

**ΠΑΝΤΕΙΟ ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΚΟΙΝΩΝΙΚΩΝ ΚΑΙ
ΠΟΛΙΤΙΚΩΝ ΕΠΙΣΤΗΜΩΝ**

ΤΜΗΜΑ : ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗΣ & ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΚΗΣ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ

ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ ΜΕ ΘΕΜΑ:

**ΠΟΛΥΚΡΙΤΗΡΙΑΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ
ΤΩΝ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΩΝ ΠΗΓΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ**



**ΟΝΟΜΑΤΕΠΩΝΥΜΟ : ΜΠΑΪΛΑΣ ΕΥΑΓΓΕΛΟΣ
Α.Μ.: 0805Μ013**

ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ

	Σελίδα
• Περιεχόμενα.....	2
• Κατάλογος Συντομογραφιών.....	6
• Εισαγωγή.....	8

Κεφάλαιο 1

1.1 Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

1.1.1 Βασικές έννοιες των ΑΠΕ.....	12
1.1.2 Πηγές ενέργειας που θεωρούνται ανανεώσιμες.....	13
1.1.3 Πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα των ΑΠΕ.....	15
1.1.3.1 Πλεονεκτήματα	15
1.1.3.2 Μειονεκτήματα.....	17

1.2 Η Νέα Ευρωπαϊκή Ενεργειακή Πολιτική

1.2.1 Οι προκλήσεις σε παγκόσμιο επίπεδο.....	18
1.2.2 Το Σχέδιο Δράσης για την ενεργειακή πολιτική της ΕΕ.....	23
1.2.3 Ο ρόλος της Ευρώπης στην ενεργειακή κατανάλωση και τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.....	24
1.2.4 Ευρωπαϊκή εμπειρία και Αιολική ενέργεια	27

Κεφάλαιο 2

2.1 Η Ενεργειακή Πολιτική στην Ελλάδα

2.1.1 Οι κύριοι άξονες της Ελληνικής Ενεργειακής Πολιτικής.....	32
2.1.2 Ο ρόλος του Μακροχρόνιου Ενεργειακού Σχεδιασμού	33
2.1.3 Το Ενεργειακό Ισοζύγιο.....	34
2.1.4 Διασυνοριακό Εμπόριο Ενέργειας	35
2.1.4.1 Πετρέλαιο & Πετρελαϊκά Προϊόντα.....	35
2.1.4.2 Φυσικό Αέριο.....	35
2.1.4.3 Ηλεκτρισμός	36

2.1.5 Σύγκριση με το μέσο όρο της Ε.Ε. «15».....	36
2.2 Η άποψη της Ευρωπαϊκής Υπηρεσίας Περιβάλλοντος για την Ελλάδα.....	37
2.3 Ο Ηλεκτρισμός στην Ελλάδα.....	39
2.3.1 Το Σύστημα Παραγωγής, Μεταφοράς και Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	43
2.3.2 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας.....	44
2.3.2.1 Ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ.....	45
2.4 Ειδικοί στόχοι για τις αιολικές εγκαταστάσεις.....	47
2.5 Η Εξέλιξη του Θεσμικού Πλαισίου των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην Ελλάδα.....	48

Κεφάλαιο 3

3.1 Αιολική Ενέργεια.....	56
3.1.1 Η Αιολική Ενέργεια με μια ματιά.....	56
3.2 Αιολικό Πάρκο.....	58
3.2.1 Περιγραφή τεχνολογίας.....	58
3.3 Ανησυχίες και Επιπτώσεις των Αιολικών Πάρκων.....	63
3.3.1 Μορφολογικά και τοπιολογικά χαρακτηριστικά.....	65
3.3.2 Γεωλογικά, τεκτονικά, εδαφολογικά χαρακτηριστικά.....	66
3.3.3 Επιπτώσεις στο Ακουστικό Περιβάλλον - Θόρυβος - Πηγές & χαρακτηριστικά θορύβου.....	67
3.3.4 Ηλεκτρομαγνητικές παρεμβολές.....	68
3.3.5 Χρήσεις γης.....	70
3.3.6 Φυσικό Περιβάλλον.....	71
3.3.7 Επιπτώσεις στην Ορνιθοπανίδα.....	72
3.3.8 Προβλήματα/ δυνατότητες αποκατάστασης του φυσικού περιβάλλοντος...74	

Κεφάλαιο 4

4.1 Οικονομική Αξιολόγηση	75
4.1.1 Σενάριο Χρηματοδότησης 1.....	76
4.1.2 Εναλλακτικά Σενάρια Χρηματοδότησης.....	83
4.1.2.1 Σενάριο Χρηματοδότησης 2.....	83
4.1.2.2 Σενάριο Χρηματοδότησης 3.....	87
4.1.2.3 Σενάριο Χρηματοδότησης 4.....	92
4.1.2.4 Σενάριο Χρηματοδότησης 5.....	95
4.1.2.5 Σενάριο Χρηματοδότησης 6.....	97
4.1.3 Ένα διαφορετικό σενάριο.....	102
4.1.4 Συγκριτική αξιολόγηση κόστους αιολικού πάρκου και ΔΕΗ.....	106
4.2 Ενδιαφέροντα Ζητήματα	111
4.3 Το Ειδικό Τέλος ΑΠΕ	112
4.3.1 Σενάριο διείσδυσης των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή (το έτος 2010)....	113
4.3.2 Οριακή τιμή του Συστήματος και του Δικτύου.....	114
4.3.3 Υπολογισμός του Ειδικού Τέλους ΑΠΕ για διείσδυση μεγάλης κλίμακας στο εθνικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής.....	115
4.3.4 Επιβάρυνση ενός τυπικού οικογενειακού λογαριασμού ηλεκτρικού ρεύματος από το ως άνω τέλος ΑΠΕ.....	116
4.3.5 Επιβάρυνση μεγάλων (βιομηχανικών) καταναλωτών ηλεκτρικού ρεύματος από το ως άνω τέλος ΑΠΕ.....	116
4.3.6. Ισοδύναμο τέλος καταναλωτή για την αγορά δικαιωμάτων εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (CO ₂) από το Ευρωπαϊκό χρηματιστήριο ρύπων.....	117
4.3.7 Το εξωτερικό κόστος της ενέργειας.....	118
4.3.8 Συμπεράσματα για το Ειδικό Τέλος ΑΠΕ.....	120
4.4 Περιβαλλοντική Αξιολόγηση	122
4.4.1 Χαρακτηρισμός των Επιπτώσεων στο περιβάλλον.....	123

<i>Πίνακας 12:</i> Σύνοψη των επηρεαζόμενων περιβαλλοντικών παραμέτρων και των αντίστοιχων μεταβολών που εκτιμάται ότι θα επέλθουν.....	126
<i>Πίνακας 13:</i> Χαρακτηρισμός επίπτωσης σε ορισμένους από τους καθοριστικούς για την βιοποικιλότητα παράγοντες.....	127
<i>Πίνακας 14:</i> Χαρακτηρισμός επίπτωσης σε ορισμένους από τους καθοριστικούς για την πανίδα παράγοντες.....	128
<i>Πίνακας 15:</i> Χαρακτηρισμός επίπτωσης στο Ποσοστό χερσαίας έκτασης με ανεπαίσθητο αντίκτυπο ανθρωπογενών δραστηριοτήτων.....	129
<i>Πίνακας 16:</i> Χαρακτηρισμός επίπτωσης στις Εκπομπές άνθρακα ανά κάτοικο και ανά μονάδα ΑΕΠ	130
<i>Πίνακας 17:</i> Χαρακτηρισμός επίπτωσης στη Σταθμισμένη με τον πληθυσμό συγκέντρωση NO ₂ ,SO ₂ , PM ₁₀ ,CO σε αστικές περιοχές.....	131
<i>Πίνακας 18 :</i> Χαρακτηρισμός επίπτωσης σε παράγοντες του τοπίου....	132
<i>Πίνακας 19 :</i> Σύνοψη των ιδιοτήτων των επιπτώσεων.....	133

4.5 Αξιολόγηση ως προς τις Αναπτυξιακές Επιπτώσεις των ΑΠΕ και τις επιπτώσεις τους στις Τοπικές Κοινωνίες

4.5.1 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και θέσεις εργασίας.....	136
4.5.1.1 Πετρελαϊκοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής.....	142
4.5.1.2 Απασχόληση και ορυκτά καύσιμα, Ανθρακικοί-Λιγνιτικοί σταθμοί.....	142
4.5.2 Επιδράσεις των αιολικών Πάρκων στις τοπικές κοινωνίες.....	145
• Συμπεράσματα	149
• Παράρτημα	157
• Βιβλιογραφία	174

ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΣΥΝΤΟΜΟΓΡΑΦΙΩΝ

Α/Γ: Ανεμογεννήτριες
ΑΔΔ: Αυτόματος Διακόπτης Διασύνδεσης
Α/Π: Αιολικό Πάρκο
ΑΠΕ: Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΑΣΠ: Αυτόνομος Σταθμός Παραγωγής
ΒΕΠΕ: Βιομηχανική και Επιχειρηματική Περιοχή
ΒΠΕ: Βιομηχανική Περιοχή
ΓΠΣ: Γενικό Πολεοδομικό Σχέδιο
ΓΠΧΣΑΑ: Γενικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και της Αειφόρου Ανάπτυξης
ΔΕΣΜΗΕ: Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΔΙ.ΠΕ.ΧΩ.: Δ/ση Περιβάλλοντος Χωροταξίας
ΔΠΕ: Διάθεση Πρωτογενούς Ενέργειας
ΔΣ: Διασυνδεδεμένο Σύστημα
ΕΕ: Ευρωπαϊκή Ένωση
ΕΠ: Ειδικό Πλαίσιο
ΕΠΑΝ: Εθνικό Επιχειρησιακό Πρόγραμμα Ανταγωνιστικότητας
ΕΠΕ: Επιχειρησιακό Πρόγραμμα Ενέργειας
ΕΠΜ: Ειδική Περιβαλλοντική Μελέτη
Ε.Π.Ο.: Έγκριση Περιβαλλοντικών Όρων
ΕΠΧΣ&ΑΑ: Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης
ΕΥΠΕ: Ειδική Υπηρεσία Περιβάλλοντος
ΕΧΜ: Ειδική Χωροταξική Μελέτη
ΕΣΚΔΕ: Εθνικό Σχέδιο Κατανομής Δικαιωμάτων Εκπομπών
ΕWEA: Ευρωπαϊκή Ένωση Αιολικής Ενέργειας
ΕΕΑ: European Environmental Agency (Ευρωπαϊκή Υπηρεσία Περιβάλλοντος)
ΖΕΠ-SPA: Ζώνες Ειδικής Προστασίας (Special Protection Areas)
ΖΟΕ: Ζώνη Οικιστικού Ελέγχου
Κ.Α.Π.Ε.: Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας
ΚΠΣ: Κοινοτικό Πλαίσιο Στήριξης
ΚΥΑ: Κοινή Υπουργική Απόφαση
ΜΕΚ: Μηχανή Εσωτερικής Καύσης
ΜΔΣ: Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα
ΜΚΟ: Μη Κυβερνητικές Οργανώσεις
Μ.Ο.: Μέσος Όρος
ΜΠΕ: Μελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων
ΜΥΗΕ: Μικρά Υδροηλεκτρικά Έργα
Μ.Τ.: Μέση Τάση (20kV)
ΟΡΣΑ: Οργανισμός Ρυθμιστικού Σχεδίου Αθήνας
ΟΤΑ: Οργανισμός Τοπικής Αυτοδιοίκησης
ΟΧΕ: Ορθολογική Χρήση Ενέργειας
ΠΑΚ: Περιοχές Αιολικής Καταλληλότητας
ΠΑΠ: Περιοχές Αιολικής Προτεραιότητας
ΠΕΡΠΟ: Περιοχές Ειδικά Ρυθμιζόμενης Πολεοδόμησης
ΠΕΧΠ: Περιοχές Ειδικών Χωρικών Παρεμβάσεων

ΠΟΑΠΔ: Περιοχές Οργανωμένης Ανάπτυξης Παραγωγικών Δραστηριοτήτων
ΠΟΤΑ: Περιοχές Οργανωμένης Τουριστικής Ανάπτυξης
Π.Π: Περιφερειακό Πλαίσιο
ΠΠΕ: Προμελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων
Π.Π.Ε.Α.: Προκαταρκτική Περιβαλλοντική Εκτίμηση και Αξιολόγηση
ΠΠΧΣ&ΑΑ: Περιφερειακά Πλαίσια Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης
ΡΑΕ: Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας
Σ.Ε.Ε.Σ : Συμβούλιο Εθνικής Ενεργειακής Στρατηγικής.
ΣΗΘ: Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας
Σ.Η.Θ.Υ.Α.: Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης
ΣΠΠΕ: Σημαντικές Περιοχές για τα Πουλιά στην Ελλάδα
ΣτΕ: Συμβούλιο της Επικρατείας
ΣΧΟΟΑΠ: Σχέδιο Χωρικής & Οικιστικής Οργάνωσης Ανοικτής Πόλης
ΤΙΦΚ: Τοπία Ιδιαίτερου Φυσικού Κάλλους
Υ: Ύψος
ΥΗΕ: Υδροηλεκτρικά Έργα
ΥΠ.ΑΝ: Υπουργείο Ανάπτυξης
ΥΠΕΧΩΔΕ: Υπουργείο Περιβάλλοντος, Χωροταξίας και Δημοσίων Έργων
ΥΠΑ: Υπηρεσία Πολιτικής Αεροπορίας
Υ.Τ.: Υψηλή Τάση (150-300 kV)
Φ/Β: Φωτοβολταϊκό Σύστημα
ΦΙ: Φέρουσα Ικανότητα
Φ.Π.Α.: Φόρος Προστιθέμενης Αξίας
Χ.Τ.: Χαμηλή Τάση (0,4kV)
ΧΥΤΑ: Χώρος Υγειονομικής Ταφής Απορριμμάτων
buffer zone: Περιμετρική ζώνη αποκλεισμού
cm: εκατοστά του μέτρου (centimeters)
dB: decibel
Η: Ύψος
km/h: χιλιόμετρα ανά ώρα
kV: κιλοβόλτ, (μονάδα τάσης)
kVA: φαινομένη ισχύς (κιλοβόλτΑμπέρ)
kW: κιλοβατ (μονάδα ισχύος)
kWh: κιλοβατώρα (μονάδα ηλεκτρικής ενέργειας)
kWp ή kWpeak: μέγιστη αποδιδόμενη ηλεκτρική ισχύς
m/s: μέτρα ανά δευτερόλεπτο (meters/second)
mg/Nm³: milligrams/Normal cubic meters
MWe: μεγαβάτ ηλεκτρικά (μονάδα ηλεκτρικής ισχύος)
MW: μεγαβάτ (μονάδα ισχύος)
MWh: μεγαβατώρα (μονάδα ηλεκτρικής ενέργειας)
REPP: Renewable Energy Policy Project
TWh: τεραβατώρα (μονάδα ηλεκτρικής ενέργειας)

- **Εισαγωγή**

Η ζωή και η ενέργεια είναι δυο έννοιες άρρηκτα δεμένες. Όλοι οι ζωντανοί οργανισμοί για να επιζήσουν απαιτούν ενέργεια, αλλά και οι φυσικές όπως και οι ανθρωπογενείς διαδικασίες απαιτούν ενέργεια. Οτιδήποτε κινείται ή προκαλεί κίνηση διαθέτει ενέργεια, ο ήλιος ακτινοβολεί την ενέργειά του, οι πυλώνες της ΔΕΗ μεταφέρουν ηλεκτρική ενέργεια, ακόμη και στους πυρηνικούς αντιδραστήρες η πυρηνική ενέργεια μετατρέπεται σε ηλεκτρική. Δεν μπορούμε πάντοτε να την παρατηρήσουμε, αλλά αισθανόμαστε πάντα την επίδρασή της σε εμάς και γενικότερα στον κόσμο μας. Η ενέργεια λοιπόν υπάρχει παντού, μας περιβάλλει, αλλά εμφανίζεται και μέσα στους οργανισμούς μας. Τι είναι όμως ενέργεια;

Ενέργεια ονομάζεται η ικανότητα παραγωγής έργου ή ακόμη η ικανότητα οργάνωσης ή αλλαγής της ύλης. Ενέργεια: εν + έργο, δηλαδή έργο μέσα σε κάποιο σώμα. Το έργο σχετίζεται με την αλλαγή, την κίνηση ή τη στήριξη και ισοδυναμεί με την ενέργεια που δόθηκε στο αντικείμενο. Η ύλη, όταν προσλάβει ενέργεια, μπορεί να αποκτήσει διαφορετική οργάνωση στη δομή της (από στερεή να γίνει υγρή ή αέρια), ακόμη και να αλλάξει τη δομή της π.χ. με χημική αντίδραση.

Η ενέργεια είναι φυσική ποσότητα που μπορεί να μετρηθεί και καθορίζει ποιες αλλαγές, γεγονότα ή φυσικά φαινόμενα είναι δυνατόν να συμβούν. Δεν καθορίζει όμως αν θα συμβούν, καθώς αυτό εξαρτάται από τις εκάστοτε συνθήκες. Παραδείγματος χάριν, η απαραίτητη συνθήκη για να θερμανθεί το περιβάλλον από ένα θερμό σώμα (έχει αποθηκευμένη ενέργεια) είναι η θερμοκρασία του περιβάλλοντος να είναι χαμηλότερη από αυτή του θερμού σώματος.

Η ενέργεια περικλείεται ή εμπεριέχεται, αποθηκεύεται, εκπέμπεται, μεταβιβάζεται, απορροφάται, μετατρέπεται, διατηρείται, υποβαθμίζεται, ρέει.

Η ενέργεια σήμερα βρίσκεται στο επίκεντρο του κοινωνικού, οικονομικού και πολιτικού ενδιαφέροντος και αποτελεί την κινητήρια δύναμη του πολιτισμού, όλων των επιτευγμάτων αλλά και των καταστροφών που έχει προκαλέσει ο άνθρωπος στον πλανήτη. Θα μπορούσαμε να πούμε ότι: «Ενέργεια ίσον ζωή, αλλά και περιβάλλον ίσον ζωή». Και με το παρόν πρότυπο ανάπτυξης αυτές οι δυο έννοιες βρίσκονται σε σύγκρουση. Ιδιαίτερα, η αλόγιστη χρήση μη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας από τον

άνθρωπο αναγνωρίζεται ως ο κυριότερος παράγοντας δημιουργίας σωρείας προβλημάτων, που οδήγησαν σε οικολογική κρίση τον πλανήτη.

Το φαινόμενο του θερμοκηπίου θεωρείται πια, σε παγκόσμιο αλλά και σε τοπικό επίπεδο, υπεύθυνο - σε πολύ μεγάλο βαθμό - για τις υπερβολικά αυξημένες θερμοκρασίες, ιδιαίτερα το καλοκαίρι, για την αυξημένη ξηρασία, τη μείωση της στάθμης των υδροφόρων οριζόντων και των επιφανειακών νερών, αλλά και για την αύξηση της έντασης καιρικών φαινομένων, όπως οι ξαφνικές και καταστρεπτικές πλημμύρες, κ.α. Έγκυρες μελέτες της Ευρωπαϊκής Ένωσης έδειξαν ότι μία σημαντική υποκατάσταση των συμβατικών καυσίμων με ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, και κυρίως με αιολικά πάρκα που βρίσκονται ήδη στο στάδιο σχεδιασμού ή υλοποίησης, θα μπορούσε να συμβάλει στη μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα στην ηλεκτροπαραγωγή τουλάχιστον κατά 11%, και επομένως να περιορίσει αντίστοιχα τις δυσμενείς επιπτώσεις του φαινομένου του θερμοκηπίου. Η αλλαγή στάσεων και συμπεριφορών σε σχέση με την αειφορική χρήση ενέργειας, καθώς και η αναγνώριση της χρήσης εναλλακτικών πηγών ενέργειας τίθεται ως ζητούμενη λύση στο ενεργειακό και οικολογικό πρόβλημα.



Περιοχές μεγαλύτερης κατανάλωσης ενέργειας στην Ευρώπη

Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) συνιστούν πηγές ενέργειας φιλικές προς το περιβάλλον και συνιστούν ειδικότερη έκφραση, αλλά και βασική συνιστώσα, της βιώσιμης ανάπτυξης. Η ανάπτυξη των ΑΠΕ αποτελεί βασική προτεραιότητα της Ευρωπαϊκής Ένωσης, για την προστασία του περιβάλλοντος και την ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού. Συγκεκριμένα, με βάση την οδηγία 2001/77/ΕΚ «Για την προαγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές στην εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας» (ΟJ L283/27.10.2001), έχει τεθεί ως στόχος, μέχρι το 2010, το 22,1% της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας στην Κοινότητα να προέρχεται από ΑΠΕ. Ειδικά για την Ελλάδα, με βάση τους εθνικούς στόχους, όπως αυτοί προσδιορίζονται στο Ν. 3468/2006, το ποσοστό συμμετοχής των ΑΠΕ στην ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας πρέπει να ανέλθει, μέχρι το 2010, σε 20,1 % και, μέχρι το 2020, σε 29% αντίστοιχα.

Κρίσιμο για την επίτευξη των εθνικών και κοινοτικών στόχων για τις ΑΠΕ, είναι το ζήτημα της χωροθέτησής τους. Και τούτο διότι, αν και τα έργα ΑΠΕ μπορεί να χαρακτηρισθούν κατ' αρχήν ως δραστηριότητες φιλικές προς το περιβάλλον, εν τούτοις δεν στερούνται παντελώς επιπτώσεων σε αυτό. Οι επιπτώσεις αυτές διαφοροποιούνται ανάλογα με το είδος της εκάστοτε χρησιμοποιούμενης τεχνολογίας ΑΠΕ (αιολική, υδροηλεκτρική, γεωθερμική, ηλιακή ενέργεια κ.λπ.), ενώ μπορεί να εκτείνονται τόσο στο ανθρωπογενές (πόλεις, οικισμούς και εν γένει οικιστικές περιοχές) όσο και στο φυσικό περιβάλλον (τοπίο, χλωρίδα και πανίδα, κ.λπ.) των περιοχών εγκατάστασης, καθώς και στις γειτνιάζουσες παραγωγικές δραστηριότητες (τουρισμό, γεωργία κ.λπ.).

Τα τελευταία χρόνια παρατηρείται μια θεαματική άνοδος της εγκατεστημένης ηλεκτρικής ισχύος από ανεμογεννήτριες στη χώρα μας. Ο μεγάλος ρυθμός ανάπτυξης της αιολικής ενέργειας συνοδεύτηκε, όπως ήταν επόμενο, από την ανησυχία των τοπικών κοινωνιών σχετικά με τις πιθανές επιπτώσεις των ανεμογεννητριών στο περιβάλλον. Σε ορισμένες περιπτώσεις οι φόβοι που εκφράστηκαν είναι μάλλον υπερβολικοί και, κάποιες φορές, εξωπραγματικοί.

Σε άλλες πάλι περιπτώσεις, οι ενστάσεις που υπάρχουν στην εγκατάσταση ανεμογεννητριών ή αιολικών πάρκων έχουν όντως λογική υπόσταση και χρειάζονται

επιπλέον διερεύνηση. Σε κάθε περίπτωση, πάντως, η αποδοχή ή μη της αιολικής ενέργειας από τις τοπικές κοινωνίες προϋποθέτει την αντικειμενική τους πληροφόρηση για τα οφέλη και τις επιπτώσεις που αυτή θα μπορούσε να έχει ως μία ακόμη επέμβαση του ανθρώπου στη φύση.

Αλλά ας εξεταστεί πρώτα που ακριβώς οφείλεται η ραγδαία αυτή ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας, όχι μόνο στην Ελλάδα αλλά και στον υπόλοιπο κόσμο. Σήμερα, είναι κοινά αποδεκτό ότι η παγκόσμια αλλαγή του κλίματος αποτελεί μια από τις μεγαλύτερες απειλές για το μέλλον της ανθρωπότητας. Η αλλαγή αυτή οφείλεται κατά κύριο λόγο στις εκπομπές των λεγομένων «αερίων του θερμοκηπίου» που συνοδεύουν αναπόφευκτα την παραγωγή ενέργειας από συμβατικά καύσιμα. Θεωρείται, λοιπόν, δεδομένο ότι η ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και ιδιαίτερα της αιολικής είναι η μοναδική –μη πυρηνική– μεσοπρόθεσμη λύση για την αντιμετώπιση του φαινομένου των κλιματικών αλλαγών.

Κεφάλαιο 1

1.1 ΟΙ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

1.1.1 Βασικές έννοιες των ΑΠΕ

Οι σύγχρονες κοινωνίες καταναλώνουν μεγάλες, πολύ μεγαλύτερες από το ιστορικό παρελθόν, ποσότητες ενέργειας. Η θέρμανση κατοικιών και εργασιακών χώρων, οι μεταφορές, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και η παραγωγή αγαθών, κυρίως μέσω βιομηχανικών μονάδων αποτελούν τους κύριους κλάδους κατανάλωσης και με την πρόοδο της οικονομίας και την άνοδο του επιπέδου ευημερίας, η ενεργειακή ζήτηση ολοένα αυξάνεται. Σήμερα, το μεγαλύτερο ποσοστό ενέργειας που χρησιμοποιείτε προέρχεται από τις ορυκτές, συμβατικές πηγές ενέργειας με βάση τον άνθρακα. Στην πράξη, ενώ οι τεχνολογικές αρχές σε άλλους τομείς εκσυγχρονίζονται, η σημερινή ενεργειακή παραγωγή παραμένει κατά βάση προσκολλημένη στην καύση οργανικών ενώσεων, μια παλιά και ρυπογόνο αρχή. Τα καύσιμα άνθρακα, δηλαδή ο λιγνίτης και το πετρέλαιο διακρίνονται από πεπερασμένα αποθέματα, τα οποία βαίνουν προς εξάντληση, ιδίως εάν συνυπολογιστούν οι διαρκώς αυξανόμενοι ρυθμοί κατανάλωσης. Παράλληλα, η παραγωγή και χρήση της ενέργειας που προέρχεται από αυτές τις πηγές δημιουργούν μια σειρά από περιβαλλοντικά προβλήματα με αιχμές τους, την ατμοσφαιρική ρύπανση και το φαινόμενο του θερμοκηπίου.

Εν αντιθέσει, οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) ανανεώνονται μέσω του κύκλου της φύσης και θεωρούνται πρακτικά ανεξάντλητες. Ο ήλιος, ο άνεμος, τα ποτάμια, η εσωτερική θερμότητα από το εσωτερικό του φλοιού της γης και ακόμη τα απορρίμματα οικιακής και γεωργικής προέλευσης, είναι πηγές ενέργειας που η προσφορά τους δεν εξαντλείται. Υπάρχουν σε αφθονία στο φυσικό περιβάλλον και είναι οι πρώτες μορφές ενέργειας που χρησιμοποίησε ο άνθρωπος (π.χ. στους ανεμόμυλους, στα ιστιοφόρα αλλά και στα κάτοπτρα του Αρχιμήδη) σχεδόν αποκλειστικά, μέχρι τις αρχές του 20ου αιώνα, οπότε και στράφηκε στην εντατική χρήση του άνθρακα και των υδρογονανθράκων. Το ενδιαφέρον για την ευρύτερη αξιοποίηση των ΑΠΕ, καθώς και για την ανάπτυξη αξιόπιστων και οικονομικά αποδοτικών τεχνολογιών που μετατρέπουν το δυναμικό τους σε αξιοποιήσιμες μορφές ενέργειας, παρουσιάστηκε αρχικά μετά την

πρώτη πετρελαϊκή χρήση του 1979, αλλά και της αλλοίωσης του περιβάλλοντος και της ποιότητας ζωής από τη χρήση κλασικών πηγών ενέργειας, και παγιώθηκε την επόμενη δεκαετία, μετά τη συνειδητοποίηση των παγκόσμιων περιβαλλοντικών προβλημάτων. Έχει πλέον διαπιστωθεί ότι ο ενεργειακός τομέας είναι ο πρωταρχικός υπεύθυνος για τη ρύπανση του περιβάλλοντος, καθώς σχεδόν το 95% της ατμοσφαιρικής ρύπανσης οφείλεται στην παραγωγή, το μετασχηματισμό και τη χρήση των συμβατικών καυσίμων.

Για πολλές χώρες, οι ΑΠΕ αποτελούν μία σημαντική εγχώρια πηγή ενέργειας, με μεγάλες δυνατότητες ανάπτυξης σε τοπικό και εθνικό επίπεδο. Συνεισφέρουν σημαντικά στο ενεργειακό τους ισοζύγιο, συμβάλλοντας στη μείωση της εξάρτησης από το ακριβό εισαγόμενο πετρέλαιο και στην ενίσχυση της ασφάλειας του ενεργειακού εφοδιασμού. Παράλληλα, συντελούν στην προστασία του περιβάλλοντος, καθώς η αξιοποίησή τους δεν το επιβαρύνει, αφού δεν συνοδεύεται από παραγωγή ρύπων ή αερίων που ενισχύουν τον κίνδυνο για κλιματικές αλλαγές.

Ιδιαίτερα ακριβές στην αρχή, ξεκίνησαν σαν πειραματικές εφαρμογές. Σήμερα όμως λαμβάνονται υπόψη στους επίσημους σχεδιασμούς των ανεπτυγμένων κρατών για την ενέργεια και, αν και αποτελούν πολύ μικρό ποσοστό της ενεργειακής παραγωγής, ετοιμάζονται βήματα για ευρύτερη αξιοποίησή τους. Το κόστος δε των εφαρμογών ήπιων μορφών ενέργειας μειώνεται συνέχεια τα τελευταία είκοσι χρόνια και ειδικά η αιολική και υδροηλεκτρική ενέργεια, αλλά και η βιομάζα, μπορούν πλέον να ανταγωνίζονται επί ίσης όροις τις παραδοσιακές πηγές ενέργειας, όπως τον άνθρακα και την πυρηνική ενέργεια.

1.1.2 Πηγές ενέργειας που θεωρούνται ανανεώσιμες

Η **ευρύτερη** έννοια των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας αναφέρεται σε κάθε *ήπια* πηγή που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και ανανεώνεται μέσω φυσικών φαινομένων μόνιμου κύκλου. Αυτές οι ήπιες μορφές ενέργειας, βασίζονται κατ' ουσία στην ηλιακή ακτινοβολία, με εξαίρεση τη γεωθερμική ενέργεια, η οποία είναι ροή ενέργειας από το εσωτερικό του φλοιού της γης, και την ενέργεια από τα κύματα και τις παλίρροιες που αποτελεί μορφή εκμετάλλευσης του βαρυτικού δυναμικού. Οι βασιζόμενες στην ηλιακή ακτινοβολία ήπιες πηγές ενέργειας

είναι ανανεώσιμες, αφού δεν πρόκειται να εξαντληθούν όσο υπάρχει ο ήλιος, δηλαδή για μερικά ακόμα δισεκατομμύρια χρόνια. Ουσιαστικά είναι ηλιακή ενέργεια "συσκευασμένη" με διαφορετικό τρόπο: η βιομάζα είναι ηλιακή ενέργεια δεσμευμένη στους ιστούς των φυτών μέσω της φωτοσύνθεσης, η αιολική εκμεταλλεύεται τους ανέμους που προκαλούνται απ' τη θέρμανση του αέρα, ενώ αυτές που βασίζονται στο νερό εκμεταλλεύονται τον κύκλο εξάτμισης-συμπύκνωσης του νερού και την κυκλοφορία του. Η γεωθερμική ενέργεια δεν είναι ανανεώσιμη, καθώς τα γεωθερμικά πεδία κάποια στιγμή εξαντλούνται.

Στο επίπεδο των **Κοινοτικών πολιτικών** προώθησης, ο λειτουργικός ορισμός των ΑΠΕ, κατ' ανάγκη πιο περιορισμένος, περιλαμβάνεται στο άρθρο 2 της Οδηγίας 2001/77/ΕΚ, και αναφέρεται στις:

«μη ορυκτές ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (αιολική, ηλιακή και γεωθερμική ενέργεια, ενέργεια κυμάτων, παλιρροϊκή ενέργεια, υδραυλική ενέργεια, βιομάζα, αέρια εκλύομενα από χώρους υγειονομικής ταφής, από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού και βιοαέρια)».

Στο **Ελληνικό θεσμικό επίπεδο**, η προώθηση των ΑΠΕ εξαιρεί τα μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα. Σύμφωνα με τους ορισμούς του άρθρου 2 του Ν. 2773/1999 όπως τροποποιήθηκαν με τον Ν. 3468/2006 και το άρθρο 17 του Ν. 3489/2006, ως παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ νοείται η ηλεκτρική ενέργεια που προέρχεται από:

- (α) Την εκμετάλλευση αιολικής ή ηλιακής ενέργειας ή βιομάζας ή βιοαερίου.
- (β) Την εκμετάλλευση γεωθερμικής ενέργειας.
- (γ) Την εκμετάλλευση ενέργειας από τη θάλασσα.
- (δ) Την εκμετάλλευση υδάτινου δυναμικού με μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς ισχύος μέχρι 15 ΜWe.
- (ε) Το συνδυασμό των ανωτέρω.
- (στ) Τη συμπαραγωγή, με χρήση των πηγών ενέργειας, των (α), (β) και συνδυασμό τους.

Όπως διαφαίνεται λοιπόν, τα μεγάλα υδροηλεκτρικά, αν και συνυπολογίζονται στο στόχο της Οδηγίας 2001/77/ΕΚ, δεν θεωρούνται ΑΠΕ, σύμφωνα με την ελληνική νομοθεσία.

Οι ήπιες λοιπόν μορφές ενέργειας ή "ανανεώσιμες πηγές ενέργειας" (ΑΠΕ) ή "νέες πηγές ενέργειας" είναι μορφές εκμεταλλεύσιμης ενέργειας που προέρχεται από διάφορες φυσικές διαδικασίες, όπως ο άνεμος, η γεωθερμία, η κυκλοφορία του νερού και άλλες. Ο όρος "ήπιες" αναφέρεται σε δυο βασικά χαρακτηριστικά τους. Καταρχήν, για την εκμετάλλευσή τους δεν απαιτείται κάποια ενεργητική παρέμβαση, όπως εξόρυξη, άντληση, καύση, όπως με τις μέχρι τώρα χρησιμοποιούμενες πηγές ενέργειας, αλλά απλώς η εκμετάλλευση της ήδη υπάρχουσας ροής ενέργειας στη φύση. Δεύτερο, πρόκειται για "καθαρές" μορφές ενέργειας, πολύ φιλικές στο περιβάλλον, που δεν αποδεδυμούν υδρογονάνθρακες, διοξείδιο του άνθρακα, ή τοξικά και ραδιενεργά απόβλητα όπως οι υπόλοιπες πηγές ενέργειας που χρησιμοποιούνται σε μεγάλη κλίμακα.

Ως "ανανεώσιμες πηγές" θεωρούνται γενικά οι εναλλακτικές των παραδοσιακών πηγών ενέργειας (π.χ. του πετρελαίου ή του άνθρακα), όπως η ηλιακή και η αιολική. Ο χαρακτηρισμός "ανανεώσιμες" είναι κάπως καταχρηστικός, μια και ορισμένες από αυτές τις πηγές, όπως η γεωθερμική ενέργεια δεν ανανεώνονται σε κλίμακα χιλιετιών. Τελευταία από την Ευρωπαϊκή Ένωση υιοθετούνται νέες πολιτικές για τη χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, που προάγουν τέτοιες εσωτερικές πολιτικές και για τα κράτη μέλη.

1.1.3 Πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας

Σε κάθε περίπτωση η αξιοποίηση των ΑΠΕ προσφέρει σημαντικά οφέλη. Ωστόσο δεν παύουν να υπάρχουν πολλές φορές και διάφορα μειονεκτήματα τους. Παρακάτω γίνεται η παρουσίαση των πλεονεκτημάτων και μειονεκτημάτων των ΑΠΕ.

1.1.3.1 Πλεονεκτήματα των ΑΠΕ

- Είναι πολύ φιλικές προς το περιβάλλον, έχοντας ουσιαστικά μηδενικά κατάλοιπα και απόβλητα, μειώνοντας ουσιαστικά τις εκπομπές αέριων ρύπων στην ατμόσφαιρα, μια «καθαρή» πηγή ενέργειας από την οποία εξοικονομούνται εκατομμύρια ευρώ που θα δαπανούνταν για την αγορά δικαιωμάτων εκπομπής αερίων ρύπων, ενώ παράλληλα συμβάλουν στην μείωση των εκπομπών των αερίων του Φαινομένου του Θερμοκηπίου.

- Δεν πρόκειται να εξαντληθούν ποτέ, σε αντίθεση με τα ορυκτά καύσιμα. Είναι πρακτικά ανεξάντλητες πηγές ενέργειας και συμβάλλουν στη μείωση της εξάρτησης από τους εξαντλήσιμους συμβατικούς ενεργειακούς πόρους.
- Δίνουν τη δυνατότητα επιλογής της κατάλληλης μορφής ενέργειας που είναι προσαρμοσμένη στις ανάγκες του χρήστη (π.χ. ηλιακή ενέργεια για θερμότητα χαμηλών θερμοκρασιών έως αιολική ενέργεια για ηλεκτροπαραγωγή), επιτυγχάνοντας ορθολογικότερη χρησιμοποίηση των ενεργειακών πόρων.
- Μπορούν να βοηθήσουν την ενεργειακή αυτάρκεια μικρών και αναπτυσσόμενων χωρών, καθώς και να αποτελέσουν την εναλλακτική πρόταση σε σχέση με την οικονομία του πετρελαίου. Είναι εγχώριες πηγές ενέργειας και συνεισφέρουν στην ενίσχυση της ενεργειακής ανεξαρτησίας και της ασφάλειας του ενεργειακού εφοδιασμού σε εθνικό επίπεδο.
- Υποκαθιστούν δαπανηρά ορυκτά καύσιμα που πληρώνονται σε συνάλλαγμα.
- Είναι γεωγραφικά διασπαρμένες και οδηγούν στην αποκέντρωση του ενεργειακού συστήματος, δίνοντας τη δυνατότητα να καλύπτονται οι ενεργειακές ανάγκες σε τοπικό και περιφερειακό επίπεδο, ανακουφίζοντας τα συστήματα υποδομής και μειώνοντας τις απώλειες μεταφοράς ενέργειας.
- Είναι ευέλικτες εφαρμογές που μπορούν να παράγουν ενέργεια ανάλογη με τις ανάγκες του τοπικού πληθυσμού, καταργώντας την ανάγκη για τεράστιες μονάδες παραγωγής ενέργειας (καταρχήν για την ύπαιθρο) αλλά και για μεταφορά της ενέργειας σε μεγάλες αποστάσεις.
- Ο εξοπλισμός είναι απλός στην κατασκευή και τη συντήρηση και έχει μεγάλο χρόνο ζωής.
- Έχουν συνήθως χαμηλό λειτουργικό κόστος, το οποίο επιπλέον δεν επηρεάζεται από τις διακυμάνσεις της διεθνούς οικονομίας και ειδικότερα των τιμών των συμβατικών καυσίμων.
- Οι εγκαταστάσεις εκμετάλλευσης των ΑΠΕ διατίθενται σε μικρά μεγέθη και έχουν μικρή διάρκεια κατασκευής, επιτρέποντας έτσι τη γρήγορη ανταπόκριση της προσφοράς προς τη ζήτηση ενέργειας, με επαναλαμβανόμενα συστήματα σε πολλές περιπτώσεις.

- Οι επενδύσεις των ΑΠΕ είναι εντάσεως εργασίας, δημιουργώντας πολλές θέσεις εργασίας, ιδιαίτερα σε τοπικό επίπεδο και προωθώντας την περιφερειακή ανάπτυξη.
- Μπορούν να αποτελέσουν σε πολλές περιπτώσεις πυρήνα για την αναζωογόνηση οικονομικά και κοινωνικά υποβαθμισμένων περιοχών και πόλο για την τοπική ανάπτυξη, με την προώθηση επενδύσεων που στηρίζονται στη συμβολή των ΑΠΕ (π.χ. θερμοκηπιακές καλλιέργειες με γεωθερμική ενέργεια), και την προσέλκυση ξένων επενδύσεων.

1.1.3.2 Μειονεκτήματα των ΑΠΕ

Εκτός από τα παραπάνω πλεονεκτήματα οι ΑΠΕ παρουσιάζουν και ορισμένα χαρακτηριστικά που δυσχεραίνουν την αξιοποίηση και ταχεία ανάπτυξή τους:

- Έχουν αρκετά μικρό συντελεστή απόδοσης, της τάξης του 30% ή και χαμηλότερο. Συνεπώς απαιτείται αρκετά μεγάλο αρχικό κόστος εφαρμογής σε μεγάλη επιφάνεια γης. Γι' αυτό το λόγο μέχρι τώρα χρησιμοποιούνται σαν συμπληρωματικές πηγές ενέργειας.
- Για τον παραπάνω λόγο προς το παρόν δεν μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την κάλυψη των αναγκών μεγάλων αστικών κέντρων.
- Η παροχή και απόδοση της αιολικής, υδροηλεκτρικής και ηλιακής ενέργειας εξαρτάται από την εποχή του έτους αλλά και από το γεωγραφικό πλάτος και το κλίμα της περιοχής στην οποία εγκαθίστανται.
- Για τις αιολικές μηχανές υπάρχει η άποψη ότι δεν είναι κομψές από αισθητική άποψη κι ότι προκαλούν θόρυβο και θανάτους πουλιών. Με την εξέλιξη όμως της τεχνολογίας τους και την προσεκτικότερη επιλογή χώρων εγκατάστασης (π.χ. σε πλατφόρμες στην ανοιχτή θάλασσα) αυτά τα προβλήματα έχουν σχεδόν λυθεί.
- Για τα υδροηλεκτρικά έργα υποστηρίζεται ότι προκαλούν έκλυση μεθανίου από την αποσύνθεση των φυτών που βρίσκονται κάτω απ' το νερό κι έτσι συντελούν στο φαινόμενο του θερμοκηπίου.

- Το διασπαρμένο δυναμικό τους είναι δύσκολο να συγκεντρωθεί σε μεγάλα μεγέθη ισχύος, να μεταφερθεί και να αποθηκευθεί.
- Έχουν χαμηλή πυκνότητα ισχύος και ενέργειας και συνεπώς για μεγάλες ισχύεις απαιτούνται συχνά εκτεταμένες εγκαταστάσεις.
- Παρουσιάζουν συχνά διακυμάνσεις στη διαθεσιμότητά τους που μπορεί να είναι μεγάλης διάρκειας απαιτώντας την εφεδρεία άλλων ενεργειακών πηγών ή γενικά δαπανηρές μεθόδους αποθήκευσης.
- Η χαμηλή διαθεσιμότητά τους, συνήθως, οδηγεί σε χαμηλό συντελεστή χρησιμοποίησης των εγκαταστάσεων εκμετάλλευσής τους.

1.2 Η Νέα Ευρωπαϊκή Ενεργειακή Πολιτική

1.2.1 Οι προκλήσεις σε παγκόσμιο επίπεδο

Όπως ορίζεται στην «Πράσινη Βίβλο για την ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού» (2000), κύριες προτεραιότητες της ενεργειακής πολιτικής της Ευρωπαϊκής Ένωσης είναι να αντιμετωπισθεί η αυξανόμενη εξάρτηση της Ένωσης από εισαγωγές ενέργειας προερχόμενες από λίγες περιοχές της υφηλίου, καθώς και η αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής. Με προοπτική τα επόμενα είκοσι μέχρι τριάντα έτη, η Πράσινη Βίβλος επέστησε την προσοχή στις διαρθρωτικές αδυναμίες και τα γεωπολιτικά, κοινωνικά και περιβαλλοντικά μειονεκτήματα του ενεργειακού εφοδιασμού της ΕΕ, ιδίως όσον αφορά τις δεσμεύσεις που ανέλαβε η Ευρώπη υπό το Πρωτόκολλο του Κιότο, για «σταθεροποίηση των συγκεντρώσεων των αερίων του θερμοκηπίου στην ατμόσφαιρα, σε επίπεδα τέτοια ώστε να προληφθούν επικίνδυνες επιπτώσεις στο κλίμα από τις ανθρώπινες δραστηριότητες». Κεντρικός άξονας του Πρωτοκόλλου του Κιότο είναι οι νομικά κατοχυρωμένες δεσμεύσεις των βιομηχανικά αναπτυγμένων κρατών να μειώσουν τις εκπομπές έξι (6) αερίων του θερμοκηπίου¹ την περίοδο 2008-2012 σε ποσοστό 5,2% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990.

Η προώθηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας πρέπει να διαδραματίσει σημαντικό ρόλο για την εκπλήρωση των στόχων. Από το 1997, η Ένωση έχει καταβάλει

¹ Ως τέτοια θεωρούνται το διοξείδιο του άνθρακα (CO₂), το μεθάνιο (CH₄), το μονοξείδιο του αζώτου (NO), οι χλωροφθοράνθρακες (CFC), οι φθοράνθρακες και το εξαφθοριούχο θείο (SF₆).

προσπάθειες ώστε να επιτευχθεί έως το 2010 ο φιλόδοξος στόχος να ανέλθει σε 12% το μερίδιο των ανανεώσιμων πηγών στην ακαθάριστη εσωτερική κατανάλωση ενέργειας. Το 1997, το μερίδιο των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας ήταν 5,4%· το 2001 είχε φθάσει σε 6% (χάριν σύγκρισης, το μερίδιο του πετρελαίου ανέρχεται σε 40%, του φυσικού αερίου σε 23%, της πυρηνικής ενέργειας σε 16% και των στερεών καυσίμων σε 15%).

Επιπλέον, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας συμβάλλουν στη βελτίωση της ποιότητας του ατμοσφαιρικού αέρα και του δυναμικού καινοτομίας, στη δημιουργία νέων επιχειρήσεων και θέσεων απασχόλησης και στην ανάπτυξη της υπαίθρου, δηλαδή στην ενίσχυση των 3 πυλώνων της αειφόρου ανάπτυξης.

Σε παγκόσμιο επίπεδο, η κατανάλωση ενέργειας αυξάνεται ταχύρρυθμα – κατά 15% στη δεκαετία 1990-2000. Αναμένεται ακόμη ταχύτερη αύξηση μεταξύ 2000 και 2020. Τα ορυκτά καύσιμα (άνθρακας, φυσικό αέριο και πετρέλαιο) καταλαμβάνουν περίπου το 80% της παγκόσμιας κατανάλωσης ενέργειας. Η παγκόσμια κατανάλωση ορυκτών καυσίμων αυξήθηκε ανάλογα με την συνολική κατανάλωση ενέργειας κατά τη διάρκεια της δεκαετίας του '90. Μέχρι το 2020 αναμένεται ότι η χρήση ορυκτών καυσίμων θα αυξηθεί με υψηλότερο ρυθμό από ό,τι η συνολική κατανάλωση.

Τα ορυκτά καύσιμα προσφέρουν πολλά πλεονεκτήματα. Είναι σχετικά φθηνή η εξόρυξή τους, εύκολη η χρήση τους και είναι ευρέως διαθέσιμα. Η υποδομή για την παροχή τους υπάρχει ήδη. Οι κλάδοι εφοδιασμού με ορυκτά καύσιμα είναι καλά οργανωμένοι και η προσφορά τους καλύπτει τα περισσότερα μέρη της υφηλίου.

Έχουν ωστόσο δύο κύρια μειονεκτήματα. Πρώτον, κατά την καύση τους εκπέμπονται ρύποι και θερμοκηπιακά αέρια που προξενούν κλιματική αλλαγή. Δεύτερον, οι χώρες που δεν διαθέτουν επαρκή αποθέματα ορυκτών καυσίμων – κυρίως πετρέλαιο – αντιμετωπίζουν αυξανόμενους κινδύνους ασφάλειας του ενεργειακού εφοδιασμού τους. Η εξάρτηση από τις αλλαγές και το αυξανόμενο ποσοστό εισαγωγών είναι δυνατό να οδηγήσουν σε ανησυχίες σχετικά με κίνδυνο να διακοπεί ή να καταστεί δύσκολος ο εφοδιασμός. Ωστόσο, η ασφάλεια του εφοδιασμού δεν πρέπει να θεωρηθεί απλώς και μόνον ως ζήτημα μείωσης της εξάρτησης από τις εισαγωγές ή ενίσχυσης της εγχώριας παραγωγής. Η ασφάλεια του εφοδιασμού απαιτεί ευρύ φάσμα πρωτοβουλιών άσκησης πολιτικής που να αποσκοπούν, μεταξύ άλλων, στην διαφοροποίηση των πηγών

εφοδιασμού και των τεχνολογιών, χωρίς ωστόσο να παραγνωρίζεται το γεωπολιτικό πλαίσιο και οι συνέπειές του.

Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή έχει διατυπώσει σε άλλα έγγραφα τις ιδέες της σχετικά με την αντιμετώπιση αυτών των προβλημάτων, συγκεκριμένα στην Πράσινη Βίβλο σχετικά με την ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού (2000)² και στην ανακοίνωσή της σχετικά με την ενεργειακή συνεργασία με τις αναπτυσσόμενες χώρες (2002)³.

Ως υποκατάστατο των ορυκτών καυσίμων, οι ανανεώσιμες πηγές μπορούν να βοηθήσουν στην αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής. Οι ανανεώσιμες πηγές παρέχουν επίσης τη δυνατότητα βελτίωσης της ασφάλειας του εφοδιασμού, επειδή ενισχύουν τη διαφοροποίηση της παραγωγής ενέργειας. Τα επιχειρήματα υπέρ των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας ενισχύονται λόγω των θετικών τους αποτελεσμάτων στην προστασία της ποιότητας του ατμοσφαιρικού αέρα και στην δημιουργία νέων θέσεων απασχόλησης και επιχειρήσεων – πολλές εκ των οποίων σε αγροτικές περιοχές.

Το 1987 στην Παγκόσμια Επιτροπή για το Περιβάλλον και την Ανάπτυξη (WCED) διατυπώθηκε ο όρος ‘Αειφόρος ή Βιώσιμη Ανάπτυξη’ από την Gro Harlem Brundtland την πρώην πρωθυπουργό της Νορβηγίας. Ο όρος «βιώσιμη ανάπτυξη» (sustainable development), επικράτησε διεθνώς το 1992, μετά την Παγκόσμια Διάσκεψη Κορυφής των Ηνωμένων Εθνών για το Περιβάλλον, στο Ρίο ντε Τζανέιρο της Βραζιλίας. Το περιεχόμενο του όρου, όπως το όρισε η Παγκόσμια Επιτροπή για το Περιβάλλον και την Ανάπτυξη των Ηνωμένων Εθνών (WCED) είναι: "η ανάπτυξη που ικανοποιεί τις ανάγκες του παρόντος, χωρίς να μειώνει την δυνατότητα των επόμενων γενεών να ικανοποιήσουν τις δικές τους ανάγκες" (διαγενεακή αλληλεγγύη).

Το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο του Γκέτεμποργκ, τον Ιούνιο του 2001, συμφώνησε επί της στρατηγικής για την αειφόρο ανάπτυξη και προσέθεσε την περιβαλλοντική διάσταση στη διαδικασία της Λισσαβόνας. Στα συμπεράσματά του “καλεί τους βιομηχανικούς κύκλους να λάβουν μέρος στην ανάπτυξη και στην ευρύτερη χρήση των νέων φιλικών προς το περιβάλλον τεχνολογιών, σε τομείς όπως η ενέργεια και οι

² “Προς μία ευρωπαϊκή στρατηγική για την ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού”, COM (2000) 769.

³ “Η ενεργειακή συνεργασία με τις αναπτυσσόμενες χώρες”, COM (2002) 408.

μεταφορές” και “τονίζει τη σημασία της αποσύζευξης της οικονομικής μεγέθυνσης από τη χρήση των πόρων.”

Η Παγκόσμια Διάσκεψη για την Αειφόρο Ανάπτυξη που πραγματοποιήθηκε στο Γιοχάνεσμπουργκ τον Σεπτέμβριο του 2002, πραγματεύθηκε σφαιρικές πτυχές της αειφόρου ανάπτυξης με επίκεντρο την ανάγκη να μετριαστεί η φτώχεια, ως θέμα επείγοντος χαρακτήρα. Ένα από τα κύρια αποτελέσματα της Παγκόσμιας Διάσκεψης για την Αειφόρο Ανάπτυξη ήταν η γενική αποδοχή ότι η ενέργεια, και συγκεκριμένα η ανανεώσιμη ενέργεια, αποτελεί μια από τις κύριες προτεραιότητες για την καταπολέμηση της φτώχειας και την επίτευξη μακροπρόθεσμης αειφόρου ανάπτυξης.

Στο Γιοχάνεσμπουργκ η ΕΕ ανέλαβε τη δέσμευση να πρωτοπορήσει με την πρωτοβουλία της ΕΕ "Ενέργεια για την Εξάλειψη της φτώχειας και την Αειφόρο Ανάπτυξη" (ΕΕΑΕ) και με τον Συνασπισμό του Γιοχάνεσμπουργκ για την Ανανεώσιμη Ενέργεια (JREC). Μια από τις πρώτες συγκεκριμένες δράσεις που ανέλαβε η Επιτροπή για να υποστηρίξει την ΕΕΑΕ ήταν να δρομολογήσει το πρόγραμμα COOPENER στο πλαίσιο του προγράμματος "Ευφυής Ενέργεια - Ευρώπη", με σκοπό να προωθήσει την προσφορά υπηρεσιών αειφόρου ενέργειας για την καταπολέμηση της φτώχειας στις αναπτυσσόμενες χώρες.

Η υποστήριξη της παροχής πρόσβασης στο νερό και σε σύγχρονες ενεργειακές υπηρεσίες στο πλαίσιο της εξάλειψης της φτώχειας αποτελεί πλέον δέσμευση της Ευρωπαϊκής Αναπτυξιακής Βοήθειας που αναλήφθηκε στο πλαίσιο της Παγκόσμιας Διάσκεψης για την Αειφόρο Ανάπτυξη. Η ανάπτυξη της ανανεώσιμης ενέργειας και η μεταφορά τεχνολογίας στις αναπτυσσόμενες χώρες συμβάλλει στην εξάλειψη της φτώχειας και στην αναβάθμιση του επιπέδου ζωής των πιο φτωχών χωρών.

Από την αρχή ο JREC ανέπτυξε τις δραστηριότητές του σε στενή συνεργασία και με την υποστήριξη ευρύτατου κύκλου ενδιαφερομένων, όπου περιλαμβάνονται επιχειρήσεις, ΜΚΟ και πανεπιστήμια. Ωστόσο, η ιδιότητα του μέλους του JREC είναι προνόμιο των εθνικών κυβερνήσεων. Τον Μάρτιο του 2004, 87 χώρες είχαν ήδη προσχωρήσει στον συνασπισμό αυτό και αναμένονται ακόμη περισσότερες.

Κατά τη σύνοδο κορυφής της Λισσαβόνας το Μάρτιο του 2000, οι ηγέτες των κυβερνήσεων της Ευρωπαϊκής Ένωσης συμφώνησαν σ' ένα νέο στρατηγικό στόχο για

την Ευρωπαϊκή Ένωση: να αναδείξουν την ΕΕ "στην πιο ανταγωνιστική και δυναμική, βασισμένη στη γνώση οικονομία στον κόσμο, ικανή για αειφόρο οικονομική ανάπτυξη με περισσότερες και καλύτερες θέσεις εργασίας και μεγαλύτερη κοινωνική συνοχή".

Στο Ευρωπαϊκό Συμβούλιο του Μαρτίου του 2005, οι ηγέτες της ΕΕ έθεσαν την ανάπτυξη και την απασχόληση στην πρώτη γραμμή των πολιτικών προτεραιοτήτων της Ευρώπης. Η ανανεωμένη στρατηγική της Λισσαβόνας αποτέλεσε και μία νέα δέσμευση εκ μέρους όλων να κινητοποιηθούν για την υλοποίηση ενός θετικού προγράμματος μεταρρυθμίσεων.

Η αύξηση του μεριδίου των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο μείγμα των πηγών ενέργειας συμβάλλει στην επίτευξη του στόχου της διαδικασίας της Λισσαβόνας να καταστεί δυνατή η βιώσιμη οικονομική μεγέθυνση.

Όλα τα κράτη μέλη έχουν εκπονήσει εθνικά προγράμματα μεταρρυθμίσεων βάσει ενός ενιαίου συνόλου ολοκληρωμένων κατευθυντήριων γραμμών. Αυτά τα εθνικά προγράμματα μεταρρυθμίσεων συνιστούν και τα βασικά εργαλεία για την εφαρμογή της ανανεωμένης στρατηγικής της Λισσαβόνας δεδομένου ότι μέσω αυτών οι ολοκληρωμένες κατευθυντήριες γραμμές μετατρέπονται σε μεταρρυθμίσεις, των οποίων ο σχεδιασμός και η υλοποίηση είναι αρμοδιότητα των κρατών μελών. Εάν τα κράτη μέλη εκπληρώσουν τους εθνικούς τους στόχους, το συνολικό μερίδιο της ηλεκτρικής ενέργειας στην ΕΕ-15 θα φθάσει τον στόχο του 22% περίπου το 2010, όπως απαιτείται από την οδηγία.

Δυστυχώς, οι πολιτικές, τα μέτρα και τα επιτεύγματα που περιλαμβάνονται στις εθνικές εκθέσεις των κρατών μελών προδιαγράφουν μια λιγότερη ευοίωνη εικόνα. Πρέπει να επισημανθεί ότι είναι δύσκολο να προβλεφθεί ακριβώς ο τρόπος με τον οποίο μέτρα τα οποία εγκρίνονται σήμερα θα επηρεάζουν την ηλεκτροπαραγωγή από ανανεώσιμες πηγές το 2010. Ωστόσο, τα προβολικά σενάρια οδηγούν στο συμπέρασμα ότι, παρότι έχει αρχίσει να σημειώνεται πρόοδος για την εκπλήρωση των στόχων, ο στόχος του 2010 δεν θα επιτευχθεί υπό τις τρέχουσες πολιτικές και μέτρα, ακόμη και υπό σενάριο που βασίζεται σε μειώσεις της συνολικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας ως αποτέλεσμα νέων μέτρων για την ενεργειακή απόδοση. Προβλέπεται ότι οι πολιτικές που εφαρμόζονται σήμερα θα οδηγήσουν μάλλον σε μερίδιο μεταξύ 18% και 19% το 2010.

1.2.2 Το Σχέδιο Δράσης για την ενεργειακή πολιτική της ΕΕ

Στη Συνάντηση Κορυφής των ηγετών της ΕΕ στις 8/9 Μαρτίου του 2007, το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο, λαμβάνοντας υπόψη την πρόταση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής για μια «Ενεργειακή Πολιτική για την Ευρώπη» ενέκρινε ένα συνολικό ενεργειακό Σχέδιο Δράσης για την περίοδο 2007-2009.

Το Σχέδιο Δράσης υποδεικνύει τον τρόπο με τον οποίο θα μπορούσε να σημειωθεί σημαντική πρόοδος στην αποτελεσματική ολοκλήρωση και λειτουργία της εσωτερικής αγοράς της ΕΕ στους τομείς φυσικού αερίου και ηλεκτρικής ενέργειας. Εξετάζει το διορισμό συντονιστών της ΕΕ για τέσσερα σχέδια προτεραιότητας ευρωπαϊκού ενδιαφέροντος. Θίγει, επίσης, το καίριο ζήτημα της ασφάλειας του ενεργειακού εφοδιασμού και της αντιμετώπισης ενδεχόμενων κρίσεων.

Επίκεντρο της νέας Ευρωπαϊκής Ενεργειακής πολιτικής είναι ο κύριος στρατηγικός ενεργειακός στόχος ότι η ΕΕ θα πρέπει να μειώσει τις εκπομπές των αερίων θερμοκηπίου κατά 20%, μέχρι το 2020, σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990. Για την επίτευξη του κεντρικού στρατηγικού στόχου, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή προτείνει παράλληλα, την επίτευξη τριών σχετιζόμενων στόχων, με ορίζοντα το 2020: την βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης κατά 20%, την αύξηση του ποσοστού διείσδυσης των ανανεώσιμων μορφών ενέργειας στο ενεργειακό μείγμα στο επίπεδο του 20% και την αύξηση του ποσοστού των βιοκαυσίμων στις μεταφορές στο 10%.

Ο στρατηγικός στόχος και τα συγκεκριμένα μέτρα για την υλοποίησή του, που περιγράφονται στο Σχέδιο Δράσης, αποτελούν τον πυρήνα της νέας ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής.

Τα δέκα μέτρα που Ευρωπαϊκού Σχεδίου Δράσης για την Ενέργεια είναι τα εξής :

- Καλύτερη λειτουργία της Εσωτερικής Αγοράς Ενέργειας.
- Διευκόλυνση των κρατών-μελών για ανάπτυξη αλληλεγγύης στην περίπτωση ενεργειακών κρίσεων ώστε να εξασφαλίζεται η ασφαλής τροφοδοσία με πετρέλαιο, φυσικό αέριο και ηλεκτρική ενέργεια.
- Βελτίωση του Κοινοτικού Μηχανισμού Εμπορίας Εκπομπών Αερίου του θερμοκηπίου ώστε να μετατραπεί σε πραγματικό καταλύτη για τη μείωση εκπομπών CO₂ και τις επενδύσεις για καθαρή ενέργεια.

- Ανάπτυξη προγράμματος εξοικονόμησης ενέργειας σε Ευρωπαϊκό, εθνικό και διεθνές επίπεδο.
- Αύξηση της χρήσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.
- Ανάπτυξη Στρατηγικής για την Ενεργειακή Τεχνολογία.
- Ανάπτυξη τεχνολογιών μετατροπής ορυκτών καυσίμων με χαμηλές εκπομπές CO₂ .
- Ανάπτυξη θεμάτων ασφάλειας και προστασίας από την χρήση της πυρηνικής ενέργειας.
- Συμφωνία για μια διεθνή ενεργειακή πολιτική με κοινούς στόχους όπου θα ακολουθήσουν όλα τα κράτη μέλη.
- Βελτίωση της κατανόησης των ενεργειακών θεμάτων από τους Ευρωπαίους πολίτες-καταναλωτές.

Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή σχεδιάζει κάθε δύο χρόνια να βελτιώνει και να επικαιροποιεί το Σχέδιο Δράσης, λαμβάνοντας υπόψη τις τεχνολογικές εξελίξεις και τις διεθνείς ενέργειες στα πλαίσια της κλιματικής αλλαγής.

Η πρόταση της ΕΕ για μια νέα ευρωπαϊκή ενεργειακή πολιτική συνοδεύεται από μια σειρά εκθέσεων και μελετών που βοήθησαν στη σύνταξη του προτεινόμενου Σχεδίου Δράσης και στη συγκεκριμενοποίηση των μέτρων πολιτικής. Τα παραπάνω συνθέτουν το λεγόμενο «Πακέτο για την Ενέργεια και την Κλιματική Αλλαγή».

1.2.3 Ο ρόλος της Ευρώπης στην ενεργειακή κατανάλωση και τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

Η Ευρωπαϊκή Ένωση, ακόμη και μετά τη διεύρυνσή της σε 25 μέλη, αναμένεται ότι θα καταλαμβάνει μόνο το 7% της αύξησης της παγκόσμιας κατανάλωσης ενέργειας μεταξύ 2000 και 2020. Περισσότερο από ένα τρίτο της αύξησης αυτής αναμένεται στην Κίνα και την Ινδία. Οι αποφάσεις στην Ευρωπαϊκή Ένωση και άλλες εκβιομηχανισμένες χώρες θα έχουν αυξανόμενες συνέπειες παγκοσμίως στο μέγεθος και τον τρόπο χρήσης της ενέργειας.

Η Ευρωπαϊκή Ένωση και άλλες χώρες του ΟΟΣΑ έχουν την ηθική και πρακτική ευθύνη να καταστήσουν δυνατή την υιοθέτηση πολιτικών από τις εκβιομηχανισμένες χώρες οι οποίες θα βοηθήσουν να εξασφαλιστεί ο ενεργειακός εφοδιασμός τους και να

τεθεί υπό έλεγχο η κλιματική αλλαγή χωρίς να διακυβευθεί η οικονομική τους μεγέθυνση.

Ο μέσος πολίτης στην ΕΕ-25 καταναλώνει περίπου το πενταπλάσιο σε ορυκτή ενέργεια του μέσου πολίτη της Ασίας, της Αφρικής και της Μέσης Ανατολής (πράγμα που ισχύει άλλωστε για τους πολίτες της Ιαπωνίας-περιοχής του Ειρηνικού Ωκεανού. Οι πολίτες των ΗΠΑ καταναλώνουν σχεδόν το δωδεκαπλάσιο). Εάν οι πλουσιότερες χώρες δεν μετριάσουν την κατανάλωσή τους σε στερεά καύσιμα, έχουν ελάχιστες πιθανότητες να πείσουν τις λιγότερο εύπορες χώρες να το πράξουν - ιδίως όταν τόσοι πολλοί άνθρωποι στις αναπτυσσόμενες χώρες έχουν έλλειψη επαρκών ενεργειακών υπηρεσιών.

