

Μονάδα Καινοτομίας & Επιχειρηματικότητας
ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΕΠΙΧΕΙΡΗΜΑΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΣΤΟΝ ΤΟΜΕΑ ΤΩΝ ΑΠΕ

Δανάη Διακουλάκη
Καθηγήτρια Ε.Μ.Π.



Δανάη Διακουλάκη
Καθηγήτρια Ε.Μ.Π.

ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΕΠΙΧΕΙΡΗΜΑΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΣΤΟΝ ΤΟΜΕΑ ΤΩΝ ΑΠΕ

Αθήνα 2014

“Το έργο υλοποιείται στο πλαίσιο του Επιχειρησιακού Πρόγραμματος «Εκπαίδευση και Δια Βίου Μάθηση» και συγχρηματοδοτείται από την Ευρωπαϊκή Ένωση (Ευρωπαϊκό Κοινωνικό Ταμείο) και από εθνικούς πόρους.”

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΕΙΣΑΓΩΓΗ	5
1. Η ανάπτυξη των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας	7
1.1. Διεθνείς τάσεις	7
1.2. Δεδομένα και προοπτικές στη Ελλάδα	10
1.3. Εμπόδια ανάπτυξης των ΑΠΕ στην Ελλάδα	13
2. Θεσμικό πλαίσιο	15
2.1. Εξέλιξη θεσμικού πλαισίου για τις ΑΠΕ	15
2.2. Απελευθέρωση και φορείς της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.....	18
2.3. Χωροθέτηση έργων ΑΠΕ.....	20
2.4. Αδειοδότηση έργων ΑΠΕ.....	23
2.5. Εγγυημένα τιμολόγια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ	27
3. Κόστος, χρηματοδότηση και αποδοτικότητα έργων ΑΠΕ	31
3.1. Συνιστώσες κόστους.....	31
3.2. Εκτιμήσεις κόστους ανά τεχνολογία	32
3.3. Χρηματοδότηση έργων ΑΠΕ	39
3.4. Αποδοτικότητα έργων ΑΠΕ	40
4. Επιχειρηματική δραστηριότητα και ανθρώπινο δυναμικό	43
4.1. Πεδία άσκησης επιχειρηματικής δραστηριότητας.....	43
4.2. Συλλογικοί επιχειρηματικοί φορείς για τις ΑΠΕ.....	45
4.3. Απαιτήσεις σε γνώσεις, δεξιότητες και ικανότητες.....	47
Βιβλιογραφία	50

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Αν και οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) υπήρξαν η πρώτη μορφή ενέργειας που χρησιμοποίησε ο άνθρωπος στο παρελθόν, υπάρχει η γενική αντίληψη ότι θα αποτελέσουν και το «καύσιμο» του μέλλοντος. Και ενώ μέχρι τα μέσα του περασμένου αιώνα, η χρήση τους αποτελούσε ένδειξη οικονομικής ένδειας και τεχνολογικής υστέρησης, σήμερα συμβολίζουν την πρόοδο και την καινοτομία.

Ο ενεργειακός τομέας, σε ευρωπαϊκό επίπεδο, βρίσκεται σήμερα σε μία κρίσιμη καμπή μετάβασης προς ένα διαφορετικό μοντέλο παραγωγής και κατανάλωσης, που προϋποθέτει σημαντικές δομικές και λειτουργικές μεταβολές. Κεντρική κατεύθυνση στη μεταβατική αυτή πορεία είναι η δραστική μεταβολή του μίγματος καυσίμων και τεχνολογιών και η απελευθέρωση των αγορών, έτσι ώστε να διασφαλίζεται η προστασία του περιβάλλοντος και η εξοικονόμηση φυσικών πόρων και να ενισχύεται ο ανταγωνισμός στον ενεργειακό τομέα. Οι ΑΠΕ αναμένεται ότι θα παίξουν κεντρικό ρόλο στο νέο αυτό μοντέλο ενεργειακής αγοράς, καθώς η χρήση τους και η υποκατάσταση των συμβατικών καυσίμων συνεπάγεται την αποφυγή σοβαρών επιπτώσεων για το περιβάλλον και το κλίμα, ενώ είναι πρακτικά ανεξάντλητες. Η τεχνολογική πρόοδος των τελευταίων ετών, αλλά και η σαφής στρατηγική επιλογή στο επίπεδο της Ευρωπαϊκής Ένωσης, τείνει πλέον να καταστήσει πολλές από τις τεχνολογίες αξιοποίησης των ΑΠΕ πλήρως ανταγωνιστικές των συμβατικών ενεργειακών τεχνολογιών. Διεθνώς παρατηρείται μία επιταχυνόμενη διεύθυνση των τεχνολογιών ΑΠΕ στο ενεργειακό σύστημα, γεγονός που σε μία αμφίδρομη σχέση τροφοδοτεί ακόμη περισσότερο την τεχνολογική πρόοδο.

Υφίστανται επομένως σημαντικά περιθώρια για την ενίσχυση της έρευνας, την προώθηση καινοτομικών εφαρμογών και την ανάπτυξη επιχειρηματικών πρωτοβουλιών στον τομέα των ΑΠΕ.

Οι ΑΠΕ βρίσκουν εφαρμογή σε όλα τα ενεργειακά υποσυστήματα και σε όλους τους τομείς τελικής ζήτησης: παραγωγή ηλεκτρισμού, παραγωγή θερμότητας, ενσωμάτωση τεχνολογιών στη βιομηχανία, τα κτίρια, τις μεταφορές και τον αγροτικό τομέα. Αναμφισβήτητα όμως, ο προνομιακός τομέας για την εμπορική και μεγάλης κλίμακας διεύθυνσή τους είναι ο τομέας της ηλεκτροπαραγωγής. Για το λόγο αυτό, η παρούσα ανάλυση εστιάζει κατά κύριο λόγο στην ανάπτυξη των ΑΠΕ για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, είτε σε κεντρικά συστήματα ή σε τελικούς τομείς χρήσης.

Η Έκθεση περιλαμβάνει τέσσερα Κεφάλαια:

Στο 1ο Κεφάλαιο παρουσιάζεται η εξέλιξη της ανάπτυξης των ΑΠΕ σε διεθνές, ευρωπαϊκό και ελληνικό επίπεδο, ενώ ειδικά για την Ελλάδα αναφέρονται τα

σημαντικότερα εμπόδια που αναστέλλουν την ταχύρρυθμη διείσδυσή τους στην αγορά.

Στο 2ο Κεφάλαιο συνοψίζονται τα βασικά στοιχεία που προσδιορίζουν το θεσμικό πλαίσιο που διέπει τις ΑΠΕ, με έμφαση στην αδειοδοτική διαδικασία και την εξέλιξη των εγγυημένων τιμολογίων.

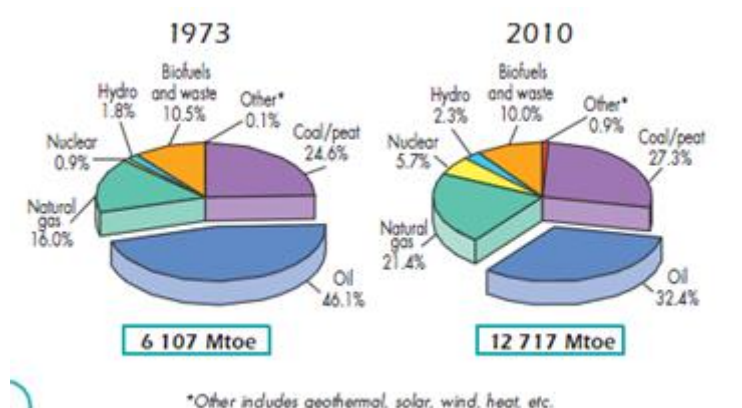
Στο 3ο Κεφάλαιο αναλύονται τα δεδομένα κόστους και οι συνθήκες χρηματοδότησης των έργων ΑΠΕ, ενώ παρέχονται και σύγχρονες εκτιμήσεις για την οικονομική τους αποδοτικότητα.

Τέλος, στο 4ο Κεφάλαιο παρουσιάζονται οι τομείς επιχειρηματικής δραστηριότητας που σχετίζονται με τις ΑΠΕ, καθώς και οι βασικές απαιτήσεις σε εξειδικευμένες γνώσεις, δεξιότητες και ικανότητες για την απασχόληση και ανάπτυξη επιχειρηματικής δραστηριότητας.

1. Η ανάπτυξη των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας

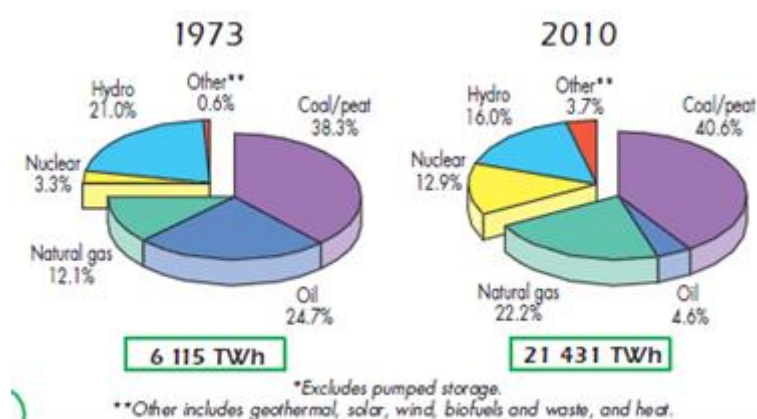
1.1. Διεθνείς τάσεις

Αν εξετάσει κανείς τις μεταβολές του ενεργειακού μίγματος στο παγκόσμιο ενεργειακό σύστημα τα τελευταία 30 χρόνια (Σχήμα 1), μπορεί να θεωρήσει ότι οι εκτιμήσεις για το ρόλο και τη συμβολή των ΑΠΕ είναι λανθασμένες ή στην καλύτερη περίπτωση υπερβολικές. Παρατηρείται ότι στο σύνολο των ΑΠΕ καταγράφεται μία αύξηση που μόλις υπερβαίνει το 0.8%, με τη βιομάζα να εξακολουθεί να αντιπροσωπεύει το μεγαλύτερο ποσοστό.



Σχήμα 1: Εξέλιξη και διάρθρωση ενεργειακού μίγματος της παγκόσμιας ενεργειακής προσφοράς (IEA, 2012)

Η ίδια περίπου εικόνα εμφανίζεται και στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής (Σχήμα 2). Η ποσοστιαία συμμετοχή στο σύνολο των ΑΠΕ εμφανίζει μία μικρή υποχώρηση, που οφείλεται κυρίως στο ποσοστό της υδροηλεκτρικής ενέργειας.



Σχήμα 2: Εξέλιξη και διάρθρωση ενεργειακού μίγματος της παγκόσμιας ηλεκτροπαραγωγής (IEA, 2012)

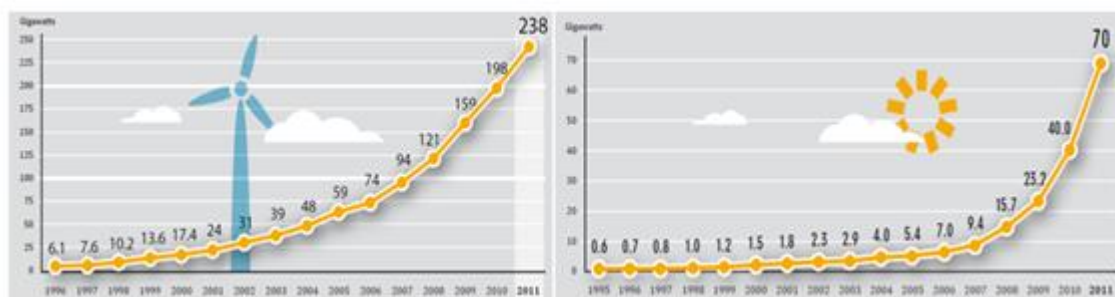
Πίσω όμως από τη φαινομενική αυτή αδράνεια, μία προσεκτικότερη παρατήρηση των δύο Σχημάτων αποκαλύπτει σημαντικές μεταβολές, καθώς υποχωρούν τα ποσοστά των πιο παραδοσιακών τεχνολογιών (βιομάζα στη συνολική πρωτογενή ζήτηση,

υδροηλεκτρική στην ηλεκτροπαραγωγή), ενώ στις υπόλοιπες ΑΠΕ παρατηρείται 9-πλασιασμός και 6-πλασιασμός, των αντίστοιχων ποσοστών. Η πραγματική αύξηση είναι ακόμη μεγαλύτερη, αν ληφθεί υπόψη ότι σε απόλυτα μεγέθη στο διάστημα 1973-2010, η πρωτογενής ζήτηση υπερδιπλασιάζεται και η ζήτηση ηλεκτρισμού υπερτριπλασιάζεται.

Η δυναμική αυτή των ΑΠΕ, ενισχύεται μετά το ατύχημα της Fukushima, τον Μάρτιο του 2011, που οδήγησε πολλές χώρες, ιδιαίτερα τις αναπτυσσόμενες, να αναθεωρήσουν ή και να αναστείλουν προγράμματα επέκτασης της πυρηνικής ισχύος. Στην ίδια κατεύθυνση, ωθεί και η δραστική μείωση του κόστους των φωτοβολταϊκών που στην ίδια περίοδο μειώθηκε κατά 70%, λόγω κυρίως της ορμητικής εισόδου στην παγκόσμια κατασκευαστική βιομηχανία της Κίνας και άλλων χωρών της Νοτιοανατολικής Ασίας.

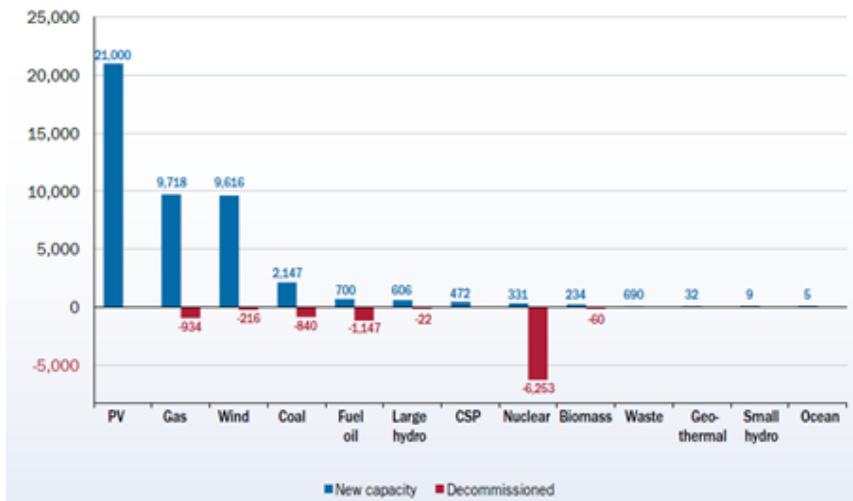
Το 2011 η συνολική παραγόμενη ισχύς από ΑΠΕ (εξαιρουμένων των μεγάλων υδροηλεκτρικών) προσεγγίζει τα 400 GW, με το μεγαλύτερο μερίδιο να καλύπτεται από αιολικά και φωτοβολταϊκά συστήματα, ενώ αρχίζουν να κάνουν όλο και περισσότερο αισθητή την παρουσία τους νέες τεχνολογίες, όπως τα συγκεντρωτικά ηλιακά συστήματα (CSP), καθώς και μονάδες βιομάζας, γεωθερμίας και κυματικής ενέργειας (REN21, 2012). Στο Σχήμα 3 παρουσιάζεται η ανάπτυξη αιολικών και φωτοβολταϊκών συστημάτων σε παγκόσμια κλίμακα:

- Στα αιολικά συστήματα, η συνολική ισχύς παρουσιάζει αύξηση κατά 50% έναντι του 2009, με την Κίνα πλέον να ηγείται με 65 GW έναντι των 25 GW του 2009 (REN21, 2012).
- Στα φωτοβολταϊκά συστήματα, η συνολική ισχύς τριπλασιάζεται σε σχέση με το 2009 (δεκαπλασιάζεται σε σχέση με το 2006) με την ΕΕ να αντιπροσωπεύει περισσότερο από 70% (REN21, 2012).



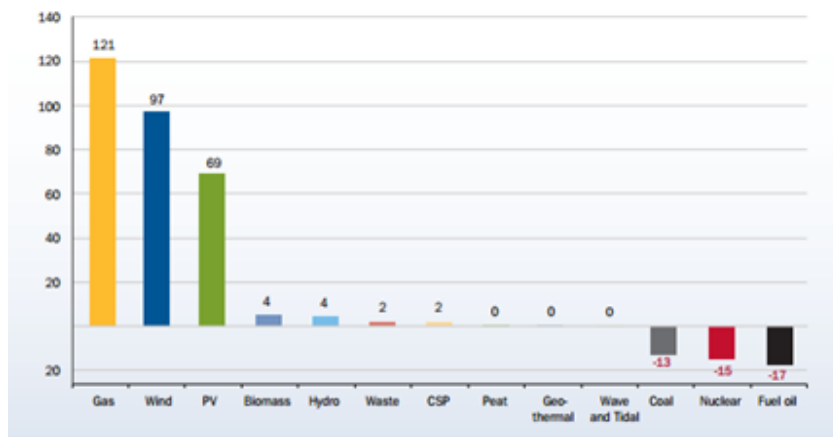
Σχήμα 3: Εξέλιξη της παγκόσμιας ισχύος αιολικών και φωτοβολταϊκών (REN21, 2012).

Σημειώνεται ότι η νέα ισχύς που προστέθηκε το 2011 στο παγκόσμιο σύστημα προέρχεται κατά 50% περίπου από ΑΠΕ, ενώ στην ΕΕ το αντίστοιχο ποσοστό προσεγγίζει το 75% (Σχήμα 4).



Σχήμα 4: Προσθήκη και απόσυρση νέας ισχύος το 2011 στην ΕΕ-27 (EWEA, 2012)

Οι ίδιες τάσεις συνεχίστηκαν και το 2012, τόσο στο παγκόσμιο όσο και στο ευρωπαϊκό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής (Eur’Observer. 2013). Στο Σχήμα 5 φαίνεται η καθαρή (λαμβάνοντας υπόψη και τις αποσύρσεις μονάδων) σωρευτική προσθήκη νέας ισχύος στο ευρωπαϊκό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής στη διάρκεια της περιόδου 2000-2012, ανά τεχνολογία, ενώ οι ΑΠΕ αντιπροσωπεύουν σήμερα το 32% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος στην ΕΕ (EWEA, 2013).



Σχήμα 5: Καθαρή προσθήκη νέας ισχύος στην περίοδο 2000-2012 στην ΕΕ-27 (EWEA, 2012)

Συμπεραίνεται επομένως, ότι οι πιο δυναμικές τεχνολογίες που αναπτύσσονται διεθνώς στον ενεργειακό τομέα, είναι αυτές που αφορούν την αξιοποίηση των ΑΠΕ, και ιδιαίτερα της αιολικής και ηλιακής ενέργειας, οι οποίες έχουν κατακτήσει ένα υψηλό επίπεδο τεχνολογικής και εμπορικής ωριμότητας ενώ, ιδιαίτερα τα αιολικά συστήματα, εμφα-νίζονται ανταγωνιστικά με συμβατικά συστήματα ηλεκτροπαραγωγής, ακόμη και χωρίς υποστηρικτικούς μηχανισμούς χρηματοδότησης.

Η δυναμική αυτή είναι αποτέλεσμα των πολιτικών για την ενέργεια και το κλίμα που δρομολογήθηκαν σε διεθνές επίπεδο από τις αρχές της δεκαετίας του 1990, μετά την παγκόσμια συνδιάσκεψη του Ρίο για το Περιβάλλον και την Ανάπτυξη και το Πρωτόκολλο του Κυότο. Ιδιαίτερα στην Ευρωπαϊκή Ένωση, οι πολιτικές πρωτοβουλίες για την «Ενέργεια και το Κλίμα» εντείνονται και μεταφράζονται σε σαφείς ποσοτικούς στόχους για όλες τις χώρες-μέλη. Συγκεκριμένα, τον Ιανουάριο του 2008 η Ευρωπαϊκή Επιτροπή πρότεινε δεσμευτική νομοθεσία για την υλοποίηση των στόχων του «20-20-20 το 2020» η οποία στη συνέχεια εγκρίθηκε από το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο το Δεκέμβριο του 2008 και υιοθετήθηκε από το Συμβούλιο με τη μορφή Οδηγιών και Κανονισμών τον Ιούνιο του 2009. Οι δεσμευτικοί στόχοι που τέθηκαν για το 2020 είναι:

α) 20% μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου σε σχέση με τα επίπεδα του 1990 σύμφωνα με την Οδηγία 2009/29/EC,

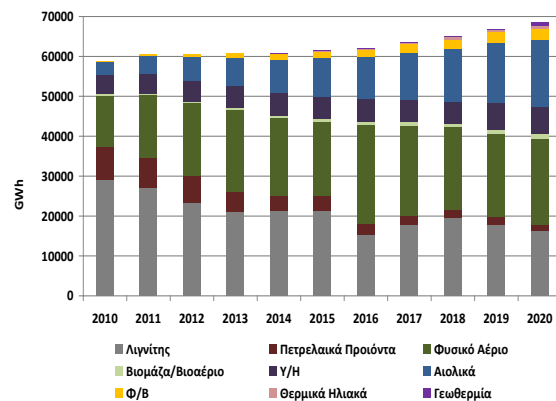
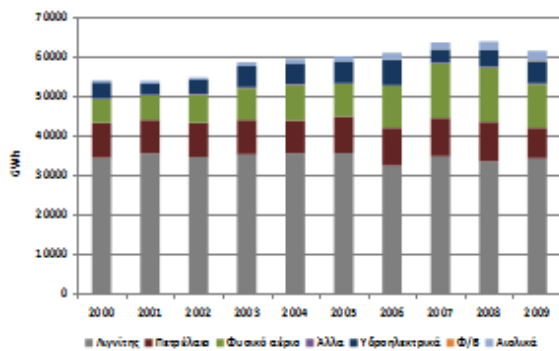
β) 20% διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας σύμφωνα με την Οδηγία 2009/28/EC και

γ) 20% εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας σε σύγκριση με τις προβλέψεις του σεναρίου αναμενόμενης εξέλιξης (Σεναρίου Αναφοράς) της ΕΕ για το 2020, σύμφωνα με την Οδηγία 2012/27/EU που συμπληρώνει και επικαιροποιεί προηγούμενες Οδηγίες της ΕΕ.

