

**ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ ΤΕΧΝΟ-ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗΣ
ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΜΙΚΡΩΝ
ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΕΡΓΩΝ**



ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΚΡΗΤΗΣ

Τμήμα Μηχανικών Παραγωγής και Διοίκησης

Τομέας Συστημάτων Παραγωγής

Εργαστήριο Ηλεκτρικών Κυκλωμάτων και Ηλεκτρονικής

Διπλωματική Εργασία

**ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ ΤΕΧΝΟ-ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗΣ
ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΜΙΚΡΩΝ
ΥΔΡΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΕΡΓΩΝ**

Φώτης Π. Ροδόπουλος

ΕΠΙΒΛΕΨΗ

ΚΑΤΣΙΓΙΑΝΝΗΣ ΓΙΑΝΝΗΣ, Υποψήφιος Διδάκτωρ ΠΚ

ΓΕΩΡΓΙΑΚΗΣ ΠΑΥΛΟΣ, Επίκουρος Καθηγητής ΠΚ

ΕΞΕΤΑΣΤΙΚΗ ΕΠΙΤΡΟΠΗ

ΚΟΥΪΚΟΓΛΟΥ ΒΑΣΙΛΕΙΟΣ, Καθηγητής ΠΚ

ΝΙΚΟΛΟΣ ΙΩΑΝΝΗΣ, Λέκτορας ΠΚ

ΓΕΩΡΓΙΑΚΗΣ ΠΑΥΛΟΣ, Επίκουρος Καθηγητής ΠΚ

ΧΑΝΙΑ- ΙΟΥΝΙΟΣ 2005

ΠΡΟΛΟΓΟΣ

Η παρούσα εργασία αποτελεί τη Διπλωματική μου Εργασία στα πλαίσια των σπουδών μου στο Τμήμα Μηχανικών Παραγωγής και Διοίκησης του Πολυτεχνείου της Κρήτης. Η εκπόνηση της διπλωματικής εργασίας ξεκίνησε το Μάρτιο του 2004 και ολοκληρώθηκε τον Ιούνιο του 2005.

Αισθάνομαι την ανάγκη να εκφράσω τις πιο θερμές μου ευχαριστίες στον Επίκουρο Καθηγητή του Πολυτεχνείου Κρήτης κ. Γεωργιλάκη Παύλο, που μου έδωσε την ευκαιρία να ασχοληθώ με αυτό το θέμα της διπλωματικής και ο οποίος παρακολούθησε με πραγματικό ενδιαφέρον τη μελέτη αυτή. Με τη συνεχή καθοδήγηση, την επίβλεψη και τη συμπαράστασή του, συνέβαλε αποφασιστικά στην ολοκλήρωσή της.

Επιθυμώ να ευχαριστήσω τον Καθηγητή του Πολυτεχνείου Κρήτης κ. Κουϊκόγλου Βασίλειο και το Λέκτορα του Πολυτεχνείου Κρήτης κ. Νικολό Ιωάννη για το χρόνο που διέθεσαν να διαβάσουν τη διπλωματική μου εργασία.

Πολλές ευχαριστίες οφείλω και στον υποψήφιο Διδάκτορα του Πολυτεχνείου Κρήτης κ. Κατσίγιαννη Γιάννη, για την πολύτιμη βοήθειά του έτσι ώστε να διεκπεραιώσω με επιτυχία την παρούσα εργασία.

Επίσης, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον Αναπληρωτή Καθηγητή Πολυτεχνείου Κρήτης κ. Β. Μουστάκη για την συμβολή του σε χρηματοοικονομικά θέματα, τον Λέκτορα Πολυτεχνείου Κρήτης κ. Ι. Νικολό για την συμβολή του σε θέματα ηλεκτρολογικού και μηχανολογικού εξοπλισμού των μικρών υδροηλεκτρικών εγκαταστάσεων, τον κ. Μ. Παναγιωτόπουλο από το Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας για την παροχή στοιχείων τα οποία συνέβαλαν στην εξαγωγή των αποτελεσμάτων που παρατίθενται στο Κεφάλαιο 9 της παρούσας εργασίας καθώς και τον συμφοιτητή μου Β. Σταμπολίδη του οποίου η βοήθεια ήταν υπερπολύτιμη.

Θα ήταν παράλειψη να μην ευχαριστήσω όλους όσους με βοήθησαν με τον τρόπο τους να ολοκληρώσω την παρούσα εργασία.

Απευθυνόμενος προς τους συμφοιτητές μου και τους φίλους που απέκτησα στην περίοδο των σπουδών μου στα Χανιά, θα ήθελα να τους εκφράσω ένα μεγάλο ευχαριστώ για όλα αυτά τα υπέροχα χρόνια!

Ιδιαίτερα, αισθάνομαι την ανάγκη να ευχαριστήσω τους καλύτερους γονείς που θα μπορούσε ποτέ να έχει ένα παιδί, τον Παντελή και τη Νίκη. Ότι κι αν πέτυχα οφείλεται στο μεγαλύτερο βαθμό σε αυτούς καθώς μου παρείχαν όλα τα απαραίτητα, πέρα από την ψυχολογική και την ηθική συμπαράσταση, για την επιτυχή ολοκλήρωση των σπουδών μου στο Πολυτεχνείο Κρήτης.

Ροδόπουλος Φώτης

Χανιά, Ιούνιος 2005

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Τις τελευταίες τρεις δεκαετίες ολόκληρη η ανθρωπότητα δοκιμάζεται από τις συνέπειες των αλλαγών που παρατηρούνται στο κλιματολογικό τοπίο του πλανήτη. Ταυτόχρονα, οι κυβερνήσεις του κόσμου εκδηλώνουν όλο και πιο έντονα το ενδιαφέρον τους για τη μείωση της εξάρτησής τους από τις συμβατικές πηγές παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, όπως είναι το πετρέλαιο. Τα γεγονότα αυτά καθιστούν πολύ πιο επιτακτική την εξεύρεση εναλλακτικών πηγών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίες θα είναι φιλικές προς το περιβάλλον. Μία αξιόπιστη απάντηση στην αναζήτηση αυτή φαίνεται να είναι οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), οι οποίες το τελευταίο διάστημα κερδίζουν συνεχώς έδαφος. Σχετικά με τη χρησιμοποίηση των ΑΠΕ ανακύπτει το ερώτημα του πόσο καλά θα μπορέσουν να αντικαταστήσουν τις συμβατικές πηγές ενέργειας, καθώς και του πόσο αποδοτική οικονομικά είναι η χρησιμοποίηση των ΑΠΕ.

Η παρούσα εργασία διαπραγματεύεται τη χρησιμοποίηση μίας μορφής ΑΠΕ και πιο συγκεκριμένα των μικρών υδροηλεκτρικών συστημάτων. Τα συστήματα αυτά εκμεταλλεύονται την παροχή ύδατος ενός ποταμού και τη μετατρέπουν αρχικά σε μηχανική και έπειτα σε ηλεκτρική ενέργεια. Στην εργασία αυτή περιγράφεται η πρόοδος που σημειώθηκε τα τελευταία χρόνια στη χρησιμοποίηση των μικρών υδροηλεκτρικών συστημάτων, καθώς και το ερευνητικό ενδιαφέρον που υπάρχει σήμερα ως προς την ανάπτυξη όλο και πιο αποδοτικών μικρών υδροηλεκτρικών σταθμών. Ακόμα, στην εργασία περιγράφονται όλα τα επιμέρους τμήματα ενός μικρού υδροηλεκτρικού σταθμού ηλεκτροπαραγωγής.

Επίσης, στην εργασία περιγράφεται με μεγάλη λεπτομέρεια μία μεθοδολογία αξιολόγησης επενδυτικών σχεδίων για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μικρά υδροηλεκτρικά συστήματα, με στόχο να δοθεί απάντηση στο ερώτημα του κατά πόσο είναι οικονομικά αποδοτική η χρησιμοποίηση τέτοιων συστημάτων για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η μεθοδολογία αυτή χρησιμοποιείται σε πραγματικά επενδυτικά σχέδια, τα οποία υλοποιήθηκαν στον Καναδά το έτος 2000. Τέλος, η ίδια μεθοδολογία χρησιμοποιείται για την εξαγωγή συμπερασμάτων που αφορούν την εγκατάσταση μικρού υδροηλεκτρικού σταθμού στην περιοχή της Αχαΐας.

ΛΕΞΕΙΣ ΚΛΕΙΔΙΑ

Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, Μικρά Υδροηλεκτρικά Έργα, Υδραυλική Ενέργεια, Υδροστρόβιλος, Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας, Αξιολόγηση Επενδυτικών Σχεδίων, Σχήμα Χρηματοδότησης, Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης, Καθαρή Παρούσα Αξία, Απλή Επανείσπραξη, Δείκτης Αποδοτικότητας, Δείκτης Αυτοχρηματοδότησης.

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

<i>Κεφάλαια</i>	<i>Σελίδα</i>
1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ	1
1.1 Γενικά	1
1.2 Σκοπός και δομή της εργασίας	2
1.3 Ήπιες μορφές ενέργειας	4
1.4 Η ιστορική εξέλιξη των μικρών υδροηλεκτρικών	5
1.5 Η κατάσταση στην Ελλάδα	8
1.5.1 Χορήγηση αδειών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τη ΡΑΕ και προοπτικές εξέλιξης των ΑΠΕ	12
1.5.2 Ιδιαιτερότητες του Ελληνικού συστήματος ηλεκτροδότησης	13
1.5.3 Πρόβλεψη ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και εγκατεστημένης ισχύος	14
1.5.4 Η υδροηλεκτρική ανάπτυξη της Ελλάδας	15
1.5.5 Ενεργειακή συνεισφορά από την αξιοποίηση μικρών υδατοπτώσεων στην Ελλάδα	18
1.5.6 Συμπεράσματα για τον Ελληνικό χώρο	21
Βιβλιογραφία 1 ^{ου} κεφαλαίου	22
 2 ΜΙΚΡΑ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΑ ΕΡΓΑ	 23
2.1 Εισαγωγή	23
2.2 Πλεονεκτήματα της υδροηλεκτρικής ενέργειας	24
2.3 Χρήσεις μικρών υδροηλεκτρικών έργων	25
2.4 Περιγραφή μικρού υδροηλεκτρικού έργου	26
2.4.1 Έργα πολιτικού μηχανικού	27
2.4.2 Ηλεκτρομηχανολογικός εξοπλισμός	30
2.4.2.1 Επιλογή τυποποιημένου ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού	35
2.5 Περιβαλλοντικές επιπτώσεις μικρών υδροηλεκτρικών έργων	36
2.6 Τύποι μικρών υδροηλεκτρικών έργων	38
2.6.1 Εγκαταστάσεις φυσικής παροχής	38
2.6.2 Εγκαταστάσεις ρυθμιζόμενης παροχής	39
2.7 Η ανάπτυξη ενός μικρού υδροηλεκτρικού έργου	41
2.8 Φάσεις της μελέτης ενός μικρού υδροηλεκτρικού έργου	43
2.8.1 Αναγνωριστική μελέτη	43
2.8.2 Προκαταρκτική μελέτη	44
2.8.3 Μελέτη εφαρμογής	45
2.9 Σύνδεση με το δίκτυο της ΔΕΗ	45
2.9.1 Προστασίες και όροι λειτουργίας	46
2.9.2 Περίπτωση μικρού τοπικού δικτύου σε σχέση με την ισχύ του μικρού υδροηλεκτρικού έργου	48
2.10 Σύγκριση μεγάλων και μικρών ΥΗΕ σε ζητήματα κόστους και συνθηκών λειτουργίας	49
Βιβλιογραφία 2 ^{ου} κεφαλαίου	51

3	ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΣ ΤΕΧΝΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΜΙΚΡΩΝ ΥΔΡΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΕΡΓΩΝ	53
3.1	Υδρολογία	55
3.1.1	Καμπύλη διάρκειας παροχής	56
3.1.2	Διαθέσιμη παροχή	56
3.1.3	Ελάχιστα καθορισμένη παροχή	57
3.2	Φορτίο	57
3.2.1	Υπολογισμός της ζήτησης σε ενέργεια	58
3.2.2	Υπολογισμός του μέσου συντελεστή φορτίου	58
3.3	Καμπύλη βαθμού απόδοσης υδροστροβίλων	59
3.3.1	Σχεδίαση βασικής καμπύλης βαθμού απόδοσης ενός υδροστροβίλου	60
3.3.1.1	Στρόβιλοι αντιδράσεως	61
3.3.1.1.1	Στρόβιλοι Francis	61
3.3.1.1.2	Στρόβιλοι Kaplan και Propellor	62
3.3.1.1.2.1	Στρόβιλοι Kaplan	62
3.3.1.1.2.2	Στρόβιλοι Propellor	63
3.3.1.2	Στρόβιλοι δράσεως	63
3.3.1.2.1	Στρόβιλοι Pelton και Turgo	63
3.3.1.2.2	Στρόβιλοι Cross-Flow	64
3.3.2	Σχηματισμός της τελικής καμπύλης βαθμού απόδοσης ενός ή περισσότερων υδροστροβίλων	64
3.3.2.1	Σχηματισμός της τελικής καμπύλης βαθμού απόδοσης ενός υδροστροβίλου	64
3.3.2.2	Σχηματισμός της τελικής καμπύλης βαθμού απόδοσης πολλαπλών υδροστροβίλων	64
3.4	Παραγωγή ενέργειας	65
3.4.1	Παραγόμενη ισχύς ως αποτέλεσμα της παροχής	66
3.4.2	Εκτίμηση της ισχύος του υδροηλεκτρικού σταθμού	66
3.4.3	Καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης ισχύος	67
3.4.4	Υπολογισμός της διαθέσιμης ενέργειας	68
3.4.5	Παροχή ανανεώσιμης ενέργειας σε κεντρικό ηλεκτρικό δίκτυο	69
3.4.6	Παροχή ανανεώσιμης ενέργειας σε απομονωμένο ηλεκτρικό δίκτυο	69
3.4.6.1	Παράδειγμα	70
3.4.7	Συντελεστής χρησιμοποίησης μικρού υδροηλεκτρικού σταθμού	71
3.4.8	Πλεονάζουσα ανανεώσιμη ενέργεια	72
3.5	Μελέτη μείωσης εκπομπής αερίων θερμοκηπίου	72
3.6	Κοστολόγηση έργου	74
3.6.1	“Τυπική” μέθοδος κοστολόγησης	74
3.6.1.1	Βασικές παράμετροι	74
3.6.1.2	Ενδιάμεσοι υπολογισμοί	77
3.6.1.3	Εξισώσεις προσδιορισμού κόστους	79
3.6.2	“Λεπτομερής” μέθοδος κοστολόγησης	83
3.6.3	Ετήσια και περιοδικά έξοδα	86
3.6.3.1	Ετήσια έξοδα λειτουργίας και συντήρησης	86
3.6.3.2	Περιοδικά έξοδα	87
3.7	Χρηματοοικονομική ανάλυση	88
3.7.1	Ετήσια έσοδα και έξοδα	89

3.7.2	Ετήσιες ταμειακές ροές	90
3.7.2.1	Ετήσιες ταμειακές ροές προ φόρου	90
3.7.2.2	Ετήσιες ταμειακές ροές μετά φόρου	91
3.7.3	Κριτήρια αξιολόγησης επενδυτικού έργου	94
3.7.3.1	Εσωτερικός βαθμός απόδοσης	94
3.7.3.1.1	Η γενική έννοια του εσωτερικού βαθμού απόδοσης	94
3.7.3.1.2	Πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα μεθόδου <i>IRR</i>	96
3.7.3.1.3	<i>IRR</i> και απόδοση στην επένδυση προ και μετά φόρων	96
3.7.3.2	Μέθοδος της απλής επανείσπραξης	96
3.7.3.3	Χρόνος μέχρι την πρώτη καθαρή θετική ταμειακή ροή	97
3.7.3.4	Καθαρά παρούσα αξία	97
3.7.3.5	Αποταμιεύσεις ετήσιου κύκλου λειτουργίας του έργου	97
3.7.3.6	Δείκτης αποδοτικότητας	97
3.7.3.7	Δείκτης αυτοχρηματοδότησης	98
	Βιβλιογραφία 3 ^{ου} κεφαλαίου	99
4	ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΤΟΥ RETSCREEN	101
4.1	Το ενεργειακό μοντέλο	101
4.1.1	Συνθήκες τοποθεσίας	102
4.1.2	Χαρακτηριστικά του συστήματος	102
4.1.3	Ετήσια παραγωγή ενέργειας	102
4.2	Η υδρολογία και το φορτίο του συστήματος	103
4.2.1	Υδρολογία	103
4.2.2	Φορτίο του συστήματος	103
4.3	Στοιχεία εξοπλισμού	104
4.4	Το φύλλο ανάλυσης κόστους	104
4.4.1	Αρχικό κόστος	104
4.4.1.1	“Αναλυτική” μέθοδος κοστολόγησης	105
4.4.1.2	“Τυπική” μέθοδος κοστολόγησης	106
4.4.2	Ετήσια κόστη	106
4.4.3	Περιοδικά κόστη	107
4.5	Η ανάλυση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου	107
4.6	Χρηματοοικονομική ανάλυση	108
4.6.1	Ετήσιο ενεργειακό ισοζύγιο	108
4.6.2	Χρηματοοικονομικές παράμετροι	108
4.6.3	Κόστη επενδύσεων	109
4.6.4	Χρηματοοικονομική εφικτότητα του έργου	110
5	ΜΕΛΕΤΗ ΥΗΣ ΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟΥ ΣΕ ΚΕΝΤΡΙΚΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΔΙΚΤΥΟ	111
5.1	Εισαγωγή- παρουσίαση του προβλήματος	111
5.1.1	Πληροφορίες για την εγκατάσταση	111
5.1.2	Χρηματοοικονομικές πληροφορίες	112
5.2	Υδρολογική ανάλυση	115
5.3	Ανάλυση εξοπλισμού	116

5.4	Ενεργειακή ανάλυση	118
5.5	Οικολογική μελέτη	120
5.6	Αρχική κοστολόγηση έργου	121
5.6.1	Ενδιάμεσες παράμετροι	121
5.6.2	Αρχικό κόστος	123
5.6.3	Ετήσια και περιοδικά έξοδα	126
5.7	Χρηματοοικονομική ανάλυση	127
5.7.1	Ετήσια έξοδα και έσοδα	127
5.7.2	Ταμειακές ροές	128
5.7.2.1	Ετήσιες ταμειακές ροές προ φόρου	128
5.7.2.2	Ετήσιος φόρος	131
5.7.2.3	Ετήσιες ταμειακές ροές μετά φόρου	132
5.7.3	Παράμετροι αξιολόγησης επενδυτικού έργου	133
5.7.3.1	Εσωτερικός βαθμός απόδοσης και απόδοση στην επένδυση προ φόρων και μετά φόρων	134
5.7.3.2	Μέθοδος της απλής επανείσπραξης	134
5.7.3.3	Χρόνος μέχρι την πρώτη καθαρή θετική ταμειακή ροή	135
5.7.3.4	Καθαρά παρούσα αξία	135
5.7.3.5	Αποταμειύσεις ετήσιου κύκλου λειτουργίας του έργου	135
5.7.3.6	Δείκτης αποδοτικότητα	135
5.7.3.7	Δείκτης αυτοχρηματοδότησης του έργου	136
5.8	Συμπεράσματα- σχόλια	137
6	ΜΕΛΕΤΗ ΥΗΣ ΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟΥ ΣΕ ΑΠΟΜΟΝΩΜΕΝΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΔΙΚΤΥΟ	139
6.1	Εισαγωγή- παρουσίαση του προβλήματος	139
6.1.1	Πληροφορίες για την εγκατάσταση	139
6.1.2	Χρηματοοικονομικές πληροφορίες	141
6.2	Υδρολογική ανάλυση	143
6.3	Φορτίο	144
6.4	Ανάλυση εξοπλισμού	145
6.5	Ενεργειακή ανάλυση	147
6.6	Οικολογική μελέτη	151
6.7	Αρχική κοστολόγηση έργου	152
6.7.1	Ενδιάμεσες παράμετροι	152
6.7.2	Αρχικό κόστος	153
6.7.3	Ετήσια και περιοδικά έξοδα	156
6.8	Χρηματοοικονομική ανάλυση	157
6.8.1	Ετήσια έξοδα και έσοδα	157
6.8.2	Ταμειακές ροές	158
6.8.2.1	Ετήσιες ταμειακές ροές προ φόρου	158
6.8.2.2	Ετήσιος φόρος	160
6.8.2.3	Ετήσιες ταμειακές ροές μετά φόρου	161
6.8.3	Παράμετροι αξιολόγησης επενδυτικού έργου	162
6.8.3.1	Εσωτερικός βαθμός απόδοσης και απόδοση στην επένδυση προ φόρων και μετά φόρων	163
6.8.3.2	Μέθοδος της απλής επανείσπραξης	163
6.8.3.3	Χρόνος μέχρι την πρώτη καθαρή θετική ταμειακή ροή	164
6.8.3.4	Καθαρά παρούσα αξία	164

	6.8.3.5 Αποταμιεύσεις ετήσιου κύκλου λειτουργίας του έργου	164
	6.8.3.6 Δείκτης αποδοτικότητας	164
	6.8.3.7 Δείκτης αυτοχρηματοδότησης του έργου	165
6.9	Συμπεράσματα- σχόλια	165
7	ΜΕΛΕΤΗ ΥΗΣ (με δύο υδροστροβίλους) ΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟΥ ΣΕ ΚΕΝΤΡΙΚΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΔΙΚΤΥΟ	167
7.1	Εισαγωγή- παρουσίαση του προβλήματος	167
	7.1.1 Πληροφορίες για την εγκατάσταση	167
	7.1.2 Χρηματοοικονομικές πληροφορίες	168
7.2	Υδρολογική ανάλυση	171
7.3	Ανάλυση εξοπλισμού	172
7.4	Ενεργειακή ανάλυση	175
7.5	Οικολογική μελέτη	178
7.6	Αρχική κοστολόγηση έργου	178
	7.6.1 Ενδιάμεσες παράμετροι	178
	7.6.2 Αρχικό κόστος	180
	7.6.3 Ετήσια και περιοδικά έξοδα	184
7.7	Χρηματοοικονομική ανάλυση	185
	7.7.1 Ετήσια έξοδα και έσοδα	185
	7.7.2 Ταμειακές ροές	186
	7.7.2.1 Ετήσιες ταμειακές ροές προ φόρου	186
	7.7.3 Παράμετροι αξιολόγησης επενδυτικού έργου	189
	7.7.3.1 Εσωτερικός βαθμός απόδοσης και απόδοση στην επένδυση	189
	7.7.3.2 Μέθοδος της απλής επανείσπραξης	190
	7.7.3.3 Χρόνος μέχρι την πρώτη καθαρή θετική ταμειακή ροή	190
	7.7.3.4 Καθαρά παρούσα αξία	190
	7.7.3.5 Αποταμιεύσεις ετήσιου κύκλου λειτουργίας του έργου	190
	7.7.3.6 Δείκτης αποδοτικότητας	191
	7.7.3.7 Δείκτης αυτοχρηματοδότησης του έργου	191
7.8	Συμπεράσματα- σχόλια	192
8	ΜΕΛΕΤΗ (με την “Λεπτομερή” μέθοδο κοστολόγησης) ΥΗΣ ΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟΥ ΣΕ ΑΠΟΜΟΝΩΜΕΝΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΔΙΚΤΥΟ	193
8.1	Εισαγωγή- παρουσίαση του προβλήματος	193
	8.1.1 Πληροφορίες για την εγκατάσταση	193
	8.1.2 Χρηματοοικονομικές πληροφορίες	195
8.2	Υδρολογική ανάλυση	196
8.3	Φορτίο	197
8.4	Ανάλυση εξοπλισμού	198
8.5	Ενεργειακή ανάλυση	199
8.6	Οικολογική μελέτη	204
8.7	Κοστολόγηση έργου	204
	8.7.1 Προσδιορισμός αρχικού κόστους	204
	8.7.2 Ετήσια και περιοδικά έξοδα	207

8.8	Χρηματοοικονομική ανάλυση	208
8.8.1	Ετήσια έξοδα και έσοδα	208
8.8.2	Ταμειακές ροές	208
8.8.2.1	Ετήσιες ταμειακές ροές προ φόρου	208
8.8.2.2	Ετήσιος φόρος	213
8.8.2.3	Ετήσιες ταμειακές ροές μετά φόρου	214
8.8.3	Παράμετροι αξιολόγησης επενδυτικού έργου	216
8.8.3.1	Εσωτερικός βαθμός απόδοσης και απόδοση στην επένδυση προ φόρων και μετά φόρων	216
8.8.3.2	Μέθοδος της απλής επανείσπραξης	217
8.8.3.3	Χρόνος μέχρι την πρώτη καθαρή θετική ταμειακή ροή	217
8.8.3.4	Καθαρά παρούσα αξία	217
8.8.3.5	Αποταμιεύσεις ετήσιου κύκλου λειτουργίας του έργου	218
8.8.3.6	Δείκτης αποδοτικότητας	218
8.8.3.7	Δείκτης αυτοχρηματοδότησης του έργου	218
8.9	Συμπεράσματα- σχόλια	219
9	ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΤΟΥ ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΥ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ	221
9.1	Εισαγωγή- παρουσίαση του προβλήματος	221
9.2	Υδρολογική ανάλυση	222
9.3	Φορτίο	224
9.4	Ανάλυση εξοπλισμού	224
9.5	Ενεργειακή ανάλυση	228
9.6	Οικολογική μελέτη	231
9.7	Κοστολόγηση έργου	232
9.7.1	Ενδιάμεσες παράμετροι	234
9.7.2	Αρχικό κόστος	236
9.7.3	Ετήσια και περιοδικά έξοδα	240
9.8	Χρηματοοικονομική ανάλυση	241
9.9	Ανάλυση ευαισθησίας	244
9.9.1	Ανάλυση ευαισθησίας σε μεταβολές βασικών χαρακτηριστικών	244
9.9.2	Προσθέτοντας ρεαλιστικές παραμέτρους στο βασικό σενάριο	250
9.9.3	Ανάλυση ευαισθησίας με σενάρια χρηματοδότησης	253
9.9.3.1	Σχήμα χρηματοδότησης 100%- 0%- 0%	254
9.9.3.2	Σχήμα χρηματοδότησης 60%- 40%- 0%	254
9.9.3.3	Σχήμα χρηματοδότησης 30%- 70%- 0%	255
9.9.3.4	Επιχορήγηση από το κράτος	257
9.10	Συμπεράσματα- σχόλια	258
	Βιβλιογραφία 9 ^{ου} κεφαλαίου	260
10	ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ	261

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1 ΓΕΝΙΚΑ

Ο ρυθμός παραγωγής από τη φύση ενεργειακών πηγών όπως το πετρέλαιο, το φυσικό αέριο, το ουράνιο και οι λιθάνθρακες είναι πολύ χαμηλός και πρακτικά ίσος με μηδέν. Από την αχρηστία τους όμως για εκατομμύρια χρόνια έχουν δημιουργηθεί μεγάλα αποθέματα, που με εντατική εκμετάλλευση, γρήγορα θα εξαντληθούν. Σύμφωνα με μελέτες, αυτές οι ποσότητες μετά βίας επαρκούν για τα επόμενα 200 χρόνια. Συγκεκριμένα, εκτιμάται πως, αν μπορέσουμε να εκμεταλλευτούμε πλήρως όλα τα αποθέματα πετρελαίου, φυσικού αερίου και λιθανθράκων (συνήθως εκμεταλλευόμαστε μόνο το 50%), τότε αυτά επαρκούν μέχρι το 2230. Αυτό θα συμβεί, με την προϋπόθεση ότι δεν θα γίνει αύξηση στη σημερινή κατανάλωση. Αν όμως υποθέσουμε μία αύξηση του πληθυσμού κατά 2%, δίχως την κατά κεφαλήν αύξηση της κατανάλωσης ενέργειας, τότε τα αποθέματα αυτά επαρκούν μέχρι το 2130. Αν συγχρόνως η αύξηση της κατανάλωσης ενέργειας είναι 5%, (όπως ήταν στη δεκαετία του '60) τότε, τα αποθέματα θα εξαντληθούν το 2056. Καταλαβαίνει λοιπόν κανείς εύκολα, ότι δεν είναι δυνατόν να εκμεταλλευόμαστε εντατικά τα αποθέματα αυτά, γιατί σίγουρα θα τα στερήσουμε από τις επόμενες γενιές.

Επιπλέον, στις μέρες μας, όλο και περισσότερη συζήτηση πραγματοποιείται γύρω από θέματα που αφορούν τις πρωτόγνωρες κλιματικές συνθήκες που εμφανίζονται σε όλες τις περιοχές του πλανήτη μας. Ταυτόχρονα, εντείνονται οι προσπάθειες εξεύρεσης νέων ενεργειακών πόρων, καθώς το ενεργειακό πρόβλημα αποκτά συνεχώς μεγαλύτερες διαστάσεις. Οι προσπάθειες αυτές μπορεί να αφορούν και την εξεύρεση ενεργειακών πόρων που ήδη χρησιμοποιούνται, όπως το πετρέλαιο, τη στιγμή που οι ειδικοί επιστήμονες κρούουν τον κώδωνα του κινδύνου για τις βλαβερές συνέπειες που επιφέρει η ευρεία χρήση των παραγώγων του. Αυτό που εύκολα μπορεί να διαπιστωθεί είναι πως το πετρέλαιο, ως βασική πηγή ενέργειας, έχει παρεισφρήσει σε κάθε πτυχή δραστηριότητας όπου εμπλέκεται παραγωγή και κατανάλωση οποιασδήποτε μορφής ενέργειας, όπως είναι και η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Οι παραπάνω διαπιστώσεις οδήγησαν στην αναζήτηση νέων πηγών ενέργειας.

Δεν πρέπει, όμως, να αγνοούνται και οι οικονομικοί λόγοι που ώθησαν στην προσπάθεια ανεύρεσης εναλλακτικών πηγών ενέργειας. Η απεξάρτηση των χωρών από το πετρέλαιο διεθνώς, αποτελεί σημαντικό παράγοντα εξοικονόμησης οικονομικών πόρων για επένδυση και σε άλλους τομείς. Η παρατήρηση της εξέλιξης του κόστους του πετρελαίου τις τελευταίες δεκαετίες οδηγεί στο συμπέρασμα ότι οι απολαβές των διεθνών εταιρειών που διακινούν μεγάλες ποσότητες πετρελαίου πολλαπλασιάζονται, ειδικά στη σύγχρονη εποχή κατά την οποία οι χώρες του Τρίτου Κόσμου μπήκαν σε αναπτυξιακή τροχιά. Κάτι τέτοιο σημαίνει τη διεύρυνση της αγοράς πετρελαίου και την αύξηση των χωρών που ενεργειακά θα εξαρτώνται από αυτό. Με την αύξηση της τιμής του πετρελαίου, όμως, ταυτόχρονα αυξάνεται και το κόστος παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας (τομέας υψηλής στρατηγικής σημασίας), κάτι που είναι οικονομικά ασύμφορο. Η ανάγκη για φθηνή ηλεκτρική ενέργεια, ειδικά στις μέρες μας κατά τις οποίες η ζήτηση για ηλεκτρική ενέργεια αυξάνει παγκοσμίως με υψηλούς

ρυθμούς, οδήγησε σε προσανατολισμούς αναζήτησης που μέχρι σήμερα τα ισχυρά οικονομικά συμφέροντα δεν επέτρεπαν να εκδηλωθούν.

1.2 ΣΚΟΠΟΣ ΚΑΙ ΔΟΜΗ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Το διαρκώς αυξανόμενο διεθνές ενδιαφέρον για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ήπιες μορφές ενέργειας, προδιαγράφει μια αλλαγή στο σκηνικό του τοπίου παραγωγής ενέργειας στο μέλλον. Σήμερα γίνονται πολλές προσπάθειες καταγραφής των διεθνών τάσεων για τη χρήση ήπιων μορφών ενέργειας, οι οποίες είναι φιλικές στο περιβάλλον.

Θεωρώντας ως δεδομένη τη αύξηση της χρήσης των ήπιων μορφών ενέργειας για την παραγωγή ενέργειας, το ερώτημα που αναδεικνύεται όλο και πιο επιτακτικά, είναι εάν τελικά κάτι τέτοιο είναι αποδοτικό από οικονομικής και περιβαλλοντικής προστασίας άποψη. Στην εργασία αυτή θα γίνει προσπάθεια να απαντηθεί αυτό το ερώτημα στην περίπτωση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από μικρές υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις. Για να γίνει κάτι τέτοιο, όλη εγκατάσταση ενός μικρού υδροηλεκτρικού σταθμού θα αντιμετωπιστεί ως μία επένδυση (επενδυτικό έργο), έτσι ώστε να είναι εύκολο να αξιολογηθεί με τη χρήση γνωστών κριτηρίων αξιολόγησης επενδύσεων.

Στους υδροηλεκτρικούς σταθμούς η κινητική και δυναμική ενέργεια του νερού μετατρέπεται σε ηλεκτρική με την βοήθεια υδροστροβίλων και στην συνέχεια των γεννητριών. Διακρίνονται σε υδροηλεκτρικούς σταθμούς φυσικής ροής και ρυθμιζόμενης ροής, όπου είναι απαραίτητη η δημιουργία τεχνητών λιμνών. Στους αντλητικούς σταθμούς ειδικότερα οι υδροστροβίλοι έχουν την δυνατότητα να λειτουργήσουν ως αντλίες (και οι γεννήτριες ως κινητήρες) προκειμένου να αξιοποιούν χαμηλού κόστους παραγωγής ηλεκτρική ενέργεια κατά τις ώρες χαμηλού φορτίου για να αποταμιεύσουν νερό που θα χρησιμοποιηθεί σε ώρες αιχμής για την παραγωγή ενέργειας με υψηλό εναλλακτικό κόστος παραγωγής από άλλες πηγές. Σημειώνεται ότι ως μικρά υδροηλεκτρικά έργα χαρακτηρίζονται οι σταθμοί με εγκατεστημένη ισχύ μέχρι 10 MW και ως υδροηλεκτρικά έργα πολλαπλού σκοπού οι σταθμοί οι οποίοι παράλληλα καλύπτουν και άλλες χρήσεις όπως άρδευση, ύδρευση κ.λ.π. [1.2].

Σκοπός της εργασίας αυτής είναι να παρουσιαστεί μια ολοκληρωμένη μεθοδολογία για την πραγματοποίηση της αξιολόγησης ενός μικρού υδροηλεκτρικού σταθμού. Να παρουσιαστούν δηλαδή εκείνα τα χαρακτηριστικά του μικρού υδροηλεκτρικού σταθμού τα οποία είναι αντιπροσωπευτικά για αυτόν και να ληφθούν υπόψη στην αξιολόγηση και παράλληλα να γίνεται η χρήση των μεθοδολογικών εκείνων εργαλείων τα οποία μπορούν να δώσουν μια εικόνα της αξιολογούμενης μικρής υδροηλεκτρικής εγκατάστασης. Επίσης, σκοπό της εργασίας αποτελεί η εφαρμογή της μεθοδολογίας αυτής στην περίπτωση εγκατάστασης ενός μικρού υδροηλεκτρικού σταθμού συνδεδεμένου με το κεντρικό δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας στο Κράθι, παρά τον Τσιβλό, στην Ακράτα της Β. Πελοποννήσου.

Η εργασία αυτή αποτελείται από δέκα κεφάλαια. Η δομή της έχει ως εξής:

Το Κεφάλαιο 1 περιγράφει τα κύρια χαρακτηριστικά των ήπιων μορφών ενέργειας και καταγράφει τα κυριότερα πλεονεκτήματα και μειονεκτήματά τους. Ακόμα, καταγράφει την ιστορία εξέλιξης των μικρών υδροηλεκτρικών έργων, με έμφαση στα σύγχρονα δεδομένα, στα οποία παρατηρείται μεγάλη διεύρυνση της μικρής υδροηλεκτρικής ενέργειας στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Τέλος, γίνεται καταγραφή της κατάστασης στην αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας σε σχέση με τη χρήση των ήπιων μορφών ενέργειας, τόσο στην Ελλάδα, όσο και στο εξωτερικό.

Το Κεφάλαιο 2 περιγράφει τον τρόπο εκμετάλλευσης των υδατικών πόρων ενός ποταμού για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Εδώ περιγράφονται τα συστατικά μέρη ενός μικρού ΥΗΣ, στη γενική του μορφή, ενώ πραγματοποιείται διάκριση σε τύπους και χρήσεις των μικρών ΥΗΣ, ανάλογα με τις εφαρμογές για τις οποίες προορίζονται. Επίσης, αναλύονται οι επιπτώσεις των μικρών ΥΗΕ στο περιβάλλον και συγκρίνονται με αυτές που προκαλούνται από άλλες πηγές ενέργειας. Ακόμη, περιγράφονται αναλυτικά οι μελέτες, οι φάσεις σχεδίασης και ο τρόπος ανάπτυξης από την σύλληψη της ιδέας ενός τέτοιου έργου μέχρι την λειτουργία του. Τέλος, πραγματοποιείτε και μία σύγκριση των μικρών και των μεγάλων υδροηλεκτρικών έργων.

Το Κεφάλαιο 3 παρουσιάζει αναλυτικά μια μεθοδολογία αξιολόγησης για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μικρές υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις. Μια μικρή υδροηλεκτρική εγκατάσταση αντιμετωπίζεται ως μια επένδυση (επενδυτικό έργο) και με βάση τις ταμειακές ροές κεφαλαίου (έσοδα και έξοδα) επιχειρείται η αξιολόγησή της με τη χρήση γνωστών χρηματοοικονομικών κριτηρίων. Όλα τα χρηματοοικονομικά κριτήρια που χρησιμοποιούνται, αναλύονται στο κεφάλαιο αυτό.

Το Κεφάλαιο 4 περιγράφει το λογισμικό ανάλυσης επενδυτικών αποφάσεων RETScreen, το οποίο θα χρησιμοποιηθεί για την πρακτική εφαρμογή της περιγραφόμενης στο Κεφάλαιο 3 μεθοδολογίας.

Το Κεφάλαιο 5 παρουσιάζει, επιλυμένη αναλυτικά, μια περίπτωση μικρού ΥΗΣ, ο οποίος είναι συνδεδεμένος με το κεντρικό δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, κάπου στον Καναδά. Η εφαρμογή αυτή υλοποιήθηκε στην πραγματικότητα και τα δεδομένα που την αφορούν αναφέρονται στο έτος 2000. Η επίλυση της περίπτωσης αυτής πραγματοποιείται με την εφαρμογή της μεθοδολογίας που παρουσιάζεται στο Κεφάλαιο 3.

Το Κεφάλαιο 6 παρουσιάζει, επιλυμένη αναλυτικά, μια περίπτωση μικρού ΥΗΣ, ο οποίος είναι συνδεδεμένος με απομονωμένο δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, κάπου στον Καναδά. Η εφαρμογή αυτή υλοποιήθηκε στην πραγματικότητα και τα δεδομένα που την αφορούν αναφέρονται στο έτος 2000. Η επίλυση της περίπτωσης αυτής πραγματοποιείται με την εφαρμογή της μεθοδολογίας που παρουσιάζεται στο Κεφάλαιο 3.

Το Κεφάλαιο 7 παρουσιάζει, επιλυμένη αναλυτικά, μια περίπτωση μικρού ΥΗΣ, ο οποίος είναι συνδεδεμένος με το κεντρικό δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας και διαθέτει δύο υδροστροβίλους προς λειτουργία, κάπου στην Γουατεμάλα. Η εφαρμογή αυτή υλοποιήθηκε στην πραγματικότητα και τα δεδομένα που την αφορούν αναφέρονται στο έτος 2000. Η επίλυση της περίπτωσης αυτής πραγματοποιείται με την εφαρμογή της μεθοδολογίας που παρουσιάζεται στο Κεφάλαιο 3.

Το Κεφάλαιο 8 παρουσιάζει, επιλυμένη αναλυτικά, μια περίπτωση μικρού ΥΗΣ, ο οποίος είναι συνδεδεμένος με απομονωμένο δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας και η αρχική κοστολόγησή του γίνεται λεπτομερειακά, κάπου στον Καναδά. Η εφαρμογή αυτή υλοποιήθηκε στην πραγματικότητα και τα δεδομένα που την αφορούν αναφέρονται στο έτος 2000. Η επίλυση της περίπτωσης αυτής πραγματοποιείται με την εφαρμογή της μεθοδολογίας που παρουσιάζεται στο Κεφάλαιο 3.

Το Κεφάλαιο 9 παρουσιάζει την ανάπτυξη ενός μικρού ΥΗΣ στην ευρύτερη περιοχή της Ακράτας. Στόχος είναι να εξεταστεί η αποδοτικότητα του σταθμού αυτού, από επενδυτική σκοπιά, για τη συγκεκριμένη περιοχή εγκατάστασής του. Η εφαρμογή αυτή υλοποιήθηκε στην πραγματικότητα και τέθηκε σε εμπορική λειτουργία τον Μάιο του 1999 με την ονομασία μικρός ΥΗΣ Τσιβλού. Η επίλυση της περίπτωσης αυτής πραγματοποιείται με την εφαρμογή της μεθοδολογίας που παρουσιάζεται στο Κεφάλαιο 3.

Τέλος, το Κεφάλαιο 10 συνοψίζει τα σημαντικότερα συμπεράσματα τα οποία προκύπτουν από την ανάλυση των προηγούμενων θεμάτων.

1.3 ΗΠΙΕΣ ΜΟΡΦΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Τα τελευταία χρόνια, όλο και περισσότερο γινόμαστε μάρτυρες όχι και τόσο θετικών εξελίξεων, που αφορούν τις ισορροπίες του διαταραγμένου ήδη κλιματικού τοπίου στον πλανήτη μας. Οι εξελίξεις αυτές συνέτειναν στο να ιδρυθούν διάφορες διεθνείς οργανώσεις, οι οποίες με τη συμβολή ειδικών επιστημόνων, διατρανώνουν προς όλες τις κατευθύνσεις τις συνέπειες που θα έχουν αυτές οι κλιματικές αλλαγές από την ανθρώπινη παρέμβαση στη φύση. Ήδη η ευρωπαϊκή επιτροπή, αρμόδια για θέματα προστασίας περιβάλλοντος, προσανατολίζεται σε επιβολή κυρώσεων (υψηλά χρηματικά πρόστιμα, γύρω στα \$ 200.000 μετά το 2009) σε όποια ευρωπαϊκή χώρα-μέλος δε συμβάλλει με ενεργό τρόπο στην προσπάθεια προστασίας του περιβάλλοντος. Παράλληλα έχει ξεκινήσει και μια μεγάλη προσπάθεια για να βρεθούν νέοι τρόποι εκμετάλλευσης των φυσικών πόρων, με τις ελάχιστες συνέπειες για το περιβάλλον. Στο ξεκίνημα αυτής της προσπάθειας συνέβαλε και το γεγονός ότι το ενεργειακό πρόβλημα που ταλανίζει τον πλανήτη, λαμβάνει όλο και μεγαλύτερες διαστάσεις. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι σημαντική για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών κάθε χώρας, καθώς σε αυτή αντικατοπτρίζεται το επίπεδο της ανάπτυξής της. Τα αποθέματα των ορυκτών πόρων, όπως υγρά ή στερεά καύσιμα, από τα οποία παράγεται ηλεκτρική ενέργεια, φθάνουν σε οριακές ποσότητες, ωθώντας περαιτέρω και επιτακτικότερα στην ανεύρεση νέων πόρων, ικανών να υποκαταστήσουν αυτούς που εξαλείφονται. Το γεγονός αυτό σε συνδυασμό με τις αυξημένες ανάγκες που επιβάλει ο σύγχρονος τρόπος ζωής, με τη μεγάλη αύξηση του παγκόσμιου πληθυσμού, ειδικότερα στις χώρες του Τρίτου Κόσμου, καθιστά την προσπάθεια αυτή ιδιαίτερα αγωνιώδη.

Η κοινή απάντηση στον παγκόσμιο αυτό προβληματισμό, αρχίζει να γεμίζει με ελπίδα, από τα πρώτα αποτελέσματα εφαρμογής της, τους υποστηρικτές που την προωθούν. Η απάντηση αυτή δεν είναι άλλη από τις *Ηπιες Μορφές Ενέργειας*. Χαρακτηρίζονται έτσι, διότι δεν βλάπτουν το περιβάλλον με επικίνδυνα κατάλοιπα, ενώ προέρχονται απευθείας από φυσικά αίτια. Με την έννοια “*Ηπιες Μορφές Ενέργειας*”, περιλαμβάνονται οι ακόλουθες τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας [1.1]:

- Αιολική Ενέργεια
- Βιομάζα
- Γεωθερμική Ενέργεια
- Ηλιακή Ενέργεια
- Κυματική Ενέργεια
- Υδροηλεκτρικά Συστήματα

Οι κατηγορίες αυτές αφορούν την παραγωγή ενέργειας από την εκμετάλλευση του ανέμου, των γεωργικών, ζωικών και δασικών υπολειμμάτων, των ατμών που αναβλύζουν από τα εσωτερικά στρώματα της γης, από την άμεση ή έμμεση εκμετάλλευση της ηλιακής ακτινοβολίας, της κίνησης των κυμάτων της θάλασσας (όχι με ιδιαίτερα καλά αποτελέσματα μέχρι στιγμής) και από την εκμετάλλευση των υδάτινων πόρων. Οι τεχνολογίες αυτές, επιπλέον, ονομάζονται και “*Ανανεώσιμες Μορφές Ενέργειας*”, και αυτό διότι βασικό χαρακτηριστικό τους είναι η διαχρονική τους ανανέωση και διαθεσιμότητα, αφού έχουν την ικανότητα να αναπληρώνουν τη στάθμη των αποθεμάτων τους (ουσιαστικά δεν υφίστανται όρια αποθεμάτων εδώ), βασιζόμενες σε φυσικά φαινόμενα, συνδεδεμένα με την ύπαρξη ζωής

στον πλανήτη. Τέλος, μια άλλη ονομασία για τις τεχνολογίες αυτές είναι “Εναλλακτικές Μορφές Ενέργειας”, αφού θεωρείται ότι αποτελούν εναλλακτικές λύσεις παραγωγής ενέργειας έναντι των συμβατικών τρόπων παραγωγής.

Γενικά, υπάρχουν αρκετά και σημαντικά πλεονεκτήματα για να γίνουν προσπάθειες αντικατάστασης των συμβατικών τρόπων παραγωγής με τους λεγόμενους εναλλακτικούς. Τέτοια είναι ότι:

- Συμβάλουν στην αίσια επίλυση του ενεργειακού προβλήματος
- Δεν βλάπτουν το ήδη επιβαρημένο περιβάλλον.
- Προσφέρουν περιθώρια αυτονομίας στις χώρες που τις υιοθετούν
- Εξοικονομείται συνάλλαγμα από τις τελευταίες για την εισαγωγή πετρελαίου
- Έχουν πρακτικά απεριόριστη διάρκεια ζωής (τουλάχιστον 20 με 30 χρόνια ζωής)
- Δεν απαιτούν διαρκή παρακολούθηση, ενώ η συντήρησή τους απαιτεί πολύ λίγο χρόνο και απλές διαδικασίες.
- Είναι ανανεώσιμες και ελεύθερα διαθέσιμες πηγές ενέργειας

Ωστόσο, υπάρχει και ο αντίλογος έναντι στα πλεονεκτήματα αυτά, με βάση τα μειονεκτήματα εφαρμογής των ήπιων μορφών ενέργειας. Τα κυριότερα επιχειρήματα αυτού του αντίλογου είναι:

- Το υψηλό, ακόμα, κόστος εγκατάστασης. Σε πολλές εφαρμογές, το αρχικό κόστος επένδυσης είναι αρκετά υψηλό. Όμως, το πρόβλημα αυτό αντιμετωπίζεται με συνεχή έρευνα για νέα υλικά, φθηνά και με μεγάλη απόδοση, που θα μειώσουν το κόστος αυτό.
- Εξαρτώνται από τα φυσικά φαινόμενα. Για παράδειγμα, εφαρμογές που εκμεταλλεύονται την ηλιακή ή αιολική ενέργεια, δεν είναι δυνατόν να λειτουργούν πάντα αποδοτικά και συνεχώς, διότι εξαρτώνται από μια περιοδικότητα των καιρικών φαινομένων που δεν μπορεί να ελεγχθεί.
- Οι μικρές αποδόσεις που επιτυγχάνουν μέχρι στιγμής τα συστήματα αυτά. Αυτό συμβαίνει γιατί οι χρησιμοποιούμενες τεχνολογίες είναι σχετικά νέες και χρειάζεται περισσότερη έρευνα.

Προφανώς, και με βάση τα παραπάνω, ο ρυθμός εγκατάστασης και αποδοχής των εφαρμογών ήπιων μορφών ενέργειας, θα εξαρτηθεί από το πόσο ανταγωνιστικά, σε σχέση με τις συμβατικές μεθόδους, είναι αυτές. Γεγονός είναι ότι τη δεκαετία του '80 παρατηρήθηκε μείωση του ενδιαφέροντος για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, κυρίως λόγω των μειονεκτημάτων που αναφέρθηκαν πριν. Ωστόσο, καθώς το πρόβλημα της ρύπανσης του περιβάλλοντος γίνεται εντονότερο, το ενδιαφέρον για αυτές αναζωπυρώνεται. Ήδη το 2001 το συνολικό παγκόσμιο “μερίδιο” των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας έφθασε στο 1,7% από το 1% που κατείχαν το 1990.

1.4 Η ΙΣΤΟΡΙΚΗ ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΩΝ ΜΙΚΡΩΝ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ

Η αξιοποίηση της υδραυλικής ενέργειας μέσω μετατροπής της σε μηχανική ήταν γνωστή από τους αρχαίους χρόνους με τους γνωστούς νερόμυλους. Η τεχνολογία των νερόμυλων δεν εξελίχθηκε ουσιαστικά μέχρι την εμφάνιση, στις αρχές του 19^{ου} αιώνα, των πρώτων μηχανών που θα μπορούσαν να χαρακτηριστούν ως υδροστρόβιλοι.

Τα έργα αξιοποίησης της υδραυλικής ενέργειας που κατασκευάστηκαν στις τελευταίες δεκαετίες 19^{ου} αιώνα ήταν μικρής ισχύος γιατί αυτό επέτρεπαν τα τεχνικά μέσα της εποχής. Σταδιακά, η αύξηση των ενεργειακών αναγκών, που συμβάδισε με την

τεχνολογική πρόοδο και τα διαθέσιμα μέσα, επέτρεψε την κατασκευή όλο και μεγαλύτερων έργων μετατροπής της υδραυλικής ενέργειας σε μηχανική. Σημαντικός σταθμός στην αξιοποίηση της υδραυλικής ενέργειας ήταν η ανάπτυξη των εφαρμογών του ηλεκτρισμού, μια μορφή ενέργειας της οποίας η μεταφορά από την θέση παραγωγής στην θέση της κατανάλωσης είναι σχετικά εύκολη. Έκτοτε το έργο αξιοποίησης της υδραυλικής ενέργειας γίνεται Υδροηλεκτρικό, δηλαδή η υδραυλική ενέργεια μετατρέπεται σε μηχανική από τον υδροστρόβιλο και στην συνέχεια σε ηλεκτρική από την ηλεκτρική γεννήτρια που είναι συζευγμένη με αυτόν.

Στην Ευρώπη τουλάχιστον, οι δύο τρεις δεκαετίες μετά τον Β΄ παγκόσμιο πόλεμο θα μπορούσαν να χαρακτηρισθούν ως η χρυσή περίοδος των μεγάλων ΥΗΕ επειδή η έντονη αξιοποίηση του διαθέσιμου υδραυλικού δυναμικού έγινε με μονάδες μεγάλης ισχύος, μερικών εκατοντάδων MW η κάθε μία. Σε σύγκριση με τα μεγάλα ΥΗΕ, τα παλαιάς τεχνολογίας μικρά ΥΗΕ που ήδη υπήρχαν αποδείχτηκαν αντιοικονομικά (χαμηλός βαθμός απόδοσης και υψηλό κόστος παραγόμενης kWh) και σταδιακά εγκαταλείφθηκαν.

Από την δεκαετία του 1980 περίπου παρατηρείται διεθνώς ένα έντονο ενδιαφέρον για την ανάπτυξη μικρών ΥΗΕ που εκδηλώνεται είτε με την αξιοποίηση νέων μικρών υδατοπτώσεων είτε με την επανασχεδίαση και επανεξοπλισμό των μικρών ΥΗΕ που είχαν απομείνει ή εγκαταλειφθεί. Το διεθνές ενδιαφέρον για τα μικρά ΥΗΕ αντικατοπτρίζεται από την ανάπτυξη σημαντικού αριθμού κατασκευαστριών εταιριών, τις περισσότερες φορές θυγατρικές των εταιριών που κατασκευάζουν εξοπλισμό για τα μεγάλα ΥΗΕ, που ειδικεύονται στην κατασκευή τυποποιημένου ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού για τα νέας γενιάς μικρά ΥΗΕ.

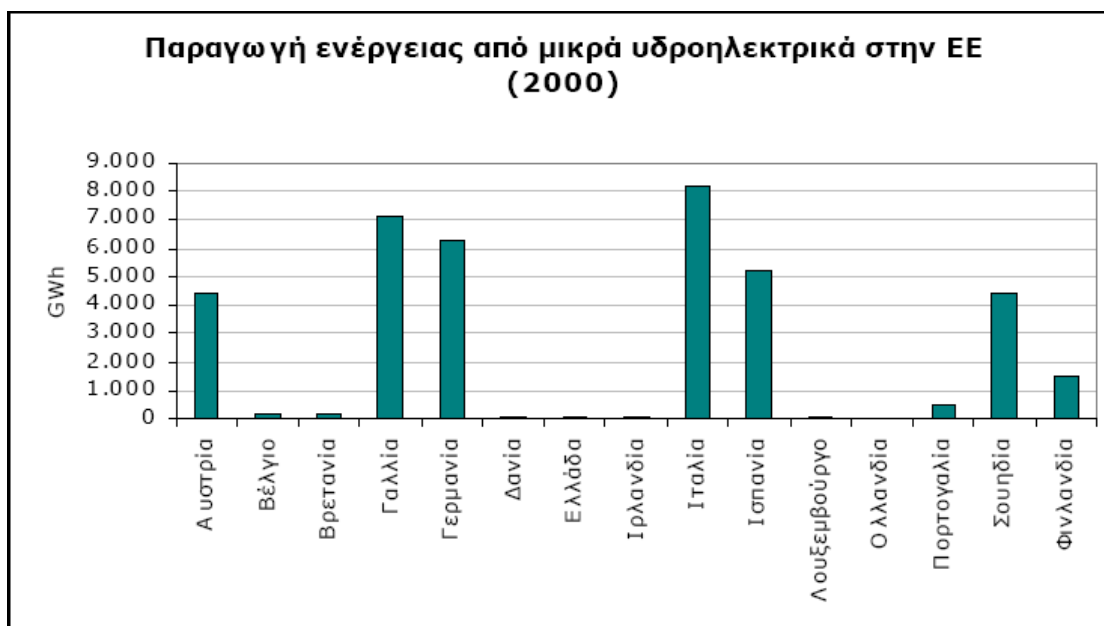
Μόνο στις χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης υπάρχουν σήμερα περισσότερα από 17.400 μικρά υδροηλεκτρικά έργα, με εγκατεστημένη ισχύ που πλησιάζει τα 10.000 MW, δηλαδή περίπου το ένα τέταρτο της παγκόσμιας εγκατεστημένης ισχύος, όπως φαίνεται στον Πίνακα 1.1. Στην Ελλάδα, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των μικρών υδροηλεκτρικών στα τέλη Αυγούστου 2003 ήταν περίπου 45 MW [1.13].

Στον Πίνακα 1.1 φαίνεται η εξέλιξη για την εγκατεστημένη ισχύ μικρών υδροηλεκτρικών έργων στην Ευρωπαϊκή Ένωση αλλά και ανά τον κόσμο από το 1980 έως και το 2000. Επίσης, στον ίδιο πίνακα φαίνεται και η πρόβλεψή για αυτή, κατά το έτος 2005 και 2010, πάλι για την Ευρωπαϊκή Ένωση και τον κόσμο.

Πίνακας 1.1: Εξέλιξη και προβλέψεις εγκατεστημένης ισχύος μικρών υδροηλεκτρικών

	Εγκατεστημένη ισχύς μικρών υδροηλεκτρικών (MW)						
	(εξέλιξη και προβλέψεις)						
	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010
Ευρωπαϊκή Ένωση	5900	6700	7700	9000	9600	10300	11000
Κόσμος	19000	21000	24000	27900	37000	46000	55000

Στο Σχήμα 1.1 φαίνεται αναλυτικά η παραγωγή ενέργειας από μικρά υδροηλεκτρικά έργα στην Ευρωπαϊκή Ένωση για το έτος 2000. Παρατηρούμε ότι η μεγαλύτερη “μικρή” υδροηλεκτρική ενέργεια παράγεται από την Ιταλία (8817 GWh), την Γαλλία (8330 GWh), την Γερμανία (6947 GWh) και την Ισπανία (5700 GWh). Η αντίστοιχα μικρότερη “μικρή” υδροηλεκτρική ενέργεια, παράγεται από την Ελλάδα (104,1 GWh), την Ολλανδία (100 GWh), την Ιρλανδία (87 GWh), το Λουξεμβούργο (86,1 GWh) και την Δανία (32,6 GWh). Ενδιαφέρον, ωστόσο, θα είχε να παρατηρηθεί η εξέλιξη αυτών των ποσοτήτων, μετά και από την παρέμβαση της ευρωπαϊκής επιτροπής με την κοινοτική οδηγία 2001/77, η οποία ουσιαστικά θέτει σε προτεραιότητα τη χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε όλες τις χώρες-μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης, καθώς η υδροηλεκτρική ενέργεια θεωρείται μια από τις πιο δημοφιλής και προσοδοφόρες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.



Σχήμα 1.1: Παραγωγή μικρής υδροηλεκτρικής ενέργειας από την Ευρωπαϊκή Ένωση

Παρατίθεται ακόμη ο Πίνακας 1.2 για χώρες με εγκατεστημένη ισχύς μικρών ΥΗΕ μεγαλύτερη των 150 MW. Τα στοιχεία αυτά είναι σχετικά παλιά (1997), όμως κρίνονται ικανοποιητικά για την εξαγωγή πολύτιμων συμπερασμάτων. Για μερικές από τις χώρες αυτές αξίζει να γίνει ιδιαίτερη αναφορά.

Πίνακας 1.2: Χώρες με εγκατεστημένη ισχύς μικρών ΥΗΕ μεγαλύτερη των 150 MW

Χώρα	Εγκ.Ισχύς (MW)	Χώρα	Εγκ.Ισχύς (MW)
Αυστρία	193,0	Καναδάς	897,0
Βουλγαρία	155,0	Κίνα	15055,0
Βραζιλία	928,0	Νορβηγία	1048,0
Γαλλία	3000,0	Ουζμπεκιστάν	195,0
Γερμανία	327,0	Πολωνία	250,0
Γκαμπόν	160,0	Ρουμανία	401,0
Ελβετία	1187,0	Σερβία	443,0
ΗΠΑ	4198,0	Σουηδία	320,0
Ιαπωνία	3329,0	Τουρκία	152,0
Ινδία	243,0	Τσεχία	197,0
Ισπανία	1200,0	Φινλανδία	420,0
Ιταλία	2344,0		

Ενδεικτικά αναφέρεται στην συνέχεια η κατάσταση ανάπτυξης των μικρών ΥΗΕ σε τρεις χώρες:

- *Γαλλία*

Όπως φαίνεται από τον πίνακα 1.2 η Γαλλία είναι μια χώρα στην οποία έχει ήδη αξιοποιηθεί πολύ μεγάλο ποσοστό του οικονομοτεχνικά εκμεταλλεύσιμου υδροδυναμικού (ποσοστό εκμετάλλευσης 95,8% το 1987). Αν και το πρόβλημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας έχει σχεδόν επιλυθεί στη χώρα αυτή ύστερα από την κατασκευή μεγάλων πυρηνικών σταθμών, η κατασκευή μικρών ΥΗΕ από την Τοπική Αυτοδιοίκηση διευκολύνθηκε μετά το 1980. Η σχετική άδεια για μικρά ΥΗΕ ισχύος μέχρι 4,5 MW εκδίδεται με απλούστερες διαδικασίες από τις Νομαρχίες, αντί των 500 KW που ίσχυε μέχρι τότε, ενώ δήμοι, κοινότητες ή ιδιώτες έχουν δικαίωμα κατασκευής και εκμετάλλευσης μικρού

ΥΗΕ μέχρι ισχύος 8000 KVA (7,0 MW). Το 1977 υπήρχαν στη Γαλλία 1060 μικρά ΥΗΕ ισχύος μικρότερης των 2,0 MW το καθένα με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 390 MW.

Η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από αυτούς, το 1977 ήταν ίση προς $2,0 \cdot 10^9$ KWh από τα οποία οι $1,6 \cdot 10^9$ KWh παρήχθησαν από αυτόνομους παραγωγούς (κοινότητες και ιδιώτες) ενώ οι υπόλοιπες $0,4 \cdot 10^9$ KWh από τους μικρούς ΥΗΣ της εθνικής επιχείρησης ηλεκτρισμού (EDF). Το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που παρήχθη από αυτόνομους παραγωγούς ισχύος μέχρι 8000 KVA έφθασε τα $4,7 \cdot 10^9$ KWh, δηλ. στο 7% της υδροηλεκτρικής ενέργειας. Όπως φαίνεται στον πίνακα 1.2, το 1997 η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των μικρών ΥΗΣ είναι της τάξεως των 3000 MW.

- *Κίνα*

Η Κίνα διαθέτει το μεγαλύτερο στον κόσμο υδροδυναμικό και δυνατότητα ετήσιας παραγωγής 1320 TWh ($=1320 \cdot 10^9$ KWh). Το 1977 η συνολική ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας έφθασε τις $145 \cdot 10^9$ KWh από τις οποίες οι $67 \cdot 10^9$ KWh αποτελούν τη συνεισφορά της υδραυλικής ενέργειας (ποσοστό συμμετοχής 46,2%). Μετά το 1956 περίπου η αξιοποίηση του υδροδυναμικού έγινε παράλληλα για τους μεγάλους και τους μικρούς ΥΗΣ. Το 1949 υπήρχαν 26 μικροί ΥΗΣ συνολικής ισχύος 2 MW (μέση ισχύς 76 KW ανά μονάδα) ενώ το 1979 υπήρχαν 88.000 μικροί ΥΗΣ, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος της τάξεως των 5.400 MW (μέση ισχύς 60 KW ανά μονάδα). Αξίζει να σημειωθεί ότι μόνο κατά το 1978 κατασκευάστηκαν 6000 μικρά ΥΗΕ συνολικής ισχύος 940 KW. Το 1987 η συνολική εγκατεστημένη ισχύς μικρών ΥΗΕ, ισχύος μικρότερης των 2 MW φθάνει τα 11.200 MW. Σχεδόν όλα τα μικρά ΥΗΕ της Κίνας συνδυάζονται και με άλλες χρήσεις του νερού ή διευθετήσεις (άρδευση, ύδρευση, παραγωγή ενέργειας για έγγειες βελτιώσεις, έλεγχος πλημμύρας, ιχθυοπαραγωγή κλπ.) ενώ για την κατασκευή τους και χρηματοδότηση δόθηκε έμφαση στην αξιοποίηση τοπικών μέσων και πρώτων υλών. Σύμφωνα με τον πίνακα 1.2 η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των μικρών ΥΗΕ ανέρχεται το 1997 σε 15.055 MW.

- *Ηνωμένες Πολιτείες Αμερικής*

Η συνολική ισχύς που είναι δυνατόν να εγκατασταθεί για την αξιοποίηση του υδροδυναμικού ανέρχεται σε 171.000 MW και από αυτά έχουν εγκατασταθεί 61.000 MW. Η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανέρχεται (1977) σε 2002 TWh ($=2002 \cdot 10^9$ KWh) ενώ από την αξιοποίηση του υδροδυναμικού παρήχθησαν 303 TWh, δηλαδή ποσοστό 15%. Τα τελευταία χρόνια το ενδιαφέρον για εγκατάσταση μικρών ΥΗΕ εκδηλώθηκε ύστερα από τη μελέτη που ανέλαβε το US Corps of Engineers για την αξιοποίηση 49.000 φραγμάτων (αρδευτικών και υδρευτικών), ύψους πάνω από 7,50 m από τα οποία μόνο το 4% συνδυάζεται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Μόνο η Πολιτεία της Ν. Υόρκης διαθέτει 5.300 τέτοια φράγματα από τα οποία στα 1.670 είναι δυνατόν να εγκατασταθούν οικονομικά βιώσιμοι ΥΗΣ ισχύος από 50 ως 5.000 KW. Η προσπάθεια για την ενθάρρυνση της ανάπτυξης των μικρών ΥΗΕ εντοπίζεται στην τυποποίηση του εξοπλισμού και στην απλοποίηση των διαδικασιών για την άδεια κατασκευής, οι οποίες κρίνονται ως πολύ γραφειοκρατικές συγκρινόμενες με αυτές της Γαλλίας, της Δυτικής Γερμανίας ή άλλων ευρωπαϊκών χωρών. Σύμφωνα με τον Πίνακα 1.2, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των μικρών ΥΗΕ ανέρχεται το 1997 σε 4198 MW.

1.5 Η ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

Πριν από την ίδρυση της Δημόσιας Επιχείρησης Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ) κατά το 1950, η οποία αποτελεί τον κρατικό φορέα ηλεκτρισμού της χώρας, συστηματική παραγωγή και κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας γινόταν μόνο στις μεγάλες πόλεις και κυρίως στην περιοχή της πρωτεύουσας. Η ΔΕΗ με τον ιδρυτικό νόμο (1468/1950) πήρε το αποκλειστικό

προνόμιο της παραγωγής και μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ η διανομή παρέμεινε στις υφιστάμενες τότε δημοτικές, κοινοτικές ή ιδιωτικές εκμεταλλεύσεις. Το 1956 με το Ν.Δ 3523 πήρε και το αποκλειστικό προνόμιο της διανομής σε όλη τη χώρα. Ο νόμος 2244/94 για την ρύθμιση θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ και από συμβατικά καύσιμα επιτρέπει κάτω από ορισμένες προϋποθέσεις τη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από σταθμούς που ανήκουν σε φυσικά ή νομικά πρόσωπα [1.2].

Πριν από την έναρξη εφαρμογής του νόμου 2244/94, το καθεστώς των ΑΠΕ για ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα καθοριζόταν από τον νόμο 1559/87, το οποίο ήταν πολύ περιοριστικό για την ανάπτυξή τους, μόνο μέσω ΟΤΑ και επιχειρήσεών τους, και με μη ευνοϊκό τιμολόγιο πώλησης ηλεκτρικού ρεύματος. Ο νόμος 2294/94 (ΦΕΚ 168/Α/07.10.94), επέφερε σημαντικές αλλαγές προς την κατεύθυνση προώθησης των ΑΠΕ μέσω:

- ουσιαστικής απελευθέρωσης της ηλεκτροπαραγωγής με χρήση ΑΠΕ, είτε από αυτοπαραγωγούς (ιδιοκατανάλωση και πώληση μόνον τυχόν παραγόμενης περίσσειας ηλεκτρικής ενέργειας στη ΔΕΗ), είτε από ανεξάρτητους παραγωγούς (αποκλειστική διάθεση όλης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας στην ΔΕΗ), με όριο ισχύος για τους τελευταίους τα 50 MW, με εξαίρεση τα μικρά υδροηλεκτρικά έργα (μικρών ΥΗΕ) για τα οποία το ανώτερο όριο είναι τα 5 MW σε κάθε περίπτωση
- αύξησης των ορίων εκμετάλλευσης των μικρών ΥΗΕ από αυτοπαραγωγούς και ανεξάρτητους παραγωγούς χωρίς την σύμφωνη γνώμη της ΔΕΗ και συγκεκριμένα ελεύθερα για έργα ισχύος μέχρι και 2 MW, ενώ για έργα ισχύος από 2 έως 5 MW μόνον εφόσον αυτά δεν εντάσσονται στο 10ετές πρόγραμμα ανάπτυξης της ΔΕΗ
- θεσμοθέτησης της δυνατότητας συμψηφισμού της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ με τις καταναλώσεις του αυτοπαραγωγού
- ουσιαστικής βελτίωσης του τιμολογιακού καθεστώτος πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας στη ΔΕΗ, με βάση ποσοστό που κυμαίνεται κατά περίπτωση από 90% έως 70% του εκάστοτε ισχύοντος τιμολογίου κατανάλωσης και μέσω
- προώθησης του νέου θεσμού των Περιφερειακών και Τοπικών Ενεργειακών Κέντρων και Γραφείων, υπό τον συντονισμό του ΚΑΠΕ, ως εθνικού κέντρου για την προώθηση των ΑΠΕ.

Μετά την έναρξη εφαρμογής του νόμου 2244/94, εκδηλώθηκε ιδιαίτερα μεγάλο ενδιαφέρον ιδιωτών για επενδύσεις σταθμών ηλεκτροπαραγωγής με χρήση ΑΠΕ, τα αποτελέσματα του οποίου άρχισαν να εμφανίζονται μετά από 5 μόλις έτη, με εγκαταστάσεις τέτοιων σταθμών σε όλη την χώρα [1.8].

Αργότερα, με την οικονομική ένωση των κρατών-μελών της Ευρωπαϊκής Ένωσης (ΕΕ), ξεκίνησε μια προσπάθεια γενικότερης σύγκλισης, η οποία δεν άφησε ανεπηρέαστες τις συνθήκες και σχέσεις που υπήρχαν ήδη διαμορφωμένες σχετικά με την ενεργειακή πολιτική κάθε χώρας. Στις μέρες μας, η ηλεκτρική ενέργεια αποτελεί αγαθό κοινής ωφέλειας και ταυτόχρονα διαδραματίζει σημαντικό ρόλο για την οικονομία γενικά, αφού συνδέεται με τομείς που την επηρεάζουν. Η ΕΕ (και η χώρα μας) έχουν θέσει τους εξής πρωταρχικούς στόχους για την ενεργειακή πολιτική [1.4]:

- Την ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού της χώρας
- Την προστασία του περιβάλλοντος, στο πλαίσιο και των διεθνών υποχρεώσεων της χώρας
- Την ισόρροπη περιφερειακή ανάπτυξη της χώρας
- Την παραγωγικότητα και ανταγωνιστικότητα της εθνικής οικονομίας και την επίτευξη υγιούς ανταγωνισμού με στόχο τη μείωση του κόστους ενέργειας για το σύνολο των χρηστών και καταναλωτών (οπότε στόχος είναι η αποδυνάμωση των διάφορων μονοπωλίων)

Στην Ελλάδα, τους παραπάνω στόχους ανέλαβε να παρακολουθεί και επιδιώκει με την ίδρυσή της η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ), ήδη από το 2000. Παρόλα αυτά, η Αρχή αυτή στη χώρα μας έχει περιορισμένες αρμοδιότητες (πρωτεύοντα ρόλο έχει η Κυβέρνηση και ειδικότερα ο Υπουργός Ανάπτυξης). Ας σημειωθεί ότι στη χώρα μας επελέγη η διατήρηση των κρατικά ελεγχόμενων επιχειρήσεων, με αποτέλεσμα, μετά την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, η ενεργειακή αγορά να παραμένει στον έλεγχο των κρατικών επιχειρήσεων, συντηρώντας ουσιαστικά συνθήκες μη απελευθέρωσης της αγοράς. Παρέμειναν δηλαδή κάποια εμπόδια για την είσοδο ανταγωνιστικών επιχειρήσεων στην αγορά. Η μόνη λύση φαίνεται να είναι η αλλαγή του υπάρχοντος θεσμικού πλαισίου.

Στο σημείο αυτό, χρήσιμο θα ήταν να γίνει κατανοητό το πόσα και ποια οφέλη θα μπορούσε να επιφέρει τελικά ο υγιής ανταγωνισμός σε ότι αφορά την αγορά ενέργειας στη χώρα μας. Αυτά είναι τα ακόλουθα [1.4]:

- Ο υγιής ανταγωνισμός θα ωφελούσε την παραγωγικότητα και ανταγωνιστικότητα της εθνικής οικονομίας με στόχο τη μείωση του κόστους ενέργειας για τους καταναλωτές. Η ανάπτυξη υγιούς ανταγωνισμού (και όχι μόνο οι ιδιωτικοποιήσεις), με τη ταυτόχρονη λήψη μέτρων για την ανάπτυξη πραγματικού ανταγωνισμού, μπορεί να συντελέσει στη συγκράτηση και μείωση των τιμών.
- Τα οφέλη θα ήταν σημαντικά και για τον τομέα των επενδύσεων. Η προσέλκυση κεφαλαίων είναι σημαντικές για μια χώρα. Λόγω, όμως, της κατάστασης που επικρατεί στην Ελλάδα, δεν σημειώνονται αξιόλογες επενδυτικές δραστηριότητες στον κλάδο της ενέργειας.
- Οφέλη θα προέκυπταν και για τα θέματα προστασίας του περιβάλλοντος, με την πραγματοποίηση ενός μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού με γνώμονα τον τεχνολογικό εκσυγχρονισμό των υποδομών και τη μη επέκταση των ήδη υπάρχοντων εγκαταστάσεων ηλεκτροπαραγωγής.

Η ΡΑΕ έχει θέσει ως στόχο απόλυτης προτεραιότητας τη χρησιμοποίηση τεχνολογιών φυσικού αερίου και ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ), κάτι που θα ωθήσει σε ανάπτυξη τον ανταγωνισμό. Οι εγκαταστάσεις ΑΠΕ ανά διαμερίσματα της Ελλάδας που διαθέτουν άδεια παραγωγής από την ΡΑΕ, μέχρι και την πρώτη Σεπτεμβρίου 2003, φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 1.3 τόσο στον αριθμό των εγκαταστάσεων όσο και στην ισχύ (σε MW) που αυτές παράγουν [1.12]. Τον επόμενο βασικό στόχο της ΡΑΕ αποτελεί η θεσμική αναδιοργάνωση των δραστηριοτήτων που αναφέρθηκαν, με σκοπό την κατασκευή νέων δικτύων και την ισότιμη πρόσβαση νέων επενδυτών σε αυτά.

Σε ό,τι αφορά τις ΑΠΕ, η Ευρωπαϊκή Ένωση έχει εκδώσει την οδηγία 2001/77 [ΡΑΕ]. Σύμφωνα με αυτήν, δίδεται προτεραιότητα στην ανάπτυξη των ΑΠΕ, προς ευθυγράμμιση με τις επιταγές των δεσμεύσεων του πρωτοκόλλου του Κιότο και σε συνδυασμό με την εξάντληση των ορυκτών καυσίμων, την ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού και την προστασία του περιβάλλοντος. Τα κύρια σημεία της οδηγίας αυτής είναι τα ακόλουθα [1.4]:

- Τα κράτη-μέλη υποχρεώνονται να ορίσουν συγκεκριμένους στόχους για το ποσοστό συμμετοχής των ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, κατά το έτος 2010. Έτσι, οι ΑΠΕ επιβάλλεται να παράγουν το 12% της συνολικής ενέργειας και το 22,1% της ηλεκτρικής ενέργειας κάθε χώρας. Ειδικότερα για την Ελλάδα ο στόχος που τίθεται είναι οι ΑΠΕ να παράγουν το 2010 το 20,1% της ηλεκτρικής ενέργειας (περιλαμβανομένων και των μεγάλων υδροηλεκτρικών μονάδων).
- Τα κράτη-μέλη μπορούν στην παρούσα φάση να καθορίζουν αυτόνομα τα μέτρα υποστήριξης των ΑΠΕ για την επίτευξη του επιθυμητού στόχου.
- Τα κράτη-μέλη οφείλουν να επανεξετάσουν τις ισχύουσες διαδικασίες αδειοδοτήσεων και τις διοικητικές ρυθμίσεις ώστε να διασφαλίζεται η διαφάνεια και να διευκολύνεται η ανάπτυξη των ΑΠΕ.

- Τα κράτη-μέλη υποχρεώνονται να λάβουν τα κατάλληλα μέτρα για την κατά προτεραιότητα σύνδεση των ΑΠΕ στα ηλεκτρικά δίκτυα.
- Τα κράτη-μέλη υποχρεώνονται να ορίσουν αρμόδιους φορείς για την έκδοση “Εγγυήσεων Προέλευσης” ενέργειας προερχόμενης από ΑΠΕ ή από άλλα κράτη-μέλη.
- Καθορίζονται προθεσμίες και χρονική περιοδικότητα εντός των οποίων τα κράτη-μέλη οφείλουν να αναφέρουν τα αποτελέσματα από την εφαρμογή των διατάξεων της Οδηγίας.

Πίνακας 1.3: Εγκαταστάσεις ΑΠΕ που διαθέτουν άδεια παραγωγής κατά την 1 Σεπτεμβρίου 2003

Περιφέρεια		Αιολικά	Μικρά ΥΗΕ	Γεωθερμία	Βιομάζα	φ/β	Σύνολο
Ανατολική Μακεδονία	Ισχύς	342.20	2.75	0.00	9.50	0.00	354.45
	Αριθμός	25	2	0	1	0	28
Αττική	Ισχύς	139.60	0.87	0.00	35.38	0.03	175.88
	Αριθμός	11	2	0	4	2	19
Βόρειο Αιγαίο	Ισχύς	26.46	0.00	8.00	0.00	0.01	34.47
	Αριθμός	22	0	1	0	1	24
Δυτική Ελλάς	Ισχύς	0.00	29.04	0.00	0.37	0.00	29.41
	Αριθμός	0	14	0	1	0	15
Ήπειρος	Ισχύς	107.00	125.50	0.00	16.09	0.00	248.59
	Αριθμός	4	37	0	2	0	43
Θεσσαλία	Ισχύς	90.95	45.47	0.00	2.07	0.01	138.50
	Αριθμός	5	25	0	2	3	35
Κεντρική Μακεδονία	Ισχύς	71.90	41.65	0.00	12.54	0.60	126.69
	Αριθμός	5	36	0	4	2	47
Κρήτη	Ισχύς	166.70	1.25	0.00	5.42	0.92	174.29
	Αριθμός	31	3	0	1	10	45
Νησιά Ιονίου	Ισχύς	170.60	0.00	0.00	5.42	0.00	176.02
	Αριθμός	8	0	0	2	0	10
Νότιο Αιγαίο	Ισχύς	202.90	0.00	0.00	0.50	0.23	203.63
	Αριθμός	48	0	0	1	16	65
Πελοπόννησος	Ισχύς	595.50	17.56	0.00	19.54	0.50	633.10
	Αριθμός	33	9	0	4	2	48
Στερεά Ελλάδα	Ισχύς	1620.10	78.10	0.00	0.00	0.00	1698.20
	Αριθμός	112	35	0	0	0	147
Σύνολο	Ισχύς	3715.01	424.95	8.00	107.73	2.30	4257.99
	Αριθμός	311	204	1	23	36	575

Σήμερα, μετά την ψήφιση του νόμου 2244/94, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ επιτρέπεται και για τους ιδιώτες, έτσι ώστε η παραγόμενη ενέργεια από αυτούς να απορροφάται από τη ΔΕΗ, με την ανάλογη αποζημίωση. Π.χ., κατά το τέλος του 2002 η ενέργεια από ΑΠΕ αγοράζοταν από το Σύστημα στην τιμή των 61-65 €/MWh, ενώ στα μη διασυνδεδεμένα νησιά η τιμή αυτή έφτανε τα 75-80 €/MWh (ανώτατο επιτρεπόμενο όριο) [1.4].

1.5.1 ΧΟΡΗΓΗΣΗ ΑΔΕΙΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΤΗ ΡΑΕ ΚΑΙ ΠΡΟΟΠΤΙΚΕΣ ΕΞΕΛΙΞΗΣ ΤΩΝ ΑΠΕ

Για την εγκατάσταση μιας μονάδας ηλεκτροπαραγωγής με ΑΠΕ, προβλέπεται χορήγηση σχετικής άδειας. Για την άδεια αυτή απαιτούνται μια σειρά από εγκρίσεις χωροθέτησης, επέμβασης και σύνδεσης με το ηλεκτρικό δίκτυο. Μετά τη θέσπιση ευνοϊκών κινήτρων για την ανάπτυξη των ΑΠΕ, οι αιτήσεις για χορήγηση άδειας εγκατάστασης αυξήθηκαν κατακόρυφα. Συγκεκριμένα, στο διάστημα 2-2001 (οπότε και ξεκίνησε η όλη διαδικασία) έως τις αρχές του 2003, στη ΡΑΕ υποβλήθηκαν 1288 αιτήσεις με θεωρητικό μέγεθος 15.722 MW, με αιχμή φορτίου όμως τα 9.000 MW. Στον πίνακα 1.4 φαίνεται η κατάσταση που επικρατούσε μέχρι τις αρχές του 2003 [1.4].

Πίνακας 1.4: Κατάσταση αιτήσεων αδειών για εγκατάσταση σταθμών με ΑΠΕ έως τις αρχές του 2003.

Τεχνολογία ΑΠΕ	Αιτήσεις Αριθμός αιτήσεων	Ισχύς (MW)	Θετική Γνώμη ΡΑΕ (MW)
Αιολικά	862	14.206	3.046
Μικρά Υδροηλεκτρικά	368	824	365
Φωτοβολταϊκά	17	7,3	2,2
Βιομάζα	35	350	108
Γεωθερμία	6	335	8
Σύνολο	1.288	15.722	3.529

Όπως φαίνεται και από τον Πίνακα 1.4 [1.4], η πλέον ώριμη και συμφέρουσα τεχνολογία ΑΠΕ είναι αυτή των αιολικών σταθμών. Το ενδιαφέρον για μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς είναι και αυτό έκδηλο. Οι τεχνολογίες της Γεωθερμίας και Βιομάζας είναι σχετικά νέες, ωστόσο κεντρίζουν το ενδιαφέρον των επενδυτών. Τα φωτοβολταϊκά συστήματα δεν έλκουν ιδιαίτερα το επενδυτικό ενδιαφέρον εξαιτίας του υψηλού τους κόστους.

Πέρα από τα παραπάνω, η ΡΑΕ διενέργησε μια μελέτη πρόβλεψης, σχετικά με την προοπτική εξέλιξης των ΑΠΕ στην Ελλάδα, έως το έτος 2010 [1.4]. Οι εκτιμήσεις που προκύπτουν στη μελέτη αυτή σχετικά με τις τεχνολογίες ΑΠΕ, πέραν των αιολικών και υδροηλεκτρικών μονάδων, δεν είναι ευοίωνες (βλ. Πίνακα 1.5).

Η χορήγηση άδειων παραγωγής, γίνεται μετά από αξιολόγηση των αιτήσεων, ακόμα και για έργα με τεχνολογίες ΑΠΕ. Με την αξιολόγηση των αιτήσεων για χορήγηση αδειών, επιδιώκεται η επίτευξη των προϋποθέσεων εκείνων που θα επιτρέψουν την άμεση και απρόσκοπτη πραγματοποίηση του έργου. Οι προϋποθέσεις αυτές σχετίζονται με την ενεργειακή αξιοποίηση πρωτογενούς μορφής ενέργειας, με την οικονομική βιωσιμότητα του έργου, στη χρηματοδοτική και τεχνική επάρκεια του φορέα, στις περιβαλλοντικές και χωροταξικές συνθήκες καθώς και στη δυνατότητα σύνδεσης στο δίκτυο. Η διαδικασία αξιολόγησης είναι σχετικά αυστηρή ώστε να χορηγούνται αρχικά άδειες σε όσα έργα μπορούν να ξεκινήσουν άμεσα, χωρίς να δημιουργηθεί σύγχυση από την ανεξέλεγκτη

αδειοδότηση, δίνοντας την απαραίτητα ώθηση για την αύξηση της ανταγωνιστικότητας των ΑΠΕ στην Ελλάδα.

Πίνακας 1.5: Προοπτικές εξέλιξης ΑΠΕ έως το έτος 2010 και συμμετοχή στη συνολική κατανάλωση.

	Εκτιμώμενη Εγκατεστημένη Ισχύς το 2010 (MW)	Εκτιμώμενη Παραγωγή Ενέργειας (GWh)	Συμμετοχή στη συνολική “πράσινη ενέργεια” (ΑΠΕ και Υδροηλεκτρικά) (%)	Συμμετοχή στη συνολική κατανάλωση (%)
Μεγάλα Υδροηλεκτρικά	3.500	4.906	43,70	6,50
ΑΠΕ Σύνολο				
Διασυνδεδεμένων	1.903	5.189	46,30	6,80
Αιολικά	1.500	3.740	33,30	4,90
Μικρά υδροηλεκτρικά	300	920	8,20	1,20
Βιομάζα	100	526	4,70	0,70
Φωτοβολταϊκά	3	4	0,00	0,00
Σύνολο Νησιών	352	1.120	10,00	1,50
Αιολικά	340	1.042	9,30	1,40
Γεωθερμία	10	74	0,70	0,10
Φωτοβολταϊκά	2	3	0,00	0,00
Σύνολο ΑΠΕ	2.555	6.309	56,30	8,30
Γενικό Σύνολο	5.755	11.214	100,00	14,80

Τα κριτήρια που λαμβάνονται υπόψη από τη ΡΑΕ για την αξιολόγηση και χορήγηση αδειών στους αιτούντες, είναι τα ακόλουθα [1.4]:

- Η ασφάλεια και προστασία του Συστήματος, του Δικτύου, των εγκαταστάσεων παραγωγής και του συνδεδεμένου εξοπλισμού.
- Η προστασία του περιβάλλοντος.
- Η αποδοτική παραγωγή και χρήση ηλεκτρικής ενέργειας.
- Η πρωτογενής πηγή ενέργειας και η τεχνολογία που προβλέπεται να χρησιμοποιηθεί.
- Οι τεχνικές, οικονομικές και χρηματοδοτικές δυνατότητες του Αιτούντος.
- Η ωριμότητα του έργου προκειμένου για άδεια παραγωγής.
- Οι υποχρεώσεις παροχής υπηρεσιών δημόσιας ωφέλειας.
- Ο μακροπρόθεσμος ενεργειακός προγραμματισμός της χώρας.
- Η προστασία των καταναλωτών.
- Οι επισημάνσεις άλλων δημόσιων αρχών σχετικά με τα θέματα εθνικής ασφάλειας.

1.5.2 ΙΔΙΑΙΤΕΡΟΤΗΤΕΣ ΤΟΥ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΗΛΕΚΤΡΟΔΟΤΗΣΗΣ

Ένα σημαντικό θέμα που πρέπει να επισημανθεί είναι οι ιδιαιτερότητες που παρουσιάζει η ηλεκτροδότηση των απομονωμένων νησιών της χώρας. Οι ιδιαιτερότητες αυτές εντοπίζονται κυρίως στην εποχιακή διακύμανση του φορτίου, όταν υπάρχει τουρισμός

το καλοκαίρι, στην ανάγκη διατήρησης σε κάθε σταθμό εφεδρείας δυναμικού, ώστε να αντεπεξέλθει σε πιθανή βλάβη, στις πιθανές βλάβες των υποβρυχίων καλωδίων, στην αστάθεια των μικρών συστημάτων λόγω της μεγάλης διακύμανσης της ζήτησης κλπ. Εξαιτίας όλων αυτών των λόγων χρειάζεται να ληφθεί σωστός προγραμματισμός για την κάλυψη εκτάκτων αναγκών. Για τα έτη 2000 – 2005 η ΔΕΗ προέβη σε μελέτες για τις ανάγκες των μέσου μεγέθους νησιών (Αντικύθηρα, Αστυπάλαια, Δονούσα, Ερεϊκούσα, Κάρπαθος, Κύθνος, Κως-Κάλυμνος, Μεγίστη, Μύκονος, Οθωνοί, Πάρος-Ιος, Σέριφος, Σίφνος, Σκύρος, Σύμη) καθώς και για τα μεγάλα νησιά (Κρήτη, Ρόδος), με σκοπό την εγκατάσταση νέων σταθμών για την κάλυψη των αναγκών αυτών. Για τα πρώτα ήδη εγκατασταθήκαν πρόσθετοι σταθμοί συνολικής ισχύος 50.586 kW για το 2001, ενώ για τα έτη 2003 – 2005 η αίτηση από τη ΔΕΗ αφορούσε σταθμούς συνολικής ισχύος 111 MW, με έναρξη το 2003. Για την Κρήτη, ο προγραμματισμός προέβλεπε νέο σταθμό στον Αθρινόλακκο, ισχύος 175-200 MW. Ακόμα, προβλεπόταν η εγκατάσταση αεροστροβίλου ισχύος 43,3 MW στον ατμοηλεκτρικό σταθμό Λινοπεραμάτων και τη μεταφορά άλλου αεροστροβίλου 15,5 MW από τη Ζάκυνθο. Για τη Ρόδο, η ΔΕΗ δεν αιτήθηκε εγκατάσταση νέου δυναμικού στο νησί έως τις αρχές του 2003 [1.4].

1.5.3 ΠΡΟΒΛΕΨΗ ΖΗΤΗΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

Χρήσιμο θα ήταν να εξετασθεί, σύντομα, η προοπτική της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρα μας και οι ευκαιρίες ανάπτυξης τεχνολογιών ΑΠΕ. Ήδη τα δύο τρίτα της συνολικής παραγωγής ηλεκτρισμού προέρχεται από την εκμετάλλευση των εγχώριων κοιτασμάτων λιγνίτη, σε μια προσπάθεια απεξάρτησης της χώρας από το πετρέλαιο (που διήρκεσε είκοσι χρόνια, 1975 – 1995). Στη χώρα μας, η ζήτηση σε ηλεκτρική ενέργεια αυξάνει με ετήσιο ρυθμό περίπου 4%, μεγαλύτερο από τον αντίστοιχο του Ακαθάριστου Εθνικού Προϊόντος, καθιστώντας την ηλεκτρική ενέργεια σε σημαντικό παράγοντα ανάπτυξης, σηματοδοτώντας παράλληλα την ανάγκη για νέες επενδύσεις [1.4].

Η προοπτική νέας εγχώριας ηλεκτροπαραγωγής σχεδιάζεται λαμβάνοντας υπόψη την ταχεία αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και την μακροχρόνια ανάγκη αντικατάστασης του παραγωγικού δυναμικού το οποίο φθάνει στο τέλος της οικονομικής του ζωής. Στις αρχές του 2000, η εγκατεστημένη συνολική δυναμικότητα των μονάδων ηλεκτρικής ενέργειας ήταν περίπου 11.000 MW. Εκτιμάται ότι μέχρι το 2030 η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας θα αυξηθεί κατά περίπου 93%. Αυτό σημαίνει την ένταξη στο σύστημα νέων μονάδων περίπου των 500 – 550 MW κατά μέσο όρο και έτος. Η εξέλιξη της εγκατεστημένων μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας έως το έτος 2030, φαίνεται στον Πίνακα 1.6, όπου διακρίνονται και η αιχμή ζήτησης και η συμμετοχή κάθε τύπου ηλεκτροπαραγωγής στη συνολική παραγωγή [1.4].

Πίνακας 1.6: Εκτίμηση εξέλιξης της εγκατεστημένης ισχύος των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής.

Ονομαστική Ισχύς Σταθμών Ηλεκτροπαραγωγής (MW)	1995	2000	2005	2010	2020	2030
Στερεών καυσίμων	4.533	4.900	5.250	5.132	5.984	8.104
Συμβατικοί Θερμικοί	2.009	2.267	2.349	2.349	1.950	979
Φυσικού Αερίου - Συνδυασμένου κύκλου	275	845	2.022	4.166	6.482	6.972
Μονάδες Αιχμής	221	361	857	1.054	1.255	1.726
Μεγάλα Υδροηλεκτρικά	2.244	2.397	2.482	2.658	2.658	3.040
ΑΠΕ	33	202	896	1.114	2.503	3.511
Σύνολο	9.314	10.974	13.855	16.472	20.833	24.332
Αιχμή ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας	6.060	8.704	10.612	13.179	16.974	21.041

Προβλέπεται επίσης ότι μετά το 2007 η ένταξη της ισχύος των ΑΠΕ γίνεται για την ανάπτυξη του ανταγωνισμού στην αγορά της ηλεκτρικής παραγωγής, χωρίς προνόμια. Ωστόσο, στο σενάριο αυτό η ανάπτυξη των ΑΠΕ υστερεί σε σχέση με την ευρωπαϊκή οδηγία για τις ΑΠΕ. Κύρια συμμετοχή στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρα μας προβλέπεται να έχουν τα μεγάλα θερμικά εργοστάσια ηλεκτροπαραγωγής και οι σταθμοί που θα χρησιμοποιούν φυσικό αέριο [1.4].

Περισσότερες λεπτομέρειες για τη διάρθρωση της εγχώριας ηλεκτροπαραγωγής για τα έτη 1995 έως 2030 φαίνεται στον Πίνακα 1.7 [1.4].

Πίνακας 1.7: Εκτίμηση εξέλιξης της εγκατεστημένης ισχύος των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής.

Προέλευση Ηλεκτρικής Ενέργειας	Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας									
	1995		2000		2010		2020		2030	
	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)
Στερεά καύσιμα	28.020	67,9	30.685	57,7	35.856	47,4	38.109	43,4	47.711	48
Συμβατικοί Θερμικοί	8.134	19,7	12.597	23,7	7.567	10	6.742	7,7	4.403	4,4
Φυσικό Αέριο -										
Συνδυασμένος κύκλος	407	1	3.977	7,5	22.020	29,1	30.266	34,5	32.194	32,4
Μονάδες Αιχμής (και σε νησιά)	1.167	2,8	1.738	3,3	2.420	3,2	2.788	3,2	2.775	2,8
Μεγάλα Υδροηλεκτρικά	3.528	8,5	3.690	6,9	5.651	7,5	5.151	5,9	5.865	5,9
ΑΠΕ	34	0,1	453	0,9	2.203	2,9	4.669	5,3	6.517	6,6
Σύνολο	41.291		53.139		87.724		87.724		99.464	

Αυτό που διακρίνεται στους πίνακες αυτούς, είναι ότι το φυσικό αέριο φαίνεται να κερδίζει συνέχεια έδαφος και, από το 2012 έως το 2030, η χρησιμοποίηση του λιγνίτη αυξάνεται σταδιακά, ενώ η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στηρίζεται σε μεγάλο ποσοστό στα στερεά καύσιμα. Σχετικά με τις τεχνολογίες ΑΠΕ, όμως, αυτό που παρατηρείται είναι ότι βρίσκονται σε χαμηλά επίπεδα, καλύπτοντας λίγο περισσότερο από το 5% της συνολικής παραγωγής. Αν κάτι τέτοιο συνεχίσει να υφίσταται, θα υπάρξουν σημαντικές αποκλίσεις από την ευρωπαϊκή οδηγία 2001/77.

1.5.4 Η ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΤΗΣ ΕΛΛΑΔΑΣ

Πιο συγκεκριμένα για τα υδροηλεκτρικά έργα, μέχρι και το 1950 η ανάπτυξη του υδροδυναμικού περιορίστηκε στους υδρόμυλους και σε μικρές υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις που έγιναν από ιδιώτες. Το 1950 ιδρύεται η ΔΕΗ και αποκτά με τον Ν.1468/1950 και το ΒΔ.28.1.51 το αποκλειστικό προνόμιο αξιοποίησης του υδατικού δυναμικού για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, με την υποχρέωση όμως να συνδυάζει κατά το δυνατό την εξυπηρέτηση πολλαπλών σκοπών, όπως την ικανοποίηση αρδευτικών και υδρευτικών αναγκών, αντιπλημμυρική προστασία κλπ. [1.6].

Μέχρι το 1960 οι μελέτες του υδροδυναμικού σκόπευαν αποκλειστικά στα συγκεκριμένα έργα που κατασκευάστηκαν εκείνη τη περίοδο (Άγρας, Λούρος, Λάδωνας). Το 1960 συγκεντρώθηκαν στοιχεία από παλαιότερες μελέτες, δημοσιεύσεις και προτάσεις και περιλήφθηκαν σε δεκάτομη εργασία με τίτλο “Ερευνα Υδροδυναμικού Ελλάδος” στα πλαίσια μιας συστηματικής αντιμετώπισης του θέματος. Τα αποτελέσματα συνοψίζονται στο μέσο ετήσιο θεωρητικό επιφανειακό δυναμικό, ίσο με 85500 GWh και στο μέσο ετήσιο

τεχνικά και οικονομικά εκμεταλλεύσιμο γνωστό επιφανειακό δυναμικό, ίσο με 15500 GWh [1.6].

Μετά το 1960 αρχίζει η ορθολογική υδροηλεκτρική αξιοποίηση της Ελλάδας με την κατασκευή μεγάλων σταθμών και την ραγδαία αύξηση της υδροηλεκτρικής παραγωγής. Μπορούμε να πούμε πως η υδροηλεκτρική παραγωγή έγινε ιδιαίτερα αισθητή σε δύο περιόδους: Η πρώτη μεταξύ 1966 και 1975 (από 1700 σε 2700 GWh) και η δεύτερη μεταξύ 1980 και 1990. Η δεύτερη περίοδος έχει και μεγάλη καινοτομική σημασία αφενός επειδή κατασκευάστηκε ο πρώτος αντλητικός ΥΗΣ στον Σφηκιά (οι μονάδες του δηλαδή είναι αναστρέψιμες) και αφετέρου επειδή τότε άρχισε η μελέτη και κατασκευή μικρών υδροηλεκτρικών σταθμών. Το 1992 το εκμεταλλεύσιμο υδροδυναμικό έχει ήδη φθάσει τα 20000 GWh το μεγαλύτερο μέρος του οποίου βρισκόταν στη Δυτική Στερεά Ελλάδα, στην Ήπειρο, στη Δυτική Μακεδονία και στη Δυτική Θράκη [1.6].

Μεγάλη ανάπτυξη για τα μικρά υδροηλεκτρικά παρατηρήθηκε το 1994 καθώς πλήθος αιτήσεων άρχισαν να συσσωρεύονται στη ΡΑΕ και στο Υπουργείο Ανάπτυξης, με σκοπό την κατασκευή μικρών ΥΗΣ συνολικής εγκατεστημένης ισχύος της τάξης των 600 MW. Η ΔΕΗ αυτή τη στιγμή λειτουργεί περίπου 15 μεγάλα και 7 μικρά με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 3060 MW που κατά το ξηρό έτος 2002 παρήγαγαν 3.381 TWh (βλ. Πίνακα 1.6) ενώ κατά το 2003 το μέγεθος αυτό προσέγγισε τις 5.000 TWh [1.12].

Πίνακας 1.8: Μεγάλα και μικρά υδροηλεκτρικά εκμεταλλεζόμενα από την ΔΕΗ

Περιφέρεια	Όνομα σταθμού	Ισχύς σε MW	Παραγωγή 2002 σε TWh
Ανατολική Μακεδονία & Θράκη	Θησαυρός	384,0	0,568
	Πλατανόβρυση	116,0	0,140
Δυτική Ελλάδα	Κρεμαστά	437,0	0,512
	Καστράκι	320,0	0,374
	Στράτος	150,0	0,174
	Στράτος II	6,2	0,008
	Γλαύκος	3,7	0,011
Δυτική Μακεδονία	Πολύφυτο	375,0	0,266
Ήπειρος	Λούρος	10,3	0,032
	Πουρνάρι	300,0	0,223
	Πουρνάρι II	33,6	0,033
	Πηγές Αώου	210,0	0,131
Θεσσαλία	Ταυρωπός	130,0	0,115
	Άγιος Ιωάννης	0,7	0,001
	Βέρμιο	1,8	0,005
	Άγρας	50,0	0,022
Κεντρική Μακεδονία	Εδεσσαίος	19,0	0,018
	Μακροχώρι	10,8	0,018
	Ασώματα	108,0	0,090
	Σφηκιά	315,0	0,441

Κρήτη	Αγιά	0,3	0,001
	Αλμυρός	0,3	0,001
Πελοπόννησος	Λάδωνας	70,0	0,188
Στερεά Ελλάδα	Γκιώνα	8,5	0,009
Σύνολο		3060,2	3,381

Από τους παραπάνω σταθμούς, ο μικρός ΥΗΣ του Στράτου συνδυάζεται με την άρδευση του κάμπου κατάντι του φράγματος του ΥΗΕ Στράτου ενώ ο μικρός ΥΗΣ της Γκιώνας εκμεταλλεύεται την παροχή του υδαταγωγού του Μόρνου στο άκρο της σήραγγας της Γκιώνας. Μεταξύ των μικρών ΥΗΕ που ήδη λειτουργούν στον ελληνικό χώρο θα πρέπει να αναφερθούν και αυτά διαφόρων Ι. Μονών του Αγίου Όρους (όπως Ι.Μ. Γρηγορίου, Δωνυσίου, Σίμωνος Πέτρας κ.ά.) τα οποία εξυπηρετούν αυτόνομα ηλεκτρικά δίκτυα και τα οποία είναι όλα της κατηγορίας των micro και έχουν ισχύ από 10 ως 130 KW.

Επίσης τα έργα που φαίνονται στον Πίνακα 1.9 έχουν προγραμματιστεί για εμπορική λειτουργία το 2010 με συνολική ενεργειακή απολαβή 1.582 TWh. Με δεδομένο ότι ορισμένα από τα έργα είναι πολλαπλού σκοπού, η υλοποίησή τους δεν εξαρτάται αποκλειστικά από τη στρατηγική μεσοπρόθεσμων προτεραιοτήτων της ΔΕΗ. Παρά την πολιτική της ΔΕΗ που σε κάποιο βαθμό αποκλίνει από την υλοποίηση μεγάλων υδροηλεκτρικών έργων που είναι συνυφασμένη με σημαντικό κεφαλαιουχικό κόστος, η Κυβέρνηση αποφάσισε το 2003 να δώσει δημόσια επιχορήγηση για τον Ιλαρίωνα.

Πρέπει να σημειωθεί ότι ο ρυθμός εντάξεως μεγάλων υδροηλεκτρικών έργων συνυφασμένων όχι μόνο με σοβαρό κεφαλαιουχικό κόστος αλλά και περιβαλλοντικές εναντιώσεις και έντονη διακύμανση δυναμικότητας δεν θα μπορέσει να συμβαδίσει με την αναμενόμενη αύξηση της ζήτησης. Έτσι κατά το 2010 η συμβολή τους θα έχει υποχωρήσει στο 6,1% ακόμη και αν έχουν ενταχθεί στο σύστημα όλα τα έργα του Πίνακα 1.9 [1.12].

Πίνακας 1.9: Υδροηλεκτρικά έργα προγραμματισμένα για εμπορική λειτουργία έως το 2010

Περιφέρεια	Όνομα έργου	Ισχύς σε MW	Μέση παραγωγή σε TWh/έτος
Κεντρική Μακεδονία	Ιλαρίωνας	120,0	0,413
	Αγία Βαρβάρα-Αλιάκμων	0,7	0,004
Δυτική-Στερεά Ελλάδα	Συκιά	126,5	0,296
Θεσσαλία	Πευκόφυτο	160,0	0,340
	Μεσοχώρα	161,6	0,384
Ανατολική Μακεδονία	Τέμενος	19,0	0,060
Ήπειρος	Μετσοβίτικος	25,0	0,058
Θεσσαλία	Σμώκοβο	10,0	0,027
Σύνολο		622,8	1,582

Σήμερα δύο μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα βρίσκονται σε προκαταρκτική φάση υλοποίησης από άλλες εταιρίες. Τα βασικά στοιχεία τους δίνονται στον Πίνακα 1.10 [1.12].

Πίνακας 1.10: Μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα εκτός ΔΕΗ σε πρώιμο στάδιο υλοποίησης

Περιφέρεια	Όνομα έργου	Ισχύς σε MW	Παραγωγή σε TWh/έτος
Ήπειρος	Άγιος Νικόλαος- Αραχθός	93	0.320
Στερεά Ελλάδα	Αυλάκι- Αχελώος	60	0.250
Σύνολο		153	0,570

Επίσης υπάρχουν ήδη 24 μικρά υδροηλεκτρικά έργα εκτός ΔΕΗ συνολικής ισχύος 18,83 MW και παραγωγικής δυναμικότητας 0,064 TWh όπως φαίνεται στον Πίνακα 1.11 [1.12].

Πίνακας 1.11: Μικρά υδροηλεκτρικά έργα εκτός ΔΕΗ σε λειτουργία

Περιφέρεια	Δυναμικότητα (MW)	Αριθμός μονάδων
Ανατολική Μακεδονία και Θράκη	0,94	1
Κεντρική Μακεδονία	6,45	11
Ήπειρος	1,79	3
Θεσσαλία	2,40	3
Δυτική Ελλάς	5,12	3
Στερεά Ελλάς	1,13	2
Πελοπόννησος	1,00	1
Σύνολο	18,83	24

Στο απομονωμένο ηλεκτρικό σύστημα της Ικαρίας βρίσκεται σε φάση κατασκευής από τη ΔΕΗ υβριδικό σχήμα αποτελούμενο από τυπική υδροηλεκτρική μονάδα συζευγμένη με δύο αντλησιοταμιευτήρες ισχύος 3,8 MW και βοηθούμενο από αιολικό πάρκο 2,4 MW για την παραγωγή περίπου 0,014 TWh/έτος [1.12].

Τυπικά κόστη μικρών υδροηλεκτρικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας φαίνονται στον Πίνακα 1.12 [1.13].

Πίνακας 1.12: Τυπικά κόστη για τα μικρά υδροηλεκτρικά

Τυπικά κόστη μικρών υδροηλεκτρικών	
Κόστος υδροστροβίλου	400-550 €/KW
Κόστος έργου	900-4.500 €/KW
Τυπικά κόστη για την Ελλάδα	1.500 €/KW για μικρά υδροηλεκτρικά σε υδατορρεύματα 1.100 €/KW για μικρά υδροηλεκτρικά σε υδραυλικά δίκτυα
Ανηγμένη τιμή κιλοβατώρας	0,045-0,15 €/KWh

1.5.5 ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΣΥΝΕΙΣΦΟΡΑ ΑΠΟ ΤΗΝ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΜΙΚΡΩΝ ΥΔΑΤΟΠΤΩΣΕΩΝ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

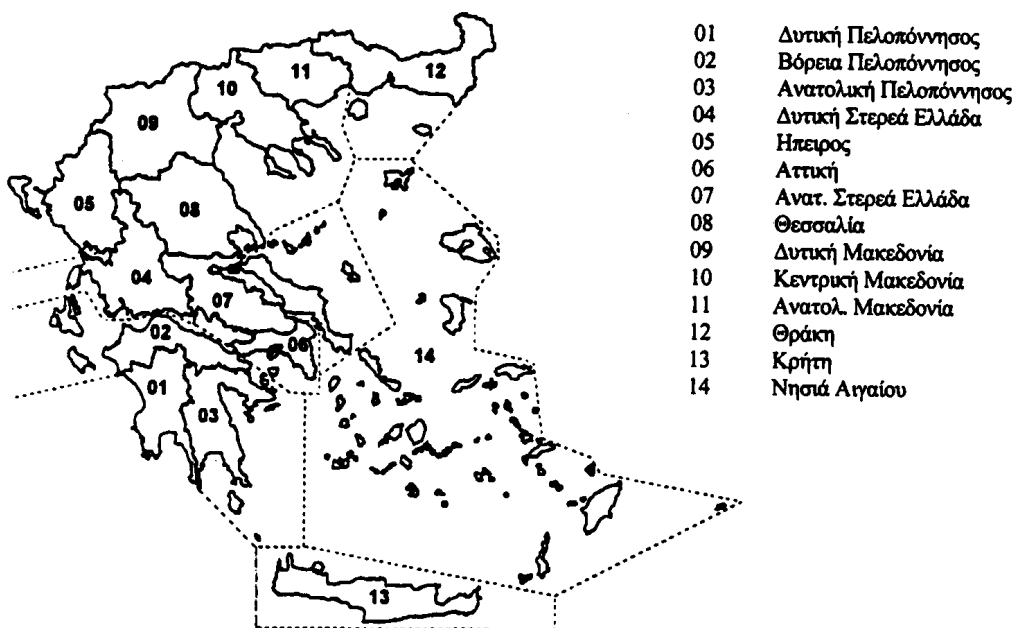
Στην παράγραφο αυτή εξετάζεται η εκτιμώμενη ενεργειακή συνεισφορά που θα ήταν δυνατό να προκύψει από την αξιοποίηση των μικρών υδατοπτώσεων της Ελλάδας. Θα πρέπει εδώ να αναφερθεί ότι για την Ελλάδα δεν έχει γίνει ολοκληρωμένη μελέτη καταγραφής όλων των δυνατών θέσεων όπου θα μπορούσε να λειτουργήσει ένα μικρό ΥΗΕ και ότι οι θέσεις που έχουν ήδη καταγραφεί δεν έχουν ακόμη όλες αξιολογηθεί οικονομοτεχνικά.

Το οικονομοτεχνικά εκμεταλλεύσιμο ετήσιο υδροδυναμικό της χώρας μας εκτιμάται ότι είναι της τάξεως του 20,7. 109 KWh/έτος. Το 1997, με εγκατεστημένη ισχύ των ΥΗΕ της τάξεως των 2730 MW, η παραγωγή υδροηλεκτρικής ενέργειας από το σύνολο των εγκατεστημένων ΥΗΕ έφθασε τα 4,072.109 KWh/έτος, δηλαδή αξιοποιήθηκε το 19,3% περίπου του οικονομικά εκμεταλλεύσιμου υδροδυναμικού. Το ποσοστό συμμετοχής της υδροηλεκτρικής ενέργειας στο σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας ήταν της τάξεως του 10,4 % ενώ η εγκατεστημένη ισχύς των ΥΗΕ ανήρχετο στο 27,7 % της συνολικά εγκατεστημένης ισχύος των μονάδων παραγωγής της ΔΕΗ. Από τα στοιχεία αυτά προκύπτει ο χαρακτήρας των μεγάλων ΥΗΕ τα οποία καλύπτουν κυρίως τις αιχμές ζήτησης του δικτύου της ΔΕΗ, έχοντας χαμηλή τιμή του συντελεστού φορτίου.

Η καταγραφή και αξιολόγηση όλων των μικρών υδατοπτώσεων της Ελλάδας και ο καθορισμός των θέσεων που προσφέρονται για υδροηλεκτρική αξιοποίηση δεν έχει ολοκληρωθεί παρά τις προσπάθειες που έγιναν κατά το παρελθόν (κυρίως από την ΔΕΗ) και άλλες που βρίσκονται σε εξέλιξη, λόγω του μεγάλου πλήθους των θέσεων και της έλλειψης συστηματικών υδρολογικών στοιχείων. Η μόνη περιοχή της Ελλάδας στην οποία έγινε συστηματική διερεύνηση του υδροηλεκτρικού δυναμικού με οικονομοτεχνική αξιολόγηση όλων των θέσεων είναι η Κρήτη. Αυτό έγινε δυνατό χάρη στις από 25ετίας περίπου συστηματικές μετρήσεις της παροχής όλων των επιφανειακών υδάτων.

Για τα υπόλοιπα 13 Υδατικά Διαμερίσματα της Ελλάδας (Σχήμα 1.2), η εκτίμηση του υδροδυναμικού προκύπτει από θεωρητικούς υπολογισμούς οι οποίοι βασίζονται:

- σε τοπογραφικούς χάρτες υπό κλίμακα 1 :400.000
- σε χάρτες των ατμοσφαιρικών κατακρημνισμάτων (βροχοπτώσεων και χιονοπτώσεων) που συντάσσει η ΔΕΗ, θεωρώντας ότι το 50% των κατακρημνισμάτων διατηρείται στην επιφάνεια του εδάφους και άρα θα είναι δυνατόν να αξιοποιηθεί για υδροηλεκτρική παραγωγή
- στα στοιχεία από την εκμετάλλευση των ήδη εν λειτουργία μικρών ΥΗΣ
- σε διορθωτικούς συντελεστές από την αξιολόγηση της λειτουργίας μικρών ΥΗΕ στον Ευρωπαϊκό χώρο



Σχήμα 1.2: Τα 14 υδατικά διαμερίσματα της Ελλάδας

Στον Πίνακα 1.13 δίνεται το συνολικό υδροδυναμικό των 14 υδατικών διαμερισμάτων της Ελλάδας όπως αυτό εκτιμάται με βάση θεωρητικές και στατιστικές προσεγγίσεις.

Πίνακας 1.13: Υδροδυναμικό των 14 υδατικών διαμερισμάτων της Ελλάδας

α/α	Υδατικό Διαμέρισμα	Επιφάνεια (km ²)	Θεωρητικό Υδροδ/κό (GWh/έτος)	Αναγν. Υδροδ/κό (GWh/έτος)	Τεχνικά αξιοποιήσιμο Υδροδ/κό (GWh/έτος)	Οικονομικά αξιοποιήσιμο Υδροδ/κό (GWh/έτος)
1	Δ.Πελοπόννησος	7771	7210	460,0	1670	1260
2	Β.Πελοπόννησος	6596	4290	325,7	755	557
3	Αν.Πελοπόννησος	8702	4300	32,2	570	417
4	Δ.Στερεά Ελλάδα	10420	14880	3860,5	5500	4200
5	Ήπειρος	10275	15642	2432,0	6250	4830
6	Αττική	3326	282	20,8	9	5
7	Αν.Στερεά Ελλάδα	11923	5090	128,0	551	390
8	Θεσσαλία	13148	6010	567,0	665	468
9	Δ.Μακεδονία	13404	10444	1967,1	2240	1670
10	Κ.Μακεδονία	10388	2800		185	123
11	Αν.Μακεδονία	7342	2270	102,5	175	118
12	Θράκη	10894	6783	694,6	1489	1110
13	Κρήτη	8330	4600	81,6	610	446
14	Νησιά Αιγαίου	9060	400	2,0	11	6
	ΣΥΝΟΛΟ	131579	85001	10774,0	20680	15600

Από στοιχεία προκύπτει ότι το ετήσιο οικονομοτεχνικά αξιοποιήσιμο υδροδυναμικό της Ελλάδας είναι της τάξεως των 15.600 GWh. Από μελέτη της ΔΕΗ του 1975 είχε υπολογισθεί ότι το ετήσιο υδροδυναμικό των μεγάλων και μεσαίου μεγέθους υδατοπτώσεων είναι της τάξεως των 13.000 GWh. Το οικονομοτεχνικά αξιοποιήσιμο υδροδυναμικό ισχύος μέχρι 10 MW εκτιμάται ότι είναι της τάξεως των 2.000 GWh, εκ των οποίων οι 10500 GWh περίπου αντιστοιχούν σε έργα εγκατεστημένης ισχύος μέχρι 5 MW. Η εκτίμηση της κατανομής του υδροδυναμικού εγκατεστημένης ισχύος μέχρι 5 MW δίνεται στον πίνακα 1.14 ανά υδατικό διαμέρισμα.

Πίνακας 1.14: Επιφάνεια και υδροδυναμικό μικρών ΥΗΕ εγκατεστημένης ισχύος μέχρι 5 MW των υδατικών διαμερισμάτων της Ελλάδας

α/α	Υδατικό Διαμέρισμα	Επιφάνεια (km ²)	Υδροδ/κό (GWh/έτος)	Ποσοστό %	Πυκνότητα Ενέργειας 10 ³ (GWh/έτος·km ²)
1	Δ.Πελοπόννησος	7771	125	7,9	16,00
2	Β.Πελοπόννησος	6596	55	3,5	8,34
3	Αν.Πελοπόννησος	8702	40	2,5	4,60
4	Δ.Στερεά Ελλάδα	10420	420	26,6	40,31
5	Ήπειρος	10275	485	30,7	47,20
6	Αττική	3326	3	0,2	0,90
7	Αν.Στερεά Ελλάδα	11923	40	2,5	3,35
8	Θεσσαλία	13148	37	2,3	2,81
9	Δ.Μακεδονία	13404	165	10,4	12,31
10	Κ.Μακεδονία	10388	15	0,9	1,44
11	Αν.Μακεδονία	7342	40	2,5	5,44
12	Θράκη	10894	95	6,0	8,72
13	Κρήτη	8330	45	2,8	5,40
14	Νησιά Αιγαίου	9060	15	0,9	1,65
	ΣΥΝΟΛΟ	131579	1580	100	12,00

Όπως αναμενόταν οι δυτικές περιοχές της χώρας είναι οι περισσότερες πλούσιες σε υδροδυναμικό λόγω των περισσότερων υδατοπτώσεων και του πλέον έντονου ανάγλυφου [Παπαντώνης].

1.5.6 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΓΙΑ ΤΟΝ ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΧΩΡΟ

Από τα στοιχεία που αναφέρθηκαν προκύπτει ότι υπάρχει σημαντικό περιθώριο ανάπτυξης μικρών ΥΗΕ στην Ελλάδα και ότι, παρά τις προσπάθειες της ΔΕΗ τα τελευταία χρόνια, ο ρυθμός κατασκευής τους δεν είναι ικανοποιητικός, όπως συνέβη εξάλλου και σε όλες τις χώρες στις οποίες η ανάπτυξη των μικρών ΥΗΕ ανετέθη αποκλειστικά στην εθνική επιχείρηση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, όπως είναι η ΔΕΗ, όπως ίσχυε και στην Ελλάδα μέχρι το 1985.

Όπως προκύπτει από τον πίνακα 1.14 και το σχήμα 1.1 η Ελλάδα έχει αξιόλογο υδροδυναμικό μικρής ισχύος με σημαντικά περιθώρια ανάπτυξης αλλά πολύ μικρό βαθμό αξιοποίησης, σε αντίθεση με ορισμένες, ευρωπαϊκές κυρίως χώρες, που λόγω παράδοσης και τεχνογνωσίας, έχουν επιτύχει υψηλό βαθμό αξιοποίησης του υδροδυναμικού τους.

Θα πρέπει επίσης να αναφερθεί ότι η μορφολογία της Ελλάδας ευνοεί τη διαμόρφωση ταμιευτήρων με υψηλή ρυθμιστική ικανότητα ενώ αντίθετα η έλλειψη μεγάλων ποταμών με κατά το δυνατόν συνεχή και ομοιόμορφη παροχή δεν επιτρέπει την κατασκευή μεγάλων ΥΗΕ βάσεως. Για τους λόγους αυτούς τα μεγάλα ΥΗΕ της χώρας μας, χρησιμεύουν κυρίως για την κάλυψη των φορτίων αιχμής του δικτύου. Αντίθετα, η ορεινή επιφανειακή διαμόρφωση της χώρας μας ευνοεί τον σχηματισμό μικρών υδατοπτώσεων με ευνοϊκά χαρακτηριστικά για οικονομική εκμετάλλευσή, μεγάλη δηλαδή διαθέσιμη υδραυλική πτώση.

Επιπλέον, οι περιπτώσεις για την ανάπτυξη μεγάλων ΥΗΣ είτε έχουν πλέον ήδη εκμεταλλευτεί είτε αντιμετωπίζουν προβλήματα και αντιδράσεις από τις τοπικές κοινότητες ως επιζήμιες για το φυσικό περιβάλλον. Τελικά, μπορεί να ειπωθεί πως οι μικροί ΥΗΣ είναι αυτή την στιγμή ο πιο αποδοτικός και σίγουρος τρόπος για την αύξηση της παραγόμενης υδροηλεκτρικής ενέργειας που παρέχεται στην αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι συνθήκες που επικρατούν στον ελληνικό χώρο στη σημερινή εποχή, δεν είναι όμως οι πλέον ιδανικότερες για την ανεμπόδιστη ανάπτυξη των τεχνολογιών ΑΠΕ. Οι ιδιαιτερότητες του θεσμικού πλαισίου που διέπουν το σύστημα ηλεκτροδότησης και οι καταστάσεις που ανέκυψαν μετά την απελευθέρωση της αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας, αποτελούν παράγοντες που ενισχύουν αυτήν την άποψη. Τα κρατικά μονοπώλια συνεχίζουν να υπερτερούν εις βάρος της ανάπτυξης υγιούς ανταγωνισμού, γεγονός που δεν επιτρέπει την άμεση εκδήλωση επενδυτικού ενδιαφέροντος που αφορά τις τεχνολογίες ΑΠΕ. Ενδιαφέρον, ωστόσο, θα είχε να παρατηρηθεί η εξέλιξη της κατάστασης, μετά από την παρέμβαση της ευρωπαϊκής επιτροπής με την κοινοτική οδηγία 2001/77, η οποία ουσιαστικά θέτει σε προτεραιότητα τη χρήση ΑΠΕ σε όλες τις χώρες- μέλη και συγκεκριμένα, για την περίπτωση των μικρών υδροηλεκτρικών, βάζει ως στόχο την αύξηση της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος της χώρας μας κατά 4500 MW (50%) μέχρι και το έτος 2010 (RAE,2003).

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ 1^{ου} ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ

- [1.1] Β. Σταμπολίδης, “Αξιολόγηση επενδυτικών σχεδίων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά συστήματα”, Διπλωματική εργασία, Πολυτεχνείο Κρήτης, Χανιά 2005.
- [1.2] Β. Παπαδιάς, Γ. Κονταξής, “Ηλεκτρική Οικονομία”, Σημειώσεις μαθήματος, ΕΜΠ, Αθήνα 2003
- [1.3] LYST A.E., “Έρευνα αγοράς αιολικών και μικρών υδροηλεκτρικών σταθμών”, ΣΝΕΝΤΕΡ ΕΛΕΚΤΡΙΚ Α.Ε., Απρίλιος- Ιούλιος 2000
- [1.4] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ), “Έκθεση πεπραγμένων Ιούλιος 2000 – Δεκέμβριος 2002”, Εκδόσεις Γαβρηλίδης, 2004.
- [1.5] Μιχ. Π. Παπαδόπουλος, “Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας”, Σημειώσεις μαθήματος, ΕΜΠ, Αθήνα 1997.
- [1.6] Δ.Ι. Χαρδάκη, “Μεθοδολογία Στοχαστικής Προσομοίωσης Μικρών Υδροηλεκτρικών Έργων”, Διπλωματική Εργασία, ΕΜΠ, Αθήνα 1992.
- [1.7] Α. Βλάχου, “Περιβάλλον και φυσικοί πόροι, οικονομική θεωρία και πολιτική”, Εκδόσεις Κρητική Α.Ε., Αθήνα 2001
- [1.8] Ενεργειακό Κέντρο Νομού Τρικάλων, “Μικροί Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί: Δυνατότητες και Προοπτικές”, Ημερίδα, 16/09/1998
- [1.9] <http://www.rae.gr>, Accessed on 03/03/2005
- [1.10] <http://www.cres.org>, “Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΚΑΠΕ)”, Accessed on 03/03/2005
- [1.11] <http://www.hellasres.gr/Greek/THEMATA/ARTHRA/Greenpeace.htm>, Accessed on 03/03/2005
- [1.12] http://www.ypan.gr/docs/2national_report_october_2003.doc, “Ελληνική Δημοκρατία, Υπουργείο Ανάπτυξης”, Accessed on 23/04/2005
- [1.13] <http://www.ekpaa.gr/documents/NCESD-GR-EnergyEnvironmentBusiness.pdf>, “Εθνικό Κέντρο Περιβάλλοντος και Αειφόρου Ανάπτυξης”, Accessed on 19/05/2005

ΜΙΚΡΑ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΑ ΕΡΓΑ

2.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Η υδροηλεκτρική ενέργεια είναι μια από τις ωριμότερες μορφές ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, παρέχοντας περισσότερο από 19% της παγκόσμιας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας μέσω μεγάλων και μικρών υδροηλεκτρικών εγκαταστάσεων. Χώρες όπως η Βραζιλία, οι Ηνωμένες Πολιτείες, ο Καναδάς και η Νορβηγία παράγουν σημαντικά ποσά ενέργειας από μεγάλες υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις. Επίσης, σε πολλές περιοχές ανά τον κόσμο, υπάρχουν σε λειτουργία σημαντικός αριθμός μικρών υδροηλεκτρικών εγκαταστάσεων παραγωγής ενέργειας. Στην Κίνα, παραδείγματος χάριν, περισσότερο από 19.000 MW ηλεκτρικής ενέργειας παράγονται από 45.000 μικρές υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις.

Οι μεγάλοι υδροηλεκτρικοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής βρίσκονται πλέον στο στόχαστρο ορισμένων περιβαλλοντικών και άλλων οργανώσεων λόγω των δυσμενών επιπτώσεων που μπορεί να έχουν στο περιβάλλον. Η κριτική αυτή, δόκιμη και τεκμηριωμένη εν πολλοίς, ενίοτε συμπαρασύρει δυστυχώς και τα μικρότερης κλίμακας έργα που δεν μοιράζονται τις αρνητικές συνέπειες των γιγάντων συγγενών τους. Έτσι, προκειμένου να ξεχωρίσει η ήρα από το στάρι, πολλές χώρες έθεσαν όρια ισχύος για να καθορίσουν τι νοείται ως μικρό υδροηλεκτρικό. Παρόλα ταύτα, δεν υπάρχει κανένας παγκοσμίως αποδεκτός ορισμός της έκφρασης μικρό υδροηλεκτρικό, καθώς ανάλογα με την κάθε περιοχή και χώρα μπορεί να κυμανθεί, όσο αφορά το μέγεθος της εγκατεστημένης ισχύος, από μερικά kW σε 50 ή και περισσότερα MW. Έτσι, η Central Electricity Authority - India θεωρεί μικρούς τους σταθμούς εγκατεστημένης ισχύος κάτω των 15 MW, mini εκείνους με ισχύς κάτω των 2 MW και micro τους έχοντες ισχύ κάτω των 100 KW. Το όριο των 15 MW για τους μικρούς ΥΗΣ χρησιμοποιούν και οι ΗΠΑ. Στη χώρα μας, αλλά και στην πλειοψηφία των περιπτώσεων, το όριο χαράχθηκε στα 10 MW. Τα συστήματα κάτω του 1 MW χαρακτηρίζονται ως μίνι υδροηλεκτρικά, κάτω των 100 KW μικρο υδροηλεκτρικά και κάτω του 1 KW πίκo υδροηλεκτρικά [2.8].