Η Ευρωπαϊκή Ένωση έχει συμβάλει συγκεκριμένα και πρακτικά στον τομέα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, ιδίως με την ανάπτυξη καλύτερων και φθηνότερων τεχνικών και θεσμικών λύσεων. Η Ευρώπη πρωτοπορεί στην ανάπτυξη και την εφαρμογή σύγχρονων τεχνικών αξιοποίησης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Στη Δυτική Ευρώπη, όπου καταναλώνεται το 16% της ενέργειας παγκοσμίως, σημειώθηκε το 31% της αύξησης σε παγκόσμιο επίπεδο της ηλεκτροπαραγωγής από βιομάζα μεταξύ 1990 και 2000, το 48% της αύξησης από μικρά υδροηλεκτρικά έργα και το 79% της αύξησης ηλεκτροπαραγωγής από αιολική ενέργεια. Η Ευρωπαϊκή Ένωση και τα κράτη μέλη της πρωτοπορούν στην άσκηση πολιτικής και στις ρυθμιστικές διατάξεις - όπως ο καθορισμός στόχων - και στα χρηματοδοτικά προγράμματα που απαιτούνται για την προώθηση της ανανεώσιμης ενέργειας.

Οι ευρωπαϊκές εταιρείες είναι πρωτοπόρες παγκοσμίως στην τεχνολογία της ανανεώσιμης ενέργειας. Προκειμένου να συνεχίσει η Ευρώπη να διαδραματίζει τον ρόλο που της αρμόζει δεν επιτρέπεται να εφησυχάσει. Το μερίδιο των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην Ευρώπη εξακολουθεί να υστερεί σημαντικά έναντι του μεριδίου των ορυκτών καυσίμων, του πετρελαίου, του φυσικού αερίου και της πυρηνικής ενέργειας. Η *ακαθάριστη εσωτερική κατανάλωση ενέργειας* ανά είδος καυσίμου της ΕΕ 25 το έτος 2000 αντιστοιχούσε σε: στερεά καύσιμα 18,5% πετρέλαιο 38,4% φυσικό αέριο 22,6% πυρηνική 14,4% ανανεώσιμη ενέργεια 5,8% και λοιπά 0,3%. Επίσης η ηλεκτροπαραγωγή ανά είδος καυσίμου στην ΕΕ 25 το έτος 2000 αντιστοιχούσε σε: στερεά καύσιμα 30,4%, πετρέλαιο 6,1% φυσικό αέριο 17%, Πυρηνική 31,5%, ανανεώσιμη ενέργεια 13,8%, λοιπά 2,2%.

Η Ευρωπαϊκή Ένωση χρειάζεται ανανεώσιμη ενέργεια σε προσιτές τιμές ώστε να συμβάλει στην επίλυση των δικών της προβλημάτων ασφάλειας του εφοδιασμού και να εκπληρώσει τους στόχους που έχει θέσει για τη μείωση των εκπομπών θερμοκηπιακών αερίων. Αναγνωρίζοντας τα σημαντικά οφέλη που προσφέρει η ανανεώσιμη ενέργεια, η Ευρώπη προωθεί την ανάπτυξη τεχνολογικών και θεσμικών λύσεων οι οποίες θα είναι δυνατό να εφαρμοστούν επίσης σε παγκόσμια κλίμακα.

Παρότι η ανανεώσιμη ενέργεια πρέπει να διαδραματίσει σημαντικό ρόλο, είναι σημαντικό να μην παραβλεφθούν ορισμένες δυσκολίες. Πρώτον, η οικονομικά αποδοτική διάθεση ανανεώσιμης ενέργειας είναι οριοθετημένη τεχνικά και πρακτικά. Η ηλεκτροπαραγωγή από αιολική και ηλιακή ενέργεια παρουσιάζει τεράστιες γεωγραφικές διακυμάνσεις. Η παραγωγή βιομάζας πρέπει να ανταγωνιστεί άλλες χρήσεις γης, συγκεκριμένα τη γεωργία. Είναι περιορισμένο το πλήθος των κοιλάδων που είναι δυνατό να αξιοποιηθούν για υδροηλεκτρικά έργα.

Δεύτερον, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας χρειάζονται εφεδρικές συμβατικές πηγές ενέργειας. Η ηλεκτροπαραγωγή από αιολική και ηλιακή ενέργεια είναι διακοπτόμενη και απρόβλεπτη. Κλιματικοί παράγοντες είναι δυνατό να προξενήσουν μεγάλες αυξομειώσεις στη διαθεσιμότητα βιομάζας και υδροηλεκτρικής ενέργειας από το ένα έτος στο επόμενο. Για τους λόγους αυτούς, είναι περιορισμένο το μερίδιο της ανανεώσιμης ενέργειας που είναι σε θέση να απορροφήσουν τα επί του παρόντος υφιστάμενα συστήματα εφοδιασμού με ενέργεια. Το γεγονός αυτό ενδέχεται να οδηγήσει σε πλεονάζον εφεδρικό δυναμικό παραδοσιακών πηγών ενέργειας που να συνεπάγεται ορισμένες πρόσθετες δαπάνες. Η ανάπτυξη της ανανεώσιμης ενέργειας ενδεχομένως επίσης να απαιτήσει νέες επενδύσεις στα υπάρχοντα ενεργειακά συστήματα, όπως στα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας. Η ενεργειακή πολιτική χρειάζεται την ανάπτυξη πληθώρας διαφορετικών ενεργειακών πηγών, δεδομένου ότι δεν θα πρέπει να παραμελείται η ανάγκη διαφοροποίησης των ενεργειακών πηγών.

Εξακολουθούν ωστόσο να υφίστανται ορισμένα εμπόδια για την ανάπτυξη της ανανεώσιμης ενέργειας. Παρότι υπό την σημερινή κατάσταση της τεχνολογικής εξέλιξης αποκλείεται η προοπτική της πλήρους αντικατάστασης των συμβατικών πηγών ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές σε όλη την υφήλιο, είναι σίγουρα δυνατό να προβλεφθεί μια σταδιακή προσέγγιση.

Εμφανίζονται ήδη βελτιωμένα εργαλεία ανάλυσης και διαχείρισης που θα καταστήσουν δυνατή την ανάπτυξη της κατάλληλης αντιμετώπισης αυτών των προκλήσεων και των σημαντικών εμποδίων. Στα εργαλεία αυτά περιλαμβάνονται: πλέον εξελιγμένα μοντέλα κοστολόγησης που λαμβάνουν υπόψη τον αντίκτυπο των υψηλότερων μεριδίων ανανεώσιμης ενέργειας στο συνολικό κόστος του ηλιακού συστήματος, εξελιγμένα εργαλεία μετεωρολογικών προβλέψεων που είναι δυνατό να ενσωματωθούν σε σύγχρονα συστήματα ενεργειακής διαχείρισης ώστε ο εφοδιασμός να ανταποκρίνεται καλύτερα στη ζήτηση.

1.2.4 Ευρωπαϊκή εμπειρία και Αιολική ενέργεια

Ο ευρωπαϊκός κλάδος της αιολικής ενέργειας το έτος 2004 κατείχε το 90% της παγκόσμιας αγοράς του σχετικού εξοπλισμού. Στην Ευρώπη εδρεύουν εννέα από τους δέκα μεγαλύτερους κατασκευαστές ανεμογεννητριών παγκοσμίως. Στον κλάδο απασχολούνταν το έτος 2004, 72.000 εργαζόμενοι, αύξηση εντυπωσιακή έναντι των 25.000 το 1998. Το κόστος ανά kWh έχει μειωθεί κατά 50% την τελευταία δεκαετία.

Η εγκατεστημένη ισχύς στην ΕΕ-15 αυξήθηκε κατά 23% το 2003, σε σύνολο περισσότερο από 28 GW. Κατά μέσο αιολικό έτος αυτή η εγκατεστημένη ισχύς παρέχει τη δυνατότητα παραγωγής 60 TWh ηλεκτρική ενέργεια, περίπου 2,4% της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας της ΕΕ. Η ευτυχής αυτή εξέλιξη δεν είναι αποτέλεσμα κοινής προσπάθειας σε ευρωπαϊκό επίπεδο. Η Γερμανία, η Ισπανία και η Δανία καταλαμβάνουν το 84% της συνολικής ισχύος αιολικής ενέργειας στην ΕΕ-15.

Το 1997, και στο πλαίσιο της επίτευξης του στόχου του 12%, η Επιτροπή ήλπιζε ότι η εγκατεστημένη ισχύς αιολικής ενέργειας θα φθάσει 40 GW το 2010. Είναι σαφές ότι το μέγεθος αυτό θα ξεπεραστεί. Από εκτιμήσεις του κλάδου υπολογίζεται πλέον ότι το 2010 η εγκατεστημένη ισχύς θα ανέλθει σε 75 GW (που αντιστοιχεί σε ετήσια παραγωγή 167 TWh ανά έτος). Ωστόσο, το τελικό αποτέλεσμα το 2010 θα εξαρτηθεί από τις προσπάθειες που θα καταβάλλουν εκείνα τα κράτη μέλη όπου η αιολική ενέργεια δεν έχει ακόμη σημειώσει ραγδαία άνοδο.

Τα θετικά μηνύματα από το Ηνωμένο Βασίλειο, την Αυστρία, τις Κάτω Χώρες και την Ιταλία οφείλονται στο βελτιωμένο πλαίσιο άσκησης πολιτικής. Σε άλλες χώρες

είναι αργή η ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας. Στην Γαλλία η αύξηση το 2003 ήταν μόνο 91 MW (έναντι 2.645 MW στη Γερμανία το ίδιο έτος), με συνολική ισχύ 239 MW. Στην Ελλάδα δόθηκε τον Σεπτέμβριο του 2003 η πρωτοβάθμια έγκριση σύμφωνα με την εθνική διοικητική διαδικασία για 3.715 MW, αλλά η εγκατεστημένη ισχύς ήταν μόνο 375 MW. Η πείρα στις τρεις πρωτοπόρες χώρες δείχνει ότι συντελεστές για την επιτυχή επέκταση της αιολικής ενέργειας είναι:

- το ελκυστικό μακροπρόθεσμο χρηματοδοτικό πλαίσιο,
- η άρση των διοικητικών εμποδίων με την εφαρμογή ενιαίων διαδικασιών προγραμματισμού και συστημάτων αδειοδότησης,
- η εγγύηση δίκαιης πρόσβασης στο δίκτυο και τιμολογίων χωρίς διακρίσεις,
- ο προγραμματισμός δικτύου ελαχίστου κόστους.

Στο εκτιμηθέν μέγεθος των 75 GW εγκατεστημένης ισχύος αιολικής ενέργειας το 2010 περιλαμβάνεται ισχύς 10 GW υπεράκτιων αιολικών εγκαταστάσεων. Η σημασία των υπεράκτιων αιολικών εγκαταστάσεων θα αναβαθμιστεί όλο και περισσότερο επειδή έχουν εξαντληθεί οι χώροι χερσαίας εγκατάστασης αιολικών εγκαταστάσεων που προσφέρουν καλές συνθήκες. Η υπεράκτια αιολική ενέργεια έχει αρκετά πλεονεκτήματα. Στη θάλασσα, ο άνεμος είναι ισχυρότερος και οι συνθήκες σταθερότερες (οι περισσότερες εγκαταστάσεις στα ύδατα της Βόρειας Ευρώπης αναμένεται ότι θα παράγουν μεταξύ 20% και 40% περισσότερη αιολική ενέργεια απ' ό,τι παράκτιες εγκαταστάσεις με καλές συνθήκες). Εξάλλου, είναι λιγότεροι οι γείτονες που φοβούνται τις οχλήσεις. Ωστόσο, το κόστος ηλεκτροπαραγωγής από υπεράκτιες αιολικές εγκαταστάσεις είναι σήμερα υψηλότερο απ' ό,τι των παράκτιων εγκαταστάσεων.

Η Δανία, χώρα με το υψηλότερο μερίδιο αιολικής ενέργειας από όλα τα κράτη μέλη, είναι πρωτοπόρος στην ηλεκτροπαραγωγή από υπεράκτιες αιολικές εγκαταστάσεις. Το HB ανήγγειλε τον Ιούλιο του 2003 ότι θα μπορούσε να επιχορηγήσει έργα παράκτιων εγκαταστάσεων. Πρόκειται για θετικές εξελίξεις που θα μπορούσαν να υιοθετήσουν και άλλα κράτη μέλη.

Η γερμανική κυβέρνηση επιβεβαίωσε στον κλάδο της αιολικής ενέργειας τη δημιουργία 135.000 θέσεων απασχόλησης με την εθνική πολιτική της για τις ανανεώσιμες πηγές μέχρι το 2003. Ευρωπαϊκή τεχνολογία χρησιμοποιείται για σχεδόν το 100% της παραγωγής ανανεώσιμης ενέργειας. Η αύξηση του μεριδίου των ανανεώσιμων

πηγών ενέργειας δημιουργεί νέες θέσεις απασχόλησης – στην έρευνα, στη βιομηχανία και τον κατασκευαστικό κλάδο, στη γεωργία και τη δασοκομία, την επεξεργασία αποβλήτων και την παροχή συμβουλών - με την ανάπτυξη νέων τεχνολογιών και την ενθάρρυνση της έρευνας και της τεχνολογικής καινοτομίας. Υπολογίζεται κατ' εκτίμηση ότι εάν η ανανεώσιμη ενέργεια καταλαμβάνει μερίδιο 12% της ενεργειακής κατανάλωσης της ΕΕ-15 το 2010, οι θέσεις απασχόλησης στον κλάδο αυτό στην ΕΕ θα είναι μεταξύ 500.000 και 650.000. Τα κράτη μέλη είναι εκείνα που πρέπει να αποφασίσουν να ασκήσουν πολιτική, η οποία μπορεί να αποφέρει σημαντικά οφέλη στην απασχόληση.

Η ευρωπαϊκή βιομηχανία προηγείται παγκοσμίως στη τεχνολογία αιολικής ενέργειας και είναι ισχυρή η θέση της στους κλάδους της υδροηλεκτρικής ενέργειας, των φωτοβολταϊκών και της γεωθερμικής ενέργειας. Οι αγορές για τις οποίες προορίζονται οι εξαγωγές προσφέρουν τεράστιο δυναμικό για την ευρωπαϊκή βιομηχανία ανανεώσιμης ενέργειας, η οποία θα ωφεληθεί από την εμπειρογνομοσύνη που έχει αποκτήσει στην ευρωπαϊκή αγορά. Η εξαγωγή τεχνολογίας ανανεώσιμης ενέργειας θα δημιουργήσει σημαντικό πλήθος επιπλέον θέσεων απασχόλησης.

Η ευρωπαϊκή αγορά αιολικής ενέργειας έσπασε νέο ρεκόρ το 2006, σύμφωνα με τα ετήσια στατιστικά στοιχεία που εκδόθηκαν από την Ευρωπαϊκή Ένωση Αιολικής Ενέργειας (EWEA). 7.588 MW αιολικών έργων, αξίας περίπου 9 δισεκατομμυρίων ευρώ, εγκαταστάθηκαν το 2006 στην ΕΕ, μια αύξηση 23% έναντι του 2005.

Η συνολική ισχύς των ανεμογεννητριών που λειτουργούν στην ΕΕ αυξήθηκε κατά 19% και υπερβαίνει τώρα τα 48.000 MW. Σε ένα έτος με μέση ταχύτητα αέρα, οι ανεμογεννήτριες αυτές θα παράγουν περίπου 100 TWh ηλεκτρικής ενέργειας, ίση με το 3,3% της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας της ΕΕ. Για έβδομο διαδοχικό έτος, η αιολική ενέργεια έρχεται δεύτερη μόνο έναντι νέων σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φυσικό αέριο (περίπου 8.500 MW το 2006).

Γερμανία και Ισπανία συνεχίζουν να προσελκύουν την πλειοψηφία των επενδύσεων. Το 2006 αυτές οι δύο χώρες αντιπροσώπευσαν το 50% της αγοράς της ΕΕ. Εντούτοις, οι αριθμοί επιβεβαιώνουν μια υγιή τάση της ευρωπαϊκής αγοράς για λιγότερη εξάρτηση από την Γερμανία και την Ισπανία. Το 2002, μόλις 680 MW των αιολικών

έργων εγκαταστάθηκε εκτός των πρωτοπόρων χωρών Γερμανίας και Ισπανίας. Το 2006, ο αριθμός αυτός ήταν 3.755 MW.

«Αν δεν λάβουμε υπόψη μας τις τρεις πρωτοποριακές χώρες – Γερμανία, Ισπανία και Δανία – παρατηρούμε εξαπλασιασμό της ετήσιας αγοράς στα τελευταία τέσσερα έτη. Οι αριθμοί αυτοί σαφώς επιβεβαιώνουν ότι ένα δεύτερο κύμα ευρωπαϊκών χωρών επενδύει στην αιολική ενέργεια. Είμαστε μάρτυρες της ισχυρής επίδρασης της οδηγίας της ΕΕ το 2001 για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και, για άλλη μια φορά, καλείτε η Ευρωπαϊκή Επιτροπή και το Συμβούλιο να θεσπίσουν μέτρα προστασίας που θα εξασφαλίζουν την νομική σταθερότητα για την ηλεκτρική παραγωγή από ΑΠΕ στην Ευρώπη. Οι αριθμοί που δημοσιεύονται επιβεβαιώνουν ότι νομοθεσία προσαρμοσμένη στον κλάδο, είναι ο αποδοτικότερος τρόπος για την ώθηση της ηλεκτρικής παραγωγής από ΑΠΕ», δήλωσε ο Christian Kjaer, Διευθυντής του γραφείου της EWEA.

Με εγκαταστάσεις 2.233 MW κατά τη διάρκεια του 2006, μια αύξηση 23% έναντι του 2005, η Γερμανία πέρασε το όριο των 20.000 MW. Η Ισπανία ήταν η δεύτερη μεγαλύτερη αγορά το 2006, με 1.587 MW. Η Γαλλία ανέβηκε στην τρίτη θέση το 2006 (από την έκτη θέση το 2005), με 810 MW που εγκαταστάθηκαν κατά τη διάρκεια του έτους - περισσότερη εγκατεστημένη ισχύς από όση είχε τεθεί σε λειτουργία συνολικά σε ολόκληρη την ιστορία της γαλλικής αιολικής αγοράς. Αυτό απεικονίζει την αυξανόμενη επιτυχία των εταιρειών στην ανάπτυξη των έργων τους.

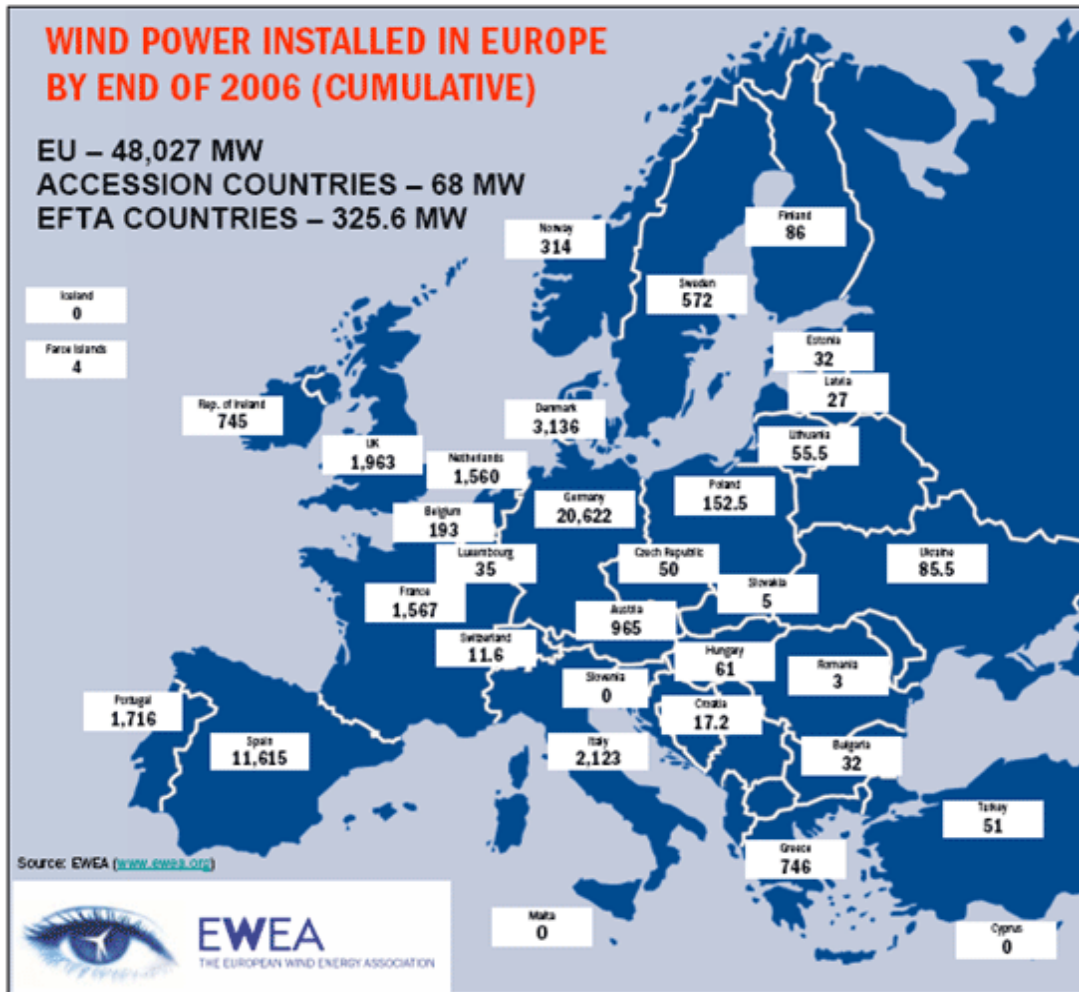
Η Πορτογαλία συνέχισε την αυξανόμενη πορεία εγκατάστασης αιολικών πάρκων, προσθέτοντας 694 MW, περισσότερο απ' ό,τι σε οποιοδήποτε προηγούμενο έτος. Με επιπλέον 1.063 MW ήδη υπό κατασκευή (σύμφωνα με το ερευνητικό ίδρυμα INEGI), η πορτογαλική αγορά είναι κοντά στην εκπλήρωση του κυβερνητικού στόχου άνω των 3.750 MW αιολικών εγκαταστάσεων μέχρι το 2010.

Το 2006 ήταν το έτος με τις περισσότερες εγκαταστάσεις, 634 MW, για το Ην. Βασίλειο. Το σύνολο των εγκαταστάσεων αυξήθηκε κατά 47%, φέρνοντας μια από τις πλέον ανεμώδεις χώρες κοντά στο όριο των 2.000 MW. Η Ιταλική αγορά συνέχισε να αποδίδει καλά, με περαιτέρω εγκαταστάσεις 417 MW, ενώ η Ιρλανδία έκανε νέο ρεκόρ με εγκαταστάσεις 250 MW, που αυξάνει τη συνολική ισχύ κατά 50%.

Οι νέες ευρωπαϊκές χώρες (ΕΕ-10) τριπλασίασαν τις εγκαταστάσεις τους από 60 MW το 2005 σε 183 MW το 2006, κυρίως οδηγούμενες από την Πολωνία, την

Λιθουανία και την Ουγγαρία. Η Βουλγαρία εγκατέστησε 22 MW, ενώ η Ρουμανία 1,3 MW.

Οκτώ χώρες της ΕΕ έχουν τώρα ξεπεράσει το όριο των 1.000 MW εγκαταστάσεων αιολικής ενέργειας.



Κεφάλαιο 2

2.1 Η Ενεργειακή Πολιτική στην Ελλάδα

2.1.1 Οι κύριοι άξονες της Ελληνικής Ενεργειακής Πολιτικής

Η ενεργειακή πολιτική στην Ελλάδα ασκείται από το Υπουργείο Ανάπτυξης, του οποίου οι πρόσφατες προσπάθειες αφορούν στη διαμόρφωση του ρυθμιστικού και νομικού καθεστώτος των ενεργειακών αγορών, στην εκπλήρωση των περιβαλλοντικών δεσμεύσεων της χώρας μέσω της προώθησης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, της συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας και της εξοικονόμησης ενέργειας, καθώς επίσης και στα μεγάλα έργα διεθνών ενεργειακών διασυνδέσεων.

Οι κύριοι άξονες ενεργειακής πολιτικής στην Ελλάδα συνοψίζονται ως εξής :

- ✓ Ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού
- ✓ Διαφοροποίηση ενεργειακών πηγών
- ✓ Προστασία του περιβάλλοντος
- ✓ Προώθηση της παραγωγικότητας και της ανταγωνιστικότητας μέσω ενεργειακών επενδύσεων καθαρών ενεργειακών τεχνολογιών, εξασφαλίζοντας παράλληλα την περιφερειακή ανάπτυξη.

Στην κατεύθυνση αυτή, τα τελευταία χρόνια εφαρμόζεται στη χώρα μας μια ενεργειακή πολιτική με σαφείς στόχους:

1^{ov} Τη διασφάλιση της ασφαλούς ενεργειακής τροφοδοσίας της ενεργειακής αγοράς, με υψηλής ποιότητας προϊόντα στις καλύτερες δυνατές τιμές.

2^{ov} Τη μείωση της πετρελαϊκής εξάρτησης της χώρας και σταδιακή υποκατάσταση του πετρελαίου από το Φυσικό Αέριο

3^{ov} Την ενίσχυση του συστήματος παραγωγής, μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.

4^{ov} Την αύξηση της συμμετοχής των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και των βιοκαυσίμων στο ενεργειακό σύστημα.

5^{ov} Την επέκταση της χρήσης Φυσικού Αερίου με την ανάπτυξη νέων δικτύων μεταφοράς και διανομής.

6^{ον} Την απελευθέρωση των αγορών ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου.

7^{ον} Την ενίσχυση των διεθνών διασυνδέσεων της χώρας, στους τομείς του φυσικού αερίου, του πετρελαίου και του ηλεκτρισμού, με σκοπό να καταστεί η Ελλάδα σύγχρονο διεθνές διαμετακομιστικό κέντρο ενέργειας.

8^{ον} Την επέκταση των ελέγχων σε όλους τους κρίκους της αλυσίδας της αγοράς πετρελαιοειδών, με σκοπό την ενίσχυση του ανταγωνισμού.

9^{ον} Την υλοποίηση των ενεργειακών υποδομών και των ιδιωτικών ενεργειακών επενδύσεων μέσω χρηματοδοτικών εργαλείων.

10^{ον} Την κατάρτιση Μακροχρόνιου Ενεργειακού Σχεδιασμού με ορίζοντα το 2020.

2.1.2 Ο ρόλος του Μακροχρόνιου Ενεργειακού Σχεδιασμού

Σύμφωνα, με τον ν.2773/1999 (ΦΕΚ 286Α'), στην κατάρτιση του Μακροχρόνιου Ενεργειακού Σχεδιασμού λαμβάνονται υπόψη τα υπάρχοντα και πιθανολογούμενα ενεργειακά αποθέματα σε εθνικό, περιφερειακό και διεθνές επίπεδο, καθώς και οι τάσεις της διεθνούς αγοράς και αποσκοπεί:

- α) στην ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού της Χώρας,
- β) στην προστασία του περιβάλλοντος, στο πλαίσιο και των διεθνών υποχρεώσεων της χώρας,
- γ) στην ισόρροπη περιφερειακή ανάπτυξη,
- δ) στην παραγωγικότητα και ανταγωνιστικότητα της εθνικής οικονομίας και την επίτευξη υγιούς ανταγωνισμού με στόχο τη μείωση του κόστους ενέργειας για το σύνολο των χρηστών και καταναλωτών.

Επιπρόσθετα, σύμφωνα με το ν.3438/2006 (ΦΕΚ 33Α') σχετικά με τη σύσταση του Συμβουλίου Εθνικής Ενεργειακής Στρατηγικής (Σ.Ε.Ε.Σ.), υποβάλλεται, μέχρι την 31η Μαρτίου, κάθε έτους Έκθεση για το Μακροχρόνιο Ενεργειακό Σχεδιασμό της χώρας, από το ΣΕΕΣ στον Υπουργό Ανάπτυξης.

Η Έκθεση υποβάλλεται από τον Υπουργό Ανάπτυξης στον Πρωθυπουργό και στον Πρόεδρο της Βουλής, συζητείται σε ειδική συνεδρίαση της Ολομέλειας της Βουλής και δημοσιεύεται σε ειδική έκδοση του Εθνικού Τυπογραφείου.

2.1.3 Το Ενεργειακό Ισοζύγιο

Μετά από τις δύο πετρελαϊκές κρίσεις της δεκαετίας του εβδομήντα και τις επιδράσεις τους στην Ελληνική οικονομία, οι ενεργειακές πολιτικές που υιοθετήθηκαν είχαν στόχο τη μείωση της εξάρτησης του ενεργειακού συστήματος της χώρας από το πετρέλαιο. Βασικό στοιχείο αυτών των πολιτικών ήταν η αξιοποίηση των εγχώριων πηγών ενέργειας όπως ο λιγνίτης και το υδροδυναμικό, η δημιουργία έργων υποδομής για την παραγωγή ηλεκτρισμού και τη διασύνδεση με τις γειτονικές χώρες και τέλος η διαποίκιση (diversification) της προσφοράς ενέργειας με την εισαγωγή του φυσικού αερίου.

Το 2005 η συνολική Διάθεση Πρωτογενούς Ενέργειας (ΔΠΕ) στην Ελλάδα έφτασε τα 31.1 Mtoe. Πρόκειται για αύξηση κατά 40% περίπου από τα επίπεδα του 1990 όταν η ακαθάριστη εγχώρια κατανάλωση ήταν 22.2 Mtoe ενώ την περίοδο (1995-2005) ο μέσος ετήσιος ρυθμός αύξησης ήταν 2.3%.

Ο λιγνίτης είναι η κύρια εγχώρια πηγή ενέργειας που χρησιμοποιείται αποκλειστικά σχεδόν στην ηλεκτροπαραγωγή. Το πετρέλαιο και ο λιγνίτης καλύπτουν περίπου το 86% της συνολικής διάθεσης ενέργειας, η οποία παρουσιάζει μια σταθερή αύξηση τα τελευταία χρόνια. Το φυσικό αέριο πρωτοεμφανίστηκε το 1995 και οι ΑΠΕ άρχισαν να εμφανίζονται σαν υπολογίσιμη πηγή παραγωγής ηλεκτρισμού στο τέλος της δεκαετίας του 90. Η ενεργειακή εξάρτηση της χώρας ήταν περίπου 75% το 2005, κυρίως λόγω των εισαγωγών του πετρελαίου και του φυσικού αερίου.

Η πιο σημαντική μεταβολή των τελευταίων ετών στην ακαθάριστη εγχώρια κατανάλωση είναι η χρήση του φυσικού αερίου που σταθεροποίησε τη χρήση του λιγνίτη στα 9 Mtoe ετησίως. Τα στερεά καύσιμα (κυρίως λιγνίτης) ήταν 8 Mtoe το 1990 (36% της ΔΠΕ) και έφθασαν τα 9 Mtoe (29% της ΔΠΕ) το 2005. Τα αέρια καύσιμα αυξήθηκαν από 0.14 Mtoe (0.6%) το 1990 σε 2.35 Mtoe το 2005 (7.6%). Το μερίδιο των πετρελαιοειδών είναι σχεδόν σταθερό από 12.8 Mtoe (57.8%) το 1990 σε 18 Mtoe

(57.5%) το 2005. Το μερίδιο των ΑΠΕ παραμένει σταθερό και γύρω στο 5% μεταξύ 1990 (1.1 Mtoe) και 2005 (1.6 Mtoe) και παρουσιάζει μικρές διακυμάνσεις ανάλογα με την χρήση των μεγάλων υδροηλεκτρικών σταθμών.

Στην τελική κατανάλωση ενέργειας, τα πετρελαιοειδή καλύπτουν το 68.5% ο ηλεκτρισμός το 21.1% ενώ μικρότερα ποσοστά καλύπτουν τα στερεά καύσιμα κυρίως στη βιομηχανία 2.2%, οι ΑΠΕ 5% και το φυσικό αέριο 2.8%.

Ο τομέας των μεταφορών αντιπροσωπεύει το 39% της τελικής κατανάλωσης ενέργειας το 2005 που αντιστοιχεί σε 8.1 Mtoe και παρουσιάζει αύξηση 2.2 Mtoe ή 37% από το 1990. Ο τομέας μεταφορών είναι ο τομέας με τη μεγαλύτερη κατανάλωση και παρουσιάζει σταθερή αύξηση.

Το ποσοστό της κατανάλωσης του οικιακού τομέα έχει αυξηθεί σημαντικά και ο τριτογενής τομέας παρουσιάζει μια σταθερά μεγάλη αύξηση κατανάλωσης ενέργειας. Το σύνολο του τριτογενούς, οικιακού, δημόσιου και αγροτικού τομέα κατανάλωσε το 2005 το 41% της ενέργειας ενώ το αντίστοιχο ποσοστό του 1990 ήταν 32%.

Η βιομηχανία παρουσιάζει μια σταθερή κατανάλωση τα τελευταία χρόνια, η οποία το 2005 ήταν 4.1 Mtoe παρουσιάζοντας αύξηση κατά 0.2 Mtoe ή 5% σε σχέση με το 1990. (ΥΠΑΝ 2007, Πρώτη Έκθεση για τον Μακροχρόνιο Ενεργειακό Σχεδιασμό της Ελλάδας 2008-2020)

2.1.4 Διασυνοριακό Εμπόριο Ενέργειας

2.1.4.1 Πετρέλαιο & Πετρελαϊκά Προϊόντα

Η Ελλάδα εισάγει αργό πετρέλαιο και πετρελαϊκά προϊόντα, κατά κύριο λόγο, από τη Ρωσία (32,3%), τη Σαουδική Αραβία (31,1%) και το Ιράν (28,6%). Παράλληλα, γίνονται εξαγωγές σημαντικών ποσοτήτων πετρελαϊκών προϊόντων σε χώρες όπως οι ΗΠΑ, η Τουρκία, η Λιβύη και η Συρία. Οι συνολικές εξαγωγές πετρελαϊκών προϊόντων ανήλθαν για το 2005, στους 4,8 εκατ. τόνους.

2.1.4.2 Φυσικό Αέριο

Η συνολική ζήτηση της χώρας σε φυσικό αέριο καλύπτεται από εισαγωγές που γίνονται από τη Ρωσία (85%), μέσω της Βουλγαρίας, και σε μορφή υγροποιημένου

φυσικού αερίου (LNG) από την Αλγερία (15%). Το 2005, οι συνολικές εισαγωγές φυσικού αερίου ανήλθαν στα 2,8 δισ κ.μ. και το 2006 σε 3,1 δισ. κμ.

2.1.4.3 Ηλεκτρισμός

Η συνολική εγχώρια κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρα μας ανήλθε για το 2005, στις 58,7TWh από την οποία, περίπου, το 6,5% καλύφθηκε από καθαρές εισαγωγές που πραγματοποιήθηκαν, κατά κύριο λόγο, από τη Βουλγαρία (81%) και την πΓΔΜ (14%).

2.1.5 Σύγκριση με το μέσο όρο της Ε.Ε. «15»

Το γεγονός ότι οι εγχώριοι ενεργειακοί πόροι, δεν επαρκούν για την κάλυψη της εγχώριας ζήτησης σε ενέργεια, καθιστά την Ελλάδα υψηλά ενεργειακά εξαρτημένη χώρα, όπως άλλωστε ισχύει και για τις περισσότερες Ευρωπαϊκές χώρες.

Αν και η χώρα μας, βρίσκεται σε καλύτερη θέση από χώρες όπως η Ιταλία και η Ισπανία, όσον αφορά στην εξάρτησή της από εξωτερικές πηγές ενέργειας, είναι γεγονός ότι η Ελλάδα υστερεί στο βαθμό της διαφοροποίησης των ενεργειακών της πηγών, καθιστώντας την εξαρτημένη, κυρίως, από το πετρέλαιο.

Σήμερα, το 57% της συνολικής ζήτησης ενέργειας στην Ελλάδα, καλύπτεται μέσω της κατανάλωσης του πετρελαίου. Αντίστοιχα, στην Πορτογαλία, χώρα με κοινά χαρακτηριστικά, όσον αφορά στον πληθυσμό και τις κλιματολογικές της συνθήκες, το αντίστοιχο ποσοστό ανέρχεται στα ίδια επίπεδα, ενώ στην Ιρλανδία που θεωρείται, όπως και η Ελλάδα, «αποκομμένη» από την υπόλοιπη Ευρωπαϊκή ενεργειακή αγορά, το αντίστοιχο ποσοστό φθάνει στο 59%.

Όσον αφορά στην ενεργειακή ένταση της ελληνικής οικονομίας, θετικό είναι το γεγονός ότι από το 1996 έως το 2004, ο λόγος της συνολικής διάθεσης ενέργειας προς το ΑΕΠ της χώρας μειώθηκε κατά 13%, ωστόσο, η Ελλάδα κατέχει τη 2η υψηλότερη θέση, μετά τη Φινλανδία, απέχοντας κατά 21,4% από τον μέσο όρο ενεργειακής έντασης των χωρών της Ε.Ε. των «15».

Ο δείκτης της ενεργειακής αποδοτικότητας για την Ελλάδα, ανέρχεται, σήμερα, στο 66,1%, ενώ ο αντίστοιχος Ευρωπαϊκός μέσος όρος βρίσκεται στο 71,3%, κατατάσσοντας την Ελλάδα τέσσερις θέσεις από το τέλος, όσον αφορά στην ορθή

αξιοποίηση της συνολικής ενέργειας που διατίθεται στη χώρα σε σχέση με εκείνη που καταναλώνεται στην τελική χρήση.

2.2 Η άποψη της Ευρωπαϊκής Υπηρεσίας Περιβάλλοντος για την Ελλάδα

Η Ευρωπαϊκή Υπηρεσία Περιβάλλοντος (European Enviromental Agency, ΕΕΑ), είναι το επίσημο όργανο της ΕΕ που στοχεύει στην παροχή ορθών και ανεξάρτητων πληροφοριών για το περιβάλλον. Το γενικό πλαίσιο λειτουργίας της ΕΕΑ, προσανατολίζει τις δραστηριότητές της στην υποστήριξη της προσπάθειας για την βιώσιμη ανάπτυξη και την επίτευξη σημαντικών και μετρήσιμων βελτιώσεων διαμέσου της παροχής έγκαιρων, έγκυρων, ουσιαστικών και στοχευμένων περιβαλλοντικών πληροφοριών στα επίπεδα διαμόρφωσης πολιτικής και λήψης αποφάσεων, αλλά και σε όλο το κοινό. Σε κάποιες από τις απόψεις της στην έκθεση της «The European Environment- State and Outlook 2005» συνοπτικά αναφέρει :

1. Συνολικά, στην Ελλάδα, έχει σημειωθεί πρόοδος ως προς την ενσωμάτωση της περιβαλλοντικής μέριμνας στις τομεακές και οικονομικές πολιτικές, ώστε να περιορίζονται οι περιβαλλοντικές πιέσεις. Τα σημαντικότερα περιβαλλοντικά ζητήματα της χώρας είναι η χρήση της γης, η διαχείριση των απορριμμάτων και η διαχείριση των υδατικών πόρων. Το φυσικό περιβάλλον, το οποίο δεν έχει δεχθεί σοβαρή υποβάθμιση, φιλοξενεί πλούσια βιοποικιλότητα και μεγάλη ποικιλία οικοτόπων. Τα ύδατα κολύμβησης και οι παράκτιες ζώνες χαρακτηρίζονται ως υψηλής ποιότητας και η ποιότητα του αέρα ως σχετικά καλή.

2. Οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου αυξάνονται διαρκώς κατά την τελευταία δεκαετία· τα σημαντικότερα εξ' αυτών είναι το CO₂ και το CH₄. Η παραγωγή και κατανάλωση ενέργειας είναι οι σημαντικότερες πηγές τέτοιων αερίων, μαζί με τη διάθεση των απορριμμάτων και τη γεωργία. Πρόσφατες προεκβολές δείχνουν ότι εάν εφαρμοστεί σταθερά το σχέδιο περιορισμού των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, η Ελλάδα πιθανότατα θα εκπληρώσει το στόχο που έχει θέσει. Η επερχόμενη αξιολόγηση της αποτελεσματικότητας του σχεδίου, θα δείξει ποιοι μηχανισμοί του Πρωτοκόλλου του Κιότο είναι απαραίτητα να υιοθετηθούν.

3. Η ζήτηση πρωτογενούς ενέργειας κατ' άτομο στην Ελλάδα είναι χαμηλότερη από το μέσο όρο της ΕΕ, στοιχείο που αποτυπώνει την εντοπισμένη σε λίγα σημεία

ενεργειακή παραγωγή και τη διανομή της μέσω δικτύων μεγάλου μήκους. Αυτή η υψηλή ενεργειακή ένταση δημιουργεί ευκαιρίες για ορθολογικότερη χρήση των φυσικών πόρων και χρήση ενεργειακά αποτελεσματικότερων τεχνολογιών. Μέχρι στιγμής, ο ενεργειακός τομέας στην Ελλάδα εξαρτάται σθεναρά από τα ορυκτά καύσιμα, συμμετέχοντας με μεγάλο ποσοστό στις εκπομπές ατμοσφαιρικών ρύπων. Ειδικότερα, στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, η στροφή στην εκμετάλλευση των εγχώριων λιγνιτικών κοιτασμάτων, ως απάντηση στην ενεργειακή κρίση της δεκαετίας του '70, χρειάζεται επανεξέταση, υπό το φως της ολοκλήρωσης των δικτύων, της απελευθέρωσης της αγοράς και της περιβαλλοντικής μέριμνας. Η συνολική εν λειτουργία δυναμικότητα των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής με φυσικό αέριο θα έχει αυξηθεί κατά 52% έως το 2010 ενώ αυτή των υδροηλεκτρικών σταθμών κατά 18%. Η δυναμικότητα της ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αναμένεται τουλάχιστον να διπλασιαστεί στο ίδιο διάστημα, με σύγχρονη μείωση της παραγωγής των λιγνιτικών σταθμών κατά 3%.

4. Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ) συνέβαλαν στη συνολική ηλεκτροπαραγωγή κατά 4,7% το 2002 και κατά 5% το 2003. Για τα έτη αυτά, τα δύο τρίτα της παραγωγής προήλθαν από βιομάζα και φωτοβολταϊκά συστήματα και το υπόλοιπο ένα τρίτο από αιολικά πάρκα και μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς. Πιο πρόσφατα, η συμμετοχή των ΑΠΕ ήταν 5,4% το 2004, 6,1% το 2005 και κατ' εκτίμηση 7,1% το 2006. Θα πρέπει να σημειωθεί ότι η παραγωγή στα μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα επηρεάζεται έντονα από τις κλιματικές συνθήκες και τη διαθεσιμότητα ύδατος στους ταμιευτήρες. Το μερίδιο των ΑΠΕ στην κατανάλωση ήταν 6% το 2002, λιγότερο από το ήμισυ του μέσου όρου της ΕΕ-15 που ήταν 13,5%. Το 2003 το μερίδιο αυτό ανήλθε στο 9,6%, περίπου στο ήμισυ του στόχου 20,1% που έχει θέσει η χώρα για το 2010.

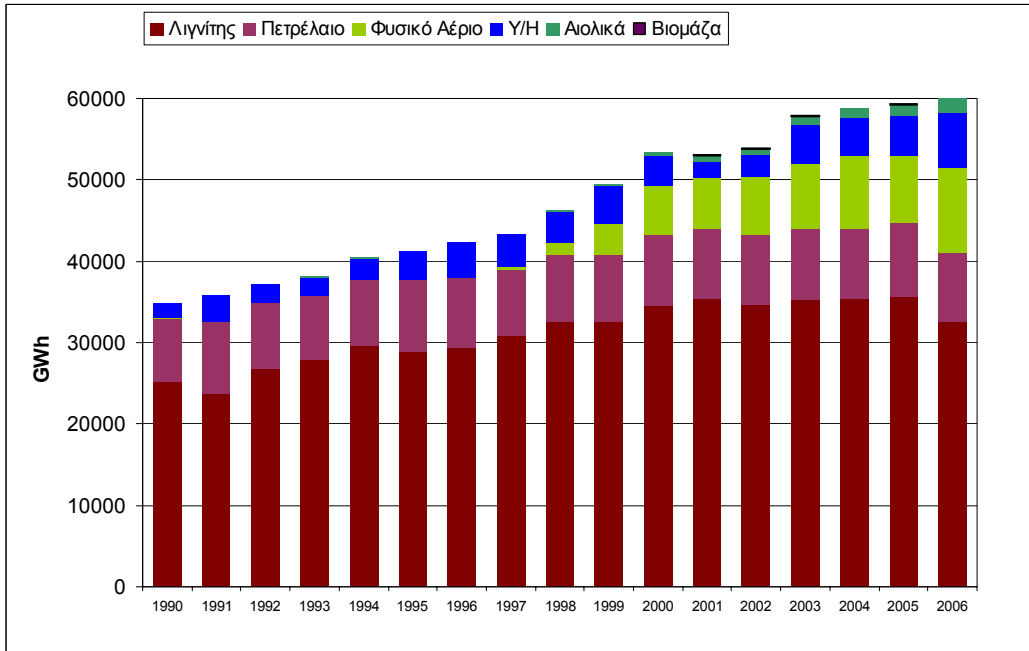
5. Οι εκπομπές ατμοσφαιρικών ρύπων αυξήθηκαν με ρυθμούς παρόμοιους με το ακαθάριστο εγχώριο προϊόν (ΑΕΠ), με εξαίρεση τα NO_x και το SO₂. Η αναμόρφωση και διαφοροποίηση του τομέα ενέργειας προσφέρει· εξορθολογισμένη χρήση και περιορισμό των απωλειών στις κατασκευές, μέτρα στον τομέα μεταφορών, μέτρα στο βιομηχανικό τομέα και μέτρα στο επίπεδο των θεσμών και των οργανισμών.

6. Ως προς τις εκπομπές προδρομών του όζοντος, παρά τη μερική αποσύνδεση της εκπομπής ατμοσφαιρικών ρύπων από την οικονομική ανάπτυξη που σημειώθηκε τα

τελευταία έτη, αξιοσημείωτες προσπάθειες βρίσκονται σε εξέλιξη για τη διασφάλιση μόνιμης καθοδικής πορείας και επίτευξης των στόχων που τίθενται στο πλαίσιο της ΕΕ, ειδικά για τα NOx και τις μη-μεθανιούχες πτητικές οργανικές ενώσεις. Μεταξύ του 1990 και του 2002, οι εκπομπές αυξήθηκαν, κυμαινόμενες πάνω από το επίπεδο που είναι αναγκαίο για την επίτευξη των στόχων για το 2010 της Οδηγίας 2001/81/ΕΕ. Τα μέτρα που απαιτούνται για την εφαρμογή της Οδηγίας οφείλουν να εστιάσουν στον τομέα ενέργειας, ο οποίος ευθύνεται για το μεγαλύτερο τμήμα της υποβάθμισης της ατμοσφαιρικής ποιότητας.

2.3 Ο Ηλεκτρισμός στην Ελλάδα

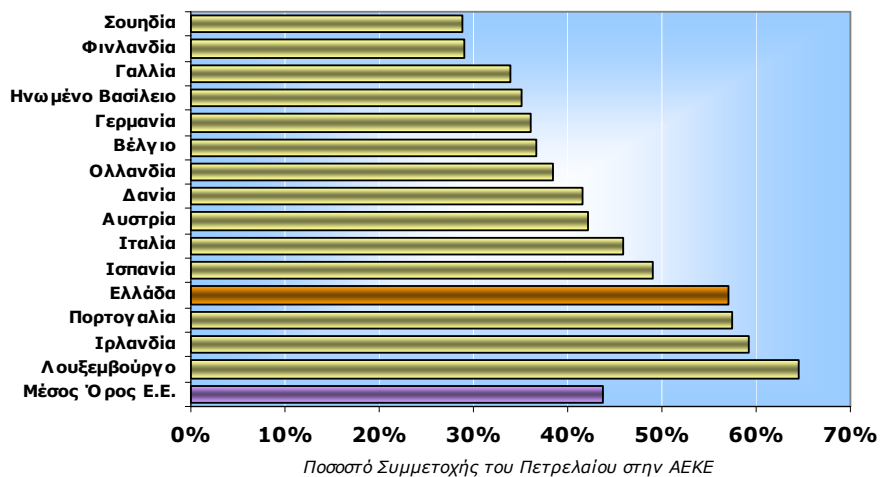
Από το 1950 η Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού, είχε το μονοπώλιο στην παραγωγή, μεταφορά και διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας. Το ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα αναπτύχθηκε κυρίως μετά το 1960, με στόχο την εκμετάλλευση των εγχώριων πηγών ενέργειας. Έτσι η ζήτηση στο διασυνδεδεμένο σύστημα της ηπειρωτικής χώρας καλύφθηκε από λιγνιτικούς σταθμούς και υδροηλεκτρικά έργα, ενώ στα μη διασυνδεδεμένα νησιά από αυτόνομες πετρελαϊκές μονάδες και πρόσφατα από αιολικά πάρκα. Όπως φαίνεται στο Σχήμα 1.2 το μεγαλύτερο ποσοστό της ηλεκτρικής ενέργειας παράγεται από το λιγνίτη, ενώ το φυσικό αέριο πρωτοεμφανίστηκε στην ηλεκτροπαραγωγή το 1998. Η συνολική αποδιδόμενη ισχύς του ηλεκτρικού συστήματος ήταν 13,3 GW το 2006, 36% της οποίας αντιστοιχεί σε λιγνιτικούς σταθμούς (οι οποίοι ικανοποιούν κυρίως φορτία βάσης) και κατά συνέπεια το μεγαλύτερο ποσοστό ηλεκτροπαραγωγής προέρχεται από αυτούς.



Πίνακας 1.1 : Ανάλυση Εγκατεστημένης Ισχύος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας 2006 (MW).

Η συστηματική εκμετάλλευση των κοιτασμάτων λιγνίτη στη Βόρεια Ελλάδα και στην Πελοπόννησο ήταν η κύρια προτεραιότητα της ενεργειακής πολιτικής μετά τις κρίσεις του πετρελαίου. Στην Βόρεια Ελλάδα υπάρχουν 17 μονάδες με εγκατεστημένη ισχύ 4.052 net MW ενώ στην Πελοπόννησο υπάρχουν 4 μονάδες με εγκατεστημένη ισχύ 756 net MW.

Σχήμα 1.1: Εξάρτηση Χωρών της Ε.Ε. «15» από το Πετρέλαιο (2004).



Πηγή: Eurostat

Σχήμα 1.2.: Ηλεκτροπαραγωγή ανά καύσιμο.

Καύσιμο	Σύνολο (net MW) Αποδιδόμενη Ισχύος	Σύνολο (MW) Εγκατεστημένης Ισχύος	ΔΣ	Κρήτη	Ρόδος	ΜΔΣ
Αιολικά	745	745	537	130	15	63
Βιομάζα	24	24	23.8	0,4	-	-
Υδροηλεκτρικά	3124,5	3125	3124	0,6	-	-
Φυσικό Αέριο	2449	2523	2523	-	-	-
Πετρέλαιο	2181	2345	750	730	234	632
Λιγνίτης	4808	5288	5288	-	-	-
Σύνολο	13.331,6	14.051	11.568	861	249	695

Πίνακας 1.1 : Ανάλυση Εγκατεστημένης Ισχύος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας 2006 (MW).

Πηγή ΔΕΗ-ΔΕΣΜΗΕ

Οι λιγνιτικοί σταθμοί αποτελούν το 37% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος, οι πετρελαϊκοί σταθμοί το 17%, οι σταθμοί φυσικού αερίου το 18%, οι υδροηλεκτρικοί το 22% και τα αιολικά πάρκα το 5%.

Για το έτος 2006 η μικτή παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ήταν 60 TWh, από τις οποίες το 60% ήταν από λιγνίτη, το 16% από πετρελαϊκά προϊόντα, το 18.7% από φυσικό αέριο, το 14% από υδροηλεκτρικά και το 2.1% από αιολικά. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας έχει αυξηθεί κατά 71% από το 1990, όταν ήταν 35 TWh παρουσιάζοντας ένα μέσο ετήσιο ρυθμό αύξησης 3.5% περίπου. Η μεγαλύτερη αύξηση έγινε στη χρήση του λιγνίτη από τον οποίο η παραγωγή ήταν 25 TWh το 1990 και 32 TWh το 2006. Η πιο σημαντική μεταβολή ήταν η διείσδυση του φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή που για το 2006 ανήλθε στις 11 TWh. Το υπόλοιπο της ηλεκτροπαραγωγής προέρχεται από την χρήση πετρελαιοειδών, από τα υδροηλεκτρικά, την πρόσφατη ανάπτυξη αιολικών πάρκων, ενώ πρόσφατα υπάρχει και ένα αυξημένο ποσοστό εισαγωγών.

Πίνακας 1.2 : Ανάλυση Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας 2006 (GWh)

Καύσιμο	Σύνολο Μικτής Παραγωγής(GWh)	Σύνολο Καθαρής Παραγωγής(GWh)	ΔΣ	Κρήτη	Ρόδος	ΑΣΠ
Αιολικά	1691	1688	1193	335	24,3	139
Βιομάζα	92	92	92	0,48	-	-
Υδροηλεκτρικά	6774	6745	6774	0,2	-	-
Φυσικό Αέριο	10452,8	10124,3	10452,8	-	-	-
Πετρέλαιο	8572	8042	3500	2569	706	1797
Λιγνίτης	32501	29165	32501	-	-	-
Σύνολο	60082,8	55856,3	54512,8	2904,7	730,3	1936

Πηγή ΔΕΗ-ΔΕΣΜΗΕ

Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα αυξήθηκε με γρήγορους ρυθμούς από το 1990. Η κύρια αύξηση προέρχεται από τον οικιακό και τον τριτογενή τομέα. Ειδικά ο οικιακός τομέας ήταν το 2006 ο μεγαλύτερος καταναλωτής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα με 17.7 TWh ετήσια κατανάλωση. Πρόκειται για ποσοστιαία αύξηση της τάξης του 94% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990, όταν η κατανάλωση του οικιακού τομέα ήταν 9.1 TWh.

Ενώ η βιομηχανία ήταν ο μεγαλύτερος καταναλωτής το 1990 με κατανάλωση 12.1 TWh, το 2006 έπεσε στην 3η θέση με κατανάλωση 15 TWh και ποσοστό αύξησης 24% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990. Ο τριτογενής τομέας έχει πλέον μεγαλύτερη κατανάλωση από τον βιομηχανικό τομέα. Σημείωσε κατανάλωση της τάξης των 17.5 TWh το 2006, σε σύγκριση με 5.6 TWh το 1990 παρουσιάζοντας μέσο ρυθμό αύξησης 7.7% το χρόνο και 215% συνολική αύξηση. (ΥΠΙΑΝ 2007, Πρώτη Έκθεση για τον Μακροχρόνιο Ενεργειακό Σχεδιασμό της Ελλάδας 2008-2020)

Πίνακας 1.3 : Εξέλιξη κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα 1990-2006 (TWh).

Τομέας	1995	%	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	%
Σύνολο	34,1		43,2	44,5	46,6	48,6	49,7	50,8	53	
Βιομηχανία	12,1	35,5	13,5	13,8	14,1	14,2	14	14,4	15,1	28,5
Εμπορ. και Δημόσια Κτίρια	8,4	24,6	12,3	13,2	14	15	15,9	16,5	17,5	33,0
Οικιακός	11,5	33,7	14,2	14,5	15,8	16,4	16,9	16,9	17,7	33,4
Αγροτικός	2	5,9	2,9	2,8	2,5	2,8	2,8	2,9	2,6	4,9
Μεταφορές	0,1	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2

Πηγή ΔΕΗ-ΔΕΣΜΗΕ

2.3.1 Το Σύστημα Παραγωγής, Μεταφοράς και Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας

Το Ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα χωρίζεται στο διασυνδεδεμένο σύστημα της ηπειρωτικής χώρας και το νησιωτικό σύστημα της Κρήτης, της Ρόδου και των Αυτόνομων Σταθμών Παραγωγής (ΑΣΠ) των νήσων.

Το διασυνδεδεμένο σύστημα είναι καλά ανεπτυγμένο και έχει διασυνδέσεις με όλες τις γειτονικές χώρες (Πίνακας 1.4). Παρόλα αυτά το διασυνδεδεμένο σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας δεν είναι επαρκώς κατανεμημένο και το 68% της ηλεκτροπαραγωγής γίνεται στην Βόρεια Ελλάδα, τη στιγμή που το 33% της κατανάλωσης είναι στην περιοχή της Αττικής.

Πίνακας 1.4 : Ικανότητα Μεταφοράς Ισχύος Διασυνδέσεων του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς

Διασύνδεση	Ικανότητα Μεταφοράς (MW)
Ελλάδα – FYROM	600-800
Ελλάδα – Αλβανία	
Ελλάδα – Βουλγαρία	
Ελλάδα – Ιταλία	500

Το νησιωτικό σύστημα αφορά σε ένα μεγάλο αριθμό νησιών κυρίως στην περιοχή του Αιγαίου Πελάγους. Περιλαμβάνει αυτόνομα συστήματα βασισμένα σε πετρελαϊκές μονάδες με κύρια καύσιμα Μαζούτ 3500 και Ντίζελ. Οι χρησιμοποιούμενες τεχνολογίες είναι κυρίως αεριοστρόβιλοι, ΜΕΚ και ατμοστρόβιλοι ενώ υπάρχουν και μερικές μονάδες συνδυασμένου κύκλου.

Ο ετήσιος ρυθμός αύξησης της ζήτησης σε Κρήτη, Ρόδο είναι μεγαλύτερος από αυτόν του διασυνδεδεμένου. Επίσης ο συντελεστής φορτίου είναι μικρότερος για τα συστήματα της Κρήτης (περίπου 54%) και της Ρόδου (περίπου 47%) από αυτόν του διασυνδεδεμένου (περίπου 62%). Αυτό σημαίνει ότι τα συστήματα αυτά παρουσιάζουν εντονότερο πρόβλημα αιχμής, που κυρίως οφείλεται στην πολύ αυξημένη ζήτηση τους καλοκαιρινούς μήνες λόγω τουρισμού.

Αποτέλεσμα των παραπάνω είναι ότι η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται στα νησιά στοιχίζει πολύ περισσότερο από αυτήν στο διασυνδεδεμένο, το κόστος όμως δεν περνά στους καταναλωτές λόγω της ενιαίας τιμής.

Η ενεργειακή πολιτική για τα νησιά είναι να γίνει προσπάθεια να διασυνδεθούν όποτε αυτό είναι δυνατόν. Το υψηλό ποσοστό πετρελαϊκών σταθμών στην Ελλάδα οφείλεται στο μη-συνδεδεμένο σύστημα των νήσων.

Τα επόμενα χρόνια προβλέπεται η ένταξη νέων μονάδων στο Σύστημα με σκοπό την κάλυψη των αναγκών της χώρας κατά το δυνατόν από εγχώρια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Μέχρι σήμερα έχουν χορηγηθεί άδειες παραγωγής (εκτός των ΑΠΕ) συνολικής ισχύος 7.290 MW. Στον Πίνακα 1.5 παρουσιάζονται οι άδειες παραγωγής που έχει εκχωρήσει το ΥΠΑΝ για θερμικούς σταθμούς και για μονάδες ΣΗΘ αυτοπαραγωγών.

Πίνακας 1.5 : Άδειες παραγωγής θερμικών σταθμών ανά τεχνολογία και μονάδων ΣΗΘ αυτ/γών που έχουν εκχωρηθεί μέχρι σήμερα (Πηγή ΡΑΕ)

ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ	Ισχύς (MW)
ΣΥΝΔΥΑΣΜΕΝΟΣ ΚΥΚΛΟΣ ΦΑ	6,214
ΑΕΡΙΟΣΤΡΟΒΙΛΟΙ ΑΝΟΙΧΤΟΥ ΚΥΚΛΟΥ	276
ΣΗΘ ΑΥΤΟΠΑΡΑΓΩΓΩΝ	516
ΜΙΚΡΕΣ ΘΗ	283.5
ΣΥΝΟΛΟ ΘΕΡΜΙΚΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ Α/Π	7,289.5

2.3.2 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

Η συνεισφορά των ΑΠΕ στο εθνικό ενεργειακό ισοζύγιο ήταν της τάξης του 5,5% το 2006, σε επίπεδο συνολικής διάθεσης πρωτογενούς ενέργειας στη χώρα και της τάξης του 16%, σε επίπεδο εγχώριας παραγωγής πρωτογενούς ενέργειας. Η παραγωγή πρωτογενούς ενέργειας από ΑΠΕ το 2006 ήταν 1,6 Mtoe, ενώ στις αρχές της δεκαετίας του 90 ήταν 1,2 Mtoe. Εξ αυτών 700 ktoe οφείλονται στη χρήση βιομάζας στα νοικοκυριά, 239 ktoe περίπου στην χρήση βιομάζας στη βιομηχανία για ίδιες ανάγκες (συνολικό ποσοστό της βιομάζας 57%), 536 ktoe (28%) από την παραγωγή των υδροηλεκτρικών σταθμών, 149 ktoe (6%) από την παραγωγή των αιολικών, 112 ktoe

(7%) από την παραγωγή των θερμικών ηλιακών συστημάτων και 36 ktoe (2%) από το βιοαέριο, κυρίως για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Η συνεισφορά των ΑΠΕ στην ακαθάριστη εγχώρια κατανάλωση ενέργειας είναι σταθερή και κυμαίνεται σε ποσοστό της τάξεως του 5-5,5%. Ο λόγος είναι ότι η παραγωγή πρωτογενούς ενέργειας από ΑΠΕ οφείλεται κατά 70% στη βιομάζα που καταναλώνεται στον οικιακό τομέα και στα μεγάλα υδροηλεκτρικά που παραμένουν σε σταθερά ποσοστά και που δεν επηρεάζονται από τα χρηματοδοτικά εργαλεία πολιτικής. Η συνολική συνεισφορά των ΑΠΕ, αν αφαιρέσει κανείς τη βιομάζα στον οικιακό τομέα και τα μεγάλα υδροηλεκτρικά, παρουσιάζει μια σταθερά ανοδική πορεία λόγω των μέτρων οικονομικής υποστήριξης.

2.3.2.1 Ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ

Η ηλεκτροπαραγωγή από συμβατικές ΑΠΕ στην Ελλάδα (μη συμπεριλαμβανομένων των μεγάλων υδροηλεκτρικών) παρουσιάζει σημαντική αύξηση τα τελευταία χρόνια και αντιστοιχεί στο 3% της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Αφορά κυρίως σε αιολικά και μικρά υδροηλεκτρικά, σε μικρό βαθμό τη βιομάζα ενώ ήδη γίνεται πολύ αισθητή και η συνεισφορά των φωτοβολταϊκών.

Λαμβάνοντας υπόψη τα μεγάλα υδροηλεκτρικά (εξαιρώντας την παραγωγή από άντληση), η ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ είναι στα επίπεδα του 10% της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας.

Η εγκατεστημένη ισχύς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ (εξαιρουμένων των υδροηλεκτρικών σταθμών άνω των 10MW) ήταν 878 MW στο τέλος του 2006 και όπως φαίνεται στον Πίνακα 1.6, η συνέπεια των μέτρων οικονομικής υποστήριξης κυρίως των επιχειρησιακών προγραμμάτων «Ενέργεια» & «Ανταγωνιστικότητα» του 2ου και 3ου ΚΠΣ και του Αναπτυξιακού Νόμου είναι η σταθερά αυξανόμενη εξέλιξη που είχαν τα αιολικά, τα μικρά υδροηλεκτρικά και η βιομάζα.

Ειδικότερα, από τα 270 MW συνολικής ισχύος των αιολικών πάρκων με άδεια λειτουργίας το 2001, στο τέλος του 2006, λειτουργούσαν αιολικά πάρκα συνολικής ισχύος 745MW .

Πίνακας 1.6 : Ισχύς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ 2001 – 2006 (MW)

Τεχνολογία ΑΠΕ	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Υδροηλεκτρικά (<10MW)	60	62	69	79	89	108
Αιολικά	270	287	371	472	491	745
Φωτοβολταϊκά	-	-	-	0,7	0,8	0,8
Βιομάζα	22	22	22	22	25	24
Σύνολο	352	371	462	573,7	605,8	877,8

Πηγή: ΚΑΠΕ - ΡΑΕ

Τα μικρά υδροηλεκτρικά έφθασαν τα 108 MW στο τέλος του 2006 από τα 43 MW της ΔΕΗ το 1997. Τέλος οι εγκαταστάσεις ηλεκτροπαραγωγής από βιοαέριο ΧΥΤΑ και συμπαραγωγής από βιοαέριο λυμάτων (στα Λιόσια και την Ψυτάλλεια) έχουν ηλεκτρική ισχύ 14 και 10 MW αντίστοιχα.

