



**ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ
ΠΕΙΡΑΙΩΣ**
ΤΜΗΜΑ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΗΣ
ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ ΚΑΙ
ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ



**ΕΘΝΙΚΟ
ΜΕΤΣΟΒΙΟ
ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ**
ΣΧΟΛΗ ΧΗΜΙΚΩΝ
ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

ΔΙΑΤΜΗΜΑΤΙΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ
ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ & ΠΡΟΣΤΑΣΙΑΣ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ

**ΤΕΧΝΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ
ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΒΙΟΜΑΖΑ ΓΕΩΡΓΙΚΟΥ ΤΟΜΕΑ:
ΕΠΙΧΕΙΡΗΜΑΤΙΚΑ ΣΧΕΔΙΑ ΓΙΑ ΠΕΝΤΕ ΝΟΜΟΥΣ
ΤΗΣ ΕΛΛΗΝΙΚΗΣ ΕΠΙΚΡΑΤΕΙΑΣ**



ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΗ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΑΓΓΕΛΙΚΗ ΣΑΓΑΝΗ

ΕΠΙΒΛΕΠΩΝ ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ: ΒΑΣΙΛΕΙΟΣ ΔΕΛΟΥΣΗΣ

ΑΘΗΝΑ 2013



**ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ
ΠΕΙΡΑΙΩΣ**
ΤΜΗΜΑ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΗΣ
ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ ΚΑΙ
ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ



**ΕΘΝΙΚΟ
ΜΕΤΣΟΒΙΟ
ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ**
ΣΧΟΛΗ ΧΗΜΙΚΩΝ
ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

ΔΙΑΤΜΗΜΑΤΙΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ
ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ & ΠΡΟΣΤΑΣΙΑΣ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ

**ΤΕΧΝΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ
ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΒΙΟΜΑΖΑ ΓΕΩΡΓΙΚΟΥ ΤΟΜΕΑ:
ΕΠΙΧΕΙΡΗΜΑΤΙΚΑ ΣΧΕΔΙΑ ΓΙΑ ΠΕΝΤΕ ΝΟΜΟΥΣ
ΤΗΣ ΕΛΛΗΝΙΚΗΣ ΕΠΙΚΡΑΤΕΙΑΣ**

ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΗ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΑΓΓΕΛΙΚΗ ΣΑΓΑΝΗ

ΕΠΙΒΛΕΠΩΝ: ΒΑΣΙΛΕΙΟΣ ΔΕΔΟΥΣΗΣ
ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟΥ ΠΕΙΡΑΙΩΣ

ΤΡΙΜΕΛΗΣ ΕΞΕΤΑΣΤΙΚΗ ΕΠΙΤΡΟΠΗ:

ΒΑΣΙΛΕΙΟΣ ΔΕΔΟΥΣΗΣ
ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟΥ ΠΕΙΡΑΙΩΣ

ΜΑΡΙΑΝΝΑ ΧΑΤΖΗΔΗΜΗΤΡΙΟΥ
ΕΠΙΚΟΥΡΟΣ ΚΑΘΗΓΗΤΡΙΑ ΓΕΩΠΟΝΙΚΟΥ ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟΥ ΑΘΗΝΩΝ

ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ ΣΙΔΗΡΑΣ
ΑΝΑΠΛΗΡΩΤΗΣ ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟΥ ΠΕΙΡΑΙΩΣ

ΑΘΗΝΑ 2013

ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ

ΠΕΡΙΛΗΨΗ	5
ABSTRACT	6
ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ	7
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1^ο – ΕΙΣΑΓΩΓΗ	8
1.1 Μελλοντικό παγκόσμιο ενεργειακό τοπίο	8
1.2 Φαινόμενο του Θερμοκηπίου – Μια ευαίσθητη ισορροπία	9
1.3 Διεθνείς προσπάθειες αντιμετώπισης του φαινομένου του θερμοκηπίου.....	11
1.3.1 Η κατάσταση στην Ελλάδα	12
1.4 Ο ρόλος των ΑΠΕ στην αντιμετώπιση του φαινομένου του θερμοκηπίου.....	14
1.4.1 Η περίπτωση της βιομάζας – Σκοπός Εργασίας	14
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2^ο – ΓΕΝΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΓΙΑ ΤΗ ΒΙΟΜΑΖΑ	17
2.1 Εισαγωγή	17
2.2 Είδη – Πηγές Βιομάζας.....	20
2.2.1 Γεωργικά υπολείμματα.....	20
2.2.2 Υπολείμματα δασικού τομέα.....	21
2.2.3 Ενεργειακές καλλιέργειες.....	21
2.2.4 Ζωικά απόβλητα	23
2.2.5 Αστικά στερεά απορρίμματα	24
2.2.6 Βιομηχανικά απορρίμματα	25
2.2.7 Αστικά λύματα.....	25
2.3 Βασικές Ιδιότητες Βιομάζας.....	25
2.3.1 Στοιχειακή ανάλυση	25
2.3.2 Θερμογόνος Δύναμη.....	26
2.3.3 Περιεκτικότητα σε υγρασία.....	26
2.3.4 Πυκνότητα	26
2.3.5 Περιεκτικότητα σε τέφρα	26
2.4 Δυναμικό Βιομάζας	27
2.4.1 Διαθέσιμο δυναμικό βιομάζας σε παγκόσμια κλίμακα.....	28
2.4.2 Η κατάσταση στην Ελλάδα	30
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3^ο – ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΜΕΤΑΤΡΟΠΗ ΒΙΟΜΑΖΑΣ / ΕΠΙΣΚΟΠΗΣΗ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΩΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	33
3.1 Θερμοδυναμική προσέγγιση Κύκλου Rankine	33
3.2 Οργανικός κύκλος Rankine (ORC).....	35
3.2.1 Γενικά στοιχεία για τον κύκλο ORC	35
3.2.2 Επιλογή εργαζόμενου μέσου κύκλου ORC	36

3.2.3 Αρχή λειτουργίας κύκλου ORC.....	36
3.2.4 Επιδόσεις μονάδας ORC.....	38
3.3 Σύγκριση κύκλου ORC και απλού κύκλου Rankine.....	40
3.4 Τεχνολογίες μετατροπής βιομάζας για ηλεκτροπαραγωγή.....	41
3.4.1 Θερμοχημικές διεργασίες.....	42
3.4.1.1 Απευθείας καύση.....	42
3.4.1.1.1 Καύση σε εσχάρα (Grate firing).....	44
3.4.1.1.2 Καύση σε ρευστοποιημένη κλίνη (Fluidised Bed Combustion, FBC).....	46
3.4.1.2 Σύγκαιση με άνθρακα.....	49
3.4.1.3 Αεριοποίηση.....	49
3.4.1.4 Πυρόλυση.....	54
3.4.2 Βιοχημικές διεργασίες.....	55
3.4.2.1 Αναερόβια χώνευση (Βιοαέριο).....	55
3.5 Περιβαλλοντικές επιπτώσεις ενεργειακής αξιοποίησης βιομάζας.....	57
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4^ο – ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ ΜΕΛΕΤΩΝ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΒΙΟΜΑΖΑΣ ΓΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	60
4.1 Διεθνώς.....	60
4.2 Στην Ελλάδα.....	67
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5^ο – ΜΕΛΕΤΗ ΠΕΡΙΠΤΩΣΕΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΜΕ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΓΕΩΡΓΙΚΗΣ ΒΙΟΜΑΖΑΣ ΣΕ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥΣ ΝΟΜΟΥΣ.....	73
5.1 Ανάλυση και εκτίμηση παραγωγής γεωργικής βιομάζας.....	73
5.1.1 Μεθοδολογία υπολογισμού υπολειμμάτων γεωργικού τομέα.....	73
5.2 Μελέτη περίπτωσης Νομού Αργολίδας.....	85
5.2.1 Γενική περιγραφή Νομού Αργολίδας.....	85
5.2.2 Επιχειρηματικό σχέδιο αξιοποίησης κλαδοδεμάτων πορτοκαλιάς για ηλεκτροπαραγωγή ..	86
5.2.2.1 Αξιοποιήσιμο δυναμικό βιομάζας – Επιλογή μεγέθους μονάδας.....	87
5.2.2.2 Χωροθέτηση μονάδας.....	88
5.2.2.3 Οικονομική Ανάλυση.....	89
5.2.2.3.1 Α' Χρηματοδοτικό Σχήμα: Χωρίς Επιχορήγηση.....	92
5.2.2.3.2 Β' Χρηματοδοτικό Σχήμα: Με Επιχορήγηση.....	102
5.2.2.4 Ανάλυση εκπομπών αερίου του θερμοκηπίου.....	109
5.3 Μελέτη περίπτωσης Νομού Ηρακλείου.....	110
5.3.1 Γενική περιγραφή Νομού Ηρακλείου.....	110
5.3.2 Επιχειρηματικό σχέδιο αξιοποίησης ελαιοκλαδεμάτων και πυρηνόξυλου για ηλεκτροπαραγωγή.....	112
5.3.2.1 Αξιοποιήσιμο δυναμικό βιομάζας – Επιλογή μεγέθους μονάδας.....	113
5.3.2.2 Χωροθέτηση μονάδας.....	114

5.3.2.3 Οικονομική Ανάλυση.....	115
5.3.2.3.1 Α' Χρηματοδοτικό Σχήμα: Χωρίς Επιχορήγηση	116
5.3.2.3.2 Β' Χρηματοδοτικό Σχήμα: Με Επιχορήγηση	124
5.3.2.4 Ανάλυση εκπομπών αερίου του θερμοκηπίου.....	132
5.4 Μελέτη περίπτωσης Νομού Πέλλας.....	134
5.4.1 Γενική περιγραφή Νομού Πέλλας	134
5.4.2 Επιχειρηματικό σχέδιο αξιοποίησης κλαδοδεμάτων ροδακινιάς για ηλεκτροπαραγωγή...	135
5.4.2.1 Αξιοποιήσιμο δυναμικό βιομάζας – Επιλογή μεγέθους μονάδας.....	135
5.4.2.2 Χωροθέτηση μονάδας	136
5.4.2.3 Οικονομική Ανάλυση.....	137
5.4.2.4 Ανάλυση εκπομπών αερίου του θερμοκηπίου.....	152
5.5 Μελέτη περίπτωσης Νομού Σερρών.....	153
5.5.1 Γενική περιγραφή Νομού Σερρών	153
5.5.2 Επιχειρηματικό σχέδιο αξιοποίησης αχύρου σιτηρών για ηλεκτροπαραγωγή	155
5.5.2.1 Αξιοποιήσιμο δυναμικό βιομάζας – Επιλογή μεγέθους μονάδας.....	155
5.5.2.2 Χωροθέτηση μονάδας	156
5.5.2.3 Οικονομική Ανάλυση.....	157
5.5.2.4 Ανάλυση εκπομπών αερίου του θερμοκηπίου.....	174
5.6 Μελέτη περίπτωσης Νομού Φθιώτιδας	175
5.6.1 Γενική περιγραφή Νομού Φθιώτιδας.....	175
5.6.2 Επιχειρηματικό σχέδιο αξιοποίησης αχύρου σιτηρών για ηλεκτροπαραγωγή	176
5.6.2.1 Αξιοποιήσιμο δυναμικό βιομάζας – Επιλογή μεγέθους μονάδας.....	177
5.6.2.2 Χωροθέτηση μονάδας	177
5.6.2.3 Οικονομική Ανάλυση.....	178
5.6.2.3.1 Α' Χρηματοδοτικό Σχήμα: Χωρίς Επιχορήγηση	179
5.6.2.3.2 Β' Χρηματοδοτικό Σχήμα: Με Επιχορήγηση	186
5.6.2.4 Ανάλυση εκπομπών αερίου του θερμοκηπίου.....	193
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6^ο – ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ.....	195
6.1) Σύνοψη εργασίας – Συμπεράσματα.....	195
6.2 Προτάσεις για περαιτέρω έρευνα.....	199
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ.....	201
Παράρτημα 1. Σύγκριση δυναμικού γεωργικών υπολειμμάτων με τη Βιβλιογραφία	201
Παράρτημα 2. Νομοθετικό Πλαίσιο για τη Διαχείριση της Βιομάζας στην Ελλάδα.....	205
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ	209

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Η εξάντληση των ορυκτών καυσίμων σε συνδυασμό με την υποβάθμιση του περιβάλλοντος που επικρατεί παγκοσμίως, έχουν οδηγήσει τα τελευταία χρόνια στη διαμόρφωση μιας νέας ενεργειακής πολιτικής, τόσο σε διεθνές όσο και σε ευρωπαϊκό επίπεδο. Στο πλαίσιο της νέας αυτής ενεργειακής πολιτικής δημιουργούνται ενδιαφέρουσες προοπτικές για την αξιοποίηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ). Σημαντικός τομέας των ΑΠΕ με περιβαλλοντικά και οικονομικά οφέλη για το μέλλον, είναι εκείνος της ενεργειακής αξιοποίησης της βιομάζας. Αντικείμενο της παρούσας διπλωματικής εργασίας αποτελεί η τεχνοοικονομική ανάλυση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύση βιομάζας γεωργικού τομέα σε πέντε νομούς της ελληνικής επικράτειας: Αργολίδας, Ηρακλείου, Πέλλας, Σερρών και Φθιώτιδας. Η ανάλυση χωρίζεται σε δύο βασικά μέρη. Στο πρώτο μέρος καταγράφονται οι καλλιεργούμενες εκτάσεις και η απόδοση των κύριων γεωργικών προϊόντων ανά εξεταζόμενο νομό για τα έτη 2004-2007. Ακολουθώντας, υπολογίζεται η διαθεσιμότητα των γεωργικών υπολειμμάτων κάθε νομού για εφαρμογές βιοενέργειας. Στο δεύτερο μέρος της ανάλυσης διερευνάται η βιωσιμότητα μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύση γεωργικής βιομάζας. Αρχικά, ανά νομό μελέτης επιλέγεται ως καύσιμη ύλη εκείνο το γεωργικό υπόλειμμα που είναι διαθέσιμο σε μεγάλες ποσότητες και η υγρασία συγκομιδής του είναι μικρότερη του 50% κ.β., απαραίτητη προϋπόθεση για τη θερμοχημική μετατροπή του. Έτσι, στο Νομό Αργολίδας χρησιμοποιούνται ως καύσιμο τα κλαδοδέματα πορτοκαλιάς, στο Νομό Ηρακλείου τα ελαιοκλαδοδέματα και το πυρηνόξυλο, στο Νομό Πέλλας τα κλαδοδέματα ροδακινιάς και στους Νομούς Σερρών και Φθιώτιδας το άχυρο από την καλλιέργεια του σιταριού. Στη συνέχεια, υπολογίζεται η «καθαρή» ηλεκτρική ισχύς που παράγει κάθε μονάδα και επιλέγεται η στρατηγικότερη οικονομικά θέση εγκατάστασής της. Καταλήγοντας, εκτιμάται η οικονομικότητα – βιωσιμότητα κάθε μονάδας, με βασικές παραδοχές για τις διάφορες παραμέτρους που επηρεάζουν την αποδοτικότητά της (επενδυτικό κόστος, κόστος λειτουργίας και καυσίμου, τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, επιτόκιο προεξόφλησης). Παράλληλα, εξετάζεται η ευαισθησία των αποτελεσμάτων στις τιμές των παραμέτρων. Τέλος, αναδεικνύονται τα περιβαλλοντικά οφέλη από την εγκατάσταση των μονάδων καύσης γεωργικής βιομάζας, μέσω υπολογισμού των εκπομπών του διοξειδίου του άνθρακα (CO₂) που εξοικονομούνται ετησίως αν οι συμβατικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αντικατασταθούν από μονάδες καύσης βιομάζας.

ABSTRACT

In recent years, the exhaustion of fossil fuels and worldwide environmental degradation have led to the implementation of a new energy policy, both at an international and European level. This new energy policy opens up new prospects for the penetration of renewable energy sources (RES). An important source of renewable energy with significant environmental and economic benefits for the future is biomass. The purpose of this diploma thesis is the technical and economic evaluation of agricultural residues fired biomass power plants in five prefectures of the Greek territory: Argolis, Heraklion, Pella, Serres and Phthiotis. The study is divided into two main parts. The first part presents the land cultivated and the average production (or the yield) of the primary agricultural products per region for the years 2004-2007. Subsequently, the availability of agricultural residues is calculated for bioenergy applications. The viability of biomass power plants is investigated in the second part of the thesis. Firstly, the biomass fuel from agricultural residues is selected for each prefecture, taking into account must its availability in large quantities and its moisture content, which should be less than 50 wt.%. Thus, in Argolis orange tree pruning is proposed as biomass fuel, in Heraklion olive tree pruning and dried pressed olive kernel, in Pella peach tree pruning and in Serres and Phthiotis wheat straw. Next, the power units capacity is estimated and the appropriate location of building biomass power plants is proposed. The sustainability of each plant is investigated according to basic assumptions for various parameters that affect the efficiency of the plant (i.e. investment costs, operating and fuel cost, power sales, discount rate). The sensitivity of results to parameter values is also examined. Finally, the environmental benefits of installing biomass power plants are presented by calculating the annual carbon dioxide (CO₂) emissions savings to be incurred by the replacement of conventional power plants with biomass power plants.

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Στο σημείο αυτό θα ήθελα να ευχαριστήσω ορισμένους ανθρώπους που διαδραμάτισαν πολύ σημαντικό ρόλο στην περάτωση της παρούσας διπλωματικής εργασίας:

- Πρωτίστως, ευχαριστώ από καρδιάς τον Κύριο Βασίλειο Δεδούση, Καθηγητή του Τμήματος Βιομηχανικής Διοίκησης και Τεχνολογίας του Πανεπιστημίου Πειραιώς και επιβλέποντα αυτής της εργασίας, για την εμπιστοσύνη που έδειξε στο πρόσωπό μου με την ανάθεση ενός τόσο ενδιαφέροντος θέματος, που θα μπορούσε να συνδυάσει και τις γνώσεις που απέκτησα από τις προπτυχιακές σπουδές μου. Κυρίως όμως τον ευχαριστώ για την άρτια συνεργασία, τη συνεχή καθοδήγηση και υποστήριξη που μου παρείχε, καθώς και την εύρεση λύσης σε κάθε πρόβλημα που αντιμετώπισα καθ' όλη τη διάρκεια της συγγραφής της.
- Στη συνέχεια, θα ήθελα να εκφράσω ένα πολύ μεγάλο ευχαριστώ στην Κυρία Μαριάννα Χατζηδημητρίου, Επίκουρη Καθηγήτρια του Γεωπονικού Πανεπιστημίου Αθηνών, για την προθυμία, την υπομονή της και το χρόνο που διέθεσε για να με συμβουλέψει και να με καθοδηγήσει σε διάφορα θέματα που αφορούν στη μελέτη των γεωργικών καλλιεργειών, καθώς και για τη συμμετοχή της στην τριμελή επιτροπή. Χωρίς τις ανεκτίμητες γνώσεις της και την εμπειρία της στο γεωργικό τομέα δεν θα ήταν δυνατή η ολοκλήρωση της εργασίας.
- Επίσης, ευχαριστώ ιδιαίτερος τον Δρ. Μιχάλη Αγρανιώτη, Επιστημονικό συνεργάτη στο Ινστιτούτο Χημικών Διεργασιών και Ενεργειακών Πόρων του Εθνικού Κέντρου Έρευνας και Τεχνολογικής Ανάπτυξης, για την παραχώρηση πολύτιμων στοιχείων αναφορικά με τις καλλιεργούμενες εκτάσεις και τις αντίστοιχες στρεμματικές αποδόσεις των κύριων γεωργικών προϊόντων των Νομών της ελληνικής επικράτειας.
- Θερμές ευχαριστίες θα πρέπει να αποδοθούν και στον Δρ. Γεώργιο Μητσόπουλο για τη δημιουργική ανταλλαγή απόψεων σχετικά με τις δενδρώδεις καλλιέργειες του Νομού Αργολίδας.
- Επιπρόσθετα, ευχαριστώ τον Κύριο Δημήτριο Σιδηρά, Αναπληρωτή Καθηγητή του Τμήματος Βιομηχανικής Διοίκησης και Τεχνολογίας του Πανεπιστημίου Πειραιώς, για τη συμμετοχή του στην τριμελή επιτροπή.
- Με ιδιαίτερη βαρύτητα για μένα, θα ήθελα όχι μόνο να ευχαριστήσω, αλλά και να εκφράσω τη βαθύτατη ευγνωμοσύνη μου στην οικογένειά μου για την αμέριστη συμπαράστασή της και την πολύτιμη συνεισφορά της σε κάθε μου απόφαση και βήμα.
- Χωρίς πολλά λόγια, θα ήθελα να ευχαριστήσω τις συμφοιτήτριες και φίλες μου Μαρία-Μαλβίνα Ναλαντζή και Ελένη Στυλογιάννη, που είναι πάντα δίπλα μου με κατανόηση και υπομονή, αποτελώντας μια σταθερή στήριξη για μένα.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1^ο – ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Στο Κεφάλαιο αυτό δίνονται κάποια γενικά στοιχεία αναφορικά με την εξάντληση των ορυκτών, μη ανανεώσιμων καυσίμων, σε συνδυασμό με την υποβάθμιση του περιβάλλοντος που επικρατεί παγκοσμίως. Ιδιαίτερη αναφορά γίνεται στο σοβαρότερο ίσως περιβαλλοντικό ζήτημα, το Φαινόμενο του Θερμοκηπίου, και στις προσπάθειες αντιμετώπισής του διεθνώς, αλλά και στην Ελλάδα. Τέλος, στο πλαίσιο της νέας ενεργειακής πολιτικής αντιμετώπισης του φαινομένου εξετάζεται ο ρόλος των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) και ειδικότερα της βιομάζας, οι ενδιαφέρουσες ενεργειακές προοπτικές αξιοποίησης της οποίας οδήγησαν και στον καθορισμό του θέματος της παρούσας διπλωματικής εργασίας.

1.1 Μελλοντικό παγκόσμιο ενεργειακό τοπίο

Η ενέργεια, και ειδικότερα η ηλεκτρική ενέργεια, αποτελεί τη βάση της οικονομίας και της σύγχρονης διαβίωσης. Η βιωσιμότητα στην παραγωγή και την κατανάλωση ενέργειας είναι επομένως ένα από τα κρισιμότερα προβλήματα κάθε χώρας όσον αφορά στην οικονομική της ανάπτυξη και τη βελτίωση του επιπέδου ζωής των κατοίκων της. Συνεπώς, η χάραξη ενεργειακής πολιτικής, η οποία θα περιλαμβάνει συνοπτικά την εξασφάλιση, την εξοικονόμηση και τη διάθεση της ενέργειας βρίσκεται στο επίκεντρο του ενδιαφέροντος Κυβερνήσεων, Παγκόσμιων Οργανισμών, Ερευνητικών Κέντρων, των ενδιαφερομένων παραγωγών και χρηστών ενέργειας, αλλά και όλων των ενημερωμένων πολιτών.