Διεθνώς, η εγκατεστημένη ισχύς των μικρών συστημάτων υδροηλεκτρικής παραγωγής ενέργειας κυμαίνονται σε μέγεθος από 1 MW σε 50 MW, με εγκαταστάσεις που κυμαίνονται μεταξύ 100 kW ως 1 MW να αναφέρονται ως mini υδροηλεκτρικά και εγκαταστάσεις κάτω από 100 kW να αποκαλούνται micro υδροηλεκτρικά. Στα επόμενα κεφάλαια, θα χρησιμοποιήσουμε αυτόν τον διαχωρισμό.

Το όριο διάκρισης μεταξύ μικρών και μεγάλων ΥΗΕ έχει σημασία και από πλευράς διαδικασιών και αδειοδοτήσεων καθώς για τα μικρά ΥΗΕ προβλέπονται διαδικασίες απλούστερες ενώ σε ορισμένες χώρες, όπως στην Ελλάδα, ένα μεγάλο ΥΗΕ δεν μπορεί να κατασκευαστεί παρά μόνο από την ΔΕΗ.

Το μέγεθος της εγκατάστασης, εντούτοις, δεν είναι πάντα ένας καλός δείκτης της οικονομικής απαίτησης του έργου. Παραδείγματος χάριν, ένα μικρό υδροηλεκτρικό 20 MW, με μικρή στάθμη ύδατος (ή μικρή υψομετρική διαφορά) είναι κάθε τι άλλο παρά μικρό καθώς

οι εγκαταστάσεις με χαμηλή υψομετρική διαφορά γενικά χρησιμοποιούν πολύ μεγαλύτερους όγκους ύδατος, και απαιτούν μεγαλύτερους υδροστροβίλους σε σχέση με τις εγκαταστάσεις με υψηλή υψομετρική διαφορά.

2.2 ΠΛΕΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ ΤΗΣ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Σε ολόκληρο τον κόσμο γίνονται προσπάθειες για την, όσο το δυνατόν, καλύτερη αξιοποίηση του υδατικού δυναμικού. Αυτό γίνεται γιατί, οι υδατοπτώσεις είναι οι μόνες διαθέσιμες και τεχνολογικά αναπτυγμένες πρωτογενείς πηγές ενέργειας, που εξασφαλίζουν τόσο πολλά πλεονεκτήματα. Τα αναφέρουμε στη συνέχεια, αν και τα χαρακτηριστικά αυτά θα γίνουν περισσότερο σαφή κατά την ανάλυση των επί μέρους τμημάτων, ώστε η σημασία τους να είναι προφανής.

Η υδροηλεκτρική ενέργεια, που προσφέρεται, είναι η μοναδική, μέχρι σήμερα, μορφή ενέργειας που είναι ανανεώσιμη και μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε μεγάλη κλίμακα. Προηγουμένως είδαμε ότι αυτό είναι πολύ σπουδαίο πλεονέκτημα αφού, έτσι ο ρυθμός εξάντλησης των πηγών ενέργειας που δεν ανανεώνονται διατηρείται ή και περιορίζεται. Αυτό αποκτά μεγαλύτερη σημασία δεδομένου ότι, όλες ανανεώσιμες μορφές ενέργειας, όπως είναι η αιολική και η ηλιακή ενέργεια, δεν είναι δυνατόν να χρησιμοποιηθούν σήμερα σε ευρεία κλίμακα.

Βελτίωση του ισοζυγίου ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας. Η υδροηλεκτρική ενέργεια είναι εγχώρια παραγωγή και, κατά συνέπεια, είναι απαλλαγμένη από την εξάρτηση από τις ξένες αγορές και τη δαπάνη συναλλάγματος. Οι υδατοπτώσεις, στις περισσότερες καταναλώτριες χώρες που δεν παράγουν πετρέλαιο και που τις αξιοποιούν, βοηθούν ώστε η οικονομία τους να μην εξαρτάται από τις αστάθμητες συνθήκες της διεθνούς αγοράς πετρελαίου. Επιπλέον, θετικό στοιχείο είναι και η απασχόληση των κατοίκων της περιοχής για την κατασκευή και την λειτουργία των έργων.

Ο αναπτυξιακός τους χαρακτήρας. Για τις ανάγκες κατασκευής του μικρού ΥΗΕ, κατασκευάζονται έργα υποδομής (δρόμοι, γέφυρες) που βοηθούν στην αξιοποίηση απομακρυσμένων περιοχών.

Η παραγωγή υδροηλεκτρικής ενέργειας συμβάλλει στην ποιοτική βελτίωση του δικτύου. Αυτό συμβαίνει γιατί προσφέρει στο δίκτυο ρύθμιση συχνότητας, άεργη ισχύ και άμεση ανταπόκριση στη ζήτηση. Επιπλέον, έχουν την δυνατότητα άμεσης σύνδεσης και απόξενξης στο δίκτυο. Παράλληλα, προσφέρουν ενέργεια αιχμής, δηλαδή ενέργεια υψηλής αξίας. Πραγματικά, τα υδροηλεκτρικά έργα κατασκευάζονται, τις περισσότερες φορές σαν έργα αιχμής, και αυτό οφείλεται τόσο σε γενικούς όσο και σε ειδικούς λόγους. Ο κυριότερος γενικός λόγος είναι ότι τα διάφορα ηλεκτρικά συστήματα αντιμετωπίζουν την ανάγκη να καλύψουν την αύξηση της ζήτησης ισχύος σε ορισμένες ώρες της ημέρας και μάλιστα, με γρήγορη ανάληψη του φορτίου από τους σταθμούς παραγωγής που συνδέονται με αυτά. Αυτές, ακριβώς, τις απαιτήσεις προσφέρονται να ικανοποιήσουν τα υδροηλεκτρικά έργα. Από την άλλη πλευρά, οι ειδικοί λόγοι αφορούν τα ιδιαίτερα φυσιολογικά δεδομένα της χώρας μας. Δηλαδή, η μορφολογία των ποταμών και των κοιλάδων της Ελλάδας ευνοεί τη δημιουργία ταμιευτήρων με υψηλή ρυθμιστική ικανότητα, επομένως κατάλληλων για κάλυψη φορτίων αιχμής.

Η αξιοποίηση των υδατοπτώσεων συνεπάγεται την ελάχιστη οικολογική επέμβαση. Πράγματι, κατά την παραγωγή υδροηλεκτρισμού εξασφαλίζεται και προστατεύεται το περιβάλλον από την ρύπανση και τη μόλυνση, καθώς και από χημική ή θερμική μεταβολή των υδάτων. Είναι δηλαδή η υδροηλεκτρική ενέργεια ένα είδος ενέργειας που σέβεται το

περιβάλλον και γενικά την υγειονομική και οικολογική ισορροπία, γεγονός που έχει τεράστιο κοινωνικό όφελος, ιδιαίτερα στις μέρες μας.

Τα υδροηλεκτρικά έργα μπορούν άριστα να ικανοποιήσουν, παράλληλα με την παραγωγή ηλεκτρισμού και ανάγκες υδρεύσεως, αρδεύσεως, αντιπλημμυρικής προστασίας, αλιείας, αναψυχής, τουρισμός κ.λ.π. Είναι δηλαδή, συχνά, έργα πολλαπλής σκοπιμότητας, με άλλες χρήσεις εκτός της ηλεκτροπαραγωγής και πλεονεκτούν επομένως έναντι των άλλων πηγών παραγωγής ηλεκτρισμού.

Παράλληλα, τα μικρά υδροηλεκτρικά παρουσιάζουν και κάποια άλλα σημαντικά πλεονεκτήματα όπως τα πιθανά οφέλη για ΟΤΑ, η αυτόνομη λειτουργία τους, η παραγωγή ενέργειας άριστης ποιότητας χωρίς διακυμάνσεις, η άριστη διαχρονικά συμπεριφορά τους, η μεγάλη διάρκεια ζωής, ο μικρός χρόνος απόσβεσης των αναγκαίων επενδύσεων που οφείλεται στο πολύ χαμηλό κόστος συντήρησης και λειτουργίας και η μείωση της διάβρωσης σε ορισμένες περιπτώσεις, κυρίως ορεινών περιοχών.

Τέλος, θα πρέπει να αναφέρουμε πως λόγω όλων των παραπάνω πλεονεκτημάτων, τα υδροηλεκτρικά έργα εμφανίζουν υψηλούς δείκτες ωφελιμότητας, σε σύγκριση με τους θερμοηλεκτρικούς σταθμούς υγρών καυσίμων και επομένως πλεονεκτούν και από οικονομική άποψη. [2.3]

2.3 ΧΡΗΣΕΙΣ ΜΙΚΡΩΝ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΕΡΓΩΝ

Όπως εκφράζει η ονομασία τους, τα μικρά υδροηλεκτρικά έργα κατασκευάζονται για την αξιοποίηση της ενέργειας των υδάτων μικρών ποταμών και χειμάρων, παράγοντας από αυτήν ηλεκτρική ενέργεια. Πετυχαίνεται έτσι καλύτερη αξιοποίηση του υδατικού δυναμικού της χώρας, αφού οι μικρές υδατοπτώσεις αποτελούν συχνά ένα σημαντικό μέρος του δυναμικού αυτού. Εξάλλου, επειδή οι μικρές υδατοπτώσεις βρίσκονται σε αποκεντρωμένες περιοχές, τα έργα αξιοποίησής τους είναι ιδανικά για ηλεκτροδότηση απόμακρων οικισμών και για παραγωγή ρεύματος για αγροτική χρήση (κίνηση αντλιών κλπ.).

Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει επίσης η χρήση των μικρών υδροηλεκτρικών ως αντλησιοταμιευτήρων (υδροηλεκτρικά αναστρέψιμης λειτουργίας), ιδίως στα νησιωτικά δίκτυα που παρατηρούνται έντονες μεταβολές του φορτίου στο δίκτυο, ιδιαίτερα την καλοκαιρινή περίοδο. Από κοινού με άλλες ΑΠΕ και υβριδικά συστήματα θα μπορούσαν να προσφέρουν μία αξιόπιστη και καθαρή λύση στα εντεινόμενα προβλήματα ηλεκτροδότησης των νησιών μας. Οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί αναστρέψιμης λειτουργίας αντλούν νερό από ένα ταμιευτήρα που βρίσκεται χαμηλά και το στέλνουν σε ένα δεύτερο ταμιευτήρα που βρίσκεται ψηλότερα τις ώρες της χαμηλής ζήτησης. Το νερό αυτό διοχετεύεται σε υδροστροβίλους τις ώρες της αιχμής ζήτησης και παράγει ηλεκτρική ενέργεια. Έτσι εξομαλύνονται οι ημερήσιες διακυμάνσεις στη ζήτηση και διευκολύνονται οι θερμικές μονάδες να λειτουργούν με περίπου σταθερό φορτίο όπως επιβάλλεται. Το ρόλο του χαμηλού ταμιευτήρα μπορεί να παίξει και η θάλασσα εφόσον το επιτρέπει η γεωμορφολογία μιας περιοχής [2.8].

Δεύτερη στην κλίμακα της ορθολογικής χρήσης του νερού βρίσκεται η ύδρευση. Τα μικρά υδροηλεκτρικά έργα μπορούν να παρέχουν νερό το οποίο, αφού διυλιστεί και καθαριστεί σε ένα ταχυδιυλιστήριο, θα τροφοδοτεί οικισμούς. Λύνεται έτσι ένα τεράστιο πρόβλημα των απομακρυσμένων οικισμών, που οι συνθήκες ύδρευσής τους δεν είναι καλές.

Περισσότερο όμως εμφανείς γίνονται οι ωφέλειες από τη χρησιμοποίηση των μικρών υδροηλεκτρικών έργων για αρδευτικούς σκοπούς. Με μικρές δεξαμενές ρύθμισης μπορούν,

σε αρδευτικές περιόδους, να τροφοδοτούν τις γειτονικές εκτάσεις με νερό, που είναι τόσο πολύτιμο για τη γεωργία στις περιόδους αυτές.

Τα υδροηλεκτρικά έργα μπορούν άριστα να ικανοποιήσουν, παράλληλα με την παραγωγή ηλεκτρισμού και τις ανάγκες υδρεύσεως και αρδεύσεως και ανάγκες όπως αντιπλημμυρική προστασία, αλιεία, αναψυχή, τουρισμός κλπ.

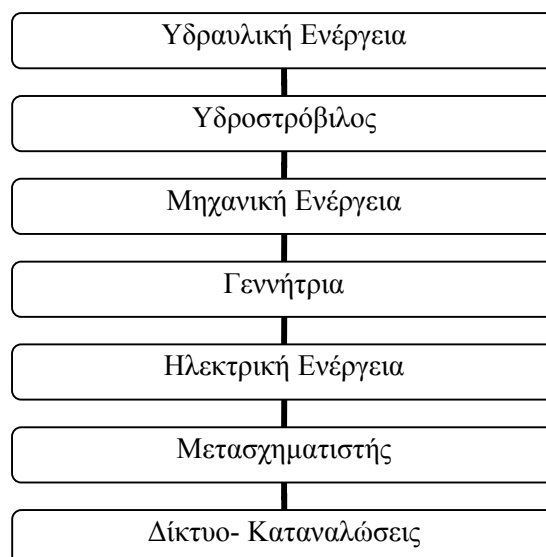
2.4 ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΜΙΚΡΟΥ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΕΡΓΟΥ

Από τους πολύ παλιούς χρόνους και για αιώνες ο άνθρωπος εγκαθιστούσε έναν τροχό στη ροή ενός ποταμού και έτσι αξιοποιούσε την ενέργεια των υδάτων. Σήμερα, για τη σωστή εκμετάλλευση της υδραυλικής ενέργειας απαιτείται ολόκληρο έργο.

Για τον σχεδιασμό ενός μικρού ΥΗΕ μπορεί να ειπωθεί πως είναι μια εξαιρετικά πολύπλοκη διαδικασία καθώς απαιτείται εμπειρία και συνεργασία ατόμων πολλών ειδικοτήτων, όσο μικρή και αν είναι η ισχύς του. Κατά αυτόν τον τρόπο είναι δυνατόν να αποφευχθούν αστοχίες, τόσο στην κατασκευή όσο και στη λειτουργία και την απόδοση του έργου. Οι αστοχίες αυτές διαφορετικά, κοστίζουν στους ιδιοκτήτες των μικρών ΥΗΕ, ποσά ιδιαίτερα δυσβάστακτα, μέσω των απωλειών που προκαλούν στην παραγόμενη ενέργεια.

Το ΥΗΕ είναι ένα έργο που εκμεταλλεύεται την υδραυλική ενέργεια που υπάρχει σε μια θέση (ποταμού, δεξαμενής κ.λ.π.) για να την μετατρέψει σε ηλεκτρική, η οποία στην συνέχεια διοχετεύεται στην κατανάλωση που είναι είτε το δίκτυο της ΔΕΗ είτε ίδιες καταναλώσεις είτε συνδυασμός και των δύο.

Για τη μετατροπή αυτή απαιτείται να εγκατασταθεί ποικίλος εξοπλισμός, κύριος και βοηθητικός. Η συμμετοχή του κυρίου εξοπλισμού στη διαδικασία της μετατροπής της ενέργειας φαίνεται στο Σχήμα 2.1.



Σχήμα 2.1: Μετατροπή υδραυλικής ενέργειας σε ηλεκτρική

Τα κύρια μέρη από τα οποία αποτελείται το υδροηλεκτρικό έργο είναι η πάνω λίμνη, ο υπερχειλιστής, το υδραυλικό σύστημα προσαγωγής του νερού στην ηλεκτροπαραγωγική μονάδα και μετά πάλι πίσω στην κοίτη του υδατορέματος, η μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (υδροστρόβιλος και γεννήτρια), ο υποσταθμός και η κάτω λίμνη.

Ένας μικρός υδροηλεκτρικός σταθμός παραγωγής ενέργειας για να αναλυθεί καλύτερα, διακρίνεται σε δύο βασικές κατηγορίες έργων: αυτών που απαιτούν πολιτικό μηχανικό και αυτών που απαιτούν μηχανολόγο- ηλεκτρολόγο μηχανικό.

2.4.1 ΕΡΓΑ ΠΟΛΙΤΙΚΟΥ ΜΗΧΑΝΙΚΟΥ

Οι κύριες εργασίες πολιτικού μηχανικού μιας μικρής υδροηλεκτρικής εγκατάστασης είναι το έργο υδροληψίας επί του υδατορέματος, δηλαδή η σήραγγα εκτροπής και το φράγμα, ο υπερχειλιστής, το υδραυλικό σύστημα προσαγωγής του νερού στους υδροστροβίλους και στον σταθμό παραγωγής του ηλεκτρικού ρεύματος, η οδοποιία για την προσπέλαση των επί μέρους τμημάτων του έργου και η σύνδεση της μονάδας ηλεκτροπαραγωγής είτε με το δίκτυο της ΔΕΗ είτε για ιδιοκαταναλώσεις.

Πριν από την κατασκευή του φράγματος και των άλλων μερών του υδροηλεκτρικού σταθμού, η περιοχή κατακλύζεται από τα νερά του ποταμού. Κρίνεται αναγκαία έτσι, η κατασκευή μιας σήραγγας εκτροπής για να ελευθερωθεί η θέση και να μπορέσει να ξεκινήσει η κατασκευή του φράγματος.

Η κατασκευή του φράγματος είναι απαραίτητη για τη δημιουργία της πάνω λίμνης και την αύξηση του ύψους πτώσεως. Πολλές φορές, στα μικρά υδροηλεκτρικά έργα δεν χρειάζεται η κατασκευή φράγματος καθώς αυτό υπάρχει εκεί από προηγούμενη αξιοποίηση της θέσης, για αρδευτικούς ή άλλους σκοπούς. Το κόστος που συνοδεύει τα μεγάλα φράγματα αποθήκευσης ύδατος δεν μπορεί να δικαιολογηθεί για μικρά υδροηλεκτρικά έργα και συνεπώς, στην θέση τους χρησιμοποιείται ένα χαμηλό φράγμα της απλούστερης κατασκευής. Η κατασκευή αυτή μπορεί να είναι τσιμεντένια, ξύλινη, χωμάτινη, πέτρινη, με ενισχυμένο σκυρόδεμα κ.α. ή και συνδυασμός όλων αυτών των υλικών ανάλογα με τη θέση και τις διαστάσεις του έργου. Υπάρχουν διάφορες μέθοδοι κατασκευής των φραγμάτων, οι οποίες αναφέρονται επιγραμματικά, όπως φράγματα βαρύτητας, τοξωτά, από χαλυβοελάσματα κ.α.. Ιδιαίτερη προσπάθεια πραγματοποιείται στο να μειωθεί το κόστος του φράγματος των μικρών υδροηλεκτρικών έργων, δεδομένου ότι αυτό και μόνο είναι ικανό να καταστήσει ένα μικρό υδροηλεκτρικό έργο οικονομικά μη βιώσιμο.

Αποτέλεσμα της κατασκευής ενός φράγματος είναι ο σχηματισμός ενός ταμιευτήρα, δηλαδή μιας δεξαμενής νερού, η χωρητικότητα της οποίας αποτελεί βασικό στοιχείο για την υδροηλεκτρική αξιοποίηση της φυσικής απορροής. Σημειώνεται ότι για την περίπτωση κατασκευής ταμιευτήρα με τρόπο παρόμοιο όπως στα μεγάλα ΥΗΕ, μπορεί να αυξηθεί η εγκατεστημένη ισχύς του έργου, όμως η ετήσια παραγωγή ενέργειας παραμένει ουσιαστικά αμετάβλητη ενώ επιβαρύνεται σημαντικά το κόστος των έργων. Μια παρόμοια διαμόρφωση μικρού ΥΗΕ θα είχε ενδιαφέρον μόνο για την κάλυψη των αιχμών του δικτύου. Χάρη στην χωρητικότητα του ανάντη ταμιευτήρα ενός μικρού ΥΗΕ αυξάνεται, αρχικά γρήγορα, η παραγόμενη ενέργεια, αλλά από ένα μέγεθος ταμιευτήρα και πέραν η αύξηση της παραγόμενης ενέργειας δεν είναι σημαντική. Συνάγεται ακόμη ότι όταν υπάρχει ταμιευτήρας, έστω και σχετικά μικρής χωρητικότητας, όσο αυξάνεται το μέγεθος, άρα και η εγκατεστημένη ισχύς των υδροστροβίλων, αυξάνεται και η παραγόμενη ενέργεια. Η αντίστοιχη καμπύλη χωρίς ταμιευτήρα παρουσιάζει ένα μέγιστο οπότε, μετά από ένα όριο, όσο αυξάνεται το μέγεθος, άρα και η εγκατεστημένη ισχύς των υδροστροβίλων, μειώνεται η παραγόμενη ενέργεια. Τα συμπεράσματα αυτά σε συνδυασμό με τα κριτήρια οικονομικής απόδοσης της επένδυσης δικαιολογούν το γιατί η διαμόρφωση ταμιευτήρα είναι συμφέρουσα στα μεγάλης ισχύος ΥΗΕ ενώ δεν συνεισφέρουν σημαντικό οικονομικό όφελος στην περίπτωση των μικρών ΥΗΕ. Συνεπώς, στα μικρά ΥΗΕ το φράγμα έχει σκοπό την δημιουργία της απαραίτητης στάθμης για την επίτευξη ικανοποιητικών συνθηκών στην υδροληψία και όχι στην δημιουργία ταμιευτήρα μεγάλης χωρητικότητας. [2.4]

Μία άλλη ιδιαιτερότητα στην λειτουργία των μικρών ΥΗΕ προέρχεται ακριβώς από την απουσία μεγάλου ανάντη ταμιευτήρα. Τα εισερχόμενα νερά δεν έχουν τον χρόνο να ηρεμήσουν οπότε τα αιωρούμενα σωματίδια, κυρίως άμμος, δεν συγκρατούνται παρά με την διαμόρφωση ειδικών αμμοπαγίδων. Στην έξοδο της αμμοπαγίδας θα πρέπει να ελέγχεται η περιεκτικότητα της ροής σε αιωρούμενα σωματίδια μέσω θολομέτρου και να διακόπτεται η λειτουργία της μονάδας όταν ξεπερασθεί κάποιο όριο ώστε να αποφεύγεται η μηχανική διάβρωση του υδροστροβίλου (τα σχετικά όρια πρέπει να καθορισθούν σε συνεργασία με τον κατασκευαστή των υδροστροβίλων). Επίσης, λόγω ακριβώς την απουσίας μεγάλου ανάντη ταμιευτήρα η διάρκεια πλήρωσης της δεξαμενής ανάντη της υδροληψίας από τα φερτά του ποταμού που συμπαρασύρονται και κυλούνται στον πυθμένα της κοίτης, κυρίως άμμος, χαλίκια και πέτρες, είναι πολύ μικρή και για τον λόγο αυτόν θα πρέπει να προβλέπεται η εύκολη προσπέλαση μηχανημάτων για τον καθαρισμό της λεκάνης.

Σε περίπτωση πλημμύρας και εφόσον η στάθμη του νερού στη λίμνη είναι ψηλά, υπάρχει ανάγκη προστασίας έτσι ώστε να αποφευχθεί η υπερχειλίση του νερού από την στέψη του φράγματος που θα είχε ως αποτέλεσμα την καταστροφή του φράγματος ως συνέπεια της διάβρωσης. Για αυτό το λόγο, κατασκευάζεται ο υπερχειλιστής, που θα πρέπει να είναι ικανός να παραλάβει την παροχή της μέγιστης πλημμύρας. Όσο αφορά την λειτουργία τους, υπάρχουν και οι εκχειλιστές των μικρών ΥΗΕ που κατασκευάζονται κατά τον ρου ενός ποταμού και οι οποίοι σκοπό έχουν είτε την δημιουργία της υδραυλικής πτώσης (περίπτωση μικρού ΥΗΕ μικρού ύψους κατά τον ρου του ποταμού) είτε την διαμόρφωση μίας στάθμης του νερού που να εξασφαλίζει ικανοποιητικές συνθήκες στην υδροληψία, δηλαδή στην είσοδο της διώρυγας ή του αγωγού προσαγωγής (περίπτωση μικρού ΥΗΕ εκτροπής).

Καθώς η ροή υπερχειλίζει από την στέψη του εκχειλιστή, η δυναμική ενέργεια της ανάντη στάθμης μετατρέπεται σε κινητική ενέργεια που έχει ως αποτέλεσμα την σημαντική επιτάχυνση της ροής και την μετατροπή της από υποκρίσιμη σε υπερκρίσιμη. Η υπερκρίσιμη ταχύτητα της δέσμης του νερού θα προκαλέσει σημαντική διάβρωση στην κατάντι κοίτη και στα πλευρικά τοιχώματα (περυγότοιχους), γεγονός το οποίο θα θέσει σε κίνδυνο την έδραση του ίδιου του εκχειλιστή προκαλώντας την ανατροπή του. Για τον λόγο αυτό το νερό που υπερχειλίζει οδηγείται σε δεξαμενή ηρεμίας όπου καταστρέφεται μέρος της κινητικής του ενέργειας, μέσω σχηματισμού υδραυλικού άλματος και έντονων στροβιλισμών, πριν αυτό καταλήξει στην φυσική κοίτη του υδατορεύματος.

Το υδραυλικό σύστημα προσαγωγής του νερού στους υδροστροβίλους συνήθως αποτελείται από την υδροληψία, την διώρυγα ή σήραγγα προσαγωγής, την δεξαμενή φόρτισης, τον αγωγό πτώσεως (ή προσαγωγής), τον πύργο εκτονώσεως και τα όργανα διακοπής στην είσοδο ή και στην έξοδο, ανάλογα πάντα με τον τύπο του μικρού υδροηλεκτρικού έργου, όπως αυτοί διακρίνονται στα Σχήματα 2.4 και 2.5.

Η υδροληψία είναι το έργο που χρειάζεται για να οδηγήσουμε το νερό από την πάνω λίμνη στην διώρυγα προσαγωγής (ανοικτός αγωγός) ή απευθείας στον αγωγό πτώσεως (ή προσαγωγής), για την περίπτωση που δεν παρεμβάλλεται ανοιχτή διώρυγα, διαμορφώνοντας την ροή κατά το δυνατόν ομοιόμορφη, χωρίς την ανάπτυξη υπερβολικών ταχυτήτων οι οποίες θα προκαλούσαν αποκόλληση και σχηματισμό στροβιλισμών. Τα έργα υδροληψίας γενικά ανασκάπτονται και ακολουθούν τα περιγράμματα της υπάρχουσας γεωλογίας.

Η διώρυγα ή σήραγγα προσαγωγής δεν είναι τίποτα παραπάνω από έναν αγωγό, στον οποίο ρέει το νερό προς τον σταθμό. Οι σήραγγες μπορεί να είναι υπόγειες και ανασκάπτονται είτε με την μέθοδο της διάτρησης και ανατίναξης είτε με τη χρησιμοποίηση ειδικής μηχανής διάτρησης τούνελ.

Η δεξαμενή φόρτισης διαμορφώνεται στο άκρο της διώρυγας προσαγωγής και από αυτή τροφοδοτείται ο αγωγός πτώσεως. Η θέση κατασκευής της δεξαμενής φόρτισης

επιλέγεται έτσι ώστε το μήκος του αγωγού πτώσης να είναι το μικρότερο δυνατό για να μειώνεται το κόστος του αγωγού και να μειώνεται η ένταση των μεταβατικών φαινομένων (υδραυλικό πλήγμα).

Για την κατασκευή του αγωγού πτώσεως (ή προσαγωγής) μπορεί να χρησιμοποιηθούν σωλήνες διαφόρων τύπων ανάλογα με την παροχή, το ύψος της υδατόπτωσης και το αν είναι ο αγωγός είναι υπέργειος ή υπόγειος. Τα συνηθέστερα υλικά κατασκευής αγωγών είναι χάλυβας, αμίαντος, πλαστικό κ.α.. Ιδιαίτερη σημασία για τους αγωγούς επίσης έχουν η διάμετρος και το πάχος τους, καθώς μπορεί να μεταβάλλονται σημαντικά ακόμη και στο ίδιο μικρό ΥΗΕ.

Αν το μήκος του αγωγού πτώσεως είναι μεγάλο, προκύπτει ανάγκη κατασκευής πύργου εκτονώσεως, για να αποφύγουμε τις υπερπιέσεις και υποπιέσεις στον αγωγό κατά το μεταβατικό φαινόμενο και επίσης, για να πετύχουμε μικρότερο χρόνο παραλαβής του φορτίου και καλύτερη ικανότητα για ρύθμιση συχνότητας στο δίκτυο.

Όταν η απόσταση της πάνω λίμνης από τον υδροηλεκτρικό σταθμό είναι μικρή, έχουμε έναν αγωγό πτώσεως σε κάθε στρόβιλο του σταθμού.

Για να επιτευχθεί κάποια αξιόλογη υδραυλική πτώση, σε θέσεις με μεγάλες παροχές νερού και μικρές υψομετρικές διαφορές, απαιτείται η κατασκευή αγωγού κατάθλιψης μεγάλου μήκους ή μεγάλου φράγματος που αυξάνει σημαντικά το κόστος του έργου και το καθιστά οικονομικά μη βιώσιμο. Αντίθετα σε περιοχές με μεγάλο υψόμετρο παρατηρούνται μικρές παροχές που περιορίζουν όμως την ισχύ του μικρού ΥΗΕ.

Το υδραυλικό σύστημα προσαγωγής του νερού στους υδροστροβίλους ενός μικρού υδροηλεκτρικού έργου περιλαμβάνει ακόμη τα ακόλουθα:

1. Το έργο υδροληψίας πολλές φορές πρέπει να είναι εφοδιασμένο με εσχάρα η οποία θα συγκρατεί τα επιπλέοντα σώματα (κλαδιά δέντρων κλπ.), να μην επιτρέπει την εισχώρηση φερτών υλών και να φέρει διάταξη εξαμμωτή ώστε τα αιωρούμενα σωματίδια να απομακρύνονται και να μην συμπαρασύρονται προς τους υδροστροβίλους.
2. Στην είσοδο και στην έξοδο του νερού από τον υδροστρόβιλο περιλαμβάνονται βάνες και θυροφράγματα απαραίτητα για την περίπτωση της ηθελημένης διακοπής της παροχής στον στρόβιλο όταν χρειάζεται, όπως γίνεται για την συντήρησή του. Τα τμήματα αυτά αποτελούνται συνήθως από χάλυβα ή σίδηρο. Τα θυροφράγματα κάτω από το στρόβιλο, αν είναι απαραίτητα για τη συντήρησή του, συνήθως κατασκευάζονται από ξύλο.
3. Μια έξοδος διαφυγής, η οποία φέρνει το νερό από την έξοδο των υδροστροβίλων πάλι πίσω στον ποταμό. Η έξοδος διαφυγής, όπως και η υδροληψία, ανασκάπτεται.

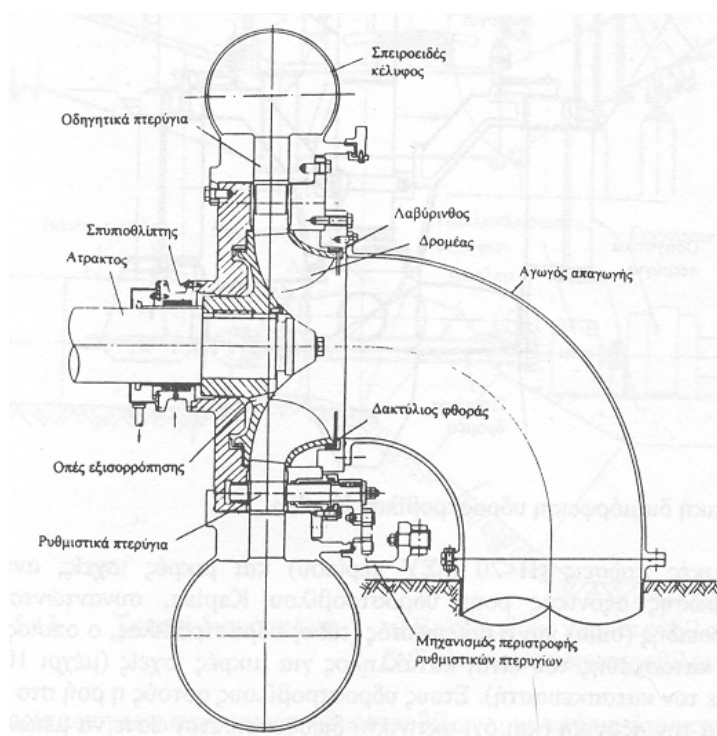
Ο μικρός υδροηλεκτρικός σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας περιέχει τις μονάδες παραγωγής, δηλαδή τον υδροστρόβιλο και την γεννήτρια με το μεγαλύτερο μέρος του ηλεκτρομηχανικού εξοπλισμού. Ακόμη, περιλαμβάνει εξοπλισμό που είναι απαραίτητος για την εγκατάσταση και την συντήρηση του κύριου εξοπλισμού, όπως η γερανογέφυρα, αντλίες αποστράγγισης, εργαλεία επισκευών κλπ. Ο υδροηλεκτρικός σταθμός μπορεί να είναι είτε υπέργειος, είτε υπόγειος (π.χ. Πολύφυτο, Ασώματα). Το πλήθος των μονάδων, που περιλαμβάνει ο σταθμός εξαρτάται από τον τρόπο λειτουργίας του υδροηλεκτρικού έργου και τα τεχνικά χαρακτηριστικά του. Συνήθως, έχουμε δύο ή περισσότερες μονάδες, ώστε να δίνεται ευελιξία στη λειτουργία, καλύτερες δυνατότητες με εύκολη πρόσβαση για την συντήρηση και ασφάλεια. Οι σταθμοί αυτοί κρατούνται συνήθως στο μικρότερο δυνατό βέλτιστο μέγεθος. Η οικοδόμηση γίνεται από σκυρόδεμα και άλλα τοπικά οικοδομικά υλικά.

Απλότητα στον σχεδιασμό με έμφαση στην πρακτικότητα και στην εύκολη κατασκευή των δομών, είναι πρωταρχικής σημασίας για ένα μικρό υδροηλεκτρικό έργο προκειμένου οι δαπάνες να περιορισθούν στο ελάχιστο.

2.4.2 ΗΛΕΚΤΡΟΜΗΧΑΝΟΛΟΓΙΚΟΣ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΣ

Τα βασικά ηλεκτρικά και μηχανολογικά μέρη των μικρών υδροηλεκτρικών εγκαταστάσεων είναι ο υδροστροβίλος και η γεννήτρια.

Διάφοροι τύποι υδροστροβίλων έχουν σχεδιαστεί για να καλύψουν την ευρύτατη ποικιλία των διαφόρων συνθηκών σε περιοχές ανά τον κόσμο όπου θέλουμε να εκμεταλλευτούμε την υδάτινη ενέργεια ενός ποταμού. Οι υδροστροβίλοι που χρησιμοποιούνται για τις μικρές υδροηλεκτρικές εφαρμογές είναι μικρότερες εκδόσεις των υδροστροβίλων που χρησιμοποιούνται στις συμβατικές μεγάλες υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις.

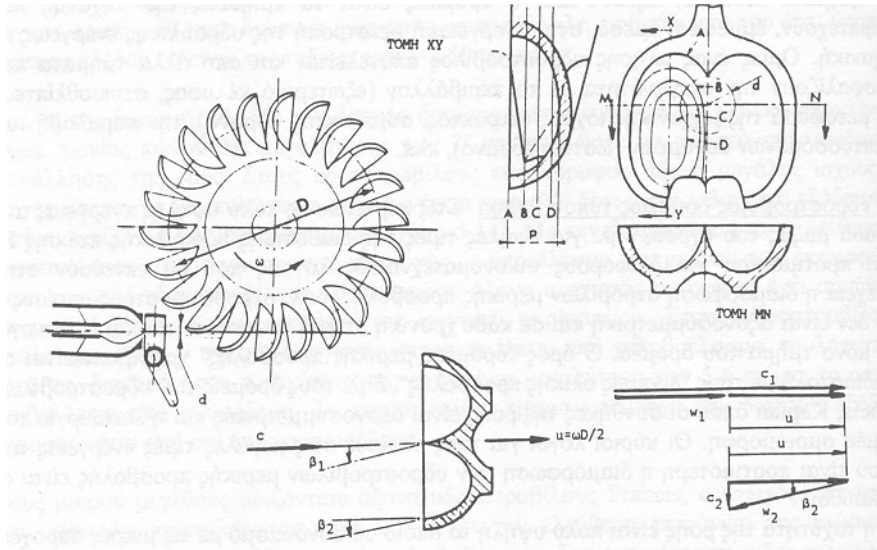


Σχήμα 2.2: Τυπική διαμόρφωση υδροστροβίλου Francis

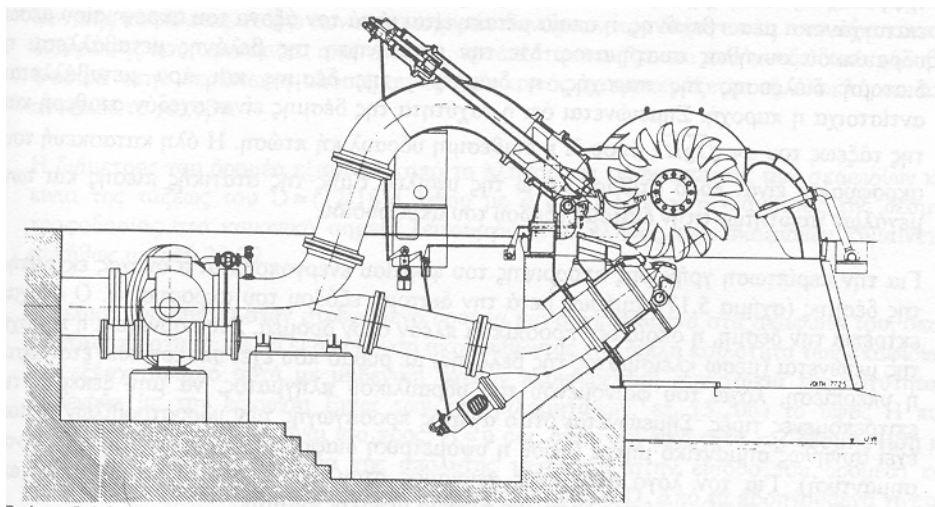
Η διαμόρφωση των σύγχρονων υδροστροβίλων διακρίνεται σε δύο κατηγορίες: τους υδροστροβίλους ολικής προσβολής και τους υδροστροβίλους μερικής προσβολής. Στους πρώτους η λειτουργία του δρομέα είναι αξονοσυμμετρική και για τον λόγο αυτό το τμήμα εισόδου πρέπει να περιβάλλει τον δρομέα εξασφαλίζοντας αξονοσυμμετρικές συνθήκες της ροής στην διατομή εισόδου του δρομέα. Αντίθετα στους υδροστροβίλους μερικής προσβολής, σε κάθε χρονική στιγμή, μόνο ένα τμήμα του δρομέα τροφοδοτείται και συμβάλλει στην μετατροπή της ενέργειας. [2.1]

Στους υδροστροβίλους ολικής προσβολής ο δρομέας είναι ολότελα βουτηγμένος στο νερό και η ροή δια μέσου του γίνεται με παράλληλη μεταβολή της στατικής πίεσης του υγρού, έτσι οι υδροστροβίλοι αυτοί ονομάζονται και αντιδράσεως. Σε αυτή την κατηγορία κατατάσσονται οι υδροστροβίλοι ακτινικής και μικτής ροής τύπου Francis και οι υδροστροβίλοι αξονικής ροής όπως ο υδροστροβίλος τύπου Kaplan και άλλες παραλλαγές

των υδροστροβίλων αξονικής ροής όπως σωληνωτός, βολβοειδής κλπ. Οι υδροστρόβιλοι μερικής προσβολής χαρακτηρίζονται και ως υδροστρόβιλοι δράσεως δεδομένου ότι ολόκληρος ο δρομέας λειτουργεί σε χώρο ομοιόμορφης στατικής πίεσης οπότε ο βαθμός αντιδράσεως είναι μηδενικός. Σε αυτή την κατηγορία κατατάσσονται οι υδροστρόβιλοι οριζόντιου ή κατακόρυφου άξονα τύπου Pelton και οι υδροστρόβιλοι Turgo και Cross-Flow.



Σχήμα 2.3α: Σχηματική διάταξη υδροστρόβιλου Pelton και μορφή σκαφιδίων



Σχήμα 2.3β: Διάταξη υδροστρόβιλου Pelton οριζόντιου άξονα με 2 ακροφύσια

Οι μικροί υδροστρόβιλοι μπορούν να επιτύχουν βαθμό απόδοσης μέχρι και λίγο μεγαλύτερο από περίπου 90%. Μεγάλη προσοχή πρέπει να δοθεί στην επιλογή του κατάλληλου υδροστροβίλου για την κάθε εφαρμογή καθώς μερικοί στρόβιλοι λειτουργούν αποτελεσματικά μόνο μεταξύ συγκεκριμένων ποσοτήτων παροχής (π.χ. υδροστρόβιλοι Propellor με σταθερά πτερύγια και υδροστρόβιλοι Francis). Για τις περισσότερες των περιπτώσεων όπου υπάρχουν εγκαταστάσεις φυσικής παροχής, και οι ροές ποικίλουν αρκετά, οι στρόβιλοι που λειτουργούν αποτελεσματικά και προτιμούνται συνήθως είναι αυτοί που έχουν την ιδιότητα να λειτουργούν αποτελεσματικά και πέρα από την συγκεκριμένη τιμή παροχής (π.χ. Kaplan, Pelton, Turgo και διατάξεις Cross-Flow). Εναλλακτικά, μπορούν να χρησιμοποιηθούν περισσότεροι από ένα υδροστρόβιλοι που λειτουργούν εντός ορισμένων τιμών της εισερχόμενης παροχής.

Οι στρόβιλοι που χρησιμοποιούνται για τις χαμηλές έως και τις μεσαίες υψομετρικές διαφορές είναι συνήθως στρόβιλοι αντίδρασης και συνήθως επιλέγονται ανάμεσα στους

υδροστροβίλους Francis, Propellor και Kaplan. Οι υδροστροβίλοι που χρησιμοποιούνται για τις εφαρμογές υψηλών υδατοπτώσεων, άρα υψηλής ενέργειας ανά μονάδα μάζας του υγρού, είναι κυρίως υδροστροβίλοι δράσεως επειδή ο δρομέας των υδροστροβίλων δράσεως περιστρέφεται στον αέρα και ωθείται με δέσμη ύδατος πολύ μεγάλης ταχύτητας. Ειδικά για την περίπτωση των υδροστροβίλων δράσεως Pelton και Turgo συνηθίζεται να χρησιμοποιούνται περισσότερα από ένα ακροφύσια, όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.3β.

Τα φαινόμενα της υδροδυναμικής συμπεριφοράς των υδροστροβίλων αποτελούν καθοριστικές παραμέτρους για την ασφαλή λειτουργία, την διάρκεια ζωής και την οικονομική βιωσιμότητα των μικρών ΥΗΕ. Ο σκοπός των μελετών που γίνονται για αυτά είναι η ανίχνευση και η αξιόπιστη καταγραφή των δυναμικών φαινομένων των υδροστροβίλων με στόχο την εξάλειψη ή τη μείωση του μεγέθους των πιο επικίνδυνων από αυτά. Έτσι πραγματοποιείται συνήθως ανίχνευση, παρακολούθηση και καταγραφή της σπηλαίωσης και της αθροιστικής συνεισφοράς της σε συνάρτηση με τα υπόλοιπα υδροδυναμικά χαρακτηριστικά, προλαμβάνοντας και διορθώνοντας εγκαίρως καταστροφικές επιπτώσεις και συνεισφέροντας στην βελτιστοποίηση των επιδόσεων των μηχανών. Σπηλαίωση είναι το φαινόμενο ατμοποίησης του νερού και αναπτύσσεται σε θέσεις όπου η στατική πίεση του υγρού τείνει να γίνει μικρότερη από την πίεση ατμοποίησης του υγρού (και η οποία εξαρτάται από την φύση και την θερμοκρασία του υγρού), με πλέον πιθανότερη περιοχή αυτή της εξόδου του δρομέα υδροστροβίλου όπου η μέση στατική πίεση είναι χαμηλή. Το φαινόμενο της σπηλαίωσης προκαλεί διάβρωση στις επιφάνειες των πτερυγίων. Ακόμη, συνηθίζεται να λαμβάνει μέρος μέτρηση και καταγραφή των φορτίων και των καταπονήσεων σε διάφορα σημεία του υδροστροβίλου και της γεννήτριας, ανίχνευση και μέτρηση τυχών επικίνδυνων ταλαντώσεων και επιταχύνσεων αυτών, όπως και μετρήσεις υπερπίεσεων και υποπίεσεων λόγω υδραυλικών πληγμάτων [2.9].

Σε ένα μικρό ΥΗΕ, η υδραυλική ενέργεια μετατρέπεται σε μηχανική από τον υδροστροβίλο. Ο ηλεκτρομηχανολογικός εξοπλισμός που μετατρέπει την μηχανική, δηλαδή την ροπή στην στρεφόμενη άτρακτο, σε ηλεκτρική ενέργεια και συμμετέχει στην ροή της, είναι η γεννήτρια, ο μετασχηματιστής ισχύος και τα παρελκόμενά τους.

Για την επιλογή του ηλεκτρολογικού εξοπλισμού θα πρέπει να ληφθεί υπόψη το εάν η μονάδα τροφοδοτεί ένα ισχυρό διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό δίκτυο, ένα ηλεκτρικό δίκτυο μικρής ισχύος (στο οποίο η ισχύς της μονάδας αποτελεί σημαντικό ποσοστό της καταναλωμένης ισχύος) ή ένα αυτόνομο δίκτυο (ένα δίκτυο το οποίο τροφοδοτείται αποκλειστικά από το μικρό ΥΗΕ). Στις δύο τελευταίες περιπτώσεις είναι ιδιαίτερα δύσκολη η διατήρηση σταθερής της τάσεως και της συχνότητας καθώς και ο έλεγχος του συστήματος στις απότομες μεταβολές της απορροφώμενης ηλεκτρικής ισχύος.

Υπάρχουν δύο βασικοί τύποι γεννητριών που χρησιμοποιούνται στις μικρές υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις, οι σύγχρονες εναλλασσόμενου ρεύματος και οι ασύγχρονες. Από άποψη διάταξης των μαγνητικών πόλων που δημιουργούν την διέγερση οι σύγχρονες γεννήτριες (ή εναλλακτήρες) διακρίνονται σε αυτές με εξωτερικούς πόλους και σε αυτές με εσωτερικούς ή περιστρεφόμενους πόλους. Οι πρώτες χρησιμοποιούνται για μικρές τιμές της ισχύος και χαμηλές τάσεις ενώ για μεγαλύτερες τιμές της ισχύος και σχετικά χαμηλές ταχύτητες περιστροφής (όπως στην περίπτωση των υδροηλεκτρικών έργων) χρησιμοποιούνται οι γεννήτριες με εσωτερικούς πόλους, δηλαδή με τους μαγνητικούς πόλους στον ρότορα της μηχανής. Οι ασύγχρονες γεννήτριες δεν διαφέρουν σε τίποτε από τους ασύγχρονους κινητήρες και χαρακτηρίζονται ως μηχανές επαγωγής λόγω του φαινομένου μέσω του οποίου επάγεται στον ρότορα εναλλασσόμενο ρεύμα. Κατά συνέπεια από κατασκευαστικής πλευράς έχουν όλα τα πλεονεκτήματα που έχουν οι ασύγχρονοι κινητήρες, δηλαδή απλότητα κατασκευής και συντήρησης λόγω έλλειψης δακτυλιδιών και ψηκτρών, τουλάχιστον στην περίπτωση βραχυκυκλωμένου δρομέα τύπου κλωβού. Όμως τα λειτουργικά χαρακτηριστικά τους για λειτουργία ως γεννήτριας δεν είναι το ίδιο ικανοποιητικά όπως των σύγχρονων γεννητριών. Για τους λόγους αυτούς οι ασύγχρονες

γεννήτριες εξοπλίζουν τα μικρά ΥΗΕ όταν η ονομαστική ισχύς των μονάδων είναι μικρότερη του 1 MW περίπου.

Η ασύγχρονη γεννήτρια για την λειτουργία της απορροφά άεργη ισχύ και πρέπει να συνοδεύεται από συστοιχία πυκνωτών για την βελτίωση του συντελεστή ισχύος της. Η σύγχρονη γεννήτρια για την λειτουργία είναι εφοδιασμένη με την διέγερσή της, συνήθως περιστρεφόμενων διόδων χωρίς ψήκτρες και την ρύθμιση τάσης της, ενώ για την σύνδεσή της με το δίκτυο απαιτείται συσκευή παραλληλισμού. Όσον αφορά την τάση λειτουργίας των γεννητριών είναι δυνατόν να είναι χαμηλής τάσης (Χ.Τ) 400 ή 600 V για μικρές σχετικά τιμές της ισχύος ή μέσης τάσης (Μ.Τ) 3,15 και κυρίως 6,3 kV για μεγαλύτερες.

Οι ασύγχρονες χρησιμοποιούνται για μικρές σχετικά τιμές της ισχύος με ηλεκτρικό δίκτυο το οποίο διατηρεί σταθερή την συχνότητα του ηλεκτρικού ρεύματος και παρέχει την απαραίτητη άεργη ισχύ, όπως ειπώθηκε πρωτίτερα, ενώ οι σύγχρονες για μεγαλύτερες που δεν έχουν απαιτήσεις άεργης ισχύς. Έτσι, προκύπτει ότι μια σύγχρονη γεννήτρια μπορεί να χρησιμοποιηθεί μεμονωμένα ενώ μια γεννήτρια επαγωγής πρέπει να χρησιμοποιείται από κοινού με άλλες γεννήτριες. Οι σύγχρονες γεννήτριες χρησιμοποιούνται ως πρωταρχικές πηγές της ισχύος που παράγεται από την εγκατάσταση και βρίσκουν εφαρμογή σε απομονωμένα δίκτυα και αυτόνομες μικρές υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις. Οι ασύγχρονες γεννήτριες με ικανότητα παραγωγής ισχύος μικρότερη από 500 kW είναι γενικά καταλληλότερες για μια μικρή υδροηλεκτρική εγκατάσταση που παρέχει ενέργεια σε ένα κεντρικό ηλεκτρικό δίκτυο.

Οι σύγχρονες γεννήτριες σε σύγκριση με τις επαγωγικές έχουν υψηλότερο κόστος και αυξημένες απαιτήσεις συντήρησης. Η επιλογή του τύπου και της τάσης λειτουργίας της γεννήτριας όμως, εξαρτάται κυρίως από οικονομικά κριτήρια που αφορούν το κόστος του συνόλου της εγκατάστασης και όχι μόνο του συγκεκριμένου εξοπλισμού, καθώς και τα προκύπτοντα έσοδα και έξοδα από την πώληση της ενέργειας. Εναπόκειται επομένως στον μελετητή του ΥΗΣ η σωστή αξιολόγηση των δεδομένων του συγκεκριμένου έργου και η επιλογή του κατάλληλου εξοπλισμού.

Εάν η ισχύς του μικρού ΥΗΕ είναι μικρότερη των 100 KW η μονάδα μπορεί, σύμφωνα με τους ισχύοντες κανονισμούς, να συνδεθεί κατ' ευθεία στο δίκτυο χαμηλής τάσεως (ΧΤ), διαφορετικά η σύνδεση πρέπει να γίνει στο δίκτυο μέσης τάσης (ΜΤ), δηλαδή των 15 ή 20 KV [2.1]. Άρα μεταξύ της γεννήτριας και του δικτύου θα πρέπει να παρεμβληθεί τριφασικός μετασχηματιστής ισχύος ο οποίος εξασφαλίζει τον κατάλληλο αναβιβασμό της τάσεως. Τα βασικά χαρακτηριστικά ενός μετασχηματιστή (Μ/Σ) είναι η σχέση μετάδοσης και από ο τρόπος ψύξης. Οι Μ/Σ που εγκαθίστανται στα μικρά ΥΗΕ όσον αφορά τον τρόπο ψύξης τους είναι συνήθως τύπου ελαίου, με ψύξη μέσω φυσικού εξαερισμού ή στερεού τύπου με παρόμοιο τρόπο ψύξης. Ο πρώτος τύπος εγκαθίσταται σε χώρο (εξωτερικό ή εσωτερικό του σταθμού), όπου πρέπει να υπάρχει πρόβλεψη για την απαγωγή των λαδιών σε περίπτωση σφάλματος ή ατυχήματος ενώ ο δεύτερος πρέπει να βρίσκεται σε ξηρό χώρο, σε ιδιαίτερο δωμάτιο του ΥΗΣ. Για την περίπτωση που η τάση της γεννήτριας είναι διαφορετική από τα 400V τότε στον ΥΗΣ απαιτείται υποχρεωτικά να εγκατασταθεί και δεύτερος Μ/Σ για την τροφοδοσία των βοηθητικών (κινητήρων, φωτισμού κ.λ.π.) του ΥΗΣ. Στην περίπτωση που ο Μ/Σ αυτός τροφοδοτείται από το δίκτυο μέσης τάσης, ο ΥΗΣ αποκτά ανεξαρτησία στην τροφοδότησή του σε περίπτωση βλάβης του κύριου Μ/Σ και των παρελκομένων του.

Τα υπόλοιπα μηχανικά και ηλεκτρικά μέρη των μικρών υδροηλεκτρικών εγκαταστάσεων που συνοδεύουν τον υδροστρόβιλο, την γεννήτρια και τον μετασχηματιστή ισχύος είναι:

1. Οι ηλεκτρικοί πίνακες στους οποίους στεγάζεται ο ακόλουθος εξοπλισμός:
 - Αυτόματοι διακόπτες ασφαλείας από τις γεννήτριες προς τον μετασχηματιστή ισχύος.

- Οι μετασχηματιστές τάσεως και εντάσεως, μετρήσεων και προστασίας.
 - Μετρητικά όργανα, όπως αμπερόμετρα για κάθε φάση, κιλοβατόμετρο, όργανο μέτρησης του συντελεστή ισχύος $\cos\phi$, και ηλεκτρονόμο.
 - Η συστοιχία πυκνωτών διόρθωσης του συντελεστή ισχύος $\cos\phi$ για κάθε γεννήτρια.
 - Η αναχώρηση προς τις εσωτερικές καταναλώσεις του ΥΗΣ.
2. Οι εσωτερικές καταναλώσεις του ΥΗΣ που καλύπτουν τις ανάγκες του ΥΗΣ για φωτισμό, φωτισμό ασφαλείας, τροφοδοσία γερανογέφυρας, τροφοδοσία ρυθμιστού υδροστροβίλου, ανιχνευτές, ρευματοδότες, φορτιστή μπαταριών, αεροσυμπιεστή, τροφοδότηση με ηλεκτρικό ρεύμα της δεξαμενής φόρτισης και της υδροληψίας κλπ. Οι εσωτερικές καταναλώσεις αντιστοιχούν στο 1 έως 3 % της παραγόμενης ενέργειας ενός ΥΗΣ.
3. Οι αυτοματισμοί ασφαλείας και λειτουργίας του μικρού ΥΗΣ καθώς και ηλεκτρονικό σύστημα προστασίας και ελέγχου. Η σημερινή ανάπτυξη των υπολογιστών επιτρέπει την αξιόπιστη, γρήγορη και σχετικά οικονομική επιτήρηση ενός μικρού ΥΗΣ ώστε αυτό να λειτουργεί αυτόματα και με ασφάλεια σύμφωνα με ένα προκαθορισμένο πρόγραμμα. Για τον σκοπό αυτό απαιτείται ένα σύστημα συλλογής-επεξεργασίας των παραμέτρων λειτουργίας του συστήματος και εξαγωγής των κατάλληλων εντολών (OAM- Data Acquisition and Monitoring). Το σύστημα αυτό για λόγους ασφαλείας θα πρέπει να μπορεί να λειτουργεί και με βοηθητική πηγή ενέργειας (συστοιχία μπαταριών) στα 24VDC. Ο αυτοματισμός της λειτουργίας ενός μικρού ΥΗΣ αναφέρεται στα 3 βασικά συστήματα του υδροηλεκτρικού σταθμού και συγκεκριμένα:
- στην ροή της υδραυλικής ενέργειας και της λειτουργίας των μονάδων όπως ο αυτοματισμός εκκίνησης και κράτησης, η αυτόματη λειτουργία του ρυθμιστή στροφών, οι προστασίες έναντι της ανάπτυξης υδραυλικού πλήγματος ή λειτουργίας με σπηλαίωση κ.α.
 - στο ηλεκτρολογικό τμήμα όπως το σύστημα συγχρονισμού (περίπτωση σύγχρονης γεννήτριας κατά την φάση της εκκίνησης), το σύστημα ρύθμισης της διέγερσης και τους αυτοματισμούς προστασίας έναντι αύξησης της θερμοκρασίας των εδράνων και τυλιγμάτων.
 - την επιτήρηση και αυτοματισμούς του βοηθητικού εξοπλισμού όπως την φόρτιση των μπαταριών, την πίεση στο κύκλωμα λαδιού του ρυθμιστή στροφών, του συστήματος ανίχνευσης και προστασίας έναντι πυρκαγιάς.
4. Ο ρυθμιστής στροφών ενός υδροστροβίλου ο οποίος συγχρονίζει την ιδανική ταχύτητα περιστροφής του υδροστροβίλου με αυτήν της γεννήτριας ώστε να παράγεται ηλεκτρικό ρεύμα σταθερής συχνότητας, αν είναι απαραίτητο. Ο ρυθμιστής στροφών επενεργεί στο όργανο ρύθμισης του υδροστροβίλου, δηλαδή στην στεφάνη των ρυθμιστικών πτερυγίων και στην κλίση των πτερυγίων του δρομέα (για υδροστρόβιλο διπλής ρύθμισης) ή στην μετατόπιση της βελόνης του ακροφυσίου για υδροστρόβιλο δράσεως.
5. Το σύστημα τηλεπικοινωνιών. Στα μικρά ΥΗΣ είναι ιδιαίτερα ενδιαφέρουσα η εφαρμογή συστημάτων τηλεσηματοδότησης και τηλεχειρισμού έτσι ώστε να μην απαιτείται η παρουσία τεχνίτη ολόκληρο το 24ώρο. Κατά συνέπεια το επιπλέον κόστος του απαραίτητου εξοπλισμού αποσβένεται πολύ γρήγορα λόγω της σημαντικής μείωσης των λειτουργικών δαπανών. Απαιτείται όμως η γνώση της κατάστασης λειτουργίας των μονάδων έτσι ώστε στην περίπτωση κατά την οποία το σύστημα έχει τεθεί εκτός λειτουργίας ύστερα από την επέμβαση ενός αυτοματισμού αυτό να γίνει γρήγορα αντιληπτό ώστε να γίνει η παρέμβαση ή η συντήρηση που απαιτείται. Με τον τρόπο αυτό μειώνεται το χρονικό διάστημα κατά το οποίο η

μονάδα είναι εκτός λειτουργίας με συνέπεια την συσσώρευση διαφυγόντων εσόδων. Ο αυτοματισμός που περιγράφει ή οι βασικότερες λειτουργίες του είναι δυνατόν να μεταφερθούν μέσω τηλεχειρισμού σε θέση μακριά από τον ΥΗΣ. Η σύνδεση μεταξύ ΥΗΣ και θέσης ελέγχου μπορεί να γίνει μέσω τηλεφωνικής γραμμής (αποκλειστικής ή γενικής χρήσεως), οπτικής ίνας ή ασύρματα. Με την λύση της αποκλειστικής τηλεφωνικής γραμμής ο ηλεκτρονικός υπολογιστής και η οθόνη στην θέση ελέγχου μπορούν να έχουν τις ίδιες δυνατότητες με αυτά που βρίσκονται στον ΥΗΣ. Στην περίπτωση τηλεφωνικής σύνδεσης μη αποκλειστικής χρήσης η θέση ελέγχου ενημερώνεται μόνο για τις μεταβολές της λειτουργίας οι οποίες κρίνονται χρήσιμες ή απαραίτητες, πχ. το ότι η μονάδα έχει τεθεί εκτός λειτουργίας. [2.1]

6. Τέλος, αναφέρονται ορισμένα μηχανικά και ηλεκτρικά μέρη που είναι απαραίτητα σε έναν μικρό ΥΗΣ όπως είναι ο εξοπλισμός σύνδεσης με το δίκτυο, το σύστημα γείωσης, το σύστημα εξαερισμού, το σύστημα ψύξης νερού και λίπανσης (αν είναι απαραίτητο), τα συστήματα συναγερμών πυρκαγιάς και ασφάλειας (αν είναι απαραίτητα) και η εφεδρική παροχή ηλεκτρικού ρεύματος.

2.4.2.1 ΕΠΙΛΟΓΗ ΤΥΠΟΠΟΙΗΜΕΝΟΥ ΗΛΕΚΤΡΟΜΗΧΑΝΟΛΟΓΙΚΟΥ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ

Ο ηλεκτρομηχανολογικός εξοπλισμός των μικρών ΥΗΕ, και κύρια οι υδροστροβίλοι, οι γεννήτριες και οι ρυθμιστές στροφών προσφέρονται τυποποιημένοι από μεγάλο αριθμό κατασκευαστών. Η τυποποίηση καλύπτει τους υδροστροβίλους όλων των τύπων (Francis, Pelton, Kaplan και βολβοειδείς), ενώ παράλληλα διατίθενται και τύποι υδροστροβίλων κατάλληλοι μόνο για μικρές τιμές της ισχύος, όπως ο Cross-Flow (Banki), και διάφοροι τύποι υδροστροβίλων αξονικής ροής, όπως ο σωληνωτός τύπου S. Η τυποποίηση των υδροστροβίλων βασίζεται στους νόμους ομοιότητας των υδροδυναμικών μηχανών ενώ η διακριτοποίηση των μεγεθών είναι αρκετά λεπτή έτσι ώστε να καλύπτεται κατά το δυνατό πλήρως το διάγραμμα παροχής- υψών.

Το βασικό πλεονέκτημα της επιλογής τυποποιημένου υδροστροβίλου έγκειται στο σημαντικά μικρότερο κόστος, δεδομένου ότι δεν επιβαρύνεται από το κόστος ανάπτυξης (υδραυλική χάραξη, δοκιμές σε μοντέλο κλπ.), και κατά συνέπεια στον μικρότερο χρόνο παράδοσης, σημείο ιδιαίτερης βαρύτητας για την περίπτωση μικρού ΥΗΕ, του οποίου ο χρόνος κατασκευής δεν υπερβαίνει, και δεν πρέπει να υπερβαίνει, τα 2 χρόνια. Σημειώνεται ότι ένα μεγάλο ΥΗΕ, από τη στιγμή που αρχίζει η επένδυση μέχρι να ενταχθεί η μονάδα στο δίκτυο, απαιτεί τουλάχιστον μια πενταετία έως και δεκαετία και την αντίστοιχη δέσμευση τεράστιων χρηματικών ποσών. Επίσης, με την τυποποίηση αυξάνεται η αξιοπιστία του εξοπλισμού καθώς υφίσταται συνεχείς βελτιώσεις και είναι πιο εύκολη η παραγγελία ανταλλακτικών.

Φυσικά υπάρχουν και μειονεκτήματα από την επιλογή τυποποιημένου ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού, όπως το ότι τα λειτουργικά χαρακτηριστικά του τυποποιημένου υδροστροβίλου που θα επιλεγεί δεν είναι απόλυτα προσαρμοσμένα στις ανάγκες του συγκεκριμένου έργου με αποτέλεσμα η παραγόμενη ενέργεια να είναι μικρότερη από αυτή που θα παραγόταν από υδροστροβίλο σχεδιασμένο ειδικά για το συγκεκριμένο έργο. Επίσης οι τυποποιημένοι υδροστροβίλοι σχεδιάζονται έτσι ώστε η συντήρησή τους να είναι απλούστερη, με επεμβάσεις κυρίως στα έδρανα.

Η τυποποίηση του ρυθμιστή στροφών των μονάδων δεν παρουσιάζει κανένα πρόβλημα προσαρμογής στην κάθε εξεταζόμενη περίπτωση χάρη στην εφαρμογή σύγχρονης τεχνολογίας μέσω της οποίας οι σύγχρονοι ρυθμιστές στροφών είναι ψηφιακοί και εύκολα προγραμματιζόμενοι.

Όσον αφορά τις τυποποιημένες ηλεκτρικές γεννήτριες είναι δυνατή η επιλογή ασύγχρονων γεννητριών στην περίπτωση κατά την οποία η μονάδα συνδέεται σε ισχυρό διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό δίκτυο το οποίο διατηρεί σταθερή την συχνότητα του ηλεκτρικού ρεύματος και παρέχει την απαραίτητη άεργη ισχύ. Για μεγαλύτερες ισχύς επιλέγονται σύγχρονες τυποποιημένες γεννήτριες (που δεν έχουν απαιτήσεις άεργης ισχύς) οι οποίες όμως σε σύγκριση με τις ασύγχρονες έχουν υψηλότερο κόστος και αυξημένες απαιτήσεις συντήρησης. Θα πρέπει να διευκρινισθεί ότι οι κοινές γεννήτριες του εμπορίου σχεδιάζονται ώστε να λειτουργούν με πετρελαιοκινητήρες και για τον λόγο αυτό δεν αντέχουν στις σημαντικές υπερταχύσεις που αναπτύσσονται στην περίπτωση απόρριψης του φορτίου της μονάδας υδροστροβίλου- γεννήτριας [2.1].

2.5 ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΕΣ ΕΠΙΠΤΩΣΕΙΣ ΜΙΚΡΩΝ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΕΡΓΩΝ

Όπως κάθε τεχνικό έργο, ένα μικρό ΥΗΕ αποτελεί μια παρέμβαση στο περιβάλλον, τόσο το φυσικό όσο και το κοινωνικό και το πολιτιστικό. Η παρέμβαση αυτή λαμβάνει χώρα τόσο κατά την φάση της κατασκευής όσο και της λειτουργίας του. Τα μικρά ΥΗΕ θεωρούνται γενικά έργα με αντιμετωπίσιμες αρνητικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις σε σύγκριση με άλλα είδη έργων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ παράλληλα δεν πρέπει να ξεχνάμε τις θετικές επιπτώσεις που αυτά μας προσφέρουν και περιγράφονται αναλυτικά σε άλλες παραγράφους (*πλεονεκτήματα υδροηλεκτρικής ενέργειας και χρήσεις μικρών υδροηλεκτρικών έργων*). Σε ότι αφορά τις πιθανές αρνητικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις από την κατασκευή τους, δεν μπορεί να γενικεύσει κανείς εύκολα και αυτό που απαιτείται είναι η κατά περίπτωση εκπόνηση μελέτης περιβαλλοντικών επιπτώσεων. Οι επιπτώσεις διαφέρουν σημαντικά και εξαρτώνται από το αν το υδροηλεκτρικό συνοδεύεται ή όχι από ταμιευτήρα (και πόσο μεγάλο) ή αν είναι ελευθέρως ροής αξιοποιώντας την ορμή κάποιου υδατορεύματος. Εξαρτάται επίσης από το αν γίνεται εκτροπή των νερών του υδατορεύματος, κι αν ναι σε τι ποσοστό, και φυσικά από τα μέτρα που έχουν ληφθεί κατά το σχεδιασμό για την άμβλυνση και αντιμετώπιση των όποιων πιθανών επιπτώσεων.

Το μόνο σίγουρο που μπορεί να ειπωθεί είναι πως τα μικρά υδροηλεκτρικά συμβάλλουν ήδη στη μείωση των εκπομπών CO₂ κατά 32 εκατομμύρια τόνους ετησίως, ενώ έχουν επίσης βοηθήσει να μειωθούν οι ετήσιες εκπομπές διοξειδίου του θείου κατά 105.000 τόνους. Δεν πρέπει επίσης να παραληφθεί το γεγονός πως ένα τυπικό μικρό υδροηλεκτρικό εγκατεστημένης ισχύος 1 MW, παράγει περίπου 6 MWh ετησίως και αποσοβεί την έκλυση 6.000 τόνων διοξειδίου του άνθρακα (η εκτίμηση για τις εκπομπές γίνεται με βάση το μέσο ενεργειακό μείγμα στην Ελλάδα).

Οι πιο πιθανές αρνητικές επιπτώσεις στο περιβάλλον (φυσικό, πολιτιστικό, κοινωνικό) από την κατασκευή και την λειτουργία των μικρών ΥΗΕ εντοπίζονται στους ακόλουθους τομείς: διακοπή της ελεύθερης επικοινωνίας της ιχθυοπανίδας, διακοπή του μηχανισμού απαγωγής φερτών υλών, ελάττωση της παροχής του υδατορέματος από το σημείο της υδροληψίας έως το σημείο επιστροφής του νερού σε αυτό, καταστροφή δασικής βλάστησης επειδή οι θέσεις των έργων αυτών βρίσκονται συνήθως εντός δασικών περιοχών, κατάληψη φυσικού χώρου και ιδιαίτερα σε ορεινές περιοχές, δημιουργία εκσκαφών τόσο στις θέσεις των έργων όσο και στις θέσεις των δανειοθαλάμων από όπου θα εξασφαλισθούν δάνεια υλικά αν απαιτούνται, απόθεση περίσσειας υλικών εκσκαφών που θα προκύψουν από την κατασκευή των έργων, αλλοίωση φυσικού κάλλους, προστατευόμενης περιοχής, ιστορικών και αρχαιολογικών μνημείων, ηχορύπανση τόσο από την κατασκευή του έργου όσο και από τη λειτουργία της ηλεκτροπαραγωγικής μονάδας, ρύπανση από απόρριψη στερεών και υγρών αποβλήτων στο έδαφος ή το νερό, εργατικά ατυχήματα και ο κίνδυνος

πυρκαγιάς από βραχυκύκλωμα στη μονάδα ηλεκτροπαραγωγής ή αστοχία στο δίκτυο μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας [2.2].

Σε ορισμένες περιπτώσεις η επίπτωση στο περιβάλλον μπορεί να είναι τόσο προφανής ώστε να αποτρέπει κάθε δυνατότητα συνέχισης της μελέτης του έργου, όπως για παράδειγμα εάν συντρέχουν λόγοι αλλοίωσης της θέας ιδιαίτερου φυσικού κάλους (π.χ. καταρράκτη) ή καταστροφής αρχαιοτήτων. Γενικότερα πάντως, δεν υπάρχει ευρέως αποδεκτή μέθοδος συνολικής αποτίμησης και ποσοτικοποίησης των περιβαλλοντικών επιπτώσεων ενός τεχνικού έργου, ή ενός μικρού ΥΗΕ ειδικότερα. Αναφορικά, οι πιο διαδεδομένες αυτού του είδους μέθοδοι είναι η μέθοδος μητρώου, η μέθοδος βαθμολογίας και η μέθοδος του εξωτερικού κόστους.

Η μέθοδος του εξωτερικού κόστους είναι η μόνη γνωστή μέθοδος που βασίζεται στην ποσοτικοποίηση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων, όμως και σε αυτή πολλές συνιστώσες δεν μπορούν να αποτιμηθούν αντικειμενικά. Η μέθοδος αυτή οδηγεί σε μια ποσοτική αποτίμηση κάθε μιας από τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις, το άθροισμα των οποίων δίνει την συνολική περιβαλλοντική αποτίμηση του έργου. Έτσι, στο κόστος της παραγόμενης ενέργειας, όπως αυτό υπολογίζεται με καθαρά οικονομικά και τεχνικά δεδομένα, θα πρέπει να συνυπολογιστεί το κόστος που αντιστοιχεί στην μείωση της κοινωνικής ευημερίας, την υποβάθμιση του περιβάλλοντος κλπ..

Οι σημαντικότερες από τις συνιστώσες των αρνητικών επιπτώσεων ενός μικρού ΥΗΕ στο περιβάλλον είναι κυρίως ο θόρυβος και τα εργατικά ατυχήματα, και ακολούθως οι επιπτώσεις στη γεωργία, όπως φαίνονται από τον Πίνακα 2.1. Το εξωτερικό κόστος της υδροηλεκτρικής ενέργειας όταν συγκριθεί με το αντίστοιχο άλλων ενεργειακών μορφών, όπως γίνεται στον Πίνακα 2.2, γίνεται φανερό ότι κυμαίνεται σε χαμηλά επίπεδα, γεγονός που υποδεικνύει τη φιλικότητά της προς το περιβάλλον και οδηγεί στο συμπέρασμα ότι οι αρνητικές επιπτώσεις των μικρών ΥΗΕ είναι περιορισμένες [2.5].

Πίνακας 2.1: Οικονομική αποτίμηση περιβαλλοντικών επιπτώσεων υδροηλεκτρικού κύκλου με την μέθοδο του εξωτερικού κόστους

Δέκτης	Οικονομική Αποτίμηση €/kWh
Γεωργία	0,00037
Δασοκομία	0,0000046- 0,0000058
Πληθυσμός (Θόρυβος)	0,00112
Εργάτες (Ατυχήματα)	0,00045- 0,00078
Υδατικοί Πόροι	Δεν υπάρχει

Πίνακας 2.2: Συγκριτική αποτίμηση περιβαλλοντικών επιπτώσεων διαφόρων συστημάτων ηλεκτροπαραγωγής με την μέθοδο του εξωτερικού κόστους

Ενεργειακός Κύκλος	Συνολική Αποτίμηση Επιπτώσεων €/kWh
Άνθρακας	0,0260
Λιγνίτης	0,0250
Πετρέλαιο	0,0197
Φυσικό Αέριο	0,0073
Αιολικό Πάρκο	0,0021
Υδροηλεκτρικός (μικρά και μεγάλα ΥΗΕ)	0,0014

Σκοπός της τήρησης των διαδικασιών προέγκρισης χωροθέτησης και έγκρισης περιβαλλοντικών όρων, εκτός από την διαπίστωση της περιβαλλοντικής δυνατότητας κατασκευής του έργου, είναι και ο καθορισμός για κάθε περίπτωση των τεχνικών έργων και μέτρων αντιμετώπισης των επιπτώσεων στο περιβάλλον που θα πρέπει να κατασκευασθούν ή

να ληφθούν. Τα έργα και μέτρα αυτά ορίζονται από την εκάστοτε Απόφαση Έγκρισης Περιβαλλοντικών Όρων και αφορούν τόσο την φάση κατασκευής όσο και την φάση λειτουργίας του έργου. Είναι δε κάθε φορά προσαρμοσμένα στις ιδιαιτερότητες του έργου και της περιοχής κατασκευής του.

Τα βασικότερα και συνηθέστερα από τα μέτρα αυτά αφορούν στα εξής: τήρηση των νόμιμων ανά περίπτωση διαδικασιών αδειοδότησης, αποκατάσταση της βλάστησης και γενικότερα των χώρων όπου έχουν γίνει επεμβάσεις, ειδικά μέτρα προστασίας της πανίδας ή χλωρίδας εφόσον είναι απαραίτητο, ελεγχόμενη απόθεση των τυχόν πλεοναζόντων υλικών εκσκαφών, αντιρύπανση εδάφους και νερών, εξασφάλιση των υφισταμένων χρήσεων του νερού, ορθολογική διαχείριση του υδάτινου δυναμικού, εξασφάλιση της ελεύθερης επικοινωνίας της ιχθυοπανίδας, εξασφάλιση του μηχανισμού απαγωγής φερτών, διατήρηση του οικοσυστήματος στην κοίτη του υδατορέματος μεταξύ της υδροληψίας και της επιστροφής του νερού στη φυσική του κοίτη, πυροπροστασία, ασφάλεια των κατοίκων της περιοχής, περιορισμός της ηχορρύπανσης, έλεγχος για την σωστή λειτουργία του έργου. Τέλος θα πρέπει να αναφερθεί ότι οι δαπάνες για την εφαρμογή των παραπάνω μέτρων θα πρέπει να εξασφαλίζονται κατά προτεραιότητα και κάθε περιβαλλοντικός όρος που περιλαμβάνεται στην αντίστοιχη Απόφαση Έγκρισης Περιβαλλοντικών Όρων θα πρέπει να εφαρμόζεται πιστά [2.2].

2.6 ΤΥΠΟΙ ΜΙΚΡΩΝ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΕΡΓΩΝ

Τα μικρά υδροηλεκτρικά έργα συχνά κατασκευάζονται ανάντη μεγάλων ταμιευτηρίων, δηλαδή στους παραπόταμους, όπου η παροχή είναι μικρότερη, ή αμέσως κατάντι μεγάλων ταμιευτηρίων, λειτουργώντας σαν αναρρυθμιστικές δεξαμενές. Ακόμα, κατασκευάζονται κοντά σε μεγάλα φράγματα, όπου ένα μέρος του νερού πηγαίνει σε αρδεύσεις, για να εκμεταλλεύονται την ενέργεια αυτών των υδατικών μαζών. Φυσικά, σε περιπτώσεις μικρών υδατοπτώσεων, όπου δεν μπορεί να κατασκευασθεί μεγάλος σταθμός, κατασκευάζονται μικρά υδροηλεκτρικά έργα και αυτόνομα.

Τα μικρά υδροηλεκτρικά έργα μπορούν γενικά να ταξινομηθούν ως εγκαταστάσεις φυσικής ή ρυθμιζόμενης παροχής (με δεξαμενές), όπως περιγράφεται λεπτομερέστερα παρακάτω. Στην Ελλάδα, οι περισσότεροι σε λειτουργία σταθμοί έχουν μεγάλα φράγματα και λειτουργούν σαν σταθμοί φυσικής ροής.

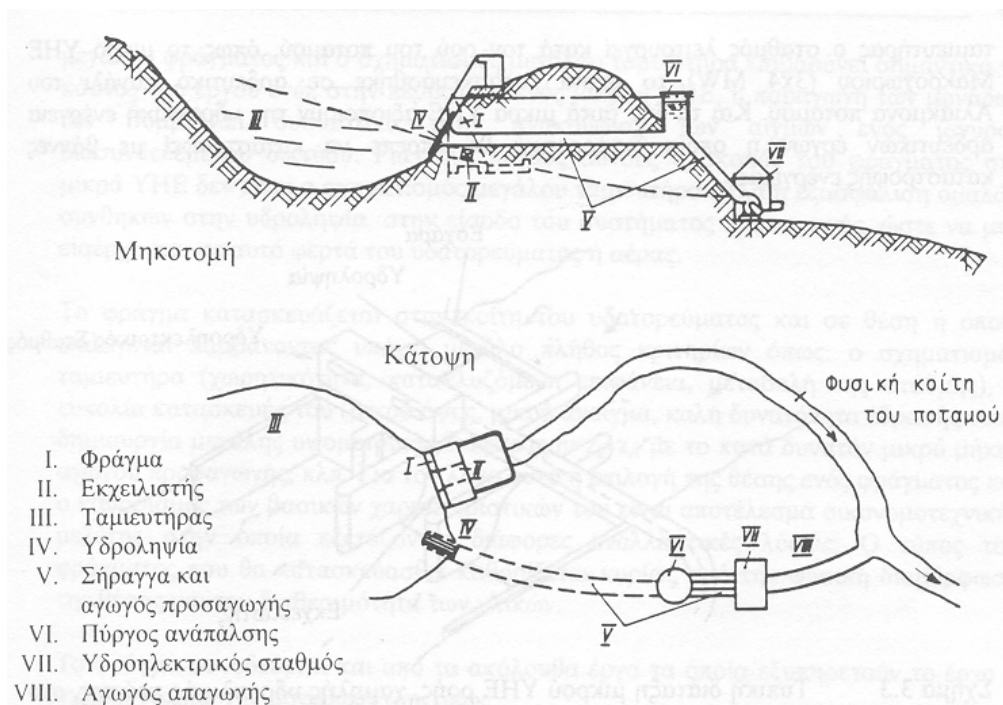
2.6.1 ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΙΣ ΦΥΣΙΚΗΣ ΠΑΡΟΧΗΣ

Ο όρος φυσική παροχή αναφέρεται στον τρόπο λειτουργίας κατά τον οποίο οι υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις χρησιμοποιούν μόνο το νερό που είναι διαθέσιμο από τη φυσική παροχή του ποταμού.

Στις εγκαταστάσεις φυσικής παροχής υπονοείται ότι δεν υπάρχει καμία αποθήκευση ύδατος και ότι η παραγόμενη ισχύς είναι ανάλογη της παροχής του νερού που περνά από τον υδροστρόβιλο, εφόσον αυτή δεν έχει τιμή μικρότερη από κάποια κρίσιμη τιμή και έχουμε φαινόμενα σπηλαιώσης.

Η παραγωγή ισχύος ενός σταθμού φυσικής παροχής κυμαίνεται με τον υδρολογικό κύκλο, έτσι είναι συχνά καταλληλότερος για να παρέχει ενέργεια σε μεγαλύτερο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας. Απομονωμένος, δεν παρέχει ισχύς μεγάλης σταθερότητας. Επομένως, οι απομονωμένες περιοχές που χρησιμοποιούν μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς ηλεκτρικής ενέργειας απαιτούν συχνά άλλου είδους πηγή συμπληρωματικής ενέργειας. Οι εγκαταστάσεις φυσικής παροχής μπορούν να καλύψουν τις ηλεκτρικές ανάγκες μιας

απομονωμένης περιοχής ή μιας βιομηχανίας όταν η ελάχιστη παροχή στον ποταμό είναι επαρκής για να καλύψει τις μέγιστες απαιτήσεις που έχουν σε ισχύ.



Σχήμα 2.4: Αρχή διαμόρφωσης υδροηλεκτρικού έργου φυσικής παροχής

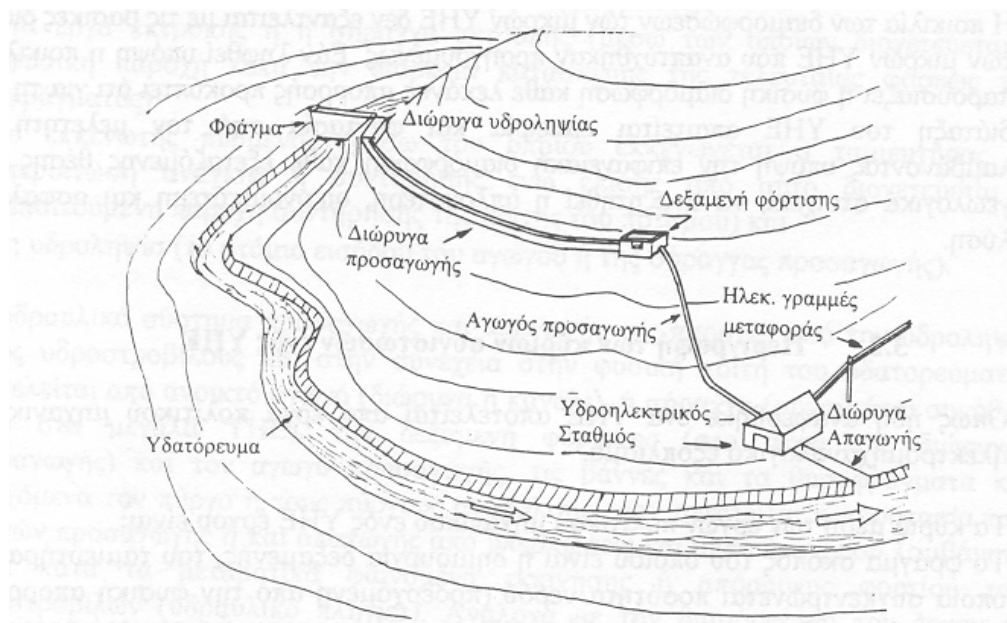
Στην περίπτωση των σταθμών φυσικής παροχής μπορεί να χρειασθεί εκτροπή της παροχής ενός ποταμού. Η εκτροπή συχνά απαιτείται για την εκμετάλλευση της υδατόπτωσης που εμφανίζεται μεταξύ δύο σημείων κατά μήκος του ποταμού. Τα έργα εκτροπής μειώνουν τη παροχή του ποταμού μεταξύ της εισαγωγής και του εργοστασίου παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Ένα ρυθμιστικό φράγμα αλλαγής της κατεύθυνσης του ποταμού απαιτείται συνήθως για να εκτρέψει τη παροχή στην εισαγωγή.

Δηλαδή, για τους μικρούς ΥΗΣ φυσικής ροής έχουμε: μικρό φράγμα, μικρή εγκατεστημένη ισχύ, πολλές ώρες λειτουργίας, παραγωγή ενέργειας βάσης και μικρή ρυθμιστική ικανότητα. Τέτοιου είδους σταθμός είναι εντελώς ακατάλληλος για αρδευτικές ανάγκες.

2.6.2 ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΙΣ ΡΥΘΜΙΖΟΜΕΝΗΣ ΠΑΡΟΧΗΣ (ΜΕ ΔΕΞΑΜΕΝΕΣ)

Για να προσφέρει ένα υδροηλεκτρικό έργο την ισχύ που απαιτείται, είτε για την περίπτωση που συναντήσει κυμαινόμενη ζήτηση είτε για να αποδώσει τη μέγιστη δυνατή ενέργεια, το νερό πρέπει να αποθηκευτεί σε μια ή περισσότερες δεξαμενές, με εξαίρεση της περίπτωσης του σταθμού φυσικής παροχής όπου η ελάχιστη παροχή του ποταμού μπορεί να ικανοποιήσει την μέγιστη απαίτηση σε ισχύ. Εκτός και αν μπορεί να σχηματιστεί φυσική λίμνη, η αποθήκευση του νερού απαιτεί συνήθως την κατασκευή ενός ή πολλών φραγμάτων και τη δημιουργία τεχνητών λιμνών. Αυτό έχει κάποιο αντίκτυπο στο τοπικό περιβάλλον, και το μέγεθος του έργου συχνά ενισχύει την αρνητική επίδραση στην οικολογία. Έτσι συχνά παρουσιάζεται διαμάχη, δεδομένου ότι τα συγκεκριμένα μικρά υδροηλεκτρικά έργα είναι ελκυστικά επειδή μπορούν να προσφέρουν "αποθηκευμένη" ενέργεια κατά τη διάρκεια των περιόδων μέγιστης ζήτησης. Λόγω των οικονομικών μεγεθών και της πολύπλοκης διαδικασίας έγκρισης όμως, τα σχέδια αυτά τείνουν να είναι σχετικά μεγάλα στο μέγεθος.

Η δημιουργία νέων δεξαμενών αποθήκευσης ύδατος για μικρές υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις δεν είναι οικονομικά βιώσιμη εκτός από, ενδεχομένως, τις απομονωμένες περιοχές όπου η αξία της ενέργειας είναι πολύ υψηλή. Η αποθήκευση σε μικρές υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις περιορίζεται, επομένως, σε μικρούς όγκους ύδατος είτε σε μια νέα τεχνητή δεξαμενή είτε σε μια ήδη υπάρχουσα φυσική λίμνη άνωθεν του φράγματος. Λεκάνη ανάσχεσης είναι ο όρος που χρησιμοποιείται για να περιγράψει τους μικρούς όγκους της αποθήκευσης ύδατος. Η λεκάνη ανάσχεσης μπορεί να παρέχει οφέλη στις μικρές υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις υπό μορφή αυξανόμενης ενεργειακής παραγωγής ή/ και αυξανόμενου εισοδήματος.



Σχήμα 2.5: Αρχή διαμόρφωσης υδροηλεκτρικού έργου ρυθμιζόμενης παροχής

Ένας άλλος τύπος εγκαταστάσεων αποθήκευσης ύδατος είναι η "αντλημένη αποθήκευση" όπου το νερό είναι ανακυκλώσιμο μεταξύ των προς τα κάτω και προς τα πάνω δεξαμενών αποθήκευσης. Το νερό περνά μέσω υδροστροβίλων για να παράγει την ισχύ κατά τη διάρκεια των περιόδων μέγιστης ζήτησης και αντλείται πίσω στην ανώτερη δεξαμενή κατά τη διάρκεια των περιόδων χαμηλής ζήτησης. Τα οικονομικά οφέλη της "αντλημένης αποθήκευσης" εξαρτώνται από τη διαφορά μεταξύ των τιμών της μέγιστης και της ελάχιστης ισχύος. Λόγω των ανεπαρειών που περιλαμβάνονται στην άντληση έναντι της παραγωγής, η ανακύκλωση του ύδατος οδηγεί σε καθαρή κατανάλωση ενέργειας. Η ενέργεια που χρησιμοποιείται για την άντληση του ύδατος πρέπει να παραχθεί από άλλες πηγές.

Οι περιβαλλοντικές επιδράσεις που προκαλούν οι μικρές υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις ποικίλουν σημαντικά ανάλογα με τη θέση και τον τρόπο διαμόρφωσης του έργου.

Τα αποτελέσματα στο περιβάλλον της κατασκευής ενός μικρού υδροηλεκτρικού έργου φυσικής παροχής σε τοποθεσία με ήδη υπάρχον φράγμα είναι μηδαμινή και παρόμοια με εκείνα της επέκτασης και αναβάθμισης ενός υδροηλεκτρικού σταθμού. Η ανάπτυξη μικρού υδροηλεκτρικού σταθμού φυσικής παροχής σε τοποθεσία ανέγγιχτη μπορεί όμως να θέσει κάποιες περιβαλλοντικές επιδράσεις. Για αυτούς τους σταθμούς είναι συνήθως απαραίτητο ένα μικρό φράγμα ή ένα φράγμα εκτροπής και το πιο οικονομικό σχέδιο ανάπτυξης μπορεί να περιλαμβάνει την πλημμύρα μερικών τεχνητών λιμνών άνωθεν του νέου μικρού φράγματος.

Οι περιβαλλοντικές επιδράσεις που προκαλούν οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί με αποθήκευση ύδατος (χαρακτηριστικά μεγαλύτεροι στο μέγεθος) συσχετίζονται κυρίως με την δημιουργία της τεχνητής δεξαμενής αποθήκευσης ύδατος. Η δημιουργία της δεξαμενής περιλαμβάνει την κατασκευή ενός σχετικά μεγάλου φράγματος, ή τη χρήση μιας ήδη υπάρχουσας φυσικής λίμνης για να αποθηκεύει το νερό. Η δημιουργία της νέας δεξαμενής με φράγμα περιλαμβάνει την πλημμύρα του εδάφους άνωθεν του φράγματος. Η χρήση του νερού που αποθηκεύεται είτε στη δεξαμενή ή είτε στη λίμνη οδηγεί στη διακύμανση της στάθμης του νερού που ρέει στον ποταμό κάτωθεν του φράγματος. Μια αυστηρή περιβαλλοντική εκτίμηση απαιτείται για οποιοδήποτε έργο που περιλαμβάνει την αποθήκευση ύδατος.

Δηλαδή, για τους μικρούς ΥΗΣ ρυθμιζόμενης ροής έχουμε: φράγμα μεγάλης χωρητικότητας και μεγάλη εγκατεστημένη ισχύ. Αυτό επιτρέπει την αποθήκευση υδάτινων μαζών στο φράγμα, που, σε κάποια περίοδο αυξημένης ζήτησης, διέρχονται από το στρόβιλο παράγοντας ενέργεια αιχμής. Έτσι ο σταθμός λειτουργεί λίγες ώρες το χρόνο, σε σχέση με τους σταθμούς φυσικής ροής. Τέτοιου είδους σταθμοί, μπορούν να χρησιμοποιηθούν για αρδευτικές ανάγκες.

2.7 Η ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΜΙΚΡΟΥ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΕΡΓΟΥ

Η διάρκεια για την ολοκλήρωση ενός μικρού υδροηλεκτρικού έργου είναι συνήθως μεταξύ 2 και 5 ετών, από τη σύλληψη της ιδέας μέχρι και την διεκπεραίωση του έργου. Αυτή η περίοδος απαιτείται για να γίνουν μελέτες και σχέδια, για να ληφθούν οι απαραίτητες εγκρίσεις και για να κατασκευαστεί το έργο. Οι μικρές υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις απαιτούν ελάχιστη συντήρηση κατά τη διάρκεια της χρήσιμης ζωής τους, η οποία μπορεί να φτάσει ακόμη και τα 50 έτη. Ένας χειριστής μερικής απασχόλησης μπορεί εύκολα να επωμιστεί τη λειτουργία και τη συντήρηση ρουτίνας ενός μικρού υδροηλεκτρικού σταθμού, με μοναδική βοήθεια από εξωτερικούς εργολάβους για την περιοδική συντήρηση των μεγάλων μονάδων της εγκατάστασης.

Είναι ευνόητο ότι η βιωσιμότητα ενός υδροηλεκτρικού σταθμού αποτελεί συνάρτηση των εξής βασικών παραγόντων: του κόστους κατασκευής του, του χρηματοδοτικού σχήματός του, της δυναμικότητάς του και τέλος του ύψους των σταθερών και μεταβλητών δαπανών κατά την λειτουργία του.

Η τεχνική και οικονομική βιωσιμότητα κάθε πιθανού μελλοντικού μικρού υδροηλεκτρικού σταθμού σε ορισμένες τοποθεσίες είναι πολύ συγκεκριμένη. Η παραγωγή ισχύος εξαρτάται από το διαθέσιμο νερό (παροχή) και την υψομετρική διαφορά (ύψος πτώσης του νερού). Έτσι, δημιουργείται ένας εμπειρικός κανόνας που χρησιμοποιείται συνήθως για μια γρήγορη προσέγγιση της παραγόμενης ισχύος για ένα υδροηλεκτρικό έργο και ισχύει ότι αυτή είναι περίπου ίση με επτά φορές το γινόμενο της παροχής (Q) και της ακαθάριστης υψομετρικής διαφοράς (H) της τοποθεσίας ($P = 7 \cdot Q \cdot H$).

Το ποσό της ενέργειας που μπορεί να παραχθεί εξαρτάται από την διαθέσιμη ποσότητα του ύδατος και τη μεταβλητότητα της παροχής σε όλη την διάρκεια ενός έτους. Έτσι, η εκτίμηση του υδροδυναμικού μιας περιοχής είναι το πρωταρχικό και το πιο κρίσιμο στάδιο για την ανάπτυξη των μικρών υδροηλεκτρικών εφαρμογών. Ο προσδιορισμός των υδρολογικών χαρακτηριστικών, σε συνδυασμό με την αναγνώριση της περιοχής, έχει σαν στόχο την περιγραφή της διακύμανσης της συγκεκριμένης παροχής και την επιλογή πιθανών θέσεων για εγκατάσταση μικρών ΥΗΕ. Λαμβάνοντας υπόψη την τοπογραφία, τη γεωλογία, τις κατακρημνίσεις και τυχόν υπάρχουσες μετρήσεις παροχής, γίνεται υπολογισμός του θεωρητικού υδροδυναμικού της περιοχής.

Στις περισσότερες περιοχές η παροχή του νερού δεν είναι συγκεντρωμένη σε μια θέση αλλά είναι το άθροισμα αρκετών πηγών και παραποτάμων. Έτσι, η επιλογή της θέσης για την εγκατάσταση του ταμιευτήρα θα πρέπει να λάβει υπόψη όλα τα στοιχεία της περιοχής (ανάγλυφο της περιοχής, παροχές).

Τα οικονομικά οφέλη για την κάθε τοποθεσία εξαρτώνται από την ισχύ (δυναμικότητα) και την ενέργεια που ένα έργο μπορεί να παράγει, εάν η ενέργεια μπορεί ή όχι να πωληθεί, και η τιμή στην οποία αυτή πωλείται. Σε μια απομονωμένη περιοχή (εφαρμογές μακριά από το κεντρικό δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας και συνεπώς για εφαρμογή σε απομονωμένο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας) η αξία της ενέργειας που παράγεται για κατανάλωση είναι τις περισσότερες φορές μεγαλύτερη από αυτή όταν ο σταθμός συνδέεται σε κεντρικό δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας. Εντούτοις, οι απομονωμένες περιοχές μπορεί να μην είναι σε θέση να χρησιμοποιήσουν όλη τη διαθέσιμη ενέργεια από τις μικρές υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις ενώ αντίθετα, μπορεί να μην είναι αρκετή η διαθέσιμη ενέργεια όταν αυτή είναι απαραίτητη εξαιτίας των διακυμάνσεων της παροχής του ποταμού και της κατανάλωσης της ενέργειας υπό την επίδραση των εποχιακών αλλαγών κατά την διάρκεια του έτους.

Δεδομένου ότι η υδραυλική ισχύς είναι γινόμενο της παροχής και της υδραυλικής πτώσης γίνεται φανερό ότι όσο μεγαλύτερη είναι η υδραυλική πτώση, τόσο μικρότερο είναι το κόστος κατασκευής ενός μικρού ΥΗΕ και άρα τόσο πιο αποδοτική η επένδυση. Όμως κατά κανόνα οι μεγάλες υδραυλικές πτώσεις αναπτύσσονται σε ορεινές και απομακρυσμένες περιοχές οπότε ενδέχεται το κόστος των γραμμών μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας να είναι τόσο υψηλό ώστε να αντισταθμίζει το πλεονέκτημα του σχετικά χαμηλού κόστους του μικρού ΥΗΕ. Το αντίθετο συμβαίνει με τα μικρά ΥΗΕ μικρής υδραυλικής πτώσης: το ύψος της επένδυσης είναι αυξημένο όμως κατά κανόνα βρίσκονται κοντά σε πεδινές και κατοικήσιμες περιοχές οπότε το κόστος των έργων σύνδεσης με το διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό δίκτυο είναι μικρό.

Ο σκοπός της τεχνικοοικονομικής μελέτης ενός μικρού ΥΗΕ, είναι ο καθορισμός των τεχνικών χαρακτηριστικών των στοιχείων που απαρτίζουν το έργο και η εκτίμηση της οικονομικής βιωσιμότητάς του. Η διαστασιολόγηση ενός μικρού ΥΗΕ, η επιλογή δηλαδή του μεγέθους και του πλήθους των εγκατεστημένων μονάδων και η εύρεση της βέλτιστης παροχής λειτουργίας της κάθε μίας, είναι από τα πιο κρίσιμα σημεία μιας μικρής υδροηλεκτρικής εφαρμογής. Η μελέτη καταλήγει σε τελική πρόταση για την απόφαση κατασκευής ή μη του έργου. Καθορίζονται τα τεχνικά χαρακτηριστικά (τύπος, διαστάσεις) όλων των συνιστωσών του έργου (υδροληψία, προσαγωγή νερού, κτίριο, ηλεκτρομηχανολογικός εξοπλισμός), καθορίζεται η εγκατεστημένη ισχύς του έργου και εκτιμάται το συνολικό κόστος του έργου και η ετήσια παραγόμενη ενέργεια. Ανάλογα με τον τρόπο διάθεσης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας (ιδιοκατανάλωση, διάθεση του συνόλου, συμψηφισμός της ενέργειας) προσδιορίζονται τα ετήσια έσοδα και οι υπόλοιποι οικονομικοί δείκτες της επένδυσης. Τέλος, καθορίζονται τα νομικά και οικονομικά πλαίσια της λειτουργίας καθώς και προτάσεις για άρση των τυχόν περιβαλλοντικών επιπτώσεων από την κατασκευή του έργου [2.9].

Η βελτιστοποίηση της λειτουργίας και η μεγιστοποίηση της παραγόμενης ενέργειας, αποτελούν καθοριστικές παραμέτρους για την οικονομικότητα των μικρών ΥΗΕ. Αύξηση του βαθμού απόδοσης της εγκατάστασης σε ποσοστό 1%, οδηγεί σε μια σημαντική αύξηση της παραγόμενης ενέργειας, των ετήσιων εσόδων και μια αξιόλογη μείωση της περιόδου απόσβεσης της επένδυσης. Έτσι για την ανάπτυξη ενός μικρού ΥΗΕ, απαιτούνται μετρήσεις της καμπύλης ισχύος, του βαθμού απόδοσης και των απωλειών σε συνάρτηση με την μεταβολή της παροχής και του καθαρού ύψους πτώσης. Απαραίτητες, για τον ίδιο λόγο, θεωρούνται και οι μετρήσεις ηλεκτρικών μεγεθών γεννήτριας όπως το συνημίτονο τάσης, η ένταση, η ενεργός και άεργος ισχύς και η ενέργεια. Αναγκαίος είναι και ο έλεγχος των αυτοματισμών σε περίπτωση απόρριψης φορτίου. Τέλος, η βέλτιστη κατανομή και η

εκμετάλλευση της παροχής σε μικρά υδροηλεκτρικά έργα με περισσότερους από έναν εγκατεστημένους υδροστροβίλους είναι κρίσιμης σημασίας έτσι ώστε να προταθούν οι βέλτιστοι συνδυασμοί των καμπυλών απόδοσης των μονάδων [2.9].

Πολλές φορές, ορισμένες από τις παραπάνω μελέτες θα πρέπει να προβλέψουν λειτουργία του έργου μόνο για τους χειμερινούς μήνες μια και τους καλοκαιρινούς, το νερό χρησιμοποιείται για αρδευτικούς λόγους ενώ παράλληλα η παροχή των πιο πολλών πηγών μειώνεται σημαντικά καθιστώντας ασήμαντη την ενεργειακή τους συνεισφορά.

Η παραγωγή μιας kW από μια τοποθεσία με υδατόπτωση 100 m θα απαιτήσει το ένα δέκατο της παροχής του νερού που θα απαιτούσε τοποθεσία με υδατόπτωση 10 m. Το μέγεθος των υδροστροβίλων εξαρτάται πρώτιστα από τη παροχή του ύδατος που αυτοί θα δεχτούν. Κατά συνέπεια, ο εξοπλισμός για τις εγκαταστάσεις μεγάλης υδατόπτωσης και χαμηλής παροχής είναι γενικά λιγότερο ακριβός από τις εγκαταστάσεις μικρής υδατόπτωσης και υψηλής παροχής. Δεν μπορεί απαραίτητως να ειπωθεί το ίδιο πράγμα για τις δαπάνες των εργασιών πολιτικού μηχανικού ενός έργου που συσχετίζονται πολύ περισσότερο με την τοπογραφία και τον φυσικό χαρακτήρα της τοποθεσίας.

2.8 ΦΑΣΕΙΣ ΤΗΣ ΜΕΛΕΤΗΣ ΕΝΟΣ ΜΙΚΡΟΥ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΕΡΓΟΥ

Η μελέτη ενός υδροηλεκτρικού έργου περιλαμβάνει διάφορες φάσεις οι οποίες αρχίζουν από την τεκμηριωμένη πρόταση υδροηλεκτρικής ανάπτυξης μιας θέσεως μέχρι την ολοκλήρωση της μελέτης εφαρμογής και την σύνταξη των τευχών δημοπράτησης του έργου. Σύμφωνα με την διεθνή πρακτική, για τα μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα οι φάσεις αυτές είναι τέσσερις, ενώ για τα μικρά, οι φάσεις συχνά μειώνονται σε τρεις, όπως αυτές περιγράφονται κατωτέρω, προκειμένου να μειωθούν οι δαπάνες. Βέβαια, μειώνοντας τις φάσεις, αυξάνεται και ο κίνδυνος το έργο να μην είναι οικονομικά βιώσιμο, αυτό όμως μπορεί να δικαιολογηθεί λόγω του χαμηλότερου κόστους που απαιτούν τα μικρά υδροηλεκτρικά έργα.

Η έκταση και εμβάθυνση της μελέτης ενός μικρού ΥΗΕ εξαρτάται σημαντικά από τον χαρακτήρα και το μέγεθος του έργου. Η συνολική διάρκεια των μελετών ενός μικρού ΗΥΕ, από την έναρξη της αναγνωριστικής μελέτης μέχρι την έναρξη κατασκευής των έργων δεν μπορεί να είναι μικρότερη των 24 μηνών κυρίως επειδή οι διαδικασίες αδειοδότησης είναι χρονοβόρες και πολύπλοκες.

Το συνολικό κόστος της μελέτης ενός μικρού ΥΗΕ αποτελεί υψηλό ποσοστό της συνολικής επένδυσης, της τάξεως του 8- 15% της όλης επένδυσης. Λαμβάνοντας υπόψη ότι το τελικό ζητούμενο της αναγνωριστικής και της προκαταρκτικής φάσεως είναι το εάν το εξεταζόμενο έργο είναι οικονομικοτεχνικά βιώσιμο, θα πρέπει η εμβάθυνση να μην προχωρά περισσότερο από όσο δικαιολογείται από το παραδοτέο της κάθε φάσης. Δηλαδή, για παράδειγμα, δεν θα πρέπει στην αναγνωριστική φάση της μελέτης να γίνει οποιαδήποτε τοπογραφική αποτύπωση ή γεωλογική μελέτη (οπότε θα δαπανηθούν σημαντικά ποσά) και οι εκτιμήσεις να βασισθούν σε υπάρχοντα στοιχεία, όπως γεωλογικούς και γεωγραφικούς χάρτες.

2.8.1 ΑΝΑΓΝΩΡΙΣΤΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ

Σκοπός της αναγνωριστικής μελέτης, ή μελέτης σκοπιμότητας, είναι η διαπίστωση του εάν η εξεταζόμενη θέση αξίζει περισσότερης διερεύνησης. Εάν η απάντηση είναι θετική τότε προχωρά στην επόμενη φάση, διαφορετικά παύει κάθε διερεύνηση. Η διάρκεια της φάσης αυτής δεν ξεπερνά τον 1 με 2 μήνες.

Η αναγνωριστική μελέτη μπορεί να θεωρηθεί ως μία συνοπτική προκαταρκτική μελέτη με σκοπό την διερεύνηση της οικονομικής βιωσιμότητας της υδροηλεκτρικής αξιοποίησης μίας θέσης. Επίσης η αναγνωριστική μελέτη που διεξάγεται για περισσότερες θέσεις επιτρέπει την κατάταξή τους από πλευράς παραγόμενης ενέργειας, ύψους επένδυσης, δεικτών οικονομικής απόδοσης της επένδυσης έτσι ώστε να δοθεί η προτεραιότητα στις περισσότερο ευνοϊκές θέσεις.

Πριν από την έναρξη της αναγνωριστικής μελέτης για την αξιοποίηση μίας υποψήφιας θέσης θα πρέπει να διερευνηθεί εάν η ίδια θέση έχει κατά το παρελθόν αποτελέσει αντικείμενο μελέτης χωρίς να υλοποιηθεί το έργο ή εάν για την αξιοποίηση της θέσης αυτής έχει ήδη εκδοθεί άδεια από άλλον ενδιαφερόμενο.

Για την εκπόνηση της αναγνωριστικής μελέτης ακολουθούνται τα ίδια βήματα όπως και κατά την προκαταρκτική μελέτη με την διαφορά ότι η ανάλυση δεν είναι τόσο λεπτομερής ενώ παράλληλα βασίζεται στην συλλογή υπαρχόντων στοιχείων (τοπογραφικών, γεωλογικών, υδρολογικών κλπ.) έτσι ώστε να μην δαπανηθεί χρόνος και χρήμα για ένα αβέβαιο αποτέλεσμα.

Τα βήματα της αναγνωριστικής μελέτης για μια επιλεγμένη περιοχή ή για τις υποψήφιες περιοχές είναι τα ακόλουθα: αναγνώριση της περιοχής, συλλογή υπαρχόντων υδρολογικών στοιχείων, προκαταρκτική χάραξη του έργου, υπολογισμός της παραγόμενης ενέργειας, υπολογισμός του κόστους επένδυσης, επαναληπτική διαδικασία, προτάσεις χρηματοδότησης του έργου, καταγραφή των περιβαλλοντικών επιπτώσεων, σύνθεση έκθεσης αναγνωριστικής φάσεως.

Η αναγνωριστική μελέτη θα πρέπει να εκπονείται από ειδικευμένο μηχανικό, με την συμμετοχή γεωλόγου και περιβαλλοντολόγου, έτσι ώστε να οδηγηθεί γρήγορα και με ασφάλεια σε ορθές εκτιμήσεις, κυρίως όσο αφορά την δυνατότητα κατασκευής του έργου, τις μείζονες δυσκολίες και την κατά αρχή διάταξη του έργου και τις κύριες επιλογές

2.8.2 ΠΡΟΚΑΤΑΡΚΤΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ

Σκοπός της προκαταρκτικής μελέτης είναι να καθορίσει την οικονομοτεχνικά βέλτιστη διάταξη και διαστασιολόγηση των επί μέρους έργων και επιλογή του εξοπλισμού, όπως αυτή θα προκύψει από την εξέταση διαφόρων εναλλακτικών λύσεων. Η προκαταρκτική μελέτη ολοκληρώνεται με πλήρη και λεπτομερή χρηματοδοτική ανάλυση του έργου η οποία θα περιλαμβάνει ανάλυση της ευαισθησίας των διαφόρων οικονομοτεχνικών παραμέτρων. Η διάρκεια της φάσης αυτής δεν ξεπερνά τους 6 μήνες.

Η προκαταρκτική μελέτη βασίζεται στα κύρια συμπεράσματα της αναγνωριστικής μελέτης θεωρώντας ως αφετηρία της διερεύνησής της την διάταξη και διαστασιολόγηση η οποία προέκυψε ως βέλτιστη από την αναγνωριστική μελέτη. Για τον λόγο αυτό το πλήθος των εναλλακτικών διατάξεων του έργου τα οποία εξετάζονται στην φάση αυτή είναι λιγότερα και περισσότερο συγκεκριμένα.

Η εργασία αυτή για μια επιλεγμένη περιοχή ή για τις υποψήφιες περιοχές περιλαμβάνει: επανακαθορισμός της διάταξης του έργου, καταγραφή των συνθηκών της περιοχής, καθορισμός των νομικών διαδικασιών για την κατασκευή του έργου, αποσαφήνιση των υπαρχόντων δικαιωμάτων στην χρήση του νερού, συμπλήρωση και επιβεβαίωση των υδρολογικών στοιχείων, διάταξη και διαστασιολόγηση του έργου, υπολογισμός της παραγόμενης ενέργειας, εκτίμηση του κόστους του έργου, οικονομοτεχνική ανάλυση, οριστικοποίηση της διάταξης, λεπτομερής ανάλυση του κόστους, σύνταξη χρονοδιαγράμματος, σύνταξη προκαταρκτικής μελέτης.

Για την εκπόνηση της προκαταρκτικής μελέτης απαιτείται η συνεργασία περισσότερων ειδικοτήτων μηχανικών και επιστημόνων, όπως πολιτικού μηχανικού (υδραυλικού), γεωλόγου, τοπογράφου, μηχανολόγου και ηλεκτρολόγου μηχανικού, οικονομολόγου, ενώ την γενική σύνθεση και συντονισμό θα πρέπει να αναλάβει μηχανικός ή γραφείο μελετών με εμπειρία στο αντικείμενο.

2.8.3 ΜΕΛΕΤΗ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ

Η φάση της μελέτης εφαρμογής, ή οριστικής μελέτης όπως αλλιώς ονομάζεται, είναι η πιο κρίσιμη και πολυδάπανη. Έχει την μεγαλύτερη διάρκεια, η οποία ξεκινά από τους ελάχιστους 6 μήνες και μπορεί να φτάσει έως και 2 έτη.

Η μελέτη εφαρμογής σκοπό έχει την σύνταξη των τελικών σχεδίων και των προδιαγραφών κατασκευής, προμήθειας και εγκατάστασης του εξοπλισμού σύμφωνα με τα οποία ο ανάδοχος θα κατασκευάσει και θα θέσει σε λειτουργία την μονάδα. Η μελέτη εφαρμογής ολοκληρώνεται με την σύνταξη των τευχών δημοπράτησης του έργου βάσει των οποίων θα δοθούν οι προσφορές και θα επιλεγεί ο ανάδοχος του έργου.

Στην οριστική μελέτη μελετώνται αναλυτικά όλες οι συνιστώσες του έργου και συντάσσονται τα οριστικά κατασκευαστικά σχέδια. Παραδοτέο της μελέτης εφαρμογής είναι τα πλήρη και αναλυτικά σχέδια, τα τεύχη των υπολογισμών (στατικών, γεωστατικών, μηχανολογικών, ηλεκτρολογικών, υδραυλικών), το χρονοδιάγραμμα εξέλιξης κάθε φάσης των εργασιών, τα τεύχη των προδιαγραφών κατασκευής και προμήθειας, εγκατάστασης και δοκιμών του εξοπλισμού, η διαδικασία θέσης σε λειτουργία και δοκιμών παραλαβής του έργου κλπ., το τεύχος της προ μέτρησης των υλικών και εργασιών και του προϋπολογισμού.

Για την εκπόνηση της μελέτης εφαρμογής και ιδιαίτερα της αρχιτεκτονικής και στατικής μελέτης του κτιρίου του ΥΗΣ θα πρέπει ο μελετητής να έχει στην διάθεσή του τα πλήρη σχέδια που αφορούν τις ακριβείς ολικές διαστάσεις και λεπτομέρειες έδρασης του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού (υδροστροβίλου, μονάδας ισχύος ρυθμιστή στροφών, γεννήτριας, μετασχηματιστή), τα βάρη καθώς και τα φορτία που αναπτύσσονται κατά την λειτουργία. Τα στοιχεία αυτά υποχρεούται να υποβάλλει εγκαίρως η κατασκευάστρια εταιρεία.

Τα τεύχη δημοπράτησης του έργου κατασκευής μικρού ΥΗΕ είναι αντίστοιχα με αυτά των άλλων έργων: περίληψη διακήρυξης, διακήρυξη δημοπρασίας, ειδική συγγραφή υποχρεώσεων, γενική συγγραφή υποχρεώσεων, τιμολόγιο μελέτης, προϋπολογισμός μελέτης, τεχνική περιγραφή, άδειες χρήσης νερού, άδεια εγκατάστασης, άδεια παραγωγής, εγκεκριμένοι περιβαλλοντικοί όροι, τεχνικές προδιαγραφές, κατασκευαστικά σχέδια, τοπογραφικές αποτυπώσεις, τιμολόγιο προσφοράς, προϋπολογισμός προσφοράς, πίνακας των εγγυημένων χαρακτηριστικών του εξοπλισμού, πίνακας ποσοστιαίας ανάλυσης δαπανών των εργασιών, τεύχος τεχνικών προδιαγραφών προμήθειας και εγκατάστασης του κύριου και του βοηθητικού εξοπλισμού.

Η δημοπράτηση του έργου είναι δυνατόν να αφορά την κατασκευή του μόνο (βάσει της οριστικής μελέτης) ή την μελέτη εφαρμογής και την κατασκευή του (μελέτη-κατασκευή).

2.9 ΣΥΝΔΕΣΗ ΜΕ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΤΗΣ ΔΕΗ

Ανάλογα με την ισχύ του, το μικρό ΥΗΕ είναι δυνατόν να συνδεθεί ή στο δίκτυο Χ.Τ. αν η ισχύς είναι πολύ μικρή, δηλαδή από τα 100 kW και κάτω, ή αν η ισχύς είναι

μεγαλύτερη από τα 100 kW είτε στο δίκτυο Μ.Τ. (15 με 20 KV) είτε στο δίκτυο Υ.Τ. για εξαιρετικές περιπτώσεις. Η τιμή της παραγόμενης KWh εξαρτάται από το δίκτυο (Υ.Τ., Μ.Τ., Χ.Τ.) που είναι συνδεδεμένος ο ΥΗΣ και από το αν είναι ανεξάρτητος παραγωγός ή αυτοπαραγωγός. Παρακάτω, θα ασχοληθούμε με την σύνδεση των ΜΥΗΕ στο δίκτυο Μ.Τ. που αφορά και την πλειονότητα των Έργων.

Η σύνδεση του Μ/Σ με το δίκτυο γίνεται μέσω του Υποσταθμού Μ.Τ. που είναι συνήθως μεταλλοενδεδυμένοι πίνακες. Οι πίνακες αυτοί περιέχουν και το διακοπτικό στοιχείο απομόνωσης του ΥΗΣ από το δίκτυο και είναι δυνατόν να περιέχουν και τους Μ/Σ μετρήσεων της ροής ενέργειας προς και από το δίκτυο.

Το διακοπτικό στοιχείο, σκοπό έχει την προστασία του δικτύου σε περίπτωση σφάλματος της εγκατάστασης και είναι δυνατόν να είναι είτε ασφαλειοαποζεύκτης είτε αυτόματος διακόπτης. Η επιλογή του ενός ή του άλλου μέσου εξαρτάται από την ισχύ της εγκατάστασης και από τις προστασίες που έχει ο Μ/Σ της εγκατάστασης. Στην περίπτωση που εγκατασταθεί ασφαλειοαποζεύκτης στον ΥΗΣ τότε στην πλευρά του δικτύου της ΔΕΗ εγκαθίσταται αυτόματος διακόπτης ενώ στην περίπτωση εγκατάστασης αυτόματου διακόπτη στον ΥΗΣ είναι δυνατόν να παραληφθεί αυτός της ΔΕΗ.

Οι μεταλλοενδεδυμένοι πίνακες πρέπει να έχουν όλα τα στοιχεία που είναι αναγκαία για να παρέχουν την προστασία του προσωπικού σε περιπτώσεις χειρισμών, επεμβάσεων σε αυτούς, όπως σε γειώσεις, ενδείξεις ύπαρξης τάσης, αλληλοδέσμευση ανοίγματος, όπως αυτοί προβλέπονται από τους Κανονισμούς. Ο ΥΗΣ θα πρέπει να διαθέτει σύστημα γείωσης μορφής ισοδυναμικού πλέγματος, το οποίο πρέπει να είναι έτσι διαστασιολογημένο, ώστε να εξασφαλίζει την ασφάλεια του προσωπικού και των εγκαταστάσεων. Στο δίκτυο αυτό θα πρέπει να είναι υποχρεωτικά γειωμένος όλος ο εξοπλισμός του ΥΗΣ. Οι απαιτήσεις για το δίκτυο γείωσης ακολουθούν τις απαιτήσεις όλων των άλλων σταθμών της ΔΕΗ καθώς και των βιομηχανικών εγκαταστάσεων.

Η κυριότητα της γραμμής ανήκει στην ΔΕΗ η οποία είναι και υπεύθυνη για την συντήρησή της, οι δε κανόνες λειτουργίας της είναι ίδιοι με το υπόλοιπο δίκτυο Μ.Τ. Τέλος θα πρέπει να υπάρχει σε κάθε περίπτωση πρόβλεψη στο κτίριο του ΥΗΣ ώστε το προσωπικό της ΔΕΗ να είναι δυνατόν να απομονώσει τον ΥΗΣ από το δίκτυο, σε περίπτωση ανάγκης.

Για την λειτουργία επίσης υπογράφεται μεταξύ παραγωγού και ΔΕΗ 10ετές Συμβόλαιο για την αγορά της παραγόμενης ενέργειας εκ μέρους της. Στη σύμβαση αναφέρονται επίσης όλοι οι όροι για την σύνδεση του ΥΗΣ στο δίκτυο καθώς και οι όροι για την λειτουργία του ΥΗΣ.

2.9.1 ΠΡΟΣΤΑΣΙΕΣ ΚΑΙ ΟΡΟΙ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ

Οι προστασίες είναι ηλεκτρονόμοι που σκοπό έχουν, σε περίπτωση σφάλματος, την αποφυγή κινδύνου για το προσωπικό που τυχόν θα βρίσκεται στον χώρο, καθώς και την προστασία του εξοπλισμού για την αποφυγή της βλάβης ή και καταστροφής του. Οι προστασίες που είναι δυνατόν να επιλεγούν για τον στρόβιλο, την γεννήτρια, τον Μ/Σ καθώς και ολόκληρη την εγκατάσταση ποικίλουν και εξαρτώνται από την ισχύ της μονάδας, την τάση λειτουργίας της γεννήτριας καθώς και τον επιθυμητό βαθμό προστασίας του Εξοπλισμού.

Τις προστασίες είναι δυνατόν να τις χωρίσουμε σε δύο ειδών: τις προστασίες της μονάδας και τις προστασίες του δικτύου. Οι προστασίες της μονάδας πρέπει να επιλέγονται με προσοχή για να εξασφαλίζεται η ασφάλεια του προσωπικού καθώς και η λειτουργία με ασφάλεια της μονάδας. Στην παρούσα παράγραφο εξετάζονται μόνο οι απαιτήσεις της ΔΕΗ

για την προστασία της λειτουργίας του δικτύου της. Οι προστασίες που απαιτούνται από την ΔΕΗ διαφέρουν ανάλογα με την τάση και τον τύπο της γεννήτριας και αναφέρονται στην Οδηγία 129 της ΔΕΗ/ ΔΕΔ απ' όπου έχουν παρθεί οι πίνακες για τις ακόλουθες περιπτώσεις. Για κάθε περίπτωση επίσης αναφέρονται οι αποδεκτοί όροι που πρέπει να εξασφαλίζονται για την λειτουργία του δικτύου.

- Σύνδεση σε δίκτυο Χ.Τ.

Πίνακας 2.3: Προστασίες για χαμηλή τάση

Ηλεκτρονόμος	Ρύθμιση στοιχείου	Ρύθμιση χρόνου λειτουργίας (msec)	Καθυστέρηση (sec)
Υπέρτασης	- 10 % U_N	50 – 150	0 – 5
Υπότασης	+ 6 % U_N	50 – 150	0 – 1,5
Υπερσυχνότητας	51 Hz	80 – 200	0 – 1
Υποσυχνότητας	49Hz	80 – 200	0 – 1
Ασυμμετρίας Τάσεων	3 % α.μ.	50 – 150	0 – 1,5

Στο δίκτυο Χ.Τ. είναι δυνατόν να συνδεθούν μονάδες με ισχύ μέχρι 100KW που κατά κανόνα έχουν ασύγχρονες γεννήτριες. Η βύθιση τάσης που προκαλείται κατά την σύνδεση της μονάδας στο δίκτυο πρέπει να είναι εντός ορισμένων ορίων.

- Σύνδεση σε δίκτυο Μ.Τ.

A. Σύγχρονη Γεννήτρια

Πίνακας 2.4: Προστασίες σύγχρονης γεννήτριας για μέση τάση

Ηλεκτρονόμος	Ρύθμιση στοιχείου	Ρύθμιση χρόνου λειτουργίας (msec)	Καθυστέρηση (sec)
Υπέρτασης	- 10 % U_N	50 – 150	0 – 5
Υπότασης	+ 6 % U_N	50 – 150	0 – 1,5
Υπερσυχνότητας	51 Hz	80 – 200	0 – 1
Υποσυχνότητας	49Hz	80 – 200	0 – 1
Ομοπολικής Τάσης	2 – 20 V	50 – 150	0 – 1,5
Υπερέντασης	0,5 – 2	50 – 150	0 – 5

Κατά την λειτουργία με το δίκτυο ο συντελεστής ισχύος ($\cos\phi$) θα πρέπει να είναι μεταξύ 0,85 και 0,95 και σε καμία περίπτωση η γωνία ϕ δεν πρέπει να είναι αρνητική, δηλαδή να απορροφά άεργη ισχύ από το δίκτυο. Σε πολλές περιπτώσεις λόγω της φύσης του τοπικού δικτύου, ασθενές δίκτυο και μεγάλο μήκος γραμμής, απαιτείται για να είναι δυνατόν να παραλληλίζεται η μονάδα, ο ρυθμιστής τάσης να έχει δυνατότητα ρύθμισης της τάσης στο $\pm 10\%$ αντί του $\pm 5\%$, που είναι συνήθως.

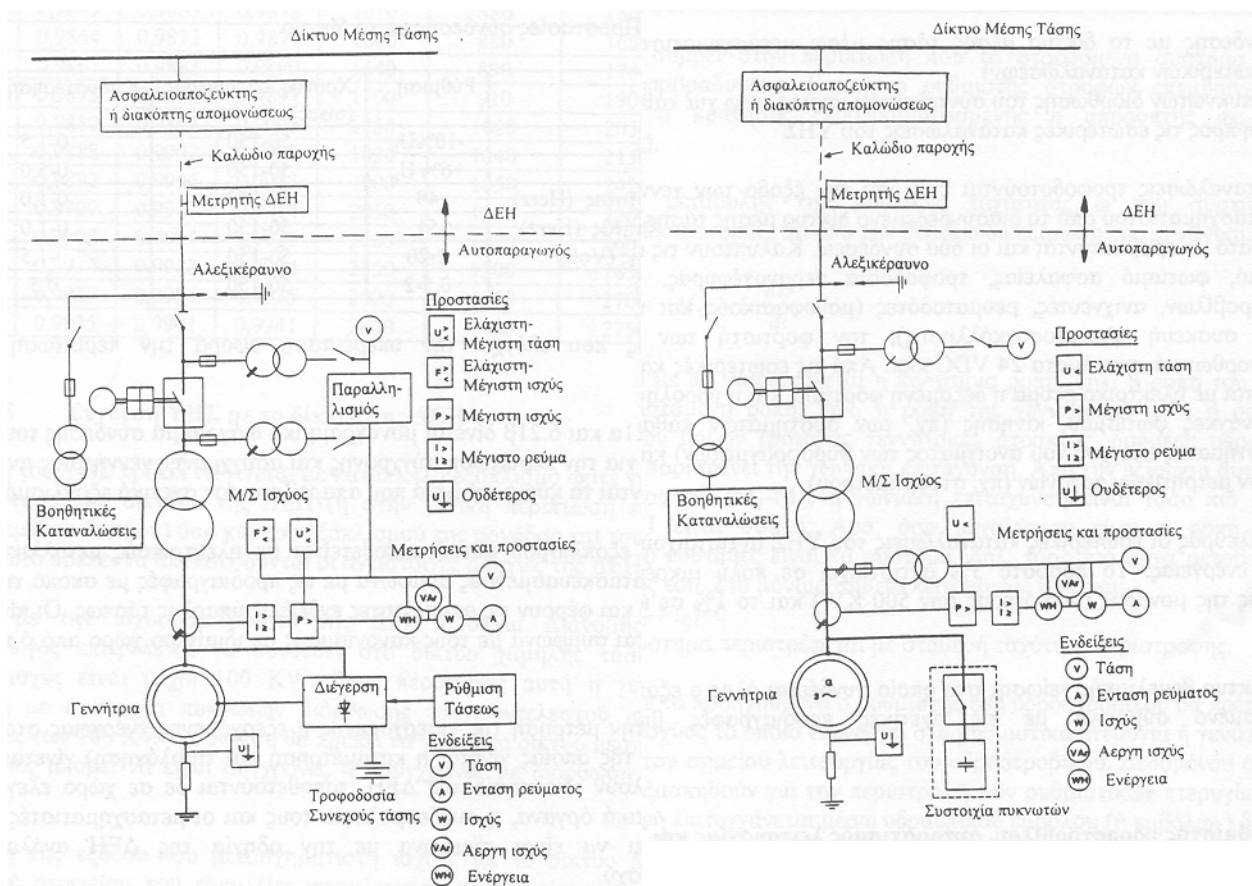
B. Ασύγχρονη Γεννήτρια

Πίνακας 2.5: Προστασίες ασύγχρονης γεννήτριας για μέση τάση

Ηλεκτρονόμος	Ρύθμιση στοιχείου	Ρύθμιση χρόνου λειτουργίας (msec)	Καθυστέρηση (sec)
Υπέρτασης	- 10 % U_N	50 – 150	0 – 5
Υπότασης	+ 6 % U_N	50 – 150	0 – 1,5
Υπερσυχνότητας	51 Hz	80 – 200	0 – 1
Υποσυχνότητας	49Hz	80 – 200	0 – 1
Ομοπολικής Τάσης	2 – 20 V	50 – 150	0 – 1,5

Οι πιο πάνω προστασίες επενεργούν στον διακόπτη της μονάδας ή στον διακόπτη της εγκατάστασης και θέτουν αυτόματα εκτός την μονάδα σε περίπτωση σφάλματος. Για την σύνδεση με το δίκτυο πρέπει υποχρεωτικά στον ΥΗΣ να εγκατασταθούν πυκνωτές παράλληλα με την γεννήτρια. Η ισχύς των πυκνωτών πρέπει να είναι τέτοιο ώστε ο συντελεστής ισχύος ($\cos\phi$) να είναι μεγαλύτερος του 0,95 σε όλα τα φορτία. Για την εκπλήρωση της απαίτησης αυτής, αν απαιτείται, θα εγκατασταθεί ρυθμιστής που θα θέτει εντός ή εκτός αυτόματα μέρος των πυκνωτών. Επιπλέον των ανωτέρω θα πρέπει ολοι διακόπτες των πυκνωτών να είναι αλληλοδεσμευμένοι με τον διακόπτη της γεννήτριας, σε τρόπο ώστε οι πυκνωτές να τίθενται αυτόματα εκτός με το άνοιγμα του διακόπτη της γεννήτριας. Για τον περιορισμό των ρευμάτων ζεύξης της γεννήτριας στο δίκτυο είναι δυνατόν να απαιτηθεί η εγκατάσταση ηλεκτρονικού εκκινητή, σε τρόπο ώστε η τάση στους ακροδέκτες της γεννήτριας να αυξάνει βαθμιαία.

