



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ  
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ Μ/Υ  
ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΩΣ  
ΣΧΟΛΗ ΝΑΥΤΙΛΙΑΣ ΚΑΙ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΑΣ  
ΤΜΗΜΑΤΟΣ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΗΣ ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ & ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ  
ΔΙΑΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΑΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ  
«ΤΕΧΝΟ-ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ»



ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΗ ΔΙΑΤΡΙΒΗ

**ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ ΥΠΟΣΤΗΡΙΞΗΣ  
ΕΠΕΝΔΥΤΗ ΣΤΙΣ ΚΥΡΙΕΣ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ  
ΑΠΕ**

ΣΠΥΡΙΔΩΝ ΑΛΑΤΖΑΣ

**ΕΠΙΒΛΕΠΩΝ ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ**

ΧΡΥΣΟΣΤΟΜΟΣ (ΧΑΡΗΣ) ΔΟΥΚΑΣ – ΑΝΑΠΛΗΡΩΤΗΣ ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΔΙΑΤΑΞΕΩΝ ΚΑΙ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ  
ΑΠΟΦΑΣΕΩΝ

ΙΟΥΝΙΟΣ 2021

## Περιεχόμενα

Εισαγωγή .....	3
Περίληψη .....	4
Abstract.....	5
Κεφάλαιο 1 .....	9
1.1  Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) - Κύριες Τεχνολογίες.....	9
1.1.1  Αιολική Ενέργεια.....	9
1.1.2  Ηλιακή Ενέργεια.....	10
1.1.3  Βιομάζα.....	11
1.1.4  Υδροηλεκτρική Ενέργεια.....	12
1.2  Οι ΑΠΕ στην Ευρώπη.....	12
1.3  Εκμεταλλεύσιμο δυναμικό για ανάπτυξη έργων ΑΠΕ στην Ελλάδα- Κύριες Τεχνολογίες.....	18
1.3.1  Ηλιακό Δυναμικό.....	18
1.3.2  Αιολικό Δυναμικό.....	19
1.3.3  Δυναμικό Βιομάζας .....	21
1.3.4  Υδροηλεκτρικό Δυναμικό.....	21
1.4  Τα έργα ΑΠΕ στην Ελλάδα .....	22
1.5  Μελλοντικοί στόχοι της Ελλάδας, πολιτικές, επιθυμητό ενεργειακό μίγμα.....	32
Κεφάλαιο 2 .....	37
2.1  Βασικό Θεσμικό Πλαίσιο για την ενεργειακή αξιοποίηση των ΑΠΕ στην Ελλάδα .....	37
2.2  Άδειες και εμπλεκόμενοι φορείς ανά τεχνολογία και ισχύ έργου ΑΠΕ .....	40
2.3  Νέο καθεστώς έργων ΑΠΕ, Συμβάσεις Λειτουργικής Ενίσχυσης, Τιμές Αναφοράς και Αγορά Ενέργειας.....	54
2.4  Target Model.....	61
2.5  Εγγυήσεις Προέλευσης .....	64
2.6  Μεταβατικό Τέλος Ασφάλειας Εφοδιασμού .....	67
2.7  Ειδικό Τέλος ΑΠΕ .....	68
Κεφάλαιο 3 .....	70
3.1  Νομικές Μορφές Επιχειρήσεων.....	70
3.1.1  Ατομική Επιχείρηση .....	70
3.1.2  Ομόρρυθμη Εταιρεία/ Ετερόρρυθμη Εταιρεία .....	72
3.1.3  Ιδιωτική Κεφαλαιουχική Εταιρεία (ΙΚΕ)/ Μονοπρόσωπη Ιδιωτική Κεφαλαιουχική Εταιρεία (ΜΙΚΕ).....	74
3.1.4  Ανώνυμη Εταιρεία (ΑΕ).....	75
3.1.5  Εταιρεία Περιορισμένης Ευθύνης (ΕΠΕ)/ Μονοπρόσωπη Εταιρεία Περιορισμένης Ευθύνης (ΜΕΠΕ).....	76

3.1.6 Ενεργειακή Κοινότητα (Ε. Κοιν.).....	78
3.2 Χρηματοδοτικά Εργαλεία .....	80
3.2.1 Αναπτυξιακός Νόμος.....	80
3.2.2 Greek Green Funds .....	81
3.2.3 Πράσινα Ομόλογα.....	82
3.2.4 Ταμείο Υποδομών (ΤΑΜΥΠΟΔ).....	83
3.3 Συντελεστής Απομείωσης Κεφαλαίου .....	84
3.4 Δείκτες Αξιολόγησης Επενδύσεων .....	85
Κεφάλαιο 4 .....	89
4.1 Τεχνοοικονομική ανάλυση Αιολικών Πάρκων 20MW και 100MW.....	91
4.2 Τεχνοοικονομική ανάλυση Φωτοβολταϊκών Σταθμών 20MW και 100MW ...	104
4.3 Αξιολόγηση Επενδύσεων Φωτοβολταϊκών Σταθμών και Αιολικών Πάρκων 20MW και 100MW .....	118
4.4 Ανάλυση Ευαισθησίας Επένδυσης Φωτοβολταϊκών Σταθμών και Αιολικών Πάρκων 20 MW και 100 MW.....	120
4.3 Ανάλυση κινδύνου και αβεβαιότητας .....	131
Κεφάλαιο 5 .....	141
Συμπεράσματα .....	141
Βιβλιογραφία-Πηγές.....	145

## Εισαγωγή

Κυβερνήσεις σε όλο τον κόσμο έχουν δεσμευτεί για δραματική μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου, σε μια προσπάθεια να καταπολεμήσουν την κλιματική αλλαγή, η οποία μοιάζει πλέον να είναι αναπόφευκτη. Οι επιστήμονες τονίζουν ότι η αλλαγή του κλίματος είναι πραγματική και πρέπει να αντιμετωπιστεί αμέσως. Με περιορισμένα τα αποθέματα των ορυκτών καυσίμων και την αυξανόμενη ανησυχία για τις περιβαλλοντικές τους επιπτώσεις, οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) όπως η υδροηλεκτρική, η αιολική και η ηλιακή ενέργεια κυρίως κερδίζουν μεγάλη δυναμική. Είναι γεγονός ότι οι ΑΠΕ αναμένεται να παράγουν το μεγαλύτερο μέρος της ηλεκτρικής ενέργειας που θα παράγεται σε ολόκληρο τον κόσμο τις επόμενες δεκαετίες.

Η εξεύρεση τρόπων για ενθάρρυνση επενδύσεων στην παραγωγή ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας είναι ζωτικής σημασίας για την επίτευξη της μετάβασης σε ένα βιώσιμο ενεργειακό σύστημα. Η βιομηχανία της ηλεκτρικής ενέργειας αναδιαρθρώνεται, δημιουργούνται νέες πολιτικές και είναι σημαντικό για τους υπεύθυνους χάραξης πολιτικής να εξετάσουν τις επιπτώσεις του σχεδιασμού της πολιτικής για τις ΑΠΕ στη χρηματοδότηση των έργων. Με προσεκτική εξέταση των νέων τεχνολογιών, των πολιτικών που εφαρμόζονται και θα εφαρμοστούν σε παγκόσμιο επίπεδο και των οικονομικών δεδομένων μπορούν οι επενδυτές να μετριάσουν σημαντικά το ρίσκο. Γνωρίζοντας τι πρέπει να ψάξουν, θα μπορούν να λάβουν πιο σωστές αποφάσεις σχετικά με τις επενδύσεις σε ΑΠΕ.

## Περίληψη

Η παρούσα εργασία αρχικά περιγράφει τις σημαντικότερες μορφές ΑΠΕ που συναντούμε στον κόσμο και αναλύει τα βασικότερα πλεονεκτήματα και μειονεκτήματά τους. Η ανάλυση της εξέλιξης των εγκατεστημένων ΑΠΕ, των στόχων μέχρι το 2030 και των συνεχώς αυξανόμενων ποσών επενδύσεων ξεκινάει από την Ευρωπαϊκή Ένωση και καταλήγει στην Ελλάδα. Αναλύονται διεξοδικά οι πολιτικές που εφαρμόστηκαν σε συνέχεια των Κοινοτικών Οδηγιών, για την ενίσχυση της ανάπτυξής τους, τα κίνητρα, καθώς και τα μετέπειτα μέτρα για εξορθολογισμό. Επίκεντρο της εργασίας είναι ο επενδυτής σε έργα ΑΠΕ, ο οποίος ενημερώνεται διεξοδικά για την ποιότητα του δυναμικού (ηλιακό, αιολικό, υδροηλεκτρικό και βιομάζας) ανά περιοχή έτσι ώστε αρχικά να αντιστοιχίσει την περιοχή εγκατάστασης με την αντίστοιχη τεχνολογία ΑΠΕ. Πέρα από αυτό, σημαντική πληροφορία για τον σκοπό αυτό είναι η εγκατεστημένη ισχύς ανά τεχνολογία ΑΠΕ ανά περιφέρεια. Οι μελλοντικοί στόχοι της χώρας για την ηλεκτροπαραγωγή ενθαρρύνουν τις εν λόγω επενδύσεις ενώ παρατίθεται και το θεσμικό πλαίσιο που καλύπτει όλη την πορεία από την αδειοδότηση έως και την λειτουργία ενός έργου ΑΠΕ. Γίνεται προσπάθεια αποκωδικοποίησης της δαιδαλώδους αδειοδοτικής διαδικασίας με παρουσίαση των εμπλεκόμενων φορέων αδειοδότησης και ανάλυση με διαγράμματα ροής ανά τεχνολογία ΑΠΕ και εγκατεστημένη ισχύ. Στη συνέχεια παρουσιάζονται οι μορφές των εταιριών που μπορούν να κατέχουν ένα έργο ΑΠΕ με τα πλεονεκτήματα και μειονεκτήματά τους ενώ αναλύονται βασικά προγράμματα χρηματοδότησης που μετατρέπουν τις επενδύσεις σε πιο ελκυστικές και προσιτές. Η εργασία ολοκληρώνεται με αναφορά στα επιπλέον έσοδα και κόστη εκτός από αυτά που προκύπτουν από την βασική λειτουργία της ηλεκτροπαραγωγής και τεχνοοικονομική ανάλυση τεσσάρων μονάδων ΑΠΕ μεγάλης κλίμακας, δύο φωτοβολταϊκών σταθμών 20 και 100 MW και δύο αιολικών πάρκων 20 και 100MW επίσης, με πλήρη οικονομική αξιολόγηση χρησιμοποιώντας συγκεκριμένους οικονομικούς δείκτες αλλά και μετέπειτα ανάλυση ευαισθησίας, αφήνοντας για το τέλος την αναφορά στις παραμέτρους κινδύνου και προκλήσεων που χρειάζεται να αντιμετωπίσουν οι εταιρείες ανάδοχοι μαζί με τους επενδυτές.

Λέξεις Κλειδιά:

Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), θεσμικό πλαίσιο, εγκατεστημένη ισχύς, επένδυση, χρηματοοικονομική μελέτη, ανάλυση ευαισθησίας

## **Abstract**

This postgraduate thesis first describes the most important forms of RES we encounter and describes their main advantages and disadvantages. The analysis of the progress of the installed RES capacity, the targets until 2030 and the ever-increasing amounts of investments starts from the European Union and ends in Greece. The policies implemented following the Community Directives to enhance their development, the incentives as well as the subsequent rationalization measures are analyzed in detail. The focus of this postgraduate thesis is the investor in a RES project, who is thoroughly informed about the quality of the solar, wind, hydroelectric and biomass potential per area to initially match the installation area with the corresponding RES technology. In addition, important information for this purpose is the installed capacity per RES technology per region. The future goals of the country for electricity generation encourage these investments while the institutional framework that covers the entire process from the licensing to the operation of a RES project is listed. An attempt is made to decode the labyrinthine licensing process with the presentation of the stakeholders involved and analysis with flow charts by RES technology and power of licensing. After that, the types of companies that can own a RES project are presented with their advantages and disadvantages while analyzing financing programs that make investments more attractive and affordable. The thesis is completed with reference to the additional revenues and costs in addition to those resulting from the basic operation of electricity generation and a feasibility study of four large scale RES units, two photovoltaic stations of 20 and 100 MW and two wind farms of 20 and 100MW also, with full economic evaluation with specific economic indicators but also subsequent sensitivity analysis, leaving for the end, the reference to the risk parameters and challenges that contractors need to face together with investors.

Keywords:

Renewable Energy Sources (RES), institutional framework, installed capacity, investment, financial study, sensitivity analysis

## Κατάλογος πινάκων

ΠΙΝΑΚΑΣ 1: ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΥΔΡΟΔΥΝΑΜΙΚΟ ΤΩΝ ΥΔΑΤΙΝΩΝ ΔΙΑΜΕΡΙΣΜΑΤΩΝ ΚΑΙ Η ΕΚΤΑΣΗ ΤΟΥΣ .....	22
ΠΙΝΑΚΑΣ 2: ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΑΠΕ& ΣΗΘΥΑ ΓΙΑ ΤΟ 2020 ΑΝΑ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ ΚΑΙ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ .....	30
ΠΙΝΑΚΑΣ 3: ΆΔΕΙΕΣ, ΕΓΚΡΙΣΕΙΣ ΚΑΙ ΣΥΜΒΑΣΕΙΣ ΚΑΤΑ ΤΗΝ ΑΔΕΙΟΔΟΤΗΣΗ ΕΡΓΟΥ ΑΠΕ .....	41
ΠΙΝΑΚΑΣ 4: ΑΔΕΙΟΔΟΤΗΣΗ ΦΒ - ΕΜΠΛΕΚΟΜΕΝΟΙ ΦΟΡΕΙΣ-ΥΠΗΡΕΣΙΕΣ .....	44
ΠΙΝΑΚΑΣ 5: ΑΔΕΙΟΔΟΤΗΣΗ ΑΠ - ΕΜΠΛΕΚΟΜΕΝΟΙ ΦΟΡΕΙΣ-ΥΠΗΡΕΣΙΕΣ .....	46
ΠΙΝΑΚΑΣ 6: ΑΔΕΙΟΔΟΤΗΣΗ ΜΥΗΣ - ΕΜΠΛΕΚΟΜΕΝΟΙ ΦΟΡΕΙΣ-ΥΠΗΡΕΣΙΕΣ .....	49
ΠΙΝΑΚΑΣ 7: ΑΔΕΙΟΔΟΤΗΣΗ ΣΤΑΘΜΩΝ ΒΙΟΑΕΡΙΟΥ/ΒΙΟΜΑΖΑΣ - ΕΜΠΛΕΚΟΜΕΝΟΙ ΦΟΡΕΙΣ-ΥΠΗΡΕΣΙΕΣ ..	50
ΠΙΝΑΚΑΣ 8: ΤΥΠΟΙ ΣΥΜΒΑΣΕΩΝ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΗΣ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ ΑΝΑΛΟΓΑ ΜΕ ΤΗΝ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥ Η ΤΗ ΜΕΓΙΣΤΗ ΙΣΧΥ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ .....	55
ΠΙΝΑΚΑΣ 9: ΑΡΙΘΜΟΣ ΣΥΜΒΑΣΕΩΝ ΚΑΙ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥ ΑΝΑ ΚΑΘΕΣΤΩΣ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ .....	55
ΠΙΝΑΚΑΣ 10: ΤΑ ΣΤΑΘΜΩΝ ΑΠΕ ΕΚΤΟΣ ΑΝΤΑΓΩΝΙΣΤΙΚΩΝ ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΩΝ .....	57
ΠΙΝΑΚΑΣ 11: ΤΑ ΣΤΑΘΜΩΝ ΑΠΕ ΕΚΤΟΣ ΑΝΤΑΓΩΝΙΣΤΙΚΩΝ ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΩΝ (ΦΒ) .....	59
ΠΙΝΑΚΑΣ 12: ΤΑ ΣΤΑΘΜΩΝ ΑΠΕ ΕΚΤΟΣ ΑΝΤΑΓΩΝΙΣΤΙΚΩΝ ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΩΝ (ΘΕΣΗ ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ 01/03/2022) .....	59
ΠΙΝΑΚΑΣ 13: ΤΑ ΣΤΑΘΜΩΝ ΑΠΕ ΕΚΤΟΣ ΑΝΤΑΓΩΝΙΣΤΙΚΩΝ ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΩΝ (ΘΕΣΗ ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ 01/03/2022) .....	60
ΠΙΝΑΚΑΣ 14: ΤΑ ΣΤΑΘΜΩΝ ΑΠΕ ΕΚΤΟΣ ΑΝΤΑΓΩΝΙΣΤΙΚΩΝ ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΩΝ (ΘΕΣΗ ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ 01/11/2022) .....	60
ΠΙΝΑΚΑΣ 15: ΤΙΜΕΣ ΔΗΜΟΠΡΑΣΙΩΝ ΕΓΓΥΗΣΕΩΝ ΠΡΟΕΛΕΥΣΗΣ ΑΠΟ ΤΟ ΓΑΛΛΙΚΟ ΚΡΑΤΟΣ ΑΝΑ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ .....	66
ΠΙΝΑΚΑΣ 16: ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΕΣ ΔΙΑΦΟΡΟΠΟΙΗΣΗΣ ΑΝΑ ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ ΜΟΝΑΔΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟ ΜΤΑΕ .....	68
ΠΙΝΑΚΑΣ 17: ΑΤΟΜΙΚΗ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ (ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΚΑΙ ΥΠΟΧΡΕΩΣΕΙΣ) .....	71
ΠΙΝΑΚΑΣ 18: ΟΜΟΡΡΥΘΜΗ/ΕΤΕΡΟΡΡΥΘΜΗ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ (ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΚΑΙ ΥΠΟΧΡΕΩΣΕΙΣ) .....	72
ΠΙΝΑΚΑΣ 19: ΙΚΕ/ΜΙΚΕ (ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΚΑΙ ΥΠΟΧΡΕΩΣΕΙΣ) .....	74
ΠΙΝΑΚΑΣ 20: ΑΕ (ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΚΑΙ ΥΠΟΧΡΕΩΣΕΙΣ) .....	75
ΠΙΝΑΚΑΣ 21: ΕΠΕ/ΜΕΠΕ (ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΚΑΙ ΥΠΟΧΡΕΩΣΕΙΣ) .....	77
ΠΙΝΑΚΑΣ 22 GREEK GREEN FUNDS, ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ ΕΑΤΕ .....	81
ΠΙΝΑΚΑΣ 23 ΜΕΘΟΔΟΙ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΩΝ ΣΧΕΔΙΩΝ .....	85
ΠΙΝΑΚΑΣ 24 ΤΥΠΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΑΠ 20MW/ 100MW .....	91
ΠΙΝΑΚΑΣ 25: ΤΕΧΝΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ VESTAS V117-4.2 MW® .....	94
ΠΙΝΑΚΑΣ 26: ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΓΙΑ ΤΗΝ ΚΑΤΑΡΤΙΣΗ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΟΥ ΣΧΕΔΙΟΥ ΓΙΑ ΥΛΟΠΟΙΗΣΗ ΑΠ 20MW/ 100MW .....	96
ΠΙΝΑΚΑΣ 27: ΑΠΟΠΛΗΡΩΜΗ ΔΑΝΕΙΟΥ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ΑΠ 20MW .....	97
ΠΙΝΑΚΑΣ 28: ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΔΑΝΕΙΟΥ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ΑΠ 100MW .....	97
ΠΙΝΑΚΑΣ 29: ΧΡΗΜΑΤΟΡΕΣ ΚΑΙ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ ΧΡΗΣΗΣ ΑΠ 20MW .....	98
ΠΙΝΑΚΑΣ 30: ΧΡΗΜΑΤΟΡΕΣ ΚΑΙ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ ΧΡΗΣΗΣ ΑΠ 100MW .....	101
ΠΙΝΑΚΑΣ 31: ΤΥΠΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΦΒ 20MW/ 100MW .....	105
ΠΙΝΑΚΑΣ 32: ΗΛΕΚΤΡΙΚΑ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΦΒ REC SOLAR .....	107
ΠΙΝΑΚΑΣ 33: ΗΛΕΚΤΡΙΚΑ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ INVERTER SMA STR-110/60 .....	108
ΠΙΝΑΚΑΣ 34: ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΓΙΑ ΤΗΝ ΚΑΤΑΡΤΙΣΗ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΟΥ ΣΧΕΔΙΟΥ ΓΙΑ ΥΛΟΠΟΙΗΣΗ ΦΒ 20MW/100MW .....	109
ΠΙΝΑΚΑΣ 35: ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΔΑΝΕΙΟΥ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ΦΒ 20MW .....	110
ΠΙΝΑΚΑΣ 36: ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΔΑΝΕΙΟΥ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ΦΒ 100MW .....	110
ΠΙΝΑΚΑΣ 37: ΧΡΗΜΑΤΟΡΕΣ ΚΑΙ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ ΧΡΗΣΗΣ ΦΒ 20MW .....	111
ΠΙΝΑΚΑΣ 38: ΧΡΗΜΑΤΟΡΕΣ ΚΑΙ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ ΧΡΗΣΗΣ ΦΒ 100MW .....	114
ΠΙΝΑΚΑΣ 39: ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΟΙ ΔΕΙΚΤΕΣ ΑΠ/ΦΒ, 20MW/100MW .....	118
ΠΙΝΑΚΑΣ 40: ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΟΙ ΔΕΙΚΤΕΣ ΑΠ/ΦΒ, 20MW/100MW (ΣΥΝΟΨΗ) .....	120
ΠΙΝΑΚΑΣ 41: ΟΡΙΟ Τ.Α. ΓΙΑ ΒΙΩΣΙΜΟΤΗΤΑ ΕΠΕΝΔΥΣΕΩΝ ΑΠ ΚΑΙ ΦΒ .....	127

## Κατάλογος γραφημάτων

ΓΡΑΦΗΜΑ 1: ΕΠΕΝΔΥΣΕΙΣ ΣΕ ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΤΩΝ Ε.Ε. (ΔΙΣ. \$) .....	14
ΓΡΑΦΗΜΑ 2: ΕΞΕΛΙΞΗ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΑΠΕ ΣΤΗΝ Ε.Ε. ....	15
ΓΡΑΦΗΜΑ 3: ΠΟΣΟΣΤΟ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗΣ ΑΝΑ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ ΑΠΕ ΣΤΗΝ Ε.Ε. ....	16
ΓΡΑΦΗΜΑ 4: ΕΞΕΛΙΞΗ ΠΟΣΟΣΤΟΥ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗΣ ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ ΕΥ28 .....	16
ΓΡΑΦΗΜΑ 5: ΔΥΝΑΜΙΚΟ ΒΙΟΜΑΖΑΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ ΑΝΑ ΠΗΓΗ ΠΡΟΕΛΕΥΣΗΣ .....	21
ΓΡΑΦΗΜΑ 6: ΕΞΕΛΙΞΗ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΑΠΕ (2010-2020) .....	22
ΓΡΑΦΗΜΑ 7: ΕΞΕΛΙΞΗ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ ΑΝΑ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ (2010-2020) ....	23
ΓΡΑΦΗΜΑ 8: ΠΟΣΟΣΤΟ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗΣ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ ΣΤΗΝ ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥ (2010-2020) .....	24
ΓΡΑΦΗΜΑ 9: ΕΘΝΙΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ Η/Ε ΣΕ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗ ΜΕ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ Η/Ε ΑΠΟ ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ (2011-2020) .....	25
ΓΡΑΦΗΜΑ 10 ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΩΝ ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥ ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ (2020) .....	26
ΓΡΑΦΗΜΑ 11 ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ ΑΝΑ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ (2020) .....	27
ΓΡΑΦΗΜΑ 12: ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ ΑΝΑ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ (2020) .....	28
ΓΡΑΦΗΜΑ 13: ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΜΥΗΣ ΑΝΑ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ .....	29
ΓΡΑΦΗΜΑ 14: ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΒΙΟΑΕΡΙΟΥ-ΒΙΟΜΑΖΑΣ ΑΝΑ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ .....	29
ΓΡΑΦΗΜΑ 15: ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ ΣΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ Η.Ε. ΑΠΟ ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ ΑΝΑ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ .....	32
ΓΡΑΦΗΜΑ 16: ΣΤΟΧΟΣ ΕΞΕΛΙΞΗΣ ΤΗΣ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΑΠΕ ΓΙΑ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΝΑ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ (GW) (2020 ΕΩΣ 2030) .....	33
ΓΡΑΦΗΜΑ 17: ΣΤΟΧΟΣ ΕΞΕΛΙΞΗΣ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ ΓΙΑ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ (GW) (2020 ΕΩΣ 2030) .....	34
ΓΡΑΦΗΜΑ 18: ΣΤΟΧΟΣ ΕΞΕΛΙΞΗΣ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ (GWh) (2020 ΕΩΣ 2030) .....	35
ΓΡΑΦΗΜΑ 19 : ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΑΚΟΛΟΥΘΙΑΣ ΑΔΕΙΟΔΟΤΙΚΗΣ ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑΣ Φ/Β ΣΤΑΘΜΩΝ .....	45
ΓΡΑΦΗΜΑ 20: ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΑΚΟΛΟΥΘΙΑΣ ΑΔΕΙΟΔΟΤΙΚΗΣ ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑΣ Α.Π. ....	48
ΓΡΑΦΗΜΑ 21: ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΑΚΟΛΟΥΘΙΑΣ ΑΔΕΙΟΔΟΤΙΚΗΣ ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑΣ ΜΥΗΣ .....	50
ΓΡΑΦΗΜΑ 22: ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΑΚΟΛΟΥΘΙΑΣ ΑΔΕΙΟΔΟΤΙΚΗΣ ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑΣ ΒΙΟΑΕΡΙΟΥ/ ΒΙΟΜΑΖΑ .....	53
ΓΡΑΦΗΜΑ 23: ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗΣ ΙΣΧΥΣ ΑΝΑ ΚΑΘΕΣΤΩΣ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ .....	56
ΓΡΑΦΗΜΑ 24: ΤΙΜΕΣ ΔΗΜΟΠΡΑΣΙΩΝ ΕΓΓΥΗΣΕΩΝ ΠΡΟΕΛΕΥΣΗΣ ΑΠΟ ΤΟ ΧΡΗΜΑΤΙΣΤΗΡΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΤΗΣ ΚΡΟΑΤΙΑΣ ΓΙΑ ΤΙΣ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΚΑΙ ΒΙΟΜΑΖΑΣ .....	66
ΓΡΑΦΗΜΑ 25: ΜΟΡΦΕΣ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΕΩΝ ΩΣ ΦΟΡΕΙΣ ΕΡΓΩΝ ΑΠΕ .....	70
ΓΡΑΦΗΜΑ 26 ΠΛΕΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ ΚΑΙ ΜΕΙΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ ΑΤΟΜΙΚΩΝ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΕΩΝ .....	71
ΓΡΑΦΗΜΑ 27 ΠΛΕΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ ΚΑΙ ΜΕΙΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ ΟΜΟΡΡΥΘΜΩΝ ΚΑΙ ΕΤΕΡΟΡΡΥΘΜΩΝ ΕΤΑΙΡΕΙΩΝ .....	73
ΓΡΑΦΗΜΑ 28 ΠΛΕΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ ΚΑΙ ΜΕΙΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ ΙΚΕ/ΜΙΚΕ .....	75
ΓΡΑΦΗΜΑ 29 ΠΛΕΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ ΚΑΙ ΜΕΙΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ ΑΕ .....	76
ΓΡΑΦΗΜΑ 30 ΠΛΕΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ ΚΑΙ ΜΕΙΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ ΕΠΕ .....	77
ΓΡΑΦΗΜΑ 31 ΠΡΟΒΛΕΨΕΙΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΟΥ ΠΛΗΡΟΥΣ ΤΥΠΙΚΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΑΠΟ ΑΠΕ .....	89
ΓΡΑΦΗΜΑ 32 ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΜΗΝΙΑΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ Ηλ. Εν. ΦΒ 20MW ΚΑΙ ΦΒ 100MW .....	105
ΓΡΑΦΗΜΑ 33: ΠΟΣΟΣΤΙΑΙΑ ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΚΠΑ ΣΕ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗ ΜΕ ΤΗΝ ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΣΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ Η.Ε. ....	121
ΓΡΑΦΗΜΑ 34: ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΕΒΑ ΣΕ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗ ΜΕ ΤΗΝ ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΣΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ Η.Ε. ....	122
ΓΡΑΦΗΜΑ 35: ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΣΚΕ ΣΕ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗ ΜΕ ΤΗΝ ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΣΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ Η.Ε. ....	123
ΓΡΑΦΗΜΑ 36: ΠΟΣΟΣΤΙΑΙΑ ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΚΠΑ ΣΕ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗ ΜΕ ΤΗΝ ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΤΟΥ ΥΨΟΥΣ ΤΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ .....	125
ΓΡΑΦΗΜΑ 37: ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΕΒΑ ΣΕ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗ ΜΕ ΤΗΝ ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΤΟΥ ΥΨΟΥΣ ΤΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ .....	125
ΓΡΑΦΗΜΑ 38: ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΣΚΕ ΣΕ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗ ΜΕ ΤΗΝ ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΤΟΥ ΥΨΟΥΣ ΤΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ .....	126
ΓΡΑΦΗΜΑ 39: ΠΟΣΟΣΤΙΑΙΑ ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΚΠΑ ΣΕ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗ ΜΕ ΤΗΝ ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΣΤΗΝ Τ.Α. ....	127
ΓΡΑΦΗΜΑ 40: ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΕΒΑ ΣΕ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗ ΜΕ ΤΗΝ ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΣΤΗΝ Τ.Α. ....	128
ΓΡΑΦΗΜΑ 41: ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΣΚΕ ΣΕ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗ ΜΕ ΤΗΝ ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΣΤΗΝ Τ.Α. ....	129
ΓΡΑΦΗΜΑ 42: ΠΟΣΟΣΤΙΑΙΑ ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΚΠΑ ΣΕ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗ ΜΕ ΤΗΝ ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΤΟΥ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ .....	129
ΓΡΑΦΗΜΑ 43: ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΕΒΑ ΣΕ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗ ΜΕ ΤΗΝ ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΤΟΥ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ .....	130
ΓΡΑΦΗΜΑ 44: ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΣΚΕ ΣΕ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗ ΜΕ ΤΗΝ ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΤΟΥ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ .....	131



## **Κατάλογος εικόνων**

ΕΙΚΟΝΑ 1 ΑΙΟΛΙΚΟ ΠΑΡΚΟ .....	9
ΕΙΚΟΝΑ 2 ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ .....	10
ΕΙΚΟΝΑ 3 ΒΙΟΜΑΖΑ .....	11
ΕΙΚΟΝΑ 4 ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ .....	12
ΕΙΚΟΝΑ 5: ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΗΛΙΑΚΗΣ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑΣ ΚΑΙ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΦΒ ΣΤΑΘΜΟΥΣ, ΟΡΙΖΟΝΤΙΑ ΚΛΙΣΗ ΠΑΝΕΛ (PVGIS), (22) .....	19
ΕΙΚΟΝΑ 6: ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΗΛΙΑΚΗΣ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑΣ ΚΑΙ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΦΒ ΣΤΑΘΜΟΥΣ, ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΚΛΙΣΗ ΠΑΝΕΛ (PVGIS), (22).....	19
ΕΙΚΟΝΑ 7: ΓΕΩΠΛΗΡΟΦΟΡΙΑΚΟΣ ΧΑΡΤΗΣ ΡΑΕ, (23) .....	20
ΕΙΚΟΝΑ 8: ΑΙΟΛΙΚΟ ΔΥΝΑΜΙΚΟ ΘΕΣΗΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ (105).....	92
ΕΙΚΟΝΑ 9: ΕΤΗΣΙΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ VESTAS V-117-4.2, (98) .....	95
ΕΙΚΟΝΑ 10 ΗΛΙΑΚΟ ΔΥΝΑΜΙΚΟ (ΣΟΦΑΔΕΣ, ΚΑΡΔΙΤΣΑΣ), (22) .....	106

## Κεφάλαιο 1

### 1.1 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) - Κύριες Τεχνολογίες

Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) είναι οι μη ορυκτές ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (αιολική, ηλιακή, γεωθερμική ενέργεια, ενέργεια των κυμάτων, παλιρροϊκή ενέργεια, υδραυλική ενέργεια, βιομάζα, αέρια εκλυόμενα από χώρους υγειονομικής ταφής, από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού και βιοαέρια) (1). Αποτελούν εναλλακτικές λύσεις αντί των ορυκτών καυσίμων και συμβάλλουν στη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, στη διαφοροποίηση του ενεργειακού εφοδιασμού και στη μείωση της εξάρτησης από αναξιόπιστες και ασταθείς αγορές ορυκτών καυσίμων, ειδικότερα πετρελαίου και φυσικού αερίου. Ακολουθώντας παρουσιάζονται οι 4 βασικές μορφές ανανεώσιμων πηγών ενέργειας που ως επί το πλείστον πραγματοποιούνται και οι αντίστοιχες επενδύσεις σε τεχνολογίες τους. (2)

#### 1.1.1 Αιολική Ενέργεια



Εικόνα 1 Αιολικό Πάρκο

Η κινητική ενέργεια των ανέμων είναι τόση που με βάση τη σημερινή τεχνολογία εκμετάλλευσής της, θα μπορούσε να καλύψει πάνω από δύο φορές τις ανάγκες της ανθρωπότητας σε ηλεκτρική ενέργεια. Τα σύγχρονα συστήματα εκμετάλλευσης της αιολικής ενέργειας αφορούν κυρίως μηχανές που μετατρέπουν την ενέργεια του ανέμου σε ηλεκτρική ενέργεια και ονομάζονται ανεμογεννήτριες. Η σημαντικότερη οικονομικά εφαρμογή των ανεμογεννητριών (Α/Γ) είναι η σύνδεσή τους στο ηλεκτρικό δίκτυο μιας χώρας. Στην περίπτωση αυτή, ένα Αιολικό Πάρκο (Α/Π), δηλαδή μία συστοιχία πολλών Α/Γ, εγκαθίσταται και λειτουργεί σε μία περιοχή με υψηλό αιολικό δυναμικό και διοχετεύει το σύνολο της παραγωγής του στο ηλεκτρικό σύστημα. (3)

✓ Πλεονεκτήματα	- Μειονεκτήματα
<ul style="list-style-type: none"><li>- Μπορούν να παράγουν ισχύ οποιαδήποτε στιγμή της ημέρας.</li><li>- Είναι μια εγχώρια πηγή ενέργειας και βοηθά στη ενεργειακή ασφάλεια μιας χώρας.</li><li>- Δεν δεσμεύουν μεγάλες εκτάσεις για την εγκατάσταση ούτε καλλιεργήσιμη γη.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Υψηλό αρχικό κόστος επένδυσης.</li><li>- Οι Α/Γ δεν είναι ιδιαίτερα ελκυστικές με οπτικό αντίκτυπο στο περιβάλλον τους.</li><li>- Η αιολική ενέργεια είναι λιγότερο συνεπής και προβλέψιμη σε σύγκριση με άλλους τύπους ΑΠΕ.</li></ul>

<p>- Ανταποδοτικά οφέλη για τις τοπικές κοινωνίες.</p>	<p>- Οι Α/Γ εκπέμπουν θόρυβο χαμηλής συχνότητας. - Έχουν περιβαλλοντικές επιπτώσεις όπως κοπή δέντρων και δύσκολη συνύπαρξη με τα πτηνά. Τα υπεράκτια πάρκα δημιουργούν επίσης πρόβλημα στην υδρόβια ζωή λόγω των κραδασμών. (4)</p>
--	--

### 1.1.2 Ηλιακή Ενέργεια



Εικόνα 2 Φωτοβολταϊκός Σταθμός

Με το όρο Ηλιακή Ενέργεια νοείται το σύνολο των διαφόρων μορφών ενέργειας που προέρχονται από τον Ήλιο. Το φως και η θερμότητα που ακτινοβολούνται, απορροφούνται από στοιχεία και ενώσεις στη Γη και μετατρέπονται σε άλλες μορφές ενέργειας. Η τεχνολογία σήμερα αξιοποιεί ένα μηδαμινό ποσοστό της καταφθάνουσας στην επιφάνεια του πλανήτη ηλιακής ενέργειας με τριών ειδών συστήματα: τα θερμικά ηλιακά, τα παθητικά ηλιακά και τα φωτοβολταϊκά (Φ/Β) συστήματα, τα οποία μετατρέπουν την ηλιακή ακτινοβολία σε ηλεκτρική ενέργεια. (5)

✓ Πλεονεκτήματα	- Μειονεκτήματα
<p>- Λειτουργούν αθόρυβα και απαιτούν ελάχιστη συντήρηση. - Δεν εκλύουν ρύπους και δεν παράγουν απόβλητα. - Παρέχουν αξιοπιστία και μεγάλη διάρκεια ζωής έχοντας μηδενικό κόστος παραγωγής ενέργειας. - Δυνατότητα ανεξαρτησίας από τα κεντρικά ηλεκτρικά δίκτυα διανομής για απομακρυσμένες περιοχές (αυτόνομα Φ/Β συστήματα) και δυνατότητα αποθήκευσης της παραγόμενης ενέργειας στο δίκτυο ή σε συσσωρευτές.</p>	<p>- Χαμηλή σχέση μεγέθους - απόδοσης και δέσμευση μεγάλων εκτάσεων για την επίτευξη της επιθυμητής παραγωγής. - Πολυετή δέσμευση εκτάσεων σημαντικών για άλλες χρήσεις (γη υψηλής παραγωγικότητας). - Σχετικά υψηλό αρχικό κόστος επένδυσης σε σχέση με την τιμή πώλησης της ενέργειας. - Περιοδικός καθαρισμός της επιφάνειας των φωτοβολταϊκών πλαισίων για να αποφευχθεί η μείωση της απόδοσης από τη ρύπανση (αιθάλη, σκόνη, αλάτι θαλάσσης). - Ανάγκη αποθήκευσης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας για κάλυψη αιχμών</p>

<p>- Απευθείας παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, ακόμη και σε πολύ μικρή κλίμακα.</p> <p>-Υπάρχει δυνατότητα επέκτασης του συστήματος ανάλογα με τις ανάγκες, ενώ μπορούν να συνδυαστούν και με άλλες πηγές ενέργειας (υβριδικά συστήματα).</p>	<p>κατανάλωσης κατά την διάρκεια της ημέρας με περιορισμένη ή και καθόλου ηλιοφάνεια.</p>
--	---

### 1.1.3 Βιομάζα



Εικόνα 3 Βιομάζα

Γενικά, ως βιομάζα ορίζεται η ύλη που έχει βιολογική (οργανική) προέλευση. Πρακτικά, στον όρο βιομάζα εμπεριέχεται οποιοδήποτε υλικό προέρχεται άμεσα ή έμμεσα από το φυτικό κόσμο. (6)

Η βιομάζα είναι μια ανανεώσιμη πηγή ενέργειας, που προέρχεται από την καύση ζωικών και φυτικών απορριμμάτων.

Ένας μεγάλος αριθμός οικονομικών δραστηριοτήτων με προεξέχουσες την γεωργία και την κτηνοτροφία παράγουν απόβλητα που μπορούν να μετατραπούν σε θερμότητα και ηλεκτρικό ρεύμα. (7)

✓ Πλεονεκτήματα	- Μειονεκτήματα
<p>- Δεν συνεισφέρει στην αύξηση της συγκέντρωσης του CO<sub>2</sub> στην ατμόσφαιρα γιατί, ενώ κατά την καύση της παράγεται CO<sub>2</sub>, κατά την παραγωγή της και μέσω της φωτοσύνθεσης επαναδεσμεύονται σημαντικές ποσότητες αυτού του ρύπου.</p> <p>- Η συγκράτηση των αγροτικών πληθυσμών στις παραμεθόριες και άλλες γεωργικές περιοχές με στόχο την περιφερειακή ανάπτυξη.</p> <p>- Λιγότερα απορρίμματα στο περιβάλλον. Με την καύση στερεών αποβλήτων, η ποσότητα των απορριμμάτων που</p>	<p>- Μεγάλος όγκος πρώτης ύλης και μεγάλη περιεκτικότητά της σε υγρασία.</p> <p>- Δυσκολία στη συλλογή, μεταποίηση, μεταφορά και αποθήκευση.</p> <p>- Οι δαπανηρές εγκαταστάσεις και εξοπλισμός που απαιτούνται για την αξιοποίηση της βιομάζας.</p> <p>- Μεγάλη διασπορά και εποχιακή παραγωγή.</p> <p>- Μπορεί να οδηγήσει σε αποψίλωση των δασών. (6), (7)</p>

απορρίπτονται σε χώρους υγειονομικής ταφής μειώνεται κατά 60 έως 90%.
---

### 1.1.4 Υδροηλεκτρική Ενέργεια



Εικόνα 4 Υδροηλεκτρική Ενέργεια

Η υδροηλεκτρική ενέργεια είναι ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται χρησιμοποιώντας το κινούμενο νερό. Η βροχή ή το λιωμένο χιόνι, που συνήθως προέρχεται από λόφους και βουνά, δημιουργούν ρυάκια και ποτάμια που τελικά ρέουν προς τον ωκεανό. (8) Το ρέον νερό δημιουργεί ενέργεια που μπορεί να δεσμευθεί και να μετατραπεί σε ηλεκτρική ενέργεια.

Ο πιο κοινός τύπος υδροηλεκτρικού σταθμού χρησιμοποιεί ένα φράγμα σε ένα ποτάμι για να αποθηκεύει νερό σε μια δεξαμενή. Το νερό που απελευθερώνεται από τη δεξαμενή ρέει μέσω ενός στροβίλου, περιστρέφοντάς τον, ο οποίος με τη σειρά του ενεργοποιεί μια γεννήτρια για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Για την παραγωγή υδροηλεκτρικής ενέργειας δεν απαιτείται απαραίτητα ένα μεγάλο φράγμα. Ορισμένοι υδροηλεκτρικοί σταθμοί χρησιμοποιούν μόνο ένα μικρό κανάλι για να διοχετεύσουν το νερό του ποταμού μέσω ενός στροβίλου. (9)

✓ Πλεονεκτήματα	- Μειονεκτήματα
<ul style="list-style-type: none"> <li>-Μόλις κατασκευαστεί ένα φράγμα, μπορεί να παραχθεί ηλεκτρική ενέργεια με σταθερό ρυθμό.</li> <li>-Ευέλικτη: Η ροή του νερού και ως εκ τούτου η παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί εύκολα να ρυθμιστεί.</li> <li>-Γρήγορη απόκριση στο σύστημα σε συνθήκες υψηλής ζήτησης.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Τα φράγματα είναι εξαιρετικά δαπανηρά και η κατασκευή τους πρέπει να είναι υψηλού επιπέδου.</li> <li>-Υψηλό κόστος κατασκευής.</li> <li>-Ραγδαία μεταβολή στο φυσικό περιβάλλον. (8)</li> </ul>

## 1.2 Οι ΑΠΕ στην Ευρώπη

Η Ευρωπαϊκή Ένωση (Ε.Ε.) είναι ο τεχνολογικός ηγέτης για την επόμενη γενιά των ΑΠΕ, που κυριαρχεί στις νέες ανακαλύψεις. Είναι αποφασισμένη να αναπτύξει τις παγκόσμιας κλάσης ικανότητες μηχανικής της, τις δυνατότητες βιομηχανικής παραγωγής και τις αλυσίδες εφοδιασμού τεχνολογίας της και να παραμείνει στον τομέα των ΑΠΕ παγκοσμίως ανταγωνιστική. Η Ε.Ε. έχει μια δομημένη προσέγγιση έρευνας και καινοτομίας στην ενέργεια

στο πλαίσιο του Στρατηγικού Σχεδίου Ενεργειακής Τεχνολογίας. Μέσω του προσδιορισμού στρατηγικών προτεραιοτήτων και συγκεκριμένων δράσεων, υποστηριζόμενων από τη συνεργασία μεταξύ ερευνητικών ιδρυμάτων, ακαδημαϊκών ινστιτούτων και βιομηχανιών, κατέστη δυνατή η αξιοποίηση της δημόσιας χρηματοδότησης για έρευνα με την επίτευξη συγκλονιστικών αποτελεσμάτων. (10)

Η Ε.Ε. έχει στόχο να γίνει η νούμερο ένα ήπειρος στον κόσμο στις ΑΠΕ κάτι που σχετίζεται με τις πέντε ακόλουθες διαστάσεις της Ενεργειακής Ένωσης.

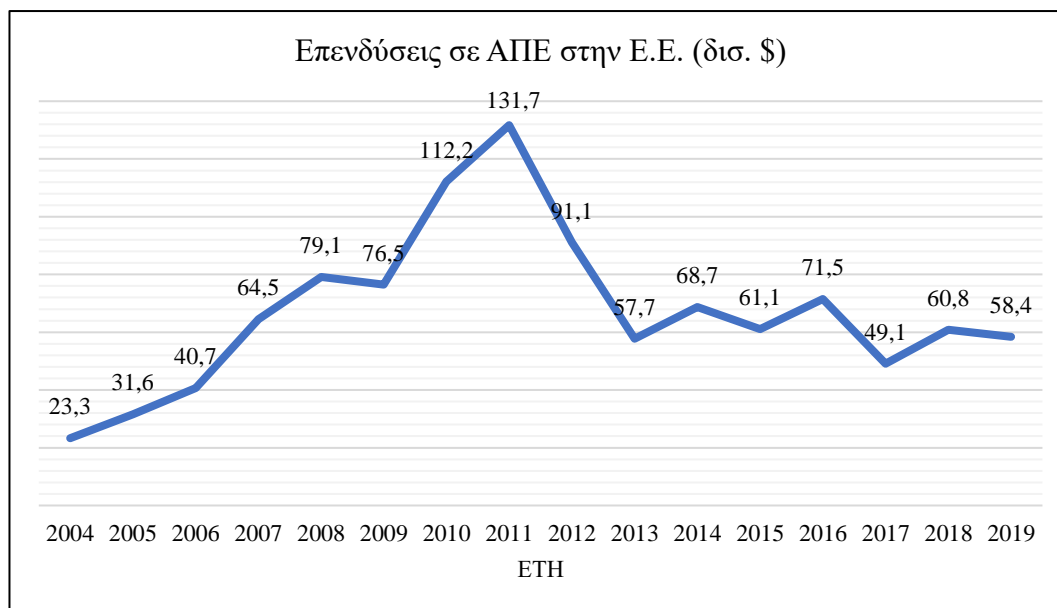
#### Οι ΑΠΕ:

1. Έχουν διαδραματίσει σημαντικό ρόλο στην ενεργειακή ασφάλεια. Η εκτιμώμενη συνεισφορά τους στην εξοικονόμηση εισαγωγών ορυκτών καυσίμων το 2015 ήταν 16 δις. € και προβλέπεται να είναι 58 δις. € το 2030.
2. Χάρη στη γρήγορη μείωση του κόστους, μπορούν σταδιακά να ενσωματωθούν στην αγορά. Η αναδιτύπωση της οδηγίας για τις ανανεώσιμες πηγές μαζί με τις προτάσεις σχεδιασμού της αγοράς θα επιτρέψει περαιτέρω τη συμμετοχή των ΑΠΕ σε ίση βάση με άλλες πηγές ενέργειας.
3. Συμβαδίζουν με την ενεργειακή απόδοση. Στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας, η εναλλαγή καυσίμων από τα ορυκτά καύσιμα σε μη, μπορεί να μειώσει την κατανάλωση ενέργειας, ενώ στον κατασκευαστικό τομέα, μπορούν να βελτιώσουν την ενεργειακή απόδοση των κτιρίων με οικονομικά αποδοτικό τρόπο.
4. Είναι ένας από τους πυλώνες της απαλλαγής από τον άνθρακα. Το 2015, οι ΑΠΕ συνέβαλαν στη μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου της Ε.Ε. κατά 436 Mt CO<sub>2</sub>-ισοδύναμου, που ισοδυναμούν με τις εκπομπές ολόκληρης της Ιταλίας.
5. Διαδραματίζουν μείζονα ρόλο στο να καταστεί η ΕΕ παγκόσμιος ηγέτης στην καινοτομία. Με χώρες της ΕΕ που κατέχουν το 30% των διπλωμάτων ευρεσιτεχνίας σε ανανεώσιμες πηγές παγκοσμίως, η Ε.Ε. υπήρξε πρωτοπόρος στον τομέα αυτό και δεσμεύεται να δώσει προτεραιότητα στην έρευνα και την καινοτομία για να οδηγήσει περαιτέρω αυτήν την ενεργειακή μετάβαση. (11)

Η αξία των επενδύσεων σε ΑΠΕ από το 2004 και μετά έχει αυξηθεί και στο έτος 2011 να φτάνει τη μέγιστη τιμή της με 131,7 δις. \$ ενώ στα μετέπειτα έτη μέχρι και το 2019 διατηρείται σε υψηλές τιμές διπλάσιες ή τριπλάσιες σε σχέση με το συγκεκριμένο έτος (Γράφημα 1).

Γράφημα 1: Επενδύσεις σε ΑΠΕ στην των Ε.Ε. (δισ. \$)

(12)



Παρατίθενται μερικά γεγονότα που συνέβησαν στην Ε.Ε. το έτος 2020 στον ενεργειακό τομέα σε συνάρτηση με τις ΑΠΕ τα οποία μας δείχνουν την πράσινη στροφή της:

- ✓ Η παραγωγή ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας υπερέβη την παραγωγή ορυκτών καυσίμων για πρώτη φορά κατά το πρώτο εξάμηνο του 2020. Οι ΑΠΕ παρήγαγαν το 40% της ηλεκτρικής ενέργειας της Ε.Ε.-27, ενώ τα ορυκτά καύσιμα το 34%.
- ✓ Το μερίδιο των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή αυξήθηκε κατά 11%. Αυτό οφείλεται σε νέες αιολικές και ηλιακές εγκαταστάσεις και ευνοϊκές κλιματολογικές συνθήκες (κατάλληλο σε ποσότητα και ποιότητα αιολικό δυναμικό). Η αιολική και η ηλιακή ενέργεια έφτασαν στο 21% της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Ευρώπης με ακόμη μεγαλύτερη διείσδυση στη Δανία (64%), στην Ιρλανδία (49%) και στη Γερμανία (42%).
- ✓ Τα ορυκτά καύσιμα μειώθηκαν κατά 18%, από την αύξηση της παραγωγής ΑΠΕ και την πτώση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας κατά 7% λόγω του COVID-19. Η καύση άνθρακα μειώθηκε κατά 32% και η παραγωγή του κατά 34%, ενώ η παραγωγή σε λιγνίτη μειώθηκε κατά 29%. Ακόμη και η παραγωγή φυσικού αερίου σημείωσε πτώση 6%, σε έντεκα χώρες. Ως αποτέλεσμα, οι εκπομπές CO<sub>2</sub> στην ΕΕ-27 μειώθηκαν κατά περίπου 23%.
- ✓ Η παραγωγή σε άνθρακα της Γερμανίας καταρρέει κάτω από αυτήν της Πολωνίας για πρώτη φορά στην ιστορία. Η Πολωνία παράγει τώρα περισσότερη ηλεκτρική ενέργεια

με καύση άνθρακα από τη Γερμανία και σχεδόν όσο και οι υπόλοιπες 25 χώρες της Ε.Ε. μαζί. (13)

Βασικοί στόχοι της Ε.Ε. για το 2030:

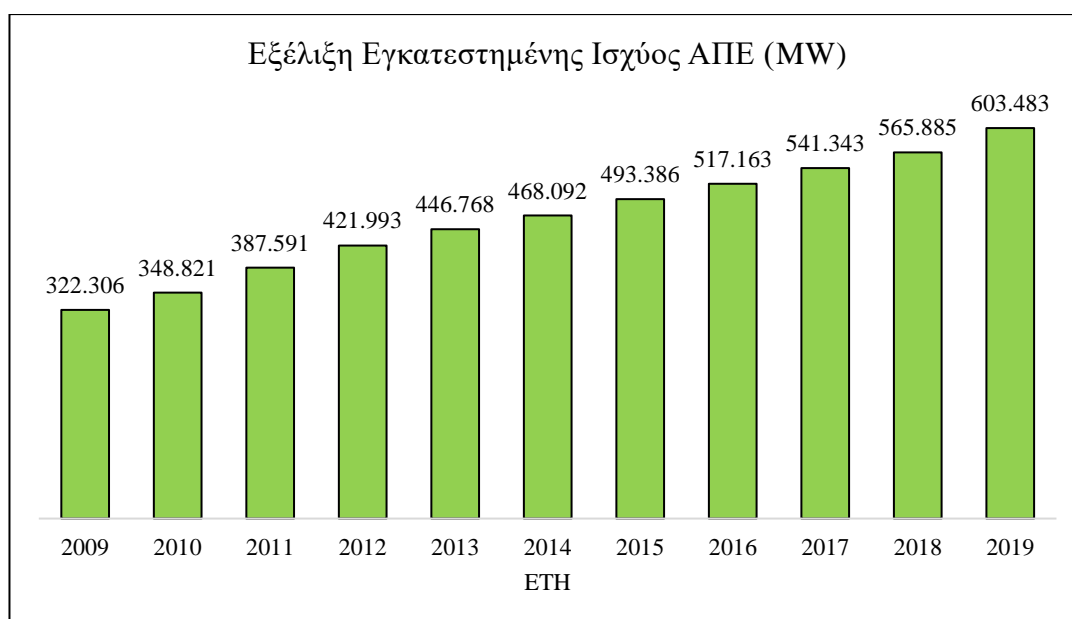
- Μείωση τουλάχιστον 40% στις εκπομπές αερίων θερμοκηπίου (από τα επίπεδα του 1990).
- Συμμετοχή τουλάχιστον 32% για τις ΑΠΕ στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας.
- Τουλάχιστον 32,5% βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης.

Και τα τρία βασικά κομμάτια της νομοθεσίας για το κλίμα θα επικαιροποιηθούν με σκοπό την υλοποίηση του προτεινόμενου στόχου μείωσης των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου τουλάχιστον κατά 55% με την Ευρωπαϊκή Επιτροπή να υποβάλει τις προτάσεις έως τον Ιούνιο του 2021. (14)

Η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ στην Ε.Ε. βρίσκεται σε σταθερή αυξητική τάση με το έτος 2019 να έχει φτάσει περί τα 603 GW (Γράφημα 2). Όσον αφορά τη συμμετοχή κάθε μιας εκ των τεχνολογιών στη συνολική εγκατεστημένη ισχύ, τα αιολικά και τα υδροηλεκτρικά μοιράζονται το μεγαλύτερο κομμάτι με τις φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις να βρίσκονται στην τρίτη θέση (Γράφημα 3).

Γράφημα 2: Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ στην Ε.Ε.

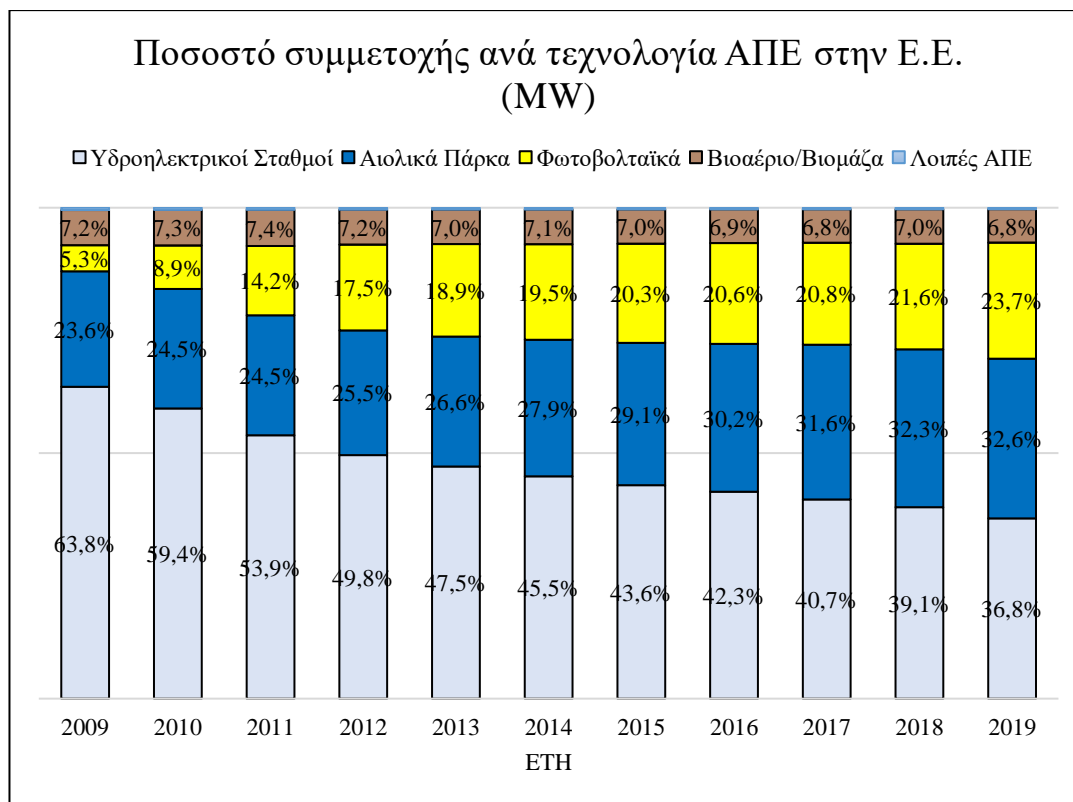
(15)





Γράφημα 3: Ποσοστό Συμμετοχής ανά τεχνολογία ΑΠΕ στην Ε.Ε.

(15)

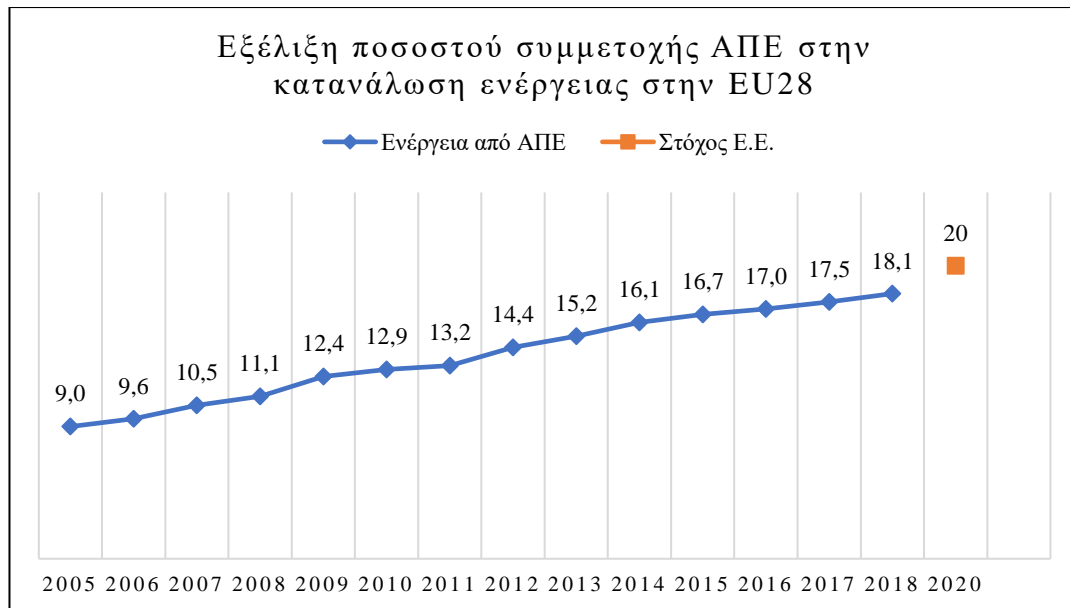


Οι ΑΠΕ θα διαδραματίσουν ηγετικό ρόλο σε οποιαδήποτε βιώσιμη και οικονομικά αποδοτική λύση στην κλιματική αλλαγή. Στην πραγματικότητα, δεδομένου ότι η ενέργεια και οι μεταφορές αντιπροσωπεύουν το 80% των εκπομπών της Ε.Ε., οι πολιτικές για το κλίμα και την ενέργεια πρέπει να συμβαδίζουν. Γι' αυτό, ως μέρος της Ενεργειακής της Ένωσης, η Ε.Ε. έθεσε τις ΑΠΕ στο επίκεντρο του μελλοντικού ενεργειακού της συστήματος. (16)

Η νομοθεσία της Ε.Ε. για την προώθηση των ΑΠΕ έχει εξελιχθεί σημαντικά τα τελευταία χρόνια. Το 2009, οι ηγέτες της Ε.Ε. έθεσαν ως στόχο το 20% της κατανάλωσης ενέργειας της Ε.Ε. να προέρχεται από ΑΠΕ έως το 2020. (16) Η εξέλιξη του ποσοστού αυτού από το έτος 2005 έως το 2018 προς τον συγκεκριμένο στόχο παρουσιάζεται στο γράφημα 4. Το 2018, συμφωνήθηκε ο στόχος αυτός να φτάσει το 32%.

Γράφημα 4: Εξέλιξη ποσοστού συμμετοχής ΑΠΕ στην κατανάλωση ενέργειας στην EU28

(17)



Η Συμφωνία του Παρισιού για την κλιματική αλλαγή αποτελεί την πρώτη οικουμενική, νομικά δεσμευτική παγκόσμια συμφωνία για το κλίμα. Η Ε.Ε. με την παρουσίαση της Ευρωπαϊκής Πράσινης Συμφωνίας για την Ευρωπαϊκή Ένωση και τους πολίτες της, ανανεώνει τη δέσμευση της Επιτροπής για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και των προκλήσεων που σχετίζονται με το περιβάλλον. Πρόκειται για μια νέα αναπτυξιακή στρατηγική που στοχεύει να μετατρέψει την Ε.Ε. σε μια δίκαιη και ευημερούσα κοινωνία, της οποίας η οικονομία είναι σύγχρονη, ανταγωνιστική και αποδοτική ως προς τη χρήση των ενεργειακών πόρων, θα έχει καταφέρει ως το 2050 να έχει μηδενίσει τις καθαρές εκπομπές αερίων θερμοκηπίου και η οικονομική ανάπτυξη να έχει αποσυνδεθεί από τη χρήση των ορυκτών ενεργειακών πόρων.

Σε αυτή τη μετάβαση, οι ΑΠΕ θα διαδραματίσουν ουσιαστικό ρόλο. Καθοριστικής σημασίας θα είναι η υπεράκτια παραγωγή αιολικής ενέργειας, με αξιοποίηση της περιφερειακής συνεργασίας μεταξύ των κρατών μελών. Η έξυπνη ενσωμάτωση των ΑΠΕ, της ενεργειακής απόδοσης και άλλων βιώσιμων λύσεων σε όλους της τομείς θα συμβάλει στην απανθρακοποίηση με το χαμηλότερο δυνατό κόστος. Η ταχεία μείωση του κόστους των ΑΠΕ, σε συνδυασμό με τον βελτιωμένο σχεδιασμό των υποστηρικτικών πολιτικών, έχει ήδη μειώσει τον αντίκτυπο της ανάπτυξης των ΑΠΕ στους λογαριασμούς ενέργειας των νοικοκυριών. (16)

Η Ε.Ε. προσαρμόζει την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας για να επιτρέψει την ολοκλήρωση των ΑΠΕ και να δημιουργήσει ισότιμους όρους ανταγωνισμού όπου οι τελευταίες και οι συμβατικές τεχνολογίες να μπορούν να ανταγωνιστούν ισότιμα. Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή θα επιδιώξει να κάνει αποτελεσματική χρήση των ιδίων κεφαλαίων της στο πλαίσιο του

νεοσύστατου Ευρωπαϊκού Ταμείου Στρατηγικών Επενδύσεων (EFSI), και ιδίως μέσω καινοτόμων χρηματοδοτικών μέσων. (18)

### **1.3 Εκμεταλλεύσιμο δυναμικό για ανάπτυξη έργων ΑΠΕ στην Ελλάδα-Κύριες Τεχνολογίες**

Η παγκόσμια συγκυρία, οι ραγδαίες εξελίξεις στον ενεργειακό τομέα, η συνεχής χάραξη πολιτικών για την μείωση των επιπτώσεων της κλιματικής αλλαγής με μείωση στην κατανάλωση των ορυκτών καυσίμων, έχουν επαναφέρει με επιτακτικό τρόπο την ανάγκη για την αξιοποίηση των εναλλακτικών μορφών ενέργειας με απώτερο στόχο την ενεργειακά βιώσιμη ανάπτυξη.

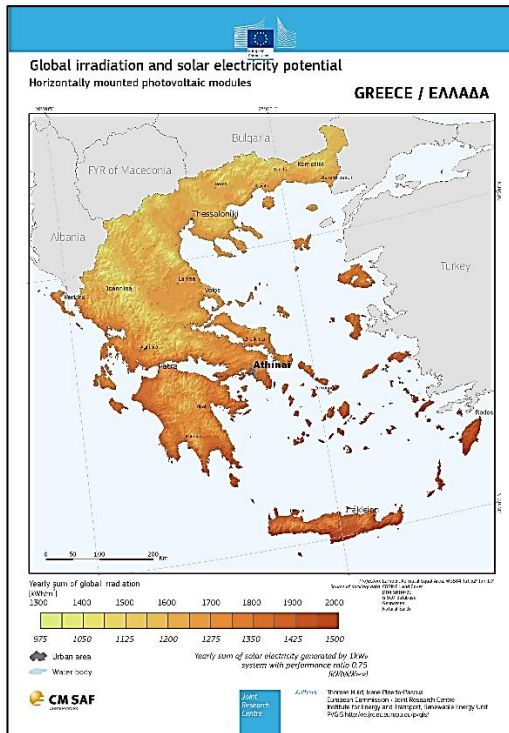
Η Ελλάδα αποτελεί ιδανικό τόπο για ευρεία χρήση των ΑΠΕ. Τα ιδιαίτερα φυσικά τοπολογικά χαρακτηριστικά της σε συνδυασμό με τα ποικιλόμορφα κλιματολογικά στοιχεία, παρέχουν αξιόλογο δυναμικό για ικανοποίηση των αναγκών συνθηκών για την ανάπτυξη κάθε εφαρμογής των ΑΠΕ. (19) Ο ήλιος, ο άνεμος, τα ποτάμια, οι οργανικές ύλες όπως το ξύλο και ακόμη τα απορρίμματα οικιακής και γεωργικής προέλευσης, είναι πηγές ενέργειας που η προσφορά τους δεν εξαντλείται ποτέ. (20) Για την Ελλάδα η ανάγκη αυτή είναι πιο επίκαιρη από ποτέ καθώς πέραν από τα πολύ σημαντικά περιβαλλοντικά οφέλη, χρειάζεται να αυξήσει τους δείκτες ενεργειακής ασφάλειας και να δημιουργήσει αντίβαρο στις δυσοίονες οικονομικές προβλέψεις για οικονομική ανάπτυξη.

