

**ΑΡΙΣΤΟΤΕΛΕΙΟ ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗΣ
ΠΟΛΥΤΕΧΝΙΚΗ ΣΧΟΛΗ
ΤΜΗΜΑ ΠΟΛΙΤΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ**

**ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ ΕΙΔΙΚΕΥΣΗΣ
“ΠΡΟΣΤΑΣΙΑ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ ΚΑΙ ΒΙΩΣΙΜΗ ΑΝΑΠΤΥΞΗ”**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

**ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΟΣΤΟΥΣ-ΟΦΕΛΟΥΣ ΤΟΥ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ
ΣΤΑΘΜΟΥ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΗΝ ΙΚΑΡΙΑ**

**ΜΙΛΤΙΑΔΗΣ ΓΥΜΝΟΠΟΥΛΟΣ
Διπλωματούχος Πολιτικός Μηχανικός**

Θεσσαλονίκη, Σεπτέμβριος 2012

Περίληψη

Στα περισσότερα νησιά της Ελληνικής Επικράτειας, οι ανάγκες των κατοίκων σε ενέργεια, καλύπτονται κυρίως από αυτόνομους ενεργειακούς σταθμούς, οι οποίοι παράγουν ενέργεια, με την κατανάλωση συμβατικών καυσίμων. Λόγω της μη σύνδεσής τους με το δίκτυο της υπόλοιπης ηπειρωτικής χώρας, αναγκάζονται να εισάγουν τέτοια καύσιμα, όπως το πετρέλαιο diesel, με αποτέλεσμα να υφίστανται τις επιπτώσεις από μια ενεργειακή εξάρτηση από απομακρυσμένες περιοχές. Το Ελληνικό θεσμικό πλαίσιο, προβλέπει την προώθηση των τεχνολογιών Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Α.Π.Ε.) στα καλούμενα «Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά», ώστε να επιτευχθεί η σταδιακή απεξάρτησή τους από τις θερμικές μονάδες παραγωγής ενέργειας. Για να μπορέσει όμως να αξιοποιηθεί με το βέλτιστο τρόπο το πλούσιο δυναμικό των νησιών σε Α.Π.Ε., είναι σημαντική η συμβολή της αποθήκευσης ενέργειας. Αυτός είναι και ο κύριος στόχος του Υβριδικού Ενεργειακού Έργου Ικαρίας, το οποίο εμπλέκει την τεχνική αποθήκευσης ενέργειας με αντλησιοταμίευση. Έχει ήδη λοιπόν ξεκινήσει να κατασκευάζεται ο πρώτος Υβριδικός Σταθμός ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα, ο οποίος θα συνδυάζει την ενέργεια των υδατοπτώσεων και την αιολική, ώστε να εξυπηρετεί τις ανάγκες αιχμής των κατοίκων της Ικαρίας. Στη διπλωματική εργασία, εξετάζεται η οικονομική βιωσιμότητα της επένδυσης του Υβριδικού αυτού Σταθμού, με όρους ανάλυσης κόστους-οφέλους. Υπολογίζεται η Καθαρή Παρούσα Αξία, ο Συντελεστής Εσωτερικής Απόδοσης και το Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας της εν λόγω ενεργειακής επένδυσης. Τονίζεται, ότι η εκτίμηση των διαφόρων μεγεθών, στηρίζεται σε στοιχεία της διαθέσιμης σχετικής βιβλιογραφίας, αλλά και σε παραδοχές για όλα τα μη διαθέσιμα από τον εκπονούντα δεδομένα. Επιπλέον της παρουσίασης της οικονομικής ανάλυσης και της περιγραφής του έργου, παραθέτονται πληροφορίες που αφορούν στην νομοθεσία (εθνική και κοινοτική) για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, την ανάπτυξη των Α.Π.Ε. και την ελληνική κατάσταση και νομοθεσία, σχετικά με τους Υβριδικούς Σταθμούς. Αναπτύσσεται επίσης η θεωρία της ανάλυσης κόστους-οφέλους και ο τρόπος εφαρμογής της σε έργα ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε..

Abstract

The electricity needs of most Greek islands are met by autonomous conventional power stations. This means, that energy production is based on non-renewable, imported fuels. The fact that the electricity networks of these islands are not connected to the mainland network, affects their capability of being self-sufficient in terms of energy consumption. During the last decade, Greek legislation has already provided guidance for energy planning in such areas, involving the promotion of Renewable Energy Sources (RES). However, the implementation of the corresponding technologies (mostly wind farms), is limited by technical constraints, posed by conventional generating units. As energy restoration is a wide known practice, in order to achieve greater penetration of RES in electricity production, it is proposed to apply techniques of energy restoration in the isolated island electricity systems. At this goal, aims the first wind-pumped storage hybrid power station in the island of Ikaria, Greece. The project is under construction at this period and is expected to contribute significantly to meeting the electricity demand of the island. In this study, a Cost-Benefit Analysis is applied, so as to estimate the economic efficiency of this particular investment. The analysis depends on several assumptions and hypothetical values, concerning the involving parameters, as the exact numbers of the project were unavailable. Data from the references, involve the size of the power station, the expected annual energy production and pricing. The calculated indicators are: Net Present Value (NPR), Internal Rate of Return (IRR) and Levelized Cost Of Energy (LCOE). Finally, parameter variation and affection is examined, by means of sensitivity analysis.

Πρόλογος

Το παρόν σύγγραμμα αποτελεί διπλωματική εργασία, στο πλαίσιο του μεταπτυχιακού προγράμματος «Προστασία Περιβάλλοντος και Βιώσιμη Ανάπτυξη» του τμήματος Πολιτικών Μηχανικών, του Αριστοτελείου Πανεπιστημίου Θεσσαλονίκης. Η έρευνα εκπονήθηκε κατά το ακαδημαϊκό έτος 2011-2012, με στόχο την ολοκλήρωση των μεταπτυχιακών σπουδών.

Η εργασία πραγματεύεται την εφαρμογή μιας μεθοδολογίας οικονομικής αξιολόγησης, πάνω στην επένδυση σε ένα συγκεκριμένο έργο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Πρόκειται για το Υβριδικό Ενεργειακό έργο Ικαρίας. Στόχος της είναι η ανάδειξη του βαθμού, στον οποίο είναι οικονομικά αποδοτική η λειτουργία του Υβριδικού Σταθμού ηλεκτροπαραγωγής, που ήδη έχει αρχίσει να κατασκευάζεται στο νησί της Ικαρίας. Το έργο, θα εκμεταλλεύεται το πλούσιο αιολικό δυναμικό της περιοχής και αναμένεται να συμβάλλει σημαντικά στη μείωση της απαιτούμενης ενέργειας του νησιού από τις συμβατικές θερμικές μονάδες παραγωγής του νησιού (με καύσιμα mazut και diesel).

Η εξεταστική επιτροπή αποτελείτο από τον κ. Ζήση Μάλλιο, λέκτορα στον Τομέα Υδραυλικής και Τεχνικής Περιβάλλοντος, του τμήματος Πολιτικών Μηχανικών του Α.Π.Θ. και τους κ. Περικλή Λατινόπουλο και κ. Κωνσταντίνο Κατσιφαράκη, καθηγητές στον ίδιο τομέα. Στο παρόν κείμενο, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον κ. Μάλλιο, ο οποίος ως επιβλέπων, συνεργάστηκε μαζί μου άψογα, καθ' όλη τη διάρκεια του συγκεκριμένου εγχειρήματος. Εκφράζω επίσης τις ευχαριστίες μου, στους εξεταστές κ. Λατινόπουλο και κ. Κατσιφαράκη, για τις χρήσιμες υποδείξεις τους και τη συμβουλευτική συμβολή τους. Μια γενικότερη ευγνωμοσύνη αξίζει και στους τρεις, καθώς μου παρείχαν τα μεγάλου πλήθους και συγχρόνως απαραίτητα ερεθίσματα για την εκπόνηση της εργασίας, στα πλαίσια της διδακτικής τους δραστηριότητας στο μεταπτυχιακό πρόγραμμα σπουδών.

Τέλος, οφείλω τις βαθιές ευχαριστίες μου στους γονείς μου, καθώς χωρίς τη «δεδομένη» συνεχή στήριξή τους, δε θα γινόταν λόγος για καμία εκπαιδευτική και σπουδαστική κατάκτηση.

Θεσσαλονίκη, Οκτώβριος 2012

Περιεχόμενα

Πρόλογος	iii
1 Εισαγωγή	1
1.1 Βιώσιμη ανάπτυξη και ηλεκτρική ενέργεια.....	1
1.2 Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (Α.Π.Ε.).....	3
1.3 Το πρόβλημα της αποθήκευσης ενέργειας.....	7
1.4 Η μέθοδος της αντλησιοταμίευσης στην Ελλάδα.....	10
2 Θεσμικό πλαίσιο ενεργειακή πολιτικής	13
2.1 Ορισμοί νομοθεσίας.....	13
2.2 Νομοθεσία για την ηλεκτρική ενέργεια	17
2.2.1 Ευρωπαϊκή κοινοτική νομοθεσία.....	17
2.2.2 Εθνική νομοθεσία	19
2.3 Νομοθεσία για την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από Α.Π.Ε.....	20
2.3.1 Ευρωπαϊκή κοινοτική νομοθεσία – στόχοι	20
2.3.2 Εθνική νομοθεσία	22
2.4 Πολιτική τιμολόγησης «feed-in tariff»	23
3 Υβριδικοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής	26
3.1 Βασικές έννοιες.....	26
3.2 Εθνική νομοθεσία για τους υβριδικούς σταθμούς.....	31
3.3 Διαχειριστική πολιτική υβριδικών σταθμών	39
3.4 Υβριδικοί σταθμοί στην Ελλάδα	42
4 Υβριδικό ενεργειακό έργο Ικαρίας	45
4.1 Ιστορικό, σκοπιμότητα έργου	45
4.2 Περιγραφή περιοχής.....	45
4.3 Υφιστάμενο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας.....	48
4.4 Περιγραφή έργου.....	49
4.5 Λειτουργία του μελλοντικού συστήματος.....	52
5 Θεωρία ανάλυσης κόστους-οφέλους	56

5.1	Εισαγωγή στην ανάλυση κόστους-οφέλους	56
5.2	Ορολογία	56
5.3	Βασικές μέθοδοι ανάλυσης	63
5.4	Πλεονεκτήματα και κίνδυνοι ανάλυσης.....	64
5.5	Ανάλυση ευαισθησίας	68
5.6	Οικονομική αξιολόγηση έργων ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε.	69
	5.6.1 Βήματα οικονομικής αξιολόγησης	70
	5.6.2 Δείκτες οικονομικής αξιολόγησης.....	70
	5.6.3 Αξιολόγηση με κριτήριο την απόδοση των ιδίων κεφαλαίων ..	72
	5.6.4 Αξιολόγηση ως προς το σύνολο της επένδυσης	74
	5.6.5 Αξιολόγηση με κριτήριο το σταθμισμένο κόστος ενέργειας.....	75
5.7	Επίδραση πληθωρισμού.....	76
6	Οικονομική ανάλυση υβριδικού σταθμού Ικαρίας	78
6.1	Βασικές παραδοχές	78
6.2	Δεδομένα	79
	6.2.1 Εύρεση κόστους.....	79
	6.2.2 Εύρεση οφέλους.....	82
	6.2.3 Παράμετροι ανάλυσης	84
	6.2.4 Σύνοψη δεδομένων	91
6.3	Αποτελέσματα	95
	6.3.1 Τιμές δεικτών.....	95
	6.3.2 Πίνακες και διαγράμματα	97
6.4	Παραμετρική διερεύνηση – ανάλυση ευαισθησίας.....	103
	6.4.1 Ρυθμός απόδοσης ιδίων κεφαλαίων	105
	6.4.2 Επιτόκιο δανεισμού	106
	6.4.3 Μέγεθος του αρχικού δανείου	107
	6.4.4 Μέγεθος της επιδότησης.....	108
	6.4.5 Συντελεστής φορολογίας εισοδήματος.....	109
	6.4.6 Πληθωρισμός	110
	6.4.7 Τιμολόγηση της παραγόμενης ενέργειας	110
	6.4.8 Λειτουργικά έξοδα	112
7	Σύνοψη - συμπεράσματα	114
	Βιβλιογραφία	118

Κεφάλαιο 1

Εισαγωγή

1.1 Βιώσιμη ανάπτυξη και ηλεκτρική ενέργεια

Η έννοια της αειφόρου ανάπτυξης (sustainable development) από το 1987 που διατυπώθηκε, ως σήμερα, έχει απασχολήσει σε με μεγάλο βαθμό τη διεθνή κοινότητα. Έχοντας ενσωματωθεί στην πρακτική πολλών κυβερνήσεων της Ευρώπης και της Β. Αμερικής, μετεξελίχθηκε από τη θεωρητική προσέγγιση που αποτελούσε αρχικά (Μυλόπουλος, 2011). Πλέον, το μοντέλο αυτό ανάπτυξης, διεκδικεί σημαντικό μερίδιο στη διαδικασία χάραξης πολιτικής, ενώ ήδη σε πολλές περιπτώσεις (κυρίως στην Ευρώπη), αποτελεί αναπόσπαστο τμήμα της στρατηγικής διαχείρισης του περιβάλλοντος, αλλά και του ευρύτερου κοινωνικοοικονομικού σχεδιασμού.

Η εφαρμογή των κατευθύνσεων και προτάσεων της αειφόρου ανάπτυξης (ή βιώσιμης), αποβλέπει στον επανακαθορισμό των οικονομικών δραστηριοτήτων, με βάση την εξοικονόμηση των περιβαλλοντικών αγαθών και της ενέργειας, ώστε αυτές να γίνουν συμβατές με τα ανανεώσιμα αποθέματα της γης (Κολοκυθά, 2012). Με άλλα λόγια, το εν λόγω αναπτυξιακό μοντέλο, «σέβεται» τους περιορισμούς της φύσης και προτείνει μια οικονομική λειτουργία των κοινωνιών, με πρωταρχικό στόχο τη διαχείριση της ζήτησης. Η «Πράσινη ανάπτυξη», ως μετεξέλιξη της βιώσιμης ανάπτυξης, αποδέχεται τους περιβαλλοντικούς περιορισμούς, όπως και η πρώτη, αλλά με τη διαφορά, ότι τους εντάσσει στην κατηγορία των κινήτρων για ανάπτυξη (Κολοκυθά, 2012). Σύμφωνα με αυτά, οι ανθρώπινες δραστηριότητες μπορούν όχι απλά να κινούνται εντός του πλαισίου της προστασίας του περιβάλλοντος, αλλά και να εκμεταλλεύονται τα οφέλη από αυτήν.

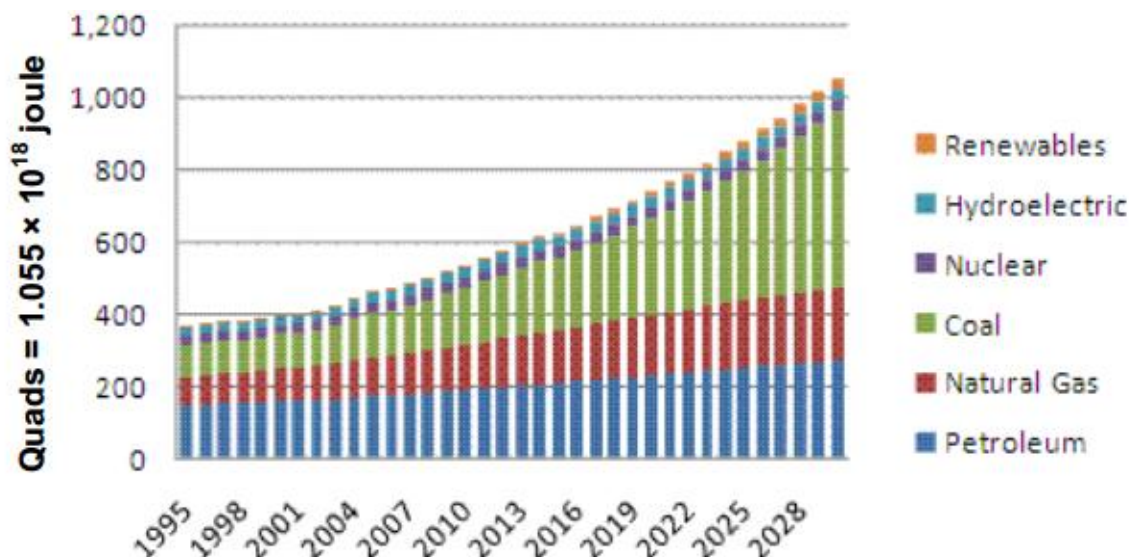
Η κάλυψη των ενεργειακών αναγκών, αποτελεί μια ανθρώπινη δραστηριότητα, η οποία μπορεί να υιοθετήσει τις αρχές της Πράσινης ανάπτυξης, σε κάποιο βαθμό. Ιδιαίτερα τα τελευταία χρόνια, η ζήτηση σε ενέργεια είναι αυξημένη σε διεθνές επίπεδο. Οι όλο και περισσότερες ενεργειακές απαιτήσεις της βιομηχανίας, της γεωργίας, των μεταφορών και των αστικών δραστηριοτήτων, επιτείνουν την ανάγκη για αύξηση και βελτίωση της ποιότητας της προσφοράς. Ως βελτίωση της ποιότητας, νοείται ο περιορισμός των αρνητικών επιδράσεων στο περιβάλλον της παραγωγής και διάθεσης ενεργειακών προϊόντων. Ο

συγκεκριμένος στόχος, μπορεί να επιτευχθεί, με τη διείσδυση στον τομέα της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, των έργων εκμετάλλευσης Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας.

Η υλοποίηση των τελευταίων, είναι σε θέση να προσφέρει πολλά οφέλη προς την κατεύθυνση που περιγράφηκε παραπάνω, καθώς οι προοπτικές χρησιμοποίησής τους δεν έχουν εξαντληθεί. Οι αποκαλούμενες «ήπιες» μορφές ενέργειας, είναι φιλικές προς το περιβάλλον, γενικά αποδεκτές στο ευρύ κοινό και σε πολλές περιπτώσεις μπορούν να αποτελέσουν πυρήνα για την αναζωογόνηση οικονομικά και κοινωνικά υποβαθμισμένων περιοχών (Παπαϊωάννου, 2011). Το βασικότερο όμως χαρακτηριστικό, όπως δηλώνει και η ονομασία τους, είναι ότι δεν εξαντλούνται. Μάλιστα, η συνολική ετήσια παροχή τους είναι πολύ μεγαλύτερη από την αντίστοιχη παγκόσμια κατανάλωση ενέργειας (Κατσιφαράκης, 2011). Οι σπουδαιότερες ανανεώσιμες μορφές ενέργειας είναι η ηλιακή, η γεωθερμική, η αιολική, η υδροηλεκτρική και η ενέργεια που προέρχεται από βιομάζα. Τα πλεονεκτήματα των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Α.Π.Ε.) θα εξεταστούν λεπτομερέστερα στην επόμενη ενότητα.

Όσον αφορά τις ανάγκες σε ηλεκτρική ενέργεια, αυτές καλύπτονται διεθνώς, κυρίως με την εκμετάλλευση των «συμβατικών» καυσίμων. Αυτά είναι τα διάφορα προϊόντα του πετρελαίου, το φυσικό αέριο, και το σύνολο των ορυκτών καυσίμων. Η κυριαρχία τους στην ηλεκτροπαραγωγή παγκοσμίως, υποδεικνύεται και στο παρακάτω διάγραμμα.

Διάγραμμα 1.1: Παγκόσμια κατανάλωση ενέργειας



Πηγή: Μπάης, 2009

Τα μειονεκτήματα των συμβατικών καυσίμων, στα οποία επικεντρώνεται ο διεθνής προβληματισμός, είναι η ρύπανση του περιβάλλοντος πρωτίστως και η σταδιακή εξάντλησή τους. Τα συμβατικά καύσιμα αποτελούν εξαντλήσιμους, μη ανανεώσιμους φυσικούς ενεργειακούς πόρους. Επίσης, είναι αποδεδειγμένο, ότι η χρήση τους στην παραγωγή

ηλεκτρικής ενέργειας, στη βιομηχανία και στις μεταφορές, επιβαρύνει το περιβάλλον με ρύπους. Επομένως, δε θα ήταν δυνατό να λείπει από μία ατζέντα πολιτικού σχεδιασμού και στρατηγικής βιώσιμης ανάπτυξης, ο στόχος για περιορισμό της χρήσης των συγκεκριμένων ενεργειακών πόρων. Ταυτόχρονα, είναι ευνόητο, ότι η παράλληλη συνεχής προσπάθεια για αύξηση της διείσδυσης των Α.Π.Ε. και τεχνολογικής βελτιστοποίησής τους, είναι σε θέση να καλύψει το ενεργειακό «κενό» που θα δημιουργείται, από τη σταδιακή υποχώρηση των συμβατικών καυσίμων.

Η Ευρωπαϊκή Ένωση έχει καθιερώσει μια «παράδοση» στην εν λόγω προσπάθεια. Το θεσμικό της πλαίσιο, προβλέπει την προώθηση γενικά όλων των «πράσινων πρακτικών». Συγκεκριμένα στον ενεργειακό τομέα, προσπαθεί αφενός στα πλαίσια της βιώσιμης ανάπτυξης, να περιορίσει τις δυσμενείς επιπτώσεις από τη χρήση συμβατικών καυσίμων και αφετέρου κατά τις υποδείξεις της Πράσινης ανάπτυξης, να προωθήσει κερδοφόρες επενδύσεις σε «καθαρή» ενέργεια. Οι βασικοί στόχοι της συγκεκριμένης πολιτικής, είναι η διασφάλιση της ποιότητας του περιβάλλοντος και κατ' επέκταση της δημόσιας υγείας, και η βαθμιαία ενεργειακή απεξάρτηση, από περιοχές εξωτερικές των γεωγραφικών της ορίων. Εκτός αυτών, η Ε.Ε. επιδιώκει την αύξηση της ενεργειακής αποδοτικότητας, την μείωση της κατανάλωσης ενέργειας ανά τομέα (μεταφορές, βιομηχανία κ.α.) και τη βελτίωση της εσωτερικής αγοράς ενέργειας.

Η παραγωγή ενέργειας, με γνώμονα την προστασία του περιβάλλοντος δεν είναι εύκολο εγχείρημα, σε μια περίοδο όπου και οι απαιτήσεις σε αυτήν είναι αυξημένες (σε σχέση με παλαιότερες περιόδους), αλλά και το κυρίαρχο μοντέλο ανάπτυξης στηρίζεται σε μια μακροχρόνια παράδοση αλόγιστης εκμετάλλευσης των φυσικών πόρων. Ωστόσο, η εμπειρία σε γνωστικό-τεχνολογικό επίπεδο και σε επίπεδο λήψης αποφάσεων, μπορεί να συντελέσει καθοριστικά, στη στροφή των υπευθύνων χάραξης πολιτικής προς βιώσιμες επιλογές.

1.2 Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (Α.Π.Ε.)

Ο ακριβής ορισμός του όρου αναφέρεται στο επόμενο κεφάλαιο, το οποίο πραγματεύεται το θεσμικό πλαίσιο της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Στο σημείο αυτό, μπορεί απλά να ειπωθεί, ότι ως ανανεώσιμες, μπορούν να θεωρηθούν όλες εκείνες οι πηγές, των οποίων τα αποθέματά τους ανανεώνονται. Οι κυριότερες των συγκεκριμένων πηγών, είναι αυτές που αναφέρονται στην προηγούμενη ενότητα. Η χρήση και η αξία τους χρονολογείται από πολύ παλιά, καθώς υπάρχουν στοιχεία αλλά και εφαρμοσμένες τεχνολογίες που το αποδεικνύουν. Στην εποχή μας, οι ανανεώσιμες μορφές ενέργειας χρησιμοποιούνται με νέο, πιο πολύπλοκο και αποτελεσματικό τρόπο (Κατσιφάρικης, 2011).

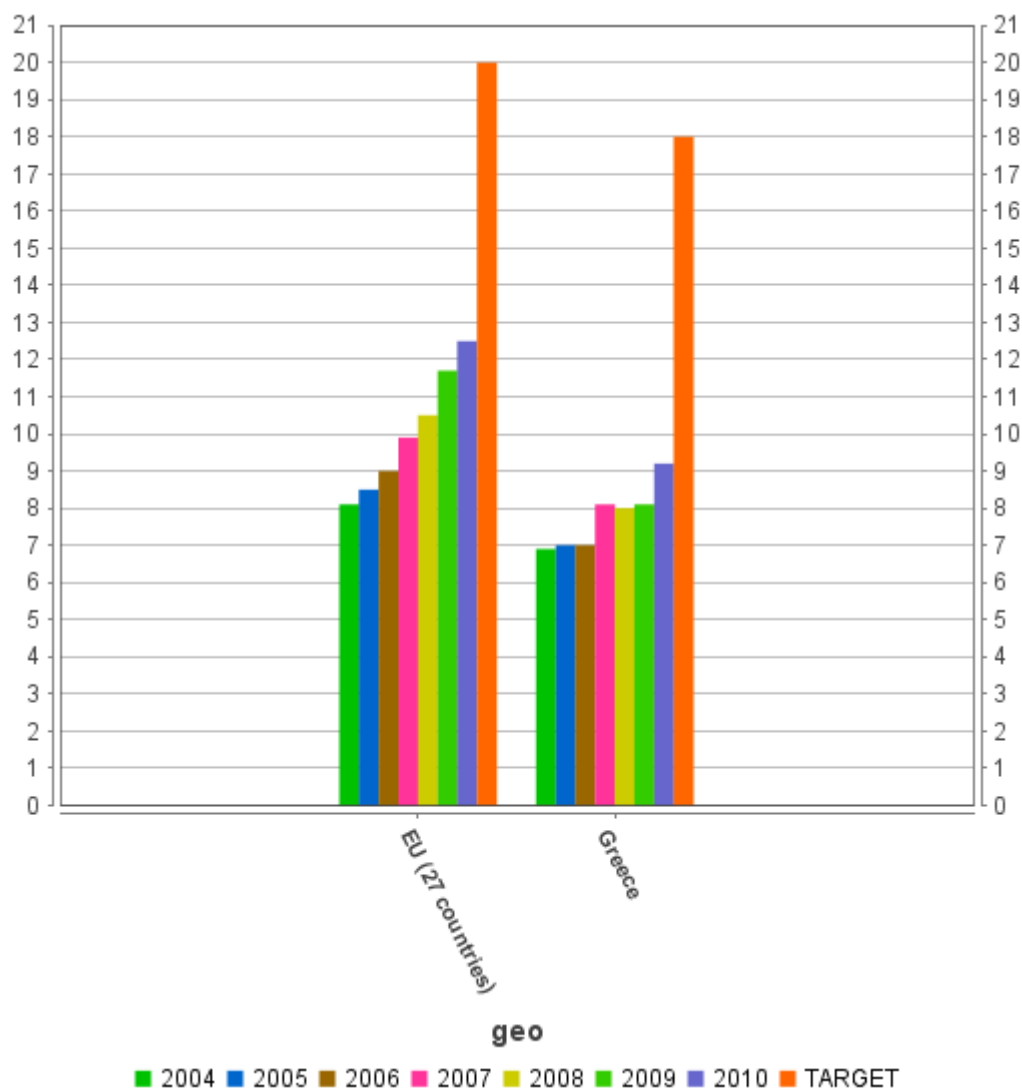
Τα κύρια πλεονεκτήματα της εκμετάλλευσής τους, στο πλαίσιο της κάλυψης των σύγχρονων ενεργειακών αναγκών είναι τα εξής:

- Είναι ανεξάντλητες πηγές, οι οποίες συμβάλλουν στην μείωση της εξάρτησης από τους εξαντλήσιμους ενεργειακούς πόρους, όπως εξηγήθηκε παραπάνω.
- Παρέχουν τη δυνατότητα κάλυψης συγκεντρωμένων και αποκεντρωμένων ενεργειακών αναγκών, καθώς διατίθενται με μεγάλη γεωγραφική διασπορά.
- Λόγω της παραπάνω ιδιότητας, μπορούν να αξιοποιηθούν σε τοπική κλίμακα, από σημαντικά προσαρμόσιμοι μεγέθους σταθμούς. Η ευελιξία αυτή ενισχύει την ανάπτυξη σταθμών Α.Π.Ε. κοντά στις περιοχές κατανάλωσης, μειώνοντας τις απώλειες μεταφοράς ενέργειας.
- Η παροχή τους δεν μπορεί να ελεγχθεί από πολιτικά και οικονομικά συμφέροντα, αφού είναι δεδομένη (Κατσιφαράκης, 2011).
- Για τον ίδιο λόγο με παραπάνω, αποτελούν μια συνεχή πηγή ενεργειακού κεφαλαίου, που προσδίδει ανάλογο βαθμού απεξάρτηση των κρατών, από τα εξωτερικά ενεργειακά μονοπώλια.
- Σε πολλές περιπτώσεις τα έργα Α.Π.Ε., δημιουργούν νέες θέσεις εργασίας, ενισχύοντας την περιφερειακή ανάπτυξη και αποκέντρωση.

Η ανάπτυξη επενδύσεων αξιοποίησης των Α.Π.Ε. είναι πιο έντονη σήμερα απ' ό,τι σε άλλες χρονικές περιόδους των τελευταίων 20 χρόνων. Οι παραπάνω ιδιότητές τους, σε συνδυασμό με την συνεχώς εξελισσόμενη εφαρμοσμένη τεχνολογία, αποτελούν ταυτόχρονα και τους λόγους που γίνονται όλο και περισσότερο ανταγωνιστικές στο πλαίσιο της ενεργειακής «πίτας». Το μερίδιο που καταλαμβάνουν σε κάθε χώρα, είναι ανάλογο του μοντέλου του υφιστάμενου ενεργειακού καθεστώτος, του βαθμού ενημέρωσης της κοινωνίας και γενικά, εξαρτάται από διάφορους κοινωνικούς-οικονομικούς παράγοντες, που διαμορφώνουν την ενεργειακή στρατηγική.

Οι Α.Π.Ε. στην Ελλάδα έχουν αναπτυχθεί ιδιαίτερα έντονα τα τελευταία 5 χρόνια, σε σχέση με παλαιότερες χρονικές περιόδους. Οι ρυθμοί όμως ένταξής τους στην «πίτα» της ενεργειακής εξυπηρέτησης, χαρακτηρίζονται από μεγάλα περιθώρια βελτίωσης. Το θεσμικό πλαίσιο, όπως θα παρουσιαστεί και στο κεφάλαιο 2, τα τελευταία δύο χρόνια, αποβλέπει στην επιτάχυνση των νομικών διαδικασιών για την εγκατάσταση νέων σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. και στην προώθηση των εν λόγω έργων, μέσω οικονομικών κινήτρων. Το διάγραμμα 1.2 απεικονίζει το ποσοστό της ακαθάριστης τελικής κατανάλωσης ενέργειας (βλ. ορισμό στο κεφάλαιο 2) που προέρχεται από Α.Π.Ε., στην Ευρωπαϊκή Ένωση. Στο ίδιο διάγραμμα επίσης, παραθέτονται τα αντίστοιχα στοιχεία που αναφέρονται στην Ελλάδα. Ως «target», δηλώνεται ο στόχος που έχει τεθεί από την Κοινοτική Οδηγία 2009/28/ΕΚ, σχετικά με το συγκεκριμένο ποσοστό. Το σχήμα 1.3, παρουσιάζει το εν λόγω μερίδιο των Α.Π.Ε. κατά το έτος 2010.

Διάγραμμα 1.2: Διαχρονική εξέλιξη, του μεριδίου Α.Π.Ε. στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας, στο σύνολο των κρατών-μελών της Ευρωπαϊκής Ένωσης και στην Ελλάδα



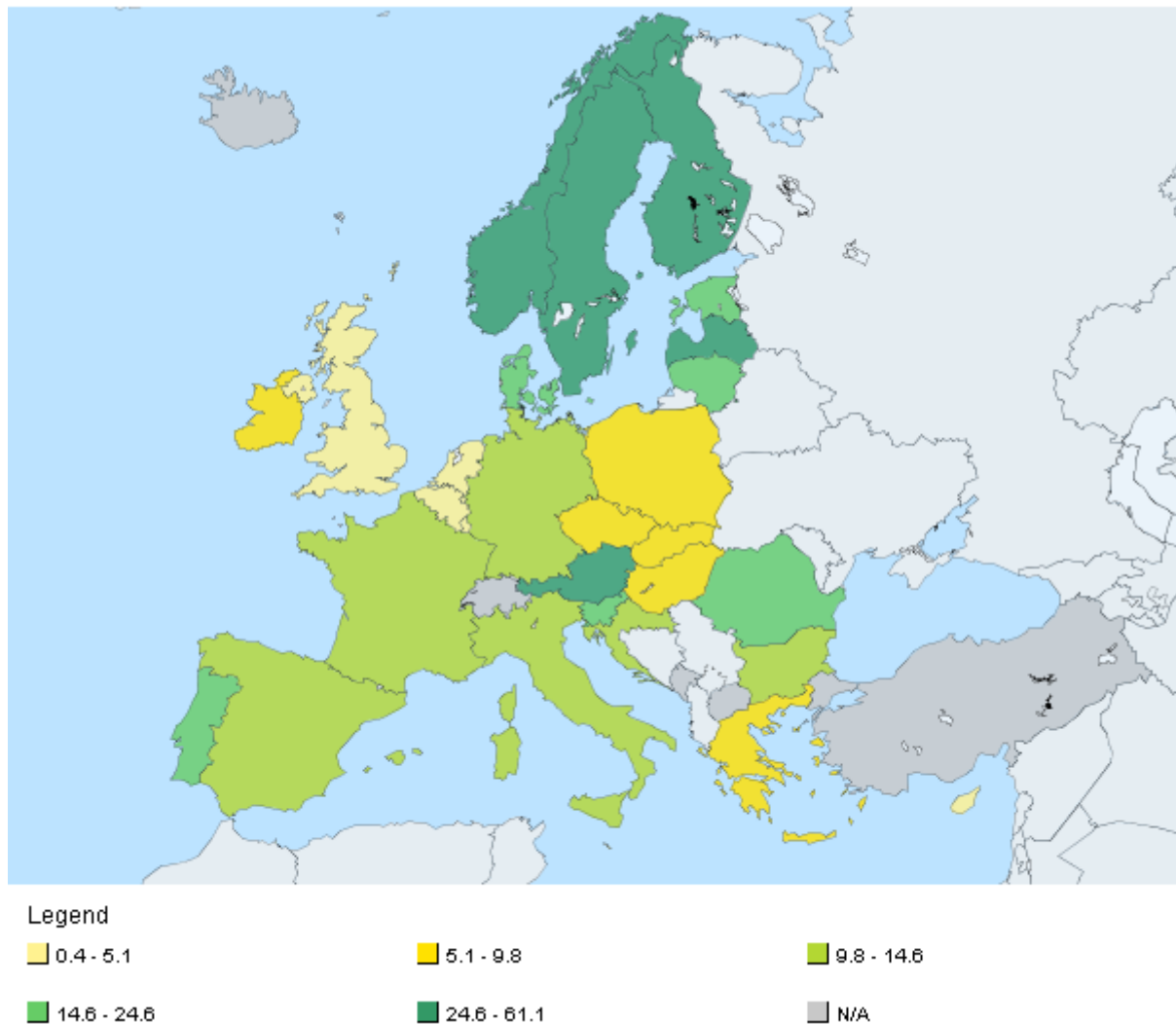
Πηγή: Eurostat, 2012

Το σημαντικότερο μειονέκτημα των Α.Π.Ε., που τις καθιστά ακόμη και σήμερα ακατάλληλες για συνεχή και αδιάλειπτη κάλυψη των βασικών ενεργειακών αναγκών, εντοπίζεται στο γεγονός ότι η παροχή τους είναι ασυνεχής και μεταβαλλόμενη. Αντίθετα με την παραγωγή ενέργειας από συμβατικά καύσιμα, η παραγωγή ενέργειας από Α.Π.Ε. δεν είναι ελεγχόμενη. Κατά συνέπεια, μόνο σε ορισμένες περιόδους η προσφορά «καθαρής» ενέργειας απαντά την ανθρωπογενή ζήτηση. Το συγκεκριμένο πρόβλημα αποτελεί ιδιαίτερα ανασταλτικό παράγοντα για την περαιτέρω ανάπτυξη των επενδύσεων σε Α.Π.Ε., αν ληφθεί υπόψη, ότι η οικονομική και τεχνολογική πρόοδος του 20^{ου} αιώνα, βασίστηκε στην άμεση απόκριση της προσφοράς, στη ζήτηση ενέργειας.

Σύμφωνα όμως με τις αρχές της Πράσινης ανάπτυξης, τις οποίες θεωρητικά ικανοποιούν με συνέπεια όλα τα έργα ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε., το περιβάλλον με τις διεργασίες

του, δεν πρέπει να αποτελεί απαγορευτικό παράγοντα για την πολύπτυχη ανθρώπινη πρόοδο. Άρα λοιπόν, όταν επιλέγεται το σενάριο της περαιτέρω διεύθυνσης των Α.Π.Ε. στην συνολική παραγωγή ενέργειας, πρέπει ταυτόχρονα να αναζητούνται λύσεις, για την αντιμετώπιση του ζητήματος της μεταβαλλόμενης παροχής και ενεργειακού περιεχομένου. Τα σημερινά επίπεδα τεχνολογίας, παρέχουν τη δυνατότητα αποθήκευσης της ενέργειας από Α.Π.Ε., η οποία διαφορετικά θα απορριπτόταν, λόγω αδυναμίας απορρόφησης της από το δίκτυο (λόγω τεχνικών περιορισμών δικτύου, π.χ. λόγω ανικανότητας άμεσης προσαρμογής των υπόλοιπων μονάδων ηλεκτροπαραγωγής σε μεταβαλλόμενα καθεστώτα κατανομής ενέργειας διαφορετικών προελεύσεων).

Σχήμα 1.3: Μείζον Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας (2010)



Πηγή: Eurostat, 2012

1.3 Το πρόβλημα της αποθήκευσης ενέργειας

Η πολιτική που ακολουθείται από τους Διαχειριστές των ηλεκτρικών Συστημάτων στην Ελλάδα, αλλά και στις χώρες με εμπειρίας στη χρήση των Α.Π.Ε., συνιστά την αξιοποίησή τους για την «εξομάλυνση της καμπύλης φορτίου». Όταν αυτό βέβαια δεν είναι δυνατό λόγω της στοχαστικής συμπεριφοράς τους, γίνεται η ανάλογη προσπάθεια ένταξής τους στην εξυπηρέτηση της ζήτησης, με τροποποιήσεις στη λειτουργία των ελεγχόμενων μονάδων. Όλες οι μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ενός Συστήματος, αποδίδουν τόση ενέργεια, όση απορροφάται από την κατανάλωση. Σύμφωνα με αυτά που αναλύθηκαν παραπάνω, η βέλτιστη εκμετάλλευση των μονάδων Α.Π.Ε., επιτυγχάνεται όταν η ενέργειά τους αποθηκεύεται, ώστε να μπορεί να ανακτηθεί σύμφωνα με τις εκάστοτε ανάγκες.

Σύμφωνα με τους Ibrahim et al. (2007), η προώθηση της χρήσης των Α.Π.Ε. στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, απαιτεί την περαιτέρω ανάπτυξη των μεθόδων αποθήκευσης ενέργειας. Δημιουργείται λοιπόν ένα «ρεύμα» αναπτυξιακής έρευνας, που σκοπός της είναι η αποτελεσματικότερη «αποταμίευση» της ενέργειας που προέρχεται είτε από συμβατικά καύσιμα είτε από Α.Π.Ε.. Τα οφέλη που παρέχει η αποθήκευση ενέργειας, μπορούν να περιγραφούν ως εξής:

1. Χρήση παραχθείσας ενέργειας κατά το δοκούν. Ο λόγος είναι προφανής για την περίπτωση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Η προσωρινή αποθήκευση της παραγόμενης ενέργειας από Α.Π.Ε., προσδίδει σε αυτήν τον χαρακτήρα μιας προβλέψιμης πηγής, αφού μπορεί να χρησιμοποιηθεί με ελεγχόμενο τρόπο. Στην περίπτωση παραγωγής «συμβατικής» ενέργειας, η αποθήκευση, είναι ιδιαίτερα χρήσιμη, όταν παρουσιάζονται διακοπές στη λειτουργία των ελεγχόμενων μονάδων παραγωγής. Μία πιθανή βλάβη, μπορεί να θέσει εκτός λειτουργίας μια μονάδα που αναμενόταν να καλύψει συγκεκριμένες ενεργειακές ανάγκες. Η αποθηκευμένη ενέργεια όμως, παίζει το ρόλο του αντικαταστάτη, ώστε να ανταποκριθεί ο αντίστοιχος σταθμός στις υποχρεώσεις παροχής ενέργειας (ειδικά σε περιπτώσεις προ-πώλησης ενέργειας, με ανάλογες συμφωνίες, Ibrahim et al., 2007).
2. Αποτελεσματικότητα του δικτύου. Η διακύμανση της τιμής της ενέργειας που καταναλώνεται από τους τελικούς καταναλωτές, οι αιχμές και οι καμπές στη ζήτηση, αποτελούν τυπικά χαρακτηριστικά ενός δικτύου διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Επίσης, τα ηλεκτρικά Συστήματα αποτελούνται από πολλές μονάδες παραγωγής, οι οποίες μπορεί να διαφέρουν σημαντικά ως προς τις απαιτήσεις τους και τα χαρακτηριστικά ένταξης και λειτουργίας τους. Οι διάφορες μέθοδοι αποθήκευσης ενέργειας, είναι σε θέση να «εξομαλύνουν» τις μεταβολές και έντονες διακυμάνσεις της ενεργειακής κατανάλωσης. Η καλούμενη «εξισορρόπηση φορτίου» επιτυγχάνεται με την απορρόφηση ενέργειας για αποθήκευση τις περιόδους χαμηλής ζήτησης και με

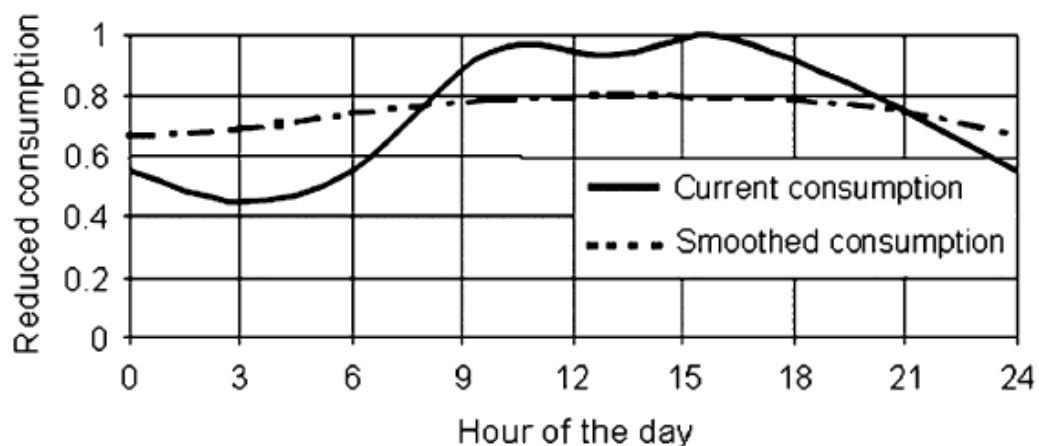
την ανάκτησή της σε περιόδους αιχμής. Τυπικό παράδειγμα της συγκεκριμένης πολιτικής λειτουργίας των συστημάτων αποθήκευσης, είναι η εξομάλυνση της ημερήσιας καμπύλης φορτίου (σχήμα 1.1).

3. Προσαρμοστικότητα του δικτύου, στις μεταβολές της ζήτησης ενέργειας. Η αποθήκευση ενέργειας παρέχει τη δυνατότητα άμεσης απόκρισης του ηλεκτρικού δικτύου, στα πραγματικά δεδομένα της κάθε στιγμής.

Έως σήμερα, έχουν αναπτυχθεί πολλές τεχνικές αποθήκευσης ενέργειας, οι οποίες εμπλέκουν πρακτικά όλες τις μορφές αυτής: τη μηχανική, τη χημική και τη θερμική (Ibrahim et al., 2007). Οι εφαρμοσμένες τεχνολογίες σε κάθε περίπτωση διαφέρουν ως προς το βαθμό και ρυθμό ανάπτυξής τους. Οι μέθοδοι αποθήκευσης μπορούν να καταταχθούν σε τέσσερις κατηγορίες, ανάλογα με τις χρήσεις τους:

1. εφαρμογές χαμηλής ισχύος σε απομονωμένα συστήματα.
2. εφαρμογές μέσης ισχύος σε απομονωμένα συστήματα.
3. συστήματα αποθήκευσης σε σύνδεση με το δίκτυο για εξισορρόπηση των αιχμών φορτίου (peak leveling).
4. τεχνικές ελέγχου ποιότητας ισχύος (power quality)

Σχήμα 1.1: Μέση ημερήσια κατανάλωση ενέργειας στη Γαλλία



Πηγή: Ibrahim et al., 2007

Οι μέχρι σήμερα γνωστές τεχνικές αποθήκευσης ενέργειας παρουσιάζονται αναφορικά και είναι:

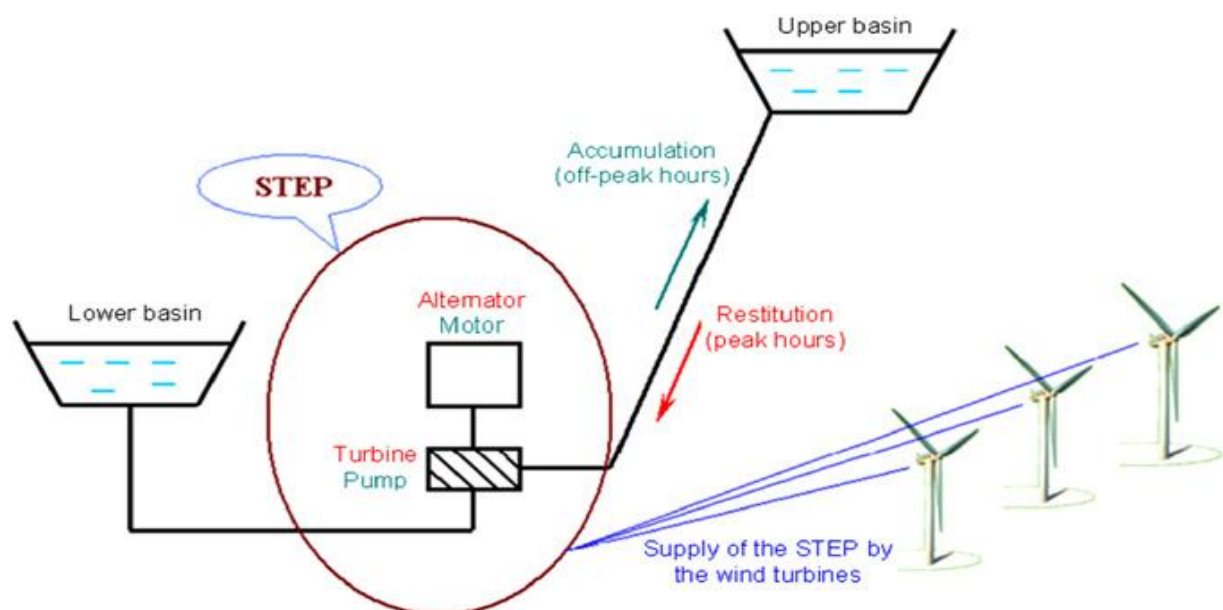
- η αντλησιοταμίευση
- η αποθήκευση θερμικής ενέργειας
- η αποθήκευση ενέργειας υπό τη μορφή συμπιεσμένου αέρα
- η μικρής κλίμακας εφαρμογή της συμπίεσης αέρα όπως αναφέρθηκε παραπάνω
- η αποθήκευση μέσω της συμπίεσης φυσικού αερίου
- οι τεχνολογίες μπαταρίες ροής (flow batteries)

- οι τεχνολογίες κυττάρων καυσίμων (fuel cells)
- χημική αποθήκευση με συσσωρευτές
- εφαρμογές αποθήκευσης με συσσωρευτές τύπου σφονδύλου (flywheel)
- η υπεραγώγιμη μαγνητική αποθήκευση (superconducting magnetic energy storage)
- η αποθήκευση ενέργειας σε υπερπυκνωτές

Από όλες τις παραπάνω μεθόδους αποθήκευσης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, θα εξεταστεί λεπτομερέστερα, αυτή της αντλησιοταμίευσης, λόγω της απλοϊκής και εύληπτης λειτουργίας της. Άλλωστε, είναι και αυτή που παρουσιάζει αυξημένο ενδιαφέρον σε σχέση με τις υπόλοιπες, εξαιτίας της σχετικά διαδεδομένης χρήσης της και του υψηλού συντελεστή μετατροπής ενέργειας (conversion efficiency) σε υψηλής ισχύος εφαρμογές, που κυμαίνεται από 65-80%, ανάλογα με τον εξοπλισμό.

Η λειτουργία της αντλησιοταμίευσης, η οποία συνοψίζεται στο σχήμα 1.2, εκμεταλλεύεται την υψηλής πυκνότητας δυναμική ενέργεια του νερού. Το γεγονός αυτό αποτελεί ταυτόχρονα και έναν περιοριστικό παράγοντα, για την εφαρμογή της συγκεκριμένης τεχνικής, καθώς η ίδια απαιτεί τη συγκέντρωση σημαντικού όγκου νερού. Άρα επιλέγονται περιοχές, που διαθέτουν υδατορρέυματα και φυσικά, την κατάλληλη γεωμορφολογία για την κατασκευή και λειτουργία των απαραίτητων ταμιευτήρων. Οι τελευταίοι, κατασκευάζονται σε σειρά, συνήθως σε ζεύγη. Ο κάτω ταμιευτήρας συλλέγει τα νερά από τις υδατοπτώσεις που αξιοποιούνται από υδροηλεκτρικές μονάδες, ενώ ο άνω ταμιευτήρας χρησιμοποιείται για την αποθήκευση των αντλούμενων όγκων, κατά τις περιόδους χαμηλής ζήτησης στο δίκτυο. Η άντληση γίνεται από τον κάτω ταμιευτήρα. Η αποδοτικότητα του κύκλου άντλησης-υδατόπτωσης, εκφράζεται από τον αντίστοιχο συντελεστή απόδοσης.

Σχήμα 1.2: Σχηματική αναπαράσταση λειτουργίας αντλησιοταμίευσης



Πηγή: Ibrahim et al., 2007

1.4 Η μέθοδος της αντλησιοταμίευσης στην Ελλάδα

Η αποθήκευση ενέργειας στην Ελλάδα δεν αποτελεί συνηθισμένη πρακτική. Όσον αφορά την ηπειρωτική χώρα, δύο είναι οι περιπτώσεις αποθήκευσης ενέργειας με τη μέθοδο της αντλησιοταμίευσης και συνίστανται στην εφαρμογή αναστρέψιμων υδροηλεκτρικών σταθμών. Αυτές είναι:

- ο υδροηλεκτρικός σταθμός (ΥΗΣ) Σφηκιάς στον ποταμό Αλιάκμονα και
- ο υδροηλεκτρικός σταθμός (ΥΗΣ) Θησαυρού στον ποταμό Νέστο.

Ο ΥΗΣ Σφηκιάς, αποτελείται από τρεις αναστρέψιμες μονάδες, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 315 MW, ενώ η ωφέλιμη χωρητικότητα του ταμιευτήρα είναι 20,0 εκ. m³ (Σαγάνη, 2009). Η λειτουργία των στροβίλων αναστρέφεται, όταν επιδιώκεται η αποθήκευση της ενέργειας που παράγεται από τους προσκείμενους λιγνιτικούς σταθμούς σε περιόδους χαμηλής κατανάλωσης. Η ανάκτηση της αποθηκευμένης ενέργειας γίνεται με σκοπό την εξυπηρέτηση των αιχμών ζήτησης. Ο κατάντη ταμιευτήρας στα Ανώματα, ωφέλιμης χωρητικότητας 14 εκ. m³, δέχεται τη ροή του ποταμού από την υδατόπτωση και τροφοδοτεί με άντληση τον αντλητικό σταθμό του άνω ταμιευτήρα Σφηκιάς, ώστε το νερό να καταλήξει μέσω των αναστρέψιμων μηχανών στον ταμιευτήρα.

Ο ΥΗΣ Θησαυρού, διαθέτει και αυτός αναστρέψιμες μηχανές συνολικής ισχύος 384 MW. Η λειτουργία του σταθμού είναι παρόμοια, με αυτήν που περιγράφηκε στην περίπτωση του ποταμού Αλιάκμονα. Ο άνω ταμιευτήρας του Θησαυρού, τροφοδοτεί με υδατοπτώσεις τον κάτω ταμιευτήρα Πλατανόβρυσης, ο οποίος διαθέτει και αυτός υδροηλεκτρικό σταθμό για την παραγωγή ενέργειας.

Η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας στα νησιά της χώρας, αποτελεί μία από τις βασικές επιδιώξεις των υπεύθυνων φορέων ενεργειακού σχεδιασμού, συνοδεύοντας τον κεντρικό στόχο της διασύνδεσής τους με το ηλεκτρικό Σύστημα του ηπειρωτικού κορμού. Τα περισσότερα νησιά στην Ελλάδα, καλύπτουν τις ανάγκες τους σε ηλεκτρική ενέργεια, κατά κανόνα με συμβατικές θερμικές μονάδες. Ενδεικτικά της κατάστασης, είναι τα στοιχεία του πίνακα 1.1, που αφορούν τα μεγέθη της ηλεκτροπαραγωγής στα μεγάλα νησιά. Πρόκειται δηλαδή για αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα, των οποίων η λειτουργία βασίζεται σε εισαγόμενα καύσιμα (diesel, mazut). Στα επόμενα χρόνια όμως, προβλέπεται η σταδιακή σύνδεσή τους, με το κεντρικό σύστημα παραγωγής και διανομής της χώρας, ώστε να μειωθεί και τελικά να διακοπεί η εξάρτησή τους από συμβατικά καύσιμα. Ταυτόχρονα, προβλέπεται η προώθηση και συστηματικότερη ανάπτυξη των έργων ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε., καθώς αυτές διατίθενται με ιδιαίτερα πλουσιοπάρχο τρόπο στην πλειοψηφία των νησιών. Η εκμετάλλευση του ισχυρού αιολικού δυναμικού και της μεγάλης διάρκειας και έντασης ηλιοφάνειας, μπορεί να συντελέσει καθοριστικά στην επίτευξη των παραπάνω στόχων, αναφορικά με την ενεργειακή πολιτική στα νησιά της χώρας.