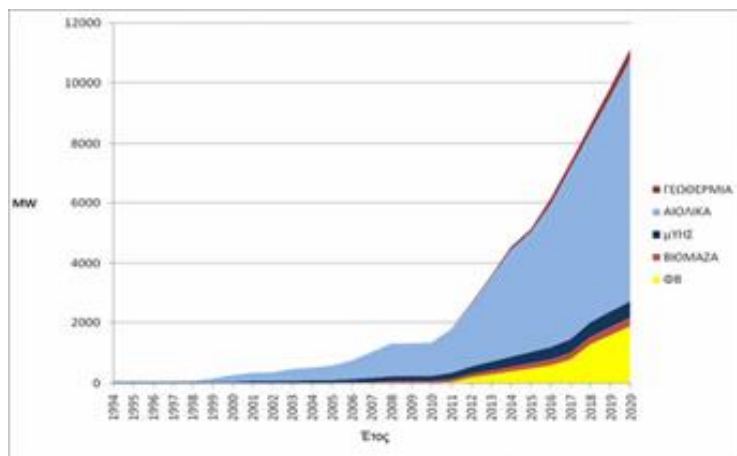
1.2. Δεδομένα και προοπτικές στη Ελλάδα

Στην Ελλάδα ο ενεργειακός τομέας καλείται σήμερα να αντιμετωπίσει τις σημαντικές προκλήσεις που συνδέονται με τη στρατηγική επιλογή της Ευρωπαϊκής Ένωσης (ΕΕ) για Βιώσιμη Ανάπτυξη, όπως αυτή αποτυπώνεται στο πλαίσιο στόχων του 2020. Σύμφωνα με το Ν. 3851/2010 ο εθνικός στόχος συμμετοχής των ΑΠΕ στην ακαθάριστη κατανάλωση ενέργειας αυξήθηκε από 18% στο 20%, προβλέποντας ταυτόχρονα 40% συμμετοχή των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, 20% στον τομέα θέρμανσης-ψύξης και 10% στις μεταφορές.

Παρά τις διεθνείς εξελίξεις και το ευνοϊκό θεσμικό πλαίσιο που έγκαιρα προωθήθηκε και στην Ελλάδα, η διείσδυση των ΑΠΕ στο ελληνικό ενεργειακό σύστημα ακολούθησε ιδιαίτερα αργούς ρυθμούς. Ειδικότερα, σε ότι αφορά την ηλεκτροπαραγωγή, η οποία αποτελεί και το πιο δυναμικό πεδίο εφαρμογής των ΑΠΕ, η συμμετοχή τους μέχρι το 2009 προσέγγιζε το 15%, μόνο σε ιδιαίτερα ευνοϊκά υδρολογικά έτη. Κατά συνέπεια, η επίτευξη του Σχεδίου Δράσης για το 2020 (ΥΠΕΚΑ, 2010), όπως αποτυπώνεται στο Σχήμα 6 σε ενεργειακές μονάδες και στο Σχήμα 7 σε μονάδες ισχύος φαίνεται εξαιρετικά αμφίβολη

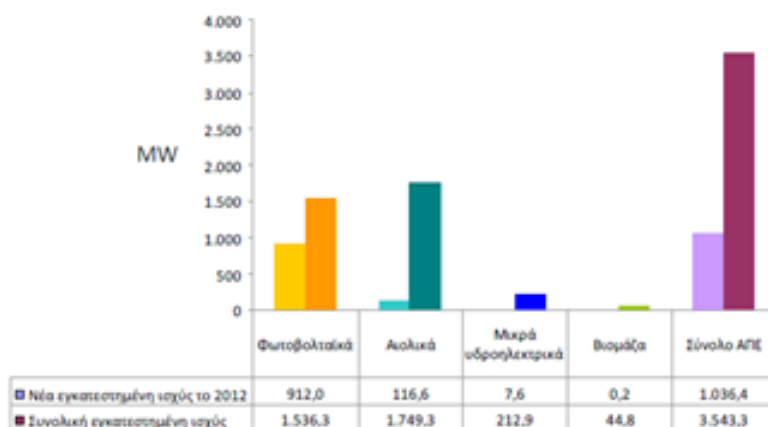


Σχήμα 6: Μίγμα ηλεκτροπαραγωγής, σύμφωνα με πραγματικά δεδομένα (2000-2009) και το Σχέδιο Δράσης του ΥΠΕΚΑ (2010-2020)



Σχήμα 7: Μίγμα τεχνολογιών αξιοποίησης ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, σύμφωνα με πραγματικά δεδομένα (1994-2009) και το Σχέδιο Δράσης του ΥΠΕΚΑ (2010-2020) (Τσαλέμης, 2012).

Τα τελευταία 2 χρόνια, 2010-2012, καταγράφεται μία σημαντική επιτάχυνση της διεύδυσης των ΑΠΕ που οδηγεί σε υπερδιπλασιασμό της εγκατεστημένης ισχύος, από 1500 MW σε 3500 MW. Ιδιαίτερα υψηλή ήταν η ανάπτυξη των φωτοβολταϊκών λόγω των εξαιρετικά υψηλών τιμολογίων που είχαν θεσμοθετηθεί για την ενθάρρυνση της διεύδυσης των ΑΠΕ (βλ. Κεφ.3) και τα οποία δεν αναπροσαρμόστηκαν έγκαιρα και ανάλογα με την πτώση του κόστους των φωτοβολταϊκών πάνελ. Όπως φαίνεται και στο Σχήμα 8, μόνο το 2012 εγκαταστάθηκαν περίπου 900 MW φωτοβολταϊκά, ενώ ήδη στα μέσα του 2013 έχει υπερκαλυφθεί ο στόχος των 2200 MW φωτοβολταϊκών που προέβλεπε για το 2020 το Εθνικό Σχέδιο Δράσης για τις ΑΠΕ (ΣΕΦ, 2013). Αυτή η μεγάλη στροφή προς τα φωτοβολταϊκά, δημιούργησε σοβαρό πρόβλημα ρευστότητας στον Λειτουργό της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΛΑΓΗΕ) που αδυνατεί να αποπληρώσει, λόγω και των μειωμένων εσόδων από την αγορά δικαιωμάτων άνθρακα, τους ιδιώτες παραγωγούς, με συνέπεια να έχει ανασταλεί προς το παρόν η έκδοση νέων αδειών, ενώ παράλληλα προωθούνται νέα χαμηλότερα τιμολόγια και φορολόγηση των ήδη εγκατεστημένων μονάδων.



Σχήμα 8: Σωρευτική/ετήσια εγκατεστημένη ισχύς τεχνολογιών αξιοποίησης ΑΠΕ, το 2012 (ΣΕΦ, 2013)

Αντίθετα, σημαντική υστέρηση εμφανίζουν τα αιολικά συστήματα, που σύμφωνα με το Εθνικό Σχέδιο Δράσης θα αποτελέσουν και το βασικό τεχνολογικό όχημα για την επίτευξη των στόχων του 2020. Τα χρόνια προβλήματα που συνδέονται με τις γραφειοκρατικές αδειοδοτικές διαδικασίες, αλλά κυρίως η οικονομική κρίση που συνεπάγεται έλλειψη ιδιωτικών και δανειακών κεφαλαίων έχουν οδηγήσει σε πλήρη αδράνεια το επενδυτικό πρόγραμμα του Σχεδίου Δράσης. Σε κάθε περίπτωση, προκύπτει ότι θα απαιτηθεί ένα τεράστιο ύψος επενδύσεων, τόσο σε μονάδες ενεργειακής ισχύος, όσο και σε χρηματικές μονάδες. Η απαιτούμενη προσπάθεια δεν προϋποθέτει απλά τριπλασιασμό της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος (τετραπλασιασμό της ισχύος αιολικών μονάδων) στα επόμενα 8 χρόνια αλλά μία συνολική αναδιάρθρωση του ελληνικού ενεργειακού συστήματος, καθώς η αναγκαία αύξηση θα καλυφθεί στο μεγαλύτερο βαθμό από διάσπαρτες μονάδες και θα απαιτήσει σημαντικές επενδύσεις σε αναβάθμιση των δικτύων συμπεριλαμβανομένων και των διασυνδέσεων τους με τα νησιά. Τα περιθώρια εγκατάστασης μεγάλων υδροηλεκτρικών έργων που σήμερα καλύπτουν περίπου τα δύο τρίτα της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ, είναι πρακτικά αμελητέα, ενώ οι άλλες τεχνολογίες ΑΠΕ (μικρά υδροηλεκτρικά, γεωθερμία, βιομάζα) για αντικειμενικούς λόγους διαθεσιμότητας πόρων ή/και χρονικών περιορισμών, θα έχουν μικρότερη αλλά ποιοτικά σημαντική συμβολή.

Γίνεται επομένως φανερό ότι, ο ενεργειακός τομέας και ειδικότερα η αξιοποίηση των ΑΠΕ, μπορούν να αποτελέσουν ένα σημαντικό μοχλό ανάπτυξης της χώρας συμβάλλοντας στη δημιουργία πολλών θέσεων εργασίας και στη διαμόρφωση ενός σημαντικού πεδίου άσκησης επιχειρηματικής δραστηριότητας.

1.3. Εμπόδια ανάπτυξης των ΑΠΕ στην Ελλάδα

Παρά το σημαντικό δυναμικό των ΑΠΕ στη χώρα και το ενθαρρυντικό διεθνές περιβάλλον, πολλοί είναι οι παράγοντες που αναστέλλουν την ανάπτυξη τους και θέτουν σε κίνδυνο την επίτευξη του στόχου για το 2020 (IOBE-ΕΜΠ, 2012). Συγκεκριμένα, εντο-πίζονται οι εξής κατηγορίες εμποδίων:

- **Οικονομική συγκυρία:** Η σημερινή συγκυρία θεωρείται ίσως ως ο σημαντικότερος ανασταλτικός παράγοντας για την προώθηση έργων ΑΠΕ. Ειδικότερα, ο δραστικός περιορισμός της τραπεζικής χρηματοδότησης εξαιτίας των προβλημάτων ρευστότητας του ελληνικού τραπεζικού τομέα, ο χαρακτηρισμός της Ελλάδας ως χώρας υψηλού ρίσκου για ξένες επενδύσεις, αλλά και η μείωση διαθέσιμων ιδιωτικών κεφαλαίων συνιστούν σήμερα τροχοπέδη για την υλοποίηση των αναγκαίων ενεργειακών επενδύσεων.
- **Απουσία ενεργειακού σχεδιασμού:** Αν και κατά καιρούς έχουν γίνει σχετικές απόπειρες, με πιο πρόσφατο το Εθνικό Σχέδιο Δράσης για τις ΑΠΕ του 2010, δεν υπάρχει ένα σταθερό και ολοκληρωμένο πλαίσιο μέσα στο οποίο θα ενταχθούν όλες οι αναγκαίες παρεμβάσεις για την ανάπτυξη και τον εκσυγχρονισμό του συστήματος, συμπεριλαμβανομένων των διασυνδέσεων με τα νησιωτικά συστήματα. Επιπλέον, τα όποια σχέδια δράσης διαμορφώνονται, κατά κανόνα αγνοούνται και καταστρατηγούνται με συνέπεια να μη δημιουργείται κατάλληλο επενδυτικό κλίμα.
- **Αδυναμίες δημόσιας διοίκησης:** Η γραφειοκρατία και οι χρονοβόρες αδειοδοτικές διαδικασίες αποτελούν ένα σημαντικό εμπόδιο για την υλοποίηση επενδύσεων στον ενεργειακό τομέα. Παρά τα θετικά μέτρα απλοποίησης που εισάγουν οι πρόσφατες νομοθετικές παρεμβάσεις, η πολυπλοκότητα της αδειοδοτικής διαδικασίας σε συνδυασμό με την έλλειψη συντονισμού των εμπλεκόμενων υπηρεσιών, δημιουργούν ένα εχθρικό περιβάλλον που γίνεται αποτρεπτικό για την προσέλκυση νέων επενδύσεων. Παράλληλα, οι συχνά αποσπασματικές θεσμικές ρυθμίσεις και η μεταβολή των κανόνων της αγοράς (π.χ. απότομη μείωση των τιμολογίων για τα φωτοβολταϊκά, η αναστολή της διαδικασίας αδειοδότησης τους, οι έκτακτες εισφορές που επιβάλλονται στις υπάρχουσες μονάδες ΑΠΕ), δημιουργούν ένα κλίμα αβεβαιότητας, που σε συνδυασμό με τις δυσκολίες χρηματοδότησης και τα διοικητικά εμπόδια διαμορφώνουν ένα αντιεπενδυτικό περιβάλλον που τείνει να νεκρώσει την αγορά.
- **Στρεβλώσεις τιμολογίων:** Αν και οι εγγυημένες τιμές που εφαρμόστηκαν στην Ελλάδα ήταν μέχρι πρόσφατα πολύ ικανοποιητικές, αυτό δεν είχε απαραίτητα θετικό αντίκτυπο στην αγορά των ΑΠΕ. Ένας βασικός λόγος ήταν ότι κυριάρχησε μία αντίληψη στρεβλής επιχειρηματικότητας που βασιζόταν στην επίτευξη πολύ υψηλών επιδόσεων, με συνέπεια να υπάρξει συσσώρευση

ενδιαφέροντος και από λιγότερο αξιόπιστους επενδυτές, να δημιουργηθούν πρόσθετες δυσκολίες στην αξιολόγηση των αιτήσεων, να διογκωθεί η απειλή του κορεσμού των δικτύων, να αναπτυχθεί ένα παράλληλο εμπόριο αδειών και να προκαλείται πρόσθετη καθυστέρηση στην υλοποίηση των έργων. Παράλληλα, η μεγάλη οικονομική επιβάρυνση του ΛΑΓΗΕ για την πληρωμή των υπερβολικά υψηλών τιμολογίων, σε συνδυασμό με άλλες στρεβλώσεις, δημιούργησε σοβαρό πρόβλημα ρευστότητας που θέτει σε κίνδυνο την ομαλή λειτουργία της αγοράς και την αξιοπιστία της, ενώ η μετακύλιση του κόστους σε οικιακούς και βιομηχανικούς καταναλωτές δημιουργεί ένα αρνητικό κλίμα για τις ΑΠΕ.

- **Αδυναμίες θεσμικού πλαισίου:** Τα νομοθετικά κενά και οι αδυναμίες της εκτελεστικής εξουσίας, δίνουν τη δυνατότητα συστηματικής προσφυγής στο Συμβούλιο της Επικρατείας με συνέπεια πρόσθετες καθυστερήσεις και δημιουργία κλίματος αβεβαιότητας για τους επενδυτές, ενώ συχνά οι αποφάσεις που λαμβάνονται είναι ανεπαρκώς τεκμηριωμένες. Ιδιαίτερα, η έλλειψη χωροταξικού πλαισίου για την ανάπτυξη των ΑΠΕ, ταλαιπώρησε για πολλά χρόνια επενδυτές και τοπικές αρχές κατά τη διαδικασία περιβαλλοντικής αδειοδότησης. Έτσι, η συνταγματική επιταγή για προστασία του περιβάλλοντος δεν οδηγεί μόνο στην αποτροπή περιβαλλοντικά βλαπτικών επιλογών, αλλά μετατρέπεται σε μία απειλή για πολλαπλά χρήσιμες αναπτυξιακές παρεμβάσεις, όπως στην περίπτωση πολλών ενεργειακών επενδύσεων. Αυτό δημιούργησε την επείγουσα ανάγκη για τη διαμόρφωση και εφαρμογή ενός χωροταξικού πλαισίου για τις ΑΠΕ, το οποίο θα προστατεύει το χαρακτήρα της ελληνικής υπαίθρου και των νησιών, ενώ θα επιτρέπει την ανάπτυξη των αιολικών συστημάτων στον επιθυμητό βαθμό. Μια τέτοια προσπάθεια που κάλυψε ένα μεγάλο κενό είναι το ειδικό χωροταξικό πλαίσιο για τις ΑΠΕ που θεσπίστηκε το 2008, στο οποίο καθορίζονται οι χωροταξικοί όροι για την ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας και των ΑΠΕ γενικότερα (Ζερβός και Κάραλης, 2012).
- **Τοπικές αντιδράσεις.** Ένα από τα μεγαλύτερα εμπόδια σήμερα στην ανάπτυξη των ΑΠΕ, αποτελούν οι τοπικές αντιδράσεις. Το μέγεθος των εγκαταστάσεων, η έλλειψη ενημέρωσης και εξοικείωσης των πολιτών με τις νέες ενεργειακές τεχνολογίες, η ανησυχία για την επίπτωση στον τουρισμό, η καχυποψία προς τους ιδιώτες επενδυτές, η κακή εμπειρία από αποτυχημένες προσπάθειες στο παρελθόν και η σύγκρουση χρήσεων γης είναι μερικά από τα ζητήματα που απασχολούν τις τοπικές κοινωνίες. Μερικά μέτρα για τον περιορισμό των αντιδράσεων θα μπορούσαν να είναι οι εκστρατείες ενημέρωσης των πολιτών, η δυνατότητα συμμετοχής της τοπικής κοινωνίας και των Οργανισμών Τοπικής Αυτοδιοίκησης (ΟΤΑ) στα επιχειρησιακά σχήματα, η παροχή ανταποδοτικών ωφελειών και οι μελέτες αρχιτεκτονικής τοπίου για τον περιορισμό της οπτικής όχλησης.

2. Θεσμικό πλαίσιο

Σε αντίθεση με άλλες επιχειρηματικές δραστηριότητες που ρυθμίζονται με βάση το γενικότερο νομικό πλαίσιο, η ανάπτυξη των ΑΠΕ καθορίζεται σε μεγάλο βαθμό από ένα ιδιαίτερο θεσμικό καθεστώς που αφορά συνολικά την οργάνωση της ενεργειακής και ηλεκτρικής αγοράς, την τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, καθώς και τις διαδικασίες αδειοδότησης και χωροθέτησης των εγκαταστάσεων. Το θεσμικό πλαίσιο περιλαμβάνει όλες τις ρυθμίσεις που καθορίζουν τη λειτουργία της απελευθερωμένης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και τις ρυθμίσεις που αναφέρονται στις προϋποθέσεις, τα κίνητρα και τους κανόνες ίδρυσης, εγκατάστασης και λειτουργίας μονάδων αξιοποίησης ΑΠΕ για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Οι ρυθμίσεις αυτές αποτυπώνονται σε μία σειρά Νόμων, Προεδρικών Διαταγμάτων και Υπουργικών Αποφάσεων που συμπληρώνουν και τροποποιούν το θεσμικό καθεστώς για τις ΑΠΕ, σε συμμόρφωση και με τις απαιτήσεις των Ευρωπαϊκών Οδηγιών. Μία πλήρης επισκόπηση του θεσμικού πλαισίου που διέπει τις ΑΠΕ και γενικότερα την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας είναι διαθέσιμη στον ιστότοπο της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (<http://www.rae.gr>)

2.1. Εξέλιξη θεσμικού πλαισίου για τις ΑΠΕ

Θεσμικές ρυθμίσεις για τις ΑΠΕ προωθούνται ήδη από τη δεκαετία του '80, ενώ το πρώτο ολοκληρωμένο νομοθετικό πλαίσιο στην Ελλάδα διαμορφώνεται το 1994, αρκετά νωρίτερα από πολλές ευρωπαϊκές χώρες. Δεν έγινε όμως εφικτό να αξιοποιηθεί αυτή η ευκαιρία που έδινε στη χώρα τη δυνατότητα να παίξει έναν πρωτοποριακό ρόλο σε ένα αναπτυξιακό πεδίο στο οποίο, λόγω του πλούσιου δυναμικού σε πολλές μορφές ΑΠΕ, εμφάνιζε ένα αναμφισβήτητο συγκριτικό πλεονέκτημα. Αναλυτικότερα, οι σημαντικότεροι σταθμοί εξέλιξης του θεσμικού πλαισίου για τις ΑΠΕ είναι οι εξής:

- **Ο Νόμος 1559/1985** «Ρύθμιση θεμάτων εναλλακτικών μορφών ενέργειας και ειδικών θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από συμβατικά καύσιμα και άλλες διατάξεις» (ΦΕΚ Α' 135), αποτελεί την πρώτη προσπάθεια θεσμοθέτησης ενός νομοθετικού πλαισίου για τις ΑΠΕ στην Ελλάδα. Ο νόμος αυτός έδινε την δυνατότητα σε ιδιοπαραγωγούς (αυτοπαραγωγούς σύμφωνα με την ορολογία του Ν.1559/85) να παράγουν ηλεκτρική ενέργεια από ΑΠΕ για ίδια χρήση και να πουλάνε την περίσσεια τους στη ΔΕΗ, δεν οδήγησε όμως σε αξιόλογα αποτελέσματα, κυρίως λόγω των χαμηλών τιμών πώλησης του ηλεκτρισμού και της ανεπαρκούς ετοιμότητας του ιδιωτικού τομέα για την ανάληψη σχετικών δραστηριοτήτων.
- **Ο Νόμος 2244/1994** «Ρύθμιση θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και από συμβατικά καύσιμα και άλλες διατάξεις» (ΦΕΚ Α' 168), αποτελεί την πρώτη ολοκληρωμένη προσπάθεια ένταξης των ΑΠΕ στο ενεργειακό σύστημα, καθώς προβλέπει μία σειρά ευνοϊκών όρων για τους επενδυτές που παρέχουν μία πραγματική στήριξη των ΑΠΕ. Συγκεκριμένα, επιβάλλεται στη ΔΕΗ η υποχρέωση να αγοράζει την ενέργεια που παράγεται

από ανεξάρτητους παραγωγούς που αξιοποιούν ΑΠΕ. Τα τιμολόγια ηλεκτρικής παραγωγής από ΑΠΕ (feed-in-tariffs) καθορίζονται σε εύλογα επίπεδα λαμβάνοντας υπόψη το κόστος αποφυγής παραγωγής αντίστοιχης ενέργειας από συμβατικά καύσιμα, την εξοικονόμηση επενδύσεων συμβατικής παραγωγής και το περιβαλλοντικό κόστος. Τέλος, οι επενδυτές γνωρίζουν εκ των προτέρων τους όρους συνεργασίας τους με τη ΔΕΗ και διασφαλίζονται με συμβόλαιο δεκαετούς διάρκειας. Ενδεικτικά, ο νόμος καθόριζε για το διασυνδεδεμένο σύστημα της χώρας σταθερές τιμές πώλησης ίσες με το 90% του γενικού τιμολογίου στη μέση τάση και υποχρέωση της ΔΕΗ για αγορά του. Για τη χρέωση του σκέλους ισχύος είχε προβλεφθεί κλιμακωτή αποζημίωση ανάλογα με το είδος του σταθμού ΑΠΕ με την έννοια της δυνατότητας κάθε τεχνολογίας να εγγυάται τη διάθεση ισχύος στο σύστημα όταν αυτή απαιτείται. Στα νησιά που δεν ανήκουν στο διασυνδεδεμένο σύστημα, η τιμολόγηση βασίζονταν στο 90% του τιμολογίου στη χαμηλή τάση, ενώ δεν προβλεπόταν αποζημίωση του σκέλους ισχύος.