#### **1.3.1 Ηλιακό Δυναμικό**

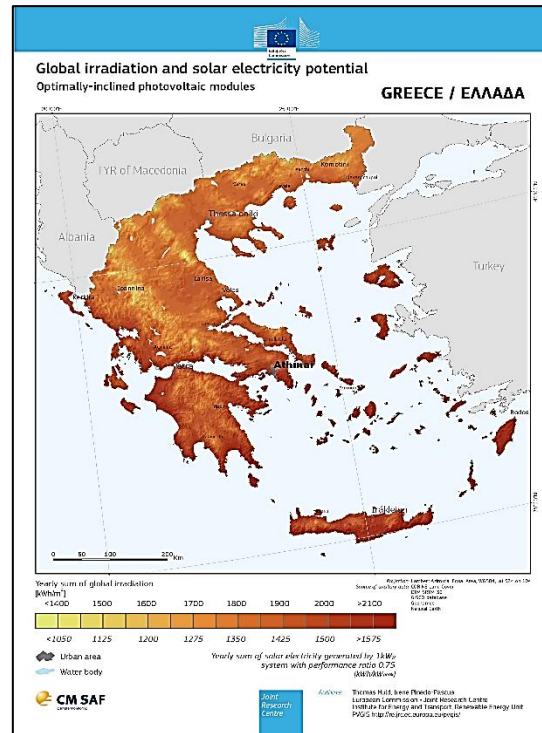
Η Ελλάδα παρουσιάζει ένα ιδιαίτερα υψηλό ηλιακό δυναμικό, περίπου 1,400-1,800 (kWh/m<sup>2</sup>) ετησίως σε οριζόντιο επίπεδο, ανάλογα το γεωγραφικό πλάτος και το ανάγλυφο της περιοχής. Η ηλιακή ακτινοβολία είναι μια μορφή ενέργειας με σχεδόν σταθερή και προβλέψιμη ένταση (W/m<sup>2</sup>) στην διάρκεια του χρόνου και της ημέρας και παρουσιάζει την μέγιστη τιμή της κατά την διάρκεια του μεσημεριού (μέγιστο ηλιακό ύψος), τόσο κατά τη θερινή όσο και κατά τη χειμερινή περίοδο. Η ηλιακή ενέργεια είναι μεγαλύτερη κατά τη θερινή περίοδο, λόγω την θέσης του ήλιου, αλλά και λόγω της αύξησης των ωρών ηλιοφάνειας (μείωση των νεφώσεων). (21)

Το ευρωπαϊκό λογισμικό PVGIS έρχεται να επιβεβαιώσει το ευνοϊκό ηλιακό δυναμικό της Ελλάδας δίνοντας μία πολύ καλή εκτίμηση της παραγόμενης ενέργειας από φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις διαφορετικών τεχνολογιών και διαμορφώσεων, ανά ώρα, μήνα του έτους και σημείο του χάρτη. (22) Στις εικόνες που ακολουθούν παρατηρούμε ότι για οριζόντια

τοποθέτηση των φωτοβολταϊκών στοιχείων οι περισσότερες περιοχές της Ελλάδας έχουν εκτίμηση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της τάξης των 1.400 kWh/m<sup>2</sup>, για τις νοτιότερες περιοχές της τάξης των 1.800 kWh/m<sup>2</sup>, ενώ για βέλτιστη γωνία τοποθέτησης οι προαναφερθείσες τιμές αυξάνονται σε 1.900 kWh/m<sup>2</sup> και 2.100 kWh/m<sup>2</sup> αντίστοιχα.



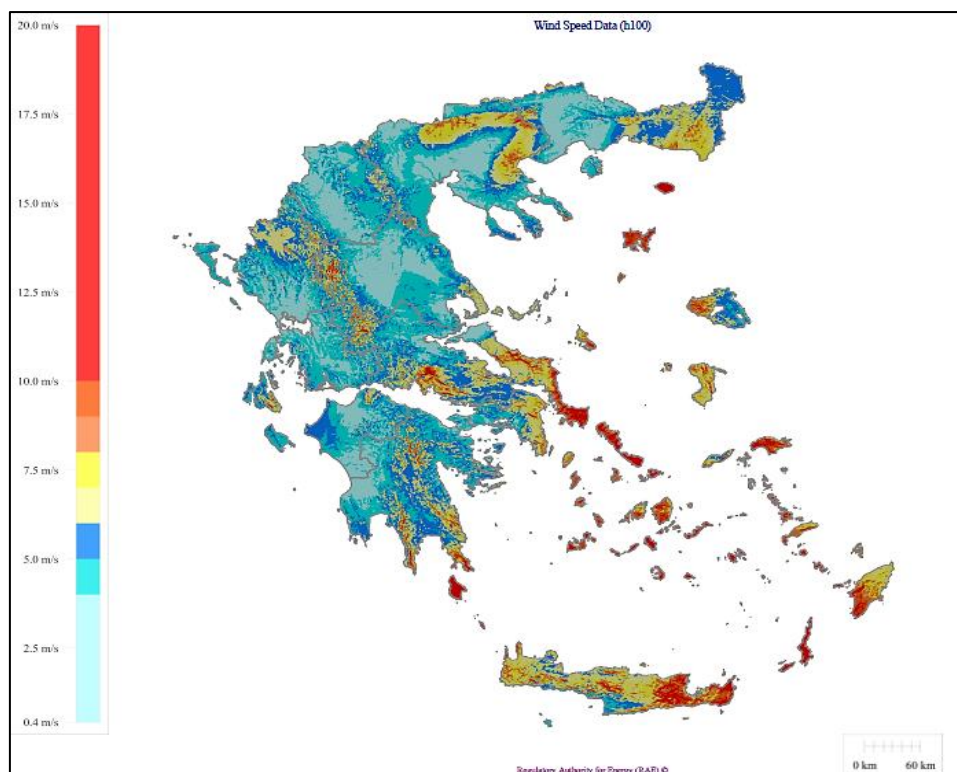
Εικόνα 5: Εκτίμηση ηλιακής ακτινοβολίας και παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΦΒ σταθμούς, οριζόντια κλίση πάνελ (PVGIS), (22)



Εικόνα 6: Εκτίμηση ηλιακής ακτινοβολίας και παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΦΒ σταθμούς, βέλτιστη κλίση πάνελ (PVGIS), (22)

### 1.3.2 Αιολικό Δυναμικό

Ενώ η ηλιακή ακτινοβολία στην Ελλάδα είναι αρκετά προβλέψιμος παράγοντας για την ανάπτυξη φωτοβολταϊκών σταθμών, δεν ισχύει το ίδιο για το αιολικό δυναμικό του οποίου η ένταση και η ποιότητα είναι πολύ σημαντική για την οικονομική βιωσιμότητα ενός Αιολικού Πάρκου. Σύμφωνα με τους χάρτες του αιολικού δυναμικού που έχει δημοσιεύσει η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) η προοπτική κατασκευής αιολικών πάρκων στην Ελλάδα φαντάζει ως αρκετά καλή, καθώς σε αρκετές περιοχές η ταχύτητα του ανέμου ξεπερνάει τα 6 m/s.



Εικόνα 7: Γεωπληροφοριακός Χάρτης ΡΑΕ, (23)

Με βάση τα ανεμολογικά δεδομένα εκδόθηκε η ΚΥΑ 49828/2008 (ΦΕΚ 2464B/3-12-2008, ειδικό πλαίσιο χωροταξικού σχεδιασμού για τις ΑΠΕ μεταξύ άλλων) που όριζε τις Περιοχές Αιολικής Προτεραιότητας (Π.Α.Π.), οι οποίες διαθέτουν συγκριτικά πλεονεκτήματα για την εγκατάσταση αιολικών σταθμών, ενώ ταυτόχρονα προσφέρονται από απόψεως επίτευξης των χωροταξικών στόχων και τις Περιοχές Αιολικής Καταλληλότητας (Π.Α.Κ.) ως ενεργειακά αποδοτικές.

1. ΠΑΠ 1 στη Βόρειο Ελλάδα, στους νομούς Έβρου και Ροδόπης.
2. ΠΑΠ 2 στην κεντρική Ελλάδα, στους Νομούς Καρδίτσας, Αιτωλοακαρνανίας, Ευρυτανίας, Φωκίδας, Φθιώτιδας, Βοιωτίας και Εύβοιας.
3. ΠΑΠ 3 στην Πελοπόννησο, στους Νομούς Λακωνίας και Αρκαδίας.

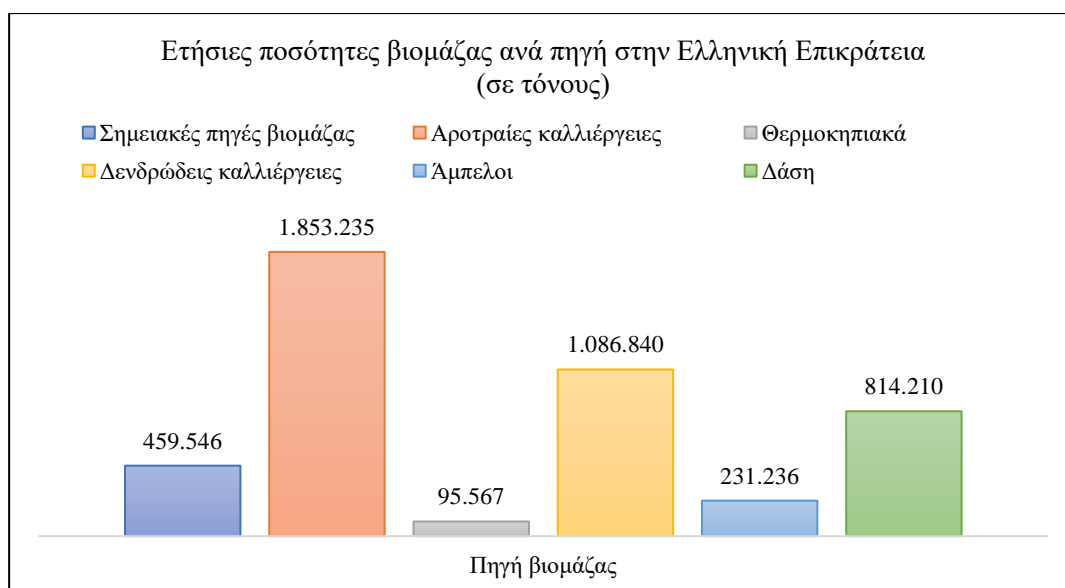
Για τα νησιά του Αιγαίου που το αιολικό δυναμικό ξεπερνά σε πολλά σημεία τα 12 m/s η ανάπτυξη των αιολικών πάρκων παρουσιάζει αρκετές δυσκολίες λόγω της μη ολοκλήρωσης της ηλεκτρικής διασύνδεσης με την ηπειρωτική χώρα, τις αντιδράσεις της τοπικής κοινωνίας για ζητήματα που αφορούν την αλλοίωση του περιβάλλοντος, την οπτική όχληση και κατ' επέκταση την πιθανή οικονομική ζημιά που μπορεί να προκαλέσει στον τουρισμό.

### 1.3.3 Δυναμικό Βιομάζας

Μία μορφή ΑΠΕ που δεν είναι ιδιαίτερα διαδεδομένη στην Ελλάδα, όπως θα δούμε και στη συνέχεια και από την εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύς των εν λόγω έργων, είναι η βιομάζα που έχει αναγνωρισθεί διεθνώς ως μια από τις πιο σημαντικές μορφές ΑΠΕ. Σύμφωνα με εκτιμήσεις του Υπουργείου Ανάπτυξης το 2007, το ενεργειακό ισοδύναμο των κατ’ έτος διαθέσιμων γεωργικών και δασικών υπολειμμάτων εκτιμάται σε 1.000.000 τόνους, ενώ από άλλες εκτιμήσεις προκύπτει ότι το σύνολο της άμεσα διαθέσιμης βιομάζας στην Ελλάδα συνίσταται σε 7.500.000 περίπου τόνους υπολειμμάτων γεωργικών καλλιεργειών και σε 2.700.000 τόνους δασικών υπολειμμάτων υλοτομίας. (24). Στο γράφημα 5 παρουσιάζονται οι ετήσιες εθνικές ποσότητες βιομάζας ανά πηγή.

Γράφημα 5: Δυναμικό βιομάζας στην Ελλάδα ανά πηγή προέλευσης

(25)



Τα σημαντικότερα επενδυτικά εμπόδια θα λέγαμε για μία μονάδα βιομάζας είναι η εξασφάλιση της αδιάλειπτης παροχής πρώτης ύλης στον σταθμό, ο συνεχής ποιοτικός έλεγχος αυτής και το ζήτημα που προκύπτει με την κοστοβόρα και χρονοβόρα μεταφορά της.

### 1.3.4 Υδροηλεκτρικό Δυναμικό

Η Ελλάδα παρά την κρατούσα εντύπωση ότι είναι «φτωχή» σε υδατικούς πόρους, διαθέτει ολικό θεωρητικό Υδροδυναμικό 80.000 GWh αλλά από αυτό μόνο οι 15.000 έως 20.000 GWh θεωρούνται ότι είναι οικονομικά και τεχνικά εκμεταλλεύσιμες. (26) Τα ορεινά και ανώμαλα εδάφη της σχηματίζουν έντονες κλίσεις και κοιλάδες, οι οποίες διευκολύνουν τη δημιουργία

ποταμών και τη συγκράτηση των υδάτων. Ο ακόλουθος πίνακας παρουσιάζει το αξιοποιήσιμο υδροδυναμικό ανά υδατικό διαμέρισμα

Πίνακας 1: Εκτιμώμενο υδροδυναμικό των υδάτινων διαμερισμάτων και η έκτασή τους

(27)

α/α	Υδατικό Διαμέρισμα	Επιφάνεια (Km <sup>2</sup> )	Θεωρητικό Υδροδ/κό (GWh/y)	Αναγν. Υδροδ/κό (GWh/y)	Τεχνικά Αξιοποιήσιμο Υδροδ/κό (GWh/y)	Οικονομικά Αξιοποιήσιμο Υδροδ/κό (GWh/y)
1	Δυτ. Πελοπόννησος	7771	7210	460.0	1670	1260
2	Β. Πελοπόννησος	6596	4290	325.7	755	557
3	Αν. Πελοπόννησος	8702	4300	32.2	570	417
4	Δυτ. Στερεά Ελλάδα	10420	14880	3860.5	5500	4200
5	Ηπειρος	10275	15642	2432.0	6250	4830
6	Αττική	3326	282	20.8	9	5
7	Αν. Στερεά Ελλάδα	11923	5090	128.0	551	390
8	Θεσσαλία	13148	6010	567.0	665	468
9	Δυτ. Μακεδονία	13404	10444	1967.1	2240	1670
10	Κεν. Μακεδονία	10388	2800		185	123
11	Αν. Μακεδονία	7342	2270	102.5	175	118
12	Θράκη	10894	6783	694.6	1489	1110
13	Κρήτη	8330	4600	81.6	610	446
14	Νήσοι Αιγαίου	9060	400	2.0	11	6
	ΣΥΝΟΛΟ	131.579	85001	10774.0	20680	15600

Αν και τα έντονο ορεινό τοπογραφικό της Ελλάδας μπορεί να αξιοποιηθεί και να δώσει ικανοποιητικά αποτελέσματα όσον αφορά τη χρήση των επιφανειακών υδάτων εν τούτοις η μικρή συχνότητα και ένταση των βροχοπτώσεων αποτελούν παράγοντες που χρειάζονται προσεκτική μελέτη ανά γεωγραφική περιοχή πριν την υλοποίηση τέτοιων έργων. (27)

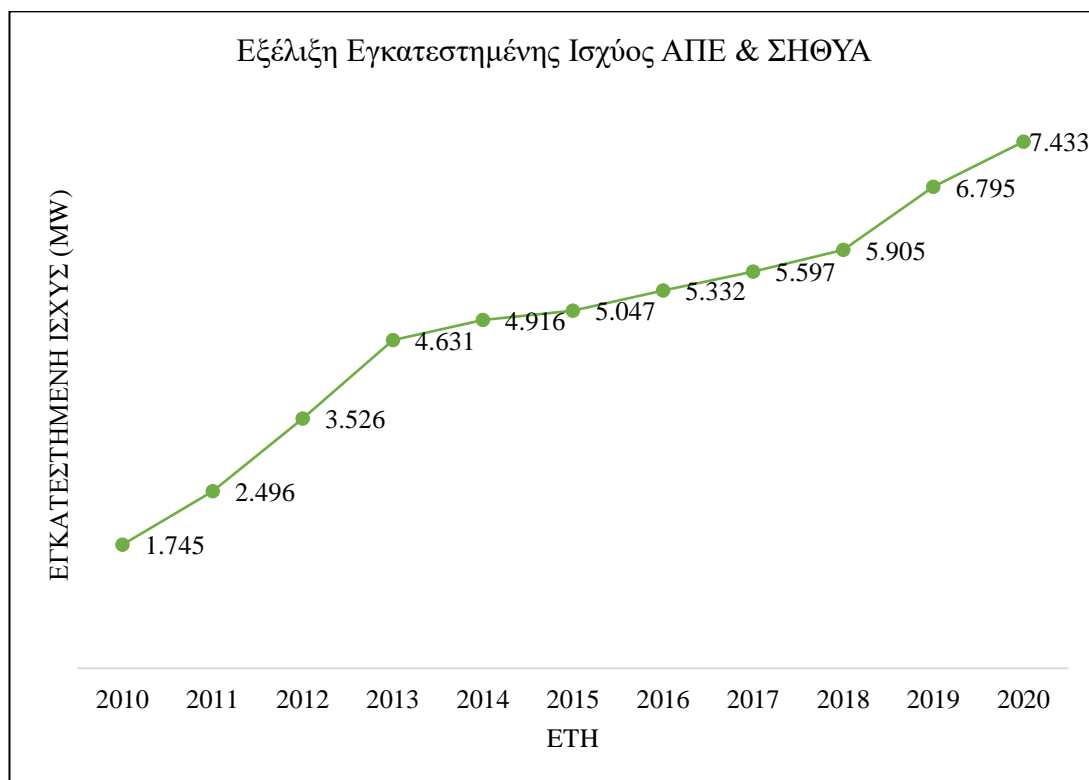
#### 1.4 Τα έργα ΑΠΕ στην Ελλάδα

Με το Νόμο Ν.3851/10 (ΦΕΚ Α' 85/4-6-10) που ουσιαστικά έδωσε το έναυσμα για την ταχεία ανάπτυξη των ΑΠΕ στην Ελλάδα και εν συνεχεία τον Νόμο 4414/2016 (ΦΕΚ 149/Α/9-8-2016) που όρισε ένα νέο καθεστώς στήριξης των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, δημιουργήθηκαν οι βάσεις για την ραγδαία αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος έργων ΑΠΕ στην επικράτεια και ως εκ τούτου της σημαντικής συμμετοχής τους στο μίγμα της εθνικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Στα διαγράμματα που ακολουθούν παρουσιάζεται η εξέλιξη της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ, ανά τεχνολογία καθώς και το ποσοστό συμμετοχής της στο συνολικό άθροισμα. Τα δεδομένα αφορούν τα έτη 2010 έως 2020 τόσο στο διασυνδεδεμένο όσο και στο μη διασυνδεδεμένο δίκτυο.

Γράφημα 6: Εξέλιξη Εγκατεστημένης Ισχύος ΑΠΕ (2010-2020)



(28)



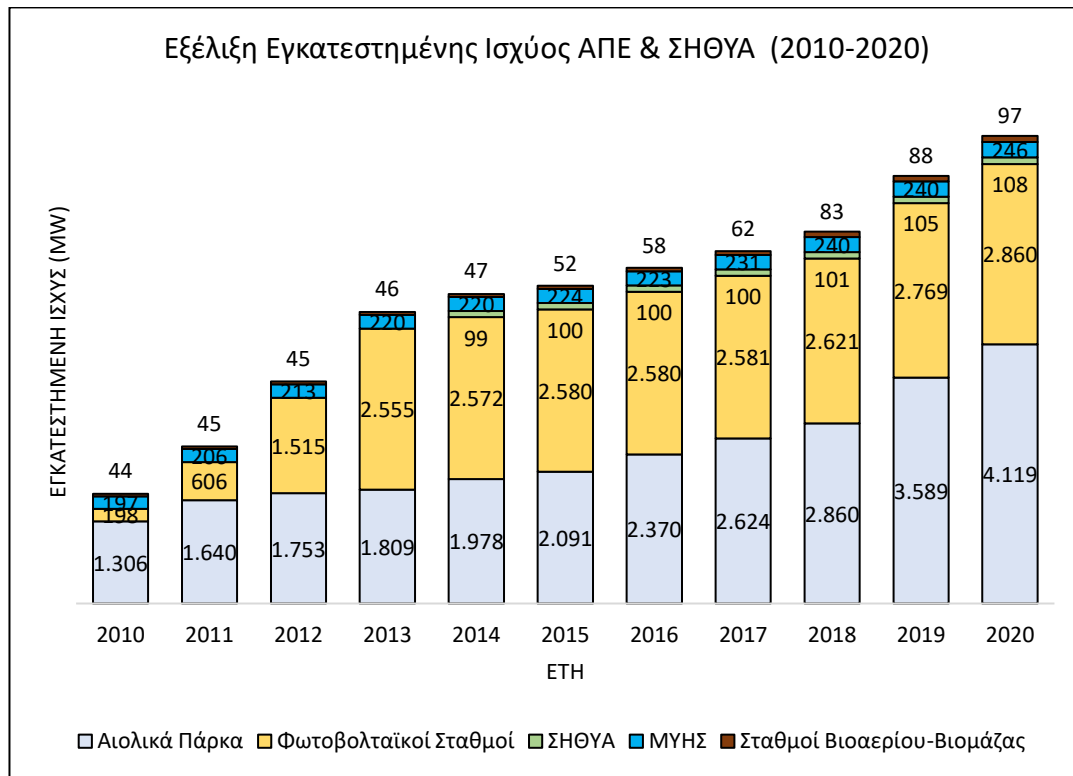
Στο γράφημα 6 παρατηρούμε την απότομη αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ στην Ελλάδα μεταξύ των ετών 2010 και 2013 της τάξης του 40%, την σταθεροποίηση μεταξύ των ετών 2014 και 2018 με μικρή αύξηση γύρω στο 4% ενώ βλέπουμε ισχυρή ανοδική πορεία το τελευταίο έτος με αύξηση 15%. Θα λέγαμε ότι αυτές οι ποσοστιαίες μεταβολές ακολουθούν το θεσμικό πλαίσιο στην Ελλάδα με τους δύο προαναφερθέντες νόμους που καθόρισαν το επενδυτικό περιβάλλον και με την αναστολή διαδικασίας αδειοδότησης και χορήγησης προσφορών σύνδεσης για φωτοβολταϊκούς σταθμούς με την υπ' αριθμ. Υ.Α.Π.Ε./Φ1/2300/οικ.16932/9.8.2012.

Στα γραφήματα 7 και 8 μπορούμε να πούμε ότι στην Ελλάδα αξιοποιείται κυρίως το ηλιακό και αιολικό δυναμικό για την κάλυψη των «πράσινων» στόχων. Τα έργα βιομάζας-βιοαερίου και ΜΥΗΣ παραμένουν σε χαμηλά ποσοστά συμμετοχής αν και τα πρώτα έχουν ικανοποιητικό ρυθμό αύξησης εγκατεστημένης ισχύος κυρίως μετά το έτος 2018. Τα αιολικά πάρκα ενώ συμμετείχαν με ποσοστό 75% το 2010 στην εγκατεστημένη ισχύ, το ποσοστό αυτό περιορίστηκε κάτω από το 40% το 2013 ενώ θα λέγαμε ότι από το 2015 έως το 2020 αρχίζουν να αυξάνουν το ρυθμό ενσωμάτωσής τους σε σχέση με τα φωτοβολταϊκά.

Γράφημα 7: Εξέλιξη Εγκατεστημένης Ισχύος ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ ανά τεχνολογία (2010-2020)

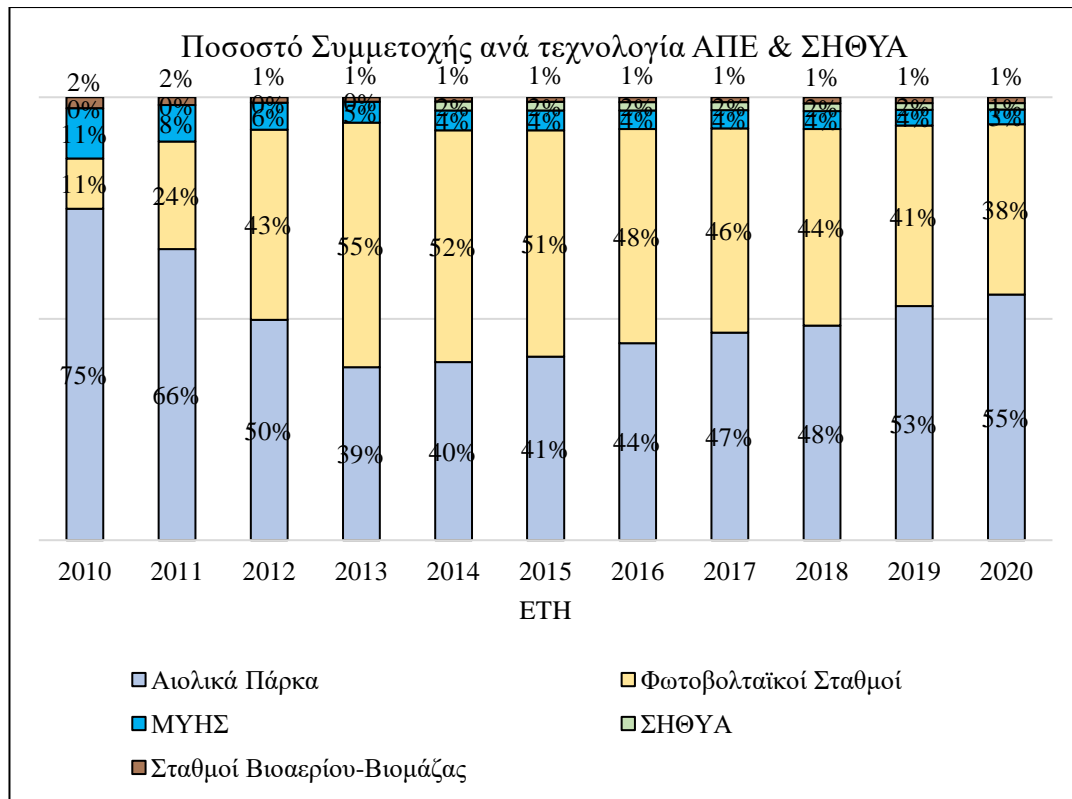


(28)



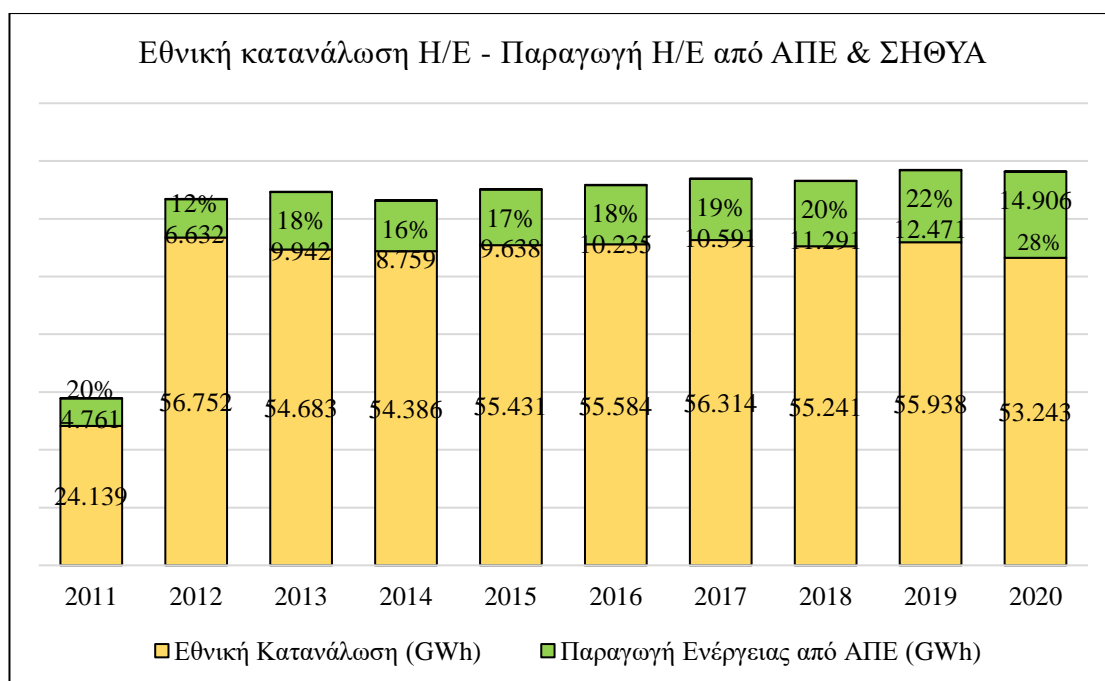
Γράφημα 8: Ποσοστό Συμμετοχής τεχνολογίας ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ στην συνολική εγκατεστημένη ισχύ (2010-2020)

(28)



Στο γράφημα 9 παρατηρούμε ότι το ποσοστό συμμετοχής των ΑΠΕ στην ενεργειακή κατανάλωση κυμαίνεται κατά μέσο όρο γύρω στο 19% , ένα σχετικά χαμηλό νούμερο αν λάβουμε υπόψιν ότι η εθνική κατανάλωση ήταν περιορισμένη λόγω της δυσμενούς οικονομικής συγκυρίας για την χώρα μας. Ενθαρρυντικό είναι το γεγονός ότι το προηγούμενο έτος το ποσοστό ανέβηκε στο υψηλότερο σημείο της δεκαετίας, στο 22%.

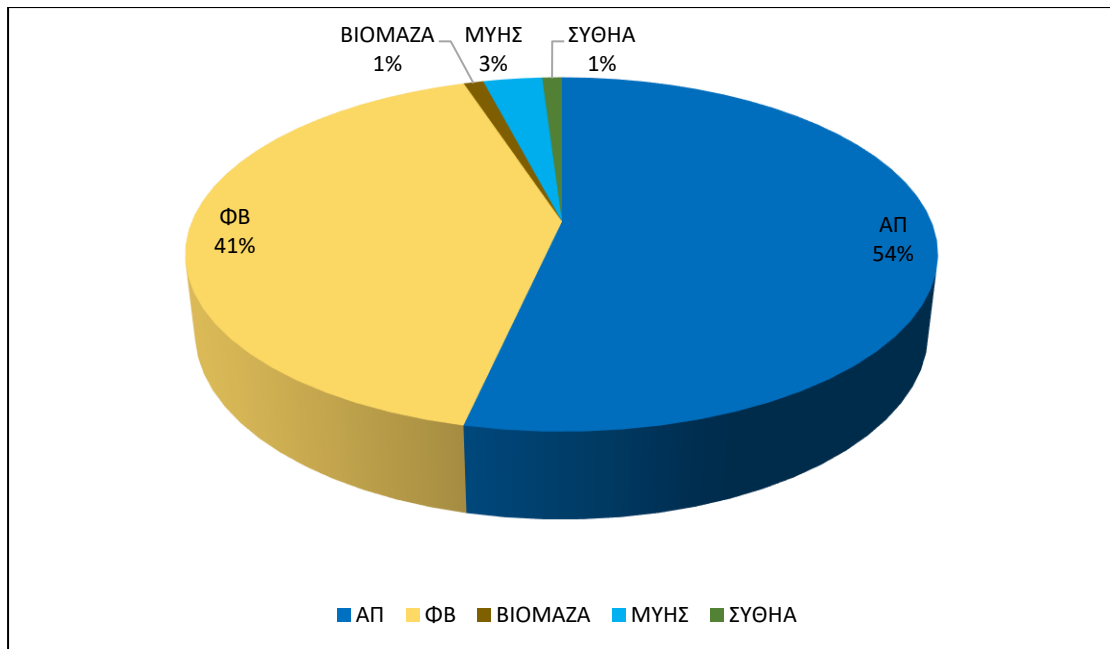
Γράφημα 9: Εθνική κατανάλωση Η/Ε σε συνάρτηση με την παραγωγή Η/Ε από ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ (2011-2020)



Το 2020 ήταν έτος που σηματοδεύτηκε παγκοσμίως από την πανδημία του Covid-19 που πέρα από όλες τις εκφάνσεις της καθημερινότητας και των υγειονομικών συνεπειών είχε ισχυρό αντίκτυπο στην παγκόσμια οικονομία. Στην Ελλάδα παρατηρήθηκε φυσιολογική μείωση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας από 56 TWh το 2019 σε 53 TWh το 2020 το οποίο σε συνάρτηση με την αύξηση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ από 12 TWh το 2019 σε 15 TWh το 2020 αυξήθηκε η συμμετοχή των τελευταίων στην ηλεκτροπαραγωγή σε 28% νούμερο μη ρεαλιστικό όμως η αύξηση της παραγωγής από ΑΠΕ κατά 25% είναι αξιοσημείωτη. Η εγκατεστημένη ισχύς από ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ στην επικράτεια (Διασυνδεδεμένο και μη δίκτυο έφτασε το 2020 τα 7,785 GW μία αύξηση της τάξης του 15% από τα 6,795 GW το 2019. Η εθνική δέσμευση για αύξηση της ενσωμάτωσης των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή η οποία επικουρείται και από το νομοθετικό πλαίσιο των τελευταίων ετών επιβεβαιώνεται από την αυξανόμενη δυναμική των ΑΠΕ με επόμενο ορόσημο το 2030. Στο γράφημα που ακολουθεί παρουσιάζεται η συμμετοχή κάθε τεχνολογίας ΑΠΕ στην συνολική εγκατεστημένη ισχύ. Την μερίδα του λέοντος έχουν οι 2 τεχνολογίες, των αιολικών και των φωτοβολταϊκών αφού τους ανήκει το 95% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύς ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ της Ελλάδας.

Γράφημα 10 Συμμετοχή τεχνολογιών ΑΠΕ στην συνολική εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ (2020)

(28)

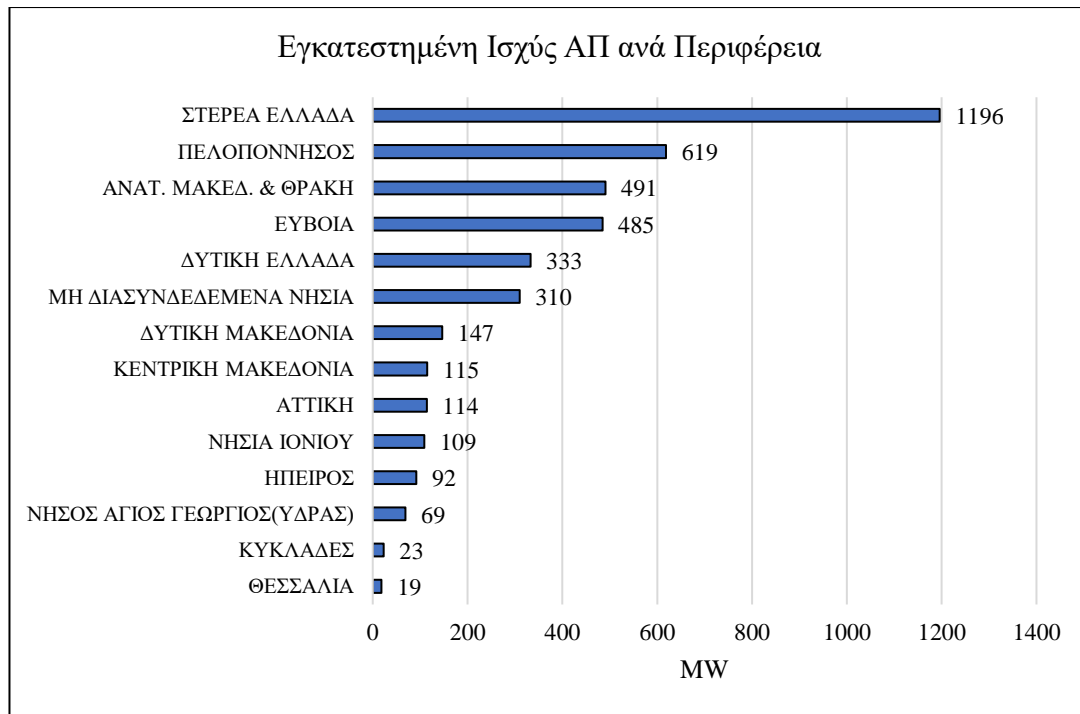


Στα διαγράμματα που ακολουθούν παρουσιάζεται η συμμετοχή κάθε περιφέρειας στην εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ στις τεχνολογίες των φωτοβολταϊκών, αιολικών, υδροηλεκτρικών και βιοαέριου/ βιομάζας.

Στην τεχνολογία των αιολικών πρώτες περιφέρειες στην εγκατεστημένη ισχύ είναι η Στερεά Ελλάδα και η Πελοπόννησος με 1,2 GW και 0,6 GW αντίστοιχα ακολουθώντας το αιολικό δυναμικό που είναι εξαιρετικά αξιόλογο στις εν λόγω περιοχές.

Γράφημα 11 Εγκατεστημένη Ισχύς Αιολικών Πάρκων ανά Περιφέρεια (2020)

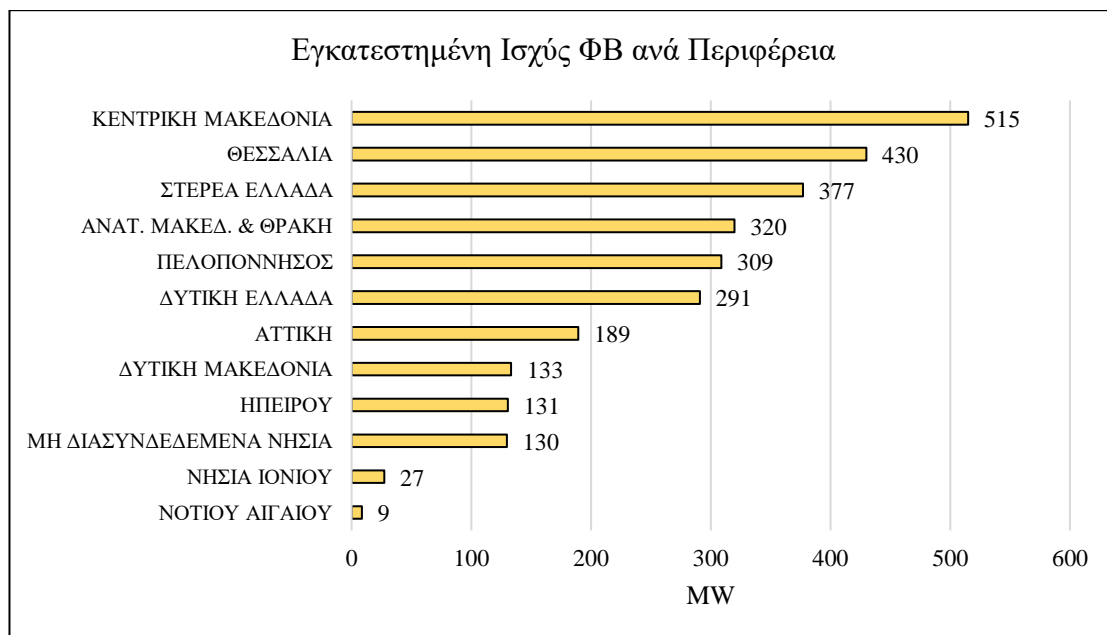
(28)



Για τους φωτοβολταϊκούς σταθμούς παρατηρούμε στο ακόλουθο διάγραμμα μία πιο ομαλοποιημένη κατανομή μεταξύ των Περιφερειών κάτι που δείχνει ότι η ποσότητα και η ποιότητα του ηλιακού δυναμικού όλης της Επικράτειας εξασφαλίζει βιώσιμες επενδύσεις.

Γράφημα 12:Εγκατεστημένη Ισχύς Φωτοβολταϊκών Σταθμών ανά Περιφέρεια (2020)

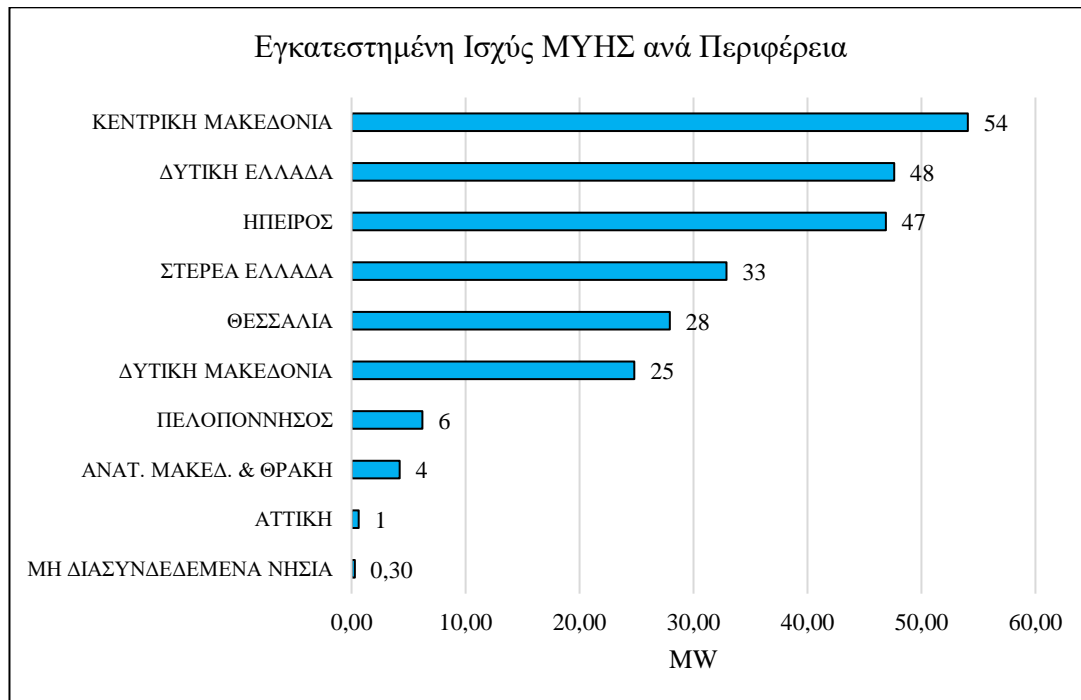
(28)



Όσον αφορά τα ΜΥΗΣ και της μονάδες βιοαερίου/ βιομάζας ακολουθούν τους μεγάλους ορεινούς όγκους και τα γεωργοκτηνοτροφικά απόβλητα αντίστοιχα. Οι 3 πρώτες περιφέρειες σε εγκατεστημένα ΜΥΗΣ είναι η Κεντρική Μακεδονία, η Δυτική Ελλάδα και η Ήπειρος ενώ στις μονάδες βιομάζας τα πρωτεία κατέχει η Αττική με 37 MW ενώ ακολουθούν οι Περιφέρειες της Κεντρικής Μακεδονίας και Θεσσαλίας.

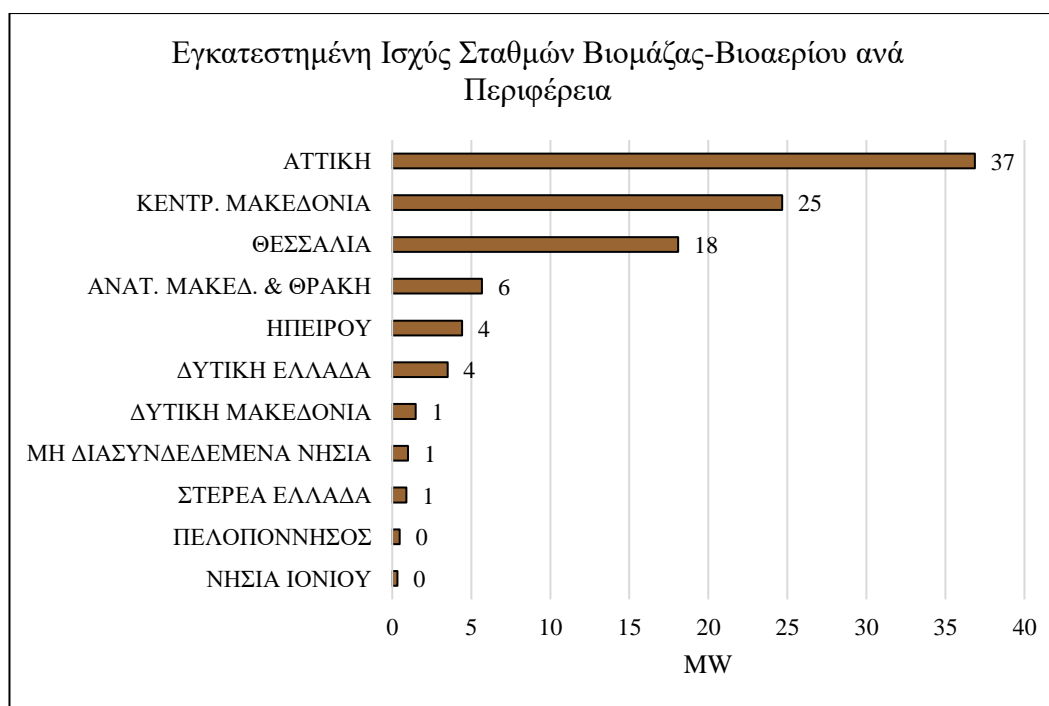
Γράφημα 13: Εγκατεστημένη Ισχύς ΜΥΗΣ ανά Περιφέρεια.

(28)



Γράφημα 14: Εγκατεστημένη Ισχύς Βιοαερίου-Βιομάζας ανά Περιφέρεια

(28)



Στον πίνακα που ακολουθεί παρουσιάζεται για το έτος 2020 η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανά τεχνολογία και Περιφέρεια. Οι Περιφέρειες με την υψηλότερη παραγωγή είναι η Στερεά Ελλάδα, η Πελοπόννησος, η Ανατολική Μακεδονία και η Θράκη κυρίως λόγω των Αιολικών Πάρκων με 3,93, 1,345 και 1,2 TWh αντίστοιχα.

Πίνακας 2: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ& ΣΗΘΥΑ για το 2020 ανά Περιφέρεια και τεχνολογία

(28)

Περιφέρεια	Κατηγορία ΑΠΕ	Παραγωγή (GWh)	Ποσοστό επί του συνόλου
Νοτίου Αιγαίου	Φ/Β	12	0,09%
	Αιολικά Πάρκα	70	0,52%
Ανατ. Μακεδονίας & Θράκης	Βιοαέριο/Βιομάζα	43	0,32%
	ΜΥΗΣ	10	0,07%
	ΣΗΘΥΑ	103	0,77%
	Φ/Β	381	2,83%
	Αιολικά Πάρκα	1182	8,78%
Αττικής	Βιοαέριο/Βιομάζα	155	1,15%
	ΜΥΗΣ	2	0,01%
	ΣΗΘΥΑ	13	0,09%

	Φ/Β	263	1,96%
	Αιολικά Πάρκα	534	3,97%
<b>Δυτικής Ελλάδας</b>	Βιοαέριο/Βιομάζα	5	0,04%
	ΜΥΗΣ	88	0,65%
	Φ/Β	440	3,27%
	Αιολικά Πάρκα	665	4,94%
<b>Δυτικής Μακεδονίας</b>	Βιοαέριο/Βιομάζα	7	0,05%
	ΜΥΗΣ	47	0,35%
	Φ/Β <= 100kW	184	1,37%
	Αιολικά Πάρκα	251	1,87%
<b>Ηπείρου</b>	Βιοαέριο/Βιομάζα	24	0,18%
	ΜΥΗΣ	90	0,67%
	Φ/Β	175	1,30%
	Αιολικά Πάρκα	123	0,91%
<b>Θεσσαλίας</b>	Βιοαέριο/Βιομάζα	94	0,70%
	ΜΥΗΣ	33	0,24%
	ΣΗΘΥΑ	18	0,14%
	Φ/Β	484	3,59%
	Αιολικά Πάρκα	33	0,24%
<b>Ιονίων Νήσων</b>	Βιοαέριο/Βιομάζα	2	0,01%
	Φ/Β	41	0,31%
	Αιολικά Πάρκα	221	1,64%
<b>Κεντρικής Μακεδονίας</b>	Βιοαέριο/Βιομάζα	91	0,68%
	ΜΥΗΣ	151	1,12%
	ΣΗΘΥΑ	81	0,60%
	Φ/Β	652	4,84%
	Αιολικά Πάρκα	255	1,89%
<b>Πελοποννήσου</b>	Βιοαέριο/Βιομάζα	0	0,00%
	ΜΥΗΣ	10	0,07%
	Φ/Β	498	3,70%
	Αιολικά Πάρκα	1345	9,99%
<b>Στερεάς Ελλάδας</b>	Βιοαέριο/Βιομάζα	2	0,01%
	ΜΥΗΣ	111	0,82%
	ΣΗΘΥΑ	2	0,02%
	Φ/Β	545	4,05%

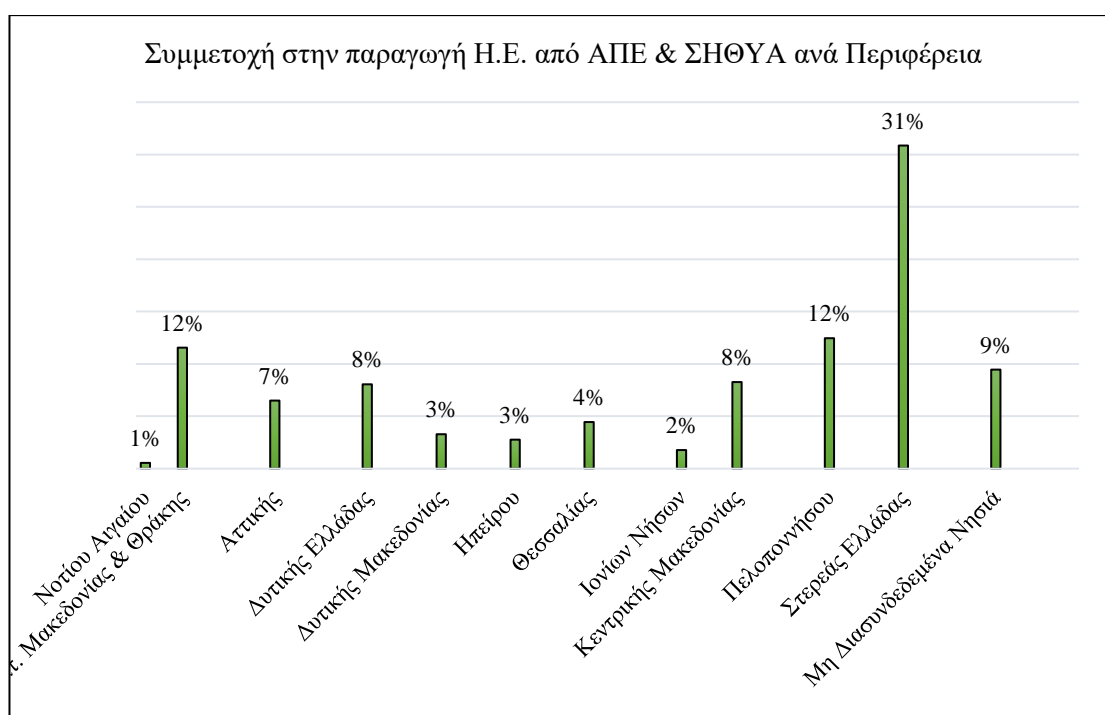


	Αιολικά Πάρκα	3930	29,18%
<b>Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά</b>	Βιοαέριο/Βιομάζα	5	0,03%
	ΜΥΗΣ	531	3,57%
	Φ/Β	212	1,43%
	Αιολικά Πάρκα	656	4,41%
	Υβριδικός	3	0,02%
<b>Σύνολο</b>		<b>14.873</b>	<b>100%</b>

Στο γράφημα 15 προκύπτουν και οι Περιφέρειες με τη μεγαλύτερη συμμετοχή στην ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ με πρώτη να είναι με 31% η Περιφέρεια της Στερεάς Ελλάδας και να ακολουθούν με 12% οι Περιφέρειες Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης και Πελοποννήσου.

Γράφημα 15: Συμμετοχή στην παραγωγή Η.Ε. από ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ ανά Περιφέρεια

(28)



## 1.5 Μελλοντικοί στόχοι της Ελλάδας, πολιτικές, επιθυμητό ενεργειακό μίγμα

Στρατηγικός στόχος της Ελλάδας εδώ και μία δεκαετία είναι η σταδιακή ενεργειακή μετάβαση με έναν οικονομικά ανταγωνιστικό τρόπο, για την επίτευξη των κλιματικών (δραστική μείωση

των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου) και ενεργειακών στόχων, μέσα από ένα ολοκληρωμένο και συνεκτικό πρόγραμμα μέτρων και πολιτικών τόσο για το 2030 όσο και μακροπρόθεσμα για το έτος 2050. (29) Η Συμφωνία των Παρισίων τον Δεκέμβριο του 2015, μία παγκόσμια συμφωνία για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής, αναγκάζει τις χώρες και τις ενεργειακές εταιρείες να τροποποιήσουν τα προγράμματά τους για την μείωση των εκπομπών CO<sub>2</sub>. (30)

#### Κλιματικοί και ενεργειακοί Στόχοι της Ελλάδας έως το 2030 όσον αφορά τις ΑΠΕ:

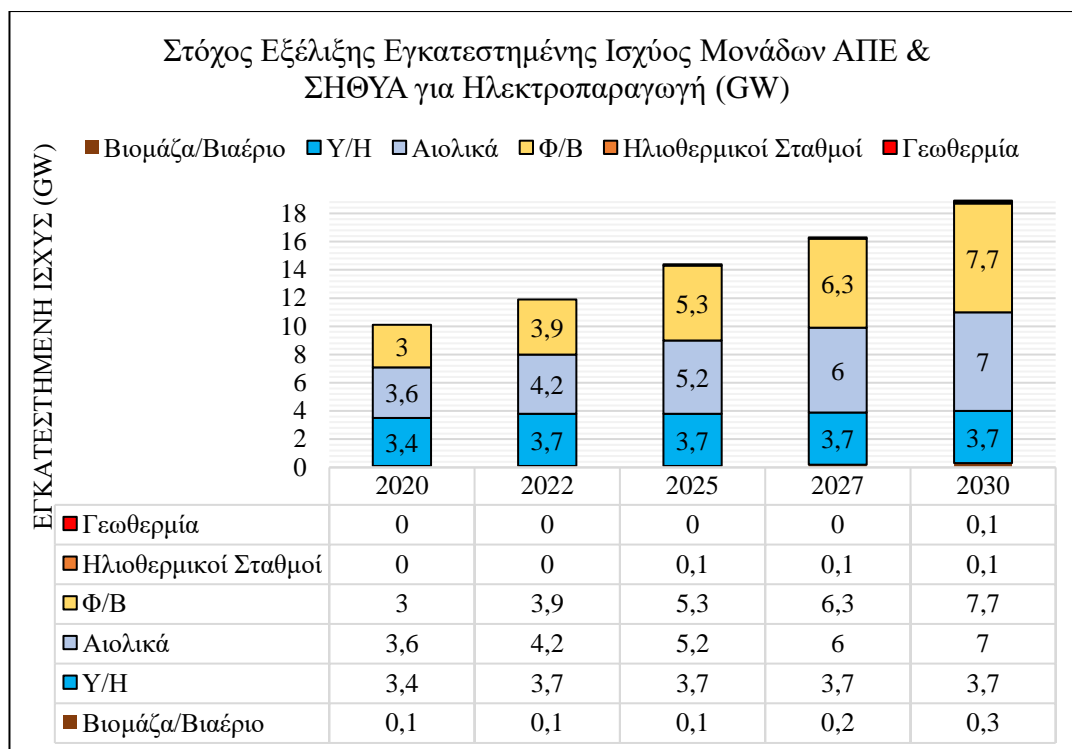
- ✓ Μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου σε σχέση με το έτος 1990 σε ποσοστό πάνω από 40%.
- ✓ Επίτευξη μεριδίου συμμετοχής των ΑΠΕ τουλάχιστον 35% στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας.
- ✓ Η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος έργων ΑΠΕ και η ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ όπως παρουσιάζεται στα γραφήματα που ακολουθούν.
- ✓ Μεριδίο των ΑΠΕ άνω του 50% στην εγχώρια ηλεκτροπαραγωγή ήδη από το έτος 2025.

Μεγάλος στόχος αποτελεί η απολιγνιτοποίηση της χώρας μέχρι το έτος 2028. Πέραν από τους προφανείς περιβαλλοντικούς στόχους είναι πολύ σημαντική και λόγω της αυξητικής πορείας των τιμών εκπομπών ρύπων. Η μετάβαση αυτή δεν μπορεί παρά να υποστηριχθεί μέσω του ισχυρού δυναμικού ΑΠΕ που διαθέτει η Ελλάδα. Στα γραφήματα που ακολουθούν ποσοτικοποιούνται οι εθνικοί στόχοι για τις ΑΠΕ μέχρι το 2030.

Στο γράφημα 16 ενώ παρατηρείται η στόχευση για ομοιόμορφη αυξητική τάση στις τεχνολογίες των Αιολικών και Φωτοβολταϊκών, για τους Υδροηλεκτρικούς Σταθμούς από τα σημερινά 240 MW μέσα στα επόμενα έτη θα χρειαστεί να φτάσει η εγκατεστημένη τους ισχύ στα 3,7 GW μία αύξηση της τάξης του 1.500% περίπου εκμεταλλευόμενοι το υδροηλεκτρικό δυναμικό της επικράτειας.

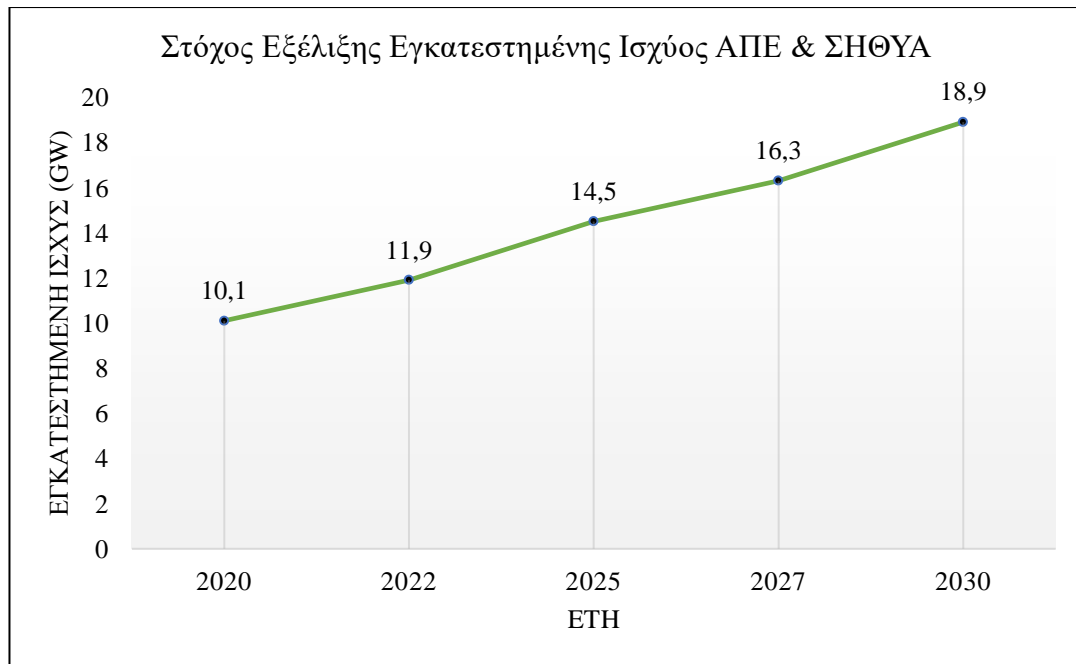
Γράφημα 16: Στόχος εξέλιξης της εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ΑΠΕ για ηλεκτροπαραγωγή ανά τεχνολογία (GW) (2020 έως 2030)

(29)

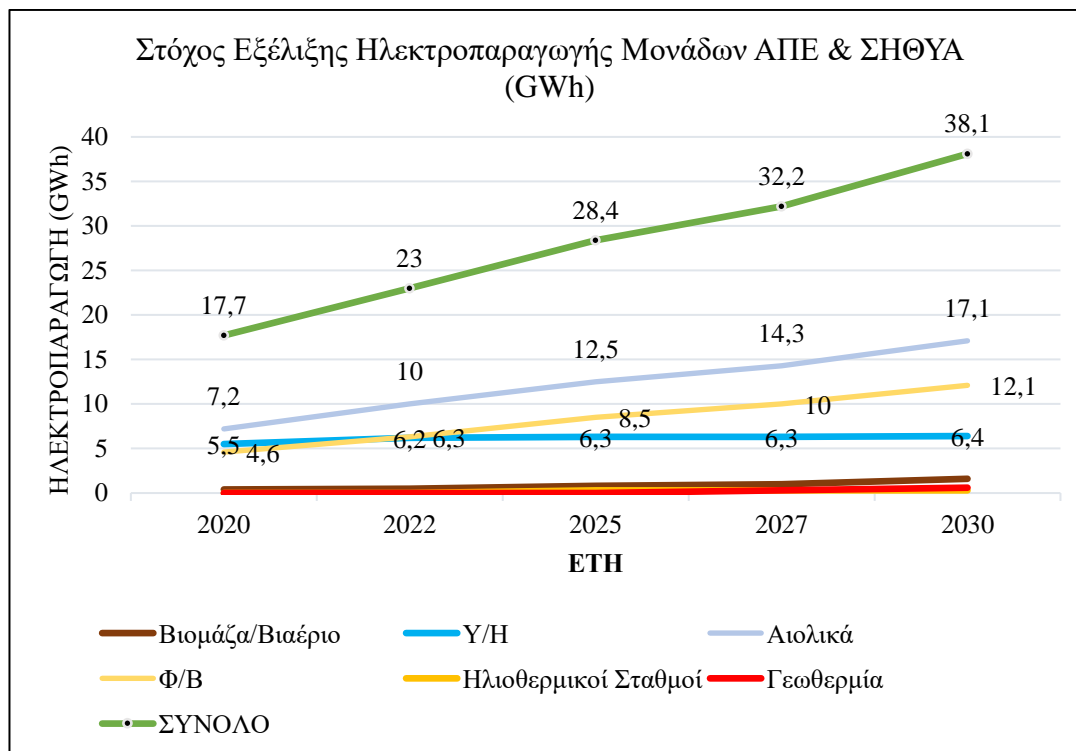


Η εγκατεστημένη ισχύς του συνόλου των ΑΠΕ το 2019 έφτασε τα 6,689 GW με τον πήχη να ανεβαίνει ψηλά όπως βλέπουμε στο γράφημα 17 και ήδη στα μέσα της δεκαετίας που διανύουμε ο στόχος της αύξησης να είναι στο 116% ενώ το 2030 η αύξηση από τα σημερινά επίπεδα προβλέπεται να σκαρφαλώσει στο 182%. Ανάλογη στόχευση υπάρχει και στην ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ (Γράφημα 18) με τα αντίστοιχα ποσοστά αύξησης για τα έτη 2025 και 2030 να είναι 127 και 205%.