Πίνακας 1.1: Στοιχεία ηλεκτροπαραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (Αύγουστος 2012)

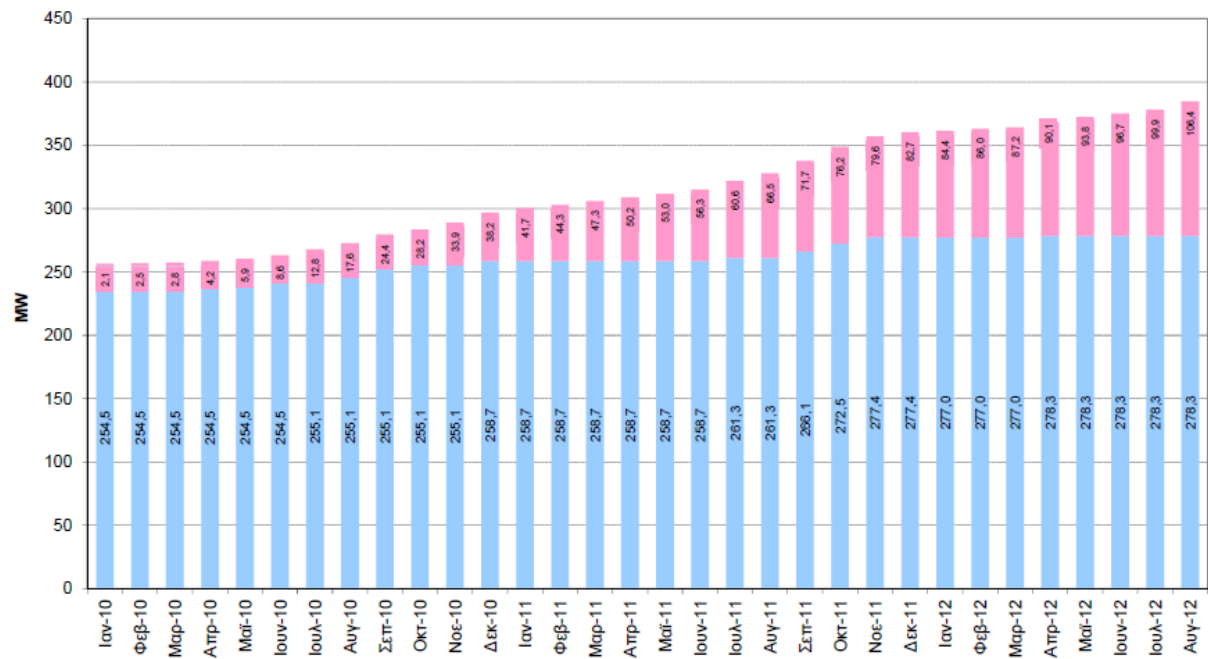
ΝΗΣΙ	ΕΓΚΑΤ. ΙΣΧΥΣ ΘΕΡΜΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ 2011 (MW)	ΜΕΓΙΣΤΗ ΕΤΗΣΙΑ ΑΙΧΜΗ ΖΗΤΗΣΗΣ 2011 (MW)	ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΘΕΡΜΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ (MWh)	ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΜΟΝΑΔΩΝ ΑΠΕ (MWh)	ΠΟΣΟΣΤΟ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗΣ ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ
ΚΡΗΤΗ	817,0	635,0	259.319,38	77.924,38	23,1%
ΡΟΔΟΣ	233,1	194,0	104.068,54	6.895,28	6,2%
ΛΕΣΒΟΣ	88,7	60,3	26.481,32	4.453,72	14,4%
ΚΩΣ - ΛΕΡΟΣ	114,9	90,9	34.746,88	5.625,96	11,6%
ΚΑΛΥΜΝΟΣ	19,3		9.743,23	225,32	
ΛΗΜΝΟΣ	23,5	14,4	6.623,13	622,40	8,6%
ΜΗΛΟΣ	21,4	11,9	4.712,40	1.015,17	17,7%
ΠΑΡΟΣ-ΝΑΞΟΣ-ΙΟΣ - ΣΧΟΙΝΟΥΣΑ	76,6	61,6	25.060,26	5.461,75	17,9%
ΧΙΟΣ - ΨΑΡΑ	71,7	45,8	20.769,67	1.749,88	7,8%
ΣΥΡΟΣ	40,2	23,1	10.509,11	787,91	7,0%
ΣΑΜΟΣ	51,9	31,3	12.428,49	3.551,24	22,2%
ΚΑΡΠΑΘΟΣ	16,7	10,9	4.961,67	534,30	9,7%
ΜΥΚΟΝΟΣ	61,1	34,6	17.608,80	523,49	2,9%
ΛΟΙΠΑ ΝΗΣΙΑ	121,9		36.349,58	984,85	2,6%
ΣΥΝΟΛΟ	1.757,8		573.382,47	110.355,65	16,1%

Πηγή: ΔΕΔΔΗΕ, 2012

Το διάγραμμα 1.3, παρουσιάζει την ανάπτυξη των έργων Α.Π.Ε. στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, υπό την έννοια της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος. Σύμφωνα με το διάγραμμα, οι επενδύσεις σε ηλεκτροπαραγωγή από Α.Π.Ε. (κυρίως φωτοβολταϊκά και ανεμογεννήτριες) πληθαίνουν στα νησιά αυτά με το πέρασμα του χρόνου. Είναι αξιοσημείωτο ακόμη, το γεγονός ότι η συνολική ισχύς από τον Ιανουάριο του 2010 μέχρι τον Αύγουστο του 2012, αυξήθηκε περίπου κατά 50%.

Είναι εύλογο, ότι τα πλεονεκτήματα που προσφέρει η αποθήκευση ενέργειας και η επανάκτησή της, σχετίζονται σύμφωνα με όσα προηγουμένως αναφέρθηκαν, με την αποδοτικότερη εκμετάλλευση των Α.Π.Ε. και την αυξημένη συμμετοχή τους στην εξυπηρέτηση των ενεργειακών αναγκών. Η πρώτη προσπάθεια αποθήκευσης της ενέργειας από Α.Π.Ε. με αντλησιοταμίευση σε Μη Διασυνδεδεμένο Νησί, είναι το Υβριδικό Ενεργειακό Έργο Ικαρίας, το οποίο βρίσκεται σε φάση κατασκευής. Όπως θα αναφερθεί και στο 5^ο κεφάλαιο, πρόκειται για ένα πρωτοποριακό έργο, που συνδυάζει την εκμετάλλευση δύο μορφών Α.Π.Ε.: την υδροδυναμική και την αιολική. Αναμένεται επίσης η υλοποίηση και άλλων Υβριδικών Αντλησιοταμιευτικών Σταθμών σε Ελληνικά νησιά, όπως η Κρήτη και η Λέσβος, όπου η μεγάλη τους έκταση και το ορεινό ανάγλυφο, ευνοούν την δημιουργία σημαντικού υδρογραφικού δικτύου. Όπως εξηγήθηκε παραπάνω άλλωστε, η αντλησιοταμίευση απαιτεί σημαντικές ποσότητες νερού.

Διάγραμμα 1.3: Συνολική εγκατεστημένη ισχύ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (Αύγουστος 2012)



Πηγή: ΔΕΔΔΗΕ, 2012

Κεφάλαιο 2

Θεσμικό πλαίσιο ενεργειακής πολιτικής

Το κεφάλαιο αυτό πραγματεύεται τους σημαντικούς «σταθμούς» διαμόρφωσης του θεσμικού πλαισίου, για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, τόσο σε Ευρωπαϊκό επίπεδο όσο και σε εθνικό. Οι νόμοι που ψηφίζονται στην Ελληνική Βουλή, όχι μόνο είναι σε συμφωνία με τις διατάξεις της νομοθεσίας της Ευρωπαϊκής Ένωσης, αλλά και αποσκοπούν στην ενσωμάτωση όλων αυτών των διατάξεων, που απευθύνονται στα κράτη-μέλη. Οι κατευθύνσεις που καλούνται τα τελευταία να ακολουθήσουν, ως προς την ενεργειακή τους πολιτική, ορίζονται κυρίως από τις σχετικές Κοινοτικές Οδηγίες. Το ελληνικό θεσμικό πλαίσιο για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και για την προώθηση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας εντός αυτής της αγοράς, προσαρμόζει τις προβλεπόμενες στρατηγικές στους εθνικούς στόχους, με νόμους και υπουργικές αποφάσεις.

2.1 Ορισμοί νομοθεσίας

Γίνεται αναφορά μόνο στους όρους, που αναφέρονται στην παρούσα εργασία.

Απελευθερωμένη αγορά ηλεκτρικής ενέργειας

Πρόκειται για το μοντέλο αγοράς, στο οποίο «απελευθερώνεται» από την κρατική ρύθμιση, το δικαίωμα παραγωγής, μεταφοράς, διανομής και πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας. Χαρακτηριστικά της εξέλιξης αυτής είναι η κατάργηση των μονοπωλίων, ο περιορισμός του κρατικού ελέγχου και η παροχή τεχνολογικών και οικονομικών κινήτρων σε ιδιώτες, με σκοπό τη λειτουργία ανταγωνισμού στην ενεργειακή αγορά. Σε διεθνές επίπεδο (στα πλαίσια μιας Ένωσης Κρατών, όπως η Ευρωπαϊκή Ένωση), οι επιχειρήσεις δύνανται να επεκτείνουν τη δραστηριότητά τους εκτός των εθνικών γεωγραφικών ορίων.

Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (Α.Π.Ε.)

Οι μη ορυκτές ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, όπως η αιολική ενέργεια, η ηλιακή ενέργεια, η ενέργεια κυμάτων, η παλιρροϊκή ενέργεια, η βιομάζα, τα αέρια που εκλύονται από χώρους υγειονομικής ταφής και από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού, τα βιοαέρια, η

γεωθερμική ενέργεια, η υδραυλική ενέργεια που αξιοποιείται από υδροηλεκτρικούς σταθμούς (ν.3468/2006, Άρθρο 2).

Εγκατεστημένη Ισχύς σταθμού Α.Π.Ε.

Το άθροισμα της ονομαστικής ηλεκτρικής ισχύος όλων των μονάδων παραγωγής που περιλαμβάνει ο σταθμός Α.Π.Ε.. Ως ονομαστική ισχύς κάθε μονάδας παραγωγής ορίζεται η μέγιστη ηλεκτρική ισχύς της μονάδας, που προκύπτει από τα σχετικά πιστοποιητικά έγγραφα των κατασκευαστών των μονάδων αυτών και των φορέων που είναι αρμόδιοι για την πιστοποίηση των μονάδων παραγωγής, όταν η μονάδα λειτουργεί, συνεχώς, για χρονικό διάστημα τουλάχιστον δεκαπέντε λεπτών (ν.3468/06, Άρθρο 2).

Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

Περιλαμβάνει όλους τους δυνατούς τρόπους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (π.χ. από καύσιμα, από Α.Π.Ε., από φυσικό αέριο κ.τ.λ.).

Προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας

Η πώληση, συμπεριλαμβανομένης της μεταπώλησης, ηλεκτρικής ενεργείας σε πελάτες (2009/72/ΕΚ, Άρθρο 2).

Μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας

Εννοείται η μεταφορά ηλεκτρικής ενεργείας μέσω διασυνδεδεμένου συστήματος υπερυψηλής και υψηλής τάσης με σκοπό την παροχή σε τελικούς πελάτες ή σε διανομείς, μη συμπεριλαμβανομένης όμως της προμήθειας (2009/72/ΕΚ, Άρθρο 2).

Διανομή ηλεκτρικής ενέργειας

Πρόκειται για τη μεταφορά ηλεκτρικής ενεργείας μέσω συστημάτων διανομής υψηλής, μεσαίας και χαμηλής τάσης με σκοπό την παράδοσή της σε πελάτες, μη συμπεριλαμβανομένης όμως της προμήθειας (2009/72/ΕΚ, Άρθρο 2).

Διασύνδεση

Ο εξοπλισμός που χρησιμοποιείται για τη διασύνδεση των ηλεκτρικών συστημάτων (2009/72/ΕΚ, Άρθρο 2).

Δίκτυο

Το δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας της Δημόσιας Επιχείρησης Ηλεκτρισμού Α.Ε. (Δ.Ε.Η. Α.Ε.) που είναι εγκατεστημένο στην ελληνική επικράτεια, το οποίο αποτελείται από γραμμές μέσης και χαμηλής τάσης και εγκαταστάσεις διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και από γραμμές και εγκαταστάσεις υψηλής τάσης, που έχουν ενταχθεί στο δίκτυο αυτό (ν.3468/06, Άρθρο 2). Περισσότερες επεξηγήσεις αναφέρονται στο ν.3468/06.

Σύστημα

Οι γραμμές υψηλής τάσης, οι εγκατεστημένες στην ελληνική επικράτεια διασυνδέσεις, χερσαίες ή θαλάσσιες και όλες οι συναφείς εγκαταστάσεις, ο εξοπλισμός και οι εγκαταστάσεις ελέγχου που απαιτούνται για την ομαλή, ασφαλή και αδιάλειπτη διακίνηση ηλεκτρικής ενέργειας από έναν σταθμό παραγωγής σε έναν υποσταθμό, από έναν υποσταθμό σε άλλον υποσταθμό ή προς ή από οποιαδήποτε διασύνδεση. Στο Σύστημα δεν περιλαμβάνονται οι εγκαταστάσεις παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, οι γραμμές και εγκαταστάσεις υψηλής τάσης που έχουν ενταχθεί στο Δίκτυο, καθώς και το Δίκτυο των μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ν.3468/06, Άρθρο 2).

Διασυνδεδεμένο σύστημα

Το σύστημα που αποτελείται από αριθμό συστημάτων μεταφοράς και διανομής τα οποία συνδέονται μεταξύ τους με μία ή περισσότερες διασυνδέσεις (2009/72/EK, Άρθρο 2).

Μικρό απομονωμένο σύστημα

Κάθε σύστημα με κατανάλωση μικρότερη των 3 000 GWh το 1996, στο οποίο ποσοστό κάτω του 5 % της ετήσιας κατανάλωσης προέρχεται από διασύνδεση με άλλα συστήματα (2009/72/EK, Άρθρο 2).

Απομονωμένο μικροσύστημα

Κάθε σύστημα με κατανάλωση μικρότερη των 500 GWh το 1996, το οποίο δεν είναι συνδεδεμένο με άλλα συστήματα (2009/72/EK, Άρθρο 2).

Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ)

Τα νησιά της Ελληνικής Επικράτειας των οποίων το Δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας δεν συνδέεται με το Σύστημα και το Δίκτυο διανομής της ηπειρωτικής χώρας (ν.3468/06, Άρθρο 2).

Αυτόνομο Ηλεκτρικό Σύστημα Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών

Το ηλεκτρικό σύστημα που τροφοδοτεί τους καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας ενός ή περισσότερων νησιών, διασυνδεδεμένων μεταξύ τους, το οποίο δεν είναι συνδεδεμένο με το Διασυνδεδεμένο Δίκτυο ή το Σύστημα και περιλαμβάνει, ιδίως, σταθμούς παραγωγής, δίκτυο χαμηλής, μέσης ή και υψηλής τάσης, υποσταθμούς υποβιβασμού της τάσης και κάθε άλλο εξοπλισμό αναγκαίο για τη λειτουργία του (ν.3468/06, Άρθρο 2).

Χρήστης συστήματος

Το φυσικό ή νομικό πρόσωπο που τροφοδοτεί ένα σύστημα μεταφοράς ή διανομής ή που τροφοδοτείται από ένα τέτοιο σύστημα (2009/72/EK, Άρθρο 2).

Διαχειριστής συστήματος μεταφοράς

Κάθε φυσικό ή νομικό πρόσωπο το οποίο είναι υπεύθυνο για τη λειτουργία, τη συντήρηση και, αν είναι αναγκαίο, την ανάπτυξη του συστήματος μεταφοράς σε μία δεδομένη περιοχή και, κατά περίπτωση, των διασυνδέσεών του με άλλα συστήματα, και για τη μακροπρόθεσμη ικανότητα του συστήματος να ανταποκρίνεται στην εύλογη ζήτηση μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας (2009/72/ΕΚ, Άρθρο 2).

Διαχειριστής συστήματος διανομής

Κάθε φυσικό ή νομικό πρόσωπο το οποίο είναι υπεύθυνο για τη λειτουργία, τη συντήρηση και, αν είναι αναγκαίο, την ανάπτυξη του συστήματος διανομής σε μία δεδομένη περιοχή και, κατά περίπτωση, των διασυνδέσεών του με άλλα συστήματα, και για τη μακροπρόθεσμη ικανότητα του συστήματος να ανταποκρίνεται στην εύλογη ζήτηση διανομής ηλεκτρικής ενέργειας (2009/72/ΕΚ, Άρθρο 2).

Αυτόνομος Παραγωγός ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε.

Ο Παραγωγός που παράγει ηλεκτρική ενέργεια από Α.Π.Ε. και του οποίου ο σταθμός δεν είναι συνδεδεμένος με το Σύστημα ή το Δίκτυο (ν.3468/06, Άρθρο 2).

Πελάτης ηλεκτρικής ενέργειας

Μπορεί να είναι ο πελάτης χονδρικής ή ο τελικός πελάτης ηλεκτρικής ενέργειας (2009/72/ΕΚ, Άρθρο 2).

Πελάτης χονδρικής

Το φυσικό ή νομικό πρόσωπο που αγοράζει ηλεκτρική ενέργεια με σκοπό τη μεταπώλησή της εντός ή εκτός του συστήματος όπου είναι εγκατεστημένο (2009/72/ΕΚ, Άρθρο 2).

Τελικός πελάτης

Ο πελάτης που αγοράζει ηλεκτρική ενέργεια για δική του χρήση (2009/72/ΕΚ, Άρθρο 2).

Ενεργειακή αποδοτικότητα/διαχείριση της ζήτησης

Η συνολική ή ολοκληρωμένη προσέγγιση στόχος της οποίας είναι να επηρεάσει την ποσότητα και το χρονικό προγραμματισμό της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας με σκοπό τη μείωση της κατανάλωσης πρωτογενούς ενέργειας και των φορτίων αιχμής, δίνοντας το προβάδισμα στις επενδύσεις για μέτρα ενεργειακής αποδοτικότητας ή άλλα μέτρα όπως οι συμβάσεις προμήθειας με δικαίωμα διακοπής, έναντι των επενδύσεων για την αύξηση του δυναμικού παραγωγής, εάν οι πρώτες από τις προαναφερόμενες επενδύσεις αποτελούν την αποτελεσματικότερη και οικονομικότερη εναλλακτική λύση, λαμβανομένων υπόψη του θετικού περιβαλλοντικού αντίκτυπου που προκύπτει από τη μειωμένη κατανάλωση ενέργειας και των συναφών πτυχών της ασφάλειας του εφοδιασμού και του κόστους διανομής (2009/72/ΕΚ, Άρθρο 2).

Ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας

Τα ενεργειακά βασικά προϊόντα που παραδίδονται για ενεργειακούς σκοπούς στη βιομηχανία, στις μεταφορές, στα νοικοκυριά, στις υπηρεσίες, συμπεριλαμβανομένων των δημόσιων υπηρεσιών, στη γεωργία, στη δασοκομία και στην αλιεία, συμπεριλαμβανομένης της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας από τον ενεργειακό κλάδο για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας, και συμπεριλαμβανομένων των απωλειών ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας κατά τη διανομή και τη μεταφορά (οδηγία 2009/28/ΕΚ).

Εγγύηση Προέλευσης ή Εγγύηση

Το έγγραφο που εκδίδεται από το Φορέα Έκδοσης (αυτοί οι φορείς ορίζονται στην παράγραφο 1 του άρθρου 16 του ν.3468/2006) και πιστοποιεί την παραγωγή συγκεκριμένης ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. (ν.3468/2006).

Συμπαραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας Υψηλής Απόδοσης (Σ.Η.Θ.Υ.Α)

Η συμπαραγωγή που εξασφαλίζει εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας σε ποσοστό τουλάχιστον 10 %, σε σχέση με τη θερμική και ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται στο πλαίσιο διακριτών διαδικασιών, καθώς και η παραγωγή από Μονάδες Συμπαραγωγής Μικρής και Πολύ Μικρής Κλίμακας που εξασφαλίζει εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας, ανεξάρτητα από το ποσοστό της εξοικονόμησης (ν.3468/06, Άρθρο 2).

2.2 Νομοθεσία για την ηλεκτρική ενέργεια

2.2.1 Ευρωπαϊκή κοινοτική νομοθεσία

Θεμελιώδης αναφορά όλων των οδηγιών του Ευρωπαϊκού Συμβουλίου, αποτελεί η Λευκή Βίβλος για την ενεργειακή πολιτική στην Ευρωπαϊκή Ένωση (White Paper: An Energy Policy for the European Union, 95/682). Στο συγκεκριμένο τεύχος που εκδόθηκε στις 13-12-1995, γίνεται λόγος για τις τότε υφιστάμενες ενεργειακές τάσεις, καθώς και για τις πιθανές μελλοντικές, τις κατάλληλες κατευθύνσεις για την εφαρμογή ενεργειακής πολιτικής στα κράτη-μέλη, και τα αντίστοιχα αναγκαία μέσα. Έτσι, οι γενικές κατευθύνσεις, αφορούν και τις εσωτερικές αγορές ενέργειας, οι οποίες - όπως προβλέπεται - θα επιτηρούνται από αρμόδιους φορείς.

Οι βασικές αρχές που διέπουν τα θέματα, που σχετίζονται με την παραγωγή, μεταφορά και διανομή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρωπαϊκή Ένωση, από το 1996 προβλέπονται σχεδόν εξολοκλήρου από κοινοτικές οδηγίες. Ήδη από την κοινοτική οδηγία 96/92/ΕΚ, «θεσπίζονται κοινοί κανόνες για την παραγωγή, μεταφορά και διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας». Σε αυτήν επίσης, θεσπίζεται η «Πρώτη Δέσμη μέτρων για την απελευθέρωση της εσωτερικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας». Εν συνεχεία, η οδηγία αυτή καταργήθηκε, με την έκδοση της αντίστοιχης οδηγίας 2003/54/ΕΚ, η οποία με τη σειρά της ίσχυε μέχρι την τελευταία έκδοση σχετικής οδηγίας, τον Ιούλιο του 2009. Η οδηγία 2009/72/ΕΚ θεσπίζει

«τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και για την κατάργηση της οδηγίας 2003/54/EK».

Σύμφωνα με το Άρθρο 1 της τελευταίας, ορίζονται οι «κανόνες για την οργάνωση και λειτουργία του τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας, την ανοικτή πρόσβαση στην αγορά, τα κριτήρια και τις διαδικασίες που ισχύουν για τις προσκλήσεις προς υποβολή προσφορών και τη χορήγηση αδειών καθώς και για την εκμετάλλευση των δικτύων». Η οδηγία επίσης «θεσπίζει υποχρεώσεις καθολικής υπηρεσίας και δικαιώματα των καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας και αποσαφηνίζει τις υποχρεώσεις του ανταγωνισμού».

Η οδηγία 2009/72/EK περιλαμβάνεται μαζί με την 2009/73/EK (σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά φυσικού αερίου και την κατάργηση της οδηγίας 2003/55/EK), τον Κανονισμό 714/2009 (σχετικά με τους όρους πρόσβασης στο δίκτυο για τις διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας) και τον Κανονισμό 713/2009 (για την ίδρυση του Οργανισμού για την Συνεργασία των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας), στην ονομαζόμενη Τρίτη Δέσμη μέτρων, για την απελευθέρωση της εσωτερικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (ή αλλιώς 3^η Ενεργειακή Δέσμη). Το Συμβούλιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης, προέβλεπε τους στόχους της εσωτερικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, τα υφιστάμενα προβλήματα και εμπόδια της αγοράς της, καθώς και τις απαραίτητες κατάλληλες αρχές και ρυθμίσεις που θα έπρεπε να ενταχθούν στο νομικό πλαίσιο, ώστε να επιτευχθεί άμεση απελευθέρωση της αγοράς αυτής. Στους αναφερόμενους στόχους, συγκαταλέγεται «η παροχή πραγματικών επιλογών σε όλους τους καταναλωτές της Ευρωπαϊκής Ένωσης, είτε είναι πολίτες είτε επιχειρήσεις, η παροχή νέων επιχειρηματικών ευκαιριών και η αύξηση του διασυνοριακού εμπορίου, ώστε να επιτευχθούν κέρδη σε απόδοση, ανταγωνιστικές τιμές, υψηλότερα πρότυπα παρεχόμενων υπηρεσιών, και να ενισχυθεί ταυτόχρονα η ασφάλεια του εφοδιασμού και η αειφορία». Ανάμεσα στις υπόλοιπες, βασικές ρυθμίσεις της συγκεκριμένης οδηγίας, είναι:

- ο διαχωρισμός της δραστηριότητας μεταφοράς, από τις δραστηριότητες της παραγωγής και της προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας,
- η παραχώρηση του δικαιώματος στα κράτη-μέλη, της θέσπισης κριτηρίων χορήγησης αδειών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, στο πλαίσιο των γενικών κατευθύνσεων προς αυτά για τη διενέργεια των ε λόγω διαδικασιών,
- η θέσπιση των βασικών αρχών για τη διαχείριση των συστημάτων μεταφοράς
- η θέσπιση των βασικών αρχών για τη διαχείριση των συστημάτων διανομής
- και η θέσπιση του «διορισμού» ρυθμιστικών αρχών και των βασικών στόχων, αρμοδιοτήτων και καθηκόντων τους.

2.2.2 Εθνική νομοθεσία

Η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας σε εθνικό επίπεδο, ορίστηκε για πρώτη φορά στο νόμο 2773/99, ο οποίος διέπει το πλαίσιο ρύθμισής της. Η απελευθερωμένη αγορά προβλεπόταν να ισχύσει από το Φεβρουάριο του 2001, σύμφωνα με την οδηγία 96/92/EK. Ο νόμος αυτός προέβλεπε (ΡΑΕ, 2012):

- τη σύσταση της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (ΡΑΕ) ως ανεξάρτητης και αυτοτελούς διοικητικής αρχής που εποπτεύεται από τον Υπουργό Ανάπτυξης και τις αρμοδιότητές της,
- τη σύσταση του Διαχειριστή του Ηλεκτρικού Συστήματος που θα εποπτεύεται από τη ΡΑΕ,
- την απελευθέρωση της παραγωγής και εκμετάλλευσης ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από Α.Π.Ε., συμπαραγωγή, αλλά και από συμβατικά καύσιμα και
- τη μετατροπή της ΔΕΗ σε Ανώνυμη Εταιρία.

Η ΡΑΕ, συγκροτήθηκε τον Ιούλιο του 2000 και είναι μια ανεξάρτητη διοικητική αρχή, όπως όριζε και ο νόμος 2773/99. Βασική αρμοδιότητά της, αποτελεί «η παρακολούθηση της αγοράς ενέργειας, όπως αυτή αναπτύσσεται – τόσο μονοσήμαντα στην ελληνική αγορά – όσο και όπως αυτή λειτουργεί και αναπτύσσεται σε σχέση με τις ξένες αγορές ενέργειας, και ιδίως με αυτές με τις οποίες διασυνδέεται» (ΡΑΕ, 2012).

Ορισμένες διατάξεις του ν. 2773/99 έχουν τροποποιηθεί κατά τους μεταγενέστερους νόμους 2837/00, 2941/01, 3175/03 και 3426/05. Ο πρώτος, αφορούσε τη «ρύθμιση θεμάτων Ανταγωνισμού, Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας, Τουρισμού και άλλες διατάξεις». Ο δεύτερος, προβλέπει την «απλοποίηση διαδικασιών ίδρυσης εταιριών, αδειοδότησης ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας ρύθμιση θεμάτων της Α.Ε. “ΕΛΛΗΝΙΚΑ ΝΑΥΠΗΓΕΙΑ” και άλλες διατάξεις». Επειδή το περιεχόμενό του αναφέρεται κυρίως στην αδειοδότηση έργων ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε., θα εξεταστεί ο συγκεκριμένος νόμος εκτενέστερα στην επόμενη ενότητα, όπως επίσης και ο ν. 3175/03. Ο ν. 3426/05 ψηφίστηκε με σκοπό την «επιτάχυνση της διαδικασίας για την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας». Γι αυτό αποτελείται κυρίως από άρθρα στα οποία προβλέπεται αντικατάσταση των αντίστοιχων διατάξεων του ν. 2773/99.

Πρόσφατα, τον Αύγουστο του 2011, εκδόθηκε ο ν. 4001/2011, προκειμένου να ενσωματωθούν στο Εθνικό Δίκαιο, οι διατάξεις των οδηγιών 2009/72/EK και 2009/73/EK. Πρόκειται δηλαδή για μια προσπάθεια εναρμόνισης με τις συγκεκριμένες οδηγίες, η οποία αποβλέπει σε ρυθμίσεις της ενεργειακής αγοράς. Οι ρυθμίσεις αυτές συγκεκριμένα αφορούν τη λειτουργία Ενεργειακών Αγορών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου, την Έρευνα, την Παραγωγή και τα δίκτυα μεταφοράς Υδρογονανθράκων, όπως επίσης και άλλες ρυθμίσεις. Τα κύρια σημεία του νόμου εντοπίζονται ως εξής (Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, 2012):

- ΚΕΦΑΛΑΙΟ Α΄: ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗ ΑΡΧΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (Ρ.Α.Ε.): Στόχος, Βασικές ρυθμίσεις, Μέσα επίτευξης του στόχου
- ΚΕΦΑΛΑΙΟ Β΄: ΠΡΟΣΤΑΣΙΑ ΤΩΝ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΩΝ: Στόχος, βασικές ρυθμίσεις προστασίας του καταναλωτή, Ρυθμίσεις αναφορικά με τη συμβατική σχέση Προμηθευτή και Πελάτη
- ΚΕΦΑΛΑΙΟ Γ΄: ΑΠΕΛΕΥΘΕΡΩΣΗ ΤΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ: Στόχος, Βασικές ρυθμίσεις, Ειδικές ρυθμίσεις,
- ΚΕΦΑΛΑΙΟ Δ΄: ΑΠΕΛΕΥΘΕΡΩΣΗ ΤΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ: Στόχος, Βασικές ρυθμίσεις

Το Υπουργείο Περιβάλλοντος Ανάπτυξης και Κλιματικής Αλλαγής κάνει λόγο για ένα πλήρες πακέτο μεταρρυθμίσεων της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου. Ειδικά στον τομέα της πρώτης, ο κύριος στόχος είναι «η ολοκλήρωση προϋποθέσεων για πλήρη λειτουργία ανταγωνισμού στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας» (ΥΠΕΚΑ, 2011). Ως μέτρα για την επίτευξή του, θεωρούνται:

- Η προστασία του καταναλωτή,
- Η ενίσχυση του ρόλου και της ανεξαρτησίας της ΡΑΕ,
- Η δημιουργία ανεξάρτητης οντότητας που διαχειρίζεται το Σύστημα Μεταφοράς
- Η δημιουργία ανεξάρτητης οντότητα που διαχειρίζεται το Δίκτυο Διανομής

2.3 Νομοθεσία για την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

2.3.1 Ευρωπαϊκή κοινοτική νομοθεσία-στόχοι

Η Ευρωπαϊκή Ένωση με την Πράσινη Βίβλο (96/576) θέτει σε πρώτο πλάνο τους προβληματισμούς της για τις Α.Π.Ε.. Κύριο στόχο αποτελεί η ώθηση των πολιτικών των κρατών-μελών, προς την απεξάρτησή τους από τις συμβατικές και ρυπογόνες πηγές ενέργειας και ταυτόχρονα να προάγει τη συστηματικότερη χρήση των φιλικών προς το περιβάλλον Α.Π.Ε.. Η Πράσινη Βίβλος, προτάσσει την ανάγκη προστασίας του περιβάλλοντος, με τη μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (CO₂). Παράλληλα, στοχεύει και στην μειωμένη εξάρτηση της Ε.Ε. από τους εξωτερικούς παραγωγούς ενέργειας από καύσιμα (πετρέλαιο, φυσικό αέριο κλπ.). Συγκεκριμένα προωθούνται οι εξής στόχοι (Οικολογικές και περιβαλλοντικές ομάδες Κρήτης, 2012):

- «ο διπλασιασμός του ποσοστού χρήσεως των Α.Π.Ε. στο ενεργειακό πλαίσιο της Ε.Ε. μέχρι το 2010 γύρω στο 12%»
- «Η ενθάρρυνση της συνεργασίας μεταξύ των κρατών – μελών σχετικά με τις Α.Π.Ε.»
- «Η ενδυνάμωση των πολιτικών της Κοινότητας, σχετικά με την πρόοδο και την εξέλιξη των Α.Π.Ε., που ενδιαφέρει και ως οικονομικό μέγεθος»

- «Η παρακολούθηση της προόδου που συντελείται ως προς την επίτευξη των στόχων που θέτει η Πράσινη Βίβλος, σχετικά με τη συστηματικότερη χρήση των Α.Π.Ε.».

Στη συνέχεια (1997), εκδίδεται η Λευκή Βίβλος για κοινοτική στρατηγική και σχέδιο δράσης (White paper for a Community Strategy and Action Plan, 97/599). Πρόκειται για μια «λογική» και «ώριμη» ακολουθία της προγενέστερης Πράσινης Βίβλου (96/576), η οποία εστιάζει στην προώθηση των έργων ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε. και θα εξεταστεί σε επόμενη ενότητα. Το σχέδιο δράσης της Λευκής Βίβλου προέβλεπε μια κοινοτική στρατηγική, προσανατολισμένη στην παραγωγή ενέργειας από Α.Π.Ε., η οποία θα στόχευε στην αύξηση της ανταγωνιστικότητας της Ε.Ε., την ασφάλεια παροχής ενέργειας και στην προστασία του περιβάλλοντος. Συγκεκριμένα, το προτεινόμενο πρόγραμμα της Βίβλου αναφερόταν στην επίτευξη του στόχου της 12% διείσδυσης των Α.Π.Ε. στην ηλεκτροπαραγωγή της Ένωσης, μέχρι το 2010. Το εν λόγω σχέδιο δράσης, περιλάμβανε κάποια μέτρα εσωτερικής αγοράς, όπως (Οικολογικές και περιβαλλοντικές ομάδες Κρήτης, 2012):

- τη «δίκαιη πρόσβαση των Α.Π.Ε. στην αγορά ηλεκτρισμού, που είναι η κυριότερη ενεργειακή αγορά και που έως τώρα κατακλύζεται από πηγές ενέργειας που δεν είναι φιλικές προς το περιβάλλον»
- την «καθιέρωση μέτρων φορολογικής και οικονομικής φύσεως, δηλ. φορολογικά και χρηματοδοτικά κίνητρα και ελαφρύνσεις που θα δοθούν προς τις εταιρείες, αλλά και τους ιδιώτες, προκειμένου να χρησιμοποιούν «πράσινη» ενέργεια για τις ανάγκες τους»
- τη «χρήση βιοενέργειας για τις μεταφορές, τη θέρμανση και τον ηλεκτρισμό, όπως τα φυτικά έλαια κλπ., παρά το υψηλότατο κόστος παραγωγής τους, που θα πρέπει να επιδοτηθεί προκειμένου να μειώσει αυτό το συγκριτικό έλλειμμα που έχει», και
- τη «βελτίωση των κανονισμών δομήσεως όλων των οικημάτων, καθώς σημαντικό μέρος της καταναλισκόμενης ενέργειας γίνεται απ' τα νοικοκυριά κατά την κατασκευή τους, αλλά και κατά τη συντήρησή τους».

Οι κυριότερες οδηγίες που κύριο αντικείμενό τους είναι η πολιτική προώθησης της εκμετάλλευσης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, είναι η οδηγία 2001/77/ΕΚ και η 2003/30. Σκοπός της πρώτης, ήταν «η προαγωγή της αύξησης της συμβολής των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και η δημιουργία βάσης για ένα μελλοντικό κοινοτικό πλαίσιο στον εν λόγω τομέα». Η δεύτερη αφορούσε στη χρήση ανανεώσιμων καυσίμων στις μεταφορές. Συγκεκριμένα, σκόπευε στην προαγωγή της χρήσης βιοκαυσίμων ή άλλων ανανεώσιμων καυσίμων, προς αντικατάσταση του πετρελαίου ντίζελ ή της βενζίνης στις μεταφορές σε κάθε κράτος-μέλος. Η προτεινόμενη αυτή πολιτική, θα συνέβαλλε στην επίτευξη της τήρησης των δεσμεύσεων σχετικά με τις κλιματικές μεταβολές, τη φιλική προς το περιβάλλον ασφάλεια του εφοδιασμού και την προώθηση των Α.Π.Ε..

Οι δύο αυτές οδηγίες θα καταργούνταν από την 1^η Ιανουαρίου 2012, όπως προέβλεπε η οδηγία 2009/28/EK, «σχετικά με την προώθηση της χρήσης ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές και την τροποποίηση και τη συνακόλουθη κατάργηση των οδηγιών 2001/77/EK και 2003/30/EK». Στην οδηγία αυτή, προσδιορίζονται οι εθνικοί συνολικοί στόχοι, ώστε μέχρι το 2020, το 20% της ακαθάριστης τελικής κατανάλωσης ενέργειας της Κοινότητας, να προέρχεται από Α.Π.Ε.. Επίσης, προτείνονταν γενικές κατευθύνσεις προς τα κράτη-μέλη, για τη διασφάλιση των εθνικών τους στόχων. Οι στόχοι αυτοί, είναι τα μερίδια της παραγόμενης από Α.Π.Ε. ενέργειας έως το 2020, για κάθε κράτος-μέλος, δεδομένων των στοιχείων της αντίστοιχης κατάστασης το 2005 (Παράρτημα Ι της Οδηγίας). Για την Ελλάδα ενδεικτικά, προβλέπεται μερίδιο 18%, ενώ το μερίδιο αυτό το 2005 ήταν 6,9%.

2.3.2 Εθνική νομοθεσία

Κατά καιρούς στην Ελλάδα, εντάσσονταν στο νομοθετικό πλαίσιο, πολιτικές αξιοποίησης διάφορων Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, που ήταν διαθέσιμες προς εκμετάλλευση. Με τη σύνταξη σχετικών νόμων ή και γενικότερου περιεχομένου νόμων με αναφορές στις Α.Π.Ε., ρυθμίζονταν κάθε φορά θέματα που αφορούσαν την αξιοποίηση της αντίστοιχης πηγής, την ηλεκτροπαραγωγή, ακόμα και την πώληση αυτής. Ενδεικτικά αναφέρεται ο νόμος 1475/84 για την αξιοποίηση του γεωθερμικού δυναμικού, ο νόμος 1739/1987 για τη διαχείριση των υδατικών και άλλες διατάξεις και ο νόμος 3734, για την προώθηση της συμπαραγωγής δύο ή περισσότερων χρήσιμων μορφών ενέργειας, τη ρύθμιση ζητημάτων σχετικών με το Υδροηλεκτρικό έργο Μεσοχώρας και άλλες διατάξεις.

Με το νόμο 2244/94, σχετικά με τη «ρύθμιση θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και από συμβατικά καύσιμα και άλλες διατάξεις», καθιερώθηκε το θεσμικό πλαίσιο, για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε.. Ήταν ένας νόμος που επιδίωκε την παροχή ισχυρών οικονομικών κινήτρων για την ανάπτυξη των έργων ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε. στην Ελλάδα, με την προσέλκυση ιδιωτικών κεφαλαίων. Ως κύρια σημεία του εντοπίζονται τα παρακάτω (ΡΑΕ,2012):

- Επιβάλλεται στη ΔΕΗ η υποχρέωση να αγοράζει την ενέργεια που παράγεται από ανεξάρτητους παραγωγούς.
- Προσφέρονται ιδιαίτερα ελκυστικές και σχετικά σταθερές τιμές στους Ανεξάρτητους Παραγωγούς από Α.Π.Ε., που συνδέονται με τα τιμολόγια των καταναλωτών.
- Παρέχεται σταθερό επιχειρησιακό περιβάλλον με τη σύναψη μακροχρόνιων (10ετών) συμβολαίων αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Σημαντικός σταθμός επίσης στην προσπάθεια προώθησης της παραγόμενης ενέργειας από Α.Π.Ε., στο πλαίσιο της εσωτερικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, ήταν ο νόμος 3468/06. Ταυτόχρονα, με τον ίδιο νόμο, ενσωματωνόταν στο Ελληνικό Δίκαιο, η οδηγία 2001/77/EK, που περιγράφηκε παραπάνω. Στα άρθρα 3-6 (Κεφάλαιο Β') του νόμου,

προβλέπεται η διαδικασία χορήγησης αδειών παραγωγής με χρήση Α.Π.Ε., με αναφορά στα κριτήρια αδειοδότησης, στις βασικές πτυχές που διέπουν τη διαδικασία αδειοδότησης, καθώς και στο ρόλο της ΡΑΕ επί της διαδικασίας αυτής. Στο Κεφάλαιο Γ΄, εξετάζεται η αδειοδότηση για εγκατάσταση και λειτουργία των εν λόγω σταθμών (ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε.), ενώ επιπλέον ρυθμίζεται και η ένταξη και σύνδεσή τους στο σύστημα (Διασυνδεδεμένο δίκτυο και Μη Διασυνδεδεμένα νησιά). Στο Κεφάλαιο Δ΄ ορίζεται αναλυτικά η τιμολογιακή πολιτική, ενώ το Κεφάλαιο Ε΄ αναφέρεται στη διαδικασία έκδοσης Εγγυήσεων Προέλευσης (επεξήγηση στην ενότητα 2.1). Στον ίδιο νόμο επίσης, προβλέπεται η σύσταση Επιτροπής Προώθησης Επενδυτικών Σχεδίων Μεγάλης Κλίμακας στους τομείς Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. (Συμπαγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας Υψηλής Απόδοσης), η οποία θα επιδιώκει την «ταχεία προώθηση επενδύσεων» στους τομείς αυτούς.

Την 25 Μαΐου 2010, ψηφίστηκε στην Ελληνική Βουλή ο νόμος 3851/2010, για την «επιτάχυνση της ανάπτυξης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και άλλες διατάξεις σε θέματα αρμοδιότητας του Υπουργείου Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής». Στο Άρθρο 1 του νόμου, ορίζεται ο «εθνικός στόχος Α.Π.Ε.», με βάση την οδηγία 2009/28/EK, σχετικά με το μερίδιο της ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε. στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας, στην ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, στην τελική κατανάλωση ενέργειας για θέρμανση και ψύξη και στην τελική κατανάλωση ενέργειας στις μεταφορές. Ο συγκεκριμένος νόμος, προβλέπει τροποποίηση ορισμένων διατάξεων του προγενέστερου ν.3468/2006 και αποσκοπεί στην απλούστευση των διαδικασιών εγκατάστασης μονάδων Α.Π.Ε., προκειμένου να μειωθεί ο απαιτούμενος χρόνος μέχρι την τελική ένταξη και προσφορά τους στο δίκτυο. Σημαντική τροποποίηση με πρακτική σημασία, αποτελεί η διαφοροποίηση της τιμολόγησης της ενέργειας που παράγεται από Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α., στην κατεύθυνση της «ορθολογικοποίησης» (διαφοροποίηση του πίνακα τιμολογήσεων του ν.3468/2006). Τέλος, δίνονται κατευθύνσεις προς τη διεύθυνση των Α.Π.Ε. στα κτήρια, ενώ επιχειρούνται τροποποιήσεις διατάξεων παλαιότερων νόμων (ν.1650/86, ν.2742/99), «για την αποτελεσματικότερη αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής».

2.4 Πολιτική τιμολόγησης «feed-in tariff»

Η εφαρμογή των «ειδικών τιμολογίων τροφοδοσίας του δικτύου με την παραγόμενη ανανεώσιμη ενέργεια» ή αλλιώς των διεθνώς γνωστών feed-in-tariffs ή Renewable Energy Payments (REP), αποσκοπεί στην πριμοδότηση των επενδύσεων σε έργα ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε.. Πρόκειται για μια πολιτική, η οποία συνίσταται στην δημιουργία μακροπρόθεσμων συμβολαίων παραγωγής και πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε., ικανών να διασφαλίζουν την οικονομική αποτελεσματικότητα τέτοιων επενδύσεων.

Τα ειδικά τιμολόγια που προβλέπονται για την πώληση της παραγόμενης ενέργειας, τυπικά, βασίζονται στις ανάγκες της κάθε χρησιμοποιούμενης τεχνολογίας, στο μέγεθος των διαφόρων έργων καθώς και στην περιοχή εγκατάστασής τους, και στη διασφάλιση της ποιότητας του χρησιμοποιούμενου ενεργειακού πόρου (Cory et al., 2009). Πρωταρχικός στόχος της εφαρμογής της εν λόγω πολιτικής, είναι η άμεση ανάκτηση του αρχικού κόστους υλοποίησης, από τον επενδυτή. Γι αυτό και οι τιμές πώλησης της καλούμενης «πράσινης ενέργειας» στο Διαχειριστή του Δικτύου και κατ' επέκταση στους τελικούς πελάτες, είναι υψηλές σε σχέση με το κόστος λειτουργίας των σταθμών Α.Π.Ε.. Αυτές όμως, με το πέρασμα του χρόνου μειώνονται, αντανακλώντας περισσότερο το πραγματικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής. Οι αντικαταβολές στους σταθμούς διαρκούν συνήθως από 15 έως 20 χρόνια (Environmental and Energy study Institute, 2012). Λόγω των παραπάνω ιδιοτήτων τους, οι συγκεκριμένες τιμολογήσεις είχαν και έχουν μεγάλη «απήχηση» σε πολλά κράτη, και ειδικά στα κράτη-μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης, τα οποία καλούνται να επιτύχουν σημαντικούς δεσμευτικούς στόχους ως το 2020, στον τομέα της κάλυψης των ενεργειακών αναγκών από Α.Π.Ε.. Συγκεκριμένα στην Ελλάδα, η εφαρμογή μέτρων feed-in-tariffs, αποσκοπεί στην προώθηση των ιδιωτικών επενδύσεων σε έργα Α.Π.Ε., ώστε να μπορέσει η χώρα να επιτύχει το στόχο της 18% συμμετοχής των Α.Π.Ε., στη συνολική παραγόμενη ενέργεια, ως το έτος 2020.

Η συγκεκριμένη πολιτική, έχει προσαρμοστεί και στην παραγωγή ενέργειας από τυπικά νοικοκυριά. Λόγω της ανάπτυξης της τεχνολογίας σύνδεσης και παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε μικρή κλίμακα, είναι δυνατό να γίνουν αποδοτικές - αποδεδειγμένα πλέον - επενδύσεις από ιδιώτες, για κάλυψη των ιδίων ενεργειακών τους αναγκών, αλλά και για απόκτηση εσόδων, με την έγχυση ενέργειας στο δίκτυο. Σύνηθες παράδειγμα στην Ελλάδα, αποτελεί η τοποθέτηση φωτοβολταϊκών πάνελ σε από ιδιώτες. Σχετικά με τη συγκεκριμένη τεχνολογία, έχουν εκδοθεί νέες ρυθμίσεις (οι παλιές προβλέπονταν στο ν.3851/2010 – πίνακας 2.1), που «αναπροσαρμόζονται μεσοπρόθεσμα και συνδέονται απευθείας με τη Μέση Οριακή Τιμή του Συστήματος (μΟΤΣ) μακροπρόθεσμα» (Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, «Α.Δ.Μ.Η.Ε.»,2012). Η τιμολόγηση της ενέργειας από φωτοβολταϊκούς σταθμούς προβλέπεται στον πίνακα 2.1, ο οποίος εμπεριέχεται στο νόμο 3851/2010. Σημειώνεται ότι οι τιμές του πίνακα μπορεί να μεταβάλλονται κατόπιν απόφασης του Υπουργού Ανάπτυξης που εκδίδεται μετά από γνώμη της ΡΑΕ. Επίσης οι τιμές αναπροσαρμόζονται κάθε έτος, κατά ποσοστό 25% του δείκτη τιμών καταναλωτή του προηγούμενου έτους, όπως αυτός καθορίζεται από την Τράπεζα της Ελλάδος (επίδραση πληθωρισμού). Το ελληνικό θεσμικό πλαίσιο, παρόμοια με το αντίστοιχο άλλων Ευρωπαϊκών χωρών, επιτρέπει στους αρμόδιους φορείς που παρακολουθούν την ενεργειακή αγορά (ΡΑΕ), να παρέχει στους παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας τα εξής οφέλη:

1. Όφελος από την εγκατάσταση συστημάτων Α.Π.Ε. συγκεκριμένης ισχύος. Αυτό μεταφράζεται ως πληρωμή, για τη συνολική ενέργεια που παράγει ο ιδιώτης (αυτής που χρησιμοποιεί ο ίδιος και αυτής που παρέχει στο δίκτυο).
2. Όφελος από την εξαγωγή ενέργειας στο δίκτυο, που σημαίνει ότι ο παραγωγός πληρώνεται επιπλέον, για κάθε μονάδα ενέργειας που μεταφέρει στο δίκτυο, όταν καταναλώνει λιγότερη από αυτή που παράγει από την εκμετάλλευση της ανανεώσιμης πηγής στη μονάδα του χρόνου.
3. Όφελος από τη διαφοροποίηση της τιμής αγοράς ενέργειας από το Διαχειριστή του Δικτύου και της πώλησης σε αυτόν. Όταν η ενέργεια που παράγει ο ιδιώτης δεν επαρκεί για την κάλυψη των ιδίων αναγκών, τότε η ενέργεια που καταναλώνει, προέρχεται σε ανάλογο ποσοστό από το δίκτυο. Η ενέργεια αυτή του δικτύου, τιμολογείται με βάση τις ισχύουσες διατάξεις, ενιαία για όλους τους χρήστες του δικτύου και είναι γενικά φθηνότερη από αυτήν που παράγει ο ιδιώτης.

Με άλλα λόγια, ένας παραγωγός πουλάει ενέργεια σε υψηλότερη τιμή (€/kWh) απ' ό τι «αγοράζει». Ταυτόχρονα, επιδοτείται επιπλέον, για το γεγονός ότι διαθέτει υποδομή παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Πίνακας 2.1: Τιμολόγηση φωτοβολταϊκών σταθμών

Έτος / Μήνας	Τιμή Ενέργειας (€/MWh)		
	Διασυνδεδεμένο Σύστημα		Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
	A	B	Γ
	>100kW	≤100kW	>100kW
2009 Φεβρουάριος	400,00	450,00	450,00
2009 Αύγουστος	400,00	450,00	450,00
2010 Φεβρουάριος	400,00	450,00	450,00
2010 Αύγουστος	392,04	441,05	441,05
2011 Φεβρουάριος	372,83	419,43	419,43
2012 Φεβρουάριος	333,81	375,54	375,74
2012 Αύγουστος	314,27	353,55	353,55
2013 Φεβρουάριος	298,87	336,23	336,23
2013 Αύγουστος	281,38	316,55	316,55
2014 Φεβρουάριος	268,94	302,56	302,56
2014 Αύγουστος	260,97	293,59	293,59
Για κάθε έτος ν από το 2015 και μετά	1,3χμΟΤΣ _{v-1}	1,4χμΟΤΣ _{v-1}	1,4χμΟΤΣ _{v-1}

Πηγή: ν.3851/2010

Κεφάλαιο 3

Υβριδικοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής

Ο όρος «Υβριδικός Σταθμός ηλεκτροπαραγωγής» (ΥΒΣ), περιληπτικά, θα μπορούσε να ειπωθεί, ότι περιγράφει μια εγκατάσταση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, με τη χρήση δύο ή περισσότερων διαφορετικών πηγών ενέργειας. Ο ακριβής ορισμός ενός τέτοιου σταθμού, οι διάφορες εμπλεκόμενες έννοιες και τεχνικοί όροι που αφορούν στη λειτουργία του, όπως επίσης και το εθνικό θεσμικό πλαίσιο εντός του οποίου προβλέπεται να λειτουργεί, αποτελούν αντικείμενα αναφοράς του παρόντος κεφαλαίου. Στην πρώτη ενότητα, αναλύεται η χρησιμοποιούμενη ορολογία. Εν συνεχεία, παρουσιάζεται το νομοθετικό πλαίσιο που διέπει την υλοποίηση και λειτουργία των υβριδικών σταθμών. Τέλος, θα γίνει αναφορά σε κάποιες βασικές αρχές πολιτικής διαχείρισής τους, όπως αυτές έχουν διαμορφωθεί κατόπιν σχετικών μελετών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου και της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας. Στα πλαίσια της παρούσας διπλωματική εργασίας, δεν θεωρείται σκόπιμη η αναλυτική παράθεση όλων των προτεινόμενων τεχνικών κανόνων. Κάποιοι όροι και έννοιες όμως, θα χρειαστεί να επεξηγηθούν, λόγω της ανάγκης επίκλησης σε αυτούς, όταν μεταγενέστερα θα επιχειρηθεί οικονομική αξιολόγηση. Για τον ίδιο λόγο επίσης, επιλέγεται από τον εκπονούντα, και η συνοπτική διατύπωση της διαχειριστικής πολιτικής ενός ΥΒΣ.

3.1 Βασικές έννοιες

Θεωρείται σε αυτήν την ενότητα είναι σκόπιμη, η παράθεση τμήματος του Άρθρου 67, «Ορισμοί» του *Κώδικα Διαχείρισης Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών: Πρόταση της ΔΕΗ Α.Ε. ως Διαχειριστή Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών*. Σημειώνεται ότι το συγκεκριμένο τεύχος, αποτελεί σημαντικό πυλώνα, για το «στήσιμο» της σχετικής ελληνικής νομοθεσίας για τα ΜΔΝ. Ενδέχεται ορισμένοι από τους ακόλουθους όρους, να εμπεριέχουν έννοιες που ισχύουν κυρίως ή μόνο σε ΥΒΣ στα ΜΔΝ (λόγω της αυξημένης κινητικότητας στην αδειοδότηση τέτοιων στην Ελλάδα, βλ. ενότητα 4.4). Σε τούτες τις περιπτώσεις, θα αναφέρεται και η αντίστοιχη παραπομπή στη νομοθεσία, σχετικά με τις διατάξεις που αφορούν σε περιπτώσεις διασύνδεσης των ΥΒΣ στο Διασυνδεδεμένο Δίκτυο.

Ο Κώδικας Διαχείρισης ΜΔΝ αναφέρει τα εξής σχετικά με τον ορισμό του Υβριδικού Σταθμού (ΥΒΣ):

1. Ως Υβριδικός Σταθμός ορίζεται, σύμφωνα με το Άρθρο 2, παρ. 25 του Ν. 3468/2006, κάθε σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που:

α) Χρησιμοποιεί μία τουλάχιστον μορφή ΑΠΕ, όπως ορίζονται στο Άρθρο 2, παρ. 2 του Ν. 3468/2006.

β) Περιλαμβάνει συστήματα αποθήκευσης της παραγόμενης ενέργειας, ώστε να έχουν δυνατότητα ελεγχόμενης παραγωγής κατά τη διάρκεια της Ημέρας Κατανομής. Τα συστήματα αυτά μπορεί να απορροφούν σε ορισμένα διαστήματα της Ημέρας Κατανομής και σημαντική ισχύ από το Δίκτυο. Η συνολική ενέργεια που απορροφά από το Δίκτυο ο Υβριδικός Σταθμός, σε ετήσια βάση, δεν πρέπει να υπερβαίνει το 30% της συνολικής ενέργειας που καταναλώνεται για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης του σταθμού αυτού. Ως ενέργεια που απορροφά ο Υβριδικός Σταθμός από το Δίκτυο ορίζεται η διαφορά μεταξύ της απορροφούμενης ενέργειας του σταθμού από το Δίκτυο και της ενέργειας που αποδίδεται απευθείας στο Δίκτυο από τις μονάδες Α.Π.Ε. του Υβριδικού Σταθμού. Η διαφορά αυτή υπολογίζεται σε ωριαία βάση.

Για τον υπολογισμό της ενέργειας που απορρόφησε ο Υβριδικός Σταθμός από το Δίκτυο για την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσης λαμβάνονται υπόψη μόνο οι ώρες κατά τις οποίες η υπολογιζόμενη σε ωριαία βάση διαφορά ηλεκτρικής ενέργειας είναι θετική.

Επίσης, για τον υπολογισμό της ενέργειας που χρησιμοποιείται για την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσης του σταθμού δε λαμβάνονται υπόψη οι ώρες λειτουργίας του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος, κατά τις οποίες ο Υβριδικός Σταθμός απορρόφησε ενέργεια κατόπιν σχετικής Εντολής Κατανομής του Διαχειριστή ΜΔΝ για τη διασφάλιση της επάρκειας δυναμικού παραγωγής ή της περαιτέρω αξιοποίησης των μονάδων ΑΠΕ. (Η παράγραφος αυτή είναι από την Υπουργική Απόφαση υπ. αριθμ. Δ6/Φ1/οικ.5707/03-04-2007, Άρθρο 34.3, τελευταία παράγραφος.).

γ) Η μέγιστη ισχύς παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ του Υβριδικού Σταθμού δεν υπερβαίνει την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων αποθήκευσης του σταθμού αυτού, προσαυξημένη κατά ποσοστό μέχρι 20%. Για την πλήρωση του παραπάνω όρου λαμβάνονται υπόψη μόνο οι μονάδες ΑΠΕ που συνδέονται στο Δίκτυο του ΜΔΝ. Οι μονάδες ΑΠΕ του Υβριδικού Σταθμού που δε συνδέονται στο Δίκτυο ούτε λειτουργούν παράλληλα με αυτό και τροφοδοτούν απ' ευθείας τις αποθηκευτικές μονάδες του Υβριδικού Σταθμού δεν εμπίπτουν στον παραπάνω περιορισμό.

Ένας Υβριδικός Σταθμός λοιπόν στην Ελλάδα, νοείται ένα έργο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, το οποίο εμπλέκει τουλάχιστον μία μορφή ανανεώσιμης πηγής ενέργειας. Επίσης

πρέπει να περιλαμβάνει και ένα σύστημα αποθήκευσης. Όταν αυτό το σύστημα είναι η αντλησιοταμίευση, τότε η «καθαρή» ενέργεια είναι η υδροηλεκτρική και εκμεταλλεύεται με τη δράση υδροστροβίλων και αντλιών ανακύκλωσης του νερού. Μπορεί ένας αντλησιοταμιευτικός σταθμός όμως, να χρησιμοποιεί και άλλες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, όπως την αιολική και την ηλιακή.