- **Ο Νόμος 2773/1999** «Απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας-Ρύθμιση θεμάτων ενεργειακής πολιτικής και λοιπές διατάξεις» (ΦΕΚ Α' 286) διατηρεί το ευνοϊκό τιμολογιακό καθεστώς των ΑΠΕ δίνοντας έμφαση στο θέμα της προτεραιότητας πρόσβασης στο δίκτυο, ενώ περιγράφει τις συνθήκες απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, σύμφωνα με την Οδηγία COM(1996)92 της ΕΕ. Επίσης, επιβάλλει ανταποδοτικό τέλος 2% επί των πωλήσεων ΑΠΕ υπέρ των οικείων οργανισμών τοπικής αυτοδιοίκησης με βασικό στόχο να ενθαρρύνει την υιοθέτηση των ΑΠΕ από τις τοπικές κοινωνίες και να κάμψει σχετικές αντιδράσεις, που σε ορισμένες περιπτώσεις ήταν ιδιαίτερα έντονες. Σχετικά με τις διαδικασίες απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, τα σημαντικότερα σημεία του νόμου είναι η σύσταση και οι αρμοδιότητες της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (ΡΑΕ) ως ανεξάρτητης και αυτοτελούς διοικητικής αρχής που εποπτεύεται από τον Υπουργό Ανάπτυξης, η σύσταση του Διαχειριστή του Ηλεκτρικού Συστήματος που θα εποπτεύεται από την ΡΑΕ, και η μετατροπή της ΔΕΗ σε Ανώνυμη Εταιρεία.
- **Ο Νόμος 2941/2001** «Απλοποίηση διαδικασιών ίδρυσης εταιρειών, αδειοδότηση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, ρύθμιση θεμάτων της Α.Ε. 'ΕΛΛΗΝΙΚΑ ΝΑΥΠΗΓΕΙΑ' και άλλες διατάξεις» (ΦΕΚ Α' 201), κάλυψε ορισμένα κενά του νομοθετικού πλαισίου απλοποιώντας ταυτόχρονα εν μέρει την αδειοδοτική διαδικασία. Συγκεκριμένα, συμπεριέλαβε τις ΑΠΕ στην κατηγορία των μεγάλων έργων υποδομής δημοσίου συμφέροντος για τα οποία ισχύουν εξαιρέσεις για την εντός δασικών εκτάσεων εγκατάσταση. Καταργεί την έκδοση άδειας οικοδομής για εγκατάσταση ηλιακών σταθμών και αιολικών πάρκων, με εξαίρεση τα έργα πολιτικού μηχανικού, ενώ παρέχει τη δυνατότητα στον οποιοδήποτε ενδιαφερόμενο επενδυτή να κατασκευάσει έργα σύνδεσης σταθμών ηλεκτρο-παραγωγής με χρήση ΑΠΕ, σύμφωνα με προδιαγραφές

παρεχόμενες από τον Διαχειριστή του Συστήματος και των Δικτύων. Οι αρμόδιες για την έκδοση αδειών εγκατάστασης και λειτουργίας Διευθύνσεις Σχεδιασμού και Ανάπτυξης των οικείων Περιφερειών συντονίζουν σε κάποιον βαθμό την περιβαλλοντική αδειοδότηση στην οποία όμως εξακολουθεί να εμπλέκεται πληθώρα δημοσίων υπηρεσιών και άλλων φορέων.

- **Η Υπουργική Απόφαση 2000/2002** συγκροτεί τον αδειοδοτικό κώδικα, σχετικά με την εγκατάσταση και λειτουργία μονάδων ΑΠΕ, ενώ η κοινή **Υπουργική Απόφαση 1726/2003** επιφέρει περιορισμό των κανονιστικών εμποδίων προβλέποντας συντομευμένες προθεσμίες, η άπρακτη πάροδος των οποίων νομιμοποιεί την τελικώς αδειοδοτούσα Αρχή να θεωρεί θετικές τις ελλείπουσες ενδιάμεσες εγκρίσεις ή γνώμες άλλων Υπηρεσιών ή Φορέων. Με την ίδια απόφαση μειώνεται στον απόλυτα αναγκαίο βαθμό ο αριθμός των ενδιάμεσων εγκρίσεων, δηλαδή σε εννέα αντί των περίπου σαράντα. Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει η κοινή Υπουργική Απόφαση Δ6/Φ1/οικ.19500/2004 (ΦΕΚ Β' 1671), σύμφωνα με την οποία οι εγκαταστάσεις ΑΠΕ μικρού μεγέθους μετατάχτηκαν στην κατηγορία μηδενικής όχλησης με συνέπεια να είναι δυνατή η ένταξη τους στον οικιστικό ιστό.

- **Ο Νόμος 3468/2006** «Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις» (ΦΕΚ Α' 129) εναρμονίζει το ελληνικό Δίκαιο με την Κοινοτική Οδηγία 2001/77/ΕΚ. Συγκεκριμένα, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, μονάδες Συμπαράγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (ΣΗΘΥΑ) και υβριδικούς σταθμούς προωθείται κατά προτεραιότητα. Θεσμοθετείται ως εθνικός στόχος η συμμετοχή των ΑΠΕ στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής σε ποσοστό 20,1% το έτος 2010 και 29% το 2020. Παράλληλα καθορίζονται τα τιμολόγια για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ, ενώ εξασφαλίζονται μακροχρόνια (20 έτη) συμβόλαια για τους ιδιώτες επενδυτές. Ιδιαίτερη ώθηση παρέχεται στα φωτοβολταϊκά συστήματα, καθώς οι τιμές που ορίζονται (550 €/MWh για συστήματα μέχρι 10 kW στις στέγες, 450 €/MWh για συστήματα μέχρι 100 kW, και 400€/MWh για μεγαλύτερα συστήματα) καθιστούσαν τις σχετικές επενδύσεις ιδιαίτερα ελκυστικές. Οι τιμές πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ μπορούν να αναπροσαρμόζονται ετησίως με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης στη βάση του σταθμικού μέσου όρου των αυξήσεων των τιμολογίων της ΔΕΗ, ενώ μετά την πλήρη απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας η αναπροσαρμογή θα γίνεται στο 80% του δείκτη τιμών καταναλωτή. Τέλος, ανασχεδιάζεται η νομοθετική κατοχύρωση του υπέρ ΟΤΑ τέλους επί των ακαθάριστων εσόδων από πώληση ΑΠΕ (με εξαίρεση τη φωτοβολταϊκή ενέργεια) που αυξάνει από 2% σε 3%.

- **Ο Νόμος 3851/2010** «Επιτάχυνση της Ανάπτυξης των ΑΠΕ για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής» αποτελεί τον πιο πρόσφατο νόμο που έχει εκδοθεί για τις ΑΠΕ και περιλαμβάνει τους εθνικούς στόχους που απορρέουν από το πακέτο στόχων «20-20-20» για το 2020 και συνδέει άμεσα την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ με την προστασία του κλίματος. Ειδικότερα, εξειδικεύοντας την Οδηγία 2009/28/EC για την προώθηση των ΑΠΕ, θέτει ως κεντρικό στόχο τη **συμμετοχή των ΑΠΕ κατά 20%** στην κάλυψη της τελικής ενεργειακής κατανάλωσης μέχρι το 2020 (αντί του 18% που προβλέπει η Οδηγία για την Ελλάδα) και καθορίζει τους επιμέρους στόχους για συμμετοχή των ΑΠΕ ως εξής:
 - 40% στην ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας,
 - 20% στην τελική κατανάλωση ενέργειας για θέρμανση και ψύξη,
 - 10% στην τελική κατανάλωση ενέργειας στις μεταφορές.

Με τον ίδιο νόμο συμπληρώνονται τα τιμολόγια για άλλες μορφές ΑΠΕ, και συγκεκριμένα για τη γεωθερμία και τη βιομάζα, ενώ ορίζεται η σταδιακή μείωση των τιμολογίων για τα φωτοβολταϊκά λόγω της ήδη εμφανούς πτωτικής πορείας του κόστους τους. Παράλληλα, προβλέπονται προσαυξήσεις στην τιμολόγηση για τα έργα ΑΠΕ που δεν εντάσσονται σε κάποιο πρόγραμμα επιδότησης. Τέλος, απλοποιείται ακόμη περισσότερο η αδειοδοτική διαδικασία με την άδεια παραγωγής έργων ΑΠΕ να χορηγείται πλέον αποκλειστικά από τη ΡΑΕ, την εξαίρεση από την υποχρέωση λήψης άδειας παραγωγής για μικρές εγκαταστάσεις (<1MW ή για αιολικές εγκαταστάσεις <100 kW). Τέλος, συγχωνεύονται σε μία διαδικασία η Προκαταρκτική Περιβαλλοντική Εκτίμηση και Αξιολόγηση (ΠΠΕΑ) και η Έγκριση Περιβαλλοντικών Όρων (ΕΠΟ).

2.2. Απελευθέρωση και φορείς της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας

Από το 2000 ξεκίνησε η διαδικασία απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας η οποία ολοκληρώθηκε μετά από μία περίπου δεκαετία. Στην αρχική φάση, συστάθηκε η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, καθώς και ο Διαχειριστής του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ), ο οποίος είχε ως αποστολή τη λειτουργία, συντήρηση και ανάπτυξη του ελληνικού συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Συγκεκριμένα, ο ΔΕΣΜΗΕ είχε την ευθύνη διασφάλισης της ισορροπίας μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης στο ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και την εκκαθάριση της αγοράς μεταξύ παραγωγών και καταναλωτών. Οι αντίστοιχες αρμοδιότητες για το μη διασυνδεδεμένο σύστημα (Κρήτη και λοιπά αυτόνομα νησιωτικά συστήματα) είχαν παραμείνει στη ΔΕΗ ΑΕ.

Η διαδικασία απελευθέρωσης ολοκληρώθηκε με τον Νόμο 4001/2011 για τη «Λειτουργία Ενεργειακών Αγορών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου, για Έρευνα, Παραγωγή και δίκτυα μεταφοράς Υδρογονανθράκων και άλλες ρυθμίσεις» (ΦΕΚ 179/22-8-2011), ο οποίος εκδόθηκε σε συμμόρφωση με τις διατάξεις της Οδηγίας

2009/72/EK της Ευρωπαϊκής Ένωσης σχετικά με το νομικό και λειτουργικό διαχωρισμό των μονο-πωλιακών δραστηριοτήτων Μεταφοράς και Διανομής των καθετοποιημένων επιχειρήσεων που δραστηριοποιούνται στον κλάδο της ενέργειας. Σύμφωνα με τον νόμο αυτό οι αρμοδιότητες του ΔΕΣΜΗΕ, αλλά και λειτουργίες που εκτελούσε η ΔΕΗ ΑΕ κατανέμονται σε 3 ανεξάρτητους φορείς (ΛΑΓΗΕ, ΑΔΜΗΕ, ΔΕΔΔΗΕ). Σήμερα, στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας δραστηριοποιούνται οι εξής φορείς:

- **Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ)**, η οποία συγκροτήθηκε τον Ιούλιο του 2000 στο πλαίσιο των προβλέψεων του Ν. 2773/1999 περί απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Η ΡΑΕ αποτελεί την ανεξάρτητη διοικητική αρχή, στην οποία έχει ανατεθεί η παρακολούθηση της αγοράς ενέργειας με αρμοδιότητες σε θέματα ηλεκτρικής ενέργειας, φυσικού αερίου και πετρελαιοειδών. Η ΡΑΕ εποπτεύεται από το Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής (ΥΠΕΚΑ), το οποίο είναι ο αρμόδιος φορέας για τη γενικότερη λειτουργία του ενεργειακού τομέα.
- **Ο Λειτουργός της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας ΑΕ (ΛΑΓΗΕ)** ιδρύθηκε με βάση το Ν. 4001/2011 και ασκεί ορισμένες από τις δραστηριότητες που ασκούσαν μέχρι τότε από τον ΔΕΣΜΗΕ, και ειδικότερα αυτές που αφορούν τις συναλλαγές μεταξύ παραγωγών και καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας. Στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων του ο ΛΑΓΗΕ διενεργεί τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό, δηλαδή προγραμματίζει τις εγχύσεις και απορροφήσεις στο ελληνικό σύστημα μεταφοράς, υπολογίζει την Οριακή Τιμή Συστήματος και εκκαθαρίζει τις συναλλαγές μεταξύ παραγωγών και καταναλωτών με βάση το ειδικό Μητρώο Συμμετεχόντων στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και τις προβλέψεις του Κώδικα Συναλλαγών. Επιπρόσθετα, συνάπτει συμβάσεις πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από εγκαταστάσεις ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ (Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού-Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης). Ο ΛΑΓΗΕ ανήκει κατά 100% στο δημόσιο διασφαλίζοντας τη θεσμική του ανεξαρτησία από παραγωγούς και καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας.
- **Ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας ΑΕ (ΑΔΜΗΕ)** ιδρύθηκε με βάση το Ν. 4001/2011 και αποτελεί 100% θυγατρική εταιρεία της ΔΕΗ Α.Ε. Ασκεί τα καθήκοντα λειτουργίας, συντήρησης και ανάπτυξης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς (ΕΣΜΗΕ), ενσωματώνοντας τα αντίστοιχα καθήκοντα και τις λειτουργίες που αποτελούσαν αρμοδιότητα του ΔΕΣΜΗΕ ως Διαχειριστή του Συστήματος και της Γενικής Διεύθυνσης Μεταφοράς της ΔΕΗ ως Κυρίου του Συστήματος. Έτσι, ο ΑΔΜΗΕ ενσωματώνει τους αντίστοιχους Κλάδους Μεταφοράς της ΔΕΗ και του ΔΕΣΜΗΕ σε μία διακριτή εταιρεία στην οποία μεταφέρθηκαν όλες οι σχετικές οργανωτικές λειτουργίες, το προσωπικό και τα πάγια στοιχεία του ΕΣΜΗΕ. Η αποστολή του ΔΕΣΜΗΕ είναι η διασφάλιση της μακροχρόνιας ικανότητας του Συστήματος να

ανταποκρίνεται στις απαιτήσεις για μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας. Στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων του, ο ΑΔΜΗΕ μεριμνά για την ασφαλή, αξιόπιστη και αποδοτική λειτουργία του συστήματος, καταρτίζει το πρόγραμμα κατανομής των μονάδων παραγωγής που συνδέονται με το σύστημα, προσδιορίζει τη χρήση των διασυνδέσεων σε πραγματικό χρόνο και εν γένει διαχειρίζεται τις ροές της ηλεκτρικής ενέργειας στο Σύστημα. Ειδικότερα, παρέχει τη δυνατότητα διασύνδεσης του Ελληνικού Δικτύου Διανομής, ενώ επίσης παρέχει πρόσβαση στο σύστημα στους κατόχους άδειας παραγωγής, προμήθειας ή εμπορίας ηλεκτρικής ενέργειας, σε όσους έχουν νόμιμα εξαιρεθεί από την υποχρέωση κατοχής τέτοιων αδειών, καθώς και στους Επιλέγοντες Πελάτες.

- **Ο Διαχειριστής του Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας ΑΕ (ΔΕΔΔΗΕ)** συστάθηκε με την απόσχιση του κλάδου Διανομής της ΔΕΗ Α.Ε. σύμφωνα με το Ν. 4001/2011 και με σκοπό να αναλάβει τα καθήκοντα του Διαχειριστή του Ελληνικού Δικτύου Διανομής. Αποστολή της είναι η ανάπτυξη, συντήρηση και λειτουργία του Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας, καθώς και οι δραστηριότητες του Διαχειριστή Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, που ασκούσαν μέχρι τη σύστασή της από τη ΔΕΗ Α.Ε. με στόχο τη διασφάλιση ισότιμης πρόσβασης σε αυτά, όλων των καταναλωτών, παραγωγών και προμηθευτών. Αποτελεί 100% θυγατρική εταιρεία της ΔΕΗ Α.Ε., ωστόσο είναι ανεξάρτητη λειτουργικά και διοικητικά, τηρώντας όλες τις απαιτήσεις ανεξαρτησίας, διαφάνειας και αντικειμενικότητας που απορρέουν από το παραπάνω νομικό πλαίσιο.

2.3. Χωροθέτηση έργων ΑΠΕ

Ο Νόμος 2941/2001 «Απλοποίηση διαδικασιών ίδρυσης εταιρειών, αδειοδότησης. Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, ρύθμιση θεμάτων της Α.Ε. «ΕΛΛΗΝΙΚΑ ΝΑΥΠΗΓΕΙΑ και άλλες διατάξεις» (ΦΕΚ Α' 201), αποτέλεσε την πρώτη σοβαρή προσπάθεια αντιμετώπισης του προβλήματος του χωροταξικού σχεδιασμού των ΑΠΕ και ρύθμισε την εγκατάσταση ΑΠΕ σε δασικές εκτάσεις με ειδικές προβλέψεις που θέσπισαν νέο πάγιο και γενικό καθεστώς που κρίθηκε συνταγματικά ανεκτό από το Συμβούλιο της Επικρατείας.

Ακολούθησε το 2006 το Ειδικό Χωροταξικό Πλαίσιο για τις ΑΠΕ, το οποίο είναι σύμφωνο με τις αρχές και τα κριτήρια του χωροταξικού σχεδιασμού που ορίζει το άρθρο 2 του Νόμου 2742/1999 «Χωροταξικός σχεδιασμός και αειφόρος ανάπτυξη και άλλες διατάξεις» (ΦΕΚ Α' 207) και εξειδικεύει τις κατευθύνσεις για τη βιώσιμη ανάπτυξη και οργάνωση του εθνικού χώρου, όσον αφορά τη χωρική διάρθρωση της ηλεκτροπαραγωγής με χρήση ΑΠΕ, ως κλάδου παραγωγικής δραστηριότητας και ως υποδομής κοινής ωφέλειας με εθνική εμβέλεια, με βαρύνουσα σημασία για την προστασία του περιβάλλοντος, ενώ ταυτόχρονα δίνει και κατευθύνσεις στα κατώτερα επίπεδα σχεδιασμού.