Παράδειγμα γενικών μονογραμμικών διαγραμμάτων για την σύνδεση του ΥΗΣ στο δίκτυο Μ.Τ. της ΔΕΗ για την περίπτωση σύγχρονης και ασύγχρονης γεννήτριας και των κύριων στοιχείων που απαρτίζουν τον σχετικό εξοπλισμό, όπως αυτά αφορούν και την πλειονότητα των παραγωγών, δίνονται στα Σχήματα 2.6 α και β.



Σχήμα 2.6 α,β: Μονογραμμικό διάγραμμα σύνδεσης ΥΗΣ στο δίκτυο μέσης τάσης για την περίπτωση σύγχρονης και ασύγχρονης γεννήτριας αντίστοιχα

2.9.2 ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ ΜΙΚΡΟΥ ΤΟΠΙΚΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ ΣΕ ΣΧΕΣΗ ΜΕ ΤΗΝ ΙΣΧΥ ΤΟΥ ΜΥΗΕ

Σε πολλές περιπτώσεις τα ΜΥΗΕ κατασκευάζονται σε απομακρυσμένα μέρη και η σύνδεση με το δίκτυο Μ.Τ. γίνεται σε μία γραμμή μικρής συνήθως διατομής και μεγάλου μήκους η οποία τροφοδοτεί συνήθως μικρές τοπικές καταναλώσεις.

Τα ΜΥΗΕ, ως εκ της φύσεως, λειτουργούν στην μέγιστη ισχύ τους κατά την διάρκεια των χειμερινών μηνών, είναι προφανές ότι στην περίπτωση αυτή η παραγόμενη ενέργεια από το ΜΥΗΕ υπερεπαρκεί για την τροφοδότηση του τοπικού δικτύου και η περίσσεια της θα διοχετεύεται στο δίκτυο Υ. Τ. μέσω των Μ/Σ του Υ/Σ.

Οι απαιτήσεις λειτουργίας του δικτύου μεταφοράς Υ.Τ. λόγω της Εθνικής σημασίας του, είναι πολύ πιο αυστηρές από εκείνες του δικτύου Μ.Τ. και τηλεελεγχόμενες συνεχώς από το κέντρο κατανομής φορτίου (Κ.Κ.Φ.).

Οι απαιτήσεις στην περίπτωση αυτή για την σύνδεση του ΜΥΗΕ στο δίκτυο είναι αυξημένες ως προς την τηλεπαρακολούθηση της λειτουργίας του και απαιτείται συνεχής λήψη των χαρακτηριστικών λειτουργίας και η τηλεμετάδοση τους στο Κ.Κ.Φ., όπως επίσης και η δυνατότητα αποκοπής σε περίπτωση προβλημάτων στο δίκτυο Υ.Τ.. [2.2]

2.10 ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΜΕΓΑΛΩΝ ΚΑΙ ΜΙΚΡΩΝ ΥΗΕ ΣΕ ΖΗΤΗΜΑΤΑ ΚΟΣΤΟΥΣ ΚΑΙ ΣΥΝΘΗΚΩΝ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ

Σκόπιμο θα ήταν στο σημείο αυτό να δούμε τα μικρά υδροηλεκτρικά έργα σε σύγκριση με τα μεγάλα. Σε μια τέτοια σύγκριση, θα βλέπαμε πλήθος ομοιοτήτων μεταξύ των δύο ειδών έργων και άλλες τόσες όμως διαφορές. Πρόκειται βέβαια για υδροηλεκτρικά έργα, που και στις δύο περιπτώσεις βασίζονται στις ίδιες αρχές λειτουργίας, δηλαδή στη μετατροπή της υδραυλικής ενέργειας σε μηχανική και την μετατροπή της τελευταίας σε ηλεκτρική. Επιπρόσθετα, δεν υπάρχουν διαφορές ως προς το πλήθος και το είδος των επί μέρους έργων-τεμνημάτων από τα οποία απαρτίζεται ένα ΥΗΕ, έτσι παρατηρούμε την ίδια δομή, τον υδροστρόβιλο και τη γεννήτρια. Όμως, όπως φαίνονται παρακάτω, υπάρχουν αρκετές διαφορές, οι οποίες δεν είναι μόνο ποσοτικές αλλά και κυρίως ποιοτικές.

Ένα μικρό ΥΗΕ δεν πρέπει να θεωρηθεί ως μικρογραφία ενός μεγάλου καθώς η προσέγγιση αυτή θα οδηγήσει σε οικονομική αποτυχία την επένδυση. Οι κύριες διαφορές μεταξύ μικρών και μεγάλων ΥΗΕ εντοπίζονται στην επιλογή και εγκατάσταση τυποποιημένου ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού καθώς και στο πρόγραμμα εκμετάλλευσης το οποίο έχει άμεσο αντίκτυπο στην διάταξη και στην διαστασιολόγηση των διαφόρων στοιχείων που το απαρτίζουν.

Βασική διαφορά μεταξύ μεγάλων και μικρών ΥΗΕ είναι ο κατά το δυνατό περιορισμός και η απλοποίηση των έργων πολιτικού μηχανικού στην περίπτωση των μικρών και η οποία συσχετίζεται άμεσα με τον τρόπο εκμετάλλευσης του έργου. Σαν αποτέλεσμα μειώνεται το ποσοστό του κόστους των έργων πολιτικού μηχανικού σε ένα μικρό ΥΗΕ κυρίως χάρη στην απουσία μεγάλου φράγματος και ταμιευτήρα. Ακόμη μεγαλύτερη μείωση του κόστους επιτυγχάνεται όταν τα έργα πολιτικού μηχανικού κατασκευάζονται από τοπικό εργολάβο και γίνει εκτεταμένη χρήση υλικών της περιοχής.

Μία ακόμη σημαντική διαφορά μεταξύ μεγάλων και μικρών ΥΗΕ είναι η έκταση των μελετών (υδρολογικών, γεωλογικών και τοπογραφικών αποτυπώσεων) που απαιτούνται για την κατάρτιση των μελετών (αναγνωριστικής μελέτης, προμελέτης και μελέτης εφαρμογής). Λόγω της σημασίας των μεγάλων ΥΗΕ οι μελέτες αυτές είναι διεξοδικές ενώ τα υδρολογικά στοιχεία (φυσικές εισροές) θα πρέπει να είναι αξιόπιστα (να προέρχονται από μετρήσεις) και να εκτείνονται σε μεγάλο χρονικό βάθος (20 ετών τουλάχιστον). Στα μικρά ΥΗΕ δεν υπάρχει αυτή η δυνατότητα και οι διαθέσιμες υδρολογικές μετρήσεις στην εξεταζόμενη θέση είναι συνήθως πολύ περιορισμένες. Το πρόβλημα αυτό μπορεί να ξεπεραστεί εν μέρει, μέσω συσχετίσεων με γειτονικές λεκάνες απορροής όπου υπάρχουν μετρήσεις ή με την εφαρμογή αριθμητικών υδρολογικών προσομοιώσεων που συσχετίζουν τα ατμοσφαιρικά

κατακρημνίσματα με τις διαθέσιμες μετρήσεις παροχών. Η αναμενόμενη ανακρίβεια στην διαμόρφωση της καμπύλης διάρκειας παροχής έχει επιπτώσεις στην επιλογή του μεγέθους του υδροστροβίλου και για τον λόγο αυτό είναι πιο φρόνιμο να επιλέγεται ένας μικρότερης ισχύος υδροστρόβιλος παρά ένας μεγαλύτερος που θα έχει ως αποτέλεσμα την διόγκωση του κόστους του έργου χωρίς ενδεχόμενα σημαντική βελτίωση των εσόδων από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Επειδή, η παραγωγή ενέργειας των μικρών ΥΗΕ σταθμών είναι χαμηλή, για να εξασφαλίσουμε χαμηλό κόστος της KWh, πρέπει να λειτουργούν με σχετικά μεγάλο συντελεστή χρησιμοποίησης (40-60%). Αντίθετα, στους μεγάλους σταθμούς, ο συντελεστής αυτός είναι αρκετά μικρότερος γιατί σε αυτούς έχει ανατεθεί η παραγωγή ενέργειας αιχμής και η ρύθμιση συχνότητας του δικτύου.

Από την άλλη πλευρά, τα μικρά ΥΗΕ μπορούν εύκολα να λειτουργήσουν σαν αυτοματοποιημένες μονάδες, χωρίς προσωπικό. Η αυτοματοποίηση αυτή δύσκολα πραγματοποιείται για τους μεγάλους σταθμούς, λόγω του μεγάλου μεγέθους τους και των αυξημένων απαιτήσεων, που έχουμε από αυτούς.

Τέλος, θα πρέπει να σημειωθεί η μεγαλύτερη καταλληλότητα των μικρών ΥΗΕ σαν έργα πολλαπλής σκοπιμότητας, π.χ. ύδρευση, άρδευση, λόγω της μεγαλύτερης ρυθμιστικής ικανότητάς τους, σύμφωνα με τις ανάγκες που παρουσιάζονται, καθώς και την καλύτερη ανταπόκριση σε αυτές.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ 2^{ου} ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ

- [2.1] Δ.Ε. Παπαντώνης, “*Μικρά Υδροηλεκτρικά Έργα*”, Εκδόσεις Συμεών, Αθήνα 2001.
- [2.2] Ενεργειακό Κέντρο Νομού Τρικάλων, “*Μικροί Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί: Δυνατότητες και Προοπτικές*”, Ημερίδα, 16/09/1998
- [2.3] Δ.Ι. Χαρδάκη, “*Μεθοδολογία Στοχαστικής Προσομοίωσης Μικρών Υδροηλεκτρικών Έργων*”, Διπλωματική Εργασία, ΕΜΠ, Αθήνα 1992.
- [2.4] Δ.Ε. Παπαντώνης, “*Η επίδραση της χωρητικότητας ταμιευτήρα στην ενεργειακή απόδοση μικρού ΥΗΕ*”, Πρακτικά 7^{ου} Εθνικού συνεδρίου για τις ήπιες μορφές ενέργειας, Πάτρα, 06-08/11/2002
- [2.5] Σ. Μοιρασγέντης, Γ. Κόλλας, “*Οι επιπτώσεις των μικρών ΥΗΕ στο περιβάλλον*”, Πρακτικά 5^{ου} Εθνικού συνεδρίου για τις ήπιες μορφές ενέργειας, Αθήνα, 06-08/11/1996
- [2.6] Δ.Ε. Παπαντώνης, Π. Γκοβάτσος, Μ. Παναγιωτόπουλος, “*Τεχνικοοικονομική διερεύνηση του υδροηλεκτρικού δυναμικού της Κρήτης*”, Πρακτικά 5^{ου} Εθνικού συνεδρίου για τις ήπιες μορφές ενέργειας, Αθήνα, 06-08/11/1996
- [2.7] <http://retscreen.gc.ca>, Accessed on 01/03/2005
- [2.8] <http://www.ekpaa.gr/documents/NCESD-GR-EnergyEnvironmentBusiness.pdf>, “*Εθνικό Κέντρο Περιβάλλοντος και Αειφόρου Ανάπτυξης*”, Accessed on 19/05/2005
- [2.9] <http://www.kape.gr>, Accessed on 03/05/2005

ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΣ ΤΕΧΝΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΜΙΚΡΩΝ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΕΡΓΩΝ

Ο αλγόριθμος για μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς (ΜΥΗΣ) παρέχει την αξιολόγηση είτε της διαθέσιμης ενέργειας ενός μικρού υδροηλεκτρικού σταθμού που θα μπορούσε να συνδεθεί με ένα κεντρικό δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας ή, για την περίπτωση σύνδεσης με απομονωμένο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας, της ποσότητας της διαθέσιμης ενέργειας που θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί από την τοπική ηλεκτρική εγκατάσταση. Ο αλγόριθμος εξετάζει τις εγκαταστάσεις φυσικής και ρυθμιζόμενης παροχής, χρησιμοποιώντας πολύπλοκους τύπους για τον υπολογισμό των αποδόσεων μεγάλης ποικιλίας υδροστροβίλων. Ο αλγόριθμος μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να αξιολογήσει μικρές υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις που ταξινομούνται ως ακολούθως:

- μικρά υδροηλεκτρικά
- μίνι υδροηλεκτρικά
- μικρο υδροηλεκτρικά.

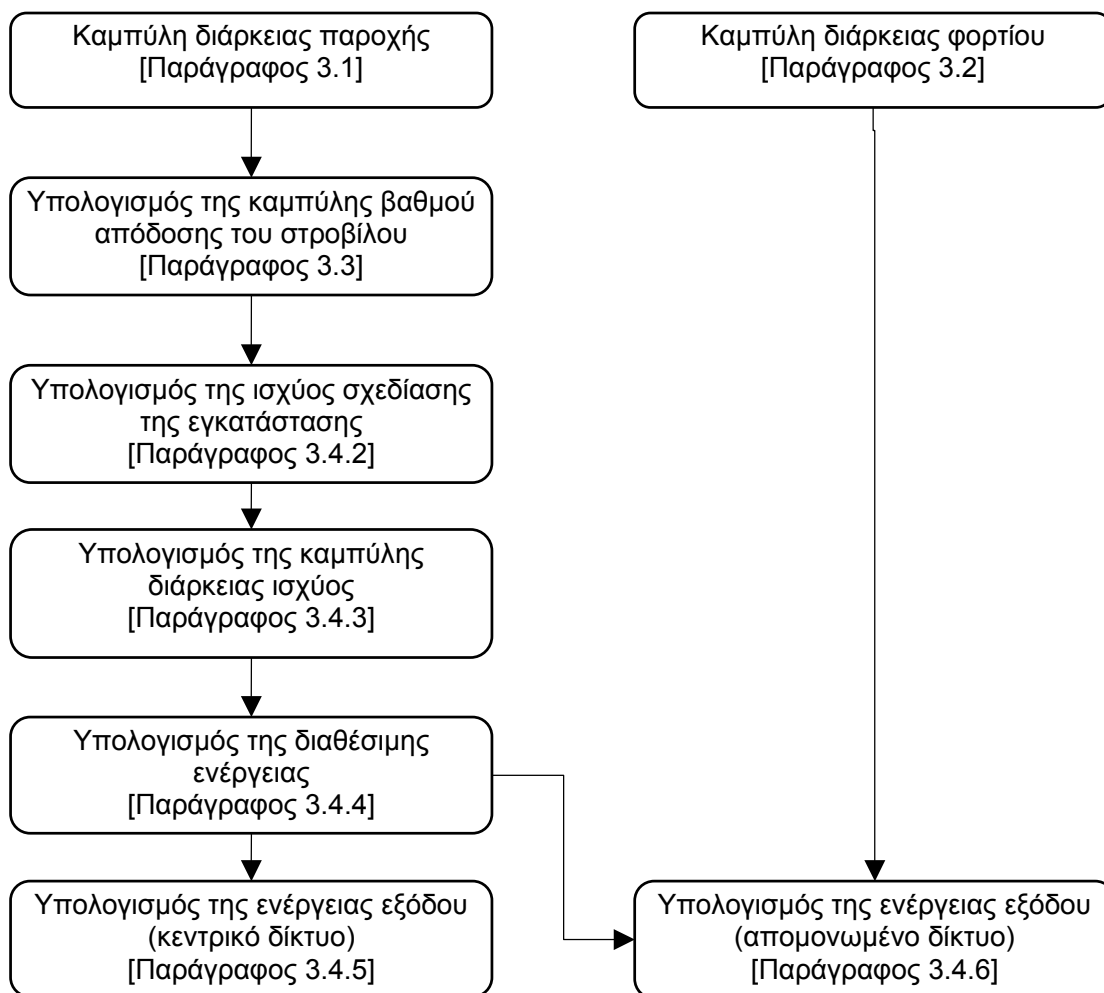
Ο αλγόριθμος έχει αναπτυχθεί κυρίως για να καθορίσει εάν το μικρό υδροηλεκτρικό έργο πρέπει να προχωρήσει περαιτέρω ή αν πρέπει να αναζητηθεί άλλη λύση. Κάθε τοποθεσία είναι μοναδική, δεδομένου ότι περίπου 75% του κόστους κατασκευής καθορίζεται από τη θέση και τις συνθήκες της τοποθεσίας. Μόνο το 25% του κόστους είναι σχετικά σταθερό, καθώς αντιπροσωπεύει το κόστος του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού.

Τα βήματα που απαιτούνται να γίνουν για την αξιολόγηση ενός μικρού υδροηλεκτρικού έργου είναι επτά: υδρολογία, υπολογισμός φορτίου, καμπύλη βαθμού απόδοσης στροβίλων, παραγωγή ενέργειας, ανάλυση για την μείωση της εκπομπής αερίων θερμοκηπίου, κοστολόγηση του έργου και χρηματοοικονομική αξιολόγησή του.

Προκειμένου ο χρήστης να χρησιμοποιήσει τον αλγόριθμο, είναι πιθανό να χρειαστεί ορισμένες πληροφορίες που μπορούν εύκολα να ληφθούν από διαθέσιμους τοπογραφικούς χάρτες. Οι τοπογραφικοί χάρτες μπορούν να παραγγελθούν από ειδικά καταστήματα. Σε περιπτώσεις όπου έχει πραγματοποιηθεί προηγούμενη υδρολογική αξιολόγηση για την εν λόγω περιοχή, τα στοιχεία αυτά μπορούν να χρησιμοποιηθούν στον αλγόριθμο. Ο χρήστης πρέπει να γνωρίζει ότι εάν η υψομετρική διαφορά μιας τοποθεσίας είναι άγνωστη, θα πρέπει να κάνει επίσκεψη για να την μετρήσει, εκτός και αν είναι διαθέσιμη η λεπτομερής χαρτογράφηση. Η μέτρηση της υψομετρικής διαφοράς μπορεί να γίνει εύκολα με τη χρησιμοποίηση πολύ απλών τεχνικών.

Διάγραμμα ροής του αλγόριθμου παρουσιάζεται στο *Σχήμα 3.1*. Οι εισαγωγές των δεδομένων από το χρήστη περιλαμβάνουν την καμπύλη διάρκειας παροχής (*παράγραφος 3.1*) και για τα απομονωμένα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας, την καμπύλη διάρκειας φορτίου (*παράγραφος 3.2*). Έπειτα σχεδιάζεται η καμπύλη βαθμού απόδοσης των στροβίλων συναρτήσει της παροχής σχεδίασης των εγκαταστάσεων (*παράγραφος 3.3*). Έπειτα υπολογίζεται η ικανότητα της εγκατάστασης σε ενέργεια (*παράγραφος 3.4*) και σχεδιάζεται η καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης ισχύος (*παράγραφος 3.4.3*). Η διαθέσιμη ενέργεια υπολογίζεται με την ολοκλήρωση της καμπύλης διάρκειας διαθέσιμης ισχύος (*παράγραφος*

3.4.4). Στην περίπτωση κεντρικού δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας, η παραδοθείσα ενέργεια είναι ίση με την διαθέσιμη ενέργεια (παράγραφος 3.4.5). Στην περίπτωση όμως ενός απομονωμένου δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας, η διαδικασία είναι ελαφρώς πιο περίπλοκη (παράγραφος 3.4.6) και περιλαμβάνει εκτός της καμπύλης διάρκειας διαθέσιμης ισχύος και την καμπύλη διάρκειας φορτίου.



Σχήμα 3.1: Διάγραμμα ροής για την ανάλυση μικρής υδροηλεκτρικής εγκατάστασης

Ο αλγόριθμος παρέχει στο χρήστη δύο διαφορετικές μεθόδους για τον υπολογισμό των δαπανών του έργου: την "Τυπική" και τη "Λεπτομερή" μέθοδο κοστολόγησης. Η "Τυπική" μέθοδος κοστολόγησης περιγράφεται λεπτομερώς στην παράγραφο 3.6.1 και η "Λεπτομερής" μέθοδος κοστολόγησης στην παράγραφο 3.6.2.

Όλες οι εξισώσεις δαπανών που χρησιμοποιούνται στην "Τυπική" μέθοδο κοστολόγησης είναι εμπειρικές, βασισμένες σε στοιχεία που συλλέγονται για πάνω από 20 έτη τόσο για μεγάλες όσο και για μικρές υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις. Η "Τυπική" μέθοδος κοστολόγησης υπολογίζει τον ελάχιστο προϋπολογισμό κόστους για το προτεινόμενο έργο.

Η "Λεπτομερής" μέθοδος κοστολόγησης επιτρέπει στο χρήστη να υπολογίσει τις δαπάνες βασισμένος στις εκτιμώμενες ποσότητες και στα κόστη των επιμέρους στοιχείων της κατασκευής. Η χρήση αυτής της μεθόδου κοστολόγησης απαιτεί από το χρήστη να υπολογίσει το μέγεθος και τον λεπτομερή σχεδιασμό των απαραίτητων τμημάτων του σταθμού. Εάν ο χρήστης επιλέξει να χρησιμοποιήσει αυτή τη μέθοδο, τα αποτελέσματα πρέπει να συγκριθούν με τα αποτελέσματα από την "Τυπική" μέθοδο κοστολόγησης.

Ο αλγόριθμος εξετάζει στη συνέχεια μερικούς δείκτες και κριτήρια αξιολόγησης της βιωσιμότητας του έργου που στηρίζονται στις ετήσιες καθαρές ταμειακές ροές του έργου. Στην παράγραφο 3.7 θα παρουσιαστούν μερικές χρηματοοικονομικές παράμετροι, οι οποίες μπορούν, ανάλογα με την τιμή την οποία θα λάβουν, να αξιολογήσουν το «πόσο» εφικτό είναι να υλοποιηθεί με θετικά αποτελέσματα το επενδυτικό έργο.

Ο αλγόριθμος έχει σχεδιαστεί κυρίως για να αξιολογήσει τα μικρά υδροηλεκτρικά έργα τύπου φυσικής παροχής. Η αξιολόγηση των εγκαταστάσεων με αποθήκευση ύδατος είναι δυνατή, εντούτοις απαιτούνται διάφορες υποθέσεις. Οι μεταβολές στην υψομετρική διαφορά λόγω των αλλαγών της στάθμης του ύδατος στις δεξαμενές δεν μπορούν να εκτιμηθούν. Το πρόγραμμα χρειάζεται μια μόνο τιμή για την υψομετρική διαφορά και, στην περίπτωση των έργων με δεξαμενές, πρέπει να εισαχθεί η κατάλληλη μέση τιμή. Ο προσδιορισμός της μέσης υψομετρικής διαφοράς πρέπει να γίνει εκτός του προγράμματος ενώ απαιτείται κατανόηση για τις επιπτώσεις της μεταβολής της υψομετρικής διαφοράς στην ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Δεύτερον, για εφαρμογές σε απομονωμένο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας σε απομακρυσμένες περιοχές, η ενεργειακή ζήτηση υποτίθεται ότι ακολουθεί την ίδια μορφή για κάθε ημέρα του έτους. Για τις περιοχές όπου η ενεργειακή ζήτηση και η διαθέσιμη ενέργεια ποικίλλουν σημαντικά κατά την διάρκεια ενός έτους, θα πρέπει να γίνουν ρυθμίσεις στο κατά εκτίμηση ποσό της παραδοθείσας ανανεώσιμης ενέργειας. Αυτό γίνεται με την αλλαγή του *"διαθέσιμου παράγοντα ρύθμισης παροχής"* όπως αναφέρεται στην παράγραφο για την παραγωγή ενέργειας. Παρά τους περιορισμούς αυτούς, ο αλγόριθμος είναι εύκολος στην κατανόηση και στη χρήση. Όπως θα φανεί στις επόμενες παραγράφους, ο αλγόριθμος συμπυκνώνει σε εύχρηστους τύπους μεγάλο πλούτο πληροφοριών, και προσφέρει σημαντική βοήθεια στους μηχανικούς που συμμετέχουν στην προκαταρκτική αξιολόγηση μικρών υδροηλεκτρικών έργων.

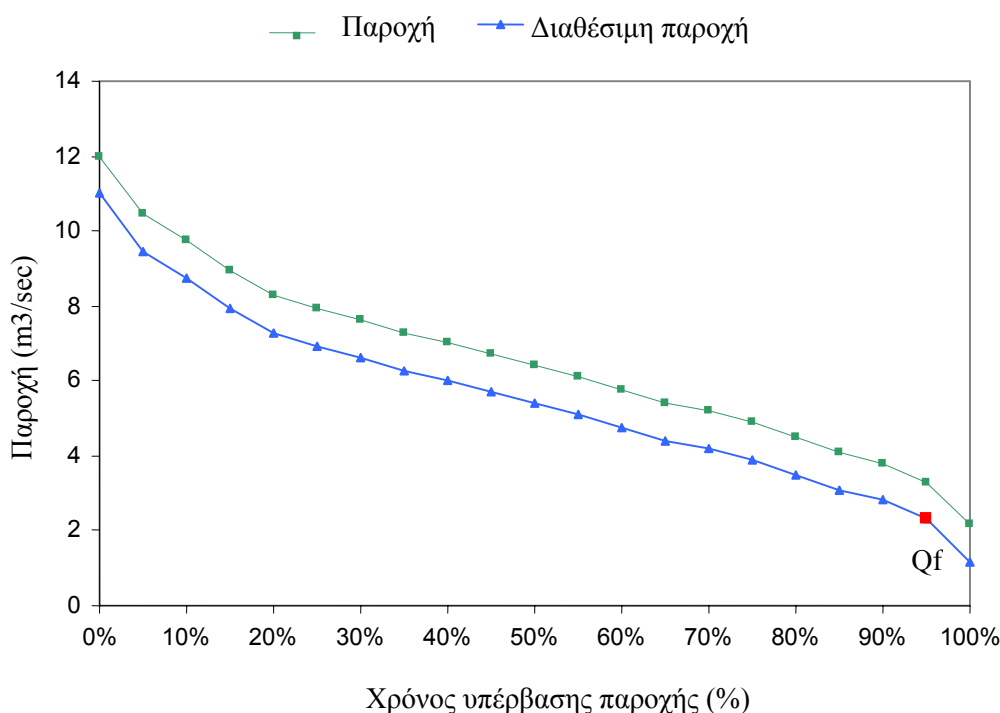
3.1 ΥΔΡΟΛΟΓΙΑ

Τα υδρολογικά δεδομένα φαίνονται στην καμπύλη διάρκειας παροχής, η οποία απεικονίζει τις συνθήκες παροχής του ποταμού που μελετάται κατά τη διάρκεια ενός έτους. Για τα υδροηλεκτρικά έργα τύπου δεξαμενών, τα στοιχεία πρέπει να εισαχθούν με το χέρι από το χρήστη και πρέπει να αντιστοιχούν στην ρυθμισμένη παροχή που προκύπτει από την ενεργοποίηση της δεξαμενής. Προς το παρόν, οι αλλαγές στην υψομετρική διαφορά που προκύπτουν από την ελάττωση της στάθμης του νερού της δεξαμενής δεν έχουν συμπεριληφθεί στον αλγόριθμο. Για τις εγκαταστάσεις φυσικής παροχής, τα απαραίτητα στοιχεία της καμπύλης διάρκειας παροχής μπορούν να εισαχθούν είτε με το χέρι είτε με τη χρησιμοποίηση συγκεκριμένης μεθόδου απορροών και δεδομένων που περιλαμβάνονται σε μετεωρολογική βάση δεδομένων πραγματικού χρόνου.

Η καμπύλη διάρκειας παροχής είναι γραφική παράσταση της παροχής ενός ποταμού από τη μέγιστη ως την ελάχιστη παροχή. Μέσω της καμπύλης διάρκειας παροχής φανερώνεται η διαθεσιμότητα της παροχής του ποταμού κατά τη διάρκεια ενός έτους, και συνεπώς είναι μια πρώτη ματιά της ισχύος και της ενέργειας που μπορεί ο ποταμός να προσφέρει. Ο αλγόριθμος, βασιζόμενος στα δεδομένα της καμπύλης διάρκειας παροχής, υπολογίζει την ελάχιστη καθορισμένη (firm) παροχή, σε m^3/s , που είναι διαθέσιμη για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

3.1.1 ΚΑΜΠΥΛΗ ΔΙΑΡΚΕΙΑΣ ΠΑΡΟΧΗΣ

Η καμπύλη διάρκειας παροχής καθορίζεται από είκοσι μια τιμές $Q_0, Q_5, \dots, Q_{100}$ που αντιπροσωπεύουν τη παροχή του ποταμού για αυξήσεις της τάξεως 5% του χρόνου. Με άλλα λόγια, το Q_n αντιπροσωπεύει την ελάχιστη παροχή για το $n\%$ του χρόνου. Ένα παράδειγμα καμπύλης διάρκειας παροχής παρουσιάζεται στο Σχήμα 3.2. Εύκολα διαπιστώνουμε ότι το Q_{100} αντιπροσωπεύει την ελάχιστη παροχή για την διάρκεια ενός έτους, ενώ το Q_0 την μέγιστη.



Σχήμα 3.2: Παράδειγμα μιας καμπύλης διάρκειας παροχής

Όταν χρησιμοποιείται η μέθοδος απορροών, η καμπύλη διάρκειας παροχής εκφράζεται σε κανονικοποιημένη μορφή, δηλαδή σχετικά με τη μέση παροχή. Η μέση παροχή $\bar{Q}$ υπολογίζεται ως εξής:

$$\bar{Q} = R \cdot A_D \quad (3.1)$$

όπου το R είναι η ειδική επιφανειακή απορροή (σε $(\text{m}^3/\text{sec})/\text{km}^2$) και A_D είναι η λεκάνη απορροής (σε km^2) και εισάγονται από το χρήστη. Κατόπιν, η πραγματική παροχή Q_n ($n = 0, 5, \dots, 100$) υπολογίζεται από τα κανονικοποιημένα δεδομένα παροχής q_n , που εξάγονται από τη μετεωρολογική βάση δεδομένων, σχηματίζοντας έτσι την καμπύλη διάρκειας παροχής ως εξής:

$$Q_n = q_n \cdot \bar{Q} \quad (3.2)$$

3.1.2 ΔΙΑΘΕΣΙΜΗ ΠΑΡΟΧΗ

Συχνά, συγκεκριμένη ποσότητα της παροχής Q_r αφήνεται ανεκμετάλλευτη κατά την διάρκεια του έτους για περιβαλλοντολογικούς λόγους. Αυτή η υπολειπόμενη παροχή, όπως την ονομάζουμε, ορίζεται από το χρήστη και πρέπει να αφαιρεθεί από όλες τις τιμές της

καμπύλης διάρκειας παροχής για τον υπολογισμό της ισχύος, της ελάχιστα καθορισμένης ισχύος και της διαθέσιμης ενέργειας του σταθμού, όπως εξηγείται παρακάτω σε αυτό το κεφάλαιο. Η διαθέσιμη παροχή Q_n' ($n = 0, 5, \dots, 100$) καθορίζεται ως εξής:

$$Q_n' = \max(Q_n - Q_r, 0) \quad (3.3)$$

Η καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης παροχής παρουσιάζεται στο παράδειγμα του Σχήματος 3.2, με την Q_r να ισούται με $1 \text{ m}^3 / \text{sec}$.

3.1.3 ΕΛΑΧΙΣΤΑ ΚΑΘΟΡΙΣΜΕΝΗ ΠΑΡΟΧΗ

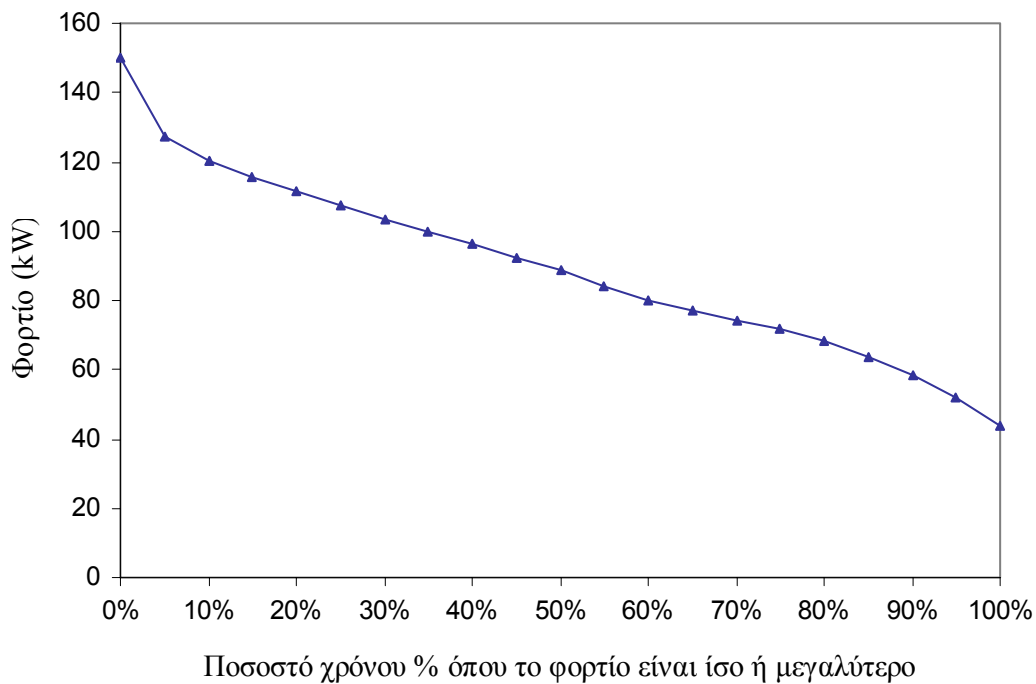
Η ελάχιστα καθορισμένη (firm) παροχή ορίζεται ως η παροχή που είναι διαθέσιμη για το $p\%$ του χρόνου, όπου το p είναι χρόνος επί τοις εκατό που ορίζεται από το χρήστη και είναι συνήθως ίσος με 95%. Η ελάχιστα καθορισμένη παροχή υπολογίζεται από τη καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης παροχής. Εάν χρειασθεί, χρησιμοποιείται γραμμική παρεμβολή μεταξύ δύο διαστημάτων χρονικής διαφοράς 5%, για να βρεθεί η ελάχιστα καθορισμένη παροχή. Στο παράδειγμα του Σχήματος 3.2, η ελάχιστα καθορισμένη παροχή είναι ίση με $2,31 \text{ m}^3 / \text{s}$ με το p καθορισμένο στο 95%.

3.2 ΦΟΡΤΙΟ

Μετά την υδρολογική ανάλυση, υπάρχει η πιθανότητα να είναι αναγκαία η εύρεση του φορτίου στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας που θα συνδεθεί ο μικρός υδροηλεκτρικός σταθμός. Συγκεκριμένα, εάν η μικρή εγκατάσταση παραγωγής υδροηλεκτρικής ενέργειας συνδέεται με κεντρικό δίκτυο, υποθέτουμε ότι το δίκτυο απορροφά όλη την παραγωγή ενέργειας και το φορτίο δεν κρίνεται αναγκαίο να οριστεί. Εάν όμως το σύστημα συνδέεται με απομονωμένο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας, η ποσότητα της ενέργειας που μπορεί να παραδοθεί εξαρτάται από το φορτίο στο δίκτυο. Ο αλγόριθμος υποθέτει ότι η ημερήσια απαίτηση σε φορτίο είναι η ίδια για όλες τις ημέρες του έτους και μπορεί να αναπαρασταθεί από την καμπύλη διάρκειας φορτίου. Παράδειγμα τέτοιας καμπύλης παρουσιάζεται στο Σχήμα 3.3. Η καμπύλη διάρκειας φορτίου καθορίζεται από είκοσι μια τιμές $L_0, L_5, \dots, L_{100}$ που προσδιορίζουν το φορτίο στην καμπύλη διάρκειας φορτίου για κάθε χρονική αύξηση της τάξεως του 5%. Το L_k αντιπροσωπεύει την ελάχιστη τιμή του φορτίου για το $k\%$ του χρόνου. Στον αλγόριθμο, είτε ζητείται το μέγιστο φορτίο του δικτύου L_0 , σε kW, και έπειτα μέσω συντελεστών προσομοιώνεται η καμπύλη διάρκειας φορτίου για όλο τον χρόνο είτε ο χρήστης επιλέγει να συμπληρώσει αυτός τα δεδομένα. Για την εύρεση του L_k , μέσω του αλγορίθμου, ισχύει η σχέση:

$$L_k = L_0 \cdot x_k \quad (3.4)$$

Οι συντελεστές x_k για το κάθε $k\%$ μιας ημέρας είναι ίσοι με: 0%: 1.0, 5%: 0.846885, 10%: 0.803665, 15%: 0.772251, 20%: 0.744328, 25%: 0.717277, 30%: 0.690227, 35%: 0.666667, 40%: 0.643979, 45%: 0.616928, 50%: 0.589878, 55%: 0.560209, 60%: 0.534031, 65%: 0.512216, 70%: 0.493892, 75%: 0.477312, 80%: 0.453752, 85%: 0.425829, 90%: 0.388307, 95%: 0.344677, 100%: 0.292321.



Σχήμα 3.3: Παράδειγμα καμπύλης διάρκειας φορτίου

3.2.1 ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΤΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ ΣΕ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

Η ημερήσια ζήτηση σε ενέργεια υπολογίζεται ολοκληρώνοντας την περιοχή κάτω από την καμπύλη διάρκειας φορτίου. Χρησιμοποιείται ο απλός τύπος τραπεζοειδούς ολοκλήρωσης. Η ημερήσια ζήτηση D_d εκφράζεται σε kWh και υπολογίζεται ως εξής:

$$D_d = \sum_{k=1}^{20} \left(\frac{L_{5(k-1)} + L_{5k}}{2} \right) \cdot \frac{5}{100} \cdot 24 \quad (3.5)$$

με το L να εκφράζεται σε kW. Η ετήσια ενεργειακή ζήτηση D λαμβάνεται με τον πολλαπλασιασμό της ημερήσιας ζήτησης επί τον αριθμό των ημερών ενός έτους:

$$D = 365 \cdot D_d \quad (3.6)$$

3.2.2 ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΤΟΥ ΜΕΣΟΥ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗ ΦΟΡΤΙΟΥ

Ο μέσος συντελεστής φορτίου $\bar{L}$ είναι το πηλίκο του μέσου ημερήσιου φορτίου ($D_d/24$) στο μέγιστο φορτίο (L_0), όπως φαίνεται παρακάτω:

$$\bar{L} = \frac{D_d / 24}{L_0} \quad (3.7)$$

Αυτή η ποσότητα δεν χρησιμοποιείται από τον αλγόριθμο, αλλά παρέχεται στο χρήστη για να γίνει κατανοητή η μεταβλητότητα του φορτίου.

3.3 ΚΑΜΠΥΛΗ ΒΑΘΜΟΥ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΥΔΡΟΣΤΡΟΒΙΛΩΝ

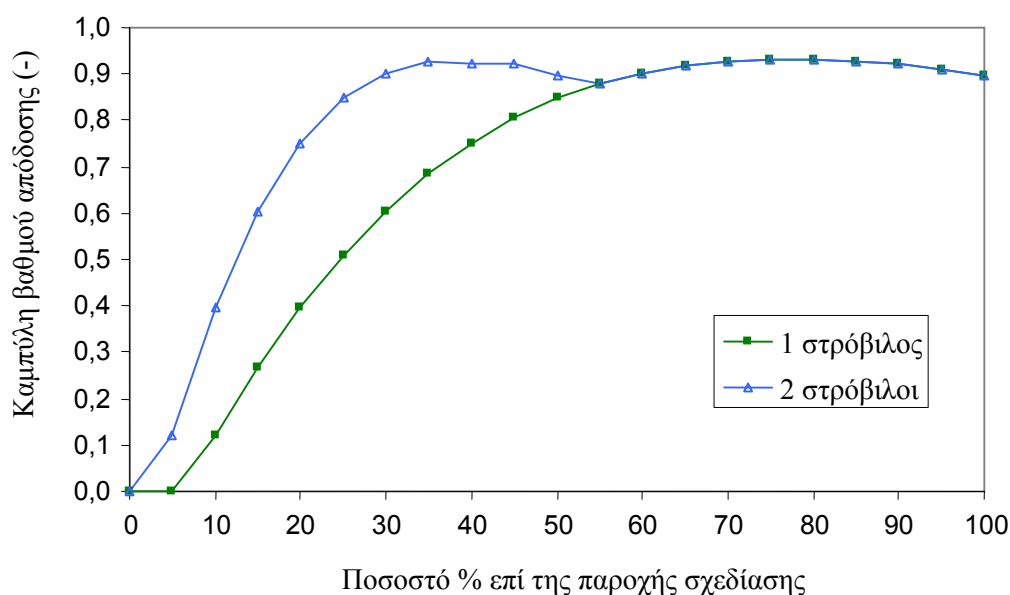
Τα δεδομένα για τη δημιουργία της καμπύλης βαθμού απόδοσης των στροβίλων που χρησιμοποιούνται στους μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς μπορούν είτε να εισαχθούν με το χέρι είτε να υπολογιστούν μέσω των εξισώσεων που παρέχονται από τον αλγόριθμο για κάθε τύπο στροβίλου.

Έχουν σχεδιαστεί τυποποιημένες καμπύλες βαθμού απόδοσης για τους ακόλουθους τύπους στροβίλων:

- Kaplan (στρόβιλος αντίδρασης)
- Francis (στρόβιλος αντίδρασης)
- Propellor (στρόβιλος αντίδρασης)
- Pelton (στρόβιλος δράσης)
- Turgo (στρόβιλος δράσης)
- Cross-flow (συνήθως ταξινομημένος ως στρόβιλος δράσης)

Ο τύπος του στροβίλου επιλέγεται με βάση την καταλληλότητά του στη συγκεκριμένη υψομετρική διαφορά και στις συνθήκες παροχής που απαντούν στην τοποθεσία που πρόκειται να κατασκευάσουμε τον υδροηλεκτρικό σταθμό. Οι εξισώσεις για την σχεδίαση της καμπύλης βαθμού απόδοσης του στροβίλου είναι πολύπλοκες. Παράλληλα με τη σχεδίαση υπολογίζονται αρκετές σημαντικές παράμετροι, συμπεριλαμβανομένου των εκτιμήσεων για την υψομετρική διαφορά λειτουργίας h (το ύψος της υδατόπτωσης H_g για τις μικρότερες δυνατές μέγιστες υδραυλικές απώλειες $l_{hydr,max}$), τη διάμετρο του δρομέα d , της ειδικής ταχύτητας των στροβίλων αντίδρασης n_q , ενώ απαιτούνται και αρκετές ακόμη, όπως ο συντελεστής του κατασκευαστή/ σχεδιαστή του στροβίλου R_m και ο ρυθμιστής αποδοτικότητας e_f που δίνονται από το χρήστη. Οι εξισώσεις που χρησιμοποιούνται για την εύρεση της απόδοσης του στροβίλου εκμαιεύτηκαν από μελέτες μεγάλου αριθμού καμπυλών βαθμού απόδοσης που έχουν προέλθει από κατασκευαστικές εταιρείες διαφόρων τύπων στροβίλων σε μεγάλη ποικιλία υψομετρικών διαφορών και συνθηκών παροχής.

Για τη δημιουργία της καμπύλης βαθμού απόδοσης των στροβίλων αρχικά απαιτείται η παροχή σχεδίασης Q_d . Για να υπολογιστεί η αποδοτικότητα των στροβίλων από το 0% μέχρι και το 100% της παροχής σχεδίασης (μέγιστη παροχή εγκαταστάσεων) ανά διαστήματα της τάξεως του 5%, χρησιμοποιούνται οι εξισώσεις απόδοσης της κατάλληλης κατηγορίας στροβίλων. Έπειτα ανάγουμε τα αποτελέσματα στον συνολικό αριθμό των στροβίλων της εγκατάστασης. Για εφαρμογές πολλαπλών στροβίλων συνδεδεμένων παράλληλα υποθέτουμε ότι όλοι οι στρόβιλοι είναι πανομοιότυποι και ότι μόνο ένας στρόβιλος θα χρησιμοποιηθεί μέχρι τη μέγιστη παροχή που μπορεί να δεχτεί αυτός ενώ μετά η παροχή χωρίζεται ομοιόμορφα μεταξύ δύο στροβίλων, κ.ο.κ. μέχρι το μέγιστο αριθμό στροβίλων που χρησιμοποιούνται από τις εγκαταστάσεις. Παράδειγμα καμπύλης βαθμού απόδοσης στροβίλων παρουσιάζεται στο Σχήμα 3.4 για 1 και 2 στροβίλους στο ίδιο σύστημα.



Σχήμα 3.4: Καμπύλες βαθμού απόδοσης για στρόβιλο Francis

3.3.1 ΣΧΕΔΙΑΣΗ ΒΑΣΙΚΗΣ ΚΑΜΠΥΛΗΣ ΒΑΘΜΟΥ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΕΝΟΣ ΥΔΡΟΣΤΡΟΒΙΛΟΥ

Τα δεδομένα για την καμπύλη βαθμού απόδοσης ενός στρόβιλου μπορούν είτε να εισαχθούν με το χέρι, είτε να βρεθούν μέσω εξισώσεων που στηρίζονται σε ορισμένα από τα χαρακτηριστικά του ΜΥΗΣ και του εξοπλισμού του. Η απόδοση e_q ενός στρόβιλου είναι συνάρτηση της παροχής Q που δέχεται ο στρόβιλος εκφραζόμενη ως εκατοστιαίο ποσοστό της παροχής σχεδίασης των εγκαταστάσεων Q_d . Οι πιο σημαντικές τιμές της καμπύλης είναι η μέγιστη απόδοση του στρόβιλου και η απόδοση του στρόβιλου στη παροχή σχεδίασης. Αναγκαίο κρίνεται να ειπωθεί πως δεν υπάρχουν αρνητικές τιμές απόδοσης, έτσι αν μέσω των πράξεων οδηγηθούμε σε τέτοιο αποτέλεσμα τις υποθέτουμε ως μηδενικές τιμές.

Πίνακας 3.1: Δεδομένα εισόδου για τους στρόβιλους

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
1)	Τύπος στρόβιλου	-	-	-
2)	Αριθμός στρόβιλων	n	-	-
3)	Αριθμός των ακροφυσίων	j	-	Μόνο για στρόβιλους Pelton ή Turgo, με τιμές από 1 έως 6
4)	Συντελεστής κατασκευαστή/ σχεδιαστή του στρόβιλου	R_m	-	από 2,8 έως 6,1 συνήθης τιμή: 4,5
5)	Παροχή σχεδίασης	Q_d	m ³ /sec	-
6)	Ύψος υδατόπτωσης	H_g	m	-
7)	Μέγιστη τιμή υδραυλικών απωλειών	$l_{hydr,max}$	%	από 2 έως 7 %
8)	Ρυθμιστής βαθμού απόδοσης	e_f	%	Προστίθεται στην καμπύλη βαθμού απόδοσης

3.3.1.1 ΣΤΡΟΒΙΛΟΙ ΑΝΤΙΔΡΑΣΕΩΣ (Francis, Kaplan, Propellor)

Οι παρακάτω μεταβλητές ισχύουν για όλες τις περιπτώσεις στροβίλων αντιδράσεως. Αρχικά υπολογίζεται το μέγεθος του δρομέα του στροβίλου, μέσω της διαμέτρου του d , σε m:

$$d = k \cdot Q_d^{0,473} \quad (3.8)$$

Θεωρούμε τη διάμετρο μικρότερη από 1,8m και το k ίσο με 0,46. Αν από τις πράξεις δεν επαληθευτεί η αρχική μας υπόθεση, δοκιμάζουμε για διάμετρο μεγαλύτερη ή ίση από 1,8m και τιμή του k ίση με 0,41. Έπειτα υπολογίζουμε το διορθωμένο ύψος της υδατόπτωσης για λειτουργία του στροβίλου h , σε m:

$$h = H_g \cdot (1 - l_{hydr,max}) \quad (3.9)$$

Ακολούθως, υπολογίζουμε την ειδική ταχύτητα του στροβίλου n_q , σε στροφές ανά λεπτό (rpm):

$$n_q = c \cdot h^{-0,5} \quad (3.10)$$

Στην περίπτωση στροβίλου Francis η μεταβλητή c παίρνει την τιμή 800, ενώ στην περίπτωση των στροβίλων Kaplan και Propellor είναι ίση με 650. Συνήθεις τιμές ειδικής ταχύτητας για στροβίλους Francis είναι μεταξύ 20 και 120, ενώ για τους στροβίλους Kaplan και Propellor ξεπερνά τις 100 στροφές ανά λεπτό.

3.3.1.1.1 ΣΤΡΟΒΙΛΟΙ FRANCIS

Για τη σχεδίαση της καμπύλης βαθμού απόδοσης ενός στροβίλου Francis, είναι απαραίτητο να βρεθούν αρχικά κάποιες ενδιάμεσες παράμετροι. Οι συντελεστές επίδρασης της ειδικής ταχύτητας $\hat{e}_{nq}$ και της διαμέτρου του δρομέα $\hat{e}_d$ πάνω στη μέγιστη απόδοση του στροβίλου υπολογίζονται από τις παρακάτω σχέσεις:

$$\hat{e}_{nq} = \{(n_q - 56) / 256\}^2 \quad (3.11)$$

$$\hat{e}_d = (0,081 + \hat{e}_{nq}) \cdot (1 - 0,789 \cdot d^{-0,2}) \quad (3.12)$$

Η μέγιστη απόδοση του στροβίλου, e_p , υπολογίζεται ακολούθως:

$$e_p = (0,919 - \hat{e}_{nq} + \hat{e}_d) - 0,0305 + 0,005 \cdot R_m \quad (3.13)$$

Η παροχή στην μέγιστη απόδοση Q_p , σε m³/sec, είναι ίση με:

$$Q_p = 0,65 \cdot Q_d \cdot n_q^{0,05} \quad (3.14)$$

Αποδόσεις του στροβίλου, e_q , για ροές μικρότερες της παροχής στη μέγιστη απόδοση ακολουθούν τη σχέση:

$$e_q = \left\{ 1 - \left[1,25 \cdot \left(\frac{Q_p - Q}{Q_p} \right)^{(3,94 - 0,0195 n_q)} \right] \right\} \cdot e_p \quad (3.15)$$

Όταν η παροχή που δέχεται ο στρόβιλος ξεπεράσει τη παροχή στη μέγιστη απόδοση, τότε συμβαίνει πτώση απόδοσης, η οποία εκφράζεται με το συντελεστή πτώσης απόδοσης $\wedge e_p$:

$$\wedge e_p = 0,0072 \cdot n_q^{0,4} \quad (3.16)$$

Προκύπτει συνεπώς ένας συντελεστής διόρθωσης της απόδοσης e_r :

$$e_r = (1 - \wedge e_p) \cdot e_p \quad (3.17)$$

Αποδόσεις του στροβίλου, e_q , για ροές μεγαλύτερες της παροχής στη μέγιστη απόδοση ακολουθούν τη σχέση:

$$e_q = e_p - \left[\left(\frac{Q - Q_p}{Q_d - Q_p} \right)^2 \cdot (e_p - e_r) \right] \quad (3.18)$$

3.3.1.1.2 ΣΤΡΟΒΙΛΟΙ KAPLAN ΚΑΙ PROPELLOR

Για τη σχεδίαση της καμπύλης βαθμού απόδοσης ενός στροβίλου Kaplan ή Propellor, είναι απαραίτητο να βρεθούν αρχικά κάποιες ενδιάμεσες παράμετροι. Οι συντελεστές επίδρασης της ειδικής ταχύτητας $\wedge e_{nq}$ και της διαμέτρου του δρομέα $\wedge e_d$ πάνω στη μέγιστη απόδοση του στροβίλου υπολογίζονται από τις παρακάτω σχέσεις:

$$\wedge e_{nq} = \{(n_q - 170) / 700\}^2 \quad (3.19)$$

$$\wedge e_d = (0,095 + \wedge e_{nq}) \cdot (1 - 0,789 \cdot d^{-0,2}) \quad (3.20)$$

Στην παρακάτω εξίσωση υπολογίζεται η μέγιστη απόδοση του εκάστοτε στροβίλου, e_p :

$$e_p = (0,905 - \wedge e_{nq} + \wedge e_d) - 0,0305 + 0,005 \cdot R_m \quad (3.21)$$

3.3.1.1.2.1 ΣΤΡΟΒΙΛΟΙ KAPLAN

Η παροχή στη μέγιστη απόδοση Q_p , σε m^3/sec , είναι ίση με:

$$Q_p = 0,75 \cdot Q_d \quad (3.22)$$

Αποδόσεις του στροβίλου, e_q , για ροές είτε μικρότερες είτε μεγαλύτερες της παροχής στη μέγιστη απόδοση ακολουθούν τη σχέση:

$$e_q = \left[1 - 3,5 \cdot \left(\frac{Q_p - Q}{Q_p} \right)^6 \right] \cdot e_p \quad (3.23)$$

3.3.1.1.2.2 ΣΤΡΟΒΙΛΟΙ PROPELLOR

Η παροχή στη μέγιστη απόδοση Q_p , σε m^3/sec , είναι ίση με:

$$Q_p = Q_d \quad (3.24)$$

Αποδόσεις του στροβίλου, e_q , για ροές είτε μικρότερες είτε μεγαλύτερες της παροχής στην μέγιστη απόδοση ακολουθούν τη σχέση:

$$e_q = \left[1 - 1,25 \cdot \left(\frac{Q_p - Q}{Q_p} \right)^{1,13} \right] \cdot e_p \quad (3.25)$$

3.3.1.2 ΣΤΡΟΒΙΛΟΙ ΔΡΑΣΕΩΣ (Pelton, Turgo, Cross-flow)

3.3.1.2.1 ΣΤΡΟΒΙΛΟΙ PELTON ΚΑΙ TURGO

Η μεθοδολογία εύρεσης των δεδομένων εισόδου για τις καμπύλες βαθμού απόδοσης των στροβίλων Pelton και Turgo είναι παρόμοια και έτσι αναλύεται σε μία ενιαία παράγραφο. Συγκεκριμένα, αρχικά υπολογίζουμε το διορθωμένο ύψος της υδατόπτωσης για λειτουργία του στροβίλου Pelton ή Turgo, h , σε m:

$$h = H_g \cdot (1 - l_{hydr,max}) \quad (3.26)$$

Έπειτα υπολογίζουμε την περιστροφική ταχύτητα n_r του εκάστοτε στροβίλου, σε rpm:

$$n_r = 31 \cdot \left(\frac{h}{(Q_d/j)} \right)^{0,5} \quad (3.27)$$

Ακολούθως, υπολογίζουμε την εξωτερική διάμετρο d του δρομέα του στροβίλου, σε m:

$$d = \frac{49,4 \cdot h^{0,5} \cdot j^{0,02}}{n_r} \quad (3.28)$$

Η μέγιστη απόδοση του στροβίλου Turgo είναι πάντα μικρότερη κατά 0,03 από αυτή του στροβίλου Pelton, η οποία δίνεται από τον τύπο:

$$e_p = 0,864 \cdot d^{0,04} - 0,0305 + 0,005 \cdot R_m \quad (3.29)$$

Η παροχή στη μέγιστη απόδοση του στροβίλου Q_p , σε m^3/sec , είναι:

$$Q_p = (0,662 + 0,001 \cdot j) \cdot Q_d \quad (3.30)$$

Οι αποδόσεις για τιμές της παροχής Q μεγαλύτερες αλλά και μικρότερες από την τιμή της παροχής στη μέγιστη απόδοση του στροβίλου Q_p , υπολογίζονται μέσω της παρακάτω εξίσωσης:

$$e_q = \left\{ 1 - \left[(1,31 + 0,025 \cdot j) \cdot \left(\frac{(Q_p - Q)}{Q_p} \right)^{(5,6+0,4 \cdot j)} \right] \right\} \cdot e_p \quad (3.31)$$

3.3.1.2.2 ΣΤΡΟΒΙΛΟΙ CROSS-FLOW

Για την εύρεση των δεδομένων σχεδίασης μιας καμπύλης βαθμού απόδοσης στροβίλου Cross-flow, θα βρεθεί μόνο μία ενδιαμέση παράμετρος. Η παροχή στη μέγιστη απόδοση του στροβίλου Q_p , σε m^3/sec , είναι:

$$Q_p = Q_d \quad (3.32)$$

Οι αποδόσεις του στροβίλου e_p για τιμές της παροχής μικρότερες από αυτή της παροχής στη μέγιστη απόδοση του στροβίλου, υπολογίζονται μέσω της σχέσης:

$$e_q = 0,79 - 0,15 \cdot \left(\frac{Q_d - Q}{Q_p} \right) - 1,37 \cdot \left(\frac{Q_d - Q}{Q_p} \right)^{14} \quad (3.33)$$

3.3.2 ΣΧΗΜΑΤΙΣΜΟΣ ΤΗΣ ΤΕΛΙΚΗΣ ΚΑΜΠΥΛΗΣ ΒΑΘΜΟΥ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΕΝΟΣ Ή ΠΕΡΙΣΣΟΤΕΡΩΝ ΥΔΡΟΣΤΡΟΒΙΛΩΝ

3.3.2.1 ΣΧΗΜΑΤΙΣΜΟΣ ΤΗΣ ΤΕΛΙΚΗΣ ΚΑΜΠΥΛΗΣ ΒΑΘΜΟΥ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΕΝΟΣ ΥΔΡΟΣΤΡΟΒΙΛΟΥ

Για την περίπτωση μονού στροβίλου στον ΜΥΗΣ, η καμπύλη του βαθμού απόδοσης του προκύπτει εύκολα από τις παραπάνω εξισώσεις. Ανάλογα με τον τύπο του στροβίλου επιλέγουμε την κατάλληλη ομάδα εξισώσεων και βάση των συνθηκών στις οποίες αυτός λειτουργεί, βρίσκουμε 21 μη αρνητικές τιμές απόδοσης αντίστοιχες των 21 τιμών της παροχής που εισέρχεται στο στρόβιλο. Τελικά, η καμπύλη βαθμού απόδοσης μονού στροβίλου σχηματίζεται από το άθροισμα των τιμών αυτών με το ρυθμιστή βαθμού απόδοσης, e_f . Είναι φανερό, πως αν αυτός είναι μηδενικός, τότε δεν πραγματοποιούμε το άθροισμα και η καμπύλη σχηματίζεται μόνο από τις 21 μη αρνητικές τιμές της απόδοσης που έχουν βρεθεί. Στην περίπτωση μηδενικής παροχής στον στρόβιλο, δεν λειτουργεί κανένας στρόβιλος και θέτουμε την απόδοση μηδενική.

3.3.2.2 ΣΧΗΜΑΤΙΣΜΟΣ ΤΗΣ ΤΕΛΙΚΗΣ ΚΑΜΠΥΛΗΣ ΒΑΘΜΟΥ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΠΟΛΛΑΠΛΩΝ ΥΔΡΟΣΤΡΟΒΙΛΩΝ ΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΩΝ ΠΑΡΑΛΛΗΛΑ

Στην περίπτωση πολλαπλών ομοίων στροβίλων n , βρίσκουμε την καμπύλη βαθμού απόδοσης ενός στροβίλου και μετά συνυπολογίζουμε σε αυτή το ρυθμιστή βαθμού απόδοσης e_f , αν αυτός υπάρχει. Πριν σχηματίσουμε την καμπύλη βαθμού απόδοσης πολλαπλών στροβίλων, αρχικά βρίσκουμε τον αριθμό των στροβίλων που πρέπει να είναι σε λειτουργία για κάθε μία από τις 21 πιθανές τιμές της παροχής που θα υπάρχει στην εγκατάσταση. Ήδη

γνωρίζουμε πως για μηδενική παροχή δεν θέτουμε σε λειτουργία κανένα στρόβιλο. Για τις υπόλοιπες 20 τιμές της παροχής, από το 5% ως και το 100% της παροχής σχεδίασης, οι στρόβιλοι που είναι σε λειτουργία δίνονται από τη στρογγυλοποίηση της παρακάτω εξίσωσης στον αμέσως μεγαλύτερο ακέραιο:

$$n_q = \text{round_up}\left(\frac{q}{100/n}\right) \quad (3.34)$$

όπου με q συμβολίζουμε το εκατοστιαίο ποσοστό της παροχής σχεδίασης με τιμές 5, 10, 15, ..., 100 και με n_q τον αριθμό των στρόβιλων που θα πρέπει να λειτουργούν στην κάθε περίπτωση.

Για την εύρεση της καμπύλης βαθμού απόδοσης πολλαπλών στρόβιλων έχει δημιουργηθεί ένας αλγόριθμος που χρησιμοποιεί την καμπύλη βαθμού απόδοσης μονού στρόβιλου και τον αριθμό των στρόβιλων που λειτουργούν στην εκάστοτε ποσοστιαία τιμή της παροχής σχεδίασης. Στο 0% της παροχής σχεδίασης δε λειτουργεί κανένας στρόβιλος και θέτουμε την απόδοση μηδενική. Από το 5% μέχρι και το 100% της παροχής σχεδίασης, για κάθε 5% αύξηση, βρίσκουμε 20 μεταβλητές A_q :

$$A_q = \frac{q}{n_q} \cdot n \quad (3.35)$$

Οι μεταβλητές αυτές, που εκφράζονται σε εκατοστιαία ποσοστά, συγκρίνονται για την κάθε περίπτωση με το 100% της παροχής σχεδίασης. Αν ισχύει $A_q < 100$ τότε η τιμή της απόδοσης των πολλαπλών στρόβιλων υπάρχει σαν τιμή στην καμπύλη βαθμού απόδοσης μονού στρόβιλου και ισχύει:

$$e_{q,comb} = e_{q,A} \quad (3.36)$$

όπου $e_{q,comb}$ είναι η τιμή της απόδοσης των πολλαπλών στρόβιλων στο $q\%$ της παροχής σχεδίασης και $e_{q,A}$ είναι η τιμή της απόδοσης του μονού στρόβιλου στο $A\%$ της παροχής σχεδίασης.

Αν η παραπάνω ανισότητα δεν ισχύει, δηλαδή $A_q = 100$, τότε η τιμή της απόδοσης των πολλαπλών στρόβιλων είναι ίδια με την απόδοση της καμπύλης βαθμού απόδοσης μονού στρόβιλου στο 100% της παροχής σχεδίασης. Δηλαδή:

$$e_{q,comb} = e_{q,des} \quad (3.37)$$

3.4 ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Ο αλγόριθμος υπολογίζει την παραδοθείσα ανανεώσιμη ενέργεια (MWh) βασιζόμενος στη διαθέσιμη παροχή Q' (καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης παροχής), τη παροχή σχεδίασης Q_{des} , την υπολειπόμενη παροχή Q_r , το φορτίο L (καμπύλη διάρκειας φορτίου), την ολική υψομετρική διαφορά H_q , διάφορες αποδόσεις και απώλειες. Για την περίπτωση σύνδεσης του σταθμού σε απομονωμένο δίκτυο, ο υπολογισμός περιλαμβάνει τη σύγκριση της ημερίσιας διαθέσιμης ανανεώσιμης ενέργειας με την καμπύλη διάρκειας φορτίου για κάθε μία από τις τιμές της καμπύλης διάρκειας διαθέσιμης παροχής.

3.4.1 ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΩΣ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑ ΤΗΣ ΠΑΡΟΧΗΣ

Η ισχύς P , μετρούμενη σε W, που παράγεται από μικρές υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις για οποιαδήποτε τιμή Q της παροχής, δίδεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$P = \rho \cdot g \cdot Q \cdot [H_g - (h_{hydr} + h_{tail})] \cdot e_t \cdot e_g \cdot (1 - l_{trans}) \cdot (1 - l_{para}) \quad (3.38)$$

όπου ρ είναι η πυκνότητα του ύδατος (1.000 kg/m^3) και g η επιτάχυνση της βαρύτητας ($9,81 \text{ m/s}^2$). Ο χρήστης ζητείται να συμπληρώσει την υψομετρική διαφορά που συμβολίζουμε με H_g . Οι υδραυλικές απώλειες και οι απώλειες στο αυλάκι εκροής εξαρτώνται άμεσα από τη παροχή και συμβολίζονται αντίστοιχα με h_{hydr} και h_{tail} . Με e_t απεικονίζουμε τις αποδόσεις των στροβίλων στη παροχή Q του ποταμού και παίρνουν τιμές αντίστοιχες των αποδόσεων e_q που υπολογίστηκαν στην παράγραφο 3.3. Τέλος, ορίζονται από το χρήστη μεταβλητές που θεωρούνται ανεξάρτητες από την εξεταζόμενη παροχή, όπως η e_g που είναι ο βαθμός απόδοσης των γεννητριών, η l_{trans} που συμβολίζει τις απώλειες των μετασχηματιστών, και η l_{para} που συμβολίζει τις παρασιτικές ενεργειακές απώλειες. Οι υδραυλικές απώλειες εξαρτώνται από την εκάστοτε τιμή της παροχής του ποταμού και δίδονται από την εξίσωση:

$$h_{hydr} = H_g \cdot l_{hydr,max} \cdot \frac{Q^2}{Q_{des}^2} \quad (3.39)$$

όπου το $l_{hydr,max}$ είναι οι μέγιστες υδραυλικές απώλειες που ορίζονται από το χρήστη, και Q_{des} είναι η παροχή σχεδίασης. Ομοίως, οι απώλειες που προκαλούνται στο αυλάκι εκροής, εκεί που απομακρύνεται το νερό από το στρόβιλο εξαρτώνται από την τιμή της εκάστοτε παροχής του ποταμού σύμφωνα με την ακόλουθη εξίσωση:

$$h_{tail} = l_{tail,max} \cdot \frac{(Q - Q_{des})^2}{(Q_{max} - Q_{des})^2} \quad (3.40)$$

όπου το $l_{tail,max}$ είναι η μέγιστη επίδραση του φαινομένου, δηλαδή η μέγιστη μείωση της στάθμης του ύδατος που μπορεί να εμφανιστεί τις περιόδους που υπάρχουν υψηλές τιμές παροχής στον ποταμό. Το Q_{max} είναι η μέγιστη παροχή του ποταμού, και η εξίσωση (3.40) εφαρμόζεται μόνο για τιμές της παροχής του ποταμού μεγαλύτερες από την παροχή σχεδίασης των εγκαταστάσεων (δηλαδή μόνο όταν $Q > Q_{des}$).

3.4.2 ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΤΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΤΟΥ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ

Η ισχύς σχεδίασης του σταθμού P_{des} , μετρούμενη σε W, υπολογίζεται από την εξίσωση (3.38) εφαρμόζοντας σε αυτή την παροχή σχεδίασης, Q_{des} . Η εξίσωση τελικά μετασχηματίζεται ως εξής:

$$P_{des} = \rho \cdot g \cdot Q_{des} \cdot H_g (1 - l_{hydr,max}) \cdot e_{t,des} \cdot e_g \cdot (1 - l_{trans}) \cdot (1 - l_{para}) \quad (3.41)$$

όπου $e_{t,des}$ είναι ο βαθμός απόδοσης των στροβίλων στη παροχή σχεδίασης, όπως αυτή υπολογίζεται στην παράγραφο 3.3.

Η ελάχιστη καθορισμένη ισχύς του σταθμού P_{firm} υπολογίζεται πάλι μέσω της εξίσωσης (3.38), αλλά αυτή τη φορά τοποθετούμε σαν τιμή της παροχής την ελάχιστη καθορισμένη παροχή, όπως και τις αντίστοιχες τιμές της απόδοσης του στροβίλου και των υδραυλικών απωλειών. Εάν η ελάχιστη καθορισμένη ισχύς είναι μεγαλύτερη της ισχύος

σχεδίασης, η ελάχιστη καθορισμένη ισχύς του σταθμού που υπολογίζεται μέσω της εξίσωσης (3.38) αντικαθίσταται από την τιμή της ισχύος σχεδίασης.

3.4.3 ΚΑΜΠΥΛΗ ΔΙΑΡΚΕΙΑΣ ΔΙΑΘΕΣΙΜΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

Αρχικά απαιτείται διόρθωση για τις τιμές της παροχής στην καμπύλη διάρκειας παροχής πολλαπλασιάζοντας με το συντελεστή *ρύθμισης CF*, ο οποίος ορίζεται από το χρήστη και είναι μόνο ενεργειακής σημασίας, γεγονός που σημαίνει ότι η πραγματική καμπύλη διάρκειας παροχής παραμένει ίδια.

Η ενεργειακής σημασίας καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης παροχής, υπολογίζεται από τις διορθωμένες τιμές της καμπύλης διάρκειας διαθέσιμης παροχής κατά τρόπο ίδιο με την παράγραφο 3.1.2. Αν ο *ρυθμιστής CF* έχει τιμή 100%, τότε ούτε οι τιμές της καμπύλης διάρκειας παροχής ούτε η διαθέσιμη παροχή μεταβάλλονται.

Τώρα μπορούμε να σχεδιάσουμε την ενεργειακής σημασίας καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης παροχής στους ίδιους άξονες που θα σχεδιάσουμε την καμπύλη διάρκειας ισχύος.

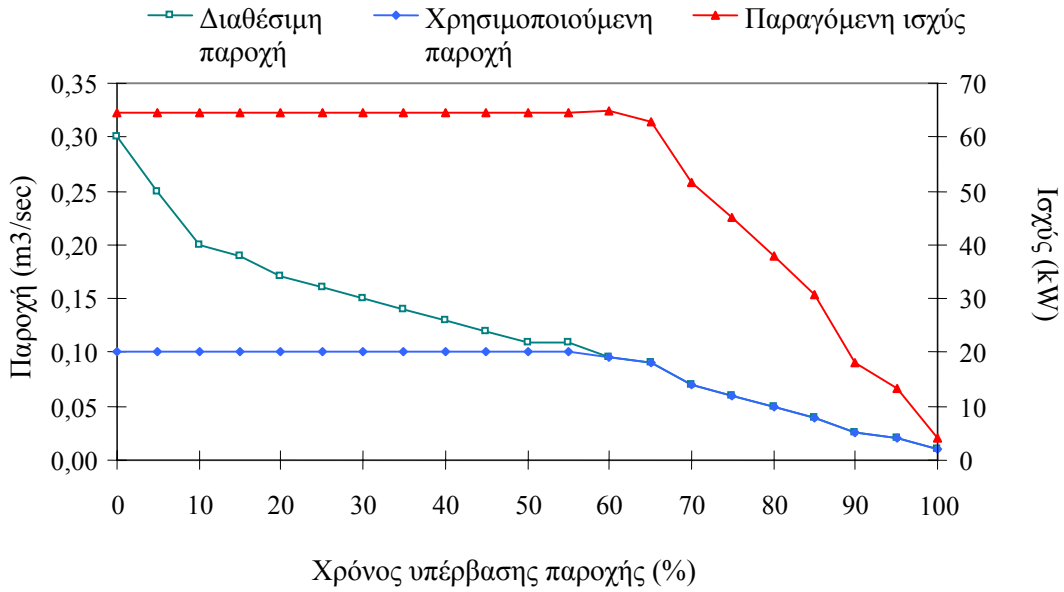
Δεδομένου ότι η παροχή σχεδίασης ορίζεται ως η μέγιστη παροχή που μπορεί να χρησιμοποιηθεί από το στρόβιλο, οι τιμές της παροχής που ουσιαστικά χρησιμοποιούνται από τις εγκαταστάσεις είναι αυτές που περιγράφονται από την παρακάτω σχέση και σχηματίζουν την καμπύλη διάρκειας χρησιμοποιούμενης παροχής:

$$Q_{n,used} = \min(Q'_n, Q_{des}) \quad (3.42)$$

Ο υπολογισμός της παραγόμενης ισχύος ως αποτέλεσμα της παροχής (εξίσωση 3.38) και για τις 21 τιμές της χρησιμοποιούμενης παροχής $Q_{0,used}, Q_{5,used}, \dots, Q_{100,used}$ που καθορίζουν την καμπύλη διάρκειας χρησιμοποιούμενης παροχής, οδηγεί σε 21 τιμές της διαθέσιμης ισχύος $P_0, P_5, \dots, P_{100}$ σχηματίζοντας με αυτόν τον τρόπο την καμπύλη διάρκειας ισχύος.

Για την εύρεση των υδραυλικών απωλειών (εξίσωση 3.39) χρησιμοποιούμε επίσης την $Q_{n,used}$. Εντούτοις, για την εύρεση των απωλειών που προκαλούνται στο αυλάκι εκροής (εξίσωση 3.40), δεν πρέπει να ληφθεί υπόψη η υπολειπόμενη παροχή και στην πράξη χρησιμοποιούνται οι τιμές της ενεργειακής σημασίας καμπύλης διάρκειας διαθέσιμης παροχής, όταν αυτές ξεπερνάνε τη παροχή σχεδίασης.

Παράδειγμα καμπύλης διάρκειας ισχύος παρουσιάζεται στο Σχήμα 3.5, με τη παροχή σχεδίασης ίση με $0,1 \text{ m}^3 / \text{s}$.



Σχήμα 3.5: Παράδειγμα καμπύλης διάρκειας διαθέσιμης ισχύος

3.4.4 ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΤΗΣ ΔΙΑΘΕΣΙΜΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Η διαθέσιμη ενέργεια υπολογίζεται από την εύρεση του εμβαδού της περιοχής κάτω από την καμπύλη διάρκειας ισχύος, υποθέτοντας ότι υπάρχει γραμμική σχέση μεταξύ των γειτονικών τιμών ισχύος που έχουν υπολογιστεί. Δεδομένου ότι η καμπύλη διάρκειας παροχής αντιπροσωπεύει έναν ετήσιο κύκλο, κάθε 5% διάστημα της καμπύλης είναι ισοδύναμο με 5% των 8.760 ωρών (αριθμός των ωρών ενός έτους). Επομένως η ετήσια διαθέσιμη ενέργεια E_{avail} (σε kWh/έτος) υπολογίζεται μέσω των τιμών P (kW), ολοκληρώνοντας κατά τον τραπεζοειδή κανόνα ως εξής:

$$E_{avail} = \sum_{k=1}^{20} \left(\frac{P_{5(k-1)} + P_{5k}}{2} \right) \cdot \frac{5}{100} \cdot 8760 \cdot (1 - l_{dt}) \quad (3.43)$$

όπου l_{dt} είναι οι ετήσιες απώλειες χαμένου παραγωγικού χρόνου εξαιτίας βλαβών, συντήρησης, πτώσεις τάσης, όπως αυτές ορίζονται από το χρήστη. Στην περίπτωση όπου η παροχή σχεδίασης βρίσκεται ανάμεσα σε δύο τιμές της παροχής με 5% ποσοστιαία χρονική διαφορά της διορθωμένης καμπύλης διάρκειας διαθέσιμης παροχής, το αντίστοιχο διάστημα της καμπύλης διάρκειας ισχύος χωρίζεται σε δύο υποδιαστήματα και χρησιμοποιούμε γραμμική παρεμβολή για την εύρεση του όρου που απαιτείται στον υπολογισμό της διαθέσιμης ενέργειας. Συγκεκριμένα, αντικαθιστούμε τον όρο που αντιστοιχεί στο διάστημα k ως εξής:

$$\frac{P_{5(k-1)} + P_{5k}}{2} \cdot 5 \Rightarrow x \cdot P_{5(k-1)} + (5 - x) \cdot \frac{P_{5(k-1)} + P_{5k}}{2} \quad (3.44)$$

$$\text{όπου } x = \frac{Q_{5(k-1)} - Q_{des}}{Q_{5(k-1)} - Q_{5k}} \cdot 5 \quad (3.45)$$

Η εξίσωση (3.43) αντιπροσωπεύει το ποσό της διαθέσιμης ανανεώσιμης ενέργειας. Το ποσό που παραδίδεται όμως εξαρτάται από τον τύπο του δικτύου με το οποίο συνδέεται η εγκατάσταση, όπως περιγράφεται στις παρακάτω παραγράφους.

3.4.5 ΠΑΡΟΧΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΕ ΚΕΝΤΡΙΚΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΔΙΚΤΥΟ

Για εφαρμογή σε κεντρικό δίκτυο, υποθέτουμε ότι το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας είναι σε θέση να απορροφήσει όλη την ενέργεια που παράγεται από το μικρό υδροηλεκτρικό σταθμό. Επομένως, όλη η διαθέσιμη ενέργεια θα παραδοθεί στο δίκτυο και η παραδοθείσα ανανεώσιμη ενέργεια, E_{dlyd} , είναι ίση με την E_{avail} :

$$E_{dlyd} = E_{avail} \quad (3.46)$$

3.4.6 ΠΑΡΟΧΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΕ ΑΠΟΜΟΝΩΜΕΝΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΔΙΚΤΥΟ

Για εφαρμογή σε απομονωμένο δίκτυο, η διαδικασία είναι ελαφρώς πιο περίπλοκη επειδή η παραδοθείσα ενέργεια περιορίζεται στις ανάγκες του τοπικού δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας, όπως φαίνεται από την καμπύλη διάρκειας φορτίου. Χρησιμοποιείται η ακόλουθη διαδικασία: για κάθε 5% αύξηση στην καμπύλη διάρκειας παροχής, η αντίστοιχα διαθέσιμη παραγόμενη ισχύς των εγκαταστάσεων (υποτίθεται ότι είναι σταθερή κατά τη διάρκεια μιας ημέρας) συγκρίνεται με την καμπύλη διάρκειας φορτίου (που αντιπροσωπεύει την ημερήσια ζήτηση σε ενέργεια). Η ενέργεια που μπορεί να παραδοθεί από τις μικρές υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις ημερήσια, για κάθε 5% ποσοστιαία χρονική αύξηση στην καμπύλη διάρκειας παροχής, καθορίζεται ως η περιοχή που είναι κάτω από την καμπύλη διάρκειας φορτίου αλλά και κάτω από την οριζόντια γραμμή που αντιπροσωπεύει τη διαθέσιμη παραγόμενη ισχύ των εγκαταστάσεων.

Υπολογίζονται είκοσι μία τιμές για την ημερήσια παραδοθείσα ενέργεια $G_0, G_5, \dots, G_{100}$ αντίστοιχες των είκοσι μία τιμών της διαθέσιμης ισχύος $P_0, P_5, \dots, P_{100}$. Για κάθε τιμή της διαθέσιμης ισχύος P_n , η ημερήσια ενέργεια G_n που παραδίδεται, δίνεται από την σχέση:

$$G_n = \sum_{k=1}^{20} \left(\frac{P'_{n,5(k-1)} + P'_{n,5k}}{2} \right) \cdot \frac{5}{100} \cdot 24 \quad (3.47)$$

όπου το $P'_{n,k}$ είναι το ελάχιστο μεταξύ του φορτίου L_k και της διαθέσιμης σταθερής ισχύος P_n :

$$P'_{n,k} = \min(P_n, L_k) \quad (3.48)$$

Στην περίπτωση όπου η διαθέσιμη ισχύς $P'_{n,k}$ βρίσκεται μεταξύ δύο τιμών φορτίου της καμπύλης διάρκειας φορτίου, το διάστημα χωρίζεται στα δύο και χρησιμοποιείται γραμμική παρεμβολή, για την εύρεση του όρου που απαιτείται στον υπολογισμό της ημερήσιας ενέργειας που παραδίδεται. Συγκεκριμένα, αντικαθιστούμε τον όρο που αντιστοιχεί στο διάστημα k ως εξής:

$$\frac{P'_{n,5(k-1)} + P'_{n,5k}}{2} \cdot 5 \Rightarrow x \cdot P'_{n,5(k-1)} + (5-x) \cdot \frac{P'_{n,5(k-1)} + P'_{n,5k}}{2} \quad (3.49)$$

$$\text{όπου } x = \frac{L_{5(k-1)} - P_n}{L_{5(k-1)} - L_{5k}} \cdot 5 \quad (3.50)$$

Η διαδικασία επαναλαμβάνεται για όλες τις τιμές $P_0, P_5, \dots, P_{100}$ έτσι ώστε να ληφθούν είκοσι μια τιμές της ενέργειας $G_0, G_5, \dots, G_{100}$ όπως φαίνεται στο Σχήμα 3.7. Η ετήσια παραδοθείσα ενέργεια E_{dlvd} λαμβάνεται με τον υπολογισμό του εμβαδού κάτω από την καμπύλη του σχήματος 3.7, ολοκληρώνοντας κατά τον τραπεζοειδή κανόνα:

$$E_{dlvd} = \sum_{k=1}^{20} \left(\frac{G_{5(n-1)} + G_{5n}}{2} \right) \cdot \frac{5}{100} \cdot 365 \cdot (1 - l_{dt}) \quad (3.51)$$

όπου, όπως και πριν, l_{dt} είναι οι ετήσιες απώλειες χαμένου παραγωγικού χρόνου όπως αυτές ορίζονται από το χρήστη.

3.4.6.1 ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑ

Η διαδικασία για την εύρεση μια τιμής της ημερήσιας παραδοθείσας ενέργειας G γίνεται κατανοητή μέσα από το παρακάτω παράδειγμα, που χρησιμοποιεί την καμπύλη διάρκειας φορτίου του Σχήματος 3.3 και τιμές από την καμπύλη διαθέσιμης διάρκειας ισχύος που παρουσιάζεται στο Σχήμα 3.5.

Ο σκοπός του παραδείγματος είναι ο καθορισμός της ημερήσιας παραδοθείσας ενέργειας για διάρκεια που αντιστοιχεί στο 65% ενός έτους, G_{65} .

Πρώτα ανατρέχουμε στο Σχήμα 3.5 για να καθορίσουμε το ποσό της διαθέσιμης παραγόμενης ισχύος του σταθμού:

$$P_{65} = 62,78 \text{ kW} \quad (3.52)$$

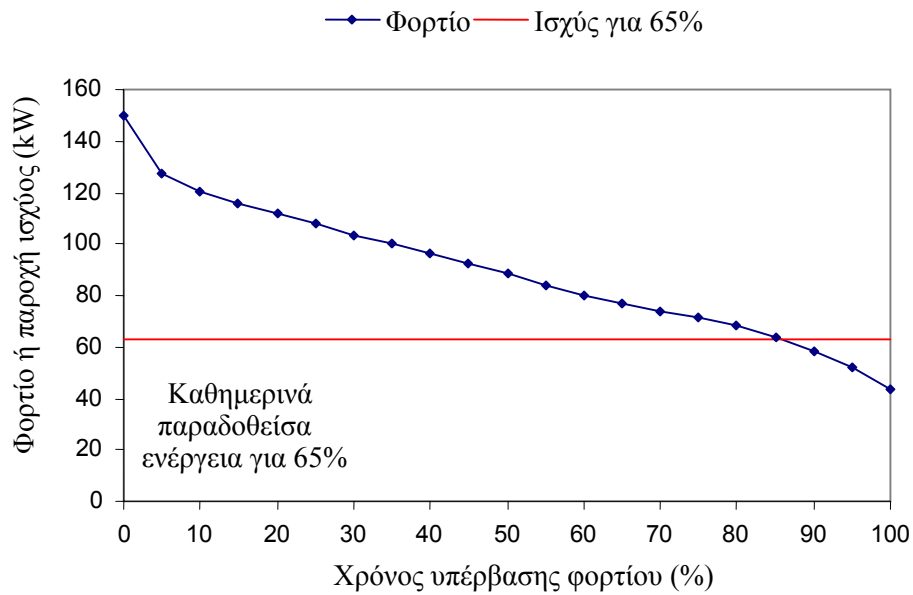
Κατόπιν σχεδιάζουμε αυτή τη ποσότητα στην καμπύλη διάρκειας φορτίου με μια οριζόντια γραμμή, όπως φαίνεται στο σχήμα 3.6.

Η περιοχή που είναι κάτω από την καμπύλη διάρκειας φορτίου και κάτω από την οριζόντια γραμμή είναι η ενέργεια που παραδίδεται ημερήσια μέσω της διαθέσιμης ισχύος των εγκαταστάσεων G_{65} .

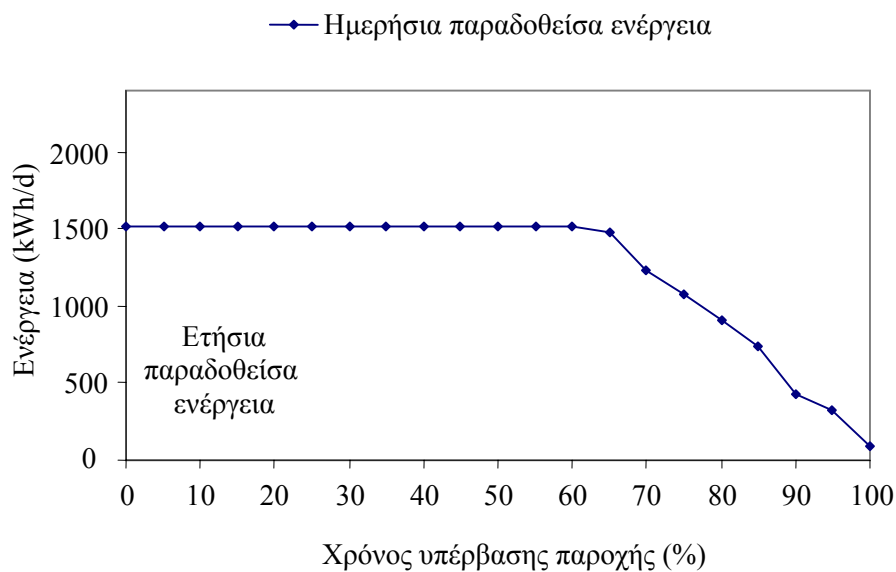
Από την εξίσωση 3.47 παίρνουμε την τιμή:

$$G_{65} = 1477 \text{ kWh/d} \quad (3.53)$$

Στο Σχήμα 3.7 φαίνονται και οι 21 τιμές της ημερήσιας παραδοθείσας ενέργειας $G_0, G_5, \dots, G_{100}$ που προκύπτουν για το συγκεκριμένο παράδειγμα.



Σχήμα 3.6: Παράδειγμα υπολογισμού της ημερήσιας παραδοθείσας ενέργειας



Σχήμα 3.7: Παράδειγμα υπολογισμού της ετήσιας παραδοθείσας ενέργειας

3.4.7 ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΧΡΗΣΙΜΟΠΟΙΗΣΗΣ ΜΙΚΡΟΥ ΥΔΡΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ

Ο συντελεστής χρησιμοποίησης K ενός μικρού υδροηλεκτρικού σταθμού είναι το μέτρο του πόσο αποτελεσματικά η διαθέσιμη παροχή του ποταμού χρησιμοποιείται για ένα έτος. Ορίζεται ως η μέση ισχύς εξόδου των εγκαταστάσεων έναντι της εκτιμημένης ισχύος σχεδιάσής τους:

$$K = \frac{E_{avail}}{8760 \cdot P_{des}} \quad (3.54)$$

όπου η ετήσια παραδοθείσα ενέργεια E_{avail} υπολογίζεται μέσω της εξίσωσης (3.43) και εκφράζεται σε kWh, ενώ η ισχύς σχεδίασης των εγκαταστάσεων υπολογίζεται μέσω της εξίσωσης (3.41) και εκφράζεται σε kW.

3.4.8 ΠΛΕΟΝΑΖΟΥΣΑ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

Η πλεονάζουσα ανανεώσιμη ενέργεια E_{excess} είναι η διαφορά μεταξύ της διαθέσιμης ανανεώσιμης ενέργειας E_{avail} και της παραδοθείσας ανανεώσιμης ενέργειας E_{dlvd} :

$$E_{excess} = E_{avail} - E_{dlvd} \quad (3.55)$$

η E_{avail} υπολογίζεται μέσω της εξίσωσης (3.43) και η E_{dlvd} είτε μέσω της εξίσωσης (3.46) είτε της (3.51).

3.5 ΜΕΛΕΤΗ ΜΕΙΩΣΗΣ ΕΚΠΟΜΠΗΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ

Η μελέτη για την μείωση της απελευθέρωσης αερίων του θερμοκηπίου στο περιβάλλον μέσω των μικρών υδροηλεκτρικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι προαιρετική και δεν επηρεάζει σε καμιά περίπτωση την υπόλοιπη ανάλυση. Οι μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, εκτός των ανανεώσιμων, εκπέμπουν αέρια επικίνδυνα για το περιβάλλον και υπεύθυνα για το φαινόμενο του θερμοκηπίου. Τα αέρια αυτά είναι το διοξείδιο του άνθρακα (CO_2), το μεθάνιο (CH_4) και το οξείδιο του αζώτου (N_2O). Στην παρακάτω ανάλυση προσδιορίζεται η ετήσια ποσότητα αερίου του θερμοκηπίου που θα απελευθερωνόταν αν αντί του μικρού υδροηλεκτρικού σταθμού, χρησιμοποιούσαμε άλλες πηγές για την παραγωγή ίδιας ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας.

Υπάρχουν δύο επιλογές για την εύρεση αυτής της ποσότητας, η “σύντομη” και η “αναλυτική”. Αν επιλέξουμε τη “σύντομη”, τότε δεχόμαστε ότι ένας τόνος αερίου CH_4 αντιστοιχεί σε είκοσι ένα τόνους αερίου CO_2 και ένας τόνος αερίου N_2O αντιστοιχεί σε τριακόσιους δέκα τόνους αερίου CO_2 . Έπειτα, πρέπει να επιλέξουμε από το σύνολο των πηγών ενέργειας, του Πίνακα 3.2, αυτές που επιθυμούμε να συγκρίνουμε με τον ΥΗΣ, δημιουργώντας ένα σύνολο k ενεργών πηγών. Κατόπιν, συμπληρώνουμε τα ποσοστά συμμετοχής τους στην παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια. Στην “σύντομη” μέθοδο συνήθως επιλέγεται μία πηγή, με ποσοστό συμμετοχής 100%.

Το άθροισμα των ποσοστών της στήλης “ποσοστό συμμετοχής” του πίνακα πρέπει πάντα να είναι ίσο με 100%. Οι στήλες “συντελεστής εκπομπής αερίου θερμοκηπίου CO_2 ”, “συντελεστής εκπομπής αερίου θερμοκηπίου CH_4 ”, “συντελεστής εκπομπής αερίου θερμοκηπίου N_2O ” και “απόδοση μετατροπής καυσίμου”, περιέχουν σταθερές, οι οποίες χρησιμοποιούνται στην τελευταία στήλη όπως φαίνεται στον πίνακα. Η στήλη των απωλειών μεταφοράς και διανομής συμπληρώνεται από το χρήστη.

Ο συντελεστής απελευθέρωσης αερίων θερμοκηπίου για την κάθε πηγή που μετέχει στο σύνολο των ενεργών πηγών υπολογίζεται από τον τύπο που περιγράφεται στην τελευταία στήλη του Πίνακα 3.2.

Πίνακας 3.2: Πίνακας πηγών και ποσότητα αερίων θερμοκηπίου που απελευθερώνονται από αυτές.

Πηγές	Ποσοστό συμμετοχής (i: %)	Συντελεστής εκπομπής αερίου θερμοκηπίου kg/Gj		
		CO ₂ (f _{CO2})	CH ₄ (f _{CH4})	N ₂ O (f _{N20})
Κάρβουνο		94,6	0,0020	0,0030
Μεγάλα υδροηλεκτρικά		0	0	0
Πετρέλαιο		77,4	0,0030	0,0020
Φυσικό αέριο		56,1	0,0030	0,0010
Βιομάζα		0	0,0320	0,0040
Αέρας		0	0	0
Ντίζελ		74,1	0,0020	0,0020
Γεωθερμική		0	0	0
Μικρά υδροηλεκτρικά		0	0	0
Ήλιος		0	0	0
Προπάνιο		63,1	0,0010	0,0010
Πυρηνικά		0	0	0
Άλλες				

(από δεξιά συνέχεια του προηγούμενου)	Απόδοση μετατροπής καυσίμου (E: %)	Απώλειες μεταφοράς και διανομής (I _{T&D} : %)	Συντελεστής εκπομπής αερίου θερμοκηπίου (f _{GHG} : tn _{CO2} /MWh)
Κάρβουνο	35%		
Μεγάλα υδροηλεκτρικά	100%		
Πετρέλαιο	30%		
Φυσικό αέριο	45%		(f _{CO2} + f _{CH4} · 21 + f _{NO2} · 310) ·
Βιομάζα	25%		
Αέρας	100%		
Ντίζελ	30%		$\frac{1}{E} \cdot \frac{1}{1-I_{T\&D}} \cdot 3,6 \cdot 10^{-3}$
Γεωθερμική	30%		
Μικρά υδροηλεκτρικά	100%		
Ήλιος	100%		
Προπάνιο	45%		
Πυρηνικά	30%		
Άλλες			

Ο συντελεστής εκπομπής αερίου θερμοκηπίου, σε tn_{CO2} /MWh, για το σύνολο των ενεργών πηγών υπολογίζεται από την σχέση:

$$F_{GHG} = \sum_{k=1}^n i \cdot f_{GHG} \quad (3.56)$$

Τέλος, η ετήσια ποσότητα των αερίων του θερμοκηπίου που ‘γλιτώνει’ η ατμόσφαιρα από την κατασκευή του ΥΗΣ, σε tn_{CO2}/έτος, υπολογίζεται από το παρακάτω γινόμενο:

$$r_{GHG} = E_{dvd} \cdot (1 - I_{T\&D}) \cdot F_{GHG} \quad (3.57)$$

όπου E_{dhd} είναι η παραδοθείσα ενέργεια όπως αυτή υπολογίστηκε στην παράγραφο 3.4.5 ή 3.4.6 και $I_{T\&D}$ είναι οι απώλειες μεταφοράς και διανομής του ΥΗΣ, όπως ορίζονται από το χρήστη.

Στην “αναλυτική” μέθοδο, ο χρήστης έχει την δυνατότητα αλλαγής σταθερών όπως οι ποσότητες αερίου CO_2 που αντιστοιχούν σε ένα τόνο αερίου CH_4 και σε ένα τόνο αερίου N_2O καθώς και στις σταθερές των στηλών “συντελεστής απελευθέρωσης CO_2 ”, “συντελεστής απελευθέρωσης CH_4 ”, “συντελεστής απελευθέρωσης N_2O ” και “απόδοση μετατροπής καυσίμου”. Για το σύνολο των ενεργών πηγών προτείνεται το εξής μίγμα: 35% κάρβουνο, 30% μεγάλα υδροηλεκτρικά, 20% πετρέλαιο, 10% φυσικό αέριο, 3% βιομάζα, 2% αέρας, με δυνατότητες μετατροπής ανάλογα με τις πηγές που χρησιμοποιούνται στην κάθε περιοχή. Οι απώλειες μεταφοράς και διανομής του συνόλου των ενεργών πηγών και του ΥΗΣ ορίζονται από το χρήστη. Ο πίνακας και η αλληλουχία των πράξεων παραμένουν ίδιες με πριν, υπολογίζοντας τελικά την ετήσια ποσότητα μείωσης των αερίων θερμοκηπίου, σε $\text{tnCO}_2/\text{έτος}$.

3.6 ΚΟΣΤΟΛΟΓΗΣΗ ΕΡΓΟΥ

Όπως σε κάθε επένδυση, έτσι και σε αυτή την περίπτωση, είναι αναγκαίο να υπολογιστεί το αρχικό κόστος αυτής. Ως αρχικό κόστος μπορεί να θεωρηθεί το σύνολο των πρωταρχικών διαδικασιών που χρειάζεται να πραγματοποιηθούν, ώστε να πραγματοποιηθεί η υλοποίηση του επενδυτικού έργου.

Με την έννοια αυτή, στην κατηγορία των αρχικών εξόδων μπορούν να περιληφθούν δραστηριότητες όπως η εκπόνηση μελέτης σκοπιμότητας για το έργο, η μελέτη για την πορεία ανάπτυξης και εξέλιξης του έργου, το μηχανολογικό κομμάτι της έρευνας για την υλοποίηση του έργου, η αγορά και το ισοζύγιο του εξοπλισμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, καθώς και άλλα διάφορα έξοδα. Επίσης περιλαμβάνονται και διάφορα περιοδικά κόστη που αφορούν το έργο. Ακόμα όμως, μπορεί να συμπεριληφθούν και έξοδα σε ετήσια βάση, όπως τα λειτουργικά και διοικητικά έξοδα του έργου, τα έξοδα συντήρησης και μεταφοράς του εξοπλισμού, οι μισθοί των υπαλλήλων οι οποίοι εργάζονται στην εγκατάσταση, οι φορολογίες ιδιοκτησίας της γης και η ασφάλειες κατά ατυχημάτων.

Ο αλγόριθμος περιέχει δύο εναλλακτικές μεθόδους για την εύρεση του αρχικού συνολικού κόστους του έργου: τη “Λεπτομερή” και τη “Τυπική” μέθοδο κοστολόγησης. Η “Λεπτομερής” μέθοδος κοστολόγησης περιγράφεται στο εγχειρίδιο χρήσης που υπάρχει στο διαδίκτυο. Η “Τυπική” μέθοδος κοστολόγησης βασίζεται σε εμπειρικούς τύπους, που έχουν αναπτυχθεί για τον προσδιορισμό των δαπανών ενός έργου χρησιμοποιώντας ως δεδομένα τις βασικές του παραμέτρους. Αναλυτικές λίστες εξόδων πολυάριθμων μικρών υδροηλεκτρικών έργων έχουν χρησιμοποιηθεί για την εύρεση αυτών των τύπων, που περιγράφονται στη συνέχεια.

3.6.1 “ΤΥΠΙΚΗ” ΜΕΘΟΔΟΣ ΚΟΣΤΟΛΟΓΗΣΗΣ

3.6.1.1 ΒΑΣΙΚΕΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ

Στην παράγραφο αυτή αναλύονται οι βασικές παράμετροι που χρησιμοποιούνται στον αλγόριθμο. Οι τιμές των παραμέτρων εισάγονται απευθείας από το χρήστη, με βάση τη γνώση βασικών χαρακτηριστικών του υπό κατασκευή σταθμού.

Πίνακας 3.3: Χαρακτηριστικά και συντελεστές που ορίζονται απευθείας από το χρήστη

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
A) Βασικά χαρακτηριστικά του ΥΗΣ				
1)	Επιλεγμένη κατάταξη ΜΥΗΣ	μικρός μίνι μικρο	-	Στηριζόμενη σε αποδεκτό ρίσκο
2)	Παροχή σχεδίασης	Q_d	m ³ /s	μικρο ΥΗΣ, αν $Q_d \leq 0,4$ Η μέγιστη παροχή που χρησιμοποιεί ο σταθμός
3)	Αριθμός στροβίλων	n	-	$n=1$ για μικρο ΥΗΣ
4)	Ύψος υδατόπτωσης	H_g	m	
5)	Διάφορες απώλειες εισαγωγής	$k_{in\&mi}$	%	Προτεινόμενο εύρος τιμών από 1 ως 5 %
B) Συντελεστές προσδιορισμού κόστους για τα μηχανικά μέρη ενός ΥΗΣ				
6)	Συντελεστής για τα μηχανικά μέρη του ΜΥΗΣ	E	-	$E=0,67$ αν υπάρχει φράγμα $E=1,0$ αλλιώς (για μικρο ΥΗΣ δεν υφίσταται)
Γ) Συντελεστές προσδιορισμού κόστους για τον εξοπλισμό ανανεώσιμης ενέργειας				
7)	Συντελεστής στροβίλου υψηλού κόστους σε κατακόρυφο άξονα (μόνο για στροβίλους αντιδράσεως)	J_t	-	$J_t=1$ αν $H_g \leq 25m$ $J_t=1,1$ αν $H_g > 25m$
Δ) Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά και συντελεστές για το δρόμο πρόσβασης				
8)	Μήκος δρόμου πρόσβασης	l_a	km	-
9)	Συντελεστής προσαρμογής του κόστους οδοποιίας για την περίπτωση κατασκευής χαμηλού κόστους δρόμου, μόνο για κατασκευαστικές ανάγκες	T	-	$T=0,25$ αν είναι χαμηλού κόστους δρόμος $T=1,0$ αλλιώς
10)	Συντελεστής δυσκολίας εδάφους για την κατασκευή του δρόμου πρόσβασης	A	-	Προτεινόμενο εύρος τιμών 1 ως 6
Ε) Χαρακτηριστικά για το καλώδιο ισχύος				
11)	Μήκος καλωδίου μεταφοράς ισχύος	l_t	km	-
12)	Τάση καλωδίου διασύνδεσης	V	kV	-
13)	Συντελεστής δυσκολίας τοποθέτησης του καλωδίου εξαιτίας του εδάφους	D	-	Προτεινόμενο εύρος τιμών από 1 έως 2
ΣΤ) Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά και συντελεστές για λοιπές εργασίες Πολιτικού Μηχανικού				
14)	Απόσταση από τα σημεία εκσκαφής υλικού προς επίχωση	l_b	km	(για μικρο ΥΗΣ δεν υφίσταται)

15)	Μήκος κορυφογραμμής φράγματος	l_d	m	$l_d=0$ αν ήδη υπάρχει φράγμα
16)	Συντελεστής κόστους εργασιών πολιτικού μηχανικού	C	-	$C=0,44$ αν υπάρχει φράγμα $C=1,0$ αλλιώς
17)	Συντελεστής κόστους πετρώδους εδάφους για εργασίες πολιτικού μηχανικού	R	-	(για μικρό ΥΗΣ δεν υφίσταται) $R=1,0$ για πετρώδης έδαφος $R=1,05$ αλλιώς

Ζ) Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά για τους αγωγούς ύδατος

18)	Αριθμός ομοίων αγωγών νερού	n_p	-	-
19)	Μήκος αγωγού ή αγωγών ύδατος	l_p	m	-
20)	Επιτρεπτή μανομετρική απώλεια για τον αγωγό	k_p	%	Προτεινόμενο εύρος τιμών 1 ως 4 % Αν $l_{hydr,max} - k_{in\&mi} - k_p - k_T = a < 0$, τότε προτείνεται οι μέγιστες υδραυλικές απώλειες να αυξηθούν κατά $ a $

Η) Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά για το κανάλι

21)	Πλευρική κλίση χωμάτινου εδάφους μέσω του οποίου περνάει το κανάλι	S_s	μοίρες	Μέγιστη προτεινόμενη τιμή τις 15°
22)	Μήκος καναλιού προς κατασκευή σε χωμάτινο έδαφος	l_{cs}	m	-
23)	Πλευρική κλίση βραχώδους εδάφους μέσω του οποίου περνάει το κανάλι	S_r	μοίρες	Μέγιστη προτεινόμενη τιμή τις 45°
24)	Μήκος καναλιού προς κατασκευή σε βραχώδες έδαφος	l_{cr}	m	-

Θ) Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά για το τούνελ (για μικρό ΥΗΣ, δεν υφίσταται)

25)	Μήκος τούνελ	l_T	m	-
26)	Επιτρεπτή μανομετρική απώλεια για το τούνελ	k_T	%	Προτεινόμενο εύρος τιμών 4 ως 7% Αν $l_{hydr,max} - k_{in\&mi} - k_p - k_T = a < 0$, τότε προτείνεται οι μέγιστες υδραυλικές απώλειες να αυξηθούν κατά $ a $
27)	Ποσοστό σωλήνωσης κατά μήκος του τούνελ	T_c	%	Προτεινόμενο εύρος τιμών από 15% (πετρώδης έδαφος) μέχρι 100% (φτωχό σε πέτρα έδαφος)

Ι) Συντελεστές κόστους για έργα εκτός Καναδά

28)	Ισοτιμία τοπικού προς Καναδέζικου νομίσματος για το κόστος του εξοπλισμού	E_c	-	-
29)	Ισοτιμία τοπικού προς Καναδέζικου νομίσματος για το κόστος των καυσίμων	F_c	-	-
30)	Ισοτιμία τοπικού προς Καναδέζικου νομίσματος για το κόστος εργασίας	L_c	-	-
31)	Τιμή συναλλάγματος για έργα εκτός Καναδά		“##”/CA.\$.	-
32)	Συντελεστής για την εκτίμηση του κόστους ανάλογα με την χώρα κατασκευής του σταθμού	K	-	Προτεινόμενο εύρος τιμών από 0,5 μέχρι 1,0

Κ) Άλλα χαρακτηριστικά που επηρεάζουν το κόστος

33)	Επιτόκιο	i	%	-
34)	Ημέρες παγετού στην τοποθεσία	f	ημέρες	Ορίζεται από τον χρήστη. Αν δεν υπάρχει παγετός ή αν $f < 180$ τότε θέτουμε $f = 180$
35)	Προσαρμογή της “Τυπικής” μεθόδου κοστολόγησης για το έτος 2000	In	-	Σταθερά ίση με 1,030

3.6.1.2 ΕΝΔΙΑΜΕΣΟΙ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΙ

Στην συνέχεια, μετά την συμπλήρωση του Πίνακα 3.3, μπορούμε να υπολογίσουμε και ενδιάμεσες παραμέτρους που χρησιμοποιούνται από τις εξισώσεις κόστους, όπως φαίνεται στον Πίνακα 3.4 που ακολουθεί.

Πίνακας 3.4: Ενδιάμεσοι υπολογισμοί

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
Α) Βασικά χαρακτηριστικά του ΥΗΣ				
1)	Προτεινόμενη κατάταξη ΜΥΗΣ	μικρός, μίνι ή μικρο	-	μικρός, αν $Q_d > 12,88$ μίκρο, αν $Q_d \leq 0,4$ μίνι, αλλιώς
2)	Παροχή στον κάθε στρόβιλο	Q_u	m ³ /sec	$Q_u = Q_d / n$
3)	Προσέγγιση διαμέτρου δρομέα στροβίλου αντιδράσεως	d	m	$d = 0,482 \cdot Q_u^{0,45}$
4)	MW/n σε MW, επιλέγεται ανάλογα με την προτεινόμενη κατάταξη	MW_u	MW	$MW_u = \{8,22 \text{ αν μικρός, } 7,79 \text{ αν μίνι, } 7,53 \text{ αν μικρο}\}$ $\cdot Q_u \cdot H_g / 1000$
5)	Συνολική δυναμικότητα σταθμού	MW	MW	$MW = MW_u \cdot n$

B) Συντελεστές προσδιορισμού κόστους για τον εξοπλισμό ανανεώσιμης ενέργειας

6)	Συντελεστής συνδεσιμότητας με το δίκτυο για χρήση ασύγχρονων γεννητριών	G	-	$G=0,9$ αν $MW<1,5$ και συνδέεται σε κεντρικό δίκτυο $=1$ αλλιώς
7)	Συντελεστής χρήσης γεννήτριας χαμηλού κόστους	C_g	-	$C_g=0,75$ αν $MW<10$ $C_g=1,0$ αλλιώς
8)	Συντελεστής στροβίλου χαμηλού κόστους σε οριζόντιο άξονα (μόνο για στροβίλους αντιδράσεως)	K_t	-	$K_t=0,9$ αν $d<1,8$ $K_t=1,0$ αλλιώς

Γ) Συντελεστές προσδιορισμού κόστους για το καλώδιο ισχύος

9)	Συντελεστής κόστους κατασκευής ξύλινου στύλου έναντι ατσάλινου πύργου	P	-	$P=0,85$ αν $V<69$ $P=1,0$ αλλιώς
----	---	-----	---	--------------------------------------

Δ) Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά για τους αγωγούς ύδατος

10)	Διάμετρος αγωγού/ών	d_p	m	$d_p = 0,285 \left(\frac{Q_d}{n_p} \right)^{0,38} \cdot \left(\frac{l_p}{H_g \cdot k_p} \right)^{0,19}$
11)	Πάχος τοιχώματος αγωγού στην είσοδο	t_t	mm	$t_t = d_p^{1,3} + 6$
12)	Πάχος τοιχώματος αγωγού στο στρόβιλο	t_b	mm	$t_b = 0,0375 \cdot d_p \cdot [H_g (1 - l_{hydr,max})] + 1,5$,αν αυτή η ποσότητα είναι μεγαλύτερη ή ίση από t_t $t_b = t_t$ αλλιώς
13)	Μέσο πάχος τοιχώματος αγωγού/ών	t_{ave}	mm	$t_{ave} = \frac{t_t + t_b}{2}$
14)	Βάρος αγωγού/ών	W	kg	$W = 24,7 \cdot d_p \cdot l_p \cdot t_{ave}$

Ε) Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά για το κανάλι

15)	Ολική απώλεια μανομετρικού ύψους από το κανάλι	h_c	m	$h_c = 0,001 \cdot l_{cr} + 0,001 \cdot l_{cs}$
-----	--	-------	---	---

ΣΤ) Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά για το τούνελ (για μικρό ΥΗΣ, δεν υφίσταται)

16)	Υπολογισμός για την διάμετρο του τούνελ	d_{Tcalc}	m	$d_{Tcalc} = 0,4734 \cdot \left(\frac{Q_d^2 \cdot l_T}{k_T \cdot H_g} \right)^{0,1875}$
17)	Διάμετρος του τούνελ	d_T	m	Για κατασκευή εκτός Καναδά & χειροποίητα τότε: $d_T = d_{Tcalc}$ εκτός και αν $d_{Tcalc} < 1,8m$ οπότε $d_T = 1,8m$ Αλλιώς $d_T = d_{Tcalc}$ εκτός και αν $d_{Tcalc} < 2,4m$ οπότε $d_T = 2,4m$

18)	Όγκος βράχων από την εκσκαφή του τούνελ	R_v	m^3	$R_v = \pi \cdot \frac{d_T^2}{4} \cdot l_T$
19)	Όγκος σκυροδέματος στο εσωτερικό του τούνελ	C_v	m^3	$C_v = 0,306 \cdot R_v \cdot T_C$

Ζ) Συντελεστές κόστους για έργα εκτός Καναδά

20)	Συντελεστής κόστους εργασιών πολιτικού μηχανικού. Χρησιμοποιείται για τον προσδιορισμό της ισοτιμίας του κόστους εργασιών πολιτικού μηχανικού για κατασκευαστικά έργα εκτός Καναδά.	B	-	$B = ((0,33333E_c + 0,33333F_c) \cdot \frac{1}{(E_c/L_c)^{0,5}}) + (0,33333(E_c/L_c)^{0,5} \cdot L_c)$
-----	---	-----	---	--

Η) Άλλα χαρακτηριστικά που επηρεάζουν το κόστος

21)	Συντελεστής παγετού	F	-	$F = 110 / (365 - f)^{0,9}$
-----	---------------------	-----	---	-----------------------------

3.6.1.3 ΕΞΙΣΩΣΕΙΣ ΠΡΟΣΔΙΟΡΙΣΜΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ

Μετά τον υπολογισμό όλων των απαραίτητων παραμέτρων των Πινάκων 3.3 και 3.4, μπορούμε να υπολογίσουμε το αρχικό κόστος του ΜΥΗΣ, ανάλογα με την επιλεγμένη κατάταξή του, με την χρήση των Εξισώσεων Κόστους της “Τυπικής” μεθόδου κοστολόγησης όπως αυτές φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 3.5.

Κάθε ένας από τους παράγοντες του αρχικού κόστους που απαιτούνται για την κατασκευή ενός ΥΗΣ μπορεί να εκφραστεί μέσω των Εξισώσεων Κόστους (ΕΚ) που φαίνονται στον Πίνακα 3.5. Παρακάτω επεξηγείται αναλυτικά ποιο αρχικό κόστος εκφράζει η κάθε Εξίσωση Κόστους. Το κόστος για την εκπόνηση μελέτης σκοπιμότητας για το έργο (μελέτη περιοχής εγκατάστασης, αρχικός σχεδιασμός κτλ) εκφράζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 1 (ΕΚ 1). Το κόστος για την μελέτη για την πορεία ανάπτυξης και εξέλιξης του έργου (αδειοδοτήσεις και διαχείριση του έργου) εκφράζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 2 (ΕΚ 2). Το κόστος για το μηχανολογικό κομμάτι της έρευνας για την υλοποίηση του έργου (σχεδιασμός υποδομής, μηχανικός και ηλεκτρολογικός εξοπλισμός) εκφράζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 3 (ΕΚ 3). Το κόστος για την αγορά του εξοπλισμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ (αγορά και μεταφορά του εξοπλισμού, εγκατάσταση εξοπλισμού) εκφράζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 4 (ΕΚ 4) και το κόστος για την εγκατάστασή του μέσω της Εξίσωσης Κόστους 5 (ΕΚ 5). Το κόστος για την κατασκευή του δρόμου πρόσβασης εκφράζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 6 (ΕΚ 6). Το κόστος για την τοποθέτηση του καλωδίου ισχύος εκφράζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 7 (ΕΚ 7). Το κόστος της αγοράς του υποσταθμού και του μετασχηματιστή εκφράζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 8 (ΕΚ 8) και το κόστος για την εγκατάστασή τους μέσω της Εξίσωσης Κόστους 9 (ΕΚ 9). Το κόστος για λοιπές εργασίες πολιτικού μηχανικού εκφράζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 10 (ΕΚ 10). Το κόστος της αγοράς των αγωγών ύδατος εκφράζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 11 (ΕΚ 11) και το κόστος της εγκατάστασής τους μέσω της Εξίσωσης Κόστους 12 (ΕΚ 12). Το κόστος για την κατασκευή του καναλιού εκφράζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 13 (ΕΚ 13). Το κόστος για την κατασκευή του τούνελ εκφράζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 14 (ΕΚ 14). Άλλα απρόβλεπτα κόστη (π.χ. ανάγκη εκπαίδευσης προσωπικού για την λειτουργία της εγκατάστασης) μπορούν να εκφραστούν μέσω της Εξίσωσης Κόστους 15 (ΕΚ 15). Για πρακτικούς λόγους δεν υπολογίζουμε ακόμη τις

Εξισώσεις Κόστους 1, 2 και 15. Όταν θα τις υπολογίσουμε, αυτό θα γίνει μέσω της αθροιστικής ιδιότητάς τους, όπως αυτή φαίνεται στον Πίνακα 3.5.

Πίνακας 3.5: Βασικές εξισώσεις προσδιορισμού κόστους

Κόστος	Σύμβολο	Μικρός	Μίνι	Μίκρο
Μελέτη σκοπιμότητας	EK 1	EK 1 = $0.032 \cdot \Sigma$ (EK 2) μέχρι (EK 15)		EK 1 = $0.031 \cdot \Sigma$ (EK 2) μέχρι (EK 15)
Ανάπτυξη	EK 2	EK 2 = $0.04 \cdot \Sigma$ (EK 3) μέχρι (EK 14)		
Μηχανολογικό	EK 3	EK 3 = $0.37 \cdot n^{0.1} \cdot E \cdot \left(\frac{MW}{H_g^{0.3}} \right)^{0.54} \times 10^6$		EK 3 = $0.04 \cdot \left(\frac{MW}{H_g^{0.3}} \right)^{0.54} \times 10^6$
Εξοπλισμός ΑΠΕ	EK 4α	Γεννήτρια & Έλεγχος: EK 4α = $0.82 \cdot n^{0.96} \cdot G \cdot C_g \cdot \left(\frac{MW}{H_g^{0.28}} \right)^{0.9} \times 10^6$		
	EK 4β	Συσκευή Αυτόματου Ελέγχου και Στρόβιλος Kaplan: EK 4β = $0.27 \cdot n^{0.96} \cdot J_t \cdot K_t \cdot d^{1.47} \cdot (1.17 \cdot H_g^{0.12} + 2) \times 10^6$ Συσκευή Αυτόματου Ελέγχου και Στρόβιλος Francis: EK 4β = $0.17 \cdot n^{0.96} \cdot J_t \cdot K_t \cdot d^{1.47} \cdot [(13 + 0.01 \cdot H_g)^{0.3} + 3] \times 10^6$ Συσκευή Αυτόματου Ελέγχου και Στρόβιλος Propellor: EK 4β = $0.125 \cdot n^{0.96} \cdot J_t \cdot K_t \cdot d^{1.47} \cdot (1.17 \cdot H_g^{0.12} + 4) \times 10^6$ Συσκευή Αυτόματου Ελέγχου και Στρόβιλος Pelton/Turgo: EK 4β = $3.47 \cdot n^{0.96} \cdot \left(\frac{MW_u}{H_g^{0.5}} \right)^{0.44} \times 10^6$, αν $\left(\frac{MW_u}{H_g^{0.5}} \right) > 0.4$ EK 4β = $5.34 \cdot n^{0.96} \cdot \left(\frac{MW_u}{H_g^{0.5}} \right)^{0.91} \times 10^6$, αν $\left(\frac{MW_u}{H_g^{0.5}} \right) \leq 0.4$ Συσκευή Αυτόματου Ελέγχου και Στρόβιλος cross-flow: EK 4β = Το κόστος του στροβίλου Pelton ή Turgo $\times 0.5$		
	EK 4	Το συνολικό κόστος της EK 4 ισούται με το άθροισμα του κόστους EK 4α και του κόστους EK 4β		
Εγκατάσταση εξοπλισμού ΑΠΕ	EK 5	EK 5 = $0.15 \cdot (EK 4)$		
Πρόσβαση	EK 6	EK 6 = $0.025 \cdot T \cdot A^2 \cdot I_a^{0.9} \times 10^6$		
Καλώδιο ισχύος	EK 7	EK 7 = $0.0011 \cdot D \cdot P \cdot I_t^{0.95} V \times 10^6$		
Υποσταθμός και μετασχηματιστής	EK 8	EK 8 = $[0.0025 \cdot n^{0.95} + 0.002 \cdot (n+1)] \times \left(\frac{MW}{0.95} \right)^{0.9} \times V^{0.3} \times 10^6$		
Εγκατάσταση υποσταθμού και μετασχηματιστή	EK 9	EK 9 = $0.15 \cdot (EK 8)$		

Λοιπές εργασίες Πολιτικού Μηχανικού	EK 10	$EK10 = 3.54$ $\cdot n^{-0.04}$ $\cdot C \cdot R$ $\cdot \left(\frac{MW}{H_g^{0.3}} \right)^{0.82}$ $\cdot (1 + 0.01 \cdot l_b)$ $\cdot (1 + 0.005 \cdot \frac{l_d}{H_g})$ $\cdot 10^6$	$EK10 = 1.97$ $\cdot n^{-0.04}$ $\cdot C \cdot R$ $\cdot \left(\frac{MW}{H_g^{0.3}} \right)^{0.82}$ $\cdot (1 + 0.01 \cdot l_b)$ $\cdot (1 + 0.005 \cdot \frac{l_d}{H_g})$ $\cdot 10^6$	$EK10 = 1.97$ $\cdot n^{-0.04} \cdot C$ $\cdot \left(\frac{MW}{H_g^{0.3}} \right)^{0.82}$ $\cdot (1 + 0.005 \cdot \frac{l_d}{H_g})$ $\cdot 10^6$
Αγωγοί ύδατος	EK 11	$EK 11 = 20 \cdot n_p^{0.95} \cdot W^{0.88}$		
Εγκατάσταση αγωγών ύδατος	EK 12	$EK 12 = 5 \cdot W^{0.88}$		
Κανάλι	EK 13	$EK 13 = 20 \times \left[(1.5 + 0.01 \cdot S_s^{1.5}) \cdot Q_d \cdot l_{cs} \right]^{0.9}$ (η ποσότητα μέσα στις αγκύλες δίνει τον όγκο από την εκσκαφή σε χωμάτινο έδαφος) $+$ $100 \times \left[(1.5 + 0.016 \cdot S_r^2) \cdot Q_d \cdot l_{cr} \right]^{0.9}$ (η ποσότητα μέσα στις αγκύλες δίνει τον όγκο από την εκσκαφή σε βραχώδες έδαφος)		
Τούνελ	EK 14	$EK 14 = 400 \cdot R_v^{0.88} + 4000 C_v^{0.88}$	$EK 14 = 0$	
Απρόβλεπτα Κόστη	EK 15	$EK 15 = (0.275 \cdot i \cdot Q_d^{0.35} + 0.1) \cdot$ $\Sigma (EK 2) \text{ μέχρι } (EK 14)$	$EK 15 =$ $(0.2057 \cdot i \cdot Q_d^{0.35} + 0.1) \cdot$ $\Sigma (EK 2) \text{ μέχρι } (EK 14)$	

Μετά το πέρας των παραπάνω πράξεων, εφαρμόζονται οι παρακάτω συντελεστές και οι Εξισώσεις Κόστους τροποποιούνται.

Στην περίπτωση κατασκευής ΥΗΣ εντός του Καναδά, πολλαπλασιάζουμε τις Εξισώσεις Κόστους 3, 5, 6, 7, 9, 10, 12, 13 και 14 με τον Συντελεστή Παγετού F .

Στην περίπτωση κατασκευής ΥΗΣ εκτός του Καναδά, οι Εξισώσεις Κόστους τροποποιούνται όπως φαίνεται στον Πίνακα 3.6. Το κλάσμα λ στην δεύτερη στήλη του πίνακα εκφράζει το ποσοστό επί τις % που υπερिशύει το γινόμενο $F \cdot B$ σε αναλογία με το K στην τελική τιμή της κάθε Εξίσωσης Κόστους. Οι τρεις στήλες που ακολουθούν φανεώνουν σε ποιες Εξισώσεις Κόστους εφαρμόζονται οι συντελεστές F , B και K . Έπειτα, ακολουθεί ο γενικός τύπος για την διόρθωση των Εξισώσεων Κόστους και τέλος, παρουσιάζεται η τελική τιμή των Εξισώσεων Κόστους μετά την εφαρμογή όλων των παραπάνω.

Στην συνέχεια πολλαπλασιάζουμε τις Εξισώσεις Κόστους που έχουν προκύψει από τον Πίνακα 3.6 με την σταθερά $In = 1.030$. Αν το έργο γίνεται εκτός Καναδά, τότε πολλαπλασιάζω επιπλέον με το συνάλλαγμα. Οι Εξισώσεις Κόστους 1, 2 και 15 υπολογίζονται τώρα βάση της αθροιστικής ιδιότητάς τους, όπως αυτή περιγράφεται στον Πίνακα 3.5. Είναι πολύ πιθανό τα τελικά κόστη να παρουσιάσουν αποκλίσεις από την πραγματικότητα, σε αυτή την περίπτωση έχουμε την δυνατότητα να τα τροποποιήσουμε πολλαπλασιάζοντάς τα με κατάλληλους συντελεστές.