Όπως αναφέρθηκε και στην εισαγωγή (κεφάλαιο 1), στον Ελλαδικό χώρο, και ειδικά σε νησιά με υδατική αφθονία, ενθαρρύνεται η υλοποίηση Υβριδικών Αντλησιοταμιευτικών Σταθμών, σε συνδυασμό με αιολικά πάρκα. Κύριος στόχος, είναι επίτευξη αύξησης της διείσδυσης της αιολικής ενέργειας, στα ηλεκτρικά δίκτυα των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών. Η λειτουργία ενός τέτοιου σταθμού, θα γίνει πιο κατανοητή στο επόμενο κεφάλαιο, όπου θα περιγραφεί αναλυτικά το Υβριδικό Ενεργειακό Έργο της Ικαρίας.

Παρακάτω, επεξηγούνται οι έννοιες της «εγγυημένης ισχύος και ενέργειας», ενός Υβριδικού Σταθμού, οι οποίες αποτελούν χαρακτηριστικά μεγέθη, πρωταρχικής βαρύτητας για τη διαδικασία χορήγησης Άδειας Παραγωγής. Τα απαραίτητα στοιχεία για την έκδοση άδειας παραγωγής ΥΒΣ στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα, αναφέρονται στο άρθρο 26 του *Κανονισμού αδειών Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας μη χρήση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και μέσω Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης* (Απόφαση του Υφυπουργού Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, υπ' αριθμ. ΥΑΠΕ/Φ1/14810/04.10.2011). Τα αντίστοιχα στοιχεία για ΥΒΣ σε ΜΔΝ αναφέρονται στο άρθρο 32 του Κανονισμού Αδειών.

Ο συγκεκριμένος Κανονισμός, όπως θα αναλυθεί και στην επόμενη ενότητα, είναι μεταγενέστερος του ομότιτλου Κανονισμού-Υπουργικής Απόφασης υπ' αριθμ. Δ6/Φ1/οικ.5707/13.03.2007, και τροποποιεί ή εξετάζει λεπτομερέστερα κάποιες πτυχές, σχετικά με την αδειοδότηση των προαναφερθέντων έργων ηλεκτροπαραγωγής. Ο Κώδικας Διαχείρισης ΜΔΝ, όπως φαίνεται και από τους ορισμούς που παρατίθενται, έχει ως βάση αναφοράς το νόμο 3468/2006 και τον Κανονισμό Αδειών του 2007. Ο νόμος αυτός, μαζί με τους δύο Κανονισμούς Αδειών, διαμορφώνουν ουσιαστικά το θεσμικό πλαίσιο για τους ΥΒΣ στο σύνολό του, και θα μελετηθούν διεξοδικότερα στην επόμενη ενότητα. Ακολουθεί η σημασιολογία των χαρακτηριστικών μεγεθών για ΥΒΣ σε ΜΔΝ.

- 2. Ως Εγγυημένη Ισχύς Υβριδικού Σταθμού (σε MW για συγκεκριμένη χρονική περίοδο εντός μιας Ημέρας Κατανομής) ορίζεται η διαθέσιμη ισχύς των μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής Υβριδικών Σταθμών την οποία εγγυάται ότι μπορεί να παρέχει ημερησίως ο Υβριδικός Σταθμός για προκαθορισμένες χρονικές περιόδους εντός μιας Ημέρας Κατανομής, όπως αναγράφεται στην οικεία άδεια παραγωγής. Η Εγγυημένη Ισχύς ενός Υβριδικού Σταθμού είναι διαθέσιμη στον Διαχειριστή ΜΔΝ για την κάλυψη των αναγκών του συστήματος του ΜΔΝ.*

Η Εγγυημένη Ισχύς ενός Υβριδικού Σταθμού αποδίδεται αποκλειστικά από τις μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής του Υβριδικού Σταθμού, σύμφωνα με τους όρους της οικείας άδειας παραγωγής. Η συμμετοχή των μονάδων ΑΠΕ του Υβριδικού Σταθμού στην παροχή Εγγυημένης Ισχύος και Ενέργειας εξαρτάται από τις συμβατικές υποχρεώσεις του Διαχειριστή ΜΔΝ για διείσδυση της παραγωγής ΑΠΕ από τους άλλους παραγωγούς, και οπωσδήποτε υπό την προϋπόθεση ευστάθειας του συστήματος του ΜΔΝ. Προτεραιότητα έχουν οι παραγωγοί με καθεστώς ΣΑΩΛ και οι λοιποί παραγωγοί με καθεστώς Κατανομής. Συνεπώς η συμμετοχή αυτή δεν είναι καθόλου δεδομένη και δεν πρέπει να λαμβάνεται υπόψη σε μελέτες, εκτιμήσεις, κλπ.

3. Ως Εγγυημένη Ενέργεια Υβριδικού Σταθμού (σε MWh για προκαθορισμένες ώρες εντός μιας Ημέρας Κατανομής) ορίζεται η ισοδύναμη ενέργεια πλήρους φόρτισης των μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής Υβριδικού Σταθμού στην Εγγυημένη Ισχύ για προκαθορισμένο αριθμό ωρών (που αναγράφεται στους όρους της οικείας άδειας παραγωγής) εντός μιας Ημέρας Κατανομής. Η Εγγυημένη Ενέργεια ενός Υβριδικού Σταθμού κατανέμεται σύμφωνα με τον προγραμματισμό του Διαχειριστή ΜΔΝ για την κάλυψη των αναγκών του συστήματος του ΜΔΝ.

Η Εγγυημένη Ενέργεια συνιστά τη μέγιστη ποσότητα ενέργειας που υποχρεούται ο Διαχειριστής ΜΔΝ να απορροφήσει από τον Υβριδικό Σταθμό. Εφόσον ο Υβριδικός Σταθμός διαθέτει περισσότερη ενέργεια, ο Διαχειριστής ΜΔΝ δύναται να την απορροφήσει μόνο εφόσον εξασφαλίζεται η οικονομικότητα του συστήματος, ύστερα από προσφορά του Παραγωγού για την πλεονάζουσα ενέργεια.

Σε ειδικές συνθήκες λειτουργίας του συστήματος, ο Διαχειριστής δύναται να μην απορροφήσει όλη την Εγγυημένη Ενέργεια ενός Υβριδικού Σταθμού. Στις περιπτώσεις αυτές, πρέπει να ακολουθεί έγγραφη αιτιολόγηση προς τον Υβριδικό Σταθμό των ειδικών συνθηκών λειτουργίας που επέβαλαν τον περιορισμό της απορρόφησης.

6. Ως Πρόβλεψη Παροχής Εγγυημένης Ισχύος – Ενέργειας Υβριδικού Σταθμού ορίζεται η απαίτηση από το Διαχειριστή ΜΔΝ απόδοσης του συνόλου ή μέρους της Εγγυημένης Ισχύος και Ενέργειας, ανά Περίοδο Κατανομής, σύμφωνα με την οικεία άδεια παραγωγής του Υβριδικού Σταθμού. Η απαίτηση αυτή υπολογίζεται λαμβάνοντας υπόψη τις ανάγκες του συστήματος, σύμφωνα με τις εκτιμήσεις του Διαχειριστή ΜΔΝ, και γνωστοποιείται σε κάθε παραγωγό Υβριδικού Σταθμού δύο ημέρες πριν την Ημέρα Κατανομής. Η απαίτηση ενέργειας (κατά τη διάρκεια όλης της Ημέρας Κατανομής) δεν μπορεί να υπερβαίνει την Εγγυημένη Ενέργεια Υβριδικού Σταθμού, που αναγράφεται στην οικεία άδεια παραγωγής.

Από τα παραπάνω, συμπεραίνεται, πως η Εγγυημένη Ισχύς, είναι το μέγεθος, που καθορίζει πρωτίστως τα σαφή όρια των δικαιωμάτων του Διαχειριστή του ΜΔΝ. Ο Διαχειριστής του ΥΒΣ υποχρεούται να δύναται να παρέχει σε κάθε στιγμή την εγγυημένη ισχύ, για την οποία αποζημιώνεται σε ετήσια βάση. Εξάλλου, το συμφέρον του συνίσταται, στην πώληση όσο το δυνατόν μεγαλύτερου ποσού ενέργειας. Σε περίπτωση που του ζητηθεί μόνο ένα μέρος της εγγυημένης ισχύος, θα πρέπει να δεχθεί την ανάλογη αιτιολογία από τον Διαχειριστή του ΜΔΝ. Σημειώνεται, ότι η Εγγυημένη Ισχύς που αναγράφεται στην Άδεια Παραγωγής, δεν συμπίπτει κατ' ανάγκη με την εγκατεστημένη ισχύ των ελεγχόμενων μονάδων του ΥΒΣ.

Εν συνεχεία, αναλύονται και άλλοι βασικοί όροι, που χρησιμοποιούνται θεμελιωδώς για τη θέσπιση των κανόνων λειτουργίας των Υβριδικών Σταθμών στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά. Υπενθυμίζεται ότι οι ορισμοί συντάχθηκαν στο πλαίσιο περιγραφής της πολιτικής διαχείρισης των ΜΔΝ, κεντρικό ρόλο στην οποία αναμένεται να κατέχουν και υβριδικά ενεργειακά έργα, για την αποδοτικότερη κάλυψη των αναγκών.

7. Ως Δήλωση Διαθεσιμότητας Υβριδικού Σταθμού ορίζεται η δήλωση του παραγωγού Υβριδικού Σταθμού προς τον Διαχειριστή ΜΔΝ για την ενέργεια που εκτιμάται ότι μπορεί να διαθέσει σε μία Ημέρα Κατανομής ο Υβριδικός Σταθμός. Η Δήλωση αυτή υποβάλλεται μια ημέρα πριν από την Ημέρα Κατανομής.
8. Ως Δήλωση Απορρόφησης Ενέργειας από το Δίκτυο ορίζεται η δήλωση του παραγωγού Υβριδικού Σταθμού προς τον Διαχειριστή ΜΔΝ σχετικά με την επιθυμητή ενέργεια, που ζητά να απορροφήσει από το Δίκτυο ο Υβριδικός Σταθμός σε μια Ημέρα Κατανομής για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσής του, προκειμένου να ανταποκριθεί στην παροχή Εγγυημένης Ισχύος – Ενέργειας. Η Δήλωση αυτή υποβάλλεται μια ημέρα πριν από την Ημέρα Κατανομής. Ως Τμήμα Διαθεσιμότητας Ισχύος Υβριδικού Σταθμού ορίζεται το τμήμα για την παροχή διαθεσιμότητας ισχύος από τον Υβριδικό Σταθμό (σε €/ΜW ανά έτος). Το Τμήμα αυτό αναγράφεται στα στοιχεία της άδειας παραγωγής του Υβριδικού Σταθμού.
9. Ως Όριο Μέγιστης Δυνατής Ημερήσιας Απορρόφησης Ενέργειας από το Δίκτυο από Υβριδικούς Σταθμούς ορίζεται η μέγιστη συνολική ενέργεια ανά Ωρα Κατανομής, που μπορεί να απορροφηθεί από το Δίκτυο σε μια Ημέρα Κατανομής, με βάση τα τεχνικά χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων βάσης του συστήματος και της καμπύλης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας κατά την ίδια Ημέρα Κατανομής. Το Ημερήσιο Περιθώριο Απορρόφησης από το Δίκτυο αφορά στο σύνολο των ΥΒΣ κάθε συστήματος. Η συνολικά αιτούμενη ενέργεια από τους παραγωγούς δεν μπορεί να υπερβαίνει το όριο αυτό, άλλως η διαθέσιμη ενέργεια κατανέμεται αναλογικά στους ΥΒΣ, με βάση τη ζήτηση εγγυημένης ισχύος από το Διαχειριστή.

10. Ως Τίμημα Διαθεσιμότητας Ισχύος Υβριδικού Σταθμού ορίζεται το τίμημα για την παροχή διαθεσιμότητας ισχύος από τον Υβριδικό Σταθμό (σε €/MW ανά έτος). Το Τίμημα αυτό αναγράφεται στα στοιχεία της άδειας παραγωγής του Υβριδικού Σταθμού.
11. Ως Τίμημα Παραγωγής Ενέργειας Μονάδων Ελεγχόμενης Παραγωγής Υβριδικού Σταθμού ορίζεται το τίμημα της παρεχόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από τις μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής του Υβριδικού Σταθμού (σε €/MWh) σύμφωνα με το Άρθρο 13, παρ. 3β του Ν. 3468/2006. Το Τίμημα αυτό αναγράφεται στα στοιχεία της άδειας παραγωγής του Υβριδικού Σταθμού.
12. Ως Τίμημα Παραγωγής Ενέργειας Μονάδων ΑΠΕ Υβριδικού Σταθμού ορίζεται το τίμημα της παρεχόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από τις μονάδες ΑΠΕ του Υβριδικού Σταθμού απ' ευθείας στο Δίκτυο, μετά από τυχόν συμφωνισμό με την απορροφούμενη από το Δίκτυο Ενέργεια (σε €/MWh). Η τιμή αυτού ανά τύπο μονάδας ΑΠΕ αναφέρεται στο Άρθρο 13, παρ. 1(β) του Ν. 3468/2006.
13. Ως Τίμημα Απορρόφησης Ενέργειας από το Δίκτυο ορίζεται το τίμημα της απορροφούμενης ηλεκτρικής ενέργειας από το Δίκτυο για την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσης Υβριδικού Σταθμού (σε €/MWh). Το Τίμημα αυτό αναγράφεται στα στοιχεία της άδειας παραγωγής του Υβριδικού Σταθμού. Οι παράγοντες που λαμβάνονται υπόψη κατά τον υπολογισμό του Τιμήματος αυτού αναλύονται διεξοδικά στο Άρθρο 13, παρ. 3(γ) του Ν. 3468/2006 και στο Άρθρο 33, παρ. 4 της Υπουργικής Απόφαση Δ6/Φ1/οικ.5707/3.04.2007.

Υπενθυμίζεται ότι έχει ήδη εκδοθεί η Υπουργική Απόφαση ΥΑΠΕ/Φ1/14810/25/10/2011 (Κανονισμός Αδειών Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας με χρήση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και μέσω Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (Σ.Η.Θ.Υ.Α.), η οποία ρυθμίζει αναλυτικά τη μέθοδο τιμολόγησης των μεγεθών που περιγράφονται στις παραγράφους 10, 11 και 13.

Οι τιμολογήσεις των ενεργειακών μεγεθών από ΥΒΣ στο Διασυνδεδεμένο Δίκτυο, όπως επίσης και οι βασικές πτυχές της υποβολής Αιτήσεων για Άδεια Παραγωγής, εξετάζονται στο Κεφάλαιο ΣΤ' του Κανονισμού Αδειών (Απόφαση του Υφυπουργού Υ.Π.Ε.Κ.Α., υπ' αριθμ. ΥΑΠΕ/Φ1/14810/04.10.2011). Στην επόμενη ενότητα, θα αναπτυχθούν οι κυριότεροι θεσμικοί «σταθμοί», που διέπουν από το 2006 ως τώρα, το καθεστώς τιμολόγησης.

3.2 Εθνική νομοθεσία για τους υβριδικούς σταθμούς

Στο νόμο 3468/06, προβλέπεται για πρώτη φορά, ο τρόπος με τον οποίο θα τιμολογείται η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από Υβριδικούς Σταθμούς. Συγκεκριμένα, στο Άρθρο 13 του νόμου, 3^η παράγραφος, ορίζεται και προτείνεται μεθοδολογία για την τιμολόγηση της «διαθεσιμότητας ισχύος». Στην ίδια παράγραφο επίσης, προβλέπεται και τρόπος

καθορισμού της τιμής της παραγόμενης ενέργειας από τις «ελεγχόμενες μονάδες», καθώς και της ενέργειας που απορροφά ο σταθμός από το Δίκτυο, για την πλήρωση του αποθηκευτικού του συστήματος, δεδομένου ότι γίνεται λόγος για υβριδικά έργα αποθήκευσης ενέργειας. Ακόμη, ρυθμίζεται η τιμολόγηση της ενέργειας που εγχέεται απευθείας στο Δίκτυο ενός Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού και η τιμολόγηση της ενέργειας από τις Α.Π.Ε. που χρησιμοποιεί ο σταθμός. Στο σημείο αυτό κρίνεται σκόπιμη, η παράθεση τμημάτων του Άρθρου 13, σχετικά με την «τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α. και από Υβριδικούς Σταθμούς.

1. Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από Παραγωγό ή Αυτοπαραγωγό μέσω σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α. ή μέσω Υβριδικού Σταθμού και απορροφάται από το Σύστημα ή το Δίκτυο, σύμφωνα με τις διατάξεις των άρθρων 9, 10 και 12, τιμολογείται, σε μηνιαία βάση, κατά τα ακόλουθα:

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

Το εδάφιο β) της παραγράφου αυτής, περιλαμβάνει τον πίνακα, σύμφωνα με τον οποίο τιμολογείται η κατά περίπτωση παραγόμενη ενέργεια στον Ελλαδικό χώρο. Όπως έχει αναφερθεί και στο προηγούμενο κεφάλαιο, ο πίνακας τιμολόγησης, έχει διαφοροποιηθεί με βάση το νόμο 3851/2010, ο οποίος επιπρόσθετα στο άρθρο 5, προβλέπει και την τιμολόγηση της ηλεκτροπαραγωγής από φωτοβολταϊκούς σταθμούς (κεφάλαιο 2, πίνακας 2.1). Σημειώνεται ακόμα, ότι οι τιμές τόσο του συγκεκριμένου πίνακα, όσο και οι νέες ισχύουσες τιμές του ν.3851/2010, εφαρμόζονται μόνο για σταθμούς Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. των οποίων η εγκατεστημένη ισχύς (όπως αυτή ορίστηκε στην ενότητα 2.1.) δεν ξεπερνά τα 35MW. Μπορούν να εφαρμοστούν επίσης και στο πλεόνασμα της ενέργειας που οι εν λόγω σταθμοί προσδίδουν στο δίκτυο και μπορεί να ανέλθει στο 20% της ετήσιας παραγόμενης ενέργειάς τους.

Παρατίθεται ο πίνακας τιμολόγησης του νόμου 3468/2006 (πίνακας 3.1), ως ενδεικτικός των κατηγοριών προέλευσης της παραγόμενης ενέργειας. Δεν ωφελεί η ανάλυση των τιμών και η επεξήγηση της συγκεκριμένης επιλογής τους, καθώς αυτές όχι μόνο έχουν καταργηθεί, αλλά και οι νέες του ν.3851/2010, αναμένεται να αναδιαμορφωθούν στο μέλλον, κατόπιν γνωμοδότησης της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας.

Πίνακας 3.1: Τιμολόγηση παραγόμενης ενέργειας διαφόρων προελεύσεων

Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από:	Τιμή Ενέργειας (€/MWh)	
	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
(α) Αιολική ενέργεια	73	84,6
(β) Αιολική ενέργεια από αιολικά πάρκα στη θάλασσα	90	
(γ) Υδραυλική ενέργεια που αξιοποιείται με μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς με Εγκατεστημένη Ισχύ έως δεκαπέντε (15) MWe	73	84,6
(δ) Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από φωτοβολταϊκές μονάδες, με Εγκατεστημένη Ισχύ μικρότερη ή ίση των εκατό (100) kW _{peak} , οι οποίες εγκαθίστανται σε ακίνη ιδιοκτησίας ή νόμιμης κατοχής ή όμορα ακίνητα του ίδιου ιδιοκτήτη ή νομίμου κατόχου	450	500
(ε) Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από φωτοβολταϊκές μονάδες, με Εγκατεστημένη Ισχύ μεγαλύτερη των εκατό (100) kW _{peak}	400	450
(στ) Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από μονάδες άλλης τεχνολογίας, πλην αυτής των φωτοβολταϊκών, με Εγκατεστημένη Ισχύ έως πέντε (5) MWe	250	270
(ζ) Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από μονάδες άλλης τεχνολογίας, πλην αυτής των φωτοβολταϊκών, με Εγκατεστημένη Ισχύ μεγαλύτερη των πέντε (5) MWe	230	250
(η) Γεωθερμική ενέργεια, βιομάζα, αέρια εκλυόμενα από χώρους υγειονομικής ταφής και από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού και βιοαέρια	73	84,6
(θ) Λοιπές Α.Π.Ε.	73	84,6
(ι) Σ.Η.Θ.Υ.Α.	73	84,6

Πηγή: ν.3468/06

Ο υπό εξέταση νόμος 3468/2006, αναφέρεται ιδιαίτερα αναλυτικά στην κοστολόγηση της ενέργειας διαφόρων προελεύσεων από Υβριδικούς Σταθμούς, οι οποίοι συνδέονται με το δίκτυο των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών. Για την τιμολόγηση της λεγόμενης «διαθεσιμότητας ισχύος» του ΥΒΣ του νησιού, αναφέρονται τα εξής:

α) Η διαθεσιμότητα ισχύος των μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής του Υβριδικού Σταθμού που συνδέεται στο Δίκτυο Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού τιμολογείται, σε μηνιαία βάση, σε ευρώ ανά μεγαβάτ εγγυημένης ισχύος (~/MW). Η εγγυημένη ισχύς, οι χρονικές περίοδοι κατά τις οποίες παρέχεται αυτή, καθώς και η τιμή με βάση την οποία τιμολογείται η διαθεσιμότητα ισχύος, καθορίζονται στην άδεια παραγωγής του Υβριδικού Σταθμού. Για την τιμολόγηση διαθεσιμότητας

ισχύος λαμβάνεται υπόψη το εκτιμώμενο κόστος κατασκευής και το σταθερό κόστος λειτουργίας νεοεισερχόμενου συμβατικού σταθμού παραγωγής στο Αυτόνομο Ηλεκτρικό Σύστημα του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού. Το τίμημα που λαμβάνει ο Παραγωγός για τη διαθεσιμότητα των μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής Υβριδικού Σταθμού δεν μπορεί να υπολείπεται του τιμήματος που καταβάλλεται για τη διαθεσιμότητα των μονάδων του νεοεισερχόμενου συμβατικού σταθμού παραγωγής, με αντίστοιχη ισχύ. Ως νεοεισερχόμενος συμβατικός σταθμός παραγωγής στο Αυτόνομο Ηλεκτρικό Σύστημα Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού, λαμβάνεται υπόψη ο σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση συμβατικών καυσίμων, που λογίζεται ότι κατασκευάζεται κατά το χρόνο εξέτασης της αίτησης για τη χορήγηση άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Υβριδικό Σταθμό, με σκοπό την απρόσκοπτη ηλεκτροδότηση του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού, κατά τα προβλεπόμενα στον Κώδικα Διαχείρισης Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών.

Ο νόμος, επίσης, προβλέπει και την τιμολόγηση της παραγόμενης ενέργειας σε μονάδες €/MWh (Ευρώ ανά μεγαβατ-ώρα). Η ενέργεια αυτή προέρχεται είτε από τις μονάδες Α.Π.Ε. του Υβριδικού Σταθμού, είτε από τις ελεγχόμενες μονάδες. Οι τελευταίες, είναι συνήθως μικρά υδροηλεκτρικά έργα, τα οποία τίθενται σε λειτουργία ανάλογα με τις ανάγκες του Συστήματος του νησιού. Μπορεί κατ' επιλογή να αποδίδουν στο μέγιστο της ισχύος τους ή σε κάποιο ποσοστό αυτής. Αντίθετα, όταν γίνεται λόγος για ελεγχόμενες συμβατικές μονάδες του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού, τότε εννοείται οποιαδήποτε συμβατική θερμική μονάδα παραγωγής, με καύσιμο διαφόρου τύπου (συνήθως πετρέλαιο diesel, mazut).

Οι υδροστρόβιλοι ενός ΥΒΣ παράγουν ενέργεια από τα αποθηκευμένα υδατικά αποθέματα του ταμιευτήρα του σταθμού, ή από την «απευθείας» εκμετάλλευση της ροής υδατορρευμάτων, με υλοποίηση απλών έργων εκτροπής. Στα ελληνικά νησιά, όπως θα εξηγηθεί και παρακάτω (ενότητα 3.4), παρατηρείται έντονο ενδιαφέρον, για την ανάπτυξη Υβριδικών Αντλησιοταμιευτικών Σταθμών. Άρα, η υφιστάμενη νομοθεσία για τους Υβριδικούς Σταθμούς, όπως διαμορφώθηκε θεμελιωδώς από το ν.3468/2006, στρέφεται περισσότερο προς τη θέσπιση αναλυτικών κανόνων διαχείρισης και λειτουργίας αυτού του είδους Υβριδικού Σταθμού. Με άλλο λόγια, ο νομοθέτης «φωτογραφίζει» ένα αντλησιοταμιευτικό σταθμό με μονάδες Α.Π.Ε., για την κάλυψη μέρους των ενεργειακών αναγκών, ενός Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού της ελληνικής επικράτειας.

Παρακάτω, παρατίθεται το εδάφιο του ν.3468/2006, που περιέχει οδηγίες για την εκτίμηση της τιμολόγησης της ηλεκτρικής ενέργειας από τις ελεγχόμενες μονάδες ενός ΥΒΣ.

β) Η τιμή, με βάση την οποία τιμολογείται η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από τις μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής Υβριδικού Σταθμού που αξιοποιούν την αποθηκευμένη ενέργεια στο σύστημα αποθήκευσής του και εγχέεται στο Δίκτυο του

Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού, καθορίζεται στην άδεια παραγωγής του Υβριδικού Σταθμού. Ο καθορισμός αυτός γίνεται με βάση το μέσο οριακό μεταβλητό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που εκτιμάται ότι έχουν, κατά το χρόνο έκδοσης της άδειας παραγωγής, οι συμβατικές μονάδες του Αυτόνομου Ηλεκτρικού Συστήματος για την κάλυψη της ηλεκτρικής ενέργειας που ζητείται από το Μη Διασυνδεδεμένο Νησί και η οποία καλύπτεται, εν προκειμένω, από τις ανωτέρω μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής του Υβριδικού Σταθμού. Η τιμή που ορίζεται στο πρώτο εδάφιο δεν μπορεί να είναι κατώτερη από την τιμή με την οποία τιμολογείται η ηλεκτρική ενέργεια που απορροφά ο Υβριδικός Σταθμός από το Δίκτυο για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσής του, προσαυξημένη με ποσοστό 25%.

γ) Η τιμή, με βάση την οποία τιμολογείται το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που απορροφά ο Υβριδικός Σταθμός από το Δίκτυο του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσής του, καθορίζεται στην άδεια παραγωγής του Υβριδικού Σταθμού. Ο καθορισμός της τιμής αυτής γίνεται με βάση το μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής των μονάδων βάσης του Αυτόνομου Ηλεκτρικού Συστήματος του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού κατά το χρόνο έκδοσης της άδειας παραγωγής.

δ) Το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που οι μονάδες Α.Π.Ε. Υβριδικού Σταθμού εγχέουν απευθείας στο Δίκτυο του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού, τιμολογείται κατά τα οριζόμενα στην παράγραφο 1, ανάλογα με το είδος του σταθμού Α.Π.Ε..

ε) Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από τις μονάδες Α.Π.Ε. του Υβριδικού Σταθμού και εγχέεται απευθείας στο Δίκτυο Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού, μπορεί να συμψηφίζεται με την ενέργεια που απορροφά από το Δίκτυο αυτό ο Υβριδικός Σταθμός για την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσής του. Το δικαίωμα συμψηφισμού αναγνωρίζεται μετά από σχετική αίτηση του παραγωγού και αναγράφεται στην οικεία άδεια παραγωγής κατά την έκδοση ή την τροποποίηση της άδειας αυτής. Στην περίπτωση αυτή, η τιμολόγηση των περιπτώσεων γ' και δ', αφορά την ηλεκτρική ενέργεια που υπολογίζεται ότι απορροφάται ή εγχέεται στο Δίκτυο, μετά τον ανωτέρω συμψηφισμό, όπως ρητά αναγράφεται στην οικεία άδεια παραγωγής.

4. Σε περίπτωση διασύνδεσης του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού με το Σύστημα, εξακολουθούν να ισχύουν οι συμβάσεις πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας που έχουν συναφθεί μεταξύ του Διαχειριστή Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών και του Παραγωγού, χωρίς δυνατότητα παράτασής τους.

5. Με την απόφαση που εκδίδεται κατά την παράγραφο 3 του άρθρου 5, καθορίζονται, η διαδικασία, τα ειδικότερα θέματα και κάθε αναγκαία λεπτομέρεια για τις τιμολογήσεις που γίνονται κατά την παράγραφο 3 του παρόντος άρθρου.

6. Οι τιμές που περιλαμβάνονται στον πίνακα της παραγράφου 1 αναπροσαρμόζονται, κάθε έτος, με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης, η οποία εκδίδεται μετά από γνώμη της Ρ.Α.Ε.. Ως βάση για την αναπροσαρμογή αυτή λαμβάνεται η μεσοσταθμική μεταβολή των εγκεκριμένων τιμολογίων της Δημόσιας Επιχείρησης Ηλεκτρισμού Α.Ε. (Δ.Ε.Η. Α.Ε.). Ως μεσοσταθμική μεταβολή των τιμολογίων της Δ.Ε.Η. Α.Ε., νοείται ο μέσος όρος των επί μέρους εγκεκριμένων μεταβολών, ανά κατηγορία τιμολογίου, όπως ο όρος αυτός σταθμίζεται, ανάλογα με την αντίστοιχη, κατά το είδος της, ηλεκτρική ενέργεια που καταναλώνεται το προηγούμενο έτος.

Αν δεν απαιτείται έγκριση των τιμολογίων της Δ.Ε.Η. Α.Ε., σύμφωνα με τη σχετική κείμενη νομοθεσία, οι τιμές του πίνακα της παραγράφου 1 αναπροσαρμόζονται με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης σε ποσοστό 80% του δείκτη των τιμών καταναλωτή, όπως αυτός καθορίζεται από την Τράπεζα της Ελλάδος. Η αναπροσαρμογή αυτή γίνεται με ενιαίο τρόπο και ισχύει για όλες τις τιμές του πίνακα.

7. Με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης, μετά από γνώμη της Ρ.Α.Ε., μπορεί να αναπροσαρμόζεται, σε ετήσια βάση, η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται ή απορροφάται από Υβριδικό Σταθμό Α.Π.Ε. και η τιμή της διαθεσιμότητας ισχύος του σταθμού αυτού, σύμφωνα με τα στοιχεία καθορισμού των τιμών αυτών, κατά τα οριζόμενα στις περιπτώσεις α', β' και γ' της παραγράφου 3.

Την 3η Απριλίου 2007, εκδίδεται η Υπουργική Απόφαση υπ' αριθμ. Δ6/Φ1/οικ. 5707/03.04.2007, σχετικά με τον «Κανονισμό Αδειών Παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και μέσω Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης». Όπως δηλώνει και ο τίτλος, πρόκειται για τον κανονισμό που διέπει τη διαδικασία υποβολής αιτήσεων ηλεκτροπαραγωγής και χορήγησης αδειών σε κάθε τους πτυχή. Στο Κεφάλαιο Ζ' εξετάζεται μεμονωμένα η αδειοδότηση και τιμολόγηση Υβριδικών Σταθμών στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά. Συγκεκριμένα, η μέθοδος τιμολόγησης που προβλέπεται από τον κανονισμό, διαφέρει σε κάποια σημεία από την αντίστοιχη που προτείνει ο ν.3468/06. Η διαφορά εντοπίζεται κυρίως στην τιμολόγηση της ενέργειας των ελεγχόμενων μονάδων του σταθμού και της ενέργειας που απορροφάται από αυτόν, για την πλήρωση του αποθηκευτικού του συστήματος. Παρατίθεται το Άρθρο 33 του Κανονισμού για διευκόλυνση της κατανόησης. Σημειώνεται ότι όπου συναντάται ο όρος «Νόμος», εννοείται ο ν.3468/06.

1. Με την αίτηση για χορήγηση Άδειας για Υβριδικό Σταθμό υποβάλλονται και προτάσεις τιμολόγησης, σύμφωνα με τα προβλεπόμενα στο άρθρο 13 παρ. 3 του

νόμου. Ο ενδιαφερόμενος καταρτίζει τις προτάσεις αυτές λαμβάνοντας υπόψη τα στοιχεία που έχει γνωστοποιήσει ο Διαχειριστής Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών σύμφωνα με το άρθρο 31 της παρούσας και τα αποτελέσματα της τεχνικοοικονομικής μελέτης που υποβάλλεται σύμφωνα με το Παράρτημα 3.

2. Οι τιμές με βάση τις οποίες τιμολογούνται, η ηλεκτρική ενέργεια η οποία εγχέεται στο δίκτυο του νησιού από τις μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής, η ενέργεια που απορροφάται από το δίκτυο του νησιού για την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσης, καθώς και η διαθεσιμότητα ισχύος των Υβριδικών Σταθμών, είναι ενιαίες για όλους τους Υβριδικούς Σταθμούς που λειτουργούν στο αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού, υπό την προϋπόθεση ότι οι σταθμοί αυτοί χρησιμοποιούν την ίδια τεχνολογία και λειτουργούν με τους ίδιους όρους και περιορισμούς.

3. Κατά την κατάρτιση της πρότασης για την τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας που εγχέει ο Υβριδικός Σταθμός στο δίκτυο του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού που παράγεται από τις μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής του (€/MWh), ο ενδιαφερόμενος λαμβάνει υπόψη τα στοιχεία που γνωστοποιούνται από τον Διαχειριστή Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών και υπολογίζει το μέσο οριακό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (μέσο ετήσιο μεταβλητό κόστος) των συμβατικών μονάδων αιχμής κατά το προηγούμενο έτος. Ως συμβατικές μονάδες αιχμής αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος νοούνται οι συμβατικές μονάδες παραγωγής, οι οποίες λειτουργούν για χρονικό διάστημα μικρότερο του 30% του έτους αναφοράς. Στο χρονικό αυτό διάστημα δεν περιλαμβάνονται οι περίοδοι συντήρησης ή βλάβης των μονάδων. Το κόστος αυτό υπολογίζεται για το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που παρέδωσαν στο δίκτυο οι μονάδες αιχμής κατά το προηγούμενο έτος, λαμβανομένων υπόψη των εξής μεταβλητών στοιχείων κόστους:

α) Καυσίμου,

β) Λειτουργίας και συντήρησης και

γ) Αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων που αντιστοιχούν στην ηλεκτρική ενέργεια που υποκαθίσταται από τις μονάδες του Υβριδικού Σταθμού κατά τις ώρες παροχής εγγυημένης ισχύος. Ως τιμή αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων, λαμβάνεται μια εκτιμώμενη τιμή με βάση τις μέσες τιμές αγοράς στις διεθνείς αγορές δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων, κατά το τελευταίο τρίμηνο πριν από την υποβολή της αίτησης.

Στον Κανονισμό Αδειών του 2007 λοιπόν, ορίζεται λεπτομερέστερα η μεθοδολογία υπολογισμού της τιμής της ενέργειας των ελεγχόμενων μονάδων του ΥΒΣ, σύμφωνα με τις κατευθυντήριες οδηγίες του νόμου 3468/2006. Υπονοείται, ότι ο «ενδιαφερόμενος» θα διαχειρίζεται τον Υβριδικό Σταθμό, γνωρίζοντας ότι θα καλείται να καλύπτει τις ανάγκες αιχμής του συστήματος του ΜΔΝ, αφού η τιμολόγηση των μεγαλύτερων ποσοτήτων

ενέργειας που θα παράγει, βασίζεται στο μέσο ετήσιο μεταβλητό κόστος των μονάδων αιχμής. Ως συνιστώσες του κόστους αυτού, αναφέρονται οι δαπάνες για το καύσιμο των μονάδων, τη λειτουργία και τη συντήρησή τους και τα έξοδα αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων. Ακολουθούν οι διατάξεις, για την τιμολόγηση της ενέργειας που απορροφά ένας ΥΒΣ, για τη λειτουργία των μονάδων πλήρωσης του συστήματος αποθήκευσης που χρησιμοποιεί.

4. Κατά την κατάρτιση της πρότασης για την τιμολόγηση της ενέργειας που απορροφά ο Υβριδικός Σταθμός από το δίκτυο του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσής του (€/MWh), ο ενδιαφερόμενος λαμβάνει υπόψη το μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας των συμβατικών μονάδων βάσης κατά το προηγούμενο έτος. Ως συμβατικές μονάδες βάσης αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος νοούνται οι μονάδες παραγωγής, οι οποίες λειτουργούν για χρονικό διάστημα μεγαλύτερο του 70% του έτους αναφοράς. Στο χρονικό αυτό διάστημα δεν περιλαμβάνονται οι περίοδοι συντήρησης ή βλάβης των μονάδων. Το μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής υπολογίζεται σε ετήσια βάση, λαμβανομένων υπόψη των εξής μεταβλητών στοιχείων κόστους:

- α) Καυσίμου,*
- β) Λειτουργίας και συντήρησης και*
- γ) Αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων που αντιστοιχούν στην ηλεκτρική ενέργεια που απορροφάται από το δίκτυο για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης του Υβριδικού Σταθμού. Ως τιμή αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων λαμβάνεται μια εκτιμώμενη τιμή με βάση τις μέσες τιμές αγοράς στις διεθνείς αγορές δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων, κατά το τελευταίο τρίμηνο πριν από την υποβολή της αίτησης.*

Συμπεραίνεται λοιπόν, ότι για τη λειτουργία των μονάδων αποθήκευσης ενέργειας του ΥΒΣ, απαιτείται η κατανάλωση ενέργειας, από συμβατικές μονάδες βάσης, σε ένα Μη Διασυνδεδεμένο Νησί. Με άλλα λόγια, επειδή η διαδικασία πλήρωσης προβλέπεται σε περιόδους χαμηλής ζήτησης και συγκεκριμένα στις νυχτερινές ώρες, οι λειτουργούσες συμβατικές ελεγχόμενες μονάδες είναι ουσιαστικά μονάδες βάσης. Εν συνεχεία, παρατίθεται το εδάφιο του Κανονισμού Αδειών του 2007, που ορίζει τον τρόπο τιμολόγησης της διαθεσιμότητας ισχύος που περιγράφηκε στην ενότητα 3.1 του παρόντος κεφαλαίου.

5. Κατά την κατάρτιση της πρότασης για την τιμολόγηση της διαθεσιμότητας ισχύος Υβριδικού Σταθμού, ο ενδιαφερόμενος λαμβάνει υπόψη τα αναφερόμενα στο άρθρο 13 παρ. 3 περ. α' του νόμου για το τίμημα της διαθεσιμότητας ισχύος των εγκαταστάσεων παραγωγής. Η τιμή, με βάση την οποία τιμολογείται, σε μηνιαία βάση, η διαθεσιμότητα ισχύος των μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής Υβριδικού Σταθμού που συνδέεται στο δίκτυο Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού, υπολογίζεται ως το 1/12 του αθροίσματος των εξής παραγόντων:

α) Της ετήσιας επιβάρυνσης που αντιστοιχεί στην απόσβεση του εκτιμώμενου κεφαλαιουχικού κόστους κατασκευής, λαμβάνοντας υπόψη την εύλογη απόδοση των επενδεδυμένων κεφαλαίων, νεοεισερχόμενου συμβατικού σταθμού παραγωγής, όπως αυτός ορίζεται στο άρθρο 13 παρ. 3 περ. α' του νόμου, ισχύος και τεχνολογίας αντίστοιχης με τις ανάγκες του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος του νησιού, και

β) Του ετήσιου σταθερού κόστους λειτουργίας του σταθμού αυτού.

Το κόστος κατασκευής και το ετήσιο σταθερό κόστος λειτουργίας λαμβάνονται υπόψη από τη Ρ.Α.Ε., μαζί με τα στοιχεία που γνωστοποιούνται από το Διαχειριστή Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών. Για τον υπολογισμό της ετήσιας επιβάρυνσης που αναφέρεται στην περίπτωση α', ως εύλογη απόδοση των επενδεδυμένων κεφαλαίων θεωρείται η απόδοση επενδυτικού σχεδίου ισοδύναμου κινδύνου και ως χρόνος οικονομικής ζωής της επένδυσης λαμβάνεται ο εύλογος χρόνος που ο σταθμός θεωρείται λειτουργικό.

Την 25η Οκτωβρίου 2011, εκδίδεται νέος Κανονισμός με ίδιο τίτλο με την προηγούμενη Υ.Α. (Κανονισμός Αδειών Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας με χρήση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και μέσω Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης). Ο Κανονισμός αυτός διέπει εκ νέου τη διαδικασία αδειοδότησης των έργων ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε.. Προβλέπει επίσης και αυτός (όπως και ο πρώτος το 2007), τη διαδικασία υποβολής αιτήσεων ηλεκτροπαραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά. Ωστόσο, ο νέος Κανονισμός Αδειών, δεν προβλέπει τροποποιήσεις στη μεθοδολογία τιμολόγησης της ενέργειας, που παράγει και απορροφά ένας Υβριδικός Σταθμός, σε ένα Μη Διασυνδεδεμένο Νησί της ελληνικής επικράτειας. Στο εξής, χάρη συντομίας, μπορεί η αναφορά στις δύο αυτές υπουργικές αποφάσεις, να γίνεται με τη χρήση των όρων «Κανονισμός Αδειών 2007» ή «Κανονισμός Αδειών 2011» ανάλογα με την περίπτωση.

3.3 Διαχειριστική πολιτική υβριδικών σταθμών

Ο Κώδικας Διαχείρισης Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, συμβάλλει ουσιαστικά στη διαμόρφωση της νομοθεσίας, για την ανάπτυξη των Υβριδικών Σταθμών στην Ελλάδα. Το συγκεκριμένο τεύχος καταρτίζεται από τη ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. (Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας Α.Ε., 100% θυγατρική της ΔΕΗ Α.Ε.) και υποβάλλεται στη ΡΑΕ. Η ΡΑΕ, μετά από Δημόσια Διαβούλευση (και μετά από πιθανές τροποποιήσεις και προσθήκες), εκδίδει με απόφασή της το τελικό κείμενο του Κώδικα αυτού. Η πρόταση της ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. αποτελείται από ένα σύνολο ρυθμίσεων των εμπορικών συναλλαγών, μεταξύ παραγωγών, προμηθευτών και Διαχειριστή και από τεχνικούς κανόνες διαχείρισης, λειτουργίας και ανάπτυξης των ηλεκτρικών συστημάτων των ΜΔΝ (όπως αναφέρεται στην παρουσίαση της ΡΑΕ: Σχέδιο Κώδικα-Εισήγηση Διαχειριστή). Σκοπός του είναι, όπως δηλώνει και ο τίτλος του, η διαχείριση της παραγωγής και της αγοράς των αυτόνομων

ηλεκτρικών συστημάτων των ΜΔΝ. Στο Κεφάλαιο ΙΑ΄ του υποβληθέντος κειμένου στη ΡΑΕ, αναπτύσσεται το σύνολο αρχών, κανόνων και μεθοδολογιών υπολογισμού, της πολιτικής διαχείρισης και λειτουργίας των Υβριδικών Σταθμών ηλεκτροπαραγωγής. Προτείνονται μέθοδοι ένταξης και τιμολόγησης, οι οποίες είναι σύμφωνες με το ισχύον νομικό πλαίσιο, όπως διαμορφώθηκε πρωτίστως από το νόμο 3468/06.

Σύμφωνα με την ισχύουσα νομοθεσία, όπως περιγράφηκε παραπάνω και με τον Κώδικα Διαχείρισης ΜΔΝ, ως πρόταση της ΔΕΗ Α.Ε., καταρτίζεται ένα πρόγραμμα λειτουργίας και διαχείρισης των ΥΒΣ, αναφερόμενο και ως «πολιτική διαχείρισης». Οι Σ. Παπαθανασίου και Σ. Μπουλαξής (2011) περιγράφουν την πολιτική αυτή ως εξής:

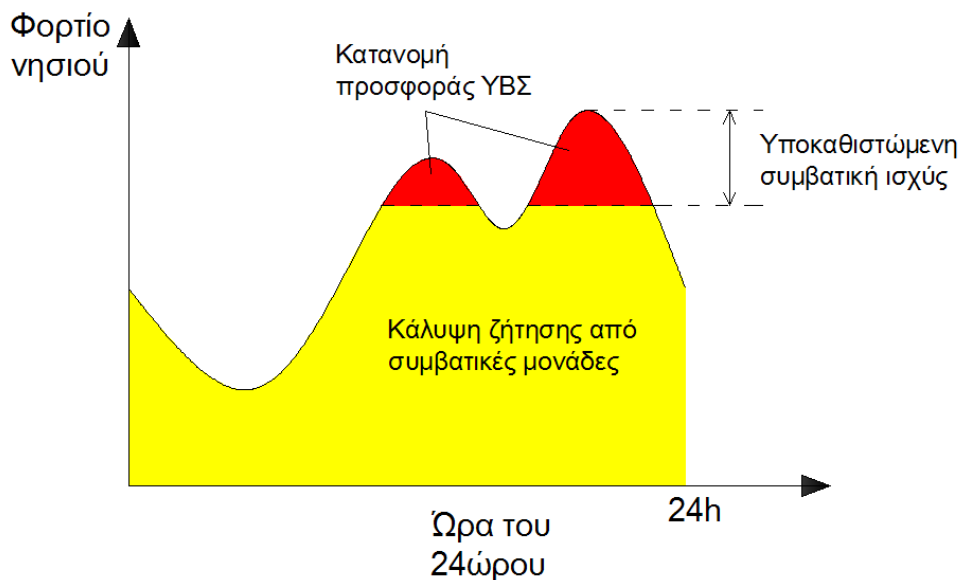
Βήματα πολιτικής διαχείρισης:

- Εφαρμόζεται ημερήσιος ενεργειακός προγραμματισμός για το σύστημα του νησιού, δηλαδή προγραμματισμός της ένταξης και λειτουργίας των ελεγχόμενων μονάδων παραγωγής σε 24ωρη βάση.
- Ο παραγωγός ΥΒΣ υποβάλλει στον Διαχειριστή του ΜΔΝ προσφορά συνολικής έγχυσης ενέργειας σε 24ωρη βάση, βάσει αποθεμάτων στο σύστημα αποθήκευσης του σταθμού ή και πρόβλεψης της αναμενόμενης παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ του.
- Ο διαχειριστής ΜΔΝ προσαρμόζει την προσφορά στην καμπύλη φορτίου, με βασικό στόχο την κάλυψη της αιχμής, και καταρτίζει το ωριαίο πρόγραμμα των ελεγχόμενων μονάδων του ΥΒΣ (σχήμα 3.1).
- Οι ελεγχόμενες μονάδες του ΥΒΣ (π.χ. υδροστρόβιλοι) υποκαθιστούν συμβατικές θερμικές μονάδες και άρα υποχρεούνται να παρέχουν επικουρικές υπηρεσίες αντίστοιχες με αυτές των υποκαθιστώμενων μονάδων. Αυτό αφορά τη συμμετοχή τους στη ρύθμιση τάσης και συχνότητας, τόσο πρωτεύουσα όσο και δευτερεύουσα, καθώς και την παροχή στρεφόμενης εφεδρείας, ιδίως αρνητικής («κάτω εφεδρείας») για την απορρόφηση αιολικής παραγωγής από σταθμούς εκτός του ΥΒΣ. Πρακτική συνέπεια της απαίτησης αυτής είναι ότι οι μονάδες του ΥΒΣ μπορεί να προγραμματίζονται για κάποια ισχύ, αλλά στη φάση της λειτουργίας να αποδίδουν μικρότερη (κατόπιν εντολής του Διαχειριστή), προκειμένου να απορροφηθεί αιολική παραγωγή, ή εν γένει μη ελεγχόμενη παραγωγή ΑΠΕ, από το σύστημα το νησιού.
- Ο διαχειριστής ΜΔΝ απαιτεί εγγυημένη παροχή από τον ΥΒΣ μόνο σε περιόδους υψηλού φορτίου για κάλυψη πιθανού ελλείμματος συμβατικής παραγωγής και όχι σε ημερήσια βάση, προκειμένου να αποφευχθεί η εκτεταμένη απορρόφηση από το δίκτυο.
- Εφόσον έχει ζητηθεί από τον Διαχειριστή ΜΔΝ εγγυημένη παροχή και η ήδη διαθέσιμη ενέργεια στα συστήματα αποθήκευσης του ΥΒΣ δεν επαρκεί, ο υβριδικός παραγωγός υποβάλλει δήλωση φορτίου για την αναγκαία συμπλήρωση του συστήματος

αποθήκευσης. Με τον τρόπο αυτό, η άντληση από δίκτυο είναι αποδεκτή μόνο για διασφάλιση της εγγυημένης παροχής (σχήμα 3.2).

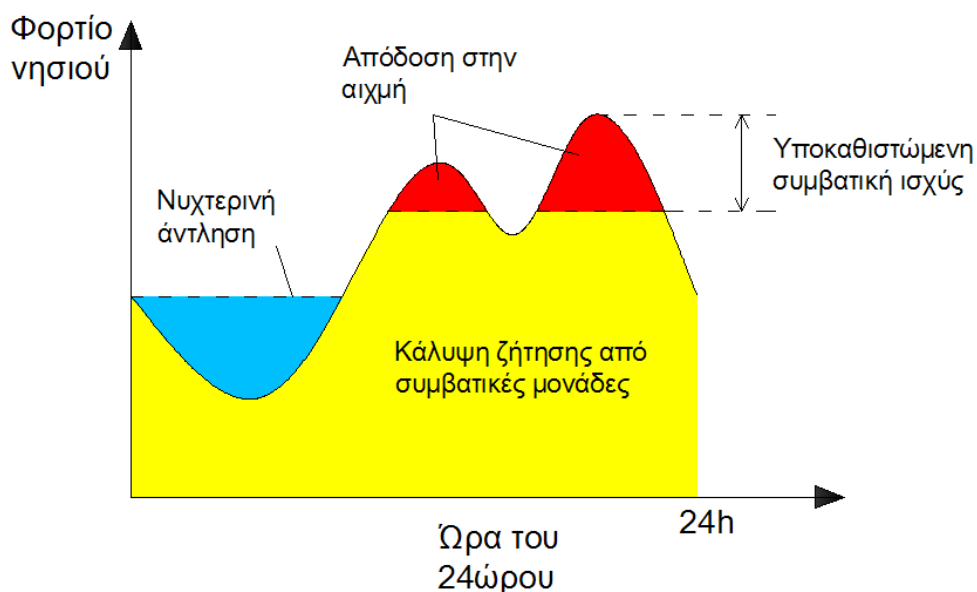
- Ο Διαχειριστής ΜΔΝ κατανέμει τη δήλωση φορτίου στη νυκτερινή κοιλάδα, καταρτίζοντας το ωριαίο πρόγραμμα άντλησης από το δίκτυο του ΥΒΣ.

Σχήμα 3.1: Τυπική κατανομή της προσφοράς ενέργειας ΥΒΣ από το Διαχειριστή ΜΔΝ στην αιχμή της ημερήσιας καμπύλης φορτίου



Πηγή: Παπαθανασίου, Μπουλαξής, 2011

Σχήμα 3.2: Αποθήκευση ενέργειας από το δίκτυο στην κοιλάδα της καμπύλης φορτίου για διασφάλιση της εγγυημένης παροχής



Πηγή: Παπαθανασίου, Μπουλαξής, 2011

3.4 Υβριδικοί σταθμοί στην Ελλάδα

Οι Υβριδικοί Σταθμοί, λόγω των πλεονεκτημάτων τους, ως προς την αποδοτικότερη εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας από το Δίκτυο ενός ΜΔΝ και την εξοικονόμηση καυσίμων, καθώς προβλέπεται υποκατάσταση των συμβατικών μονάδων αιχμής, αποτελούν ελκυστικές επενδύσεις. Τέτοια ενεργειακά έργα, στοχεύουν στη σταδιακή ενεργειακή απεξάρτηση απομονωμένων συστημάτων, με τη μειωμένη εμπορία καυσίμων. Το υφιστάμενο θεσμικό πλαίσιο (ν.3468/2006, Κανονισμός Αδειών 2007 και 2011), διέπει αναλυτικά τη διαδικασία αδειοδότησης της εγκατάστασης και λειτουργίας τους.

Μετά την απόφαση για υλοποίηση του Υβριδικού Σταθμού στην Ικαρία, έχουν γίνει αιτήσεις για ανάπτυξη αντλησιοταμιευτικών ΥΒΣ, σε διάφορες άλλες περιοχές Ελληνικών Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών. Ο ΔΕΔΔΗΕ (2012), παρέχει πληροφόρηση, σχετικά με την αδειοδοτική κατάσταση όλων των έργων Α.Π.Ε.. Μεταξύ και αυτών, γίνεται αναφορά και στους Υβριδικούς Σταθμούς στους οποίους έχει χορηγηθεί αίτηση Άδειας Παραγωγής, κατόπιν υποβολής σχετικού αιτήματος, σύμφωνα με τη νομοθεσία. Ο πίνακας 3.2 συνοψίζει όλα τα βασικά χαρακτηριστικά στοιχεία, των Αδειών Παραγωγής που έχουν χορηγηθεί σε αιτήματα Υβριδικών Σταθμών ως τις 30 Ιουλίου 2012 (κατά τα στοιχεία της ανακοίνωσης ΔΕΔΔΗΕ).

Σύμφωνα λοιπόν με τον πίνακα 3.2, όλοι σχεδόν οι Υβριδικοί Σταθμοί (εκτός από έναν που χρησιμοποιεί συστοιχίες μπαταριών) αφορούν στην εγκατάσταση αντλησιοταμιευτικών διατάξεων για την αποθήκευση ενέργειας, την οποία θα πρέπει να αποδώσουν, όταν τους ζητηθεί από το Διαχειριστή Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού (ΔΜΔΝ). Αυτό σημαίνει ότι τα συγκεκριμένα έργα αναμένεται να διαθέτουν εγγυημένη ισχύ, κυρίως από μονάδες υδροηλεκτρικής παραγωγής. Απαραίτητη προϋπόθεση βέβαια, αποτελεί η ύπαρξη σημαντικού μεγέθους υδρογραφικού δικτύου. Είναι ευνόητο, πως ένας ΥΒΣ με χρήση αντλησιοταμιευτικών διατάξεων, απαιτεί σημαντικά υδατικά αποθέματα για τη λειτουργία του. Έτσι, επιλέγονται πρωτίστως περιοχές, εντός των νησιών, στις οποίες υπάρχουν ήδη ταμιευτήρες. Στην προκειμένη περίπτωση, απαιτείται μόνο η κατασκευή ενός ακόμη ταμιευτήρα, ο οποίος θα συμπληρώνει το κύκλωμα μεταφοράς του νερού.

Καθώς δεν είναι διαθέσιμες οι μελέτες υλοποίησης των ΥΒΣ, που αναφέρονται στον πίνακα 3.2, δεν είναι γνωστός ο τρόπος ένταξής τους στο υφιστάμενο περιβάλλον. Με άλλα λόγια, η μόνη διαθέσιμη πληροφόρηση για τους σταθμούς αυτούς, μέχρι τώρα, είναι τα στοιχεία του «πίνακα αδειοδότησης» που έχει εκθέσει ο ΔΕΔΔΗΕ στον ιστότοπό του. Υποτίθεται ωστόσο, ότι κάποιος γνώστης των περιοχών που αναγράφονται, μπορεί να εξαγάγει πρωτογενή συμπεράσματα για τη γενική διαμόρφωση των εγκαταστάσεων και του περιβάλλοντος. Σε κάθε περίπτωση πάντως, η υλοποίηση Υβριδικού Σταθμού με αποθήκευση υδραυλικής ενέργειας, πρέπει να μελετάται στο πλαίσιο του ευρύτερου

σχεδιασμού διαχείρισης υδατικών πόρων μιας περιοχής. Ο λόγος είναι, ότι η λειτουργία του αποτελεί μια ξεχωριστή ανταγωνιστική εναλλακτική χρήση των διαθέσιμων υδατικών αποθεμάτων της περιοχής.