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ το 2006 έφθασε τις 8,5 TWh περίπου και προήλθε κατά 79% από υδροηλεκτρικούς σταθμούς (6774 GWh), συμπεριλαμβανομένων των μεγάλων υδροηλεκτρικών, κατά 20% από αιολικά πάρκα (1692 GWh), 92 GWh (1.1%) παρήχθησαν από βιοαέριο, ενώ υπήρχε και μία πολύ μικρή παραγωγή από φωτοβολταϊκούς σταθμούς. Η ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας την ίδια χρονιά ήταν 64,3 TWh. Για το 2006 η συνολική πρωτογενής παραγωγή θερμότητας ήταν της τάξεως των 46.000 TJ, προερχόμενη κυρίως από την βιομάζα και σε μικρότερο ποσοστό από την ηλιακή ενέργεια και το βιοαέριο αντίστοιχα.

Η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, στην περίοδο 2004-2006, παρουσιάζει μια αύξηση της τάξης του 30%. Ωστόσο, τα στατιστικά στοιχεία των τελευταίων ετών παρουσιάζουν διακύμανση του ποσοστού συμμετοχής των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή (6-12%), η οποία οφείλεται, κυρίως, στη μεταβλητότητα της λειτουργίας των μεγάλων υδροηλεκτρικών σταθμών που εξαρτάται, από το επίπεδο των υδατικών αποθεμάτων, ενώ οι συμβατικές ΑΠΕ έχουν μία σταθερά αυξανόμενη συμμετοχή που έφθασε το 3,3% το 2006.

Σημειώνεται ότι το 12,4% του 2006, δεν είναι απόλυτα αντιπροσωπευτικό για τους εξής λόγους :

Τα μεγάλα υδροηλεκτρικά στην Ελλάδα είναι σχεδόν αποκλειστικά τύπου φράγματος, χρησιμοποιούνται κυρίως για φορτία αιχμής και η παραγωγή τους εξαρτάται από τη διαθεσιμότητα υδάτων στα φράγματα.

Το ποσοστό 12,4% αντιστοιχεί σε αυξημένη χρήση των μεγάλων υδροηλεκτρικών δεδομένου ότι το 2006 ήταν χρονιά καλής υδραυλικότητας.

2.4 Ειδικοί στόχοι για τις αιολικές εγκαταστάσεις

Στα πλαίσια των εθνικών πολιτικών, αναμένεται ότι η παραγόμενη από αιολικές εγκαταστάσεις ενέργεια θα καλύψει περισσότερο από το 50% περίπου της παραγόμενης από ΑΠΕ ενέργειας, με πιθανότητες να κινηθεί προς το 87%. Ως εκ τούτου προβλέπεται ιδιαίτερα σημαντική αύξηση της εγκατάστασης αιολικών σταθμών που θέτει άμεσα και επιτακτικά την ανάγκη ορθολογικού προγραμματισμού και σχεδιασμού του τόπου και του τρόπου εγκατάστασής τους.

Στο πλαίσιο του σχεδιασμού αυτού, η ύπαρξη εκμεταλλεύσιμου αιολικού δυναμικού, λαμβάνεται υπόψη ως κριτήριο χωροθέτησης ιδιαίτερης βαρύτητας, που περιορίζει τις χωροθετικές επιλογές της δραστηριότητας, χωρίς αυτό να σημαίνει υποτίμηση, άλλων παραμέτρων που συνδέονται με την αρμονική ένταξη της δραστηριότητας στο περιβάλλον, όπως ιδίως η προστασία του φυσικού και πολιτιστικού περιβάλλοντος, η συμβατότητα με άλλες χρήσεις κ.ά.

Στο πλαίσιο αυτό, ο χωροταξικός σχεδιασμός των αιολικών εγκαταστάσεων επιδιώκει τρεις αλληλένδετους στόχους:

1. Στον εντοπισμό, με βάση τα διαθέσιμα σε εθνικό επίπεδο στοιχεία αιολικού δυναμικού, κατάλληλων περιοχών που θα επιτρέπουν, ανάλογα με τις χωροταξικές και περιβαλλοντικές ιδιαιτερότητές τους:

α. τη μεγαλύτερη δυνατή χωρική συγκέντρωση των αιολικών εγκαταστάσεων.

β. την επίτευξη οικονομικών κλίμακας στα απαιτούμενα δίκτυα.

2. Στην καθιέρωση κανόνων-κριτηρίων χωροθέτησης που θα επιτρέπουν αφενός την δημιουργία βιώσιμων εγκαταστάσεων αιολικής ενέργειας και αφετέρου την αρμονική ένταξή τους στο φυσικό και ανθρωπογενές περιβάλλον και στο τοπίο.

3. Τη δημιουργία ενός αποτελεσματικού μηχανισμού χωροθέτησης των αιολικών εγκαταστάσεων, ώστε να επιτευχθεί η μέγιστη δυνατή ανταπόκριση στους στόχους των

εθνικών και ευρωπαϊκών πολιτικών. (Enviroplan A.E. Στρατηγική Μελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων 2007, Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας)

2.5 Η Εξέλιξη του Θεσμικού Πλαισίου των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην Ελλάδα

Απαρχή της εισόδου των ΑΠΕ στη χώρα αποτέλεσε ο ν.1559/1985 "Ρύθμιση θεμάτων εναλλακτικών μορφών ενέργειας και ειδικών θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από συμβατικά καύσιμα και άλλες διατάξεις" (ΦΕΚ Α 135) με τον οποίο δίνεται η δυνατότητα σε ιδιώτες αυτοπαραγωγούς, ΔΕΗ και ΟΤΑ παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και στα πλαίσια του οποίου η ΔΕΗ πρωτοπορούσα εγκατέστησε 24 MW ενώ οι Οργανισμοί Τοπικής Αυτοδιοίκησης περιορίστηκαν στο ελάχιστο επίπεδο των 3 MW μέχρι το 1995 και ο ιδιωτικός τομέας παρέμεινε εκτός σκηνής. Παρά το μικρό αποτέλεσμα, η προσπάθεια έδειξε τις δυνατότητες και αδυναμίες του τομέα και ειδικότερα οι αρχικές αστοχίες προετοίμασαν το δρόμο για μεταγενέστερες ωριμότερες βελτιώσεις.

Ο ν.2244/1994 «Ρύθμιση θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και από συμβατικά καύσιμα και άλλες διατάξεις» (ΦΕΚ Α 168) στα ίχνη του τότε ισχύοντος γερμανικού Νόμου (Stromeinspeisungsgesetz) αποτέλεσε την απαρχή για την ουσιαστική ανάπτυξη των ΑΠΕ. Ρυθμίζονται θέματα ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ και συμβατικά καύσιμα (αδειοδοτική διαδικασία) και δίνεται η δυνατότητα σε ιδιώτες να παράγουν Ηλεκτρική Ενέργεια από ΑΠΕ ως ανεξάρτητοι παραγωγοί. Ο νόμος καθόρισε για το διασυνδεδεμένο σύστημα της χώρας σταθερές τιμές πώλησης ανανεώσιμης ενέργειας σε επίπεδα ίσο με το 90% του γενικού τιμολογίου στη μέση τάση και υποχρέωση της ΔΕΗ για αγορά του. Για τη χρέωση του σκέλους ισχύος προβλέφθηκε κλιμακωτή αποζημίωση ανάλογα με το είδος του σταθμού ανανεώσιμης ηλεκτροπαραγωγής με την έννοια της χρονικής διαθεσιμότητας του στο ονομαστικό μέγεθος. Σε απολογιστική βάση φαίνεται ότι το σκέλος ισχύος προσαυξάνει την τιμή ενέργειας κατά μικρό ποσοστό τάξης 6,5% με συνέπεια σήμερα η τιμή αυτή να αντιστοιχεί σε 0,07287 ευρώ/ κίλοβατώρα. Στα νησιά που δεν ανήκουν στο διασυνδεδεμένο σύστημα η τιμολόγηση βασίζεται στο 90% του τιμολογίου γενικής

χρήσης (χαμηλή τάση) και αντιστοιχεί σε 0,08458 ευρώ/ κιλοβατώρα ενώ δεν προβλέπεται αποζημίωση του σκέλους ισχύος.

Ο ν.2773/1999 για την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας διατήρησε το ευνοϊκό τιμολογιακό καθεστώς των ΑΠΕ δίνοντας έμφαση και στο θέμα της προτεραιότητας πρόσβασης στο δίκτυο, και επιπλέον καθιερώνει την άδεια παραγωγής. Με τις διατάξεις του ν.2773/1999 (ΦΕΚ Α' 286) θεσμοθετήθηκε το πλαίσιο απελευθέρωσης της ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, προκειμένου να επιτευχθεί προσαρμογή του ελληνικού δικαίου προς τους κανόνες που θεσπίστηκαν με την Οδηγία 96/92/ΕΚ,. Με την εμπειρία που συλλέχθηκε κατά τα πρώτα χρόνια της προσπάθειας απελευθέρωσης της αγοράς, ο ν.2773/1999 τροποποιήθηκε μερικώς με διατάξεις του ν.2837/2000, του ν.2491/2001 και του ν.3175/2003, προκειμένου να προσαρμοσθεί στα νέα δεδομένα της ενεργειακής αγοράς και να διασφαλισθεί αποτελεσματικότερα η επάρκεια ισχύος ηλεκτρικής ενέργειας στην ελληνική αγορά.

Επίσης επέβαλε τέλος 2% επί των πωλήσεων ανανεώσιμης ενέργειας υπέρ των οικείων οργανισμών τοπικής αυτοδιοίκησης. Παράλληλα οι τιμές θεωρήθηκαν "οροφής" και παρασχέθηκε ευχέρεια στον Υπουργό Ανάπτυξης να ζητά παροχή εκπτώσεων έπ' αυτών χωρίς μέχρι σήμερα να έχει γίνει προσφυγή σ' αυτή τη δυνατότητα. Η διάταξη αυτή τελεί υπό κατάργηση.

Το αυξανόμενο επενδυτικό ενδιαφέρον για εγκαταστάσεις ανανεώσιμης ηλεκτροπαραγωγής σε ορισμένες περιοχές της χώρας όπως η Νότια Εύβοια και η Λακωνία που εμφανίζουν ιδιαίτερα ευνοϊκό αιολικό δυναμικό προκάλεσε έντονες αντιδράσεις των τοπικών κοινωνιών. Αφετέρου η τότε έλλειψη ρητών νομοθετικών διατάξεων που να προνοούν για την εγκατάσταση ΑΠΕ σε δάση και δασικές εκτάσεις έθεσε σε δοκιμασία το καθεστώς αδειοδότησης σύμφωνα με σχετικές αποφάσεις του Συμβουλίου της Επικρατείας που ουσιαστικά ζήτησε την θέσπιση αυστηρότερων κανόνων για το ζήτημα αυτό.

Ο ν.2941/2001 «Απλοποίηση διαδικασιών ίδρυσης εταιρειών, αδειοδότηση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, ρύθμιση θεμάτων της Α.Ε. 'ΕΛΛΗΝΙΚΑ ΝΑΥΠΗΓΕΙΑ' και άλλες διατάξεις» (ΦΕΚ Α' 201) αντιμετώπισε αποτελεσματικά το θέμα εγκατάστασης ΑΠΕ σε δάση και δασικές εκτάσεις με διατάξεις που έγιναν αποδεκτές και κρίθηκαν συνταγματικές από το Συμβούλιο της Επικρατείας. Επίσης

κάλυψε σημαντικά κενά του νομοθετικού ιστού και αντιμετώπισε πολλά στοιχεία παθογένειας του αδειοδοτικού καθεστώτος⁴.

Με το ν.3017/2002 «Κύρωση του Πρωτοκόλλου του Κιότο στη Σύμβαση-πλαίσιο των Ηνωμένων Εθνών για την αλλαγή του κλίματος» (ΦΕΚ Α 117) η Ελληνική Βουλή επισημοποίησε τη δέσμευση της χώρας για δράσεις αντιστρατευόμενες την τάση επιδείνωσης του φαινομένου του θερμοκηπίου.

Ο ν.3175/2003⁵ καθιέρωσε για πρώτη φορά συνεκτικό σύνολο κανόνων για την ορθολογική χρήση της γεωθερμικής ενέργειας. Το νέο πλαίσιο είναι συμβατό με το κοινοτικό δίκαιο που θεωρεί ότι η γεωθερμία αποτελεί μορφή ανανεώσιμης ενέργειας που συνεισφέρει στη βιώσιμη ανάπτυξη. Ο ν.3175/2003 μετέβαλλε τον από μακρού εδραιωμένο χαρακτήρα της γεωθερμίας ως ορυκτού υπαγόμενου στις μάλλον αυστηρές ρυθμίσεις του Ν.Δ. 210/1973 "Περί Μεταλλευτικού Κώδικος" (ΦΕΚ Α 277). Συνοπτικά, κάθε γεωθερμικό πεδίο θα αντιμετωπίζεται ως ενιαίο κοίτασμα-πηγή ώστε να αποφεύγεται ο κατακερματισμός που προέκυπτε από τις επί μέρους μισθωτικές εκχωρήσεις. Δημιουργήθηκε συγκεκριμένη διαγωνιστική διαδικασία για όλο το φάσμα

⁴ Ορισμένοι από τους κύριους άξονες αυτού του νόμου, πέραν της επίλυσης του θέματος των δασικών εκτάσεων, ήταν οι ακόλουθοι:

- Οι εξαιρέσεις που ισχύουν για μεγάλα έργα υποδομής για την εντός δασών και δασικών εκτάσεων εγκατάσταση μεγάλων έργων υποδομής δημοσίου συμφέροντος επεκτείνονται και στις ΑΠΕ.
- Για την εγκατάσταση ηλιακών σταθμών και αιολικών πάρκων δεν απαιτείται έκδοση άδειας οικοδομής με εξαίρεση τα έργα πολιτικού μηχανικού.
- Έργα σύνδεσης σταθμών ηλεκτροπαραγωγής με χρήση ΑΠΕ με το διασυνδεδεμένο Σύστημα της ηπειρωτικής χώρας και τα δίκτυα αυτόνομων νησιωτικών περιοχών μπορεί να κατασκευάζονται από οποιοδήποτε ενδιαφερόμενο επενδυτή σύμφωνα με προδιαγραφές παρεχόμενες από το Διαχειριστή του Συστήματος και των Δικτύων.
- Τα έργα ανανεώσιμης ηλεκτροπαραγωγής περιλαμβανομένων συνδετικών δικτύων, υποσταθμών και υποδομής εν γένει θεωρούνται έργα δημόσιας ωφέλειας ανεξάρτητα από το φορέα υλοποίησης τους και ως εκ τούτου είναι δυνατή η αναγκαστική απαλλοτρίωση ακινήτων ή η σύσταση εμπραγμάτων δικαιωμάτων.
- Παρέχεται η δυνατότητα έκδοσης κοινής υπουργικής απόφασης με την οποία καθορίζονται ευνοϊκότεροι όροι δομής εκτός σχεδίου πόλεων σε σχέση με τα γενικώς κρατούντα.
- Οι αρμόδιες για την έκδοση αδειών εγκατάστασης και λειτουργίας Διευθύνσεις Σχεδιασμού και Ανάπτυξης των οικείων Περιφερειών δρώσες κατά μια έννοια στην αρχή του one-stop shop συντονίζουν σε κάποιο βαθμό την περιβαλλοντική αδειοδότηση στην οποία εμπλέκεται πληθώρα δημοσίων υπηρεσιών και άλλων φορέων.

⁵ Στην ουσία ο κύριος σκοπός του νόμου ήταν ανάπτυξη και ενίσχυση του ανταγωνισμού στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, η προσέλκυση νέων επενδυτικών πηγών και η διασφάλιση της επάρκειας της ηλεκτρικής ενέργειας για την επίτευξη ανταγωνιστικών τιμών καταναλωτή.

των προϊόντων, υποπροϊόντων και παραπροϊόντων. Το απολήξιμο δυναμικό των δύο πλήρως ερευνημένων γεωθερμικών πεδίων υψηλής ενθαλπίας για ηλεκτροπαραγωγικούς σκοπούς ανέρχεται σε 170 MWe ενώ το πιθανό δυναμικό ολόκληρης της χώρας υπερβαίνει τα 500 MWe.

Πάντως ο κύριος σκοπός του νέου νόμου ήταν η αναθεώρηση του ν.2773/1999 προκειμένου να αντιμετωπιστεί η βραδύτητα που σημειώνεται στη διαδικασία απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρισμού κυρίως εξαιτίας της δεσπόζουσας θέσης της ΔΕΗ Α.Ε. Η αναθεώρηση αυτή ήταν επίσης αναγκαία για να αντικατοπτριστούν τροποποιήσεις που προμηνύονταν τότε από την Οδηγία 2003/54/EK. Στο χώρο των ΑΠΕ ο ν.3175/2003 επανέλαβε τον ορισμό του άρθρου 2 της Οδηγίας 2001/77/EK σχετικά με τις υβριδικές εγκαταστάσεις προκειμένου να αρθεί η υπάρχουσα ασάφεια σχετικά με την πραγματική κατάταξη της ενέργειας που παράγεται από αυτά τα συστήματα. Έτσι απολαμβάνουν το ευνοϊκό τιμολογιακό καθεστώς όπως και οι άλλες μορφές ΑΠΕ αν και στο μη διασυνδεδεμένο σύστημα δεν εξαιρούνται από διαγωνιστική διαδικασία που αποτελεί προϋπόθεση για τη χορήγηση άδειας παραγωγής⁶.

Στο πρότυπο καινοτόμων επεμβάσεων που υλοποιήθηκαν για την επίσπευση των έργων των Ολυμπιακών έργων του 2004, ο Ν. 3175/2003 περιέλαβε περαιτέρω δράσεις μεταξύ των οποίων και η εισαγωγή συντομευμένων και απλουστευμένων διαδικασιών σχετικά με τις απαλλοτριώσεις που είναι αναγκαίες για την ενίσχυση και επέκταση των γραμμών μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας ώστε να εξυπηρετηθεί και η ανάπτυξη των ΑΠΕ⁷.

⁶ Η διάταξη αυτή τελεί υπό κατάργηση.

⁷ Ο νόμος προβλέπει ότι ιδιωτικές δασικές εκτάσεις μπορεί να απαλλοτριωθούν για δημόσια ωφέλεια χωρίς να είναι αναγκαία καμιά μεταβολή του χαρακτηρισμού τους ούτε και τήρηση της διαδικασίας που καθορίζουν οι διατάξεις του άρθρου 14 του Ν. 998/1979 «Περί προστασίας των δασών και των δασικών εν γένει εκτάσεων της χώρας» (ΦΕΚ Α 289). Οι διατάξεις αυτές καθιέρωναν επίπονη διοικητική διαδικασία προσωρινής επίλυσης αμφισβητήσεων που αφορούσαν σε χαρακτηρισμό δασών δεδομένου ότι δεν υφίσταται δασολόγιο. Περαιτέρω ο Ν. 3175/2003 προβλέπει ότι με βάση αποφάσεις του Υπουργού Ανάπτυξης ορισμένα έργα μπορεί να χαρακτηριστούν ως δημοσίας ωφέλειας. Απαλλοτριώσεις αναγκαίες για την υλοποίηση των έργων αυτών κηρύσσονται με ειδική πράξη του υπουργικού συμβουλίου σε περίπτωση κατά την οποία θεωρείται αναγκαία η κατάληψη των απαλλοτριωτέων εκτάσεων πριν από τον προσδιορισμό και την καταβολή της αποζημίωσης. Ο ίδιος ο νόμος ήδη χαρακτηρίζει ως δημοσίου ενδιαφέροντος τα έργα «Ανάπτυξη βρόχου 400 kV στην Ανατολική Μακεδονία και Θράκη», «Σύνδεση Νέα Μάκρη-Πολυπόταμος και Δίκτυο Υψηλής Τάσης Νότιας Εύβοιας» και «Γραμμή Υψηλής Τάσης Σύνδεσης νέας μονάδας Νότιας Ρόδου». Παρά το γεγονός ότι όλα τα έργα αυτά αποβλέπουν στην ενίσχυση της δυναμικότητας μεταφοράς συμβατικά παραγόμενης ενέργειας, η επίπτωση τους στην ανάπτυξη των ΑΠΕ είναι επίσης προφανής.

Η περιβαλλοντική διαδικασία ακολουθεί αναθεωρημένη πορεία μετά την ψήφιση του ν.3010/2002 «Εναρμόνιση του ν.1650/1986 με τις Οδηγίες 97/11/Ε.Ε. και 96/61/Ε.Ε., διαδικασία οριοθέτησης και ρυθμίσεις θεμάτων για τα υδατορέματα και άλλες διατάξεις» (ΦΕΚ Α 91) για την προσαρμογή της εθνικής νομοθεσίας που διέπει την προστασία του περιβάλλοντος στο Κοινοτικό Κεκτημένο. Στο κανονιστικό επίπεδο εκδόθηκε ειδικά για τις ΑΠΕ η κοινή υπουργική απόφαση 1726/2003 "Διαδικασία προκαταρκτικής εκτίμησης και αξιολόγησης, έγκρισης περιβαλλοντικών όρων, καθώς και έγκρισης επέμβασης ή παραχώρησης δάσους ή δασικής έκτασης στα πλαίσια της έκδοσης άδειας εγκατάστασης σταθμών ηλεκτροπαραγωγής, από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας" (ΦΕΚ Β' 552)⁸ που υπογράφηκε από τους υπουργούς Εθνικής Άμυνας, Ανάπτυξης, Περιβάλλοντος -Χωροταξίας-Δημοσίων Έργων, Γεωργίας, Πολιτισμού και Μεταφορών-Επικοινωνιών ώστε να προσαρμοστεί η συνολική αδειοδότηση εγκαταστάσεων ΑΠΕ στο καθεστώς περιβαλλοντικής αποδοχής. Μεταξύ των εισαγομένων ρυθμίσεων περιλαμβάνεται ο περιορισμός των γνωμοδοτούντων φορέων στον απόλυτα αναγκαίο αριθμό, η καθιέρωση συντομευμένων προθεσμιών, άπρακτη παρέλευση των οποίων θα νομιμοποιεί την επισπεύδουσα Υπηρεσία να θεωρεί ως θετικές τις ενδιάμεσες εγκρίσεις και γνωμοδοτήσεις άλλων φορέων και γενικότερα η βελτιστοποίηση της αλληλουχίας των ενδιάμεσων συναινέσεων κατά το πνεύμα του άρθρου 6 της Οδηγίας 77/2001/ΕΚ.

Επίσης και το κανονιστικό πλαίσιο που διέπει την εφαρμογή της νομοθεσίας για τις άδειες εγκατάστασης και λειτουργίας υπέστη σημαντική αναθεώρηση. Ειδικά η υπουργική απόφαση 8295/1995 (ΦΕΚ Β 385) που αποτελούσε το αναγκαίο παρακολούθημα του ν.2244/1994 αντικαταστάθηκε με τη νεότερη απόφαση 2000/2002 (ΦΕΚ Β' 158) που στην ουσία αποτελεί ενημερωμένο αδειοδοτικό κώδικα για τις εν λόγω άδειες σταθμών ΑΠΕ⁹.

Επίσης αξιοσημείωτη είναι η κοινή υπουργική απόφαση Δ6/Φ1/οικ.19500/4.11.2004 (ΦΕΚ Β' 1671), με την οποία εγκαταστάσεις ανανεώσιμης ηλεκτροπαραγωγής μικρού μεγέθους μετατάχτηκαν στην κατηγορία μηδενικής όχλησης με συνέπεια να είναι δυνατή

⁸ Ελληνικό και αγγλικό κείμενο της απόφασης βρίσκεται και στο δικτυακό τόπο του Υπουργείου Ανάπτυξης http://www.ypan.gr/fysikoi_poroi/pdf/JMD1726-2003.doc

⁹ Ελληνικό και αγγλικό κείμενο της απόφασης βρίσκεται στο δικτυακό τόπο του Υπουργείου Ανάπτυξης http://www.ypan.gr/docs/Decision_2000-2002.pdf

η ένταξη τους στον οικιστικό ιστό. Τέλος με την εγκύκλιο του Υφυπουργού Ανάπτυξης Δ6/Φ1/οικ.20603/19.11.2004 καθορίστηκαν οι περιπτώσεις για τις οποίες δεν απαιτείται τροποποίηση της άδειας παραγωγής.

Ο ν.3426/2005 σε αντικατάσταση της οδηγίας 96/92/EK, με την οδηγία 2003/54/EK επιδιώκεται η επίτευξη μιας απολύτως λειτουργικής και ανταγωνιστικής εσωτερικής αγοράς, στόχος για τον οποίο απαιτείται η χωρίς διακρίσεις, με διαφάνεια και σε λογικές τιμές πρόσβαση στα δίκτυα, Στο ίδιο πλαίσιο, η οδηγία περιλαμβάνει ρυθμίσεις για την οργάνωση της πρόσβασης στα δίκτυα, ρυθμίσεις για τη διαχείριση των δικτύων μεταφοράς και διανομής και τον αποτελεσματικό διαχωρισμό των Διαχειριστών του Συστήματος μεταφοράς και του Δικτύου διανομής από τις δραστηριότητες της παραγωγής και προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας.

Ειδικότερα, περιλαμβάνονται ρυθμίσεις για τη διαδικασία χορήγησης αδειών βάση αντικειμενικών, διαφανών και αμερόληπτων κριτηρίων, κανόνες αναφορικά με τις υποχρεώσεις παροχής υπηρεσιών κοινής ωφέλειας και κυρίως η θεμελίωση, από το έτος 2007, της ελευθερίας όλων των καταναλωτών να επιλέγουν προμηθευτή.

Το Δεκέμβριο του 2005, ψηφίστηκε στη Βουλή των Ελλήνων ο ν.3426/2005 «Επιτάχυνση της Διαδικασίας για την Απελευθέρωση της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας», με τον οποίον εναρμονίστηκε πλήρως η εθνική νομοθεσία στις διατάξεις της οδηγίας 2003/54.

Επόμενα ψηφίστηκε ο ν.3468/2006, ο οποίος κατήργησε κάποια άρθρα των νόμων 3175/2003, 2773/1999 και 2244/1994 και αφορά θέματα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, επαναπροσδιορίζοντας τη διαδικασία απόκτησης της άδειας παραγωγής, και συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας υψηλής απόδοσης.

Τόσο από το διεθνές (πρωτόκολλο του Κιότο, που αποτελεί ήδη υπερνομοθετικό δίκαιο μετά την κύρωση του με το ν.3017/2002. ΦΕΚ Α' 117/30.05.2002), όσο και το κοινοτικό δίκαιο (Οδηγία 2001/77/ΕΟΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 27ης Σεπτεμβρίου 2001 «Για την προαγωγή του ηλεκτρισμού από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στην εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας»), απορρέουν για την Ελλάδα, ρητές υποχρεώσεις για τη διείσδυση της ηλεκτροπαραγωγής από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ).

Παρά ταύτα, μέχρι και το 2006, το θεσμικό πλαίσιο αδειοδότησης έργων ΑΠΕ χαρακτηριζόταν από δυσπραγία, αναποτελεσματικότητα και πολυπλοκότητα, με αποτέλεσμα την εμφάνιση σημαντικότερων καθυστερήσεων στην ανάπτυξη των ΑΠΕ στην Ελλάδα. Η χορήγηση αδειών παραγωγής, η εγκατάσταση και η λειτουργία σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, διέπονταν μέχρι τότε από το ν.2773/1999 «Απελευθέρωση αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και άλλες διατάξεις», το ν.3175/2003 και άλλες διάσπαρτες διατάξεις που περιλαμβάνονταν στους ν.2244/1994 και 2941/2001.

Πέραν της ανάγκης συστηματοποίησης και εκσυγχρονισμού των διατάξεων των προαναφερόμενων νομοθετημάτων, το πλαίσιο αυτών είχε καταστεί ήδη ανεπαρκές για την αντιμετώπιση του συνόλου των αναγκών που είχαν ανακύψει κατά την εφαρμογή του, για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ.

Με τις ρυθμίσεις του νέου νόμου 3468/2006 «Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ και λοιπές διατάξεις» (ΦΕΚ 27.06.2006) οργανώθηκε και συστηματοποιήθηκε το νομοθετικό πλαίσιο αδειοδότησης των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ και εισήχθηκαν ρυθμίσεις για την απλοποίηση και επιτάχυνση σε σημαντικό βαθμό της διαδικασίας αδειοδότησης των έργων αυτών, διασφαλίζοντας την υλοποίηση τους, επιδιώκοντας παράλληλα τον πλήρη σεβασμός των διατάξεων του πρωτοκόλλου του Κιότο και των κοινοτικών Οδηγιών 2001/77/ΕΟΚ, 2003/30/ΕΚ, 2003/54/ΕΚ και 2004/8/ΕΚ, καθώς και των υποχρεώσεων που απορρέουν για τη Χώρα από τους κανόνες αυτούς. Με το νόμο αυτό ενσωματώθηκε για πρώτη φορά η περιβαλλοντική διάσταση της υλοποίησης έργων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ σε πρώιμο στάδιο σχεδιασμού, με την πρόβλεψη για τη χορήγηση της άδειας παραγωγής μετά την Προκαταρκτική Περιβαλλοντική Εκτίμηση και Αξιολόγηση (Π.Π.Ε.Α) κατά τις κείμενες διατάξεις.

Δεδομένων των σημαντικών νομολογιακών εξελίξεων (ΣτΕ 2569/2004), οι διατάξεις του νόμου αυτού και οι ρυθμίσεις του Ειδικού Πλαισίου Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις ΑΠΕ (το σχέδιο της σχετικής ΚΥΑ τέθηκε σε δημόσια διαβούλευση την 1η Φεβρουαρίου 2007), θα αποτελούν το νέο θεσμικό πλαίσιο για την κατά προτεραιότητα υλοποίηση έργων ΑΠΕ, στο πλαίσιο της βιώσιμης αξιοποίησης των πηγών του εθνικού πλούτου.

Ο λόγος της συνεχούς εναλλαγής διάφορων νομοθετικών και κανονιστικών διατάξεων για έργα ΑΠΕ αντικατοπτρίζει τη προσπάθεια ρύθμισης τεχνικών, περιβαλλοντικών, χωροταξικών και κοινωνικών ζητημάτων, που αναδείχθηκαν μέσα από τις παλαιότερες διαδικασίες αδειοδότησης, με αποτέλεσμα την καθυστέρηση στην υλοποίηση των αντίστοιχων επενδύσεων.



Κεφάλαιο 3

3.1 Αιολική Ενέργεια

Η αιολική ενέργεια δημιουργείται έμμεσα από την ηλιακή ακτινοβολία, γιατί η ανομοιόμορφη θέρμανση της επιφάνειας της γης προκαλεί τη μετακίνηση μεγάλων μαζών αέρα από τη μια περιοχή στην άλλη, δημιουργώντας έτσι τους ανέμους. Είναι μια ήπια μορφή ενέργειας, φιλική προς το περιβάλλον, πρακτικά ανεξάντλητη, γι' αυτό και είναι ανανεώσιμη. Αν υπήρχε η δυνατότητα, με τη σημερινή τεχνολογία, να καταστεί εκμεταλλεύσιμο το συνολικό αιολικό δυναμικό της γης, εκτιμάται ότι η παραγόμενη σε ένα χρόνο ηλεκτρική ενέργεια θα ήταν υπερδιπλάσια από τις ανάγκες της ανθρωπότητας στο ίδιο διάστημα (Αιολική ενέργεια, ΚΑΠΕ 1998). Υπολογίζεται ότι στο 25 % της επιφάνειας της γης επικρατούν άνεμοι μέσης ετήσιας ταχύτητας πάνω από 5,1 m/sec, σε ύψος 10 m πάνω από το έδαφος. Όταν οι άνεμοι πνέουν με ταχύτητα μεγαλύτερη από αυτή την τιμή, τότε το αιολικό δυναμικό του τόπου θεωρείται εκμεταλλεύσιμο και οι απαιτούμενες εγκαταστάσεις μπορούν να καταστούν οικονομικά βιώσιμες, σύμφωνα με τα σημερινά δεδομένα¹⁰. Άλλωστε το κόστος κατασκευής των ανεμογεννητριών έχει μειωθεί σημαντικά και μπορεί να θεωρηθεί ότι η αιολική ενέργεια διανύει την " πρώτη" περίοδο ωριμότητας, καθώς είναι πλέον ανταγωνιστική των συμβατικών μορφών ενέργειας.



3.1.1 Η Αιολική Ενέργεια με μια ματιά

- Φυσικά, είναι άφθονη και διάσπαρτη, και παρέχεται δωρεάν
- δεν θα τελειώσει ποτέ,
- είναι εγχώρια πηγή ενέργειας

¹⁰ Πλέον υπάρχουν τεχνολογίες για 3-4 m/sec ταχύτητα ανέμου.

- βοηθά στην απεξάρτηση από ακριβά εισαγόμενα καύσιμα, και ενισχύει την ενεργειακή ανεξαρτησία και ασφάλεια, κάτι ιδιαίτερα σημαντικό για την χώρα μας και την Ευρώπη γενικότερα
- η τεχνολογία εκμετάλλευσης είναι εμπορικά ώριμη,
- προσφέρει την καλύτερη περιβαλλοντικά λύση,
- προσφέρεται για περιφερειακή ανάπτυξη,
- προσφέρεται για αποκέντρωση του ενεργειακού μοντέλου παραγωγής,
- δεν την έχουν λίγα «τυχερά» κράτη, αλλά ΟΛΟΙ,
- δεν χρειάζονται στρατιωτικές εκστρατείες για να την εξασφαλίσεις,
- ούτε μπορεί να απειληθεί από τρομοκρατικές ενέργειες....
- ενισχύει το ηλεκτρικό δίκτυο λόγω της διασποράς στην ανάπτυξη της
- ενισχύει την ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού
- δίνει ενέργεια χωρίς καύσιμο
- είναι οικονομικά ανταγωνιστική και φιλική προς το περιβάλλον ενεργειακή επιλογή
- δεν επιβαρύνει το τοπικό περιβάλλον με επικίνδυνους αέριους ρύπους, μονοξείδιο του άνθρακα, διοξείδιο του θείου, καρκινογόνα μικροσωματίδια κ.α., όπως γίνεται με τους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Ακόμη και αν ξεχαστούν οι λόγους επιβίωσης του πλανήτη, του ανθρώπινου είδους και όλων των άλλων ειδών που επιτάσσουν την ταχύτερη και μεγαλύτερη δυνατή αξιοποίηση των ΑΠΕ και αναλυθεί η ενεργειακή κατάσταση μόνο με οικονομοτεχνικά κριτήρια, καταλήγουμε ότι συμφέρει η εγκατάσταση αιολικών πάρκων.

Αν μάλιστα ληφθεί υπόψη ότι:

- Οι τιμές του πετρελαίου και του φυσικού αερίου έχουν μόνιμα ανοδική πορεία και ότι αυτή η πορεία θα επιταχυνθεί από το γεγονός και μόνο ότι τα αποθέματα τους εξαντλούνται.

- Το εξωτερικό κόστος είναι μια πραγματικότητα η οποία έστω και με τη μορφή των δικαιωμάτων εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα επιβαρύνει ακόμη περισσότερο τα ορυκτά.

Τότε, η ωφελιμότητα της επένδυσης στην Αιολική Ενέργεια καθίσταται προφανής και στον πιο δύσπιστο τεχνοκράτη.

Οι λόγοι που υπαγορεύουν την ανάπτυξη της Αιολικής καλύπτουν όλο το φάσμα των κριτηρίων που θα μπορούσαν να τεθούν (ΕΛΕΤΑΕΝ, Αιολική ενέργεια η αειφόρος ενεργειακή λύση):

- Η τεχνολογία είναι απόλυτα αποδοτική, ενεργειακά, αλλά και επιχειρηματικά.
- Η συνεισφορά της Αιολικής Ενέργειας στην Εθνική Οικονομία, είναι ανεκτίμητη αφού οδηγεί σε απεξάρτηση από ακριβά εισαγόμενα καύσιμα, ελκύει την εισροή ξένων επενδύσεων και ενισχύει την περιφερειακή ανάπτυξη.
- Η χώρα διαθέτει εξάίρετο αιολικό δυναμικό, εξειδικευμένο και έμπειρο προσωπικό και ενδιαφερόμενους επενδυτές, Έλληνες και ξένους.
- Ικανοποιεί τις δεσμεύσεις της χώρας που απορρέουν από υπάρχουσες διεθνείς συνθήκες όπως η Κοινοτική οδηγία 77/2001, και το πρωτόκολλο του Κιότο, οι οποίες σίγουρα θα ανανεωθούν και θα γίνουν αυστηρότερες.
- Είναι η πιο περιβαλλοντικά φιλική λύση στο ενεργειακό και ένα από τα πιο αξιόπιστα όπλα στη φαρέτρα στη μάχη με τις κλιματικές αλλαγές.

3.2 Αιολικό Πάρκο

3.2.1 Περιγραφή τεχνολογίας

Οι ανεμογεννήτριες (Α/Γ) είναι μια αποδεδειγμένη και ώριμη τεχνολογία για παροχή μηχανικής και ηλεκτρικής ενέργειας. Υπάρχουν πολλών ειδών Α/Γ, οι οποίες κατατάσσονται σε δύο βασικές κατηγορίες:

- Τις Α/Γ με οριζόντιο άξονα, των οποίων ο δρομέας είναι τύπου έλικας και στις οποίες ο άξονας μπορεί να περιστρέφεται ώστε να βρίσκεται παράλληλα προς τον άνεμο και
- Τις Α/Γ με κατακόρυφο άξονα, ο οποίος και παραμένει σταθερός.

Σήμερα στην παγκόσμια αγορά έχουν επικρατήσει οι Α/Γ οριζόντιου άξονα και οι βασικές συνιστώσες μιας τυπικής Α/Γ οριζόντιου άξονα είναι ο δρομέας, η γεννήτρια και ο πύργος.

Ξεκινώντας θα ήταν χρήσιμο να παρουσιαστούν εν συντομία τα κύρια μέρη μιας σύγχρονης ανεμογεννήτριας απομυθοποιώντας συγχρόνως οποιαδήποτε διαστρεβλωμένη άποψη γύρω από το θέμα. Αναλυτικότερα, μια ανεμογεννήτρια έχει τα εξής κύρια μέρη:

1. Τον πύργο: Είναι κυλινδρικής μορφής κατασκευασμένος από χάλυβα και συνήθως αποτελείται από δύο ή τρία συνδεδεμένα τμήματα. Είναι παρόμοιας κατασκευής με τους πύργους που στηρίζουν τα φώτα σε γήπεδα και εθνικούς δρόμους.

2. Τον θάλαμο που περιέχει τα μηχανικά υποσυστήματα (κύριος άξονας, σύστημα πέδησης, κιβώτιο ταχυτήτων και ηλεκτρογεννήτρια):

- Ο κύριος άξονας με το σύστημα πέδησης (φρένα) είναι παρόμοιος με τον άξονα των τροχών ενός αυτοκινήτου με υδραυλικά δισκόφρενα.
- Το κιβώτιο ταχυτήτων είναι παρόμοιας κατασκευής με εκείνο του αυτοκινήτου μας με την διαφορά ότι έχει μόνον μια σχέση.
- Η ηλεκτρογεννήτρια είναι παρόμοια με αυτές που χρησιμοποιούνται από τη ΔΕΗ στους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ηλεκτροπαραγωγά ζεύγη ή με τις γεννήτριες που έχουμε στα εξοχικά μας.

3. Ηλεκτρονικά συστήματα ελέγχου ασφαλούς λειτουργίας. Αποτελούνται από ένα ή περισσότερα υποσυστήματα μικροελεγκτών και «φροντίζουν» για την εύρυθμη και ασφαλή λειτουργία της ανεμογεννήτριας σε όλες τις συνθήκες.

4. Τα πτερύγια είναι κατασκευασμένα από σύνθετα υλικά (υαλονήματα και ειδικές ρητίνες), παρόμοια με αυτά που κατασκευάζονται τα ιστιοπλοϊκά σκάφη. Είναι δε σχεδιασμένα για να αντέχουν σε μεγάλες καταπονήσεις.

Το αιολικό πάρκο είναι ένας σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, αποτελούμενο από συστοιχία ανεμογεννητριών. Ένα αιολικό πάρκο αποτελείται από τα παρακάτω:

Κύριος Η/Μ εξοπλισμός

Ο κύριος ηλεκτρομηχανολογικός εξοπλισμός ενός αιολικού πάρκου αποτελείται από τις ανεμογεννήτριες με τους αντίστοιχους υποσταθμούς ανύψωσης Χ.Τ.-Μ.Τ., τον κεντρικό υποσταθμό Μ.Τ. και τον υποσταθμό Υ.Τ.

Όλες οι σύγχρονες εμπορικές ανεμογεννήτριες είναι οριζοντίου άξονα. Παράγουν ηλεκτρικό ρεύμα χαμηλής τάσεως, 400 έως 1000 Volt, το οποίο με την κατάλληλη ανύψωση, διοχετεύεται στο δίκτυο μέσης ή υψηλής τάσεως της ΔΕΗ. Η ανύψωση στη Μ.Τ. γίνεται μέσω μετασχηματιστών για κάθε ανεμογεννήτρια ξεχωριστά. Οι μετασχηματιστές αυτοί βρίσκονται πλησίον των ανεμογεννητριών ή εντός του πυλώνα αυτών. Στις μεγάλες ανεμογεννήτριες συχνά τοποθετούνται στην κορυφή του πυλώνα, μαζί με τα υπόλοιπα εξαρτήματα της ανεμογεννήτριας. Το μέγεθος των σημερινών εμπορικών ανεμογεννητριών κυμαίνεται από 800 kW έως 3,0 MW.

Κεντρικός Υποσταθμός Μ.Τ.

Ο κεντρικός υποσταθμός Μ.Τ. είναι το σημείο διασύνδεσης όλων των ανεμογεννητριών και περιλαμβάνει τον Αυτόματο Διακόπτη Διασύνδεσης (ΑΔΔ) του αιολικού πάρκου (ο οποίος είναι ένας αυτόματος διακόπτης ισχύος) με έναν αποζεύκτη και τους μετασχηματιστές τάσεως και εντάσεως, τους διακόπτες φορτίου των αναχωρήσεων προς τις ανεμογεννήτριες. Ο ΑΔΔ ελέγχεται από έναν ελεγκτή βιομηχανικού τύπου μέσω των μετασχηματιστών τάσεως και εντάσεως. Ο ελεγκτής αυτός, εκτός από την προστασία, παρέχει τη δυνατότητα τηλεχειρισμού του ΑΔΔ και ρυθμίζεται σύμφωνα με τις απαιτήσεις της ΔΕΗ.

Υποσταθμός Υ.Τ.

Ο υποσταθμός Υ.Τ συνδέει το αιολικό πάρκο με το δίκτυο μεταφοράς του Συστήματος. Πρόκειται για συμβατικό υποσταθμό, ο οποίος κατασκευάζεται πλησίον ή μακράν του αιολικού πάρκου. Σε έναν τέτοιο Υ.Τ μπορούν να συνδεθούν και άλλα αιολικά πάρκα. Στην Ελλάδα, κατασκευάζονται σε υψόμετρα κάτω των 1000 μέτρων,

σύμφωνα με τις προδιαγραφές της ΔΕΗ, ενώ για μεγαλύτερα υψόμετρα απαιτείται εξοπλισμός ειδικών προδιαγραφών.

Τα βασικά μέρη ενός υποσταθμού Υ.Τ. είναι ο Μ/Σ, ο διακόπτης ισχύος, οι Μ/Σ τάσεως και εντάσεως, διάφοροι αποζεύκτες και γειωτές, η μονάδα αντιστάθμισης αέργου ισχύος και οι πίνακες ελέγχου.

Βοηθητικός και λοιπός Η/Μ εξοπλισμός

Ο βοηθητικός ηλεκτρομηχανολογικός εξοπλισμός είναι απαραίτητος για την λειτουργία και συντήρηση του αιολικού πάρκου. Αποτελείται από τα παρακάτω:

- Ηλεκτρικό δίκτυο Μ.Τ. και δίκτυο επικοινωνίας (υπόγεια)
- Δίκτυο Υ.Τ.
- Εξοπλισμός οικίσκου ελέγχου
- Μ/Σ υπηρεσίας 50 kVA
- Τηλεφωνικές γραμμές

Έργα υποδομής

Τα έργα υποδομής αφορούν κυρίως χωματουργικές εργασίες και έργα πολιτικού μηχανικού. Οι εργασίες αυτές περιορίζονται στο ελάχιστο καθώς υπάρχει το κατάλληλο οδικό και ηλεκτρικό δίκτυο. Τα έργα αυτά είναι τα ακόλουθα:

- Εσωτερική οδοποιία
- Πλατείες γύρω από την κάθε ανεμογεννήτρια (0,8 έως 3,0 στρέμματα)
- Κεντρικός οικίσκος ελέγχου (50-120 τ.μ.)
- Κανάλι υπογείων καλωδίων

Οδοποιία: Το πιο βασικό έργο υποδομής είναι η οδοποιία. Τα τεχνικά χαρακτηριστικά της οδού είναι τα παρακάτω:

- Πλάτος 5 m
- Κατηγορία C
- Ταχύτητα V_c 50 km/h
- Μέγιστη κλίση 2%

Στην άκρη του δρόμου και από την πλευρά του πρανούς, υπάρχει συνήθως το κανάλι των υπογείων καλωδίων, μπαζωμένο με υλικά λατομείου. Το οδόστρωμα είναι επίσης από συμπιεσμένο υλικό λατομείου (3A), πάχους 10 cm.

Από τα παραπάνω φαίνεται καθαρά ότι, μια ανεμογεννήτρια αποτελείται από απλά υποσυστήματα και δεν είναι παρά μια μηχανή, που σκοπό έχει τη μετατροπή της ενέργειας του ανέμου σε ηλεκτρική ενέργεια (αυτός είναι, άλλωστε, και ο ορισμός της). Θα μπορούσαμε μάλιστα να παρομοιάσουμε την ανεμογεννήτρια και σαν ένα μικρό σταθμό παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας – με «καύσιμη ύλη» όμως τον άνεμο.

Οι σύγχρονες χερσαίες ανεμογεννήτριες που εγκαθίστανται πλέον στην Ελλάδα, για την βιομηχανική εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας, είναι ονομαστικής ισχύος από 850 kW έως 3 MW. Αυτό σημαίνει ότι έχουν την δυνατότητα να παράγουν σε ετήσια βάση 7.446.000 κιλοβατώρες (kWh) και 26.280.000 κιλοβατώρες αντίστοιχα αν δούλευαν με 100% απόδοση όλο το χρόνο. Αυτό όμως δεν συμβαίνει, γιατί ο άνεμος είναι μια ανεξέλεγκτη και χρονικά μεταβαλλόμενη σε όλες της τις παραμέτρους πηγή ενέργειας, που μπορεί να ακινητοποιήσει τις ανεμογεννήτριες ακόμα και για μέρες. Η πραγματική ετήσια απόδοσή τους κυμαίνεται περίπου στο 30% όταν έχουν εγκατασταθεί σε τοποθεσίες με πραγματικά αξιόλογο αιολικό δυναμικό. Σημειώνουμε ότι οι περισσότερες ανεμογεννήτριες αρχίζουν να περιστρέφονται σε ταχύτητες ανέμου 4μ./δευτερόλεπτο, αλλά αρχίζουν να παράγουν την μέγιστη απόδοση τους από τα 16μ./δευτερόλεπτο και πάνω. Σε ταχύτητες ανέμου άνω των 25μ./δευτερόλεπτο οι ανεμογεννήτριες πρέπει να τεθούν εκτός λειτουργίας λόγω υπερφόρτωσης του μηχανικού εξοπλισμού. Η πραγματική ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας κυμαίνεται δηλαδή- πάντα με την προϋπόθεση ότι φτάνουν το 30% της ετήσιας απόδοσής τους- σε 2.233.800 kWh και 7.884.000 kWh αντίστοιχα.

Για την εγκατάσταση τους οι ανεμογεννήτριες απαιτούν για αντίβαρο εκατοντάδων κυβικών μέτρων οπλισμένου σκυροδέματος. Για τα θεμέλια των ανεμογεννητριών πρέπει να γίνει εκσκαφή μιας τρύπας μεγέθους περίπου 15μ. x 15μ. και βάθους 2 μέτρων (ανάλογα με τις γεωτεχνικές συνθήκες). Γύρω από τις ανεμογεννήτριες δημιουργούνται επίπεδα πλατώματα (τουλάχιστον διαστάσεων 15 x 15 x.14= 706,5 μ²)

και ένας δρόμος πρόσβασης για βαριά οχήματα. Μια ανεμογεννήτρια απαιτεί κατά μέσο όρο περίπου 14 χιλιόμετρα καλώδια για την σύνδεση της με τον υποσταθμό. Τα καλώδια αυτά είναι είτε εναέρια, οπότε και θα απαιτήσουν εκατοντάδες (χιλιάδες) στήλες για την στήριξή τους, είτε υπόγεια, οπότε και θα γίνεται εκσκαφή χαρακωμάτων πολλών χιλιομέτρων. Μια ανεμογεννήτρια των 850 MW απαιτεί θεμέλια περίπου 350μ³, βάρους 805 τόνων, ενώ των 3ών MW απαιτεί περίπου 475 μ³ οπλισμένο σκυρόδεμα, βάρους 1200 τόνων.¹¹

3.3 Ανησυχίες και Επιπτώσεις των Αιολικών Πάρκων

Στην παρούσα παράγραφο εξετάζονται οι πιο διαδεδομένες ανησυχίες για τις αρνητικές επιπτώσεις που θα μπορούσε να έχει η εγκατάσταση και χρήση των ανεμογεννητριών σε αιολικά πάρκα.

Τα αιολικά πάρκα είναι συνδυασμός:

- α) έργων ηλεκτροπαραγωγής και
- β) συνοδών έργων (έργα οδοποιίας και μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας).

Αυτό σημαίνει ότι θα πρέπει να εξετάζονται στο σύνολό τους και όχι αποσπασματικά. Επομένως οι επιπτώσεις που απορρέουν από την κατασκευή και λειτουργία αιολικών πάρκων αφορά στο σύνολο του έργου και όχι κάποιο από τα παραπάνω τμήματα. Έμφαση θα πρέπει να δίνεται σε έργα που λόγω μεγέθους ή διάταξης απαιτούν μεγάλης κλίμακας συνοδών έργων που συμπαρασύρουν το Αιολικό Πάρκο σε μεγαλύτερη κατηγορία έργου.

Στη συνέχεια αναλύονται τα σημαντικά σημεία σε ότι αφορά στις επιπτώσεις στο περιβάλλον από την κατασκευή και λειτουργία ενός Αιολικού Πάρκου. Τονίζεται ότι τα σημεία αυτά αποτελούν τα βασικά σημεία των επιπτώσεων που μπορούν να επέλθουν από ένα Αιολικό Πάρκο και ενδέχεται να διαφοροποιούνται σημαντικά ως προς την έκτασή τους και έντασή τους από περίπτωση σε περίπτωση.

¹¹ Αναδημοσίευση από το περιοδικό της Πελοποννήσου ΕΠΑΘΛΟ, τεύχος 49, Μάρτιος-Απρίλιος 2006, στο άρθρο της Patricia van Der Wal «ANATOMIA ΤΗΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ το αποστομωτικό νυστέρι των αριθμών»

Το σημαντικότερο θετικό στοιχείο από την ανάπτυξη-εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας είναι η μείωση των ανθρωπογενών επιπτώσεων (ως συνέπεια της ατμοσφαιρικής ρύπανσης) με την αντικατάσταση καύσης συμβατικών καυσίμων για ηλεκτροπαραγωγή, το οποίο μέχρι σήμερα δεν αποτιμάται επαρκώς. Οι σημαντικότερες δυνητικά επιπτώσεις των αιολικών έχουν να κάνουν με την αισθητική τους ένταξη ανάλογα με τον τρόπο και τόπο χωροθέτησης των ανεμογεννητριών.

Οι επιπτώσεις αυτές μπορεί να χαρακτηριστούν ως τοπικού χαρακτήρα και μπορούν να μειωθούν σημαντικά ή να αποφευχθούν με κατάλληλο σχεδιασμό του έργου (σταθμός και συνοδά έργα) και επαρκή προσοχή κατά την κατασκευή και λειτουργία του. Οι κύριες περιβαλλοντικές παράμετροι που συνδέονται με τη λειτουργία των αιολικών πάρκων είναι οι ακόλουθες:

- Αισθητική τοπίου
- Θόρυβος-Ηλεκτρομαγνητικές Παρεμβολές
- Χλωρίδα - πανίδα

Τα ζητήματα θορύβου και παρεμβολών έχουν αντιμετωπιστεί επαρκώς από τη σύγχρονη τεχνολογία και εδώ και χρόνια δεν αποτελούν πρόβλημα. Παράγοντες όπως το μέγεθος του αιολικού πάρκου, ο τύπος και το μέγεθος της Α/Γ, το μέγεθος των έργων οδοποιίας και τα χαρακτηριστικά του τόπου εγκατάστασης (π.χ. εγκατάσταση κοντά σε ευαίσθητες περιβαλλοντικά περιοχές) παίζουν σημαντικό ρόλο στον βαθμό πίεσης στο περιβάλλον.

Στη συνέχεια παρατίθενται και σχολιάζονται κάποια βασικά ζητήματα που θα πρέπει να λαμβάνονται υπόψη για την εγκατάσταση αιολικών πάρκων και επηρεάζουν άμεσα ή έμμεσα την περιβαλλοντική τους «συμβατότητα».

3.3.1 Μορφολογικά και τοπιολογικά χαρακτηριστικά

Οι επιπτώσεις των αιολικών πάρκων στα μορφολογικά και τοπιολογικά χαρακτηριστικά μιας περιοχής είναι αναστρέψιμες μετά το πέρας της διάρκειας ζωής της επένδυσης και αφορούν την οπτική όχληση κατά τη διάρκεια ζωής του έργου και τη προσωρινή μεταβολή της αισθητικής του χώρου.

Η οπτική όχληση επηρεάζεται από τα χαρακτηριστικά του συγκεκριμένου χώρου εγκατάστασης και εξαρτάται από ένα αριθμό παραγόντων, τόσο υποκειμενικών, όσο και αντικειμενικών:

Αντικειμενικοί

- το φυσικό μέγεθος και τα γεωμετρικά χαρακτηριστικά των Α/Γ (μεγάλες κατασκευές που εκτείνονται καθ' ύψος).
- ο αριθμός και η διάταξη των ανεμογεννητριών (μεγάλο μήκος ανάπτυξης ενός αιολικού πάρκου).
- ο χαρακτήρας και η αξία του τοπίου.
- η πυκνότητα του τοπικού πληθυσμού μέσα στη ζώνη της οπτικής επιρροής του αιολικού πάρκου.
- η απόσταση των Α/Γ από τον παρατηρητή.
- ο αριθμός των επισκεπτών της γύρω περιοχής.
- οι καιρικές συνθήκες και η τοπική τοπογραφία (εδαφικοί σχηματισμοί).

Υποκειμενικοί

- η στάση των ατόμων όσον αφορά στο τοπίο και το φυσικό κάλλος.
- η αντίληψη των ατόμων για το υπάρχον επίπεδο της οπτικής καλαισθησίας.
- η στάση των ατόμων ως προς την αιολική ενέργεια.
- η στάθμιση από το κάθε άτομο της τοπικής επίπτωσης σε σχέση με το υπερτοπικό συμφέρον.

Σύμφωνα με όλα τα σενάρια για την εξέλιξη του φαινομένου, μόνο ο συνδυασμός εξοικονόμησης ενέργειας και μαζικής προώθησης των ΑΠΕ, και συγκεκριμένα της αιολικής ενέργειας, μπορεί να εγγυηθεί την αντιμετώπιση των κλιματικών αλλαγών. Μέσα σε αυτό το πλαίσιο πρέπει να αντιμετωπιστεί και το θέμα της οπτικής όχλησης, το

οποίο είναι ούτως ή άλλως υποκειμενικό. Με τη σωστή χωροθέτηση η πιθανότητα οπτικής όχλησης μειώνεται ουσιαστικά. Οι σύγχρονες ανεμογεννήτριες είναι πιο αποδοτικές και έτσι εγκαθίστανται σε μεγαλύτερη απόσταση η μία από την άλλη αποφεύγοντας κατ' αυτόν τον τρόπο την κατασκευή 'πυκνοκατοικημένων' αιολικών πάρκων. Τέλος υπάρχει μία σειρά μέτρων που εφαρμόζονται για την περαιτέρω αντιμετώπιση του προβλήματος (υπόγεια καλώδια δικτύου, ομοιογένεια και συμμετρία κατά την εγκατάσταση, αφαίρεση μη λειτουργικών ανεμογεννητριών, κτλ). Στον αντίποδα των ανεμογεννητριών (και των υπόλοιπων ΑΠΕ) βρίσκονται οι λιγνιτικοί σταθμοί. (Greenpeace, « Αιολική ενέργεια: Μύθοι κα πραγματικότητα»).

Όσον αφορά την εκτίμηση και αξιολόγηση των επιπτώσεων στα μορφολογικά και τοπιολογικά χαρακτηριστικά της περιοχής, διερευνάται κυρίως η εικόνα του έργου από επιλεγμένες θέσεις σκόπευσης-παρατήρησης εντός των ορίων της περιοχής μελέτης και η επίπτωση στην αισθητική του τοπίου.

3.3.2 Γεωλογικά, τεκτονικά, εδαφολογικά χαρακτηριστικά

Οι επιπτώσεις εξαρτώνται από το μέγεθος του κυρίως έργου και των συνοδών του καθώς επίσης και από το είδος του εδάφους στο οποίο σχεδιάζεται το έργο. Από έρευνες σε χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης προκύπτει ότι κάποιος που είναι ευνοϊκά διατεθειμένος απέναντι στην ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας, αποδέχεται τις ανεμογεννήτριες και οπτικά πολύ πιο εύκολα από κάποιον που είναι αρνητικός εξ αρχής. Από τις ίδιες μελέτες, προκύπτει ότι τα αιολικά πάρκα είναι πιο αποδεκτά από αισθητικής άποψης σε ανθρώπους που είναι ενημερωμένοι για τα οφέλη που προέρχονται από την χρήση τους. Αν κάνουμε μια απλή σύγκριση μεταξύ ενός θερμικού σταθμού παραγωγής (π.χ. λιγνιτικού), και ενός αιολικού πάρκου είναι φανερό ότι η οπτική όχληση που προκύπτει από το πρώτο είναι εμφανώς και αντικειμενικά πολύ μεγαλύτερη. Δεδομένου βεβαίως ότι οι ανεμογεννήτριες είναι κατ' ανάγκη ορατές από απόσταση, είναι σημαντικό να λαμβάνονται υπόψη οι ιδιαιτερότητες κάθε τόπου εγκατάστασης και να γίνεται προσπάθεια ενσωμάτωσης τους στο τοπίο.

3.3.3 Επιπτώσεις στο Ακουστικό Περιβάλλον - Θόρυβος - Πηγές & χαρακτηριστικά θορύβου.

Ο θόρυβος που σχετίζεται με την αιολική ενέργεια έχει αντιμετωπισθεί από τη σύγχρονη τεχνολογία και μπορεί εύκολα να προβλεφθεί, να εκτιμηθεί και να ελεγχθεί με τα κατάλληλα προληπτικά ή επανορθωτικά μέτρα.

Θόρυβος παράγεται:

- κατά τη μεταφορά και εγκατάσταση των ανεμογεννητριών,
- κατά τη λειτουργία των ανεμογεννητριών και τέλος,
- κατά την διαδικασία απεγκατάστασης - αποσυναρμολόγησης και μεταφοράς – διάθεσης των ανεμογεννητριών με το πέρας λειτουργίας τους.

Η σημαντικότερη πηγή θορύβου, σε μόνιμη βάση, προέρχεται από τη λειτουργία των ανεμογεννητριών. Ο θόρυβος που παράγεται από τις ανεμογεννήτριες διαφοροποιείται αρκετά, σε ένταση και «φύση» από τον αντίστοιχο βιομηχανικό θόρυβο.

Με δεδομένη τη νομοθετική απαίτηση να εγκαθίστανται οι ανεμογεννήτριες σε ελάχιστη απόσταση από τα όρια υφισταμένων οικισμών (συνήθως απόσταση 500m, η οποία μεταβάλλεται για συγκεκριμένη εγκατάσταση και θέση) το επίπεδο θορύβου εντός του οικισμού είναι μηδαμινό. Επιπλέον, στις ταχύτητες ανέμου που λειτουργούν οι ανεμογεννήτριες ο φυσικός θόρυβος (θόρυβος ανέμου σε δέντρα και θάμνους) υπερκαλύπτει οποιονδήποτε θόρυβο που προέρχεται από τις Α/Γ. Λαμβάνοντας υπόψη ότι συνήθως τα αιολικά πάρκα εγκαθίστανται σε απομακρυσμένες περιοχές ακόμη και μια πρώτη προσέγγιση με το απλό μοντέλο της γεωμετρικής διασποράς είναι ικανοποιητική, αν και ως επί το πλείστον χρησιμοποιούνται λογισμικά που βασίζονται σε δοκιμασμένα μοντέλα διάδοσης βιομηχανικού θορύβου.

Ενώ ο θόρυβος οφείλεται στο σύνολο του μηχανικού, περιστρεφόμενα μηχανικά τμήματα από το κιβώτιο των ταχυτήτων (gearbox) ή τη γεννήτρια (generator), και αεροδυναμικού θορύβου (από τη περιστροφή των πτερυγίων), τα περισσότερα ζητήματα σχετικά με Α/Γ εμφανίζονται να έχουν σχέση με θορύβους που δημιουργούνται μηχανικά. Πάντως οι εργασίες πεδίου δείχνουν πως εκεί που οι μηχανές παράγουν θόρυβο μέσα στα όρια των σχεδιαστικών τους προδιαγραφών, δεν εντοπίζονται προβλήματα σε κοντινά σπίτια.

Οι σύγχρονες ανεμογεννήτριες έχουν πρακτικά εκμηδενίσει το μηχανικό τους θόρυβο ενώ ο αεροδυναμικός θόρυβος σχετίζεται με παράγοντες όπως η ταχύτητα του αέρα, η υγρασία ή η ύπαρξη φυσικών εμποδίων. Όσο μεγαλύτερη είναι η ταχύτητα περιστροφής, τόσο μεγαλύτερος είναι και ο θόρυβος. Ωστόσο, ο αεροδυναμικός θόρυβος έχει περιοριστεί δραστικά κατά τη διάρκεια των 10 τελευταίων ετών, χάρις στη σημαντική βελτίωση του σχεδιασμού των πτερυγίων (ιδιαίτερα των άκρων και της πίσω πλευράς τους). Ο παρακάτω πίνακας δείχνει τα επίπεδα θορύβου σε κάποιους ήχους.

Πηγή	Απόσταση από πηγή (m)	Επίπεδα θορύβου
Απογείωση αεροπλάνου	61	120
Σειρήνα ασθενοφόρου	31	90
Ήπια κυκλοφορία	312	50
Ανεμογεννήτρια > 1MW	200	49
Ψίθυρος	2	30

Πηγή: greenpeace

Σε κάθε περίπτωση πρέπει να ληφθεί υπόψη ότι οι ανεμογεννήτριες εγκαθίστανται κατά κανόνα μακριά από κατοικημένες περιοχές. Τα παραπάνω και σε συνδυασμό με τη θέση των «οικοπέδων» που συνήθως εγκαθίστανται τα αιολικά πάρκα στην Ελλάδα για να έχουν καλύτερη απόδοση, μπορούμε να πούμε με σιγουριά ότι τα αιολικά πάρκα δεν προκαλούν:

- αύξηση της υπάρχουσας στάθμης θορύβου εκτός των ορίων τους και ακόμη περισσότερο σε κατοικημένες περιοχές
- έκθεση ανθρώπων σε υψηλή στάθμη θορύβου.

Ο πιο εύκολος και αποτελεσματικός τρόπος, για να πεισθεί κανείς για το ζήτημα του θορύβου είναι μια επίσκεψη σε ένα αιολικό πάρκο μια μέρα που οι ανεμογεννήτριες βρίσκονται σε κανονική λειτουργία.

3.3.4 Ηλεκτρομαγνητικές παρεμβολές

Το ζήτημα αυτό συνήθως αναφέρεται αφενός σε προβλήματα που μπορούν να προκαλέσουν οι ανεμογεννήτριες λόγω της θέσης τους σε σχέση με ήδη υπάρχοντες σταθμούς τηλεόρασης ή ραδιοφώνου και αφετέρου σε ηλεκτρομαγνητικές «εκπομπές» (θεωρητικά) από τις ίδιες.