Ωστόσο, η σημερινή διαχείριση της ενέργειας κάθε άλλο παρά βιώσιμη είναι. Τα ορυκτά καύσιμα, όπως το πετρέλαιο, οι γαιάνθρακες και το φυσικό αέριο, δεν είναι ανανεώσιμα, αλλά αναλώσιμα και αργά ή γρήγορα θα εξαντληθούν. Αναλυτικότερα, μέχρι σήμερα η παραγωγή του πετρελαίου αυξάνει χρόνο με το χρόνο, οπότε αναπότρεπτα στις επόμενες δεκαετίες θα φθάσουμε σε κατάσταση «πετρελαϊκής αιχμής», μετά την οποία η παραγωγή θα φθίνει με το χρόνο λόγω εξάντλησης των αποθεμάτων (Ζερβός 2011). Αν και έχει χαρακτηριστικά λεχθεί ότι οι «μέρες του φθηνού πετρελαίου είναι μετρημένες» (Larson 2006), δεν υπάρχει συμφωνία ως προς τη χρονική τοποθέτηση της πετρελαϊκής αιχμής. Υπάρχουν διάφορες εκτιμήσεις που τοποθετούν την «πετρελαϊκή αιχμή» σε ένα χρονικό ορίζοντα μεταξύ 10 και 30 ετών. Υπάρχουν ακόμη και εκτιμήσεις σύμφωνα με τις οποίες ήδη μπήκαμε στην περίοδο της μέγιστης δυνατής παραγωγής. Άρα, το θεμελιώδες καύσιμο πάνω στο οποίο βασίστηκε το σημερινό μοντέλο ζωής θα έρθει σε ορατό χρονικό διάστημα στην τελική πτωτική του φάση. Ο τετραπλασιασμός των τιμών του πετρελαίου από το 2002 μέχρι σήμερα συνδέεται ενδεχομένως με το ότι πλησιάζουμε στην πτωτική αυτή φάση. Η πορεία για το φυσικό αέριο προδιαγράφεται αντίστοιχη, αν και η μέγιστη παραγωγή μπορεί να συμβεί αργότερα. Τα αποθέματα άνθρακα μπορεί να διαρκέσουν χιλιάδες χρόνια, αλλά η χρήση τους δημιουργεί μία σειρά από περιβαλλοντικά προβλήματα, με αιχμή τους το γνωστό σε όλους μας φαινόμενο του θερμοκηπίου.

Παράλληλα, χρόνο με το χρόνο η κατανάλωση της ενέργειας αυξάνεται εκρηκτικά, λόγω του καταναλωτικού μοντέλου που ακολουθούν οι ανεπτυγμένες χώρες. Σύμφωνα

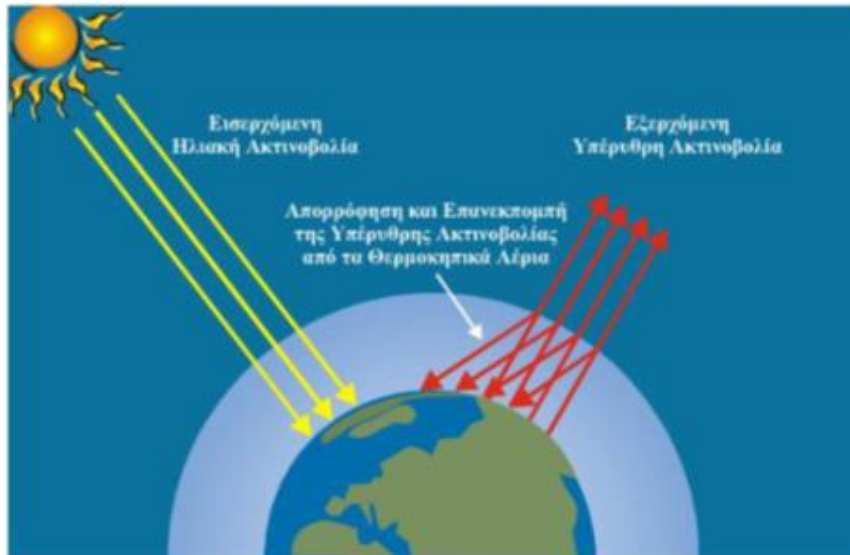
με τις εκτιμήσεις του Αμερικανικού Υπουργείου Ενέργειας (Department of Energy), ο σημερινός μέσος ρυθμός με τον οποίο παράγεται και καταναλώνεται ενέργεια σε παγκόσμιο επίπεδο εκτιμάται σε 13 TW. Οι προβλέψεις διαφόρων οργανισμών δείχνουν ότι αν οι τρέχουσες ενεργειακές τάσεις παραμείνουν αμετάβλητες, η παγκόσμια ενεργειακή κατανάλωση θα αυξάνεται με ρυθμό περίπου 1,7 με 2% ετησίως στις επόμενες δεκαετίες. Η Διεθνής Οργάνωση Ενέργειας (IEA) προβλέπει στο σενάριο αναφοράς της (World Energy Outlook 2006) ότι την περίοδο 2004-2030 η παγκόσμια ενεργειακή ζήτηση θα αυξηθεί κατά 53%, η κατανάλωση του φυσικού αερίου κατά 68%, η κατανάλωση πετρελαίου κατά 41% και η κατανάλωση άνθρακα κατά 60%. Τα ορυκτά καύσιμα θα καλύψουν το 83% της συνολικής αύξησης σύμφωνα με το συγκεκριμένο σενάριο. Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) θα αυξηθούν κατά 59% και θα καλύψουν το 5%, ενώ η χρήση της πυρηνικής ενέργειας προβλέπεται να αυξηθεί το 2030 κατά 2% περίπου.

Άλλες προβλέψεις υποδεικνύουν ότι εφόσον οι παρούσες ενεργειακές πολιτικές συνεχιστούν, ο σημερινός μέσος ρυθμός κατανάλωσης ενέργειας (της τάξης των 13 TW) προβλέπεται να φθάσει τα 25-30 TW το 2050 και τα 40-50 TW το 2100. Λαμβάνοντας υπόψη τη διαθεσιμότητα των καυσίμων στο μέλλον, έχει εκτιμηθεί ότι θα υπάρχει ενεργειακό έλλειμμα 14 TW το 2050 (μεγαλύτερο του σημερινού συνολικού ρυθμού παραγωγής) και 33 TW το 2100 (Κουτσογιάννης 2007). Προφανώς τα ελλείμματα αυτά είναι εικονικά και στην πραγματικότητα η κατανάλωση ενέργειας δεν μπορεί παρά να προσαρμοστεί στη διαθεσιμότητα/παραγωγή. Εντούτοις, οι αριθμοί αυτοί είναι ενδεικτικοί του μεγέθους του προβλήματος και σηματοδοτούν την ανάγκη αλλαγής του σημερινού μοντέλου ζωής, αλλά και ειδικότερα του ενεργειακού τοπίου.

1.2 Φαινόμενο του Θερμοκηπίου – Μια ευαίσθητη ισορροπία

Ένα ενεργειακό μέλλον στηριζόμενο σε υψηλούς ρυθμούς ανάπτυξης και στην εντατική χρήση των ορυκτών καυσίμων, εκτός του προβλήματος της διαθεσιμότητας της ενέργειας, εγείρει σημαντικά περιβαλλοντικά ζητήματα, με σοβαρότερο ίσως το «φαινόμενο του θερμοκηπίου».

Στην πραγματικότητα, το φαινόμενο του θερμοκηπίου είναι μια φυσική ατμοσφαιρική διαδικασία, βοηθώντας στην διατήρηση της μέσης θερμοκρασίας του πλανήτη. Υπό φυσιολογικές συνθήκες, η μέση θερμοκρασία της γης κυμαίνεται περίπου στους 15 °C, ενώ χωρίς το φαινόμενο του θερμοκηπίου θα ήταν κατά 30 και άνω βαθμούς χαμηλότερη. Τα βασικότερα αέρια που συμβάλλουν στο φαινόμενο του θερμοκηπίου είναι το διοξείδιο του άνθρακα (CO₂), το μεθάνιο (CH₄), το μονοξείδιο του αζώτου (NO), οι υδρατμοί (H₂O), το όζον (O₃) και οι χλωροφθοράνθρακες (CFCs). Τα αέρια αυτά σχηματίζουν ένα στρώμα, το οποίο επιτρέπει τη διέλευση της ηλιακής ακτινοβολίας προς τη γη, αλλά παράλληλα εγκλωβίζει την εκπεμπόμενη από το έδαφος και τα επιφανειακά υλικά ακτινοβολία και την εμποδίζει να διαφύγει στο διάστημα.



Σχήμα 1.1 Δημιουργία του φαινομένου του θερμοκηπίου
(Πηγή: www.eere.energy.gov)

Ωστόσο, οι ανθρωπογενείς δραστηριότητες επιδεινώνουν το φυσικό φαινόμενο του θερμοκηπίου, συντελώντας στην αύξηση της ικανότητας της ατμόσφαιρας να παγιδεύει την υπέρυθρη ακτινοβολία της γης και, κατ' επέκταση, στην αύξηση της μέσης θερμοκρασίας του πλανήτη. Καταρρακτώδεις βροχές, παρατεταμένοι καύσωνες, πυρκαγιές, είναι μερικά από τα φαινόμενα που προκύπτουν από τη μεγαλύτερη συγκέντρωση των αερίων του θερμοκηπίου. Ο πολλαπλασιασμός και η αύξηση της συχνότητας των παραπάνω φαινομένων συνάγει στην αποκαλούμενη **αλλαγή των κλιματικών συνθηκών**, με σοβαρό κίνδυνο τη διατάραξη της οικολογικής ισορροπίας του πλανήτη. Μολονότι δεν υπάρχει καμία βεβαιότητα για την έκταση των καιρικών ακολουθιών στο μέλλον, οι εκτιμήσεις προβλέπουν ότι, αν δεν ληφθούν μέτρα, η μέση επίγεια θερμοκρασία μπορεί να αυξηθεί κατά 1 με 3,5 °C μέχρι το 2100, με καταστροφικές επιπτώσεις για τον πλανήτη (ΚΑΠΕ και ΕΔΕΜ 2002).

Από τα αέρια του θερμοκηπίου, το CO_2 είναι το κατεξοχήν υπεύθυνο αέριο έντασης του φαινομένου (κατά ποσοστό 80%). Οι εκπομπές του CO_2 προέρχονται σε ποσοστό 94% από τον ευρύτερο ενεργειακό τομέα (πρωτογενή παραγωγή). Τα ορυκτά καύσιμα θεωρούνται ως οι κυρίως υπόλογοι για τις εκπομπές. Συγκεκριμένα, μόνο η κατανάλωση προϊόντων πετρελαίου συμβάλει κατά 50% στις ετήσιες συνολικές εκπομπές του CO_2 στην Ευρωπαϊκή Ένωση. Η παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας και του ατμού ευθύνεται κατά για το 30% των εκπομπών του CO_2 , ενώ ο οικιακός τομέας συμμετέχει κατά 14%. Η συμμετοχή του ενεργειακού τομέα στις εκπομπές των άλλων αερίων του θερμοκηπίου, CH_4 και N_2O , είναι σχετικά μικρή και εκτιμάται ίση με 17% και 7% αντίστοιχα (ΚΑΠΕ και ΕΔΕΜ 2002).

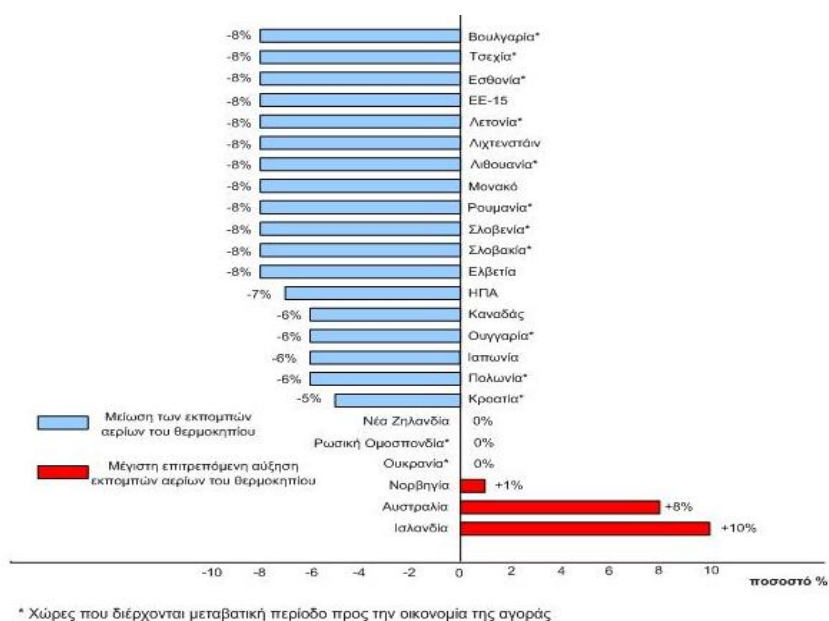
Στην Ελλάδα, το 1998 οι συνολικές ετήσιες εκπομπές CO_2 ανέρχονταν σε 100,5 Mton, από τους οποίους η παραγωγή ενέργειας και ο οικιακός - εμπορικός τομέας συμμετείχαν με 51% και 12% αντίστοιχα. Την περίοδο 1990-1998 τη μεγαλύτερη συνεισφορά στις εκπομπές του CO_2 είχε η καύση των ορυκτών καυσίμων, με μία αύξηση της τάξης του 19%. Όσον αφορά στις εκπομπές αερίων για όλους τους

τομείς της οικονομίας, τα προϊόντα πετρελαίου συμμετέχουν με ποσοστό 48%, τα προϊόντα άνθρακα (συμπεριλαμβανομένου του λιγνίτη) με 51% και το φυσικό αέριο με 1% (ΚΑΠΕ και ΕΔΕΜ 2002).

1.3 Διεθνείς προσπάθειες αντιμετώπισης του φαινομένου του θερμοκηπίου

Τις τελευταίες δεκαετίες η διεθνής κοινότητα έχει αρχίσει να αποκτά συστηματική γνώση και συνείδηση γενικότερα για τα περιβαλλοντικά προβλήματα και ειδικότερα για τη μεταβολή της σύνθεσης της ατμόσφαιρας και του κλίματος. Πιο συγκεκριμένα, από τα τέλη της δεκαετίας του 1970 έχουν πραγματοποιηθεί πολλές διεθνείς συναντήσεις με αντικείμενο το Περιβάλλον ή/και το Κλίμα. Το πλέον πρακτικό αποτέλεσμα που έχει προκύψει μέχρι στιγμής από τη δραστηριότητα αυτή είναι η **Συνθήκη για την Κλιματική Μεταβολή (United Nations Framework Convention on Climate Change)**, με στόχο τη μείωση των εκπομπών του CO₂ και των άλλων αερίων του θερμοκηπίου. Τη Συνθήκη υπέγραψαν υπό μορφή διακήρυξης στη διάσκεψη του Ρίου (Ιούνιος 1992) 154 χώρες, καθώς και η Ευρωπαϊκή Ένωση. Στο Κιότο το 1997 η Συνθήκη απέκτησε ένα ποσοτικό στόχο με τη δέσμευση των ανεπτυγμένων χωρών να μειώσουν τις εκπομπές των αερίων του θερμοκηπίου κατά 5,2% το διάστημα 2008-2012 συγκριτικά με τις εκπομπές τους το 1990 (**Πρωτόκολλο του Κιότο**). Ο στόχος αυτός διαφοροποιήθηκε για κάθε χώρα και περιοχή (Σχήμα 1.2). Η Συνθήκη τέθηκε καθυστερημένα σε ισχύ το 2005, κυρίως γιατί οι Ηνωμένες Πολιτείες υπαναχώρησαν και αποφάσισαν να μην την υπογράψουν.

Η διεθνής κοινότητα συζητά τώρα για μία συμφωνία για μετά το 2012. Οι μειώσεις εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου των ανεπτυγμένων χωρών πρέπει να γίνουν πολύ μεγαλύτερες, ενώ παράλληλα πρέπει να εμπλακούν στη νέα συμφωνία οι μεγάλες αναπτυσσόμενες χώρες (Κίνα, Ινδία, Βραζιλία, κτλ.).



Σχήμα 1.2 Στόχος περιορισμού (κόκκινο χρώμα) ή μείωσης (γαλάζιο χρώμα) των εκπομπών, σύμφωνα με το Πρωτόκολλο του Κιότο (ως ποσοστό % σε σχέση με τα επίπεδα του 1990)

(Πηγή: Βικιπαίδεια)

Η **Ευρωπαϊκή Ένωση (Ε.Ε.)** δεσμεύτηκε να μειώσει τις εκπομπές της κατά 8% το διάστημα 2008-2012 συγκριτικά με τις εκπομπές της το 1990. Οι παραπάνω δεσμεύσεις της Ε.Ε. μεταφράζονται σε ειδικότερους στόχους για τα Κράτη-μέλη. Παράλληλα, στις 8 Μαρτίου 2007, το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο ενέκρινε ένα συνολικό ενεργειακό **Σχέδιο Δράσης** για την περίοδο 2007-2009. Πρόκειται στην ουσία για τη διατύπωση και υιοθέτηση μιας κοινής ευρωπαϊκής πολιτικής για την ενέργεια. Το Σχέδιο Δράσης υποδεικνύει τον τρόπο με τον οποίο θα μπορούσε να σημειωθεί σημαντική πρόοδος στην αποτελεσματική ολοκλήρωση και λειτουργία της εσωτερικής αγοράς της Ε.Ε., στους τομείς του φυσικού αερίου και της ηλεκτρικής ενέργειας. Ακόμα, εξετάζει τον διορισμό συντονιστών της Ε.Ε. για τέσσερα σχέδια προτεραιότητας ευρωπαϊκού ενδιαφέροντος. Τέλος, θίγει το καίριο ζήτημα της ασφάλειας του ενεργειακού εφοδιασμού και της αντιμετώπισης ενδεχομένων κρίσεων.

Στο επίκεντρο της **νέας Ευρωπαϊκής Ενεργειακής Πολιτικής** βρίσκεται ένας κύριος στρατηγικός ενεργειακός στόχος: η μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου της Ε.Ε. κατά 20% μέχρι το 2020, σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990. Για την επίτευξη του κεντρικού αυτού στρατηγικού στόχου, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή προτείνει την παράλληλη επιδίωξη τριών σχετιζόμενων στόχων με ορίζοντα το 2020: (α) Βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης κατά 20%, (β) αύξηση του ποσοστού διείσδυσης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) στο ενεργειακό μείγμα κατά 20% και (γ) αύξηση του ποσοστού των βιοκαυσίμων στις μεταφορές κατά 10%. Σημαντικό στοιχείο που διαφοροποιεί το παρόν πλαίσιο από προγενέστερα, είναι ότι οι στόχοι για τις ΑΠΕ και τα υγρά βιοκαύσιμα είναι δεσμευτικού χαρακτήρα. Σημειώνεται ότι ο στόχος του 20% της διείσδυσης των ΑΠΕ αφορά στο σύνολο των ενεργειακών χρήσεων (ηλεκτρισμός, θερμότητα και μεταφορές) και ως εκ τούτου είναι ιδιαίτερα φιλόδοξος. Για την ηλεκτροπαραγωγή εκτιμάται ότι το επιθυμητό ποσοστό διείσδυσης θα ξεπεράσει το 30%. Ο στρατηγικός στόχος και τα συγκεκριμένα μέτρα για την υλοποίησή του, που περιγράφονται στο Σχέδιο Δράσης, αποτελούν τον πυρήνα της νέας Ευρωπαϊκής Ενεργειακής Πολιτικής.

Σε συνέχεια του Ευρωπαϊκού Σχεδίου Δράσης για την Ενέργεια, στις 23 Ιανουαρίου 2008, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή παρουσίασε δύο νέες **Οδηγίες** για τον περιορισμό των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου την περίοδο 2013-2020 και για τις ΑΠΕ. Σχετικά με τις Οδηγίες αυτές, υπάρχουν επιμέρους προτάσεις για τις χώρες-μέλη. Για τις ΑΠΕ η μέτρηση της διείσδυσης θα γίνει στην τελική κατανάλωση (και όχι στην πρωτογενή ενέργεια), όπου θα ισχύσει 20% διείσδυση σε ευρωπαϊκό επίπεδο. Παράλληλα, εισάγεται ο θεσμός της εμπορίας πιστοποιητικών εγγύησης προέλευσης από ΑΠΕ μεταξύ των χωρών-μελών.

1.3.1 Η κατάσταση στην Ελλάδα

Σύμφωνα με το Πρωτόκολλο του Κιότο (1997), με βάση τη δίκαιη κατανομή βαρών και της αναμενόμενης ανάπτυξης λόγω της κοινωνικής συνοχής, η Ελλάδα δεσμεύτηκε να αυξήσει τις εκπομπές των αερίων του θερμοκηπίου έως και 25% στο διάστημα 2008-2012 σε σχέση με το επίπεδο εκπομπών του 1990 (Κακαράς κ.α. 2005). Ωστόσο, ο ρυθμός αύξησης των εκπομπών είναι μεγαλύτερος και δύσκολα

φαίνεται να περιορίζεται μόνο στο ποσοστό του 25%. Με βάση διαθέσιμα στοιχεία της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (ΡΑΕ), αναμένεται αύξηση των εκπομπών CO₂ κατά 57,8%, των εκπομπών CO₂ από τον ενεργειακό τομέα κατά 76,4% και ειδικά των εκπομπών CO₂ από την παραγωγή ηλεκτρισμού και ατμού κατά 70,2% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990. Η σημαντική αυτή αύξηση οφείλεται στην καύση εξαιρετικά ρυπογόνων πηγών ενέργειας (λιγνίτη και πετρελαίου) για την παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας και την κάλυψη των μεταφορικών αναγκών.

Προκειμένου να καλυφθούν οι ενεργειακές ανάγκες και να εφαρμοστεί το Πρωτόκολλο του Κιότο, κρίθηκε επιτακτική η προώθηση των τεχνολογιών των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ). Έτσι, στο πλαίσιο της νέας Ευρωπαϊκής Ενεργειακής Πολιτικής, τέθηκε νομικά δεσμευτικός στόχος για την Ελλάδα (Οδηγία 2009/28/ΕΚ) η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ να ανέρχεται στο 18% της ακαθάριστης κατανάλωσης ενέργειας μέχρι το 2020, συμπεριλαμβανομένου ενός ποσοστού 10% συμμετοχής τους στον τομέα των μεταφορών. Στον Πίνακα 1.1 παρουσιάζεται η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος τεχνολογιών ΑΠΕ, ενώ στον Πίνακα 1.2 συνοψίζεται η εξειδίκευση των απαιτήσεων για την Ελλάδα ανά τεχνολογία ΑΠΕ για τα έτη 2014 και 2020.

