



Πανεπιστήμιο Πειραιώς

Τμήμα Οργάνωσης και Διοίκησης Επιχειρήσεων

Πρόγραμμα Μεταπτυχιακών Σπουδών Executive MBA

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

**«ΜΕΛΕΤΗ ΣΚΟΠΙΜΟΤΗΤΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ  
ΑΔΕΙΟΔΟΤΗΣΗ, ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΚΑΙ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ  
ΔΥΟ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ ΜΕ ΚΟΙΝΟ ΣΗΜΕΙΟ  
ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ»**

ΟΝΟΜΑΤΕΠΩΝΥΜΟ: ΤΖΑΜΑΚΟΥ ΘΑΛΕΙΑ  
ΠΑΤΡΟΝΥΜΟ: ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ

Επιτροπή:

**Δ. Γεωργακέλλος** (επιβλέπων)

Ε. Διδασκάλου

Α. Φουστέρη

ΠΕΙΡΑΙΑΣ, Νοέμβριος 2023

## **ΑΦΙΕΡΩΣΗ- ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ**

*Η παρούσα εργασία αφιερώνεται στη **Ναταλία** που μελετούσαμε δίπλα- δίπλα κατά τη διάρκεια του μεταπτυχιακού προγράμματος, στον **Δημήτρη** που ήταν επίσης δίπλα μας παίζοντας με τα αλογάκια του και στην **Αναστασία** που ως έμβρυο με συνόδευε σε πληθώρα μαθημάτων.*

*Ένα μεγάλο ευχαριστώ στον καθηγητή μου κ. Δημήτριο Γεωργακέλλο για την έμπρακτη υποστήριξη και την καθοδήγηση που μου παρείχε και σε όλους τους συνοδοιπόρους και υποστηρικτές μου με κάθε τρόπο σε αυτό το δαιδαλώδες ταξίδι...*

*Η επίτευξη του στόχου ήταν ομαδική και θα ήταν ανέφικτη χωρίς όλους εσάς!*

Παράρτημα Β: Βεβαίωση Εκπόνησης Διπλωματικής Εργασίας



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΩΣ  
ΣΧΟΛΗ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΩΝ ΕΠΙΧΕΙΡΗΜΑΤΙΚΩΝ ΚΑΙ ΔΙΕΘΝΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ  
ΤΜΗΜΑ ΟΡΓΑΝΩΣΗΣ ΚΑΙ ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΕΩΝ  
ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ  
ΣΤΗ ΔΙΟΙΚΗΣΗ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΕΩΝ ΓΙΑ ΣΤΕΛΕΧΗ

ΒΕΒΑΙΩΣΗ ΕΚΠΟΝΗΣΗΣ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

(περιλαμβάνεται ως ξεχωριστή (δεύτερη) σελίδα στο σώμα της διπλωματικής εργασίας)

«Δηλώνω υπεύθυνα ότι η διπλωματική εργασία για τη λήψη του μεταπτυχιακού τίτλου σπουδών, του Πανεπιστημίου Πειραιώς, στη Διοίκηση Επιχειρήσεων για Στελέχη : E-MBA» με τίτλο

ΜΕΛΕΤΗ... ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗΣ... ΓΙΑ ΤΗΝ... ΑΔΕΥΔΑΤΗ... ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ...  
ΚΑΙ... ΔΕΙΤΕΡΙΑ... ΔΥΟ... ΔΙΟΙΚΗΣΗ... ΠΑΡΘΕΝ... ΜΕ... ΚΑΙ... ΣΥΜΒΟΛΗ... ΔΙΕΚΠΟΝΗΣΗ

έχει συγγραφεί από εμένα αποκλειστικά και στο σύνολό της. Δεν έχει υποβληθεί ούτε έχει εγκριθεί στο πλαίσιο κάποιου άλλου μεταπτυχιακού προγράμματος ή προπτυχιακού τίτλου σπουδών, στην Ελλάδα ή στο εξωτερικό, ούτε είναι εργασία ή τμήμα εργασίας ακαδημαϊκού ή επαγγελματικού χαρακτήρα.

Δηλώνω επίσης υπεύθυνα ότι οι πηγές στις οποίες ανέτρεξα για την εκπόνηση της συγκεκριμένης εργασίας, αναφέρονται στο σύνολό τους, κάνοντας πλήρη αναφορά στους συγγραφείς, τον εκδοτικό οίκο ή το περιοδικό, συμπεριλαμβανομένων και των πηγών που ενδεχομένως χρησιμοποιήθηκαν από το διαδίκτυο. Παράβαση της ανωτέρω ακαδημαϊκής μου ευθύνης αποτελεί ουσιώδη λόγο για την ανάκληση του πτυχίου μου».

Υπογραφή Μεταπτυχιακού Φοιτητή/ τριας.....

Όνοματεπώνυμο..... ΤΖΑΝΑΚΟΥ... ΘΑΛΙΑ...

Ημερομηνία..... 1/11/2023.....

Η παρούσα εργασία έγινε για εκπαιδευτικούς σκοπούς και ορισμένα από τα στοιχεία που περιέχει ενδέχεται να μην είναι απολύτως ακριβή.

## Περιεχόμενα

1	Σύνοψη της μελέτης Σκοπιμότητας.....	10
1.1	Εισαγωγή.....	10
1.2	Βασική Ιδέα.....	11
1.3	Ανάλυση Επενδυτικής Ευκαιρίας.....	12
1.4	Ανάλυση Κλάδου ΑΠΕ και Αγοράς Αιολικής Ενέργειας .....	13
1.5	Θεσμικό και Ρυθμιστικό πλαίσιο .....	15
1.6	Τεχνική Περιγραφή Έργου.....	16
1.7	Χρηματοοικονομική Ανάλυση και Οικονομικοί Δείκτες .....	17
1.8	Συμπεράσματα .....	18
2	Βασική Ιδέα .....	19
2.1	Στόχος και σκοπιμότητα πραγματοποίησης του εξεταζόμενου έργου ή δραστηριότητας.....	19
2.2	Αναπτυξιακά, περιβαλλοντικά, κοινωνικά και άλλα κριτήρια τα οποία συνηγορούν στην υλοποίηση του έργου ή της δραστηριότητας.....	22
3	Ανάλυση της Επενδυτικής ευκαιρίας.....	24
3.1	Εθνικοί Ενεργειακοί και περιβαλλοντικοί στόχοι στο πλαίσιο Ευρωπαϊκών πολιτικών	24
3.2	Αποτύπωση βασικών ενεργειακών μεγεθών ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα .....	27
3.3	Προβλέψεις της εξέλιξης της καθαρής ζήτησης Ενέργειας σε Εθνικό Επίπεδο.....	29
3.4	Περιθώρια ένταξης ΑΠΕ στο Εθνικό Ενεργειακό Μείγμα.....	32
3.5	Μέτρα πολιτικής για την προώθηση των ΑΠΕ.....	35
4	Ανάλυση του Κλάδου των ΑΠΕ και της Αγοράς Αιολικής Ενέργειας.....	36
4.1	Ο κλάδος των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Α.Π.Ε).....	36
4.1.1	Ορισμός- κωδικοποίηση και φορείς του κλάδου.....	36
4.1.2	Είδη Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας .....	37
4.1.3	Πλεονεκτήματα και Μειονεκτήματα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας .....	39
4.1.4	Ανάλυση SWOT .....	40
4.2	Η αγορά της Αιολικής ενέργειας.....	41
4.2.1	Ορισμός και δυναμική της αγοράς.....	41
4.2.2	Πλεονεκτήματα και Μειονεκτήματα της Αιολικής Ενέργειας.....	45
5	Θεσμικό και Ρυθμιστικό πλαίσιο .....	46
5.1	Διαδικασία αδειοδότησης- Χρονοδιάγραμμα αδειοδότησης.....	46
5.2	Ρυθμιστικό Πλαίσιο- Νομοθεσία.....	47

5.3	Διαδικασία Εξασφάλισης Πώλησης Ενέργειας.....	54
5.3.1	Σύναψη Διμερών Συμβολαίων πώλησης με τον Λειτουργό της Αγοράς ΑΠΕ- Διαγωνιστικές Διαδικασίες Εξασφάλισης τιμής πώλησης ενέργειας.....	55
5.3.2	Σύναψη Διμερών Συμβολαίων πώλησης με τελικό καταναλωτή (Bilateral PPAs) ή με Φορέα Σωρευτικής Εκπροσώπησης (Φο.Σ.Ε.).....	58
5.3.3	Απευθείας Συμμετοχή στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	59
6	Τεχνική Περιγραφή Επενδυτικού Σχεδίου .....	60
6.1	Περιγραφή της παραγωγικής διαδικασίας και των Βασικών Στοιχείων ενός Α/Π.....	60
6.1.1	Περιγραφή της παραγωγικής διαδικασίας .....	60
6.1.2	Εγκαταστάσεις και εξοπλισμός .....	61
6.2	Ιστορικό της Επένδυσης .....	62
6.3	Τοποθεσία, Χώρος εγκατάστασης, Περιβάλλον.....	63
6.4	Βασικά στοιχεία φάσης κατασκευής και λειτουργίας .....	65
6.5	Χρονοδιάγραμμα φάσης κατασκευής και λειτουργίας.....	70
6.6	Αναμενόμενες ποσότητες πρώτων υλών, νερού, ενέργειας και αποβλήτων.....	70
6.7	Τεχνική περιγραφή υπό μελέτη έργων .....	72
6.7.1	Βασικά στοιχεία του έργου (Μηχανολογικά και Λοιπά Τεχνικά Έργα).....	72
6.7.2	Τεχνική περιγραφή εργασιών και εξοπλισμού ανά κατηγορία δαπανών.....	73
7	Χρηματοοικονομική Ανάλυση και Οικονομικοί Δείκτες.....	99
7.1	Κριτήρια Αξιολόγησης της Επένδυσης .....	99
7.2	Χρηματοοικονομική Ανάλυση Έργων .....	101
7.2.1	Κύρια Στοιχεία του Έργου.....	102
7.3	Ανάλυση Εσόδων από την πώληση της παραγόμενης ενέργειας .....	108
7.3.1	Παραγωγή .....	108
7.3.2	Πωλήσεις.....	109
7.4	Πηγές Χρηματοδότησης.....	110
7.5	Αξιολόγηση Αποτελεσμάτων.....	110
8	Συμπεράσματα- Προτάσεις.....	114
9	Βιβλιογραφία- Πηγές.....	118

## Λίστα Πινάκων και Διαγραμμάτων

Πίνακας 3-1 – Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ΑΠΕ για ηλεκτροπαραγωγή .....	26
Πίνακας 3-2 – Βασικά χαρακτηριστικά Συστήματος Ηλεκτροπαραγωγής μέχρι το 2030 .....	33
Πίνακας 4-1 – Ανάλυση SWOT .....	40
Πίνακας 6-1 – Κόστος μηχανολογικού εξοπλισμού .....	77
Πίνακας 6-2 – Κόστος κτιριακών εγκαταστάσεων .....	79
Πίνακας 6-3 – Μήκη έργων οδοποιίας .....	81
Πίνακας 6-4 – Κόστος τεχνικών έργων .....	87
Πίνακας 6-5 – Κόστος έργων σύνδεσης με το δίκτυο .....	95
Πίνακας 6-6 – Κόστος Ανάπτυξης- Αδειοδότησης Έργων .....	97
Πίνακας 7-1 – Συγκεντρωτικός πίνακας κύριων στοιχείων του έργου .....	102
Πίνακας 7-2 – Ανάλυση Προϋπολογισμού Επενδυτικού Σχεδίου .....	102
Πίνακας 7-3 – Ανάλυση Λειτουργικού Κόστους Βασικού Σεναρίου .....	104
Πίνακας 7-4 – Ανάλυση Λειτουργικού Κόστους Εναλλακτικού Σεναρίου .....	105
Πίνακας 7-5 – Υπολογισμός Λειτουργικού Κόστους Βασικού Σεναρίου .....	107
Πίνακας 7-6 – Υπολογισμός Λειτουργικού Κόστους Εναλλακτικού Σεναρίου .....	107
Πίνακας 7-7 – Βασικό Σενάριο Εσόδων .....	109
Πίνακας 7-8 – Εναλλακτικό Σενάριο Εσόδων .....	109
Πίνακας 7-9 – Υποθέσεις Εργασίας για υπολογισμό χρηματορροών .....	110
Πίνακας 7-10 – Χρηματορροές Βασικού Σεναρίου .....	111
Πίνακας 7-11 – Χρηματορροές Εναλλακτικού Σεναρίου .....	112
Πίνακας 7-12 – Αποτελέσματα Επενδυτικοί Δείκτες .....	113

Διάγραμμα 3-1 – Προτεινόμενη εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος Ηλεκτροπαραγωγικών Μονάδων (Πηγή –ΝΕΟ ΕΣΕΚ,ΥΠΕΝ, 2023).....	26
Διάγραμμα 3-2 – Ενεργειακό Μείγμα Παραγωγής 2022 (Πηγή –ΔΑΠΕΕΠ, Ενεργειακό Μείγμα 2022) .....	28
Διάγραμμα 3-3 – Εγκατεστημένη ισχύς (MW) και παραγωγή ενέργειας (GWh) των μονάδων Α.Π.Ε και ΣΗΘΥΑ στο διασυνδεδεμένο σύστημα για το σύνολο του έτους 2022 (Πηγή: ΔΑΠΕΕΠ 2022) .....	29
Διάγραμμα 3-4 – Προβλέψεις της εξέλιξης της συνολικής καθαρής ζήτησης κατά την περίοδο 2021 - 2031, ΑΔΜΗΕ .....	30
Διάγραμμα 3-5 – Εξέλιξη πρωτογενούς κατανάλωσης ενέργειας έως το έτος 2030, ΕΣΕΚ 2019 ...	30
Διάγραμμα 3-6 – Εξέλιξη τελικής κατανάλωσης ενέργειας έως το έτος 2030, ΕΣΕΚ 2019 .....	31
Διάγραμμα 3-7 – Εξέλιξη ενεργειακής εξάρτησης το έτος 2030, ΕΣΕΚ 2019 .....	32
Διάγραμμα 3-8 – Εγκατεστημένη Ισχύς των Μονάδων Ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα 2020-2030, ΕΣΕΚ 2019 .....	34
Διάγραμμα 3-9 – Εγκατεστημένη Ισχύς των Μονάδων ΑΠΕ ανά τεχνολογία στην Ελλάδα 2023-2045, ΕΣΕΚ 2019 .....	34
Διάγραμμα 4-1 – Συνολική εγκατεστημένη ισχύς Α/Π στην Ελλάδα. (Πηγή: eletaen.gr) .....	43
Διάγραμμα 4-2 – Εγκατεστημένη ισχύς Α/Π ανά Περιφέρεια το έτος 2022. (Πηγή: eletaen.gr, Wind energy Statistics, 2022) .....	43
Διάγραμμα 4-3 – Εταιρείες παραγωγοί αιολικής ενέργειας ανά εγκατεστημένη ισχύ. (Πηγή: eletaen.gr, Wind energy Statistics, 2022) .....	44
Διάγραμμα 4-4 – Εταιρείες κατασκευής Ανεμογεννητριών (Α/Γ) ανά ποσοστιαίο μερίδιο της . (Πηγή: eletaen.gr, Wind energy Statistics, 2022) .....	44
Διάγραμμα 5-1 – Διαδικασία και ενδεικτικό χρονοδιάγραμμα αδειοδότησης Αιολικού σταθμού .....	47
Διάγραμμα 6-1 – Γραμμικό διάγραμμα Gantt (χρονοδιάγραμμα εργασιών) .....	70



## ΠΕΡΙΛΗΨΗ

### Λέξεις κλειδιά- Ακρωνύμια:

Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), Ηλεκτρική Ενέργεια (ΗΕ), Αιολικό Πάρκο- Αιολικός Σταθμός (Α/Π), Μέση Τάση (ΜΤ), Υποσταθμός Ανύψωσης τάσης (Υ/Σ), Απολιγνιτοποίηση, Διμερή συμβόλαια πώλησης ενέργειας, Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ), Ελληνική Επιστημονική Ένωση Αιολικής Ενέργειας (ΕΛΕΤΑΕΝ), Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ), Διαχειριστής ΑΠΕ & Εγγυήσεων Προέλευσης (ΔΑΠΕΕΠ), Στρατηγική Μελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων (ΣΜΠΕ), Μελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων (Μ.Π.Ε.), Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV), Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (internal rate of return, IRR), Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής (discounted pay back period, DPB), Φορέας Σωρευτικής Εκπροσώπησης (Φο.Σ.Ε.)

Στόχος της παρούσας εργασίας είναι να πραγματοποιηθεί προσέγγιση της μελέτης σκοπιμότητας έργων Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) βασισμένη σε ρεαλιστικά δεδομένα της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας και πιο συγκεκριμένα αφορά σε μελέτη σκοπιμότητα για Αιολικούς Σταθμούς. Ουσιαστικά η επένδυση για την οποία διενεργείτε η παρούσα μελέτη σκοπιμότητας διεξάγεται από τους Φορείς των έργων ΑΠΕ ώστε να διαπιστωθεί η βιωσιμότητα αυτής, υπό ποιες βασικές συνθήκες και με ποιες υποθέσεις θα είναι βιώσιμη και επικερδής. Δεδομένου πως τα εν λόγω έργα απαιτούν μια χρονοβόρα και επίπονη διαδικασία αδειοδότησης προκειμένου να οδηγηθούν στα στάδια κατασκευής και εντέλει στη λειτουργία κρίνεται σκόπιμο να αναλυθεί αρχικά το νομοθετικό πλαίσιο και η αδειοδοτική διαδικασία, στη συνέχεια τα τεχνικά χαρακτηριστικά και τα επιμέρους έργα που συντελούν ένα αιολικό σταθμό παραγωγής ενέργειας και τέλος τα οικονομικά δεδομένα και οι οικονομίες κλίμακος που μπορούν να επιτευχθούν για από κοινού κατασκευή περισσότερων του ενός έργων. Τέλος, γίνεται οικονομοτεχνική ανάλυση που καταδεικνύει τη βιωσιμότητα και την κερδοφορία ή μη της επένδυσης.

# 1 Σύνοψη της μελέτης Σκοπιμότητας

## 1.1 Εισαγωγή

Η παρούσα εργασία είναι μια μελέτη σκοπιμότητας του επενδυτικού σχεδίου που αποτελείται από δύο έργα παραγωγής ενέργειας μέσω ανανεώσιμων πηγών και πιο συγκεκριμένα μέσω αξιοποίησης της Αιολικής ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα, στόχος είναι η εξέταση ή μη της βιωσιμότητας δύο Αιολικών Σταθμών Παραγωγής Ενέργειας ή Αιολικών Σταθμών συνολικής ισχύος 88,2 MW (με επιμέρους ισχύς των Α/Π είναι 37,8 MW και 50,4MW), τα οποία γειτνιάζουν και καταλήγουν σε κοινό σημείο διασύνδεσης στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας για την έγχυση της παραγόμενης ενέργειας.

Σκοπός των έργων είναι η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας. Η αιολική ενέργεια εντάσσεται στις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) μαζί με την Ηλιακή ενέργεια (Φωτοβολταϊκά Πάρκα), Βιομάζα, Γεωθερμική ενέργεια, Υδροηλεκτρική ενέργεια και άλλες μορφές που δεν είναι ιδιαίτερα διαδεδομένες. Ως γνωστό η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ δε ρυπαίνει το περιβάλλον και βοηθά σημαντικά στη σταδιακή απεξάρτηση της χώρας μας από τα συμβατικά καύσιμα (απολιγνιτοποίηση του εγχώριου ενεργειακού συστήματος) και από εισαγωγές καυσίμων (φυσικό αέριο, πετρέλαιο) με σημαντικά και πολυεπίπεδα οικονομικά, κοινωνικά και περιβαλλοντικά οφέλη που αυτή συνεπάγεται. Επιπρόσθετα, οι κατευθυντήριες οδηγίες που έχει εκδώσει η Ευρωπαϊκή Ένωση (ΕΕ), λαμβάνοντας υπόψη τις προσαγές του πρωτοκόλλου του Κιότο, έχουν ως στόχο τη σε μεγάλο ποσοστό διεύθυνση της αιολικής ενέργειας στην εγχώρια ηλεκτροπαραγωγή.

Η εγκατάσταση που εξετάζεται αποτελεί τυπική εφαρμογή μετατροπής μηχανικού έργου σε ηλεκτρική ενέργεια μέσω περιστρεφόμενου ρότορα και ηλεκτρογεννήτριας. Η ιδιαιτερότητα της εγκατάστασης έγκειται στο γεγονός ότι το μηχανικό έργο προσφέρεται αποκλειστικά από τον άνεμο, χωρίς τη διεξαγωγή καμίας άλλης λειτουργίας που θα μπορούσε ενδεχομένως να αποτελέσει πηγή ρύπανσης.

Πιο συγκεκριμένα, η λειτουργία των ανεμογεννητριών (Α/Γ) βασίζεται στη μετατροπή της κινητικής ενέργειας του ανέμου μέσω των πτερυγίων της σε μηχανική ενέργεια στον κύριο άξονα της και τελικά σε ηλεκτρική μέσω της ηλεκτρικής γεννήτριας. Μια τυπική εφαρμογή αποτελείται από τις Α/Γ του Αιολικού Πάρκου (Α/Π) οι οποίες συνδέονται μεταξύ τους μέσω του εσωτερικού δικτύου διασύνδεσης Μέσης Τάσης το οποίο είτε καταλήγει σε οικίσκο ελέγχου

είτε κατ' ευθείαν σε Υποσταθμό μέσης / υψηλής Τάσης όπου γίνεται ανύψωση της Τάσης με σκοπό την τελική έγχυση στο δίκτυο Μεταφοράς.

## 1.2 Βασική Ιδέα

Το σύγχρονο μοντέλο οικονομικής ανάπτυξης σε παγκόσμιο επίπεδο βασίζεται στη συνεχώς αυξανόμενη χρήση ενέργειας η οποία ως επί το πλείστον παράγεται από συμβατικά καύσιμα. Δεδομένων όμως των περιβαλλοντικών προβλημάτων που έχουν προκύψει με αιχμή το φαινόμενο του θερμοκηπίου, καταδεικνύεται η ανάγκη για «απολιγνητοποίηση» του μείγματος της παραγόμενης ενέργειας και παράλληλα μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (CO<sub>2</sub> emissions) στα χαμηλότερα δυνατά όρια. Η διαδικασία μετάβασης της ηλεκτροπαραγωγής αλλά και άλλων τομέων της οικονομίας που απαιτούν κατανάλωση ενέργειας είναι εφικτή μόνο με τη διευρυμένη αξιοποίηση των ΑΠΕ. Η εν λόγω ανάγκη που αναδεικνύεται για ένα βιώσιμο ενεργειακό μοντέλο οδηγεί στην υιοθέτηση νέων πολιτικών και στρατηγικών τόσο σε Παγκόσμιο όσο σε Κοινοτικό και τελικά σε Εθνικό επίπεδο, με στόχο την ενεργειακή μετάβαση προς την Πράσινη Ανάπτυξη. Ταυτόχρονα, η πρόσφατη εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία, ανέδειξε ακόμη πιο έντονα και επιτακτικά την ανάγκη ενίσχυσης της ενεργειακής ανεξαρτησίας της χώρας μέσω της αυξημένης διείσδυσης των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα.

Βάσει των ανωτέρω παραμέτρων ο Εθνικός στόχος στον τομέα της ενέργειας, ο οποίος παρουσιάζεται μέσω μια ολοκληρωμένης περιβαλλοντική πολιτικής, καθίσταται η ενεργειακή ασφάλεια και αυτονομία και υλοποιείται μέσω ενός συντονισμένου μεσοπρόθεσμου σχεδιασμού, μέσα από ένα νέο υπό διαβούλευση Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ). Το εν λόγω ΕΣΕΚ στοχεύοντας στην ταχύτερη «απολιγνητοποίηση» της ηλεκτροπαραγωγής και στην αποκέντρωση της ηλεκτρικής παραγωγής θέτει πιο φιλόδοξους στόχους για τη διείσδυση των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα της χώρας. Πιο συγκεκριμένα, το προς διαβούλευση κείμενο του ΕΣΕΚ θέτει «για τις ΑΠΕ, σημαντικά υψηλότερο στόχο σε σχέση με το μερίδιο συμμετοχής στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας, αφού τίθεται πλέον στόχος για μερίδιο συμμετοχής κατ' ελάχιστον στο 35%, αντί του 31% που είχε τεθεί στο αρχικό σχέδιο ΕΣΕΚ, και επίσης σημαντικά υψηλότερο και από τον κεντρικό Ευρωπαϊκό στόχο για τις ΑΠΕ που είναι στο 32%. Ταυτόχρονα, προβλέπεται το μερίδιο συμμετοχής των ΑΠΕ στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας να υπερβεί το 60% και στο πλαίσιο αυτό ήδη προωθούνται και υλοποιούνται συγκεκριμένες πρωτοβουλίες της Κυβέρνησης όπως ενδεικτικά η απλοποίηση και επιτάχυνση του αδειοδοτικού πλαισίου, η βέλτιστη ένταξη των

ΑΠΕ στα ηλεκτρικά δίκτυα και η ένταξη στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας συστημάτων αποθήκευσης».

Ο Φορέας της μελετώμενης επένδυσης, ο οποίος δραστηριοποιείται στο χώρο της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας για περισσότερο από 20 χρόνια, έχοντας ώριμα αδειοδοτικά έργα, έχει εντοπίσει τα σημαντικά περιθώρια για επενδύσεις ΑΠΕ και την στήριξη της πολιτείας προς αυτή την κατεύθυνση και επιδιώκει να επενδύσει επί αυτής της ευκαιρίας, να συμμετάσχει ενεργά και δυναμικά στην ενεργειακή μετάβαση και να αποκτήσει σημαντικό μερίδιο της αγοράς ΑΠΕ στη χώρα.

### 1.3 Ανάλυση Επενδυτικής Ευκαιρίας

Σήμερα σε εθνικό επίπεδο υλοποιείται το ΕΣΕΚ του 2019 με βάση την περιβαλλοντική πολιτική που είναι σε ισχύ, αλλά όπως έχει ήδη αναφερθεί έχει παρουσιαστεί στις 18 Ιανουαρίου 2023 το αναθεωρημένο Εθνικό Σχέδιο Ενέργειας & Κλίματος για το 2030 το οποίο αναμένεται να εγκριθεί.

Το εν λόγω αναθεωρημένο σχέδιο περιλαμβάνει αναθεωρημένους στόχους για το 2030 ως προς τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, το ποσοστό συμμετοχής των ΑΠΕ στην ακαθάριστη κατανάλωση ενέργειας και στην ηλεκτροπαραγωγή, αύξηση της χωρητικότητας στην αποθήκευση ενέργειας και την ηλεκτροκίνηση. Επιπλέον, στις προκλήσεις για την Επίτευξη των στόχων για την Ενέργεια και το Κλίμα με ορίζοντα το 2030 και το 2050, πέραν της μεγαλύτερης διείσδυσης των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα είναι και η μείωση της τελικής κατανάλωσης ενέργειας παρά τις ολοένα αυξανόμενες ανάγκες για ενεργειακή κατανάλωση.

Βάσει του νέου ΕΣΕΚ, η διείσδυση των ΑΠΕ στο μίγμα της ακαθάριστης εγχώριας ηλεκτροπαραγωγής το 2030 αναμένεται να ανέλθει ως μερίδιο συμμετοχής σχεδόν στο 66%, από το 32.6% για το 2020 και 33,3% για το 2020. Το εν λόγω ποσοστό αύξησης του μεριδίου συμμετοχής (αύξηση συμμετοχής ΑΠΕ κατά 33,1% από το 2020 έως το 2030) μεταφράζεται σε αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ λίγο λιγότερο από 9 GW μέχρι το 2030, σε σχέση με το 2020, με περισσότερο από το 90% αυτής της αύξησης να αφορά αιολικά και φωτοβολταϊκά πάρκα.

Όσον αφορά στις τεχνολογίες ΑΠΕ, στο σχέδιο του αναθεωρημένου ΕΣΕΚ, τα φωτοβολταϊκά και τα υπεράκτια αιολικά εργοστάσια παρουσιάζονται ως οι κυρίαρχες τεχνολογίες ΑΠΕ που ως επί το πλείστον υποστηρίζουν την εκπλήρωση των μακροπρόθεσμων στόχων που έχουν τεθεί, ιδίως μετά το 2035. Οι χερσαίοι αιολικοί σταθμοί, παρόλο που είναι ώριμη τεχνολογία

που θα εξυπηρετήσει τους μεσοπρόθεσμους στόχους του ΕΣΕΚ, παρουσιάζουν βραδύτερο ρυθμός αύξησης λόγω των περιορισμένων ευνοϊκών χερσαίων περιοχών για την εγκατάσταση νέων αιολικών σταθμών, γεγονός που καθιστά σαφές ότι για τα ήδη ώριμα και αδειοδοτημένα Αιολικά Πάρκα όπως τα υπό μελέτη, υπάρχει μεγάλο περιθώριο ανάπτυξης και εγκατάστασης. Τέλος, πρέπει να αναφερθεί ότι στο νέο ΕΣΕΚ αναγνωρίζεται η ανάγκη για ένα ολοκληρωμένο πλαίσιο πολιτικών και μέτρων με κανονιστικό και τεχνικό χαρακτήρα που στοχεύουν στην κάλυψη έντεκα διαφορετικών Προτεραιοτήτων Πολιτικής και καθιστούν ακόμα περισσότερο σαφή την δέσμευση της Πολιτείας προς την πλήρη απολιγνιτοποίηση του εγχώριου ενεργειακού συστήματος και τη μεγαλύτερη δυνατή διείσδυση των ΑΠΕ με τελικό στόχο την ενεργειακή ανεξαρτησία της χώρας και την περαιτέρω βελτίωση των δεικτών έντασης εκπομπών και ενέργειας.

#### 1.4 Ανάλυση Κλάδου ΑΠΕ και Αγοράς Αιολικής Ενέργειας

Η υπό εξέταση δραστηριότητα εμπίπτει στον κλάδο της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και συγκεκριμένα από αιολική ενέργεια.

Η παραγωγή ενέργειας μπορεί να επιτευχθεί είτε μέσω συμβατικών πηγών ή μέσω ανανεώσιμων πηγών. Ως συμβατικές πηγές για την παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας ορίζονται ο λιγνίτης, το πετρέλαιο, το φυσικό αέριο, το ουράνιο που είναι καύσιμα ρυπογόνα, εξαντλήσιμα, και διαθέσιμα μέσω εξόρυξης – άντλησης. Σημαντική παράμετρος αποτελεί το γεγονός ότι πέραν του λιγνίτη τα υπόλοιπα συμβατικά καύσιμα είναι εισαγόμενα. Στον αντίποδα, ως ανανεώσιμες πηγές ενέργειας ορίζονται ο άνεμος, ο ήλιος, το νερό, η βιομάζα και η γεωθερμία και το συγκριτικό τους πλεονέκτημα σε σχέση με τις συμβατικές πηγές είναι ότι πρόκειται για πηγές καθαρές, ανεξάντλητες, με εγχώρια προέλευση που συντελούν στην απεξάρτηση από εισαγωγή ενέργειας και επομένως στην ενεργειακή αυτάρκεια της χώρας και στην αειφόρο ανάπτυξη.

Τα πλεονεκτήματα από την αξιοποίηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας είναι περιβαλλοντικά, κοινωνικά και ταυτόχρονα οικονομικά και στρατηγικά. Στον αντίποδα βασικά μειονεκτήματα των ΑΠΕ είναι η αδυναμία ακριβούς πρόβλεψης της παραγόμενης ενέργειας και το υψηλό κόστος αποθήκευσης ενέργειας, τα οποία αποτελούν αντικείμενο έρευνας με στόχο σύντομα να βρεθούν ανταγωνιστικές και αξιόπιστες λύσεις όπου θα διασφαλίζουν την εύρυθμη ένταξη των ΑΠΕ στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΗΕ).

Από στατιστική άποψη η αιολική ενέργεια και οι λοιπές ΑΠΕ δεν αποτελούν αυτόνομο κλάδο αλλά τμήματα υποκλάδων του κλάδου 35. Σύμφωνα με την κωδικοποίηση NACE (αλλά και τη

ΣΤΑΚΟΔ), οι ΑΠΕ υπάγονται στον υποκλάδο 35.11 παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος. Η παραγωγή ρεύματος από μετατροπή αιολικής ενέργειας υπάγεται στον κωδικό 35.11.10.03.

Η εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ στην Ελλάδα ανέρχεται σε 10.173MW, σύμφωνα με τα στοιχεία του ΔΑΠΕΕΠ (Δελτίο ειδικού λογαριασμού ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ – Δεκέμβριος 2022), με κύριες τεχνολογίες την ηλιακή με εγκατεστημένη ισχύ φωτοβολταϊκών πάρκων ίση με 4.848MW και την αιολική ενέργεια με εγκατεστημένη ισχύ 4.426MW. Ακολουθούν, τα φωτοβολταϊκά στεγών με 371MW οι μικροί υδροηλεκτρικοί σταθμοί με ισχύ 263MW και οι μονάδες βιομάζας με 113MW.

Όσον αφορά στην αγορά της αιολικής ενέργειας, πρέπει να αναφερθεί πως αποτελεί πλέον σημαντικό τμήμα του Ενεργειακού ισοζυγίου τόσο σε παγκόσμιο όσο και σε Ευρωπαϊκό Επίπεδο. Δεδομένου ότι η Αιολική ενέργεια βασίζεται σε ώριμη τεχνολογία αναπόφευκτα αποτελεί την ταχύτερα αναπτυσσόμενη μορφή ενέργειας. Βασικοί φορείς εκπροσώπησης των συμμετεχόντων στον κλάδο της αιολικής ενέργειας είναι η Παγκόσμια Ένωση Αιολικής Ενέργειας (World Wind Energy Association WWEA) και στην Ελλάδα η Ελληνική Επιστημονική Ένωση Αιολικής Ενέργειας (ΕΛΕΤΑΕΝ).

Ως πλεονεκτήματα της αιολικής ενέργειας αναγνωρίζονται ότι είναι μια καθαρή μορφή ενέργειας η οποία είναι φιλική προς το περιβάλλον, συντελεί στην ενεργειακή ανεξαρτητοποίηση της χώρας και ακόμα περισσότερο στην αποκεντρωμένη παραγωγή ενέργειας και αποτελεί πόλο ανάπτυξης για τις τοπικές κοινωνίες. Αντίθετα, οι πολέμιοι της αιολικής ενέργειας αντιτάσσουν πως η αιολική ενέργεια δεν είναι τόσο «καθαρή» καθώς επιφέρει αρνητικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις όπως είναι η αισθητική υποβάθμιση «παρθένων» περιοχών, ηλεκτρομαγνητικές επιδράσεις και ηχορύπανσης.

Συνοψολογίζοντας όλα τα ανωτέρω και δεδομένου ότι πρόκειται πλέον για ώριμη τεχνολογία, μπορούμε να ισχυριστούμε με ασφάλεια πως τα πλεονεκτήματα που απορρέουν από την αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας είναι σαφώς περισσότερα και σημαντικότερα από τα μειονεκτήματα, ισχυρισμός ο οποίος επιβεβαιώνεται και από τις στρατηγικές αποφάσεις που λαμβάνονται σε παγκόσμιο, Κοινοτικό και Εθνικό Επίπεδο θέτοντας πολύ φιλόδοξους στόχους για την περαιτέρω ανάπτυξη της αξιοποίησης της Αιολικής Ενέργειας παγκοσμίως.

Τέλος τονίζεται ότι πέραν της υποκατάστασης συμβατικών μονάδων παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας που αποτελεί τη σημαντικότερη συμβολή στη μείωση των αερίων που συντελούν στο φαινόμενο του θερμοκηπίου, η αιολική ενέργεια αποτελεί ανεξάντλητη και σταθερή πηγή ενέργειας με σημαντικά οικονομικά οφέλη για τους καταναλωτές ειδικά στην περίοδο της τρέχουσας ενεργειακής κρίσης έχοντας επιδοτήσει τους καταναλωτές επιστρέφοντάς τους από την αρχή της κρίσης μέσω του Ταμείου Ενεργειακής Μετάβασης, άμεσα (μέσω της

χαμηλότερης τιμής των αιολικών από την τιμή της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας) 2,6 δις ευρώ και έμμεσα (μέσω των δημοπρασιών δικαιωμάτων ρύπων) 1,4 δις ευρώ, δηλαδή συνολικά 4 δις ευρώ.

## 1.5 Θεσμικό και Ρυθμιστικό πλαίσιο

Η αδειοδότηση που απαιτείται για την κατασκευή ενός αιολικού πάρκου (ΑΠ) είναι χρονοβόρα, διακρίνεται σε διάφορα στάδια και περιλαμβάνει την αξιολόγηση και έγκριση από διάφορες διοικητικές υπηρεσίες και φορείς.

Εν συντομία τα ορόσημα της αδειοδότησης ενός Αιολικού Σταθμού είναι τα ακόλουθα:

- i. Έκδοση Βεβαίωσης Παραγωγού από τη Ρυθμιστική Αρχή Αποβλήτων Ενέργειας και Υδάτων (Ρ.Α.Α.Ε.Υ)
- ii. Απόφαση Έγκρισης Περιβαλλοντικών Όρων (Α.Ε.Π.Ο)
- iii. Έκδοση Δεσμευτικών Όρων Διασύνδεσης
- iv. Έγκριση Τεχνικών Μελετών (μελέτες οδοποιίας, αποκατάστασης, αναδάσωσης)
- v. Πράξη Πληροφοριακού Χαρακτήρα
- vi. Άδεια Εγκατάστασης
- vii. Πρωτόκολλο Εγκατάστασης
- viii. Σύμβαση Πώλησης Ηλεκτρικής Ενέργειας/ Συμμετοχή στην αγορά
- ix. Άδεια Λειτουργίας

Ενδεικτικός χρόνος ολοκλήρωσης της τυπικής αδειοδοτικής διαδικασίας ενός ΑΠ (από την επιλογή της θέσης και την έκδοση της βεβαίωσης παραγωγού μέχρι την έκδοση της Άδειας Λειτουργίας) απαιτείται κατά μέσο όρο 5 με 6 έτη. Ωστόσο, ανάλογα με την περιοχή χωροθέτησης του εκάστοτε έργου, τις ιδιαιτερότητές της και τις υπηρεσίες στις οποίες εναπόκειται η αδειοδότηση, οι χρόνοι αυτοί πιθανόν να διαφέρουν αισθητά.

Το Θεσμικό και Νομοθετικό Πλαίσιο που διέπει τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας σε Εθνικό Επίπεδο αφορά σε θέματα χωροθέτησης, αδειοδότησης, χορήγησης προσφοράς Σύνδεσης και ανταγωνιστικών διαδικασιών εξασφάλισης τιμής πώλησης της παραγόμενης ενέργειας, παραμένει σύνθετο παρά τις συνεχείς προσπάθειες εξαπλούστευσης και παρουσιάζεται αναλυτικά σε επόμενα κεφάλαια της παρούσας μελέτης.

## 1.6 Τεχνική Περιγραφή Έργου

Η προτεινόμενη εγκατάσταση αποτελεί χαρακτηριστικό έργο ΑΠΕ το οποίο βασίζεται στην Αιολική ενέργεια. Βασικό πλεονέκτημα της υπό εξέταση εγκατάστασης είναι το γεγονός ότι αναλύονται δύο γειτονικά έργα με κοινή υποδομή σύνδεσης στο Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Περιληπτικά η αρχή λειτουργίας των Α/Γ βασίζεται στο γεγονός ότι η κινητική ενέργεια του ανέμου μέσω των πτερυγίων της Α/Γ μετατρέπεται σε μηχανική και εν συνεχεία σε ηλεκτρική μέσω της ηλεκτρικής γεννήτριας. Οι Α/Γ συνδέονται μεταξύ τους μέσω ηλεκτρικής γραμμής ΜΤ και τελικά σε κεντρικό σημείο στο Α/Π που συνήθως είναι ο οικίσκος ελέγχου όπου συγκεντρώνονται τα καλώδια της εσωτερικής διασύνδεσης. Από εκεί οι γραμμές ΜΤ αναχωρούν για τον Υ/Σ ανύψωσης μέσης προς υψηλή τάση μέσω του οποίου γίνεται η τελική σύνδεση του Αιολικού Πάρκου (Α/Π) με το Σύστημα Μεταφοράς.

Περιληπτικά, κάθε Α/Π αποτελείται από τρεις βασικές κατηγορίες έργων (i) τον βασικό Ηλεκτρομηχανολογικό εξοπλισμό που στην περίπτωση μας είναι οι Α/Γ, (ii) τα συνοδά έργα υποδομών πρόσβασης στο έργο και σύνδεσης των Α/Γ (BoP) καθώς και (iii) τα έργα σύνδεσης με το Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (Connection Scheme). Πιο συγκεκριμένα, το κυρίως έργο συνίσταται από:

- ✓ Την προμήθεια του βασικού εξοπλισμού παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας που είναι οι Α/Γ
- ✓ Τη μεταφορά τους από το χώρο παραγωγής σε κεντρικό λιμάνι
- ✓ Τη μεταφορά τους στο site, την ανέγερση και τη θέση σε λειτουργία αυτών

Ενώ ως συνοδά έργα (BoP) νοούνται τα ακόλουθα:

- ✓ Το Δίκτυο εσωτερικής και εξωτερικής οδοποιίας
- ✓ Τα δίκτυα Μέσης Τάσης διασύνδεσης των Α/Γ μεταξύ τους και με τον Υποσταθμό που διακρίνονται σε υπόγεια ή εναέρια δίκτυα Μέσης Τάσης (ΜΤ) για την εσωτερική διασύνδεση των Α/Γ μεταξύ τους, με τον οικίσκο ελέγχου του Α/Π και μέχρι τον Υ/Σ
- ✓ Τις πλατείες των Ανεμογεννητριών (Α/Γ) και τις βάσεις από σπλισμένο σκυρόδεμα επί των οποίων εγκαθίστανται
- ✓ Οικίσκος Ελέγχου: που προβλέπεται για να φιλοξενήσει τον βοηθητικό εξοπλισμό που απαιτείται για τη λειτουργία και τον έλεγχο κάθε Α/Π.



Τέλος ως έργα σύνδεσης με το Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (Connection Scheme) νοούνται οι εργασίες που προδιαγράφονται στην Οριστική Προσφορά Σύνδεσης που λαμβάνει το έργο από τον αρμόδιο Διαχειριστή (έργα μέχρι 8MW από το ΔΕΔΔΗΕ, τα υπόλοιπα από τον ΑΔΜΗΕ) και για την περίπτωση μας (ΟΠΣ από ΑΔΜΗΕ) αποτελούνται από:

- ✓ Τον Υποσταθμό ή Κέντρο Υπερυψηλής Τάσης ο οποίος απαιτείται για την ανύψωση της Τάσης από Μέση σε Υψηλή ή Υπερυψηλή, ανάλογα με το αν το έργο θα συνδεθεί σε υφιστάμενο δίκτυο Υψηλής ή Υπερύψηλης Τάσης. Οι υποδομές αυτές μπορεί να είναι νέες αλλά σε κάποιες περιπτώσεις γίνεται χρήση τμήματος υφιστάμενων υποδομών.
- ✓ Γραμμές Μεταφοράς Υψηλής Τάσης(150kV) ή Υπερυψηλής(400kV) όπου απαιτούνται

Αξίζει να σημειωθεί πως η χωροθέτηση των εν λόγω έργων πραγματοποιείται με βασικό γνώμονα την αξιοποίηση του αιολικού δυναμικού της περιοχής καθώς και λαμβάνοντας υπόψη αυστηρές τεχνικές και περιβαλλοντικές προδιαγραφές.

Τέλος, ενδεικτικό χρονοδιάγραμμα της κατασκευής ενός τυπικού έργου Α/Π διαρκεί 12 έως 18 μήνες, ανάλογα την τοπογραφία, τα έργα σύνδεσης και την εγγύτητα του σε υπάρχουσες υποδομές οδοποιίας και μεταφοράς Η.Ε.