Είναι γεγονός ότι, η διάδοση των εκπομπών στις συχνότητες της τηλεόρασης ή και του ραδιοφώνου (κυρίως στις συχνότητες εκπομπών FM) επηρεάζεται από εμπόδια που παρεμβάλλονται μεταξύ πομπού και δέκτη. Το κυριότερο πρόβλημα από τις ανεμογεννήτριες προέρχεται από τα κινούμενα πτερύγια που μπορούν να προκαλέσουν αυξομείωση σήματος λόγω αντανάκλασεων. Τα βασικότερα σήματα που μπορεί να επηρεασθούν είναι:

- Τηλεοπτικές μεταδόσεις
- Συνδέσεις μικροκυμάτων που χρησιμοποιούνται από μεγάλους οργανισμούς για επικοινωνίες
- VHF Omni-directional Ranging (VOR) που χρησιμοποιείται στην αεροπλοΐα
- Συστήματα προσγείωσης με όργανα (ILS) που χρησιμοποιούνται από αεροσκάφη κατά την προσέγγιση για προσγείωση.

Το πρόβλημα αυτό ήταν εντονότερο στην πρώτη γενιά ανεμογεννητριών που έφερε μεταλλικά πτερύγια. Τα πτερύγια των συγχρόνων ανεμογεννητριών κατασκευάζονται αποκλειστικά από συνθετικά υλικά, τα οποία έχουν ελάχιστη επίπτωση στη μετάδοση της ηλεκτρομαγνητικής ακτινοβολίας.

Η Ελληνική νομοθεσία προβλέπει την προώθηση αδειοδότησης ενός αιολικού πάρκου μόνον εφόσον έχει διενεργηθεί διαδικασία Προκαταρκτικής Περιβαλλοντικής Εκτίμησης και Αξιολόγησης (Π.Π.Ε.Α) και Έγκρισης Περιβαλλοντικών Όρων (Ε.Π.Ο.) (Οικ. 104247/ΕΥΠΕ/ΥΠΕΧΩΔΕ, Οικ. 104248/ ΕΥΠΕ/ΥΠΕΧΩΔΕ). Ένα από τα θέματα που εξετάζονται στην διαδικασία περιβαλλοντικής αδειοδότησης, είναι η διερεύνηση του εάν και πόσο επηρεάζονται οι ραδιοτηλεπικοινωνιακές ή στρατιωτικές/αεροπορικές εγκαταστάσεις. Οποιαδήποτε πιθανά προβλήματα παρεμβολών μπορούν να προληφθούν με σωστό σχεδιασμό και χωροθέτηση ή να διορθωθούν με μικρό σχετικά κόστος από τον κατασκευαστή του αιολικού πάρκου με μια σειρά απλών τεχνικών μέτρων, όπως π.χ. η εγκατάσταση επιπλέον αναμεταδοτών.

Σε σχέση με την συμβατότητα και τις παρεμβολές στις τηλεπικοινωνίες, αξίζει να αναφερθεί, ότι σε άλλες ευρωπαϊκές χώρες οι πύργοι των ανεμογεννητριών όχι μόνον δεν δημιουργούν εμπόδια, αλλά χρησιμοποιούνται ήδη για την εγκατάσταση κεραιών προς διευκόλυνση υπηρεσιών επικοινωνιών, όπως η κινητή τηλεφωνία.

Όσον αφορά τις «εκπεμπόμενες» ακτινοβολίες, τα μόνα υποσυστήματα που θα μπορούσαν να «εκπέμπουν» ηλεκτρομαγνητική ακτινοβολία χαμηλού επιπέδου, είναι η ηλεκτρογεννήτρια και ο μετασχηματιστής μέσης τάσης που δεν διαφοροποιούνται από τα αντίστοιχα στοιχεία που υπάρχουν δίπλα μας, στα σπίτια και τις πόλεις. Το ηλεκτρομαγνητικό πεδίο της ηλεκτρογεννήτριας είναι εξαιρετικά ασθενές και περιορίζεται σε μια πολύ μικρή απόσταση γύρω από το κέλυφος της που είναι τοποθετημένο τουλάχιστον 40-50 m πάνω από το έδαφος. Για το λόγο αυτό δεν υφίσταται θέμα έκθεσης στην ηλεκτρομαγνητική ακτινοβολία ούτε καν στη βάση της ανεμογεννήτριας.

Ο μετασχηματιστής περιβάλλεται πάντα από περίφραξη ασφαλείας ή είναι κλεισμένος σε μεταλλικό υπόστεγο. Η περίφραξη είναι τοποθετημένη σε τέτοια απόσταση που το επίπεδο της ηλεκτρομαγνητικής ακτινοβολίας είναι αμελητέο.

Συνεπώς, η εκπομπή ραδιενέργειας ή ακτινοβολιών άλλου τύπου από τις ανεμογεννήτριες πρακτικά δεν υφίστανται.

3.3.5 Χρήσεις γης

Οι επιπτώσεις αφορούν στο τρόπο που το αιολικό πάρκο επιδρά στο χωροταξικό, πολεοδομικό και οικιστικό περιβάλλον της περιοχής. Οι μεταβολές αξιολογούνται ως θετικές ή αρνητικές όταν έρχονται σε αντίθεση με υφιστάμενες ή προγραμματισμένες χρήσεις γης ή με χρήσεις που έχουν αναπτύξει ένα χωροταξικό προορισμό. Η συνολική πραγματική κάλυψη/παρέμβαση είναι ελάχιστη. Αν και οι εκτάσεις που καταλαμβάνονται από αιολικά πάρκα είναι ως επί το πλείστον περιοχές χαμηλής βλάστησης που χρησιμοποιούνται ως βοσκότοποι ή αποτελούν δασικές εκτάσεις, η εγκατάσταση ενός αιολικού πάρκου μπορεί να έχει αρνητικά αποτελέσματα μόνο αν κάποιες μεμονωμένες ανεμογεννήτριες καταστρέψουν συγκεκριμένους-εντοπισμένους οικοτόπους ιδιαίτερης αξίας.

Οι ανεμογεννήτριες, μαζί με τις οδούς πρόσβασης σε αυτές, καταλαμβάνουν λιγότερο από το 1% της συνολικής έκτασης ενός τυπικού αιολικού πάρκου. Το υπόλοιπο 99% της γης, μπορεί να χρησιμοποιηθεί για καλλιέργειες ή για βοσκή, χωρίς κανένα απολύτως πρόβλημα.

Σε ένα αιολικό πάρκο, οι ανεμογεννήτριες γενικώς πρέπει να εγκαθίστανται σε απόσταση μεταξύ τους τουλάχιστον ίση με τρεις έως εννέα διαμέτρους του ρότορα, έτσι ώστε να αποφεύγονται έντονα φαινόμενα "σκίασης" του ανέμου (η πλέον συνήθης απόσταση που εφαρμόζεται, είναι πέντε έως επτά φορές τη διάμετρο του ρότορα).

Ενώ μία ανεμογεννήτρια χρησιμοποιεί μόνο 36 m² έκταση γης για να παράγει 1,2 έως 1,8 εκατομμύρια kWh το χρόνο, μία τυπική μονάδα βιοκαυσίμου θα απαιτούσε 1.540.000 m² δασώδους έκτασης με ιτιές, για να παράγει, αντίστοιχα, 1,3 εκατομμύρια kWh ετησίως. Οι φωτοβολταϊκές συστοιχίες θα απαιτούσαν μία έκταση γης της τάξης των 14.000 m² για να παράγουν την ίδια ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας, σε ετήσια βάση.

3.3.6 Φυσικό Περιβάλλον

Η εκτίμηση των επιπτώσεων στο φυσικό περιβάλλον είναι σε άμεση συνάρτηση με το μέγεθος της έκτασης που καταλαμβάνεται είτε για το κύριο έργο είτε για τα συνοδά του. Μεγάλη προσοχή θα πρέπει να δίνεται σε περιοχές εντός ή πλησίον προστατευόμενων περιοχών όπου θα πρέπει να γίνεται η απεικόνιση και αξιολόγηση του φυσικού περιβάλλοντος.

Οποιοδήποτε κατασκευαστικό έργο επιφέρει κάποια επιβάρυνση στο φυσικό περιβάλλον. Ωστόσο, μία σωστή περιβαλλοντική μελέτη μπορεί να εκμηδενίσει ουσιαστικά τα όποια περιβαλλοντικά προβλήματα μπορούν να δημιουργηθούν κατά την κατασκευή ενός αιολικού πάρκου. Σε κάθε περίπτωση πρέπει να λαμβάνουμε υπόψη ότι η συμβατική παραγωγή ενέργειας με λιγνιτικούς, πετρελαϊκούς ή σταθμούς φυσικού αερίου και οι συμπληρωματικές εγκαταστάσεις τους (ορυχεία, δίκτυα, αγωγοί) έχουν καταστρέψει τεράστιες εκτάσεις της ελληνικής επικράτειας τα τελευταία πενήντα χρόνια, ενώ πλέον η κατασκευή νέων σταθμών απειλεί με καταστροφή ακόμα μεγαλύτερες.

3.3.7 Επιπτώσεις στην Ορνιθοπανίδα

Γενικά ο κίνδυνος σύγκρουσης είναι αμελητέος και για τα αποδημητικά και για τα ενδημικά πουλιά. Όμως σε οικολογικά ευαίσθητες περιοχές ή περιοχές που είναι γνωστές για την ορνιθολογική τους αξία, οι εγκαταστάσεις αιολικών πάρκων πρέπει να εξετάζονται με ιδιαίτερη προσοχή. Ο υπ' αριθμόν ένα κίνδυνος που απειλεί με ολοκληρωτική εξαφάνιση τα πουλιά, όπως και κάθε είδος της πανίδας και της χλωρίδας, είναι οι κλιματικές αλλαγές. Αυτή τη στιγμή το 99% των θανάτων των πουλιών οφείλεται σε ανθρώπινες δραστηριότητες, και στις συνέπειες τους (κυνήγι, καταστροφή οικοσυστήματος εξαιτίας της υπερεκμετάλλευσης φυσικών πόρων, δημιουργία πετρελαιοκηλίδων κτλ) σύγκρουση με ανθρώπινες κατασκευές (οχήματα, κτίρια, καλώδια, κτλ), κα. Για κάθε 5.000 – 10.000 πουλιά που σκοτώνονται από ανθρωπογενείς αιτίες, αναλογεί ένας θάνατος πουλιού από σύγκρουση με ανεμογεννήτρια. Σε κάθε περίπτωση οι σύγχρονες ανεμογεννήτριες, η σωστή χωροθέτησή τους και η δημιουργία έργων όπως η εγκατάσταση υπόγειων καλωδίων μειώνουν σημαντικά την πιθανότητα σύγκρουσης πουλιών με ανεμογεννήτριες. (Greenpeace, «Αιολική ενέργεια: Μύθοι και πραγματικότητα»).

Δεν πρέπει να παραμελείται όμως ότι τα αιολικά πάρκα μπορούν να επιφέρουν αρνητικές επιπτώσεις στην ορνιθοπανίδα. Ο τόπος εγκατάστασής τους είναι ο πιο κρίσιμος παράγοντας στον προσδιορισμό των επιπτώσεων. Γενικά, όσο πιο κοντά βρίσκονται οι ανεμογεννήτριες σε τόπους τροφοληψίας, μετανάστευσης, κουρνιάσματος και φωλεοποίησης των πουλιών, τόσο μεγαλύτερη είναι η πιθανότητα της επίδρασής τους. Διακρίνονται δύο τύποι επιπτώσεων: άμεσες (προερχόμενες από συγκρούσεις με τις εν γένει κατασκευές που υπάρχουν εντός του αιολικού πάρκου) και έμμεσες (απώλεια ενδιαιτήματος, φραγμοί στη μετακίνηση, όχληση κλπ.). Επίσης πρέπει να λαμβάνονται υπόψη και οι αθροιστικές επιπτώσεις, που προκαλούνται από την παρουσία και άλλων αιολικών πάρκων στην ίδια περιοχή. Έτσι, αφού κάθε μεμονωμένο αιολικό πάρκο μπορεί να συνιστά μία έστω και ελάχιστη απειλή για το περιβάλλον, όσο και αν εφαρμοστούν τα συνηθισμένα αντισταθμιστικά μέτρα, η αθροιστική επίπτωση των αιολικών εγκαταστάσεων, ήδη εγκατεστημένων και μελλοντικών, μπορεί να αποβεί πολύ

σημαντική. Οι επιπτώσεις σύμφωνα με την βιβλιογραφία¹² είναι: Άμεση Θνησιμότητα, Καταστροφή και απώλεια κατάλληλου αναπαραγωγικού βióτοπου, Εμπόδιο σε βασικές βιολογικές ανάγκες των πουλιών (Αναπαραγωγή - Μετανάστευση- Τροφοληψία), Ενόχληση.

Η Ελληνική Ορνιθολογική Εταιρεία υποστηρίζει την ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας με την προϋπόθεση ότι οι αναπτυξιακές προτάσεις λαμβάνουν υπόψη τα ανάλογα μέτρα για την προστασία της άγριας ζωής. Η δημιουργία των αιολικών πάρκων οφείλει να ισορροπεί με τους στόχους που έχει θέσει η Ευρωπαϊκή Ένωση για την αναστροφή της μείωσης της βιοποικιλότητας μέχρι το 2010. Η Ελλάδα διαθέτει αξιόλογη βιοποικιλότητα και οφείλει να την διατηρήσει σαν στοιχείο της εθνικής και παγκόσμιας φυσικής κληρονομιάς.

Τα αιολικά πάρκα στην Ελλάδα βρίσκονται συνήθως εγκατεστημένα σε ορεινές και νησιωτικές περιοχές, φυσικά εκτεθειμένες σε ανέμους μεγάλης έντασης όλο το χρόνο, με τρόπο που να μεγιστοποιεί την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από αυτή την πηγή. Πολλές από αυτές τις περιοχές περιλαμβάνουν σημαντικά ενδιαίτηματα για τη διατήρηση της φύσης, μερικά εκ των οποίων είναι πολύ υψηλής περιβαλλοντικής σπουδαιότητας. Προς αυτή την κατεύθυνση απαιτείται να ληφθεί ειδική μέριμνα, ώστε να διασφαλιστεί, ότι δεν θα γίνουν συμβιβασμοί στην ενσωμάτωση περιοχών, που έχουν υποδειχτεί για διατήρηση, όπως ΖΕΠ και ΣΠΠΕ.

Μετά την αδειοδότηση, εγκατάσταση, κατασκευή και έναρξη λειτουργίας ενός τέτοιου Αιολικού Πάρκου, θα πρέπει να ακολουθεί τουλάχιστον διετής παρακολούθηση (monitoring) της άγριας ζωής και ειδικότερα των πουλιών προκειμένου, εφ' όσον εντοπιστούν αρνητικές επιπτώσεις, να αναζητηθούν και περιγραφούν κατάλληλα μέτρα αντιμετώπισής τους. («Αιολικά Πάρκα και Ορνιθοπανίδα», Ελληνική Ορνιθολογική Εταιρεία, 2006).

¹² *Position Statement on Wind Farms and Birds*, BirdLife International 2005.
http://www.birdlife.org/action/change/europe/habitat_directive/windfarm_position_12_05.doc

3.3.8 Προβλήματα/ δυνατότητες αποκατάστασης του φυσικού περιβάλλοντος

Η ελληνική και διεθνής εμπειρία αποδεικνύει ότι διακοπή της λειτουργίας δεν προκύπτει για κανένα λόγο πριν το τέλος της διάρκειας ζωής του εξοπλισμού (~ 20 χρόνια για τα Α/Π), εκτός από την περίπτωση αναβάθμισης του εξοπλισμού. Ως εκ τούτου, θα πρέπει τα μέτρα αποκατάστασης να προσδιορίζονται ρητά στην ΕΠΟ και να ελέγχονται κατά τη διάρκεια λειτουργίας και σε περίπτωση παύσης.

Στην περίπτωση εκσυγχρονισμού/αναβάθμισης του εξοπλισμού (π.χ. αντικατάσταση Α/Γ) θεωρείται σχεδόν βέβαιο ότι η ταχεία εξέλιξη της τεχνολογίας αποτελεί το ουσιαστικό κίνητρο για τους επενδυτές, διότι οι τεχνικές και οικονομικά αποδοτικές βελτιώσεις δεν αφήνουν περιθώρια στροφής σε μεταχειρισμένο ή μη εξοπλισμό παλαιάς τεχνολογίας.

Σε κάθε περίπτωση αυτό μπορεί να εξασφαλιστεί κατά την έκδοση ή τροποποίηση της άδειας παραγωγής από τη ΡΑΕ κατά την εξέταση της αξιοπιστίας /αποδοτικότητας της χρησιμοποιούμενης τεχνολογίας.

Κεφάλαιο 4

4.1 Οικονομική Αξιολόγηση

Για να αξιολογηθεί η οικονομική αποδοτικότητα της αιολικής ενέργειας καθώς και τα άλλα πλεονεκτήματα, περιβαλλοντικά, αναπτυξιακά, ενεργειακά κλπ. όπως αυτά εκδηλώνονται και επηρεάζουν το κοινωνικοοικονομικό γίνεσθαι σε επίπεδο χώρας, αλλά και τοπικής κοινωνίας, θα θεωρηθεί πως έχουμε προς εγκατάσταση ένα νέο, τυπικό, Αιολικό Πάρκο των 10 MW. Έχοντας αυτή τη νέα επένδυση υπό εξέταση, και διαμορφώνοντας εναλλακτικά σενάρια ως προς την χρηματοδότηση της, εξετάζονται οι επιπτώσεις, θετικές ή αρνητικές, στο ευρύτερο περιβάλλον το οποίο ενδεχομένως θα επηρεαστεί από την αρχική περίοδο εγκατάστασης έως και την στιγμή της διακοπής της λειτουργίας και αποκατάστασης της περιοχής που ήταν εγκατεστημένο το αιολικό πάρκο.

Στο πλαίσιο αυτό, και μετά από έρευνα που έγινε προκειμένου για την εκτέλεση της εργασίας, παρακάτω χρησιμοποιούνται οι *μέσες τιμές* για τα όποια στοιχεία και δεδομένα χρησιμοποιούνται στην ανάλυση¹³. Αυτό γίνεται γιατί πιστεύεται ότι η μέθοδος αυτή αντικατοπτρίζει σε μεγάλο βαθμό, και βρίσκεται κοντά, στις πραγματικές συνθήκες μιας τέτοιας επένδυσης, καθώς τα όποια στοιχεία χρησιμοποιούνται παρακάτω έχουν διαφορετικές τιμές για κάθε διαφορετική επένδυση, ανάλογα με τον τόπο εγκατάστασης, την χρονική περίοδο, την κατάσταση της αγοράς κ.α. Μια διαφοροποίηση στην ανάλυση, θα έχει να κάνει και με την τοποθεσία εγκατάστασης του αιολικού πάρκου, καθώς ισχύουν διαφορετικές τιμές πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας όταν αυτή παράγεται από αιολικά που χωροθετούνται είτε στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα είτε στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά.

Ξεκινώντας, σύμφωνα με τα τελευταία στοιχεία κόστους, μια τυπική τιμή κόστους της επένδυσης ενός αιολικού πάρκου είναι 900.000€ για κάθε εγκατεστημένο MW. Επομένως ο συνολικός προϋπολογισμός της επένδυσης για την εγκατάσταση των 10 MW είναι 9.000.000€ ενώ ο οικονομικός κύκλος ζωής της επένδυσης θεωρείται ότι είναι τα 20 έτη. Αν και είναι δυνατόν η ζωή του εξοπλισμού να ξεπεράσει τα 20 έτη, επειδή τα συμβόλαια πώλησης ενέργειας είναι για 10+10 έτη η ανάλυση μας περιορίζεται στην 20ετία.

¹³ Τα όποια δεδομένα και οι αριθμητικές τιμές που χρησιμοποιούνται είναι αυτά που δόθηκαν από το Υπουργείο Ανάπτυξης μετά από ερώτημα μας και προσωπική επαφή.

Για την χρηματοδότηση της επένδυσης θα εξεταστούν διάφορα σενάρια χρηματοδότησης με διαφορετικούς όρους το καθένα, διαφέροντας κυρίως είτε στο ποσό δανεισμού, είτε στον αριθμό των δόσεων αποπληρωμής του δανείου, είτε στο ποσοστό επιχορήγησης και συμμετοχής των ιδίων κεφαλαίων στην επένδυση.

4.1.1 Σενάριο Χρηματοδότησης 1

Σε αυτό το πρώτο σενάριο η χρηματοδότηση της επένδυσης θεωρείται ότι γίνεται με το πλέον «συνηθισμένο» τρόπο ο οποίος υπακούει στα ποσοστά ίδιας συμμετοχής, επιχορήγησης και δανεισμού όπως αναφέρονται στους οικείους νόμους και παρέχονται από τους αρμόδιους φορείς. Με αυτό το σκεπτικό το 20% του κόστους της επένδυσης θα χρηματοδοτηθεί από ίδια κεφάλαια του επενδυτή (σύμφωνα με το Ν.3468/2006 το ποσοστό αυτό δεν μπορεί να υπολείπεται του 15% επί του προϋπολογιζόμενου κόστους κατασκευής του έργου). Για την συγκεκριμένη επένδυση το ποσοστό αυτό αντιστοιχεί σε 1.800.000€. Ένα 30% του κόστους της επένδυσης θα χρηματοδοτηθεί από επιχορήγηση (όπως μέχρι πρότινος ήταν 30% στα πλαίσια του ΕΠΑΝ / Γ' ΚΠΣ), κάτι που αντιστοιχεί σε 2.700.000€. Για το υπόλοιπο 50% της επένδυσης η χρηματοδότηση θα γίνει από δανεισμό από τράπεζα, δηλαδή το ποσό των 4.500.000€. Ο δανεισμός θα αποπληρωθεί σε 20 εξαμηνιαίες δόσεις με συμβατικό επιτόκιο 7,85%.¹⁴ Με αυτούς τους όρους δανεισμού το σύνολο του τοκοχρεολυσίου θα ανέλθει σε 6.580.917,71€ που σημαίνει ότι θα επιβαρυνθούμε με τόκους 2.080.917,71€ και το ποσό της δόσης κάθε εξάμηνου θα αντιστοιχεί περίπου σε 328.000€. Ο τρόπος αυτός χρηματοδότησης παρουσιάζεται στον Πίνακα 2.

Επίσης θεωρούνται ως δεδομένα ότι στο έτος 0, δηλαδή το έτος που λαμβάνεται η απόφαση πραγματοποίησης της επένδυσης υπάρχει η δυνατότητα απόκτησης όλου του ποσού της επιδότησης και του δανεισμού ώστε να είναι δυνατή η ανταπόκριση στα έξοδα της επένδυσης, ενώ επιπλέον προσφέρεται πλήρη εγγύηση για την εμπρόθεσμη εξόφληση των οφειλών προς την τράπεζα αποπληρωμής του δανείου.

Επιπρόσθετα, λαμβάνονται υπόψη τα έξοδα και δαπάνες του αιολικού πάρκου. Στα έξοδά περιλαμβάνονται τα έξοδα διοίκησης (π.χ. Λογιστής) τα οποία είναι τα τυπικά

¹⁴ Η τιμή του επιτοκίου ισχύει σύμφωνα με την Αγροτική Τράπεζα της Ελλάδος. Επιπλέον στην τιμή του επιτοκίου συμπεριλαμβάνεται ένα ποσοστό 0,6% που αποδίδεται στο δημόσιο σύμφωνα με το ν.128/75

μια επιχείρησης, τα έξοδα ασφάλισης του εξοπλισμού (τυπικά 0,2% του συνολικού κόστους εγκατάστασης), την καταβολή 3% επί των εσόδων στον οικείο δήμο, ένα 2% του κόστους εγκατάστασης για ετήσια δαπάνη λειτουργίας και συντήρησης ενεργειακού συστήματος, τα έξοδα για τους μισθούς του προσωπικού, και γενικά αν λάβουμε υπόψη μας τα συνολικά ετήσια έξοδα κατά τη λειτουργία του αιολικού πάρκου θα μπορούσαμε να πούμε ότι προσεγγίζουν το 16-17% των εσόδων. Για το συγκεκριμένο αιολικό πάρκο των 10 MW το ποσό αυτό αντιστοιχεί σε 255.792€.

Πίνακας 2

Ίδια συμμετοχή 20%	1.800.000 €
Επιχορήγηση 30%	2.700.000 €
Δανεισμός 50%	4.500.000 €
Επιτόκιο	7,85%
Πλήθος Δόσεων	20
Συχνότητα Δόσεων	6 μήνες
Σύνολο τοκοχρεολυσίου	6.363.398,47 €
Ποσό Δόσης	328.000 €
Τόκοι	1.863.398,47 €
Ποσό καταβολής στην τράπεζα κάθε έτος	656.000 €

Η ετήσια παραγόμενη, και συνεπώς και πωλούμενη¹⁵, ηλεκτρική ενέργεια του πάρκου ισοδυναμεί με 21.900 MW. Η ετήσια παραγωγή υπολογίζεται με βάση το γινόμενο του Συντελεστή ισχύος¹⁶ (μέση τιμή 0,25), επί τις 8760 ώρες που αντιστοιχούν σε ένα ημερολογιακό έτος, επί τα εγκατεστημένα 10 MW του αιολικού πάρκου (0,25*8760*10). Οι 8760 ώρες λειτουργίας ελέγχονται καθώς μειώνονται λόγω κάποιων ωρών που χρειάζονται για την συντήρηση-επισκευή του πάρκου αλλά και ωρών που δεν λειτουργεί το πάρκο λόγω υπερβολικά υψηλής ή χαμηλής έντασης του ανέμου. Ωστόσο για να συμπεριληφθούν αυτά τα γεγονότα στην ενεργειακή αποδοτικότητα του αιολικού

¹⁵ Ο Διαχειριστής του Συστήματος υποχρεούνται να συνάπτει σύμβαση πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας με τον κάτοχο της άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. άρθρο 12 του Ν.3468/2006.

¹⁶ Μέση τιμή όπως αυτή μας δόθηκε από το ΥΠ.ΑΝ.

πάρκου, και επομένως και στο συγκεκριμένο σενάριο, λαμβάνεται υπόψη χαμηλός συντελεστής ισχύος του αιολικού πάρκου.

Επίσης, πρόσθετα πρέπει να επισημανθούν τα παρακάτω: α) η ετήσια ενεργειακή δαπάνη της επιχείρησης μετά την επένδυση είναι μηδενική επί της ουσίας, β) δεν αγοράζεται ηλεκτρική και θερμική ενέργεια μετά την εγκατάσταση του πάρκου και επομένως δεν υπάρχει ετήσια δαπάνη αγοράς ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας, γ) η ετήσια πρόσοδος από πώληση θερμικής ενέργειας, η ετήσια αγοραζόμενη ηλεκτρική ενέργεια μετά την επένδυση, η ετήσια αγοραζόμενη θερμική ενέργεια μετά την επένδυση, η ετήσια πωλούμενη θερμική ενέργεια μετά την επένδυση και η ετήσια κατανάλωση του καυσίμου μετά την επένδυση είναι μηδενικές.

Σύμφωνα με τον ν.3468/2006 η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από Παραγωγό ή Αυτοπαραγωγό μέσω σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α. ή μέσω Υβριδικού Σταθμού και απορροφάται από το Σύστημα ή το Δίκτυο, τιμολογείται, σε μηνιαία βάση, κατά τα ακόλουθα:

α) Η τιμολόγηση γίνεται με βάση την τιμή, σε ευρώ ανά μεγαβατώρα (MWh), της ηλεκτρικής ενέργειας που απορροφάται από το Σύστημα ή το Δίκτυο, συμπεριλαμβανομένου και του Δικτύου Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών.

β) Η τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας παραγόμενη από αιολικά κατά την προηγούμενη περίπτωση γίνεται με βάση τα στοιχεία του ακόλουθου πίνακα 3:

Πίνακας 3

Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από:	Τιμή Ενέργειας (€/MWh)	
	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
(α) Αιολική ενέργεια	73	84,6
(β) Αιολική ενέργεια από αιολικά πάρκα στη θάλασσα	90	

Μετά από γνωμοδότηση της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (ΡΑΕ) εκδόθηκε η υπουργική απόφαση βάση της οποίας αναπροσαρμόζονται τα τιμολόγια απορρόφησης ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από Παραγωγό ή Αυτοπαραγωγό μέσω σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α. ή μέσω Υβριδικού Σταθμού σύμφωνα με τον ακόλουθο πίνακα 4. Η ισχύς της απόφασης θα εφαρμόζεται από 1/1/2007.

Πίνακας 4

Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από:	Τιμή Ενέργειας (€/MWh)	
	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
(α) Αιολική ενέργεια	75,82	87,42
(β) Αιολική ενέργεια από αιολικά πάρκα στη θάλασσα	92,82	

Η παρούσα εργασία είναι βασισμένη στις τιμές απορρόφησης της ηλεκτρικής ενέργειας όπως ίσχυαν με το ν.3468/2006. Αυτό γίνεται κυρίως για τον εξής λόγο: στη συνέχεια της εργασίας παρουσιάζεται η σύγκριση κόστους παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ του αιολικού πάρκου και της ΔΕΗ. Οι τιμές κόστους της ΔΕΗ που χρησιμοποιούνται αναφέρονται στο Μέσο Πλήρες Μεταβλητό Κόστος για το έτος 2005¹⁷. Επειδή υπάρχει αυτή η χρονική διαφορά για τα στοιχεία κόστους της ΔΕΗ, στην ανάλυση λαμβάνονται υπόψη οι τιμές απορρόφησης της ηλεκτρικής ενέργειας όπως ίσχυαν με το ν.3468/2006, προκειμένου να είναι πιο κοντά χρονικά οι τιμές που λαμβάνονται υπόψη, αν και πάλι θα υπάρχει διαφορά ενός έτους μεταξύ των τιμών. Όμως δεν ήταν εφικτό να αποκτηθούν νεότερα, χρονικά, στοιχεία από την αρμόδιο διεύθυνση της ΔΕΗ για το Μέσο Πλήρες Μεταβλητό της Κόστος.

Με δεδομένη την τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικά και ξέροντας ότι ο παραγωγός και κάτοχος του αιολικού θα πουλήσει όλη την παραγόμενη

¹⁷ Στοιχεία κόστους της ΔΕΗ όπως αυτά μας δόθηκαν από την Διεύθυνση Σχεδιασμού και Απόδοσης της Γενικής Διεύθυνσης Οικονομικών Υπηρεσιών της ΔΕΗ για το έτος 2005.

ενέργεια, καθώς ο Διαχειριστής του Συστήματος υποχρεούνται να συνάπτει σύμβαση πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας με τον κάτοχο της άδειας παραγωγής, όπως αναφέρθηκε και προηγούμενα, μπορούμε να υπολογίσουμε τα ετήσια έσοδα του αιολικού πάρκου από την πώληση της παραγόμενης ενέργειας. Αυτά αντιστοιχούν σε $21.900 \text{ MW} * 73 \text{ €/MWh}$, δηλαδή 1.598.700€ για το Διασυνδεδεμένο Σύστημα, και $21.900 \text{ MW} * 84,6 \text{ €/MWh} = 1.852.740\text{€}$ για τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά.

Με βάση όλα τα παραπάνω μπορούμε τώρα να υπολογίσουμε τα Καθαρά Ετήσια Κέρδη του αιολικού πάρκου. Για το Διασυνδεδεμένο Σύστημα έχοντας έσοδα 1.598.700€ μείον 255.792€ τα ετήσια έξοδα του πάρκου μείον 656.000€ οι δύο εξαμηνιαίες δόσεις του δανείου (συνολικά έξοδα 911.792 €) απομένουν *Καθαρά Ετήσια Κέρδη* για το αιολικό μας πάρκο 686.908€. Αντίστοιχα για τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά τα ετήσια έσοδα που αντιστοιχούν σε 1.852.740€ μείον 911.792 € τα συνολικά ετήσια έξοδα, απομένουν *Καθαρά Ετήσια Κέρδη* 940.948 €.

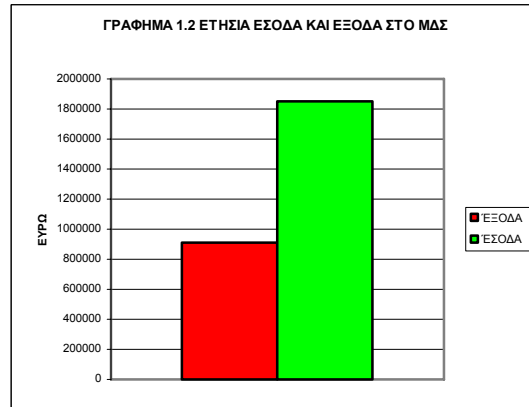
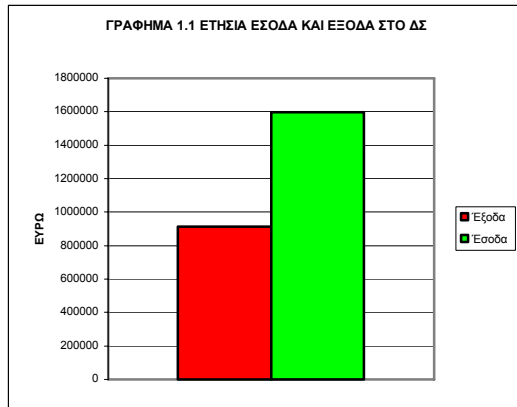
Το παραπάνω σενάριο υπολογισμών παρουσιάζεται συνοπτικά στο πίνακα 5.

Πίνακας 5

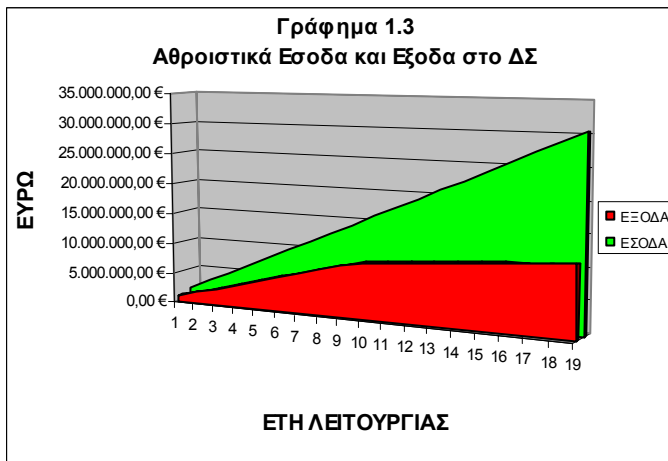
Αιολικό Πάρκο 10 MW	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
Κόστος επένδυσης	9.000.000 €	9.000.000 €
Ετήσια Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας	21.900 MW	21.900 MW
Τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα από αιολικό	73,00 €	84,60 €
Ετήσια Έσοδα από πώληση ενέργειας	1.598.700 €	1.852.740 €
Ποσό καταβολής στην τράπεζα κάθε έτος	656.000 €	656.000 €
Ετήσια Έξοδα πάρκου	255.792 €	255.792 €
Καθαρά Ετήσια Κέρδη (Ετήσια έσοδα – ποσό δόσης δανείου-ετήσια έξοδα)	686.908 €	940.948 €

Σύμφωνα με το σενάριο αυτό υπολογισμών, στα γραφήματα 1.1 και 1.2 γίνεται η γραφική απεικόνιση των ετήσιων εσόδων και εξόδων για το Διασυνδεδεμένο Σύστημα

και για το Μη Διασυνδεδεμένο αντίστοιχα. Γίνεται με αυτό τον τρόπο και διαγραμματικά προφανές, τόσο για το Διασυνδεδεμένο Σύστημα όσο και για το Μη Διασυνδεδεμένο, ότι τα συνολικά ετήσια έσοδα υπερβαίνουν τα συνολικά ετήσια έξοδα αποφέροντας στον κάτοχο του αιολικού πάρκου κάποιο ποσό κέρδους.



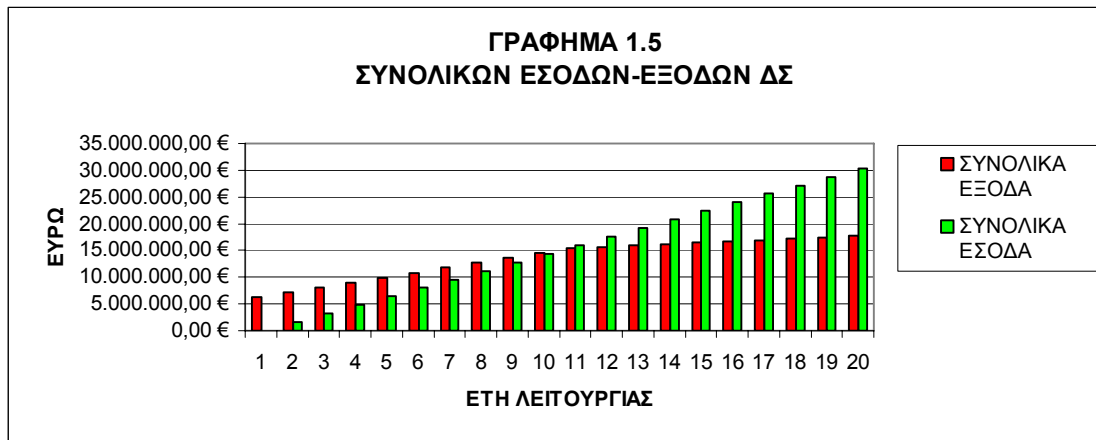
Στα γραφήματα 1.3 και 1.4 παρουσιάζονται αθροιστικά τα ετήσια έσοδα και έξοδα του πάρκου από το πρώτο χρόνο λειτουργίας έως και το τέλος της εικοσαετούς διάρκειας λειτουργίας του¹⁸. Η περιοχή που διακρίνεται ως η διαφορά των εσόδων με τα έξοδα, (πράσινη περιοχή στα γραφήματα) αντικατοπτρίζει τα κέρδη της επένδυσης. Τα συνολικά κέρδη σε όλη την διάρκεια λειτουργίας του αιολικού πάρκου από την συγκεκριμένη επένδυση του σεναρίου 1, αντιστοιχούν σε 18.955.252,00 € για το ΔΣ και σε 23.782.012,00 € για το ΜΔΣ.



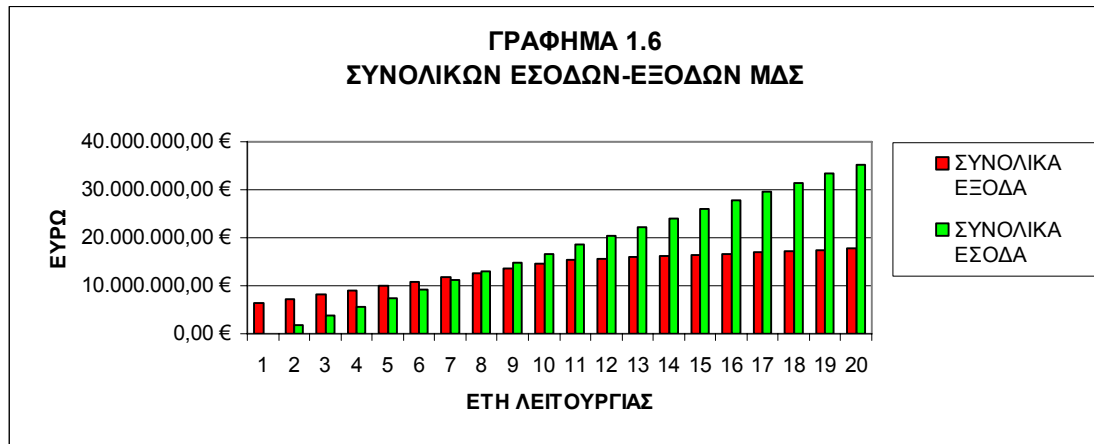
¹⁸ Όλοι οι πίνακες για την εξαγωγή των γραφημάτων βρίσκονται στο παράρτημα της εργασίας.

Επίσης στα γραφήματα 1.5 για το ΔΣ και 1.6 για το ΜΔΣ παρουσιάζονται τα συνολικά αθροιστικά έσοδα και έξοδα για όλα τα έτη λειτουργίας του πάρκου¹⁹, συμπεριλαμβανομένων των εξόδων εγκατάστασης στο έτος 0, με τέτοιο τρόπο ώστε να γίνεται προφανής ο χρόνος απόσβεσης της επένδυσης. Για το ΔΣ η απόσβεση γίνεται περίπου στο δέκα (10) έτη λειτουργίας του πάρκου, ενώ για το ΜΔΣ γίνεται περίπου στα επτάμιση (7,5) έτη.

Πριν παρουσιαστούν τα γραφήματα αυτά διευκρινίζεται ότι με τον όρο απόσβεση της επένδυσης θεωρείται η χρονική στιγμή κατά την οποία γίνεται αποπληρωμή του δανείου και παράλληλα επανακτώνται τα ίδια κεφάλαια που χρηματοδότησαν την επένδυση στη φάση της εγκατάστασης του αιολικού πάρκου. Η χρηματοδότηση της επένδυσης από επιχορηγήσεις δεν λαμβάνεται υπόψη ως μέρος της επένδυσης που αποσβένεται καθώς τα χρήματα αυτά είναι ουσιαστικά «χρηματική ενίσχυση» χωρίς την υποχρέωση για εξόφληση της στον φορέα που χορηγεί την επιχορήγηση για την πραγματοποίηση της επένδυσης.



¹⁹ Στο σενάριο έχουμε προσδιορίσει εικοσαετή διάρκεια λειτουργίας του αιολικού πάρκου.



4.1.2 Εναλλακτικά Σενάρια Χρηματοδότησης

Σε αυτό το μέρος της εργασίας εξετάζονται κάποια εναλλακτικά σενάρια χρηματοδότησης προκειμένου να προσδιορισθεί ο τρόπος με τον οποίο οι επιχορηγήσεις επηρεάζουν την απόφαση πραγματοποίησης μιας επένδυσης αιολικού πάρκου, αλλά και ο βαθμός που το ύψος μιας επιχορήγησης, και συνεπώς και το ύψος του ποσού δανεισμού, επηρεάζουν την απόφαση αυτή. Ένα σενάριο χρηματοδότησης (Σενάριο 1) εξετάστηκε προηγούμενα και η συνοπτική παρουσίαση του φαίνεται στον πίνακα 2. Στη συνέχεια παρουσιάζονται τα εναλλακτικά σενάρια χρηματοδότησης, βασιζόμενα σε κάποιους υπολογισμούς όπως αυτοί παρουσιάστηκαν προηγουμένως στο σενάριο 1. Το κόστος πραγματοποίησης της επένδυσης του αιολικού πάρκου των 10 MW αντιστοιχεί σε 9.000.000€. Η ετήσια παραγωγή του αιολικού πάρκου αντιστοιχεί σε 21.900 MW, (έχοντας λάβει για τον συντελεστή ισχύος τιμή 0,25), τα ετήσια έσοδα στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα αντιστοιχούν σε 1.598.700€ και στο Μη Διασυνδεδεμένο Δίκτυο σε 1.852.740€, ενώ τα ετήσια έξοδα, χωρίς την πληρωμή των δόσεων του δανείου, σε 255.792€. Επομένως τα ετήσια διαθέσιμα έσοδα για την πληρωμή των δόσεων του δανεισμού στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα αντιστοιχούν σε 1.342.908 € και στο Μη Διασυνδεδεμένο Δίκτυο σε 1.596.948 €.

4.1.2.1 Σενάριο Χρηματοδότησης 2

Σε αυτό το σενάριο χρηματοδότησης, η διαφοροποίηση με το Σενάριο 1, έγκειται στην διαφοροποίηση του αριθμού των εξαμηνιαίων δόσεων. Ο δανεισμός θα αποπληρωθεί σε 10 εξαμηνιαίες δόσεις με συμβατικό επιτόκιο 7,85%. Συγκεκριμένα για

το σενάριο αυτό λαμβάνεται υπόψη: ίδια συμμετοχή 20% του κόστους της επένδυσης, που αναλογεί σε ποσό 1.800.000€, Επιχορήγηση 30% του κόστους της επένδυσης, που αναλογεί σε ποσό 2.700.000€ και Δανεισμός 50% του κόστους της επένδυσης, που αναλογεί σε ποσό 4.500.000€. Το επιτόκιο δανεισμού έχει τιμή 7,85% και το πλήθος των δόσεων αντιστοιχεί σε 10 εξαμηνιαίες δόσεις. Με τα δεδομένα αυτά, το ποσό κάθε δόσης ανέρχεται περίπου σε 552.000€ και επομένως τα ετήσια έξοδα για την αποπληρωμή του δανείου ανέρχονται σε 1.104.000€. Τα δεδομένα αυτά παρουσιάζονται στο Πίνακα 5.1.1.

Πίνακας 5.1.1

Ίδια συμμετοχή 20%	1.800.000 €
Επιχορήγηση 30%	2.700.000 €
Δανεισμός 50%	4.500.000 €
Επιτόκιο	7,85%
Πλήθος Δόσεων	10
Συχνότητα Δόσεων	6 μήνες
Σύνολο τοκοχρεολυσίου	5.529.110,70 €
Ποσό Δόσης	552.000 €
Τόκοι	1.029.110,70 €
Ποσό καταβολής στην τράπεζα κάθε έτος	1.104.000 €

Αν πραγματοποιηθούν όλες οι ετήσιες δαπάνες του αιολικού πάρκου και αφαιρεθούν από τα ετήσια έσοδα του αιολικού πάρκου από την πώληση της παραχθείσης ηλεκτρικής ενέργειας, παραμένουν Καθαρά Ετήσια Κέρδη 238.908€ για το Διασυνδεδεμένο Σύστημα και 492.948 € για το Μη Διασυνδεδεμένο. Πίνακας 5.1.2

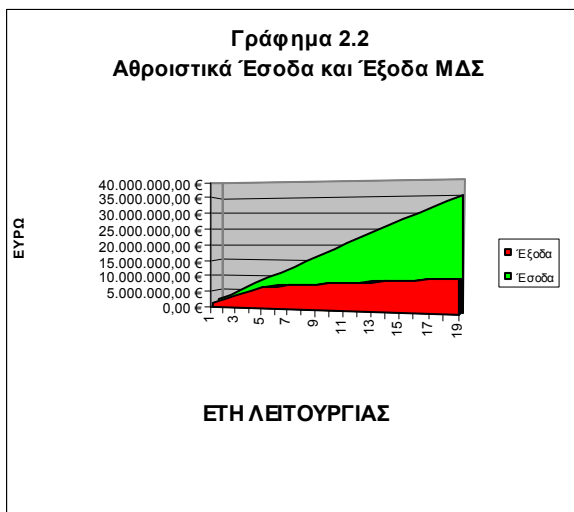
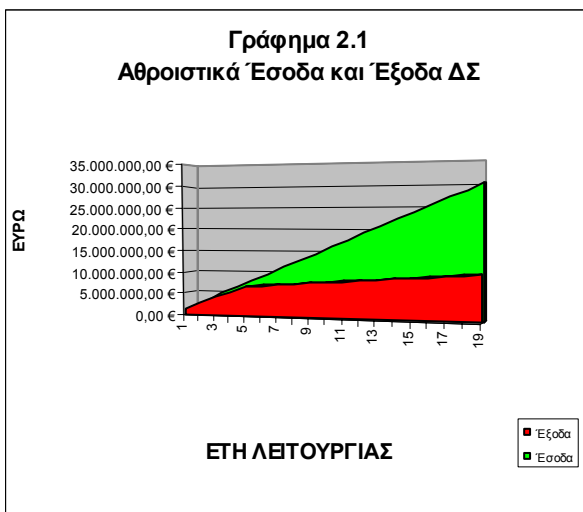
Πίνακα 5.1.2

Αιολικό Πάρκο 10 MW		
	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
Κόστος επένδυσης	9.000.000 €	9.000.000 €
Ετήσια Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας	21.900 MW	21.900 MW
Τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα από αιολικό	73,00 €	84,60 €
Ετήσια Έσοδα από πώληση ενέργειας	1.598.700 €	1.852.740 €
Ποσό καταβολής στην τράπεζα κάθε έτος	1.104.000 €	1.104.000 €
Ετήσια Έξοδα πάρκου	255.792 €	255.792 €
Καθαρά Ετήσια Κέρδη (Ετήσια έσοδα – ποσό δόσης δανείου-ετήσια έξοδα)	238.908 €	492.948 €

Αποδεικνύεται από την ανάλυση του σεναρίου 2 ότι η χρηματοδότηση της επένδυσης μπορεί να γίνει υπό τις προϋποθέσεις του σεναρίου 2, αποφέροντας και μάλιστα και καθαρά ετήσια κέρδη στον κάτοχο του αιολικού πάρκου.

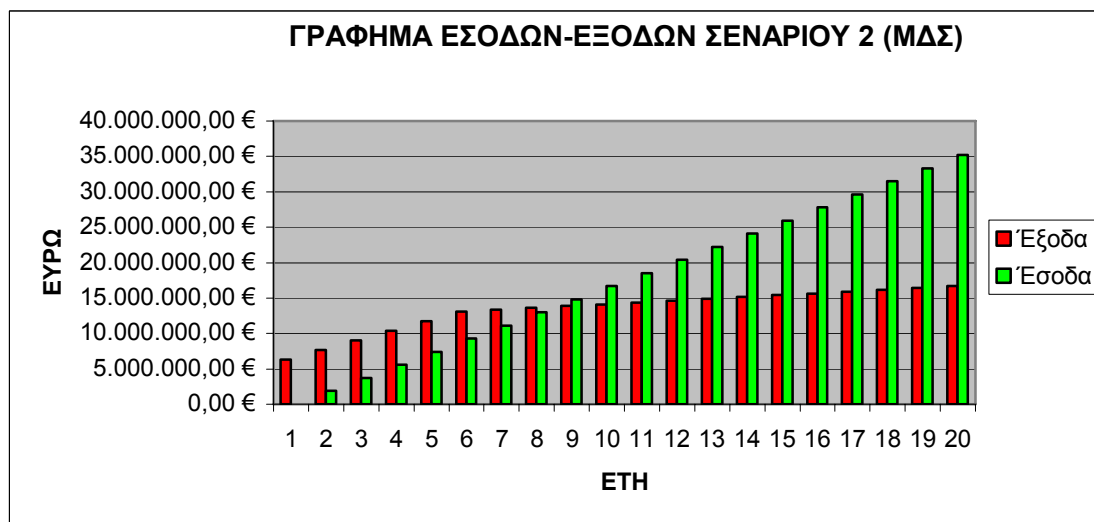
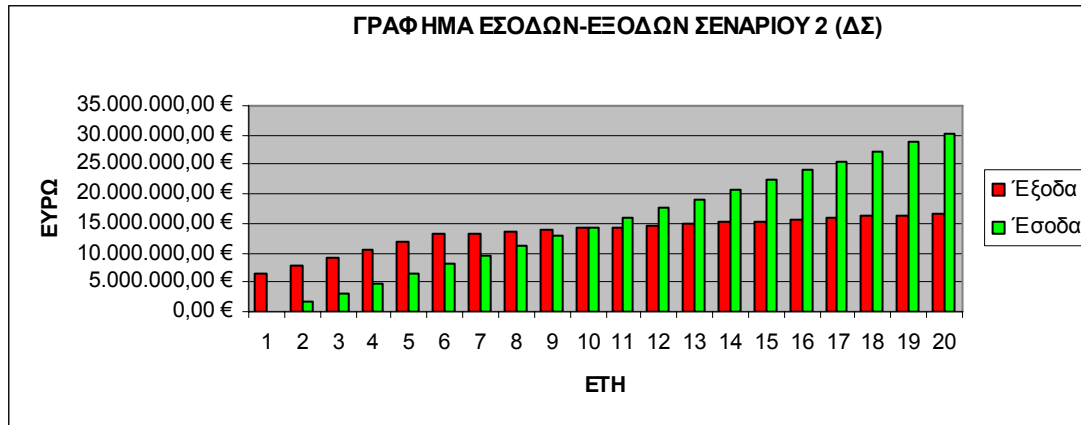
Στα γραφήματα 2.1 και 2.2 παρουσιάζονται αθροιστικά τα ετήσια έσοδα και έξοδα του πάρκου από το πρώτο χρόνο λειτουργίας έως και το τέλος της εικοσαετούς διάρκειας λειτουργίας του. Η περιοχή που διακρίνεται ως η διαφορά των εσόδων με τα έξοδα, (πράσινη περιοχή στα γραφήματα) αντικατοπτρίζει τα κέρδη της επένδυσης. Τα συνολικά κέρδη σε όλη την διάρκεια λειτουργίας του αιολικού πάρκου (20 έτη) από την συγκεκριμένη επένδυση του σεναρίου 2, αντιστοιχούν σε 19.995.252,00 € για το ΔΣ και σε 24.822.012,00 € για το ΜΔΣ.²⁰

²⁰ Όλοι οι πίνακες για την εξαγωγή των γραφημάτων βρίσκονται στο παράρτημα της εργασίας.



Στα παρακάτω γραφήματα 2.3 για το ΔΣ και 2.4 για το ΜΔΣ παρουσιάζονται τα συνολικά αθροιστικά έσοδα και έξοδα για όλα τα έτη λειτουργίας του πάρκου, συμπεριλαμβανομένων των εξόδων εγκατάστασης στο έτος 0, με τέτοιο τρόπο ώστε να γίνεται προφανής ο χρόνος απόσβεσης της επένδυσης. Για το ΔΣ η απόσβεση γίνεται περίπου στο ένατο έτος λειτουργίας του πάρκου, ενώ για το ΜΔΣ γίνεται περίπου στο όγδοο έτος.

Με την μείωση του αριθμού των δόσεων αυτό που πραγματικά επιτυγχάνεται είναι η αύξηση των κερδών περίπου 1.040.252 €, κυρίως λόγω του μικρότερου συνολικού τοκοχρεολυσίου και επομένως του μικρότερου ποσού για τόκους που αποδίδεται στην τράπεζα, και επιπρόσθετα επιτυγχάνεται απόσβεση σε μικρότερο χρονικό διάστημα κυρίως στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα.



4.1.2.2 Σενάριο Χρηματοδότησης 3

Δεν είναι λίγες οι φορές που επικριτές των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας χρησιμοποιούν ως επιχειρήματα τους, για να υποστηρίξουν την θέση τους κατά των ανανεώσιμων πηγών, το γεγονός των «μεγάλων» επιχορηγήσεων και της οικονομικής στήριξης των επενδύσεων που αναφέρονται στις ανανεώσιμες πηγές, υποστηρίζοντας ότι όλα γίνονται στο βωμό του κέρδους και όχι της περιβαλλοντικής συνείδησης.

Σε αυτό το σενάριο χρηματοδότησης εξετάζεται η περίπτωση εγκατάστασης ενός αιολικού πάρκου χωρίς την οποιαδήποτε στήριξη από την πολιτεία με την μορφή επιχορηγήσεων ή οποιασδήποτε άλλης οικονομικής ενίσχυσης. Έτσι θα γίνει προφανές αν έχουν δίκιο οι επικριτές των επιχορηγήσεων προς τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και συγκεκριμένα όπως εξετάζεται εδώ, στην περίπτωση της αιολικής ενέργειας, ή αν το επιχειρήματα τους αυτό δεν άπτεται της πραγματικότητας.

Συγκεκριμένα για το σενάριο αυτό λαμβάνεται υπόψη: ίδια συμμετοχή 15% του κόστους της επένδυσης²¹, που αναλογεί σε ποσό 1.350.000 €, Επιχορήγηση 0%, και Δανεισμός 85% του κόστους της επένδυσης, που αναλογεί σε ποσό 7.650.000€. Το επιτόκιο δανεισμού έχει τιμή 7,85% και το πλήθος των δόσεων αντιστοιχεί σε 20 εξαμηνιαίες δόσεις. Με τα δεδομένα αυτά, το ποσό κάθε δόσης ανέρχεται περίπου σε 559.000€ και επομένως τα ετήσια έξοδα για την αποπληρωμή του δανείου ανέρχονται σε 1.118.000 €.

Πίνακας 5.2.1

Ίδια συμμετοχή 15%	1.350.000 €
Επιχορήγηση 0%	0 €
Δανεισμός 85%	7.650.000 €
Επιτόκιο	7,85%
Πλήθος Δόσεων	20
Συχνότητα Δόσεων	6 μήνες
Σύνολο τοκοχρεολυσίου	11.187.560,06 €
Ποσό Δόσης	559.000 €
Τόκοι	3.537.560,06 €
Ποσό καταβολής στην τράπεζα κάθε έτος	1.118.000 €

Αν πραγματοποιηθούν όλες οι ετήσιες δαπάνες του αιολικού πάρκου και αφαιρεθούν από τα ετήσια έσοδα του πάρκου από την πώληση της παραχθείσης ηλεκτρικής ενέργειας, παραμένουν Καθαρά Ετήσια Κέρδη 224.908€ για το Διασυνδεδεμένο Σύστημα και 478.948€ για το Μη Διασυνδεδεμένο. Πίνακας 5.2.2

²¹ Όπως ορίζεται ως ελάχιστο ποσοστό από τον ν.3468/2006

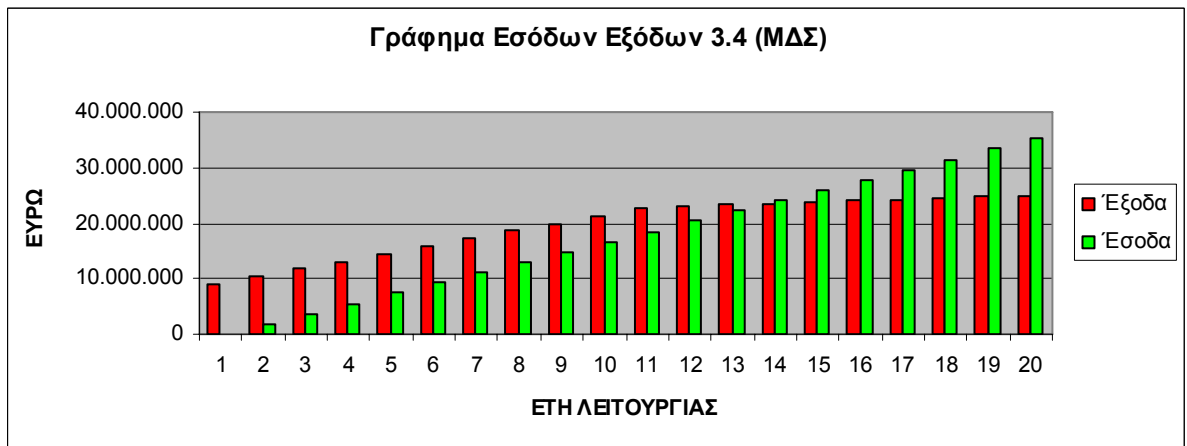
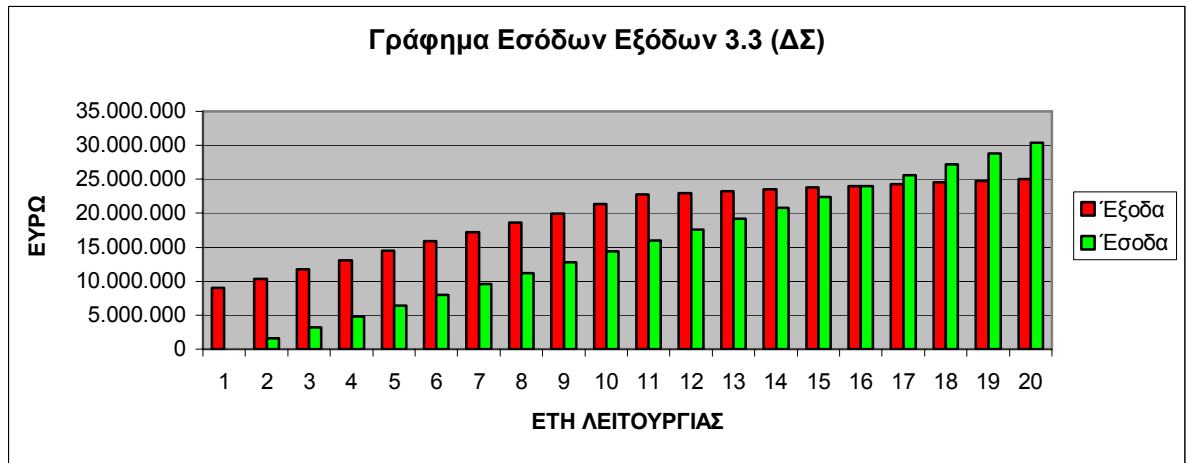
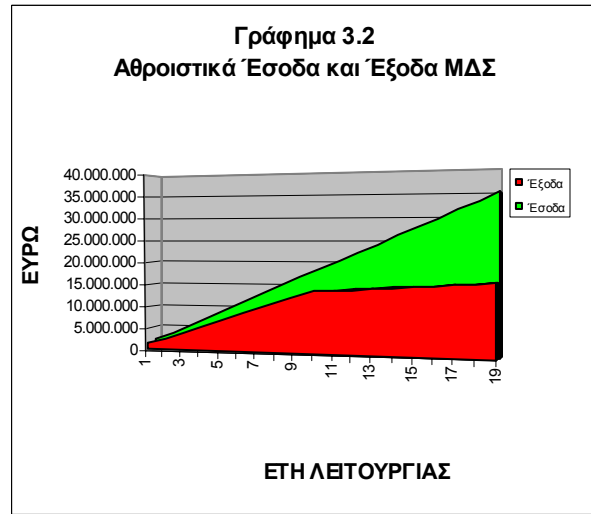
Πίνακας 5.2.2

Αιολικό Πάρκο 10 MW		
	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
Κόστος επένδυσης	9.000.000 €	9.000.000 €
Ετήσια Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας	21.900 MW	21.900 MW
Τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα από αιολικό	73,00 €	84,60 €
Ετήσια Έσοδα από πώληση ενέργειας	1.598.700 €	1.852.740 €
Ποσό καταβολής στην τράπεζα κάθε έτος	1.118.000 €	1.118.000 €
Ετήσια Έξοδα πάρκου	255.792 €	255.792 €
Καθαρά Ετήσια Κέρδη (Ετήσια έσοδα – ποσό δόσης δανείου-ετήσια έξοδα)	238.908 €	478.948 €

Αποδεικνύεται από την ανάλυση του σεναρίου 3 ότι η χρηματοδότηση της επένδυσης μπορεί να γίνει υπό τις προϋποθέσεις του σεναρίου 3, αποφέροντας και μάλιστα και καθαρά ετήσια κέρδη στον κάτοχο του αιολικού. Στα γραφήματα 3.1 και 3.2 παρουσιάζονται αθροιστικά τα ετήσια έσοδα και έξοδα του πάρκου από το πρώτο χρόνο λειτουργίας έως και το τέλος της εικοσαετούς διάρκειας λειτουργίας του. Η περιοχή που διακρίνεται ως η διαφορά των εξόδων με τα έσοδα, (πράσινη περιοχή στα γραφήματα) αντικατοπτρίζει τα κέρδη της επένδυσης. Τα συνολικά κέρδη σε όλη την διάρκεια λειτουργίας του αιολικού πάρκου από την συγκεκριμένη επένδυση του σεναρίου 3, αντιστοιχούν σε 14.335.252,00 € για το ΔΣ και σε 19.162.012 € για το ΜΔΣ.

Επίσης στα γραφήματα 3.3 και 3.4 φαίνεται το έτος απόσβεσης της επένδυσης. Για το ΔΣ η απόσβεση γίνεται περίπου στο 15 έτος λειτουργίας ενώ στο ΜΔΣ στο 13 έτος. Είναι γεγονός ότι τα 13 ή 15 έτη απόσβεσης είναι αρκετά, όμως στο σενάριο αυτό δεν υπάρχει καμία επιχορήγηση και ο ιδιοκτήτης του αιολικού πάρκου αποσβένει το σύνολο της επένδυσης, ποσό 9.000.000€. Δεν πρέπει να παραβλεφθούν επιπρόσθετα και τα ποσά των κερδών, 14.335.252,00 € για το ΔΣ και σε 19.162.012 € για το ΜΔΣ, που αντιστοιχούν στην εικοσαετή λειτουργία του πάρκου. Ενώ τέλος τα δεδομένα θα ήταν

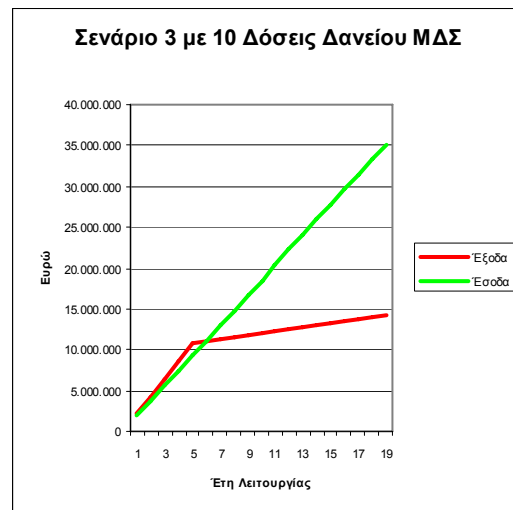
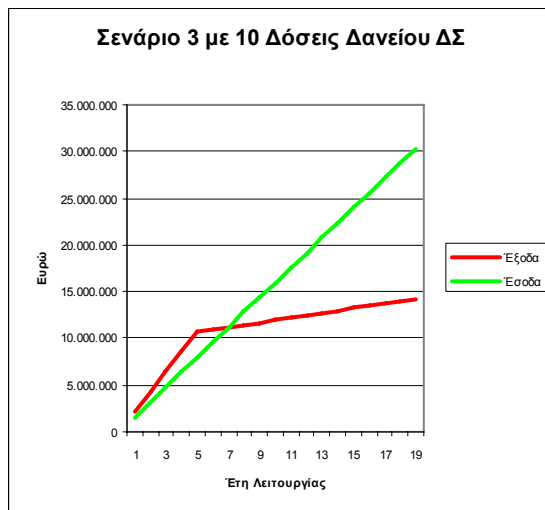
εντελώς διαφορετικά αν ληφθεί υπόψη μεγαλύτερη τιμή του συντελεστή ισχύος του αιολικού πάρκου.