Γράφημα 17: Στόχος εξέλιξης εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ για ηλεκτροπαραγωγή (GW) (2020 έως 2030)



Γράφημα 18: Στόχος εξέλιξης ηλεκτροπαραγωγής μονάδων ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ (GWh) (2020 έως 2030)  
(29)



Βασικές Πολιτικές- Στόχοι

- Προώθηση τεχνολογιών ΑΠΕ για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με την ελάχιστη δυνατή λειτουργική ενίσχυση.
- Συμμετοχή μονάδων ΑΠΕ στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας χωρίς χορήγηση λειτουργικής ενίσχυσης.
- Αναμόρφωση αδειοδοτικού και χωροταξικού πλαισίου – Επιτάχυνση και αποτελεσματικότητα αδειοδότησης.
- Προώθηση διεσπαρμένων συστημάτων ΑΠΕ και ενδυνάμωση συμμετοχικού ρόλου τοπικών κοινωνιών – καταναλωτών.
- Διασφάλιση βιωσιμότητας και ρευστότητας του μηχανισμού χορήγησης λειτουργικής ενίσχυσης στις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ.
- Σύζευξη ενεργειακών τομέων για μέγιστη αξιοποίηση του εγχώριου δυναμικού από τις ΑΠΕ και προώθηση νέων τεχνολογιών.
- Διασύνδεση των αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων με το ηπειρωτικό σύστημα, όπου σταδιακά θα παύσει η λειτουργία των τοπικών, ιδιαίτερα ρυπογόνων, μονάδων ηλεκτροπαραγωγής (29)

Γενικά σε όλους τους δείκτες μακροχρόνιων πολιτικών στρατηγικών που αναφέρονται στις ΑΠΕ, τα αποτελέσματα των σεναρίων επιβεβαιώνουν ότι η ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ θα υπερβαίνει το 95% το έτος 2050. (31)

Συμπερασματικά μπορούμε να αναφέρουμε ότι η ενεργειακή εξάρτηση της Ελλάδας από το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο είναι πάνω από 70% μακριά από τον μέσο όρο της ΕΕ που κυμαίνεται στο 54%. Οι εν λόγω πηγές είναι μη προβλέψιμες (λόγω γεωπολιτικών ζητημάτων και οικονομικών συμφερόντων κυρίως) και με μη ελεγχόμενες μεταβολές στην τιμή τους, με την αβεβαιότητα που αυτό συνεπάγεται στο σχεδιασμό ενεργειακών πολιτικών, αλλά και στην ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού. Το δίκτυο φυσικού αερίου δεν καλύπτει το σύνολο της χώρας, οι διασυνδέσεις των νησιών με το ηπειρωτικό σύστημα ηλεκτρισμού δεν έχουν προχωρήσει και οι απώλειες ηλεκτρικής ενέργειας στα δίκτυα είναι σημαντικές, αλλά μειώνονται με την ανάπτυξη της αποκεντρωμένης παραγωγής. (30) Η μαζική στροφή προς τις ΑΠΕ αποτελεί μονόδρομο σε συνδυασμό με την αποθήκευση κάτι που είναι δυνατό να οδηγήσει σε εντυπωσιακά ποσοστά συμμετοχής στην ηλεκτροπαραγωγή άνω του 90% το 2050. Το δυναμικό των ΑΠΕ μπορεί να αξιοποιηθεί άμεσα με τα σημερινά τεχνολογικά εργαλεία που διαθέτει η χώρα και μαζί με την ενεργειακή της αυτονομία να εξάγει «πράσινη ενέργεια» και στις διασυνδεδεμένες με αυτή χώρες. (32)

## Κεφάλαιο 2

### 2.1 Βασικό Θεσμικό Πλαίσιο για την ενεργειακή αξιοποίηση των ΑΠΕ στην Ελλάδα

Στο Ελληνικό Σύνταγμα περιλαμβάνονται πληθώρα διατάξεων που έχουν θεσπιστεί με σκοπό την ανάπτυξη έργων ΑΠΕ για παραγωγή πράσινης ενέργειας αλλά και για παρεμβάσεις στον ενεργειακό τομέα ούτως ώστε η χώρα μας να πετύχει τους αναπτυξιακούς, ενεργειακούς και περιβαλλοντικούς της στόχους ενώ παράλληλα να συμμορφώνεται και με τις κοινοτικές οδηγίες. Το άρθρο 24 του Συντάγματος αναφέρει ότι ‘‘η προστασία του φυσικού και πολιτιστικού περιβάλλοντος αποτελεί υποχρέωση του Κράτους και δικαίωμα του καθενός, και για τη διαφύλαξή του το Κράτος έχει υποχρέωση να παίρνει ιδιαίτερα προληπτικά ή κατασταλτικά μέτρα στο πλαίσιο της αρχής της αειφορίας’’ και αυτό είναι και το πνεύμα που διέπει την ανάπτυξη των ΑΠΕ. (33).

Η αρχή έγινε με το νόμο-πλαίσιο Ν.40/75 περί «Λήψεως μέτρων εξοικονόμησης ενέργειας» που εισήγαγε την έννοια της ενεργειακής οικονομίας με στόχο την προστασία του περιβάλλοντος. Ο Νόμος 2244/1994 ρύθμιζε θέματα αδειοδότησης και εγκατάστασης σταθμών ΑΠΕ και όριζε την δυνατότητα των παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας να χρησιμοποιούν το δίκτυο μεταφοράς, καταβάλλοντας τα τέλη που ισχύουν για τη χρήση του συστήματος ή και του δικτύου και προωθεί την απορρόφηση ενέργειας που προέρχεται από τις ΑΠΕ με ένα ειδικό τρόπο τιμολόγησης (34). Η συνέχεια δόθηκε με τον Νόμο 2773/1999 που απελευθέρωσε την αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας κάτω από την ομπρέλα όμως της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (ΡΑΕ), η οποία και συστήνεται. Παράλληλα συστήνεται και ο Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ) για την εκμετάλλευση, διασφάλιση, συντήρηση και ανάπτυξη του Συστήματος. (35)

Η Ελλάδα αφού είχε κάνει την προεργασία της με τους τρεις προαναφερθέντες νόμους, το 2002 επικυρώνει με τον Νόμο 3017, το Πρωτόκολλο του Κιότο στη Σύμβαση πλαίσιο των Ηνωμένων Εθνών για την αλλαγή του κλίματος, που υπογράφηκε στη Νέα Υόρκη, την 29<sup>η</sup> Απριλίου 1998. Συμπεριλαμβάνει μέσα σε μία μεγάλη ποικιλία ενεργειακών δράσεων, την προώθηση, έρευνα, ανάπτυξη και αύξηση της χρήσης νέων και ανανεώσιμων μορφών ενέργειας, τεχνολογίες δέσμευσης του διοξειδίου του άνθρακα, καθώς και προηγμένων και καινοτόμων αξιόπιστων τεχνολογιών φιλικών προς το περιβάλλον. (36)

Η ουσιαστική εκκίνηση των επενδύσεων των έργων ΑΠΕ στην Ελλάδα έγινε με το Νόμο 3468/2006 με τον οποίο μεταφέρεται στο ελληνικό δίκαιο η Οδηγία 2001/77/ΕΚ του

Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 27<sup>ης</sup> Σεπτεμβρίου 2001 για την "προαγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στην εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Προωθείται, κατά προτεραιότητα, στην εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, με κανόνες και αρχές, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (Α.Π.Ε.) και μονάδες Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (Σ.Η.Θ.Υ.Α.). Προδιαγράφει τις άδειες (με απλοποιημένες και επιταχυνόμενες διαδικασίες), τις εγκρίσεις που απαιτούνται για την νόμιμη λειτουργία των εν λόγω μονάδων ενώ την ενέργεια που παράγουν, είναι υποχρεωμένος να την αγοράζει ο διαχειριστής του δικτύου διανομής ηλεκτρικού ρεύματος με συμβάσεις που υπογράφουν οι παραγωγοί με τον τελευταίο, με τιμές πώλησης που καθορίζονται ανά τεχνολογία και εγκατεστημένη ισχύ. (37)

Το 2010 με το Νόμο 3851 η προστασία του κλίματος, μέσω της προώθησης της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, αποτελεί περιβαλλοντική και ενεργειακή προτεραιότητα υψίστης σημασίας για τη χώρα. Ορίζονται σαφείς στόχοι για την ενσωμάτωση των ΑΠΕ, 20% και 40% συμμετοχή της ενέργειας που παράγουν στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας και στην ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας αντίστοιχα. Οι διατάξεις του Νόμου αυτού καθόριζαν θέματα χωροταξικά, αδειοδοτικά, ζητήματα εγκατάστασης, πάντα προς την κατεύθυνση του στόχου της επιτάχυνσης των επενδύσεων όπως επίσης και πίνακες με τις νέες τιμές ενέργειας των σταθμών ΑΠΕ με τις οποίες θα πωλούν την ενέργεια στο Δίκτυο με στόχο την ορθολογικοποίηση της τιμολόγησής της. (38)

Το 2012 με τον Νόμο 4062 παρουσιάζεται το πρόγραμμα ‘‘ΗΛΙΟΣ’’ που φιλοδοξούσε να εγκαταστήσει αρχικά 2 GW φωτοβολταϊκών σταθμών και εν συνεχεία μετά το 2017 άλλα 8 GW έτσι ώστε να δοθεί μία τόνωση στην δοκιμαζόμενη από τα μνημόνια ελληνική οικονομία και η Βόρεια Ευρώπη να μπορέσει να καρπωθεί πράσινη ενέργεια για την επίτευξη των περιβαλλοντικών της στόχων. Όμως λόγω ανάγκης αναβάθμισης των δικτύων γειτονικών χωρών αλλά και εν τέλει έλλειψη επενδυτικού ενδιαφέροντος, το πρόγραμμα υποβαθμίστηκε σε πιλοτικό και δεν προχώρησε ποτέ. (39) Σε συνέχεια αυτής εξέλιξης ο Νόμος 4152/2013 ήρθε να δώσει ένα πάγωμα στις επενδύσεις των ΑΠΕ με την αναστολή υπογραφής συμβάσεων πώλησης έως τις 31/12/2013 εκτιμώντας την πορεία του ελλείμματος του ειδικού Λογαριασμού. (40) Για την εξυγίανση λοιπόν του ειδικού λογαριασμού των ΑΠΕ του ΛΑΓΗΕ και συνολικά της εγχώριας αγοράς ενέργειας, που λόγω της ύφεσης αντιμετώπιζε σοβαρά προβλήματα, η Πολιτεία προχώρησε σε ρυθμίσεις στις τιμές πώλησης ενέργειας που είχαν ‘‘κλειδωθεί’’ με τις συμβάσεις πώλησης από τους παραγωγούς, δίνοντας ως βασικά ανταποδοτικά οφέλη την παράταση της σύμβασης κατά 7 έτη και την κατάργηση της έκτακτης εισφοράς. Έγινε εξ’ ορθολογισμός του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης (EBA) των επενδύσεων

όμως δεν απέτρεψε την πρόκληση σοβαρών αντιδράσεων και ανασφάλεια στο επενδυτικό κοινό. (41)

Ένα νέο καθεστώς στήριξης εισήχθη στις επενδύσεις των ΑΠΕ με τον Νόμο 4414/2016 με σκοπό τη σταδιακή ενσωμάτωση των ΑΠΕ στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας με βέλτιστο τρόπο για την οικονομία και την κοινωνία και την αξιοποίηση του εγχώριου δυναμικού ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε. για την επίτευξη των εθνικών ενεργειακών στόχων. Από τις βασικές του διατάξεις είναι ότι εισήγαγε νέες Τιμές Αναφοράς (Τ.Α.) για την πώληση της παραγόμενης ενέργειας, νέους τύπους συμβάσεων λειτουργικής ενίσχυσης, τις ανταγωνιστικές διαδικασίες υποβολής προσφορών για ‘κλείδωμα’ Τ.Α. και τον τρόπο υπολογισμού της Ειδικής Τιμής Αγοράς (Ε.Τ.Α.) για τους σταθμούς ΑΠΕ που συμμετέχουν στην Αγορά Ενέργειας. (42)

Ένας ακόμα νόμος που προχώρησε σε σημαντικές διαρθρωτικές αλλαγές τόσο ως προς την εξέταση νέων αιτημάτων για χορήγηση οριστικών προσφορών σύνδεσης και κατ’ επέκταση για υπογραφή Σύμβασης Λειτουργικής Ενίσχυσης, όσο και στις αποζημιώσεις των ενεργών σταθμών που κατείχαν συμβάσεις πώλησης είναι ο 4759/2020. Κύρια αιτία εφαρμογής του ήταν τα αναγκαία μέτρα που χρειαζόταν να ληφθούν για την βιωσιμότητα του Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ (ΕΛΑΠΕ), ο οποίος διαχωρίζεται λογιστικά σε δύο Υπολογαριασμούς: (α) τον Υπολογαριασμό Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας και (β) τον Υπολογαριασμό Ενισχύσεων. Τα έσοδα του Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ Διασυνδεδεμένου Συστήματος και Δικτύου χαρακτηρίζονται ως Έσοδα Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας και ως Έσοδα Ενισχύσεων αντίστοιχα. Η πρόβλεψη για το έλλειμα του ΕΛΑΠΕ το 2020 ανέρχεται στα 220εκ. € το οποίο θέτει εν αμφιβόλω τις εγγυημένες ταρίφες αλλά και τα μελλοντικά έργα ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ που θα εισαχθούν στο δίκτυο. Ως εκ τούτου επιβλήθηκε άπαξ έκτακτη εισφορά 6% στους παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίοι έχουν τεθεί σε λειτουργία κανονική ή δοκιμαστική έως και την 31η Δεκεμβρίου 2015 και αφορά τα μικτά τους έσοδα για το έτος 2020. Η παρακράτηση θα γίνει σε 12 δόσεις εντός του 2021. (43)

Επιπρόσθετα από 01.01.2021 ισχύει αναστολή υπογραφής Συμβάσεων Λειτουργικής ενίσχυσης για σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, αιολικούς σταθμούς εγκατεστημένης ισχύος ή μέγιστης ισχύος παραγωγής μεγαλύτερης των 3 MW και ειδικά για ενεργειακές κοινότητες μεγαλύτερης των 6MW, φωτοβολταϊκούς σταθμούς εγκατεστημένης ισχύος μεγαλύτερης ή ίσης των πεντακοσίων 500kW και ειδικά για ενεργειακές κοινότητες μεγαλύτερης του 1MW, πλην αιολικών και φωτοβολταϊκών σταθμών, εγκατεστημένης ισχύος ή μέγιστης ισχύος παραγωγής μεγαλύτερης ή ίσης του ενός (1) μεγαβάτ (MW), σταθμών που έχουν επιλεγεί ή θα επιλεγούν μέσω ανταγωνιστικών διαδικασιών, που έχουν αποδεχθεί την



οριστική προσφορά σύνδεσης με τη συνυποβολή της προβλεπόμενης εγγυητικής επιστολής ως και την 31.12.2020 και Φ/Β Σταθμών ισχύος <500kW ή <=1MW από Ενεργειακές Κοινότητες που έχουν καταθέσει στον αρμόδιο διαχειριστή πλήρη φάκελο για χορήγηση οριστικής προσφοράς σύνδεσης εντός του έτους 2020. Η αναστολή δεν ισχύει επίσης για έργα ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ, πλην αιολικών και φωτοβολταϊκών, με εγκατεστημένη ισχύ <=1MW. Η αναστολή καθώς και η προθεσμία για πλήρη φάκελο στον αρμόδιο διαχειριστή στις περιπτώσεις σταθμών Περιφέρεια Δυτικής Μακεδονίας παρατείνονται κατά 1 έτος λόγω της αναγκαιότητας προσαρμογής από την απότομη απολιγνιτοποίηση των περιοχών της. (43) (44)

## **2.2 Άδειες και εμπλεκόμενοι φορείς ανά τεχνολογία και ισχύ έργου ΑΠΕ**

Το θεσμικό πλαίσιο των ΑΠΕ τροποποιείται διαρκώς έχοντας ως βάση τα νομοθετήματα που αναφέρθηκαν στο προηγούμενο κεφάλαιο. Στόχος κάθε καινούριας απόφασης που ενσωματώνεται σε αυτό αποσκοπεί στην πιο εύρυθμη και αποτελεσματική λειτουργία του αδειοδοτικού πλαισίου είτε με συγχώνευση και προτυποποίηση διαδικασιών είτε μέσω της ηλεκτρονικής διακυβέρνησης με την χρήση Πληροφοριακών Συστημάτων. Επιπρόσθετα γίνεται προσπάθεια συγκερασμού αντικρουόμενων διατάξεων που δυσχεραίνουν την αδειοδοτική διαδικασία. Αποτέλεσμα αυτών είναι η αδειοδότηση των νέων έργων ΑΠΕ να ολοκληρώνεται πλέον σε λιγότερο από δύο έτη για τα μεγάλα έργα ενώ για τα μικρότερα στις περισσότερες των περιπτώσεων είναι κάτω του έτους. (29)

Στο πλαίσιο της απλούστευσης των διαδικασιών που αφορούν την περιβαλλοντική αδειοδότηση των έργων ΑΠΕ, δημοσιεύτηκε σε ΦΕΚ η απόφαση του Υ.Π.ΕΝ για τροποποίηση της υπ’ αρ. ΔΠΙΑ/οικ.37674/27-7-2016 (Β’2471) απόφασης του Υπουργού Π.Ε.Κ.Α. «Κατάταξη δημόσιων και ιδιωτικών έργων και δραστηριοτήτων σε κατηγορίες και υποκατηγορίες, σύμφωνα με το άρθρο 1 παράγραφος 4 του ν. 4014/2011 (Α’ 209)», ως προς την κατάταξη ορισμένων έργων και δραστηριοτήτων της 10<sup>ης</sup> Ομάδας. Στην περιβαλλοντική κατηγορία Β εντάσσονται περισσότεροι σταθμοί ΑΠΕ αφού για τα φωτοβολταϊκά το όριο ισχύος για την εν λόγω κατηγορία ανέβηκε από τα 0,5 MW εγκατεστημένη ισχύ στο 1 MW ενώ για τα αιολικά από τα 5MW εγκατεστημένη ισχύ στα 10MW. Για πρώτη φορά εμφανίζεται περιβαλλοντική αδειοδότηση συστημάτων αποθήκευσης (συσσωρευτές) που εγκαθίστανται σε ένα έργο ΑΠΕ και τα οποία ακολουθούν την κατηγορία του κυρίως έργου. (45)

Μία ακόμη πολύ σημαντική αλλαγή στην περιβαλλοντική και εν γένει στην αδειοδοτική διαδικασία των ΑΠΕ είναι ο Νόμος 4685/2020. Απλοποιείται και επιταχύνεται η έκδοση Απόφασης Περιβαλλοντικών όρων με μείωση του χρόνου ελέγχου πληρότητας φακέλου,

ταχεία αποστολή του φακέλου για γνωμοδότηση των αρμόδιων φορέων, ενώ αξιοσημείωτο είναι ότι με την άπρακτη παρέλευση των προθεσμιών οι γνωμοδοτήσεις θεωρούνται θετικές, συνεπώς δεν θα κωλύεται η συνέχιση της διαδικασίας. Από τα δέκα έτη, πλέον η διάρκεια ισχύος των Αποφάσεων Εγκρίσεων Περιβαλλοντικών Όρων (ΑΕΠΟ) γίνεται δεκαπέντε. Επιπρόσθετα λύνει ένα σοβαρό ζήτημα που σχετίζεται με την καθυστέρηση έκδοσης Αδειών Παραγωγής από την ΡΑΕ λόγω του μεγάλου όγκου αιτημάτων. Αντικαθίσταται η Άδεια Παραγωγής με τη Βεβαίωση Παραγωγού Ηλεκτρικής Ενέργειας και δεν απαιτείται πλέον η έκδοση απόφασης της Ολομέλειας της ΡΑΕ. Η βεβαίωση θα εκδίδεται με την βοήθεια αυτοματοποιημένου συστήματος με την αισιοδοξία ότι ο χρόνος έκδοσης θα μειωθεί σε λιγότερο από 6 μήνες. (46)

Ο πίνακας 3 αναλύει συνοπτικά τις βασικότερες άδειες, εγκρίσεις και συμβάσεις που θα χρειαστεί να εκδώσει ή να υπογράψει ο φορέας έργου ΑΠΕ για τις κύριες τεχνολογίες από την αρχή της διαδικασίας αδειοδότησης μέχρι και την ηλεκτρίση και την έναρξη της αποζημίωσής του.

Πίνακας 3: Άδειες, Εγκρίσεις και Συμβάσεις κατά την αδειοδότηση έργου ΑΠΕ

<b>Βεβαίωση Παραγωγού (ΡΑΕ)</b>
Η Βεβαίωση Παραγωγού Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ εκδίδεται από την ΡΑΕ και πιστοποιεί την καταχώρηση του αιτούντος στο Ηλεκτρονικό Μητρώο και αποτελεί προϋπόθεση για τη συνέχιση της αδειοδοτικής διαδικασίας σύμφωνα με τα ειδικότερα οριζόμενα στις κείμενες διατάξεις. (47)
<b>Έκδοση Απόφασης για Υπαγωγή σε Πρότυπες Περιβαλλοντικές Δεσμεύσεις (ΠΠΔ) (Περιφέρεια)</b>
Τα έργα που ανήκουν στη δεύτερη κατηγορία (Β) είναι αυτά που χαρακτηρίζονται από τοπικές και μη σημαντικές μόνο επιπτώσεις στο περιβάλλον και υπόκεινται σε γενικές προδιαγραφές, όρους και περιορισμούς που τίθενται για την προστασία του περιβάλλοντος. Δεν ακολουθούν τη διαδικασία εκπόνησης ΜΠΕ αλλά υπόκεινται σε Πρότυπες Περιβαλλοντικές Δεσμεύσεις (ΠΠΔ), με ευθύνη της αρμόδιας υπηρεσίας που χορηγεί την άδεια λειτουργίας και κατόπιν σχετικής δήλωσης του μελετητή ή του φορέα του έργου ή της δραστηριότητας. Αν το έργο ή η δραστηριότητα δεν λαμβάνει άδεια λειτουργίας, τότε υπάγεται σε ΠΠΔ με ευθύνη της αρμόδιας υπηρεσίας περιβάλλοντος της Περιφέρειας. Οι ΠΠΔ αποτελούν αναπόσπαστο τμήμα των απαιτούμενων, κατά περίπτωση, αδειών που προβλέπονται για την κατασκευή, εγκατάσταση ή λειτουργία του εν λόγω έργου ή δραστηριότητας. (48)
<b>Απόφαση Έγκρισης Περιβαλλοντικών Όρων (ΑΕΠΟ) (Περιφέρεια)</b>

Τα έργα που ανήκουν στην πρώτη κατηγορία (Α) είναι αυτά τα οποία ενδέχεται να προκαλέσουν σημαντικές επιπτώσεις στο περιβάλλον και για τα οποία απαιτείται η διεξαγωγή Μελέτης Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων (ΜΠΕ) προκειμένου να επιβάλλονται ειδικοί όροι και περιορισμοί για την προστασία του περιβάλλοντος. Τα έργα και οι δραστηριότητες της κατηγορίας Α κατατάσσονται σε αυτά που ενδέχεται να προκαλέσουν πολύ σημαντικές επιπτώσεις στο περιβάλλον και αποτελούν την υποκατηγορία Α1 και σε αυτά που ενδέχεται να προκαλέσουν σημαντικές επιπτώσεις στο περιβάλλον και αποτελούν την υποκατηγορία Α2. Ο φορέας του έργου ή της δραστηριότητας της κατηγορίας Α δύναται να ζητήσει γνωμοδότηση της αρμόδιας περιβαλλοντικής αρχής με την υποβολή φακέλου Προκαταρκτικού Προσδιορισμού Περιβαλλοντικών Απαιτήσεων (ΠΠΠΑ), πριν την υποβολή ΜΠΕ. Στο πλαίσιο της ΠΠΠΑ, ο φορέας του έργου ή της δραστηριότητας δύναται να διενεργήσει δημόσιο διάλογο αναφορικά με τα βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά του έργου ή της δραστηριότητας και τις ενδεχόμενες κύριες περιβαλλοντικές επιπτώσεις. (48)

#### **Οριστική Προσφορά Σύνδεσης (ΔΕΔΔΗΕ/ ΑΔΜΗΕ)**

Ο αρμόδιος Διαχειριστής με απόφαση του χορηγεί, μέσα σε τέσσερις (4) μήνες από την κατάθεση σχετικού αιτήματος, μη δεσμευτική Προσφορά Σύνδεσης. Προκειμένου για σταθμούς ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α. για τους οποίους απαιτείται έκδοση άδειας παραγωγής, ο υποψήφιος παραγωγός προσκομίζει στον αρμόδιο Διαχειριστή την απόφαση ΕΠΟ ή πρότυπων περιβαλλοντικών δεσμεύσεων (Π.Π.Δ.) του σταθμού, εφόσον απαιτείται κατά περίπτωση, προκειμένου για την έκδοση οριστικής Προσφοράς Σύνδεσης, που δεσμεύει τον αρμόδιο Διαχειριστή και τον δικαιούχο για τρία (3) έτη. Για εκείνους που εξαιρούνται από την υποχρέωση λήψης άδειας παραγωγής, αλλά υπόκεινται σε διαδικασία Ε.Π.Ο. ή Π.Π.Δ, ο υποψήφιος παραγωγός προσκομίζει στον αρμόδιο Διαχειριστή την απόφαση Ε.Π.Ο, ή της Π.Π.Δ. του σταθμού προκειμένου για την έκδοση οριστικής Προσφοράς Σύνδεσης, που δεσμεύει τον αρμόδιο Διαχειριστή και τον δικαιούχο για έξι (6) μήνες. Η προτεραιότητα στην έκδοση οριστικής Προσφοράς Σύνδεσης και δέσμευσης του αντίστοιχου ηλεκτρικού χώρου τηρείται με βάση την ημερομηνία υποβολής πλήρους φακέλου από τον δικαιούχο στον αρμόδιο Διαχειριστή. Η οριστικοποίηση της Προσφοράς Σύνδεσης γίνεται από τον αρμόδιο Διαχειριστή εντός διαστήματος ενός (1) μήνα από την προσκόμιση όλων των απαραίτητων δικαιολογητικών. Η διάρκεια ισχύος της οριστικής Προσφοράς Σύνδεσης υπολογίζεται από την ημερομηνία οριστικοποίησης της. (37)

#### **Σύμβαση Κατασκευής Έργων Σύνδεσης (ΔΕΔΔΗΕ/ ΑΔΜΗΕ)**

Η σύμβαση σύνδεσης συνάπτεται εντός διαστήματος τριών (3) μηνών από την υποβολή του σχετικού αιτήματος με πλήρη φάκελο για σταθμούς ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α. για τους σταθμούς που εξαιρούνται από την υποχρέωση λήψης άδειας

<p>παραγωγής, και εντός έξι (6) μηνών για τους υπόλοιπους. Οι Διαχειριστές υλοποιούν τα έργα σύνδεσης που αναλαμβάνουν συμβατικά σε διάστημα που δεν μπορεί να υπερβαίνει από την υπογραφή της σύμβασης σύνδεσης, τους δώδεκα (12) μήνες για σταθμούς που συνδέονται στο Δίκτυο, εφόσον δεν απαιτούνται εργασίες σε υποσταθμούς ΥΤ/ΜΤ, τους δεκαοκτώ (18) μήνες για σταθμούς που συνδέονται στο Δίκτυο εφόσον απαιτούνται εργασίες σε υποσταθμούς ΥΤ/ΜΤ και τους είκοσι τέσσερις (24) μήνες για τους σταθμούς που συνδέονται στο Σύστημα. Με ειδικά αιτιολογημένη απόφασή τους, που κοινοποιείται στη ΡΑΕ, οι διαχειριστές μπορούν σε συγκεκριμένες περιπτώσεις να θέτουν μεγαλύτερα χρονικά περιθώρια για την υλοποίηση των έργων σύνδεσης, λαμβάνοντας υπόψη το βαθμό δυσκολίας κατασκευής των έργων αυτών. (37)</p>
<p><b>Άδεια Εγκατάστασης (Περιφέρεια)</b></p>
<p>Για την εγκατάσταση ή επέκταση σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α. με υποχρέωση λήψης βεβαίωσης παραγωγού, απαιτείται η άδεια εγκατάστασης. Η άδεια χορηγείται μέσα σε προθεσμία δεκαπέντε (15) εργάσιμων ημερών από την ολοκλήρωση της διαδικασίας ελέγχου των δικαιολογητικών η οποία ολοκληρώνεται μέσα σε τριάντα (30) εργάσιμες ημέρες από την κατάθεση της σχετικής αίτησης. Εφόσον κατά την ημερομηνία λήξης ισχύος της οριστικής Προσφοράς Σύνδεσης ο Σταθμός Παραγωγής έχει Άδεια Εγκατάστασης εν ισχύ η ισχύς της Προσφοράς Σύνδεσης παρατείνεται έως την ημερομηνία λήξης της Αδείας Εγκατάστασης. (37)</p>
<p><b>Άδεια Λειτουργίας (Περιφέρεια)</b></p>
<p>Για τη λειτουργία των σταθμών που απαιτείται άδεια εγκατάστασης απαιτείται άδεια λειτουργίας. Η άδεια αυτή χορηγείται με απόφαση του οργάνου που είναι αρμόδιο για τη χορήγηση της άδειας εγκατάστασης, μετά από αίτηση του ενδιαφερομένου και έλεγχο από κλιμάκιο των αρμόδιων Υπηρεσιών της τήρησης των τεχνικών όρων εγκατάστασης στη δοκιμαστική λειτουργία του σταθμού, καθώς και έλεγχο της διασφάλισης των αναγκαίων λειτουργικών και τεχνικών χαρακτηριστικών του εξοπλισμού του, που μπορεί να διενεργείται και από το Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Κ.Α.Π.Ε.). Η άδεια λειτουργίας χορηγείται μέσα σε αποκλειστική προθεσμία είκοσι (20) ημερών από την ολοκλήρωση των ανωτέρω ελέγχων. (37)</p>
<p><b>Σύμβαση Λειτουργικής Ενίσχυσης (ΔΑΠΕΕΠ)</b></p>
<p>Είναι η σύμβαση που υπογράφει κάτοχος σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α. με την ΔΑΠΕΕΠ Α.Ε. για την ένταξη του σταθμού του στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα και το Διασυνδεδεμένο Δίκτυο, εντασσόμενος είτε στο καθεστώς Λειτουργικής Ενίσχυσης Διαφορικής Προσαύξησης (ΣΕΔΠ) είτε στο καθεστώς Λειτουργικής Ενίσχυσης Σταθερής Τιμής (ΣΕΣΤ). (42)</p>

Στους πίνακες που ακολουθούν παρουσιάζεται ανά τεχνολογία ΑΠΕ και εγκατεστημένη ισχύ οι βεβαιώσεις, αποφάσεις, εγκρίσεις που απαιτούνται για την ολοκλήρωση της αδειοδοτικής διαδικασίας, όπως επίσης και διαγράμματα ακολουθίας για την αδειοδοτική διαδικασία μεταξύ των αρμόδιων υπηρεσιών.

### **Φωτοβολταϊκοί Σταθμοί**

Πίνακας 4: Αδειοδότηση ΦΒ - εμπλεκόμενοι Φορείς-Υπηρεσίες

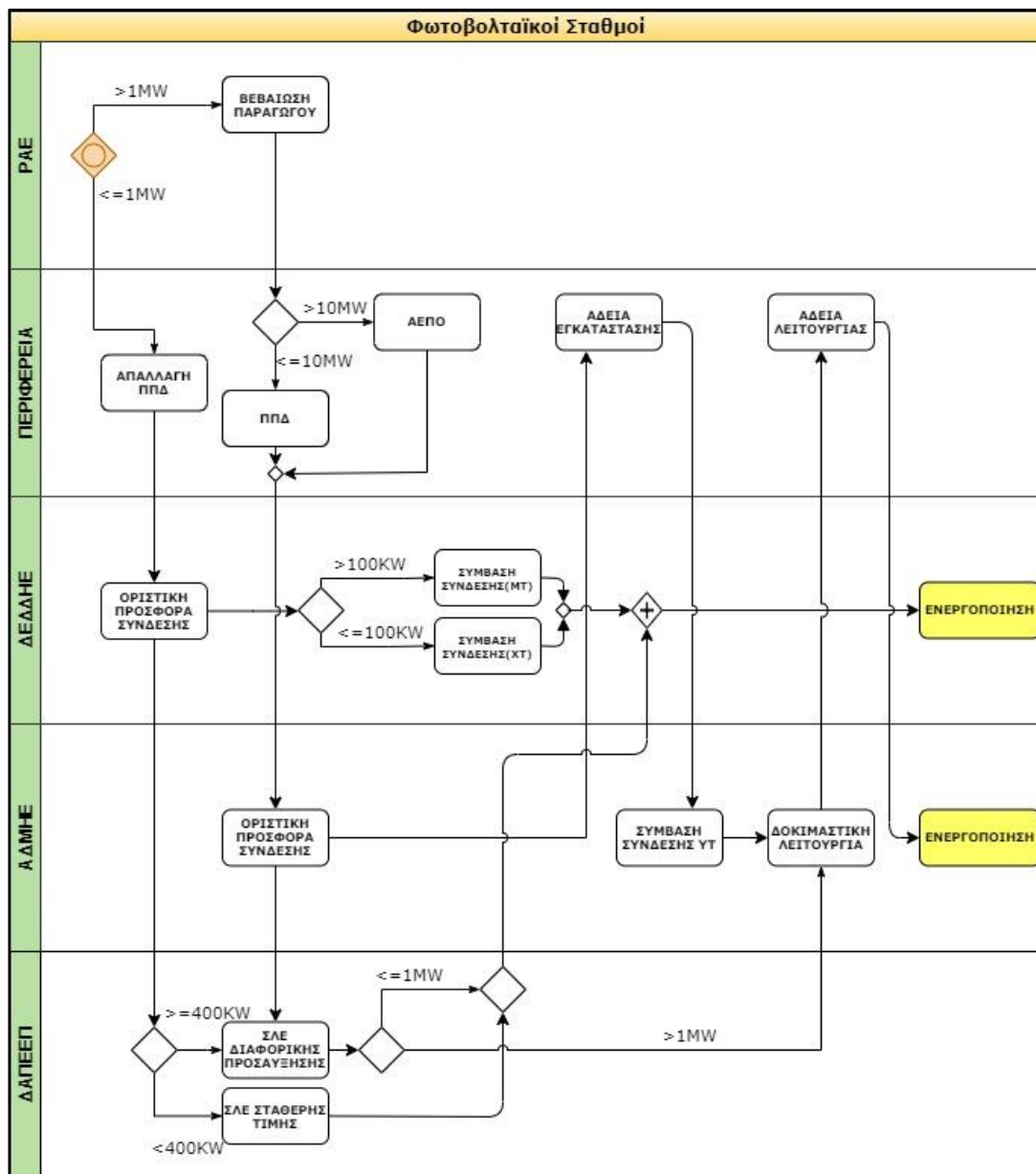
Ίδια επεξεργασία, (49)

<b>Εγκατεστημένη Ισχύς</b>	<b>Αρμόδιος Φορέας</b>	<b>Αποφάσεις- Εγκρίσεις</b>
<b>≤ 1MW</b>	Περιφέρεια/Αποκεντρωμένη Διοίκηση/Τμήμα Περιβαλλοντικού και Χωρικού Σχεδιασμού	Απαλλαγή από Περιβαλλοντική αδειοδότηση
	ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. (Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας)	Σύμβαση Κατασκευής Έργων Σύνδεσης με το Δίκτυο Χ.Τ. (Χαμηλή Τάση) για εγκατεστημένη ισχύ ≤100KW ή Σύμβαση Κατασκευής Έργων Σύνδεσης με το Δίκτυο (Μέση Τάση) για εγκατεστημένη ισχύ >100KW
<b>&gt; 1MW και ≤ 10MW</b>	Περιφέρεια/Αποκεντρωμένη Διοίκηση/Τμήμα Περιβαλλοντικού και Χωρικού Σχεδιασμού	<u>Περιβαλλοντική Κατάταξη Β</u> Υπαγωγή σε Πρότυπες Περιβαλλοντικές Δεσμεύσεις (Π.Π.Δ.)
	ΑΔΜΗΕ Α.Ε. (Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας) ή ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε.	Σύμβαση Σύνδεσης με το Σύστημα (Υψηλή Τάση) ή Σύμβαση Κατασκευής Έργων Σύνδεσης με το Δίκτυο
	Περιφέρεια/Αποκεντρωμένη Διοίκηση/Διεύθυνση Τεχνικού Ελέγχου ή Υπουργείο Ανάπτυξης & Επενδύσεων (ΥΠΑΝΕ)/ Γενική Διεύθυνση Στρατηγικών Επενδύσεων (ΓΔΣΕ)/Διεύθυνση Αδειοδοτήσεων	Άδεια Εγκατάστασης
	ΡΑΕ	Βεβαίωση Παραγωγού

<b>&gt; 10MW</b>	Περιφέρεια/Αποκεντρωμένη Διοίκηση/Διεύθυνση Περιβάλλοντος και Χωρικού Σχεδιασμού	<u>Περιβαλλοντική Κατάταξη Α2</u> Απόφαση Έγκρισης Περιβαλλοντικών Όρων (ΑΕΠΟ)
	ΑΔΜΗΕ Α.Ε.	Σύμβαση Σύνδεσης με το Σύστημα (Υψηλή Τάση)
	Περιφέρεια/Αποκεντρωμένη Διοίκηση/Διεύθυνση Τεχνικού Ελέγχου ή ΥΠΑΝΕ/ΓΔΣΕ/Διεύθυνση Αδειοδοτήσεων	Άδεια Εγκατάστασης
	ΡΑΕ	Βεβαίωση Παραγωγού

Γράφημα 19 :Διάγραμμα ακολουθίας αδειοδοτικής διαδικασίας Φ/Β σταθμών

Ίδια επεξεργασία, (49)



### Αιολικά Πάρκα (ΑΠ)

Πίνακας 5: Αδειοδότηση ΑΠ - εμπλεκόμενοι Φορείς-Υπηρεσίες

Ίδια επεξεργασία, (50)

Εγκατεστημένη Ισχύς	Αρμόδιος Φορέας	Αποφάσεις- Εγκρίσεις
≤ 0,02 MW	Περιφέρεια/Αποκεντρωμένη Διοίκηση/Τμήμα Περιβαλλοντικού και Χωρικού Σχεδιασμού	Απαλλαγή από Περιβαλλοντική αδειοδότηση
	ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε.	Σύμβαση Κατασκευής Έργων Σύνδεσης με το Δίκτυο Χ.Τ.

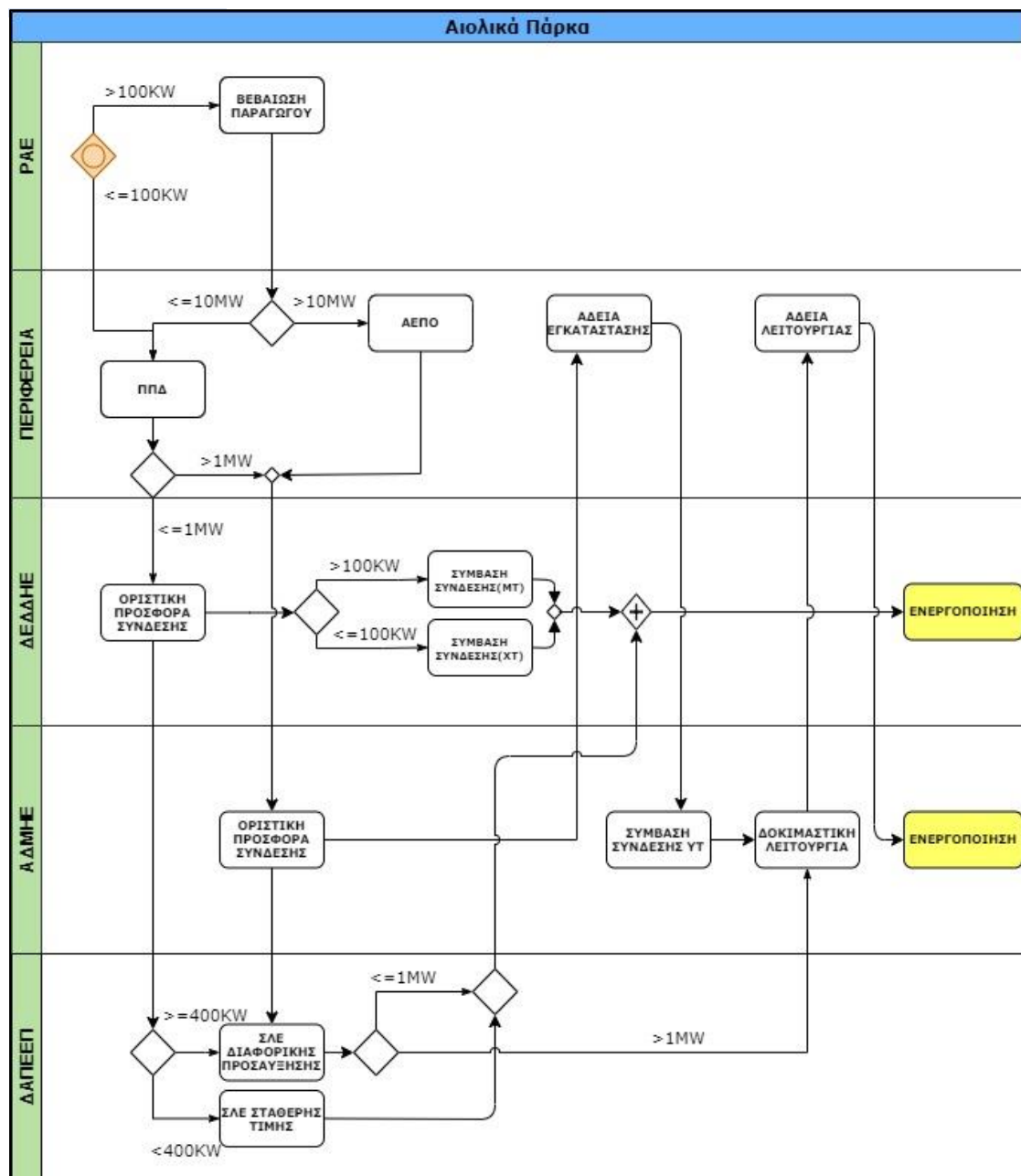
<b>&gt;0.02 MW και ≤ 0,1 MW</b>	Περιφέρεια/Αποκεντρωμένη Διοίκηση/Τμήμα Περιβαλλοντικού και Χωρικού Σχεδιασμού	<u>Περιβαλλοντική Κατάταξη Β</u> Υπαγωγή σε Π.Π.Δ.
	ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε.	Σύμβαση Κατασκευής Έργων Σύνδεσης με το Δίκτυο Χ.Τ.
<b>&gt; 0,1MW και ≤ 10 MW</b>	Περιφέρεια/Αποκεντρωμένη Διοίκηση/Τμήμα Περιβαλλοντικού και Χωρικού Σχεδιασμού	<u>Περιβαλλοντική Κατάταξη Β</u> Υπαγωγή σε Π.Π.Δ.
	ΑΔΜΗΕ Α.Ε. ή ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε.	Σύμβαση Σύνδεσης με το Σύστημα ή Σύμβαση Κατασκευής Έργων Σύνδεσης με το Δίκτυο
	Περιφέρεια/Αποκεντρωμένη Διοίκηση/Διεύθυνση Τεχνικού Ελέγχου ή ΥΠΙΑΝΕ/ΓΔΣΕ/Διεύθυνση Αδειοδοτήσεων	Άδεια Εγκατάστασης
	ΡΑΕ	Βεβαίωση Παραγωγού
<b>&gt; 10 MW και ≤ 60 MW</b>	Περιφέρεια/Αποκεντρωμένη Διοίκηση/Διεύθυνση Περιβάλλοντος και Χωρικού Σχεδιασμού	<u>Περιβαλλοντική Κατάταξη Α2</u> ΑΕΠΟ
	ΑΔΜΗΕ Α.Ε.	Σύμβαση Σύνδεσης με το Σύστημα
	Περιφέρεια/Αποκεντρωμένη Διοίκηση/Διεύθυνση Τεχνικού Ελέγχου ή ΥΠΙΑΝΕ/ΓΔΣΕ/Διεύθυνση Αδειοδοτήσεων	Άδεια Εγκατάστασης
	ΡΑΕ	Βεβαίωση Παραγωγού
<b>&gt; 60 MW</b>	Υπουργείο Ανάπτυξης & Επενδύσεων/ Γενική Διεύθυνση Στρατηγικών Επενδύσεων/Διεύθυνση Αδειοδοτήσεων	<u>Περιβαλλοντική Κατάταξη Α1</u> ΑΕΠΟ
	ΑΔΜΗΕ Α.Ε.	Σύμβαση Σύνδεσης με το Σύστημα



	Περιφέρεια/Αποκεντρωμένη Διοίκηση/Διεύθυνση Τεχνικού Ελέγχου ή ΥΠΑΝΕ/ΓΔΣΕ/Διεύθυνση Αδειοδοτήσεων	Άδεια Εγκατάστασης
	ΡΑΕ	Βεβαίωση Παραγωγού

Γράφημα 20: Διάγραμμα ακολουθίας αδειοδοτικής διαδικασίας Α.Π.

Ίδια επεξεργασία, (50)



## Μικροί Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί (ΜΥΗΣ)

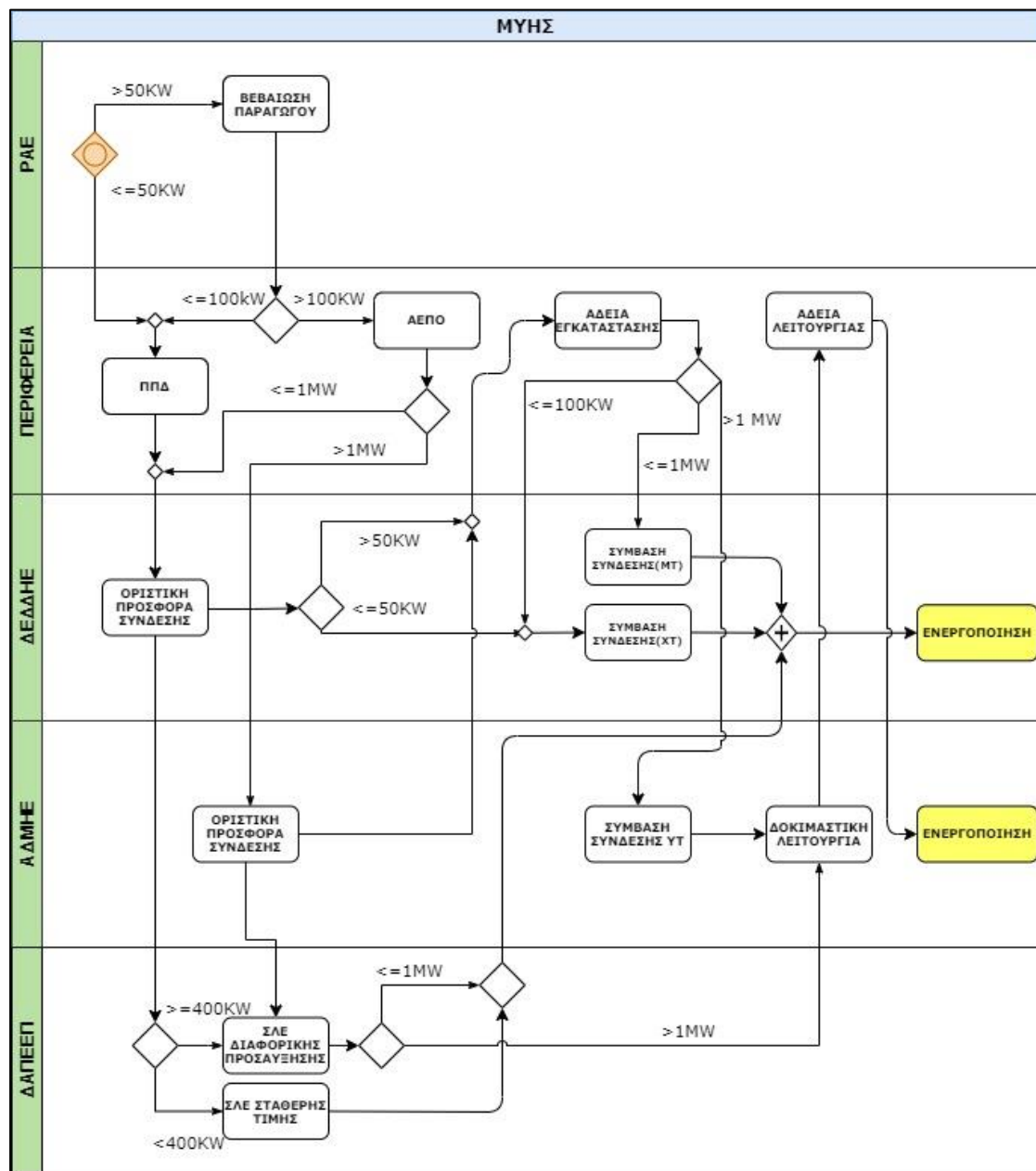
Πίνακας 6: Αδειοδότηση ΜΥΗΣ - εμπλεκόμενοι Φορείς-Υπηρεσίες

Ίδια επεξεργασία

Εγκατεστημένη Ισχύς	Αρμόδιος Φορέας	Αποφάσεις- Εγκρίσεις
<b>≤ 0,05MW</b>	Περιφέρεια/Αποκεντρωμένη Διοίκηση/Τμήμα Περιβαλλοντικού και Χωρικού Σχεδιασμού	<u>Περιβαλλοντική Κατάταξη Β</u> Π.Π.Δ.
	ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε.	Σύμβαση Κατασκευής Έργων Σύνδεσης με το Δίκτυο Χ.Τ.
<b>&gt; 0,05MW και ≤ 0,1MW</b>	Περιφέρεια/Αποκεντρωμένη Διοίκηση/Τμήμα Περιβαλλοντικού και Χωρικού Σχεδιασμού	<u>Περιβαλλοντική Κατάταξη Β</u> Π.Π.Δ.
	ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε.	Σύμβαση Κατασκευής Έργων Σύνδεσης με το Δίκτυο Χ.Τ.
	Περιφέρεια/Αποκεντρωμένη Διοίκηση/Διεύθυνση Τεχνικού Ελέγχου ή ΥΠΑΝΕ/ΓΔΣΕ/Διεύθυνση Αδειοδοτήσεων	Άδεια Εγκατάστασης
	ΡΑΕ	Βεβαίωση Παραγωγού
<b>&gt; 0,1MW και ≤ 15MW</b>	Περιφέρεια/Αποκεντρωμένη Διοίκηση/Διεύθυνση Περιβάλλοντος και Χωρικού Σχεδιασμού	<u>Περιβαλλοντική Κατάταξη Α2</u> ΑΕΠΟ
	ΑΔΜΗΕ Α.Ε. ή ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε.	Σύμβαση Σύνδεσης με το Σύστημα ή Σύμβαση Κατασκευής Έργων Σύνδεσης με το Δίκτυο
	Περιφέρεια/Αποκεντρωμένη Διοίκηση/Διεύθυνση Τεχνικού Ελέγχου ή ΥΠΑΝΕ/ΓΔΣΕ/Διεύθυνση Αδειοδοτήσεων	Άδεια Εγκατάστασης
	ΡΑΕ	Βεβαίωση Παραγωγού

Γράφημα 21: Διάγραμμα ακολουθίας αδειοδοτικής διαδικασίας ΜΥΗΣ

Ίδια επεξεργασία



### Σταθμοί Βιοαερίου/ Βιομάζας

Πίνακας 7: Αδειοδότηση Σταθμών Βιοαερίου/Βιομάζας - εμπλεκόμενοι Φορείς-Υπηρεσίες

Ίδια επεξεργασία

Εγκατεστημένη Ισχύς	Αρμόδιος Φορέας	Αποφάσεις- Εγκρίσεις
---------------------	-----------------	----------------------

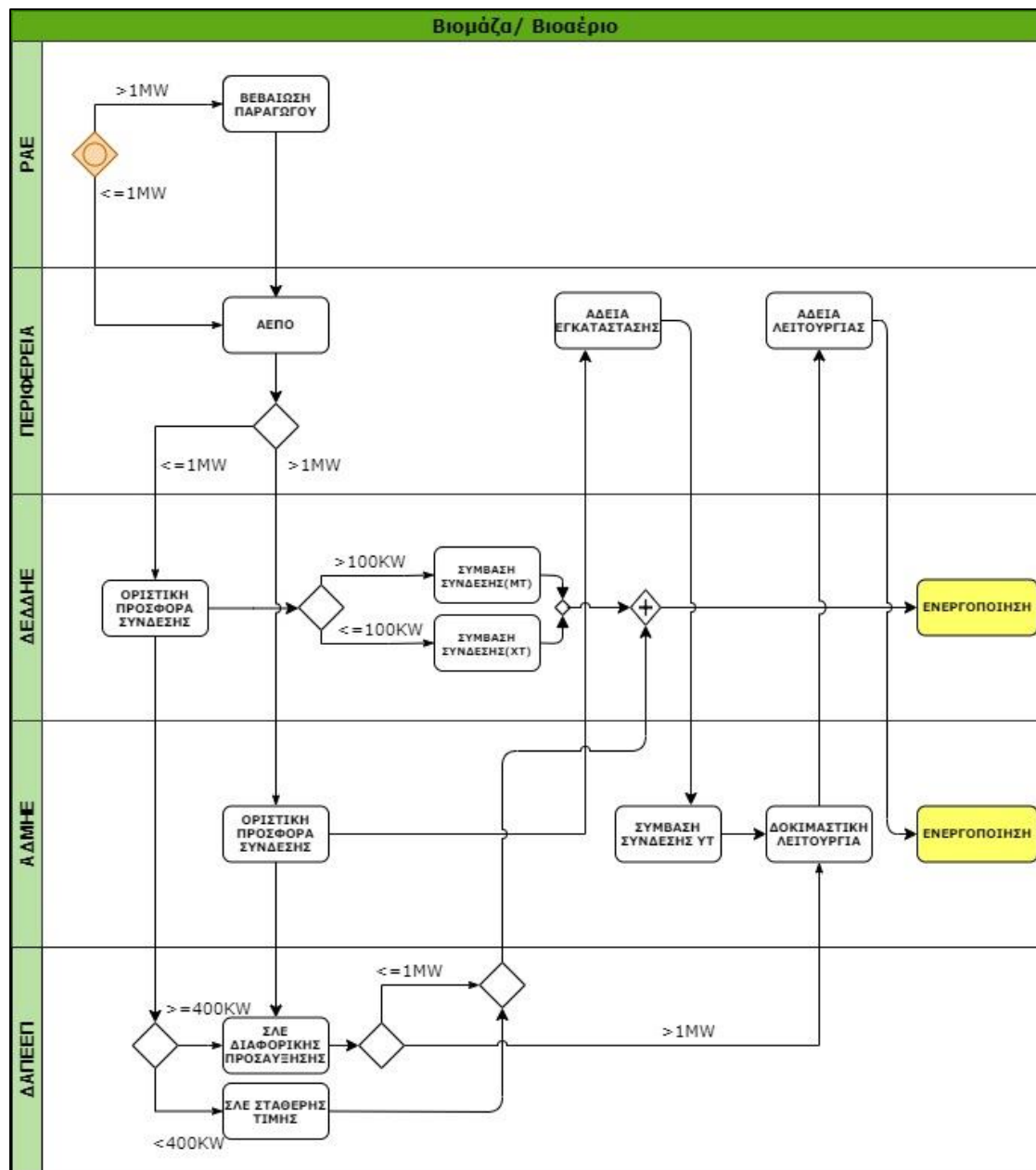
<b>&lt; 0,1MW</b>	Περιφέρεια/Αποκεντρωμένη Διοίκηση/Διεύθυνση Περιβάλλοντος και Χωρικού Σχεδιασμού	<p><u>Περιβαλλοντική Κατάταξη A2</u> (αναερόβια χώνευση ή αεριοποίηση)</p> <p><u>Περιβαλλοντική Κατάταξη A2</u> (Βιοαέριο με ποσότητα πρώτης ύλης &lt;100.000t/έτος ή πυρόλυση-αεριοποίηση με ποσότητα πρώτης ύλης &lt;50.000t/έτος )</p> <p><u>Περιβαλλοντική Κατάταξη A1</u> (Βιοαέριο με ποσότητα πρώτης ύλης ≥100.000t/έτος ή πυρόλυση-αεριοποίηση με ποσότητα πρώτης ύλης ≥50.000t/έτος)</p> <p>ΑΕΠΟ</p>
	ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε.	Σύμβαση Κατασκευής Έργων Σύνδεσης με το Δίκτυο Χ.Τ.

<b>≥ 0,1MW και ≤1MW</b>	Περιφέρεια/Αποκεντρωμένη Διοίκηση/Τμήμα Περιβαλλοντικού και Χωρικού Σχεδιασμού	<u>Περιβαλλοντική Κατάταξη A2</u> (αναερόβια χώνευση ή αεριοποίηση) <u>Περιβαλλοντική Κατάταξη A2</u> (Βιοαέριο με ποσότητα πρώτης ύλης <100.000t/έτος ή πυρόλυση- αεριοποίηση με ποσότητα πρώτης ύλης <50.000t/έτος ) <u>Περιβαλλοντική Κατάταξη A1</u> (Βιοαέριο με ποσότητα πρώτης ύλης ≥100.000t/έτος ή πυρόλυση- αεριοποίηση με ποσότητα πρώτης ύλης ≥50.000t/έτος)  ΑΕΠΟ
	ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε.	Σύμβαση Κατασκευής Έργων Σύνδεσης με το Δίκτυο Χ.Τ. ή Σύμβαση Κατασκευής Έργων Σύνδεσης με το Δίκτυο
<b>&gt; 1MW και ≤ 10MW</b>	Περιφέρεια/Αποκεντρωμένη Διοίκηση/Διεύθυνση Περιβάλλοντος και Χωρικού Σχεδιασμού	<u>Περιβαλλοντική Κατάταξη A2</u> (αναερόβια χώνευση ή αεριοποίηση) <u>Περιβαλλοντική Κατάταξη A2</u> (Βιοαέριο με ποσότητα πρώτης ύλης <100.000t/έτος ή πυρόλυση- αεριοποίηση με ποσότητα πρώτης ύλης <50.000t/έτος ) <u>Περιβαλλοντική Κατάταξη A1</u> (Βιοαέριο με ποσότητα πρώτης ύλης ≥100.000t/έτος ή πυρόλυση- αεριοποίηση με ποσότητα πρώτης ύλης ≥50.000t/έτος)  ΑΕΠΟ
	ΑΔΜΗΕ Α.Ε. ή ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε.	Σύμβαση Σύνδεσης με το Σύστημα ή Σύμβαση Κατασκευής Έργων Σύνδεσης με το Δίκτυο

	Περιφέρεια/Αποκεντρωμένη Διοίκηση/Διεύθυνση Τεχνικού Ελέγχου ή ΥΠΙΑΝΕ/ΓΔΣΣΕ/Διεύθυνση Αδειοδοτήσεων	Άδεια Εγκατάστασης
	ΡΑΕ	Βεβαίωση Παραγωγού
<b>&gt; 10MW</b>	Περιφέρεια/Αποκεντρωμένη Διοίκηση/Διεύθυνση Περιβάλλοντος και Χωρικού Σχεδιασμού	<u>Περιβαλλοντική Κατάταξη A2</u> (αναερόβια χώνευση ή αεριοποίηση)
		<u>Περιβαλλοντική Κατάταξη A2</u> (Βιοαέριο με ποσότητα πρώτης ύλης <100.000t/έτος ή πυρόλυση- αεριοποίηση με ποσότητα πρώτης ύλης <50.000t/έτος )
		<u>Περιβαλλοντική Κατάταξη A1</u> (Βιοαέριο με ποσότητα πρώτης ύλης ≥100.000t/έτος ή πυρόλυση- αεριοποίηση με ποσότητα πρώτης ύλης ≥50.000t/έτος)
	ΑΔΜΗΕ Α.Ε.	Σύμβαση Σύνδεσης με το Σύστημα
	ΑΔΜΗΕ Α.Ε.	Σύμβαση Σύνδεσης με το Σύστημα
	Περιφέρεια/Αποκεντρωμένη Διοίκηση/Διεύθυνση Τεχνικού Ελέγχου ή ΥΠΙΑΝΕ/ΓΔΣΣΕ/Διεύθυνση Αδειοδοτήσεων	Άδεια Εγκατάστασης
	ΡΑΕ	Βεβαίωση Παραγωγού

Γράφημα 22: Διάγραμμα ακολουθίας αδειοδοτικής διαδικασίας Βιοαέριο/ Βιομάζα

Ίδια επεξεργασία



## 2.3 Νέο καθεστώς έργων ΑΠΕ, Συμβάσεις Λειτουργικής Ενίσχυσης, Τιμές Αναφοράς και Αγορά Ενέργειας

Ο Νόμος 4414/2016 έδωσε την εκκίνηση για τον νέο κύκλο επενδύσεων στις ΑΠΕ με πιο ορθολογικό τρόπο έτσι ώστε η Ελλάδα να φτάσει πιο κοντά στους εθνικούς της στόχους για την κλιματική αλλαγή και την πράσινη ενέργεια έχοντας ένα σταθερό επενδυτικό περιβάλλον με τις αποζημιώσεις για την παραγόμενη ενέργεια από ΑΠΕ να έχουν άμεση εξάρτηση από την αγορά της ενέργειας η οποία γίνεται πλέον χρηματιστηριακό προϊόν.

Οι σταθμοί ΑΠΕ υπογράφουν με τον Διαχειριστή ΑΠΕ και Εγγυήσεων Προέλευσης (ΔΑΠΕΕΠ Α.Ε.) συμβάσεις Λειτουργικής Ενίσχυσης (ΛΕ) Σταθερής Τιμής (ΣΕΣΤ) ή

Διαφορικής Προσαύξησης (ΣΕΔΠ) που έχουν 20ετή διάρκεια. Η κύρια διαφορά στους δύο τύπους συμβάσεων είναι ότι οι σταθμοί που υπογράφουν ΣΕΔΠ είναι υποχρεωμένοι για συμμετοχή στην αγορά ενέργειας. (42)

Όλοι οι σταθμοί ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ με εγκατεστημένη ισχύ ή μέγιστη ισχύ παραγωγής  $\geq 400$  kW υπογράφουν ΣΕΔΠ και έχουν υποχρεωτική συμμετοχή στην αγορά σύμφωνα με την παράγραφο 1 του άρθρου 26 του ν. 4643/2019, ως αντικατάσταση της παραγράφου 5 του άρθρου 3 του ν. 4414/2016. Το όριο των 400KW για τις ΣΕΔΠ από την 01/01/2026 γίνεται 200KW. Για τους σταθμούς με ισχύ μεγαλύτερη ή ίση με 400KW που έχουν υπογράψει ΣΕΣΤ πριν τον παρόντα Νόμο και έχουν τεθεί σε λειτουργία (κανονική ή δοκιμαστική) από την 4η Ιουλίου 2019 και μετά δεν υποχρεούνται συμμετοχή στην αγορά όμως είναι υπεύθυνοι για τις αποκλίσεις που προκαλούν (ευθύνη εξισορρόπησης) με το ανάλογο κόστος. Πολύ σημαντική παράμετρος είναι ότι δίνεται η δυνατότητα σε κατόχους σταθμών Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. με εγκατεστημένη ισχύ ή μέγιστη ισχύ παραγωγής  $\geq 100$  kW, που έχουν συνάψει ΣΕΣΤ, τη μετάπτωση των σταθμών τους σε καθεστώς Λειτουργικής Ενίσχυσης στη βάση της Διαφορικής Προσαύξησης με σύναψη ΣΕΔΠ η χρονική διάρκεια της οποίας είναι η απομένουσα της προηγούμενης ΣΕΣΤ που έχουν υπογράψει. (51)

Στους ακόλουθους πίνακες παρουσιάζεται η νέα αυτή κατηγοριοποίηση των σταθμών Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. αλλά και ο αριθμός των ενεργών σταθμών με Συμβάσεις Πώλησης Ηλεκτρικής Ενέργειας, ΣΕΣΤ και ΣΕΔΠ έως και τον Ιανουάριο του 2021 (Δεν έχουν συμπεριληφθεί οι Σταθμοί Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. του Ειδικού ΦΒ προγράμματος Στεγών και αυτοί των Μη Διασυνδεδεμένων Νήσων).