Πίνακας 3.2: Κατάσταση χορήγησης Αδειών Παραγωγής Υβριδικών Σταθμών σε ΜΔΝ

Νησί	Είδος Υβριδικού Σταθμού	Αριθμός Αδειών	Συνολική Εγγυημένη Ισχύς (MW)	Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς Α/Π (MW)
Κρήτη	Υβριδικός με συστοιχίες μπαταριών	1	30	50
Κρήτη	Υβριδικός με αντλησιοταμίευση	13	241,1	312,1
Ρόδος	Υβριδικός με αντλησιοταμίευση	3	36	48,45
Λέσβος	Υβριδικός με αντλησιοταμίευση	1	15	18,4

Πηγή: ΔΕΔΔΗΕ, 2012

Παρατηρώντας τα στοιχεία του πίνακα 2.1, μπορεί να συμπεράνει κανείς, ότι η Κρήτη διαθέτει μια πληθώρα από συμβατές τοποθεσίες, για την εγκατάσταση Υβριδικών Σταθμών, ποικίλης εγκατεστημένης και εγγυημένης ισχύος. Επίσης, μπορεί να ειπωθεί ότι είναι σημαντική η συνολική εγγυημένης ισχύς των ΥΒΣ του νησιού. Αυτή ανέρχεται στα 271,1MW, αρκετή ισχύς, ώστε να καλύψει περίπου το 35-40% της αιχμής φορτίου του νησιού, σύμφωνα με τους S. Paraefthimiou et al. (2008), η αιχμή φορτίου της Κρήτης μπορεί να ανέλθει στα 700MW). Ιδιαίτερα αυξημένη, είναι και η δηλούμενη εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών πάρκων, τα οποία φαίνεται να κυριαρχούν ως επιλογή εκμετάλλευσης ανανεώσιμης πηγής ενέργειας από τους ΥΒΣ. Για την ακρίβεια, όλοι οι Σταθμοί, ακόμη και στα άλλα νησιά με αδειοδοτήσεις, διαθέτουν δηλούμενη εγκατεστημένη αιολική ισχύ μεγαλύτερη της αντίστοιχης εγγυημένης. Σύμφωνα με τη νομοθεσία (άρθρο 30, παρ. 1γ του Κανονισμού Αδειών 2011), εφόσον χρησιμοποιείται η ισχύς αυτή για την πλήρωση των αποθηκευτικών συστημάτων, δεν εμπίπτει στους περιορισμούς, σχετικά με τη Μέγιστη Ισχύ Παραγωγής των μονάδων Α.Π.Ε.

Υπενθυμίζεται εξάλλου, ότι βασικό πλεονέκτημα της λειτουργίας ενός αντλησιοταμιευτικού ΥΒΣ, είναι η ανάκτηση της απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας. Αυτό σημαίνει δηλαδή, ότι με την προϋπόθεση ορθού σχεδιασμού, επιτυγχάνεται βέλτιστη αξιοποίηση του αιολικού

δυναμικού μιας περιοχής. Απλοϊκά, είναι σκόπιμο να ειπωθεί, ότι οι Υβριδικοί Σταθμοί, «βοηθούν» το δίκτυο να απορροφήσει το σύνολο της αιολικής ηλεκτροπαραγωγής, η οποία διαφορετικά θα απορριπτόταν, λόγω τεχνικών περιορισμών αιολικής διείσδυσης (βλ. εισαγωγή).

Στο επόμενο κεφάλαιο, περιγράφεται η περίπτωση ΥΒΣ στην Ικαρία, η οποία αποτελεί το πρώτο Ελληνικό νησί, που θα έχει την «εμπειρία», από τη λειτουργία ενός αντλησιοταμιευτικού ΥΒΣ, με παράλληλη εκμετάλλευση του διαθέσιμου αιολικού δυναμικού. Πρόκειται δηλαδή για ένα υβριδικό έργο αποτελούμενο από «αιολικές μονάδες» (ανεμογεννήτριες), υδροηλεκτρικές (υδροστρόβιλους) και αντλητικές διατάξεις.

Κεφάλαιο 4

Υβριδικό ενεργειακό έργο Ικαρίας

4.1 Ιστορικό, σκοπιμότητα έργου

Το 1998, η Διεύθυνση Υδροηλεκτρικής Παραγωγής της ΔΕΗ (τότε ΔΑΥΕ), εμπνεύστηκε την κατασκευή ενός υβριδικού ενεργειακού έργου στην Ικαρία, το οποίο θα επέτρεπε αυξημένα επίπεδα διείσδυσης του διαθέσιμου αιολικού δυναμικού. Η ΔΑΥΕ μαζί με την Αναπτυξιακή εταιρεία του Δήμου Ραχών Ικαρίας και σε συνεργασία με ευρωπαϊκές εταιρείες, πρότειναν στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή τη χρηματοδότηση της μελέτης (Παπαθανασίου, 2009). Η αδυναμία συνεργασίας των εταιρειών καθυστέρησε τη διαδικασία σχεδιασμού του έργου και τελικά, η ΔΑΥΕ/ΔΕΗ προχώρησε στο σχεδιασμό και στις μελέτες δημοπράτησης, με τη συνδρομή και του ΕΜΠ στο σχεδιασμό του ηλεκτρικού δικτύου. Το 2006 έγινε ο διαγωνισμός, κατόπιν έγκρισης της Διακήρυξης της Σύμβασης, ενώ το 2007, το έργο μεταβιβάστηκε στη ΔΕΗ Ανανεώσιμες Α.Ε., μετά την απόσχιση όλων των έργων ΑΠΕ από τη ΔΕΗ Α.Ε.. Το 2008 υπεγράφη η σύμβαση κατασκευής του, από την εταιρεία ENET Α.Ε. και το 2009 άρχισε να κατασκευάζεται. Το 2009 υποβλήθηκε αίτηση στη ΡΑΕ για μεταβίβαση της Άδειας Παραγωγής του Υβριδικού Σταθμού, με προσαρμογή του τρόπου λειτουργίας του, στο ισχύον θεσμικό πλαίσιο για τους ΥΒΣ, σύμφωνα με σχετική μελέτη του ΕΜΠ. Στη δεδομένη χρονική περίοδο, το έργο βρίσκεται σε φάση κατασκευής.

Όπως έχει ήδη αναφερθεί σε προηγούμενες ενότητες, σκοπός της υλοποίησης ενός Υβριδικού Αντλησιοταμιευτικού Σταθμού, σε ένα Μη Διασυνδεδεμένο Νησί, είναι η επίτευξη αυξημένης διείσδυσης των Α.Π.Ε., στην ηλεκτροπαραγωγή του νησιού. Συγκεκριμένα, επιδιώκεται η αποδοτικότερη εκμετάλλευση του αιολικού δυναμικού, σε συνδυασμό με την εξίσου αποτελεσματική και βιώσιμη, εκμετάλλευση του υδατικού δυναμικού σημαντικού υψομέτρου. Σχετική μελέτη του Ε.Μ.Π. (Παπαθανασίου, 2009), δείχνει ότι η λειτουργία του Υβριδικού Αντλησιοταμιευτικού Σταθμού στην Ικαρία, αναμένεται να αυξήσει την αιολική διείσδυση από 16,7%, σε 46,3% (αύξηση 29,6% υπό συνθήκες μέσου αιολικού δυναμικού, για το έτος 2012). Για ευνοϊκές συνθήκες υψηλού αιολικού δυναμικού μάλιστα, η διείσδυση των Α.Π.Ε. μπορεί να φτάσει σε επίπεδα του 50%. Παράλληλα, αναμένεται η μείωση κατανάλωσης καυσίμου και εκπομπών CO₂ κατά 20-40%.

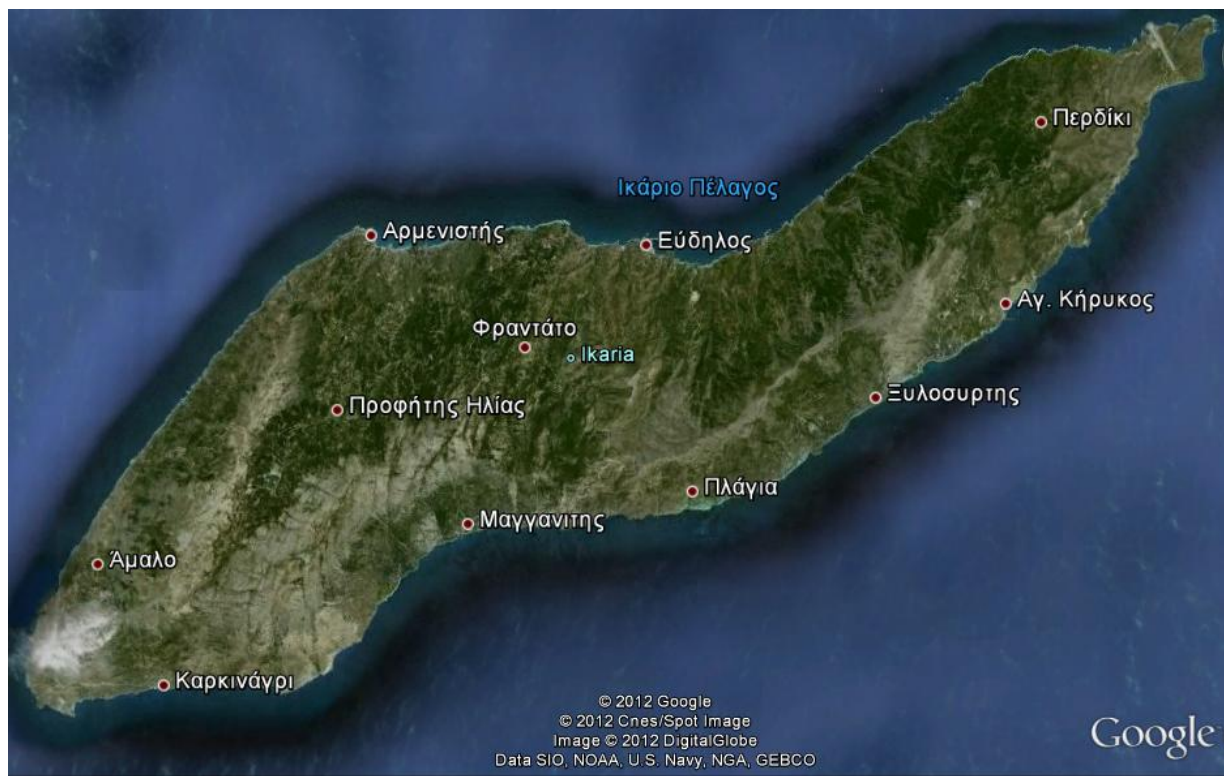
Σύμφωνα με τα στοιχεία που ανακοινώνονται στον ιστότοπο της ΔΕΗ Ανανεώσιμες (<http://www.ppcr.gr/>), το εν λόγω ενεργειακό έργο, είναι το πρώτο του είδους του στην Ευρώπη. Κατά τη ΡΑΕ (http://www.rae.gr/site/file/categories_new/about_rae/activity/demos/demo10), δεν υπάρχει ανά τον κόσμο εμπειρία, σχετικά με τη λειτουργία τέτοιων σταθμών σε απομονωμένα συστήματα. Αξιοσημείωτη όμως, είναι και η προσπάθεια υλοποίησης παρόμοιου σταθμού, στο νησί El Hierro (Κανάριοι Νήσοι), η οποία αποσκοπεί σε ακόμα μεγαλύτερη διείσδυση Α.Π.Ε. (70-80%).

4.2 Περιγραφή περιοχής

Η Ικαρία είναι νησί του ανατολικού Αιγαίου πελάγους, που μαζί με τα νησιά Φούρνοι και Θύμαινα, αποτελούν την Ελληνική Περιφερειακή Ενότητα της Ικαρίας. Η γεωγραφική της τοποθεσία είναι: 37° 35'41.42''N – 26° 09'30.88''E. Η ίδια, με έκταση 255 τετραγωνικά χιλιόμετρα και ακτογραμμή μήκους 102 χιλιόμετρα, εντάσσεται στα μεγαλύτερα νησιά του ανατολικού Αιγαίου. Το μεγαλύτερο τμήμα αυτής της έκτασης καλύπτεται από ορεινούς όγκους, ενώ παρατηρούνται αντιθέσεις στην τοπογραφία, καθώς το «πράσινο στοιχείο» εναλλάσσεται συχνά με γυμνές, απότομες βραχώδεις πλαγιές. Η οροσειρά «Αθέρας» διασχίζει τον κορμό του νησιού και ταυτόχρονα «διαχωρίζει» το βόρεια από το νότιο τμήμα της. Οι υψηλότερες κορυφές της οροσειράς ανέρχονται σε ύψος 1.037m στα ανατολικά και 957m στα δυτικά. Το ανάγλυφο του νότιου τμήματος του νησιού είναι εντονότερο από αυτό του βορείου, καθώς παρατηρούνται κλίσεις εδάφους στο πρώτο, ως και 80%, έναντι Η βλάστηση που κυριαρχεί, αποτελείται από κουμαριές, πρίνους και πευκοδάση. Η δυτική πλευρά του νησιού καλύπτεται από μακκία, ενώ η ανατολική από φρύγανα. Η οροσειρά του Αιθέρα, στο νότιο τμήμα του νησιού, καταλήγει στη θάλασσα Επίσης, η Ικαρία είναι από τα λίγα ελληνικά νησιά, τα οποία χαρακτηρίζονται από επαρκείς υδατοπτώσεις.

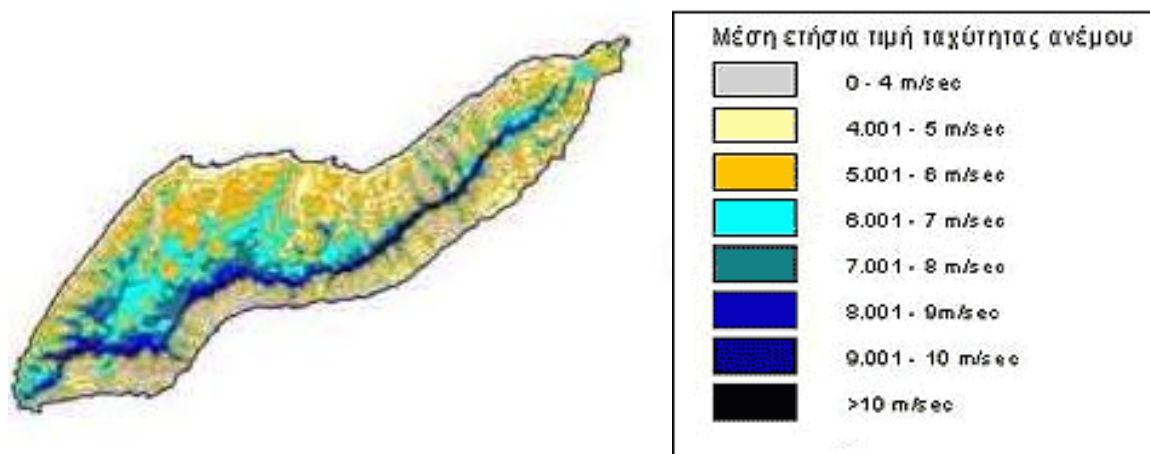
Το ορεινό τοπίο συντελεί στη δημιουργία ενός πλούσιου υδρογραφικού συστήματος, αποτελούμενο από διάφορα υδατορρεύματα (ρέμα Μύρσωνα, ρέμα Χάλαρη, ρέμα Χάρακα κ.α.). Το καθεστώς αυτό, σε συνδυασμό με το υγρό τοπικό κλίμα, διαμορφώνει μια κατάσταση υδατικής αφθονίας. Οι βροχοπτώσεις φτάνουν τα 76,2cm ετησίως, ενώ αυτές συμβαίνουν κατά κανόνα ανάμεσα στους μήνες Οκτώβριο και Μάρτιο (Περιφέρεια Βορείου Αιγαίου, 2012). Η μέση ετήσια θερμοκρασία είναι 19,37°C, ενώ σημαντικό είναι και το αιολικό δυναμικό, όπως παρουσιάζεται στην εικόνα 4.2. Οι άνεμοι μεγάλης έντασης είναι συχνοί, και ειδικά κατά μήκος της ορεινής κορυφογραμμής, ξεπερνούν τα 8m/s. Όσο αυξάνεται δηλαδή το υψόμετρο, τόσο αυξάνει και η ένταση του ανέμου. Είναι επίσης εμφανές, ότι το νότιο τμήμα του νησιού αποτελεί την υπήνεμη πλευρά του, καθώς η μέση ένταση ανέμου είναι μικρότερη, από την αντίστοιχη των υπόλοιπων περιοχών. Ο χάρτης του νησιού που παρατίθεται, υποδεικνύει τη θέση των ορεινών σχηματισμών, όπως επίσης και τη θέση των κυριότερων οικισμών.

Εικόνα 4.1: Δορυφορική απεικόνιση της νήσου Ικαρίας



Πηγή: Google Earth, 2012

Εικόνα 4.2: «Χάρτης Στοιχείων Εκμεταλλεύσιμου Αιολικού Δυναμικού»



Πηγή: Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας, 2012

Το νησί χωρίζεται σε τρεις δημοτικές ενότητες, με έδρες τον Άγιο Κύρηκο (πρωτεύουσα του νησιού), το Εύδηλο και τον Χρίστο. Ο συνολικός πληθυσμός του ανέρχεται στους 8.510 κατοίκους, κατά τα προσωρινά αποτελέσματα απογραφής του 2011 (Ελληνική Στατιστική Αρχή, 2012). Στον ιστότοπο της Ελληνικής Ορνιθολογικής Εταιρείας (<http://ornithologiki.gr>), αναφέρονται οι κύριες χρήσεις γης του νησιού, καθώς επίσης και η ποσοστιαία έκταση που κάθε μία καταλαμβάνει (πίνακας 4.1).

Πίνακας 4.1: «Χάρτης Στοιχείων Εκμεταλλεύσιμου Αιολικού Δυναμικού»

Χρήσεις γης	Ποσοστό επί της συνολικής χρήσης
Αγροτική	50%
Αλιεία/υδατοκαλλιέργειες	5%
Αχρησιμοποίητη γη	10%
Τουρισμός/αναψυχή	20%
Αστικές/βιομηχανικές/μεταφορές	5%
Διαχείριση νερών (συμπεριλαμβανομένης και της διαχείρισης λεκάνης απορροής)	10%

Πηγή: Ελληνική Ορνιθολογική Εταιρία, 2012

4.3 Υφιστάμενο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας

Σύμφωνα με την παρουσίαση του Σ. Παπαθανασίου στη ΡΑΕ, σχετικά με το *Υβριδικό Ενεργειακό Έργο Ικαρίας* (2009), το νησί καταναλώνει τυπικά, ενέργεια 33,1 GWh ετησίως, ενώ το φορτίο αιχμής είναι τα 9 MW. Διαθέσιμες μονάδες κάλυψης της ζήτησης, είναι οι 8 θερμικές συμβατικές μονάδες (μαζούτ και ντήζελ) του Τοπικού Σταθμού Παραγωγής (Τ.Σ.Π.), στον Άγιο Κήρυκο. Τα στοιχεία τους παρουσιάζονται στον ακόλουθο πίνακα.

Πίνακας 4.2: Θερμικές μονάδες Σταθμού Αγίου Κηρύκου

Α/Α	Μονάδα	Ονομαστική Ισχύς		Παραγόμενη Ισχύς (kW)	
		kVA	kW	Μέγιστη	Ελάχιστη
1	No 1	1.220	975	750	300
2	No 2	1.220	975	750	300
3	No 3	1.220	975	750	300
4	No 4	1.220	975	750	300
5	No 5	1.220	975	750	300
6	No 6	1.600	1.280	1.100	750
7	No 7	1.600	1.280	1.100	750
8	No 8	3.880	3.104	3.100	1.800
Σύνολο		13.180	10.539	9.050	4.800

Πηγή: Γερανάκη, 2009

Ενταγμένες στο Απομονωμένο Σύστημα της Ικαρίας, είναι και οι ανεμογεννήτριες των δύο αιολικών πάρκων, στην τοποθεσία «Περδίκι», βόρεια του Τ.Σ.Π.. Τα αιολικά πάρκα (Α/Π) έχουν συνολική εγκατεστημένη ισχύ 985kW και αποτελούνται από:

1. Μια ανεμογεννήτρια σύγχρονη των 600kW (ιδιοκτησία «Λάκιος») και
2. Επτά ανεμογεννήτριες ασύγχρονες των 55kW, συνολικής ισχύος $7 \times 55 = 385$ kW.

Σύμφωνα με τη Μ. Γερανάκη (2009), το δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας του νησιού είναι ακτινικό και αποτελείται από τρεις γραμμές. Αυτές αναχωρούν από Τ.Σ.Π. Αγίου Κηρύκου και είναι:

1. Γραμμή «Αγ. Κήρυκος» 15 kV (Γραμμή R210), κατά μήκος της ακτής στην πλευρά του Αγ. Κήρυκου.
2. Γραμμή «Καραβόσταμο - Εύδηλος» 15 kV (Γραμμή R220), μέχρι τον Εύδηλο, πάνω στην οποία είναι συνδεδεμένες όλες οι ανεμογεννήτριες.
3. Γραμμή «Χρυσόστομος-Καρκινάγρι» 15 kV (Γραμμή R230), η οποία τροφοδοτεί ολόκληρη την περιοχή δυτικά του Εύδηλου.

4.4 Περιγραφή του έργου

Το καλούμενο «Υβριδικό Ενεργειακό Έργο Ικαρίας» εμπλέκει τη «συνεργασία» δύο διαφορετικών μορφών Α.Π.Ε.: την αιολική και την υδροηλεκτρική.

1. Εκμετάλλευση υδροηλεκτρικής ενέργειας: Προβλέπεται η κατασκευή δύο Μικρών Υδροηλεκτρικών Σταθμών (ΜΥΗΣ) στις θέσεις «Προεσπέρα» (1,05 MW) και «Κάτω Προεσπέρα» (3,1 MW), συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 4,15 MW. Οι ΜΥΗΣ που θα είναι τοποθετημένοι σε σειρά, αντιστοιχούν στους δύο ταμιευτήρες που πρόκειται επίσης να κατασκευαστούν, κατάντη του υφιστάμενου υδατοφράκτη Πεζίου.
2. Εκμετάλλευση αιολικής ενέργειας: Ο ΥΒΣ θα διαχειρίζεται ένα αιολικό πάρκο, που θα υλοποιηθεί στην περιοχή «Στραβοκουντούρα», συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 2,7 MW.

Το αποθηκευτικό σύστημα του ΥΒΣ, εκτός από τους τρεις ταμιευτήρες (έναν υφιστάμενο και δύο υπό κατασκευή) θα διαθέτει και αντλητικό συγκρότημα, απαραίτητο για την ανακύκλωση της ενέργειας. Ο αρχικός σχεδιασμός προέβλεπε την εγκατάσταση 8 αντλιών σταθερών στροφών ονομαστικής ηλεκτρικής ισχύος 250kW (συνολικά $8 \times 250 = 2,0$ MW). Σύμφωνα με τον Σ. Παπαθανασίου (2009) (παρουσίαση στη ΡΑΕ), η συνολική ηλεκτρική ισχύς του αντλιοστασίου, θα ανέρχεται στα 3,0 MW.

Τέλος, αναγκαία είναι η κατασκευή των αγωγών σύνδεσης των εν σειρά ταμιευτήρων. Μέσα απ' αυτούς, θα διέρχονται τα υπερχειλίζοντα ύδατα, ενώ μέσω άλλων καταθλιπτικών αγωγών, θα αντλούνται προς τον ανάντη ταμιευτήρα τα ύδατα προς «αποταμίευση»/αποθήκευση. Συμπληρωματικά έργα, αποτελούν όλα εκείνα, που αφορούν στην αναβάθμιση του υπάρχοντος δικτύου ΔΕΗ και την ανάπτυξη νέου δικτύου μεταφοράς. Όλες

οι μονάδες του έργου, μαζί με τις επιμέρους βασικές διατάξεις, απεικονίζονται στο σχεδιάγραμμα της εικόνας 4.3. Στο ίδιο σχέδιο, υποδεικνύεται και η προτεινόμενη διασύνδεση του Υβριδικού Σταθμού με τον Σταθμό των συμβατικών μονάδων παραγωγής και τα υφιστάμενα αιολικά πάρκα (Παπαευθυμίου κ.α., 2009).

Η εικόνα 4.4, δίνει μια 3D προσεγγιστική απεικόνιση της διάταξης των μονάδων στην περιοχή, σύμφωνα με τις σχετικές περιγραφές από τη βιβλιογραφία. Παρακάτω, παρουσιάζονται συνοπτικά, τα κύρια γνωρίσματα των επιμέρους έργων του Υβριδικού Σταθμού. Τα στοιχεία προέρχονται από το τεύχος «*Αρχές διαχείρισης Υβριδικών Σταθμών: Εφαρμογή στο Σύστημα της Ικαρίας*» (Παπαευθυμίου κ.α., 2009). Προαναφέρεται, ότι οι τιμές των σχετικών μεγεθών, μπορεί να διαφέρουν από τις πραγματικές ή αυτές που αντιστοιχούν στον παρόντα σχεδιασμό.

Ταμιευτήρας Πεζίου

Πρόκειται για τον υφιστάμενο υδατοφράκτη, ο οποίος δέχεται τη μέση ετήσια απορροή των 2,6 εκατομμυρίων m^3 νερού ετησίως, από την αντίστοιχη λεκάνη έκτασης 10 km^3 (Προσωπική Ιστοσελίδα Ηλία Γιαννίρη, 2012). Τα νερά του ταμιευτήρα ως τώρα χρησιμοποιούνται για κάλυψη αναγκών ύδρευσης και άρδευσης. Ο συνολικός όγκος είναι περί τα 910.000 m^3 .

ΥΗΣ Προεσπέρας

Αποτελείται από έναν υδροστρόβιλο τύπου Pelton, ισχύος 1,05 MW. Ο σταθμός θα αξιοποιεί μόνο την περίσσεια νερών του ταμιευτήρα Πεζίου, με προτεραιότητα στην ανταπόκριση των αναγκών ύδρευσης, άρδευσης και οικολογικής παροχής (Παπαευθυμίου κ.α., 2009).

Ταμιευτήρας Προεσπέρας

Είναι ουσιαστικά ο «Άνω ταμιευτήρας» του έργου, ο οποίος αποθηκεύει την παραγόμενη ενέργεια από Α.Π.Ε. (αιολικό πάρκο), σε μορφή υδροδυναμικής. Ο συνολικός όγκος θα είναι περί τα 93.600 m^3 , ενώ ο ωφέλιμος γύρω στα 80.000 m^3 .

ΥΗΣ Κάτω Προεσπέρας

Αποτελείται από δύο υδροστρόβιλους τύπου Pelton, ισχύος 2x1,55 MW. Οι υδροστρόβιλοι θα δέχονται την παροχή περίσσειας του ταμιευτήρα Πεζίου (η οποία θα έχει ήδη «προσφέρει» στον ΥΗΣ Προεσπέρας, λόγω της σύνδεσης σε σειρά των ταμιευτήρων), αλλά και την παροχή που προέρχεται από αντλησιοταμίευση (δηλαδή νερό αντλούμενο από τον κάτω ταμιευτήρα).

Ταμιευτήρας Κάτω Προεσπέρας

Πρόκειται για τον «Κάτω ταμιευτήρα» του συστήματος της αντλησιοταμίευσης, με συνολικό όγκο γύρω στα 91.300 m^3 και ωφέλιμο περίπου 80.000 m^3 (όμοια με τον άνω ταμιευτήρα).

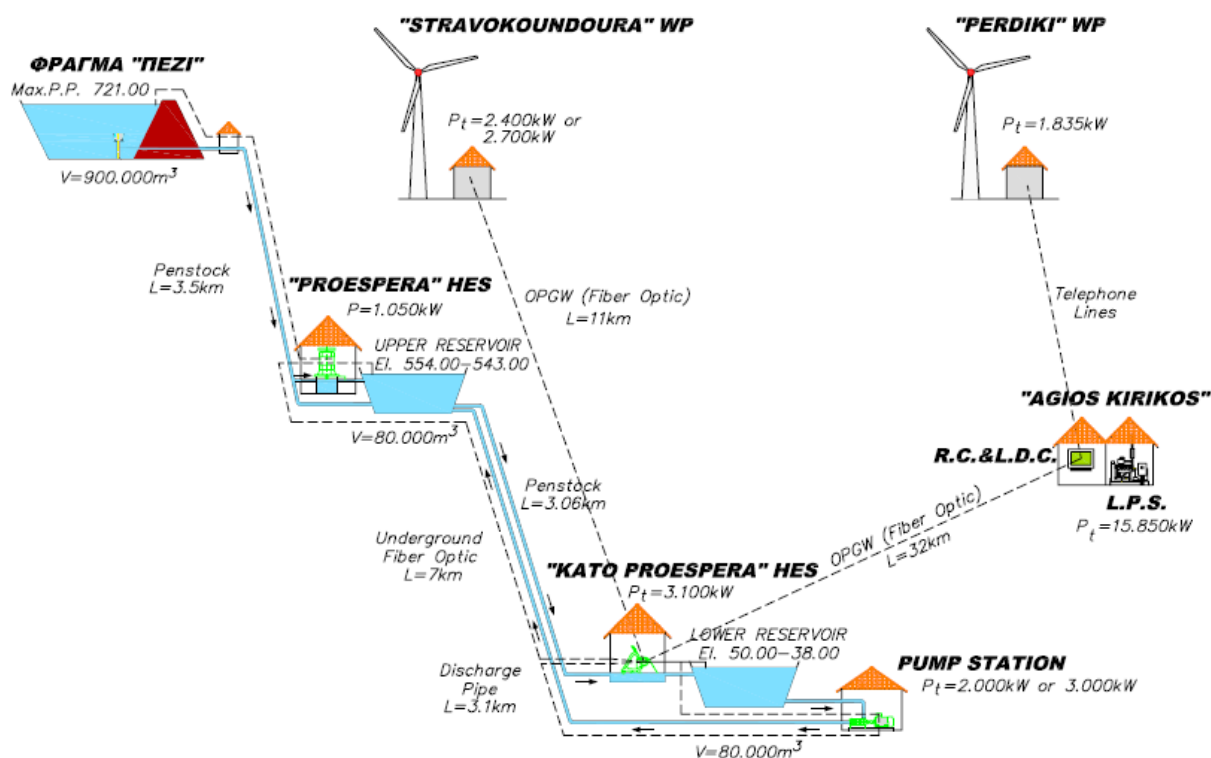
Αντλιοστάσιο Κάτω Προεσπέρας

Σύμφωνα με την πιο πρόσφατη διαθέσιμη βιβλιογραφία, θα εγκατασταθούν 12 αντλίες ηλεκτρικής ισχύος 12x250 kW.

Αιολικό Πάρκο

Το αιολικό πάρκο του Υβριδικού Σταθμού, θα είναι εγκατεστημένο σχετικά κοντά σ' αυτόν, όπως φαίνεται και στην εικόνα 4.4. Θα αποτελείται από 3 ανεμογεννήτριες των 900 kW η κάθε μία. Άρα η συνολική εγκατεστημένη ισχύς Α/Π ισούται με 2,7 MW.

Εικόνα 4.3: Εσωτερική διαμόρφωση του Υβριδικού Αντλιοσταμειυτικού Σταθμού της Ικαρίας



Πηγή: Σ. Παπαευθυμίου κ.α., 2009

Σημειώνεται, ότι τα 1.835 kW της αιολικής παραγωγής στην παραπάνω σχηματική απεικόνιση, προκύπτουν από το άθροισμα της υφιστάμενης εγκατεστημένης ισχύος (985 kW) και της αδειοδοτημένης. Επίσης, η υποφαινόμενη εγκατεστημένη συμβατική ισχύς των 15.850 kW, αναφέρεται στη μελλοντική κατάσταση λειτουργίας του συστήματος, και διαφοροποιείται από την τιμή του πίνακα 4.2 (10.539 kW). Στην επόμενη ενότητα, ακολουθεί η περιγραφή του τρόπου λειτουργίας του μελλοντικού Συστήματος του νησιού. Θα γίνει αναφορά επίσης, στη διαφοροποίηση του μελλοντικού δικτύου διανομής, καθώς και στα νέα έργα Α.Π.Ε. που έχουν αδειοδοτηθεί, και αναμένεται να ενταχθούν στο νέο, σύνθετο καθεστώς ηλεκτροπαραγωγής της Ικαρίας.

Εικόνα 4.4: Βασικές μονάδες του Υβριδικού Αντλιοσταμειωτικού Σταθμού της Ικαρίας



Πηγή: Google Earth, επεξεργασία της εικόνας, με βάση τις περιγραφές στη βιβλιογραφία και χάρτη της ΡΑΕ (Geo Platform, <http://www.rae.gr/geo/>)

4.5 Λειτουργία του μελλοντικού συστήματος

Το μελλοντικό Σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας που αναμένεται να διαμορφωθεί στο νησί, θα αποτελείται από τους παρακάτω σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής (Παπαευθυμίου κ.α., 2009):

1. Τοπικός Σταθμός Παραγωγής Αγίου Κηρύκου ισχύος 15.850 kW
2. Υβριδικός Αντλιοσταμειωτικός Σταθμός, εγκατεστημένης ισχύος (αιολικά και υδροηλεκτρικά) $2,7+3,1+1,05=6,85$ MW, εγγυημένης ισχύος 3,8 MW (Παπαθανασίου, Μπουλαξής, 2011).
3. Αιολικά πάρκα εκτός του ΥΒΣ συνολικής ισχύος 1.835 kW (ανεμογεννήτρια «Λάκιος» των 600 kW, ανεμογεννήτρια «Αιγαιοηλεκτρική» των 850 kW, αιολικό πάρκο στο «Περδίκι», ισχύος 385 kW).
4. Φωτοβολταϊκοί Σταθμοί συνολικής ισχύος 1.040 kW.

Οι μελλοντικές γραμμές διασύνδεσης των διαφόρων σταθμών παραγωγής του νησιού, περιγράφονται ως εξής από τη Μ. Γερανάκη (2009):

1. Γραμμή 20 kV «Αγ. Κήρυκος – Κάτω Προεσπέρα» Νο1 (Γραμμή R240)
2. Γραμμή 20 kV «Αγ. Κήρυκος – Κάτω Προεσπέρα» Νο2 (Γραμμή R250)
3. Γραμμή 20 kV «Κάτω Προεσπέρα – Προεσπέρα»

4. Γραμμή 20 kV «Κάτω Προεσπέρα –Αιολικό Πάρκο Στραβοκουνδούρων»

Το δίκτυο διανομής του νησιού, προβλέπεται να περιλαμβάνει πέντε γραμμές, έναντι τριών που διαθέτει το υφιστάμενο και αναφέρθηκαν στην προηγούμενη ενότητα. Οι νέες γραμμές είναι (Γερανάκη, 2009):

1. Γραμμή 15 kV «Άγιος Κήρυκος» (Γραμμή R210), κατά μήκος της ακτής του Άγιου Κήρυκου.
2. Γραμμή 15 kV «Καραβόσταμο-Εύδηλος» (Γραμμή R220) έως τον Εύδηλο, στην οποία πάνω θα συνδεθούν όλες οι υπάρχουσες ανεμογεννήτριες.
3. Γραμμή 15 kV «Χρυσόστομος-Φραδάτο» (Γραμμή R230), η οποία θα τροφοδοτεί τις περιοχές του Χρυσόστομου, το Φραδάτο και τον Ακάματο συν τον Εύδηλο.
4. Γραμμή 15 kV «Κάτω Προεσπέρα-Γιαλισκάρι-Εύδηλος» (Γραμμή R260), η οποία θα τροφοδοτεί τις περιοχές του Αρμενιστή, το Γιαλισκάρι έως τον Εύδηλο.
5. Γραμμή 15 kV «Προεσπέρα-Χρίστος-Καρκινάγρι» (Γραμμή R270), η οποία θα τροφοδοτεί την περιοχή από τον Χρίστο έως το Καρκινάγρι.

Ο τρόπος ένταξης των επιμέρους μονάδων στο νησί, διέπεται από το ισχύον θεσμικό πλαίσιο, το οποίο διαμορφώνεται σύμφωνα με υποδείξεις της ΡΑΕ. Ο Κώδικας Διαχείρισης Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, ο οποίος περιγράφηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο ως πρόταση της ΔΕΗ στη ΡΑΕ, υποδεικνύει τις βασικές γενικές οδηγίες, για τη διαχειριστική πολιτική ενός του Συστήματος ενός ΜΔΝ. Η Ικαρία, ως ένα Μη Διασυνδεδεμένο Νησί, αναμένεται να καλύψει τις ανάγκες σε ηλεκτρική ενέργεια, με γνώμονα τις σχετικές οδηγίες.

Η προτεινόμενη πολιτική λειτουργίας του Συστήματος της Ικαρίας έχει παρουσιαστεί ήδη στο παρελθόν, από εμπλεκόμενους μελετητές (Παπαευθυμίου κ.α., 2009). Αν και δεν κρίνεται σκόπιμη η αναλυτική παρουσίαση του προγράμματος διαχείρισης σε καθημερινή βάση, είναι σημαντικό να γίνει μια περιληπτική περιγραφή των βασικών αρχών.

Κεντρικός στόχος της λειτουργίας του Υβριδικού Ενεργειακού Έργου, είναι η κάλυψη των αιχμιακών φορτίων. Γενικά άλλωστε, λόγω τεχνικοοικονομικών παραγόντων, αποτελεί συνηθισμένη πρακτική, η έγχυση ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. σε ένα Σύστημα, για την κάλυψη των φορτίων αιχμής, παρά των φορτίων βάσης. Για να πετύχει τον παραπάνω στόχο ο Σταθμός, διαθέτοντας μόνο μονάδες ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε., θα πρέπει να είναι σε θέση, να προσαρμόζει την προσφορά ενέργειας, στη ζήτηση του νησιού.

Σε αυτό ακριβώς το σημείο, είναι που υπεισέρχεται η συμβολή της μεθόδου της αντλησιοταμίευσης, η οποία είναι διπλή:

1. Η τεχνική αυτή, επιτρέπει στο Διαχειριστή του ΥΒΣ να αποθηκεύει την παραγόμενη από τις Α.Π.Ε. ενέργεια, υπό τη μορφή δυναμικής ενέργειας του νερού, αντλώντας το τελευταίο σε υπερυψωμένο ταμιευτήρα. Η ανάκτηση της ενέργειας, επιτυγχάνεται με ελεγχόμενο τρόπο, κατ' απαίτηση του Διαχειριστή του ΥΒΣ, μέσω υδροηλεκτρικών μονάδων (υδροστροβίλους). Στην προκειμένη περίπτωση, η ανάκτηση αυτή θα

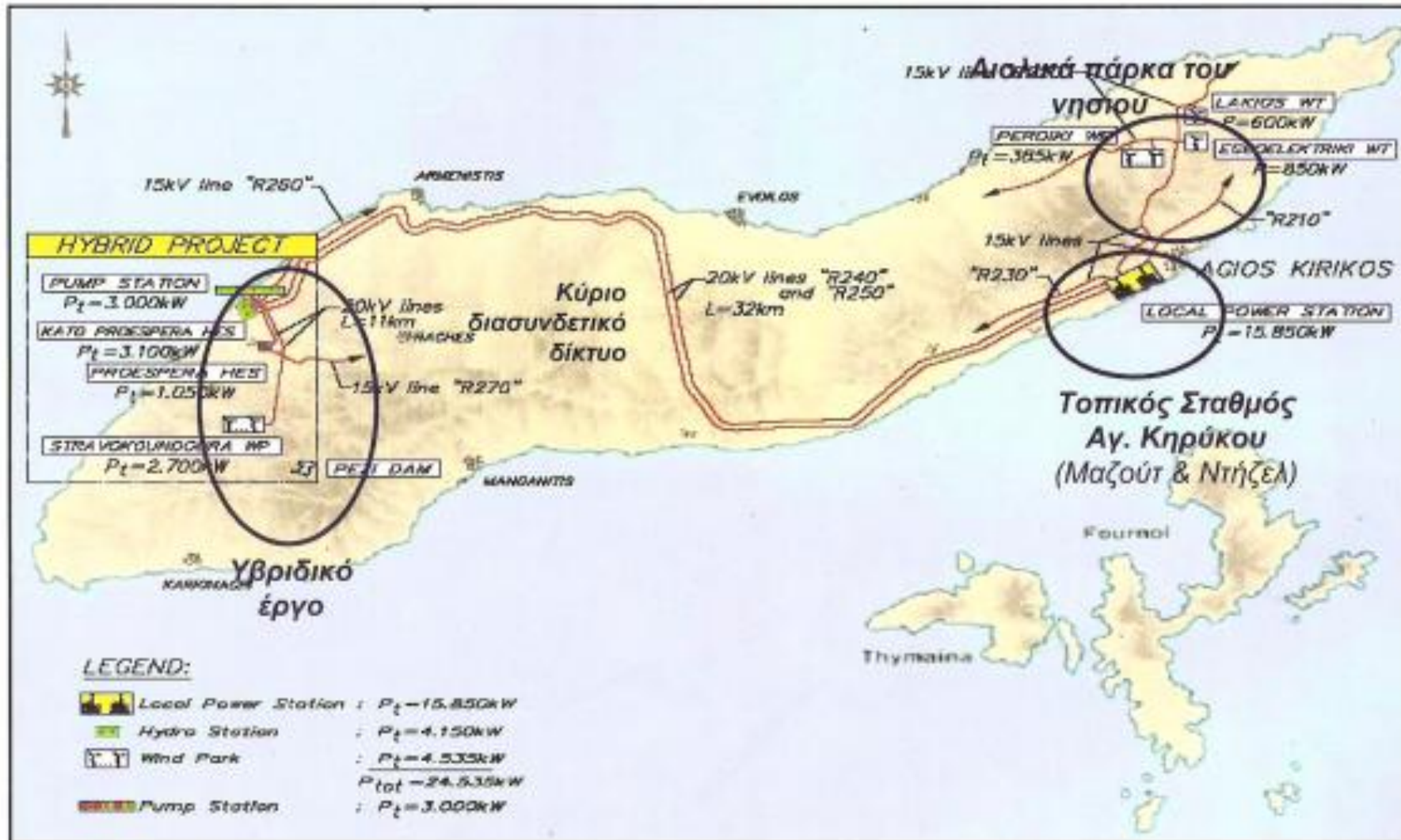
γίνεται κατά τις ώρες αιχμής φορτίου (μεσημέρι, απόγευμα). Τα ποσά της ανακτώμενης ενέργειας από Α.Π.Ε. διαφέρουν, ανάλογα με τη δυναμικότητα των αντίστοιχων μονάδων του ΥΒΣ.

2. Η αντλησιοταμίευση, συντελεί στην οικονομικότερη λειτουργία του Συστήματος. Οι αντλητικές διατάξεις του ΥΒΣ, θα συνδέονται σύμφωνα με το σχεδιασμό, με το Σταθμό συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής του νησιού. Αυτό σημαίνει, ότι θα παρέχεται η δυνατότητα απορρόφησης ενέργειας του ΥΒΣ από το δίκτυο, προκειμένου να την αποθηκεύσει και να την αποδώσει, όταν του ζητηθεί από τον Διαχειριστή του Συστήματος. Το κέρδος, έγκειται στο γεγονός, ότι η ενέργεια από θερμικές μονάδες του νησιού, που καταναλώνεται για την αντλησιοταμίευση σε περιόδους χαμηλής ζήτησης (νυχτερινές ώρες), είναι «φθηνότερη» από την ισόποση ομοίως παραγόμενη ενέργεια, για την κάλυψη των αιχμών της ζήτησης. Για να αποφευχθεί όμως η εκτεταμένη απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο, η συγκεκριμένη αιτιολογία λειτουργίας της αντλησιοταμίευσης προβλέπεται μόνο, σε περιπτώσεις όπου δεν επαρκεί ο όγκος του αποθηκευμένου νερού, για την κάλυψη ποσοστού της ζήτησης που έχει δικαίωμα να ζητήσει ο Διαχειριστής του Συστήματος της Ικαρίας.

Η ικανότητα του Σταθμού να καλύψει της ανάγκες αιχμής της Ικαρίας, εξαρτάται από το μέγεθος της εγγυημένης του ισχύος, για την οποία θα αποζημιώνεται σε ετήσια βάση. Η παραγόμενη όμως ενέργεια από τις ανεμογεννήτριες του Σταθμού, υπόκειται στους περιορισμούς της στοχαστικότητας του αιολικού δυναμικού. Γι αυτό, προτιμάται η απόδοση της ενέργειάς τους στις αντλίες του Σταθμού για αποθήκευση, παρά η απευθείας έγχυση στο δίκτυο του νησιού.

Παραπάνω, περιγράφηκε η κεντρική ιδέα της λειτουργίας του Υβριδικού Ενεργειακού Έργου της Ικαρίας. Είναι ευνόητο, ότι η ακριβής λειτουργία του μελλοντικού σύνθετου Συστήματος, απαιτεί αρκετά λεπτομερείς οδηγίες. Οι αρχές της πολιτικής διαχείρισής του, περιγράφονται σε σχετικό τεύχος αναλυτικότερα (Παπαευθυμίου, κ.α., 2009). Για διευκόλυνση της κατανόησης του μελλοντικού ενεργειακού κατεστημένου στο νησί της Ικαρίας, παρατίθεται η εικόνα 4.5. Αυτή αποτελεί αντίγραφο της εικόνας, που βρίσκεται στην παρουσίαση του Σ. Παπαθανασίου στη ΡΑΕ (2009). Θεωρήθηκε σκόπιμη η «απευθείας» παράθεσή της, ώστε να αποδοθεί πλήρως και με ακρίβεια, η γεωγραφική αναπαράσταση των εν λόγω έργων.

Εικόνα 4.5: Μελλοντική διαμόρφωση του ενεργειακού Συστήματος της Ικαρία



Πηγή: Παπαθανασίου, 2009. Υβριδικό Ενεργειακό έργο Ικαρίας. Παρουσίαση στη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (Δεκέμβριος 2009)

Κεφάλαιο 5

Θεωρία ανάλυσης κόστους - οφέλους

5.1 Εισαγωγή στην ανάλυση κόστους-οφέλους

Η **ανάλυση κόστους-οφέλους** (Cost-Benefit Analysis, CBA) είναι ένα σύνολο εργαλείων, ικανό να ανταποκριθεί στις απαιτήσεις μιας προσπάθειας οικονομικής αξιολόγησης και εκτίμησης βιωσιμότητας μιας επένδυσης και να καθοδηγήσει τους εμπλεκόμενους στις πιο συμφέρουσες και αποδοτικές αποφάσεις (Snell,1997). Το εν λόγω σύστημα εργαλείων είναι σε θέση, να αναδείξει τις προσφορότερες και αποτελεσματικότερες επιλογές διαχείρισης της ζήτησης και προσφοράς ενός οικονομικού ή και περιβαλλοντικού αγαθού-προϊόντος.

Στα πλαίσια ενός επενδυτικού ή «επιχειρηματικού» προβλήματος, η ανάλυση κόστους-οφέλους διενεργείται στο αρχικό στάδιο σχεδιασμού. Τα συμπεράσματα της ανάλυσης δίνουν στους ενδιαφερόμενους (επενδυτές κ.α.), εκείνες τις πληροφορίες που απαιτούνται, ώστε να μπορούν οι ίδιοι να αποφανθούν για την αξία της εξεταζόμενης στρατηγικής επιλογής. Είτε εξετάζεται μια μεμονωμένη επιλογή, είτε συγκρίνονται διάφορες εναλλακτικές λύσεις, σε κάθε περίπτωση, η επακόλουθη λήψη αποφάσεων στηρίζεται και καθοδηγείται από τα συμπεράσματα της εν λόγω διαδικασίας.

Για να αναπτυχθεί λεπτομερέστερα η θεωρία της ανάλυσης κόστους-οφέλους και για να γίνει κατανοητή η λειτουργία, οι δομές, ο σκοπός και η σημασία της στη φάση σχεδιασμού ενός εγχειρήματος, είναι αναγκαίο να αναπτυχθούν ορισμένοι βασικοί όροι που περιγράφουν το πλαίσιο στο οποίο αυτή εφαρμόζεται. Οι έννοιες αυτές σχετίζονται με τη θεωρία της «Αξίας του χρήματος» και χαρακτηρίζονται θεμελιώδεις ως προς την σημασία τους για τη χρηματοοικονομική θεωρία.

5.2 Ορολογία

Χρηματορροές επιχείρησης

Οι χρηματορροές μιας επιχείρησης καλούνται όλες οι σειρές χρηματικών ποσών, που εισρέουν ή εκρέουν από αυτή, ως αποτέλεσμα των επιχειρηματικών της δραστηριοτήτων (Ευθύμογλου, 2009). Οι θετικές χρηματορροές ή αλλιώς εισροές, αποτελούνται από τις

εισπράξεις μετρητών από την επιχείρηση. Αντίθετα, οι πληρωμές στις οποίες προβαίνει αυτή, αποτελούν τις χρηματικές εκροές ή αρνητικές χρηματοροές.

Χρηματοδοτικές αγορές

Πρόκειται για το σύνολο των χρηματοοικονομικών συναλλαγών με την πραγμάτωση των οποίων δημιουργούνται χρηματικά περιουσιακά στοιχεία και αντίστοιχες υποχρεώσεις. Οι χρηματικοί πόροι προσφέρονται από τις πλεονασματικές επιχειρήσεις, των οποίων οι αποταμιεύσεις υπερβαίνουν τις επενδύσεις. Σύμφωνα και με τον Π. Ευθύμογλου (2009), «η μεταβίβαση κεφαλαίων δημιουργεί ένα χρηματικό περιουσιακό στοιχείο για την επιχείρηση και μια χρηματική υποχρέωση για την ελλειμματική επιχείρηση». Η δεύτερη αντιπροσωπεύει τον ιδιοκτήτη ενός πραγματικού περιουσιακού στοιχείου (κεφάλαιο για επένδυση), το οποίο απέκτησε με τον όρο της χρηματικής υποχρέωσης.

Χρηματοπιστωτικοί οργανισμοί

Οι χρηματοδοτικές αγορές πραγματοποιούνται είτε απευθείας μεταξύ μιας ελλειμματικής και μιας πλεονασματικής επιχείρησης, είτε με τη συμβολή ενός χρηματοδοτικού μεσολαβητή. Στο ρόλο ενός τέτοιου μεσολαβητή μπορεί να είναι μια εμπορική τράπεζα, ένα ταμιευτήριο, κ.λπ. Ο χρηματοπιστωτικός οργανισμός που μεσολαβεί σε μια αγορά, μπορεί να αγοράζει και να μεταπουλά στην επιχείρηση-δανειστή (ή επενδυτές) χρεόγραφα της ελλειμματικής επιχείρησης (δανειζόμενου). Επίσης μπορεί να δημιουργεί και ο ίδιος ο μεσολαβητής χρηματικά περιουσιακά στοιχεία, χρησιμοποιώντας τις καταθέσεις των επενδυτών-δανειστών.

Χρηματοδοτικά μέσα

Είναι τα μέσα με τα οποία πραγματοποιούνται και λειτουργούν οι χρηματοδοτικές αγορές. Ως βραχυπρόθεσμα χρηματοδοτικά μέσα θεωρούνται οι τραπεζικές πιστώσεις, τα δάνεια προτιμησιακού επιτοκίου, οι επιταγές κ.α., τα οποία παρέχονται από τις διάφορες χρηματοδοτικές εταιρίες (εμπορικές τράπεζες). Ως μακροπρόθεσμα, αναφέρονται (Ευθύμογλου, 2009) τα μακροπρόθεσμα δάνεια, τα ενυπόθηκα δάνεια (στεγαστικά) κ.λπ., τα οποία «προσφέρονται από τράπεζες επενδύσεων, από κτηματικές ή στεγαστικές τράπεζες, από το κράτος και από μεγάλες επιχειρήσεις διαμέσου ενός χρηματοδοτικού μεσολαβητή».

Τόκος

Ο τόκος αποτελεί μια αμοιβή που καταβάλλει ο δανειζόμενος στο δανειστή (επιχειρήσεις ή άτομα και ομάδες ατόμων), ως αποζημίωση για τη χρήση των δανειακών κεφαλαίων. Η αποζημίωση αυτή αναφέρεται στον «κίνδυνο» του δανειστή για την αρχική χρηματική απώλεια και στο κόστος ευκαιρίας κεφαλαίου, που θα μπορούσε να επενδυθεί από τον ίδιο με εναλλακτικούς τρόπους.

Επιτόκιο

Ο τόκος υπολογίζεται σε ποσοστό του δανειακού κεφαλαίου. Όταν αυτό το ποσοστό αναφέρεται στην πληρωμή του αντίστοιχου τόκου, στο τέλος μιας συγκεκριμένης περιόδου (μήνα ή έτος), τότε ονομάζεται επιτόκιο. Υπάρχουν πολλών ειδών επιτόκια, των οποίων η χρήση εξυπηρετεί σε κάθε περίπτωση τις ανάγκες των εκάστοτε χρηματικών συναλλαγών. Πολλές φορές εκφράζουν τη συνισταμένη άλλων επιμέρους επιτοκίων, με αποτέλεσμα να υπολογίζεται ο καταβαλλόμενος τόκος, υπό την επίδραση διάφορων αγοραίων ή κοινωνικών-περιβαλλοντικών παραγόντων. Οι συνθήκες αγοράς επηρεάζουν το εύρος που κυμαίνονται οι τιμές των επιτοκίων, ενώ η ρύθμισή τους εξαρτάται από σχετικές αποφάσεις των κεντρικών τραπεζών.

Παρούσα αξία και επιτόκιο αναγωγής (present value, discount rate)

Ο συγκεκριμένος όρος αναφέρεται στην αξία, που έχει σε μια συγκεκριμένη περίοδο ή στιγμή (συνήθως στο θεωρούμενο παρόν), μία μελλοντική χρηματοροή. Η αναγωγή της μελλοντικής αξίας σε παρούσα, επιτυγχάνεται με τη βοήθεια του επιτοκίου αναγωγής. Στην περίπτωση μιας επιχείρησης, η παρούσα αξία μελλοντικών εισπράξεων ή χρηματικών υποχρεώσεων, υπολογίζεται με τη χρήση του «επιτοκίου απόδοσης» ή «προεξόφλησης». Γενικά, ο καθορισμός της τιμής του εξαρτάται από τον σκοπό της ανάλυσης και μπορεί να βασιστεί στις αποδόσεις άλλων εναλλακτικών επενδύσεων ή στο κόστος δανεισμού κεφαλαίου (επιτόκιο δανεισμού) ή στην περίπτωση δημοσίων φορέων, στις απαιτήσεις του κράτους (Γιαννακίδης, 2012).

Συνήθης περίπτωση υπολογισμού Π.Α. είναι αυτή, κατά την οποία επιδιώκεται ο υπολογισμός της Καθαρής Παρούσας Αξίας (Κ.Π.Α.) μιας επιχειρηματικής επένδυσης. Το μέγεθος αυτό, που αποτελεί και δείκτη-κριτήριο μιας ανάλυσης κόστους-οφέλους, εκφράζει το συνολικό όφελος που μπορεί να αποκτηθεί σε ένα συγκεκριμένο διάστημα μελέτης από μια επένδυση, αφού αφαιρεθεί από αυτό το συνολικό κόστος, που θα έχει δαπανηθεί, μέχρι τη λήξη του διαστήματος αυτού. Το επιτόκιο αναγωγής που χρησιμοποιείται για τον προσδιορισμό της Κ.Π.Α., απεικονίζει το ελάχιστο αποδεκτό επιτόκιο απόδοσης ενός έργου, το οποίο έχει κίνδυνο περίπου ίσο, με αυτόν που αντιμετωπίζει η επιχείρηση στο σύνολό της (Ευθύμογλου, 2009). Είναι δηλαδή το κόστος ευκαιρίας των κεφαλαίων μιας επιχείρησης που πρόκειται να επενδυθούν σε ένα έργο. «Στην περίπτωση που η επιχείρηση δεν αντιμετωπίζει οποιονδήποτε περιορισμό στο μακροπρόθεσμο επενδυτικό της πρόγραμμα, το κόστος κεφαλαίου της επιχείρησης αποτελεί το κατ' ελάχιστο επιτόκιο απόδοσης από το έργο» (Ευθύμογλου, 2009).

Στο πλαίσιο της οικονομικής του περιβάλλοντος, χρησιμοποιείται ο όρος «προεξοφλητικό επιτόκιο», για να περιγράψει την πραγματική μεταβολή της αξίας μελλοντικών χρηματοροών, σχετικών με έργα αναβάθμισης του περιβάλλοντος ή αποδοτικότερης

εκμετάλλευσής του, όπως την αντιλαμβάνεται ένα άτομο ή μια ομάδα ατόμων, λαμβάνοντας υπόψη διάφορους κοινωνικοοικονομικούς, πολιτικούς και άλλους παράγοντες (Λατινόπουλος, 2011).

Χρονικός ορίζοντας έργου

Πρόκειται για τον οικονομικό χρόνο ζωής του έργου και θεωρείται ότι διαρκεί, για όσο προβλέπεται η πραγματοποίηση χρηματορροών. Είναι δυνατό να υπάρχουν χρηματορροές και μετά την πάροδο του συγκεκριμένου διαστήματος, αλλά να μη θεωρούνται από τους ενδιαφερόμενους ή τους μελετητές ως σημαντικές, για την αξιολόγηση της βιωσιμότητας μιας επένδυσης. Όταν λόγου χάρη είναι δύσκολο να εκτιμηθεί σε ποιο σημείο του κύκλου ζωής ενός έργου, θα διακοπούν οι χρηματικές εισροές και κόστη, τότε είναι αναγκαία η εισαγωγή του κριτηρίου της «σημαντικότητας» της παρούσας αξίας αυτών των μεγεθών. Αυτό σημαίνει, ότι όταν τα συγκεκριμένα μεγέθη εμφανίζονται σε μια απόμακρη χρονικά στιγμή ή περίοδο, τότε η τιμή της παρούσας αξίας τους γίνεται σημαντικά μικρότερη της αρχικής μελλοντικής τους. Το «πόσο απόμακρη» είναι αυτή η περίοδος και το «πόσο μικρότερη» καθίσταται η παρούσα αξία τους, εξαρτάται από τις εκάστοτε επιλογές του προεξοφλητικού επιτοκίου, τις χρηματικές τιμές των σχετικών μεγεθών και το κατώτατο αριθμητικό όριο, στο οποίο χαρακτηρίζεται ως «αμελητέα» μια χρηματική αξία και που ορίζεται από τους μελετητές-εκπονούστες.