Σε μία προσπάθεια παραλλαγής του σεναρίου 3 προκειμένου να υπάρξει ταχύτερη αποπληρωμή του δανείου και εκπλήρωση των υποχρεώσεων προς την τράπεζα, μειώνονται οι δόσεις από 20 σε 10 εξαμηνιαίες, όπως φαίνεται και από τον πίνακα 5.2.3. Το σενάριο αυτό χρηματοδότησης δεν καθίσταται εφικτό. Το ποσό καταβολής στην τράπεζα κάθε έτος είναι 1.880.000€, ποσό που ξεπερνά τα ετήσια έσοδα του αιολικού πάρκου τόσο στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα (1.598.700€) όσο και στο Μη Διασυνδεδεμένο (1.852.740 €).

Πίνακας 5.3.2

Ίδια συμμετοχή 15%	1.350.000 €
Επιχορήγηση 0%	0 €
Δανεισμός 85%	7.650.000 €
Επιτόκιο	7,85%
Πλήθος Δόσεων	10
Συχνότητα Δόσεων	6 μήνες
Σύνολο τοκοχρεολυσίου	11.187.560,06 €
Ποσό Δόσης	940.000 €
Τόκοι	1.749.488,20 €
Ποσό καταβολής στην τράπεζα κάθε έτος	1.880.000 €



4.1.2.3 Σενάριο Χρηματοδότησης 4

Για την καλύτερη αξιοποίηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, είναι γεγονός ότι η ύπαρξη κινήτρου, κυρίως οικονομικού, θα παρότρυνε σε ένα βαθμό τους επενδυτές για την ενασχόληση τους με τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και θα παρείχε σημαντική οικονομική βοήθεια για την πραγματοποίηση της επένδυσης.

Για αυτό το λόγο, σε αυτό το σενάριο χρηματοδότησης λαμβάνεται υπόψη επιχορήγηση για την πραγματοποίηση της επένδυσης, η οποία όμως είναι μειωμένη ως προς τα ποσοστά που ίσχυαν τα προηγούμενα χρόνια για τις επενδύσεις σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Συγκεκριμένα για το σενάριο αυτό λαμβάνεται υπόψη: ίδια συμμετοχή 15% του κόστους της επένδυσης, που αναλογεί σε ποσό 1.350.000€, Επιχορήγηση 15% του κόστους της επένδυσης, ποσό 1.350.000€, και Δανεισμός 70% του κόστους της επένδυσης, που αναλογεί σε ποσό 6.300.000€. Το επιτόκιο δανεισμού έχει τιμή 7,85% και το πλήθος των δόσεων αντιστοιχεί σε 20 εξαμηνιαίες δόσεις. Με τα δεδομένα αυτά, το ποσό κάθε δόσης ανέρχεται περίπου σε 459.000€ και επομένως τα ετήσια έξοδα για την αποπληρωμή του δανείου ανέρχονται σε 918.000€. Πίνακας 5.4.1.

Πίνακας 5.4.1

Ίδια συμμετοχή 15%	1.350.000 €
Επιχορήγηση 15%	1.350.000 €
Δανεισμός 70%	6.300.000 €
Επιτόκιο	7,85%
Πλήθος Δόσεων	20
Συχνότητα Δόσεων	6 μήνες
Σύνολο τοκοχρεολυσίου	9.213.284,75 €
Ποσό Δόσης	459.000 €
Τόκοι	2.913.284,75 €
Ποσό καταβολής στην τράπεζα κάθε έτος	918.000 €

Αν πραγματοποιηθούν όλες οι ετήσιες δαπάνες του αιολικού πάρκου και αφαιρεθούν από τα ετήσια έσοδα του πάρκου από την πώληση της παραχθείσης

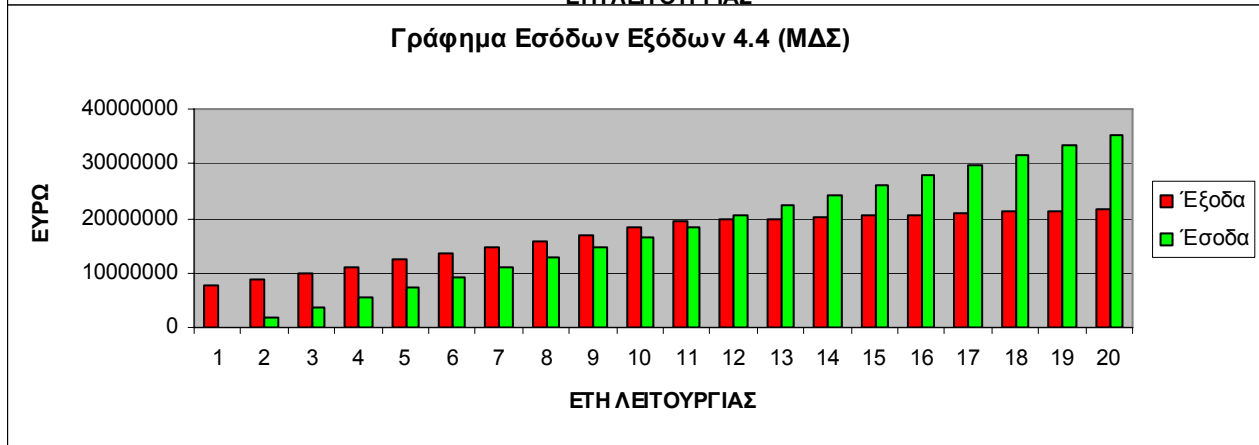
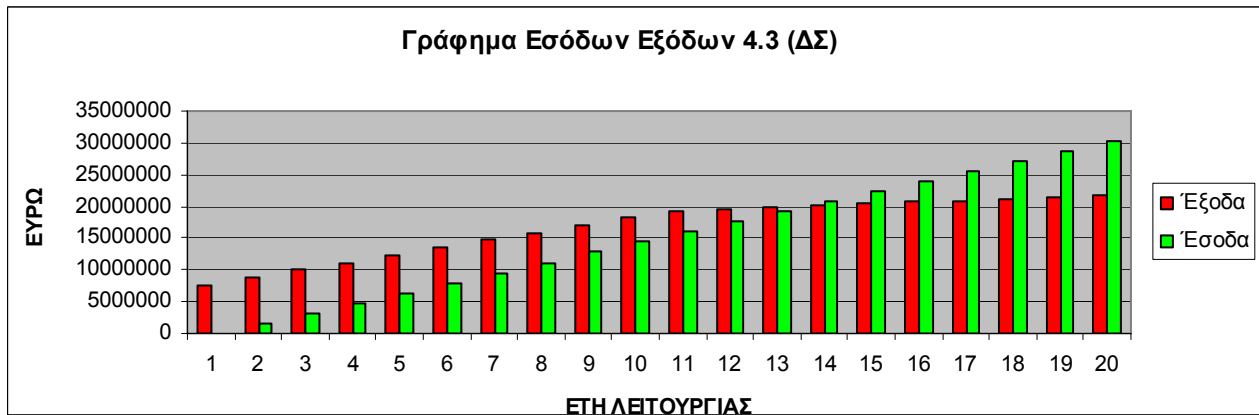
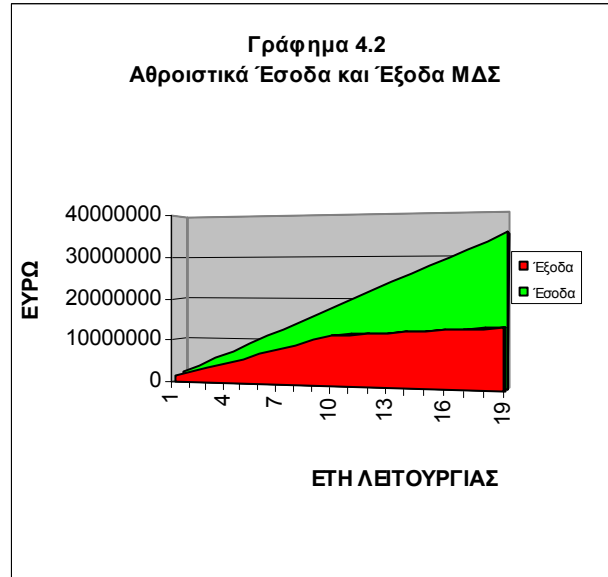
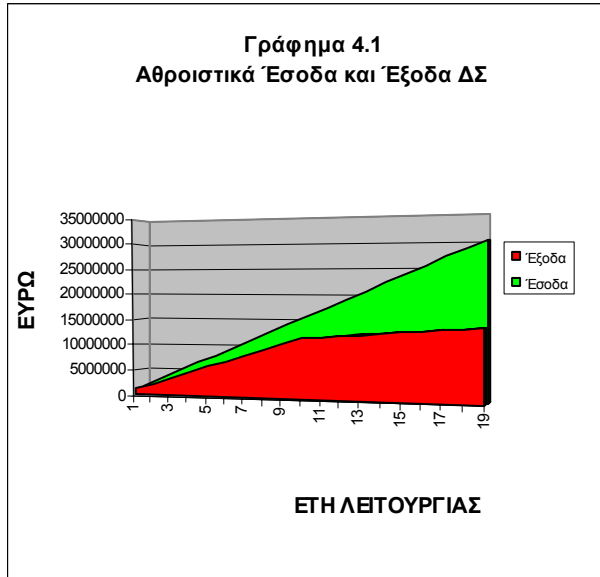
ηλεκτρικής ενέργειας, παραμένουν Καθαρά Ετήσια Κέρδη 424.908€ για το Διασυνδεδεμένο Σύστημα και 678.948€ για το Μη Διασυνδεδεμένο. Πίνακας 5.4.2.

Πίνακας 5.4.2

Αιολικό Πάρκο 10 MW		
	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
Κόστος επένδυσης	9.000.000 €	9.000.000 €
Ετήσια Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας	21.900 MW	21.900 MW
Τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα από αιολικό	73,00 €	84,60 €
Ετήσια Έσοδα από πώληση ενέργειας	1.598.700 €	1.852.740 €
Ποσό καταβολής στην τράπεζα κάθε έτος	918.000 €	918.000 €
Ετήσια Έξοδα πάρκου	255.792 €	255.792 €
Καθαρά Ετήσια Κέρδη (Ετήσια έσοδα – ποσό δόσης δανείου-ετήσια έξοδα)	424.908 €	678.948 €

Αποδεικνύεται από την ανάλυση του σεναρίου 4 ότι η χρηματοδότηση της επένδυσης μπορεί να γίνει υπό τις προϋποθέσεις του σεναρίου 4, αποφέροντας και μάλιστα και καθαρά ετήσια κέρδη στον κάτοχο του αιολικού. Στα γραφήματα 4.1 για το ΔΣ και 4.2 για το ΜΔΣ παρουσιάζονται αθροιστικά τα ετήσια έσοδα και έξοδα του πάρκου από το πρώτο χρόνο λειτουργίας έως και το τέλος της εικοσαετούς διάρκειας λειτουργίας του. Η περιοχή που διακρίνεται ως η διαφορά των εξόδων με τα έσοδα, (πράσινη περιοχή στα γραφήματα) αντικατοπτρίζει τα κέρδη της επένδυσης. Τα συνολικά κέρδη σε όλη την διάρκεια λειτουργίας του αιολικού πάρκου από την συγκεκριμένη επένδυση του σεναρίου 4, αντιστοιχούν σε 16.335.252,00 € για το ΔΣ και σε 21.162.012,00 € για το ΜΔΣ.

Επίσης στα γραφήματα 3.3 και 3.4 φαίνεται το έτος απόσβεσης της επένδυσης. Για το ΔΣ η απόσβεση γίνεται περίπου στο 13 έτος λειτουργίας ενώ στο ΜΔΣ στο 11 έτος.



4.1.2.4 Σενάριο Χρηματοδότησης 5

Αυτό το σενάριο χρηματοδότησης είναι παρόμοιο με το σενάριο 4. Η διαφορά τους έγκειται στο πλήθος των δόσεων αποπληρωμής του δανείου. Εξετάζεται η περίπτωση γρηγορότερης αποπληρωμής, σε περίοδο 10 εξαμηνιαίων δόσεων, ή αλλιώς 5 ετών.

Στο σενάριο αυτό η ίδια συμμετοχή είναι 15% του κόστους της επένδυσης, που αναλογεί σε ποσό 1.350.000€, Επιχορήγηση 15% του κόστους της επένδυσης, ποσό 1.350.000€, και Δανεισμός 70% του κόστους της επένδυσης, που αναλογεί σε ποσό 6.300.000€. Το επιτόκιο δανεισμού έχει τιμή 7,85% και το πλήθος των δόσεων αντιστοιχεί σε 10 εξαμηνιαίες δόσεις. Με τα δεδομένα αυτά, το ποσό κάθε δόσης ανέρχεται περίπου σε 774.000 € και επομένως τα ετήσια έξοδα για την αποπληρωμή του δανείου ανέρχονται σε 1.548.000 €. Πίνακας 5.5.1.

Πίνακας 5.5.1

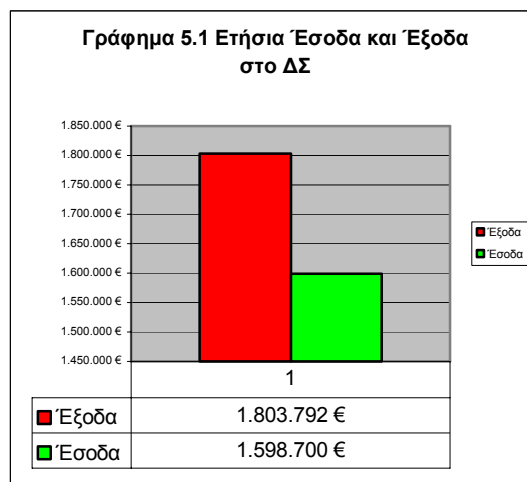
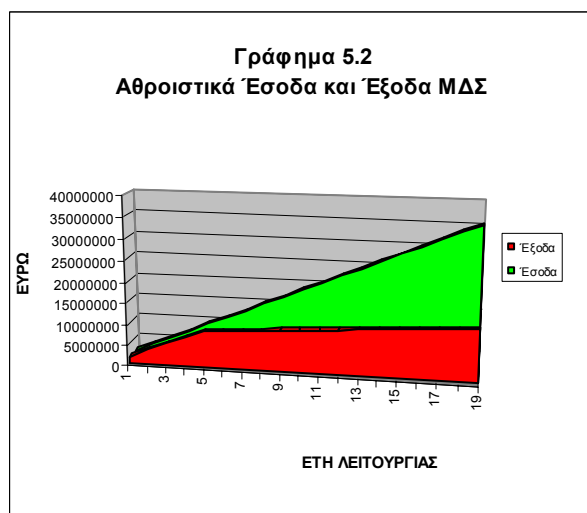
Ίδια συμμετοχή 15%	1.350.000 €
Επιχορήγηση 15%	1.350.000 €
Δανεισμός 70%	6.300.000 €
Επιτόκιο	7,85%
Πλήθος Δόσεων	10
Συχνότητα Δόσεων	6 μήνες
Σύνολο τοκοχρεολυσίου	7.740.755 €
Ποσό Δόσης	774.000 €
Τόκοι	1.440.755 €
Ποσό καταβολής στην τράπεζα κάθε έτος	1.548.000 €

Αν πραγματοποιηθούν όλες οι ετήσιες δαπάνες του αιολικού πάρκου και αφαιρεθούν από τα ετήσια έσοδα του πάρκου από την πώληση της παραχθείσης ηλεκτρικής ενέργειας, παραμένουν Ετήσια Ζημιές 205.092 € για το Διασυνδεδεμένο Σύστημα και Καθαρά Ετήσια Κέρδη 48.948 € για το Μη Διασυνδεδεμένο. Πίνακας 5.5.2

Πίνακας 5.5.2

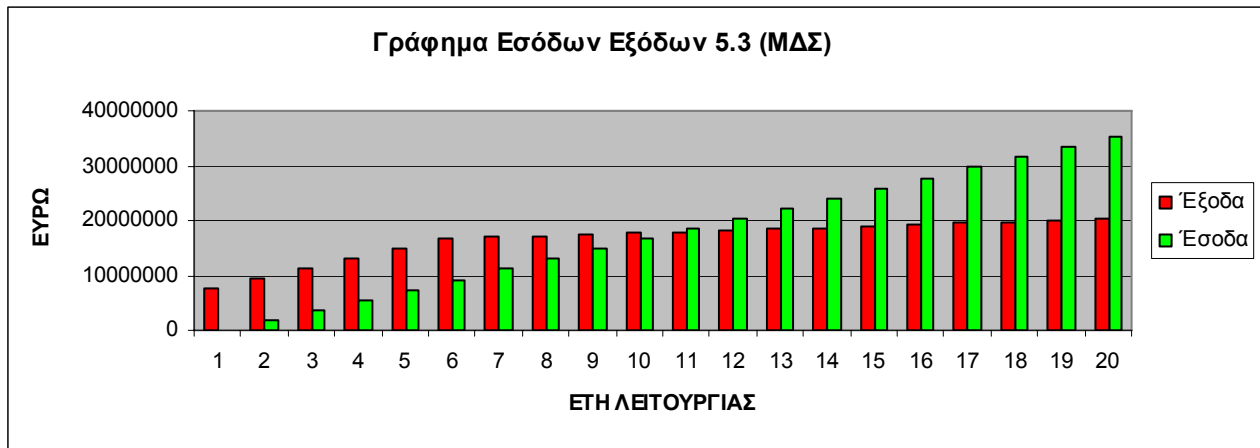
Αιολικό Πάρκο 10 MW	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
Κόστος επένδυσης	9.000.000 €	9.000.000 €
Ετήσια Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας	21.900 MW	21.900 MW
Τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα από αιολικό	73,00 €	84,60 €
Ετήσια Έσοδα από πώληση ενέργειας	1.598.700 €	1.852.740 €
Ποσό καταβολής στην τράπεζα κάθε έτος	1.548.000 €	1.548.000 €
Ετήσια Έξοδα πάρκου	255.792 €	255.792 €
Καθαρά Ετήσια Κέρδη (Ετήσια έσοδα – ποσό δόσης δανείου-ετήσια έξοδα)	–	48.948 €
Ετήσιες ζημιές (Ετήσια έσοδα – ποσό δόσης δανείου-ετήσια έξοδα)	205.092 €	–

Σε αυτό το σενάριο χρηματοδότησης παρουσιάζει ιδιαίτερο ενδιαφέρον το γεγονός ότι το σενάριο μπορεί να υλοποιηθεί στο Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα, όπου οι τιμές πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας παραγόμενη από το αιολικό πάρκο είναι μεγαλύτερη και επομένως αποφέρει μεγαλύτερα έσοδα, ενώ δεν μπορεί να υλοποιηθεί από το Διασυνδεδεμένο Σύστημα, στο οποίο το σενάριο αυτό χρηματοδότησης αποφέρει ετήσιες ζημιές.



Όπως φαίνεται στο γράφημα 5.1 τα ετήσια έξοδα είναι περισσότερα από τα ετήσια έσοδα στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα και επομένως δεν είναι δυνατή η αποπληρωμή τους. Στο γράφημα 5.2 φαίνονται τα αθροιστικά ετήσια έσοδα και έξοδα του αιολικού πάρκου στο Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα, δείχνοντας ότι κάθε έτος τα έσοδα είναι περισσότερα από τα έξοδα, ενώ παράλληλα φαίνονται και τα κέρδη από την εικοσαετή λειτουργία του πάρκου που αντιστοιχούν σε 22.602.020,12 €.

Τέλος στο γράφημα εσόδων-εξόδων 5.3 παρουσιάζεται ο χρόνος απόσβεσης της επένδυσης στο ΜΔΣ, η οποία έχει χρηματοδοτηθεί με το παρόν σενάριο, η οποία γίνεται στα 10 χρόνια.



4.1.2.5 Σενάριο Χρηματοδότησης 6

Στο τελευταίο αυτό σενάριο εξετάζεται μια πολύ ενδιαφέρουσα περίπτωση. Το ιδιαίτερο ενδιαφέρον έγκειται στο γεγονός ότι με το σενάριο αυτό η χρηματοδότηση της επένδυσης θα γίνεται εξ' ολοκλήρου από κεφάλαια δανεισμού, κάτι που με βάση την ισχύουσα νομοθεσία (Ν.3468/2005) δεν μπορεί να εφαρμοστεί. Είναι όμως ένα πολύ ενδιαφέρον σενάριο για την μελλοντική εξέλιξη χρηματοδότησης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και ιδιαίτερα της αιολικής που εξετάζεται στην παρούσα εργασία.

Στο παρόν σενάριο δεν λαμβάνεται υπόψη ίδια συμμετοχή ούτε ποσό επιχορήγησης. Το κεφάλαιο δανεισμού αντιστοιχεί σε 100%, δηλαδή 9.000.000€. Το επιτόκιο δανεισμού έχει τιμή 7,85% και το πλήθος των δόσεων αντιστοιχεί σε 20 εξαμηνιαίες δόσεις. Με τα δεδομένα αυτά, το ποσό κάθε δόσης ανέρχεται περίπου σε

657.000€ και επομένως τα ετήσια έξοδα για την αποπληρωμή του δανείου ανέρχονται σε 1.314.000 €. Πίνακας 5.6.1

Πίνακας 5.6.1

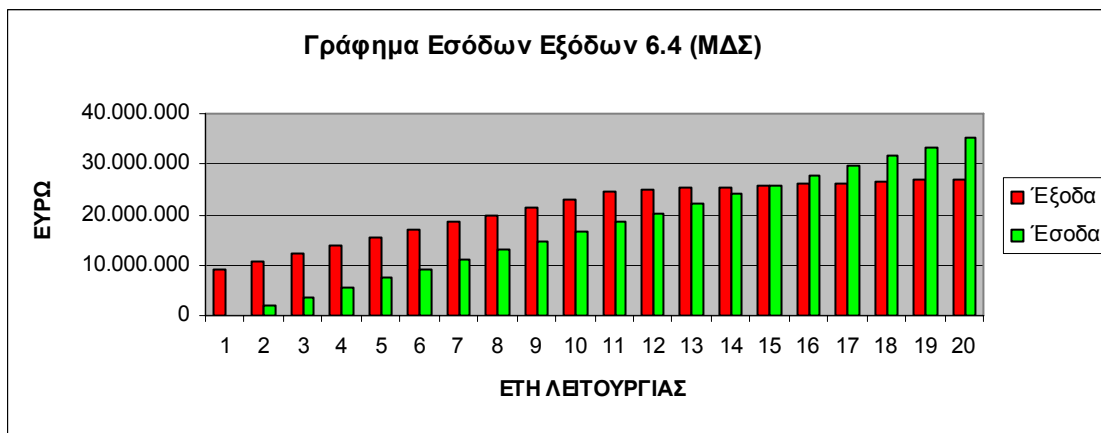
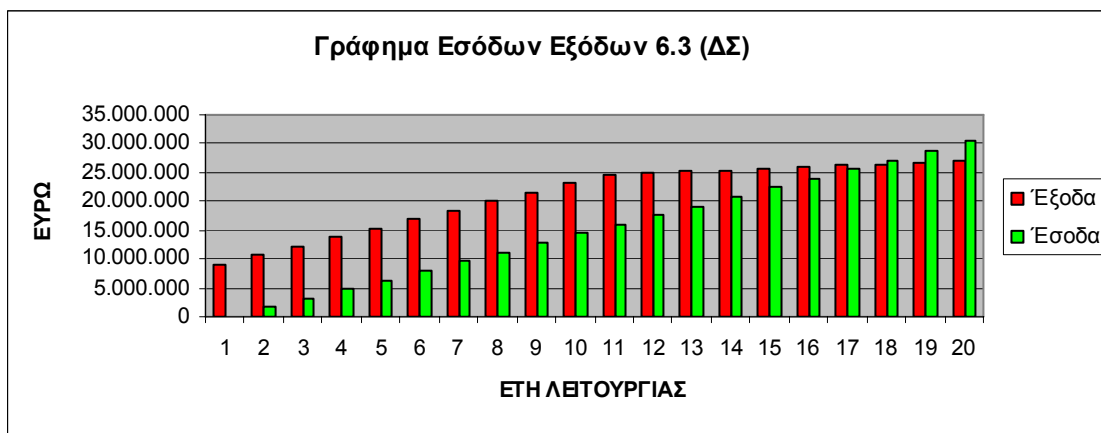
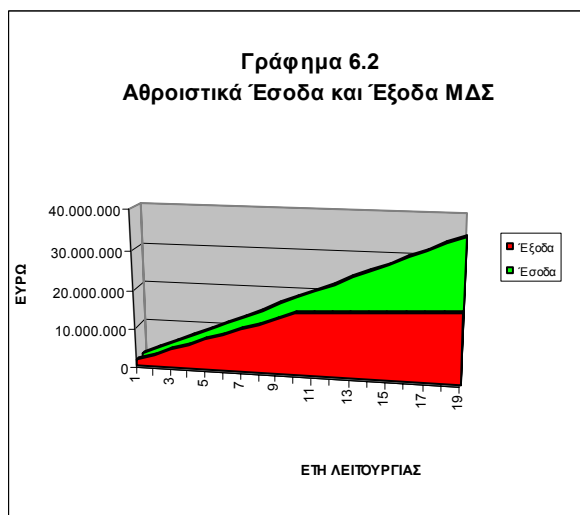
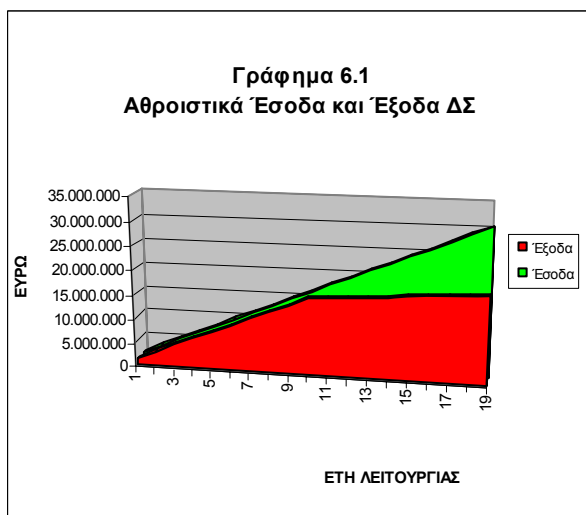
Ίδια συμμετοχή 15%	0 €
Επιχορήγηση 15%	0 €
Δανεισμός 70%	9.000.000 €
Επιτόκιο	7,85%
Πλήθος Δόσεων	20
Συχνότητα Δόσεων	6 μήνες
Σύνολο τοκοχρεολυσίου	13.161.835,37 €
Ποσό Δόσης	657.000 €
Τόκοι	4.161.835,37 €
Ποσό καταβολής στην τράπεζα κάθε έτος	1.314.000 €

Αν πραγματοποιηθούν όλες οι ετήσιες δαπάνες του αιολικού πάρκου και αφαιρεθούν από τα ετήσια έσοδα του πάρκου από την πώληση της παραχθείσης ηλεκτρικής ενέργειας, παραμένουν Καθαρά Ετήσια Κέρδη 28.908€ για το Διασυνδεδεμένο Σύστημα και 282.948€ για το Μη Διασυνδεδεμένο. Πίνακας 5.6.2

Πίνακας 5.6.2

Αιολικό Πάρκο 10 MW		
	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
Κόστος επένδυσης	9.000.000 €	9.000.000 €
Ετήσια Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας	21.900 MW	21.900 MW
Τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα από αιολικό	73,00 €	84,60 €
Ετήσια Έσοδα από πώληση ενέργειας	1.598.700 €	1.852.740 €
Ποσό καταβολής στην τράπεζα κάθε έτος	1.314.000 €	1.314.000 €
Ετήσια Έξοδα πάρκου	255.792 €	255.792 €
Καθαρά Ετήσια Κέρδη (Ετήσια έσοδα – ποσό δόσης δανείου-ετήσια έξοδα)	28.908 €	282.948 €

Θεμελιώνεται με αυτό το σενάριο ένα ιδιαίτερης σημασίας επιχείρημα, κατά των επικριτών των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Η ενασχόληση με τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και η πραγματοποίηση επενδύσεων σε αυτές, στην παρούσα εργασία της αιολικής, δεν γίνεται λόγω των «γενναιόδωρων» όπως τις παρουσιάζουν επιχορηγήσεων. Στο σενάριο αυτό χρηματοδότησης, η επένδυση μπορεί να πραγματοποιηθεί χωρίς την οποιαδήποτε χρηματοδότηση αλλά και χωρίς την συμμετοχή ίδιου κεφαλαίου από τον ιδιοκτήτη του αιολικού.



Στα γραφήματα 6.1 και 6.2 φαίνεται ότι και στο ΔΣ και στο ΜΔΣ είναι δυνατή η ανταπόκριση στα ετήσια έξοδα (δόση του δανείου συν τα έξοδα λειτουργίας, συντήρησης κ.λ.π.), και επίσης φαίνονται τα καθαρά κέρδη στην διάρκεια της εικοσαετούς λειτουργίας του αιολικού που αντιστοιχούν σε 12.375.252€ για το ΔΣ και

17.202.012€ για το ΜΔΣ (η πράσινη περιοχή του διαγράμματος που υπερβαίνει την κόκκινη).

Τέλος στα γραφήματα 6.3 για το ΔΣ και 6.4 για το ΜΔΣ, παρουσιάζεται το έτος απόσβεσης της επένδυσης που πραγματοποιήθηκε με τους όρους αυτού του σεναρίου χρηματοδότησης, η οποία αντιστοιχεί σε 17 χρόνια για το ΔΣ και 14 για το ΜΔΣ.

Στον **Πίνακα 6** του παραρτήματος παρουσιάζονται με συνοπτική μορφή όλα τα σενάρια χρηματοδότησης που αναλύθηκαν προηγούμενα. Επίσης περιλαμβάνονται δύο ακόμα σενάρια, το σενάριο 7 που είναι παρόμοιο με το σενάριο χρηματοδότησης 6, και το σενάριο 8 που είναι παρόμοιο με το σενάριο 3. Διαφέρουν ως προς τον αριθμό των δόσεων αποπληρωμής του δανείου. Και τα δύο αυτά σενάρια είναι μη εφικτά στην υλοποίηση τους καθώς τα συνολικά ετήσια έξοδα του αιολικού πάρκου ξεπερνούν τα συνολικά ετήσια έσοδα και δεν είναι δυνατή η αποπληρωμή τους.

4.1.3 Ένα διαφορετικό σενάριο

Αυτό που εξετάζεται εδώ είναι ένα διαφορετικό σενάριο από τα προηγούμενα. Όλα τα σενάρια χρηματοδότησης που εξετάστηκαν νωρίτερα είχαν στην βάση τους μια πολύ σημαντική παράμετρο για να διαπιστωθεί η εφικτότητα τους και μη. Όπως αναφέρθηκε στην αρχή του μέρους της οικονομικής ανάλυσης, θεωρείται συντελεστής ισχύος του αιολικού πάρκου μέση τιμή 0,25. Είναι πολλές οι περιπτώσεις, και υποστηρίζεται από πολλούς στην βιβλιογραφία για τα αιολικά πάρκα, όπου ο **συντελεστής ισχύος** ενός αιολικού πάρκου έχει **τιμή 0,30** ή και περισσότερο. Αναφέρθηκε και προηγούμενα ότι η χαμηλή αυτή τιμή του συντελεστή αποσκοπεί στο να ληφθούν υπόψη χαμένες ώρες λειτουργίας του πάρκου που χρειάζονται για την συντήρηση-επισκευή του αλλά και ώρες που δεν λειτουργεί το πάρκο λόγω υπερβολικά υψηλής ή χαμηλής έντασης του ανέμου.

Στο σενάριο αυτό θα εξεταστεί ξανά το πρώτο σενάριο χρηματοδότησης με διαφορετική όμως την τιμή του συντελεστή ισχύος, 0,30 έναντι του 0,25 που ήταν στο σενάριο 1. Ο πίνακας 7 παρουσιάζει τον τρόπο χρηματοδότησης της επένδυσης και τα ποσά των ετήσιων εξόδων που ισχύουν παρόμοια με το σενάριο 1.

Πίνακας 7

Ίδια συμμετοχή 20%	1.800.000 €
Επιχορήγηση 30%	2.700.000 €
Δανεισμός 50%	4.500.000 €
Επιτόκιο	7,85%
Πλήθος Δόσεων	20
Συχνότητα Δόσεων	6 μήνες
Σύνολο τοκοχρεολυσίου	6.363.398,47 €
Ποσό Δόσης	328.000 €
Τόκοι	1.863.398,47 €
Ποσό καταβολής στην τράπεζα κάθε έτος	656.000 €

Αυτό που αλλάζει στο παρόν σενάριο είναι η ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από το αιολικό πάρκο. Με συντελεστή ισχύος 0,30 , η ετήσια παραγωγή

ηλεκτρικής ενέργειας αντιστοιχεί με 8760 ημερολογιακές ώρες επί 0,30 συντελεστή ισχύος επί τα 10 εγκατεστημένα MW του αιολικού πάρκου ($8760 \cdot 0,30 \cdot 10$), δηλαδή ισούται με 26280 MW. Επομένως και τα έσοδα από την πώληση της ενέργειας ισούται με $26280 \text{ MW} \cdot 73 \text{ €/MW} = 1.918.440 \text{ €}$ στο ΔΣ και $26280 \text{ MW} \cdot 84,60 = 2.223.288 \text{ €}$ στο ΜΔΣ.

Αν αφαιρεθούν τα συνολικά ετήσια έξοδα του πάρκου (ποσό δόσης δανείου και ετήσια έξοδα του πάρκου) παραμένουν Καθαρά Ετήσια Κέρδη 1.006.648 € στο ΔΣ και 1.311.496 € στο ΜΔΣ. Πίνακας 8.

Πίνακας 8

Αιολικό Πάρκο 10 MW		
	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
Κόστος επένδυσης	9.000.000 €	9.000.000 €
Ετήσια Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας	26.280 MW	26.280 MW
Τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα από αιολικό	73,00 €	84,60 €
Ετήσια Έσοδα από πώληση ενέργειας	1.918.440 €	2.223.288 €
Ποσό καταβολής στην τράπεζα κάθε έτος	656.000 €	656.000 €
Ετήσια Έξοδα πάρκου	255.792 €	255.792 €
Καθαρά Ετήσια Κέρδη (Ετήσια έσοδα – ποσό δόσης δανείου-ετήσια έξοδα)	1.006.648 €	1.311.496 €

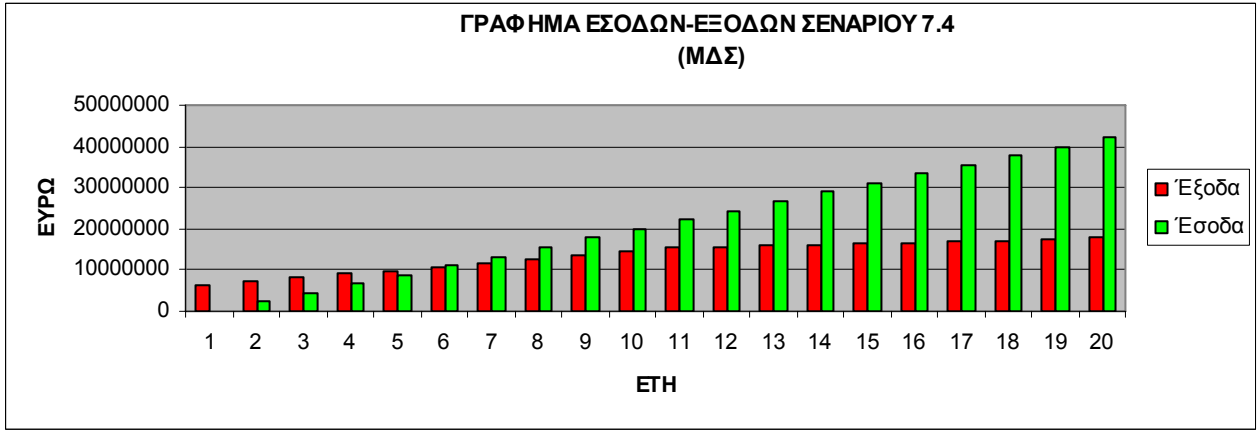
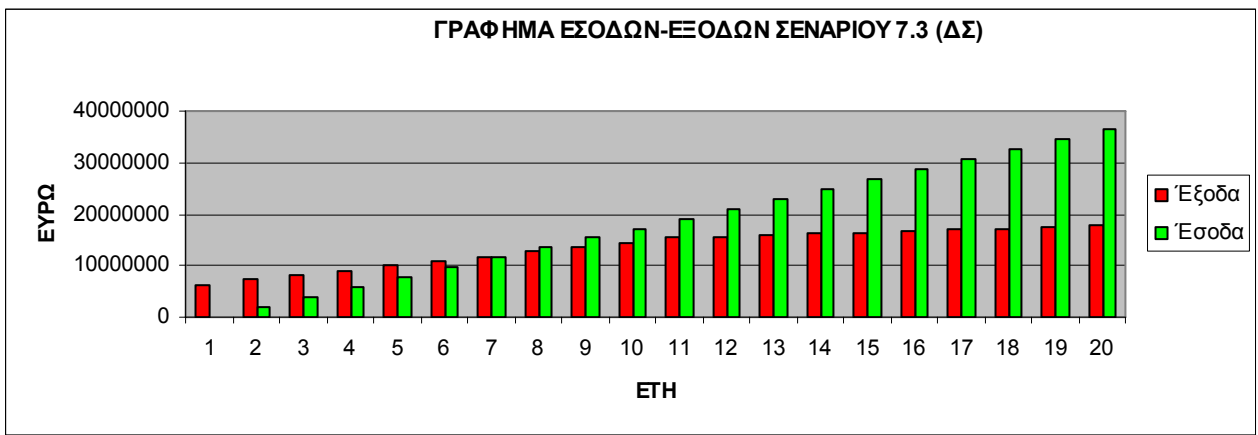
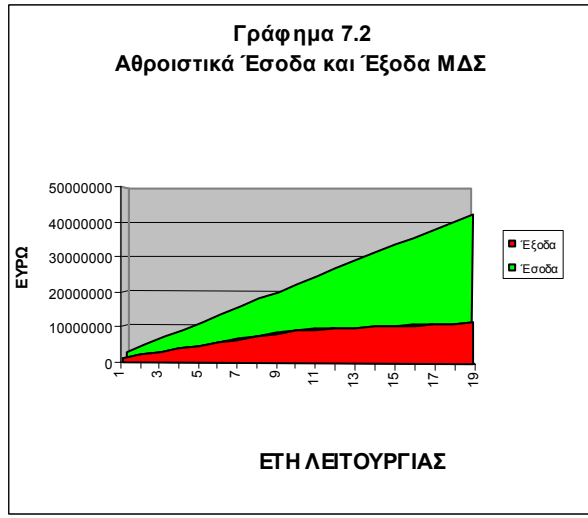
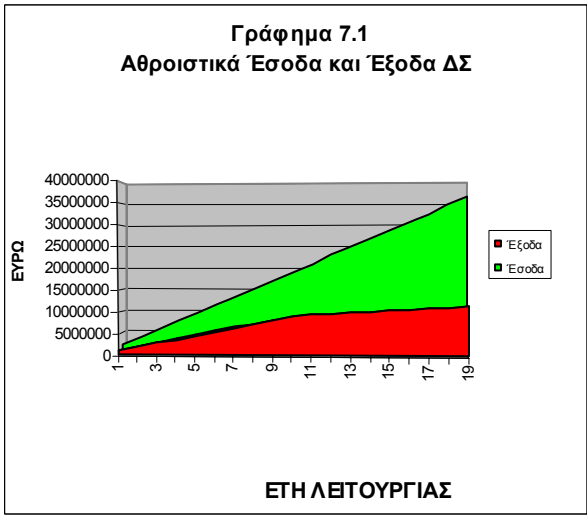
Στα επόμενα γραφήματα 7.1 για το ΔΣ και 7.2 για το ΜΔΣ φαίνεται καθαρά ότι τα ετήσια έσοδα ξεπερνούν τα ετήσια έξοδα σε όλα τα έτη λειτουργίας του πάρκου, ενώ επιπλέον η περιοχή που σκιαγραφείτε ως η διαφορά μεταξύ εσόδων και εξόδων αντιστοιχεί στα καθαρά κέρδη του αιολικού πάρκου για την εικοσαετή λειτουργία του. Κέρδη 25.030.312 € για το ΔΣ και 30.822.424 € για το ΜΔΣ.

Τέλος στα γραφήματα 7.3 για το ΔΣ και 7.4 για το ΜΔΣ παριστάνονται αθροιστικά τα συνολικά έξοδα και έσοδα του αιολικού πάρκου, συμπεριλαμβανομένων των εξόδων εγκατάστασης. Μέσα από τα γραφήματα αυτά φαίνεται ότι η απόσβεση της

επένδυσης πραγματοποιείται στα επτά (7) χρόνια για το ΔΣ και σε πέντε (5) χρόνια για το ΜΔΣ.

Συμπερασματικά λοιπόν, μέσα από την ανάλυση του παρόντος σεναρίου και του σεναρίου 1, διαγράφεται η ουσιαστική σημασία της τιμής του Συντελεστή Ισχύος ενός αιολικού πάρκου. Διαφορετική τιμή του συντελεστή, αποφέρει διαφορετική τιμή παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από το αιολικό, και συνεπώς διαφορετικά έσοδα από την πώληση της ενέργειας, διαφορετικά κέρδη και διαφορετική περίοδο απόσβεσης της επένδυσης. Μεγαλύτερος συντελεστής ισχύος ενισχύει την παραγωγική ικανότητα του αιολικού αποφέροντας μεγαλύτερα κέρδη και γρηγορότερη απόσβεση της επένδυσης.

Πρέπει επομένως να λαμβάνεται σοβαρά υπόψη το θέμα του προσδιορισμού του Συντελεστή Ισχύος ενός αιολικού πάρκου κατά την περίοδο μελέτης για την πραγματοποίηση μιας επένδυσης αιολικού πάρκου, και να καθορίζεται όσο το δυνατό ακριβέστερα μετά από κατάλληλες μετρήσεις ανάλογα με την χωροθέτηση του πάρκου. Διαφορετικές τιμές του συντελεστή ισχύος επηρεάζουν έντονα τους υπολογισμούς για την οικονομική αποδοτικότητα μιας επένδυσης, επηρεάζοντας επόμενα και την απόφαση πραγματοποίησης της επένδυσης.



4.1.4 Συγκριτική αξιολόγηση κόστους Αιολικού Πάρκου και ΔΕΗ



Στο μέρος αυτό της εργασίας εξετάζεται μια διαφορετική αλλά ιδιαίτερα ενδιαφέρουσα αξιολόγηση της αιολικής ενέργειας από την οικονομική της σκοπιά. Εξετάζεται και συγκρίνεται, έναντι της αιολικά παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, το κόστος για την παραγωγή ανάλογης ποσότητας ενέργειας από την ΔΕΗ από την λειτουργία των συμβατικών σταθμών παραγωγής ενέργειας με την χρήση καυσίμου ντίζελ, τόσο στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα όσο και στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά.

Αρχικά εξετάζεται η περίπτωση του *Μη Διασυνδεδεμένου Συστήματος*. Για την παραγωγή μιας μεγαβατώρας ενέργειας, *σε τιμές του έτους 2005*, το Μέσο Πλήρες Μεταβλητό Κόστος παραγωγής ήταν 227,20€. Το ποσό αυτό πιο συγκεκριμένα αναλύεται σε κόστος 99,53€ για την αγορά καυσίμου, 0,25€ για την αγορά δικαιωμάτων εκπομπής αέριων ρύπων στην ατμόσφαιρα και 127,42€ το κόστος λειτουργίας και συντήρησης των θερμικών μονάδων.²² Ο πίνακας 9 παρουσιάζει τα παραπάνω:

Πίνακας 9

Μέσο Πλήρες Μεταβλητό Κόστος ΜΗ Διασυνδεδεμένου Δικτύου	€/MWh
Αγοράς καυσίμου	99,53
Εκπομπών CO ₂	0,25
Λειτουργίας θερμικών μονάδων (λειτουργίας και συντήρησης)	127,42
Σύνολο	227,20

Σύμφωνα λοιπόν με αυτά τα δεδομένα κόστους, η παραγωγή 21900 MW στο Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα κοστίζει στην ΔΕΗ 4.975.680 € (21900 MW * 227,20 €/MWh). Σύμφωνα με επίσημα στοιχεία της ΕΣΥΕ και της ΔΕΗ (2001), η μέση οικιακή κατανάλωση ηλεκτρισμού ήταν 2878 kWh/ έτος x νοικοκυριό για το σύνολο της χώρας,

²² Στοιχεία κόστους της ΔΕΗ όπως αυτά μας δόθηκαν μετά από προσωπική επαφή από την Διεύθυνση Σχεδιασμού και Απόδοσης της Γενικής Διεύθυνσης Οικονομικών Υπηρεσιών της ΔΕΗ για το έτος 2005.

ενώ για την Περιφέρεια Πρωτευούσης ήταν 3675 kWh/ έτος x νοικοκυριό. Θεωρώντας μία μέση αύξηση της οικιακής κατανάλωσης 4% το χρόνο²³, σε εθνικό επίπεδο, προκύπτει ότι η μέση ετήσια οικιακή κατανάλωση ηλεκτρισμού στη χώρα, το έτος 2007, θα ανέλθει περίπου σε 3.642 kWh/ έτος x νοικοκυριό, δηλαδή 1.214 kWh/ τετράμηνο. Αν λάβουμε υπόψη μας τον τιμοκατάλογο πωλήσεων της ΔΕΗ για το έτος 2007, για το τιμολόγιο χαμηλής τάσης και οικιακής χρήσης²⁴ για κατανάλωση από 801 έως 1600 kWh/ τετράμηνο η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας είναι 0,07449 €/KWh για τις πρώτες 800 kwh και 0,09492€/KWh για τις επόμενες 800 kwh να τετράμηνο. Η ΔΕΗ εισπράττει από την πώληση 1.214 kwh ανά τετράμηνο στον οικιακό τομέα : 0,07449 €/KWh * 800 kwh + 0,09492€/KWh * 414 kwh = 98,88 €.

Αν υποθεθεί ότι η ΔΕΗ πουλά με ανάλογο τρόπο και τα 21.900 MW τότε αναλογικά αφού από τα 1.214 kwh περίπου τα 2/3 αυτών (800 kwh) πουλιούνται με 0,07449 €/KWh και το υπόλοιπο 1/3 με 0,09492€/KWh, τα 2/3 των 21900 MW δηλαδή τα 14.600 MW θα πωλούνται με 0,07449 €/KWh και τα υπόλοιπα 7.300 MW με 0,09492€/KWh. Επομένως τα έσοδα της ΔΕΗ για την πώληση των 21900 MW στο τιμολόγιο χαμηλής τάσης και οικιακής χρήσης θα αντιστοιχούν με :

$$14.600 \text{ MW} * 74,49 \text{ €/MWh} + 7.300 \text{ MW} * 94,92 \text{ €/MWh} = 1.780.470 \text{ €}$$

Η ΔΕΗ λοιπόν εισπράττει από την πώληση των 21900 MW το ποσό των 1.780.470€ . Οι ζημιές που αποφέρει η παραγωγή αυτού του ποσού ενέργειας στην ΔΕΗ είναι της τάξης των 3.195.210 €.²⁵

Και αν κάνουμε σε αυτό το σημείο μια πρώτη σύγκριση μεταξύ του κόστους για την παραγωγή ίδιου ποσού ενέργειας, 21900 MW, τόσο για την ΔΕΗ με την χρήση συμβατικών σταθμών παραγωγής ενέργειας όσο και με την παραγωγή της ενέργειας από το αιολικό μας πάρκο, βλέπουμε ότι η αγορά αυτού του ποσού ενέργειας από το Διαχειριστή Συστήματος όταν αυτή η ενέργεια παράγεται στο αιολικό πάρκο που είναι εγκατεστημένο στο ΔΣ κοστίζει 1.598.700 € και στο ΜΔΣ 1.852.740 €, ενώ το ίδιο ποσό ενέργειας στη ΔΕΗ αν αφαιρέσουμε τα έσοδα που της αποδίδει, κοστίζει 3.195.210 €.

²³ « Ο μύθος του υψηλού κόστους των ΑΠΕ», Δρ. Ν. Βασιλάκος, σελ.5

²⁴ Σύμφωνα με στοιχεία της ΔΕΗ μετά από προσωπική επαφή ο οικιακός τομέας στη χαμηλή τάση είναι ο μεγαλύτερος καταναλωτής ενέργειας σε kwh, ενώ και το 2006 ο οικιακός τομέας ήταν ο μεγαλύτερος καταναλωτής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα με 17.7 TWh ετήσια κατανάλωση.

²⁵ Τα 4.975.680 € κόστος παραγωγής της ΔΕΗ των 21900 MW – 1.780.470 € έσοδα από την πώληση της ενέργειας.

Έχουμε επομένως μια διαφορά κόστους της τάξης των 1.596.510 € στο ΔΣ και 1.342.470 στο ΜΔΣ, μεταξύ καθαρού κόστους παραγωγής της συγκεκριμένης ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας από την ΔΕΗ και κόστους αγοράς της ανάλογης ποσότητας από αιολικό πάρκο. Δηλαδή για την ΔΕΗ η παραγωγή ίδιας ποσότητας ενέργειας κοστίζει σχεδόν διπλάσια, ειδικά για το ΔΣ, από ότι αν αυτή η ενέργεια έχει παραχθεί και αγοραστεί από αιολικό πάρκο.

Κοιτάζοντας όμως και μία άλλη πλευρά αυτής της ανάλυσης, στην υπόλοιπη Ευρώπη που το θέμα της ενέργειας βρίσκεται σε πιο εξελιγμένο οργανωτικά επίπεδο βλέπουμε ότι όταν ο Διαχειριστής αγοράζει την ηλεκτρική ενέργεια από το αιολικό πάρκο, ανακτά όλο το ποσό που δαπάνησε για την αγορά της, πωλώντας την ενέργεια στους καταναλωτές της, σε τιμή τέτοια ώστε παράλληλα αποκτά και μικρά κέρδη²⁶. Στην Ελλάδα που τα πράγματα δεν έχουν εξελιχθεί σε μεγάλο βαθμό η αγορά της αιολικής ενέργειας κοστίζει στο Διαχειριστή 1.598.700 € στο ΔΣ και 1.852.740 € στο ΜΔΣ. Ο Διαχειριστής του Συστήματος πουλά την ενέργεια αυτή με βάση την τιμή που ορίζει το ΥΠΑΝ, και η οποία είναι η ίδια που πουλά και η ΔΕΗ, επομένως βάση του παραπάνω υπολογισμού ο Διαχειριστής αποκτά από την πώληση της ενέργειας 1.780.470 €. Ποσό στο οποίο ανακτά όλο το ποσό που δαπάνησε για την αγορά της ενέργειας από το αιολικό πάρκο, αποκτώντας παράλληλα και μικρά κέρδη από την πώληση. Αντίστοιχα όπως είδαμε προηγουμένως η παραγωγή ανάλογης ποσότητας ενέργειας από την ΔΕΗ στο Μη Διασυνδεδεμένο Δίκτυο επιφέρει μεγάλο ποσό ζημιών της τάξης των 3.235.944€. Είναι επομένως ηλίου φαεινότερο ότι ,οικονομικά και μόνο, η παραγωγή και διάθεση στους καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας παραχθείσας από αιολικά είναι οικονομικότερη.

Ας δούμε όμως τι γίνεται και στο ακριβότερο τιμολόγιο πώλησης της ενέργειας από την ΔΕΗ, αν υποθέσουμε δηλαδή ένα *εξωπραγματικό σενάριο* ότι η ΔΕΗ πουλά όλη της την ενέργεια στην υψηλότερη τιμή που μπορεί να χρεώσει. Η υψηλότερη χρέωση είναι 0,16423 €/KWh αν η κατανάλωση είναι 4400 kWh και άνω ανά τετράμηνο στο τιμολόγιο πώλησης χαμηλής τάσης και γενικής χρήσης Γ1. Με αυτή την τιμή πώλησης

²⁶ Άρθρο 40, παρ. 1 του Ν. 2773/99, ο Διαχειριστής του Συστήματος και ο Διαχειριστής του Δικτύου ανακτούν πλήρως τα ποσά που καταβάλλουν στους παραγωγούς ΑΠΕ, για την αγορά της παραγόμενης από αυτούς ηλεκτρικής ενέργειας.

τα έσοδα της ΔΕΗ από την πώληση των 21900 MW αντιστοιχούν σε 3.596.637 € (21900 MW * 164,23€/ MW). Το κόστος λοιπόν για την ΔΕΗ θα είναι, 4.975.680€ που είναι τα έξοδα για την παραγωγή 21900 MW μείον 3.596.637€ που είναι τα έσοδα της στο φανταστικό αυτό σενάριο, θα έχει λοιπόν ζημιές 1.379.043 €. Το ίδιο ποσό ενέργειας όταν παραχθεί στο αιολικό πάρκο κοστίζει 1.598.700 € στο ΔΣ. Είναι επομένως μόνο 219.657 € ακριβότερη η παραγωγή από το αιολικό, διαφορά μηδαμινή για τον όγκο της παραγωγής και τα ποσά που εξετάζονται. Αν σκεφτούμε επιπλέον ότι έχει ληφθεί υπόψη ένα *εξωπραγματικό σενάριο* πώλησης της ενέργειας από τη ΔΕΗ, κάνοντας τους υπολογισμούς μας με τιμή πώλησης της ενέργειας υπερδιπλάσια από αυτή που αγοράζει ο Διαχειριστής την αιολική, ότι δεν έχουν συμπεριληφθεί έξοδα εγκατάστασης της συμβατικής μονάδας παραγωγής, όπως θα αναλυθεί παρακάτω, καθώς και τα πλεονεκτήματα της αιολικής ενέργειας, η πλάστιγκα συνεχίζει να γέρνει υπέρ της παραγωγής ενέργειας από το αιολικό πάρκο.

Τι γίνεται όμως και στο *Διασυνδεδεμένο Δίκτυο* όπου τα κόστη είναι διαφορετικά για την παραγωγή ενέργειας στους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής; Για την παραγωγή μιας μεγαβατώρας ενέργειας, *σε τιμές του έτους 2005*, το Μέσο Πλήρες Μεταβλητό Κόστος παραγωγής ήταν 73,79€. Το ποσό αυτό πιο συγκεκριμένα αναλύεται σε κόστος 27,64€ για την αγορά καυσίμου, 0,34€ για την αγορά δικαιωμάτων εκπομπής αέριων ρύπων στην ατμόσφαιρα και 45,81€ το κόστος λειτουργίας και συντήρησης των θερμικών μονάδων.²⁷ Ο πίνακας 6 παρουσιάζει τα παραπάνω.

Πίνακας 10

Μέσο Πλήρες Μεταβλητό Κόστος Διασυνδεδεμένου Δικτύου	€/MWh
Αγοράς καυσίμου	27,64
Εκπομπών CO2	0,34
Λειτουργίας θερμικών μονάδων (λειτουργίας και συντήρησης)	45,81
Σύνολο	73,79

Με μία πρώτη ματιά στα στοιχεία κόστους του Διασυνδεδεμένου Δικτύου και κάνοντας μια πρώτη σύγκριση με την τιμή που αγοράζει την κιλοβατώρα από τα αιολικά πάρκα ο Διαχειριστής, φαίνεται ότι και πάλι συμφέρει η αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας

²⁷ Στοιχεία κόστους της ΔΕΗ όπως αυτά μας δόθηκαν μετά από προσωπική επαφή από την Διεύθυνση Σχεδιασμού και Απόδοσης της Γενικής Διεύθυνσης Οικονομικών Υπηρεσιών της ΔΕΗ για το έτος 2005.

από το αιολικό πάρκο καθώς ενώ η τιμή αγοράς της μεγαβατώρας από το αιολικό πάρκο στο ΔΣ είναι 73 €/MWh, το μέσο πλήρες μεταβλητό κόστος ίδιας παραγωγής της μεγαβατώρας από την ΔΕΗ από συμβατικούς σταθμούς παραγωγής είναι 73,79 €/MWh. Υπάρχει μια διαφορά της τάξης των 0,79 €/ MWh στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ αυτών των δύο αυτών πηγών ενέργειας, η οποία τάσσεται υπέρ της χρήσης αιολικών πάρκων.

Προχωρώντας την ανάλυση, και με βάση τα στοιχεία κόστους από τον Πίνακα 10 για το Διασυνδεδεμένο Σύστημα, η παραγωγή 21900 MW κοστίζει στην ΔΕΗ 1.616.001€ (21900 MW * 73,79 €/MWh). Με βάση τους προηγούμενους υπολογισμούς για την πώληση της παραχθείσης ηλεκτρικής ενέργειας, η ΔΕΗ εισπράττει από την πώληση των 21900 MW το ποσό των 1.780.470 €²⁸. Κάνοντας την αφαίρεση μεταξύ εξόδων και εσόδων της ΔΕΗ, η παραγωγή αυτού του ποσού ενέργειας της αποφέρει κέρδη 164.469 €.

Αντίστοιχα η αγορά του ίδιου ποσού ενέργειας από αιολικά στο ΔΣ, όπως αναφέρθηκε και προηγούμενα, 21900 MW, κοστίζει στο Διαχειριστή του Συστήματος 1.598.700 € (ποσό μικρότερο κατά 17.301 € από το κόστος παραγωγής της ΔΕΗ στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα: 1.616.001 €). Επομένως η παραγωγή των 21900 MW από τους συμβατικούς σταθμούς της ΔΕΗ στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα κοστίζει περίπου το ίδιο ποσό με την αγορά ίδιας ποσότητας ενέργειας, η οποία έχει παραχθεί σε αιολικό πάρκο στο ΔΣ, από το Διαχειριστή. Και αν αναλογιστούμε και τα μικρά κέρδη που θα εισπράξει ο Διαχειριστής μετά την πώληση της ενέργειας, βρισκόμαστε στην ίδια περίπτωση όπως με την παραγωγή και πώληση της ενέργειας από τη ΔΕΗ.

Επίσης δεν πρέπει στο σημείο αυτό να παραβλέψουμε τα ιδιαίτερης σημασίας πλεονεκτήματα που παρουσιάζουν οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, και ιδιαίτερα η αιολική, όπως αυτά παρουσιάζονται και εξετάζονται ως προς την εγκυρότητα τους στην παρούσα εργασία, και αφορούν οικονομικά, περιβαλλοντικά, τοπικά, ενεργειακά , αναπτυξιακά κ.α. πλεονεκτήματα.

²⁸ Όπως υπολογίστηκε προηγούμενα στην εργασία. Βλέπε σελίδα 107 της παρούσης εργασίας για τον υπολογισμό των εσόδων της ΔΕΗ

4.2 Ενδιαφέροντα Ζητήματα

Ιδιαίτερης σημασίας, και όσο το δυνατό ευρύτερης ανάλυσης, χρίζουν όμως τα παρακάτω ζητήματα. Το πρώτο έχει να κάνει με την διαπίστωση ότι στους παραπάνω υπολογισμούς, δεν λήφθηκε υπόψη μια σημαντική παράμετρο κόστους, **τα έξοδα εγκατάστασης** της μονάδας παραγωγής ενέργειας της ΔΕΗ. Δεν αναφέρθηκε πουθενά το κόστος της δημιουργίας και έναρξης λειτουργίας ενός νέου συμβατικού σταθμού παραγωγής ενέργειας της ΔΕΗ, ενώ αντίθετα για το αιολικό πάρκο στο κόστος του υπολογίστηκαν όλα τα έξοδα συμπεριλαμβανομένων των εξόδων αρχικής εγκατάστασης του πάρκου. Οι υπολογισμοί για την ΔΕΗ έγιναν παίρνοντας ως δεδομένη την ήδη υπάρχουσα υποδομή για την παραγωγή ενέργειας. Αν ληφθεί όμως υπόψη και το κόστος δημιουργίας μιας τέτοιας μονάδας παραγωγής, καταλαβαίνει κανείς ότι το κόστος ανεβαίνει υπέρμετρα, και η παραγωγή ενέργειας από συμβατικούς σταθμούς παραγωγής της ΔΕΗ γίνεται ακόμα πιο ασύμφορη διαδικασία, καθιστώντας την παραγωγή ενέργειας από το αιολικό πάρκο ακόμα πιο ανταγωνιστική.

Τα δεύτερο ζήτημα αποκτά όλο και μεγαλύτερη σημασία με το πέρασμα του χρόνου, και συνεχίζει να μας προβληματίζει όλο και περισσότερο τον τελευταίο καιρό. Αυτή την περίοδο (αρχές του 2008) η τιμή του πετρελαίου αγγίζει τα 100\$ το βαρέλι. Το γεγονός αυτό μας κάνει ακόμα πιο «ανοικτούς» στην ιδέα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Αρκεί να αναλογιστεί κανείς ότι η εξάντληση των αποθεμάτων πετρελαίου όσο και η άνοδος της τιμής του, επηρεάζουν άμεσα την παραγωγή ενέργειας από τους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής που επί το πλείστον για την παραγωγή της ενέργειας χρησιμοποιούν ως καύσιμο το πετρέλαιο (ντίζελ). Όσο ανεβαίνει η τιμή του πετρελαίου, τόσο η παραγωγή ενέργειας με τις μεθόδους που έχουμε συνηθίσει (συμβατικοί σταθμοί παραγωγής), γίνονται πιο ασύμφοροι, ανεβάζοντας ακόμη περισσότερο το κόστος της παραγωγής και μελλοντική συνέπεια την άνοδος της τιμής πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας. Είναι λοιπόν η ώρα να υιοθετήσουμε νέες μεθόδους παραγωγής, λιγότερο ή και καθόλου εξαρτημένους από τα ορυκτά και εξαντλήσιμα καύσιμα.

Ένα τρίτο ζήτημα που εφιστά την προσοχή μας, είναι το υψηλό κόστος μεταφοράς του ρεύματος. Ένα σημαντικό ποσοστό του κόστους της κιλοβατώρας οφείλεται στα έξοδα μεταφοράς (κατασκευή δικτύων, απώλειες μεταφοράς, κλπ). Στην Ελλάδα το στρεβλό μοντέλο χωροθέτησης των ηλεκτροπαραγωγών μονάδων, σύμφωνα

με το οποία τα 2/3 της ηλεκτρικής ενέργειας παράγονται σε μια μόνο περιοχή και μεταφέρονται σε όλη τη χώρα, έχει σαν αποτέλεσμα ένα εξαιρετικά υψηλό κόστος μεταφοράς. Αυτό αποτελεί άλλη μια «αμαρτία» του ενεργειακού μας μοντέλου, την οποία αναγνωρίζουμε μεν στα λόγια, αλλά επαναλαμβάνουμε στην πράξη κάθε φορά που αποφασίζουμε την εγκατάσταση καινούριων μονάδων της ΔΕΗ στη Δυτική Μακεδονία

Από την άλλη η ΔΕΗ κωλυσιεργεί στο θέμα της κατασκευής πρόσθετων δικτύων μεταφοράς για την παραγόμενη από ανανεώσιμες πηγές ενέργεια, γεγονός που αποθαρρύνει ακόμη περισσότερο τις επενδύσεις σε αιολικά πάρκα, μικρά υδροηλεκτρικά κλπ. Αποτέλεσμα η αδυναμία απορρόφησης και η απώλεια σοβαρών Ευρωπαϊκών κονδυλίων για την ανάπτυξη των ΑΠΕ.