Πίνακας 8: Τύποι Συμβάσεων Λειτουργικής Ενίσχυσης ανάλογα με την Εγκατεστημένη Ισχύ ή τη Μέγιστη Ισχύ Παραγωγής

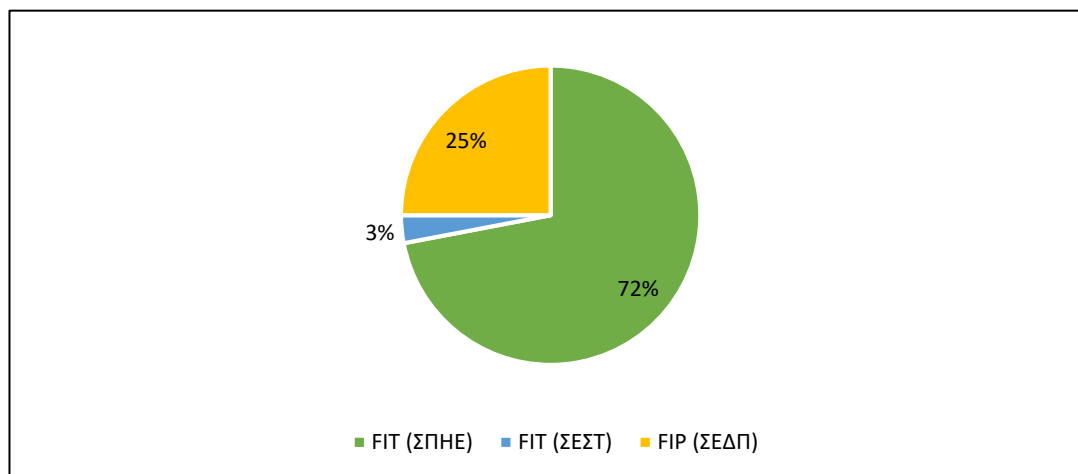
Τύπος Σύμβασης	Εγκατεστημένη Ισχύς ή Μέγιστη Ισχύ Παραγωγής
ΣΕΣΤ	$< 400$ kW
ΣΕΔΠ	$\geq 400$ kW

Πίνακας 9: Αριθμός Συμβάσεων και Εγκατεστημένη Ισχύ ανά καθεστώς ενίσχυσης

Τύπος Σύμβασης	Καθεστώς Ενίσχυσης	Αριθμός	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)
ΣΠΗΕ	Feed In Tariff (FIT)	13.146	5.198
ΣΕΣΤ	Feed In Tariff (FIT)	504	201
ΣΕΔΠ	Feed In Premium (FIP)	696	1.777



Γράφημα 23: Ποσοστό Εγκατεστημένης Ισχύς ανά καθεστώς ενίσχυσης



Οι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ που έχουν υπογράψει ΣΕΔΠ προκειμένου να λαμβάνουν Λειτουργική Ενίσχυση στη βάση Διαφορικής Προσαύξησης, υποχρεούνται να έχουν εγγραφεί στο Μητρώο Συμμετεχόντων ή να έχουν συνάψει Σύμβαση Εκπροσώπησης με Φορέα Σωρευτικής Εκπροσώπησης (Φο.Σ.Ε.), δηλαδή το φυσικό ή το νομικό πρόσωπο που αναλαμβάνει την εκπροσώπηση κατόχων σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, ή αλλιώς πράσινος Aggregator. Με την αποδοχή της Δήλωσης Εκπροσώπησης μεταβιβάζονται στους Φο.Σ.Ε. τα δικαιώματα και οι υποχρεώσεις των κατόχων σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α., σχετικά με τη Συμμετοχή, την Εκκαθάριση, την Τιμολόγηση και το Διακανονισμό των Συναλλαγών τους. Επιπρόσθετα έχουν τη δυνατότητα συμμετοχής στο Σύστημα Συναλλαγών Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (Η.Ε.Π.) και στο Σύστημα Συναλλαγών Διαχειριστή Συστήματος. Ο Η.Ε.Π. συνιστά το μοντέλο για την οργάνωση της χονδρεμπορικής αγοράς μέσω της οποίας συναλλάσσεται το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που θα παραχθεί, θα καταναλωθεί και διακινηθεί την επόμενη μέρα στην Ελλάδα και θα καταργηθεί με την εφαρμογή του Μοντέλου Στόχου (Target Model). Προκειμένου να αποζημιωθούν για την παραγόμενη ενέργεια που εγχέουν στο Δίκτυο Χ.Τ., το Δίκτυο ή το Σύστημα ορίζεται μία Τιμή Αναφοράς (Τ.Α.) σε ευρώ ανά μεγαβατώρα (€/MWh) στη βάση της οποίας υπολογίζεται μηνιαίως η Λειτουργική Ενίσχυση, με τη μορφή της Διαφορικής Προσαύξησης ή της Σταθερής Τιμής. Η τιμή αυτή καθορίζεται ανά τεχνολογία ή ανά κατηγορία σταθμών, ή ανά έργο αν αυτή προκύπτει από διενέργεια ανταγωνιστικών διαδικασιών τις οποίες διενεργεί η ΡΑΕ και προκηρύσσει μέγιστη δημοπρατούμενη ισχύ καθώς και τις τεχνολογίες των Σταθμών ΑΠΕ που θα συμμετάσχουν. (42) (52)

Οι Φωτοβολταϊκοί Σταθμοί και οι Αιολικοί Σταθμοί με εγκατεστημένη ισχύ ή μέγιστη ισχύ παραγωγής που υποχρεούνται να συμμετάσχουν σε ανταγωνιστική διαδικασία για να «κλειδώσουν» Τ.Α. για την πώληση της παραγόμενης ενέργειας είναι οι εξής:

1. Αιολικοί σταθμοί Μέγιστης Ισχύος Παραγωγής > 3 MW
2. Φωτοβολταϊκοί σταθμοί εγκατεστημένης ισχύος  $\geq 500$  kW.
3. Αιολικοί σταθμοί Μέγιστης Ισχύος Παραγωγής >6 MW και  $\leq 50$  MW που ανήκουν σε ενεργειακές κοινότητες.
4. Φωτοβολταϊκοί σταθμοί εγκατεστημένης ισχύος μεγαλύτερης ή ίσης του 1 MW που ανήκουν σε Ενεργειακές Κοινότητες του ν. 4513/2018 (ΦΕΚ 9/Α'). (53)

Για τους σταθμούς που δεν υποχρεούνται να συμμετάσχουν σε ανταγωνιστική διαδικασία ο πίνακας 7 παρουσιάζει την Τ.Α. με την οποία πωλούν την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια (Αιολικά, Βιομάζα/Βιοαέριο, ΜΥΗΣ, ΦΒ). Οι Τ.Α. για τις κατηγορίες 13, 14, 15, ΦΒ <500kW, Φ/Β που ανήκουν σε ενεργειακές κοινότητες  $\leq 1$  MW και ΦΒ που είναι χαρακτηρισμένα ως αγροτικά αντίστοιχα, με εγκατεστημένη ισχύ < 500kW, προέκυψαν σύμφωνα με το άρθρο 72 παράγραφο 1 του Ν. 4602/2019 ενώ για τα Αιολικά  $\leq 60$  kW προέκυψαν σύμφωνα με το άρθρο 2 παράγραφο 1 της ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/30971/1190.

Πίνακας 10: ΤΑ Σταθμών ΑΠΕ εκτός ανταγωνιστικών διαδικασιών

(42) (54) (55)

A/A	Κατηγορία Σταθμών	Τ.Α. €/MWh
1	Χερσαία Αιολικά	98
2	Χερσαία Αιολικά ΜΔΝ	98
3	ΜΥΗΣ $\leq 3$ MWe	100
4	ΜΥΗΣ > 3MWe και $\leq 15$ MWe	97
5	Βιομάζα (Αεριοποίηση) $\leq 1$ MW	184
6	Βιομάζα (Καύση/Πυρόλυση) $\leq 1$ MW	193
7	Βιομάζα > 1MW και $\leq 5$ MW	162
8	Βιομάζα > 5MW	140
9	Αέρια ΧΥΤΑ $\leq 2$ MW	129
10	Αέρια ΧΥΤΑ > 2MW	106

11	Βιοαέριο από Βιομάζα $\leq 3\text{MW}$	225	
12	Βιοαέριο από Βιομάζα $> 3\text{MW}$	204	
13	$\Phi/B < 500\text{kW}$	1,05 * μεσοσταθμική Τ.Α. που προέκυψε κατά τις τρεις (3) προηγούμενες πριν την τελευταία ανταγωνιστικές διαδικασίες υποβολής προσφορών που αφορούν στην ίδια τεχνολογία	
14	$\Phi/B$ (ενεργειακές κοινότητες) $\leq 1\text{MW}$ ή $\Phi B$ (Αγροτικά) $< 500\text{kW}$	1,1 * μεσοσταθμική Τ.Α. που προέκυψε κατά τις τρεις (3) προηγούμενες πριν την τελευταία ανταγωνιστικές διαδικασίες υποβολής προσφορών που αφορούν στην εν λόγω κατηγορία $\phi/\beta$ σταθμών ή, αν δεν έχουν διενεργηθεί διαγωνισμοί στην κατηγορία, στην ίδια τεχνολογία	
15	Αιολικά $\leq 60\text{kW}$	157 (Συμβασιολογημένη ισχύς $\leq 4\text{ MW}$ )	Επιτόκιο Αναγωγής 7,4%
		154 (Συμβασιολογημένη ισχύς $8\text{ MW}$ )	
		151 (Συμβασιολογημένη ισχύς $12\text{ MW}$ )	
		148 (Συμβασιολογημένη ισχύς $16\text{ MW}$ )	
		145 (Συμβασιολογημένη ισχύς $20\text{ MW}$ )	

Οι Τ.Α των κατηγοριών 13 και 14 του πίνακα 7 που μέχρι και τις 27/07/2020, βάση της μεσοσταθμικής Τ.Α. που προέκυψε κατά τις τρεις (3) προηγούμενες πριν την τελευταία ανταγωνιστικές διαδικασίες υποβολής προσφορών, ήταν 70,3 και 73,64 €/MWh επρόκειτο να αλλάξουν σε 65,74 και 68,87 €/MWh αντίστοιχα. Με τον Νόμο 4685/2020 για τον εκσυγχρονισμό της περιβαλλοντικής νομοθεσίας στο άρθρο 122 παράγραφος δ, δόθηκε παράταση στην εφαρμογή των τελευταίων τιμών κατά 4 μήνες και μέχρι την εφαρμογή της απόφασης ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/30971/1190, ενώ με το άρθρο 92 του Νόμου υπ' αριθμ. 4796/2021, δόθηκε και άλλη παράταση 10 μηνών στο πλαίσιο αντιμετώπισης των δυσκολιών που αντιμετωπίζουν λόγω του Covid19 στην υλοποίηση των επενδύσεων οι εν δυνάμει παραγωγοί ΑΠΕ. (46), (56)

Πίνακας 11: ΤΑ Σταθμών ΑΠΕ εκτός ανταγωνιστικών διαδικασιών (ΦΒ)

(57), (56)

A/A	Κατηγορία Σταθμών	Τ.Α. €/MWh	Ημερομηνία θέσης σε λειτουργία του σταθμού
1	Φ/Β < 500kW	70,3	Έως 26/11/2020
		65,74	Έως 01/03/2022
2	Φ/Β (ενεργειακές κοινότητες) ≤ 1MW ή ΦΒ (Αγροτικά) < 500kW	73,64	Έως 26/11/2020
		68,87	Έως 01/03/2022

Στις 20/03/2019 εκδόθηκε η ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/25511/882 η οποία ορίζει τις Τ.Α. των Χερσαίων Αιολικών που θα λειτουργήσουν από 01/01/2021. Με την πράξη νομοθετικού περιεχομένου (ΦΕΚ 75Α/30.3.2020) στο άρθρο 55 παράγραφος 3β και στο άρθρο 92 του Νόμου υπ' αριθμ. 4796/2021, για τα μέτρα αντιμετώπισης της πανδημίας Covid-19 δόθηκε παράταση στην εφαρμογή των νέων Τ.Α για τα έργα που προβλέπει η εν λόγω απόφαση (48). Οι τιμές της κατηγορίας 1 του πίνακα 7 (Χερσαία Αιολικά) μεταβάλλονται τελικά ως εξής (58):

Πίνακας 12: ΤΑ Σταθμών ΑΠΕ εκτός ανταγωνιστικών διαδικασιών (θέση σε λειτουργία 01/03/2022)

(57) (58)

A/A	Για έργα ΑΠΕ που θα τεθούν σε λειτουργία από την 01/03/2022		
	Κατηγορία Σταθμών	Τ.Α. €/MWh	Επιτόκιο Αναγωγής
1	Χερσαία Αιολικά >3MW	70	7 %
2	Χερσαία Αιολικά >60Kw και ≤3MW	79	7,5 %
3	Χερσαία Αιολικά >60Kw και ≤6MW που ανήκουν σε ενεργειακές κοινότητες	82	7 %
4	Αιολική Ενέργεια για έργα εφαρμογής των διατάξεων της απόφασης της Ρ.Α.Ε. 904/2011 με τις τροποποιήσεις της, καθώς και για έργα που ανήκουν στον Πίνακα 3 των παραπάνω αποφάσεων της Ρ.Α.Ε.	65	8 %

Στις 26/03/2020 εκδόθηκε η υπ’ αριθμ ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/30971/1190 για την προσθήκη νέων κατηγοριών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. και καθορισμός των Τ.Α για έργα που ξεκινούν την λειτουργία τους από το 2021 και μετά. Συμπερασματικά, οι Τ.Α. των κατηγοριών των έργων που παρουσιάζονται στον πίνακα που ακολουθεί δεν θα εξαρτώνται πια από τη μεσοσταθμική τιμή των ανταγωνιστικών διαγωνισμών της ΡΑΕ αλλά θα έχουν τις ακόλουθες τιμές που αναφέρονται στους ακόλουθους πίνακες. Και εδώ η εφαρμογή τους παρατείνεται λόγω των μέτρων για την αντιμετώπιση της πανδημίας Covid-19.

Πίνακας 13: ΤΑ Σταθμών ΑΠΕ εκτός ανταγωνιστικών διαδικασιών (θέση σε λειτουργία 01/03/2022)

(55), (57), (56)

Α/Α	Για έργα ΑΠΕ που θα τεθούν σε λειτουργία από την 01/03/2022		
	Κατηγορία Σταθμών	Τ.Α. €/MWh	Επιτόκιο Αναγωγής
1	Φ/Β $\leq 200\text{kW}$	63	6,8%
2	Φ/Β $> 200\text{kW} < 500 \text{ kW}$	63	6,8%
3	Φ/Β (Ενεργειακές Κοινότητες) $\leq 200\text{kW}$	65	7,4%
4	ΦΒ (Αγροτικά) $\leq 200\text{kW}$	65	7,4%
8	Φ/Β (Ενεργειακές Κοινότητες) $> 200\text{Kw}$ και $\leq 1\text{MW}$ ΦΒ (Αγροτικά) $> 200\text{kW}$ και $< 500\text{kW}$	65	7,4%

Πίνακας 14: ΤΑ Σταθμών ΑΠΕ εκτός ανταγωνιστικών διαδικασιών (θέση σε λειτουργία 01/11/2022)

(55), (57), (56)

Α/Α	Για έργα ΑΠΕ που θα τεθούν σε λειτουργία από την 01/11/2022		
	Κατηγορία Σταθμών	Τ.Α. €/MWh	Επιτόκιο Αναγωγής
1	Αιολικά $> 3\text{MW}$	60	6,2%
2	Αιολικά $> 60\text{kW}$ και $\leq 3\text{MW}$	72	6,8%
3	Βιοαέριο από Βιομάζα $\leq 1\text{MW}$	219	8%
4	Βιοαέριο από Βιομάζα $> 1\text{MW}$ και $\leq 3\text{MW}$	209	8%
5	Αιολικά (Ενεργειακές Κοινότητες) $> 60\text{Kw}$ και $\leq 6\text{MW}$	75	7,4%
6	ΜΥΗΣ $\leq 3\text{MWe}$	90	8,0%
7	ΜΥΗΣ $> 3\text{MWe}$ και $\leq 15\text{MWe}$	87	8,0%
8	Βιομάζα (Καύση/Πυρόλυση) $\leq 1\text{MW}$	176	8,0%

9	Βιομάζα (Αεριοποίηση) $\leq 1$ MW	185	8,0%
10	Βιομάζα $> 1$ MW και $\leq 5$ MW	153	7,4%
11	Βιομάζα $> 5$ MW	133	7,4%
12	Αέρια ΧΥΤΑ $\leq 2$ MW	123	8,0%
13	Αέρια ΧΥΤΑ $> 2$ MW	99	7,4%
14	Βιοαέριο από Βιομάζα $> 3$ MW	192	7,4%

Σύμφωνα με το άρθρο 4 παράγραφο 4 του 4414/2016 για τον υπολογισμό της Λειτουργικής Ενίσχυσης ενός σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. χρησιμοποιείται η Τ.Α. που ισχύει κατά την ημερομηνία έναρξης λειτουργίας (κανονικής ή δοκιμαστικής) του σταθμού. Οι παραγωγοί έχοντας υπογράψει Σύμβαση Λειτουργικής Ενίσχυσης και έχοντας επίσης κατασκευάσει το έργο, ανάμεναν τον ΔΕΔΔΗΕ να πραγματοποιήσει την σύνδεση του πάρκου στο δίκτυο. Ο ΔΕΔΔΗΕ λόγω ελλείψεων σε προσωπικό και υλικών μπορούσε να καθυστερήσει την σύνδεση του Σταθμού και ως εκ τούτου να δημιουργήσει μεγάλη αβεβαιότητα στην επένδυση αφού η Τ.Α. μπορούσε να μεταβληθεί έως και 2 φορές μέσα στο έτος (κυρίως για φωτοβολταϊκούς σταθμούς). Η λύση στο συγκεκριμένο ζήτημα δόθηκε με τον Ν.4736/2020 όπου το άρθρο 20 αναφέρει ότι το «κλείδωμα» της Τ.Α. πλέον γίνεται με την υποβολή πλήρη φακέλου ετοιμότητας του έργου στον ΔΕΔΔΗΕ ο οποίος εν συνεχεία εκδίδει την βεβαίωση ολοκλήρωσης και ενημερώνει τις αρμόδιες υπηρεσίες (ΔΑΠΕΕΠ, ΑΔΜΗΕ). (42) (59)

## 2.4 Target Model

Ο Ευρωπαϊκός κανονισμός 714/2009 σχετικά με τους όρους πρόσβασης στο δίκτυο για τις διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας όρισε ως στόχο, να εξασφαλιστεί η βέλτιστη διαχείριση του δικτύου μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας και να δοθεί η δυνατότητα διασυνοριακού εμπορίου και προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας σε όλη την Ευρώπη. Για το σκοπό αυτό θα πρέπει να συγκροτηθεί ένα ευρωπαϊκό δίκτυο διαχειριστών συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας («ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας») το οποίο θα προχωρήσει στη σύζευξη των αγορών χονδρεμπορικής σε Πανευρωπαϊκό Επίπεδο για βέλτιστη χρήση των διαθέσιμων μονάδων παραγωγής. (60) (61) Οι δύο βασικοί πυλώνες της Ευρωπαϊκής πολιτικής για την ηλεκτρική ενέργεια είναι η αύξηση του μεριδίου των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και η ολοκλήρωση της εσωτερικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. (62)

Ορισμένα από τα σημαντικά οφέλη από την ένταξη της ελληνικής αγοράς στην κοινή ευρωπαϊκή αγορά ηλεκτρικής ενέργειας είναι τα εξής:

- Ο διασυνοριακός ανταγωνισμός θα επιφέρει αυξημένη ανάγκη για βελτιστοποίηση των διαδικασιών, ελαχιστοποίηση του κόστους και μεγιστοποίηση της απόδοσης, προς όφελος των τελικών καταναλωτών και της οικονομίας γενικότερα με δίκαιες και ανταγωνιστικές τιμές χονδρεμπορικής αγοράς.
- Κάθε ηλεκτρική εταιρεία θα έχει πρόσβαση σε μια πολύ μεγαλύτερη αγορά, κατ’ αρχάς περιφερειακή και σε βάθος χρόνου πανευρωπαϊκή, με όλα τα πλεονεκτήματα που αυτό συνεπάγεται για την εξωστρέφεια, τη διεύρυνση του πελατολογίου και αύξηση του κύκλου εργασιών της.
- Ενίσχυση της ασφάλειας του ενεργειακού εφοδιασμού της χώρας.
- Αποδοτικότερη ένταξη των ΑΠΕ και της απόκρισης ζήτησης στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, υποστηρίζοντας τον διεθνή στόχο μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου και την απανθρακοποίηση της Ευρωπαϊκής οικονομίας. (63) (64)

Ο Νόμος 4425/2016 ακολουθώντας τον Κανονισμό (ΕΚ) 714/2009 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου σχετικά με τους όρους πρόσβασης στο δίκτυο για τις διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας προχώρησε στην αναδιοργάνωση της ελληνικής αγοράς ενέργειας στην πρόβλεψη για κατάργηση του Η.Ε.Π. ορίζοντας ότι οι συναλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα θα διενεργούνται στην Αγορά Επόμενης Ημέρας, την Ενδοημερήσια Αγορά και την Αγορά Εξισορρόπησης. (65)

#### **Χονδρική αγορά προθεσμιακών προϊόντων Η/Ε (Forward Market)**

Η αγορά αυτή επιτρέπει στους συμμετέχοντες να συνάπτουν συμβάσεις αγοράς και πώλησης, με υποχρέωση φυσικής παράδοσης ηλεκτρικής ενέργειας σε μελλοντικό χρόνο και την πληρωμή των συμβολαίων πώλησης και αγοράς σε προσυμφωνημένες τιμές. Δίνεται επίσης η δυνατότητα αγοράς και πώλησης προθεσμιακών προϊόντων εκτός της αγοράς αυτής (bilateral-OTC προϊόντα).

#### **Αγορά Επόμενης Ημέρας (Day Ahead Market)**

Η Αγορά της Επόμενης Ημέρας ή Προημερήσια Αγορά (Day-Ahead Market) είναι η βασική χονδρεμπορική αγορά, όπου αγοράζονται και πωλούνται οι ποσότητες ηλεκτρικής ενέργειας που θα παραχθούν και θα παραδοθούν την επόμενη μέρα. Σε αντιστοιχία με τη Χονδρική Αγορά Προθεσμιακών Προϊόντων, οι Συμμετέχοντες διαπραγματεύονται ποσότητες ηλεκτρικής ενέργειας με ημέρα φυσικής παράδοσης αυτών την επόμενη ημέρα της

διαπραγμάτευσης με τον περιορισμό ότι η ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που μπορούν να διαπραγματευθούν περιορίζεται από την ισχύ των μονάδων τους ή το σύνολο των φορτίων που εκπροσωπούν και την ποσότητα ενέργειας που εμπορεύθηκαν και πούλησαν στην προγενέστερη χρονικά Χονδρική Αγορά Προθεσμιακών Προϊόντων. Στην αγορά επόμενης ημέρας δηλώνονται επίσης και οι ποσότητες ενέργειας που έχουν δεσμευτεί μέσω διενέργειας συναλλαγών επί προθεσμιακών προϊόντων, που έχουν πραγματοποιηθεί είτε μέσω της χονδρικής αγοράς προθεσμιακών προϊόντων, είτε εκτός αυτής. Παράλληλα, θα πραγματοποιείται έμμεση κατανομή (implicit allocation) της μεταφορικής ικανότητας στις διασυνδέσεις, μέσω σύζευξης των αγορών επόμενης ημέρας των Ευρωπαϊκών χωρών.

### **Ενδοημερήσια Αγορά (Intraday Market)**

Η αγορά αυτή επιτρέπει στους συμμετέχοντες να υποβάλλουν εντολές συναλλαγών για συμπληρωματικές αγορές και πωλήσεις εντός της ίδιας ημέρας παράδοσης μετά τη λήξη της προθεσμίας υποβολής εντολών συναλλαγών στην αγορά επόμενης ημέρας δηλαδή να διαπραγματεύονται ποσότητες ενέργειας που διαπραγματεύθηκαν και πούλησαν στην Χονδρική Αγορά Προθεσμιακών Προϊόντων και στην Αγορά Επόμενης Ημέρας με περαιτέρω περιορισμούς που δύνανται να προκύψουν από την Αγορά Εξισορρόπησης. Οι συμμετέχοντες έχοντας στην διάθεσή τους νέες πληροφορίες, οι παραγωγοί γνωρίζοντας την παραγωγή τους και οι καταναλωτές την απαιτούμενη ποσότητα ενέργειας που θα χρειαστούν προκειμένου να βελτιστοποιήσουν την θέση τους είναι σε θέση να εξισορροπήσουν την θέση τους σε πολύ μεγάλο βαθμό. Γνωρίζοντας τα αποτελέσματα από την εκκαθάριση της προηγούμενης μέρας και ευρισκόμενοι όσο το δυνατό πλησιέστερα στον πραγματικό χρόνο μπορούν να ελαχιστοποιήσουν κατά το δυνατόν περισσότερο το κόστος των αποκλίσεων από την διακύμανση της καθαρής τους θέσης. (66) (65) (67)

Η λειτουργία των αγορών αυτών έχει ανατεθεί στο Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας Α.Ε. (EXE Α.Ε.). Το Ελληνικό Χρηματιστήριο αποτελεί, ως διάδοχο σχήμα του ΛΑΓΗΕ, τον Ορισθέντα Διαχειριστή Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΟΔΑΗΕ, Nominated Electricity Market Operator – NEMO), για τη σύζευξη της αγοράς επόμενης ημέρας και τη σύζευξη της ενιαίας ενδοημερήσιας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, σύμφωνα με την απόφαση του Υπουργού ΠΕΝ ΑΠΕΗΛ/Γ/Φ1/οικ.184866. (68)

### **Αγορά Εξισορρόπησης (Balancing Market)**

Στην Αγορά Εξισορρόπησης (Balancing Market) εξισορροπείται η ζήτηση με την διαθέσιμη προσφορά σε πραγματικό χρόνο, καλύπτονται διαφορές μεταξύ των



προβλέψεων/αποτελεσμάτων των προηγούμενων δυο αγορών και της πραγματικής παραγωγής και αποζημιώνονται οι μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για τη διαθεσιμότητά τους να συμβάλλουν σε αυτή τη διαδικασία εξισορρόπησης. Την αγορά αυτή λειτουργεί ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ). Περιλαμβάνει τις εξής αγορές:

- Αγορά ισχύος εξισορρόπησης.
- Αγορά ενέργειας εξισορρόπησης.
- Εκκαθάριση αποκλίσεων.

Οι Συμμετέχοντες έχουν υποχρέωση υποβολής προσφορών με υποχρέωση φυσικής παράδοσης για το σύνολο της διαθέσιμης ισχύος τους, τόσο στην αγορά ενέργειας όσο και στην αγορά ισχύος εξισορρόπησης. Στην Αγορά εξισορρόπησης, δίνεται η δυνατότητα στους συμμετέχοντες από τον Διαχειριστή Συστήματος που διαχειρίζεται τις αποκλίσεις του συστήματος (Α.Δ.Μ.Η.Ε), να ισορροπούν την παραγωγή ή την κατανάλωση τους. Οι συμμετέχοντες πληρώνονται από τον Διαχειριστή σε περίπτωση που χρειαστεί να αυξήσουν την παραγωγή τους ή να μειώσουν την κατανάλωσή τους ενώ σε αντίθετη περίπτωση πληρώνουν το Διαχειριστή για ενδεχόμενη μείωση της παραγωγής ή αύξηση της κατανάλωσης τους. (66) (65) (67) (69)

## 2.5 Εγγυήσεις Προέλευσης

Οι νέοι σταθμοί ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ που ξεκίνησαν τη λειτουργία τους υπό το νέο πλαίσιο της λειτουργικής ενίσχυσης και αυτοί που θα το κάνουν τα επόμενα έτη έχουν πλέον να αντιμετωπίσουν τις όλο και μικρότερες τιμές αναφοράς τόσο εκτός όσο και εντός διαγωνισμών ΡΑΕ, τα κόστη εξισορρόπησης της νέας αγοράς του Target Model καθώς και για έργα με Συμβάσεις Διαφορικής Προσαύξησης την αμοιβή του φορέα εκπροσώπησής τους. Τα business plan των έργων δεν μπορούν σε καμία περίπτωση να είναι ακριβή σε μια τόσο ραγδαία μεταβαλλόμενη και ανταγωνιστική αγορά και οι επενδυτές δεν μπορούν να κάνουν εύκολα τον προγραμματισμό της χρηματοδότησης και ως εκ τούτου ούτε τις Καθαρές Ταμειακές Ροές τους. Ένα επιπλέον έσοδο που ίσως τα επόμενα χρόνια γίνει σημαντικά υπολογίσιμο είναι οι Εγγυήσεις Προέλευσης.

Οι Εγγυήσεις Προέλευσης είναι ηλεκτρονικά πιστοποιητικά που εκδίδονται από τον αρμόδιο Φορέα Έκδοσης και πιστοποιούν την προέλευση ηλεκτρικής ενέργειας ίσης με 1MWh που παράγεται από ΑΠΕ σε μια Εγκατάσταση για ορισμένη χρονική περίοδο. Εκδίδονται από τον

παραγωγό και μεταβιβάζονται είτε στον καταναλωτή, είτε στον προμηθευτή και εν συνεχεία στον καταναλωτή, όπου εκπληρώνουν τον σκοπό τους και ακυρώνονται. Οι εγγυήσεις προέλευσης δείχνουν όχι μόνο την ποσότητα της πράσινης ενέργειας αλλά και την τεχνολογία που την παράγαγε. (37) (70)

Όσο οι καταναλωτές αποκτούν περιβαλλοντική συνείδηση κυρίως λόγω της εκτεταμένης πλέον ενημέρωσης αλλά και των επιπτώσεων που βιώνουν με την κλιματική αλλαγή και όσο οι βιομηχανίες θέλουν να ενισχύουν το περιβαλλοντικό τους προφίλ, τόσο οι εγγυήσεις προέλευσης θα γίνονται πιο δημοφιλείς προς απόκτηση και τα οφέλη για τους παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ θα αυξάνονται. Οι εγγυήσεις προέλευσης διατίθενται με τους εξής τρόπους:

1. Διμερείς Συμβάσεις

Δημιουργούν άμεση σχέση πωλητή αγοραστή, με τους όρους να καθορίζονται από τα 2 συμβαλλόμενα μέρη και δεν υπάρχουν περαιτέρω κόστη για υπηρεσίες εκπροσώπησης και διάθεσης.

2. Ανάθεση σε εταιρείες διαχείρισης χαρτοφυλακίου

Οι εν λόγω εταιρείες λειτουργούν ως traders για μεγάλους όγκους Εγγυήσεων Προέλευσης, εξασφαλίζουν στους παραγωγούς αυξημένη ρευστότητα όμως δεν παύουν να υπάρχουν σταθερά και μεταβλητά κόστη από τις παρεχόμενες υπηρεσίες.

3. Διάθεση με χρήση Διαμεσολαβητών

Οι διαμεσολαβητές μπορούν να εξασφαλίσουν καλύτερες τιμές διάθεσης λόγω καλύτερης γνώσης της αγοράς αλλά υπάρχει και η απαιτούμενη προμήθεια.

4. Χρηματιστήριο Ενέργειας

Η διαπραγμάτευση των Εγγυήσεων Προέλευσης στο Χρηματιστήριο Ενέργειας εξασφαλίζει διαφάνεια και μείωση του ρίσκου όμως οι παραγωγοί επιβαρύνονται με επιπλέον έξοδα.

5. Ανοιχτές Δημοπρασίες

Τις εγγυήσεις προέλευσης τις διαχειρίζεται το κράτος και αγοραστής είναι συνήθως οι προμηθευτές ενέργειας.

6. Τεχνολογίες Blockchain

Είναι ένας ταχέως διαδεδομένος τρόπος πραγματοποίησης συναλλαγών που μπορεί εφαρμοζόμενος στην διάθεση των Εγγυήσεων Προέλευσης να αυξήσει τη διαφάνεια, την ασφάλεια των συναλλαγών και να εξασφαλίσει επιπλέον έσοδα από τη μη διαμεσολάβηση τρίτων. (70)

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται κάποιες ενδεικτικές τιμές από 3 δημοπρασίες που διενεργήθηκαν από το Ευρωπαϊκό Χρηματιστήριο Ενέργειας (EEX, European Energy Exchange) για λογαριασμό της Γαλλίας.

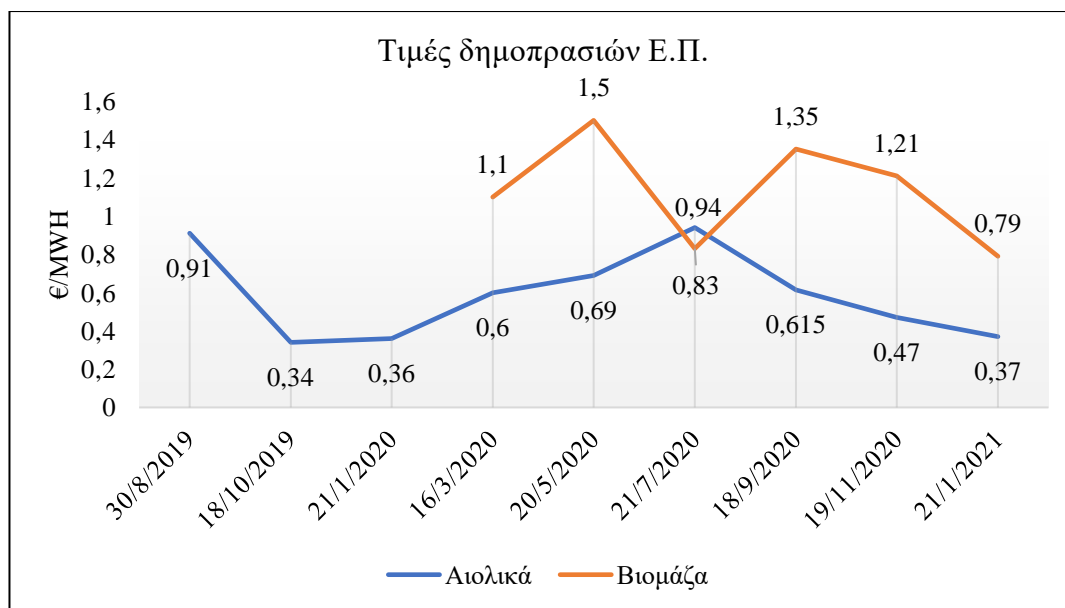
Πίνακας 15: Τιμές Δημοπρασιών Εγγυήσεων Προέλευσης από το Γαλλικό Κράτος ανά τεχνολογία (70), (71)

Τεχνολογία	Μέση Τιμή Πώλησης (Μάρτιος-Απρίλιος 2019) €/MWh	Μέση Τιμή Πώλησης (Οκτώβριος 2020) €/MWh
Αιολικά	0.47	0.13
Υδροηλεκτρικά	0.31	0.12
Φωτοβολταϊκά	0.68	0.13
Θερμική ενέργεια	0.39	0.16

Στο γράφημα που ακολουθεί παρουσιάζονται οι τιμές των Εγγυήσεων Προέλευσης που δημοπρατήθηκαν από το Χρηματιστήριο Ενέργειας της Κροατίας για τις τεχνολογίες των αιολικών και της βιομάζας για τα έτη 2019, 2020, 2021.

Γράφημα 24: Τιμές Δημοπρασιών Εγγυήσεων Προέλευσης από το Χρηματιστήριο Ενέργειας της Κροατίας για τις τεχνολογίες Αιολικών και Βιομάζας

(72)



Οι τρέχουσες τιμές πώλησης των Εγγυήσεων Προέλευσης μπορεί να μην είναι ιδιαίτερα ελκυστικές ειδικά για μικρά έργα ΑΠΕ όμως η ζήτησή τους θα αυξηθεί κατακόρυφα τα επόμενα χρόνια και θα αποτελέσουν ένα βοήθημα στις ταμειακές ροές των επιχειρηματικών πλάνων. Σε αυτό θα βοηθήσει σίγουρα το νεοσύστατο Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας, οι αρμόδιοι φορείς Έκδοσης των Εγγυήσεων Προέλευσης (ΔΑΠΕΕΠ, ΔΕΔΔΗΕ, ΚΑΠΕ) καθώς και η ανάπτυξη από την διεύθυνση των Εγγυήσεων Προέλευσης του ΔΑΠΕΕΠ Πληροφοριακού Συστήματος για την διασύνδεση του Ελληνικού Μητρώου με το Ευρωπαϊκό ηλεκτρονικό hub συναλλαγών.

## 2.6 Μεταβατικό Τέλος Ασφάλειας Εφοδιασμού

Το Μεταβατικό Τέλος Ασφάλειας Εφοδιασμού (ΜΤΑΕ) είναι ένα μηνιαίο ποσό που εισπράττουν οι Διαχειριστές από τους Παραγωγούς και αποτελεί έσοδο του Ειδικού Λογαριασμού Αποθεματικού Ασφάλειας Εφοδιασμού από τα έσοδα του οποίου καταβάλλεται το οικονομικό αντιστάθμισμα για την Υπηρεσία Διακοπόμενου Φορτίου. (73)

Η διακοψιμότητα συνιστά υπηρεσία συνιστάμενη στην παροχή δικαιώματος από τον Διακοπόμενο Καταναλωτή στον Διαχειριστή του Συστήματος να επιβάλει πρόσκαιρο περιορισμό της ενεργού ισχύος του Διακοπόμενου Καταναλωτή μέχρι μία συμφωνημένη μέγιστη τιμή (Μέγιστη Συμφωνηθείσα Ισχύς) μετά από προειδοποίηση, έναντι οικονομικού ανταλλάγματος.

Τον Ιούλιο 2020 ξεκίνησε πάλι η εφαρμογή του ΜΤΑΕ μετά από την διακοπή ορισμένων μηνών, εν αναμονή της Υπουργικής Απόφασης. Το βασικό ποσοστό παρακράτησης για όλους ανεξαιρέτως τους παραγωγούς ΑΠΕ ορίζεται ως ένα ποσοστό 2% για τις Μονάδες Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. επί των πιστώσεων και χρεώσεων της μονάδας που προέρχονται από πώληση ηλεκτρικής ενέργειας και προκύπτουν ως αποτέλεσμα της εφαρμογής της Συμβάσεως Πωλήσεως Ηλεκτρικής Ενέργειας ή της Συμβάσεως Λειτουργικής Ενίσχυσης, πολλαπλασιαζόμενο με έναν συντελεστή διαφοροποίησης ανάλογα με την κατηγορία που ανήκει η κάθε μονάδα παραγωγής σύμφωνα με τον ακόλουθο πίνακα. (74)

Πίνακας 16: Συντελεστές Διαφοροποίησης ανά κατηγορία Μονάδων Παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για υπολογισμό ΜΤΑΕ

(73)

<b>Συντελεστές Διαφοροποίησης Υπολογισμού ΜΤΑΕ</b>	
<b>ΑΠΕ με Συμβάσεις Πώλησης Η.Ε. (ΣΠΗΕ)</b>	
Βιοαέριο από Βιομάζα/Βιομάζα/ Αέρια ΧΥΤΑ	0,33%
ΜΥΗΣ	0,4%
Χερσαία Αιολικά	0,9%
Φωτοβολταϊκά	1,8%
ΣΗΘΥΑ	0,15%
Αιολικά Πάρκα στη θάλασσα	0,9%
ΑΠΕ με ΣΕΣΤ και εγκατεστημένη ισχύ $\geq 400\text{KW}$ με ημερομηνία σύνδεσης $\geq 04/07/2019$	
	0,28%
ΑΠΕ με ΣΕΣΤ και εγκατεστημένη ισχύ $< 400\text{KW}$ με ημερομηνία σύνδεσης $\geq 04/07/2019$	
	1,8%
<b>ΑΠΕ με ΣΕΔΠ</b>	
	0,28%

## 2.7 Ειδικό Τέλος ΑΠΕ

Η ανάπτυξη έργων ΑΠΕ μπορεί να συμβάλει ουσιαστικά στην ενίσχυση της τοπικής απασχόλησης, στη μείωση της ανεργίας και στη γενικότερη προσπάθεια μετριασμού της κλιματικής αλλαγής και των περιβαλλοντικών επιπτώσεων, δεν παύουν όμως να υπάρχουν και τα ζητήματα για τις τοπικές κοινωνίες όπως για παράδειγμα η οπτική όχληση καθώς και η δέσμευση της χρήσης γης με άμεσο οικονομικό αντίκτυπο.

Σε μια προσπάθεια μετριασμού των όποιων επιπτώσεων από την εγκατάσταση έργων ΑΠΕ, θεσπίστηκε στην αρχή στο άρθρο 25 του Ν. 3468/2006 το Ειδικό Τέλος για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (Α.Π.Ε.) και ολοκληρώθηκε θεσμικά το 2014 με την υπ’ αριθμ. ΑΠΕΗΛ/Α/Φ1/οικ.23840/23.12.2014 ενώ τέθηκε σε εφαρμογή το 2016. (38) (75)

Το Ειδικό Τέλος αφορά όλα τα έργα ΑΠΕ εκτός από τα φωτοβολταϊκά συστήματα και υπολογίζεται ως ποσοστό 3% επί της, προ Φ.Π.Α., τιμής πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας στον Διαχειριστή του Συστήματος ή του Δικτύου ή των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών. Από αυτό, το 1% αποδίδεται στους κατόχους άδειας προμήθειας Ηλεκτρικής Ενέργειας υπέρ των οικιακών καταναλωτών, οι οποίοι βρίσκονται εντός των διοικητικών ορίων των δημοτικών ή τοπικών κοινοτήτων όπου είναι εγκατεστημένοι σταθμοί ΑΠΕ και ποσοστό 0,3% αποδίδεται υπέρ του Ειδικού Ταμείου Εφαρμογής Ρυθμιστικών και Περιβαλλοντικών Σχεδίων (Ε.Τ.Ε.Ρ.Π.Σ.). Τα ποσά που αφορούν στο ειδικό τέλος υπέρ ΟΤΑ πρέπει να προορίζονται σε ποσοστό 80% αποκλειστικά και μόνο σε περιβαλλοντικές δράσεις και έργα τοπικής ανάπτυξης και κοινωνικής υποστήριξης εντός των διοικητικών ορίων της δημοτικής ή τοπικής κοινότητας όπου είναι εγκατεστημένος ο σταθμός ΑΠΕ ή διέρχεται η γραμμή σύνδεσης, ενώ το υπόλοιπο 20% στην υπόλοιπη περιφέρεια του οικείου ΟΤΑ. (75)

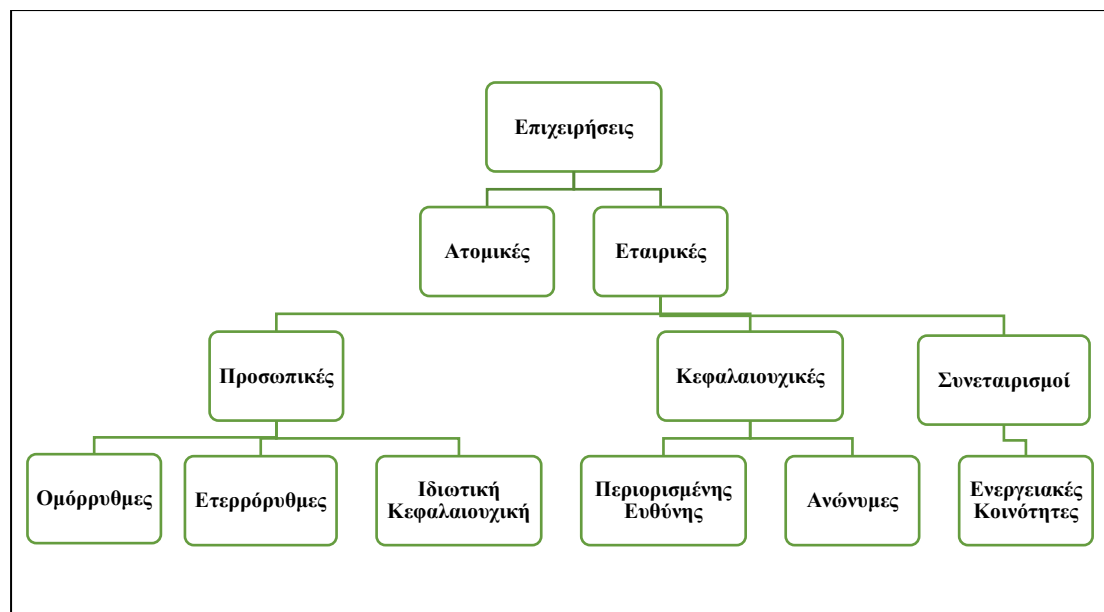
## Κεφάλαιο 3

### 3.1 Νομικές Μορφές Επιχειρήσεων

Ένας υποψήφιος επενδυτής έργου ΑΠΕ πέρα από την επιλογή τεχνολογίας και μεγέθους εγκατεστημένης ισχύος με ότι αυτά συνεπάγονται για την αδειοδότηση, λειτουργία, οικονομικά οφέλη και υποχρεώσεις του έργου, χρειάζεται να επιλέξει τη νομική μορφή της εταιρίας που θα ιδρύσει και στην οποία θα ανήκει το έργο ΑΠΕ. Πολύ σημαντικές παράμετροι είναι το εύρος του προς επένδυση κεφαλαίου, το κόστος σύστασης, οι φορολογικοί συντελεστές, ο εκτιμώμενος χρονικός ορίζοντας λειτουργίας και ο διαμοιρασμός των κερδών. Οι μορφές των επιχειρήσεων οι οποίες αφορούν τα έργα ΑΠΕ είναι οι εξής:

Γράφημα 25: Μορφές Επιχειρήσεων ως φορείς έργων ΑΠΕ

(76)



#### 3.1.1 Ατομική Επιχείρηση

Η ατομική επιχείρηση είναι η πιο παλιά και πιο απλή μορφή επιχείρησης. Ιδρύεται, οργανώνεται και διοικείται από ένα άτομο το οποίο είναι υπεύθυνο για τις αποφάσεις και τις συνέπειές τους. Ο ιδιοκτήτης είναι αυτός που απολαμβάνει όλα τα κέρδη αλλά επιβαρύνεται με τις ζημιές της επιχειρηματικής του δραστηριότητας. Υπάγεται στις νομοθετικές διατάξεις του Νόμου 4172/2013 καθώς και στον Νόμο 4646/2019 άρθρο 6 σχετικά με τους φορολογικούς συντελεστές. (77) (78) (79)

Πίνακας 17: Ατομική Επιχείρηση (Χαρακτηριστικά και Υποχρεώσεις)

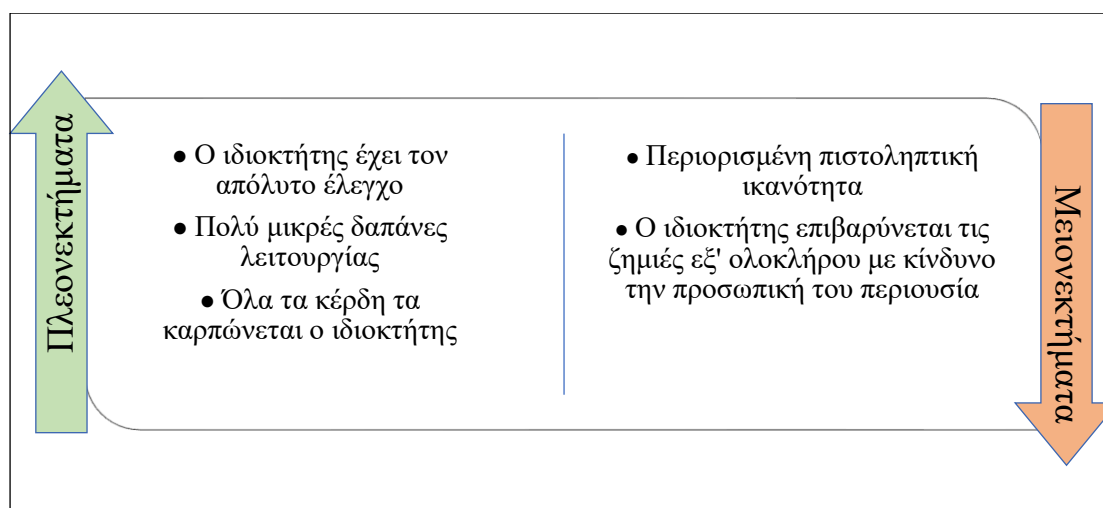
(77) (78) (79) (80)

<b>Ελάχιστο Κεφάλαιο</b>	<b>Δεν απαιτείται</b>	
<b>Φορολογία</b>	<b>Εισόδημα</b>	<b>Φορολογικός Συντελεστής</b>
	0-10.000	9%
	10.001-20.000	22%
	20.001-30.000	28%
	30.001-40.000	36%
	≥40.001	44%
<b>Ασφαλιστικές Εισφορές</b>	1.632 (για τα 5 πρώτα χρόνια) 2.640 € (το έτος για τα επόμενα) (εκτιμώμενο για την μικρότερη ασφαλιστική κατηγορία)	
<b>Εισφορά Αλληλεγγύης</b>	<b>Εισόδημα</b>	<b>Φόρος</b>
	0-12.000	0€ ανά έτος
	12.001–20.000	176€ ανά έτος
	20.001–30.000	500€ ανά έτος
	30.001–40.000	650€ ανά έτος
	40.001–65.000	1.875€ ανά έτος
	65.001–220.000	13.950€ ανά έτος
	>220.000	10%
<b>Κόστος ΓΕΜΗ</b>	30€ ανά έτος	
<b>Μερίσματα</b>	OXI	
<b>Αποθεματικό</b>	OXI	
<b>Τέλος Επιτηδεύματος</b>	650€ ανά έτος από την συμπλήρωση τριετίας και μετά	
<b>Κόστος λογιστικής υποστήριξης</b>	800 € το έτος (εκτιμώμενο)	

Γράφημα 26 Πλεονεκτήματα και Μειονεκτήματα Ατομικών Επιχειρήσεων

(81)





### 3.1.2 Ομόρρυθμη Εταιρεία/ Ετερόρρυθμη Εταιρεία

Ομόρρυθμη είναι η εμπορική προσωπική εταιρεία με νομική προσωπικότητα για τις υποχρεώσεις της οποίας ευθύνονται όλοι οι εταίροι απεριόριστα και εις ολόκληρον. Για την σύστασή της χρειάζεται να συμπράξουν τουλάχιστον δύο άτομα φυσικά ή νομικά πρόσωπα. Όλα τα κέρδη ανήκουν στους εταίρους οι οποίοι τα διαμοιράζουν ανάλογα με την σχετική μεταξύ τους συμφωνία. Στην ετερόρρυθμη εταιρεία εκτός από τους ομόρρυθμους εταίρους που περιγράψαμε υπάρχουν και οι ετερόρρυθμοι εταίροι, οι οποίοι δεν ευθύνονται ή ευθύνονται περιορισμένα. Στην εταιρική επωνυμία δεν πρέπει να συμπεριλαμβάνεται το όνομα του ετερόρρυθμου εταίρου, ενώ ο τελευταίος δεν έχει δικαίωμα εκπροσώπησης της εταιρείας. Συνήθως ο ετερόρρυθμος εταίρος ευθύνεται μόνο ως προς την εισφορά του αν και αυτό δεν είναι πάντα απαραίτητο. (77) (82)

Πίνακας 18: Ομόρρυθμη/Ετερόρρυθμη Επιχείρηση (Χαρακτηριστικά και Υποχρεώσεις)

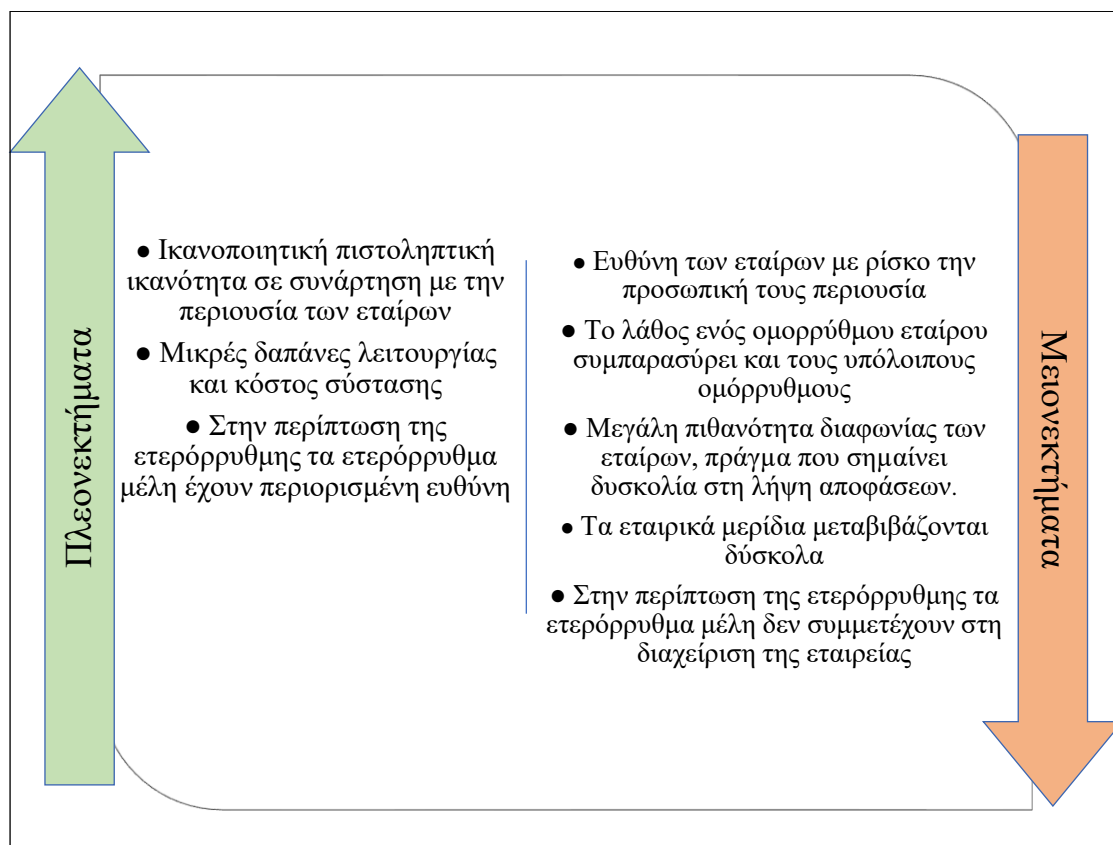
(77) (78) (79) (83)

<b>Ελάχιστο Κεφάλαιο</b>	Δεν απαιτείται
<b>Φορολογία</b>	24%
<b>Ασφαλιστικές Εισφορές</b>	1.632 (για τα 5 πρώτα χρόνια) 2.640 € (το έτος για τα επόμενα) (εκτιμώμενο για την μικρότερη ασφαλιστική κατηγορία και ισχύει για κάθε εταίρο, εκτός των ετερόρρυθμων)
<b>Κόστος ΓΕΜΗ</b>	80€ ανά έτος
<b>Κόστος Επιμελητηρίου</b>	30€ ανά έτος

<b>Εισφορά υπέρ ταμείου Νομικών</b>	0,5% επί του κεφαλαίου	
<b>Εισφορά Αλληλεγγύης</b>	<b>Εισόδημα</b>	<b>Φόρος</b>
	0-12.000	0€ ανά έτος
	12.001–20.000	176€ ανά έτος
	20.001–30.000	500€ ανά έτος
	30.001–40.000	650€ ανά έτος
	40.001–65.000	1.875€ ανά έτος
	65.001–220.000	13.950€ ανά έτος
	>220.000	10%
<b>Μερίσματα</b>	OXI	
<b>Αποθεματικό</b>	OXI	
<b>Τέλος Επιτηδεύματος</b>	1.000€ κάθε έτος για έδρα σε πόλεις >200.000 800€ κάθε έτος για έδρα σε πόλεις <200.000 (μετά την συμπλήρωση της πενταετίας)	
<b>Κόστος λογιστικής υποστήριξης</b>	2.000€ το έτος (εκτιμώμενο)	

Γράφημα 27 Πλεονεκτήματα και Μειονεκτήματα Ομόρρυθμων και Ετερόρρυθμων Εταιρειών

(84)



### 3.1.3 Ιδιωτική Κεφαλαιουχική Εταιρεία (ΙΚΕ)/ Μονοπρόσωπη Ιδιωτική Κεφαλαιουχική Εταιρεία (ΜΙΚΕ)

Με τον Νόμο 4072/2012 εισήχθη μία νέα μορφή εταιρείας η ΙΚΕ. Η εταιρεία αυτή έχει νομική προσωπικότητα και είναι εμπορική, ακόμη και αν ο σκοπός της δεν είναι εμπορική επιχείρηση. Μπορεί να συνιστάται από ένα πρόσωπο ή να καθίσταται μονοπρόσωπη. Μέχρι και σήμερα αποτελεί τη δημοφιλέστερη μορφή στις νεοϊδρυθθείσες εταιρείες. Οι εταίροι που συμμετέχουν σε μία ΙΚΕ δεν είναι υποχρεωμένοι να συνεισφέρουν απαραίτητα σε κεφάλαιο αλλά και μέσω της προσωπικής τους εργασίας, των εξειδικευμένων γνώσεών τους ή και με εμπράγματη εισφορά. (85)

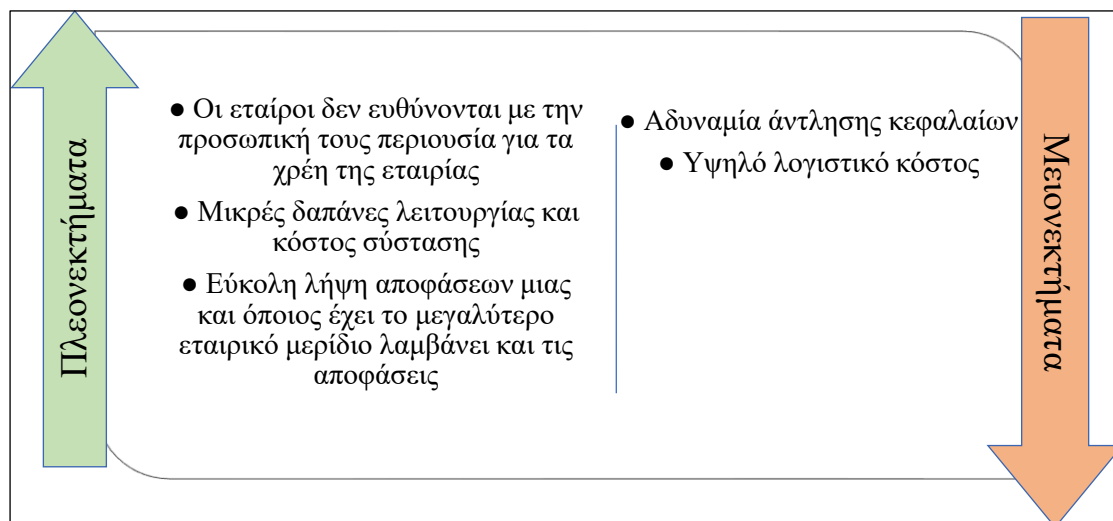
Πίνακας 19: ΙΚΕ/ΜΙΚΕ (Χαρακτηριστικά και Υποχρεώσεις)

(77) (78) (79) (86)

<b>Ελάχιστο Κεφάλαιο</b>	1€	
<b>Φορολογία</b>	24%	
<b>Ασφαλιστικές Εισφορές</b>	1.632 (για τα 5 πρώτα χρόνια) 2.640 € (το έτος για τα επόμενα) (εκτιμώμενο για την μικρότερη ασφαλιστική κατηγορία απαραίτητα μόνο για τον διαχειριστή)	
<b>Κόστος ΓΕΜΗ</b>	100€ ανά έτος	
<b>Κόστος Επιμελητηρίου</b>	40€ ανά έτος	
<b>Εισφορά υπέρ ταμείου Νομικών</b>	Δεν απαιτείται	
<b>Εισφορά Αλληλεγγύης</b>	<b>Εισόδημα</b>	<b>Φόρος</b>
	0-12.000	0€ ανά έτος
	12.001–20.000	176€ ανά έτος
	20.001–30.000	500€ ανά έτος
	30.001–40.000	650€ ανά έτος
	40.001–65.000	1.875€ ανά έτος
	65.001–220.000	13.950€ ανά έτος
	>220.000	10%
<b>Μερίσματα</b>	ΝΑΙ, Φόρος 5% επί των μερισμάτων	
<b>Αποθεματικό</b>	ΝΑΙ 5% επί των κερδών	
<b>Τέλος Επιτηδεύματος</b>	1.000€ κάθε έτος για έδρα σε πόλεις >200.000 800€ κάθε έτος για έδρα σε πόλεις <200.000 (μετά την συμπλήρωση της πενταετίας)	
<b>Κόστος λογιστικής υποστήριξης</b>	3.000€ το έτος (εκτιμώμενο)	

Γράφημα 28 Πλεονεκτήματα και Μειονεκτήματα ΙΚΕ/ΜΙΚΕ

(87)



### 3.1.4 Ανώνυμη Εταιρεία (ΑΕ)

Η Ανώνυμη Εταιρεία (Α.Ε.) είναι κεφαλαιουχική εταιρεία, της οποίας το κεφάλαιο της είναι διαιρεμένο σε μετοχές και υπόκειται στις διατάξεις του Νόμου 4548/2018. (77) Η ΑΕ ιδρύεται από ένα ή περισσότερα πρόσωπα ή μπορεί και να καταστεί μονοπρόσωπη με τη συγκέντρωση όλων των μετοχών σε ένα μόνο πρόσωπο. Τα ιδρυτικά μέλη της μπορεί να είναι φυσικά ή νομικά πρόσωπα. Η διαίρεση του κεφαλαίου γίνεται σε ίσα μερίδια, που ενσωματώνονται σε τίτλους, τις μετοχές. (88)

Πίνακας 20: ΑΕ (Χαρακτηριστικά και Υποχρεώσεις)

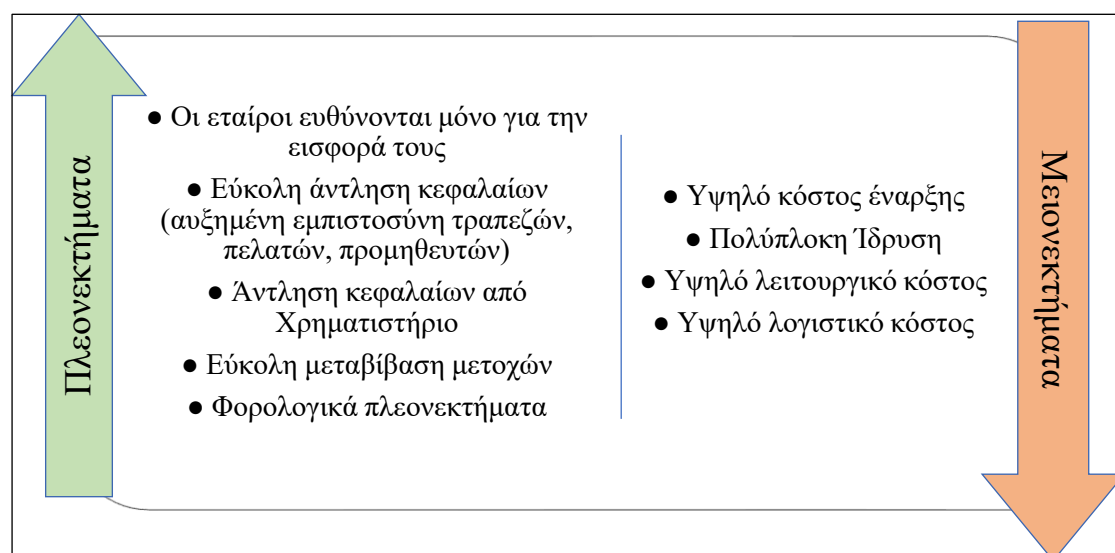
(77) (79)

<b>Ελάχιστο Κεφάλαιο</b>	24.000€
<b>Φορολογία</b>	24%
<b>Ασφαλιστικές Εισφορές</b>	1.632 (για τα 5 πρώτα χρόνια) 2.640 € (το έτος για τα επόμενα) (εκτιμώμενο για την μικρότερη ασφαλιστική κατηγορία, υποχρέωση ασφάλισης τα μέλη του Δ.Σ. όπου είναι ταυτόχρονα και μέτοχοι με ποσοστό άνω του 3%)
<b>Κόστος ΓΕΜΗ</b>	320€ ανά έτος

<b>Κόστος Επιμελητηρίου</b>	50€ ανά έτος	
<b>Εισφορά υπέρ ταμείου Νομικών</b>	0,5% επί του κεφαλαίου	
<b>Εισφορά Αλληλεγγύης</b>	<b>Εισόδημα</b>	<b>Φόρος</b>
	0-12.000	0€ ανά έτος
	12.001–20.000	176€ ανά έτος
	20.001–30.000	500€ ανά έτος
	30.001–40.000	650€ ανά έτος
	40.001–65.000	1.875€ ανά έτος
	65.001–220.000	13.950€ ανά έτος
	>220.000	10%
<b>Μερίσματα</b>	ΝΑΙ, Φόρος 5% επί των μερισμάτων	
<b>Αποθεματικό</b>	ΝΑΙ 5% επί των κερδών	
<b>Τέλος Επιτηδεύματος</b>	1.000€ κάθε έτος για έδρα σε πόλεις >200.000 800€ κάθε έτος για έδρα σε πόλεις <200.000 (μετά την συμπλήρωση της πενταετίας)	
<b>Κόστος λογιστικής υποστήριξης</b>	8.400€ το έτος (εκτιμώμενο)	

Γράφημα 29 Πλεονεκτήματα και Μειονεκτήματα ΑΕ

(89)



### 3.1.5 Εταιρεία Περιορισμένης Ευθύνης (ΕΠΕ)/ Μονοπρόσωπη Εταιρεία Περιορισμένης Ευθύνης (ΜΕΠΕ)

Η ΕΠΕ ή ΜΕΠΕ (αν έχει μόνο ένα μέτοχο) βρίσκεται ανάμεσα στην ανώνυμη και την προσωπική εταιρεία. Έχει συνέλευση των εταίρων με περιορισμένη ευθύνη των μελών κάτι

που παραπέμπει στην ανώνυμη εταιρεία αλλά έχει διαχειριστή αντί διοικητικού συμβουλίου. Το κεφάλαιο διαιρείται σε εταιρικά μερίδια μεγαλύτερα ή ίσα των 30 ευρώ. (90) Η λειτουργία τους περιγράφεται στον Νόμο 3190/1955 Περί Εταιρειών Περιορισμένης Ευθύνης και τον Νόμο 4172/2013. (77)

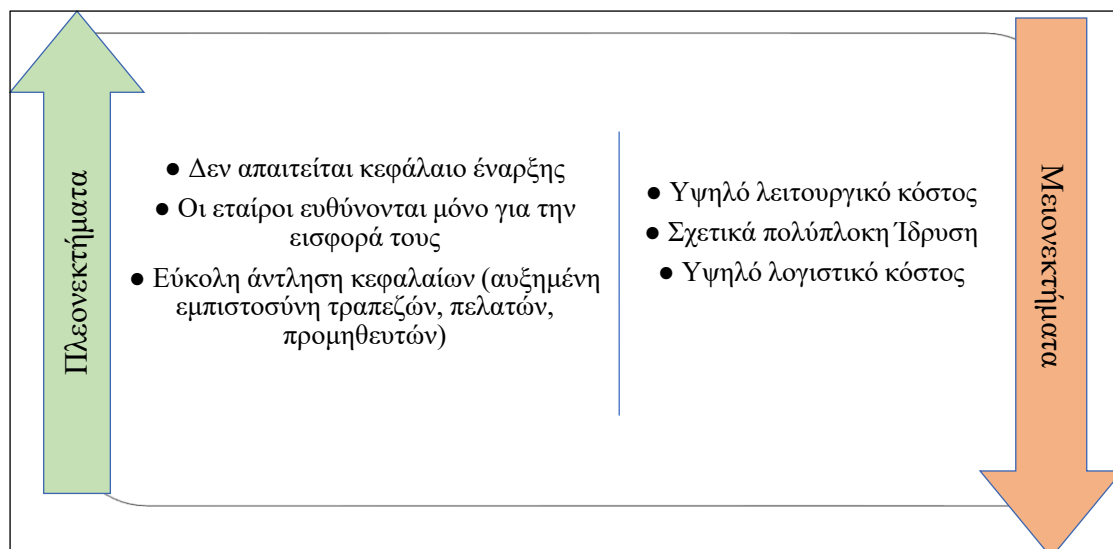
Πίνακας 21: ΕΠΕ/ΜΕΠΕ (Χαρακτηριστικά και Υποχρεώσεις)

(77) (79)

<b>Ελάχιστο Κεφάλαιο</b>	1€	
<b>Φορολογία</b>	24%	
<b>Ασφαλιστικές Εισφορές</b>	1.632 (για τα 5 πρώτα χρόνια) 2.640 € (το έτος για τα επόμενα) (εκτιμώμενο για την μικρότερη ασφαλιστική κατηγορία)	
<b>Κόστος ΓΕΜΗ</b>	150€ ανά έτος	
<b>Κόστος Επιμελητηρίου</b>	40€ ανά έτος	
<b>Εισφορά υπέρ ταμείου Νομικών</b>	δεν απαιτείται	
<b>Εισφορά Αλληλεγγύης</b>	<b>Εισόδημα</b>	<b>Φόρος</b>
	0-12.000	0€ ανά έτος
	12.001–20.000	176€ ανά έτος
	20.001–30.000	500€ ανά έτος
	30.001–40.000	650€ ανά έτος
	40.001–65.000	1.875€ ανά έτος
	65.001–220.000	13.950€ ανά έτος
	>220.000	10%
<b>Μερίσματα</b>	ΝΑΙ, Φόρος 5% επί των μερισμάτων	
<b>Αποθεματικό</b>	ΝΑΙ 5% επί των κερδών	
<b>Τέλος Επιτηδεύματος</b>	1.000€ κάθε έτος για έδρα σε πόλεις >200.000 800€ κάθε έτος για έδρα σε πόλεις <200.000 (μετά την συμπλήρωση της πενταετίας)	
<b>Κόστος λογιστικής υποστήριξης</b>	7.500€ το έτος (εκτιμώμενο)	

Γράφημα 30 Πλεονεκτήματα και Μειονεκτήματα ΕΠΕ

(89)



### 3.1.6 Ενεργειακή Κοινότητα (Ε. Κοιν.)

Σε μία προσπάθεια βελτίωσης της ενεργειακής αποδοτικότητας με χρήση ΑΠΕ και αποκέντρωσης της παραγωγής με ταυτόχρονη οικονομική ενίσχυση της Ελληνικής περιφέρειας, ψηφίστηκε ο νόμος 4513/2018 που εισήγαγε, για πρώτη φορά στην Ευρώπη, τις ενεργειακές κοινότητες στην αγορά της ενέργειας με σαφές και δομημένο θεσμικό πλαίσιο. Είναι αστικοί συνεταιρισμοί αποκλειστικού σκοπού προώθησης της «Κοινωνικής και Αλληλέγγυας Οικονομίας». Στις δραστηριότητες της εντάσσονται η παραγωγή, αποθήκευση, ιδιοκατανάλωση ή πώληση ηλεκτρικής ή θερμικής ή ψυκτικής ενέργειας από σταθμούς Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α. ή Υβριδικούς Σταθμούς εγκατεστημένους εντός της Περιφέρειας που βρίσκεται η έδρα της. (91)

Μπορούν να συμμετάσχουν φυσικά πρόσωπα με πλήρη δικαιοπρακτική Ικανότητα, νομικά πρόσωπα δημοσίου δικαίου εκτός των Οργανισμών Τοπικής Αυτοδιοίκησης (Ο.Τ.Α) α' και β' βαθμού ή νομικά πρόσωπα ιδιωτικού δικαίου, Ο.Τ.Α. α' βαθμού της ίδιας περιφερειακής ενότητας εντός της οποίας βρίσκεται η έδρα της Ε. Κοιν. ή επιχειρήσεις αυτών και Ο.Τ.Α. β' βαθμού εντός των διοικητικών ορίων των οποίων βρίσκεται η έδρα της Εν. Κοιν. Η ιδιαιτερότητα για τα μέλη της είναι ότι σε ποσοστό άνω του 50% πρέπει να σχετίζονται με την Περιφέρεια που ανήκει η έδρα της κοινότητας και μπορεί να έχει κερδοσκοπικό ή μη χαρακτήρα. Κάθε μέλος μπορεί να συμμετέχει με μέγιστο ποσοστό 20% ή 40% αν είναι ΟΤΑ. Ο κερδοσκοπικός χαρακτήρας εφαρμόζεται στις Ε. Κοιν. στις οποίες συμμετέχουν τουλάχιστον 15 μέλη (ή 10 για Ε. Κοιν. με έδρα σε νησιωτικό δήμο με πληθυσμό κάτω από 3.100 κατοίκους) και το 50% συν ένα εξ αυτών είναι φυσικά πρόσωπα. Τότε μπορούν να διανέμουν στα μέλη τους τα πλεονάσματα της χρήσης μετά την αφαίρεση του τακτικού αποθεματικού. (91) (92)

Τα πιο σημαντικά από τα κίνητρα που δόθηκαν για ίδρυση Ε. Κοιν. Είναι τα εξής:

1. Αυξημένες Τ.Α. κατά 1,05% σε ΦΒ σταθμούς εγκατεστημένης ισχύος  $\leq 1$  MW
2. Εξαίρεση από συμμετοχή σε ανταγωνιστικές διαδικασίες της ΡΑΕ για απόκτηση Τ.Α. για ΦΒ με εγκατεστημένη ισχύ  $\leq 1$  MW και για Αιολικούς Σταθμούς με εγκατεστημένη ισχύ  $\leq 6$  MW.
3. Απαλλαγή από την υποχρέωση καταβολής του ετήσιου τέλους διατήρησης δικαιώματος κατοχής άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που προβλέπεται για σταθμούς Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. και Υβριδικούς Σταθμούς.
4. Οι αιτήσεις που υποβάλλονται από Ε. Κοιν. για χορήγηση άδειας παραγωγής στη Ρ.Α.Ε. και για χορήγηση προσφοράς σύνδεσης και έγκρισης περιβαλλοντικών όρων για σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. και Υβριδικούς Σταθμούς εξετάζονται κατά προτεραιότητα από τις αρμόδιες υπηρεσίες. (91)
5. Προκειμένου να ενδυναμωθεί ο θεσμός τους και καθώς επίσης οι Εν. Κοιν. διαφοροποιούνται από τα συνήθη εταιρικά σχήματα που έχουν ως κύρια επιδίωξή τους το επιχειρηματικό κέρδος, τα μέλη τους απαλλάχθηκαν από τη υποχρεωτική ασφάλιση του ΕΦΚΑ με τον Ν. 4618/2019. (93)

Με τον Νόμο 4759/2020 και κατόπιν την διευκρινιστική εγκύκλιο του ΥΠΕΝ με αριθμό 125699/4613/2020, προκειμένου να χορηγηθούν στις Ενεργειακές Κοινότητες οριστικές προσφορές σύνδεσης και να συνάψουν συμβάσεις Λειτουργικής Ενίσχυσης θα πρέπει να μην έχουν μέλος το οποίο να ανήκει ταυτόχρονα σε άλλη Ενεργειακή Κοινότητα που δραστηριοποιείται στην ίδια Περιφέρεια και έχει τον ίδιο σκοπό ή/και αντικείμενο δραστηριότητας, με την επιφύλαξη της παρ. 4 του άρθρου 2 του ν.4513/2018 και οφείλουν να τροποποιήσουν τη σύνθεση των μελών τους. (43) (44)

Η διαδικασία ίδρυσης περιλαμβάνει την κατάρτιση του καταστατικού, την υπογραφή του από τα μέλη, την κατάθεσή του στο Ειρηνοδικείο και την καταχώριση στο Ειδικό Μητρώο Ενεργειακών Κοινοτήτων του Γενικού Εμπορικού Μητρώου. (94) Το ποσοστό στο συνεταιριστικό κεφάλαιο δεν θα επηρεάζει το ειδικό βάρος στη λήψη αποφάσεων αφού στο κάθε μέλος θα αντιστοιχεί μία ψήφος, ανεξάρτητα από τον αριθμό των μερίδων που κατέχει. Στα μέτρα στήριξης των Εν. Κοιν. περιλαμβάνονται επίσης οι σταθεροί συντελεστές φορολογίας εισοδήματος για πέντε έτη, εκτός από τα μικρά νησιά, όπου η αντίστοιχη χρονική περίοδος επεκτείνεται στη δεκαετία. (43) (44)



## 3.2 Χρηματοδοτικά Εργαλεία

Η παγκόσμια και κατ’ επέκταση η ελληνική οικονομία βρίσκονται σε στάδιο επανασχεδιασμού λόγω των εξαιρετικά πειστικών δεδομένων που έρχονται από την επιστημονική κοινότητα και αφορούν την κλιματική αλλαγή και τις περιβαλλοντικές συνθήκες που θα διαμορφωθούν στα επόμενα έτη. Οι οικονομίες μετατρέπονται σε πράσινες με στόχο τη μείωση των περιβαλλοντικών κινδύνων και την αειφόρο ανάπτυξη, χωρίς να υποβαθμίζει το περιβάλλον, ενώ στο επιχειρείν κυριαρχεί ο όρος ESG (Environmental, Social, Corporate Governance) δηλαδή στόχευση σε θέματα Περιβάλλοντος, Κοινωνίας και Εταιρικής Διακυβέρνησης για βιώσιμη εταιρική ανάπτυξη. Οι επενδύσεις σε ΑΠΕ έχουν κυρίαρχο ρόλο στην βιώσιμη και πράσινη οικονομία. Ακολουθώς παρουσιάζονται κάποια βασικά επενδυτικά εργαλεία που κάνουν τις εν λόγω επενδύσεις πιο ελκυστικές για μεγαλύτερο εύρος επενδυτών.