Δανεισμός και επιτόκιο δανεισμού

Μια επιχείρηση μπορεί να αντλεί κεφάλαια συνήθως από διάφορες ξένες και ίδιες πηγές χρηματοδότησης. Αυτό σημαίνει ότι η επιχείρηση μπορεί να επιλέξει την κεφαλαιακή της δομή από ένα σύνολο εναλλακτικών δυνατοτήτων χρηματοδότησής της με μακροπρόθεσμα κεφάλαια (Ευθύμογλου, 2009). Οποιαδήποτε επένδυση, μπορεί να βασίζεται σε κοινά μετοχικά κεφάλαια και σε δανειακά κεφάλαια. Τα δεύτερα, προέρχονται συνήθως από τραπεζικό δανεισμό.

Οι τράπεζες στην Ελλάδα μπορούν να παρέχουν δύο «ειδών» δάνεια: τα δάνεια Κεφαλαίου Κίνησης και τα Μακροπρόθεσμα δάνεια. Τα πρώτα αποσκοπούν στη βελτίωση της ρευστότητας των επιχειρήσεων, ενώ τα άλλα, όπως δηλώνει και το όνομά τους, έχουν μεγάλη διάρκεια και προσφέρονται σε περιπτώσεις χρηματοδότησης της επαγγελματικής στέγης και του εξοπλισμού. Γενικά, δάνεια με σχετικά μεγάλη διάρκεια, τοκίζονται με σχετικά χαμηλά επιτόκια. Το επιτόκιο δανεισμού μπορεί να είναι σταθερό ή κυμαινόμενο. Σε κάθε περίπτωση όμως διαμορφώνεται πάνω στο αρχικό βασικό επιτόκιο:

- Το σταθερό επιτόκιο παραμένει ίδιο για μια συγκεκριμένη περίοδο, η οποία μπορεί να είναι και η περίοδος του δανείου.
- Το κυμαινόμενο επιτόκιο μεταβάλλεται στη διάρκεια του δανείου, και το δικαίωμα αλλαγής της τιμής του ανήκει στο δανειστή.

Χρεολύσιο

Σε κάθε δανειακή σύμβαση, ορίζεται το αρχικό ποσό που λαμβάνει ο δανειζόμενος (φυσικό πρόσωπο ή εταιρία), το επιτόκιο (βασικό, σταθερό ή κυμαινόμενο) και η περίοδος αποπληρωμής. Με την καταβολή όμως μόνο των τόκων, καθ' όλη τη διάρκεια του δανείου, ο δανειστής λαμβάνει μόνο την αποζημίωση για το αναλαμβανόμενο ρίσκο, όπως έχει περιγραφεί αυτό σε προηγούμενη παράγραφο. Προκειμένου να ανακτήσει ο ίδιος το αρχικό κεφάλαιο δανεισμού, πρέπει να λαμβάνει σε κάθε δόση καταβολής κάποιο ποσό. Έτσι, στο τέλος της περιόδου αποπληρωμής θα έχει συγκεντρώσει θεωρητικά χρηματικό ποσό ίσο, με το άθροισμα του αρχικού κεφαλαίου δανεισμού και των τόκων. Το ποσό που προστίθεται στους μηνιαίους ή ετήσιους τόκους, ώστε να διαμορφωθεί η σταθερή δόση, ονομάζεται χρεολύσιο. Το εν λόγω άθροισμα ονομάζεται και τοκοχρεολύσιο.

Το ύψος των τόκων και χρεολυσίων καθορίζεται από το μέγεθος του δανείου, το επιτόκιο δανεισμού και τη διάρκεια του δανείου. Στις περισσότερες περιπτώσεις, ο τόκος υπολογίζεται σε κάθε διάστημα μεταξύ των δόσεων αποπληρωμής (μήνας ή χρόνος), επί του μη αποπληρωθέντος κεφαλαίου. Κάθε φορά δηλαδή, τοκίζεται διαφορετικό ποσό, το οποίο αντιστοιχεί στο απομένον κεφάλαιο, μετά την αφαίρεση των χρεολυσίων. Το χρεολύσιο μπορεί να είναι σταθερό για κάθε δόση, αλλά μπορεί και να μεταβάλλεται. Στην πρώτη περίπτωση υπολογίζεται από τον λόγο του ποσού δανεισμού προς τις δόσεις αποπληρωμής. Ισοκατανέμεται δηλαδή στη διάρκεια του δανείου. Συνήθως και ανάλογα με το είδος του δανείου (στεγαστικό, επιχειρηματικό, καταναλωτικό κ.α.), το τελικό ποσό που εισπράττεται από το δανειστή στη λήξη της δανειακής διάρκειας, είναι μεγαλύτερο από το άθροισμα των τόκων και του αρχικού κεφαλαίου. Η αριθμητική λογική όλων αυτών των όρων, παρουσιάζεται αναλυτικά σε επόμενη ενότητα του παρόντος κεφαλαίου. Θα περιληφθούν στο πλαίσιο της εξέτασης της θεωρίας της CBA, για επενδύσεις σε ηλεκτροπαραγωγή από Α.Π.Ε..

Πληθωρισμός (inflation)

Εκλαμβάνεται ως η αύξηση του κόστους των αγαθών ή της παροχής υπηρεσιών στη μονάδα του χρόνου. Αποτελεί το ρυθμό με τον οποίο αυξάνεται το επίπεδο των τιμών των αγαθών και υπηρεσιών, ενώ ταυτόχρονα μειώνεται η αγοραστική δύναμη. Άρα, ο πληθωρισμός ως έννοια δηλώνει την ανερχόμενη αυξητική τάση των τιμών και όχι το ενδεχόμενο ύπαρξης υψηλών απόλυτων τιμών. Όταν υπολογίζεται η μέση αύξηση των τιμών, δίνεται μεγαλύτερη βαρύτητα στις τιμές των προϊόντων για τα οποία δαπανώνται περισσότερα χρήματα σε σχέση με τις τιμές των προϊόντων για τα οποία ξοδεύονται λιγότερα (Ευρωπαϊκή Κεντρική Τράπεζας, 2012).

Για τη μέτρηση του πληθωρισμού λαμβάνονται υπόψη όλα τα αγαθά και οι υπηρεσίες που καταναλώνονται από τα νοικοκυριά. Το συγκεκριμένο μέγεθος εκτιμάται συνήθως σε ετήσια

βάση, με τη χρήση παραμέτρων και όρων ανηγμένων στο έτος. Βασικός χρησιμοποιούμενος δείκτης είναι ο «ετήσιος ρυθμός πληθωρισμού». Η θεμελιώδης διαδικασία υπολογισμού του έχει ως εξής:

1. Εκτιμάται το σύνολο των αγαθών και υπηρεσιών που καταναλώθηκαν από τα μέλη της υπό μελέτη οικονομίας στη διάρκεια ενός έτους.
2. Υπολογίζεται η συνολική τιμή πώλησης αυτών με βάση τις διάφορες τιμές μονάδος (τιμές για κάποιον συγκεκριμένο μήνα).
3. Πραγματοποιείται η ίδια διαδικασία για το επόμενο έτος.
4. Υπολογισμός του λόγου των δύο μεγεθών (έτος βάσης/επόμενο έτος) και ποσοστιαία αναγωγή επί τοις 100.

Τα σημαντικά επίπεδα πληθωρισμού προκαλούν σοβαρές συνέπειες στις ανεπτυγμένες οικονομίες, κυρίως αρνητικές. Η διατήρησή του σε χαμηλά επίπεδα αποτελεί κατάσταση επιθυμητή για μια κοινωνία. Ακόμη όμως και σε καθεστώς χαμηλού πληθωρισμού (2-3%), όταν παρατηρείται έντονη μεταβλητότητα στις τιμές του σε μια χρονική περίοδο, ταυτόχρονα δημιουργείται κλίμα αβεβαιότητας, γεγονός που με τη σειρά του θα έχει μεγάλο αντίκτυπο στις αποφάσεις για επενδύσεις.

Ένα από τα πιο εμφανή αποτελέσματα του πληθωρισμού, είναι αυτά που αφορούν το δανεισμό. Οι επενδύσεις σημαντικών κεφαλαίων, στηρίζονται σε ένα σημαντικό ποσοστό σε δανεισμό, ενώ η αντίστοιχη αποπληρωμή διαρκεί μεγάλο σχετικά χρονικό διάστημα (άνω των 15 ετών). Ένα ευμετάβλητο ποσοστό πληθωρισμού δημιουργεί συνθήκες ανασφάλειας και στο δανειστή, αλλά και στο δανειζόμενο. Από τη μία ο πρώτος προσπαθεί να εξασφαλίσει τα επίπεδα των εσόδων από τη χρηματική του περιουσία (καταβαλλόμενοι τόκοι δανείου), αυξάνοντας τα επιτόκια ή δανείζοντας με κυμαινόμενο επιτόκιο (Ευρωπαϊκή Επιτροπή, 2012). Από την άλλη, ο δανειολήπτης κινδυνεύει να μη μπορεί να ανταποκριθεί σε πιθανές αυξήσεις των τόκων, προερχόμενες από απρόβλεπτα υψηλά επίπεδα πληθωρισμού.

Ονομαστικές και αποπληθωρισμένες τιμές επιτοκίων

Οι χρονικές περίοδοι που διέπουν τις χρηματοδοτικές αγορές ποικίλουν σε σημαντικό βαθμό. Το ίδιο ισχύει και για τις περιόδους αξιολόγησης των έργων και επενδύσεων. Ο πληθωρισμός ως φαινόμενο «νομισματικό», επηρεάζει τις σχετικές διαχρονικές αξίες των χρηματικών ποσών. Γι αυτό συνηθίζεται, σε κάθε υπολογισμό οικονομικών μεγεθών να «δίνει το παρόν», υπό τη μορφή της παραμέτρου «ρυθμού πληθωρισμού». Η συγκεκριμένη παράμετρος εισάγεται στη σχέση μεταξύ «ονομαστικών» και «πραγματικών επιτοκίων». Τα πρώτα, είναι εκείνα που μαζί με το φαινόμενο που περιγράφουν (π.χ. κόστος κεφαλαίου), εμπεριέχουν και την επίδραση του πληθωρισμού. Αντίθετα, τα αντίστοιχά τους «πραγματικά», εκφράζουν μεμονωμένα κάποιο κόστος ή μια αναγωγή, και είναι απαλλαγμένα από την επίδραση της απαξίωσης του χρήματος.

Λειτουργικές δαπάνες επιχείρησης

Η κατηγορία αυτή των δαπανών, που μπορεί να χαρακτηριστεί με διάφορους άλλους τρόπους, περιλαμβάνει όλα εκείνα τα κόστη που αναλαμβάνονται από μια επιχείρηση, προκειμένου αυτή να ανταποκριθεί στις συνεχείς και επαναλαμβανόμενες απαιτήσεις της για να παράγει ένα αγαθό ή μια υπηρεσία. Τα λειτουργικά κόστη χαρακτηρίζονται από σημαντική διαφοροποίηση ως προς το είδος, το μέγεθος και τη συχνότητα εμφάνισής τους. Η δομή, το περιεχόμενο και η λειτουργία της κάθε επιχείρησης επιβάλλουν συγκεκριμένα «τακτικά» έξοδα, τα οποία μπορεί να αφορούν στη λειτουργία και συντήρηση μηχανολογικού εξοπλισμού, σε δαπάνες στέγασης (ενοίκια, λογαριασμοί κ.τ.λ.), σε μισθούς προσωπικού και σε οποιοδήποτε άλλο επαναλαμβανόμενο κόστος που προκύπτει από τη λειτουργία της ως παραγωγική μονάδα. Η συγκεκριμένη κατηγορία δαπανών αποτελεί μια συνισταμένη επιμέρους δαπανών κατά την ανάλυση των χρηματοροών μιας επιχείρησης, ενώ εκλαμβάνεται ως μία εκ των δύο (τουλάχιστον) βασικές συνιστώσες, σε μια τυπική ανάλυση κόστους-οφέλους.

Απόσβεση και υπολειμματική αξία

Ο όρος αυτός συναντάται στη λογιστική και περιγράφει τη διαδικασία της σταδιακής απαξίωσης παγίων περιουσιακών στοιχείων μιας επένδυσης λόγω φυσικών/αναμενόμενων φθορών ή και τεχνολογικής απαξίωσης. Στα πάγια περιουσιακά στοιχεία περιλαμβάνονται οι κτηριακές εγκαταστάσεις, ο χρησιμοποιούμενος μηχανολογικός εξοπλισμός και οποιαδήποτε άλλη υλική κατασκευή ή άυλη περιουσία, εντός του πλαισίου της επένδυσης. Οι αποσβέσεις με άλλα λόγια, αντιπροσωπεύουν τα κατανεμημένα «μερίσματα» του αρχικού κόστους απόκτησης των παγίων αυτών στοιχείων, σε όλη τη διάρκεια του κύκλου ζωής των. Αποτελούν ξεχωριστή κατηγορία δαπανών από τις λειτουργικές και συντήρησης που περιγράφηκαν παραπάνω, εφόσον λόγω της φύσης τους, δεν συνιστούν πραγματικές ταμειακές εκροές. Επίσης, δεν αποτελούν ζημίες για μια επιχείρηση, αλλά απαραίτητες παραγωγικές δαπάνες που ενσωματώνονται στην τιμή των παραγόμενων προϊόντων (Μαυραντωνάκης, 2009).

Ο υπολογισμός των αποσβέσεων προβλέπεται και διενεργείται σύμφωνα με το ισχύον νομοθετικό πλαίσιο. Σύμφωνα με αυτό, αναγνωρίζονται δύο μέθοδοι απόσβεσης των παγίων περιουσιακών στοιχείων των επιχειρήσεων: η σταθερή και η φθίνουσα.

- Στην πρώτη περίπτωση υπολογισμού, οι αποσβέσεις υπολογίζονται με την εφαρμογή σταθερού συντελεστή επί της αρχικής αξίας κτήσης ή της αναπροσαρμοσμένης αξίας των παγίων στοιχείων, προσαυξημένης με την αξία των προσθηκών και βελτιώσεων. Πρόκειται για μια απλή και ευρέως χρησιμοποιούμενη μέθοδο απόσβεσης.
- Η φθίνουσα μέθοδος, εφαρμόζεται σε ειδικές περιπτώσεις και όπως ορίζεται από το νόμο, και προβλέπει το μερισμό της αποσβεστέας αξίας στο άθροισμα των ετών του

οικονομικού κύκλου ζωής. Ο μερισμός αυτός δεν συνιστά ισοκατανομή, αλλά μια αντιστρόφως αναλογική κατανομή στη σειρά των ετών του κύκλου ζωής.

Γενικά έχουν αναπτυχθεί και άλλες μέθοδοι απόσβεσης, όπως είναι αυτή της προσόδου (annuity), η μέθοδος σφαίρας, η αρνητική απόσβεση κ.α.

Η υπολειμματική αξία ενός περιουσιακού στοιχείου εκφράζει το καθαρό ποσό στο οποίο εκτιμάται ή υπολογίζεται ότι θα πωληθεί αυτό, μετά τη λήξη του ωφέλιμου κύκλου ζωής του. Με γνώμονα τα παραπάνω, ισχύει:

$$\text{Αποσβεστέα αξία} = \text{Κόστος Κτήσης} - \text{Υπολειμματική αξία}$$

Φόρος εισοδήματος

Ο φόρος εισοδήματος αποτελεί μια ταμειακή εκροή από την επιχείρηση. Υπολογίζεται με βάση το συντελεστή φόρου, με τη βοήθεια του οποίου υπολογίζεται η χρηματική υποχρέωση μιας επιχείρησης προς το κράτος. Η τιμή του συντελεστή αυτού καθορίζεται από το ισχύον νομοθετικό πλαίσιο και μεταβάλλεται ανάλογα με το είδος της επιχείρησης. Η προέλευση του ποσού που φορολογείται σε κάθε περίπτωση, επίσης μπορεί να διαφέρει. Σε κάποιες περιπτώσεις φορολογούνται τα ακαθάριστα έσοδα. Κάποιες επιχειρήσεις όμως, όπως αυτές με επενδύσεις σε ηλεκτροπαραγωγή από Α.Π.Ε., φορολογούνται στο ποσό που προκύπτει από την αφαίρεση των αποσβέσεων, λειτουργικών εξόδων, και των δανειακών τόκων, από τα ακαθάριστα έσοδα.

5.3 Βασικές μέθοδοι ανάλυσης

Όπως κάθε συστημική προσέγγιση, έτσι και η CBA, συνίσταται στον υπολογισμό ορισμένων δεικτών, στην εκτίμηση των απαραίτητων παραμέτρων και στην ορθή και λειτουργική διασύνδεση των δύο αυτών στοιχείων, ώστε να εξαχθούν χρήσιμα αποτελέσματα, που θα οδηγήσουν σε «οικονομικές» επιλογές κατά τη διαδικασία λήψης αποφάσεων (decision making). Γενικά, σε τυπικές εφαρμογές, συνηθίζεται να χρησιμοποιούνται τριών ειδών κριτήρια:

1. Καθαρή παρούσα αξία (PVNB σε €)
2. Αναλογία κόστους – οφέλους (PVB/PVC Ratio σε καθαρές μονάδες)
3. Εσωτερικός βαθμός απόδοσης (IRR σε % μονάδες)

Με τη θεώρηση του πρώτου κριτηρίου, «αναζητείται η δράση, η πολιτική επένδυση ή οποιαδήποτε άλλη απόφαση για δραστηριότητα, η οποία μεγιστοποιεί την παρούσα αξία του καθαρού οφέλους» (Λατινόπουλος, 2011). Το συγκεκριμένο κριτήριο συνίσταται στην εύρεση της αξίας, που προκύπτει από την προεξόφληση στο παρόν, όλων των ετήσιων καθαρών ταμειακών χρηματοροών που προβλέπονται σε ολόκληρο το χρονικό ορίζοντα μιας επένδυσης. Ισχύει ο γενικός τύπος:

$$NPV = -K_0 + \sum_{t=1}^N \frac{KTP_t}{(1+k)^t} + \frac{YA_N}{(1+k)^N} \quad (1)$$

Όπου, NPV η Καθαρή Παρούσα Αξία,

K_0 το συνολικό αρχικό κόστος της επένδυσης (κεφάλαια),

KTP_t η Καθαρή Ταμειακή Ροή του έτους t ,

k το επιτόκιο αναγωγής

N ο οικονομικός κύκλος ζωής σε έτη (περίοδος αξιολόγησης),

YA_N η υπολειμματική αξία της επένδυσης στο τέλος του κύκλου ζωής.

Όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, η τιμή του εν λόγω μεγέθους επιδιώκεται να μεγιστοποιηθεί, ώστε να προβούν οι υπεύθυνοι χάραξης πολιτικής στην αντίστοιχη αποτελεσματικότερη επιλογή. Σε κάποιες περιπτώσεις, όταν δεν εξετάζονται εναλλακτικές επιλογές, το κριτήριο της ΚΠΑ είναι καθοριστικό για το χαρακτηρισμό μιας μεμονωμένης επένδυσης συμφέρουσας, απορριπτέας:

- Αν $NPV > 0$, η απόδοση των επενδυμένων κεφαλαίων είναι μεγαλύτερη από το ελάχιστο κόστος ευκαιρίας, δηλαδή το επιτόκιο αναγωγής.
- Αν $NPV < 0$, η απόδοση της επένδυσης είναι μικρότερη από το επιτόκιο προεξόφλησης, και τότε ενδείκνυται η απόρριψή της.
- Αν $NPV = 0$, τότε σημαίνει ότι η επένδυση είναι «αδιάφορη». Ταυτόχρονα το γεγονός αυτό υποδεικνύει την ανάγκη για διενέργεια ανάλυσης ευαισθησίας, η οποία όπως θα εξεταστεί και παρακάτω, θα αναδείξει τους «προβληματικούς» καθοριστικούς παράγοντες της επενδυτικής αξιολόγησης. Συνήθως σε μια τέτοια περίπτωση μηδενικής Καθαρής Παρούσας Αξίας, λαμβάνονται υπόψη και άλλα κριτήρια εκτός της βέλτιστης οικονομικής αποτελεσματικότητας.

Το κριτήριο της αναλογίας κόστους-οφέλους, όπως δηλώνει και το όνομά του, συνίσταται στην εύρεση της σχετικής υπεροχής των οφελών (PVB) μιας επιλογής (επένδυσης), έναντι των κοστών της ίδιας επιλογής, μετά την προεξόφληση και των δύο τύπων χρηματοροών στο παρόν. Σε περιπτώσεις μεμονωμένων επιλογών, το κριτήριο αυτό διατυπώνεται μαθηματικά ως εξής:

$$\frac{\sum_{t=1}^N \frac{B_t}{(1+k)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{C_t}{(1+k)^t}} > 1 \quad (2)$$

Με άλλα λόγια, μια δραστηριότητα θα αναληφθεί, εφόσον ο λόγος της παρούσας αξίας του οφέλους προς την παρούσα αξία του κόστους, είναι μεγαλύτερη της μονάδας (Λατινόπουλος, 2011).

Το κριτήριο του εσωτερικού βαθμού απόδοσης (IRR), αφορά στον προσδιορισμό εκείνου του επιτοκίου αναγωγής, στο οποίο μηδενίζεται η ΚΠΑ των χρηματορροών μιας επένδυσης. Βρίσκεται δηλαδή, το μέγιστο επιτόκιο απόδοσης, για το οποίο η επένδυση κρίνεται οριακά βιώσιμη. Όπως είναι εμφανές και από τη μαθηματική διατύπωση της ΚΠΑ, όσο αυξάνεται η τιμή του προεξοφλητικού επιτοκίου, μειώνεται η απόλυτη τιμή της και αντίστροφα. Άρα για μικρότερες τιμές επιτοκίων από τον IRR, επιτυγχάνονται μεγαλύτερες αποδόσεις των αρχικών κεφαλαίων. Σύμφωνα με τα παραπάνω, ο «Συντελεστής Εσωτερικής Απόδοσης» υπολογίζεται με λύση ως προς “k” της εξίσωσης:

$$-K_0 + \sum_{t=1}^N \frac{KTP_t}{(1+k)^t} = 0 \quad (3)$$

Γενικά, το είδος του δείκτη που θα χρησιμοποιηθεί σε μια ανάλυση κόστους-οφέλους, εξαρτάται από τη φύση της απόφασης που θα καθοδηγηθεί από την ίδια την ανάλυση. Κάποιες φορές βέβαια, η επιλογή αυτή γίνεται στα πλαίσια προτίμησης του μελετητή.

Αν η ανάλυση εφαρμόζεται με στόχο την αποδοχή ή μη αποδοχή ενός εγχειρήματος (προγράμματος δράσης), ένας δείκτης συγκρίνεται συνήθως με μία προκαθορισμένη οριακή τιμή, η οποία «ελέγχει» την τελική απόφαση. Η περίπτωση αυτή περιγράφεται και ως «έλεγχος προεξοφλητικού επιτοκίου» (test discount rate). Αν είναι αναγκαία όμως η επιλογή μεταξύ δύο προγραμμάτων δράσης, τα οποία χαρακτηρίζονται ως αμοιβαίως αποκλειόμενα, τότε το κριτήριο θα πρέπει να είναι η μεγιστοποίηση της καθαρής παρούσας αξίας PVNB με το ανάλογο προεξοφλητικό επιτόκιο. Η μεγιστοποίηση κάποιου άλλου δείκτη (λόγου οφέλους/κόστους, εσωτερικού βαθμού απόδοσης) είναι πολύ πιθανό να οδηγήσει σε εσφαλμένη ή μη αποδοτική απόφαση, ειδικά όταν οι ανταγωνιστικές πορείες δράσης (competing projects) διαφέρουν σημαντικά σε μέγεθος. Σημειώνεται βοηθητικά, ότι ως «αμοιβαία αποκλειόμενα», χαρακτηρίζονται δύο προγράμματα δράσης, όταν η επιλογή του ενός, συνεπάγεται αυτόματα την απόρριψη του άλλου, λόγω τεχνικών αιτίων και όχι έλλειψης πόρων. Ένα αντιπροσωπευτικότερο παράδειγμα αποτελεί το «δίλημμα» που μπορεί να προκύψει, από την επιλογή κατασκευής ενός χαμηλού ή ψηλού φράγματος για τη δημιουργία ταμειυτήρα (Snell, 1997).

Μια ειδική περίπτωση ανάλυσης αμοιβαίως αποκλειόμενων αποφάσεων, είναι η ανάλυση ελαχίστου κόστους, όπου τα οφέλη όλων των εναλλακτικών είναι ίδια ή ισοδύναμα και δε χρειάζεται να συνεκτιμηθούν στην ανάλυση. Το μέγεθος προς ελαχιστοποίηση, προφανώς, είναι η καθαρή παρούσα αξία (NPV). Σε μερικές περιπτώσεις υπολογίζεται το προεξοφλητικό επιτόκιο που εξισώνει την παρούσα καθαρή αξία των εναλλακτικών επιλογών (equalizing discount rate), παρόμοια με τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης (IRR).

Ένα άλλο είδος απόφασης, είναι το «πρόβλημα αξιολόγησης» (ranking problem). Στην περίπτωση αυτή, υπάρχει ένα πλήθος ανταγωνιστικών επιλογών για μια περιορισμένη

ποσότητα πόρων (με οικονομικούς όρους, για ένα περιορισμένο προϋπολογισμό). Η ποσότητα αυτή μπορεί να παραμένει σταθερή στο χρόνο, ή να αφορά σταθερούς ετήσιους προϋπολογισμούς στο μέλλον. Σε κάθε περίπτωση, οι υπεύθυνοι σχεδιασμού χρειάζονται μια ένδειξη της σειράς προτεραιότητας, με την οποία θα υλοποιηθούν τα διάφορα προγράμματα δράσης. Η ιεράρχηση με κριτήριο την καθαρή παρούσα αξία (PVNB), δε θα ήταν βοηθητική, τη στιγμή που ένα εξαιρετικά μεγάλο έργο μετά βίας αποδεκτό, θα χαρακτηριζόταν προτιμότερο από ένα πολύ μικρότερο, του οποίου όμως τα οφέλη είναι άριστα σε σχέση με το ελάχιστο κόστος του. Άρα, θα ήταν ορθότερη η αξιολόγηση με βάση τους δείκτες λόγου οφέλους/κόστους (B/C ratio) του κάθε έργου. Μπορεί επίσης να αποδειχθεί, ότι η χρήση του εσωτερικού βαθμού απόδοσης (IRR) είναι πιθανό να οδηγήσει σε «κακές» αποφάσεις, παρόλο που στην πράξη μπορεί να οδηγεί και αυτή στην ίδια σειρά αξιολόγησης επιλογών, με την αντίστοιχη του λόγου B/C (Snell, 1997).

Σε όλες τις περιπτώσεις χρήσης της CBA, κάθε εναλλακτικό σχέδιο δράσης θα πρέπει να είναι *εσωτερικά βελτιστοποιημένο* (internally optimized) και *βελτίστως συντεθειμένο* (optimally packaged), πριν ο δείκτης του συγκριθεί με τους αντίστοιχους άλλων εναλλακτικών ή με κάποια οριακή τιμή (Snell, 1997). Ο πρώτος όρος δηλώνει την ανάγκη για όλες τις επιμέρους αποφάσεις μιας εναλλακτικής πρότασης, να εξάγονται με λογικά κριτήρια και όπου είναι απαραίτητο, με χρήση CBA. Ο δεύτερος, δηλώνει πως στην περίπτωση που ένα πρόγραμμα δράσης συντίθεται από επιμέρους ενέργειες εκ των οποίων κάποιες μπορούν να παραληφθούν, τότε το πρόγραμμα αυτό πρέπει να αποτελεί το βέλτιστο συνδυασμό τέτοιων ενεργειών, πριν τη συμμετοχή του ως ενιαίο σε μια CBA.

5.4 Πλεονεκτήματα και κίνδυνοι ανάλυσης

Η ανάλυση κόστους-οφέλους επιτρέπει τη σύγκριση των αποτελεσμάτων και επιπτώσεων ενός εγχειρήματος, με τους απαιτούμενους πόρους για την υλοποίησή του. Λαμβάνοντας υπόψη της τη σημασία της έννοιας του χρόνου, ανάγει τις αξίες των εμπλεκομένων οικονομικών μεγεθών σε ενιαία βάση, ώστε να είναι δυνατή η αποτελεσματική συγκριτική και κριτική αξιολόγηση των αποτελεσμάτων (Snell, 1997). Οι εύληπτοι και «περιληπτικοί» δείκτες που χρησιμοποιούνται σε μια τυπική CBA, διευκολύνουν τη συμμετοχή μεγάλου μέρους του συμμετέχοντος κοινού, στη διαδικασία λήψης αποφάσεων. Έτσι, επιτυγχάνεται η ενημέρωση όχι μόνο των άμεσα ενδιαφερόμενων, αλλά και όλων των συμμετεχόντων και επηρεαζόμενων από ένα έργο, του οποίου η οικονομική βιωσιμότητα τίθεται υπό εξέταση. Τα αποτελέσματα της περιγραφόμενης οικονομικής ανάλυσης, όπως επίσης και τα εξαγόμενα συμπεράσματα, αξιολογούνται εκ νέου, ως προς την ορθότητα και τη βαρύτητα της σημασίας τους. Σε κάποιες περιπτώσεις μάλιστα (π.χ. σε ένα μετοχικό συμβούλιο μιας μεγάλης εταιρίας, όταν διερευνάται η αποδοτικότητα μιας επένδυσης σημαντικού μεγέθους), κρίνεται απαραίτητη, η παρουσίαση των εισαγόμενων στην ανάλυση δεδομένων, η επεξήγηση των

διάφορων παραδοχών και χρησιμοποιούμενων μεθόδων, καθώς και η περιγραφή όλων των εναλλακτικών εξεταζόμενων επιλογών.

Ωστόσο, ως πάλι μια συστημική προσέγγιση, η ανάλυση κόστους-οφέλους, εμπεριέχει κινδύνους σχετικούς με την απόφαση αποδοχής των εξαγόμενων της. Παρά την απλότητά της σε θεωρητική βάση, είναι δυνατό να εμπεριέχει πολλές και διάφορης φύσης πρακτικές δυσκολίες, ως προς την εφαρμογή της. Δεν είναι λίγες οι περιπτώσεις, όπου η αξία της CBA ως ένα εύχρηστο και γρήγορο εργαλείο, μειώνεται ή υποτιμάται σημαντικά, λόγω υψηλών απαιτήσεων σε όγκο και αξιοπιστία δεδομένων.

Επιπλέον, η οικονομική αποτίμηση μιας επένδυσης δεν αποτελεί σε κάποιες περιπτώσεις «επαρκή και αναγκαία συνθήκη» για την τελική αποδοχή της. Συνήθης αιτία για ένα τέτοιο φαινόμενο, είναι η ύπαρξη εξωγενών παραγόντων και συμφερόντων μη οικονομικής φύσεως. Οι επενδύσεις, ανάλογα με το είδος τους, μπορεί να επηρεάζουν σε ποικίλο βαθμό οικονομικές (προπάντων), κοινωνικές, περιβαλλοντικές, ακόμα και ηθικές αξίες. Όταν θίγεται για παράδειγμα, η αξία της συντήρησης της ποιότητας του περιβάλλοντος από την κατασκευή και λειτουργία ενός έργου, δεν είναι σκόπιμη η αμέλεια των σχετικών επιπτώσεων κατά τη φάση σχεδιασμού, στο πλαίσιο της λήψης αποφάσεων. Στην περίπτωση μάλιστα της ύπαρξης και θεώρησης κρίσιμων περιβαλλοντικών ζητημάτων, οι οικονομικές παράμετροι αποκτούν δευτερεύουσα σημασία. Άλλωστε, είναι γενικά αποδεκτό, ότι οποιαδήποτε μεταβολή στην κατάσταση του περιβάλλοντος, ανεξαρτήτως της κλίμακας μεγέθους ή της επιρροής της, πρέπει να μετρείται με οικονομικά μεγέθη, είτε πρόκειται για την αναβάθμισή του, είτε για την υποβάθμισή του (Λατινόπουλος, 2011).

Οι σύγχρονες μελέτες σχεδιασμού πολιτικής, προβλέπουν την ένταξη των περιβαλλοντικών και άλλων μη οικονομικών αξιών, στο πλαίσιο των εξεταζόμενων στρατηγικών. Το εργαλείο της ανάλυσης κόστους-οφέλους είναι σε θέση να προσαρμόζεται κατάλληλα, ώστε να λαμβάνει υπόψη τις παραπάνω μη μετρήσιμες αξίες, εφόσον βέβαια αυτές εκφραστούν σε οικονομικά μεγέθη, κατόπιν χρήσης εξίσου σύγχρονων μεθόδων αποτίμησης.

Τα ακόλουθα, συνοψίζουν σε κάποιο βαθμό όλα τα παραπάνω σχετικά με τον «χαρακτήρα» της εν λόγω οικονομικής ανάλυσης και αναφέρονται στον *Οδηγό βέλτιστων πρακτικών για τη σύναψη και εκτέλεση δημοσίων συμβάσεων*, της Διεύθυνσης Δημοσίων Συμβάσεων του Γενικού Λογιστηρίου της Κυπριακής Δημοκρατίας. Σημειώνεται ότι το συγκεκριμένο τεύχος συντάχθηκε, με κύριο στόχο την καθοδήγηση των αναθετουσών αρχών και φορέων, σχετικά με την εφαρμογή του κοινοτικού δικαίου «περί σύναψης δημοσίων συμβάσεων έργων, προμηθειών και υπηρεσιών»:

«Η εκπόνηση Ανάλυσης Κόστους/Οφέλους είναι συνήθως σύνθετη και πολύπλοκη εργασία που θα πρέπει να διεκπεραιώνεται από εξειδικευμένο προσωπικό ή να ανατίθεται σε εξωτερικούς συμβούλους, καθώς περιλαμβάνει σύνθετους υπολογισμούς και προηγμένες

μεθόδους χρηματοοικονομικής ανάλυσης που απαιτούν σχετικό υπόβαθρο γνώσεων και εξοικείωση με τεχνικές εκτίμησης επενδύσεων. Ιδιαίτερα σε περιπτώσεις μεγάλων επενδύσεων/ Έργων, όπου η Ανάλυση Κόστους-Οφέλους μπορεί να αποτελεί προϋπόθεση για την αίτηση χρηματοδότησης προς την ΕΕ (π.χ. επενδύσεις για επεξεργασία αποβλήτων, προμήθεια και καθαρισμός νερού, μεταφορές, κλπ.), η Ανάλυση Κόστους-Οφέλους θα πρέπει να εκπονείται πολύ προσεκτικά και από εξειδικευμένους συμβούλους, ώστε να αιτιολογεί την αίτηση για συγχρηματοδότηση και να λαμβάνει τη σχετική έγκριση.»

5.5 Ανάλυση ευαισθησίας

Η οικονομική ανάλυση μιας επενδυτικής πρότασης, χρησιμοποιεί εκτιμήσεις μελλοντικών «συμβάντων», ώστε να υποστηρίξει τους υπεύθυνους σχεδιασμού του παρόντος. Οι μελλοντικές εκτιμήσεις όμως είναι πάντα σε κάποιο βαθμό ανακριβείς και άρα ο σχεδιασμός αβέβαιος. Οι επιπτώσεις των διάφορων μεταβολών μπορούν να εκτιμηθούν με τη βοήθεια της **ανάλυσης ευαισθησίας** (sensitivity analysis).

Η συγκεκριμένη ανάλυση, η οποία διενεργείται συνήθως σε συνδυασμό με τη *μηχανική των οικονομικών*, προσδιορίζει το πόσο μπορεί να μεταβληθεί η αξία ενός μεγέθους, όταν μεταβάλλεται ένας συγκεκριμένος παράγοντας ή παράμετρος, εντός ενός διαστήματος ορισμένων τιμών. Η γραφική απεικόνιση της ευαισθησίας του μεγέθους αυτού, σε σχέση με τη μεταβολή της εξεταζόμενης παραμέτρου είναι ιδιαίτερα χρήσιμη. Στην περίπτωση που εξετάζονται πολλές παράμετροι, το σύνολο των χρησιμοποιούμενων διαδικασιών και εργαλείων μπορεί να αποδειχθεί περίπλοκη υπόθεση. Γενικά, τα κύρια διαδικαστικά βήματα σε μια ανάλυση ευαισθησίας είναι τα εξής:

1. Προσδιορισμός εκείνων των παραμέτρων του υπολογιζόμενου μεγέθους, που είναι εξαιρετικά πιθανό η πραγματική τους τιμή να διαφέρει από την υπολογισμένη.
2. Επιλογή του εύρους πιθανής μεταβλητότητας για κάθε παράμετρο.
3. Επιλογή του μέτρου σύγκρισης.
4. Υπολογισμός των αποτελεσμάτων για κάθε παράμετρο, χρησιμοποιώντας το ορισμένο μέτρο σύγκρισης ως τιμή αναφοράς.
5. Γραφική απεικόνιση της μεταβλητότητας για αποδοτικότερη παρουσίαση των αποτελεσμάτων.

Είναι ευνόητο πως η επιλογή των εκάστοτε παραμέτρων από τις οποίες εξαρτάται ένα οικονομικό μέγεθος, γίνεται με βάση τη «βαρύτητά» τους, ως προς τον υπολογισμό της τιμής του μεγέθους αυτού. Με άλλα λόγια, επιλέγονται πρωταρχικώς όλες εκείνες οι παράμετροι που φαίνεται ότι επηρεάζουν σημαντικά το αποτέλεσμα.

Μια υποπερίπτωση της γενικότερης θεωρίας της ανάλυσης ευαισθησίας, αποτελεί η ανάλυση σεναρίων. Σύμφωνα με αυτήν, η θεώρηση ακραίων θετικών ή και αρνητικών τιμών για τις κρίσιμότερες παραμέτρους ενός έργου, οδηγεί στη δημιουργία απαισιόδοξων,

πιθανότερων και αισιόδοξων σεναρίων, για τη μελλοντική «συμπεριφορά» του έργου. Τα λεγόμενα «σενάρια» δεν είναι τίποτα παραπάνω, από τρεις διαφορετικές εκτιμήσεις μιας παραμέτρου τη φορά. Για κάθε μία υπολογίζεται ο δείκτης που ενδιαφέρει και τελικά αναλύονται τα συμπεράσματα της διαδικασίας αυτής, ώστε να υιοθετηθεί κάποιου είδους μορφή δράσης.

5.6 Οικονομική αξιολόγηση έργων ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε.

Η στροφή πολλών επενδυτών στην εκμετάλλευση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, με έργα, αρκετές φορές επιδοτούμενα από διάφορους φορείς (Ευρωπαϊκή Ένωση, δημόσια κεφάλαια), διαμηνύει την έντονη και μεγάλης κλίμακας διαβούλευση, ως προς τη σχετική αποδοτικότητα των πηγών αυτών. Αρχικά, η κατασκευή εγκαταστάσεων και έργων προϋπόθετε τη δέσμευση σημαντικών κεφαλαίων, με την παράλληλη αβεβαιότητα, ως προς το ρυθμό απόδοσής τους και τη βιωσιμότητά τους. Επιπλέον, η προσπάθεια για την ανάπτυξη των συγκεκριμένων συστημάτων, αποτελούσε κατά καιρούς μέτρο σύγκρισης, για Η ανάπτυξη της τεχνολογίας όμως, οδήγησε στη σταδιακή μείωση του κόστους, καθιστώντας τις επενδύσεις αυτές περισσότερο ελκυστικές, καθώς εξασφαλίζεται διαρκώς η ποιότητα του εξοπλισμού και ο χρόνος ζωής του.

Η «ευθύνη» της επένδυσης σε Α.Π.Ε., ανήκει συνήθως σε ιδιωτικούς φορείς. Παρ' όλα αυτά, ρυθμιστικός είναι ο ρόλος του κράτους, καθώς το ίδιο έχει το δικαίωμα της αδειοδότησης. Η εμπορική και επενδυτική λειτουργία των επιχειρήσεων που ασχολούνται με τα έργα ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε., υπόκειται στους κανόνες του υφιστάμενου νομοθετικού πλαισίου. Η οικονομική αξιολόγηση των σχετικών έργων ακόμη, πρέπει να εκτελείται σε συμφωνία με τις εκδοθείσες διατάξεις του αρμόδιου φορέα (στην Ελλάδα, η ΡΑΕ). Οι παράμετροι και τα δεδομένα που εισάγονται σε μια ανάλυση κόστους-οφέλους, εξαρτώνται σε μεγάλο βαθμό από τις διατάξεις αυτές.

Οι θεμελιώδεις κανόνες λειτουργίας της τελευταίας, ωστόσο, δε διαφέρουν σημαντικά από αυτούς που διέπουν τη διενέργεια μιας τυπικής CBA από μια οποιαδήποτε επιχείρηση. Πρέπει να υπενθυμιστεί ωστόσο, ότι το αγαθό προς πώληση στην εξεταζόμενη περίπτωση, είναι η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια. Η πιο απλή προσέγγιση που θα μπορούσε να υιοθετηθεί, προκειμένου να τιμολογηθεί το «προϊόν» αυτό, είναι αυτή των θεωρούμενων *ιδανικών συνθηκών πλήρους ανταγωνιστικής αγοράς*. Όπως αναπτύχθηκε όμως και στο κεφάλαιο 2, το νομοθετικό πλαίσιο δεν προβλέπει κάτι τέτοιο. Ως ένα ευπροσάρμοστο εργαλείο, όμως, η CBA, έχει την ικανότητα να δίνει αξιόπιστα αποτελέσματα, σε κάθε περίπτωση μεταβολής του καθεστώτος των μελλοντικών χρηματοροών. Αυτό σημαίνει, ότι οποιαδήποτε αλλαγή στον τρόπο τιμολόγησης, στο κόστος εξοπλισμού ή στις συνθήκες αγοράς της ενέργειας προκύψουν, είναι δυνατό να αντιμετωπιστούν και να εισαχθούν στην ανάλυση, εφόσον βέβαια εκτιμηθεί η τάση των μελλοντικών αυτών μεταβάλλων.

5.6.1 Βήματα οικονομικής αξιολόγησης

Είτε πρόκειται για μια ιδιωτική επιχείρηση, είτε για κάποιον δημόσιο φορέα, κάθε απόφαση για επενδυτική δραστηριότητα σε έργο Α.Π.Ε., βασίζεται στην επαρκή και αναγκαία τεκμηρίωση για πραγματοποίηση της αντίστοιχης επένδυσης. Η οικονομική αξιολόγηση, είναι ένα εργαλείο, απαραίτητο στη φάση σχεδιασμού ενός έργου, που είναι σε θέση να αναδείξει-όπως έχει ήδη αναφερθεί-τις προσφορότερες επιλογές και εν συνεχεία να τροφοδοτήσει την ανάλογη τεκμηρίωση. Παρακάτω, αναλύονται τα κύρια βήματα, με τα οποία συντελείται η εκτίμηση της αποδοτικότητας ενός ενεργειακού συστήματος με χρήση Α.Π.Ε. (Γιαννακίδης, 2012):

1. Εντοπισμός και αναγνώριση των επενδυτικών επιλογών, που βρίσκονται εντός του εύρους των κεφαλαιακών και πιστοληπτικών δυνατοτήτων της επιχείρησης.
2. Προσδιορισμός της περιόδου αξιολόγησης. Αυτή μπορεί να διαφέρει για κάθε επιλογή, καθώς είναι πιθανό η κάθε μία να σχετίζεται με χρήση διαφορετικής τεχνολογίας ή ακόμη και εκμετάλλευση διαφορετικής μορφής Α.Π.Ε..
3. Εκτίμηση των ετήσιων χρηματορροών. Υπολογίζονται δηλαδή οι ετήσιες χρηματικές εισροές και εκροές από το σύστημα της επιχείρησης. Ο υπολογισμός γίνεται λαμβάνοντας υπόψη τα ετήσια έξοδα και έσοδα, όπως έχει περιγραφεί σε προηγούμενη ενότητα και λαμβάνεται υπόψη το φαινόμενο του πληθωρισμού.
4. Επιλογή των κατάλληλων επιτοκίων. Αφορά κυρίως στην επιλογή του προεξοφλητικού επιτοκίου και των επιτοκίων δανεισμού της επιχείρησης. Υπενθυμίζεται ότι οι τιμές των ονομαστικών επιτοκίων μεταβάλλονται, όταν εισάγεται και η έννοια του πληθωρισμού. Υπολογίζονται δηλαδή τα πραγματικά επιτόκια.
5. Επιλογή των κατάλληλων οικονομικών δεικτών, ώστε να διευκολύνεται η σύγκριση μεταξύ των εναλλακτικών στρατηγικών.
6. Σύγκριση όλων των εναλλακτικών επιλογών.
7. Διενέργεια ανάλυσης ευαισθησίας. Σε αυτό το στάδιο, διερευνώνται οι πιθανές επιπτώσεις στα αποτελέσματα, με δεδομένη τη μεταβολή των τιμών ορισμένων μεγεθών, που εκτιμήθηκαν για την CBA. Ενδεχομένως συγκρίνονται οι επιδράσεις ποικίλου βαθμού των διαφόρων παραγόντων και παραμέτρων.
8. Ανάλυση απόφασης, με την επιλογή της προσφορότερης εναλλακτικής. Σύμφωνα με τον Γ. Γιαννακίδη (2012), επηρεάζεται συνήθως και από μη οικονομικά κριτήρια, που λαμβάνονται υπόψη.

5.6.2 Δείκτες οικονομικής αξιολόγησης

Οι δείκτες που χρησιμοποιούνται περισσότερο, για την ανάλυση κόστους-οφέλους μιας ενεργειακής επένδυσης Α.Π.Ε., είναι η τιμή της Καθαρής Παρούσας Αξίας (ΠΑ ή NPV) και ο

συντελεστής εσωτερικής απόδοσης (IRR). Ο υπολογισμός τους γίνεται αντίστοιχα με τους τύπους (1) και (3) που δόθηκαν στην ενότητα 5.3. Σύμφωνα με τον Σ. Παπαθανασίου (2012), υπάρχει και ένα τρίτο κριτήριο που δύναται να χρησιμοποιηθεί σε μια οικονομική αξιολόγηση και είναι αυτό της Έντοκης Περιόδου Αποπληρωμής (ΕΠΑ ή DPP). Η τελευταία αντιστοιχεί στο χρονικό διάστημα, μέχρις ότου οι ταμιακές ροές «αποσβέσουν» το αρχικό επενδυμένο κεφάλαιο. Άρα, η περίοδος αυτή βρίσκεται με λύση ως προς “N” της εξίσωσης:

$$-K_0 + \sum_{t=1}^N \frac{KTP_t}{(1+k)^t} = 0 \quad (4)$$

Λόγω της φύσης αυτής της εξίσωσης, είναι εύλογο ότι η χρονική περίοδος N βρίσκεται με επαναληπτικές μεθόδους.

Επίσης, ο Σ. Παπαθανασίου (2012), αναφέρει ότι «για τη σύγκριση εναλλακτικών επενδύσεων (πολλές φορές διαφορετικής κλίμακας, χρονικού ορίζοντα κλπ.), συχνά χρησιμοποιείται ο δείκτης του Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας (Levelised Cost of Energy - LCOE), ο οποίος αφορά συνήθως το σύνολο της επένδυσης και υπολογίζει το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (π.χ. €/kWh) κατά τη διάρκεια ζωής μιας επένδυσης σταθμού παραγωγής, ενσωματώνοντας όλα τα επί μέρους κόστη (επένδυσης, λειτουργίας, καυσίμου, ασφάλισης, παροπλισμού κλπ.) εκφρασμένα σε παρούσα αξία». Ουσιαστικά πρόκειται για το ανηγμένο κόστος ηλεκτροπαραγωγής στη συνολική ποσότητα αυτής κατά την περίοδο αξιολόγησης του έργου. Υπό τη χρηματοοικονομική σκοπιά, το κόστος αυτό εκφράζει το ελάχιστο αντίτιμο που θα πρέπει να καταβάλλεται στον παραγωγό, από τον καταναλωτή, ώστε ο πρώτος να πετύχει «υπέρβαση» του «νεκρού σημείου» της επένδυσής του. Επεξηγείται ότι ως νεκρό σημείο, εννοείται η τιμή πώλησης της μονάδας ενέργειας, για την οποία ισοσταθμίζονται τα ετήσια σταθερά και μεταβλητά κόστη, από τα έσοδα πώλησης (μηδενικό κέρδος, μηδενική ζημία).

Αφού περιγράφηκαν οι χρησιμοποιούμενοι δείκτες, στο σημείο αυτό θα επιχειρηθεί η ανάλυση των παραμέτρων που εισάγονται στις εφαρμογές CBA. Οι Καθαρές Ταμιακές Ροές αναφέρονται σε κάθε έτος του οικονομικού κύκλου και υπολογίζονται με βάση τις ετήσιες ταμιακές εισροές και εκροές ως ακολούθως:

$$KTP = \text{Εισροές} - \text{Εκροές}$$

- Οι ετήσιες εισροές της επένδυσης σε ενεργειακό έργο Α.Π.Ε., αποτελούνται αποκλειστικά από τα έσοδα από τη πώληση ηλεκτρικής ενέργειας.
- Αντίστοιχα, οι ετήσιες εκροές συνίστανται σε λειτουργικές και δαπάνες συντήρησης, στις προβλεπόμενες αποσβέσεις, στο Φόρο Εισοδήματος που υποχρεούται να καταβάλλει ο ιδιοκτήτης (εταιρία ή φυσικό πρόσωπο) και στην καταβολή του τοκοχρεολυσίου για την αποπληρωμή πιθανών δανειακών κεφαλαίων.

Υιοθετείται ο συμβολισμός που επικρατεί στο τεύχος του Σ. Παπαθανασίου (2012) και αφορά τα οικονομικά μεγέθη στο έτος t:

E_t : Τα έσοδα από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας.

$\Lambda\Delta_t$: Οι λειτουργικές δαπάνες της επένδυσης που περιλαμβάνουν τα έξοδα λειτουργίας και συντήρησης (O&M - Operation and Maintenance), τα ασφαλιστικά κόστη, τα μισθολογικά κόστη και την καταβολή του 3% των ετήσιων ακαθάριστων εσόδων στην τοπική αυτοδιοίκηση και κοινωνία (απαλλάσσονται οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί) σύμφωνα με τον υφιστάμενο νόμο.

A_t : Οι προβλεπόμενες αποσβέσεις για την επένδυση.

$\Phi\Sigma$: Ο φορολογικός συντελεστής για τον υπολογισμό του φόρου εισοδήματος.

Φ_t : Οι φόροι που καταβάλλει η επιχείρηση,

$\Delta\Delta_t$: Η δόση του δανείου σε περίπτωση ύπαρξης δανειακών κεφαλαίων,

T_t : Ο τόκος που καταβάλλεται ετησίως σε περίπτωση ύπαρξης δανειακών κεφαλαίων.

X_t : Το χρεολύσιο που καταβάλλεται ετησίως σε περίπτωση ύπαρξης δανειακών κεφαλαίων.

Η αξιολόγηση της βιωσιμότητας μιας ενεργειακής επένδυσης μπορεί να γίνει με κριτήριο την απόδοση των ιδίων κεφαλαίων του ιδιοκτήτη ή την απόδοση των συνολικών επενδυμένων κεφαλαίων, εμπριεχομένων και των δανειακών. Στις ενότητες 5.6.3 και 5.6.4 αντίστοιχα, εξετάζονται οι δύο αυτές περιπτώσεις και υπολογίζονται οι δείκτες της Καθαρής Παρούσας Αξίας, του Συντελεστή Εσωτερικής Απόδοσης και της Έντοκης Περιόδου Αποπληρωμής.

5.6.3 Αξιολόγηση με κριτήριο την απόδοση των ιδίων κεφαλαίων

Ισχύει η εξής σχέση:

$$KTP_t = E_t - \Lambda\Delta_t - \Phi_t - \Delta\Delta_t \quad (5)$$

Ο υπολογισμός των ετήσιων λειτουργικών δαπανών ($\Lambda\Delta_t$), εξαρτάται από το είδος του ενεργειακού έργου και όπως εξηγήθηκε παραπάνω, από τους περιορισμούς που προβλέπονται από την ισχύουσα νομοθεσία. Η ετήσια δόση δανείου αποτελείται από τον τόκο και το χρεολύσιο (ενότητα 5.2). Άρα ισχύει η σχέση:

$$\Delta\Delta_t = X_t + T_t \quad (6)$$

Γενικά, η αποπληρωμή του δανείου μπορεί να συντελεστεί είτε με σταθερό τοκοχρεολύσιο ($\Delta\Delta_t = \text{σταθερό}$), είτε με σταθερό χρεολύσιο ($X_t = \text{σταθερό}$). Επιλέγεται η πρώτη περίπτωση, όπου το ετήσιο χρεολύσιο δίνεται από τον τύπο:

$$X_t = \frac{k_d}{(1+k_d)^{N_d} - 1} \cdot K_d \cdot (1+k_d)^{t-1} \quad (7)$$

Όπου, k_d το επιτόκιο δανεισμού από χρηματοπιστωτικό οργανισμό, K_d το κεφάλαιο δανεισμού και N_d η διάρκεια αποπληρωμής του δανείου σε έτη.

Τα ετήσια τοκοχρεολύσια υπολογίζονται ως εξής:

$$\Delta\Delta_t = \left(k_d + \frac{k_d}{(1+k_d)^{N_d} - 1}\right) \cdot K_d \quad (8)$$

Ο φόρος που προβλέπεται ότι θα καταβάλλεται ετησίως, υπολογίζεται επί των ακαθάριστων εσόδων, μειωμένων κατά το ποσό που αντιστοιχεί στο άθροισμα των λειτουργικών δαπανών, των αποσβέσεων και των τόκων. Έτσι, ισχύει:

$$\Phi_t = (E_t - \Lambda\Delta_t - A_t - T_t) \cdot \Phi\Sigma \quad (9)$$

Όπου ο τόκος T_t υπολογίζεται με τη σχέση (6).

Όσον αφορά τις αποσβέσεις, όπως έχει αναφερθεί και στην ενότητα 5.2, αυτές συνηθίζεται να υπολογίζονται με τη «σταθερή» μέθοδο. Αυτό σημαίνει ότι ισοκατανέμονται στα έτη του οικονομικού κύκλου. Άρα ισχύει:

$$A_t = \frac{K_{0,tot}}{N_A} \quad (10)$$

Όπου, $K_{0,tot}$ το συνολικό αρχικό κόστος της επένδυσης και N_A ο αριθμός των ετών της περιόδου απόσβεσης.

Αφού έχουν υπολογιστεί οι Καθαρές Ταμειακές Ροές όλων των ετών, ακολουθεί ο προσδιορισμός των οικονομικών δεικτών, της Καθαρής Παρούσας Αξίας (NPV) δηλαδή, και του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης (IRR). Για την πρώτη ισχύει:

$$NPV = -K_{0,Eq} + \sum_{t=1}^N \frac{KTP_t}{(1+k_{Eq})^t} + \frac{YA_N}{(1+k_{Eq})^N} \quad (11)$$

Όπου, $K_{0,Eq}$ τα ίδια κεφάλαια της επένδυσης,

KTP_t η καθαρή ετήσια χρηματοροή,

k_{Eq} το προεξοφλητικό επιτόκιο, το οποίο εκφράζει ταυτόχρονα και την αναμενόμενη επιθυμητή απόδοση των ιδίων κεφαλαίων,

N η περίοδος αξιολόγησης της επένδυσης σε έτη και

YA_N η υπολειμματική αξία της επένδυσης στο τέλος του κύκλου ζωής.