Πίνακας 3.6: Περίπτωση εφαρμογής των συντελεστών “F”, “B” και “K”

EK	λ	Εφαρμογή συντελεστών			Διορθωμένες Εξισώσεις Κόστους	
		“F”	“B”	“K”	Γενικός Τύπος	Τιμή
3	40%	●	-	●	$\lambda \cdot (EK\ 3) \cdot F \cdot B + (1-\lambda) \cdot (EK\ 3) \cdot K$	$0.4 \cdot (EK\ 3) \cdot F + 0.6 \cdot (EK\ 3) \cdot K$
4	0%	-	-	●	$\lambda \cdot (EK\ 4) \cdot F \cdot B + (1-\lambda) \cdot (EK\ 4) \cdot K$	$(EK\ 4) \cdot K$
5	100%	●	●	-	$\lambda \cdot (EK\ 5) \cdot F \cdot B + (1-\lambda) \cdot (EK\ 5) \cdot K$	$(EK\ 5) \cdot F \cdot B$
6	100%	●	●	-	$\lambda \cdot (EK\ 6) \cdot F \cdot B + (1-\lambda) \cdot (EK\ 6) \cdot K$	$(EK\ 6) \cdot F \cdot B$
7	60% αν $V < 69$ 40% αν $V \geq 69$	●	●	●	$\lambda \cdot (EK\ 7) \cdot F \cdot B + (1-\lambda) \cdot (EK\ 7) \cdot K$	$\lambda \cdot (EK\ 7) \cdot F \cdot B + (1-\lambda) \cdot (EK\ 7) \cdot K$
8	0%	-	-	●	$\lambda \cdot (EK\ 8) \cdot F \cdot B + (1-\lambda) \cdot (EK\ 8) \cdot K$	$(EK\ 8) \cdot K$
9	100%	●	●	-	$\lambda \cdot (EK\ 9) \cdot F \cdot B + (1-\lambda) \cdot (EK\ 9) \cdot K$	$(EK\ 9) \cdot F \cdot B$
10	85%	●	●	●	$\lambda \cdot (EK\ 10) \cdot F \cdot B + (1-\lambda) \cdot (EK\ 10) \cdot K$	$0.85 \cdot (EK\ 10) \cdot F \cdot B + 0.15 \cdot (EK\ 10) \cdot K$
11	0%	-	-	●	$\lambda \cdot (EK\ 11) \cdot F \cdot B + (1-\lambda) \cdot (EK\ 11) \cdot K$	$(EK\ 11) \cdot K$
12	100%	●	●	-	$\lambda \cdot (EK\ 12) \cdot F \cdot B + (1-\lambda) \cdot (EK\ 12) \cdot K$	$(EK\ 12) \cdot F \cdot B$
13	100%	●	●	-	$\lambda \cdot (EK\ 13) \cdot F \cdot B + (1-\lambda) \cdot (EK\ 13) \cdot K$	$(EK\ 13) \cdot F \cdot B$
14	85%	●	●	●	$\lambda \cdot (EK\ 14) \cdot F \cdot B + (1-\lambda) \cdot (EK\ 14) \cdot K$	$0.85 \cdot (EK\ 14) \cdot F \cdot B + 0.15 \cdot (EK\ 14) \cdot K$

Εκτός των 15 βασικών Εξισώσεων Κόστους, υπάρχουν επιπλέον αρχικά κόστη όπως η αγορά της γης (Εξίσωση Κόστους 19) πάνω στην οποία θα αναπτυχθεί ο σταθμός και άλλα έξοδα ή πιστώσεις (Εξίσωση Κόστους 21) τα οποία και ορίζει ο χρήστης του λογισμικού. Οι Εξισώσεις Κόστους, μπορούν να ενωθούν σε κατηγορίες (Εξισώσεις Κόστους 20, 17, 18 και 22) όπως φαίνεται στον Πίνακα 3.7. Το Αρχικό Συνολικό Κόστος υπολογίζεται στην τελευταία γραμμή του πίνακα (Εξίσωση Κόστους 16).

Πίνακας 3.7: Κατηγοριοποίηση εξισώσεων κόστους

Κατηγορίες κόστους	Εξισώσεις κόστους
Μελέτη σκοπιμότητας	1
Ανάπτυξη	2
Αγορά γης (EK 19)	Ορίζεται από τον χρήστη
Μερικό Σύνολο Ανάπτυξης (EK 20)	= 2+ 19
Μηχανολογικό	3
Εξοπλισμός ΑΠΕ	4
<u>Κατασκευαστικά κόστη εγκατάστασης</u>	
Δρόμος πρόσβασης	6
Καλώδιο ισχύος	7
Υποσταθμός και μετασχηματιστής	8
Αγωγοί ύδατος	11
Κανάλι	13
Τούνελ	14

Εργασίες πολιτικού μηχανικού (ΕΚ 17)	= 5+ 9+ 10+ 12
Μερικό σύνολο Κατασκευαστικό (ΕΚ 18)	= 6+ 7+ 8+ 11+ 13+ 14+ 17
Διάφορα	15
Άλλα, κόστη ή πίστωση (ΕΚ 21)	Ορίζεται από το χρήστη
Μερικό σύνολο Διαφόρων (ΕΚ 22)	= 15+ 21
Αρχικό Συνολικό Κόστος (ΕΚ 16)	= 1+ 20+ 3+ 4+ 18+ 22

3.6.2 “ΛΕΠΤΟΜΕΡΗΣ” ΜΕΘΟΔΟΣ ΚΟΣΤΟΛΟΓΗΣΗΣ

Στην “Λεπτομερή” μέθοδο κοστολόγησης τα επιμέρους συστατικά των κατηγοριών κόστους εμφανίζονται αναλυτικά στο χρήστη ο οποίος και καλείται να συμπληρώσει τα χαρακτηριστικά τους για την εύρεση του συνολικού κόστους της κάθε κατηγορίας και μετέπειτα του ολικού αρχικού κόστους του έργου.

Για την κατηγορία κόστους “Μελέτη Σκοπιμότητας” τα επιμέρους στοιχεία που πρέπει να συμπληρωθούν από τον χρήστη φαίνονται στον Πίνακα 3.8, με προτεινόμενες από τον αλγόριθμο τιμές.

Πίνακας 3.8: Μελέτη Σκοπιμότητας

Μελέτη Σκοπιμότητας	Μονάδες	Ποσότητα (προτεινόμενες τιμές)	Κόστος Μονάδας (προτεινόμενες τιμές σε \$)	Κόστος
Έρευνα τοποθεσίας	ημέρες	10-400	200-800	Ποσότητα επί Κόστος μονάδας για κάθε επιμέρους στοιχείο
Υδρολογική αξιολόγηση	ημέρες	5-100	200-800	
Περιβαλλοντική εκτίμηση	ημέρες	-	200-800	
Προκαταρκτικός σχεδιασμός	ημέρες	10-100	200-800	
Λεπτομερής προϋπολογισμός δαπανών	ημέρες	5-50	200-800	
Προετοιμασία αναφοράς	ημέρες	3-50	200-800	
Διαχείριση του έργου	ημέρες	5-50	200-800	
Ταξίδι και στέγαση	ταξίδια	2-10	300-800	
Άλλα	Κόστος	-	-	
Πίστωση για την Μελέτη Σκοπιμότητας	Πίστωση	-	-	
Αθροισμα όλων των παραπάνω στοιχείων				
Υποσύνολο Μελέτης Σκοπιμότητας				Κόστος

Για την κατηγορία κόστους “Ανάπτυξη” τα επιμέρους στοιχεία που πρέπει να συμπληρωθούν από τον χρήστη φαίνονται στον Πίνακα 3.9.

Πίνακας 3.9: Ανάπτυξη

Ανάπτυξη	Μονάδες	Ποσότητα (προτεινόμενες τιμές)	Κόστος Μονάδας (προτεινόμενες τιμές σε \$)	Κόστος
Διαπραγματεύσεις	ημέρες	5-200	300-1500	Ποσότητα επί Κόστος
Διαδικασία έκδοσης αδειών και εγκρίσεων	ημέρες	5-100	200-800	
Δικαιώματα γης	τοποθεσία	-	-	

Έρευνα εδάφους	ημέρες	20-200	400-600
Χρηματοδότηση έργου	ημέρες	5-100	500-1500
Νομικά και λογιστικά	ημέρες	5-200	300-1500
Διαχείριση του έργου	έτος	0,2-2,0	130000-180000
Ταξίδι και στέγαση	ταξίδια	2-10	-
Άλλα	Κόστος	-	-
Πίστωση για την Ανάπτυξη	Πίστωση	-	-
Υποσύνολο Ανάπτυξης		Άθροισμα όλων των παραπάνω στοιχείων κόστους	

Για την κατηγορία κόστους “Μηχανολογικό” τα επιμέρους στοιχεία που πρέπει να συμπληρωθούν από τον χρήστη φαίνονται στον Πίνακα 3.10.

Πίνακας 3.10: Μηχανολογικό

Πίνακας 3.10: Μηχανολογικό				
		Ποσότητα (προτεινόμενες τιμές)	Κόστος Μονάδας (προτεινόμενες τιμές σε \$)	Κόστος
Μηχανολογικό	Μονάδες			
Έγγραφα σχεδίου και προσφοράς	έτος	0,6-6,0	130000-180000	Ποσότητα επί Κόστους μονάδας για κάθε
Εργολαβία	ημέρες	5-200	500-1500	
		0,2-2,0	130000-180000	
Επίβλεψη εργασιών	έτος			
Άλλα	Κόστος	-	-	
Πίστωση για το μηχανολογικό	Πίστωση	-	-	
Μηχανολογικό Υποσύνολο		Άθροισμα όλων των παραπάνω στοιχείων κόστους		

Για την κατηγορία κόστους “Εξοπλισμός Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας” τα επιμέρους στοιχεία που πρέπει να συμπληρωθούν από το χρήστη φαίνονται στον Πίνακα 3.11.

Πίνακας 3.11: Εξοπλισμός ΑΠΕ

Πίνακας 5.11: Εξοπλισμός ΑΠΕ				
Εξοπλισμός ΑΠΕ	Μονάδες	Ποσότητα (προτεινόμενες τιμές)	Κόστος Μονάδας (προτεινόμενες τιμές σε \$)	Κόστος
Στρόβιλοι, γεννήτριες, συσκευές ελέγχου	kW	P_{des}	500-4000	Ποσότητα επί Κόστους μονάδας για κάθε επιμέρους στοιχείο
Εγκατάσταση εξοπλισμού	%	5-45	Το αμέσως παραπάνω συστατικό κόστος	
Μεταφορά εξοπλισμού	%	1-20	Το ίδιο ποσό με πάνω	
Άλλα	Κόστος	-	-	
Πίστωση για τον Εξοπλισμό ΑΠΕ	Πίστωση	-	-	
Υποσύνολο Εξοπλισμού ΑΠΕ		Άθροισμα όλων των παραπάνω στοιχείων κόστους		

Για την κατηγορία κόστους “Κατασκευαστικά Κόστη του Έργου” τα επιμέρους στοιχεία που πρέπει να συμπληρωθούν από το χρήστη φαίνονται στον Πίνακα 3.12.

Πίνακας 3.12: Κατασκευαστικά Κόστη του Έργου

Κατασκευαστικά Κόστη του Έργου	Μονάδες	Ποσότητα (προτεινόμενες τιμές)	Κόστος Μονάδας (προτεινόμενες τιμές σε \$)	Κόστος
Δρόμος πρόσβασης	km	-	20000-500000	Ποσότητα επί Κόστος μονάδας για κάθε επιμέρους στοιχείο
Καθάρισμα από δέντρα	ha	-	20000-50000	
Χωμάτινη εκσκαφή	m ³	-	5-15	
Εκσκαφή βράχου	m ³	-	30-70	
Τσιμεντένιο φράγμα	m ³	-	400-16000	
Ξύλινο φράγμα	m ³	-	100-500	
Χωμάτινο φράγμα	m ³	-	30-90	
Απομάκρυνση νερού	%	5-15	Άθροισμα των τριών παραπάνω συστατικών κοστών	
Αγωγός υπερχειλίσης	m ³	-	400-1600	
Κανάλι	m ³	-	20-400	
Εισαγωγή	m ³	-	400-1600	
Τούνελ	m ³	-	40-150	
Σωλήνωση- αγωγοί ύδατος	kg	-	5-10	
Κατασκευή εργοστασίου	m ³	-	400-1600	
Δίοδος για τα ψάρια	m lift	-	4000-20000	
Γραμμή μετάδοσης και υποσταθμός	km	-	-	
Μεταφορά	%	-	Άθροισμα όλων των παραπάνω συστατικών κοστών	
Άλλα	Κόστος	-	-	
Πίστωση για τα Κατασκευαστικά του Έργου	Πίστωση	-	-	
Υποσύνολο Κατασκευαστικού Κόστους του Έργου			Άθροισμα όλων των παραπάνω στοιχείων κόστους	

Για την κατηγορία κόστους “ Διάφορα ” τα επιμέρους στοιχεία που πρέπει να συμπληρωθούν από τον χρήστη φαίνονται στον Πίνακα 3.13.

Πίνακας 3.13: Διάφορα

Διάφορα	Μονάδες	Ποσότητα (προτεινόμενες τιμές)	Κόστος Μονάδας (προτεινόμενες τιμές σε \$)	Κόστος
Ειδικός εξοπλισμός	-	1	-	Ποσότητα επί Κόστος μονάδας για κάθε επιμέρους στοιχείο
Γενικά έξοδα αναδόχου	%	10-100	Υποσύνολο Κατασκευαστικού Κόστους του Έργου	
Εκπαίδευση	ημέρες	5-100	200-800	
Τόκος κατά τη διάρκεια της κατασκευής	%	3-15	Άθροισμα όλων των παραπάνω υποσυνόλων	

Απρόβλεπτα έξοδα	%	10-40	Άθροισμα όλων των παραπάνω υποσυνόλων
Πίστωση Διαφόρων	Πίστωση	-	-
Υποσύνολο Διαφόρων		Άθροισμα όλων των παραπάνω στοιχείων κόστους	

Το Ολικό Αρχικό Κόστος του έργου προκύπτει από το άθροισμα όλων των παραπάνω υποσυνόλων.

3.6.3 ΕΤΗΣΙΑ & ΠΕΡΙΟΔΙΚΑ ΕΞΟΔΑ

Μετά την εύρεση του αρχικού κόστους του έργου, για την μετέπειτα λειτουργία και τη συντήρηση του μικρού υδροηλεκτρικού σταθμού θα πρέπει να υπολογιστούν τα ετήσια και τα περιοδικά έξοδά του. Παρακάτω περιγράφεται αναλυτικά ποια έξοδα μπορούν να χαρακτηριστούν με αυτή την ορολογία και πώς υπολογίζονται τα συνολικά ετήσια και τα περιοδικά έξοδα.

3.6.3.1 ΕΤΗΣΙΑ ΕΞΟΔΑ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΚΑΙ ΣΥΝΤΗΡΗΣΗΣ

Παρακάτω παρουσιάζονται τα πιθανά ετήσια έξοδα για τη λειτουργία και τη συντήρηση ενός μικρού υδροηλεκτρικού σταθμού. Εμπειρικά, μπορεί να ειπωθεί ότι τα έξοδα αυτά είναι περίπου ίσα στο σύνολο τους με το 4% του αρχικού συνολικού κόστους, με ελάχιστη αξία τις 50000\$. Αν η γη πάνω στην οποία θα κατασκευαστεί ο ΜΥΗΣ δεν έχει αγοραστεί, τότε θα πρέπει να καταβάλλεται ένα ετήσιο ποσό για την ενοικίασή της (προτεινόμενο εύρος τιμών από 0 έως 2000). Οι φόροι ιδιοκτησίας της γης συνηθίζεται να εκφράζονται ως ποσοστό (προτεινόμενο εύρος τιμών από 0,0 έως 0,6%) του αρχικού συνολικού κόστους. Το κόστος εκμετάλλευσης του ποταμού είναι ανάλογο της ισχύος σχεδίασης του σταθμού P_{des} κατά συντελεστή που ορίζεται από το χρήστη (προτεινόμενη τιμή από 0 έως 20\$/kW). Τα ασφάλιστρα εκφράζονται ως ποσοστό (προτεινόμενο εύρος τιμών από 0,25 έως 1,00%) του αρχικού συνολικού κόστους. Η συντήρηση του καλωδίου μετάδοσης ισχύος εκφράζεται ως ποσοστό (προτεινόμενο εύρος τιμών από 3,0 έως 6,0%) του αθροίσματος κόστους του καλωδίου μετάδοσης ισχύος συν του κόστους υποσταθμού και μετασηματιστή. Τα ανταλλακτικά συνηθίζεται να εκφράζονται ως ποσοστό (προτεινόμενο εύρος τιμών από 0,50 έως 1,00%) του αρχικού συνολικού κόστους.

Άλλα ετήσια έξοδα είναι τα εργατικά για τη διαχείριση και τη συντήρηση του ΜΥΗΣ με προτεινόμενο εύρος τιμών από 40000 έως 80000\$ ετησίως ανά άτομο. Ο αριθμός των ατόμων που εργάζονται στο ΜΥΗΣ κυμαίνεται από 0,2 έως 1, ανάλογα με τον αυτοματισμό της εγκατάστασης. Τα έξοδα ταξιδιών και διαμονής, σχετικά με την ετήσια συντήρηση του σταθμού, (πρέπει να γίνονται τουλάχιστον 2 έως 10 επισκέψεις) με προτεινόμενη τιμή επίσκεψης από 500 έως 10000\$. Τα γενικά και διοικητικά έξοδα περιλαμβάνουν λογιστικά, αναφορές, χρέη σε τράπεζες, επικοινωνία και εκφράζονται ως ποσοστό (προτεινόμενο εύρος τιμών από 1 έως 20%) του αθροίσματος όλων των παραπάνω ετήσιων εξόδων. Τα ετήσια απρόβλεπτα έξοδα μπορούν να εκφραστούν ως ποσοστό (προτεινόμενο εύρος τιμών από 1 έως 20%) του αθροίσματος όλων των παραπάνω ετήσιων εξόδων, συμπεριλαμβανομένων και των ετήσιων γενικών και διοικητικών εξόδων. Τέλος, μπορεί να υπάρχουν και άλλα ετήσια έξοδα ή πιστώσεις που δεν αναφέρονται παραπάνω και πρέπει να οριστούν πλήρως από το χρήστη.

Το άθροισμα των ποσών που πρέπει να καταβληθούν κάθε χρόνο για την κάθε μια από τις παραπάνω περιπτώσεις μας δίνει τα ετήσια συνολικά έξοδα του ΜΥΗΣ. Όσα περιγράφηκαν παραπάνω φαίνονται συνοπτικά στον Πίνακα 3.14.

Πίνακας 3.14: Ετήσια κόστη

Ποσότητα				Μονάδα μέτρησης ποσότητας	Τελικό ποσό σε \$
α/α	Ετήσια Έξοδα	Ποσότητα		Κόστος μονάδας σε \$	
1)	Ενοικίαση γης	1	-	Προτεινόμενο εύρος τιμών από 0 έως 2000	Το τελικό ποσό του κάθε ετήσιου εξόδου προκύπτει από το γινόμενο των στηλών ποσότητα επί κόστος μονάδας
2)	Φόροι ιδιοκτησίας	Προτεινόμενο εύρος τιμών από 0,0 έως 0,6	%	Αρχικό συνολικό κόστος	
3)	Κόστος εκμετάλλευσης ύδατος	P_{des}	kW	Προτεινόμενο εύρος τιμών από 0 έως 20\$/kW	
4)	Ασφάλιστρα	Προτεινόμενο εύρος τιμών από 0,25 έως 1,00	%	Αρχικό συνολικό κόστος	
5)	Συντήρηση καλωδίου μετάδοσης ισχύος	Προτεινόμενο εύρος τιμών από 3,0 έως 6,0	%	Κόστος καλωδίου μετάδοσης ισχύος συν το κόστος του υποσταθμού και του μετασχηματιστή	
6)	Ανταλλακτικά	Προτεινόμενο εύρος τιμών από 0,50 έως 1,00	%	Αρχικό συνολικό κόστος	
7)	Εργατικά λειτουργίας και συντήρησης	Προτεινόμενο εύρος τιμών από 0,20 έως 1,00	Ανά έτος	Προτεινόμενο εύρος τιμών από 40000 έως 80000	
8)	Ταξίδια και διαμονή	Προτεινόμενο εύρος τιμών από 2 έως 10	Ανά ταξίδι	Προτεινόμενο εύρος τιμών από 500 έως 10000	
9)	Γενικά και διοικητικά	Προτεινόμενο εύρος τιμών από 1 έως 20	%	Άθροισμα του τελικού ποσού των ετήσιων εξόδων 1 έως 8	
10)	Άλλα	-	Κόστος ή πίστωση	-	
11)	Απρόβλεπτα	Προτεινόμενο εύρος τιμών από 10 έως 20	%	Άθροισμα του τελικού ποσού των ετήσιων εξόδων 1 έως 9	
Συνολικά ετήσια έξοδα (ΟΜ)			Προκύπτουν από το άθροισμα των τελικών ποσών των 11 ετήσιων εξόδων		

3.6.3.2 ΠΕΡΙΟΔΙΚΑ ΕΞΟΔΑ

Τα περιοδικά έξοδα του μικρού υδροηλεκτρικού σταθμού καθορίζονται από το χρήστη. Κρίνεται απαραίτητο να διευκρινιστεί η περίοδος καθώς και το ποσό το οποίο θα πρέπει να καταβληθεί για κάθε περιοδικό έξοδο που θα δηλωθεί. Στα ποσά αυτά υπάρχει η πιθανότητα εκτός εξόδων, να δηλωθούν και περιοδικά έσοδα. Παραδείγματα περιοδικών εξόδων/ εσόδων είναι η αξία του σταθμού μετά το πέρας της χρήσιμης ζωής του, η γενική συντήρηση του έργου και επισκευές του στροβίλου.

3.7 ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

Στον Πίνακα 3.15 παρουσιάζονται οι απαιτούμενες μεταβλητές για την χρηματοοικονομική ανάλυση του ΜΥΗΣ.

Πίνακας 3.15: Βασικές Μεταβλητές Χρηματοοικονομικής Ανάλυσης

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
1)	Εξοικονομούμενο κόστος ενέργειας	c_E	\$/kWh	-
2)	Πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ	RE_{credit}	\$/kWh	-
3)	Χρονική διάρκεια της πίστωσης για την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ	RE^{lc}_{credit}	έτος	αν υπάρχει η μεταβλητή 2
4)	Επιτόκιο προσαύξησης για πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ	r_{RE}	%	αν υπάρχει η μεταβλητή 2
5)	Πίστωση για μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου	GHG_{reduce_credit}	\$/tn _{CO2}	-
6)	Διάρκεια πίστωσης για τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου	$GHG^{lc}_{reduce_credit}$	έτος	αν υπάρχει η μεταβλητή 5
7)	Επιτόκιο προσαύξησης για πίστωση μείωσης εκπομπής αερίων θερμοκηπίου	r_{GHG}	%	αν υπάρχει η μεταβλητή 5
8)	Εξοικονομούμενο κόστος πλεονάζουσας ενέργειας	c_{excess}	\$/kWh	αν υπάρχει πλεονάζουσα ενέργεια
9)	Εξοικονομούμενο κόστος εγκατεστημένης ισχύος	c_{cap}	\$/kWh	-
10)	Επιτόκιο προσαύξησης του κόστους ενέργειας	r_{E_cost}	%	-
11)	Πληθωρισμός	f_p	%	-
12)	Προεξοφλητικό επιτόκιο	D	%	-
13)	Διάρκεια ζωής έργου	PL	έτος	-
14)	Ικανότητα δανεισμού	R_{costs}	%	-
15)	Επιτόκιο εξόφλησης χρεών	r_{debt}	%	-
16)	Προθεσμία εξόφλησης χρεών	$Debt_{term}$	έτος	-
17)	Φορολογητέος συντελεστής εισοδήματος	I_{tax}	%	-
18)	Τυχόν απώλειες carryforward	cf	-	-
19)	Κίνητρα και δωρεές	Gr	\$	-
20)	Μέθοδος απόσβεσης		1)Αναλογική απόσβεση 2)Γραμμική μέθοδος 3)Καμία	
21)	Φορολογική βάση λογιστικής απόσβεσης	T_{basis}	%	ορίζεται για οποιαδήποτε μέθοδο απόσβεσης
22)	Ρυθμός λογιστικής απόσβεσης	r_{depr}	%	ορίζεται για την αναλογική μέθοδο

23) Περίοδος μειωμένου φορολογικού συντελεστή	DL	έτος	ορίζεται για την γραμμική μέθοδο
---	------	------	----------------------------------

Στις σχέσεις (3.58) και (3.59) παρουσιάζονται ορισμένες βασικές παράμετροι για την οικονομική αξιολόγηση του έργου. Το μετοχικό κεφάλαιο που επενδύεται αρχικά από όλους τους μετόχους του επενδυτικού έργου, συμβολίζεται ως I_{cap} και εξάγεται από τη σχέση:

$$I_{cap} = I(1 - R_{costs}) \quad (3.58)$$

όπου I τα αρχικά κόστη της επένδυσης. Το χρέος του έργου $Project_{debt}$ υπολογίζεται εάν από τα αρχικά κόστη αφαιρεθεί το μετοχικό κεφάλαιο:

$$Project_{debt} = I - I_{cap} \quad (3.59)$$

3.7.1 ΕΤΗΣΙΑ ΕΣΟΔΑ ΚΑΙ ΕΞΟΔΑ

Τα ετήσια έσοδα ή πιστώσεις του έργου (S_a), προέρχονται από την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας, από την εξοικονόμηση της εγκατεστημένης ισχύος του συστήματος, από την παραγωγή ανανεώσιμης ενέργειας και από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου.

Το ετήσιο εισόδημα από την παραγωγή ενέργειας υπολογίζεται από τη σχέση:

$$S_E = E_{dlvd} \cdot c_E + E_{excess} \cdot c_{excess} \quad (3.60)$$

Το ετήσιο εισόδημα από την εξοικονόμηση εγκατεστημένης ισχύος υπολογίζεται από τη σχέση:

$$S_{firm} = P_{firm} \cdot c_{cap} \quad (3.61)$$

Το ετήσιο εισόδημα από την παραγωγή ανανεώσιμης ενέργειας υπολογίζεται από τη σχέση:

$$S_{RE} = E_{dlvd} \cdot RE_{credit} \quad (3.62)$$

Υπολογίζεται η συνολική μείωση εκπομπής CO_2 για τη διάρκεια ζωής του έργου, με βάση το συνολικό ισοδύναμο συντελεστή εκπομπής CO_2 . Η διάρκεια ζωής του έργου είναι PL έτη, οπότε για ετήσια μείωση εκπομπής r_{GHG} τόνους CO_2 η συνολική μείωση θα είναι

$$R_{GHG} = r_{GHG} \cdot PL \quad (3.63)$$

Το ετήσιο εισόδημα από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου υπολογίζεται από τη σχέση:

$$S_{GHG} = r_{GHG} \cdot GHG_{reduce_credit} \quad (3.64)$$

Τα ετήσια έξοδα για την λειτουργία και την συντήρηση του ΜΥΗΣ (OM) έχουν υπολογιστεί στην παράγραφο 3.6.3.1.

Οι δόσεις D_p που καταβάλλονται για την εξόφληση του χρέους του έργου υπολογίζονται για όση διάρκεια θα υπάρχει το χρέος αυτό και για το εξοφλητικό επιτόκιο που του αναλογεί, όπως φαίνεται από τη σχέση:

$$D_p = \frac{\text{Project}_{debt} \cdot r_{debt} \cdot (1 + r_{debt})^{Debt_{term}}}{(1 + r_{debt})^{Debt_{term}} - 1} \quad (3.65)$$

Συνεπώς, τα ετήσια συνολικά έξοδα είναι ίσα με το άθροισμα των προαναφερθέντων, δηλαδή τα έξοδα για την λειτουργία και συντήρηση του ΜΥΗΣ και του χρεολυσίου.

3.7.2 ΕΤΗΣΙΕΣ ΤΑΜΕΙΑΚΕΣ ΡΟΕΣ

Κάθε επενδυτικό έργο χαρακτηρίζεται από εκροές και εισροές κεφαλαίου, που γενικά ονομάζονται ταμειακές ροές. Οι εκροές αποτελούν τα ποσά που προορίζονται για την εξόφληση των οφειλών της επένδυσης, σε τακτά χρονικά διαστήματα, ενώ οι εισροές αποτελούν τα έσοδα από την αξιοποίηση της εν λόγω επένδυσης. Ας σημειωθεί ότι η εξόφληση των οφειλών πραγματοποιείται με τη χρήση ενός επιτοκίου προεξόφλησης.

Θα εξεταστούν στη συνέχεια μερικοί δείκτες και κριτήρια αξιολόγησης της βιωσιμότητας του έργου που στηρίζονται στις ετήσιες καθαρές ταμειακές ροές του έργου. Η ετήσια καθαρή ταμειακή ροή υπολογίζεται ως η διαφορά μεταξύ της ετήσιας εισροής και της εκροής κεφαλαίου.

3.7.2.1 ΕΤΗΣΙΕΣ ΤΑΜΕΙΑΚΕΣ ΡΟΕΣ ΠΡΟ ΦΟΡΟΥ

Για το έτος αρχής της ζωής του έργου (θεωρείται ως έτος 0) έσοδα μπορούν να υπάρξουν από δωρεές ή επιδοτήσεις για την κατασκευή του ΜΥΗΣ. Τα έξοδα για το έτος 0, περιλαμβάνουν το ποσό που καταβλήθηκε για τη σύνθεση του μετοχικού κεφαλαίου το οποίο υπολογίζεται ότι έγινε το έτος 0.

Για τα έτη 1 έως PL ($1 \leq n \leq \text{PL}$), οι ταμειακές ροές υπολογίζονται ως εξής:

Συνολικά έσοδα:

- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος ζωής του έργου ($1 \leq n \leq \text{PL}$), υπολογίζονται οι εξοικονομήσεις πόρων ενέργειας:

$$S_{n_E} = S_E \cdot (1 + r_{E_cost})^n \quad (3.66)$$

- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος ζωής του έργου ($1 \leq n \leq \text{PL}$), υπολογίζονται οι εξοικονομήσεις πόρων εγκατεστημένης ισχύος:

$$S_{n_firm} = S_{firm} \cdot (1 + f_p)^n \quad (3.67)$$

- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος της διάρκειας πίστωσης για παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ, RE_{credit}^{lc} , και εντός της διάρκειας ζωής του έργου (δηλαδή για $1 \leq n \leq \min(\text{PL}, RE_{credit}^{lc})$), υπολογίζονται τα έσοδα από την πίστωση αυτή:

$$S_{n_RE} = S_{RE} \cdot (1 + r_{RE})^n \quad (3.68)$$

- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος της διάρκειας πίστωσης για μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου, $GHG^{lc}_{reduce_credit}$, και εντός της διάρκειας ζωής του έργου (δηλαδή για $1 \leq n \leq \min(PL, GHG^{lc}_{reduce_credit})$), υπολογίζονται τα έσοδα από την πίστωση αυτή:

$$S_{n_GHG} = S_{GHG} \cdot (1 + r_{GHG})^n \quad (3.69)$$

- Για $n = PL$, στο τέλος δηλαδή της ζωής του έργου, αφαιρούνται τα έξοδα της αξία τέλους του έργου. Τα έξοδα αυτά υπολογίζονται:

$$EOL_{PL} = EOL \cdot (1 + f_p)^n \quad (3.70)$$

με τα έξοδα EOL να δίνονται από το χρήστη.

- Κίνητρα και επιδοτήσεις (Gr), όπως τα δίνει ο χρήστης

Τα συνολικά έσοδα προ φόρων κάθε έτους n υπολογίζονται αθροίζοντας τα αντίστοιχα έσοδα όπως αυτά υπολογίζονται παραπάνω.

Συνολικά έσοδα:

- Τα έξοδα για τη λειτουργία και τη συντήρηση της εγκατάστασης, υπολογίζονται για κάθε έτος n έως το τέλος ζωής PL του έργου:

$$OM_c = OM \cdot (1 + f_p)^n \quad (3.71)$$

- Τα έξοδα αποπληρωμής του χρέους για το έργο, έχουν υπολογιστεί στην σχέση (3.65) ως το ετήσιο χρεολύσιο και συμβολίζονται με D_p .
- Τα περιοδικά έξοδα έχουν οριστεί από τον χρήστη (βλ. παράγραφος 3.6.3.2.). Εάν PC τα έξοδα αυτά, τότε η αξία που λαμβάνεται υπόψιν για τον υπολογισμό αυτής της εκροής κεφαλαίου για το έτος n , είναι:

$$PC_n = PC \cdot (1 + f_p)^n \quad (3.72)$$

για n ίσο με την αντίστοιχη ετήσια ταμειακή ροή εξόδων.

Τα συνολικά έξοδα προ φόρων κάθε έτους n υπολογίζονται αθροίζοντας τα αντίστοιχα έξοδα όπως αυτά υπολογίζονται παραπάνω.

Οι καθαρές ταμειακές ροές προ φόρου (CF_n^P), υπολογίζονται με τον τρόπο που περιγράφηκε πριν, δηλαδή ως η διαφορά μεταξύ των εισροών και των εκροών κεφαλαίου για κάθε έτος. Η πρώτη συνολική καθαρή ταμειακή ροή προ φόρων (TCF_n^P) θεωρείται ίση με την πρώτη καθαρή ταμειακή ροή προ φόρων, ενώ για κάθε ένα από τα υπόλοιπα έτη, για όλη τη διάρκεια ζωής του έργου, οι συνολικές καθαρές ταμειακές ροές προ φόρων λαμβάνονται ίσες με το άθροισμα της προηγούμενης ροής συν την καθαρή ταμειακή ροή προ φόρων, της τρέχουσας ροής.

3.7.2.2 ΕΤΗΣΙΕΣ ΤΑΜΕΙΑΚΕΣ ΡΟΕΣ ΜΕΤΑ ΦΟΡΟΥ

Οι καθαρές ταμειακές ροές μετά φόρου, υπολογίζονται εάν από τις εισροές κεφαλαίου αφαιρεθούν οι αντίστοιχες εκροές και ο ανάλογος φόρος. Τα ετήσια έσοδα (εισροές) και έξοδα (εκροές) υπολογίστηκαν στα προηγούμενα. Ο υπολογισμός του φόρου πραγματοποιείται ως εξής:

Για όση διάρκεια ισχύει η περίοδος μειωμένου φορολογικού συντελεστή, εντός της διάρκειας ζωής του έργου, εξετάζεται η περίπτωση να έχει γίνει χρήση του δικαιώματος carryforward. Με απλά λόγια, το δικαίωμα για carryforward είναι το δικαίωμα μεταφοράς κερδών ή ζημιών σε στοιχεία του ισολογισμού σε ένα από τα επόμενα δύο με επτά έτη, με σκοπό τη μείωση της φορολογίας. Εάν έχει γίνει κάτι τέτοιο, τότε ο φόρος είναι ίσος με το μηδέν (περίπτωση επιστροφής φόρου) ή ο συνολικός φόρος με χρήση του δικαιώματος carryforward. Όλα τα παραπάνω συνοψίζονται στην έκφραση:

$$\text{Συνολικός φόρος} = \min((\text{φόρος με carryforward αν υπάρχει, φόρος χωρίς carryforward αν δεν υπάρχει}), 0) \quad (3.73)$$

Ο φόρος δίχως το carryforward υπολογίζεται ως το γινόμενο του φορολογικού συντελεστή εισοδήματος I_{tax} , που ορίζεται από τον χρήστη επί το καθαρό εισόδημα. Το καθαρό εισόδημα για κάθε έτος υπολογίζεται ως το άθροισμα των εξής παραγόντων:

- Τις καθαρές ταμειακές ροές προ φόρου. Για τον υπολογισμό τους, βλ. προηγούμενα.
- Το μετοχικό κεφάλαιο I_{cap} . Για τον υπολογισμό του, βλ. προηγούμενα.
- Τους τόκους αποπληρωμής του χρέους του έργου. Αυτοί είναι μηδέν για το έτος 0 και για κάθε ένα από τα επόμενα έτη, εντός της προθεσμίας αποπληρωμής του χρέους του έργου (μετά από την οποία πάλι μηδενίζονται), υπολογίζονται από τη σχέση:

$$a_n = D_p \cdot \left(\frac{1}{1 + r_{Debt}} \right)^{Debt_{term} - n + 1} \quad (3.74)$$

με $1 \leq n \leq Debt_{term}$ η n -στη περίοδος αποπληρωμής του χρέους $Project_{debt}$, με επιτόκιο r_{debt} .

- Την αποσβενόμενη (ή μη) αξία του εξοπλισμού. Η αγορά κάθε μέρους του εξοπλισμού και της εγκατάστασης κοστίζει στους επενδυτές κάποια χρήματα, τα οποία είναι υποχρεωμένοι να δηλώσουν στον ισολογισμό ως στοιχεία ενεργητικού. Για το πρώτο έτος η αξία που δηλώνεται είναι η αξία κτήσης του μέρους αυτού, ενώ για τα επόμενα, λαμβάνει χώρα η λογιστική απόσβεση της αξίας του. Δηλαδή, με την πάροδο του χρόνου η αξία κατοχής του ίδιου μέρους του εξοπλισμού δηλώνεται όλο και μικρότερη τιμή.

Όταν δεν υπάρχει λογιστική απόσβεση και για διάρκεια ζωής του έργου ίση με ένα έτος, η αξία κατοχής του εξοπλισμού είναι ίση με την αρχική δαπάνη του έργου. Για διάρκεια ζωής του έργου μεγαλύτερη του ενός έτους, η λογιστική απόσβεση είναι ίση με μηδέν.

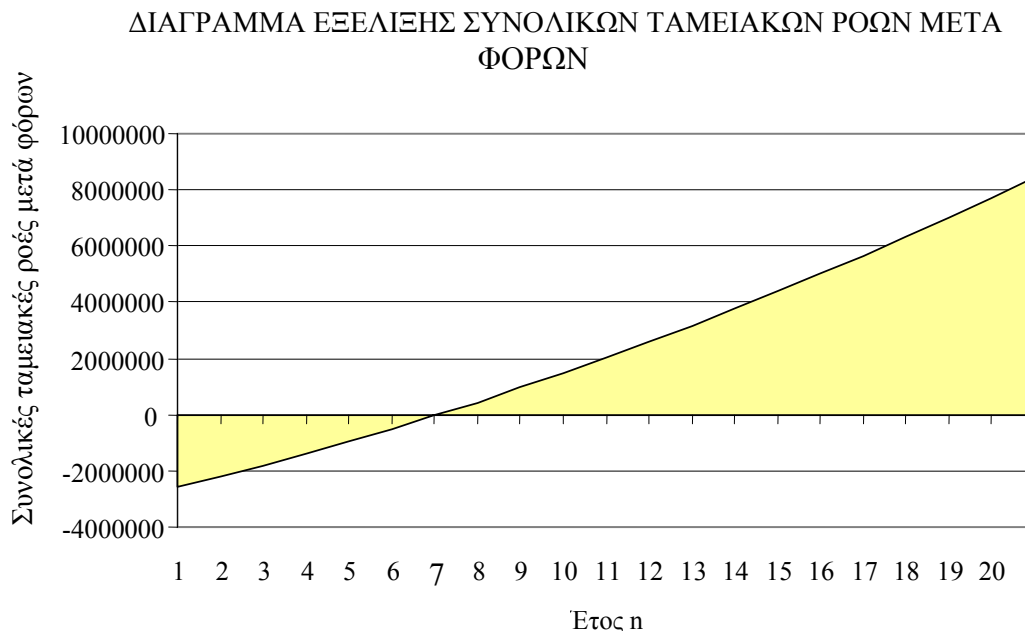
Στην περίπτωση κατά την οποία λαμβάνεται υπόψιν η λογιστική απόσβεση, υπάρχουν δύο μέθοδοι για τον υπολογισμό της αποσβενόμενης αξίας: η γραμμική μέθοδος (straight line) και η μέθοδος της αναλογικής απόσβεσης (declining balance).

Σύμφωνα με την γραμμική μέθοδο, η αξία μέρους του εξοπλισμού αποσβένεται ισόποσα σε κάθε περίοδο για μια συγκεκριμένη διάρκεια απόσβεσης. Στην περίπτωση που γίνεται χρήση της γραμμικής μεθόδου απόσβεσης, η περίοδος απόσβεσης (DL) γίνεται γνωστή

από το χρήστη, όπως επίσης δίνεται και το ποσοστό της αξίας των αρχικών δαπανών μέχρι το οποίο θα λάβει χώρα η λογιστική απόσβεση (T_{basis}). Έτσι, για το έτος 0 η απόσβεση λαμβάνεται ίση με $-(1 - T_{basis}) \cdot I$, όπου I η αρχική δαπάνη του έργου. Για κάθε ένα από τα υπόλοιπα έτη μέχρι και το τέλος της περιόδου λογιστικής απόσβεσης ($n \leq DL$), και πάντα εντός της διάρκειας ζωής του έργου, το ποσό της απόσβεσης είναι ίσο με $-(T_{basis} \cdot I) / DL$. Είναι δυνατόν η απόσβεση να ολοκληρωθεί πριν το τέλος ζωής του έργου. Για τα έτη κατά τα οποία δεν υπάρχει απόσβεση, δεν υπάρχει αλλαγή στην αξία του εξοπλισμού, αλλά παραμένει η ίδια όπως αυτή του τελευταίου έτους για το οποίο είχαμε απόσβεση. Τα πρόσημα «-» φανερώνουν ότι η αντίστοιχη αξία αυτή αφαιρείται τελικά από το συνολικό εισόδημα.

Όταν έχει επιλεγεί η μέθοδος της αναλογικής λογιστικής απόσβεσης, η απόσβεση για κάθε έτος υπολογίζεται με βάση το ρυθμό απόσβεσης (r_{depr}), ο οποίος μαζί με το ποσοστό T_{basis} ορίζονται από το χρήστη, και μέχρι το έτος περάτωσης της ωφέλιμης ζωής του έργου. Στην περίπτωση της λογιστικής απόσβεσης, σε κάθε έτος αποσβένεται ένα σταθερό ποσοστό (r_{depr}) της αποσβενόμενης αξίας. Για το έτος 0 η απόσβεση θεωρείται ίση με $-(1 - T_{basis}) \cdot I$ και έπειτα, για κάθε ένα από τα υπόλοιπα έτη, υπολογίζεται ως το εξής γινόμενο $-r_{depr} \cdot [\text{αποσβενόμενη αξία προηγούμενου έτους}]$. Είναι δυνατόν η απόσβεση που υπολογίζεται να πραγματοποιηθεί και να ολοκληρωθεί πριν το τέλος ζωής του έργου. Για τα έτη κατά τα οποία δεν υπάρχει απόσβεση, δεν υπάρχει αλλαγή στην αξία του εξοπλισμού, αλλά παραμένει η ίδια όπως αυτή του τελευταίου έτους για το οποίο είχαμε απόσβεση. Τα πρόσημα «-» φανερώνουν ότι η αντίστοιχη αξία αυτή αφαιρείται τελικά από το συνολικό εισόδημα.

Το καθαρό εισόδημα υπολογίζεται ως το άθροισμα όλων των παραπάνω παραγόντων (στην περίπτωση της λογιστικής απόσβεσης, ουσιαστικά αφαιρείται το ποσό της απόσβεσης, όπως υπολογίζεται). Ο φόρος δίχως το carryforward υπολογίζεται ως το γινόμενο του φορολογικού συντελεστή εισοδήματος επί το καθαρό εισόδημα.



Σχήμα 3.8: Διάγραμμα εξέλιξης ταμειακών ροών

Οι καθαρές ταμειακές ροές μετά φόρων (CF_n^a) υπολογίζονται εάν από τις εισροές κεφαλαίου αφαιρεθούν οι αντίστοιχες εκροές και ο ανάλογος φόρος. Η πρώτη συνολική καθαρή ταμειακή ροή μετά φόρων (TCF_n^a) θεωρείται ίση με την πρώτη καθαρή ταμειακή ροή

μετά φόρων. Οι υπόλοιπες συνολικές καθαρές ταμειακές ροές μετά φόρων, για τη διάρκεια ζωής του έργου, λαμβάνονται ίσες με το άθροισμα της προηγούμενης ροής συν την καθαρή ταμειακή ροή μετά φόρων, της τρέχουσας ροής. Οι συνολικές καθαρές ταμειακές ροές μετά φόρου του έργου συνηθίζεται να απεικονίζονται σε διάγραμμα ώστε να φαίνεται η εξέλιξή τους με την πάροδο του χρόνου, όπως φαίνεται και στο Σχήμα 3.8.

3.7.3 ΚΡΙΤΗΡΙΑ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΟΥ ΕΡΓΟΥ

Στην ενότητα αυτή θα παρουσιαστούν μερικές χρηματοοικονομικές παράμετροι, οι οποίες μπορούν, ανάλογα με την τιμή την οποία θα λάβουν, να αξιολογήσουν το «πόσο» εφικτό είναι να υλοποιηθεί με θετικά αποτελέσματα το επενδυτικό έργο.

3.7.3.1 ΕΣΩΤΕΡΙΚΟΣ ΒΑΘΜΟΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ

Υπάρχουν διάφορες μεθοδολογίες για την αξιολόγηση των επενδυτικών έργων, δηλαδή την επένδυση κεφαλαίου με σκοπό την κερδοφορία. Μία από αυτές τις μεθοδολογίες είναι η μέθοδος του εσωτερικού βαθμού απόδοσης. Η μεθοδολογία αυτή θεωρείται, από πολλούς συγγραφείς, ως ένα ορθολογικό κριτήριο για την αξιολόγηση των επενδυτικών έργων.

3.7.3.1.1 Η ΓΕΝΙΚΗ ΕΝΝΟΙΑ ΤΟΥ ΕΣΩΤΕΡΙΚΟΥ ΒΑΘΜΟΥ ΑΠΟΔΟΣΗΣ

Η χρησιμοποίηση του κριτηρίου του εσωτερικού βαθμού απόδοσης (*IRR*) στηρίζεται στην έμμεση υπόθεση ότι οι καθαρές ταμειακές ροές (εισροές μείον εκροές κεφαλαίων) μπορούν να επανεπενδυθούν [3.2]. Έτσι, θετικές ταμειακές ροές (R_t) θεωρούνται τα εκτιμώμενα έσοδα που θα εισπράττονται σε τακτά χρονικά διαστήματα κατά τη διάρκεια ζωής του έργου (η οποία γενικά θεωρείται αβέβαιη) και αρνητικές ταμειακές ροές (D_t) θεωρούνται τα αντίστοιχα έξοδα. Επιπλέον, θεωρείται ότι r^* είναι το επιτόκιο προεξόφλησης που εξισώνει τις καθαρές ταμειακές ροές (C_t), δηλαδή τα έσοδα μείον τα έξοδα για μια περίοδο εμφάνισης ταμειακών ροών ($C_t = R_t - D_t$), του επενδυτικού έργου, με την αρχική δαπάνη του έργου. Αυτό σημαίνει ότι τα χρήματα που διατίθενται για ένα επενδυτικό έργο, μπορούν τελικά είτε να επενδυθούν στο έργο αυτό και οι καθαρές ταμειακές ροές να εισπράττονται σε τακτά διαστήματα για όλη τη διάρκεια ζωής του έργου, είτε να μην επενδυθούν στο έργο και να τοποθετηθούν σε διαφορετική επένδυση, με το ίδιο επιτόκιο r^* . Είναι σημαντικό να παρατηρηθεί ότι εάν η επανεπένδυση των χρημάτων (επανεπένδυση των καθαρών ταμειακών ροών) πραγματοποιηθεί με επιτόκιο διαφορετικό από το r^* είναι δυνατόν να οδηγήσει σε εσφαλμένη εκτίμηση της αποδοτικότητας του έργου. Ας σημειωθεί, ακόμη, ότι ένα επενδυτικό έργο μπορεί να έχει μια υπολειμματική αξία S_n , η οποία και θεωρείται η τελευταία του ταμειακή ροή.

Ωστόσο, το επιτόκιο r^* δεν αποτελεί μια αποδεκτή εκτίμηση της αποδοτικότητας ενός επενδυτικού έργου. Επίσης, οι καθαρές ταμειακές ροές του μπορούν να επανεπενδυθούν με επιτόκιο διαφορετικό από αυτό που θα επανεπενδυθούν τα χρήματα της αρχικής δαπάνης του έργου. Αν r_s το επιτόκιο αυτό, τότε $r_s \neq r^*$, οπότε και επιβάλλεται η εύρεση ενός επιτοκίου, έστω r' , για το οποίο θα εξισώνονται η αρχική δαπάνη επενδύσιμη στο επιτόκιο r^* και οι ταμειακές ροές επενδύσιμες στο επιτόκιο r_s , για όσες περιόδους εμφανίζονται ταμειακές ροές στη διάρκεια ζωής του έργου. Για παράδειγμα, εάν έχουμε τέσσερις περιόδους εμφάνισης ταμειακών ροών, τότε πρέπει να ισχύει η παρακάτω σχέση [3.2]:

$$I \cdot (1 + r')^4 = C_{t1} \cdot (1 + r_s)^3 + C_{t2} \cdot (1 + r_s)^2 + C_{t3} \cdot (1 + r_s) + C_{t4} + S_n \quad (3.75)$$

όπου: I , η αρχική δαπάνη του επενδυτικού έργου

C_{it} , οι καθαρές ταμειακές ροές για κάθε περίοδο i

S_n , η υπολειμματική αξία που τυχόν υπάρχει για το επενδυτικό έργο

Η ποσότητα $I \cdot (1+r')^4$ αποτελεί την αξία του κεφαλαίου I στο τέλος των τεσσάρων περιόδων που μελετώνται, αφού επενδυθεί με επιτόκιο r' . Αντίστοιχα, η ποσότητα $C_{it} \cdot (1 + r_s)^{n-i}$ αποτελεί την αξία του κεφαλαίου $C_{it} = R_{it} - D_{it}$ στο τέλος της $n-i$ περιόδου, με n το σύνολο των περιόδων που μελετώνται.

Το επιτόκιο r' ονομάζεται ολικός εσωτερικός βαθμός απόδοσης και ο γενικός του τύπος δίνεται από τη σχέση [3.2]:

$$r' = \sqrt[n]{\frac{\sum_{t=1}^n C_{it} \cdot (1+r_s)^{n-t} + S_n}{I}} - 1 \quad (3.76)$$

Ως εσωτερικός βαθμός απόδοσης θα μπορούσαν να θεωρηθούν πολλές τιμές του r' , όπως ορίζεται στη σχέση (3.75). Η αντιστοιχία αυτή του r^* με το r' εξαρτάται από τις τιμές του επιτοκίου r_s . Οι τιμές του r_s αντιστοιχούν στις προτιμήσεις του αποφασίζοντα, ο οποίος μπορεί να θεωρήσει το r_s ως επιτόκιο απόρριψης των επενδύσεων ή ως το μέσο βαθμό αποδοτικότητας των επενδύσεών του. Συνοπτικά, ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης για ένα επενδυτικό έργο, είναι το επιτόκιο εκείνο που εξισώνει την καθαρά παρούσα αξία των ταμειακών του ροών με το μηδέν.

Πότε, όμως, απορρίπτεται ή γίνεται αποδεκτή μια απόφαση για επένδυση, όταν χρησιμοποιείται η μέθοδος IRR; Η απάντηση στο ερώτημα αυτό συνδυάζεται και με την εξήγηση της σημασίας της Καθαρής Παρούσας Αξίας. Έτσι:

- Όταν ο εσωτερικός συντελεστής απόδοσης, έστω r' , είναι μεγαλύτερος από το επιλεγόμενο επιτόκιο προεξόφλησης k του επενδυτή ($r' > k$), τότε η καθαρή παρούσα αξία του έργου είναι θετική και η απόφαση για επένδυση γίνεται αποδεκτή.
- Όταν ο εσωτερικός συντελεστής απόδοσης είναι μικρότερος από το επιλεγόμενο επιτόκιο προεξόφλησης k του επενδυτή ($r' < k$), τότε η καθαρή παρούσα αξία του έργου είναι αρνητική και η απόφαση για επένδυση δεν γίνεται αποδεκτή.

Γίνεται φανερό ότι ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης για ένα επενδυτικό έργο από μόνος του δεν μπορεί να δώσει μια εικόνα για το εάν αυτό είναι συμφέρον ή όχι. Αντίθετα, πρέπει να υπάρχει ένα επιτόκιο με το οποίο πρέπει να συγκριθεί και να εξαχθούν κάποιο συμπεράσματα για την αποδοτικότητα του έργου [3.2]. Το επιτόκιο αυτό είναι το επιτόκιο προεξόφλησης (εξωτερικός κανόνας), το οποίο χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της ΚΠΑ.

Σε ότι αφορά την έννοια της Καθαρής Παρούσας Αξίας, αποτελεί από μόνη της κριτήριο αξιολόγησης επενδυτικών έργων. Για να γίνει κατανοητή σε συνάρτηση με τα παραπάνω, θα αναφερθεί ότι λαμβάνεται υπόψη η παρούσα αξία (διαχρονική αξία) των προβλεπόμενων καθαρών ταμειακών ροών συγκρινόμενη με την αρχική δαπάνη του επενδυτικού έργου, την ίδια χρονική στιγμή. Δηλαδή για ένα επιτόκιο προεξόφλησης k των ταμειακών ροών σε n περιόδους ισχύει [3.2]:

$$\text{ΚΠΑ} = \sum_{t=1}^n C_t \cdot (1+k)^{-t} + C_0 \quad (3.77)$$

Ας σημειωθεί πως εάν $KPA \leq 0$ η επένδυση δεν είναι συμφέρουσα, ενώ εάν $KPA > 0$ τότε η επένδυση είναι συμφέρουσα.

3.7.3.1.2 ΠΛΕΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ ΚΑΙ ΜΕΙΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ ΜΕΘΟΔΟΥ *IRR*

Το βασικότερο πλεονέκτημά της μεθόδου *IRR* είναι ότι οι αποφασίζοντες εκφράζονται σε επιτόκιο απόδοσης παρά σε απόλυτες τιμές. Άλλα πλεονεκτήματα που παρουσιάζει αυτή η μέθοδος, είναι ότι [3.2]:

- Λαμβάνει υπόψη τη διαχρονική αξία του χρήματος
- Προσαρμόζεται ανάλογα για την λήψη απόφασης υπό αβέβαιο μέλλον και
- Δεν εκφράζει άμεσα το κόστος χρηματοδότησης (είναι επιτόκιο), με αποτέλεσμα να λαμβάνει υπόψη τυχόν αυξήσεις κόστους κεφαλαίου κατά περιόδους

Η μέθοδος *IRR*, ωστόσο, παρουσιάζει και ορισμένα μειονεκτήματα. Αυτά συνοψίζονται στα παρακάτω σημεία:

- Προϋποθέτει ότι οι ενδιάμεσες ταμειακές ροές επανεπενδύονται με επιτόκιο ίσο με τον εσωτερικό συντελεστή απόδοσης
- Ο υπολογισμός του εσωτερικού συντελεστή απόδοσης είναι πολλές φορές δύσκολος και επίπονος
- Ο εσωτερικός συντελεστής απόδοσης είναι επιτόκιο και δεν εκφράζει το απόλυτο χρηματικό μέγεθος της επένδυσης

3.7.3.1.3 ΕΣΩΤΕΡΙΚΟΣ ΒΑΘΜΟΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΚΑΙ ΑΠΟΔΟΣΗ ΣΤΗΝ ΕΠΕΝΔΥΣΗ ΠΡΟ ΦΟΡΩΝ ΚΑΙ ΜΕΤΑ ΦΟΡΩΝ

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης προ φόρων υπολογίζεται όπως περιγράφηκε στην § 3.7.3.1.1 για τις καθαρές ταμειακές ροές που εμφανίζονται προ φόρων:

$$\sum_{n=1}^{PL} \frac{CF_n^p}{(1+\varepsilon)^n} + CF_0^p = 0 \quad (3.78)$$

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης μετά φόρων υπολογίζεται όπως περιγράφηκε στην § 3.7.3.1.1 για τις καθαρές ταμειακές ροές που εμφανίζονται μετά φόρων:

$$\sum_{n=1}^{PL} \frac{CF_n^a}{(1+\varepsilon^*)^n} + CF_0^a = 0 \quad (3.79)$$

3.7.3.2 ΜΕΘΟΔΟΣ ΤΗΣ ΑΠΛΗΣ ΕΠΑΝΕΙΣΠΡΑΞΗΣ

Σύμφωνα με τη μέθοδο αυτή, το επενδυτικό έργο αξιολογείται με βάση το χρόνο κατά τον οποίο οι επενδυτές θα «πάρουν» πίσω τα χρήματα της αρχικής επένδυσης. Για να υπολογιστεί ο χρόνος αυτός στην περίπτωση που εξετάζεται, εφαρμόζεται η σχέση:

$$SP = \frac{I - Gr}{Sa - OM} \quad (3.80)$$

όπου I το αρχικό κόστος του έργου, Gr τα κίνητρα και οι δωρεές, Sa τα ετήσια εισοδήματα (§3.7.1) και OM τα έξοδα για τη λειτουργία και τη συντήρηση του ΜΥΗΣ (§3.6.3.1).

3.7.3.3 ΧΡΟΝΟΣ ΜΕΧΡΙ ΤΗΝ ΠΡΩΤΗ ΚΑΘΑΡΗ ΘΕΤΙΚΗ ΤΑΜΕΙΑΚΗ ΡΟΗ

Ο χρόνος αυτός υπολογίζεται με γραμμική παρεμβολή μεταξύ των τιμών των καθαρών συνολικών ταμειακών ροών μετά φόρων, η μία εκ των οποίων είναι αρνητική και η αμέσως επόμενη της είναι θετική. Η μονάδα μέτρησης του χρόνου αυτού, εξαρτάται από τη μονάδα μέτρησης του χρόνου παρακολούθησης των ταμειακών ροών.

Η τιμή που υπολογίζεται με τον τρόπο που περιγράφηκε παραπάνω είναι στην ουσία ο χρόνος για τον οποίο η συνολική ταμειακή ροή μετά φόρων μηδενίζεται.

3.7.3.4 ΚΑΘΑΡΑ ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ

Το κριτήριο αυτό λαμβάνει υπόψη τη διαχρονική αξία του χρήματος. Προκειμένου για PL καθαρές ταμειακές ροές και προεξοφλητικό επιτόκιο D , η καθαρά παρούσα αξία (ΚΠΑ) υπολογίζεται από τον τύπο 3.77. Στην περίπτωση που εξετάζεται, οι ταμειακές ροές C_n είναι αυτές μετά φόρων (δηλαδή CF_n^a), $k = D$ και $n = PL$. Δηλαδή ισχύει:

$$\text{ΚΠΑ} = \sum_{n=1}^{PL} CF_n^a \cdot (1 + D)^{-n} + CF_0^a \quad (3.81)$$

3.7.3.5 ΑΠΟΤΑΜΙΕΥΣΕΙΣ ΕΤΗΣΙΟΥ ΚΥΚΛΟΥ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΟΥ ΕΡΓΟΥ

Για να υπολογιστούν οι ετήσιες αποταμιεύσεις-εξοικονομήσεις, λαμβάνεται υπόψη η ΚΠΑ του έργου. Η σχέση υπολογισμού για τις ετήσιες αποταμιεύσεις-εξοικονομήσεις p , για τη διάρκεια της ωφέλιμης ζωής του έργου PL , για την καθαρά παρούσα αξία του ΚΠΑ και για επιτόκιο ίσο με το προεξοφλητικό επιτόκιο D , είναι η:

$$p = \frac{\text{ΚΠΑ} \cdot D \cdot (1 + D)^{PL}}{(1 + D)^{PL} - 1} \quad (3.82)$$

3.7.3.6 ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΠΟΔΟΤΙΚΟΤΗΤΑΣ

Ο δείκτης αποδοτικότητας φανερώνει πόσο αποδοτικό είναι το έργο. Υπολογίζεται από τη ακόλουθη σχέση:

$$PI = \frac{\text{ΚΠΑ}}{I_{cap}} \quad (3.83)$$

Ο δείκτης αυτός πρέπει να είναι θετικός και όσο μεγαλύτερος από τη μονάδα, τόσο πιο αποδοτικό είναι το έργο.

3.7.3.7 ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΥΤΟΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗΣ ΤΟΥ ΕΡΓΟΥ

Σε όλες τις περιπτώσεις των επενδυτικών έργων, εξετάζεται το κατά πόσο μπορούν να καλύπτουν τα έσοδα για την κάλυψη του χρέους τους και να καλύπτουν διάφορα άλλα έξοδα. Ο ετήσιος δείκτης αυτοχρηματοδότησης φανερώνει την ικανότητα αυτή. Υπολογίζεται ως το παρακάτω πηλίκο και μέχρι την χρονική στιγμή της εξόφλησης του χρέους, δηλαδή για $n = Debt_{term}$:

$$DSC_n = \frac{\max(CF_n^p + D_p, TCF_n^a - TCF_{n=0}^a)}{D_p} \quad (3.84)$$

Ας σημειωθεί ότι για την κάλυψη του χρέους κατά έτος, θεωρείται ότι αποδίδεται η τιμή του ετήσιου χρεολυσίου (βλ προηγούμενα), με την οποία διαιρείται και η τιμή των εισοδημάτων κάθε έτους. Δηλαδή, εξετάζεται κατά πόσο τα ετήσια εισοδήματα της εγκατάστασης επαρκούν για να καλύψουν την ετήσια δόση αποπληρωμής (χρεολύσιο) του χρέους του έργου. Ως ετήσια έσοδα θεωρείται η μεγαλύτερη τιμή μεταξύ των ετήσιων εισοδημάτων του έργου (δηλαδή τα ετήσια έσοδα συν το ετήσιο χρεολύσιο, μείον τα ετήσια έξοδα) και των συνολικών λειτουργικών εσόδων (δηλαδή τα έσοδα από τη λειτουργία του έργου, αθροιζόμενα για κάθε έτος).

Η μικρότερη από τις τιμές του ετήσιου δείκτη αυτοχρηματοδότησης είναι αυτή που αποδεχόμαστε ως δείκτη αυτοχρηματοδότησης. Αν είναι μεγαλύτερος της μονάδας, και εφόσον είναι η μικρότερη τιμή από όλες τις τιμές του ετήσιου δείκτη αυτοχρηματοδότησης (οπότε και όλες οι υπόλοιπες είναι μεγαλύτερες της μονάδας), υποδηλώνει ότι τα ετήσια έσοδα από τη λειτουργία της εγκατάστασης επαρκούν για να αποπληρωθεί το χρέος του έργου, χωρίς να χρειαστεί εξωτερικό δάνειο.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ 3^{ου} ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ

- [3.1] <http://retscreen.gc.ca>, Accessed on 1/3/2005
- [3.2] Κ. Ζοπουνίδης, “*Βασικές Αρχές Χρηματοοικονομικού Μάνατζμεντ*”, Πανεπιστημιακές παραδόσεις, Πολυτεχνείο Κρήτης, Μεσογειακό Αγρονομικό Ινστιτούτο Χανίων (ΜΑΙΧ), Χανιά 2000.
- [3.3] Α.Σ. Ξανθουλέας, “*Οικονομικότητα έργου παραγωγής ενέργειας*”, Άρθρο, ΤΕΕ, 26-07-2004.
- [3.4] R. Jacobson, “*Microsoft Excel 2002 Visual Basic For Applications Step By Step*”, Εκδόσεις Κλειδάριθμος, 2002.

ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΤΟΥ RETSCREEN

Η εφαρμογή RETScreen στα μικρά υδροηλεκτρικά, είναι ένα λογισμικό το οποίο μπορεί να χρησιμοποιηθεί παντού ανά τον κόσμο. Τα αποτελέσματα που παράγει είναι εύκολα προσιτά στο χρήστη και σχετίζονται με την αποτίμηση της παραγωγής ενέργειας, του κόστους των απαιτούμενων εγκαταστάσεων και τη μείωση των εκπομπών αερίων που συμβάλλουν στην εμφάνιση του φαινομένου του θερμοκηπίου. Όλα αυτά μπορούν να εφαρμοστούν για δύο βασικές κατηγορίες μικρών υδροηλεκτρικών σταθμών: συνδεδεμένων στο κεντρικό δίκτυο παροχής ηλεκτρισμού και μη συνδεδεμένων με το κεντρικό δίκτυο παροχής ηλεκτρισμού. Ακόμη υπάρχει διάκριση ανάμεσα στους μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς ανάλογα με το εάν η παροχή που εισέρχεται στους στροβίλους είναι ρυθμιζόμενη ή ελεύθερη.

Η αρχική σελίδα του λογισμικού, αποτελεί μια εισαγωγή στο περιβάλλον του, όπου περιγράφονται σύντομα οι δυνατότητες και οι λειτουργίες που αυτό παρέχει. Ακόμα, υπάρχουν παραπομπές σε διάφορες δικτυακές τοποθεσίες για τη λήψη περισσότερων πληροφοριών. Στην ίδια σελίδα υπάρχουν και οι διασυνδέσεις με τα υπόλοιπα μέρη του λογισμικού, τα οποία στην ουσία αποτελούνται από ειδικά μορφοποιημένα φύλλα του πακέτου Excel της Microsoft.

Το κύριο μέρος του λογισμικού αποτελείται από έξι λογιστικά φύλλα. Αυτά είναι τα ακόλουθα: 1) το Ενεργειακό Μοντέλο, 2) η Υδρολογία και το Φορτίο του Συστήματος, 3) τα Στοιχεία Εξοπλισμού, 4) η Ανάλυση Κόστους, 5) η Ανάλυση Μείωσης των Εκπομπών Αερίων Θερμοκηπίου και 6) η Χρηματοοικονομική Ανάλυση.

Παρακάτω θα περιγραφούν σύντομα όλες οι λειτουργίες που προσφέρει το λογισμικό. Ανάλογα με τον τύπο του προς μελέτη συστήματος, προσφέρονται και οι ανάλογες λειτουργίες. Για παράδειγμα, άλλη αντιμετώπιση υπάρχει για σύστημα μη συνδεδεμένο με το κεντρικό δίκτυο παροχής ηλεκτρικής ενέργειας και άλλη προκειμένου για συνδεδεμένο σύστημα. Οι διαφορές από το συνδεδεμένο σύστημα είναι ότι:

- α) Η ενέργεια που προσφέρεται στο δίκτυο θεωρείται ίση με την ονομαστική ισχύ του μικρού υδροηλεκτρικού σταθμού.
- β) Λαμβάνονται υπόψιν το γεγονός ότι η ενέργεια που προσφέρεται στο δίκτυο είναι μειωμένη κατά τις απώλειες που παρατηρούνται στο μετατροπέα. Για το λόγο αυτό απαιτείται η γνώση του βαθμού απόδοσης του μετατροπέα και ο ρυθμός απορρόφησης της παραγόμενης ενέργειας από το δίκτυο.

Γενικότερα, το λογισμικό προσφέρει ικανοποιητική βοήθεια σε ότι αφορά τις απαιτούμενες πληροφορίες εισόδου και καθοδηγεί το χρήστη με τρόπο ώστε κάθε φορά να του επισημαίνονται τα στοιχεία που πρέπει να εισάγει.

4.1 ΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΜΟΝΤΕΛΟ

Στην ενότητα αυτή περιγράφεται το ενεργειακό μοντέλο και ο τρόπος συμπλήρωσής του. Το ενεργειακό μοντέλο μπορεί να ειπωθεί πως είναι ο οδηγός της τεχνικής ανάλυσης για

τα μικρά υδροηλεκτρικά καθώς πρώτιστα μαζί με αυτό συμπληρώνονται παράλληλα και τα φύλλα Υδρολογία & Φορτίο του Συστήματος και Στοιχεία Εξοπλισμού αλλά και επειδή μια σύντομη ματιά στο φύλλο αυτό αρκεί για να βγάλουμε αρκετά συμπεράσματα για τον μικρό υδροηλεκτρικό σταθμό. Διακρίνεται σε τρεις υποενότητες οι οποίες πρέπει να συμπληρωθούν σταδιακά από την αρχή του λογιστικού φύλλου ως το τέλος αυτού μαζί με τις παραπομπές σε άλλα φύλλα.

4.1.1 ΣΥΝΘΗΚΕΣ ΤΟΠΟΘΕΣΙΑΣ

Η πρώτη υποενότητα του ενεργειακού μοντέλου είναι οι συνθήκες της τοποθεσίας. Ζητείται στον χρήστη να συμπληρώσει στοιχεία σχετικά με την εξεταζόμενη εφαρμογή. Αυτά είναι: η ονομασία και τοποθεσία εφαρμογής, το ύψος της υδατόπτωσης (σε m) και οι μέγιστες απώλειες που προκαλούνται στο αλτάκι εκροής (σε ποσοστό επί τις %). Το λογισμικό μετά από το σημείο εκείνο ζητάει την συμπλήρωση του φύλλου Υδρολογία και Φορτίο του Συστήματος (βλ. §4.2).

Μετά την συμπλήρωση του φύλλου Υδρολογία και Φορτίο του Συστήματος βλέπουμε πως στο φύλλο Ενεργειακό Μοντέλο έχουν αυτόματα συμπληρωθεί η υπολειπόμενη παροχή (σε m^3/sec) και η ελάχιστη καθορισμένη παροχή (σε m^3/sec). Ανάλογα με την μέθοδο εισαγωγής των υδρολογικών δεδομένων, μπορεί επίσης να φαίνονται και η έκταση της λεκάνης απορροής (σε km^2), ο τύπος της καμπύλης διάρκειας παροχής, η ειδική επιφανειακή απορροή (σε $\text{m}^3/\text{sec}/\text{km}^2$) και η μέση παροχή (σε m^3/sec). Σε περίπτωση απομονωμένου δικτύου φαίνονται επίσης το μέγιστο φορτίο του απομονωμένου δικτύου (σε kW) και η ετήσια ζήτηση σε ενέργεια (σε MWh).

4.1.2 ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Στο ίδιο λογιστικό φύλλο, ζητείται η περιγραφή των χαρακτηριστικών του υπό κατασκευή σταθμού. Αρχικά φαίνεται ο τύπος του συστήματος, δηλαδή εάν είναι συνδεδεμένο με το κεντρικό σύστημα παροχής ηλεκτρισμού (on-grid) ή μη συνδεδεμένο με το κεντρικό δίκτυο (off-grid), όπως αυτός έχει συμπληρωθεί στο φύλλο Υδρολογία και Φορτίο του Συστήματος. Ακόμη, ζητείται η παροχή σχεδίασης των στροβίλων (σε m^3/sec). Εν συνεχεία, ζητείται να καθοριστούν οι μέγιστες υδραυλικές απώλειες, η απόδοση της γεννήτριας, οι απώλειες του μετασχηματιστή, οι παρασιτικές απώλειες και οι ετήσιες απώλειες χαμένου παραγωγικού χρόνου εξαιτίας βλαβών, συντήρησης και πτώσεις τάσης με την βοήθεια προτεινόμενων τιμών από το λογισμικό (όλα τα παραπάνω σε ποσοστά επί τις %). Έπειτα ο χρήστης παραπέμπεται στο φύλλο Στοιχεία εξοπλισμού (βλ. §4.3).

Μετά την συμπλήρωση του φύλλου Στοιχεία εξοπλισμού βλέπουμε πως στο φύλλο Ενεργειακό Μοντέλο έχουν αυτόματα συμπληρωθεί ο τύπος και ο αριθμός των στροβίλων, η μέγιστη απόδοση του στροβίλου και η απόδοση του στροβίλου στην παροχή σχεδίασης (σε ποσοστά επί τις %).

4.1.3 ΕΤΗΣΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Σε αυτή την τρίτη υποενότητα του φύλλου Ενεργειακό Μοντέλο, παρουσιάζονται όλες οι ενεργειακές παράμετροι που αφορούν τον μικρό υδροηλεκτρικό σταθμό. Συμπληρώνεται ο συντελεστής CF (σε ποσοστό επί τις %) που φανερώνει το ποσοστό της διαθέσιμης παροχής του ποταμού που θα εκμεταλλευτεί ενεργειακά από τον σταθμό.

Στην συνέχεια σχεδιάζονται από το λογισμικό οι καμπύλες διάρκειας διαθέσιμης και χρησιμοποιούμενης παροχής καθώς και η καμπύλη διάρκειας ισχύος του μικρού υδροηλεκτρικού σταθμού. Έπειτα, υπολογίζονται η συνολική εγκατεστημένη ισχύς του σταθμού (σε kW), η ελάχιστη καθορισμένη ισχύς του σταθμού (σε kW), ο συνολικός βαθμός απόδοσης της εγκατάστασης (σε ποσοστό επί τις %), το ακριβές ποσό ενέργειας που προσφέρει ο σταθμός (σε MWh) και τέλος για την περίπτωση απομονωμένου δικτύου το ακριβές ποσό ενέργειας που τελικά παραδίδεται από τον σταθμό (σε MWh) και η πλεονάζουσα ανανεώσιμη ενέργεια του σταθμού (σε MWh).

4.2 Η ΥΔΡΟΛΟΓΙΑ ΚΑΙ ΤΟ ΦΟΡΤΙΟ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Στην ενότητα αυτή περιγράφεται το φύλλο Υδρολογία & Φορτίο του Συστήματος και ο τρόπος συμπλήρωσής του. Το φύλλο αυτό συμπληρώνεται ταυτόχρονα με την υποενότητα Συνθήκες Τοποθεσίας του φύλλου Ενεργειακό Μοντέλο. Διακρίνεται σε δύο υποενότητες, της Υδρολογίας και του Φορτίου του Συστήματος

4.2.1 ΥΔΡΟΛΟΓΙΑ

Στην Υδρολογία τα βασικά δεδομένα εισόδου είναι ο τύπος του υδροηλεκτρικού σταθμού (ελεύθερης ή ρυθμιζόμενης παροχής) και η μέθοδος εισόδου των δεδομένων για την σχεδίαση της καμπύλης διάρκειας της παροχής.

Αν ο υδροηλεκτρικός σταθμός είναι ρυθμιζόμενης παροχής τότε η είσοδος των δεδομένων για την σχεδίαση της καμπύλης διάρκειας της παροχής γίνεται με το χέρι. Αν ο υδροηλεκτρικός σταθμός είναι ελεύθερης παροχής τότε υπάρχει η επιλογή η είσοδος των δεδομένων για την σχεδίαση της καμπύλης διάρκειας της παροχής είτε να γίνει με το χέρι ή να χρησιμοποιηθεί η μέθοδος της ειδικής απορροής. Στην τελευταία περίπτωση, πρέπει να συμπληρωθούν από τον χρήστη η έκταση της λεκάνης απορροής (σε km²) και η ειδική επιφανειακή απορροή (σε m³/sec/km²), ενώ παράλληλα απαιτείται και σύνδεση στο δίκτυο για την εύρεση λοιπών υδρολογικών δεδομένων εξαρτώμενων της τοποθεσίας.

Ανεξάρτητα από τον τρόπο εισαγωγής των παραπάνω δεδομένων, ζητείται από τον χρήστη να εισάγει την υπολειπόμενη παροχή (σε m³/sec) και το ποσοστό (επί τις %) στο οποίο η ελάχιστη καθορισμένη παροχή είναι διαθέσιμη.

Μετά την συμπλήρωση των παραπάνω στο φύλλο σχεδιάζεται η καμπύλη διάρκειας παροχής, υπολογίζεται η ελάχιστη καθορισμένη παροχή (σε m³/sec) και η μέση παροχή (σε m³/sec) μόνο για την περίπτωση της μεθόδου της ειδικής απορροής.

4.2.2 ΦΟΡΤΙΟ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Το φορτίο του δικτύου αναλύεται μόνο στην περίπτωση σύνδεσης του μικρού υδροηλεκτρικού σταθμού σε απομονωμένο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας. Εάν η μικρή εγκατάσταση παραγωγής υδροηλεκτρικής ενέργειας συνδεθεί με κεντρικό δίκτυο, υποθέτουμε ότι το δίκτυο απορροφά όλη την παραγωγή ενέργειας και το φορτίο δεν κρίνεται αναγκαίο να οριστεί.

Δίνονται δύο επιλογές για τον τρόπο εισαγωγής των δεδομένων της καμπύλης διάρκειας του φορτίου. Η πρώτη επιλογή είναι να εισαχθούν τα δεδομένα με το χέρι και το λογισμικό να υπολογίσει πρώτα την αιχμή του φορτίου (σε kW) και μετά να παράξει την

καμπύλη διάρκειας του φορτίου. Η δεύτερη επιλογή είναι να δεχθεί το λογισμικό ως δεδομένο από τον χρήστη την αιχμή του φορτίου (σε kW) και έπειτα να προσομοιάσει τα δεδομένα και την καμπύλη διάρκειας του φορτίου σε κανονικοποιημένη μορφή.

Μετά την συμπλήρωση των παραπάνω, υπολογίζονται η ετήσια και ημερήσια ζήτηση σε ενέργεια του απομονωμένου δικτύου (σε MWh) και ο μέσος συντελεστής φορτίου (σε ποσοστό επί τις %).

4.3 ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ

Στην ενότητα αυτή περιγράφεται το φύλλο Στοιχεία Εξοπλισμού και ο τρόπος συμπλήρωσής του. Το φύλλο αυτό συμπληρώνεται ταυτόχρονα με την υποενότητα Χαρακτηριστικά του Συστήματος του φύλλου Ενεργειακό Μοντέλο.

Τα δεδομένα του λογισμικού αφορούν έξι βασικούς τύπους υδροστροβίλων (Kaplan, Francis, Propeller, Pelton, Turgo, Cross-flow) και την περίπτωση χρήσης άλλου είδους υδροστροβίλου. Η σχεδίαση της καμπύλης βαθμού απόδοσης υδροστροβίλων μπορεί να γίνει είτε με την εισαγωγή των δεδομένων με το χέρι, οπότε και δεν ζητείται η συμπλήρωση άλλων δεδομένων παρά μόνο του αριθμού των υδροστροβίλων, είτε μέσω των εξισώσεων του λογισμικού, αφού πρώτα συμπληρωθούν ο αριθμός των υδροστροβίλων, ο αριθμός των ακροφυσίων για την περίπτωση χρήσης υδροστροβίλων Pelton και Turgo, ο συντελεστής του σχεδιασμού/ κατασκευής του υδροστροβίλου και ο ρυθμιστής βαθμού απόδοσης (σε ποσοστό επί τις %).

Μετά την συμπλήρωση των παραπάνω υπολογίζονται ο μέγιστος βαθμός απόδοσης του υδροστροβίλου (σε ποσοστό επί τις %), η παροχή για την επίτευξη του μέγιστου βαθμού απόδοσης (σε m³/sec) και ο βαθμός απόδοσης του υδροστροβίλου στην παροχή σχεδίασης των εγκαταστάσεων (σε ποσοστό επί τις %).

4.4 ΤΟ ΦΥΛΛΟ ΑΝΑΛΥΣΗΣ ΚΟΣΤΟΥΣ

Στο φύλλο αυτό πραγματοποιείται η ανάλυση κόστους που σχετίζεται με την εγκατάσταση του υπό μελέτη μικρού υδροηλεκτρικού έργου. Η ταξινόμηση των διαδικασιών που λαμβάνουν χώρα για την πραγματοποίηση της κοστολόγησης του έργου οργανώνονται σε τρεις ενότητες:

- 1) Αρχικό κόστος
- 2) Ετήσια κόστη
- 3) Περιοδικά κόστη

4.4.1 ΑΡΧΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ

Αρχικά επιλέγεται η χώρα κατασκευής του μικρού υδροηλεκτρικού έργου. Έπειτα, αν το έργο είναι εκτός Καναδά επιλέγονται οι ισοτιμίες στις οποίες θα αναφέρονται τα διάφορα κόστη που αναλύονται, καθώς επίσης και τυχόν επιπρόσθετες αναφορές από το χρήστη (π.χ. δεύτερη ισοτιμία κ.ά.). Η εύρεση του αρχικού κόστους μπορεί να γίνει με δύο τρόπους: την αναλυτική μέθοδο κοστολόγησης και την τυπική μέθοδο κοστολόγησης.

4.4.1.1 ΑΝΑΛΥΤΙΚΗ ΜΕΘΟΔΟΣ ΚΟΣΤΟΛΟΓΗΣΗΣ

Η ενότητα με την αναλυτική μέθοδο κοστολόγησης του έργου αποτελείται από έξι υποενότητες. Στην πρώτη υποενότητα εισάγονται τα κόστη που πηγάζουν από τη μελέτη σκοπιμότητας του έργου. Τα κόστη αυτά περιλαμβάνουν την μελέτη της τοποθεσίας εγκατάστασης, υδρολογικές και περιβαλλοντικές έρευνες, την μελέτη του βασικού σχεδιασμού, της ετοιμασίας αναφορών σχετικά με το έργο, τις διάφορες μετακινήσεις των υπευθύνων για διαπραγματεύσεις κτλ. Για παράδειγμα, αν οι διαδικασίες αυτές κοστολογούνται με βάση τις ώρες ενασχόλησης, τότε δίπλα στην κάθε μία από αυτές τις διαδικασίες συμπληρώνεται ο αριθμός των αντίστοιχων ωρών ενασχόλησης και το κόστος για κάθε ώρα ενασχόλησης. Στην ίδια ενότητα συμπληρώνονται και τυχόν διάφορα άλλα έξοδα, καθώς και τα πιθανά κέρδη που θα υπάρξουν. Ας σημειωθεί πως υπάρχει η δυνατότητα σε κάποια δραστηριότητα να χαρακτηριστεί ως πίστωση (credit) ή κόστος (cost), ώστε να γίνουν σωστά οι συνολικοί υπολογισμοί κόστους. Στο τέλος της υποενότητας υπολογίζεται το συνολικό κόστος των διαδικασιών.

Στη δεύτερη υποενότητα διαδικασιών, περιλαμβάνονται οι διαδικασίες ανάπτυξης του έργου. Συγκεκριμένα, στην κατηγορία αυτή έχουμε τα κόστη από αδειοδοτήσεις και εγκρίσεις αιτήσεων, τη συνολική διαχείριση του έργου και πιθανές μετακινήσεις των υπευθύνων για τη διεκπεραίωση τέτοιων διαδικασιών. Και πάλι συμπληρώνεται ο τρόπος κοστολόγησης (π.χ. ανά ώρα ενασχόλησης) και το μοναδιαίο κόστος ενασχόλησης με την κάθε δραστηριότητα. Προβλέπεται και χώρος για τη συμπλήρωση τυχόν έκτακτων εξόδων που αφορούν τις δραστηριότητες αυτές. Στο τέλος λαμβάνονται και εδώ υπόψη πιθανά κέρδη, τα οποία λαμβάνονται με κατάλληλο τρόπο υπόψη στους υπολογισμούς του τελικού κόστους αυτών των δραστηριοτήτων.

Η τρίτη υποενότητα διαδικασιών περιλαμβάνει τα μηχανικά κόστη του έργου. Τα κόστη αυτά αφορούν έγγραφα για τον σχεδιασμό και την διαχείριση του μικρού υδροηλεκτρικού σταθμού, συμβόλαια και την επίβλεψη του έργου. Και εδώ προβλέπεται χώρος για τη συμπλήρωση έκτακτων εξόδων σχετικά με τις δραστηριότητες αυτές και τα πιθανά κέρδη που προκύπτουν από αυτές, ώστε τελικά να υπολογισθεί κατάλληλα το συνολικό τους κόστος.

Στην τέταρτη υποενότητα διαδικασιών, λαμβάνονται υπόψη τα έξοδα που οφείλονται στην απόκτηση του απαραίτητου εξοπλισμού για την ολοκλήρωση του έργου. Τέτοια έξοδα αποτελούν οι υδροστρόβιλοι, οι γεννήτριες, οι συσκευές ελέγχου, οι εγκατάσταση των παραπάνω και η μεταφορά του εξοπλισμού. Στην περίπτωση αυτή λαμβάνονται υπόψη τα πιθανά κέρδη από τη χρήση της βοηθητικής γεννήτριας ενέργειας για τον υπολογισμό του τελικού κόστους των δραστηριοτήτων αυτών.

Η πέμπτη υποενότητα διαδικασιών περιλαμβάνει τα λοιπά κόστη κατασκευής του σταθμού. Τα κόστη αυτά αφορούν την κατασκευή δρόμου πρόσβασης για τον σταθμό, εκκαθαρίσεις, εκσκαφές, φράγμα, κανάλι, τούνελ, αγωγούς ύδατος, το κτίριο, την γραμμή μεταφοράς κτλ. Και εδώ προβλέπεται χώρος για τη συμπλήρωση έκτακτων εξόδων σχετικά με τις δραστηριότητες αυτές και τα πιθανά κέρδη που προκύπτουν από αυτές, ώστε τελικά να υπολογισθεί κατάλληλα το συνολικό τους κόστος.

Στην έκτη υποενότητα προβλέπεται η συμπλήρωση διάφορων εξόδων που δεν εμπίπτουν σε καμία από τις παραπάνω πέντε διαδικασίες, καθώς και τυχόν αποκλίσεις από τις εκτιμήσεις των εξόδων που περιγράφηκαν πριν, ως ποσοστό του συνολικού κόστους όλων αυτών των δραστηριοτήτων.

Αθροίζοντας τα συνολικά κόστη των πέντε υποενότητων, προκύπτει το συνολικό αρχικό κόστος του έργου.

4.4.1.2 ΤΥΠΙΚΗ ΜΕΘΟΔΟΣ ΚΟΣΤΟΛΟΓΗΣΗΣ

Στην ενότητα αυτή αναλύονται οι βασικές παράμετροι που χρησιμοποιούνται στο λογισμικό. Οι τιμές των παραμέτρων εισάγονται απευθείας από το χρήστη, με βάση τη γνώση βασικών χαρακτηριστικών του υπό κατασκευή σταθμού.

Αρχικά το λογισμικό προτείνει την κατάταξη του σταθμού σε μικρό, μίνι ή μικρό, υδροηλεκτρικό ανάλογα με την παροχή σχεδίασης για την χρησιμοποίηση των πιο κατάλληλων εξισώσεων προσδιορισμού του αρχικού κόστους. Έπειτα, ζητείται από τον χρήστη η κατάταξη του σταθμού για την βέλτιστη προσομοίωση αυτών των εξισώσεων, με την ύπαρξη όμως ρίσκου σε περίπτωση διαφοροποίησης από την προτεινόμενη κατάταξη. Ανάλογα με την κατάταξη του σταθμού, ο χρήστης καλείται να συμπληρώσει ορισμένες μεταβλητές οι οποίες θα χρησιμοποιηθούν από τις εξισώσεις του λογισμικού για τον προσδιορισμό του αρχικού του κόστους.

Στην παράγραφο αυτή θα αναφερθούν όλες οι μεταβλητές, ανεξάρτητα από την κατάταξη του σταθμού. Πρέπει να ειπωθεί, πως μερικές μεταβλητές μπορεί να μην υπάρξουν ανάλογα με την κατάταξη του σταθμού. Με απλή απάντηση του τύπου ναι ή όχι ο χρήστης απαντάει στο ερώτημα αν υπάρχει ήδη φράγμα στην τοποθεσία και ποιο θα είναι το νέο μήκος του φράγματος (σε m). Με απλή απάντηση του τύπου ναι ή όχι ο χρήστης απαντάει στο ερώτημα αν υπάρχει βραχώδες έδαφος στην τοποθεσία του φράγματος. Το λογισμικό λαμβάνει επίσης υπόψη τις απώλειες εισαγωγής στον στρόβιλο (σε ποσοστό επί τις %). Αν υπάρχει η ανάγκη κατασκευής δρόμου πρόσβασης, πρέπει να συμπληρωθεί επίσης το μήκος αυτού (σε km), αν θα είναι μόνο για τις ανάγκες κατασκευής του σταθμού καθώς και να βαθμολογηθεί η δυσκολία του εδάφους πάνω στον οποίο αυτός θα κατασκευαστεί. Αν υπάρχει η ανάγκη κατασκευής τούνελ, πρέπει να συμπληρωθεί το μήκος αυτού (σε m), οι απώλειες που προκαλεί (σε ποσοστό επί τις %) καθώς και το ποσοστό που θα είναι σε βραχώδες έδαφος. Αν υπάρχει η ανάγκη κατασκευής καναλιού, πρέπει να συμπληρωθεί το μήκος αυτού σε βραχώδες έδαφος (σε m), η μέση κλίση του σε αυτό (σε μοίρες) όπως και το μήκος αυτού σε χωμάτινο έδαφος (σε m) και η μέση κλίση του σε αυτό (σε μοίρες). Για την περίπτωση του καναλιού από τα παραπάνω δεδομένα το λογισμικό υπολογίζει τις μέγιστες επιτρεπτές απώλειες από το κανάλι. Αν υπάρχει η ανάγκη αγωγών ύδατος, πρέπει να συμπληρωθεί επίσης το μήκος (σε m) και ο αριθμός αυτών και οι απώλειες που προκαλούν. Για την περίπτωση των αγωγών ύδατος από τα παραπάνω δεδομένα το λογισμικό υπολογίζει την διάμετρο των αγωγών και το μέσο πάχος του τοιχώματος του αγωγού. Η απόσταση (σε km) από τον σταθμό συγκέντρωσης υλικών προς επιχωμάτωση, είναι επίσης απαραίτητη μεταβλητή για τις εξισώσεις του λογισμικού. Για την γραμμή μεταφοράς ρεύματος είναι αναγκαία η γνωστοποίηση της απόστασης (σε km) του σταθμού από το πλησιέστερο σημείο του δικτύου όπου μπορεί να γίνει η σύνδεση, η τάση στο σημείο της σύνδεσης (σε kV) και η βαθμολόγηση της δυσκολίας του εδάφους για την κατασκευή αυτής.

Με την γνωστοποίηση των παραπάνω μεταβλητών στο λογισμικό, μέσω εξισώσεων, το λογισμικό θα επιστρέψει το κόστος της μελέτης σκοπιμότητας, το κόστος της ανάπτυξης, τα μηχανικά κόστη, το κόστος εξοπλισμού και τα λοιπά κόστη κατασκευής. Διάφορα έξοδα που δεν εμπίπτουν σε καμία από τις παραπάνω πέντε διαδικασίες πρέπει να συμπληρωθούν από τον χρήστη και έπειτα το λογισμικό είναι ικανό να υπολογίσει το αρχικό κόστος του σταθμού.

4.4.2 ΕΤΗΣΙΑ ΚΟΣΤΗ

Στην ενότητα αυτή περιγράφονται τα πιθανά ετήσια έξοδα για τη λειτουργία και τη συντήρηση ενός μικρού υδροηλεκτρικού σταθμού.

Αν η γη πάνω στην οποία θα κατασκευαστεί ο ΜΥΗΣ δεν έχει αγοραστεί, τότε θα πρέπει να καταβάλλεται ένα ετήσιο ποσό για την ενοικιάσή. Οι φόροι ιδιοκτησίας της γης συνηθίζεται να εκφράζονται ως ποσοστό επί τις % του αρχικού συνολικού κόστους. Το κόστος εκμετάλλευσης του ποταμού είναι ανάλογο της ισχύος σχεδίασης του σταθμού P_{des} κατά συντελεστή που ορίζεται από το χρήστη (σε \$/kW). Τα ασφάλιστρα εκφράζονται ως ποσοστό επί τις % του αρχικού συνολικού κόστους. Η συντήρηση του καλωδίου μετάδοσης ισχύος εκφράζεται ως ποσοστό επί τις % του αθροίσματος κόστους του καλωδίου μετάδοσης ισχύος συν του κόστους υποσταθμού και μετασχηματιστή. Τα ανταλλακτικά συνηθίζεται να εκφράζονται ως ποσοστό επί τις % του αρχικού συνολικού κόστους.

Άλλα ετήσια έξοδα είναι τα εργατικά για τη διαχείριση και τη συντήρηση του ΜΥΗΣ (σε \$) ετησίως ανά άτομο. Ο αριθμός των ατόμων που εργάζονται στο ΜΥΗΣ κυμαίνεται ανάλογα με τον αυτοματισμό της εγκατάστασης. Τα έξοδα ταξιδιών και διαμονής, σχετικά με την ετήσια συντήρηση του σταθμού (σε \$). Τα γενικά και διοικητικά έξοδα περιλαμβάνουν λογιστικά, αναφορές, χρέη σε τράπεζες, επικοινωνία και εκφράζονται ως ποσοστό επί τις % του αθροίσματος όλων των παραπάνω ετήσιων εξόδων. Τα ετήσια απρόβλεπτα έξοδα μπορούν να εκφραστούν ως ποσοστό επί τις % του αθροίσματος όλων των παραπάνω ετήσιων εξόδων, συμπεριλαμβανομένων και των ετήσιων γενικών και διοικητικών εξόδων. Τέλος, μπορεί να υπάρχουν και άλλα ετήσια έξοδα ή πιστώσεις που δεν αναφέρονται παραπάνω και πρέπει να οριστούν πλήρως από το χρήστη.

Το άθροισμα των ποσών που πρέπει να καταβληθούν κάθε χρόνο για την κάθε μια από τις παραπάνω περιπτώσεις μας δίνει τα ετήσια συνολικά έξοδα του ΜΥΗΣ.

4.4.3 ΠΕΡΙΟΔΙΚΑ ΚΟΣΤΗ

Στην ενότητα αυτή, υπολογίζονται τα περιοδικά κόστη (κέρδη) του έργου. Τέτοια έξοδα αναφέρονται στην περιοδική αντικατάσταση, επιδιόρθωση και συντήρηση των υδροστροβίλων και των γεννητριών. Ακόμα, λαμβάνεται υπόψη η πίστωση από το τέλος της ωφέλιμης ζωής του έργου.

Ας σημειωθεί πως με τον υπολογισμό όλων των επιμέρους παραμέτρων κόστους, δίπλα στο σημείο όπου αναγράφεται το σύνολο κάθε υποενότητας δραστηριοτήτων, αναγράφεται και το σχετικό κόστος τους, δηλαδή, το ποσοστό % του κόστους που αναλογεί στην κάθε υποενότητα ως προς το συνολικό κόστος.

4.5 Η ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΚΠΟΜΠΗΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ

Το φύλλο αυτό προσφέρει την ανάλυση κόστους που επιβαρύνει τον προϋπολογισμό του έργου από την προσπάθεια μείωσης των περιβαλλοντικών επιπτώσεων. Η ανάλυση αυτή είναι προαιρετική. Ο χρήστης αποφασίζει με ένα «ναι» ή «όχι» αν οι υπολογισμοί αυτοί θα πραγματοποιηθούν.

Η ανάλυση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου αποσκοπεί στον καθορισμό μιας ισοδύναμης ποσότητας εκπομπής αερίου CO₂, με βάση τα χρησιμοποιούμενα καύσιμα για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Κάθε τύπος καυσίμου έχει το δικό του συντελεστή εκπομπής αερίων θερμοκηπίου (ως αέρια θερμοκηπίου που εκπέμπονται από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας εδώ θεωρούνται τα CO₂, N₂O και CH₄). Ο καθορισμός της παραγωγής αερίων θερμοκηπίου από κάθε καύσιμο, πραγματοποιείται λαμβάνοντας υπόψη τη συμμετοχή του κάθε τύπου καυσίμου στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (όσο μεγαλύτερη

συμμετοχή έχει ένα καύσιμο στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, τόσο μεγαλύτερη συμμετοχή έχει και στην εκπομπή αερίων θερμοκηπίου).

Η ανάλυση πραγματοποιείται ξεχωριστά για κάθε τύπο εφαρμογής του μικρού υδροηλεκτρικού (συνδεδεμένο με το κεντρικό δίκτυο, μη συνδεδεμένο με το κεντρικό δίκτυο). Αυτό γίνεται γιατί σε κάθε τύπο συστήματος η ίδια συμμετοχή από ένα καύσιμο μπορεί να έχει ως αποτέλεσμα τη διαφορετική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και άρα διαφορετική τιμή εκπομπής για κάθε αέριο θερμοκηπίου.

4.6 ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

Στο φύλλο αυτό συνοψίζονται όλοι οι προηγούμενοι υπολογισμοί (του ενεργειακού μοντέλου, της υδρολογίας και του φορτίου του συστήματος, των στοιχείων εξοπλισμού, της ανάλυσης κόστους και της ανάλυσης μείωσης εκπομπής αερίων θερμοκηπίου), ενώ πραγματοποιούνται και μερικοί νέοι υπολογισμοί, όπως π.χ. εάν το έργο συμφέρει από οικονομικής πλευράς. Το φύλλο της χρηματοοικονομικής ανάλυσης χωρίζεται σε τέσσερις ενότητες:

- 1) Ετήσιο ενεργειακό ισοζύγιο
- 2) Χρηματοοικονομική παράμετροι
- 3) Έξοδα και έσοδα της επένδυσης
- 4) Χρηματοοικονομική αξιολόγηση

4.6.1 ΕΤΗΣΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΙΣΟΖΥΓΙΟ

Στο ετήσιο ενεργειακό ισοζύγιο επαναλαμβάνονται πληροφορίες από το πρώτο φύλλο (δηλαδή το ενεργειακό μοντέλο) και αφορούν την τοποθεσία όπου γίνεται η εφαρμογή, το είδος της εφαρμογής (central-grid ή isolated-grid), την ποσότητα της ενέργειας που παραδίδεται από τον σταθμό (σε MWh), την πλεονάζουσα ενέργεια του σταθμού (σε MWh), την ελάχιστη καθορισμένη (firm) χωρητικότητα του σταθμού (σε kW), την αιχμή του απομονωμένου δικτύου (σε kW), την ισοδύναμη ενεργειακή απαίτηση (σε MWh), την επιθυμία ή μη του χρήστη για ανάλυση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου. Εάν ο χρήστης στο φύλλο ανάλυσης κόστους μείωσης εκπομπής αερίων θερμοκηπίου έδωσε καταφατική απάντηση για τη χρήση αυτού του φύλλου, τότε στην υποενότητα αυτή εμφανίζονται επιπλέον η καθαρή μείωση εκπομπών αερίων θερμοκηπίου και η καθαρή μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου για διάρκεια ίση με τη χρονική διάρκεια πίστωσης για τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου.

4.6.2 ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΕΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ

Στην υποενότητα αυτή, εξετάζονται διάφορες χρηματοοικονομικές παράμετροι που υπεισέρχονται στο πρόβλημα. Τέτοια παράμετρος είναι τα έξοδα που αποφεύγονται εξαιτίας της ελάττωσης χρήσης υγρών ή αερίων καυσίμων. Η παράμετρος αυτή μετράται σε πίστωση χρηματικών μονάδων ανά λίτρο καυσίμου που εξοικονομείται (π.χ. σε \$/lt). Ακόμα, ο χρήστης εισάγει το κέρδος (σε \$/kWh) για κάθε kWh που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Επίσης, εισάγονται και πληροφορίες όπως ο ρυθμός αύξησης του ενεργειακού κόστους (σε %), ο πληθωρισμός (σε %), το επιτόκιο προεξόφλησης (σε %) και ο κύκλος ζωής του επενδυτικού έργου (σε έτη).

Εάν υπάρχει κάποιο κέρδος ή πιστώσεις από την παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, τότε απαιτούνται και νέα στοιχεία. Αυτά είναι ο χρόνος παραγωγής (σε έτη) ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, ο ρυθμός αύξησης (σε %) των κερδών από την παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, το κέρδος σε χρηματικές μονάδες ανά τόνο CO₂ που δεν εκπέμπεται από την εγκατάσταση, η διάρκεια (σε έτη) εφαρμογής της πολιτικής μείωσης των αερίων θερμοκηπίου και ο ρυθμός αύξησης των κερδών από την εφαρμογή πολιτικής μείωσης των αερίων θερμοκηπίου. Ακόμα, ο χρήστης καλείται να εισάγει (εάν υπάρχουν) το μοναδιαίο κόστος (σε \$/kWh) που αποφεύχθηκε για την υπερπαραγωγή ενέργειας. Επίσης δίνεται (εάν υπάρχει) και το ετήσιο μοναδιαίο κόστος για κάθε μονάδα χωρητικότητας του συστήματος που αποφεύχθηκε (σε \$/kW-yr).

Ας σημειωθεί πως σε αυτή την υποενότητα ο χρήστης καλείται να συμπληρώσει (εάν υπάρχει) η ικανότητα δανεισμού (debt ratio), σε %, και, εάν το επιθυμεί, να πραγματοποιηθεί η ανάλυση της φορολόγησης των εσόδων. Εάν υπάρχει επιτόκιο υπερημερίας, τότε ο χρήστης καλείται να συμπληρώσει και το επιτόκιο ανατοκισμού των οφειλών (σε %) και τον ορίζοντα εξόφλησης των οφειλών (σε έτη). Εάν ο χρήστης επιλέξει να υπάρξει ανάλυση της φορολόγησης των εσόδων, τότε καλείται να δώσει επιπλέον στοιχεία, τα οποία είναι το ποσοστό % της φορολόγησης επί των εισοδημάτων, εάν υπάρχουν απώλειες κατά την πρόοδο του έργου, η μέθοδος λογιστικής απόσβεσης που θα ακολουθηθεί, το ποσοστό % της φορολογικής βάσης και το ποσοστό (%) απόσβεσης. Ανάλογα με τα στοιχεία που θα δώσει ο χρήστης, υπολογίζεται και τυπώνεται η περίοδος, σε έτη, για την λογιστική απόσβεση.

Τέλος, ο χρήστης ενημερώνει με ένα «ναι» ή «όχι» για το αν υπάρχει περίοδος χάριτος για τη φορολόγηση των εσόδων από το έργο. Ανάλογα με την απάντηση, συμπληρώνεται και η διάρκεια αυτής της περιόδου, σε έτη.

4.6.3 ΚΟΣΤΗ ΕΠΕΝΔΥΣΕΩΝ

Σε αυτή την ενότητα συνοψίζονται μερικές πληροφορίες που αφορούν το έργο και υπολογίζονται μερικές καινούριες. Έτσι, παρουσιάζονται περιληπτικά τα αρχικά κόστη του έργου που είχαν υπολογιστεί στο φύλλο Ανάλυσης Κόστους. Στο σημείο αυτό ο χρήστης εισάγει το ποσό (εάν υπάρχει) για δωρεές ή κίνητρα, σε χρηματικές μονάδες.

Στη συνέχεια συνοψίζονται τα περιοδικά κόστη του έργου, όπως αυτά υπολογίστηκαν στο φύλλο Ανάλυσης Κόστους. Το καινούριο εδώ είναι πως προτείνονται τα χρονοδιαγράμματα για το πότε, μέσα στο χρόνο ζωής του επενδυτικού έργου, πρέπει να λαμβάνουν χώρα οι δραστηριότητες που επιφέρουν τα περιοδικά αυτά κόστη. Για παράδειγμα, η συντήρηση της γεννήτριας στην εγκατάσταση πρέπει π.χ. να γίνεται κάθε δέκα χρόνια, δηλαδή στις χρονιές 10 και 20 από το ξεκίνημα λειτουργίας του έργου, όταν ο χρόνος ζωής του έργου είναι είκοσι χρόνια. Τέτοιο χρονοδιάγραμμα προτείνεται και για την επιθεώρηση των υδροστροβίλων, όπου είναι δυνατόν να έχουμε και κέρδη από την πρόληψη ζημιών (οπότε το χρονοδιάγραμμα αναφέρεται στο κάθε πότε θα έχουμε εξοικονόμηση χρημάτων από τη δραστηριότητα αυτή). Επίσης, συνοψίζονται και τα ετήσια κόστη, όπως έχουν υπολογιστεί.

Ακολουθούν τα ετήσια έσοδα και η τυχόν εξοικονόμηση χρημάτων από διάφορες δραστηριότητες. Εδώ συνοψίζονται τα ποσά που εξοικονομούνται από τη χρησιμοποίηση ενέργειας από ΑΠΕ, από την εξοικονόμηση εγκατεστημένης ισχύος του συστήματος, τα έσοδα από την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ και τα έσοδα από τη μείωση εκπομπών αερίων θερμοκηπίου.

4.6.4 ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΕΦΙΚΤΟΤΗΤΑ ΤΟΥ ΕΡΓΟΥ

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζονται κάποιες παράμετροι, οι οποίες σχετίζονται με χρηματοοικονομικούς υπολογισμούς, καταδεικνύοντας κάποια χαρακτηριστικά για τη βιωσιμότητα του έργου. Αρχικά, εφαρμόζεται η μέθοδος του εσωτερικού βαθμού απόδοσης στα δεδομένα χωρίς πρώτα να έχει εφαρμοσθεί φορολόγηση των οικονομικών στοιχείων του έργου. Η μέθοδος IRR εφαρμόζεται στη συνέχεια και στα οικονομικά στοιχεία μετά τη φορολόγησή τους.

Ακολουθώντας, εφαρμόζεται η μέθοδος της απλής επανείσπραξης για το επενδυτικό έργο, κατά την οποία υπολογίζεται σε πόσα έτη ο επενδυτής θα εισπράξει πίσω το ποσό της επένδυσής του για το έργο. Έπειτα υπολογίζεται η πιθανή χρονιά, μετά την έναρξη λειτουργίας του έργου, οπότε ο επενδυτής θα λάβει θετική ταμειακή ροή (κέρδος). Ακόμη, εφαρμόζεται το κριτήριο της Καθαρής Παρούσας Αξίας (ΚΠΑ), σύμφωνα με το οποίο συγκρίνεται η παρούσα αξία των προβλεπόμενων καθαρών ταμειακών ροών προερχόμενες από το επενδυτικό έργο με την αρχική του δαπάνη, με τη σύγκριση να πραγματοποιείται στο χρόνο μηδέν (δηλαδή τη στιγμή που ο επενδυτής πραγματοποιεί τη σύγκριση). Η σημασία της ΚΠΑ είναι απλή: όταν η ΚΠΑ είναι θετική, τότε το έργο γίνεται αποδεκτό επειδή το άθροισμα (θετικό) των προβλεπόμενων ταμειακών ροών ξεπερνά την αρχική δαπάνη. Μεταξύ δύο έργων, επιλέγεται αυτό που παρουσιάζει τη μεγαλύτερη ΚΠΑ. Στη συνέχεια υπολογίζονται οι ετήσιες εξοικονομήσεις που επιτυγχάνονται για τη διάρκεια ζωής του έργου, δηλαδή ποιο ποσό θα εξοικονομείται κάθε έτος λειτουργίας του έργου. Εδώ υπολογίζεται ο δείκτης αποδοτικότητας, ο οποίος υπολογίζεται ως ο λόγος της ΚΠΑ του έργου προς τα συνολικά αρχικά κόστη.

Ο χρήστης έπειτα καλείται να απαντήσει εάν επιθυμεί τον υπολογισμό του κόστους για την παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμη πηγή και του κόστους που συνεπάγεται η δραστηριότητα μείωσης εκπομπής των αερίων θερμοκηπίου. Ανάλογα με την απάντηση που θα δώσει ο χρήστης, αλλά και σε συνάρτηση με την απάντηση που έδωσε ο ίδιος στο φύλλο Ανάλυσης Εκπομπής Αερίων Θερμοκηπίου, υπολογίζεται το κόστος για τη μείωση των αερίων θερμοκηπίου. Στη συνέχεια υπολογίζεται το χρέος που προκύπτει για το έργο, ως ακολούθως:

$$(\text{αρχικά κόστη}) - (\text{αρχικά κόστη} \cdot \text{προεξοφλητικό επιτόκιο})$$

Στο σημείο αυτό υπολογίζονται οι ετήσιες δόσεις αποπληρωμής του χρέους αυτού, για τη διάρκεια αποπληρωμής του χρέους, όπως έχει ορισθεί πιο πριν. Τέλος, υπολογίζεται το κόστος παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ, σε χρηματικές μονάδες ανά χρησιμοποιούμενη μονάδα καυσίμου. Ας σημειωθεί πως στο φύλλο αυτό, εμφανίζεται ένας πίνακας ο οποίος περιλαμβάνει όλες τις ετήσιες ταμειακές ροές για το έργο, για όλη τη διάρκεια ζωής του. Επιπλέον, στο τέλος του φύλλου, εμφανίζεται ένα γράφημα στο οποίο απεικονίζονται οι ταμειακές ροές του έργου ανά έτος.

ΜΕΛΕΤΗ ΜΙΚΡΟΥ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ ΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟΥ ΣΕ ΚΕΝΤΡΙΚΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΔΙΚΤΥΟ

5.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ – ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ

Ανεξάρτητος παραγωγός ηλεκτρικής ενέργειας επιθυμεί να κάνει προμελέτη για ένα μικρό υδροηλεκτρικό έργο προβλεπόμενης ισχύος σχεδίασης ίση με 7 MW. Η παραγόμενη ενέργεια του ΥΗΣ θα πωληθεί στο κεντρικό ηλεκτρικό δίκτυο με συμβόλαιο εικοσαετούς αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Ο σκοπός της ανάλυσης είναι η οικονομοτεχνική αξιολόγηση του έργου. Η τιμή πώλησης για την kWh ανέρχεται στα 0,0439\$ με απαίτηση εικοσαετούς απλής εξόφλησης.

5.1.1 ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΕΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ

Η τοποθεσία εγκατάστασης βρίσκεται στη βόρεια ακτή της British Columbia στον Καναδά, περίπου 45 χιλιόμετρα νοτιοανατολικά του Prince Robert. Η πρόσβαση στην τοποθεσία μπορεί να πραγματοποιηθεί μόνο μέσω νερού (4 ώρες) ή αέρα (20 λεπτά) από τον Prince Robert.

Τα βασικά χαρακτηριστικά του ΥΗΣ φαίνονται στον Πίνακα 5.1.

Πίνακας 5.1: Βασικά χαρακτηριστικά ΥΗΣ

Πίνακας 5.11: Βασικά Χαρακτηριστικά ΥΗΣ				
α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
1)	Τύπος ΥΗΣ	Με δεξαμενές	-	-
2)	Τύπος δικτύου	Κεντρικό δίκτυο	-	Αν συνδέεται με κεντρικό δίκτυο, δεν χρειάζεται καμπύλη διάρκεια φορτίου

Τα δεδομένα για την καμπύλη διάρκειας της παροχής παραχωρήθηκαν από την εταιρία και φαίνονται στον Πίνακα 5.2.

Πίνακας 5.2: Δεδομένα για την καμπύλη διάρκειας της παροχής

Διάρκεια	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
Παροχή σε m ³ /sec	12	10,46	9,75	8,95	8,29	7,93	7,62	7,28	7,03	6,70	6,41
Διάρκεια	55%	60%	65%	70%	75%	80%	85%	90%	95%	100%	
Παροχή σε m ³ /sec	6,11	5,76	5,42	5,22	4,89	4,50	4,08	3,81	3,31	2,18	

Στον Πίνακα 5.3 φαίνονται λοιπά υδρολογικά δεδομένα του έργου:

Πίνακας 5.3: Λοιπά υδρολογικά δεδομένα εισόδου

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
3)	Παροχή ποταμού	Q_n	m ³ /sec	Οι τιμές της παροχής του Πίνακα 5.2 για n%
4)	Υπολειπόμενη παροχή	$Q_r = 0$	m ³ /sec	Για οικολογικούς λόγους
5)	Ποσοστό διάρκειας όπου η ελάχιστη καθορισμένη παροχή είναι διαθέσιμη	95	%	-

Ο ΥΗΣ θα συνδεθεί με κεντρικό ηλεκτρικό δίκτυο, έτσι δεν κάνουμε υπολογισμούς για το φορτίο. Στον Πίνακα 5.4 φαίνονται δεδομένα εισόδου για τους στροβίλους:

Πίνακας 5.4: Δεδομένα εισόδου για τους στροβίλους

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
6)	Τύπος στροβίλου	Francis	-	-
7)	Αριθμός στροβίλων	$n = 1$	-	-
8)	Τρόπος εύρεσης καμπύλης βαθμού απόδοσης	Μέσω τύπων	-	-
9)	Συντελεστής κατασκευαστή/ σχεδιαστή του στροβίλου	$R_m = 4,5$	-	από 2,8 έως 6,1 συνήθης τιμή: 4,5
10)	Παροχή σχεδίασης	$Q_d = 7,60$	m ³ /sec	-
11)	Ύψος υδατόπτωσης	$H_g = 110$	m	-
12)	Μέγιστη τιμή υδραυλικών απωλειών	$l_{hydr,max} = 4$	%	από 2 έως 7 %
13)	Προσαρμογή αποδοτικότητας	$e_f = 0$	%	-

Στοιχεία για την μελέτη της παραγόμενης ισχύος του ΥΗΣ φαίνονται στον Πίνακα 5.5.

Πίνακας 5.5: Δεδομένα εισόδου για την παραγόμενη ενέργεια

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
14)	Μέγιστη επίδραση από το αυλάκι εκροής	$l_{tail,max} = 1$	m	-
15)	Απόδοση γεννήτριας	$e_g = 97$	%	από 93% έως 97%
16)	Απώλειες μετασχηματιστή	$l_{trans} = 1$	%	από 1% έως 2%
17)	Παρασιτικές απώλειες	$l_{para} = 1$	%	από 1% έως 3%
18)	Ετήσιες απώλειες χαμένου παραγωγικού χρόνου	$l_{dt} = 4$	%	από 2% έως 7%
19)	Συντελεστής διόρθωσης διαθέσιμης παροχής	$e_{CF} = 100$	%	-

5.1.2 ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΕΣ ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΕΣ

Ο Πίνακας 5.6 συνοψίζει τα δεδομένα του προβλήματος που απαιτούνται για τον προσδιορισμό του αρχικού ολικού κόστους του έργου.

Πίνακας 5.6: Χρηματοοικονομικά δεδομένα εισόδου

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
Βασικά χαρακτηριστικά του ΥΗΣ				
20)	Επιλεγμένη κατάταξη ΥΗΣ	μικρός	-	Στηριζόμενη σε αποδεκτό ρίσκο
21)	Διάφορες απώλειες εισαγωγής και άλλων	$k_{in\&mi} = 1$	%	Προτεινόμενο εύρος τιμών από 1 ως 5 %
Συντελεστές προσδιορισμού κόστους για τα μηχανικά μέρη ενός ΥΗΣ				
22)	Συντελεστής για τα μηχανικά μέρη του ΥΗΣ	$E = 1,00$	-	$E = 0,67$ αν υπάρχει φράγμα $E = 1,0$ αλλιώς
Συντελεστές προσδιορισμού κόστους για τον εξοπλισμό ανανεώσιμης ενέργειας				
23)	Συντελεστής στροβίλου υψηλού κόστους σε κατακόρυφο άξονα (μόνο στρόβιλοι αντιδράσεως)	$J_t = 1,1$	-	$J_t = 1$ αν $H_g \leq 25m$ $J_t = 1,1$ αν $H_g > 25m$
Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά και συντελεστές για το δρόμο πρόσβασης				
24)	Μήκος δρόμου πρόσβασης	$l_a = 2,2$	km	-
25)	Συντελεστής προσαρμογής του κόστους δρόμου πρόσβασης για την περίπτωση κατασκευής χαμηλού κόστους δρόμου, μόνο για κατασκευαστικές ανάγκες	$T = 0,25$	-	$T = 0,25$ αν είναι χαμηλού κόστους δρόμος $T = 1,0$ αλλιώς
26)	Συντελεστής δυσκολίας εδάφους για την κατασκευή του δρόμου πρόσβασης	$A = 4$	-	Προτεινόμενο εύρος τιμών 1 ως 6
Χαρακτηριστικά για το καλώδιο ισχύος				
27)	Μήκος καλωδίου μεταφοράς ισχύος	$l_t = 1,8$	km	-
28)	Τάση καλωδίου μεταφοράς ισχύος	$V = 13,8$	kV	-
29)	Συντελεστής δυσκολίας τοποθέτησης καλωδίου ισχύος εξαιτίας του εδάφους	$D = 2$	-	Προτεινόμενο εύρος τιμών από 1 έως 2
Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά και συντελεστές για λοιπές εργασίες Πολιτικού Μηχανικού				
30)	Απόσταση από τα σημεία εκσκαφής υλικού προς επίχωση	$l_b = 20$	km	-
31)	Μήκος κορυφογραμμής φράγματος	$l_d = 125$	m	$l_d = 0$ αν ήδη υπάρχει φράγμα
32)	Συντελεστής κόστους εργασιών πολιτικού μηχανικού	$C = 1,0$	-	$C = 0,44$ αν υπάρχει φράγμα $C = 1,0$ αλλιώς

33)	Συντελεστής κόστους πετρώδες εδάφους για εργασίες πολιτικού μηχανικού	$R = 1,00$	-	$R = 1,00$ για πετρώδης έδαφος $R = 1,05$ αλλιώς
Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά για τους αγωγούς ύδατος				
34)	Αριθμός ομοίων αγωγών νερού	$n_p = 1$	-	-
35)	Μήκος αγωγού/ ών	$l_p = 50$	m	-
36)	Επιτρεπτή μανομετρική απώλεια για τον αγωγό	$k_p = 0,42$	%	Προτεινόμενο εύρος τιμών 1 ως 4 % $l_{hydr,max} - k_{ind\&mi} - k_p - k_T = a$ $\Rightarrow 4 - 1 - 0,42 - 2 = a$ $\Rightarrow a = 0,58 > 0$
Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά για το κανάλι (Δεν έχει κανάλι)				
Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά για το τούνελ				
37)	Μήκος τούνελ	$l_T = 600$	m	-
38)	Επιτρεπτή μανομετρική απώλεια για το τούνελ	$k_T = 2$	%	Προτεινόμενο εύρος τιμών 4 ως 7% $l_{hydr,max} - k_{ind\&mi} - k_p - k_T = a$ $\Rightarrow 4 - 1 - 0,42 - 2 = a$ $\Rightarrow a = 0,58 > 0$
39)	Ποσοστό σωλήνωσης κατά μήκος του τούνελ	$T_c = 0$	%	Γίνεται με ανατίναξη. Προτεινόμενο εύρος τιμών από 15% (πετρώδης έδαφος) μέχρι 100% (φτωχό σε πέτρα έδαφος)
Συντελεστές κόστους για έργα εκτός Καναδά (Έργο εντός Καναδά)				
Άλλα χαρακτηριστικά που επηρεάζουν το κόστος				
40)	Επιτόκιο	$i = 8$	%	-
41)	Ημέρες παγετού στην τοποθεσία	$f = 180$	ημέρες	Ορίζεται από τον χρήστη. Αν δεν υπάρχει παγετός ή αν $f < 180$ τότε θέτουμε $f = 180$
42)	Προσαρμογή της “Τυπικής” μεθόδου κοστολόγησης για το έτος 2000	$ln = 1,030$	-	Σταθερά ίση με 1,030

Τα μεγέθη των ετήσιων και περιοδικών εξόδων του ΜΥΗΣ φαίνονται στον Πίνακα 5.10. Τα έξοδα για τη λειτουργία και τη συντήρηση θα είναι σημαντικά, καθώς περιλαμβάνουν έναν εσωτερικό διαχειριστή πλήρους απασχόλησης. Το κόστος εκμετάλλευσης του ύδατος του ποταμού αναμένεται να είναι \$130000 το έτος και οι φόροι ιδιοκτησίας για ιδιοκτησία \$200000 θα είναι ίσοι με το 1% του αρχικού συνολικού κόστους κατασκευής. Για το έργο απαιτείται χρηματοδοτική μίσθωση κρατικού εδάφους με ετήσιο κόστος της τάξεως των \$5492, ενώ πρέπει επιπλέον να πληρώνεται μερίδιο της τάξεως των \$41000 τον χρόνο.

Τα δεδομένα για την χρηματοοικονομική ανάλυση του ΜΥΗΣ φαίνονται στον Πίνακα 5.7. Τα κεφάλαια κόστους του έργου αποσβένονται λογιστικά με γραμμική μέθοδο κατά την διάρκεια ζωής της συμφωνίας για προμήθεια Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Πίνακας 5.7: Χρηματοοικονομικές Παράμετροι

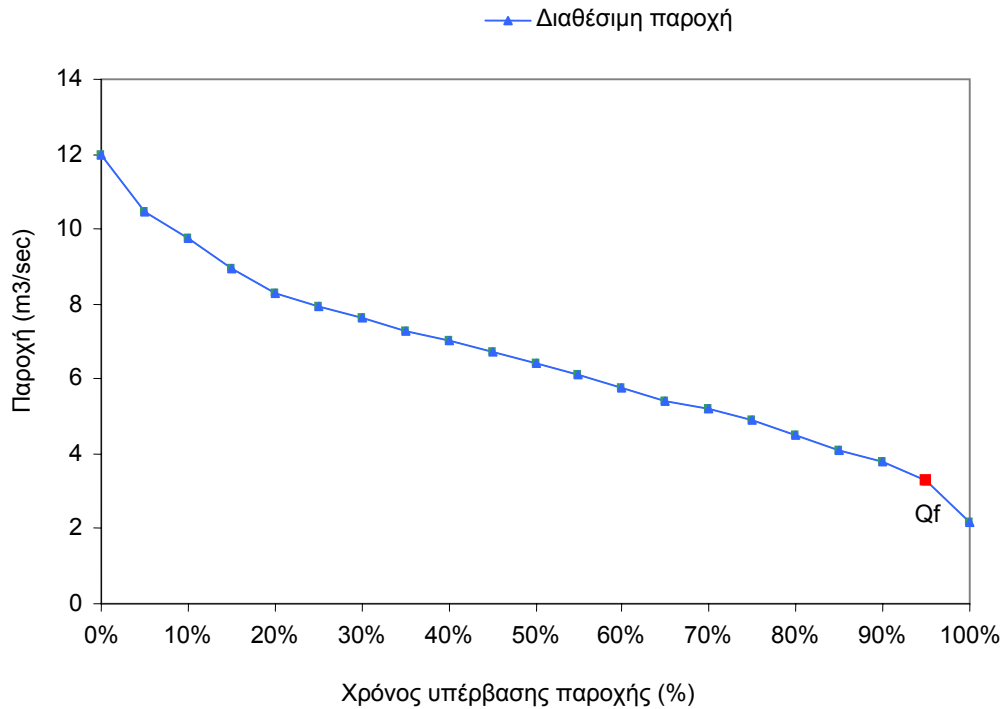
α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Τιμή	Μονάδα Μέτρησης
43)	Εξοικονομούμενο κόστος ενέργειας	c_E	0,0439	\$/kWh
44)	Πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ	RE_{credit}	-	\$/kWh
45)	Πίστωση για μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου	GHG_{reduce_credit}	-	\$/tn _{CO2}
46)	Εξοικονομούμενο κόστος εγκατεστημένης ισχύος	c_{cap}	-	\$/kWh
47)	Επιτόκιο προσαύξησης του κόστους ενέργειας	r_{E_cost}	3	%
48)	Πληθωρισμός	f_p	2,5	%
49)	Προεξοφλητικό επιτόκιο	D	10	%
50)	Διάρκεια ζωής έργου	PL	20	έτος
51)	Ικανότητα δανεισμού	R_{costs}	75	%
52)	Επιτόκιο εξόφλησης χρέους	r_{debt}	8	%
53)	Προθεσμία εξόφλησης χρέους	$Debt_{term}$	20	έτος
54)	Ποσοστό επί του φορολογητέου εισοδήματος	I_{tax}	43,6	%
55)	Τυχόν απώλειες carryforward	cf	-	-
56)	Μέθοδος Απόσβεσης	Γραμμική μέθοδος		
57)	Φορολογική βάση λογιστικής απόσβεσης	T_{basis}	85	%
58)	Περίοδος μειωμένου φορολογικού συντελεστή	DL	20	έτος

5.2 ΥΔΡΟΛΟΓΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

Τα δεδομένα για την καμπύλη διάρκειας παροχής του ποταμού Q_n έχουν δοθεί στον Πίνακα 5.2. Ο ΥΗΣ θα λειτουργεί με ελεγχόμενη παροχή μέσω δεξαμενών. Επειδή δεν υπάρχει επιθυμία να αφεθεί υπολειπόμενη παροχή, η διαθέσιμη παροχή για τις εγκαταστάσεις Q_n' είναι ίση με την παροχή του ποταμού.

$$Q_n' = Q_n$$

Η καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης παροχής φαίνεται στο Σχήμα 5.1:



Σχήμα 5.1: Καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης παροχής

Η ελάχιστα καθορισμένη παροχή είναι το σημείο που αντιστοιχεί στην καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης παροχής για το 95% ενός έτους, όπως φαίνεται από το Σχήμα 5.1 είναι ίση με:

$$Q_f = 3,31 \text{ m}^3/\text{sec}$$

5.3 ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ

Τα δεδομένα για τη δημιουργία της καμπύλης βαθμού απόδοσης του στροβίλου Francis που θα χρησιμοποιηθεί στο μικρό υδροηλεκτρικό σταθμό, υπολογίζονται μέσω εξισώσεων όπως φαίνεται παρακάτω.