## 1.7 Χρηματοοικονομική Ανάλυση και Οικονομικοί Δείκτες

Για τη χρηματοοικονομική αξιολόγηση των επενδύσεων σε αιολικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής χρησιμοποιούνται τυπικά κριτήρια που εφαρμόζονται στην αξιολόγηση οποιασδήποτε επένδυσης όπως είναι τα κριτήρια της καθαρής παρούσας αξίας, του εσωτερικού βαθμού απόδοσης και της έντοκης περιόδου αποπληρωμής.

Στο κεφάλαιο 7 της συγκεκριμένης μελέτης πραγματοποιείται Χρηματοοικονομική Ανάλυση των έργων όπου περιλαμβάνονται τα κύρια στοιχεία των έργων (ισχύς, αναμενόμενη παραγωγή), ο υπολογισμός του προϋπολογισμού του Επενδυτικού Σχεδίου (capex), τα λειτουργικά έξοδα (opex), τα αναμενόμενα έσοδα από τις πωλήσεις της παραγόμενης ενέργειας (αναλύονται δύο σενάρια πώλησης), οι πηγές χρηματοδότησης και καταλήγει σε αξιολόγηση της βιωσιμότητας της επένδυσης βάσει των κριτηρίων που αναφέρθηκαν ανωτέρω.

## 1.8 Συμπεράσματα

Η ανάπτυξη παρόμοιων με το μελετώμενο έργο αποδεικνύεται βιώσιμη υπό προϋποθέσεις και κυρίως με την εκμετάλλευση κοινών έργων υποδομής και επομένως την επίτευξη οικονομικών κλίμακας.

Ταυτόχρονα, εντάσσεται στο πλαίσιο της εντατικής διεξόδου των ΑΠΕ στο Εθνικό ενεργειακό μείγμα και οδηγεί τόσο στην επίτευξη των Κοινοτικών στόχων για σταδιακή απολιγνιτοποίηση όσο και στη μείωση των εκπομπών CO<sub>2</sub>.

Ωστόσο, η ορθή και στοχευμένη ανάπτυξη των ΑΠΕ η οποία θα οδηγήσει στην ενεργειακή μετάβαση από την παραγωγή ΗΕ με ορυκτά καύσιμα στην παραγωγή με χρήση ΑΠΕ, προϋποθέτει ποικίλες αλλαγές σε όλους τους τομείς της οικονομίας στους οποίους καταναλώνεται ηλεκτρική ενέργεια. Ενδεικτικά απαιτούνται αλλαγές στον χωροταξικό σχεδιασμό και στις διαδικασίες και χρόνους αδειοδότησης των ίδιων των ΑΠΕ, κρίνεται επιτακτικός ο εκσυγχρονισμός και η επέκταση των Δικτύων Μεταφοράς ώστε να είναι δυνατή η διασύνδεση περισσότερων έργων αλλά και υποστήριξη των τελικών καταναλωτών ώστε και οι ίδιοι να συμμετέχουν τελικά ενεργά στην παραγωγή ενέργειας μέσω ΑΠΕ και στην αποθήκευση Ηλεκτρικής Ενέργειας.

## 2 Βασική Ιδέα

### 2.1 Στόχος και σκοπιμότητα πραγματοποίησης του εξεταζόμενου έργου ή δραστηριότητας.

Το Ενδιαφέρον για την αξιοποίηση των ΑΠΕ σε διεθνές επίπεδο παρουσιάστηκε αρχικά μετά την πρώτη πετρελαϊκή χρήση του 1979 και παγιώθηκε μετά τη συνειδητοποίηση των παγκόσμιων περιβαλλοντικών προβλημάτων.

Τον τελευταίο αιώνα η μέση θερμοκρασία της γης αυξήθηκε κατά 0,4- 0,8 βαθμούς, γεγονός το οποίο αν εξεταστεί σε παγκόσμιο επίπεδο προκαλεί έντονη ανησυχία καθώς ακόμα και μια μικρή αύξηση της μέσης θερμοκρασίας, οδηγεί σε διατάραξη της ισορροπίας της ατμόσφαιρας, μεταβολή των βροχοπτώσεων και των ανέμων και επομένως σε αποσταθεροποίηση του κλίματος ενώ ταυτόχρονα παρατηρείται άνοδος της μέσης στάθμης της θάλασσας. Η ανησυχία που έχει προκληθεί παγκοσμίως αλλά και συγκεκριμένα στην Ευρωπαϊκή Ένωση από όλα όσα προαναφέρθηκαν, οδήγησε στο συμπέρασμα πως για την επιβράδυνση της κλιματικής αλλαγής είναι επιτακτικός ο περιορισμός των εκπομπών του διοξειδίου του άνθρακα (CO<sub>2</sub>).

Ωστόσο, το σύγχρονο μοντέλο οικονομικής ανάπτυξης σε παγκόσμιο επίπεδο βασίζεται στη συνεχώς αυξανόμενη χρήση ενέργειας. Λαμβάνοντας λοιπόν υπόψιν πως στη σημερινή εποχή το μεγαλύτερο ποσοστό ενέργειας παράγεται κυρίως από συμβατικά καύσιμα τα οποία πέραν από τον κίνδυνο της γρήγορης εξάντλησής τους, δημιουργούν σειρά περιβαλλοντικών προβλημάτων με αιχμή το φαινόμενο του θερμοκηπίου, καταδεικνύεται η περαιτέρω και διευρυμένη αξιοποίηση των ΑΠΕ. Έτσι, η Ευρωπαϊκή πολιτική στηρίζεται, πλέον, στην παραδοχή πως το ισχύον μοντέλο οικονομικής ανάπτυξης που βασίζεται σε σταθερά αυξανόμενη χρήση των πόρων και σε επιβλαβείς εκπομπές δεν μπορεί να διατηρηθεί μακροπρόθεσμα. Στο πλαίσιο αυτό, αναδεικνύεται, ως προτεραιότητα, η εκμετάλλευση της αποδοτικότητας των πόρων και η οικονομία χαμηλών εκπομπών άνθρακα (ενεργειακή μετάβαση). Το οικολογικό αποτύπωμα της ηπειρωτικής Ευρώπης είναι διπλάσιο από το μέγεθος της έκτασής της (WWF 2014) γεγονός που συντελεί στην ολοένα και μεγαλύτερη εξάρτηση της ΕΕ από τις εισαγωγές για την κάλυψη των αναγκών της σε πόρους (Eurostat 2014d).

Ενδεικτικά, με την παραγωγή κάθε κιλοβατώρας (KWh) από εκμετάλλευση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας αποφεύγεται η έκλυση στην ατμόσφαιρα 1kg περίπου διοξειδίου του άνθρακα (CO<sub>2</sub>) βάσει του ελληνικού ενεργειακού μείγματος (Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα, 2019). Επιπρόσθετα, η χρήση ΑΠΕ συνεπάγεται αποφυγή εκπομπών άλλων

επικινδύνων ρύπων όπως τα οξειδία του αζώτου (NOx), τα μικροσωματίδια, οι ενώσεις του θείου κ.α.

Η ανάγκη που αναδεικνύεται για ένα βιώσιμο ενεργειακό μοντέλο οδηγεί στην υιοθέτηση νέων πολιτικών και στρατηγικών με στόχο την ενεργειακή μετάβαση προς την Πράσινη Ανάπτυξη. Σε εθνικό επίπεδο, η Πράσινη ανάπτυξη επιδιώκεται μέσω της ενθάρρυνσης της διείσδυσης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας, τη διείσδυση του φυσικού αερίου, την εξοικονόμηση ενέργειας και την ενεργειακή αποδοτικότητα, την προώθηση της ηλεκτροκίνησης, με ποσοτικοποιημένες, κοστολογημένες και περιβαλλοντικά απόλυτα συμβατές δράσεις. Στόχος στον τομέα της ενέργειας είναι μια ολοκληρωμένη περιβαλλοντική πολιτική προς την κατεύθυνση της ενεργειακής ασφάλειας και αυτονομίας.

Στη βάση ενός συντονισμένου μεσοπρόθεσμου σχεδιασμού, η χώρα μας ενσωματώνει τις περιβαλλοντικές προτεραιότητες στην ενεργειακή πολιτική, μέσα από ένα νέο υπό διαβούλευση Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ), το οποίο διαμορφώνει το μέσο-μάκροπρόθεσμο περιβάλλον της Ενεργειακής αγοράς. Ο πυρήνας του νέου ΕΣΕΚ αποτελείται από τις ακόλουθες επτά παρεμβάσεις- τεχνολογίες (Νέο ΕΣΕΚ προς διαβούλευση, Υπουργείο Ενέργειας και Περιβάλλοντος):

1. **Ραγδαία ανάπτυξη των ΑΠΕ:** Ανάπτυξη Φ/Β και αιολικών (και η επιτάχυνση της ανάπτυξης υπεράκτιων αιολικών) με προσθήκη >12GW μέχρι το 2030 και εκμετάλλευση του εναπομείναντος υδραυλικού δυναμικού της χώρας.
2. **Αποθήκευση ενέργειας:** Η υψηλή διείσδυση ΑΠΕ θα πρέπει να συνοδευτεί και με την ανάπτυξη της απαιτούμενης αποθήκευσης για εξισορρόπηση και σταθεροποίηση του συστήματος (μπαταρίες, αντλιοσταμείωση κτλ.)
3. **Ενεργειακή αποδοτικότητα:** Ενεργειακή αναβάθμιση κτιρίων (μονώσεις, συσκευές, αντλίες θερμότητας), smart διαχείριση ενεργειακής κατανάλωσης και αλλαγή συμπεριφορών προς μείωση της απαιτούμενης ενέργειας ή και του προφίλ της ζήτησης. Οι δράσεις αυτές μπορούν να έχουν σημαντική προστιθέμενη αξία.
4. **Εξηλεκτρισμός των ελαφρών μεταφορών:** Ηλεκτροκίνηση στα ελαφρά/ μεσαία οχήματα με ταυτόχρονη ανάπτυξη των υποδομών φόρτισης και αλληλεπίδρασης με το δίκτυο. Μεγάλο κομμάτι των απαιτούμενων επενδύσεων θα είναι σε οχήματα και τις μπαταρίες τους. Μια ολόκληρη οικονομία ανακύκλωσης μπαταριών θα πρέπει να δημιουργηθεί με πιθανό περιφερειακό ρόλο στα Βαλκάνια.

5. **Δημιουργία οικονομίας πράσινου υδρογόνου:** Με χρήση στις μεταφορές (βαρέα οχήματα, ναυτιλία, αεροπορία), στη βιομηχανία και υπό συνθήκες στην ηλεκτροπαραγωγή. Ήδη έχουμε σημαντική κινητικότητα στο χώρο που σε συνδυασμό με ανταγωνιστικά ΑΠΕ μπορεί να δώσει αξία στη χώρα.
6. **Ανάπτυξη συνθετικών, πράσινων καυσίμων (RFNBO):** Με χρήση στις μεταφορές (βαρέα οχήματα, ναυτιλία, αεροπορία) – μια ολόκληρη καινούργια βιομηχανία που θα πρέπει άμεσα να αρχίσει να διαμορφώνεται.
7. **Καινοτομία και συστημικές λύσεις στη δέσμευση και αποθήκευση άνθρακα (CCUS)** για την ενεργειακή μετάβαση της βιομηχανίας της χώρας (κυρίως τσιμέντο, διύλιση, λιπάσματα). Θα απαιτηθεί εθνικό πλάνο και συντονισμός δεδομένου της έλλειψης κλίμακας των τοπικών εταιρειών. Αντίστοιχα έργα συντονίζονται από τα κράτη στην Ευρώπη και την Αμερική.

Στην πρώτη προτεινόμενη παρέμβαση εντάσσεται και η εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας. Βασικό της πλεονέκτημα είναι πως έχει ως παράγωγο μόνο ηλεκτρική ενέργεια χωρίς έκλυση αερίων, υγρών ή στερεών αποβλήτων όπως ισχύει και για τις λοιπές τεχνολογίες ΑΠΕ. Παράλληλα, αποτελεί μία αποκεντρωμένη μορφή ενέργειας με την οποία επιτυγχάνεται αφενός ο περιορισμός εκπομπών ρύπων αερίων του θερμοκηπίου και αφετέρου η κατά το δυνατόν απεξάρτηση της χώρας μας από τα εισαγόμενα συμβατικά καύσιμα (πετρέλαιο, φυσικό αέριο) με όλα τα οικονομικά, κοινωνικά και περιβαλλοντικά οφέλη που αυτή συνεπάγεται. Επιπλέον σήμερα, λόγω του επιπέδου τιμών στο οποίο κινείται το πετρέλαιο, με βάση οικονομικά και μόνο κριτήρια, η αιολική ενέργεια καθίσταται ανταγωνιστική σε σχέση με τα συμβατικά καύσιμα, χωρίς να συνυπολογίζεται το περιβαλλοντικό όφελος που συνεπάγεται η χρήση της.

Επιπλέον, ένα αιολικό πάρκο οδηγεί στα ακόλουθα:

- ✓ Αύξηση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ
- ✓ Μείωση εκπομπών αερίων ρύπων στην ατμόσφαιρα
- ✓ Αποκεντρωμένη (περιφερειακή) ανάπτυξη
- ✓ Απεξάρτηση από εισαγόμενα καύσιμα
- ✓ Δημιουργία νέων τοπικών θέσεων εργασίας

Γίνεται λοιπόν φανερό η σημασία και η αναγκαιότητα για την ανάπτυξη έργων εκμετάλλευσης της αιολικής ενέργειας στη χώρα μας, όπως το υπό εξέταση έργο, το οποίο επιβεβαιώνεται τις κατευθύνσεις και από την περαιτέρω στήριξη της πολιτείας προς αυτή την κατεύθυνση.

## 2.2 Αναπτυξιακά, περιβαλλοντικά, κοινωνικά και άλλα κριτήρια τα οποία συνηγορούν στην υλοποίηση του έργου ή της δραστηριότητας.

Το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ), στοχεύοντας στην ταχύτερη «απολιγνιτοποίηση» της ηλεκτροπαραγωγής θέτει πιο φιλόδοξους στόχους για τη διείσδυση των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα της χώρας, με τελικό σκοπό να προχωρήσει πιο άμεσα και ταχύτερα στην «απολιγνιτοποίηση» της ηλεκτρικής παραγωγής. Πιο συγκεκριμένα, το προς διαβούλευση κείμενο του ΕΣΕΚ θέτει « για τις ΑΠΕ, σημαντικά υψηλότερο στόχο σε σχέση με το μερίδιο συμμετοχής στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας, αφού τίθεται πλέον στόχος για μερίδιο συμμετοχής κατ' ελάχιστον στο 35%, αντί του 31% που είχε τεθεί στο αρχικό σχέδιο ΕΣΕΚ, και επίσης σημαντικά υψηλότερο και από τον κεντρικό Ευρωπαϊκό στόχο για τις ΑΠΕ που είναι στο 32%.

Αξίζει να επισημανθεί ο ενεργειακός μετασχηματισμός που θα επιτευχθεί στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής καθώς προβλέπεται το μερίδιο συμμετοχής των ΑΠΕ στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας να υπερβεί το 60% και στο πλαίσιο αυτό ήδη προωθούνται και υλοποιούνται συγκεκριμένες πρωτοβουλίες της Κυβέρνησης όπως ενδεικτικά για την απλοποίηση και επιτάχυνση του αδειοδοτικού πλαισίου, τη βέλτιστη ένταξη των ΑΠΕ στα ηλεκτρικά δίκτυα, τη λειτουργία συστημάτων αποθήκευσης, καθώς και την προώθηση της ηλεκτροκίνησης».

Επομένως, είναι προφανές ότι η κλιματική αλλαγή η οποία οφείλεται κατά κύριο λόγο στην αύξηση των εκπομπών των λεγόμενων «αερίων του θερμοκηπίου» καθιστά επιτακτική την ανάγκη για μια στροφή στον τομέα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, εγκαταλείποντας σταδιακά την καύση ορυκτών καυσίμων και αντικαθιστώντας την με ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Την στροφή αυτή εξυπηρετεί και η εγκατάσταση του μελετώμενου έργου, το οποίο τόσο μακροπρόθεσμα, όσο και βραχυπρόθεσμα θα έχει σημαντικά αναπτυξιακά, περιβαλλοντικά και κοινωνικά οφέλη.

Αναγνωρίζοντας εξωγενείς παράγοντες όπως :

- i. το περιθώριο ανάπτυξης που προκύπτει από τον εμβληματικό στόχο της Κυβερνητικής στρατηγικής για το ΕΣΕΚ, για τη δραστική μείωση αρχικά και οριστική κατάργηση του μεριδίου λιγνίτη στην ηλεκτροπαραγωγή που αποκαλείται εν συντομία «απολιγνιτοποίηση», με εμπροσθοβαρές μάλιστα χρονικό πρόσημο κατά την επόμενη δεκαετία και την πλήρη απένταξη του από το εγχώριο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής μέχρι το έτος 2028
- ii. το νέο μηχανισμό στήριξης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας όπου τέθηκε σε ισχύ στην Ελλάδα το 2016 με το νόμο 4414/2016

καθώς και εσωτερικούς παράγοντες του Φορέα της επένδυσης όπως:

- iii. το γεγονός ότι ο Φορέας της μελετώμενης επένδυσης δραστηριοποιείται στο χώρο της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας για περισσότερο από 20 χρόνια και ως εκ τούτου έχει σημαντική εμπειρία στην κατασκευή ενεργειακών έργων μεγάλης κλίμακας
- iv. το γεγονός ότι ο Φορέας της μελετώμενης επένδυσης έχει ώριμα αδειοδοτικά έργα τα οποία μπορούν να ενταχθούν στο πλαίσιο των διαγωνιστικών διαδικασιών για εξασφάλιση τιμής πώλησης της ενέργειας (Λειτουργική ενίσχυση- Feed in Premium βάσει του Ν.4414/2016)
- v. το γεγονός ότι ο Φορέας της μελετώμενης επένδυσης έχει την απαραίτητη κεφαλαιακή επάρκεια για την υποστήριξη του εν λόγω έργου

Εξάγεται το συμπέρασμα ότι πρόκειται για ελκυστική επένδυση όπου συνδυάζει τη θεσμική στροφή σε παγκόσμιο και εθνικό επίπεδο προς τις ΑΠΕ με την εμπειρία του φορέα τόσο στον κλάδο της αιολικής ενέργειας όσο και στα έργα που παρουσιάζονται στην παρούσα μελέτη.

Ο πολυεθνικός όμιλος στον οποίο ανήκει ο Φορέας της Επένδυσης, εντοπίζει τα σημαντικά περιθώρια για επενδύσεις ΑΠΕ και την στήριξη της πολιτείας προς αυτή την κατεύθυνση και επιδιώκει να εκμεταλλευτεί την ευκαιρία και να αποκτήσει μεγαλύτερο μερίδιο τις αγορές στη χώρα υλοποιώντας έργα στα οποία έχει ήδη επενδύσει και ωριμάσει μέσω της πολυετούς αδειοδοτικής ανάπτυξής τους όπως είναι τα υπό εξέταση έργα.

### 3 Ανάλυση της Επενδυτικής ευκαιρίας

#### 3.1 Εθνικοί Ενεργειακοί και περιβαλλοντικοί στόχοι στο πλαίσιο Ευρωπαϊκών πολιτικών

Όπως έχει ήδη αναφερθεί σε προηγούμενο κεφάλαιο, η Ευρώπη, κινούμενη προς το στόχο της ενεργειακής μετάβασης και της απολιγνιτοποίησης, μέσω της Ευρωπαϊκής Επιτροπής εκπονεί προβολές και προτείνει μη δεσμευτικούς στόχους μέσω Οδηγιών και Κανονισμών για κάθε κράτος μέλος. Εν συνεχεία, κάθε χώρα έχει την πλήρη αρμοδιότητα να αποφασίσει τους δικούς της στόχους.

«Η νομοθεσία της ΕΕ για την προώθηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας έχει εξελιχθεί σημαντικά κατά τα τελευταία 15 έτη. Το 2018, οι ηγέτες της ΕΕ έθεσαν ως στόχο το μερίδιο των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην τελική κατανάλωση ενέργειας της ΕΕ να ανέλθει στο 32% έως το 2030. Τον Μάρτιο του 2023, σε συνάρτηση με τη φιλοδοξία της ΕΕ να καταστεί κλιματικά ουδέτερη έως το 2050, οι συννομοθέτες συμφώνησαν να αυξήσουν τον στόχο για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας για το 2030 στο 42,5 %, με σκοπό την επίτευξη ποσοστού 45 %. Το επικαιροποιημένο πλαίσιο πολιτικής για την ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές για το 2030 και για την μετά το 2030 περίοδο βρίσκεται υπό συζήτηση.», σύμφωνα με το ευρωπαϊκό κοινοβούλιο (πηγή: [www.europarl.europa.eu](http://www.europarl.europa.eu)) .

Ορόσημο αποτέλεσε και η εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία ώστε η Ευρωπαϊκή Επιτροπή να ξεκινήσει την πρωτοβουλία «REPowerEU». Ανάμεσα σε πολλές επείγουσες εκκλήσεις για μείωση της ευρωπαϊκής εξάρτησης από τα ρωσικά ορυκτά καύσιμα, το σχέδιο REPowerEU επιταχύνει την πράσινη μετάβαση και προωθεί μαζικές επενδύσεις στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Βάσει του πακέτου πολιτικής «REPowerEU», η Ε. Επιτροπή δημοσίευσε δέσμη μέτρων η οποία αποσκοπεί στην ταχεία μείωση της εξάρτησης από τα ρωσικά ορυκτά καύσιμα μέσω ισχυρής επιτάχυνσης της πράσινης μετάβασης. Στο εν λόγω πακέτο μέτρων συμπεριλαμβάνεται και πρόταση για τροποποίηση της Οδηγίας (ΕΕ) 2018/2001 για τις ΑΠΕ η οποία επικεντρώνεται στην τροποποίηση των άρθρων αναφορικά με την αδειοδότηση έργων ΑΠΕ. Στο εν λόγω πακέτο υιοθετούνται οι ακόλουθοι στόχοι για ολόκληρη την Ευρωπαϊκή Ένωση (Νέο ΕΣΕΚ προς διαβούλευση, Υπουργείο Ενέργειας και Περιβάλλοντος):

- ✓ Μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 55% το 2030, σε σχέση με το επίπεδο εκπομπών το 1990, και επίτευξη κλιματικής ουδετερότητας το 2050,



- ✓ Δείκτης για τις ΑΠΕ ως ποσοστό της ακαθάριστης τελικής κατανάλωσης ενέργειας το 2030 ίσος με 40% (ή 45%), συνοδευόμενος από επιμέρους στόχους ανά τομέα κατανάλωσης (ηλεκτρική ενέργεια, θέρμανση-ψύξη και μεταφορές)
- ✓ Ενεργειακή αποδοτικότητα το 2030 ίση με -13%, μετρούμενη ως ποσοστιαία μεταβολή της τελικής κατανάλωσης ενέργειας συγκριτικά με την προβολή για το 2030 του Σεναρίου Αναφοράς 2020
- ✓ Στόχοι για ανάμειξη βιοκαυσίμων (προηγμένων και άνω όριο στα συμβατικά) και ανανεώσιμων αερίων μη βιολογικής προέλευσης ως % στα καύσιμα των μεταφορών
- ✓ Δεν τίθενται επιμέρους στόχοι για μετά το 2030 (ο κλιματικός μας νόμος ορίζει ενδιάμεσο 80% έως το 2040) παρά μόνο η κλιματική ουδετερότητα το 2050 (net zero carbon). Ο στόχος αυτός επιτρέπει κάποια χώρα να παραμείνει με θετικές εκπομπές το 2050 εφόσον κάποια άλλη χώρα επιτυγχάνει αρνητικές εκπομπές, έτσι ώστε να αντισταθμίζονται στο σύνολο της ΕΕ.

Σε Εθνικό επίπεδο, το εθνικό σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) εντάσσεται στην κεντρική Ευρωπαϊκή πολιτική για την αντιμετώπιση του φαινομένου της κλιματικής αλλαγής με συγκεκριμένους κλιματικούς στόχους μέχρι και το έτος 2050 και στην ανάγκη ανάπτυξης ενός μακροπρόθεσμου σχεδίου για την ενέργεια και το κλίμα που θα εκτείνεται μέχρι τόσο για το 2030 όσο και μακροπρόθεσμα για το έτος 2050. Οι δράσεις στο πλαίσιο αυτό στοχεύουν στην πλήρη απολιγνιτοποίηση του εγχώριου ενεργειακού συστήματος, σε μεγαλύτερη διεύθυνση των ΑΠΕ και σε περαιτέρω βελτίωση των δεικτών έντασης εκπομπών και ενέργειας (-άρθρο 10 του Ν. 4936/ 27.05.2022 (ΦΕΚ 105 Α') «Εθνικός Κλιματικός Νόμος - Μετάβαση στην κλιματική ουδετερότητα και προσαρμογή στην κλιματική αλλαγή, επείγουσες διατάξεις για την αντιμετώπιση της ενεργειακής κρίσης και την προστασία του περιβάλλοντος»).

Σήμερα είναι εν ισχύ το ΕΣΕΚ του 2019 αλλά ο Υπουργός Ενέργειας παρουσίασε το αναθεωρημένο Εθνικό Σχέδιο Ενέργειας & Κλίματος για το 2030 στις 18 Ιανουαρίου 2023 το οποίο αναμένεται να εγκριθεί.

Το σχέδιο περιλαμβάνει τους ακόλουθους αναθεωρημένους στόχους για το 2030:

- ✓ Μείωση 55% στις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου σε σύγκριση με το 1990
- ✓ Μεριδίο ΑΠΕ 45% στην ακαθάριστη κατανάλωση ενέργειας (από 35% στο υφιστάμενο ΕΣΕΚ)
- ✓ Μεριδίο ΑΠΕ 80% στην ηλεκτροπαραγωγή (από 61% στο υφιστάμενο ΕΣΕΚ)
- ✓ Σημαντικά αυξημένος στόχος για δυναμικότητα Φ/Β 14,1 GW έως το 2030 (από 7,7 GW στο υφιστάμενο ΕΣΕΚ)
- ✓ Ο στόχος για χερσαία αιολική δυναμικότητα παραμένει ο ίδιος – 7,1 GW έως το 2030.

- ✓ Νέος στόχος για υπεράκτια αιολική ενέργεια 2,7 GW έως το 2030 (πάνω από τον στόχο για την ξηρά αιολική ενέργεια)
- ✓ Σημαντικά αυξημένος στόχος για χωρητικότητα 8,1 GW στην αποθήκευση ενέργειας έως το 2030: αποθήκευση αντλιών 2,5 GW & BESS 5,6 GW
- ✓ Στόχος για Υδρογόνο 1,2GW

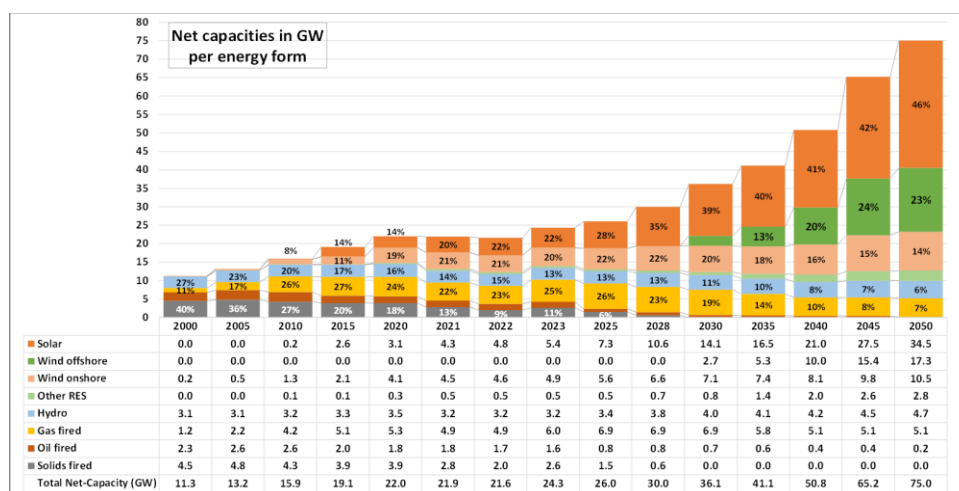
Στον πίνακα που ακολουθεί παρουσιάζεται η εξέλιξη εγκαταστημένης ισχύος μονάδων ΑΠΕ για ηλεκτροπαραγωγή που ισχύουν σήμερα βάσει του ΕΣΕΚ του 2019.

Πίνακας 3-1 – Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ΑΠΕ για ηλεκτροπαραγωγή

Ηλεκτροπαραγωγή - Εγκατεστημένη Ισχύς [GW]	2020	2022	2025	2027	2030
Βιομάζα & Βιοαέριο	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3
Υ/Η (συμπ. μεικτών αντλητικών)	3,4	3,7	3,8	3,9	3,9
Αιολικά	3,6	4,2	5,2	6,0	7,0
Φ/Β	3,0	3,9	5,3	6,3	7,7
Ηλιοθερμικοί σταθμοί	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
Γεωθερμία	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Σύνολο	10,1	11,9	14,6	16,4	19,0

(Πηγή –ΕΣΕΚ,ΥΠΕΝ, 2019)

Κατ' αντιστοιχία στο ακόλουθο γράφημα παρουσιάζεται η προτεινόμενη εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος έως το 2050.



Διάγραμμα 3-1 – Προτεινόμενη εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος Ηλεκτροπαραγωγικών Μονάδων

(Πηγή –ΝΕΟ ΕΣΕΚ,ΥΠΕΝ, 2023)

Καταλύτης της ενεργειακής μετάβασης στην Ελλάδα τα επόμενα χρόνια θα είναι το Ταμείο Ανάκαμψης, καθώς περισσότερα από 6 δισ. ευρώ επιδοτήσεων θα διατεθούν με στόχο την υλοποίηση έργων όπως η ενίσχυση των ΑΠΕ, η εύρεση νέων μεθόδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, η ενεργειακή ασφάλεια της χώρας, η ευρεία προώθηση των ηλεκτροκίνητων μεταφορών και η αντιμετώπιση της ενεργειακής φτώχειας.

Στην Πράσινη Μετάβαση θα διοχετευθεί το 37% των διαθέσιμων πόρων του Ταμείου Ανάκαμψης, με στόχο τη στήριξη δράσεων για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και της περιβαλλοντικής αειφορίας και βιωσιμότητας.

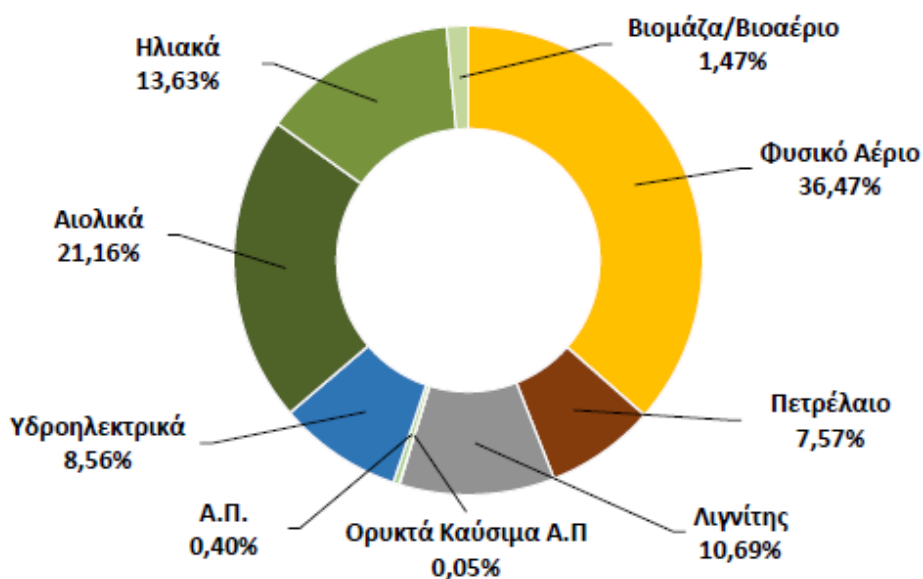
### 3.2 Αποτύπωση βασικών ενεργειακών μεγεθών ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα

Ο Διαχειριστής ΑΠΕ και Εγγυήσεων Προέλευσης (ΔΑΠΕΕΠ) υπολογίζει κάθε έτος το μείγμα παραγωγής, το υπολειπόμενο ενεργειακό μείγμα.

Στο ενεργειακό μείγμα παραγωγής αποτυπώνεται η κατανομή σε πρωτογενείς πηγές της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας στο σύνολο της ελληνικής επικράτειας, δηλαδή στο διασυνδεδεμένο σύστημα και τα μη διασυνδεδεμένα νησιά.

Ενδεικτικά, όπως προκύπτει από τα αποτελέσματα του ενεργειακού μείγματος Παραγωγής όπως δημοσιεύτηκαν από τον ΔΑΠΕΕΠ για το 2020 η συνολική συνεισφορά των ΑΠΕ ανήλθε στο 38,14% (20,4% από Αιολικούς Σταθμούς και 9,7% από φωτοβολταϊκά) ενώ για το 2021 το αντίστοιχο ποσοστό των ΑΠΕ ήταν 41,5%(19,9% από Αιολικούς Σταθμούς και 9,6% από φωτοβολταϊκά) (Πηγή –ΔΑΠΕΕΠ, Ενεργειακό Μείγμα 2020, 2021). Τέλος, η αυξητική τάση διείσδυσης των ΑΠΕ, αποδεικνύεται και από το ακόλουθο διάγραμμα όπου γίνεται σαφές πως οι ΑΠΕ συμμετέχουν στο ενεργειακό μείγμα Παραγωγής του 2022 σε ποσοστό 44,82% ενώ τα Ορυκτά καύσιμα στο 54,79%.

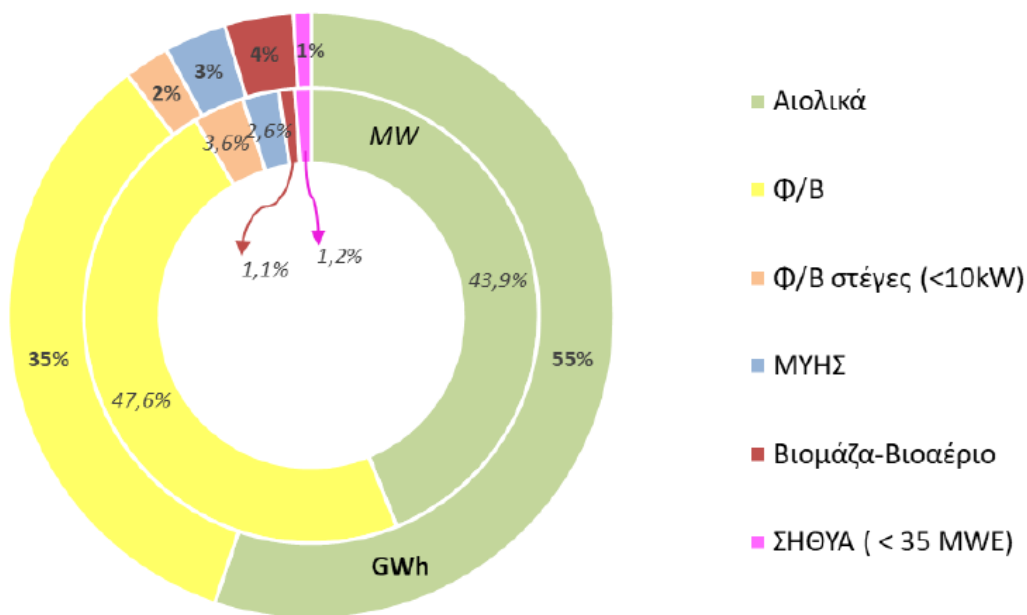
### Ενεργειακό Μείγμα Παραγωγής 2022



Διάγραμμα 3-2 – Ενεργειακό Μείγμα Παραγωγής 2022 (Πηγή –ΔΑΠΕΕΠ, Ενεργειακό Μείγμα 2022)

Όσον αφορά στην εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ στην Ελλάδα σήμερα, ανέρχεται σε 10.173MW, σύμφωνα με τα στοιχεία του ΔΑΠΕΕΠ (Δελτίο ειδικού λογαριασμού ΑΠΕ &ΣΗΘΥΑ – Δεκέμβριος 2022), με κύριες τεχνολογίες την ηλιακή με εγκατεστημένη ισχύ φωτοβολταϊκών πάρκων ίση με 4.848MW και την αιολική ενέργεια με εγκατεστημένη ισχύ 4.426MW . Ακολουθούν, τα φωτοβολταϊκά στεγών με 371MW οι μικροί υδροηλεκτρικοί σταθμοί με ισχύ 263MW και οι μονάδες βιομάζας με 113MW.

Τέλος, στο ακόλουθο διάγραμμα του ΔΑΠΕΕΠ (Δελτίο ειδικού λογαριασμού ΑΠΕ &ΣΗΘΥΑ – Δεκέμβριος 2022), παρουσιάζεται η εγκατεστημένη ισχύς (MW) και παραγωγή ενέργειας (GWh) των μονάδων Α.Π.Ε και Μονάδων Συμπαγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας και Θερμότητας (ΣΗΘΥΑ) στο διασυνδεδεμένο σύστημα για το σύνολο του έτους 2022.



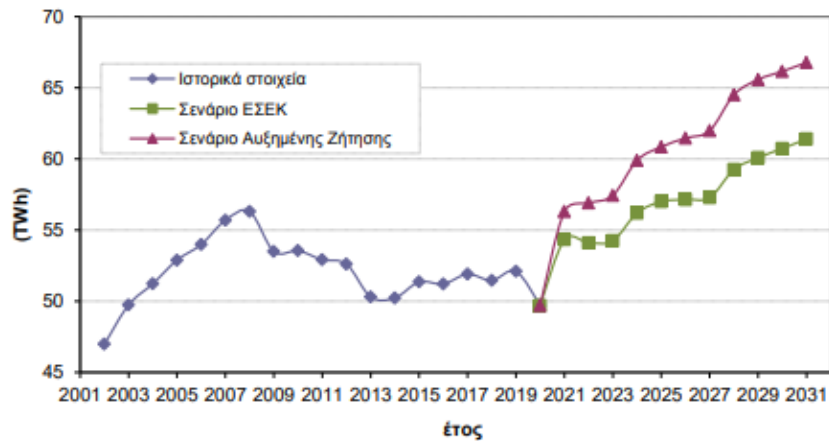
Διάγραμμα 3-3 – Εγκατεστημένη ισχύς (MW) και παραγωγή ενέργειας (GWh) των μονάδων Α.Π.Ε και ΣΗΘΥΑ στο διασυνδεδεμένο σύστημα για το σύνολο του έτους 2022 (Πηγή: ΔΑΠΕΕΠ 2022)

### 3.3 Προβλέψεις της εξέλιξης της καθαρής ζήτησης Ενέργειας σε Εθνικό Επίπεδο

Οι προσδιοριστικοί παράγοντες ζήτησης για Ηλεκτρική ενέργεια είναι επιγραμματικά οι οικονομικές συνθήκες, οι καιρικές συνθήκες, ο πληθυσμός, η τιμή πώλησης της Ηλεκτρικής Ενέργειας και διάφορα μέτρα εξοικονόμησης που υιοθετούνται τόσο στο δημόσιο όσο και στον ιδιωτικό τομέα (Στόχασις, 2022, Κλαδικές Στοχεύσεις: Ηλεκτρική Ενέργεια).

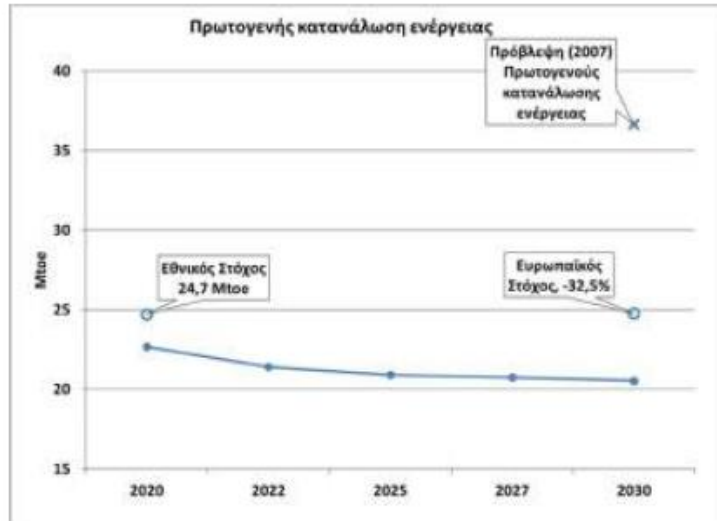
Επιπλέον για την πρόβλεψη της εξέλιξης της ζήτησης, πρέπει να συνυπολογιστεί το γεγονός ότι μια από τις προκλήσεις για την Επίτευξη των στόχων για την Ενέργεια και το Κλίμα με ορίζοντα το 2030 και το 2050, πέραν της μεγαλύτερης διείσδυσης των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα είναι και η μείωση της τελικής κατανάλωσης ενέργειας παρά τις ολοένα αυξανόμενες ανάγκες για ενεργειακή κατανάλωση. Βασικός στόχος του ΕΣΕΚ είναι η τελική κατανάλωση ενέργειας το έτος 2030 να είναι μικρότερη από την αντίστοιχη κατανάλωση του έτους 2017. Στον αντίποδα, οι εκτιμήσεις του ΑΔΜΗΕ που βασίζονται σε διαθέσιμα ιστορικά στοιχεία της ζήτησης οδηγούν στο σενάριο Αυξημένης Ζήτησης.

Στο διάγραμμα που ακολουθεί παρουσιάζονται οι προβλέψεις του ΑΔΜΗΕ για τα δύο σενάρια εξέλιξης της καθαρής ζήτησης κατά την περίοδο 2021- 2031 .



Διάγραμμα 3-4– Προβλέψεις της εξέλιξης της συνολικής καθαρής ζήτησης κατά την περίοδο 2021 - 2031, ΑΔΜΗΕ

Όσον αφορά στη ζήτηση ενέργειας, όπως παρουσιάζεται στο ακόλουθο διάγραμμα, σύμφωνα με στοιχεία του ΕΣΕΚ που βασίζονται σε ενεργειακές προσομοιώσεις, η πρωτογενής κατανάλωση ενέργειας θα είναι μειωμένη κατά 17%, σε σχέση με τον εθνικό στόχο του 2020 (24.7 Mtoe).