Ανάλογα, υπολογίζεται ο συντελεστής εσωτερικής απόδοσης και η έντοκη περίοδος αποπληρωμής, αντίστοιχα με τις σχέσεις:

$$-K_{0,Eq} + \sum_{t=1}^N \frac{KTP_t}{(1+IRR)^t} = 0 \quad (13)$$

και

$$-K_{0,Eq} + \sum_{t=1}^N \frac{KTP_t}{(1+k_{Eq})^t} = 0 \quad (14), \text{ λύνοντας ως προς "N".}$$

Στην περίπτωση που δεν υφίστανται δανειακά κεφάλαια, οι όροι T_t , X_t , $\Delta\Delta_t$, μηδενίζονται και τα μεγέθη KTP και NPV υπολογίζονται ανάλογα. Είναι σκόπιμο να σημειωθεί, ότι ο IRR δε χρησιμοποιείται απλά για να αναδείξει την βέλτιστη επενδυτική πρόταση ανάμεσα σε δύο ή περισσότερες εναλλακτικές. Η τιμή του έστω και για μια μεμονωμένη πρόταση, συγκρίνεται με την «ελάχιστη απαιτούμενη απόδοση των κεφαλαίων του επενδυτή (k_{minEq})» (Παπαθανασίου, 2012). Έτσι ανάλογα με την περίπτωση προβλέπεται:

- Αν $IRR > k_{minEq}$, η επενδυτική πρόταση γίνεται δεκτή,
- Αν $IRR < k_{minEq}$, η επενδυτική πρόταση απορρίπτεται,
- Αν $IRR = k_{minEq}$, η επενδυτική πρόταση κρίνεται αδιάφορη ως προς την αξία επιλογής της.

5.6.4 Αξιολόγηση ως προς το σύνολο της επένδυσης

Όταν το ενδιαφέρον συγκεντρώνεται στην εκτίμηση της αποδοτικότητας του συνόλου της επένδυσης, τότε στη «θέση» K_0 της σχέσης (1), εισάγεται ο όρος $K_{0,tot}$ ο οποίος εκφράζει το ποσό των συνολικών επενδυμένων κεφαλαίων. Επιπλέον, ως επιτόκιο αναγωγής λειτουργεί το *Μέσο Σταθμικό Κόστος* των δύο συνιστούστων κεφαλαίων (k_{tot}). Πρόκειται για ένα «συνιστάμενο» επιτόκιο, που εκφράζει το σταθμικό μέσο κόστος όλων των κεφαλαίων που έχουν αντληθεί από μια επιχείρηση από διάφορες πηγές. Όπως είναι εύλογο, τα κόστη κεφαλαίου για την κάθε είδους χρηματοδότηση συνήθως διαφέρουν μεταξύ τους. Αυτός είναι και ο λόγος, για τον οποίο χρησιμοποιείται η συγκεκριμένη μορφή επιτοκίου. Εφόσον λοιπόν αντιμετωπίζεται ο δανεισμός ως μια «εσωτερική» λειτουργία χρηματορροών της επένδυσης, τα οικονομικά μεγέθη που σχετίζονται με αυτόν, δεν πρέπει να εξετάζονται και να συμπεριλαμβάνονται στον υπολογισμό της βιωσιμότητας της επένδυσης, στο περιβάλλον της κοινής αγοράς. Άρα για τις καθαρές ταμειακές ροές ισχύει:

$$KTP_t = E_t - \Lambda\Delta_t - \Phi_t \quad (15)$$

Ο υπολογισμός των φόρων Φ_t γίνεται κατά τα γνωστά, με τη διαφορά ότι δεν αφαιρούνται οι τόκοι του δανείου από τα ακαθάριστα έσοδα. Δηλαδή ισχύει:

$$\Phi_t = (E_t - \Lambda\Delta_t - A_t) \cdot \Phi\Sigma \quad (16)$$

Με βάση αυτά ισχύουν για τους τρεις δείκτες:

$$NPV = -K_{0,tot} + \sum_{t=1}^N \frac{KTP_t}{(1+k_{tot})^t} + \frac{YA_N}{(1+k_{tot})^N} \quad (17)$$

$$-K_{0,tot} + \sum_{t=1}^N \frac{KTP_t}{(1+IRR)^t} = 0 \quad (18)$$

$$-K_{0,tot} + \sum_{t=1}^N \frac{KTP_t}{(1+k_{tot})^t} = 0 \quad (19), \text{ λύνοντας ως προς "N".}$$

Σύμφωνα με όσα αναφέρθηκαν σχετικά με την έννοια του μέσου σταθμικού κόστους, αυτό υπολογίζεται ως εξής για δύο πηγές προέλευσης χρηματοδότησης (Παπαθανασίου, 2012):

$$k_{tot} = P_d \cdot k_d (1 - \Phi\Sigma) + P_{Eq} \cdot k_{Eq} \quad (20)$$

Όπου, k_{tot} το μέσο σταθμικό κόστος των συνολικών επενδυμένων κεφαλαίων,

P_d η συμμετοχή (%) των δανειακών κεφαλαίων στο σύνολο της επένδυσης,

K_d το επιτόκιο δανεισμού,

P_{Eq} η συμμετοχή (%) των ιδίων κεφαλαίων στο σύνολο της επένδυσης,

k_{Eq} το κόστος ιδίων κεφαλαίων της επένδυσης και

$\Phi\Sigma$ ο φορολογικός συντελεστής.

Υπενθυμίζεται στο σημείο αυτό ότι προτείνεται η σύγκριση του IRR με το ελάχιστο αποδεκτό επιτόκιο αναγωγής. Στην παρούσα περίπτωση, πρέπει η τιμή του IRR να συγκριθεί με το μέσο σταθμικό κόστος. Έτσι, τα συμπεράσματα για την οικονομική αποδοτικότητα της επένδυσης εξάγονται ανάλογα:

- Αν $IRR > k_{tot}$, η επενδυτική πρόταση κρίνεται αποδοτική και επιλέγεται,
- Αν $IRR < k_{tot}$, η επενδυτική κρίνεται απορριπτή,
- Αν $IRR = k_{tot}$, η επενδυτική πρόταση κρίνεται αδιάφορη ως προς την αξία επιλογής της.

5.6.5 Αξιολόγηση με κριτήριο το σταθμισμένο κόστος ενέργειας

Ο συγκεκριμένος δείκτης, όπως αναφέρθηκε και στην ενότητα 5.6.2, εκφράζει το ανηγμένο κόστος ηλεκτροπαραγωγής, στη συνολική ποσότητα αυτής κατά την περίοδο αξιολόγησης του έργου. Στο κόστος αυτό μπορεί να συμπεριληφθεί και το ποσό των ετήσιων πιθανών επενδυμένων κεφαλαίων για τη λειτουργία του έργου ηλεκτροπαραγωγής. Σύμφωνα με τον Σ. Παπαθανασίου (2012), μπορεί να υπολογιστεί για την αξιολόγηση είτε της επένδυσης στο σύνολό της, είτε της ίδιας ως προς τα ίδια κεφάλαια αυτής. Παρακάτω, παρατίθεται η σχέση για τον LCOE, όταν εκτιμάται η αποδοτικότητα του συνόλου της επένδυσης.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{I_t + \Lambda\Delta_t}{(1 + k_{tot})^t} - \frac{YA_N}{(1 + k_{tot})^N}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_{gen,t}}{(1 + k_{tot})^t}} \quad (21)$$

Όπου, LCOE το σταθμισμένο κόστος ενέργειας,

I_t το κόστος επένδυσης κατά το έτος t

$E_{gen,t}$ η ετήσια παραγωγή ενέργειας.

Όπως αναφέρει ο ίδιος (Παπαθανασίου, 2012), όταν υφίσταται μόνο αρχική κεφαλαιακή επένδυση, ισχύει:

$$LCOE = \frac{K_{0,tot} + \sum_{t=1}^N \frac{\Lambda \Delta_t}{(1+k_{tot})^t} - \frac{YA_N}{(1+k_{tot})^N}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_{gen,t}}{(1+k_{tot})^t}} \quad (22)$$

Η σχέση υπολογισμού του LCOE, που λαμβάνει υπόψη την ετήσια καταβολή των φόρων, καθώς και τις ετήσιες αποσβέσεις της επένδυσης είναι η παρακάτω:

$$LCOE = \frac{K_{0,tot} + \sum_{t=1}^N \frac{-A_t \cdot \Phi \Sigma + \Lambda \Delta_t \cdot (1 - \Phi \Sigma)}{(1+k_{tot})^t} - \frac{YA_N}{(1+k_{tot})^N}}{(1 - \Phi \Sigma) \cdot \sum_{t=1}^N \frac{E_{gen,t}}{(1+k_{tot})^t}} \quad (23)$$

5.7 Επίδραση πληθωρισμού

Τα κόστη χρήσης χρηματικών ποσών, εκφράζονται σε μια ανάλυση κόστους-οφέλους, ως επιτόκια. Οι τρεις τύποι των επιτοκίων, υπενθυμίζεται ότι είναι το επιτόκιο δανεισμού, το επιτόκιο αναγωγής (προεξόφλησης) και το μέσο σταθμικό κόστος συνολικών κεφαλαίων. Οι ονομαστικές τιμές τους, όπως εκφράστηκαν, εξ ορισμού εμπεριέχουν τη μελλοντική μεταβολή των τιμών της αγοράς. Έτσι, οι επιδράσεις του πληθωρισμού στις τιμές, γίνονται πάντα αντιληπτές σε μια σχέση υπολογισμού ενός οικονομικού δείκτη αξιολόγησης.

Γενικά όμως, υπάρχουν δύο ειδών προσεγγίσεις για τον τρόπο θεώρησης των επιδράσεων του συγκεκριμένου φαινομένου (Hendrickson, 2003): η μέθοδος των σταθερών τιμών (constant dollar approach) και αυτή των μεταβλητών ή «πληθωρισμένων» (inflated dollar approach).

Στην πρώτη περίπτωση, ο ενδιαφερόμενος, επιδιώκει την έκφραση των τιμών στο έτος βάσης. Γι αυτό, σε μια σειρά από μελλοντικές ταμειακές ροές, που εμπεριέχουν αυξήσεις ή και μειώσεις στις τιμές των επιμέρους οικονομικών μεγεθών τους, λόγω πληθωρισμού, είναι αναγκαίο να χρησιμοποιούνται «αποπληθωρισμένα» επιτόκια (αναγωγής, δανεισμού), ώστε να ανάγονται αυτές οι αντίστοιχες αξίες σε αξίες του έτους βάσης. Τα επιτόκια αυτά καλούνται και πραγματικά.

Αντίθετα, η δεύτερη προσέγγιση, συνίσταται στην έκφραση των μελλοντικών ταμειακών ροών, σε τιμές σχετικές με τη στιγμή στην οποία πραγματοποιούνται. Λαμβάνεται δηλαδή υπόψη στις μελλοντικές χρηματοροές, η πιθανή αύξηση τιμών λόγω πληθωρισμού (ή και μείωση λόγω αρνητικού πληθωρισμού). Παράλληλα όμως, χρησιμοποιούνται τα ονομαστικά επιτόκια. Αν η εφαρμογή των δύο αυτών προσεγγίσεων, σε ένα δεδομένο πρόβλημα διεξαχθεί ορθά, τότε τα αποτελέσματά τους αναμένεται να είναι ίδια. Συνοψίζοντας, ο τύπος που περιγράφει της σχέση μεταξύ πληθωρισμού, ονομαστικού και πραγματικού επιτοκίου είναι η εξής:

$$i' = i + j + ij$$

ή

$$i = \frac{i' - j}{1 + j}$$

Όπου, i η πραγματική τιμή του επιτοκίου,
 i' η ονομαστική τιμή του επιτοκίου και
 j ο ρυθμός πληθωρισμού.

Κεφάλαιο 6

Οικονομική ανάλυση υβριδικού σταθμού Ικαρίας

6.1 Βασικές παραδοχές

Στο κεφάλαιο αυτό, εξετάζεται η οικονομική βιωσιμότητα μεμονωμένα της επένδυσης, σε κατασκευή και λειτουργία του Υβριδικού Σταθμού στην Ικαρία. Θεωρείται δηλαδή, ότι οι λοιπές εγκαταστάσεις που είναι προγραμματισμένες να πραγματοποιηθούν και αφορούν στην «αναβάθμιση του υπάρχοντος ηλεκτρικού δικτύου» του νησιού εξαιρούνται, καθώς υποτίθεται ότι δεν εκπίπτουν στην ευθύνη του Διαχειριστή Υβριδικού Σταθμού (στη συγκεκριμένη περίπτωση τη ΔΕΗ Ανανεώσιμες). Επίσης, γίνεται η παραδοχή, ότι η επένδυση αποφασίζεται σε παρόντα χρόνο, ενώ μελετάται η βιωσιμότητά της σε βάθος χρόνου, από τη στιγμή της συγκέντρωσης του αρχικού κεφαλαίου. Έτος βάσης είναι το 2012.

Η οικονομική ανάλυση λοιπόν, της επένδυσης στην κατασκευή και λειτουργία του Υβριδικού Σταθμού στην Ικαρία, συνίσταται - σύμφωνα με την παράγραφο 1.5 - στον υπολογισμό του ανηγμένου στο έτος αναφοράς συνολικού κόστους της και στην εκτίμηση των καταναμημένων στον οικονομικό χρόνο ζωής οφελών. Γενικά, όπως έχει ακολουθηθεί και σε λοιπές μελέτες λειτουργίας Υβριδικών Σταθμών αντλησιοταμίευσης (S. Paraefthimiou et al., 2008· Παπαθανασίου κ.α., 2010), οδηγός για την εκτίμηση αυτών των μεγεθών, αποτελεί η υφιστάμενη νομοθεσία, η οποία όχι μόνο καθορίζει σε κάποιο βαθμό την τιμολογιακή πολιτική, αλλά παρέχει και τις αρχές, για την εφαρμογή των πολιτικών διαχείρισης του Υβριδικού Σταθμού. Απαραίτητη στη συνέχεια, είναι η κατασκευή μοντέλων προσομοιώσεων λειτουργίας του σταθμού, που θα υιοθετούν τις παραπάνω πολιτικές και θα εξάγουν αποτελέσματα ποσοτικών χαρακτηριστικών, απαραίτητων για τον μετέπειτα υπολογισμό των οικονομικών παραμέτρων.

Η ΔΕΗ Ανανεώσιμες, λαμβάνοντας υπόψη το νομοθετικό πλαίσιο, έχει παρουσιάσει αποτελέσματα προσομοιώσεων, που αφορούν σε σχετικούς λειτουργικούς δείκτες του Υβριδικού Σταθμού στην Ικαρία (Παρουσίαση στη ΡΑΕ, Παπαθανασίου, 2009). Στις επόμενες παραγράφους του κεφαλαίου, θα περιγραφεί αναλυτικά η διαδικασία υπολογισμού των συνιστωσών των δύο συγκρινόμενων μεγεθών (οφέλους και κόστους), με βάση τα

τεχνικά μεγέθη που αναφέρονται μέσα στην παρουσίαση αυτή. Μέρος την εν λόγω διαδικασίας, αποτελεί και η παραμετρική διερεύνηση της τιμής ορισμένων μεγεθών (π.χ. πληθωρισμού, επιτοκίου προεξόφλησης) συνοδευόμενη από την κατάλληλη τεκμηρίωση. Ιδιαίτερα συμβουλευτικά κρίθηκαν τα έντυπα τεύχη “Operating policies for wind-pumped storage hybrid power stations in island grids” (Papaefthimiou et al., 2008), “Υβριδικοί σταθμοί στα μη διασυνδεδεμένα νησιά” (Παπαθανασίου, Μπουλαξής, 2011), “Αρχές διαχείρισης Υβριδικών Σταθμών: Εφαρμογή στο Σύστημα της Ικαρίας” (Παπαευθυμίου κ.α., 2009) και “Παραμετρική διερεύνηση της τιμολόγησης των Υβριδικών Σταθμών σε Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά” (Παπαθανασίου, 2010). Στο σημείο αυτό τονίζεται, ότι οι παραδοχές που έγιναν στην ενότητα αυτή, είναι ιδιαίτερα περιοριστικές και εφαρμόζονται, με σκοπό την «κατασκευή» μιας αρχικής κατάστασης σχεδιασμού, στην οποία είναι δεδομένα τα μεγέθη του Υβριδικού Σταθμού και ζητούμενο η αξιολόγηση της συγκεκριμένης επένδυσης.

6.2 Δεδομένα

Τα ετήσια κόστη και οφέλη από τις αγοραπωλησίες ενέργειας του σταθμού, εξαρτώνται από τις αντίστοιχες συνολικές ποσότητες ενέργειας που αναμένεται να παράγονται ή να αντλούνται στο έτος αναφοράς. Οι ποσότητες αυτές αφορούν το έτος λειτουργίας 2012 του σταθμού, για συνθήκες υψηλού αιολικού δυναμικού για το εσωτερικό Α/Π και παρουσιάζονται σε σχετική παρουσίαση της ΔΕΗ Ανανεώσιμες και της Διεύθυνσης Υδροηλεκτρικής Παραγωγής (ΔΥΗΠ) της ΔΕΗ Α.Ε. προς τη ΡΑΕ (Παπαθανασίου, 2009). Τα κόστη και τα οφέλη που θα προκύψουν, θα θεωρηθεί ότι αντιπροσωπεύουν ένα τυπικό έτος λειτουργίας.

6.2.1 Εύρεση κόστους

Στην παράγραφο αυτή θα επιχειρηθεί να εκτιμηθούν τα διάφορα κόστη που συνοδεύουν την επένδυση. Η ανάλυση γίνεται σε αρχικό κόστος κατασκευής και σε ετήσια κόστη κατά την περίοδο λειτουργίας. Το κόστος κατασκευής ταυτίζεται με το αναφερόμενο «προϋπολογισμένο συμβατικό κόστος κατασκευής» στην παρουσίαση της ΔΕΗ Ανανεώσιμες και της ΔΕΗ προς τη ΡΑΕ και ανέρχεται στο ποσό των 17,5 εκατομμυρίων ευρώ. Στην ίδια παρουσίαση ωστόσο, αναφέρεται και το κόστος της «επαύξησης της εγκατεστημένης ισχύος αντλιών και ανεμογεννητριών», το οποίο εκτιμάται στα 1 εκατομμύριο ευρώ. Στην παρούσα μελέτη, το πρόσθετο αυτό κόστος αγνοείται, καθώς δεν έχει βρεθεί στη βιβλιογραφία, η αντιστοιχία στην αύξηση της ετήσιας παραγόμενης ενέργειας του σταθμού. Με άλλα λόγια, θεωρείται ότι η αρχική χρηματοδότηση του έργου, αντιστοιχεί σε σταθερή εγκατεστημένη ισχύ κατά τον οικονομικό κύκλο ζωής του.

Υιοθετείται η υπόθεση, ότι το κόστος κατασκευής αφορά στις εξής κύριες επιμέρους εγκαταστάσεις:

- Αγωγός προσαγωγής ύδατος στον ΜΗΥΣ Προεσπέρας μήκους 3,5km

- ΜΗΥΣ Προεσπέρας εγκατεστημένης ισχύος 1,05MW
- Άνω ταμιευτήρας (στην Προεσπέρα) μεικτού όγκου 93.600m³
- Αγωγός προσαγωγής ύδατος στον ΜΗΥΣ Κάτω Προεσπέρας μήκους 3,06km
- ΜΗΥΣ Κάτω Προεσπέρας εγκατεστημένης ισχύος 3,1MW
- Κάτω ταμιευτήρας (στην Κάτω Προεσπέρα) μεικτού όγκου 91.300m³
- Αντλιοστάσιο Κάτω Προεσπέρας ισχύος 3,0MW
- Α/Π Στραβοκουντούρας εγκατεστημένης ισχύος 2,7MW

Σημειώνεται ότι, επιμέρους κόστη και τυχόν πρόσθετα έργα και εγκαταστάσεις δεν εντοπίστηκαν καθώς δεν ήταν διαθέσιμος ο αναλυτικός προϋπολογισμός του έργου. Ακόμη, υπενθυμίζεται, ότι ο υφιστάμενος ταμιευτήρας Πεζίου δεν συμπεριλαμβάνεται στα επιμέρους προς κατασκευή έργα.

Πρώτη συνιστώσα που εξετάζεται εντός του πλαισίου των ετησίων δαπανών, αποτελεί το κόστος λειτουργίας και συντήρησης. Για την εκτίμησή του, προτείνεται η θεώρηση ότι αυτό αποτελεί το 2% της αρχικής επένδυσης, δηλαδή του συμβατικού κόστους κατασκευής. Έτσι, τα ετήσια λειτουργικά έξοδα του σταθμού ανέρχονται σε €:

$$\Lambda\Delta_t = 0,02 \cdot 17.500.000 = 350.000$$

Η ίδια παραδοχή έγινε και στα πλαίσια οικονομικής αξιολόγησης τριών μεγεθών υβριδικών σταθμών, από τους S. Papatheodimou et al. (2008).

Στα ετήσια κόστη του ΥΒΣ συμπεριλαμβάνεται επίσης και το συνολικό κόστος άντλησης, κατά τις περιόδους που κρίνεται απαραίτητο από τον Διαχειριστή Υβριδικού Σταθμού (ΔΥΒΣ), ώστε να είναι σε θέση να ανταποκριθεί στην υποχρέωση παροχής εγγυημένης ισχύος. Γενικά, το κόστος αυτό εξάγεται στο τέλος του κάθε έτους και υπολογίζεται κατά τα προβλεπόμενα του Ν. 3468/2006 και του Κανονισμού Αδειών 2007 (άρθρο 33) (βλ. κεφάλαιο 2), εφόσον είναι γνωστός ο συνολικός ετήσιος χρόνος λειτουργίας των αντλιών ή η συνολική καταναλωθείσα ενέργεια. Η τιμολόγηση της απορροφούμενης ενέργειας από το δίκτυο βασίζεται στο μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής των συμβατικών μονάδων βάσης (ετήσια περίοδος λειτουργίας μεγαλύτερη του 70% του έτους) κατά τη διάρκεια του προηγούμενου έτους. Στα πλαίσια αυτής της ανάλυσης, λόγω έλλειψης των απαραίτητων αυτών δεδομένων, υιοθετείται η τιμή 109 €/MWh, η οποία εμφανίζεται ως ισχύουσα τιμολόγηση αντλιών ΥΒΣ μόνο για την Ικαρία, με βάση σχετική εκδοθείσα απόφαση της ΡΑΕ (Παπαθανασίου, Μπουλαξής, 2011). Σύμφωνα με τα αποτελέσματα της μοντελοποίησης της λειτουργίας του ΥΒΣ, που παρουσιάστηκαν στη ΡΑΕ (Παπαθανασίου, 2009), η ενέργεια που αναμένεται να παρέχεται από το Διαχειριστή Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού (ΔΜΔΝ) στον ΥΒΣ, εκτιμάται στις 169 MWh. Άρα το συνολικό ετήσιο κόστος άντλησης είναι σε €:

$$C_t = 169 \cdot 109 = 18.421$$

Ετήσιες δαπάνες αποτελούν και οι αποπληρωμές του ετήσιου χρέους, λόγω πιθανού δανείου, για την κάλυψη μέρους της αρχικής επένδυσης. Οι δαπάνες αυτές προκύπτουν άμεσα, με δεδομένα το ύψος του αρχικού δανείου, την περίοδο χρέους και το επιτόκιο δανεισμού. Οι παραδοχές για τις αντίστοιχες τιμές όμως, θα γίνουν παρακάτω, στο πλαίσιο των γενικότερων παραδοχών για τις τιμές των παραμέτρων της οικονομικής ανάλυσης.

Όπως εξηγήθηκε και στην ενότητα 5.5, ο φόρος εισοδήματος αποτελεί μια ετήσια εκροή από την επιχείρηση διαχείρισης του ΥΒΣ, που εξάγεται με βάση τα ακαθάριστα έσοδα και ετήσια έξοδα (τύπος (9) και (16) ενότητων 5.5.3 και 5.5.4 αντίστοιχα). Επειδή όμως εξαρτάται από το ύψος των καταβαλλόμενων τόκων (προηγούμενη παράγραφος) και από τις προβλεπόμενες ετήσιες αποσβέσεις, ο φόρος εισοδήματος θα υπολογιστεί και αυτός σε επόμενη παράγραφο, που αφορά στις παραμέτρους της οικονομικής ανάλυσης.

Σύμφωνα με το νόμο 3468/2006, ως παραγωγός ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. ο Υβριδικός Σταθμός, θα πρέπει να καταβάλει ετησίως στο Δήμο Ικαρίας, ποσό ίσο με το 3% της προ Φ.Π.Α. τιμής πώλησης της παραγόμενης ενέργειας. Σύμφωνα με το υφιστάμενο θεσμικό πλαίσιο, η τιμολόγηση δεν είναι ενιαία για την ενέργεια από τις ελεγχόμενες μονάδες του σταθμού και από τις μονάδες Α.Π.Ε. (πίνακας 6.1). Έτσι, υιοθετείται η απλοϊκή θεώρηση ότι το παραπάνω ποσοστό ισχύει επί του συνόλου των ετήσιων εσόδων από την πώληση ενέργειας στους κατοίκους του νησιού.

Πίνακας 6.1: Ισχύουσες τιμολογήσεις ενέργειας και διαθεσιμότητας ισχύος ΥΒΣ σε ΜΔΝ

Τιμολόγηση	Κρήτη	Λέσβος	Ικαρία
Παραγόμενη ενέργεια ελεγχόμενων μονάδων παραγωγής	236 €/MWh	125 €/MWh	295 €/MWh
Απορροφούμενη ενέργεια για φόρτιση του συστήματος αποθήκευσης από το δίκτυο (ή και από μονάδες ΑΠΕ, αν δεν εφαρμόζεται συμψηφισμός)	186 €/MWh	100 €/MWh	109 €/MWh
Παραγόμενη αιολική ενέργεια για έγχυση στο δίκτυο (ή και για άντληση, αν δεν εφαρμόζεται συμψηφισμός)	99,45 €/MWh*	99,45 €/MWh*	99,45 €/MWh*
Παραγόμενη αιολική ενέργεια για υποκατάσταση παραγωγής των ελεγχόμενων μονάδων	167,725 €/MWh*	112,225 €/MWh*	197,225 €/MWh*
Αποζημίωση διαθεσιμότητας ισχύος (για την εγγυημένη ισχύ)	127.000 €/MWh/έτος	165.000 €/MWh/έτος	188.000 €/MWh/έτος

* Για την τιμολόγηση της αιολικής ενέργειας, ισχύει η προσαύξηση στη βασική τιμή 20%, σύμφωνα με το άρθρο 5 παρ. 2γ του ν.3851/2010.

Πηγή: Παπαθανασίου, Μπουλαξής (2011).

Τα ετήσια έσοδα του σταθμού, από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας στο νησί, υπολογίζονται αναλυτικά στην επόμενη ενότητα (6.2.2), όπου αναπτύσσεται ο υπολογισμός των οφελών της συγκεκριμένης επένδυσης. Για τον υπολογισμό όμως της ετήσιας αποζημίωσης, σημειώνεται ότι το ετήσιο χρηματικό όφελος από την ενεργειακή παραγωγή είναι σε € (βλ. ενότητα 6.2.2):

$$E_1 + E_2 = 2.755.890 + 46.244 = 2.802.134$$

Άρα, η ετήσια χρηματική καταβολή στο Δήμο Ικαρίας είναι σε €:

$$P_t = 0,03 \cdot 2.802.134 = 84.064$$

Τέλος, επισημαίνεται ότι στην οικονομική ανάλυση που θα ακολουθήσει, δε λαμβάνονται υπόψη πιθανές κυρώσεις που θαπραγματώνονται με την επιβολή προστίμων, σε περίπτωση «αδυναμίας ικανοποίησης των προσφορών ενέργειας ή της ζητηθείσας εγγυημένης παροχής», όπως αναφέρουν και οι Σ. Παπαθανασίου και Ν. Μπουλαξής (2011). Τέτοιου είδους χρηματικά πρόστιμα προβλέπεται να υπολογίζονται στο τέλος του κάθε εξαετούς έτους λειτουργίας του ΥΒΣ και είναι αρκετά πιθανό να διαφέρουν σημαντικά σε κάθε έτος. Βασικός παράγοντας αυτής της μεταβλητότητας, είναι κυρίως η «αστοχία» του προγραμματισμού ένταξης μονάδων από τον ΔΥΒΣ, λόγω της στοχαστικής συμπεριφοράς των πηγών εκμετάλλευσης του σταθμού (άνεμος, πληρότητα του άνω ταμιευτήρα). Στη διαθέσιμη βιβλιογραφία δεν συναντώνται προτεινόμενες μέσες ή αντιπροσωπευτικές τιμές για αυτήν τη δαπάνη. Αιτία για τη δυσκολία προσδιορισμού της κατά τον εκπονούμενο, ίσως αποτελεί το γεγονός, ότι δεν είναι δυνατό να προσομοιωθεί μια τέτοια αστοχία, κατά την οποία ενώ τηρούνται όλες οι αρχές και οι περιορισμοί των πολιτικών διαχείρισης, να αδυνατεί ο ΔΥΒΣ να παράγει την ζητηθείσα εγγυημένη ισχύ.

6.2.2 Εύρεση οφέλους

Τα οφέλη από μια τέτοια ενεργειακή επένδυση συνδέονται με την πώληση της παραγόμενης ενέργειας. Οι καταναλωτές του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού, (Ικαρία) είναι οι τελικοί αποδέκτες των υπηρεσιών του ΔΥΒΣ. Η τιμολόγηση της προσφερόμενης ενέργειας και ισχύος εξαρτάται από το υφιστάμενο νομοθετικό πλαίσιο. Προτείνεται διαφορετική μεθοδολογία, ανάλογα με την πηγή προέλευσης της εγχεόμενης στο δίκτυο ενέργειας.

Σύμφωνα με το Ν. 3468/2006 και τον κανονισμό αδειών (άρθρο 33), η τιμολόγηση της ενέργειας (€/MWh) των ελεγχόμενων μονάδων του ΥΒΣ (υδροστρόβιλοι), γίνεται με βάση το μέσο κόστος παραγωγής των συμβατικών μονάδων αιχμής του προηγούμενου έτους. Στην παρουσίαση του ετήσιου αναμενόμενου ενεργειακού ισοζυγίου της Ικαρίας (Παπαθανασίου,

2009), αναφέρεται ότι η συνολική ετήσια παραγωγή των υδροστροβίλων ανέρχεται στις 1.329 MWh για τον ΜΥΗΣ Προεσπέρας και στις 8.013 MWh για τον ΜΥΗΣ Κάτω Προεσπέρας, 4.000 MWh από τις οποίες προέρχονται από αντλησιοταμίευση. Στην παρούσα ανάλυση υιοθετείται η ίδια παραδοχή που έγινε και στη τιμολόγηση της απορροφούμενης ενέργειας των αντλιών του ΥΒΣ. Η τιμή δηλαδή, για την παραγόμενη ενέργεια από ελεγχόμενες μονάδες παραγωγής, έχει βρεθεί, με βάση το ισχύον νομοθετικό πλαίσιο, και αναφέρεται από τους Σ. Παπαθανασίου και Ν. Μπουλαξή (2011) στο έντυπο τεύχος «Υβριδικοί σταθμοί στα μη διασυνδεδεμένα νησιά». Για το ΜΔΝ της Ικαρίας ισχύει η τιμή 295 €/MWh. Άρα το συνολικό όφελος του ΥΒΣ από την πώληση της ενέργειας που προέρχεται από τη λειτουργία των υδροστροβίλων είναι σε €:

$$E_1 = (1.329 + 8.013) \cdot 295 = 2.755.890$$

Ένα τμήμα του ετήσιου οφέλους του σταθμού προέρχεται και από την πώληση της ενέργειας που παράγεται από το Α/Π εντός αυτού και εγχέεται απευθείας στο τοπικό απομονωμένο δίκτυο. Η τιμολόγηση κατά τα προηγούμενα αυτής της ενέργειας ανέρχεται στα 99,45 €/MWh. Η συνολική ετήσια συνεισφορά στο δίκτυο αναμένεται στις 465 MWh. Άρα τα ετήσια έσοδα είναι σε €:

$$E_2 = 465 \cdot 99,45 = 46.244$$

Είναι σκόπιμο να σημειωθεί, ότι δεν εξετάζεται η περίπτωση, όπου η παραγόμενη αιολική ενέργεια υποκαθιστά την παραγωγή των ελεγχόμενων μονάδων του σταθμού, δηλαδή των υδροστροβίλων. Θεωρείται ότι το συγκεκριμένο ενδεχόμενο πολιτικής προγραμματισμού του σταθμού, αν και μπορεί να συντελέσει στην αύξηση των εσόδων του σταθμού και στη βελτίωση της αποδοτικότητάς του, εμπεριέχει μεγάλο βαθμό αβεβαιότητας. Αστοχίες υδρολογικών-ανεμολογικών προβλέψεων μπορούν να οδηγήσουν σε επισφαλής και ίσως ζημιογόνες επιλογές αυτού του τύπου ένταξης των ανεμογεννητριών. Αν παρουσιάζονταν ποσοτικά αποτελέσματα για τον συγκεκριμένο τύπο ένταξης (πόσες MWh το χρόνο προέρχονται από υποκατάσταση των υδροστροβίλων και όχι απλά παράλληλη λειτουργία των Α/Γ με αυτούς) στην παρουσίαση προς τη ΡΑΕ (Παπαθανασίου, 2009), θα τιμολογούνταν η αντίστοιχη ετήσια παραγωγή σύμφωνα πάλι, με τη σχετική απόφαση της ΡΑΕ για Υβριδικό Σταθμό στην Ικαρία (197,225 €/MWh).

Σημαντική πηγή ετησίων εσόδων για τον ΥΒΣ αποτελεί η αποκαλούμενη «αποζημίωση διαθεσιμότητας ισχύος» για την εγγυημένη ισχύ (capacity credit), η οποία προβλέπεται και τιμολογείται στο άρθρο 13 του Ν. 3468/2006. Σύμφωνα με το νόμο, το ύψος της αποζημίωσης αυτής εξαρτάται από «το εκτιμώμενο κόστος κατασκευής και το σταθερό κόστος λειτουργίας νεοεισερχόμενου συμβατικού σταθμού παραγωγής στο Αυτόνομο Ηλεκτρικό Σύστημα του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού». Το ποσό που εκτιμάται από τη ΡΑΕ ότι θα λαμβάνει ο ΥΒΣ Ικαρίας για τη διαθεσιμότητα της «εγγυημένης ισχύος» είναι 188.000

€/MW/έτος (Παπαθανασίου, Μπουλαξής, 2011). Το μέγεθος της αντίστοιχης εγγυημένης ισχύος του σταθμού σύμφωνα με στοιχεία της ΡΑΕ σχετικά με τις Άδειες Παραγωγής για ΥΒΣ μέχρι το Σεπτέμβριο του 2011, είναι 3,8 MW. Άρα τα ετήσια έσοδα του ΥΒΣ από τη συγκεκριμένη αποζημίωση υπολογίζονται στα (σε €):

$$E_3 = 3,8 \cdot 188.000 = 714.400$$

Τα συνολικά ετήσια ακαθάριστα έσοδα από την πώληση της παραγόμενης ενέργειας ανέρχονται σε (€):

$$\Sigma E_t = E_1 + E_2 + E_3 = 2.755.890 + 46.244 + 714.400 = 3.516.534$$

Η τιμολόγηση της παραγόμενης ενέργειας του ΥΒΣ με βάση το μεταβλητό κόστος παραγωγής των συμβατικών μονάδων του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού, αποσκοπεί στην αποφυγή μεγάλων αυξήσεων του συνολικού κόστους παραγωγής ενέργειας του νησιού (Παπαθανασίου, Μπουλαξής, 2011). Σύμφωνα με την ισχύουσα νομοθεσία δηλαδή, η τιμολόγηση δεν αντανακλά την ανταγωνιστικότητα της επένδυσης, στο πλαίσιο της αποδοτικότερης και επικερδέστερης κάλυψης της διαμορφούμενης ζήτησης σε Α.Π.Ε., στα απομονωμένα από το δίκτυο νησιά της Ελλάδας. Με την επικείμενη ανάλυση κόστους-οφέλους, θα διερευνηθεί η βιωσιμότητα της μεμονωμένης επένδυσης (ΥΒΣ Ικαρίας χωρίς βοηθητικά έργα αναβάθμισης υφιστάμενου δικτύου). Τα αποτελέσματα της ανάλυσης αναμένεται να είναι συντηρητικότερα, λόγω της παραπάνω παραδοχής, σε σχέση με αυτά που θα προέκυπταν στην περίπτωση που οι τιμολογήσεις προέκυπταν από κοινωνικο-οικονομικούς συσχετισμούς.

6.2.3 Παράμετροι ανάλυσης

Στην παράγραφο αυτή θα εκτιμηθούν οι τιμές των απαραίτητων βασικών παραμέτρων, για την οικονομική ανάλυση. Αυτές, όπως περιγράφηκαν στο κεφάλαιο 5, συνίστανται στον οικονομικό χρόνο ζωής της επένδυσης, το επιτόκιο αναγωγής (ή προεξοφλητικό επιτόκιο, discount rate), το αρχικό επενδυτικό δάνειο (loan), το επιτόκιο δανεισμού (loan interest rate), τη διάρκεια εξόφλησης του δανείου (loan duration) και τον πληθωρισμό (inflation). Θα γίνει ακόμη λόγος, και για την εκτίμηση του φόρου εισοδήματος, με βάση παραδοχές, σχετικές με την τιμή του φορολογικού συντελεστή και των ετήσιων αποσβέσεων.

Ο οικονομικός χρόνος ζωής του ενεργειακού έργου ταυτίζεται με την περίοδο αξιολόγησης της οικονομικής ανάλυσης. Αυτό σημαίνει, ότι επιλέγεται με βάση τις αναμενόμενες θεωρούμενες χρηματοροές. Ο κύκλος ζωής του έργου δεν ταυτίζεται απαραίτητα με τον πραγματικό χρόνο ζωής του εγκατεστημένου και χρησιμοποιούμενου μηχανολογικού εξοπλισμού. Μπορεί όμως να στηρίζεται στον αναμενόμενο χρονικό ορίζοντα, μέσα στον οποίο ο επενδυτής ανακτά το αρχικό κεφάλαιο και την απόδοση που προσδοκά (Γιαννακίδης, 2012). Η δεύτερη αυτή ερμηνεία, είναι ιδιαίτερα αντιπροσωπευτική στην

περίπτωση του υπό εξέταση ΥΒΣ, καθώς ο ιδιοκτήτης (ΔΕΗ Ανανεώσιμες) μπορεί στο μέλλον να υποχρεωθεί να πουλά την παραγωγή του σε σημαντικά χαμηλότερες τιμές, με αποτέλεσμα να υπάρξει σοβαρή μεταβλητότητα στο κατεστημένο των μελλοντικών χρηματοροών.

Η αιτιολογία για μια τέτοια πιθανή υποχρέωση του ιδιοκτήτη του ΥΒΣ είναι η εξής: Οι εκμεταλλεύσιμες πηγές ενέργειας του σταθμού χαρακτηρίζονται σε μεγάλο τμήμα τους ως «δωρεάν» παρεχόμενες (υδραυλική ενέργεια ανανεώσιμων υδάτων ταμιευτήρα Πεζίου και αιολική ενέργεια). Ο μόνος περιορισμός που θα λαμβάνει υπόψη του ο ΔΥΒΣ, είναι οι υπόλοιπες ανταγωνιστικές χρήσεις των υδάτων του ταμιευτήρα Πεζίου, από άλλους ιδιωτικούς φορείς (άρδευση) ή και για χάρη της δημόσιας ωφέλειας. Ως εκ τούτου, η τιμολόγηση της παραγωγής του, δεν μπορεί να στηρίζεται για μεγάλο χρονικό διάστημα στο αποφευγόμενο κόστος παραγωγής των συμβατικών θερμικών μονάδων. Αντίθετα, με την εφαρμογή των κατάλληλων «ειδικών τιμολογίων τροφοδοσίας του δικτύου με την παραγόμενη ανανεώσιμη ενέργεια» (feed-in-tariff), επιτυγχάνεται όχι μόνο η γρήγορη (σχετικά) ανάκτηση του αρχικού κεφαλαίου από τον επενδυτή, αλλά και ο περιορισμός περαιτέρω κερδών (το καθαρό όφελος που προκύπτει μετά τη θεώρηση των λειτουργικών κοστών και διαφόρων δαπανών), σε βάθος χρόνου. Δηλαδή, τέτοιες λογικές τιμολόγησης της παραγόμενης ενέργειας από Α.Π.Ε., συμβάλλουν στον έλεγχο των τιμών από τις αρμόδιες αρχές, καθώς η ενέργεια αυτή παρέχεται με αντίτιμο βασισμένο στο κόστος παραγωγής, το οποίο μπορεί να καταγραφεί για σε κάθε περίπτωση.

Για την οικονομική αποτίμηση τέτοιων επενδύσεων σε υβριδικά ενεργειακά έργα από τους S. Papatheoimioy et al. (2008), ο κύκλος ζωής λαμβάνεται ίσως με 20 έτη. Με βάση τη λογική, ότι σε 20 έτη αναμένεται να εκπληρωθούν οι στόχοι του επενδυτή, που αναφέρθηκαν σε προηγούμενη παράγραφο, επιλέγεται ο συγκεκριμένος χρόνος, ως περίοδος αξιολόγησης για τον ΥΒΣ της Ικαρίας.

Σημαντικός παράγοντας της οικονομικής ανάλυσης αποτελεί και ο πληθωρισμός. Αν και αποτελεί ένα «Νομισματικό φαινόμενο», μη επηρεάζοντας τα μεγέθη της πραγματικής οικονομίας (δημόσιες δαπάνες, ιδιωτικές επενδύσεις, ιδιωτική κατανάλωση), το ίδιο φαινόμενο προκαλεί την αύξηση του κόστους των αγαθών και της παροχής υπηρεσιών σε μια χρονική περίοδο. Η παραγωγή ενέργειας προς κατανάλωση αποτελεί μια παροχή του παραγωγού ΥΒΣ, προς το ΔΜΔΝ, ο οποίος διανέμει την ενέργεια αυτή στους τελικούς καταναλωτές, τους κατοίκους του ΜΔΝ της Ικαρίας. Άρα, η ύπαρξη πληθωρισμού θα έχει επιπτώσεις στην τιμολόγηση των παραγόμενων και καταναλισκόμενων (αντλίες ανύψωσης υδάτων) ποσοτήτων ενέργειας από τον ΥΒΣ, όπως συμβαίνει άλλωστε και σε όλες τις περιπτώσεις αγοραπωλησίας ενέργειας ανά τον κόσμο.

Ο πληθωρισμός γενικά, σε μια περίοδο αξιολόγησης 20 ετών για μια ανάλυση οικονομικής βιωσιμότητας θεωρείται σταθερός για διευκόλυνση της ανάλυσης. Ωστόσο, είναι σημαντικό

να σημειωθεί, ότι στην Ελλάδα τους τελευταίους μήνες, παρατηρούνται σχετικά χαμηλές τιμές πληθωρισμού (Αύγουστος 1,7%, Ιούλιος 1,3%, σύμφωνα με τα στοιχεία της Ελληνικής Στατιστικής Αρχής). Από την αρχή, ήδη, του έτους 2012, ο πληθωρισμός κινούνταν σε χαμηλότερα επίπεδα σε σχέση με αυτά των προηγούμενων ετών. Σύμφωνα με τα στοιχεία του πίνακα 6.2 και του πίνακα 6.3, συμπεραίνεται μια καθαρή «στροφή» της τάσης του.

Πίνακας 6.2: Εξέλιξη του πληθωρισμού στην Ελλάδα (%)

Έτος	Πληθωρισμός	2011 / Μήνας	Πληθωρισμός
1999	2,6	Ιανουάριος	5,2
2000	3,2	Φεβρουάριος	4,4
2001	3,4	Μάρτιος	4,5
2002	3,6	Απρίλιος	3,9
2003	3,5	Μάιος	3,3
2004	2,9	Ιούνιος	3,3
2005	3,5	Ιούλιος	2,4
2006	3,2	Αύγουστος	1,7
2007	2,9	Σεπτέμβριος	3,1
2008	4,2	Οκτώβριος	3,0
2009	1,2	Νοέμβριος	2,9
2010	4,7	Δεκέμβριος	2,4

Πηγή: Τράπεζα της Ελλάδος

Πίνακας 6.3: Εξέλιξη του πληθωρισμού στην Ελλάδα μέσα στο 2012 (%)

2012 / Μήνας	Πληθωρισμός
Ιανουάριος	2,3
Φεβρουάριος	2,1
Μάρτιος	1,7
Απρίλιος	1,9
Μάιος	1,4
Ιούνιος	1,3
Ιούλιος	1,3
Αύγουστος	1,7

Πηγή: Ελληνική Στατιστική Αρχή

Με βάση τα παραπάνω, συμπεραίνεται ότι η τιμή μέσου πληθωρισμού για τα 20 έτη οικονομικής ανάλυσης, θα πρέπει να κυμαίνεται κοντά στο 1,7%. Είναι γεγονός, ότι τα στοιχεία των τελευταίων μηνών, αποτρέπουν την γενικευμένη συνήθη εκτίμηση του πληθωρισμού στο 2,5%, σε περιπτώσεις αξιολόγησης βιωσιμότητας μιας ενεργειακής επένδυσης. Παρ' όλα αυτά, εφόσον δεν υπάρχει ολοκληρωμένη εικόνα για το έτος 2012, δεν μπορεί να χρησιμοποιηθούν μεμονωμένα για την εκτίμηση του συγκεκριμένου μεγέθους στο μέλλον. Από την άλλη, δεν θα ήταν σκόπιμο να ληφθούν ισοτίμως υπόψη, τα δεδομένα που αφορούν στα προγενέστερα έτη, καθώς η οικονομική πολιτική της χώρας και οι τάσεις αυτής της πολιτικής ήταν διαφορετικές από τις αντίστοιχες του παρόντος. Στη λογική αυτή, επιλέχθηκε η τιμή 2,0% ως αντιπροσωπευτική, ενώ αναφέρεται ότι θα αξιολογηθεί η σημασία της μεταβλητότητας της παραμέτρου αυτής, κατά τη διαδικασία ανάλυσης ευαισθησίας που έπεται της ανάλυσης κόστους-οφέλους.

Η επένδυση σε Υβριδικό Σταθμό παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ικαρία, απαιτεί σημαντικά ποσά χρηματικών πόρων. Όπως εξηγήθηκε στην αρχή του κεφαλαίου αυτού, στην παρούσα διπλωματική εργασία, επιχειρείται η «οικοδόμηση μιας φανταστικής κατάστασης», κατά την οποία, αποφασίζεται η εν λόγω επένδυση στο έτος βάσης 2012. Επίσης, εξετάζεται η οικονομική αποδοτικότητά της, ως μεμονωμένο έργο, και όχι η αποτελεσματικότητα του ηλεκτροπαραγωγού συστήματος που πρόκειται να διαμορφωθεί στην Ικαρία.

Παρακάτω, αναπτύσσονται παραδοχές, σχετικά με το δανεισμό του αναδόχου. Αυτές είναι ανεξάρτητες με τα πραγματικά μεγέθη και διαδικασίες που έλαβαν χώρα. Αιτία αποτελεί όχι μόνο η έλλειψη της σχετικής πληροφόρησης, αλλά και η θεώρηση, ότι δε θα ήταν σκόπιμο να χρησιμοποιηθούν τα συγκεκριμένα δεδομένα, στο πλαίσιο ανάλυσης της φανταστικής κατάστασης που περιγράφηκε.

Γενικά, το ποσοστό της αρχικής επένδυσης που προέρχεται από δανεισμό και το αντίστοιχο επιτόκιο δανεισμού υπεισέρχονται ως παράμετροι στην ανάλυση κόστους-οφέλους, μόνο στην περίπτωση που δεν καλύπτεται πλήρως το αρχικό κεφάλαιο από τον ίδιο τον επενδυτή. Ειδικά το επιτόκιο δανεισμού, αποτελεί ένα μακροοικονομικό μέγεθος, που καθορίζει τις ετήσιες δαπάνες του ιδιοκτήτη για, την αποπληρωμή του δανείου, σε όλη τη συμφωνημένη διάρκεια εξόφλησής του. Το ύψος του επιτοκίου (κόστος χρήσης δανειακού κεφαλαίου) εξαρτάται από την οικονομική κατάσταση και την οικονομική πολιτική του κράτους (Κατερινόπουλος, 2007).

Στην παρούσα ανάλυση, θα υποθεθεί ότι υπήρξε δανεισμός κατά τη φάση σχεδιασμού της επένδυσης και συγκέντρωσης του απαιτούμενου συνολικού κεφαλαίου των 17,5 εκ. ευρώ. Θεωρείται ότι το 45% του αρχικού αυτού κεφαλαίου αποκτήθηκε μέσω δανεισμού από ελληνική τράπεζα (σε €):

$$K_d = 0,45 \cdot 17.500.000 = 7.875.000$$

Αναφέρεται, ότι ίδιο ποσοστό δανεισμού της αρχικής επένδυσης θεωρήθηκε και στις οικονομικές εκτιμήσεις των S. Papaefthimiou et al. (2008), για ανάλογους υβριδικούς ενεργειακούς σταθμούς σε ελληνικά νησιά.

Επειδή συνήθως, τα επιτόκια χορηγήσεων επιχειρήσεων από τις τράπεζες είναι κυμαινόμενα, υιοθετείται η παραδοχή, ότι σε όλη τη διάρκεια του δανείου το επιτόκιο είναι σταθερό (για διευκόλυνση της ανάλυσης). Άλλωστε, όπως αναφέρθηκε και στην αρχή του κεφαλαίου αυτού, η οικονομική ανάλυση αναφέρεται στο έτος βάσης 2012. Η τιμή του επιτοκίου επιλέγεται με βάση τις τιμές που ισχύουν στην παρούσα περίοδο στην Ελλάδα. Ενδεικτικά, ο πίνακας 6.4 αφορά τα επιτόκια δανεισμού της Τράπεζας της Ελλάδος.

Πίνακας 6.4: Μέσα επιτόκια νέων δανείων Τράπεζας της Ελλάδος σε ευρώ (%)

		Μάιος 2012	Ιούνιος 2012	Ιούλιος 2012
ΔΑΝΕΙΑ	Καταναλωτικά χωρίς καθορισμένη διάρκεια	15,01	14,96	14,91
	Επιχειρηματικά χωρίς καθορισμένη διάρκεια	7,69	7,69	7,61
	Επαγγελματικά χωρίς καθορισμένη διάρκεια	10,32	10,27	10,21
	Καταναλωτικά με συγκεκριμένη διάρκεια και με επιτόκιο κυμαινόμενο ή σταθερό έως 1 έτος	8,27	8,16	7,88
	Επιχειρηματικά με συγκεκριμένη διάρκεια και με επιτόκιο κυμαινόμενο ή σταθερό έως 1 έτος:			
	- δάνεια μέχρι και 250.000 ευρώ	7,52	7,47	7,67
	- δάνεια από 250.000 μέχρι και 1 εκατ. ευρώ	6,68	6,55	6,42
	- δάνεια άνω του 1 εκατ. ευρώ	5,84	6,55	5,71
	Στεγαστικά με επιτόκιο κυμαινόμενο ή σταθερό έως 1 έτος	3,54	3,42	3,13
Μέσο επιτόκιο όλων των δανείων	6,18	6,28	5,89	

Πηγή: Τράπεζα της Ελλάδος

Σύμφωνα και με τον πίνακα, θεωρείται επιτόκιο δανεισμού ίσο με 6,00%. Ως χρόνος δανειακής εξόφλησης, επιλέχθηκε η περίοδος των 15 ετών, κατά την ίδια λογική με την οποία επιλέχθηκε το ποσοστό δανεισμού (οικονομικές αναλύσεις των Papaefthimiou et al., 2008). Υπολογίζεται και το πραγματικό επιτόκιο δανεισμού:

Με δεδομένα λοιπόν το δανειακό κεφάλαιο, το αντίστοιχο επιτόκιο και χρονική περίοδο, υπολογίζεται το χρεολύσιο σε € με τη σχέση (7) (ενότητα 5.5):

$$X_t = \frac{0,06}{(1+0,06)^{15} - 1} \cdot 7.875.000 \cdot (1+0,06)^{t-1}$$

Για τη δόση που καταβάλλεται στο δανειστή (ελληνική τράπεζα) σε € για κάθε έτος t ισχύει (σχέση (8), ενότητα 5.5):

$$\Delta\Delta_t = (0,06 + \frac{0,06}{(1+0,06)^{15} - 1}) \cdot 7.875.000 = 810.832$$

Οι τόκοι για κάθε έτος t σε € υπολογίζονται με την αφαίρεση:

$$T_t = 810.832 - \frac{0,06}{(1+0,06)^{15} - 1} \cdot 7.875.000 \cdot (1+0,06)^{t-1}$$

Αφού βρέθηκαν οι παράμετροι δανεισμού, ακολουθεί η εύρεση του ετήσιου φόρου εισοδήματος. Αυτός υπενθυμίζεται, ότι υπολογίζεται, σύμφωνα με τη σχέση (9) ή (16) (ενότητα 5.5.3 και 5.5.4), ανάλογα με το είδος της αξιολόγησης:

$$\Phi_t = (E_t - \Lambda\Delta_t - A_t - T_t) \cdot \Phi\Sigma \quad (9)$$

$$\Phi_t = (E_t - \Lambda\Delta_t - A_t) \cdot \Phi\Sigma \quad (16)$$

Είναι προφανές ότι είναι απαραίτητος ο υπολογισμός των αποσβέσεων, για την εκτίμηση του φόρου. Επίσης θα πρέπει να δοθεί τιμή και στον συντελεστή φόρου ($\Phi\Sigma$). Σχετικά με τα μεγέθη αυτά, αναφέρονται τα εξής:

- Για τον υπολογισμό των αποσβέσεων, θεωρείται ως περίοδος απόσβεσης, ο οικονομικός κύκλος ζωής: $N_A = 20$ έτη. Επειδή η επένδυση λόγω του είδους της, αναμένεται να παράγει έσοδα και μετά τη λήξη της περιόδου οικονομικής αξιολόγησής της, η υπολειμματική της αξία δεν μπορεί να θεωρηθεί μηδενική. Ακόμη και στην περίπτωση που αυτά τα έσοδα από την πώληση της παραγόμενης από Α.Π.Ε. ενέργειας, είναι ασήμαντα ή ισούνται με τα λειτουργικά έξοδα, μη αφήνοντας περιθώρια κέρδους, η υπολειμματική αξία της επένδυσης πάλι πρέπει να ληφθεί υπόψη. Η αιτιολογία είναι, ότι η αξία των παγίων στοιχείων της επένδυσης, γίνεται αισθητή από τα οφέλη που προσδίδει, με την αξιοποίηση ανανεώσιμων ενεργειακών πόρων χαμηλού κόστους εκμετάλλευσης.

Ο Γ. Κάραλης (2010), στην παρουσίαση του στην Ημερίδα ΚΑΠΕ (Θεσμικό Πλαίσιο για τις ΑΠΕ, Αθήνα, 9/9/2010), αναφέρει κάποιες κοινές παραδοχές, για την οικονομική αξιολόγηση των ενεργειακών έργων εκμετάλλευσης Α.Π.Ε.. Ανάμεσά τους, συγκαταλέγεται η θεώρηση της υπολειμματικής αξίας των σχετικών επενδύσεων, στο 35% του αρχικού τους κόστους. Η παραδοχή κρίνεται λογική και σύμφωνη με την παραπάνω αιτιολόγηση. Για την παρούσα ανάλυση, θεωρείται μια «μετριοπαθέστερη» υπολειμματική αξία στο 20% του αρχικού κόστους κτήσης

(συνολικά κεφάλαια). Άρα, ισχύουν τα παρακάτω για την υπολειμματική αξία και τη σταθερή ετήσια απόσβεση (όλα τα χρηματικά μεγέθη εκφρασμένα σε €):

$$YA_{20} = 0,2 \cdot 17.500.000 = 3.500.000$$

$$K_{Dep} = K_{0,tot} - YA_{20} = 14.000.000$$

$$A_t = \frac{K_{Dep}}{N_A} = \frac{14.000.000}{20} = 700.000$$

- Για το συντελεστή φορολογίας επιλέγεται η τιμή 25%. Η ίδια παραδοχή, έγινε και στο πλαίσιο οικονομικής αξιολόγησης διαφόρων επενδύσεων σε ΥΒΣ, από τους S. Papefthimiou et al. (2008). Σημειώνεται πληροφοριακά, ότι στην προαναφερθείσα παρουσίαση του Γ. Κάραλη, προτείνεται η παραδοχή συντελεστή φορολόγησης στο 35% των εσόδων.