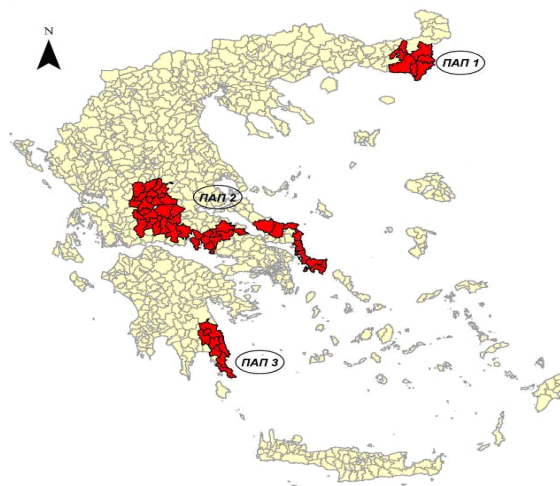
Το 2008 το Ειδικό Χωροταξικό Πλαίσιο για τις ΑΠΕ αναθεωρήθηκε, σύμφωνα με την Υπουργική Απόφαση 49828/2008. Στόχος του Ειδικού Χωροταξικού Πλαισίου για τις ΑΠΕ είναι:

- Η διαμόρφωση πολιτικών χωροθέτησης έργων ΑΠΕ, ανά κατηγορία δραστηριότητας και κατηγορία χώρου, βάσει των διαθέσιμων σε εθνικό επίπεδο στοιχείων
- Η καθιέρωση κανόνων και κριτηρίων χωροθέτησης που θα επιτρέπουν αφενός την δημιουργία βιώσιμων εγκαταστάσεων ΑΠΕ και αφετέρου την αρμονική ένταξή τους στο φυσικό και ανθρωπογενές περιβάλλον
- Η δημιουργία ενός αποτελεσματικού μηχανισμού χωροθέτησης των εγκαταστάσεων ΑΠΕ, ώστε να επιτευχθεί ανταπόκριση στους στόχους των εθνικών και ευρωπαϊκών πολιτικών

Στην περίπτωση των αιολικών συστημάτων, στο ειδικό χωροταξικό πλαίσιο καθορίζονται περιοχές αποκλεισμού και ζώνες ασυμβατότητας χωροθέτησης αιολικών εγκαταστάσεων αλλά και ειδικά κριτήρια χωροθέτησης. Επιπρόσθετα, προσδιορίζονται στην ηπειρωτική χώρα Περιοχές Αιολικής Προτεραιότητας (ΠΑΠ) και Περιοχές Αιολικής Καταλληλότητας (ΠΑΚ) ως εξής:

- Περιοχές Αιολικής Προτεραιότητας (ΠΑΠ): οι περιοχές της ηπειρωτικής χώρας, οι οποίες διαθέτουν συγκριτικά πλεονεκτήματα για την εγκατάσταση αιολικών σταθμών (ύπαρξη εκμεταλλεύσιμου αιολικού δυναμικού, αυξημένη ζήτηση εγκατάστασης Α/Γ με βάση τις ήδη κατατεθειμένες αιτήσεις στη ΡΑΕ), ενώ ταυτόχρονα επιτρέπουν μία ελεγχόμενη συγκέντρωση των αιολικών εγκαταστάσεων. Στις περιοχές αυτές, εκτιμάται η μέγιστη δυνατότητα χωροθέτησης αιολικών εγκαταστάσεων (φέρουσα ικανότητα).
- Περιοχές Αιολικής Καταλληλότητας (ΠΑΚ): ομάδες ή επιμέρους περιοχές πρωτοβάθμιων ΟΤΑ της ηπειρωτικής χώρας καθώς και μεμονωμένες θέσεις, οι οποίες δεν εμπίπτουν σε ΠΑΠ, αλλά διαθέτουν ικανοποιητικό εκμεταλλεύσιμο αιολικό δυναμικό, και προσφέρονται για το λόγο αυτό για την χωροθέτηση αιολικών εγκαταστάσεων. Στις ΠΑΚ συμπεριλαμβάνονται και οι κατάλληλες για χωροθέτηση αιολικών εγκαταστάσεων ζώνες, που θα προσδιοριστούν, με βάση τα κριτήρια του παρόντος Ειδικού Πλαισίου, από τα οικεία Περιφερειακά Πλαίσια, Ρυθμιστικά Σχέδια, Γενικά Πολεοδομικά Σχέδια, Σχέδια Χωρικής και Οικιστικής Οργάνωσης Ανοικτών Πόλεων, Ζώνες Οικιστικού Ελέγχου ή άλλα σχέδια χρήσεων γης.

Το Ειδικό Χωροταξικό Πλαίσιο για τις ΑΠΕ εστιάζει στην ηπειρωτική χώρα, όπου ορίζονται τρεις περιοχές ΠΑΠ, οι οποίες απεικονίζονται στην Εικόνα 1.



Εικόνα 1: Καθορισμός περιοχών αιολικής προτεραιότητας στο Ειδικό χωροταξικό πλαίσιο ΑΠΕ.

Όπως φαίνεται και στον Πίνακα 1, η φέρουσα ικανότητα των ΠΑΠ, αν και χαμηλότερη κατά περίπου 20% από το εν δυνάμει εκμεταλλεύσιμο αιολικό δυναμικό υπερβαίνει τα 5000 MW, ενώ πολλαπλάσια είναι η συνολική φέρουσα ικανότητα για τη χώρα αν ληφθεί υπόψη το σύνολο των ΠΑΚ, αλλά και η νησιωτική χώρα. Επιπρόσθετα, προβλέπονται εγκαταστάσεις 100MW στην Αττική.

Πίνακας 1: Εκτιμήσεις αιολικού δυναμικού και φέρουσας ικανότητας των ΠΑΠ.

ΠΑΠ	Αιολικό δυναμικό (MWe)	Φέρουσα Ικανότητα (MWe)
1	1.076	960
2	4.348	3.237
3	955	876
Σύνολο	6.379	5.073

Επίσης, ορίζεται το μέγιστο επιτρεπόμενο ποσοστό ανά ΟΤΑ και εισάγονται ειδικά κριτήρια και ζώνες αποκλεισμού. Ειδικότερα, απαγορεύεται η εγκατάσταση ανεμογεννητριών στις παρακάτω περιπτώσεις:

- Ελάχιστη απόσταση 1500m από παραδοσιακά χωριά.
- Ελάχιστη απόσταση 500m από βυζαντινές εκκλησίες και μοναστήρια
- Ελάχιστη απόσταση 127.5m από βασικούς δρόμους
- Ελάχιστη απόσταση 2000m από αξιοσημείωτες ακτές
- Ελάχιστη απόσταση 595m από ανακηρυγμένους αρχαιολογικούς χώρους

Ακολουθούν διατάξεις σχετικές με το χωροταξικό σχεδιασμό των μικρών υδροηλεκτρικών έργων, ενώ προσδιορίστηκε μεγάλη πυκνότητα εκμεταλλεύσιμου

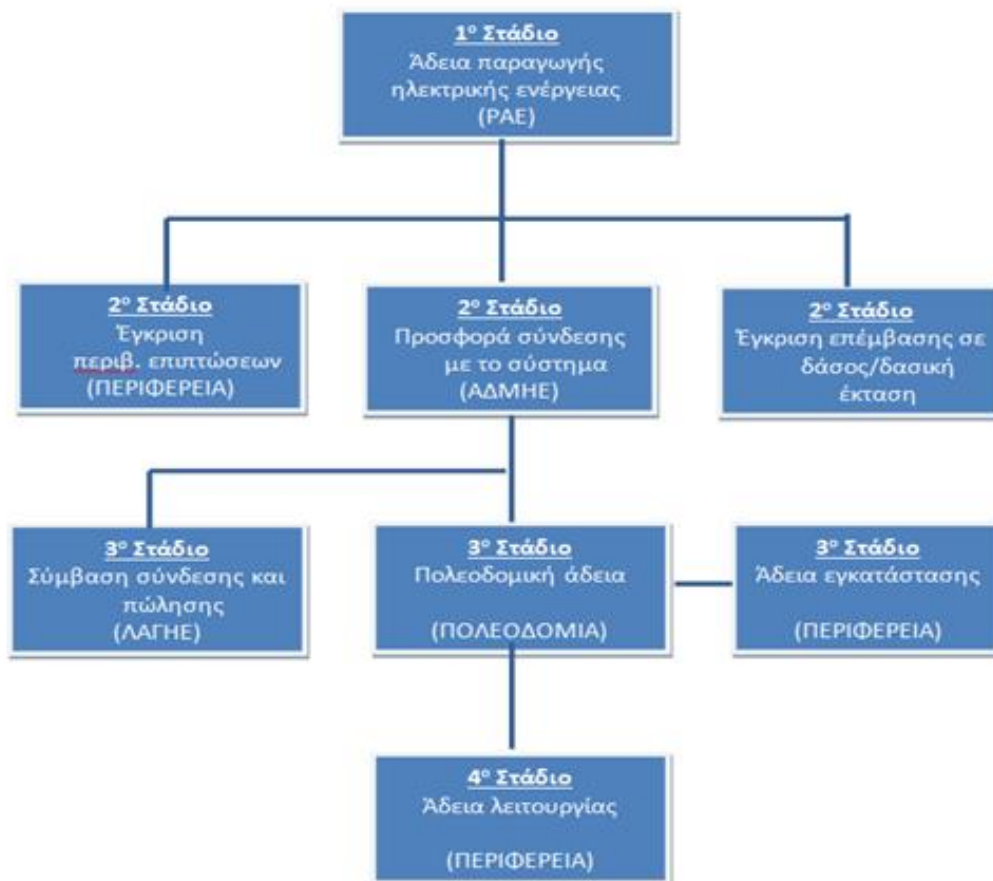
δυναμικού στα υδατικά διαμερίσματα της Ηπείρου, της Δυτικής Στερεάς Ελλάδας, της Δυτικής Μακεδονίας, της Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης και της Δυτικής και Βόρειας Πελοποννήσου. Αντίθετα, περιοχές με μειωμένο υδροηλεκτρικό δυναμικό, εμφανίζονται να είναι τα υδατικά διαμερίσματα της Ανατολικής Πελοποννήσου και της Ανατολικής Στερεάς Ελλάδας, όπως επίσης και οι πεδινές περιοχές της Θεσσαλίας, της νοτιοδυτικής Πελοποννήσου, της Κεντρικής Μακεδονίας, καθώς και το μεγαλύτερο μέρος της νησιωτικής χώρας, λόγω του μικρού ενδιαφέροντος για την κατασκευή μικρών υδροηλεκτρικών έργων. Όπως και στην περίπτωση των αιολικών εγκαταστάσεων προσδιορίζονται περιοχές αποκλεισμού και ειδικά κριτήρια χωροθέτησης για το σχεδιασμό των μικρών υδροηλεκτρικών έργων. Τέλος, αναπτύσσονται κανόνες χωροθέτησης λοιπών εγκαταστάσεων παράγωγης ενέργειας από ΑΠΕ και πιο συγκεκριμένα, από εγκαταστάσεις εκμετάλλευσης της ηλιακής ενέργειας, της ενέργειας από βιομάζα ή βιοαέριο και της γεωθερμικής ενέργειας.

Η έλλειψη χωροταξικού πλαισίου για τις ΑΠΕ αποτέλεσε για πολλά χρόνια σημαντικό ανασταλτικό παράγοντα για την ανάπτυξη των ΑΠΕ και της αιολικής ενέργειας. Σήμερα, έστω και καθυστερημένα, ένα αυστηρό πλαίσιο επιχειρεί να θέσει τα χωροταξικά κριτήρια για την ανάπτυξη των ΑΠΕ. Αν και το ειδικό χωροταξικό πλαίσιο για τις ΑΠΕ αποσκοπεί να αντιμετωπίσει έναν σημαντικό ανασταλτικό παράγοντα για την ανάπτυξη των ΑΠΕ, ωστόσο χαρακτηρίζεται από σημαντικές αδυναμίες. Ειδικότερα σε ότι αφορά την αιολική ενέργεια, η φιλοσοφία του νομοθέτη συνοψίζεται στο «πως θα σώσουμε το περιβάλλον από τις ανεμογεννήτριες», ενώ θα έπρεπε να είναι: «πως θα σώσουμε το περιβάλλον με τις ανεμογεννήτριες». Παράλληλα, το πλαίσιο αυτό δεν περιλαμβάνει τα νησιά του Αιγαίου στις περιοχές αιολικής προτεραιότητας. Επιπρόσθετα, λόγω της διεσπαρμένης φύσης και των χαρακτηριστικών της αιολικής ενέργειας, απαιτείται η μέγιστη γεωγραφική διασπορά για τη βέλτιστη ενσωμάτωση των ανεμογεννητριών στο ηλεκτρικό σύστημα, ειδικά σε σχέση με τη μείωση των απωλειών και την ποιότητα παροχής ισχύος. Η υπερσυγκέντρωση αιολικών μονάδων, σε ευρύτερες έστω περιοχές (όπως είναι οι προτεινόμενες ΠΑΠ), δεν αποτελεί πάντοτε τη βέλτιστη λύση (Ζερβός και Κάραλης, 2012).

2.4. Αδειοδότηση έργων ΑΠΕ

Για την κατασκευή και λειτουργία ενός σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, απαιτείται η έκδοση ή υπογραφή σχετικών αδειών και συμβάσεων, μετά από αιτήσεις που υποβάλλουν οι επενδυτές στους αρμόδιους κατά περίπτωση φορείς και οι οποίες συνοδεύονται από τα απαραίτητα δικαιολογητικά και μελέτες. Η συνολική διαδικασία είναι αρκετά χρονοβόρα και χαρακτηρίζεται από πολυπλοκότητα και γραφειοκρατία, παρά τις σχετικές απλοποιήσεις που επέφεραν διαδοχικά οι διάφοροι νόμοι. Η διαδικασία που ισχύει σήμερα καθορίζεται από το Ν. 3851/10 και από ορισμένες Υπουργικές Αποφάσεις που εκδόθηκαν στη συνέχεια, με πιο πρόσφατη την ΥΑ 3791/2013 (ΦΕΚ Β'104/24-01-2013) και τον ορισμό των Πρότυπων Περιβαλλοντικών Δεσμεύσεων. Στο Σχήμα 9 παρουσιάζεται η ροή των

σταδίων τα οποία ακολουθεί ένας επενδυτής ΑΠΕ (με εξαίρεση των μικρών φωτοβολταϊκών συστημάτων και των φωτοβολταϊκών στις στέγες όπου η διαδικασία είναι απλούστερη).



Σχήμα 9: Γενικά στάδια αδειοδοτικής διαδικασίας συστημάτων ΑΠΕ

Αναλυτικότερα, τα στάδια της αδειοδοτικής διαδικασίας είναι τα εξής:

1ο ΣΤΑΔΙΟ: Άδεια Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η άδεια Παραγωγής χορηγείται από την Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας. Σύμφωνα με το άρθρο 3 παρ. 1 του Ν.3468/2006, η Ρ.Α.Ε. εξετάζει αν πληρούνται τα κριτήρια που αναφέρονται στην εν λόγω παράγραφο και αποφασίζει για τη χορήγηση ή μη άδειας παραγωγής μέσα σε δύο (2) μήνες από την υποβολή της αίτησης εφόσον ο φάκελος είναι πλήρης.

Η αξιολόγηση των αιτήσεων στηρίζεται εκτός από τις διατάξεις του Ν.3468/2006 και

- i. Στους νόμους για τις Α.Π.Ε.: Ν.3734/2009 και Ν3851/2010.
- ii. Στις διατάξεις και τα Παραρτήματα της ΚΥΑ 49828/2008 (ΦΕΚ Β' 2464/03.12.2008) «Έγκριση ειδικού χωροταξικού σχεδιασμού και αιεφόρου

ανάπτυξης για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και της στρατηγικής μελέτης περιβαλλοντικών επιπτώσεων αυτού» εφεξής Ε.Π.Χ.Σ. Α.Π.Ε., όπως ισχύει.

- iii. Τις διατάξεις και τα Παραρτήματα της υπ' αριθμ. πρωτ. ΥΑΠΕ/Φ1/ 14810 / 04.10.2011 απόφασης του Υπουργού ΠΕ.Κ.Α. «Κανονισμός αδειών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. » (ΦΕΚ Β' 2373/25.10.2011).
- iv. Στην απόφαση της Ρ.Α.Ε. (30.07.2001) «Οδηγός αξιολόγησης αιτήσεων αδειών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. και μικρή Σ.Η.Θ.».

2ο ΣΤΑΔΙΟ: Έγκριση Περιβαλλοντικών Όρων (Ε.Π.Ο.) ή Απαλλαγή από Ε.Π.Ο., Προσφορά σύνδεσης με το σύστημα και Έγκριση Επέμβασης σε δάσος ή δασική έκταση

Μετά την απλοποίηση του Ν. 3851/2010, τα τρία επιμέρους στάδια της αδειοδοτικής διαδικασίας Α.Π.Ε. -η Προσφορά Σύνδεσης, η Έγκριση Επέμβασης και η Ε.Π.Ο.- προχωρούν παράλληλα και όχι σειριακά, όπως ίσχυε μέχρι τότε.

Η Έγκριση Περιβαλλοντικών Όρων χορηγείται από την Περιφέρεια. Για την έκδοση απόφασης Ε.Π.Ο. των έργων από Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α. κατά τις διατάξεις του άρθρου 4 του ν.1650/1986, όπως ισχύει, υποβάλλεται πλήρης φάκελος και Μελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων (Μ.Π.Ε.) στην αρμόδια για την περιβαλλοντική αδειοδότηση αρχή. Ο φάκελος θεωρείται πλήρης, εάν μέσα σε είκοσι (20) ημέρες από την υποβολή του δεν ζητηθούν εγγράφως από τον ενδιαφερόμενο συμπληρωματικά στοιχεία. Η αρμόδια αρχή εξετάζει τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις και τα προτεινόμενα μέτρα πρόληψης και αποκατάστασης, μεριμνά για την τήρηση των διαδικασιών δημοσιο-ποίησης και αποφαινεται για τη χορήγηση ή μη απόφασης Ε.Π.Ο. μέσα σε τέσσερις (4) μήνες από το χρόνο που ο φάκελος θεωρήθηκε πλήρης.

Παράλληλα, αμέσως μετά την έκδοση της άδειας παραγωγής ο κάτοχος της άδειας παραγωγής υποβάλλει αίτηση στον ΑΔΜΗΕ για έκδοση Προσφοράς Σύνδεσης. Αιτείται επίσης τη χορήγηση έγκρισης επέμβασης σε δασική έκταση κατά το ν. 998/1979, όπου απαιτείται, καθώς και για τυχόν άλλες άδειες αναγκαίες για την απόκτηση του δικαιώματος χρήσης της θέσης εγκατάστασης του έργου. Ο ΑΔΜΗΕ χορηγεί την Προσφορά Σύνδεσης το αργότερο μέσα σε τέσσερις (4) μήνες από την αίτηση. Η Προσφορά Σύνδεσης οριστικοποιείται και καθίσταται δεσμευτική με την έκδοση της απόφασης Ε.Π.Ο.

3ο ΣΤΑΔΙΟ: Άδεια Εγκατάστασης – Σύμβαση Σύνδεσης και Πώλησης

Αφού καταστεί δεσμευτική η Προσφορά Σύνδεσης, ο δικαιούχος ενεργεί (α) για τη χορήγηση άδειας εγκατάστασης και (β) για τη σύναψη της Σύμβασης Σύνδεσης και της Σύμβασης Πώλησης. Απαραίτητη προϋπόθεση για την έκδοση Άδειας Εγκατάστασης (με ενσωματωμένη Ενιαία Άδεια Χρήσης Νερού και Εκτέλεσης Έργων όταν πρόκειται για Μικρό Υδροηλεκτρικό Σταθμό) είναι η ύπαρξη Ε.Π.Ο. και

Προσφοράς Σύνδεσης και εκδίδεται από τον Περιφερειάρχη. Αφού καταστεί δεσμευτική η Προσφορά Σύνδεσης, ο δικαιούχος προχωρά στη σύναψη των Συμβάσεων Σύνδεσης και Πώλησης με τον ΛΑΓΗΕ. Μετά την έκδοση της Άδειας Εγκατάστασης, και προ της έναρξης των εργασιών, ο φορέας αιτείται στις Πολεοδομίες την έκδοση των απαιτούμενων πολεοδομικών αδειών. Για εργασίες φ/β σταθμού απαιτείται μόνο έκδοση άδειας εργασιών μικρής κλίμακας, ενώ για τα κτιριακά έργα (συμπεριλαμβανομένων των κτιρίων των Υ/Σ) απαιτείται έκδοση οικοδομικής άδειας.

4ο ΣΤΑΔΙΟ: Άδεια Λειτουργίας

Η άδεια λειτουργίας χορηγείται με απόφαση του οργάνου που είναι αρμόδιο για τη χορήγηση της άδειας εγκατάστασης (Γ.Γ. Περιφέρειας). Η άδεια εκδίδεται μετά από αίτηση του ενδιαφερομένου και έλεγχο από τα αρμόδια όργανα της τήρησης των τεχνικών όρων εγκατάστασης κατά τη δοκιμαστική λειτουργία του σταθμού, καθώς και έλεγχο από το Κ.Α.Π.Ε. της διασφάλισης των αναγκαίων λειτουργικών και τεχνικών χαρακτηριστικών του εξοπλισμού του σταθμού. Η άδεια λειτουργίας εκδίδεται εντός αποκλειστικής προθεσμίας δεκαπέντε (15) ημερών από την ολοκλήρωση των ανωτέρω ελέγχων, εφόσον αυτοί αποβούν θετικοί.