Αρχικά υπολογίζεται το μέγεθος του δρομέα του στροβίλου, μέσω της διαμέτρου του. Θεωρούμε την διάμετρο μικρότερη από 1,8m και το k ίσο με 0,46. Αν από τις πράξεις δεν επαληθευτεί η αρχική μας υπόθεση, δοκιμάζουμε για διάμετρο μεγαλύτερη ή ίση από 1,8m και τιμή του k ίση με 0,41.

$$d = k \cdot Q_d^{0,473} \Rightarrow d = 0,46 \cdot 7,6^{0,473} \Rightarrow d = 1,2m$$

Έπειτα υπολογίζουμε το διορθωμένο ύψος της υδατόπτωσης για λειτουργία του στροβίλου h , σε m.

$$h = H_g \cdot (1 - l_{hydr,max}) \Rightarrow h = 110 \cdot (1 - 0,04) \Rightarrow h = 105,6m$$

Στην συνέχεια, υπολογίζουμε την ειδική ταχύτητα του στροβίλου. Επειδή ο στροβίλος είναι Francis αναμένουμε την ειδική του ταχύτητα μεταξύ 20 και 120 και θέτουμε όπου c ίσο με 650.

$$n_q = c \cdot h^{-0,5} \Rightarrow n_q = 650 \cdot 105,6^{-0,5} \Rightarrow n_q = 63,25 \text{ Rpm}$$

Για τους συντελεστές επίδρασης της ειδικής ταχύτητας $\hat{e}_{nq}$ και της διαμέτρου του δρομέα $\hat{e}_d$ πάνω στη μέγιστη απόδοση του στροβίλου ισχύει:

$$\hat{e}_{nq} = \{(n_q - 56) / 256\} \Rightarrow \hat{e}_{nq} = \{(63,25 - 56) / 256\}^2 \Rightarrow \hat{e}_{nq} = 0,001$$

$$\hat{e}_d = (0,081 + \hat{e}_{nq}) \cdot (1 - 0,789 \cdot d^{0,2}) \Rightarrow \hat{e}_d = (0,081 + 0,001) \cdot (1 - 0,789 \cdot 1,2^{-0,2}) \Rightarrow \hat{e}_d = 0,020$$

Η μέγιστη απόδοση του στροβίλου, e_p , είναι ίση με:

$$e_p = (0,919 - \hat{e}_{nq} + \hat{e}_d) - 0,0305 + 0,005 \cdot R_m \Rightarrow e_p = (0,919 - 0,001 + 0,020) - 0,0305 + 0,005 \cdot 4,5 \Rightarrow e_p = 0,930$$

Η παροχή στην μέγιστη απόδοση Q_p , σε m^3/sec , είναι ίση με:

$$Q_p = 0,65 \cdot Q_d \cdot n_q^{0,05} \Rightarrow Q_p = 0,65 \cdot 7,6 \cdot 63,25^{0,05} \Rightarrow Q_p = 6,08 \text{ m}^3/\text{sec}$$

Αποδόσεις του στροβίλου, e_q , για τιμές της παροχής μικρότερες της παροχής στη μέγιστη απόδοση ακολουθούν τη σχέση:

$$e_q = \left\{ 1 - \left[1,25 \cdot \left(\frac{Q_p - Q}{Q_p} \right)^{2,71} \right] \right\} \cdot e_p \Rightarrow e_q = \left\{ 1 - \left[1,25 \cdot \left(\frac{6,1 - Q}{6,1} \right)^{2,71} \right] \right\} \cdot 0,930$$

Όταν η παροχή που δέχεται ο στροβίλος ξεπεράσει την παροχή στην μέγιστη απόδοση, τότε συμβαίνει πτώση απόδοσης η οποία εκφράζεται με τον συντελεστή πτώσης απόδοσης $\hat{e}_p$:

$$\hat{e}_p = 0,0072 \cdot n_q^{0,4} \Rightarrow \hat{e}_p = 0,0072 \cdot 63,25^{0,4} \Rightarrow \hat{e}_p = 0,038$$

Προκύπτει συνεπώς ένας συντελεστής διόρθωσης της απόδοσης e_r :

$$e_r = (1 - \hat{e}_p) \cdot e_p \Rightarrow e_r = (1 - 0,038) \cdot 0,93 \Rightarrow e_r = 0,895$$

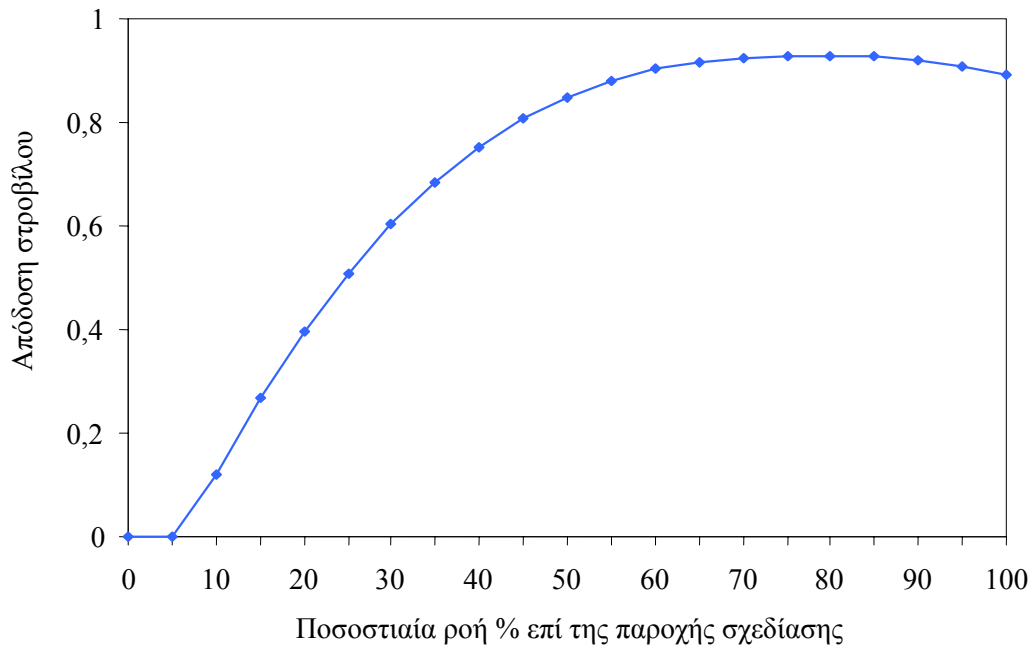
Αποδόσεις του στροβίλου, e_q , για τιμές της παροχής μεγαλύτερες της παροχής στη μέγιστη απόδοση ακολουθούν τη σχέση:

$$e_q = e_p - \left[\left(\frac{Q - Q_p}{Q_d - Q_p} \right)^2 \cdot (e_p - e_r) \right] \Rightarrow e_q = 0,930 - \left[\left(\frac{Q - 6,1}{1,5} \right)^2 \cdot 0,035 \right]$$

Η απόδοση του στροβίλου στην παροχή σχεδίασης των εγκαταστάσεων, υπολογίζεται από την παραπάνω σχέση και είναι ίση με:

$$e_{q,des} = 0,930 - \left[\left(\frac{7,6 - 6,1}{1,5} \right)^2 \cdot 0,035 \right] = 0,895$$

Η καμπύλη βαθμού απόδοσης του στροβίλου Francis φαίνεται στο Σχήμα 5.2 που ακολουθεί.



Σχήμα 5.2: Καμπύλη βαθμού απόδοσης στροβίλου

5.4 ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

Η ενεργειακής σημασίας καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης παροχής παραμένει ίδια με την καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης παροχής καθώς ο συντελεστής e_{CF} είναι ίσος με ένα. Δεδομένου ότι η παροχή σχεδίασης ορίζεται ως η μέγιστη παροχή που μπορεί να χρησιμοποιηθεί από το στρόβιλο, οι τιμές της παροχής που ουσιαστικά χρησιμοποιούνται από τις εγκαταστάσεις είναι αυτές που περιγράφονται από την παρακάτω σχέση και σχηματίζουν την καμπύλη διάρκειας χρησιμοποιούμενης παροχής:

$$Q_{n,used} = \min(Q'_n, 7,60)$$

Ο υπολογισμός της παραγόμενης ισχύος P , σε W, ως αποτέλεσμα της παροχής Q , δίδεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$\begin{aligned} P &= \rho \cdot g \cdot Q \cdot [H_g - (h_{hydr} + h_{tail})] \cdot e_t \cdot e_g \cdot (1 - l_{trans}) \cdot (1 - l_{para}) \Rightarrow \\ P &= 1000 \cdot 9,81 \cdot Q \cdot [110 - (h_{hydr} + h_{tail})] \cdot e_t \cdot 0,97 \cdot (1 - 0,01) \cdot (1 - 0,01) \Rightarrow \\ P &= 9326,34 \cdot Q \cdot e_t \cdot [110 - (h_{hydr} + h_{tail})] \end{aligned}$$

Οι 21 τιμές της χρησιμοποιούμενης παροχής $Q_{0,used}, Q_{5,used}, \dots, Q_{100,used}$ που καθορίζουν την καμπύλη διάρκεια χρησιμοποιούμενης παροχής, οδηγεί σε 21 τιμές της ισχύος $P_0, P_5, \dots, P_{100}$ σχηματίζοντας με αυτόν τον τρόπο την καμπύλη διάρκειας ισχύος, όπως αυτή φαίνεται στο σχήμα 5.3. Οι τιμές της καμπύλης διάρκειας ισχύος φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 5.8.

Οι υδραυλικές απώλειες και οι απώλειες που προκαλούνται στο αλάκι εκροής εξαρτώνται από την εκάστοτε τιμή της παροχής του ποταμού και δίδονται από τις σχέσεις:

$$h_{hydr} = H_g \cdot l_{hydr, \max} \cdot \frac{Q^2}{Q_{des}^2} \Rightarrow h_{hydr} = 110 \cdot 0,04 \cdot \frac{Q^2}{7,60^2} \Rightarrow h_{hydr} = 0,076 \cdot Q^2$$

$$h_{tail} = l_{tail, \max} \cdot \frac{(Q - Q_{des})^2}{(Q_{\max} - Q_{des})^2} \Rightarrow h_{tail} = 0,01 \cdot \frac{(Q - 7,60)^2}{(12,00 - 7,60)^2} \Rightarrow h_{tail} = 0,0005 \cdot (Q - 7,6)^2$$

Οι υδραυλικές απώλειες υφίστανται για όλη τη διάρκεια του έτους και για τον υπολογισμό τους χρησιμοποιούμε την $Q_{n,used}$. Οι απώλειες στο αυλάκι εκροής υπάρχουν μόνο την διάρκεια του έτους που οι τιμές της παροχής του ποταμού Q_n είναι μεγαλύτερες από τη παροχή σχεδίασης των εγκαταστάσεων και για τον υπολογισμό τους χρησιμοποιούμε την Q_n . Οι τιμές των υδραυλικών απωλειών και των απωλειών που προκαλούνται στο αυλάκι εκροής φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 5.8.

Πίνακας 5.8: Υπολογισμός της καμπύλης διάρκειας ισχύος

n (%)	$Q_{n,used}$ (m ³ /sec)	h_{hydr}	h_{tail}	e_t (%)	P (kW)
0	7,6	4,38976	0,00968	0,89	6696,121
5	7,6	4,38976	0,00409	0,89	6696,476
10	7,6	4,38976	0,002311	0,89	6696,589
15	7,6	4,38976	0,000911	0,89	6696,677
20	7,6	4,38976	0,000238	0,89	6696,72
25	7,6	4,38976	5,45E-05	0,89	6696,732
30	7,6	4,38976	2E-07	0,89	6696,735
35	7,28	4,027878	0	0,91	6529,881
40	7,03	3,755988	0	0,92	6376,984
45	6,7	3,41164	0	0,92	6150,11
50	6,41	3,122696	0	0,93	5928,35
55	6,11	2,83724	0	0,93	5676,653
60	5,76	2,521498	0	0,93	5365,176
65	5,42	2,232606	0	0,93	5047,365
70	5,22	2,070878	0	0,92	4852,03
75	4,89	1,81732	0	0,92	4516,149
80	4,5	1,539	0	0,90	4092,171
85	4,08	1,265126	0	0,87	3606,225
90	3,81	1,103224	0	0,85	3285,127
95	3,31	0,832664	0	0,79	2663,072
100	2,18	0,361182	0	0,58	1290,644

Από τον Πίνακα 5.8 προκύπτει το Σχήμα 5.3, όπου φαίνεται η καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης παροχής ενεργειακής σημασίας, η καμπύλη διάρκειας χρησιμοποιούμενης παροχής και η καμπύλη διάρκειας ισχύος.

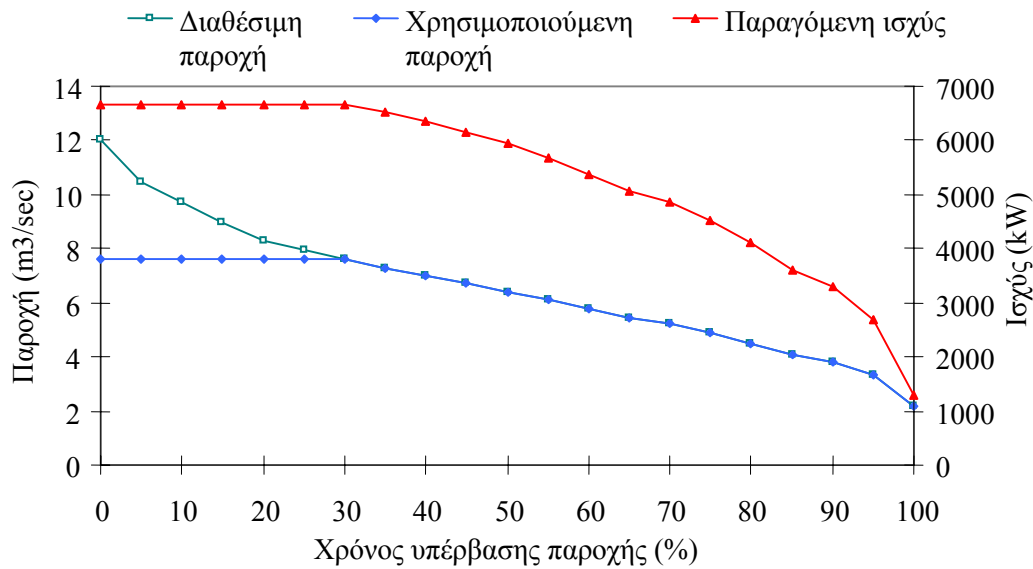
Δύο από τις ποσότητες της παραγόμενης ισχύος που μας ενδιαφέρουν ιδιαίτερα, είναι η ισχύς σχεδίασης, P_{des} και η ελάχιστη καθορισμένη ισχύ του σταθμού, P_{firm} :

$$P_{des} = 9326,34 \cdot Q_{des} \cdot e_{t,des} \cdot [110 - (h_{hydr,des})] \Rightarrow$$

$$P_{des} = 9326,34 \cdot 7,6 \cdot 0,89 \cdot (110 - 4,390) \Rightarrow P_{des} = 6697 \text{ kW}$$

$$P_{firm} = 9326,34 \cdot Q_{firm} \cdot e_{t,firm} \cdot [110 - (h_{hydr,firm})] \Rightarrow$$

$$P_{firm} = 9326,34 \cdot 3,31 \cdot 0,792 \cdot (110 - 0,833) \Rightarrow P_{firm} = 2663 \text{ kW}$$



Σχήμα 5.3: Καμπύλη διάρκειας ισχύος

Η ετήσια διαθέσιμη ενέργεια E_{avail} του ΥΗΣ, μετρούμενη σε Wh/έτος, υπολογίζεται μέσω των τιμών P , σε W, με την ολοκλήρωση της καμπύλης διάρκειας ισχύος κατά τον τραπεζοειδή κανόνα, ως εξής:

$$E_{avail} = \sum_{k=1}^{20} \left(\frac{P_{5(k-1)} + P_{5k}}{2} \right) \cdot \frac{5}{100} \cdot 8760 \cdot (1 - l_{dt}) \Rightarrow E_{avail} = \sum_{k=1}^{20} \left(\frac{P_{5(k-1)} + P_{5k}}{2} \right) \cdot 420,48 \Rightarrow$$

$$E_{avail} = 45522 \text{ MWh}$$

Επειδή η εγκατάσταση θα συνδεθεί σε κεντρικό ηλεκτρικό δίκτυο, υποθέτουμε ότι το δίκτυο είναι σε θέση να απορροφήσει όλη την ενέργεια που παράγεται από τον ΥΗΣ. Επομένως, όλη η διαθέσιμη ενέργεια θα παραδοθεί στο δίκτυο και η παραδοθείσα ανανεώσιμη ενέργεια E_{dlvd} , είναι ίση με την E_{avail} :

$$E_{dlvd} = E_{avail} \Rightarrow E_{dlvd} = 45522 \text{ MWh}$$

Ο συντελεστής χρησιμοποίησης K του ΥΗΣ είναι ίσος με:

$$K = \frac{E_{avail}}{8760 \cdot P_{des}} \Rightarrow K = \frac{45522000}{8760 \cdot 6697} \Rightarrow K = 77,59\%$$

5.5 ΟΙΚΟΛΟΓΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ

Η οικολογική μελέτη πραγματοποιείται ξεχωριστά από την υπόλοιπη μεθοδολογία και δεν αλλοιώνει τα υπόλοιπα αποτελέσματα. Θεωρούμε ως δεδομένο ότι ένας τόνος αερίου CH_4 αντιστοιχεί σε είκοσι ένα τόνους αερίου CO_2 και ένας τόνος αερίου N_2O αντιστοιχεί σε τριακόσιους δέκα τόνους αερίου CO_2 . Η σύγκριση που ακολουθεί αφορά τον ΥΗΣ που θα εγκαταστήσουμε και έναν εικονικό σταθμό παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος από φυσικό αέριο. Τις απώλειες μεταφοράς και διανομής τις ορίζουμε ίσες με 8% και για τους δύο σταθμούς.

Για τον σταθμό που λειτουργεί με φυσικό αέριο, ο συντελεστής απελευθέρωσης αερίου θερμοκηπίου είναι ίσος με:

$$F_{GHG} = (f_{CO_2} + f_{CH_4} \cdot 21 + f_{NO_2} \cdot 310) \cdot \frac{1}{E} \cdot \frac{1}{1 - l_{T\&D}} \cdot 3,6 \cdot 10^{-3} \Rightarrow$$

$$F_{GHG} = (56,1 + 0,0030 \cdot 21 + 0,0010 \cdot 310) \cdot \frac{1}{0,45} \cdot \frac{1}{1 - 0,08} \cdot 3,6 \cdot 10^{-3} \Rightarrow$$

$$F_{GHG} = 0,491 \text{ tn}_{CO_2} / \text{MWh}$$

Η ετήσια ποσότητα των αερίων του θερμοκηπίου που ‘γλιτώνει’ η ατμόσφαιρα από την κατασκευή του ΥΗΣ είναι:

$$R_{GHG} = E_{dvd} \cdot (1 - l_{T\&D}) \cdot F_{GHG} \Rightarrow$$

$$R_{GHG} = 45522 \cdot (1 - 0,08) \cdot 0,491 \Rightarrow R_{GHG} = 20563 \text{ tn}_{CO_2} / \text{έτος}$$

5.6 ΑΡΧΙΚΗ ΚΟΣΤΟΛΟΓΗΣΗ ΕΡΓΟΥ

5.6.1 ΕΝΔΙΑΜΕΣΕΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ

Πριν την εύρεση του αρχικού συνολικού κόστους του ΥΗΣ, θα πρέπει να υπολογιστούν κάποιες ενδιάμεσες παράμετροι για τη σωστή χρήση των εξισώσεων.

- *Βασικές παράμετροι του ΥΗΣ*

Η προτεινόμενη κατάταξη του ΥΗΣ από τον αλγόριθμο είναι μίνι, καθώς

$$0,4 \text{ m}^3/\text{sec} \leq Q_d = 7,6 \text{ m}^3/\text{sec} \leq 12,88 \text{ m}^3/\text{sec}$$

Η παροχή στον κάθε στρόβιλο είναι ίση με

$$Q_u = Q_d / n \Rightarrow Q_u = 7,6 / 1 \Rightarrow Q_u = 7,6 \text{ m}^3/\text{sec}$$

Προσεγγιστικά, για εφαρμογή στις εξισώσεις κόστους και μόνο, η διάμετρος του δρομέα ενός στροβίλου αντιδράσεως υπολογίζεται από την σχέση:

$$d = 0,482 \cdot Q_u^{0,45} \Rightarrow d = 0,482 \cdot 7,6^{0,45} \Rightarrow d = 1,2 \text{ m}$$

Η ποσότητα MW_u , δεδομένης της προτεινόμενης κατάταξης του ΥΗΣ, είναι ίση με

$$MW_u = 7,79 \cdot Q_u \cdot H_g / 1000 \Rightarrow MW_u = 7,79 \cdot 7,6 \cdot 110 / 1000 \Rightarrow MW_u = 6,512 \text{ MW}$$

Η ποσότητα MW , είναι ίση με

$$MW = MW_u \cdot n \Rightarrow MW = 6,512 \cdot 1 \Rightarrow MW = 6,512 \text{ MW}$$

- *Συντελεστές προσδιορισμού κόστους για τον εξοπλισμό ανανεώσιμης ενέργειας*

Ο συντελεστής συνδεσιμότητας με το δίκτυο για χρήση ασύγχρονων γεννητριών, δεδομένου ότι $MW > 1,5 \text{ MW}$, είναι ίσος με

$$G = 1$$

Ο συντελεστής χρήσης γεννήτριας χαμηλού κόστους, δεδομένου ότι $MW < 10 MW$, είναι ίσος με

$$C_g = 0,75$$

Ο συντελεστής για στρόβιλο χαμηλού κόστους σε οριζόντιο άξονα ισχύει μόνο για στροβίλους αντιδράσεως και δεδομένου ότι $d < 1,8m$, είναι ίσος με

$$K_t = 0,9$$

- Συντελεστές προσδιορισμού κόστους για το καλώδιο ισχύος

Ο συντελεστής κόστους κατασκευής ξύλινου στύλου έναντι ατσάλινου πύργου, δεδομένου ότι $V < 69kV$, είναι ίσος με

$$P = 0,85$$

- Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά για τους αγωγούς ύδατος

Η διάμετρος του αγωγού είναι ίση με

$$d_p = 0,285 \cdot \left(\frac{Q_d}{n_p} \right)^{0,38} \cdot \left(\frac{l_p}{H_g \cdot k_p} \right)^{0,19} \Rightarrow d_p = 0,285 \cdot \left(\frac{7,6}{1} \right)^{0,38} \left(\frac{50}{110 \cdot 0,0042} \right)^{0,19} \Rightarrow d_p = 1,5 \text{ m}$$

Το πάχος του τοιχώματος του αγωγού στην είσοδο του ύδατος είναι ίσο με

$$t_t = d_p^{1,3} + 6 \Rightarrow t_t = 1,5^{1,3} + 6 \Rightarrow t_t = 7,69 \text{ mm}$$

Για την εύρεση του πάχους του τοιχώματος του αγωγού κοντά στον στρόβιλο βρίσκουμε αρχικά την παρακάτω ποσότητα

$$t'_b = 0,0375 \cdot d_p \cdot [H_g (1 - l_{hydr,max})] + 1,5 \Rightarrow 0,0375 \cdot 1,5 \cdot [110 \cdot (1 - 0,04)] + 1,5 \Rightarrow t'_b = 7,44 \text{ mm}$$

Η ποσότητα αυτή είναι μικρότερη από το πάχος του τοιχώματος του αγωγού στην είσοδο του ύδατος, συνεπώς το πάχος του τοιχώματος του αγωγού κοντά στον στρόβιλο είναι ίσο με

$$t_b = t_t \Rightarrow t_b = 7,69 \text{ mm}$$

Το μέσο πάχος του τοιχώματος του αγωγού, είναι ίσο με

$$t_{ave} = \frac{t_t + t_b}{2} \Rightarrow t_{ave} = 7,69 \text{ mm}$$

Το βάρος του αγωγού είναι ίσο με

$$W = 24,7 \cdot d_p \cdot l_p \cdot t_{ave} \Rightarrow W = 24,7 \cdot 1,5 \cdot 50 \cdot 7,69 \Rightarrow W = 14246 \text{ kg}$$

- Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά για το κανάλι (Δεν έχει κανάλι)
- Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά για το τούνελ

Μία πρώτη προσέγγιση για τον υπολογισμό της διαμέτρου του τούνελ δίνεται από την παρακάτω σχέση

$$d_{Tcalc} = 0,4734 \cdot \left(Q_d^2 \cdot \frac{l_T}{k_T \cdot H_g} \right)^{0,1875} \Rightarrow 0,4734 \cdot \left(7,6^2 \cdot \frac{600}{0,02 \cdot 110} \right)^{0,1875} \Rightarrow d_{Tcalc} = 2,9 \text{ m}$$

Δεδομένου ότι η κατασκευή του τούνελ δεν γίνεται χειροποίητα και το έργο πραγματοποιείται εντός των συνόρων του Καναδά

$$d_T = d_{Tcalc} \Rightarrow d_T = 2,9 \text{ m}$$

Ο όγκος των βράχων από την εκσκαφή του τούνελ είναι ίσος με

$$R_v = \pi \cdot \frac{d_T^2}{4} \cdot l_T \Rightarrow R_v = \pi \cdot \frac{2,9^2}{4} \cdot 1,8 \Rightarrow R_v = 3961 \text{ m}^3$$

Ο όγκος του σκυροδέματος στο εσωτερικό του τούνελ είναι μηδενικός δεδομένου ότι $T_c = 0\%$, επομένως

$$C_v = 0 \text{ m}^3$$

- Συντελεστές κόστους για έργα εκτός Καναδά (Έργο εντός Καναδά)
- Άλλα χαρακτηριστικά που επηρεάζουν το κόστος

Επειδή δεν υπάρχει παγετός στην τοποθεσία θέτουμε $f=180$ και ο συντελεστής παγετού, υπολογίζεται από την σχέση

$$F = 110 / (365 - f)^{0,9} \Rightarrow F = 110 / (365 - 180)^{0,9} \Rightarrow F = 1,002$$

5.6.2 ΑΡΧΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ

Μετά το πέρας των παραπάνω υπολογισμών, μπορούμε να χρησιμοποιήσουμε τις Εξισώσεις Κόστους της “Τυπικής” μεθόδου κοστολόγησης για την εύρεση του αρχικού κόστους του ΥΗΣ.

- Εύρεση των Βασικών Εξισώσεων Κόστους

Το κόστος για τα μηχανικά μέρη υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 3

$$\begin{aligned} EK\ 3 &= 0,37 \cdot n^{0,1} \cdot E \cdot \left(\frac{MW}{H_g^{0,3}} \right)^{0,54} \times 10^6 \Rightarrow \\ EK3 &= 0,37 \cdot 1 \cdot 1 \cdot \left(\frac{6,512}{110^{0,3}} \right)^{0,54} \times 10^6 \Rightarrow EK3 = \$475228 \end{aligned}$$

Το κόστος του εξοπλισμού ανανεώσιμης ενέργειας υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 4

$$\begin{aligned} EK4 &= 0.82 \cdot n^{0.96} \cdot G \cdot C_g \cdot \left(\frac{MW}{H_g^{0.28}} \right)^{0.9} \times 10^6 + \\ &0.17 \cdot n^{0.96} \cdot J_t \cdot K_t \cdot d^{1.47} \cdot \left[(13 + 0.01 \cdot H_g)^{0.3} + 3 \right] \times 10^6 \Rightarrow \\ EK4 &= 0.82 \cdot 1^{0.96} \cdot 1 \cdot 0.75 \cdot \left(\frac{6,513}{110^{0.28}} \right)^{0.9} \times 10^6 \\ &+ 0.17 \cdot 1^{0.96} \cdot 1.1 \cdot 0.9 \cdot 1.2^{1.47} \cdot \left[(13 + 0.01 \cdot 110)^{0.3} + 3 \right] \times 10^6 \Rightarrow \\ EK4 &= \$2162522 \end{aligned}$$

Το κόστος για την εγκατάσταση του εξοπλισμού ανανεώσιμης ενέργειας υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 5

$$EK5 = 0.15 \cdot (EK4) \Rightarrow EK5 = 0.15 \cdot \$2162522 \Rightarrow EK5 = \$324378$$

Το κόστος του δρόμου πρόσβασης υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 6

$$EK6 = 0.025 \cdot T \cdot A^2 \cdot l_a^{0.9} \times 10^6 \Rightarrow EK6 = 0.025 \cdot 0.25 \cdot 4^2 \cdot 2.2^{0.9} \times 10^6 \Rightarrow EK6 = \$203320$$

Το κόστος του καλωδίου ισχύος υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 7

$$\begin{aligned} EK7 &= 0.0011 \cdot D \cdot P \cdot l_t^{0.95} V \times 10^6 \Rightarrow \\ EK7 &= 0.0011 \cdot 2 \cdot 0.85 \cdot 1.8^{0.95} 13.8 \times 10^6 \Rightarrow EK7 = \$45106 \end{aligned}$$

Το κόστος του υποσταθμού και του μετασχηματιστή υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 8

$$\begin{aligned} EK8 &= [0.0025 \cdot n^{0.95} + 0.002 \cdot (n+1)] \times \left(\frac{MW}{0.95} \right)^{0.9} \times V^{0.3} \times 10^6 \Rightarrow \\ EK8 &= [0.0025 \cdot 1^{0.95} + 0.002 \cdot (1+1)] \times \left(\frac{6,512}{0.95} \right)^{0.9} \times 13.8^{0.3} \times 10^6 \Rightarrow EK8 = \$80773 \end{aligned}$$

Το κόστος για την εγκατάσταση του υποσταθμού και του μετασχηματιστή υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 9

$$EK9 = 0.15 \cdot (EK8) \Rightarrow EK9 = 0.15 \cdot \$80773 \Rightarrow EK9 = \$12116$$

Το κόστος για λοιπές εργασίες πολιτικού μηχανικού υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 10

$$\begin{aligned} EK10 &= 3.54 \cdot n^{-0.04} \cdot C \cdot R \cdot \left(\frac{MW}{H_g^{0.3}} \right)^{0.82} \cdot (1 + 0.01 \cdot l_b) \cdot (1 + 0.005 \cdot \frac{l_d}{H_g}) \cdot 10^6 \Rightarrow \\ EK10 &= 3.54 \cdot 1^{-0.04} \cdot 1 \cdot 1 \cdot \left(\frac{6,513}{110^{0.3}} \right)^{0.82} \cdot (1 + 0.01 \cdot 20) \cdot (1 + 0.005 \cdot \frac{125}{110}) \cdot 10^6 \Rightarrow \end{aligned}$$

$$EK\ 10 = \$6247530$$

Το κόστος των αγωγών ύδατος υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 11

$$EK\ 11 = 20 \cdot n_p^{0.95} \cdot W^{0.88} \Rightarrow EK\ 11 = 20 \cdot 1^{0.95} 14245^{0.88} \Rightarrow EK\ 11 = \$90418$$

Το κόστος της εγκατάστασης των αγωγών ύδατος υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 12

$$EK\ 12 = 5 \cdot W^{0.88} \Rightarrow EK\ 12 = 5 \cdot 14245^{0.88} \Rightarrow EK\ 12 = \$22604$$

Δεν υπάρχει κανάλι, οπότε το κόστος αυτό είναι μηδενικό όπως φαίνεται και μέσω της Εξίσωσης Κόστους 13

$$EK\ 13 = 20 \times \left[(1.5 + 0.01 \cdot S_s^{1.5}) \cdot Q_d \cdot l_{cs} \right]^{0.9} + 100 \times \left[(1.5 + 0.016 \cdot S_r^2) \cdot Q_d \cdot l_{cr} \right]^{0.9} \Rightarrow EK\ 13 = \$0$$

Το κόστος για την κατασκευή του τούνελ υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 14

$$EK\ 14 = 400 \cdot R_v^{0.88} + 4000 C_v^{0.88} \Rightarrow EK\ 14 = 400 \cdot 3961^{0.88} + 4000 \cdot 0^{0.88} \Rightarrow EK\ 14 = \$586311$$

• *Τροποποίηση των Βασικών Εξισώσεων Κόστους*

Το έργο κατασκευάζεται εντός του Καναδά, οπότε πολλαπλασιάζουμε τις Εξισώσεις Κόστους 3, 5, 6, 7, 9, 10, 12, 13 και 14 με τον Συντελεστή Παγετού $F=1,002$. Επιπλέον πολλαπλασιάζουμε όλες τις Εξισώσεις Κόστους με την σταθερά του πληθωρισμού, $In=1.030$. Οι Εξισώσεις Κόστους τροποποιούνται ως εξής:

$$\begin{aligned} EK\ 3 &= F \cdot In \cdot 475228 \Rightarrow EK\ 3 = \$490464 \\ EK\ 4 &= In \cdot 2162522 \Rightarrow EK\ 4 = \$2227398 \\ EK\ 5 &= F \cdot In \cdot 324378 \Rightarrow EK\ 5 = \$334778 \\ EK\ 6 &= F \cdot In \cdot 203320 \Rightarrow EK\ 6 = \$209838 \\ EK\ 7 &= F \cdot In \cdot 45106 \Rightarrow EK\ 7 = \$46552 \\ EK\ 8 &= In \cdot 80773 \Rightarrow EK\ 8 = \$83196 \\ EK\ 9 &= F \cdot In \cdot 12116 \Rightarrow EK\ 9 = \$12504 \\ EK\ 10 &= F \cdot In \cdot 6247530 \Rightarrow EK\ 10 = \$6447826 \\ EK\ 11 &= In \cdot 90418 \Rightarrow EK\ 11 = \$93131 \\ EK\ 12 &= F \cdot In \cdot 22604 \Rightarrow EK\ 12 = \$23329 \\ EK\ 13 &= F \cdot In \cdot 0 \Rightarrow EK\ 13 = \$0 \\ EK\ 14 &= F \cdot In \cdot 586311 \Rightarrow EK\ 14 = \$605108 \end{aligned}$$

Οι Εξισώσεις Κόστους 1, 2 και 15 υπολογίζονται τώρα βάση της αθροιστικής ιδιότητάς τους. Το κόστος για την περιβαλλοντική μελέτη και την μελέτη σκοπιμότητας του ΥΗΣ υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 1

$$EK\ 1 = 0.032 \cdot \Sigma (EK\ 2) \text{ μέχρι } (EK\ 15) \Rightarrow EK\ 1 = 0.032 \cdot \$12588819 \Rightarrow EK\ 1 = \$402842$$

Το κόστος για την ανάπτυξη υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 2

$$EK\ 2 = 0.04 \cdot \Sigma (EK\ 3) \text{ μέχρι } (EK\ 14) \Rightarrow EK\ 2 = 0.04 \cdot \$10574124 \Rightarrow EK\ 2 = \$422964$$

Άλλα απρόβλεπτα κόστη υπολογίζονται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 15

$$EK 15 = (0.275 \cdot i \cdot Q_d^{0.35} + 0.1) \cdot \Sigma (EK 2) \text{ μέχρι } (EK 14) \Rightarrow$$

$$EK 15 = (0.275 \cdot 0,08 \cdot 7,6^{0.35} + 0.1) \cdot \$10997088 \Rightarrow EK 15 = \$1591731$$

• *Αρχικό Συνολικό Κόστος της εγκατάστασης*

Τα προηγούμενα κόστη παρουσιάζουν αποκλίσεις από την πραγματικότητα, τα τροποποιούμε πολλαπλασιάζοντάς τα με τους κατάλληλους συντελεστές όπως φαίνονται στον Πίνακα 5.9. Στον πίνακα, επίσης φαίνονται επιπλέον αρχικά κόστη όπως η αγορά της γης (Εξίσωση Κόστους 19) πάνω στην οποία θα αναπτυχθεί ο σταθμός και άλλα έξοδα ή έσοδα (Εξίσωση Κόστους 21). Οι Εξισώσεις Κόστους, μπορούν να ενωθούν σε κατηγορίες (Εξισώσεις Κόστους 20, 17, 18 και 22) όπως φαίνεται στον πίνακα. Το Αρχικό Συνολικό Κόστος υπολογίζεται στην τελευταία γραμμή του πίνακα (συμβολίζεται με I).

Πίνακας 5.9: Αρχικό κόστος της εγκατάστασης

Κατηγορίες Κόστους	Ποσά	Συντελεστές διόρθωσης	Κόστη
Μελέτη σκοπιμότητας	\$402842	0	-
Ανάπτυξη	\$422964	2,6	\$1099706
Αγορά γης (EK 19)			\$201322
<i>Μερικό Σύνολο Ανάπτυξης (EK 20)</i>			\$1301028
Μηχανικά	\$490464	5,9	\$2893738
Εξοπλισμός ανανεώσιμης ενέργειας	\$2227398	1,34	\$2984709
<u>Κατασκευαστικά κόστη εγκατάστασης</u>			
Δρόμος πρόσβασης	\$209838	0,94	\$197248
Καλώδιο ισχύος	\$46552	8,10	\$377071
Υποσταθμός και μετασχηματιστής	\$83196	8,08	\$672224
Αγωγοί ύδατος	\$93131	3,4	\$316645
Κανάλι	\$0	0	\$0
Τούνελ	\$605108	3,12	\$1887937
Εργασίες πολιτικού μηχανικού (EK 17)	\$6818437	0,24	\$1636425
<i>Μερικό σύνολο κατασκευαστικό (EK 18)</i>			\$5087550
Διάφορα	\$1591731	0,43	\$684444
Άλλα - κόστη (EK 21)			\$984079
<i>Μερικό σύνολο διαφόρων (EK 22)</i>			\$1668523
Αρχικό Συνολικό Κόστος			$I = \\$13935548$

5.6.3 ΕΤΗΣΙΑ ΚΑΙ ΠΕΡΙΟΔΙΚΑ ΕΞΟΔΑ

Στον Πίνακα 5.10 παρουσιάζονται τα ετήσια έξοδα για την λειτουργία του ΜΥΗΣ.

Πίνακας 5.10: Ετήσια έξοδα

α/α	Ετήσια Έξοδα	Ποσότητα	Μονάδα μέτρησης ποσότητας	Κόστος μονάδας	Τελικό ποσό
1)	Ενοικίαση γης	1	-	\$5492	5492

2)	Φόροι ιδιοκτησίας	1	%	\$13935548	139355
3)	Κόστος εκμετάλλευσης ύδατος	6662	kW	19,51 \$/kW	130000
4)	Ασφάλιστρα	0,40	%	\$13935548	55742
5)	Συντήρηση καλωδίου μετάδοσης ισχύος	1,1	%	\$1049295	11542
6)	Ανταλλακτικά	0,50	%	\$13935548	69678
7)	Εργατικά λειτουργίας και συντήρησης	1,00	Ανά έτος	\$40000	40000
8)	Ταξίδια και διαμονή	6	Ταξίδια	\$1000	6000
9)	Γενικά και διοικητικά	10	%	\$457809	45781
10)	Άλλα - Κόστος	1	-	\$41000	41000
11)	Απρόοπτα	10	%	\$503590	50359
Συνολικά ετήσια έξοδα				\$594949	

Για περιοδικά έξοδα δεν έχουμε καμία πληροφορία και συνεχίζουμε την ανάλυση χωρίς να τα υπολογίζουμε.

5.7 ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

Στην ενότητα αυτή θα πραγματοποιηθεί η χρηματοοικονομική ανάλυση για το προτεινόμενο επενδυτικό έργο. Για αρχή υπολογίζονται ορισμένες βασικές μεταβλητές όπως το ποσό I_{cap} που αποτελεί το αρχικό μετοχικό κεφάλαιο, και εξάγεται από τη σχέση:

$$I_{cap} = I(1 - R_{costs}) \Rightarrow I_{cap} = \$13935548 \cdot (1 - 0,75) \Rightarrow I_{cap} = \$3483887$$

Το χρέος του έργου, $Project_{debt}$, υπολογίζεται από τη σχέση:

$$Project_{debt} = I - I_{cap} \Rightarrow Project_{debt} = \$13935548 - \$3483887 \Rightarrow Project_{debt} = \$10451661$$

5.7.1 ΕΤΗΣΙΑ ΕΣΟΔΑ ΚΑΙ ΕΞΟΔΑ

Τα ετήσια έσοδα ή πιστώσεις του έργου, προέρχονται από την παραγωγή ενέργειας του συστήματος και την εξοικονόμηση εγκατεστημένης ισχύος, από την παραγωγή ανανεώσιμης ενέργειας και από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου. Πιο αναλυτικά, στην εξεταζόμενη περίπτωση έργου, οι πιστώσεις από την παραγωγή ενέργειας, υπολογίζονται από τη σχέση:

$$S_E = E_{dld} \cdot e_E + E_{excess} \cdot e_{excess} \Rightarrow S_E = 45522000 kWh \cdot 0,0439 \$ / kWh \Rightarrow S_E = \$1998416$$

Ετήσιο εισόδημα από την εξοικονόμηση εγκατεστημένης ισχύος δεν υπάρχει στη συγκεκριμένη περίπτωση.

Ετήσιο εισόδημα από την παραγωγή ανανεώσιμης ενέργειας δεν υπάρχει στη συγκεκριμένη περίπτωση.

Υπολογίζεται η συνολική μείωση εκπομπής CO₂ για τη διάρκεια ζωής του έργου, με βάση το συνολικό ισοδύναμο συντελεστή εκπομπής CO₂. Η διάρκεια ζωής του έργου είναι PL = 20 έτη, οπότε για ετήσια μείωση εκπομπής CO₂ ίση με 20563 τόνους CO₂, όπως υπολογίστηκε πριν, η συνολική μείωση θα είναι 20·20563 = 411260 τόνοι CO₂. Όμως ετήσιο εισόδημα από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου δεν υπάρχει στη συγκεκριμένη περίπτωση.

Συνεπώς τα ετήσια συνολικά έσοδα, ως το άθροισμα των παραπάνω εισοδημάτων, είναι ίσα με $Sa = \$1998416$.

Τα ετήσια έξοδα για την λειτουργία και την συντήρηση του ΜΥΗΣ έχουν υπολογιστεί και είναι ίσα με \$594949.

Το ετήσιο χρεολύσιο για την εξόφληση του χρέους του έργου, υπολογίζεται από τη σχέση:

$$D_p = \frac{Project_{debt} \cdot r_{debt} \cdot (1 + r_{debt})^{Debt_{term}}}{(1 + r_{debt})^{Debt_{term}} - 1} \Rightarrow$$

$$D_p = \frac{\$10451661 \cdot 0,08 \cdot (1 + 0,08)^{20}}{(1 + 0,08)^{20} - 1} \Rightarrow D_p = \$1064525$$

Συνεπώς τα ετήσια συνολικά έξοδα, ως το άθροισμα των παραπάνω εξόδων, είναι ίσα με \$1659474.

5.7.2 ΤΑΜΕΙΑΚΕΣ ΡΟΕΣ

5.7.2.1 ΕΤΗΣΙΕΣ ΤΑΜΕΙΑΚΕΣ ΡΟΕΣ ΠΡΟ ΦΟΡΟΥ

Θα εξεταστούν στη συνέχεια μερικοί δείκτες και κριτήρια αξιολόγησης της βιωσιμότητας του έργου. Για το λόγο αυτό, θα χρειαστεί να υπολογιστούν οι ετήσιες καθαρές ταμειακές ροές του έργου. Η καθαρή ταμειακή ροή προ φόρου, περιλαμβάνει τα συνολικά ετήσια έσοδα και έξοδα.

Συγκεκριμένα, για το έτος 0, τα έσοδα από δωρεές ή επιδοτήσεις είναι μηδέν και η αξία τέλους έργου στην περίπτωση αυτή είναι μηδέν. Τα έξοδα για το έτος 0, περιλαμβάνουν το ποσό που καταβλήθηκε για τη σύνθεση του μετοχικού κεφαλαίου το οποίο υπολογίζεται ότι έγινε το έτος 0 και είναι ίσα με $I_{cap} = \$3483887$. Άρα, για το έτος 0, τα συνολικά έξοδα είναι \$3483887.

Σύμφωνα με όλα τα παραπάνω, η καθαρή ταμειακή ροή προ φόρων του έργου για το έτος 0 είναι $Συνολικά\ έσοδα - Συνολικά\ έξοδα$, δηλαδή $0 - \$3483887 = \-3483887

Για τα έτη 1 έως PL ($1 \leq n \leq 20$), οι ταμειακές ροές προ φόρων υπολογίζονται ως εξής:

Συνολικά έσοδα:

- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος ζωής του έργου ($1 \leq n \leq 20$), υπολογίζονται οι εξοικονομήσεις πόρων ενέργειας:

$$S_{n_E} = S_E \cdot (1 + r_{E_cost})^n \Rightarrow S_{n_E} = \$1998416(1 + 0,03)^n \Rightarrow S_{n_E} = \$1998416 \cdot 1,03^n$$

- Ετήσιο εισόδημα από την εξοικονόμηση εγκατεστημένης ισχύος δεν υπάρχει στη συγκεκριμένη περίπτωση.
- Ετήσιο εισόδημα από την παραγωγή ανανεώσιμης ενέργειας δεν υπάρχει στη συγκεκριμένη περίπτωση.
- Ετήσιο εισόδημα από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου δεν υπάρχει στη συγκεκριμένη περίπτωση.
- Εισόδημα από την αξία τέλους του έργου δεν υπάρχει

Τα συνολικά έσοδα προ φόρων κάθε έτους n υπολογίζονται αθροίζοντας τα αντίστοιχα έσοδα όπως αυτά υπολογίζονται παραπάνω. Ο Πίνακας 5.11 συγκεντρώνει τα αποτελέσματα για τα ετήσια έσοδα στην περίπτωση που εξετάζεται.

Συνολικά έξοδα:

- Τα έξοδα για τη λειτουργία και τη συντήρηση της εγκατάστασης, υπολογίζονται για κάθε έτος από n έως και 20 το τέλος δηλαδή της ζωής του έργου:

$$OM_c = OM \cdot (1 + f_p)^n \Rightarrow OM_c = \$594949 \cdot (1 + 0,025)^n \Rightarrow OM_c = \$594949 \cdot 1,025^n$$

- Τα έξοδα αποπληρωμής του χρέους για το έργο, έχουν υπολογιστεί ως το ετήσιο χρεολύσιο και είναι ίσα με $D_p = \$1064525$.
- Περιοδικά έξοδα δεν έχουν οριστεί από τον χρήστη

Τα συνολικά έξοδα προ φόρων κάθε έτους n υπολογίζονται αθροίζοντας τα αντίστοιχα έξοδα όπως αυτά υπολογίζονται παραπάνω. Ο Πίνακας 5.12 συγκεντρώνει τα αποτελέσματα για τα ετήσια έξοδα στην περίπτωση που εξετάζεται.

Πίνακας 5.11: Ετήσια έσοδα προ φόρων της εγκατάστασης.

Έτος n	Εξοικονομήσεις πόρων ενέργειας, S_{n_E} (\$)	Εξοικονομήσεις εγκατεστημένης ισχύος, S_{n_firm} (\$)	Έσοδα από την πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ, S_{n_ER} (\$)	Έσοδα από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου, S_{n_GHG} (\$)	Έξοδα από την αξία τέλους του έργου, EOL_{PL} (\$)	Συνολικά έσοδα (\$)
0	0	0	0	0	0	0
1	2058368	0	0	0	0	2058368
2	2120120	0	0	0	0	2120120
3	2183723	0	0	0	0	2183723
4	2249235	0	0	0	0	2249235
5	2316712	0	0	0	0	2316712
6	2386213	0	0	0	0	2386213
7	2457800	0	0	0	0	2457800
8	2531534	0	0	0	0	2531534
9	2607480	0	0	0	0	2607480
10	2685704	0	0	0	0	2685704
11	2766275	0	0	0	0	2766275

12	2849263	0	0	0	0	2849263
13	2934741	0	0	0	0	2934741
14	3022784	0	0	0	0	3022784
15	3113467	0	0	0	0	3113467
16	3206871	0	0	0	0	3206871
17	3303077	0	0	0	0	3303077
18	3402169	0	0	0	0	3402169
19	3504235	0	0	0	0	3504235
20	3609362	0	0	0	0	3609362

Πίνακας 5.12: Ετήσια έξοδα προ φόρων της εγκατάστασης.

Έτος n	Αρχικό μετοχικό κεφάλαιο, I_{cap} (\$)	Λειτουργικά έξοδα και έξοδα συντήρησης, OM_c (\$)	Έξοδα αποπληρωμής του έργου, D_p (\$)	Διάφορα περιοδικά έξοδα, PE_n (\$)	Συνολικά έξοδα (\$)
0	3483887	0	0	0	3483887
1	0	609823	1064525	0	1674348
2	0	625068	1064525	0	1689593
3	0	640695	1064525	0	1705220
4	0	656712	1064525	0	1721237
5	0	673130	1064525	0	1737655
6	0	689958	1064525	0	1754483
7	0	707207	1064525	0	1771732
8	0	724888	1064525	0	1789413
9	0	743010	1064525	0	1807535
10	0	761585	1064525	0	1826110
11	0	780625	1064525	0	1845150
12	0	800140	1064525	0	1864665
13	0	820144	1064525	0	1884669
14	0	840647	1064525	0	1905172
15	0	861664	1064525	0	1926189
16	0	883205	1064525	0	1947730
17	0	905285	1064525	0	1969810
18	0	927917	1064525	0	1992442
19	0	951115	1064525	0	2015640
20	0	974893	1064525	0	2039418

Τα συνολικά έσοδα και έξοδα για κάθε ετήσιο κύκλο λειτουργίας της εγκατάστασης φαίνονται στον Πίνακα 5.13. Στον ίδιο πίνακα φαίνονται η διαφορά των ετήσιων συνολικών εσόδων από τα ετήσια συνολικά έξοδα, καθώς και οι καθαρές συνολικές ταμειακές ροές προ φόρων του έργου.

Οι καθαρές ταμειακές ροές προ φόρων για κάθε έτος n υπολογίζονται από την αλγεβρική διαφορά $\text{Συνολικά έσοδα}_n - \text{Συνολικά έξοδα}_n$. Οι καθαρές συνολικές ταμειακές ροές προ φόρων για κάθε έτος n υπολογίζονται από το αλγεβρικό άθροισμα της καθαρής συνολικής ταμειακής ροής του προηγούμενου έτους $(n-1)$ με την καθαρή ταμειακή ροή προ φόρων του έτους n .

Πίνακας 5.13: Ταμειακές ροές προ φόρων

Έτος n	Συνολικά έσοδα (\$)	Συνολικά έξοδα (\$)	Καθαρή ταμειακή ροή προ φόρων, CF_n^p (\$)	Καθαρή συνολική ταμειακή ροή προ φόρων, TCF_n^p (\$)
0	0	3483887	-3483887	-3483887
1	2058368	1674348	384021	-3099866
2	2120120	1689593	430526	-2669340
3	2183723	1705220	478503	-2190837
4	2249235	1721237	527997	-1662839
5	2316712	1737655	579057	-1083783
6	2386213	1754483	631730	-452053
7	2457800	1771732	686067	234014
8	2531534	1789413	742121	976135
9	2607480	1807535	799945	1776080
10	2685704	1826110	859594	2635674
11	2766275	1845150	921125	3556800
12	2849263	1864665	984598	4541398
13	2934741	1884669	1050073	5591470
14	3022784	1905172	1117611	6709081
15	3113467	1926189	1187278	7896360
16	3206871	1947730	1259140	9155501
17	3303077	1969810	1333266	10488768
18	3402169	1992442	1409727	11898495
19	3504235	2015640	1488594	13387089
20	3609362	2039418	1569943	14957032

5.7.2.2 ΕΤΗΣΙΟΣ ΦΟΡΟΣ

Ο φόρος (δίχως carryforward) υπολογίζεται ως το γινόμενο του φορολογικού συντελεστή εισοδήματος I_{tax} , που ορίζεται από τον χρήστη επί το καθαρό εισόδημα. Το καθαρό εισόδημα για κάθε έτος υπολογίζεται ως το άθροισμα των εξής παραγόντων, όπως φαίνεται στην στήλη 6 του Πίνακα 5.14:

- Τις καθαρές ταμειακές ροές. Στήλη 4 του Πίνακα 5.13.
- Το μετοχικό κεφάλαιο I_{cap} . Στήλη 2 του Πίνακα 5.12.
- Τους τόκους αποπληρωμής του χρέους του έργου. Μηδέν για το έτος 0 και για κάθε ένα από τα επόμενα έτη, εντός της προθεσμίας αποπληρωμής του χρέους του έργου υπολογίζονται από τη σχέση:

$$a_n = D_p \cdot \left(\frac{1}{1 + r_{Debt}} \right)^{Debt_{term} - n + 1} \Rightarrow a_n = 1064525 \cdot \left(\frac{1}{1 + 0,08} \right)^{20 - n + 1} \Rightarrow a_n = 1064525 \cdot 0,9259^{21 - n}$$

- Την αποσβενόμενη αξία του εξοπλισμού. Για το έτος 0 η απόσβεση λαμβάνεται ίση με:

$$Dep_0 = -(1 - T_{basis}) \cdot I \Rightarrow Dep_0 = -(1 - 0,85) \cdot 13935548 \Rightarrow Dep_0 = \$-2090332$$

Ενώ για τα έτη 1 έως DL , δίνεται ως εξής:

$$Dep = -T_{basis} \cdot I / DL \Rightarrow Dep = -0,85 \cdot 13935548 / 20 \Rightarrow Dep = \$-592261$$

Ο υπολογισμός του φόρου γίνεται φανερός στον Πίνακα 5.14.

Πίνακας 5.14: Εύρεση των ετήσιων φόρων

Έτος n	Καθαρή ταμειακή ροή προ φόρων, CF_n^p (\$)	Αρχικό μετοχικό κεφάλαιο, I_{cap} (\$)	Τόκοι χρέους του έργου a_n (\$)	Αποσβενόμενη αξία εξοπλισμού Dep (\$)	Καθαρό Εισόδημα (\$)	Φόρος (\$)
0	-3483887	3483887	0	-2090332	-2090332	-911385
1	384021	0	228392	-592261	20152	8786
2	430526	0	246663	-592261	84928	37029
3	478503	0	266396	-592261	152638	66550
4	527997	0	287708	-592261	223444	97422
5	579057	0	310725	-592261	297520	129719
6	631730	0	335583	-592261	375051	163522
7	686067	0	362429	-592261	456235	198919
8	742121	0	391424	-592261	541284	236000
9	799945	0	422737	-592261	630421	274864
10	859594	0	456556	-592261	723889	315616
11	921125	0	493081	-592261	821945	358368
12	984598	0	532527	-592261	924865	403241
13	1050073	0	575130	-592261	1032941	450362
14	1117611	0	621140	-592261	1146490	499870
15	1187278	0	670831	-592261	1265849	551910
16	1259140	0	724498	-592261	1391378	606641
17	1333266	0	782457	-592261	1523463	664230
18	1409727	0	845054	-592261	1662520	724859
19	1488594	0	912658	-592261	1808992	788720
20	1569943	0	985671	-592261	1963353	856022

5.7.2.3 ΕΤΗΣΙΕΣ ΤΑΜΕΙΑΚΕΣ ΡΟΕΣ ΜΕΤΑ ΦΟΡΟΥ

Οι καθαρές ταμειακές ροές μετά φόρων υπολογίζονται εάν από τις εισροές κεφαλαίου αφαιρεθούν οι αντίστοιχες εκροές και ο ανάλογος φόρος.

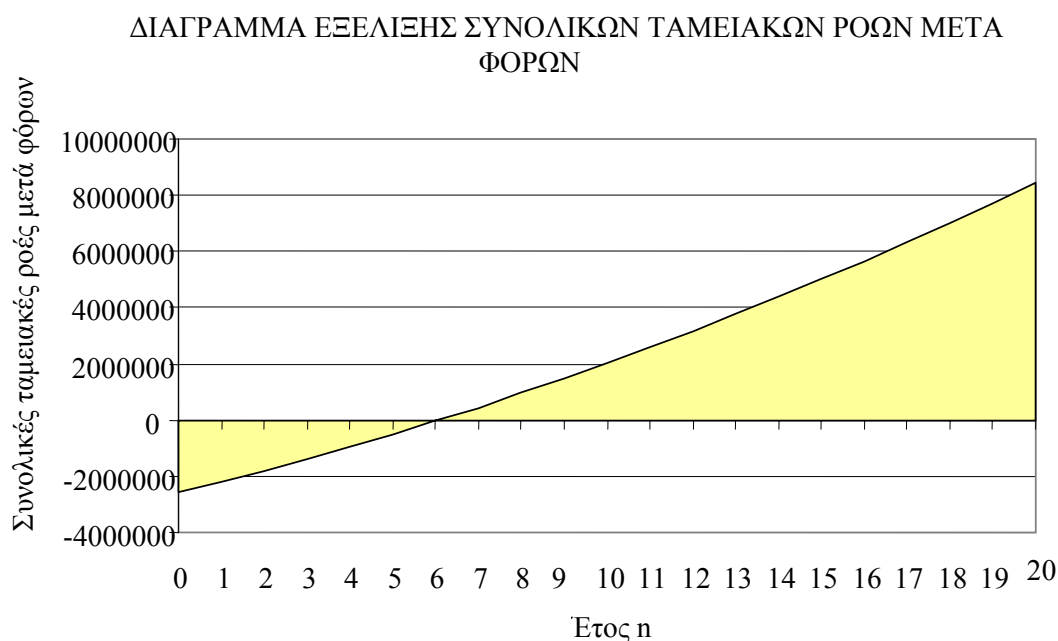
Η πρώτη συνολική καθαρή ταμειακή ροή μετά φόρων θεωρείται ίση με την πρώτη καθαρή ταμειακή ροή μετά φόρων. Οι υπόλοιπες συνολικές καθαρές ταμειακές ροές μετά φόρων, για τη διάρκεια ζωής του έργου, λαμβάνονται ίσες με το άθροισμα της προηγούμενης ροής συν την καθαρή ταμειακή ροή μετά φόρων, της τρέχουσας ροής. Τα παραπάνω φαίνονται στον Πίνακα 5.15.

Πίνακας 5.15: Ταμειακές ροές μετά φόρων

Έτος n	Συνολικά έσοδα (\$)	Συνολικά έξοδα (\$)	Φόρος (\$)	Καθαρή ταμειακή ροή μετά φόρων, CF_n^a (\$)	Καθαρή συνολική ταμειακή ροή μετά φόρων, TCF_n^a (\$)
0	0	3483887	-911385	-2572502	-2572502

1	2058368	1674348	8786	375235	-2197268
2	2120120	1689593	37029	393497	-1803770
3	2183723	1705220	66550	411953	-1391817
4	2249235	1721237	97422	430576	-961242
5	2316712	1737655	129719	449338	-511904
6	2386213	1754483	163522	468207	-43697
7	2457800	1771732	198919	487149	443452
8	2531534	1789413	236000	506121	949573
9	2607480	1807535	274864	525081	1474655
10	2685704	1826110	315616	543978	2018633
11	2766275	1845150	358368	562757	2581390
12	2849263	1864665	403241	581357	3162747
13	2934741	1884669	450362	599710	3762457
14	3022784	1905172	499870	617742	4380199
15	3113467	1926189	551910	635369	5015567
16	3206871	1947730	606641	652500	5668068
17	3303077	1969810	664230	669037	6337104
18	3402169	1992442	724859	684868	7021973
19	3504235	2015640	788720	699874	7721847
20	3609362	2039418	856022	713921	8435768

Στο Σχήμα 5.4 που ακολουθεί, απεικονίζεται γραφικά η εξέλιξη των καθαρών συνολικών ταμειακών ροών μετά φόρων με την πάροδο του χρόνου.



Σχήμα 5.4: Η εξέλιξη των καθαρών ταμειακών ροών του έργου στο χρόνο, έως το τέλος της ζωής του.

5.7.3 ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΟΥ ΕΡΓΟΥ

Στην ενότητα αυτή θα παρουσιαστούν μερικές χρηματοοικονομικές παράμετροι, οι οποίες μπορούν, ανάλογα με την τιμή την οποία θα λάβουν, να αξιολογήσουν το «πόσο» εφικτό είναι να υλοποιηθεί με θετικά αποτελέσματα το επενδυτικό έργο.

5.7.3.1 ΕΣΩΤΕΡΙΚΟΣ ΒΑΘΜΟΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΚΑΙ ΑΠΟΔΟΣΗ ΣΤΗΝ ΕΠΕΝΔΥΣΗ ΠΡΟ ΦΟΡΩΝ ΚΑΙ ΜΕΤΑ ΦΟΡΩΝ

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης προ φόρων συσχετίζεται με τις καθαρές ταμειακές ροές που εμφανίζονται προ φόρων, όπως αυτές φαίνονται στον Πίνακα 5.13. Είναι το επιτόκιο ε , όπως αυτό υπολογίζεται από την παρακάτω σχέση:

$$\sum_{n=1}^{20} \frac{CF_n^p}{(1+\varepsilon)^n} + CF_0^p = 0 \Rightarrow$$

$$\frac{CF_1^p}{(1+\varepsilon)} + \frac{CF_2^p}{(1+\varepsilon)^2} + \dots + \frac{CF_{19}^p}{(1+\varepsilon)^{19}} + \frac{CF_{20}^p}{(1+\varepsilon)^{20}} - \$3483887 = 0 \Rightarrow$$

$$\frac{\$384021}{(1+\varepsilon)} + \frac{\$430526}{(1+\varepsilon)^2} + \dots + \frac{\$1488594}{(1+\varepsilon)^{19}} + \frac{\$1569943}{(1+\varepsilon)^{20}} - \$3483887 = 0 \Rightarrow$$

Η επίλυση της παραπάνω εξίσωσης πραγματοποιείται με την χρήση της επαναληπτικής μεθόδου Newton-Raphson, και βρίσκουμε ότι:

$$\varepsilon = 17,7\%$$

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης μετά φόρων συσχετίζεται με τις καθαρές ταμειακές ροές που εμφανίζονται μετά φόρων, όπως αυτές φαίνονται στον Πίνακα 5.15. Είναι το επιτόκιο ε^* , όπως αυτό υπολογίζεται από την παρακάτω σχέση:

$$\sum_{n=1}^{20} \frac{CF_n^a}{(1+\varepsilon^*)^n} + CF_0^a = 0 \Rightarrow$$

$$\frac{CF_1^a}{(1+\varepsilon^*)} + \frac{CF_2^a}{(1+\varepsilon^*)^2} + \dots + \frac{CF_{19}^a}{(1+\varepsilon^*)^{19}} + \frac{CF_{20}^a}{(1+\varepsilon^*)^{20}} - \$2572502 = 0 \Rightarrow$$

$$\frac{\$375235}{(1+\varepsilon^*)} + \frac{\$393497}{(1+\varepsilon^*)^2} + \dots + \frac{\$699874}{(1+\varepsilon^*)^{19}} + \frac{\$713921}{(1+\varepsilon^*)^{20}} - \$2572502 = 0 \Rightarrow$$

Η επίλυση της παραπάνω εξίσωσης πραγματοποιείται με την χρήση της επαναληπτικής μεθόδου Newton-Raphson, και βρίσκουμε ότι:

$$\varepsilon^* = 17,4\%$$

Το γεγονός ότι τα ε και ε^* υπολογιστήκανε μεγαλύτερα από το προεξοφλητικό επιτόκιο $D = 10\%$, υποδηλώνει ότι η επένδυση μπορεί να γίνει αποδεκτή, καθώς θεωρείται αποδοτική.

5.7.3.2 ΜΕΘΟΔΟΣ ΤΗΣ ΑΠΛΗΣ ΕΠΑΝΕΙΣΠΡΑΞΗΣ

Σύμφωνα με τη μέθοδο αυτή, το επενδυτικό έργο αξιολογείται με βάση το χρόνο κατά τον οποίο οι επενδυτές θα «πάρουν» πίσω τα χρήματα της αρχικής επένδυσης. Για να υπολογιστεί ο χρόνος αυτός στην περίπτωση που εξετάζεται, εφαρμόζεται η σχέση:

$$SP = \frac{I - Gr}{Sa - OM} \Rightarrow SP = \frac{13935548 - 0}{1998416 - 594949} \Rightarrow SP = 9,93 \text{ έτη}$$

5.7.3.3 ΧΡΟΝΟΣ ΜΕΧΡΙ ΤΗΝ ΠΡΩΤΗ ΚΑΘΑΡΗ ΘΕΤΙΚΗ ΤΑΜΕΙΑΚΗ ΡΟΗ

Ο χρόνος αυτός υπολογίζεται με γραμμική παρεμβολή μεταξύ των τιμών των καθαρών συνολικών ταμειακών ροών μετά φόρων, η μία εκ των οποίων είναι αρνητική και η αμέσως επόμενη της είναι θετική. Η μονάδα μέτρησης του χρόνου αυτού, εξαρτάται από τη μονάδα μέτρησης του χρόνου παρακολούθησης των ταμειακών ροών.

$$\frac{7 - n_{\theta\epsilon\tau}}{7 - 6} = \frac{\$443452 - \$0}{\$443452 + \$43697} \Rightarrow n_{\theta\epsilon\tau} = 7 - \frac{\$443452}{\$487149} \Rightarrow n_{\theta\epsilon\tau} = 6,09 \text{ έτη}$$

Η τιμή αυτή είναι στην ουσία ο χρόνος για τον οποίο η συνολική ταμειακή ροή μετά φόρων μηδενίζεται.

5.7.3.4 ΚΑΘΑΡΑ ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ

Το κριτήριο αυτό λαμβάνει υπόψιν τη διαχρονική αξία του χρήματος. Προκειμένου για PL καθαρές ταμειακές ροές μετά φόρων, προεξοφλητικό επιτόκιο D και αρχική επένδυση I , η καθαρά παρούσα αξία (ΚΠΑ) υπολογίζεται από τον τύπο:

$$\begin{aligned} \text{ΚΠΑ} &= \sum_{n=1}^{DL} CF_n^a \cdot (1+D)^{-n} + CF_0^a \Rightarrow \\ \text{ΚΠΑ} &= \sum_{n=1}^{20} CF_n^a \cdot (1+0,1)^{-n} - \$2572502 \Rightarrow \\ \text{ΚΠΑ} &= \$375235 \cdot 1,1^{-1} + \dots + \$713921 \cdot 1,1^{-20} - \$2572502 \Rightarrow \\ \text{ΚΠΑ} &= \$1648292 \end{aligned}$$

Οι υπολογισμοί έδωσαν θετική τιμή ΚΠΑ, γεγονός το οποίο υποδηλώνει ότι η επένδυση μπορεί να γίνει αποδεκτή, καθώς θεωρείται αποδοτική.

5.7.3.5 ΑΠΟΤΑΜΙΕΥΣΕΙΣ ΕΤΗΣΙΟΥ ΚΥΚΛΟΥ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΟΥ ΕΡΓΟΥ

Τα ετήσια ποσά που εξοικονομούνται από τον ετήσιο κύκλο λειτουργίας της εγκατάστασης, για επιτόκιο ίσο με το προεξοφλητικό επιτόκιο D , υπολογίζονται:

$$p = \frac{\text{ΚΠΑ} \cdot D \cdot (1+D)^{PL}}{(1+D)^{PL} - 1} \Rightarrow p = \frac{1648292 \cdot 0,1 \cdot (1+0,1)^{20}}{(1+0,1)^{20} - 1} \Rightarrow p = \$193608$$

5.7.3.6 ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΠΟΔΟΤΙΚΟΤΗΤΑΣ

Ο δείκτης αποδοτικότητας φανερώνει πόσο αποδοτικό είναι το έργο. Υπολογίζεται από τη ακόλουθη σχέση:

$$PI = \frac{\text{ΚΠΑ}}{I_{cap}} \Rightarrow PI = \frac{1648292}{3483887} \Rightarrow PI = 0,47 > 0$$

Υπενθυμίζεται ότι ο δείκτης αυτός πρέπει να είναι θετικός και όσο μεγαλύτερος είναι από τη μονάδα, τόσο πιο αποδοτικό είναι το έργο.

5.7.3.7 ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΥΤΟΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗΣ ΤΟΥ ΕΡΓΟΥ

Σε όλες τις περιπτώσεις των επενδυτικών έργων, εξετάζεται το κατά πόσο μπορούν να καλύπτουν τα έξοδα για την κάλυψη του χρέους τους και να καλύπτουν διάφορα άλλα έξοδα. Ο ετήσιος δείκτης αυτοχρηματοδότησης φανερώνει την ικανότητα αυτή. Υπολογίζεται ως το παρακάτω πηλίκο και μέχρι την χρονική στιγμή της εξόφλησης του χρέους, δηλαδή για $n = Debt_{term} = 20$:

$$DSC_n = \frac{\max(CF_n^p + D_p, TCF_n^a - TCF_n^a_{n=0})}{D_p} \Rightarrow$$

$$DSC_n = \frac{\max(CF_n^p + \$1064525, TCF_n^a + \$2572502)}{\$1064525}$$

Πίνακας 5.16: Δείκτης αυτοχρηματοδότησης

Έτος n	Καθαρή ταμειακή ροή προ φόρων, CF_n^p (\$)	Καθαρή συνολική ταμειακή ροή μετά φόρων, TCF_n^a (\$)	Δείκτης αυτοχρηματοδότησης (DSC)
0	-3483887	-2572502	-
1	384021	-2197268	1,360744
2	430526	-1803770	1,40443
3	478503	-1391817	1,449499
4	527997	-961242	1,513596
5	579057	-511904	1,935697
6	631730	-43697	2,375525
7	686067	443452	2,833146
8	742121	949573	3,308589
9	799945	1474655	3,801843
10	859594	2018633	4,312848
11	921125	2581390	4,841495
12	984598	3162747	5,387614
13	1050073	3762457	5,950973
14	1117611	4380199	6,531271
15	1187278	5015567	7,128127
16	1259140	5668068	7,741077
17	1333266	6337104	8,369561
18	1409727	7021973	9,012917
19	1488594	7721847	9,670368
20	1569943	8435768	10,34102

Στον Πίνακα 5.16 φαίνεται η εξέλιξη του ετήσιου δείκτη αυτοχρηματοδότησης με την πάροδο του χρόνου.

Η μικρότερη από τις τιμές του πίνακα, είναι η 1,36 την οποία αποδεχόμαστε ως δείκτη αυτοχρηματοδότησης. Το γεγονός ότι είναι μεγαλύτερος της μονάδας και είναι η

μικρότερη τιμή από όλες τις τιμές του Πίνακα 5.16 (οπότε και όλες οι υπόλοιπες είναι μεγαλύτερες της μονάδας), υποδηλώνει ότι τα ετήσια έσοδα από τη λειτουργία της εγκατάστασης επαρκούν για να αποπληρωθεί το χρέος του έργου, χωρίς να χρειαστεί εξωτερικό δάνειο.

5.8 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ-ΣΧΟΛΙΑ

Το επενδυτικό έργο που εξετάστηκε θεωρείται αποδοτικό και η υλοποίησή του κρίνεται συμφέρουσα, με βάση όλα τα χρηματοοικονομικά κριτήρια που εξετάστηκαν.

Στην «Τυπική» μέθοδο κοστολόγησης η προτεινόμενη κατάταξη του ΜΥΗΣ είναι μίνι, παρόλα αυτά η κατάταξη μικρός μοιάζει να προσομοιάζει καλύτερα τον υπό κατασκευή σταθμό.

Είναι μάλλον πιθανό ότι η γεννήτρια του ΜΥΗΣ θα χρειάζεται ανακατασκευή κάθε 5 με 10 έτη. Είναι δύσκολος όμως ο υπολογισμός του κόστους αυτού. Το λογισμικό είναι ικανό να συνυπολογίσει αυτή την επίδραση, σαν περιοδικό κόστος, στην χρηματοοικονομική βιωσιμότητα του έργου. Για παράδειγμα αν το κόστος ανακατασκευής της γεννήτριας ορισθεί ίσο με \$1500000 για κάθε 7 έτη, θα μειώσει τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης (IRR) κατά 5 εκατοστιαίες μονάδες, δηλαδή στο 12%.

Τα επί μέρους αρχικά κόστη όπως αυτά υπολογίστηκαν από τον αλγόριθμο διορθώθηκαν μέσω συντελεστών (Πίνακας 5.9), για να προσομοιάζουν καλύτερα στα πραγματικά κόστη. Παρόλο που το αρχικό ολικό κόστος του σταθμού όπως υπολογίστηκε από τον αλγόριθμο ($I = \$14177053$) είναι διαφορετικό από το πραγματικό ($I = \$13935548$), η εκτίμηση αυτή δεν είναι αναξιόπιστη καθώς το ποσοστό σφάλματος είναι μόλις 1,7%.

ΜΕΛΕΤΗ ΜΙΚΡΟΥ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ ΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟΥ ΣΕ ΑΠΟΜΟΝΩΜΕΝΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΔΙΚΤΥΟ

6.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ – ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ

Δασοκομική εταιρία επιθυμεί να κάνει προμελέτη για ένα μικρό υδροηλεκτρικό έργο. Η παραγόμενη ενέργεια του ΥΗΣ θα πωληθεί σε απομονωμένο ηλεκτρικό δίκτυο για να καλύψει τις ανάγκες εργοταξίου για κόψιμο ξυλείας. Το εργοτάξιο στεγάζει μόνιμα περίπου 70 άτομα, και βρίσκεται παραλιακά ενός απομονωμένου ορμίσκου. Τις ανάγκες για ηλεκτρική ενέργεια τις καλύπτει με δύο ντιζελογεννήτριες των 100 kW. Μέχρι σήμερα, μόνο η μία ντιζελογεννήτρια των 100 kW έχει χρησιμοποιηθεί καθώς το εργοτάξιο δεν έχει κατοικηθεί πλήρως. Εντούτοις, οι απαιτήσεις σε ηλεκτρική ενέργεια αναμένονται να αυξηθούν λόγω της χρήσης του ηλεκτρισμού σαν πηγή θέρμανσης του νερού και του χώρου στα σπίτια.

Το εργοτάξιο βρίσκεται κοντά σε τοποθεσία ιδανική για παραγωγή μικρής υδροηλεκτρικής ενέργειας. Η εταιρία μελετά την κατασκευή ενός μικρο ΥΗΣ για τροφοδότηση μέρους της απαραίτητης ενέργειας που χρειάζεται το εργοτάξιο. Ο μικρο ΥΗΣ θα παράγει ενέργεια συνεχώς και οι ντιζελογεννήτριες θα συνεισφέρουν στις περιόδους υψηλής ενεργειακής ζήτησης.

6.1.1 ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΕΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ

Η τοποθεσία του εργοταξίου είναι σε μια κοιλάδα που περιβάλλεται από βουνά, προσεγγιστικά 130 km βόρεια του λιμανιού Hardy, στην κεντρική ακτή της British Columbia στον Καναδά. Η πρόσβαση στην τοποθεσία μπορεί να πραγματοποιηθεί μόνο μέσω νερού ή αέρα.

Τα βασικά χαρακτηριστικά του ΥΗΣ φαίνονται στον Πίνακα 6.1.

Πίνακας 6.1: Βασικά χαρακτηριστικά ΥΗΣ

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
1)	Τύπος ΥΗΣ	Ελεύθερης παροχής	-	-
2)	Τύπος δικτύου	Απομονωμένο δίκτυο	-	Αν συνδέεται με κεντρικό δίκτυο, δεν χρειάζεται καμπύλη διάρκεια φορτίου

Τα στοιχεία για την παροχή του ποταμού κατά την διάρκεια ενός έτους, φαίνονται στον Πίνακα 6.2.

Πίνακας 6.2: Δεδομένα για την καμπύλη διάρκειας της παροχής

Διάρκεια	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
Παροχή σε m^3/sec	0,30	0,25	0,20	0,19	0,17	0,16	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11
Διάρκεια	55%	60%	65%	70%	75%	80%	85%	90%	95%	100%	
Παροχή σε m^3/sec	0,11	0,10	0,09	0,07	0,06	0,05	0,04	0,03	0,02	0,01	

Στον Πίνακα 6.3 φαίνονται λοιπά υδρολογικά δεδομένα του έργου:

Πίνακας 6.3: Λοιπά υδρολογικά δεδομένα εισόδου

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
3)	Παροχή ποταμού	Q_n	m^3/sec	Οι τιμές της παροχής του Πίνακα 6.2 για n%
4)	Υπολειπόμενη παροχή	$Q_r = 0$	m^3/sec	Για οικολογικούς λόγους
5)	Ποσοστό διάρκειας όπου η ελάχιστη καθορισμένη παροχή είναι διαθέσιμη	95	%	-

Ο ΥΗΣ θα συνδεθεί με απομονωμένο ηλεκτρικό δίκτυο. Η αιχμή του φορτίου στο απομονωμένο ηλεκτρικό δίκτυο θα είναι ίση με 150 kW. Η προσέγγιση της καμπύλης διάρκειας φορτίου θα πραγματοποιηθεί μέσω της σχέσης (3.4).

Στον Πίνακα 6.4 φαίνονται δεδομένα εισόδου για τους στροβίλους:

Πίνακας 6.4: Δεδομένα εισόδου για τους στροβίλους

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
6)	Τύπος στροβίλου	Turgo	-	-
7)	Αριθμός στροβίλων	$n = 1$	-	-
8)	Αριθμός των ακροφύσιων	$j = 1$	-	Μόνο για στροβίλους Pelton ή Turgo, με τιμές από 1 έως 6
9)	Τρόπος εύρεσης καμπύλης βαθμού απόδοσης	Μέσω τύπων	-	-
10)	Συντελεστής κατασκευαστή/ σχεδιαστή του στροβίλου	$R_m = 4,5$	-	από 2,8 έως 6,1 συνήθης τιμή: 4,5
11)	Παροχή σχεδίασης	$Q_d = 0,10$	m^3/sec	-
12)	Ύψος υδατόπτωσης	$H_g = 105$	m	-
13)	Μέγιστη τιμή υδραυλικών απωλειών	$l_{hydr,max} = 14$	%	από 2 έως 7 %
14)	Προσαρμογή βαθμού απόδοσης	$e_f = 2$	%	-

Στοιχεία για την μελέτη της παραγόμενης ισχύος του ΥΗΣ φαίνονται στον Πίνακα 6.5.

Πίνακας 6.5: Δεδομένα εισόδου για την παραγόμενη ενέργεια

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
15)	Μέγιστη επίδραση από το αυλάκι εκροής	$l_{tail,max} = 0$	m	-

16)	Απόδοση γεννήτριας	$e_g = 95$	%	από 93% έως 97%
17)	Απώλειες μετασχηματιστή	$l_{trans} = 1$	%	από 1% έως 2%
18)	Παρασιτικές απώλειες	$l_{para} = 1$	%	από 1% έως 3%
19)	Ετήσιες απώλειες χαμένου παραγωγικού χρόνου	$l_{dt} = 5$	%	από 2% έως 7%
20)	Συντελεστής διόρθωσης διαθέσιμης παροχής	$e_{CF} = 100$	%	-

6.1.2 ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΕΣ ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΕΣ

Ο Πίνακας 6.6 συνοψίζει τα δεδομένα του προβλήματος που απαιτούνται για τον προσδιορισμό του αρχικού ολικού κόστους του έργου.

Πίνακας 6.6: Χρηματοοικονομικά δεδομένα εισόδου

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
Βασικά χαρακτηριστικά του ΥΗΣ				
21)	Επιλεγμένη κατάταξη ΥΗΣ	μίκρο	-	Στηριζόμενη σε αποδεκτό ρίσκο
22)	Διάφορες απώλειες εισαγωγής και άλλων	$k_{in\&mi} = 1$	%	Προτεινόμενο εύρος τιμών από 1 ως 5 %
Συντελεστές προσδιορισμού κόστους για τα μηχανικά μέρη ενός ΥΗΣ				
23)	Συντελεστής για τα μηχανικά μέρη του ΥΗΣ	E	-	για μίκρο ΥΗΣ δεν υφίσταται
Συντελεστές προσδιορισμού κόστους για τον εξοπλισμό ανανεώσιμης ενέργειας				
24)	Συντελεστής στροβίλου υψηλού κόστους σε κατακόρυφο άξονα (μόνο για στροβίλους αντιδράσεως)	$J_t = 1,1$	-	$J_t = 1$ αν $H_g \leq 25m$ $J_t = 1,1$ αν $H_g > 25m$
Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά και συντελεστές για το δρόμο πρόσβασης				
25)	Μήκος δρόμου πρόσβασης	$l_a = 0,4$	km	-
26)	Συντελεστής προσαρμογής του κόστους δρόμου πρόσβασης για την περίπτωση κατασκευής χαμηλού κόστους δρόμου, μόνο για κατασκευαστικές ανάγκες	$T = 0,25$	-	$T = 0,25$ αν είναι χαμηλού κόστους δρόμος $T = 1,0$ αλλιώς
27)	Συντελεστής δυσκολίας εδάφους για την κατασκευή του δρόμου πρόσβασης	$A = 2$	-	Προτεινόμενο εύρος τιμών 1 ως 6
Χαρακτηριστικά για το καλώδιο ισχύος				
28)	Μήκος καλωδίου μεταφοράς ισχύος	$l_t = 0,1$	km	-
29)	Τάση καλωδίου μεταφοράς ισχύος	$V = 0,6$	kV	-

30)	Συντελεστής δυσκολίας τοποθέτησης καλωδίου ισχύος εξαιτίας του εδάφους	$D = 2$	-	Προτεινόμενο εύρος τιμών από 1 έως 2
Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά και συντελεστές για λοιπές εργασίες Πολιτικού Μηχανικού				
31)	Απόσταση από τα σημεία εκσκαφής υλικού προς επίχωση	l_b	km	για μικρό ΥΗΣ δεν υφίσταται
32)	Μήκος κορυφογραμμής φράγματος	$l_d = 0$	m	$l_d = 0$ αν ήδη υπάρχει φράγμα
33)	Συντελεστής κόστους εργασιών πολιτικού μηχανικού	$C = 1,0$	-	$C = 0,44$ αν υπάρχει φράγμα $C = 1,0$ αλλιώς
34)	Συντελεστής κόστους πετρώδεις εδάφους για εργασίες πολιτικού μηχανικού	R	-	για μικρό ΥΗΣ δεν υφίσταται
Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά για τους αγωγούς ύδατος				
35)	Αριθμός ομοίων αγωγών νερού	$n_p = 1$	-	-
36)	Μήκος αγωγού/ ών	$l_p = 750$	m	-
37)	Επιτρεπτή μανομετρική απώλεια για τον αγωγό	$k_p = 13$	%	Προτεινόμενο εύρος τιμών 1 ως 4 % $l_{hydr,max} - k_{in\&mi} - k_p - k_T = a$ $\Rightarrow 14 - 1 - 13 - 0 = a$ $\Rightarrow a = 0 \geq 0$
Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά για το κανάλι (Δεν έχει κανάλι)				
Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά για το τούνελ (Για μικρό ΥΗΣ, δεν υφίσταται)				
Συντελεστές κόστους για έργα εκτός Καναδά (Έργο εντός Καναδά)				
Άλλα χαρακτηριστικά που επηρεάζουν το κόστος				
38)	Επιτόκιο	$i = 8$	%	-
39)	Ημέρες παγετού στην τοποθεσία	$f = 180$	ημέρες	Ορίζεται από τον χρήστη. Αν δεν υπάρχει παγετός ή αν $f < 180$ τότε θέτουμε $f = 180$
40)	Προσαρμογή της “Τυπικής” μεθόδου κοστολόγησης για το έτος 2000	$In = 1,030$	-	Σταθερά ίση με 1,030

Τα μεγέθη των ετήσιων και περιοδικών εξόδων του ΜΥΗΣ φαίνονται στον Πίνακα 6.12. Τα έξοδα για τη λειτουργία και τη συντήρηση δεν θα είναι σημαντικά, καθώς ο μηχανικός που φροντίζει τις ντιζελογεννήτριες θα διαχειρίζεται και τον μικρό ΥΗΣ. Το κόστος εκμετάλλευσης του ύδατος του ποταμού αναμένεται να είναι \$18 ανά kWh της ισχύς σχεδίασης του σταθμού. Το κτηματικό κόστος της ντιζελογεννήτριας στην τοποθεσία είναι \$0,45 ανά λίτρο και προσεγγιστικά 15% της προμήθειας καυσίμων προστίθεται για λίπανση,

επισκευές και επιθεωρήσεις. Οι υπάρχουσες ντιζελογεννήτριες έχουν απόδοση ίση με 3kWh ανά λίτρο στην αιχμή απόδοσης, αλλά η μέση απόδοση είναι ίση με 2,93kWh ανά λίτρο.

Τα δεδομένα για την χρηματοοικονομική ανάλυση του ΜΥΗΣ φαίνονται στον Πίνακα 6.7. Τα κεφάλαια κόστους του έργου αποσβένονται λογιστικά με γραμμική μέθοδο κατά την διάρκεια ζωής της συμφωνίας για προμήθεια Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Πίνακας 6.7: Χρηματοοικονομικές Παράμετροι

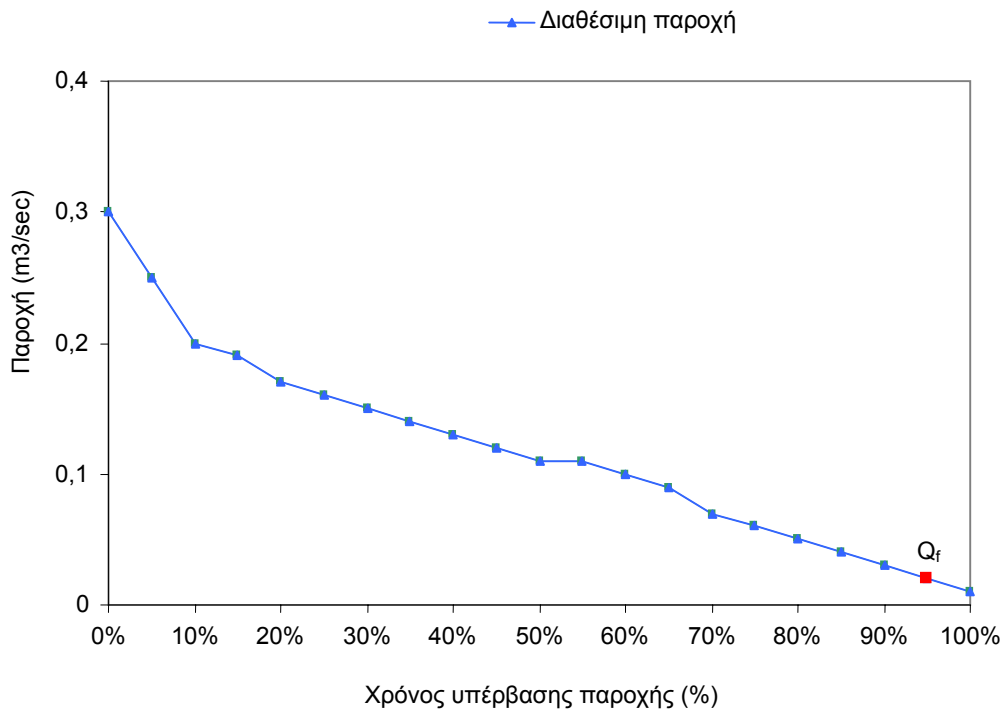
α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Τιμή	Μονάδα Μέτρησης
41)	Εξοικονομούμενο κόστος ενέργειας	c_E	0,18	\$/kWh
42)	Πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ	RE_{credit}	-	\$/kWh
43)	Πίστωση για μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου	GHG_{reduce_credit}	-	\$/tnCO ₂
44)	Εξοικονομούμενο κόστος πλεονάζουσας ενέργειας	c_{excess}	-	\$/kWh
45)	Εξοικονομούμενο κόστος εγκατεστημένης ισχύος	c_{cap}	-	\$/kWh
46)	Επιτόκιο προσαύξησης του κόστους ενέργειας	r_{E_cost}	3	%
47)	Πληθωρισμός	f_p	2,5	%
48)	Προεξοφλητικό επιτόκιο	D	12	%
49)	Διάρκεια ζωής έργου	PL	10	έτος
50)	Ικανότητα δανεισμού	R_{costs}	80	%
51)	Επιτόκιο εξόφλησης χρέους	r_{debt}	8	%
52)	Προθεσμία εξόφλησης χρέους	$Debt_{term}$	10	έτος
53)	Ποσοστό επί του φορολογητέου εισοδήματος	I_{tax}	43,6	%
54)	Τυχόν απώλειες carryforward	cf	-	-
55)	<u>Μέθοδος Απόσβεσης</u>	Γραμμική μέθοδος		
56)	Φορολογική βάση λογιστικής απόσβεσης	T_{basis}	86	%
57)	Περίοδος μειωμένου φορολογικού συντελεστή	DL	10	έτος

6.2 ΥΔΡΟΛΟΓΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

Τα δεδομένα για την καμπύλη διάρκειας παροχής του ποταμού Q_n έχουν δοθεί στον Πίνακα 6.2. Ο ΥΗΣ είναι ελευθέρως παροχής, λειτουργεί δηλαδή με όση ακριβώς παροχή διατίθεται από τον ποταμό. Επειδή δεν υπάρχει επιθυμία να αφεθεί υπολειπόμενη παροχή, η διαθέσιμη παροχή για τις εγκαταστάσεις Q_n' είναι ίση με την παροχή του ποταμού.

$$Q_n' = Q_n$$

Η καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης παροχής φαίνεται στο Σχήμα 6.1:



Σχήμα 6.1: Καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης παροχής

Η ελάχιστα καθορισμένη παροχή είναι το σημείο που αντιστοιχεί στην καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης παροχής για το 95% ενός έτους, όπως φαίνεται από το Σχήμα 6.1 είναι ίση με:

$$Q_f = 0,02 \text{ m}^3/\text{sec}$$

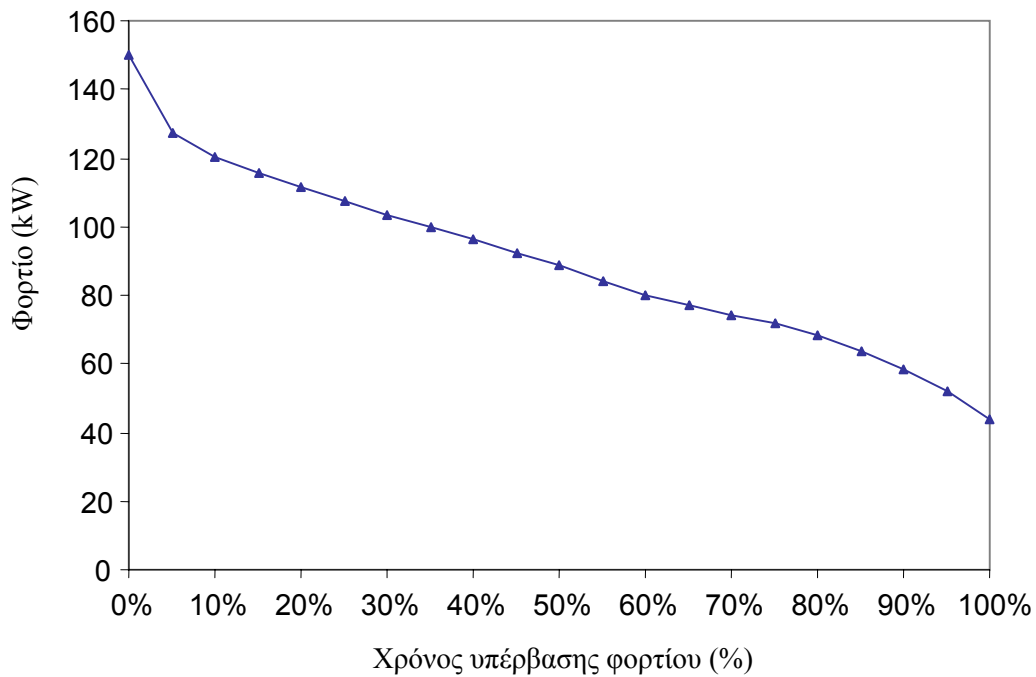
6.3 ΦΟΡΤΙΟ

Ο ΥΗΣ θα συνδεθεί με απομονωμένο ηλεκτρικό δίκτυο. Η αιχμή του φορτίου στο απομονωμένο ηλεκτρικό δίκτυο θα είναι ίση με $L_0 = 150 \text{ kW}$. Η προσέγγιση της καμπύλης διάρκειας φορτίου, σχήμα 6.2, θα πραγματοποιηθεί μέσω της σχέσης:

$$L_k = L_0 \cdot x_k \Rightarrow L_k = 150 \cdot x_k$$

Οι συντελεστές x_k για το κάθε $k\%$ μιας ημέρας είναι ίσοι με: 0%: 1,0, 5%: 0.846885, 10%: 0.803665, 15%: 0.772251, 20%: 0.744328, 25%: 0.717277, 30%: 0.690227, 35%: 0.666667, 40%: 0.643979, 45%: 0.616928, 50%: 0.589878, 55%: 0.560209, 60%: 0.534031, 65%: 0.512216, 70%: 0.493892, 75%: 0.477312, 80%: 0.453752, 85%: 0.425829, 90%: 0.388307, 95%: 0.344677, 100%: 0.292321.

Οι τιμές του φορτίου φαίνονται στην τρίτη στήλη του Πίνακα 6.9.



Σχήμα 6.2: Καμπύλη διάρκειας φορτίου

Η ημερήσια ζήτηση σε ενέργεια υπολογίζεται ολοκληρώνοντας την περιοχή κάτω από την καμπύλη διάρκειας φορτίου. Χρησιμοποιείται ο απλός τύπος τραπεζοειδούς ολοκλήρωσης. Η ημερήσια ζήτηση D_d εκφράζεται σε kWh και υπολογίζεται ως εξής:

$$D_d = \sum_{k=1}^{20} \left(\frac{L_{5(k-1)} + L_{5k}}{2} \right) \cdot \frac{5}{100} \cdot 24 \Rightarrow D_d = 2,147 \text{ MWh}$$

Η ετήσια ενεργειακή ζήτηση D λαμβάνεται με τον πολλαπλασιασμό της ημερήσιας ζήτησης επί τον αριθμό των ημερών ενός έτους:

$$D = 365 \cdot D_d \Rightarrow D = 365 \cdot 2,147 \Rightarrow D = 783,655 \text{ MWh}$$

Ο μέσος συντελεστής φορτίου $\bar{L}$ είναι το πηλίκο του μέσου ημερήσιου φορτίου ($D_d/24$) στο μέγιστο φορτίο (L_0), όπως φαίνεται παρακάτω:

$$\bar{L} = \frac{D_d / 24}{L_0} \Rightarrow \bar{L} = \frac{2147 / 24}{150} \Rightarrow \bar{L} = 59,64\%$$

6.4 ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ

Τα δεδομένα για τη δημιουργία της καμπύλης βαθμού απόδοσης του στροβίλου Turgo που θα χρησιμοποιηθεί στο μικρό υδροηλεκτρικό σταθμό, υπολογίζονται μέσω εξισώσεων όπως φαίνεται παρακάτω.

Αρχικά υπολογίζουμε το διορθωμένο ύψος της υδατόπτωσης h , σε m:

$$h = H_g \cdot (1 - l_{hydr, \max}) \Rightarrow h = 105 \cdot (1 - 0,14) \Rightarrow h = 90,3m$$

Έπειτα υπολογίζουμε την περιστροφική ταχύτητα n_r του στροβίλου, σε rpm:

$$n_r = 31 \cdot \left(\frac{h}{(Q_d/j)} \right)^{0,5} \Rightarrow n_r = 31 \cdot \left(\frac{90,3}{0,10/1} \right)^{0,5} \Rightarrow n_r = 931,55 \text{ rpm}$$

Ακολούθως, υπολογίζουμε την εξωτερική διάμετρο d του δρομέα του στροβίλου, σε m:

$$d = \frac{49,4 \cdot h^{0,5} \cdot j^{0,02}}{n_r} \Rightarrow d = \frac{49,4 \cdot 90,3^{0,5} \cdot 1^{0,02}}{931,55} \Rightarrow d = 0,5m$$

Η μέγιστη απόδοση του στροβίλου Turgo δίνεται από τον τύπο:

$$\begin{aligned} e_p &= 0,864 \cdot d^{0,04} - 0,0305 + 0,005 \cdot R_m - 0,03 + e_f \Rightarrow \\ e_p &= 0,864 \cdot 0,5^{0,04} - 0,0305 + 0,005 \cdot 4,5 - 0,03 + 0,02 \Rightarrow \\ e_p &= 0,822 \end{aligned}$$

Η παροχή στη μέγιστη απόδοση του στροβίλου Q_p , σε m^3/sec , είναι:

$$Q_p = (0,662 + 0,001 \cdot j) \cdot Q_d \Rightarrow Q_p = (0,662 + 0,001 \cdot 1) \cdot 0,10 \Rightarrow Q_p = 0,0663 m^3/\text{sec}$$

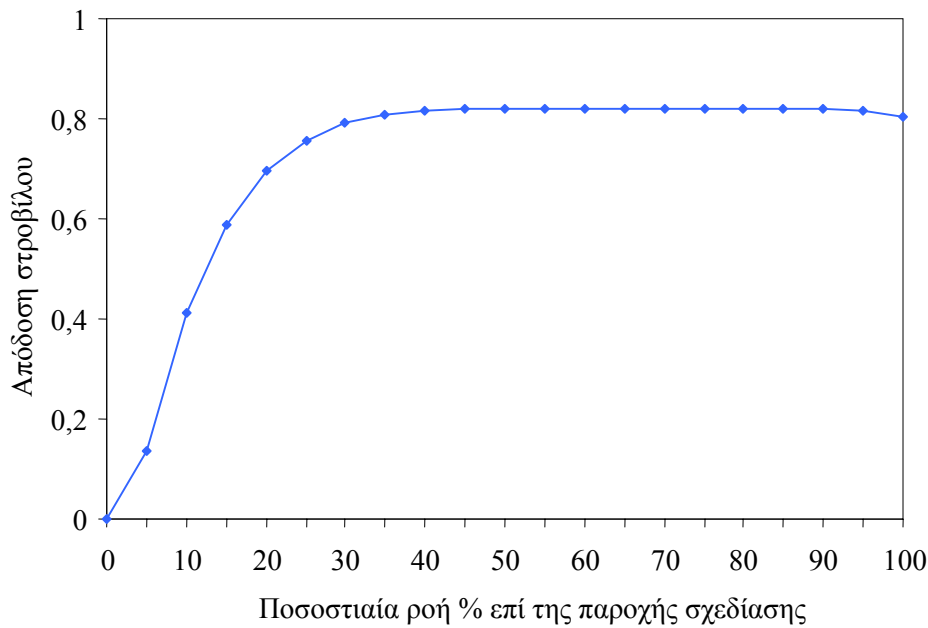
Οι αποδόσεις για τιμές της παροχής Q μεγαλύτερες αλλά και μικρότερες από την τιμή της παροχής στη μέγιστη απόδοση του στροβίλου Q_p , υπολογίζονται μέσω της παρακάτω εξίσωσης:

$$\begin{aligned} e_q &= \left\{ 1 - \left[(1,31 + 0,025 \cdot j) \cdot \left(\frac{(Q_p - Q)}{Q_p} \right)^{(5,6+0,4 \cdot j)} \right] \right\} \cdot e_p \Rightarrow \\ e_q &= \left\{ 1 - \left[(1,31 + 0,025 \cdot 1) \cdot \left(\frac{(0,0663 - Q)}{0,0663} \right)^{(5,6+0,4 \cdot 1)} \right] \right\} \cdot 0,822 \Rightarrow \\ e_q &= \left\{ 1 - \left[1,335 \cdot \left(1 - \frac{Q}{0,0663} \right)^6 \right] \right\} \cdot 0,822 \end{aligned}$$

Η απόδοση του στροβίλου στην παροχή σχεδίασης των εγκαταστάσεων, υπολογίζεται από την παραπάνω σχέση και είναι ίση με:

$$\begin{aligned} e_{q,des} &= \left\{ 1 - \left[1,335 \cdot \left(1 - \frac{Q_{des}}{0,0663} \right)^6 \right] \right\} \cdot 0,822 \Rightarrow e_{q,des} = \left\{ 1 - \left[1,335 \cdot \left(1 - \frac{0,10}{0,0663} \right)^6 \right] \right\} \cdot 0,822 \Rightarrow \\ e_{q,des} &= 0,803 \end{aligned}$$

Η καμπύλη βαθμού απόδοσης του στροβίλου Turgo φαίνεται στο Σχήμα 6.3 που ακολουθεί.



Σχήμα 6.3: Καμπύλη βαθμού απόδοσης στρόβιλου

6.5 ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

Η ενεργειακής σημασίας καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης παροχής παραμένει ίδια με την καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης παροχής καθώς ο συντελεστής e_{CF} είναι ίσος με ένα. Δεδομένου ότι η παροχή σχεδίασης ορίζεται ως η μέγιστη παροχή που μπορεί να χρησιμοποιηθεί από το στρόβιλο, οι τιμές της παροχής που ουσιαστικά χρησιμοποιούνται από τις εγκαταστάσεις είναι αυτές που περιγράφονται από την παρακάτω σχέση και σχηματίζουν την καμπύλη διάρκειας χρησιμοποιούμενης παροχής:

$$Q_{n,used} = \min(Q'_n, 0,10)$$

Ο υπολογισμός της παραγόμενης ισχύος P , σε W, ως αποτέλεσμα της παροχής Q , δίδεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$\begin{aligned} P &= p \cdot g \cdot Q \cdot [H_g - (h_{hydr} + h_{tail})] \cdot e_t \cdot e_g \cdot (1 - l_{trans}) \cdot (1 - l_{para}) \Rightarrow \\ P &= 1000 \cdot 9,81 \cdot Q \cdot [105 - (h_{hydr} + h_{tail})] \cdot e_t \cdot 0,95 \cdot (1 - 0,01) \cdot (1 - 0,01) \Rightarrow \\ P &= 9134,04 \cdot Q \cdot e_t \cdot [105 - (h_{hydr} + h_{tail})] \end{aligned}$$

Οι 21 τιμές της χρησιμοποιούμενης παροχής $Q_{0,used}, Q_{5,used}, \dots, Q_{100,used}$ που καθορίζουν την καμπύλη διάρκεια χρησιμοποιούμενης παροχής, οδηγεί σε 21 τιμές της ισχύος $P_0, P_5, \dots, P_{100}$ σχηματίζοντας με αυτόν τον τρόπο την καμπύλη διάρκειας ισχύος, όπως αυτή φαίνεται στο σχήμα 6.4. Οι τιμές της καμπύλης διάρκειας ισχύος φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 6.8.

Οι υδραυλικές απώλειες και οι απώλειες που προκαλούνται στο αλάκι εκροής εξαρτώνται από την εκάστοτε τιμή της παροχής του ποταμού και δίδονται από τις σχέσεις:

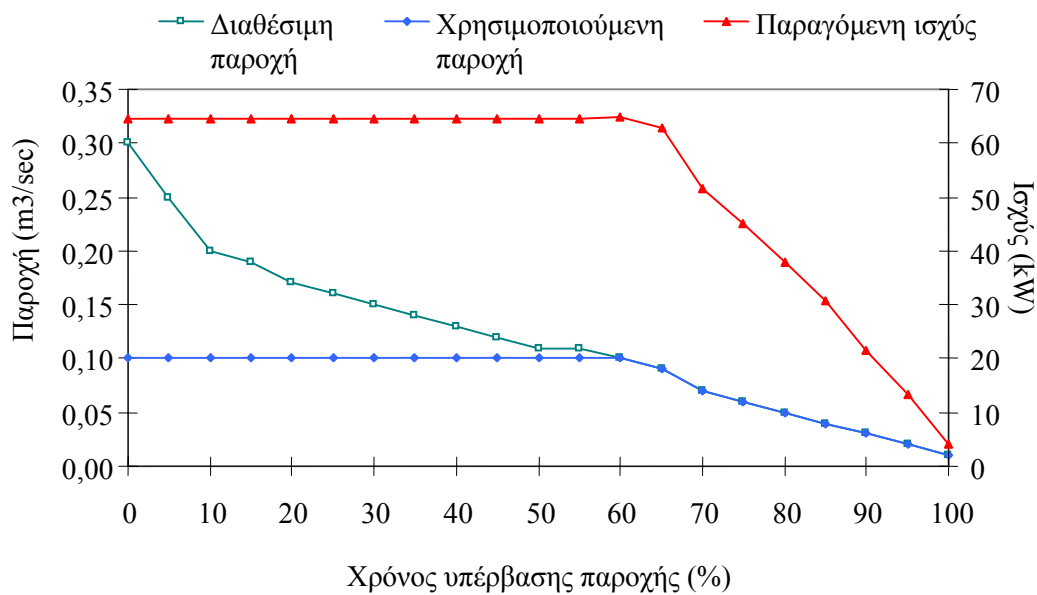
$$h_{hydr} = H_g \cdot l_{hydr,max} \cdot \frac{Q^2}{Q_{des}^2} \Rightarrow h_{hydr} = 105 \cdot 0,14 \cdot \frac{Q^2}{0,10^2} \Rightarrow h_{hydr} = 1470 \cdot Q^2$$

$$h_{tail} = l_{tail, \max} \cdot \frac{(Q - Q_{des})^2}{(Q_{\max} - Q_{des})^2} \Rightarrow h_{tail} = 0 \cdot \frac{(Q - 0,10)^2}{(0,30 - 0,10)^2} \Rightarrow h_{tail} = 0$$

Οι υδραυλικές απώλειες υφίστανται για όλη τη διάρκεια του έτους και για τον υπολογισμό τους χρησιμοποιούμε την $Q_{n,used}$. Οι απώλειες στο αυλάκι εκροής είναι μηδενικές. Οι τιμές των υδραυλικών απωλειών και των απωλειών που προκαλούνται στο αυλάκι εκροής φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 6.8.

Πίνακας 6.8: Υπολογισμός της καμπύλης διάρκειας ισχύος

n (%)	$Q_{n,used}$ (m ³ /sec)	h_{hydr}	h_{tail}	e_t (%)	P (kW)
0	0,1	14,7	0	0,78	64,67756
5	0,1	14,7	0	0,78	64,67756
10	0,1	14,7	0	0,78	64,67756
15	0,1	14,7	0	0,78	64,67756
20	0,1	14,7	0	0,78	64,67756
25	0,1	14,7	0	0,78	64,67756
30	0,1	14,7	0	0,78	64,67756
35	0,1	14,7	0	0,78	64,67756
40	0,1	14,7	0	0,78	64,67756
45	0,1	14,7	0	0,78	64,67756
50	0,1	14,7	0	0,78	64,67756
55	0,1	14,7	0	0,78	64,67756
60	0,1	14,7	0	0,82	64,81151
65	0,09	11,907	0	0,82	62,78395
70	0,07	7,203	0	0,82	51,43924
75	0,06	5,292	0	0,82	44,95229
80	0,05	3,675	0	0,82	38,05684
85	0,04	2,352	0	0,82	30,69529
90	0,03	1,323	0	0,76	21,59223
95	0,02	0,588	0	0,70	13,32048
100	0,01	0,147	0	0,42	4,030844



Σχήμα 6.4: Καμπύλη διάρκειας ισχύος

Το Σχήμα 6.4 προκύπτει από τον Πίνακα 6.8, όπου φαίνεται η καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης παροχής ενεργειακής σημασίας, η καμπύλη διάρκειας χρησιμοποιούμενης παροχής και η καμπύλη διάρκειας ισχύος.

Δύο από τις ποσότητες της παραγόμενης ισχύος που μας ενδιαφέρουν ιδιαίτερα, είναι η ισχύς σχεδίασης του σταθμού σε, P_{des} και η ελάχιστη καθορισμένη ισχύς του σταθμού, P_{firm} :

$$P_{des} = 9134,04 \cdot Q_{des} \cdot e_t \cdot [105 - h_{hydr,des}] \Rightarrow$$

$$P_{des} = 9134,04 \cdot 0,10 \cdot 0,803 \cdot (105 - 14,7) \Rightarrow P_{des} = 66,232 kW$$

$$P_{firm} = 9134,04 \cdot Q_{firm} \cdot e_{t,firm} \cdot [105 - h_{hydr,firm}] \Rightarrow$$

$$P_{firm} = 9134,04 \cdot 0,02 \cdot 0,70 \cdot (105 - 0,588) \Rightarrow P_{firm} = 13,352 kW$$

Η ετήσια διαθέσιμη ενέργεια E_{avail} του ΥΗΣ, μετρούμενη σε Wh/έτος, υπολογίζεται μέσω των τιμών P , σε W, με την ολοκλήρωση της καμπύλης διάρκεια ισχύος κατά τον τραπεζοειδή κανόνα, ως εξής:

$$E_{avail} = \sum_{k=1}^{20} \left(\frac{P_{5(k-1)} + P_{5k}}{2} \right) \cdot \frac{5}{100} \cdot 8760 \cdot (1 - l_{dt}) \Rightarrow E_{avail} = \sum_{k=1}^{20} \left(\frac{P_{5(k-1)} + P_{5k}}{2} \right) \cdot 416,1 \Rightarrow$$

$$E_{avail} = 446,7 MWh$$

Επειδή η εγκατάσταση θα συνδεθεί σε απομονωμένο ηλεκτρικό δίκτυο, η παραδοθείσα ενέργεια από τον ΥΗΣ περιορίζεται στις ανάγκες του τοπικού δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας, όπως φαίνεται από την καμπύλη διάρκειας φορτίου.

Χρησιμοποιείται η ακόλουθη διαδικασία: για κάθε 5% αύξηση στην καμπύλη διάρκειας παροχής, η αντίστοιχα διαθέσιμη παραγόμενη ισχύς των εγκαταστάσεων (υποτίθεται ότι είναι σταθερή κατά τη διάρκεια μιας ημέρας) συγκρίνεται με την καμπύλη διάρκειας φορτίου (που αντιπροσωπεύει την ημερήσια ζήτηση σε ενέργεια). Η ενέργεια που μπορεί να παραδοθεί από τις μικρές υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις ημερήσια, για κάθε 5% ποσοστιαία χρονική αύξηση στην καμπύλη διάρκειας παροχής, καθορίζεται ως η περιοχή που είναι κάτω από την καμπύλη διάρκειας φορτίου αλλά και κάτω από μια οριζόντια γραμμή στο ίδιο σχήμα που νοητά αντιπροσωπεύει τη διαθέσιμη παραγόμενη ισχύ των εγκαταστάσεων.

Υπολογίζονται είκοσι μία τιμές για την ημερήσια παραδοθείσα ενέργεια $G_0, G_5, \dots, G_{100}$ αντίστοιχες των είκοσι μία τιμών της διαθέσιμης ισχύος $P_0, P_5, \dots, P_{100}$. Η ημερήσια ενέργεια G_n που παραδίδεται, δίνεται από την σχέση:

$$G_n = \sum_{k=1}^{20} \left(\frac{P'_{n,5(k-1)} + P'_{n,5k}}{2} \right) \cdot \frac{5}{100} \cdot 24 \Rightarrow G_n = \sum_{k=1}^{20} \left(\frac{P'_{n,5(k-1)} + P'_{n,5k}}{2} \right) \cdot 1,2$$

όπου το $P'_{n,k}$ είναι το ελάχιστο μεταξύ του φορτίου L_k και της διαθέσιμης σταθερής ισχύος P_n :

$$P'_{n,k} = \min(P_n, L_k)$$

- Παράδειγμα υπολογισμού της ενέργειας G_n

Η διαδικασία για την εύρεση μια τιμής της ημερήσιας παραδοθείσας ενέργειας G γίνεται κατανοητή μέσα από το παρακάτω παράδειγμα, που χρησιμοποιεί την καμπύλη διάρκειας φορτίου (Σχήμα 6.2) και τιμές από την καμπύλη

διαθέσιμης διάρκειας ισχύος (Πίνακας 6.8). Ζητείται ο καθορισμός της ημερήσιας παραδοθείσας ενέργειας για διάρκεια που αντιστοιχεί στο 30% ενός έτους, δηλαδή το G_{30} . Πρώτα ανατρέχουμε στον Πίνακα 6.8 για να καθορίσουμε το ποσό της διαθέσιμης παραγόμενης ισχύος του σταθμού:

$$P_{30} = 64,68 \text{ kW}$$

Κατόπιν υπολογίζουμε το $P'_{30,k}$, όπως φαίνεται στην τέταρτη στήλη του Πίνακα 6.9.

Πίνακας 6.9: Υπολογισμός της ημερήσιας παραδοθείσας ενέργειας G_{30}

k (%)	P_{30} (kW)	L_k (kW)	$P'_{30,k}$ (kW)
0	64,68	150	64,68
5	64,68	127,03	64,68
10	64,68	120,55	64,68
15	64,68	115,84	64,68
20	64,68	111,65	64,68
25	64,68	107,59	64,68
30	64,68	103,53	64,68
35	64,68	100	64,68
40	64,68	96,60	64,68
45	64,68	92,54	64,68
50	64,68	88,48	64,68
55	64,68	84,03	64,68
60	64,68	80,10	64,68
65	64,68	76,83	64,68
70	64,68	74,08	64,68
75	64,68	71,60	64,68
80	64,68	68,06	64,68
85	64,68	63,87	63,87
90	64,68	58,25	58,25
95	64,68	51,70	51,70
100	64,68	43,85	43,85

Η ημερήσια ενέργεια G_{30} που παραδίδεται, δίνεται από την σχέση:

$$G_{30} = \sum_{k=1}^{20} \left(\frac{P'_{30,5(k-1)} + P'_{30,5k}}{2} \right) \cdot 1,2 \Rightarrow G_{30} = 1516 \text{ kWh/d}$$

Η διαδικασία του παραδείγματος επαναλαμβάνεται για όλες τις τιμές $P_0, P_5, \dots, P_{100}$ έτσι ώστε να ληφθούν είκοσι μια τιμές της ενέργειας $G_0, G_5, \dots, G_{100}$ όπως φαίνεται στον Πίνακα 6.10.

Πίνακας 6.10: Υπολογισμός της ημερήσιας παραδοθείσας ενέργειας G_n

n (%)	P_n (kW)	G_n (kWh/d)
0	64,67756	1516
5	64,67756	1516
10	64,67756	1516
15	64,67756	1516
20	64,67756	1516
25	64,67756	1516
30	64,67756	1516
35	64,67756	1516

40	64,67756	1516
45	64,67756	1516
50	64,67756	1516
55	64,67756	1516
60	64,81151	1521
65	62,78395	1477
70	51,43924	1230
75	44,95229	1079
80	38,05684	913
85	30,69529	737
90	21,59223	434
95	13,32048	320
100	4,030844	97

Η ετήσια παραδοθείσα ενέργεια E_{dlvd} λαμβάνεται ολοκληρώνοντας κατά τον τραπεζοειδή κανόνα:

$$E_{dlvd} = \sum_{k=1}^{20} \left(\frac{G_{5(n-1)} + G_{5n}}{2} \right) \cdot \frac{5}{100} \cdot 365 \cdot (1 - l_{dt}) \Rightarrow$$

$$E_{dlvd} = \sum_{k=1}^{20} \left(\frac{G_{5(n-1)} + G_{5n}}{2} \right) \cdot 17,3375 \Rightarrow$$

$$E_{dlvd} = 438,2 MWh$$

Ο συντελεστής χρησιμοποίησης K του ΥΗΣ είναι ίσος με:

$$K = \frac{E_{avail}}{8760 \cdot P_{des}} \Rightarrow K = \frac{446700}{8760 \cdot 66,232} \Rightarrow K = 76,99\%$$

Η πλεονάζουσα διαθέσιμη ανανεώσιμη ενέργεια E_{excess} είναι η διαφορά μεταξύ της διαθέσιμης ανανεώσιμης ενέργειας E_{avail} και της παραδοθείσας ανανεώσιμης ενέργειας E_{dlvd} :

$$E_{excess} = E_{avail} - E_{dlvd} \Rightarrow E_{excess} = 446,7 - 438,2 \Rightarrow E_{excess} = 8,5 MWh$$

6.6 ΟΙΚΟΛΟΓΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ

Η οικολογική μελέτη πραγματοποιείται ξεχωριστά από την υπόλοιπη μεθοδολογία και δεν αλλοιώνει τα υπόλοιπα αποτελέσματα. Θεωρούμε ως δεδομένο ότι ένας τόνος αερίου CH_4 αντιστοιχεί σε είκοσι ένα τόνους αερίου CO_2 και ένας τόνος αερίου N_2O αντιστοιχεί σε τριακόσιους δέκα τόνους αερίου CO_2 . Η σύγκριση που ακολουθεί αφορά τον ΥΗΣ που θα εγκαταστήσουμε και τις ήδη υπάρχουσες ντιζελογεννήτριες. Τις απώλειες μεταφοράς και διανομής τις ορίζουμε ίσες με 0% και για τις δύο περιπτώσεις.

Για τις ντιζελογεννήτριες, ο συντελεστής απελευθέρωσης αερίου θερμοκηπίου είναι ίσος με:

$$F_{GHG} = (f_{CO_2} + f_{CH_4} \cdot 21 + f_{NO_2} \cdot 310) \cdot \frac{1}{E} \cdot \frac{1}{1 - l_{T\&D}} \cdot 3,6 \cdot 10^{-3} \Rightarrow$$

$$F_{GHG} = (74,1 + 0,0020 \cdot 21 + 0,0020 \cdot 310) \cdot \frac{1}{0,30} \cdot \frac{1}{1 - 0} \cdot 3,6 \cdot 10^{-3} \Rightarrow$$

$$F_{GHG} = 0,897 \text{ tn}_{CO_2}/MWh$$

Η ετήσια ποσότητα των αερίων του θερμοκηπίου που ‘γλιτώνει’ η ατμόσφαιρα από την κατασκευή του ΥΗΣ είναι:

$$R_{GHG} = E_{dvd} \cdot (1 - l_{T\&D}) \cdot F_{GHG} \Rightarrow \\ R_{GHG} = 438,2 \cdot (1 - 0) \cdot 0,897 \Rightarrow R_{GHG} = 393 \text{ tnCO}_2/\text{έτος}$$

6.7 ΑΡΧΙΚΗ ΚΟΣΤΟΛΟΓΗΣΗ ΕΡΓΟΥ

6.7.1 ΕΝΔΙΑΜΕΣΕΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ

Πριν την εύρεση του αρχικού συνολικού κόστους του ΥΗΣ, θα πρέπει να υπολογιστούν κάποιες ενδιάμεσες παράμετροι για τη σωστή χρήση των εξισώσεων.

- *Βασικές παράμετροι του ΥΗΣ*

Η προτεινόμενη κατάταξη του ΥΗΣ από τον αλγόριθμο είναι μικρό, καθώς

$$Q_d = 0,10 \leq 0,40 \text{ m}^3/\text{sec}$$

Η παροχή στον κάθε στρόβιλο είναι ίση με

$$Q_u = Q_d / n \Rightarrow Q_u = 0,1 / 1 \Rightarrow Q_u = 0,1 \text{ m}^3/\text{sec}$$

Η ποσότητα MW_u , δεδομένης της προτεινόμενης κατάταξης του ΥΗΣ, είναι ίση με

$$MW_u = 7,53 \cdot Q_u \cdot H_g / 1000 \Rightarrow MW_u = 7,53 \cdot 0,1 \cdot 105 / 1000 \Rightarrow MW_u = 0,0791 \text{ MW}$$

Η ποσότητα MW , είναι ίση με

$$MW = MW_u \cdot n \Rightarrow MW = 0,0791 \cdot 1 \Rightarrow MW = 0,0791 \text{ MW}$$

- *Συντελεστές προσδιορισμού κόστους για τον εξοπλισμό ανανεώσιμης ενέργειας*

Ο συντελεστής συνδεσιμότητας με το δίκτυο για χρήση ασύγχρονων γεννητριών, δεδομένου ότι ο μικρό ΥΗΣ συνδέεται σε απομονωμένο δίκτυο, είναι ίσος με

$$G = 1$$

Ο συντελεστής χρήσης γεννήτριας χαμηλού κόστους, δεδομένου ότι $MW < 10 \text{ MW}$, είναι ίσος με

$$C_g = 0,75$$

- *Συντελεστές προσδιορισμού κόστους για το καλώδιο ισχύος*

Ο συντελεστής κόστους κατασκευής ξύλινου στύλου έναντι ατσάλινου πύργου, δεδομένου ότι $V < 69 \text{ kV}$, είναι ίσος με

$$P = 0,85$$

- *Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά για τους αγωγούς ύδατος*

Η διάμετρος του αγωγού είναι ίση με

$$d_p = 0,285 \cdot \left(\frac{Q_d}{n_p} \right)^{0,38} \cdot \left(\frac{l_p}{H_g \cdot k_p} \right)^{0,19} \Rightarrow d_p = 0,285 \cdot \left(\frac{0,1}{1} \right)^{0,38} \left(\frac{750}{105 \cdot 0,13} \right)^{0,19} \Rightarrow d_p = 0,25 \text{ m}$$

Το πάχος του τοιχώματος του αγωγού στην είσοδο του ύδατος είναι ίσο με

$$t_t = d_p^{1,3} + 6 \Rightarrow t_t = 0,25^{1,3} + 6 \Rightarrow t_t = 6,17 \text{ mm}$$

Για την εύρεση του πάχους του τοιχώματος του αγωγού κοντά στον στρόβιλο βρίσκουμε αρχικά την παρακάτω ποσότητα

$$t'_b = 0,0375 \cdot d_p \cdot [H_g (1 - l_{hydr,max})] + 1,5 \Rightarrow 0,0375 \cdot 0,25 \cdot [105 \cdot (1 - 0,14)] + 1,5 \Rightarrow t'_b = 2,35 \text{ mm}$$

Η ποσότητα αυτή είναι μικρότερη από το πάχος του τοιχώματος του αγωγού στην είσοδο του ύδατος, συνεπώς το πάχος του τοιχώματος του αγωγού κοντά στον στρόβιλο είναι ίσο με

$$t_b = t_t \Rightarrow t_b = 6,17 \text{ mm}$$

Το μέσο πάχος του τοιχώματος του αγωγού, είναι ίσο με

$$t_{ave} = \frac{t_t + t_b}{2} \Rightarrow t_{ave} = 6,17 \text{ mm}$$

Το βάρος του αγωγού είναι ίσο με

$$W = 24,7 \cdot d_p \cdot l_p \cdot t_{ave} \Rightarrow W = 24,7 \cdot 0,25 \cdot 750 \cdot 6,17 \Rightarrow W = 28575 \text{ kg}$$

- Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά για το κανάλι (Δεν έχει κανάλι)
- Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά για το τούνελ (Δεν υφίσταται για μικρό ΥΗΣ)
- Συντελεστές κόστους για έργα εκτός Καναδά (Έργο εντός Καναδά)
- Άλλα χαρακτηριστικά που επηρεάζουν το κόστος

Επειδή δεν υπάρχει παγετός στην τοποθεσία θέτουμε $f=180$ και ο συντελεστής παγετού, υπολογίζεται από την σχέση

$$F = 110 / (365 - f)^{0,9} \Rightarrow F = 110 / (365 - 180)^{0,9} \Rightarrow F = 1,002$$

6.7.2 ΑΡΧΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ

Μετά το πέρας των παραπάνω υπολογισμών, μπορούμε να χρησιμοποιήσουμε τις Εξισώσεις Κόστους της “Τυπικής” μεθόδου κοστολόγησης για την εύρεση του αρχικού κόστους του ΥΗΣ.

- Εύρεση των Βασικών Εξισώσεων Κόστους

Το κόστος για τα μηχανικά μέρη υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 3

$$EK\ 3 = 0.04 \cdot \left(\frac{MW}{H_g^{0.3}} \right)^{0.54} \times 10^6 \Rightarrow EK\ 3 = 0.04 \cdot \left(\frac{0,0791}{105^{0.3}} \right)^{0.54} \times 10^6 \Rightarrow EK\ 3 = \$4782$$

Το κόστος του εξοπλισμού ανανεώσιμης ενέργειας υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης

Κόστους 4, αφού πρώτα πραγματοποιηθεί ο εξής έλεγχος: $\left(\frac{MW_u}{H_g^{0.5}} \right) = \left(\frac{0,0791}{105^{0.5}} \right) = 0,0077 \leq 0.4$

$$EK\ 4 = 0.82 \cdot n^{0.96} \cdot G \cdot C_g \cdot \left(\frac{MW}{H_g^{0.28}} \right)^{0.9} \times 10^6 + 5.34 \cdot n^{0.96} \cdot \left(\frac{MW_u}{H_g^{0.5}} \right)^{0.91} \times 10^6$$

$$EK\ 4 = 0.82 \cdot 1^{0.96} \cdot 1 \cdot 0,75 \cdot \left(\frac{0,0791}{105^{0.28}} \right)^{0.9} \times 10^6 + 5.34 \cdot 1^{0.96} \cdot \left(\frac{0,0791}{105^{0.5}} \right)^{0.91} \times 10^6 \Rightarrow$$

$$EK\ 4 = \$19404 + \$63862 \Rightarrow EK\ 4 = \$83266$$

Το κόστος για την εγκατάσταση του εξοπλισμού ανανεώσιμης ενέργειας υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 5

$$EK\ 5 = 0.15 \cdot (EK\ 4) \Rightarrow EK\ 5 = 0.15 \cdot \$83266 \Rightarrow EK\ 5 = \$12490$$

Το κόστος του δρόμου πρόσβασης υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 6

$$EK\ 6 = 0.025 \cdot T \cdot A^2 \cdot l_a^{0.9} \times 10^6 \Rightarrow EK\ 6 = 0.025 \cdot 0,25 \cdot 2^2 \cdot 0,4^{0.9} \times 10^6 \Rightarrow EK\ 6 = \$10960$$

Το κόστος του καλωδίου ισχύος υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 7

$$EK\ 7 = 0.0011 \cdot D \cdot P \cdot l_t^{0.95} V \times 10^6 \Rightarrow$$

$$EK\ 7 = 0.0011 \cdot 2 \cdot 0,85 \cdot 0,1^{0.95} 0,6 \times 10^6 \Rightarrow EK\ 7 = \$126$$

Το κόστος του υποσταθμού και του μετασχηματιστή υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 8

$$EK\ 8 = [0.0025 \cdot n^{0.95} + 0.002 \cdot (n+1)] \times \left(\frac{MW}{0.95} \right)^{0.9} \times V^{0.3} \times 10^6 \Rightarrow$$

$$EK\ 8 = [0.0025 \cdot 1^{0.95} + 0.002 \cdot (1+1)] \times \left(\frac{0,0791}{0.95} \right)^{0.9} \times 0,6^{0.3} \times 10^6 \Rightarrow EK\ 8 = \$595$$

Το κόστος για την εγκατάσταση του υποσταθμού και του μετασχηματιστή υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 9

$$EK\ 9 = 0.15 \cdot (EK\ 8) \Rightarrow EK\ 9 = 0.15 \cdot \$595 \Rightarrow EK\ 9 = \$89$$

Το κόστος για λοιπές εργασίες πολιτικού μηχανικού υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 10

$$\begin{aligned}
 EK10 &= 1.97 \cdot n^{-0.04} \cdot C \cdot \left(\frac{MW}{H_g^{0.3}} \right)^{0.82} \cdot \left(1 + 0.005 \cdot \frac{l_d}{H_g} \right) \cdot 10^6 \Rightarrow \\
 EK10 &= 1.97 \cdot 1^{-0.04} \cdot 1 \cdot \left(\frac{0,0791}{105^{0.3}} \right)^{0.82} \cdot \left(1 + 0.005 \cdot \frac{0}{105} \right) \cdot 10^6 \Rightarrow \\
 EK10 &= \$78299
 \end{aligned}$$

Το κόστος των αγωγών ύδατος υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 11

$$EK11 = 20 \cdot n_p^{0.95} \cdot W^{0.88} \Rightarrow EK11 = 20 \cdot 1^{0.95} \cdot 28575^{0.88} \Rightarrow EK11 = \$166839$$

Το κόστος της εγκατάστασης των αγωγών ύδατος υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 12

$$EK12 = 5 \cdot W^{0.88} \Rightarrow EK12 = 5 \cdot 28575^{0.88} \Rightarrow EK12 = \$41710$$

Δεν υπάρχει κανάλι, οπότε το κόστος αυτό (Εξίσωσης Κόστους 13) είναι μηδενικό

Δεν υπάρχει τούνελ, οπότε το κόστος αυτό (Εξίσωσης Κόστους 14) είναι μηδενικό

- *Τροποποίηση των Βασικών Εξισώσεων Κόστους*

Το έργο κατασκευάζεται εντός του Καναδά, οπότε πολλαπλασιάζουμε τις Εξισώσεις Κόστους 3, 5, 6, 7, 9, 10, 12, 13 και 14 με τον Συντελεστή Παγετού $F=1,002$. Επιπλέον πολλαπλασιάζουμε όλες τις Εξισώσεις Κόστους με την σταθερά του πληθωρισμού, $In=1.030$. Οι Εξισώσεις Κόστους τροποποιούνται ως εξής:

$$\begin{aligned}
 EK3 &= F \cdot In \cdot 4782 \Rightarrow EK3 = \$4935 \\
 EK4 &= In \cdot 83266 \Rightarrow EK4 = \$84931 \\
 EK5 &= F \cdot In \cdot 12490 \Rightarrow EK5 = \$12891 \\
 EK6 &= F \cdot In \cdot 10960 \Rightarrow EK6 = \$11311 \\
 EK7 &= F \cdot In \cdot 126 \Rightarrow EK7 = \$130 \\
 EK8 &= In \cdot 595 \Rightarrow EK8 = \$607 \\
 EK9 &= F \cdot In \cdot 89 \Rightarrow EK9 = \$89 \\
 EK10 &= F \cdot In \cdot 78299 \Rightarrow EK10 = \$80809 \\
 EK11 &= In \cdot 166839 \Rightarrow EK11 = \$171844 \\
 EK12 &= F \cdot In \cdot 41710 \Rightarrow EK12 = \$43047 \\
 EK13 &= F \cdot In \cdot 0 \Rightarrow EK13 = \$0 \\
 EK14 &= F \cdot In \cdot 0 \Rightarrow EK14 = \$0
 \end{aligned}$$

Οι Εξισώσεις Κόστους 1, 2 και 15 υπολογίζονται τώρα βάση της αθροιστικής ιδιότητάς τους. Το κόστος για την περιβαλλοντική μελέτη και την μελέτη σκοπιμότητας του ΥΗΣ υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 1

$$EK1 = 0.031 \cdot \Sigma (EK2) \text{ μέχρι } (EK15) \Rightarrow EK1 = 0.031 \cdot \$471373 \Rightarrow EK1 = \$14613$$

Το κόστος για την ανάπτυξη υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 2

$$EK2 = 0.04 \cdot \Sigma (EK3) \text{ μέχρι } (EK14) \Rightarrow EK2 = 0.04 \cdot \$410594 \Rightarrow EK2 = \$16424$$

Άλλα απρόβλεπτα κόστη υπολογίζονται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 15

$$EK\ 15 = (0.2057 \cdot i \cdot Q_d^{0.35} + 0.1) \cdot \Sigma\ (EK\ 2)\ \text{μέχρι}\ (EK\ 14) \Rightarrow$$

$$EK\ 15 = (0.2057 \cdot 0,08 \cdot 0,1^{0.35} + 0.1) \cdot \$427018 \Rightarrow EK\ 15 = \$44355$$

• *Αρχικό Συνολικό Κόστος της εγκατάστασης*

Τα προηγούμενα κόστη παρουσιάζουν αποκλίσεις από την πραγματικότητα, τα τροποποιούμε πολλαπλασιάζοντάς τα με τους κατάλληλους συντελεστές όπως φαίνονται στον Πίνακα 6.11. Στον πίνακα, επίσης φαίνονται επιπλέον αρχικά κόστη όπως η αγορά της γης (Εξίσωση Κόστους 19) πάνω στην οποία θα αναπτυχθεί ο σταθμός και άλλα έξοδα ή έσοδα (Εξίσωση Κόστους 21). Οι Εξισώσεις Κόστους, μπορούν να ενωθούν σε κατηγορίες (Εξισώσεις Κόστους 20, 17, 18 και 22) όπως φαίνεται στον πίνακα. Το Αρχικό Συνολικό Κόστος υπολογίζεται στην τελευταία γραμμή του πίνακα (συμβολίζεται με I).