Άρα, με βάση το ύψος των ακαθάριστων εσόδων, των λειτουργικών εξόδων του ΥΒΣ, των αποσβέσεων και των καταβαλλόμενων δανειακών τόκων, υπολογίζεται ο ετήσιος φόρος του ιδιοκτήτη προς το κράτος (σε €):

1. Αξιολόγηση ως προς τα ίδια κεφάλαια (σχέση (9), ενότητα 5.5.3):

$$\Phi_t = (E_t - \Lambda\Delta_t - A_t - T_t) \cdot \Phi\Sigma$$

ή

$$\Phi_t = (3.516.534 - (350.000 + 18.421 + 84.064) - 700.000 - T_t) \cdot 0,25$$

2. Αξιολόγηση ως προς το σύνολο της επένδυσης (σχέση (16), ενότητα 5.5.4):

$$\Phi_t = (E_t - \Lambda\Delta_t - A_t) \cdot \Phi\Sigma$$

ή

$$\Phi_t = (3.516.534 - (350.000 + 18.421 + 84.064) - 700.000) \cdot 0,25 = 591.012$$

Σημειώνεται, ότι επειδή το συγκεκριμένο έργο Α.Π.Ε. έχει και άλλες ετήσιες δαπάνες, εκτός από τις κατ' εξοχήν λειτουργικές (απορροφούμενη από το δίκτυο ενέργεια και τέλη στο δήμο Ικαρίας), λαμβάνονται υπόψη στο σύνολό τους για τον υπολογισμό του φόρου.

Τέλος, απαραίτητος όρος για τον υπολογισμό των δεικτών οικονομικής βιωσιμότητας της επένδυσης στον ΥΒΣ Ικαρίας, είναι η εκτίμηση του επιτόκιου αναγωγής των ταμειακών ροών σε παρούσα αξία. Η μετατροπή της αξίας των μελλοντικών χρηματοροών στην αντίστοιχη του έτους βάσης (2012), επιτυγχάνεται με τη χρήση αυτής της παραμέτρου. Όπως αναφέρθηκε και στον ορισμό του (ενότητα 5.2), το επιτόκιο αυτό εκφράζει είτε τον επιθυμητό ρυθμό απόδοσης των ιδίων κεφαλαίων, είτε το μέσο σταθμικό κόστος των ιδίων και ξένων κεφαλαίων μιας επένδυσης. Είναι όμως εξαιρετικά δύσκολο, να αποφασιστεί για την παρούσα ανάλυση μια συγκεκριμένη τιμή αυτού του μεγέθους. Γι αυτό, θεωρείται αρχικά, ότι ο επενδυτής αναμένει ονομαστικό κόστος ιδίων κεφαλαίων 8%. Στην ανάλυση ευαισθησίας

που έπεται της ανάλυσης κόστους-οφέλους, θα διερευνηθεί η βαρύτητα της διαφοροποίησης του κόστους αυτού.

Για τον υπολογισμό του μέσου σταθμικού κόστους, όπως αυτό περιγράφηκε στην ενότητα 5.5.4 χρησιμοποιείται η σχέση (20):

$$k_{tot} = 0,45 \cdot 6,00 \cdot (1 - 0,25) + 0,55 \cdot 8,00 = 6,43\%$$

Σύμφωνα με όσα εξηγήθηκαν στην ενότητα 5.5.6, υπάρχουν δύο διαθέσιμες μεθοδολογίες ένταξης του φαινομένου του πληθωρισμού, στη διαδικασία οικονομικής αξιολόγησης μιας επένδυσης. Για την παρούσα ανάλυση, επιλέγεται η χρήση των ονομαστικών επιτοκίων, με παράλληλη θεώρηση της αύξησης των τιμών πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας. Έτσι λοιπόν, θεωρείται ότι η τιμές αυτές μεταβάλλονται κάθε χρόνο, με βάση την τάση του πληθωρισμού. Συγκεκριμένα, γίνεται η παραδοχή, ότι οι τιμές αναμένεται να αυξάνονται κατά το 25% του μέσου ρυθμού πληθωρισμού, ο οποίος θεωρήθηκε παραπάνω ως 2,00%. Παράλληλα, τα ετήσια έξοδα του ΥΒΣ που αφορούν λειτουργικές δαπάνες και την αποζημίωση εγκατάστασης στο δήμο Ικαρίας, θεωρείται ότι αυξάνονται σύμφωνα με τον πληθωρισμό.

Σημειώνεται ότι η θεώρηση αυτή εμπεριέχει μεγάλο βαθμό αβεβαιότητας, καθώς η τιμολόγηση της ενέργειας που παράγεται από Υβριδικούς Σταθμούς, καθορίζεται από ένα συνεχώς τροποποιούμενο θεσμικό πλαίσιο. Κατά τη γνώμη του εκπονούντα, το ετήσιο ποσοστό αύξησης των τιμών που επιλέχθηκε, αποτελεί μια «συντηρητική» προσέγγιση για τα μελλοντικά έσοδα του σταθμού, λαμβάνοντας υπόψη την παραπάνω αβεβαιότητα, στο πλαίσιο της λειτουργίας της αγοράς ενέργειας. Παρ' όλα αυτά, θα πρέπει να διερευνηθεί στην ανάλυση ευαισθησίας, το ενδεχόμενο μεγαλύτερου ή χαμηλότερου ρυθμού αύξησης ή και μείωσης των τιμών, εντός της οικονομικής περιόδου αξιολόγησης του έργου. Αιτίες για μεταβολή των τάσεων, μπορεί να είναι, η πιθανή διαφοροποίηση του ανταγωνισμού σε επενδύσεις έργων Α.Π.Ε., η κατασκευή (λόγω αδειοδότησης ΥΒΣ και σε άλλα νησιά, όπως Κρήτη και Λέσβο) νέων υβριδικών σταθμών στον ελλαδικό χώρο, ή ακόμα και η μεταβολή διάφορων άλλων παραγόντων της ευρύτερης ενεργειακής αγοράς.

6.2.4 Σύνοψη δεδομένων

Οι δείκτες που πρόκειται να υπολογιστούν στο πλαίσιο της οικονομικής ανάλυσης, είναι αυτοί που περιγράφηκαν στο κεφάλαιο 5 του παρόντος και υπολογίζονται σε κάθε μία από τις εξής περιπτώσεις, ως προς τη συμμετοχή δανειακών κεφαλαίων:

1. Τμήμα της αρχικής επένδυσης προέρχεται από δανεισμό. Ήδη έχει θεωρηθεί ένα ποσοστό συμμετοχής των δανειακών κεφαλαίων (45%). Η βαρύτητα της μεταβολής της τιμής της συγκεκριμένης παραμέτρου, θα διερευνηθεί κατά τη διαδικασία ανάλυσης ευαισθησίας. Προτείνεται η αξιολόγηση της επένδυσης ως προς τα ίδια κεφάλαια και ως προς τα συνολικά. Οι δείκτες αξιολόγησης που θα υπολογιστούν

αντιστοιχούν στα κριτήρια: της Καθαρής Παρούσας Αξίας (NPV) και του Εσωτερικού Ρυθμού Απόδοσης (IRR). Επίσης, στην αξιολόγηση της απόδοσης του συνόλου των κεφαλαίων (δανειακών και ιδίων), θα εκτιμηθεί το Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας, όπως αυτό περιγράφηκε στην ενότητα 5.5.5.

2. Η αρχική επένδυση στο σύνολό της αποτελείται από ίδια κεφάλαια και επιδοτήσεις. Αυτή η θεώρηση αποτελεί και την πραγματικότητα στην εξεταζόμενη περίπτωση του Υβριδικού Ενεργειακού Έργου της Ικαρίας. Είναι σκόπιμη σε αυτήν την περίπτωση, η διερεύνηση της αποδοτικότητας της επένδυσης, μόνο ως προς ίδια κεφάλαια, καθώς αυτή είναι που θα ενδιέφερε έναν επενδυτή, ο οποίος είναι ενήμερος για τα δεδομένα των επιδοτήσεων. Άλλωστε, δεν είναι δυνατό να προσδιοριστεί κάποιο κόστος για τα επιδοτούμενα κεφάλαια (ρυθμός/επιτόκιο απόδοσης εξωτερικών κεφαλαίων από επιδότηση). Οι δείκτες που θα εκτιμηθούν είναι η Καθαρή Παρούσα Αξία και ο Εσωτερικός Ρυθμός Απόδοσης.

Το κριτήριο της Έντοκης Περιόδου Αποπληρωμής εξετάζεται οπτικά, μέσω των διαγραμμάτων της Αθροιστικής Παρούσας Αξίας των ΚΤΡ. Τα αποτελέσματα της ανάλυσης, θα παρουσιαστούν στην επόμενη ενότητα αυτού του κεφαλαίου. Ακολουθούν συνοπτικοί πίνακες με τα δεδομένα (έσοδα, έξοδα), τις εκτιμημένες παραμέτρους (φορολογία, χρέος, τόκοι κ.α.) και τις τιμές των βασικών παραμέτρων (επιτόκιο αναγωγής, συντελεστής φορολογίας, πληθωρισμός κ.α.) της ανάλυσης. Παρουσιάζεται επίσης και η «λογική» χρήσης των οικονομικών δεικτών, στις δύο εξεταζόμενες περιπτώσεις. **Στο εξής, σε όλους τους πίνακες το «,» δηλώνει διαχωριστικό χιλιάδων και όχι υποδιαστολή.**

Πίνακας 6.5: Βασικοί παράμετροι ανάλυσης

Παράμετροι οικονομικής ανάλυσης	
Οικονομικός κύκλος ζωής (έτη) (N)	20
Ρυθμός απόδοσης ιδίων κεφαλαίων (k_{Eq})	8.00%
Φορολογικός συντελεστής εισοδήματος (ΦΣ)	25.00%
Μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίων (k_{tot})	6.43%
Ρυθμός πληθωρισμού (r)	2.00%
(Ετήσια αύξηση τιμών πώλησης ενέργειας) / (Ρυθμός πληθωρισμού) (r')	25.00%
Ετήσια αύξηση τιμών πώλησης ενέργειας (R)	0.50%
Υπολειμματική αξία, ως ποσοστό του αρχικού κόστους (r_{YA})	20.00%
Αποσβέσεις (€/έτος) (A_t)	700,000

Πίνακας 6.6: Στοιχεία δανεισμού

Παράμετροι δανεισμού	
Ποσοστό επί του συνολικού κόστους επένδυσης	45.00%
Κεφάλαιο δανεισμού (€)	7,875,000
Περίοδος δανείου (έτη)	15
Σταθερό επιτόκιο δανεισμού	6.00%
Ετήσια δόση δανείου (€/έτος)	810,832

Πίνακας 6.7: Σταθερά κόστη κατά την περίοδο αξιολόγησης (επίδραση μόνο πληθωρισμού)

Κόστη στον οικονομικό χρόνο ζωής N=20 έτη	
Αρχικά	Τιμή 1 ^{ου} έτους
Συνολικό κόστος κατασκευής ($K_{0,tot}$) (€)	17,500,000
Σε κάθε έτος λειτουργίας	
Λειτουργικές Δαπάνες (Λ_{t_i}) (€/έτος)	350,000
Κόστος άντλησης (C_{t_i}) (€/έτος)	18,421
Τέλη στο Δήμο Ικαρίας (P_{t_i}) (€/έτος)	84,064

Πίνακας 6.8: Έσοδα από ηλεκτροπαραγωγή και υπολειμματική αξία επένδυσης

Οφέλη στον οικονομικό χρόνο ζωής N=20 έτη	
Αρχικά	
-	
Σε κάθε έτος λειτουργίας	Τιμή 1 ^{ου} έτους
Έσοδα από την ηλεκτροπαραγωγή των υδροστροβίλων (E_1) (€/έτος)	2,755,890
Έσοδα από την ηλεκτροπαραγωγή του αιολικού πάρκου (E_2) (€/έτος)	46,244
Αποζημίωση εγγυημένης ισχύος (E_3) (€/έτος)	714,400
Σύνολο ετησίων εσόδων ($\Sigma E_{t_i}=E_1+E_2+E_3$) (€/έτος)	3,516,534
Στο τέλος του οικονομικού χρόνου ζωής	
Υπολειμματική αξία επένδυσης (YA_{20}) (€)	3,500,000

Πίνακας 6.9: Μεταβλητά ετήσια κόστη κατά την περίοδο αξιολόγησης

Επιπρόσθετα κόστη λόγω δανεισμού και φορολογίας						
Έτος	Χρεολύσιο (X_t)	Τόκος (T_t)	Δόση δανείου ($\Delta\Delta_t$)	Εναπομ. Δαν. κεφάλαιο	Φόρος εισοδήματος σε € (Φ_t)	
t	(€)	(€)	(€)	(€)	Αξιολόγηση ως προς τα ίδια κεφάλαια	Αξιολόγηση ως προς το σύνολο της επένδυσης
1	338,332	472,500	810,832	7,536,668	472,887	591,012
2	358,632	452,200	810,832	7,178,037	480,997	594,047
3	380,150	430,682	810,832	6,797,887	489,390	597,060
4	402,959	407,873	810,832	6,394,928	498,084	600,052
5	427,136	383,696	810,832	5,967,792	507,098	603,022
6	452,764	358,068	810,832	5,515,028	516,452	605,969
7	479,930	330,902	810,832	5,035,098	526,168	608,893
8	508,726	302,106	810,832	4,526,372	536,268	611,794
9	539,249	271,582	810,832	3,987,123	546,775	614,671
10	571,604	239,227	810,832	3,415,518	557,716	617,523
11	605,901	204,931	810,832	2,809,618	569,117	620,349
12	642,255	168,577	810,832	2,167,363	581,006	623,150
13	680,790	130,042	810,832	1,486,573	593,415	625,925
14	721,637	89,194	810,832	764,936	606,374	628,673
15	764,936	45,896	810,832	0	619,919	631,393
16	0	0	0		634,085	634,085
17	0	0	0		636,749	636,749
18	0	0	0		639,382	639,382
19	0	0	0		641,986	641,986
20	0	0	0		644,558	644,558

6.3 Αποτελέσματα

6.3.1 Τιμές δεικτών

Ακολουθεί πίνακας με τους υπολογισμένους δείκτες σε κάθε περίπτωση από αυτές που αναφέρθηκαν παραπάνω.

Πίνακας 6.10: Αποτελέσματα τιμών δεικτών

Δείκτης	Περιπτώσεις ανάλυσης		
	Επένδυση με δανεισμό (45% του αρχικού κεφαλαίου)	Επένδυση με ίδια κεφάλαια και επιδοτήσεις (45% του αρχικού κεφαλαίου)	
	Απόδοση ιδίων κεφαλαίων	Απόδοση συνόλου επένδυσης	Απόδοση ιδίων κεφαλαίων
Καθαρή Παρούσα Αξία NPV	€9,771,770	€11,644,117	€16,011,040
Εσωτερικός Ρυθμός Απόδοσης IRR	18.36%	13.22%	25.77%
Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας LCOE	-	229.53 €/MWh	-

Το ενδιαφέρον ενός επενδυτή για την κατασκευή και διαχείριση του εν λόγω έργου, αξιολογείται, με βάση την τιμή των εκτιμημένων δεικτών. Είναι εμφανές λοιπόν, ότι η επένδυση στην υλοποίηση του Υβριδικού Σταθμού στην Ικαρία, είναι συμφέρουσα. Αυτό σημαίνει, πως αποτελεί μια οικονομικά αποτελεσματική επιλογή, με γνώμονα, βέβαια, όλες τις παραδοχές που έγιναν στο παρόν κεφάλαιο.

Όπως ήταν αναμενόμενο, όταν υπάρχει η συμβολή επιδοτήσεων, αυξάνεται η αποδοτικότητα της επένδυσης, ως προς τα κεφάλαια του ιδιοκτήτη. Οι σημαντικά υψηλοί Εσωτερικοί Συντελεστές Απόδοσης, υποδεικνύουν μια εξαιρετικά «ανεκτική» επιλογή κόστους κεφαλαίου, ως προς το θεωρούμενο επιτόκιο απόδοσης, είτε ιδίων είτε συνολικών κεφαλαίων.

Ο δείκτης που χρειάζεται να εξηγηθεί αναλυτικότερα, είναι ίσως το Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας. Λόγω του ότι αποτελεί έναν καθαρά εξειδικευμένο δείκτη οικονομικής αξιολόγησης, πρέπει να αιτιολογηθεί περαιτέρω η σημασία του, στην παρούσα περίπτωση. Το συγκεκριμένο μέτρο, του οποίου η φύση αναλύθηκε στο κεφάλαιο 5, χρησιμοποιείται για τη σύγκριση εναλλακτικών επενδύσεων παραγωγής ενέργειας (Παπαθανασίου, 2012). Χαρακτηριστικό του είναι, ότι δεν εμπλέκει τις εισροές που προβλέπονται για τα σχετικά ενεργειακά έργα, από την πώληση της παραγόμενης ενέργειας. Αντίθετα, λαμβάνει υπόψη

μόνο τις συνολικές δαπάνες κατά τον οικονομικό κύκλο ζωής και τα ανάγει στη μονάδα της συνολικής παραγωγής ηλεκτρισμού σε MWh.

Στο παρόν πρόβλημα δεν αντιμετωπίζεται η περίπτωση της σύγκρισης «ανταγωνιστικών» επιλογών ενεργειακών επενδύσεων. Επιλέγεται ωστόσο, η χρήση του συγκεκριμένου δείκτη, ώστε να παρατεθούν τα σχετικά αποτελέσματα, δίπλα στις τιμολογήσεις της ενέργειας διαφόρων προελεύσεων, που προβλέπονται από το θεσμικό πλαίσιο (ν.3851/2010). Για τον ίδιο λόγο, παρουσιάζεται και τμήμα του σχετικού πίνακα του ν.3851/2010, ο οποίος καθορίζει την τιμολόγηση της ενέργειας που προέρχεται από Α.Π.Ε.. Σημειώνεται, ότι επιχειρείται μια απλοϊκή παράθεση των δύο μεγεθών, καθώς η τιμολόγηση που προτείνεται από το νόμο, δεν αντανakλά μεμονωμένα, τα σταθμισμένα ενεργειακά κόστη των ηλεκτροπαραγωγών σταθμών που αναφέρονται. Γι αυτό, οποιαδήποτε προσπάθεια εξαγωγής ασφαλών συμπερασμάτων, θα ήταν άσκοπη και πιθανώς εσφαλμένη. Άλλωστε, ο δείκτης του Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας, εκφράζει την κατώτατη τιμή πώλησης του ενεργειακού προϊόντος του παραγωγού. Είναι, δηλαδή, το «νεκρό σημείο» (μηδενικό κέρδος και μηδενική ζημία) της πωλούμενης ηλεκτροπαραγωγής και όχι μια τιμή, που λαμβάνει υπόψη κάποιο περιθώριο κέρδους.

Πίνακας 6.11: Τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά

Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από:	Τιμή Ενέργειας (€/MWh)
Αιολική Ενέργεια που αξιοποιείται με χερσαίες εγκαταστάσεις ισχύος μεγαλύτερης των 50kW	99.45
Αιολική Ενέργεια που αξιοποιείται με χερσαίες εγκαταστάσεις ισχύος μικρότερης ή ίσης των 50kW	250
Φωτοβολαϊκά έως 10kW _{peak} στον οικιακό τομέα και σε μικρές επιχειρήσεις (σύμφωνα με το ειδικό πρόγραμμα σε κτιριακές εγκαταστάσεις – ΚΥΑ 12323/ΓΓ 175/4.6.2009, Β' 1079)	550
Υδραυλική ενέργεια που αξιοποιείται με μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς με εγκατεστημένη ισχύ έως 15 MW _e	87.85

Πηγή: ν.3851/2010

6.3.2 Πίνακες και διαγράμματα

Στην ενότητα αυτή παρατίθενται οι πίνακες της ανάλυσης κόστους-οφέλους, οι οποίοι εξήχθησαν από το πρόγραμμα Η/Υ Microsoft Excel. Στο τέλος, παρουσιάζονται και εποπτικά διαγράμματα των σχετικών οικονομικών μεγεθών.

Πίνακας 6.12: Πίνακας ταμειακών ροών για την περίπτωση συμμετοχής δανειακών κεφαλαίων στην αρχική επένδυση – Αξιολόγηση ως προς τα ίδια κεφάλαια

ΚΑΘΑΡΗ ΠΑΡΟΥΣΑ ΔΕΙΑ - Αξιολόγηση ως προς τα ίδια κεφάλαια														
Έτος	Κεφάλαιο	Υπολ. Αξία	Έσοδα	Έξοδα			Αποσβέσεις	Αποπληρωμή δανείου			Φόρος	ΚΤΡ _t		Αθροιστική
t	K _{0,Eq}	YA ₂₀	ΣΕ _t	ΛΔ _t	C _t	P _t	A _t	X _t	T _t	ΔΔ _t	Φ _t	Ονομαστική	Παρούσα	ΚΤΡ
0	9,625,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-9,625,000	-9,625,000	-9,625,000
1	0	0	3,516,534	350,000	18,421	84,064	700,000	338,332	472,500	810,832	472,887	1,780,330	1,648,454	-7,976,546
2	0	0	3,534,117	357,000	18,513	82,416	700,000	358,632	452,200	810,832	480,997	1,784,359	1,529,800	-6,446,746
3	0	0	3,551,787	364,140	18,606	80,800	700,000	380,150	430,682	810,832	489,390	1,788,020	1,419,388	-5,027,358
4	0	0	3,569,546	371,423	18,699	79,215	700,000	402,959	407,873	810,832	498,084	1,791,294	1,316,654	-3,710,704
5	0	0	3,587,394	378,851	18,792	77,662	700,000	427,136	383,696	810,832	507,098	1,794,158	1,221,074	-2,489,630
6	0	0	3,605,331	386,428	18,886	76,139	700,000	452,764	358,068	810,832	516,452	1,796,593	1,132,158	-1,357,471
7	0	0	3,623,358	394,157	18,981	74,646	700,000	479,930	330,902	810,832	526,168	1,798,574	1,049,451	-308,021
8	0	0	3,641,474	402,040	19,075	73,183	700,000	508,726	302,106	810,832	536,268	1,800,077	972,525	664,505
9	0	0	3,659,682	410,081	19,171	71,748	700,000	539,249	271,582	810,832	546,775	1,801,075	900,986	1,565,491
10	0	0	3,677,980	418,282	19,267	70,341	700,000	571,604	239,227	810,832	557,716	1,801,543	834,463	2,399,954
11	0	0	3,696,370	426,648	19,363	68,962	700,000	605,901	204,931	810,832	569,117	1,801,449	772,611	3,172,564
12	0	0	3,714,852	435,181	19,460	67,610	700,000	642,255	168,577	810,832	581,006	1,800,764	715,108	3,887,672
13	0	0	3,733,426	443,885	19,557	66,284	700,000	680,790	130,042	810,832	593,415	1,799,454	661,656	4,549,328
14	0	0	3,752,093	452,762	19,655	64,984	700,000	721,637	89,194	810,832	606,374	1,797,486	611,974	5,161,302
15	0	0	3,770,854	461,818	19,753	63,710	700,000	764,936	45,896	810,832	619,919	1,794,822	565,803	5,727,104
16	0	0	3,789,708	471,054	19,852	62,461	700,000	0	0	0	634,085	2,602,256	759,574	6,486,678
17	0	0	3,808,657	480,475	19,951	61,236	700,000	0	0	0	636,749	2,610,246	705,468	7,192,146
18	0	0	3,827,700	490,084	20,051	60,035	700,000	0	0	0	639,382	2,618,147	655,189	7,847,335
19	0	0	3,846,838	499,886	20,151	58,858	700,000	0	0	0	641,986	2,625,957	608,466	8,455,801
20	0	3,500,000	3,866,073	509,884	20,252	57,704	700,000	0	0	0	644,558	6,133,674	1,315,969	9,771,770
ΣΥΝΟΛΟ			73,773,773	8,504,079	386,456	1,402,058	14,000,000	7,875,000	4,287,476	12,162,476	11,298,426	33,895,277	9,771,770	

NPV= 9,771,770 €
IRR= 18.36%

Πίνακας 6.13: Πίνακας ταμειακών ροών για την περίπτωση συμμετοχής δανειακών κεφαλαίων στην αρχική επένδυση – Αξιολόγηση ως προς το σύνολο της επένδυσης

ΚΑΘΑΡΗ ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ - Αξιολόγηση ως προς το σύνολο της επένδυσης											
Έτος	Κεφάλαιο	Υπολ. Αξία	Έσοδα	Έξοδα			Αποσβέσεις	Φόρος	ΚΤΡ _t		Αθροιστική
t	K _{0,tot}	YA ₂₀	ΣΕ _t	ΛΔ _t	C _t	P _t	A _t	Φ _t	Ονομαστική	Παρούσα	ΚΤΡ
0	17,500,000	0	0	0	0	0	0	0	-17,500,000	-17,500,000	-17,500,000
1	0	0	3,516,534	350,000	18,421	84,064	700,000	591,012	2,473,037	2,323,737	-15,176,263
2	0	0	3,534,117	357,000	18,513	82,416	700,000	594,047	2,482,141	2,191,488	-12,984,775
3	0	0	3,551,787	364,140	18,606	80,800	700,000	597,060	2,491,181	2,066,685	-10,918,090
4	0	0	3,569,546	371,423	18,699	79,215	700,000	600,052	2,500,157	1,948,914	-8,969,176
5	0	0	3,587,394	378,851	18,792	77,662	700,000	603,022	2,509,066	1,837,781	-7,131,395
6	0	0	3,605,331	386,428	18,886	76,139	700,000	605,969	2,517,908	1,732,917	-5,398,477
7	0	0	3,623,358	394,157	18,981	74,646	700,000	608,893	2,526,680	1,633,972	-3,764,505
8	0	0	3,641,474	402,040	19,075	73,183	700,000	611,794	2,535,382	1,540,615	-2,223,890
9	0	0	3,659,682	410,081	19,171	71,748	700,000	614,671	2,544,012	1,452,534	-771,356
10	0	0	3,677,980	418,282	19,267	70,341	700,000	617,523	2,552,568	1,369,433	598,076
11	0	0	3,696,370	426,648	19,363	68,962	700,000	620,349	2,561,048	1,291,033	1,889,110
12	0	0	3,714,852	435,181	19,460	67,610	700,000	623,150	2,569,451	1,217,072	3,106,182
13	0	0	3,733,426	443,885	19,557	66,284	700,000	625,925	2,577,775	1,147,301	4,253,483
14	0	0	3,752,093	452,762	19,655	64,984	700,000	628,673	2,586,019	1,081,485	5,334,968
15	0	0	3,770,854	461,818	19,753	63,710	700,000	631,393	2,594,180	1,019,401	6,354,370
16	0	0	3,789,708	471,054	19,852	62,461	700,000	634,085	2,602,256	960,841	7,315,210
17	0	0	3,808,657	480,475	19,951	61,236	700,000	636,749	2,610,246	905,606	8,220,816
18	0	0	3,827,700	490,084	20,051	60,035	700,000	639,382	2,618,147	853,509	9,074,325
19	0	0	3,846,838	499,886	20,151	58,858	700,000	641,986	2,625,957	804,374	9,878,699
20	0	3,500,000	3,866,073	509,884	20,252	57,704	700,000	644,558	6,133,674	1,765,418	11,644,117
ΣΥΝΟΛΟ			73,773,773	8,504,079	386,456	1,402,058	14,000,000	12,370,295	37,110,884	11,644,117	

NPV= 11,644,117 €
IRR= 13.22%

Πίνακας 6.14: Εύρεση Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας για την περίπτωση συμμετοχής δανειακών κεφαλαίων στην αρχική επένδυση – Αξιολόγηση ως προς το σύνολο της επένδυσης

ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ - Αξιολόγηση ως προς το σύνολο της επένδυσης										
Έτος	Κεφάλαιο	Υπολ. Αξία	Έξοδα			Αποσβέσεις	Ετήσιο κόστος		Ετήσια ενέργεια, E _{gen,t}	
t	K _{0,tot}	ΥΑ ₂₀	ΛΔ _t	C _t	P _t	A _t	Ονομαστική	Παρούσα	Ονομαστική	Παρούσα
	(€)	(€)	(€)	(€)	(€)	(€)	(€)	(€)	MWh	MWh
0	17,500,000	0	0	0	0	0	23,333,333	23,333,333	0	0
1	0	0	350,000	18,421	84,064	700,000	219,152	205,921	9,807	9,215
2	0	0	357,000	18,513	82,416	700,000	224,595	198,296	9,807	8,659
3	0	0	364,140	18,606	80,800	700,000	230,212	190,984	9,807	8,136
4	0	0	371,423	18,699	79,215	700,000	236,004	183,969	9,807	7,645
5	0	0	378,851	18,792	77,662	700,000	241,972	177,234	9,807	7,183
6	0	0	386,428	18,886	76,139	700,000	248,120	170,766	9,807	6,750
7	0	0	394,157	18,981	74,646	700,000	254,451	164,550	9,807	6,342
8	0	0	402,040	19,075	73,183	700,000	260,965	158,574	9,807	5,959
9	0	0	410,081	19,171	71,748	700,000	267,666	152,827	9,807	5,599
10	0	0	418,282	19,267	70,341	700,000	274,557	147,298	9,807	5,261
11	0	0	426,648	19,363	68,962	700,000	281,640	141,975	9,807	4,944
12	0	0	435,181	19,460	67,610	700,000	288,917	136,851	9,807	4,645
13	0	0	443,885	19,557	66,284	700,000	296,392	131,917	9,807	4,365
14	0	0	452,762	19,655	64,984	700,000	304,068	127,163	9,807	4,101
15	0	0	461,818	19,753	63,710	700,000	311,947	122,582	9,807	3,854
16	0	0	471,054	19,852	62,461	700,000	320,033	118,167	9,807	3,621
17	0	0	480,475	19,951	61,236	700,000	328,329	113,911	9,807	3,402
18	0	0	490,084	20,051	60,035	700,000	336,838	109,808	9,807	3,197
19	0	0	499,886	20,151	58,858	700,000	345,562	105,851	9,807	3,004
20	0	3,500,000	509,884	20,252	57,704	700,000	-4,312,160	-1,241,143	9,807	2,823
ΣΥΝΟΛΟ			8,504,079	386,456	1,402,058	14,000,000	24,292,594	24,950,836	196,140	108,705

$$\text{LCOE} = \frac{24,950,836}{108,705}$$

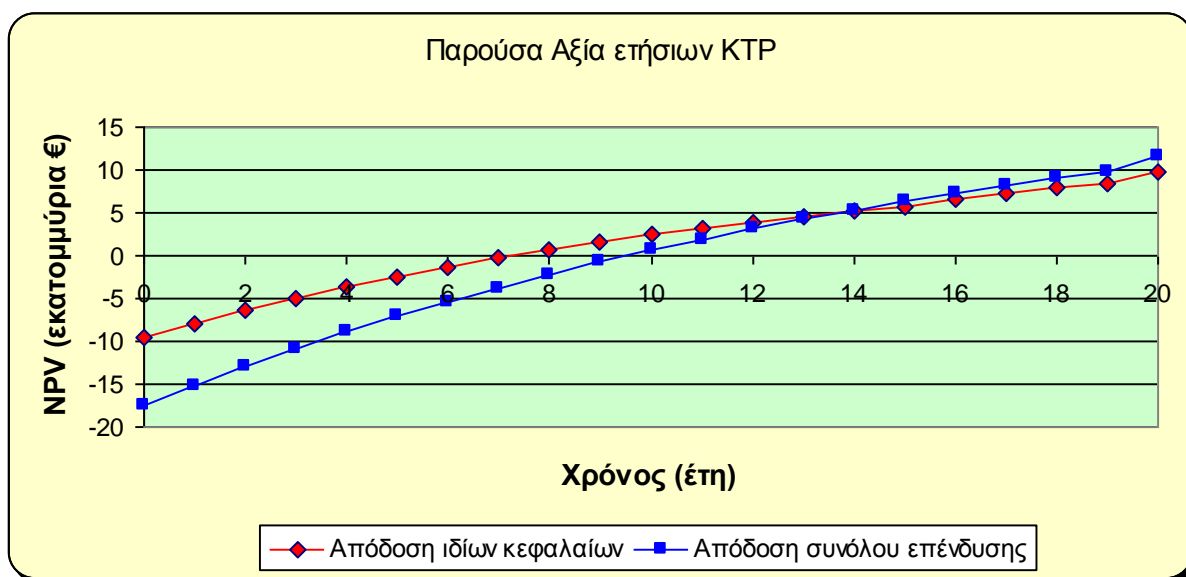
$$\text{LCOE} = 229.53 \text{ €/MWh}$$

Πίνακας 6.15: Πίνακας ταμειακών ροών για την περίπτωση συμμετοχής ιδίων κεφαλαίων και επιδοτήσεων στην αρχική επένδυση – Αξιολόγηση ως προς τα ίδια κεφάλαια

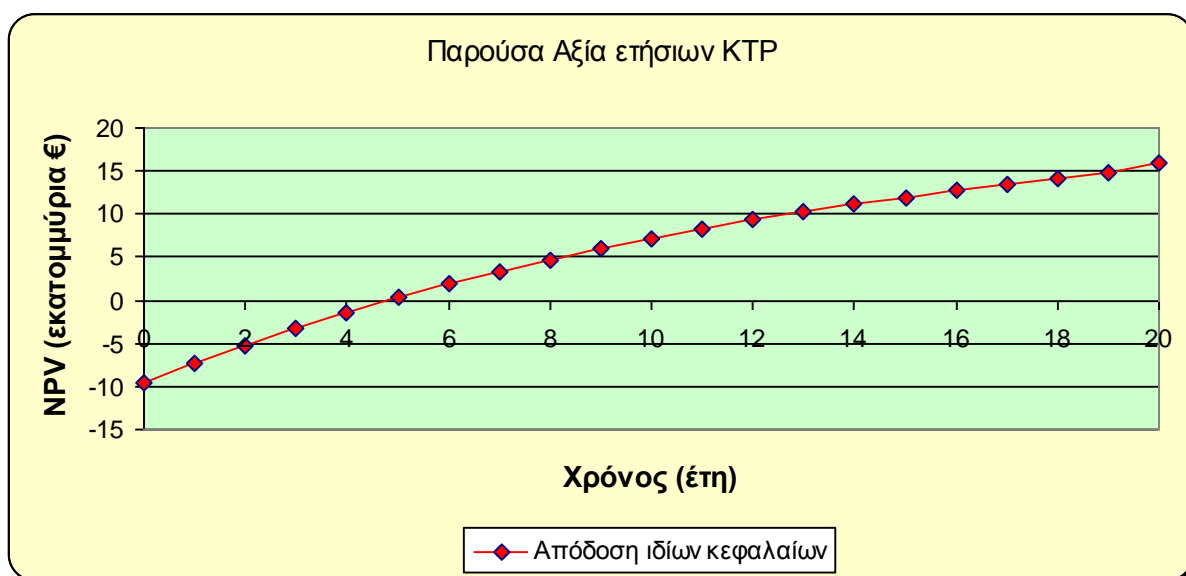
ΚΑΘΑΡΗ ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ - Αξιολόγηση ως προς τα ίδια κεφάλαια											
Έτος	Κεφάλαιο	Υπολ. Αξία	Έσοδα	Έξοδα			Αποσβέσεις	Φόρος	ΚΤΡ _t		Αθροιστική
t	K _{0,tot}	YA ₂₀	ΣΕ _t	ΛΔ _t	C _t	P _t	A _t	Φ _t	Ονομαστική	Παρούσα	ΚΤΡ
0	9,625,000	0	0	0	0	0	0	0	-9,625,000	-9,625,000	-9,625,000
1	0	0	3,516,534	350,000	18,421	84,064	700,000	591,012	2,473,037	2,289,849	-7,335,151
2	0	0	3,534,117	357,000	18,513	82,416	700,000	594,047	2,482,141	2,128,036	-5,207,115
3	0	0	3,551,787	364,140	18,606	80,800	700,000	597,060	2,491,181	1,977,580	-3,229,535
4	0	0	3,569,546	371,423	18,699	79,215	700,000	600,052	2,500,157	1,837,690	-1,391,845
5	0	0	3,587,394	378,851	18,792	77,662	700,000	603,022	2,509,066	1,707,628	315,783
6	0	0	3,605,331	386,428	18,886	76,139	700,000	605,969	2,517,908	1,586,709	1,902,492
7	0	0	3,623,358	394,157	18,981	74,646	700,000	608,893	2,526,680	1,474,294	3,376,786
8	0	0	3,641,474	402,040	19,075	73,183	700,000	611,794	2,535,382	1,369,788	4,746,574
9	0	0	3,659,682	410,081	19,171	71,748	700,000	614,671	2,544,012	1,272,639	6,019,213
10	0	0	3,677,980	418,282	19,267	70,341	700,000	617,523	2,552,568	1,182,333	7,201,546
11	0	0	3,696,370	426,648	19,363	68,962	700,000	620,349	2,561,048	1,098,390	8,299,935
12	0	0	3,714,852	435,181	19,460	67,610	700,000	623,150	2,569,451	1,020,364	9,320,300
13	0	0	3,733,426	443,885	19,557	66,284	700,000	625,925	2,577,775	947,843	10,268,142
14	0	0	3,752,093	452,762	19,655	64,984	700,000	628,673	2,586,019	880,439	11,148,581
15	0	0	3,770,854	461,818	19,753	63,710	700,000	631,393	2,594,180	817,794	11,966,375
16	0	0	3,789,708	471,054	19,852	62,461	700,000	634,085	2,602,256	759,574	12,725,948
17	0	0	3,808,657	480,475	19,951	61,236	700,000	636,749	2,610,246	705,468	13,431,417
18	0	0	3,827,700	490,084	20,051	60,035	700,000	639,382	2,618,147	655,189	14,086,605
19	0	0	3,846,838	499,886	20,151	58,858	700,000	641,986	2,625,957	608,466	14,695,071
20	0	3,500,000	3,866,073	509,884	20,252	57,704	700,000	644,558	6,133,674	1,315,969	16,011,040
ΣΥΝΟΛΟ			73,773,773	8,504,079	386,456	1,402,058	14,000,000	12,370,295	44,985,884	16,011,040	

NPV= 16,011,040 €
IRR= 25.77%

Διάγραμμα 6.1: Διάγραμμα αθροιστικών ετήσιων Καθαρών Ταμειακών Ροών (με δανεισμό)



Διάγραμμα 6.2: Διάγραμμα αθροιστικών ετήσιων Καθαρών Ταμειακών Ροών (χωρίς δανεισμό)



Το σύνολο της επένδυσης, φαίνεται να αποδίδει περισσότερα χρήματα σε παρούσα αξία (έτος βάσης το 2012), όταν το 45% του αρχικού κόστους επένδυσης, προέρχεται από δανεισμό. Αυτό συμβαίνει, γιατί θεωρήθηκε μεγαλύτερο κόστος ιδίων κεφαλαίων (επιτόκιο αναγωγής 8%), από το κόστος των δανειακών κεφαλαίων (επιτόκιο δανεισμού 6.00%). Έτσι, στην περίπτωση δανεισμού, το μέσο κόστος ήταν 6.43%, ενώ ως μέσο κόστος στη δεύτερη περίπτωση ήταν το προεξοφλητικό επιτόκιο, που ήταν ίσο με 8%. Στην επόμενη ενότητα θα διερευνηθεί η μεταβολή των δεικτών, καθώς και η αποδοτικότητα της υπό εξέταση επένδυσης, σε κάθε μία από τις δύο περιπτώσεις, που περιγράφηκαν σχετικά με το δανεισμό.

6.4 Παραμετρική διερεύνηση – ανάλυση ευαισθησίας

Είναι ευνόητο, ότι οι επιμέρους κατευθύνσεις μιας παραμετρικής διερεύνησης είναι όλο και περισσότερες, όσο αυξάνεται ο αριθμός των εμπλεκόμενων παραμέτρων σε μια ανάλυση κόστους-οφέλους. Γι αυτό, η ίδια συνίσταται σε μία ιδιαίτερα πολύπλοκη διαδικασία, η οποία θα πρέπει να αναδείξει τη βαρύτητα της κάθε παραμέτρου. Σε περιπτώσεις αναλύσεων, όπου για την εκτίμηση της οικονομικής αποδοτικότητας μιας επένδυσης απαιτείται η θεώρηση σχετικά πολλών παραγόντων, επιλέγεται η διερεύνηση της μεταβλητότητας εκείνων των παραγόντων, που χαρακτηρίζονται από σημαντική αβεβαιότητα. Έτσι, προτείνεται η θεώρηση εύρους πιθανών τιμών για τα συγκεκριμένα μεγέθη, το οποίο επηρεάζει τη μεταβλητότητα των τιμών των διάφορων οικονομικών δεικτών. Το εύρος τιμών των δεικτών με τη σειρά του, δηλώνει τα «όρια», για τα οποία αντιστοιχεί ο χαρακτηρισμός μιας επένδυσης ως συμφέρουσας, αδιάφορης ή απορριπτέας.

Στην προηγούμενη ενότητα του κεφαλαίου, αναπτύχθηκε η εφαρμογή της ανάλυσης κόστους-οφέλους, για την επένδυση σε Υβριδικό Σταθμό ηλεκτροπαραγωγής στην Ικαρία. Ως στοιχεία σημαντικής αβεβαιότητας, θεωρούνται τα εξής:

1. ο ρυθμός απόδοσης των ιδίων κεφαλαίων. Είναι ιδιαίτερα δύσκολο να εκτιμηθεί το επιτόκιο αυτό, καθώς διαφέρει ανάλογα με την οικονομική κατάσταση του επενδυτή και διάφορους «εξωτερικούς» οικονομικούς παράγοντες. Θεωρήθηκε η τιμή του στο 8%, λόγω παρόμοιων επιλογών σε διάφορες περιπτώσεις οικονομικής αξιολόγησης ενεργειακών έργων.
2. το επιτόκιο δανεισμού και το μέγεθος του αρχικού δανείου. Το επιτόκιο αυτό εκτιμήθηκε με βάση τα ισχύοντα επιτόκια στα δάνεια της Τράπεζας της Ελλάδος. Αντίστοιχα, για το ποσοστό δανεισμού του αρχικού κεφαλαίου, έγινε η παραδοχή της τιμής του 45%, η οποία υιοθετήθηκε σε οικονομικές αναλύσεις Υβριδικών Σταθμών από τους Παραεφθιμίου et al. (2008). Σημειώνεται ότι η επιλογή του βασίζεται στο λόγο για τον οποίο εφαρμόζεται μια οικονομική αξιολόγηση. Όταν κάποιος επενδυτής, ενδιαφέρεται για παράδειγμα, να επενδύσει σε ένα ενεργειακό έργο, τότε, αρχικά ενδιαφέρεται για την αξία της προκειμένης επένδυσης, βασισμένος σε δεδομένα που αφορούν το «κεφαλαιακό» του δυναμικό. Στην περίπτωση όμως μιας οικονομικής ανάλυσης από κάποιον τρίτο, που δε συνδέεται άμεσα με την επένδυση, τότε ο ίδιος δεν είναι σε θέση να γνωρίζει τις οικονομικές δυνατότητες των ενδιαφερομένων. Έτσι, δέχεται παραδοχές, που συμφωνούν με δεδομένα παλαιότερων εφαρμοσμένων πρακτικών.
3. το μέγεθος της πιθανής επιδότησης που συμμετέχει στο αρχικό επενδυμένο κεφάλαιο του έτους βάσης.

4. ο συντελεστής φορολογίας εισοδήματος, για τον οποίο δεν υπάρχουν διαθέσιμα στοιχεία για την τιμή του σε περιπτώσεις του συγκεκριμένου είδους ενεργειακών έργων. Υπάρχει επίσης αβεβαιότητα, ως προς την τάση της τιμής αυτού του μεγέθους, καθώς εξαρτάται από πολλούς παράγοντες οικονομικούς, κοινωνικούς και πολιτικούς.
5. η τιμολόγηση της ενέργειας. Μέχρι τώρα, το νομικό πλαίσιο είναι αυτό που καθορίζει τις τιμές της παραγόμενης ενέργειας από διάφορες Α.Π.Ε.. Η προώθηση όμως των Υβριδικών Σταθμών στα Ελληνικά νησιά, είναι σε θέση να διαμορφώσει μια εξελισσόμενη αγορά. Η ένταξη και λειτουργία πάνω από έναν ΥΒΣ στο Σύστημα ενός νησιού (όπως η Κρήτη), μπορεί να έχει ως αποτέλεσμα, την δημιουργία μιας ανταγωνιστικής τοπικής αγοράς, η οποία μπορεί να επηρεάσει και την τιμολόγηση σε άλλα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά.
6. ο πληθωρισμός και ο ρυθμός αύξησης των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας. Οι τάσεις αύξησης ή μείωσης της έντασης του φαινομένου αυτού, δεν είναι σταθερές. Η μεταβολή των τιμών των προσφερόμενων αγαθών και προϊόντων, έχει εμφανείς συνέπειες στην τιμή πώλησης της ενέργειας.
7. άλλα «ταμειακά» μεγέθη της επένδυσης, όπως η Υπολειμματική Αξία στο τέλος της οικονομικής περιόδου αξιολόγησης της επένδυσης και το μέγεθος των ετήσιων λειτουργικών εξόδων του αντίστοιχου έργου. Η Υ.Α. θεωρήθηκε στο 20% του αρχικού κόστους του έργου στην παρούσα ανάλυση, ενώ οι λειτουργικές δαπάνες (ΛΔ) στο 2%.

Τα παραπάνω μεγέθη θα εξεταστούν ως προς τη βαρύτητά τους, στον υπολογισμό των οικονομικών δεικτών. Τα διάφορα σενάρια μεταβολής της τιμής τους, θα εφαρμοστούν μόνο στην περίπτωση κάλυψης του αρχικού κόστους από ίδια κεφάλαια και επιδοτήσεις. Επίσης, επιλέγεται η μελέτη της αξιολόγησης ως προς τα ίδια κεφάλαια. Ο λόγος γι αυτήν την επιλογή είναι, ότι επιδιώκεται η διευκόλυνση της κατανόησης της «συμπεριφοράς» των παραμέτρων, με την εξαγωγή μικρότερου αριθμού αποτελεσμάτων, εύκολα συγκρίσιμων. Η περίπτωση όμως μεταβολής των παραμέτρων δανεισμού, θα εξεταστεί, όπως είναι εύλογο, στην περίπτωση συμμετοχής δανειακών κεφαλαίων στην αρχική επένδυση, λαμβάνοντας υπόψη και τις δύο υποπερίπτώσεις αξιολόγησης απόδοσης κεφαλαίων. Ως κατάσταση βάσης σε κάθε περίπτωση ανάλυσης ευαισθησίας, θεωρείται το σύνολο των αρχικών εκτιμήσεων όλων των παραμέτρων. Οι τιμές αναφοράς δηλαδή, για τις ποσοστιαίες μεταβολές που θα εξεταστούν, είναι αυτές με τις οποίες διενεργήθηκε στην προηγούμενη ενότητα η ανάλυση κόστους-οφέλους.

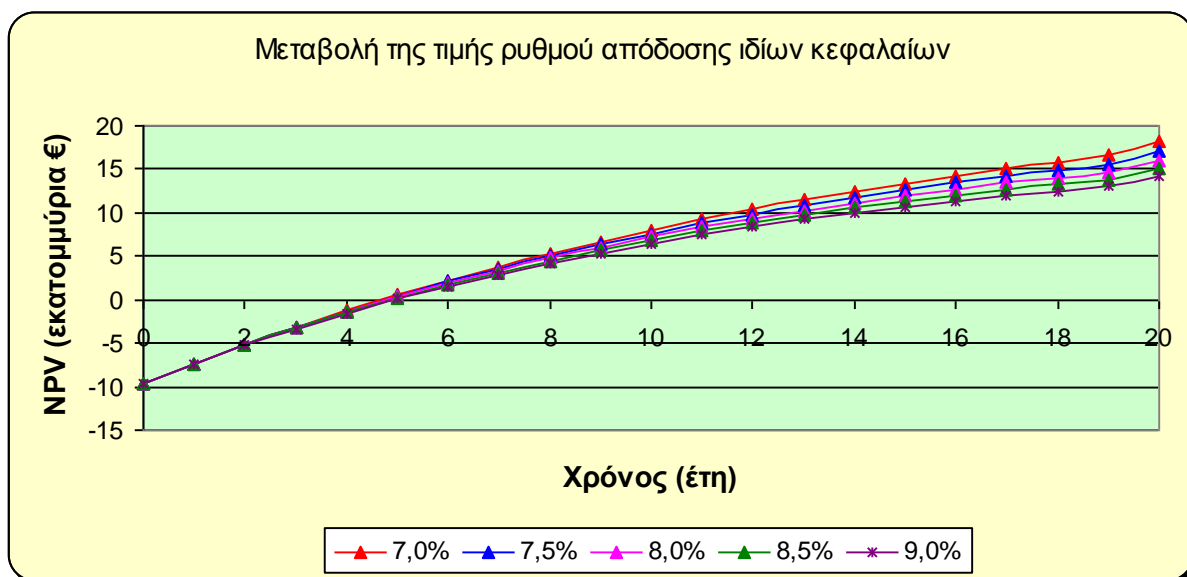
6.4.1 Ρυθμός απόδοσης ιδίων κεφαλαίων

Πίνακας 6.16: Πίνακας μεταβολής αναμενόμενου ρυθμού απόδοσης ιδίων κεφαλαίων – Αξιολόγηση ως προς τα ίδια κεφάλαια

Επένδυση με ίδια κεφάλαια και επιδοτήσεις					
Αξιολόγηση ως προς τα ίδια κεφάλαια					
Μεταβολή %	-12.5%	-6.25%	0	+6.25%	+12.5%
Απόλυτη τιμή	7.0%	7.5%	8.0%	8.5%	9.0%
NPV	18,156,367	17,050,004	16,011,040	15,034,478	14,115,738
(€)	(+13.4%)	(+6.5%)	(0%)	(-6.1%)	(-11.8%)

Ο ρυθμός απόδοσης ιδίων κεφαλαίων, ή αλλιώς επιτόκιο αναγωγής ιδίων κεφαλαίων, είναι ένας σχετικά ευαίσθητος παράγοντας της ανάλυσης κόστους-οφέλους. Το μικρό εύρος διαφοροποίησης όμως των τιμών του, μειώνει την αβεβαιότητα της εν λόγω ευαισθησίας. Στην παρούσα ανάλυση επιλέχθηκε η τιμή του, να είναι μεγαλύτερη του επιτοκίου δανεισμού. Αυτό σημαίνει σύμφωνα με τους αντίστοιχους ορισμούς, ότι το κόστος χρήσης των ιδίων κεφαλαίων είναι μεγαλύτερο από το κόστος χρήσης των δανειακών. Σε αντίθετη περίπτωση, όπου ο επενδυτής εκτιμά, ότι το κόστος των δικών του κεφαλαίων είναι μικρότερο του θεωρούμενου σταθερού επιτοκίου (γιατί συνήθως είναι κυμαινόμενο) με το οποίο μπορεί να δανειστεί, τότε τον συμφέρει να καλύψει μόνος του (αν μπορεί) το σύνολο της επένδυσης.

Διάγραμμα 6.3: Διάγραμμα μεταβολής αναμενόμενου ρυθμού απόδοσης ιδίων κεφαλαίων – Αξιολόγηση ως προς τα ίδια κεφάλαια



6.4.2 Επιτόκιο δανεισμού

Πίνακας 6.17: Πίνακας μεταβολής αναμενόμενου ρυθμού απόδοσης δανειακών κεφαλαίων – Αξιολόγηση ως προς τα ίδια κεφάλαια

Επένδυση με συμμετοχή δανείου					
Αξιολόγηση ως προς τα ίδια κεφάλαια					
Μεταβολή %	-8.3%	0	+8.3%	+16.7%	+25%
Απόλυτη τιμή	5.5%	6.0%	6.5%	7.0%	7.5%
NPV	9,933,494	9,771,770	9,607,281	9,440,077	9,270,209
(€)	(+1.7%)	(0%)	(-1.7%)	(-3.4%)	(-5.1%)
IRR	18.55%	18.36%	18.17%	17.98%	17.78%
(%)	(+1.0%)	(0%)	(-1.0%)	(-2.1%)	(-3.2%)

Πίνακας 6.18: Πίνακας μεταβολής αναμενόμενου ρυθμού απόδοσης δανειακών κεφαλαίων – Αξιολόγηση ως προς το σύνολο της επένδυσης

Επένδυση με συμμετοχή δανείου					
Αξιολόγηση ως προς το σύνολο της επένδυσης					
Μεταβολή %	-8.3%	0	+8.3%	+16.7%	+25%
Απόλυτη τιμή	5.5%	6.0%	6.5%	7.0%	7.5%
NPV	12,063,648	11,644,117	11,233,667	10,832,059	10,439,061
(€)	(+3.6%)	(0%)	(-3.5%)	(-7.0%)	(-10.3%)
IRR	13.22%	13.22%	13.22%	13.22%	13.22%
(%)					
LCOE	226.46	229.53	232.61	235.71	238.82
(€/MWh)	(-1.3%)	(0%)	(+1.3%)	(+2.7%)	(+3.9%)

Όπως φαίνεται από τον πίνακα 6.17, εξετάζεται και η μεταβολή του Εσωτερικού Ρυθμού Απόδοσης (IRR), καθώς όταν μεταβάλλεται το επιτόκιο δανεισμού, αλλάζουν και οι ετήσιες δόσεις που θα πρέπει να καταβάλλονται στο δανειστή. Στην περίπτωση αξιολόγησης της απόδοσης του συνόλου των κεφαλαίων (πίνακας 6.18), παρουσιάζεται και η τιμή του IRR, ο οποίος δε μεταβάλλεται, μονάχα για λόγους ομοιομορφίας με τον πίνακα 6.17.

6.4.3 Μέγεθος του αρχικού δανείου

Πίνακας 6.19: Πίνακας μεταβολής μεγέθους δανειακών κεφαλαίων – Αξιολόγηση ως προς τα ίδια κεφάλαια

Επένδυση με συμμετοχή δανείου			
Αξιολόγηση ως προς τα ίδια κεφάλαια			
Μεταβολή %	-33.3%	0%	+33.3%
Απόλυτη τιμή	30%	45%	60%
NPV	9,226,527	9,771,770	10,317,013
(€)	(-5.6%)	(0%)	(+5.6%)
IRR	16.01%	18.36%	22.25%
(%)	(-12.8%)	(0%)	(+21.2%)

Πίνακας 6.20: Πίνακας μεταβολής μεγέθους δανειακών κεφαλαίων – Αξιολόγηση ως προς το σύνολο της επένδυσης

Επένδυση με συμμετοχή δανείου			
Αξιολόγηση ως προς το σύνολο της επένδυσης			
Μεταβολή %	-33.3%	0%	+33.3%
Απόλυτη τιμή	30%	45%	60%
NPV	10,395,916	11,644,117	12,980,265
(€)	(-12.0%)	(0%)	(+11.5%)
IRR	13.22%	13.22%	13.22%
(%)			
LCOE	239.17	229.53	220.02
(€/MWh)	(+4.2%)	(0%)	(-4.1%)

Το ποσοστό των δανειακών κεφαλαίων επί του συνόλου της αρχικής επένδυσης, είναι ένας παράγοντας με αβεβαιότητα σε μεγάλο εύρος. Η επίδρασή του είναι της ίδια περιόδου βαρύτητας με το επιτόκιο δανεισμού, αλλά η τιμή του δεν περιορίζεται σε μικρό εύρος τιμών, όπως γίνεται με το τελευταίο. Λόγω της μικρής διαφοροποίησης της Καθαρής Παρούσας Αξίας, δεν παραθέτεται σχετικό διάγραμμα.