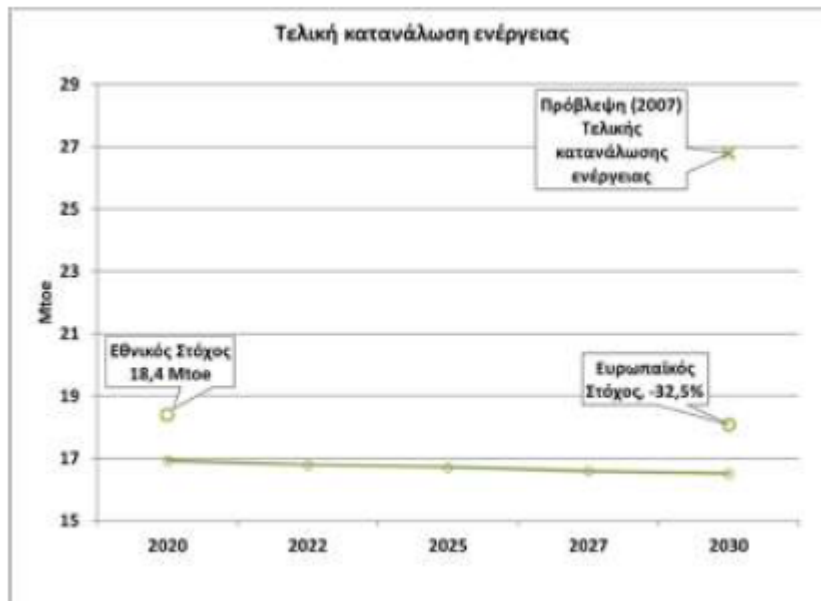


Διάγραμμα 3-5 – Εξέλιξη πρωτογενούς κατανάλωσης ενέργειας έως το έτος 2030, ΕΣΕΚ 2019

Ταυτόχρονα η τελική κατανάλωση ενέργειας το 2030 θα κυμαίνεται σε επίπεδα χαμηλότερα του 2017. Παράλληλα, παρατηρείται ήπια μείωση της τελικής κατανάλωσης ενέργειας, η οποία το 2030 εκτιμάται ότι δεν θα ξεπερνάει τα 16.5 Mtoe, θα κυμαίνεται δηλαδή σε επίπεδα χαμηλότερα από αυτά του 2017, αναδεικνύοντας την επίτευξη υψηλότερης ενεργειακής

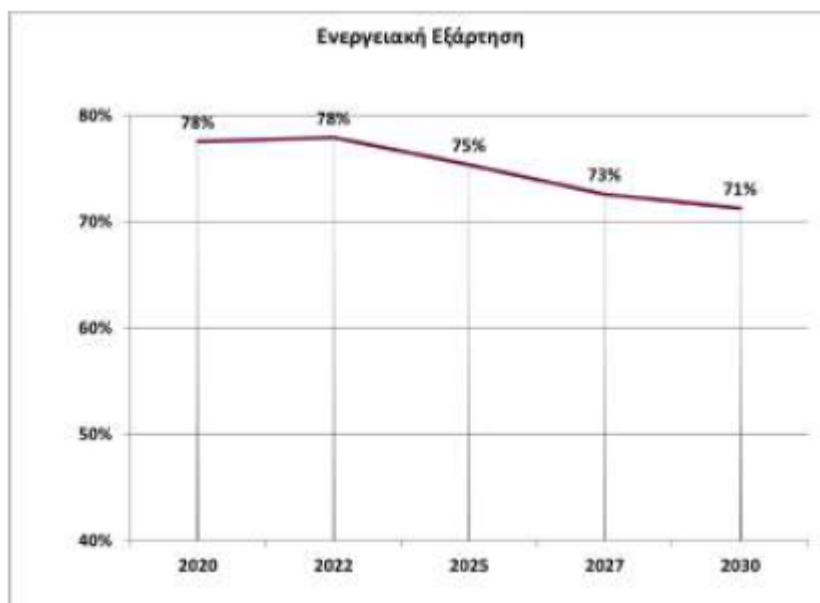
αποδοτικότητας μέσω της θέσπισης ισχυρότερων μέτρων και πολιτικών κυρίως στον κτιριακό τομέα αλλά και στον τομέα των μεταφορών.

Όπως παρουσιάζεται στο διάγραμμα που ακολουθεί, το 2030 η μείωση, σε σχέση με την πρόβλεψη του 2007, για την τελική κατανάλωση ενέργειας του 2030 υπερβαίνει το 32.5% και ανέρχεται σε 38%. Επιπρόσθετα, εκτιμάται ότι το 2030 η τελική κατανάλωση ενέργειας θα είναι μειωμένη κατά 10%, σε σχέση με τον εθνικό στόχο του 2020 (18.4 Mtoe).



Διάγραμμα 3-6 – Εξέλιξη τελικής κατανάλωσης ενέργειας έως το έτος 2030, ΕΣΕΚ 2019

Επιπροσθέτως, λόγω της υψηλής διείσδυσης των ΑΠΕ στο εθνικό ενεργειακό μείγμα αναμένεται να αντισταθμιστεί η παύση της χρήσης του εγχώριου λιγνίτη στην ηλεκτροπαραγωγή και ταυτόχρονα μείωση της ενεργειακής εξάρτησης της χώρας από εισαγωγές καυσίμων της τάξης των 7 ποσοστιαίων μονάδων το έτος 2030 σε σχέση με το έτος 2020 (Διάγραμμα 3-6).



Διάγραμμα 3-7 – Εξέλιξη ενεργειακής εξάρτησης το έτος 2030, ΕΣΕΚ 2019

### 3.4 Περιθώρια ένταξης ΑΠΕ στο Εθνικό Ενεργειακό Μείγμα

Σύμφωνα με την ανάλυση που πραγματοποιήθηκε στο ΕΣΕΚ 2019 «Η εξέλιξη του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής μέχρι το 2030 χαρακτηρίζεται από τη μεγάλη διεύδυση των ΑΠΕ και την απόσυρση λιγνιτικών μονάδων μέχρι το 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 (στον νησιωτικό χώρο), 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 κατά τη διάρκεια της εξεταζόμενης περιόδου».

Αναλυτικά, παρουσιάζονται στον πίνακα που ακολουθεί τα βασικά χαρακτηριστικά του μείγματος ηλεκτροπαραγωγής και οι στόχοι για την εξέλιξη τους μέχρι το 2030 προκειμένου να επιτευχθούν οι στόχοι του ΕΣΕΚ.

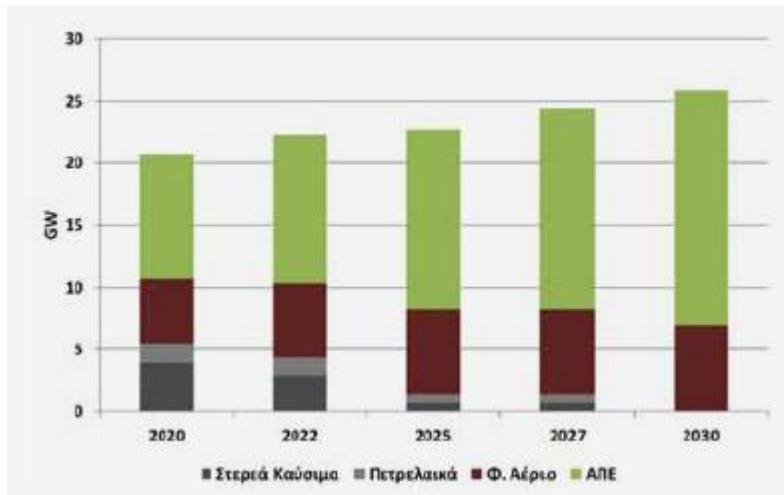


Πίνακας 3-2 – Βασικά χαρακτηριστικά Συστήματος Ηλεκτροπαραγωγής μέχρι το 2030

Ηλεκτροπαραγωγή	2020	2022	2025	2027	2030
<b>Εγκατεστημένη Ισχύς [GW]</b>					
Στερεά Καύσιμα - Λιγνιτικά	3.9	2.9	0.7	0.7	0.0
Πετρελαϊκά προϊόντα (συμπ. διωλιστήρια)	1.9	1.7	1.0	1.0	0.3
Φ. Αέριο	5.2	6.0	6.9	6.9	7.0
Βιοενέργεια	0.1	0.12	0.14	0.16	0.31
Υ/Η	3.4	3.7	3.7	3.7	3.7
Αιολικά	3.6	4.2	5.2	6.0	7.0
Φ/Β	3.0	3.9	5.3	6.3	7.7
Ηλιοθερμικοί σταθμοί	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1
Γεωθερμία	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
<b>Σύνολο</b>	<b>21.1</b>	<b>22.6</b>	<b>23.0</b>	<b>24.7</b>	<b>26.2</b>
Νέα ισχύς συστημάτων αποθήκευσης	0.0	0.0	0.7	0.7	0.7
<b>Ακαθάριστη Ηλεκτροπαραγωγή [GWh]</b>	<b>54386</b>	<b>54424</b>	<b>55681</b>	<b>56109</b>	<b>57927</b>
Ιδιοκατανάλωση	2007	1602	1398	1276	708
<b>Καθαρή Ηλεκτροπαραγωγή [GWh]</b>	<b>52379</b>	<b>52822</b>	<b>54283</b>	<b>54833</b>	<b>57220</b>
Στερεά Καύσιμα - Λιγνιτικά	8114	5199	4536	4538	0
Πετρελαϊκά προϊόντα (συμπ. διωλιστήρια)	3597	2723	2209	1892	828
Φ. Αέριο	22963	21894	19169	16229	18304
Βιοενέργεια	425	539	772	974	1575
Υ/Η	5453	6193	6324	6324	6392
Αιολικά	7204	10034	12509	14348	17112
Φ/Β	4625	6240	8506	10018	12117
Ηλιοθερμικοί σταθμοί	0	0	257	258	260
Γεωθερμία	0	0	0	252	631
<b>Καθαρές εισαγωγές ηλεκτρισμού [GWh]</b>	<b>6200</b>	<b>5165</b>	<b>4946</b>	<b>4752</b>	<b>4578</b>
<b>Απώλειες δικτύου [GWh]</b>	<b>3785</b>	<b>2690</b>	<b>3609</b>	<b>3518</b>	<b>3446</b>
<b>Συνολική διάθεση ηλεκτρικής ενέργειας [GWh]</b>	<b>58579</b>	<b>57986</b>	<b>59228</b>	<b>59586</b>	<b>61797</b>
<b>Κατανάλωση Ενεργειακού τομέα [GWh]</b>	<b>1158</b>	<b>1093</b>	<b>1164</b>	<b>1169</b>	<b>1201</b>
<b>Τελική Κατανάλωση Ηλεκτρισμού [GWh]</b>	<b>53636</b>	<b>53204</b>	<b>54456</b>	<b>54898</b>	<b>57151</b>
<b>Μερίδιο ΑΠΕ στην ακαθάριστη ηλεκτροπαραγωγή</b>	<b>32.6%</b>	<b>42.3%</b>	<b>50.9%</b>	<b>57.3%</b>	<b>65.7%</b>
<b>Εκπομπές CO<sub>2</sub> από Ηλεκτροπαραγωγή [MtCO<sub>2</sub>]</b>	<b>23</b>	<b>15</b>	<b>13</b>	<b>11</b>	<b>7</b>

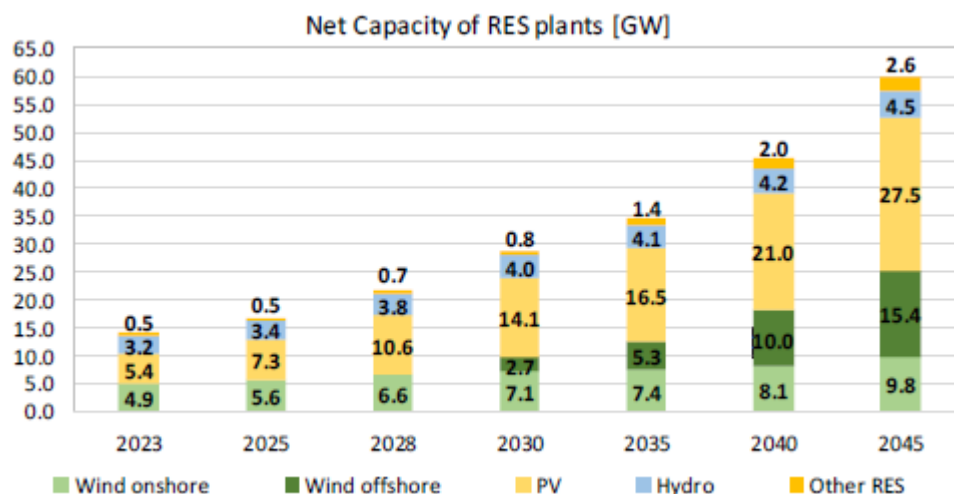
(Πηγή –ΕΣΕΚ,ΥΠΕΝ, 2019)

Σύμφωνα με το ΕΣΕΚ «η διείσδυση των ΑΠΕ στο μίγμα της ακαθάριστης εγχώριας ηλεκτροπαραγωγής το 2030 αναμένεται να ανέλθει ως μερίδιο συμμετοχής σχεδόν στο 66%, από το 32.6% για το 2020, κάτι που οφείλεται αφενός στην αναμενόμενη περαιτέρω μείωση του κόστους των τεχνολογιών ΑΠΕ για ηλεκτροπαραγωγή, ιδιαίτερα φωτοβολταϊκών και αιολικών σταθμών, αφετέρου στην απόσυρση των λιγνιτικών μονάδων, την παραγωγή των οποίων καλούνται να αντικαταστήσουν». Το εν λόγω ποσοστό αύξησης του μεριδίου συμμετοχής (αύξηση συμμετοχής ΑΠΕ κατά 33,1% από το 2020 έως το 2030) μεταφράζεται σε αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ λίγο λιγότερο από 9 GW μέχρι το 2030, σε σχέση με το 2020, με περισσότερο από το 90% αυτής της αύξησης να αφορά αιολικά και φωτοβολταϊκά πάρκα (βλ. ακόλουθο Διάγραμμα).



Διάγραμμα 3-8 – Εγκατεστημένη Ισχύς των Μονάδων Ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα 2020- 2030, ΕΣΕΚ 2019

Τέλος, το διάγραμμα που ακολουθεί απεικονίζει την εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ ανά τεχνολογία ΑΠΕ για την περίοδο 2023-2045, όπως προβλέπεται στο σχέδιο αναθεωρημένου ΕΣΕΚ.



Διάγραμμα 3-9 – Εγκατεστημένη Ισχύς των Μονάδων ΑΠΕ ανά τεχνολογία στην Ελλάδα 2023- 2045, ΕΣΕΚ 2019

Όπως καθίσταται σαφές από όλα τα ανωτέρω, το ΕΣΕΚ εντοπίζει ως στρατηγική προτεραιότητα τη ραγδαία ανάπτυξη των ΑΠΕ, και πιο συγκεκριμένα αναφέρεται σε προσθήκη «επιπλέον από σήμερα πάνω από 12GW μέχρι το 2030 και εκμετάλλευση του εναπομείναντος υδραυλικού δυναμικού της χώρας».

### 3.5 Μέτρα πολιτικής για την προώθηση των ΑΠΕ

Προκειμένου να επιτευχθεί ο κεντρικός ενεργειακός στόχος για μεγαλύτερη από την αναμενόμενη διείσδυση ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση έως το 2030, αναγνωρίζεται η ανάγκη για ένα ολοκληρωμένο πλαίσιο πολιτικών και μέτρων με κανονιστικό και τεχνικό χαρακτήρα.

Με αυτή τη βάση, στο αναθεωρημένο ΕΣΕΚ καθορίζονται μέτρα για την προώθηση των ΑΠΕ κατά την περίοδο 2021- 2030 που στοχεύουν στην κάλυψη έντεκα διαφορετικών Προτεραιοτήτων Πολιτικής οι οποίες επιγραμματικά είναι οι ακόλουθες (Πηγή τελικό κείμενο ΕΣΕΚ 2019):

1. Κάλυψη των εγχώριων ηλεκτρικών καταναλώσεων κυρίως από ΑΠΕ
2. Αναμόρφωση αδειοδοτικού και χωροταξικού πλαισίου – Επιτάχυνση και αποτελεσματικότητα αδειοδότησης
3. Συμμετοχή μονάδων ΑΠΕ στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας χωρίς χορήγηση λειτουργικής ενίσχυσης
4. Προώθηση διεσπαρμένων συστημάτων ΑΠΕ και ενδυνάμωση συμμετοχικού ρόλου τοπικών κοινωνιών – καταναλωτών
5. Διασφάλιση βιωσιμότητας και ρευστότητας του μηχανισμού χορήγησης λειτουργικής ενίσχυσης στις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ
6. Ανάπτυξη και ενίσχυση ενεργειακών δικτύων και βέλτιστη ένταξη και λειτουργία μονάδων ΑΠΕ
7. Κανονιστικές υποχρεώσεις ελάχιστης συμμετοχής ΑΠΕ στην κάλυψη ενεργειακών αναγκών στον κτιριακό τομέα
8. Προώθηση της χρήσης συστημάτων ΑΠΕ για κάλυψη θερμικών και ψυκτικών αναγκών
9. Σύζευξη ενεργειακών τομέων για μέγιστη αξιοποίηση του εγχώριου δυναμικού από τις ΑΠΕ και προώθηση νέων τεχνολογιών
10. Προώθηση χρήσης προηγμένων βιοκαυσίμων στον τομέα των μεταφορών
11. Προώθηση της ηλεκτροκίνησης

**Η θέσπιση αυτών των μέτρων και πολιτικών καθιστά ακόμα περισσότερο σαφή την δέσμευση της Πολιτείας προς την πλήρη απολιγνιτοποίηση του εγχώριου ενεργειακού συστήματος και τη μεγαλύτερη διείσδυση των ΑΠΕ με τελικό στόχο την ενεργειακή ανεξαρτησία της χώρας και την περαιτέρω βελτίωση των δεικτών έντασης εκπομπών και ενέργειας.**

## 4 Ανάλυση του Κλάδου των ΑΠΕ και της Αγοράς Αιολικής Ενέργειας

### 4.1 Ο κλάδος των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Α.Π.Ε)

#### 4.1.1 Ορισμός- κωδικοποίηση και φορείς του κλάδου

Βάσει του άρθρου 2 του Νόμου 3468 (ΦΕΚ 129<sup>Α</sup>/27.06.2006) όπως έχει τροποποιηθεί και ισχύει, ως Ενέργεια από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (Α.Π.Ε) ορίζεται η ενέργεια από ανανεώσιμες μη ορυκτές πηγές, ήτοι αιολική, ηλιακή, αεροθερμική, γεωθερμική, υδροθερμική και θαλάσσια ενέργεια, υδροηλεκτρική, από βιομάζα, από τα εκλυόμενα στους χώρους υγειονομικής ταφής αέρια, από τα αέρια που παράγονται σε μονάδες επεξεργασίας λυμάτων και από τα βιοαέρια.

Σύμφωνα με την κωδικοποίηση NACE, ο κλάδος αντιπροσωπεύεται από τους ακόλουθους κωδικούς:

D35.1 (Παραγωγή, μεταφορά και διανομή Ηλεκτρικής Ενέργειας)

D35.11 (Παραγωγή Ηλεκτρικού ρεύματος)

D35.12 (Μεταφορά Ηλεκτρικού ρεύματος)

D35.13 (Διανομή Ηλεκτρικού ρεύματος)

D 35.14 (Εμπόριο Ηλεκτρικού Ρεύματος)

Η δραστηριότητα του φορέα των έργων εμπίπτει στον κλάδο της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και συγκεκριμένα από αιολική ενέργεια. Από στατιστική άποψη η αιολική ενέργεια και οι λοιπές ΑΠΕ δεν αποτελούν αυτόνομο κλάδο αλλά τμήματα υποκλάδων του κλάδου 35. Σύμφωνα με την κωδικοποίηση NACE (αλλά και τη ΣΤΑΚΟΔ), οι ΑΠΕ υπάγονται στον υποκλάδο 35.11 παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος. Η παραγωγή ρεύματος από μετατροπή αιολικής ενέργειας υπάγεται στον κωδικό 35.11.10.03.

Ως φορείς του κλάδου αναγνωρίζονται διάφορες Δημόσιες υπηρεσίες, Αρχές και Οργανισμοί. Οι πιο αντιπροσωπευτικοί φορείς στη χώρα είναι ενδεικτικά (Κλαδικές Στοιχεύσεις για Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, Δεκ' 2022, stochasis):

- ✓ Το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας (ΥΠΕΝ)
- ✓ Η Ρυθμιστική Αρχή Αποβλήτων, Ενέργειας και Υδάτων (ΡΑΑΕΥ): Πρόκειται για την μέχρι πρότινος Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) η οποία μετονομάστηκε μετά από

διεύρυνση του αντικειμένου της βάσει του Ν. 5037/2023 σε Ρυθμιστική Αρχή Αποβλήτων, Ενέργειας και Υδάτων (ΡΑΑΕΥ).

- ✓ Ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ)
- ✓ Ο Διαχειριστής Ανεξάρτητου Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ)
- ✓ Ο Διαχειριστής ΑΠΕ & Εγγυήσεων Προέλευσης (ΔΑΠΕΕΠ)
- ✓ Το Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας (ΚΑΠΕ)
- ✓ Το Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας
- ✓ Ελληνική Επιστημονική Ένωση Αιολικής Ενέργειας (ΕΛΕΤΑΕΝ)
- ✓ Σύνδεσμος Εταιρειών Φωτοβολταϊκών(ΣΕΦ)

Επίσης, σε Διεθνές και Ευρωπαϊκό επίπεδο, ο κλάδος εκπροσωπείται από:

- ✓ Το Ινστιτούτο Ενέργειας Νοτιοανατολικής Ευρώπης
- ✓ Τον Οργανισμό Συνεργασίας των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (ACER)
- ✓ Το Διεθνή Οργανισμός Ενέργειας (International Energy Agency IEA)
- ✓ Το Διεθνή Οργανισμό Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (International Renewable Energy Agency IRENA)
- ✓ Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21)
- ✓ Την Παγκόσμια Ένωση Αιολικής Ενέργειας (World Wind Energy Association WWEA)
- ✓ Τη Διεθνή Εταιρεία Ηλιακής Ενέργειας ( International Solar Energy Society ISES)

#### 4.1.2 Είδη Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας

Οι βασικές κατηγορίες Ανανεώσιμων Πηγών ενέργειας είναι:

1. Η Αιολική Ενέργεια: η κινητική ενέργεια του ανέμου η οποία μετατρέπεται σε μηχανική και τελικά σε ηλεκτρική ενέργεια. Η εκμετάλλευση της Αιολικής Ενέργειας μπορεί να γίνει μέσω χερσαίων ή και υπεράκτιων Αιολικών Σταθμών.

2. Ηλιακή Ενέργεια: η ηλιακή ακτινοβολία αξιοποιείται μέσω τεχνολογιών που εκμεταλλεύονται και τη θερμότητα και τα ηλεκτρομαγνητικά κύματα του αυτής. Οι τεχνολογίες που βασίζονται στην ηλιακή ενέργεια, διακρίνονται σε:
- *Φωτοβολταϊκά Ηλιακά Συστήματα*: μετατρέπουν την ηλιακή ενέργεια άμεσα σε ηλεκτρική ενέργεια. Τα φωτοβολταϊκά συστήματα αποτελούν την πλειοψηφία των εγκαταστάσεων παραγωγής ενέργειας μέσω εκμετάλλευσης της ηλιακής ακτινοβολίας και οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί διακρίνονται σε χερσαίους και πλωτους ανάλογα με την επιφάνεια χωροθέτησης τους .
  - *Ενεργητικά Ηλιακά Συστήματα*: τα οποία μετατρέπουν την ηλιακή ακτινοβολία σε θερμότητα

3. Υδραυλική Ενέργεια: Η αξιοποίηση της κινητικής ενέργειας των υδατοπτώσεων, με στόχο την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ή και το μετασχηματισμό της σε απολήψιμη μηχανική ενέργεια.

4.Βιομάζα: Βασίζεται στη φωτοσυνθετική δραστηριότητα, μέσω της οποίας μετασχηματίζεται η ηλιακή ενέργεια μέσω φυτικών οργανισμών χερσαίας ή υδρόβιας προέλευσης.

5.Γεωθερμική Ενέργεια: η οποία βασίζεται στη θερμική ενέργεια που προέρχεται από το εσωτερικό της γης (θερμά νερά, φυσικοί ατμοί και θερμά ξηρά πετρώματα).

6. Κυματική Ενέργεια: η κυματική ενέργεια προκύπτει από την αξιοποίηση της δυναμικής ενέργειας των μορίων του νερού λόγω της κατακόρυφης ταλάντωσής τους και της περιστροφικής τους κίνηση μέσω μιας τουρμπίνας.

7. Παραγωγή Υδρογόνου από ΑΠΕ: μέσω σταθμών ΑΠΕ παρέχεται ενέργεια σε μονάδες Ηλεκτρόλυσης οι οποίες με τη σειρά τους ηλεκτρολύουν το νερό από τη γεώτρηση και παράγουν Πράσινο Υδρογόνο και Οξυγόνο. Εν συνεχεία, το παραγόμενο Υδρογόνο κατευθύνεται με τη χρήση κατάλληλων σωληνώσεων και τροφοδοτείται αγωγός Φυσικού Αερίου, επιτυγχάνοντας τον εμπλουτισμό του Φυσικού Αερίου ή θα διοχετεύεται σε δεξαμενές μεταφοράς για δευτερογενή επεξεργασία ή/και κατανάλωση. Επιπλέον, το παραγόμενο οξυγόνο απελευθερώνεται στο περιβάλλον.

Όπως αποδεικνύεται και από πληθώρα στατιστικών στοιχείων για τις ΑΠΕ, η αιολική ενέργεια αποτελεί την πιο ώριμη από τεχνολογικής και οικονομικής άποψης καθαρή μορφή ενέργειας. Η αξιοποίηση της μέσω Αιολικών Σταθμών, συμβάλει στην μείωση των εκπομπών του CO<sub>2</sub>, στην επίτευξη των περιβαλλοντικών στόχων (Εθνικών, Κοινοτικών και Παγκόσμιων) προσφέροντας συγχρόνως ποικίλα κοινωνικά και οικονομικά οφέλη.

Η αύξηση της παγκόσμιας εγκατεστημένης ισχύος αιολικών σταθμών επιφέρει συνεχή βελτίωση των εφαρμοζόμενων τεχνολογιών και μείωση του κόστους παραγωγής του τελικού προϊόντος γεγονός που καθιστά εφικτή τη βιωσιμότητα των εγκαταστάσεων του είδους χωρίς να στηρίζεται πλέον σε οικονομικές ενισχύσεις όπως ίσχυε στο παρελθόν. Όπως αναφέρθηκε μάλιστα και ανωτέρω η αιολική ενέργεια υπήρξε βασικός χρηματοδότης του Ταμείου Ενεργειακής Μετάβασης επιδοτώντας τους καταναλωτές συνολικά 4 δις ευρώ από την αρχή της κρίσης.

#### 4.1.3 Πλεονεκτήματα και Μειονεκτήματα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας

Τα οφέλη που προκύπτουν από την αξιοποίηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας είναι περιβαλλοντικά, κοινωνικά και ταυτόχρονα οικονομικά. Επιγραμματικά τα βασικά πλεονεκτήματα της παραγωγής ενέργειας μέσω ανανεώσιμων πηγών επιγραμματικά είναι τα ακόλουθα:

1. Βασίζονται σε ανεξάντλητες, φυσικές πηγές οι οποίες είναι φιλικές προς το περιβάλλον και δεν οδηγούν σε έκλυση ρύπων
2. Συμβάλλουν στον περιορισμό της ενεργειακής εξάρτησης της χώρας από εισαγωγές ενέργειας και συμβάλλουν με αυτό τον τρόπο στην ενεργειακή ανεξαρτησία της χώρας.
3. Οδηγούν στην αποκέντρωση της ενεργειακής παραγωγής δεδομένης της γεωγραφικής διασποράς τους. Κατά συνέπεια λόγω της διασπαρμένης παραγωγής μειώνεται η επιβάρυνση των συστημάτων υποδομής όπως είναι τα δίκτυα μεταφοράς και περιορίζονται οι απώλειες στα δίκτυα αυτά.
4. Το λειτουργικό τους κόστος είναι ανεξάρτητο από τις διακυμάνσεις της διεθνούς οικονομίας οι οποίες επηρεάζουν τις τιμές των συμβατικών καυσίμων.
5. Συνεισφέρουν στην οικονομική και κοινωνική αναζωογόνηση απομακρυσμένων και συνεπώς υποβαθμισμένων περιοχών καθώς οδηγούν στη δημιουργία νέων θέσεων εργασίας και την προσέλκυση νέων επενδύσεων.
6. Αποφέρουν σημαντικά έσοδα για τους Δήμους υπαγωγής των έργων αλλά και επιστροφή στους οικιακούς καταναλωτές αυτών, από την πώληση της παραγόμενης ενέργειας.

Στον αντίποδα των πλεονεκτημάτων εντοπίζονται και ορισμένα μειονεκτήματα που προκύπτουν από την αξιοποίηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Βασικό μειονέκτημα της

παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας μέσω ΑΠΕ είναι η αδυναμία ακριβούς πρόβλεψης της παραγόμενης ενέργειας και το υψηλό κόστος αποθήκευσης ενέργειας.

#### 4.1.4 Ανάλυση SWOT

Ακολούθως παρουσιάζεται ανάλυση S.W.O.T για τον κλάδο των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας. Η εν λόγω ανάλυση αποτελεί ευρέως διαδεδομένο εργαλείο στρατηγικού σχεδιασμού προκειμένου να εντοπιστούν και να καταγραφούν τόσο οι εσωτερικοί παράγοντες (Δυνατά και Αδύναμα σημεία/ Strengths & weaknesses) όσο και παράγοντες του εξωτερικού περιβάλλοντος (Ευκαιρίες και Απειλές/ Opportunities & Threats) που πιθανόν θα επηρεάσουν την πορεία του κλάδου.

Πίνακας 4-1 – Ανάλυση SWOT

### Εσωτερικοί Παράγοντες

Δυνατά Σημεία (STRENGTHS) +	Αδυναμά Σημεία (WEAKNESSES) –
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Προστασία του Περιβάλλοντος και μείωση αερίων ρύπων</li> <li>- Αποκεντρωμένη παραγωγή ενέργειας</li> <li>- Συμβάλλουν στην προώθηση της απολιγνιτοποίησης και ευθυγραμμίζονται με τους Εθνικούς και Κοινοτικούς Περιβαλλοντικούς στόχους</li> <li>- Δημιουργία Νέων θέσεων εργασίας σε απομακρυσμένες περιοχές</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Χρονοβόρες Αδειοδοτικές διαδικασίες</li> <li>- Δαιδαλώδες Θεσμικό πλαίσιο με κενά και ελλείψεις</li> <li>- Μη επικαιροποιημένο Χωροταξικό Σχέδιο για ΑΠΕ</li> <li>- Κορεσμός Δικτύων Μεταφοράς Ενέργειας</li> <li>- Υψηλό κόστος Αποθήκευσης παραγόμενης Ενέργειας</li> </ul>



## Εξωτερικοί Παράγοντες

Ευκαιρίες (OPPORTUNITIES) +	Απειλές (THREATS) -
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Προώθηση απολιγνιτοποίησης και επομένως θεσμοθετημένοι στόχοι για διεύρυνση ΑΠΕ στο ενεργειακό μίγμα</li> <li>- Αναθεώρηση ΕΣΕΚ 2019, Απλοποίηση περιβαλλοντικής Αδειοδότησης και Αδειοδότησης Β' φάσης</li> <li>- Περιορισμός της εξάρτησης από εισαγωγή ενέργειας</li> <li>- Μείωση Κόστους ΑΠΕ</li> <li>- Πολλαπλοί τρόποι πώλησης παραγόμενης ΗΕ (διαγωνισμοί, διμερή συμβόλαια, Αγορά)</li> <li>- Δεκαετές Πρόγραμμα για Έργα επέκτασης και αναβάθμισης του Δικτύου Μεταφοράς</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Συνεχώς μεταβαλλόμενο Νομοθετικό Πλαίσιο</li> <li>- Κορεσμός Συστήματος Μεταφοράς</li> <li>- Αύξηση κόστους υλικών και εξοπλισμού Αιολικών και φωτοβολταϊκών σταθμών</li> <li>- Αβεβαιότητα ως προς τη μορφή της Αγοράς Ηλεκτρικής ενέργειας τα επόμενα έτη</li> <li>- Αντιδράσεις από τοπικές Κοινωνίες</li> <li>- Δυσκολίες στην αποθήκευση και στην πρόβλεψη παραγωγής</li> </ul>

### 4.2 Η αγορά της Αιολικής ενέργειας

#### 4.2.1 Ορισμός και δυναμική της αγοράς

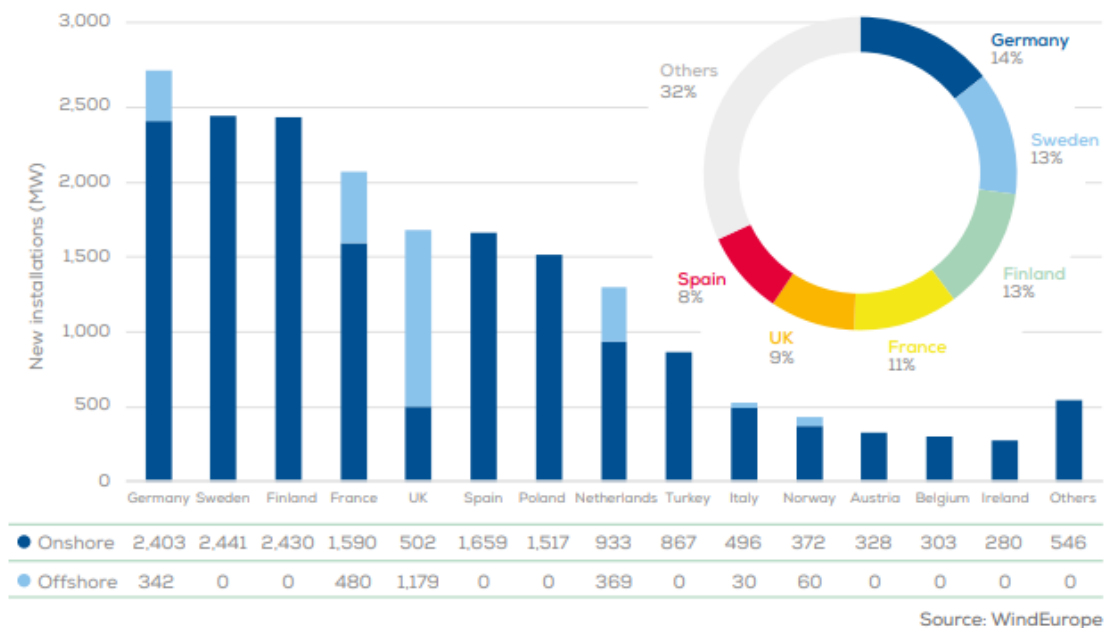
Η παραγωγή ενέργειας μέσω της αιολικής ενέργειας αποτελεί πλέον σημαντικό τμήμα του Ενεργειακού ισοζυγίου τόσο σε παγκόσμιο όσο και σε Ευρωπαϊκό Επίπεδο. Σήμερα η Αιολική ενέργεια βασίζεται σε ώριμη τεχνολογία και αποτελεί την ταχύτερα αναπτυσσόμενη μορφή ενέργειας.

Βασικοί φορείς της αγοράς είναι η Παγκόσμια Ένωση Αιολικής Ενέργειας (World Wind Energy Association WWEA) και στην Ελλάδα η Ελληνική Επιστημονική Ένωση Αιολικής Ενέργειας (ΕΛΕΤΑΕΝ).

Βάσει των στατιστικών της Wind Europe για το έτος 2022, στην Ευρώπη εγκαταστάθηκαν κατά το 2022 επιπλέον 19GW αιολικών πάρκων. Η νέα εγκαταστημένη ισχύς ξεπέρασε κατά 4% την ισχύ που εγκαταστάθηκε κατά το 2021 (συγκεκριμένα το 2021 εγκαταστάθηκαν Αιολικά Πάρκα συνολικής ισχύος 16GW) και η συνολική εγκαταστημένη ισχύς στην Ευρωπαϊκή Ένωση

(EU-27) ανέρχεται σε 255GW (Wind energy in Europe - 2022 Statistics and the outlook for 2023-2027, WindEurope).

Όπως προκύπτει από την ακόλουθη εικόνα, το 87% της νέας εγκατεστημένης ισχύος παραγωγής ενέργειας από Αιολικούς Σταθμούς, αναφέρεται σε χερσαίους Αιολικούς σταθμούς με πρωτοπόρες χώρες τη Γερμανία, τη Σουηδία και τη Φινλανδία. Ταυτόχρονα,

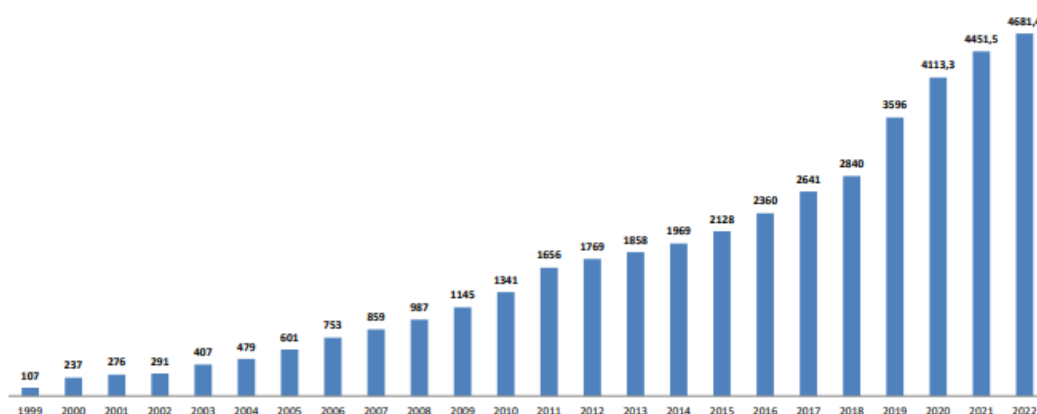


**Εικόνα 1:** Νέα εγκατεστημένη ισχύς Α/Π στην Ευρώπη το 2022 (χερσαία και υπεράκτια Α/Π). (Πηγή: eletaen.gr)

Σε εθνικό επίπεδο, βάσει των στατιστικών στοιχείων της ΕΛΕΤΑΕΝ για την Αιολική Ενέργεια η εγκατεστημένη ισχύς των Αιολικών Πάρκων στη χώρα που είναι σε δοκιμαστική ή κανονική λειτουργία το 2022 ανήλθε σε 4.681,4MW. Αναλυτικά στο ακόλουθο διάγραμμα φαίνεται η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος από το 1999 έως και το 2022.



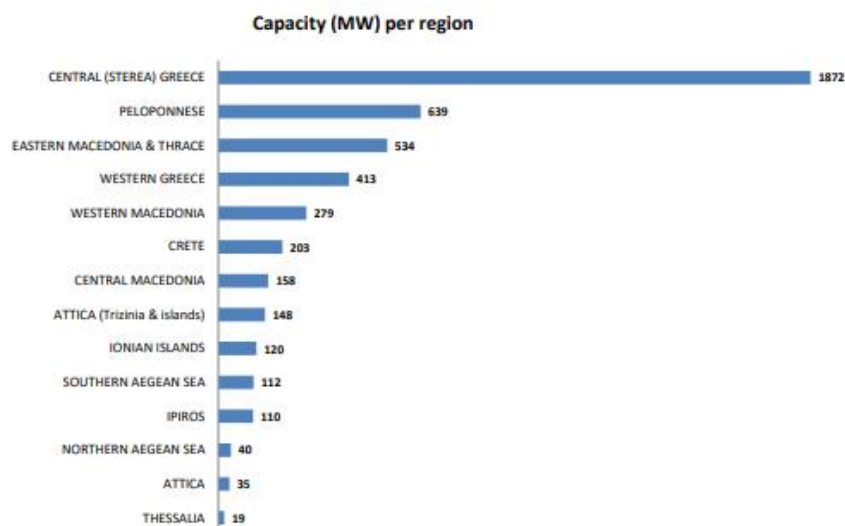
Total capacity to the grid (MW) per year



The HWEA Wind Energy Statistics take into account the wind capacity which is in commercial or test operation in Greece and are based on sources from the market actors. HWEA has made effort to crosscheck and confirm the data. However, HWEA does not guarantee the accuracy of them and do not undertake any relevant liability.

Διάγραμμα 4-1 – Συνολική εγκατεστημένη ισχύς Α/Π στην Ελλάδα. (Πηγή: eletaen.gr)

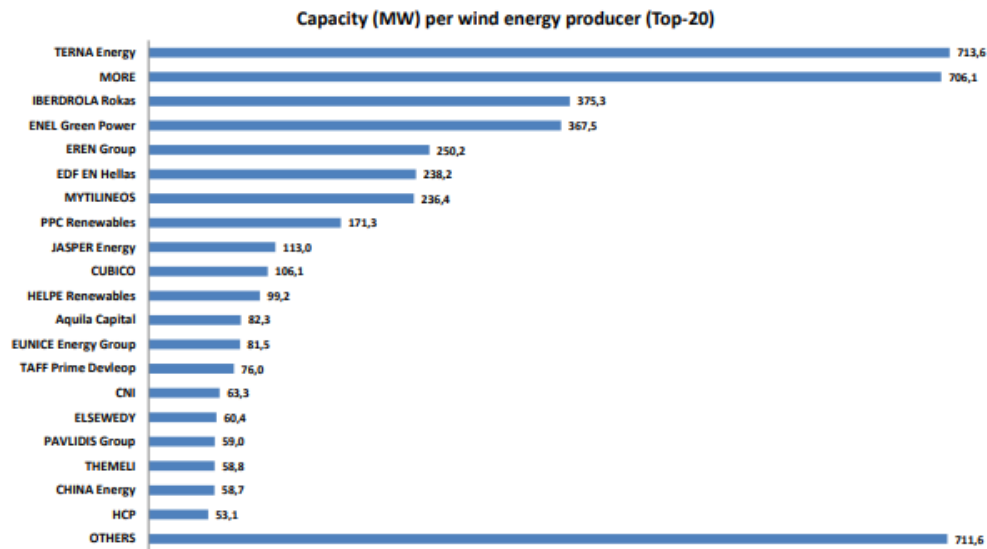
Πιο συγκεκριμένα από το ακόλουθο διάγραμμα προκύπτει πως το 40% της εγκατεστημένης ισχύος έχει χωροθετηθεί στην Στερεά Ελλάδα και ακολουθούν με 14% η Πελοπόννησος και με 11% η Ανατολική Μακεδονία και η Θράκη.



Διάγραμμα 4-2 – Εγκατεστημένη ισχύς Α/Π ανά Περιφέρεια το έτος 2022. (Πηγή: eletaen.gr, Wind energy Statistics, 2022)

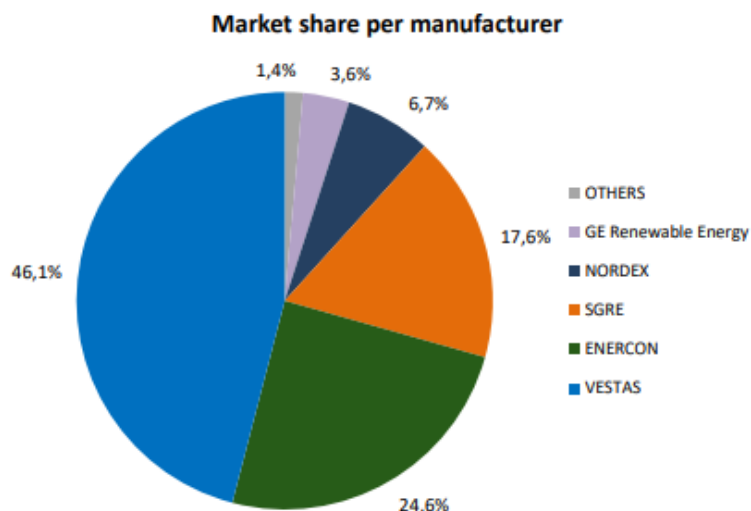
Όσον αφορά στις εταιρείες- φορείς του κλάδου, παρουσιάζονται στο ακόλουθο διάγραμμα όπως αυτές κατατάσσονται βάσει της εγκατεστημένης ισχύος Α/Π. Όπως προκύπτει και από

το διάγραμμα, οι τρεις πρώτες είναι η Τέρνα Ενεργειακή, η More και η Ροκας μέλος του ομίλου Iberdrola.



Διάγραμμα 4-3 – Εταιρείες παραγωγού αιολικής ενέργειας ανά εγκατεστημένη ισχύ. (Πηγή: eletaen.gr, Wind energy Statistics, 2022)

Τέλος, όπως φαίνεται και στην ακόλουθη εικόνα, οι μεγαλύτερες εταιρείες κατασκευής Ανεμογεννητριών (Α/Γ) είναι η Vestas (η οποία κατέχει το 46,1% της εγκατεστημένης ισχύος), η Enercon (με το 24,6% της εγκατεστημένης ισχύος) και η General Electric Renewable Energy (με 3,6%).