### 3.2.1 Αναπτυξιακός Νόμος

Ο Ν.4399/2016 «Θεσμικό πλαίσιο για τη σύσταση καθεστώτων Ενισχύσεων Ιδιωτικών Επενδύσεων για την περιφερειακή και οικονομική ανάπτυξη της χώρας» έχει μεταξύ άλλων στόχο την προώθηση της ισόρροπης και βιώσιμης ανάπτυξης με έμφαση στην περιφερειακή σύγκλιση και την εξοικονόμηση των φυσικών πόρων.

Ελάχιστο ύψος επενδυτικού σχεδίου:

- Μεγάλες επιχειρήσεις: 500.000€
- Μεσαίες επιχειρήσεις, συνεταιρισμοί και cluster: 250.000€
- Μικρές επιχειρήσεις: 150.000€
- Πολύ μικρές επιχειρήσεις: 100.000€
- Κοινωνικές Συνεταιριστικές Επιχειρήσεις (Κοιν.Σ.Επ.): 50.000€

Η συμμετοχή του φορέα στο κόστος του επενδυτικού σχεδίου μπορεί να γίνει είτε μέσω ιδίων κεφαλαίων είτε με εξωτερική χρηματοδότηση, με την προϋπόθεση ότι το είκοσι πέντε τοις εκατό (25%) του συνολικού επενδυτικού κόστους δεν περιέχει καμία κρατική ενίσχυση, δημόσια στήριξη ή παροχή. Επενδυτικά σχέδια παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ, ενισχύονται μόνο για:

- Επενδυτικές δαπάνες για τη συμπαραγωγή ενέργειας υψηλής απόδοσης από ΑΠΕ
- Δαπάνες για παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές
- Δαπάνες για εγκατάσταση αποδοτικών συστημάτων τηλεθέρμανσης και τηλεψύξης

Το μέγιστο ύψος ενίσχυσης για κάθε επενδυτικό σχέδιο είναι τα 5.000.000€, για κάθε επιχείρηση τα 10.000.000€ και για κάθε όμιλο επιχειρήσεων τα 20.000.000€. (95)

### 3.2.2 Greek Green Funds

Η Ελληνική Αναπτυξιακή Τράπεζα Επενδύσεων (ΕΑΤΕ) θα ενεργοποιήσει εντός του πρώτου εξαμήνου του 2021 το πρόγραμμα Greek Green Funds, το οποίο αφορά τη δημιουργία σχημάτων παροχής επιχειρηματικού κεφαλαίου από το εσωτερικό ή το εξωτερικό, σε επιχειρήσεις που δραστηριοποιούνται στην ελληνική επικράτεια στους τομείς της παραγωγής και τεχνολογίας ΑΠΕ, υποδομών εξοικονόμησης ενέργειας, βιώσιμης ανάπτυξης και κυκλικής οικονομίας με συνολικό αρχικό ύψος τα 400 εκ. €. Η συμμετοχή θα πραγματοποιείται μέσω απόκτησης ποσοστού, είτε μέσω ομολόγου, αποκλειστικά σε μικρομεσαίες εταιρείες. Η ΕΑΤΕ θα τοποθετεί τελευταία τα κεφάλαια που της αναλογούν και θα λαμβάνει κανονικά τις αποδόσεις που του αναλογούν, όπως οποιοσδήποτε άλλος επενδυτής. Το ανώτατο όριο επένδυσης θα είναι μικρότερο του 20% των συνολικών υπό διαχείριση κεφαλαίων ανά Στόχο Επένδυσης. (96) Η συμμετοχή της ΕΑΤΕ σε έκαστο εκ των Επενδυτικών Σχημάτων θα γίνεται σύμφωνα με τον ακόλουθο πίνακα:

Πίνακας 22 Greek Green Funds, Συμμετοχή ΕΑΤΕ

(96)

Συνολική κατανομή κεφαλαίων ΕΑΤΕ	Ύψος κεφαλαίων έκαστου Επενδυτικού Σχήματος	Ποσοστό συμμετοχής ΕΑΤΕ	Μέγιστη συμμετοχή ΕΑΤΕ		
€300 εκ	≥€100εκ	≤30%	€100εκ		
<b>Επιτρεπόμενες επενδύσεις</b>	Όσες περιγράφονται στον ορισμό Greek Green Fund με την πρόσθετη δυνατότητα επενδύσεων σε μη ενεργειακά έργα υποδομών έως ποσοστού 30% των συνολικών υπό διαχείριση κεφαλαίων έκαστου επενδυτικού σχήματος				
€100 εκ	<€100εκ	<70%	Ύψος επενδυτικού σχήματος	Συμμετοχή ΕΑΤΕ %	Μέγιστη συμμετοχή ΕΑΤΕ
			Έως €30εκ	70%	€21εκ

			Από > €30 εκ έως €60εκ	60%	€39εκ
			Από > €60εκ έως €100εκ	30%	€51εκ
<b>Επιτρεπόμενες επενδύσεις</b>	Όσες περιγράφονται στον ορισμό Greek Green Fund με εξαίρεση τις επενδύσεις για παραγωγή ενέργειας από φωτοβολταϊκά ή αιολικά πάρκα εάν οι επενδύσεις αυτές ξεπερνούν το 30% των συνολικών υπό διαχείριση κεφαλαίων έκαστου επενδυτικού σχήματος				

Τα λόγω Επενδυτικά Σχήματα στα οποία η EATE θα πραγματοποιεί επενδύσεις, δεν λαμβάνουν κρατική ενίσχυση κατά την έννοια του άρθρου 107 της Συνθήκης της Λισαβόνας, για το λόγο αυτό το Επενδυτικό Σχήμα χρειάζεται να επιτύχει υψηλές αποδόσεις ενώ η παρουσία των επενδυτών στις επιχειρήσεις ορίζεται από 2 έως 5 έτη.

### 3.2.3 Πράσινα Ομόλογα

Τα αποκαλούμενα πράσινα ομόλογα είναι χρεόγραφα σταθερής απόδοσης, τα οποία μπορούν να χρησιμοποιηθούν για τη χρηματοδότηση ή αναχρηματοδότηση έργων με θετικό αντίκτυπο στο περιβάλλον ή το κλίμα. Τα ομόλογα αυτά εκδίδονται από εταιρείες, οργανισμούς, χρηματοπιστωτικά ιδρύματα (χωρίς να είναι αποκλειστικά από τον χώρο της ενέργειας) και κυβερνήσεις και έχουν συγκεκριμένη διάρκεια, ενώ οι εκδότες διασφαλίζουν ότι τα έσοδα από τα ομόλογα διατίθενται σε πράσινα έργα. Το εύρος που καλύπτουν, είναι τεράστιο. Χρηματοδοτούν έργα σε τομείς όπως η ενέργεια, οι μεταφορές, η διαχείριση αποβλήτων, οι κατασκευές, το νερό και τη χρήση γης.

Η ζήτηση για τέτοιου είδους χρηματοδοτικά προϊόντα από την παγκόσμια επενδυτική κοινότητα αυξάνεται, καθώς τα πράσινα ομόλογα μπορούν να προσελκύσουν επενδυτές που, υπό άλλες συνθήκες, δεν θα επένδυαν στον οργανισμό που τα εκδίδει. Οι συγκεκριμένοι επενδυτές λαμβάνουν υπόψη περιβαλλοντικά κριτήρια στη λήψη των επενδυτικών τους αποφάσεων. Χαρακτηριστικό είναι το γεγονός ότι η παγκόσμια αξία των πράσινων ομολόγων έχει εκτοξευτεί από 10 δις. \$ το 2013 σε 250 δις. \$ το 2019. Στους εκδότες των πράσινων ομολόγων συγκαταλέγονται και η Παγκόσμια Τράπεζα και η Ευρωπαϊκή Τράπεζα Επενδύσεων.

Την ώρα που το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο και αρκετές χώρες του πλανήτη κηρύσσουν κατάσταση ‘‘περιβαλλοντικής και κλιματικής έκτακτης ανάγκης’’ ο τρόπος χρηματοδότησης των σημαντικά δαπανηρών έργων ΑΠΕ θα χρειαστεί να εφαρμοστεί με τρόπο οικονομικά και κοινωνικά ισορροπημένο. Τα πράσινα ομόλογα μπορεί να λειτουργήσουν ως ένας σημαντικός αρωγός προς αυτήν την κατεύθυνση, ωστόσο θα πρέπει να επισημάνουμε ότι είναι επιτακτική η ανάγκη πιστοποίησής τους ότι προορίζονται για τον σκοπό της εκδόσεώς τους. (97), (98)

### **3.2.4 Ταμείο Υποδομών (ΤΑΜΥΠΟΔ)**

Το Ταμείο Υποδομών έχει στόχο να προσφέρει ευνοϊκούς όρους χρηματοδότησης στον ιδιωτικό και δημόσιο τομέα για την υλοποίηση μικρών και μεσαίων έργων, στους τομείς της ενέργειας, του περιβάλλοντος και της αστικής ανάπτυξης παρέχοντας υποστήριξη για μετάβαση προς μια οικονομία χαμηλών εκπομπών CO<sub>2</sub>. Θα μπορέσουν με αυτόν τον τρόπο να υλοποιηθούν έργα παραγωγής και διανομής ενέργειας που προέρχεται από ΑΠΕ, όπως εγκαταστάσεις αιολικών πάρκων, φωτοβολταϊκών, υδροηλεκτρικών και υβριδικών σταθμών και συστημάτων βιομάζας που στοχεύουν, μεταξύ άλλων, στην αύξηση της ενεργειακής ανεξαρτησίας των απομονωμένων περιοχών, της ενεργειακής αποδοτικότητας και της αστικής ανάπτυξης.

Προσφέρει χρηματοδοτικούς πόρους ύψους έως και 450 εκατ. € συμβάλλοντας στην υλοποίηση βιώσιμων έργων συνολικού ύψους τουλάχιστον 650 εκατ. € στους τομείς προτεραιότητας. Οι πόροι του ΤΑΜΥΠΟΔ (έως και 450 εκ. €) προέρχονται κατά 200 εκ. € από τα Ευρωπαϊκά Διαρθρωτικά και Επενδυτικά Ταμεία (ΕΔΕΤ) στο πλαίσιο του Επιχειρησιακού Προγράμματος (ΕΠΑνΕΚ), κατά 200 εκ. € από το Ελληνικό Δημόσιο (Πρόγραμμα Δημοσίων Επενδύσεων) και κατά 50 εκ. € από ανακτώμενους πόρους του Μέσου Χρηματοοικονομικής Τεχνικής (ΜΧΤ) «JESSICA» που λειτούργησε την Προγραμματική Περίοδο 2007-2013. Οι ανακτώμενοι πόροι του ΜΧΤ JESSICA θα μπορούν μέσω του ΤΑΜΥΠΟΔ να επενδύονται σε έργα ολοκληρωμένης αστικής ανάπτυξης ή/και για παρεμβάσεις αύξησης της ενεργειακής αποδοτικότητας, εφόσον αυτά συμβάλλουν στην αστική ανάπτυξη. Διαχειριστής του Ταμείου είναι η Ευρωπαϊκή Τράπεζα Επενδύσεων (ΕΤΕπ) και επιλέχθηκαν κατόπιν διαγωνιστικής διαδικασίας τρεις Ενδιάμεσοι Χρηματοδοτικοί Οργανισμοί (ΕΧΟ), που θα παρέχουν τα επενδυτικά δάνεια, η Εθνική Τράπεζα ΕΤΕ, η Τράπεζα Πειραιώς και ο Όμιλος Alpha Bank-Eurobank.

Το χρηματοπιστωτικό προϊόν που θα προσφερθεί μέσω της χρήσης των πόρων του ΤΑΜΥΠΟΔ είναι δανειακά κεφάλαια απ’ ευθείας στους Τελικούς Δικαιούχους με τους οποίους θα συμβληθεί ο κάθε Χρηματοδοτικός Οργανισμός. Το ύψος της χρηματοδότησης με πόρους του

ΤΑΜΥΠΟΔ για κάθε έργο που θα επιλεγεί δεν μπορεί να υπερβαίνει τα 15.000.000€. Η χρηματοδότηση θα καλύπτει έως 70% του συνολικού επιλέξιμου κόστους του έργου ενώ το υπόλοιπο θα καλυφθεί ως εξής:

- ✓ Ποσοστό 10% τουλάχιστον του συνολικού επιλέξιμου κόστους από ίδια κεφάλαια.
- ✓ Ποσοστό τουλάχιστον 20% του συνολικού επιλέξιμου κόστους του έργου θα καλυφθεί από το Τραπεζικό Δάνειο Συγχρηματοδότησης σύμφωνα με την πιστωτική πολιτική εκάστου πιστωτικού ιδρύματος.

Οι λεπτομερείς όροι και προϋποθέσεις χρηματοδότησης με πόρους του ΤΑΜΥΠΟΔ θα καθοριστούν με βάση τις χρηματοοικονομικές προβλέψεις που υποβάλλονται για το συγκεκριμένο έργο και αξιολογούνται από το Ταμείο με τη συμβολή του Ανεξάρτητου Εμπειρογνώμονα κατά τη διαδικασία εξέτασης της πρότασης προς χρηματοδότηση. (99)

### 3.3 Συντελεστής Απομείωσης Κεφαλαίου

Όπως ορίζεται στο άρθρο 3 του Ν.4414/2016 για τις περιπτώσεις των επενδυτών Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. που θέλουν να λάβουν Επενδυτική Ενίσχυση στα πλαίσια των συμβάσεων Σταθερής Τιμής και Διαφορικής Προσαύξησης και δεν είναι εξ' ολοκλήρου από Ευρωπαϊκά Προγράμματα, τα έσοδα της Λειτουργικής Ενίσχυσης απομειώνονται κατά το ποσό που υπολογίζεται με βάση ένα Συντελεστή Απομείωσης του Κεφαλαίου (Σ.Α.Κ.). Η ετήσια επιστροφή του κεφαλαίου στη βάση της οποίας απομειώνονται τα έσοδα της Λειτουργικής Ενίσχυσης υπολογίζεται από τον τύπο:

Ετήσια Απομείωση Λειτουργικής Ενίσχυσης (€) (ΕΑΛΕ) = ΣΑΚ (%) x Επενδυτική Ενίσχυση (ΕΕ)

Η διαδικασία απομείωσης των εσόδων της Λειτουργικής Ενίσχυσης πραγματοποιείται με αναγωγή της Ετήσιας Απομείωσης Λειτουργικής Ενίσχυσης σε μηνιαία βάση, στον αντίστοιχο κύκλο εκκαθάρισης των σχετικών συμβάσεων Σ.Ε.Δ.Π. ή Σ.Ε.Σ.Τ. και περιγράφεται από τη σχέση:

$$\Sigma. A. K. = \frac{\varepsilon_{\text{αναγ}} \times (1 + \varepsilon_{\text{αναγ}})^t}{(1 + \varepsilon_{\text{αναγ}})^t - 1}$$

όπου:

*εαναγ*: Η τιμή του Επιτοκίου Αναγωγής, η οποία ταυτίζεται με το επιτόκιο προεξόφλησης που χρησιμοποιήθηκε για τον υπολογισμό της Τ.Α. της κάθε κατηγορίας σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α..

*t*: η εναπομένουσα διάρκεια παροχής της Λειτουργικής Ενίσχυσης του σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. από τη στιγμή καταβολής της εκάστοτε Επενδυτικής Ενίσχυσης.

Συμπερασματικά η ρήτρα αποφυγής της διπλής ενίσχυσης (επιδότηση + επιχορήγηση) διατηρήθηκε με άλλη μορφή στο νέο νόμο με τον καθορισμό του Συντελεστή Απομείωσης Κεφαλαίου (Σ.Α.Κ.) που αντικαθιστά τη μειωμένη ΤΑ που ίσχυε παλιότερα για επενδύσεις ΑΠΕ οι οποίες υπέγραφαν Συμβάσεις Πώλησης προ του 2016 και κλείδωναν τιμή χαμηλότερη αν είχαν λάβει κάποια ενίσχυση. Σε αυτή τη βάση ο νέος τρόπος υπολογισμού της «επιστροφής» της Επενδυτικής Ενίσχυσης μέσω της απομείωσης της Λειτουργικής Ενίσχυσης κρίνεται ορθολογικότερος του προηγούμενου καθεστώτος καθώς συνδέεται με το συνολικό ποσό της ενίσχυσης. (42)

### 3.4 Δείκτες Αξιολόγησης Επενδύσεων

Μετά την εκπόνηση της τεχνοοικονομικής μελέτης που περιλαμβάνει και το επιχειρηματικό σχέδιο, πολύ μεγάλη σημασία έχει για τον υποψήφιο επενδυτή η σωστή αξιολόγηση της επένδυσης μας και με βάση αυτήν θα κληθεί να αποφασίσει αν τελικά θα τοποθετήσει τα κεφάλαιά του ή όχι. Όσο μεγαλύτερη ακρίβεια και πληρότητα έχουμε στα δεδομένα του επιχειρηματικού σχεδίου τόσο μειώνεται η πιθανότητα λάθους στην απόφαση χωρίς όμως να εξαφανίζεται ολοσχερώς ο κίνδυνος. έχουμε Για την αξιολόγηση των επενδύσεων θα χρησιμοποιήσουμε 6 βασικούς δείκτες αξιολόγησης με τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα να παρουσιάζονται στον ακόλουθο πίνακα.

Πίνακας 23 Μέθοδοι Αξιολόγησης Επενδυτικών Σχεδίων

(100), (101), (102)

Μέθοδος Αξιολόγησης	Περιγραφή	Υπολογισμός
<u>Περίοδος επανάκτησης του κεφαλαίου (Payback period)</u>	Αριθμός των ετών που απαιτούνται, ώστε οι καθαρές εισπράξεις ή εισροές να καλύπτουν το ύψος του επενδύμενου κεφαλαίου.	Χρόνος αποπληρωμής (έτη) = Επένδυση / Μέσο ύψος καθαρών ετήσιων εσόδων

<b>Πλεονεκτήματα</b>		
Ιδανική για τις επιχειρήσεις που έχουν προβλήματα ρευστότητας και επιθυμούν γρήγορη επανείσπραξη ή κατά την διάρκεια περιόδων μεγάλης αβεβαιότητας.		
<b>Μειονεκτήματα</b>		
Αγνοούνται οι χρηματικές ροές που πραγματοποιούνται μετά την ημερομηνία επανάκτησης του επενδύμενου κεφαλαίου και η διαχρονική αξία του χρήματος.		
<u>Καθαρή Παρούσα Αξία (Net Present Value)</u>	Η αξία που προκύπτει, αν προεξοφλήσουμε στο παρόν, για κάθε έτος χωριστά, τη διαφορά μεταξύ όλων των μελλοντικών χρηματικών για ολόκληρο το χρόνο ζωής του σχεδίου επένδυσης με βάση ένα συντελεστή προεξόφλησης. Για την αποδοχή ενός επενδυτικού σχεδίου χρειάζεται η ΚΠΑ να είναι τουλάχιστον $\geq 0$ .	$ΚΠΑ = \sum_{t=1}^n \frac{ΚΤΡ_t}{(1+r)^t} - K_0$ <p>Όπου <math>K_0</math> η αρχική επένδυση</p>
<b>Πλεονεκτήματα</b>		
Η μέθοδος της ΚΠΑ λαμβάνει υπόψη της τη διαχρονική αξία του χρήματος και μετατρέπει τις μελλοντικές ροές αξιών του σχεδίου επένδυσης σε παρούσες αξίες. Έτσι εκφράζει τη γενικότερη προτίμηση για το παρόν ή το τώρα.		
<b>Μειονεκτήματα</b>		
Η μέθοδος της ΚΠΑ υποθέτει ότι τα κεφάλαια που αποδεσμεύονται από την επένδυση έχουν δυνατότητα επανεπένδυσης με αποδοτικότητα ίση με το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου όμως η πραγματική αποδοτικότητα μπορεί να διαφέρει από το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου.		
<u>Επανάκτηση του κεφαλαίου σε συνδυασμό με την ΚΠΑ</u>	Αριθμός των ετών που απαιτούνται, ώστε οι καθαρές εισπράξεις ή εισροές ανηγμένες με το προεξοφλητικό επιτόκιο να καλύπτουν το ύψος του επενδύμενου κεφαλαίου. Απαλείφει το μειονέκτημα της απλής μεθόδου περιόδου επανάκτησης κεφαλαίου.	Χρόνος αποπληρωμής (έτη) σε συνδυασμό με ΚΠΑ= Περίοδος(t) + (Αθροιστική Καθαρή Χρηματική Ροή Περιόδου t/ Αθροιστική Καθαρή Χρηματική Ροή Περιόδου t+1)

<p><u>Καθαρός Δείκτης Αποδοτικότητας (Profitability Index)</u></p>	<p>Αντιπροσωπεύεται από το πηλίκο της παρούσας αξίας όλων των μελλοντικών καθαρών εισροών προς την αξία της αρχικής επένδυσης (παραλλαγή της ΚΠΑ). Για την αποδοχή ενός επενδυτικού σχεδίου χρειάζεται ο ΚΔΑ να είναι <math>\geq 0</math>.</p>	<p>ΚΠΑ/Κ<sub>0</sub></p>
<p><u>Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (Internal Rate of Return)</u></p>	<p>Το επιτόκιο το οποίο έχει την ιδιότητα να εξισώνει την παρούσα αξία των χρηματοροών της επένδυσης με την αρχική δαπάνη. Ο ΕΒΑ ορίζεται ως εκείνο το επιτόκιο το οποίο μηδενίζει την ΚΠΑ της επένδυσης. Για την αποδοχή ενός επενδυτικού σχεδίου χρειάζεται ο ΕΒΑ να είναι μεγαλύτερος από το επιτόκιο προεξόφλησης.</p>	$\sum_{t=1}^n \frac{KTP_t}{(1+r)^t} = K_0$
<p><b>Πλεονεκτήματα</b></p>		
<p>Λαμβάνει υπόψη τη διαχρονική αξία του χρήματος και προσφέρει ένα πολύ κατανοητό μέτρο της απόδοσης μιας επένδυσης</p>		
<p><b>Μειονεκτήματα</b></p>		
<p>Προσδιορίζεται ενδογενώς, δηλαδή είναι συνάρτηση των Καθαρών Ταμειακών Ροών της επένδυσης και του χρόνου στον οποίο αυτές λαμβάνονται και συγκρίνεται εκ των υστέρων εξωγενώς</p>		
<p><u>Λόγος οφέλους – κόστους (Benefit – Cost Ratio)</u></p>	<p>Το κριτήριο αυτό αξιοποιεί την παρούσα αξία των καθαρών ταμειακών ροών κατά τη διάρκεια της ζωής του σχεδίου προς το σύνολο της αρχικής επένδυσης. Για την αποδοχή ενός επενδυτικού σχεδίου χρειάζεται ο να είναι <math>\geq 1</math>.</p>	$\left( \sum_{t=1}^n \frac{KTP_t}{(1+r)^t} \right) / K_0$
<p><b>Πλεονεκτήματα</b></p>		



Η εφαρμογή αυτού του κριτηρίου δίνει πάντα σωστή καθοδήγηση, καθώς με βάση αυτό ισχύει  $B-C > 0$  το οποίο είναι το κριτήριο αποδοχής με βάση την παρούσα αξία.

#### Μειονεκτήματα

Ο λόγος αυτός δεν είναι χρήσιμος για συγκρίσεις μεταξύ αποδεκτών προγραμμάτων. Μπορεί εύκολα να παραποιηθεί με το να υπολογίζουμε τα οφέλη ως αρνητικά κόστη και το αντίθετο.

Πέραν από τους προαναφερθέντες οικονομικούς δείκτες θα προσδιορίσουμε για όλες τις υπό μελέτη επενδύσεις και το σταθμισμένο κόστος ενέργειας Levelized Cost of Energy (LCOE). Ο LCOE υπολογίζει το σταθμισμένο κόστος για την παραγωγή Η.Ε. κατά την διάρκεια ζωής μιας μονάδας παραγωγής, ενσωματώνοντας τα επί μέρη κόστη εκφρασμένα σε τιμές παρούσας αξίας. Είναι δηλαδή η ελάχιστη τιμή στην οποία θα πρέπει να πουληθεί η ενέργεια ώστε ένα ενεργειακό έργο να υπερβεί το «νεκρό σημείο». Η προσέγγιση LCOE συχνά χρησιμοποιείται για τον προσδιορισμό της εκτιμώμενης κερδοφορίας μιας ενεργειακής επένδυσης (π.χ. παραγωγή Η. Ε.). Τυπικά υπολογίζεται για διάρκεια ζωής έργου από 20 έως 40 έτη και εκφράζεται σε μονάδες νομίσματος ανά kWh.

## Κεφάλαιο 4

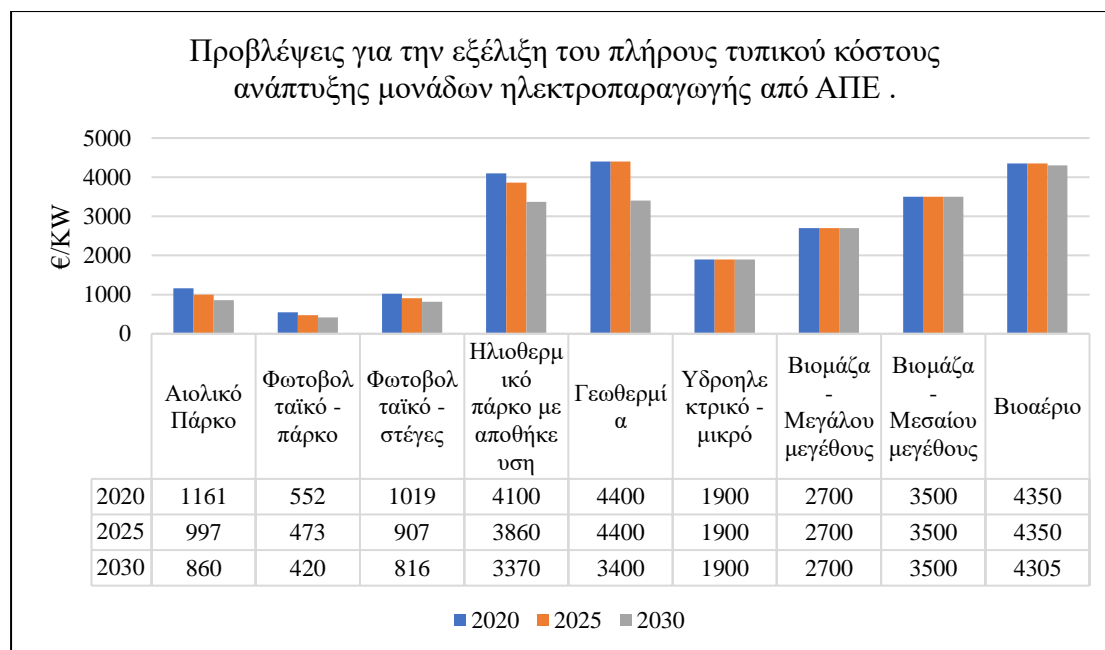
Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζονται συνοπτικές τεχνοοικονομικές αναλύσεις για 4 σταθμούς ΑΠΕ, 2 Αιολικά Πάρκα και 2 Φωτοβολταϊκούς σταθμούς με εγκατεστημένη ισχύ 20 και 100 MW αντίστοιχα.

Οι επενδύσεις θα πραγματοποιηθούν από Ανώνυμες Εταιρείες με φόρο εισοδήματος 24% και φόρο επί των μερισμάτων 5%, ενώ θα δίνεται ετήσιο μέρισμα στους μετόχους ένα ποσοστό 2%. Η απόδοση (μέρισμα ή τόκος) που απαιτεί ο χρηματοδότης της επένδυσης δεν θα αφαιρεθεί από τις Καθαρές Ταμειακές Ροές αφού με τη μέθοδο της ΚΠΑ η απόδοση (μέρισμα ή τόκος) λαμβάνονται επίσης υπόψη στη διαδικασία αξιολόγησης. Η ετήσια απόσβεση επίσης δεν υπολογίζεται στις εκροές.

Το κύριο κόστος των έργων περιλαμβάνει την χρήση γης, τις μελέτες, τις αδειοδοτήσεις, το κόστος προμήθειας και εγκατάστασης βασικού, βοηθητικού και ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού, το κόστος έργων μηχανικών κατάλληλων ειδικοτήτων και τέλος το κόστος σύνδεσης με το Δίκτυο ή το Σύστημα. Χρησιμοποιήθηκε και για τις δύο τεχνολογίες το αντίστοιχο πλήρες τυπικό κόστος ανάπτυξης τους, για τα Αιολικά Πάρκα τα 1.161 €/KW ενώ για τους Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς τα 552 €/KW σύμφωνα με το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα. (103)

Γράφημα 31 Προβλέψεις για την εξέλιξη του πλήρους τυπικού κόστους ανάπτυξης μονάδων ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ

(103)



Τα λειτουργικά κόστη των έργων περιλαμβάνουν πέρα από τις εργασίες παρακολούθησης και συντήρησης, την ασφάλιση, τις διοικητικές δαπάνες που συνοδεύουν την νομική μορφή της εταιρείας καθώς και τα έξοδα σε προσωπικό.

Για τους υπό μελέτη σταθμούς ΑΠΕ το κλειδίωμα της ΤΑ, εφόσον η εγκατεστημένη τους ισχύς για τους Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς υπερβαίνει τα 500 KW και για τα Αιολικά Πάρκα τα 3MW θα πραγματοποιηθεί μέσω ανταγωνιστικής διαδικασίας. Με βάση τις αποφάσεις τις ΡΑΕ των ετών 2019 και 2020 επί των οριστικών αποτελεσμάτων των αντίστοιχων Ηλεκτρονικών Δημοπρασιών για έργα με παραπλήσια εγκατεστημένη ισχύ, θα χρησιμοποιηθεί η ΤΑ των 48 €/MWh για τον ΦΒ σταθμό των 20MW, των 49 €/MWh για τον ΦΒ σταθμό των 100MW, των 63 €/MWh για το Αιολικό Πάρκο των 20MW και 65 €/MWh για το Αιολικό Πάρκο των 100MW, ενώ θα χρησιμοποιηθεί επιτόκιο αναγωγής της τάξης του 7% . Το κόστος των διαχειριστικών εξόδων του ΔΑΠΕΕΠ υπολογίζεται σε 0,3 €/MWh ενώ για την εκπροσώπηση από κάποιον ΦΟΣΕ στην αγορά σε 1,4 €/MWh. Το κόστος εκπροσώπησης παρότι τείνει να συμπίπτει λόγω ανταγωνισμού και ενώ σήμερα κυμαίνεται γύρω στο 0,3 €/MWh, το ποσό του 1,4 €/MWh είναι πιο ρεαλιστικό για μία οικονομική μελέτη σε βάθος 20ετίας εφόσον οι παραγωγοί μέσω των ΦΟΣΕ θα καλούνται να συμμετάσχουν στο κόστος εξισορρόπησης.

Ο τρόπος αποζημίωσης χωρίζεται σε δύο μέρη. Το ένα κομμάτι αποζημιώνεται από τον Διαχειριστή και υπολογίζεται από τον τύπο [(Τ.Α.-ΕΤΑ)\* Παραγόμενη Η.Ε.], όπου Ε.Τ.Α. είναι η Ειδική Τιμή αγοράς με βάση την Προημερήσια αγορά, με άλλα λόγια η Τιμή της Αγοράς της Επόμενης Μέρας (DAM value) σταθμισμένη σε επίπεδο μήνα, ενώ το υπόλοιπο από τους

Φορείς Εκπροσώπησης. Η αποζημίωση των Φορέων Εκπροσώπησης λαμβάνει χώρα κάθε μέρα με την εκάστοτε τιμή DAM, όμως για τους υπολογισμούς μας θα χρησιμοποιηθεί ο τύπος [(ETA)\* Παραγόμενη Η.Ε.] με πολύ μικρή μηνιαία απόκλιση. Οι κρατήσεις του Ειδικού Τέλους ΑΠΕ και του ΜΤΑΕ υπολογίζονται στην ποσότητα [Τ.Α.\* Παραγόμενη Η.Ε.]. (104), (105)

Μετά την λήξη της 20ετούς σύμβασης Λειτουργικής Ενίσχυσης ως τιμή αναφοράς για τις επιλογές συνέχισης της λειτουργίας των Αιολικών Πάρκων και των Φωτοβολταϊκών Σταθμών για 25 ή 30 έτη επιλέχθηκαν τα 42,33 €/MWh και 43,88 €/MWh όση η μέση τιμή της Ειδικής Τιμής Αγοράς του έτους 2020 για τις αντίστοιχες τεχνολογίες ΑΠΕ. (106)

Για την χρηματοδότηση των επενδύσεων χρησιμοποιήθηκαν 20% ίδια εταιρικά κεφάλαια και 80% τραπεζικός δανεισμός με επιτόκιο 3% ενώ η εξόφληση θα γίνει σε ισόποσες τοκοχρεωλυτικές δόσεις.

Για την αξιολόγηση των επενδύσεων μέσω του υπολογισμού των επενδυτικών δεικτών θα χρησιμοποιηθεί η προσέγγιση με βάση το σύνολο της επένδυσης.

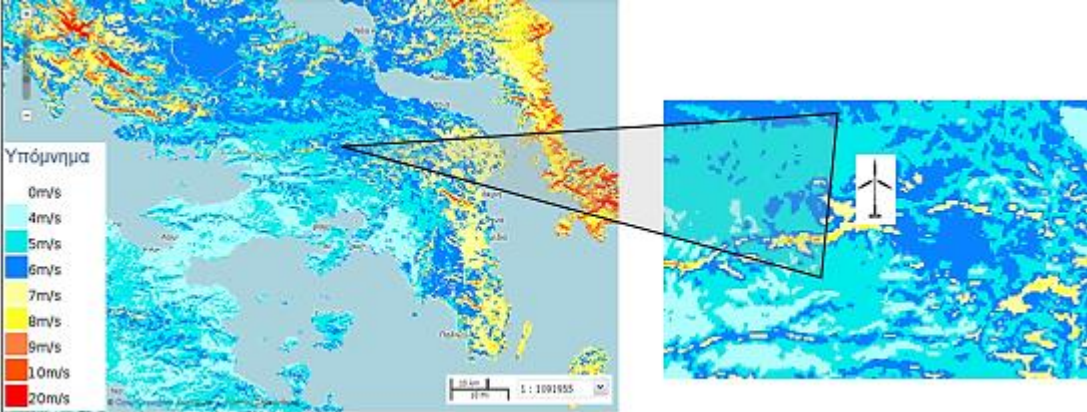
#### 4.1 Τεχνοοικονομική ανάλυση Αιολικών Πάρκων 20MW και 100MW

Τα υπό μελέτη Αιολικά Πάρκα των 20 και 100 MW θα εγκατασταθούν στο Δήμο Τανάγρας με αιολικό δυναμικό περί τα 6.5 m/s. Θα χρησιμοποιηθούν ανεμογεννήτριες από την πλατφόρμα Vestas 4 MW που κυκλοφόρησε για πρώτη φορά το 2010 και έως σήμερα έχουν εγκατασταθεί πάνω από 42 GW σε όλο τον κόσμο ενώ έχουν χαρακτηριστεί για την ευελιξία και την αξιοπιστία τους.

Πίνακας 24 Τυπικά Χαρακτηριστικά ΑΠ 20MW/ 100MW

Ίδια Επεξεργασία

Εγκατεστημένη Ισχύς	20 MW	100 MW
Τύπος Ανεμογεννήτριας	V150-4.2 MW™ IEC III B/ IEC S	V150-4.2 MW™ IEC III B/ IEC S
Αριθμός Ανεμογεννητριών	5	24

<b>Θέση εγκατάστασης</b>	Τοπική Κοινότητα Δάφνης, Δημοτική Ενότητα Δερβενοχωρίων, Δήμος Τανάγρας, Περιφέρεια Στερεάς Ελλάδας
<b>Μέση Ετήσια ταχύτητα Ανέμου</b>	6,5 m/s
 <p>Εικόνα 8: Αιολικό Δυναμικό θέσης εγκατάστασης (105)</p>	

Η επιλεγείσα ανεμογεννήτρια για τις εγκαταστάσεις θα είναι η V150-4.2 MW<sup>TM</sup> IEC IIIB/ IEC S ιδανική για χαμηλές ταχύτητες ανέμου. Κάθε στρόβιλος ενσωματώνει βελτιώσεις για την απόδοση και την αξιοπιστία. Τα περισσότερα εξαρτήματα της ατράκτου δοκιμάζονται σε διαφορετικές περιβαλλοντικές συνθήκες για πιθανούς τρόπους αποτυχίας. Εξειδικευμένες εξέδρες δοκιμών εξασφαλίζουν αντοχή για το κιβώτιο ταχυτήτων, τη γεννήτρια, το σύστημα κλίσης και λίπανσης και τους συσσωρευτές. Ορισμένα από τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά της αναφέρονται ακολούθως.

#### Συμμόρφωση με αυστηρές απαιτήσεις του συστήματος ενέργειας

Έχει εξαιρετικά στιβαρό σχεδιασμό για δύσκολες συνθήκες στο τόπο εγκατάστασης και είναι κατάλληλη για Δίκτυα Ηλεκτρικής Ενέργειας με ιδιαίτερους περιορισμούς. Για το τελευταίο, είναι εξοπλισμένη με μετατροπέα πλήρους κλίμακας που εξασφαλίζει πλήρη συμμόρφωση με διεθνείς κανονισμούς ηλεκτρικής ενέργειας.

#### Κρύα κλίματα

Μπορεί να συνδυαστεί με τα συστήματα ελέγχου πάγου και χαμηλών θερμοκρασιών της Vestas (De-Icing και Ice Detection) εξασφαλίζοντας τη βέλτιστη παραγωγή σε κρύα κλίματα.

### Θέσεις με χαμηλή ταχύτητα ανέμου

Είναι σχεδιασμένη να έχει τις καλύτερες επιδόσεις σε θέσεις εγκατάστασης με χαμηλό άνεμο. Οι μεγαλύτεροι ρότορες ενεργοποιούν μεγαλύτερη δέσμευση ανέμου, η οποία με τη σειρά της παράγει περισσότερη ενέργεια και άρα μείωση του σταθμισμένου κόστους ενέργειας (LCOE). Οι χαλύβδινοι πύργοι μεγάλης διαμέτρου (LDST) υποστηρίζουν τον μεγαλύτερο όγκο του ρότορα και είναι ειδικά σχεδιασμένοι με μεγαλύτερη διάμετρο στο κάτω μέρος για να επιτρέπουν τη βέλτιστη αντοχή.

### Εργαλείο Σχεδιασμού

Το SiteHunt® της Vestas είναι ένα προηγμένο εργαλείο ανάλυσης που εξετάζει ένα ευρύ φάσμα ανέμου και δεδομένων καιρού για την αξιολόγηση πιθανών θέσεων εγκατάστασης και για να προσδιοριστεί ποιος από αυτούς μπορεί να παρέχει βέλτιστες συνθήκες για το έργο. Επιπλέον, το SiteDesign® βελτιστοποιεί τη διάταξη των ανεμογεννητριών, εκτελεί προσομοιώσεις των συνθηκών στην θέση εγκατάστασης και αναλύει τις πιθανές επιπτώσεις σε όλη τη διάρκεια λειτουργίας του Αιολικού Πάρκου. Βρίσκει τη βέλτιστη ισορροπία μεταξύ των ετήσιων εσόδων και των λειτουργικών εξόδων καθ’ όλη τη διάρκεια ζωής του Αιολικού Πάρκου κάνοντας λιγότερο αβέβαιη την επενδυτική απόφαση.

### Προηγμένη παρακολούθηση και έλεγχος εγκατάστασης σε πραγματικό χρόνο

Η παρακολούθηση και η διαχείριση των λειτουργιών πραγματοποιείται με ένα προηγμένο σύστημα παρακολούθησης (Supervisory Control and Data Acquisition, SCADA). Δίνει τη δυνατότητα να βελτιστοποιήσης των επιπέδων παραγωγής, παρακολούθησης της απόδοσης και εξαγωγής προσαρμοσμένων αναφορών, γρήγορο, αξιόπιστο έλεγχο και προσαρμόσιμη διαμόρφωση σε πραγματικό χρόνο.

### Επιτήρηση και συντήρηση

Η λειτουργία ενός μεγάλου Αιολικού Πάρκου απαιτεί αποτελεσματική διαχείριση για την εξασφάλιση αδιάλειπτης παραγωγής ενέργειας και για τον έλεγχο των λειτουργικών εξόδων. Η πρόβλεψη των βλαβών είναι απαραίτητη για την αποφυγή δαπανηρών επισκευών έκτακτης ανάγκης και μη προγραμματισμένων διακοπών στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Το Σύστημα Παρακολούθησης Κατάστασης (Condition Monitoring System, CMS) αξιολογεί την κατάσταση των στροβίλων με ανάλυση σημάτων δόνησης. Για παράδειγμα, μετρώντας τους κραδασμούς του κινητήρα, μπορεί να ανιχνεύσει σφάλματα σε αρχικό στάδιο. Αυτές οι

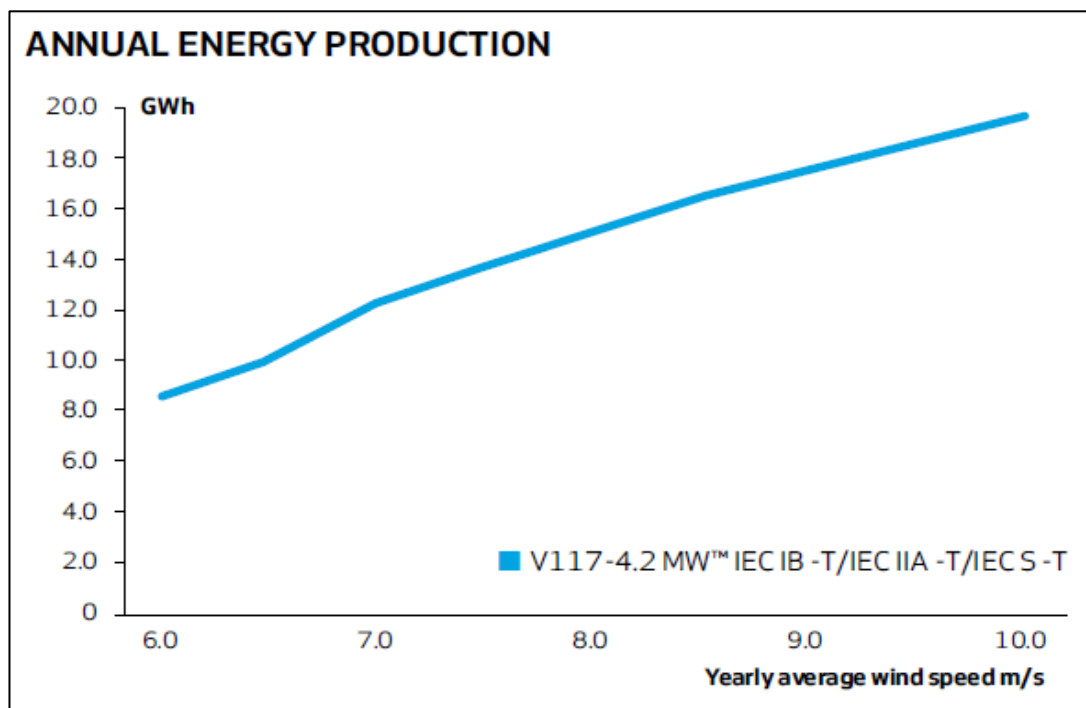
πληροφορίες επιτρέπουν την προληπτική συντήρηση που πρέπει να πραγματοποιηθεί πριν την αποτυχία κάποιου εξαρτήματος, μειώνοντας το κόστος επισκευής και την απώλεια εσόδων.  
(107)

Πίνακας 25: Τεχνικά χαρακτηριστικά Vestas V117-4.2 MW®

(107)

<b>Ρύθμιση Ισχύος</b>	Ρυθμιζόμενη γωνία λεπίδων με μεταβλητή ταχύτητα
<b>Δεδομένα λειτουργίας</b>	Ονομαστική ισχύς: 4.000 /4.200 kW Εκκίνηση για ταχύτητα ανέμου: 3 m/s Περικοπή για ταχύτητα ανέμου: 25 m/s Επανεκκίνηση για ταχύτητα ανέμου: 23 m/s Κλάση: IEC IB -T/IEC IIA -T/IEC S -T Τυπική θερμοκρασία λειτουργίας: -20 ° C έως 45 ° C
<b>Θόρυβος</b>	106 dB
<b>Ρότορας</b>	Διάμετρος: 117 m Έκταση: 10,751 m <sup>2</sup> Φρένο: Πλήρες φτερό στις λεπίδες με 3 ρυθμιζόμενους κυλίνδρους
<b>Ηλεκτρικά χαρακτηριστικά</b>	Συχνότητα: 50/60 Hz Γεννήτρια τύπου 4-πόλων (50 Hz)/ 6-πόλων (60 Hz) Γεννήτρια διπλής τροφοδοσίας με δακτυλίουσ ολίσθησης
<b>Κιβώτιο ταχυτήτων</b>	Δύο πλανητικά στάδια (μείωση ταχύτητας και αύξηση ροπής) και ένα σπειροειδές (ένα κυλινδρικό γρανάζι του οποίου τα δόντια ακολουθούν την επιφάνεια του βήματος με ελικοειδή τρόπο)
<b>Πύργος</b>	91.5m (IEC IB) 84m (IEC IIA)
<b>Διαστάσεις ατράκτου</b>	Ύψος μεταφοράς: 3,4 m Εγκατεστημένο ύψος (συμπεριλαμβανομένου του CoolerTop®): 6,9 m Μήκος: 12,8 m Πλάτος: 4,2m
<b>Διαστάσεις hub</b>	Μέγιστο ύψος μεταφοράς: 3,4 μ Μέγιστο πλάτος μεταφοράς: 4 m Μέγιστο μήκος μεταφοράς: 4,2 m
<b>Διαστάσεις λεπίδων</b>	Μήκος: 57,2 m Μέγιστη χορδή: 4 m

<b>Μέγιστο βάρος ανά μονάδα</b>	70 ton
<b>Ειδικές Επιλογές</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Λειτουργία σε υψηλά επίπεδα ανέμου</li> <li>✓ Από 3,6 έως 4,2 MW βελτιστοποίηση ισχύος (για συγκεκριμένες τοποθεσίες)</li> <li>✓ Σύστημα παρακολούθησης</li> <li>✓ Ανελκυστήρας προσωπικού</li> <li>✓ Ανιχνευτής πάγου</li> <li>✓ Σύστημα εξάλειψης πάγου</li> <li>✓ Λειτουργία χαμηλής θερμοκρασίας έως - 30 ° C</li> <li>✓ Καταστολή πυρκαγιάς</li> <li>✓ Ανίχνευση σκιάς</li> <li>✓ Σύστημα προστασίας από νυχτερίδες</li> <li>✓ Φώτα αεροπορίας</li> </ul>



Εικόνα 9: Ετήσια Ενεργειακή Παραγωγή Vestas V-117-4.2, (98)

Με βάση τα τεχνικά χαρακτηριστικά του Αιολικού Πάρκου, τη μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου στην περιοχή εγκατάστασης και την καμπύλη ενέργειας της κάθε μίας ανεμογεννήτριας προχωρούμε σε μία συντηρητική εκτίμηση της ετήσιας παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας της τάξης των 50.000 MWh για το Αιολικό Πάρκο των 20MW και 228.000 MWh για το Αιολικό



Πάρκο των 100MW. Τα δεδομένα για την κατάρτιση των οικονομικών σχεδίων παρατίθενται στον ακόλουθο πίνακα.

Πίνακας 26: Δεδομένα για την κατάρτιση επενδυτικού σχεδίου για υλοποίηση ΑΠ 20MW/ 100MW

Ίδια Επεξεργασία

	<b>ΑΠ 20MW</b>	<b>ΑΠ 100MW</b>
<b>Εκτιμώμενη Ετήσια Παραγωγή</b>	50.000 MWh	228.000 MWh
<b>Εκτιμώμενη Τιμή Αναφοράς μέσω Ανταγωνιστικής Διαδικασίας ΡΑΕ</b>	63 €/ MWh	65 €/ MWh
<b>Συνολικό κόστος Αιολικού Πάρκου</b>	23.220.000 €	116.100.000 €
<b>Ετήσια Λειτουργικά Κόστη Αιολικού Πάρκου</b>	250.000 €	350.000 €
<b>ΜΤΑΕ</b>	0,52%	
<b>Ειδικό Τέλος ΑΠΕ</b>	3%	
<b>Κόστος Εκπροσώπησης ΦΟΣΕ</b>	1,4 € /MWh	
<b>Μέση Ειδική Τιμή Αγοράς</b>	42,33 € /MWh	
<b>Λειτουργικά έξοδα Διαχειριστή</b>	0,3 €/MWh	
<b>Έσοδα από πώληση Εγγυήσεων Προέλευσης (ΕΟ)</b>	0,8 €/MWh	
<b>Ίδια Κεφάλαια</b>	20% (4.644.000€)	20% (23.220.000€)
<b>Ποσοστό Επιδότησης</b>	0%	
<b>Ποσοστό Απόσβεσης</b>	7% (15 έτη)	
<b>Ποσοστό Δανείου</b>	80% (18.576.000€)	80% (92.880.000€)
<b>Τρόπος Εξόφλησης Δανείου</b>	Ισόποσες Τοκοχρεωλυτικές Δόσεις	
<b>Επιτόκιο Δανεισμού</b>	3%	
<b>Περίοδος Δανεισμού</b>	15	
<b>Προεξοφλητικό Επιτόκιο</b>	7%	
<b>Φόρος Εισοδήματος</b>	24%	
<b>Εταιρικό Μέρισμα ΑΕ</b>	2%	
<b>Φόρος Μερισμάτων</b>	5%	
<b>Ετήσια Εκτιμώμενη Αύξηση Τιμών</b>	1%	
<b>Μείωση Απόδοσης λόγω φθοράς</b>	1%	

Το δάνειο στην περίπτωση του Αιολικού Πάρκου ισχύος 20MW θα έχει ύψος 18.576.000€ ενώ σε εκείνο ισχύος 100MW, 92.880.000€ με επιτόκιο 3% και η αποπληρωμή τους θα γίνει σε ορίζοντα 15 ετών σύμφωνα με το πλάνο δόσεων των πινάκων 26 και 27 που ακολουθούν.

Πίνακας 27: Αποπληρωμή Δανείου Επένδυσης ΑΠ 20MW

Ίδια Επεξεργασία

Στοιχεία Δανείου Επένδυσης ΑΠ 20MW					
Α.Α. Δόσης	Ημερομηνία Δόσης	Ποσό Δόσης	Χρεωλύσιο	Ποσό Τόκου	Υπόλοιπο Ανεξόφλητο Κεφάλαιο
0					18.576.000 €
1	1/1/2023	1.556.048 €	998.768 €	557.280 €	17.577.232 €
2	1/1/2024	1.556.048 €	1.028.731 €	527.317 €	16.548.501 €
3	1/1/2025	1.556.048 €	1.059.593 €	496.455 €	15.488.908 €
4	1/1/2026	1.556.048 €	1.091.381 €	464.667 €	14.397.527 €
5	1/1/2027	1.556.048 €	1.124.122 €	431.926 €	13.273.405 €
6	1/1/2028	1.556.048 €	1.157.846 €	398.202 €	12.115.559 €
7	1/1/2029	1.556.048 €	1.192.581 €	363.467 €	10.922.978 €
8	1/1/2030	1.556.048 €	1.228.359 €	327.689 €	9.694.619 €
9	1/1/2031	1.556.048 €	1.265.209 €	290.839 €	8.429.410 €
10	1/1/2032	1.556.048 €	1.303.166 €	252.882 €	7.126.244 €
11	1/1/2033	1.556.048 €	1.342.261 €	213.787 €	5.783.983 €
12	1/1/2034	1.556.048 €	1.382.528 €	173.520 €	4.401.455 €
13	1/1/2035	1.556.048 €	1.424.004 €	132.044 €	2.977.451 €
14	3/1/2036	1.556.048 €	1.466.724 €	89.324 €	1.510.727 €
15	2/1/2037	1.556.048 €	1.510.726 €	45.322 €	1 €

Πίνακας 28: Στοιχεία Δανείου Επένδυσης ΑΠ 100MW

Ίδια Επεξεργασία

Στοιχεία Δανείου Επένδυσης ΑΠ 100MW					
Α.Α. Δόσης	Ημερομηνία Δόσης	Ποσό Δόσης	Χρεωλύσιο	Ποσό Τόκου	Υπόλοιπο Ανεξόφλητο Κεφάλαιο
0					92.880.000 €
1	1/1/2023	7.780.240 €	4.993.840 €	2.786.400 €	87.886.160 €
2	1/1/2024	7.780.240 €	5.143.655 €	2.636.585 €	82.742.505 €
3	1/1/2025	7.780.240 €	5.297.965 €	2.482.275 €	77.444.540 €
4	1/1/2026	7.780.240 €	5.456.904 €	2.323.336 €	71.987.636 €
5	1/1/2027	7.780.240 €	5.620.611 €	2.159.629 €	66.367.025 €
6	1/1/2028	7.780.240 €	5.789.229 €	1.991.011 €	60.577.796 €
7	1/1/2029	7.780.240 €	5.962.906 €	1.817.334 €	54.614.890 €
8	1/1/2030	7.780.240 €	6.141.793 €	1.638.447 €	48.473.097 €

9	1/1/2031	7.780.240 €	6.326.047 €	1.454.193 €	42.147.050 €
10	1/1/2032	7.780.240 €	6.515.829 €	1.264.411 €	35.631.221 €
11	1/1/2033	7.780.240 €	6.711.303 €	1.068.937 €	28.919.918 €
12	1/1/2034	7.780.240 €	6.912.642 €	867.598 €	22.007.276 €
13	1/1/2035	7.780.240 €	7.120.022 €	660.218 €	14.887.254 €
14	3/1/2036	7.780.240 €	7.333.622 €	446.618 €	7.553.632 €
15	2/1/2037	7.780.240 €	7.553.631 €	226.609 €	1 €

Στους πίνακες 28 και 29 με την χρήση των στοιχείων των δανείων που παρουσιάστηκαν και των δεδομένων κατάρτισης των επενδυτικών σχεδίων, αναλύονται οι χρηματοροές των επενδύσεων των Αιολικών Πάρκων καθώς και το αποτέλεσμα χρήσης για έναν χρονικό ορίζοντα 30ετίας.