Πίνακας 6.11: Αρχικό κόστος της εγκατάστασης

Κατηγορίες Κόστους	Ποσά	Συντελεστές διόρθωσης	Κόστη
Μελέτη σκοπιμότητας	\$14613	2,95	\$43108
Ανάπτυξη	\$16424	1,55	\$25457
Αγορά γης (EK 19)			-
<i>Μερικό Σύνολο Ανάπτυξης (EK 20)</i>			\$25457
Μηχανικά	\$4935	10,00	\$49350
Εξοπλισμός ανανεώσιμης ενέργειας	\$84931	1,50	\$127396
<u>Κατασκευαστικά κόστη εγκατάστασης</u>			
Δρόμος πρόσβασης	\$11311	1,30	\$14704
Καλώδιο ισχύος	\$130	1,00	\$130
Υποσταθμός και μετασχηματιστής	\$607	1,00	\$607
Αγωγοί ύδατος	\$171844	0,60	\$103106
Κανάλι	\$0	-	\$0
Τούνελ	\$0	-	\$0
Εργασίες πολιτικού μηχανικού (EK 17)	\$136836	0,52	\$71155
<i>Μερικό σύνολο κατασκευαστικό (EK 18)</i>			\$189702
Διάφορα	\$44355	0,15	\$6653
Άλλα - κόστη (EK 21)			\$61000
<i>Μερικό σύνολο διαφορών (EK 22)</i>			\$67653
Αρχικό Συνολικό Κόστος			$I = \\$502666$

6.7.3 ΕΤΗΣΙΑ ΚΑΙ ΠΕΡΙΟΔΙΚΑ ΕΞΟΔΑ

Στον Πίνακα 6.12 παρουσιάζονται τα ετήσια έξοδα για την λειτουργία του ΜΥΗΣ.

Πίνακας 6.12: Ετήσια έξοδα

α/α	Ετήσια Έξοδα	Ποσότητα	Μονάδα μέτρησης ποσότητας	Κόστος μονάδας	Τελικό ποσό
1)	Ενοικίαση γης	1	-	-	-
2)	Φόροι ιδιοκτησίας	0	%	\$502666	0

3)	Κόστος εκμετάλλευσης ύδατος	66,232	kW	18 \$/kW	1192
4)	Ασφάλιστρα	0,50	%	\$502666	2513
5)	Συντήρηση καλωδίου μετάδοσης ισχύος	92	%	\$737	678
6)	Ανταλλακτικά	0,50	%	\$502666	2513
7)	Εργατικά λειτουργίας και συντήρησης	0,10	Ανά έτος	\$40000	4000
8)	Ταξίδια και διαμονή	2	Ταξίδια	\$1000	2000
9)	Γενικά και διοικητικά	15	%	\$11096	1664
10)	Άλλα - Κόστος	-	-	-	-
11)	Απρόοπτα	10	%	\$12760	1276
Συνολικά ετήσια έξοδα				\$14036	

Για περιοδικά έξοδα δεν έχουμε καμία πληροφορία και συνεχίζουμε την ανάλυση χωρίς να τα υπολογίζουμε.

6.8 ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

Στην ενότητα αυτή θα πραγματοποιηθεί η χρηματοοικονομική ανάλυση για το προτεινόμενο επενδυτικό έργο. Για αρχή υπολογίζονται ορισμένες βασικές μεταβλητές όπως το ποσό I_{cap} που αποτελεί το αρχικό μετοχικό κεφάλαιο, και εξάγεται από τη σχέση:

$$I_{cap} = I(1 - R_{costs}) \Rightarrow I_{cap} = \$502666 \cdot (1 - 0,80) \Rightarrow I_{cap} = \$100533$$

Το χρέος του έργου, $Project_{debt}$, υπολογίζεται από τη σχέση:

$$Project_{debt} = I - I_{cap} \Rightarrow Project_{debt} = \$502666 - \$100533 \Rightarrow Project_{debt} = \$402133$$

6.8.1 ΕΤΗΣΙΑ ΕΣΟΔΑ ΚΑΙ ΕΞΟΔΑ

Τα ετήσια έσοδα ή πιστώσεις του έργου, προέρχονται από την παραγωγή ενέργειας του συστήματος και την εξοικονόμηση εγκατεστημένης ισχύος, από την παραγωγή ανανεώσιμης ενέργειας και από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου. Πιο αναλυτικά, στην εξεταζόμενη περίπτωση έργου, οι πιστώσεις από την παραγωγή ενέργειας, υπολογίζονται από τη σχέση:

$$S_E = E_{dldv} \cdot e_E + E_{excess} \cdot e_{excess} \Rightarrow S_E = 438200kWh \cdot 0,18\$/kWh + 8500kWh \cdot 0 \Rightarrow S_E = \$78876$$

Ετήσιο εισόδημα από την εξοικονόμηση εγκατεστημένης ισχύος δεν υπάρχει στη συγκεκριμένη περίπτωση.

Ετήσιο εισόδημα από την παραγωγή ανανεώσιμης ενέργειας δεν υπάρχει στη συγκεκριμένη περίπτωση.

Υπολογίζεται η συνολική μείωση εκπομπής CO₂ για τη διάρκεια ζωής του έργου, με βάση το συνολικό ισοδύναμο συντελεστή εκπομπής CO₂. Η διάρκεια ζωής του έργου είναι PL = 10 έτη, οπότε για ετήσια μείωση εκπομπής CO₂ ίση με 393 τόνους CO₂, όπως υπολογίστηκε πριν, η συνολική μείωση θα είναι 10·393 = 3930 τόνοι CO₂. Όμως ετήσιο εισόδημα από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου δεν υπάρχει στη συγκεκριμένη περίπτωση.

Συνεπώς τα ετήσια συνολικά έσοδα, ως το άθροισμα των παραπάνω εισοδημάτων, είναι ίσα με $Sa = \$78876$.

Τα ετήσια έξοδα για την λειτουργία και την συντήρηση του ΜΥΗΣ έχουν υπολογιστεί και είναι ίσα με \$14036.

Το ετήσιο χρεολύσιο για την εξόφληση του χρέους του έργου, υπολογίζεται από τη σχέση:

$$D_p = \frac{Project_{debt} \cdot r_{debt} \cdot (1 + r_{debt})^{Debt_{term}}}{(1 + r_{debt})^{Debt_{term}} - 1} \Rightarrow$$

$$D_p = \frac{\$402133 \cdot 0,08 \cdot (1 + 0,08)^{10}}{(1 + 0,08)^{10} - 1} \Rightarrow D_p = \$59930$$

Συνεπώς τα ετήσια συνολικά έξοδα, ως το άθροισμα των παραπάνω εξόδων, είναι ίσα με \$73966.

6.8.2 ΤΑΜΕΙΑΚΕΣ ΡΟΕΣ

6.8.2.1 ΕΤΗΣΙΕΣ ΤΑΜΕΙΑΚΕΣ ΡΟΕΣ ΠΡΟ ΦΟΡΟΥ

Θα εξεταστούν στη συνέχεια μερικοί δείκτες και κριτήρια αξιολόγησης της βιωσιμότητας του έργου. Για το λόγο αυτό, θα χρειαστεί να υπολογιστούν οι ετήσιες καθαρές ταμειακές ροές του έργου. Η καθαρή ταμειακή ροή προ φόρου, περιλαμβάνει τα συνολικά ετήσια έσοδα και έξοδα.

Συγκεκριμένα, για το έτος 0, τα έσοδα από δωρεές ή επιδοτήσεις είναι μηδέν και η αξία τέλους έργου στην περίπτωση αυτή είναι μηδέν. Τα έξοδα για το έτος 0, περιλαμβάνουν το ποσό που καταβλήθηκε για τη σύνθεση του μετοχικού κεφαλαίου το οποίο υπολογίζεται ότι έγινε το έτος 0 και είναι ίσα με $I_{cap} = \$100533$. Άρα, για το έτος 0, τα συνολικά έξοδα είναι \$100533.

Σύμφωνα με όλα τα παραπάνω, η καθαρή ταμειακή ροή προ φόρων του έργου για το έτος 0 είναι *Συνολικά έσοδα - Συνολικά έξοδα*, δηλαδή 0 - \$100533 = \$-100533

Για τα έτη 1 έως PL ($1 \leq n \leq 10$), οι ταμειακές ροές προ φόρων υπολογίζονται ως εξής:

Συνολικά έσοδα:

- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος ζωής του έργου ($1 \leq n \leq 10$), υπολογίζονται οι εξοικονομήσεις πόρων ενέργειας:

$$S_{n_E} = S_E \cdot (1 + r_{E_cost})^n \Rightarrow S_{n_E} = \$78876(1 + 0,03)^n \Rightarrow S_{n_E} = \$78876 \cdot 1,03^n$$

- Ετήσιο εισόδημα από την εξοικονόμηση εγκατεστημένης ισχύος δεν υπάρχει στη συγκεκριμένη περίπτωση.
- Ετήσιο εισόδημα από την παραγωγή ανανεώσιμης ενέργειας δεν υπάρχει στη συγκεκριμένη περίπτωση.
- Ετήσιο εισόδημα από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου δεν υπάρχει στη συγκεκριμένη περίπτωση.
- Εισόδημα από την αξία τέλους του έργου δεν υπάρχει

Τα συνολικά έσοδα προ φόρων κάθε έτους n υπολογίζονται αθροίζοντας τα αντίστοιχα έσοδα όπως αυτά υπολογίζονται παραπάνω. Ο Πίνακας 6.13 συγκεντρώνει τα αποτελέσματα για τα ετήσια έσοδα στην περίπτωση που εξετάζεται.

Συνολικά έξοδα:

- Τα έξοδα για τη λειτουργία και τη συντήρηση της εγκατάστασης, υπολογίζονται για κάθε έτος από n έως και 10 το τέλος δηλαδή της ζωής του έργου:

$$OM_c = OM \cdot (1 + f_p)^n \Rightarrow OM_c = \$14036 \cdot (1 + 0,025)^n \Rightarrow OM_c = \$14036 \cdot 1,025^n$$

- Τα έξοδα αποπληρωμής του χρέους για το έργο, έχουν υπολογιστεί ως το ετήσιο χρεολύσιο και είναι ίσα με $D_p = \$59930$.
- Περιοδικά έξοδα δεν έχουν οριστεί από τον χρήστη

Τα συνολικά έξοδα προ φόρων κάθε έτους n υπολογίζονται αθροίζοντας τα αντίστοιχα έξοδα όπως αυτά υπολογίζονται παραπάνω. Ο Πίνακας 6.14 συγκεντρώνει τα αποτελέσματα για τα ετήσια έξοδα στην περίπτωση που εξετάζεται.

Πίνακας 6.13: Ετήσια έσοδα προ φόρων της εγκατάστασης.

Έτος n	Εξοικονομήσεις πόρων ενέργειας, S_{n_E} (\$)	Εξοικονομήσεις εγκατεστημένης ισχύος, S_{n_firm} (\$)	Έσοδα από την πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ, S_{n_ER} (\$)	Έσοδα από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου, S_{n_GHG} (\$)	Έξοδα από την αξία τέλους του έργου, EOL_{PL} (\$)	Συνολικά έσοδα (\$)
0	0	0	0	0	0	0
1	81242	0	0	0	0	81242
2	83680	0	0	0	0	83680
3	86190	0	0	0	0	86190
4	88776	0	0	0	0	88776
5	91439	0	0	0	0	91439
6	94182	0	0	0	0	94182
7	97008	0	0	0	0	97008
8	99918	0	0	0	0	99918
9	102915	0	0	0	0	102915
10	106003	0	0	0	0	106003

Πίνακας 6.14: Ετήσια έξοδα προ φόρων της εγκατάστασης.

Έτος n	Αρχικό μετοχικό κεφάλαιο, I_{cap} (\$)	Λειτουργικά έξοδα και έξοδα συντήρησης, OM_c (\$)	Έξοδα αποπληρωμής του έργου, D_p (\$)	Διάφορα περιοδικά έξοδα, PE_n (\$)	Συνολικά έξοδα (\$)
0	100533	0	0	0	100533
1	0	14386,9	59930	0	74317
2	0	14746,57	59930	0	74677
3	0	15115,24	59930	0	75045
4	0	15493,12	59930	0	75423
5	0	15880,45	59930	0	75810
6	0	16277,46	59930	0	76207
7	0	16684,39	59930	0	76614
8	0	17101,5	59930	0	77032
9	0	17529,04	59930	0	77459
10	0	17967,27	59930	0	77897

Τα συνολικά έσοδα και έξοδα για κάθε ετήσιο κύκλο λειτουργίας της εγκατάστασης φαίνονται στον Πίνακα 6.15. Στον ίδιο πίνακα φαίνονται η διαφορά των ετήσιων συνολικών εσόδων από τα ετήσια συνολικά έξοδα, καθώς και οι καθαρές συνολικές ταμειακές ροές προ φόρων του έργου.

Οι καθαρές ταμειακές ροές προ φόρων για κάθε έτος n υπολογίζονται από την αλγεβρική διαφορά $\text{Συνολικά έσοδα}_n - \text{Συνολικά έξοδα}_n$. Οι καθαρές συνολικές ταμειακές ροές προ φόρων για κάθε έτος n υπολογίζονται από το αλγεβρικό άθροισμα της καθαρής συνολικής ταμειακής ροής του προηγούμενου έτους ($n-1$) με την καθαρή ταμειακή ροή προ φόρων του έτους n .

Πίνακας 6.15: Ταμειακές ροές προ φόρων

Έτος n	Συνολικά έσοδα (\$)	Συνολικά έξοδα (\$)	Καθαρή ταμειακή ροή προ φόρων, CF_n^p (\$)	Καθαρή συνολική ταμειακή ροή προ φόρων, TCF_n^p (\$)
0	0	100533	-100533	-100533
1	81242	74317	6925	-93608
2	83680	74677	9003	-84605
3	86190	75045	11145	-73460
4	88776	75423	13353	-60107
5	91439	75810	15628	-44479
6	94182	76207	17975	-26504
7	97008	76614	20393	-6111
8	99918	77032	22886	16775
9	102915	77459	25456	42231
10	106003	77897	28106	70337

6.8.2.2 ΕΤΗΣΙΟΣ ΦΟΡΟΣ

Ο φόρος (δίχως carryforward) υπολογίζεται ως το γινόμενο του φορολογικού συντελεστή εισοδήματος I_{tax} , που ορίζεται από τον χρήστη επί το καθαρό εισόδημα. Το

καθαρό εισόδημα για κάθε έτος υπολογίζεται ως το άθροισμα των εξής παραγόντων, όπως φαίνεται στην στήλη 6 του Πίνακα 6.16:

- Τις καθαρές ταμειακές ροές. Στήλη 4 του Πίνακα 6.15.
- Το μετοχικό κεφάλαιο I_{cap} . Στήλη 2 του Πίνακα 6.14.
- Τους τόκους αποπληρωμής του χρέους του έργου. Μηδέν για το έτος 0 και για κάθε ένα από τα επόμενα έτη, εντός της προθεσμίας αποπληρωμής του χρέους του έργου υπολογίζονται από τη σχέση:

$$a_n = D_p \cdot \left(\frac{1}{1 + r_{Debt}} \right)^{Debt_{term} - n + 1} \Rightarrow a_n = 59930 \cdot \left(\frac{1}{1 + 0,08} \right)^{10 - n + 1} \Rightarrow a_n = 59930 \cdot 0,9259^{11 - n}$$

- Την αποσβενόμενη αξία του εξοπλισμού. Για το έτος 0 η απόσβεση λαμβάνεται ίση με:

$$Dep_0 = -(1 - T_{basis}) \cdot I \Rightarrow Dep_0 = -(1 - 0,86) \cdot 502666 \Rightarrow Dep_0 = \$-70373$$

Ενώ για τα έτη 1 έως DL , δίνεται ως εξής:

$$Dep = -T_{basis} \cdot I / DL \Rightarrow Dep = -0,86 \cdot 502666 / 10 \Rightarrow Dep = \$-43229$$

Ο υπολογισμός του φόρου γίνεται φανερός στον Πίνακα 6.16.

Πίνακας 6.16: Εύρεση των ετήσιων φόρων

Έτος n	Καθαρή ταμειακή ροή προ φόρων, CF_n^p (\$)	Αρχικό μετοχικό κεφάλαιο, I_{cap} (\$)	Τόκοι χρέους του έργου a_n (\$)	Αποσβενόμενη αξία εξοπλισμού Dep (\$)	Καθαρό Εισόδημα (\$)	Φόρος (\$)
0	-100533	100533	0	-70373	-70373	-30683
1	6925	0	27759	-43229	-8544	-3725
2	9003	0	29980	-43229	-4246	-1851
3	11145	0	32378	-43229	294	128
4	13353	0	34969	-43229	5092	2220
5	15628	0	37766	-43229	10166	4432
6	17975	0	40787	-43229	15533	6772
7	20393	0	44050	-43229	21214	9250
8	22886	0	47574	-43229	27232	11873
9	25456	0	51380	-43229	33608	14653
10	28106	0	55491	-43229	40367	17600

6.8.2.3 ΕΤΗΣΙΕΣ ΤΑΜΕΙΑΚΕΣ ΡΟΕΣ ΜΕΤΑ ΦΟΡΟΥ

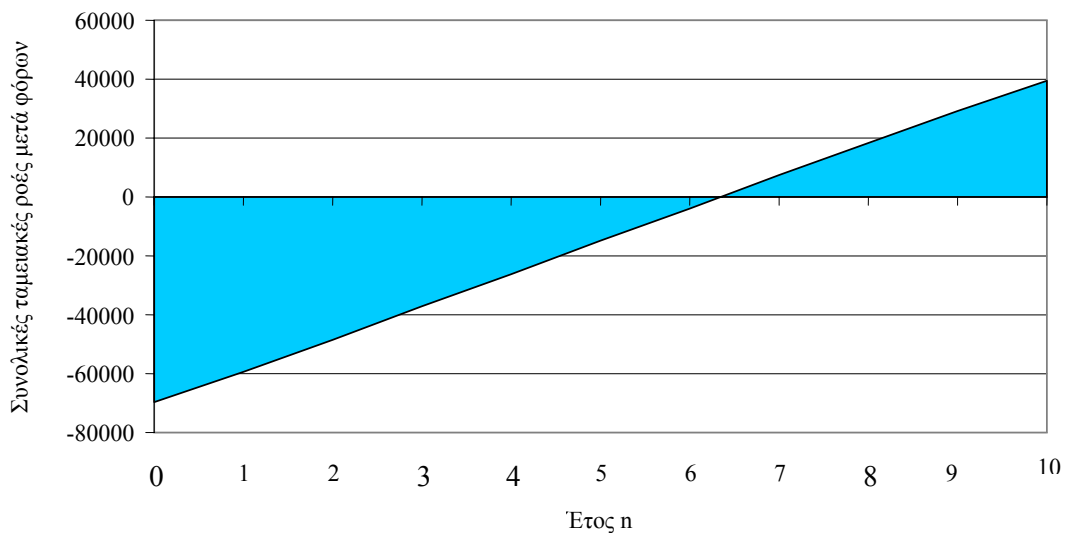
Οι καθαρές ταμειακές ροές μετά φόρων υπολογίζονται εάν από τις εισροές κεφαλαίου αφαιρεθούν οι αντίστοιχες εκροές και ο ανάλογος φόρος. Η πρώτη συνολική καθαρή ταμειακή ροή μετά φόρων θεωρείται ίση με την πρώτη καθαρή ταμειακή ροή μετά φόρων. Οι υπόλοιπες συνολικές καθαρές ταμειακές ροές μετά φόρων, για τη διάρκεια ζωής του έργου, λαμβάνονται ίσες με το άθροισμα της προηγούμενης ροής συν την καθαρή ταμειακή ροή μετά φόρων, της τρέχουσας ροής. Τα παραπάνω φαίνονται στον Πίνακα 6.17.

Πίνακας 6.17: Ταμειακές ροές μετά φόρων

Έτος n	Συνολικά έσοδα (\$)	Συνολικά έξοδα (\$)	Φόρος (\$)	Καθαρή ταμειακή ροή μετά φόρων, CF_n^a (\$)	Καθαρή συνολική ταμειακή ροή μετά φόρων, TCF_n^a (\$)
0	0	100533	-30683	-69850	-69850
1	81242	74317	-3725	10651	-59200
2	83680	74677	-1851	10854	-48345
3	86190	75045	128	11017	-37329
4	88776	75423	2220	11132	-26197
5	91439	75810	4432	11196	-15000
6	94182	76207	6772	11202	-3798
7	97008	76614	9250	11144	7346
8	99918	77032	11873	11013	18359
9	102915	77459	14653	10803	29162
10	106003	77897	17600	10505	39668

Στο Σχήμα 6.5 που ακολουθεί, απεικονίζεται γραφικά η εξέλιξη των καθαρών συνολικών ταμειακών ροών μετά φόρων με την πάροδο του χρόνου.

ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΕΞΕΛΙΞΗΣ ΣΥΝΟΛΙΚΩΝ ΤΑΜΕΙΑΚΩΝ ΡΟΩΝ ΜΕΤΑ ΦΟΡΩΝ



Σχήμα 6.5: Η εξέλιξη των καθαρών ταμειακών ροών του έργου στο χρόνο, έως το τέλος της ζωής του.

6.8.3 ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΟΥ ΕΡΓΟΥ

Στην ενότητα αυτή θα παρουσιαστούν μερικές χρηματοοικονομικές παράμετροι, οι οποίες μπορούν, ανάλογα με την τιμή την οποία θα λάβουν, να αξιολογήσουν το «πόσο» εφικτό είναι να υλοποιηθεί με θετικά αποτελέσματα το επενδυτικό έργο.

6.8.3.1 ΕΣΩΤΕΡΙΚΟΣ ΒΑΘΜΟΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΚΑΙ ΑΠΟΔΟΣΗ ΣΤΗΝ ΕΠΕΝΔΥΣΗ ΠΡΟ ΦΟΡΩΝ ΚΑΙ ΜΕΤΑ ΦΟΡΩΝ

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης προ φόρων συσχετίζεται με τις καθαρές ταμειακές ροές που εμφανίζονται προ φόρων, όπως αυτές φαίνονται στον Πίνακα 6.15. Είναι το επιτόκιο ε , όπως αυτό υπολογίζεται από την παρακάτω σχέση:

$$\sum_{n=1}^{10} \frac{CF_n^p}{(1+\varepsilon)^n} + CF_0^p = 0 \Rightarrow$$

$$\frac{CF_1^p}{(1+\varepsilon)} + \frac{CF_2^p}{(1+\varepsilon)^2} + \dots + \frac{CF_9^p}{(1+\varepsilon)^9} + \frac{CF_{10}^p}{(1+\varepsilon)^{10}} - \$100533 = 0 \Rightarrow$$

$$\frac{\$6925}{(1+\varepsilon)} + \frac{\$9003}{(1+\varepsilon)^2} + \dots + \frac{\$25456}{(1+\varepsilon)^9} + \frac{\$28106}{(1+\varepsilon)^{10}} - \$100533 = 0$$

Η επίλυση της παραπάνω εξίσωσης πραγματοποιείται με την χρήση της επαναληπτικής μεθόδου Newton-Raphson, και βρίσκουμε ότι:

$$\varepsilon = 8,7\%$$

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης μετά φόρων συσχετίζεται με τις καθαρές ταμειακές ροές που εμφανίζονται μετά φόρων, όπως αυτές φαίνονται στον Πίνακα 6.17. Είναι το επιτόκιο ε^* , όπως αυτό υπολογίζεται από την παρακάτω σχέση:

$$\sum_{n=1}^{20} \frac{CF_n^a}{(1+\varepsilon^*)^n} + CF_0^a = 0 \Rightarrow$$

$$\frac{CF_1^a}{(1+\varepsilon^*)} + \frac{CF_2^a}{(1+\varepsilon^*)^2} + \dots + \frac{CF_9^a}{(1+\varepsilon^*)^9} + \frac{CF_{10}^a}{(1+\varepsilon^*)^{10}} - \$69850 = 0 \Rightarrow$$

$$\frac{\$10651}{(1+\varepsilon^*)} + \frac{\$10854}{(1+\varepsilon^*)^2} + \dots + \frac{\$10803}{(1+\varepsilon^*)^9} + \frac{\$10505}{(1+\varepsilon^*)^{10}} - \$69850 = 0$$

Η επίλυση της παραπάνω εξίσωσης πραγματοποιείται με την χρήση της επαναληπτικής μεθόδου Newton-Raphson, και βρίσκουμε ότι:

$$\varepsilon^* = 9,1\%$$

Το γεγονός ότι τα ε και ε^* υπολογιστήκανε μικρότερα από το προεξοφλητικό επιτόκιο $D = 12\%$, υποδηλώνει ότι η επένδυση δεν θεωρείται αποδοτική.

6.8.3.2 ΜΕΘΟΔΟΣ ΤΗΣ ΑΠΛΗΣ ΕΠΑΝΕΙΣΠΡΑΞΗΣ

Σύμφωνα με τη μέθοδο αυτή, το επενδυτικό έργο αξιολογείται με βάση το χρόνο κατά τον οποίο οι επενδυτές θα «πάρουν» πίσω τα χρήματα της αρχικής επένδυσης. Για να υπολογιστεί ο χρόνος αυτός στην περίπτωση που εξετάζεται, εφαρμόζεται η σχέση:

$$SP = \frac{I - Gr}{Sa - OM} \Rightarrow SP = \frac{502666 - 0}{78876 - 14036} \Rightarrow SP = 7,75 \text{ έτη}$$

6.8.3.3 ΧΡΟΝΟΣ ΜΕΧΡΙ ΤΗΝ ΠΡΩΤΗ ΚΑΘΑΡΗ ΘΕΤΙΚΗ ΤΑΜΕΙΑΚΗ ΡΟΗ

Ο χρόνος αυτός υπολογίζεται με γραμμική παρεμβολή μεταξύ των τιμών των καθαρών συνολικών ταμειακών ροών μετά φόρων, η μία εκ των οποίων είναι αρνητική και η αμέσως επόμενη της είναι θετική. Η μονάδα μέτρησης του χρόνου αυτού, εξαρτάται από τη μονάδα μέτρησης του χρόνου παρακολούθησης των ταμειακών ροών.

$$\frac{7 - n_{\theta\epsilon\tau}}{7 - 6} = \frac{\$7346 - \$0}{\$7346 + \$3798} \Rightarrow n_{\theta\epsilon\tau} = 6,34 \text{ έτη}$$

Η τιμή αυτή είναι στην ουσία ο χρόνος για τον οποίο η συνολική ταμειακή ροή μετά φόρων μηδενίζεται.

6.8.3.4 ΚΑΘΑΡΑ ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ

Το κριτήριο αυτό λαμβάνει υπόψιν τη διαχρονική αξία του χρήματος. Προκειμένου για PL καθαρές ταμειακές ροές μετά φόρων, προεξοφλητικό επιτόκιο D και αρχική επένδυση I , η καθαρά παρούσα αξία (ΚΠΑ) υπολογίζεται από τον τύπο:

$$\begin{aligned} \text{ΚΠΑ} &= \sum_{n=1}^{DL} CF_n^a \cdot (1+D)^{-n} + CF_0^a \Rightarrow \text{ΚΠΑ} = \sum_{n=1}^{10} CF_n^a \cdot (1+0,12)^{-n} - \$69850 \Rightarrow \\ \text{ΚΠΑ} &= \$10651 \cdot 1,12^{-1} + \dots + \$10505 \cdot 1,12^{-10} - \$69850 \Rightarrow \\ \text{ΚΠΑ} &= \$-7976 \end{aligned}$$

Οι υπολογισμοί έδωσαν αρνητική τιμή ΚΠΑ, γεγονός το οποίο υποδηλώνει ότι η επένδυση δεν θεωρείται αποδοτική.

6.8.3.5 ΑΠΟΤΑΜΙΕΥΣΕΙΣ ΕΤΗΣΙΟΥ ΚΥΚΛΟΥ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΟΥ ΕΡΓΟΥ

Τα ετήσια ποσά που εξοικονομούνται από τον ετήσιο κύκλο λειτουργίας της εγκατάστασης, για επιτόκιο ίσο με το προεξοφλητικό επιτόκιο D , υπολογίζονται:

$$p = \frac{\text{ΚΠΑ} \cdot D \cdot (1+D)^{PL}}{(1+D)^{PL} - 1} \Rightarrow p = \frac{-7976 \cdot 0,12 \cdot (1+0,12)^{10}}{(1+0,12)^{10} - 1} \Rightarrow p = \$-1412$$

6.8.3.6 ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΠΟΔΟΤΙΚΟΤΗΤΑΣ

Ο δείκτης αποδοτικότητας φανερώνει πόσο αποδοτικό είναι το έργο. Υπολογίζεται από τη ακόλουθη σχέση:

$$PI = \frac{\text{ΚΠΑ}}{I_{cap}} \Rightarrow PI = \frac{-7976}{100533} \Rightarrow PI = -0,08 < 0$$

Υπενθυμίζεται ότι ο δείκτης αυτός πρέπει να είναι θετικός και όσο μεγαλύτερος είναι από τη μονάδα, τόσο πιο αποδοτικό είναι το έργο. Γεγονός το οποίο υποδηλώνει ότι η επένδυση δεν θεωρείται αποδοτική.

6.8.3.7 ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΥΤΟΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗΣ ΤΟΥ ΕΡΓΟΥ

Σε όλες τις περιπτώσεις των επενδυτικών έργων, εξετάζεται το κατά πόσο μπορούν να καλύπτουν τα έξοδα για την κάλυψη του χρέους τους και να καλύπτουν διάφορα άλλα έξοδα. Ο ετήσιος δείκτης αυτοχρηματοδότησης φανερώνει την ικανότητα αυτή. Υπολογίζεται ως το παρακάτω πηλίκο και μέχρι την χρονική στιγμή της εξόφλησης του χρέους, δηλαδή για $n = Debt_{term} = 10$:

$$DSC_n = \frac{\max(CF_n^p + D_p, TCF_n^a - TCF_{n=0}^a)}{D_p} \Rightarrow$$

$$DSC_n = \frac{\max(CF_n^p + \$59930, TCF_n^a + \$69850)}{\$59930}$$

Στον Πίνακα 6.18 φαίνεται η εξέλιξη του ετήσιου δείκτη αυτοχρηματοδότησης με την πάροδο του χρόνου.

Πίνακας 6.18: Δείκτης αυτοχρηματοδότησης

Έτος n	Καθαρή ταμειακή ροή προ φόρων, CF_n^p (\$)	Καθαρή συνολική ταμειακή ροή μετά φόρων, TCF_n^a (\$)	Δείκτης αυτοχρηματοδότησης (DSC)
0	-100533	-69850	-
1	6925	-59200	1,115558
2	9003	-48345	1,150225
3	11145	-37329	1,185962
4	13353	-26197	1,222802
5	15628	-15000	1,260779
6	17975	-3798	1,299927
7	20393	7346	1,340283
8	22886	18359	1,471873
9	25456	29162	1,652139
10	28106	39668	1,827433

Η μικρότερη από τις τιμές του πίνακα, είναι η 1,12 την οποία αποδεχόμαστε ως δείκτη αυτοχρηματοδότησης. Το γεγονός ότι είναι μεγαλύτερος της μονάδας και είναι η μικρότερη τιμή από όλες τις τιμές του Πίνακα 6.18 (οπότε και όλες οι υπόλοιπες είναι μεγαλύτερες της μονάδας), υποδηλώνει ότι τα ετήσια έσοδα από τη λειτουργία της εγκατάστασης επαρκούν για να αποπληρωθεί το χρέος του έργου, χωρίς να χρειαστεί εξωτερικό δάνειο.

6.9 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ-ΣΧΟΛΙΑ

Το επενδυτικό έργο που εξετάστηκε δεν θεωρείται αποδοτικό και η υλοποίησή του δεν κρίνεται συμφέρουσα, με βάση τα περισσότερα από τα χρηματοοικονομικά κριτήρια που εξετάστηκαν.

Παρόλα ταύτα, δεν απέχει πολύ από το να γίνει οικονομικά βιώσιμο. Για παράδειγμα αν εξαλειφθεί το αρχικό κόστος της προμελέτης (\$43108), το έργο γίνεται εξαιρετικά αποδοτικό.

Οι μέγιστες υδραυλικές απώλειες είναι κατά πολύ μεγαλύτερες από την μέγιστη προτεινόμενη τιμή (7%). Η τιμή αυτή όμως δικαιολογείται εξαιτίας της διαμέτρου του αγωγού (250mm), καθώς προκαλεί σημαντικές απώλειες στο ύψος της υδατόπτωσης.

ΜΕΛΕΤΗ ΜΙΚΡΟΥ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ (ΜΕ ΔΥΟ ΥΔΡΟΣΤΡΟΒΙΛΟΥΣ) ΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟΥ ΣΕ ΚΕΝΤΡΙΚΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΔΙΚΤΥΟ

7.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ – ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ

Ανεξάρτητος παραγωγός ηλεκτρικής ενέργειας επιθυμεί να κάνει προμελέτη για ένα μικρό υδροηλεκτρικό έργο στη Γουατεμάλα. Η παραγόμενη ενέργεια του ΥΗΣ θα πωληθεί στο κεντρικό ηλεκτρικό δίκτυο με συμβόλαιο δεκαπενταετούς αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

7.1.1 ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΕΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ

Η τοποθεσία της εγκατάστασης βρίσκεται στον δήμο του Rio Hondo εντός του διαμερίσματος της Zacapa, 125km βόρεια της πόλης της Γουατεμάλα. Η πρόσβαση στην τοποθεσία μπορεί εύκολα να πραγματοποιηθεί μέσω δρόμου και έχει ήδη πραγματοποιηθεί έρευνα της τοποθεσίας.

Τα βασικά χαρακτηριστικά του ΥΗΣ φαίνονται στον Πίνακα 7.1.

Πίνακας 7.1: Βασικά χαρακτηριστικά ΥΗΣ

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
1)	Τύπος ΥΗΣ	Ελεύθερης παροχής	-	-
2)	Τύπος δικτύου	Κεντρικό δίκτυο	-	Αν συνδέεται με κεντρικό δίκτυο, δεν χρειάζεται καμπύλη διάρκεια φορτίου

Τα στοιχεία για την παροχή του ποταμού κατά την διάρκεια ενός έτους, φαίνονται στον Πίνακα 7.2.

Πίνακας 7.2: Δεδομένα για την καμπύλη διάρκειας της παροχής

Διάρκεια	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
Παροχή σε m ³ /sec	5,60	4,10	3,35	2,90	2,66	2,50	2,35	2,20	2,00	1,80	1,65
Διάρκεια	55%	60%	65%	70%	75%	80%	85%	90%	95%	100%	
Παροχή σε m ³ /sec	1,58	1,50	1,37	1,25	1,00	0,80	0,70	0,62	0,52	0,45	

Στον Πίνακα 7.3 φαίνονται λοιπά υδρολογικά δεδομένα του έργου:

Πίνακας 7.3: Λοιπά υδρολογικά δεδομένα εισόδου

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
3)	Παροχή ποταμού	Q_n	m ³ /sec	Οι τιμές της παροχής του Πίνακα 7.2 για n%
4)	Υπολειπόμενη παροχή	$Q_r = 0,035$	m ³ /sec	Για οικολογικούς λόγους
5)	Ποσοστό διάρκειας όπου η ελάχιστη καθορισμένη παροχή είναι διαθέσιμη	100	%	-

Ο ΥΗΣ θα συνδεθεί με κεντρικό ηλεκτρικό δίκτυο, έτσι δεν κάνουμε υπολογισμούς για το φορτίο. Στον Πίνακα 7.4 φαίνονται δεδομένα εισόδου για τους στροβίλους:

Πίνακας 7.4: Δεδομένα εισόδου για τους στροβίλους

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
6)	Τύπος στροβίλου	Pelton	-	-
7)	Αριθμός στροβίλων	$n = 1$	-	-
8)	Αριθμός ακροφύσιων	$j = 2$	-	-
9)	Τρόπος εύρεσης καμπύλης βαθμού απόδοσης	Μέσω τύπων	-	-
10)	Συντελεστής κατασκευαστή/ σχεδιαστή του στροβίλου	$R_m = 4,5$	-	από 2,8 έως 6,1 συνήθης τιμή: 4,5
11)	Παροχή σχεδίασης	$Q_d = 2,00$	m ³ /sec	-
12)	Ύψος υδατόπτωσης	$H_g = 588$	m	-
13)	Μέγιστη τιμή υδραυλικών απωλειών	$l_{hydr,max} = 3$	%	από 2 έως 7 %
14)	Προσαρμογή αποδοτικότητας	$e_f = 0$	%	-

Στοιχεία για την μελέτη της παραγόμενης ισχύος του ΥΗΣ φαίνονται στον Πίνακα 7.5.

Πίνακας 7.5: Δεδομένα εισόδου για την παραγόμενη ενέργεια

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
15)	Μέγιστη επίδραση από το αυλάκι εκροής	$l_{tail,max} = 0$	m	-
16)	Απόδοση γεννήτριας	$e_g = 96$	%	από 93% έως 97%
17)	Απώλειες μετασχηματιστή	$l_{trans} = 1$	%	από 1% έως 2%
18)	Παρασιτικές απώλειες	$l_{para} = 1$	%	από 1% έως 3%
19)	Ετήσιες απώλειες χαμένου παραγωγικού χρόνου	$l_{dt} = 4$	%	από 2% έως 7%
20)	Συντελεστής διόρθωσης διαθέσιμης παροχής	$e_{CF} = 100$	%	-

7.1.2 ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΕΣ ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΕΣ

Ο Πίνακας 7.6 συνοψίζει τα δεδομένα του προβλήματος που απαιτούνται για τον προσδιορισμό του αρχικού ολικού κόστους του έργου.

Πίνακας 7.6: Χρηματοοικονομικά δεδομένα εισόδου

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
Βασικά χαρακτηριστικά του ΥΗΣ				
21)	Επιλεγμένη κατάταξη ΥΗΣ	μικρός	-	Στηριζόμενη σε αποδεκτό ρίσκο
22)	Διάφορες απώλειες εισαγωγής και άλλων	$k_{in\&mi} = 0$	%	Προτεινόμενο εύρος τιμών από 1 ως 5 %
Συντελεστές προσδιορισμού κόστους για τα μηχανικά μέρη ενός ΥΗΣ				
23)	Συντελεστής για τα μηχανικά μέρη του ΥΗΣ	$E = 1,00$	-	$E = 0,67$ αν υπάρχει φράγμα $E = 1,0$ αλλιώς
Συντελεστές προσδιορισμού κόστους για τον εξοπλισμό ανανεώσιμης ενέργειας				
Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά και συντελεστές για το δρόμο πρόσβασης				
24)	Μήκος δρόμου πρόσβασης	$l_a = 2,5$	km	-
25)	Συντελεστής προσαρμογής του κόστους δρόμου πρόσβασης για την περίπτωση κατασκευής χαμηλού κόστους δρόμου, μόνο για κατασκευαστικές ανάγκες	$T = 1,0$	-	$T = 0,25$ αν είναι χαμηλού κόστους δρόμος $T = 1,0$ αλλιώς
26)	Συντελεστής δυσκολίας εδάφους για την κατασκευή του δρόμου πρόσβασης	$A = 1$	-	Προτεινόμενο εύρος τιμών 1 ως 6
Χαρακτηριστικά για το καλώδιο ισχύος				
27)	Μήκος καλωδίου μεταφοράς ισχύος	$l_t = 4,4$	km	-
28)	Τάση καλωδίου μεταφοράς ισχύος	$V = 69$	kV	-
29)	Συντελεστής δυσκολίας τοποθέτησης καλωδίου ισχύος εξαιτίας του εδάφους	$D = 1$	-	Προτεινόμενο εύρος τιμών από 1 έως 2
Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά και συντελεστές για λοιπές εργασίες Πολιτικού Μηχανικού				
30)	Απόσταση από τα σημεία εκσκαφής υλικού προς επίχωση	$l_b = 5$	km	-
31)	Μήκος κορυφογραμμής φράγματος	$l_d = 70$	m	$l_d = 0$ αν ήδη υπάρχει φράγμα
32)	Συντελεστής κόστους εργασιών πολιτικού μηχανικού	$C = 1,0$	-	$C = 0,44$ αν υπάρχει φράγμα $C = 1,0$ αλλιώς
33)	Συντελεστής κόστους πετρώδεις εδάφους για εργασίες πολιτικού μηχανικού	$R = 1,00$	-	$R = 1,00$ για πετρώδης έδαφος $R = 1,05$ αλλιώς

Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά για τους αγωγούς ύδατος

34)	Αριθμός ομοίων αγωγών νερού	$n_p = 1$	-	-
35)	Μήκος αγωγού/ ών	$l_p = 2200$	m	-
36)	Επιτρεπτή μανομετρική απώλεια για τον αγωγό	$k_p = 2$	%	Προτεινόμενο εύρος τιμών 1 ως 4 % $l_{hydr,max} - k_{ind\&mi} - k_p - k_T = a$ $\Rightarrow 4 - 1 - 0,42 - 2 = a$ $\Rightarrow a = 0,58 > 0$

Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά για το κανάλι

37)	Πλευρική κλίση χωμάτινου εδάφους μέσω του οποίου περνάει το κανάλι	$S_s = 0$	μοίρες	Μέγιστη προτεινόμενη τιμή τις 15°
38)	Μήκος καναλιού προς κατασκευή σε χωμάτινο έδαφος	$l_{cs} = 0$	m	-
39)	Πλευρική κλίση βραχώδους εδάφους μέσω του οποίου περνάει το κανάλι	$S_r = 30$	μοίρες	Μέγιστη προτεινόμενη τιμή τις 45°
40)	Μήκος καναλιού προς κατασκευή σε βραχώδες έδαφος	$l_{cr} = 2430$	m	-

Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά για το τούνελ

41)	Μήκος τούνελ	$l_T = 1700$	m	-
42)	Επιτρεπτή μανομετρική απώλεια για το τούνελ	$k_T = 1$	%	Προτεινόμενο εύρος τιμών 4 ως 7% $l_{hydr,max} - k_{ind\&mi} - k_p - k_T = a$ $\Rightarrow 4 - 1 - 0,42 - 2 = a$ $\Rightarrow a = 0,58 > 0$
43)	Ποσοστό σωλήνωσης κατά μήκος του τούνελ	$T_c = 10$	%	Προτεινόμενο εύρος τιμών από 15% (πετρώδης έδαφος) μέχρι 100% (φτωχό σε πέτρα έδαφος)

Συντελεστές κόστους για έργα εκτός Καναδά

44)	Ισοτιμία τοπικού προς Καναδέζικου νομίσματος για το κόστος του εξοπλισμού	$E_c = 1,00$	-	-
45)	Ισοτιμία τοπικού προς Καναδέζικου νομίσματος για το κόστος των καυσίμων	$F_c = 1,00$	-	-
46)	Ισοτιμία τοπικού προς Καναδέζικου νομίσματος για το κόστος εργασίας	$L_c = 0,70$	-	-
47)	Τιμή συναλλάγματος για έργα εκτός Καναδά	0,63	“##”/CA.D	-
48)	Συντελεστής για την εκτίμηση του κόστους	$K = 1,00$	-	Προτεινόμενο εύρος τιμών από 0,5 μέχρι 1,0

ανάλογα με την χώρα
κατασκευής του σταθμού

Άλλα χαρακτηριστικά που επηρεάζουν το κόστος

49)	Επιτόκιο	$i = 8$	%	-
50)	Ημέρες παγετού στην τοποθεσία	$f = 180$	ημέρες	Ορίζεται από τον χρήστη. Αν δεν υπάρχει παγετός ή αν $f < 180$ τότε θέτουμε $f = 180$
51)	Προσαρμογή της “Τυπικής” μεθόδου κοστολόγησης για το έτος 2000	$In = 1,030$	-	Σταθερά ίση με 1,030

Το κόστος για την αγορά της γης που είναι απαραίτητη για την κατασκευή του ΜΥΗΣ ανέρχεται στα \$300000. Τα μεγέθη των ετήσιων και περιοδικών εξόδων του ΜΥΗΣ φαίνονται στον Πίνακα 7.11.

Τα δεδομένα για την χρηματοοικονομική ανάλυση του ΜΥΗΣ φαίνονται στον Πίνακα 7.7. Για λόγους απλότητας το έργο θα αναλυθεί χωρίς φόρους.

Πίνακας 7.7: Χρηματοοικονομικές Παράμετροι

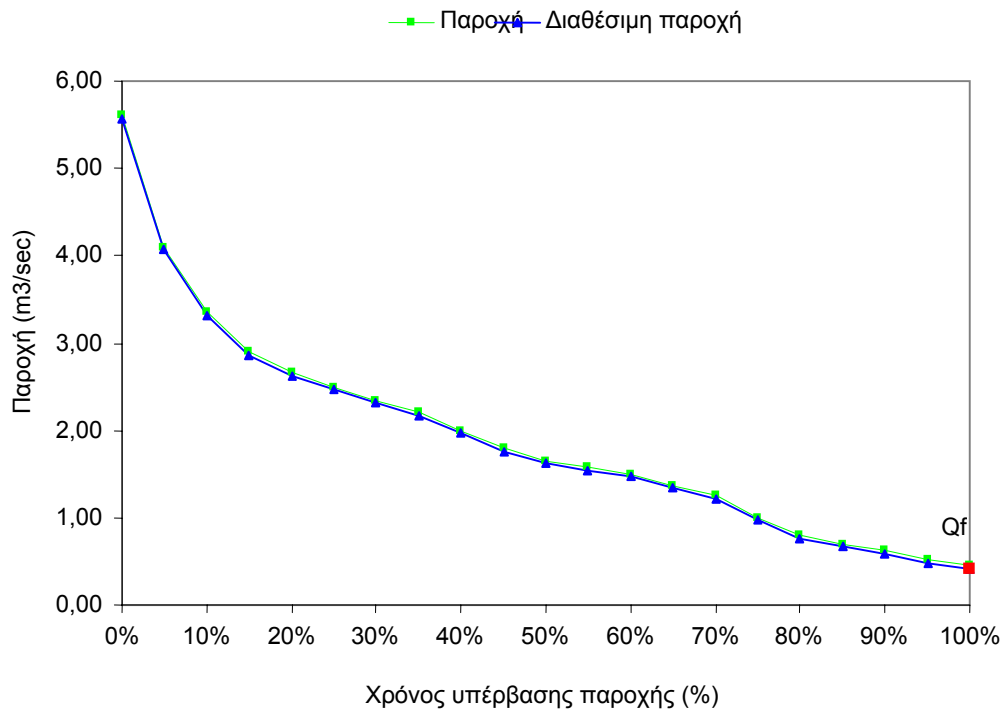
α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Τιμή	Μονάδα Μέτρησης
52)	Εξοικονομούμενο κόστος ενέργειας	c_E	0,0550	\$/kWh
53)	Πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ	RE_{credit}	-	\$/kWh
54)	Πίστωση για μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου	GHG_{reduce_credit}	-	\$/tn _{CO2}
55)	Εξοικονομούμενο κόστος εγκατεστημένης ισχύος	c_{cap}	-	\$/kWh
56)	Επιτόκιο προσαύξησης του κόστους ενέργειας	r_{E_cost}	2,5	%
57)	Πληθωρισμός	f_p	2,5	%
58)	Προεξοφλητικό επιτόκιο	D	15	%
59)	Διάρκεια ζωής έργου	PL	15	έτος
60)	Ικανότητα δανεισμού	R_{costs}	80	%
61)	Επιτόκιο εξόφλησης χρέους	r_{debt}	9	%
62)	Προθεσμία εξόφλησης χρέους	$Debt_{term}$	10	έτος

7.2 ΥΔΡΟΛΟΓΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

Τα δεδομένα για την καμπύλη διάρκειας παροχής του ποταμού Q_n έχουν δοθεί στον Πίνακα 7.2. Ο ΥΗΣ είναι ελευθέρως παροχής και εκμεταλλεύεται τη παροχή του ποταμού όπως αυτή είναι. Περιβαλλοντική αποτίμηση, υπέδειξε την ανάγκη υπολειπόμενης παροχής Q_r ίσης με 0,035 m³/sec και άρα η διαθέσιμη παροχή για τις εγκαταστάσεις Q_n' είναι ίση με την παροχή του ποταμού μείον την υπολειπόμενη παροχή Q_r .

$$Q_n' = Q_n - Q_r$$

Η καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης παροχής φαίνεται στο Σχήμα 7.1:



Σχήμα 7.1: Καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης παροχής

Η ελάχιστα καθορισμένη παροχή είναι το σημείο που αντιστοιχεί στην καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης παροχής για το 100% ενός έτους, όπως φαίνεται από το Σχήμα 7.1 είναι ίση με:

$$Q_f = 0,415 \text{ m}^3/\text{sec}$$

7.3 ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ

Τα δεδομένα για τη δημιουργία της καμπύλης βαθμού απόδοσης των δύο στροβίλων Pelton που θα χρησιμοποιηθούν στο μικρό υδροηλεκτρικό σταθμό, υπολογίζονται όπως φαίνεται παρακάτω.

- Δεδομένα καμπύλης βαθμού απόδοσης ενός στροβίλου Pelton

Αρχικά υπολογίζουμε το διορθωμένο ύψος της υδατόπτωσης h , σε m:

$$h = H_g \cdot (1 - l_{hydr,max}) \Rightarrow h = 588 \cdot (1 - 0,03) \Rightarrow h = 570,36 \text{ m}$$

Έπειτα υπολογίζουμε την περιστροφική ταχύτητα n_r του στροβίλου, σε rpm:

$$n_r = 31 \cdot \left(\frac{h}{(Q_d/j)} \right)^{0,5} \Rightarrow n_r = 31 \cdot \left(\frac{570,36}{2/2} \right)^{0,5} \Rightarrow n_r = 740,35 \text{ rpm}$$

Ακολούθως, υπολογίζουμε την εξωτερική διάμετρο d του δρομέα του στροβίλου, σε m:

$$d = \frac{49,4 \cdot h^{0,5} \cdot j^{0,02}}{n_r} \Rightarrow d = \frac{49,4 \cdot 570,36^{0,5} \cdot 2^{0,02}}{740,35} \Rightarrow d = 1,62 \text{ m}$$

Η μέγιστη απόδοση του στροβίλου Pelton δίνεται από τον τύπο:

$$\begin{aligned} e_p &= 0,864 \cdot d^{0,04} - 0,0305 + 0,005 \cdot R_m \Rightarrow \\ e_p &= 0,864 \cdot 1,62^{0,04} - 0,0305 + 0,005 \cdot 4,5 \Rightarrow \\ e_p &= 0,873 \end{aligned}$$

Η παροχή στη μέγιστη απόδοση του στροβίλου Q_p , σε m^3/sec , είναι:

$$Q_p = (0,662 + 0,001 \cdot j) \cdot Q_d \Rightarrow Q_p = (0,662 + 0,001 \cdot 2) \cdot 2 \Rightarrow Q_p = 1,33 m^3/sec$$

Οι αποδόσεις για τιμές της παροχής Q μεγαλύτερες αλλά και μικρότερες από την τιμή της παροχής στη μέγιστη απόδοση του στροβίλου Q_p , υπολογίζονται μέσω της παρακάτω εξίσωσης:

$$\begin{aligned} e_q &= \left\{ 1 - \left[(1,31 + 0,025 \cdot j) \cdot \left| \frac{(Q_p - Q)}{Q_p} \right|^{(5,6+0,4 \cdot j)} \right] \right\} \cdot e_p \Rightarrow \\ e_q &= \left\{ 1 - \left[(1,31 + 0,025 \cdot 2) \cdot \left| \frac{(1,33 - Q)}{1,33} \right|^{(5,6+0,4 \cdot 2)} \right] \right\} \cdot 0,873 \Rightarrow \\ e_q &= \left\{ 1 - \left[1,36 \cdot \left| 1 - \frac{Q}{1,33} \right|^{6,4} \right] \right\} \cdot 0,873 \end{aligned}$$

Η απόδοση του στροβίλου στην παροχή σχεδίασης των εγκαταστάσεων, υπολογίζεται από την παραπάνω σχέση και είναι ίση με:

$$\begin{aligned} e_{q,des} &= \left\{ 1 - \left[1,36 \cdot \left| 1 - \frac{Q_{des}}{1,33} \right|^{6,4} \right] \right\} \cdot 0,873 \Rightarrow e_{q,des} = \left\{ 1 - \left[1,36 \cdot \left| 1 - \frac{2}{1,33} \right|^{6,4} \right] \right\} \cdot 0,873 \Rightarrow \\ e_{q,des} &= 0,858 \end{aligned}$$

Τα δεδομένα της καμπύλης βαθμού απόδοσης ενός στροβίλου Pelton, φαίνονται στην δεύτερη στήλη του Πίνακα 7.8.

- Καμπύλη βαθμού απόδοσης δύο στροβίλων Pelton σε σειρά

Πριν υπολογίσουμε τα δεδομένα για την καμπύλη βαθμού απόδοσης δύο στροβίλων Pelton, βρίσκουμε τον αριθμό των στροβίλων που πρέπει να είναι σε λειτουργία για κάθε μία από τις 21 πιθανές τιμές της παροχής που θα υπάρχει στην εγκατάσταση. Ήδη γνωρίζουμε πως για μηδενική παροχή δεν θέτουμε σε λειτουργία κανένα στρόβιλο. Για τις υπόλοιπες 20 τιμές της παροχής, από το 5% ως και το 100% της παροχής σχεδίασης, οι στρόβιλοι που είναι σε λειτουργία n_q δίνονται από τη στρογγυλοποίηση της παρακάτω εξίσωσης στον αμέσως μεγαλύτερο ακέραιο:

$$n_q = \text{round_up}\left(\frac{q}{100/n}\right) \Rightarrow n_q = \text{round_up}\left(\frac{q}{50}\right)$$

όπου με q συμβολίζουμε το εκατοστιαίο ποσοστό της παροχής σχεδίασης με τιμές 5, 10, 15, ..., 100. Τα αποτελέσματα φαίνονται στην τρίτη στήλη του Πίνακα 7.8.

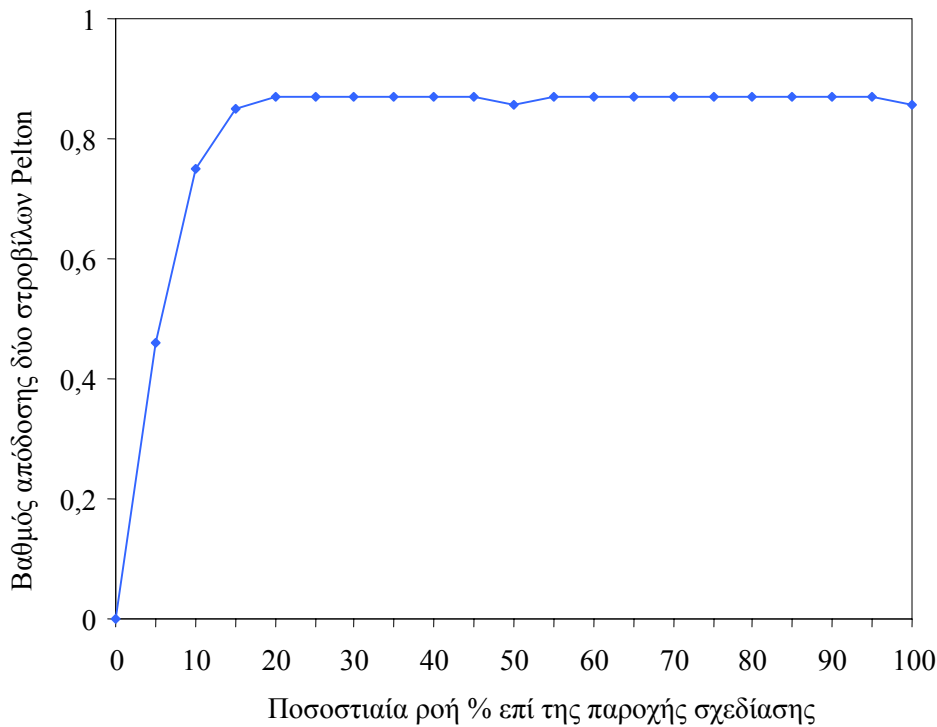
Στο 0% της παροχής σχεδίασης δε λειτουργεί κανένας στρόβιλος και θέτουμε την απόδοση μηδενική. Από το 5% μέχρι και το 100% της παροχής σχεδίασης, για κάθε 5% αύξηση, βρίσκουμε 20 μεταβλητές αντιστοίχισης A_q :

$$A_q = \frac{q}{n_q} \cdot n$$

Τα δεδομένα της καμπύλης βαθμού απόδοσης δύο στρόβιλων Pelton υπολογίζονται χρησιμοποιώντας τα δεδομένα της καμπύλης βαθμού απόδοσης μονού στρόβιλου Pelton και την αντιστοίχιση A_q , όπως φαίνεται στον Πίνακα 7.8 που ακολουθεί.

Πίνακας 7.8: Βαθμός απόδοσης δύο στρόβιλων Pelton

% Q_{des}	Βαθμός απόδοσης ενός στρόβιλου	Στρόβιλοι σε λειτουργία	Αντιστοίχιση A_q	Βαθμός απόδοσης δύο στρόβιλων
0	0,00	0	0	0,00
5	0,15	1	10	0,46
10	0,46	1	20	0,75
15	0,64	1	30	0,85
20	0,75	1	40	0,87
25	0,82	1	50	0,87
30	0,85	1	60	0,87
35	0,86	1	70	0,87
40	0,87	1	80	0,87
45	0,87	1	90	0,87
50	0,87	1	100	0,858
55	0,87	2	55	0,87
60	0,87	2	60	0,87
65	0,87	2	65	0,87
70	0,87	2	70	0,87
75	0,87	2	75	0,87
80	0,87	2	80	0,87
85	0,87	2	85	0,87
90	0,87	2	90	0,87
95	0,87	2	95	0,87
100	0,858	2	100	0,858



Σχήμα 7.2: Καμπύλη βαθμού απόδοσης στροβίλων

7.4 ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

Η ενεργειακής σημασίας καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης παροχής παραμένει ίδια με την καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης παροχής καθώς ο συντελεστής e_{CF} είναι ίσος με ένα. Δεδομένου ότι η παροχή σχεδίασης ορίζεται ως η μέγιστη παροχή που μπορεί να χρησιμοποιηθεί από το στρόβιλο, οι τιμές της παροχής που ουσιαστικά χρησιμοποιούνται από τις εγκαταστάσεις είναι αυτές που περιγράφονται από την παρακάτω σχέση και σχηματίζουν την καμπύλη διάρκειας χρησιμοποιούμενης παροχής:

$$Q_{n,used} = \min(Q'_n, 2)$$

Ο υπολογισμός της παραγόμενης ισχύος P , σε W , ως αποτέλεσμα της παροχής Q , δίδεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$\begin{aligned} P &= p \cdot g \cdot Q \cdot [H_g - (h_{hydr} + h_{tail})] \cdot e_t \cdot e_g \cdot (1 - l_{trans}) \cdot (1 - l_{para}) \Rightarrow \\ P &= 1000 \cdot 9,81 \cdot Q \cdot [588 - (h_{hydr} + h_{tail})] \cdot e_t \cdot 0,96 \cdot (1 - 0,01) \cdot (1 - 0,01) \Rightarrow \\ P &= 9230,20 \cdot Q \cdot e_t \cdot [588 - (h_{hydr} + h_{tail})] \end{aligned}$$

Οι 21 τιμές της χρησιμοποιούμενης παροχής $Q_{0,used}, Q_{5,used}, \dots, Q_{100,used}$ που καθορίζουν την καμπύλη διάρκεια χρησιμοποιούμενης παροχής, οδηγεί σε 21 τιμές της ισχύος $P_0, P_5, \dots, P_{100}$ σχηματίζοντας με αυτόν τον τρόπο την καμπύλη διάρκειας ισχύος, όπως αυτή φαίνεται στο σχήμα 7.3. Οι τιμές της καμπύλης διάρκειας ισχύος φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 7.9.

Οι υδραυλικές απώλειες και οι απώλειες που προκαλούνται στο αλγάκι εκροής εξαρτώνται από την εκάστοτε τιμή της παροχής του ποταμού και δίδονται από τις σχέσεις:

$$h_{hydr} = H_g \cdot l_{hydr,max} \cdot \frac{Q^2}{Q_{des}^2} \Rightarrow h_{hydr} = 588 \cdot 0,03 \cdot \frac{Q^2}{2^2} \Rightarrow h_{hydr} = 4,41 \cdot Q^2$$

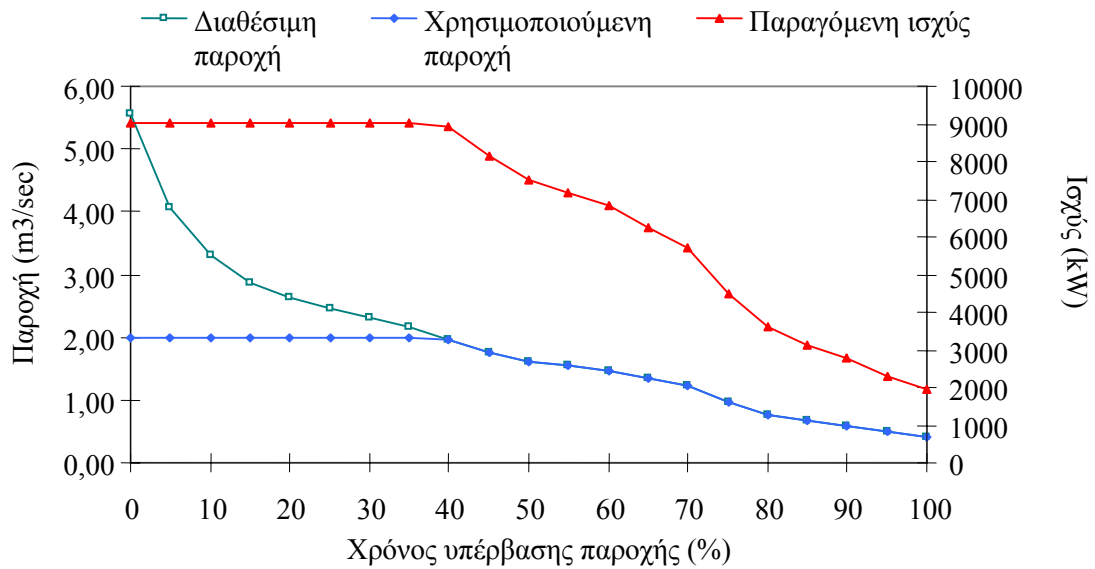
$$h_{tail} = l_{tail,max} \cdot \frac{(Q - Q_{des})^2}{(Q_{max} - Q_{des})^2} \Rightarrow h_{tail} = 0 \cdot \frac{(Q - 2)^2}{(5,565 - 2)^2} \Rightarrow h_{tail} = 0$$

Οι υδραυλικές απώλειες υφίστανται για όλη τη διάρκεια του έτους και για τον υπολογισμό τους χρησιμοποιούμε την $Q_{n,used}$. Οι απώλειες στο αυλάκι εκροής είναι μηδενικές. Οι τιμές των υδραυλικών απωλειών και των απωλειών που προκαλούνται στο αυλάκι εκροής φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 7.9.

Πίνακας 7.9: Υπολογισμός της καμπύλης διάρκειας ισχύος

n (%)	$Q_{n,used}$ (m ³ /sec)	h_{hydr}	h_{tail}	e_t (%)	P (kW)
0	2	17,64	0	0,86	9029
5	2	17,64	0	0,86	9029
10	2	17,64	0	0,86	9029
15	2	17,64	0	0,86	9029
20	2	17,64	0	0,86	9029
25	2	17,64	0	0,86	9029
30	2	17,64	0	0,86	9029
35	2	17,64	0	0,86	9029
40	1,965	17,028	0	0,86	8916
45	1,765	13,74	0	0,87	8154
50	1,615	11,50	0	0,87	7499
55	1,545	10,53	0	0,87	7187
60	1,465	9,46	0	0,87	6828
65	1,335	7,86	0	0,87	6239
70	1,215	6,51	0	0,87	5691
75	0,965	4,11	0	0,86	4485
80	0,765	2,58	0	0,87	3608
85	0,665	1,95	0	0,87	3139
90	0,585	1,51	0	0,87	2764
95	0,485	1,04	0	0,87	2292
100	0,415	0,76	0	0,87	1957

Από τον Πίνακα 7.9 προκύπτει το Σχήμα 7.3, όπου φαίνεται η καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης παροχής ενεργειακής σημασίας, η καμπύλη διάρκειας χρησιμοποιούμενης παροχής και η καμπύλη διάρκειας ισχύος.



Σχήμα 7.3: Καμπύλη διάρκειας ισχύος

Δύο από τις ποσότητες της παραγόμενης ισχύος που μας ενδιαφέρουν ιδιαίτερα, είναι η ισχύς σχεδίασης, P_{des} , και η ελάχιστα καθορισμένη ισχύ του σταθμού, P_{firm} :

$$P_{des} = 9230,20 \cdot Q_{des} \cdot e_{t,des} \cdot (588 - h_{hydr})$$

$$P_{des} = 9230,20 \cdot 2 \cdot 0,858 \cdot (588 - 17,64) \Rightarrow P_{des} = 9033 \text{ kW}$$

$$P_{firm} = 9230,20 \cdot Q_{firm} \cdot e_{t,firm} \cdot (588 - h_{hydr})$$

$$P_{firm} = 9230,20 \cdot 0,415 \cdot 0,87 \cdot (588 - 0,76) \Rightarrow P_{firm} = 1957 \text{ kW}$$

Η ετήσια διαθέσιμη ενέργεια E_{avail} του ΥΗΣ, μετρούμενη σε Wh/έτος, υπολογίζεται μέσω των τιμών P , σε W, με την ολοκλήρωση της καμπύλης διάρκεια ισχύος κατά τον τραπεζοειδή κανόνα, ως εξής:

$$E_{avail} = \sum_{k=1}^{20} \left(\frac{P_{5(k-1)} + P_{5k}}{2} \right) \cdot \frac{5}{100} \cdot 8760 \cdot (1 - l_{dt}) \Rightarrow E_{avail} = \sum_{k=1}^{20} \left(\frac{P_{5(k-1)} + P_{5k}}{2} \right) \cdot 420,48 \Rightarrow$$

$$E_{avail} = 56975 \text{ MWh}$$

Επειδή η εγκατάσταση θα συνδεθεί σε κεντρικό ηλεκτρικό δίκτυο, υποθέτουμε ότι το δίκτυο είναι σε θέση να απορροφήσει όλη την ενέργεια που παράγεται από τον ΥΗΣ. Επομένως, όλη η διαθέσιμη ενέργεια θα παραδοθεί στο δίκτυο και η παραδοθείσα ανανεώσιμη ενέργεια E_{dlvd} , είναι ίση με την E_{avail} :

$$E_{dlvd} = E_{avail} \Rightarrow E_{dlvd} = 56975 \text{ MWh}$$

Ο συντελεστής χρησιμοποίησης K του ΥΗΣ είναι ίσος με:

$$K = \frac{E_{avail}}{8760 \cdot P_{des}} \Rightarrow K = \frac{56975000}{8760 \cdot 9033} \Rightarrow K = 72,00\%$$

7.5 ΟΙΚΟΛΟΓΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ

Η οικολογική μελέτη πραγματοποιείται ξεχωριστά από την υπόλοιπη μεθοδολογία και δεν αλλοιώνει τα υπόλοιπα αποτελέσματα. Θεωρούμε ως δεδομένο ότι ένας τόνος αερίου CH_4 αντιστοιχεί σε είκοσι ένα τόνους αερίου CO_2 και ένας τόνος αερίου N_2O αντιστοιχεί σε τριακόσιους δέκα τόνους αερίου CO_2 . Η σύγκριση που ακολουθεί αφορά τον ΥΗΣ που θα εγκαταστήσουμε και έναν εικονικό σταθμό παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος από πετρέλαιο. Τις απώλειες μεταφοράς και διανομής τις ορίζουμε ίσες με 8% και για τους δύο σταθμούς.

Για τον σταθμό που λειτουργεί με πετρέλαιο, ο συντελεστής απελευθέρωσης αερίου θερμοκηπίου είναι ίσος με:

$$F_{GHG} = (f_{\text{CO}_2} + f_{\text{CH}_4} \cdot 21 + f_{\text{NO}_2} \cdot 310) \cdot \frac{1}{E} \cdot \frac{1}{1 - l_{T\&D}} \cdot 3,6 \cdot 10^{-3} \Rightarrow$$

$$F_{GHG} = (77,4 + 0,0030 \cdot 21 + 0,0020 \cdot 310) \cdot \frac{1}{0,30} \cdot \frac{1}{1 - 0,08} \cdot 3,6 \cdot 10^{-3} \Rightarrow$$

$$F_{GHG} = 1,018 \text{ tnCO}_2/\text{MWh}$$

Η ετήσια ποσότητα των αερίων του θερμοκηπίου που 'γλιτώνει' η ατμόσφαιρα από την κατασκευή του ΥΗΣ είναι:

$$R_{GHG} = E_{\text{dvd}} \cdot (1 - l_{T\&D}) \cdot F_{GHG} \Rightarrow$$

$$R_{GHG} = 56975 \cdot (1 - 0,08) \cdot 1,018 \Rightarrow R_{GHG} = 53360 \text{ tnCO}_2/\text{έτος}$$

7.6 ΑΡΧΙΚΗ ΚΟΣΤΟΛΟΓΗΣΗ ΕΡΓΟΥ

7.6.1 ΕΝΔΙΑΜΕΣΕΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ

Πριν την εύρεση του αρχικού συνολικού κόστους του ΥΗΣ, θα πρέπει να υπολογιστούν κάποιες ενδιάμεσες παράμετροι για τη σωστή χρήση των εξισώσεων.

- Βασικές παράμετροι του ΥΗΣ

Η προτεινόμενη κατάταξη του ΥΗΣ από τον αλγόριθμο είναι μίνι, καθώς

$$0,4 \text{ m}^3/\text{sec} \leq Q_d = 2 \text{ m}^3/\text{sec} \leq 12,88 \text{ m}^3/\text{sec}$$

Η παροχή στον κάθε στρόβιλο είναι ίση με

$$Q_u = Q_d / n \Rightarrow Q_u = 2 / 2 \Rightarrow Q_u = 1 \text{ m}^3/\text{sec}$$

Η ποσότητα MW_u , δεδομένης της προτεινόμενης κατάταξης του ΥΗΣ, είναι ίση με

$$MW_u = 7,79 \cdot Q_u \cdot H_g / 1000 \Rightarrow MW_u = 7,79 \cdot 1 \cdot 588 / 1000 \Rightarrow MW_u = 4,581 \text{ MW}$$

Η ποσότητα MW , είναι ίση με

$$MW = MW_u \cdot 2 \Rightarrow MW = 4,581 \cdot 2 \Rightarrow MW = 9,161 \text{ MW}$$

- Συντελεστές προσδιορισμού κόστους για τον εξοπλισμό ανανεώσιμης ενέργειας

Ο συντελεστής συνδεσιμότητας με το δίκτυο για χρήση ασύγχρονων γεννητριών, δεδομένου ότι $MW > 1,5$, είναι ίσος με

$$G = 1,00$$

Ο συντελεστής χρήσης γεννήτριας χαμηλού κόστους, δεδομένου ότι $MW < 10$ MW, είναι ίσος με

$$C_g = 0,75$$

- Συντελεστές προσδιορισμού κόστους για το καλώδιο ισχύος

Ο συντελεστής κόστους κατασκευής ξύλινου στύλου έναντι ατσάλινου πύργου, δεδομένου ότι $V = 69$ kV, είναι ίσος με

$$P = 1,00$$

- Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά για τους αγωγούς ύδατος

Η διάμετρος του αγωγού είναι ίση με

$$d_p = 0,285 \cdot \left(\frac{Q_d}{n_p} \right)^{0,38} \cdot \left(\frac{l_p}{H_g \cdot k_p} \right)^{0,19} \Rightarrow d_p = 0,285 \cdot \left(\frac{2}{1} \right)^{0,38} \left(\frac{2200}{588 \cdot 0,02} \right)^{0,19} \Rightarrow d_p = 1,00 \text{ m}$$

Το πάχος του τοιχώματος του αγωγού στην είσοδο του ύδατος είναι ίσο με

$$t_t = d_p^{1,3} + 6 \Rightarrow t_t = 1^{1,3} + 6 \Rightarrow t_t = 7 \text{ mm}$$

Για την εύρεση του πάχους του τοιχώματος του αγωγού κοντά στον στρόβιλο βρίσκουμε αρχικά την παρακάτω ποσότητα

$$t'_b = 0,0375 \cdot d_p \cdot [H_g (1 - l_{hydr,max})] + 1,5 \Rightarrow 0,0375 \cdot 1 \cdot [588 \cdot (1 - 0,03)] + 1,5 \Rightarrow t'_b = 22,89 \text{ mm}$$

Η ποσότητα αυτή είναι μεγαλύτερη από το πάχος του τοιχώματος του αγωγού στην είσοδο του ύδατος, συνεπώς το πάχος του τοιχώματος του αγωγού κοντά στον στρόβιλο είναι ίσο με

$$t_b = t'_b \Rightarrow t_b = 22,89 \text{ mm}$$

Το μέσο πάχος του τοιχώματος του αγωγού, είναι ίσο με

$$t_{ave} = \frac{t_t + t_b}{2} \Rightarrow t_{ave} = 14,95 \text{ mm}$$

Το βάρος του αγωγού είναι ίσο με

$$W = 24,7 \cdot d_p \cdot l_p \cdot t_{ave} \Rightarrow W = 24,7 \cdot 1 \cdot 2200 \cdot 14,95 \Rightarrow W = 812383 \text{ kg}$$

- Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά για το κανάλι

Η ολική απώλεια μανομετρικού ύψους υδατόπτωσης που προκαλείται από το κανάλι είναι ίση με

$$h_c = 0,001 \cdot l_{cr} + 0,001 \cdot l_{cs} \Rightarrow h_c = 0,001 \cdot 2430 + 0,001 \cdot 0 \Rightarrow h_c = 2,43 \text{ m}$$

- *Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά για το τούνελ*

Μία πρώτη προσέγγιση για τον υπολογισμό της διαμέτρου του τούνελ δίνεται από την παρακάτω σχέση

$$d_{Tcalc} = 0,4734 \cdot \left(Q_d^2 \cdot \frac{l_T}{k_T \cdot H_g} \right)^{0,1875} \Rightarrow 0,4734 \cdot \left(2^2 \frac{1700}{0,01 \cdot 588} \right)^{0,1875} \Rightarrow d_{Tcalc} = 1,78 \text{ m}$$

Δεδομένου ότι η κατασκευή του τούνελ γίνεται χειροποίητα και το έργο πραγματοποιείται εκτός των συνόρων του Καναδά

$$d_T = 1,8 \text{ m}$$

Ο όγκος των βράχων από την εκσκαφή του τούνελ είναι ίσος με

$$R_v = \pi \cdot \frac{d_T^2}{4} \cdot l_T \Rightarrow R_v = \pi \cdot \frac{1,8^2}{4} \cdot 1700 \Rightarrow R_v = 4324 \text{ m}^3$$

Ο όγκος του σκυροδέματος στο εσωτερικό του τούνελ δεδομένου ότι $T_c = 10\%$ είναι ίσος με

$$C_v = 0,306 \cdot R_v \cdot T_c \Rightarrow C_v = 0,306 \cdot 4324 \cdot 0,10 \Rightarrow C_v = 132,31 \text{ m}^3$$

- *Συντελεστές κόστους για έργα εκτός Καναδά*

Συντελεστής κόστους εργασιών πολιτικού μηχανικού. Χρησιμοποιείται στον προσδιορισμό της ισοτιμίας του κόστους εργασιών πολιτικού μηχανικού για κατασκευαστικά έργα εκτός Καναδά.

$$B = (0,33333 E_c + 0,33333 F_c) \cdot \frac{1}{(E_c/L_c)^{0,5}} + 0,33333 (E_c/L_c)^{0,5} \cdot L_c \Rightarrow$$

$$B = (0,333331 + 0,333331) \cdot \frac{1}{(1/0,7)^{0,5}} + 0,33333 \left(\frac{1}{0,7} \right)^{0,5} \cdot 0,7 \Rightarrow$$

$$B = 0,8367$$

- *Άλλα χαρακτηριστικά που επηρεάζουν το κόστος*

Επειδή δεν υπάρχει παγετός στην τοποθεσία θέτουμε $f = 180$ και ο συντελεστής παγετού, υπολογίζεται από την σχέση

$$F = 110 / (365 - f)^{0,9} \Rightarrow F = 110 / (365 - 180)^{0,9} \Rightarrow F = 1,002$$

7.6.2 ΑΡΧΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ

Μετά το πέρας των παραπάνω υπολογισμών, μπορούμε να χρησιμοποιήσουμε τις Εξιιώσεις Κόστους της “Τυπικής” μεθόδου κοστολόγησης για την εύρεση του αρχικού κόστους του ΥΗΣ.

- *Εύρεση των Βασικών Εξισώσεων Κόστους*

Το κόστος για τα μηχανικά μέρη υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 3

$$EK\ 3 = 0.37 \cdot n^{0.1} \cdot E \cdot \left(\frac{MW}{H_g^{0.3}} \right)^{0.54} \times 10^6 \Rightarrow$$

$$EK\ 3 = 0.37 \cdot 2^{0.1} \cdot 1 \cdot \left(\frac{9,161}{588^{0.3}} \right)^{0.54} \times 10^6 \Rightarrow EK\ 3 = \$466783$$

Το κόστος του εξοπλισμού ανανεώσιμης ενέργειας υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 4, αφού πρώτα ελεγχθεί η ποσότητα $\left(\frac{MW_u}{H_g^{0.5}} \right) = \left(\frac{4,581}{588^{0.5}} \right) = 0,1889 \leq 0.4$

$$EK\ 4 = 0.82 \cdot n^{0.96} \cdot G \cdot C_g \cdot \left(\frac{MW}{H_g^{0.28}} \right)^{0.9} \times 10^6 + 5.34 \cdot n^{0.96} \cdot \left(\frac{MW_u}{H_g^{0.5}} \right)^{0.91} \times 10^6 \Rightarrow$$

$$EK\ 4 = 0.82 \cdot 2^{0.96} \cdot 1 \cdot 0,75 \cdot \left(\frac{9,161}{588^{0.28}} \right)^{0.9} \times 10^6 + 5.34 \cdot 2^{0.96} \cdot \left(\frac{4,581}{588^{0.5}} \right)^{0.91} \times 10^6 \Rightarrow$$

$$EK\ 4 = \$1760879 + \$2280013 \Rightarrow EK\ 4 = \$4040892$$

Το κόστος για την εγκατάσταση του εξοπλισμού ανανεώσιμης ενέργειας υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 5

$$EK\ 5 = 0.15 \cdot (EK\ 4) \Rightarrow EK\ 5 = 0.15 \$4040892 \Rightarrow EK\ 5 = \$606134$$

Το κόστος του δρόμου πρόσβασης υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 6

$$EK\ 6 = 0.025 \cdot T \cdot A^2 \cdot l_a^{0.9} \times 10^6 \Rightarrow EK\ 6 = 0.025 \cdot 1 \cdot 1^2 \cdot 2,5^{0.9} \times 10^6 \Rightarrow EK\ 6 = \$57028$$

Το κόστος του καλωδίου ισχύος υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 7

$$EK\ 7 = 0.0011 \cdot D \cdot P \cdot l_t^{0.95} V \times 10^6 \Rightarrow$$

$$EK\ 7 = 0.0011 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 4,4^{0.95} 69 \times 10^6 \Rightarrow EK\ 7 = \$310114$$

Το κόστος του υποσταθμού και του μετασχηματιστή υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 8

$$EK\ 8 = [0.0025 \cdot n^{0.95} + 0.002 \cdot (n+1)] \times \left(\frac{MW}{0.95} \right)^{0.9} \times V^{0.3} \times 10^6 \Rightarrow$$

$$EK\ 8 = [0.0025 \cdot 2^{0.95} + 0.002 \cdot (2+1)] \times \left(\frac{9,161}{0.95} \right)^{0.9} \times 69^{0.3} \times 10^6 \Rightarrow EK\ 8 = \$296529$$

Το κόστος για την εγκατάσταση του υποσταθμού και του μετασχηματιστή υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 9

$$EK\ 9 = 0.15 \cdot (EK\ 8) \Rightarrow EK\ 9 = 0.15 \cdot \$296529 \Rightarrow EK\ 9 = \$44479$$

Το κόστος για λοιπές εργασίες πολιτικού μηχανικού υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 10

$$EK\ 10 = 3.54 \cdot n^{-0.04} \cdot C \cdot R \cdot \left(\frac{MW}{H_g^{0.3}} \right)^{0.82} \cdot (1 + 0.01 \cdot l_b) \cdot (1 + 0.005 \cdot \frac{l_d}{H_g}) \cdot 10^6 \Rightarrow$$

$$EK\ 10 = 3.54 \cdot 2^{-0.04} \cdot 1 \cdot 1 \cdot \left(\frac{9,161}{588^{0.3}} \right)^{0.82} \cdot (1 + 0.01 \cdot 5) \cdot (1 + 0.005 \cdot \frac{70}{588}) \cdot 10^6 \Rightarrow$$

$$EK\ 10 = \$4630050$$

Το κόστος των αγωγών ύδατος υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 11

$$EK\ 11 = 20 \cdot n_p^{0.95} \cdot W^{0.88} \Rightarrow EK\ 11 = 20 \cdot 1^{0.95} \cdot 812383^{0.88} \Rightarrow EK\ 11 = \$3174092$$

Το κόστος της εγκατάστασης των αγωγών ύδατος υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 12

$$EK\ 12 = 5 \cdot W^{0.88} \Rightarrow EK\ 12 = 5 \cdot 812383^{0.88} \Rightarrow EK\ 12 = \$793523$$

Το κόστος για το κανάλι φαίνεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 13

$$EK\ 13 = 20 \times \left[(1.5 + 0.01 \cdot S_s^{1.5}) \cdot Q_d \cdot l_{cs} \right]^{0.9} + 100 \times \left[(1.5 + 0.016 \cdot S_r^2) \cdot Q_d \cdot l_{cr} \right]^{0.9} \Rightarrow$$

$$EK\ 13 = 20 \times \left[(1.5 + 0.01 \cdot 0^{1.5}) \cdot 2 \cdot 0 \right]^{0.9} + 100 \times \left[(1.5 + 0.016 \cdot 30^2) \cdot 2 \cdot 2430 \right]^{0.9} \Rightarrow$$

$$EK\ 13 = \$2507437$$

Το κόστος για την κατασκευή του τούνελ υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 14

$$EK\ 14 = 400 \cdot R_v^{0.88} + 4000 C_v^{0.88} \Rightarrow EK\ 14 = 400 \cdot 4324^{0.88} + 4000 \cdot 132,31^{0.88} \Rightarrow$$

$$EK\ 14 = \$927828$$

- *Τροποποίηση των Βασικών Εξισώσεων Κόστους*

Το έργο κατασκευάζεται εκτός του Καναδά, οπότε οι Εξισώσεις Κόστους τροποποιούνται όπως φαίνεται στον Πίνακα 7.10. Το κλάσμα λ εκφράζει το ποσοστό επί τις % που υπερισχύει το γινόμενο F·B σε αναλογία με το K στην τελική τιμή της κάθε Εξίσωσης Κόστους.

Πίνακας 7.10: Εφαρμογή συντελεστών για το έργο στην Γουατεμάλα

EK	λ	EK για έργο εκτός Καναδά	Νέες EK
3	40%	$0.4 \cdot (EK\ 3) \cdot F + 0.6 \cdot (EK\ 3) \cdot K =$ $0.4 \cdot (EK\ 3) \cdot 1,002 + 0.6 \cdot (EK\ 3) \cdot 1 =$ $1,0008 \cdot (EK\ 3)$	\$467156
4	0%	$(EK\ 4) \cdot K = (EK\ 4) \cdot 1 = (EK\ 4)$	\$4040892
5	100%	$(EK\ 5) \cdot F \cdot B =$ $(EK\ 5) \cdot 1,002 \cdot 0,8367 =$ $0,8384 \cdot (EK\ 5)$	\$508183

6	100%	$(EK\ 6) \cdot F \cdot B =$ $(EK\ 6) \cdot 1,002 \cdot 0,8367 =$ $0,8384 \cdot (EK\ 6)$	\$47812
7	40% επειδή $V \geq 69$	$\lambda \cdot (EK\ 7) \cdot F \cdot B + (1-\lambda) \cdot (EK\ 7) \cdot K =$ $0,4 \cdot (EK\ 7) \cdot 1,002 \cdot 0,8367 + (1-0,4) \cdot (EK\ 7) \cdot 1 =$ $0,9353 \cdot (EK\ 7)$	\$290050
8	0%	$(EK\ 8) \cdot K = (EK\ 8) \cdot 1 = (EK\ 8)$	\$296529
9	100%	$(EK\ 9) \cdot F \cdot B = (EK\ 9) \cdot 1,002 \cdot 0,8367 =$ $0,8384 \cdot (EK\ 9)$	\$37291
10	85%	$0,85 \cdot (EK\ 10) \cdot F \cdot B + 0,15 \cdot (EK\ 10) \cdot K =$ $0,85 \cdot (EK\ 10) \cdot 1,002 \cdot 0,8367 + 0,15 \cdot (EK\ 10) \cdot 1 =$ $0,8626 \cdot (EK\ 10)$	\$3993881
11	0%	$(EK\ 11) \cdot K = (EK\ 11) \cdot 1 = (EK\ 11)$	\$3174092
12	100%	$(EK\ 12) \cdot F \cdot B = (EK\ 12) \cdot 1,002 \cdot 0,8367 =$ $0,8384 \cdot (EK\ 12)$	\$665290
13	100%	$(EK\ 13) \cdot F \cdot B = (EK\ 13) \cdot 1,002 \cdot 0,8367 =$ $0,8384 \cdot (EK\ 13)$	\$2102235
14	85%	$0,85 \cdot (EK\ 14) \cdot F \cdot B + 0,15 \cdot (EK\ 14) \cdot K =$ $0,85 \cdot (EK\ 14) \cdot 1,002 \cdot 0,8367 + 0,15 \cdot (EK\ 14) \cdot 1 =$ $0,8626 \cdot (EK\ 14)$	\$800344

Τώρα πολλαπλασιάζουμε όλες τις Εξισώσεις Κόστους με την σταθερά του πληθωρισμού, $In = 1.030$ και το συνάλλαγμα, 0,63. Οι Εξισώσεις Κόστους τροποποιούνται ως εξής:

$$\begin{aligned}
 EK\ 3 &= 0,6489 \cdot 467156 \Rightarrow EK\ 3 = \$303138 \\
 EK\ 4 &= 0,6489 \cdot 4040892 \Rightarrow EK\ 4 = \$2622135 \\
 EK\ 5 &= 0,6489 \cdot 508183 \Rightarrow EK\ 5 = \$329760 \\
 EK\ 6 &= 0,6489 \cdot 47812 \Rightarrow EK\ 6 = \$31025 \\
 EK\ 7 &= 0,6489 \cdot 261045 \Rightarrow EK\ 7 = \$188213 \\
 EK\ 8 &= 0,6489 \cdot 296529 \Rightarrow EK\ 8 = \$192418 \\
 EK\ 9 &= 0,6489 \cdot 37291 \Rightarrow EK\ 9 = \$24198 \\
 EK\ 10 &= 0,6489 \cdot 3993881 \Rightarrow EK\ 10 = \$2591629 \\
 EK\ 11 &= 0,6489 \cdot 3174092 \Rightarrow EK\ 11 = \$2059668 \\
 EK\ 12 &= 0,6489 \cdot 665093 \Rightarrow EK\ 12 = \$431706 \\
 EK\ 13 &= 0,6489 \cdot 2102235 \Rightarrow EK\ 13 = \$1364140 \\
 EK\ 14 &= 0,6489 \cdot 909251 \Rightarrow EK\ 14 = \$519343
 \end{aligned}$$

Οι Εξισώσεις Κόστους 1, 2 και 15 υπολογίζονται τώρα βάση της αθροιστικής ιδιότητάς τους. Το κόστος για την περιβαλλοντική μελέτη και την μελέτη σκοπιμότητας του ΥΗΣ υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 1

$$EK\ 1 = 0,032 \cdot \Sigma (EK\ 2) \text{ μέχρι } (EK\ 15) \Rightarrow EK\ 1 = 0,032 \cdot \$12541673 \Rightarrow EK\ 1 = \$401334$$

Το κόστος για την ανάπτυξη υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 2

$$EK\ 2 = 0,04 \cdot \Sigma (EK\ 3) \text{ μέχρι } (EK\ 14) \Rightarrow EK\ 2 = 0,04 \cdot \$10657373 \Rightarrow EK\ 2 = \$426295$$

Άλλα απρόβλεπτα κόστη υπολογίζονται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 15

$$\begin{aligned}
 EK\ 15 &= (0,275 \cdot i \cdot Q_d^{0,35} + 0,1) \cdot \Sigma (EK\ 2) \text{ μέχρι } (EK\ 14) \Rightarrow \\
 EK\ 15 &= (0,275 \cdot 0,09 \cdot 2^{0,35} + 0,1) \cdot \$11083668 \Rightarrow EK\ 15 = \$1458005
 \end{aligned}$$

- Αρχικό Συνολικό Κόστος της εγκατάστασης

Τα προηγούμενα κόστη παρουσιάζουν αποκλίσεις από την πραγματικότητα, τα τροποποιούμε πολλαπλασιάζοντάς τα με τους κατάλληλους συντελεστές όπως φαίνονται στον Πίνακα 7.11. Στον πίνακα, επίσης φαίνονται επιπλέον αρχικά κόστη όπως η αγορά της γης (Εξίσωση Κόστους 19) πάνω στην οποία θα αναπτυχθεί ο σταθμός και άλλα έξοδα ή έσοδα (Εξίσωση Κόστους 21). Οι Εξισώσεις Κόστους, μπορούν να ενωθούν σε κατηγορίες (Εξισώσεις Κόστους 20, 17, 18 και 22) όπως φαίνεται στον πίνακα. Το Αρχικό Συνολικό Κόστος υπολογίζεται στην τελευταία γραμμή του πίνακα (συμβολίζεται με I).

Πίνακας 7.11: Αρχικό κόστος της εγκατάστασης

Κατηγορίες Κόστους	Ποσά	Συντελεστές διόρθωσης	Κόστη
Μελέτη σκοπιμότητας	\$401334	1,00	\$401334
Ανάπτυξη	\$426295	1,00	\$426295
Αγορά γης (ΕΚ 19)			\$300000
Μερικό Σύνολο Ανάπτυξης (ΕΚ 20)			\$726295
Μηχανικά	\$303138	1,00	\$303138
Εξοπλισμός ανανεώσιμης ενέργειας	\$2622135	1,00	\$2622135
<u>Κατασκευαστικά κόστη εγκατάστασης</u>			
Δρόμος πρόσβασης	\$31025	1,00	\$31025
Καλώδιο ισχύος	\$188213	1,00	\$188213
Υποσταθμός και μετασχηματιστής	\$192418	1,00	\$192418
Αγωγοί ύδατος	\$2059668	1,00	\$2059668
Κανάλι	\$1364140	1,00	\$1364140
Τούνελ	\$519343	1,00	\$519343
Εργασίες πολιτικού μηχανικού (ΕΚ 17)	\$3377293	1,00	\$3377293
Μερικό σύνολο κατασκευαστικό(ΕΚ 18)			\$7732100
Διάφορα	\$1458005	1,00	\$1458005
Άλλα - κόστη (ΕΚ 21)			-
Μερικό σύνολο διαφορών(ΕΚ 22)			\$1458005
Αρχικό Συνολικό Κόστος			$I = \$13243007$

7.6.3 ΕΤΗΣΙΑ ΚΑΙ ΠΕΡΙΟΔΙΚΑ ΕΞΟΔΑ

Στον Πίνακα 7.12 παρουσιάζονται τα ετήσια έξοδα για την λειτουργία του ΜΥΗΣ.

Πίνακας 7.12: Ετήσια έξοδα

α/α	Ετήσια Έξοδα	Ποσότητα	Μονάδα μέτρησης ποσότητας	Κόστος μονάδας	Τελικό ποσό
1)	Ασφάλιστρα	0,50	%	\$13243007	\$66215
2)	Συντήρηση καλωδίου μετάδοσης ισχύος	5	%	\$380631	\$19031
3)	Ανταλλακτικά	0,50	%	\$13243007	\$66215
4)	Εργατικά λειτουργίας και	1,00	Ανά έτος	\$70000	\$70000

5) συντήρησης Γενικά και διοικητικά	10	%	\$221461	\$22146
6) Απρόοπτα	10	%	\$243607	\$24361
Συνολικά ετήσια έξοδα			\$267968	

Ως περιοδικό έξοδο υπολογίζεται η γενική επιθεώρηση και επισκευή η οποία θα λαμβάνει μέρος κάθε 10 έτη και θα κοστίζει \$1000000.

7.7 ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

Στην ενότητα αυτή θα πραγματοποιηθεί η χρηματοοικονομική ανάλυση για το προτεινόμενο επενδυτικό έργο. Για αρχή υπολογίζονται ορισμένες βασικές μεταβλητές όπως το ποσό I_{cap} που αποτελεί το αρχικό μετοχικό κεφάλαιο, και εξάγεται από τη σχέση:

$$I_{cap} = I(1 - R_{costs}) \Rightarrow I_{cap} = \$13243007 \cdot (1 - 0,80) \Rightarrow I_{cap} = \$2648601$$

Το χρέος του έργου, $Project_{debt}$, υπολογίζεται από τη σχέση:

$$Project_{debt} = I - I_{cap} \Rightarrow Project_{debt} = \$13243007 - \$2648601 \Rightarrow Project_{debt} = \$10594406$$

7.7.1 ΕΤΗΣΙΑ ΕΣΟΔΑ ΚΑΙ ΕΞΟΔΑ

Τα ετήσια έσοδα ή πιστώσεις του έργου, προέρχονται από την παραγωγή ενέργειας του συστήματος και την εξοικονόμηση εγκατεστημένης ισχύος, από την παραγωγή ανανεώσιμης ενέργειας και από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου. Πιο αναλυτικά, στην εξεταζόμενη περίπτωση έργου, οι πιστώσεις από την παραγωγή ενέργειας, υπολογίζονται από τη σχέση:

$$S_E = E_{dvd} \cdot e_E \Rightarrow S_E = 56975000 kWh \cdot 0,0550 \$ / kWh \Rightarrow S_E = \$3133625$$

Ετήσιο εισόδημα από την εξοικονόμηση εγκατεστημένης ισχύος δεν υπάρχει στη συγκεκριμένη περίπτωση.

Ετήσιο εισόδημα από την παραγωγή ανανεώσιμης ενέργειας δεν υπάρχει στη συγκεκριμένη περίπτωση.

Υπολογίζεται η συνολική μείωση εκπομπής CO₂ για τη διάρκεια ζωής του έργου, με βάση το συνολικό ισοδύναμο συντελεστή εκπομπής CO₂. Η διάρκεια ζωής του έργου είναι PL = 15 έτη, οπότε για ετήσια μείωση εκπομπής CO₂ ίση με 53360 τόνους CO₂, όπως υπολογίστηκε πριν, η συνολική μείωση θα είναι 15·53360 = 800400 τόνοι CO₂. Όμως ετήσιο εισόδημα από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου δεν υπάρχει στη συγκεκριμένη περίπτωση.

Συνεπώς τα ετήσια συνολικά έσοδα, ως το άθροισμα των παραπάνω εισοδημάτων, είναι ίσα με $Sa = \$3133625$.

Τα ετήσια έξοδα για την λειτουργία και την συντήρηση του ΜΥΗΣ έχουν υπολογιστεί και είναι ίσα με \$267968.

Το ετήσιο χρεολύσιο για την εξόφληση του χρέους του έργου, υπολογίζεται από τη σχέση:

$$D_p = \frac{Project_{debt} \cdot r_{debt} \cdot (1 + r_{debt})^{Debt_{term}}}{(1 + r_{debt})^{Debt_{term}} - 1} \Rightarrow$$

$$D_p = \frac{\$10594406 \cdot 0,09 \cdot (1 + 0,09)^{10}}{(1 + 0,09)^{10} - 1} \Rightarrow D_p = \$1650821$$

Συνεπώς τα ετήσια συνολικά έξοδα, ως το άθροισμα των παραπάνω εξόδων, είναι ίσα με \$1918789.

7.7.2 ΤΑΜΕΙΑΚΕΣ ΡΟΕΣ

7.7.2.1 ΕΤΗΣΙΕΣ ΤΑΜΕΙΑΚΕΣ ΡΟΕΣ ΠΡΟ ΦΟΡΟΥ

Θα εξεταστούν στη συνέχεια μερικοί δείκτες και κριτήρια αξιολόγησης της βιωσιμότητας του έργου. Για το λόγο αυτό, θα χρειαστεί να υπολογιστούν οι ετήσιες καθαρές ταμειακές ροές του έργου. Η καθαρή ταμειακή ροή προ φόρου, περιλαμβάνει τα συνολικά ετήσια έσοδα και έξοδα.

Συγκεκριμένα, για το έτος 0, τα έσοδα από δωρεές ή επιδοτήσεις είναι μηδέν και η αξία τέλους έργου στην περίπτωση αυτή είναι μηδέν. Τα έξοδα για το έτος 0, περιλαμβάνουν το ποσό που καταβλήθηκε για τη σύνθεση του μετοχικού κεφαλαίου το οποίο υπολογίζεται ότι έγινε το έτος 0 και είναι ίσα με $I_{cap} = \$2648601$. Άρα, για το έτος 0, τα συνολικά έξοδα είναι \$2648601.

Σύμφωνα με όλα τα παραπάνω, η καθαρή ταμειακή ροή προ φόρων του έργου για το έτος 0 είναι *Συνολικά έσοδα - Συνολικά έξοδα*, δηλαδή $0 - \$2648601 = \-2648601

Για τα έτη 1 έως PL ($1 \leq n \leq 15$), οι ταμειακές ροές προ φόρων υπολογίζονται ως εξής:

Συνολικά έσοδα:

- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος ζωής του έργου ($1 \leq n \leq 15$), υπολογίζονται οι εξοικονομήσεις πόρων ενέργειας:

$$S_{n_E} = S_E \cdot (1 + r_{E_cost})^n \Rightarrow S_{n_E} = \$3133625(1 + 0,025)^n \Rightarrow S_{n_E} = \$3133625 \cdot 1,025^n$$

- Ετήσιο εισόδημα από την εξοικονόμηση εγκατεστημένης ισχύος δεν υπάρχει στη συγκεκριμένη περίπτωση.
- Ετήσιο εισόδημα από την παραγωγή ανανεώσιμης ενέργειας δεν υπάρχει στη συγκεκριμένη περίπτωση.
- Ετήσιο εισόδημα από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου δεν υπάρχει στη συγκεκριμένη περίπτωση.
- Εισόδημα από την αξία τέλους του έργου δεν υπάρχει

Τα συνολικά έσοδα προ φόρων κάθε έτους n υπολογίζονται αθροίζοντας τα αντίστοιχα έσοδα όπως αυτά υπολογίζονται παραπάνω. Ο Πίνακας 7.13 συγκεντρώνει τα αποτελέσματα για τα ετήσια έσοδα στην περίπτωση που εξετάζεται.

Συνολικά έξοδα:

- Τα έξοδα για τη λειτουργία και τη συντήρηση της εγκατάστασης, υπολογίζονται για κάθε έτος από n έως και 15 το τέλος δηλαδή της ζωής του έργου:

$$OM_c = OM \cdot (1 + f_p)^n \Rightarrow OM_c = \$267968 \cdot (1 + 0,025)^n \Rightarrow OM_c = \$267968 \cdot 1,025^n$$

- Τα έξοδα αποπληρωμής του χρέους για το έργο, έχουν υπολογιστεί ως το ετήσιο χρεολύσιο και είναι ίσα με $D_p = \$1650821$. Το χρέος αυτό ξεπληρώνεται το δέκατο έτος.
- Περιοδικά έξοδα υπολογίζεται η γενική επιθεώρηση και επισκευή η οποία θα λαμβάνει μέρος κάθε 10 έτη και θα κοστίζει $\$1000000$. Άρα για το δέκατο έτος θα κοστίσει $\$1000000 \cdot (1 + f_p)^n = 1000000 \cdot (1 + 0,025)^{10} = \1280085 .

Τα συνολικά έξοδα προ φόρων κάθε έτους n υπολογίζονται αθροίζοντας τα αντίστοιχα έξοδα όπως αυτά υπολογίζονται παραπάνω. Ο Πίνακας 7.14 συγκεντρώνει τα αποτελέσματα για τα ετήσια έξοδα στην περίπτωση που εξετάζεται.

Πίνακας 7.13: Ετήσια έσοδα προ φόρων της εγκατάστασης.

Έτος n	Εξοικονομήσεις πόρων ενέργειας, $S_{n,E}$ (\$)	Εξοικονομήσεις εγκατεστημένης ισχύος, $S_{n,firm}$ (\$)	Έσοδα από την πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ, $S_{n,ER}$ (\$)	Έσοδα από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου, $S_{n,GHG}$ (\$)	Έξοδα από την αξία τέλους του έργου, EOL_{PL} (\$)	Συνολικά έσοδα (\$)
0	0	0	0	0	0	0
1	3211966	0	0	0	0	3211966
2	3292265	0	0	0	0	3292265
3	3374571	0	0	0	0	3374571
4	3458936	0	0	0	0	3458936
5	3545409	0	0	0	0	3545409
6	3634044	0	0	0	0	3634044
7	3724895	0	0	0	0	3724895
8	3818018	0	0	0	0	3818018
9	3913468	0	0	0	0	3913468
10	4011305	0	0	0	0	4011305
11	4111588	0	0	0	0	4111588
12	4214377	0	0	0	0	4214377
13	4319737	0	0	0	0	4319737
14	4427730	0	0	0	0	4427730
15	4538423	0	0	0	0	4538423

Πίνακας 7.14: Ετήσια έξοδα προ φόρων της εγκατάστασης.

Έτος n	Αρχικό μετοχικό κεφάλαιο, I_{cap} (\$)	Λειτουργικά έξοδα και έξοδα συντήρησης, OM_c (\$)	Έξοδα αποπληρωμής του έργου, D_p (\$)	Περιοδικά έξοδα, PE_n (\$)	Συνολικά έξοδα (\$)
0	2648601	0	0	0	2648601
1	0	274667	1650821	0	1925488

2	0	281534	1650821	0	1932355
3	0	288572	1650821	0	1939393
4	0	295787	1650821	0	1946608
5	0	303181	1650821	0	1954002
6	0	310761	1650821	0	1961582
7	0	318530	1650821	0	1969351
8	0	326493	1650821	0	1977314
9	0	334655	1650821	0	1985476
10	0	343022	1650821	1280085	3273928
11	0	351597	0	0	351597
12	0	360387	0	0	360387
13	0	369397	0	0	369397
14	0	378632	0	0	378632
15	0	388098	0	0	388098

Τα συνολικά έσοδα και έξοδα για κάθε ετήσιο κύκλο λειτουργίας της εγκατάστασης φαίνονται στον Πίνακα 7.15. Στον ίδιο πίνακα φαίνονται η διαφορά των ετήσιων συνολικών εσόδων από τα ετήσια συνολικά έξοδα, καθώς και οι καθαρές συνολικές ταμειακές ροές προ φόρων του έργου.

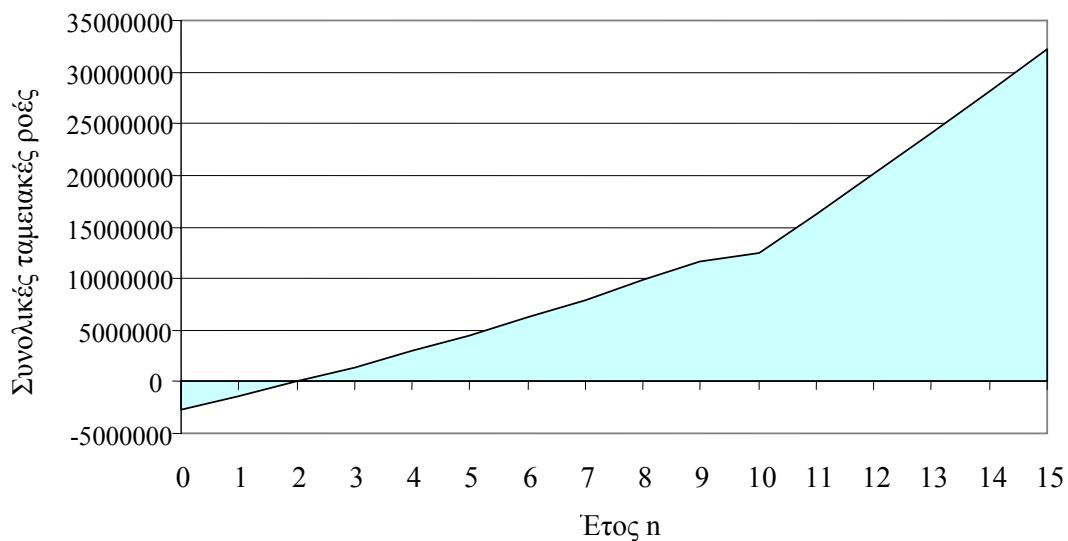
Οι καθαρές ταμειακές ροές προ φόρων για κάθε έτος n υπολογίζονται από την αλγεβρική διαφορά $\text{Συνολικά έσοδα}_n - \text{Συνολικά έξοδα}_n$. Οι καθαρές συνολικές ταμειακές ροές προ φόρων για κάθε έτος n υπολογίζονται από το αλγεβρικό άθροισμα της καθαρής συνολικής ταμειακής ροής του προηγούμενου έτους $(n-1)$ με την καθαρή ταμειακή ροή προ φόρων του έτους n .

Πίνακας 7.15: Ταμειακές ροές προ φόρων

Έτος n	Συνολικά έσοδα (\$)	Συνολικά έξοδα (\$)	Καθαρή ταμειακή ροή προ φόρων, CF_n^P (\$)	Καθαρή συνολική ταμειακή ροή προ φόρων, TCF_n^P (\$)
0	0	2648601	-2648601	-2648601
1	3211966	1925488	1286477	-1362124
2	3292265	1932355	1359910	-2214
3	3374571	1939393	1435178	1432964
4	3458936	1946608	1512328	2945293
5	3545409	1954002	1591407	4536699
6	3634044	1961582	1672463	6209162
7	3724895	1969351	1755545	7964707
8	3818018	1977314	1840704	9805410
9	3913468	1985476	1927992	11733402
10	4011305	3273928	737377	12470780
11	4111588	351597	3759990	16230770
12	4214377	360387	3853990	20084760
13	4319737	369397	3950340	24035100
14	4427730	378632	4049098	28084198
15	4538423	388098	4150326	32234524

Σε αυτή την περίπτωση, για λόγους απλότητας το έργο θα αναλυθεί χωρίς φόρους. Στο Σχήμα 7.4 που ακολουθεί, απεικονίζεται γραφικά η εξέλιξη των καθαρών συνολικών ταμειακών ροών προ φόρων με την πάροδο του χρόνου.

ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΕΞΕΛΙΞΗΣ ΣΥΝΟΛΙΚΩΝ ΤΑΜΕΙΑΚΩΝ ΡΟΩΝ



Σχήμα 7.4: Η εξέλιξη των καθαρών ταμειακών ροών του έργου στο χρόνο, έως το τέλος της ζωής του.

7.7.3 ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΟΥ ΕΡΓΟΥ

Στην ενότητα αυτή θα παρουσιαστούν μερικές χρηματοοικονομικές παράμετροι, οι οποίες μπορούν, ανάλογα με την τιμή την οποία θα λάβουν, να αξιολογήσουν το «πόσο» εφικτό είναι να υλοποιηθεί με θετικά αποτελέσματα το επενδυτικό έργο.

7.7.3.1 ΕΣΩΤΕΡΙΚΟΣ ΒΑΘΜΟΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΚΑΙ ΑΠΟΔΟΣΗ ΣΤΗΝ ΕΠΕΝΔΥΣΗ

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης προ φόρων συσχετίζεται με τις καθαρές ταμειακές ροές που εμφανίζονται προ φόρων, όπως αυτές φαίνονται στον Πίνακα 7.15. Είναι το επιτόκιο ε , όπως αυτό υπολογίζεται από την παρακάτω σχέση:

$$\sum_{n=1}^{15} \frac{CF_n^p}{(1+\varepsilon)^n} + CF_0^p = 0 \Rightarrow$$

$$\frac{CF_1^p}{(1+\varepsilon)} + \frac{CF_2^p}{(1+\varepsilon)^2} + \dots + \frac{CF_{14}^p}{(1+\varepsilon)^{14}} + \frac{CF_{15}^p}{(1+\varepsilon)^{15}} - \$2648601 = 0 \Rightarrow$$

$$\frac{\$1286477}{(1+\varepsilon)} + \frac{\$1359910}{(1+\varepsilon)^2} + \dots + \frac{\$4049098}{(1+\varepsilon)^{14}} + \frac{\$4150326}{(1+\varepsilon)^{15}} - \$2648601 = 0 \Rightarrow$$

Η επίλυση της παραπάνω εξίσωσης πραγματοποιείται με την χρήση της επαναληπτικής μεθόδου Newton-Raphson, και βρίσκουμε ότι:

$$\varepsilon = 54,1\%$$

Το γεγονός ότι το ε υπολογίστηκε μεγαλύτερο από το προεξοφλητικό επιτόκιο $D = 15\%$, υποδηλώνει ότι η επένδυση μπορεί να γίνει αποδεκτή, καθώς θεωρείται αποδοτική.

7.7.3.2 ΜΕΘΟΔΟΣ ΤΗΣ ΑΠΛΗΣ ΕΠΑΝΕΙΣΠΡΑΞΗΣ

Σύμφωνα με τη μέθοδο αυτή, το επενδυτικό έργο αξιολογείται με βάση το χρόνο κατά τον οποίο οι επενδυτές θα «πάρουν» πίσω τα χρήματα της αρχικής επένδυσης. Για να υπολογιστεί ο χρόνος αυτός στην περίπτωση που εξετάζεται, εφαρμόζεται η σχέση:

$$SP = \frac{I - Gr}{Sa - OM} \Rightarrow SP = \frac{13243007 - 0}{3133625 - 267968} \Rightarrow SP = 4,62 \text{ έτη}$$

7.7.3.3 ΧΡΟΝΟΣ ΜΕΧΡΙ ΤΗΝ ΠΡΩΤΗ ΚΑΘΑΡΗ ΘΕΤΙΚΗ ΤΑΜΕΙΑΚΗ ΡΟΗ

Ο χρόνος αυτός υπολογίζεται με γραμμική παρεμβολή μεταξύ των τιμών των καθαρών συνολικών ταμειακών ροών, η μία εκ των οποίων είναι αρνητική και η αμέσως επόμενη της είναι θετική. Η μονάδα μέτρησης του χρόνου αυτού, εξαρτάται από τη μονάδα μέτρησης του χρόνου παρακολούθησης των ταμειακών ροών.

$$\frac{3 - n_{\theta\epsilon\tau}}{3 - 2} = \frac{\$1432964 - \$0}{\$1432964 + \$2214} \Rightarrow n_{\theta\epsilon\tau} = 2,00 \text{ έτη}$$

Η τιμή αυτή είναι στην ουσία ο χρόνος για τον οποίο η συνολική ταμειακή ροή μηδενίζεται.

7.7.3.4 ΚΑΘΑΡΑ ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ

Το κριτήριο αυτό λαμβάνει υπόψη τη διαχρονική αξία του χρήματος. Προκειμένου για PL καθαρές ταμειακές ροές, προεξοφλητικό επιτόκιο D και αρχική επένδυση I , η καθαρά παρούσα αξία (ΚΠΑ) υπολογίζεται από τον τύπο:

$$\begin{aligned} \text{ΚΠΑ} &= \sum_{n=1}^{PL} CF_n^P \cdot (1 + D)^{-n} + CF_0^P \Rightarrow \\ \text{ΚΠΑ} &= \sum_{n=1}^{15} CF_n^P \cdot (1 + 0,15)^{-n} - \$2648601 \Rightarrow \\ \text{ΚΠΑ} &= \$1286477 \cdot 1,15^{-1} + \dots + \$4150326 \cdot 1,15^{-15} - \$2648601 \Rightarrow \\ \text{ΚΠΑ} &= \$8032888 \end{aligned}$$

Οι υπολογισμοί έδωσαν θετική τιμή ΚΠΑ, γεγονός το οποίο υποδηλώνει ότι η επένδυση μπορεί να γίνει αποδεκτή, καθώς θεωρείται αποδοτική.

7.7.3.5 ΑΠΟΤΑΜΙΕΥΣΕΙΣ ΕΤΗΣΙΟΥ ΚΥΚΛΟΥ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΟΥ ΕΡΓΟΥ

Τα ετήσια ποσά που εξοικονομούνται από τον ετήσιο κύκλο λειτουργίας της εγκατάστασης, για επιτόκιο ίσο με το προεξοφλητικό επιτόκιο D , υπολογίζονται:

$$p = \frac{\text{ΚΠΑ} \cdot D \cdot (1+D)^{PL}}{(1+D)^{PL} - 1} \Rightarrow p = \frac{8032888 \cdot 0,15 \cdot (1+0,15)^{15}}{(1+0,15)^{15} - 1} \Rightarrow p = \$1373761$$

7.7.3.6 ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΠΟΔΟΤΙΚΟΤΗΤΑΣ

Ο δείκτης αποδοτικότητας φανερώνει πόσο αποδοτικό είναι το έργο. Υπολογίζεται από τη ακόλουθη σχέση:

$$PI = \frac{\text{ΚΠΑ}}{I_{cap}} \Rightarrow PI = \frac{8032888}{2648601} \Rightarrow PI = 3,03 > 0$$

Υπενθυμίζεται ότι ο δείκτης αυτός πρέπει να είναι θετικός και όσο μεγαλύτερος είναι από τη μονάδα, τόσο πιο αποδοτικό είναι το έργο.

7.7.3.7 ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΥΤΟΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗΣ ΤΟΥ ΕΡΓΟΥ

Σε όλες τις περιπτώσεις των επενδυτικών έργων, εξετάζεται το κατά πόσο μπορούν να καλύπτουν τα έξοδα για την κάλυψη του χρέους τους και να καλύπτουν διάφορα άλλα έξοδα. Ο ετήσιος δείκτης αυτοχρηματοδότησης φανερώνει την ικανότητα αυτή. Υπολογίζεται ως το παρακάτω πηλίκο και μέχρι την χρονική στιγμή της εξόφλησης του χρέους, δηλαδή για $n = Debt_{term} = 10$:

$$DSC_n = \frac{\max(CF_n^p + D_p, TCF_n^p - TCF_{n=0}^p)}{D_p} \Rightarrow$$

$$DSC_n = \frac{\max(CF_n^p + \$1650821, TCF_n^a + \$2648601)}{\$1650821}$$

Στον Πίνακα 7.16 φαίνεται η εξέλιξη του ετήσιου δείκτη αυτοχρηματοδότησης με την πάροδο του χρόνου.

Πίνακας 7.16: Δείκτης αυτοχρηματοδότησης

Έτος n	Καθαρή ταμειακή ροή προ φόρων, CF_n^p (\$)	Καθαρή συνολική ταμειακή ροή μετά φόρων, TCF_n^a (\$)	Δείκτης αυτοχρηματοδότησης (DSC)
0	-2648601	-2648601	-
1	1286477	-1362124	1,779296
2	1359910	-2214	1,823778
3	1435178	1432964	1,869372
4	1512328	2945293	1,923776
5	1591407	4536699	2,46892
6	1672463	6209162	3,040959
7	1755545	7964707	3,640521
8	1840704	9805410	4,268246
9	1927992	11733402	4,924788
10	737377	12470780	5,173473

Η μικρότερη από τις τιμές του πίνακα, είναι η 1,78 την οποία αποδεχόμαστε ως δείκτη αυτοχρηματοδότησης. Το γεγονός ότι είναι μεγαλύτερος της μονάδας και είναι η μικρότερη τιμή από όλες τις τιμές του Πίνακα 7.15 (οπότε και όλες οι υπόλοιπες είναι μεγαλύτερες της μονάδας), υποδηλώνει ότι τα ετήσια έσοδα από τη λειτουργία της εγκατάστασης επαρκούν για να αποπληρωθεί το χρέος του έργου, χωρίς να χρειαστεί εξωτερικό δάνειο.

7.8 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ-ΣΧΟΛΙΑ

Το επενδυτικό έργο που εξετάστηκε θεωρείται αποδοτικό και η υλοποίησή του κρίνεται συμφέρουσα, με βάση όλα τα χρηματοοικονομικά κριτήρια που εξετάστηκαν.

Στην “Τυπική” μέθοδο κοστολόγησης η προτεινόμενη κατάταξη του ΜΥΗΣ είναι μίνι, παρόλα ταύτα η κατάταξη μικρός μοιάζει να προσομοιάζει καλύτερα τον υπό κατασκευή σταθμό.

Τα κόστη και τα πλεονεκτήματα της χρήσης αγωγών με κυμαινόμενο πάχος, δεν αναλύονται σε βάθος από τον αλγόριθμο. Το αυξανόμενο πάχος στους αγωγούς ύδατος όμως γίνεται φανερό και δικαιολογείται καθώς η πίεση αυξάνεται σημαντικά κατά μήκος του αγωγού.

ΜΕΛΕΤΗ (ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΤΗΣ ΛΕΠΤΟΜΕΡΟΥΣ ΜΕΘΟΔΟΥ ΚΟΣΤΟΛΟΓΗΣΗΣ) ΜΙΚΡΟΥ ΥΔΡΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ ΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟΥ ΣΕ ΑΠΟΜΟΝΩΜΕΝΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΔΙΚΤΥΟ

8.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ – ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ

Απομονωμένη κοινότητα επιθυμεί να κάνει προμελέτη για ένα μικρό υδροηλεκτρικό έργο. Στην παρούσα κατάσταση, για την τροφοδότηση της κοινότητας με ηλεκτρικό ρεύμα, χρησιμοποιούνται ντιζελογεννήτριες εγκατεστημένης ισχύος της τάξης των 2 MW.

Εξαιτίας του υψηλού κόστους καυσίμου ντίζελ και της προβλεπόμενης αύξησης του φορτίου (με αιχμή τα 1500 kW), η κοινότητα σκέφτεται την κατασκευή μικρής υδροηλεκτρικής εγκατάστασης. Οι υπάρχουσες ντιζελογεννήτριες δεν θα χρησιμοποιούνται πλέον σε μόνιμη βάση, παρά θα είναι σε ετοιμότητα για κατάσταση εκτάκτου ανάγκης.

8.1.1 ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΕΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ

Η πόλη βρίσκεται στο βορειοδυτικό τμήμα της British Columbia στον Καναδά, μέσα σε κοιλάδα. Μία σειρά μικρών λιμνών βρίσκεται σε ένα υψίπεδο 23 km από την πόλη και 400 m πάνω από αυτήν. Η μονάδα παραγωγής ισχύος θα βρίσκεται στις όχθες του ποταμού που ρέει στο κατώτερο σημείο της κοιλάδας. Τα βασικά χαρακτηριστικά του ΥΗΣ φαίνονται στον Πίνακα 8.1.

Πίνακας 8.1: Βασικά χαρακτηριστικά ΥΗΣ

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
1)	Τύπος ΥΗΣ	Με δεξαμενές	-	-
2)	Τύπος δικτύου	Απομονωμένο δίκτυο	-	Αν συνδέεται με κεντρικό δίκτυο, δεν χρειάζεται καμπύλη διάρκεια φορτίου

Τα στοιχεία για την καμπύλη διάρκειας της παροχής παραχωρήθηκαν από την κοινότητα και φαίνονται στον Πίνακα 8.2, αν και επισημάνθηκε ότι είναι κάπως αισιόδοξα και για την μελέτη θα πρέπει να μειωθούν κατά 10%.

Πίνακας 8.2: Δεδομένα για την καμπύλη διάρκειας της παροχής

Διάρκεια	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
Παροχή σε m ³ /sec	2,00	1,75	1,60	1,50	1,45	1,40	1,35	1,30	1,25	1,21	1,18
Διάρκεια	55%	60%	65%	70%	75%	80%	85%	90%	95%	100%	
Παροχή σε m ³ /sec	1,16	1,14	1,12	1,10	1,08	1,06	1,04	1,02	1,00	0,98	

Στον Πίνακα 8.3 φαίνονται λοιπά υδρολογικά δεδομένα του έργου:

Πίνακας 8.3: Λοιπά υδρολογικά δεδομένα εισόδου

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
3)	Παροχή ποταμού	Q_n	m ³ /sec	Οι τιμές της παροχής του Πίνακα 8.2 για n%
4)	Υπολειπόμενη παροχή	$Q_r = 0$	m ³ /sec	Για οικολογικούς λόγους
5)	Ποσοστό διάρκειας όπου η ελάχιστη καθορισμένη παροχή είναι διαθέσιμη	95	%	-

Ο ΥΗΣ θα συνδεθεί σε απομονωμένο ηλεκτρικό δίκτυο με μέγιστο φορτίο της τάξεως των 1500 kW. Η προσέγγιση της καμπύλης διάρκειας του φορτίου θα γίνει μέσω της τυπικής μεθόδου.

Στον Πίνακα 8.4 φαίνονται τα δεδομένα εισόδου για τους στροβίλους:

Πίνακας 8.4: Δεδομένα εισόδου για τους στροβίλους

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
6)	Τύπος στροβίλου	Pelton	-	-
7)	Αριθμός στροβίλων	$n = 1$	-	-
8)	Αριθμός ακροφύσιων	$j = 2$	-	-
9)	Τρόπος εύρεσης καμπύλης βαθμού απόδοσης	Μέσω τύπων	-	-
10)	Συντελεστής κατασκευαστή/ σχεδιαστή του στροβίλου	$R_m = 4,5$	-	από 2,8 έως 6,1 συνήθης τιμή: 4,5
11)	Παροχή σχεδίασης	$Q_d = 1$	m ³ /sec	-
12)	Ύψος υδατόπτωσης	$H_g = 396$	m	-
13)	Μέγιστη τιμή υδραυλικών απωλειών	$l_{hydr,max} = 6$	%	από 2 έως 7 %
	Προσαρμογή αποδοτικότητας	$e_f = 0$	%	-

Στοιχεία για την μελέτη της παραγόμενης ισχύος του ΥΗΣ φαίνονται στον Πίνακα 8.5.