Πίνακας 1.1 Εξέλιξη Εγκατεστημένος Ισχύος ΑΠΕ
(Διασυνδεδεμένο Σύστημα και Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά)

Τεχνολογία	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW) – Ετήσια Αύξηση (%)						
	2009	2010	%	2011 (εκτίμηση)	%	2012 (εκτίμηση)	%
Αιολικά	1.166,9	1297,7	11	1.600	23	1.900-2.000	19-25
Βιομάζα	43,3	44,0	2	45	2	50-80	11-78
Μικρά Υ/Η	182,6	196,3	8	210	7	230-250	10-19
Φ/Β	53,0	198,3	274	400	102	650-750	63-88
Σύνολο	1.445,8	1.736,3	20	2.255	30	2.830-3.080	25-37

Πηγή: ΥΠΕΚΑ, Ετήσια Έκθεση ΑΠΕ 2010

Πίνακας 1.2 Επιδιωκόμενη εγκατεστημένη ισχύς (MW)
και κατανομή της στο χρόνο μεταξύ των διαφόρων τεχνολογιών ΑΠΕ

Τεχνολογία	Χρονική Περίοδος	
	2014	2020
Υδροηλεκτρικά	3.700	4.650
Μικρά (0-15 MW)	300	350
Μεγάλα (>15 MW)	3.400	4.300
Φωτοβολταϊκά	1.500	2.200
Εγκαταστάσεις από επαγγελματίες αγρότες της περίπτωσης (β) της παραγράφου 6 του άρθρου 15 του Νόμου 3851/2010	500	750
Λοιπές Εγκαταστάσεις	1.000	1.450
Ηλιοθερμικά	120	250
Αιολικά (περιλαμβανομένων των θαλασσίων)	4.000	7.500
Βιομάζα	200	350

Πηγή: ΥΠΕΚΑ, Ετήσια Έκθεση ΑΠΕ 2010

1.4 Ο ρόλος των ΑΠΕ στην αντιμετώπιση του φαινομένου του θερμοκηπίου

Με βάση όσα αναφέρθηκαν, είναι πλέον κοινά αποδεκτό ότι έχουν γίνει σημαντικά βήματα, τόσο σε διεθνές όσο και σε ευρωπαϊκό επίπεδο, για την αντιμετώπιση της επιταχυνόμενης αύξησης των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου, η οποία συνάγει σε ανεξέλεγκτη μεταβολή της σύνθεσης της ατμόσφαιρας και του κλίματος, με πιθανές καταστροφικές συνέπειες για τον άνθρωπο. Δύο είναι οι άξονες δράσεων και αλλαγών που μπορούν να συμβάλλουν στη μείωση της κατανάλωσης πρωτογενούς ενέργειας, στον περιορισμό των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου και στην αποτροπή της επικίνδυνης κλιματικής αλλαγής: ο προσανατολισμός σε νέες τεχνολογίες εξοικονόμησης καυσίμων και η υποκατάσταση μορφών ενέργειας βασισμένων σε ορυκτά καύσιμα με **Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ)**. Πηγές ενέργειας, όπως η αιολική, η ηλιακή, η υδροδυναμική, η βιομάζα και η γεωθερμία χαρακτηρίζονται ως ανανεώσιμες, αφού ανανεώνονται συνεχώς και είναι άμεσα εκμεταλλεύσιμες από τον άνθρωπο (Ζερβός 2011).

Οι ΑΠΕ μπορούν να έχουν σημαντική συμβολή στην προσπάθεια μείωσης των εκπομπών του αερίου του θερμοκηπίου, καθώς είναι οι μόνες πηγές ενέργειας που δεν επιβαρύνουν το περιβάλλον με CO₂. Πέρα όμως από τα στενά πλαίσια αντιμετώπισης του φαινομένου του θερμοκηπίου, τα χαρακτηριστικά των ΑΠΕ τις καθιστούν συστατικό στοιχείο μίας νέας αναπτυξιακής πολιτικής και μοναδική μακροπρόθεσμη απάντηση στην πορεία προς ένα βιώσιμο ενεργειακά μέλλον. Τα οφέλη που προκύπτουν από την εκμετάλλευση των ΑΠΕ δεν είναι μόνο περιβαλλοντικής φύσης. Η αξιοποίηση αυτών των ενδογενών ενεργειακών πόρων μπορεί να επιφέρει επίσης σημαντικές θετικές κοινωνικές και οικονομικές επιπτώσεις στην περιφερειακή και τοπική ανάπτυξη (π.χ. ενίσχυση της ενεργειακής αυτάρκειας και της ασφάλειας του ενεργειακού εφοδιασμού, αποκέντρωση ενεργειακού συστήματος με αντίστοιχη μείωση των απωλειών μεταφοράς ενέργειας, χαμηλό λειτουργικό κόστος, ανάπτυξη και αναζωογόνηση οικονομικά και κοινωνικά υποβαθμισμένων περιοχών, δημιουργία νέων θέσεων εργασίας).

1.4.1 Η περίπτωση της βιομάζας – Σκοπός Εργασίας

Σημαντικός τομέας των ΑΠΕ με ιδιαίτερα ενδιαφέρουσες προοπτικές για το μέλλον είναι εκείνος της **ενεργειακής αξιοποίησης της βιομάζας**. Με τις αναμενόμενες σοβαρές αλλαγές στο χώρο της γεωργίας, τόσο για διαρθρωτικούς λόγους όσο και εξαιτίας της αναμορφωμένης Κοινής Αγροτικής Πολιτικής (αγροανάπαυση), η αξιοποίηση της βιομάζας για την παραγωγή ενέργειας μπορεί να παίξει σημαντικό ρόλο με ευρύτερο κοινωνικό και οικονομικό όφελος στις αγροτικές περιοχές (δημιουργία απασχόλησης, σταθεροποίηση γεωργικού εισοδήματος, συγκράτηση πληθυσμού κτλ.). Η αξιοποίηση αυτή έχει το πλεονέκτημα της ευεργετικής επίδρασης στο περιβάλλον, καθώς υποκαθιστά συμβατικά καύσιμα και έχει μηδενική συμμετοχή στις εκπομπές CO₂, λόγω του βιολογικού κύκλου. Το σημαντικότερο όμως πλεονέκτημα της ενεργειακής αξιοποίησης της βιομάζας εντοπίζεται στο ότι η βιομάζα, όπως και η ηλιακή ενέργεια, είναι οι μόνες ΑΠΕ που μπορούν να

συνεισφέρουν σε όλες τις μορφές ενεργειακής χρήσης (ηλεκτρισμός, θερμότητα, μεταφορές).

Λόγω του ευνοϊκού τοπογραφικού αναγλύφου, η Ελλάδα είναι μια χώρα με σημαντικά ανεπτυγμένο το **γεωργικό τομέα**, με τη γεωργική γη να καταλαμβάνει το 70% περίπου της συνολικής έκτασής της (Ε.Σ.Υ.Ε. 2000). Οι κλιματικές συνθήκες επιτρέπουν την ανάπτυξη μεγάλου πλήθους διαφορετικών ειδών καλλιεργειών, όπως φυτά μεγάλης καλλιέργειας (μαλακό και σκληρό σιτάρι, ρύζι, κ.α.), κτηνοτροφικά φυτά (αραβόσιτος, κριθάρι κ.α.), βιομηχανικά φυτά (βαμβάκι, καπνός, ζαχαρότευτλα κ.α.), δενδρώδεις καλλιέργειες, αμπέλια κτλ. Τα μέρη των καλλιεργειών αυτών που δεν συλλέγονται ως μέρος των συνηθισμένων αγροτικών πρακτικών, αλλά αφήνονται συνήθως στο χωράφι (γεωργικά υπολείμματα), μπορούν να χρησιμοποιηθούν για ενεργειακούς σκοπούς. Η ποσότητα των γεωργικών υπολειμμάτων είναι σημαντική και αντιπροσωπεύει ένα αξιόλογο ενεργειακό δυναμικό.

Στη χώρα μας, μια συνήθης γεωργική πρακτική είναι η καύση των γεωργικών υπολειμμάτων στους αγρούς, αφενός για να διευκολυνθεί η προετοιμασία του χωραφιού για την επόμενη καλλιεργητική περίοδο και αφετέρου για να καταστραφούν διάφοροι παθογόνοι μικροοργανισμοί που πιθανόν να υπήρχαν στα φυτά και το έδαφος. Ωστόσο, η καύση της γεωργικής βιομάζας στο χωράφι είναι εντελώς ανεξέλεγκτη και δυνητική πηγή διοξινών και άλλων ρυπαντών (οξειδία του αζώτου (NO_x), διοξείδιο του άνθρακα (CO_2), μονοξείδιο του άνθρακα (CO) και υδρογονάνθρακες), χωρίς κανενός είδους αξιοποίηση της παραγόμενης θερμότητας. Μια εναλλακτική λύση αποφυγής των επιπτώσεων αυτών είναι η μεταφορά των υπολειμμάτων σε μια ενεργειακή μονάδα. Η καύση της βιομάζας σε σύγχρονα εργοστάσια παραγωγής ενέργειας συντελεί στην ικανοποίηση δύο σημαντικών απαιτήσεων: (α) μείωση της εξάρτησης από τα συνεχώς εξαντλούμενα αποθέματα ορυκτών καυσίμων και (β) σημαντική μείωση της περιβαλλοντικής επιβάρυνσης από την καύση των ορυκτών καυσίμων, αλλά και από την καύση των γεωργικών υπολειμμάτων στους αγρούς.

Προσδοκώντας επομένως στην ικανοποίηση των δύο παραπάνω απαιτήσεων, στο πλαίσιο της παρούσας **διπλωματικής εργασίας** θεωρήθηκε ενδιαφέρον να εξετασθεί η βιωσιμότητα μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με αξιοποίηση των γεωργικών υπολειμμάτων. Μέχρι σήμερα, πλήθος μελετών έχουν προτείνει μονάδες ενεργειακής αξιοποίησης της βιομάζας, κυρίως όμως σε εφαρμογές παραγωγής θερμικής ενέργειας (τηλεθέρμανση, θέρμανση θερμοκηπίων, τροφοδότηση θερμικών διεργασιών στη βιομηχανία) ή σε εφαρμογές συνδυασμένης παραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας (ΣΗΘ). Κρίθηκε, λοιπόν, καινοτόμο να μελετηθεί η αξιοποίηση των γεωργικών υπολειμμάτων αποκλειστικά για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, με ιδιαίτερη έμφαση στα ελληνικά νομικά και τεχνοοικονομικά δεδομένα. Αξίζει να σημειωθεί ότι αντίστοιχες μελέτες αξιοποίησης της βιομάζας για ηλεκτροπαραγωγή έχουν ήδη εκπονηθεί για το Νομό Λέσβου και τη νήσο Ρόδο στο πλαίσιο διπλωματικής εργασίας από τη Σχολή Μηχανολόγων Μηχανικών του Ε.Μ.Π. (Μπουσδέκης 2012), καθώς και για την περιοχή της Καρδίτσας από την Ενεργειακή Συνεταιριστική Εταιρεία Καρδίτσας (ΕΣΕΚ). Τα στοιχεία όμως στα οποία έχουν στηριχτεί οι μελέτες είναι μάλλον αισιόδοξα και όχι ιδιαίτερα αξιόπιστα, όπως

φαίνεται παρακάτω στο Κεφάλαιο 5. Καταβλήθηκε, επομένως, προσπάθεια ώστε η μελέτη/ανάλυση της παρούσας διπλωματικής εργασίας να είναι όσο το δυνατό πληρέστερη, συντηρητικότερη όσον αφορά στις εκτιμήσεις αβέβαιων ή ελλειπόν δεδομένων και να καλύπτει την ελληνική επικράτεια, εξετάζοντας διάφορα είδη πιθανώς εκμεταλλεύσιμων γεωργικών υπολειμμάτων. Έτσι, η μελέτη/ανάλυση πραγματοποιείται σε επίπεδο πέντε τυπικών ελληνικών νομών: Αργολίδας, Ηρακλείου, Πέλλας, Σερρών και Φθιώτιδας, με σημαντική αγροτική παραγωγή, και οι οποίοι, τουλάχιστον εξ όσο γνωρίζει η συγγραφέας, δεν έχουν μελετηθεί ξανά. Η ανάλυση χωρίζεται σε δύο βασικά μέρη. Στο πρώτο μέρος υπολογίζονται οι διαθέσιμες ποσότητες των υπολειμμάτων του γεωργικού τομέα ανά εξεταζόμενο νομό, και στο δεύτερο μέρος διερευνάται εάν είναι ελκυστική η εγκατάσταση μονάδων ηλεκτροπαραγωγής με καύση γεωργικής βιομάζας, με βάση οικονομικά και περιβαλλοντικά κριτήρια.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2^ο – ΓΕΝΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΓΙΑ ΤΗ ΒΙΟΜΑΖΑ

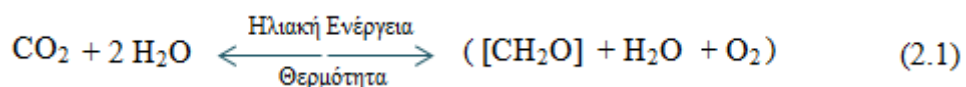
Το Κεφάλαιο αυτό επικεντρώνεται σε διάφορες πτυχές σχετικά με το πλαίσιο της βιομάζας, όπως είναι ο ορισμός, η ταξινόμησή της, τα φυσικοχημικά χαρακτηριστικά της και η αξιολόγηση του δυναμικού της. Παράλληλα, δίνονται γενικά στοιχεία αναφορικά με το παγκόσμιο και το ελληνικό δυναμικό βιομάζας.

2.1 Εισαγωγή

Σύμφωνα με τον ορισμό της Οδηγίας 2009/28/EK¹, «η **βιομάζα** είναι το βιοαποικοδομήσιμο κλάσμα προϊόντων, αποβλήτων και υπολειμμάτων βιολογικής προέλευσης από τη γεωργία (συμπεριλαμβανομένων των φυτικών και ζωικών ουσιών), τη δασοπονία και τις συναφείς τους βιομηχανίες, συμπεριλαμβανομένων της αλιείας και των υδατοκαλλιεργειών, καθώς και το βιοαποικοδομήσιμο κλάσμα βιομηχανικών και αστικών αποβλήτων».

Η βιομάζα μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως πηγή για την κάλυψη πολλών ενεργειακών αναγκών. Η «**βιοενέργεια**», δηλαδή η ενέργεια από βιομάζα, είναι αποθηκευμένη χημική ενέργεια και περιλαμβάνει κάθε στερεό, υγρό ή αέριο καύσιμο, οιαδήποτε ποσότητα ηλεκτρισμού ή ωφέλιμο χημικό παράγωγο, που προέρχονται είτε κατευθείαν από τα φυτά είτε έμμεσα από φυτικής προέλευσης βιομηχανικά, εμπορικά ή αστικά απόβλητα, ή από γεωργικά και δασικά υπολείμματα (ΚΑΠΕ 2001). Συνεπώς, η βιοενέργεια μπορεί να προέρχεται από ένα μεγάλο εύρος πρώτων υλών και να παράγεται με ποικίλους τρόπους.

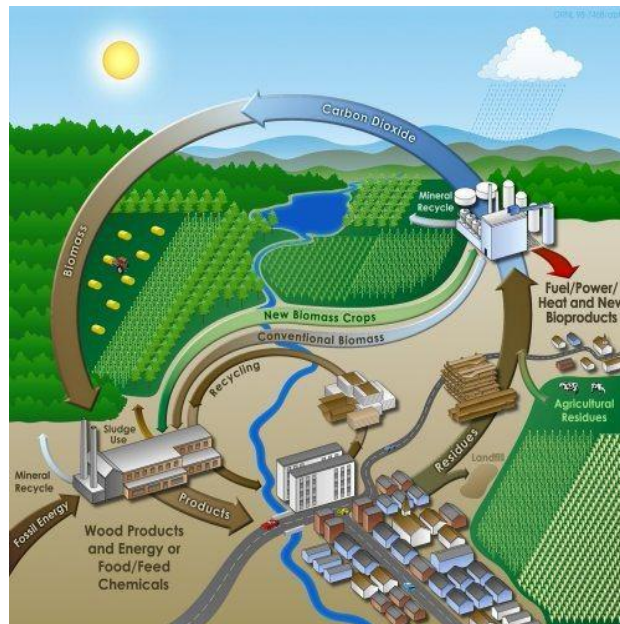
Το ενεργειακό περιεχόμενο της βιομάζας φυτικής προέλευσης προκύπτει αρχικά από την ηλιακή ενέργεια μέσω της φωτοσυνθετικής δραστηριότητας των φυτικών οργανισμών. Αναλυτικότερα, η χλωροφύλλη των φυτών μετασχηματίζει την ηλιακή ενέργεια με μία σειρά διεργασιών, χρησιμοποιώντας ως βασικές πρώτες ύλες διοξείδιο του άνθρακα (CO₂) από την ατμόσφαιρα, νερό (H₂O) και ανόργανα συστατικά από το έδαφος (Σχέση 2.1). Στη φύση, όλη η βιομάζα αποσυντίθεται στα στοιχειώδη μόρια της με απελευθέρωση θερμότητας. Κατά τις διεργασίες μετατροπής (π.χ. καύση), η βιομάζα απελευθερώνει την ενέργειά της, συχνά υπό μορφή θερμότητας, και ο άνθρακας επανοξειδώνεται σε CO₂, ώστε να αντικατασταθεί η ποσότητα του CO₂ που απορροφήθηκε όσο αναπτυσσόταν το φυτό. Συνεπώς, η ενεργειακή χρήση της βιομάζας είναι το αντίστροφο της φωτοσύνθεσης.



Η βιοενέργεια παράγεται σε **κύκλο** (Σχήμα 2.1). Η αέναη χρήση των φυσικών ενεργειακών ροών μιμείται τους οικολογικούς κύκλους της Γης και ελαχιστοποιεί την εκπομπή ρύπων στον αέρα, τους ποταμούς και τους ωκεανούς. Το μεγαλύτερο μέρος του άνθρακα για τη δημιουργία της βιομάζας προσλαμβάνεται από την ατμόσφαιρα μέσω της διεργασίας ανάπτυξης των φυτών (φωτοσύνθεση) και αργότερα επιστρέφει

¹ Όπως καθορίζεται στο Άρθρο 2(ε) της οδηγίας 2009/28/EK του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της Ευρωπαϊκής Ένωσης.

σε αυτήν. Επιπρόσθετα, οι θρεπτικές ουσίες για τη δημιουργία της λαμβάνονται από το έδαφος και εν συνεχεία επιστρέφουν σε αυτό. Τα υπολείμματα ενός σταδίου του κύκλου συνιστούν τις εισροές του επόμενου σταδίου.



Σχήμα 2.1 Ενεργειακός κύκλος βιομάζας
(Πηγή: <http://alternativeenergyatunc.wordpress.com/>)

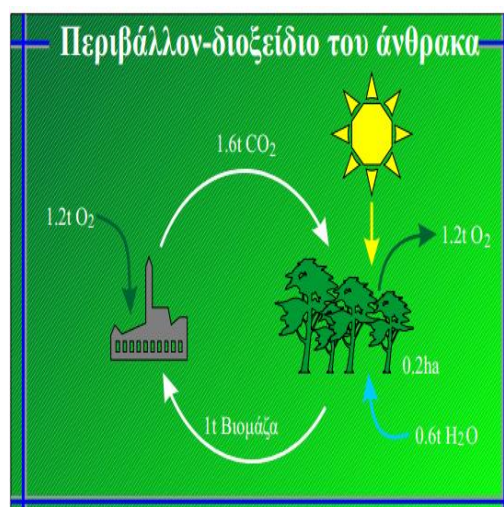
Το διοξείδιο του άνθρακα (CO_2) που απομακρύνεται από την ατμόσφαιρα, μετατρέπεται σε φυτική βιομάζα (δένδρα, χορτάρια, άλλες καλλιέργειες). Η βιομάζα συγκομιδής, μαζί με τα δασικά και γεωργικά υπολείμματα, μπορεί να μετατραπεί σε δομικά υλικά, χαρτί, καύσιμα, τρόφιμα, ζωοτροφή και άλλα προϊόντα, όπως χημικά φυτικής προέλευσης (κεριά, καθαριστικά, κτλ.). Παράλληλα, μερικές καλλιέργειες φύονται για οικολογικούς σκοπούς, όπως για φιλτράρισμα γεωργικών απορροών, σταθεροποίηση του εδάφους, καθώς και για παραγωγή ενέργειας από βιομάζα.

Η μονάδα επεξεργασίας στερεής βιομάζας (εργοστάσιο κάτω αριστερά, Σχήμα 2.1) μπορεί να παράγει θερμότητα διεργασιών και ηλεκτρισμό. Τα οργανικά υποπροϊόντα και οι ανόργανες ουσίες από την επεξεργασία της μπορεί να επιστρέφονται στο έδαφος, ανακυκλώνοντας έτσι κάποια θρεπτικά στοιχεία που χρησιμοποιήθηκαν για την ανάπτυξη των φυτών (π.χ. κάλιο και φώσφορο). Επιλεγμένα αστικά απορρίμματα μπορεί να συνδυαστούν με δασικά και γεωργικά υπολείμματα, ζωικά απόβλητα και καλλιέργειες βιομάζας για την τροφοδοσία ενός διαφορετικού τύπου κατεργασίας της βιομάζας. Η νέα αυτή μονάδα (βιοδιυλιστήριο – εργοστάσιο πάνω δεξιά) θα μπορούσε να παράγει ένα ευρύ φάσμα προϊόντων, όπως καύσιμα, χημικά, νέα βιολογικά υλικά, ηλεκτρισμό.

Ένα σημαντικό συμπαραγόμενο μερικών διεργασιών θα μπορούσαν να είναι οι ζωοτροφές. Οι εγκαταστάσεις επεξεργασίας της βιομάζας θα εφαρμόζαν αποδοτικές μεθόδους ελαχιστοποίησης των αποβλήτων και θα ανακύκλωναν τις θρεπτικές ουσίες και τα οργανικά υλικά στο έδαφος, βοηθώντας με τον τρόπο αυτό το κλείσιμο του κύκλου. Η πόλη στο κάτω μέρος του Σχήματος 2.1, αντιπροσωπεύει όλα τα προϊόντα

της βιομάζας (τροφή, υλικά και ενέργεια) που χρησιμοποιούνται από τον ανθρώπινο πληθυσμό. Τα υπολείμματα από την πόλη (χαρτιά και ξυλεία, αστικά απορρίμματα, κ.τ.λ.) υπόκεινται σε ανάκτηση υλικών και ενέργειας, ενώ είναι εφικτή και η απευθείας ανακύκλωση ορισμένων υπολειμμάτων σε νέα προϊόντα. Καθ' όλο τον κύκλο, από τις μονάδες επεξεργασίας βιομάζας και τις αστικές και αγροτικές κοινότητες απελευθερώνεται CO₂ πίσω στην ατμόσφαιρα, με λίγη ή χωρίς καμία καθαρή προσθήκη άνθρακα στην ατμόσφαιρα.

Βασικά **πλεονεκτήματα** της βιοενέργειας είναι ότι αποτελεί ανανεώσιμη πηγή και παρέχει ενέργεια αποθηκευμένη με χημική μορφή. Χαρακτηρίζεται ως ανανεώσιμη πηγή, καθώς απαιτείται μόνο μια σύντομη χρονική περίοδος για να αναπληρωθεί ό,τι χρησιμοποιείται ως ενεργειακή πηγή. Η αξιοποίησή της μπορεί να γίνει με τη μετατροπή της σε μεγάλη ποικιλία προϊόντων, με διάφορες μεθόδους και χρήση σχετικά απλής τεχνολογίας. Ένα επιπρόσθετο πλεονέκτημά της είναι ότι κατά την παραγωγή και τη μετατροπή της δεν δημιουργούνται περιβαλλοντολογικά και οικολογικά προβλήματα, όπως το «φαινόμενο του θερμοκηπίου» και η «όξινη βροχή». Όπως έχει ήδη αναφερθεί, το φαινόμενο του θερμοκηπίου οφείλεται σε μεγάλο βαθμό στο διοξείδιο του άνθρακα (CO₂) που παράγεται από την καύση των ορυκτών καυσίμων. Η βιομάζα δεν συνεισφέρει στην αύξηση της συγκέντρωσης αυτού του ρύπου στην ατμόσφαιρα, γιατί ενώ κατά την καύση της παράγεται CO₂, κατά την παραγωγή της και μέσω της φωτοσύνθεσης επαναδεσμεύονται σημαντικές ποσότητες αυτού του ρύπου (Σχήμα 2.2). Επιπρόσθετα, λόγω της αμελητέας περιεκτικότητας της βιομάζας σε θείο, δεν επιβαρύνεται η ατμόσφαιρα με διοξείδιο του θείου (SO₂) που παράγεται από την καύση των ορυκτών καυσίμων και συντελεί στο φαινόμενο της όξινης βροχής. Τέλος, η χρησιμοποίηση της βιομάζας για παραγωγή ενέργειας συμβάλει σημαντικά στην ενεργειακή επάρκεια αντικαθιστώντας τα συνεχώς εξαντλούμενα αποθέματα ορυκτών καυσίμων (πετρέλαιο, άνθρακας, φυσικό αέριο), ενώ παράλληλα συντελεί στην περιφερειακή ανάπτυξη της χώρας, μέσω της εξασφάλισης εργασίας και της συγκράτησης των αγροτικών πληθυσμών στις παραμεθόριες και τις άλλες γεωργικές περιοχές.