Πίνακας 29: Χρηματοροές και Κατάσταση αποτελεσμάτων χρήσης ΑΠ 20MW

Ίδια Επεξεργασία

Χρηματοροές και Κατάσταση Αποτελεσμάτων Χρήσης ΑΠ 20MW						
Έτη	Ετήσια Παραγωγή (MWh)	Παρούσα Αξία Ετήσιας Παραγωγής (MWh)	Μικτά Κέρδη	Έσοδα από Εγγυήσεις Προέλευσης	Ετήσια Λειτουργικά Κόστη	Μεταβατικό Τέλος Ασφάλειας Εφοδιασμού
(1)	(2)	(3) [(3)*(23)]	(4) [(2)*(70)]	(5) [(2)*(0,8)]	(6)	(7) [(4)*(0,52%)]
0						
1	50.000	46.729	3.150.000 €	40.000,0 €	250.000 €	16.380 €
2	49.500	43.235	3.118.500 €	39.600,0 €	252.500 €	16.216 €
3	49.005	40.003	3.087.315 €	39.204,0 €	255.025 €	16.054 €
4	48.515	37.012	3.056.442 €	38.812,0 €	257.575 €	15.893 €
5	48.030	34.245	3.025.877 €	38.423,8 €	260.151 €	15.735 €
6	47.550	31.684	2.995.619 €	38.039,6 €	262.753 €	15.577 €
7	47.074	29.315	2.965.662 €	37.659,2 €	265.380 €	15.421 €
8	46.603	27.124	2.936.006 €	37.282,6 €	268.034 €	15.267 €
9	46.137	25.096	2.906.646 €	36.909,8 €	270.714 €	15.115 €
10	45.676	23.219	2.877.579 €	36.540,7 €	273.421 €	14.963 €
11	45.219	21.483	2.848.804 €	36.175,3 €	276.156 €	14.814 €
12	44.767	19.877	2.820.316 €	35.813,5 €	278.917 €	14.666 €
13	44.319	18.391	2.792.112 €	35.455,4 €	281.706 €	14.519 €
14	43.876	17.016	2.764.191 €	35.100,8 €	284.523 €	14.374 €
15	43.437	15.744	2.736.549 €	34.749,8 €	287.369 €	14.230 €
16	43.003	14.567	2.709.184 €	34.402,3 €	290.242 €	14.088 €
17	42.573	13.477	2.682.092 €	34.058,3 €	293.145 €	13.947 €
18	42.147	12.470	2.655.271 €	33.717,7 €	296.076 €	13.807 €
19	41.726	11.538	2.628.718 €	33.380,6 €	299.037 €	13.669 €
20	41.308	10.675	2.602.431 €	33.046,7 €	302.027 €	13.533 €
21	40.895	9.877	1.731.100 €	32.716,3 €	305.048 €	9.002 €
22	40.486	9.138	1.713.789 €	32.389,1 €	308.098 €	8.912 €
23	40.082	8.455	1.696.651 €	32.065,2 €	311.179 €	8.823 €

24	39.681	7.823	1.679.685 €	31.744,6 €	314.291 €	8.734 €
25	39.284	7.238	1.662.888 €	31.427,1 €	317.434 €	8.647 €
26	38.891	6.697	1.646.259 €	31.112,9 €	320.608 €	8.561 €
27	38.502	6.196	1.629.796 €	30.801,7 €	323.814 €	8.475 €
28	38.117	5.733	1.613.498 €	30.493,7 €	327.052 €	8.390 €
29	37.736	5.304	1.597.363 €	30.188,8 €	330.323 €	8.306 €
30	37.359	4.908	1.581.390 €	29.886,9 €	333.626 €	8.223 €

Έτη	Ειδικό Τέλος ΑΠΕ	Χρέωση λειτουργικών εξόδων Διαχειριστή	Κόστος Εκπροσώπησης Target Model	Συνολικά Κόστη	Παρούσα Αξία Ετήσιου Κόστους	Μικτά Έσοδα από παραγωγή Η/Ε
(1)	(8) [(4)*(3%)]	(9) [(2)*(0,3)]	(10) [(2)*(1,4)]	(11) [(6)+(7)+(8)+ +(9)+(10)]	(12) [(12)*(23)]	(13) [(4)+(5)-(11)]
0						
1	94.500 €	15.000,0 €	70.000,0 €	445.880,0 €	416.710,3 €	2.744.120 €
2	93.555 €	14.850,0 €	69.300,0 €	446.421,2 €	389.921,6 €	2.711.679 €
3	92.619 €	14.701,5 €	68.607,0 €	447.007,0 €	364.890,9 €	2.679.512 €
4	91.693 €	14.554,5 €	67.920,9 €	447.637,4 €	341.500,4 €	2.647.616 €
5	90.776 €	14.408,9 €	67.241,7 €	448.312,5 €	319.640,7 €	2.615.989 €
6	89.869 €	14.264,9 €	66.569,3 €	449.032,4 €	299.209,3 €	2.584.626 €
7	88.970 €	14.122,2 €	65.903,6 €	449.797,2 €	280.111,1 €	2.553.525 €
8	88.080 €	13.981,0 €	65.244,6 €	450.606,8 €	262.257,3 €	2.522.682 €
9	87.199 €	13.841,2 €	64.592,1 €	451.461,4 €	245.565,1 €	2.492.094 €
10	86.327 €	13.702,8 €	63.946,2 €	452.361,1 €	229.957,4 €	2.461.759 €
11	85.464 €	13.565,7 €	63.306,7 €	453.305,9 €	215.362,4 €	2.431.673 €
12	84.609 €	13.430,1 €	62.673,7 €	454.295,9 €	201.712,8 €	2.401.833 €
13	83.763 €	13.295,8 €	62.046,9 €	455.331,3 €	188.946,3 €	2.372.236 €
14	82.926 €	13.162,8 €	61.426,5 €	456.412,1 €	177.004,5 €	2.342.880 €
15	82.096 €	13.031,2 €	60.812,2 €	457.538,5 €	165.833,0 €	2.313.761 €
16	81.276 €	12.900,9 €	60.204,1 €	458.710,5 €	155.381,1 €	2.284.876 €
17	80.463 €	12.771,9 €	59.602,0 €	459.928,2 €	145.601,5 €	2.256.222 €
18	79.658 €	12.644,1 €	59.006,0 €	461.191,8 €	136.450,0 €	2.227.797 €
19	78.862 €	12.517,7 €	58.416,0 €	462.501,4 €	127.885,5 €	2.199.597 €
20	78.073 €	12.392,5 €	57.831,8 €	463.857,1 €	119.869,5 €	2.171.621 €
21	51.933 €	12.268,6 €	57.253,5 €	435.504,3 €	105.180,0 €	1.328.312 €
22	51.414 €	12.145,9 €	56.681,0 €	437.250,2 €	98.693,1 €	1.308.928 €
23	50.900 €	12.024,5 €	56.114,1 €	439.039,7 €	92.614,1 €	1.289.677 €
24	50.391 €	11.904,2 €	55.553,0 €	440.872,9 €	86.916,6 €	1.270.556 €
25	49.887 €	11.785,2 €	54.997,5 €	442.750,0 €	81.576,3 €	1.251.565 €
26	49.388 €	11.667,3 €	54.447,5 €	444.671,1 €	76.570,4 €	1.232.701 €
27	48.894 €	11.550,6 €	53.903,0 €	446.636,6 €	71.877,4 €	1.213.961 €
28	48.405 €	11.435,1 €	53.364,0 €	448.646,5 €	67.477,4 €	1.195.346 €
29	47.921 €	11.320,8 €	52.830,4 €	450.701,1 €	63.351,8 €	1.176.851 €
30	47.442 €	11.207,6 €	52.302,0 €	452.800,5 €	59.483,1 €	1.158.476 €

Έτη	Αποσβέσεις	Τόκοι Πληρωτέοι	Χρεολύσιο	Κέρδη Προ Τόκων και Φόρων	Κέρδη Προ Φόρων	Φορολογία
(1)	(14) [7%]	(15)	(16)	(17) [(13)-(14)]	(18) [(17)-(15)]	(19) [(18)*(24%)]
0						
1	1.625.400 €	557.280 €	998.768 €	1.118.720 €	561.440 €	268.493 €
2	1.625.400 €	527.317 €	1.028.731 €	1.086.279 €	558.962 €	260.707 €
3	1.625.400 €	496.455 €	1.059.593 €	1.054.112 €	557.657 €	252.987 €
4	1.625.400 €	464.667 €	1.091.381 €	1.022.216 €	557.549 €	245.332 €
5	1.625.400 €	431.926 €	1.124.122 €	990.589 €	558.663 €	237.741 €
6	1.625.400 €	398.202 €	1.157.846 €	959.226 €	561.024 €	230.214 €
7	1.625.400 €	363.467 €	1.192.581 €	928.125 €	564.658 €	222.750 €
8	1.625.400 €	327.689 €	1.228.359 €	897.282 €	569.592 €	215.348 €
9	1.625.400 €	290.839 €	1.265.209 €	866.694 €	575.856 €	208.007 €
10	1.625.400 €	252.882 €	1.303.166 €	836.359 €	583.477 €	200.726 €
11	1.625.400 €	213.787 €	1.342.261 €	806.273 €	592.486 €	193.506 €
12	1.625.400 €	173.520 €	1.382.528 €	776.433 €	602.914 €	186.344 €
13	1.625.400 €	132.044 €	1.424.004 €	746.836 €	614.793 €	179.241 €
14	1.625.400 €	89.324 €	1.466.724 €	717.480 €	628.156 €	172.195 €
15	464.400 €	45.322 €	1.510.726 €	1.849.361 €	1.804.039 €	443.847 €
16				2.284.876 €	2.284.876 €	548.370 €
17				2.256.222 €	2.256.222 €	541.493 €
18				2.227.797 €	2.227.797 €	534.671 €
19				2.199.597 €	2.199.597 €	527.903 €
20				2.171.621 €	2.171.621 €	521.189 €
21				1.328.312 €	1.328.312 €	318.795 €
22				1.308.928 €	1.308.928 €	314.143 €
23				1.289.677 €	1.289.677 €	309.522 €
24				1.270.556 €	1.270.556 €	304.934 €
25				1.251.565 €	1.251.565 €	300.376 €
26				1.232.701 €	1.232.701 €	295.848 €
27				1.213.961 €	1.213.961 €	291.351 €
28				1.195.346 €	1.195.346 €	286.883 €
29				1.176.851 €	1.176.851 €	282.444 €
30				1.158.476 €	1.158.476 €	278.034 €

Έτη	Καθαρά Κέρδη μετά από φόρους	KTP	Συντελεστής Προεξόφλησης	Ανηγμένες Χρηματοροές	Αποτέλεσμα Χρήσης	Ανηγμένο Αποτέλεσμα Χρήσης
(1)	(20) [(18)-(19)]	(21) [(13)-(19)]	(22)	(23) [(21)*(22)]	(24) [(20)+(14)-(16)]	(25) [(24)*(22)]
0		-23.220.000€		-23.220.000€		
1	292.947 €	2.475.627 €	0,935	2.313.670 €	919.579 €	859.420 €
2	298.255 €	2.450.972 €	0,873	2.140.774 €	894.924 €	781.661 €
3	304.670 €	2.426.525 €	0,816	1.980.767 €	870.477 €	710.569 €
4	312.217 €	2.402.284 €	0,763	1.832.691 €	846.236 €	645.590 €
5	320.922 €	2.378.247 €	0,713	1.695.658 €	822.200 €	586.217 €

6	330.809 €	2.354.412 €	0,666	1.568.844 €	798.363 €	531.983 €
7	341.908 €	2.330.775 €	0,623	1.451.489 €	774.727 €	482.461 €
8	354.245 €	2.307.334 €	0,582	1.342.889 €	751.286 €	437.255 €
9	367.849 €	2.284.088 €	0,544	1.242.392 €	728.040 €	396.006 €
10	382.750 €	2.261.033 €	0,508	1.149.394 €	704.984 €	358.378 €
11	398.980 €	2.238.167 €	0,475	1.063.337 €	682.119 €	324.070 €
12	416.570 €	2.215.489 €	0,444	983.704 €	659.442 €	292.800 €
13	435.552 €	2.192.996 €	0,415	910.015 €	636.948 €	264.311 €
14	455.961 €	2.170.685 €	0,388	841.829 €	614.637 €	238.367 €
15	1.360.192 €	1.869.914 €	0,362	677.743 €	313.866 €	113.760 €
16	1.736.506 €	1.736.506 €	0,339	588.214 €	1.736.506 €	588.214 €
17	1.714.729 €	1.714.729 €	0,317	542.839 €	1.714.729 €	542.839 €
18	1.693.126 €	1.693.126 €	0,296	500.935 €	1.693.126 €	500.935 €
19	1.671.694 €	1.671.694 €	0,277	462.237 €	1.671.694 €	462.237 €
20	1.650.432 €	1.650.432 €	0,258	426.503 €	1.650.432 €	426.503 €
21	1.009.517 €	1.009.517 €	0,242	243.812 €	1.009.517 €	243.812 €
22	994.785 €	994.785 €	0,226	224.536 €	994.785 €	224.536 €
23	980.154 €	980.154 €	0,211	206.760 €	980.154 €	206.760 €
24	965.623 €	965.623 €	0,197	190.369 €	965.623 €	190.369 €
25	951.189 €	951.189 €	0,184	175.256 €	951.189 €	175.256 €
26	936.852 €	936.852 €	0,172	161.322 €	936.852 €	161.322 €
27	922.611 €	922.611 €	0,161	148.476 €	922.611 €	148.476 €
28	908.463 €	908.463 €	0,150	136.635 €	908.463 €	136.635 €
29	894.407 €	894.407 €	0,141	125.720 €	894.407 €	125.720 €
30	880.442 €	880.442 €	0,131	115.661 €	880.442 €	115.661 €

Πίνακας 30: Χρηματοροές και Κατάσταση αποτελεσμάτων χρήσης ΑΠ 100MW

Ίδια Επεξεργασία

Χρηματοροές και Κατάσταση Αποτελεσμάτων Χρήσης ΑΠ 100MW						
Έτη	Ετήσια Παραγωγή (MWh)	Παρούσα Αξία Ετήσιας Παραγωγής (MWh)	Μικτά Κέρδη	Έσοδα από Εγγυήσεις Προέλευσης	Ετήσια Λειτουργικά Κόστη	Μεταβατικό Τέλος Ασφάλειας Εφοδιασμού
(1)	(2)	(3) [(3)*(23)]	(4) [(2)*(70)]	(5) [(2)*(0,8)]	(6)	(7) [(4)*(0,52%)]
0						
1	228.000	213.084	14.820.000 €	182.400,0 €	350.000 €	77.064 €
2	225.720	197.153	14.671.800 €	180.576,0 €	353.500 €	76.293 €
3	223.463	182.412	14.525.082 €	178.770,2 €	357.035 €	75.530 €
4	221.228	168.774	14.379.831 €	176.982,5 €	360.605 €	74.775 €
5	219.016	156.155	14.236.033 €	175.212,7 €	364.211 €	74.027 €
6	216.826	144.480	14.093.673 €	173.460,6 €	367.854 €	73.287 €
7	214.657	133.678	13.952.736 €	171.726,0 €	371.532 €	72.554 €
8	212.511	123.683	13.813.208 €	170.008,7 €	375.247 €	71.829 €
9	210.386	114.436	13.675.076 €	168.308,6 €	379.000 €	71.110 €
10	208.282	105.880	13.538.326 €	166.625,5 €	382.790 €	70.399 €

11	206.199	97.964	13.402.942 €	164.959,3 €	386.618 €	69.695 €
12	204.137	90.639	13.268.913 €	163.309,7 €	390.484 €	68.998 €
13	202.096	83.863	13.136.224 €	161.676,6 €	394.389 €	68.308 €
14	200.075	77.592	13.004.862 €	160.059,8 €	398.333 €	67.625 €
15	198.074	71.791	12.874.813 €	158.459,2 €	402.316 €	66.949 €
16	196.093	66.424	12.746.065 €	156.874,6 €	406.339 €	66.280 €
17	194.132	61.457	12.618.604 €	155.305,9 €	410.403 €	65.617 €
18	192.191	56.862	12.492.418 €	153.752,8 €	414.507 €	64.961 €
19	190.269	52.611	12.367.494 €	152.215,3 €	418.652 €	64.311 €
20	188.366	48.677	12.243.819 €	150.693,2 €	422.838 €	63.668 €
21	186.483	45.038	7.893.816 €	149.186,2 €	427.067 €	41.048 €
22	184.618	41.671	7.814.878 €	147.694,4 €	431.337 €	40.637 €
23	182.772	38.555	7.736.729 €	146.217,4 €	435.651 €	40.231 €
24	180.944	35.673	7.659.362 €	144.755,2 €	440.007 €	39.829 €
25	179.135	33.005	7.582.768 €	143.307,7 €	444.407 €	39.430 €
26	177.343	30.538	7.506.941 €	141.874,6 €	448.851 €	39.036 €
27	175.570	28.255	7.431.871 €	140.455,9 €	453.340 €	38.646 €
28	173.814	26.142	7.357.552 €	139.051,3 €	457.873 €	38.259 €
29	172.076	24.187	7.283.977 €	137.660,8 €	462.452 €	37.877 €
30	170.355	22.379	7.211.137 €	136.284,2 €	467.076 €	37.498 €

Έτη	Ειδικό Τέλος ΑΠΕ	Χρέωση λειτουργικών εξόδων Διαχειριστή	Κόστος Εκπροσώπησης Target Model	Συνολικά Κόστη	Παρούσα Αξία Ετήσιου Κόστους	Μικτά Έσοδα από παραγωγή Η/Ε
(1)	(8) [(4)*(3%)]	(9) [(2)*(0,3)]	(10) [(2)*(1,4)]	(11) [(6)+(7)+(8)+ +(9)+(10)]	(12) [(12)*(23)]	(13) [(4)+(5)-(11)]
0						
1	444.600 €	68.400,0 €	319.200,0 €	1.259.264,0 €	1.176.882,2 €	13.743.136 €
2	440.154 €	67.716,0 €	316.008,0 €	1.253.671,4 €	1.095.005,1 €	13.598.705 €
3	435.752 €	67.038,8 €	312.847,9 €	1.248.204,6 €	1.018.906,8 €	13.455.648 €
4	431.395 €	66.368,5 €	309.719,4 €	1.242.863,3 €	948.174,5 €	13.313.950 €
5	427.081 €	65.704,8 €	306.622,2 €	1.237.646,8 €	882.425,0 €	13.173.599 €
6	422.810 €	65.047,7 €	303.556,0 €	1.232.554,5 €	821.303,1 €	13.034.579 €
7	418.582 €	64.397,2 €	300.520,5 €	1.227.586,1 €	764.478,9 €	12.896.876 €
8	414.396 €	63.753,3 €	297.515,3 €	1.222.740,8 €	711.646,3 €	12.760.476 €
9	410.252 €	63.115,7 €	294.540,1 €	1.218.018,4 €	662.521,3 €	12.625.367 €
10	406.150 €	62.484,6 €	291.594,7 €	1.213.418,2 €	616.840,3 €	12.491.533 €
11	402.088 €	61.859,7 €	288.678,8 €	1.208.939,8 €	574.358,6 €	12.358.962 €
12	398.067 €	61.241,1 €	285.792,0 €	1.204.582,8 €	534.849,2 €	12.227.640 €
13	394.087 €	60.628,7 €	282.934,1 €	1.200.346,6 €	498.101,2 €	12.097.554 €
14	390.146 €	60.022,4 €	280.104,7 €	1.196.230,9 €	463.919,0 €	11.968.690 €
15	386.244 €	59.422,2 €	277.303,7 €	1.192.235,3 €	432.120,9 €	11.841.037 €
16	382.382 €	58.828,0 €	274.530,6 €	1.188.359,2 €	402.538,4 €	11.714.580 €
17	378.558 €	58.239,7 €	271.785,3 €	1.184.602,4 €	375.014,8 €	11.589.308 €
18	374.773 €	57.657,3 €	269.067,5 €	1.180.964,5 €	349.404,8 €	11.465.207 €
19	371.025 €	57.080,7 €	266.376,8 €	1.177.444,9 €	325.573,3 €	11.342.264 €

20	367.315 €	56.509,9 €	263.713,0 €	1.174.043,5 €	303.395,2 €	11.220.469 €
21	236.814 €	55.944,8 €	261.075,9 €	1.021.949,6 €	246.814,2 €	7.021.053 €
22	234.446 €	55.385,4 €	258.465,1 €	1.020.271,4 €	230.288,7 €	6.942.301 €
23	232.102 €	54.831,5 €	255.880,5 €	1.018.695,4 €	214.890,6 €	6.864.251 €
24	229.781 €	54.283,2 €	253.321,7 €	1.017.221,5 €	200.541,8 €	6.786.896 €
25	227.483 €	53.740,4 €	250.788,5 €	1.015.849,4 €	187.169,4 €	6.710.227 €
26	225.208 €	53.203,0 €	248.280,6 €	1.014.579,1 €	174.705,9 €	6.634.236 €
27	222.956 €	52.671,0 €	245.797,8 €	1.013.410,3 €	163.088,5 €	6.558.917 €
28	220.727 €	52.144,2 €	243.339,8 €	1.012.343,0 €	152.258,6 €	6.484.261 €
29	218.519 €	51.622,8 €	240.906,4 €	1.011.377,0 €	142.162,0 €	6.410.261 €
30	216.334 €	51.106,6 €	238.497,3 €	1.010.512,3 €	132.748,1 €	6.336.909 €

Έτη	Αποσβέσεις	Τόκοι Πληρωτέοι	Χρεολύσιο	Κέρδη Προ Τόκων και Φόρων	Κέρδη Προ Φόρων	Φορολογία
(1)	(14) [7%]	(15)	(16)	(17) [(13)-(14)]	(18) [(17)-(15)]	(19) [(18)*(24%)]
0						
1	8.127.000 €	2.786.400 €	4.993.840 €	5.616.136 €	2.829.736 €	1.347.873 €
2	8.127.000 €	2.636.585 €	5.143.655 €	5.471.705 €	2.835.120 €	1.313.209 €
3	8.127.000 €	2.482.275 €	5.297.965 €	5.328.648 €	2.846.372 €	1.278.875 €
4	8.127.000 €	2.323.336 €	5.456.904 €	5.186.950 €	2.863.614 €	1.244.868 €
5	8.127.000 €	2.159.629 €	5.620.611 €	5.046.599 €	2.886.970 €	1.211.184 €
6	8.127.000 €	1.991.011 €	5.789.229 €	4.907.579 €	2.916.568 €	1.177.819 €
7	8.127.000 €	1.817.334 €	5.962.906 €	4.769.876 €	2.952.542 €	1.144.770 €
8	8.127.000 €	1.638.447 €	6.141.793 €	4.633.476 €	2.995.030 €	1.112.034 €
9	8.127.000 €	1.454.193 €	6.326.047 €	4.498.367 €	3.044.174 €	1.079.608 €
10	8.127.000 €	1.264.411 €	6.515.829 €	4.364.533 €	3.100.121 €	1.047.488 €
11	8.127.000 €	1.068.937 €	6.711.303 €	4.231.962 €	3.163.025 €	1.015.671 €
12	8.127.000 €	867.598 €	6.912.642 €	4.100.640 €	3.233.042 €	984.154 €
13	8.127.000 €	660.218 €	7.120.022 €	3.970.554 €	3.310.336 €	952.933 €
14	8.127.000 €	446.618 €	7.333.622 €	3.841.690 €	3.395.073 €	922.006 €
15	2.322.000 €	226.609 €	7.553.631 €	9.519.037 €	9.292.428 €	2.284.569 €
16				11.714.580 €	11.714.580 €	2.811.499 €
17				11.589.308 €	11.589.308 €	2.781.434 €
18				11.465.207 €	11.465.207 €	2.751.650 €
19				11.342.264 €	11.342.264 €	2.722.143 €
20				11.220.469 €	11.220.469 €	2.692.912 €
21				7.021.053 €	7.021.053 €	1.685.053 €
22				6.942.301 €	6.942.301 €	1.666.152 €
23				6.864.251 €	6.864.251 €	1.647.420 €
24				6.786.896 €	6.786.896 €	1.628.855 €
25				6.710.227 €	6.710.227 €	1.610.454 €
26				6.634.236 €	6.634.236 €	1.592.217 €
27				6.558.917 €	6.558.917 €	1.574.140 €
28				6.484.261 €	6.484.261 €	1.556.223 €
29				6.410.261 €	6.410.261 €	1.538.463 €
30				6.336.909 €	6.336.909 €	1.520.858 €



Έτη	Καθαρά Κέρδη μετά από φόρους	ΚΤΡ	Συντελεστής Προεξόφλησης	Ανηγμένες Χρηματοροές	Αποτέλεσμα Χρήσης	Ανηγμένο Αποτέλεσμα Χρήσης
(1)	(20) [(18)-(19)]	(21) [(13)-(19)]	(22)	(23) [(21)*(22)]	(24) [(20)+(14)-(16)]	(25) [(24)*(22)]
0		-116.100.000€		-116.100.000€		
1	1.481.863 €	12.395.263 €	0,935	11.584.358 €	4.615.023 €	4.313.106 €
2	1.521.911 €	12.285.496 €	0,873	10.730.628 €	4.505.256 €	3.935.065 €
3	1.567.497 €	12.176.772 €	0,816	9.939.873 €	4.396.532 €	3.588.880 €
4	1.618.746 €	12.069.082 €	0,763	9.207.445 €	4.288.842 €	3.271.937 €
5	1.675.786 €	11.962.415 €	0,713	8.529.037 €	4.182.175 €	2.981.833 €
6	1.738.749 €	11.856.760 €	0,666	7.900.660 €	4.076.520 €	2.716.357 €
7	1.807.772 €	11.752.106 €	0,623	7.318.621 €	3.971.866 €	2.473.478 €
8	1.882.995 €	11.648.442 €	0,582	6.779.499 €	3.868.202 €	2.251.329 €
9	1.964.566 €	11.545.759 €	0,544	6.280.128 €	3.765.519 €	2.048.193 €
10	2.052.634 €	11.444.045 €	0,508	5.817.572 €	3.663.805 €	1.862.492 €
11	2.147.354 €	11.343.291 €	0,475	5.389.116 €	3.563.051 €	1.692.780 €
12	2.248.889 €	11.243.486 €	0,444	4.992.242 €	3.463.247 €	1.537.723 €
13	2.357.403 €	11.144.621 €	0,415	4.624.621 €	3.364.381 €	1.396.098 €
14	2.473.067 €	11.046.685 €	0,388	4.284.095 €	3.266.445 €	1.266.784 €
15	7.007.859 €	9.556.468 €	0,362	3.463.704 €	1.776.228 €	643.787 €
16	8.903.081 €	8.903.081 €	0,339	3.015.782 €	8.903.081 €	3.015.782 €
17	8.807.874 €	8.807.874 €	0,317	2.788.347 €	8.807.874 €	2.788.347 €
18	8.713.557 €	8.713.557 €	0,296	2.578.027 €	8.713.557 €	2.578.027 €
19	8.620.121 €	8.620.121 €	0,277	2.383.535 €	8.620.121 €	2.383.535 €
20	8.527.556 €	8.527.556 €	0,258	2.203.683 €	8.527.556 €	2.203.683 €
21	5.336.000 €	5.336.000 €	0,242	1.288.714 €	5.336.000 €	1.288.714 €
22	5.276.149 €	5.276.149 €	0,226	1.190.896 €	5.276.149 €	1.190.896 €
23	5.216.831 €	5.216.831 €	0,211	1.100.474 €	5.216.831 €	1.100.474 €
24	5.158.041 €	5.158.041 €	0,197	1.016.890 €	5.158.041 €	1.016.890 €
25	5.099.772 €	5.099.772 €	0,184	939.629 €	5.099.772 €	939.629 €
26	5.042.019 €	5.042.019 €	0,172	868.213 €	5.042.019 €	868.213 €
27	4.984.777 €	4.984.777 €	0,161	802.202 €	4.984.777 €	802.202 €
28	4.928.038 €	4.928.038 €	0,150	741.188 €	4.928.038 €	741.188 €
29	4.871.798 €	4.871.798 €	0,141	684.794 €	4.871.798 €	684.794 €
30	4.816.051 €	4.816.051 €	0,131	632.671 €	4.816.051 €	632.671 €

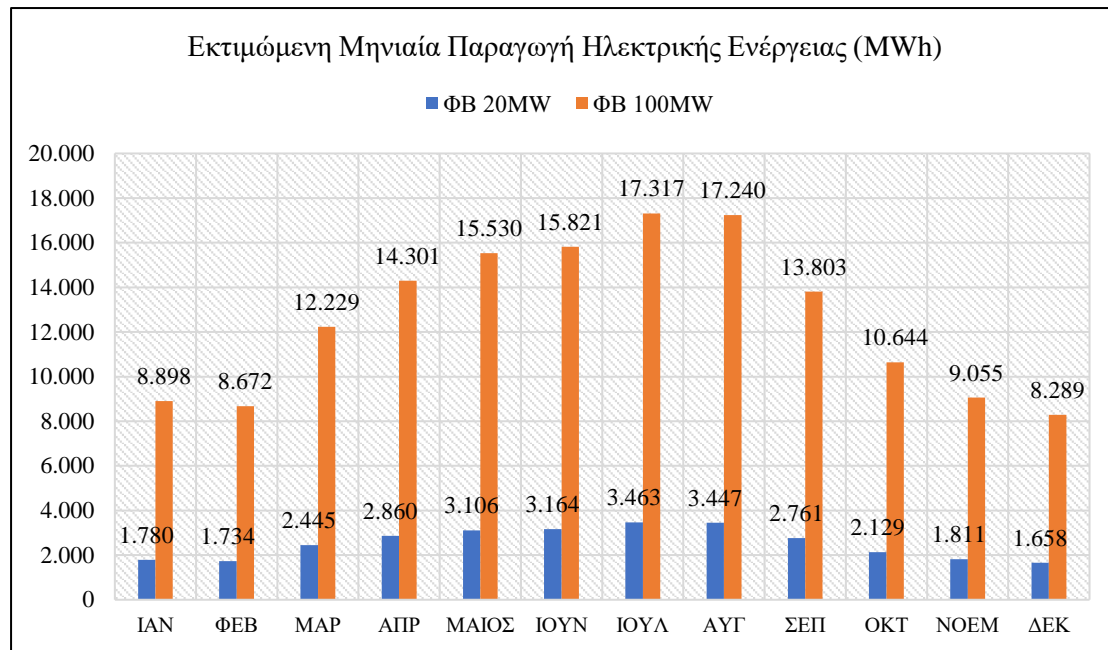
## 4.2 Τεχνοοικονομική ανάλυση Φωτοβολταϊκών Σταθμών 20MW και 100MW

Οι υπό μελέτη Φωτοβολταϊκοί Σταθμοί θα έχουν εγκατεστημένη ισχύ 20MW και 100MW και η θέση εγκατάστασης θα είναι στους Σοφάδες Καρδίτσας. Με βάση τον χάρτη ηλιακού δυναμικού του PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System, EC) το ηλιακό δυναμικό έχει τιμή 1.868 KWh/m<sup>2</sup> το οποίο αποδίδει ετησίως περί τις 30.359 MWh για τον Φωτοβολταϊκό Σταθμό των 20MW και 151.799 MWh για τον Φωτοβολταϊκό Σταθμό των

100MW με συστημικές απώλειες της τάξης του 8%, βέλτιστη κλίση των πάνελ (33°) και βέλτιστο αζιμούθιο (0, νότιος προσανατολισμός). Η μηνιαία ανάλυση της ενεργειακής παραγωγής ανά σταθμό παρουσιάζεται στο ακόλουθο γράφημα

Γράφημα 32 Εκτιμώμενη Μηνιαία Παραγωγή Ηλ. Εν. ΦΒ 20MW και ΦΒ 100MW

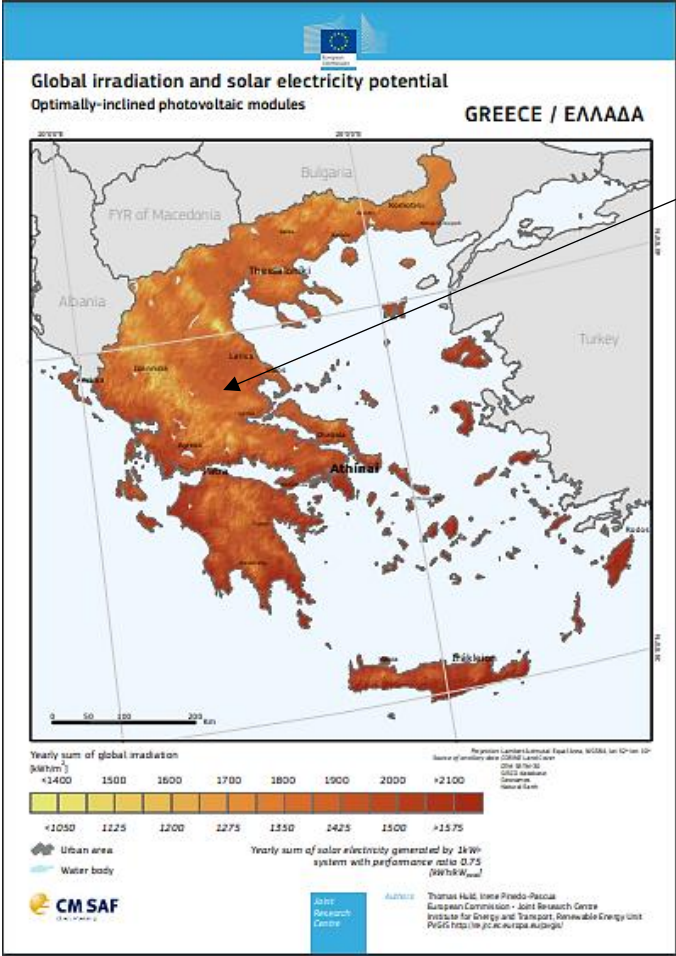
(22)



Πίνακας 31: Τυπικά Χαρακτηριστικά ΦΒ 20MW/ 100MW

Ίδια Επεξεργασία

<b>Εγκατεστημένη Ισχύς</b>	20 MW	100 MW
<b>Φωτοβολταϊκά Πάνελ</b>	REC 400 TP2SM72 (TwinPeak 2S Mono 72)	
<b>Αριθμός Φωτοβολταϊκών Πάνελ</b>	80.000	250.000
<b>Αντιστροφέας (Inverter)</b>	SMA STP110-60	
<b>Αριθμός Αντιστροφέων</b>	200	1000

<b>Θέση εγκατάστασης</b>	Τοπική Κοινότητα Μασχολουρίου, Δημοτική Ενότητα Σοφάδων, Δήμος Σοφάδων, Περιφέρεια Θεσσαλίας	
<b>Απαιτούμενη Έκταση</b>	240 στρέμματα	1.200 στρέμματα
 <p>The figure is a map of Greece titled "Global irradiation and solar electricity potential Optimally-inclined photovoltaic modules GREECE / ΕΛΛΑΔΑ". It shows a color-coded map of Greece with a legend at the bottom. The legend includes a scale bar (0-200 km), a color scale for "Yearly sum of global irradiation [kWh/m²]" ranging from &lt;math&gt;&lt;1000&lt;/math&gt; to &gt;2100, and a color scale for "Yearly sum of solar electricity generated by 2kWp system with performance ratio 0.75 [kWh/kWp/year]" ranging from &lt;math&gt;&lt;1000&lt;/math&gt; to &gt;1575. A blue box on the right side of the map contains the value "1.868 kWh/m²" with an arrow pointing to a specific location in the Thessaly region. The map also shows urban areas and water bodies. The CM SAF logo is visible in the bottom left corner.</p>		
Εικόνα 10 Ηλιακό Δυναμικό (Σοφάδες, Καρδίτσας), (22)		

Τα φωτοβολταϊκά πλαίσια που θα χρησιμοποιηθούν στην υλοποίηση των σταθμών είναι της REC-SOLAR η σειρά TP3SM 72 ισχύος 400W έκαστο, τα οποία έχουν τα ακόλουθα διακριτά χαρακτηριστικά.

- ✓ Υψηλή απόδοση  
Η νέας γενιάς τεχνολογία κυψελών δεσμεύει περισσότερα μήκη κύματος φωτός με μία αρχιτεκτονική που μοιάζει με καθρέφτη για μεγαλύτερη απόδοση.
- ✓ Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας ακόμα και με μερική σκίαση  
Κάθε ηλιακή μονάδα χωρίζεται σε δύο τμήματα που παράγουν ηλεκτρική ενέργεια ανεξάρτητα το ένα από το άλλο, η οποία αθροίζεται πριν την έξοδο.

✓ Μεγαλύτερη ισχύς εξόδου ανά m<sup>2</sup>

Αυτό οδηγεί σε ταχύτερο χρόνο εγκατάστασης και λιγότερο ηλεκτρομηχανολογικό εξοπλισμό άρα και μείωση του κόστους.

✓ Κουτί διαχωρισμού

Τα τρία μέρη του κουτιού διαχωρισμού επιτρέπουν μία καινοτόμο νέα διάταξη κυψελών για υψηλότερη απόδοση ενέργειας, μειώνοντας παράλληλα τη θερμότητα και αυξάνοντας την αξιοπιστία.

✓ Ροηφόροι Αγωγοί (Bus bars)

Εξασφαλίζουν μικρότερη απόσταση μετακίνησης των ηλεκτρονίων κάτι που βελτιώνει κατά πολύ την τρέχουσα ροή, μειώνοντας την αντίσταση των κυψελών και αυξάνοντας την αποδοτικότητα (108)

Πίνακας 32: Ηλεκτρικά και Μηχανικά Χαρακτηριστικά ΦΒ REC SOLAR

(108)

Ηλεκτρικά Χαρακτηριστικά		Γενικά/ Μηχανικά Χαρακτηριστικά	
Ισχύς Εξόδου	400 Wp	Θερμοκρασία λειτουργίας	-40 ... +85°C
Απόκλιση Ισχύος Εξόδου	0/+5	Μέγιστη τάση συστήματος	1000 V / 1500 V
Ονομαστική τάση ισχύος - V <sub>MPP</sub> (V)	41.4	Μέγιστο φορτίο δοκιμής (εμπρός)	+ 5400 Pa (550 kg/m <sup>2</sup> )
Ονομαστική ρεύμα εξόδου - I <sub>MPP</sub> (A)	9.67	Μέγιστο φορτίο δοκιμής (πίσω)	- 2400 Pa (244 kg/m <sup>2</sup> )
Τάση Ανοικτοκυκλώματος - V <sub>oc</sub> (V)	48.2	Διαστάσεις	2008 x 1001 x 30 mm
Ρεύμα βραχυκύκλωσης - I <sub>sc</sub> (A)	10.42	Εμβαδόν	2.01 m <sup>2</sup>
Απόδοση	19,9%	Βάρος	22.3 kg

Ο αντιστροφέας (inverter) για την μετατροπή της συνεχούς τάσης σε εναλλασσόμενη θα είναι της εταιρίας SMA, Sunny Tripower CORE2 STP-110/60.

Έχει 110 KW ισχύ εξόδου και σε συνδυασμό με τα 24 διαθέσιμα string και τους 12 MPP trackers επιτρέπει μια ιδιαίτερα υψηλή ηλιακή κάλυψη σε επίγεια φωτοβολταϊκά συστήματα κατά τη διάρκεια της ημέρας. Το λογισμικό SMA ShadeFix βελτιστοποιεί αυτόματα την απόδοση του συστήματος ανά πάσα στιγμή, ακόμη και σε εν μέρει σκιασμένες φωτοβολταϊκές μονάδες. Η υπηρεσία αυτόματης παρακολούθησης SMA Smart Connected εξασφαλίζει επίσης μέγιστες αποδόσεις ανιχνεύοντας αποτυχίες όσο το δυνατόν γρηγορότερα. (109)

Πίνακας 33: Ηλεκτρικά και Μηχανικά Χαρακτηριστικά Inverter SMA STP-110/60

(109)

Ηλεκτρικά Χαρακτηριστικά		Γενικά/ Μηχανικά Χαρακτηριστικά	
Είσοδος (Συνεχές Ρεύμα DC)			
Μέγιστη Ισχύς Εισόδου ΦΒ συστοιχίας	165 KWp	Διαστάσεις	1117 mm / 682 mm / 363 mm
Μέγιστη Τάση εισόδου	1.100V	Βάρος	93.5 kg
Εύρος Μέγιστου Σημείο Τάσεως (MPP)	500V έως 800V	Εύρος θερμοκρασίας λειτουργίας	-30 °C to +60 °C
Ονομαστική τάση εισόδου	585V	Τυπική εκπομπή θορύβου	< 65 db(A)
Μέγιστο ρεύμα εισόδου ανά MPP /Μέγιστο ρεύμα βραχυκυκλώματος ανά MPP	26A/ 40A	Αυτοκατανάλωση (τη νύχτα)	< 5 W
Αριθμός ανεξάρτητων ιχνηλατών MPP / String ανά MPP tracker	12/2	Βαθμός προστασίας (σύμφωνα με το IEC 60529)	IP66
Έξοδος (Εναλλασσόμενο Ρεύμα AC)			
Ονομαστική ισχύς στην ονομαστική τάση	110KWp		
Μέγιστη. φαινομενική ισχύς AC	110VA		
Εύρος τάσης AC	320V έως 460V		

Μέγιστο ρεύμα εξόδου	159A	
Μέγιστη. αποδοτικότητα / ευρωπαϊκή αποδοτικότητα	98.6%/ 98.4%	

Τα δεδομένα για την κατάρτιση των οικονομικών σχεδίων παρατίθενται στον ακόλουθο πίνακα.

Πίνακας 34: Δεδομένα για την κατάρτιση επενδυτικού σχεδίου για υλοποίηση ΦΒ 20MW/100MW.

Ίδια Επεξεργασία

	ΦΒ 20MW	ΦΒ 100 MW
Εκτιμώμενη Ετήσια Παραγωγή Η.Ε.	30.359 MWh	151.799 MWh
Εκτιμώμενη Τιμή Αναφοράς μέσω Ανταγωνιστικής Διαδικασίας ΡΑΕ	48 €/ MWh	49 €/ MWh
Συνολικό κόστος ΦΒ σταθμού	11.040.000 €	55.200.000 €
Ετήσια Λειτουργικά Κόστη ΦΒ Σταθμού	30.000 €	100.000 €
ΜΤΑΕ	0,52%	
Ειδικό Τέλος ΑΠΕ	3%	
Λειτουργικά Έξοδα Διαχειριστή	0,3 €/MWh	
Κόστος Εκπροσώπησης ΦΟΣΕ	1,4 €/MWh	
Μέση Ειδική Τιμή Αγοράς	43,88 €/MWh	
Έσοδα από πώληση Εγγυήσεων Προέλευσης	0,7 €/MWh	
Ίδια Κεφάλαια	20% (2.208.000€)	20% (11.040.000€)
Ποσοστό Επιδότησης	0%	
Ποσοστό Απόσβεσης	7% (15 έτη)	
Ποσοστό Δανείου	80% (8.832.000€)	80% (44.160.000€)
Τρόπος Εξόφλησης Δανείου	Ισόποσες Τοκοχρεωλυτικές Δόσεις	
Επιτόκιο Δανεισμού	3%	
Περίοδος Δανεισμού	15	
Προεξοφλητικό Επιτόκιο	7%	
Φόρος Εισοδήματος	24%	

<b>Εταιρικό Μέρισμα ΑΕ</b>	2%
<b>Φόρος Μερισμάτων</b>	5%
<b>Ετήσια Εκτιμώμενη Αύξηση Τιμών</b>	1%
<b>Μείωση Απόδοσης λόγω φθοράς</b>	1%

Το δάνειο στην περίπτωση του Φωτοβολταϊκού Σταθμού ισχύος 20MW θα έχει ύψος 8.832.000€ ενώ σε εκείνο ισχύος 100MW, 44.160.000€ με επιτόκιο 3% και η αποπληρωμή τους θα γίνει σε ορίζοντα 15 ετών σύμφωνα με το πλάνο δόσεων των πινάκων 34 και 35 που ακολουθούν.

Πίνακας 35: Στοιχεία Δανείου Επένδυσης ΦΒ 20MW

Ίδια Επεξεργασία

Στοιχεία Δανείου Επένδυσης ΦΒ 20MW					
A.A. Δόσης	Ημερομηνία Δόσης	Ποσό Δόσης	Χρεωλύσιο	Ποσό Τόκου	Υπόλοιπο Ανεξόφλητο Κεφάλαιο
0					8.832.000 €
1	1/1/2023	739.826 €	474.866 €	264.960 €	8.357.134 €
2	1/1/2024	739.826 €	489.112 €	250.714 €	7.868.022 €
3	1/1/2025	739.826 €	503.786 €	236.041 €	7.364.236 €
4	1/1/2026	739.826 €	518.899 €	220.927 €	6.845.337 €
5	1/1/2027	739.826 €	534.466 €	205.360 €	6.310.871 €
6	1/1/2028	739.826 €	550.500 €	189.326 €	5.760.371 €
7	1/1/2029	739.826 €	567.015 €	172.811 €	5.193.356 €
8	1/1/2030	739.826 €	584.026 €	155.801 €	4.609.330 €
9	1/1/2031	739.826 €	601.547 €	138.280 €	4.007.783 €
10	1/1/2032	739.826 €	619.593 €	120.233 €	3.388.190 €
11	1/1/2033	739.826 €	638.181 €	101.646 €	2.750.009 €
12	1/1/2034	739.826 €	657.326 €	82.500 €	2.092.683 €
13	1/1/2035	739.826 €	677.046 €	62.780 €	1.415.637 €
14	3/1/2036	739.826 €	697.357 €	42.469 €	718.280 €
15	2/1/2037	739.826 €	718.278 €	21.548 €	2 €

Πίνακας 36: Στοιχεία Δανείου Επένδυσης ΦΒ 100MW

Ίδια Επεξεργασία

Στοιχεία Δανείου Επένδυσης ΦΒ 100MW					
A.A. Δόσης	Ημερομηνία Δόσης	Ποσό Δόσης	Χρεωλύσιο	Ποσό Τόκου	Υπόλοιπο Ανεξόφλητο Κεφάλαιο
0					44.160.000 €

1	1/1/2023	3.699.132 €	2.374.332 €	1.324.800 €	41.785.668 €
2	1/1/2024	3.699.132 €	2.445.562 €	1.253.570 €	39.340.106 €
3	1/1/2025	3.699.132 €	2.518.929 €	1.180.203 €	36.821.177 €
4	1/1/2026	3.699.132 €	2.594.497 €	1.104.635 €	34.226.680 €
5	1/1/2027	3.699.132 €	2.672.332 €	1.026.800 €	31.554.348 €
6	1/1/2028	3.699.132 €	2.752.502 €	946.630 €	28.801.846 €
7	1/1/2029	3.699.132 €	2.835.077 €	864.055 €	25.966.769 €
8	1/1/2030	3.699.132 €	2.920.129 €	779.003 €	23.046.640 €
9	1/1/2031	3.699.132 €	3.007.733 €	691.399 €	20.038.907 €
10	1/1/2032	3.699.132 €	3.097.965 €	601.167 €	16.940.942 €
11	1/1/2033	3.699.132 €	3.190.904 €	508.228 €	13.750.038 €
12	1/1/2034	3.699.132 €	3.286.631 €	412.501 €	10.463.407 €
13	1/1/2035	3.699.132 €	3.385.230 €	313.902 €	7.078.177 €
14	3/1/2036	3.699.132 €	3.486.787 €	212.345 €	3.591.390 €
15	2/1/2037	3.699.132 €	3.591.390 €	107.742 €	0 €

Στους πίνακες 36 και 37 με την χρήση των στοιχείων των δανείων που παρουσιάστηκαν και των δεδομένων κατάρτισης των επενδυτικών σχεδίων, αναλύονται οι χρηματοροές των επενδύσεων των Φωτοβολταϊκών Σταθμών καθώς και το αποτέλεσμα χρήσης για έναν χρονικό ορίζοντα 30ετίας.

Πίνακας 37: Χρηματοροές και Κατάσταση αποτελεσμάτων χρήσης ΦΒ 20MW

Ίδια Επεξεργασία

Χρηματοροές και Κατάσταση Αποτελεσμάτων Χρήσης ΦΒ 20MW						
Έτη	Ετήσια Παραγωγή (MWh)	Παρούσα Αξία Ετήσιας Παραγωγής (MWh)	Μικτά Κέρδη	Έσοδα από Εγγυήσεις Προέλευσης	Ετήσια Λειτουργικά Κόστη	Μεταβατικό Τέλος Ασφάλειας Εφοδιασμού
(1)	(2)	(3) [(3)*(23)]	(4) [(2)*(70)]	(5) [(2)*(0,8)]	(6)	(7) [(4)*(0,52%)]
0						
1	30.359	28.373	1.457.232 €	21.251,3 €	30.000 €	7.578 €
2	30.055	26.252	1.442.660 €	21.038,8 €	30.300 €	7.502 €
3	29.755	24.289	1.428.233 €	20.828,4 €	30.603 €	7.427 €
4	29.457	22.473	1.413.951 €	20.620,1 €	30.909 €	7.353 €
5	29.163	20.793	1.399.811 €	20.413,9 €	31.218 €	7.279 €
6	28.871	19.238	1.385.813 €	20.209,8 €	31.530 €	7.206 €
7	28.582	17.800	1.371.955 €	20.007,7 €	31.846 €	7.134 €
8	28.297	16.469	1.358.235 €	19.807,6 €	32.164 €	7.063 €
9	28.014	15.238	1.344.653 €	19.609,5 €	32.486 €	6.992 €
10	27.733	14.098	1.331.207 €	19.413,4 €	32.811 €	6.922 €
11	27.456	13.044	1.317.894 €	19.219,3 €	33.139 €	6.853 €
12	27.182	12.069	1.304.716 €	19.027,1 €	33.470 €	6.785 €
13	26.910	11.167	1.291.668 €	18.836,8 €	33.805 €	6.717 €
14	26.641	10.332	1.278.752 €	18.648,5 €	34.143 €	6.650 €
15	26.374	9.559	1.265.964 €	18.462,0 €	34.484 €	6.583 €



16	26.111	8.845	1.253.305 €	18.277,4 €	34.829 €	6.517 €
17	25.849	8.183	1.240.772 €	18.094,6 €	35.177 €	6.452 €
18	25.591	7.571	1.228.364 €	17.913,6 €	35.529 €	6.387 €
19	25.335	7.005	1.216.080 €	17.734,5 €	35.884 €	6.324 €
20	25.082	6.482	1.203.919 €	17.557,2 €	36.243 €	6.260 €
21	24.831	5.997	1.089.577 €	17.381,6 €	36.606 €	5.666 €
22	24.583	5.549	1.078.681 €	17.207,8 €	36.972 €	5.609 €
23	24.337	5.134	1.067.895 €	17.035,7 €	37.341 €	5.553 €
24	24.093	4.750	1.057.216 €	16.865,3 €	37.715 €	5.498 €
25	23.852	4.395	1.046.643 €	16.696,7 €	38.092 €	5.443 €
26	23.614	4.066	1.036.177 €	16.529,7 €	38.473 €	5.388 €
27	23.378	3.762	1.025.815 €	16.364,4 €	38.858 €	5.334 €
28	23.144	3.481	1.015.557 €	16.200,8 €	39.246 €	5.281 €
29	22.913	3.221	1.005.402 €	16.038,8 €	39.639 €	5.228 €
30	22.683	2.980	995.347 €	15.878,4 €	40.035 €	5.176 €

Έτη	Ειδικό Τέλος ΑΠΕ	Χρέωση λειτουργικών εξόδων Διαχειριστή	Κόστος Εκπροσώπησης Target Model	Συνολικά Κόστη	Παρούσα Αξία Ετήσιου Κόστους	Μικτά Έσοδα από παραγωγή Η/Ε
(1)	(8) [(4)*(3%)]	(9) [(2)*(0,3)]	(10) [(2)*(1,4)]	(11) [(6)+(7)+(8)+ +(9)+(10)]	(12) [(12)*(23)]	(13) [(4)+(5)-(11)]
0						
1	43.717 €	9.107,7 €	42.502,6 €	132.904,9 €	124.210,2 €	1.345.578 €
2	43.280 €	9.016,6 €	42.077,6 €	132.175,8 €	115.447,5 €	1.331.523 €
3	42.847 €	8.926,5 €	41.656,8 €	131.460,1 €	107.310,6 €	1.317.601 €
4	42.419 €	8.837,2 €	41.240,2 €	130.757,5 €	99.754,3 €	1.303.813 €
5	41.994 €	8.748,8 €	40.827,8 €	130.068,1 €	92.736,8 €	1.290.157 €
6	41.574 €	8.661,3 €	40.419,5 €	129.391,8 €	86.219,2 €	1.276.631 €
7	41.159 €	8.574,7 €	40.015,4 €	128.728,5 €	80.165,6 €	1.263.234 €
8	40.747 €	8.489,0 €	39.615,2 €	128.078,1 €	74.542,6 €	1.249.965 €
9	40.340 €	8.404,1 €	39.219,0 €	127.440,6 €	69.319,3 €	1.236.822 €
10	39.936 €	8.320,0 €	38.826,9 €	126.815,9 €	64.466,8 €	1.223.804 €
11	39.537 €	8.236,8 €	38.438,6 €	126.204,0 €	59.958,6 €	1.210.910 €
12	39.141 €	8.154,5 €	38.054,2 €	125.604,7 €	55.770,0 €	1.198.138 €
13	38.750 €	8.072,9 €	37.673,7 €	125.018,1 €	51.878,1 €	1.185.487 €
14	38.363 €	7.992,2 €	37.296,9 €	124.444,0 €	48.261,5 €	1.172.956 €
15	37.979 €	7.912,3 €	36.924,0 €	123.882,4 €	44.900,7 €	1.160.544 €
16	37.599 €	7.833,2 €	36.554,7 €	123.333,3 €	41.777,2 €	1.148.249 €
17	37.223 €	7.754,8 €	36.189,2 €	122.796,5 €	38.874,2 €	1.136.070 €
18	36.851 €	7.677,3 €	35.827,3 €	122.272,1 €	36.175,9 €	1.124.005 €
19	36.482 €	7.600,5 €	35.469,0 €	121.760,0 €	33.667,6 €	1.112.055 €
20	36.118 €	7.524,5 €	35.114,3 €	121.260,0 €	31.335,9 €	1.100.216 €
21	32.687 €	7.449,3 €	34.763,2 €	117.171,2 €	28.298,4 €	989.787 €
22	32.360 €	7.374,8 €	34.415,5 €	116.731,6 €	26.347,9 €	979.157 €
23	32.037 €	7.301,0 €	34.071,4 €	116.303,8 €	24.533,9 €	968.626 €
24	31.716 €	7.228,0 €	33.730,7 €	115.887,6 €	22.846,8 €	958.193 €

25	31.399 €	7.155,7 €	33.393,4 €	115.483,0 €	21.277,6 €	947.857 €
26	31.085 €	7.084,2 €	33.059,4 €	115.090,0 €	19.818,0 €	937.617 €
27	30.774 €	7.013,3 €	32.728,8 €	114.708,5 €	18.460,1 €	927.471 €
28	30.467 €	6.943,2 €	32.401,5 €	114.338,6 €	17.196,8 €	917.419 €
29	30.162 €	6.873,8 €	32.077,5 €	113.980,2 €	16.021,4 €	907.460 €
30	29.860 €	6.805,0 €	31.756,8 €	113.633,1 €	14.927,7 €	897.593 €

Έτη	Αποσβέσεις	Τόκοι Πληρωτέοι	Χρεολύσιο	Κέρδη Προ Τόκων και Φόρων	Κέρδη Προ Φόρων	Φορολογία
(1)	(14) [7%]	(15)	(16)	(17) [(13)-(14)]	(18) [(17)-(15)]	(19) [(18)*(24%)]
0						
1	772.800 €	264.960 €	474.866 €	572.778 €	307.818 €	137.467 €
2	772.800 €	250.714 €	489.112 €	558.723 €	308.009 €	134.093 €
3	772.800 €	236.041 €	503.786 €	544.801 €	308.761 €	130.752 €
4	772.800 €	220.927 €	518.899 €	531.013 €	310.086 €	127.443 €
5	772.800 €	205.360 €	534.466 €	517.357 €	311.997 €	124.166 €
6	772.800 €	189.326 €	550.500 €	503.831 €	314.505 €	120.919 €
7	772.800 €	172.811 €	567.015 €	490.434 €	317.623 €	117.704 €
8	772.800 €	155.801 €	584.026 €	477.165 €	321.364 €	114.520 €
9	772.800 €	138.280 €	601.547 €	464.022 €	325.742 €	111.365 €
10	772.800 €	120.233 €	619.593 €	451.004 €	330.771 €	108.241 €
11	772.800 €	101.646 €	638.181 €	438.110 €	336.464 €	105.146 €
12	772.800 €	82.500 €	657.326 €	425.338 €	342.838 €	102.081 €
13	772.800 €	62.780 €	677.046 €	412.687 €	349.907 €	99.045 €
14	772.800 €	42.469 €	697.357 €	400.156 €	357.687 €	96.037 €
15	220.800 €	21.548 €	718.278 €	939.744 €	918.195 €	225.539 €
16				1.148.249 €	1.148.249 €	275.580 €
17				1.136.070 €	1.136.070 €	272.657 €
18				1.124.005 €	1.124.005 €	269.761 €
19				1.112.055 €	1.112.055 €	266.893 €
20				1.100.216 €	1.100.216 €	264.052 €
21				989.787 €	989.787 €	237.549 €
22				979.157 €	979.157 €	234.998 €
23				968.626 €	968.626 €	232.470 €
24				958.193 €	958.193 €	229.966 €
25				947.857 €	947.857 €	227.486 €
26				937.617 €	937.617 €	225.028 €
27				927.471 €	927.471 €	222.593 €
28				917.419 €	917.419 €	220.181 €
29				907.460 €	907.460 €	217.790 €
30				897.593 €	897.593 €	215.422 €

Έτη	Καθαρά Κέρδη μετά από φόρους	KTP	Συντελεστής Προεξόφλησης	Ανηγμένες Χρηματοροές	Αποτέλεσμα Χρήσης	Ανηγμένο Αποτέλεσμα Χρήσης
(1)	(20)	(21)	(22)	(23)	(24)	(25)

	$[(18)-(19)]$	$[(13)-(19)]$		$[(21)*(22)]$	$[(20)+(14)-(16)]$	$[(24)*(22)]$
0		-11.040.000€		-11.040.000€		
1	170.352 €	1.208.112 €	0,935	1.129.076 €	468.286 €	437.650 €
2	173.915 €	1.197.429 €	0,873	1.045.881 €	457.603 €	399.688 €
3	178.008 €	1.186.849 €	0,816	968.822 €	447.022 €	364.903 €
4	182.643 €	1.176.370 €	0,763	897.447 €	436.544 €	333.037 €
5	187.831 €	1.165.991 €	0,713	831.336 €	426.165 €	303.850 €
6	193.586 €	1.155.712 €	0,666	770.099 €	415.886 €	277.122 €
7	199.919 €	1.145.530 €	0,623	713.378 €	405.704 €	252.652 €
8	206.845 €	1.135.445 €	0,582	660.840 €	395.619 €	230.254 €
9	214.377 €	1.125.457 €	0,544	612.174 €	385.630 €	209.757 €
10	222.530 €	1.115.563 €	0,508	567.096 €	375.737 €	191.005 €
11	231.318 €	1.105.763 €	0,475	525.340 €	365.937 €	173.854 €
12	240.757 €	1.096.057 €	0,444	486.662 €	356.231 €	158.171 €
13	250.862 €	1.086.442 €	0,415	450.835 €	346.616 €	143.833 €
14	261.650 €	1.076.919 €	0,388	417.648 €	337.093 €	130.730 €
15	692.657 €	935.005 €	0,362	338.889 €	195.179 €	70.742 €
16	872.669 €	872.669 €	0,339	295.603 €	872.669 €	295.603 €
17	863.413 €	863.413 €	0,317	273.334 €	863.413 €	273.334 €
18	854.244 €	854.244 €	0,296	252.740 €	854.244 €	252.740 €
19	845.162 €	845.162 €	0,277	233.694 €	845.162 €	233.694 €
20	836.165 €	836.165 €	0,258	216.081 €	836.165 €	216.081 €
21	752.238 €	752.238 €	0,242	181.675 €	752.238 €	181.675 €
22	744.160 €	744.160 €	0,226	167.967 €	744.160 €	167.967 €
23	736.156 €	736.156 €	0,211	155.290 €	736.156 €	155.290 €
24	728.227 €	728.227 €	0,197	143.567 €	728.227 €	143.567 €
25	720.371 €	720.371 €	0,184	132.728 €	720.371 €	132.728 €
26	712.589 €	712.589 €	0,172	122.705 €	712.589 €	122.705 €
27	704.878 €	704.878 €	0,161	113.436 €	704.878 €	113.436 €
28	697.239 €	697.239 €	0,150	104.866 €	697.239 €	104.866 €
29	689.670 €	689.670 €	0,141	96.942 €	689.670 €	96.942 €
30	682.170 €	682.170 €	0,131	89.615 €	682.170 €	89.615 €

Πίνακας 38: Χρηματοροές και Κατάσταση αποτελεσμάτων χρήσης ΦΒ 100MW

Ίδια Επεξεργασία

Χρηματοροές και Κατάσταση Αποτελεσμάτων Χρήσης ΦΒ 100MW						
Έτη	Ετήσια Παραγωγή (MWh)	Παρούσα Αξία Ετήσιας Παραγωγής (MWh)	Μικτά Κέρδη	Έσοδα από Εγγυήσεις Προέλευσης	Ετήσια Λειτουργικά Κόστη	Μεταβατικό Τέλος Ασφάλειας Εφοδιασμού
(1)	(2)	(3) $[(3)*(23)]$	(4) $[(2)*(70)]$	(5) $[(2)*(0,8)]$	(6)	(7) $[(4)*(0,52\%)]$
0						
1	151.799	141.868	7.438.151 €	106.259,3 €	100.000 €	38.678 €
2	150.281	131.261	7.363.769 €	105.196,7 €	101.000 €	38.292 €
3	148.778	121.447	7.290.132 €	104.144,7 €	102.010 €	37.909 €

4	147.290	112.367	7.217.230 €	103.103,3 €	103.030 €	37.530 €
5	145.818	103.966	7.145.058 €	102.072,3 €	104.060 €	37.154 €
6	144.359	96.193	7.073.608 €	101.051,5 €	105.101 €	36.783 €
7	142.916	89.001	7.002.872 €	100.041,0 €	106.152 €	36.415 €
8	141.487	82.346	6.932.843 €	99.040,6 €	107.214 €	36.051 €
9	140.072	76.190	6.863.514 €	98.050,2 €	108.286 €	35.690 €
10	138.671	70.493	6.794.879 €	97.069,7 €	109.369 €	35.333 €
11	137.284	65.223	6.726.930 €	96.099,0 €	110.462 €	34.980 €
12	135.911	60.346	6.659.661 €	95.138,0 €	111.567 €	34.630 €
13	134.552	55.834	6.593.065 €	94.186,6 €	112.683 €	34.284 €
14	133.207	51.660	6.527.134 €	93.244,8 €	113.809 €	33.941 €
15	131.875	47.797	6.461.863 €	92.312,3 €	114.947 €	33.602 €
16	130.556	44.224	6.397.244 €	91.389,2 €	116.097 €	33.266 €
17	129.250	40.917	6.333.271 €	90.475,3 €	117.258 €	32.933 €
18	127.958	37.858	6.269.939 €	89.570,6 €	118.430 €	32.604 €
19	126.678	35.028	6.207.239 €	88.674,8 €	119.615 €	32.278 €
20	125.412	32.409	6.145.167 €	87.788,1 €	120.811 €	31.955 €
21	124.157	29.986	5.448.029 €	86.910,2 €	122.019 €	28.330 €
22	122.916	27.744	5.393.549 €	86.041,1 €	123.239 €	28.046 €
23	121.687	25.669	5.339.613 €	85.180,7 €	124.472 €	27.766 €
24	120.470	23.750	5.286.217 €	84.328,9 €	125.716 €	27.488 €
25	119.265	21.975	5.233.355 €	83.485,6 €	126.973 €	27.213 €
26	118.073	20.332	5.181.021 €	82.650,8 €	128.243 €	26.941 €
27	116.892	18.811	5.129.211 €	81.824,2 €	129.526 €	26.672 €
28	115.723	17.405	5.077.919 €	81.006,0 €	130.821 €	26.405 €
29	114.566	16.104	5.027.140 €	80.195,9 €	132.129 €	26.141 €
30	113.420	14.900	4.976.869 €	79.394,0 €	133.450 €	25.880 €

Έτη	Ειδικό Τέλος ΑΠΕ	Χρέωση λειτουργικών εξόδων Διαχειριστή	Κόστος Εκπροσώπησης Target Model	Συνολικά Κόστη	Παρούσα Αξία Ετήσιου Κόστους	Μικτά Έσοδα από παραγωγή Η/Ε
(1)	(8) [(4)*(3%)]	(9) [(2)*(0,3)]	(10) [(2)*(1,4)]	(11) [(6)+(7)+(8)+ +(9)+(10)]	(12) [(12)*(23)]	(13) [(4)+(5)-(11)]
0						
1	223.145 €	45.539,7 €	212.518,6 €	619.881,2 €	579.328,2 €	6.924.529 €
2	220.913 €	45.084,3 €	210.393,4 €	615.682,4 €	537.760,9 €	6.853.284 €
3	218.704 €	44.633,5 €	208.289,5 €	611.545,6 €	499.203,4 €	6.782.731 €
4	216.517 €	44.187,1 €	206.206,6 €	607.470,3 €	463.436,2 €	6.712.863 €
5	214.352 €	43.745,3 €	204.144,5 €	603.456,2 €	430.255,9 €	6.643.674 €
6	212.208 €	43.307,8 €	202.103,1 €	599.502,9 €	399.474,1 €	6.575.156 €
7	210.086 €	42.874,7 €	200.082,0 €	595.609,9 €	370.915,9 €	6.507.303 €
8	207.985 €	42.446,0 €	198.081,2 €	591.776,8 €	344.419,5 €	6.440.107 €
9	205.905 €	42.021,5 €	196.100,4 €	588.003,3 €	319.834,8 €	6.373.561 €
10	203.846 €	41.601,3 €	194.139,4 €	584.289,0 €	297.022,9 €	6.307.660 €
11	201.808 €	41.185,3 €	192.198,0 €	580.633,5 €	275.854,8 €	6.242.396 €
12	199.790 €	40.773,4 €	190.276,0 €	577.036,4 €	256.211,1 €	6.177.763 €

13	197.792 €	40.365,7 €	188.373,3 €	573.497,3 €	237.981,0 €	6.113.754 €
14	195.814 €	39.962,0 €	186.489,5 €	570.016,0 €	221.062,0 €	6.050.363 €
15	193.856 €	39.562,4 €	184.624,6 €	566.592,1 €	205.359,0 €	5.987.583 €
16	191.917 €	39.166,8 €	182.778,4 €	563.225,1 €	190.783,8 €	5.925.408 €
17	189.998 €	38.775,1 €	180.950,6 €	559.914,8 €	177.254,7 €	5.863.832 €
18	188.098 €	38.387,4 €	179.141,1 €	556.660,8 €	164.695,8 €	5.802.849 €
19	186.217 €	38.003,5 €	177.349,7 €	553.462,8 €	153.037,1 €	5.742.451 €
20	184.355 €	37.623,5 €	175.576,2 €	550.320,4 €	142.213,3 €	5.682.635 €
21	163.441 €	37.247,2 €	173.820,4 €	524.857,3 €	126.759,9 €	5.010.082 €
22	161.806 €	36.874,8 €	172.082,2 €	522.049,1 €	117.833,4 €	4.957.541 €
23	160.188 €	36.506,0 €	170.361,4 €	519.293,4 €	109.543,3 €	4.905.501 €
24	158.587 €	36.141,0 €	168.657,8 €	516.589,9 €	101.844,0 €	4.853.956 €
25	157.001 €	35.779,5 €	166.971,2 €	513.938,3 €	94.692,7 €	4.802.902 €
26	155.431 €	35.421,8 €	165.301,5 €	511.338,4 €	88.050,2 €	4.752.334 €
27	153.876 €	35.067,5 €	163.648,5 €	508.789,9 €	81.879,7 €	4.702.246 €
28	152.338 €	34.716,9 €	162.012,0 €	506.292,5 €	76.147,5 €	4.652.633 €
29	150.814 €	34.369,7 €	160.391,9 €	503.846,0 €	70.822,0 €	4.603.490 €
30	149.306 €	34.026,0 €	158.788,0 €	501.450,1 €	65.874,1 €	4.554.812 €

Έτη	Αποσβέσεις	Τόκοι Πληρωτέοι	Χρεολύσιο	Κέρδη Προ Τόκων και Φόρων	Κέρδη Προ Φόρων	Φορολογία
(1)	(14) [7%]	(15)	(16)	(17) [(13)-(14)]	(18) [(17)-(15)]	(19) [(18)*(24%)]
0						
1	3.864.000 €	1.324.800 €	2.374.332 €	3.060.529 €	1.735.729 €	734.527 €
2	3.864.000 €	1.253.570 €	2.445.562 €	2.989.284 €	1.735.714 €	717.428 €
3	3.864.000 €	1.180.203 €	2.518.929 €	2.918.731 €	1.738.528 €	700.495 €
4	3.864.000 €	1.104.635 €	2.594.497 €	2.848.863 €	1.744.228 €	683.727 €
5	3.864.000 €	1.026.800 €	2.672.332 €	2.779.674 €	1.752.874 €	667.122 €
6	3.864.000 €	946.630 €	2.752.502 €	2.711.156 €	1.764.526 €	650.678 €
7	3.864.000 €	864.055 €	2.835.077 €	2.643.303 €	1.779.247 €	634.393 €
8	3.864.000 €	779.003 €	2.920.129 €	2.576.107 €	1.797.104 €	618.266 €
9	3.864.000 €	691.399 €	3.007.733 €	2.509.561 €	1.818.162 €	602.295 €
10	3.864.000 €	601.167 €	3.097.965 €	2.443.660 €	1.842.493 €	586.478 €
11	3.864.000 €	508.228 €	3.190.904 €	2.378.396 €	1.870.168 €	570.815 €
12	3.864.000 €	412.501 €	3.286.631 €	2.313.763 €	1.901.262 €	555.303 €
13	3.864.000 €	313.902 €	3.385.230 €	2.249.754 €	1.935.852 €	539.941 €
14	3.864.000 €	212.345 €	3.486.787 €	2.186.363 €	1.974.017 €	524.727 €
15	1.104.000 €	107.742 €	3.591.390 €	4.883.583 €	4.775.841 €	1.172.060 €
16	0 €	0 €		5.925.408 €	5.925.408 €	1.422.098 €
17	0 €	0 €		5.863.832 €	5.863.832 €	1.407.320 €
18	0 €	0 €		5.802.849 €	5.802.849 €	1.392.684 €
19	0 €	0 €		5.742.451 €	5.742.451 €	1.378.188 €
20	0 €	0 €		5.682.635 €	5.682.635 €	1.363.832 €
21	0 €	0 €		5.010.082 €	5.010.082 €	1.202.420 €
22	0 €	0 €		4.957.541 €	4.957.541 €	1.189.810 €
23	0 €	0 €		4.905.501 €	4.905.501 €	1.177.320 €

24	0 €	0 €		4.853.956 €	4.853.956 €	1.164.949 €
25	0 €	0 €		4.802.902 €	4.802.902 €	1.152.697 €
26	0 €	0 €		4.752.334 €	4.752.334 €	1.140.560 €
27	0 €	0 €		4.702.246 €	4.702.246 €	1.128.539 €
28	0 €	0 €		4.652.633 €	4.652.633 €	1.116.632 €
29	0 €	0 €		4.603.490 €	4.603.490 €	1.104.838 €
30	0 €	0 €		4.554.812 €	4.554.812 €	1.093.155 €

Έτη	Καθαρά Κέρδη μετά από φόρους	KTP	Συντελεστής Προεξόφλησης	Ανηγμένες Χρηματοροές	Αποτέλεσμα Χρήσης	Ανηγμένο Αποτέλεσμα Χρήσης
(1)	(20) [(18)-(19)]	(21) [(13)-(19)]	(22)	(23) [(21)*(22)]	(24) [(20)+(14)-(16)]	(25) [(24)*(22)]
0		-55.200.000€		-55.200.000€		
1	1.001.202 €	6.190.002 €	0,935	5.785.049 €	2.490.870 €	2.327.916 €
2	1.018.286 €	6.135.856 €	0,873	5.359.294 €	2.436.724 €	2.128.329 €
3	1.038.032 €	6.082.236 €	0,816	4.964.916 €	2.383.103 €	1.945.322 €
4	1.060.501 €	6.029.136 €	0,763	4.599.599 €	2.330.004 €	1.777.549 €
5	1.085.752 €	5.976.552 €	0,713	4.261.199 €	2.277.420 €	1.623.769 €
6	1.113.848 €	5.924.479 €	0,666	3.947.730 €	2.225.346 €	1.482.842 €
7	1.144.855 €	5.872.910 €	0,623	3.657.353 €	2.173.778 €	1.353.719 €
8	1.178.838 €	5.821.841 €	0,582	3.388.364 €	2.122.709 €	1.235.436 €
9	1.215.867 €	5.771.267 €	0,544	3.139.187 €	2.072.134 €	1.127.104 €
10	1.256.014 €	5.721.182 €	0,508	2.908.359 €	2.022.049 €	1.027.907 €
11	1.299.353 €	5.671.581 €	0,475	2.694.527 €	1.972.449 €	937.096 €
12	1.345.959 €	5.622.460 €	0,444	2.496.439 €	1.923.328 €	853.980 €
13	1.395.911 €	5.573.813 €	0,415	2.312.934 €	1.874.681 €	777.926 €
14	1.449.290 €	5.525.636 €	0,388	2.142.937 €	1.826.503 €	708.349 €
15	3.603.781 €	4.815.523 €	0,362	1.745.367 €	1.116.391 €	404.632 €
16	4.503.310 €	4.503.310 €	0,339	1.525.427 €	4.503.310 €	1.525.427 €
17	4.456.512 €	4.456.512 €	0,317	1.410.818 €	4.456.512 €	1.410.818 €
18	4.410.165 €	4.410.165 €	0,296	1.304.809 €	4.410.165 €	1.304.809 €
19	4.364.263 €	4.364.263 €	0,277	1.206.755 €	4.364.263 €	1.206.755 €
20	4.318.802 €	4.318.802 €	0,258	1.116.061 €	4.318.802 €	1.116.061 €
21	3.807.662 €	3.807.662 €	0,242	919.600 €	3.807.662 €	919.600 €
22	3.767.731 €	3.767.731 €	0,226	850.426 €	3.767.731 €	850.426 €
23	3.728.180 €	3.728.180 €	0,211	786.448 €	3.728.180 €	786.448 €
24	3.689.007 €	3.689.007 €	0,197	727.275 €	3.689.007 €	727.275 €
25	3.650.206 €	3.650.206 €	0,184	672.547 €	3.650.206 €	672.547 €
26	3.611.774 €	3.611.774 €	0,172	621.931 €	3.611.774 €	621.931 €
27	3.573.707 €	3.573.707 €	0,161	575.118 €	3.573.707 €	575.118 €
28	3.536.001 €	3.536.001 €	0,150	531.822 €	3.536.001 €	531.822 €
29	3.498.652 €	3.498.652 €	0,141	491.780 €	3.498.652 €	491.780 €
30	3.461.657 €	3.461.657 €	0,131	454.748 €	3.461.657 €	454.748 €

### 4.3 Αξιολόγηση Επενδύσεων Φωτοβολταϊκών Σταθμών και Αιολικών Πάρκων 20MW και 100MW

Με βάση τα δεδομένα των επενδυτικών σχεδίων και τις καταστάσεις χρηματοροών προκύπτουν τα αποτελέσματα των επενδυτικών δεικτών που χρησιμοποιήθηκαν για την αξιολόγηση των επενδύσεων. Υπολογίστηκαν 7 δείκτες, η Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ), η Περίοδος Επανάκτησης του Κεφαλαίου, η Περίοδος Επανάκτησης του Κεφαλαίου με χρήση της διαχρονικής αξίας του χρήματος, ο Καθαρός Δείκτης Αποδοτικότητας, ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (ΕΒΑ), το Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας και ο Λόγος Οφέλους – Κόστους. Οι περίοδοι υπολογισμού είναι τα 20, 25 και 30 έτη δίνοντας στον επενδυτή τη δυνατότητα να επιλέξει αν είναι προς το συμφέρον του να σταματήσει την επένδυση με την λήξη της σύμβασης λειτουργικής ενίσχυσης, να την συνεχίσει για ακόμα 5 ή 10 χρόνια ή να αποφασίσει πριν από αυτά, την μερική ή ολική αντικατάσταση του εξοπλισμού.