Πρέπει να σημειωθεί ότι υπάρχει σημαντική διαφοροποίηση στον συνολικά απαιτούμενο χρόνο αδειοδότησης ενός έργου Α.Π.Ε. ανάλογα με την τεχνολογία, ενώ εξακολουθούν και καταγράφονται αποκλίσεις από τις προβλεπόμενες χρονικές προθεσμίες. Σήμερα, ο μέσος χρόνος για την ολοκλήρωση της διαδικασίας αδειοδότησης εκτιμάται σε περίπου 3 χρόνια για αιολικούς σταθμούς και 1,5 για φωτοβολταϊκούς, ενώ για τα φωτοβολταϊκά στέγης οι χρόνοι είναι μικρότεροι καθώς εξαιρούνται από τη λήψη άδειας παραγωγής, άδειας ΕΠΟ και άδειας εγκατάστασης, ενώ αντίθετα απαιτείται οικοδομική/πολεοδομική άδεια.

Κυρίως οι μεγαλύτερες καθυστερήσεις εντοπίζονται στην προσφορά των όρων σύνδεσης και στην υπογραφή της σύμβασης αγοραπωλησίας (ΑΔΜΗΕ και ΛΑΓΗΕ αντίστοιχα). Βασικοί λόγοι των καθυστερήσεων στα στάδια αυτά είναι ο κορεσμός του δικτύου ή η έλλειψη κατάλληλου δικτύου και υποσταθμών. Ειδικά για αιολικά πάρκα σε περιοχές όπως η Πελοπόννησος και η Εύβοια οι καθυστερήσεις λόγω κορεσμού ή έλλειψης κατάλληλου δικτύου ξεπερνά τα 5 έτη και μπορεί να οδηγήσουν μέχρι και σε ακύρωση του έργου.

Μία άλλη αιτία σημαντικών καθυστερήσεων είναι οι αντιδράσεις των τοπικών κοινωνιών ή/και οι προσφυγές στο Συμβούλιο της Επικρατείας. Αυτές εκφράζονται ανά πάσα στιγμή κατά την διάρκεια της αδειοδοτικής διαδικασίας και μπορεί να έχουν ως συνέπεια ακόμα και την ακύρωση του έργου, ανεξάρτητα από το αποτέλεσμα της εκδίκασης.

2.5. Εγγυημένα τιμολόγια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ

Οι εγγυημένες τιμές (Feed-in-Tariffs, FiT) αποτελούν τον πιο συνήθη μηχανισμό στήριξης των ΑΠΕ σε ευρωπαϊκό επίπεδο (EREF, 2009) και προβλέπουν μία σταθερή και εγγυημένη αποζημίωση ανά μονάδα ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από μονάδες αξιοποίησης ΑΠΕ. Συνήθως, ο μηχανισμός συνοδεύεται με μακροχρόνια συμβόλαια (20-25 έτη) τα οποία παρέχουν ασφάλεια στους επενδυτές και εγγυημένη απόδοση της επένδυσης (ΥΠΕΚΑ, 2012).

Η λογική του μηχανισμού FiT στηρίζεται στην ανάγκη δημιουργίας ενός προστατευμένου πλαισίου αγοράς για τις ΑΠΕ, ώστε να αμβλυνθούν οι παράγοντες που δημιουργούν συνθήκες άνισου ανταγωνισμού σε σχέση με τα συμβατικά καύσιμα και αποθαρρύνουν τους επενδυτές να αναλάβουν σχετικές επιχειρηματικές πρωτοβουλίες. Μία πλευρά αυτών των στρεβλώσεων που επιτυγχάνει να αντιμετωπίσει ο μηχανισμός FiT είναι και η αδυναμία του μηχανισμού της αγοράς να αποτυπώσει το κοινωνικό όφελος των ΑΠΕ, που περιλαμβάνει και το εξωτερικό περιβαλλοντικό κόστος των συμβατικών καυσίμων (Externe, 2005).

Διεθνώς, οι εγγυημένες τιμές διαφοροποιούνται στις επιμέρους τεχνολογίες ΑΠΕ, με βάση κυρίως το ανηγμένο κόστος παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας. Συχνά, συνυπολογίζεται και το κόστος των υποκαθιστάμενων τεχνολογιών, ιδιωτικό και εξωτερικό, δηλαδή όσο πιο ακριβές ή/και όσο πιο ρυπογόνες τεχνολογίες υποκαθιστούν οι ΑΠΕ, τόσο υψηλότερη είναι η εγγυημένη τιμή τους. Επιπλέον, οι εγγυημένες τιμές αναπροσαρμόζονται με τον χρόνο, έτσι ώστε να λαμβάνεται υπόψη ο πληθωρισμός και η διαχρονική μεταβολή του ανηγμένου κόστους τους. Άλλοι παράγοντες που αιτιολογούν τη διαφοροποίηση των εγγυημένων τιμών με το χρόνο είναι (ΥΠΕΚΑ, 2012):

- Το μέγεθος της εγκατάστασης, με την έννοια ότι μπορεί να ορίζονται χαμηλότερες εγγυημένες τιμές σε μεγαλύτερα έργα που απολαμβάνουν οικονομίες κλίμακας.
- Το δυναμικό ΑΠΕ, με την έννοια ότι μπορεί να ορίζονται υψηλότερες εγγυημένες τιμές για θέσεις χαμηλότερου δυναμικού, ώστε να καταστούν περισσότερο ελκυστικές στους επενδυτές.
- Ο χρόνος έγχυσης στο δίκτυο, με την έννοια ότι μπορεί να ορίζονται υψηλότερες εγγυημένες τιμές για την ενέργεια που εγχέεται στο δίκτυο σε ώρες αιχμής.

Ήδη από τον Νόμο 2244/1994, εισάγεται ο μηχανισμός των εγγυημένων τιμολογίων, ως το βασικό εργαλείο για τη λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ. Οι τιμές που όρισε ο Ν. 2244/94, ήταν ενιαίες για όλες τις τεχνολογίες με διαφοροποίηση του τρόπου ορισμού τους για εγκαταστάσεις στο διασυνδεδεμένο σύστημα και στα αυτόνομα νησιά. Η διαφοροποίηση ανά τεχνολογία εισάγεται με τον Ν.

3468/2006 και επεκτείνεται συμπεριλαμβάνοντας και άλλες τεχνολογίες με τον Ν. 3851/2010. Οι τιμές που ισχύουν και σήμερα για όλες τις τεχνολογίες ΑΠΕ (πλην των φωτοβολταϊκών συστημάτων) σύμφωνα με τον Ν. 3851/2010 παρουσιάζονται στον Πίνακα 2.

Σημειώνεται ότι μέχρι σήμερα δεν έχουν καθορισθεί τιμές για υπεράκτια αιολικά πάρκα, ή για άλλες καινοτόμες τεχνολογίες αξιοποίησης ΑΠΕ (π.χ. κυματική ή παλιρροϊκή ενέργεια) που δεν μπορεί να θεωρηθεί ότι καλύπτονται από την κατηγορία «Λοιπές ΑΠΕ» λόγω του υψηλού ανηγμένου κόστους.

Στην περίπτωση των φωτοβολταϊκών με τον Νόμο 3734/2009 προβλέπεται για πρώτη φορά αυτόματη μείωση των τιμολογίων, σε ετήσιο ποσοστό 11% που επιμερίζεται ανά εξάμηνο, ώστε να γίνει μία μερική αναπροσαρμογή προς το συνεχώς μειούμενο κόστος της τεχνολογίας. Επίσης, προβλέπεται ότι μετά το 2015 η τιμή αυτή θα ορίζεται με τη μορφή εγγυημένων διαφορικών τιμών (premium), δηλαδή με προσαύξηση της μέσης Οριακής Τιμής Συστήματος κατά 30-50%. Με νεότερες Υπουργικές Αποφάσεις του 2012 μειώνονται περαιτέρω οι εγγυημένες τιμές για τους φωτοβολταϊκούς σταθμούς και τα συστήματα σε στέγες, με στόχο να μειωθεί το μεγάλο ύψος των αποζημιώσεων που καταβάλλεται στους επενδυτές που είχε ως συνέπεια να δημιουργηθεί μεγάλο έλλειμμα στον ΛΑΓΗΕ. Παράλληλα, με τη μείωση αναστέλλεται η έκδοση νέων αδειών για φωτοβολταϊκούς σταθμούς, καθώς ο στόχος για το 2020 είχε ήδη καλυφθεί. Σήμερα, οι εγγυημένες τιμές για τα φωτοβολταϊκά κυμαίνονται σε ακόμη χαμηλότερα επίπεδα τα οποία ορίζονται από τις Υπουργικές Αποφάσεις 1288/9011 και 1289/9012 (ΦΕΚ Β' 1103/2-5-2013) για φωτοβολταϊκούς σταθμούς και φωτοβολταϊκά συστήματα σε κτιριακές εγκαταστάσεις και στέγες κτιρίων, αντίστοιχα και τα οποία παρουσιάζονται στους Πίνακες 3 και 4.

Πίνακας 2: Εγγυημένες τιμές τεχνολογιών ΑΠΕ σύμφωνα με τον Ν. 3851/2010

Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από:	Τιμή Ενέργειας (€/MWh)	
	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
Αιολική ενέργεια σε χερσαίες εγκαταστάσεις > 50 kW	87,85	99,45
Αιολική ενέργεια σε χερσαίες εγκαταστάσεις ≤ 50 kW	250	
Φωτοβολταϊκά < 10 kW _{peak} σε κτίρια *	550	
Μικρά Υδροηλεκτρικά ≤ 15 MWe	87,85	
Ηλιοθερμικοί σταθμοί	264,85	
Ηλιοθερμικοί σταθμοί με σύστημα αποθήκευσης που εξασφαλίζει > 2 ώρες λειτουργίας σε ονομαστικό φορτίο	284,85	
Γεωθερμική ενέργεια χαμηλής θερμοκρασίας	150	
Γεωθερμική ενέργεια υψηλής θερμοκρασίας	99,45	
Βιομάζα ≤ 1 MW	200	
Βιομάζα >1 MW και ≤ 5 MW	175	
Βιομάζα ≥ 5 MW	150	
Βιοαέριο από ΧΥΤΑ και εγκ. Βιολ. καθαρισμού ≤ 2 MW	120	
Βιοαέριο από ΧΥΤΑ και εγκ. Βιολ. καθαρισμού >2 MW	99,45	
Βιοαέριο από κτηνοτροφικά και αγροτοβιομηχανικά οργανικά υπολείμματα και απόβλητα ≤ 3 MW	220	
Βιοαέριο από κτηνοτροφικά και αγροτοβιομηχανικά οργανικά υπολείμματα και απόβλητα > 3 MW	200	
Λοιπές ΑΠΕ (συμπεριλαμβανομένων και των σταθμών ενεργειακής αξιοποίησης του βιοαποδομήσιμου κλάσματος αστικών αποβλήτων που πληρούν τις προδιαγραφές της Ευρωπαϊκής νομοθεσίας όπως εκάστοτε αυτές ισχύουν)	87,85	99,45

(*) Οι εγγυημένες τιμές για τα φωτοβολταϊκά έχουν τροποποιηθεί με νεότερες Υπ. Αποφάσεις. Οι τιμές του παραπάνω πίνακα (πλην φωτοβολταϊκών και ηλιοθερμικών σταθμών) προσαυξάνονται κατά 15% ως 20% ανάλογα με την περίπτωση, εφόσον έχουν υλοποιηθεί χωρίς την χρήση δημόσιας επιχορήγησης.

Πίνακας 3: Εγγυημένες τιμές για φωτοβολταϊκούς σταθμούς (Υπ.Απ. 1288/9011)

	Διασυνδεδεμένο		Μη Διασυνδεδεμένο
	A	B	Γ
	>100kW	≤100kW	(ανεξαρτήτως ισχύος)
2013 Φεβρουάριος	95,00	120,00	100,00
2013 Αύγουστος	95,00	120,00	100,00
2014 Φεβρουάριος	90,00	115,00	95,00
2014 Αύγουστος	90,00	115,00	95,00
Για κάθε έτος ν από το 2015 και μετά	1,1χμΟΤΣ _{v-1}	1,2χμΟΤΣ _{v-1}	1,1χμΟΤΣ _{v-1}

Πίνακας 4: Εγγυημένες τιμές για φωτοβολταϊκά συστήματα σε στέγες/κτιριακές εγκαταστάσεις (Υπ.Απ. 1289/9012)

Μήνας/Έτος	Τιμή (ευρώ/MWh)
Φεβρουάριος 2013	125,00
Αύγουστος 2013	125,00
Φεβρουάριος 2014	120,00
Αύγουστος 2014	120,00
Φεβρουάριος 2015	115,00
Αύγουστος 2015	115,00
Φεβρουάριος 2016	110,00
Αύγουστος 2016	110,00
Φεβρουάριος 2017	105,00
Αύγουστος 2017	100,00
Φεβρουάριος 2018	95,00
Αύγουστος 2018	90,00
Φεβρουάριος 2019	85,00
Αύγουστος 2019	80,00

3. Κόστος, χρηματοδότηση και αποδοτικότητα έργων ΑΠΕ

3.1. Συνιστώσες κόστους

Οι βασικές συνιστώσες κόστους των έργων ΑΠΕ είναι:

1) Το κόστος επένδυσης, αποτελεί για τις περισσότερες τεχνολογίες ΑΠΕ την καθοριστική για τη χρηματοοικονομική απόδοση του έργου παράμετρο κόστους. Το κόστος επένδυσης περιλαμβάνει:

- Το κόστος μελέτης και αδειοδότησης του έργου: το κόστος αυτό είναι σε απόλυτα μεγέθη σχετικά μικρό. Οι μεγάλοι χρόνοι αδειοδότησης λόγω γραφειοκρατικών ή άλλων εμποδίων, επιβαρύνουν όμως σημαντικά το έργο και θέτουν σε κίνδυνο την υλοποίησή του.
- Το κόστος προμήθειας και εγκατάστασης του εξοπλισμού: αποτελεί σε όλες τις περιπτώσεις τη σημαντικότερη συνιστώσα του κόστους επένδυσης. Είναι χαρακτηριστικό κάθε τεχνολογίας, ενώ εξαρτάται σημαντικά από τη θέση εγκατάστασης και τα χαρακτηριστικά της ανανεώσιμης πηγής. Ένας πρόσθετος παράγοντας που επηρεάζει το κόστος εξοπλισμού, ιδιαίτερα των πιο καινοτόμων τεχνολογιών είναι ο βαθμός εμπορικής ωριμότητας και διεξόδου στην αγορά. Εκτός από τον βασικό εξοπλισμό κάθε τεχνολογίας (ανεμογεννήτριες, φωτοβολταϊκά πάνελ κλπ), το κόστος εξοπλισμού περιλαμβάνει επίσης τις δαπάνες προμήθειας και εγκατάστασης του βοηθητικού ηλεκτρολογικού και λοιπού εξοπλισμού (inverters, βάσεις στήριξης, γεννήτριες, μπαταρίες κλπ.)
- Κόστος έργων πολιτικού μηχανικού: εξαρτάται σημαντικά από το είδος της τεχνολογίας και τα χαρακτηριστικά της θέσης εγκατάστασης και περιλαμβάνει τη διαμόρφωση χώρου, πιθανά έργα οδοποιίας, βοηθητικά κτίρια, θεμελιώσεις κλπ.
- Το κόστος διασύνδεσης με το δίκτυο: εξαρτάται από την απόσταση του σταθμού από το δίκτυο και από τη γεωμορφολογία στη θέση εγκατάστασης. Κατά κανόνα κυμαίνεται γύρω στις 150-200 χιλ.€/MW, αλλά λόγω της περιορισμένης διαθεσιμότητας δικτύων παρουσιάζει αυξητική τάση.

2) Το κόστος συντήρησης και λειτουργίας είναι κατά κανόνα μικρό, καθώς η πρώτη ύλη διατίθεται σε αφθονία και χωρίς κόστος από τη φύση (με εξαίρεση τις μονάδες βιομάζας). Συνήθως υπολογίζεται ως ποσοστό του κόστους επένδυσης, καθώς αφορά κυρίως δαπάνες συντήρησης και εξαρτάται από τις ιδιαιτερότητες και το κόστος του εξοπλισμού. Ειδικότερα, το κόστος συντήρησης και λειτουργίας περιλαμβάνει:

- Το κόστος συντήρησης του εξοπλισμού: αποτελεί κατά κανόνα τη μεγαλύτερη συνιστώσα του λειτουργικού κόστους και κυμαίνεται μεταξύ 1-3% ανάλογα με το είδος και το μέγεθος της μονάδας.
- Το κόστος προμήθειας της πρώτης ύλης: αφορά μόνο τις μονάδες βιομάζας οι οποίες ανάλογα αν αξιοποιούν προϊόντα ενεργειακών καλλιεργειών, γεωργικών ή άλλων αποβλήτων, επιβαρύνονται αντίστοιχα από το κόστος παραγωγής και επεξεργασίας και σε κάθε περίπτωση από το κόστος μεταφοράς της πρώτης ύλης.
- Διοικητικές δαπάνες που αφορούν κυρίως έξοδα διαχείρισης, μισθοδοσία προσωπικού φύλαξης
- Κόστος ασφάλισης του εξοπλισμού που είναι υποχρεωτική για τη δανειοδότηση του έργου.

3) Οι λοιπές δαπάνες στα έργα ΑΠΕ συμπεριλαμβάνουν το κόστος εξυπηρέτησης των δανείων, τέλη και πιθανές έκτακτες εισφορές. Ειδικότερα:

- Ο δανεισμός σε ένα τυπικό έργο ΑΠΕ καλύπτει το 50-70% του κόστους επένδυσης, ενώ τα επιτόκια στην τρέχουσα περίοδο κυμαίνονται σε υψηλά επίπεδα (>7%).
- Το τέλος του 3% επί του ετήσιων εσόδων των παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ που σύμφωνα με τον Ν.3851/2010 αποδίδεται στους οικείους ΟΤΑ και τους οικιακούς καταναλωτές της περιοχής, επιβαρύνει όλα σχεδόν τα έργα ΑΠΕ πλην φωτοβολταϊκών. Τα μικρά Υδροηλεκτρικά ΥΗ που εγκαθίστανται σε προστατευόμενες περιοχές επιβαρύνονται με ένα πρόσθετο τέλος 1% που αποδίδεται στους φορείς διαχείρισης αυτών των περιοχών.
- Η έκτακτη εισφορά επί των ετήσιων εσόδων των εν λειτουργία σταθμών επιβλήθηκε στο πλαίσιο της δημοσιονομικής προσαρμογής της χώρας στα τέλη του 2012 (10% σε αιολικά, μικρά ΥΗ και βιομάζα, και 20-30%% στα φωτοβολταϊκά). Ήδη, και με παράπλευρο στόχο την αντιμετώπιση των ελλειμμάτων του ΛΑΓΗΕ, η εισφορά στα φωτοβολταϊκά έχει αυξηθεί από τα μέσα του 2013, φθάνοντας και στο 40% για νεότερες εγκαταστάσεις.

3.2. Εκτιμήσεις κόστους ανά τεχνολογία

Σε πρόσφατη μελέτη του ΥΠΕΚΑ (2012), παρουσιάζονται στοιχεία κόστους για τις βασικές τεχνολογίες ΑΠΕ, διακρίνοντας τυπικές περιπτώσεις έργων στην Ελλάδα με βάση τη συνολική ισχύ. Από την παράλληλη επισκόπηση της διεθνούς βιβλιογραφίας προκύπτει ότι οι τιμές αυτές είναι αντιπροσωπευτικές των επιπέδων κόστους στη διεθνή αγορά (IRENA, 2013; IEA, 2010). Στον Πίνακα 5 συνοψίζονται οι εκτιμήσεις για το κόστος επένδυσης (ανά MW) και το κόστος λειτουργίας (% κόστους επένδυσης

των πιο διαδεδομένων τεχνολογιών ΑΠΕ). Οι εκτιμήσεις του κόστους λειτουργίας, κυμαίνονται σε ελαφρώς υψηλότερα επίπεδα σε σύγκριση με διεθνείς εκτιμήσεις. Αναλυτικότερα στοιχεία για το κόστος επένδυσης κάθε τεχνολογίας:

- 1) **Στα αιολικά συστήματα** διακρίνονται κατ' αρχήν επενδύσεις στο διασυνδεδεμένο σύστημα (ΔΣ) που εμφανίζει το χαμηλότερο κόστος επένδυσης (1.350 €/kW) και στο μη διασυνδεδεμένο σύστημα (ΜΔΣ) όπου το κόστος αυξάνεται (1.550 €/kW) λόγω μεταφοράς του εξοπλισμού και πιθανά υψηλότερο κόστος συνοδευτικών έργων που απαιτούνται για την εγκατάσταση. Ανάλογες εκτιμήσεις κόστους υπάρχουν και στη διεθνή βιβλιογραφία, με τον μέσο όρο για την Ευρώπη να κυμαίνεται γύρω στα 1.600 \$/kW και στις ΗΠΑ στα 2.100 \$/kW (IRENA, 2013). Στο Σχήμα 10 παρουσιάζεται η διάρθρωση του κόστους επένδυσης σε βασικές συνιστώσες. Προκύπτει ότι οι ανεμογεννήτριες και ο βοηθητικός ηλεκτρολογικός εξοπλισμός αποτελούν τα δύο τρίτα περίπου του συνολικού κόστους επένδυσης (Blanco, 2009).