Τέλος, είναι επίσης γεγονός ότι εκδηλώνεται η ανησυχία μήπως η περαιτέρω ανάπτυξη των ΑΠΕ στην Ελλάδα οδηγήσει σε μεγάλη επιβάρυνση των καταναλωτών, κυρίως μέσω του Ειδικού Τέλους ΑΠΕ, το οποίο χρεώνεται στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και χρησιμοποιείται για την ανάκτηση του κόστους οικονομικής υποστήριξης των ΑΠΕ.

Στα επόμενα, λοιπόν, θα εξετάσουμε αναλυτικά το κόστος ανάπτυξης μεγάλης κλίμακας των ΑΠΕ στη χώρα μας, και συγκεκριμένα της ανάπτυξής τους στα επίπεδα που επιβάλλουν οι διεθνείς δεσμεύσεις της χώρας (Πρωτόκολλο του Κιότο, Κοινοτική Οδηγία 2001/77/ΕΚ, κ.α.), και θα εκτιμήσουμε ποσοτικά πώς μία τέτοια ανάπτυξη θα επηρεάσει το Ειδικό Τέλος ΑΠΕ που πληρώνουν οι καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας.

4.3 Το Ειδικό Τέλος ΑΠΕ

Σύμφωνα με το Άρθρο 40, παρ. 1 του Ν. 2773/99, ο Διαχειριστής του Συστήματος και ο Διαχειριστής του Δικτύου ανακτούν πλήρως τα ποσά που καταβάλλουν στους παραγωγούς ΑΠΕ, για την αγορά της παραγόμενης από αυτούς ηλεκτρικής ενέργειας, μέσω ειδικού Λογαριασμού, τον οποίο διαχειρίζεται ο Διαχειριστής του Συστήματος. Σύμφωνα με την παρ. 3 του ιδίου Άρθρου, βασικό έσοδο του Λογαριασμού αυτού είναι το Ειδικό Τέλος ΑΠΕ το οποίο καταβάλλεται από κάθε καταναλωτή, κατ' αναλογία της ηλεκτρικής ενέργειας που αυτός καταναλώνει. Το ανά kWh ύψος του Ειδικού Τέλους ΑΠΕ είναι ενιαίο για όλη την ελληνική επικράτεια και

προσδιορίζεται κάθε έτος με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης, η οποία δημοσιεύεται στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως, μετά από πρόταση της ΡΑΕ.

Το Ειδικό Τέλος ΑΠΕ είχε καθοριστεί στις αρχές του 2006 στα 0,8 € ανά 1000 kWh κατανάλωσης ενώ ύστερα από συνεννόηση με τις διοικήσεις της ΡΑΕ και του ΔΕΣΜΗΕ, το ΥΠΑΝ με νεότερη υπουργική απόφαση, μείωσε, για όλους τους καταναλωτές (οικιακούς, εμπορικούς και βιομηχανικούς) το ειδικό τέλος για τις ΑΠΕ κατά 50%, από 0,0008 ευρώ ανά kWh (0,8€/MWh) στα 0,0004 ευρώ ανά kWh (0,4€/MWh). Στα επόμενα, θα υπολογίσουμε το τέλος αυτό για την περίπτωση διείσδυσης μεγάλης κλίμακας των ΑΠΕ στο εθνικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής.

4.3.1 Σενάριο διείσδυσης των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή (το έτος 2010)

Υιοθετείται το συντηρητικό σενάριο διείσδυσης των ΑΠΕ, όπως αυτό αναφέρεται στην «3η Εθνική Έκθεση για το Επίπεδο Διείσδυσης της Ανανεώσιμης Ενέργειας το Έτος 2010» (ΥΠΑΝ, Οκτώβριος 2005), και συγκεκριμένα στη σελ. 27 :

Τύπος ΑΠΕ	Εκτίμηση της εγκατεστημένης ισχύος το 2010 (MW)	Εκτίμηση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας το 2010 (δισ kWh)	Ποσοστό συμμετοχής στην ηλεκτροπαραγωγή, ανά τύπο ΑΠΕ (%)*
Αιολικά	2104	4,42	6,50
Μικρά υδροηλεκτρικά	211	0,63	0,93
Βιομάζα	59	0,46	0,68
Γεωθερμία	5	0,04	0,06
Φωτοβολταϊκά	7	0,01	0,01
Σύνολο	2386	5,56	8,18

*** Εκτιμώμενη ακαθάριστη εγχώρια κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας το έτος 2010 (σελ. 4 της Έκθεσης) : 68 δισ kWh**

Η συνολική ως άνω παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ το 2010 (δηλαδή οι 5560 GWh) θεωρείται ότι θα προέρχεται κατά περίπου 85% από εγκαταστάσεις ΑΠΕ στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα και κατά περίπου 15% από εγκαταστάσεις ΑΠΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (Σημ. : το 2005, οι αντίστοιχες ποσότητες / ποσοστά ήταν : 1206

GWh ΑΠΕ ή 79,1% στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα και 318 GWh ΑΠΕ ή 20,9% στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά / Πηγή : επίσημα στοιχεία ΔΕΣΜΗΕ, Συνοπτικό Πληροφοριακό Δελτίο για τις ΑΠΕ, Δεκέμβριος 2005 & Ιανουάριος 2006).

Συνεπώς, για το 2010, η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ θα κατανέμεται σε 4726 GWh στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα και 834 GWh στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (σύνολο χώρας : 5560 GWh).

Οι τιμές πώλησης το 2006 της kWh από ΑΠΕ διαμορφώνονταν ως εξής :

-	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	:	0,073	Ευρώ/ kWh
-	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά	:	0,08458	Ευρώ/ kWh

Μετά από γνωμοδότηση της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (ΡΑΕ) εκδόθηκε η υπουργική απόφαση βάση της οποίας αναπροσαρμόζονται τα τιμολόγια απορρόφησης ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από Παραγωγό ή Αυτοπαραγωγό μέσω σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α. ή μέσω Υβριδικού Σταθμού σύμφωνα με τον ακόλουθο πίνακα 3. Η ισχύς της απόφασης θα εφαρμόζεται από 1/1/2007.

-	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	:	0,07582	Ευρώ/ kWh
-	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά	:	0,08742	Ευρώ/ kWh

4.3.2 Οριακή τιμή του Συστήματος και του Δικτύου

Σύμφωνα με επίσημα στοιχεία του ΔΕΣΜΗΕ (Πηγή : Συνοπτικό Πληροφοριακό Δελτίο για τις ΑΠΕ, Φεβρουάριος 2006, Πίνακας 6 «Παράμετροι Λογαριασμού ΑΠΕ»), έχει εξελιχθεί μία πολύ σημαντική αύξηση της μέσης (μηνιαίας) οριακής τιμής του Συστήματος²⁹, της τάξης του 40-80% (~ 10-15 €/MWh), από το Νοέμβριο του 2005 και μετά, δηλ. από την εφαρμογή του νέου Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας. Είναι προφανές ότι η ανοδική αυτή τάση θα συνεχιστεί, λόγω της επικείμενης ένταξης στο Σύστημα, μέσα στην επόμενη τετραετία, και άλλων, πέραν των ΕΛ.ΠΕ. (Θεσ/κη), σταθμών ηλεκτροπαραγωγής συνδυασμένου κύκλου με φυσικό αέριο, τόσο από τη ΔΕΗ όσο και από ιδιώτες.

²⁹ Η Οριακή Τιμή του Συστήματος αντιπροσωπεύει την τιμή που δίνει ενέργεια στο σύστημα η τελευταία μονάδα που θα ενταχθεί σε αυτό για την κάλυψη της ζήτησης σε ηλεκτρισμό σε ημερήσια βάση.

Η μέση οριακή τιμή του Συστήματος διαμορφώθηκε το 2006 περίπου στα 64 €/MWh, ενώ θεωρείται και ότι η τιμή αυτή, σε σταθερές τιμές 2006, θα παραμείνει περίπου σταθερή, τουλάχιστον μέχρι το 2010 (δηλ. σε τρέχουσες τιμές, θα αυξάνει σύμφωνα με τον πληθωρισμό). Σημειώνεται ότι η υπόθεση αυτή είναι συντηρητική, αφού προϋποθέτει τη σταθεροποίηση των διεθνών τιμών αργού πετρελαίου στα επίπεδα των 60 \$/βαρέλι, αν και στις αρχές του 2008 η τιμή έφτασε τα επίπεδα των 100\$/βαρέλι.

Όσον αφορά το Δίκτυο (Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά), η τελευταία Απόφαση Ο-8175/20.10.2004 της ΡΑΕ, αναφέρει επί λέξει :

«Ως προς τις μονάδες ΑΠΕ των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, εκτιμάται καταρχήν ότι δεν θα υπάρξει ανάγκη κάλυψης οποιουδήποτε κόστους μέσω του Ειδικού Τέλους, κυρίως λόγω της αύξησης του μέσου μεταβλητού κόστους της παραγωγής της ΔΕΗ Α.Ε. στα νησιά αυτά εξαιτίας της σημαντικής αύξησης των διεθνών τιμών του πετρελαίου. Η ΡΑΕ επιφυλάσσεται για την επανεκτίμηση, στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων της κατά το άρθρο 40 παρ. 3.β του Ν.2773/1999, του μέσου μεταβλητού κόστους της παραγωγής της ΔΕΗ Α.Ε. στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά».

Συνεπώς, κατά τη ΡΑΕ, η τιμή πώλησης της kWh από ΑΠΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά δεν επιβαρύνει το Ειδικό Τέλος.

Βέβαια, η «πάσα αλήθεια» είναι ακόμα καλύτερη για τις ΑΠΕ, αφού η τιμή της kWh από ΑΠΕ όχι μόνο δεν επιβαρύνει το Ειδικό Τέλος, αλλά στην πραγματικότητα το μειώνει αισθητά, επειδή η τιμή αυτή, δηλ. τα 0,08458 €/ kWh (0,08742 €/ kWh το 2007), είναι πολύ μικρότερη από το μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής της ΔΕΗ Α.Ε. στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά. Το κόστος αυτό, ιδιαίτερα στα μικρότερα νησιά (εκτός Κρήτης, Ρόδου, Κω), υπερβαίνει το 1 €/kWh.

4.3.3 Υπολογισμός του Ειδικού Τέλους ΑΠΕ για διείσδυση μεγάλης κλίμακας στο εθνικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής

Σύμφωνα με τους υπολογισμούς που προηγήθηκαν, το Ειδικό Τέλος ΑΠΕ θα διαμορφωθεί ως εξής, σε σταθερές τιμές 2006, στην περίπτωση διείσδυσης μεγάλης κλίμακας των ΑΠΕ (δηλ. για εγκατεστημένη ισχύ 2386 MW συνολικά, εκ των οποίων 2104 MW αιολικά) :

$$\text{Ειδικό Τέλος ΑΠΕ}^{30} : \frac{73,00 - 64,00 \text{ €/MWh} \times 4.726.000 \text{ MWh/έτος}}{68.000.000 \text{ MWh/έτος}} = 0,625 \text{ €/MWh}$$

(έναντι του σημερινού τέλους ΑΠΕ των 0,4 €/ MWh, και έναντι των 2,2 €/ MWh που είναι το ισοδύναμο τέλος καταναλωτή για την αγορά δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ (βλ. ανάλυση στην παρακάτω ενότητα).

4.3.4 Επιβάρυνση ενός τυπικού οικογενειακού λογαριασμού ηλεκτρικού ρεύματος από το ως άνω τέλος ΑΠΕ

Σύμφωνα με τα τελευταία επίσημα στοιχεία της ΕΣΥΕ και της ΔΕΗ (2001), η μέση οικιακή κατανάλωση ηλεκτρισμού ήταν 2878 kWh/έτος x νοικοκυριό για το σύνολο της χώρας, ενώ για την Περιφέρεια Πρωτεύουσας ήταν 3675 kWh/έτος x νοικοκυριό. Θεωρώντας μία μέση αύξηση της οικιακής κατανάλωσης 4% το χρόνο, σε εθνικό επίπεδο, προκύπτει ότι η μέση ετήσια οικιακή κατανάλωση ηλεκτρισμού στη χώρα, στο χρονικό ορίζοντα του 2010, θα ανέλθει περίπου σε 4100 kWh/έτος x νοικοκυριό. Συνεπώς, η μέση ετήσια επιβάρυνση του ως άνω τέλους ΑΠΕ στο λογαριασμό του ηλεκτρικού ρεύματος ενός τυπικού νοικοκυριού, θα ανέλθει σε :

(4100 kWh/ έτος x νοικοκυριό) x (0,625 €/MWh) ≈ 2,56 €/ έτος x νοικοκυριό, ή ~ 43 λεπτά/δίμηνο x νοικοκυριό

4.3.5 Επιβάρυνση μεγάλων (βιομηχανικών) καταναλωτών ηλεκτρικού ρεύματος από το ως άνω τέλος ΑΠΕ

Είναι προφανές ότι για μία μεγάλη βιομηχανική κατανάλωση ηλεκτρικού ρεύματος, το Ειδικό Τέλος ΑΠΕ (0,625 €/MWh) μεταφράζεται σε υπολογίσιμη (αλλά όχι δυσβάσταχτη) ετήσια χρέωση. Για παράδειγμα, σε ετήσια ηλεκτρική κατανάλωση 10.000 MWh (όπως π.χ. της Αθηναϊκής Ζυθοποιίας στο Αιγάλεω), αντιστοιχεί σε χρέωση τέλους ΑΠΕ ίση με 6.250 €/έτος. Πάντως, έντονη διαμαρτυρία για το Ειδικό Τέλος ΑΠΕ κάνουν κυρίως λίγες μεγάλες βιομηχανίες, όπως π.χ. η Αλουμίνιον της Ελλάδος και η ΛΑΡΚΟ, οι οποίες έχουν πολύ υψηλές ετήσιες ηλεκτρικές καταναλώσεις. Όμως, για τους

³⁰ Οι υπολογισμοί έγιναν σύμφωνα με το άρθρο « Ο Μύθος του υψηλού Κόστους των ΑΠΕ» του Δρ. Ν. Βασιλάκου.

δύο αυτούς μεγάλους ηλεκτρικούς καταναλωτές (με συνολική ετήσια κατανάλωση 3600 GWh) έχει προβλεφθεί ειδική ευνοϊκή μεταχείριση στο Ν. 3175/03. Συγκεκριμένα, σύμφωνα με το Άρθρο 23, παρ. 20 του νόμου αυτού, η επιβάρυνση λόγω του Ειδικού Τέλους ΑΠΕ για κάθε Πελάτη, ανά θέση κατανάλωσης, δεν μπορεί να υπερβαίνει ένα ανώτατο όριο. Το όριο αυτό έχει καθοριστεί από τη ΡΑΕ (Απόφαση Ο-8175/20.10.2004) για το 2005 στα 637.158 Ευρώ (με ετήσια τιμαριθμική αναπροσαρμογή).

Για να φανεί το μέγεθος της ευνοϊκής αυτής μεταχείρισης των ως άνω βιομηχανιών, αναφέρεται ότι η ετήσια χρέωση του Ειδικού Τέλους ΑΠΕ για την Αλουμίνιον της Ελλάδος, για το 2005, θα έπρεπε κανονικά να ανέρχεται σε $(2.400.000 \text{ MWh/έτος}) \times (0,8 \text{ €/MWh}) = 1.920.000 \text{ €}$ και μετά την μείωση του ειδικού τέλους ανέρχεται σε $(2.400.000 \text{ MWh/έτος}) \times (0,4 \text{ €/MWh}) = 960.000 \text{ €}$, αντί των 637.158 € που χρεώνεται σήμερα.

4.3.6 Ισοδύναμο τέλος καταναλωτή για την αγορά δικαιωμάτων εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (CO₂) από το Ευρωπαϊκό χρηματιστήριο ρύπων

Τρία (3) είναι τα βασικά ποσοτικά δεδομένα που διαμορφώνουν σήμερα, αλλά και για τα αμέσως επόμενα χρόνια, την κατάσταση στην εγχώρια και την Ευρωπαϊκή αγορά δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ :

i) Μέσες εκπομπές αερίων ρύπων (CO₂) σταθμών ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα (Υπουργείο Ανάπτυξης, Οδηγός Ενεργειακών Επενδύσεων, Ιούλιος 2005, σελ. 75) :

-	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	:	0,85	tn CO ₂ /MWh	
-	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά	:	1,06	tn CO ₂ /MWh	
-	Ενεργειακό μείγμα χώρας	:	0,97	tn CO ₂ /MWh	(Στοιχεία ΔΕΗ, 2005)
		:	0,89	tn CO ₂ /MWh	(2010)*
		:	0,85	tn CO ₂ /MWh	(2015)*

(* Πρόβλεψη Εθνικού Αστεροσκοπείου Αθηνών, 2005)

ii) Μέση τιμή αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ το 2006 την Ευρωπαϊκή αγορά (στοιχεία : α) POINT CARBON, β) BARCLAYS CAPITAL, για το χρονικό διάστημα 2/7/2003-2/2/2006) : 25-27 €/tn CO₂ (η τιμή αυτή αναμένεται να αυξηθεί σημαντικά μέσα στην επόμενη τριετία και είναι πολύ πιθανό να φθάσει ή και να υπερβεί τα 35 €/tn CO₂).

Ποσοστό επί των συνολικών εκπομπών CO₂ της ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα που δεν καλύπτεται από το Εθνικό Σχέδιο Κατανομής Δικαιωμάτων Εκπομπών-ΕΣΚΔΕ (δηλ. από «δωρεάν» δικαιώματα) :

-	Α΄ Φάση (2005-2007)	:	2,5 %	(σελ. 35 του ΕΣΚΔΕ)
-	Β΄ Φάση (2008-2012)	:	~ 10 %	(σελ. 21 του ΕΣΚΔΕ)

Συνεπώς, ακόμα και με τους πιο συντηρητικούς (αισιόδοξους) υπολογισμούς, το ισοδύναμο τέλος καταναλωτή, το οποίο θα απαιτείτο για την αγορά δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ , για την πλήρη κάλυψη της ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα, θα ανερχόταν σε :

(0,89 tn CO₂/MWh) (10%) (25 €/tn CO₂) = 2,23 €/MWh (σταθερές τιμές 2006)

(Σημ. Το Ειδικό Τέλος ΑΠΕ με τιμή 0,8 €/MWh, αντιστοιχούσε δηλαδή μόνο στο 36% του ως άνω ισοδύναμου τέλους για ρύπους, ενώ με τιμή νέα τιμή μετά την μείωση του κατά 50% αντιστοιχεί σε ακόμα μικρότερη τιμή, μόλις το 18%).

Σύμφωνα με έκθεση του Εθνικού Αστεροσκοπείου Αθηνών, οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου στη χώρα μας το 2000 έφτασαν τα 133,8 εκατ. ισοδύναμους τόνους CO₂ , δηλ. σημείωσαν αύξηση 23,4 %, σε σχέση με τα επίπεδα του έτους βάσης (1990), που ήταν 108,4 εκατ. ισοδύναμοι τόνοι CO₂ . Το βασικό σενάριο του Αστεροσκοπείου προβλέπει πλέον μέση αύξηση των εκπομπών CO₂ κατά 35,8 % ως το 2010 (με εύρος προβλέψεων από 32 έως 45 %). Αντίθετα, με έμφαση στην εξοικονόμηση ενέργειας και τη χρήση των ΑΠΕ, η αύξηση των εκπομπών θα μπορούσε να περιοριστεί στο 24,5 %, κοντά δηλαδή στη συμβατική μας υποχρέωση, που είναι +25 % (σε σχέση πάντα με τα επίπεδα του 1990). Οι ΑΠΕ εκτιμάται ότι θα συμβάλλουν στην απαιτούμενη μείωση των εκπομπών κατά περίπου 4,4 εκατ. τόνους .

4.3.7 Το εξωτερικό κόστος της ενέργειας

Ολοκληρώνοντας την ανάλυσή μας, και επειδή όπως αναφέραμε στην αρχή, ορισμένοι επιθυμούν «να συζητήσουν για το κόστος των ΑΠΕ», παρουσιάζεται το κόστος της ενέργειας, γενικότερα, στη χώρα μας. Και, βέβαια, όχι μόνο για το κόστος που καταγράφεται στα τιμολόγια και στους ισολογισμούς των ενεργειακών φορέων,

αλλά για το «άλλο» κόστος, το κρυμμένο, το εξωτερικό κόστος της ενέργειας, αυτό που δεν ενσωματώνεται σήμερα στις ενεργειακές τιμές, στρεβλώνοντας σε καθοριστικό βαθμό τον ανταγωνισμό των διαφόρων μορφών ενέργειας στην εγχώρια (αλλά και στη διεθνή) αγορά. Το εξωτερικό αυτό κόστος προέρχεται από μία μακρά σειρά εξωτερικών - δυσμενών-επιπτώσεων (externalities) που σχετίζονται με την παραγωγή, μεταφορά, μετατροπή και κατανάλωση των πρωτογενών ενεργειακών πόρων, όπως είναι οι επιπτώσεις στη δημόσια υγεία, οι επαγγελματικοί κίνδυνοι, οι υλικές ζημιές, το φαινόμενο του θερμοκηπίου, κ.α.

Η έγκυρη μελέτη EXTERNE (2001), η οποία εκπονήθηκε επί μία 10ετία από ερευνητές από όλα τα Κράτη-Μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης και από τις Ηνωμένες Πολιτείες, υπολόγισε ποσοτικά το εξωτερικό κόστος των διαφόρων χρησιμοποιούμενων μορφών ενέργειας, για κάθε Κράτος-Μέλος χωριστά. Σύμφωνα, λοιπόν, με τη μελέτη αυτή, το εξωτερικό κόστος των διαφόρων μορφών ενέργειας που χρησιμοποιούνται στην Ελλάδα, ως συνολικό αποτέλεσμα των ποσοτικοποιήσιμων μόνο εξωτερικών τους επιπτώσεων, έχει ως εξής :

-	Λιγνίτης	50-80	€/1000 kWh
-	Πετρέλαιο	30-50	€/1000 kWh
-	Φυσικό Αέριο	10	€/1000 kWh
-	ΑΠΕ (αιολικά)	2,5	€/1000 kWh

Είναι φανερό ότι εάν οι παραπάνω τιμές (externalities) ενσωματωθούν, όπως είναι εύλογο, στο κόστος των διαφόρων ενεργειακών μορφών που χρησιμοποιούνται σήμερα στη χώρα μας, τότε η ανταγωνιστική τους θέση ανατρέπεται πλήρως υπέρ των ΑΠΕ.



4.3.8 Συμπεράσματα για το Ειδικό Τέλος ΑΠΕ

Από τη λεπτομερή ανάλυση που προηγήθηκε, προκύπτουν τα ακόλουθα ποσοτικά συμπεράσματα :

i) Το σημερινό (2007) Ειδικό Τέλος ΑΠΕ ανέρχεται σε 40 λεπτά ανά 1000 kWh κατανάλωσης. Για το μέσο Ελληνικό νοικοκυριό, η χρέωση αυτή για ΑΠΕ αντιστοιχεί συνολικά σε 1,45 Ευρώ το χρόνο, ή 0,25 λεπτά τη διμηνία. Το Ειδικό Τέλος ΑΠΕ είναι περίπου το 5% του αντίστοιχου τέλους για την ΕΡΤ, αντιπροσωπεύει δε, κατά μέσο όρο, κάτω από το 1% του συνολικού ποσού που πληρώνει σήμερα ένα τυπικό νοικοκυριό για το λογαριασμό του στη ΔΕΗ.

ii) Για τις μεγάλες βιομηχανίες με υψηλές ετήσιες ηλεκτρικές καταναλώσεις (π.χ. Αλουμίνιον της Ελλάδος, ΛΑΡΚΟ), για τις οποίες η εφαρμογή του Ειδικού Τέλους ΑΠΕ θα έδινε σημαντικές ετήσιες χρεώσεις, έχει προβλεφθεί ειδική ευνοϊκή ρύθμιση στο Ν. 3175/03 (Άρθρο 23), μέσω της θέσπισης ανωτάτου ορίου ετήσιας χρέωσης για το Ειδικό Τέλος ΑΠΕ. Οι βιομηχανίες, λοιπόν, αυτές πληρώνουν για Ειδικό Τέλος ΑΠΕ αρκετά μικρότερη τιμή από το ποσό το οποίο θα έπρεπε κανονικά να πληρώνουν το χρόνο, βάσει του τέλους των 40 λεπτών ανά 1000 kWh.

iii) Ακόμα και στην περίπτωση διεύθυνσης μεγάλης κλίμακας των ΑΠΕ στο εθνικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής, και συγκεκριμένα από τα 700 περίπου MW που είναι σήμερα στα 2400 MW το 2010-2015, το Ειδικό Τέλος ΑΠΕ θα αυξηθεί μόνο κατά 22,5 λεπτά, δηλαδή από 40 λεπτά/ 1000 kWh που είναι σήμερα θα φθάσει τα 62,5 λεπτά/ 1000 kWh. Η μέση ετήσια χρέωση για ένα τυπικό Ελληνικό νοικοκυριό θα είναι τότε 2,56 Ευρώ/ έτος ή 43 λεπτά/ δίμηνο.

iv) Το 2005, η ΔΕΗ πλήρωσε 12,6 εκατ. Ευρώ για να αγοράσει από το Ευρωπαϊκό χρηματιστήριο ρύπων τα αναγκαία δικαιώματα εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (CO₂), για να καλύψει τις απαιτήσεις της Κοινοτικής Οδηγίας 2003/87/EK, όσον αφορά τις εκπομπές CO₂ των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής της (ετήσια υπέρβαση εκπομπών της τάξης των 0,5 εκατ. τόνων το 2005, έναντι της αρχικής εκτίμησης της επιχείρησης για ετήσια υπέρβαση 2,5 εκατ. τόνων). Εάν υπολογιστεί ένα ισοδύναμο τέλος καταναλωτή για την αγορά δικαιωμάτων εκπομπών CO₂, για την πλήρη κάλυψη της ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα στο χρονικό ορίζοντα του 2008-2012 (στα πλαίσια των εθνικών μας δεσμεύσεων που απορρέουν από το Πρωτόκολλο του Κυότο), τότε το τέλος

αυτό ανέρχεται σε 2,23 €/1000 kWh, δηλ. είναι σχεδόν πενταπλάσιο από το Ειδικό Τέλος ΑΠΕ (0,4 €/1000 kWh).

v) Για κάθε 1000 πρόσθετες kWh που παράγονται από ΑΠΕ, αντί από συμβατικά καύσιμα, υπάρχει όφελος $2,23 - 0,625 \approx 1,6$ €, μόνο και μόνο από τη μείωση των εθνικών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (χωρίς δηλ. να συνυπολογίζονται τα πρόσθετα οφέλη από την απασχόληση, την ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού της χώρας, την περιβαλλοντική απορρύπανση κ.α., που επίσης προσφέρουν οι ΑΠΕ). Το ερώτημα που πρέπει να απαντηθεί σε πολιτικό επίπεδο είναι ποιος τελικά καρπούται το όφελος αυτό του 1,6 €/1000 kWh (η εθνική οικονομία; η ΔΕΗ; ο Έλληνας καταναλωτής;).

vi) Η έγκυρη μελέτη EXTERNE (2001), η οποία εκπονήθηκε επί μία 10ετία από ερευνητές από όλα τα Κράτη-Μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης και από τις Ηνωμένες Πολιτείες, υπολόγισε ποσοτικά το εξωτερικό κόστος των διαφόρων χρησιμοποιούμενων μορφών ενέργειας, για κάθε Κράτος-Μέλος χωριστά. Σύμφωνα, λοιπόν, με τη μελέτη αυτή, το εξωτερικό κόστος των διαφόρων μορφών ενέργειας που χρησιμοποιούνται στην Ελλάδα, ως συνολικό αποτέλεσμα των ποσοτικοποιήσιμων μόνο εξωτερικών τους επιπτώσεων (δημόσια υγεία, επαγγελματικοί κίνδυνοι, υλικές ζημιές, φαινόμενο του θερμοκηπίου, κ.α.), έχει ως εξής :

- Λιγνίτης	50-80	€/1000 kWh
- Πετρέλαιο	30-50	€/1000 kWh
- Φυσικό Αέριο	10	€/1000 kWh
- ΑΠΕ (αιολικά)	2,5	€/1000 kWh

Είναι φανερό ότι εάν οι παραπάνω τιμές (externalities) ενσωματωθούν, όπως είναι εύλογο, στο κόστος των διαφόρων ενεργειακών μορφών που χρησιμοποιούνται σήμερα στη χώρα μας, τότε η ανταγωνιστική τους θέση ανατρέπεται πλήρως υπέρ των ΑΠΕ.

4.4 Περιβαλλοντική Αξιολόγηση

Πέρα όμως από την παραπάνω οικονομική ανάλυση με τα σημαντικά οικονομικά οφέλη που όπως είδαμε έχει η εγκατάσταση και λειτουργία ενός αιολικού πάρκου, θα προσπαθήσουμε να προσδιορίσουμε παρακάτω τις περιβαλλοντικές διαστάσεις μίας τέτοιας επένδυσης.

Αρχικά, ας δούμε «τι αποφεύγεται» με την εγκατάσταση του αιολικού πάρκου. Σύμφωνα με υπολογισμούς που έγιναν με βάση τον Οδηγό Ενεργειακών Επενδύσεων του ΥΠΑΝ (Ιούλιος 2005) η ετήσια εξοικονόμηση πρωτογενούς συμβατικής ενέργειας για το Διασυνδεδεμένο Σύστημα ισοδυναμεί με 59.189,18 MWh, ενώ για το Μη Διασυνδεδεμένο Δίκτυο αντιστοιχεί σε 75.517,24 MWh.³¹ Η διαφοροποίηση αυτή μεταξύ Διασυνδεδεμένου Δικτύου και Μη οφείλεται στο γεγονός ότι ο βαθμός απόδοσης των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής αλλάζει, ανάλογα με την περιοχή της επένδυσης³².

Στη συνέχεια θα εξετάσουμε την ωφέλεια του πάρκου όσον αφορά τους αέριους ρύπους, κύρια αιτία για το φαινόμενο του θερμοκηπίου. Οι αέριοι ρύποι που λαμβάνονται υπόψη είναι το διοξείδιο του άνθρακα (CO₂), το διοξείδιο του θείου (SO₂), το μονοξείδιο του άνθρακα (CO), τα οξείδια του αζώτου (NO_x), οι υδρογονάνθρακες (HC) και τα σωματίδια.

Παραμένοντας λοιπόν στο σενάριο εγκατάστασης του αιολικού πάρκου των 10 MW για εικοσαετή διάρκεια λειτουργίας και με ετήσια παραγωγή 21900 MW, η *συνολική μείωση εκπομπών όλων των εξεταζόμενων αερίων ρύπων* στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα αντιστοιχεί σε 93.463,28 τόνους ρύπων, ενώ επίσης για τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά αντιστοιχεί μείωση της τάξης των 116.828,4 τόνων ρύπων³³.

Περισσότερο συγκεκριμένα, με την συγκεκριμένη επένδυση σε περιοχή του Διασυνδεδεμένου Δικτύου επιτυγχάνεται η αποφυγή 18.615 τόνων ρύπων διοξειδίου του άνθρακα (CO₂), 339,45 τόνων ρύπων διοξειδίου του θείου (SO₂), 3,94 τόνων ρύπων μονοξειδίου του άνθρακα (CO), 26,28 τόνων ρύπων οξειδίων του αζώτου (NO_x), 1,09 τόνων ρύπων υδρογονανθράκων (HC) και 17,52 τόνων ρύπων σωματιδίων.

³¹ Οι υπολογισμοί έγιναν θεωρώντας ότι η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής γίνεται με τη χρήση καυσίμου Ντίζελ. Αν και αυτό δεν επηρεάζει τους υπολογισμούς μας καθώς η ετήσια κατανάλωση καυσίμου μετά την επένδυση θεωρείται μηδενική.

³² Όπως αναφέρεται στη σελίδα 64 του Οδηγού Ενεργειακών Επενδύσεων του ΥΠΑΝ (Ιούλιος 2005)

³³ Οι υπολογισμοί έγιναν σύμφωνα με τον Οδηγό Ενεργειακών Επενδύσεων του ΥΠΑΝ. (Ιούλιος 2005).

Αντίστοιχα η αποφυγή αέριων ρύπων όταν η εγκατάσταση της επένδυσης μας πραγματοποιηθεί σε περιοχή Μη Διασυνδεδεμένου Δικτύου είναι η εξής: 23.268,75 τόνοι ρύπων διοξειδίου του άνθρακα (CO₂), 424,86 τόνοι ρύπων διοξειδίου του θείου (SO₂), 3,94 τόνοι ρύπων μονοξειδίου του άνθρακα (CO), 32,85 τόνοι ρύπων οξειδίων του αζώτου (NO_x), 1,09 τόνοι ρύπων υδρογονανθράκων (HC) και 21,9 τόνοι ρύπων σωματιδίων. Ο πίνακας 11 παρουσιάζει τα παραπάνω.

Πίνακας 11

Αποφυγή Ρύπων από την επένδυση Αιολικού Πάρκου 10 MW		
Διασυνδεδεμένο Δίκτυο		Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
Ποσότητα	Αέριος Ρύπος	Ποσότητα
18.615 τόνοι	Διοξείδιο του Άνθρακα (CO ₂)	23.268,75 τόνοι
339,45 τόνοι	Διοξείδιο του Θείου (SO ₂)	424,86 τόνοι
3,94 τόνοι	Μονοξείδιο του Άνθρακα (CO)	3,94 τόνοι
26,28 τόνοι	Οξείδια του Αζώτου (NO _x)	32,85 τόνοι
1,09 τόνοι	Υδρογονάνθρακες (HC)	1,09 τόνοι
17,52 τόνοι	Σωματίδια	21,9 τόνοι
Εξοικονόμηση Πρωτογενούς Συμβατικής Ενέργειας		
59.189,18 MWh		59.189,18 MWh

4.4.1 Χαρακτηρισμός των Επιπτώσεων στο περιβάλλον

Το παρόν μέρος της ανάλυσης θα κινηθεί στο πνεύμα προσδιορισμού των επιπτώσεων και τον εντοπισμό των πιθανών μεταβολών στις παραμέτρους του περιβάλλοντος από την εγκατάσταση των αιολικών πάρκων.

Πριν προχωρήσουμε στην ανάλυση επεξηγούνται ορισμένοι όροι που θα χρησιμοποιηθούν επόμενα. Ο όρος βιοποικιλότητα ορίζεται ως η ποικιλία των μορφών ζωής εντός συγκεκριμένου χώρου. Παρά την απλότητα και σαφήνεια του όρου, το περιεχόμενο του είναι μια από τις πλέον αφηρημένες και αμφιλεγόμενες έννοιες της οικολογίας. Πρακτικά μπορούν να διακριθούν τέσσερα διαφορετικά επίπεδα βιοποικιλότητας. Εκείνο της *γενετικής βιοποικιλότητας*, στο οποίο εκφράζεται το εύρος των κληρονομικών καταβολών ενός συγκεκριμένου είδους. Το δεύτερο επίπεδο είναι αυτό της *βιοποικιλότητας των ειδών φυτών και ζώων που απαντούν σε μια συγκεκριμένη*

περιοχή. Το τρίτο επίπεδο, αυτό της *βιοποικιλότητας οικοτόπων*, εκφράζεται με το πλήθος των συνδυασμών ειδών φυτών και ζώων που συναντώνται σε μια συγκεκριμένη περιοχή και τέλος το τέταρτο επίπεδο, εκείνο της *βιοποικιλότητας των τοπίων*, εκφράζεται με τον αριθμό ή το πλήθος των τύπων τοπίων που εμφανίζονται σε μια περιοχή ή σε μια χώρα³⁴.

Οι ρυπαντές της ατμόσφαιρας εκπέμπονται από ένα σημαντικό εύρος ανθρωπογενών δραστηριοτήτων και περιλαμβάνουν ένα επίσης σημαντικό εύρος ουσιών. Ο τομέας με τις μεγαλύτερες εκπομπές στην Ελλάδα είναι ο ενεργειακός, ο οποίος το 2000 ευθυνόταν για το ~98% των εκπομπών SO₂ και NO_x. Για τις συγκεντρώσεις ρυπαντών της ατμόσφαιρας μελετώνται κυρίως οι συγκεντρώσεις των πέντε κυριότερων ατμοσφαιρικών ρύπων, δηλαδή του διοξειδίου του θείου (SO₂), του διοξειδίου του αζώτου (NO₂) και γενικότερα των NO_x, των αιωρούμενων σωματιδίων με ισοδύναμη αεροδυναμική διάμετρο μικρότερη των 10 μm (PM₁₀), του μονοξειδίου του άνθρακα (CO) και του διοξειδίου του άνθρακα (CO₂).

Στους παρακάτω πίνακες προσδιορίζονται οι επιπτώσεις των αιολικών πάρκων σε διάφορους περιβαλλοντικούς παράγοντες. Εξετάζονται περιβαλλοντικοί παράγοντες που σχετίζονται με βιοτικά χαρακτηριστικά του φυσικού περιβάλλοντος (βιοποικιλότητα, χλωρίδα, πανίδα, χερσαία έκταση με ανεπαίσθητο αντίκτυπο ανθρωπογενών δραστηριοτήτων), παράγοντες της ατμόσφαιρας και της κλιματικής μεταβολής και παράγοντες τοπίου. Βασικός σκοπός είναι να εντοπιστούν οι τάσεις υποβάθμισης του περιβάλλοντος αλλά και να διαπιστωθούν οι θετικές συμβολές των αιολικών πάρκων.

Για τις επιπτώσεις που εισέρχονται στο στάδιο αυτό, προσδιορίζονται οκτώ ιδιότητες, οι εξής:

1. η κατεύθυνση της επίπτωσης, δηλαδή εάν πρόκειται για θετική ή αρνητική μεταβολή,
2. η έκταση της επίπτωσης, δηλαδή η εκτιμώμενη γεωγραφική της εξάπλωση,
3. η ένταση της επίπτωσης με όρους τάξης μεγέθους, δηλαδή εάν πρόκειται για μικρής ή μεγάλης έντασης μεταβολή

³⁴ Για περισσότερα «Στρατηγική Μελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων του Ειδικού Πλαισίου Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας» σελ. 202

4. ο μηχανισμός εμφάνισης, δηλαδή εάν πρόκειται για πρωτογενή ή δευτερογενή επίπτωση,
5. ο χρονικός ορίζοντας της μεταβολής, δηλαδή αν πρόκειται για βραχυπρόθεσμη ή μακροπρόθεσμη αλλαγή,
6. η συσσώρευση ή/ και η συνέργεια που η υπό χαρακτηρισμό μεταβολή μπορεί να παρουσιάσει είτε με άλλες επιπτώσεις του προγράμματος είτε με άλλα περιβαλλοντικά προβλήματα της περιοχής,
7. η δυνατότητα πρόληψης και
8. η δυνατότητα εκ των υστέρων αντιμετώπισης

Ο προσδιορισμός των ιδιοτήτων αυτών για κάθε επίπτωση, πραγματοποιείται λαμβάνοντας υπόψη αφ' ενός την κατάσταση της επηρεαζόμενης συνιστώσας στην Ελλάδα και αφ' ετέρου τους αιτιακούς παράγοντες που προκαλούν την επίπτωση.

Πίνακας 12 :Σύνοψη των επηρεαζόμενων περιβαλλοντικών παραμέτρων και των αντίστοιχων μεταβολών που εκτιμάται ότι θα επέλθουν.

Περιβαλλοντική παράμετρος	Χωροθέτηση αιολικών εγκαταστάσεων
↑ Βελτίωση ↓ Επιδείνωση - Αμετάβλητο	
Καθοριστικοί για τη βιοποικιλότητα παράγοντες	↓
Καθοριστικοί για την πανίδα παράγοντες	↓
Καθοριστικοί για τη χλωρίδα παράγοντες	—
Ποσοστό χερσαίας έκτασης με ανεπαίσθητο αντίκτυπο ανθρωπογενών δραστηριοτήτων	↓
Καθοριστικοί για το έδαφος παράγοντες	—
Σταθμισμένη με τον πληθυσμό συγκέντρωση NO ₂ σε αστικές περιοχές	↑
Σταθμισμένη με τον πληθυσμό συγκέντρωση SO ₂ σε αστικές περιοχές	↑
Σταθμισμένη με τον πληθυσμό συγκέντρωση PM ₁₀ σε αστικές περιοχές	↑
Καθοριστικοί για την ποιότητα της ατμόσφαιρας παράγοντες	↑
Εκπομπές άνθρακα ανά μονάδα ΑΕΠ	↑
Εκπομπές άνθρακα ανά κάτοικο	↑
Μεταβολές σε παράγοντες του τοπίου	↓
Εκπομπές NO _x προς κατοικημένη έκταση	↑
Εκπομπές SO ₂ προς την κατοικημένη έκταση	↑
Οικο-αποτελεσματικότητα της ενεργειακής παραγωγής	↑

Πίνακας 13 : Χαρακτηρισμός επίπτωσης σε ορισμένους από τους καθοριστικούς για την βιοποικιλότητα παράγοντες

Επηρεαζόμενη περιβαλλοντική παράμετρος	Καθοριστικοί για τη βιοποικιλότητα παράγοντες	
Αιτίες μεταβολής	Τα αιολικά πάρκα και τα συνοδά έργα οδικής πρόσβασης, ενδέχεται να επηρεάσουν τις οικοσυστημικές σχέσεις που έχουν διαμορφωθεί σε αδιατάρακτα έως τώρα ενδιαιτήματα, τα οικοσυστήματα των οποίων έχουν βρει φυσικά σημεία ισορροπίας, μέσω ανταγωνιστικών και συμβιωτικών σχέσεων μεταξύ των ειδών.	
Ιδιότητες της επίπτωσης		Αιτιολόγηση
Κατεύθυνση επίπτωσης	Αρνητική	Επιδεινώνονται παράμετροι που υποστηρίζουν τη διατήρηση της βιοποικιλότητας
Έκταση Επίπτωσης	Μικρή	Οι αιτιακοί παράγοντες δρουν τοπικά και τα αποτελέσματά τους δεν μπορούν να εκταθούν σε μεγάλη απόσταση. Οι συσσωρεύσεις έργων ενδέχεται να αυξήσουν την έκταση της επίπτωσης.
Ένταση της Επίπτωσης	Μέση	Τα οικοσυστήματα στις κορυφογραμμές δεν καταστρέφονται απλώς, ενδέχεται να μετατοπισθούν σε νέα σημεία ισορροπίας
Μηχανισμός εμφάνισης	Πρωτογενής	Η επίπτωση έρχεται ως απευθείας αποτέλεσμα της εγκατάστασης των αιολικών πάρκων.
Χρονικός ορίζοντας μεταβολής	Άμεση - Μόνιμη	Δεν μεσολαβεί σημαντικός χρόνος μεταξύ αιτίου και επίπτωσης.
Αθροιστικότητα ή συνέργεια	Αθροιστικότητα	Συσσώρευση ομοειδών έργων επαυξάνει την ένταση της επίπτωσης.
Δυνατότητα πρόληψης	Μεγάλη	Η επίπτωση μπορεί να προληφθεί, μέσω βελτιώσεων και λεπτομερών κατευθύνσεων για τους περιβαλλοντικούς όρους των αιολικών πάρκων.
Δυνατότητα περιορισμού ή αντιστροφής	Μικρή	Η διατάραξη των οικοσυστημάτων στις κορυφογραμμές είναι δύσκολο να αντιστραφεί
Σύνοψη	Η κατάσταση σε ορισμένους σημαντικούς για τη διατήρηση της βιοποικιλότητας παράγοντες ενδέχεται να επιδεινωθεί. Οι αιτίες εντοπίζονται στην πιθανή διατάραξη των ενδιαιτημάτων στις κορυφογραμμές που θα υποδεχθούν αιολικά πάρκα. Η έκταση της επίπτωσης είναι μικρή αλλά η ένταση της εκτιμάται ως μέσης κλίμακας, ενώ ο χρονικός ορίζοντας της είναι άμεσος. Συσσώρευση ομοειδών έργων επαυξάνει αθροιστικά την ένταση της επίπτωσης. Η δυνατότητα πρόληψης της επίπτωσης είναι μεγάλη, ενώ η εκ των υστέρων αντιμετώπιση της εκτιμάται ως δύσκολη.	

Πίνακας 14 : Χαρακτηρισμός επίπτωσης σε ορισμένους από τους καθοριστικούς για την πανίδα παράγοντες

Επηρεαζόμενη περιβαλλοντική παράμετρος	Καθοριστικοί για την πανίδα παράγοντες	
Αιτίες μεταβολής	Τα αιολικά πάρκα ενδέχεται να επηρεάσουν τις παραμέτρους διαβίωσης της ορνιθοπανίδας. Είτε με την πρόκληση θνησιμότητας λόγω συγκρούσεων, είτε μέσω άλλων μονοπατιών επίδρασης, οι πληθυσμοί και οι συνθήκες διαβίωσης ορισμένων ειδών των πτηνών είναι πιθανόν να επιδεινωθούν.	
Ιδιότητες της επίπτωσης		Αιτιολόγηση
Κατεύθυνση επίπτωσης	Αρνητική	Επιδεινώνονται οι συνθήκες διαβίωσης ορισμένων ειδών της ορνιθοπανίδας.
Έκταση Επίπτωσης	Μέση	Η επιδείνωση των συνθηκών διαβίωσης από τα αιολικά πάρκα, αφορά σε ευρύτερη έκταση, μέσης εξάπλωσης, αφού είναι δυνατό να επηρεαστούν είδη που μεταναστεύουν ή διανύουν σημαντικές αποστάσεις μεταξύ φωλιάς και τροφοληψίας.
Ένταση της Επίπτωσης	Μέση	Οι επιπτώσεις των αιολικών εγκαταστάσεων στα πτηνά είναι κυμαινόμενης έντασης και οι σχετικές μελέτες διαπιστώνουν εύρος αποτελεσμάτων, από ανώδυνες έως απευκταίες περιπτώσεις.
Μηχανισμός εμφάνισης	Πρωτογενής	Η επίπτωση έρχεται ως απευθείας αποτέλεσμα της εγκατάστασης των αιολικών πάρκων.
Χρονικός ορίζοντας μεταβολής	Άμεση - Μόνιμη	Δεν μεσολαβεί σημαντικός χρόνος μεταξύ αιτίου και επίπτωσης.
Αθροιστικότητα ή συνέργεια	Αθροιστικότητα	Συσσώρευση ομοειδών έργων επαυξάνει σε μικρό βαθμό την ένταση της επίπτωσης.
Δυνατότητα πρόληψης	Μεγάλη	Με κατάλληλο σχεδιασμό και πρόβλεψη λεπτομερών μέτρων κατά τη λειτουργία, η επίπτωση μπορεί να προληφθεί σε μεγάλο βαθμό.
Δυνατότητα περιορισμού ή αντιστροφής	Μικρή	Οι οφειλόμενες σε απρόσεκτο σχεδιασμό επιπτώσεις είναι δύσκολο να αντιστραφούν. Κάποια λειτουργικά μέτρα είναι δυνατόν να μειώσουν σε ένα βαθμό τις επιπτώσεις.
Σύνοψη	Τα αιολικά πάρκα ενδέχεται να επιδεινώσουν τις παραμέτρους διαβίωσης της ορνιθοπανίδας. Η επίπτωση είναι μέσης έκτασης και έντασης, οι οποίες αυξάνονται με τη συσσώρευση ομοειδών έργων. Η δυνατότητα πρόληψης είναι σημαντική, ενώ αυτή της εκ των υστέρων αντιμετώπιση είναι μάλλον περιορισμένη.	

Πίνακας 15 : Χαρακτηρισμός επίπτωσης στο Ποσοστό χερσαίας έκτασης με ανεπαίσθητο αντίκτυπο ανθρωπογενών δραστηριοτήτων.

Επηρεαζόμενη περιβαλλοντική παράμετρος	Ποσοστό χερσαίας έκτασης με ανεπαίσθητο αντίκτυπο ανθρωπογενών δραστηριοτήτων	
Αιτίες μεταβολής	Το ποσοστό χερσαίας έκτασης με ανεπαίσθητο αντίκτυπο ανθρωπογενών δραστηριοτήτων ενδέχεται να υποστεί κάποια μείωση, από τα αιολικά πάρκα που ενδέχεται να εγκατασταθούν σε θέσεις που σήμερα έχουν παραμείνει «άβατες» κυρίως στις κορυφογραμμές ορεινών όγκων.	
Ιδιότητες της επίπτωσης		Αιτιολόγηση
Κατεύθυνση επίπτωσης	Αρνητική	Η μείωση του ποσοστού της έκτασης με ανεπαίσθητο αντίκτυπο ανθρωπογενών δραστηριοτήτων, στερεί χώρο από τις αμιγείς περιοχές του φυσικού περιβάλλοντος.
Έκταση Επίπτωσης	Μικρή	Η επίπτωση περιορίζεται στην περιοχή κάθε έργου
Ένταση της Επίπτωσης	Μικρή	Οι αιολικές εγκαταστάσεις χαρακτηρίζονται από ήπιες και «καθαρές» συνθήκες λειτουργίας. Συνεπώς δεν μεταβάλλουν σε μεγάλο βαθμό τις λειτουργίες του άμεσου φυσικού περιβάλλοντός τους.
Μηχανισμός εμφάνισης	Πρωτογενής	Οι επιπτώσεις επέρχονται ως άμεσα αποτελέσματα παρεμβάσεων στις εν λόγω εκτάσεις.
Χρονικός ορίζοντας μεταβολής	Άμεση - Μόνιμη	Οι μεταβολές στις οικοσυστημικές λειτουργίες εμφανίζονται άμεσα, με την υλοποίηση των παρεμβάσεων και παραμένουν μονίμως.
Αθροιστικότητα ή συνέργεια	Όχι	Δεν αναμένεται αθροιστικότητα ή συνέργεια με άλλες επιπτώσεις.
Δυνατότητα πρόληψης	Μέση	Εάν ληφθούν τα κατάλληλα μέτρα ελαχιστοποίησης της διατάραξης των περιοχών με ανεπαίσθητο αντίκτυπο ανθρωπογενών δραστηριοτήτων, οι επιπτώσεις μπορούν να προληφθούν σε κάποιο βαθμό.
Δυνατότητα περιορισμού ή αντιστροφής	Μικρή	Εάν η μεταβολή δεν προληφθεί, η εκ των υστέρων ενέργειες έχουν περιορισμένες δυνατότητες επαναφοράς.
Σύνοψη	Η κατ' ανάγκη εγκατάσταση των αιολικών πάρκων σε κορυφογραμμές, οι περισσότερες εκ των οποίων έως τώρα έχουν παραμείνει εκτός επιρροής των ανθρωπογενών δραστηριοτήτων, στερεί χώρο από τις αμιγείς περιοχές του φυσικού περιβάλλοντος. Η έκταση και η ένταση της επίπτωσης είναι μικρές ενώ δεν αναμένεται αθροιστικότητα ή συνέργεια με άλλες επιπτώσεις. Η δυνατότητα πρόληψης είναι μέση ενώ η εκ των υστέρων αντιμετώπιση είναι σχετικά δύσκολη.	

Πίνακας 16 : Χαρακτηρισμός επίπτωσης στις Εκπομπές άνθρακα ανά κάτοικο και ανά μονάδα ΑΕΠ

Επηρεαζόμενη περιβαλλοντική παράμετρος	Εκπομπές άνθρακα ανά κάτοικο και ανά μονάδα ΑΕΠ	
Αιτίες μεταβολής	Η υποκατάσταση ενός ποσοστού της βασιζόμενης στα ορυκτά καύσιμα ενεργειακής παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές, αναμένεται να περιορίσει τις εκπομπές CO ₂ και συνακόλουθα την τιμή του δείκτη εκπομπών άνθρακα ανά κάτοικο (τιμή δείκτη σήμερα λίγο πάνω από το μέσο όρο της ΕΕ). Αν και έχει καταγραφεί ένας μικρός βαθμός αποσυσχέτισης μεταξύ μεγέθυνσης του ΑΕΠ και εκπομπών CO ₂ , η μείωση του δείκτη εκπομπών ανά μονάδα ΑΕΠ αναμένεται σημαντική.	
Ιδιότητες της επίπτωσης	Αιτιολόγηση	
Κατεύθυνση επίπτωσης	Θετική	Μειώνονται οι πιέσεις κλιματικής αλλαγής.
Έκταση Επίπτωσης	Μεγάλη	Η μείωση των εκπομπών CO ₂ αφορά σε όλη τη χώρα.
Ένταση της Επίπτωσης	Μεγάλη	Η προώθηση των ΑΠΕ συμβάλει στην επίτευξη εκτιμώμενης ετήσιας μείωσης 3.312 kt CO ₂ eq στο διάστημα 2008-2012 και 4.811 kt CO ₂ eq το 2015, τιμές που αντιστοιχούν στο ~2,2% και 3% των μέσων ετήσιων αντίστοιχων εκπομπών. Ενώ τα ποσοστά αυτά αναφέρονται στις συνολικές εκπομπές, οι ποσοστιαίες μειώσεις στον τομέα ενεργειακής παραγωγής θα είναι σημαντικά μεγαλύτερες.
Μηχανισμός εμφάνισης	Δευτερογενής	Η βελτίωση αναμένεται ως έμμεσο αποτέλεσμα της προώθησης των ΑΠΕ.
Χρονικός ορίζοντας μεταβολής	Μεσοπρόθεσμη - Μόνιμη	Η υποκατάσταση ποσοστού των ορυκτών καυσίμων και η συνακόλουθη μείωση των εκπομπών CO ₂ αναμένεται σταδιακά.
Αθροιστικότητα ή συνέργεια	Όχι	Δεν αναμένεται αθροιστικότητα ή συνέργεια.
Δυνατότητα πρόληψης	Δεν απαιτείται	Η μεταβολή κινείται προς αμιγώς θετική κατεύθυνση.
Δυνατότητα περιορισμού ή αντιστροφής	Δεν απαιτείται	Η μεταβολή κινείται προς αμιγώς θετική κατεύθυνση.
Σύνοψη	Οι εκπομπές CO ₂ ανά μονάδα ΑΕΠ, οι οποίες σχετίζονται κυρίως με τις παραγωγικές διαδικασίες, αναμένεται να μειωθούν ως αποτέλεσμα της διείσδυσης των ΑΠΕ. Οι αναμενόμενες μειώσεις αντιστοιχούν στο ~2,2% των μέσων ετήσιων εκπομπών της περιόδου 2008-2012 και στο 3% των εκπομπών του 2015. Ο σχετικός περιβαλλοντικός δείκτης για τις εκπομπές CO ₂ ανά κάτοικο αναμένεται να μειωθεί κατά 3,1% και 4,5% για την περίοδο 2008-2012 και 2015 αντίστοιχα.	

Πίνακας 17 : Χαρακτηρισμός επίπτωσης στη Σταθμισμένη με τον πληθυσμό συγκέντρωση NO₂,SO₂,PM₁₀,CO σε αστικές περιοχές.

Επηρεαζόμενη περιβαλλοντική παράμετρος	Σταθμισμένη με τον πληθυσμό συγκέντρωση NO₂,SO₂,PM₁₀,CO σε αστικές περιοχές	
Αιτίες μεταβολής	Η υποκατάσταση ενός ποσοστού της βασιζόμενης στα ορυκτά καύσιμα ενεργειακής παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αναμένεται να περιορίσει τις συγκεντρώσεις NO ₂ ,SO ₂ ,PM ₁₀ ,CO,βαρέων μετάλλων, τέφρας και άλλων ρύπων, ιδίως στις πόλεις που γειτνιάζουν με λιγνιτικούς και πετρελαιοκούς θερμοηλεκτρικούς σταθμούς παραγωγής.	
Ιδιότητες της επίπτωσης	Αιτιολόγηση	
Κατεύθυνση επίπτωσης	Θετική	Αναμένεται βελτίωση στην ποιότητα του αέρα.
Έκταση Επίπτωσης	Μέση	Η βελτίωση εστιάζεται κυρίως σε πόλεις που γειτνιάζουν με λιγνιτικούς και πετρελαιοκούς θερμοηλεκτρικούς σταθμούς παραγωγής.
Ένταση της Επίπτωσης	Μεγάλη	Το μεγαλύτερο ποσοστό συγκεντρώσεων των συγκεκριμένων αερίων οφείλεται σε εκπομπές θερμοηλεκτρικών σταθμών. Για τις εκπομπές NO ₂ οφείλονται και άλλες πηγές, κυκλοφορία αυτοκινήτων, κεντρική θέρμανση κ.α.
Μηχανισμός εμφάνισης	Δευτερογενής	Η βελτίωση αναμένεται ως έμμεσο αποτέλεσμα της προώθησης των ΑΠΕ
Χρονικός ορίζοντας μεταβολής	Μεσοπρόθεσμη - Μόνιμη	Η υποκατάσταση ποσοστού των ορυκτών καυσίμων αναμένεται σταδιακά.
Αθροιστικότητα ή συνέργεια	Όχι	Δεν αναμένεται αθροιστικότητα ή συνέργεια.
Δυνατότητα πρόληψης	Δεν απαιτείται	Η μεταβολή κινείται προς την αμιγώς θετική κατεύθυνση.
Δυνατότητα περιορισμού ή αντιστροφής	Δεν απαιτείται	Η μεταβολή κινείται προς την αμιγώς θετική κατεύθυνση.
Σύνοψη	Η συγκέντρωση των αερίων στην οποία εκτίθεται ο πληθυσμός ορισμένων πόλεων που γειτνιάζουν με λιγνιτικούς και πετρελαιοκούς θερμοηλεκτρικούς σταθμούς παραγωγής, αναμένεται να μειωθεί μεσοπρόθεσμα, ως αποτέλεσμα της υποκατάστασης ενός ποσοστού της βασιζόμενης στα ορυκτά καύσιμα ενεργειακής παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές. Η έκταση της επίπτωσης είναι μέση και η ένταση της μεγάλη, αφού το μεγαλύτερο ποσοστό συγκεντρώσεων των αερίων αυτών οφείλεται στις εκπομπές θερμοηλεκτρικών σταθμών. Για το NO ₂ και άλλες πηγές ευθύνονται για σημαντικά ποσοστά εκπομπής.	

Πίνακας 18 : Χαρακτηρισμός επίπτωσης σε παράγοντες του τοπίου.

Επηρεαζόμενη περιβαλλοντική παράμετρος	Παράγοντες Τοπίου	
Αιτίες μεταβολής	Η παρείσδυση των ανεμογεννητριών στο οπτικό πεδίο, αναμένεται να μεταβάλει ορισμένα τοπία.	
	Ιδιότητες της επίπτωσης	Αιτιολόγηση
Κατεύθυνση επίπτωσης	Αρνητική	Η τρέχουσα αισθητική δεν είναι εξοικειωμένη με την όψη των ανεμογεννητριών.
Έκταση Επίπτωσης	Μέση	Η επίπτωση εκδηλώνεται στην περιοχή από την οποία είναι ορατές οι ανεμογεννήτριες.
Ένταση της Επίπτωσης	Μέση	Η παρείσδυση, με γεωμετρικούς όρους είναι σχετικά περιορισμένη, αλλά η διατάραξη του φυσικού τοπίου προσλαμβάνεται από τους παρατηρητές με επαυξημένη ένταση.
Μηχανισμός εμφάνισης	Πρωτογενής	Η επίπτωση έρχεται ως άμεσο αποτέλεσμα της εγκατάστασης των αιολικών πάρκων.
Χρονικός ορίζοντας μεταβολής	Άμεση - Μόνιμη	Η επίπτωση εμφανίζεται με την εγκατάσταση των αιολικών πάρκων και παραμένει μόνιμως.
Αθροιστικότητα ή συνέργεια	Αθροιστικότητα	Συσώρευση ομοειδών έργων επαυξάνει ελαφρώς την ένταση της επίπτωσης.
Δυνατότητα πρόληψης	Μέση	Με τους κανόνες χωροθέτησης και τα μέτρα κατά την περιβαλλοντική αδειοδότηση κάθε έργου, η ένταση της επίπτωσης μπορεί να περιοριστεί σημαντικά.
Δυνατότητα περιορισμού ή αντιστροφής	Μικρή	Ο ακατάλληλος σχεδιασμός συνοδεύεται από επιπτώσεις που δύσκολα αναστρέφονται.
Σύνοψη	Ορισμένα τοπία αναμένεται να μεταβληθούν, αν και η μεταβολή που επιφέρουν δεν είναι καταστροφικού τύπου. Παρότι με γεωμετρικούς όρους η μεταβολή της εικόνας δεν είναι μεγάλη, η έλλειψη εξοικείωσης με την όψη των ανεμογεννητριών επαυξάνει την προσλαμβανόμενη από τους παρατηρητές μεταβολή. Η δυνατότητα πρόληψης είναι μέση ενώ η εκ των υστέρων αντιμετώπιση είναι σχετικά δύσκολη.	

Πίνακας 19 : Σύνοψη των ιδιοτήτων των επιπτώσεων

Στη στήλη 1 τα σύμβολα σημαίνουν: +: Θετική -: Αρνητική		Στη στήλη 4 τα σύμβολα σημαίνουν: Π : Πρωτογενής Δ : Δευτερογενής				Στη στήλη 6 τα σύμβολα σημαίνουν: ~ Μόνιμη ! Προσωρινή			
Στις στήλες 2, 3, 8 και 9 τα σύμβολα σημαίνουν: ■ : Μικρή ■■ : Μέση ■■■ : Ευρεία □ : Δεν απαιτείται		Στη στήλη 5 τα σύμβολα σημαίνουν: Α: Άμεση Μ : Μεσοπρόθεσμη				Στη στήλη 7 τα σύμβολα σημαίνουν : # Απίθανη 0 : Πιθανή			
Αριθμός στήλης	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Μεταβολή	Κατεύθυνση	Έκταση	Ένταση	Μηχανισμός	Χρονικός Ορίζοντας		Αβροιστικότητα ή Συνέργεια	Δυνατότητα πρόληψης	Δυνατότητα περιορισμού ή αντιστροφής
					Εμφάνιση	Παραμονή			
Καθοριστικοί για τη βιοποικιλότητα παράγοντες	-	■	■■	Π	A	~	0	■■■	■
Καθοριστικοί για την χλωρίδα παράγοντες	-	■	■	Π	A	~	0	■■■	■
Καθοριστικοί για τη πανίδα παράγοντες	-	■■	■■	Π	A	~	0	■■■	■
Ποσοστό χειρσαίας έκτασης με ανεπαίσθητο αντίκτυπο ανθρωπογενών δραστηριοτήτων	-	■	■	Π	A	~	#	■■	■
Καθοριστικοί για το έδαφος παράγοντες	-	■	■	Π	M	~	0	■■	■■
Μεταβολές σε παράγοντες του τοπίου	-	■■	■■	Π	A	~	0	■■	■
Σταθμισμένη με τον πληθυσμό συγκέντρωση NO2 σε αστικές περιοχές	+	■■	■	Δ	M	~	#	#	#
Σταθμισμένη με τον πληθυσμό συγκέντρωση S02 σε αστικές περιοχές	+	■■	■■■	Δ	M	~	#	#	#
Σταθμισμένη με τον πληθυσμό συγκέντρωση PM10 σε αστικές περιοχές	+	■■	■■■	Δ	M	~	#	#	#
Καθοριστικοί για την ποιότητα της ατμόσφαιρας παράγοντες	+	■■	■■■	Δ	M	~	#	#	#
Εκπομπές άνθρακα ανά μονάδα ΑΕΠ	+	■■■	■■■	Δ	M	~	#	#	#
Εκπομπές άνθρακα ανά κάτοικο	+	■■	■■■	Δ	M	~	#	#	#
Εκπομπές NOx προς κατοικημένη έκταση	+	■■	■	Δ	M	~	#	#	#
Εκπομπές S02 προς την κατοικημένη έκταση	+	■■	■■■	Δ	M	~	#	#	#
Οικο-αποτελεσματικότητα της ενεργειακής παραγωγής	+	■■■	■■■	Π	M	~	#	#	#

Σύμφωνα με τη Στρατηγική Μελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων του Ειδικού Πλαισίου Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας³⁵ και την ανάλυση που προηγήθηκε από τους παραπάνω πίνακες, οι αναμενόμενες περιβαλλοντικές μεταβολές από την εφαρμογή των κανόνων χωροθέτησης αιολικών εγκαταστάσεων είναι οι εξής:

- Το ποσοστό χερσαίας έκτασης με ανεπαίσθητο αντίκτυπο ανθρωπογενών δραστηριοτήτων θα υποστεί κάποια μείωση, από τα αιολικά πάρκα που ενδέχεται να εγκατασταθούν σε θέσεις που σήμερα έχουν παραμείνει «άβατες» κυρίως στις κορυφογραμμές ορεινών όγκων. Οι εγκαταστάσεις αυτές και τα συνοδά έργα οδικής πρόσβασης, ενδέχεται επίσης να επηρεάσουν τις οικοσυστημικές σχέσεις που έχουν διαμορφωθεί στις περιοχές αυτές. Οι επιρροές αυτές θεωρούνται κατ' αρχήν προς την αρνητική κατεύθυνση, κυρίως με βάση το εξής σκεπτικό: Στις περιοχές που έως τώρα έχουν παραμείνει ανεπηρέαστες από ανθρωπογενείς δραστηριότητες, τα οικοσυστήματα έχουν βρει φυσικά σημεία ισορροπίας, μέσω ανταγωνιστικών και συμβιωτικών σχέσεων μεταξύ των ειδών. Η διατάραξη που συνοδεύει την εγκατάσταση ανεμογεννητριών, ενδέχεται να απομακρύνει το τοπικό οικοσύστημα από την ισορροπία αυτή, ενδεχόμενο που είναι σχετικά ανεπιθύμητο. Βέβαια, τα φυσικά οικοσυστήματα έχουν τη δυνατότητα να ισορροπούν σε νέα σημεία αρκετά γρήγορα, αλλά αυτή η μεταβολή της ισορροπίας ενδέχεται να αποβεί εις βάρος κάποιων από τα είδη, κυρίως της πανίδας.
- Τα αιολικά πάρκα ενδέχεται να επηρεάζουν τις παραμέτρους διαβίωσης της ορνιθοπανίδας. Είτε με την πρόκληση θνησιμότητας λόγω συγκρούσεων είτε μέσω άλλων μονοπατιών επίδρασης, οι πληθυσμοί και οι συνθήκες διαβίωσης ορισμένων ειδών των πτηνών είναι πιθανόν να επιδεινωθούν.
- Τα φυτικά είδη δεν επηρεάζονται ιδιαίτερα από τις αιολικές εγκαταστάσεις, αφού οι τελευταίες δεν απαιτούν εκτεταμένες εκχερσώσεις και, μετά την κατασκευή τους, επιστρέφουν το μεγαλύτερο ποσοστό της έκτασης που διαταράχθηκε, πίσω στη βλάστηση.
- Η χωροθέτηση των αιολικών πάρκων, ως παράγοντας προώθησης της καθαρής ενέργειας, αναμένεται να συνοδεύεται από μειώσεις στις συγκεντρώσεις CO₂, NO_x PM₁₀

³⁵ ΥΠΕΧΩΔΕ, Διεύθυνση Χωροταξίας, ανάδοχος Environplan μελετητική: σύμβουλοι αναπτυξιακών και τεχνικών έργων Α.Ε.