Πίνακας 39: Επενδυτικοί Δείκτες ΑΠ/ΦΒ, 20MW/100MW

Ίδια Επεξεργασία

Διάρκεια Επένδυσης	ΑΠ 20MW			ΦΒ 20MW		
	20 έτη	25 έτη	30 έτη	20 έτη	25 έτη	30 έτη
Περίοδος επανάκτησης του κεφαλαίου	9,8 έτη	9,8 έτη	9,8 έτη	9,49 έτη	9,49 έτη	9,49 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	495.926 € > 0 Αποδεκτό	1.536.660 € > 0 Αποδεκτό	2.224.474 € > 0 Αποδεκτό	646.976 € > 0 Αποδεκτό	1.428.204 € > 0 Αποδεκτό	1.955.767 € > 0 Αποδεκτό
Επανάκτηση του κεφαλαίου σε συνδυασμό με την ΚΠΑ	18,85 έτη	18,85 έτη	18,85 έτη	17,22 έτη	17,22 έτη	17,22 έτη
Καθαρός Δείκτης Αποδοτικότητας	0,021 > 0 Αποδεκτό	0,021 > 0 Αποδεκτό	0,021 > 0 Αποδεκτό	0,059 > 0 Αποδεκτό	0,059 > 0 Αποδεκτό	0,059 > 0 Αποδεκτό
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης	7,29% > 7% Αποδεκτό	7,84% > 7% Αποδεκτό	8,13% > 7% Αποδεκτό	7,8% > 7% Αποδεκτό	8,55% > 7% Αποδεκτό	8,94% > 7% Αποδεκτό

<b>Σταθμισμένο κόστος ενέργειας</b>	56,81 €/MWh	53,17 €/MWh	51,05 €/MWh	41,42 €/MWh	38,51 €/MWh	36,8 €/MWh
<b>Λόγος οφέλους – κόστους</b>	1,021 > 1 Αποδεκτό	1,066 > 1 Αποδεκτό	1,096 > 1 Αποδεκτό	1,059 > 1 Αποδεκτό	1,129 > 1 Αποδεκτό	1,177 > 1 Αποδεκτό
	<b>ΑΠ 100MW</b>			<b>ΦΒ 100MW</b>		
<b>Διάρκεια Επένδυσης</b>	<b>20 έτη</b>	<b>25 έτη</b>	<b>30 έτη</b>	<b>20 έτη</b>	<b>25 έτη</b>	<b>30 έτη</b>
<b>Περίοδος επανάκτησης του κεφαλαίου</b>	9,73 έτη	9,73 έτη	9,73 έτη	9,24 έτη	9,24 έτη	9,24 έτη
<b>Καθαρή Παρούσα Αξία</b>	3.710.972 € > 0 Αποδεκτό	9.247.576 € > 0 Αποδεκτό	12.976.643 € > 0 Αποδεκτό	4.767.124 € > 0 Αποδεκτό	8.723.421 € > 0 Αποδεκτό	11.398.821 € > 0 Αποδεκτό
<b>Επανάκτηση του κεφαλαίου σε συνδυασμό με την ΚΠΑ</b>	18,37 έτη	18,37 έτη	18,37 έτη	16,19 έτη	16,19 έτη	16,19 έτη
<b>Καθαρός Δείκτης Αποδοτικότητας</b>	0,032 > 0 Αποδεκτό	0,032 > 0 Αποδεκτό	0,032 > 0 Αποδεκτό	0,086 > 0 Αποδεκτό	0,086 > 0 Αποδεκτό	0,086 > 0 Αποδεκτό
<b>Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης</b>	7,44% > 7% Αποδεκτό	7,99% > 7% Αποδεκτό	8,31% > 7% Αποδεκτό	8,16% > 7% Αποδεκτό	8,89% > 7% Αποδεκτό	9,26% > 7% Αποδεκτό
<b>Σταθμισμένο κόστος ενέργειας</b>	57,42 €/MWh	53,3 €/MWh	50,87 €/MWh	41,08 €/MWh	38,15 €/MWh	36,42 €/MWh
<b>Λόγος οφέλους – κόστους</b>	1,032 > 1 Αποδεκτό	1,08 > 1 Αποδεκτό	1,112 > 1 Αποδεκτό	1,086 > 1 Αποδεκτό	1,158 > 1 Αποδεκτό	1,207 > 1 Αποδεκτό

Για το σύνολο των επενδύσεων οι δείκτες αξιολόγησης έχουν αποδεκτές τιμές άρα οι υποψήφιοι επενδυτές μπορούν να προχωρήσουν σε οποιαδήποτε από αυτές εφόσον κρίνονται μόνο τα οικονομικά μεγέθη, σε σχέση πάντα με τη δυνατότητά τους να τις πραγματοποιήσουν λαμβάνοντας υπόψιν το ύψος τους. Οι δείκτες ΚΠΑ και καθαρός δείκτης αποδοτικότητας είναι μεγαλύτεροι του μηδενός, ο λόγος οφέλους – κόστους είναι μεγαλύτερος της μονάδας ενώ ο EBA είναι μεγαλύτερος από το επιλεγθέν προεξοφλητικό επιτόκιο. Η περίοδος επανάκτησης του κεφαλαίου για όλες τις επενδύσεις είναι περίπου τα 10 έτη ενώ αν λάβουμε υπόψιν τον ίδιο



δείκτη συνδυασμένο με την ΚΠΑ η περίοδος ανεβαίνει στα 16 με 18 έτη. Ο τελευταίος δείκτης ίσως είναι ικανός να ωθήσει τον επενδύτη στην επιλογή της όποιας επένδυσης, σε ορίζοντα 30ετίας. Όσον αφορά το σταθμισμένο κόστος ενέργειας επιθυμητό για κάθε επένδυση είναι όσο το δυνατόν η μικρότερη τιμή του μίας και το νούμερο αντιπροσωπεύει την ελάχιστη τιμή πώλησης της ενέργειας ώστε η επένδυση να ξεπεράσει το νεκρό σημείο. Στον πίνακα 40 παρουσιάζονται οι επενδύσεις με τα καλύτερα και χειρότερα αποτελέσματα επενδυτικών δεικτών.

Πίνακας 40: Επενδυτικοί Δείκτες ΑΠ/ΦΒ, 20MW/100MW (Σύνοψη)

Ίδια Επεξεργασία

	Καλύτερο αποτέλεσμα		Δεύτερο καλύτερο αποτέλεσμα		Χειρότερο αποτέλεσμα	
Καθαρή Παρούσα Αξία	ΦΒ 100MW	4.767.124 €	ΑΠ 100MW	3.710.972 €	ΑΠ 20MW	495.926 €
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης	ΦΒ 100MW	8,16%	ΦΒ 20MW	7,8%	ΑΠ 20MW	7,29%
Λόγος οφέλους – κόστους	ΦΒ 100MW	1,086	ΦΒ 20MW	1,059	ΑΠ 20MW	1,021
Καθαρός Δείκτης Αποδοτικότητας	ΦΒ 100MW	0,086	ΦΒ 20MW	0,059	ΑΠ 20MW	0,021
Επανάκτηση του κεφαλαίου (ΚΠΑ)	ΦΒ 100MW	16,19 έτη	ΦΒ 20MW	17,22 έτη	ΑΠ 20MW	18,85 έτη
Σταθμισμένο κόστος ενέργειας	ΦΒ 100MW	41,08 €/MWh	ΦΒ 20MW	41,42 €/MWh	ΑΠ 100MW	57,42 €/MWh
Περίοδος επανάκτησης του κεφαλαίου	ΦΒ 100MW	9,24 έτη	ΦΒ 20MW	9,49 έτη	ΑΠ 20MW	9,8 έτη

#### 4.4 Ανάλυση Ευαισθησίας Επένδυσης Φωτοβολταϊκών Σταθμών και Αιολικών Πάρκων 20 MW και 100 MW

Τα δεδομένα για την κατάρτιση των επενδυτικών σχεδίων που οδήγησαν στα αποτελέσματα των επενδυτικών δεικτών περιέχουν ένα σημαντικό κομμάτι αβεβαιότητας καθώς λαμβάνονται πραγματοποιώντας παραδοχές για μελλοντικές συνθήκες. Το γεγονός επίσης ότι πρόκειται για μεγάλες επενδύσεις που ενέχουν ήδη υψηλό ρίσκο μας οδηγεί σε ένα πρώτο συμπέρασμα ότι μικρές μεταβολές στις μεταβλητές των επενδυτικών πλάνων ενδέχεται να τα μετατρέψουν σε μη αποδεκτά.

Τη λύση στο συγκεκριμένο ζήτημα θα προσπαθήσει να την δώσει η ανάλυση ευαισθησίας. Η τελευταία εξετάζει τον τρόπο με τον οποίο θα επηρεαστεί η λύση με βάση τις αρχικές τιμές των παραμέτρων από την εντός ορισμένων ορίων μεταβολή τους. Επιλέγονται έτσι κάποιες μεταβλητές της επένδυσης που είναι οι πιο σημαντικές και των οποίων την επίδραση της μεταβολής τους θέλουμε να δούμε στα αποτελέσματα. Αυτές είναι η ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, το τελικό ύψος της επένδυσης, η τιμή αναφοράς με την οποία αποζημιώνονται οι σταθμοί ΑΠΕ και τέλος το ετήσιο λειτουργικό κόστος. Σε όλες τις μεταβλητές η τιμή τους μεταβλήθηκε +/-10% από την επιλεγείσα για την κατάρτιση των επενδυτικών πλάνων και καταγράφηκαν τα αποτελέσματα της μεταβολής της Καθαρής Παρούσας Αξίας (ΚΠΑ), του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης (EBA) και του Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας (ΣΚΕ) και για τις 4 επενδύσεις.

### **Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας**

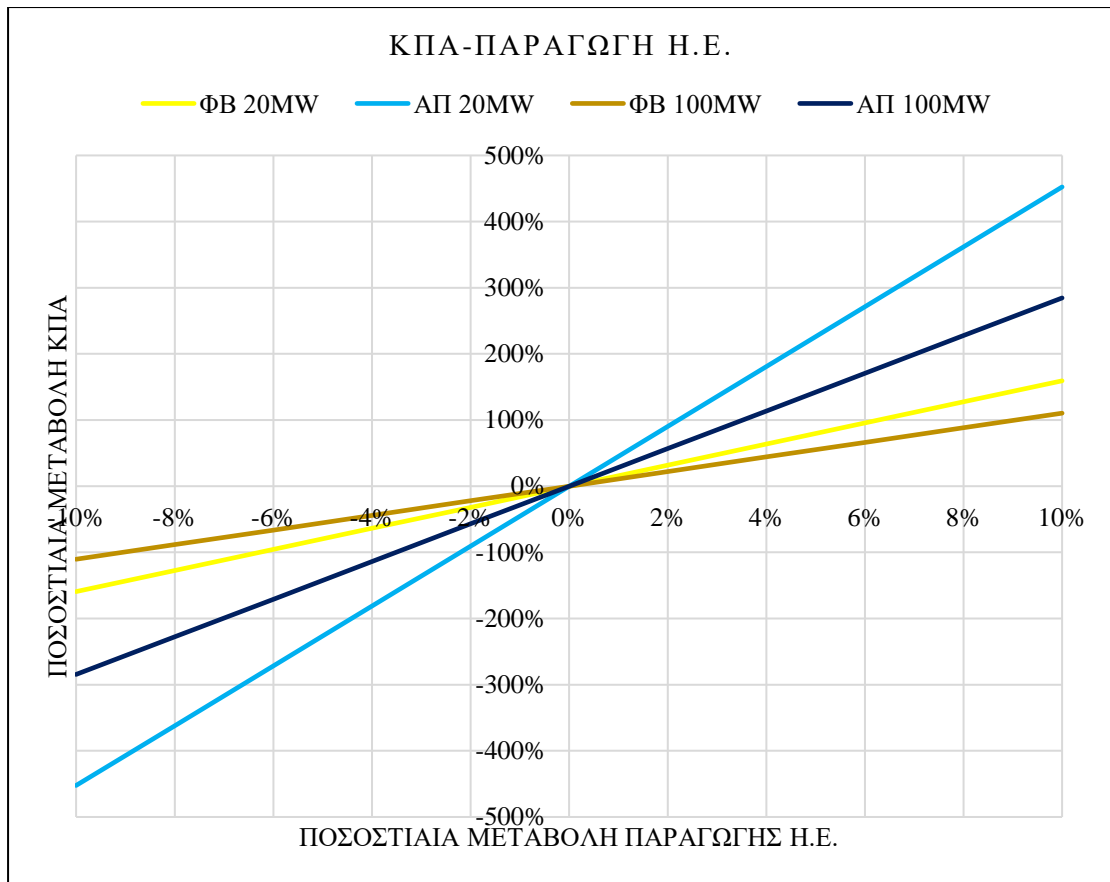
Οι μονάδες ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής όπως είναι και τα υπό μελέτη αιολικά και φωτοβολταϊκά αυξάνουν την μεταβλητότητα και την αβεβαιότητα, καθώς η παραγωγή τους δεν μπορεί να προσδιοριστεί με ακρίβεια αφού έχει άμεση εξάρτηση από τα καιρικά φαινόμενα. Η στοχαστικότητα αυτή αυξάνεται περισσότερο στην περίπτωση των Αιολικών Πάρκων μιας και το αιολικό δυναμικό επηρεάζεται από πολλές κλιματολογικές και γεωμορφολογικές παραμέτρους. Στον αντίποδα η παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά συνήθως υπερβαίνει τους συντηρητικούς αρχικούς υπολογισμούς κάτι που προσφέρει στους επενδυτές μεγαλύτερη βεβαιότητα.

Στα ακόλουθα γραφήματα παρατηρείται η θετική σχέση μεταξύ ΚΠΑ και EBA και η αρνητική σχέση του ΣΚΕ με την παραγωγή Η.Ε. διατηρώντας σταθερές όλες τις άλλες παραμέτρους και μεταβάλλοντας την ποσότητα της ετήσιας παραγόμενης Η.Ε.

Στο γράφημα 33 παρατηρείται ότι τη μεγαλύτερη ευαισθησία στην μεταβολή της παραγόμενης Η.Ε στον δείκτη της ΚΠΑ την έχει το ΑΠ των 20MW, λόγω μεγαλύτερης κλίσης της συνάρτησης, ακολουθούμενο από το ΑΠ των 100MW ενώ με την μικρότερη ευαισθησία είναι ο ΦΒ των 100MW. Πρέπει να επισημανθεί ότι για μείωση της παραγωγής λίγο πάνω από το 2% η επένδυση στο ΑΠ των 20MW γίνεται μη αποδεκτή ενώ για τον ΦΒ των 100MW αυτό συμβαίνει στο 10%.

Γράφημα 33: Ποσοστιαία Μεταβολή ΚΠΑ σε συνάρτηση με την μεταβολή στην παραγωγή Η.Ε.

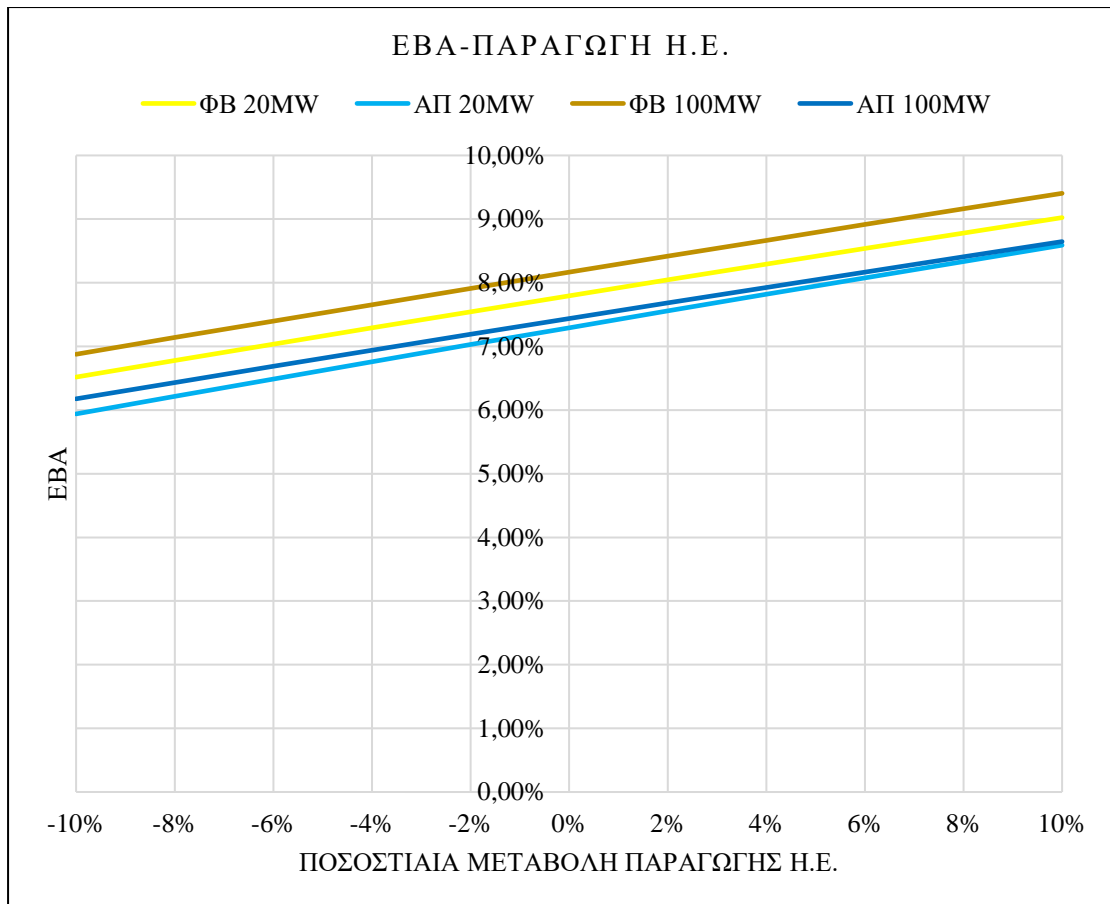
Ίδια Επεξεργασία



Αντίστοιχα αποτελέσματα παρατηρούνται και στο γράφημα 34 της μεταβολής του ΕΒΑ συναρτήσει της παραγόμενης Η.Ε. με τον ΕΒΑ στο ΦΒ των 100MW να παραμένει σε επίπεδα αποδεκτά άνω του 7% σχεδόν σε όλο το εύρος μείωσης της παραγωγής Η.Ε.

Γράφημα 34: Μεταβολή ΕΒΑ σε συνάρτηση με την μεταβολή στην παραγωγή Η.Ε.

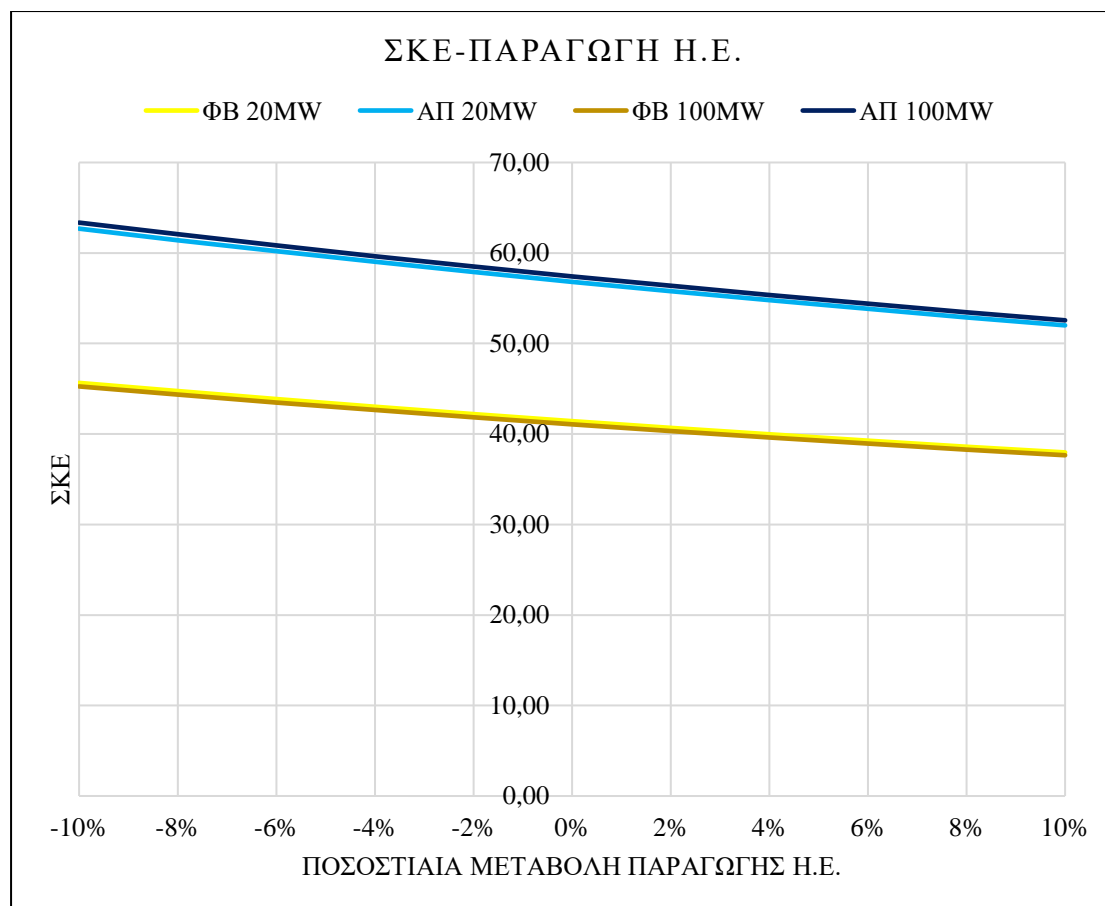
Ίδια Επεξεργασία



Στο γράφημα 35 στα ΑΠ έχουμε μία μεγαλύτερη κλίση στην μεταβολή του Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας σε σχέση με την παραγόμενη Η.Ε κάτι που αναμενόταν λόγω του υψηλότερου λειτουργικού κόστους τους.

Γράφημα 35: Μεταβολή ΣΚΕ σε συνάρτηση με την μεταβολή στην παραγωγή Η.Ε.

Ίδια Επεξεργασία



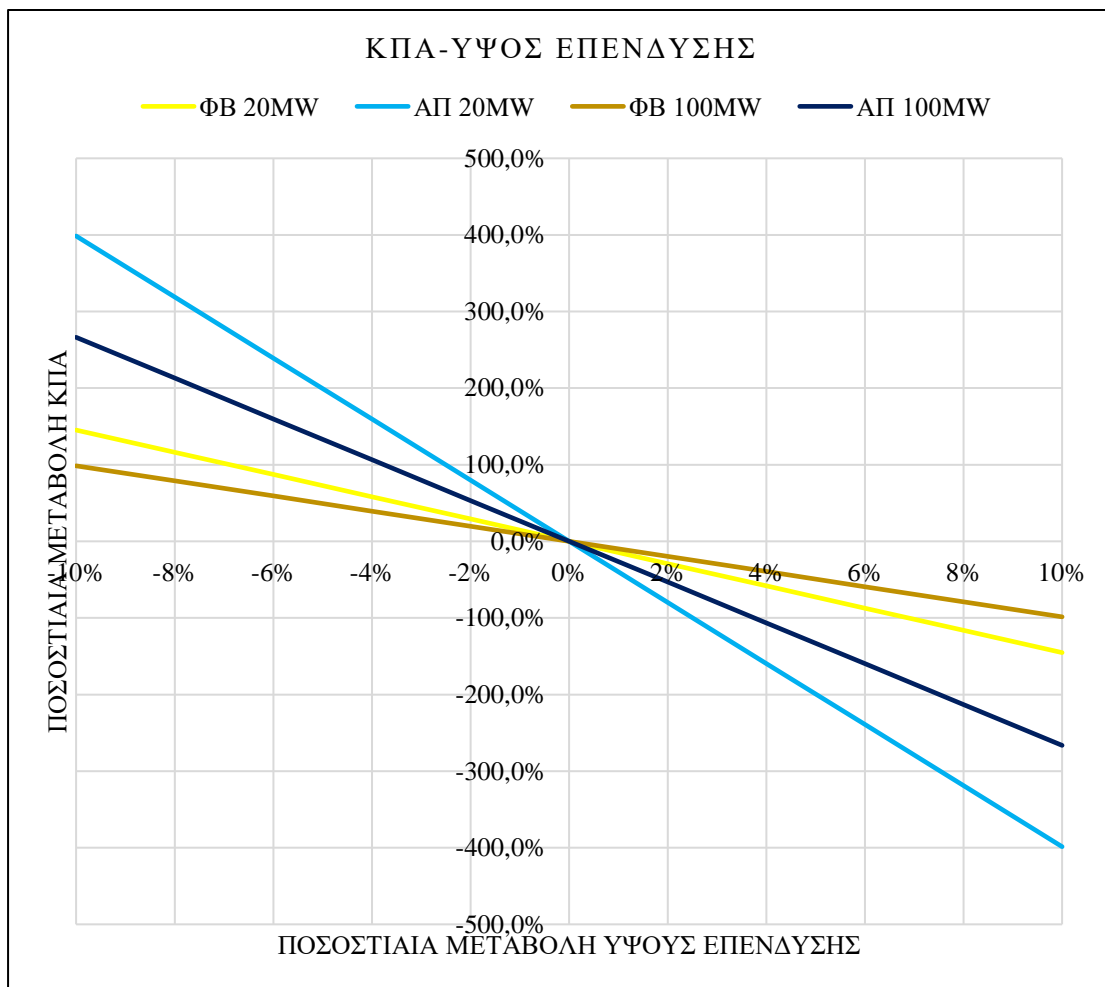
### Ύψος Επένδυσης

Το ύψος της επένδυσης είναι από τους πιο σημαντικούς παράγοντες κατά την κατάρτιση των επενδυτικών πλάνων κυρίως σε τόσο μεγάλες επενδύσεις. Οι μελετητές προσπαθούν να βρουν το βέλτιστο ανάμεσα στην ποιότητα και το κόστος, να συμπίσουν όσα κόστη μπορούν να συμπειστούν, να καλύψουν τυχόν καθυστερήσεις, να προβλέψουν και να συμπεριλάβουν τους αστάθμητους παράγοντες εντός και εκτός του έργου για να προστατέψουν όσο είναι αυτό εφικτό τη βιωσιμότητα της επένδυσης.

Στα ακόλουθα γραφήματα παρατηρείται ίδια επιδραστικότητα του ύψους της επένδυσης με την παραγόμενη ενέργεια που μελετήθηκε ως προς τις αντίστοιχες επενδύσεις αλλά μικρή μείωση στην κλίση των συναρτήσεων. Αυτό δείχνει μια μικρότερη ελαστικότητα των επενδύσεων σε συνάρτηση με το ύψος της επένδυσης σε όλους τους υπό αξιολόγηση επενδυτικούς δείκτες.

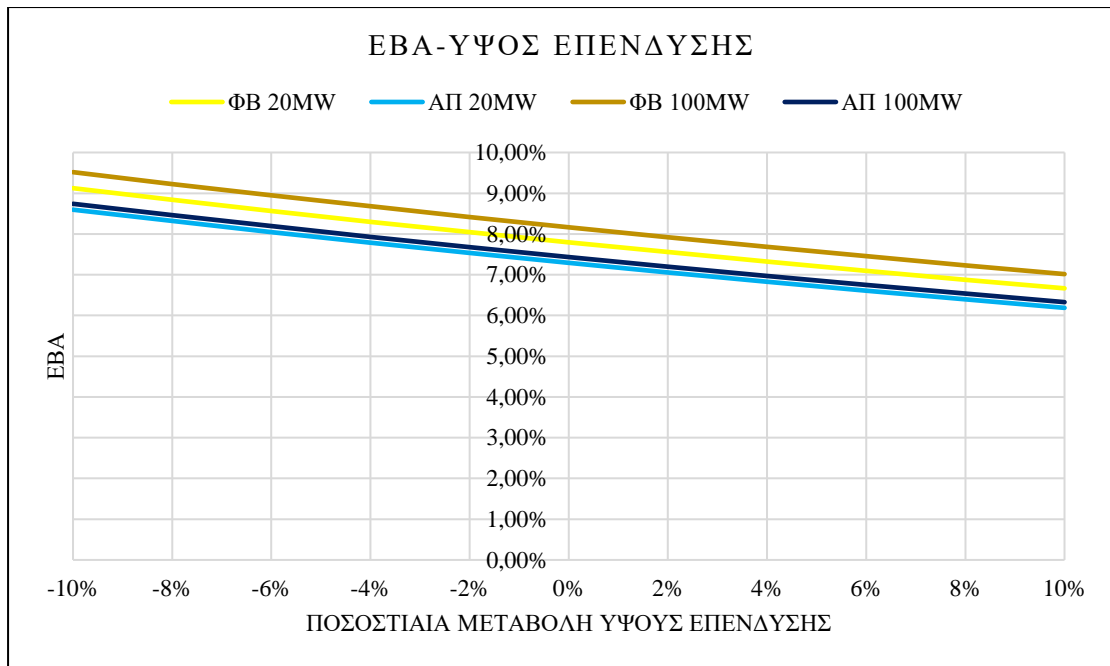
Στο γράφημα 36 φαίνεται ότι το ΑΠ των 20MW παραμένει η επένδυση με τη μεγαλύτερη ευαισθησία και στον παράγοντα ύψος επένδυσης ενώ την μικρότερη έχει το ΦΒ των 100MW.

Γράφημα 36: Ποσοστιαία Μεταβολή ΚΠΑ σε συνάρτηση με την μεταβολή του ύψους της επένδυσης  
Ίδια Επεξεργασία

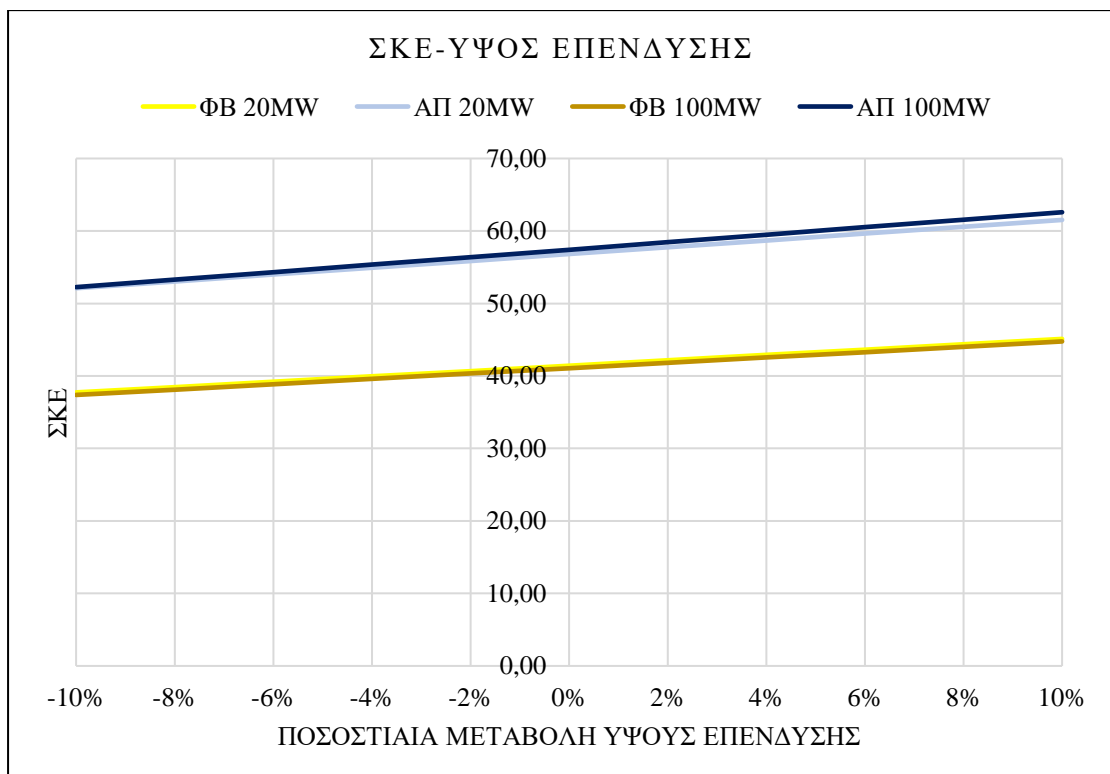


Στα γραφήματα 37 και 38 παρατηρείται η ίδια εικόνα ως προς την κατάταξη των επενδύσεων με μικρή βελτίωση στην κλίση των συναρτήσεων.

Γράφημα 37: Μεταβολή ΕΒΑ σε συνάρτηση με την μεταβολή του ύψους της επένδυσης  
Ίδια Επεξεργασία



Γράφημα 38: Μεταβολή ΣΚΕ σε συνάρτηση με την μεταβολή του ύψους της επένδυσης  
Ίδια Επεξεργασία



## Τιμή Αναφοράς

Η τιμή αναφοράς με την οποία πωλούν οι σταθμοί ΑΠΕ την παραγόμενη ενέργεια στο δίκτυο είναι ένας εξίσου σημαντικός παράγοντας για τη βιωσιμότητά τους. Χαρακτηριστικά χρειάζεται να αναφερθεί ότι έχουν ψηφιστεί πολλές αποφάσεις οι οποίες εστιάζουν στις τιμές αναφοράς τόσο για τις επενδύσεις σε συνάρτηση με το ανά MW κόστος υλοποίησης όσο και στη βιωσιμότητα του ειδικού λογαριασμού που παρέχει τη λειτουργική ενίσχυση. Για όλες τις υπό μελέτη μονάδες το κλειδίωμα τιμής μέσω ανταγωνιστικών διαδικασιών της ΡΑΕ οδηγεί εκ των πραγμάτων σε μη εγγυημένη τιμή πώλησης Η.Ε. η οποία οδηγεί με τη σειρά της σε αβέβαιες μελλοντικές ταμειακές ροές. Τα ακόλουθα γραφήματα παρουσιάζουν την ευαισθησία των επενδύσεων στις μεταβολές του κλειδώματος της ΤΑ το οποίο μπορεί να προστατέψει τον επενδυτή από κάποια προσφορά τιμής που μπορεί να καταθέσει στην ανταγωνιστική διαδικασία και να θέσει την επένδυση ως μη βιώσιμη.

Στα γραφήματα 39 και 40 φαίνεται ότι τη μεγαλύτερη ευαισθησία στη μεταβολή της Τ.Α. την έχουν τα Α.Π. ενώ ακολουθούν τα ΦΒ όσον αφορά τους δείκτες της ΚΠΑ και του ΕΒΑ. Οι αρνητικές τιμές του γραφήματος τις ΚΠΑ (< -100%) προκύπτουν για τις κατώτατες Τ.Α. του πίνακα 40 από το οποίο προκύπτει το συμπέρασμα κάτω από ποιες τιμές δεν πρέπει να προσφέρουν τα έργα τους οι επενδυτές στις ανταγωνιστικές διαδικασίες.

Πίνακας 41: Όριο Τ.Α. για βιωσιμότητα επενδύσεων ΑΠ και ΦΒ

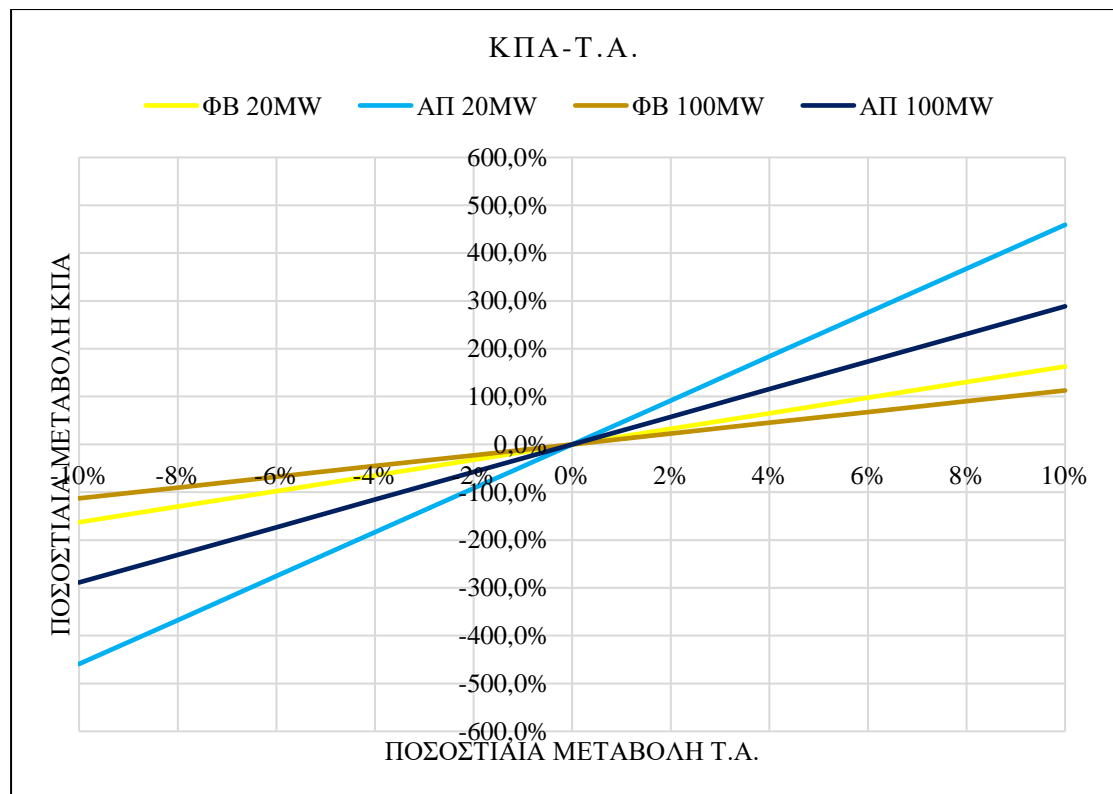
Ίδια Επεξεργασία

	ΦΒ 20MW	ΦΒ 100MW	ΑΠ 20MW	ΑΠ 100MW
Τ.Α. (προεπιλογή)	48	49	63	65
Όριο Τ.Α. για βιωσιμότητα επενδύσεων	45	45	62	64

Γράφημα 39: Ποσοστιαία Μεταβολή ΚΠΑ σε συνάρτηση με την μεταβολή στην Τ.Α.

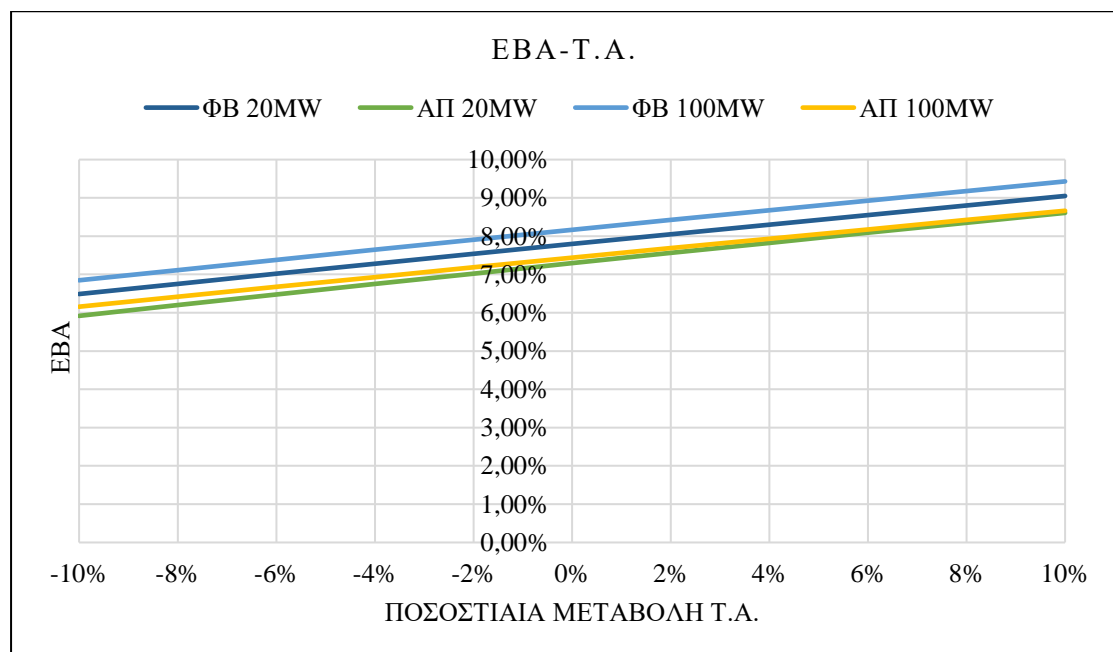
Ίδια Επεξεργασία





Γράφημα 40: Μεταβολή ΕΒΑ σε συνάρτηση με την μεταβολή στην Τ.Α.

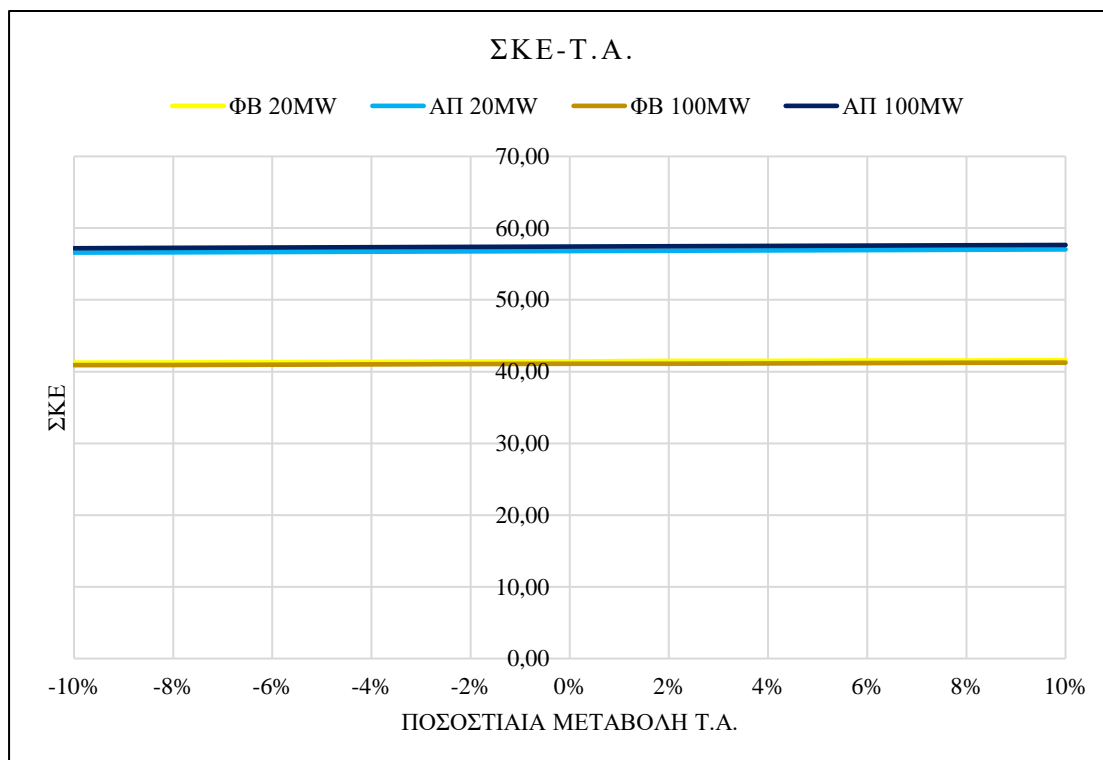
Ίδια Επεξεργασία



Όπως ήταν αναμενόμενο το Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας δεν μεταβλήθηκε σχεδόν καθόλου λόγω του ότι η παράμετρος της τιμής αναφοράς δεν επηρεάζει τον υπολογισμό του.

Γράφημα 41: Μεταβολή ΣΚΕ σε συνάρτηση με την μεταβολή στην Τ.Α.

Ίδια Επεξεργασία



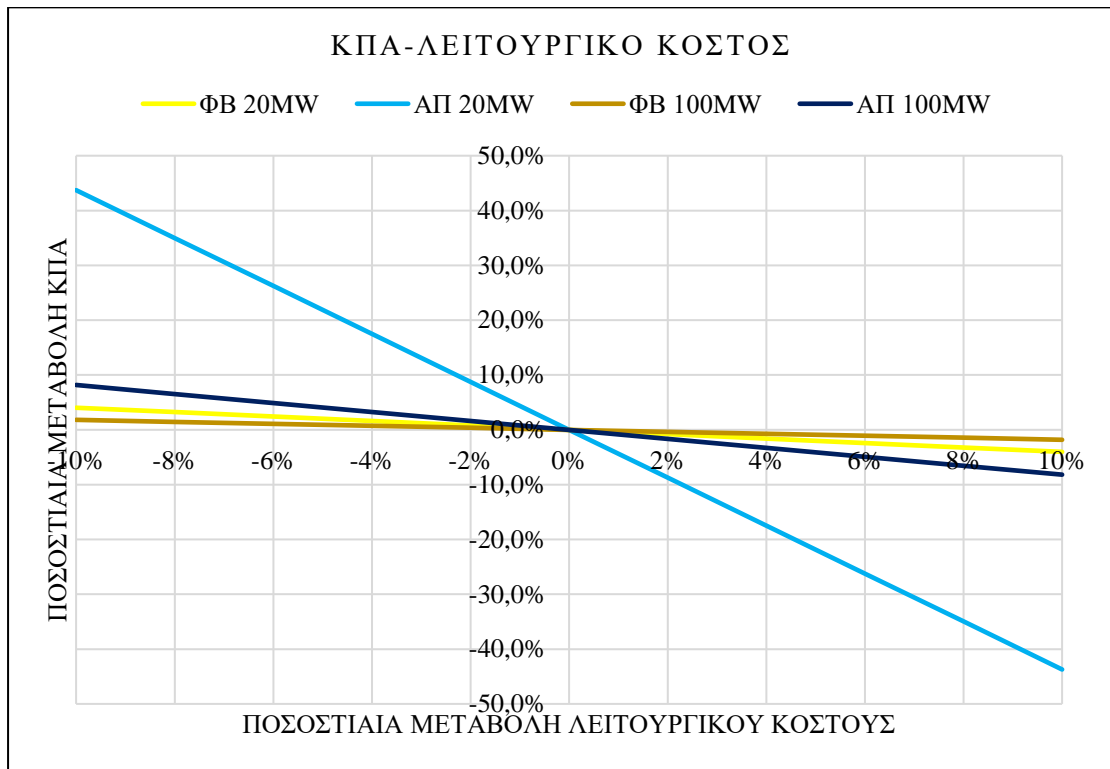
### Λειτουργικό Κόστος

Το λειτουργικό κόστος είναι ένας παράγοντας που επηρεάζει θα λέγαμε περισσότερο τα αιολικά πάρκα λόγω της φύσης του ηλεκτρομηχανολογικού τους εξοπλισμού, του μεγέθους τους, των δυσπρόσιτων θέσεων εγκατάστασης, των λογισμικών που απαιτούνται για την συνεχή παρακολούθηση πολλών παραμέτρων και του προσωπικού που χρειάζεται για την 24ωρη διαχείριση των συστημάτων απομακρυσμένης παρακολούθησης. Στα ΦΒ οι παράμετροι παρακολούθησης είναι λιγότεροι και κύρια θα λέγαμε εργασία συντήρησης είναι ο καθαρισμός των φωτοβολταϊκών στοιχείων 2 φορές το έτος από την σκόνη.

Στα γραφήματα 42 και 43 βλέπουμε ότι το ΑΠ των 20MW έχει την μεγαλύτερη ευαισθησία στη μεταβολή του λειτουργικού κόστους τόσο στον δείκτη της ΚΠΑ όσο και σε αυτόν του ΕΒΑ. Αυτό δικαιολογείται από την μεγαλύτερη συμμετοχή του λειτουργικού του κόστους στο σύνολο της επένδυσης. Πρέπει εδώ να επισημανθεί ότι ακόμα και σε μία αύξηση 10% του ετήσιου λειτουργικού κόστους καμία επένδυση δεν καθίσταται μη βιώσιμη.

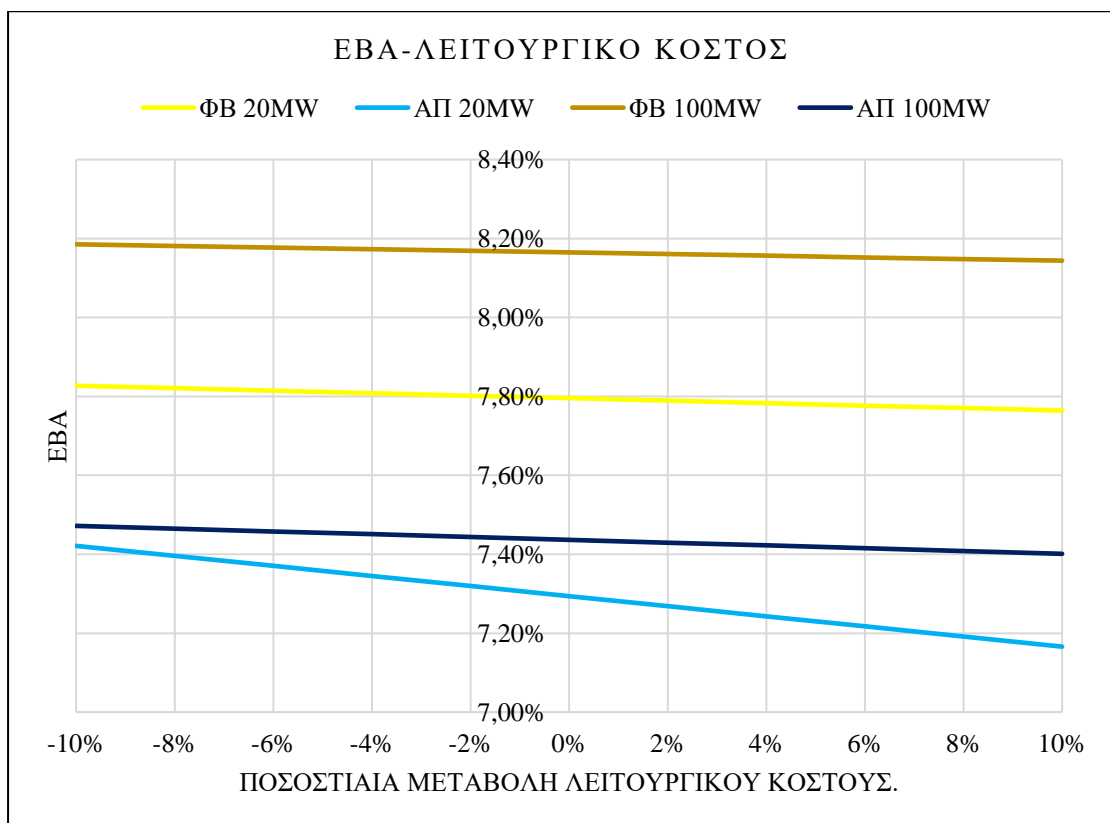
Γράφημα 42: Ποσοστιαία Μεταβολή ΚΠΑ σε συνάρτηση με την μεταβολή του λειτουργικού κόστους

Ίδια Επεξεργασία



Γράφημα 43: Μεταβολή ΕΒΑ σε συνάρτηση με την μεταβολή του λειτουργικού κόστους

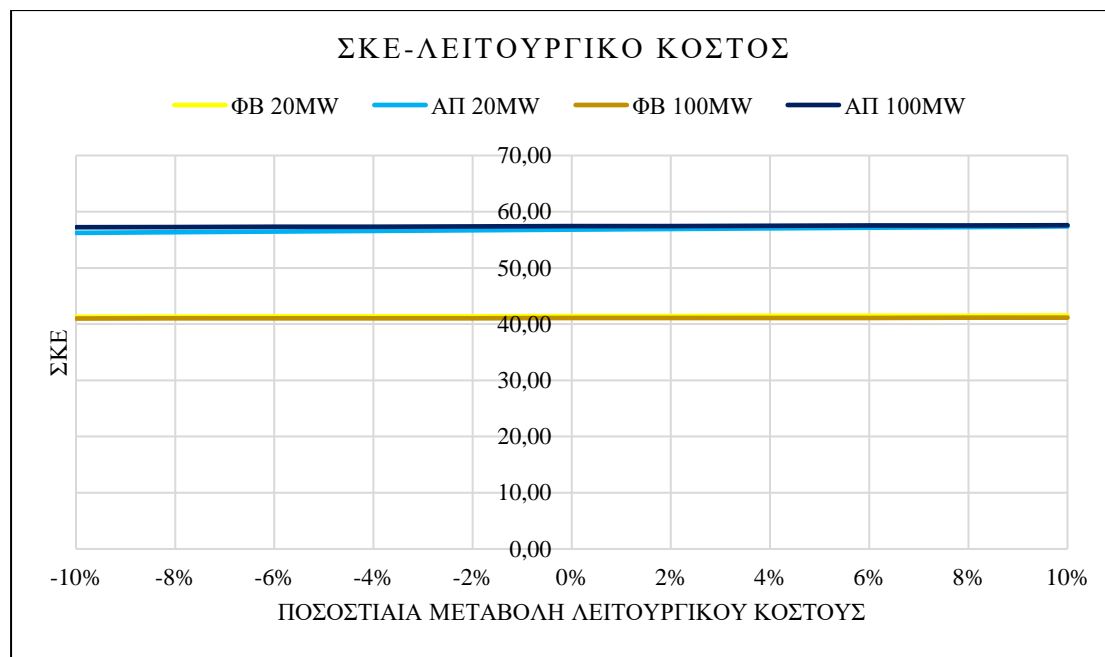
Ίδια Επεξεργασία



Όπως ήταν αναμενόμενο το Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας δεν μεταβλήθηκε σχεδόν καθόλου λόγω της μικρής συνεισφοράς του λειτουργικού κόστους κατά τον υπολογισμό του.

Γράφημα 44: Μεταβολή ΣΚΕ σε συνάρτηση με την μεταβολή του λειτουργικού κόστους

Ίδια Επεξεργασία



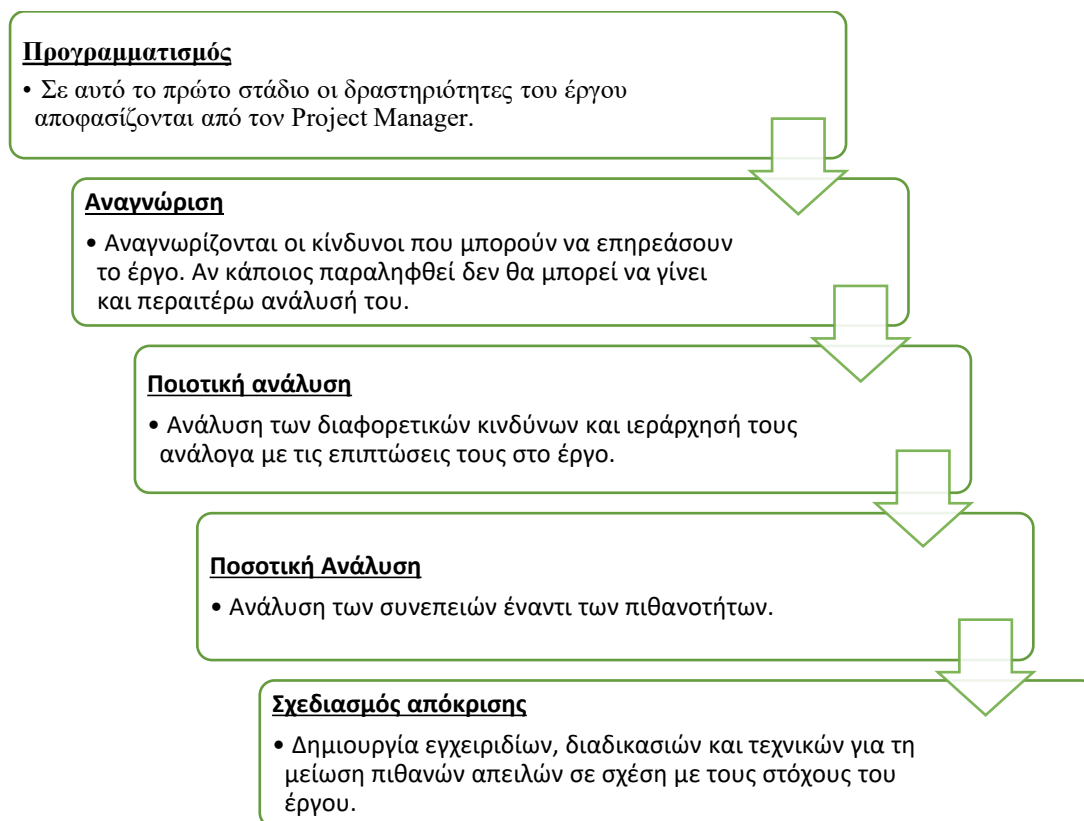
### 4.3 Ανάλυση κινδύνου και αβεβαιότητας

Είναι γεγονός ότι το μειωμένο κόστος της τεχνολογίας των ΑΠΕ ιδιαίτερα τα τελευταία έτη τις καθιστά επενδυτικά βιώσιμες σε όλο και περισσότερες χώρες. Οι τιμές των ηλιακών φωτοβολταϊκών πάνελ για παράδειγμα έχουν μειωθεί περισσότερο από 75% από το 2009. Η ανάπτυξη των ΑΠΕ συνεχίστηκε ακόμη και μετά την πτώση του κόστους των ορυκτών καυσίμων στα μέσα του 2014. Παρόλα αυτά οι παγκόσμιες επενδύσεις παραμένουν κάτω από τις δυνατότητές τους.