Διάγραμμα 4-4 – Εταιρείες κατασκευής Ανεμογεννητριών (Α/Γ) ανά ποσοστιαίο μερίδιο της . (Πηγή: eletaen.gr, Wind energy Statistics, 2022)

#### 4.2.2 Πλεονεκτήματα και Μειονεκτήματα της Αιολικής Ενέργειας

Η αγορά της Αιολικής Ενέργειας εντάσσεται στον κλάδο των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας παρουσιάζοντας επομένως τα πλεονεκτήματα αυτών τα οποία έχουν αναλυθεί διεξοδικά σε προηγούμενη παράγραφο της παρούσας μελέτης . Επιγραμματικά , η αιολική ενέργεια είναι μια καθαρή μορφή ενέργειας η οποία είναι φιλική προς το περιβάλλον, συντελεί στην ενεργειακή ανεξαρτητοποίηση της χώρας και ακόμα περισσότερο στην αποκεντρωμένη παραγωγή ενέργειας και αποτελεί πόλο ανάπτυξης για τις τοπικές κοινωνίες.

Στον αντίποδα, οι πολέμιοι της αιολικής ενέργειας αντιτάσσουν πως η αιολική ενέργεια δεν είναι τόσο «καθαρή» καθώς επιφέρει αρνητικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις όπως είναι η αισθητική υποβάθμιση «παρθένων» περιοχών, ηλεκτρομαγνητικές επιδράσεις, ηχορύπανσης και επιδράσεις στην πανίδα και κυρίως την ορνιθοπανίδα τα περιοχής χωροθέτησής τους.

Συνοψίζοντας, δεδομένου ότι πρόκειται πλέον για ώριμη τεχνολογία η οποία έχει δώσει πολυετή αποτελέσματα που οδηγούν σε ώριμα συμπεράσματα, μπορούμε να ισχυριστούμε με ασφάλεια πως τα πλεονεκτήματα που απορρέουν από την αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας είναι σαφώς περισσότερα και σημαντικότερα από τα πλεονεκτήματα. Ο ισχυρισμός αυτός επιβεβαιώνεται και από τις στρατηγικές αποφάσεις που λαμβάνονται σε παγκόσμιο, κοινοτικό και Εθνικό Επίπεδο θέτοντας πολύ φιλόδοξους στόχους για την περαιτέρω ανάπτυξη της αξιοποίησης της Αιολικής Ενέργειας παγκοσμίως.

## 5 Θεσμικό και Ρυθμιστικό πλαίσιο

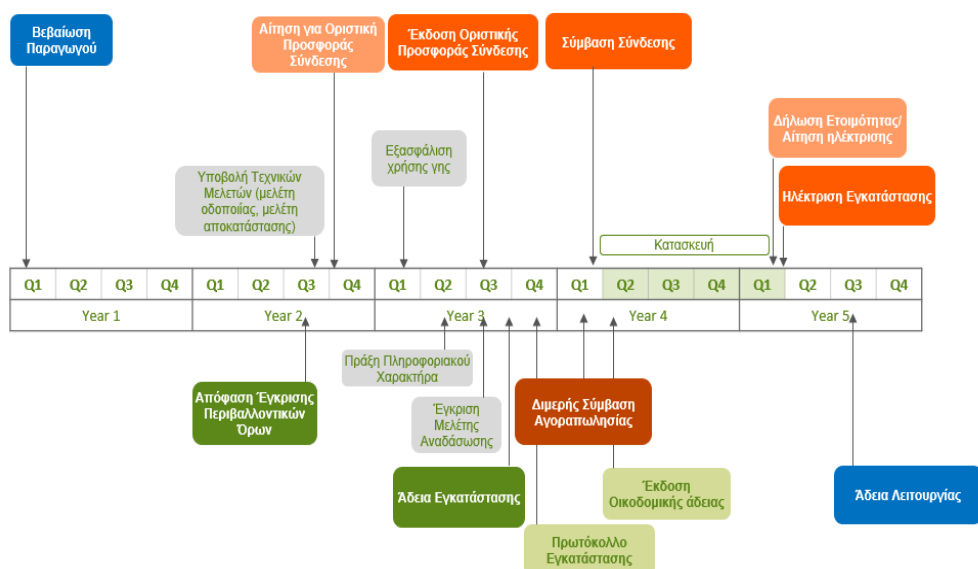
### 5.1 Διαδικασία αδειοδότησης- Χρονοδιάγραμμα αδειοδότησης

Η αδειοδότηση που απαιτείται για την κατασκευή ενός αιολικού σταθμού είναι χρονοβόρα, διακρίνεται σε διάφορα στάδια και περιλαμβάνει την αξιολόγηση και έγκριση από διάφορες διοικητικές υπηρεσίες και φορείς.

Εν συντομία τα ορόσημα της αδειοδότησης ενός Αιολικού Σταθμού είναι τα ακόλουθα:

- i. Έκδοση Βεβαίωσης Παραγωγού από τη Ρυθμιστική Αρχή Αποβλήτων Ενέργειας και Υδάτων (Ρ.Α.Α.Ε.Υ)
- ii. Απόφαση Έγκρισης Περιβαλλοντικών Όρων (Α.Ε.Π.Ο)
- iii. Έκδοση Δεσμευτικών Όρων Διασύνδεσης
- iv. Έγκριση Τεχνικών Μελετών (μελέτες οδοποιίας, αποκατάστασης, αναδάσωσης)
- v. Πράξη Πληροφοριακού Χαρακτήρα
- vi. Άδεια Εγκατάστασης
- vii. Πρωτόκολλο Εγκατάστασης
- viii. Σύμβαση Πώλησης Ηλεκτρικής Ενέργειας/ Συμμετοχή στην αγορά
- ix. Άδεια Λειτουργίας

Στο διάγραμμα που ακολουθεί παρουσιάζεται ένα ενδεικτικό χρονοδιάγραμμα αδειοδότησης ενός Αιολικού Πάρκου. Ωστόσο, ανάλογα με την περιοχή χωροθέτησης του εκάστοτε έργου, τις ιδιαιτερότητές της και τις υπηρεσίες στις οποίες εναπόκειται η αδειοδότηση, οι χρόνοι αυτοί πιθανόν να διαφέρουν αισθητά.



Διάγραμμα 5-1 – Διαδικασία και ενδεικτικό χρονοδιάγραμμα αδειοδότησης Αιολικού σταθμού

Όπως προκύπτει από το ανωτέρω διάγραμμα, η τυπική αδειοδότηση ενός αιολικού σταθμού από την επιλογή της θέσης και την έκδοση της βεβαίωσης παραγωγού μέχρι την έκδοση της Άδειας Λειτουργίας απαιτεί κατά μέσο όρο 5 έτη.

## 5.2 Ρυθμιστικό Πλαίσιο- Νομοθεσία

Το Θεσμικό και Νομοθετικό Πλαίσιο που διέπει τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας σε Εθνικό Επίπεδο και αφορά σε θέματα χωροθέτησης, αδειοδότησης, χορήγησης προσφοράς Σύνδεσης και ανταγωνιστικών διαδικασιών εξασφάλισης τιμής πώλησης της παραγόμενης ενέργειας παρουσιάζεται στους πίνακες που ακολουθούν.

1. **Ο Ν. 3468/27-06-06** (ΦΕΚ129/Α/06) περί "Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις".
2. **Ο Ν. 3851/2010** (ΦΕΚ 85/Α/04.06.2010) περί "επιτάχυνσης της ανάπτυξης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και άλλες διατάξεις σε θέματα αρμοδιότητας του Υπουργείου Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής".

3. **Ο Ν. 4001/2011** (ΦΕΚ 179/Α/22-08-2011) " Για τη λειτουργία Ενεργειακών Αγορών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου, για Έρευνα, Παραγωγή και δίκτυα μεταφοράς Υδρογονανθράκων και άλλες ρυθμίσεις."
4. **Ο Ν. 4152/2013** (ΦΕΚ 107/Α/09-05-2013) «Επείγοντα μέτρα εφαρμογής των νόμων 4046/2012, 4093/2012 και 4027/2013 (Παράγραφος Ι΄ - Ρυθμίσεις θεμάτων Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας)».
5. **Ο Ν.4014/2011** "Για την περιβαλλοντική αδειοδότηση έργων και δραστηριοτήτων, ρύθμιση αυθαιρέτων σε συνάρτηση με δημιουργία περιβαλλοντικού ισοζυγίου και άλλες διατάξεις αρμοδιότητας Υπ. Περιβάλλοντος" (ΦΕΚ 209/Α/21-09-2011), όπως τροποποιήθηκε και ισχύει.
6. **Ο Ν. 4414/2016** (ΦΕΚ Α΄149/09-08-2016) «Νέο καθεστώς στήριξης των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ για το νομικό και λειτουργικό διαχωρισμό των κλάδων προμήθειας και διανομής στην αγορά του φυσικού αερίου και άλλες διατάξεις»
7. **Ο Ν. 4685/2020** (ΦΕΚ Α΄92/07-05-2020) «Εκσυγχρονισμός περιβαλλοντικής νομοθεσίας, ενσωμάτωση στην ελληνική νομοθεσία των Οδηγιών 2018/844 και 2019/692 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου και λοιπές διατάξεις.»
8. **Ο Ν. 4951/2022** (ΦΕΚ 129/Α/04-07-2022) «Εκσυγχρονισμός της αδειοδοτικής διαδικασίας Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας – Β΄ Φάση, Αδειοδότηση παραγωγής και αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας πλαίσιο ανάπτυξης Πιλοτικών Θαλάσσιων Πλωτών Φωτοβολταϊκών Σταθμών και ειδικότερες διατάξεις για την ενέργεια και την προστασία του περιβάλλοντος.
9. **Ο Ν. 4964/2022** (ΦΕΚ 150/Α/30-07-2022) «Διατάξεις για την απλοποίηση της περιβαλλοντικής αδειοδότησης, θέσπιση πλαισίου για την ανάπτυξη των Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων, την αντιμετώπιση της ενεργειακής κρίσης, την προστασία του περιβάλλοντος και λοιπές διατάξεις.
10. **Ο Ν. 5037/2023** (ΦΕΚ 78/Α/28-03-2023) «Μετονομασία της ΡΑΕ σε ΡΑΑΕΥ και διεύρυνση του αντικειμένου της... - Εκσυγχρονισμός της νομοθεσίας για τη χρήση και παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ μέσω της ενσωμάτωσης των Οδηγιών ΕΕ 2018/2001 και 2019/944 - Ειδικότερες διατάξεις για τις ΑΠΕ και την προστασία του Περιβάλλοντος.»

Οι σχετικές Υπουργικές Αποφάσεις:

11. **Η ΚΥΑ 49828/3-12-2008** (ΦΕΚ 2464/Β/3-12-2008) «Έγκριση Ειδικού Πλαισίου Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης (ΕΠΧΣΑΑ) για τις ανανεώσιμες



πηγές ενέργειας και της στρατηγικής μελέτης περιβαλλοντικών επιπτώσεων αυτού», όπως έχει τροποποιηθεί και ισχύει.

- 12. Η ΚΥΑ 37338/1807/2010** «Καθορισμός μέτρων και διαδικασιών για τη διατήρηση της άγριας ορνιθοπανίδας και των οικοτόπων / ενδιαιτημάτων της, σε συμμόρφωση με την Οδηγία 79/409/ΕΟΚ...», όπως τροποποιήθηκε και ισχύει.
- 13. Η ΥΑ 1958/2012** (ΦΕΚ 21/Β/13-1-2012) «Κατάταξη δημοσίων και ιδιωτικών έργων και δραστηριοτήτων σε κατηγορίες και υποκατηγορίες σύμφωνα με το Άρθρο 1 παράγραφος 4 του Ν.4014/21.9.2011 (Φ.Ε.Κ. Α'209/2011)» όπως τροποποιήθηκε και ισχύει.
- 14. Η Υ.Α. Αριθμ. 15277/2012** «Εξειδίκευση διαδικασιών για την ενσωμάτωση στις Αποφάσεις Έγκρισης Περιβαλλοντικών Όρων ή στις Πρότυπες Περιβαλλοντικές Δεσμεύσεις της προβλεπόμενης από τις διατάξεις της Δασικής Νομοθεσίας έγκρισης επέμβασης, για έργα και δραστηριότητες κατηγοριών Α και Β της υπουργικής
- 15. Η ΥΑ οικ. 170225/2014** (ΦΕΚ 135/Β/2014) «Εξειδίκευση των περιεχομένων των φακέλων περιβαλλοντικής αδειοδότησης έργων και δραστηριοτήτων της κατηγορίας Α' της απόφασης του Υπουργού Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής με αρ. 1958/2012 (Β'21) όπως ισχύει, σύμφωνα με το άρθρο 11 του ν.4014/2011 (Α'209), καθώς και κάθε άλλης σχετικής λεπτομέρειας».
- 16. Η Απόφαση Αναπληρωτή Υπουργού ΠΕΚΑ (ΥΑ) 115973/6088/2014** (ΦΕΚ 2961/Β/3-11-2014) «Καθορισμός δικαιολογητικών για την έκδοση (Α) απόφασης έγκρισης επέμβασης και (Β) πράξεως πληροφοριακού χαρακτήρα».
- 17. Η ΚΥΑ 40238/2017** (ΦΕΚ 3759/Β/25-10-2018) «Τροποποίηση της κοινής υπουργικής απόφασης υπ' αριθμ. ΥΠΕΧΩΔΕ/ΕΥΠΕ/οικ. 107017/2006 "Εκτίμηση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων ορισμένων σχεδίων και προγραμμάτων, σε συμμόρφωση με τις διατάξεις της οδηγίας 2001/42/ΕΚ σχετικά με την εκτίμηση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων ορισμένων σχεδίων και προγραμμάτων του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και Συμβουλίου της 27<sup>ης</sup> Ιουνίου 2001».
- 18. Η ΚΥΑ 1915/2018** (ΦΕΚ 304/Β/02-02-2018) «Τροποποίηση των υπ' αριθμ. 48963/2012 (Β'2703) κοινής υπουργικής απόφασης, υπ' αριθμ. 167563/2013(Β' 964) κοινής υπουργικής απόφασης και υπ' αριθμ. 170225/2014 (Β' 135) υπουργικής απόφασης, που έχουν εκδοθεί κατ' εξουσιοδότηση του Ν. 4014/2011 (Α' 209), σε συμμόρφωση με την Οδηγία 2014/52/ΕΕ "για την τροποποίηση της οδηγίας 2001/42/ΕΕ «για την εκτίμηση των επιπτώσεων ορισμένων σχεδίων δημοσίων και ιδιωτικών έργων στο περιβάλλον» του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 16<sup>ης</sup> Απριλίου 2014.

- 19. Η ΚΥΑ 5688/2018** (ΦΕΚ 988/Β/21-03-2018) «Τροποποίηση των παραρτημάτων του Ν. 4014/2011 (Α' 209) σύμφωνα με το άρθρο 36Α του νόμου αυτού, σε συμμόρφωση με την Οδηγία 2014/52/ΕΕ “για την τροποποίηση της οδηγίας 2011/92/ΕΕ σχετικά με την εκτίμηση των επιπτώσεων ορισμένων σχεδίων δημόσιων και ιδιωτικών έργων στο περιβάλλον του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 16<sup>ης</sup> Απριλίου 2014»
- 20. Η ΥΑ ΥΠΕΝ/ΔΙΠΑ/17185/1069/24-02-2022** (ΦΕΚ 841/Β/2022) «Τροποποίηση και κωδικοποίηση της υπό στοιχεία ΔΙΠΑ/οικ.37674/27-7-2016 υπουργικής απόφασης «Τροποποίηση και κωδικοποίηση της υπουργικής απόφασης 1958/2012 - Κατάταξη δημοσίων και ιδιωτικών έργων και δραστηριοτήτων σε κατηγορίες και υποκατηγορίες σύμφωνα με την παρ. 4 του άρθρου 1 του ν. 4014/21.9.2011 (Α' 209), όπως αυτή έχει τροποποιηθεί και ισχύει» (Β' 2471).
- 21. Η ΥΑ ΥΠΕΝ/ΔΙΠΑ/64712/4464** (ΦΕΚ 3636/Β/2022) –«Τροποποίηση της υπό στοιχεία ΥΠΕΝ/ΔΙΠΑ/17185/1069/2022 υπουργικής απόφασης «Τροποποίηση και κωδικοποίηση της υπό στοιχεία ΔΙΠΑ/οικ.37674/2016 υπουργικής απόφασης “Τροποποίηση και κωδικοποίηση της υπουργικής απόφασης 1958/2012 - Κατάταξη δημοσίων και ιδιωτικών έργων και δραστηριοτήτων σε κατηγορίες και υποκατηγορίες σύμφωνα με την παρ. 4 του άρθρου 1 του ν. 4014/21.9.2011 (Α' 209), όπως αυτή έχει τροποποιηθεί και ισχύει” (Β' 2471)» (Β' 841)»
- 22. Η Υ.Α. ΥΠΕΝ/ΔΗΕ/55948/1087-20.05.2023/Β' 3416** «Ανταγωνιστικές διαδικασίες υποβολής προσφορών για τη χορήγηση επενδυτικής και λειτουργικής ενίσχυσης σε σταθμούς αποθήκευσης η.ε. σύμφωνα με την υποπαρ. 2Α της παρ. 2 του άρθρου 143 ΣΤ του ν. 4001/2011 (Α' 179)»
- 23. ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/53563/1556- 19.05.2023/Β' 3328** «Περιορισμοί έγχυσης ηλεκτρικής ενέργειας και ισχύος σταθμών ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ καθώς και σταθμών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας της περ. (λ)α της παρ. 3 του άρθρου 2 του Ν. 4001/2011 (Α' 179) σύμφωνα με το άρθρο 10 του ν. 4951/2022 (ΦΕΚ Α' 245)»
- 24. ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/7063/374- 20.01.2023/Β' 275** «Τροποποίηση της υπό στοιχεία ΥΠΕΝ/ΓΔΕ/84014/7123/12.08.2022 απόφασης του ΥΠΕΝ "Καθορισμός πλαισίου προτεραιότητας στην χορήγηση ΟΠΣ για σταθμούς ΑΠΕ και αποθήκευσης από ΔΕΔΔΗΕ & ΑΔΜΗΕ συμπεριλαμβανόμενων των περιοχών που έχουν χαρακτηριστεί ως κορεσμένα δίκτυα κατά παρέκκλιση κάθε άλλης γενικής ή ειδικής διάταξης σύμφωνα με το άρθρο 89 του ν. 4951/2022 (ΦΕΚ Β' 4333)»
- 25. ΥΠΕΝ/ΓΔΕ/84014/7123- 12.08.2022/ Β' 4333** «Καθορισμός πλαισίου προτεραιότητας στην χορήγηση ΟΠΣ για σταθμούς ΑΠΕ και αποθήκευσης από ΔΕΔΔΗΕ & ΑΔΜΗΕ συμπεριλαμβανόμενων των περιοχών που έχουν χαρακτηριστεί ως κορεσμένα δίκτυα

κατά παρέκκλιση κάθε άλλης γενικής ή ειδικής διάταξης σύμφωνα με το άρθρο 89 του ν. 4951/2022»

- 26. ΥΠΕΝ/ΓΔΕ/66576/5877- 07.07.2022/B' 3522** «Καθορισμός εγκατεστημένης ισχύος ανά τεχνολογία ή και κατηγορία σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ, η οποία δημοπρατείται μέσω ανταγωνιστικής διαδικασίας υποβολής προσφορών, αριθμού ανταγωνιστικών διαδικασιών υποβολής προσφορών ανά έτος, χρονοδιαγράμματος πραγματοποίησης των ανταγωνιστικών διαδικασιών (Α.Δ.) και άλλων θεμάτων που αφορούν στις ανταγωνιστικές διαδικασίες υποβολής προσφορών με βάση την παρ. 3 του άρθρου 7 του Ν. 4414/2016 όπως ισχύει»
- 27. ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/123726/5096- 27.12.2021/B' 6250** «Καθορισμός τεχνολογιών ή και κατηγοριών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. που εντάσσονται σε καθεστώς στήριξης με τη μορφή Λειτουργικής Ενίσχυσης μέσω ανταγωνιστικής διαδικασίας υποβολής προσφορών, χαρακτηρισμός των ανταγωνιστικών διαδικασιών υποβολής προσφορών ως τεχνολογικά ουδέτερων ή μη και καθορισμός μεθοδολογίας και διαδικασίας επιμερισμού ισχύος για συμμετοχή, στις ανταγωνιστικές διαδικασίες υποβολής προσφορών, σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. που εγκαθίστανται σε χώρες εντός του Ευρωπαϊκού Οικονομικού Χώρου υπό την προϋπόθεση ενεργού Διασυνοριακού Εμπορίου ενέργειας με αυτές, με βάση την παρ. 2 του άρθρου 7 του ν.4414/2016.» (ΦΕΚ Β' 4488), όπως ισχύει.»
- 28. ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/46810/1974- 30.05.2020/B' 2062** «Τροποποίηση της ΑΠΕΕΚ/Α/Φ1/οικ.184573/13.12.2017 υπουργικής απόφασης «Καθορισμός τεχνολογιών ή και κατηγοριών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. που εντάσσονται σε καθεστώς στήριξης με τη μορφή Λειτουργικής Ενίσχυσης μέσω ανταγωνιστικής διαδικασίας υποβολής προσφορών, χαρακτηρισμός των ανταγωνιστικών διαδικασιών υποβολής προσφορών ως τεχνολογικά ουδέτερων ή μη και καθορισμός μεθοδολογίας και διαδικασίας επιμερισμού ισχύος για συμμετοχή, στις ανταγωνιστικές διαδικασίες υποβολής προσφορών, σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. που εγκαθίστανται σε χώρες εντός του Ευρωπαϊκού Οικονομικού Χώρου υπό την προϋπόθεση ενεργού Διασυνοριακού Εμπορίου ενέργειας με αυτές, με βάση την παρ. 2 του άρθρου 7 του ν.4414/2016.» (ΦΕΚ Β' 4488), όπως τροποποιήθηκε με τις αποφάσεις ΑΠΕΕΚ/Α/Φ1/οικ.172858/22.03.2018 (ΦΕΚ Β' 1263), ΑΠΕΕΚ/Α/Φ1/οικ.179988/09.10.2018 (ΦΕΚ Β' 4850) και ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/18135/511/27.02.2019 (ΦΕΚ Β' 779) και ισχύει.

- 29. ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/28857/1083- 20/3/2020/B'940** «Καθορισμός ειδικού πλαισίου προτεραιότητας στην χορήγηση οριστικών Προσφορών Σύνδεσης για σταθμούς ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ από τον Διαχειριστή του Δικτύου, κατά παρέκκλιση κάθε άλλης γενικής ή ειδικής διάταξης, συμπεριλαμβανομένων των διατάξεων του άρθρου 9 του ν. 3775/2009 (Α' 122), του ν. 3894/2010 (Α' 204), του ν. 4608/2019 (Α' 66) και της παραγράφου 6 του άρθρου 11 του ν. 4513/2018 (Α' 9), καθώς και του πρώτου και τρίτου εδαφίου της παραγράφου 4 του άρθρου 8 του ν. 3468/2006 (Α' 129), σύμφωνα με το άρθρο 44 του ν. 4643/2019 (ΦΕΚ 193 Α').»
- 30. ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/19576/705- 27/2/2020/B'642** «Τροποποίηση της ΥΑΠΕ/Φ1/14810/04.10.2011 (ΦΕΚ 2373 Β') υπουργικής απόφασης «Κανονισμός Αδειών Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας με χρήση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και μέσω Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (Σ.Η.Θ.Υ.Α.)».
- 31. ΥΑ 34495/1107-15/4/2019** «Καθορισμός εγκατεστημένης ισχύος ανά τεχνολογία ή και κατηγορία σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ ἔδμοπρατούμενης μέσω ανταγωνιστικής διαδικασίας υποβολής προσφορών μέχρι και το 2022, ελάχιστου αριθμού ανταγωνιστικών διαδικασιών υποβολής προσφορών ανά έτος, ανώτατης επιτρεπόμενης τιμής προσφοράς για κάθε ανταγωνιστική διαδικασία υποβολής προσφορών για κάθε ανταγωνιστική διαδικασία υποβολής προσφορών και τέλους συμμετοχής σε κάθε ανταγωνιστική διαδικασία, με βάση τις παρ. 3 και 6 του άρθρου 7 του Ν. 4414/2016»
- 32. ΥΑ 18135/511- 6/3/2019/B'779** «Τροποποίηση της αριθμ. ΑΠΕΕΚ/Α/Φ1/οικ.184573/12.12.2017 (ΦΕΚ Β'4488) ΥΑ "Καθορισμός τεχνολογιών ή κατηγοριών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ που εντάσσονται σε καθεστώς λειτουργικής ενίσχυσης μέσω ανταγωνιστικής διαδικασίας υποβολής προσφορών ...."
- 33. ΥΑ 180215- 17/10/2018/B' 4528** «Τροποποίηση της αριθμ. ΑΠΕΕΚ/Α/Φ1/οικ.172859/22-3-2018 ΥΑ "Καθορισμός εγκατεστημένης ισχύος ανά τεχνολογία ή και κατηγορία σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ η οποία δημοπρατείται μέσω ανταγωνιστικής διαδικασίας υποβολής προσφορών για τα έτη 2018, 2019 και 2020 ....."
- 34. ΥΑ 172859- 10/4/2018/B' 1267** «Καθορισμός εγκατεστημένης ισχύος ανά τεχνολογία ή και κατηγορία σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ η οποία δημοπρατείται μέσω ανταγωνιστικής διαδικασίας υποβολής προσφορών για τα έτη 2018, 2019 και 2020 ....."

- 35. ΥΑ 172857- 22/3/2018** «Πλαίσιο συμμετοχής στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, μεθοδολογία και διαδικασία εκκαθάρισης, τιμολόγησης και διακανονισμού των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. με σύμβαση Λειτουργικής Ενίσχυσης σύμφωνα με τα άρθρα 9 έως 11 του ν. 4414/2016 (Α' 149) ή Σύμβαση πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας σύμφωνα με το άρθρο 12 του ν. 3468/2006 (Α' 129) ή αντίστοιχη σύμβαση αγοραπωλησίας ηλεκτρικής ενέργειας προ του ν. 3468/2006 (Α' 129), και οι οποίοι συνεχίζουν να λειτουργούν μετά την ημερομηνία λήξης των αντίστοιχων συμβάσεων, και εφόσον ισχύουν όλες οι απαιτούμενες κατά την κείμενη νομοθεσία άδειες και εγκρίσεις, με βάση την παρ. 19 του άρθρου 3 του ν.4414/2016 όπως ισχύει.»
- 36. ΥΑ 184573- 19/12/2017** «Καθορισμός τεχνολογιών ή κατηγοριών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ που εντάσσονται σε καθεστώς λειτουργικής ενίσχυσης μέσω ανταγωνιστικής διαδικασίας υποβολής προσφορών, χαρακτηρισμός των ανταγωνιστικών διαδικασιών υποβολής προσφορών ως τεχνολογικά ουδέτερων ή μη και καθορισμός μεθοδολογίας και διαδικασίας επιμερισμού ισχύος για συμμετοχή στις ανταγωνιστικές διαδικασίες»
- 37. ΥΑΠΕ/Φ1/14810- 25.10.2011/ΦΕΚ 2373 Β** «Κανονισμός Αδειών Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας με χρήση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και μέσω Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (Σ.Η.Θ.Υ.Α.)»
- 38. ΥΑ Αριθμ. Δ6/Φ1/οικ.13310- 10.07.2007/ΦΕΚ Β 1153** «Διαδικασία έκδοσης αδειών εγκατάστασης και λειτουργίας σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας»
- 39. ΥΑ Αριθμ. Δ6/Φ1/οικ.1725- 06.02.2007/ΦΕΚ Β 148** «Καθορισμός τύπου και περιεχομένου συμβάσεων πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται με χρήση ΑΠΕ και μέσω ΣΗΘΥΑ στο Δίκτυο των Μη Διασυνδεδεμένων Νήσων σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 12 παρ. 3 του Ν.3468/2006»

Και οι ακόλουθες αποφάσεις της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας:

- 40. Η ΑΠΟΦΑΣΗ ΡΑΕ ΥΠ' ΑΡΙΘΜ.Ε-45/2023 (ΦΕΚ Β' 3939/17.06.2023)**-«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).»
- 41. Η ΑΠΟΦΑΣΗ ΡΑΕ ΥΠ' ΑΡΙΘΜ. 88/2023 (ΦΕΚ Β' 1400/09.03.2023)**- «Καθορισμός περιθωρίου ισχύος έργων ΑΠΕ στην Κρήτη μετά την ολοκλήρωση της Φάσης II

Διασύνδεσής της με το Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ) σύμφωνα με την παράγραφο 4 του άρθρου 100 του ν.4821/2021 (Α' 134)».

**42. ΑΠΟΦΑΣΗ ΡΑΕ ΥΠ' ΑΡΙΘΜ. 879/2022** (ΦΕΚ Β' 59/12.01.2023)- «Καθορισμός Μεθοδολογίας Επιμερισμού του Κόστους των έργων επέκτασης Συστήματος για σύνδεση Παραγωγών ή Πελατών ή του Δικτύου στο ΕΣΜΗΕ σύμφωνα με τις διατάξεις της υποενότητας 8.12 και 8.19 του Κώδικα Διαχείρισης του ΕΣΜΗΕ, όπως ισχύουν»

### 5.3 Διαδικασία Εξασφάλισης Πώλησης Ενέργειας

Με την εξασφάλιση της Οριστικής Προσφοράς Σύνδεσης ενός Σταθμού ΑΠΕ, και ενώ το έργο εξακολουθεί να αναπτύσσεται μελετητικά και αδειοδοτικά, διερευνάται ο τρόπος πώλησης της Ηλεκτρικής ενέργειας. Τα σενάρια πώλησης τα οποία εξετάζονται είναι:

- i. Σύναψη Συμβολαίου πώλησης με τον Λειτουργό της Αγοράς ΑΠΕ μέσω διαγωνιστικών Διαδικασιών Εξασφάλισης τιμής πώλησης ενέργειας με 20ετη διάρκεια
- ii. Σύναψη Διμερών Συμβολαίων πώλησης Η.Ε. (Bilateral PPAs) με τελικό καταναλωτή (oftaker) ή με Φορέα Σωρευτικής Εκπροσώπησης (Φο.Σ.Ε.).
- iii. Απευθείας Συμμετοχή στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας

Βασικό πλεονέκτημα των δύο πρώτων επιλογών, τα οποία εξετάστηκαν και στην παρούσα μελέτη σκοπιμότητας, είναι ότι λόγω της σταθερότητας στην πρόβλεψη των εσόδων την οποία προσφέρουν είναι πιο ελκυστικά για την εξασφάλιση χρηματοδότησης από χρηματοπιστωτικά ιδρύματα και παρέχουν ασφάλεια στους επενδυτές.

Αντίθετα, ενώ σήμερα η απευθείας συμμετοχή ενός έργου ΑΠΕ στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας οδηγεί σε μεγαλύτερες τιμές αποζημίωσης της παραγόμενης ενέργειας, δεν προτιμάται από τα χρηματοπιστωτικά ιδρύματα καθώς δεν οδηγεί σε εύκολα προβλέψιμα έσοδα. Η μέθοδος αυτή υπολογισμού της αποζημίωσης της παραγόμενης ενέργειας είναι ευμετάβλητη και επηρεαζόμενη από ποικίλους εξωγενείς παράγοντες οι οποίοι συνδέονται άμεσα ή έμμεσα με την παραγωγή, τη μεταφορά αλλά και τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας (καιρικές συνθήκες, διασυνοριακές διασυνδέσεις για εισαγωγή- εξαγωγή ενέργειας, διακύμανση της προσφοράς και των τιμών φυσικού αερίου, διακύμανσης των ευρωπαϊκών τιμών αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων διοξειδίου του άνθρακα αλλά και εξωγενείς παράγοντες όπως γεωπολιτική αστάθεια κ.λ.π.)

### 5.3.1 Σύναψη Διμερών Συμβολαίων πώλησης με τον Λειτουργό της Αγοράς ΑΠΕ- Διαγωνιστικές Διαδικασίες Εξασφάλισης τιμής πώλησης ενέργειας

Το 2016 τέθηκε σε ισχύ στην Ελλάδα ο Νόμος 4414/2016, με τον οποίο εισάγεται ο νέος μηχανισμός στήριξης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Μέχρι την εφαρμογή του παραπάνω Νόμου τα ΑΠΕ απολάμβαναν σταθερές ταρίφες πώλησης της παραγόμενης Ηλεκτρικής Ενέργειας μέσω διμερών Συμβολαίων με τον Λειτουργό της Αγοράς ΑΠΕ (ΔΑΠΕΕΠ). Τα συμβόλαια αυτά έχουν 20ετη διάρκεια και σταθερή τιμή (FiT PPAs).

Οι πιο σχετικές πτυχές του παρόντος Νόμου είναι οι ακόλουθες:

- Υποχρέωση συμμετοχής στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας για νέα έργα ανανεώσιμων πηγών ενέργειας από 1/1/2016. Ωστόσο, τον Δεκέμβριο του 2019 δημοσιεύτηκε ο Ν.4643/2019, ο οποίος θεσπίζει τα μέτρα για την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και επιτρέπει την είσοδο έργων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην αγορά.
- Μηχανισμός στήριξης για 20 χρόνια με τη μορφή συμβάσεων Feed-in Premium (FiP).
- Ο μηχανισμός καθιερώνει την κατανομή των FiP από 1/1/2017 μέσω ανταγωνιστικών δημοπρασιών, οι οποίες μπορεί να είναι τεχνολογικά ουδέτερες ή τεχνολογικά ειδικές.
- Αιολικές εγκαταστάσεις  $P < 3$  MW ή φωτοβολταϊκά και άλλες ΑΠΕ  $P < 500$  kW εξαιρούνται από τη συμμετοχή στις δημοπρασίες, έχοντας τη δυνατότητα να επιλέξουν προκαθορισμένη ταρίφα Feed-in Tariff (FiT).

Μεταξύ 2017/2019 δημοσιεύθηκαν οι Υπουργικές Αποφάσεις για τη θέσπιση των στόχων ανάπτυξης ΑΠΕ στην Ελλάδα για το 2020:

- Στόχος νέας ισχύος ανανεώσιμων πηγών ενέργειας που θα δημοπρατηθεί το 2018 - 2020: 2.200 - 2.700 MW

Μέχρι τον Ιούλιο του 2020, είχαν πραγματοποιηθεί 4 γύροι δημοπρασιών για συγκεκριμένη τεχνολογία και 2 γύροι δημοπρασιών για ουδέτερη τεχνολογία και έχουν κατακυρωθεί συνολικά 2.091 MW με τιμές FiP:

- Τα 954 MW είναι έργα αιολικών πάρκων και τα 1137 MW είναι έργα φωτοβολταϊκών.
- Η υπολειπόμενη ισχύς που θα δημοπρατηθεί μέχρι το τέλος του 2020 είναι 1.060 MW.

Οι τιμές που προκύπτουν από τις δημοπρασίες για αιολικά πάρκα έχουν μειωθεί από την τιμή της πρώτης δημοπρασίας τον Ιούλιο του 2018 που ορίστηκε στα 90€/MWh. Η τελευταία δημοπρασία (20 Απριλίου) είχε αρχική τιμή προσφοράς 61,32 €/MWh. Οι ιστορικές ελάχιστες

τιμές που απονεμήθηκαν στις δημοπρασίες ήταν 55€/MWh για έργα αιολικής ενέργειας και 49,11 €/MWh σε ουδέτερη δημοπρασία.

Ο φορέας των έργων έχει συμμετάσχει με επιτυχία στις δημοπρασίες αιολικής ενέργειας, και εξασφάλισε τιμή για αιολικούς σταθμούς μεταξύ των οποίων και τα δύο Α/Π τα οποία παρουσιάζονται στην παρούσα μελέτη.

### 5.3.1.1 Προϋποθέσεις συμμετοχής στη δημοπρασία

Οι προϋποθέσεις για τη συμμετοχή ενός έργου στη δημοπρασία είναι οι ακόλουθες:

- Βεβαίωση Παραγωγού
- Απόφαση Έγκρισης Περιβαλλοντικών όρων και Οριστικής Προσφοράς Σύνδεσης.
- Εγγυητική Επιστολή Τραπέζης (BG) για Οριστική Προσφορά Σύνδεσης (ΟΠΣ) που υποβλήθηκε στον αρμόδιο Διαχειριστή Συστήματος ή Δικτύου.
- Παράβολο συμμετοχής στη δημοπρασία που αντιστοιχεί σε 500 € για την Κατηγορία I (ΦΒ≤ 20 MW), 1.000 € για την Κατηγορία II (W/F ≤ 50 MW),).
- Εγγυητική Επιστολή Τραπέζης για συμμετοχή στο διαγωνισμό ίση με 1% του Δαπανών Κεφαλαίου (CAPEX) του έργου (€1.250 χιλ./MW εκτιμώμενη προς τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) για αιολικά πάρκα), το οποίο θα επιστρέφεται σε περίπτωση αποτυχίας προσφορών και θα αντικαθίσταται από τραπεζική εγγύηση καλής εκτέλεσης σε περίπτωση επιτυχών προσφορών.
- Τραπεζική εγγύηση καλής εκτέλεσης σε περίπτωση επιτυχούς συμμετοχής, ίση με το 4% του Κεφαλαίου του έργου (1.250k€/MW εκτίμηση της ΡΑΕ για αιολικά πάρκα), που υποβάλλεται στη ΡΑΕ εντός 3 μηνών κατά μέγιστο μετά την ημερομηνία ανακοίνωσης των αποτελεσμάτων της δημοπρασίας. Με αυτήν την τραπεζική εγγύηση, η επιλεγούσα εταιρεία δεσμεύεται ότι το έργο θα ενεργοποιηθεί εντός των χρονικών ορίων που έχει καθορίσει η ΡΑΕ από την ημερομηνία ανακοίνωσης των αποτελεσμάτων της δημοπρασίας (24 μήνες για 3MW < P ≤ 10MW, 36 μήνες για P >10MW, επιπλέον 6 μήνες για νέο υποσταθμό ή νέο μετασχηματιστή στον υφιστάμενο υποσταθμό).
- Θέσπιση ελαχίστου επιπέδου ανταγωνισμού για έργα στη δημοπρασία, το οποίο στον τελευταίο διαγωνισμό καθορίστηκε στο 40% τουλάχιστον ως προς τη ισχύ των έργων συμμετοχής.



Με βάση αυτές τις πληροφορίες, εξετάστηκαν τα υπό εξέταση έργα που ήταν εκείνη τη χρονική περίοδο διαθέσιμα στο χαρτοφυλάκιο για ανάπτυξη και αρκετά ώριμα για να πληρούν τις προϋποθέσεις συμμετοχής στον 3ο γύρο των δημοπρασιών.

### *5.3.1.2 Περιγραφή της διαγωνιστικής διαδικασίας και παροχή τραπεζικής εγγύησης*

Ο 3ος γύρος της δημοπρασίας για έργα αιολικής ενέργειας στην Ελλάδα προκηρύχθηκε τον Μάιο του 2020 και πραγματοποιήθηκε στις 27 Ιουλίου 2020, διενεργώντας δημοπρασίες για τα έργα των Κατηγοριών I και II.

Η αρχικά ανακοινωθείσα ισχύς για την κατηγορία II:  $WF \leq 50MW$  ήταν 481,45MW και η αρχική τιμή προσφοράς ήταν 62,99€/MWh. Στη ΡΑΕ παρουσιάστηκαν συνολικά 748,37 MW (25 έργα), υπερβαίνοντας το απαιτούμενο επίπεδο ανταγωνισμού του 40%, για το οποίο δημοπρατήθηκε η συνολική ισχύς.

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα της δημοπρασίας, από τα 749,37 MW των συμμετεχόντων, η συνολική ισχύς που παραχωρήθηκε ήταν 472 MW (9 νικητές σε σύνολο 25 συμμετεχόντων).

Τα υπό μελέτη αιολικά πάρκα εξασφάλισαν τιμή 55,47€/MWh. Η χαμηλότερη προσφορά ήταν 53,86 €/MWh και η μέση σταθμισμένη τιμή ανάθεσης ήταν 55,67 €/MWh.

Ως εγγύηση καλής εκτέλεσης, κατατέθηκε στη ΡΑΕ τραπεζική εγγύηση 4% του Κεφαλαίου του έργου για συνολικά 1.680 χιλ. € για το πρώτο Α/Π και 2.400 χιλ. € για το δεύτερο που προβλεπόταν να κατατεθεί εντός διαστήματος 3 μηνών από την ημερομηνία ανακοίνωσης των αποτελεσμάτων της δημοπρασίας (δηλαδή το αργότερο στις 27/10/2020).

Τα δύο Α/Π έχουν περιβαλλοντική έγκριση και δεσμευτικούς όρους σύνδεσης για σχεδιασμό 9 ανεμογεννητριών ισχύος 4,2 MW έκαστη, με ύψος πύργου 105 μέτρα και συνολικό ύψος 180 μέτρα το πρώτο Α/Π και 12 ανεμογεννητριών ισχύος 4,2 MW έκαστη, με ίδια με το πρώτο γεωμετρικά χαρακτηριστικά το δεύτερο.

### 5.3.2 Σύναψη Διμερών Συμβολαίων πώλησης (Bilateral PPAs) με τελικό καταναλωτή ή με Φορέα Σωρευτικής Εκπροσώπησης (Φο.Σ.Ε.).

Με την εφαρμογή του ενιαίου Μοντέλου χονδρεμπορικής αγοράς (Target Model) βάσει του Ν. 4736/2020, τα διμερή συμβόλαια πώλησης καλούνται να αντικαταστήσουν τις λειτουργικές ενισχύσεις προσφέροντας ταυτόχρονα έναν εναλλακτικό - ελκυστικό τρόπο αποζημίωσης της παραγόμενης ενέργειας από σταθμούς ΑΠΕ σε μεγάλους καταναλωτές που το κόστος λειτουργίας τους επηρεάζεται σημαντικά από το κόστος της Η.Ε.

Ως διμερή Συμβόλαια πώλησης (Bilateral PPAs) με τελικό καταναλωτή ορίζονται οι ιδιωτικές συμβάσεις πώλησης - αγοράς ενέργειας από ΑΠΕ, με μακροχρόνια συνήθως διάρκεια (συνήθως 10 έως 12 έτη) που συνάπτονται μεταξύ ενός παραγωγού ΑΠΕ και ενός αγοραστή ο οποίος είναι συνήθως μεγάλος καταναλωτής (π.χ. βιομηχανίες) ή Φορέας Σωρευτικής Εκπροσώπησης. Στη διμερή αυτή σύμβαση προβλέπεται η ενέργεια η οποία θα πωληθεί σε προκαθορισμένο χρόνο στον αγοραστή έναντι προκαθορισμένης σταθερής τιμής.

Οι βασικοί τύποι Διμερών Συμβολαίων πώλησης είναι:

Η φυσική παράδοση (Physical PPA) όπου η ενέργεια που παράγεται από ένα σταθμό ΑΠΕ μεταφέρεται μέσω ενός ιδιωτικού διασυνδεδετικού δικτύου στον τελικό καταναλωτή

Η εικονική παράδοση (Virtual PPA) όπου η παραγόμενη ενέργεια διαχέεται στο Δίκτυο ή το Σύστημα Μεταφοράς και δεν προβλέπεται φυσική παράδοση ενέργειας. Στο διμερές συμβόλαιο ο πωλητής και ο Αγοραστής συμφωνούν σε καθορισμένη σταθερή τιμή πώλησης της ενέργειας. Σε περίπτωση που η χρηματιστηριακή τιμή είναι μεγαλύτερη από την σταθερή προσυμφωνημένη τότε ο πωλητής καταβάλλει τη διαφορά στον αγοραστή ενώ στην αντίθετη περίπτωση γίνεται το αντίστροφο και η διαφορά καταβάλλεται από τον αγοραστή στον πωλητή.