και άλλων ρύπων της ατμόσφαιρας που εκπέμπονται από τους παραδοσιακούς τομείς ενεργειακής παραγωγής. Οι μειώσεις αυτές είναι σαφώς θετικές για το περιβάλλον και αναμένονται ως έμμεσο αποτέλεσμα της μερικής υποκατάστασης ποσοστού της βασιζόμενης στα ορυκτά καύσιμα ενεργειακής παραγωγής από αιολική ενέργεια. Για τους ίδιους λόγους αναμένονται βελτιώσεις στους δείκτες εκπομπών των πιο πάνω ρύπων, αλλά και στην οικο-αποτελεσματικότητα της ενεργειακής παραγωγής.

- Επίσης για τους ίδιους λόγους, αναμένεται μείωση των εκπομπών CO₂, η οποία μεταφράζεται σε θετική μεταβολή των δεικτών εκπομπής άνθρακα κατ' άτομο, αλλά και ανά μονάδα του ΑΕΠ.
- Η παρείσδυση των ανεμογεννητριών στο οπτικό πεδίο, αναμένεται να μεταβάλλει ορισμένα τοπία. Η τρέχουσα αισθητική δεν είναι εξοικειωμένη με την όψη των ανεμογεννητριών για το λόγο αυτό η μεταβολή καταγράφεται ως αρνητική.



4.5 Αξιολόγηση ως προς τις Αναπτυξιακές Επιπτώσεις των ΑΠΕ και τις επιπτώσεις τους στις Τοπικές Κοινωνίες

4.5.1 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και θέσεις εργασίας

Η δημιουργία νέων θέσεων εργασίας από την ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) είναι ένα από τα ισχυρά επιχειρήματα που προβάλλονται, μεταξύ άλλων, για την ταχύτερη διεύθυνση των καθαρών ενεργειακών τεχνολογιών. Μία επισκόπηση όμως της διεθνούς βιβλιογραφίας, καταδεικνύει ότι υπάρχουν ακόμη κενά στην ποσοτική καταγραφή των θέσεων εργασίας που δημιουργούνται από την ανάπτυξη των διαφόρων μορφών ΑΠΕ, ενώ το φάσμα των προσδοκώμενων νέων θέσεων εργασίας ανά τεχνολογία είναι συχνά ευρύ.

Η έννοια ‘θέση εργασίας’ δεν αποδίδεται με τον ίδιο τρόπο απ’ όλους. Αναφερόμαστε σε μόνιμη θέση εργασίας και αν ναι, τι σημαίνει πρακτικά αυτό; Από την άλλη, κάποιες θέσεις εργασίας είναι βραχυχρόνιες και αφορούν μόνο στο στάδιο της κατασκευής ή εγκατάστασης μιας μονάδας, ενώ άλλες θέσεις έχουν πιο μόνιμο και μακροχρόνιο χαρακτήρα. Έτσι, είναι πιο ορθό να αναφερόμαστε σε ‘εργατοέτη’ που δημιουργούνται από μία επένδυση, παρά σε θέσεις εργασίας γενικώς. Ως ‘εργατοέτος’ θεωρούμε την απασχόληση ενός ατόμου για 8 ώρες ημερησίως, πέντε ημέρες εβδομαδιαίως για 46 εβδομάδες το χρόνο (1.840 ώρες ετησίως) ή ακόμη και την ισοδύναμη απασχόληση περισσότερων ατόμων για λιγότερες ώρες ετησίως (π.χ. 4 άτομα που απασχολούνται από 460 ώρες ετησίως).

Ήδη στα τέλη του 2002, η ευρωπαϊκή αιολική βιομηχανία απασχολούσε πάνω από 82.000 εργαζόμενους (46.000 στη Γερμανία, 21.000 στη Δανία, 10.000 στην Ισπανία, 3.200 στην Αυστρία, 1.000 στην Ιταλία).(EUROBSERV’ER, Feb 2004, ‘Wind Energy Barometer’, No 159).

Η γερμανική κυβέρνηση επιβεβαίωσε στον κλάδο της αιολικής ενέργειας τη δημιουργία 135.000 θέσεων απασχόλησης με την εθνική πολιτική της για τις ανανεώσιμες πηγές μέχρι το 2003. Ευρωπαϊκή τεχνολογία χρησιμοποιείται για σχεδόν το 100% της παραγωγής ανανεώσιμης ενέργειας. Υπολογίζεται κατ’ εκτίμηση ότι εάν η ανανεώσιμη ενέργεια καταλαμβάνει μερίδιο 12% της ενεργειακής κατανάλωσης της ΕΕ-15 το 2010, οι θέσεις απασχόλησης στον κλάδο αυτό στην ΕΕ θα είναι μεταξύ 500.000 και 650.000.

Η Ευρωπαϊκή Ένωση Αιολικής Ενέργειας (EWEA) εκτιμά ότι το 2020, η ευρωπαϊκή αιολική βιομηχανία θα απασχολεί 196.900 άτομα καταναμεμένα ως εξής (EWEA, 2004, ‘Wind Energy – The Facts: Vol. 3 Industry & Employment’, European Wind Energy Association)³⁶:

- Κατασκευή ανεμογεννητριών: 153.400
- Εγκατάσταση: 27.400
- Συντήρηση-λειτουργία: 16.100

Η EWEA έχει εκπονήσει από κοινού με τη Greenpeace ένα σενάριο για την κάλυψη του 12% της παγκόσμιας ηλεκτροπαραγωγής από αιολικά έως το 2020. Στο σενάριο αυτό εκτιμάται ότι το 2020 θα έχουν δημιουργηθεί 1,8 εκατ. εργατοέτη διεθνώς από την ανάπτυξη της αιολικής βιομηχανίας (EWEA-Greenpeace, May 2004. ‘Wind Force 12: A Blueprint to achieve 12% of the World’s electricity from wind power by 2020’).

Παλαιότερα στοιχεία από την ιδιαίτερα αναπτυγμένη αιολική βιομηχανία της Δανίας (1998) έδειξαν ότι δημιουργούνται 22 εργατοέτη για κάθε νέο MW αιολικών (17 στην παραγωγή των ανεμογεννητριών και 5 από την εγκατάσταση). Για την ίδια περίοδο, είχαμε τη δημιουργία 22 εργατοετών ανά εκατ. \$ που επενδυόταν στα αιολικά.

Δεδομένου ότι η τεχνολογία αναπτύσσεται ραγδαία, τα μεγέθη των ανεμογεννητριών αυξάνουν διαρκώς και ταυτόχρονα βελτιώνεται η παραγωγικότητα των εργαζομένων και πέφτει το κόστος των συστημάτων, οι EWEA και Greenpeace επεξεργάστηκαν στο σενάριό τους τις αναμενόμενες θέσεις εργασίας στην περίοδο ως το 2020, αναπροσαρμόζοντας κατάλληλα τα μεγέθη (Πίνακας 20).

Έτος	Εργατοέτη ανά MW
2005	17,7
2010	14,8
2015	13,1
2020	11,8

Πίνακας 20: Εργατοέτη ανά MW στη βιομηχανία αιολικών σύμφωνα με τις EWEA-Greenpeace

³⁶ www.ewea.org

Σε ότι αφορά ειδικότερα την εγκατάσταση και λειτουργία των ανεμογεννητριών, τα στατιστικά στοιχεία της EWEA δίνουν τα παρακάτω νούμερα για διάφορες ευρωπαϊκές χώρες (στοιχεία για το 2002) ³⁷:

Χώρα	Εργαζόμενοι στην εγκατάσταση αιολικών ανά MW
Αυστρία	4,7
Βρετανία	9,1
Γαλλία	6,2
Γερμανία	1,7
Ελλάδα	2
Μέσος Όρος	5,8
Μέσος Σταθμισμένος Όρος	2

Πίνακας 21: Εργαζόμενοι στην εγκατάσταση αιολικών ανά MW σύμφωνα με την EWEA

Χώρα	Εργαζόμενοι στη συντήρηση-λειτουργία αιολικών ανά MW
Αυστρία	0,43
Βρετανία	0,09
Γαλλία	0,3
Γερμανία	0,09
Ελλάδα	0,32
Ισπανία	0,2
Πορτογαλία	0,16
Μέσος Όρος	0,23

Πίνακας 22: Εργαζόμενοι στη συντήρηση-λειτουργία αιολικών ανά MW σύμφωνα με την EWEA

Πρόσφατα στοιχεία για την Ελλάδα (2003) από λειτουργούντα αιολικά πάρκα έδειξαν ότι κατά τη φάση κατασκευής δημιουργούνται 1-1,5 εργατοέτη/ MW (το 30-40% αυτής της απασχόλησης αφορά ντόπιο εργατικό δυναμικό), ενώ κατά τη φάση λειτουργίας 6,5 - 8 εργατοέτη/ MW (0,26-0,32 εργαζόμενοι/ MW, με 50-100% ντόπιο εργατικό δυναμικό) (N. Βασιλάκος, 2003 'Η πορεία των έργων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην Ελλάδα: Βασικά ποσοτικά δεδομένα και προβλήματα').

³⁷ EWEA, 'Wind Energy – The Facts: Vol. 3 Industry & Employment', European Wind Energy Association, 2004, www.ewea.org

Μια ανάλυση του κύκλου ζωής των αιολικών από το REPP (Renewable Energy Policy Project) στις ΗΠΑ το 2001³⁸, έδειξε ότι κάθε νέο MW αιολικών δημιουργεί 9.500 εργατοώρες ή ισοδύναμα 5,2 εργατοέτη (Πίνακας 23), εκτίμηση κατά πολύ μικρότερη αυτής των EWEA-Greenpeace. Οι εκτιμήσεις έγιναν για ένα μέσο αιολικό πάρκο των 37,5 MW και για συντήρηση δεκαετίας. Τα εργατοέτη διορθώθηκαν σε σχέση με το αρχικό κείμενο (που ανέφερε 4,8 αντί 5,2) λαμβάνοντας υπ' όψη τον διαφορετικό αριθμό ωρών εργασίας ανά έτος στην Ελλάδα σε σχέση με τις ΗΠΑ.

Δραστηριότητα	Εργατοώρες ανά MW	%
Πτερύγια	2.410	25,4
Μεταφορά	160	1,7
Σύζευξη	210	2,2
Φρένα	390	4,1
Έλεγχος-παρακολούθηση	470	4,9
Σύστημα μετάδοσης ταχύτητας	600	6,3
Σύστημα περιστροφής πτερυγίων	170	1,8
Γεννήτρια	380	4
Πύργος	790	8,3
Θάλαμος	470	4,9
Στρόβιλος	370	3,9
Ανάπτυξη	120	1,3
Εγκατάσταση	1.060	11,2
Συντήρηση	1.900	20
Σύνολο σε εργατοώρες	9.500	100
Σύνολο σε εργατοέτη	5,2	

Πίνακας 23: Εργατοέτη ανά MW στη βιομηχανία αιολικών σύμφωνα με το REPP

Όπως ειπώθηκε, η εκτίμηση αυτή αφορά συντήρηση και λειτουργία επί δεκαετία, οι δε σχετικές εργατοώρες που αντιστοιχούν σ' αυτό τον τομέα είναι 1.900 (δηλαδή ένα εργατοέτος περίπου) ή αλλιώς 0,1 εργαζόμενος/ MW για δέκα χρόνια. Παρόλα αυτά, ο λειτουργικός χρόνος ενός αιολικού πάρκου είναι περί τα 25 χρόνια, η δε εμπειρία από διάφορες ευρωπαϊκές χώρες δείχνει ότι στη συντήρηση-λειτουργία απασχολούνται κατά μέσο όρο 0,23 εργαζόμενοι/ MW (0,26-0,32 εργαζόμενοι/ MW για την Ελλάδα, με μέσο όρο 0,29 εργαζομένων/ MW). Συνεπώς, οι αντίστοιχες εργατοώρες είναι 10.925/MW

³⁸ REPP, 'The work that goes into renewable energy'. Renewable Energy Policy Project – Research Report No 13, Nov. 2001, <http://www.repp.org>

(5,9 εργατοέτη/ MW) ή και 13.775/MW (7,5 εργατοέτη/ MW) αν χρησιμοποιήσουμε τον ελληνικό συντελεστή. Ακόμη κι αν χρησιμοποιήσουμε το συντελεστή 0,1 εργαζόμενοι/ MW, ο αντίστοιχος συντελεστής του REPP για τη συντήρηση-λειτουργία θα πρέπει να διορθωθεί σε 2,5 εργατοέτη/ MW. Έτσι, ο συνολικός πολλαπλασιαστής του REPP θα πρέπει να διορθωθεί και να κυμανθεί, ανάλογα με τις συνθήκες, από 6,7 έως 11,6 εργατοέτη/ MW.

Εκτιμήσεις στον Καναδά από το Pembina Institute κάνουν λόγο για 6,42 εργατοέτη/ MW, που προσαυξάνεται στα 6,72 εργατοέτη/ MW στην περίπτωση των υπεράκτιων αιολικών πάρκων (Pembina Institute, 2004 ‘Canadian Renewable Electricity Development: Employment Impacts’). Βέβαια, στην περίπτωση του Οντάριο, η Καναδική Ένωση Αιολικής Ενέργειας εκτίμησε ότι η ανάπτυξη 2.000 MW αιολικών θα απέφερε 16.000-32.000 εργατοέτη, δηλαδή 8-16 εργατοέτη/ MW, μια εκτίμηση που βρίσκεται πιο κοντά στα ευρωπαϊκά δεδομένα (CANWEA, Jan 2003 ‘Generating investment in Ontario’) ³⁹.

Μια άλλη προσέγγιση που θα μας δώσει πιο ρεαλιστική εκτίμηση των πραγματικών μεγεθών είναι αυτή που βασίζεται σε υπαρκτές θέσεις εργασίας όπως αυτές που καταγράφονται στατιστικά. Για τα έτη 2001 και 2002 λοιπόν, για τα οποία υπάρχουν σχετικά αξιόπιστα στοιχεία σε διάφορες ευρωπαϊκές χώρες, έχουμε τα εξής:

- 2001: 4.428 νέα MW στην ΕΕ, περίπου 70.000 θέσεις εργασίας → 15,8 εργατοέτη/ MW
- 2002: 5.783 νέα MW στην ΕΕ, τουλάχιστον 82.000 θέσεις εργασίας → 14,2 εργατοέτη/ MW
- Μέσος όρος 2001-2002: 15 εργατοέτη/ MW

Βλέπουμε λοιπόν ότι η προσέγγιση αυτή πλησιάζει τα νούμερα που δίνει η ευρωπαϊκή βιομηχανία και όχι τις εκτιμήσεις που έχουν γίνει στις ΗΠΑ.

Μελέτη του Πανεπιστημίου του Berkeley συνοψίζει ως εξής τα συμπεράσματα διαφόρων μελετών για την περίπτωση των αιολικών ⁴⁰.

³⁹ <http://www.canwea.ca>

⁴⁰ D. M. Kammen, K. Kapadia, and M. Fripp, ‘Putting Renewables to Work: How Many Jobs Can the Clean Energy Industry Generate?’ RAEI Report, University of California, Berkeley, 13 Apr. 2004.

Συντελεστής	Θέσεις εργασίας	Εργατοέτη
ανά Mwp	0,25-0,98	6,3- 24,5
ανά GWh		0,08-1,07

Πίνακας 24: Θέσεις εργασίας για ηλεκτροπαραγωγή από αιολικά σύμφωνα με μελέτη του Πανεπιστημίου του Berkeley

Για την περίπτωση της Ελλάδας (θεωρώντας ετήσια παραγωγή 2,25 GWh/MWp και 17,7 εργατοέτη/ MWp) έχουμε 0,31 εργατοέτη/ GWh. Θεωρώντας μέσο κόστος εγκατάστασης το 1 εκατ. € ανά MW, με βάση τα στοιχεία του πίνακα 8, προκύπτει ότι επένδυση ενός εκατ. € στα αιολικά δημιουργεί 17,7 εργατοέτη.

Σε άρθρο του ο Δρ. Ν. Βασιλάκος, «Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Τοπικές Κοινωνίες, μια πολλαπλά επωφελής σχέση», αναφέρει⁴¹ «τα έργα των ΑΠΕ συμβάλλουν σημαντικά στην τοπική απασχόληση. Έτσι π.χ., για ένα τυπικό αιολικό πάρκο των 10 MW απαιτούνται :

- 120 ανθρωπομήνες απασχόλησης στη φάση της κατασκευής του. Το 30 - 40 % αυτής της απασχόλησης προέρχεται από το ντόπιο εργατικό δυναμικό.
- 3-5 μόνιμοι εργαζόμενοι στη φάση λειτουργίας του, οι περισσότεροι από τους οποίους είναι ντόπιοι.

Η συμβολή των έργων ΑΠΕ στην απασχόληση, τόσο την τοπική όσο και αυτήν σε εθνικό επίπεδο, γίνεται πραγματικά εντυπωσιακή εάν συμπεριληφθούν οι προοπτικές εγχώριας κατασκευής/ συναρμολόγησης μεγάλων τμημάτων του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού των έργων αυτών, όπως είναι οι πυλώνες των ανεμογεννητριών, οι μετασχηματιστές, κ.α. Οι προοπτικές αυτές, οι οποίες έχουν ήδη αρχίσει να υλοποιούνται στην Ελλάδα (εργοστάσιο ΡΟΚΑΣ στην Τρίπολη, εργοστάσιο ΒΙΟΜΕΚ στο Αλιβέρι), μπορούν να εκτοξεύσουν τη σχετιζόμενη με τις ΑΠΕ απασχόληση, ιδιαίτερα την τοπική, στα ύψη : σύμφωνα με τα έγκυρα και απόλυτα τεκμηριωμένα απολογιστικά στοιχεία της Ευρωπαϊκής Επιτροπής ("Wind Energy : The Facts", 1999),

⁴¹ Ν. Βασιλάκος, αντιπρόεδρος του ομίλου για την διάδοση των ΑΠΕ (ELFORES), αντιπρόεδρος της Ευρωπαϊκής Συνομοσπονδίας παραγωγών ΑΠΕ (EREF)

κάθε 10 MW αιολικής ενέργειας που εγκαθίστανται δημιουργούν σήμερα 150-190 νέες θέσεις εργασίας, κυρίως στη βιομηχανική παραγωγή του απαιτούμενου ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού».

4.5.1.1 Πετρελαϊκοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής

Τα στοιχεία για τους πετρελαϊκούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής είναι περιορισμένα, καθώς τέτοιοι σταθμοί δεν κατασκευάζονται πλέον συχνά, τουλάχιστον στις αναπτυγμένες βιομηχανικά χώρες (με εξαίρεση βέβαια την Ελλάδα που συνεχίζει τη δημιουργία τέτοιων σταθμών στα νησιά).

Σύμφωνα με στοιχεία της ΔΕΗ (2005), στους πετρελαϊκούς σταθμούς (συνολικής ισχύος 2.258 MW) απασχολούνται (στο τμήμα της παραγωγής) 1.278 εργαζόμενοι (ΔΕΗ ,Φεβ. 2005: Δ/ση Εκμετάλλευσης Θερμοηλεκτρικών Σταθμών). Αυτό μεταφράζεται σε 0,56 θέσεις εργασίας ανά MWp ή 22,5 εργατοέτη/ MWp. Αν προσθέσουμε και περίπου 3,5 εργατοέτη/ MWp για το στάδιο της κατασκευής, καταλήγουμε στα 26 εργατοέτη/ MWp. Με μέσο κόστος επένδυσης 1,1-1,35 εκατ. € ανά MW, έχουμε 19,2-23,6 εργατοέτη ανά εκατ. € που επενδύεται. Δεδομένου ότι η μέση παραγωγή των πετρελαϊκών σταθμών την περίοδο 2001-2003 ήταν περίπου 3,53 GWh/ MWp ετησίως, έχουμε (για 40 έτη λειτουργίας του σταθμού) 0,18 εργατοέτη/ GWh.

Πρόσφατα στοιχεία από κατασκευή πετρελαϊκού σταθμού ηλεκτροπαραγωγής στη Σρι Λάνκα (163 MW), δίνουν σημαντικά μικρότερα μεγέθη και συγκεκριμένα 7,8 εργατοέτη/ MWp (1,7 εργατοέτη/ MWp για το στάδιο της κατασκευής και 6,1 εργατοέτη/ MWp για τη σαραντάχρονη λειτουργία του σταθμού) (Asian Development Bank, August 2000 'AES Kelanitissa power plant (163 MW) in the Republic of Sri Lanka -Summary environmental impact assessment')⁴².

4.5.1.2 Απασχόληση και ορυκτά καύσιμα, Ανθρακικοί-Λιγνιτικοί σταθμοί

Τα στοιχεία για τους ανθρακικούς-λιγνιτικούς σταθμούς προέρχονται από 4 πηγές και καλύπτουν σε μεγάλο βαθμό την πραγματική εικόνα όπως έχει σήμερα. Ο Πίνακας 25, συνοψίζει τα στοιχεία του Πανεπιστημίου του Berkeley για ανθρακικούς σταθμούς (D. M. Kammen, K. Karadia, and M. Fripp, 13 Apr. 2004 'Putting Renewables to Work:

42 www.adb.org

How Many Jobs Can the Clean Energy Industry Generate?’ RAEL Report, University of California, Berkeley).

Συντελεστής	ανά Mwp	ανά GWh
Θέσεις εργασίας (παραγωγή)	0,39	
Θέσεις εργασίας (παραγωγή & ορυχεία)	0,8	
Εργατοέτη (παραγωγή)	15,7	0,055
Εργατοέτη (παραγωγή & ορυχεία)	32	0,11

*8,5 εργατοέτη/ MWp αφορούν την κατασκευή του σταθμού, 7,2 εργατοέτη/ MWp αφορούν τη συντήρηση-λειτουργία του σταθμού και 16,3 εργατοέτη/ MWp αφορούν την επεξεργασία και μεταφορά του καυσίμου.

Ως μέσος συντελεστής χρησιμοποίησης θεωρήθηκε από τη μελέτη το 80%.

Πίνακας 25: Θέσεις εργασίας για ηλεκτροπαραγωγή από άνθρακα σύμφωνα με μελέτη του Πανεπιστημίου του Berkeley

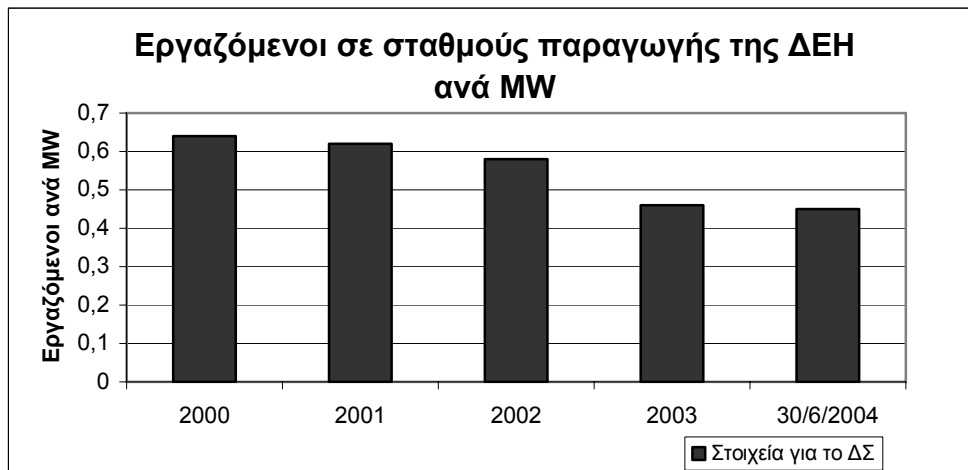
Μια πρόσφατη μελέτη της εταιρίας Hill & Associates που συγκρίνει σύγχρονους ανθρακικούς σταθμούς (ισχύος 1.500 MW) με σταθμούς φυσικού αερίου, (EWEA-Greenpeace, May 2004 ‘Wind Force 12: A Blueprint to achieve 12% of the World’s electricity from wind power by 2020’), κάνει λόγο για 7,68 εργατοέτη/ MWp για την περίπτωση των ανθρακικών σταθμών (3,87 εργατοέτη/ MWp για την κατασκευή και 3,81 εργατοέτη/ MWp για την λειτουργία των σταθμών). Αν προσθέσουμε και τις θέσεις εργασίας στα ορυχεία, τότε ο συντελεστής γίνεται 18,5 εργατοέτη/ MWp (Hill & Associates, Jan 2003 ‘Economic benefits of a coal-fueled power plant compared to natural gas’).

Στοιχεία της εταιρίας BC Hydro από τον Καναδά για νέους ανθρακικούς σταθμούς 250-500 MW, αναφέρουν ένα δυναμικό δημιουργίας 7,8-11,6 εργατοετών/ MWp (3-3,6 εργατοέτη/ MWp για το στάδιο κατασκευής του σταθμού) (BC Hydro, ‘2004 Electricity Integration Plan’)⁴³.

Σύμφωνα με στοιχεία της ΔΕΗ (2005), στους λιγνιτικούς σταθμούς (συνολικής ισχύος 5.287 MW) απασχολούνται (στο τμήμα της παραγωγής) 3.389 εργαζόμενοι (ΔΕΗ

⁴³ www.bchydro.com

3 Φεβ. 2005: Δ/νση Εκμετάλλευσης Θερμοηλεκτρικών Σταθμών). Αυτό μεταφράζεται σε 0,64 θέσεις εργασίας ανά MWp ή 25,6 εργατοέτη/ MWp.



Διάγραμμα 1: Εργαζόμενοι ανά MW στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα της ΔΕΗ

Το διάγραμμα 1 που ακολουθεί δείχνει την πτωτική τάση σε ότι αφορά τους εργαζόμενους ανά MW στο διασυνδεδεμένο δίκτυο της ΔΕΗ (για όλες τις τεχνολογίες και καύσιμα)(ΔΕΗ, Σεπ. 2004, Ενημερωτική έκδοση, Σεπ. 2004.).

Με βάση τα στοιχεία του παραπάνω διαγράμματος και θεωρώντας ως λειτουργικό χρόνο ζωής των μονάδων τα 40 χρόνια, έχουμε κατά μέσο όρο 18 εργατοέτη/ MWp.

Λαμβάνοντας υπόψη το εύρος των τιμών που αναφέραμε και κόστος επένδυσης περί τα 1-2 εκατ. € ανά MW για ανθρακικούς σταθμούς, έχουμε 3,9-25,6 εργατοέτη ανά εκατ. € που επενδύθηκε στο σταθμό ηλεκτροπαραγωγής.

Ο παρακάτω πίνακας 26 συνοψίζει τα αποτελέσματα για τις διάφορες ενεργειακές τεχνολογίες, υιοθετώντας εκείνες τις εκτιμήσεις που κρίνονται ως πιο ρεαλιστικές ή/και αντικατοπτρίζουν καλύτερα τις πρόσφατες τάσεις της αγοράς.

Εργατοέτη	ανά MWp	ανά GWh	ανά εκατ.€
Φωτοβολταϊκά	50	1,5	6,5 (5,5-10,8)
Αιολικά	17,7 (6,3-24,5)	0,3 (0,08-1,07)	17,7
Βιομάζα	47,7 (16,5-60,5)	0,2 (0,1-0,3)	29,8
Γεωθερμία	56,2	0,2	27 (17,5-8,9)
Ηλιοθερμικά	28 (15,7-40,7)	0,5 (0,3-0,7)	11,2 (5,2-20,3)
Υδροηλεκτρικά	24 (9-38,6)	0,55 (0,2-0,9)	11 (4,1-17,5)
Άνθρακας (παραγωγή)	10 (7,7-25,6)	0,04	6,7 (3,9-25,6)
Άνθρακας (παραγωγή & ορυχεία)	20 (18,5-32)	0,08 (0,07-0,11)	-
Πετρέλαιο (παραγωγή)	8 (7,8-26)	0,06 (0,025-0,18)	6,5 (5,8-23,6)
Φυσικό αέριο (παραγωγή)	4 (3-12,5)	0,025 (0,01-0,04)	8 (6-25)
Φυσικό αέριο (παραγωγή & τροφοδοσία καυσίμου)	20	0,11	-

Πίνακας 26: εργατοέτη ανά τεχνολογία

4.5.2 Επιδράσεις των Αιολικών Πάρκων στις Τοπικές Κοινωνίες

Ένας μύθος που καλλιεργείται από τους θιασώτες των συμβατικών μορφών ενέργειας (κάρβουνου, πετρελαίου και άλλων - περισσότερο ή λιγότερο - ρυπογόνων καυσίμων) είναι ότι οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ), και ιδιαίτερα η τεχνολογικά ώριμη και οικονομικά αποδοτική αιολική ενέργεια, να μεν παρουσιάζουν σοβαρά πλεονεκτήματα (περιβαλλοντικά, αναπτυξιακά, ενεργειακά, κλπ.), αλλά τα πλεονεκτήματα αυτά εκδηλώνονται και επηρεάζουν θετικά το κοινωνικοοικονομικό γίγνεσθαι σε επίπεδο χώρας, ενώ ελάχιστα αφορούν τις τοπικές κοινωνίες. Ο σκοπός που καλλιεργείται μια τέτοια, τελείως ανακριβής αντίληψη, ένας τέτοιος μύθος, είναι προφανής : να παγιδευτούν οι τοπικές κοινωνίες στο εκβιαστικό δίλημμα : ή ρυπογόνες μορφές ενεργειακής ανάπτυξης που προσπορίζουν όμως οικονομικά οφέλη σε τοπικό επίπεδο (απασχόληση, αντισταθμιστικά, κλπ.), ή φιλικά προς το περιβάλλον ανανεώσιμα, χωρίς όμως ουσιαστική συνεισφορά στην τοπική ανάπτυξη.

Όμως, η πραγματικότητα είναι τελείως διαφορετική και τους διαψεύδει εκκωφαντικά. Η συσσωρευμένη εμπειρία της τελευταίας 15ετίας, δείχνει καθαρά, και πέρα από κάθε αμφιβολία, ότι η ίδρυση και λειτουργία έργων ΑΠΕ εμπορικής κλίμακας δημιουργεί ισχυρούς πόλους τοπικής ανάπτυξης και περιβαλλοντικής αναβάθμισης και προσπορίζει πολλαπλά, μετρήσιμα και ουσιαστικά οφέλη στις τοπικές κοινωνίες, στις περιοχές των οποίων εγκαθίστανται τα έργα αυτά.

Σύμφωνα με το άρθρο 25 του Ν.3468/2006: κάθε παραγωγός ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε., στον οποίο χορηγείται άδεια παραγωγής μετά την έναρξη ισχύος του παρόντος νόμου, επιβαρύνεται, από την έναρξη της εμπορικής λειτουργίας του σταθμού του, με **ειδικό τέλος**. Το τέλος αυτό αντιστοιχεί σε 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 την καταβολή του ειδικού τέλους απαλλάσσονται οι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά συστήματα.

Τα ποσά που αντιστοιχούν στο ειδικό τέλος κατά την προηγούμενη παράγραφο παρακρατούνται από τον αρμόδιο Διαχειριστή και αποδίδονται, κατά ποσοστό 80%, στον οργανισμό τοπικής αυτοδιοίκησης (Ο.Τ.Α.) πρώτου βαθμού, εντός των διοικητικών ορίων του οποίου είναι εγκατεστημένοι οι σταθμοί Α.Π.Ε. και κατά ποσοστό 20% στον ή τους Ο.Τ.Α. πρώτου βαθμού, από την εδαφική περιφέρεια των οποίων διέρχεται η γραμμή σύνδεσης του σταθμού με το Σύστημα ή το Δίκτυο.

Τα ποσά που αντιστοιχούν στο ειδικό τέλος εγγράφονται σε χωριστό κωδικό του προϋπολογισμού εσόδων του οικείου Ο.Τ.Α. πρώτου βαθμού («Εσοδα από σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας») και διατίθενται υποχρεωτικά και αποκλειστικά, σε ποσοστό 80%, για την εκτέλεση έργων τοπικής ανάπτυξης, σε περιοχές εντός των ορίων του δημοτικού ή κοινοτικού διαμερίσματος όπου είναι εγκατεστημένος ο σταθμός ή διέρχεται η γραμμή σύνδεσης και, σε ποσοστό 20%, στην υπόλοιπη περιφέρεια του οικείου Ο.Τ.Α. πρώτου βαθμού.

Η λειτουργία έργων ΑΠΕ προσφέρει ένα μόνιμο και σημαντικό ετήσιο έσοδο στους τοπικούς Δήμους (3% επί του τζίρου τους), αλλά και στην τοπική οικονομία γενικότερα. Έτσι π.χ., το τυπικό αιολικό πάρκο των 10 MW που εξετάστηκε και

προηγουμένως: Έχει κόστος κατασκευής 9 εκατ. ευρώ περίπου, από τα οποία το 1,47 εκατομμύρια ευρώ δαπανάται τοπικά, σε εργολαβίες, προμήθειες, μισθούς στη φάση κατασκευής, κλπ. Έχει κύκλο εργασιών, από την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγει, περίπου 1.598.000 ευρώ το χρόνο στο ΔΣ, από τα οποία τα 47.940 ευρώ το χρόνο (το 3%) εισφέρονται δια νόμου ως έσοδο στους τοπικούς Δήμους, για όλη τη διάρκεια ζωής του αιολικού πάρκου, δηλαδή για τουλάχιστον 20 χρόνια. Παράλληλα τα έσοδα του αιολικού πάρκου στο ΜΔΣ είναι 1.852.740 ευρώ, που συνεπάγεται ακόμα μεγαλύτερα έσοδα για τους Δήμους, περίπου 55.560 ευρώ. Απαιτεί, για τις ανάγκες λειτουργίας του, όπως υπολογίστηκε στην παράγραφο 4.1.1 της εργασίας, 255.792 ευρώ το χρόνο, το οποίο δαπανάται κυρίως σε τοπικές δαπάνες (μισθούς τοπικού μόνιμου προσωπικού, τοπικές εργολαβίες συντήρησης και επισκευών, κ.α.).

Από πολλούς επικριτές των αιολικών πάρκων υποστηρίζεται ακόμα ότι οι δαπάνες συντήρησης και επισκευών γίνονται από εξειδικευμένους εργάτες και μόνο στις τοπικές κοινωνίες δεν πηγαίνουν οι δαπάνες αυτές. Ακόμα όμως και αν αφαιρέσουμε τέτοιου είδους δαπάνες που τις καρπώνονται εκτός της τοπικής οικονομίας, οι υπόλοιπες δαπάνες, μισθοί, ειδικό τέλος κ.α. δεν παύουν να αποτελούν ιδιαίτερα σημαντικό όφελος για τους Δήμους και την τοπική κοινωνία.

Η λειτουργία των ΑΠΕ συντελεί αποφασιστικά στην **προστασία του περιβάλλοντος** μιας περιοχής, αφού περιορίζουν σε σημαντικό βαθμό τις εκπομπές επιβλαβών για την υγεία ρυπαντικών ουσιών, που προκαλούνται από την καύση ορυκτών καυσίμων (άνθρακα, πετρελαίου, αερίου). Οι Δήμοι και οι τοπικές κοινωνίες που βρίσκονται στο γύρω περιβάλλον μιας μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με συμβατικούς σταθμούς παραγωγής που χρησιμοποιούν Μαζούτ ή Ντίζελ, είναι αδιαμφισβήτητα ιδιαίτερα επιβαρημένοι από τους εξαγόμενους ρύπους, επιβιώνοντας σε ιδιαίτερα επιβαρημένες περιβαλλοντικές συνθήκες. Πρόσφατο παράδειγμα η επιβολή προστίμου 1.000.000 € που επέβαλε στη ΔΕΗ Α.Ε. ο υπουργός ΠΕΧΩΔΕ, μετά από έλεγχο των Επιθεωρητών Περιβάλλοντος, όσον αφορά στις αέριες εκπομπές ρύπων Ατμοηλεκτρικών Σταθμών, για τους ατμοηλεκτρικούς σταθμούς Καρδιάς, Πτολεμαΐδας, Αγίου Δημητρίου νομού Κοζάνης και για τους ατμοηλεκτρικούς σταθμούς Μεγαλόπολης.

Αναφέρθηκε και προηγούμενα η συμβολή των ΑΠΕ στην **απασχόληση**. Επαναλαμβάνεται συνοπτικά και εδώ ότι υπάρχουν οφέλη για την τοπική απασχόληση τόσο κατά την περίοδο εγκατάστασης ενός αιολικού πάρκου, όσο και με τη δημιουργία μόνιμων θέσεων απασχόλησης. Πρόσφατα στοιχεία για την Ελλάδα (2003) από λειτουργούντα αιολικά πάρκα έδειξαν ότι κατά τη φάση κατασκευής δημιουργούνται 1-1,5 εργατοέτη/ MW (το 30-40% αυτής της απασχόλησης αφορά ντόπιο εργατικό δυναμικό), ενώ κατά τη φάση λειτουργίας 6,5 - 8 εργατοέτη/ MW (0,26-0,32 εργαζόμενοι/ MW, με 50-100% ντόπιο εργατικό δυναμικό) (Ν. Βασιλάκος, 2003 'Η πορεία των έργων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην Ελλάδα: Βασικά ποσοτικά δεδομένα και προβλήματα').

Επιπροσθέτως, η κατασκευή έργων ΑΠΕ σε μία περιοχή συνοδεύεται από την παράλληλη υλοποίηση σειράς αντισταθμιστικών οφελών, πέραν των άμεσων και μετρήσιμων οικονομικών εισροών και των δημιουργούμενων θέσεων απασχόλησης.

- Κατασκευάζονται ή / και βελτιώνονται, χωρίς κόστος για τους δημότες, σημαντικά έργα υποδομής στην ευρύτερη περιοχή (οδικό δίκτυο, τηλεπικοινωνίες, ηλεκτρικό δίκτυο).
- Κατασκευάζονται, ως **αντισταθμιστικά οφέλη** (χωρίς κόστος) για τους τοπικούς Δήμους, διάφορα κοινωφελή έργα, όπως κοινοτικοί δρόμοι, σχολεία, παιδικοί σταθμοί κ.α., ενώ προσφέρονται από τους επενδυτές και ανάλογες χορηγίες.
- Προωθούνται νέες, εναλλακτικές και ιδιαίτερα κερδοφόρες μορφές τουρισμού στην περιοχή, όπως π.χ. ο οικοτουρισμός (επισκέψεις σε εγκαταστάσεις οικολογικών μορφών ενέργειας, όπως είναι τα αιολικά πάρκα).

Πρέπει να ξεκαθαριστεί και να γίνει αντιληπτό ότι η αποφάσεις δεν πρέπει να παίρνονται στην επιλογή για "υλοποίηση του συγκεκριμένου έργου ΑΠΕ ή μη υλοποίησή του". Η πραγματική, η εύλογη επιλογή είναι άλλη, είναι "**υλοποίηση του συγκεκριμένου έργου ΑΠΕ ή έργου άλλης ενεργειακής πηγής**" (π.χ. λιγνίτη, άνθρακα, φυσικού αερίου, κλπ.), για να καλυφθεί η δεδομένη ενεργειακή ζήτηση σε τοπικό, περιφερειακό και εθνικό επίπεδο. Μέσα σε ένα τέτοιο πλαίσιο, ολοκληρωμένου ενεργειακού/ αναπτυξιακού/ περιβαλλοντικού σχεδιασμού, θα πρέπει να αποτιμηθούν και οι

επιπτώσεις των έργων ΑΠΕ, τα πλεονεκτήματα ή και τα όποια μειονεκτήματά τους, πάντα δηλαδή συγκριτικά με τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα που παρουσιάζουν οι εναλλακτικές λύσεις του ίδιου ενεργειακού προβλήματος.

- **Συμπεράσματα**

Έχει καταστεί πλέον σαφές ότι το φαινόμενο του θερμοκηπίου είναι μείζονος σημασίας και οφείλουν πλέον όλοι να συμβάλλουν στην αντιμετώπισή του. Η αλλαγή στάσεων και συμπεριφορών σε σχέση με την αειφορική χρήση ενέργειας, καθώς και η αναγνώριση της χρήσης εναλλακτικών πηγών ενέργειας τίθεται ως ζητούμενη λύση στο ενεργειακό και οικολογικό πρόβλημα.

Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) συνιστούν πηγές ενέργειας φιλικές προς το περιβάλλον και συνιστούν ειδικότερη έκφανση αλλά και βασική συνιστώσα της βιώσιμης ανάπτυξης. Η ανάπτυξη των ΑΠΕ αποτελεί βασική προτεραιότητα της Ευρωπαϊκής Ένωσης, για την προστασία του περιβάλλοντος και την ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού. Σε επίπεδο Ευρωπαϊκής Ένωσης έχει τεθεί ως στόχος, μέχρι το 2010, το 22,1% της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας στην Κοινότητα να προέρχεται από ΑΠΕ, ενώ για την Ελλάδα, με βάση τους εθνικούς στόχους, όπως αυτοί προσδιορίζονται στο Ν. 3468/2006, το ποσοστό συμμετοχής των ΑΠΕ στην ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας πρέπει να ανέλθει, μέχρι το 2010, σε 20,1% και, μέχρι το 2020, σε 29% αντίστοιχα.

Η οικονομική ανάπτυξη, η ενεργειακή ασφάλεια και η καθαρή ενέργεια **δεν** είναι αντιφατικοί στόχοι. Αντίθετα, είναι στόχοι αλληλένδετοι. Η στρατηγική της Λισσαβόνας και η αειφόρος ανάπτυξη υποστηρίζουν η μία την άλλη. Για αυτό το λόγο η Επιτροπή έχει δώσει ιδιαίτερη έμφαση στις ανανεώσιμες μορφές ενέργειας και στην αποτελεσματική αξιοποίηση της ενέργειας στην πρόσφατη έκθεση για την εφαρμογή της στρατηγικής της Λισσαβόνας. Η Επιτροπή με την Πράσινη Βίβλο επιδιώκει μια ασφαλή, ανταγωνιστική αειφόρο ενεργειακή πολιτική για την Ευρώπη. Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας θα αποτελέσουν κεντρικό τμήμα της πολιτικής, δεδομένου ότι αποτελούν αναπόσπαστο μέρος ενός «αειφόρου» ενεργειακού μέλλοντος. Της ανάπτυξης δηλαδή

που ικανοποιεί τις ανάγκες του παρόντος, χωρίς να μειώνει την δυνατότητα των επόμενων γενεών να ικανοποιήσουν τις δικές τους ανάγκες (διαγενεακή αλληλεγγύη).

Η Ευρώπη υπό τις δεσμεύσεις του Πρωτοκόλλου του Κιότο ανέλαβε τη «σταθεροποίηση των συγκεντρώσεων των αερίων του θερμοκηπίου στην ατμόσφαιρα, σε επίπεδα τέτοια ώστε να προληφθούν επικίνδυνες επιπτώσεις στο κλίμα από τις ανθρώπινες δραστηριότητες». Η προώθηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας πρέπει να διαδραματίσει σημαντικό ρόλο για την εκπλήρωση των στόχων.

Δεν πρέπει ωστόσο να παραληφθούν ορισμένες δυσκολίες που αφορούν τις ΑΠΕ. Πρώτον, η οικονομικώς αποδοτική διάθεση ανανεώσιμης ενέργειας είναι οριοθετημένη τεχνικά και πρακτικά. Η ηλεκτροπαραγωγή από αιολική και ηλιακή ενέργεια παρουσιάζει τεράστιες γεωγραφικές διακυμάνσεις. Δεύτερον, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας χρειάζονται εφεδρικές συμβατικές πηγές ενέργειας. Η ηλεκτροπαραγωγή από αιολική και ηλιακή ενέργεια είναι διακοπτόμενη και απρόβλεπτη. Κλιματικοί παράγοντες είναι δυνατό να προξενήσουν μεγάλες αυξομειώσεις στη διαθεσιμότητα τους. Η ενεργειακή πολιτική χρειάζεται την ανάπτυξη πληθώρας διαφορετικών ενεργειακών πηγών, δεδομένου ότι δεν θα πρέπει να παραμελείται η ανάγκη διαφοροποίησης των ενεργειακών πηγών.

Θα πρέπει να αποφασίσουμε ότι εφόσον πρέπει να παράγουμε ηλεκτρική ενέργεια, είναι σίγουρα προτιμότερο να την παράγουμε με τρόπο που να έχει την μικρότερη δυνατή επιβάρυνση για το περιβάλλον. Από τεχνολογική και οικονομική πλευρά, η πιο ώριμη μορφή ανανεώσιμης και «καθαρής» ενέργειας είναι σήμερα η αιολική. Αυτή μπορεί να συμβάλλει αποτελεσματικά στην αποτροπή των κλιματικών αλλαγών προσφέροντας συγχρόνως ποικίλα περιβαλλοντικά, κοινωνικά και οικονομικά οφέλη. Είναι σημαντικό να κατανοήσουμε, ότι οι οποιοσδήποτε επιπτώσεις από τις ανεμογεννήτριες, αφενός είναι άμεσα «ορατές» και αφετέρου είναι δυνατόν να ελαχιστοποιηθούν με σωστή αντιμετώπιση και προσχεδιασμό. Το κόστος της αιολικής κιλοβατώρας έχει δραστικά μειωθεί τα τελευταία χρόνια. Αυτό οφείλεται τόσο στις τεχνολογικές βελτιώσεις όσο και σε οικονομίες κλίμακας που σχετίζονται με το μέγεθος της αγοράς. Σε θέσεις με καλό αιολικό δυναμικό η αιολική ενέργεια μπορεί ήδη να ανταγωνιστεί σε εμπορική βάση νέους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής από άνθρακα ή φυσικό αέριο. Ιδιαίτερα αν λάβουμε υπόψη μας τα έξοδα δημιουργίας και

εγκατάστασης ενός νέου συμβατικού σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, την συνεχή άνοδο της τιμής του πετρελαίου και το υψηλό κόστος μεταφοράς του ρεύματος.

Η ευρωπαϊκή αγορά αιολικής ενέργειας έσπασε νέο ρεκόρ το 2006, σύμφωνα με τα ετήσια στατιστικά στοιχεία που εκδόθηκαν από την Ευρωπαϊκή Ένωση Αιολικής Ενέργειας (EWEA). Η συνολική ισχύς των ανεμογεννητριών που λειτουργούν στην ΕΕ υπερβαίνει τώρα τα 48.000 MW. Η ηλεκτροπαραγωγή από συμβατικές ΑΠΕ στην Ελλάδα (μη συμπεριλαμβανομένων των μεγάλων υδροηλεκτρικών) παρουσιάζει σημαντική αύξηση τα τελευταία χρόνια και αντιστοιχεί στο 3% της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Η εγκατεστημένη ισχύς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ (εξαιρουμένων των υδροηλεκτρικών σταθμών άνω των 10MW) ήταν 878 MW στο τέλος του 2006.

Ένα σημαντικό μειονέκτημα της αιολικής ενέργειας είναι ότι εξαρτάται άμεσα από την ύπαρξη ικανοποιητικών ταχυτήτων ανέμου. Τι γίνεται όμως όταν δεν φυσάει άνεμος; Επειδή δεν υπάρχουν δυνατότητες για οικονομική αποθήκευση μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας, επιβάλλεται να υπάρχει εφεδρεία συμβατικών σταθμών. Θα μπορούσε λοιπόν να εξεταστεί η περίπτωση συνδυασμού ανεμογεννητριών με αντλητικά υδροηλεκτρικά έργα. Να χρηματοδοτηθούν και να υλοποιηθούν έργα αντλησιοταμιευτήρων για την αποθήκευση της ηλεκτρικής ενέργειας των Αιολικών πάρκων τις ώρες που δεν τη χρειάζεται η ΔΕΗ.

Μέσα από την οικονομική αξιολόγηση που πραγματοποιήθηκε στα πλαίσια της παρούσης εργασίας γίνεται προφανές ότι από οικονομική σκοπιά η αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας μπορεί να αποδώσει σημαντικά οφέλη τόσο για τον κάτοχο ενός αιολικού πάρκου όσο και για το κοινωνικό σύνολο. Η χρηματοδότηση της επένδυσης ενός αιολικού πάρκου, αλλά και η εκμετάλλευσή του, μπορούν να πραγματοποιηθούν με προϋποθέσεις τέτοιες που δεν αφήνουν κανένα περιθώριο κριτικής στους πολέμιους, κατά κάποιο τρόπο, των αιολικών πάρκων.

Όπως φαίνεται μέσα από τα σενάρια χρηματοδότησης που αναλύθηκαν η εγκατάσταση και εκμετάλλευσή των αιολικών πάρκων μπορεί να είναι σε πολλές περιπτώσεις βιώσιμη, ανεξάρτητα από το ποσοστό επιχορήγησης που θα λαμβάνουν αυτές, επιφέροντας σημαντικά κέρδη τόσο στον κάτοχο τους όσο και στο κοινωνικό

σύνολο. Ιδιαίτερα για το κοινωνικό σύνολο αυτό επιτυγχάνεται είτε μέσω των άμεσων περιβαλλοντικών επιπτώσεων (π.χ. συμβολή στη μείωση των αέριων ρύπων που είναι υπαίτιοι για το φαινόμενο του θερμοκηπίου), είτε και με την χαμηλότερη τιμή αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας από τους καταναλωτές καθώς αυτή θα συνεχίσει να αυξάνεται δεδομένων της αύξησης της τιμής του πετρελαίου και των επιβαρύνσεων λόγω εκπομπών μεγαλύτερων από τις προβλεπόμενες ποσότητες αέριων ρύπων στην ατμόσφαιρα.

Από οικονομική επίσης πλευρά η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και συγκεκριμένα από αιολικά πάρκα καθίσταται περισσότερο συμφέρουσα ως προς το κόστος παραγωγής της ιδιαίτερα σε σύγκριση με το Μη Διασυνδεδεμένο Δίκτυο. Ενώ και από την πλευρά των κερδών που καρπώνονται οι ιδιοκτήτες των αιολικών πάρκων τα ποσά αυτά δεν είναι διόλου ευκαταφρόνητα ή καλύτερα είναι αρκετά μεγάλα. Σε αυτό το σημείο θα ήταν ενδιαφέρον να παρουσιαστεί το κόστος ευκαιρίας της επένδυσης στο αιολικό πάρκο. Μια διαφορετική τοποθέτηση-επένδυση του χρηματικού ποσού που δίνεται για την πραγματοποίηση της εγκατάστασης ενός αιολικού πάρκου, ενδεχομένως να αποφέρει μεγαλύτερα ή μικρότερα έσοδα στον επενδυτή, όμως το ενδεχόμενο αυτό βρίσκεται έξω από τα πλαίσια της παρούσης εργασίας. Και σε αυτό όμως το επιχείρημα για το κόστος ευκαιρίας, γίνεται εύκολα κατανοητό από την οικονομική ανάλυση που προηγήθηκε ότι ακόμα και αν υπάρξει η πιθανότητα οι ιδιωτικοί φορείς να μην αναλαμβάνουν επενδύσεις σε αιολικά πάρκα, κάτι που δεν συμβαίνει στην πραγματικότητα, η πραγματοποίηση των επενδύσεων αυτών μπορεί να γίνει από κρατικούς φορείς ή καλύτερα από την ΔΕΗ χωρίς να υπάρξει οποιαδήποτε οικονομική και περιβαλλοντική ζημία, ενώ αντιθέτως θα υπάρξουν και αρκετές θετικές επιπτώσεις οικονομικές, αναπτυξιακές, τοπικές κ.ο.κ.

Επιπρόσθετα, ανάλογα με το ποσοστό ίδιας συμμετοχής, το ποσό δανεισμού και το χρόνο εξόφλησης του δανείου, το έτος απόσβεσης της επένδυσης διαφέρει, το οποίο συνήθως κυμαίνεται μεταξύ των επτά με έντεκα ετών. Σημαντικό επίσης ρόλο για το έτος απόσβεσης της επένδυσης ενός αιολικού πάρκου έχει ο συντελεστής ισχύος του πάρκου. Υψηλότερη τιμή του συντελεστή αποφέρει διαφορετική τιμή παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από το αιολικό, και συνεπώς διαφορετικά έσοδα από την πώληση της ενέργειας, διαφορετικά κέρδη και διαφορετική περίοδο απόσβεσης της επένδυσης.

Μεγαλύτερος συντελεστής ισχύος ενισχύει την παραγωγική ικανότητα του αιολικού αποφέροντας μεγαλύτερα κέρδη και γρηγορότερη απόσβεση της επένδυσης.

Από την περιβαλλοντική τους πλευρά τα αιολικά πάρκα είναι ιδιαίτερα σημαντική η συμβολή τους στην εξοικονόμηση πρωτογενούς συμβατικής ενέργειας (για το Διασυνδεδεμένο Σύστημα ισοδυναμεί με 59.189,18 MWh, ενώ για το Μη Διασυνδεδεμένο Δίκτυο αντιστοιχεί σε 75.517,24 MWh), ενώ είναι και ιδιαίτερα σημαντική η συμβολή τους όσον αφορά τη μείωση των αέριων ρύπων, κύρια αιτία για το φαινόμενο του θερμοκηπίου. Για ένα αιολικό πάρκο των 10 MW για εικοσαετή διάρκεια λειτουργίας και με ετήσια παραγωγή 21900 MW, η *συνολική μείωση εκπομπών* όλων των εξεταζόμενων *αερίων ρύπων* στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα αντιστοιχεί σε 93.463,28 τόνους ρύπων, ενώ επίσης για τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά αντιστοιχεί μείωση της τάξης των 116.828,4 τόνων ρύπων.

Οι κύριες περιβαλλοντικοί παράμετροι που ενδεχόμενα θα επηρεαστούν από την χωροθέτηση των αιολικών πάρκων είναι οι εξής: Τα αιολικά πάρκα ενδέχεται να εγκατασταθούν σε θέσεις που σήμερα έχουν παραμείνει «άβατες» κυρίως στις κορυφογραμμές ορεινών όγκων. Οι εγκαταστάσεις αυτές και τα συνοδά έργα οδικής πρόσβασης, ενδέχεται να επηρεάσουν τις οικοσυστημικές σχέσεις που έχουν διαμορφωθεί στις περιοχές αυτές αλλά και τις παραμέτρους διαβίωσης της ορνιθοπανίδας, ενώ τα φυτικά είδη δεν επηρεάζονται ιδιαίτερα από τις αιολικές εγκαταστάσεις. Όπως επίσης και η παρείσδυση των ανεμογεννητριών στο οπτικό πεδίο, αναμένεται να μεταβάλει ορισμένα τοπία. Η χωροθέτηση των αιολικών πάρκων, ως παράγοντας προώθησης της καθαρής ενέργειας, αναμένεται να συνοδεύεται από μειώσεις στις συγκεντρώσεις CO₂, NO_x PM₁₀ και άλλων ρύπων της ατμόσφαιρας που εκπέμπονται από τους παραδοσιακούς τομείς ενεργειακής παραγωγή ενώ επίσης αναμένεται μείωση των εκπομπών CO₂, η οποία μεταφράζεται σε θετική μεταβολή των δεικτών εκπομπής άνθρακα κατ' άτομο, αλλά και ανά μονάδα του ΑΕΠ. Εκείνο όμως που πρέπει να προσεχθεί είναι η σωστή χωροθέτηση των Αιολικών Πάρκων, η σωστή διάταξη των Ανεμογεννητριών καθώς και η κατασκευή κοινών δικτύων μεταφοράς ρεύματος. Τότε δεν θα υπάρχει κανένα πρόβλημα ή τα προβλήματα θα έχουν ελαχιστοποιηθεί σε ιδιαίτερα σημαντικό βαθμό.

Η δημιουργία νέων θέσεων εργασίας από την ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) είναι ένα από τα ισχυρά επιχειρήματα που προβάλλονται, μεταξύ άλλων, για την ταχύτερη διεξόδυση των καθαρών ενεργειακών τεχνολογιών. Στα τέλη του 2002, η ευρωπαϊκή αιολική βιομηχανία απασχολούσε πάνω από 82.000 εργαζόμενους (46.000 στη Γερμανία, 21.000 στη Δανία, 10.000 στην Ισπανία, 3.200 στην Αυστρία, 1.000 στην Ιταλία). Η Ευρωπαϊκή Ένωση Αιολικής Ενέργειας (EWEA) εκτιμά ότι το 2020, η ευρωπαϊκή αιολική βιομηχανία θα απασχολεί 196.900 άτομα. Η συμβολή των έργων ΑΠΕ στην απασχόληση, τόσο την τοπική όσο και αυτήν σε εθνικό επίπεδο, γίνεται πραγματικά εντυπωσιακή εάν συμπεριληφθούν οι προοπτικές εγχώριας κατασκευής/ συναρμολόγησης μεγάλων τμημάτων του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού των έργων αυτών, όπως είναι οι πυλώνες των ανεμογεννητριών, οι μετασχηματιστές, κ.α.

Η συσσωρευμένη εμπειρία της τελευταίας 15ετίας, δείχνει καθαρά, και πέρα από κάθε αμφιβολία, ότι η ίδρυση και λειτουργία έργων ΑΠΕ εμπορικής κλίμακας δημιουργεί ισχυρούς πόλους τοπικής ανάπτυξης, περιβαλλοντικής αναβάθμισης και προσπορίζει πολλαπλά, μετρήσιμα και ουσιαστικά οφέλη στις τοπικές κοινωνίες, στις περιοχές των οποίων εγκαθίστανται τα έργα αυτά. Συνοδεύεται από την παράλληλη υλοποίηση σειράς αντισταθμιστικών οφελών, πέραν των άμεσων και μετρήσιμων οικονομικών εισροών και των δημιουργούμενων θέσεων απασχόλησης. Η λειτουργία έργων ΑΠΕ προσφέρει ένα μόνιμο και σημαντικό ετήσιο έσοδο στους τοπικούς Δήμους (3% επί του τζίρου τους), αλλά και στην τοπική οικονομία γενικότερα, επιδρά στην βελτίωση του περιβάλλοντος μιας περιοχής, συμβάλει στην τοπική απασχόληση, δημιουργεί σημαντικά έργα υποδομής ενώ παράλληλα προσφέρει εναλλακτικές και ιδιαίτερα κερδοφόρες μορφές τουρισμού στις περιοχές εγκατάστασης. Και τέλος αξιόμην ξεχνάμε ότι η πραγματική επιλογή είναι "υλοποίηση του συγκεκριμένου έργου ΑΠΕ ή έργου άλλης ενεργειακής πηγής" (π.χ. λιγνίτη, άνθρακα, φυσικού αερίου, κλπ.), για να καλυφθεί η δεδομένη ενεργειακή ζήτηση σε τοπικό, περιφερειακό και εθνικό επίπεδο.

Το συμπέρασμα που προκύπτει είναι σαφές. Τα Αιολικά πάρκα προσφέρουν μεγάλα οφέλη τόσο στον κάτοχο τους όσο και στην Εθνική, τη Περιφερειακή και τη Τοπική ανάπτυξη και εφόσον χωροθετούνται σωστά όχι μόνο δεν υποβαθμίζουν το περιβάλλον αλλά το προστατεύουν. Η Πολιτεία έχει υποχρέωση να στηρίζει τις ΑΠΕ και όλοι να τις

στηρίζουμε και να τις αξιοποιήσουμε κατά το καλύτερο τρόπο. Χωρίς τεχνολογία ανάπτυξη δεν μπορεί να υπάρξει. Το θέμα λοιπόν δεν είναι να στραφούμε κατά της νέας αυτής τεχνολογίας αλλά να την αξιοποιήσουμε ορθολογικά. **"Τεχνολογία και συνείδηση. Να οι δύο πόλοι που θα κρίνουν τον πολιτισμό μας"** είπε ο Le Corbisier. Τα Αιολικά Πάρκα είναι και έργα τεχνολογίας και έργα συνείδησης, - της οικολογικής . Ταυτόχρονα είναι και έργα εθνικής, περιφερειακής και τοπικής ανάπτυξης.

Δεν παύουν όμως να υπάρχουν και οι αρνητικές επιπτώσεις, που από ορισμένους, καθίστανται ως επιχειρήματα κατά των αιολικών πάρκων. Κάποια από τα οποία επιχειρήματα έχουν γερές βάσεις στήριξης, ενώ κάποια άλλα στηρίζονται προφανώς σε υποκειμενικούς παράγοντες. Όπως παραδείγματος χάριν δεν είναι δυνατό να παραβλέψουμε εναλλακτικές λύσεις για την αντιμετώπιση των κλιματικών αλλαγών και του φαινομένου το θερμοκηπίου, όπως είναι αυτή της *εξοικονόμησης* ενέργειας κυρίως μέσω της εφαρμογής Τεχνικών Εξοικονόμησης Ενέργειας (ΕΞΕ) στην κατασκευή κατοικίας και γενικότερα της σωστής κατασκευής του κτιριακού τομέα. Σύμφωνα με στοιχεία της Greenpeace ο κτιριακός τομέας καταναλώνει περίπου το 1/3 των συνολικών ενεργειακών πόρων της χώρας συμβάλλοντας κατά 40% στις εκπομπές CO₂. Τα κτίρια, κατά την ανέγερσή τους και κατά τη λειτουργία τους (κατά τη διάρκεια, δηλαδή, της ωφέλιμης ζωής τους) ευθύνονται για το 45 - 50% της κατανάλωσης ενέργειας και επομένως, κατά το ίδιο ποσοστό, των εκλύσεων στο περιβάλλον του διοξειδίου του άνθρακα που ευθύνεται για το φαινόμενο του θερμοκηπίου. Οι πιο πάνω αριθμοί δημιούργησαν την ανάγκη για δόμηση με εξασφάλιση της αειφορίας/ βιωσιμότητας. Ο σχεδιασμός που προνοεί για την αειφορία/ βιωσιμότητα ονομάζεται βιοκλιματικός. Οι στόχοι του βιοκλιματικού σχεδιασμού είναι η εκμετάλλευση φυσικών, ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και η ελαχιστοποίηση ενεργειακών απωλειών, με ταυτόχρονη εξασφάλιση συνθηκών άνεσης και υψηλής περιβαλλοντικής ποιότητας εντός του κτιρίου.

Η εφαρμογή Τεχνικών Εξοικονόμησης Ενέργειας (ΕΞΕ) στην κατασκευή κατοικίας είναι απαραίτητη προϋπόθεση για την εφαρμογή Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και μπορεί να μειώσει μέχρι και 80% την κατανάλωση για θέρμανση/ψύξη/φωτισμό στα κτήρια οπότε η ενσωμάτωση ΑΠΕ είναι οικονομικά συμφέρουσα και μπορεί να καλύψει το μεγαλύτερο μέρος ή και το σύνολο των αναγκών του χρήστη σε ενέργεια. Αυτό ισχύει

σε επίπεδο κατοικίας αλλά και πόλης. Είναι απαραίτητο δηλαδή να μειώσουμε τις ενεργειακές μας ανάγκες έτσι ώστε να μπορέσουμε με χρήση ανανεώσιμων πηγών να καλύψουμε τις εναπομένουσες.