Σχήμα 2.2 Ο κύκλος του διοξειδίου του άνθρακα στην ατμόσφαιρα
(Πηγή: http://www.cres.gr/energy-saving/images/pdf/biomass_guide.pdf)

Από την άλλη μεριά, η βιοενέργεια εμφανίζει και ορισμένα σημαντικά **μειονεκτήματα**, τα οποία αφορούν, ως επί τον πλείστον, δυσκολίες στην εκμετάλλευσή της. Πιο συγκεκριμένα, η βιομάζα χαρακτηρίζεται από πολυμορφία, χαμηλό ενεργειακό περιεχόμενο συγκριτικά με τα ορυκτά καύσιμα λόγω χαμηλής πυκνότητας ή/και υψηλής περιεκτικότητας σε νερό, μεγάλη διασπορά και εποχιακή διαθεσιμότητα. Τα χαρακτηριστικά αυτά συνεπάγονται πρόσθετες δυσκολίες στη συλλογή, μεταποίηση, μεταφορά και αποθήκευσή της έναντι των ορυκτών καυσίμων. Αυτό έχει σαν άμεση συνέπεια το κόστος μετατροπής της σε πιο εύχρηστες μορφές ενέργειας να παραμένει υψηλό. Ωστόσο, το πρόβλημα αυτό βαθμιαία εξαλείφεται, αφενός λόγω της ανόδου των τιμών των συμβατικών καυσίμων (πετρέλαιο) και αφετέρου λόγω της βελτίωσης και ανάπτυξης των τεχνολογιών αξιοποίησης της βιομάζας. Τέλος, κάθε φορά πρέπει να συνυπολογίζεται το περιβαλλοντικό όφελος, το οποίο, αν και συχνά δεν μπορεί να αποτιμηθεί με οικονομικά μεγέθη, εντούτοις είναι ουσιαστικής σημασίας για την ποιότητα ζωής και το μέλλον της ανθρωπότητας.

2.2 Είδη – Πηγές Βιομάζας

Η πολυμορφία της βιομάζας καθιστά απαραίτητη κάποιου είδους ταξινόμηση των διαφόρων μορφών της, που να βοηθά στην καλύτερη εξέτασή της (Τσιλιγκιρίδης 1996). Με βάση την πηγή προέλευσης, οι βασικότερες **κατηγορίες** βιομάζας είναι οι ακόλουθες:

- ✓ Γεωργικά υπολείμματα.
- ✓ Υπολείμματα δασικού τομέα.
- ✓ Ενεργειακές καλλιέργειες.
- ✓ Ζωικά απόβλητα.
- ✓ Αστικά στερεά απορρίμματα.
- ✓ Βιομηχανικά απορρίμματα.
- ✓ Αστικά λύματα.

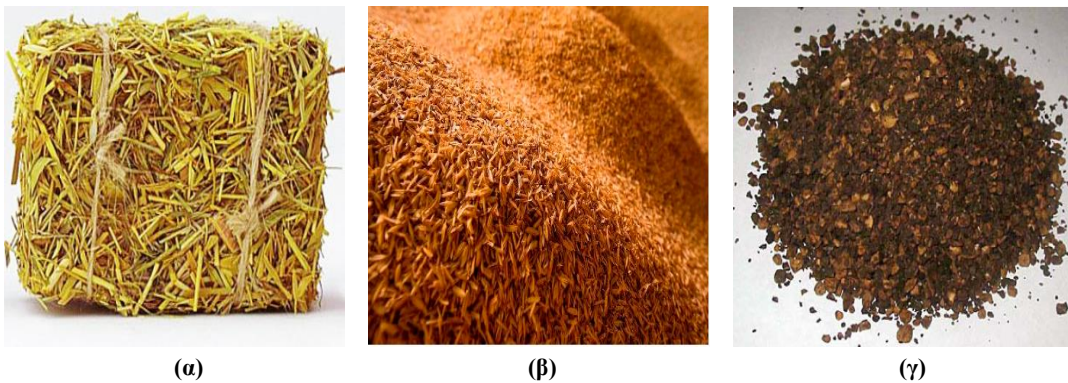
2.2.1 Γεωργικά υπολείμματα

Γεωργικά υπολείμματα μπορούμε να χαρακτηρίσουμε κάθε ποσότητα γεωργικών προϊόντων που δεν αξιοποιείται εμπορικά, αλλά αφήνεται συνήθως στο χωράφι (Γιαννούλης 1982). Διακρίνονται δύο βασικές κατηγορίες υπολειμμάτων γεωργικού τομέα:

- **Υπολείμματα αγρού**, τα μέρη δηλαδή μιας καλλιέργειας που απομένουν σε αγρούς ή οπωρώνες μετά τη συγκομιδή, όπως το άχυρο σιτηρών και ρυζιού, τα υπολείμματα αραβοσίτου, τα στελέχη και φύλλα από καλλιέργειες ελαιωδών καρπών, τα κλαδοδέματα δενδρώδους καλλιέργειας.
- **Υπολείμματα επεξεργασίας**, δηλαδή παραπροϊόντα ή υπολείμματα από βιομηχανίες επεξεργασίας, κυρίως από τον κλάδο των τροφίμων ή ινών. Σε αντίθεση με τα υπολείμματα αγρού που είναι διαθέσιμα στο χωράφι και πρέπει να συλλεχθούν από μια εκτεταμένη περιοχή, τα υπολείμματα επεξεργασίας συλλέγονται από ένα συγκεκριμένο σημείο και η εφοδιαστική τους αλυσίδα

απλοποιείται σημαντικά. Στην κατηγορία αυτή περιλαμβάνονται οι πυρήνες από τα κονσερβοποιεία φρούτων και τις ελαιουργικές μονάδες, τα υπολείμματα εκκοκκισμού βάμβακος, τα κελύφη από ρύζι, ξηρούς καρπούς, καφέ, ελαιούχους σπόρους και άλλα.

Η γεωργική πρακτική είναι συνήθως τα υπολείμματα αυτά να επιστρέφονται στο χώμα, να καίγονται, να αφήνονται να αποσυντίθενται ή να αποτελούν απόθεμα βοσκής. Ωστόσο, μελέτες για τη γεωργία και τη βιομάζα έχουν καταλήξει στο ότι είναι δυνατό να αφαιρείται και να αξιοποιείται ένα μέρος των γεωργικών υπολειμμάτων για παραγωγή ενέργειας, παρέχοντας μεγάλους όγκους υλικού χαμηλού κόστους. Τα υπολείμματα αυτά θα μπορούσαν να καούν/αεριοποιηθούν για την παραγωγή θερμότητας ή/και ηλεκτρισμού.



(α)

(β)

(γ)

Σχήμα 2.3 Γεωργικά υπολείμματα
(α) Μπάλα αχύρου, (β) Φλοιός ρυζιού, (γ) Ελαιοπυρηνόξυλο
(Πηγή: <http://bisyplan.bioenarea.eu/html>)

2.2.2 Υπολείμματα δασικού τομέα

Τα δασικά υπολείμματα περιλαμβάνουν μη χρησιμοποιούμενα υπολείμματα υλοτομίας, μη εμπορεύσιμα δένδρα, νεκρά ξύλα, καθώς και άλλα μη εμπορικά δένδρα που πρέπει να κοπούν από πυκνά, ασθενή ή ευτυρόβλητα δάση (ΚΑΠΕ 2001). Η αποψίλωση των δασών, που είναι απαραίτητη για να βοηθηθούν μερικά δάση να επανακτήσουν τη φυσική τους υγεία, παρέχει επίσης μια μεγάλη ποσότητα υπολειμμάτων ξύλου που μπορούν να χρησιμοποιηθούν για παραγωγή ενέργειας. Ωστόσο, αν τα δασικά υπολείμματα της συγκομιδής της ξυλείας εξεταστούν ως πηγή ενέργειας, εμφανίζουν το πολύ σημαντικό μειονέκτημα της διασποράς τους σε μεγάλες εκτάσεις και της μικρής πυκνότητάς τους, με αποτέλεσμα η συλλογή και η μεταφορά τους σε μεγάλες αποστάσεις να είναι αντικοινωνική. Βέβαια, το πρόβλημα αυτό ελαχιστοποιείται με τη συμπύκνωσή τους σε μπρικέτες.

2.2.3 Ενεργειακές καλλιέργειες

Οι ενεργειακές καλλιέργειες είναι καλλιεργούμενα ή αυτοφυή είδη, τα οποία παράγουν βιομάζα ως κύριο προϊόν, που μπορεί να χρησιμοποιηθεί με σκοπό την παροχή θερμότητας, ηλεκτρισμού ή καυσίμων. Ενεργειακές καλλιέργειες θεωρούνται

είτε οι παραδοσιακές γεωργικές καλλιέργειες (όπως σιτάρι, κριθάρι, αραβόσιτος, ζαχαρότευτλα, ηλίανθος) των οποίων το τελικό προϊόν τους προορίζεται για την παραγωγή υγρών βιοκαυσίμων (βιοαιθανόλης και βιοντίζελ), είτε «νέες» καλλιέργειες υψηλής παραγωγικότητας σε βιομάζα ανά μονάδα γης (όπως μίσχανθος, καλάμι και αγριαγκινάρα) που δεν καλλιεργούνται προς το παρόν εμπορικά και το τελικό προϊόν τους προορίζεται για παραγωγή ενέργειας (ΚΑΠΕ 2006). Οι ενεργειακές καλλιέργειες διακρίνονται σε γεωργικές ενεργειακές καλλιέργειες (ετήσιες ή πολυετείς) και σε δασικές ενεργειακές καλλιέργειες (μικρού περιόδου χρόνου):

- **Ετήσιες γεωργικές ενεργειακές καλλιέργειες:**
 - Γλυκό και κυτταρινούχο σόργο (*Sorghum bicolor* L.)
 - Κενάφ (*Hibiscus cannabinus* L.)
 - Ελαιοκράμβη (*Brassica napus*, *Brassica carinata*)
- **Πολυετείς γεωργικές ενεργειακές καλλιέργειες:**
 - Καλάμι (*Arundo donax* L.)
 - Μίσχανθος (*Miscanthus x giganteus* GREEF et DEU)
 - Αγριαγκινάρα (*Cynara cardunculus* L.)
 - Switchgrass (*Panicum virgatum* L.)
- **Δασικές ενεργειακές καλλιέργειες:**
 - Δύο είδη ευκαλύπτων (*Eucalyptus globulus* Labil., *Eucalyptus camaldulensis* Dehnh.)

Οι ενεργειακές καλλιέργειες επιλέγονται προσεχτικά ώστε να αναπτύσσονται ταχέως, να είναι ανθεκτικές στην ξηρασία και τα παράσιτα και να έχουν εύκολη συγκομιδή προκειμένου να επιτρέπουν ανταγωνιστικές τιμές όταν χρησιμοποιούνται ως καύσιμα. Πέρα από την αξία τους ως καύσιμα, μπορούν να χρησιμοποιηθούν και για τον έλεγχο της διάβρωσης, την αναβάθμιση του εδάφους, αλλά και ως φυσικά φίλτρα για την παρεμπόδιση της διαφυγής των θρεπτικών στοιχείων από το έδαφος προς τους υδροφόρους ορίζοντες. Τέλος, αναπτύσσονται σε αγροτικές εκτάσεις που δεν χρησιμοποιούνται για καλλιέργεια τροφών, ζωοτροφών ή ινών. Τέτοιες εκτάσεις μπορεί να είναι γαίες που αποσύρονται από χρήση για λόγους ελέγχου των τιμών ή εκτάσεις όπου η καλλιέργεια των τροφών είναι οικονομικά ασύμφορη. Συγκριτικά με τις παραδοσιακές γεωργικές καλλιέργειες, οι ενεργειακές απαιτούν λιγότερη συντήρηση και αγωγή με λιπάσματα και παρασιτοκτόνα.



Σχήμα 2.4 Ενεργειακές Καλλιέργειες: καλάμι (πάνω αριστερά), αγριαγκινάρα (πάνω δεξιά), ελαιοκράμβη (κάτω αριστερά), σόργο (κάτω δεξιά)
(Πηγή: <http://itia.ntua.gr/~nikos/energy/ene-biomass.pdf>)

2.2.4 Ζωικά απόβλητα

Υπάρχει μια ποικιλία ζωικών αποβλήτων που μπορούν να χρησιμοποιηθούν ως πηγές ενέργειας από βιομάζα. Οι πιο συνηθισμένες πηγές είναι οι κοπριές από τα χοιρινά, τα κοτόπουλα και τα βοοειδή (σε εκτροφεία), καθώς τα ζώα αυτά εκτρέφονται σε περιορισμένο χώρο παράγοντας μεγάλη ποσότητα αποβλήτων σε μικρή έκταση.

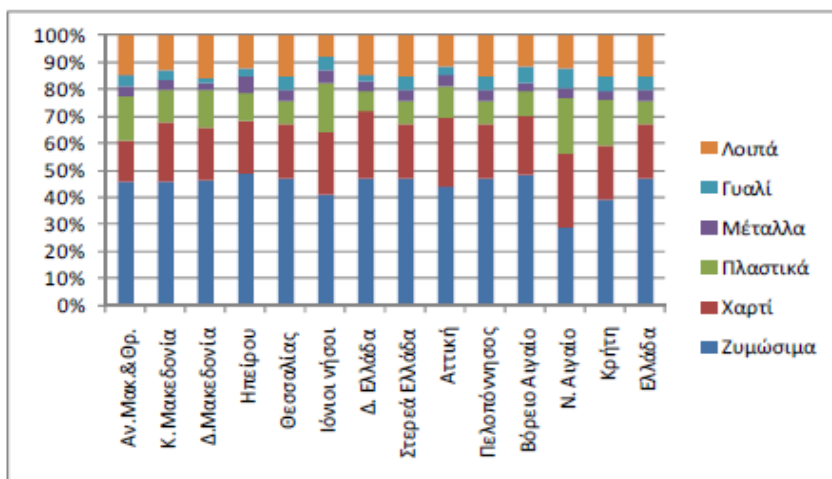
Η οργανική ύλη των ζωικών αποβλήτων περιέχει ενέργεια δεσμευμένη στα μόριά της, που το μεγαλύτερο μέρος της μπορεί να χρησιμοποιηθεί από διάφορους μικροοργανισμούς για τις ανάγκες του μεταβολισμού τους. Αν οι συνθήκες δράσεις είναι αναερόβιες, παράγεται βιοαέριο, δηλαδή αέριο μείγμα πλούσιο σε μεθάνιο και διοξείδιο του άνθρακα, και συνεπώς με ενεργειακό ενδιαφέρον (Γεωργαράκης 1982). Ελεγχόμενες αναερόβιες συνθήκες επιτυγχάνονται σε κατάλληλους αντιδραστήρες. Η παραγωγή βιοαερίου παρέχει ένα φθινό και εύχρηστο καύσιμο, το οποίο μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε μηχανές εσωτερικής καύσης για την παραγωγή ηλεκτρισμού ή να καεί άμεσα για θέρμανση χώρων ή νερού. Λαμβάνοντας υπόψη ότι στη σημερινή εποχή η διάθεση των ζωικών αποβλήτων αποτελεί μείζον περιβαλλοντικό πρόβλημα, παρέχονται επιπλέον κίνητρα για τη μετατροπή τους σε ενέργεια.

2.2.5 Αστικά στερεά απορρίμματα

Τα αστικά απορρίμματα περιλαμβάνουν τα στερεά απορρίμματα των πόλεων που είναι κατεξοχήν οικιακής προέλευσης, τα απορρίμματα από την καθαριότητα των δρόμων, των πάρκων κτλ., καθώς και τα απορρίμματα διαφόρων οικονομικών δραστηριοτήτων που λαμβάνουν χώρα σε ένα πολεοδομικό συγκρότημα (εμπόριο, βιοτεχνίες, κ.α.) (Τσιλιγκιρίδης 1996).

Σήμερα, οι γενικοί τρόποι διάθεσης των απορριμμάτων είναι η απόθεση σε χώρους ταφής, η καύση και η λισματοποίηση, ενώ σε αρκετές χώρες συμπληρώνονται και με μεθόδους ανάκτησης/ανακύκλωσης ορισμένων υλικών, όπως το χαρτί, το γυαλί ή τα μέταλλα. Παρόλα αυτά, σε πολλές χώρες όπου είναι διαθέσιμες οι απαραίτητες εκτάσεις, το σύστημα της ταφής παραμένει το πιο συμφέρον από οικονομική άποψη. Στην Ελλάδα, η διάθεση των απορριμμάτων των μεγάλων πόλεων γίνεται σε χωματερές, ενώ των άλλων περιοχών αποτίθενται στην ύπαιθρο.

Πρωταρχικό ρόλο στη επιλογή της μεθόδου διάθεσης, διαδραματίζει η σύσταση των απορριμμάτων, η οποία μεταβάλλεται από περιοχή σε περιοχή και σχετίζεται με τη θέση και τον τύπο της υπηρεσίας συλλογής. Στο Διάγραμμα 2.1 που ακολουθεί, απεικονίζεται η ποιοτική σύσταση των αστικών στερεών απορριμμάτων για τις δεκατρείς περιφέρειες της Ελλάδας. Η πηγή βιομάζας στα απορρίμματα αυτά αποτελείται από το τα ζυμώσιμα, που περιλαμβάνουν τα υπολείμματα της κουζίνας και του κήπου, το χαρτί και τα πλαστικά, και κατά μέσο όρο είναι περίπου το 78% των συνολικά συλλεγόμενων αστικών απορριμμάτων. Σε πολλές μελέτες, η μέση κατώτερη θερμογόνο δύναμη των αστικών απορριμμάτων της Ελλάδας αναφέρεται ότι ανέρχεται σε 1.500 kcal/Kg ή 6,29 MJ/Kg (Τσιλιγκιρίδης 1996).



Διάγραμμα 2.1 Ποιοτική σύσταση αστικών στερεών απορριμμάτων για τις Περιφέρειες Ελλάδος
(Πηγή: <http://www.wtert.gr/>)

Τα αστικά στερεά απορρίμματα μπορούν να μετατραπούν σε ενέργεια με άμεση καύση ή μέσω φυσικής αναερόβιας χώνευσης στο χώρο ταφής τους (παραγωγή βιοαερίου). Στους χώρους ταφής, το παραγόμενο αέριο από τη φυσική αποσύνθεση των αστικών στερεών απορριμμάτων (περίπου 50% μεθάνιο και 50% διοξείδιο του άνθρακα) συλλέγεται από τα συσσωρευμένα υλικά και καθαρίζεται πριν την

τροφοδοσία των μηχανών εσωτερικής καύσης ή των αεριοστροβίλων για την παραγωγή θερμότητας και ηλεκτρισμού.

2.2.6 Βιομηχανικά απορρίμματα

Μεγάλες ποσότητες υπολειμμάτων και υποπροϊόντων που παράγονται από τη βιομηχανία τροφίμων, μπορούν να αξιοποιηθούν για την παραγωγή ενέργειας. Τα απορρίμματα αυτά προέρχονται από όλους τους τομείς της βιομηχανίας τροφίμων, από την παραγωγή κρέατος μέχρι τη ζαχαροπλαστική.

Στα στερεά απορρίμματα περιλαμβάνονται φλοιοί και υπολείμματα φρούτων και λαχανικών, τρόφιμα που δεν ανταποκρίνονται στα πρότυπα ποιότητας, πολτός και ίνες από την εξαγωγή ζάχαρης και αμύλου, κατακάθια φίλτρων και καφέ. Αυτά συνήθως αποβάλλονται σε χώρους ταφής και η εταιρεία τροφίμων πληρώνει για την απόρριψή τους. Αντίστοιχα, υγρά απορρίμματα παράγονται από το πλύσιμο του κρέατος, των φρούτων και των λαχανικών, το προ-μαγείρεμα των κρεάτων, των πουλερικών και των ψαριών, από εργασίες καθαρισμού και επεξεργασίας, καθώς και από οινοποίηση. Τα υγρά αυτά απορρίμματα περιέχουν ζάχαρα, άμυλα και άλλες διαλυμένες και στερεές οργανικές ύλες, αλλά σε αραιή μορφή. Η ενεργειακή αξιοποίηση των βιομηχανικών απορριμμάτων γίνεται με αναερόβια χώνευση για την παραγωγή βιοαερίου.

2.2.7 Αστικά λύματα

Ως πηγή ενέργειας, τα αστικά λύματα παρουσιάζουν αρκετές ομοιότητες με τα ζωικά απόβλητα, με τη μόνη διαφορά ότι αυτά υφίστανται επεξεργασία εδώ και πολλά χρόνια στις αναπτυγμένες χώρες. Η ενεργειακή αξιοποίηση των αστικών λυμάτων επιτυγχάνεται μέσω της αναερόβιας χώνευσης για την παραγωγή βιοαερίου. Η παραμένουσα λάσπη μπορεί στη συνέχεια να αποτεφρωθεί ή να υποστεί πυρόλυση, ώστε να παραχθεί περισσότερο βιοαέριο και βιοέλαιο.

2.3 Βασικές Ιδιότητες Βιομάζας

2.3.1 Στοιχειακή ανάλυση

Στη στοιχειακή ανάλυση προσδιορίζεται η κατά βάρος σύσταση της βιομάζας σε άνθρακα (C), υδρογόνο (H), άζωτο (N) και θείο (S). Ακόμη, συνηθίζεται και η μέτρηση της περιεκτικότητας σε χλώριο (Cl) (Τσιλιγιάννης κ.α. 2007). Το οργανικό περιεχόμενο των διαφόρων πηγών βιομάζας έχει σε γενικές γραμμές παρόμοια στοιχειακή ανάλυση. Γενικά, στα καύσιμα βιομάζας εμφανίζονται οι εξής τυπικές τιμές στοιχειακής ανάλυσης (% κ.β. ξηρής βάσης) (Γιαννόπουλος και Φούντη 2005):

- ✓ Ο άνθρακας (C) κυμαίνεται μεταξύ 44 - 51%.
- ✓ Το υδρογόνο (H) από 5,5 - 6,7%.
- ✓ Το οξυγόνο (O) από 41 - 50%.
- ✓ Το άζωτο (N) από 0,12 - 0,60%.
- ✓ Το θείο (S) είναι αμελητέο (από 0 - 0,2%).
- ✓ Το χλώριο (Cl) είναι συνήθως μικρότερο του 0,4%.