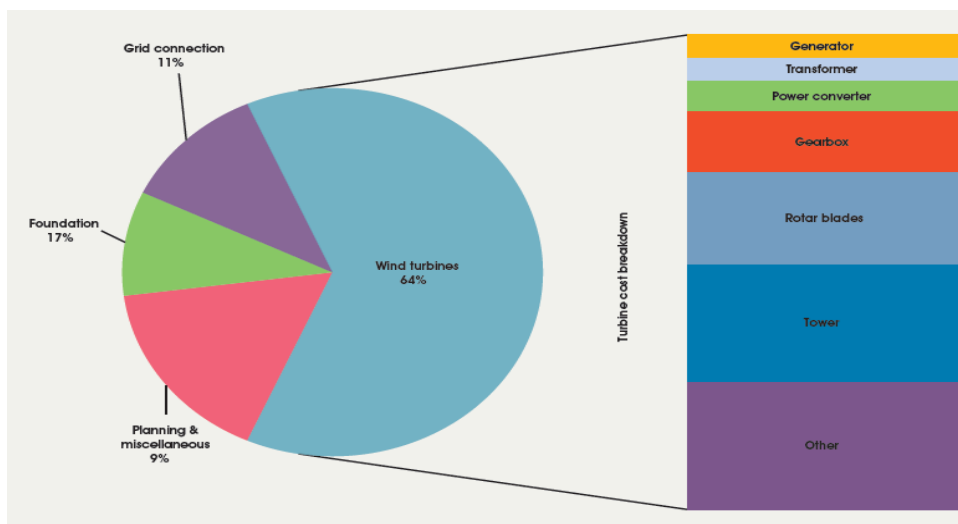
Τα υπεράκτια πάρκα αντίστοιχα εμφανίζουν υψηλότερο κόστος εγκατάστασης και διασύνδεσης, ενώ και οι ίδιες οι ανεμογεννήτριες χαρακτηρίζονται από υψηλότερο κόστος κατασκευής λόγω αυξημένων απαιτήσεων υψηλής αντοχής στο διαβρωτικό θαλάσσιο περιβάλλον και σε υψηλές ταχύτητες ανέμου. Σύμφωνα με διεθνείς εκτιμήσεις (IRENA, 2013) το συνολικό κόστος επένδυσης ανέρχεται γύρω στα 4.000 \$/kW, ενώ σε ορισμένες περιπτώσεις μπορεί να υπερβεί τα 5.000 \$/kW. Τέλος, τα μικρά αιολικά συστήματα οικιακής χρήσης εμφανίζουν διαφορετικά τεχνολογικά χαρακτηριστικά και σημαντικά υψηλότερο κόστος.

Πίνακας 5: Κόστος επένδυσης και κόστος λειτουργίας τυπικών έργων ΑΠΕ

Τεχνολογία	Αιολική Ενέργεια				Φωτοβολταϊκά				ΜΥΗ		Γεωθερμία	
	ΔΣ	ΜΔΣ	Θαλάσσια	<50kW	Στέγες	100kW	500kW	>500kW	H<20μ	H>20μ	χαμηλή Θερμ.	υψηλή Θερμ.
Τυπικό μέγεθος μονάδας (MW)	30	10	100	0,05	0,01	0,1	0,5	2	5	5	0,5	20
Ανηγμένο κόστος επένδυσης (€/kW)	1.350	1.550	3.000	3.700	2.900	2.500	2.000	1.800	2.500	2.100	6.000	4.000
Κόστος συντήρησης και λειτουργίας (% επένδυσης)	3,6%	4,0%	2,5%	2,0%	0,5%	3,5%	2,5%	2,5%	3,1%	3,4%	5,5%	5,5%

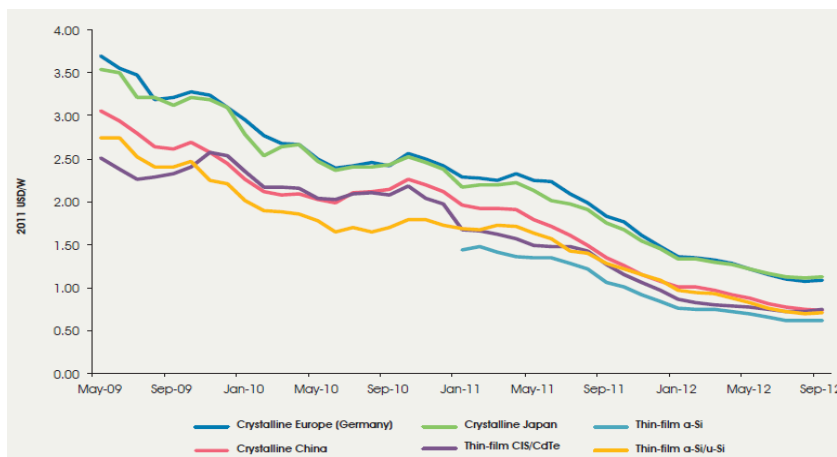
Τεχνολογία	Ηλιοθερμικά				Βιομάζα			Αέρια από χώρους υγειον. ταφής και εγκ. βιολογικού καθαρισμού		Βιοαέριο	
	χωρίς αποθ.Α	χωρίς αποθ.Β	με αποθ. 3ώρες	με αποθ. 6ώρες	<1MW	μεταξύ 1-5MW	>5MW	<2MW	>2MW	<3MW	>3MW
Τυπικό μέγεθος μονάδας (MW)	2	20	30	30	1	3	5	1	5	3	5
Ανηγμένο κόστος επένδυσης (€/kW)	3.200	3.800	4.600	5.300	3.400	3.000	2.700	2.600	2.300	3.000	2.900
Κόστος συντήρησης και λειτουργίας (% επένδυσης)	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	30,0%	28,0%	25,0%	18,0%	16,0%	42,0%	38,0%

Πηγή: ΥΠΕΚΑ, 2012

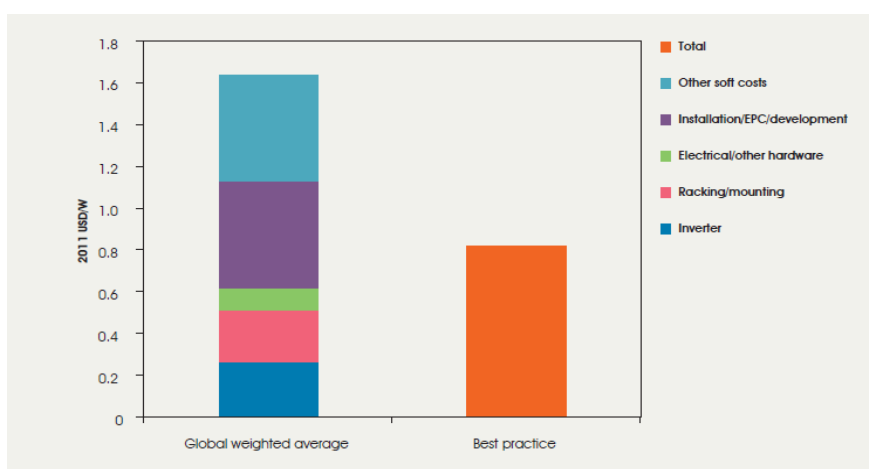


Σχήμα 10: Ανάλυση κόστους επένδυσης αιολικών πάρκων (IRENA, 2013)

2) Στα φωτοβολταϊκά συστήματα το κόστος των φωτοβολταϊκών πάνελ παρουσιάζει δραστική μείωση τα τελευταία χρόνια συμπαρασύροντας ανάλογα και το συνολικό κόστος επένδυσης. Η μείωση αυτή οφείλεται στη βελτίωση της παραγωγικής διαδικασίας, στην εκθετική αύξηση του συνολικού όγκου παραγωγής και του αυξανόμενου μεριδίου στην αγορά από κατασκευαστικές βιομηχανίες της Κίνας και χώρες της Ν.Α. Ασίας. Όπως φαίνεται και στο Σχήμα 11, στα τέλη του 2012, το κόστος των πάνελ λεπτού υμενίου είχε ήδη πέσει κάτω από τα 1.000 \$/kW. Το κόστος των φωτοβολταϊκών πάνελ αποτελεί σήμερα περίπου το 40-60% του συνολικού κόστους επένδυσης (ανάλογα με το μέγεθος της εγκατάστασης). Το υπόλοιπο του κόστους επένδυσης αναφέρεται ως κόστος Εξισορρόπησης του Συστήματος (Balance of System costs, BoS) και περιλαμβάνει το κόστος συνδέσεων των πάνελ, μετατροπέων, καλωδιώσεων, βάσεων στήριξης κλπ. (IRENA, 2013). Το BoS διαφοροποιείται ανάλογα με τις πρακτικές που εφαρμόζονται σε κάθε χώρα και βαίνει μειούμενο με το μέγεθος της εγκατάστασης εμφανίζοντας σημαντικές οικονομίες κλίμακας. Η εφαρμογή συστημάτων παρακολούθησης της τροχιάς του ήλιου αυξάνει κατά περίπου 20% το κόστος εξοπλισμού, οδηγεί όμως και σε σημαντική αύξηση της απόδοσης του συστήματος (Ζερβός 2013). Στο Σχήμα 12 εμφανίζεται το ύψος και οι συνιστώσες του κόστους BoS για μεγάλο φωτοβολταϊκό σύστημα.

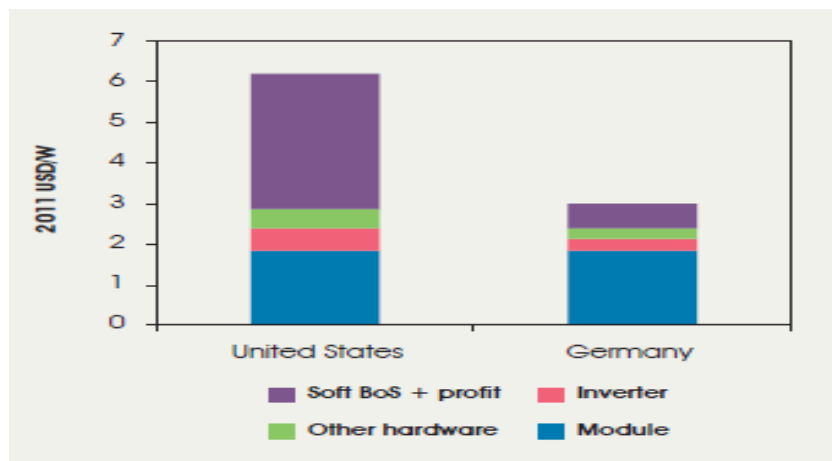


Σχήμα 11: Εξέλιξη κόστους φωτοβολταϊκών πάνελ στη διεθνή αγορά (IRENA, 2013)



Σχήμα 12: Ύψος και ανάλυση κόστους εξισορρόπησης φωτοβολταϊκών μεγάλης κλίμακας (IRENA, 2013)

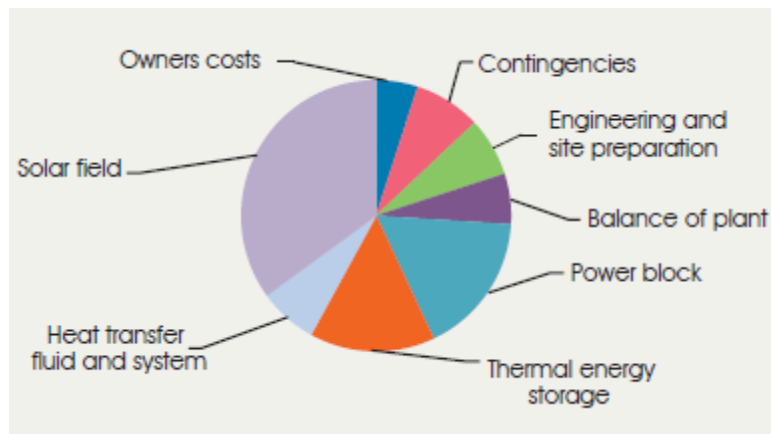
Το κόστος BoS στα μικρά συστήματα στέγης μπορεί να είναι καθοριστικό του συνολικού κόστους επένδυσης, το οποίο σε κάθε περίπτωση είναι κατά 50%- 100% υψηλότερο των φωτοβολταϊκών μεγάλης κλίμακας. Όπως φαίνεται στο Σχήμα 13, στις ΗΠΑ το κόστος των πάνελ αποτελεί λιγότερο από το 1/3 του συνολικού κόστους επένδυσης, ενώ αντίθετα στη Γερμανία ανέρχεται στα 2/3.



Σχήμα 13: Ύψος και ανάλυση συνολικού κόστους επένδυσης φωτοβολταϊκών στέγης (IRENA, 2013)

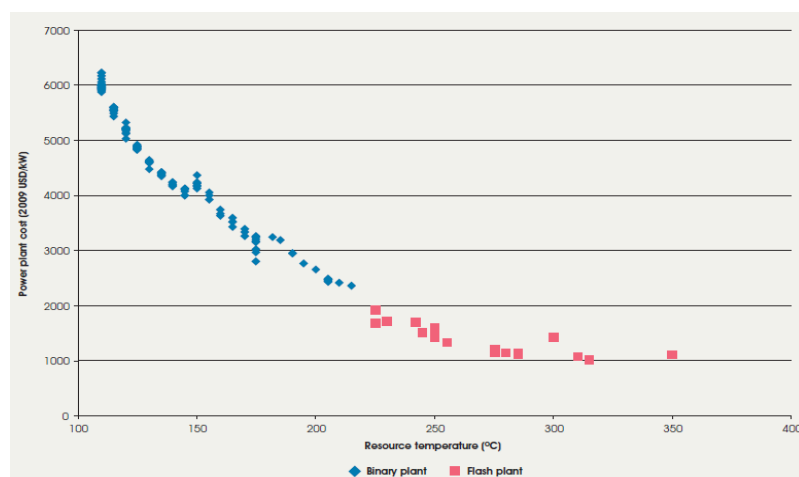
3) Στα μικρά υδροηλεκτρικά συστήματα η βασική παράμετρος διαφοροποίησης του κόστους είναι το υδραυλικό ύψος, με τα συστήματα χαμηλού ύψους πτώσης να απαιτούν περισσότερο πολύπλοκα έργα πολιτικού μηχανικού και υψηλότερο κόστος (2.500 €/kW έναντι 2.100 €/kW). Επίσης, η διαθέσιμη παροχή και η ισχύς του σταθμού επηρεάζουν το κόστος καθώς μεγάλες παροχές απαιτούν μεγαλύτερο και δαπανηρότερο ηλεκτρομηχανολογικό εξοπλισμό (Ζερβός, 2009). Το κόστος σε κάθε περίπτωση μπορεί να αυξηθεί από την ανάγκη λήψης μέτρων διαχείρισης υδατικών πόρων ή από τις ανάγκες ταυτόχρονης εξυπηρέτησης αναγκών άρδευσης ή ύδρευσης. Οι διεθνείς εκτιμήσεις για το κόστος επένδυσης μικρών υδροηλεκτρικών σταθμών εμφανίζουν ένα μεγάλο εύρος διακύμανσης από 1.500 έως και 5.000 \$/kW (IRENA, 2013).

4) Οι ηλιοθερμικοί σταθμοί αποτελούν καινοτομικά έργα και η διείσδυσή τους στην αγορά είναι διεθνώς πολύ περιορισμένη. Το κόστος των κατόπτρων παραμένει σε υψηλά επίπεδα, χωρίς να εμφανίζει ουσιαστικές οικονομίες κλίμακας. Αντίθετα, ο συνοδευτικός ηλεκτρικός εξοπλισμός, τα συστήματα μεταφοράς θερμότητας και ιδιαίτερα τα συστήματα αποθήκευσης που αποσκοπούν στην πληρέστερη αξιοποίηση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας αυξάνουν σημαντικά το κόστος επένδυσης. Στο Σχήμα 14 παρουσιάζεται η ανάλυση κόστους συγκεντρωτικών ηλιακών συστημάτων (CSP) με παραβολικά κάτοπτρα, που αποτελούν σήμερα την κυρίαρχη τεχνολογία. Οι διεθνείς εκτιμήσεις συμπίπτουν σε ένα συνολικό κόστος επένδυσης που κυμαίνεται μεταξύ 6.000-8.000 \$/kW για ηλιοθερμικούς σταθμούς με σύστημα αποθήκευσης (IRENA, 2013).



Σχήμα 14: Ανάλυση συνολικού κόστους επένδυσης ηλιοθερμικών σταθμών (IRENA, 2013)

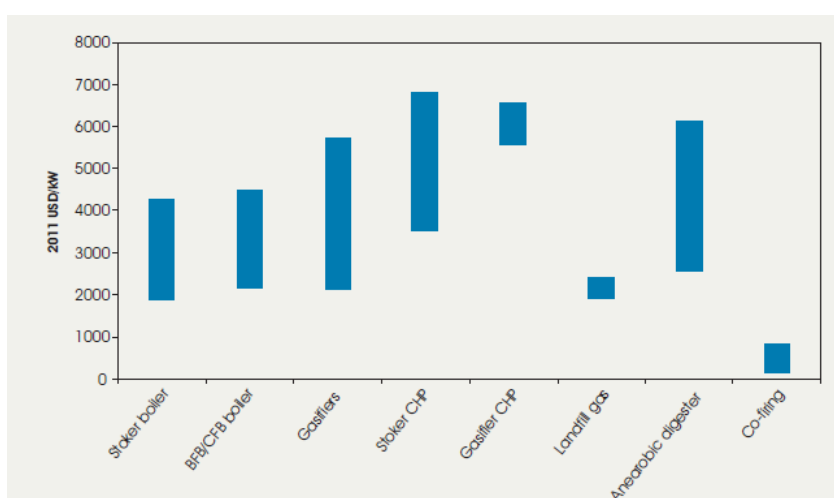
5) Οι σταθμοί γεωθερμίας διακρίνονται με βάση τη θερμοκρασία του γεωθερμικού ρευστού, αλλά και άλλα χαρακτηριστικά της γεωθερμικής πηγής και της τεχνολογίας εκμετάλλευσης. Ειδικότερα, όπως φαίνεται και στο Σχήμα 15, σε γεωθερμικά πεδία χαμηλής ενθαλπίας η επένδυση προϋποθέτει τεχνολογία αναβάθμισης της θερμοκρασίας (binary plants) και το κόστος είναι σημαντικά υψηλότερο σε σύγκριση με εκείνο μονάδων (flash plant) που αξιοποιούν πεδία υψηλής ενθαλπίας. Το κόστος αυτό θα πρέπει να προσαυξηθεί και με τις δαπάνες εξόρυξης και κατασκευής των υποδομών αξιοποίησης του πεδίου. Η Ελλάδα, παρά το αξιόλογο γεωθερμικό της δυναμικό δεν έχει προχωρήσει στην αξιοποίηση της γεωθερμίας για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Σε κάθε περίπτωση, οι μονάδες γεωθερμίας βασίζονται σε ώριμες τεχνολογίες που εμφανίζουν ομοιότητες με τους συμβατικούς σταθμούς και χαρακτηρίζονται από υψηλότερους συντελεστές φόρτισης, σε σχέση με άλλες ΑΠΕ.



Σχήμα 15: Κόστος επένδυσης γεωθερμικών σταθμών συναρτήσει της θερμοκρασίας του γεωθερμικού πεδίου (IRENA, 2013)

6) Οι σταθμοί βιομάζας και βιοαερίου στηρίζονται σε διαφορετικές τεχνολογίες (καύση, αεριοποίηση, πυρόλυση, βιοχημικές διεργασίες) ενώ εμφανίζουν υψηλούς συντελεστές φόρτισης. Το κόστος επένδυσης διαφοροποιείται ανάλογα με το είδος

και το μέγεθος της μονάδας, ενώ το είδος και τα ποιοτικά χαρακτηριστικά του καυσίμου είναι καθοριστικοί παράγοντες τόσο για την επιλογή της τεχνολογίας, όσο και για το κόστος λειτουργίας. Ορισμένες από τις πιο ώριμες τεχνολογίες, όπως για παράδειγμα η αξιοποίηση αγροτικών και κτηνοτροφικών αποβλήτων και λυμάτων βιολογικού καθαρισμού κρίνονται πλέον ως ανταγωνιστικές των συμβατικών συστημάτων ηλεκτροπαραγωγής. Στο Σχήμα 15 φαίνεται το μεγάλο εύρος διακύμανσης του κόστους επένδυσης διαφόρων τεχνολογιών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από βιομάζα και βιοαέριο στη διεθνή αγορά. Σε σχέση με το λειτουργικό κόστος σημειώνεται ότι τα ποσοστά του Πίνακα 5 δεν συμπεριλαμβάνουν το κόστος της πρώτης ύλης που αποτελεί το 80% περίπου του συνολικού λειτουργικού κόστους.



Σχήμα 16: Ανάλυση συνολικού κόστους επένδυσης ηλιοθερμικών σταθμών (IRENA, 2013)

3.3. Χρηματοδότηση έργων ΑΠΕ

Στην παρούσα συγκυρία, λόγω της οικονομικής κρίσης και της συνεπαγόμενης έλλειψης ρευστότητας, οι συνθήκες χρηματοδότησης των έργων ΑΠΕ είναι πολύ δυσμενέστερες σε σχέση με το πρόσφατο παρελθόν, ενώ χαρακτηρίζονται από υψηλή αβεβαιότητα (ΥΠΕΚΑ, 2012). Συγκεκριμένα, εκτός από την έλλειψη διαθεσιμότητας ιδίων κεφαλαίων, προβληματικές είναι πλέον και οι άλλες πηγές χρηματοδότησης:

- **Επιχορηγήσεις:** Στις περισσότερες περιπτώσεις έργων, και ιδιαίτερα στις πιο ώριμες τεχνολογίες των αιολικών και των φωτοβολταϊκών συστημάτων δεν προβλέπεται επιχορήγηση μέσω επιχειρησιακών κοινοτικών προγραμμάτων ή του αναπτυξιακού νόμου. Μέχρι το 2010, η επιχορήγηση αυτή κάλυπτε μέχρι και το 40% του κόστους επένδυσης, ανάλογα με την τεχνολογία και τη γεωγραφική θέση. Όμως, με τον Ν. 3851/2010 προβλέπεται αύξηση των

εγγυημένων τιμολογίων κατά 15-20% στην περίπτωση που το επιχειρηματικό σχέδιο δεν εντάσσεται σε καθεστώς κρατικής ενίσχυσης.