Θα ήταν λοιπόν ιδανικότερη η ανάπτυξη πληθώρας διαφορετικών ενεργειακών πηγών αλλά και τρόπων εξοικονόμησης ενέργειας, δεδομένου ότι δεν θα πρέπει να παραμελείται η ανάγκη διαφοροποίησης των ενεργειακών πηγών. Παράλληλη αξιοποίηση όλων των δυνατών επιλογών, οι οποίες αποδεδειγμένα έχουν σημαντικά, κυρίως περιβαλλοντικά, αλλά και ευρύτερα οικονομικά, αναπτυξιακά κ.α. οφέλη. Παραδείγματος χάριν η σωστή χωροθέτηση των αιολικών πάρκων, με συνδυασμό των ανεμογεννητριών με αντλητικά υδροηλεκτρικά έργα. Να χρηματοδοτηθούν και να υλοποιηθούν έργα αντλησιοταμιευτήρων για την αποθήκευση της ηλεκτρικής ενέργειας των Αιολικών πάρκων τις ώρες που δεν τη χρειάζεται η ΔΕΗ. Όπως επίσης και η προώθηση και άλλων μορφών ανανεώσιμης ενέργειας, ενώ παράλληλα να εφαρμόζεται ιδιαίτερη μέριμνα για την εξοικονόμηση ενέργειας μέσα από δράσεις, όπως η σωστή ενημέρωση και αφύπνιση των πολιτών, αλλά και η σωστή υποδομή στο κτιριακό τομέα. Είναι πολύ σημαντική η ενημέρωση των πολιτών και η ευαισθητοποίησή τους σε θέματα προστασίας του περιβάλλοντος μέσω πρακτικών ορθολογικής χρήσης και εξοικονόμησης ενέργειας

Δεν υπάρχουν πλέον όρια εφησυχασμού. Πολίτες και κράτη πρέπει όλοι μαζί να δράσουν στην επίτευξη ενός βιώσιμου περιβάλλοντος. Πρέπει να εδραιωθεί η πεποίθηση ότι το περιβάλλον και η ενέργεια είναι εξίσου πολύτιμα, αλλά δεν δικαιούμαστε να θυσιάσουμε το πρώτο με τη σπατάλη της δεύτερης. Ότι είναι δυνατή η ανάπτυξη που δεν θα δεσμεύει το μέλλον, δεν θα εξαντλεί τους φυσικούς πόρους, αλλά θα τους διαχειρίζεται με το πλέον ορθολογικό τρόπο, στηριγμένη σε πολιτιστικές αναφορές και μνήμες του τόπου.

« Όπως η ενέργεια είναι η βάση της ίδιας της ζωής και οι ιδέες η πηγή κάθε καινοτομίας, έτσι και η καινοτομία είναι η δύναμη των αλλαγών, της βελτίωσης και της προόδου του ανθρώπου » (Ted Levitt).

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ

Στο παρόν παράρτημα παρατίθενται τα δεδομένα και οι πίνακες, οι οποίοι χρησιμοποιήθηκαν για την εξαγωγή των γραφημάτων που παρουσιάστηκαν εντός της εργασίας.

Οι πίνακες των Γραφημάτων Συνολικών Εσόδων- Εξόδων έχουν διαμορφωθεί έτσι ώστε να φαίνεται το έτος απόσβεσης της επένδυσης. Όμως τα αθροιστικά κέρδη στο 20 έτος λειτουργίας του πάρκου έχουν τιμή μικρότερη από την πραγματική. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι συμπεριλάβαμε 2 φορές τα έξοδα εγκατάστασης του πάρκου που θα αποσβέσουμε αργότερα (δανείου και ίδια συμμετοχή). Στο έτος μηδέν όπου πραγματοποιείται η επένδυση θεωρούμε έξοδα ενώ στην πραγματικότητα τα χρήματα αυτά είναι χρήματα που δανείστηκαν από την τράπεζα και χρήματα ίδιας συμμετοχής. Τα χρήματα αυτά εμφανίζονται ξανά και στα υπόλοιπα έτη όπου πληρώνονται οι δόσεις αποπληρωμής του δανείου και μέχρι να αποσβεσθούν δάνειο και ίδια συμμετοχή. Έτσι αν στα αθροιστικά έσοδα που εμφανίζονται στο 20 έτος λειτουργίας προσθέσουμε τα έξοδα που εμφανίζονται στο έτος 0 έχουμε την πραγματική τιμή των κερδών.

Επίσης στο τέλος του παρατήματος παρατίθεται ένας πίνακας με διάφορα κριτήρια αξιολόγησης τόσο για ένα αιολικό πάρκο, σε διασυνδεδεμένο και μη διασυνδεδεμένο δίκτυο, όσο και για την ΔΕΗ. Αυτός ο πίνακας συγκεντρώνει κάποια ενδεχόμενα κριτήρια που μπορούν, δίνοντας τους κατάλληλες τιμές σύμφωνα με την αξιολόγηση που προηγήθηκε και τις βάσεις που δόθηκαν στην παρούσα εργασία, να δώσουν τα αποτελέσματα της πολυκριτηριακής αξιολόγησης. Στην παρούσα εργασία δεν πραγματοποιείται αυτό το βήμα ανάλυσης καθώς υπεισέρχεται έντονα ο υποκειμενικός παράγοντας και θεωρείται καλύτερο κάθε αξιολογητής να αξιολογήσει με δικά του κριτήρια και βαθμολόγηση αυτών, όπως νομίζει καλύτερα, βάση της ανάλυσης που πραγματοποιήθηκε από την παρούσα εργασία, τις δυνατότητες και την καταλληλότητα τόσο των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας όσο και των Συμβατικών μορφών Ενέργειας την παραγωγή, με όσο το δυνατό καλύτερους όρους (περιβαλλοντικούς, οικονομικούς, αναπτυξιακούς κ.α.), ηλεκτρικής ενέργειας.

Πίνακας Γραφήματος 1.3 Αθροιστικά Έσοδα, έξοδα και Κέρδη στο ΔΣ			
Έτος λειτουργίας	Αθροιστικά Έξοδα	Αθροιστικά Έσοδα	Καθαρά Κέρδη
1	911.792 €	1.598.700 €	686.908 €
2	1.823.584 €	3.197.400 €	1.373.816 €
3	2.735.376 €	4.796.100 €	2.060.724 €
4	3.647.168 €	6.394.800 €	2.747.632 €
5	4.558.960 €	7.993.500 €	3.434.540 €
6	5.470.752 €	9.592.200 €	4.121.448 €
7	6.382.544 €	11.190.900 €	4.808.356 €
8	7.294.336 €	12.789.600 €	5.495.264 €
9	8.206.128 €	14.388.300 €	6.182.172 €
10	9.117.920 €	15.987.000 €	6.869.080 €
11	9.373.712 €	17.585.700 €	8.211.988 €
12	9.629.504 €	19.184.400 €	9.554.896 €
13	9.885.296 €	20.783.100 €	10.897.804 €
14	10.141.088 €	22.381.800 €	12.240.712 €
15	10.396.880 €	23.980.500 €	13.583.620 €
16	10.652.672 €	25.579.200 €	14.926.528 €
17	10.908.464 €	27.177.900 €	16.269.436 €
18	11.164.256 €	28.776.600 €	17.612.344 €
19	11.420.048 €	30.375.300 €	18.955.252 €

Πίνακας Γραφήματος 1.4 Αθροιστικά Έσοδα, έξοδα και κέρδη στο ΜΔΣ			
Έτος λειτουργίας	Αθροιστικά Έξοδα	Αθροιστικά Έσοδα	Καθαρά Κέρδη
1	911.792 €	1.852.740 €	940.948 €
2	1.823.584 €	3.705.480 €	1.881.896 €
3	2.735.376 €	5.558.220 €	2.822.844 €
4	3.647.168 €	7.410.960 €	3.763.792 €
5	4.558.960 €	9.263.700 €	4.704.740 €
6	5.470.752 €	11.116.440 €	5.645.688 €
7	6.382.544 €	12.969.180 €	6.586.636 €
8	7.294.336 €	14.821.920 €	7.527.584 €
9	8.206.128 €	16.674.660 €	8.468.532 €
10	9.117.920 €	18.527.400 €	9.409.480 €
11	9.373.712 €	20.380.140 €	11.006.428 €
12	9.629.504 €	22.232.880 €	12.603.376 €
13	9.885.296 €	24.085.620 €	14.200.324 €
14	10.141.088 €	25.938.360 €	15.797.272 €
15	10.396.880 €	27.791.100 €	17.394.220 €
16	10.652.672 €	29.643.840 €	18.991.168 €
17	10.908.464 €	31.496.580 €	20.588.116 €
18	11.164.256 €	33.349.320 €	22.185.064 €
19	11.420.048 €	35.202.060 €	23.782.012 €

Πίνακας Γραφήματος 1.5 Συνολικών Εσόδων -Εξόδων στο ΔΣ			
Έτος λειτουργίας	Αθροιστικά Έξοδα	Αθροιστικά Έσοδα	Κέρδη- Ζημιές
0	6.300.000 €		-6.300.000 €
1	7.211.792 €	1.598.700 €	-5.613.092 €
2	8.123.584 €	3.197.400 €	-4.926.184 €
3	9.035.376 €	4.796.100 €	-4.239.276 €
4	9.947.168 €	6.394.800 €	-3.552.368 €
5	10.858.960 €	7.993.500 €	-2.865.460 €
6	11.770.752 €	9.592.200 €	-2.178.552 €
7	12.682.544 €	11.190.900 €	-1.491.644 €
8	13.594.336 €	12.789.600 €	-804.736 €
9	14.506.128 €	14.388.300 €	-117.828 €
10	15.417.920 €	15.987.000 €	569.080 €
11	15.673.712 €	17.585.700 €	1.911.988 €
12	15.929.504 €	19.184.400 €	3.254.896 €
13	16.185.296 €	20.783.100 €	4.597.804 €
14	16.441.088 €	22.381.800 €	5.940.712 €
15	16.696.880 €	23.980.500 €	7.283.620 €
16	16.952.672 €	25.579.200 €	8.626.528 €
17	17.208.464 €	27.177.900 €	9.969.436 €
18	17.464.256 €	28.776.600 €	11.312.344 €
19	17.720.048 €	30.375.300 €	12.655.252 €

Πίνακας Γραφήματος 1.6 Συνολικών Εσόδων -Εξόδων στο ΜΔΣ			
Έτος λειτουργίας	Αθροιστικά Έξοδα	Αθροιστικά Έσοδα	Κέρδη- Ζημιές
0	6.300.000 €		-6.300.000 €
1	7.211.792 €	1.852.740 €	-5.359.052 €
2	8.123.584 €	3.705.480 €	-4.418.104 €
3	9.035.376 €	5.558.220 €	-3.477.156 €
4	9.947.168 €	7.410.960 €	-2.536.208 €
5	10.858.960 €	9.263.700 €	-1.595.260 €
6	11.770.752 €	11.116.440 €	-654.312 €
7	12.682.544 €	12.969.180 €	286.636 €
8	13.594.336 €	14.821.920 €	1.227.584 €
9	14.506.128 €	16.674.660 €	2.168.532 €
10	15.417.920 €	18.527.400 €	3.109.480 €
11	15.673.712 €	20.380.140 €	4.706.428 €
12	15.929.504 €	22.232.880 €	6.303.376 €
13	16.185.296 €	24.085.620 €	7.900.324 €
14	16.441.088 €	25.938.360 €	9.497.272 €
15	16.696.880 €	27.791.100 €	11.094.220 €
16	16.952.672 €	29.643.840 €	12.691.168 €
17	17.208.464 €	31.496.580 €	14.288.116 €
18	17.464.256 €	33.349.320 €	15.885.064 €
19	17.720.048 €	35.202.060 €	17.482.012 €

Πίνακας Γραφήματος 2.1 Αθροιστικά Έσοδα, έξοδα και Κέρδη στο ΔΣ			
Έτος λειτουργίας	Αθροιστικά Έξοδα	Αθροιστικά Έσοδα	Καθαρά Κέρδη
1	1.359.792,00 €	1.598.700 €	238.908 €
2	2.719.584,00 €	3.197.400 €	477.816 €
3	4.079.376,00 €	4.796.100 €	716.724 €
4	5.439.168,00 €	6.394.800 €	955.632 €
5	6.798.960,00 €	7.993.500 €	1.194.540 €
6	7.054.752,00 €	9.592.200 €	2.537.448 €
7	7.310.544,00 €	11.190.900 €	3.880.356 €
8	7.566.336,00 €	12.789.600 €	5.223.264 €
9	7.822.128,00 €	14.388.300 €	6.566.172 €
10	8.077.920,00 €	15.987.000 €	7.909.080 €
11	8.333.712,00 €	17.585.700 €	9.251.988 €
12	8.589.504,00 €	19.184.400 €	10.594.896 €
13	8.845.296,00 €	20.783.100 €	11.937.804 €
14	9.101.088,00 €	22.381.800 €	13.280.712 €
15	9.356.880,00 €	23.980.500 €	14.623.620 €
16	9.612.672,00 €	25.579.200 €	15.966.528 €
17	9.868.464,00 €	27.177.900 €	17.309.436 €
18	10.124.256,00 €	28.776.600 €	18.652.344 €
19	10.380.048,00 €	30.375.300 €	19.995.252 €

Πίνακας Γραφήματος 2.2 Αθροιστικά Έσοδα, έξοδα και κέρδη στο ΜΔΣ			
Έτος λειτουργίας	Αθροιστικά Έξοδα	Αθροιστικά Έσοδα	Καθαρά Κέρδη
1	1.359.792,00 €	1.852.740 €	492.948 €
2	2.719.584,00 €	3.705.480 €	985.896 €
3	4.079.376,00 €	5.558.220 €	1.478.844 €
4	5.439.168,00 €	7.410.960 €	1.971.792 €
5	6.798.960,00 €	9.263.700 €	2.464.740 €
6	7.054.752,00 €	11.116.440 €	4.061.688 €
7	7.310.544,00 €	12.969.180 €	5.658.636 €
8	7.566.336,00 €	14.821.920 €	7.255.584 €
9	7.822.128,00 €	16.674.660 €	8.852.532 €
10	8.077.920,00 €	18.527.400 €	10.449.480 €
11	8.333.712,00 €	20.380.140 €	12.046.428 €
12	8.589.504,00 €	22.232.880 €	13.643.376 €
13	8.845.296,00 €	24.085.620 €	15.240.324 €
14	9.101.088,00 €	25.938.360 €	16.837.272 €
15	9.356.880,00 €	27.791.100 €	18.434.220 €
16	9.612.672,00 €	29.643.840 €	20.031.168 €
17	9.868.464,00 €	31.496.580 €	21.628.116 €
18	10.124.256,00 €	33.349.320 €	23.225.064 €
19	10.380.048,00 €	35.202.060 €	24.822.012 €

Πίνακας Γραφήματος 2.3 Συνολικών Εσόδων -Εξόδων στο ΔΣ			
Έτος λειτουργίας	Αθροιστικά Έξοδα	Αθροιστικά Έσοδα	Κέρδη- Ζημιές
0	6.300.000,00 €		-6.300.000 €
1	7.659.792,00 €	1.598.700 €	-6.061.092 €
2	9.019.584,00 €	3.197.400 €	-5.822.184 €
3	10.379.376,00 €	4.796.100 €	-5.583.276 €
4	11.739.168,00 €	6.394.800 €	-5.344.368 €
5	13.098.960,00 €	7.993.500 €	-5.105.460 €
6	13.354.752,00 €	9.592.200 €	-3.762.552 €
7	13.610.544,00 €	11.190.900 €	-2.419.644 €
8	13.866.336,00 €	12.789.600 €	-1.076.736 €
9	14.122.128,00 €	14.388.300 €	266.172 €
10	14.377.920,00 €	15.987.000 €	1.609.080 €
11	14.633.712,00 €	17.585.700 €	2.951.988 €
12	14.889.504,00 €	19.184.400 €	4.294.896 €
13	15.145.296,00 €	20.783.100 €	5.637.804 €
14	15.401.088,00 €	22.381.800 €	6.980.712 €
15	15.656.880,00 €	23.980.500 €	8.323.620 €
16	15.912.672,00 €	25.579.200 €	9.666.528 €
17	16.168.464,00 €	27.177.900 €	11.009.436 €
18	16.424.256,00 €	28.776.600 €	12.352.344 €
19	16.680.048,00 €	30.375.300 €	13.695.252 €

Πίνακας Γραφήματος 2.4 Συνολικών Εσόδων -Εξόδων στο ΜΔΣ			
Έτος λειτουργίας	Αθροιστικά Έξοδα	Αθροιστικά Έσοδα	Κέρδη- Ζημιές
0	6.300.000 €		-6.300.000 €
1	7.659.792 €	1.852.740 €	-5.807.052 €
2	9.019.584 €	3.705.480 €	-5.314.104 €
3	10.379.376 €	5.558.220 €	-4.821.156 €
4	11.739.168 €	7.410.960 €	-4.328.208 €
5	13.098.960 €	9.263.700 €	-3.835.260 €
6	13.354.752 €	11.116.440 €	-2.238.312 €
7	13.610.544 €	12.969.180 €	-641.364 €
8	13.866.336 €	14.821.920 €	955.584 €
9	14.122.128 €	16.674.660 €	2.552.532 €
10	14.377.920 €	18.527.400 €	4.149.480 €
11	14.633.712 €	20.380.140 €	5.746.428 €
12	14.889.504 €	22.232.880 €	7.343.376 €
13	15.145.296 €	24.085.620 €	8.940.324 €
14	15.401.088 €	25.938.360 €	10.537.272 €
15	15.656.880 €	27.791.100 €	12.134.220 €
16	15.912.672 €	29.643.840 €	13.731.168 €
17	16.168.464 €	31.496.580 €	15.328.116 €
18	16.424.256 €	33.349.320 €	16.925.064 €
19	16.680.048 €	35.202.060 €	18.522.012 €

Πίνακας Γραφήματος 3.1 Αθροιστικά Έσοδα, έξοδα και Κέρδη στο ΔΣ			
Έτος λειτουργίας	Αθροιστικά Έξοδα	Αθροιστικά Έσοδα	Καθαρά Κέρδη
1	1.373.792,00 €	1.598.700 €	224.908 €
2	2.747.584,00 €	3.197.400 €	449.816 €
3	4.121.376,00 €	4.796.100 €	674.724 €
4	5.495.168,00 €	6.394.800 €	899.632 €
5	6.868.960,00 €	7.993.500 €	1.124.540 €
6	8.242.752,00 €	9.592.200 €	1.349.448 €
7	9.616.544,00 €	11.190.900 €	1.574.356 €
8	10.990.336,00 €	12.789.600 €	1.799.264 €
9	12.364.128,00 €	14.388.300 €	2.024.172 €
10	13.737.920,00 €	15.987.000 €	2.249.080 €
11	13.993.712,00 €	17.585.700 €	3.591.988 €
12	14.249.504,00 €	19.184.400 €	4.934.896 €
13	14.505.296,00 €	20.783.100 €	6.277.804 €
14	14.761.088,00 €	22.381.800 €	7.620.712 €
15	15.016.880,00 €	23.980.500 €	8.963.620 €
16	15.272.672,00 €	25.579.200 €	10.306.528 €
17	15.528.464,00 €	27.177.900 €	11.649.436 €
18	15.784.256,00 €	28.776.600 €	12.992.344 €
19	16.040.048,00 €	30.375.300 €	14.335.252 €

Πίνακας Γραφήματος 3.2 Αθροιστικά Έσοδα, έξοδα και κέρδη στο ΜΔΣ			
Έτος λειτουργίας	Αθροιστικά Έξοδα	Αθροιστικά Έσοδα	Καθαρά Κέρδη
1	1.373.792,00 €	1.852.740 €	478.948 €
2	2.747.584,00 €	3.705.480 €	957.896 €
3	4.121.376,00 €	5.558.220 €	1.436.844 €
4	5.495.168,00 €	7.410.960 €	1.915.792 €
5	6.868.960,00 €	9.263.700 €	2.394.740 €
6	8.242.752,00 €	11.116.440 €	2.873.688 €
7	9.616.544,00 €	12.969.180 €	3.352.636 €
8	10.990.336,00 €	14.821.920 €	3.831.584 €
9	12.364.128,00 €	16.674.660 €	4.310.532 €
10	13.737.920,00 €	18.527.400 €	4.789.480 €
11	13.993.712,00 €	20.380.140 €	6.386.428 €
12	14.249.504,00 €	22.232.880 €	7.983.376 €
13	14.505.296,00 €	24.085.620 €	9.580.324 €
14	14.761.088,00 €	25.938.360 €	11.177.272 €
15	15.016.880,00 €	27.791.100 €	12.774.220 €
16	15.272.672,00 €	29.643.840 €	14.371.168 €
17	15.528.464,00 €	31.496.580 €	15.968.116 €
18	15.784.256,00 €	33.349.320 €	17.565.064 €
19	16.040.048,00 €	35.202.060 €	19.162.012 €

Πίνακας Γραφήματος 3.3 Συνολικών Εσόδων -Εξόδων στο ΔΣ			
Έτος λειτουργίας	Αθροιστικά Έξοδα	Αθροιστικά Έσοδα	Κέρδη- Ζημιές
0	9.000.000,00 €		-9.000.000 €
1	10.373.792,00 €	1.598.700 €	-8.775.092 €
2	11.747.584,00 €	3.197.400 €	-8.550.184 €
3	13.121.376,00 €	4.796.100 €	-8.325.276 €
4	14.495.168,00 €	6.394.800 €	-8.100.368 €
5	15.868.960,00 €	7.993.500 €	-7.875.460 €
6	17.242.752,00 €	9.592.200 €	-7.650.552 €
7	18.616.544,00 €	11.190.900 €	-7.425.644 €
8	19.990.336,00 €	12.789.600 €	-7.200.736 €
9	21.364.128,00 €	14.388.300 €	-6.975.828 €
10	22.737.920,00 €	15.987.000 €	-6.750.920 €
11	22.993.712,00 €	17.585.700 €	-5.408.012 €
12	23.249.504,00 €	19.184.400 €	-4.065.104 €
13	23.505.296,00 €	20.783.100 €	-2.722.196 €
14	23.761.088,00 €	22.381.800 €	-1.379.288 €
15	24.016.880,00 €	23.980.500 €	-36.380 €
16	24.272.672,00 €	25.579.200 €	1.306.528 €
17	24.528.464,00 €	27.177.900 €	2.649.436 €
18	24.784.256,00 €	28.776.600 €	3.992.344 €
19	25.040.048,00 €	30.375.300 €	5.335.252 €

Πίνακας Γραφήματος 3.4 Συνολικών Εσόδων -Εξόδων στο ΜΔΣ			
Έτος λειτουργίας	Αθροιστικά Έξοδα	Αθροιστικά Έσοδα	Κέρδη- Ζημιές
0	9.000.000 €		-9.000.000 €
1	10.373.792 €	1.852.740 €	-8.521.052 €
2	11.747.584 €	3.705.480 €	-8.042.104 €
3	13.121.376 €	5.558.220 €	-7.563.156 €
4	14.495.168 €	7.410.960 €	-7.084.208 €
5	15.868.960 €	9.263.700 €	-6.605.260 €
6	17.242.752 €	11.116.440 €	-6.126.312 €
7	18.616.544 €	12.969.180 €	-5.647.364 €
8	19.990.336 €	14.821.920 €	-5.168.416 €
9	21.364.128 €	16.674.660 €	-4.689.468 €
10	22.737.920 €	18.527.400 €	-4.210.520 €
11	22.993.712 €	20.380.140 €	-2.613.572 €
12	23.249.504 €	22.232.880 €	-1.016.624 €
13	23.505.296 €	24.085.620 €	580.324 €
14	23.761.088 €	25.938.360 €	2.177.272 €
15	24.016.880 €	27.791.100 €	3.774.220 €
16	24.272.672 €	29.643.840 €	5.371.168 €
17	24.528.464 €	31.496.580 €	6.968.116 €
18	24.784.256 €	33.349.320 €	8.565.064 €
19	25.040.048 €	35.202.060 €	10.162.012 €

Πίνακας Γραφήματος 4.1 Αθροιστικά Έσοδα, έξοδα και Κέρδη στο ΔΣ			
Έτος λειτουργίας	Αθροιστικά Έξοδα	Αθροιστικά Έσοδα	Καθαρά Κέρδη
1	1.173.792,00 €	1.598.700 €	424.908 €
2	2.347.584,00 €	3.197.400 €	849.816 €
3	3.521.376,00 €	4.796.100 €	1.274.724 €
4	4.695.168,00 €	6.394.800 €	1.699.632 €
5	5.868.960,00 €	7.993.500 €	2.124.540 €
6	7.042.752,00 €	9.592.200 €	2.549.448 €
7	8.216.544,00 €	11.190.900 €	2.974.356 €
8	9.390.336,00 €	12.789.600 €	3.399.264 €
9	10.564.128,00 €	14.388.300 €	3.824.172 €
10	11.737.920,00 €	15.987.000 €	4.249.080 €
11	11.993.712,00 €	17.585.700 €	5.591.988 €
12	12.249.504,00 €	19.184.400 €	6.934.896 €
13	12.505.296,00 €	20.783.100 €	8.277.804 €
14	12.761.088,00 €	22.381.800 €	9.620.712 €
15	13.016.880,00 €	23.980.500 €	10.963.620 €
16	13.272.672,00 €	25.579.200 €	12.306.528 €
17	13.528.464,00 €	27.177.900 €	13.649.436 €
18	13.784.256,00 €	28.776.600 €	14.992.344 €
19	14.040.048,00 €	30.375.300 €	16.335.252 €

Πίνακας Γραφήματος 4.2 Αθροιστικά Έσοδα, έξοδα και κέρδη στο ΜΔΣ			
Έτος λειτουργίας	Αθροιστικά Έξοδα	Αθροιστικά Έσοδα	Καθαρά Κέρδη
1	1.173.792,00 €	1.852.740 €	678.948 €
2	2.347.584,00 €	3.705.480 €	1.357.896 €
3	3.521.376,00 €	5.558.220 €	2.036.844 €
4	4.695.168,00 €	7.410.960 €	2.715.792 €
5	5.868.960,00 €	9.263.700 €	3.394.740 €
6	7.042.752,00 €	11.116.440 €	4.073.688 €
7	8.216.544,00 €	12.969.180 €	4.752.636 €
8	9.390.336,00 €	14.821.920 €	5.431.584 €
9	10.564.128,00 €	16.674.660 €	6.110.532 €
10	11.737.920,00 €	18.527.400 €	6.789.480 €
11	11.993.712,00 €	20.380.140 €	8.386.428 €
12	12.249.504,00 €	22.232.880 €	9.983.376 €
13	12.505.296,00 €	24.085.620 €	11.580.324 €
14	12.761.088,00 €	25.938.360 €	13.177.272 €
15	13.016.880,00 €	27.791.100 €	14.774.220 €
16	13.272.672,00 €	29.643.840 €	16.371.168 €
17	13.528.464,00 €	31.496.580 €	17.968.116 €
18	13.784.256,00 €	33.349.320 €	19.565.064 €
19	14.040.048,00 €	35.202.060 €	21.162.012 €

Πίνακας Γραφήματος 4.3 Συνολικών Εσόδων -Εξόδων στο ΔΣ			
Έτος λειτουργίας	Αθροιστικά Έξοδα	Αθροιστικά Έσοδα	Κέρδη- Ζημιές
0	7.650.000,00 €		-7.650.000 €
1	8.823.792,00 €	1.598.700 €	-7.225.092 €
2	9.997.584,00 €	3.197.400 €	-6.800.184 €
3	11.171.376,00 €	4.796.100 €	-6.375.276 €
4	12.345.168,00 €	6.394.800 €	-5.950.368 €
5	13.518.960,00 €	7.993.500 €	-5.525.460 €
6	14.692.752,00 €	9.592.200 €	-5.100.552 €
7	15.866.544,00 €	11.190.900 €	-4.675.644 €
8	17.040.336,00 €	12.789.600 €	-4.250.736 €
9	18.214.128,00 €	14.388.300 €	-3.825.828 €
10	19.387.920,00 €	15.987.000 €	-3.400.920 €
11	19.643.712,00 €	17.585.700 €	-2.058.012 €
12	19.899.504,00 €	19.184.400 €	-715.104 €
13	20.155.296,00 €	20.783.100 €	627.804 €
14	20.411.088,00 €	22.381.800 €	1.970.712 €
15	20.666.880,00 €	23.980.500 €	3.313.620 €
16	20.922.672,00 €	25.579.200 €	4.656.528 €
17	21.178.464,00 €	27.177.900 €	5.999.436 €
18	21.434.256,00 €	28.776.600 €	7.342.344 €
19	21.690.048,00 €	30.375.300 €	8.685.252 €

Πίνακας Γραφήματος 4.4 Συνολικών Εσόδων -Εξόδων στο ΜΔΣ			
Έτος λειτουργίας	Αθροιστικά Έξοδα	Αθροιστικά Έσοδα	Κέρδη- Ζημιές
0	7.650.000 €		-7.650.000 €
1	8.823.792 €	1.852.740 €	-6.971.052 €
2	9.997.584 €	3.705.480 €	-6.292.104 €
3	11.171.376 €	5.558.220 €	-5.613.156 €
4	12.345.168 €	7.410.960 €	-4.934.208 €
5	13.518.960 €	9.263.700 €	-4.255.260 €
6	14.692.752 €	11.116.440 €	-3.576.312 €
7	15.866.544 €	12.969.180 €	-2.897.364 €
8	17.040.336 €	14.821.920 €	-2.218.416 €
9	18.214.128 €	16.674.660 €	-1.539.468 €
10	19.387.920 €	18.527.400 €	-860.520 €
11	19.643.712 €	20.380.140 €	736.428 €
12	19.899.504 €	22.232.880 €	2.333.376 €
13	20.155.296 €	24.085.620 €	3.930.324 €
14	20.411.088 €	25.938.360 €	5.527.272 €
15	20.666.880 €	27.791.100 €	7.124.220 €
16	20.922.672 €	29.643.840 €	8.721.168 €
17	21.178.464 €	31.496.580 €	10.318.116 €
18	21.434.256 €	33.349.320 €	11.915.064 €
19	21.690.048 €	35.202.060 €	13.512.012 €

Πίνακας Γραφήματος 5.2 Αθροιστικά Έσοδα, έξοδα και κέρδη στο ΜΔΣ			
Έτος λειτουργίας	Αθροιστικά Έξοδα	Αθροιστικά Έσοδα	Καθαρά Κέρδη
1	1803792	1.852.740 €	48.948 €
2	3607584	3.705.480 €	97.896 €
3	5411376	5.558.220 €	146.844 €
4	7215168	7.410.960 €	195.792 €
5	9018960	9.263.700 €	244.740 €
6	9274752	11.116.440 €	1.841.688 €
7	9530544	12.969.180 €	3.438.636 €
8	9786336	14.821.920 €	5.035.584 €
9	10042128	16.674.660 €	6.632.532 €
10	10297920	18.527.400 €	8.229.480 €
11	10553712	20.380.140 €	9.826.428 €
12	10809504	22.232.880 €	11.423.376 €
13	11065296	24.085.620 €	13.020.324 €
14	11321088	25.938.360 €	14.617.272 €
15	11576880	27.791.100 €	16.214.220 €
16	11832672	29.643.840 €	17.811.168 €
17	12088464	31.496.580 €	19.408.116 €
18	12344256	33.349.320 €	21.005.064 €
19	12600048	35.202.060 €	22.602.012 €

Πίνακας Γραφήματος 5.3 Συνολικών Εσόδων -Εξόδων στο ΜΔΣ			
Έτος λειτουργίας	Αθροιστικά Έξοδα	Αθροιστικά Έσοδα	Κέρδη- Ζημιές
0	7.650.000 €		-7.650.000 €
1	9.453.792 €	1.852.740 €	-7.601.052 €
2	11.257.584 €	3.705.480 €	-7.552.104 €
3	13.061.376 €	5.558.220 €	-7.503.156 €
4	14.865.168 €	7.410.960 €	-7.454.208 €
5	16.668.960 €	9.263.700 €	-7.405.260 €
6	16.924.752 €	11.116.440 €	-5.808.312 €
7	17.180.544 €	12.969.180 €	-4.211.364 €
8	17.436.336 €	14.821.920 €	-2.614.416 €
9	17.692.128 €	16.674.660 €	-1.017.468 €
10	17.947.920 €	18.527.400 €	579.480 €
11	18.203.712 €	20.380.140 €	2.176.428 €
12	18.459.504 €	22.232.880 €	3.773.376 €
13	18.715.296 €	24.085.620 €	5.370.324 €
14	18.971.088 €	25.938.360 €	6.967.272 €
15	19.226.880 €	27.791.100 €	8.564.220 €
16	19.482.672 €	29.643.840 €	10.161.168 €
17	19.738.464 €	31.496.580 €	11.758.116 €
18	19.994.256 €	33.349.320 €	13.355.064 €
19	20.250.048 €	35.202.060 €	14.952.012 €

Πίνακας Γραφήματος 6.1 Αθροιστικά Έσοδα, έξοδα και Κέρδη στο ΔΣ			
Έτος λειτουργίας	Αθροιστικά Έξοδα	Αθροιστικά Έσοδα	Καθαρά Κέρδη
1	1.569.792,00 €	1.598.700 €	28.908 €
2	3.139.584,00 €	3.197.400 €	57.816 €
3	4.709.376,00 €	4.796.100 €	86.724 €
4	6.279.168,00 €	6.394.800 €	115.632 €
5	7.848.960,00 €	7.993.500 €	144.540 €
6	9.418.752,00 €	9.592.200 €	173.448 €
7	10.988.544,00 €	11.190.900 €	202.356 €
8	12.558.336,00 €	12.789.600 €	231.264 €
9	14.128.128,00 €	14.388.300 €	260.172 €
10	15.697.920,00 €	15.987.000 €	289.080 €
11	15.953.712,00 €	17.585.700 €	1.631.988 €
12	16.209.504,00 €	19.184.400 €	2.974.896 €
13	16.465.296,00 €	20.783.100 €	4.317.804 €
14	16.721.088,00 €	22.381.800 €	5.660.712 €
15	16.976.880,00 €	23.980.500 €	7.003.620 €
16	17.232.672,00 €	25.579.200 €	8.346.528 €
17	17.488.464,00 €	27.177.900 €	9.689.436 €
18	17.744.256,00 €	28.776.600 €	11.032.344 €
19	18.000.048,00 €	30.375.300 €	12.375.252 €

Πίνακας Γραφήματος 6.2 Αθροιστικά Έσοδα, έξοδα και κέρδη στο ΜΔΣ			
Έτος λειτουργίας	Αθροιστικά Έξοδα	Αθροιστικά Έσοδα	Καθαρά Κέρδη
1	1.569.792,00 €	1.852.740 €	282.948 €
2	3.139.584,00 €	3.705.480 €	565.896 €
3	4.709.376,00 €	5.558.220 €	848.844 €
4	6.279.168,00 €	7.410.960 €	1.131.792 €
5	7.848.960,00 €	9.263.700 €	1.414.740 €
6	9.418.752,00 €	11.116.440 €	1.697.688 €
7	10.988.544,00 €	12.969.180 €	1.980.636 €
8	12.558.336,00 €	14.821.920 €	2.263.584 €
9	14.128.128,00 €	16.674.660 €	2.546.532 €
10	15.697.920,00 €	18.527.400 €	2.829.480 €
11	15.953.712,00 €	20.380.140 €	4.426.428 €
12	16.209.504,00 €	22.232.880 €	6.023.376 €
13	16.465.296,00 €	24.085.620 €	7.620.324 €
14	16.721.088,00 €	25.938.360 €	9.217.272 €
15	16.976.880,00 €	27.791.100 €	10.814.220 €
16	17.232.672,00 €	29.643.840 €	12.411.168 €
17	17.488.464,00 €	31.496.580 €	14.008.116 €
18	17.744.256,00 €	33.349.320 €	15.605.064 €
19	18.000.048,00 €	35.202.060 €	17.202.012 €

Πίνακας Γραφήματος 6.3 Συνολικών Εσόδων -Εξόδων στο ΔΣ			
Έτος λειτουργίας	Αθροιστικά Έξοδα	Αθροιστικά Έσοδα	Κέρδη- Ζημιές
0	9.000.000,00 €		-9.000.000 €
1	10.569.792,00 €	1.598.700 €	-8.971.092 €
2	12.139.584,00 €	3.197.400 €	-8.942.184 €
3	13.709.376,00 €	4.796.100 €	-8.913.276 €
4	15.279.168,00 €	6.394.800 €	-8.884.368 €
5	16.848.960,00 €	7.993.500 €	-8.855.460 €
6	18.418.752,00 €	9.592.200 €	-8.826.552 €
7	19.988.544,00 €	11.190.900 €	-8.797.644 €
8	21.558.336,00 €	12.789.600 €	-8.768.736 €
9	23.128.128,00 €	14.388.300 €	-8.739.828 €
10	24.697.920,00 €	15.987.000 €	-8.710.920 €
11	24.953.712,00 €	17.585.700 €	-7.368.012 €
12	25.209.504,00 €	19.184.400 €	-6.025.104 €
13	25.465.296,00 €	20.783.100 €	-4.682.196 €
14	25.721.088,00 €	22.381.800 €	-3.339.288 €
15	25.976.880,00 €	23.980.500 €	-1.996.380 €
16	26.232.672,00 €	25.579.200 €	-653.472 €
17	26.488.464,00 €	27.177.900 €	689.436 €
18	26.744.256,00 €	28.776.600 €	2.032.344 €
19	27.000.048,00 €	30.375.300 €	3.375.252 €

Πίνακας Γραφήματος 6.4 Συνολικών Εσόδων -Εξόδων στο ΜΔΣ			
Έτος λειτουργίας	Αθροιστικά Έξοδα	Αθροιστικά Έσοδα	Κέρδη- Ζημιές
0	9.000.000 €		-9.000.000 €
1	10.569.792 €	1.852.740 €	-8.717.052 €
2	12.139.584 €	3.705.480 €	-8.434.104 €
3	13.709.376 €	5.558.220 €	-8.151.156 €
4	15.279.168 €	7.410.960 €	-7.868.208 €
5	16.848.960 €	9.263.700 €	-7.585.260 €
6	18.418.752 €	11.116.440 €	-7.302.312 €
7	19.988.544 €	12.969.180 €	-7.019.364 €
8	21.558.336 €	14.821.920 €	-6.736.416 €
9	23.128.128 €	16.674.660 €	-6.453.468 €
10	24.697.920 €	18.527.400 €	-6.170.520 €
11	24.953.712 €	20.380.140 €	-4.573.572 €
12	25.209.504 €	22.232.880 €	-2.976.624 €
13	25.465.296 €	24.085.620 €	-1.379.676 €
14	25.721.088 €	25.938.360 €	217.272 €
15	25.976.880 €	27.791.100 €	1.814.220 €
16	26.232.672 €	29.643.840 €	3.411.168 €
17	26.488.464 €	31.496.580 €	5.008.116 €
18	26.744.256 €	33.349.320 €	6.605.064 €
19	27.000.048 €	35.202.060 €	8.202.012 €

Πίνακας Γραφήματος 7.1 Αθροιστικά Έσοδα, έξοδα και Κέρδη στο ΔΣ			
Έτος λειτουργίας	Αθροιστικά Έξοδα	Αθροιστικά Έσοδα	Καθαρά Κέρδη
1	911.792 €	1.918.440 €	1.006.648 €
2	1.823.584 €	3.836.880 €	2.013.296 €
3	2.735.376 €	5.755.320 €	3.019.944 €
4	3.647.168 €	7.673.760 €	4.026.592 €
5	4.558.960 €	9.592.200 €	5.033.240 €
6	5.470.752 €	11.510.640 €	6.039.888 €
7	6.382.544 €	13.429.080 €	7.046.536 €
8	7.294.336 €	15.347.520 €	8.053.184 €
9	8.206.128 €	17.265.960 €	9.059.832 €
10	9.117.920 €	19.184.400 €	10.066.480 €
11	9.373.712 €	21.102.840 €	11.729.128 €
12	9.629.504 €	23.021.280 €	13.391.776 €
13	9.885.296 €	24.939.720 €	15.054.424 €
14	10.141.088 €	26.858.160 €	16.717.072 €
15	10.396.880 €	28.776.600 €	18.379.720 €
16	10.652.672 €	30.695.040 €	20.042.368 €
17	10.908.464 €	32.613.480 €	21.705.016 €
18	11.164.256 €	34.531.920 €	23.367.664 €
19	11.420.048 €	36.450.360 €	25.030.312 €

Πίνακας Γραφήματος 7.2 Αθροιστικά Έσοδα, έξοδα και κέρδη στο ΜΔΣ			
Έτος λειτουργίας	Αθροιστικά Έξοδα	Αθροιστικά Έσοδα	Καθαρά Κέρδη
1	911.792,00 €	2.223.288 €	1.311.496 €
2	1.823.584,00 €	4.446.576 €	2.622.992 €
3	2.735.376,00 €	6.669.864 €	3.934.488 €
4	3.647.168,00 €	8.893.152 €	5.245.984 €
5	4.558.960,00 €	11.116.440 €	6.557.480 €
6	5.470.752,00 €	13.339.728 €	7.868.976 €
7	6.382.544,00 €	15.563.016 €	9.180.472 €
8	7.294.336,00 €	17.786.304 €	10.491.968 €
9	8.206.128,00 €	20.009.592 €	11.803.464 €
10	9.117.920,00 €	22.232.880 €	13.114.960 €
11	9.373.712,00 €	24.456.168 €	15.082.456 €
12	9.629.504,00 €	26.679.456 €	17.049.952 €
13	9.885.296,00 €	28.902.744 €	19.017.448 €
14	10.141.088,00 €	31.126.032 €	20.984.944 €
15	10.396.880,00 €	33.349.320 €	22.952.440 €
16	10.652.672,00 €	35.572.608 €	24.919.936 €
17	10.908.464,00 €	37.795.896 €	26.887.432 €
18	11.164.256,00 €	40.019.184 €	28.854.928 €
19	11.420.048,00 €	42.242.472 €	30.822.424 €

Πίνακας Γραφήματος 7.3 Συνολικών Εσόδων -Εξόδων στο ΔΣ			
Έτος λειτουργίας	Αθροιστικά Έξοδα	Αθροιστικά Έσοδα	Κέρδη- Ζημιές
0	6.300.000,00 €		-6.300.000 €
1	7.211.792,00 €	1.918.440 €	-5.293.352 €
2	8.123.584,00 €	3.836.880 €	-4.286.704 €
3	9.035.376,00 €	5.755.320 €	-3.280.056 €
4	9.947.168,00 €	7.673.760 €	-2.273.408 €
5	10.858.960,00 €	9.592.200 €	-1.266.760 €
6	11.770.752,00 €	11.510.640 €	-260.112 €
7	12.682.544,00 €	13.429.080 €	746.536 €
8	13.594.336,00 €	15.347.520 €	1.753.184 €
9	14.506.128,00 €	17.265.960 €	2.759.832 €
10	15.417.920,00 €	19.184.400 €	3.766.480 €
11	15.673.712,00 €	21.102.840 €	5.429.128 €
12	15.929.504,00 €	23.021.280 €	7.091.776 €
13	16.185.296,00 €	24.939.720 €	8.754.424 €
14	16.441.088,00 €	26.858.160 €	10.417.072 €
15	16.696.880,00 €	28.776.600 €	12.079.720 €
16	16.952.672,00 €	30.695.040 €	13.742.368 €
17	17.208.464,00 €	32.613.480 €	15.405.016 €
18	17.464.256,00 €	34.531.920 €	17.067.664 €
19	17.720.048,00 €	36.450.360 €	18.730.312 €

Πίνακας Γραφήματος 7.4 Συνολικών Εσόδων -Εξόδων στο ΜΔΣ			
Έτος λειτουργίας	Αθροιστικά Έξοδα	Αθροιστικά Έσοδα	Κέρδη- Ζημιές
0	6.300.000 €		-6.300.000 €
1	7.211.792 €	2.223.288 €	-4.988.504 €
2	8.123.584 €	4.446.576 €	-3.677.008 €
3	9.035.376 €	6.669.864 €	-2.365.512 €
4	9.947.168 €	8.893.152 €	-1.054.016 €
5	10.858.960 €	11.116.440 €	257.480 €
6	11.770.752 €	13.339.728 €	1.568.976 €
7	12.682.544 €	15.563.016 €	2.880.472 €
8	13.594.336 €	17.786.304 €	4.191.968 €
9	14.506.128 €	20.009.592 €	5.503.464 €
10	15.417.920 €	22.232.880 €	6.814.960 €
11	15.673.712 €	24.456.168 €	8.782.456 €
12	15.929.504 €	26.679.456 €	10.749.952 €
13	16.185.296 €	28.902.744 €	12.717.448 €
14	16.441.088 €	31.126.032 €	14.684.944 €
15	16.696.880 €	33.349.320 €	16.652.440 €
16	16.952.672 €	35.572.608 €	18.619.936 €
17	17.208.464 €	37.795.896 €	20.587.432 €
18	17.464.256 €	40.019.184 €	22.554.928 €
19	17.720.048 €	42.242.472 €	24.522.424 €

Πίνακας 6	Σενάριο 1	Σενάριο 2	Σενάριο 3	Σενάριο 3.1	Σενάριο 4	Σενάριο 5	Σενάριο 6	Σενάριο 7	Σενάριο 8
Ποσοστό ίδιας συμμετοχής	20%	20%	15%	15%	15%	15%	0%	0%	15%
Ποσοστό επιχορήγησης	30%	30%	0%	0%	15%	15%	0%	0%	0%
Ποσοστό Δανεισμού	50%	50%	85%	85%	70%	70%	100%	100%	85%
Συντελεστής Ισχύος	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Ίδια συμμετοχή	1.800.000,00€	1.800.000,00€	1.350.000,00€	1.350.000,00€	1.350.000,00€	1.350.000,00€	0,00 €	0,00 €	1.350.000€
Επιχορήγηση	2.700.000,00€	2.700.000,00€	0,00 €	0,00 €	1.350.000,00€	1.350.000,00€	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Δανεισμός	4.500.000,00€	4.500.000,00€	7.650.000,00€	7.650.000,00€	6.300.000,00€	6.300.000,00€	9.000.000,00€	9.000.000,00 €	7.650.000€
Επιτόκιο	7,85%	7,85%	7,85%	7,85%	7,85%	7,85%	7,85%	7,85%	7,85%
Αριθμός Δόσεων	20	10	20	10	20	10	20	10	5
Συχνότητα Δόσεων	6 μήνες	6 μήνες	6 μήνες	6 μήνες	6 μήνες	6 μήνες	6 μήνες	6 μήνες	6 μήνες
Σύνολο τοκοχρεολυσίου	6.363.398,47€	5.529.110,70€	11.187.560,06€	9.399.488,20€	9.213.284,75€	7.740.755,00€	13.161.835,37€	11.058.221,40€	8.576.714€
Ποσό Δόσης	328.000,00€	552.000,00€	559.000,00€	940.000,00€	459.000,00 €	774.000,00 €	657.000,00 €	1.105.000,00 €	1.715.000€
Τόκοι	1.863.398,47€	1.029.110,70€	3.537.560,06€	1.749.488,20€	2.913.284,75€	1.440.755,00€	4.161.835,37 €	2.058.221,40 €	926.714 €
Ποσό καταβολής στην τράπεζα κάθε έτος	656.000,00€	1.104.000,00€	1.118.000,00€	1.880.000,00€	918.000,00 €	1.548.000,00€	1.314.000,00 €	2.210.000,00 €	3.430.000€
Ετήσια έξοδα λειτουργίας	255.792,00 €	255.792,00€	255.792,00€	255.792,00€	255.792,00 €	255.792,00 €	255.792,00 €	255.792,00 €	255.792 €
Ετήσια Έσοδα ΔΣ	1.598.700,00€	1.598.700,00€	1.598.700,00€	1.598.700,00€	1.598.700,00€	1.598.700,00€	1.598.700,00 €	1.598.700,00 €	1.598.700€
Ετήσια Έσοδα ΜΔΣ	1.852.740,00€	1.852.740,00€	1.852.740,00€	1.852.740,00€	1.852.740,00€	1.852.740,00€	1.852.740,00 €	1.852.740,00 €	1.852.740€
Εφικτότητα υλοποίησης ΔΣ	v	v	v	χ	v	χ	v	χ	χ
Εφικτότητα υλοποίησης ΜΔΣ	v	v	v	χ	v	v	v	χ	χ

Πίνακας	Σενάριο 1	Σενάριο 2	Σενάριο 3	Σενάριο 4	Σενάριο 5	Σενάριο 6	Εναλλακτικό Σενάριο
Ποσοστό ίδιας συμμετοχής	20%	20%	15%	15%	15%	0%	20%
Ποσοστό επιχορήγησης	30%	30%	0%	15%	15%	0%	30%
Ποσοστό Δανεισμού	50%	50%	85%	70%	70%	100%	50%
Συντελεστής Ισχύος	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,3
Ίδια συμμετοχή	1.800.000,00 €	1.800.000,00 €	1.350.000,00 €	1.350.000,00 €	1.350.000,00 €	0,00 €	1.800.000,00 €
Επιχορήγηση	2.700.000,00 €	2.700.000,00 €	0,00 €	1.350.000,00 €	1.350.000,00 €	0,00 €	2.700.000,00 €
Δανεισμός	4.500.000,00 €	4.500.000,00 €	7.650.000,00 €	6.300.000,00 €	6.300.000,00 €	9.000.000,00 €	4.500.000,00 €
Αριθμός Δόσεων	20	10	20	20	10	20	20
Ποσό Δόσης	328.000,00 €	552.000,00 €	559.000,00 €	459.000,00 €	774.000,00 €	657.000,00 €	328.000,00 €
Ποσό καταβολής στην τράπεζα κάθε έτος	656.000,00 €	1.104.000,00 €	1.118.000,00 €	918.000,00 €	1.548.000,00 €	1.314.000,00 €	656.000,00 €
Ετήσια έξοδα λειτουργίας	255.792,00 €	255.792,00 €	255.792,00 €	255.792,00 €	255.792,00 €	255.792,00 €	255.792,00 €
Ετήσια Έσοδα ΔΣ	1.598.700,00 €	1.598.700,00 €	1.598.700,00 €	1.598.700,00 €	1.598.700,00 €	1.598.700,00 €	1.598.700,00 €
Ετήσια Έσοδα ΜΔΣ	1.852.740,00 €	1.852.740,00 €	1.852.740,00 €	1.852.740,00 €	1.852.740,00 €	1.852.740,00 €	1.852.740,00 €
Καθαρά Ετήσια Κέρδη ΔΣ	686.908,00 €	238.908,00 €	224.908,00 €	424.908,00 €		28.908,00 €	1.006.648,00 €
Καθαρά Ετήσια Κέρδη ΜΔΣ	940.948,00 €	492.948,00 €	478.948,00 €	678.948,00 €	48.948,00 €	282.948,00 €	1.311.496,00 €
Αθροιστικά Κέρδη ΔΣ	18.955.252,00 €	19.995.252,00 €	14.335.252,00 €	16.335.252,00 €		12.375.252,00 €	25.030.312,00 €
Αθροιστικά Κέρδη ΜΔΣ	23.782.012,00 €	24.822.012,00 €	19.162.012,00 €	21.162.012,00 €	22.602.020,12 €	17.202.012,00 €	30.822.424,00 €
Έτη για Απόσβεση ΔΣ	10	9	15	13		17	7
Έτη για Απόσβεσης ΜΔΣ	7,5	8	13	11	10	14	5

	Κριτήρια	Αιολικό Πάρκο		ΔΕΗ
		ΔΣ	ΜΔΣ	
1	Επηρεασμός από μεταβολή στο κόστος καυσίμου- πρώτης ύλης για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας			
2	Συνολική ενεργειακή κατανάλωση για την παραγωγή			
3	Διαθεσιμότητα μονάδων- Αξιοπιστία και ποιότητα ισχύος της παρεχόμενης ενέργειας			
4	Εσωτερικός βαθμός απόδοσης			
5	Μείωση εκπομπών CO ₂ και άλλων αέριων ρύπων			
6	Αποκατάσταση φυσικού περιβάλλοντος			
7	Λειτουργικότητα- αμεσότητα σταθμού παραγωγής και καταναλωτή, μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας			
8	Επιδράσεις στην τοπική κοινωνία, Αστικό περιβάλλον, οικονομικοί πόροι, οπτικό πεδίο			
9	Θέσεις εργασίας			
10	Αποδοχή τοπικού πληθυσμού			

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- Σύνδεσμος Ελλήνων Περιφερειολόγων, Αξιολόγηση Επιχειρησιακών Προγραμμάτων Μέσα-Μέθοδοι-Τεχνικές, Πρακτικά Επιστημονικού Συνεδρίου, Αθήνα 2000
- Κων. Γ. Δελή, Θεωρία και Μέθοδοι Αξιολόγησης των Επενδύσεων, Εκδόσεις Αντ. Ν. Σακκούλα, Αθήνα- Κομοτηνή 1978
- Ανδριάννα Βλάχου, Περιβάλλον και Φυσικοί Πόροι, Εκδόσεις Κριτική, Αθήνα 2001
- D.W. Pearce, C.A. Nash, The Social Appraisal of Projects, A text in Cost-Benefit Analysis, MacMillan 1981
- Tom Tietenberg, Οικονομική του Περιβάλλοντος και των Φυσικών Πόρων, Τόμοι Α και Β, Εκδόσεις Gutenberg, Αθήνα 2002
- Nick Hanley and Clive L. Spash, Cost-Benefit Analysis and the Environment, Edward Elgar
- Harry Coccossis and Peter Nijkamp, Planning for Our Cultural Heritage, Aldershot-Brookfield USA-Hong Kong-Singapore-Sydney
- F. Archibugi, Peter Nijkamp, Economy and Ecology: Towards Sustainable Development
- Giuseppe Munda, Multicriteria Evaluation in a Fuzzy Environment, Physica- Verlag
- M.van Herwijnen, R. Jassen, DEFINITE: A system to support decisions on a finite set of alternatives, Institute for Environmental Studies, Amsterdam 1989
- Ασημακόπουλος Ι. «Εκοτέχνικα», Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις ΑΠΕ (Ν.2742/99) Υποστηρικτική Μελέτη, Αθήνα 2007
- Enviroplan Μελετητική, Σύμβουλοι Αναπτυξιακών και τεχνικών έργων Α.Ε., ΥΠΕΧΩΔΕ διεύθυνση Χωροταξίας, Στρατηγική Μελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων του Ειδικού Πλαισίου Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις ΑΠΕ, Αθήνα 2007
- Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, Οδηγός Αξιολόγησης Αιτήσεων Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΗΘ, Αθήνα 2001
- Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις ΑΠΕ
- Υπουργείο Ανάπτυξης, Οδηγός Ενεργειακών Επενδύσεων, Αθήνα 2005
- Υπουργείο Ανάπτυξης, Πρώτη Έκθεση για το Μακροχρόνιο Ενεργειακό Σχεδιασμό της Ελλάδας 2008-2020, Αθήνα 2007
- Godfrey Boyle, Renewable Energy, Power for a Sustainable Future, Oxford University in association with the Open University

- Georgescu - Roegen, Energy and Economic Myths, Pergamon press Inc.Elmsford, United States 1976
- ΥΠΕΧΩΔΕ, Εθνικό Σχέδιο Κατανομής Δικαιωμάτων Εκπομπών για την Περίοδο 2008-2012, Αθήνα 2006
- ΥΠΕΧΩΔΕ, Εθνικό Σχέδιο Κατανομής Δικαιωμάτων Εκπομπών για την Περίοδο 2005-2007, Αθήνα 2004
- Dörte Fouquet, Claudia Grotz, Janet Sawin, Nikos Vassilakos, Reflections on a possible unified eu financial support scheme for renewable energy systems (res) : A comparison of minimum-price and quota systems and an analysis of market conditions , Brussels and Washington, DC 2005
- Υπουργείο Ανάπτυξης Γενική Διεύθυνση Ενέργειας, Διεύθυνση Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας, 3^η Εθνική Έκθεση για το Επίπεδο Διείσδυσης της Ανανεώσιμης Ενέργειας το έτος 2010, Αθήνα 2005
- Ελληνική Ορνιθολογική Εταιρεία, Αιολικά Πάρκα και Ορνιθοπανίδα, 2006
- Στέλιος Ψωμάς, Η συμβολή των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στη Δημιουργία Νέων Θέσεων Εργασίας, Σύνδεσμος Εταιρειών Φωτοβολταϊκών, 2005
- Working Group II Contribution to the Intergovernmental Panel on Climate Change Fourth Assessment Report , Climate Change 2007: Climate Change Impacts, Adaptation and Vulnerability, IPCC WGII Fourth Assessment Report 2007
- Ελληνική Επιστημονική Εταιρεία Αιολικής Ενέργειας (ΕΛΕΤΑΕΝ), Όλα όσα πρέπει να ξέρετε για την αιολική ενέργεια και δεν θέλουν να μάθετε.
- ΔΕΗ, Ετήσιο Δελτίο 2006, Αθηνά 2007

Άρθρα

- Δρ. Ν Βασιλάκος, «Μηχανισμοί Οικονομικής Υποστήριξης Επενδύσεων ΑΠΕ στην Ελλάδα», 2004
- ΙΣΤΑΜΕ, «Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, Αντισώματα Διείσδυσης και Μέτρα Προώθησης», 2006
- Ελληνική Επιστημονική Εταιρεία Αιολικής Ενέργειας (ΕΛΕΤΑΕΝ), «Η Ευρωπαϊκή αγορά ηλεκτρικής ενέργειας αυξήθηκε κατά 23% το 2006», Βρυξέλλες 2007
- Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ), Αποτελέσματα αξιολόγησης για τα νέα έργα ΑΠΕ στην Κρήτη, Αθήνα 2003

- Π.Κάπρος (ΡΑΕ), «Ρυθμιστική Πολιτική και Αγορά Ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα»
- Θ.Π. Τάσιος, «Οι Φαρισαίοι και η Αιολική Ενέργεια»
- Ομιλία του κ. Σταύρου Δήμα Επιτρόπου της ΕΕ στην Ευρωπαϊκή Διάσκεψη για την Αιολική Ενέργεια, Αθήνα, 27 Φεβρουαρίου 2006
- Δρ. Ν Βασιλάκος, «Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Τοπικές Κοινωνίες, μια πολλαπλά επωφελής σχέση»
- Δρ. Ν Βασιλάκος, «Τεχνολογίες Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, Περιβάλλον και Τοπικές Κοινωνίες»
- Ν. Πετράκης, «Τα Αιολικά Πάρκα, το Περιβάλλον και η Τοπική Ανάπτυξη»
- Συνέντευξη με τον Δρα Andrew Garrad, Διευθυντή της εταιρείας συμβούλων αιολικής ενέργειας Garrad Hassan, βραβείο Poul la Cour 2006, «Να αξιοποιήσουμε την αιολική ενέργεια σήμερα, είναι καθαρή, δεν κοστίζει τίποτα, είναι ασφαλής και δεν επιβαρύνει τον πλανήτη».
- Δρ. Ν Βασιλάκος, «Υπάρχει, πραγματικά, μέλλον για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας στη χώρα μας;»
- ΕΛΕΤΑΕΝ, «Αιολική Ενέργεια, Η Αειφόρος Ενεργειακή Λύση»
- Δρ. Ν Βασιλάκος, «Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας: το τέλος των επιδοτήσεων ή αλλιώς πώς να χύσετε την καρδιά με το γάλα»
- Π. Βιώνης, Π. Χαβιαρόπουλος, Σ.Βουτσινάς, Α. Ζερβός, Ν. Χατζηαργυρίου, Θ. Φιλιππίδης, Δ. Σαραβάνος, « Ανεμογεννήτριες νέου τύπου»
- Δρ. Ι. Τσιπουρίδης, «Γολγοθάς χωρίς Ανάσταση»
- Ε.Μπινόπουλος, Π. Χαβιαρόπουλος Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΚΑΠΕ), « Δημιουργούν προβλήματα τα αιολικά πάρκα;»
- Π. Παυλόπουλος, «Διεθνής συμφωνίες της ΔΕΗ για ΑΠΕ», «Ένα πάρκο γεννιέται», « Πάρκο γίγας στην Αχαΐα»
- Γκέλυ Χαύτα, « Η εμπειρία της Ευρώπης και οι δυνάμεις της αντίστασης» , Αναδημοσίευση από το περιοδικό της Πελοποννήσου ΕΠΑΘΛΟ, τεύχος 49, Μάρτιος-Απρίλιος 2006
- Οικολογική Κίνηση Κοζάνης, Οικολογική - Κοινωνική Παρέμβαση Πτολεμαΐδας, Οικολογική Κίνηση Άνω Κώμης, «Νέες μονάδες της ΔΕΗ : Όχι, ευχαριστώ, ας σχεδιάσουμε ένα πρόγραμμα σταδιακής απεξάρτησης από το λιγνίτη»
- Ε. Μπινόπουλος, Π. Χαβιαρόπουλος, Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΚΑΠΕ), «Περιβαλλοντικές επιπτώσεις των αιολικών πάρκων : "Μύθος και πραγματικότητα"»

- Τσιπουρίδης Λ.Ι, 2001 «Η παγκοσμιοποίηση της ρύπανσης υπαγορεύει νέες ενεργειακές λύσεις άμεσα»
- Νίκος Χατζηαργυρίου, «Οικονομική Αποτίμηση της Αιολικής Παραγωγής στην Κρήτη και οι προοπτικές της Διασπαρμένης Παραγωγής», Συνέδριο Ινστιτούτου Ν.Α. Ευρώπης IENE «Ενέργεια& Ανάπτυξη στην Κρήτη», Χανιά, 26-27 Μαΐου 2006
- Greenpeace, «Πρωτόκολλο του Κιότο, τι είναι τι προβλέπει», Αθήνα 2003
- Τασούλα Καραϊσκάκη «Αιολικά, ο νέος "εφιάλτης"», Εφημερίδα Καθημερινή 17-08-07
- Κίμωνας Χατζημπίρου «Αιολικά πάρκα σε όλη τη χώρα», Εφημερίδα Ελευθεροτυπία 2-6-2007
- Greenpeace, «Αιολική Ενέργεια: Μύθοι και πραγματικότητα»
- Patricia van Der Wal, «ANATOMIA ΤΗΣ ANEMOΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ, το αποστομωτικό νυστέρι των αριθμών», Αναδημοσίευση από το περιοδικό της Πελοποννήσου ΕΠΑΘΛΟ, τεύχος 49, Μάρτιος-Απρίλιος 2006
- Γκέλυ Χαύτα, Τα Ψεύτικα τα Σχέδια τα "ΜΕΓΑΛΑ", Αναδημοσίευση από το περιοδικό της Πελοποννήσου ΕΠΑΘΛΟ, τεύχος 49, Μάρτιος-Απρίλιος 2006
- Φιλιά Παπαδάκου «Ανοίγοντας τους ασκούς του Αιόλου»
- Γ.Σπύρου, Εισήγηση σχετικά με τις σχέσεις μεταξύ Αιολικής Ενέργειας και Τοπικής Κοινωνίας, Πάτρα 4-7-2003
- Χρήσιμες Διευθύνσεις internet
 - www.ecotec.gr
 - www.desmie.gr
 - www.viotech.gr
 - www.mnec.gr
 - www.eletaen.gr
 - www.kpe.gr
 - www.evaled.info
 - www.stephanion.gr/
 - www.diktioaigaiou.gr
 - www.aenaon.net
 - www.hellasres.gr
 - www.cres.gr/kape/index.htm
 - www.europa.eu
 - www.rae.gr
 - www.buildings.gr
 - www.dei.gr
 - eyploia.aigaio-net.gr
 - ec.europa.eu/energy/index_el.html
- Νόμοι
 - 3299/04 Αναπτυξιακός Νόμος : Κίνητρα Ιδιωτικών Επενδύσεων για την Οικονομική Ανάπτυξη και τη Περιφερειακή Σύγκλιση
 - 3468/2006 Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις
 - 2773/99 Απελευθέρωση Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας- Ρύθμιση Θεμάτων Ενεργειακής Πολιτικής και λοιπές διατάξεις

- Αποφάσεις και Γνωμοδοτήσεις της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας

-Γνωμοδότηση ΡΑΕ υπ'αριθμό 193/2007 «Αναπροσαρμογή Τιμολογίων Απορρόφησης ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από Παραγωγό ή Αυτοπαραγωγό μέσω σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α. ή μέσω Υβριδικού Σταθμού»

- Απόφαση ΡΑΕ υπ'αριθμό 129/2006

- Απόφαση ΡΑΕ υπ'αριθμό 137/2006