2.3.2 Θερμογόνος Δύναμη

Η θερμογόνος δύναμη εκφράζει την ενέργεια που απελευθερώνεται κατά την καύση της μονάδας μάζας του καυσίμου σε συγκεκριμένες συνθήκες και αποτελεί τη βάση προσδιορισμού της απόδοσης του ενεργειακού συστήματος (Φούντη και Γιαννόπουλος 2005). Διακρίνεται σε **ανώτερη (HHV - Higher Heating Value)** και σε **κατώτερη θερμογόνου δύναμη (LHV - Lower Heating Value)**. Στην ανώτερη θερμογόνου δύναμη συμπεριλαμβάνεται η λανθάνουσα θερμότητα του νερού, κάτι το οποίο δεν ισχύει για την κατώτερη θερμογόνου δύναμη, όπου έχει αφαιρεθεί η λανθάνουσα θερμότητα εξάτμισης του περιεχόμενου νερού. Συνήθεις τιμές της ανώτερης θερμογόνου δύναμης των διαφόρων ειδών βιομάζας είναι της τάξης των 14-23 MJ/Kg (Τσιλιγιάννης κ.α. 2007). Οι διαφορές οφείλονται στο διαφορετικό περιεχόμενο άνθρακα (κύρια πηγή ενέργειας) και στη διαφορετική περιεκτικότητα σε τέφρα (μη καύσιμη ύλη).

2.3.3 Περιεκτικότητα σε υγρασία

Η υγρασία, δηλαδή η ποσότητα του νερού εντός της βιομάζας, θεωρείται ανεπιθύμητη πρόσμιξη που πρέπει να αφαιρεθεί στο μεγαλύτερο δυνατό ποσοστό με ξήρανση (φυσική ή θερμική). Η υγρασία στην περίπτωση της καύσης της βιομάζας μειώνει την τελική ωφέλιμη ενέργεια και συνεπώς την απόδοση του ενεργειακού συστήματος, συμβάλλοντας ταυτόχρονα στην αυξημένη εκπομπή ρύπων. Οι τιμές της κυμαίνονται από 10% κ.β. (υπολείμματα καλλιέργειας δημητριακών) έως και 80% κ.β. (δασικά υπολείμματα, ζωικά απόβλητα). Για καύση της βιομάζας επιβάλλονται τιμές περιεκτικότητας σε υγρασία μικρότερες του 50% κ.β. (Γιαννόπουλος και Φούντη 2005).

2.3.4 Πυκνότητα

Η πυκνότητα της βιομάζας καθορίζει το κόστος μεταφοράς της βιομάζας από το σημείο παραγωγής μέχρι το σημείο κατανάλωσης. Καθώς η βιομάζα χρησιμοποιείται τεμαχισμένη, πιο χρήσιμη τεχνικά είναι η «**χύδην**» (**bulk**) **πυκνότητα**, η οποία αποτελεί κλάσμα της πυκνότητας ανά τεμάχιο. Η «**χύδην**» πυκνότητα κυμαίνεται από 100-200 Kg/m³ (για άχυρο) έως και 700-900 Kg/m³ (για ξύλο) και εξαρτάται άμεσα από το είδος, το μέγεθος, το σχήμα και την υγρασία των τεμαχίων της βιομάζας (Γιαννόπουλος και Φούντη 2005). Η «**χύδην**» πυκνότητα σε συνδυασμό με τη θερμογόνου δύναμη της βιομάζας αποτελούν την «**ενεργειακή πυκνότητα**», δηλαδή την πυκνότητα ενέργειας ανά μονάδα όγκου της βιομάζας. Συγκριτικά με τα συμβατικά καύσιμα, η βιομάζα έχει περίπου το 10% της ενεργειακής πυκνότητας του πετρελαίου (Γιαννόπουλος και Φούντη 2005).

2.3.5 Περιεκτικότητα σε τέφρα

Η τέφρα είναι το ανόργανο κλάσμα της βιομάζας (μη καύσιμη ύλη) και συνίσταται κατά κύριο λόγο από τις ενώσεις SiO₂, Al₂O₃, Fe₂O₃, CaO, Na₂O, K₂O, MgO, P₂O₅ και

TiO₂. Κυμαίνεται από 0,5% κ.β. (περίπτωση ξύλου) έως και 30-40% κ.β. (περίπτωση φλοιού ρυζιού) (Γιαννόπουλος και Φούντη 2005). Πρόκειται για μια πολύ σημαντική παράμετρο που, ανάλογα με την ποσότητα και τη χημική σύσταση, μπορεί να επηρεάσει τη συμπεριφορά του βιοκαυσίμου κάτω από υψηλές θερμοκρασίες, δημιουργώντας σοβαρά προβλήματα (υάλωση) στις μονάδες ενεργειακής αξιοποίησης της βιομάζας.

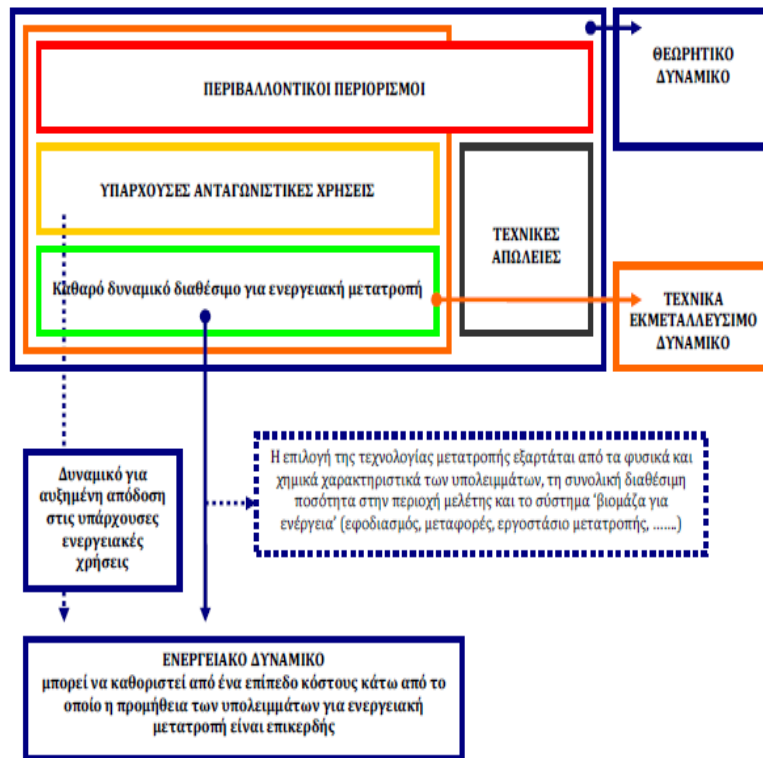
2.4 Δυναμικό Βιομάζας

Δεδομένης της πολυμορφίας της βιομάζας και των τοπικών συνθηκών, είναι φανερό ότι κάθε απόπειρα εκτίμησης του δυναμικού σε παγκόσμια κλίμακα πρέπει να στηριχτεί σε λεπτομερείς τοπικές αναλύσεις της συνεισφοράς της κάθε περιοχής. Για τον ακριβή προσδιορισμό του δυναμικού της βιομάζας, αυτό διακρίνεται σε θεωρητικό δυναμικό, διαθέσιμο δυναμικό, τεχνικά και οικονομικά εκμεταλλεύσιμο δυναμικό.

Ως **θεωρητικό δυναμικό** αναφέρεται το σύνολο των παραγόμενων αγροτικών, δασικών και άλλης μορφής υπολειμμάτων που προκύπτουν σε μία περιοχή. Το δυναμικό αυτό αντιστοιχεί στο μέγιστο ποσό της ενέργειας που θα μπορούσε να παραληφθεί από την περιοχή αυτή, επιτυγχάνοντας την πλήρη αξιοποίησή του για παραγωγή ενέργειας (Ζερβός 2011). Ωστόσο, η χρήση της βιομάζας ως καύσιμο είναι μία από τις τέσσερις ανταγωνιστικές χρήσεις της. Τα αποθέματα της βιομάζας μοιράζονται σε ανθρώπους και ζώα, που τρέφονται με τα φυτά, ενώ οι φυτικές ίνες χρησιμοποιούνται στις κατασκευές για την παραγωγή χαρτιού, υφασμάτων κτλ. Για τους λόγους αυτούς, εισάγεται η έννοια του **διαθέσιμου δυναμικού** της βιομάζας, της αδιάθετης δηλαδή ποσότητας βιομάζας που μπορεί να αξιοποιηθεί ενεργειακά (Ζερβός 2011). Σημαντικός περιοριστικός παράγοντας του θεωρητικού δυναμικού αποτελεί επίσης η απόδοση της διαδικασίας περισυλλογής των υπολειμμάτων που θα καταλήξουν στη μονάδα παραγωγής ενέργειας.

Οι έννοιες του τεχνολογικά και οικονομικά εκμεταλλεύσιμου δυναμικού σχετίζονται άμεσα με την τεχνολογία που επιλέγεται για την παραγωγή ενέργειας από συγκεκριμένη πρώτη ύλη και τα οικονομικά χαρακτηριστικά της επένδυσης (Ζερβός 2011). Για την εκτίμηση του **τεχνολογικά εκμεταλλεύσιμου δυναμικού** απαιτείται αρχικά ο καθορισμός συγκεκριμένης τεχνολογίας για την αξιοποίηση του διαθέσιμου δυναμικού. Η επιλογή αυτή εξαρτάται άμεσα από τη μορφή της διαθέσιμης πρώτης ύλης, την επιθυμητή μορφή της παραλαμβανόμενης ενέργειας, καθώς και από τις ενεργειακές ανάγκες της περιοχής που είναι συγκεντρωμένο το διαθέσιμο δυναμικό. Παράλληλα, τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά της κάθε τεχνολογίας περιορίζουν ανάλογα την ποσότητα της ενέργειας που τελικά προσφέρεται προς κατανάλωση. Τέλος, **οικονομικά εκμεταλλεύσιμο δυναμικό** ορίζεται η ποσότητα της ενέργειας που μπορεί να αξιοποιηθεί με οικονομικά ανταγωνιστικό τρόπο. Η εκτίμηση του συγκεκριμένου δυναμικού προϋποθέτει τις εκτιμήσεις των ποσοτήτων που αναφέρθηκαν, με τη συγκεκριμένη σειρά. Επιπρόσθετα, απαραίτητη προϋπόθεση είναι και η επιλογή συγκεκριμένης θέσης για την κατασκευή της συγκεκριμένης

ενεργειακής μονάδας, δεδομένου ότι το κόστος μεταφοράς της βιομάζας στη συγκεκριμένη θέση είναι καθοριστική παράμετρος για τη βιωσιμότητα της επένδυσης.



Σχήμα 2.5 Προσέγγιση της εκτίμησης βιομάζας (Έργο ‘Make It Be’, 2010)
(Πηγή: http://www.ener-supply.eu/downloads/ENER_handbook_gr.pdf)

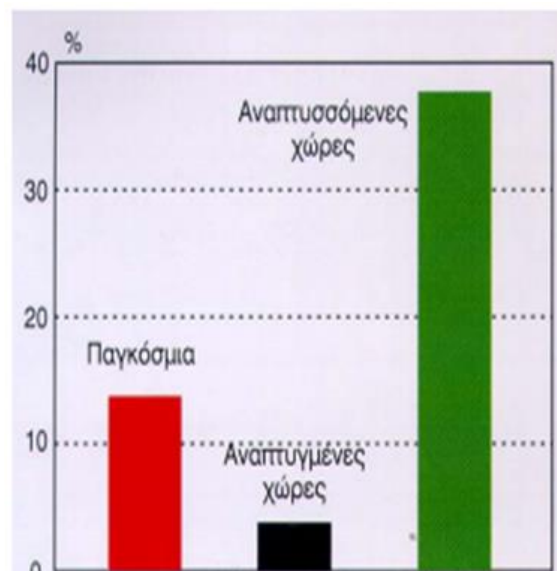
2.4.1 Διαθέσιμο δυναμικό βιομάζας σε παγκόσμια κλίμακα

Στο Σχήμα 2.6 που ακολουθεί, απεικονίζεται το **παγκόσμιο** δυναμικό των πρώτων υλών βιομάζας γεωργικής και δασικής προέλευσης, σύμφωνα με το Υπουργείο Ενέργειας των Η.Π.Α.



Σχήμα 2.6 Χάρτης γεωγραφικής κατανομής των πρώτων υλών βιομάζας
(Πηγή: http://www.cres.gr/kape/education/ODHGOS_TERESs.pdf)

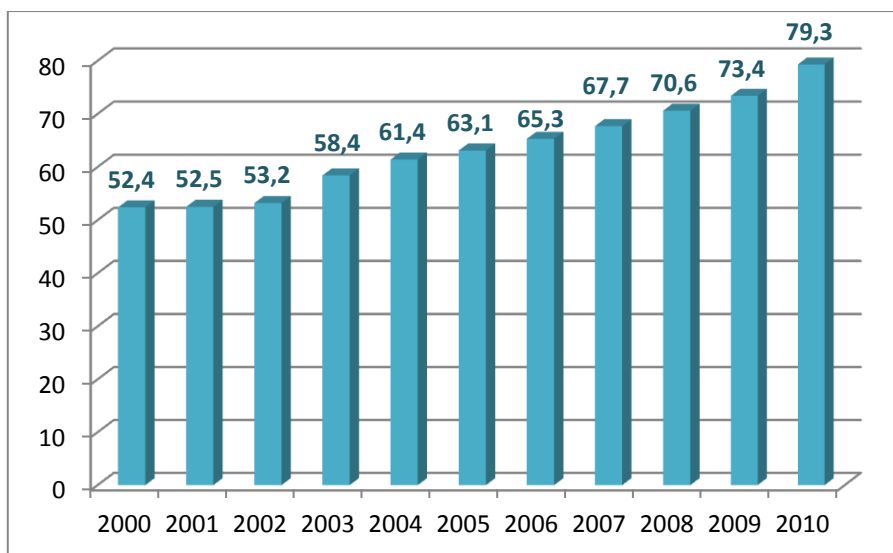
Με βάση πρόσφατες εκτιμήσεις του Κέντρου Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΚΑΠΕ), η παραγόμενη ποσότητα βιομάζας σε **παγκόσμια κλίμακα** υπολογίζεται ότι ανέρχεται σε 172 δισεκατομμύρια τόνους ξηρού υλικού ετησίως, με ενεργειακό περιεχόμενο δεκαπλάσιο της ενέργειας που καταναλώνεται παγκοσμίως στο ίδιο διάστημα. Ωστόσο, αν και οι εφαρμογές της βιομάζας καλύπτουν μόνο το 14% των παγκόσμιων ενεργειακών αναγκών (Διάγραμμα 2.2) και αφορούν κυρίως τις παραδοσιακές χρήσεις της (καυσόξυλα, κτλ.), η πολιτική βούληση παγκοσμίως για τη δραστική μείωση των εκπομπών του διοξειδίου του άνθρακα και του θείου, έχει οδηγήσει την τελευταία δεκαετία σε αύξηση της χρήσης της βιομάζας στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής. Χαρακτηριστικά αναφέρουμε ότι στις ΗΠΑ η παραγωγή ηλεκτρισμού από βιομάζα αυξανόταν ετησίως κατά 7% μεταξύ των ετών 1990 και 1994, φθάνοντας τις 59.000 GWh το έτος 1994. Μια τέτοια εξέλιξη θα μπορούσε να οδηγήσει σε μια βιομηχανία δυναμικότητας περίπου 30 GW, που θα παράγει από 150.000 έως 200.000 GWh ηλεκτρισμού το 2020 (ΚΑΠΕ 2001).



Διάγραμμα 2.2 Συμμετοχή της βιομάζας (%) στην κατανάλωση ενέργειας παγκοσμίως
(Πηγή: http://www.cres.gr/energy-saving/images/pdf/biomass_guide.pdf)

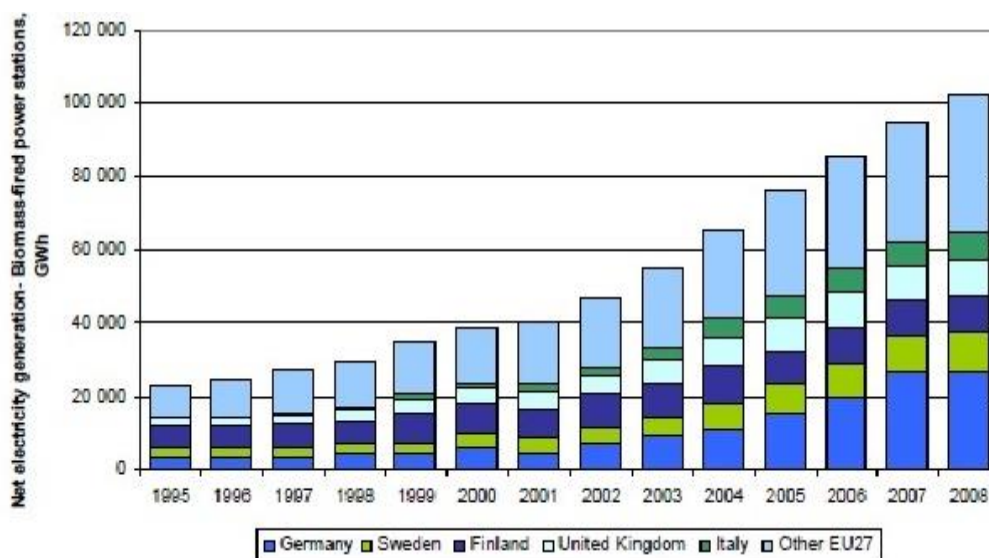
Σε **Ευρωπαϊκό επίπεδο**, η παραγωγή πρωτογενούς ενέργειας από στερεή βιομάζα ανήλθε σε 79,3 Mtoe² το έτος 2010, ποσότητα μεγαλύτερη κατά 8% από την αντίστοιχη του 2009 (Διάγραμμα 2.3). Η αύξηση αυτή είναι μεγαλύτερη από εκείνη που παρουσιάστηκε κατά τη διετία 2008-2009 (4%). Παρατηρείται δηλαδή ότι η πανευρωπαϊκή τάση παραγωγής ενέργειας από βιομάζα θα είναι αυξητική τα προσεχή έτη.

² 1 Mtoe = 106 toe, δηλαδή 106 τόνους ισοδύναμου πετρελαίου.



Διάγραμμα 2.3 Πρωτογενής παραγωγή ενέργειας από στερεή Βιομάζα στην ΕΕ των 27 (σε toe)
(Πηγή: www.biomassenergy.gr)

Το Διάγραμμα 2.4 παρουσιάζει την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από στερεή βιομάζα στην Ευρώπη τα έτη 1995-2008. Το 2008 η συνολική ηλεκτροπαραγωγή από βιομάζα στην Ευρωπαϊκή Ένωση των 27 εκτιμήθηκε ίση με 100.000 GWh. Είναι εμφανές ότι η Γερμανία, η Σουηδία, η Φιλανδία, το Ηνωμένο Βασίλειο και η Ιταλία είναι τα κράτη με τη μεγαλύτερη παραγωγή ενέργειας από στερεή βιομάζα.



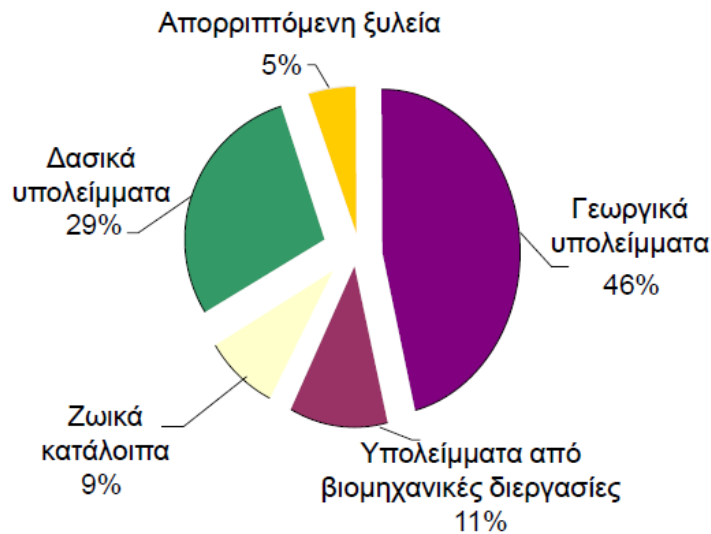
Διάγραμμα 2.4 Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από στερεή βιομάζα στην Ευρώπη των 27
(Πηγή: <http://www.dosenergy.gr>)

2.4.2 Η κατάσταση στην Ελλάδα

Η βιομάζα στη χώρα μας βρίσκεται εφαρμογές κυρίως στην παραγωγή, κατά τον παραδοσιακό τρόπο, θερμότητας στον οικιακό τομέα (θέρμανση, μαγειρική), στη θέρμανση θερμοκηπίων, σε ελαιουργεία, καθώς και στη βιομηχανία (εκκοκκιστήρια βαμβακιού, πυρηνελαιουργεία, παραγωγή προϊόντων ξυλείας, κτλ.), σε περιορισμένη

όμως κλίμακα. Ωστόσο, οι προοπτικές αξιοποίησης της βιομάζας είναι εξαιρετικά ευοίωνα, καθώς υπάρχει σημαντικό δυναμικό, μεγάλο μέρος του οποίου είναι άμεσα διαθέσιμο. Ακόμα, η ενέργεια που μπορεί να παραχθεί είναι σε πολλές περιπτώσεις, οικονομικά ανταγωνιστική της παραγόμενης ενέργειας από συμβατικές πηγές.

Με βάση πρόσφατα στοιχεία του Κέντρου Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, το θεωρητικό δυναμικό της βιομάζας στη χώρα μας για παραγωγή ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας από γεωργικά υπολείμματα ανέρχεται σε 27,7 TWh (Γερασίμου 2013). Η ποσοστιαία κατανομή της ετήσιας παραγωγής βιομάζας ανά κατηγορία υπολείμματος απεικονίζεται στο Διάγραμμα 2.5 που ακολουθεί.



Διάγραμμα 2.5 Ποσοστιαία κατανομή ετήσιας παραγωγής βιομάζας στην Ελλάδα
(Πηγή: Αγρανιώτης και Γραμμέλης 2013)

Από πρόσφατη απογραφή έχει εκτιμηθεί ότι το σύνολο της άμεσα διαθέσιμης βιομάζας στην Ελλάδα συνίσταται από 7.500.000 περίπου τόνους υπολειμμάτων γεωργικών καλλιεργειών (σιτηρών, αραβόσιτου, βαμβακιού, καπνού, ηλίανθου, κλαδοδεμάτων οπωροφόρων και ελαιόδεντρων, κληματίδων, πυρηνόξυλου κ.α.), καθώς και από 2.700.000 τόνους δασικών υπολειμμάτων υλοτομίας (κλάδοι, φλοιοί κ.α.) (Κατσίρη 2011). Λαμβάνοντας υπόψη ότι ένας τόνος βιομάζας ισοδυναμεί με περίπου 0,4 τόνους πετρελαίου, τα γεωργικά και δασικά υπολείμματα ισοδυναμούν ενεργειακά με 3-4 εκατομμύρια τόνους πετρελαίου, αντιστοιχούν δηλαδή στο 30-40% της ποσότητας πετρελαίου που καταναλώνεται ετησίως στη χώρα μας. Εντούτοις, με τα σημερινά δεδομένα καλύπτεται μόνο το 3% των ενεργειακών αναγκών με τη χρήση της διαθέσιμης βιομάζας (Γερασίμου 2013).