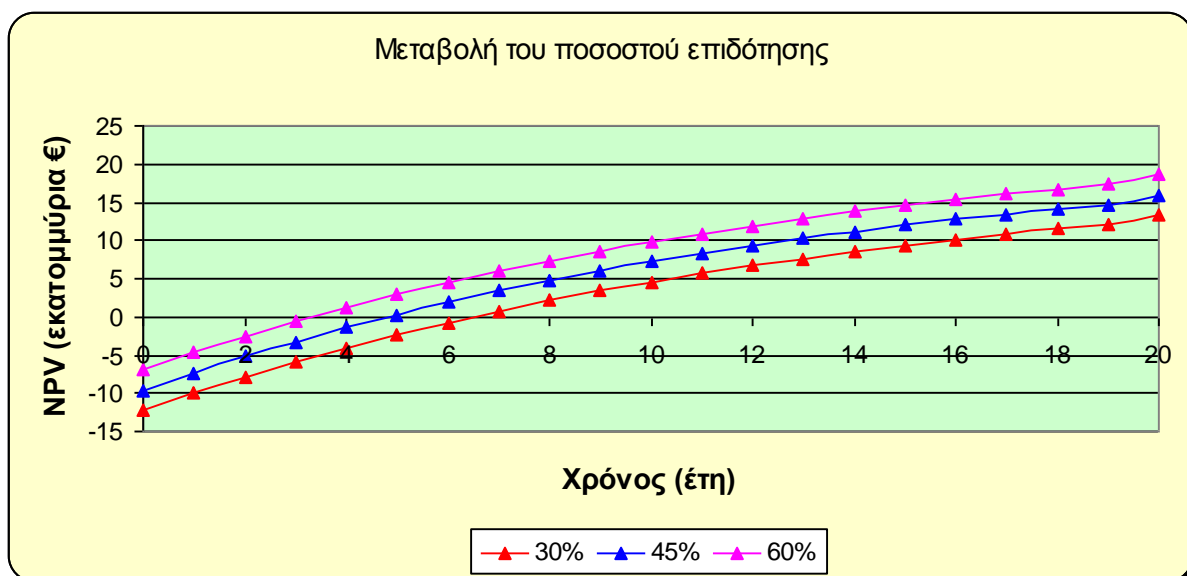
6.4.4 Μέγεθος της επιδότησης

Πίνακας 6.21: Πίνακας μεταβολής μεγέθους επιδότησης – Αξιολόγηση ως προς τα ίδια κεφάλαια

Επένδυση με ίδια κεφάλαια και επιδοτήσεις			
Αξιολόγηση ως προς τα ίδια κεφάλαια			
Μεταβολή %	-33.3%	0%	+33.3%
Απόλυτη τιμή	30%	45%	60%
NPV (€)	13,386,040 (-16.4%)	16,011,040 (0%)	18,636,040 (+16.4%)
IRR (%)	19.97% (-22.5%)	25.77% (0%)	35.60% (+27.6%)

Προφανώς, ο Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης (IRR), μεταβάλλεται λόγω της μεταβολής της ετήσιας δόσης προς το δανειστή. Ο IRR εξετάζεται, σε όποιες περιπτώσεις ανάλυσης ευαισθησίας, μεταβάλλονται οι ετήσιες ταμειακές ροές. Είναι ευνόητο, ότι εξ ορισμού, αν γινόταν αξιολόγηση ως προς το σύνολο της επένδυσης, οι τιμές των δεικτών δε θα επηρεάζονταν από το ποσοστό της επιδότησης επί του αρχικού κόστους.

Διάγραμμα 6.4: Πίνακας μεταβολής μεγέθους επιδότησης – Αξιολόγηση ως προς τα ίδια κεφάλαια



6.4.5 Συντελεστής φορολογίας εισοδήματος

Πίνακας 6.22: Πίνακας μεταβολής συντελεστή φορολογίας εισοδήματος – Αξιολόγηση ως προς τα ίδια κεφάλαια

Επένδυση με ίδια κεφάλαια και επιδοτήσεις			
Αξιολόγηση ως προς τα ίδια κεφάλαια			
Μεταβολή %	-20%	0%	+20%
Απόλυτη τιμή	20%	25%	30%
NPV	17,211,868	16,011,040	14,810,212
(€)	(+7.5%)	(0%)	(-7.5%)
IRR	27.04%	25.77%	24.48%
(%)	(+4.9%)	(0%)	(-5.0%)

Θεωρήθηκε το συγκεκριμένο εύρος τιμών για τον παράγοντα αυτόν, διότι η φορολογία αναμένεται την περίοδο ανάλυσης να είναι ιδιαίτερα ευμετάβλητη. Παρ' όλα αυτά, θα ήταν υπερβολή να θεωρηθεί, ότι ο σταθμός μπορεί να φορολογηθεί πάνω από το 30-35% των εσόδων του. Η φορολογία στην οποία θα υπόκειται ένα τέτοιο έργο όπως αυτό της Ικαρίας που εξετάζεται στην παρούσα μελέτη, είναι άγνωστη για τα δεδομένα που διαθέτονται τη συγκεκριμένη στιγμή. Ο εξορθολογισμός της και η ισορροπημένη, δίκαια θέσπισή της εξαρτάται από πολλούς παράγοντες που σχετίζονται με την αγορά ενέργειας, αλλά και με την οικονομική κατάσταση του κράτους.

6.4.6 Πληθωρισμός

Η παράμετρος αυτή υπεισέρχεται στην εκτίμηση της τάσης αύξησης των τιμών όλων, των οικονομικών μεγεθών που εμπλέκονται στην ανάλυση κόστους-οφέλους. Αιτία είναι, όπως εξηγήθηκε στο κεφάλαιο 5, η απαξίωση του χρήματος. Στην παρούσα υποενότητα, εξετάζεται η βαρύτητα της συγκεκριμένης παραμέτρου, με δοκιμές μεταβολής του ρυθμού αύξησης των τιμών πώλησης ενέργειας (θεωρείται πάλι σταθερό το ετήσιο ποσοστό αύξησης στο 25% του πληθωρισμού, για να μη γίνει υπερβολικά πολύπλοκη η διαδικασία και η παρουσίαση των αποτελεσμάτων), και των τιμών των λειτουργικών και άλλων δαπανών. Γίνεται η παραδοχή, ότι το σύνολο των αρχικών δαπανών προέρχεται από ίδια κεφάλαια και επιδότηση.

Πίνακας 6.23: Πίνακας μεταβολής ρυθμού πληθωρισμού – Αξιολόγηση ως προς τα ίδια κεφάλαια

Επένδυση με ίδια κεφάλαια και επιδοτήσεις			
Αξιολόγηση ως προς τα ίδια κεφάλαια			
Μεταβολή %	0%	+50%	+100%
Απόλυτη τιμή	2%	3%	4%
NPV	16,011,040	16,291,353	16,554,492
(€)	(0%)	(+1.8%)	(+3.4%)
IRR	25.77%	25.93%	26.09%
(%)	(0%)	(+0.6%)	(+1.2%)

Στο σημείο αυτό, ολοκληρώθηκε η ανάλυση ευαισθησίας όλων των παραμέτρων της οικονομικής ανάλυσης. Όπως όμως αναπτύχθηκε και στην αρχή της παρούσας ενότητας, η αβεβαιότητα «συναντάται» και στην εκτίμηση των εσόδων και των εξόδων που αφορούν την εξεταζόμενη επένδυση. Παρακάτω, με τη μορφή διαγραμμάτων, διερευνάται η μεταβλητότητα του βασικού δείκτη της Παρούσας Αξίας (NPV), κατά τη μεταβολή των μεγεθών των εκροών και εισροών που σχετίζονται με τη λειτουργία του ΥΒΣ της Ικαρίας.

6.4.7 Τιμολόγηση της παραγόμενης ενέργειας

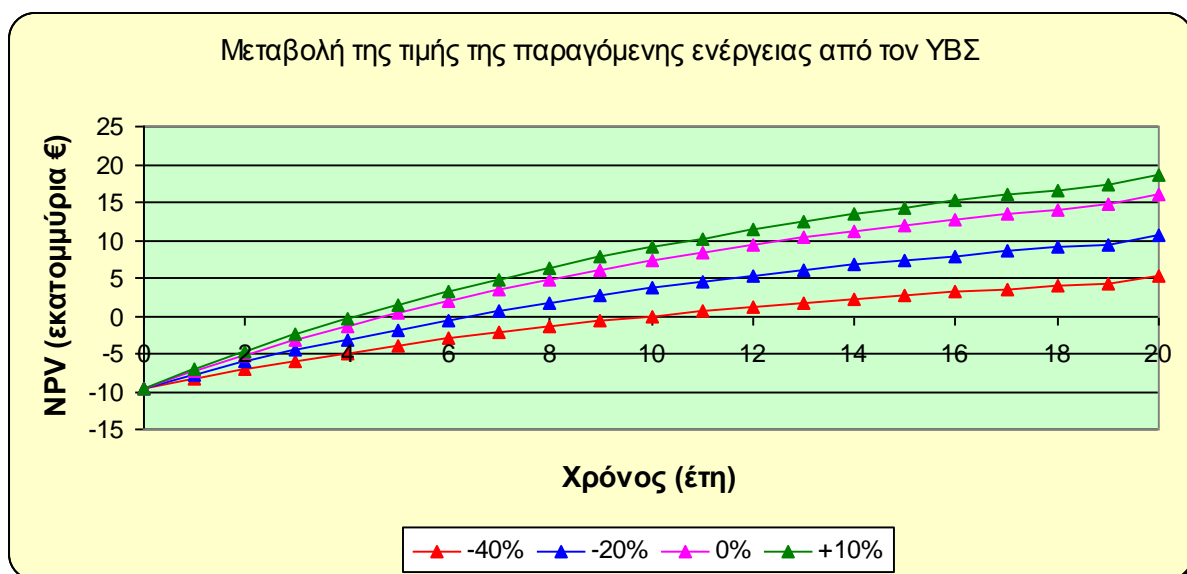
Σε μια αρκετά λεπτομερή ανάλυση ευαισθησίας, με στοιχεία ή «υποψίες» για τις τάσεις τιμολόγησης της ενέργειας διαφόρων προελεύσεων, θα ήταν σκόπιμη η εξέταση σεναρίων για κάθε πιθανή μεταβολή, και για όλους τους τύπους ενέργειας που παράγει ο ΥΒΣ της Ικαρίας (από το αιολικό πάρκο και τις υδροηλεκτρικές μονάδες). Ωστόσο, στην παρούσα, προτείνεται η θεώρηση της μεταβολής της τιμής της συνολικής ετήσιας ενέργειας που θα παράγει ο σταθμός. Θεωρείται δηλαδή, ότι η αύξηση ή μείωση των τιμών, είναι κοινή για όλες

τις προελεύσεις της παραγόμενης ενέργειας. Υπενθυμίζεται, ότι για διευκόλυνση της κατανόησης, εξετάζεται μόνο το σενάριο της επιδότησης του έργου, με παράλληλη απουσία δανεισμού (ποσοστό επιχορήγησης: 45% της αρχικής επένδυσης, όπως θεωρήθηκε στην ανάλυση κόστους-οφέλους)

Πίνακας 6.24: Πίνακας μεταβολής ενεργειακή τιμολόγησης – Αξιολόγηση ως προς τα ίδια κεφάλαια

Επένδυση με ίδια κεφάλαια και επιδοτήσεις				
Αξιολόγηση ως προς τα ίδια κεφάλαια				
Μεταβολή %	-40%	-20%	0%	+10%
Απόλυτη τιμή	2,109,920€	2,813,227€	3,516,534€	3,868,187€
NPV (€)	5,279,329 (-67.0%)	10,645,184 (-33.5%)	16,011,040 (0%)	18,693,968 (16.8%)
IRR (%)	13.81% (-46.4%)	19.96% (-26.0%)	25.77% (0%)	28.60% (+11.0%)

Διάγραμμα 6.3: Διάγραμμα μεταβολής ενεργειακή τιμολόγησης – Αξιολόγηση ως προς τα ίδια κεφάλαια



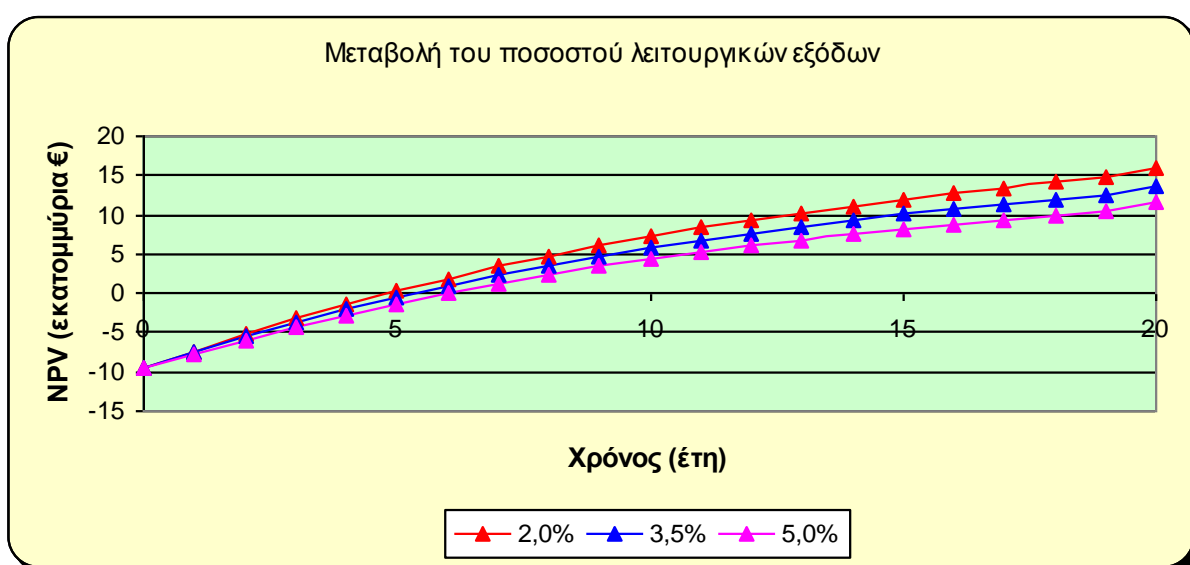
6.4.8 Λειτουργικά έξοδα

Οι ετήσιες λειτουργικές δαπάνες του Υβριδικού Σταθμού, θεωρήθηκαν αρχικά στην ανάλυση, ίσες με το 2% του αρχικού κόστους επένδυσης. Είναι δεδομένο, ότι δεν υπάρχει εμπειρία από τη λειτουργία Υβριδικών Αντλησιοταμιευτικών Σταθμών, σε ηλεκτρικά συστήματα Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών. Άρα, είναι δύσκολο, σε φάση σχεδιασμού μιας επένδυσης σε ένα τέτοιο έργο Α.Π.Ε., να εκτιμηθούν με σχετική ακρίβεια τα ετήσια κόστη λειτουργίας του. Η ανάλυση ευαισθησίας διενεργείται κι εδώ στο σενάριο μη συμμετοχής δανειακού κεφαλαίου.

Πίνακας 6.25: Πίνακας μεταβολής ετήσιων λειτουργικών δαπανών – Αξιολόγηση ως προς τα ίδια κεφάλαια

Επένδυση με ίδια κεφάλαια και επιδοτήσεις			
Αξιολόγηση ως προς τα ίδια κεφάλαια			
Μεταβολή %	0%	+75%	+150%
Απόλυτη τιμή	2%	3.5%	5%
NPV (€)	16,011,040 (0%)	13,775,877 (-14.0%)	11,540,713 (-27.9%)
IRR (%)	25.77% (0%)	23.49% (-8.8%)	21.15% (-17.9%)

Διάγραμμα 6.4: Διάγραμμα μεταβολής ετήσιων λειτουργικών δαπανών – Αξιολόγηση ως προς τα ίδια κεφάλαια

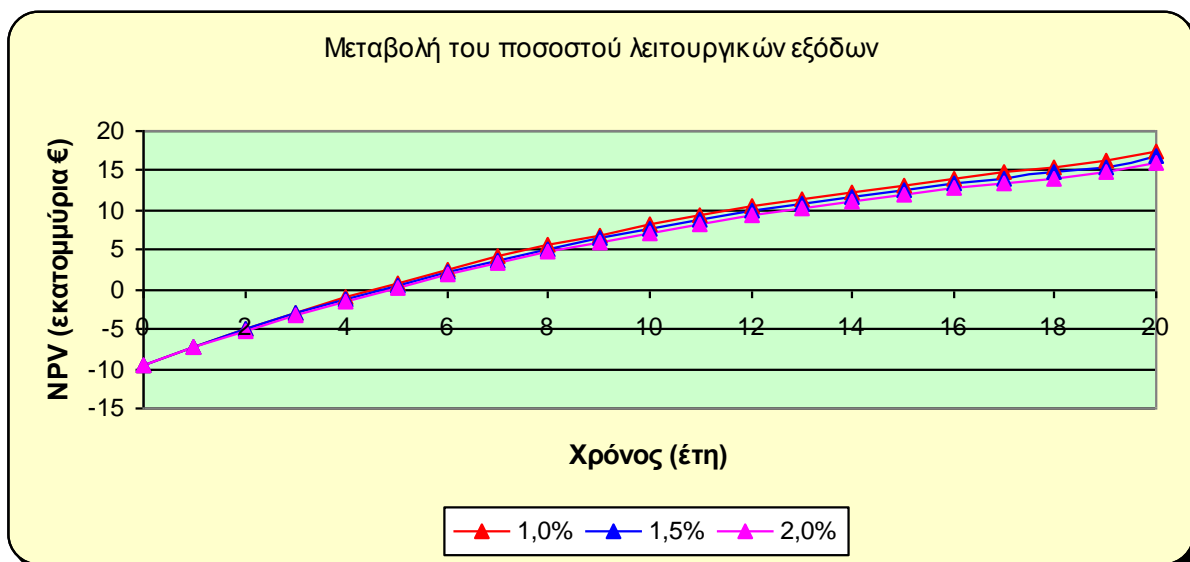


Η θεώρηση λειτουργικών εξόδων άνω του 2% του αρχικού κόστους, ίσως είναι υπερβολική και δεν ανταποκρίνεται στην πραγματικότητα. Ωστόσο, ο παραπάνω πίνακας, υποδεικνύει τη σημασία του συγκεκριμένου παράγοντα. Ο πίνακας 6.25, περιγράφει τη συμπεριφορά των δεικτών, όταν οι πιθανές τιμές του παράγοντα αυτού κυμαίνονται σε περιορισμένο εύρος και κάτω από το 2%..

Πίνακας 6.26: Πίνακας μεταβολής ετήσιων λειτουργικών δαπανών σε περιορισμένο εύρος – Αξιολόγηση ως προς τα ίδια κεφάλαια

Επένδυση με ίδια κεφάλαια και επιδοτήσεις			
Αξιολόγηση ως προς τα ίδια κεφάλαια			
Μεταβολή %	-50%	-25%	0%
Απόλυτη τιμή	1%	1.5%	2%
NPV	17,501,149	16,756,094	16,011,040
(€)	(+9.3%)	(+4.7%)	(0%)
IRR	27.26%	26.52%	25.77%
(%)	(+5.8%)	(+2.9%)	(0%)

Διάγραμμα 6.5: Διάγραμμα μεταβολής ετήσιων λειτουργικών δαπανών σε περιορισμένο εύρος – Αξιολόγηση ως προς τα ίδια κεφάλαια



Κεφάλαιο 7

Σύνοψη - συμπεράσματα

Σκοπός της εφαρμογής οικονομικής ανάλυσης στον Υβριδικό Σταθμό ηλεκτροπαραγωγής στην Ικαρία, ήταν η επαλήθευση της οικονομικής βιωσιμότητας μιας τέτοιας ενεργειακής επένδυσης. Το υφιστάμενο θεσμικό πλαίσιο και οι επιδοτήσεις από την Ευρωπαϊκή Ένωση σε έργα Α.Π.Ε., έχουν δημιουργήσει ένα ευνοϊκό κλίμα για ανάπτυξη των συγκεκριμένων έργων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Όπως φάνηκε και στα αποτελέσματα της ανάλυσης, λαμβάνοντας υπόψη επίσης και την ανοχή στην εκτίμηση των βασικών παραμέτρων, το συγκεκριμένο έργο παρουσιάζει σημαντικό επενδυτικό ενδιαφέρον, ακόμα και όταν δεν επιδοτείται από εξωτερικούς φορείς. Άρα, η επένδυση σε Υβριδικό Σταθμό αντλησιοταμίευσης στην Ικαρία κρίνεται σε κάθε περίπτωση αποδεκτή, αφού οι ικανοποιητικές τιμές των οικονομικών δεικτών που υπολογίστηκαν, επαληθεύουν τη βιωσιμότητα της επένδυσης. Σε αυτό το σημείο της σύνοψης, υπενθυμίζεται, ότι η οικονομική ανάλυση που έγινε, ήταν σε συμφωνία με τις εξής παραδοχές:

- Ο σχεδιασμός της επένδυσης γίνεται στο έτος βάσης 2012.
- Τα έργα που εμπεριέχονται στην επένδυση είναι αυτά που αναφέρονται στην υποενότητα 6.2.1. Πρόκειται δηλαδή για τον Υβριδικό Σταθμό, χωρίς τα προβλεπόμενα έξοδα για τα έργα αναβάθμισης του υφιστάμενου ηλεκτρικού δικτύου.

Εξετάστηκε η βιωσιμότητα της επένδυσης στην περίπτωση

1. Που στο αρχικό κόστος επένδυσης συμμετέχουν ίδια και δανειακά κεφάλαια. Ο ιδιοκτήτης του έργου είναι επιβαρυνμένος με την ετήσια καταβολή των δόσεων του δανείου. Θεωρήθηκε αρχικά ότι το 45% του αρχικού κεφαλαίου προέρχεται από δανεισμό. Στο πλαίσιο της ανάλυσης ευαισθησίας, εξετάστηκε η πιθανή μεταβολή της αποδοτικότητας της επένδυσης, στις περιπτώσεις όπου το δάνειο ανερχόταν στο 30% και 60% του συνόλου των επενδυμένων κεφαλαίων.
2. Που το σύνολο του αρχικού κόστους αποτελείται από ίδια κεφάλαια και επιδοτήσεις. Ο ιδιοκτήτης λαμβάνει ποσοστό επιδότησης από δημόσιο ή άλλο φορέα, επί του συνολικού αρχικού κόστους υλοποίησης (αρχικό κεφάλαιο). Αρχικά η επιδότηση θεωρήθηκε στο 45% αυτού (όπως και στην περίπτωση δανεισμού), ενώ στη συνέχεια

διερευνήθηκε η επιρροή του μεταβαλλόμενου αυτού ποσοστού, στην οικονομική αποτελεσματικότητα της επένδυσης.

Για κάθε μία από τις παραπάνω περιπτώσεις, υπολογίστηκαν οι οικονομικοί δείκτες ως προς τα ίδια κεφάλια του επενδυτή, εκτός από την ανάλυση ευαισθησίας των παραμέτρων δανεισμού, όπου εξετάστηκε επιπρόσθετα και η μεταβολή των δεικτών του συνόλου της επένδυσης. Η αξιολόγηση της επένδυσης ως προς τα ίδια κεφάλια, έγινε με το κριτήριο της Καθαρής Παρούσας Αξίας και του Συντελεστή Εσωτερικής Απόδοσης. Στην αξιολόγηση του συνόλου της επένδυσης, υπολογίστηκε και το Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας. Για την αρχική ανάλυση κόστους-οφέλους μπορούν να ειπωθούν τα εξής:

1. Η Καθαρή Παρούσα Αξία είναι θετική σε κάθε περίπτωση και αρκετά υψηλή, ώστε η επένδυση να θεωρηθεί επικερδής. Το γεγονός αυτό επιβεβαιώνει και το υψηλό ποσοστό του Συντελεστή Εσωτερικής Απόδοσης, ο οποίος είναι κατά πολύ μεγαλύτερος του αντίστοιχου επιτοκίου αναγωγής που χρησιμοποιείται (ρυθμός απόδοσης ιδίων κεφαλαίων για τη μεμονωμένη αξιολόγηση της απόδοσής τους ή μέσο σταθμικό κόστος για την αξιολόγηση του συνόλου της επένδυσης).
2. Το Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας είναι ένας δείκτης που δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί μεμονωμένα. Ο λόγος είναι ότι δε λαμβάνει υπόψη τις εισροές της επένδυσης κατά τον οικονομικό κύκλο ζωής της. Μπορεί όμως να δώσει σχετικά αξιόπιστα αποτελέσματα, καθώς ο μειωμένος αριθμός των απαιτούμενων δεδομένων για την εκτίμησή του, μειώνει και την αβεβαιότητα. Έχει ήδη αναφερθεί, ότι πρόκειται για ένα μέτρο σύγκρισης ανταγωνιστικών ενεργειακών επενδύσεων. Ωστόσο, ο υπολογισμός του σε συνδυασμό με τους υπόλοιπους δείκτες, μπορεί να δώσει μια πιο ολοκληρωμένη εικόνα για τον χαρακτηρισμό της επένδυσης.

Η ανάλυση ευαισθησίας που ακολούθησε, περιγράφει τις μεταβολές των δεικτών, υπό καθεστώς αβεβαιότητας των εμπλεκόμενων παραμέτρων και οικονομικών μεγεθών. Τα βασικά συμπεράσματα συνοψίζονται ως εξής:

1. Παράγοντα ιδιαίτερης βαρύτητας για την αξιολόγηση της επένδυσης, αποτελεί ο ρυθμός απόδοσης των ιδίων κεφαλαίων του επενδυτή. Γενικά η επιλογή ενός προεξοφλητικού επιτοκίου σε μια αξιολόγηση μιας «ενεργειακής» επένδυσης, πρέπει οπωσδήποτε να συνοδεύεται από την κατάλληλη αιτιολόγηση, αλλά και από την ανάλογη διερεύνηση της μεταβλητότητάς του.
2. Επίσης, σημαντικοί παράγοντες στον καθορισμό των δεικτών, αποτελούν και οι κύριες ετήσιες ταμειακές ροές. Τα ετήσια έσοδα του Υβριδικού Σταθμού από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας, είναι αυτά που καθορίζουν σε εξαιρετικά μεγάλο βαθμό την μελλοντική χρονική στιγμή, όπου το σύνολο των ετήσιων καθαρών ταμειακών ροών σε παρούσα αξία, μηδενίζεται (έντοκη περίοδος αποπληρωμής). Είναι καθοριστικά ακόμη και για την Καθαρή Παρούσα Αξία, καθώς η τιμή τους

διαφοροποιεί σημαντικά την αποδοτικότητα της επένδυσης. Μικρότερη βαρύτητα συναντάται στον παράγοντα των ετήσιων λειτουργικών εξόδων. Αυτά όμως, παρουσιάζουν μεγαλύτερο βαθμό αβεβαιότητας ως προς την πραγματική τους τιμή. Όταν επιλέγονται βάσει ποσοστού επί της συνολικής αρχικής επένδυσης, η παραμικρή μεταβολή του ποσοστού αυτού, επιφέρει σημαντικές επιπτώσεις στην τιμή των οικονομικών δεικτών. Μάλιστα, όταν αυτές αυξηθούν πάνω από ένα όριο (5% περίπου της αρχικής επένδυσης), μπορεί να θέσουν υπό αμφισβήτηση την αποδοχή της επένδυσης, «απειλώντας» τη βιωσιμότητά της. Αυτό συμβαίνει λόγω του εξαιρετικά μεγάλου ύψους αρχικού κόστους κατασκευής, σε σχέση με τα ετήσια καθαρά οφέλη.

3. Η έντοκη περίοδος αποπληρωμής (φαίνεται στο διάγραμμα 6.3) μεταβάλλεται αισθητά με τη μεταβολή του παράγοντα των εσόδων που αναφέρθηκε παραπάνω. Συγκεκριμένα, οι αλλαγές στην πολιτική τιμολόγησης της ενέργειας που θα παράγεται από τον ΥΒΣ, αναμένεται να προκαλέσουν σημαντικές μεταβολές στο χρονικό διάστημα, στο οποίο ο επενδυτής θα ανακτήσει το αρχικό κεφάλαιο που επένδυσε.
4. Ιδιαίτερα αξιοσημείωτο είναι το γεγονός, ότι ενώ αυξάνεται το ποσοστό δανεισμού, αυξάνεται και η Καθαρή Παρούσα Αξία της επένδυσης (και στην αξιολόγηση της απόδοσης των ιδίων, αλλά και στην αντίστοιχη των συνολικών κεφαλαίων). Δημιουργείται δηλαδή η ψευδαίσθηση ότι είναι καλύτερα να δανείζεται ο επενδυτής. Αυτό όμως συνέβη στην παρούσα ανάλυση, γιατί επιλέχθηκε επιτόκιο δανεισμού μικρότερο του ρυθμού απόδοσης των ιδίων κεφαλαίων. Θεωρήθηκε δηλαδή, ότι το κόστος χρήσης των ιδίων κεφαλαίων είναι σχετικά μεγάλο και έτσι ο επενδυτής αναγκάζεται να καταφύγει σε δανεισμό. Με άλλα λόγια, η σχέση των δύο επιτοκίων είναι αυτή που καθορίζει την επιλογή του επενδυτή, δεδομένου ότι αυτός διαθέτει στα αποθεματικά του, το σύνολο των απαιτούμενων χρηματικών πόρων. Αν βέβαια δεν είναι ικανός να καλύψει ο ίδιος το σύνολο της αρχικής δαπάνης, καταφεύγει αναγκαστικά σε δανεισμό.
5. Το επιτόκιο δανεισμού, φαίνεται να μην επηρεάζει στον ίδιο βαθμό με παραπάνω την τιμή των οικονομικών δεικτών. Όπως όμως και το ποσοστό δανεισμού επί της αρχικής επένδυσης, έχει εμφανή αποτελέσματα στην απόδοση του συνόλου της επένδυσης, αφού επηρεάζουν άμεσα το επιτόκιο αναγωγής που χρησιμοποιείται για την «προεξόφληση» σε παρούσα αξία των ΚΤΡ.
6. Αισθητή είναι και η επιρροή του συντελεστή φορολογίας εισοδήματος. Εξετάστηκε ένα εύρος του 40% της τιμής του, λόγω της μεγάλης αβεβαιότητας που τον χαρακτηρίζει. Για τον ίδιο λόγο, δε θεωρήθηκε σκόπιμο να αναλυθεί αυτό το εύρος σε μικρότερα διαστήματα (π.χ. των 5% της αρχικής του τιμής).

7. Ο πληθωρισμός είναι το στοιχείο, του οποίου η μεταβολή δεν έχει τόσο αισθητές επιπτώσεις στην αποδοτικότητα της επένδυσης.
8. Η επίδραση της επιδότησης είναι σημαντική στην αποδοτικότητα της επένδυσης ως προς τα ίδια κεφάλαια.

Συνοψίζοντας, όλα τα σενάρια που εξετάστηκαν, χαρακτηρίζονται ως αποδεκτά, σύμφωνα με όλα τα κριτήρια μιας τυπικής ανάλυσης κόστους-οφέλους, ενός έργου παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε.. Παρότι οι αβεβαιότητες απαντώνται σε πολλά σημεία της ανάλυσης, ωστόσο, αν εφαρμοστεί ορθά το χρήσιμο εργαλείο της ανάλυσης ευαισθησίας, μπορεί να αναδείξει τα «όρια» οικονομικής απόδοσης της επένδυσης.

Το Υβριδικό Ενεργειακό Έργο της Ικαρίας, είναι ένα πρωτοπόρο έργο, ως προς πολλά κριτήρια. Η έλλειψη εμπειρίας σε θέματα λειτουργίας και διαχείρισης ενός τέτοιου ενεργειακού εγχειρήματος, δε θα πρέπει να σταθούν εμπόδια, στην ανάπτυξη της συγκεκριμένης πρακτικής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά της Ελλάδας. Αντίθετα, είναι δυνατό να αποτελέσουν προκλήσεις, για την ανάπτυξη εκείνων των κινήτρων-οικονομικών και κοινωνικών-που θα προωθήσουν την έρευνα, προς την κατεύθυνση της οικονομικής και ενεργειακής αποτελεσματικότητας των ηλεκτρικών Συστημάτων των νησιών.

Βιβλιογραφία

1. Better Money Skills. Όσα πρέπει να γνωρίζετε για την πίστωση. <https://www.moneyiq.gr/AllAboutCredit.aspx>, (προσπελάστηκε την 9^η Σεπτεμβρίου, 2012).
2. Chris Hendrickson (1998). *Project Management for Construction: Fundamental Concepts for Owners, Engineers, Architects and Builders*. Carnegie Mellon University, Pittsburgh.
3. Commission of the European Communities. *Energy for the future: Renewable Sources of Energy: Green Paper for a Community Strategy*. Brussels, 20.11.1996. <http://europa.eu/documentation/official-docs/white-papers>, (προσπελάστηκε την 17^η Σεπτεμβρίου, 2012).
4. Commission of the European Communities. *White Paper: An Energy Policy for the European Union*. Brussels, 13.12.1995. European Union Documents: White Papers, <http://europa.eu/documentation/official-docs/white-papers>, (προσπελάστηκε την 15^η Σεπτεμβρίου, 2012).
5. Department of Energy & Climate Change, <http://www.decc.gov.uk/>, (προσπελάστηκε την 25^η Σεπτεμβρίου, 2012).
6. ecocrete.gr: το βήμα των οικολογικών και περιβαλλοντικών ομάδων της Κρήτης, <http://www.ecocrete.gr>, (προσπελάστηκε την 21^η Σεπτεμβρίου, 2012).
7. econews.gr: Ενέργεια, <http://www.econews.gr/category/energy/>, (προσπελάστηκε την 21^η Σεπτεμβρίου, 2012).
8. econews.gr: Πολιτική, <http://www.econews.gr/category/green-politics/>, (προσπελάστηκε την 21^η Σεπτεμβρίου, 2012).
9. Environmental and Energy Study Institute: Energy Policy, http://www.eesi.org/energy_policy, (προσπελάστηκε την 25^η Σεπτεμβρίου, 2012).
10. European Commission, Eurostat, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>, (έγινε πολλαπλή προσπέλαση).
11. European Commission. *Energy for the future: Renewable Sources of Energy: White Paper for a Community Strategy and Action Plan*. Brussels, 26.11.1997. <http://europa.eu/documentation/official-docs/white-papers>, (προσπελάστηκε την 17^η Σεπτεμβρίου, 2012).

12. FEED-IN TARIFFS: The information site for the new guaranteed payments for renewable electricity in the UK, <http://www.fitariffs.co.uk/FITs/>, (προσπελάστηκε την 25^η Σεπτεμβρίου, 2012).
13. H. Ibrahim, A. Ilinca, J. Perron (2007). *Energy storage systems – Characteristics and comparisons*. Elsevier, 1223-1236.
14. InsMoney, <http://www.insmoney.gr>, (προσπελάστηκε την 9^η Σεπτεμβρίου, 2012).
15. INVEST IN GREECE AGENCY: Ηλιακή ενέργεια, <http://www.investingreece.gov.gr>, (προσπελάστηκε την 25^η Σεπτεμβρίου, 2012).
16. Investopedia, <http://www.investopedia.com>, (προσπελάστηκε την 27^η Αυγούστου).
17. J.G. Tech: Civil Engineering, <http://www.jgtech.gr/>, (προσπελάστηκε την 21^η Σεπτεμβρίου, 2012).
18. J.S. Anagnostopoulos, D.E. Papantonis (2007). *Simulation and size optimization of a pumped-storage power plant for the recovery of wind-farms rejected energy*. Elsevier, 1686-1687.
19. Karlynn Cory, Toby Coutoure, Claire Kreycik (2009). *Feed-in Tariff Policy: Design, Implementation and RPS Policy Interactions*. National Renewable Energy Laboratory, U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency & Renewable Energy.
20. Michael Snell, (1997). *Cost – benefit analysis for engineers and planners*. Thomas Telford.
21. omniphos A.T.E., <http://www.omniphos.gr>, (προσπελάστηκε την 25^η Σεπτεμβρίου, 2012).
22. POWER-TAX, <http://www.power-tax.gr>, (προσπελάστηκε την 15^η Σεπτεμβρίου, 2012).
23. Renews Kompakt (2012). *Feed-In Tariffs Guarantee Successful Expansion of Renewable Energy*. German Renewable Energies Agency. http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/RenewsKompakt_Support-schemes_jun12.pdf, (προσπελάστηκε την 25^η Σεπτεμβρίου, 2012).
24. S. Papaefthymiou, E. karamanou, S. Papathanassiou, M. Papadopoulos, N. Boulaxis (2008). *Operating Policies for Hybrid Wind-Hydro Power Stations in Island Grids*. Proc. EWEC'08, Brussels.
25. TAXHEAVEN, <http://www.taxheaven.gr>, (προσπελάστηκε την 19^η Σεπτεμβρίου).
26. Wikipedia, <http://en.wikipedia.org>, (προσπελάστηκε την 9^η, 13^η, 29^η Σεπτεμβρίου, 2012).
27. Αληφαντής Στ. Γεώργιος (2008). *Χρηματοοικονομική λογιστική: Τόμος πρώτος*. Εκδόσεις ΠΑΜΙΣΟΣ, Αθήνα.
28. Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ Α.Ε.), <http://www.admie.gr>, (έγινε πολλαπλή προσπάθεια).
29. Αποστολοπούλου Α., Κεσίδου Ε., Μουταφίδης Ι. (2009). *Διπλωματική εργασία: «Προσομοίωση αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας σε βραχυχρόνια περίοδο»*. Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης, Θεσσαλονίκη.

30. Απόφαση ΡΑΕ ΥΠ' ΑΡΙΘΜ. 1333/2010. *Καθορισμός τιμολόγησης ηλεκτρικής ενέργειας από Υβριδικούς Σταθμούς για τα νησιά Κρήτη και Λέσβο*. Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, <http://www.rae.gr>, (προσπελάστηκε την 18^η Σεπτεμβρίου, 2012).
31. Απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης υπ' αριθμ. Δ6/Φ1/οικ.5707/13.03.2007. *Κανονισμός Αδειών Παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και μέσω Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης*. ΦΕΚ Β' 448. Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, <http://www.rae.gr>, (προσπελάστηκε την 18^η Σεπτεμβρίου, 2012).
32. Απόφαση του Υφυπουργού Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής υπ' αριθμ. ΥΑΠΕ/Φ1/14810/25.10.2011. *Κανονισμός Αδειών Παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και μέσω Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης*. ΦΕΚ Β' 2373. Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, <http://www.rae.gr>, (προσπελάστηκε την 18^η Σεπτεμβρίου, 2012).
33. ΑΡΧΙΜΗΔΗΣ: forum ενημέρωσης και προβληματισμού των τεχνικών, <http://www.e-archimedes.gr>, (προσπελάστηκε την 25^η Σεπτεμβρίου, 2012).
34. Βικιπαίδεια, <http://el.wikipedia.org>, (προσπελάστηκε την 9^η, 13^η, 18^η, 19^η Σεπτεμβρίου, 2012).
35. Γενικό Λογιστήριο Κυπριακής Δημοκρατίας, Διεύθυνση Δημοσίων Συμβάσεων (2008). *Οδηγός βέλτιστων πρακτικών για τη σύναψη και εκτέλεση δημοσίων συμβάσεων*. Έκδοση 1.1, Κυπριακή Δημοκρατία.
36. Γερανάκη Μ. (2009). *Διπλωματική εργασία: «Μελέτη της επίδρασης συστήματος αντλησιοταμίευσης στη δυναμική ασφάλεια του ΣΗΕ Ικαρίας»*. Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα.
37. Γιαννακίδης Γ.. *Οικονομική Αξιολόγηση Ενεργειακών Έργων*. Παρουσίαση ΡΡ στο διαδίκτυο: Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας, <http://www.cres.gr>, (προσπελάστηκε την 9^η Σεπτεμβρίου, 2012).
38. ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε., <http://www.ppcr.gr>, (έγινε πρόσβαση την 4^η Αυγούστου).
39. Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού Α.Ε. (ΔΕΗ Α.Ε.), <http://www.dei.gr/>, (έγινε πολλαπλή προσπέλαση).
40. Διαχειριστής του Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας Α.Ε. (ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε.), <http://www.deddie.gr/>, (έγινε πολλαπλή προσπέλαση).
41. Εθνική Συνομοσπονδία Ελληνικού Εμπορίου (2012). *Ανταγωνιστικότητα, Απασχόληση και μη Μισθολογικό Κόστος στην Ελλάδα: Προβληματισμός και Προτάσεις της ΕΣΣΕ*. Ινστιτούτο Εμπορίου και Υπηρεσιών, Αθήνα.
42. Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Σχολή Αγρονόμων και Τοπογράφων Μηχανικών, <http://www.survey.ntua.gr>, (προσπελάστηκε την 9^η Σεπτεμβρίου, 2012).

43. Ελληνική Στατιστική Αρχή, <http://www.statistics.gr>, (προσπελάστηκε την 24^η Αυγούστου, 2012).
44. Επιτροπή Εθνικού Ενεργειακού σχεδιασμού (2012). *Εθνικός Ενεργειακός Σχεδιασμός: Οδικός χάρτης για το 2050*. Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας & Κλιματικής Αλλαγής, <http://www.ypeka.gr>.
45. Ευρωπαϊκή Επιτροπή, <http://ec.europa.eu>, (προσπελάστηκε την 27^η Αυγούστου).
46. Ευρωπαϊκή Κεντρική Τράπεζα, Ευρωσύστημα, <http://www.ecb.int>, (προσπελάστηκε την 27^η Αυγούστου, 2012).
47. Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο και Συμβούλιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης. *Κανονισμός (ΕΚ) αριθ. 713/2009 για την ίδρυση Οργανισμού Συνεργασίας των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας*. Βρυξέλλες, 13.07.2009. EUR-Lex: Η πρόσβαση στο Δίκαιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης, <http://eur-lex.europa.eu>, (προσπελάστηκε την 15^η Σεπτεμβρίου 2012).
48. Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο και Συμβούλιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης. *Κανονισμός (ΕΚ) αριθ. 714/2009 σχετικά με τους όρους πρόσβασης στο δίκτυο για τις διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας και την κατάργηση του κανονισμού (ΕΚ) αριθ. 1228/2003*. Βρυξέλλες, 13.07.2009. EUR-Lex: Η πρόσβαση στο Δίκαιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης, <http://eur-lex.europa.eu>, (προσπελάστηκε την 15^η Σεπτεμβρίου 2012).
49. Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο και Συμβούλιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης. *Οδηγία 96/92/ΕΚ σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας*. Βρυξέλλες, 19.12.1996. EUR-Lex: Η πρόσβαση στο Δίκαιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης, <http://eur-lex.europa.eu>, (προσπελάστηκε την 15^η Σεπτεμβρίου 2012).
50. Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο και Συμβούλιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης. *Οδηγία 2001/77/ΕΚ σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας*. Βρυξέλλες, 19.12.1996. EUR-Lex: Η πρόσβαση στο Δίκαιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης, <http://eur-lex.europa.eu>, (προσπελάστηκε την 15^η Σεπτεμβρίου 2012).
51. Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο και Συμβούλιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης. *Οδηγία 2003/30/ΕΚ σχετικά με την προώθηση χρήσης βιοκαυσίμων ή άλλων ανανεώσιμων καυσίμων για τις μεταφορές*. Βρυξέλλες, 08.05.2003. EUR-Lex: Η πρόσβαση στο Δίκαιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης, <http://eur-lex.europa.eu>, (προσπελάστηκε την 17^η Σεπτεμβρίου 2012).
52. Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο και Συμβούλιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης. *Οδηγία 2003/54/ΕΚ για την προαγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές στην εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας*. Βρυξέλλες, 27.09.2001. EUR-Lex: Η πρόσβαση στο Δίκαιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης, <http://eur-lex.europa.eu>, (προσπελάστηκε την 17^η Σεπτεμβρίου 2012).
53. Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο και Συμβούλιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης. *Οδηγία 2009/28/ΕΚ σχετικά με την προώθηση χρήσης ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές και την τροποποίηση και τη συνακόλουθη κατάργηση των οδηγιών 2001/77/ΕΚ και 2003/30/ΕΚ*.

- Στρασβούργο, 23.04.2009. EUR-Lex: Η πρόσβαση στο Δίκαιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης, <http://eur-lex.europa.eu>, (προσπελάστηκε την 17^η Σεπτεμβρίου 2012).
54. Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο και Συμβούλιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης. *Οδηγία 2009/72/EK σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά φυσικού αερίου και την κατάργηση της οδηγίας 2003/55/EK*. Βρυξέλλες, 13.07.2009. EUR-Lex: Η πρόσβαση στο Δίκαιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης, <http://eur-lex.europa.eu>, (προσπελάστηκε την 15^η Σεπτεμβρίου 2012).
55. Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο και Συμβούλιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης. *Οδηγία 2009/73/EK σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας*. Βρυξέλλες, 13.07.2009. EUR-Lex: Η πρόσβαση στο Δίκαιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης, <http://eur-lex.europa.eu>, (προσπελάστηκε την 15^η Σεπτεμβρίου 2012).
56. Κάραλης Γ. (2010). *Θεσμικό Πλαίσιο για τις ΑΠΕ*. Παρουσίαση ΡΡ σε Ημερίδα του ΚΑΠΕ, Αθήνα.
57. Κατερινόπουλος Φ. (2007). *Διπλωματική εργασία: «Μικροϋδροηλεκτρικά έργα: Τεχνολογία, διαδικασία μελέτης και εφαρμογές»*. Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα.
58. Κατσιφάρκας Κ. (2011). *Διαχείριση ενεργειακών πόρων – Περιβαλλοντικές επιπτώσεις: Σημειώσεις*. Πρόγραμμα μεταπτυχιακών σπουδών «Προστασία Περιβάλλοντος και Βιώσιμη Ανάπτυξη», Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης.
59. Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας, <http://www.cres.gr>, (προσπελάστηκε την 26^η Αυγούστου, 2012).
60. Κολοκυθά Ε. (2012). *Πράσινη Ανάπτυξη – Πράσινη Οικονομία: Βιώσιμη διαχείριση υδατικών πόρων*. Πρόγραμμα μεταπτυχιακών σπουδών «Προστασία Περιβάλλοντος και Βιώσιμη Ανάπτυξη», Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης.
61. *Κώδικας Διαχείρισης Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών: Πρόταση της ΔΕΗ Α.Ε. ως Διαχειριστή Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών*.
62. Λατινόπουλος Π. (2011). *Οικονομική των φυσικών πόρων και του περιβάλλοντος: Σημειώσεις*. Πρόγραμμα μεταπτυχιακών σπουδών «Προστασία Περιβάλλοντος και Βιώσιμη Ανάπτυξη», Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης.
63. Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής ενέργειας Α.Ε. (ΛΑΓΗΕ Α.Ε.), <http://www.lagie.gr>, (προσπελάστηκε την 10^η Αυγούστου, 2012).
64. Μαθιόπουλος Η. (2011). *Μικρές Ανεμογεννήτριες στην Ελληνική πραγματικότητα*. Παρουσίαση ΡΡ στο διαδίκτυο: <http://www.leaderexpo.gr>.
65. Μαυραντωνάκης Κ. (2009). *Πτυχιακή εργασία: «Οι αποσβέσεις και η λογιστική αντιμετώπισή τους»*. Τεχνολογικό Εκπαιδευτικό Ίδρυμα Κρήτης, Ηράκλειο.
66. Μπάης Α. (2009). *Πηγές Ενέργειας στο Περιβάλλον: Διαφάνειες από τις παραδόσεις*. [http://lap.physics.auth.gr/pms/upload/Slides%20\(12-10-2009\).pdf](http://lap.physics.auth.gr/pms/upload/Slides%20(12-10-2009).pdf), (προσπελάστηκε την 5^η Οκτωβρίου, 2012)

67. Μυλόπουλος Γ. (2011). *Βιώσιμη ανάπτυξη και περιβάλλον: Σημειώσεις*. Πρόγραμμα μεταπτυχιακών σπουδών «Προστασία Περιβάλλοντος και Βιώσιμη Ανάπτυξη», Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης.
68. Νόμος ΥΠ' ΑΡΙΘ. 1475. *Αξιοποίηση του Γεωθερμικού δυναμικού*. ΦΕΚ Α'/11-09-1984. Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, <http://www.rae.gr>, (προσπελάστηκε την 18^η Σεπτεμβρίου, 2012).
69. Νόμος ΥΠ' ΑΡΙΘ. 1650. *Για την προστασία του περιβάλλοντος*. ΦΕΚ 160/Α/16-10-86. Πανελλήνια Κίνηση Δασολόγων, <http://www.pkd.gr>, (προσπελάστηκε την 18^η Σεπτεμβρίου, 2012).
70. Νόμος ΥΠ' ΑΡΙΘ. 1739. *Διαχείριση των υδατικών πόρων και άλλες διατάξεις*. ΦΕΚ Α 201/20-11-1987. Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, <http://www.rae.gr>, (προσπελάστηκε την 18^η Σεπτεμβρίου, 2012).
71. Νόμος ΥΠ' ΑΡΙΘ. 2244. *Ρύθμιση θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και από συμβατικά καύσιμα και άλλες διατάξεις*. ΦΕΚ Α' 168/07-10-94. Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, <http://www.rae.gr>, (προσπελάστηκε την 18^η Σεπτεμβρίου, 2012).
72. Νόμος ΥΠ' ΑΡΙΘ. 2742. *Χωροταξικός σχεδιασμός και αιεφόρος ανάπτυξη & άλλες διατάξεις*. ΦΕΚ 207/Α'/07-10-1999. Υπουργείο Διοικητικής Μεταρρύθμισης & Ηλεκτρονικής Διακυβέρνησης, <http://www.opengov.gr>, (προσπελάστηκε την 18^η Σεπτεμβρίου, 2012).
73. Νόμος ΥΠ' ΑΡΙΘ. 2773. *Απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας-Ρύθμιση θεμάτων ενεργειακής πολιτικής και λοιπές διατάξεις*. ΦΕΚ Α' 286/22-12-99. Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, <http://www.rae.gr>, (προσπελάστηκε την 15^η Σεπτεμβρίου, 2012).
74. Νόμος ΥΠ' ΑΡΙΘ. 2837. *Ρύθμιση θεμάτων Ανταγωνισμού, Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας, Τουρισμού και άλλες διατάξεις*. ΦΕΚ Α' 178/03-08-00. Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, <http://www.rae.gr>, (προσπελάστηκε την 15^η Σεπτεμβρίου, 2012).
75. Νόμος ΥΠ' ΑΡΙΘ. 2941. *Απλοποίηση διαδικασιών ίδρυσης εταιρειών, αδειοδότησης Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, ρύθμιση θεμάτων της Α.Ε. «ΕΛΛΗΝΙΚΑ ΝΑΥΠΗΓΕΙΑ» και άλλες διατάξεις*. ΦΕΚ Α' 201/12-09-01. Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, <http://www.rae.gr>, (προσπελάστηκε την 15^η Σεπτεμβρίου, 2012).
76. Νόμος ΥΠ' ΑΡΙΘ. 3175. *Αξιοποίηση του γεωθερμικού δυναμικού, τηλεθέρμανση και άλλες διατάξεις*. ΦΕΚ Α' 207/29-08-03. Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, <http://www.rae.gr>, (προσπελάστηκε την 15^η Σεπτεμβρίου, 2012).
77. Νόμος ΥΠ' ΑΡΙΘ. 3426. *Επιτάχυνση της διαδικασίας για την απελευθέρωση της αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας*. ΦΕΚ Α' 309/22-12-05. Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, <http://www.rae.gr>, (προσπελάστηκε την 15^η Σεπτεμβρίου, 2012).

78. Νόμος ΥΠ' ΑΡΙΘ. 3468. *Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις*. ΦΕΚ Α' 129/27-6-06. Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, <http://www.rae.gr>, (προσπελάστηκε την 15^η Σεπτεμβρίου, 2012).
79. Νόμος ΥΠ' ΑΡΙΘ. 3734. *Προώθηση της συμπαράγωγής δύο ή περισσότερων χρήσιμων μορφών ενέργειας, ρύθμιση ζητημάτων σχετικών με το Υδροηλεκτρικό Έργο Μεσοχώρας και άλλες διατάξεις*. ΦΕΚ Α' 8/28-1-09. Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, <http://www.rae.gr>, (προσπελάστηκε την 18^η Σεπτεμβρίου, 2012).
80. Νόμος ΥΠ' ΑΡΙΘ. 3851. *Επιτάχυνση της ανάπτυξης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και άλλες διατάξεις σε θέματα αρμοδιότητας του Υπουργείου Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής*. ΦΕΚ Α' 85/4-6-10. Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, <http://www.rae.gr>, (προσπελάστηκε την 18^η Σεπτεμβρίου, 2012).
81. Νόμος ΥΠ' ΑΡΙΘ. 4001. *Για τη λειτουργία Ενεργειακών Αγορών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου, για Έρευνα, Παραγωγή και δίκτυα μεταφοράς Υδρογονανθράκων και άλλες ρυθμίσεις*. ΦΕΚ 179Α/22-08-2011. Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, <http://www.rae.gr>, (προσπελάστηκε την 15^η Σεπτεμβρίου, 2012).
82. Πανεπιστήμιο Αιγαίου, Πολυτεχνική Σχολή, Τμήμα Μηχανικών Πληροφοριακών και Επικοινωνιακών Συστημάτων, <http://www.icsd.aegean.gr>, (προσπελάστηκε την 15^η Σεπτεμβρίου, 2012).
83. Πανεπιστήμιο Πειραιώς, Τμήμα Βιομηχανικής Διοίκησης & Τεχνολογίας: Εκπαιδευτικό Υλικό, http://www.tex.unipi.gr/undergraduate/educ_material.htm, (προσπελάστηκε την 19^η Σεπτεμβρίου, 2012).
84. Παπαευθυμίου Σ. κ.α. (2009). *Αρχές Διαχείρισης Υβριδικών Σταθμών: Εφαρμογή στο Σύστημα της Ικαρίας*. Πρακτικά Συνόδου «Αθήνα 2009» της Ε.Ε. CIGRE, Αθήνα.
85. Παπαθανασίου Σ. (2009). *Υβριδικό Ενεργειακό Έργο Ικαρίας: Ο πρώτος αιολικός-υδροηλεκτρικός-αντλησιοταμιευτικός σταθμός στην Ελλάδα*. Παρουσίαση ΡΡ στη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας.
86. Παπαθανασίου Σ. (2012). *Σημειώσεις Οικονομικής Αξιολόγησης Επενδύσεων από ΑΠΕ*. Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα.
87. Παπαθανασίου Σ. κ.α. (2010). *Ερευνητικό έργο: «Παραμετρική διερεύνηση της τιμολόγησης Υβριδικών Σταθμών σε Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά»*. Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα.
88. Παπαθανασίου Σ., Μπουλαξής Ν. (2011). *Υβριδικοί σταθμοί στα μη διασυνδεδεμένα νησιά*.

89. Παπαϊωάννου Α. (2011). *Διπλωματική εργασία: «Σύστημα αντλησιοταμίευσης για αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας στα αυτόνομα συστήματα»*. Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα.
90. Παπαντώνης Δ. κ.α. (2008). *Ερευνητικό έργο: «Διερεύνηση τεχνικών και οικονομικών ζητημάτων ένταξης Υβριδικών Σταθμών στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά»*. Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα.
91. Περιφέρεια Βορείου Αιγαίου, <http://www.pvaigaiou.gov.gr>, (προσπελάστηκε την 25^η Σεπτεμβρίου, 2012).
92. Προσωπική Ιστοσελίδα Ηλία Γιαννίρη, Δρ. Ε.Μ.Π., Πολεοδόμος-Χωροτάκτης: *Ενημερωτικό Σημείωμα: Σχετικά με το ενδιαφέρον της ΔΕΗ για την αξιοποίηση των νερών στο Πέζι*, <http://www.asda.gr/hgianniris/ikpezi2.htm>, (προσπελάστηκε την 28^η Σεπτεμβρίου, 2012).
93. Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, <http://www.rae.gr>, (έγινε πολλαπλή προσπάθεια).
94. Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας. *Βασικές αρχές λειτουργίας, διαχείρισης & τιμολόγησης Υβριδικών Σταθμών σε Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά*. <http://www.rae.gr/old/K2/hybrid-principles.pdf>, (προσπελάστηκε την 11^η Ιουνίου, 2012).
95. Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας. *Υβριδικός Σταθμός Ικαρίας, μια παγκόσμια πρωτιά*. http://www.rae.gr/site/file/categories_new/about_rae/activity/demos/demo10, (προσπελάστηκε την 23^η Αυγούστου, 2012).
96. Σαγάνη Α. (2009). *Διπλωματική εργασία: «Η Ανάγκη Αποθήκευσης Ενέργειας – Μέθοδοι Αποθήκευσης και Εφαρμογές»*. Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα.
97. Τεχνολογικό Εκπαιδευτικό Ίδρυμα Πειραιά, <http://ikaros.teipir.gr>, (προσπελάστηκε την 5^η Σεπτεμβρίου, 2012).
98. Τράπεζα της Ελλάδος, <http://www.bankofgreece.gr>, (προσπελάστηκε την 23^η Αυγούστου, 2012).
99. Τσαλέμης Δ. κ.α. (2012). *Έκθεση για τον τομέα ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε. στο πλαίσιο του σχεδιασμού αναμόρφωσης του μηχανισμού στήριξης*. Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας & Κλιματικής Αλλαγής, <http://www.ypeka.gr>, (προσπελάστηκε την 25^η Σεπτεμβρίου, 2012).
100. Υπουργείο Οικονομίας και Οικονομικών, Γενική Γραμματεία Επενδύσεων και Ανάπτυξης (2009). *Οδηγίες σχετικά με τη χρηματοοικονομική ανάλυση: Για τα έργα των επιχειρησιακών προγραμμάτων του ΕΣΠΑ που παράγουν έσοδα*. www.stereaellada.gr/.../41/xrimatooikonomiki-analysi-odigies.doc.
101. Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας & Κλιματικής Αλλαγής, <http://www.ypeka.gr>, (προσπελάστηκε την 19^η, 21^η, 22^η, 25^η Σεπτεμβρίου, 2012).