Συνοπτικά ως πλεονεκτήματα των διμερών συμβολαίων πώλησης με τελικό καταναλωτή μπορούμε να αναφέρουμε τη μακροπρόθεσμη εξασφάλιση τιμών και τις χρηματοδοτικές ευκαιρίες της επένδυσης. Στον αντίποδα, βασικά μειονεκτήματα είναι η πολυπλοκότητα των συμβάσεων, το γεγονός ότι η σύναψη τέτοιων συμβάσεων συχνά οδηγεί σε χρονοβόρες διαπραγματευτικές διαδικασίες των δυο μερών, η έλλειψη δοκιμασμένου νομοθετικού πλαισίου που να διέπει τέτοιου είδους συμβάσεις και ο κίνδυνος να μην είναι διαθέσιμη η ποσότητα ενέργειας που έχει προ συμφωνηθεί λόγω της φύσης των έργων ΑΠΕ .

### 5.3.3 Απευθείας Συμμετοχή στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας

Με το ενιαίο Μοντέλο Στόχου της χονδρεμπορικής αγοράς (Target Model) βάσει του Ν. 4736/2020 βελτιστοποιείται η αξιοποίηση της δυναμικότητας του Συστήματος Μεταφοράς και επιτυγχάνονται αξιόπιστες τιμές και ρευστότητα στον καταμερισμό των διασυνδέσεων για την αγορά της επόμενης ημέρας. Βάσει του μοντέλου αυτού οι αγορές ενεργειακών προϊόντων χονδρικής είναι οι ακόλουθες:

- i. Η Ενεργειακή χρηματοπιστωτική αγορά ('Forward Market'), στην οποία γίνονται αγοραπωλησίες συμβολαίων ηλεκτρικής ενέργειας που αφορούν μελλοντικό χρόνο και για τις οποίες προσυμφωνούνται συγκεκριμένες τιμές αποζημίωσης
- ii. Η Αγορά επόμενης ημέρας ('Day-ahead Market'), η οποία είναι η βασική χονδρεμπορική αγορά όπου πραγματοποιούνται συναλλαγές για τις ποσότητες Ηλεκτρικής Ενέργειας που θα παραχθούν και παραδοθούν την επόμενη ημέρα.
- iii. Η Ενδοημερήσια αγορά ('Intra-day Market'), όπου γίνονται συμπληρωματικές αγοραπωλησίες ενέργειας για την ίδια ημέρα και πραγματοποιούνται διορθώσεις των θέσεων της αγοράς επόμενης ημέρας
- iv. Η Αγορά Εξισορρόπησης ('Balancing Market'), την οποία διαχειρίζεται ο ΑΔΜΗΕ προκειμένου να εξισορροπήσει σε πραγματικό χρόνο τη ζήτηση με τη διαθέσιμη προσφορά Ενέργειας

Η λειτουργία των τριών πρώτων αγορών έχει ανατεθεί στο Ελληνικό χρηματιστήριο Ενέργειας ενώ του μεν τέταρτου στον ΑΔΜΗΕ (πηγή: <https://www.admie.gr/agora/genika/perigrifi>) προκειμένου να διασφαλίσει την ασφάλεια του Συστήματος μέσω της ισορροπία της προσφοράς με τη ζήτηση.

Βασικά πλεονεκτήματα του Target Model είναι η διαφάνεια των συναλλαγών, η ενίσχυση του ανταγωνισμού και η διαμόρφωση ορθολογικών χονδρεμπορικών τιμών. Οι παραγωγοί ΑΠΕ συνήθως εκπροσωπούνται από Φορείς Σωρευτικής Εκπροσώπησης (Φο.Σ.Ε) μέσω των οποίων μπορούν να συμμετέχουν στις επιμέρους αγορές.

Τέλος, αξίζει να αναφερθεί πως παρόλο που η τιμή πώλησης της ενέργειας η οποία εξασφαλίζεται μέσα απευθείας πώλησης της ενέργειας στην Αγορά είναι μεγαλύτερη, η δυσκολία ασφαλούς πρόβλεψης της παραγόμενης ενέργειας και η διακύμανση των τιμών αλλά και η δυσκολία εξασφάλισης χρηματοδότησης από χρηματοπιστωτικά ιδρύματα, την καθιστούν την επιλογή που προτιμάται λιγότερο από τους παραγωγούς ΑΠΕ, τουλάχιστον στην παρούσα χρονική συγκυρία.

## 6 Τεχνική Περιγραφή Επενδυτικού Σχεδίου

### 6.1 Περιγραφή της παραγωγικής διαδικασίας και των Βασικών Στοιχείων ενός Α/Π

#### 6.1.1 Περιγραφή της παραγωγικής διαδικασίας

Η προτεινόμενη εγκατάσταση αποτελεί έργο ΑΠΕ. Η πρωτογενής μορφή ενέργειας είναι η Αιολική. Η ιδιαιτερότητα της εγκατάστασης έγκειται στο γεγονός ότι το μηχανικό έργο προσφέρεται αποκλειστικά από τον άνεμο, χωρίς τη διεξαγωγή καμίας άλλης λειτουργίας που θα μπορούσε ενδεχομένως να αποτελέσει πηγή ρύπανσης. Η κινητική ενέργεια του ανέμου μετατρέπεται μέσω των πτερυγίων της Α/Γ σε μηχανική ενέργεια στον κύριο άξονα χαμηλών στροφών της Α/Γ. Εν συνεχεία, η μηχανική ενέργεια μετατρέπεται σε ηλεκτρική μέσω της ηλεκτρικής γεννήτριας. Οι Α/Γ συνδέονται μεταξύ τους μέσω ηλεκτρικής γραμμής ΜΤ και τελικά με οικίσκο ελέγχου όπου συγκεντρώνονται τα καλώδια της εσωτερικής διασύνδεσης. Από εκεί η ΜΤ αναχωρεί για τον Υ/Σ ανύψωσης τάσης μέσω του οποίου γίνεται η τελική σύνδεση του Α/Π με το Σύστημα Μεταφοράς.

Πιο συγκεκριμένα, η παραγωγική διαδικασία εξελίσσεται στα ακόλουθα βήματα:

- Ο άνεμος κινεί τα πτερύγια.
- Τα πτερύγια περιστρέφουν τον κύριο άξονα.
- Ο κύριος άξονας εισέρχεται στο κιβώτιο ταχυτήτων όπου αυξάνεται η ταχύτητα περιστροφής του.
- Η κινητική ενέργεια που έχει αναπυχθεί, μετατρέπεται μέσω της ηλεκτρικής γεννήτριας σε ηλεκτρική ενέργεια χαμηλής τάσης.
  - Η ηλεκτρική ενέργεια χαμηλής τάσης (ΧΤ) ανυψώνεται σε Μέση Τάση (ΜΤ) μέσω του μετασχηματιστή (Μ/Σ) ανύψωσης τάσης και μεταφέρεται μέσω καλωδίων ΜΤ στη βάση του πύργου της Α/Γ.
- Από τη βάση κάθε Α/Γ ξεκινά το υπόγειο δίκτυο ΜΤ που συνδέει τις Α/Γ μεταξύ τους και καταλήγει μέσω κτιρίου ελέγχου στον Υ/Σ ανύψωσης τάσης μέσω του οποίου τελικά η παραγόμενη ενέργεια διοχετεύεται στο Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας μέσω Γραμμής Μεταφοράς Υψηλής Τάσης (ΓΜ ΥΤ).

## 6.1.2 Εγκαταστάσεις και εξοπλισμός

Κάθε Α/Π αποτελείται από τον βασικό Ηλεκτρομηχανολογικό εξοπλισμό καθώς και από συνοδά έργα υποδομών.

Το κυρίως έργο συνίσταται από:

- ✓ Τις πλατείες και τις βάσεις: Οι πλατείες σχηματίζονται μέσω διαμόρφωσης το φυσικού εδάφους και το μέγεθός τους πρέπει να είναι κατάλληλο και επαρκές προκειμένου εντός αυτών να δημιουργηθούν οι βάσεις από σκυρόδεμα αλλά και να τοποθετηθούν τα μηχανήματα έργου (γερανοί κλπ) που απαιτούνται για την ανέγερση των πυλώνων, της νασέλας και των φτερών της Α/Γ.
- ✓ Τις Ανεμογεννήτριες: Το πλήθος και η ονομαστική τους ισχύ επιλέγεται βάσει ενός πλήθους πολυπαραγοντικών παραμέτρων. Ενδεικτικά αναφέρονται η συνολική ισχύς του Αιολικού σταθμού, η μορφολογία της θέσης εγκατάστασης, το αιολικό δυναμικό της περιοχής και η διαθέσιμη τεχνολογία κατά την περίοδο κατασκευής. Μια ανεμογεννήτρια αποτελείται από επιμέρους τμήματα όπως ο πύργος, η νασέλα και τα πτερύγια.

Ως συνοδά έργα αναπτύσσονται τα ακόλουθα:

- ✓ Δίκτυο εσωτερικής και εξωτερικής οδοποιίας: Δεδομένου ότι τα Α/Π εγκαθίστανται συνήθως σε κορυφογραμμές, στις οποίες η πρόσβαση δεν είναι εύκολη, απαιτείται η διάνοιξη νέων οδικών τμημάτων που να συνδέουν το υφιστάμενο τοπικό οδικό δίκτυο με τις θέσεις εγκατάστασης των Α/Γ ή/και βελτιστοποίηση των τεχνικών χαρακτηριστικών του οδικού δικτύου προκειμένου να επιτευχθεί η μεταφορά του ογκώδους εξοπλισμού (κυρίως των πτερυγίων των ανεμογεννητριών). Ταυτόχρονα αναπτύσσεται και εσωτερικό οδικό δίκτυο το οποίο συνενώνει τις πλατείες των Α.Γ έτσι ώστε να είναι εφικτή η μετακίνηση του προσωπικού από τη μία Α/Γ στην άλλη. Οι εν λόγω οδοί συνήθως είναι δασικές οδοί.
- ✓ Τα δίκτυα μεταφοράς ενέργειας: Πρόκειται για υπόγεια ή εναέρια δίκτυα Μέσης Τάσης (ΜΤ) των οποίων τα τεχνικά χαρακτηριστικά καθορίζονται από πολλούς παράγοντες. Ενδεικτικοί παράγοντες που καθορίζουν τις διατομές και τα λοιπά τεχνικά χαρακτηριστικά των καλωδίων είναι η ισχύς του έργου, ο βαθμός απόδοσης του έργου και το προφίλ της παραγόμενης ενέργειας, η απόσταση, το επίπεδο της Τάσης Μεταφοράς (20kV ή 33kV), η απόσταση, οι απαιτούμενες απώλειες, η πτώση τάσης και γενικότερα οι τεχνικές προδιαγραφές που προβλέπονται από την κείμενη νομοθεσία και αυτές που καθορίζει ο φορέας του έργου. Τα υπόγεια κανάλια

τοποθετούνται εντός καναλιών κατάλληλης διατομής τα οποία συνήθως διατρέχουν παραπλεύρως υφιστάμενων ή νέων οδών

- ✓ Υποσταθμός ή Κέντρο Υπερυψηλής Τάσης: Για την ανύψωση της Τάσης από Μέση σε Υψηλή ή Υπερυψηλή, αναλόγως το σημείο σύνδεσης στο Σύστημα Μεταφοράς ΗΕ, προκειμένου να γίνει η σύνδεση των αιολικών σταθμών στο Σύστημα Μεταφοράς, απαιτείται ένας υποσταθμός ανύψωσης η Κέντρο Υπερυψηλής Τάσης ανάλογα αν το έργο θα συνδεθεί σε υφιστάμενο δίκτυο Υψηλής ή Υπερύψηλής Τάσης. Οι υποδομές αυτές μπορεί να είναι νέες αλλά σε κάποιες περιπτώσεις γίνεται χρήση τμήματος υφιστάμενων υποδομών.
- ✓ Οικίσκος Ελέγχου: Στις περισσότερες περιπτώσεις επιλέγεται η κατασκευή ενός κτιρίου προκειμένου να φιλοξενήσει τον βοηθητικό εξοπλισμό που απαιτείται για τη λειτουργία και τον έλεγχο κάθε Α/Π. Το εν λόγω κτίριο περιλαμβάνει συνήθως κατ' ελάχιστον μια αίθουσα ελέγχου, όπου εγκαθίσταται το σύστημα ελέγχου του Α/Π (πίνακες ελέγχου και δεδομένων του Α/Π με τον σχετικό εξοπλισμό), βοηθητικούς χώρους για το μόνιμο προσωπικό του Α/Π και αποθήκη υλικών προς ανακύκλωση. Σε πολλές περιπτώσεις ο οικίσκος ελέγχου χρησιμοποιείται κι ως πινακοστάσιο για τη στέγαση των πινάκων ΜΤ, όπου γίνεται η σύνδεση των εσωτερικών κυκλωμάτων ΜΤ του αιολικού σταθμού. Με αυτό τον τρόπο είναι δυνατή η προστασία, μέτρηση και απόζευξη των κυκλωμάτων ΜΤ από τον Οικίσκο Ελέγχου. Τα τελευταία χρόνια για λόγους περιορισμού του κόστους η λύση αυτή δεν επιλέγεται.

## 6.2 Ιστορικό της Επένδυσης

Ο σχεδιασμός των μελετώμενων έργων ξεκίνησε το έτος 2004, όταν το τμήμα Ανάπτυξης της εταιρείας έχοντας γνώση του αιολικού δυναμικού της περιοχής, καθώς έχει εγκαταστήσει σημαντικό αριθμό μετεωρολογικών ιστών για τα υπό ανάπτυξη Α/Π στην ευρύτερη περιοχή, η εταιρεία το έτος 2006 κατέθεσε αίτημα για άδεια παραγωγής στη ΡΑΕ για το πρώτο αιολικό σταθμό και εν συνεχεία το 2011 για το δεύτερο εξ' αυτών.

Ο προκαταρκτικός σχεδιασμός των έργων περιλάμβανε ενδεικτικά:

- i. Τη μελέτη χωροθέτησης των Α/Γων και την εκπόνηση ενεργειακής μελέτης για την αξιολόγηση της αποδοτικότητας των υπό σχεδιασμό ΑΣΠΗΕ, με γνώμονα τη βέλτιστη εκμετάλλευση του αιολικού δυναμικού της θέσης εγκατάστασης αυτού
- ii. Τη μελέτη εγκατάστασης διαφόρων τύπων Α/Γ και τη μελέτη οδοποιίας και διαμόρφωσης πλατειών ανέγερσης

- iii. Την ανάλυση διάφορων σεναρίων για τη διασύνδεση των μελετώμενων έργων με το υφιστάμενο σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας,
- iv. Την προμελέτη για τη δυνατότητα μεταφοράς του εξοπλισμού του έργου στις θέσεις εγκατάστασης, και
- v. Την εκπόνηση τεchnοοικονομικής μελέτης για την αξιολόγηση της βιωσιμότητας της ενδεχόμενης επένδυσης.

Από το χρόνο της πρώτης λήψης της άδειας παραγωγής των έργων, πραγματοποιήθηκαν διάφοροι επανασχεδιασμοί αυτών, με γνώμονα την μέγιστη αποδοτικότητα των έργων, την βέλτιστη συμβατότητά τους με το φυσικό και ανθρωπογενές περιβάλλον της περιοχής εγκατάστασης, την εμπειρία από τις δυσκολίες που προέκυψαν κατά την αδειοδότηση άλλων παρόμοιων γειτονικών έργων καθώς και την εξέλιξη της τεχνολογίας των Α/Γ. Η πολυπαραγοντική μελέτη όλων των παραμέτρων οδήγησε στην οριστικοποίηση του σχεδιασμού των ΑΣΠΗΕ και των συνοδών υποδομών αυτών, έτσι όπως αυτοί περιγράφονται στο κείμενο της παρούσας μελέτης σκοπιμότητας.

### 6.3 Τοποθεσία, Χώρος εγκατάστασης, Περιβάλλον

Οι Αιολικοί σταθμοί θα έχουν ως πρώτη ύλη την αιολική ενέργεια, επομένως η χωροθέτηση των εν λόγω έργων πραγματοποιείται με βασικό γνώμονα το αιολικό δυναμικό της περιοχής. Εν συνεχεία εξετάζεται η πιθανή θέση με βάση διάφορα τεχνικά και περιβαλλοντικά κριτήρια.

Ενδεικτικά αναφέρονται:

#### Τεχνικά κριτήρια

- ✓ Ενδείξεις αιολικού δυναμικού
- ✓ Ανάγλυφο περιοχής
- ✓ Οδική πρόσβαση
- ✓ Πρόσβαση σε ηλεκτρικό δίκτυο

#### Περιβαλλοντικά κριτήρια

- ✓ Περιοχές αποκλεισμού
- ✓ Αποστάσεις από οικισμούς
- ✓ Αποστάσεις από αρχαιολογικούς χώρους

✓ Αποστάσεις από προστατευόμενες περιοχές

Όσον αφορά στα συγκεκριμένα έργα, όπως έχει ήδη αναφερθεί, ο σχεδιασμός τους ξεκίνησε το έτος 2004, όταν το Τμήμα Ανάπτυξης της εταιρείας έχοντας επιλέξει την ευρύτερη περιοχή ως υποψήφια θέση για την εγκατάσταση ενός Α/Π προέβη στην εγκατάσταση μετεωρολογικού ιστού ύψους 10m για την μέτρηση του αιολικού δυναμικού στις εν λόγω θέσεις. Βάσει των μετρήσεων του πρώτου έτους λειτουργίας του ιστού, επιβεβαιώθηκε ότι η θέση πληρούσε, από πλευράς αιολικού δυναμικού, τις κατάλληλες προϋποθέσεις για τη δημιουργία Αιολικού Πάρκου (Α/Π). Έτσι, τον Απρίλιο του 2005 κατατέθηκε στη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (Ρ.Α.Ε) και στο αρμόδιο τμήμα του Υπουργείου Ενέργειας (ΥΠΕΝ) αίτηση για χορήγηση άδειας παραγωγής του πρώτου Α/Π συνολικής ισχύος 46MW βάσει της οποίας εκδόθηκε η άδεια παραγωγής του έργου.

Ταυτόχρονα, κατά τη χωροθέτηση εξετάστηκαν ποικίλοι περιβαλλοντικοί παράγοντες όπως να τηρούνται οι μέγιστες δυνατές αποστάσεις από οικισμού και να επιλεγούν θέσεις με τη βέλτιστη προσβασιμότητα από υφιστάμενες οδούς. Σε κάθε περίπτωση κατά το σχεδιασμό τηρούνται οι κανόνες και τα κριτήρια χωροθέτησης του Ειδικού Πλαισίου Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης (ΕΠΧΣΑΑ) για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) καθώς και της Στρατηγικής Μελέτης Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων (ΣΜΠΕ) αυτού.

Εντωμεταξύ, βάση των διαθέσιμων αιολικών μετρήσεων, η εταιρεία επέλεξε γειτονικές θέσεις ως υποψήφιας για την εγκατάσταση του δεύτερου Α/Π συνολικής ισχύος 46MW και τον Φεβρουάριο του 2011 κατέθεσε αίτημα για άδεια παραγωγής στη Ρ.Α.Ε η οποία εξέδωσε το 2012 την απόφαση χορήγησης άδειας παραγωγής για Α/Π.

Στη συνέχεια, κατά τη διάρκεια των επόμενων ετών που διαρκούσε η αδειοδοτική διαδικασία, έγιναν διάφοροι επανασχεδιασμοί τόσο για λόγους υψηλότερης ενεργειακής αποδοτικότητας λόγω των εξελίξεων στην τεχνολογία των ανεμογεννητριών αλλά και λόγω περιορισμών που προέκυψαν από τις αδειοδοτούσες αρχές (π.χ. αρνητική γνωμοδότηση της αρχαιολογίας για τα συνοδά έργα λόγω ύπαρξης αρχαιολογικού χώρου). Επίσης, η εταιρεία έχοντας πλέον δυο έργα στην ευρύτερη περιοχή προχώρησε σε επανασχεδιασμό των συνοδών έργων ώστε να αξιοποιούνται από κοινού στο μέγιστο δυνατό βαθμό γεγονός που θα οδηγούσε σε οικονομίες κλίμακος.

Βάσει του τελικού σχεδιασμού των έργων, η ισχύς των 2 Α/Π διαμορφώθηκε τελικά σε 37,8 MW και 50,4MW και ξεκίνησε η εκπόνηση των Μελετών Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων (Μ.Π.Ε.) τους οι οποίες υποβλήθηκαν τον Απρίλιο του 2012 στις αρμόδιες διευθύνσεις Περιβάλλοντος και βάσει των οποίων εκδόθηκαν οι Εγκρίσεις Περιβαλλοντικών Όρων των



έργων. Επόμενο βήμα ήταν η κατάθεση των απαραίτητων δικαιολογητικών για την έκδοση των Οριστικών Προσφορών Σύνδεσης (Ο.Π.Σ) για τα Α/Π οι οποίες και εκδόθηκαν το 2020.

Έχοντας εξασφαλίσει τα απαραίτητα προαπαιτούμενα για τη συμμετοχή σε διαγωνιστική διαδικασία, ο φορέας του έργου εξέτασε με αυστηρά τεχνικοοικονομικά κριτήρια την επενδυτική ευκαιρία που ανέκυψε λόγω του διαγωνισμού εξασφάλισης τιμής πώλησης της ενέργειας πώλησης για 20 έτη. Για το σκοπό αυτό προχώρησε στη μελέτη σκοπιμότητας των εν λόγω έργων προκειμένου να διαπιστωθεί με βάση τους όρους συμμετοχής και τα πλαίσια τιμών μειοδοσίας εάν η επένδυση θα είναι βιώσιμη και επικερδής.

#### 6.4 Βασικά στοιχεία φάσης κατασκευής και λειτουργίας

Εφόσον το υπό μελέτη έργο εξασφαλίσει τις απαραίτητες άδειες (περιβαλλοντικές, πολεοδομικές κτλ.) και παντός είδους εγκρίσεις από αρμόδιες υπηρεσίες και φορείς μπορεί να προχωρήσει στις φάσεις κατασκευής και λειτουργίας.

Η **κατασκευή** ενός Α/Π και των συνοδών του έργων μπορεί να επιμεριστεί στις κάτωθι εργασίες:

- Διάνοξη και βελτίωση του εσωτερικού οδικού δικτύου
- Εκσκαφή και επανεπίχωση βάσεων Α/Γ – Διαμόρφωση πλατειών Α/Γ
- Εκσκαφή και επανεπίχωση καναλιών καλωδίων
- Κατασκευή δικτύου ΜΤ 33kV
- Κατασκευή δικτύου γείωσης
- Μεταφορά – Ανέγερση πύργων και Α/Γ
- Διαμόρφωση γηπέδου και κατασκευή του οικίσκου ελέγχου
- Διαμόρφωση γηπέδου και κατασκευή του Υ/Σ
- Κατασκευή των έργων διασύνδεσης από του Υ/Σ με το Σύστημα Μεταφοράς

Τα τεχνικά στοιχεία για την εγκατάσταση των Α/Γ και των συνοδών έργων περιγράφονται ανωτέρω στο συγκεκριμένο κεφάλαιο της μελέτης. Επιπλέον σε ότι αφορά την μεταφορά και την ανέγερση των πύργων και των Α/Γ:

### Απαιτήσεις μεταφοράς

Η μεταφορά των Α/Γ στο χώρο εγκατάστασης θα γίνει σύμφωνα με τις προδιαγραφές της κατασκευάστριας εταιρείας τους. Για την ασφαλή και απρόσκοπτη μεταφορά του εξοπλισμού των Α/Γ στο χώρο του έργου καταρτίζεται εξειδικευμένη μελέτη μεταφοράς (Road Study), η οποία αποτυπώνει όλες τις πιθανές επεμβάσεις από το λιμάνι εκφόρτωσης του εξοπλισμού μέχρι και την πρόσβαση σε κάθε πλατεία του έργου. Η μεταφορά των Α/Γ γίνεται με οχήματα βαρέως τύπου και ειδικότερα για τα πτερύγια χρησιμοποιούνται τεχνολογίες μερικής ανύψωσής (blade lifter) τους με σκοπό την ελαχιστοποίηση των επεμβάσεων στην οδοποιία και ιδιαίτερα στις στροφές.



**Εικόνα 2:** Μεταφορά πτερυγίων με σύστημα ανύψωσης (blade lifter)

### Σχέδιο μεταφοράς

Η κατάρτιση του σχεδίου μεταφοράς των Α/Γ γίνεται με γνώμονα την ασφαλή μεταφορά του εξοπλισμού, την τήρηση του Οδικού Κώδικα, την τήρηση των αυστηρότερων κανόνων

ασφαλείας στις μεταφορές και τις φορτώσεις καθώς επίσης με γνώμονα τις ελάχιστες δυνατές επεμβάσεις εντός και εκτός των οδικών αξόνων καθώς και την ελάχιστη δυνατή κυκλοφοριακή όχληση.

Έτσι, για την ανεύρεση των πιθανών λύσεων λαμβάνονται υπόψη τα εξής:

- οι υφιστάμενοι δρόμοι και ο τύπος τους,
- η τοπογραφία των περιοχών διέλευσης,
- το καθεστώς της γης εκατέρωθεν του δρόμου σε διασταυρώσεις και κλειστές στροφές
- κρίσιμα σημεία κατά μήκος της πορείας (γέφυρες, γραμμές μεταφοράς, κτίσματα σε κλειστές στροφές).

Οι ανωτέρω παράμετροι αξιολογούνται ως προς τυχόν προβλήματα που μπορούν να προκύψουν σε οριζόντιο και κατακόρυφο άξονα καθώς και ως προς την αντοχή του οδοστρώματος.

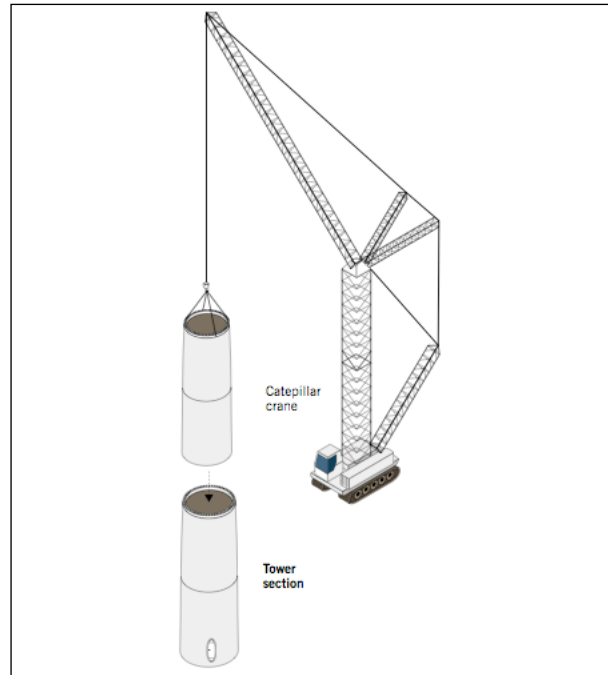
Ενδεικτικά, οι ελάχιστες απαιτήσεις που καθορίζουν τη δυνατότητα διέλευσης των οχημάτων από το υφιστάμενο οδικό δίκτυο είναι οι εξής:

- Ελάχιστο πλάτος δρόμου σε ευθεία: 5m
- Μέγιστη κλίση εδάφους σε ευθεία: 12%
- Αντοχή οδοστρώματος: 12tn / άξονα

Για τη χάραξη της πορείας χρησιμοποιήθηκαν αρχικά δορυφορικοί και οδικοί χάρτες και στη συνέχεια έγιναν αυτοψίες και επιτόπιες μετρήσεις και αποτυπώσεις προκειμένου να διαπιστωθεί η ύπαρξη κάποιων από τους προαναφερόμενους περιορισμούς.

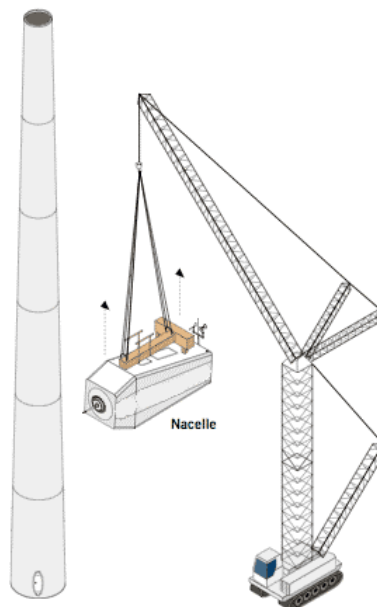
#### Ανέγερση - εγκατάσταση πύργου, ατράκτου και πτερυγίων

Το κάθε τμήμα του πύργου τοποθετείται πάνω στον προηγούμενο με τη χρήση δικτυωτού γερανού. Κατόπιν, το προσωπικό της ανέγερσης συνδέει και συναρμολογεί τα τμήματα μεταξύ τους.



**Εικόνα 3:** Ανέγερση πύργου (ενδεικτικό σκαρίφημα)

Το επόμενο βήμα είναι η ανέγερση και η εγκατάσταση του τράκτορα ο οποίος εγκαθίσταται στο ανώτερο τμήμα του πύργου. Οι ηλεκτρικές συνδέσεις έχουν ήδη πραγματοποιηθεί ταυτόχρονα με την συναρμολόγηση της Α/Γ



**Εικόνα 4:** Ανέγερση ατράκτου (ενδεικτικό σκαρίφημα)

Η συναρμολόγηση της Α/Γ γίνεται με την ανέγερση των πτερυγίων κατά σειρά και τη σύνδεσή τους με το hub. Η μέθοδος αυτή (σε αντιδιαστολή με τη συναρμολόγηση στο έδαφος) απαιτεί λιγότερη έκταση και καθιστά τη συναρμολόγηση ταχύτερη. Όταν η άτρακτος εγκατασταθεί, το hub και ο κώνος ανεγείρονται ακολουθούμενα από τα πτερύγια τα οποία ανυψώνονται οριζοντίως.

Μετά την ολοκλήρωση της ανέγερσης των Α/Γ και της συναρμολόγησης των διαφόρων τμημάτων εντός αυτής (Σκάλες, πατάρια, στηρίγματα, Ηλεκτρολογικοί Πίνακες, καλωδίωση, Ανελκυστήρες κλπ) το Α/Π τίθεται σε λειτουργία (Commissioning). Κατά το Commissioning τα διάφορα τμήματα της Α/Γ τροφοδοτούνται με ρεύμα, ενεργοποιούνται και γίνονται όλοι οι απαραίτητοι έλεγχοι για την ορθή κατάσταση και λειτουργία τους. Αφού ολοκληρωθεί το Commissioning ακολουθεί η Δοκιμαστική περίοδος λειτουργίας του Α/Π κατά τη διάρκεια της οποίας όλες οι Α/Γ τίθενται σε λειτουργία και συνδέονται στο Δίκτυο Μεταφοράς. Κατά αυτόν τον τρόπο επιτυγχάνεται η έγχυση της παραγόμενης ενέργειας στο δίκτυο με σκοπό να φτάσει στους τελικούς καταναλωτές. Σε αυτή την περίοδο της δοκιμαστικής λειτουργίας ελέγχεται η ποιότητα της παραγόμενης ισχύος η οποία εγχεόμενη στο δίκτυο θα πρέπει να πληροί συγκεκριμένες προδιαγραφές που αναφέρονται στον Κώδικα Διαχείρισης Ηλεκτρικής Ενέργειας όπως π.χ. Τάση, Συχνότητα, Αρμονικές, ενεργή και άεργη ισχύς κλπ. Οι απαιτήσεις ελέγχονται από τον Διαχειριστή του Δικτύου ( ΑΔΜΗΕ) για μια περίοδο δύο (2) μηνών και στην περίπτωση που καλύπτονται οι απαιτήσεις η δοκιμαστική περίοδος λειτουργίας ολοκληρώνεται και το Α/Π περνά στην εμπορική λειτουργία του.

Στη φάση οριστικής **λειτουργίας του Α/Π** οι Α/Γ ξεκινούν τη λειτουργία τους σε ταχύτητα ανέμου 3m/sec (cut-in wind speed). Καθώς η ταχύτητα του ανέμου μεγαλώνει, αυξάνεται και η παραγόμενη ισχύς η οποία μεγιστοποιείται για ταχύτητα ανέμου 11m/sec για τους προτεινόμενους τύπους μηχανών. Πρέπει να σημειωθεί ότι οι Α/Γ τίθενται αυτόματα σε λειτουργία, προσανατολίζουν το επίπεδο των πτερυγίων τους κάθετα στη διεύθυνση του ανέμου, και τίθενται εκτός λειτουργίας σε περίπτωση βλάβης ή έντονης ανεμόπτωσης. Το Α/Π ελέγχεται μέσω του Συστήματος Ελέγχου Ενέργειας (ΣΕΕ) του ΔΕΔΔΗΕ από το Κέντρο Κατανομής Φορτίου με αναλυτικές προδιαγραφές που δίνονται από τον ΑΔΜΗΕ κατά την διάρκεια υπογραφής της Σύμβασης Σύνδεσης στο Σύστημα και τα κόστη σύνδεσης βαρύνουν τον επενδυτή. Τέλος, στο χώρο του Α/Π υπάρχει μόνιμο προσωπικό υπεύθυνο για τη λειτουργία του, το οποίο είναι άρτια εκπαιδευμένο και διαθέτει τα νόμιμα προσόντα για την εποπτεία, τις εργασίες συντήρησης και αποκατάστασης βλαβών του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού καθώς και της διαχείρισης του συνόλου της λειτουργίας των έργων.

## 6.5 Χρονοδιάγραμμα φάσης κατασκευής και λειτουργίας

Εκτιμάται ότι η κατασκευή του έργου θα διαρκέσει 18 μήνες. Παρακάτω παρατίθεται σχετικό χρονοδιάγραμμα εργασιών.

A/A	ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΕΣ	ΜΗΝΕΣ:	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	Έργα Υποδομής		■	■	■	■	■													
2	Έργα Πολιτικού Μηχανικού			■	■	■	■	■	■	■	■									
3	Κατασκευή Υ/Σ και δικτύου διασύνδεσης							■	■	■	■	■	■	■	■					
4	Μεταφορά πύργων και Α/Γ															■	■			
5	Ανέγερση πύργων και Α/Γ																■	■		
6	Δοκιμές / Θέση σε λειτουργία																		■	■

Διάγραμμα 6-1 – Γραμμικό διάγραμμα Gantt (χρονοδιάγραμμα εργασιών)

## 6.6 Αναμενόμενες ποσότητες πρώτων υλών, νερού, ενέργειας και αποβλήτων

Πέραν του βασικού ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού, οι ποσότητες πρώτων υλών που απαιτούνται για την κατά σκευή ενός αιολικού πάρκου είναι πολύ περιορισμένες. Ακολούθως αναφέρονται ενδεικτικά οι ποσότητες που θα απαιτηθούν για τα εν λόγω Α/Π.

Κατά τη **φάση κατασκευής** των Α/Π:

- δε γίνεται καμία απολύτως χρήση νερού (παρά μόνο μικρές ποσότητες που απαιτούνται για τη διαβροχή των υλικών προκειμένου να αποφευχθεί η διασπορά σωματιδίων στην ατμόσφαιρα)
- επιδιώκεται μηδενικό ισοζύγιο εκσκαφών ώστε να επιτευχθεί ο βέλτιστος οικονομικός, περιβαλλοντικός και τεχνικός χειρισμός του έργου. Στην περίπτωση μας όπου υπολογίστηκε η **εμφάνιση ελλείμματος στο ισοζύγιο χωματισμών** για την κατασκευή των έργων της οδοποιίας και των πλατειών των Α/Γ συνυπολογίστηκε το υλικό που θα προκύψει από τις εκσκαφές των βάσεων των Α/Γ και των καναλιών ΜΤ και εκτιμήθηκε ότι θα απαιτηθούν επιπλέον πολύ μικρές ποσότητες χωματισμών οι οποίες θα μεταφερθούν από τοπικό λατομείο και θα χρησιμοποιηθούν αποκλειστικά για τη βάση της οδοστρωσίας

- Για τις ανάγκες της κατασκευής των έργων όπου απαιτείται θα γίνει χρήση εργοταξιακού ρεύματος, το οποίο παρέχεται μέσω ηλεκτροπαραγωγού ζεύγους (γεννήτριες) τις οποίες διαθέτει ο εργολάβος στον οποίο ανατίθενται οι εργασίες, χωρίς να γίνεται καμία απολύτως χρήση ενέργειας από το δίκτυο του Εθνικού Συστήματος.
- Ο υπολογισμός της ποσότητας παντός είδους αποβλήτων κατά τη διάρκεια κατασκευής δεν είναι εφικτός στη φάση σχεδιασμού του έργου. Το είδος των πιθανών αποβλήτων κατά τις εργασίες συνοψίζεται σε υγρά ή και ύφυγρα υπολείμματα σκυροδέματος στις μπετονιέρες, υγρά απόβλητα από ατύχημα ή από κακή διαχείριση, όπως λάδια αυτοκινήτων και μηχανημάτων, καθώς και μικρού όγκου αστικού τύπου λύματα από το προσωπικό εργασίας. Όλα τα παραπάνω, καθώς και στερεά απόβλητα και απορρίμματα παντός είδους υλικών (χαρτί, συσκευασίες, πλαστικά και μεταλλικά μέρη και υπολείμματα κτλ.), σε οποιοσδήποτε ποσότητες προκύψουν, υπόκειται σε κατάλληλη διαχείριση σύμφωνα με τους κανόνες λειτουργίας του εργοταξίου ώστε να μην αποτελέσουν παράγοντα ρύπανσης.

#### Κατά τη **φάση λειτουργίας** των Α/Π:

- Η χρήση νερού περιορίζεται στις ανάγκες του προσωπικού λειτουργίας στις εγκαταστάσεις, δηλαδή σε οικιακού τύπου χρήση νερού, σε νερό που χρησιμοποιείται στο σύστημα πυροπροστασίας καθώς και το νερό ποτίσματος που θα χρησιμοποιηθεί στις φυτοτεχνικές αποκαταστάσεις. Σε κάθε περίπτωση οι ποσότητες που απαιτούνται εξασφαλίζονται με μεταφορά νερού στο Α/Π (εμφιαλωμένο νερό, βυτιοφόρα, δεξαμενές). Ο συνολικός όγκος νερού που θα απαιτηθεί για το πότισμα των φυτών θα εξαρτηθεί από την έκταση και το είδος της φυτοτεχνικής αποκατάστασης, η οποία θα οριστικοποιηθεί σε επόμενο στάδιο.
- κατά τη λειτουργία του Α/Π δεν προβλέπεται η χρήση άλλου είδους πρώτων υλών
- οι ενεργειακές ανάγκες λειτουργίας των Α/Π, δηλαδή η ενέργεια που θα δαπανάται ως ιδιοκατανάλωση στα Α/Π, ενδεικτικά υπολογίζεται σε 177.611KWh / έτος για το πρώτο Α/Π και 136.181KWh / έτος αντίστοιχα για το δεύτερο Α/Π.
- Η εκτιμώμενη ποσότητα των παραγόμενων αποβλήτων σε ετήσια βάση, για τα υπό μελέτη Α/Π, υπολογίζεται σε περίπου 6.500 lt και σχετίζεται με υπολείμματα μηχανολογικού, ηλεκτρολογικού και ηλεκτρονικού εξοπλισμού και είναι υγρά και στερεά που προκύπτουν, κυρίως, από τη βασική συντήρηση των μηχανολογικών μερών.

## 6.7 Τεχνική περιγραφή υπό μελέτη έργων

### 6.7.1 Βασικά στοιχεία του έργου (Μηχανολογικά και Λοιπά Τεχνικά Έργα)

Όσον αφορά στο υπό εξέταση έργο αποτελείται από δύο Αιολικούς Σταθμούς Παραγωγής Ενέργειας ή Αιολικά Πάρκα (Α/Π) συνολικής ισχύος 88,2 MW (με επιμέρους ισχύς των Α/Π είναι 37,8 MW και 50,4MW), τα οποία γειτνιάζουν και καταλήγουν σε κοινό σημείο διασύνδεσης για την έγχυση της παραγόμενης ενέργειας .

Πιο συγκεκριμένα το 1<sup>ο</sup> Α/Π περιλαμβάνει:

- i. Την κατασκευή και λειτουργία Αιολικού Σταθμού Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΣΠΗΕ) εγκατεστημένης ισχύος 37,8MW και μέγιστης ισχύος παραγωγής 36,96MW, αποτελούμενο από 9 ανεμογεννήτριες, η κάθε μια εκ των οποίων έχει ονομαστική ισχύ 4,2MW
- ii. Τα έργα οδοποιίας του Αιολικού Πάρκου, νέα προς διάνοιξη οδοποιία μήκους 11.971,17m και βελτίωση υφιστάμενης οδοποιίας μήκους 981m
- iii. Την υπόγεια Γραμμή Μέσης Τάσης 33kV σύνδεσης των Α/Γ μεταξύ τους και διασύνδεσης του Α/Π συνολικού μήκους 15.950,88m

Το 2<sup>ο</sup> Α/Π περιλαμβάνει:

- i. Την κατασκευή και λειτουργία Αιολικού Σταθμού Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΣΠΗΕ) εγκατεστημένης ισχύος 50,4MW και μέγιστης ισχύος παραγωγής 50MW, αποτελούμενο από 12 ανεμογεννήτριες, η κάθε μια εκ των οποίων έχει ονομαστική ισχύ 4,2MW
- ii. Τα έργα οδοποιίας του Αιολικού Πάρκου (νέα προς διάνοιξη οδοποιία μήκους 13.495,73m και βελτίωση υφιστάμενης οδοποιίας μήκους 2.270m
- iii. Στην υπόγεια Γραμμή Μέσης Τάσης 33kV σύνδεσης των Α/Γ μεταξύ τους και διασύνδεσης του Α/Π συνολικού μήκους 17.503m

Για να επιτευχθούν οικονομίες κλίμακος τα δυο έργα θα αξιοποιούν από κοινού τα ακόλουθα έργα:

- i. Τον οικίσκο ελέγχου (control room) του Α/Π εμβαδού 160m<sup>2</sup>
- ii. Το εξωτερικό υπόγειο δίκτυο σύνδεσης του Α/Π, από τη θέση του οικίσκου ελέγχου μέχρι τη θέση του υπό κατασκευή Υ/Σ ακολουθεί υφιστάμενες οδούς σε μήκος



17.366,55m. Το εξωτερικό δίκτυο Μέσης Τάσης αποτελείται από 5 κυκλώματα ΜΤ με καλώδιο Αλουμινίου 630mm<sup>2</sup>

- iii. Επέκταση και σύνδεση σε υπό κατασκευή υποσταθμό (Υ/Σ) ανύψωσης τάσης 33/150kV
- iv. Δύο εργοταξιακούς χώρους συνολικής επιφάνειας 6.000 τ.μ. περίπου

#### 6.7.2 Τεχνική περιγραφή εργασιών και εξοπλισμού ανά κατηγορία δαπανών

Σε προηγούμενη παράγραφο παρουσιάστηκε αναλυτικά ο εξοπλισμός και τα τεχνικά έργα τα οποία απαιτούνται για την κατασκευή και λειτουργία του έργου.