Παράλληλα με την αξιοποίηση των διαφόρων γεωργικών και δασικών υπολειμμάτων, σημαντικές ποσότητες βιομάζας είναι δυνατόν να ληφθούν από τις ενεργειακές καλλιέργειες. Δεδομένου ότι, συγκριτικά με τα γεωργικά και δασικά υπολείμματα, οι ενεργειακές καλλιέργειες έχουν το πλεονέκτημα της υψηλότερης παραγωγής ανά μονάδα επιφάνειας και της ευκολότερης συλλογής, το δυναμικό τους μπορεί να ξεπεράσει άνετα το αντίστοιχο των γεωργικών και δασικών υπολειμμάτων. Στο σημείο αυτό, αξίζει να αναφερθεί ότι την προσεχή δεκαετία υπολογίζεται ότι θα

μπορούσαν να αποδοθούν στις ενεργειακές καλλιέργειες 100-150 εκατομμύρια στρέμματα γεωργικής γης, προκειμένου να αυξηθούν οι ευρωπαϊκοί ενεργειακοί πόροι και να αποφευχθούν τα προβλήματα των επιδοτήσεων των γεωργικών πλεονασμάτων και της απόρριψης αυτών στις χωματερές. Στη χώρα μας ήδη 10 εκατομμύρια στρέμματα έχουν ήδη περιθωριοποιηθεί ή προβλέπεται να εγκαταλειφθούν στο άμεσο μέλλον. Εάν η έκταση αυτή αποδοθεί για την ανάπτυξη ενεργειακών καλλιεργειών, αναμένεται καθαρό ετήσιο όφελος σε ενέργεια 5-6 Mtoe, που αντιστοιχεί στο 50-60% της ετήσιας κατανάλωσης πετρελαίου στην Ελλάδα (Κατσίρη 2011).

Τέλος, στην Ελλάδα έχει ξεκινήσει τα τελευταία χρόνια μια προσπάθεια ενεργειακής αξιοποίησης του βιοαερίου. Το μεγάλο ενδιαφέρον των επενδυτών για το βιοαέριο διαφαίνεται στις αιτήσεις που έχουν υποβληθεί στη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ), από τις οποίες έχουν ήδη εγκριθεί δέκα αιτήσεις για άδειες ηλεκτροπαραγωγής, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 48 MW, με καύση βιοαερίου από επεξεργασία αγροτοβιομηχανικών οργανικών αποβλήτων, αστικών λυμάτων και Χώρους Υγειονομικής Ταφής Απορριμμάτων (ΧΥΤΑ). Μια εγκατάσταση παραγωγής βιοαερίου δεν παρέχει μόνο τη δυνατότητα αξιοποίησης του ενεργειακού δυναμικού του βιοαερίου, αλλά συμμετέχει παράλληλα και στη συνολική επεξεργασία των αποβλήτων μειώνοντας το ρυπαντικό τους φορτίο.

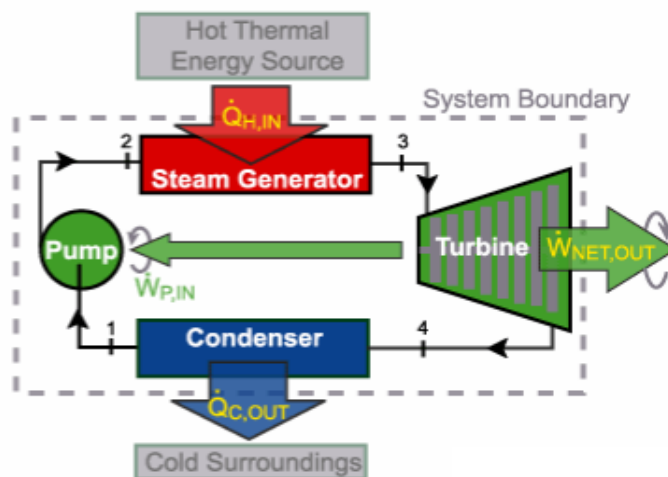
Στο **Παράρτημα 2** παρουσιάζεται το νομοθετικό πλαίσιο για τη διαχείριση της βιομάζας στην Ελλάδα.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3^ο – ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΜΕΤΑΤΡΟΠΗ ΒΙΟΜΑΖΑΣ / ΕΠΙΣΚΟΠΗΣΗ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΩΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Το κεφάλαιο αυτό αφιερώνεται στην παράθεση θεωρητικών στοιχείων για τις τεχνολογικές δυνατότητες αξιοποίησης της βιομάζας για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Αρχικά, γίνεται μία σύντομη αναφορά στους θερμοδυναμικούς κύκλους ατμού για την πληρέστερη κατανόηση του ρόλου των συστημάτων αμοστροβίλων σε εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας από βιομάζα. Ακολουθεί ενδελεχής περιγραφή των τεχνολογιών ενεργειακής επεξεργασίας της βιομάζας, που είτε είναι εμπορικά διαθέσιμες είτε βρίσκονται ακόμα υπό εντατική έρευνα και ανάπτυξη. Τέλος, δίνονται γενικά στοιχεία αναφορικά με τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις από την ενεργειακή αξιοποίηση της βιομάζας.

3.1 Θερμοδυναμική προσέγγιση Κύκλου Rankine

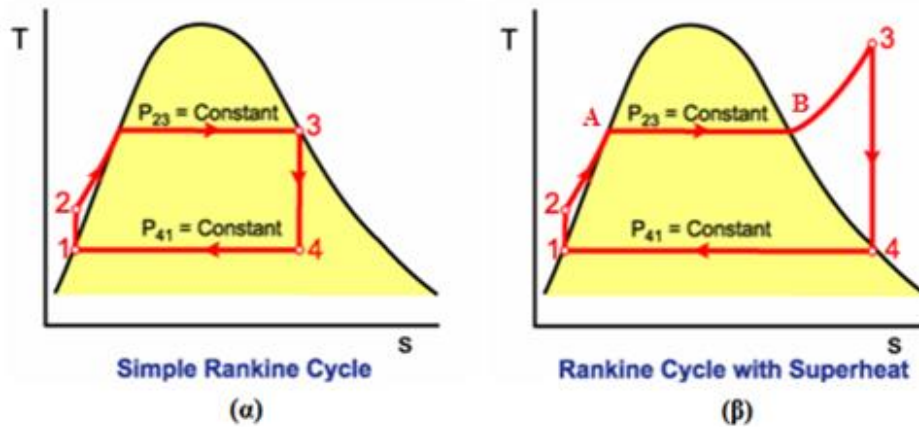
Ο κύκλος Rankine είναι ο βασικός κύκλος των συμβατικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής. Μια τυπική διάταξη που υλοποιεί έναν τέτοιο κύκλο απεικονίζεται στο Σχήμα 3.1 που ακολουθεί.



Σχήμα 3.1 Σχηματική διάταξη κύκλου Rankine
(Πηγή: <http://users.ntua.gr/koronaki/RANKINE.pdf>)

Η μορφή του θερμοδυναμικού κύκλου που επιτυγχάνεται με τη παραπάνω διάταξη στην ιδανική του μορφή (δηλαδή χωρίς απώλειες) δίνεται στο Σχήμα 3.2. Η μορφή του κύκλου μπορεί να διαφοροποιηθεί ανάλογα με τη θέση των ορίων αποτόνωσης που πραγματοποιείται στο στρόβιλο και έτσι προκύπτουν οι ακόλουθοι τύποι κύκλου (Μαθιουδάκης 2007):

- **Κύκλος κορεσμένου ατμού**, στον οποίο ο στρόβιλος τροφοδοτείται με κορεσμένο ατμό που εξέρχεται από τον λέβητα (Σχήμα 3.2 α).
- **Κύκλος υπέρθερμου ατμού**, στον οποίο ο στρόβιλος τροφοδοτείται με υπέρθερμο ατμό (Σχήμα 3.2 β). Στην περίπτωση αυτή, απαιτείται η εισαγωγή ενός επιπλέον τμήματος στον αμοστροβίλο, του υπερθερμαντή.



Σχήμα 3.2 Ο κύκλος Rankine στο διάγραμμα θερμοκρασίας - εντροπίας, T-S:
 (α) κύκλος κορεσμένου ατμού, (β) κύκλος υπέρθερμου ατμού
 (Πηγή: <http://users.ntua.gr/koronaki/RANKINE.pdf>)

Οι επιμέρους μεταβολές πραγματοποιούνται από διαφορετικά τμήματα της εγκατάστασης. Η όλη διάταξη περιλαμβάνει τις ακόλουθες κύριες συνιστώσες κατ' αντιστοιχία των μεταβολών του κύκλου:

Αντλία τροφοδοσίας:

Οι τροφοδοτικές αντλίες παρέχουν ισεντροπικά ενέργεια στο νερό (εργαζόμενο μέσο) για να τροφοδοτήσει τον ατμοπαραγωγό. Αναλυτικότερα, ανυψώνουν την πίεση του κεκορεσμένου νερού που επιστρέφει από τον συμπυκνωτή για να τη φέρουν στην τιμή πίεσης τροφοδοσίας του ατμοπαραγωγού. Το νερό εισέρχεται στις αντλίες σε κατάσταση κορεσμού και κατά την έξοδό του είναι υπόψυκτο (Μεταβολή 1-2, Σχήμα 3.2 β).

Ατμοπαραγωγός:

Ο ατμοπαραγωγός παράγει τον ατμό που απαιτείται για τη λειτουργία του ατμοστροβίλου με καύση κάποιου καυσίμου. Η όλη διεργασία θέρμανσης του νερού, ατμοποίησης και πιθανά υπερθέρμανσης γίνεται υπό σταθερή πίεση (για την ακρίβεια υπάρχει σχετικά μικρή πτώση πίεσης που οφείλεται στις διαφόρων ειδών απώλειες κατά τη ροή μέσα στον ατμοπαραγωγό). Η διαφορετική φυσική κατάσταση του θερμαινόμενου μέσου οδηγεί σε διαφορετική κατασκευή των επιμέρους τμημάτων που διαχωρίζονται ως εξής (Σχήμα 3.2 β):

- ✓ Ο **οικονομητήρας (ECO)**, στον οποίο γίνεται προθέρμανση του νερού από υπόψυκτη σε κεκορεσμένη κατάσταση (Μεταβολή 2-A).
- ✓ Ο **κυρίως λέβητας**, στον οποίο γίνεται η ατμοποίηση του νερού, η μετατροπή δηλαδή από κεκορεσμένο υγρό σε κεκορεσμένο ατμό (Μεταβολή A-B).
- ✓ Ο **υπερθερμαντήρας**, όταν έχουμε κύκλο υπέρθερμου ατμού, που μετατρέπει τον κεκορεσμένο ατμό σε υπέρθερμο (Μεταβολή B-3).

Ατμοστρόβιλος:

Ο ατμοστρόβιλος πραγματοποιεί την ισεντροπική εκτόνωση του ατμού που εξέρχεται από τον ατμοπαραγωγό, μετατρέποντας σε μηχανική ενέργεια την ενθαλπική πτώση του ατμού (Μεταβολή 3-4, Σχήμα 3.2 β). Η μετατροπή γίνεται με χρήση διαδοχικών κινητών και σταθερών πτερυγώσεων, πρόκειται δηλαδή για τυπική περίπτωση θερμικής στροβιλομηχανής. Ο ατμοστρόβιλος είναι συνδεδεμένος σε κοινή άτρακτο με ηλεκτρική γεννήτρια και έτσι η ενθαλπική πτώση του ατμού μετατρέπεται σε ηλεκτρική ενέργεια.

Συμπυκνωτής:

Ο συμπυκνωτής συλλέγει και συμπυκνώνει περίπου ισόθλιπτα τον ατμό εξόδου του στροβίλου, απορρίπτοντας την απαραίτητη θερμότητα στο περιβάλλον. Πρόκειται για εναλλάκτη θερμότητας στον οποίο ανταλλάσσεται θερμότητα μεταξύ δύο ρευμάτων: (α) του ατμού εξόδου του στροβίλου, που συμπυκνώνεται και οδηγείται προς το σύστημα τροφοδοσίας του ατμοπαραγωγού απορρίπτοντας θερμότητα και (β) του νερού ψύξης, που παραλαμβάνει την απορριπτόμενη θερμότητα (Μεταβολή 4-1, Σχήμα 3.2 β). Το νερό ψύξης είτε προέρχεται από το περιβάλλον (για παράδειγμα νερό θαλάσσης ή ποταμών) είτε κυκλοφορεί σε εξωτερικό κύκλωμα σε τμήμα του οποίου πραγματοποιείται η ψύξη (π.χ. σε πύργους ψύξης).

Βαθμός απόδοσης κύκλου Rankine:

Η καθαρή ισχύς που παράγεται από τον κύκλο (W_{net}) προκύπτει από την ισχύ που παράγει ο στρόβιλος (W_T) αν αφαιρεθεί η ισχύς που απαιτείται για την κίνηση των αντλιών τροφοδοσίας (W_P). Ο **βαθμός απόδοσης του κύκλου** (η_{CYCLE}) προκύπτει ως το πηλίκο της καθαρής παραγόμενης ισχύος (W_{net}) προς τη θερμότητα (Q_B) που παρέχεται ανά μονάδα μάζας του ατμού (Σχέση 3.1), Μαθιουδάκης 2007). Γραφικά, η ισχύς W_{net} ισούται με το εμβαδόν του χωρίου 1 2 3 4 1 του Σχήματος 3.2 β.

$$\eta_{CYCLE} = \frac{W_{net}}{Q_B} \Rightarrow \eta_{CYCLE} = \frac{W_T - W_P}{Q_B} \quad (\text{Σχέση 3.1})$$

Για σχετικά μικρές ατμοπαραγωγικές εγκαταστάσεις, οι τιμές του θερμοδυναμικού βαθμού απόδοσης της εγκατάστασης είναι της τάξης του 25-30% (Δεδούσης 2004).

3.2 Οργανικός κύκλος Rankine (ORC)

3.2.1 Γενικά στοιχεία για τον κύκλο ORC

Τα τελευταία χρόνια ο **Οργανικός Κύκλος Rankine (Organic Rankine Cycle, ORC)** εφαρμόζεται σε συστήματα μεσαίας κλίμακας ισχύος, που τροφοδοτούνται με γεωθερμική ενέργεια, ηλιακή ενέργεια ή βιομάζα ή από θερμότητα που απορρίπτεται στο περιβάλλον ως παραπροϊόν διαφόρων βιομηχανικών διεργασιών (Schuster et al. 2009). Η διαφορά του Οργανικού Κύκλου Rankine με τον κλασικό κύκλο Rankine

είναι η χρήση κάποιου οργανικού εργαζόμενου μέσου αντί του νερού - ατμού. Συνήθως, η οργανική ουσία είναι κάποιος υδρογονάνθρακας (βουτάνιο, πεντάνιο, εξάνιο, κ.τ.λ.), κάποιο σιλικονούχο λάδι ή υπερφθοράνθρακας (PFC).

3.2.2 Επιλογή εργαζόμενου μέσου κύκλου ORC

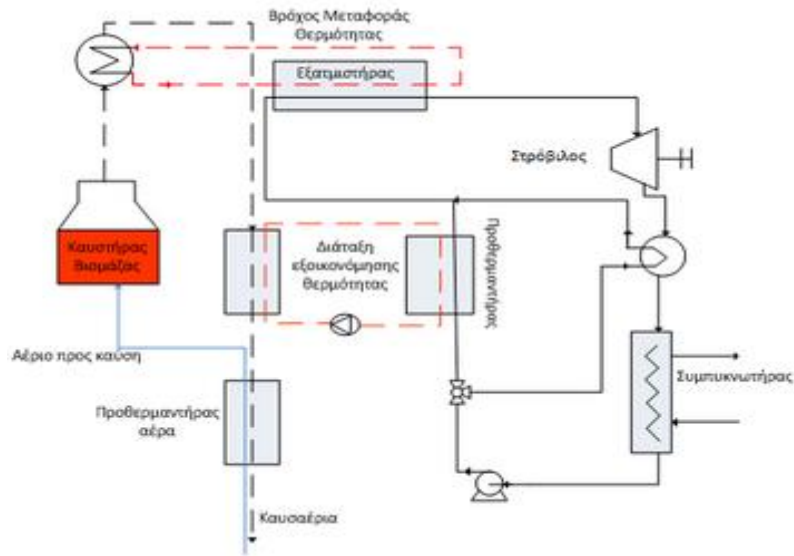
Η επιλογή του εργαζόμενου μέσου επηρεάζει και τη συνολική ενεργειακή απόδοση της διάταξης ORC. Μία από τις σημαντικότερες προκλήσεις είναι η κατάλληλη επιλογή του εργαζόμενου μέσου, ώστε να επιτευχθεί ο μέγιστος βαθμός απόδοσης του κύκλου. Τα **χαρακτηριστικά** ενός οργανικού ρευστού που πρέπει να ληφθούν υπόψη κατά την επιλογή του εργαζόμενου μέσου είναι τα ακόλουθα (Sylvain 2007, Dresher and Bruggemann 2007, Hettiarachchi Madhawa et al. 2007):

- Χαμηλή θερμοκρασία ατμοποίησης.
- Χαμηλή κρίσιμη θερμοκρασία (Η μέγιστη θερμοκρασία του κύκλου να είναι μικρότερη από τη θερμοκρασία αυτανάφλεξης).
- Θερμοκρασία τήξης χαμηλότερη της θερμοκρασίας περιβάλλοντος, ώστε σε περίπτωση μη λειτουργίας της εγκατάστασης να μην στερεοποιηθεί το ρευστό.
- Αποδεκτές πιέσεις, δεδομένου ότι οι υψηλές πιέσεις τείνουν να έχουν αρνητική επίδραση στη σταθερότητα του κύκλου.
- Συμβατότητα - μη διάβρωση του ρευστού με τα υλικά κατασκευής του μηχανολογικού εξοπλισμού (αντλίες, εναλλάκτες, στρόβιλος, κ.τ.λ.).
- Διαθεσιμότητα και χαμηλό κόστος.

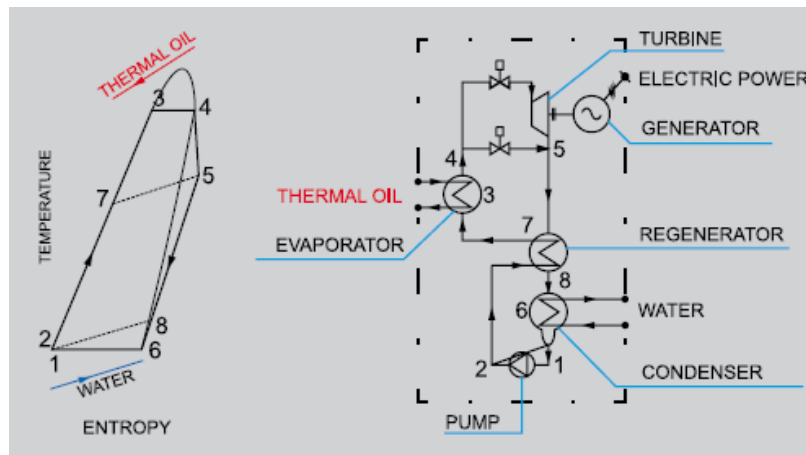
Ωστόσο, πέρα των χαρακτηριστικών αυτών, πολύ σημαντικός παράγοντας που πρέπει να λαμβάνεται υπόψη είναι και η **περιβαλλοντική συμβατότητα**. Το πρωτόκολλο του Μόντρεαλ (μια διεθνής συνθήκη για την προστασία του στρώματος του όζοντος) αλλά και η οδηγία της Ευρωπαϊκής Ένωσης 2037/2000 απαγορεύουν τη χρήση οργανικών ρευστών που προκαλούν καταστροφή του όζοντος (π.χ. Freon, CFC) και επιδεινώνουν το φαινόμενο του θερμοκηπίου (π.χ. HCFC, HFC). Αντί των ενώσεων αυτών χρησιμοποιούνται ενώσεις όπως οι HFEs και το πεντάνιο.

3.2.3 Αρχή λειτουργίας κύκλου ORC

Η αρχή λειτουργίας ενός κύκλου ORC με βιομάζα είναι ακριβώς η ίδια με ένα κύκλο Rankine νερού – ατμού, εκτός του ότι αξιοποιείται οργανικό ρευστό αντί του νερού (Σχήματα 3.3 και 3.4). Συνήθως, η πρόσδοση θερμότητας στον οργανικό κύκλο Rankine γίνεται με την βοήθεια **ειδικού θερμικού ελαίου** για την αποφυγή τοπικής υπερθέρμανσης του οργανικού ρευστού και την εξασφάλιση της λειτουργίας του εναλλάκτη θερμότητας σε ατμοσφαιρική πίεση (Dresher and Bruggemann 2007).

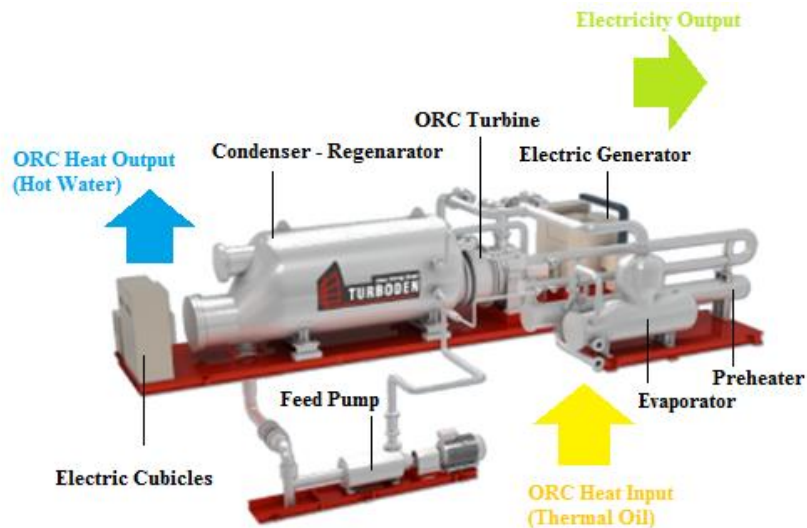


Σχήμα 3.3 Διάγραμμα ροής διάταξης παραγωγής ενέργειας από βιομάζα
(Πηγή: <http://www.biomassenergy.gr>)



Σχήμα 3.4 Διάγραμμα ροής και θερμοδυναμικό διάγραμμα ORC
(Πηγή: <http://www.turboden.eu>)

Αναλυτικότερα, η θερμότητα από την καύση της βιομάζας μεταφέρεται από τα καυσαέρια σε διαθερμικό λάδι μέσω δυο εναλλακτών θερμότητας, σε θερμοκρασία που κυμαίνεται από 150 μέχρι 320°C. Ακολούθως, το διαθερμικό λάδι μεταφέρεται στον κύκλο του ORC, όπου θερμαίνεται και εξατμίζει το οργανικό ρευστό σε θερμοκρασία γύρω στους 300°C (**μεταβολή 7-3-4**). Αφού εξατμιστεί το οργανικό ρευστό, εκτονώνεται στο στρόβιλο (**μεταβολή 4-5**) που είναι συνδεδεμένος σε κοινή άτρακτο με ηλεκτρική γεννήτρια για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Ο ατμός εξόδου του στροβίλου διέρχεται μέσω του κατάλληλου εναλλάκτη θερμότητας (regenerator) (**μεταβολή 5-8**) για την προθέρμανση νέας ποσότητας οργανικού ρευστού (**μεταβολή 2-7**), και στη συνέχεια συμπυκνώνεται στον συμπυκνωτή (condenser), απορρίπτοντας θερμότητα στο νερό ψύξης (**μεταβολή 8-6-1**). Τέλος, το υγρό οργανικό ρευστό οδηγείται μέσω τροφοδοτικής αντλίας (**μεταβολή 1-2**) στον προθερμαντήρα, όπου προθερμαίνεται και εξατμίζεται εκ νέου, συμπληρώνοντας έτσι έναν πλήρη κύκλο.