Οι επενδυτές σε ΑΠΕ συχνά αντιλαμβάνονται τους κινδύνους της επένδυσής τους ως υψηλούς. Μερικοί από αυτούς τους κινδύνους είναι πολιτικοί, κανονιστικοί, νομισματικοί, ρευστότητας, καθώς και κίνδυνοι που σχετίζονται ακόμα και με την καθυστέρηση διασύνδεσης στο δίκτυο διανομής. Αυτή η αντίληψη του υψηλού κινδύνου προσθέτει επιπρόσθετο κόστος στο επενδυτικό κεφάλαιο. Ορισμένα εμπόδια μπορεί να είναι ιδιαίτερα δύσκολα για επενδυτές μεγάλης κλίμακας, όπως οι ανεπαρκείς σε μέγεθος επενδυτικές συμφωνίες, οι υψηλού κόστους συναλλαγές, και οι χρηματοπιστωτικοί κανονισμοί που περιορίζουν τις επενδύσεις υψηλότερου κινδύνου. (110)

Οι παραδοσιακές πηγές ενέργειας όπως τα ορυκτά καύσιμα ή η πυρηνική ενέργεια ενέχουν πολύπλοκους κινδύνους που έχουν αξιολογηθεί και βελτιστοποιηθεί τις τελευταίες δεκαετίες. Για τα έργα ΑΠΕ υπάρχουν νέοι κίνδυνοι που πρέπει να ληφθούν υπόψη, πολλοί από τους οποίους δεν έχουν ακόμα εντοπιστεί, αυξάνοντας την αβεβαιότητα σε ορισμένες από τις τεχνολογίες τους. Η αιολική ενέργεια δεν είναι απόλυτα σταθερή εξ’ αιτίας της αβεβαιότητας του ανέμου. Οι πολιτικές για τα φωτοβολταϊκά για παράδειγμα δεν είναι σαφείς σε πολλές χώρες καθώς αλλάζουν συνεχώς με την εκάστοτε κυβέρνηση, ενώ οι μονάδες της βιομάζας αντιμετωπίζουν το πρόβλημα της αλυσίδας εφοδιασμού πρώτης ύλης. Αυτοί είναι μερικοί από τους βασικούς κινδύνους, η διαχείριση των οποίων είναι μια πρόκληση που χρίζει αντιμετώπισης την επόμενη δεκαετία.

Όσον αφορά την ίδια την υλοποίηση ενός Project ΑΠΕ οι κίνδυνοι μπορούν να εντοπιστούν σε καθένα από τα επόμενα στάδια:



- Τα κυριότερα είδη κινδύνων που ενδέχεται να αντιμετωπίσουν οι επενδυτές σε έργα ΑΠΕ είναι τα ακόλουθα:

Ενώ όλα τα ενεργειακά έργα αντιμετωπίζουν ρυθμιστικούς κινδύνους, τα έργα ΑΠΕ είναι ιδιαίτερα ευάλωτα σε αλλαγές στο κανονιστικό πλαίσιο. Η έλλειψη ανταγωνιστικότητας ως προς το κόστος σημαίνει ότι αυτά τα έργα εξαρτώνται γενικά από ένα υποστηρικτικό κανονιστικό πλαίσιο για να προχωρήσουν, συμπεριλαμβανομένων των δεσμεύσεων για καταβολή λειτουργικών ενισχύσεων και της προτεραιότητας πρόσβασης στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

#### Αβεβαιότητες σχετικά με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

Χωρίς υψηλής ποιότητας εκτιμήσεις της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, ο κίνδυνος χρηματοδότησης από ιδιωτικά κεφάλαια αυξάνεται σημαντικά. Ειδικότερα, αυτά τα δεδομένα είναι ακόμα πιο δύσκολα να αντληθούν για τις τεχνολογίες των αιολικών, υδροηλεκτρικών και βιομάζας. Για τα φωτοβολταϊκά στον αντίποδα υπάρχουν εκτεταμένες βάσεις δεδομένων για το διαθέσιμο ηλιακό δυναμικό. (111)

#### Πολιτικοί και κοινωνικοί

Η γνώμη της κοινωνίας θα μπορούσε να είναι καθοριστική για την απόφαση του είδους της επένδυσης. Γενικά, οι πολιτικές συνδέονται με κοινωνικές τάσεις. Εάν ένα έργο δεν γίνει αποδεκτό από πολίτες, η πολιτεία θα μπορούσε να θέσει εμπόδια σε αυτήν την τεχνολογία διευκολύνοντας παράλληλα την εφαρμογή μιας άλλης.

#### Οικονομία και αγορά

Πριν από πενήντα χρόνια, οι επενδύσεις σε ΑΠΕ δεν ήταν βιώσιμες, αλλά οι τεχνολογικές βελτιώσεις τις τελευταίας δεκαετίας τις κατέστησαν βιώσιμες ή δυνητικά βιώσιμες. Υπάρχουν ακόμη ορισμένα εμπόδια που δυσκολεύουν την είσοδό τους στην αγορά της ενέργειας, όπως ο υψηλός εσωτερικός βαθμός απόδοσης που δημιουργεί μια μακροχρόνια απόσβεση που είναι αδύνατο να εκπληρωθεί για ορισμένες τεχνολογίες. Επίσης σημαντικός είναι και ο έλεγχος του ενεργειακού τομέα από τους υπάρχοντες παίκτες στην αγορά κάτι που καθιστά την είσοδο νέων εταιρειών, μια δύσκολη υπόθεση.

#### Περιβαλλοντικοί

Υπάρχει μία συζήτηση αν τα έργα των ΑΠΕ είναι 100% φιλικά προς το περιβάλλον καθώς πρέπει να εξεταστούν οι τρόποι παραγωγής των υλικών που χρησιμοποιούνται, οι πιθανές επιπτώσεις στο περιβάλλον που εγκαθίστανται, τόσο κατά την φάση της κατασκευής όσο και

κατά την λειτουργίας τους αλλά και τι διαδικασίες ακολουθούνται μετά την αποξήλωση στο πέρας της επένδυσης.

- Στην αξιολόγηση του κινδύνου απαραίτητη κρίνεται και η μελέτη των κάτωθι παραγόντων:

#### Ασφάλεια

Τα έργα ΑΠΕ είναι ασφαλέστερα από τα έργα μη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Για αυτόν τον λόγο, η ασφάλεια δεν εξετάζεται ως μια βασική πτυχή στην αξιολόγηση του κινδύνου.

#### Περιβαλλοντικές επιπτώσεις

Οι εκπομπές CO<sub>2</sub> είναι αρκετά χαμηλές στο στάδιο παραγωγής, το οποίο είναι συνήθως το πιο αξιολογούμενο, τοποθετώντας αυτά τα έργα ως τη βέλτιστη απόφαση για τους στόχους μηδενικών εκπομπών πολλών εταιρειών.

#### Κόστος

Η μεταβλητή του κόστους βελτιώθηκε στα έργα ΑΠΕ της τελευταίας δεκαετίας. Στα πρώτα στάδια της τεχνολογικής ανάπτυξης το κόστος ήταν ο κύριος λόγος για την επιλογή έργου μη ανανεώσιμης ενέργειας έναντι του έργου ΑΠΕ. Η ανάπτυξη, η κατασκευή και η χρηματοδότηση είχαν υψηλότερο βαθμό δυσκολίας και ήταν δυνατά μόνο με κυβερνητικά κίνητρα και ενισχύσεις.

#### Χρονοδιάγραμμα

Οι δραστηριότητες πρέπει να προγραμματίζονται σωστά, λαμβάνοντας υπόψη όλες τις παραμέτρους αλλά και αστάθμητους παράγοντες. Ένα κακό ή ακόμα και μέτριο χρονοδιάγραμμα θα μπορούσε να είναι καταδικαστικό για έργα όπως βιομάζα ή υδροηλεκτρικοί σταθμοί.

- Για τις τεχνολογίες που μελετήθηκαν σε τεχνοοικονομικό επίπεδο παρατίθενται οι σημαντικότεροι κίνδυνοι που θα χρειαστεί να ληφθούν υπόψιν πριν την έναρξη υλοποίησης των αντίστοιχων project.

#### **Κίνδυνοι και προκλήσεις στην υλοποίηση ενός Αιολικού Πάρκου**

Οι περισσότεροι μελετητές τονίζουν ότι παρότι ο οικονομικός παράγοντας είναι σημαντικός στην υλοποίηση ενός έργου Αιολικού Πάρκου, οι πολιτικοί και οι κοινωνικοί παράγοντες είναι εξίσου σημαντικοί. Ο περιβαλλοντικός κίνδυνος μπορεί να μην αποτελεί πρωταρχικό μέλημα τα τελευταία χρόνια λόγω της επιθυμίας για επίτευξη των στόχων ενσωμάτωσης των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, ωστόσο ο αριθμός των ανθρώπων που συζητούν για «εντελώς καθαρή» τεχνολογία έχει αυξηθεί.

#### Υψηλό κόστος και μακροπρόθεσμες επενδύσεις

Με την πάροδο των ετών το κόστος μειώνεται και τώρα είναι ευκολότερο για τις εταιρείες να αναπτύξουν ένα τέτοιο έργο. Ωστόσο, ο καλός προγραμματισμός και η άριστη διαχείριση του χρόνου είναι θεμελιώδους σημασίας για την επιτυχία σε έργα αιολικής ενέργειας. Οι ισχυροί παίκτες, κατέχουν τις καλύτερες θέσεις αιολικού δυναμικού και είναι κάτι που εμποδίζει την είσοδο στην αγορά σε μικρότερες και μεσαίες επιχειρήσεις.

#### Περιβαλλοντικοί κίνδυνοι

Το μεγαλύτερο πλεονέκτημα των έργων ΑΠΕ είναι οι χαμηλές περιβαλλοντικές επιπτώσεις, ωστόσο, στην περίπτωση των Αιολικών Πάρκων πρέπει να ληφθεί υπόψη ο κίνδυνος για τα πτηνά, η ηχορύπανση και η οπτική όχληση.

#### Πολιτικοί και κοινωνικοί κίνδυνοι

Αυτό το σημείο είναι ιδιαίτερα κρίσιμο για τους διαχειριστές τέτοιων έργων. Για την καλή εκτέλεση του έργου χρειάζεται καλή διαχείριση των εμπλεκόμενων φορέων. Πρέπει να ληφθούν υπόψη δύο πολύ σημαντικοί παράγοντες, οι πολίτες και η πολιτεία. Οι πολίτες τάσσονται υπέρ των πράσινων τεχνολογιών, αλλά ο περιβαλλοντικός κίνδυνος θα μπορούσε να προκαλέσει μια μη ευθυγραμμισμένη νοοτροπία με την αιολική τεχνολογία. Οι περιβαλλοντικοί κίνδυνοι που αναφέρθηκαν θα μπορούσαν να εγείρουν διαμαρτυρίες κατά της υλοποίησής τους. Αυτή η πίεση θα μπορούσε να οδηγήσει σε πολιτικές αποφάσεις που θα μπορούσαν να επηρεάσουν την οικονομική ισορροπία των έργων. Είναι σημαντικό οι υπεύθυνοι έργων να λαμβάνουν υπόψη την πολιτική και κοινωνική σταθερότητα, ώστε να μην τα θέσουν σε κίνδυνο. (112)

#### Κίνδυνος από την τοποθεσία εγκατάστασης



Τα επίπεδα κινδύνου μπορούν επίσης να επηρεαστούν από την θέση εγκατάστασης του Αιολικού Πάρκου ως προς τις εργασίες κατασκευής και συντήρησής του. Η απόστασή του από πόλεις, από ειδικευμένους εργαζόμενους και κυρίως από τον παραγωγό του πρωτότυπου εξοπλισμού ή εάν τα ανταλλακτικά αποστέλλονται από το εξωτερικό, από τα λιμάνια αποστολής, μπορεί να αποδειχθούν κρίσιμοι παράγοντες. Τα ακριβά και ευαίσθητα κομμάτια εξοπλισμού, όπως το περίβλημα της ατράκτου, δεν μεταφέρονται σωστά σε ανεπαρκή οχήματα ή σε ακατάλληλους δρόμους. Στο παρελθόν, αυτό οδήγησε σε περιπτώσεις κατά τις οποίες ο εξοπλισμός που είχε αγοραστεί και μεταφερθεί στην απομακρυσμένη τοποθεσία που επιλέχθηκε για εγκατάσταση του Αιολικού Πάρκου, είχε υποστεί φθορές. Το κόστος της απόκτησης και μεταφοράς ανταλλακτικών που συνδυάζεται με καθυστερήσεις του έργου και επιπλέον κόστος, αποτελούν ένα σημαντικό χτύπημα στην κερδοφορία.

#### Κίνδυνος από τα κλιματολογικά δεδομένα

Ο καιρικός κίνδυνος αναφέρεται στην απώλεια εσόδων που συμβαίνει όταν, απλά δεν υπάρχει η απαιτούμενη ποιότητα και ποσότητα ανέμου. Με την κλιματική αλλαγή να προκαλεί ολοένα και πιο απρόβλεπτα φαινόμενα, τα τελευταία χρόνια, έχουμε δει την ταχύτητα του ανέμου να πέφτει σε βασικές αγορές όπως η βόρεια Γερμανία. Εν τω μεταξύ, πολλές αμερικανικές εταιρείες ανέφεραν τις χαμηλές ταχύτητες ανέμου ως σημαντικό λόγο για πτώση κερδών το 2017.

Η πρώτη γραμμή άμυνας ενάντια σε αυτόν τον κίνδυνο είναι η επένδυση σε όσο το δυνατό πιο αξιόπιστα δεδομένα καιρού πριν από την επιλογή της θέσης εγκατάστασης. Οι εταιρείες παροχής ανεμολογικών δεδομένων μπορούν να παρέχουν ολοκληρωμένα δεδομένα σχετικά με τις πρόσφατες και προβλεπόμενες μελλοντικές ταχύτητες ανέμου ανά γεωγραφική τοποθεσία. Αυτό είναι χρήσιμο όχι μόνο για τη λήψη αποφάσεων για την ορθότητα της θέσης εγκατάστασης αλλά και για τον υπολογισμό των προβλεπόμενων εσόδων και την εξασφάλιση χρηματοοικονομικής υποστήριξης. Ένα γεωγραφικά διαφοροποιημένο χαρτοφυλάκιο Αιολικών Πάρκων μπορεί να προσφέρει κάποια παραπάνω προστασία.

#### Κίνδυνος κυβερνοεπίθεσης

Τα τελευταία χρόνια, οι διαδικτυακές επιθέσεις αποτελούν σημαντική απειλή για τομείς που βασίζονται στην τεχνολογία και για οποιαδήποτε επιχείρηση που χρησιμοποιεί υπολογιστές. Καθώς τα δίκτυα ΑΠΕ συνδέονται πλέον μεταξύ τους, το επίπεδο απειλής για τα αιολικά πάρκα αυξάνεται.

Οι κυβερνοεπιθέσεις θα μπορούσαν να γίνουν από τον χειρισμό των πτερυγίων για ελαχιστοποίηση της αποτελεσματικότητάς τους, έως την πλήρη παράλυση του συστήματος. Με τα σύγχρονα Αιολικά Πάρκα να ελέγχονται από μακριά, τα αδύνατα σημεία στα ηλεκτρονικά συστήματα ελέγχου αφήνουν τα έργα πιο ευάλωτα σε επιθέσεις κάτι που εντείνεται από την έλλειψη κρυπτογράφησης μηνυμάτων. Οι χάκερ φαίνεται να επιτίθενται σε αιολικά πάρκα για έναν από τους δύο κάτωθι λόγους: είτε να αναζητήσουν πληρωμές λύτρων σε αντάλλαγμα για την αποκατάσταση της λειτουργικότητας, είτε για ιδεολογική και πολιτική διαμαρτυρία. Απαραίτητη είναι η επένδυση σε μέτρα ασφαλείας, καθώς και η ανάπτυξη ενός σχεδίου έκτακτης ανάγκης. (113)

### Λειτουργία και συντήρηση

Οι κατασκευαστές Αιολικών Πάρκων θα πρέπει να βεβαιωθούν ότι οι συμβάσεις και οι διαδικασίες λειτουργίας και συντήρησης εφαρμόζονται σύμφωνα με τα διεθνή πρότυπα. Αυτά τα συμβόλαια διαδραματίζουν σημαντικό ρόλο στο να διασφαλίσουν ότι η απόδοση και η διάρκεια ζωής των ανεμογεννητριών ανταποκρίνονται στις προσδοκίες. Οι συμβάσεις λειτουργίας και συντήρησης πρέπει να είναι πολύ συγκεκριμένες και πρέπει να μελετηθούν προσεκτικά οι όροι τους έτσι ώστε να διασφαλιστεί η σωστή συντήρηση του πάρκου.

Η εκτέλεση της προγραμματισμένης συντήρησης και προστασία των στροβίλων είναι οι κύριες λειτουργίες της ομάδας συντήρησης. Ο εξοπλισμός της τουρμπίνας, όπως τα εξαρτήματα του κιβωτίου ταχυτήτων, ο μεταλλικός πύργος, οι συνδετήρες και οι λεπίδες υπόκεινται σε φθορά. Η σωστή συντήρηση μπορεί να κάνει εν τέλει τη διαφορά στην ασφάλεια, τη μακροζωία και την παραγωγή κάθε στροβίλου.

### Ασφαλιστική Κάλυψη

Καθώς οι μελετητές και κατασκευαστές των αιολικών πάρκων λαμβάνουν υπόψη τους κινδύνους που αντιμετωπίζουν, η σειρά των διαθέσιμων ασφαλιστικών προϊόντων και υπηρεσιών μπορεί να προκαλέσει σύγχυση. Θα πρέπει να συνεργάζονται με έναν ασφαλιστή που παρέχει κάλυψη για το αιολικό πάρκο σε κάθε στάδιο της ανάπτυξής του για τον εξορθολογισμό της διαδικασίας διαχείρισης του κινδύνου. Η χρήση διαφορετικών ασφαλιστικών εταιριών για κάθε στάδιο θα μπορούσε να οδηγήσει σε κενά κάλυψης. Καθώς η βιομηχανία αναπτύσσεται, οι μελετητές ενδέχεται να εξετάσουν νέες ευκαιρίες για να αξιοποιήσουν την επιτυχία των αιολικών τους δραστηριοτήτων.

Η βιομηχανία αιολικής ενέργειας βρίσκεται σε μια πορεία προς σημαντική ανάπτυξη και όσοι συμμετέχουν στον κλάδο ή επιθυμούν να ενταχθούν στον κλάδο αντιμετωπίζουν πολλές επιλογές στις αποφάσεις τους. Ένα από τα πιο σημαντικά ζητήματα είναι να υπάρχει ένα σχέδιο για τη σωστή διαχείριση του project και την ελαχιστοποίηση του κινδύνου. (114)

### **Κίνδυνοι και προκλήσεις στην υλοποίηση ενός Φωτοβολταϊκού Σταθμού**

Η επένδυση σε ένα φωτοβολταϊκό σταθμό τα τελευταία έτη φαίνεται πως έχει μικρότερες δυσκολίες και κινδύνους να αντιμετωπίσει ενώ είναι και πιο προσιτή σε μεγαλύτερο εύρος επενδυτών. Η πρόθεση για αύξηση της συμμετοχής των ΑΠΕ ιδιαίτερα μέσω των φωτοβολταϊκών και αιολικών στη χώρα μας ενισχύσει την παραπάνω θεώρηση. Ωστόσο υπάρχουν κίνδυνοι που σχετίζονται με διάφορες παραμέτρους και χρειάζεται να απασχολήσουν μελετητές και επενδυτές ως προς την ελαχιστοποίηση ή και εξάλειψή τους. (115)

#### Πολιτικοί κίνδυνοι

Η στρατηγική για την ανάπτυξη των ΑΠΕ ικανοποιεί παγκόσμιους στόχους και στην περίπτωση της Ελλάδας πρωτίστως Ευρωπαϊκούς. Ο ρόλος των Κοινοτικών Οδηγιών και κατ' επέκταση της Εθνικής νομοθεσίας είναι πολύ σημαντικός τόσο στην αδειοδότηση όσο και στην λειτουργία και μετέπειτα οικονομική ζωή του έργου καθώς μπορεί μία αλλαγή της πολιτικής, όπως για παράδειγμα αύξηση της φορολογίας, να επιδράσει σημαντικά στην επένδυση. (116)

#### Οικονομικοί κίνδυνοι

Όποιος σκέφτεται να επενδύσει σε νέο ή σε εν λειτουργία φωτοβολταϊκό σταθμό, η ικανότητα πραγματοποίησης των απαιτούμενων πληρωμών και οι οικονομικές συμφωνίες καθορίζουν έναν σημαντικό παράγοντα κερδοφορίας καθώς πάντα υπάρχει κίνδυνος ανεπαρκούς πρόσβασης σε επενδύσεις και κεφάλαια κίνησης. Θα χρειαστεί να πραγματοποιηθεί μία προσομοίωση των προβλεπόμενων αποδόσεων, αφού αφαιρεθούν όλα τα κόστη. Υπάρχουν πολλά απλά και φθηνά εργαλεία διαθέσιμα στην αγορά για το σκοπό αυτό, τα οποία παρέχουν μια καλή αρχική επισκόπηση μιας επένδυσης. Γνωρίζοντας την εκτιμώμενη ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και την τιμή αναφοράς, ο υπολογισμός δεν είναι δύσκολος, αλλά απαιτείται προσοχή στις λεπτομέρειες, όπως ο κίνδυνος αύξησης του κόστους σε βασικά στοιχεία της επένδυσης, όπως οι φωτοβολταϊκές μονάδες, η εργασία αλλά και πιθανές μειώσεις των τιμών αναφοράς για την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια, πόσο υψηλό είναι το πραγματικό κόστος λειτουργίας, το πρόσθετο κόστος αγοράς για το φωτοβολταϊκό σύστημα, τα δεδομένα κόστους που παρέχονται από τον πωλητή και τα πιθανά αποθέματα για μελλοντική αναβάθμιση

του εξοπλισμού. Πριν λάβει μια απόφαση αγοράς, ο επενδυτής πρέπει να πραγματοποιήσει έναν έγκυρο υπολογισμό των πραγματικών παραγόντων κόστους. (115), (116)

#### Τεχνικές ελλείψεις στο σχεδιασμό και την κατασκευή

Η επιλογή των τεχνολογικών μερών της φωτοβολταϊκής εγκατάστασης, όπως τα φωτοβολταϊκά πάνελ, των μετατροπέων, των βάσεων στήριξης και της καλωδίωσης είναι το κλειδί για την επιτυχή επίτευξη του έργου και ενέχει το πιο μεγάλο ρίσκο, αυτό της μειωμένης παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με την πάροδο του χρόνου από την αναμενόμενη.

Πολλοί επενδυτές σε μικρά και μεσαία έργα συχνά είναι επιφανειακά εξοικειωμένοι μόνο με τις σχετικές τεχνικές λεπτομέρειες των φωτοβολταϊκών συστημάτων. Ο σχεδιασμός και η υλοποίηση - πιθανώς ακόμη και η επιχειρησιακή διαχείριση - πραγματοποιούνται συχνά από την ίδια εταιρεία. Με αυτόν τον τρόπο το κόστος είναι χαμηλότερο για τον επενδυτή. Από την άλλη πλευρά υπάρχει ζήτημα στο γεγονός ότι ο επενδυτής θα πρέπει να θεωρεί ότι ο ανάδοχος δεν είναι μόνο αξιόπιστος αλλά και ικανός σε όλους τους τομείς. Η βιωσιμότητα επηρεάζεται από κινδύνους που σχετίζονται με τα στελέχη κλειδιά στην ανάδοχο εταιρία, την οικονομική της σταθερότητα και την τεχνική ικανότητα εκτέλεσης των σχεδίων. Ο επενδυτής θα χρειαστεί να προβεί σε εξωτερική ανεξάρτητη αναθεώρηση της τεχνικής τεκμηρίωσης. (115), (116)

#### Θέση εγκατάστασης και πρόβλεψη ετήσιας απόδοσης

Η θέση εγκατάστασης έχει μεγάλη σημασία και είναι μια απόφαση που λαμβάνεται στα πρώιμα στάδια του σχεδιασμού υλοποίησης. Σχετίζεται άμεσα με την εκτίμηση της ενεργειακής απόδοσης, την αδειοδότηση αλλά και με την σύνδεση με το δίκτυο διανομής. Μεγάλη απόσταση από το δίκτυο διανομής θα επιφέρει μη προβλεπόμενη αύξηση στο κόστος. Τα δεδομένα της ενεργειακής απόδοσης δεν είναι μόνο καθοριστικά για τον υπολογισμό της κερδοφορίας ενός φωτοβολταϊκού συστήματος, αλλά πρέπει επίσης να αποτελέσουν τη βάση για την κοστολόγηση μιας επένδυσης. Πολύ συχνά, ακόμη και έμπειροι επενδυτές βασίζονται στις προβλέψεις του αναδόχου χωρίς να τις ελέγχουν διεξοδικά. Πριν την λήψη οποιαδήποτε επενδυτικής απόφασης, μια ανεξάρτητη πρόβλεψη ή μια γνώμη εμπειρογνομόνων για την αξιολόγηση της απόδοσης θα παρέχει την απαραίτητη βεβαιότητα. (115), (116)

#### Κοινωνικοί και περιβαλλοντικοί κίνδυνοι

Αν και οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί δεν έχουν την ίδια επίπτωση στο οπτικό τοπίο και την γεωμορφολογία εν τούτοις κατά τον εντοπισμό των κινδύνων του έργου συμπεραίνεται ότι όσο

μεγαλύτερη είναι η κλίμακα του έργου, τόσο μεγαλύτερη επιρροή έχει στην τοπική κοινωνία. Παρά την ευαισθητοποίηση όλων και περισσότερων σε θέματα κλιματικής αλλαγής και πράσινης ενέργειας το σύνδρομο “not in my back yard” δεν έχει εξαλειφθεί. Η όχληση έρχεται κυρίως κατά την κατασκευή του έργου αλλά και κατά την λειτουργία του, η οπτική να είναι καλυμμένες ολόκληρες πεδιάδες για παράδειγμα με φωτοβολταϊκά πλαίσια, για κάποιους είναι ενοχλητική. Ο κοινωνικός κίνδυνος ενισχύεται από τους εν δυνάμει περιβαλλοντικούς κινδύνους.

Η ηλιακή ενέργεια μπορεί να καταλάβει σημαντική ποσότητα γης (τα φωτοβολταϊκά συστήματα μεγάλης κλίμακας απαιτούν έως 10 στρέμματα ανά μεγαβάτ) για μεγάλο χρονικό διάστημα (30 έτη) και να προκαλέσει υποβάθμισή της ή απώλεια γλωρίδας και πανίδας. Επίσης, ορισμένες τεχνολογίες ηλιακής ενέργειας απαιτούν σπάνια υλικά για την παραγωγή τους ενώ ερωτήματα υπάρχουν και κατά πόσο οι παραγωγικές διαδικασίες αυτές καθ’ αυτές είναι περιβαλλοντικά φιλικές. Μετά το πέρας της επένδυσης το πρόβλημα της απόρριψης των επικίνδυνων αποβλήτων γίνεται μια επιπλέον πρόκληση. (117)

## Κεφάλαιο 5

### Συμπεράσματα

Η σημαντική αύξηση στη συμμετοχή των ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας θα διαδραματίσει κεντρικό ρόλο στην επίτευξη του στόχου του μελλοντικού ενεργειακού εφοδιασμού στον κόσμο εν μέσω ορισμένων ανησυχιών. Αυτές περιλαμβάνουν την αύξηση στη ζήτηση ενέργειας, την ανάγκη μείωσης του κόστους της, τη μείωση της ατμοσφαιρικής ρύπανσης για μείωση του κινδύνου απώλειας εκατομμυρίων ζώων, αυξάνοντας ταυτόχρονα την οικονομική ανάπτυξη και την απασχόληση. Τελευταίο αλλά όχι λιγότερο σημαντικό, ο κόσμος πρέπει να αποτρέψει τη μέση αύξηση της θερμοκρασίας κάτω από τους 2° Κελσίου και ένα μέσο επίτευξης είναι η αύξηση της ενσωμάτωσης των ΑΠΕ σε συνδυασμό με την αύξηση της εξοικονόμησης και της ενεργειακής απόδοσης. (110)

Το μειωμένο κόστος συμβαδίζει με τη βελτίωση της τεχνολογίας. Τα ηλιακά πάνελ γίνονται πιο αποτελεσματικά, οι μεγαλύτερες ανεμογεννήτριες παρέχουν περισσότερη ενέργεια ανά ευρώ επένδυσης και μικρές βελτιώσεις σε εξαρτήματα όπως οι μετατροπείς μειώνουν την απώλεια της ενέργειας από κάθε έργο. Αλλά η μεγάλη βελτίωση της τεχνολογίας που θα οδηγήσει την ανάπτυξη της βιομηχανίας για μια δεκαετία είναι η αποθήκευση ενέργειας.

Η αποθήκευση μπαταριών περιλαμβάνεται ήδη σε έργα σε όλο τον κόσμο. Επιτρέπει στους ιδιοκτήτες εγκαταστάσεων παραγωγής ενέργειας να ρυθμίζουν καλύτερα την παροχή ενέργειας στο δίκτυο στις ηλιόλουστες ώρες της ημέρας ή όταν ο άνεμος είναι ισχυρότερος. Αυτό μειώνει την πίεση στο δίκτυο και αυξάνει την αξία της ενέργειας που προέρχεται από ανανεώσιμες μονάδες παραγωγής ενέργειας. Αλλά αυτό μπορεί να είναι μόνο η αρχή. (118)

Οι ΑΠΕ συμβάλουν στη μείωση τη ατμοσφαιρικής ρύπανσης, καθιστώντας τους ανθρώπους λιγότερο ευάλωτους σε ασθένειες. Περίπου 4,2 εκατομμύρια θάνατοι κάθε χρόνο συνδέονται με την ατμοσφαιρική ρύπανση και έκθεση, ενώ μια πρόσφατη ανάλυση του Χάρβαρντ έδειξε ότι οι άνθρωποι που ζουν σε μολυσμένες πόλεις είχαν περισσότερες πιθανότητες να πεθάνουν από τον COVID-19. Μπορεί να βοηθήσει στην αποφυγή εκπομπών αερίων θερμοκηπίου και στην προστασία των κοινοτήτων από επικίνδυνες επιπτώσεις της κλιματικής αλλαγής. Η ανανεώσιμη ενέργεια είναι η φθηνότερη πηγή παραγωγής ενέργειας για περισσότερα από τα δύο τρίτα του κόσμου. Μπορεί να μειώσει την οικονομική επιβάρυνση των λογαριασμών ενέργειας με την εξάλειψη των χρεώσεων καυσίμων ειδικά όταν συνδυάζεται με ενεργειακές αναβαθμίσεις απόδοσης.

Τώρα περισσότερο από ποτέ, είναι ζωτικής σημασίας οι χώρες να αναδείξουν τις ΑΠΕ και άλλες τεχνολογίες χαμηλών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα για ανακάμψουν μετά την πανδημία του COVID-19, δημιουργώντας νέες θέσεις εργασίας και επανεκκίνηση των οικονομιών τους.

Η νέα παγκόσμια προοπτική των ΑΠΕ του ‘‘Διεθνούς Οργανισμού Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας’’ (IRENA) 2020 αξιολογεί τον κοινωνικοοικονομικό αντίκτυπο πολλών σεναρίων. Το «Σενάριο Μετασχηματισμού Ενέργειας» είναι ένας φιλόδοξος αλλά ρεαλιστικός ενεργειακός μετασχηματισμός που θα περιορίζει την άνοδο της θερμοκρασίας σε παγκόσμιο επίπεδο κάτω από τους 2 °C, θα κόστιζε το λιγότερο 19 τρισεκατομμύρια δολάρια περισσότερα από μια οποιαδήποτε άλλη κλασική προσέγγιση, αλλά θα φέρει οφέλη αξίας 50-142 τρισεκατομμυρίων δολαρίων έως το 2050, αυξάνοντας το παγκόσμιο ΑΕΠ κατά 2,4%. Η ‘‘Προοπτική Βαθύτερου Αποκαρβονισμού’’ της IRENA - η οποία περιγράφει έναν κόσμο καθαρών μηδενικών εκπομπών έως το 2050 με 2060 θα κόστιζε μεταξύ 35 και 45 τρισεκατομμυρίων δολαρίων, αλλά θα αποδώσει 62-169 τρισεκατομμύρια δολάρια σε σωρευτική εξοικονόμηση όταν εξετάσουμε τα ζητήματα της δημόσιας υγείας και το κοινωνικό κόστος από τη μειωμένη ατμοσφαιρική ρύπανση.

Οι φιλόδοξες επενδύσεις σε ΑΠΕ σε συνδυασμό με έργα ενεργειακής απόδοσης θα μπορούσαν να δημιουργήσουν 63 εκατομμύρια νέες θέσεις εργασίας έως το 2050. Σήμερα, περισσότερα από 11 εκατομμύρια άνθρωποι εργάζονται στον τομέα των ΑΠΕ παγκοσμίως, ενώ 3,3 εκατομμύρια άνθρωποι εργάζονται μόνο στον κλάδο της ενεργειακής απόδοσης στις Ηνωμένες Πολιτείες και στην Ευρώπη.

Σύμφωνα με το «Σενάριο Μετασχηματισμού Ενέργειας» του IRENA, ο αριθμός των θέσεων εργασίας ΑΠΕ παγκοσμίως μπορεί να υπερδιπλασιαστεί, φθάνοντας τα 42 εκατομμύρια έως το 2050, ενώ αυτές στον τομέα της ενεργειακής απόδοσης θα αυξηθούν έξι φορές, απασχολώντας περισσότερους από 21 εκατομμύρια περισσότερους ανθρώπους τα επόμενα 30 χρόνια. Αντίθετα, η βιομηχανία ορυκτών καυσίμων αναμένεται να χάσει περισσότερες από 6 εκατομμύρια θέσεις εργασίας κατά την ίδια χρονική περίοδο, σε σύγκριση με τα σημερινά επίπεδα απασχόλησης. (119)

Ο τομέας των ΑΠΕ θα λάβει επενδύσεις αξίας περίπου 5,1 τρισεκατομμυρίων δολαρίων σε νέους σταθμούς παραγωγής ενέργειας έως το 2030. Σύμφωνα με μια νέα έκθεση του ‘‘Bloomberg New Energy Finance’’, έως το 2030, οι ΑΠΕ θα αντιπροσωπεύουν πάνω από το 60% της μελλοντικής αύξησης της εγκατεστημένης ισχύς των 5.579 GW και το 65% των επενδύσεων από τα συνολικά των 7,7 τρισεκατομμύρια δολάρια στον τομέα της ενέργειας.

Συνολικά, τα ορυκτά καύσιμα, όπως ο άνθρακας και το φυσικό αέριο, θα μειώσουν το συνολικό τους μερίδιο στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στο 46%. Οι εγκαταστάσεις υδροηλεκτρικής ενέργειας μεγάλης κλίμακας θα ελέγχουν το μερίδιο αυτής της αύξησης σε ΑΠΕ, ωστόσο, η ανάπτυξη της ηλιακής και αιολικής ενέργειας θα είναι επίσης πολύ γρήγορη. Οι τελευταίες θα αυξήσουν το μερίδιό τους στην παγκόσμια παραγωγική ικανότητα σε 16% από 3% έως το 2030. Ο βασικός μοχλός θα είναι η εγκατάσταση φωτοβολταϊκών στα κτίρια κυρίως σε αναδυόμενες αγορές που στερούνται σύγχρονης υποδομής δικτύου. (120)

Για την επίτευξη των στόχων της διεξόδου των ΑΠΕ είναι απαραίτητη η ενεργοποίηση στοχευμένων πολιτικών προς αυτήν την κατεύθυνση που να δημιουργεί σταθερά επενδυτικά περιβάλλοντα, ξεπερνώντας τα εμπόδια και διασφαλίζοντας προβλέψιμες ροές εσόδων για τις επενδύσεις. Η τεχνική βοήθεια από αρμόδιους φορείς και χρηματοδότηση με επιχορηγήσεις μπορεί να είναι κρίσιμοι παράγοντες τουλάχιστον στα αρχικά στάδια ανάπτυξης των έργων ΑΠΕ. Προετοιμάζουν το έδαφος για επενδύσεις με την υποστήριξη στα στάδια της ανάπτυξης έργων και της διαδικασίας τεκμηρίωσης. Στοχευμένες μη οικονομικές παρεμβάσεις όπως παροχή εργαλείων αναλύσεων οικονομικών, τεχνικών δεδομένων και δεδομένων κινδύνων μπορούν να διευκολύνουν στη ορθή διαδικασία προσδιορισμού των έργων ΑΠΕ. Αυτά τα εργαλεία μπορούν να οδηγήσουν το έργο από το αρχικό του σημείο έως την πλήρη ωρίμανση των επένδυσης. Συστήματα χρηματοδότησης, όπως δομές δανεισμού ή συγχρηματοδότησης μπορούν να άρουν ένα από τα βασικότερα εμπόδια που είναι η εύρεση κεφαλαίων εξαιτίας της περιορισμένης πρόσβασης στην αγορά και έλλειψης πείρας αρκετών υποψηφίων εν δυνάμει επενδυτών στον τομέα των ΑΠΕ. (110)

Στην Ελλάδα ο στόχος της αλλαγής του ενεργειακού μίγματος με στροφή στην ραγδαία αύξηση της συμμετοχής των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή έγινε εν μέσω ύφεσης και βαθιάς κρίσης σε οικονομικό, κοινωνικό και πολιτικό επίπεδο. Το πλούσιο αιολικό και ηλιακό δυναμικό της δίνει τη σιγουριά για βιώσιμες επενδύσεις. Το θεσμικό πλαίσιο των ΑΠΕ αναμορφώνεται διαρκώς, ακολουθώντας τους δείκτες της χώρας, προσπαθώντας από την μία να δώσει κίνητρα για νέες επενδύσεις στις ΑΠΕ αλλά από την άλλη να εξορθολογικοποιήσει και τις υφιστάμενες μειώνοντας την επιβάρυνση στους καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας. Παρά τις στρεβλώσεις και τις αντιδράσεις, οι συνθήκες για τους επενδυτές των ΑΠΕ στην Ελλάδα έχουν βελτιωθεί αρκετά με μείωση της γραφειοκρατίας που έφερε μείωση στη χρονική διάρκεια της αδειοδοτικής διαδικασίας μέσω μετασχηματισμού των διαδικασιών και εισόδου Πληροφοριακών Συστημάτων στους φορείς που εμπλέκονται σε αυτήν. Η πτώση των τιμών στις τεχνολογίες των ΑΠΕ, το άνοιγμα των αγορών της ενέργειας Πανευρωπαϊκά και ο στόχος για μηδενισμό των ενισχύσεων από τα κράτη στις επενδύσεις ΑΠΕ έφερε μειώσεις τα δύο τελευταία έτη στις τιμές αναφοράς που ορίζονται από τις εκάστοτε υπουργικές αποφάσεις και



ο στόχος είναι οι τιμές τα επόμενα έτη να καθορίζονται μόνο από την αγορά της ενέργειας. Παρόλα αυτά, οι επενδυτικοί δείκτες ακόμα και σε μεγάλης κλίμακας έργα με μικρό ποσοστό ίδιας συμμετοχής είναι ιδιαίτερα ενθαρρυντικοί.

Μέσω μοντέρνων τρόπων συγχρηματοδότησης όχι μόνο το οικονομικό ρίσκο μπορεί να μετριαστεί με την συμμετοχή κεφαλαίων από διάφορες πηγές αλλά και να γίνει εφικτή η υλοποίηση τέτοιων μεγάλων επενδύσεων. Τα έργα ΑΠΕ και ιδιαίτερα τα μεγάλης κλίμακας χρειάζονται προσεκτικό σχεδιασμό με λεπτομερή ανάλυση όλων των παραμέτρων με αυστηρά χρονοδιαγράμματα, προσδιορισμό όλων κινδύνων και τρόπων αντιμετώπισής τους. Η πολιτεία σε συνεργασία με την κοινωνία και την τοπική αυτοδιοίκηση μπορεί να βρει τρόπους ώστε τα έργα ΑΠΕ να αυξήσουν τις ευεργετικές τους συνέπειες και να μειώσουν τα προβλήματα που επιφέρουν στα οικοσυστήματα τόσο κατά την παραγωγή των υλικών τους όσο και κατά την λειτουργία τους. Η λύση είναι ένα σταθερό, μακρόπνοο σχέδιο με την μεγαλύτερη δυνατή συμμετοχή όλων των εμπλεκόμενων φορέων το οποίο θα εξασφαλίζει ότι η ραγδαία μελλοντική συμμετοχή των ΑΠΕ θα γίνει με βιώσιμο τρόπο σε οικονομικό, περιβαλλοντικό και κοινωνικό επίπεδο.

## Βιβλιογραφία-Πηγές

1. **Κανονισμός (ΕΚ), 77/2001**. 09 2001.
2. **Ciucci, Matteo**. Θεματολογικά δελτία για την Ευρωπαϊκή Ένωση. [Online] 02 2020. <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/el/sheet/70/%CE%B1%CE%BD%CE%B1%CE%BD%CE%B5%CF%89%CF%83%CE%B9%CE%BC%CE%B5%CF%82-%CF%80%CE%B7%CE%B3%CE%B5%CF%82-%CE%B5%CE%BD%CE%B5%CF%81%CE%B3%CE%B5%CE%B9%CE%B1%CF%82>.
3. **ΚΑΠΕ, (Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών & Εξοικονόμησης Ενέργειας)**. *Αιολική ενέργεια*. [Online] [http://www.cres.gr/kape/energeia\\_politis/energeia\\_politis\\_wind.htm](http://www.cres.gr/kape/energeia_politis/energeia_politis_wind.htm).
4. **Anderson, Katie**. *Renewables Guide*. [Online] 08 2011. <https://www.renewablesguide.co.uk/the-pros-and-cons-of-wind-turbines>.
5. **Αποστόλου, Ι**. Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας στην Ελλάδα: Εξέλιξη ενεργειακών μεγεθών και προβλέψεις. 2018.
6. **ΚΑΠΕ, (Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών & Εξοικονόμησης Ενέργειας)**. Οδηγός Βιομάζας.
7. **Biomass, Advantages and Disadvantages**. *SyntechBioenergy*. [Online] <https://www.syntechbioenergy.com/>.
8. **Askari Mohammad Bagher et all**. Hydroelectric Energy Advantages and Disadvantages. 2015.
9. **TechHydropower**. Renewable Energy World. [Online] <https://www.renewableenergyworld.com/types-of-renewable-energy/hydropower-tech/#gref>.
10. **European Commission, RE-Energising the Future COP21**. [Online] <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/cop21-brochure-web.pdf>.
11. **European Commission**. *Renewables: Europe on track to reach its 20% target by 2020*. 2017.
12. **Statista**. *Value of renewable energy investment in Europe from 2004 to 2019*. [Online] <https://www.statista.com/statistics/1066269/renewable-energy-investment-europe/>.
13. **Ember**. *Renewables beat fossil fuels, A half-yearly analysis of Europe’s electricity transition*. 2020.
14. **European Commission**. 2030 climate & energy framework. [Online] [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030\\_el](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_el).
15. **IRENA**. Trends in Renewable Energy. [Online] <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Statistics-Time-Series>.
16. **Ευρωπαϊκή Επιτροπή**. *Η Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία*. 2019.
17. **Energy, European Environmental**. Share of renewable energy in gross final energy consumption in Europe. [Online] 2019. <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/renewable-gross-final-energy-consumption-4/assessment-4>.
18. **Eurostat, Newsrelease**. *Renewable energy in the EU in 2018, Share of renewable energy in the EU up to 18.0%*. 2020.
19. **Τσικουόδη Α**. Ερευνητική εργασία: Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και επιπτώσεις στο φυσικό περιβάλλον. 2014.

20. **ΚΑΠΕ, (Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών & Εξοικονόμησης Ενέργειας).** Δελτίο Τύπου: Η σημασία των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας για την προστασία του περιβάλλοντος.
21. **Υ.Π.Ε.Κ.Α., ΤΕΕ. ΤΕΧΝΙΚΗ ΟΔΗΓΙΑ, Τ.Ο.Τ.Ε.Ε. 20701-3/2010** Κλιματικά Δεδομένα Ελληνικών Περιοχών. 2010.
22. **EU SCIENCE HUB.** Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). [Online] <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>.
23. **Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ).** Δεδομένα Αιολικού Δυναμικού (h80). [Online] [http://mapsportal.ypen.gr/layers/rae\\_status:Aiolikos\\_h80](http://mapsportal.ypen.gr/layers/rae_status:Aiolikos_h80).
24. **ΠΕΣΔΑ, Περιφέρεια Κρήτης.** Μελέτη για την Αναθεώρησή - Επικαιροποίηση του Περιφερειακού Σχεδιασμού Διαχείρισης Στερεών Αποβλήτων. 2012.
25. **Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας, Ετήσια Γεωργική Στατιστική της ΕΛΣΤΑΤ.** [Online] <http://geodata.gov.gr/dataset/dunamiko-biomazas-apo-sterea-upoleimmata>.
26. **Ο ρόλος των μεγάλων Υδροηλεκτρικών Έργων στο ενεργειακό σύστημα της χώρας. Στεφανάκος Ι.Π.** 2009.
27. **Σκόδρας Γεώργιος, Αν. Καθηγητής.** Ήπιες και νέες μορφές, Τμήμα Μηχανολόγων Μηχανικών, Πανεπιστήμιο Δυτικής Μακεδονίας.
28. **ΔΑΠΕΕΠ, Μηνιαίο Στατιστικό Δελτίο ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ, Ίδια επεξεργασία.**
29. **(ΥΠΕΝ), Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας.** Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα. 2019.
30. **Ι.Ε.Ν.Ε., (Ινστιτούτο Ενέργειας Νοτιοανατολικής Ευρώπης).** Ο Ελληνικός Ενεργειακός Τομέας. 2019.
31. **(ΥΠΕΝ), Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας.** Μακροχρόνια Στρατηγική για το έτος 2050. 2019.
32. **Bloomberg.** Η Ελλάδα μπορεί να ηγηθεί του ενεργειακού μετασχηματισμού στην Ευρώπη. 2020.
33. **Φ.Ε.Κ., 187/Α' /28.11.2019.** Σύνταγμα της Ελλάδας.
34. **Φ.Ε.Κ., 168 / 07.10.1994.** Ρύθμιση θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.
35. **Φ.Ε.Κ., 286/Α/22-12-1999.** Απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.
36. **Φ.Ε.Κ., Α' 117/30.05.2002.** Κύρωση του Πρωτοκόλλου του Κιότο στη Σύμβαση πλαίσιο των Ηνωμένων Εθνών για την αλλαγή του κλίματος.
37. **Φ.Ε.Κ., 129Α/29-6-2006.** Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης.
38. **Φ.Ε.Κ., 85 Α' 85/4-6-2010.** Επιτάχυνση της ανάπτυξης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής.
39. **Φ.Ε.Κ., 70/Α/22-3-2012.** Πρόγραμμα ΗΛΙΟΣ - Προώθηση της χρήσης ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές (Ενσωμάτωση Οδηγίας 2009/28/ΕΚ).
40. **Φ.Ε.Κ., 107Α/9/5/2013.** Επείγοντα μέτρα εφαρμογής των νόμων 4046/2012, 4093/2012 και 4127/2013.
41. **Φ.Ε.Κ., Α 85/7-4-2014.** Μέτρα στήριξης και ανάπτυξης της ελληνικής οικονομίας στο πλαίσιο εφαρμογής του ν. 4046/2012.
42. **Φ.Ε.Κ., 149/Α/9-8-2016.** Νέο καθεστώς στήριξης των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης.
43. **Φ.Ε.Κ., 245/Α/ 09.12.2020.** Εκσυγχρονισμός της Χωροταξικής και Πολεοδομικής Νομοθεσίας και άλλες διατάξεις.

44. **Φ.Ε.Κ., Α'245/30/12/2020.** Διευκρινιστική εγκύκλιος επί του άρθρου 160 του ν.4759/2020 (ΦΕΚ Α'245), του άρθρου 135 του ν.4685/2020 (ΦΕΚ Α' 92) και λοιπών θεμάτων.
45. **Φ.Ε.Κ., 3291/Β/6-8-2020 Υπουργική Απόφαση ΥΠΕΝ/ΔΠΠΑ/74463/4562.** Τροποποίηση της υπ' αρ. ΔΠΠΑ/οικ. 37674/ 27-7-2016 (Β 2471) απόφασης του Υπουργού Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής.
46. **Φ.Ε.Κ., 92Α/7.5.2020.** Εκσυγχρονισμός περιβαλλοντικής νομοθεσίας, ενσωμάτωση στην ελληνική νομοθεσία Οδηγιών 2018/844 και 2019/692 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου.
47. **Φ.Ε.Κ., Β' 5291/01-12-2020.** Κανονισμός Βεβαιώσεων Παραγωγού Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ και Βεβαιώσεων Παραγωγού Ηλεκτρικής Ενέργειας Ειδικών Έργων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ. 2020.
48. **Φ.Ε.Κ., Α' 209/21-9-2011.** Περιβαλλοντική αδειοδότηση έργων και δραστηριοτήτων, ρύθμιση αυθαιρέτων σε συνάρτηση με δημιουργία περιβαλλοντικού ισοζυγίου και άλλες διατάξεις αρμοδιότητας Υπουργείου Περιβάλλοντος. 2011.
49. **HELAPCO.** Ένας πρακτικός οδηγός για επενδύσεις . 2020.
50. **ΕΛΕΤΑΕΝ.** Ανάπτυξη αιολικής ενέργειας, Αδειοδότηση & κανονιστικό πλαίσιο. 2019.
51. **Φ.Ε.Κ., Α 193/03.12.2019.** Απελευθέρωση αγοράς ενέργειας, εκσυγχρονισμός της ΔΕΗ, ιδιωτικοποίηση της ΔΕΠΑ και στήριξη των Α.Π.Ε.
52. **Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, ΡΑΕ.** Χονδρεμπορική Αγορά.
53. **Φ.Ε.Κ., Β'3388/2019.** ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/18135/511/2019 Τροποποίηση της ΑΠΕΕΚ/Α/Φ1/οικ. 184573/ 13.12.2017 υπουργικής απόφασης.
54. **Φ.Ε.Κ., 45Α/9.3.2019.** Έρευνα, εκμετάλλευση και διαχείριση του γεωθερμικού δυναμικού της Χώρας, σύσταση Ελληνικής Αρχής Γεωλογικών και Μεταλλευτικών Ερευνών, ιδιοκτησιακός διαχωρισμός δικτύων διανομής φυσικού αερίου.
55. **Φ.Ε.Κ., Β/1045/26.03.2020.** ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/30971/1190, Προσθήκη νέων κατηγοριών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α.
56. **Φ.Ε.Κ., 63/Α/17-4-2021.** Απλουστευση του πλαισίου άσκησης οικονομικών δραστηριοτήτων αρμοδιότητας Υπουργείων Ανάπτυξης και Επενδύσεων, Εργασίας και Κοινωνικών Υποθέσεων, Ναυτιλίας και Νησιωτικής Πολιτικής, Υποδομών και Μεταφορών, ρυθμίσεις για τη μεταφορά στον Οργανισμό.
57. **Φ.Ε.Κ., 75Α/30.3.2020.** ΠΡΑΞΗ ΝΟΜΟΘΕΤΙΚΟΥ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΟΥ Μέτρα αντιμετώπισης της πανδημίας του κορωνοϊού COVID-19 και άλλες κατεπείγουσες διατάξεις.
58. **Φ.Ε.Κ., Β 1021/27.03.2019.** Επαναπροσδιορισμός κατηγοριών χερσαίων αιολικών σταθμών, καθορισμός των Τιμών Αναφοράς σύμφωνα με τις παρ. 5 και 6 του άρθρου 4.
59. **Φ.Ε.Κ., 200/Α/20-10-2020.** Ενσωμάτωση της Οδηγίας (ΕΕ) 2019/904 σχετικά με τη μείωση των επιπτώσεων ορισμένων πλαστικών προϊόντων στο περιβάλλον.
60. **Κανονισμός (ΕΚ), 714/2009.** 2009.
61. **Καμπούρης Ι.** ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΣ ΤΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΕΞΙΣΟΡΡΟΠΗΣΗΣ (Balancing Market) στο πλαίσιο εφαρμογής του "ΜΟΝΤΕΛΟΥ ΣΤΟΧΟΣ" (Target Model) στην Ελλάδα.
62. **Καμπούρης Ι. Σκοτεινός Η.** Η αγορά εξισορρόπησης στο πλαίσιο του Μοντέλου Στόχου. 2018.
63. **Σκοτεινός Η.** Target Model - Η «ακτινογραφία» της ενιαίας αγοράς και πώς θα λειτουργεί.
64. **Χατζημιχαήλ Σ.** Το target model θα βελτιώσει τη λειτουργία της αγοράς, αλλά πρέπει να αρθούν γρήγορα οι ιδιαιτερότητες "αλα ελληνικά".

65. **Φ.Ε.Κ., 185/30.09.2016.** *Επείγουσες ρυθμίσεις των Υπουργείων Οικονομικών, Περιβάλλοντος και Ενέργειας, Υποδομών, Μεταφορών και Δικτύων και Εργασίας.*
66. **Λαμπάκης Δ.** *Ελληνικό Χρηματιστήριο ενέργειας (Target Model).* 2018.
67. **Α.Α.Μ.Η.Ε.** Το Ευρωπαϊκό Μοντέλο Στόχος. [Online] <https://www.admie.gr/agora/genika/perigrafi>.
68. **Φ.Ε.Κ., Β' 267811.12.2015.** Έγκριση του Κώδικα Συναλλαγών Δημοπρασιών Προθεσμιακών Προϊόντων Ηλεκτρικής Ενέργειας, σύμφωνα με την παρ. 3 του άρθρου 117Ε του ν. 4001/2011 (ΦΕΚ Α' 179/22.8.2011), ως ισχύει.
69. **Α.Α.Μ.Η.Ε.** Εξισορρόπηση Συστήματος. [Online] <https://www.admie.gr/agora/genika/eksisorropisi-systimatos>.
70. **Πριονιστή Ε.** Ανάλυση της αγοράς εγγυήσεων προέλευσης και διερεύνηση των προοπτικών εξέλιξης της στην Ευρώπη και την Ελλάδα. 2019.
71. **Exchange, European Energy.** French auctions for Guarantees of Origin. [Online] <https://www.powernext.com/french-auctions-guarantees-origin>.
72. **Ltd., CROATIAN POWER EXCHANGE.** GOs AUCTION RESULTS. [Online] <https://www.cropex.hr/en/guarantees-of-origin/general.html>.
73. **Φ.Ε.Κ., 2997/Β/20.07.2020.** Υπηρεσία Διακοπτόμενου Φορτίου, τύπος και περιεχόμενο Συμβάσεων Διακοπτόμενου Φορτίου και καθορισμός συντελεστών διαφοροποίησης. 2020.
74. **Φ.Ε.Κ., Α 179/22.08.2011.** Για τη λειτουργία Ενεργειακών Αγορών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου, για Έρευνα, Παραγωγή και δίκτυα μεταφοράς Υδρογονανθράκων και άλλες ρυθμίσεις. 2011.
75. **Φ.Ε.Κ. Β', 3497/29-12-2014.** Επιμερισμός ειδικού τέλους στους οικιακούς καταναλωτές σε περιοχές όπου λειτουργούν σταθμοί ΑΠΕ. 2014.
76. **Παναγιώτου Ν.** Είδος Επιχειρήσεων Επιχειρήσεων & Νομικά Ζητήματα.
77. **Taxheaven.** Επιλογή νομικής μορφής επιχείρησης. 2019.
78. **Φ.Ε.Κ., Α'167/23-07-2013.** Φορολογία εισοδήματος, επείγοντα μέτρα εφαρμογής του ν. 4046/2012, του ν. 4093/2012 και του ν. 4127/2013 και άλλες διατάξεις.
79. **Φ.Ε.Κ., Α' 201/12-12-2019.** Φορολογική μεταρρύθμιση με αναπτυξιακή διάσταση για την Ελλάδα του αύριο.
80. **ΡΚΡ ΙΚΕ, Λογιστική & επιχειρηματική υποστήριξη.** *Μονοπρόσωπη ΙΚΕ ή ατομική επιχείρηση; Επιλογή νομικής μορφής.*
81. **Κοκκινίδου Χ., Νόκα Α.** Ατομική Επιχείρηση ή Εταιρεία. 2012.
82. **Εταιρικό Δίκαιο.** <https://www.etairiko-dikaio.com/>.
83. **ΡΚΡ ΙΚΕ, Λογιστική & επιχειρηματική υποστήριξη.** *Διαδικασία Ίδρυσης Ο.Ε. – Ε.Ε.*
84. **Παναγιωτάκης Θ.** Σύσταση Ομόρρυθμης Εταιρείας και φορολογία αυτής. 2012.
85. **Δαλιάνης Γ.** Χαρακτηριστικά και πλεονεκτήματα των ΙΚΕ. s.l. : naftemporiki, 2019.
86. **ΡΚΡ ΙΚΕ, Λογιστική & επιχειρηματική υποστήριξη.** *Να επιλέξω ίδρυση ΙΚΕ ή συμφέρει η σύσταση Ομόρρυθμης εταιρίας (ΟΕ);*
87. **Αργύρης Ε.** Ιδιωτική Κεφαλαιουχική Εταιρεία. 2018.
88. **greece, Start up.** *Διαδικασία Ίδρυσης-Σύστασης Ανώνυμης Εταιρείας (Α.Ε.).*
89. **Κιούσης Γ.** ΑΝΩΜΥΜΗ ΕΤΑΙΡΕΙΑ & ΕΤΑΙΡΕΙΑ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΕΝΗΣ ΕΥΘΥΝΗΣ. 2018.
90. **Μονάδα Καινοτομίας & Επιχειρηματικότητας, (Δημοκρίτειο Πανεπιστήμιο Θράκης).** *Εταιρείες Περιορισμένης Ευθύνης (Ε.Π.Ε.).*
91. **Φ.Ε.Κ., Α' 9/23-01-2018.** Ενεργειακές Κοινότητες και άλλες διατάξεις.

92. **Τσέκερης Δ.** Το νέο νομοθετικό πλαίσιο για την υλοποίηση έργων ΑΠΕ από τις Ενεργειακές Κοινότητες στην Ελλάδα. [Online] 2017. [http://www.cres.gr/kape/publications/pdf/5\\_TSEKERIS\\_final.pdf](http://www.cres.gr/kape/publications/pdf/5_TSEKERIS_final.pdf).
93. **Φ.Ε.Κ., Α 89/10.06.2019.** Κύρωση των επιμέρους συμβάσεων για τα έργα V και VI της από 6.9.2018 Σύμβασης Δωρεάς μεταξύ του Ιδρύματος «Κοινωφελές Ίδρυμα Σταύρος Σ. Νιάρχος» και του Ελληνικού Δημοσίου για την ενίσχυση και αναβάθμιση των υποδομών στον τομέα της Υγείας.
94. **Πετροπούλου Μ.Α.** «ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΚΟΙΝΟΤΗΤΑ – ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΣ ΣΥΝΕΤΑΙΡΙΣΜΟΣ: ΠΛΑΙΣΙΟ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΚΑΙ ΕΚΠΟΝΗΣΗ ΕΠΙΧΕΙΡΗΜΑΤΙΚΟΥ ΣΧΕΔΙΟΥ». 2019.
95. **ΕΣΠΑ, 2014-2020.** Αναπτυξιακός Νόμος. [Online] [https://www.espa.gr/elibrary/an4399\\_gr.pdf](https://www.espa.gr/elibrary/an4399_gr.pdf).
96. **ΕΑΤΕ, Ελληνική Αναπτυξιακή Τράπεζα Επενδύσεων.** Πρόσκληση για υποβολή προτάσεων. [Online] [https://ecopress.gr/wp-content/uploads/GREEN-FUNDS-Invitation-HDBI-03\\_08\\_20-Green-Greek-funds-1.pdf](https://ecopress.gr/wp-content/uploads/GREEN-FUNDS-Invitation-HDBI-03_08_20-Green-Greek-funds-1.pdf).
97. **Σταθάτος Ηλίας, Greece Fortune.** Τι είναι τα πράσινα ομόλογα και γιατί θεωρούνται «the next big thing» από τους επενδυτές. [Online] 2019. <https://www.fortunegreece.com/article/ti-ine-ta-prasina-omologa-ke-giati-theorounte-the-next-big-thing-apo-tous-ependites/>.
98. **Naftemporiki.** Πράσινα Ομόλογα: Εργαλεία χρηματοδότησης της πράσινης ανάπτυξης. [Online] 2019. <https://m.naftemporiki.gr/story/1544927>.
99. **Τράπεζα Πειραιώς.** Πρόσκληση εκδήλωσης ενδιαφέροντος για τη χρηματοδότηση επιλέξιμων έργων μέσω του ταμείου χαρτοφυλακίου με την επωνυμία «Ταμείο Υποδομών». 2020.
100. **Δρ. Ιωάννης Ν. Αποστολόπουλος.** Μακροπρόθεσμες Επενδυτικές Αποφάσεις. [Online] 2020.
101. **Κουτεντάκης Φραγκίσκος, Αργυρώ Γαληνού.** Ανάλυση Κόστους-Οφέλους.
102. **Δ. Καλιαμπάκος, Δ. Δαμίγος.** Οικονομικά του Περιβάλλοντος και των Υδατικών Πόρων, Χρηματοοικονομική και κοινωνικοοικονομική αξιολόγηση επενδύσεων.
103. **ΥΠΕΝ.** Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα. 2019.
104. **ΔΑΠΕΕΠ.** Μηνιαίο Δελτίο Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ. [Online] 2020. <https://www.dapeep.gr/dimosieuseis/miniaio-deltio-eidikou-logariasmoy/>.
105. **Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας.** Αναφορές Αγορών. [Online] 2020. <https://www.enexgroup.gr/el/markets-reports>.
106. **ΔΑΠΕΕΠ.** Μηνιαίο Δελτίο Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ Δεκέμβριος 2020. 2021.
107. **VESTAS.** Introducing 4.2 MW rating with three new turbines. [Online] <https://nozebra.ipapercms.dk/Vestas/Communication/Productbrochure/4MWbrochure/4mw-platform-brochure-q4-2020/>.
108. **REC-SOLAR.** REC TwinPeak Technology. [Online] <https://www.recgroup.com/en/downloads/products?tab=16>.
109. **SMA.** SUNNY TRIPOWER CORE2 STP 110-60. [Online] <https://www.sma.de/en/products/solarinverters/sunny-tripower-core2.html>.
110. **IRENA.** Unlocking Renewable Energy Investment: The Role of Risk Mitigation and Structure Finance. 2016.
111. **Energypedia.** Barriers and Risks to Renewable Energy Financing. [Online] 2017. [https://energypedia.info/wiki/Barriers\\_and\\_Risks\\_to\\_Renewable\\_Energy\\_Financing](https://energypedia.info/wiki/Barriers_and_Risks_to_Renewable_Energy_Financing).
112. **Perrino, David Moya.** Risk Management in Renewable Energy Projects. [Online] [http://apppm.man.dtu.dk/index.php/Risk\\_Management\\_in\\_Renewable\\_Energy\\_Projects](http://apppm.man.dtu.dk/index.php/Risk_Management_in_Renewable_Energy_Projects).

113. **Jones, Alice.** The 6 biggest risks to wind farm profitability. 2018.
114. **World, Renewable Energy.** Understanding Wind Farm Exposures and Managing Risk. 2012.
115. **MILK THE SUN.** The 3 Biggest Risks When Securing Your PV-Investment. 2021.
116. *RISK IDENTIFICATION IN LARGE PHOTOVOLTAIC PLANTS' CONSTRUCTION PROJECTS.* **Serrano Gómez, Luis, Muñoz Hernández, José Ignacio.** 2016.
117. **Johnston, Matthew.** Solar Energy: Benefits and Drawbacks. [Online] 2021. <https://www.investopedia.com/articles/investing/053015/pros-and-cons-solar-energy.asp>.
118. **Hoium, Travis.** 4 Reasons to Invest in Renewable Energy Stocks. [Online] 2021. <https://www.fool.com/investing/2021/01/26/3-reasons-to-invest-in-renewable-energy-stocks/>.
119. **World, Renewable Energy.** 3 reasons to invest in renewable energy now. [Online] 2020. <https://www.renewableenergyworld.com/solar/3-reasons-to-invest-in-renewable-energy-now/#gref>.
120. **Finance, Bloomberg New Energy.** Gas, Solar to Lead as Americas Invest \$1.3 Trillion to Build 2030 Power Capacity. [Online] 2020. <https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/4/2014/06/gremo-pr-americas.pdf>.
121. **PAE.** Δεδομένα Αιολικού Δυναμικού. [Online] [http://mapsportal.ypen.gr/layers/rae\\_status:Aiolikos\\_h80](http://mapsportal.ypen.gr/layers/rae_status:Aiolikos_h80).
122. **Hub, EU Science.** Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). [Online] <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>.
123. **PVGIS, EU SCIENCE HUB- The European Commission's science and knowledge service.** [Online] <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>.
124. **Union, Fact Sheets on the European.** Renewable energy. [Online] 2020. <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/en/sheet/70/renewable-energy>.
125. **David Nelson, Brian O’Connell, Luca De Lorenzo, Matthew Huxham.** *European Renewable Energy Policy.* 2016.
126. **ΑΔΜΗΕ.** Διαδικασία Σύνδεσης Χρηστών στο Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας. 2012.