Πίνακας 8.5: Δεδομένα εισόδου για την παραγόμενη ενέργεια

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
14)	Μέγιστη επίδραση από το αυλάκι εκροής	$l_{tail,max} = 0$	m	-
15)	Απόδοση γεννήτριας	$e_g = 97$	%	από 93% έως 97%
16)	Απώλειες μετασχηματιστή	$l_{trans} = 1$	%	από 1% έως 2%
17)	Παρασιτικές απώλειες	$l_{para} = 1$	%	από 1% έως 3%
18)	Ετήσιες απώλειες χαμένου παραγωγικού χρόνου	$l_{dt} = 3$	%	από 2% έως 7%
19)	Συντελεστής διόρθωσης διαθέσιμης παροχής	$e_{CF} = 90$	%	Έχει προταθεί από την κοινότητα

8.1.2 ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΕΣ ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΕΣ

Η εύρεση του αρχικού κόστους της εγκατάστασης θα γίνει μέσω της “λεπτομερούς” μεθόδου κοστολόγησης.

Η αρχική εκτίμηση έδειξε ότι το έργο θα περιλαμβάνει την κατασκευή ενός προσχώματος με 41000 m³ χώματος, το οποίο θα είναι παράπλευρο και θα δώσει το αρχικό σχήμα για την δομή της εισόδου στον σταθμό. Η απαιτούμενη ποσότητα του χώματος για αυτή την κατασκευή θα παρθεί από λατομείο που απέχει 4 km, και βρίσκεται κοντά στις λίμνες.

Προκαταρκτικές σχεδιαστικές πληροφορίες επιδεικνύουν ότι αρχικά αγωγός χαμηλής πίεσως διαμέτρου 1,5 m θα μεταφέρει μέγιστη παροχή ίση με 1 m³/sec από την λίμνη. Το μήκος του αγωγού θα είναι 4,7 km και θα διασχίζει κατά μήκος το υψίπεδο για να καταλήξει σε αγωγό υπερροής που βρίσκεται στην άκρη του υψιπέδου, ακριβώς πάνω από τον ΥΗΣ. Ο αγωγός υπερροής διαμέτρου 0,9 m κατέρχεται υπογείως την πλαγιά για 2 km και καταλήγει στον ΥΗΣ, αναπτύσσοντας έτσι ύψος υδατόπτωσης 396 μέτρων. Ο ΥΗΣ, εμβαδού 8x20 m² και ισχύος σχεδίασης 3000 kW, βρίσκεται στην νότια μεριά της κοιλάδας και στεγάζει τον στρόβιλο και την γεννήτρια. Αυλάκι εκροής 500 m θα μεταφέρει την παροχή από τον στρόβιλο και πάλι πίσω στον ποταμό.

Θα πρέπει να κατασκευαστούν προσεγγιστικά 15 km συνολικού μήκους δρόμου πρόσβασης χαμηλού κόστους (για κατασκευαστικές ανάγκες) και μία γέφυρα που να διασχίζει τον ποταμό. Τέλος, θα πρέπει να κατασκευαστούν αρκετά κανάλια που θα συνδέουν τις λίμνες με τον ποταμό που θα μεταφέρει την παροχή στην είσοδο του σταθμού.

Τα μεγέθη των ετήσιων και περιοδικών εξόδων του ΜΥΗΣ φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 8.16. Οι φόροι ιδιοκτησίας θα είναι ίσοι με το 1% του αρχικού κατασκευαστικού κόστους. Το κόστος εκμετάλλευσης του ύδατος του ποταμού αναμένεται να είναι \$23000 το έτος. Για το έργο απαιτείται χρηματοδοτική μίσθωση κρατικού εδάφους με ετήσιο κόστος της τάξεως των \$2000 ανά έτος. Τα ετήσια έξοδα για ανταλλακτικά θα είναι περίπου ίσα με το 0,5% του ολικού αρχικού κόστους.

Η τρέχουσα τιμή καυσίμου ντίζελ ανέρχεται στα \$0,40 το λίτρο. Οι ντιζελογεννήτριες παράγουν 3 kWh ανά λίτρο καυσίμου ντίζελ. Εκτός αυτών το τρέχον κόστος ηλεκτρισμού για την πόλη περιλαμβάνει συντήρηση, γενικά έξοδα και άλλα.

Τα δεδομένα που φαίνονται στον Πίνακα 8.6 για την χρηματοοικονομική ανάλυση του ΜΥΗΣ παρέχονται από τον τοπικό συνεταιρισμό που πρόκειται να κατέχει και να διευθύνει τον ΜΥΗΣ. Τα κεφάλαια κόστους του έργου αποσβένονται με την γραμμική μέθοδο.

Πίνακας 8.6: Χρηματοοικονομικές Παράμετροι

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Τιμή	Μονάδα Μέτρησης
43)	Εξοικονομούμενο κόστος ενέργειας	C_E	0,2	\$/kWh
44)	Πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ	RE_{credit}	-	\$/kWh
45)	Πίστωση για μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου	GHG_{reduce_credit}	-	\$/tnCO ₂
46)	Εξοικονομούμενο κόστος εγκατεστημένης ισχύος	C_{cap}	-	\$/kWh
47)	Επιτόκιο προσαύξησης του κόστους ενέργειας	r_{E_cost}	2	%

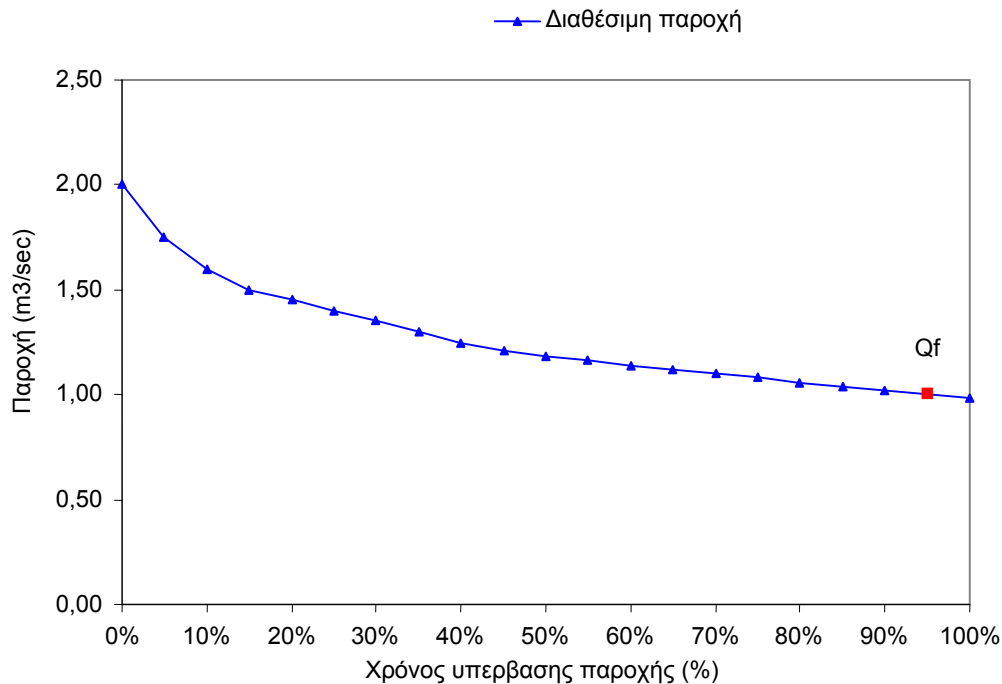
48)	Πληθωρισμός	f_p	2	%
49)	Προεξοφλητικό επιτόκιο	D	8	%
50)	Διάρκεια ζωής έργου	PL	40	έτος
51)	Ικανότητα δανεισμού	R_{costs}	80	%
52)	Επιτόκιο εξόφλησης χρέους	r_{debt}	8	%
53)	Προθεσμία εξόφλησης χρέους	$Debt_{term}$	25	έτος
54)	Ποσοστό επί του φορολογητέου εισοδήματος	I_{tax}	43,6	%
55)	Τυχόν απώλειες carryforward	cf	-	-
56)	Μέθοδος Απόσβεσης	Γραμμική μέθοδος		
57)	Φορολογική βάση λογιστικής απόσβεσης	T_{basis}	85	%
58)	Περίοδος μειωμένου φορολογικού συντελεστή	DL	40	έτος

8.2 ΥΔΡΟΛΟΓΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

Τα δεδομένα για την καμπύλη διάρκειας παροχής του ποταμού Q_n έχουν δοθεί στον Πίνακα 8.2. Ο ΥΗΣ θα λειτουργεί με ελεγχόμενη παροχή μέσω δεξαμενών. Επειδή δεν υπάρχει επιθυμία να αφεθεί υπολειπόμενη παροχή, η διαθέσιμη παροχή για τις εγκαταστάσεις Q_n' είναι ίση με την παροχή του ποταμού.

$$Q_n' = Q_n$$

Η καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης παροχής φαίνεται στο Σχήμα 8.1:



Σχήμα 8.1: Καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης παροχής

Η ελάχιστη καθορισμένη παροχή είναι το σημείο που αντιστοιχεί στην καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης παροχής για το 95% ενός έτους, όπως φαίνεται από το Σχήμα 8.1 είναι ίση με:

$$Q_f = 1,00 \text{ m}^3/\text{sec}$$

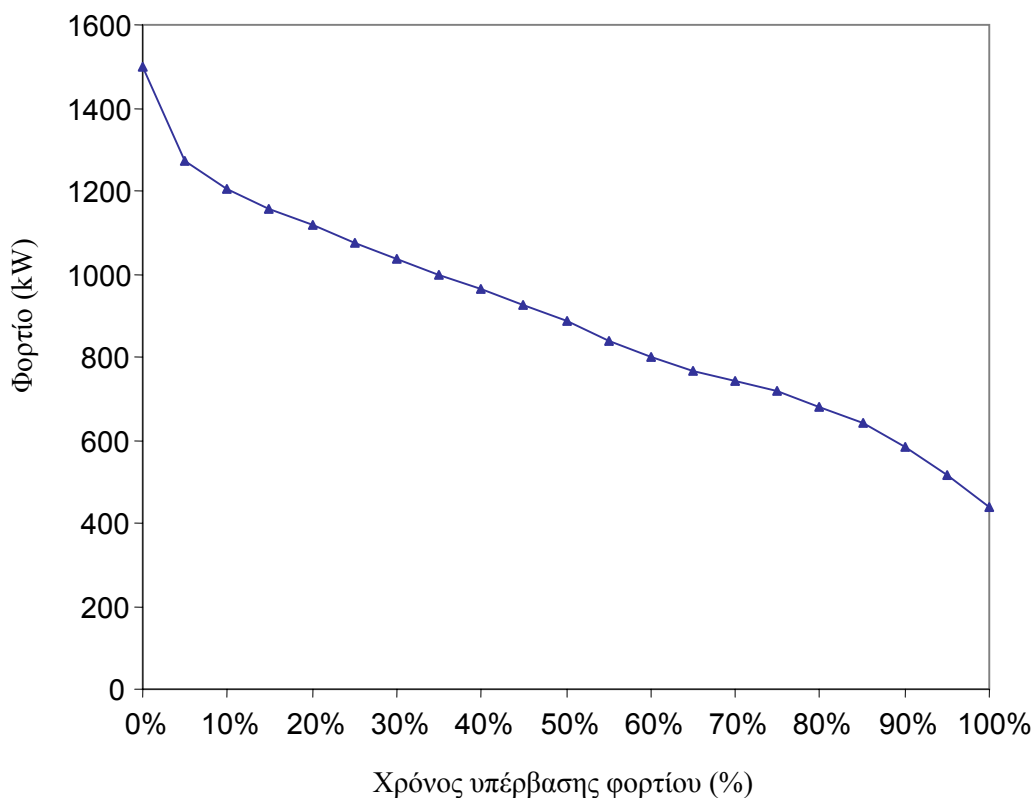
8.3 ΦΟΡΤΙΟ

Ο ΥΗΣ θα συνδεθεί με απομονωμένο ηλεκτρικό δίκτυο. Η αιχμή του φορτίου στο απομονωμένο ηλεκτρικό δίκτυο θα είναι ίση με $L_0 = 1500 \text{ kW}$. Η προσέγγιση της καμπύλης διάρκειας φορτίου, σχήμα 8.2, θα πραγματοποιηθεί μέσω της σχέσης:

$$L_k = L_0 \cdot x_k \Rightarrow L_k = 1500 \cdot x_k$$

Οι συντελεστές x_k για το κάθε $k\%$ μιας ημέρας είναι ίσοι με: 0%: 1.0, 5%: 0.846885, 10%: 0.803665, 15%: 0.772251, 20%: 0.744328, 25%: 0.717277, 30%: 0.690227, 35%: 0.666667, 40%: 0.643979, 45%: 0.616928, 50%: 0.589878, 55%: 0.560209, 60%: 0.534031, 65%: 0.512216, 70%: 0.493892, 75%: 0.477312, 80%: 0.453752, 85%: 0.425829, 90%: 0.388307, 95%: 0.344677, 100%: 0.292321.

Οι τιμές του φορτίου φαίνονται στην τρίτη στήλη του Πίνακα 8.8.



Σχήμα 8.2: Καμπύλη διάρκειας φορτίου

Η ημερήσια ζήτηση σε ενέργεια υπολογίζεται ολοκληρώνοντας την περιοχή κάτω από την καμπύλη διάρκειας φορτίου. Χρησιμοποιείται ο απλός τύπος τραπεζοειδούς ολοκλήρωσης. Η ημερήσια ζήτηση D_d εκφράζεται σε kWh και υπολογίζεται ως εξής:

$$D_d = \sum_{k=1}^{20} \left(\frac{L_{5(k-1)} + L_{5k}}{2} \right) \cdot \frac{5}{100} \cdot 24 \Rightarrow D_d = 21,47 \text{ MWh}$$

Η ετήσια ενεργειακή ζήτηση D λαμβάνεται με τον πολλαπλασιασμό της ημερήσιας ζήτησης επί τον αριθμό των ημερών ενός έτους:

$$D = 365 \cdot D_d \Rightarrow D = 365 \cdot 21,47 \Rightarrow D = 7836,55 MWh$$

Ο μέσος συντελεστής φορτίου $\bar{L}$ είναι το πηλίκο του μέσου ημερήσιου φορτίου ($D_d/24$) στο μέγιστο φορτίο (L_0), όπως φαίνεται παρακάτω:

$$\bar{L} = \frac{D_d/24}{L_0} \Rightarrow \bar{L} = \frac{21470/24}{1500} \Rightarrow \bar{L} = 59,64\%$$

8.4 ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ

Τα δεδομένα για τη δημιουργία της καμπύλης βαθμού απόδοσης του στροβίλου Pelton που θα χρησιμοποιηθεί στο μικρό υδροηλεκτρικό σταθμό, υπολογίζονται όπως φαίνεται παρακάτω.

Αρχικά υπολογίζουμε το διορθωμένο ύψος της υδατόπτωσης h , σε m:

$$h = H_g \cdot (1 - l_{hydr,max}) \Rightarrow h = 396 \cdot (1 - 0,06) \Rightarrow h = 372,24 m$$

Έπειτα υπολογίζουμε την περιστροφική ταχύτητα n_r του στροβίλου, σε rpm:

$$n_r = 31 \cdot \left(\frac{h}{(Q_d/j)} \right)^{0,5} \Rightarrow n_r = 31 \cdot \left(\frac{372,24}{1/2} \right)^{0,5} \Rightarrow n_r = 845,84 rpm$$

Ακολούθως, υπολογίζουμε την εξωτερική διάμετρο d του δρομέα του στροβίλου, σε m:

$$d = \frac{49,4 \cdot h^{0,5} \cdot j^{0,02}}{n_r} \Rightarrow d = \frac{49,4 \cdot 372,24^{0,5} \cdot 2^{0,02}}{845,84} \Rightarrow d = 1,14 m$$

Η μέγιστη απόδοση του στροβίλου Pelton δίνεται από τον τύπο:

$$\begin{aligned} e_p &= 0,864 \cdot d^{0,04} - 0,0305 + 0,005 \cdot R_m \Rightarrow \\ e_p &= 0,864 \cdot 1,14^{0,04} - 0,0305 + 0,005 \cdot 4,5 \Rightarrow \\ e_p &= 0,861 \end{aligned}$$

Η παροχή στη μέγιστη απόδοση του στροβίλου Q_p , σε m^3/sec , είναι:

$$Q_p = (0,662 + 0,001 \cdot j) \cdot Q_d \Rightarrow Q_p = (0,662 + 0,001 \cdot 2) \cdot 1 \Rightarrow Q_p = 0,665 m^3/sec$$

Οι αποδόσεις για τιμές της παροχής Q μεγαλύτερες αλλά και μικρότερες από την τιμή της παροχής στη μέγιστη απόδοση του στροβίλου Q_p , υπολογίζονται μέσω της παρακάτω εξίσωσης:

$$e_q = \left\{ 1 - \left[(1,31 + 0,025 \cdot j) \cdot \left| \left(\frac{(Q_p - Q)}{Q_p} \right)^{(5,6+0,4 \cdot j)} \right| \right] \right\} \cdot e_p \Rightarrow$$

$$e_q = \left\{ 1 - \left[(1,31 + 0,025 \cdot 2) \cdot \left| \left(\frac{(0,665 - Q)}{0,665} \right)^{(5,6+0,4 \cdot 2)} \right| \right] \right\} \cdot 0,861 \Rightarrow$$

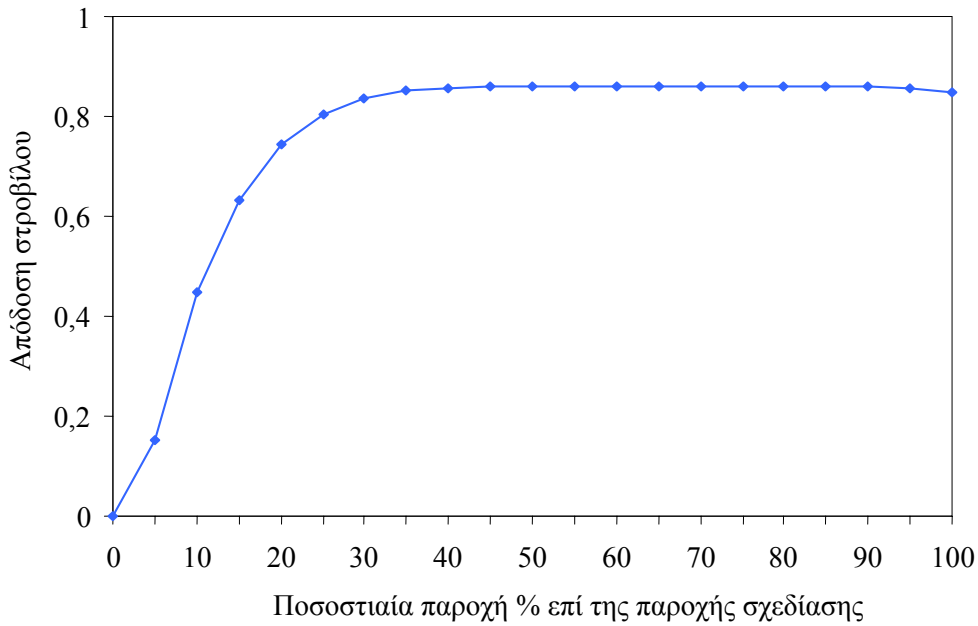
$$e_q = \left\{ 1 - \left[1,36 \cdot \left| \left(1 - \frac{Q}{0,665} \right)^{6,4} \right| \right] \right\} \cdot 0,861$$

Η απόδοση του στροβίλου στην παροχή σχεδίασης των εγκαταστάσεων, υπολογίζεται από την παραπάνω σχέση και είναι ίση με:

$$e_{q,des} = \left\{ 1 - \left[1,36 \cdot \left| \left(1 - \frac{Q_{des}}{0,665} \right)^{6,4} \right| \right] \right\} \cdot 0,861 \Rightarrow e_{q,des} = \left\{ 1 - \left[1,36 \cdot \left| \left(1 - \frac{1}{0,665} \right)^{6,4} \right| \right] \right\} \cdot 0,861 \Rightarrow$$

$$e_{q,des} = 0,846$$

Η καμπύλη βαθμού απόδοσης του στροβίλου Pelton φαίνεται στο Σχήμα 8.3 που ακολουθεί.



Σχήμα 8.3: Καμπύλη βαθμού απόδοσης στροβίλου

8.5 ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

Η ενεργειακής σημασίας καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης παροχής, σύμφωνα με τις υποδείξεις, μεταβάλλεται σε σχέση με την καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης παροχής κατά τον συντελεστή e_{CF} , ίσο με 0,9. Η ενεργειακής σημασίας καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης παροχής, την οποία και συμβολίζουμε με $Q'_{n,energy}$, σχεδιάζεται στους ίδιους άξονες που θα σχεδιάσουμε την καμπύλη διάρκειας ισχύος και οι τιμές της φαίνονται στην δεύτερη στήλη του Πίνακα 8.7.

Δεδομένου ότι η παροχή σχεδίασης ορίζεται ως η μέγιστη παροχή που μπορεί να χρησιμοποιηθεί από το στρόβιλο, οι τιμές της παροχής που ουσιαστικά χρησιμοποιούνται από τις εγκαταστάσεις είναι αυτές που περιγράφονται από την παρακάτω σχέση και σχηματίζουν την καμπύλη διάρκειας χρησιμοποιούμενης παροχής:

$$Q_{n,used} = \min(Q'_{n,energy}, 1,00)$$

Ο υπολογισμός της παραγόμενης ισχύος P , σε W , ως αποτέλεσμα της παροχής Q , δίδεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$\begin{aligned} P &= p \cdot g \cdot Q \cdot [H_g - (h_{hydr} + h_{tail})] \cdot e_t \cdot e_g \cdot (1 - l_{trans}) \cdot (1 - l_{para}) \Rightarrow \\ P &= 1000 \cdot 9,81 \cdot Q \cdot [396 - (h_{hydr} + h_{tail})] \cdot e_t \cdot 0,97 \cdot (1 - 0,01) \cdot (1 - 0,01) \Rightarrow \\ P &= 9326,34 \cdot Q \cdot e_t \cdot [396 - (h_{hydr} + h_{tail})] \end{aligned}$$

Οι 21 τιμές της χρησιμοποιούμενης παροχής $Q_{0,used}, Q_{5,used}, \dots, Q_{100,used}$ που καθορίζουν την καμπύλη διάρκεια χρησιμοποιούμενης παροχής, οδηγεί σε 21 τιμές της ισχύος $P_0, P_5, \dots, P_{100}$ σχηματίζοντας με αυτόν τον τρόπο την καμπύλη διάρκειας ισχύος, όπως αυτή φαίνεται στο σχήμα 8.4. Οι τιμές της καμπύλης διάρκειας ισχύος φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 8.7.

Οι υδραυλικές απώλειες και οι απώλειες που προκαλούνται στο αυλάκι εκροής εξαρτώνται από την εκάστοτε τιμή της παροχής του ποταμού και δίδονται από τις σχέσεις:

$$\begin{aligned} h_{hydr} &= H_g \cdot l_{hydr,max} \cdot \frac{Q^2}{Q_{des}^2} \Rightarrow h_{hydr} = 396 \cdot 0,06 \cdot \frac{Q^2}{1,00^2} \Rightarrow h_{hydr} = 23,76 \cdot Q^2 \\ h_{tail} &= l_{tail,max} \cdot \frac{(Q - Q_{des})^2}{(Q_{max} - Q_{des})^2} \Rightarrow h_{tail} = 0,00 \cdot \frac{(Q - 1,00)^2}{(2,00 \cdot 0,9 - 1,00)^2} \Rightarrow h_{tail} = 0 \end{aligned}$$

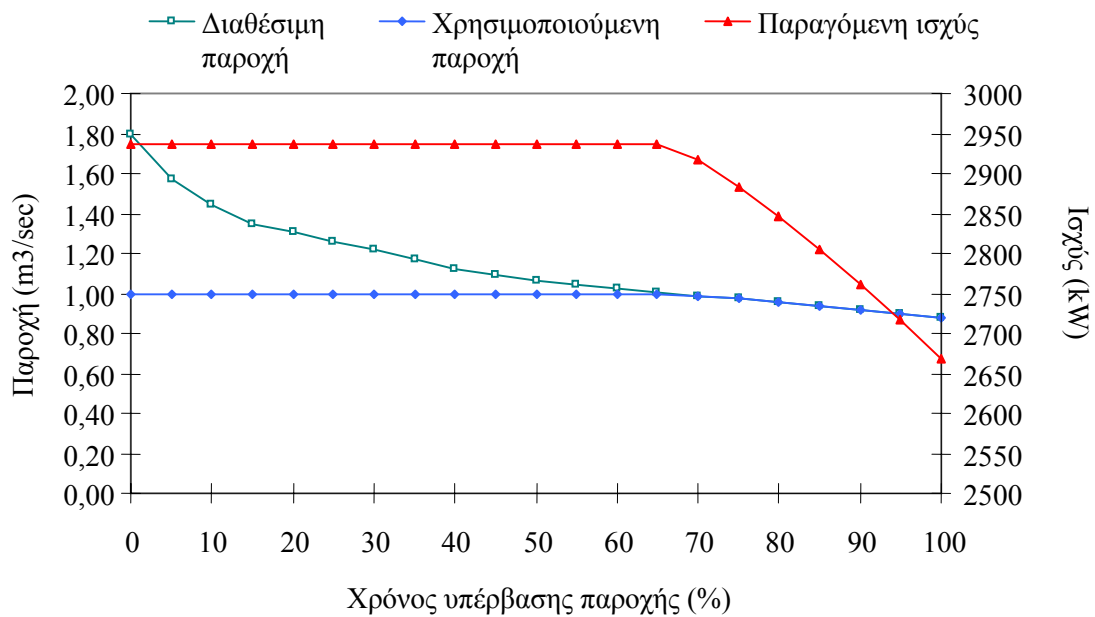
Οι υδραυλικές απώλειες υφίστανται για όλη τη διάρκεια του έτους και για τον υπολογισμό τους χρησιμοποιούμε την $Q_{n,used}$. Οι απώλειες στο αυλάκι εκροής είναι μηδενικές. Οι τιμές των υδραυλικών απωλειών και των απωλειών που προκαλούνται στο αυλάκι εκροής φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 8.7.

Πίνακας 8.7: Υπολογισμός της καμπύλης διάρκειας ισχύος

n (%)	$Q'_{n,energy}$ (m ³ /sec)	$Q_{n,used}$ (m ³ /sec)	h_{hydr}	h_{tail}	e_t (%)	P (kW)
0	1,8	1	23,76	0	0,85	2935,802
5	1,575	1	23,76	0	0,85	2935,802
10	1,44	1	23,76	0	0,85	2935,802
15	1,35	1	23,76	0	0,85	2935,802
20	1,305	1	23,76	0	0,85	2935,802
25	1,26	1	23,76	0	0,85	2935,802
30	1,215	1	23,76	0	0,85	2935,802
35	1,17	1	23,76	0	0,85	2935,802
40	1,125	1	23,76	0	0,85	2935,802
45	1,089	1	23,76	0	0,85	2935,802
50	1,062	1	23,76	0	0,85	2935,802
55	1,044	1	23,76	0	0,85	2935,802
60	1,026	1	23,76	0	0,85	2935,802

65	1,008	1	23,76	0	0,85	2935,802
70	0,99	0,99	23,29	0	0,85	2916,762
75	0,972	0,972	22,45	0	0,85	2881,915
80	0,954	0,954	21,62	0	0,85	2846,328
85	0,936	0,936	20,82	0	0,86	2804,639
90	0,918	0,918	20,02	0	0,86	2760,893
95	0,9	0,9	19,25	0	0,86	2716,654
100	0,882	0,882	18,48	0	0,86	2669,071

Από τον Πίνακα 8.7 προκύπτει το Σχήμα 8.4, όπου φαίνεται η καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης παροχής ενεργειακής σημασίας, η καμπύλη διάρκειας χρησιμοποιούμενης παροχής και η καμπύλη διάρκειας ισχύος.



Σχήμα 8.4: Καμπύλη διάρκειας ισχύος

Δύο από τις ποσότητες της παραγόμενης ισχύος που μας ενδιαφέρουν ιδιαίτερα, είναι η ισχύς σχεδίασης, P_{des} και η ελάχιστη καθορισμένη ισχύ του σταθμού, P_{firm} :

$$P_{des} = 9326,34 \cdot Q_{des} \cdot e_{t,des} \cdot [396 - (h_{hydr,des})] \Rightarrow$$

$$P_{des} = 9326,34 \cdot 1,00 \cdot 0,846 \cdot (396 - 23,76) \Rightarrow P_{des} = 2937 \text{ kW}$$

$$P_{firm} = 9326,34 \cdot Q_{firm} \cdot e_{t,firm} \cdot [396 - (h_{hydr,firm})] \Rightarrow$$

$$P_{firm} = 9326,34 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 0,86 \cdot (396 - 19,25) \Rightarrow P_{firm} = 3022 \text{ kW}$$

Σύμφωνα με τον αλγόριθμο, επειδή $P_{firm} > P_{des}$ θέτουμε $P_{firm} = P_{des}$. Συνεπώς:

$$P_{firm} = 2937 \text{ kW}$$

Η ετήσια διαθέσιμη ενέργεια E_{avail} του ΥΗΣ, μετρούμενη σε Wh/έτος, υπολογίζεται μέσω των τιμών P , σε W, με την ολοκλήρωση της καμπύλης διάρκειας ισχύος κατά τον τραπεζοειδή κανόνα, ως εξής:

$$E_{avail} = \sum_{k=1}^{20} \left(\frac{P_{5(k-1)} + P_{5k}}{2} \right) \cdot \frac{5}{100} \cdot 8760 \cdot (1 - l_{dt}) \Rightarrow E_{avail} = \sum_{k=1}^{20} \left(\frac{P_{5(k-1)} + P_{5k}}{2} \right) \cdot 424,86 \Rightarrow$$

$$E_{avail} = 24599 \text{ MWh}$$

Επειδή η εγκατάσταση θα συνδεθεί σε απομονωμένο ηλεκτρικό δίκτυο, η παραδοθείσα ενέργεια από τον ΥΗΣ περιορίζεται στις ανάγκες του τοπικού δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας, όπως φαίνεται από την καμπύλη διάρκειας φορτίου.

Χρησιμοποιείται η ακόλουθη διαδικασία: για κάθε 5% αύξηση στην καμπύλη διάρκειας παροχής, η αντίστοιχα διαθέσιμη παραγόμενη ισχύς των εγκαταστάσεων (υποτίθεται ότι είναι σταθερή κατά τη διάρκεια μιας ημέρας) συγκρίνεται με την καμπύλη διάρκειας φορτίου (που αντιπροσωπεύει την ημερήσια ζήτηση σε ενέργεια). Η ενέργεια που μπορεί να παραδοθεί από τις μικρές υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις ημερήσια, για κάθε 5% ποσοστιαία χρονική αύξηση στην καμπύλη διάρκειας παροχής, καθορίζεται ως η περιοχή που είναι κάτω από την καμπύλη διάρκειας φορτίου αλλά και κάτω από μια οριζόντια γραμμή στο ίδιο σχήμα που νοητά αντιπροσωπεύει τη διαθέσιμη παραγόμενη ισχύ των εγκαταστάσεων.

Υπολογίζονται είκοσι μία τιμές για την ημερήσια παραδοθείσα ενέργεια $G_0, G_5, \dots, G_{100}$ αντίστοιχες των είκοσι μία τιμών της διαθέσιμης ισχύος $P_0, P_5, \dots, P_{100}$. Η ημερήσια ενέργεια G_n που παραδίδεται, δίνεται από την σχέση:

$$G_n = \sum_{k=1}^{20} \left(\frac{P'_{n,5(k-1)} + P'_{n,5k}}{2} \right) \cdot \frac{5}{100} \cdot 24 \Rightarrow G_n = \sum_{k=1}^{20} \left(\frac{P'_{n,5(k-1)} + P'_{n,5k}}{2} \right) \cdot 1,2$$

όπου το $P'_{n,k}$ είναι το ελάχιστο μεταξύ του φορτίου L_k και της διαθέσιμης σταθερής ισχύος P_n :

$$P'_{n,k} = \min(P_n, L_k)$$

- Παράδειγμα υπολογισμού της ενέργειας G_n

Η διαδικασία για την εύρεση μια τιμής της ημερήσιας παραδοθείσας ενέργειας G γίνεται κατανοητή μέσα από το παρακάτω παράδειγμα, που χρησιμοποιεί την καμπύλη διάρκειας φορτίου (Σχήμα 8.2) και τιμές από την καμπύλη διαθέσιμης διάρκειας ισχύος (Πίνακας 8.7). Ζητείται ο καθορισμός της ημερήσιας παραδοθείσας ενέργειας για διάρκεια που αντιστοιχεί στο 50% ενός έτους, δηλαδή το G_{50} . Πρώτα ανατρέχουμε στον Πίνακα 8.7 για να καθορίσουμε το ποσό της διαθέσιμης παραγόμενης ισχύος του σταθμού:

$$P_{50} = 2936 \text{ kW}$$

Κατόπιν υπολογίζουμε το $P'_{50,k}$, όπως φαίνεται στην τέταρτη στήλη του Πίνακα 8.8.

Πίνακας 8.8: Υπολογισμός της ημερήσιας παραδοθείσας ενέργειας G_{30}

k (%)	P_{50} (kW)	L_k (kW)	$P'_{50,k}$ (kW)
0	2936	1500	1500
5	2936	1270,3	1270,3
10	2936	1205,5	1205,5
15	2936	1158,4	1158,4
20	2936	1116,5	1116,5
25	2936	1075,9	1075,9
30	2936	1035,3	1035,3

35	2936	1000,0	1000,0
40	2936	966,0	966,0
45	2936	925,4	925,4
50	2936	884,8	884,8
55	2936	840,3	840,3
60	2936	801,0	801,0
65	2936	768,3	768,3
70	2936	740,8	740,8
75	2936	716,0	716,0
80	2936	680,6	680,6
85	2936	638,7	638,7
90	2936	582,5	582,5
95	2936	517,0	517,0
100	2936	438,5	438,5

Η ημερήσια ενέργεια G_{50} που παραδίδεται, δίνεται από την σχέση:

$$G_{50} = \sum_{k=1}^{20} \left(\frac{P'_{50,5(k-1)} + P'_{50,5k}}{2} \right) \cdot 1,2 \Rightarrow G_{50} = 21471 \text{ kWh/d}$$

Η διαδικασία του παραδείγματος επαναλαμβάνεται για όλες τις τιμές $P_0, P_5, \dots, P_{100}$ έτσι ώστε να ληφθούν είκοσι μια τιμές της ενέργειας $G_0, G_5, \dots, G_{100}$ όπως φαίνεται στον Πίνακα 8.9.

Πίνακας 8.9: Υπολογισμός της ημερήσιας παραδοθείσας ενέργειας G_n

n (%)	P_n (kW)	G_n (kWh/d)
0	2935,802	21471
5	2935,802	21471
10	2935,802	21471
15	2935,802	21471
20	2935,802	21471
25	2935,802	21471
30	2935,802	21471
35	2935,802	21471
40	2935,802	21471
45	2935,802	21471
50	2935,802	21471
55	2935,802	21471
60	2935,802	21471
65	2935,802	21471
70	2916,762	21471
75	2881,915	21471
80	2846,328	21471
85	2804,639	21471
90	2760,893	21471
95	2716,654	21471
100	2669,071	21471

Η ετήσια παραδοθείσα ενέργεια E_{dlyd} λαμβάνεται ολοκληρώνοντας κατά τον τραπεζοειδή κανόνα:

$$E_{dlvd} = \sum_{k=1}^{20} \left(\frac{G_{5(n-1)} + G_{5n}}{2} \right) \cdot \frac{5}{100} \cdot 365 \cdot (1 - l_{dt}) \Rightarrow$$

$$E_{dlvd} = \sum_{k=1}^{20} \left(\frac{G_{5(n-1)} + G_{5n}}{2} \right) \cdot 17,7025 \Rightarrow$$

$$E_{dlvd} = 7602 \text{ MWh}$$

Ο συντελεστής χρησιμοποίησης K του ΥΗΣ είναι ίσος με:

$$K = \frac{E_{avail}}{8760 \cdot P_{des}} \Rightarrow K = \frac{24599000}{8760 \cdot 2937} \Rightarrow K = 95,61\%$$

Η πλεονάζουσα διαθέσιμη ανανεώσιμη ενέργεια E_{excess} είναι η διαφορά μεταξύ της διαθέσιμης ανανεώσιμης ενέργειας E_{avail} και της παραδοθείσας ανανεώσιμης ενέργειας E_{dlvd} :

$$E_{excess} = E_{avail} - E_{dlvd} \Rightarrow E_{excess} = 24599 - 7602 \Rightarrow E_{excess} = 16997 \text{ MWh}$$

8.6 ΟΙΚΟΛΟΓΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ

Η οικολογική μελέτη πραγματοποιείται ξεχωριστά από την υπόλοιπη μεθοδολογία και δεν αλλοιώνει τα υπόλοιπα αποτελέσματα. Θεωρούμε ως δεδομένο ότι ένας τόνος αερίου CH_4 αντιστοιχεί σε είκοσι ένα τόνους αερίου CO_2 και ένας τόνος αερίου N_2O αντιστοιχεί σε τριακόσιους δέκα τόνους αερίου CO_2 . Η σύγκριση που ακολουθεί αφορά τον ΥΗΣ που θα εγκαταστήσουμε και τις ντιζελογεννήτριες που ως τώρα χρησιμοποιεί. Τις απώλειες μεταφοράς και διανομής τις ορίζουμε ίσες με 2% για τις ντιζελογεννήτριες και 3% για το ΜΥΗΣ.

Για τις ντιζελογεννήτριες, ο συντελεστής απελευθέρωσης αερίου θερμοκηπίου είναι ίσος με:

$$F_{GHG} = (f_{\text{CO}_2} + f_{\text{CH}_4} \cdot 21 + f_{\text{NO}_2} \cdot 310) \cdot \frac{1}{E} \cdot \frac{1}{1 - l_{T\&D}} \cdot 3,6 \cdot 10^{-3} \Rightarrow$$

$$F_{GHG} = (74,1 + 0,0020 \cdot 21 + 0,0020 \cdot 310) \cdot \frac{1}{0,30} \cdot \frac{1}{1 - 0,02} \cdot 3,6 \cdot 10^{-3} \Rightarrow$$

$$F_{GHG} = 0,915 \text{ tnCO}_2/\text{MWh}$$

Η ετήσια ποσότητα των αερίων του θερμοκηπίου που 'γλιτώνει' η ατμόσφαιρα από την κατασκευή του ΥΗΣ είναι:

$$R_{GHG} = E_{dlvd} \cdot (1 - l_{T\&D}) \cdot F_{GHG} \Rightarrow$$

$$R_{GHG} = 7602 \cdot (1 - 0,03) \cdot 0,915 \Rightarrow R_{GHG} = 6747 \text{ tnCO}_2/\text{έτος}$$

8.7 ΚΟΣΤΟΛΟΓΗΣΗ ΕΡΓΟΥ

8.7.1 ΠΡΟΣΔΙΟΡΙΣΜΟΣ ΑΡΧΙΚΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ

Στην "Λεπτομερή" μέθοδο κοστολόγησης τα επιμέρους συστατικά των κατηγοριών κόστους εμφανίζονται αναλυτικά στο χρήστη ο οποίος και καλείται να συμπληρώσει τα

χαρακτηριστικά τους για την εύρεση του συνολικού κόστους της κάθε κατηγορίας και μετέπειτα του ολικού αρχικού κόστους του έργου.

Για την κατηγορία κόστους “ Μελέτη Σκοπιμότητας ” τα επιμέρους στοιχεία που πρέπει να συμπληρωθούν από τον χρήστη φαίνονται στον Πίνακα 8.10.

Πίνακας 8.10: Μελέτη Σκοπιμότητας

Μελέτη Σκοπιμότητας	Μονάδες	Ποσότητα	Κόστος	Κόστος
		(προτεινόμενες τιμές)	Μονάδας (προτεινόμενες τιμές σε \$)	
Έρευνα τοποθεσίας	ημέρες	20	1200	24000
Υδρολογική αξιολόγηση	ημέρες	20	720	14400
Περιβαλλοντική εκτίμηση	ημέρες	80	650	52000
Προκαταρκτικός σχεδιασμός	ημέρες	25	800	20000
Λεπτομερής προϋπολογισμός δαπανών	ημέρες	20	600	12000
Προετοιμασία αναφοράς	ημέρες	15	800	12000
Διαχείριση του έργου	ημέρες	15	800	12000
Ταξίδι και στέγαση	ταξίδια	4	2500	10000
Άλλα	Κόστος	1	11000	11000
Πίστωση για την Μελέτη Σκοπιμότητας	Πίστωση	-	-	-
Υποσύνολο Μελέτης Σκοπιμότητας			\$167400	

Για την κατηγορία κόστους “ Ανάπτυξη ” τα επιμέρους στοιχεία που πρέπει να συμπληρωθούν από τον χρήστη φαίνονται στον Πίνακα 8.11.

Πίνακας 8.11: Ανάπτυξη

Ανάπτυξη	Μονάδες	Ποσότητα	Κόστος	Κόστος
		(προτεινόμενες τιμές)	Μονάδας (προτεινόμενες τιμές σε \$)	
ΡΡΑ διαπραγμάτευση	ημέρες	40	1.000	40000
Διαδικασία έκδοσης αδειών και εγκρίσεων	ημέρες	35	700	24500
Δικαιώματα γης	τοποθεσία	-	-	-
Έρευνα εδάφους	ημέρες	28	1.000	28000
Χρηματοδότηση έργου	ημέρες	40	1.000	40000
Νομικά και λογιστικά	ημέρες	10	1.600	16000
Διαχείριση του έργου	έτος	0,2	130.000	26000
Ταξίδι και στέγαση	ταξίδια	5	2.500	12500
Άλλα	Κόστος	1	100.000	100000
Πίστωση για την Ανάπτυξη	Πίστωση	-	-	-
Υποσύνολο Ανάπτυξης			\$287000	

Για την κατηγορία κόστους “ Μηχανολογικό ” τα επιμέρους στοιχεία που πρέπει να συμπληρωθούν από τον χρήστη φαίνονται στον Πίνακα 8.12.

Πίνακας 8.12: Μηχανολογικό

Μηχανολογικό	Μονάδες	Ποσότητα (προτεινόμενες τιμές)	Κόστος Μονάδας (προτεινόμενες τιμές σε \$)	Κόστος (\$)
Έγγραφα σχεδίου και προσφοράς	έτος	2,5	130000	325000
Εργολαβία	ημέρες	50	700	35000
Επίβλεψη εργασιών	έτος	1	130000	130000
Άλλα	Κόστος	1	160000	160000
Πίστωση για το μηχανολογικό	Πίστωση	-	-	-
Μηχανολογικό Υποσύνολο			\$650000	

Για την κατηγορία κόστους “ Εξοπλισμός Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας ” τα επιμέρους στοιχεία που πρέπει να συμπληρωθούν από το χρήστη φαίνονται στον Πίνακα 8.13 ως κενά κελιά.

Πίνακας 8.13: Εξοπλισμός ΑΠΕ

Εξοπλισμός ΑΠΕ	Μονάδες	Ποσότητα (προτεινόμενες τιμές)	Κόστος Μονάδας (προτεινόμενες τιμές σε \$)	Κόστος (\$)
Στρόβιλοι, γεννήτριες, συσκευές ελέγχου	kW	2937	411	1207107
Εγκατάσταση εξοπλισμού	%	10	1207107	120710
Μεταφορά εξοπλισμού	%	5	1207107	60350
Άλλα	Κόστος	-	-	-
Πίστωση για τον Εξοπλισμό ΑΠΕ	Πίστωση	-	-	-
Υποσύνολο Εξοπλισμού ΑΠΕ			\$1387607	

Για την κατηγορία κόστους “ Κατασκευαστικά Κόστη του Έργου ” τα επιμέρους στοιχεία που πρέπει να συμπληρωθούν από το χρήστη φαίνονται στον Πίνακα 8.14 ως κενά κελιά.

Πίνακας 8.14: Κατασκευαστικά Κόστη του Έργου

Κατασκευαστικά Κόστη του Έργου	Μονάδες	Ποσότητα (προτεινόμενες τιμές)	Κόστος Μονάδας (προτεινόμενες τιμές σε \$)	Κόστος (\$)
Δρόμος πρόσβασης	km	15	65000	975000
Καθάρισμα από δέντρα	ha	-	-	-
Χωμάτινη εκσκαφή	m ³	-	-	-
Εκσκαφή βράχου	m ³	-	-	-
Τσιμεντένιο φράγμα	m ³	-	-	-
Ξύλινο φράγμα	m ³	-	-	-
Χωμάτινο φράγμα	m ³	41000	10	410000
Απομάκρυνση νερού	%	10	410000	41000
Αγωγός υπερχειλίσσης	m ³	100	750	75000
Κανάλι	m ³	500	250	125000
Εισαγωγή	m ³	1	60000	60000
Τούνελ	m ³	-	-	-
Σωλήνωση- αγωγοί ύδατος	kg	780000	6	4290000
Κατασκευή εργοστασίου	m ³	40	1600	64000
Δίοδος για τα ψάρια	m lift	5	15000	75000

Γραμμή μετάδοσης και υποσταθμός	km	23	50000	1150000
Μεταφορά	%	8	7625000	581200
Άλλα	Κόστος	2	125000	250000
Πίστωση για τα Κατασκευαστικά του Έργου	Πίστωση	-	-	-
Υποσύνολο Κατασκευαστικού Κόστους του Έργου			\$8096200	

Για την κατηγορία κόστους “ Διάφορα ” τα επιμέρους στοιχεία που πρέπει να συμπληρωθούν από τον χρήστη φαίνονται στον Πίνακα 8.15 ως κενά κελιά.

Πίνακας 8.15: Διάφορα

Διάφορα	Μονάδες	Ποσότητα (προτεινόμενες τιμές)	Κόστος Μονάδας (προτεινόμενες τιμές σε \$)	Κόστος (\$)
Ειδικός εξοπλισμός	-	0	-	-
Γενικά έξοδα αναδόχου	%	20%	8096200	1619240
Εκπαίδευση	ημέρες	20	700	14000
Τόκος κατά τη διάρκεια της κατασκευής	%	6	10588207	635292
Απρόβλεπτα έξοδα	%	10	10588207	1058821
Πίστωση Διαφόρων	Πίστωση	-	-	-
Υποσύνολο Διαφόρων			\$3327353	

Το Ολικό Αρχικό Κόστος του έργου προκύπτει από το άθροισμα όλων των παραπάνω υποσυνόλων, $I = \$13915560$.

8.7.2 ΕΤΗΣΙΑ ΚΑΙ ΠΕΡΙΟΔΙΚΑ ΕΞΟΔΑ

Στον Πίνακα 8.16 παρουσιάζονται τα ετήσια έξοδα για την λειτουργία του ΜΥΗΣ.

Πίνακας 8.16: Ετήσια έξοδα

α/α	Ετήσια Έξοδα	Ποσότητα	Μονάδα μέτρησης ποσότητας	Κόστος μονάδας	Τελικό ποσό
1)	Ενοίκιαση γης	1	-	\$2000	2000
2)	Φόροι ιδιοκτησίας	1	%	\$13915560	139156
3)	Κόστος εκμετάλλευσης ύδατος	2937	kW	8 \$/kW	24486
4)	Ασφάλιστρα	0,40	%	\$13915560	55662
5)	Συντήρηση καλωδίου μετάδοσης ισχύος	3	%	\$1150000	34500
6)	Ανταλλακτικά	0,50	%	\$13915560	69578
7)	Εργατικά λειτουργίας και συντήρησης	0,25	Ανά έτος	\$35000	8750
8)	Ταξίδια και διαμονή	6	Ταξίδια	\$2000	12000

9) Γενικά και διοικητικά	10	%	\$345132	34513
10) Απρόοπτα	10	%	\$379645	37965
Συνολικά ετήσια έξοδα			\$417610	

Για περιοδικά έξοδα δεν έχουμε καμία πληροφορία και συνεχίζουμε την ανάλυση χωρίς να τα υπολογίζουμε.

8.8 ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

Στην ενότητα αυτή θα πραγματοποιηθεί η χρηματοοικονομική ανάλυση για το προτεινόμενο επενδυτικό έργο. Για αρχή υπολογίζονται ορισμένες βασικές μεταβλητές όπως το ποσό I_{cap} που αποτελεί το αρχικό μετοχικό κεφάλαιο, και εξάγεται από τη σχέση:

$$I_{cap} = I(1 - R_{costs}) \Rightarrow I_{cap} = \$13915560 \cdot (1 - 0,80) \Rightarrow I_{cap} = \$2783112$$

Το χρέος του έργου, $Project_{debt}$, υπολογίζεται από τη σχέση:

$$Project_{debt} = I - I_{cap} \Rightarrow Project_{debt} = \$13915560 - \$2783112 \Rightarrow Project_{debt} = \$11132448$$

8.8.1 ΕΤΗΣΙΑ ΕΣΟΔΑ ΚΑΙ ΕΞΟΔΑ

Τα ετήσια έσοδα ή πιστώσεις του έργου, προέρχονται από την παραγωγή ενέργειας του συστήματος και την εξοικονόμηση εγκατεστημένης ισχύος, από την παραγωγή ανανεώσιμης ενέργειας και από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου. Πιο αναλυτικά, στην εξεταζόμενη περίπτωση έργου, οι πιστώσεις από την παραγωγή ενέργειας, υπολογίζονται από τη σχέση:

$$S_E = E_{dlvd} \cdot e_E + E_{excess} \cdot e_{excess} \Rightarrow S_E = 7602000 kWh \cdot 0,2 \$ / kWh + 0 \Rightarrow S_E = \$1520379$$

Ετήσιο εισόδημα από την εξοικονόμηση εγκατεστημένης ισχύος δεν υπάρχει στη συγκεκριμένη περίπτωση.

Ετήσιο εισόδημα από την παραγωγή ανανεώσιμης ενέργειας δεν υπάρχει στη συγκεκριμένη περίπτωση.

Υπολογίζεται η συνολική μείωση εκπομπής CO₂ για τη διάρκεια ζωής του έργου, με βάση το συνολικό ισοδύναμο συντελεστή εκπομπής CO₂. Η διάρκεια ζωής του έργου είναι PL = 40 έτη, οπότε για ετήσια μείωση εκπομπής CO₂ ίση με 6747 τόνους CO₂, όπως υπολογίστηκε πριν, η συνολική μείωση θα είναι 40·6747 = 270016 τόνοι CO₂. Όμως ετήσιο εισόδημα από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου δεν υπάρχει στη συγκεκριμένη περίπτωση.

Συνεπώς τα ετήσια συνολικά έσοδα, ως το άθροισμα των παραπάνω εισοδημάτων, είναι ίσα με $Sa = \$1520379$.

Τα ετήσια έξοδα για την λειτουργία και την συντήρηση του ΜΥΗΣ έχουν υπολογιστεί και είναι ίσα με \$417610.

Το ετήσιο χρεολύσιο για την εξόφληση του χρέους του έργου, υπολογίζεται από τη σχέση:

$$D_p = \frac{Project_{debt} \cdot r_{debt} \cdot (1 + r_{debt})^{Debt_{term}}}{(1 + r_{debt})^{Debt_{term}} - 1} \Rightarrow$$

$$D_p = \frac{\$11132448 \cdot 0,08 \cdot (1 + 0,08)^{25}}{(1 + 0,08)^{25} - 1} \Rightarrow D_p = \$1042874$$

Συνεπώς τα ετήσια συνολικά έξοδα, ως το άθροισμα των παραπάνω εξόδων, είναι ίσα με \$1460484.

8.8.2 ΤΑΜΕΙΑΚΕΣ ΡΟΕΣ

8.8.2.1 ΕΤΗΣΙΕΣ ΤΑΜΕΙΑΚΕΣ ΡΟΕΣ ΠΡΟ ΦΟΡΟΥ

Θα εξεταστούν στη συνέχεια μερικοί δείκτες και κριτήρια αξιολόγησης της βιωσιμότητας του έργου. Για το λόγο αυτό, θα χρειαστεί να υπολογιστούν οι ετήσιες καθαρές ταμειακές ροές του έργου. Η καθαρή ταμειακή ροή προ φόρου, περιλαμβάνει τα συνολικά ετήσια έσοδα και έξοδα.

Συγκεκριμένα, για το έτος 0, τα έσοδα από δωρεές ή επιδοτήσεις είναι μηδέν και η αξία τέλους έργου στην περίπτωση αυτή είναι μηδέν. Τα έξοδα για το έτος 0, περιλαμβάνουν το ποσό που καταβλήθηκε για τη σύνθεση του μετοχικού κεφαλαίου το οποίο υπολογίζεται ότι έγινε το έτος 0 και είναι ίσα με $I_{cap} = \$2783112$. Άρα, για το έτος 0, τα συνολικά έξοδα είναι \$2783112.

Σύμφωνα με όλα τα παραπάνω, η καθαρή ταμειακή ροή προ φόρων του έργου για το έτος 0 είναι *Συνολικά έσοδα - Συνολικά έξοδα*, δηλαδή $0 - \$2783112 = \-2783112

Για τα έτη 1 έως PL ($1 \leq n \leq 40$), οι ταμειακές ροές προ φόρων υπολογίζονται ως εξής:

Συνολικά έσοδα:

- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος ζωής του έργου ($1 \leq n \leq 40$), υπολογίζονται οι εξοικονομήσεις πόρων ενέργειας:

$$S_{n_E} = S_E \cdot (1 + r_{E_cost})^n \Rightarrow S_{n_E} = \$1520379(1 + 0,02)^n \Rightarrow S_{n_E} = \$1520379 \cdot 1,02^n$$

- Ετήσιο εισόδημα από την εξοικονόμηση εγκατεστημένης ισχύος δεν υπάρχει στη συγκεκριμένη περίπτωση.
- Ετήσιο εισόδημα από την παραγωγή ανανεώσιμης ενέργειας δεν υπάρχει στη συγκεκριμένη περίπτωση.
- Ετήσιο εισόδημα από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου δεν υπάρχει στη συγκεκριμένη περίπτωση.
- Εισόδημα από την αξία τέλους του έργου δεν υπάρχει

Τα συνολικά έσοδα προ φόρων κάθε έτους n υπολογίζονται αθροίζοντας τα αντίστοιχα έσοδα όπως αυτά υπολογίζονται παραπάνω. Ο Πίνακας 8.17 συγκεντρώνει τα αποτελέσματα για τα ετήσια έσοδα στην περίπτωση που εξετάζεται.

Συνολικά έξοδα:

- Τα έξοδα για τη λειτουργία και τη συντήρηση της εγκατάστασης, υπολογίζονται για κάθε έτος από n έως και 40, το τέλος δηλαδή της ζωής του έργου:

$$OM_c = OM \cdot (1 + f_p)^n \Rightarrow OM_c = \$417610 \cdot (1 + 0,02)^n \Rightarrow OM_c = \$417610 \cdot 1,02^n$$

- Τα έξοδα αποπληρωμής του χρέους για το έργο, έχουν υπολογιστεί ως το ετήσιο χρεολύσιο και είναι ίσα με $D_p = \$1042874$.
- Περιοδικά έξοδα δεν έχουν οριστεί από τον χρήστη

Τα συνολικά έξοδα προ φόρων κάθε έτους n υπολογίζονται αθροίζοντας τα αντίστοιχα έξοδα όπως αυτά υπολογίζονται παραπάνω. Ο Πίνακας 8.18 συγκεντρώνει τα αποτελέσματα για τα ετήσια έξοδα στην περίπτωση που εξετάζεται.

Πίνακας 8.17: Ετήσια έσοδα προ φόρων της εγκατάστασης.

Έτος n	Εξοικονομήσεις πόρων ενέργειας, $S_{n,E}$ (\$)	Εξοικονομήσεις εγκατεστημένης ισχύος, $S_{n,firm}$ (\$)	Έσοδα από την πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ, $S_{n,ER}$ (\$)	Έσοδα από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου, $S_{n,GHG}$ (\$)	Έξοδα από την αξία τέλους του έργου, EOL_{PL} (\$)	Συνολικά έσοδα (\$)
0	0	0	0	0	0	0
1	1550787	0	0	0	0	1550787
2	1581802	0	0	0	0	1581802
3	1613438	0	0	0	0	1613438
4	1645707	0	0	0	0	1645707
5	1678621	0	0	0	0	1678621
6	1712194	0	0	0	0	1712194
7	1746438	0	0	0	0	1746438
8	1781366	0	0	0	0	1781366
9	1816994	0	0	0	0	1816994
10	1853334	0	0	0	0	1853334
11	1890400	0	0	0	0	1890400
12	1928208	0	0	0	0	1928208
13	1966772	0	0	0	0	1966772
14	2006108	0	0	0	0	2006108
15	2046230	0	0	0	0	2046230
16	2087155	0	0	0	0	2087155
17	2128898	0	0	0	0	2128898
18	2171476	0	0	0	0	2171476
19	2214905	0	0	0	0	2214905
20	2259203	0	0	0	0	2259203
21	2304387	0	0	0	0	2304387
22	2350475	0	0	0	0	2350475
23	2397485	0	0	0	0	2397485
24	2445434	0	0	0	0	2445434
25	2494343	0	0	0	0	2494343
26	2544230	0	0	0	0	2544230

27	2595114	0	0	0	0	2595114
28	2647017	0	0	0	0	2647017
29	2699957	0	0	0	0	2699957
30	2753956	0	0	0	0	2753956
31	2809035	0	0	0	0	2809035
32	2865216	0	0	0	0	2865216
33	2922520	0	0	0	0	2922520
34	2980971	0	0	0	0	2980971
35	3040590	0	0	0	0	3040590
36	3101402	0	0	0	0	3101402
37	3163430	0	0	0	0	3163430
38	3226699	0	0	0	0	3226699
39	3291232	0	0	0	0	3291232
40	3357057					3357057

Πίνακας 8.18: Ετήσια έξοδα προ φόρων της εγκατάστασης.

Έτος n	Αρχικό μετοχικό κεφάλαιο, I_{cap} (\$)	Λειτουργικά έξοδα και έξοδα συντήρησης, OM_c (\$)	Έξοδα αποπληρωμής του έργου, D_p (\$)	Διάφορα περιοδικά έξοδα, PE_n (\$)	Συνολικά έξοδα (\$)
0	2783112	0	0	0	2783112
1	0	425962	1042874	0	1468836
2	0	434481	1042874	0	1477355
3	0	443171	1042874	0	1486045
4	0	452035	1042874	0	1494908
5	0	461075	1042874	0	1503949
6	0	470297	1042874	0	1513171
7	0	479703	1042874	0	1522577
8	0	489297	1042874	0	1532171
9	0	499083	1042874	0	1541957
10	0	509064	1042874	0	1551938
11	0	519246	1042874	0	1562120
12	0	529631	1042874	0	1572504
13	0	540223	1042874	0	1583097
14	0	551028	1042874	0	1593902
15	0	562048	1042874	0	1604922
16	0	573289	1042874	0	1616163
17	0	584755	1042874	0	1627629
18	0	596450	1042874	0	1639324
19	0	608379	1042874	0	1651253
20	0	620547	1042874	0	1663420
21	0	632957	1042874	0	1675831
22	0	645617	1042874	0	1688491
23	0	658529	1042874	0	1701403
24	0	671700	1042874	0	1714573
25	0	685134	1042874	0	1728007
26	0	698836	0	0	698836
27	0	712813	0	0	712813
28	0	727069	0	0	727070
29	0	741611	0	0	741611
30	0	756443	0	0	756443
31	0	771572	0	0	771572
32	0	787003	0	0	787003
33	0	802743	0	0	802743
34	0	818798	0	0	818798
35	0	835174	0	0	835174
36	0	851877	0	0	851877

36	0	851877	0	0	851877
37	0	868915	0	0	868915
38	0	886293	0	0	886293
39	0	904019	0	0	904019
40	0	922099	0	0	922099

Τα συνολικά έσοδα και έξοδα για κάθε ετήσιο κύκλο λειτουργίας της εγκατάστασης φαίνονται στον Πίνακα 8.19. Στον ίδιο πίνακα φαίνονται η διαφορά των ετήσιων συνολικών εσόδων από τα ετήσια συνολικά έξοδα, καθώς και οι καθαρές συνολικές ταμειακές ροές προ φόρων του έργου.

Οι καθαρές ταμειακές ροές προ φόρων για κάθε έτος n υπολογίζονται από την αλγεβρική διαφορά $\text{Συνολικά έσοδα}_n - \text{Συνολικά έξοδα}_n$. Οι καθαρές συνολικές ταμειακές ροές προ φόρων για κάθε έτος n υπολογίζονται από το αλγεβρικό άθροισμα της καθαρής συνολικής ταμειακής ροής του προηγούμενου έτους $(n-1)$ με την καθαρή ταμειακή ροή προ φόρων του έτους n .

Πίνακας 8.19: Ταμειακές ροές προ φόρων

Έτος n	Συνολικά έσοδα (\$)	Συνολικά έξοδα (\$)	Καθαρή ταμειακή ροή προ φόρων, CF_n^P (\$)	Καθαρή συνολική ταμειακή ροή προ φόρων, TCF_n^P (\$)
0	0	2783112	-2783112	-2783112
1	1550787	1468836	81951	-2701162
2	1581802	1477355	104447	-2596715
3	1613438	1486045	127393	-2469321
4	1645707	1494908	150799	-2318523
5	1678621	1503949	174672	-2143851
6	1712194	1513171	199023	-1944828
7	1746438	1522577	223861	-1720967
8	1781366	1532171	249196	-1471771
9	1816994	1541957	275037	-1196734
10	1853334	1551938	301395	-895339
11	1890400	1562120	328281	-567058
12	1928208	1572504	355704	-211354
13	1966772	1583097	383675	172321
14	2006108	1593902	412206	584527
15	2046230	1604922	441308	1025835
16	2087155	1616163	470992	1496826
17	2128898	1627629	501269	1998095
18	2171476	1639324	532152	2530247
19	2214905	1651253	563652	3093899
20	2259203	1663420	595783	3689682
21	2304387	1675831	628556	4318238
22	2350475	1688491	661984	4980222
23	2397485	1701403	696082	5676304
24	2445434	1714573	730861	6407165
25	2494343	1728007	766335	7173500
26	2544230	698836	1845394	9018894
27	2595114	712813	1882301	10901195

28	2647017	727070	1919948	12821143
29	2699957	741611	1958346	14779489
30	2753956	756443	1997513	16777003
31	2809035	771572	2037464	18814466
32	2865216	787003	2078213	20892679
33	2922520	802743	2119777	23012456
34	2980971	818798	2162173	25174629
35	3040590	835174	2205416	27380045
36	3101402	851877	2249524	29629570
37	3163430	868915	2294515	31924085
38	3226699	886293	2340405	34264490
39	3291232	904019	2387215	36651704
40	3357057	922099	2434959	39086661

8.8.2.2 ΕΤΗΣΙΟΣ ΦΟΡΟΣ

Ο φόρος (δίχως carryforward) υπολογίζεται ως το γινόμενο του φορολογικού συντελεστή εισοδήματος I_{tax} , που ορίζεται από τον χρήστη επί το καθαρό εισόδημα. Το καθαρό εισόδημα για κάθε έτος υπολογίζεται ως το άθροισμα των εξής παραγόντων, όπως φαίνεται στην στήλη 6 του Πίνακα 8.20:

- Τις καθαρές ταμειακές ροές. Στήλη 4 του Πίνακα 8.19.
- Το μετοχικό κεφάλαιο I_{cap} . Στήλη 2 του Πίνακα 8.18.
- Τους τόκους αποπληρωμής του χρέους του έργου. Μηδέν για το έτος 0 και για κάθε ένα από τα επόμενα έτη, εντός της προθεσμίας αποπληρωμής του χρέους του έργου υπολογίζονται από τη σχέση:

$$a_n = D_p \cdot \left(\frac{1}{1 + r_{Debt}} \right)^{Debt_{term} - n + 1} \Rightarrow a_n = 1042874 \cdot \left(\frac{1}{1 + 0,08} \right)^{25 - n + 1} \Rightarrow a_n = 1042874 \cdot 0,9259^{26 - n}$$

- Την αποσβενόμενη αξία του εξοπλισμού. Για το έτος 0 η απόσβεση λαμβάνεται ίση με:

$$Dep_0 = -(1 - T_{basis}) \cdot I \Rightarrow Dep_0 = -(1 - 0,85) \cdot 13915560 \Rightarrow Dep_0 = \$-2087334$$

Ενώ για τα έτη 1 έως DL , δίνεται ως εξής:

$$Dep = -T_{basis} \cdot I / DL \Rightarrow Dep = -0,85 \cdot 13915560 / 40 \Rightarrow Dep = \$-295706$$

Ο υπολογισμός του φόρου γίνεται φανερός στον Πίνακα 8.20.

Πίνακας 8.20: Εύρεση των ετήσιων φόρων

Έτος n	Καθαρή ταμειακή ροή προ φόρων, CF_n^p (\$)	Αρχικό μετοχικό κεφάλαιο, I_{cap} (\$)	Τόκοι χρέους του έργου a_n (\$)	Αποσβενόμενη αξία εξοπλισμού Dep (\$)	Καθαρό Εισόδημα (\$)	Φόρος (\$)
0	-2783112	2783112	0	-2087334	-2087334	-910078
1	81950	0	152278	-295706	-61477	-26804
2	104447	0	164461	-295706	-26799	-11684
3	127393	0	177617	-295706	9305	4057
4	150799	0	191827	-295706	46919	20457
5	174672	0	207173	-295706	86139	37557
6	199023	0	223747	-295706	127064	55400
7	223861	0	241646	-295706	169801	74033
8	249196	0	260978	-295706	214468	93508
9	275037	0	281856	-295706	261188	113878
10	301395	0	304405	-295706	310094	135201
11	328281	0	328757	-295706	361332	157541
12	355704	0	355058	-295706	415056	180964
13	383675	0	383463	-295706	471432	205544
14	412206	0	414140	-295706	530640	231359
15	441308	0	447271	-295706	592872	258493
16	470992	0	483052	-295706	658338	287035
17	501269	0	521697	-295706	727260	317085
18	532152	0	563432	-295706	799878	348747
19	563652	0	608507	-295706	876453	382134
20	595783	0	657188	-295706	957264	417367
21	628556	0	709763	-295706	1042612	454579
22	661984	0	766544	-295706	1132822	493910
23	696082	0	827867	-295706	1228243	535514
24	730861	0	894096	-295706	1329251	579553
25	766335	0	965624	-295706	1436254	626207
26	1845394	0	0	-295706	1549688	675664
27	1882301	0	0	-295706	1586595	691756
28	1919948	0	0	-295706	1624242	708169
29	1958346	0	0	-295706	1662640	724911
30	1997513	0	0	-295706	1701807	741988
31	2037464	0	0	-295706	1741758	759406
32	2078213	0	0	-295706	1782507	777173
33	2119777	0	0	-295706	1824071	795295
34	2162173	0	0	-295706	1866467	813780
35	2205416	0	0	-295706	1909710	832634
36	2249524	0	0	-295706	1953819	851865
37	2294515	0	0	-295706	1998809	871481
38	2340405	0	0	-295706	2044699	891489
39	2387213	0	0	-295706	2091507	911897
40	2434958	0	0	-295706	2139252	932714

8.8.2.3 ΕΤΗΣΙΕΣ ΤΑΜΕΙΑΚΕΣ ΡΟΕΣ ΜΕΤΑ ΦΟΡΟΥ

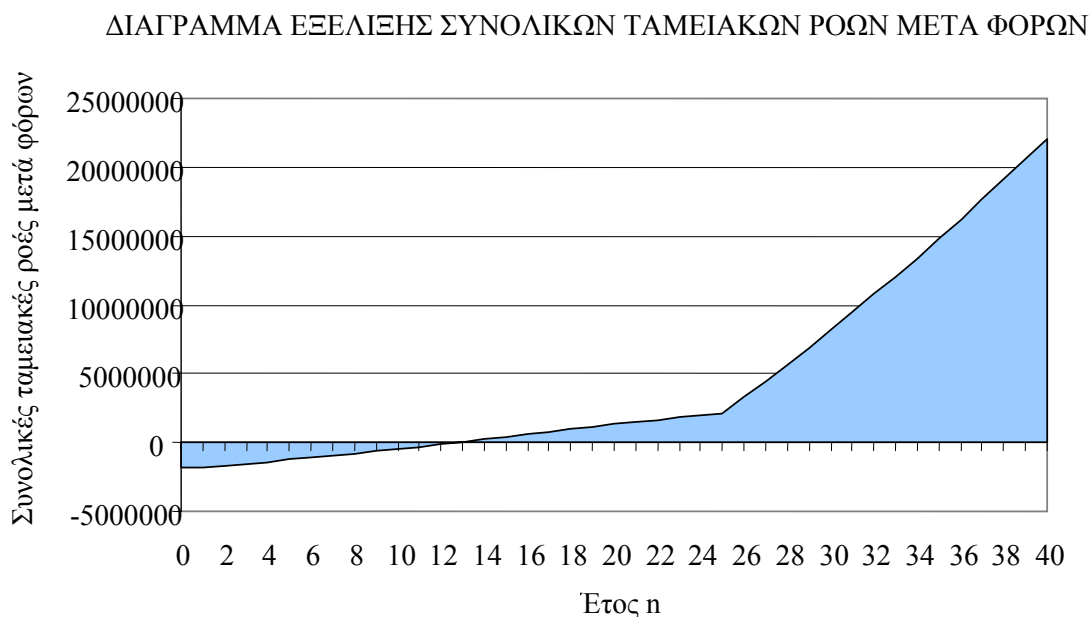
Οι καθαρές ταμειακές ροές μετά φόρων υπολογίζονται εάν από τις εισροές κεφαλαίου αφαιρεθούν οι αντίστοιχες εκροές και ο ανάλογος φόρος. Η πρώτη συνολική

καθαρή ταμειακή ροή μετά φόρων θεωρείται ίση με την πρώτη καθαρή ταμειακή ροή μετά φόρων. Οι υπόλοιπες συνολικές καθαρές ταμειακές ροές μετά φόρων, για τη διάρκεια ζωής του έργου, λαμβάνονται ίσες με το άθροισμα της προηγούμενης ροής συν την καθαρή ταμειακή ροή μετά φόρων, της τρέχουσας ροής. Τα παραπάνω φαίνονται στον Πίνακα 8.21.

Πίνακας 8.21: Ταμειακές ροές μετά φόρων

Έτος n	Συνολικά έσοδα (\$)	Συνολικά έξοδα (\$)	Φόρος (\$)	Καθαρή ταμειακή ροή μετά φόρων, CF_n^a (\$)	Καθαρή συνολική ταμειακή ροή μετά φόρων, TCF_n^a (\$)
0	0	2783112	-910078	-1873034	-1873034
1	1550787	1468836	-26804	108755	-1764280
2	1581802	1477355	-11684	116131	-1648149
3	1613438	1486045	4057	123337	-1524812
4	1645707	1494908	20457	130342	-1394471
5	1678621	1503949	37557	137116	-1257355
6	1712194	1513171	55400	143623	-1113732
7	1746438	1522577	74033	149828	-963904
8	1781366	1532171	93508	155688	-808217
9	1816994	1541957	113878	161159	-647057
10	1853334	1551938	135201	166194	-480863
11	1890400	1562120	157541	170740	-310123
12	1928208	1572504	180964	174739	-135384
13	1966772	1583097	205544	178131	42747
14	2006108	1593902	231359	180847	223594
15	2046230	1604922	258493	182815	406409
16	2087155	1616163	287035	183956	590365
17	2128898	1627629	317085	184184	774549
18	2171476	1639324	348747	183405	957954
19	2214905	1651253	382134	181519	1139473
20	2259203	1663420	417367	178415	1317889
21	2304387	1675831	454579	173976	1491865
22	2350475	1688491	493910	168074	1659940
23	2397485	1701403	535514	160567	1820507
24	2445434	1714573	579553	151307	1971815
25	2494343	1728007	626207	140128	2111944
26	2544230	698836	675664	1169730	3281673
27	2595114	712813	691756	1190546	4472219
28	2647017	727070	708169	1211778	5683997
29	2699957	741611	724911	1233435	6917433
30	2753956	756443	741988	1255525	8172958
31	2809035	771572	759406	1278057	9451015
32	2865216	787003	777173	1301040	10752055
33	2922520	802743	795295	1324482	12076537
34	2980971	818798	813780	1348393	13424931
35	3040590	835174	832634	1372783	14797713
36	3101402	851877	851865	1397660	16195373
37	3163430	868915	871481	1423034	17618407
38	3226699	886293	891489	1448916	19067324
39	3291232	904019	911897	1475317	20542640
40	3357057	922099	932714	1502244	22044884

Στο Σχήμα 8.5 που ακολουθεί, απεικονίζεται γραφικά η εξέλιξη των καθαρών συνολικών ταμειακών ροών μετά φόρων με την πάροδο του χρόνου.



Σχήμα 8.5: Η εξέλιξη των καθαρών ταμειακών ροών του έργου στο χρόνο, έως το τέλος της ζωής του.

8.8.3 ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΟΥ ΕΡΓΟΥ

Στην ενότητα αυτή θα παρουσιαστούν μερικές χρηματοοικονομικές παράμετροι, οι οποίες μπορούν, ανάλογα με την τιμή την οποία θα λάβουν, να αξιολογήσουν το «πόσο» εφικτό είναι να υλοποιηθεί με θετικά αποτελέσματα το επενδυτικό έργο.

8.8.3.1 ΕΣΩΤΕΡΙΚΟΣ ΒΑΘΜΟΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΚΑΙ ΑΠΟΔΟΣΗ ΣΤΗΝ ΕΠΕΝΔΥΣΗ ΠΡΟ ΦΟΡΩΝ ΚΑΙ ΜΕΤΑ ΦΟΡΩΝ

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης προ φόρων συσχετίζεται με τις καθαρές ταμειακές ροές που εμφανίζονται προ φόρων, όπως αυτές φαίνονται στον Πίνακα 8.13. Είναι το επιτόκιο ε , όπως αυτό υπολογίζεται από την παρακάτω σχέση:

$$\sum_{n=1}^{40} \frac{CF_n^P}{(1+\varepsilon)^n} + CF_0^P = 0 \Rightarrow$$

$$\frac{CF_1^P}{(1+\varepsilon)} + \frac{CF_2^P}{(1+\varepsilon)^2} + \dots + \frac{CF_{39}^P}{(1+\varepsilon)^{39}} + \frac{CF_{40}^P}{(1+\varepsilon)^{40}} - \$2783112 = 0 \Rightarrow$$

$$\frac{\$81951}{(1+\varepsilon)} + \frac{\$104447}{(1+\varepsilon)^2} + \dots + \frac{\$2387215}{(1+\varepsilon)^{39}} + \frac{\$2434959}{(1+\varepsilon)^{40}} - \$2783112 = 0 \Rightarrow$$

Η επίλυση της παραπάνω εξίσωσης πραγματοποιείται με την χρήση της επαναληπτικής μεθόδου Newton-Raphson, και βρίσκουμε ότι:

$$\varepsilon = 12,0\%$$

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης μετά φόρων συσχετίζεται με τις καθαρές ταμειακές ροές που εμφανίζονται μετά φόρων, όπως αυτές φαίνονται στον Πίνακα 8.15. Είναι το επιτόκιο ε^* , όπως αυτό υπολογίζεται από την παρακάτω σχέση:

$$\sum_{n=1}^{40} \frac{CF_n^a}{(1+\varepsilon^*)^n} + CF_0^a = 0 \Rightarrow$$

$$\frac{CF_1^a}{(1+\varepsilon^*)} + \frac{CF_2^a}{(1+\varepsilon^*)^2} + \dots + \frac{CF_{39}^a}{(1+\varepsilon^*)^{39}} + \frac{CF_{40}^a}{(1+\varepsilon^*)^{40}} - \$1873034 = 0 \Rightarrow$$

$$\frac{\$108755}{(1+\varepsilon^*)} + \frac{\$116131}{(1+\varepsilon^*)^2} + \dots + \frac{\$1475317}{(1+\varepsilon^*)^{39}} + \frac{\$1502244}{(1+\varepsilon^*)^{40}} - \$1873034 = 0 \Rightarrow$$

Η επίλυση της παραπάνω εξίσωσης πραγματοποιείται με την χρήση της επαναληπτικής μεθόδου Newton-Raphson, και βρίσκουμε ότι:

$$\varepsilon^* = 11,1\%$$

Το γεγονός ότι τα ε και ε^* υπολογιστήκανε μεγαλύτερα από το προεξοφλητικό επιτόκιο $D = 8\%$, υποδηλώνει ότι η επένδυση μπορεί να γίνει αποδεκτή, καθώς θεωρείται αποδοτική.

8.8.3.2 ΜΕΘΟΔΟΣ ΤΗΣ ΑΠΛΗΣ ΕΠΑΝΕΙΣΠΡΑΞΗΣ

Σύμφωνα με τη μέθοδο αυτή, το επενδυτικό έργο αξιολογείται με βάση το χρόνο κατά τον οποίο οι επενδυτές θα «πάρουν» πίσω τα χρήματα της αρχικής επένδυσης. Για να υπολογιστεί ο χρόνος αυτός στην περίπτωση που εξετάζεται, εφαρμόζεται η σχέση:

$$SP = \frac{I - Gr}{Sa - OM} \Rightarrow SP = \frac{13915560 - 0}{1520379 - 417610} \Rightarrow SP = 12,6 \text{ έτη}$$

8.8.3.3 ΧΡΟΝΟΣ ΜΕΧΡΙ ΤΗΝ ΠΡΩΤΗ ΚΑΘΑΡΗ ΘΕΤΙΚΗ ΤΑΜΕΙΑΚΗ ΡΟΗ

Ο χρόνος αυτός υπολογίζεται με γραμμική παρεμβολή μεταξύ των τιμών των καθαρών συνολικών ταμειακών ροών μετά φόρων, η μία εκ των οποίων είναι αρνητική και η αμέσως επόμενη της είναι θετική. Η μονάδα μέτρησης του χρόνου αυτού, εξαρτάται από τη μονάδα μέτρησης του χρόνου παρακολούθησης των ταμειακών ροών.

$$\frac{13 - n_{\theta\epsilon\tau}}{13 - 12} = \frac{\$42749 - \$0}{\$42749 + \$135382} \Rightarrow n_{\theta\epsilon\tau} = 12,8 \text{ έτη}$$

Η τιμή αυτή είναι στην ουσία ο χρόνος για τον οποίο η συνολική ταμειακή ροή μετά φόρων μηδενίζεται.

8.8.3.4 ΚΑΘΑΡΑ ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ

Το κριτήριο αυτό λαμβάνει υπόψιν τη διαχρονική αξία του χρήματος. Προκειμένου για PL καθαρές ταμειακές ροές μετά φόρων, προεξοφλητικό επιτόκιο D και αρχική επένδυση I , η καθαρά παρούσα αξία (ΚΠΑ) υπολογίζεται από τον τύπο:

$$\begin{aligned}
\text{ΚΠΑ} &= \sum_{n=1}^{DL} CF_n^a \cdot (1+D)^{-n} + CF_0^a \Rightarrow \\
\text{ΚΠΑ} &= \sum_{n=1}^{40} CF_n^a \cdot (1+0,08)^{-n} - \$1873034 \Rightarrow \\
\text{ΚΠΑ} &= \$108755 \cdot 1,08^{-1} + \dots + \$1502244 \cdot 1,08^{-40} - \$1873034 \Rightarrow \\
\text{ΚΠΑ} &= \$1347493
\end{aligned}$$

Οι υπολογισμοί έδωσαν θετική τιμή ΚΠΑ, γεγονός το οποίο υποδηλώνει ότι η επένδυση μπορεί να γίνει αποδεκτή, καθώς θεωρείται αποδοτική.

8.8.3.5 ΑΠΟΤΑΜΙΕΥΣΕΙΣ ΕΤΗΣΙΟΥ ΚΥΚΛΟΥ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΟΥ ΕΡΓΟΥ

Τα ετήσια ποσά που εξοικονομούνται από τον ετήσιο κύκλο λειτουργίας της εγκατάστασης, για επιτόκιο ίσο με το προεξοφλητικό επιτόκιο D , υπολογίζονται:

$$p = \frac{\text{ΚΠΑ} \cdot D \cdot (1+D)^{PL}}{(1+D)^{PL} - 1} \Rightarrow p = \frac{1347493 \cdot 0,08 \cdot (1+0,08)^{40}}{(1+0,08)^{40} - 1} \Rightarrow p = \$113001$$

8.8.3.6 ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΠΟΔΟΤΙΚΟΤΗΤΑΣ

Ο δείκτης αποδοτικότητας φανερώνει πόσο αποδοτικό είναι το έργο. Υπολογίζεται από τη ακόλουθη σχέση:

$$PI = \frac{\text{ΚΠΑ}}{I_{cap}} \Rightarrow PI = \frac{1347493}{2783112} \Rightarrow PI = 0,48 > 0$$

Υπενθυμίζεται ότι ο δείκτης αυτός πρέπει να είναι θετικός και όσο μεγαλύτερος είναι από τη μονάδα, τόσο πιο αποδοτικό είναι το έργο.

8.8.3.7 ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΥΤΟΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗΣ ΤΟΥ ΕΡΓΟΥ

Σε όλες τις περιπτώσεις των επενδυτικών έργων, εξετάζεται το κατά πόσο μπορούν να καλύπτουν τα έξοδα για την κάλυψη του χρέους τους και να καλύπτουν διάφορα άλλα έξοδα. Ο ετήσιος δείκτης αυτοχρηματοδότησης φανερώνει την ικανότητα αυτή. Υπολογίζεται ως το παρακάτω πηλίκο και μέχρι την χρονική στιγμή της εξόφλησης του χρέους, δηλαδή για $n = Debt_{term} = 25$:

$$\begin{aligned}
DSC_n &= \frac{\max(CF_n^p + D_p, TCF_n^a - TCF_{n=0}^a)}{D_p} \Rightarrow \\
DSC_n &= \frac{\max(CF_n^p + \$1042874, TCF_n^a + \$1873034)}{\$1042874}
\end{aligned}$$

Στον Πίνακα 8.22 φαίνεται η εξέλιξη του ετήσιου δείκτη αυτοχρηματοδότησης με την πάροδο του χρόνου.

Πίνακας 8.22: Δείκτης αυτοχρηματοδότησης

Έτος n	Καθαρή ταμειακή ροή προ φόρων, CF_n^p (\$)	Καθαρή συνολική ταμειακή ροή μετά φόρων, TCF_n^a (\$)	Δείκτης αυτοχρηματοδότησης (DSC)
0	-2783112	-1873034	-
1	81951	-1764280	1,078581
2	104447	-1648149	1,100153
3	127393	-1524812	1,122156
4	150799	-1394471	1,144599
5	174672	-1257355	1,167491
6	199023	-1113732	1,190841
7	223861	-963904	1,214658
8	249196	-808217	1,238951
9	275037	-647057	1,26373
10	301395	-480863	1,334937
11	328281	-310123	1,498658
12	355704	-135384	1,666213
13	383675	42747	1,837021
14	412206	223594	2,010433
15	441308	406409	2,185733
16	470992	590365	2,362126
17	501269	774549	2,538738
18	532152	957954	2,714603
19	563652	1139473	2,888659
20	595783	1317889	3,05974
21	628556	1491865	3,226564
22	661984	1659940	3,387728
23	696082	1820507	3,541695
24	730861	1971815	3,686782
25	766335	2111944	3,82115

Η μικρότερη από τις τιμές του πίνακα, είναι η 1,08 την οποία αποδεχόμαστε ως δείκτη αυτοχρηματοδότησης. Το γεγονός ότι είναι μεγαλύτερος της μονάδας και είναι η μικρότερη τιμή από όλες τις τιμές του Πίνακα 8.22 (οπότε και όλες οι υπόλοιπες είναι μεγαλύτερες της μονάδας), υποδηλώνει ότι τα ετήσια έσοδα από τη λειτουργία της εγκατάστασης επαρκούν για να αποπληρωθεί το χρέος του έργου, χωρίς να χρειαστεί εξωτερικό δάνειο.

8.9 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ-ΣΧΟΛΙΑ

Το επενδυτικό έργο που εξετάστηκε θεωρείται αποδοτικό και η υλοποίησή του κρίνεται συμφέρουσα, με βάση όλα τα χρηματοοικονομικά κριτήρια που εξετάστηκαν.

Ενώ για την κατασκευή του σταθμού θα χρειαστεί εκσκαφή σε χωμάτινο και σε πέτρινο έδαφος καθώς εκκαθάριση του τοπίου από δέντρα, τα αντίστοιχα κόστη δεν φαίνονται στις αντίστοιχες επικεφαλίδες που υπάρχουν στην λεπτομερή μέθοδο κοστολόγησης παρά συνυπολογίζονται μαζί με άλλα κατασκευαστικά κόστη.

Η γεννήτρια που θα χρησιμοποιηθεί στον σταθμό ενδεχομένως να χρειασθεί ανακατασκευή κάθε 5 έως 10 έτη. Παρόλα ταύτα είναι δύσκολη η εκτίμηση του αντίστοιχου περιοδικού κόστους και έτσι αποφεύχθηκε να υπολογιστεί η επίδρασή του στην χρηματοοικονομική βιωσιμότητα του έργου. Αναφέρεται ότι για κόστος ανακατασκευής \$700000 κάθε 7 έτη (μέσες τιμές), θα υπήρχε πτώση του εσωτερικού βαθμού απόδοσης από 11,1% σε 9,5%.

Το εξοικονομούμενο κόστος ενέργειας (0,20\$/kWh) προέκυψε από τον συνυπολογισμό του εξοικονομούμενου κόστους καυσίμου ντίζελ (0,13\$/kWh) και επιπλέον εξοικονομούμενα κόστη συντήρησης και γενικών εξόδων.

Ο σταθμός θα παράγει αρκετή ενέργεια πλεονάζουσα σε σχέση με την ενέργεια που θα είναι απαραίτητη στην κοινότητα. Το γεγονός αυτό είναι θετικό καθώς η πλεονάζουσα αυτή ενέργεια μπορεί να εκμεταλλευτεί είτε από την ίδια την κοινότητα, καθώς αναμένεται ανάπτυξη της στο μέλλον, είτε για πώληση ενέργειας σε γειτονικές κοινότητες.

ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΤΟΥ ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΥ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

9.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ – ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ

Στο κεφάλαιο αυτό θα μελετηθεί η περίπτωση ανάπτυξης ενός μικρού υδροηλεκτρικού έργου για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στον νομό Αχαΐας της Βορείου Πελοποννήσου. Συγκεκριμένα, η μελέτη θα γίνει για την ανάπτυξη μικρού υδροηλεκτρικού σταθμού επί του ποταμού Κράθι, παρά την λίμνη Τσιβλού, έτσι ώστε να χρησιμοποιηθούν στοιχεία και δεδομένα από ένα μικρό υδροηλεκτρικό έργο όπου ήδη υπάρχει εκεί.

Η λίμνη Τσιβλού βρίσκεται σε υψόμετρο 800 μέτρων και είναι μία από τις ελάχιστες λίμνες της ορεινής Πελοποννήσου. Αιτία της δημιουργίας της υπήρξε μια κατολίσθηση που έγινε το 1912 και έφραξε τον ποταμό Κράθι με αποτέλεσμα να δημιουργηθεί η λίμνη. Το τοπίο συνδυάζει την αισθητική ομορφιά με την οικολογική σπουδαιότητα. Στις όχθες έχει αναπτυχθεί πλούσια βλάστηση πλατάνου, ελάτης και υψηλότερα από αυτές μαύρης πεύκης, ενώ καταγράφονται και σημαντικές ποσότητες ψαριών [9.7].

Το πραγματικό μικρό ΥΗΕ Τσιβλού βρίσκεται 35 περίπου χιλιόμετρα νοτίως της ακτογραμμής του Κορινθιακού, στις βορινές παρυφές του όρους Χελμού, στα όρια των επαρχιών Αιγιαλείας και Καλαβρύτων,. Ανήκει μεν κατά πλήρη κυριότητα στην Δημοτική Επιχείρηση Ακράτας με την επωνυμία “ΥΗΣ Τσιβλού”, την αυτοχρηματοδότηση του έργου πραγματοποίησε η “Ηλεκτρική Εταιρία Τσιβλού Α.Ε.” η οποία διατηρεί την εκμετάλλευση αυτού για τα πρώτα είκοσι χρόνια εμπορικής λειτουργίας. Το έργο επιδοτήθηκε από το πρόγραμμα Thermie και την ΕΦΤΑ μέσω της ΕΤΕΠ ως πιλοτικό με την υποχρέωση της ευρύτερης δυνατής γνωστοποίησης των εμπειριών από την υλοποίησή του. Στην χρηματοδότηση της επένδυσης συμμετείχε επίσης η Εθνική Τράπεζα της Ελλάδος, παρέχοντας το αναγκαίο επενδυτικό δάνειο. Η εταιρία ΗΛΙΟΔΥΝΑΜΗ Α.Ε. διατηρεί σήμερα την ευθύνη της κυριότητας του Έργου. Πρόκειται για το πρώτο μικρό ΥΗΕ κάποιου αξιολογού μεγέθους που λειτούργησε μετά την εφαρμογή του Ν.2244/94 και αποτελεί ομολογουμένως σπάνιο υπόδειγμα αρμονικής και αλληλοσυμπληρωμένης συνεργασίας ΟΤΑ και ιδιωτικού τομέα, για την οποία βραβεύτηκε την Άνοιξη του 2000 από την ελληνική Πολιτεία. Το έργο έλαβε Άδεια Λειτουργίας το Μάιο του 1999 [9.2].

Ο υπό μελέτη σταθμός διατηρεί τα περισσότερα στοιχεία του πραγματικού σταθμού. Θεωρείται ότι προορίζεται να διασυνδεθεί με το κεντρικό δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας της Ακράτας και ότι όλη η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από αυτόν θα διατίθεται κατευθείαν στο δίκτυο, το οποίο και θα την απορροφά εξολοκλήρου. Σκοπός είναι να μελετηθεί η περίπτωση του σταθμού αυτού από άποψη οικονομικής βιωσιμότητας, δηλαδή να αντιμετωπιστεί ως επενδυτικό σχέδιο και να προκύψουν ορισμένα συμπεράσματα για το εάν τέτοιου είδους επενδύσεις κρίνονται αποδοτικές.

Η διαδικασία που θα ακολουθηθεί για την αξιολόγηση αυτού του επενδυτικού σχεδίου περιγράφεται στο Κεφάλαιο 4 της παρούσας εργασίας. Τα κριτήρια με βάση τα οποία θα αξιολογηθεί το συγκεκριμένο επενδυτικό σχέδιο, περιγράφονται επίσης στο Κεφάλαιο 4.

Όλα τα χαρακτηριστικά που θα αναφερθούν στη συνέχεια και θα αναλυθούν πλήρως με τις εξισώσεις του αλγορίθμου, θεωρείται ότι αποτελούν μέρος του *Βασικού Σεναρίου*. Αυτό γίνεται διότι στη συνέχεια θα ακολουθήσει ανάλυση ευαισθησίας για την περίπτωση του σταθμού αυτού, μεταβάλλοντας μερικές τιμές του Βασικού Σεναρίου και παρατηρώντας τις συνέπειες που οι μεταβολές αυτές έχουν στα κριτήρια με βάση τα οποία αξιολογείται το συγκεκριμένο επενδυτικό σχέδιο. Εκτός από την ανάλυση ευαισθησίας, επιχειρείται μια ανάλυση βάση σεναρίων χρηματοδότησης του επενδυτικού έργου κατά το σχήμα: ίδια κεφάλαια – κρατικές επιχορηγήσεις – δανεισμός. Λεπτομέρειες θα αναφερθούν στη συνέχεια.

9.2 ΥΔΡΟΛΟΓΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

Πρόκειται για έργο ελευθέρως ροής, χωρίς φράγμα και ταμιευτήρα, που αξιοποιεί τις εκάστοτε παροχές του ποταμού Κράθι, ως αυτές διατίθενται σε κάθε εποχή του έτους.

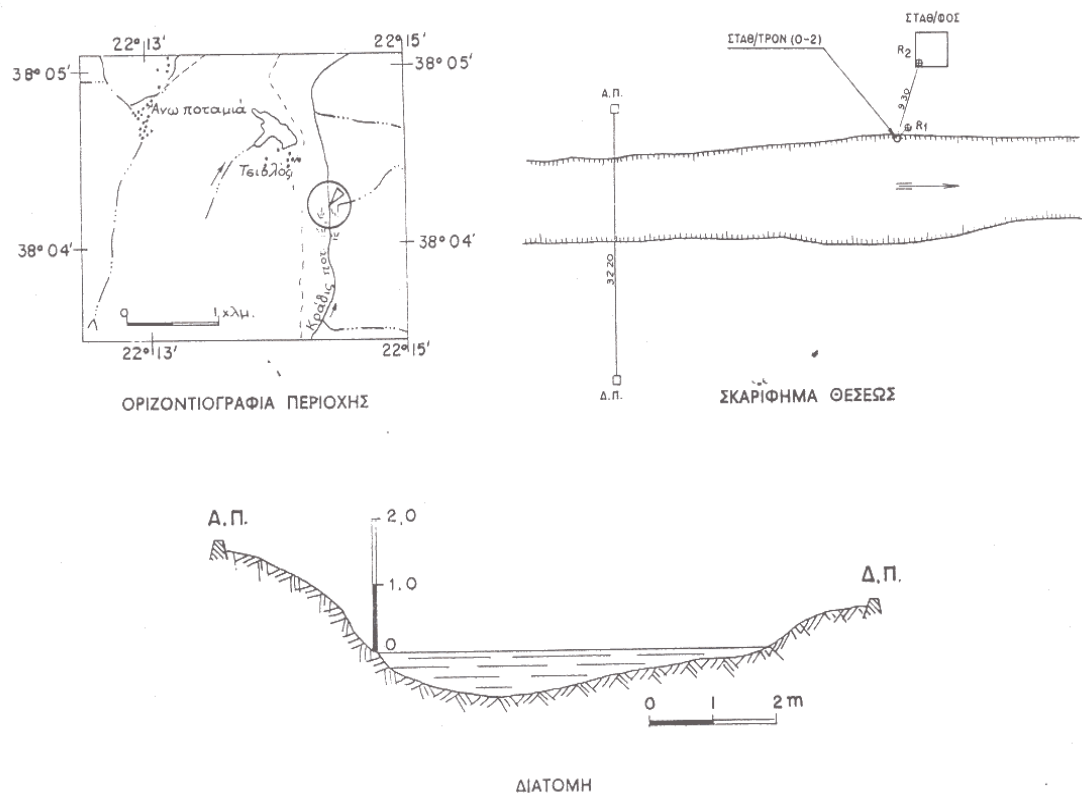
Έχει πραγματοποιηθεί υδρολογική μελέτη του ποταμού στο παρελθόν, τα στοιχεία της οποίας θα χρησιμοποιηθούν για τη σχεδίαση της καμπύλης διάρκειας της παροχής. Οι συντεταγμένες του σημείου που έγινε η υδρολογική μελέτη είναι Βόρειο Πλάτος $38^{\circ} 04' 13''$ και Ανατολικό Μήκος $22^{\circ} 14' 25''$, περίπου 1 km νότια της Τσιβλού στην έξοδο της ομώνυμης λίμνης. Το εμβαδό της λεκάνης απορροής είναι ίσο με $78,9 \text{ km}^2$. Τα διαθέσιμα υδρολογικά στοιχεία αποτελούνται από υδρομετρήσεις (18-05-1960 έως 05-01-1962) και από ημερήσιες στάθμες (01-09-1960 έως 30-09-1964) [9.3]. Αν και τα υδρολογικά αυτά στοιχεία είναι αρκετά παλιά, στην φάση της προμελέτης για την κατασκευή ενός μικρού υδροηλεκτρικού έργου, χρησιμοποιούνται στοιχεία έτοιμα, αν και όχι τόσο έγκυρα προκειμένου να μειωθούν οι δαπάνες στο ελάχιστο.

Τα όργανα και ο τρόπος που αυτά χρησιμοποιήθηκαν για την λήψη των παραπάνω υδρομετρήσεων και για τις ημερήσιες στάθμες περιγράφεται σε αυτή την παράγραφο. Κατακόρυφος πήχυς 2,00 m επί της αριστεράς όχθης και περίπου 37 μέτρα κατάντη της αριστεράς πυραμίδας εξασφάλισεως. Σταθμηγράφος, σε αυτή την όχθη και διατομή. Η υψομετρική εξάρτηση έγινε από την κορυφή της επί της δεξιάς όχθης πυραμίδας εξασφάλισεως με αυθαίρετο υψόμετρο στα εκατό μέτρα. Χρησιμοποιήθηκαν επίσης και τα παρακάτω σταθερά σημεία:

- R_1 , σιδερένιος ήλος στη βάση ενός πλάτανου δίπλα από το σταθμήμετρο
- R_2 , χαραγμένος σταυρός επί της γωνίας του οικίσκου του σταθμηγράφου προς το σταθμήμετρο

Κατόπιν, υπολογίστηκαν:

- Κορυφή δεξιάς πυραμίδας: 100,00 m
- Κορυφή αριστερής πυραμίδας: 99,53 m
- R_1 : 100,70 m
- R_2 : 101,00 m [9.3]



Σχήμα 9.1: Υπολογισμοί για τις υδρολογικές μετρήσεις στον ποταμό Κράθι

Τα παραπάνω υδρολογικά στοιχεία εισήλθαν σε φύλλο του Excel και με την χρήση της συνάρτησης *percentile* της κατηγορίας *statistical* παρήχθησαν τα αποτελέσματα για την σχεδίαση της καμπύλης διάρκειας της παροχής, όπως αυτά φαίνονται στον πίνακα 9.1.

Πίνακας 9.1: Δεδομένα για την καμπύλη διάρκειας της παροχής

Διάρκεια	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
Παροχή σε m^3/sec	21,50	6,65	4,82	3,97	3,53	3,08	2,72	2,46	2,25	2,13	1,99
Διάρκεια	55%	60%	65%	70%	75%	80%	85%	90%	95%	100%	
Παροχή σε m^3/sec	1,88	1,56	1,47	1,21	1,13	1,05	0,87	0,81	0,57	0,32	

Στον Πίνακα 9.2 φαίνονται και τα λοιπά υδρολογικά δεδομένα για το έργο:

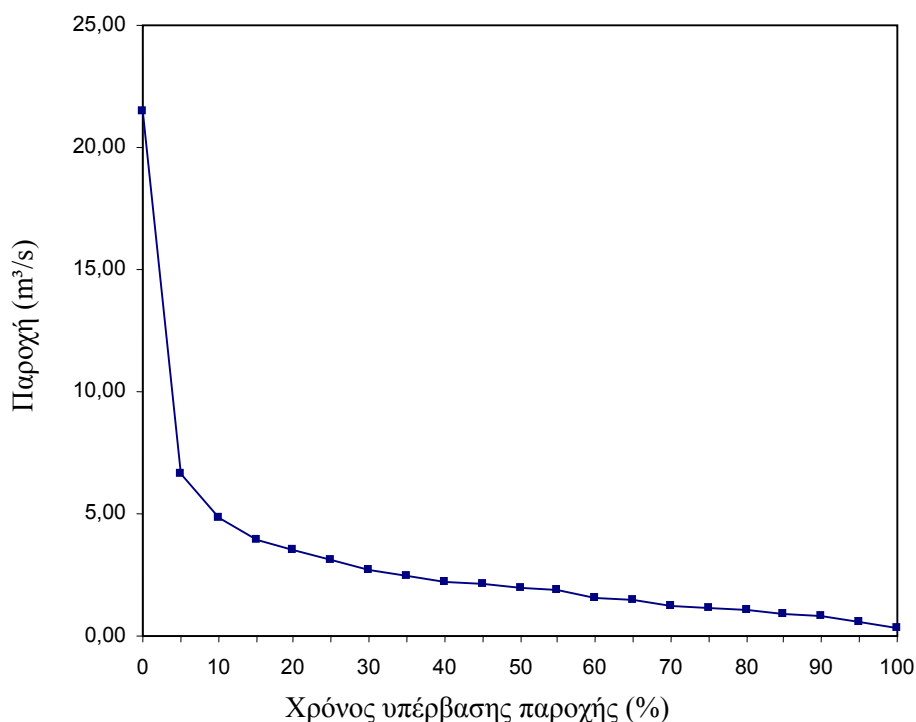
Πίνακας 9.2: Λοιπά υδρολογικά δεδομένα εισόδου

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
1)	Παροχή ποταμού	Q_n	m^3/sec	Οι τιμές της παροχής του Πίνακα 9.1 για $n\%$
2)	Υπολειπόμενη παροχή	$Q_r = 0$	m^3/sec	Για οικολογικούς λόγους
3)	Ποσοστό διάρκειας όπου η ελάχιστη καθορισμένη παροχή είναι διαθέσιμη	95	%	-

Τα δεδομένα για την καμπύλη διάρκειας παροχής του ποταμού Q_n έχουν δοθεί στον Πίνακα 9.1. Πρόκειται για έργο ελεύθερας ροής που αξιοποιεί τις εκάστοτε παροχές του ποταμού Κράθι, ως αυτές διατίθενται σε κάθε εποχή του έτους. Επειδή δεν υπάρχει επιθυμία να αφεθεί υπολειπόμενη παροχή, η διαθέσιμη παροχή για τις εγκαταστάσεις Q_n' είναι ίση με την παροχή του ποταμού.

$$Q_n' = Q_n$$

Η καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης παροχής φαίνεται στο Σχήμα 9.2:



Σχήμα 9.2: Καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης παροχής

Η ελάχιστη καθορισμένη παροχή είναι το σημείο που αντιστοιχεί στην καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης παροχής για το 95% ενός έτους και όπως φαίνεται από το Σχήμα 9.2 είναι ίση με:

$$Q_f = 0,57 \text{ m}^3/\text{sec}$$

9.3 ΦΟΡΤΙΟ

Ο ΥΗΣ θα συνδεθεί με το κεντρικό ηλεκτρικό δίκτυο της ΔΕΗ. Κατόπιν τούτου, και υποθέτοντας ότι το δίκτυο απορροφά όλη την παραγωγή ενέργειας από τον σταθμό, το φορτίο δεν κρίνεται αναγκαίο να οριστεί και συνεπώς δεν είναι απαραίτητο να σχεδιαστεί η καμπύλη της διάρκειας του φορτίου.

9.4 ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ

Στον πραγματικό μικρό υδροηλεκτρικό σταθμό του ποταμού Κράθι, στεγάζονται δύο συγκροτήματα ομοίων υδροστροβίλων τύπου Francis συζευγμένα με ισάριθμες ασύγχρονες γεννήτριες χαμηλής τάσης. Οι υδροστροβίλοι είναι κατακόρυφου άξονα, κατασκευασμένοι

από την Kossler Gmbh. Τα χαρακτηριστικά του κάθε υδροστροβίλου είναι: ονομαστικές στροφές και ταχύτητα φυγής ίσες προς 1010 rpm και 1812 rpm αντίστοιχα, μηχανική ισχύς της τάξης των 1350 kW, είσοδος σπειροειδούς κελύφους ίση προς DN 700 mm, διατομή αγωγού φυγής 1050 mm, διάμετρος πτερωτής 487,4 mm, αριθμός πτερυγίων 17 και υλικό κατασκευής Cr/Ni 13,4. Οι ασύγχρονες γεννήτριες είναι χαμηλής τάσης, τριφασικές, βραχέου δρομέα και κατακόρυφου άξονα (τύπου V10-R). Οι γεννήτριες κατασκευάστηκαν από την ALCONZA. Τα χαρακτηριστικά της κάθε γεννήτριας είναι: ονομαστικές και μέγιστες στροφές ίσες προς 1008 rpm και 1812 rpm αντίστοιχα, ονομαστική ισχύς της τάξεως των 1362 kW, αριθμός πόλων 6, ονομαστική τάση 380 V, ονομαστική συχνότητα 50 Hz, cosφ ίσο με 0,87 για 100% φορτίο, ονομαστική ένταση 2370 A, μόνωση F, ανύψωση θερμοκρασίας B, προστασία κελύφους/ ακροκιβωτίων IP23/IP45, ψύξη IC21, συνδεσμολογία Y στέρα γειωμένος [9.2].

Στον υπό μελέτη μικρό ΥΗΣ θα χρησιμοποιηθούν επίσης δύο υδροστροβίλοι τύπου Francis. Για έργο γνωρίζουμε ακόμη ότι το ονομαστικό ύψος της υδατόπτωσης είναι ίσο με 109,45 m και η ονομαστική παροχή για την οποία έχουν σχεδιαστεί να λειτουργούν οι υδροστροβίλοι είναι ίση με 3,15 m³/sec.

Στον Πίνακα 9.3 φαίνονται τα όλα δεδομένα εισόδου που είναι απαραίτητα για την ανάπτυξη του αλγόριθμου και την εύρεση του βαθμού απόδοσης των στροβίλων.

Πίνακας 9.3: Δεδομένα εισόδου για τους υδροστροβίλους

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα	
			Μέτρησης	Παρατηρήσεις
1)	Τύπος υδροστροβίλων	Francis	-	-
2)	Αριθμός υδροστροβίλων	$n = 2$	-	-
3)	Τρόπος εύρεσης καμπύλης βαθμού απόδοσης	Μέσω Τύπων	-	-
4)	Συντελεστής κατασκευαστή/ σχεδιαστή του υδροστροβίλου	$R_m = 4,5$	-	από 2,8 έως 6,1 συνήθης τιμή: 4,5
5)	Παροχή σχεδίασης	$Q_d = 3,00$	m ³ /sec	-
6)	Ύψος υδατόπτωσης	$H_g = 109,5$	m	-
7)	Μέγιστη τιμή υδραυλικών απωλειών	$l_{hydr,max} = 7$	%	από 2 έως 7 %
8)	Προσαρμογή αποδοτικότητας	$e_f = 5$	%	-

Οι παράμετροι για τη δημιουργία της καμπύλης βαθμού απόδοσης των δύο υδροστροβίλων Francis που θα χρησιμοποιηθούν στο μικρό υδροηλεκτρικό σταθμό, υπολογίζονται όπως φαίνεται παρακάτω.

- Τιμές καμπύλης βαθμού απόδοσης του υδροστροβίλου Francis

Αρχικά υπολογίζεται το μέγεθος του δρομέα του υδροστροβίλου, μέσω της διαμέτρου του. Θεωρούμε την διάμετρο μικρότερη από 1,8 m και το k ίσο με 0,46. Αν από τις πράξεις δεν επαληθευτεί η αρχική μας υπόθεση, δοκιμάζουμε για διάμετρο μεγαλύτερη ή ίση από 1,8 m και τιμή του k ίση με 0,41.

$$d = k \cdot Q_d^{0,473} \Rightarrow d = 0,46 \cdot 3,00^{0,473} \Rightarrow d = 0,77m$$

Έπειτα υπολογίζουμε το διορθωμένο ύψος της υδατόπτωσης για λειτουργία του υδροστροβίλου h , σε m.

$$h = H_g \cdot (1 - l_{hydr, max}) \Rightarrow h = 109,45 \cdot (1 - 0,07) \Rightarrow h = 101,79m$$

Στην συνέχεια, υπολογίζουμε την ειδική ταχύτητα του υδροστροβίλου. Επειδή ο υδροστροβίλος είναι Francis αναμένουμε την ειδική του ταχύτητα μεταξύ 20 και 120 και θέτουμε όπου c ίσο με 650.

$$n_q = c \cdot h^{-0,5} \Rightarrow n_q = 650 \cdot 101,79^{-0,5} \Rightarrow n_q = 64,43 \text{ Rpm}$$

Για τους συντελεστές επίδρασης της ειδικής ταχύτητας $\wedge e_{nq}$ και της διαμέτρου του δρομέα $\wedge e_d$ πάνω στη μέγιστη απόδοση του υδροστροβίλου ισχύει:

$$\wedge e_{nq} = \{(n_q - 56) / 256\}^2 \Rightarrow \wedge e_{nq} = \{(64,43 - 56) / 256\}^2 \Rightarrow \wedge e_{nq} = 0,0011$$

$$\wedge e_d = (0,081 + \wedge e_{nq}) \cdot (1 - 0,789 \cdot d^{0,2}) \Rightarrow \wedge e_d = (0,081 + 0,0011) \cdot (1 - 0,789 \cdot 0,79^{-0,2}) \Rightarrow \wedge e_d = 0,0142$$

Η μέγιστη απόδοση του υδροστροβίλου, e_p , είναι ίση με:

$$e_p = (0,919 - \wedge e_{nq} + \wedge e_d) - 0,0305 + 0,005 \cdot R_m \Rightarrow e_p = (0,919 - 0,0011 + 0,0142) - 0,0305 + 0,005 \cdot 4,5 \Rightarrow e_p = 0,924$$

Η παροχή στην μέγιστη απόδοση Q_p , σε m^3/sec , είναι ίση με:

$$Q_p = 0,65 \cdot Q_d \cdot n_q^{0,05} \Rightarrow Q_p = 0,65 \cdot 3,00 \cdot 64,43^{0,05} \Rightarrow Q_p = 2,4 m^3/\text{sec}$$

Αποδόσεις του υδροστροβίλου, e_q , για τιμές της παροχής μικρότερες της παροχής στη μέγιστη απόδοση ακολουθούν τη σχέση:

$$e_q = \left\{ 1 - \left[1,25 \cdot \left(\frac{Q_p - Q}{Q_p} \right)^{2,71} \right] \right\} \cdot e_p \Rightarrow e_q = \left\{ 1 - \left[1,25 \cdot \left(\frac{2,4 - Q}{2,4} \right)^{2,71} \right] \right\} \cdot 0,924$$

Όταν η παροχή που δέχεται ο υδροστροβίλος ξεπεράσει την παροχή στην μέγιστη απόδοση, τότε συμβαίνει πτώση απόδοσης η οποία εκφράζεται με τον συντελεστή πτώσης απόδοσης $\wedge e_p$:

$$\wedge e_p = 0,0072 \cdot n_q^{0,4} \Rightarrow \wedge e_p = 0,0072 \cdot 64,43^{0,4} \Rightarrow \wedge e_p = 0,038$$

Προκύπτει συνεπώς ένας συντελεστής διόρθωσης της απόδοσης e_r :

$$e_r = (1 - \wedge e_p) \cdot e_p \Rightarrow e_r = (1 - 0,038) \cdot 0,924 \Rightarrow e_r = 0,888$$

Αποδόσεις του υδροστροβίλου, e_q , για τιμές της παροχής μεγαλύτερες της παροχής στη μέγιστη απόδοση ακολουθούν τη σχέση:

$$e_q = e_p - \left[\left(\frac{Q - Q_p}{Q_d - Q_p} \right)^2 \cdot (e_p - e_r) \right] \Rightarrow e_q = 0,924 - \left[\left(\frac{Q - 2,4}{0,60} \right)^2 \cdot 0,036 \right]$$

Η απόδοση του υδροστροβίλου στην παροχή σχεδίασης των εγκαταστάσεων, υπολογίζεται από την παραπάνω σχέση και είναι ίση με:

$$e_{q,des} = 0,924 - \left[\left(\frac{3,00 - 2,40}{0,60} \right)^2 \cdot 0,036 \right] = 0,889$$

Σε όλους τους παραπάνω βαθμούς απόδοσης, επειδή τα εξαγόμενα στοιχεία ήταν σε σύγκριση μικρότερα από αυτά του πραγματικού σταθμού, προστίθεται η προσαρμογή αποδοτικότητας $e_f = 5\%$. Συνεπώς, ο βαθμός απόδοσης του υδροστροβίλου Francis που θα χρησιμοποιηθεί στις εγκαταστάσεις προκύπτει όπως φαίνεται στην δεύτερη στήλη του Πίνακα 9.4.

- Τελική μορφή καμπύλης βαθμού απόδοσης των δύο υδροστροβίλων Francis

Πριν υπολογίσουμε τις τελικές τιμές για την καμπύλη βαθμού απόδοσης δύο υδροστροβίλων Francis, βρίσκουμε αρχικά τον αριθμό των υδροστροβίλων που πρέπει να είναι σε λειτουργία για κάθε μία από τις 21 πιθανές τιμές της παροχής που θα υπάρχει στην εγκατάσταση. Ήδη γνωρίζουμε πως για μηδενική παροχή δεν θέτουμε σε λειτουργία κανένα υδροστρόβιλο. Για τις υπόλοιπες 20 τιμές της παροχής, από το 5% ως και το 100% της παροχής σχεδίασης, οι υδροστρόβιλοι που είναι σε λειτουργία n_q δίνονται από τη στρογγυλοποίηση της παρακάτω εξίσωσης στον αμέσως μεγαλύτερο ακέραιο:

$$n_q = \text{round_up}\left(\frac{q}{100/n}\right) \Rightarrow n_q = \text{round_up}\left(\frac{q}{50}\right)$$

όπου με q συμβολίζουμε το εκατοστιαίο ποσοστό της παροχής σχεδίασης με τιμές 5, 10, 15, ..., 100. Τα αποτελέσματα φαίνονται στην τρίτη στήλη του Πίνακα 9.4.

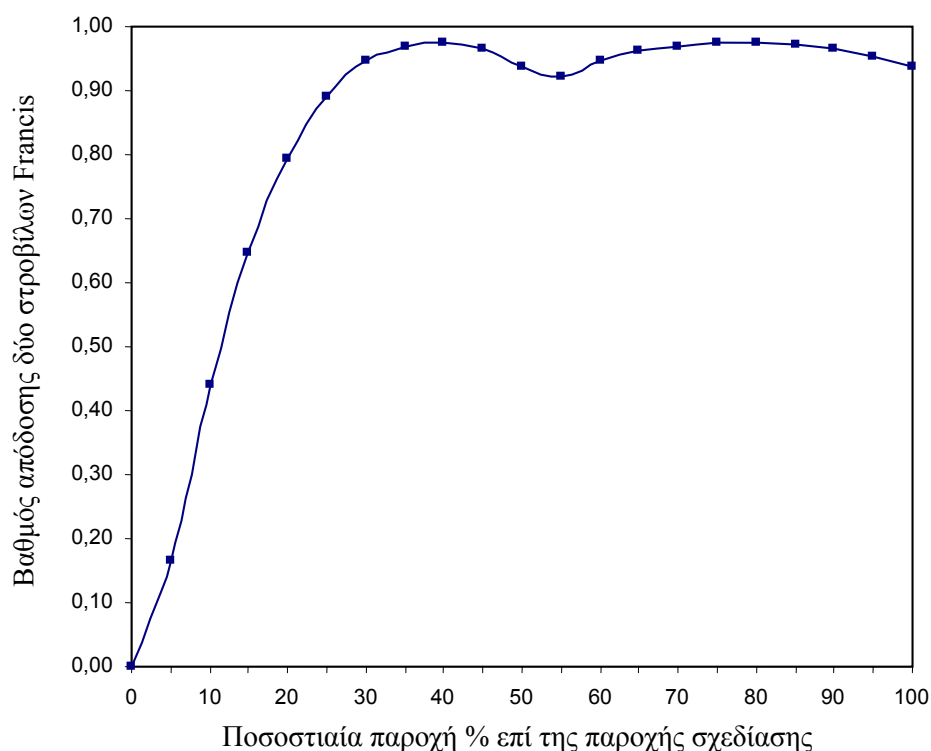
Πίνακας 9.4: Βαθμός απόδοσης δύο υδροστροβίλων Francis

% Q_{des}	Βαθμός απόδοσης ενός υδροστροβίλου	Υδροστρόβιλοι σε λειτουργία	Αντιστοίχιση A_q	Βαθμός απόδοσης δύο υδροστροβίλων
0	0,05	0	0	0,00
5	0,05	1	10	0,17
10	0,17	1	20	0,44
15	0,31	1	30	0,65
20	0,44	1	40	0,79
25	0,55	1	50	0,89
30	0,65	1	60	0,95
35	0,73	1	70	0,97
40	0,79	1	80	0,97
45	0,85	1	90	0,97
50	0,89	1	100	0,94
55	0,92	2	55	0,92
60	0,95	2	60	0,95
65	0,96	2	65	0,96
70	0,97	2	70	0,97
75	0,97	2	75	0,97
80	0,97	2	80	0,97
85	0,97	2	85	0,97
90	0,97	2	90	0,97
95	0,95	2	95	0,95
100	0,94	2	100	0,94

Στο 0% της παροχής σχεδίασης δε λειτουργεί κανένας υδροστροβίλος και θέτουμε την απόδοση μηδενική. Από το 5% μέχρι και το 100% της παροχής σχεδίασης, για κάθε 5% αύξηση, βρίσκουμε 20 μεταβλητές αντιστοίχισης A_q :

$$A_q = \frac{q}{n_q} \cdot n$$

Τα στοιχεία της καμπύλης βαθμού απόδοσης δύο υδροστροβίλων Francis υπολογίζονται χρησιμοποιώντας τα στοιχεία της καμπύλης βαθμού απόδοσης μονού υδροστροβίλου Francis και την αντιστοίχιση A_q , όπως φαίνεται στον Πίνακα 9.4 που ακολουθεί. Οι τιμές για την σχεδίαση της καμπύλης βαθμού απόδοσης των δύο υδροστροβίλων Francis φαίνονται στην στήλη 5 του πίνακα 9.4 και η τελική καμπύλη βαθμού απόδοσης των δύο υδροστροβίλων Francis παρουσιάζεται στο σχήμα 9.3.



Σχήμα 9.3: Καμπύλη βαθμού απόδοσης υδροστροβίλων

Στην προσαρμογή της αποδοτικότητας τέθηκε υψηλή τιμή για να προσομοιαστεί καλύτερα ο βαθμός απόδοσης των στροβίλων, έτσι ώστε η παραγόμενη ισχύς των εγκαταστάσεων όπως υπολογίζεται από τον αλγόριθμο να πλησιάσει την ονομαστική ισχύ του πραγματικού υδροηλεκτρικού σταθμού της λίμνης Τσιβλού.

9.5 ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

Τα απαιτούμενα δεδομένα για την μελέτη της παραγόμενης ισχύος του ΥΗΣ από τις εξισώσεις του αλγόριθμου, φαίνονται στον Πίνακα 9.5.

Πίνακας 9.5: Δεδομένα εισόδου για την παραγόμενη ενέργεια

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
1)	Μέγιστη επίδραση από το αυλάκι εκροής	$l_{tail,max} = 0$	m	-
2)	Απόδοση γεννήτριας	$e_g = 97$	%	από 93% έως 97%
3)	Απώλειες μετασχηματιστή	$l_{trans} = 1$	%	από 1% έως 2%
4)	Παρασιτικές απώλειες	$l_{para} = 1$	%	από 1% έως 3%
5)	Ετήσιες απώλειες χαμένου παραγωγικού χρόνου	$l_{dt} = 7$	%	από 2% έως 7%
6)	Συντελεστής διόρθωσης διαθέσιμης παροχής	$e_{CF} = 100$	%	-

Η ενεργειακής σημασίας καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης παροχής είναι ίση με την καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης παροχής. Την συμβολίζουμε με $Q_{n,energy}$ και σχεδιάζεται στους ίδιους άξονες που θα σχεδιάσουμε την καμπύλη διάρκειας ισχύος. Οι τιμές της φαίνονται στην δεύτερη στήλη του Πίνακα 9.6 και η ίδια η καμπύλη φαίνεται στο σχήμα 9.4.

Δεδομένου ότι η παροχή σχεδίασης ορίζεται ως η μέγιστη παροχή που μπορεί να χρησιμοποιηθεί από το υδροστρόβιλο, οι τιμές της παροχής που ουσιαστικά χρησιμοποιούνται από τις εγκαταστάσεις είναι αυτές που περιγράφονται από την παρακάτω σχέση και σχηματίζουν την καμπύλη διάρκειας χρησιμοποιούμενης παροχής όπως αυτή φαίνεται στο Σχήμα 9.4:

$$Q_{n,used} = \min(Q'_{n,energy}, 3,00)$$

Ο υπολογισμός της παραγόμενης ισχύος P , σε W, ως αποτέλεσμα της παροχής Q , δίδεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$\begin{aligned}
 P &= p \cdot g \cdot Q \cdot [H_g - (h_{hydr} + h_{tail})] \cdot e_t \cdot e_g \cdot (1 - l_{trans}) \cdot (1 - l_{para}) \Rightarrow \\
 P &= 1000 \cdot 9,81 \cdot Q \cdot [109,45 - (h_{hydr} + h_{tail})] \cdot e_t \cdot 0,97 \cdot (1 - 0,01) \cdot (1 - 0,01) \Rightarrow \\
 P &= 9326,34 \cdot Q \cdot e_t \cdot [109,45 - (h_{hydr} + h_{tail})]
 \end{aligned}$$

Οι 21 τιμές της χρησιμοποιούμενης παροχής $Q_{0,used}, Q_{5,used}, \dots, Q_{100,used}$ που καθορίζουν την καμπύλη διάρκειας χρησιμοποιούμενης παροχής, οδηγεί σε 21 τιμές της ισχύος $P_0, P_5, \dots, P_{100}$ σχηματίζοντας με αυτόν τον τρόπο την καμπύλη διάρκειας ισχύος, όπως αυτή φαίνεται στο σχήμα 9.4. Οι τιμές της καμπύλης διάρκειας ισχύος φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 9.6.

Οι υδραυλικές απώλειες και οι απώλειες που προκαλούνται στο αυλάκι εκροής εξαρτώνται από την εκάστοτε τιμή της παροχής του ποταμού και δίδονται από τις σχέσεις:

$$h_{hydr} = H_g \cdot l_{hydr,max} \cdot \frac{Q^2}{Q_{des}^2} \Rightarrow h_{hydr} = 109,45 \cdot 0,07 \cdot \frac{Q^2}{3,00^2} \Rightarrow h_{hydr} = 0,85 \cdot Q^2$$

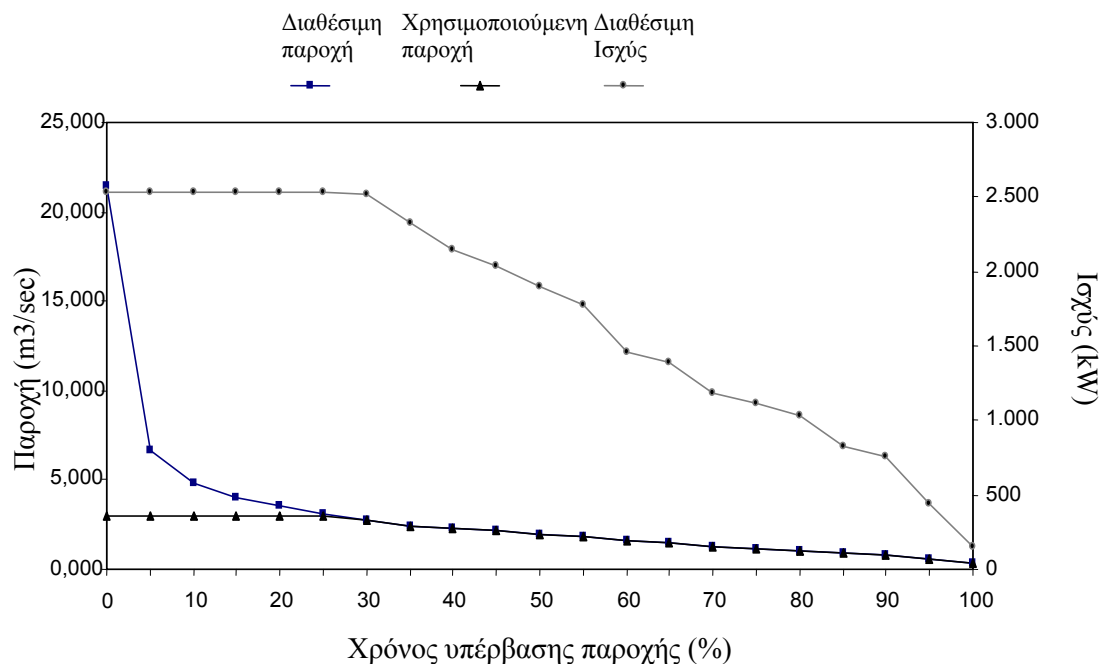
$$h_{tail} = l_{tail,max} \cdot \frac{(Q - Q_{des})^2}{(Q_{max} - Q_{des})^2} \Rightarrow h_{tail} = 0$$

Οι υδραυλικές απώλειες υφίστανται για όλη τη διάρκεια του έτους και για τον υπολογισμό τους χρησιμοποιούμε την $Q_{n,used}$. Οι απώλειες στο αυλάκι εκροής είναι μηδενικές. Οι τιμές των υδραυλικών απωλειών και των απωλειών που προκαλούνται στο αυλάκι εκροής φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 9.6.

Πίνακας 9.6: Υπολογισμός της καμπύλης διάρκειας ισχύος

n (%)	$Q_{n,energy}$ (m ³ /sec)	$Q_{n,used}$ (m ³ /sec)	h_{hydr}	h_{tail}	e_t (%)	P (kW)
0	21,50	3,00	7,66	0	0,89	2530,74
5	6,65	3,00	7,66	0	0,89	2530,74
10	4,82	3,00	7,66	0	0,89	2530,74
15	3,97	3,00	7,66	0	0,89	2530,74
20	3,53	3,00	7,66	0	0,89	2530,74
25	3,08	3,00	7,66	0	0,89	2530,74
30	2,72	2,72	6,30	0	0,96	2521,47
35	2,46	2,46	5,15	0	0,97	2328,18
40	2,25	2,25	4,31	0	0,97	2147,00
45	2,13	2,13	3,86	0	0,97	2034,92
50	1,99	1,99	3,37	0	0,96	1896,11
55	1,88	1,88	3,01	0	0,95	1779,98
60	1,56	1,56	2,07	0	0,93	1456,43
65	1,47	1,47	1,84	0	0,94	1392,56
70	1,21	1,21	1,25	0	0,97	1188,39
75	1,13	1,13	1,09	0	0,97	1109,77
80	1,05	1,05	0,94	0	0,97	1030,12
85	0,87	0,87	0,64	0	0,93	825,16
90	0,81	0,81	0,56	0	0,91	750,71
95	0,57	0,57	0,28	0	0,76	443,57
100	0,32	0,32	0,09	0	0,47	152,57

Από τον Πίνακα 9.6 προκύπτει το Σχήμα 9.4, όπου φαίνεται η καμπύλη διάρκειας διαθέσιμης παροχής, η καμπύλη διάρκειας χρησιμοποιούμενης παροχής και η καμπύλη διάρκειας ισχύος.