Στην παρούσα μελέτη διακρίνεται το κόστος κατασκευής του έργου σε επιμέρους κατηγορίες δαπανών ως εξής:

##### Κατηγορία δαπάνης 1: Μηχανολογικός εξοπλισμός Α/Π (Α/Γ)

- i. Προμήθεια Α/Γ
- ii. Μεταφορά εξοπλισμού στο έργο
- iii. Εγκατάσταση, ανέγερση και θέση σε λειτουργία

##### Κατηγορία δαπάνης 2Α: ΒοΡ - Τεχνικά έργα – έργα ΠΜ

- i. Κτιριακές εγκαταστάσεις
- ii. Έργα οδοποιίας
- iii. Πλατείες ανέγερσης
- iv. Εργασίες θεμελίωσης
- v. Υπόγεια Κανάλια καλωδίων ΜΤ
- vi. Αποκαταστάσεις – φυτεύσεις

##### Κατηγορία δαπάνης 2Β: ΒοΡ - Ηλεκτρολογικές εγκαταστάσεις – Δίκτυα ΜΤ & Καλώδια

- i. Καλώδια Μέσης Τάσης (ΜΤ) εσωτερικού και εξωτερικού δικτύου ΜΤ
- ii. Λοιπός εξοπλισμός ΜΤ, όπως σύνδεσμοι, τερματισμοί κλπ
- iii. Πίνακες ΜΤ για τη μέτρηση ΗΕ, την προστασία και την απόζευξη των κυκλωμάτων
- iv. Γειώσεις – οπτικές ίνες
- v. Πίνακες ΜΤ εντός Α/Γ
- vi. Επέκταση Υ/Σ ανύψωσης Τάσης
- vii. Έλεγχος, δοκιμές, επίβλεψη και παραλαβή έργων Υ/Σ

- viii. Μετρητικός και τηλεπικοινωνιακός Εξοπλισμός Α/Π
- ix. Διασφάλιση ποιότητας, σύνταξη πρωτοκόλλων, τελικά σχέδια, σύνταξη εγχειριδίων χειρισμού, εκπαίδευση προσωπικού λειτουργίας, σύνταξη πιστοποιήσεων και δοκιμές διασφάλισης ποιότητας Υ/Σ

#### Κατηγορία δαπάνης 3: Σχήμα Σύνδεσης (Υ/Σ)

- i. Επέκταση Υ/Σ ανύψωσης Τάσης
- ii. Αποζημίωση για τη χρήση της υπάρχουσας υποδομής του Υ/Σ
- iii. Έλεγχος, δοκιμές, επίβλεψη και παραλαβή έργων Υ/Σ
- iv. Μετρητικός και τηλεπικοινωνιακός Εξοπλισμός Α/Π
- v. Έργα υποδομής στον Υ/Σ
- vi. Διασφάλιση ποιότητας, σύνταξη πρωτοκόλλων, τελικά σχέδια, σύνταξη εγχειριδίων χειρισμού, εκπαίδευση προσωπικού λειτουργίας, σύνταξη πιστοποιήσεων και δοκιμές διασφάλισης ποιότητας Υ/Σ

#### Κατηγορία δαπάνης 4: Ανάπτυξη και Αδειοδότηση Έργων

Περιλαμβάνει όλες τις μελέτες και την ανάπτυξη των έργων ώστε να φτάσουν τεχνικά στην κατάσταση 'έτοιμα για κατασκευή' και επενδυτικά να εξεταστούν ώστε να λάβουν την έγκριση επένδυσης (Financial Investment Decision).

Εν συντομία περιλαμβάνει:

- τον εντοπισμό των θέσεων (micro-siting)
- την αίτηση για εγκατάσταση μετεωρολογικών
- Σύνταξη φακέλου και έκδοση άδειας παραγωγής (ή πιστοποιητικού παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας από τη ΡΑΑΕΥ)
- Σύνταξη ΜΠΕ και έκδοση ΑΕΠΟ από τη ΔΙΠΕΧΩΣ
- Σύνταξη και υποβολή αιτήματος ΟΠΣ για τη σύνδεση των έργων στο Σύστημα ΗΕ
- Τεχνικές μελέτες όπως μελέτη οδοποιίας και αποκατάστασης και υποβολή τους στις αρμόδιες δασικές αρχές
- Παράλληλα εκτελείται η διαδικασία εξασφάλιση γης ιδιωτών
- Υποβολή φακέλου Πράξης Πληροφοριακού Χαρακτήρα
- Αντάλλαγμα χρήσης γης για τις δημόσιες δασικές εκτάσεις
- Άδεια εγκατάστασης και Πρωτόκολλο εγκατάστασης
- Γεωτεχνική και γεωφυσική μελέτη πεδίου
- Πολεοδομική άδεια δομικών στοιχείων
- Μετρήσεις ειδικής αντίστασης εδάφους και ηλεκτρικής αγωγιμότητας

- Μελέτες διαστασιολόγησης εξοπλισμού
- Μελέτη διασύνδεσης στο Σύστημα
- Μελέτες των μονάδων παραγωγής ΗΕ (Α/Γ) για την πλήρωση των προδιαγραφών και απαιτήσεων του Διαχειριστή του Συστήματος Μεταφοράς και την παροχή των απαιτούμενων υπηρεσιών (RfG)
- Μελέτη μεταφοράς εξοπλισμού

### **6.7.2.1 Κατηγορία δαπάνης 1: Μηχανολογικός εξοπλισμός Α/Π**

#### Προμήθεια Α/Γ

Όπως έχει ήδη αναφερθεί οι Αιολικοί σταθμοί οι οποίοι απαρτίζουν το υπο μελέτη έργο αποτελούνται από Ανεμογεννήτριες (Α/Γ) ονομαστικής ισχύος 4,2MW. Οι εν λόγω Α/Γ είναι τριών πτερυγίων, οριζοντίου άξονα, με μεταβλητό βήμα πτερυγίου (pitch regulated) για την καλύτερη δυνατή εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας σε ευρύ φάσμα ταχυτήτων ανέμου. Τα πτερύγια έχουν μήκος ~73,7m και κατασκευάζονται από οπλισμένο με υαλόνημα πολυεστέρα ενισχυμένο και εποξικές ρητίνες οπλισμένες με ίνες άνθρακα. Η διάμετρος του ρότορα είναι 150m η επιφάνεια σάρωσης του ρότορα είναι 17.671m<sup>2</sup> ενώ το βήμα του πτερυγίου είναι μεταβλητό επιτρέποντας την καλύτερη δυνατή προσαρμογή της γωνίας της πτέρυγας πτερυγίου συναρτήσει της ταχύτητας του ανέμου και των εκπομπών θορύβου.

Σε υψηλές ταχύτητες ανέμου το σύστημα ελέγχου, καθώς και το σύστημα μεταβλητού βήματος πτερυγίου κρατούν την παραγόμενη ισχύ στην ονομαστική τιμή της, ανεξάρτητα από την θερμοκρασία και την πυκνότητα του αέρα. Σε χαμηλότερες ταχύτητες ανέμου, το σύστημα μεταβλητού βήματος πτερυγίου και το σύστημα ελέγχου μεγιστοποιούν την παραγόμενη ισχύ επιλέγοντας τον βέλτιστο συνδυασμό ταχύτητας ρότορα και βήματος πτερυγίου η οποία οδηγεί στον μέγιστο βαθμό απόδοσης.

Ο κύριος άξονας μεταδίδει την ισχύ στη γεννήτρια μέσω κιβωτίου ταχυτήτων. Η γεννήτρια είναι ψευδο-σύγχρονη, τεσσάρων (4) πόλων, ισχύος 4,2MW και παράγει τάση ίση με 690V σε συχνότητα 50Hz (η διέγερση γίνεται από το δίκτυο).

Ο συγκεκριμένος τύπος Α/Γ που έχει επιλεγεί διαθέτει ενεργό σύστημα προσανατολισμού (yaw system) του οποίου η λειτουργία βασίζεται σε πληροφορίες που λαμβάνονται από τα ανεμόμετρα στη νασέλα της Α/Γ. Ο μετασχηματιστής (Μ/Σ) που υψώνει την τάση από τα 690V (έξοδος γεννήτριας) στα 33kV (τάση μεταφοράς μέχρι τον Υ/Σ) βρίσκεται εντός του πύργου

κάτω από τη Νασέλα σε ειδικό πατάρι με βάσεις για το Μ/Σ. Ο Μ/Σ είναι τύπου ρητίνης ερμητικός και κατάλληλος για τοποθέτηση σε κλειστούς χώρους.

Ο έλεγχος όλων των λειτουργιών της Α/Γ γίνεται μέσω μονάδας ελέγχου (controller) που βασίζεται σε μικροεπεξεργαστή. Η αντιστάθμιση της αέργου ισχύος καθώς και ο έλεγχος του συντελεστή ισχύος γίνεται με τη χρήση ηλεκτρονικών ισχύος. Έτσι, ο συντελεστής ισχύος (συνφ) διατηρείται στα προβλεπόμενα από τη ΔΕΗ επίπεδα ενώ είναι δυνατόν να ρυθμιστεί σε ικανό εύρος ανάλογα με τις απαιτήσεις του διαχειριστή του συστήματος. Οι μονάδες ελέγχου των Α/Γ συνδέονται μέσω δικτύου οπτικών ινών που καταλήγει σε κεντρικό πίνακα μετατροπής οπτικών σημάτων σε ψηφιακά (grid station) στον οικίσκο ελέγχου. Τα σήματα μεταφέρονται και επεξεργάζονται σε Η/Υ με χρήση κατάλληλου λογισμικού (WPS) που λειτουργεί σε περιβάλλον Windows, με σειριακή επικοινωνία RS232. Έτσι, από τον οικίσκο ελέγχου γίνεται πλήρης τηλεχειρισμός του Α/Π.

Οι πύργοι είναι ύψους 105m, μεταλλικοί, σχήματος κόλουρου κώνου, με πλήρη εσωτερική ηλεκτρολογική και φωτιστική υποδομή και με δυνατότητα εσωτερικής πρόσβασης στην άτρακτο. Εντός του πύργου υπάρχουν πατάρια για την ασφαλή πρόσβαση του προσωπικού και τη διεξαγωγή εργασιών ενώ. Σε αυστηρά προκαθορισμένες θέσεις υπάρχουν οι βάσεις των πινάκων καθώς και των καλωδίων της Α/Γ (cable glands). Οι πύργοι γειώνονται συνδεδεμένοι με το πλέγμα γείωσης της βάσης, όπως περιγράφεται σε επόμενη παράγραφο.

Σύμφωνα με την προσφορά, το κόστος για την προμήθεια, μεταφορά, ανέγερση και θέση σε λειτουργία έκαστης Α/Γ ανέρχεται σε €3.146.050,00, ενώ το συνολικό κόστος και για τις 21 Α/Γ που απαρτίζουν τα δύο Α/Π θα ανέλθει σε **€66.067.050,00**. Τονίζεται ότι το παραπάνω κόστος περιλαμβάνει όλα τα κόστη μέχρι να τεθεί σε δοκιμαστική λειτουργία η Α/Γ καθώς και λοιπές υποχρεώσεις που δύναται να προκύψουν λόγω μη ευνοϊκών καιρικών συνθηκών κατά τη μεταφορά και κυρίως την ανέγερση των Α/Γ.

Στον πίνακα που ακολουθεί καταγράφεται το σύνολο του μηχανολογικού εξοπλισμού που εντάσσεται στην **Κατηγορία Δαπάνης 1**, καθώς και τα επιμέρους κόστη, συμπεριλαμβανομένων και των απαιτούμενων μελετών και υπηρεσιών επίβλεψης ηλεκτρολόγου και μηχανολόγου μηχανικού:

α/α	Περιγραφή Εργασίας	Μον. Μέτρ.	Ποσότητες	Τιμή Μονάδας (€)	Προϋπολογισμός (€)
<b>1</b>	<b>ΕΡΓΑ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΜΕ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ</b>				
1.1	ΠΡΟΜΗΘΕΙΑ Α/Γ	τμχ	21	2.674.142,50	56.156.993
1.2	ΜΕΤΑΦΟΡΑ	τμχ	21	314.605,00	6.606.705
1.1	ΑΝΕΓΕΡΣΗ & ΘΕΣΗ ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ	τμχ	21	157.302,50	3.303.353
	<b>Μερικό Σύνολο</b>				<b>66.067.050,00</b>
	<b>ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ &amp; ΘΕΣΗ ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ Α/Γ</b>				<b>66.067.050,00</b>

Πίνακας 6-1 – Κόστος μηχανολογικού εξοπλισμού

#### 6.7.2.2 Κατηγορία δαπάνης 2Α: ΒοΡ (Τεχνικά έργα)

Αφορά στα τεχνικά έργα που θα πραγματοποιηθούν για την άρτια κατασκευή και εύρυθμη λειτουργία των Α/Π, αφορούν στη βελτίωση / διάνοιξη οδών πρόσβασης στο χώρο εγκατάστασης, στη διαμόρφωση των πλατειών ανέγερσης των Α/Γ, στις εργασίες θεμελίωσης των Α/Γ, στις εκσκαφές των καναλιών για τα καλώδια ΜΤ, στην αποκατάσταση και φύτευση του περιβάλλοντος χώρου και σε έργα υποδομής στο γήπεδο του Υ/Σ, συμπεριλαμβανομένων των δαπανών εκπόνησης μελετών για έκδοση οικοδομικών αδειών και υπηρεσιών επίβλεψης πολιτικού μηχανικού.

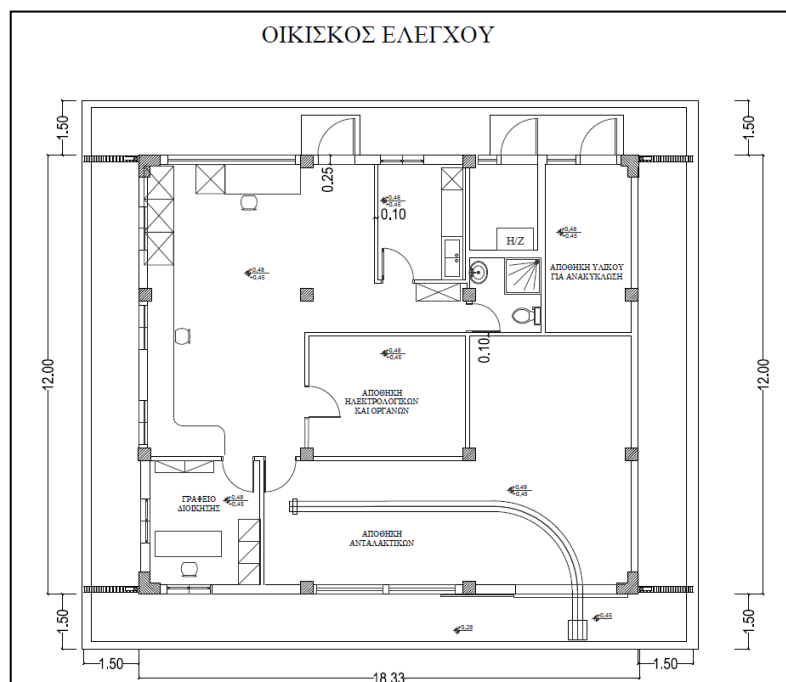
Για την εγκατάσταση του βοηθητικού εξοπλισμού που θα εξασφαλίζει τη λειτουργία και τον έλεγχο του κάθε Α/Π, θα κατασκευαστεί ένα κτίριο ελέγχου το οποίο θα χρησιμοποιείται από κοινού. Πρόκειται για συμβατική κατασκευή (οπλισμένο σκυρόδεμα) τυπικού εμβαδού 160m<sup>2</sup> και ύψους 3m. Το κτίριο θα περιλαμβάνει κατ' ελάχιστον τους παρακάτω χώρους:

- Αίθουσα ελέγχου, όπου θα εγκατασταθούν το σύστημα ελέγχου του Α/Π (πίνακες ελέγχου και δεδομένων του Α/Π με τον σχετικό εξοπλισμό).
- Βοηθητικούς χώρους (γραφείο διοίκησης, WC, κουζίνα, αποθήκη ανταλλακτικών, πινακοστάσιο με πίνακες βοηθητικών διανομών ΧΤ (εναλλασσόμενου ρεύματος (ΕΡ), φορτιστής) και αποθήκη υλικών προς ανακύκλωση.



**Εικόνα 5:** Τυπική πρόσοψη κτιρίου ελέγχου Α/Π

Ειδικότερα, το κτίριο ελέγχου θα εξυπηρετεί τις ανάγκες διασύνδεσης των Α/Π με τον Υποσταθμό 150/33 kV με την κατασκευή ειδικού χώρου εντός του κτιρίου, (Πινακοστάσιο Μέσης Τάσης), όπου θα εγκατασταθεί ο απαραίτητος ηλεκτρολογικός εξοπλισμός των Α/Π. Επιπλέον, θα εξυπηρετεί και θα παρέχει ικανοποιητικές συνθήκες εργασίας στο προσωπικό εξασφαλίζοντας τους απαραίτητους χώρους όπως γραφεία, κουζίνα, χώρο υγιεινής και αποθήκη εξοπλισμού. Ακολούθως παρουσιάζεται η τυπική κάτοψη ενός κτιρίου ελέγχου ενός Α/Π.



**Εικόνα 6:** Τυπική κάτοψη κτιρίου ελέγχου

Η κατασκευή θα γίνει ακολουθώντας τη σχετική νομοθεσία και τους κανονισμούς. Ο φέρων οργανισμός και η σκεπή του κτιρίου θα κατασκευαστούν από οπλισμένο σκυρόδεμα. Οι τοίχοι του κτιρίου θα είναι σοβαντισμένη οπτοπλινθοδομή και το κτίριο θα βαφεί έτσι ώστε να εναρμονίζεται πλήρως με το φυσικό περιβάλλον.

Η ανέγερση του οικίσκου ελέγχου θα ξεκινήσει με τις απαραίτητες εκσκαφές και διαμορφώσεις του χώρου ανάπτυξης του οικίσκου, θα ακολουθήσουν οι εργασίες θεμελίωσης περιλαμβανομένης της θεμελιακής γείωσης. Ανάλογα με το υπέδαφος της περιοχής, μπορεί να απαιτηθεί επιπλέον γείωση στον περιβάλλοντα χώρο του κτιρίου ελέγχου ο οποίος τέλος θα διαμορφωθεί και καλλωπιστεί ανάλογα ώστε να εναρμονίζεται με τον περιβάλλοντα χώρο όπως αυτό θα ορισθεί στους περιβαλλοντικούς όρους του έργου.

Το σύνολο των κτιριακών παρεμβάσεων, στο οποίο συμπεριλαμβάνεται το κόστος των απαιτούμενων αδειών και επιβλέψεων ανά Α/Π υπολογίζεται στις **€240.000,00**.

Στον παρακάτω πίνακα συνοψίζονται τα κόστη και οι εργασίες που περιλαμβάνονται στην **Κατηγορία Δαπάνης 1:**

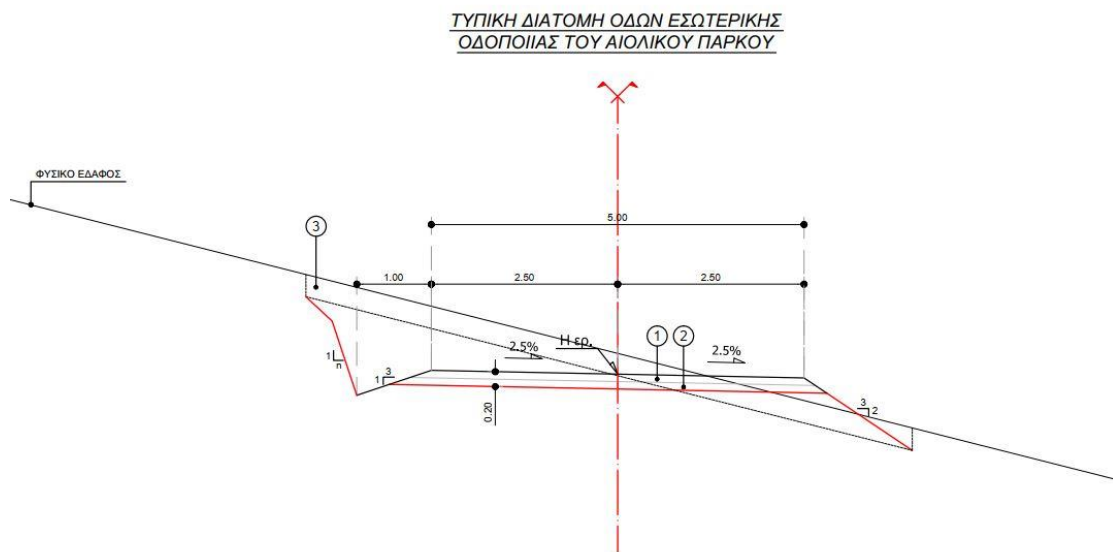
Πίνακας 6-2 – Κόστος κτιριακών εγκαταστάσεων

<b>1. ΚΤΙΡΙΑΚΕΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΙΣ</b>						
<b>α/α</b>		<b>Περιγραφή Εργασίας</b>	<b>Μον. Μέτρ.</b>	<b>Ποσότητες</b>	<b>Τιμή Μονάδας (€)</b>	<b>Προϋπολογισμός (€)</b>
<b>1</b>		<b>ΑΝΕΓΕΡΣΗ ΚΤΙΡΙΩΝ</b>				
	1.1	ΚΤΙΡΙΟ ΕΛΕΓΧΟΥ κοινό για τα δύο Α/Π	τμχ.	160,00	1.500,00	240.000,00

### Έργα οδοποιίας

Η κατάρτιση της μελέτης οδοποιίας για την πρόσβαση των βαρέων οχημάτων μεταφοράς των τμημάτων των Α/Γ στις προτεινόμενες θέσεις εγκατάστασης, γίνεται με γνώμονα τις ελάχιστες δυνατές επεμβάσεις καθώς και την ελάχιστη δυνατή κυκλοφοριακή όχληση. Τα γεωμετρικά χαρακτηριστικά των οδών ακολουθούν τις προδιαγραφές δασικών δρόμων γ' κατηγορίας:

- Η τυπική διατομή που χρησιμοποιήθηκε για την μελέτη του δρόμου έχει συνολικό πλάτος 5,00μ.
- Για την απορροή των όμβριων υδάτων προβλέπεται ανεπένδυτη τριγωνική τάφρος. Το συνολικό πλάτος της τριγωνικής τάφρου είναι 1,0μ.
- Η εγκάρσια κλίση του οδοστρώματος των νέων οδών θα είναι 2,5% κατά μέγιστο
- Μέγιστη μηκοτομική κλίση 12%



**Εικόνα 7:** Τυπική διατομή οδού πρόσβασης

Στα νέα τμήματα της οδού προτείνεται η εφαρμογή της παρακάτω οδοστρώσας, συνολικού πάχους 0,20 μ.

- Μια (1) στρώση υπόβασης συμπυκνωμένου πάχους 10 εκ.
- Μια (1) στρώση βάσης συμπυκνωμένου πάχους 10 εκ.

Η κατασκευή των στρώσεων βάσης και υπόβασης οδοστρώσας από θραυστά αδρανή υλικά σταθεροποιημένου τύπου θα γίνει σύμφωνα με την ΕΤΕΠ 05-03-03-00 "Στρώσεις οδοστρωμάτων από ασύνδετα αδρανή υλικά", ανεξάρτητα από τη μορφή και την έκταση της επιφάνειας κατασκευής, σε υπαίθρια έργα. Επισημαίνεται ότι το τελικό πάχος των στρώσεων θα αποφασισθεί αφού καθοριστεί η φέρουσα ικανότητα του εδάφους και σε συνδυασμό με την υπεύθυνη εταιρεία για τη μεταφορά των Α/Γ. Τα υλικά για τη Βάση και την Υπόβαση θα προέλθουν από τη θραύση της περίσσειας βραχωδών υλικών.



Ως προς τον σχεδιασμό των πρανών, η εφαρμοζόμενη κλίση στα πρανή των επιχωμάτων θα είναι 2:3 ενώ σε αυτά των ορυγμάτων 3:1. Οι τελικές κλίσεις των πρανών θα καθορισθούν μετά την γεωτεχνική έρευνα.

Στον πίνακα που ακολουθεί, παρουσιάζονται τα μήκη των νέων οδών προς διάνοιξη και των υφιστάμενων οδών οι οποίες θα υποστούν βελτίωση των χαρακτηριστικών τους.

Πίνακας 6-3 – Μήκη έργων οδοποιίας

	<b>ΜΗΚΟΣ ΝΕΩΝ ΟΔΩΝ ΠΡΟΣ ΔΙΑΝΟΙΞΗ</b>	<b>ΜΗΚΟΣ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΩΝ ΔΡΟΜΩΝ ΠΡΟΣ ΒΕΛΤΙΩΣΗ</b>
	m	m
<b>Α/Π 1</b>	11970	980
<b>Α/Π 2</b>	13500	2270

Βάσει των ανωτέρω, το συνολικό κόστος των έργων οδοποιίας και για τα δύο αιολικά πάρκα θα ανέλθει στο ποσό των **€4.114.000,00**.

Το κόστος κατασκευής της οδοποιίας ανά αιολικό πάρκο δίδεται αναλυτικά στον πίνακα 6.3 ανωτέρω.

#### Πλατείες ανέγερσης

Πέριξ της θέσης έκαστης Α/Γ θα διαμορφωθεί επίπεδη πλατεία ανέγερσης, διαστάσεων 45x25m περίπου, προκειμένου να καταστεί εφικτή η πρόσβαση των επικαθήμενων γερανοφόρων οχημάτων και φορτηγών που θα χρησιμοποιηθούν για τις εργασίες ανέγερσης των Α/Γ.

Η κατασκευή των πλατειών γίνεται μετά την εκτέλεση των δοκιμαστικών γεωτρήσεων και πριν την εκσκαφή των θεμελίων των Α/Γ και περιλαμβάνει χωματουργικές εργασίες εκσκαφής, επανεπίχωσης, επίστρωσης με υλικό 3Α για την κάλυψη όλων των ανωμαλιών, διαβροχής και συμπίεσης της επιφάνειας με χρήση οδοστρωτήρα..

### Εργασίες θεμελίωσης

Πριν την κατασκευή του θεμελίου θα πραγματοποιηθεί αξιολόγηση του εδάφους παρουσία γεωτεχνικού μηχανικού ώστε να μην υπάρχει πιθανότητα ύπαρξης εγκοίλων στο υπόβαθρο της θέσης εγκατάστασης.

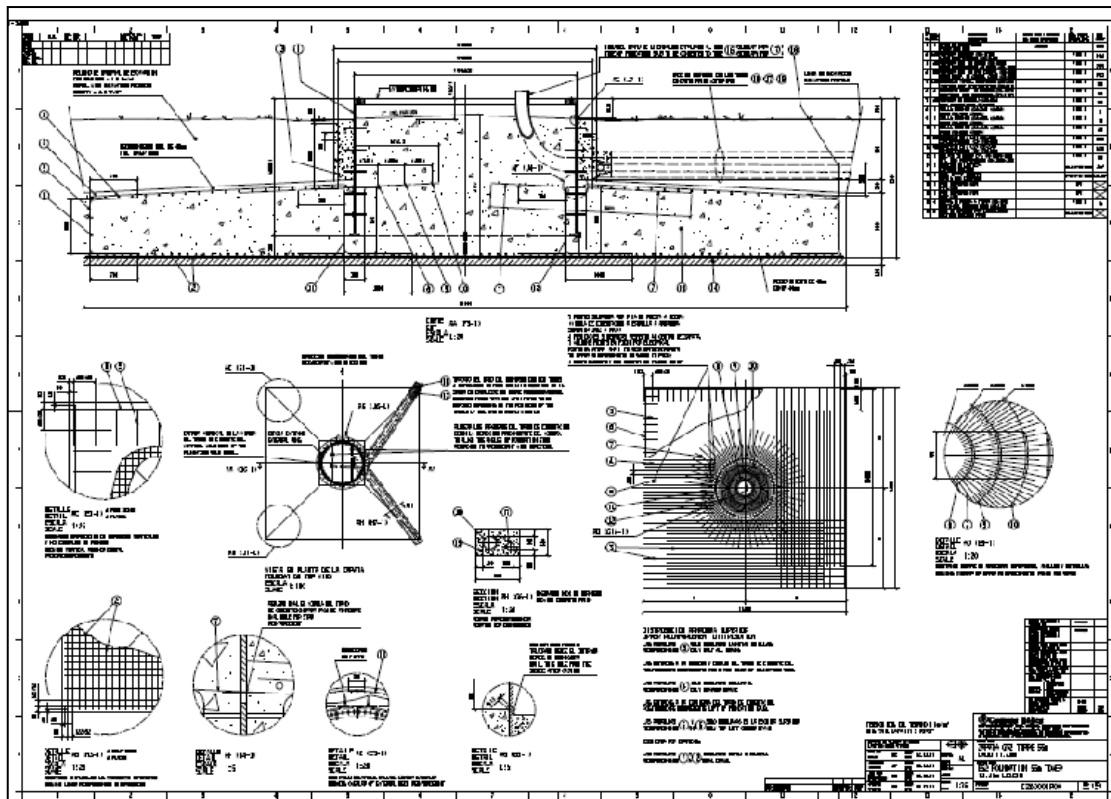
Η θέση και ο προσανατολισμός καθορίζονται από τη μελέτη οδοποιίας και οι τελικές διαστάσεις από τις μελέτες θεμελίωσης. Είναι τετραγωνικής διατομής με ενδεικτικές διαστάσεις 15 x 15m ή κυκλικής διατομής διαμέτρου 15,6m και βάθους 2,5m.

Τα στάδια των εργασιών θεμελίωσης είναι τα εξής:

- Εκσκαφή
- Σκυροδέτηση καθαριότητας πυθμένα
- Τοποθέτηση μεταλλικού δακτυλίου Α/Γ, σιδηρού οπλισμού και θεμελιακής γείωσης
- Σκυροδέτηση θεμελίου
- Επανεπίχωση

Πιο συγκεκριμένα:

Οι **εκσκαφές** έχουν **όγκο 500m<sup>3</sup>** περίπου ανά θεμέλιο. Τα προϊόντα εκσκαφών θα παραμείνουν σε μικρή απόσταση και θα χρησιμοποιηθούν μετά τη σκυρόδεση του θεμελίου για την επιχωμάτωση του.



**Εικόνα 8:** Ενδεικτικό σχέδιο θεμελίου Α/Γ

Ο πυθμένας της εκσκαφής είναι επίπεδος και καθαρός από κάθε είδους ξένα σώματα όπως βραχώδη συντρίμια από την εκσκαφή. Η σκυροδέτηση γίνεται με μπετόν καθαριότητας (gross béton) ποιότητας C20/25 και πάχους 12cm.

Στη συνέχεια γίνεται η τοποθέτηση του μεταλλικού δακτυλίου της βάσης της Α/Γ και του σιδηρού οπλισμού. Ο δακτύλιος τοποθετείται επακριβώς στην προσδιοριζόμενη από τη μελέτη θέση και είναι πλήρως κατακόρυφος. Η ακρίβεια στην τοποθέτηση είναι της τάξεως του ενός χιλιοστού τόσο οριζοντιογραφικά όσο και καθ' ύψος. Η πυκνότητα του σιδηρού οπλισμού καθορίζεται από το παρακάτω σχέδιο καθώς και από τις γεωτεχνικές και στατικές μελέτες του έργου. Η απαιτούμενη ποσότητα **σιδηρού οπλισμού** εκτιμάται σε περίπου **50tn ανά θεμέλιο**. Αμέσως μετά την ολοκλήρωση της τοποθέτησης του σιδηρού οπλισμού πραγματοποιείται η τοποθέτηση της θεμελιακής γείωσης. Οι θεμελιακές γείωσεις που εγκιβωτίζονται στα θεμέλια των Α/Γ κατασκευάζονται από πλέγματα επικασιπερωμένου χάλυβα συνδεδεμένα με τον σιδηροπλισμό του θεμελίου.

Πριν την σκυροδέτηση του θεμελίου θα πρέπει να έχουν ενσωματωθεί εντός του θεμελίου όλα τα τυχόν ειδικά τεμάχια και κανάλια που προβλέπει η κατασκευάστρια εταιρία για την λειτουργία της Α/Γ όπως π.χ. χαντάκια διέλευσης καλωδίων, σωληνώσεις απορροής υδάτων

και λοιπά εξαρτήματα και στοιχεία. Η σκυροδέτηση της βάσης γίνεται με μπετόν ποιότητας C30/37. Η ποσότητα του **σκυροδέματος** υπολογίζεται σε περίπου **480m<sup>3</sup>** ανά θεμέλιο. Κατά την σκυροδέτηση χρησιμοποιούνται δονητές σκυροδέματος προς διασφάλιση της πλήρωσης με σκυρόδεμα όλων των τμημάτων του θεμελίου και προς αποφυγή δημιουργίας σπηλαιωμάτων (φωλεών) κυρίως στη περιοχή του μεταλλικού δακτυλίου.

Η επανεπίχωση των βάσεων Α/Γ γίνεται μετά την πάροδο τουλάχιστον 15 ημερών από την έκχυση του σκυροδέματος, με υλικά προερχόμενα από την εκσκαφή, με τέτοιο τρόπο ώστε να δημιουργείται τελική επιφάνεια προσομοιάζουσα κατά το δυνατόν με το φυσικό περιβάλλον.

Μετά την επανεπίχωση, το μόνο ορατό μέρος της θεμελίωσης είναι 10cm βάσης πάνω από το φυσικό ύψος του εδάφους. Το συνολικό κόστος των εργασιών θεμελίωσης των Α/Γ, περιλαμβάνεται στο συνολικό κόστος κατασκευής των πλατειών το οποίο ανέρχεται σε **€3.309.000,00**.

Το κόστος κατασκευής των πλατειών ανέγερσης και των θεμελίων επιμερισμένο σε κάθε αιολικό πάρκο παρατίθεται στον πίνακα 6.4 παρακάτω.

Το συνολικό κόστος της θεμελίωσης όλων των βάσεων των Α/Γ (21 βάσεις ) υπολογίστηκε σε **€4.750.633,00** και για τα δύο Α/Π. Τονίζεται ότι στο παραπάνω κόστος περιλαμβάνονται όλα τα απαιτούμενα για τη σκυροδέτηση υλικά κα υπηρεσίες όπως:

- Εξειδικευμένη στατική μελέτη θεμελίου
- Μελέτη πρόσβαση σκυροδέτησης στο χώρο των Α/Π
- Ποιοτικοί έλεγχοι και δοκίμια στο παρασκευαστήριο και στο έργο
- Οπλισμός και σύνδεσμοι καθώς και τα απαραίτητα συνεργεία εγκατάστασης αυτών
- Σκυροδέτηση από τοπικό παρασκευαστήριο και όχι από παρασκευαστήριο εντός του έργου
- Δέσμευση των απαραίτητων οχημάτων μεταφοράς και πρεσών για την ολοκλήρωση της σκυροδέτησης εντός του απαιτούμενου χρόνου χωρίς καθυστερήσεις (ο χρόνος της σκυροδέτησης υπολογίζεται σε περίπου 10 ώρες)
- Δέσμευση του απαραίτητου εξοπλισμού, των οχημάτων, πρεσών και προσωπικού με σκοπό την αντιμετώπιση προβλήματος κατά τη σκυροδέτηση (πχ βλάβη σε όχημα μεταφοράς / πρέσα κλπ) ώστε να συνεχιστεί κανονικά κι υπό αυτές τις συνθήκες απρόσκοπτα η σκυροδέτηση. Τονίζεται ότι πιθανή διακοπή σκυροδέτησης είναι καταστροφική για το θεμέλιο και οδηγεί στην ολική του απομάκρυνση με σημαντικές επιπτώσεις στο κόστος και το χρονοδιάγραμμα του έργου

## Αποκαταστάσεις - φυτεύσεις

Μετά την ολοκλήρωση της κατασκευής του Α/Π, ο φορέας υποχρεούται να προβεί στην εφαρμογή σχεδίου αποκατάστασης της βλάστησης και του τοπίου των χώρων επέμβασης, ούτως ώστε να επανέλθουν κατά το μέγιστο δυνατό στην προτέρα τους κατάσταση.

Στο σχέδιο αποκατάστασης, το οποίο καταρτίζεται σε συνεννόηση με τις αρμόδιες δασικές υπηρεσίες, περιλαμβάνονται εργασίες διαμόρφωσης του χώρου επεμβάσεων (διαμόρφωση επιφανειών αποκατάστασης, πλήρωση κενών με αδρανή υλικά, επικάλυψη με φυτική γη), τεχνική αναδάσωση και φύτευση φυταρίων.

Το συνολικό κόστος της αποκατάστασης των θιγόμενων επιφανειών υπολογίζεται στα 150.000 € για το πρώτο Α/Π και 200.000 € για το δεύτερο Α/Π. Επομένως, Το συνολικό κόστος των αποκαταστάσεων – φυτεύσεων του περιβάλλοντος χώρου εκτιμάται σε **€350.000,00**.

## Διασφάλιση ποιότητας, σύνταξη πρωτοκόλλων, τελικά σχέδια, σύνταξη εγχειριδίων χειρισμού, εκπαίδευση προσωπικού λειτουργίας, σύνταξη πιστοποιήσεων και δοκιμές διασφάλισης ποιότητας Υ/Σ

Καθ' όλη τη διάρκεια εκτέλεσης των εργασιών επέκτασης, προκειμένου να διασφαλιστεί μακροχρόνια η ορθή λειτουργία μετά την περάτωση του Υ/Σ, θα τηρούνται:

- Ημερολόγιο έργου
- Σύνταξη σχεδίων as built
- Διαδικασία ελέγχου παράδοσης παραλαβής για όλα τα τμήματα έργων ΠΜ, και ΗΜ.
- Πριν τη θέση σε λειτουργία στο έργο θα γίνουν δοκιμές για όλα τα τμήματα του εξοπλισμού οι οποίες θα διασφαλίσουν την απουσία λαθών που ενδεχόμενα θα δημιουργήσουν προβλήματα στον εξοπλισμό.

## Επίβλεψη και Project Management

Για την κατασκευή του έργου, τη διασφάλιση της ασφαλούς, έντεχνης και ποιοτικής κατασκευής και για την εφαρμογή των αδειών και των προδιαγραφών η εταιρεία πέραν της οίκοθεν επίβλεψης του έργου έχει αναθέσει σε εξειδικευμένη εταιρεία Project Management Office (PMO

την επίβλεψη της κατασκευής των έργων. Επιγραμματικά το γραφείο ΡΜ έχει τις παρακάτω αρμοδιότητες:

#### Επίβλεψη Εργοταξίου Α/Π

- ✓ Επιβλέπων Μηχανικός Έργων Πολιτικού Μηχανικού(οδών, πλατειών, θεμελίων, σκυροδέτησης)
- ✓ Μηχανολόγος & Ηλεκτρολόγος Επιβλέπων Μηχανικός (πιστοποίηση Η/Μ αποπεράτωση)

#### Διασφάλιση Ποιότητας

- ✓ Συντονιστής εργοταξίου
- ✓ Υποστήριξη σε δοκιμές αποδοχής εργοστασίου- FAT (εγκατάσταση/ απεγκατάσταση)
- ✓ Υποστήριξη σε δοκιμές αποδοχής εργοστασίου- FAT

#### Εργαστηριακοί Έλεγχοι

- ✓ Δοκίμια σκυροδέματος κατά την σκυροδέτηση των θεμελίων

#### Τοπογραφικές Εργασίες

- ✓ Τοπογραφική αποτύπωση και τεκμηρίωση συμβατότητας κατασκευής με αδειοδοτημένο έργο και ιδιοκτησίες

Επίσης, πριν παραδοθεί το έργο σε λειτουργία, θα γίνει εκπαίδευση του προσωπικού λειτουργίας από εκπροσώπους της κατασκευάστριας εταιρείας σε όλα τα συστήματα. Μαζί με το έργο θα παραδοθεί και αναγκαίο εγχειρίδιο που αφορά στο σύνολο του Υ/Σ.

Το συνολικό κόστος του ΡΜΟ και για τα δύο έργα ανέρχεται σε **1.512.952,43**

Στον παρακάτω πίνακα συνοψίζονται τα κόστη και οι εργασίες που περιλαμβάνονται στην **Κατηγορία Δαπάνης 3:**

Πίνακας 6-4 – Κόστος τεχνικών έργων

2Α. ΤΕΧΝΙΚΑ ΕΡΓΑ						BoP score 1/2
α/α	Περιγραφή Εργασίας	Μον. Μέτρ.	Ποσότητες	Τιμή Μονάδας (€)	Προϋπολογισμός (€)	
<b>1</b>	<b>ΟΙΚΙΣΚΟΣ ΕΛΕΓΧΟΥ</b>					
1.1	ΚΑΤΑΣΚΕΥΗ ΟΕ ΣΤΟ Α/Π	τμχ	1	240.000	240.000	
	<b>Μερικό Σύνολο</b>				<b>240.000,00</b>	
<b>2</b>	<b>ΕΡΓΑ ΟΔΟΠΟΙΑΣ</b>					
2.1	ΟΔ. ΠΡΟΣΒ./ΔΙΑΝΟΙΞΗ Α/Π 37,8MW	km	11,9	120.000,00	1.428.000,00	
2.2	ΟΔ. ΠΡΟΣΒ./ΒΕΛΤΙΩΣΗ Α/Π 37,8MW	km	0,9	80.000,00	72.000,00	
2.3	ΟΔ. ΠΡΟΣΒ./ΔΙΑΝΟΙΞΗ Α/Π 50,4MW	km	13,5	180.000,00	2.430.000,00	
2.4	ΟΔ. ΠΡΟΣΒ./ΒΕΛΤΙΩΣΗ Α/Π 50,4MW	km	2,3	80.000,00	184.000,00	
	<b>Μερικό Σύνολο</b>				<b>4.114.000,00</b>	
<b>3</b>	<b>ΠΛΑΤΕΙΕΣ ΑΝΕΓΕΡΣΗΣ</b>					
3.1	ΠΛΑΤΕΙΕΣ Α/Γ Α/Π 37,8MW	τμχ	9	145.000,00	1.305.000,00	
3.2	ΠΛΑΤΕΙΕΣ Α/Γ Α/Π 50,4MW	τμχ	12	167.000,00	2.004.000,00	
	<b>Μερικό Σύνολο</b>				<b>3.309.000,00</b>	
<b>4</b>	<b>ΕΡΓΑΣΙΕΣ ΘΕΜΕΛΙΩΣΕΩΝ</b>					
4.1	ΘΕΜΕΛΙΑ Α/Γ Α/Π 37,8MW	τμχ	9	223.073,44	2.007.661,00	
4.2	ΘΕΜΕΛΙΑ Α/ΓΑ/Π 50,4MW	τμχ	12	228.581,00	2.742.972,00	
	<b>Μερικό Σύνολο</b>				<b>4.750.633,00</b>	
<b>5</b>	<b>ΑΠΟΚΑΤΑΣΤΑΣΕΙΣ – ΦΥΤΕΥΣΕΙΣ</b>					
5.1	ΑΠΟΚΑΤΑΣΤΑΣΕΙΣ - ΦΥΤΕΥΣΕΙΣ 2 Α/Π	κατ' αποκοπήν	1	350.000,00	350.000,00	
	<b>Μερικό Σύνολο</b>				<b>350.000,00</b>	
<b>6</b>	<b>Επίβλεψη και Project Management</b>					
6.1	Επίβλεψη και Project Management Α/Π 37,8MW	κατ' αποκοπήν	1	855.686,70	855.686,70	
6.2	Επίβλεψη και Project Management Α/Π 50,4MW	κατ' αποκοπήν	1	657.265,73	657.265,73	
	<b>Μερικό Σύνολο</b>				<b>1.512.952,43</b>	
<b>ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΤΕΧΝΙΚΩΝ ΕΡΓΩΝ</b>					<b>14.276.585,43</b>	

### 6.7.2.3 Κατηγορία δαπάνης 2B: ΒοΡ Δίκτυα ΜΤ – Προμήθεια & Εγκατάσταση εξοπλισμού

#### Προμήθεια Καλωδίων ΜΤ εσωτερικών δικτύων και διασυνδεδετικού καναλιού (εξωτερικού)

Το δίκτυο ΜΤ που συνδέει τις Α/Γ μεταξύ τους και με τον Υ/Σ θα είναι υπόγειο, ακτινικό και θα αποτελείται από 5 κλάδους. Ο χώρος εγκατάστασης του Α/Π βρίσκεται σε μεγάλη απόσταση από τον Υ/Σ ανύψωσης τάσης 33/150kV έχοντας απόσταση από την τερματική Α/Γ περισσότερο από 17χλμ. Γι' αυτό το λόγο εκπονήθηκαν ειδικές μελέτες για τον υπολογισμό των απωλειών ενέργειας, της επιτρεπόμενης πτώσης τάσης ώστε με βάση την ισχύ, το προφίλ της παραγόμενης ενέργειας, την απόσταση των Α/Γ από τον Υ/Σ, την τιμή της ενέργειας και το κόστος καλωδίων και εργασιών να προκύψει ο βέλτιστος σχεδιασμός των κυκλωμάτων ΜΤ. Αποτέλεσμα της μελέτης είναι ο σχεδιασμός πέντε (5) κυκλωμάτων ΜΤ (τρία για το έργο των 50,4MW και δύο για το Α/Π των 38,7MW). Κάθε κύκλωμα θα απαρτίζεται από τρία καλώδια αλουμινίου διατομής 630mm<sup>2</sup>. Συνεπώς ο σχεδιασμός του εξωτερικού κυκλώματος ΜΤ θα απαρτίζεται από 5x3x1x630mm<sup>2</sup>. Στο ίδιο κανάλι θα εγκατασταθεί και Οπτική Ίνα για την τηλεεποπτία και τον τηλεχειρισμό των Α/Γ από τον Υποσταθμό αλλά και εν γένει από οποιοδήποτε σημείο αποφασίσει ο φορέας των έργων.