Σχήμα 3.5 Κύρια μέρη διάταξης ORC
 (Πηγή: <http://www.turboden.eu>)

3.2.4 Επιδόσεις μονάδας ORC

Η μονάδα ORC χρησιμοποιείται είτε σε εφαρμογές παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από την καύση βιομάζας είτε σε εφαρμογές συμπαραγωγής. Σε **εφαρμογές ηλεκτροπαραγωγής** η παραγόμενη θερμική ενέργεια αξιοποιείται αποκλειστικά για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία τροφοδοτεί το υπάρχον δίκτυο της Δημόσιας Επιχείρησης Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ). Η παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς κυμαίνεται από 1MW έως 10MW. Αντίθετα, σε **εφαρμογές συμπαραγωγής**, παράγεται ηλεκτρική ενέργεια σε συνδυασμό με ζεστό νερό, το οποίο αξιοποιείται για θέρμανση χώρων και βιομηχανικές χρήσεις (π.χ. θέρμανση θερμοκηπίων, θέρμανση βιοτεχνιών, βιομηχανιών κ.τ.λ.). Η παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς κυμαίνεται από 600 kW έως 3MW. Στους Πίνακες 3.1, 3.2 και 3.3 δίνονται τα τεχνικά χαρακτηριστικά και οι δυνατότητες παραγωγής ενέργειας διαφόρων μονάδων ORC Turboden, σύμφωνα με στοιχεία της εταιρείας «ΦΙΛΙΠΠΟΠΟΥΛΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Τ.Ε.».

Πίνακας 3.1 Τεχνικά χαρακτηριστικά μονάδων Turboden για εφαρμογές ηλεκτροπαραγωγής - Υψηλές Αποδόσεις (Electric Only –High Efficiency Units, HRS)

HRS for biomass application - Standard Sizes and typical performances					
		TURBODEN 12 HRS		TURBODEN 24 HRS	
		Pe=1156 kW with Split* standard conditions	Pe=1188 kW without Split standard conditions	Pe=2269 kW with Split* standard conditions	Pe=2342 kW without Split standard conditions
INPUT - Thermal oil					
Nominal temperature "HT" loop (in/out)	°C	305/210	305/206	300/214	300/211
Thermal power input "HT" loop	kW	4425	4817	8850	9634
Nominal temperature "LT" loop (in/out)	°C	210/130	-	214/130	-
Thermal power input "LT" loop	kW	392	-	784	-
Overall thermal power input	kW	4817	4817	9634	9634
OUTPUT - Cooling water					
Cooling water temperature (in/out)	°C	25/35	25/35	24/37	24/37
Thermal power to the cooling water	kW	3586	3556	7212	7143
PERFORMANCES					
Gross electric power	kW	1156	1188	2269	2342
Gross electric efficiency		24,0%	24,7%	23,6%	24,3%
Captive power consumption	kW	46	49	89	94
Net active electric power output	kW	1110	1139	2180	2248
Net electric efficiency		23,0%	23,6%	22,6%	23,3%
Electrical generator		asynchronous triphas, L.V.	asynchronous triphas, L.V.	asynchronous triphas, M.V.	asynchronous triphas, M.V.
Plant size		multiple skid	multiple skid	multiple skid	multiple skid
Biomass consumption**	kg/h	2105	2316	4211	4632

(*) The Turboden split system allows maximizing power production for a given biomass consumption.
(**) Assuming a low heat value of biomass = 2.6 kWh/kg and boiler efficiency = 0.88 in case of ORC with split, = 0.80 in case of ORC without split. The thermal oil boiler is not included in the Turboden scope of supply.

(Πηγή: <http://www.nphilippopoulos.gr>)

Πίνακας 3.2 Τεχνικά χαρακτηριστικά μονάδων Turboden για εφαρμογές ηλεκτροπαραγωγής - Τυπικές αποδόσεις (Electric Only –Standard Efficiency Units, HS)

Heat Recovery application - Standard Sizes and typical performances*								
		TURBODEN 4 HR	TURBODEN 6 HR	TURBODEN 7 HR	TURBODEN 10 HR	TURBODEN 14 HR	TURBODEN 18 HR	TURBODEN 22 HR
INPUT - Thermal oil								
Thermal oil nominal temperature (in/out)	°C	275 / 150	260 / 150	270 / 150	270 / 150	275 / 150	280 / 150	280 / 150
Thermal power input	kW	2200	2650	3450	4500	6450	8700	11000
OUTPUT - Cooling water								
Cooling water temperature (in/out)	°C	25 / 35	25 / 35	25 / 35	25 / 35	25 / 38	25 / 40	25 / 42
Thermal power to the cooling water	kW	1760	2253	2728	3563	5096	6860	8662
Performances								
Gross electric power	kW	418	567	687	898	1302	1762	2220
Gross electric efficiency		0,19	0,199	0,199	0,199	0,202	0,203	0,202
Captive power consumption	kW	18	22	27	33	52	62	80
Net active electric power output	kW	400	545	660	865	1250	1700	2140
Net electric efficiency		0,182	0,191	0,191	0,191	0,192	0,196	0,195
Electrical generator		asynch., 3 phase, L.V.	asynch., 3 phase, L.V.	asynch., 3 phase, L.V.	asynch., 3 phase, L.V.	asynch., 3 phase, L.V.	asynch., 3 phase, L.V.	asynch., 3 phase, L.V.
Size of plant		15 X 3 X 3,1 m	15 X 3 X 3,1 m	15 X 3 X 3,1 m	15 X 4,5 X 3,3 m	13 X 6 X 6,2 m	15 X 7 X 5 m	17 X 7 X 5 m
		Single skid	Single skid	Single skid	Single skid	Multiple skid	Multiple skid	Multiple skid

*Data indicated could change taking into account the actual features of the specific project (optimization of heat recovery application).

(Πηγή: <http://www.nphilippopoulos.gr>)

Πίνακας 3.3 Τεχνικά χαρακτηριστικά μονάδων Turboden για εφαρμογές συμπαραγωγής (Combined Heat and Power Units, CHP)

Combined Heat & Power (CHP) with split - Standard Sizes and typical performances *								
		TURBODEN 4 CHP	TURBODEN 6 CHP	TURBODEN 7 CHP	TURBODEN 10 CHP	TURBODEN 14 CHP	TURBODEN 18 CHP	TURBODEN 22 CHP
		"split"	"split"	"split"	"split"	"split"	"split"	"split"
INPUT - Thermal oil								
Nominal temperature "HT" loop (in/out)	°C	310/250	310/250	310/250	310/250	310/250	312/252	312/252
Thermal power input "HT" loop	kW	2100	2965	3485	4690	6130	8935	10975
Nominal temperature "LT" loop (in/out)	°C	250/130	250/130	250/130	250/130	250/130	252/132	252/132
Thermal power input "LT" loop	kW	200	275	330	450	585	855	1045
Overall thermal input	kW	2300	3240	3815	5140	6715	9790	12020
OUTPUT - Hot water								
Hot water temperature (in/out)	°C	60/80	60/80	60/80	60/80	60/80	60/90	60/90
Thermal power to the cooling water circuit	kW	1844	2600	3060	4100	5350	7850	9630
PERFORMANCES								
Gross active electric power	kW	424	617	727	1001	1317	1862	2282
Gross electric efficiency		0,184	0,19	0,191	0,194	0,196	0,19	0,189
Captive power consumption	kW	24	30	38	51	62	87	107
Net active electric power	kW	400	587	689	950	1255	1775	2175
Net electric efficiency		0,174	0,181	0,181	0,184	0,186	0,181	0,181
Electrical generator		<i>asynchronous</i>	<i>asynchronous</i>	<i>asynchronous</i>	<i>asynchronous</i>	<i>asynchronous</i>	<i>asynchronous</i>	<i>asynchronous</i>
		<i>triphas, L.V.</i>	<i>triphas, L.V.</i>	<i>triphas, L.V.</i>	<i>triphas, L.V.</i>	<i>triphas, L.V.</i>	<i>triphas, L.V.</i>	<i>triphas, L.V.</i>
		400V	400V	400V	400V	400V	660V	660V
Plant size		Single Skid	Single Skid	Single Skid	Single Skid	Multiple Skid	Multiple Skid	Multiple Skid
Biomass consumption**	kg/h	1005	1416	1667	2247	2935	4279	5254

* The Turboden split system allows maximising electric power production for a given biomass consumption.

**Assuming a low heat value of biomass = 2,6 kWh/kg and boiler efficiency = 0,88 . The thermal oil boiler is not included in the Turboden scope of supply.

(Πηγή: <http://www.nphilippopoulos.gr>)

3.3 Σύγκριση κύκλου ORC και απλού κύκλου Rankine

Όπως έχει ήδη αναφερθεί σε προηγούμενη παράγραφο, η **διαφορά** του Οργανικού Κύκλου Rankine με τον κλασικό κύκλο Rankine είναι η χρήση κάποιου οργανικού εργαζόμενου μέσου αντί για το σύνηθες θερμικό μέσο νερό-ατμός. Αν και η αρχή λειτουργίας είναι κοινή και στους δύο κύκλους, οι διαφορετικές φυσικές ιδιότητες του κάθε εργαζόμενου μέσου είναι υψηλής σημασίας για τη συνολική συμπεριφορά και την απόδοση κάθε κύκλου. Πιο συγκεκριμένα, σε περίπτωση που ο κύκλος έχει χαμηλή μέγιστη θερμοκρασία δεν ενδείκνυται η χρήση του νερού/ατμού, λόγω της χαμηλής του απόδοσης σε αυτές τις συνθήκες. Αυτό οδηγεί στη χρήση υδρογονανθράκων ως θερμικό μέσο (περίπτωση κύκλου ORC). Παράλληλα, το νερό παρουσιάζει μεγάλο ειδικό όγκο, πράγμα που απαιτεί μεγαλύτερες εγκαταστάσεις. Συνεπώς, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από την καύση της βιομάζας βασισμένη στον απλό κύκλο ατμοστροβίλου (κλασικός κύκλος Rankine), είναι δύσκολο να υποδιαστασιοποιηθεί και απαντάται μόνο σε μεγάλης ισχύος μονάδες (άνω των 10 MW), οι οποίες απαιτούν μεγάλες ποσότητες πρώτων υλών βιομάζας και υψηλό κόστος κεφαλαίου. Αντίθετα, οι σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής χρησιμοποιώντας τον κύκλο ORC είναι ιδιαίτερα διαδομένοι για αποκεντρωμένη παραγωγή ενέργειας και απαντώνται σε μεσαίας ή σχετικά μικρότερης ισχύος μονάδες (μέχρι 10 MW).

3.4 Τεχνολογίες μετατροπής βιομάζας για ηλεκτροπαραγωγή

Η βιομάζα μπορεί να μετατραπεί σε χρήσιμες μορφές ενέργειας με διαφορετικές διαδικασίες. Ανάλογα με το κύριο προϊόν μετατροπής της υιοθετούνται διαφορετικοί όροι. Έτσι, ο όρος «βιο-ισχύς» περιγράφει τα συστήματα που χρησιμοποιούν πρώτες ύλες βιομάζας αντί των συνήθων ορυκτών καυσίμων (φυσικό αέριο, άνθρακας) και το κύριο προϊόν μετατροπής είναι ενέργεια με τη μορφή ηλεκτρισμού και θερμότητας. Αντίθετα, ο όρος «βιοκαύσιμα» χρησιμοποιείται όταν το τελικό προϊόν μετατροπής είναι υγρά καύσιμα μεταφορών, τα οποία υποκαθιστούν πετρελαϊκά προϊόντα (βενζίνη, ντίζελ) (ΚΑΠΕ 2001).

Η ενεργειακή μετατροπή της βιομάζας επιτυγχάνεται με τη χρήση δύο κατηγοριών διεργασιών (Τσιλιγιάννης κ.α. 2007):

- 1) Θερμοχημικές διεργασίες:** Κατά τη θερμοχημική μετατροπή χρησιμοποιώντας υψηλή θερμοκρασία και σε ορισμένες περιπτώσεις αυξημένη πίεση για τη μετατροπή του στερεού. Στις περισσότερες διεργασίες η θερμότητα που απαιτείται για την πραγματοποίηση της χημικής διεργασίας παράγεται από τη μερική καύση της πρώτης ύλης. Οι θερμοχημικές διεργασίες χρησιμοποιούνται για τα είδη βιομάζας με σχέση C/N >30 και υγρασία < 50%. Στις διεργασίες αυτές περιλαμβάνονται η απευθείας καύση, η σύγκαιση με άνθρακα, η αεριοποίηση και η πυρόλυση.
- 2) Βιοχημικές διεργασίες:** Κατά τη βιοχημική μετατροπή χρησιμοποιούνται μικροοργανισμοί για τη μετατροπή του στερεού υλικού. Οι κύριες διεργασίες που χρησιμοποιούνται λαμβάνουν χώρα σε θερμοκρασίες ανάπτυξης μικροοργανισμών της τάξης των 30-45 °C και οι απώλειες θερμότητας των προϊόντων είναι περιορισμένες. Εφαρμόζονται κυρίως για προϊόντα και υπολείμματα λαχανικών, όπου η σχέση C/N είναι μικρότερη του 30 και η υγρασία μεγαλύτερη του 50%. Οι βιοχημικές διεργασίες διακρίνονται στην αερόβια βιοσταθεροποίηση (ζύμωση), την αναερόβια χώνευση και την αλκοολική ζύμωση.

Η επιλογή της κατάλληλης διαδικασίας μετατροπής προσδιορίζεται, κατά σειρά σημαντικότητας, (α) από την επιθυμητή μορφή ενέργειας (ηλεκτρισμός ή καύσιμο), (β) από τον τύπο και την ποσότητα της διαθέσιμης πηγής βιομάζας (π.χ. στοιχειακή ανάλυση βιομάζας, περιεχόμενη υγρασία συγκομιδής των υπολειμμάτων), (γ) από τους περιβαλλοντικούς περιορισμούς (π.χ. αέρια του θερμοκηπίου, προστατευμένες περιοχές, χρήσεις γης, παραγωγή αποβλήτων), (δ) από τις οικονομικές παραμέτρους (Καθαρή Παρούσα Αξία (Net Present Value - NPV), Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης (Internal Rate of Return - IRR), Χρηματοδότηση), καθώς και από τις ειδικότερες συνθήκες της μελετώμενης περιοχής.

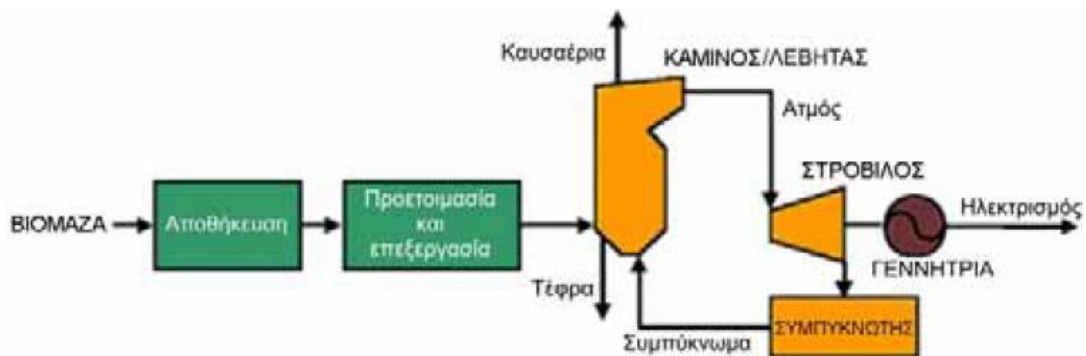
Για την **ηλεκτροπαραγωγή** από βιομάζα εφαρμόζονται κυρίως τα συστήματα απευθείας καύσης από τις θερμοχημικές διεργασίες (δεδομένου ότι οι τεχνολογίες της αεριοποίησης και της πυρόλυσης είναι ακόμη σε ερευνητικό στάδιο), καθώς και η αναερόβια χώνευση από τις βιοχημικές διεργασίες. Η αερόβια βιοσταθεροποίηση (ζύμωση) και η αλκοολική ζύμωση εφαρμόζονται μόνο για την παραγωγή

βιοκαυσίμων και η περαιτέρω εξέτασή τους ξεφεύγει από το πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής εργασίας.

3.4.1 Θερμοχημικές διεργασίες

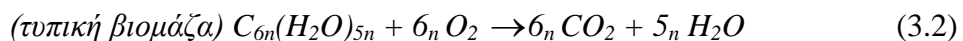
3.4.1.1 Απευθείας καύση

Από τις θερμοχημικές διεργασίες μετατροπής βιομάζας για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, τα συστήματα καύσης είναι καθιερωμένα και αποτελούν ώριμη τεχνολογία. Η απευθείας καύση της βιομάζας γίνεται σε εστίες στερεών καυσίμων και η παραγωγή ενέργειας είναι άμεση, χωρίς την παραγωγή ενδιάμεσου προϊόντος. Αναλυτικότερα, η **απευθείας καύση** αντιστοιχεί στην οξείδωση της βιομάζας με περίσσεια αέρα, η οποία παρέχει θερμά καυσαέρια που χρησιμοποιούνται κατόπιν για την παραγωγή ατμού στους τομείς εναλλαγής θερμότητας των λεβήτων. Κατόπιν, ο ατμός, συνήθως υπέρθερμος, σε θερμοκρασία 450-500 °C και πίεση 40-50 bar, διοχετεύεται σε αμοστροβίλο για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (Σχήμα 3.6), (Φούντη 2005).



Σχήμα 3.6 Σύστημα αμοστροβίλου άμεσης καύσης – κύκλος Rankine
(Πηγή: http://www.cres.gr/kape/education/ODHGOS_TERESs.pdf)

Η τυπική χημική αντίδραση κατά την καύση της βιομάζας δίνεται από τη Σχέση (3.2) που ακολουθεί:



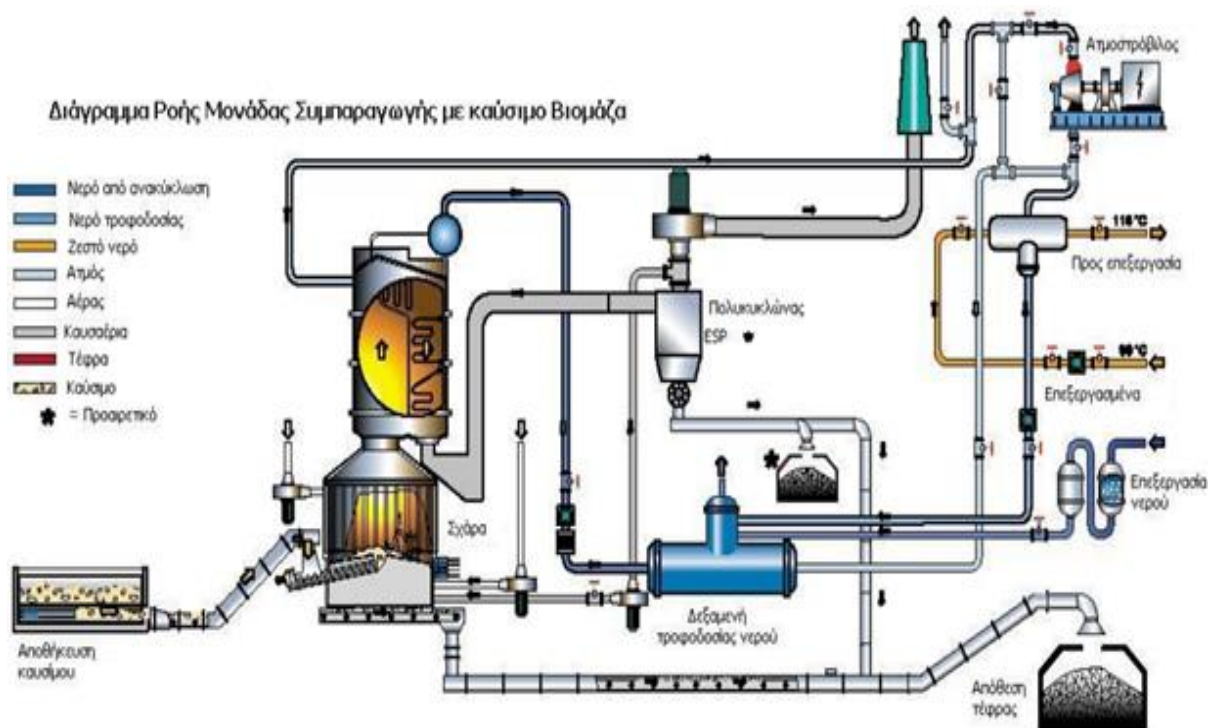
Ένας σταθμός ενεργειακής αξιοποίησης της βιομάζας με απευθείας καύση περιλαμβάνει τα ακόλουθα συστήματα (Φούντη 2005):

- 1) Σύστημα μεταφοράς και τροφοδοσίας καυσίμου.
- 2) Σύστημα εστίας καύσης - λέβητα.
- 3) Σύστημα καθαρισμού καυσαερίων – καμινάδα.
- 4) Σύστημα απομάκρυνσης / μεταφοράς τέφρας.

Οι βασικές αρχές για την επιλογή και το σχεδιασμό ενός τέτοιου σταθμού είναι οι ακόλουθες (Τσιλιγιάννης κ.α. 2007):

- ✓ Η καύση των βιοκαυσίμων πρέπει να πραγματοποιείται έτσι ώστε να επιτυγχάνεται η πλέον αποτελεσματική καύση των εκλυόμενων αερίων των σωματιδίων, με τη μικρότερη δυνατή παραγωγή τέφρας.
- ✓ Η πορεία της καύσης πρέπει να ελέγχεται πλήρως (αυτόματα), να επιτυγχάνονται χαμηλές τιμές εκπομπών CO, καθώς επίσης και χαμηλά επίπεδα σκόνης στα καυσαέρια.
- ✓ Η ενέργεια των βιοκαυσίμων πρέπει να αξιοποιείται στο μέγιστο βαθμό και η παραγωγή ενέργειας να είναι σταθερή.
- ✓ Ο σταθμός πρέπει να εξασφαλίζει μεγάλους χρόνους διαθεσιμότητας της παραγόμενης ενέργειας, να έχει εύκολη λειτουργία και χαμηλό κόστος συντήρησης.

Σημαντικό ρόλο στην οικονομική απόδοση των εγκαταστάσεων θερμικής επεξεργασίας διαδραματίζει η δυνατότητα αξιοποίησης του ατμού μετά την έξοδό του από τον ατμοστρόβιλο. Αυτό μπορεί να επιτευχθεί είτε με τη διοχέτευσή του σε γειτονικές βιομηχανικές μονάδες είτε με τη χρησιμοποίησή του για τηλεθέρμανση αστικών κέντρων. Αν δεν είναι εφικτή η αξιοποίηση της λανθάνουσας θερμότητας του ατμού, τότε πρέπει να υγροποιηθεί ώστε το νερό να μπορεί να ανακυκλωθεί στον ατμολέβητα. Στην περίπτωση αυτή, η θερμότητα υγροποίησης δεν αξιοποιείται, αλλά καταλήγει στο περιβάλλον. Στο Σχήμα 3.7 απεικονίζεται το διάγραμμα τυπικής εγκατάστασης συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας με καύση βιομάζας.