- **Δανειοδότηση:** Το ελληνικό τραπεζικό σύστημα αδυνατεί σήμερα λόγω περιορισμένης ρευστότητας να στηρίζει τις επενδύσεις ΑΠΕ, ιδιαίτερα για έργα μεσαίας και μεγάλης κλίμακας, όπως άλλωστε και άλλες επενδύσεις. Αντίστοιχα, η αβεβαιότητα για την οικονομική πορεία της χώρας (country risk) έχει ως συνέπεια την απουσία χρηματοδότησης από ξένα πιστωτικά ιδρύματα. Επίσης, οι τράπεζες δεν αρκούνται πλέον στην εκχώρηση της σύμβασης πώλησης της ενέργειας, καθώς τα προβλήματα ρευστότητας του ΛΑΓΗΕ δημιουργούν αβεβαιότητα ως προς την είσπραξη των εγγυημένων τιμολογίων, ζητώντας εμπράγ-ματες εγγυήσεις. Τέλος, αυξήθηκαν τα έμμεσα κόστη τραπεζικών εργασιών όπως οι προμήθειες εγγυητικών επιστολών, με συνέπεια την επιβάρυνση του κόστους κατασκευής κατά 1,2%.
- **Όροι δανεισμού:** Σε όσες περιπτώσεις εξασφαλισθεί δανεισμός, τα επιτόκια κυμαίνονται σε επίπεδα πολύ υψηλότερα από τα μέσα ευρωπαϊκά, λειτουργώντας ως ένα επιπλέον εμπόδιο στην υλοποίηση της επένδυσης. Σήμερα εκτιμώνται γύρω στο 7-8% για μεσαία-μεγάλα έργα, ενώ για μικρά έργα μπορεί να υπερβούν και το 10%. Η περίοδος αποπληρωμής παραμένει στα 10 χρόνια.

Εκτός όμως από την τρέχουσα έλλειψη ρευστότητας τα προβλήματα χρηματοδότησης εμφανίζουν και μονιμότερες πτυχές λόγω της απουσίας σύγχρονων χρηματοδοτικών εργαλείων, όπως ο Μηχανισμός Χρηματοδότησης από Τρίτους (ΧαΤ), που παρέχουν οικονομική και τεχνολογική στήριξη στους επενδυτές. Η απουσία σύγχρονων εταιριών παροχής ενεργειακών υπηρεσιών (Energy Service Companies, ESCOs) που λειτουργούν με μεγάλη επιτυχία σε πολλές ευρωπαϊκές χώρες και στις ΗΠΑ, αποτελεί ένα σημαντικό κενό και ταυτόχρονα μία ευκαιρία για ανάπτυξη επιχειρηματικότητας και δημιουργία θέσεων εργασίας (IOBE-EBEO, 2012). Οι εταιρίες αυτές αναλαμβάνουν όχι μόνο τη χρηματοδότηση, αλλά και τη μελέτη, υλοποίηση, διαχείριση, συντήρηση έργων ΑΠΕ, ιδιαίτερα μικρής και μεσαίας κλίμακας.

3.4. Αποδοτικότητα έργων ΑΠΕ

Η αποδοτικότητα των έργων ΑΠΕ δεν είναι προφανώς ίδια για όλες τις τεχνολογίες. Οι πιο ώριμες από αυτές, και ειδικότερα εκείνες που αξιοποιούν την υδροηλεκτρική και την αιολική ενέργεια είναι περισσότερο αποδοτικές και υπό προϋποθέσεις τείνουν να είναι ανταγωνιστικές των συμβατικών σταθμών, ακόμη και χωρίς υποστηρικτικούς μηχανισμούς. Άλλες τεχνολογίες, ιδιαίτερα οι περισσότερο καινοτόμες, προϋποθέτουν σημαντικά οικονομικά κίνητρα και χαρακτηρίζονται από υψηλότερο οικονομικό ρίσκο.

Εκτός όμως από τους παράγοντες που χαρακτηρίζουν την κάθε τεχνολογία, υπάρχουν και άλλες παράμετροι που επηρεάζουν την αποδοτικότητα ενός έργου αξιοποίησης ΑΠΕ. Αυτές είναι:

- **Παράμετροι χαρακτηριστικές του κάθε έργου**, όπως για παράδειγμα η θέση εγκατάστασης, η ισχύς, η προέλευση και τα ειδικότερα χαρακτηριστικά του εξοπλισμού. Έτσι ένα αιολικό πάρκο εγκατεστημένο σε μία θέση υψηλού αιολικού δυναμικού (επομένως και υψηλότερου συντελεστή φόρτισης) θα έχει μεγαλύτερη αποδοτικότητα από το ίδιο πάρκο σε μία λιγότερο πλεονεκτική θέση. Αντίστοιχα, στο βαθμό που υπάρχουν σημαντικές οικονομίες κλίμακας, η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος του σταθμού θα επηρεάσει θετικά την αποδοτικότητα του έργου.
- **Παράμετροι χαρακτηριστικές της αγοράς**, όπως για παράδειγμα το ύψος των εγγυημένων τιμών, το κόστος δανεισμού, ο φορολογικός συντελεστής, πιθανές έκτακτες ή πάγιες εισφορές κλπ.

Είναι επομένως προφανές ότι οι εκτιμήσεις για την αποδοτικότητα των έργων ΑΠΕ, καλύπτουν ένα μικρότερο ή μεγαλύτερο εύρος τιμών, ενώ ταυτόχρονα αναφέρονται και σε συγκεκριμένες μακροοικονομικές συνθήκες. Πολύ περισσότερο, στην παρούσα συγκυρία στην Ελλάδα, οι εκτιμήσεις αυτές έχουν μόνο σχετική και συγκριτική αξία, καθώς όλοι οι παράγοντες που επηρεάζουν την αποδοτικότητα μίας επένδυσης ΑΠΕ χαρακτηρίζονται από μεγάλο βαθμό αβεβαιότητας.

Στον Πίνακα 6 παρουσιάζονται οι εκτιμήσεις από πρόσφατη μελέτη του ΥΠΕΚΑ (2012) η οποία παρέχει μία παράλληλη επισκόπηση της οικονομικής αποδοτικότητας των τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ. Η μελέτη λαμβάνει υπόψη της τα δεδομένα της κρίσης, στηρίζεται στα δεδομένα κόστους που παρουσιάζονται στον Πίνακα 5, καθώς και σε ένα ενιαίο σύνολο παραδοχών ως προς τις βασικές μακροοικονομικές παραμέτρους. Ειδικότερα, όπως φαίνεται στον Πίνακα 6 εξετάζονται 5 διαφορετικά σενάρια τα οποία διαφοροποιούνται ως προς:

- το ποσοστό των δανειακών κεφαλαίων (42% - 60%),
- το επιτόκιο δανεισμού (6% - 9%),
- την παροχή επιχορήγησης (μόνο στο σενάριο 2, διαφορετικά % ανά τεχνολογία)
- το φορέα που υπόκειται σε φορολόγηση (20% για φορέα υλοποίησης, 40% για φυσικά πρόσωπα)

Όπως προαναφέρθηκε, οι εκτιμήσεις για το κόστος λειτουργίας και συντήρησης είναι μάλλον υψηλές (ιδιαίτερα για έργα μεσαίας και μεγάλης κλίμακας), επιδρώντας αρνητικά στο δείκτη αποδοτικότητας. Αντίθετα, στην περίπτωση των φωτοβολταϊκών δεν λαμβάνονται υπόψη οι πρόσφατες μειώσεις των εγγυημένων τιμολογίων.

Πίνακας 6: Δείκτης αποδοτικότητας IRR τυπικών έργων ΑΠΕ του Πίνακα 5

	Αιολικά στο ΔΣ	Αιολικά σε ΜΔΝ	Θαλάσσια αιολικά	Μικρές Α/Γ	ΦΒ σε στέγες	ΦΒ 100kW	ΦΒ 500kW	ΦΒ 2MW	Μικρά υδροηλεκτρικά (H<20m)	Μικρά υδροηλεκτρικά (H>20m)	Γεωθερμία χαμηλής θερμοκρασίας	Γεωθερμία υψηλής θερμοκρασίας
IRR- Σενάρια 1 & 1α	9,5%	10,7%	8,9%	11,6%	21,3%	11,1%	14,2%	16,3%	7,2%	8,1%	12,7%	13,8%
IRR- Σενάριο 2	11,4%	12,7%	8,2%						9,0%	9,9%	14,6%	14,6%
IRR- Σενάρια 3α & 3β	7,5%	8,5%	7,0%	9,2%	21,3%	8,6%	11,1%	12,8%	5,6%	6,3%	10,0%	10,9%

	Μικροί ηλιοθερμικοί σταθμοί χωρίς αποθ.	Μεσαίοι ηλιοθερμικοί σταθμοί χωρίς αποθ.	Μεγάλοι ηλιοθερμικοί σταθμοί (3 ώρες αποθ.)	Μεγάλοι ηλιοθερμικοί σταθμοί (6 ώρες αποθ.)	Βιομάζα (≤1MW)	Βιομάζα (1MW-5MW)	Βιομάζα (>5MW)	Βιοαέριο - ΧΥΤΑ και βιολογικούς καθαρισμούς (≤2MW)	Βιοαέριο - ΧΥΤΑ και βιολογικούς καθαρισμούς (>2MW)	Βιοαέριο - οργανικά υπολείμματα (≤3MW)	Βιοαέριο - οργανικά υπολείμματα (>3MW)
IRR- Σενάρια 1 & 1α	7,9%	7,0%	11,0%	11,6%	9,7%	11,7%	12,9%	11,0%	11,1%	11,4%	12,3%
IRR- Σενάριο 2	12,5%	10,5%	14,2%	14,6%	6,2%	9,7%	12,0%	11,1%	11,7%	4,7%	7,8%
IRR- Σενάρια 3α & 3β	6,4%	5,7%	8,9%	9,4%	7,5%	9,1%	10,0%	8,6%	8,7%	8,8%	9,5%

Πηγή: ΥΠΕΚΑ, 2012

Παρατηρείται ότι:

- Σε όλες τις τεχνολογίες ο IRR είναι ικανοποιητικός και αντιστοιχεί σε χρόνο αποπληρωμής του έργου που κατά κανόνα κυμαίνεται μεταξύ 8-12 ετών. Εξαιρετική θετική αποτελούν τα φωτοβολταϊκά και ιδιαίτερα τα μικρά συστήματα σε στέγες (με τις παλιές εγγυημένες τιμές), ενώ την χαμηλότερη αποδοτικότητα εμφανίζουν τα μικρά υδροηλεκτρικά (ιδιαίτερα εκείνα με χαμηλό υδραυλικό ύψος) και οι ηλιοθερμικοί σταθμοί.
- Το Σενάριο 2 που υποθέτει επιχορήγηση αντί της προσαύξησης της εγγυημένης τιμής, εμφανίζεται σε όλες τις περιπτώσεις πλην βιομάζας περισσότερο ελκυστικό.
- Τα σενάρια 3 που υποθέτουν φορολόγηση των φυσικών προσώπων με 40% εμφανίζουν χαμηλότερο IRR κατά περίπου 2%, έναντι των σεναρίων 1 που φορολογούν την επιχείρηση με 20%.
- Η διαφοροποίηση του επιτοκίου δανεισμού μεταξύ 6% και 9% δεν επηρεάζει ουσιαστικά την αποδοτικότητα της επένδυσης (σενάρια α και β).

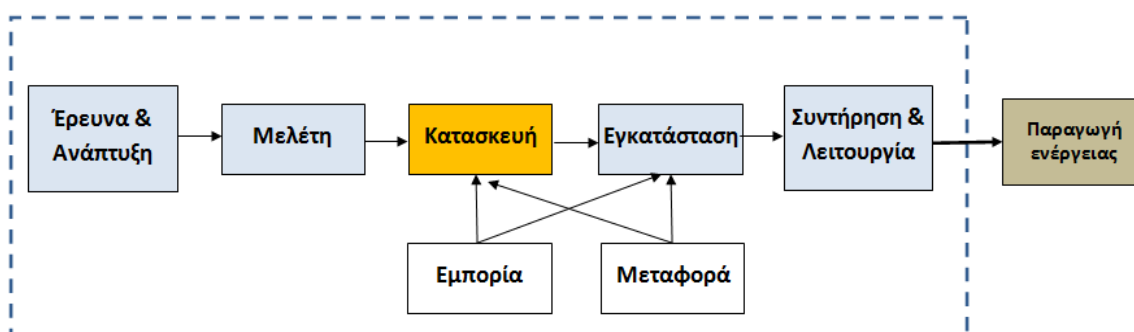
4. Επιχειρηματική δραστηριότητα και ανθρώπινο δυναμικό

4.1. Πεδία άσκησης επιχειρηματικής δραστηριότητας

Η πορεία μετάβασης του ενεργειακού τομέα προς νέα πρότυπα παραγωγής και κατανάλωσης προσφέρει πολλές ευκαιρίες επιχειρηματικής δραστηριότητας. Πολλές μελέτες σε διεθνές και εθνικό επίπεδο αναδεικνύουν ότι η ενσωμάτωση καθαρών ενεργειακών τεχνολογιών (για την αξιοποίηση των ΑΠΕ και την Εξοικονόμηση ενέργειας) μπορεί να έχει μία σημαντική συμβολή στην οικονομική ανάπτυξη και τη δημιουργία θέσεων εργασίας (ILO, 2011; EC, 2009; Λάλας κ.ά, 2011).

Όπως και στις περισσότερες παραγωγικές δραστηριότητες, έτσι και στην περίπτωση των ΑΠΕ, εντοπίζονται πεδία που προσφέρονται για επιχειρηματικές πρωτοβουλίες, αναλύοντας την αλυσίδα αξίας που οδηγεί στο τελικό προϊόν. Όπως φαίνεται στο Σχήμα 17, η ενεργειακή αλυσίδα περιλαμβάνει 5 βασικά στάδια:

- **Έρευνα και Ανάπτυξη:** Η Ελλάδα εμφανίζει σημαντική ερευνητική δραστηριότητα στον τομέα των ΑΠΕ. Με βάση τη συμμετοχή της σε όλα τα ερευνητικά προγράμματα της ΕΕ (Framework Projects FP1-FP7) για την περίοδο 1984-2009 το ΕΜΠ (ΕΛΚΕ και ΕΠΙΣΕΥ) κατατάσσεται στην 1η θέση μεταξύ όλων των ελληνικών ερευνητικών ιδρυμάτων και μεταξύ των 10 πρώτων σε ευρωπαϊκό επίπεδο, σύμφωνα με τη βάση δεδομένων STEP TO RJVs Data Base που αναπτύχθηκε και επικαιροποιείται από το Εργαστήριο Βιομηχανικής & Ενεργειακής Οικονομίας του ΕΜΠ (Caloghirou and Protopogerou, 2012). Ο ενεργειακός τομέας συγκεντρώνει μεγάλο τμήμα του συνολικού ερευνητικού ενδιαφέροντος. Το πρόβλημα είναι, ότι δεν έχουν αναπτυχθεί οι μηχανισμοί για την αξιοποίηση των αποτελεσμάτων της έρευνας από τις επιχειρήσεις, και ιδιαίτερα για την ενίσχυση καινοτόμας



επιχειρηματικότητας.

Σχήμα 17: Στάδια παραγωγικής αλυσίδας ενεργειακών συστημάτων

- **Μελέτη:** Στον τομέα των ενεργειακών μελετών έχει ήδη αναπτυχθεί αξιόλογη επιχειρηματική δραστηριότητα, είτε στο πλαίσιο επιχειρήσεων παροχής

γενικών συμβουλευτικών υπηρεσιών, είτε από μελετητικές επιχειρήσεις εξειδικευμένες στον ενεργειακό τομέα. Όμως, αξιοσημείωτη είναι η απουσία Εταιριών παροχής Ενεργειακών Υπηρεσιών (ΕΕΥ) που θα αναλαμβάνουν την υλοποίηση, διαχείριση, συντήρηση και τη χρηματοδότηση, μέτρων εξοικονόμησης ενέργειας σε εγκαταστάσεις ή κτίρια, συμπεριλαμβανομένης και της αξιοποίησης των ΑΠΕ. Σε αντίθεση με την Ελλάδα, οι ΕΕΥ λειτουργούν με σημαντική επιτυχία στις ΗΠΑ αλλά και σε αρκετές ευρωπαϊκές χώρες, που διαθέτουν όμως ήδη ώριμες αγορές. Μία τέτοια οργάνωση παροχής ενεργειακών υπηρεσιών θεωρείται ότι θα έχει αξιόλογη συμβολή στην αύξηση της επιχειρηματικότητας και στη δημιουργία νέων θέσεων εργασίας. Η λειτουργία των ΕΕΥ συνδέεται και με την εφαρμογή συστημάτων Χρηματοδότησης από Τρίτους (ΧαΤ) η οποία μπορεί να δώσει σημαντική ώθηση σε ορισμένα έργα εξοικονόμησης ενέργειας σχετικά υψηλού τεχνολογικού και οικονομικού ρίσκου.

- **Κατασκευή:** Το στάδιο της κατασκευής εξοπλισμού για την αξιοποίηση των ΑΠΕ αποτελεί για την Ελλάδα, τον αδύνατο κρίκο στην ενεργειακή αλυσίδα. Με την εξαίρεση της βιομηχανίας παραγωγής φωτοβολταϊκών συστημάτων (και των ηλιακών συλλεκτών για ζεστό νερό χρήσης, στην περίπτωση της θερμικής ενέργειας), είναι αισθητή η απουσία μίας εγχώριας κατασκευαστικής βιομηχανίας με συνέπεια να περιορίζονται σημαντικά οι δυνητικές πολλαπλασιαστικές επιδράσεις από την ανάπτυξη των ΑΠΕ. Ο ισχυρός ανταγωνισμός, κυρίως από τις χώρες της Νοτιοανατολικής Ασίας, αλλά και η έλλειψη ασφάλειας ως προς το μέγεθος της αγοράς αποτελούν αναμφίβολα βασικούς ανασταλτικούς παράγοντες για την ανάπτυξη εγχώριας βιομηχανίας. Οι προοπτικές για την ανάπτυξη επιχειρηματικότητας στον τομέα κατασκευής εξοπλισμού και στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ δεν περιορίζονται μόνο στα βασικά στοιχεία εξοπλισμού (ανεμογεννήτριες, πύργοι, πάνελ). Βοηθητικός ή/και ηλεκ-τρονικός εξοπλισμός αποτελούν αναπόσπαστο τμήμα των εγκαταστάσεων ηλεκτροπαραγωγής ή/και των κέντρων κατανάλωσης ηλεκτρισμού. Ενδεικτικό παράδειγμα ανάλογης καινοτόμας επιχειρηματικότητας αποτελεί η βιομηχανία παραγωγής κινητών βάσεων στήριξης φωτοβολταϊκών (trackers) που παρακολουθούν την τροχιά του ήλιου μεγιστοποιώντας έτσι την απόδοσή τους. Σημαντικά είναι επίσης τα περιθώρια ανάπτυξης εγχώριας παραγωγής μετα-τροπένων, διατάξεων που ενσωματώνονται σε έξυπνα δίκτυα, καθώς και αποθη-κευτικών συστημάτων που είναι απαραίτητα για τη μεγάλης κλίμακας διείσδυση των ΑΠΕ, με δεδομένη τη στοχαστικότητα, ιδιαίτερα της αιολικής ενέργειας.
- **Εγκατάσταση:** Σήμερα, αποτελεί το κύριο πεδίο άσκησης επιχειρηματικής δραστηριότητας στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ. Πρόκειται για μεγάλο αριθμό εταιριών που προχωρούν σε επενδύσεις συστημάτων

ηλεκτρο-παραγωγής από ΑΠΕ. Η αιχμή του δόρατος στο στάδιο αυτό είναι όπως ήδη αναφέρθηκε στο Κεφ. 1 τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά συστήματα που χρησιμο-ποιοούν αποκλειστικά (για τα αιολικά) ή στο μεγαλύτερο ποσοστό (για τα φωτοβολταϊκά) εισαγόμενο εξοπλισμό (αποκλειστικά για την αιολική ενέργεια, σε μεγάλο βαθμό στην περίπτωση των φωτοβολταϊκών). Ο χρόνος εγκατάστασης είναι πολύ μικρός, και συγκεκριμένα δεν υπερβαίνει κατά κανόνα τους 6 μήνες για μεγάλα φωτοβολταϊκά πάρκα, και τον 1 χρόνο για τα αιολικά. Η εγχώρια προστιθέμενη αξία και η επίπτωση στην απασχόληση είναι αντίστοιχα περιορισμένες και αφορούν τα έργα πολιτικού μηχανικού (θεμελιώσεις, οδική πρόσβαση, περιβάλλον χώρος, κτίσματα) και έργα διασύνδεσης με το δίκτυο.