Το κόστος των καναλιών ΜΤ επιμερίζεται σε μοναδιαία βάση όπως κάτωθι.

- Τιμή προμήθειας καλωδίου 630mm<sup>2</sup> Al: 18€/m
- Κόστος εγκατάστασης καλωδίου (τρέχον μέτρο): 1€/μέτρο
- Ποσότητα καλωδίων ανά μέτρο: 5 κυκλώματα x 3 φάσεις = 15 καλώδια
- Κόστος Οπτικής Ίνας: 1€/μέτρο
- Συνολικό κόστος προμήθειας και τοποθέτησης καλωδίων το τρέχον μέτρο:  $(18 \times 5 \times 3) + (3 \times 5 \times 1) + (1)$

Τα κυκλώματα αναχωρούν απευθείας από τις τερματικές Α/Γ χωρίς να συνδέονται σε πινακοστάσιο στην πλευρά του Α/Π. Αυτό γίνεται για λόγους εξοικονόμησης πόρων (αποφυγή προμήθειας, εγκατάστασης και συντήρησης πέντε επιπλέον πινάκων ΜΤ, επιπλέον διατάξεις προστασίας και αίθουσες στέγασης) και συνεπώς τα πέντε κυκλώματα εκκινούν από το χώρο του οικίσκου ελέγχου δεν προβλέπεται όμως η εγκατάσταση πινάκων ΜΤ εντός του κτιρίου ελέγχου του Α/Π και διασυνδεδετικού καναλιού, αλλά η απευθείας σύνδεση των κλάδων των Α/Γ με τους πίνακες ΜΤ που θα προστεθούν στο κτίριο ελέγχου του υφιστάμενου Υ/Σ, στα πλαίσια της επέκτασής του. Σε κάθε περίπτωση όμως για τους υπολογισμούς του κόστους ο Οικίσκος ελέγχου σηματοδοτεί τη θέση όπου τα εσωτερικά κυκλώματα σύνδεσης των Α/Γ του κάθε Α/Π γίνονται εξωτερικό δίκτυο ΜΤ. Από αυτή τη θέση ουσιαστικά εκκινεί η χιλιομετρική αρίθμηση



του εξωτερικού δικτύου ΜΤ όπου τα πέντε κυκλώματα ΜΤ τοποθετούνται σε ένα κανάλι μήκους ενοποιοούνται σε ένα κανάλι ΜΤ μήκους 17χλμ περίπου.

Η προμήθεια των καλωδίων ΜΤ για τα δύο έργα (εσωτερικά δίκτυα ΜΤ) και για τη γραμμή ΜΤ διασύνδεσής τους με τον Υ/Σ (κοινό εξωτερικό δίκτυο ΜΤ) ανέρχεται σε €**7.856.160,00**.

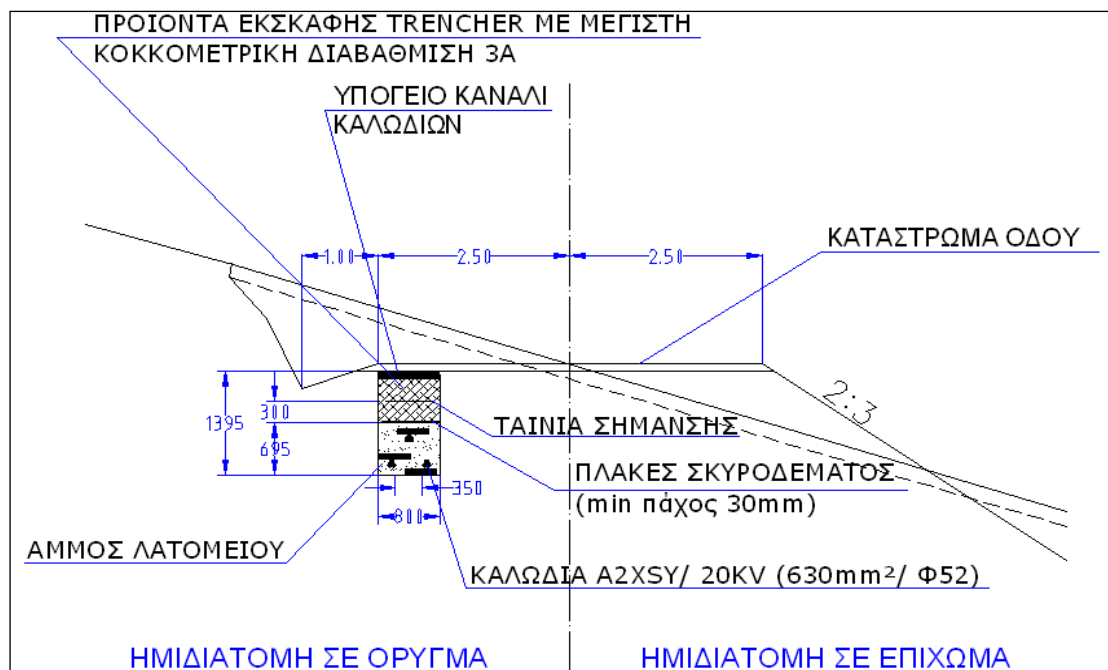
#### Κανάλια καλωδίων και τοποθέτηση καλωδίων ΜΤ

Το δίκτυο ΜΤ που συνδέει τις Α/Γ με τον Υ/Σ 33/150kV θα είναι υπόγειο, ακτινικό.

Τα καλώδια θα συνδέονται στους αντίστοιχους πίνακες ΜΤ που θα προστεθούν στον οικίσκο ελέγχου του Υ/Σ, στα πλαίσια της επέκτασης του ήδη υπο κατασκευή Υ/Σ 33/150kV.

Σε κάθε κανάλι, εκτός των αντίστοιχων καλωδίων ΜΤ, θα οδεύει, επιπλέον, ένα καλώδιο οπτικών ινών και δύο αγωγοί γείωσης, πολύκλωνοι, στρογγυλοί, Cu/Sn, διατομής 50mm<sup>2</sup> έκαστος. Γενικά όπου προβλέπεται εγκατάσταση καλωδίων μέσα σε κάθε κανάλι αυτή θα γίνει με βάση τις αντίστοιχες προδιαγραφές της ΔΕΗ (ΔΕΗ/ Τυποποιημένες Κατασκευές Διανομής/ Τόμος II/ Κεφ. U).

Το **συνολικό μήκος των καναλιών** που θα απαιτηθούν για το δίκτυο ΜΤ είναι 15,9 km για το εσωτερικό δίκτυο ΜΤ διασύνδεσης των Α/Γ μέχρι τον Οικίσκο Ελέγχου, 13,5 km για τη δισύνδεση των Α/Γ του 2<sup>ου</sup> Α/Π με τον οικίσκο ελέγχου και **17,4km** για τη διασύνδεση των δύο Α/Π από τον οικίσκο ελέγχου μέχρι τον Υ/Σ. Το κανάλι θα διέρχεται επί υφιστάμενης ή προτεινόμενης προς διάνοιξη οδού. Στην παρακάτω εικόνα, δίνεται μία ενδεικτική διατομή του καταστρώματος της οδού προσπέλασης και του υπόγειου καναλιού καλωδίων επί αυτής.



**Εικόνα 9:** Υπόγειο χαντάκι καλωδίων MT

Το συνολικό κόστος των εργασιών κατασκευής των καναλιών καλωδίων θα ανέλθει σε **€2.201.400** και περιλαμβάνει την εκσκαφή, την προμήθεια και τοποθέτηση των καλωδίων και της άμμου λατομείου, πλακών σκυροδέματος και ταινιών σήμανσης, την αγορά και τοποθέτηση των καλωδίων- οπτικής ίνας, την επανεπίχωση του καναλιού και την τοποθέτηση πινακίδων σήμανσης. Το κόστος προμήθειας των καλωδίων περιλαμβάνεται σε επόμενη κατηγορία δαπανών.

#### Λοιπός Εξοπλισμός MT & Τοποθέτηση Καλωδίων MT και Οπτικών Ινών

Για τη σύνδεση των καλωδίων MT με τους ηλεκτρικούς πίνακες των Α/Γ είναι απαραίτητη η χρήση ακροκιβωτίων, διακοπών, ενώ για την ένωση διαφόρων τμημάτων καλωδίων είναι απαραίτητη η χρήση ειδικών τεμαχίων ευθείας σύνδεσης (μούφες). Επίσης απαιτείται η σύνδεση των γειώσεων με τους πίνακες MT (τερματισμοί) καθώς και η σύνδεση των οπτικών ινών εντός του πίνακα της κάθε Α/Γ.

Επίσης σημαντικό κόστος και εργασία αποτελούν η έντεχνη τοποθέτηση των καλωδίων εντός των καναλιών, η τοποθέτηση των γειώσεων, οι συνδέσεις, οι μετρήσεις και η πιστοποίηση του Δικτύου MT. Το συνολικό κόστος των παραπάνω εργασιών και προμηθειών ανέρχεται σε

**838.412,00** και παρατίθεται αναλυτικά στον παρακάτω πίνακα όπου συνοψίζονται τα κόστη και οι εργασίες που περιλαμβάνονται στην κατηγορία 2B και ανήκουν στο BoP score.

<b>2B. ΠΡΟΜΗΘΕΙΑ ΚΑΛΩΔΙΩΝ ΜΤ - ΓΕΙΩΣΕΙΣ &amp; ΕΡΓΑΣΙΕΣ ΚΑΛΩΔΙΩΝ ΜΤ</b>						<b>BoP</b>
<b>score 2/2</b>						
<b>α/α</b>		<b>Περιγραφή Εργασίας</b>	<b>Μον. Μέτρ.</b>	<b>Ποσότητες</b>	<b>Τιμή Μονάδας (€)</b>	<b>Προϋπολογισμός (€)</b>
<b>1</b>	<b>ΕΡΓΑ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΜΕ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ - ΠΡΟΜΗΘΕΙΑ ΚΑΛΩΔΙΩΝ ΜΤ</b>					
1.1		ΚΑΛΩΔΙΑ ΜΤ ΕΣΩΤ. ΔΙΚΤΥΟΥ Α/Π 37,8MW (2 Κυκλ)	km	12,8	12.800,00	983.040
1.2		ΚΑΛΩΔΙΑ ΜΤ ΕΣΩΤ. ΔΙΚΤΥΟΥ Α/Π 50,4MW (3 κυκλ)	km	15,9	15.200,00	2.175.120
1.1		ΚΑΛΩΔΙΑ ΜΤ ΚΟΙΝΟΥ ΕΞΩΤ. ΔΙΚΤΥΟΥ ΑΠΟ ΟΕ ΜΕΧΡΙ Υ/Σ (5 κυκλ)	km	17,4	18.000,00	4.698.000
	<b>Μερικό Σύνολο</b>					<b>7.856.160,00</b>
<b>2</b>	<b>ΕΡΓΑ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΜΕ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ - ΕΚΣΚΑΦΕΣ ΧΑΝΤΑΚΙΩΝ ΚΑΛΩΔΙΩΝ</b>					
2.1		ΔΙΚΤΥΟ ΜΕΣΗΣ ΤΑΣΗΣ	km			
2.2		Κανάλι εσωτ. ΜΤ Α/Π 37,8MW (2 κυκλώματα καλωδίου 630mm <sup>2</sup> ΑΙ)		15,9	42.000,00	667.800
2.3		Κανάλι εσωτ. ΜΤ Α/Π 50,4MW (3 κυκλώματα καλωδίου 630mm <sup>2</sup> ΑΙ)		13,5	44.000,00	594.000
2.4		Κοινό κανάλι εξωτ. ΜΤ Α/Π 37,8MW & 50,4MW (5 κυκλώματα καλωδίου 630mm <sup>2</sup> ΑΙ)		17,4	54.000,00	939.600
	<b>Μερικό Σύνολο</b>					<b>2.201.400</b>
<b>3</b>	<b>ΕΡΓΑ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΜΕ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ - ΕΙΔΙΚΟΣ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΣ ΜΤ</b>					
3.1		ΓΕΙΩΣΕΙΣ	km	46,1	3.000,00	138.300,00
3.2		ΟΠΤΙΚΕΣ ΙΝΕΣ	km	46,1	1000	46.100,00
3.3		ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΣ ΜΤ	τμχ	485,1	120,00	58.212,00
3.4		ΕΡΓΑΣΙΕΣ ΤΟΠΟΘΕΤΗΣΗΣ ΚΑΛΩΔΙΩΝ ΜΤ	km	480,9	1.000,00	480.900,00
3.5		ΕΡΓΑΣΙΕΣ ΤΟΠΟΘΕΤΗΣΗΣ ΚΑΛΩΔΙΩΝ ΟΙ	km	46,1	1.000,00	46.100,00
3.6		ΕΡΓΑΣΙΕΣ ΣΥΝΔΕΣΗΣ & ΤΕΡΜΑΤΙΣΜΩΝ	τμχ	485	80,00	38.800,00
3.7		ΜΕΤΡΗΣΕΙΣ & ΠΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ	τμχ	1	30.000,00	30.000,00
	<b>Μερικό Σύνολο</b>					<b>838.412,00</b>
	<b>ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΤΕΧΝΙΚΩΝ - ΕΙΔΙΚΩΝ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΩΝ</b>					<b>10.895.972,00</b>

Τέλος για την πληρότητα της μελέτης παρουσιάζονται και οι δύο παρακάτω υποκατηγορίες ώστε να υπάρχει πλήρης καταγραφή του εξοπλισμού ΜΤ ενός Α/Π. Στην περίπτωση μας όμως για λόγους μείωσης του κόστους δεν τοποθετηθηκαν Πίνακες ΜΤ στον Οικίσκο Ελέγχου και το κόστος των Πινάκων ΜΤ εντός των Α/Γ αποτελεί αντικείμενο που περιλαμβάνεται στην Κατηγορία 1.

#### Πίνακες ΜΤ διασύνδεσης

Όπως αναφέρθηκε σε προηγούμενη παράγραφο, στο προτεινόμενο Α/Π για σκοπούς βέλτιστης αξιοποίησης των υφιστάμενων υποδομών και εξοικονόμησης πόρων, δεν προβλέπεται η εγκατάσταση πινάκων ΜΤ εντός του κτιρίου ελέγχου του Α/Π, αλλά η απευθείας σύνδεση των κλάδων των Α/Γ με τους πίνακες ΜΤ που θα προστεθούν στον υφιστάμενο, στα πλαίσια της επέκτασης του. Οι απαιτούμενες πέντε (5) κυψέλες (ΚΨ) ΜΤ, μια για κάθε κλάδο καλωδίων ΜΤ, θα εγκατασταθούν στον Υ/Σ. Επίσης μία κυψέλη ΜΤ προβλέπεται για τον Μ/Σ ισχύος συνεπώς για την διασύνδεση των έργων στον Υ/Σ θα εγκατασταθούν συνολικά έξι (6) πίνακες ΜΤ. Το εκτιμώμενο κόστος τους ανέρχεται στο ποσό των **€360.000,00** (6x 60.000,00€). Το κόστος αυτό περιλαμβάνεται ήδη στο Η/Μ κόστος του Υ/Σ και δεν αποτελεί κάποιο επιπλέον επιμέρους κόστος του έργου, παρατίθεται για να υπολογιστεί η εξοικονόμηση από τη μη εγκατάσταση Πινάκων ΜΤ στον Οικίσκο Ελέγχου στο Α/Π.

#### Πίνακες ΜΤ εντός Α/Γ

Στο εσωτερικό κάθε Α/Γ, θα τοποθετηθεί πίνακας ΜΤ προκειμένου να είναι δυνατή η προστασία και η απόξευση του Μ/Σ, της Α/Γ αλλά και του υπόλοιπου κλάδου ΜΤ. Συνολικά επιβάλλεται η εγκατάσταση 21 πινάκων ΜΤ, συνολικού κόστους **€252.000,00** (21 x €12.000,00). Οι πίνακες αυτοί αποτελούν μέρος της προμήθειας των Α/Γ και το κόστος τους συμπεριλαμβάνεται στο συνολικό κόστος προμήθειας των Α/Γ.

### **Κατηγορία Δαπάνης 3: Επέκταση Υ/Σ Μέσης προς Υψηλή Τάση (33/150kV)**

Για τη σύνδεση των έργων με το Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ) απαιτείται η κατασκευή των έργων που περιγράφονται στην Οριστική Προσφορά Σύνδεσης των έργων στο Σύστημα (ΑΔΜΗΕ). Η ΟΠΣ των έργων της μελέτης προδιαγράφει την επέκταση υπάρχοντος Υ/Σ με την κατασκευή νέας πύλης ΜΤ και νέας πύλης ΥΤ. Αναλυτικά απαιτούνται οι παρακάτω εργασίες:

### Επέκταση υφιστάμενου Υ/Σ ανύψωσης τάσης

Ο αρχικός σχεδιασμός των έργων περιλάμβανε την κατασκευή ενός νέου Υποσταθμού Ανύψωσης Τάσης 33/150kV (Υ/Σ) .

Ωστόσο, για το εν λόγω έργο, στην τελική φάση αδειοδότησης κατόπιν της σχετικής επικαιροποίησης της Οριστικής Προσφοράς Σύνδεσης του έργου στο Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ) από τον αρμόδιο Διαχειριστή (ΑΔΜΗΕ), ζητήθηκε από τον τελευταίο η διασύνδεση του σε ήδη υπό κατασκευή Υ/Σ, αντί της αρχικής πρότασης για διασύνδεση σε νέο Υ.Σ. Με αυτή τη λύση οι απαιτούμενες επεμβάσεις σε επίπεδο συνοδών έργων μειώθηκαν σημαντικά, συμπαρασύροντας και το κόστος τους, καθώς δεν απαιτούνταν επιπλέον χώρος για νέο Υ/Σ .

Ωστόσο, προκειμένου να υλοποιηθεί η σύνδεση των νέων Α/Π στον υφιστάμενο Υποσταθμό (Υ/Σ), απαιτούνταν τα παρακάτω έργα επέκτασης του εν λόγω Υ/Σ:

- Επέκταση των ζυγών 150 kV για την σύνδεση του Α/Π , με την προσθήκη ενός Αποζεύκτη τομής ζυγών και τριών (3) Μετασχηματιστών Τάσης 150 kV.
- Μια πλήρη πύλη Μ/Σ 150 kV , η οποία περιλαμβάνει έναν (1) αποζεύκτη-γειωτή , τρεις (3) μετασχηματιστές Έντασης, τρεις (3) μετασχηματιστές Τάσης και έναν (1) αυτόματο διακόπτη.
- Ένα (1) μετασχηματιστή (Μ/Σ) 33/150kV, 90/110MVA. Ο παραπάνω Μ/Σ θα είναι υπαίθριος, κλειστού τύπου, με μέσο ψύξης των πηνίων λάδι απλού τύπου. Στηρίζεται σε βάση με ελαιολεκάνη από μπετόν ενδεικτικών διαστάσεων 4x10m και πάχους 20cm περίπου. Οι διαστάσεις του Μ/Σ θα είναι περίπου 4m x 10m x 5m. Στις δύο πλευρές του θα υπάρχουν πτερύγια ψύξης του ελαίου (fins), διαστάσεων 2m x 1,2m περίπου. Στο πάνω μέρος του θα υπάρχουν το δοχείο διαστολής ελαίου και έξι αλεξικέραυνα (τρία για την πλευρά της ΥΤ και τρία για την πλευρά της ΜΤ). Επιπλέον, ο Μ/Σ θα διαθέτει αντίσταση γείωσης ουδέτερου κόμβου, με κατάλληλο σύστημα μεταγωγής του κόμβου του Μ/Σ από την αντίσταση στη γη. Το ψυκτικό μέσο (λάδι) θα είναι ενδεικτικού τύπου Nynas NYTRO Taurus, σύμφωνα με την προδιαγραφή IEC 60296 Edition 5.0 και η ποσότητά του θα είναι περίπου 40tn. Το λάδι αυτό δεν αντικαθίσταται στην περίοδο λειτουργίας, αλλά υπόκειται σε καθαρισμό και αφύγρανση με ανακύκλωση σε ειδικά μηχανήματα.
- Μία (1) κυψέλη Μ.Τ. του Μ/Σ ισχύος
- Πέντε (5) πίνακες Μ.Τ. διασύνδεσης του Α/Π

- Κατασκευή βάσεων για τον παραπάνω εξοπλισμό
- Την προσθήκη ενός (1) Συγκροτήματος βοηθητικών παροχών Χαμηλής τάσης (ΧΤ)
- Μετρητικά και τηλεπικοινωνιακά συστήματα Υ/Σ.

Κατά τα λοιπά χρησιμοποιούνται οι υπάρχουσες υποδομές του Υ/Σ και του κτιρίου ελέγχου και η έγχυση της παραγομένης ενέργειας στο σύστημα θα γίνεται μέσω της υπάρχουσας σύνδεσης του Υ/Σ στην υφιστάμενη γραμμή Υψηλής τάσης 150 kV.

Πέραν των ανωτέρω έργων, για τη σύνδεση των Α/Γ μεταξύ τους και με τον Υ/Σ, απαιτείται μια σειρά από πρόσθετο εξοπλισμό και έργα σύνδεσης, όπως πύλες αναχωρήσεως για τη σύνδεση των καλωδίων ΜΤ από το Υ/Σ μέχρι τις Α/Γ, τα καλώδια ΜΤ, οι πίνακες ΜΤ εντός κάθε Α/Γ.

Το κόστος του ανωτέρω απαιτούμενου ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού συμπεριλαμβανομένων των απαραίτητων μελετών και σχεδίων, ανέρχεται σε **€1.300.000,00**.

Σε αυτό το κόστος πρέπει να προστεθούν και:

- Κόστος προμήθειας του Μ/Σ ισχύος 90/110ΜVA ύψους **988.500€**
- Επίσης για τις ανάγκες ασφαλούς λειτουργίας του Α/Π για να υλοποιείται η παρακολούθηση, ο έλεγχος και η απόζευξη σε καταστάσεις έκτακτης ανάγκης του σταθμού από το Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας του ΑΔΜΗΕ, θα εγκατασταθεί στον Υ/Σ κατάλληλος μετρητικός εξοπλισμός ΥΤ που θα περιλαμβάνει κεντρικό ηλεκτρονικό υπολογιστή, περιφερειακή μονάδα με μικροεπεξεργαστή (RTU), modem, συσκευές τηλεπροστασίας, φερέσυχα κλπ. Το κόστος του ως άνω εξοπλισμού υπολογίζεται σε **€150.000,00**

Έλεγχος, δοκιμές, επίβλεψη και παραλαβή έργων Υ/Σ και κόστος επίβλεψης και παραλαβών από τον Κύριο του Συστήματος (ΑΔΜΗΕ)., Για την κατασκευή των έργων του Υ/Σ, βάσει της διμερούς Σύμβασης Σύνδεσης μεταξύ του φορέα του έργου και του ΑΔΜΗΕ, απαιτούνται οι κάτωθι εργασίες που θα υλοποιηθούν από τα αρμόδια αντίστοιχα τμήματα του Κυρίου του Συστήματος:

- Έλεγχος των μελετών έργων πολιτικού μηχανικού (ΠΜ) και ηλεκτρολόγου μηχανικού (ΗΜ) και η παραλαβή όλου του εξοπλισμού του Υ/Σ
- Διαδικασία αξιοπιστίας του δικτύου γείωσης του Υ/Σ
- Παραλαβή εξοπλισμού των έργων επέκτασης του Συστήματος
- Παραλαβή του εξοπλισμού προστασίας

Το κόστος θα καθοριστεί στη φάση υπογραφής της Σύμβασης Σύνδεσης, εκτιμάται σε **€495.000,00** .

- Αποζημίωση υφιστάμενου Χρήστη Υ/Σ για την χρήση κοινών υποδομών του Υ/Σ όπως γήπεδο, περίφραξη, πύλη ΥΤ, κτίριο ελέγχου, δίκτυο γείωσης και αντικεραυνική προστασία. Στο κόστος περιλαμβάνεται η κατασκευή της υπάρχουσας υποδομής του Υποσταθμού αφού τονίζεται ότι τα έργα συνδέονται με το Σύστημα σε επέκταση υπάρχοντος Υ/Σ (νέα πύλη Μέσης και Υψηλής Τάσης). Συνεπώς γίνεται χρήση των υποδομών του Υ/Σ που είναι ήδη κατασκευασμένα κι ο φορέας του Υ/Σ αποζημιώνεται με βάση την ισχύ που συνδέεται αφαιρώντας την αποσβεσμένη αξία. Το κόστος αυτό σύμφωνα με το τυπικό κόστος κατασκευής Υ/Σ υπολογίζεται σε **2.000.000€**

Επομένως το συνολικό κόστος του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού Υ/Σ για την διασύνδεση και των δυο αιολικών πάρκων (Α/Π) υπολογίζεται σε **€4.933.500,00** (€1.300.000,00 + €988.500 + €495.000,00 + €150.000,00 + €2.000.000).

Πίνακας 6-5 – Κόστος έργων σύνδεσης με το δίκτυο

3 ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ				Connection scheme scope		
α/α		Περιγραφή Εργασίας	Μον. Μέτρ.	Ποσότητες	Τιμή Μονάδας (€)	Προϋπολογισμός (€)
<b>1</b>	<b>ΕΡΓΑ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΜΕ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ</b>					
	1.1	ΕΠΕΚΤΑΣΗ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΥ Υ/Σ	τμχ	1	1.300.000,00	1.300.000
	1.2	Μ/Σ ΙΣΧΥΟΣ 90/110ΜVA 33/150KV	τμχ	1	988.500,00	988.500
		ΜΕΤΡΗΤΙΚΑ	τμχ	1	150.000,00	150.000
		ΑΔΜΗΕ ΠΑΡΑΛΑΒΕΣ	τμχ	1	495.000,00	495.000
	1.3	ΧΡΗΣΗ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΥ Υ/Σ	τμχ	1	2.000.000,00	2.000.000
	<b>Μερικό Σύνολο</b>					<b>4.933.500,00</b>
	<b>ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ Υ/Σ &amp; Αποζημίωσης χρήσης Υποδομών Υ/Σ</b>					<b>4.933.500,00</b>

#### 6.7.2.4 Κατηγορία δαπάνης 4: Ανάπτυξη και Αδειοδότηση Έργων

Τα εν λόγω αιολικά πάρκα ακολούθησαν μια συγκεκριμένη αδειοδοτική διαδικασία και διαδικασίες ανάπτυξης ώστε να φτάσουν τεχνικά στην κατάσταση 'έτοιμα για κατασκευή' και

επενδυτικά να εξεταστούν ώστε να λάβουν την έγκριση επένδυσης (Financial Investment Decision).

Η διαδικασία ανάπτυξης των έργων εκκίνησε με τον εντοπισμό των θέσεων και την αίτηση για εγκατάσταση μετεωρολογικών ιστών μέτρησης των βασικότερων χαρακτηριστικών του περιβάλλοντος όπως κυρίως ταχύτητα και πυκνότητα ανέμου, θερμοκρασία και υγρασία. Οι μετρήσεις αυτές είναι το βασικότερο εργαλείο στην τεχνική και οικονομική αξιολόγηση της επένδυσης αφού το αποτέλεσμα αυτών θα αποτελέσει τη βάση για τον υπολογισμό των προσδοκώμενων εσόδων κατά την περίοδο λειτουργίας των έργων καθώς επίσης του τύπου του εξοπλισμού των Α/Γ και των καλωδίων.

Οι μετρήσεις αυτές γίνονται με εγκατάσταση ιστών σε αντιπροσωπευτικές θέσεις εντός των έργων και σε διάφορα ύψη φτάνοντας κατ ελάχιστον τα 40 μέτρα αλλά ιδανικά τα 2/3 της πλήμνης. Η περίοδος των μετρήσεων πρέπει να είναι κατ ελάχιστον ένα έτος και να υπάρχει σημαντική διαθεσιμότητα δεδομένων. Παράλληλα με τη διαδικασία αυτή ο φορέας του έργου προχωράει στην αδειοδοτική ωρίμανση του έργου η οποία περιλαμβάνει τα κάτωθι βασικά στάδια:

- Σύνταξη φακέλου και έκδοση άδειας παραγωγής (ή πιστοποιητικού παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας από τη ΡΑΑΕΥ
- Σύνταξη ΜΠΕ και έκδοση ΑΕΠΟ από τη ΔΙΠΕΧΩΣ που ανήκουν χωροταξικά τα έργα. Στο στάδιο αυτό περιλαμβάνονται αρκετές μελέτες πεδίου για τη στοιχειοθέτηση του έργου και την αξιολόγηση του ως προς τις πιθανές επιπτώσεις από την κατασκευή και λειτουργία του στο φυσικό και ανθρωπογενές περιβάλλον
- Σύνταξη και υποβολή αιτήματος ΟΠΣ για τη σύνδεση των έργων στο Σύστημα ΗΕ
- Τεχνικές μελέτες όπως μελέτη οδοποιίας και αποκατάστασης και υποβολή τους στις αρμόδιες δασικές αρχές
- Παράλληλα εκτελείται η εξασφάλιση της γης για την εγκατάσταση των Α/Γ, των πλατειών αλλά και των λοιπών υποδομών του έργου
- Υποβολή φακέλου Πράξης Πληροφοριακού Χαρακτήρα όπου καταγράφεται η δημόσια και ιδιωτική γη και υποβάλλεται στις αρμόδιες δασικές αρχές
- Αντάλλαγμα χρήσης γης για τις δημόσιες δασικές εκτάσεις
- Άδεια εγκατάστασης και Πρωτόκολλο εγκατάστασης

Επιπλέον αυτών υπάρχουν και οι μελέτες και εγκρίσεις οι οποίες υποστηρίζουν την κατασκευή και οι οποίες ενδεικτικά είναι:

- Γεωτεχνική και γεωφυσική μελέτη πεδίου
- Πολεοδομική άδεια δομικών στοιχείων



- Μετρήσεις ειδικής αντίστασης εδάφους και ηλεκτρικής αγωγιμότητας
- Μελέτες διαστασιολόγησης εξοπλισμού
- Μελέτη διασύνδεσης στο Σύστημα
- Μελέτη μεταφοράς εξοπλισμού από το λιμάνι που θα μεταφερθούν μέχρι τα όρια των έργων. Ειδικά η μελέτη αυτή είναι ιδιαίτερα κρίσιμη λαμβάνοντας υπόψη τα μεγέθη των Α/Γ που πρόκειται να εγκατασταθούν και απαιτούν εξειδικευμένες μετρήσεις και μελέτες σε διάφορα σημεία της διαδρομής ώστε να εξακριβωθεί εάν ο ειδικός εξοπλισμός περνάει από φυσικά εμπόδια, γέφυρες, κλειστές στροφές κλπ
- Μελέτη φόρτωσης εκφόρτωσης, δοκιμές επιφανειών σε φορτίσεις

Σημαντική τέλος παράμετρος της ανάπτυξης των Α/Π είναι η διαβούλευση του έργου με τις τοπικές κοινωνίες. Η διαβούλευση αυτή επισήμως είναι μέρος της περιβαλλοντικής διαδικασίας όπου εκφράζεται με τη γνωμοδότηση του Περιφερειακού Συμβουλίου αλλά για έργα όπως τα Α/Π η διαβούλευση είναι απαραίτητο να γίνεται σε επίπεδο δήμου και τοπικής κοινότητας ώστε να εξασφαλιστεί η μέγιστη δυνατή αποδοχή του έργου από τις τοπικές κοινωνίες. Η διαβούλευση αυτή περιλαμβάνει παρουσιάσεις, συζητήσεις, επί τόπου επισκέψεις και σίγουρα κάποια αντισταθμιστικά έργα προς τις τοπικές κοινωνίες.

Ειδικά για τα συγκεκριμένα έργα το κόστος ανάπτυξης και αδειοδότησης τους ανέρχεται στα € **2.450.000** (αναλύεται σε €1.450.000 για το πρώτο Α/Π και €1.000.000 για το δεύτερο Α/Π).

Πίνακας 6-6 – Κόστος Ανάπτυξης- Αδειοδότησης Έργων

4. Ανάπτυξη - Αδειοδότηση						G&D scope
α/α		Περιγραφή Εργασίας	Μον. Μέτρ.	Ποσότητες	Τιμή Μονάδας (€)	Προϋπολογισμός (€)
<b>1</b>	<b>ΕΡΓΑ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΜΕ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ</b>					
	1.1	Εγκατάσταση, συντήρηση, λειτουργία μετεωρολογικών ιστών και επεξεργασία δεδομένων	τμχ	9	110.000,00	990.000
	1.2	Μελέτες αδειοδότησης	τμχ	6	75.000,00	450.000
		Δαπάνες αδειοδότησης & ταξίδια	τμχ	1	60.000,00	60.000
		Μελέτες σύνδεσης στο Σύστημα	τμχ	1	140.000,00	140.000
		Τεχνικές μελέτες		6	55.000,00	330.000
	1.1	Δαπάνες έκδοσης Αδειών	τμχ	6	80.000,00	480.000
	<b>Μερικό Σύνολο</b>					<b>2.450.000,00</b>
<b>ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΤΕΧΝΙΚΩΝ - ΕΙΔΙΚΩΝ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΩΝ</b>						<b>2.450.000,00</b>

## Συγκεντρωτική Αποτύπωση Επενδυτικού Κεφαλαίου (investment capex)

Συγκεντρωτικά με βάση τις παραπάνω κατηγορίες και τις περιγραφές των εργασιών και του εξοπλισμού για τα αιολικά πάρκα της μελέτης αλλά και εν γένει για όλα τα έργα ΑΠΕ έχουμε τις παρακάτω βασικές κατηγορίες δαπανών που διαμορφώνουν το capex του έργου:

- Προμήθεια εξοπλισμού παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας που στην περίπτωση μας είναι η προμήθεια, μεταφορά, εγκατάσταση και θέση σε λειτουργία (commissioning) των Α/Γ (Wind Turbine Generation scope), συνολικού κόστους 66.067.050€.
- Balance of Plant (BoP scope). Περιλαμβάνονται όλες οι εργασίες, εξοπλισμός και υπηρεσίες που αφορούν όλες τις υποδομές του Σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής Ενέργειας πλην των Α/Γ και των έργων σύνδεσης στο Σύστημα Υψηλής Τάσης (Υποσταθμός και πιθανά έργα Υψηλής Τάσης). Σε αυτή την κατηγορία περιλαμβάνονται όλα τα έργα οδοποιίας, θεμελιώσεις, πλατείες, λοιπά χωματουργικά, προμήθεια και συνδέσεις καλωδίων ΜΤ, κανάλια Μ/Τ, επιβλέψεις, ποιοτικός έλεγχος κλπ, συνολικού κόστους 25.172.557€.
- Σχήμα Σύνδεσης (Connection scheme). Αφορά συνήθως το αντικείμενο της Προσφοράς Όρων Σύνδεσης που εκδίδει ο αρμόδιος Διαχειριστής στο δίκτυο του οποίου συνδέεται το έργο και που στην περίπτωση των υπό μελέτη έργων είναι ο ΑΔΜΗΕ. Περιλαμβάνονται όλα τα έργα και κόστη Υποσταθμού ΜΤ/ΥΤ και τα έργα και κόστη Υψηλής (150kV) ή και Υπερ Υψηλής Τάσης (400kV) , όταν η ΟΠΣ προβλέπει σύνδεση στην Υπερυψηλή Τάση. Συνολικό κόστος 4.933.500€.
- Δαπάνες Ανάπτυξης και Αδειοδότησης έργου (G&D). Περιλαμβάνει όλες τις δαπάνες που αφορούν στην εξεύρεση του έργου, στο σχεδιασμό του, την αδειοδότηση και ανάπτυξή του, στις απαραίτητες μελέτες και εξοπλισμό για την οικονομοτεχνική τεκμηρίωσή του, στην λήψη επενδυτικής απόφασης και στην έκδοση κάθε απαραίτητης έγκρισης και άδειας ώστε το έργο να κατασκευαστεί και να λειτουργήσει με νόμιμο τρόπο. Συνολικό κόστος 2.450.000€

Στον παρακάτω πίνακα 7-2 παρατίθενται συγκεντρωτικά οι κατηγορίες που απαρτίζουν το capex των έργων και το άθροισμα των επί μέρους δαπανών.

## 7 Χρηματοοικονομική Ανάλυση και Οικονομικοί Δείκτες

### 7.1 Κριτήρια Αξιολόγησης της Επένδυσης

Για τη χρηματοοικονομική αξιολόγηση των επενδύσεων σε αιολικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής χρησιμοποιούνται τα κριτήρια της καθαρής παρούσας αξίας, του εσωτερικού βαθμού απόδοσης και της έντοκης περιόδου αποπληρωμής. Τα κριτήρια αυτά είναι ευρύτατα διαδεδομένα και εφαρμόζονται στην αξιολόγηση οποιασδήποτε επένδυσης.

- **Καθαρή Παρούσα Αξία Επένδυσης (net present value, NPV)**

Καθαρή παρούσα αξία είναι το άθροισμα των χρηματοροών μιας επένδυσης, που προκύπτει ως διαφορά μεταξύ του λειτουργικού οφέλους και του συνόλου των δαπανών κατά τη διάρκεια του κύκλου ζωής της επένδυσης. Όλα τα ποσά εκφράζονται σε παρούσα αξία, ανηγμένα συνήθως στην αρχή του πρώτου έτους λειτουργίας του συστήματος. Η καθαρή παρούσα αξία προσδιορίζεται με τη σχέση:

$$NPV = -K + \sum_{t=1}^N \frac{F_t}{(1+d)^t} + \frac{SV_N}{(1+d)^N}$$

όπου:

K, τα ίδια κεφάλαια της επένδυσης,

F<sub>t</sub>, η ετήσια καθαρή χρηματοροή,

N, ο οικονομικός κύκλος ζωής της επένδυσης,

d, το επιτόκιο αναγωγής σε παρούσα αξία (επιθυμητή απόδοση κεφαλαίου),

SV<sub>N</sub>, η αξία εκποίησης της επένδυσης (απομένουσα αξία) στο τέλος του οικονομικού κύκλου ζωής N.

Διακρίνονται οι ακόλουθες περιπτώσεις:

- NPV>0: Η επένδυση είναι βιώσιμη κάτω από τις δεδομένες συνθήκες (N, d).
- NPV=0: Η επένδυση είναι βιώσιμη με μέσο ετήσιο βαθμό απόδοσης ίσο με d.
- NPV<0: Η επένδυση είναι αντιοικονομική.

- **Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (internal rate of return, IRR)**

Εσωτερικός βαθμός απόδοσης της επένδυσης είναι η τιμή του επιτοκίου αγοράς, d=IRR, που μηδενίζει την καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης:

$$NPV = -K + \sum_{t=1}^N \frac{F_t}{(1+IRR)^t} + \frac{SV_N}{(1+IRR)^N} = 0$$

Επειδή η επίλυση της παραπάνω σχέσης είναι πολύ δύσκολη, ο προσδιορισμός του IRR γίνεται ή γραφικά ή συνηθέστερα με τη χρήση έτοιμων οικονομικών συναρτήσεων που προσφέρει το Excell.

Η επένδυση κρίνεται ωφέλιμη όταν  $IRR > d$ , δηλαδή όταν ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης είναι μεγαλύτερος από το επιτόκιο αναγωγής σε παρούσα αξία. Για επενδύσεις σε αιολικά πάρκα ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης κρίνεται ικανοποιητικός όταν επιπλέον είναι μεγαλύτερος του 5%. Για να έχει όμως ο επενδυτής σαφή εικόνα, πριν λάβει την τελική απόφαση, θα πρέπει να γνωρίζει και την περίοδο αποπληρωμής της επένδυσης.

- **Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής (discounted pay back period, DPB)**

Έντοκη περίοδος αποπληρωμής είναι το χρονικό διάστημα που απαιτείται για την αποπληρωμή της αρχικής επένδυσης καθώς και των τόκων που θα μπορούσαν να ληφθούν από μια εναλλακτική τοποθέτηση του αρχικού κεφαλαίου. Προσδιορίζεται ως λύση της εξίσωσης

$$NPV_{(N=DPB)}=0$$

Μια επένδυση θεωρείται οικονομικά βιώσιμη όταν η τιμή του DPB ικανοποιεί τις προσδοκίες του επενδυτή ως προς το χρόνο αποπληρωμής. Για αιολικούς σταθμούς, επενδύσεις με  $DBP < 15$  έτη θεωρούνται ικανοποιητικές, λαμβάνεται όμως υπόψη και η τιμή του εσωτερικού βαθμού απόδοσης.

Συμπερασματικά, τα βασικότερα εργαλεία που χρησιμοποιούνται για την αξιολόγηση μιας ενεργειακής επένδυσης είναι το κριτήριο της καθαρής παρούσας αξίας (NPV), του εσωτερικού βαθμού απόδοσης (IRR) και της έντοκης περιόδου αποπληρωμής (DPB).

Με την καθαρή παρούσα αξία λαμβάνουμε πληροφορίες για τη βιωσιμότητα της επένδυσης ενώ με τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης σε συνδυασμό με την έντοκη περίοδο αποπληρωμής αποκτούμε ολοκληρωμένη εικόνα για το πόσο ικανοποιητική κρίνεται η επένδυση. **Για αιολικούς σταθμούς, η επένδυση κρίνεται ικανοποιητική για  $IRR > 5\%$  και  $DPB < 15$  έτη.**

## 7.2 Χρηματοοικονομική Ανάλυση Έργων

Για την πληρότητα της τεchnοοικονομικής μελέτης εξετάζονται δυο σενάρια πώλησης της παραγόμενης Ηλεκτρικής Ενέργειας, τα οποία οδηγούν σε διαφοροποιήσεις τόσο των εσόδων όσο και του λειτουργικού κόστους. Σε κάθε περίπτωση, η λειτουργική περίοδος της μονάδας θεωρείται συνολικά 30 έτη λαμβάνοντας υπόψιν την διεθνή εμπειρία από τη λειτουργία Α/Π.

Τα σενάρια τα οποία εξετάζονται είναι τα ακόλουθα:

### Βασικό Σενάριο:

Το σύνολο της παραγωγής θα διατίθεται στο σύστημα κατά τα οριζόμενα στο Ν.4414/2016 μέσω τιμής πώλησης που εξασφαλίστηκε μέσω δημοπρασίας για τα είκοσι πρώτα έτη της λειτουργίας των έργων. Σε αυτό το πλαίσιο υπογράφεται διμερής σύμβαση λειτουργικής ενίσχυσης μεταξύ του επενδυτικού φορέα και του Διαχειριστή ΑΠΕ & Εγγυήσεων Προέλευσης (ΔΑΠΕΕΠ) με περιγραφή των υποχρεώσεων και των δεσμεύσεων έκαστου συμβαλλόμενου.

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα της δημοπρασίας, τα εν λόγω αιολικά πάρκα εξασφάλισαν τιμή 55,47€/MWh για τα πρώτα 20 έτη λειτουργίας και εν συνεχεία η παραγόμενη ενέργεια θα πωλείται απευθείας στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας. Η εκτίμηση της τιμής αποζημίωσης της παραγόμενης ενέργειας για το υπόλοιπο χρονικό διάστημα μετά το εικοστό έτος υπολογίζεται μεσοσταθμικά στα 70€/MWh βάση μελέτης προβολής της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας που δίνει τη μέση μηνιαία τιμή αποζημίωσης για τα έτη 2044- 2053. Τα ετήσια αποτελέσματα της εν λόγω μελέτης καθώς και η μεσοσταθμική τιμή παρουσιάζεται στον πίνακα που ακολουθεί.