Σχήμα 9.4: Καμπύλη διάρκειας ισχύος

Δύο από τις ποσότητες της παραγόμενης ισχύος που μας ενδιαφέρουν ιδιαίτερα, είναι η ονομαστική ισχύς (ή σχεδίασης) P_{des} και η ελάχιστη καθορισμένη ισχύ του σταθμού P_{firm} :

$$P_{des} = 9326,34 \cdot Q_{des} \cdot e_{t,des} \cdot [109,45 - (h_{hydr,des})] \Rightarrow$$

$$P_{des} = 9326,34 \cdot 3,00 \cdot 0,939 \cdot (109,45 - 7,66) \Rightarrow P_{des} = 2674 kW$$

$$P_{firm} = 9326,34 \cdot Q_{firm} \cdot e_{t,firm} \cdot [109,45 - (h_{hydr,firm})] \Rightarrow$$

$$P_{firm} = 9326,34 \cdot 0,57 \cdot 0,76 \cdot (109,45 - 0,28) \Rightarrow P_{firm} = 444 kW$$

Η ετήσια διαθέσιμη ενέργεια E_{avail} του ΥΗΣ, μετρούμενη σε Wh/έτος, υπολογίζεται μέσω των τιμών P , σε W, με την ολοκλήρωση της καμπύλης διάρκειας ισχύος κατά τον τραπεζοειδή κανόνα, ως εξής:

$$E_{avail} = \sum_{k=1}^{20} \left(\frac{P_{5(k-1)} + P_{5k}}{2} \right) \cdot \frac{5}{100} \cdot 8760 \cdot (1 - l_{dt}) \Rightarrow E_{avail} = \sum_{k=1}^{20} \left(\frac{P_{5(k-1)} + P_{5k}}{2} \right) \cdot 407,34 \Rightarrow$$

$$E_{avail} = 14216 MWh$$

Επειδή η εγκατάσταση θα συνδεθεί σε κεντρικό ηλεκτρικό δίκτυο, υποθέτουμε ότι το δίκτυο είναι σε θέση να απορροφήσει όλη την ενέργεια που παράγεται από τον ΥΗΣ. Επομένως, όλη η διαθέσιμη ενέργεια θα παραδοθεί στο δίκτυο και η παραδοθείσα ανανεώσιμη ενέργεια E_{dlvd} , είναι ίση με την E_{avail} :

$$E_{dlvd} = E_{avail} \Rightarrow E_{dlvd} = 14216 MWh$$

Ο συντελεστής χρησιμοποίησης K του ΥΗΣ είναι ίσος με:

$$K = \frac{E_{avail}}{8760 \cdot P_{des}} \Rightarrow K = \frac{14216000}{8760 \cdot 2674} \Rightarrow K = 61\%$$

9.6 ΟΙΚΟΛΟΓΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ

Η οικολογική μελέτη πραγματοποιείται ξεχωριστά από την υπόλοιπη μεθοδολογία και δεν αλλοιώνει τα υπόλοιπα αποτελέσματα. Θεωρούμε ως δεδομένο ότι ένας τόνος αερίου CH_4 αντιστοιχεί σε είκοσι ένα τόνους αερίου CO_2 και ένας τόνος αερίου N_2O αντιστοιχεί σε τριακόσιους δέκα τόνους αερίου CO_2 . Η σύγκριση που ακολουθεί αφορά τον ΥΗΣ που θα εγκαταστήσουμε και την παραγωγή αερίου θερμοκηπίου από στέρεα καύσιμα (αντιστοιχεί στο 57% της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα). Τις απώλειες μεταφοράς και διανομής τις ορίζουμε ίσες και στις δύο περιπτώσεις και έτσι παραλείπονται.

Για την παραγωγή αερίου θερμοκηπίου από στέρεα καύσιμα, ο συντελεστής απελευθέρωσης αερίου θερμοκηπίου είναι ίσος με:

$$F_{GHG} = (f_{CO_2} + f_{CH_4} \cdot 21 + f_{NO_2} \cdot 310) \cdot \frac{1}{E} \cdot \frac{1}{1 - l_{T\&D}} \cdot 3,6 \cdot 10^{-3} \Rightarrow$$

$$F_{GHG} = (94,6 + 0,0020 \cdot 21 + 0,0030 \cdot 310) \cdot \frac{1}{0,35} \cdot \frac{1}{1 - l_{T\&D1}} \cdot 3,6 \cdot 10^{-3} \Rightarrow$$

$$F_{GHG} = 0,983026 \cdot \frac{1}{1 - l_{T\&D1}} \cdot \text{tn}_{CO_2} / MWh$$

Η ετήσια ποσότητα των αερίων του θερμοκηπίου που ‘γλιτώνει’ η ατμόσφαιρα από την κατασκευή του ΥΗΣ είναι:

$$R_{GHG} = E_{dvd} \cdot (1 - l_{T\&D}) \cdot F_{GHG} \Rightarrow$$

$$R_{GHG} = 14216 \cdot (1 - l_{T\&D}) \cdot 0,983026 \cdot \frac{1}{1 - l_{T\&D}} \Rightarrow$$

$$R_{GHG} = 13975 \text{ tnCO}_2/\text{έτος}$$

9.7 ΚΟΣΤΟΛΟΓΗΣΗ ΕΡΓΟΥ

Στην ενότητα αυτή θα παρουσιαστούν όλα τα χαρακτηριστικά τα οποία αφορούν την ανάπτυξη του μικρού υδροηλεκτρικού σταθμού. Τα χαρακτηριστικά αυτά θεωρείται ότι αποτελούν μέρος του *Βασικού Σεναρίου*. Αυτό γίνεται διότι στη συνέχεια θα ακολουθήσει ανάλυση ευαισθησίας για την περίπτωση του σταθμού αυτού, μεταβάλλοντας μερικές τιμές του Βασικού Σεναρίου και παρατηρώντας τις συνέπειες που οι μεταβολές αυτές έχουν στα κριτήρια με βάση τα οποία αξιολογείται το συγκεκριμένο επενδυτικό σχέδιο. Εκτός από την ανάλυση ευαισθησίας, επιχειρείται μια ανάλυση βάση σεναρίων χρηματοδότησης του επενδυτικού έργου κατά το σχήμα: ίδια κεφάλαια – κρατικές επιχορηγήσεις – δανεισμός. Λεπτομέρειες θα αναφερθούν στη συνέχεια. Οι τιμές των παραμέτρων για είσοδο στο λογισμικό RETScreen, στην περίπτωση του Βασικού Σεναρίου, φαίνονται στον Πίνακα 9.7.

Πίνακας 9.7: Χρηματοοικονομικά δεδομένα εισόδου (Βασικό Σενάριο)

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
Βασικά χαρακτηριστικά του ΥΗΣ				
1)	Επιλεγμένη κατάταξη ΥΗΣ	-	μίνι	Στηριζόμενη σε αποδεκτό ρίσκο
2)	Διάφορες απώλειες εισαγωγής και άλλων	$k_{in\&mi} = 1$	%	Προτεινόμενο εύρος τιμών από 1 ως 5 %
Συντελεστές προσδιορισμού κόστους για τα μηχανικά μέρη ενός ΥΗΣ				
3)	Συντελεστής για τα μηχανικά μέρη του ΥΗΣ	$E = 0,67$	-	$E = 0,67$ αν υπάρχει φράγμα $E = 1,0$ αλλιώς
Συντελεστές προσδιορισμού κόστους για τον εξοπλισμό ανανεώσιμης ενέργειας				
4)	Συντελεστής στροβίλου υψηλού κόστους σε κατακόρυφο άξονα (μόνο για στροβίλους αντιδράσεως)	$J_t = 1,1$	-	$J_t = 1$ αν $H_g \leq 25m$ $J_t = 1,1$ αν $H_g > 25m$
Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά και συντελεστές για την οδοποιία				
5)	Μήκος δρόμου πρόσβασης για τον σταθμό	$l_a = 10$	km	-
6)	Συντελεστής προσαρμογής του κόστους δρόμου πρόσβασης για την περίπτωση κατασκευής	$T = 0,25$	-	$T = 0,25$ αν είναι χαμηλού κόστους δρόμος $T = 1,0$ αλλιώς

χαμηλού κόστους δρόμου, μόνο για κατασκευαστικές ανάγκες				
7) Συντελεστής δυσκολίας εδάφους για την κατασκευή του δρόμου πρόσβασης	$A = 1$	-	Προτεινόμενο εύρος τιμών 1 ως 6	

Χαρακτηριστικά για την γραμμή ισχύος

8) Μήκος καλωδίου μεταφοράς ισχύος	$l_t = 40$	km	-	
9) Τάση καλωδίου μεταφοράς ισχύος	$V = 20$	kV	-	
10) Συντελεστής δυσκολίας τοποθέτησης καλωδίου ισχύος εξαιτίας του εδάφους	$D = 1$	-	Προτεινόμενο εύρος τιμών από 1 έως 2	

Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά και συντελεστές για λοιπές εργασίες Πολιτικού Μηχανικού

11) Απόσταση από τα σημεία εκσκαφής υλικού προς επίχωση	$l_b = 5$	km	-	
12) Μήκος κορυφογραμμής φράγματος	$l_d = 0$	m	$l_d = 0$ αν ήδη υπάρχει φράγμα	
13) Συντελεστής κόστους εργασιών πολιτικού μηχανικού	$C = 0,44$	-	$C = 0,44$ αν υπάρχει φράγμα $C = 1,0$ αλλιώς	
14) Συντελεστής κόστους πετρώδεις εδάφους για εργασίες πολιτικού μηχανικού	$R = 1,00$	-	$R = 1,00$ για πετρώδης έδαφος $R = 1,05$ αλλιώς	

Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά για τους αγωγούς ύδατος

15) Αριθμός ομοίων αγωγών νερού	$n_p = 1$	-	-	
16) Μήκος αγωγού/ ών	$l_p = 866$	m	-	
17) Επιτρεπτή μανομετρική απώλεια για τον αγωγό	$k_p = 3$	%	Προτεινόμενο εύρος τιμών 1 ως 4 % $l_{hydr,max} - k_{in\&mi} - k_p - k_T = a$ $\Rightarrow 7 - 1 - 4 = a$ $\Rightarrow a = 2 > 0$	

Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά για το κανάλι (υδροληψία και εξαμμωτής)

18) Πλευρική κλίση χωμάτινου εδάφους μέσω του οποίου περνάει το κανάλι	$S_s = 0$	μοίρες	Μέγιστη προτεινόμενη τιμή τις 15°	
19) Μήκος καναλιού προς κατασκευή σε χωμάτινο έδαφος	$l_{cs} = 0$	m	-	
20) Πλευρική κλίση βραχώδους εδάφους μέσω του οποίου περνάει το κανάλι	$S_r = 30$	μοίρες	Μέγιστη προτεινόμενη τιμή τις 45°	
21) Μήκος καναλιού προς κατασκευή σε βραχώδες έδαφος	$l_{cr} = 40$	m	-	

Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά για το τούνελ (δεν υπάρχει)

Συντελεστές κόστους για έργο στην Ελλάδα

22)	Ισοτιμία Ελληνικού προς Καναδέζικου νομίσματος για το κόστος του εξοπλισμού	$E_c = 1,00$	-	-
23)	Ισοτιμία Ελληνικού προς Καναδέζικου νομίσματος για το κόστος των καυσίμων	$F_c = 1,00$	-	-
24)	Ισοτιμία Ελληνικού προς Καναδέζικου νομίσματος για το κόστος εργασίας	$L_c = 0,70$	-	-
25)	Τιμή συναλλάγματος	$= 0,65$	€/CA.\$.	-
26)	Συντελεστής για την εκτίμηση του κόστους ανάλογα με την χώρα κατασκευής του σταθμού	$K = 1,00$	-	Προτεινόμενο εύρος τιμών από 0,5 μέχρι 1,0

Άλλα χαρακτηριστικά που επηρεάζουν το κατασκευαστικό κόστος

27)	Επιτόκιο	$i = 8$	%	-
28)	Ημέρες παγετού στην τοποθεσία	$f = 180$	ημέρες	Ορίζεται από τον χρήστη. Αν δεν υπάρχει παγετός ή αν $f < 180$ τότε θέτουμε $f = 180$
29)	Προσαρμογή της “Τυπικής” μεθόδου κοστολόγησης για το έτος 1999	$In = 1,030$	-	Σταθερά ίση με 1,030

9.7.1 ΕΝΔΙΑΜΕΣΕΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ

Πριν την εύρεση του αρχικού συνολικού κόστους του ΥΗΣ, θα πρέπει να υπολογιστούν κάποιες ενδιάμεσες παράμετροι για τη σωστή χρήση των εξισώσεων.

- Βασικές παράμετροι του ΥΗΣ

Η προτεινόμενη κατάταξη του ΥΗΣ από τον αλγόριθμο είναι μίνι, καθώς

$$0,4 \text{ m}^3/\text{sec} \leq Q_d = 3 \text{ m}^3/\text{sec} \leq 12,88 \text{ m}^3/\text{sec}$$

Η παροχή στον κάθε στρόβιλο είναι ίση με

$$Q_u = Q_d / n \Rightarrow Q_u = 3 / 2 \Rightarrow Q_u = 1,5 \text{ m}^3/\text{sec}$$

Μία προσέγγιση για την διάμετρο του δρομέα του υδροστροβίλου αντιδράσεως μας δίνει την τιμή

$$d = 0,482 \cdot Q_u^{0,45} \Rightarrow d = 0,482 \cdot 1,5^{0,45} \Rightarrow d = 0,58 \text{ m}$$

Η ποσότητα MW_u , δεδομένης της προτεινόμενης κατάταξης του ΥΗΣ, είναι ίση με

$$MW_u = 7,79 \cdot Q_u \cdot H_g / 1000 \Rightarrow MW_u = 7,79 \cdot 1,5 \cdot 109,5 / 1000 \Rightarrow MW_u = 1,280 \text{ MW}$$

Η ποσότητα MW , είναι ίση με

$$MW = MW_u \cdot 2 \Rightarrow MW = 1,280 \cdot 2 \Rightarrow MW = 2,560 \text{ MW}$$

- Συντελεστές προσδιορισμού κόστους για τον εξοπλισμό ανανεώσιμης ενέργειας

Ο συντελεστής συνδεσιμότητας με το δίκτυο για χρήση ασύγχρονων γεννητριών, δεδομένου ότι $MW > 1,5$, είναι ίσος με

$$G = 1,00$$

Ο συντελεστής χρήσης γεννήτριας χαμηλού κόστους, δεδομένου ότι $MW < 10 \text{ MW}$, είναι ίσος με

$$C_g = 0,75$$

Ο συντελεστής υδροστροβίλου χαμηλού κόστους σε οριζόντιο άξονα, δεδομένου ότι $d=0,58\text{m}$ (μόνο για στροβίλους αντιδράσεως), είναι ίσος με

$$K_t = 0,9$$

- Συντελεστές προσδιορισμού κόστους για το καλώδιο ισχύος

Ο συντελεστής κόστους κατασκευής ξύλινου στύλου έναντι ατσάλινου πύργου, δεδομένου ότι $V = 20\text{kV}$, είναι ίσος με

$$P = 0,85$$

- Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά για τους αγωγούς ύδατος

Η διάμετρος του αγωγού είναι ίση με

$$d_p = 0,285 \cdot \left(\frac{Q_d}{n_p} \right)^{0,38} \cdot \left(\frac{l_p}{H_g \cdot k_p} \right)^{0,19} \Rightarrow d_p = 0,285 \cdot \left(\frac{3}{1} \right)^{0,38} \left(\frac{866}{109,5 \cdot 0,03} \right)^{0,19} \Rightarrow d_p = 1,25 \text{ m}$$

Το πάχος του τοιχώματος του αγωγού στην είσοδο του ύδατος είναι ίσο με

$$t_t = d_p^{1,3} + 6 \Rightarrow t_t = 1,25^{1,3} + 6 \Rightarrow t_t = 7,33 \text{ mm}$$

Για την εύρεση του πάχους του τοιχώματος του αγωγού κοντά στον στρόβιλο βρίσκουμε αρχικά την παρακάτω ποσότητα

$$t'_b = 0,0375 \cdot d_p \cdot [H_g (1 - l_{hydr, max})] + 1,5 \Rightarrow 0,0375 \cdot 1,25 \cdot [109,45 \cdot (1 - 0,07)] + 1,5 \Rightarrow t'_b = 6,27 \text{ mm}$$

Η ποσότητα αυτή είναι μικρότερη από το πάχος του τοιχώματος του αγωγού στην είσοδο του ύδατος, συνεπώς το πάχος του τοιχώματος του αγωγού κοντά στον στρόβιλο είναι ίσο με

$$t_b = t_t \Rightarrow t_b = 7,33 \text{ mm}$$

Το μέσο πάχος του τοιχώματος του αγωγού, είναι ίσο με

$$t_{ave} = \frac{t_i + t_b}{2} \Rightarrow t_{ave} = 7,33 \text{ mm}$$

Το βάρος του αγωγού είναι ίσο με

$$W = 24,7 \cdot d_p \cdot l_p \cdot t_{ave} \Rightarrow W = 24,7 \cdot 1,25 \cdot 866 \cdot 7,33 \Rightarrow W = 195988 \text{ kg}$$

- *Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά για το κανάλι*

Ο συνολικός όγκος από την εκσκαφή για την κατασκευή του καναλιού είναι ίσος με

$$V_{σκ.} = [(1.5 + 0.01 \cdot S_s^{1.5}) \cdot Q_d \cdot l_{cs}] + [(1.5 + 0.016 \cdot S_r^2) \cdot Q_d \cdot l_{cr}] \Rightarrow \\ V_{σκ.} = [(1.5 + 0.016 \cdot 30^2) \cdot 3 \cdot 30] \Rightarrow V_{σκ.} = 1431 \text{ m}^3$$

Η ολική απώλεια μανομετρικού ύψους υδατόπτωσης που προκαλείται από το κανάλι είναι ίση με

$$h_c = 0,001 \cdot l_{cr} + 0,001 \cdot l_{cs} \Rightarrow h_c = 0,001 \cdot 30 + 0,001 \cdot 0 \Rightarrow h_c = 0,03 \text{ m}$$

- *Κατασκευαστικά χαρακτηριστικά για το τούνελ (Δεν έχει τούνελ)*
- *Συντελεστές κόστους για έργα στην Ελλάδα*

Συντελεστής κόστους εργασιών πολιτικού μηχανικού. Χρησιμοποιείται στον προσδιορισμό της ισοτιμίας του κόστους εργασιών πολιτικού μηχανικού για κατασκευαστικά έργα εκτός Καναδά και συγκεκριμένα στην Ελλάδα.

$$B = (0,33333 E_c + 0,33333 F_c) \cdot \frac{1}{(E_c/L_c)^{0,5}} + 0,33333 (E_c/L_c)^{0,5} \cdot L_c \Rightarrow \\ B = (0,333331 + 0,333331) \cdot \frac{1}{(1/0,7)^{0,5}} + 0,33333 \left(\frac{1}{0,7} \right)^{0,5} \cdot 0,7 \Rightarrow \\ B = 0,8367$$

- *Άλλα χαρακτηριστικά που επηρεάζουν το κόστος*

Επειδή δεν υπάρχει παγετός στην τοποθεσία θέτουμε $f=180$ και ο συντελεστής παγετού, υπολογίζεται από την σχέση

$$F = 110 / (365 - f)^{0,9} \Rightarrow F = 110 / (365 - 180)^{0,9} \Rightarrow F = 1,002$$

9.7.2 ΑΡΧΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ

Μετά το πέρας των παραπάνω υπολογισμών, χρησιμοποιούμε τις Εξισώσεις Κόστους της “Τυπικής” μεθόδου κοστολόγησης για την εύρεση του αρχικού κόστους του ΥΗΣ σε καναδέζικα δολάρια (\$) πραγματοποιώντας στρογγυλοποίηση στην χιλιάδα. Έπειτα, ακολουθεί η τροποποίηση του νομίσματος στο ευρωπαϊκό αντίστοιχό του, τα ευρώ (€) πάλι

στρογγυλοποιημένα. Στο τέλος, παρουσιάζεται αναλυτικά το αρχικό κόστος της εγκατάστασης σε μορφή πίνακα.

- *Εύρεση των Βασικών Εξισώσεων Κόστους*

Το κόστος για τα μηχανικά μέρη υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 3

$$EK\ 3 = 0,37 \cdot n^{0,1} \cdot E \cdot \left(\frac{MW}{H_g^{0,3}} \right)^{0,54} \times 10^6 \Rightarrow$$

$$EK\ 3 = 0,37 \cdot 2^{0,1} \cdot 0,67 \cdot \left(\frac{2,560}{109,5^{0,3}} \right)^{0,54} \times 10^6 \Rightarrow EK\ 3 = \$206000$$

Το κόστος του εξοπλισμού ανανεώσιμης ενέργειας υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 4, αφού πρώτα ελεγχθεί η ποσότητα $\left(\frac{MW_u}{H_g^{0,5}} \right) = \left(\frac{1,280}{109,5^{0,5}} \right) = 0,1223 \leq 0,4$

$$EK\ 4 = 0,82 \cdot n^{0,96} \cdot G \cdot C_g \cdot \left(\frac{MW}{H_g^{0,28}} \right)^{0,9} \times 10^6$$

$$+ 0,17 \cdot n^{0,96} \cdot J_t \cdot K_t \cdot d^{1,47} \cdot \left[(13 + 0,01 \cdot H_g)^{0,3} + 3 \right] \times 10^6 \Rightarrow$$

$$EK\ 4 = 0,82 \cdot 2^{0,96} \cdot 1 \cdot 0,75 \cdot \left(\frac{2,560}{109,5^{0,28}} \right)^{0,9} \times 10^6$$

$$+ 0,17 \cdot 2^{0,96} \cdot 1,1 \cdot 0,9 \cdot 0,58^{1,47} \cdot \left[(13 + 0,01 \cdot 109,5)^{0,3} + 3 \right] \times 10^6 \Rightarrow$$

$$EK\ 4 = \$853000 + \$763000 \Rightarrow EK\ 4 = \$1616000$$

Το κόστος για την εγκατάσταση του εξοπλισμού ανανεώσιμης ενέργειας υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 5

$$EK\ 5 = 0,15 \cdot (EK\ 4) \Rightarrow EK\ 5 = 0,15 \$1616000 \Rightarrow EK\ 5 = \$242000$$

Το κόστος του δρόμου πρόσβασης υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 6

$$EK\ 6 = 0,025 \cdot T \cdot A^2 \cdot l_a^{0,9} \times 10^6 \Rightarrow EK\ 6 = 0,025 \cdot 0,25 \cdot 1^2 \cdot 10^{0,9} \times 10^6 \Rightarrow EK\ 6 = \$50000$$

Το κόστος του καλωδίου ισχύος υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 7

$$EK\ 7 = 0,0011 \cdot D \cdot P \cdot l_t^{0,95} V \times 10^6 \Rightarrow$$

$$EK\ 7 = 0,0011 \cdot 1 \cdot 0,85 \cdot 40^{0,95} 20 \times 10^6 \Rightarrow EK\ 7 = \$622000$$

Το κόστος του υποσταθμού και του μετασχηματιστή υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 8

$$EK\ 8 = [0,0025 \cdot n^{0,95} + 0,002 \cdot (n+1)] \times \left(\frac{MW}{0,95} \right)^{0,9} \times V^{0,3} \times 10^6 \Rightarrow$$

$$EK\ 8 = [0,0025 \cdot 2^{0,95} + 0,002 \cdot (2+1)] \times \left(\frac{2,560}{0,95} \right)^{0,9} \times 20^{0,3} \times 10^6 \Rightarrow EK\ 8 = \$65000$$

Το κόστος για την εγκατάσταση του υποσταθμού και του μετασχηματιστή υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 9

$$EK\ 9 = 0,15 \cdot (EK\ 8) \Rightarrow EK\ 9 = 0,15 \cdot \$65000 \Rightarrow EK\ 9 = \$10000$$

Το κόστος για λοιπές εργασίες πολιτικού μηχανικού υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 10

$$EK10 = 1,97 \cdot n^{-0,04} \cdot C \cdot R \cdot \left(\frac{MW}{H_g^{0,3}} \right)^{0,82} \cdot (1 + 0,01 \cdot l_b) \cdot (1 + 0,005 \cdot \frac{l_d}{H_g}) \cdot 10^6 \Rightarrow$$

$$EK10 = 1,97 \cdot 2^{-0,04} \cdot 0,44 \cdot 1,00 \cdot \left(\frac{2,560}{109,5^{0,3}} \right)^{0,82} \cdot (1 + 0,01 \cdot 5) \cdot (1 + 0,00) \cdot 10^6 \Rightarrow$$

$$EK\ 10 = \$603000$$

Το κόστος των αγωγών ύδατος υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 11

$$EK\ 11 = 20 \cdot n_p^{0,95} \cdot W^{0,88} \Rightarrow EK\ 11 = 20 \cdot 1^{0,95} 195988^{0,88} \Rightarrow EK\ 11 = \$907000$$

Το κόστος της εγκατάστασης των αγωγών ύδατος υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 12

$$EK\ 12 = 5 \cdot W^{0,88} \Rightarrow EK\ 12 = 5 \cdot 195988^{0,88} \Rightarrow EK\ 12 = \$227000$$

Το κόστος για το κανάλι φαίνεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 13

$$EK\ 13 = 20 \times \left[(1,5 + 0,01 \cdot S_s^{1,5}) \cdot Q_d \cdot l_{cs} \right]^{0,9} + 100 \times \left[(1,5 + 0,016 \cdot S_r^2) \cdot Q_d \cdot l_{cr} \right]^{0,9} \Rightarrow$$

$$EK\ 13 = 20 \times 0^{0,9} + 100 \times V_{\sigma\kappa}^{0,9} \Rightarrow EK\ 13 = 100 \times 1431^{0,9} \Rightarrow$$

$$EK\ 13 = \$69000$$

Κόστος για κατασκευή τούνελ δεν υπάρχει και άρα

$$EK\ 14 = 0$$

- *Τροποποίηση των Βασικών Εξισώσεων Κόστους σε ευρώ*

Το έργο κατασκευάζεται στην Ελλάδα, οπότε οι Εξισώσεις Κόστους τροποποιούνται όπως φαίνεται στον Πίνακα 9.8, για έργο εκτός Καναδά. Το κλάσμα λ εκφράζει το ποσοστό επί τις % που υπερिशύει το γινόμενο F·B σε αναλογία με το K στην τελική τιμή της κάθε Εξίσωσης Κόστους.

Πίνακας 9.8: Εφαρμογή συντελεστών για έργο στην Ελλάδα

EK	λ	EK για έργο στην Ελλάδα	Νέες EK
3	40%	$\lambda \cdot (EK\ 3) \cdot F + (1 - \lambda) \cdot (EK\ 3) \cdot K =$ $0,4 \cdot (EK\ 3) \cdot 1,002 + 0,6 \cdot (EK\ 3) \cdot 1 =$ $1,0008 \cdot (EK\ 3)$	\$207000
4	0%	$(EK\ 4) \cdot K = (EK\ 4) \cdot 1 = (EK\ 4)$	\$1616000
5	100%	$(EK\ 5) \cdot F \cdot B =$ $(EK\ 5) \cdot 1,002 \cdot 0,8367 =$ $0,8384 \cdot (EK\ 5)$	\$203000

6	100%	$(EK\ 6) \cdot F \cdot B =$ $(EK\ 6) \cdot 1,002 \cdot 0,8367 =$ $0,8384 \cdot (EK\ 6)$	\$42000
7	60% επειδή $V < 69$	$\lambda \cdot (EK\ 7) \cdot F \cdot B + (1-\lambda) \cdot (EK\ 7) \cdot K =$ $0,6 \cdot (EK\ 7) \cdot 1,002 \cdot 0,8367 + (1-0,6) \cdot (EK\ 7) \cdot 1 =$ $0,9030 \cdot (EK\ 7)$	\$562000
8	0%	$(EK\ 8) \cdot K = (EK\ 8) \cdot 1 = (EK\ 8)$	\$65000
9	100%	$(EK\ 9) \cdot F \cdot B = (EK\ 9) \cdot 1,002 \cdot 0,8367 =$ $0,8384 \cdot (EK\ 9)$	\$8000
10	85%	$\lambda \cdot (EK\ 10) \cdot F \cdot B + (1-\lambda) \cdot (EK\ 10) \cdot K =$ $0,85 \cdot (EK\ 10) \cdot 1,002 \cdot 0,8367 + 0,15 \cdot (EK\ 10) \cdot 1 =$ $0,8626 \cdot (EK\ 10)$	\$520000
11	0%	$(EK\ 11) \cdot K = (EK\ 11) \cdot 1 = (EK\ 11)$	\$907000
12	100%	$(EK\ 12) \cdot F \cdot B = (EK\ 12) \cdot 1,002 \cdot 0,8367 =$ $0,8384 \cdot (EK\ 12)$	\$190000
13	100%	$(EK\ 13) \cdot F \cdot B = (EK\ 13) \cdot 1,002 \cdot 0,8367 =$ $0,8384 \cdot (EK\ 13)$	\$58000
14	85%	0	\$0

Τώρα πολλαπλασιάζουμε όλες τις Εξισώσεις Κόστους με την σταθερά $In = 1.030$ και το συνάλλαγμα (€/CA.\$) 0,65. Οι Εξισώσεις Κόστους τροποποιούνται ως εξής:

$$\begin{aligned}
 EK\ 3 &= 0,6695 \cdot 207000 \Rightarrow EK\ 3 = \text{€}138000 \\
 EK\ 4 &= 0,6695 \cdot 1616000 \Rightarrow EK\ 4 = \text{€}1082000 \\
 EK\ 5 &= 0,6695 \cdot 203000 \Rightarrow EK\ 5 = \text{€}136000 \\
 EK\ 6 &= 0,6695 \cdot 42000 \Rightarrow EK\ 6 = \text{€}28000 \\
 EK\ 7 &= 0,6695 \cdot 562000 \Rightarrow EK\ 7 = \text{€}376000 \\
 EK\ 8 &= 0,6695 \cdot 65000 \Rightarrow EK\ 8 = \text{€}44000 \\
 EK\ 9 &= 0,6695 \cdot 8000 \Rightarrow EK\ 9 = \text{€}6000 \\
 EK\ 10 &= 0,6695 \cdot 520000 \Rightarrow EK\ 10 = \text{€}348000 \\
 EK\ 11 &= 0,6695 \cdot 907000 \Rightarrow EK\ 11 = \text{€}607000 \\
 EK\ 12 &= 0,6695 \cdot 190000 \Rightarrow EK\ 12 = \text{€}127000 \\
 EK\ 13 &= 0,6695 \cdot 58000 \Rightarrow EK\ 13 = \text{€}39000 \\
 EK\ 14 &= 0,6695 \cdot 0 \Rightarrow EK\ 14 = \text{€}0
 \end{aligned}$$

Οι Εξισώσεις Κόστους 1, 2 και 15 υπολογίζονται τώρα βάση της αθροιστικής ιδιότητάς τους. Το κόστος για την ανάπτυξη υπολογίζεται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 2

$$EK\ 2 = 0,04 \cdot \Sigma (EK\ 3) \text{ μέχρι } (EK\ 14) \Rightarrow EK\ 2 = 0,04 \cdot \text{€}2930000 \Rightarrow EK\ 2 = \text{€}117000$$

Άλλα απρόβλεπτα κόστη υπολογίζονται μέσω της Εξίσωσης Κόστους 15

$$\begin{aligned}
 EK\ 15 &= (0,275 \cdot i \cdot Q_d^{0,35} + 0,1) \cdot \Sigma (EK\ 2) \text{ μέχρι } (EK\ 14) \Rightarrow \\
 EK\ 15 &= (0,275 \cdot 0,09 \cdot 2^{0,35} + 0,1) \cdot \text{€}3047000 \Rightarrow EK\ 15 = \text{€}403000
 \end{aligned}$$

Το κόστος για την μελέτη σκοπιμότητας του ΥΗΣ υπολογίζεται μέσω της Ε.Κ.1

$$EK\ 1 = 0,032 \cdot \Sigma (EK\ 2) \text{ μέχρι } (EK\ 15) \Rightarrow EK\ 1 = 0,032 \cdot \text{€}3448000 \Rightarrow EK\ 1 = \text{€}111000$$

- Αρχικό Συνολικό Κόστος της εγκατάστασης

Θεωρητικά, τα προηγούμενα κόστη εφόσον παρουσιάζουν αισθητές αποκλίσεις από την πραγματικότητα, τα τροποποιούμε πολλαπλασιάζοντάς τα με τους κατάλληλους

συντελεστές διόρθωσης όπως φαίνεται στον Πίνακα 9.9. Συγκεκριμένα όμως, σε αυτή την περίπτωση δεν θα τα αλλάξουμε αρχικά για λόγους απλότητας αλλά και επειδή σαν τιμές βρίσκονται κοντά σε τιμές που βρέθηκαν από άλλες μεθόδους και έδωσαν αρχικό κατασκευαστικό κόστος $I = €3900000$ [9.5] αλλά και του πραγματικού αρχικού κόστους του έργου ($I = \text{δρχ.}950000000$) [9.1], που επειδή κατασκευάστηκε το 1999, πολλαπλασιαζόμενο με την σταθερά In μας δίνει την τιμή $I = €2900000$ για την περίπτωση που θα κατασκευαζόταν τώρα.

Στον πίνακα, επίσης παρουσιάζονται για πρώτη φορά επιπλέον αρχικά κόστη όπως η αγορά της γης (Εξίσωση Κόστους 19) πάνω στην οποία θα αναπτυχθεί ο σταθμός και άλλα έξοδα ή έσοδα (Εξίσωση Κόστους 21) που δεν έχουν ορισθεί παραπάνω. Οι Εξισώσεις Κόστους, μπορούν να ενωθούν σε κατηγορίες (Εξισώσεις Κόστους 20, 17, 18 και 22) όπως φαίνεται στον πίνακα. Το Αρχικό Συνολικό Κόστος υπολογίζεται στην τελευταία γραμμή του πίνακα (συμβολίζεται με I).

Πίνακας 9.9: Αρχικό κόστος της εγκατάστασης

Κατηγορίες Κόστους	Ποσά	Συντελεστές διόρθωσης	Κόστη
Μελέτη σκοπιμότητας	€111000	1,00	€111000
Ανάπτυξη	€117000	1,00	€117000
Αγορά γης (ΕΚ 19)	-	-	-
<u>Μερικό Σύνολο Ανάπτυξης</u> (ΕΚ 20)			
Μηχανικά	€138000	1,00	€138000
Εξοπλισμός ανανεώσιμης ενέργειας	€1082000	1,00	€1082000
Κατασκευαστικά κόστη εγκατάστασης			
Δρόμος πρόσβασης	€28000	1,00	€28000
Καλώδιο ισχύος	€376000	1,00	€376000
Υποσταθμός και μετασχηματιστής	€44000	1,00	€44000
Αγωγοί ύδατος	€607000	1,00	€607000
Κανάλι	€39000	1,00	€39000
Τούνελ	-	-	-
Εργασίες πολιτικού μηχανικού (ΕΚ 17)	€616000	1,00	€616000
<u>Μερικό σύνολο κατασκευαστικό</u> (ΕΚ 18)			€1710000
Διάφορα	€403000	1,00	€403000
Άλλα - κόστη (ΕΚ 21)	-	-	-
<u>Μερικό σύνολο διαφορών</u> (ΕΚ 22)			€403000
Αρχικό Συνολικό Κόστος			$I = €3561000$

9.7.3 ΕΤΗΣΙΑ ΚΑΙ ΠΕΡΙΟΔΙΚΑ ΕΞΟΔΑ

Το μέγεθος των ετήσιων λειτουργικών εξόδων και εξόδων συντήρησης του σταθμού, σύμφωνα με μελέτες θα πρέπει να ανέρχονται περί τα €100000 [9.1,9.5,Παπαντώνης]. Στον Πίνακα 9.10 ενδεικτικά αναφέρεται πως μπορεί να κατανεμηθεί αυτό το ποσό σε επί μέρους τμήματα, σύμφωνα με τις ενδεικτικές τιμές του αλγορίθμου.

Πίνακας 9.10: Ετήσια έξοδα

α/α	Ετήσια Έξοδα	Ποσότητα	Μονάδα μέτρησης ποσότητας	Κόστος μονάδας	Τελικό ποσό
1)	Ενοικίαση γης	1	-	-	-
2)	Φόροι ιδιοκτησίας	0,5	%	€3561000	17800
3)	Κόστος εκμετάλλευσης ύδατος	2674	kW	-	-
4)	Ασφάλιστρα	0,40	%	€3561000	14200
5)	Συντήρηση καλωδίου μετάδοσης ισχύος	2,0	%	€420000	8400
6)	Ανταλλακτικά	0,25	%	€3561000	8900
7)	Εργατικά λειτουργίας και συντήρησης	2,00	Ανά έτος	€13000	26000
8)	Ταξίδια και διαμονή	2	Ταξίδια	€2500	5000
9)	Γενικά και διοικητικά	10	%	€80300	8000
10)	Απρόοπτα	15	%	€88300	13300
Συνολικά ετήσια έξοδα				€101600	

Θέτουμε πως δεν υπάρχουν περιοδικά έξοδα στο Βασικό Σενάριο για λόγους απλότητας. Παρόλα ταύτα θα αναφερθούμε σε αυτά στην ανάλυση ευαισθησίας στην συνέχεια για να γίνει αντιληπτός ο τρόπος που επενεργούν τα περιοδικά έξοδα στα διάφορα χρηματοοικονομικά κριτήρια αξιολόγησης του σταθμού.

9.8 ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

Στην ενότητα αυτή θα παρουσιαστούν τα χρηματοοικονομικά χαρακτηριστικά τα οποία αφορούν την ανάπτυξη ενός μικρού υδροηλεκτρικού σταθμού ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα. Τα χαρακτηριστικά αυτά φαίνονται στον Πίνακα 9.11.

Η τιμή της πώλησης της ενέργειας, παραγόμενης από ΑΠΕ, καθορίζεται από τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας και φτάνει τα 61-65 €/MWh για το ελληνικό ηπειρωτικό σύστημα. Στο Βασικό Σενάριο λήφθηκε υπόψιν η μέση τιμή των ορίων αυτών. Η χρονική διάρκεια της πίστωσης για παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ και η τιμή του επιτόκιου προσαύξησης για την πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ τέθηκαν λαμβάνοντας υπόψιν τα όσα ισχύουν σήμερα στην Ελλάδα σήμερα [9.4, 9.5]. Η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από τον συγκεκριμένο σταθμό φτάνει στις 14216 MWh.

Στο σημείο αυτό αξίζει να σημειωθεί πως για την τιμή του πληθωρισμού επιλέχθηκε να τεθεί η τωρινή της, δηλαδή 3,5%. Επίσης, η τιμή για το προεξοφλητικό επιτόκιο D, με βάση το οποίο γίνεται η σύγκριση με εναλλακτικούς τρόπους επένδυσης του ποσού των αρχικών κοστών, επιλέχθηκε αρχικά να λάβει μια σχετικά υψηλή τιμή, στο 12%. Ωστόσο, στην ανάλυση ευαισθησίας που επιχειρείται στη συνέχεια, αξιολογείται η απόδοση της επένδυσης για διάφορες τιμές αυτών των παραμέτρων.

Στο Βασικό Σενάριο θέτουμε ότι όλη η παραγόμενη ενέργεια από το σταθμό θα πωλείται στο κεντρικό δίκτυο διανομής της ενέργειας, με βάση τις τιμές που ισχύουν σήμερα και για όλη τη διάρκεια του κύκλου ζωής του έργου. Κάτι τέτοιο είναι βάσιμο, καθώς οι τιμές αυτές είναι διεθνώς εγγυημένες, βάση θεσμικών πλαισίων, για περίπου είκοσι έτη.

Η διάρκεια ζωής του έργου τίθεται ίση με 25 έτη, αν και ο μέσος όρος των μικρών ΥΗΕ ξεπερνά τα 30. Θεωρούμε πως για το Βασικό Σενάριο δεν υπάρχει ούτε δανεισμός, ούτε επιχορήγηση από το κράτος. Το ποσοστό επί του φορολογητέου εισοδήματος τίθεται ίσο με 30%. Τέλος, υποθέτουμε πως τα κεφάλαια κόστους του έργου στο Βασικό Σενάριο δεν αποσβένονται με καμιά μέθοδο.

Πίνακας 9.11: Χρηματοοικονομικές Παράμετροι (Βασικό Σενάριο)

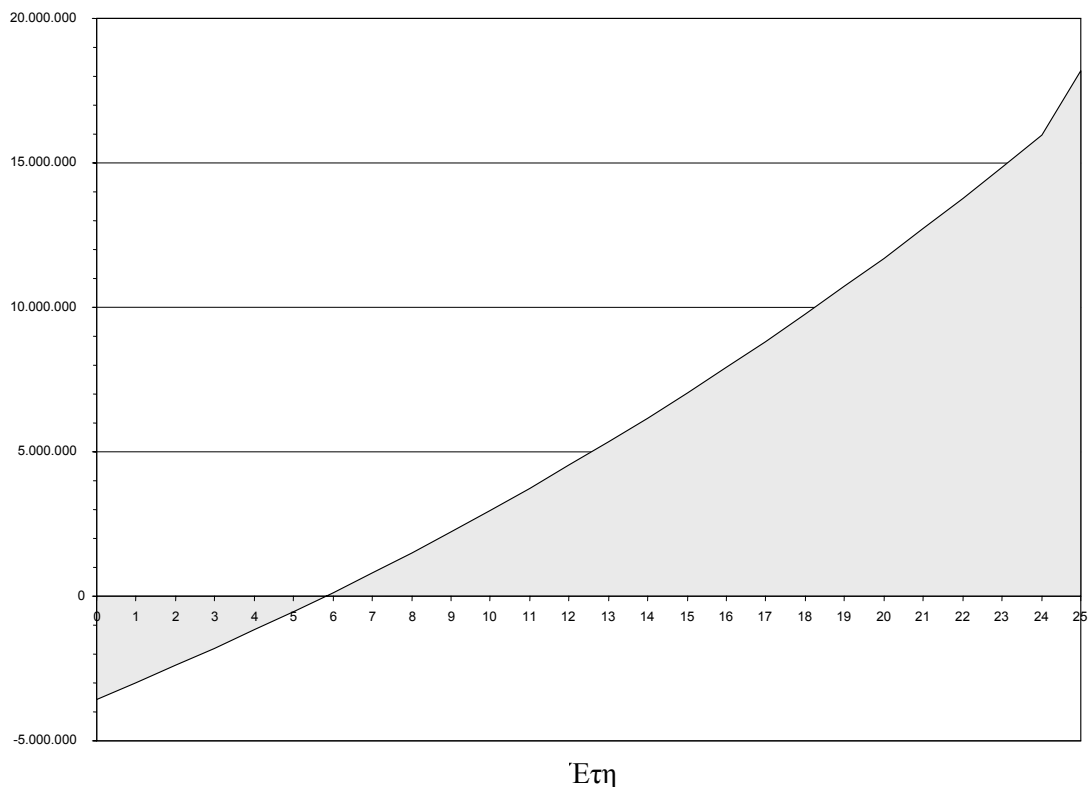
α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Τιμή	Μονάδα Μέτρησης
1)	Εξοικονομούμενο κόστος ενέργειας	c_E	-	€/kWh
2)	Πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ	RE_{credit}	0,063	€/kWh
3)	Χρονική διάρκεια της πίστωσης για την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ	RE_{credit}^{lc}	25	έτος
4)	Επιτόκιο προσαύξησης για πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ	r_{RE}	3	%
4)	Πίστωση για μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου	GHG_{reduce_credit}	-	€/tn _{CO2}
6)	Εξοικονομούμενο κόστος εγκατεστημένης ισχύος	c_{cap}	-	€/kWh
7)	Επιτόκιο προσαύξησης του κόστους ενέργειας	r_{E_cost}	3	%
8)	Πληθωρισμός	f_p	3,5	%
9)	Προεξοφλητικό επιτόκιο	D	12	%
10)	Διάρκεια ζωής έργου	PL	25	έτος
11)	Ικανότητα δανεισμού	R_{costs}	0	%
12)	Ποσοστό επί του φορολογητέου εισοδήματος	I_{tax}	30,0	%
13)	Τυχόν απώλειες carryforward	cf	-	-
14)	Κίνητρα και δωρεές	Gr	-	€
15)	Μέθοδος Αποσβέσης		Καμιά	

Στον Πίνακα 9.12 φαίνονται αναλυτικά οι ταμειακές ροές του επενδυτικού έργου για κάθε έτος εντός του κύκλου της ωφέλιμης ζωής του και στο Σχήμα 9.5 παρουσιάζονται οι καθαρές συνολικές ταμειακές ροές μετά φόρων. Η απόδοση της συγκεκριμένης επένδυσης, με βάση την επίδοση στα επιμέρους κριτήρια αξιολόγησης, συνοψίζεται στον Πίνακα 9.13.

Πίνακας 9.12: Ταμειακές ροές του έργου για τον κύκλο ζωής του (Βασικό Σενάριο).

Έτος n	Καθαρή ταμειακή ροή προ φόρων, CF_n^p (€)	Καθαρή ταμειακή ροή μετά φόρων, CF_n^a (\$)	Καθαρή συνολική ταμειακή ροή μετά φόρων, TCF_n^a (\$)
0	-3.560.700	-3.560.700	-3.560.700
1	817.312	572.119	-2.988.581
2	841.306	588.914	-2.399.668
3	866.000	606.200	-1.793.467
4	891.417	623.992	-1.169.475
5	917.576	642.303	-527.172

6	944.500	661.150	133.978
7	972.210	680.547	814.525
8	1.000.730	700.511	1.515.036
9	1.030.083	721.058	2.236.094
10	1.060.293	742.205	2.978.299
11	1.091.385	763.969	3.742.269
12	1.123.384	786.369	4.528.638
13	1.156.318	809.422	5.338.060
14	1.190.213	833.149	6.171.209
15	1.225.096	857.567	7.028.776
16	1.260.998	882.699	7.911.475
17	1.297.947	908.563	8.820.037
18	1.335.973	935.181	9.755.219
19	1.375.108	962.576	10.717.794
20	1.415.384	990.769	11.708.563
21	1.456.835	1.019.784	12.728.348
22	1.499.493	1.049.645	13.777.993
23	1.543.395	1.080.376	14.858.369
24	1.588.576	1.112.003	15.970.372
25	1.635.072	2.212.761	18.183.133



Σχήμα 9.5: Καθαρές συνολικές ταμειακές ροές μετά φόρων (Βασικό Σενάριο)

Με βάση τις τιμές των κριτηρίων αξιολόγησης (Πίνακας 9.13), παρατηρείται ότι η συγκεκριμένη επένδυση έχει έναν αρκετά ικανοποιητικό χρόνο για επανείσπραξη των αρχικών δαπανών και έναν επίσης αρκετά ικανοποιητικό χρόνο μέχρι την εμφάνιση της πρώτης θετικής καθαρής ταμειακής ροής. Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης προ φόρων και

μετά φόρων του συγκεκριμένου έργου υπολογίζεται αρκετά μεγαλύτερος από το επιλεγμένο προεξοφλητικό επιτόκιο. Η καθαρή παρούσα αξία εμφανίζεται θετική και ικανοποιητικά μεγάλη, όπως επίσης και ο δείκτης αποδοτικότητας.

Πίνακας 9.13: Επιδόσεις του έργου στα κριτήρια αξιολόγησης (Βασικό Σενάριο).

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης προ φόρων	25,7 %
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης μετά φόρων	18,6 %
Απλή Επανεξίσπραξη	4,5 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	5,8 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	2.047.608 €
Αποταμιεύσεις Ετήσιου Κύκλου Λειτουργίας	261.070 €
Δείκτης Αποδοτικότητας	0,58
Δείκτης Αυτοχρηματοδότησης	-

Το υπό εξέταση έργο κρίνεται αρκετά αποδοτικό, όμως η ανάλυση ευαισθησίας που θα ακολουθήσει βοηθάει στην κατανόηση του πως λειτουργούν ορισμένες από τις πιο κρίσιμες παραμέτρους του έργου στην οικονομική βιωσιμότητά του.

9.9 ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ

9.9.1 ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ ΣΕ ΜΕΤΑΒΟΛΕΣ ΒΑΣΙΚΩΝ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΩΝ

Για την υλοποίηση της ανάλυσης ευαισθησίας, πρέπει να επιλεγθούν ποιες από τις παραμέτρους θα μετέχουν σε αυτή. Στις παραμέτρους αυτές θα δοθούν διάφορες τιμές και θα παρατηρείται η επίπτωση που θα έχει αυτή η εκάστοτε μεταβολή στα κριτήρια αξιολόγησης που αναφέρονται στον Πίνακα 9.13. Επειδή ο δείκτης αυτοχρηματοδότησης αφορά μόνο την περίπτωση δανεισμού, δεν θα ασχοληθούμε άλλο με αυτόν σε αυτή την παράγραφο. Οι παράμετροι οι οποίες θα συμπεριληφθούν στην ανάλυση ευαισθησίας, συγκεντρώνονται στον Πίνακα 9.14.

Ο Πίνακας 9.14 απεικονίζει τα διάφορα σενάρια που θα μελετηθούν. Σε κάθε σενάριο, μεταβάλλεται μόνο η τιμή μιας παραμέτρου, ενώ οι τιμές όλων των υπόλοιπων παραμέτρων (ακόμα και αυτών που δε συμπεριλαμβάνονται στην ανάλυση ευαισθησίας), παραμένουν σταθερές και ίσες με τις τιμές που έχουν στο Βασικό Σενάριο. Έτσι, για παράδειγμα, το σενάριο 8-1, αφορά τη μεταβολή μόνο της παραμέτρου του πληθωρισμού, η οποία από την τιμή 3,5 % στο Βασικό Σενάριο, λαμβάνει την τιμή 3,9%. Όλες οι υπόλοιπες παράμετροι έχουν τις τιμές του Βασικού Σεναρίου και με τον τρόπο αυτό προκύπτουν τα αποτελέσματα της αξιολόγησης για τη συγκεκριμένη μεταβολή.

Πίνακας 9.14: Παράμετροι που μετέχουν στην ανάλυση ευαισθησίας και οι τιμές που λαμβάνουν

α/α Σεναρίου	Παράμετρος	Σύμβολο	Τιμή Βασικού Σεναρίου	Περίπτωση 1	Περίπτωση 2
1)	Ύψος υδατόπτωσης	H_g	109,5 m	120,5 m	98,6 m
2)	Ονομαστική παροχή	Q_{des}	3 m ³ /sec	3,3 m ³ /sec	2,7 m ³ /sec
3)	Βαθμός απόδοσης γεννήτριας	e_g	97 %	95 %	93 %
4)	Προσαρμογή βαθμού απόδοσης υδροστροβίλων	e_f	5 %	2,5 %	0 %
5)	Αριθμός υδροστροβίλων	n	2	3	1

6)	Μήκος καλωδίου διασύνδεσης	l_t	40 km	25 km	10 km
7)	Επιτόκιο προσαύξησης για πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ	r_{RE}	3 %	3,3 %	2,7 %
8)	Πληθωρισμός	f_p	3,5 %	3,9 %	3,1 %
9)	Προεξοφλητικό επιτόκιο	D	12 %	13,2 %	10,8 %
10)	Ποσοστό επί του φορολογητέου εισοδήματος	I_{tax}	30 %	35 %	25 %
11)	Διάρκεια ωφέλιμης ζωής έργου	PL	25 έτη	35 έτη	15 έτη

Η αξιολόγηση του επενδυτικού έργου για όλα τα παραπάνω σενάρια του Πίνακα 9.14, έδωσε τα αποτελέσματα τα οποία περιγράφονται στη συνέχεια.

Στα αποτελέσματα κάθε πίνακα, στη σκιασμένη περιοχή του τελευταίου αντιστοιχεί η περίπτωση των τιμών για το Βασικό Σενάριο.

Αρχή γίνεται με την παράμετρο H_g (ύψος της υδατόπτωσης) η μεταβολή της οποίας επιλέχθηκε να είναι $\pm 10\%$. Τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 9.15.

Πίνακας 9.15: Αποτελέσματα της αξιολόγησης για τη μεταβολή της παραμέτρου H_g .

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$H_g = 98,6 \text{ m}$	$H_g = 109,5 \text{ m}$	$H_g = 120,5 \text{ m}$
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης προ φόρων	23,5 %	25,7 %	27,9 %
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης μετά φόρων	16,9 %	18,6 %	20,2 %
Απλή Επανείσπραξη	5,0 έτη	4,5 έτη	4,1 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	6,4 έτη	5,8 έτη	5,3 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	1.484.410 €	2.047.608 €	2.616.108 €
Αποταμιεύσεις Ετήσιου Κύκλου Λειτουργίας	189.262 €	261.070 €	333.554 €
Δείκτης Αποδοτικότητας	0,42	0,58	0,72

Παρατηρείται ότι η μεταβολή της συγκεκριμένης παραμέτρου κατά $\pm 10\%$ επιφέρει μεγάλη διαφοροποίηση στα κριτήρια της αξιολόγησης (βλ. Πίνακα 9.15). Όσο μεγαλύτερη γίνεται αυτή η μεταβλητή τόσο πιο αποδοτικό γίνεται και το μικρό ΥΗΕ. Παρόλα ταύτα η παράμετρος αυτή είναι φυσικό χαρακτηριστικό μιας τοποθεσίας και πολύ δύσκολα μπορεί να αυξηθεί από την επέμβαση του ανθρώπου. Τέλος, ενδιαφέρων προξενεί και το γεγονός ότι το αρχικό κατασκευαστικό κόστος του έργου δεν μεταβάλλεται αισθητά συναρτήσει της συγκεκριμένης μεταβλητής για την περίπτωση μείωσης κατά 10%, συγκεκριμένα αλλάζει από €3.560.700 (Βασικό Σενάριο) σε €3.494.400 (-1%), ενώ για την περίπτωση αύξησης κατά 10% το αρχικό κατασκευαστικό κόστος ανεβαίνει σε €3.631.550 (2%).

Στη συνέχεια, θα μελετηθεί η παράμετρος Q_{des} (ονομαστική παροχή) τα αποτελέσματα της οποίας φαίνονται στον Πίνακα 9.16. Η μεταβολή επιλέχθηκε να είναι και αυτή στο $\pm 10\%$. Όπως παρατηρούμε, η μεταβολή της παραμέτρου Q_{des} , αποτελεί μια ιδιόζουσα περίπτωση καθώς όσο αυτή αυξάνεται, μειώνεται ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης και ο δείκτης αποδοτικότητας, αυξάνονται η απλή επανείσπραξη και ο χρόνος μέχρι την

πρώτη θετική ταμειακή ροή (γεγονότα αρνητικά) αλλά παρόλα ταύτα αυξάνονται η καθαρά παρούσα αξία και οι αποταμιεύσεις του ετήσιου κύκλου λειτουργίας (γεγονότα θετικά). Συνήθως πάντως, για έναν επενδυτή το πιο κρίσιμο κριτήριο είναι ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης.

Πίνακας 9.16: Αποτελέσματα της αξιολόγησης για τη μεταβολή της παραμέτρου Q_{des} .

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$Q_{des} = 2,7 \text{ m}^3/\text{sec}$	$Q_{des} = 3,0 \text{ m}^3/\text{sec}$	$Q_{des} = 3,3 \text{ m}^3/\text{sec}$
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης προ φόρων	25,9 %	25,7 %	25,4 %
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης μετά φόρων	18,7 %	18,6 %	18,3 %
Απλή Επανείσπραξη	4,4 έτη	4,5 έτη	4,6 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	5,8 έτη	5,8 έτη	5,9 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	1.970.874 €	2.047.608 €	2.073.643 €
Αποταμιεύσεις Ετήσιου Κύκλου Λειτουργίας	251.286 €	261.070 €	264.389 €
Δείκτης Αποδοτικότητας	0,59	0,58	0,55

Τέλος, για την περίπτωση μεταβολής της Q_{des} το αρχικό κατασκευαστικό κόστος του έργου παρατηρείται πως μεταβάλλεται αισθητά συναρτήσει της συγκεκριμένης μεταβλητής. Συγκεκριμένα για μείωση της παραμέτρου κατά 10% αυτό μειώνεται στα €3.351.400 (-5,8%) ενώ για αύξησή της κατά 10% αυτό αυξάνεται στα €3.771.300 (+5,9%). Αυτό μπορεί να δικαιολογηθεί καθώς για μεγαλύτερη παροχή σχεδίασης απαιτείται καλύτερος ηλεκτρομηχανολογικός εξοπλισμός.

Στο σημείο αυτό παρουσιάζεται η περίπτωση μεταβολής της παραμέτρου e_g (βαθμός απόδοσης γεννήτριας) τα αποτελέσματα της οποίας φαίνονται στον Πίνακα 9.17.

Πίνακας 9.17: Αποτελέσματα της αξιολόγησης για τη μεταβολή της παραμέτρου e_g .

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$e_g = 97 \%$	$e_g = 95 \%$	$e_g = 93 \%$
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης προ φόρων	25,7 %	25,2 %	24,6 %
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης μετά φόρων	18,6 %	18,2 %	17,8 %
Απλή Επανείσπραξη	4,5 έτη	4,6 έτη	4,7 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	5,8 έτη	5,9 έτη	6,1 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	2.047.608 €	1.917.890 €	1.788.171 €
Αποταμιεύσεις Ετήσιου Κύκλου Λειτουργίας	261.070 €	244.531 €	227.992 €
Δείκτης Αποδοτικότητας	0,58	0,54	0,50

Στην περίπτωση μεταβολής αυτής της παραμέτρου, παρατηρούμε πως μόνο τα κριτήρια για την απλή επανείσπραξη και τον χρόνο μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή δεν μεταβάλλονται σημαντικά.

Στο επόμενο βήμα, εξετάζεται η περίπτωση μεταβολής της παραμέτρου e_f (συντελεστής διόρθωσης βαθμού απόδοσης του υδροστροβίλου) τα αποτελέσματα της οποίας φαίνονται στον Πίνακα 9.18.

Πίνακας 9.18: Αποτελέσματα της αξιολόγησης για τη μεταβολή της παραμέτρου e_f .

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$e_f = 5 \%$	$e_f = 2,5 \%$	$e_f = 0 \%$
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης προ φόρων	25,7 %	25,3 %	24,9 %
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης μετά φόρων	18,6 %	18,3 %	18,0 %
Απλή Επανείσπραξη	4,5 έτη	4,6 έτη	4,6 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	5,8 έτη	5,9 έτη	6,0 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	2.047.608 €	1.949.500 €	1.851.391 €
Αποταμιεύσεις Ετήσιου Κύκλου Λειτουργίας	261.070 €	248.561 €	236.052 €
Δείκτης Αποδοτικότητας	0,58	0,55	0,52

Δεν παρατηρείται στην περίπτωση της παραμέτρου αυτής, η μεταβολή της να προκαλεί την διαφοροποίηση που αναμενόταν. Κάτι τέτοιο θεωρείται δικαιολογείται εν μέρει, καθώς ο συντελεστής διόρθωσης του βαθμού απόδοσης των υδροστροβίλων είναι μια παράμετρος διορθωτική και όχι βασική.

Στη συνέχεια παρουσιάζεται η περίπτωση μεταβολής της παραμέτρου n (αριθμός υδροστροβίλων). Τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 9.19.

Πίνακας 9.19: Αποτελέσματα της αξιολόγησης για τη μεταβολή της παραμέτρου n .

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$n = 1$	$n = 2$	$n = 3$
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης προ φόρων	28,7 %	25,7 %	22,8 %
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης μετά φόρων	20,7 %	18,6 %	16,4 %
Απλή Επανείσπραξη	4,0 έτη	4,5 έτη	5,1 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	5,2 έτη	5,8 έτη	6,5 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	2.336.091 €	2.047.608 €	1.539.381 €
Αποταμιεύσεις Ετήσιου Κύκλου Λειτουργίας	297.852 €	261.070 €	196.271 €
Δείκτης Αποδοτικότητας	0,77	0,58	0,38

Στην περίπτωση αυτή το αρχικό κόστος της εγκατάστασης παρατηρείται να αυξάνει σημαντικά όσο αυξάνεται το πλήθος των υδροστροβίλων (από € 3.560.700 για το Βασικό Σενάριο σε € 3.028.350 και € 4.047.550, για ένα και τρεις υδροστροβίλους αντίστοιχα), γεγονός που αναμενόταν. Αυτό όμως που ξάφνιασε είναι ότι όσο περισσότεροι οι υδροστροβίλοι του σταθμού, τόσο λιγότερο αποδοτικό παρουσιάζεται το επενδυτικό σχέδιο.

Στη συνέχεια παρουσιάζεται η περίπτωση μεταβολής της παραμέτρου l_i (μήκος καλωδίου μεταφοράς διασύνδεσης). Τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 9.20. Η ελαχιστοποίηση της γραμμής διασύνδεσης προκαλεί βελτίωση στα κριτήρια αξιολόγησης του επενδυτικού σχεδίου ενώ ταυτόχρονα κατεβάζει, αν και ελάχιστα, το αρχικό κατασκευαστικό κόστος. Αυτό δικαιολογείται προφανώς από τις απώλειες που προκαλούνται στα μεγάλου μήκους καλώδια διασύνδεσης του σταθμού με το κεντρικό δίκτυο, τα οποία και συνήθως αποφεύγονται. Συγκεκριμένα, το σημαντικότερο από τα προβλήματα του πραγματικού μικρού υδροηλεκτρικού της λίμνης Τσιβλού, σε 15.000 ώρες λειτουργίας, είναι αυτό της συνεργασίας του έργου με το δίκτυο διανομής της ΔΕΗ [9.2].

Πίνακας 9.20: Αποτελέσματα της αξιολόγησης για τη μεταβολή της παραμέτρου n .

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$l_t = 10 \text{ km}$	$l_t = 25 \text{ km}$	$l_t = 40 \text{ km}$
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης προ φόρων	28,6 %	27,1 %	25,7 %
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης μετά φόρων	20,6 %	29,6 %	18,6 %
Απλή Επανείσπραξη	4,0 έτη	4,2 έτη	4,5 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	5,2 έτη	5,5 έτη	5,8 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	2.462.530 €	2.251.936 €	2.047.608 €
Αποταμιεύσεις Ετήσιου Κύκλου Λειτουργίας	313.972 €	287.122 €	261.070 €
Δείκτης Αποδοτικότητας	0,76	0,66	0,58

Στη συνέχεια μελετάται η περίπτωση μεταβολής στην παράμετρο r_{RE} (επιτόκιο προσαύξησης για πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ) η οποία επιλέχτηκε να κυμαίνεται στο $\pm 10\%$ της τιμής του Βασικού Σεναρίου. Τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 9.21. Σε αυτή την περίπτωση μεταβολής, παρατηρείται η μεταβολή των κριτηρίων αξιολόγησης όπως αυτή αναμενόταν καθώς το επιτόκιο είναι σημαντικός παράγοντας για τα μελλοντικά έσοδα του έργου.

Πίνακας 9.21: Αποτελέσματα της αξιολόγησης για τη μεταβολή της παραμέτρου r_{RE} .

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$r_{RE} = 2,7 \%$	$r_{RE} = 3 \%$	$r_{RE} = 3,3 \%$
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης προ φόρων	25,3 %	25,7 %	26,1 %
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης μετά φόρων	18,2 %	18,6 %	19,0 %
Απλή Επανείσπραξη	4,5 έτη	4,5 έτη	4,5 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	5,9 έτη	5,8 έτη	5,7 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	1.886.896 €	2.047.608 €	2.214.362 €
Αποταμιεύσεις Ετήσιου Κύκλου Λειτουργίας	240.579 €	261.070 €	282.331 €
Δείκτης Αποδοτικότητας	0,53	0,58	0,62

Η ανάλυση θα συνεχιστεί με την περίπτωση μεταβολής της παραμέτρου f_p (πληθωρισμός). Τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 9.22.

Πίνακας 9.22: Αποτελέσματα της αξιολόγησης για τη μεταβολή της παραμέτρου f_p .

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$f_p = 3,1 \%$	$f_p = 3,5 \%$	$f_p = 3,9 \%$
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης προ φόρων	25,8 %	25,7 %	25,7 %
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης μετά φόρων	18,7 %	18,6 %	18,5 %
Απλή Επανείσπραξη	4,5 έτη	4,5 έτη	4,5 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	5,8 έτη	5,8 έτη	5,8 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	2.073.313 €	2.047.608 €	2.020.593 €
Αποταμιεύσεις Ετήσιου Κύκλου Λειτουργίας	264.347 €	261.070 €	257.626 €
Δείκτης Αποδοτικότητας	0,58	0,58	0,57

Ως γνωστόν, το μέγεθος αυτό δίνει ένα μέτρο του κόστους αύξησης των αγαθών και υπηρεσιών με την πάροδο του χρόνου. Όσο πιο μεγάλη είναι η τιμή του, τόσο πιο πολύ αυξάνεται το κόστος των εν λόγω αγαθών και υπηρεσιών ανά μονάδα χρόνου. Ο μέσος όρος της περασμένης εικοσαετίας για την Ελλάδα είναι ίσος με 1,5%. Παρόλα ταύτα κρίθηκε πιο σημαντικό να γίνει ανάλυση ευαισθησίας σε τιμές $\pm 10\%$ της σημερινής του τιμής (3,5%). Στον Πίνακα 9.22, φαίνεται ότι η παράμετρος f_p δεν διαδραματίζει τόσο σημαντικό ρόλο στην ανάλυση. Συγκεκριμένα, αύξηση κατά ακόμη και κατά δύο ποσοστιαίες μονάδες περίπου σε σχέση με την αντίστοιχη τιμή του Βασικού Σεναρίου, επιφέρει ελάχιστη αλλαγή στα αποτελέσματα της αξιολόγησης.

Συνέχεια θα δοθεί με την ανάλυση της περίπτωσης μεταβολής της παραμέτρου D (προεξοφλητικό επιτόκιο). Το επιτόκιο αυτό τίθεται από τον επενδυτή ως μέτρο σύγκρισης για εναλλακτικές επενδυτικές κινήσεις με απόδοση D . Όσο πιο υψηλή τιμή λαμβάνει, τόσο πιο δύσκολα ένα επενδυτικό έργο κρίνεται αποδοτικό. Για το λόγο αυτό αναμένεται η όποια μεταβολή της τιμής του να επιφέρει σημαντικές αλλαγές στην αξιολόγηση του εξεταζόμενου επενδυτικού έργου. Τα αποτελέσματα της ανάλυσης φαίνονται στον Πίνακα 9.23, όπου η μεταβολή της παραμέτρου αντιστοιχεί στο $\pm 10\%$ της τιμής που δόθηκε στο Βασικό Σενάριο.

Πίνακας 9.23: Αποτελέσματα της αξιολόγησης για τη μεταβολή της παραμέτρου D .

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$D = 10,8 \%$	$D = 12 \%$	$D = 13,2 \%$
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης προ φόρων	25,7 %	25,7 %	25,7 %
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης μετά φόρων	18,6 %	18,6 %	18,6 %
Απλή Επανείσπραξη	4,5 έτη	4,5 έτη	4,5 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	5,8 έτη	5,8 έτη	5,8 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	2.640.529 €	2.047.608 €	1.542.718 €
Αποταμιεύσεις Ετήσιου Κύκλου Λειτουργίας	308.969 €	261.070 €	213.249 €
Δείκτης Αποδοτικότητας	0,74	0,58	0,43

Τα αποτελέσματα της ανάλυσης για την παράμετρο αυτή, είναι τα αναμενόμενα. Σταθερά στην μεταβολή αυτής της παραμέτρου παραμένουν τα κριτήρια της απλής επανείσπραξης και ο χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή. Η μεταβολή της τιμής του D σε σχέση με την αντίστοιχη τιμή του στο Βασικό Σενάριο, δεν επηρεάζει επίσης τον υπολογιζόμενο εσωτερικό βαθμό απόδοσης. Απλά συγκρίνεται με αυτόν. Επειδή σε κάθε εξεταζόμενη περίπτωση τιμής του D ισχύει ότι $IRR > D$ (βλ. Πίνακα 9.23), το επενδυτικό έργο παρουσιάζει θετική καθαρή παρούσα αξία, αν και αισθητές διαφορές σε κάθε περίπτωση. Αίσθηση προκαλεί και η σημαντική μεταβολή του δείκτη αποδοτικότητας.

Στη συνέχεια μελετάται η περίπτωση μεταβολής στην παράμετρο I_{tax} (ποσοστό επί του φορολογητέου εισοδήματος). Τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 9.24. Το ποσοστό επί του φορολογητέου εισοδήματος συνήθως κυμαίνεται από 0 έως και 35%, με την ελάχιστη τιμή να την λαμβάνει όταν ο επενδυτής του μικρού ΥΗΕ δεν θέλει να λάβει την αντίστοιχη επιδότηση του 40% από το κράτος (αναλύεται καλύτερα στα Σενάρια Χρηματοδότησης) και μόνο για τα πρώτα 10 έτη της λειτουργίας του έργου. Τα αποτελέσματα που προκύπτουν από αυτή την ανάλυση είναι εντελώς προβλέψιμα. Σταθερά μένουν ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης προ φόρων και η απλή επανείσπραξη σε όλες τις περιπτώσεις ενώ όλα τα υπόλοιπα κριτήρια βελτιώνονται αισθητά όσο μικρότερο είναι το ποσοστό επί του φορολογητέου εισοδήματος.

Πίνακας 9.24: Αποτελέσματα της αξιολόγησης για τη μεταβολή της παραμέτρου I_{tax} .

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$I_{tax} = 25 \%$	$I_{tax} = 30 \%$	$I_{tax} = 35 \%$
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης προ φόρων	25,7 %	25,7 %	25,7 %
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης μετά φόρων	9,8 %	18,6 %	17,4 %
Απλή Επανείσπραξη	4,5 έτη	4,5 έτη	4,5 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	5,4 έτη	5,8 έτη	6,2 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	2.433.241 €	2.047.608 €	1.661.976 €
Αποταμιεύσεις Ετήσιου Κύκλου Λειτουργίας	310.238 €	261.070 €	211.902 €
Δείκτης Αποδοτικότητας	0,68	0,58	0,47

Τέλος, εξετάζεται η περίπτωση μεταβολής της παραμέτρου PL (διάρκεια ωφέλιμης ζωής του έργου). Τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 9.25.

Πίνακας 9.25: Αποτελέσματα της αξιολόγησης για τη μεταβολή της παραμέτρου PL .

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$PL = 15$ έτη	$PL = 25$ έτη	$PL = 35$ έτη
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης προ φόρων	24,6 %	25,7 %	25,9 %
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης μετά φόρων	17,1 %	18,6 %	18,9 %
Απλή Επανείσπραξη	4,5 έτη	4,5 έτη	4,5 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	5,8 έτη	5,8 έτη	5,8 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	1.166.092 €	2.047.608 €	2.440.590 €
Αποταμιεύσεις Ετήσιου Κύκλου Λειτουργίας	171.211 €	261.070 €	298.525 €
Δείκτης Αποδοτικότητας	0,33	0,58	0,69

Ενδιαφέρον κρίνεται να ειπωθεί πως ο μέσος όρος ωφέλιμης ζωής ενός μικρού ΥΗΣ θεωρούνται τα 35 έτη. Στην ανάλυση αυτή έγινε η παραδοχή ότι η παραγόμενη ενέργεια από τον σταθμό πωλείται με την ίδια τιμή (όπως στο Βασικό Σενάριο) για όλη τη διάρκεια ζωής του έργου. Η περίπτωση μεταβολής αυτής της παραμέτρου, λόγω των αποτελεσμάτων που προκύπτουν, φαίνεται να είναι ιδιαίτερα σημαντική για την ανάπτυξη του συγκεκριμένου σταθμού και γενικά μπορεί να ειπωθεί ότι τέτοιου είδους επενδύσεις αποδίδουν καλύτερα μακροπρόθεσμα, για περίοδο άνω των είκοσι ετών.

9.9.2 ΠΡΟΣΘΕΤΟΝΤΑΣ ΠΡΑΛΙΣΤΙΚΕΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΥΣ ΣΤΟ ΒΑΣΙΚΟ ΣΕΝΑΡΙΟ

Παραπάνω πραγματοποιήθηκε ανάλυση ευαισθησίας σε ορισμένες από τις βασικές παραμέτρους του έργου. Ενδιαφέρον πάντως θα είχε να βλέπαμε και τις μεταβολές των κριτηρίων αξιολόγησης διατηρώντας σταθερά όλα τα παραπάνω χαρακτηριστικά, αντιμετωπίζοντας όμως το έργο σε πιο ρεαλιστική βάση.

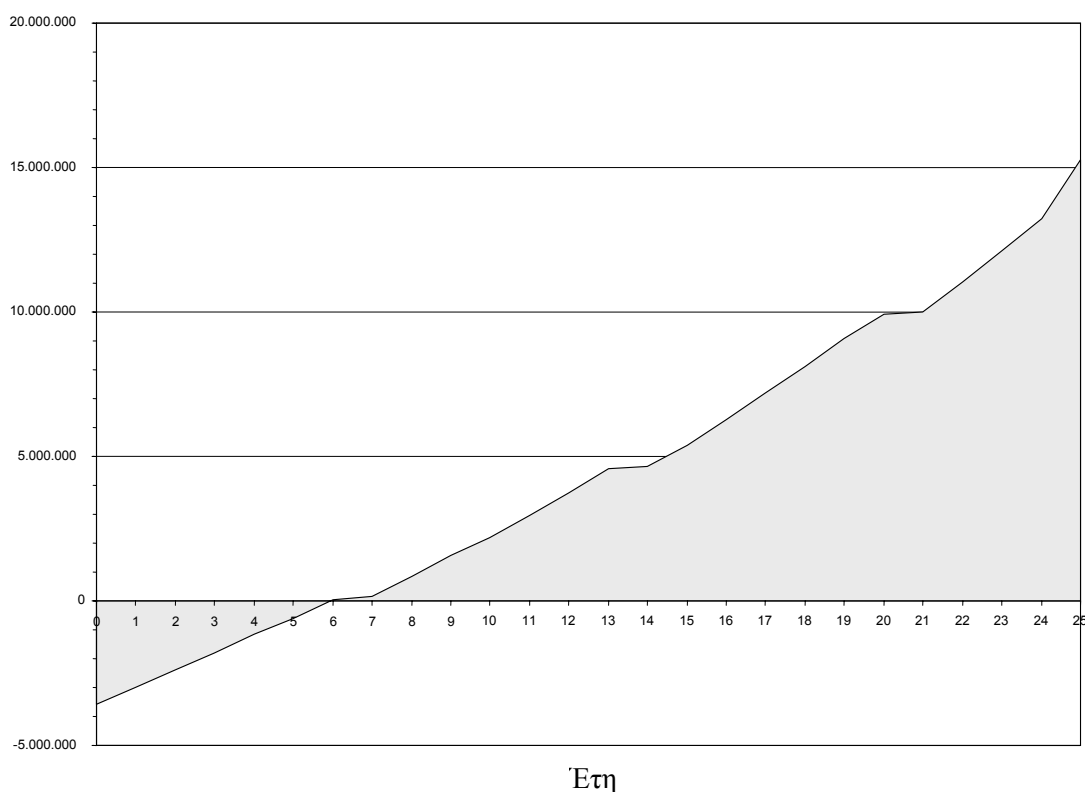
Αρχικά υποθέσαμε, για λόγους απλότητας, ότι δεν υπήρχαν στην περίπτωσή μας περιοδικά έξοδα. Στο πρώτο σενάριο που θα αναλυθεί υποθέτουμε ότι πλέον υπάρχουν. Συγκεκριμένα στην πρώτη περίπτωση αυτά αναλυτικά είναι 650.000€ ανά 7 έτη για

επισκευές ή ανακατασκευή της γεννήτριας και ακόμα 110.000€ ανά 5 έτη για την επιθεώρηση και την συντήρηση των υδροστροβίλων. Για την δεύτερη περίπτωση στα προηγούμενα αθροίζονται ακόμη 1.000.000€ ανά 10 έτη για γενικές επιθεωρήσεις και επισκευές στην μικρή υδροηλεκτρική εγκατάσταση.

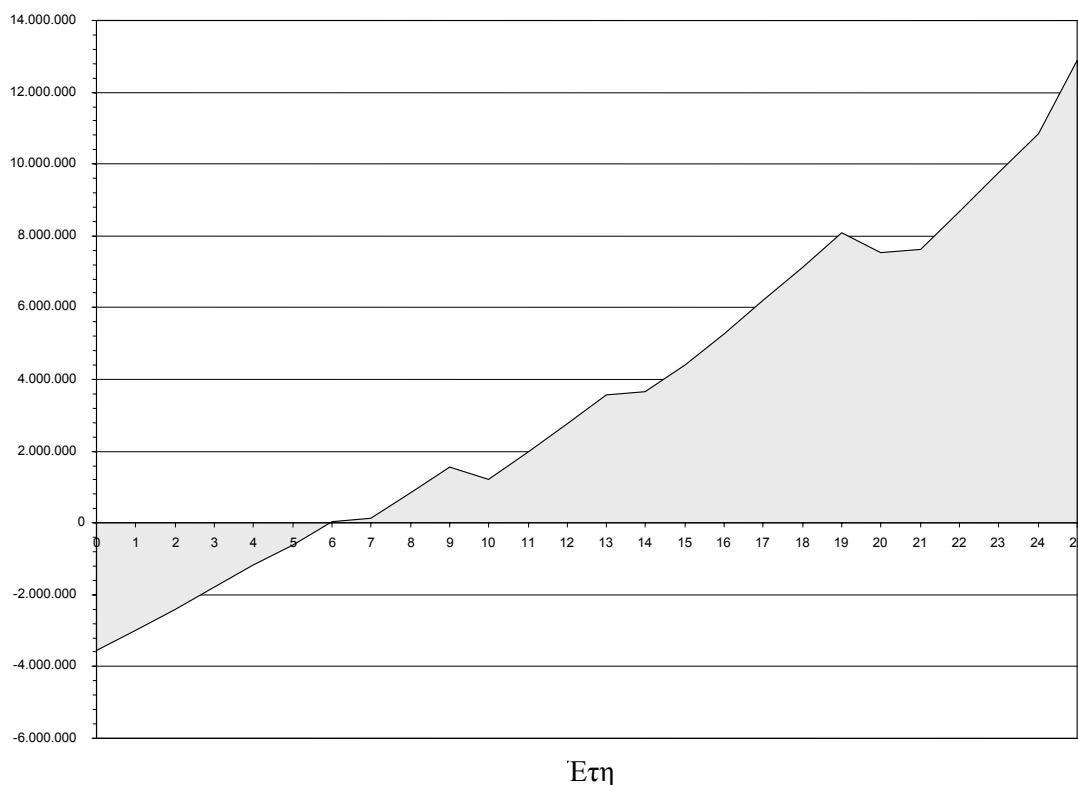
Ενδιαφέρουσα κρίθηκε η επίδραση των περιπτώσεων αυτών πάνω στις συνολικές καθαρές ταμειακές ροές μετά φόρων της επένδυσης των οποίων η σχηματική παρουσίαση φαίνεται μέσω των Σχημάτων 9.6 και 9.7. Οι παραπάνω περιπτώσεις για τα περιοδικά έξοδα του σταθμού, επιφέρουν στα κριτήρια χρηματοοικονομικής αξιολόγησης της επένδυσης αλλαγές, όπως αυτές φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 9.26.

Πίνακας 9.26: Αποτελέσματα της αξιολόγησης για την περίπτωση Περιοδικών Εξόδων

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	Μηδενικά Περιοδικά Έξοδα	650.000 € ανά 7 έτη και 110.000 € ανά 5 έτη	Περίπτωση 1 και 1.000.000 € ανά 10 έτη
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης προ φόρων	25,7 %	23,7 %	22,4 %
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης μετά φόρων	18,6 %	16,8 %	15,5 %
Απλή Επανείσπραξη	4,5 έτη	4,5 έτη	4,5 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	5,8 έτη	5,9 έτη	5,9 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	2.047.608 €	1.411.294 €	948.879 €
Αποταμιεύσεις Ετήσιου Κύκλου Λειτουργίας	261.070 €	179.940 €	120.995 €
Δείκτης Αποδοτικότητας	0,58	0,40	0,27



Σχήμα 9.6: Συνολικές καθαρές ταμειακές ροές για την 1^η περίπτωση Περιοδικών Εξόδων



Σχήμα 9.7: Συνολικές καθαρές ταμειακές ροές για την 2^η περίπτωση Περιοδικών Εξόδων

Όπως παρατηρούμε στον Πίνακα 9.26 αλλά και από τα Σχήματα 9.6 και 9.7 τα κριτήρια της απλής επανείσπραξης και ο χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή μένουν ουσιαστικά ανεπηρέαστα καθώς το πρώτο χρονικά περιοδικό έξοδο έρχεται εφόσον αυτά έχουν σχεδόν ικανοποιηθεί. Παρατηρώντας πιο προσεκτικά το σχήμα 9.7, γίνεται φανερό ότι κοντά στα έτη 10 και 20 η καμπύλη των ταμειακών ροών παίρνει αρνητική κλίση. Οι εσωτερικοί δείκτες απόδοσης προ φόρων και μετά φόρων πέφτουν αισθητά, όπως άλλωστε και η καθαρά παρούσα αξία μαζί με τον δείκτη αποδοτικότητας.

Οι τιμές που δόθηκαν στα περιοδικά έξοδα, μπορεί να ειπωθεί πως είναι ιδιαίτερα υψηλές. Παρόλα ταύτα, το επενδυτικό σχέδιο κρίνεται ακόμη αποδοτικό και ικανοποιεί όλα τα κριτήρια του Πίνακα 9.26 ακόμη και κάτω από αυτές τις ρεαλιστικές συνθήκες των δύο προαναφερθέντων παραδειγμάτων χωρίς δανεισμούς και επιχορηγήσεις.

Στο Βασικό Σενάριο θεωρήθηκε πως δεν υπήρξε απόσβεση του εξοπλισμού του σταθμού. Σε αυτό το σενάριο που θα αναλυθεί υποθέτουμε ότι πλέον υπάρχει. Συγκεκριμένα στην πρώτη περίπτωση η απόσβεση γίνεται γραμμικά με φορολογική βάση λογιστικής απόσβεσης $T_{basis} = 80\%$ και περίοδο μειωμένου φορολογικού συντελεστή $DL = 25$ έτη. Για την δεύτερη περίπτωση η απόσβεση γίνεται αναλογικά με φορολογική βάση λογιστικής απόσβεσης $T_{basis} = 80\%$ και ρυθμό λογιστικής απόσβεσης $r_{depr} = 12\%$.

Όπως παρατηρούμε στον Πίνακα 9.27 με την λογιστική απόσβεση βελτιώνονται αισθητά όλα τα κριτήρια (εκτός του εσωτερικού βαθμού απόδοσης προ φόρων και της απλής επανείσπραξης καθώς η λογιστική απόσβεση λαμβάνεται υπόψη στις μετά φόρων ταμειακές ροές). Η λογιστική απόσβεση του εξοπλισμού ενός μικρού υδροηλεκτρικού σταθμού παραγωγής ανανεώσιμης ενέργειας συνήθως αποσβένεται με την γραμμική μέθοδο, ενδεικτικές τιμές της οποίας είναι αυτές που μόλις αναλύθηκαν.

Πίνακας 9.27: Αποτελέσματα της αξιολόγησης για την περίπτωση Λογιστικής Απόσβεσης

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	Καμιά Απόσβεση	Γραμμική Απόσβεση	Αναλογική Απόσβεση
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης προ φόρων	25,7 %	25,7 %	25,7 %
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης μετά φόρων	18,6 %	20,6 %	21,5 %
Απλή Επανεξπράξη	4,5 έτη	4,5 έτη	4,5 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	5,8 έτη	5,2 έτη	4,9 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	2.047.608 €	2.466.515 €	2.626.728 €
Αποταμιεύσεις Ετήσιου Κύκλου Λειτουργίας	261.070 €	314.481 €	334.908 €
Δείκτης Αποδοτικότητας	0,58	0,69	0,74

9.9.3 ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ ΜΕ ΣΕΝΑΡΙΑ ΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗΣ

Στην ενότητα αυτή θα παρουσιαστούν διάφορα σενάρια χρηματοδότησης για την ανάπτυξη του σταθμού. Τα σενάρια αυτά αφορούν την προέλευση των χρηματικών πόρων που θα χρησιμοποιηθούν για την υλοποίηση του συγκεκριμένου έργου και το ποσοστό των αρχικών κοστών που αυτοί καλύπτουν. Για παράδειγμα, η χρηματοδότηση του έργου μπορεί να προέρχεται εξολοκλήρου από χρήματα που διαθέτουν μόνο οι ενδιαφερόμενοι επενδυτές (*ίδια κεφάλαια*). Άλλες πηγές χρηματοδότησης μπορεί να αποτελέσουν ένας ενδεχόμενος δανεισμός (*λήψη δανείου*) αλλά και διάφορες κρατικές επιχορηγήσεις.

Στην Ελλάδα όλα τα μικρά υδροηλεκτρικά έργα επιδοτούνται από το κράτος με 40% του αρχικού κατασκευαστικού κόστους, ενώ παλιότερα το ποσοστό αυτό ήταν ίσο με 50%. Σύμφωνα με τον νόμο 2601/98, οι επενδυτές μπορούν να επιλέξουν να μην πάρουν την παραπάνω επιδότηση και να λειτουργήσουν την επιχείρηση χωρίς φόρους για μια δεκαετία. Σύμφωνα με άλλες μελέτες η τελευταία περίπτωση σπάνια επιλέγεται διότι δίνει συγκριτικά πολύ χαμηλότερο βαθμό εσωτερικής απόδοσης [9.5]. Παρόλα ταύτα η παρακάτω ανάλυση δεν θα μελετήσει την επένδυση αποκλειστικά και μόνο χρησιμοποιώντας τα παραπάνω δεδομένα, γιατί οι καταστάσεις γρήγορα αλλάζουν.

Ένας ικανοποιητικός τρόπος ανάλυσης της υλοποίησης ενός μικρού υδροηλεκτρικού έργου, είναι να ληφθούν υπόψιν όλοι οι προαναφερόμενοι τρόποι χρηματοδότησης (*ίδια κεφάλαια*, *δανεισμός*, *επιχορηγήσεις*), με συγκεκριμένο ποσοστό συμμετοχής του κάθε πόρου στη χρηματοδότηση του έργου. Σε κάθε διαφορετικό σενάριο χρηματοδότησης θα αντιστοιχεί ένα σχήμα χρηματοδότησης. Στη συγκεκριμένη ανάλυση, το σχήμα χρηματοδότησης θεωρείται ως εξής: *ίδια κεφάλαια – δανεισμός – επιχορηγήσεις*. Σε κάθε μέλος του σχήματος αυτού, αναφέρεται το ποσοστό συμμετοχής του κάθε πόρου στη χρηματοδότηση. Για παράδειγμα, στην περίπτωση που δεν υπάρχουν κρατικές επιχορηγήσεις και οι ενδιαφερόμενοι επενδυτές αποφασίσουν να λάβουν ως δάνειο το 40% των αρχικών δαπανών, τότε το σχήμα που αντιστοιχεί στο σενάριο αυτό, είναι το ακόλουθο: 60% - 40% - 0%. Στη συνέχεια ακολουθεί ο ίδιος τρόπος απεικόνισης των σχημάτων χρηματοδότησης.

Η μελέτη των διάφορων σχημάτων χρηματοδότησης θα πραγματοποιηθεί με τα ίδια κριτήρια αξιολόγησης που πραγματοποιήθηκε η ανάλυση ευαισθησίας στις προηγούμενες ενότητες με επιπρόσθετο στοιχείο τον δείκτη αυτοχρηματοδότησης για τις περιπτώσεις δανεισμού. Τα κριτήρια αυτά φαίνονται στον Πίνακα 9.13. Τα σχήματα χρηματοδότησης που θα μελετηθούν, φαίνονται στον Πίνακα 9.28.

Πίνακας 9.28: Σχήματα χρηματοδότησης

Σχήμα χρηματοδότησης
100% - 0% - 0%
60% - 40% - 0%
30% - 70% - 0%
60% - 0% - 40%
100% - 0% - 0%, με συνθήκες μειωμένης φορολογίας
40% - 20% - 40%

9.9.3.1 ΣΧΗΜΑ ΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗΣ 100% - 0% - 0%

Το σχήμα αυτό αντιμετωπίζει το μικρό υδροηλεκτρικό σαν ένα απλό επενδυτικό σχέδιο το οποίο στηρίζεται στην πλήρη χρηματοδότηση του έργου από ίδια κεφάλαια των επενδυτών. Οι τιμές των παραμέτρων είναι ίδιες με αυτές του Βασικού Σεναρίου. Τα αποτελέσματα της αξιολόγησης για το σχήμα αυτό είναι αυτά που παρουσιάστηκαν σε προηγούμενες παραγράφους και στους παρακάτω πίνακες είναι γραμμοσκιασμένα.

9.9.3.2 ΣΧΗΜΑ ΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗΣ 60% - 40% - 0%

Στην ενότητα αυτή θα μελετηθεί η περίπτωση του σχήματος χρηματοδότησης 60% - 40% - 0%. Αυτό σημαίνει ότι η χρηματοδότηση του έργου προέρχεται κατά 60% από ίδια κεφάλαια των επενδυτών και κατά 40% από δανεισμό. Η λήψη δανείου συνεπάγεται χρέη τα οποία πρέπει να αποπληρωθούν από τους επενδυτές σε κάποιο χρονικό διάστημα (περίοδος εξόφλησης χρεών, $Debt_{term}$). Η εξόφληση των χρεών αυτών θα πραγματοποιηθεί λαμβάνοντας υπόψιν και ένα επιτόκιο εξόφλησης χρεών (r_{debt}) για το παραπάνω χρονικό διάστημα που θα υφίστανται τα τελευταία. Το γεγονός της εισαγωγής των δύο αυτών επιπλέον παραμέτρων στην ανάλυση, εγείρει το ενδιαφέρον για τον τρόπο που αυτά μπορούν να επηρεάσουν τα αποτελέσματα της αξιολόγησης όταν μεταβάλλεται η τιμή τους. Για το λόγο αυτό, θα πραγματοποιηθεί ανάλυση ευαισθησίας για αυτές τις δύο νέες παραμέτρους.

Στην ανάλυση του συγκεκριμένου σχήματος χρηματοδότησης οι τιμές όλων των παραμέτρων είναι ίδιες με αυτές του Βασικού Σεναρίου. Καθώς ήδη είδαμε την επιρροή που έχουν αυτές στα κριτήρια αξιολόγησης δεν πραγματοποιούμε επιπλέον ανάλυση ευαισθησίας. Στο σενάριο αυτό, οι επενδυτές καλούνται να καταβάλλουν $60\% \cdot \text{€}3561000 = \text{€}2136600$, ενώ τα υπόλοιπα $\text{€}3561000 - \text{€}2136600 = \text{€}1424400$ θα προέλθουν από λήψη δανείου. Για την εξέταση του τρόπου με τον οποίο οι μεταβλητές $Debt_{term}$ και r_{debt} επηρεάζουν τα αποτελέσματα της αξιολόγησης, θα πραγματοποιηθεί ανάλυση ευαισθησίας του συγκεκριμένου σχήματος χρηματοδότησης για τις περιπτώσεις μεταβολής των τιμών αυτών όπως φαίνεται στον Πίνακα 9.29.

Τα αποτελέσματα του Πίνακα 9.29 είναι εμφανώς βελτιωμένα σε σχέση με τα αντίστοιχα του Βασικού Σεναρίου, εκτός του χρόνου για την πρώτη καθαρή θετική ταμειακή ροή για $Debt_{term} = 7$ έτη. Ο IRR του δανείου υπερτερεί κατά πολύ έναντι του IRR του Βασικού Σεναρίου σε κάθε περίπτωση που εξετάζεται και οι τιμές των κριτηρίων αξιολόγησης κρίνονται σαφέστατα ικανοποιητικές.

Αυτό που παρατηρείται στα αποτελέσματα του Πίνακα 9.29, είναι το γεγονός ότι όσο αυξάνεται η περίοδος εξόφλησης των χρεών (του δανείου δηλαδή), τόσο τα αποτελέσματα παρουσιάζουν μια σχετική βελτίωση. Αυτό πιθανόν μπορεί να εξηγηθεί από το γεγονός ότι επειδή αυξάνει η περίοδος αποπληρωμής του δανείου, τόσο μειώνεται η ετήσια δόση

αποπληρωμής του τελευταίου (βλ. σχέση 3.65, § 3.7.1 της παρούσας εργασίας), κάτι που σημαίνει ότι οι ετήσιες ταμειακές ροές παρουσιάζουν θετικότερα αποτελέσματα (μεγαλύτερα ετήσια έσοδα).

Πίνακας 9.29: Τιμές των παραμέτρων $Debt_{term}$ και r_{debt} για τις οποίες πραγματοποιείται ανάλυση ευαισθησίας στο σχήμα χρηματοδότησης 60% - 40% - 0%.

Βασικό Σενάριο	Κριτήριο Αξιολόγησης	Συνθήκες Δανείου								
		$Debt_{term} = 7$ έτη			$Debt_{term} = 10$ έτη			$Debt_{term} = 13$ έτη		
		r_{debt} (%)			r_{debt} (%)			r_{debt} (%)		
		9	10	11	9	10	11	9	10	11
25,7 %	IRR προ φόρων (%)	30,9	30,6	30,3	32,3	31,9	31,5	33,2	32,8	32,4
18,6 %	IRR μετά φόρων (%)	21,7	21,5	21,3	22,6	22,4	22,2	23,4	23,1	22,9
4,5 έτη	Απλή Επαν/ξη (έτη)	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
5,8 έτη	Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή (έτη)	5,9	6,0	6,1	5,1	5,2	5,2	4,8	4,8	4,9
2047608 €	Κ.Π.Α. (10 ³ €)	2300	2270	2241	2371	2334	2296	2432	2388	2344
261.070 €	Αποταμ/σεις Ε.Κ.Α. (10 ³ €)	293	289	286	302	298	293	310	305	286
0,58	Δείκτης Αποδ/τας	1,08	1,06	1,05	1,11	1,09	1,07	1,14	1,12	1,10
-	Δείκτης Αυτοχρ/σης	2,89	2,79	2,70	3,68	3,53	2,70	4,30	4,08	3,87

Αυτό που επίσης παρατηρείται είναι ότι όσο αυξάνει το επιτόκιο εξόφλησης των χρεών r_{debt} , τόσο χειροτερεύουν τα αποτελέσματα αξιολόγησης για το επενδυτικό έργο. Το γεγονός αυτό είναι αναμενόμενο, καθώς όσο μεγαλύτερο είναι το επιτόκιο εξόφλησης των χρεών (του δανείου δηλαδή), τόσο μεγαλώνει η ετήσια δόση αποπληρωμής των χρεών (βλ. σχέση 3.65, § 3.7.1 της παρούσας εργασίας).

Τέλος, θα πρέπει να αναφερθεί πως για τον επενδυτή ενώ, όπως από τα παραπάνω προκύπτει, είναι συμφέρουσα η μεγαλύτερη δυνατή περίοδος ταυτόχρονα με το χαμηλότερο δυνατό επιτόκιο για την εξόφληση των χρεών, αυτό είναι ουτοπικό καθώς κανένας δανειστής δεν πρόκειται να κοιτάξει το συμφέρον του επενδυτή. Για την περίπτωση επιλογής μεταξύ δύο δανείων πρέπει να προσεχτεί κάθε χρηματοοικονομικό κριτήριο και να επιλεχτεί η πιο συμφέρουσα πρόταση. Συγκεκριμένα, μεταξύ δανείου με $Debt_{term} = 13$ έτη και $r_{debt} = 11\%$ και δανείου με $Debt_{term} = 10$ έτη και $r_{debt} = 9\%$, πιθανότατα οι επενδυτές να επιλέξουν το δεύτερο για τους λόγους που φαίνονται στον Πίνακα 9.29.

9.9.3.3 ΣΧΗΜΑ ΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗΣ 30% - 70% - 0%

Στην ενότητα αυτή θα μελετηθεί η περίπτωση του σχήματος χρηματοδότησης 70% - 30% - 0%. Αυτό σημαίνει ότι η χρηματοδότηση του έργου προέρχεται κατά 30% από ίδια κεφάλαια των επενδυτών και κατά 70% από δανεισμό. Η λήψη δανείου συνεπάγεται χρέη τα

οποία πρέπει να αποπληρωθούν από τους επενδυτές σε κάποιο χρονικό διάστημα (περίοδος εξόφλησης χρεών, $Debt_{term}$). Η εξόφληση των χρεών αυτών θα πραγματοποιηθεί λαμβάνοντας υπόψιν και ένα επιτόκιο εξόφλησης χρεών (r_{debt}) για το παραπάνω χρονικό διάστημα που θα υφίστανται τα τελευταία. Το γεγονός της εισαγωγής των δύο αυτών επιπλέον παραμέτρων στην ανάλυση, εγείρει το ενδιαφέρον για τον τρόπο που αυτά μπορούν να επηρεάσουν τα αποτελέσματα της αξιολόγησης όταν μεταβάλλεται η τιμή τους. Για το λόγο αυτό, θα πραγματοποιηθεί ανάλυση ευαισθησίας για αυτές τις δύο νέες παραμέτρους.

Στην ανάλυση του συγκεκριμένου σχήματος χρηματοδότησης οι τιμές όλων των παραμέτρων είναι ίδιες με αυτές του Βασικού Σεναρίου. Καθώς ήδη είδαμε την επιρροή που έχουν αυτές στα κριτήρια αξιολόγησης δεν πραγματοποιούμε επιπλέον ανάλυση ευαισθησίας. Στο σενάριο αυτό, οι επενδυτές καλούνται να καταβάλλουν $30\% \cdot €3561000 = €1068500$, ενώ τα υπόλοιπα $€3561000 - €1068500 = €2492500$ θα προέλθουν από λήψη δανείου. Για την εξέταση του τρόπου με τον οποίο οι μεταβλητές $Debt_{term}$ και r_{debt} επηρεάζουν τα αποτελέσματα της αξιολόγησης, θα πραγματοποιηθεί ανάλυση ευαισθησίας του συγκεκριμένου σχήματος χρηματοδότησης για τις περιπτώσεις μεταβολής των τιμών αυτών όπως φαίνεται στον Πίνακα 9.30.

Πίνακας 9.30: Τιμές των παραμέτρων $Debt_{term}$ και r_{debt} για τις οποίες πραγματοποιείται ανάλυση ευαισθησίας στο σχήμα χρηματοδότησης 70% - 30% - 0%.

Βασικό Σενάριο	Κριτήριο Αξιολόγησης	Συνθήκες Δανείου								
		$Debt_{term} = 7$ έτη			$Debt_{term} = 10$ έτη			$Debt_{term} = 13$ έτη		
		r_{debt} (%)			r_{debt} (%)			r_{debt} (%)		
		9	10	11	9	10	11	9	10	11
25,7 %	IRR προ φόρων (%)	40,4	39,4	38,4	46,2	44,8	43,5	50,2	48,7	47,2
18,6 %	IRR μετά φόρων (%)	26,4	25,9	25,4	30,1	29,4	28,7	33,5	32,6	31,7
4,5 έτη	Απλή Επαν/ξη (έτη)	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
5,8 έτη	Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή (έτη)	6,3	6,7	7,0	4,0	4,1	4,3	3,3	3,4	3,5
2047608 €	Κ.Π.Α. (10 ³ €)	2489	2438	2385	2614	2549	2483	2720	2644	2566
261.070 €	Αποταμ/σεις Ε.Κ.Α. (10 ³ €)	317	311	304	333	325	317	347	337	327
0,58	Δείκτης Αποδ/τας	2,33	2,28	2,23	2,45	2,39	2,32	2,55	2,48	2,40
-	Δείκτης Αυτοχρ/σης	1,65	1,60	1,55	2,10	2,01	1,93	2,46	2,33	2,21

Τα αποτελέσματα του Πίνακα 9.30 είναι εμφανώς βελτιωμένα σε σχέση με τα αντίστοιχα του Βασικού Σεναρίου, εκτός του χρόνου για την πρώτη καθαρή θετική ταμειακή ροή για $Debt_{term} = 7$ έτη. Επίσης, μπορεί να αναφερθεί ότι τα αποτελέσματα αυτά είναι πολύ πιο βελτιωμένα και από την περίπτωση χρηματοδότησης 60%- 40%- 0%, αν εξαιρέσουμε το κριτήριο του δείκτη αυτοχρηματοδότησης. Ο IRR του δανείου υπερτερεί κατά πολύ έναντι του IRR του Βασικού Σεναρίου σε κάθε περίπτωση που εξετάζεται και οι τιμές των κριτηρίων αξιολόγησης κρίνονται σαφέστατα ικανοποιητικές.

Αυτά που παρατηρούνται στα αποτελέσματα του Πίνακα 9.30, όσο αφορά την επίδραση της αύξησης της περιόδου εξόφλησης των χρεών (του δανείου δηλαδή) και της μείωσης του επιτοκίου εξόφλησης των χρεών r_{debt} είναι απολύτως συμβατά με αυτά που παρουσιάζονται και στον Πίνακα 9.31 και όπως προαναφέρθηκε η βελτίωση των αποτελεσμάτων μπορεί να εξηγηθεί από την σχέση 3.65, § 3.7.1 της παρούσας εργασίας.

Τέλος, θα πρέπει να αναφερθεί πως για τον επενδυτή ενώ είναι συμφέρουσα η μεγαλύτερη δυνατή περίοδος ταυτόχρονα με το χαμηλότερο δυνατό επιτόκιο για την εξόφληση των χρεών, αυτό είναι ουτοπικό καθώς κανένας δανειστής δεν πρόκειται να κοιτάξει το συμφέρον του επενδυτή. Για την περίπτωση επιλογής μεταξύ δύο δανείων πρέπει να προσεχτεί κάθε χρηματοοικονομικό κριτήριο και να επιλεχτεί η πιο συμφέρουσα πρόταση. Συγκεκριμένα, για το χρηματοδοτικό δάνειο 60%- 40%- 0% με $Debt_{term} = 13$ έτη και $r_{debt} = 9\%$ και για το χρηματοδοτικό δάνειο 30%- 70%- 0% με $Debt_{term} = 7$ έτη και $r_{debt} = 11\%$, παρατηρείται από τους Πίνακες 9.29 και 9.30 ότι ενώ μερικά οικονομικά κριτήρια (όπως ο IRR και ο δείκτης αποδοτικότητας) κλίνουν προς την αποδοχή του δεύτερου, μερικά άλλα (όπως ο χρόνος μέχρι την πρώτη θετική καθαρή ταμειακή ροή, η καθαρά παρούσα αξία και ο δείκτης αυτοχρηματοδότησης) προτείνουν το δεύτερο σχήμα. Η επιλογή ανήκει στους επενδυτές.

9.9.3.4 ΕΠΙΧΟΡΗΓΗΣΗ ΑΠΟ ΤΟ ΚΡΑΤΟΣ

Στην ενότητα αυτή θα μελετηθεί η περίπτωση χρηματοδότησης από το κράτος. Αυτό σημαίνει ότι η χρηματοδότηση του έργου προέρχεται κατά 60% από ίδια κεφάλαια των επενδυτών και κατά 40% από επιχορήγηση. Όπως προαναφέρθηκε, το κράτος αντί της επιχορήγησης αυτής, δίνει την δυνατότητα μειωμένης, ως και μηδενικής φορολόγησης. Για το λόγο αυτό, θα πραγματοποιηθεί ανάλυση ευαισθησίας για αυτές τις δύο περιπτώσεις.

Στην ανάλυση του συγκεκριμένου σχήματος χρηματοδότησης οι τιμές όλων των παραμέτρων είναι ίδιες με αυτές του Βασικού Σεναρίου. Καθώς ήδη είδαμε την επιρροή που έχουν αυτές στα κριτήρια αξιολόγησης δεν πραγματοποιούμε επιπλέον ανάλυση ευαισθησίας. Στην πρώτη περίπτωση του σεναρίου αυτού, οι επενδυτές καλούνται να καταβάλλουν $60\% \cdot €3561000 = €2136600$, ενώ τα υπόλοιπα $€3561000 - €2136600 = €1424400$ θα προέλθουν από την επιχορήγηση του κράτους. Στην δεύτερη περίπτωση οι επενδυτές καταβάλουν από ίδια κεφάλαια το 100% του ποσού αυτού, με μειωμένη όμως φορολογία. Για την εξέταση του τρόπου με τον οποίο τα παραπάνω επηρεάζουν τα κριτήρια της αξιολόγησης, θα πραγματοποιηθεί ανάλυση ευαισθησίας στην κάθε περίπτωση επιδότησης από το κράτος, όπως φαίνεται στον Πίνακα 9.31. Στην ανάλυση αυτή θα συμπεριληφθεί και χρηματοδοτικό σχήμα 40%- 20%- 40% με $Debt_{term} = 5$ έτη και $r_{debt} = 11\%$, συνθήκες όχι ιδιαίτερα ευνοϊκές αλλά αρκετά κοντά στην πραγματικότητα.

Τα αποτελέσματα του Πίνακα 9.31 είναι εμφανώς βελτιωμένα σε σχέση με τα αντίστοιχα του Βασικού Σεναρίου, όπως και άλλωστε αναμενόταν καθώς μιλάμε για επιχορήγηση από το κράτος. Συγκριτικά με τον τρόπο επιχορήγησης πάντως, δηλαδή μεταξύ του 40% του κατασκευαστικού κόστους και της μειωμένης φορολογίας τα πράγματα δεν είναι τελείως ξεκάθαρα. Θα πρέπει σε αυτό το σημείο να ειπωθεί πως ο νόμος 2601/98 λέει ότι οι επενδυτές μπορούν να επιλέξουν να μην πάρουν την επιδότηση και να λειτουργήσουν την επιχείρηση χωρίς φόρους για μια δεκαετία. Κάτι τέτοιο όμως δεν είναι δυνατό να υπολογιστεί από τον αλγόριθμο και έτσι η μηδενική φορολογία για δέκα έτη διασπάστηκε σε μηδενική φορολογία για όλη την διάρκεια ζωής του έργου και στις ελάχιστες φορολογίες της τάξεως του 3 και 6%. Σύμφωνα με άλλες μελέτες η περίπτωση της μειωμένης φορολογίας σπάνια επιλέγεται [9.5] από τους επενδυτές διότι δίνει συγκριτικά πολύ χαμηλότερο βαθμό εσωτερικής απόδοσης, όπως εξάλλου φαίνεται και στον Πίνακα 9.31. Τέλος, θα πρέπει να

αναφερθεί πως για τον επενδυτή η συγκεκριμένη περίπτωση δανεισμού είναι συμφέρουσα, αν και διαφορετικές συνθήκες ίσως να μην τον ευνοούσαν.

Πίνακας 9.31: Τιμές των παραμέτρων $Debt_{term}$ και r_{debt} για τις οποίες πραγματοποιείται ανάλυση ευαισθησίας στο σχήμα χρηματοδότησης 70% - 30% - 0%.

Βασικό Σενάριο	Κριτήριο Αξιολόγησης	Συνθήκες Επιχορήγησης				
		100%- 0%- 0% με μειωμένη φορολογία I_{tax} (%)			Επιχορήγηση 60%- 0%- 40%	Δανεισμός & Επιχορήγηση 40%- 20%- 40%
		0	3	6		
25,7 %	IRR προ φόρων (%)	25,7	25,7	25,7	41,2	49,3
18,6 %	IRR μετά φόρων (%)	25,7	25,0	24,3	25,1	27,7
4,5 έτη	Απλή Επαν/ξη (έτη)	4,5	4,5	4,5	2,7	2,7
5,8 έτη	Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή (έτη)	4,2	4,3	4,4	4,3	4,4
2047608 €	Κ.Π.Α. (10^3 €)	4361	4130	4899	3045	3120
261.070 €	Αποταμ/σεις Ε.Κ.Λ. (10^3 €)	556	527	497	388	398
0,58	Δείκτης Αποδ/τας	1,22	1,16	1,09	0,86	1,10
-	Δείκτης Αυτοχρ/σης	-	-	-	-	4,24

9.10 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ-ΣΧΟΛΙΑ

Το επενδυτικό έργο που εξετάστηκε θεωρείται αποδοτικό και η υλοποίησή του κρίνεται συμφέρουσα, με βάση όλα τα χρηματοοικονομικά κριτήρια που εξετάστηκαν.

Σύμφωνα με έγκυρες πηγές, ο αλγόριθμος παράγει χαμηλούς βαθμούς απόδοσης σε σύγκριση με τους πραγματικούς [Παναγιωτόπουλος]. Έτσι, στους εξαγόμενους βαθμούς απόδοσης του αλγορίθμου προστέθηκε η προσαρμογή αποδοτικότητας $e_f = 5\%$, η μεταβολή της οποίας όμως όπως είδαμε από την ανάλυση ευαισθησίας δεν είναι κρίσιμη για τα κριτήρια της οικονομικής βιωσιμότητας του σταθμού.

Το μεγάλο μήκος των αγωγών ύδατος και της γραμμής διασύνδεσης, απαιτούν αρκετά υψηλό κατασκευαστικό κόστος, συγκεκριμένα 17% και 10% αντίστοιχα του συνολικού κατασκευαστικού κόστους των εγκαταστάσεων. Πρέπει ακόμη να αναφερθεί πως το σημαντικότερο από τα προβλήματα του πραγματικού μικρού υδροηλεκτρικού της λίμνης Τσιβλού, σε 15000 ώρες λειτουργίας του, είναι αυτό της συνεργασίας του έργου με το δίκτυο διανομής της ΔΕΗ [9.2] που πιθανότητα να οφείλεται στο μεγάλο μήκος της γραμμής διασύνδεσης.

Ενώ για την κατασκευή του σταθμού θα χρειαστεί κατασκευή εξαμμοωτή, εκκαθάριση του τοπίου από δέντρα, κ.α., τα αντίστοιχα κόστη δεν φαίνονται σε επικεφαλίδες όπως

υπάρχουν στην “Λεπτομερή” μέθοδο κοστολόγησης παρά συνυπολογίστηκαν μαζί με άλλα κατασκευαστικά κόστη από τους τύπους της “Τυπικής” μεθόδου κοστολόγησης.

Το κόστος των μικρών υδροηλεκτρικών έργων ακόμη και σήμερα επιβαρύνεται σε πολύ μεγάλο ποσοστό από την αγορά ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού (μέσο ποσοστό περίπου 25%- 35% των συνολικών αρχικών δαπανών) που για την περίπτωση μας αντιστοιχεί στο 31%. Η τυποποίησή τους και η αγορά έτοιμων υδροστροβίλων βοηθά στην μείωση του ποσού αυτού όπως έχει αναλυθεί στην παράγραφο 2.4.2.1 της παρούσας διπλωματικής.

Η γεννήτρια που θα χρησιμοποιηθεί στον σταθμό ενδεχομένως να χρειασθεί ανακατασκευή κάθε 6 έως 9 έτη. Επίσης για τον υδροστρόβιλο κρίνεται απαραίτητο να συντηρείται από ειδικούς για την αποφυγή της καταστροφής του κάθε 5 έως 8 έτη. Παρόλα αυτά είναι δύσκολη η εκτίμηση του αντίστοιχου περιοδικού κόστους και έτσι αποφεύχθηκε να υπολογιστεί η επίδρασή του στην χρηματοοικονομική βιωσιμότητα του έργου κατά το Βασικό Σενάριο. Για κόστος ανακατασκευής της γεννήτριας 650000€ ανά 7 έτη και επιπλέον κόστος για την επιθεώρηση και την συντήρηση των υδροστροβίλων 110000€ ανά 5 έτη ο δείκτης *IRR*, έπεσε από 25,7% στο 23,7% όπως φαίνεται στην παράγραφο 9.8.2 της παρούσας διπλωματικής.

Η ανάλυση ευαισθησίας έδειξε ότι οι πιο σημαντικές παράμετροι για την οικονομική βιωσιμότητα των μικρών ΥΗΣ είναι το ύψος της υδατόπτωσης (H_g), ο αριθμός των υδροστροβίλων (n), το επιτόκιο προσαύξησης της παραγόμενης ενέργειας (r_{RE}), το προεξοφλητικό επιτόκιο (D) και το τέλος της ωφέλιμης ζωής του έργου (PL). Ανάλογα με τις επιπτώσεις που έχουν οι τιμές των παραπάνω μεταβλητών πάνω στα κριτήρια αξιολόγησης βγαίνει το συμπέρασμα ότι για την καλύτερη οικονομική απόδοση ενός μικρού ΥΗΣ πρέπει να προσδοκάται απλότητα στον σχεδιασμό με έμφαση στην πρακτικότητα και στην εύκολη κατασκευή των δομών του. Επίσης πρέπει να αναφερθεί πως κάθε τοποθεσία είναι μοναδική, δεδομένου ότι περίπου 65%- 75% του κόστους κατασκευής καθορίζεται από τη θέση και τις συνθήκες της τοποθεσίας. Έτσι, πρέπει για την τοποθεσία κατασκευής του έργου να αναζητείται η βέλτιστη δυνατή θέση που να δίνει τις πιο ικανοποιητικές τιμές σε παράγοντες κρίσιμους για την παραγωγή υδραυλικής ενέργειας όπως το ύψος της υδατόπτωσης και η παροχή του ύδατος. Τέλος, είδαμε ότι η διάρκεια της ωφέλιμης ζωής του έργου διαδραματίζει σημαντικό ρόλο στην οικονομική βιωσιμότητα του μικρού ΥΗΣ. Συγκεκριμένα, από την προηγούμενη ανάλυση προκύπτει ότι για μεγαλύτερες διάρκειες ζωής του έργου, αυτό είναι πιο αποδοτικό.

Για το συγκεκριμένο μικρό ΥΗΣ, φαίνεται ότι η λήψη δανείου οδηγεί σε πολύ καλά αποτελέσματα για την οικονομική βιωσιμότητά του.

Τέλος, συγκριτικά με τον τρόπο επιχορήγησης του έργου από το κράτος, δηλαδή μεταξύ της επιχορήγησης με 40% επί του κατασκευαστικού κόστους και μεταξύ της μειωμένης φορολογίας, ο αλγόριθμος προτείνει στους επενδυτές την πρώτη περίπτωση διότι δίνει συγκριτικά πολύ μεγαλύτερο βαθμό εσωτερικής απόδοσης.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ 9^{ου} ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ

- [9.1] Μ. Παναγιωτόπουλος (ΚΑΠΕ), “Τεχνικά Στοιχεία ΜΥΗΕ στην Ελλάδα”, Στοιχεία από το ΚΑΠΕ, Αθήνα 05/09/2003
- [9.2] Π. Μεντζελόπουλος, Ν. Παντελάκης “Υδροηλεκτρικό Έργο Τσιβλού- 15000 ώρες λειτουργίας”, Πρακτικά 2^{ου} Εθνικού Συνεδρίου “Η εφαρμογή των ΑΠΕ– Προτεραιότητες σε συνθήκες απελευθερωμένης αγοράς”, Αθήνα 19-21/03/2001
- [9.3] Υδρολογικά στοιχεία του ποταμού Κράθι, “Κράθις παρά την Τσιβλόν”, Υδρολογική μελέτη 1960-1964.
- [9.4] Μ. Ε. Αψερίδου, “Αιολική ενέργεια – Θεσμικό πλαίσιο και οικονομική ανάλυση”, Διπλωματική εργασία, ΕΜΠ, Αθήνα 2002.
- [9.5] J.K. Kaldellis, D.S. Vlachou, G. Korbakis, “*Techno-economic evaluation of small hydro power plants in Greece: a complete sensitivity analysis*”, Energy Policy, Vol. 33, pp. 1969-1985, 2005.
- [9.6] Δ. Γεωργακέλλος, “Χρηματοοικονομική ανάλυση και αξιολόγηση της οικονομικής απόδοσης μικρού υδροηλεκτρικού σταθμού”, Πρακτικά 7^{ου} Εθνικού Συνεδρίου για τις ήπιες μορφές ενέργειας, Πάτρα, 06-08/11/2002
- [9.7] <http://www.westerngreece.gr/tourism/gr/showResort.php?id=re6>, Accessed on 8/5/2005
- [9.8] http://www.akrata.gr/business/yhs_tsivlou.htm, Accessed on 8/5/2005

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Η εκμετάλλευση της ενέργειας των υδατοπτώσεων γίνεται σε μεγάλους και μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς. Η ηλεκτροπαραγωγή δεν είναι η μοναδική τους χρήση. Συνδυάζουν την δυνατότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και ικανοποίησης τόσο αρδευτικών όσο και αναγκών ύδρευσης. Οι μικροί υδροηλεκτρικοί σταθμοί ορίζονται σαν σταθμοί με εγκατεστημένη ισχύ μέχρι 10 MW περίπου.

Οι μικροί ΥΗΣ, όπως τους αποκαλούμε εν συντομία, τόσο στη φάση της μελέτης τους όσο και κατά την κατασκευή τους είναι έργα σύνθετα που απαιτούν τη συνεργασία μηχανικών και επιστημόνων πολλών ειδικοτήτων. Έτσι, εύκολα γίνεται κατανοητό ότι τα μικρά Υδροηλεκτρικά Έργα δεν χαρακτηρίζονται ως “μικρά” μόνο επειδή είναι μικρής ισχύος σε σύγκριση με τα “μεγάλα”. Η διαφοροποίηση δεν είναι μόνο αντικείμενο κλίμακας αλλά κυρίως διαφορετικής θεώρησης όσο αφορά τον σχεδιασμό τους, την εκμετάλλευση και τις προδιαγραφές.

Στην παρούσα διπλωματική εργασία παρουσιάστηκε μια μεθοδολογία τεχνοοικονομικής αξιολόγησης για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μικρά υδροηλεκτρικά έργα. Η μεθοδολογία αυτή καλύπτει όλες τις φάσεις ανάπτυξης του έργου, από τον αρχικό σχεδιασμό έως και την τελική οικονομική του αξιολόγηση.

Η ενεργειακή κρίση που άρχισε στη δεκαετία του 1970 έστρεψε τις βιομηχανικές και αναπτυσσόμενες χώρες σε αναζήτηση των εγχώριων και στην διερεύνηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας για να καλύψουν μέρος των ενεργειακών τους αναγκών. Η υδροηλεκτρική ενέργεια είναι μια ανανεώσιμη πηγή ενέργειας που μπορεί να βοηθήσει σημαντικά στην αποδέσμευσή μας από το πετρέλαιο. Αυτή την στιγμή περισσότερο από 19% της παγκόσμιας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας παράγεται μέσω μεγάλων και μικρών υδροηλεκτρικών εγκαταστάσεων. Σε ότι αφορά την εξέλιξη της παραγωγής και ανάπτυξης μικρών ΥΗΕ, διαπιστώθηκε ότι κυρίαρχη θέση κατέχουν η Κίνα, οι Η.Π.Α., η Ιαπωνία και η Γαλλία. Στην Κίνα, συγκεκριμένα, περισσότερο από 19.000 MW ηλεκτρικής ενέργειας παράγονται από 45.000 μικρές υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις.

Εξαιτίας της συνεχώς αυξανόμενης ανάγκης για λήψη μέτρων τα οποία αφορούν την προστασία του περιβάλλοντος, η χρησιμοποίηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) παρουσιάζει σημαντική πρόοδο σε πολλές περιοχές του κόσμου. Πολλές χώρες, ορίζουν θεσμικά πλαίσια για τη χρησιμοποίηση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και συγκεκριμένα, η ευρωπαϊκή επιτροπή με κοινοτικές οδηγίες ουσιαστικά θέτει σε προτεραιότητα τη χρήση ΑΠΕ σε όλες τις χώρες-μέλη. Μία αξιόπιστη απάντηση στην αναζήτηση για την αύξηση της χρήσης των ΑΠΕ φαίνεται να είναι η υδροηλεκτρική ενέργεια, η οποία το τελευταίο διάστημα κερδίζει συνεχώς έδαφος. Η Ελλάδα έχει αξιόλογο υδροδυναμικό μικρής ισχύος με σημαντικά περιθώρια ανάπτυξης αλλά πολύ μικρό βαθμό αξιοποίησης, σε αντίθεση με ορισμένες, ευρωπαϊκές κυρίως χώρες, που λόγω παράδοσης και τεχνογνωσίας, έχουν επιτύχει υψηλό βαθμό αξιοποίησης του υδροδυναμικού τους. Επειδή οι θέσεις για ανάπτυξη μεγάλων ΥΗΣ είτε έχουν πλέον ήδη αξιοποιηθεί είτε υπάρχουν αντιδράσεις στις τοποθεσίες αυτές από τοπικές κοινότητες, μπορεί να ειπωθεί πως οι μικροί ΥΗΣ είναι αυτή την στιγμή ο πιο

αποδοτικός και σίγουρος τρόπος για την αύξηση της παραγόμενης υδροηλεκτρικής ενέργειας που παρέχεται στην αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας.

Η διπλωματική αυτή παρουσιάζει λεπτομερώς εξισώσεις για τον υπολογισμό του βαθμού απόδοσης μεγάλης ποικιλίας μικρών υδροστροβίλων. Οι καμπύλες βαθμού απόδοσης των υδροστροβίλων μαζί με την καμπύλη διάρκειας της παροχής και (στην περίπτωση των απομονωμένων δικτύων) την καμπύλη διάρκειας του φορτίου, επιτρέπουν τον υπολογισμό της ενέργειας που παραδίδεται από την εν λόγω μικρή εγκατάσταση παραγωγής υδροηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο. Παράλληλα, υπάρχουν εξισώσεις που επιτρέπουν την εκτίμηση των αρχικών δαπανών του έργου στηριζόμενες σε βασικά στοιχεία του έργου που εισάγονται από τον χρήστη, ενώ εναλλακτικά, μπορεί να χρησιμοποιηθεί και η “Λεπτομερής” μέθοδος κοστολόγησης. Τέλος, ακολουθεί χρηματοοικονομική αξιολόγηση του έργου λαμβάνοντας υπόψιν κλασικά κριτήρια οικονομικής αξιολόγησης, όπως τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης προ και μετά φόρων, την καθαρή παρούσα αξία, την απλή επανείσπραξη, το χρόνο μέχρι την πρώτη θετική καθαρή ταμειακή ροή που θα παρουσιάσει το έργο, το δείκτη αποδοτικότητας και το δείκτη αυτοχρηματοδότησης για την περίπτωση λήψης δανείου. Πολλά από τα κριτήρια αυτά λαμβάνουν υπόψιν τη διαχρονική αξία του χρήματος, αξιολογώντας με τον τρόπο αυτό το έργο σε όλη τη διάρκειά του, προσδίδοντας ένα μεγάλο βαθμό αξιοπιστίας στα εξαγόμενα συμπεράσματα. Η ακρίβεια των αλγορίθμων της διπλωματικής, όσο αφορά την τεchnοοικονομική αξιολόγηση ενός μικρού ΥΗΕ, είναι άριστη για το στάδιο της προμελέτης του έργου.

Στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής εργασίας, η περιγραφόμενη μεθοδολογία εφαρμόστηκε σε τέσσερις υλοποιήσεις εγκατάστασης μικρών ΥΗΣ, οι οποίες έλαβαν χώρα κατά το παρελθόν και συγκεκριμένα το έτος 2000. Ο τόπος εγκατάστασης για τις τρεις από αυτές είναι κάποιες περιοχές του Καναδά και για την μια είναι η Γουατεμάλα. Οι εφαρμογές αυτές αφορούν την εγκατάσταση μικρών ΥΗΣ για διαφορετικές χρήσεις, με το μέγεθος της εγκατεστημένης τους ισχύος να διαφέρει από εφαρμογή σε εφαρμογή. Τα αποτελέσματα εφαρμογής της περιγραφόμενης μεθοδολογίας σε αυτές τις περιπτώσεις έδειξαν ότι η εγκατάσταση των αντίστοιχων μικρών ΥΗΣ επέφερε σημαντικά οικονομικά πλεονεκτήματα στους εμπλεκόμενους επενδυτές.

Επίσης, η περιγραφόμενη μεθοδολογία οικονομικής αξιολόγησης εφαρμόστηκε και για την περίπτωση εγκατάστασης ενός μικρού ΥΗΣ στην περιοχή της Ακράτας στην βόρεια Πελοπόννησο, με οδηγό ένα μικρό ΥΗΕ που ήδη υπάρχει στην συγκεκριμένη τοποθεσία του ποταμού Κράθι. Ο υπό μελέτη σταθμός θα διασυνδέεται με το κεντρικό δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας και όλη η παραγόμενη ενέργεια από αυτόν θα πωλείται στην ηλεκτρική εταιρία (Δ.Ε.Η. ΑΕ). Η μορφολογία της Ελλάδας ευνοεί την ανάπτυξη μικρών ΥΗΕ, οπότε η εξέταση τις προαναφερθείσας περίπτωσης έχει σημαντικό ενδιαφέρον. Τα στοιχεία που χρησιμοποιήθηκαν στην μελέτη είναι γνωστά από περιπτώσεις ανάπτυξης παρόμοιων μικρών ΥΗΕ και αντλήθηκαν από τη βιβλιογραφία. Ο μικρός αυτός ΥΗΣ έχει εγκαταστημένη ισχύ ίση με 2674 kW και το εκτιμώμενο κόστος του ισούται με € 3.560.700. Τα αποτελέσματα για την οικονομική αξιολόγηση του παραπάνω μικρού ΥΗΣ προέκυψαν, για προεπιλεγμένες τιμές των παραμέτρων που τους χαρακτηρίζουν (Βασικό Σενάριο) και υποβλήθηκαν σε ανάλυση ευαισθησίας, για τον καθορισμό του τρόπου με τον οποίο μεταβάλλονται τα κριτήρια της χρηματοοικονομικής αξιολόγησης και το εκτιμώμενο αρχικό κατασκευαστικό κόστος, αν μεταβληθεί η τιμή μίας κάθε φορά παραμέτρου του Βασικού Σεναρίου. Η σύγκριση των αποτελεσμάτων αυτών έδειξε ότι ο μικρός ΥΗΣ είναι επενδυτικά εξαιρετικά βιώσιμος για όλες τις περιπτώσεις που αναλύθηκαν.