- **Συντήρηση - λειτουργία:** Ο τομέας της συντήρησης και λειτουργίας των ΑΠΕ αποτελεί το πιο σημαντικό και ταυτόχρονα ρεαλιστικό πεδίο ανάπτυξης επιχειρηματικότητας στο άμεσο μέλλον. Η μετάβαση από το συγκεντρωτικό σύστημα συμβατικών σταθμών, όπου οι ανάγκες αυτές καλύπτονταν από υπαλλήλους της ΔΕΗ, στο απελευθερωμένο και γεωγραφικά διεσπαρμένο σύστημα με κυρίαρχη την παρουσία των ΑΠΕ, δημιουργεί ένα τεράστιο κενό που θα πρέπει να καλυφθεί. Εκτιμάται ότι είναι εφικτή η δημιουργία μιας καθετοποιημένης παραγωγής υπηρεσιών λειτουργίας και συντήρησης των υφιστάμενων και μελλοντικών αιολικών και φωτοβολταϊκών πάρκων, ενώ είναι προφανές ότι η ανταγωνιστικότητα ενός τέτοιου τομέα θα αυξάνεται όσο μεγαλύτερος είναι ο όγκος της αγοράς. Από σχετικές μελέτες, έχει υπολογισθεί ότι για κάθε MW φωτοβολταϊκών και αιολικών δημιουργούνται 4 και 7 άμεσες θέσεις εργασίας, αντίστοιχα, ενώ ο αριθμός αυτός μπορεί να διπλασιασθεί αν ληφθούν υπόψη οι συνολικές επιπτώσεις απασχόλησης στην οικονομία (*Tourkolias and Mirasgedis, 2011*).

Παράλληλα, στο βαθμό που μεγάλο ποσοστό των συνολικών επενδύσεων στον τομέα των ΑΠΕ αφορά εισαγόμενα προϊόντα και εξοπλισμό, υπάρχουν πάντα οι ευκαιρίες για ανάπτυξη εμπορικών δραστηριοτήτων, οι οποίες συχνά συνδυάζονται με ένα ολοκληρωμένο πακέτο τεχνικής υποστήριξης και παροχής σχετικών υπηρεσιών.

4.2. Συλλογικοί επιχειρηματικοί φορείς για τις ΑΠΕ

Η ολοένα και αυξανόμενη βαρύτητα που αποκτούν οι ΑΠΕ στο ενεργειακό σύστημα και ειδικότερα στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής έχουν οδηγήσει στην ανάπτυξη πολλών νέων επιχειρήσεων, αλλά και νέων δραστηριοτήτων μέσα σε υπάρχουσες ενεργειακές ή κατασκευαστικές επιχειρήσεις και ομίλους. Οι επιχειρήσεις αυτές έχουν οργανωθεί σε ομοειδείς συλλογικούς φορείς (αστικές εταιρίες μη κερδοσκοπικού χαρακτήρα) που παρακολουθούν και προασπίζουν τα θέματα που απασχολούν τον τομέα δραστη-ριότητας τους και μπορούν να παράσχουν χρήσιμες πληροφορίες σε

νέους ενδιαφερόμενους επιχειρηματίες. Οι σημαντικότεροι από τους συλλογικούς αυτούς φορείς είναι:

Ο Ελληνικός Σύνδεσμος Ηλεκτροπαραγωγών από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΕΣΗΑΠΕ) που ιδρύθηκε το Μάρτιο του 1997. Εταίροι-μέλη του ΕΣΗΑΠΕ είναι, σύμφωνα με το καταστατικό του, νομικά πρόσωπα με έδρα μέσα στην ελληνική επικράτεια, των οποίων η δραστηριότητα σχετίζεται με την κατασκευή μονάδων παραγωγής και εκμετάλλευσης αιολικής ενέργειας, καθώς και άλλων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Επίσης τα μέλη θα πρέπει να έχουν προβεί σε ανάλογες επενδύσεις, ή να έχουν λάβει τις κατά νόμο άδειες για μία τουλάχιστον συναφή επένδυση, ή να βρίσκονται στη διαδικασία έκδοσης των κατά νόμο απαιτούμενων αδειών. Ο Σύνδεσμος είναι μέλος της European Renewable Energies Federation (EREF) , καθώς και μέλος της European Wind Energy Association (EWEA). Ο ιστότοπος του ΕΣΗΑΠΕ είναι: <http://www.hellasres.gr>

Η Ελληνική Επιστημονική Ένωση Αιολικής Ενέργειας (ΕΛΕΤΑΕΝ) ιδρύθηκε το 1991. Μέλη της ΕΛΕΤΑΕΝ γίνονται εταιρείες και φορείς που δραστηριοποιούνται στον κλάδο της αιολικής ενέργειας, αλλά και φυσικά πρόσωπα, επαγγελματίες και επιστήμονες. Οι σκοποί της ΕΛΕΤΑΕΝ είναι σύμφωνα με το καταστατικό της: α) η προώθηση και ο συντονισμός της επιστημονικής έρευνας, της τεχνολογίας και των εφαρμογών της Αιολικής Ενέργειας, β) η διάδοση της χρήσεως των Αιολικών Συστημάτων ή μονάδων σε εθνικό επίπεδο, και γ) η καταγραφή, μελέτη και προβολή των επιστημονικών μελετών και τεχνολογικών εφαρμογών της Αιολικής Ενέργειας. Η ΕΛΕΤΑΕΝ είναι μέλος της European Wind Energy Association (EWEA). Ο ιστότοπος της ΕΛΕΤΑΕΝ είναι: <http://www.eletaen.gr>

Ο Σύνδεσμος Εταιριών Φωτοβολταϊκών (ΣΕΦ) ιδρύθηκε το 2002. Μέλη του είναι εταιρίες που δραστηριοποιούνται στην παραγωγή εξοπλισμού, την εμπορία, εγκατάσταση και συντήρηση φωτοβολταϊκών συστημάτων. Στρατηγικός στόχος του ΣΕΦ είναι η ανάπτυξη μιας υγιούς και βιώσιμης αγοράς που θα ανταποκρίνεται στις ενεργειακές, περιβαλλοντικές και αναπτυξιακές προκλήσεις της χώρας, αξιοποιώντας το “εθνικό μας καύσιμο”, την ηλιακή ακτινοβολία. Ο ΣΕΦ είναι μέλος της European Photovoltaic Industry Association (EPIA), του Network of National PV Associations (NNPVA) και της European Renewable Energies Federation (EREF). Ο ιστότοπος του ΣΕΦ είναι: <http://www.helapco.gr>

Ο Σύνδεσμος Παραγωγών Ενέργειας Φωτοβολταϊκών (ΣΠΕΦ) ιδρύθηκε το 2009. Μέλη του είναι εταιρίες που δραστηριοποιούνται στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά και προϋπόθεση εγγραφής είναι η υλοποίηση σχετικής επένδυσης με εγκατεστημένη ισχύ από 20kW ως αρκετά MW. Με δεδομένη την εκθετική ανάπτυξη των φωτοβολταϊκών συστημάτων στη χώρα, ο αριθμός των μελών του ΣΠΕΦ αυξάνεται συνεχώς. Με βάση το καταστατικό του, οι σκοποί του συνδέσμου είναι: α) η προώθηση των θεμάτων και η διαφύλαξη των συμφερόντων

των παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά συστήματα, β) η μελέτη και επίλυση προβλημάτων σχετικών με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκούς σταθμούς και συστήματα, και γ) η προάσπιση των οικονομικών και επαγγελματικών συμφερόντων των μελών του σωματείου. Ο ιστότοπος του ΣΠΕΦ είναι: <http://www.spef.gr>.

Η Ελληνική Εταιρία Βιομάζας (ΕΛΛΕΒΙΟΜ) ιδρύθηκε το 1990, και σύμφωνα με το καταστατικό της έχει ως βασικούς σκοπούς α) την προώθηση και το συντονισμό της επιστημονικής έρευνας για την παραγωγή, την τεχνολογία και τις εφαρμογές της βιομάζας για την παραγωγή ενέργειας ή σχετικών προϊόντων, και β) τη διάδοση της χρήσης της βιομάζας σε εθνικό επίπεδο. Η ΕΛΛΕΒΙΟΜ είναι μέλος της European Biomass Association (ΑΕΒΙΟΜ). Ο ιστότοπος της ΕΛΛΕΒΙΟΜ είναι: <http://www.hellabiom.gr>.

Ο Ελληνικός Σύνδεσμος Μικρών Υδροηλεκτρικών Έργων (ΕΜΣΥΕ) ιδρύθηκε μόλις το 2009, αν και ο κλάδος αυτός των ΑΠΕ είναι από τους πρώτους που έχουν αναπτυχθεί και εδραιωθεί στον ελληνικό χώρο. Μέλη του είναι φυσικά ή νομικά πρόσωπα που δραστηριοποιούνται στη μελέτη, κατασκευή, λειτουργία Μικρών Υδροηλεκτρικών Έργων (ΜΥΕ), ή αναπτύσσουν σχετική μελετητική ή ερευνητική δραστηριότητα ή είναι προμηθευτές βασικών στοιχείων εγκαταστάσεων ΜΥΕ. Ο ειδικότερος σκοπός του συνδέσμου είναι η μελέτη, προβολή και υποστήριξη των θεμάτων, που ενδιαφέρουν τις επενδύσεις στον τομέα των υδροηλεκτρικών έργων, καθώς και η συνεργασία όλων όσων αναπτύσσουν δραστηριότητα στον τομέα της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΜΥΕ. Ο ιστότοπος του Συνδέσμου είναι: <http://www.microhydropower.gr>.

4.3. Απαιτήσεις σε γνώσεις, δεξιότητες και ικανότητες

Οι ειδικότητες που εμπλέκονται στη μελέτη, ανάπτυξη και λειτουργία έργων ΑΠΕ καλύπτουν ένα ευρύ φάσμα επαγγελματιών. Σύμφωνα με σχετική μελέτη του ΣΕΒ (2013), η προώθηση των ΑΠΕ αποτελεί βασικό προσδιοριστικό παράγοντα για την εξέλιξη της αγοράς εργασίας και τη μελλοντική ζήτηση επαγγελματιών στον ενεργειακό τομέα. Μηχανικοί διαφόρων ειδικοτήτων, αλλά και άλλα εξειδικευμένα τεχνικά στελέχη αποτελούν ήδη τον βασικό κορμό επιχειρήσεων που δραστηριοποιούνται σε διάφορα στάδια της παραγωγικής αλυσίδας.

Το πρόβλημα της τεχνογνωσίας και του εξειδικευμένου ανθρώπινου δυναμικού δεν φαίνεται να αποτελεί ουσιαστικό ανασταλτικό παράγοντα στην πλειονότητα των ενεργειακών επενδύσεων. Σε κάθε περίπτωση όμως, εκπρόσωποι των επιχειρήσεων του κλάδου θεωρούν ότι αν και -ιδιαίτερα οι μηχανικοί- έχουν υψηλή θεωρητική κατάρτιση, παρατηρείται μια έλλειψη σε εξειδικευμένες γνώσεις, ενώ απουσιάζουν και οι δεξιότητες εκείνες που θα διευκολύνουν τη μετατροπή της θεωρητικής προσέγγισης σε εφαρμοσμένη παραγωγή. Μεγάλες υστερήσεις εντοπίζονται κυρίως στον τομέα της μέσης και ανώτερης τεχνικής εκπαίδευσης. Επισημαίνεται επίσης, ότι

εκτός από την αναγκαία θεωρητική και τεχνική προσέγγιση να εντάσσεται και η επιχειρηματική και επιχειρησιακή διάσταση και η κατανόηση των συνθηκών της αγοράς ώστε να γίνεται εφικτή η ολοκληρωμένη αντιμετώπιση των προβλημάτων (IOBE-EBEO, 2012).

Οι ειδικές γνώσεις, δεξιότητες και ικανότητες που θα απαιτηθούν εξαρτώνται από το στάδιο της ενεργειακής αλυσίδας στο οποίο εντάσσεται η εκάστοτε επιχειρηματική δραστηριότητα και από την πιθανή εξειδίκευση σε συγκεκριμένη τεχνολογία. Στον Πίνακα 7 παρουσιάζονται οι ειδικές γνώσεις, οι δεξιότητες και ικανότητες που απαιτούνται σε στελέχη-μηχανικούς που θα απασχοληθούν ή/και θα αναπτύξουν επιχειρηματική δραστηριότητα σε τομείς/δραστηριότητες σχετικές με την ανάπτυξη των ΑΠΕ, σύμφωνα με εκτιμήσεις ειδικών εμπειρογνομόνων από τον ενεργειακό τομέα (ΣΕΒ, 2013). Είναι σαφές ότι πολλές από τις γνώσεις αυτές ήδη καλύπτονται από τα υφιστάμενα προγράμματα σπουδών ορισμένων τμημάτων, ενώ αντίστοιχα παρέχονται και πολλές από τις απαιτούμενες δεξιότητες και ικανότητες.

Ένα ακόμη στοιχείο που τονίζεται από εμπειρογνώμονες είναι η ανάγκη μίας στενότερης συνεργασίας μεταξύ επιχειρήσεων και πανεπιστημιακών ιδρυμάτων που να διέπεται από διαφάνεια και σαφείς κανόνες και να δίνει έμφαση στην προώθηση της εφαρμο-σμένης έρευνας. Μία τέτοια συνεργασία θα επιτρέψει τη μεγαλύτερη εξειδίκευση των νέων μηχανικών σε τεχνολογίες αιχμής του ενεργειακού τομέα, ενώ θα ενισχύσει την καινοτομία και επιχειρηματικότητα.

Πίνακας 7: Ειδικές γνώσεις, δεξιότητες και ικανότητες που απαιτούνται για απασχόληση και επιχειρηματική δραστηριότητα σε τομείς σχετικούς με τις ΑΠΕ (ΣΕΒ, 2013)

Ειδικές Γνώσεις	Τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας από ΑΠΕ
	Τεχνικές προδιαγραφές και όροι διασύνδεσης μονάδων ΑΠΕ
	Βασικές αρχές αυτομάτου ελέγχου και ρύθμισης συστημάτων
	Αρχές λειτουργίας μικροδικτύων και τεχνολογιών διεσπαρμένης
	Αρχές λειτουργίας υβριδικών συστημάτων
	Τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας
	Δομή και λειτουργία ενεργειακών συστημάτων
	Δομή και λειτουργία ενεργειακής αγοράς
	Ενεργειακή οικονομία. Κίνητρα και χρηματοδοτικοί μηχανισμοί.
	Εθνική και κοινοτική ενεργειακή & περιβαλλοντική νομοθεσία
	Χρηματοοικονομική θεωρία και διοίκηση, στρατηγική επιχειρήσεων
Δεξιότητες	Χρήση τεχνικών εκτίμησης προσφοράς και ζήτησης ενέργειας
	Χρήση μοντέλων ενεργειακής διαχείρισης και πρόβλεψης
	Χρήση τεχνικών εκτίμησης δυναμικού ΑΠΕ
	Χρήση τεχνικών εκτίμησης περιβαλλοντικών επιπτώσεων
	Ανάλυση «κύκλου ζωής» (life cycle) προϊόντων και κατασκευών
	Σχεδιασμός- διαστασιολόγηση συστημάτων ΑΠΕ
	Σχεδιασμός-διαχείριση δικτύων και υποσταθμών
	Διαχείριση φορτίων
	Ανάλυση αξιοπιστίας συστημάτων μεταφοράς
	Αναλυτικές και υπολογιστικές δεξιότητες
	Διαχείριση δεδομένων, προσομοίωση συστημάτων, προγρ/σμός
	Σχεδιασμός-χρήση εργαλειομηχανών αυτομάτου ελέγχου CNC
	Ανάπτυξη, εφαρμογή, χρήση συστημάτων SCADA, DCS
	Χρήση λογισμικών σχεδιασμού CAD
	Χρήση τεχνικών διαχείρισης αβεβαιότητας και ρίσκου
	Χρήση στατιστικών τεχνικών, οικονομετρικών μοντέλων
	Χρήση GIS
	Χρήση μεθόδων και τεχνικών αντιδιαβρωτικής προστασίας αγωγών
Χρήση μεθόδων και τεχνικών τηλεχειρισμού	
Ικανότητες	Ολοκληρωμένη-συνδυαστική θεώρηση συστημάτων
	Διαχείριση και παρακολούθηση προγραμμάτων και έργων
	Αξιολόγηση επενδύσεων- διαμόρφωση επιχειρηματικών σχεδίων
	Αξιολόγηση δεδομένων αγοράς
	Ανάπτυξη πληροφοριακών-τηλεπικοινωνιακών συστημάτων
	Ανάλυση δεδομένων και λήψη αποφάσεων
	Διεπιστημονική επικοινωνία

Βιβλιογραφία

- Blanco, 2009. "The economics of wind energy", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13, pp. 1372–1382.
- Caloghirou Y. and Protogerou A., 2012. "25 years of European Collaboration in R&D: Greek participation in the FPs", presentation to 12th meeting of the Greek National Council for Research and Technology, Athens, February 22, 2012. www.liee-ntua.gr
- EC, 2009. "EmployRES: The impact of renewable energy policy on economic growth and employment in the European Union". European Commission, DG Energy and Transport. Final report Contract no.: TREN/D1/474/2006.
- EREF, 2009. "Prices for Renewable Energies in Europe". European Renewable Energies Federation, Report 2009.
- Eur'Observer, 2013. "Baromètre Photovoltaïque". No 9, 2013
- EWEA, 2012. "Wind in Power: 2011 Energy Statistics". European Wind Energy Association. <http://www.ewea.org>
- EWEA, 2013. "Wind in Power: 2012 Energy Statistics". European Wind Energy Association. <http://www.ewea.org>
- ExternE, 2005. "Externalities of energy-methodology 2005 update". European Commission. EUR 21951. Brussels.
- Ζερβός, 2013. "Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας". Σχολή Μηχανολόγων Μηχανικών. ΕΜΠ.
- Ζερβός, Κάραλης, 2012, "Σημειώσεις Αιολικής Ενέργειας". Σχολή Μηχανολόγων Μηχανικών, ΕΜΠ.
- IEA, 2010. "Projected Costs of Electricity Generation". International Energy Agency. www.iea.org
- IEA, 2012. "Key World Energy Statistics". International Energy Agency. www.iea.org
- ILO, 2011. "Skills and occupational needs in renewable energy". International Labour Office, Geneva.
- IRENA, 2013. "Renewable Power Generation Costs in 2012: An Overview". International Renewable Energy Agency. www.irena.org
- IOBE-ΕΜΠ, 2012. "Έρευνα στις επιχειρήσεις για την πρόβλεψη των μεταβολών στα περιφερειακά παραγωγικά συστήματα και τις τοπικές αγορές εργασίας". Έκθεση αποτελεσμάτων εργασιών πάνελ. Τομέας: Αναθέτουσα αρχή: Στέγη της Ελληνικής Βιομηχανίας.
- Λάλας Δ., Σαρτζετάκης Ε., Μπελεγρή-Ρομπόλη Α., Μιχαηλίδης Π., Μοιρασγεντής Σ., Μαρκάκη Μ., Γκέκας Ρ., 2011. "Πράσινη οικονομία, Κοινωνική συνοχή και Απασχόληση". ΙΝΕ-ΓΣΕΕ.
- REN21, 2012. "Renewables 2012: Global Status Report". www.ren21.net
- ΣΕΒ, 2013. "Μηχανισμός διάγνωσης των αναγκών των επιχειρήσεων σε επαγγέλματα και δεξιότητες. Ο Τομέας της Ενέργειας". Κείμενο προς διαβούλευση.

- ΣΕΦ, 2013. “Στατιστικά στοιχεία αγοράς φωτοβολταϊκών”. Σύνδεσμος Εταιριών Φωτο-βολταϊκών. <http://www.helapco.gr>
- Tourkolias C. and Mirasgedis S. 2011. “Quantification and monetization of employment benefits associated with renewable energy technologies in Greece”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15, pp. 2876-2886.
- Τσαλέμης Δ., 2012. “Προώθηση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας: Συμμετοχή και οφέλη για την τοπική κοινωνία”. www.cres.gr/kape/publications/pdf
- ΥΠΕΚΑ, 2010. “National Renewable Energy Action Plan in the scope of Directive 2009/28/EC”. Υπουργείο Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής.
- ΥΠΕΚΑ, 2012. “Έκθεση για τον τομέα ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ στο πλαίσιο του σχεδιασμού αναμόρφωσης του μηχανισμού στήριξης”. Ομάδα Εργασίας Υπουρ-γείου Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής.



Ευρωπαϊκή Ένωση
Ευρωπαϊκό Κοινωνικό Ταμείο



ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΙΑΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ
ΕΚΠΑΙΔΕΥΣΗ ΚΑΙ ΔΙΑ ΒΙΟΥ ΜΑΘΗΣΗ
επένδυση στην κοινωνία της γνώσης

ΥΠΟΥΡΓΕΙΟ ΠΑΙΔΕΙΑΣ ΚΑΙ ΘΡΗΣΚΕΥΜΑΤΩΝ
ΕΙΔΙΚΗ ΥΠΗΡΕΣΙΑ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ

Με τη συγχρηματοδότηση της Ελλάδας και της Ευρωπαϊκής Ένωσης



ΕΥΡΩΠΑΪΚΟ ΚΟΙΝΩΝΙΚΟ ΤΑΜΕΙΟ
πρόγραμμα για την ανάπτυξη