Πίνακας 7 4 – Αποτελέσματα Μελέτης Προβολής της αγοράς ηλεκτρικής Ενέργειας για τα έτη 2044- 2053

Financial Model												
Calendar year	Year	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	
Μέση Ετήσια τιμή αποζημίωσης	€/MWh, real 2023	72,6	72,2	70,8	70,3	70,0	69,7	69,1	69,0	68,7	69,2	
Μεσοσταθμική τιμή αποζημίωσης έτη 2044- 2053	€/MWh, real 2023	70										

Εναλλακτικό σενάριο: Σύναψη δεκαετούς διμερούς συμβολαίου πώλησης με τελικό καταναλωτή (Bilateral PPA) με τιμή σύναψης της διμερούς σύμβασης 63,00€/MWh και εν συνεχεία συμμετοχή στην αγορά (για άλλα 20 έτη) με τους ίδιους όρους που έχουν αναλυθεί προηγουμένως.

## 7.2.1 Κύρια Στοιχεία του Έργου

Τα κύρια στοιχεία του έργου τα οποία λαμβάνονται υπόψιν για την αξιολόγηση ανά Αιολικό σταθμό είναι τα ακόλουθα:

Πίνακας 7-1 – Συγκεντρωτικός πίνακας κύριων στοιχείων του έργου

Γενικά στοιχεία	1 <sup>ο</sup> Α/Π	2 <sup>ο</sup> Α/Π	
Ισχύς	37,8	50,4	MW
PeM (Energización)	Δεκ. 22	Οκτ. 22	
COD (Comercialización)	Ιουν. 23	Απρ. 23	
ανεμογεννήτριες	4.2	4.2	MWp
Ν <sup>ο</sup> ανεμογεννητριών	9	12	
ΗΑΕ (P-70)	2.502	2.410	Indisp. 5%
Αναμενόμενη ετήσια παραγωγή	94,6	12,1	GWh
Επένδυση μονάδας	1.118		€/kW
Επένδυση	42,3	56,4	M€

### 7.2.1.1 Ανάλυση του προϋπολογισμού του Επενδυτικού Σχεδίου

Στον πίνακα που ακολουθεί παρουσιάζεται το συγκεντρωτικό κόστος του προτεινόμενου επενδυτικού σχεδίου σύμφωνα με την κατηγοριοποίηση δαπανών που αναπτύχθηκε σε προηγούμενο κεφάλαιο.

Πίνακας 7-2 – Ανάλυση Προϋπολογισμού Επενδυτικού Σχεδίου

ΓΕΝΙΚΟ ΣΥΝΟΛΟ CAPEX				
ΣΙΝΟΛΙΚΗ ΙΣΧΥΣ (MW)				88,2
α/α		Περιγραφή Εργασίας	Μον. Μέτρ.	Προϋπολογισμός (€)
<b>1</b>	<b>ΑΙΟΛΙΚΟ ΠΑΡΚΟ 1&amp;2</b>			
	1.1	WTG scope	Σύνολο	66.067.050
	1.2	BoP scope	Σύνολο	25.172.557
	1.3	Connection scheme	Σύνολο	4.933.500
	1.4	G&D	Σύνολο	2.450.000
<b>ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ Α/Π (€)</b>				<b>98.623.107</b>
<b>ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ Α/Π (κ€/MW)</b>				<b>1.118</b>

Όπως προκύπτει από τον ανωτέρω πίνακα, το συνολικό κόστος του επενδυτικού σχεδίου διαμορφώνεται σε €98,6 εκατ. με το 67% να είναι το κόστος των ανεμογεννητριών και το 25,5% το κόστος του ΒοΡ, 5% ο Υποσταθμός και 2,5% το κόστος ανάπτυξης και αδειοδότησης των έργων.

#### 7.2.1.2 Ανάλυση Κόστους Λειτουργίας

Το κόστος λειτουργίας ενός Α/Π περιλαμβάνει τις ακόλουθες κατηγορίες:

- ✓ Προσωπικό Α/Π
- ✓ Κόστος συντήρησης κατά την περίοδο εγγύησης των Α/Γ (διετής)
- ✓ Κόστος συντήρησης για το υπόλοιπο χρονικό διάστημα λειτουργίας του Α/Π
- ✓ Ασφάλιση εξοπλισμού
- ✓ Ασφάλιση παραγωγής
- ✓ Κατανάλωση Ενέργειας
- ✓ Ενοικίαση Γης
- ✓ Έξοδα διοίκησης
- ✓ Ανταποδοτικά τέλη
- ✓ Κόστος ΔΑΠΕΕΠ (€/MWh)
- ✓ Κόστος συμμετοχής στην αγορά (€/MWh)

Στους πίνακες που έπονται παρουσιάζονται περιληπτικά τα λειτουργικά κόστη ανά σενάριο για τα υπό μελέτη έργα:

Πίνακας 7-3 – Ανάλυση Λειτουργικού Κόστους Βασικού Σεναρίου

<b>ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ (κ€/MW - κ€)- ΒΑΣΙΚΟ ΣΕΝΑΡΙΟ</b>		<b>29</b>	<b>y1-20</b>	<b>y21-25</b>
<b>1</b>	Προσωπικό άτομα	2		
	ετήσιο εισόδημα (κ€)	30	60	60
<b>2</b>	Κόστος συντήρησης περιόδου εγγύησης (κ€/MW)	6,6	582	
	Κόστος συντήρησης (κ€/MW)	15,0	1.323	1.323
<b>3</b>	Ασφάλιση εξοπλισμού (% κόστους κατασκευής)	0,2%	197	197
<b>4</b>	Ασφάλιση παραγωγής (% εσοδων)	0,1%	12	15
<b>5</b>	Κατανάλωση Ενέργειας (κ€/MW)	1,1	97	97
<b>6</b>	Γη (κ€)	18	18	18
<b>7</b>	Έξοδα διοίκησης (% εσοδων)	0,8%	96	121
<b>8</b>	Δημοτικοί φόροι (3% y1-20, 2€/MWh y21-30)	3,0%	360	432
<b>9</b>	Κόστος ΔΑΠΕΕΠ (€/MWh)	0,44	95	0
<b>10</b>	Κόστος συμμετοχής στην αγορά (€/MWh)	1,20	259	259



Πίνακας 7-4 – Ανάλυση Λειτουργικού Κόστους Εναλλακτικού Σεναρίου

<b>ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ (κ€/MW)- ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΟ ΣΕΝΑΡΙΟ</b>		<b>28</b>	<b>y1-10</b>	<b>y11-25</b>
<b>1</b>	Προσωπικό άτομα	2		
	ετήσιο εισόδημα (κ€)	30	60	60
<b>2</b>	Κόστος συντήρησης περιόδου εγγύησης (κ€/MW)	6,6	582	
	Κόστος συντήρησης (κ€/MW)	15,0	1.323	1.323
<b>3</b>	Ασφάλιση εξοπλισμού (% κόστους κατασκευής)	0,2%	197	197
<b>4</b>	Ασφάλιση παραγωγής (% εσοδων)	0,1%	14	15
<b>5</b>	Κατανάλωση Ενέργειας (κ€/MW)	1,1	97	97
<b>6</b>	Γη (κ€)	18	18	18
<b>7</b>	Έξοδα διοίκησης (% εσοδων)	0,8%	112	121
<b>8</b>	Δημοτικοί φόροι (2€/MWh)	2	432	432
<b>9</b>	Κόστος ΔΑΠΕΕΠ (€/MWh)	0,44	0	0
<b>10</b>	Κόστος συμμετοχής στην αγορά (€/MWh)	1,20	259	259

Πιο αναλυτικά, για τα υπό μελέτη Α/Π υπολογίζεται ότι απαιτούνται 2 άτομα πλήρους απασχόλησης τα οποία προέρχονται από την τοπική κοινωνία και εκπαιδεύονται κατάλληλα από το φορέα του έργου. Τα κόστη ασφάλισης της επένδυσης και της παραγωγής εκφράζονται ως ποσοστό επί του συνολικού κόστους της επένδυσης και ετήσιων εσοδων αντίστοιχα. Σημειώνεται πως στους υπολογισμούς το κόστος προσωπικού, το κόστος κατανάλωσης ενέργειας και το κόστος γης αναπροσαρμόζονται σε ετήσια βάση κατά 1%. Η ίδια προσαύξηση εφαρμόζεται και στο κόστος συντήρησης του εξοπλισμού από το τρίτο έτος και μετά καθώς τα δύο πρώτα έτη καλύπτεται από τη σύμβαση με τον κατασκευαστή των Α/Γ και είναι προσυμφωνημένο και σταθερό.

Όσον αφορά στα ανταποδοτικά τέλη, προβλέπεται η καταβολή του 3% των εσοδων για τα είκοσι πρώτα χρόνια για τα οποία το έργο έχει συνάψει σύμβαση λειτουργικής ενίσχυσης και στη συνέχεια 2€/MWh.

Επιπλέον, σύμφωνα με την παρ. 2 του άρθρου 118 του Ν. 4001/2011, όπως ισχύει, προβλέπεται ότι η ΔΑΠΠΕΠ Α.Ε. εισπράττει έσοδο από τους αντισυμβαλλόμενους παραγωγούς για την κάλυψη των λειτουργικών και επενδυτικών δαπανών της. Το εν λόγω ποσό υπολογίζεται ετησίως με απόφαση ΡΑΕΕΥ μέσω επιμερισμού του εγκεκριμένου ετήσιου προϋπολογισμού της ΔΑΠΠΕΠ διά την εκτιμώμενη ετήσια παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ που έχουν συνάψει σύμβαση με τη ΔΑΠΠΕΠ. Για το έτος 2023 το εν λόγω ποσό έχει οριστεί σε 0,44€/MWh βάσει της υπ. αριθμ.899/2022 απόφασης ΡΑΕΕΥ. Υποχρέωση για το εν λόγω κόστος υπάρχει για το χρονικό διάστημα που ισχύει η σύμβαση με το ΔΑΠΠΕΠ ενώ η εν λόγω υποχρέωση λήγει όταν το έργο συμμετέχει απευθείας στην Αγορά Ενέργειας. Επομένως για το βασικό σενάριο το εν λόγω κόστος καταβάλλεται μόνο για τα είκοσι πρώτα έτη ενώ για το εναλλακτικό σενάριο είναι μηδενικό.

Τέλος το κόστος συμμετοχής στην αγορά αφορά στις υπηρεσίες εκπροσώπησης στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας μέσω Φορέα Σωρευτικής Εκπροσώπησης (Φο.Σ.Ε.) στο πλαίσιο των διατάξεων του άρθρου 5 του Ν. 4414/2016 όπως ισχύει είναι σταθερό για όλο το χρόνο λειτουργίας και προκύπτει βάση συμφωνίας μεταξύ του Φορέα του Έργου και του Φο.Σ.Ε.

Ο αναλυτικός υπολογισμός του κόστους λειτουργίας, βάσει των ανωτέρω παραδοχών, παρουσιάζεται στους πίνακες που ακολουθούν:

Πίνακας 7-5 – Υπολογισμός Λειτουργικού Κόστους Βασικού Σεναρίου

ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ																															
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Προσωπικό		60	61	61	62	62	63	64	64	65	66	66	67	68	68	69	70	70	71	72	72	73	74	75	75	76	77	78	78	79	80
Κόστος συντήρησης		582	588	1.323	1.336	1.350	1.363	1.377	1.390	1.404	1.418	1.433	1.447	1.461	1.476	1.491	1.506	1.521	1.536	1.551	1.567	1.583	1.598	1.614	1.630	1.647	1.663	1.680	1.697	1.714	1.731
ασφάλιση εξοπλισμού		197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197
ασφάλιση παραγωγής		12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
κατανάλωση ενέργειας		97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	112	113	114	115	116	117	118	120	121	122	123	124	126	127	128	129
ψη		18	18	18	19	19	19	19	19	19	20	20	20	20	20	21	21	21	21	22	22	22	22	22	23	23	23	23	24	24	24
έξοδα διοίκησης		96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121
ανταποδοτικά τέλη		360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432
κόστος ΔΑΠΕΕΠ		95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
κόστος συμμετοχής στην αγορά		259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259
		1.776	1.784	2.521	2.536	2.551	2.566	2.582	2.597	2.613	2.629	2.645	2.661	2.678	2.694	2.711	2.728	2.745	2.762	2.780	2.797	2.821	2.839	2.857	2.875	2.894	2.913	2.931	2.950	2.970	2.989

Πίνακας 7-6 – Υπολογισμός Λειτουργικού Κόστους Εναλλακτικού Σεναρίου

ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ																															
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Προσωπικό		60	61	61	62	62	63	64	64	65	66	66	67	68	68	69	70	70	71	72	72	73	74	75	75	76	77	78	78	79	80
Κόστος συντήρησης		582	588	1.323	1.336	1.350	1.363	1.377	1.390	1.404	1.418	1.433	1.447	1.461	1.476	1.491	1.506	1.521	1.536	1.551	1.567	1.583	1.598	1.614	1.630	1.647	1.663	1.680	1.697	1.714	1.731
ασφάλιση εξοπλισμού		197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197
ασφάλιση παραγωγής		14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
κατανάλωση ενέργειας		97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	112	113	114	115	116	117	118	120	121	122	123	124	126	127	128	129
ψη		18	18	18	19	19	19	19	19	19	20	20	20	20	20	21	21	21	21	22	22	22	22	22	23	23	23	23	24	24	24
έξοδα διοίκησης		112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121
ανταποδοτικά τέλη		432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432
κόστος ΔΑΠΕΕΠ		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	0	0	0	0
κόστος συμμετοχής στην αγορά		259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259
		1.772	1.780	2.517	2.532	2.547	2.562	2.578	2.593	2.609	2.625	2.651	2.667	2.684	2.700	2.717	2.734	2.751	2.768	2.786	2.803	2.821	2.839	2.857	2.875	2.894	2.913	2.931	2.950	2.970	2.989

## 7.3 Ανάλυση Εσόδων από την πώληση της παραγόμενης ενέργειας

### 7.3.1 Παραγωγή

Η δραστηριότητά της μονάδας αφορά στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τη λειτουργία και την εκμετάλλευση των υπό μελέτη Α/Π εγκατεστημένης ισχύος 37,8MW και 50,4M στα οποία αφορά το παρόν επενδυτικό σχέδιο.

Ως προϊόν του εν λόγω επενδυτικού σχεδίου λαμβάνεται η ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας η οποία θα παράγεται από τα Α/Π και η οποία θα διοχετεύεται εξολοκλήρου στο Σύστημα Μεταφοράς μέσω της επέκτασης του ήδη υπό λειτουργία Υ/Σ ανυψώσεως 33/150kV.

Η δυνατότητα αξιοποίησης της παραγωγικής ικανότητας της προτεινόμενης μονάδας και το συνολικό μέγεθος παραγωγής της, εξαρτάται από το ανεμολογικό δυναμικό της περιοχής, το οποίο αποτελεί και τον βασικό παραγωγικό πόρο της δραστηριότητας του φορέα. Για την εκτίμηση της σκοπιμότητας εκτέλεσης του επενδυτικού σχεδίου εκπονήθηκε ανεμολογική μελέτη, βάσει μετρήσεων τεσσάρων (4) ετών από τους μετεωρολογικούς ιστούς μέτρησης που έχουν τοποθετηθεί στις προτεινόμενες προς χωροθέτηση θέσεις. Από τα αποτελέσματα της εν λόγω ανεμολογικής μελέτης προκύπτουν οι παρακάτω εκτιμήσεις για την αναμενόμενη μέση ετήσια παραγόμενη Η.Ε. (MWh). Οι τιμές που προκύπτουν λαμβάνουν υπόψη όλους τους συντελεστές απωλειών (απώλειες καλωδίων, μετασχηματιστών, φθορά πτερυγίων, περιβαλλοντικές απώλειες, μη διαθεσιμότητα εξοπλισμού). Επίσης η παραγόμενη Η.Ε. λαμβάνεται υπόψη με βάση συντελεστή βεβαιότητας P70, δηλαδή η πιθανότητα οι πραγματικές τιμές Η.Ε. να ξεπερνούν τις υπολογισθείσες είναι 70%.

Η αναγόμενη στη μακρόχρονη περίοδο μέση ετήσια παραγόμενη ενέργεια από τα αιολικό πάρκα εκτιμάται **2.502 Ισοδύναμες ώρες (NEH)** για το πρώτο Α/Π και **2.410 Ισοδύναμες ώρες (NEH)** για το δεύτερο Α/Π με **94.590 MWh/έτος (P70)** και **121.500 MWh/έτος (P70)** αντίστοιχα.

Λεπτομερής περιγραφή της χρησιμοποιούμενης τεχνολογίας και των σχετικών εγκαταστάσεων, βάσει των οποίων πραγματοποιήθηκαν οι ανωτέρω εκτιμήσεις, γίνεται στην παράγραφο της τεχνικής περιγραφής του επενδυτικού σχεδίου. Ο βαθμός απασχόλησης της δυναμικότητας της νέας μονάδας βάσει των στοιχείων αυτών ανέρχεται σε 28,56% για το πρώτο Α/Π και 27,51% για το δεύτερο Α/Π αντίστοιχα.

### 7.3.2 Πωλήσεις

Όπως έχει ήδη αναφερθεί αναλυτικά ανωτέρω, για τα έσοδα που αναμένονται από την πώληση του συνόλου της παραγωγής έχουν εξεταστεί δύο σενάρια. Το μεν πρώτο υπολογίζεται βάσει τιμής **55,47€/MWh** για τα πρώτα 20 έτη λειτουργίας και εν συνεχεία η παραγόμενη ενέργεια θα πωλείται απευθείας στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας με τιμή **70€/MWh**. Το εναλλακτικό σενάριο, προβλέπει σύναψη δεκαετούς διμερούς συμβολαίου πώλησης με τελικό καταναλωτή (Bilateral PPA) με προσυμφωνημένη σταθερή τιμή στα **63,00€/MWh** και εν συνεχεία συμμετοχή στην αγορά (για άλλα 20 έτη) με τους ίδιους όρους που έχουν αναλυθεί προηγουμένως.

Τα αποτελέσματα αυτά, παρατίθενται στους πίνακες που ακολουθούν.

Πίνακας 7-7 – Βασικό Σενάριο Εσόδων

<b>ΕΙΣΡΟΕΣ (κ€)- ΒΑΣΙΚΟ ΣΕΝΑΡΙΟ</b>				
<b>1</b>	Ισοδυναμες ώρες παραγωγής (NEAH)	2.450	y1-20	y21-25
<b>2</b>	Τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας y1-20 (€/MWh)	55,47	<b>11.987</b>	
<b>2</b>	Τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας y21-30 (€/MWh)	70,00		<b>15.126</b>

Πίνακας 7-8 – Εναλλακτικό Σενάριο Εσόδων

<b>ΕΙΣΡΟΕΣ (κ€)- ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΟ ΣΕΝΑΡΙΟ</b>				
<b>1</b>	Ισοδυναμες ώρες παραγωγής (NEAH)	2.450	y1-10	y11-25
<b>2</b>	Τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας y1-10 (€/MWh)	63,00	<b>14.046</b>	
<b>2</b>	Τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας y11-30 (€/MWh)	70,00		<b>15.126</b>

Στον ακόλουθο πίνακα παρουσιάζονται οι υποθέσεις εργασίας για τον υπολογισμό των χρηματορρών κα των δεικτών αξιολόγησης της επένδυσης:

Πίνακας 7-9 – Υποθέσεις Εργασίας για υπολογισμό χρηματορρών

ΥΠΟΘΕΣΕΙΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ		ΒΑΣΙΚΟ ΣΕΝΑΡΙΟ	ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΟ ΣΕΝΑΡΙΟ
1	Φόρος εισοδήματος		22,0%
4	Πληθωρισμός		1%
6	Επιτόκιο καταθέσεων		0%
7	Συντελεστής αποσβέσεων		3%
8	Υπολειμματική αξία		20%
9	Συντελεστής προεξόφλησης	4%	4,8%

Για τον υπολογισμό των αποσβέσεων των έργων χρησιμοποιείται η μέθοδος της **σταθερής απόσβεσης** η οποία υπολογίζεται με σταθερό συντελεστή 3% για όλες τις χρήσεις και η αποσβεστέα αξία είναι το 80% της αρχικής καθώς θεωρείται ότι στη λήξη της 30ετίας η υπολειμματική αξία του έργου (έργα υποδομής και σύνδεσης) θα είναι 20%. Για τον καθορισμό του συντελεστή προεξόφλησης λαμβάνεται υπόψιν το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου (WACC) του φορέα ο οποίος διαφέρει ανάλογα με το σενάριο καθώς η σύναψη διμερούς συμβολαίου έχει μικρότερο βαθμό ασφάλειας και επομένως προβλέπεται μεγαλύτερος συντελεστής προεξόφλησης

#### 7.4 Πηγές Χρηματοδότησης

Η επένδυση θα χρηματοδοτηθεί με τραπεζικό δανεισμό, ωστόσο για τους σκοπούς αξιολόγησης της επένδυσης υπολογίζεται ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης του έργου δηλαδή με παραδοχής 100% ίδια κεφάλαια.

#### 7.5 Αξιολόγηση Αποτελεσμάτων

Στους πίνακες που ακολουθούν παρουσιάζονται συνοπτικά τα αποτελέσματα που προέκυψαν για τα εν λόγω έργα τόσο για το βασικό όσο και για το εναλλακτικό σενάριο.

## Πίνακας 7-10 – Χρηματοροές Βασικού Σεναρίου

ΧΡΗΜΑΤΟΡΟΕΣ																															
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΕΣ ΔΑΠΑΝΕΣ	-98.623																														
ΕΙΣΡΟΕΣ	11.987	11.987	11.987	11.987	11.987	11.987	11.987	11.987	11.987	11.987	11.987	11.987	11.987	11.987	11.987	11.987	11.987	11.987	11.987	11.987	11.987	11.987	11.987	11.987	11.987	11.987	11.987	11.987	11.987	11.987	11.987
ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ	1.776	1.784	2.521	2.536	2.551	2.566	2.582	2.597	2.613	2.629	2.645	2.661	2.678	2.694	2.711	2.728	2.745	2.762	2.780	2.797	2.821	2.839	2.857	2.875	2.894	2.913	2.931	2.950	2.970	2.989	
ΕΒΙΤΔΑ	10.210	10.203	9.466	9.451	9.436	9.420	9.405	9.389	9.373	9.358	9.341	9.325	9.309	9.292	9.275	9.259	9.241	9.224	9.207	9.189	9.189	12.305	12.287	12.269	12.251	12.232	12.214	12.195	12.176	12.157	12.137
ΑΠΟΣΒΕΣΕΙΣ	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630
ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΕΞΟΔΑ																															
ετήσια δόση	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	0	0	0	0	0
υπολειπόμενο ποσό	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	0	0	0	0	0
τοκος	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	0	0	0	0	0
χρεώλυση	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	0	0	0	0	0
ΦΟΡΟΣ	1.668	1.666	1.504	1.501	1.497	1.494	1.490	1.487	1.484	1.480	1.477	1.473	1.469	1.466	1.462	1.458	1.455	1.451	1.447	1.443	2.129	2.125	2.121	2.117	2.113	2.108	2.104	2.100	2.096	2.092	
ΥΠΟΛΕΙΜΑΤΙΚΗ ΑΞΙΑ																															19.725
ΧΡΗΜΑΤΟΡΟΗ	-98.623	8.543	8.537	7.962	7.950	7.938	7.926	7.914	7.902	7.890	7.877	7.865	7.852	7.839	7.826	7.813	7.800	7.787	7.773	7.760	7.746	10.177	10.163	10.149	10.134	10.120	10.105	10.091	10.076	10.061	29.770
	-98.623	-90.081	-81.544	-73.582	-65.632	-57.693	-49.767	-41.852	-33.950	-26.060	-18.183	-10.318	-2.466	5.374	13.200	21.014	28.814	36.601	44.374	52.134	59.880	70.057	80.220	90.369	100.503	110.623	120.728	130.819	140.894	150.955	180.725
ΑΝΗΓΜΕΝΗ ΧΡΗΜΑΤΟΡΟΗ	-98.623	8.214	7.893	7.078	6.796	6.525	6.264	6.014	5.774	5.543	5.322	5.109	4.904	4.708	4.520	4.339	4.165	3.998	3.837	3.683	3.535	4.466	4.288	4.118	3.954	3.796	3.645	3.500	3.360	3.226	9.179
ΚΑΘΑΡΗ ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ	-98.623	-90.409	-82.516	-75.438	-68.642	-62.118	-55.853	-49.839	-44.065	-38.521	-33.200	-28.091	-23.186	-18.478	-13.959	-9.620	-5.455	-1.458	2.379	6.063	9.598	14.064	18.352	22.469	26.423	30.219	33.864	37.364	40.724	43.950	53.128

## Πίνακας 7-11 – Χρηματοροές Εναλλακτικού Σεναρίου

ΧΡΗΜΑΤΟΡΟΕΣ																																
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΕΣ ΔΑΠΑΝΕΣ	-98.623																															
ΕΙΣΡΟΕΣ	14.046	14.046	14.046	14.046	14.046	14.046	14.046	14.046	14.046	14.046	14.046	15.126	15.126	15.126	15.126	15.126	15.126	15.126	15.126	15.126	15.126	15.126	15.126	15.126	15.126	15.126	15.126	15.126	15.126	15.126	15.126	
ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ	1.772	1.780	2.517	2.532	2.547	2.562	2.578	2.593	2.609	2.625	2.651	2.667	2.684	2.700	2.717	2.734	2.751	2.768	2.786	2.803	2.821	2.839	2.857	2.875	2.894	2.913	2.931	2.950	2.970	2.989		
ΕΒΙΤΔΑ	12.274	12.266	11.529	11.514	11.499	11.484	11.468	11.453	11.437	11.421	12.475	12.459	12.443	12.426	12.409	12.393	12.375	12.358	12.341	12.323	12.305	12.287	12.269	12.251	12.232	12.214	12.195	12.176	12.157	12.137		
ΑΠΟΣΒΕΣΕΙΣ	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	2.630	
ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΕΞΟΔΑ																																
ετήσια δόση	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	0	0	0	0	0	
υπολειπόμενο ποσό	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	0	0	0	0	0	
τοκος	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	0	0	0	0	0	
χρεωλυσιο	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	0	0	0	0	0	
ΦΟΡΟΣ	2.122	2.120	1.958	1.955	1.951	1.948	1.944	1.941	1.938	1.934	2.166	2.162	2.159	2.155	2.151	2.148	2.144	2.140	2.136	2.133	2.129	2.125	2.121	2.117	2.113	2.108	2.104	2.100	2.096	2.092		
ΥΠΟΛΕΙΜΑΤΙΚΗ ΑΞΙΑ																																19.725
ΧΡΗΜΑΤΟΡΟΗ	-98.623	10.152	10.146	9.571	9.560	9.548	9.536	9.524	9.512	9.499	9.487	10.309	10.297	10.284	10.271	10.258	10.245	10.231	10.218	10.204	10.191	10.177	10.163	10.149	10.134	10.120	10.105	10.091	10.076	10.061	29.770	
	-98.623	-88.471	-78.325	-68.754	-59.194	-49.646	-40.110	-30.587	-21.075	-11.576	-2.089	8.221	18.517	28.801	39.072	49.330	59.575	69.806	80.024	90.229	100.419	110.596	120.759	130.908	141.042	151.162	161.267	171.358	181.433	191.494	221.264	
ΑΝΗΓΜΕΝΗ ΧΡΗΜΑΤΟΡΟΗ	-98.623	9.687	9.238	8.316	7.925	7.553	7.198	6.859	6.537	6.229	5.936	6.155	5.866	5.591	5.328	5.077	4.839	4.611	4.394	4.187	3.990	3.802	3.623	3.452	3.289	3.134	2.986	2.846	2.711	2.583	7.294	
ΚΑΘΑΡΗ ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ	-98.623	-88.936	-79.698	-71.383	-63.458	-55.905	-48.707	-41.848	-35.311	-29.082	-23.146	-16.990	-11.124	-5.533	-205	4.872	9.711	14.322	18.716	22.903	26.893	30.695	34.318	37.770	41.059	44.194	47.180	50.026	52.737	55.320	62.614	



Πίνακας 7-12 – Αποτελέσματα Επενδυτικοί Δείκτες

ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ			
	ΒΑΣΙΚΟ ΣΕΝΑΡΙΟ	ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΟ ΣΕΝΑΡΙΟ	
<b>ΕΣΩΤΕΡΙΚΟΣ ΒΑΘΜΟΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ</b>	7,6%	9,5%	
<b>ΚΑΘΑΡΗ ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ</b>	53.128	62.614	κ€
<b>ΠΕΡΙΟΔΟΣ ΑΠΟΠΛΗΡΩΜΗΣ</b>	13	11	έτη
<b>ΕΝΤΟΚΗ ΠΕΡΙΟΔΟΣ ΑΠΟΠΛΗΡΩΜΗΣ</b>	18	15	έτη

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, η τελική αξιολόγηση των αποτελεσμάτων της επένδυσης βασίζεται στους δείκτες της καθαρής παρούσας αξίας (NPV), του εσωτερικού βαθμού απόδοσης (IRR) και της έντοκης περιόδου αποπληρωμής (DPB).

Με βάση τις παρούσες οικονομικές συνθήκες ελκυστικές θεωρούνται οι επενδύσεις που χαρακτηρίζονται ταυτόχρονα από Εσωτερικό Βαθμό Απόδοσης (IRR) μεγαλύτερο του 5% και από Έντοκη Περίοδο Αποπληρωμής (DPB) μικρότερη των 15 ετών. **Επομένως, βάσει των αποτελεσμάτων η εν λόγω επένδυση θεωρείται βιώσιμη και επικερδής και στα δύο σενάρια που εξετάστηκαν.**

**Παρόλο που τα αποτελέσματα του εναλλακτικού σεναρίου αποδείχθηκαν πιο ελκυστικά βάσει αποτελεσμάτων των οικονομικών δεικτών, προκρίνεται το βασικό σενάριο αποζημίωσης αν λάβουμε υπόψιν μας τη σταθερότητα των εσόδων για το μεγαλύτερο χρονικό διάστημα λειτουργίας του έργου και το γεγονός πως είναι πιο εύκολα χρηματοδοτήσιμο από τα χρηματοπιστωτικά ιδρύματα.**

## 8 Συμπεράσματα- Προτάσεις

Η αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα της χώρας συμβάλλει τόσο στην ενεργειακή αυτονομία της χώρας, στην προστασία του περιβάλλοντος αλλά και στην ισόρροπη περιφερειακή ανάπτυξη. Ταυτόχρονα καλείται να γίνει η λύση στην συνεχώς αυξανόμενη ανάγκη για ηλεκτρική ενέργεια με την παράλληλη μείωση των εκπομπών CO<sub>2</sub>.

Όσον αφορά στην υπο εξέταση επένδυση, αυτή εντάσσεται στα στρατηγικά σχέδια του Ομίλου στον οποία ανήκει, η οποία στοχεύει στην περαιτέρω αύξηση του ενεργειακού δυναμικού της και απόκτηση μεγαλύτερου μεριδίου της αγοράς στη χώρα. Στο πλαίσιο αυτό ο όμιλος προχώρησε στην έκδοση των απαιτούμενων αδειών και στην ολοκλήρωση των αναγκαίων διευθετήσεων για την υλοποίηση νέων επενδυτικών σχεδίων στον ενεργειακό τομέα. Μέρος του ανωτέρω επενδυτικού σχεδιασμού του Ομίλου αποτελεί η κατασκευή και λειτουργία των υπο μελέτη Αιολικών σταθμών συνολικής ισχύος 88,2 MW.

Το Νομοθετικό Πλαίσιο για την Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ που επιτρέπει εξασφαλισμένη πώληση της παραγόμενης ενέργειας στο ΔΑΠΕΕΠ, σε συνδυασμό με τον άρτιο επιχειρηματικό, οικονομικό και τεχνικό σχεδιασμό της επένδυσης καθιστά την επένδυση βιώσιμη. Ταυτόχρονα, σημαντικοί παράγοντες για την υλοποίηση τελικά του έργου είναι η οικονομική βιωσιμότητα της επιχείρησης συνολικά και η πολυετής επαγγελματική εμπειρία του φορέα στην μελέτη-αδειοδότηση και κατασκευή παρόμοιων έργων. Τέλος η κοινή χρήση υποδομών σύνδεσης στο Σύστημα Η.Ε. αποτέλεσε σημαντικό παράγοντα οικονομικών κλίμακος στο capex επένδυσης.

Από την ανάλυση των επί μέρους κεφαλαίων της παρούσας οικονομοτεχνικής μελέτης της επενδυτικής πρότασης, προκύπτει ότι καλύπτονται όλες οι απαραίτητες προϋποθέσεις για την υλοποίηση της επένδυσης, η οποία παράλληλα είναι σκόπιμη τόσο από ιδιωτικοοικονομική άποψη αφού ο Συντελεστής Εσωτερικής Απόδοσης (IRR) των συνολικών κεφαλαίων διαμορφώνεται σε ικανοποιητικά επίπεδα, όσο και για την Προστασία του Φυσικού Περιβάλλοντος και τη μείωση έκλυσης αερίων θερμοκηπίου στην παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Όσον αφορά στις προτάσεις για ορθή και στοχευμένη ανάπτυξη η οποία θα οδηγήσει στην ενεργειακή μετάβαση, πέραν της πλήρωσης των στόχων του ΕΣΕΚ, βασική προϋπόθεση είναι ποικίλες αλλαγές σε όλους τους τομείς της οικονομίας στους οποίους καταναλώνεται ηλεκτρική ενέργεια. Πιο συγκεκριμένα, απαιτείται:

**1. Σταδιακή αλλά πλήρη απολιγνιτοποίηση του ενεργειακού μείγματος** και επίτευξη των Εθνικών στόχων με ορίζοντα το 2030 μέσω της περαιτέρω ανάπτυξης των ΑΠΕ.

Περιλαμβάνει αφενός περαιτέρω διεύρυνση των κλασικών ΑΠΕ (Χερσαίοι Αιολικοί σταθμοί, Φωτοβολταϊκά, μικρά Υδροηλεκτρικά κλπ), και αφετέρου εισαγωγή νέων τεχνολογιών όπως τα Υπεράκτια Αιολικά, με σημαντικά υψηλό βαθμό απόδοσης. Επιπλέον, επιβεβλημένα είναι η ενσωμάτωση υβριδικών έργων που θα δώσουν λύση στην αποθήκευση της Ηλεκτρικής Ενέργειας και στη στοχαστικότητα της παραγωγής, εξασφαλίζοντας σημαντικά πιο προβλέψιμο προφίλ παραγωγής.

Βασικές προτάσεις για να επιτευχθεί αυτό είναι :

- i. Όπως αποδείξαμε και στην παρούσα διπλωματική εργασία, οι επενδύσεις έργων ΑΠΕ δεν χρειάζονται κεφαλαιακή ενίσχυση για να είναι βιώσιμες, αφού σε κανένα σενάριο δεν εξετάστηκε η κεφαλαιακή ενίσχυση. Αυτό σημαίνει ότι οι επενδύσεις ΑΠΕ είναι πλέον τεχνολογικά και οικονομικά ώριμες επενδύσεις.
  - ii. Να γίνει ριζική επανεξέταση της διαδικασίας αδειοδότησης των εγκαταστάσεων ΑΠΕ και να καθοριστεί σαφές νομοθετικό πλαίσιο χωροθέτησης- αδειοδότησης για τις νέες τεχνολογίες, χωρίς φυσικά να θίγονται οι μέχρι σήμερα χορηγηθείσες άδειες. Η γραφειοκρατία πρέπει να εξαλειφθεί και η διαδικασία να απλοποιηθεί. Σε κάθε περίπτωση πρέπει να τεθούν χρονικοί περιορισμοί και προς τις δημόσιες υπηρεσίες και προς τους επενδυτές. Αξίζει να αναφερθεί πως έχουν ήδη τεθεί από τη νομοθεσία αυστηρά χρονικά διαστήματα και για τις δυο πλευρές τα οποία ενώ για τους μεν επενδυτές είναι υποχρεωτικά και μη διαπραγματευσιμα, σπάνια τηρούνται από τις αδειοδοτούσες υπηρεσίες:
- Να ενημερωθούν με εγκυκλίους οι εμπλεκόμενες αρχές, ώστε να εξετάζουν τα έργα ΑΠΕ με απόλυτη προτεραιότητα, να ενημερώνουν εντός περιορισμένου χρόνου τον επενδυτή για τυχόν ελλείψεις στοιχείων του φακέλου του και να εκδίδουν την οριστική τους απόφαση εντός σύντομου χρόνου από τη συμπλήρωση αυτού.

Με τον τρόπο αυτό προωθούνται ταχέως τα έργα ΑΠΕ και θα υποχρεώνεται ο επενδυτής -καθώς και οι εμπλεκόμενοι φορείς- να ασχοληθεί σοβαρά και επισταμένως με το σχεδιαζόμενο έργο.

Κυρίως απαιτείται να καθοριστεί κοινή πολιτική και κοινά κριτήρια αντιμετώπισης όλων των ζητημάτων προώθησης των ΑΠΕ σε κεντρικό και περιφερειακό επίπεδο.

- iii. Κατά κανένα τρόπο δεν πρέπει να τεθούν περιορισμοί για εγκαταστάσεις ΑΠΕ πέραν αυτών που προβλέπει η κείμενη περιβαλλοντική και λοιπή νομοθεσία σε περιοχές με επάρκεια δικτύων.

## **2. Εκσυγχρονισμός και επέκταση των Δικτύων Μεταφοράς**

Η ενίσχυση της συμμετοχής των ΑΠΕ στο μείγμα ηλεκτροπαραγωγής προϋποθέτει την ενίσχυση και τον εκσυγχρονισμό του υφιστάμενου Δικτύου Μεταφοράς, την ενσωμάτωση συστημάτων αυτοματισμού και τηλεεποπτίας και τεχνολογιών έξυπνων δικτύων ώστε να είναι προβλέψιμα και υπό παρακολούθηση τα βασικά χαρακτηριστικά των δικτύων και άμεσα διαχειρίσιμα από τον Διαχειριστή.

Όσον αφορά στην επέκταση του Δικτύου Μεταφοράς, αξίζει να αναφερθεί πως το Δεκαετές Πλάνο Ανάπτυξης του ΑΔΜΗΕ περιλαμβάνει εμβληματικές διασυνδέσεις όπως είναι ενδεικτικά το Ισραήλ με την Κύπρο, κάνει αναφορά στη διασύνδεση της Ελλάδας με την Αίγυπτο και στην προς ένταξη διασύνδεση της Ελλάδας με τη Νότια Γερμανία.

## **3. Παροχή περισσότερων ενεργειακών λύσεων προς τον τελικό καταναλωτή**

Όλοι οι καταναλωτές θα μεταβάλουν το προφίλ τους κι από το μονοδιάστατο- παθητικό μοντέλο καταναλωτή θα περάσουν στο ενεργό μοντέλο με συμμετοχή στο προφίλ κατανάλωσης (δυνατότητα και υπηρεσίες αύξησης ή μείωσης της κατανάλωσης, δυνατότητα παραγωγής – δυνατότητα αποθήκευσης).

Πιο συγκεκριμένα αλλαγές αναμένονται:

- i. Στον οικιακό τομέα όπου πλέον ο καταναλωτής θα μπει και στην αποθήκευση και την παραγωγή παίζοντας έναν πιο ενεργό ρόλο είτε ατομικά ή σε συνεταιρισμούς και οργανωμένες ομάδες. Παράλληλα, πέραν της ενέργειας μεταβολή θα πραγματοποιηθεί και στην ψύξη- θέρμανση των κτιρίων με μαζική στροφή της αξιοποίησης του ηλεκτρισμού και σε αυτόν τον τομέα.
- ii. Στις βιοτεχνίες, οι βιομηχανίες και όλους τους σημαντικούς καταναλωτές ΗΕ όπου αντίστοιχα η συμμετοχή τους θα επεκταθεί στην παροχή υπηρεσιών παραγωγής ενέργειας αλλά και απορρόφησης- αποθήκευσης.
- iii. Στις μεταφορές όπου η πράσινη μετάβαση θα επιτευχθεί μέσω της ηλεκτροκίνησης και της αξιοποίησης του πράσινου υδρογόνου ως καύσιμο.

Όλα τα ανωτέρω οδηγούν στη δημιουργία σημαντικού πεδίου καινοτομίας, έρευνας και μελέτης στη διαχείριση των σύγχρονων ΑΠΕ, στη βέλτιστη κατανομή τους και στο

συνδυασμό τους με μονάδες αποθήκευσης που θα δώσει λύση στο πρόβλημα της στοχαστικότητας της παραγωγής, εξασφαλίζοντας σημαντικά πιο προβλέψιμο προφίλ παραγωγής.

Συνοψίζοντας σε μια φράση, στο προσεχές μέλλον οι ΑΠΕ θα είναι η καρδιά του Συστήματος παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας παρέχοντας φθηνή, εγχώρια και αποκεντρωμένη ενέργεια και προκειμένου αυτό να καταστεί εφικτό προϋποθέτει συντονισμένη πολιτική για ταχεία ανάπτυξη των ΑΠΕ, ενίσχυση της ανταγωνιστικότητας και της οικονομικής ελκυστικότητας των εν λόγω έργων και απλοποίηση των γραφειοκρατικών διαδικασιών.

## 9 Βιβλιογραφία- Πηγές

1. Στόχασις Συμβουλοι Επιχειρήσεων ΑΕ (Δεκέμβριος 2022), Κλαδικές Στοχεύσεις-Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ)
2. Στόχασις Συμβουλοι Επιχειρήσεων ΑΕ (Δεκέμβριος 2022), Κλαδικές Στοχεύσεις – Ηλεκτρική Ενέργεια
3. IENE (2020), Ο Ελληνικός Ενεργειακός Τομέας- Ετήσια έκθεση
4. Wind Europe (2022), 2002 Statistics and the outlook for 2023- 2027
5. ΕΛΕΤΑΕΝ (2022), ΗWEA Wind Energy Statistics
6. ΔΑΠΕΕΠ Α.Ε.( Διαχειριστής ΑΠΕ & Εγγυήσεων Προέλευσης Α.Ε. -dapeep.gr (2023), Ενεργειακό Μείγμα 2022
7. ΑΔΜΗΕ (2021), Δεκαετής Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς 2021-2030
8. Π. Χαβιαρόπουλος (Φεβρουάριος 2022), Διείσδυση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και τιμές στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα το 2021
9. ΕΛΕΤΑΕΝ (2019), Εποπτικός οδηγός αδειοδοτικών διαδικασιών αιολικών πάρκων
10. Ενεργειακός Σχεδιασμός – Στόχοι ΑΠΕ και ΕΞΕ με ορίζοντα το 2030, Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας, 2015
11. «Μεγάλη Διείσδυση ΑΠΕ: ο Δρόμος της Ελλάδας μετά το 2020», Παναγιώτης Γ. Παπασταματίου, Αντιπρόεδρος ΕΛΕΤΑΕΝ
12. “Διαχείριση Ενέργειας - Αξιολόγηση Επενδύσεων”, Ι.Ψαρράς, ΕΜΠ, Φεβρουάριος 2000
13. “Διαχείριση της Αιολικής Ενέργειας”, Ι.Καλδέλλης, Εκδόσεις Αθ.Σταμούλης, Αθήνα 1999
14. Ενεργειακός Σχεδιασμός – Στόχοι ΑΠΕ και ΕΞΕ με ορίζοντα το 2030, Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας, 2015

### Διαδικτυακοί Τόποι

1. [www.admie.gr](http://www.admie.gr)
2. [www.cres.gr](http://www.cres.gr)
3. [www.eletaen.gr](http://www.eletaen.gr)
4. [www.rae.gr](http://www.rae.gr)
5. <https://ypen.gov.gr/>
6. [www.wwf.gr](http://www.wwf.gr)
7. [www.europarl.europa.eu](http://www.europarl.europa.eu)
8. [www.dapeep.gr](http://www.dapeep.gr)