Σχήμα 3.7 Διάγραμμα τυπικής εγκατάστασης συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας με καύση βιομάζας
(Πηγή: http://courseware.mech.ntua.gr/ml22058/pdfs/M15b-Biomass_Conversion_Technologies.pdf)

Η καύσιμη ύλη με την οποία τροφοδοτείται η μονάδα πρέπει να τηρεί συγκεκριμένες προδιαγραφές όσον αφορά στα φυσικά (υγρασία, μέγεθος, πυκνότητα) και θερμικά (θερμογόνος δύναμη) χαρακτηριστικά της, για την αποφυγή προβλημάτων λειτουργίας του συστήματος. Η θερμογόνος δύναμη εξαρτάται άμεσα από την περιεκτικότητα σε υγρασία. Υψηλή περιεκτικότητα σε υγρασία μπορεί να προκαλέσει προβλήματα κατά την αποθήκευση της βιομάζας και την καύση της και να μειώσει την ισχύ και τον βαθμό απόδοσης του συστήματος. Παράλληλα, συγκεκριμένες απαιτήσεις υπάρχουν και στο σχεδιασμό του χώρου καύσης προκειμένου να επιτευχθεί καλή ποιότητα καύσης, υψηλός βαθμός απόδοσης και ελαχιστοποίηση της περιβαλλοντικής επιβάρυνσης. Συγκεκριμένα, η θερμοκρασία στην εστία καύσης πρέπει να είναι ικανοποιητικά υψηλή (της τάξης των 800 – 900 °C), προκειμένου να εξασφαλίζεται η απαιτούμενη ξήρανση, αεριοποίηση και καύση του καυσίμου (Φούντη 2005). Επιπρόσθετα, απαιτείται κατάλληλη διαστασιολόγηση στην εστία καύσης, έτσι ώστε να εξασφαλίζεται ο απαραίτητος χώρος και χρόνος που θα επιτρέψει την πλήρη καύση. Τέλος, ο θάλαμος καύσης πρέπει να φέρει ειδική επένδυση από δύστηκτα μέταλλα ώστε να εξασφαλιστούν οι απαιτούμενες υψηλές θερμοκρασίες, ανεξαρτήτως του ποσοστού της εμπεριεχόμενης υγρασίας του καυσίμου.

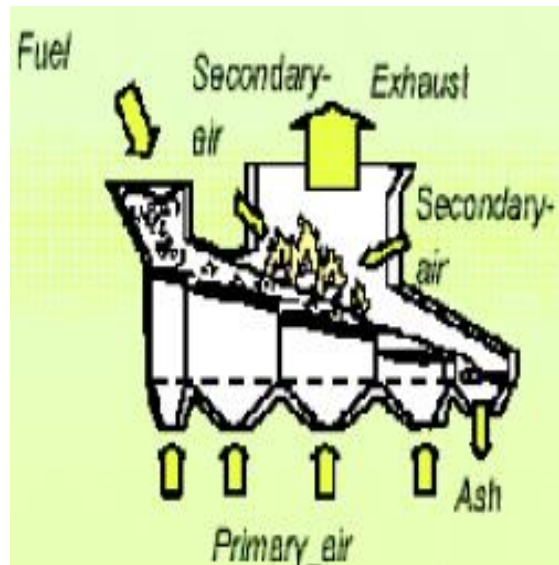
Η καύση της βιομάζας μπορεί να διακριθεί σε ένα φάσμα διαφορετικών τεχνολογιών, που μπορούν να ταξινομηθούν ως «**καύση σε εσχάρα**» και ως «**καύση σε ρευστοποιημένη κλίνη**» (Φούντη 2005). Στις ενότητες που ακολουθούν, εξετάζονται οι παραπάνω τεχνολογίες και παρατίθενται τα κυριότερα τεχνικά χαρακτηριστικά τους.

3.4.1.1.1 Καύση σε εσχάρα (Grate firing)

Η **καύση σε εσχάρα** είναι η παλιότερη και κατά παράδοση ευρύτερα εφαρμοζόμενη μέθοδος για τη θερμική επεξεργασία της βιομάζας. Η τεχνολογία της απευθείας καύσης σε εσχάρα βασίζεται στον λέβητα στερεών καυσίμων, με σταθερή ή μετακινούμενη εσχάρα (Τσιλιγιάννης κ.α. 2007).

Αναφορικά με τη **διαδικασία** καύσης, στο σημείο εισόδου το βιοκαύσιμο θερμαίνεται επιφανειακά και ξηραίνεται υπό την επίδραση της υψηλής θερμοκρασίας του χώρου της εστίας. Προκειμένου να επιτευχθεί η καλύτερη και τελειότερη δυνατή καύση των υδρογονανθράκων που περιέχονται στο βιοκαύσιμο, ο αέρας προσάγεται σε δύο στάδια. Στο πρώτο στάδιο προσάγεται ο πρωτεύον αέρας από το κάτω μέρος της εσχάρας ή διαμέσου διάτρητων εσχάρων και διεισδύει στο καύσιμο από κάτω. Καθώς η καύση βρίσκεται σε εξέλιξη, η θερμοκρασία στο θάλαμο καύσης είναι αρκετά υψηλή ώστε να απελευθερωθούν τα πτητικά αέρια. Στο δεύτερο στάδιο τα παραγόμενα πτητικά αέρια αναμειγνύονται με το δευτερεύοντα αέρα στο θάλαμο καύσης, όπου η θερμοκρασία είναι μεγαλύτερη από τη θερμοκρασία ανάφλεξης των αερίων ώστε να επιτευχθεί η πλήρης καύση τους. Αν η προσαγωγή του δευτερεύοντος αέρα είναι ανεπαρκής, η καύση είναι ατελής, ο βαθμός απόδοσης χαμηλός και τα καυσαέρια περιέχουν υψηλό ποσοστό CO. Σε επόμενη φάση, όπου απαιτείται και η μεγαλύτερη ποσότητα οξυγόνου (δηλαδή ατμοσφαιρικού αέρα), πραγματοποιείται η καύση της μάζας του βιοκαυσίμου και απελευθερώνεται η κύρια ποσότητα της

θερμογόνου δύναμης. Τέλος, συντελείται η θερμική σύντηξη των στερεών που απομένουν στην τέφρα, τα οποία πέφτουν σε ειδική υποδοχή στο τέλος της εσχάρας και απομακρύνονται (Φούντη 2005). Η διαδικασία καύσης σε εσχάρα φαίνεται στο Σχήμα 3.8.



Σχήμα 3.8 Διαδικασία καύσης σε εσχάρα
(Πηγή: Αηρασιώτης και Γραμμέλης 2013)

Η καύση λαμβάνει χώρα στην **εστία καύσης**, όπου το καύσιμο υλικό τροφοδοτείται συνεχώς για την ανάφλεξη και καύση με ταυτόχρονη παροχή του απαιτούμενου αέρα (καύσης). Η ενέργεια από τα θερμά καυσαέρια αξιοποιείται στον λέβητα, ενώ η τέφρα απομακρύνεται από την εστία καύσης.

Οι κατασκευαστές προτείνουν διαφόρων τύπων εσχάρες που χρησιμοποιούνται στους σταθμούς παραγωγής ενέργειας από βιομάζα, οι κυριότερες διαφορές των οποίων εστιάζονται στον τρόπο προώθησης του υλικού από την εισαγωγή του ως την απόρριψη της τέφρας. Αντίθετα, δεν αναφέρονται ουσιαστικές διαφορές αναφορικά με την αποδοτικότητά τους. Οι βασικότερες κατηγορίες εσχάρων είναι οι εξής (Φούντη 2005):

- **Περιστροφική εσχάρα**, που αποτελείται από οριζόντιους περιστρεφόμενους κυλίνδρους από πυρίμαχο υλικό, οι οποίοι μεταφέρουν το υλικό προοδευτικά από τον ένα στον άλλον, ενώ ανάμεσά τους διέρχεται ο πρωτεύον αέρας καύσης.
- **Παλινδρομική εσχάρα**, που αποτελείται από πλάκες που με παλινδρομικές κινήσεις προωθούν το υλικό από το σημείο τροφοδοσίας προς την έξοδο της τέφρας.
- **Ταλαντευόμενη εσχάρα**, που αποτελείται από επιμήκεις αλληλοεφαπτόμενους τομείς, οι οποίοι ταλαντευόμενοι περί άξονα προωθούν το υλικό προς την έξοδο.

Από τον θάλαμο καύσης τα καυσαέρια οδηγούνται στο τμήμα μετατροπής του **λέβητα**, όπου η θερμότητα μεταφέρεται στο νερό/ατμό κυκλοφορίας του λέβητα. Το

τμήμα μετατροπής πρέπει να είναι ανεξάρτητο και διαχωρισμένο από το θάλαμο καύσης, προκειμένου να αποφεύγεται το φαινόμενο ψύξης της διεργασίας καύσης λόγω των υδρόψυκτων επιφανειών, κάτι το οποίο θα εμπόδιζε την κατάλληλη καύση των αερίων. Στις περισσότερες περιπτώσεις, το τμήμα μετατροπής τοποθετείται πάνω από την εσχάρα (Φούντη 2005).

Ο **καθαρισμός των καυσαερίων** είναι απαραίτητος σε συστήματα παραγωγής ενέργειας με καύση βιομάζας ώστε να επιτευχθεί η μέγιστη δυνατή προστασία του περιβάλλοντος. Παράλληλα, οι σχετικά υψηλές εκπομπές αιωρούμενων σωματιδίων επιβάλλουν την εγκατάσταση διατάξεων καθαρισμού των καυσαερίων. Ο εξοπλισμός που χρησιμοποιείται κυρίως για τον καθαρισμό των καυσαερίων είναι πολυκυκλώνες, σακόφιλτρα και ηλεκτροστατικά φίλτρα (Τσιλιγιάννης κ.α. 2007).

Κατά την καύση, εκτός από τη στάχτη, δημιουργείται και ιπτάμενη τέφρα. Πρόκειται για στερεά σωματίδια που συμπαρασύρονται από τα αέρια συστατικά των καυσαερίων και οδηγούνται προς την καμινάδα. Η ιπτάμενη τέφρα διαχωρίζεται από τα καυσαέρια στον πολυκυκλώνα, ο οποίος κατακρατεί από τα καυσαέρια τα σχετικά μεγαλύτερα σωματίδια. Ο πολυκυκλώνας συχνά ακολουθείται από σακόφιλτρα για καλύτερο καθαρισμό από τα σωματίδια. Η τέφρα που κατακρατείται από τα καυσαέρια, καθώς και αυτή που μένει στην εστία καύσης, οδηγείται μέσω ατέρμωνων κοχλίων σε ειδικό δοχείο συλλογής. Τα ηλεκτροστατικά φίλτρα επιτυγχάνουν επίσης καλό καθαρισμό των καυσαερίων, αλλά παρουσιάζουν υψηλό κόστος εγκατάστασης (ειδικότερα σε σταθμούς μικρής ισχύος).

Τα καθαρισμένα καυσαέρια οδηγούνται στην ατμόσφαιρα μέσω της **καμινάδας**, η οποία πρέπει να είναι πυρίμαχης κατασκευής. Το ύψος της πρέπει να είναι τέτοιο ώστε να επιτυγχάνεται μεγάλη διασπορά καυσαερίων και να μην ενοχλείται ή επιβαρύνεται η γύρω περιοχή.

3.4.1.1.2 Καύση σε ρευστοποιημένη κλίνη (Fluidised Bed Combustion, FBC)

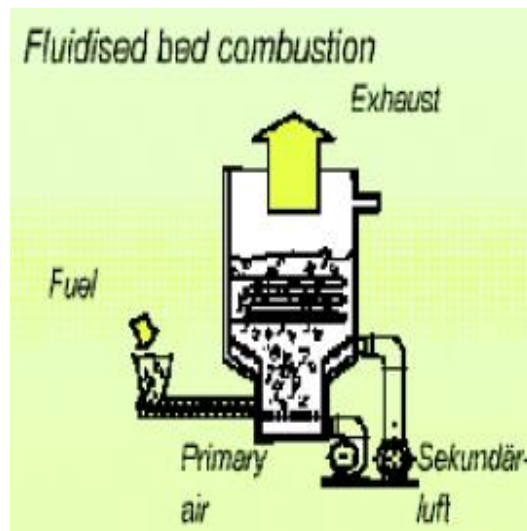
Η **καύση σε ρευστοποιημένη κλίνη** εφαρμόζεται τα τελευταία 20 έτη και είναι νεότερη μέθοδος για τη θερμική επεξεργασία της βιομάζας από την καύση σε εσχάρα. Εμφανίζει μεγάλη ευελιξία όσον αφορά στο καύσιμο, υψηλό βαθμό απόδοσης καύσης και χαμηλές εκπομπές ρύπων, με συνέπεια να αποτελεί συχνά την καταλληλότερη και επικρατέστατη τεχνολογία για την καύση «δύσκολων» καυσίμων, όπως τα βιομηχανικά υπολείμματα και τα αστικά λύματα (Τσιλιγιάννης κ.α. 2007). Παράλληλα, η ανάγκη εκσυγχρονισμού παλαιών συστημάτων και η αυξανόμενη τάση ενεργειακής αξιοποίησης όλο και περισσότερων ειδών βιομάζας, ωθούν σήμερα την ανάπτυξη και βελτίωση της συγκεκριμένης τεχνολογίας.

Η βασική αρχή της τεχνολογίας καύσης σε ρευστοποιημένη κλίνη είναι ότι σε ένα θάλαμο βρίσκονται σε κατάσταση αιώρησης εξαιτίας ανοδικού ρεύματος αέρα μικρά στερεά αδρανή σωματίδια (όπως άμμος), τα οποία ορίζονται ως «υλικό κλίνης» (bed material), σε ανάμιξη με στερεά σωματίδια καυσίμου. Καθώς η ταχύτητα του ανοδικού ρεύματος αυξάνεται, τα σωματίδια αιωρούνται και αναταράσσονται εντονότερα. Τα σωματίδια του υλικού κλίνης βρίσκονται σε πλήρη ανάμιξη με τα σωματίδια του καυσίμου. Το υλικό εμφανίζει πλέον μια μορφή που μοιάζει με υγρό

που βράζει έντονα και τα σωματίδια δεν διακρίνονται καθαρά σαν ανεξάρτητα σώματα. Λόγω αυτής της εμφάνισης του υλικού και ορισμένων ιδιοτήτων του ανάλογων με βράζοντος υγρού, υιοθετήθηκε ο όρος «ρευστοποιημένη κλίνη» (fluidised bed) (Τσιλιγιάννης κ.α. 2007).

Η **διαδικασία της καύσης** με τη μέθοδο αυτή είναι τελείως διαφορετική από την καύση σε εσχάρα. Στην περίπτωση της ρευστοποιημένης κλίνης, το καύσιμο τροφοδοτείται σε μία μάζα αδρανούς υλικού (συνήθως πυριτικής άμμου), η οποία βρίσκεται σε θερμοκρασία της τάξης των 850 °C και στην οποία διοχετεύεται η απαιτούμενη για την καύση ποσότητα αέρα, έτσι ώστε να επιτυγχάνεται ρευστοποίηση του καυσίμου και του αδρανούς υλικού (Φούντη 2005). Η ρευστοποίηση που επιτυγχάνεται με την κατάλληλη εισαγωγή του αέρα καύσης επιβάλλει περιορισμούς στο μέγεθος των τεμαχίων υλικού που μπορούν να επεξεργαστούν αποτελεσματικά.

Στις εγκαταστάσεις ρευστοποιημένης κλίνης, η εστία έχει συνήθως τετραγωνική ή κυκλική διατομή και ο πυθμένας είναι διαμορφωμένος ως δάπεδο διανομής του (πρωτεύοντος) αέρα καύσης. Είναι σημαντικό αφενός να διατηρηθεί ομοιόμορφη κατανομή της παροχής του αέρα καύσης και αφετέρου το ρεύμα του αέρα να έχει μια ελάχιστη ταχύτητα για να επιτυγχάνεται η αιώρηση του υλικού της κλίνης. Το αδρανές υλικό εντός της κλίνης αυξάνει τη μεταφορά θερμότητας στο καύσιμο για την ξήρανση και την ανάφλεξή του. Σχηματική αναπαράσταση της καύσης σε ρευστοποιημένη κλίνη παρουσιάζεται στο Σχήμα 3.9.



Σχήμα 3.9 Διαδικασία καύσης σε ρευστοποιημένη κλίνη
(Πηγή: Αγρανιώτης και Γραμμέλης 2013)

Σε μερικές εγκαταστάσεις, η καύση ολοκληρώνεται μετά την κλίνη (την περιοχή δηλαδή αιώρησης των σωματιδίων) μέσω της προσαγωγής ποσοτήτων δευτερογενούς αέρα καύσης. Στο άνω μέρος της εστίας υπάρχει συνήθως κυκλωνικός διαχωριστής, ο οποίος διαχωρίζει τα σωματίδια του αδρανούς υλικού, τα οποία ανατροφοδοτούνται στην κλίνη. Στη συνέχεια, τα θερμά καυσαέρια διοχετεύονται σε ένα λέβητα ανάκτησης θερμότητας, στον οποίο παράγεται ο υπέρθερμος ατμός που εκτονώνεται στον αμοστρόβιλο (κύκλος Rankine) με σκοπό την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Η καύση πραγματοποιείται σε χαμηλές θερμοκρασίες, με συνέπεια να μη σχηματίζονται θερμικά οξείδια του αζώτου (NO_x) και να αποφεύγεται η τήξη του υλικού της κλίνης και της τέφρας. Το εύρος της θερμοκρασίας λειτουργίας είναι μεταξύ 800 και 950 °C και καθορίζεται από τη συγκεκριμένη εφαρμογή και τα χαρακτηριστικά του καυσίμου. Συγκεκριμένα, η ελάχιστη θερμοκρασία καθορίζεται από την ανάγκη να διατηρηθεί σε σταθερή κατάσταση η θερμική διεργασία, ενώ η λειτουργία σε χαμηλότερες θερμοκρασίες από την επιτρεπόμενη συνάγει σε μείωση του βαθμού απόδοσης. Η μέγιστη θερμοκρασία καθορίζεται από τη θερμοκρασία τήξης της τέφρας του καυσίμου, του υλικού της κλίνης, καθώς και από τα θερμοκρασιακά όρια που τίθενται από τα υλικά κατασκευής της μονάδας (Τσιλιγιάννης κ.α. 2007).

Τυπικοί βαθμοί απόδοσης για λέβητες καύσης βιομάζας σε ρευστοποιημένη κλίνη κυμαίνονται από 70% έως 80% ανάλογα με το καύσιμο. Δεδομένου ότι η υψηλή περιεκτικότητα σε υγρασία απαιτεί σημαντικό ποσό ενέργειας για ατμοποίηση, στις περιπτώσεις όπου η περιεχόμενη υγρασία κυμαίνεται σε χαμηλά επίπεδα της τάξης του 5-10%, ο βαθμός απόδοσης του λέβητα ανέρχεται στο 85-90%. Οι περισσότερες μονάδες ρευστοποιημένης κλίνης μπορεί να λειτουργήσουν ικανοποιητικά σε φορτίο από 25 έως 100% (Τσιλιγιάννης κ.α. 2007).

Υπάρχουν δύο κύριες τεχνολογίες καύσης σε ρευστοποιημένη κλίνη. Πρόκειται για την καύση σε «**αναβράζουσα ρευστοποιημένη κλίνη**» (**bubbling fluidised bed combustion, BFBC**) και την καύση σε «**ρευστοποιημένη κλίνη με ανακυκλοφορία**» (**circulating fluidised bed combustion, CFBC**) (Τσιλιγιάννης κ.α. 2007). Οι τεχνολογίες BFBC και CFBC εμφανίζουν αρκετές ομοιότητες, αλλά και διαφορές, τόσο στο σχεδιασμό όσο και στα χαρακτηριστικά λειτουργίας. Τα συστήματα CFBC είναι εν γένει πιο ακριβά από τις άλλες επιλογές, αλλά μειώνουν σημαντικά τις εκπομπές NO_x λόγω των χαμηλότερων θερμοκρασιών λειτουργίας.

Σύγκριση τεχνολογιών καύσης σε εσχάρα και καύσης σε ρευστοποιημένη κλίνη:

Συγκριτικά με τη μέθοδο καύσης σε εσχάρα, η μέθοδος καύσης σε ρευστοποιημένη κλίνη εμφανίζει σημαντικά πλεονεκτήματα:

- Η υψηλή θερμική αδράνεια της κλίνης παρέχει συνθήκες για σταθερή ανάφλεξη, ανεξαρτήτως της μεταβλητότητας της ποιότητας του καυσίμου. Επομένως, είναι ανθεκτική σε μεγαλύτερο εύρος χαρακτηριστικών των καυσίμων.
- Ο έλεγχος της θερμοκρασίας της κλίνης επιτρέπει τη χρήση ποικιλίας καυσίμων με διάφορες ιδιότητες τέφρας, ενώ αποφεύγεται η τήξη της τέφρας στην κλίνη.
- Η λειτουργία της κλίνης σε χαμηλές θερμοκρασίες ισοδυναμεί με χαμηλές εκπομπές θερμικών οξειδίων του αζώτου (NO_x).
- Αν προστεθεί ασβεστόλιθος στο υλικό της κλίνης, τότε δύναται η επιτόπια δέσμευση του διοξειδίου του θείου (SO_2), αν και αυτό δεν είναι απαραίτητο για καύσιμα βιομάζας (δεδομένου ότι έχουν χαμηλή περιεκτικότητα σε θείο).

Ωστόσο, οι καυστήρες ρευστοποιημένης κλίνης είναι τεχνικά πολυπλοκότεροι, με αντίστοιχα μεγαλύτερα κόστη σχεδιασμού, κατασκευής και λειτουργίας. Γενικά, υπάρχει ένα όριο της τάξης των 8 MW_{th}, επάνω από το οποίο αρχίζουν να πλεονεκτούν οικονομικά έναντι των καυστήρων σταθερής κλίνης (ΚΑΠΕ 2001).

3.4.1.2 Σύγκausση με άνθρακα

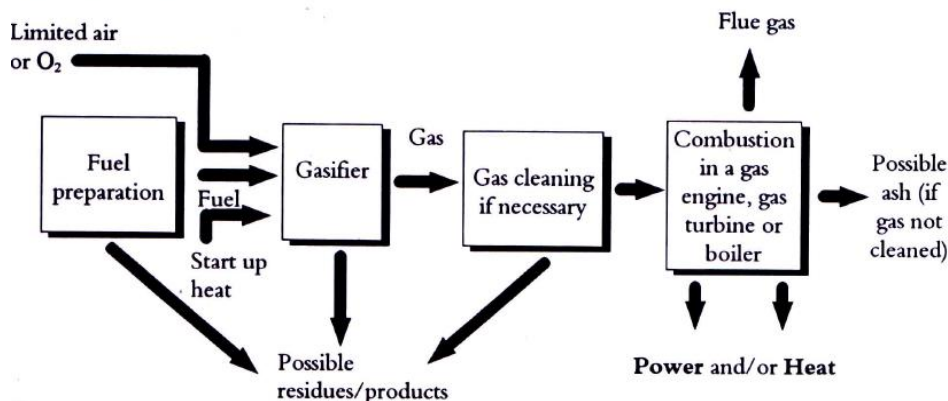
Ένας μεγάλος αριθμός εταιρειών ηλεκτρισμού διεθνώς αξιολογούν τη σύγκausση βιομάζας σε υφιστάμενους σταθμούς άνθρακα, κυρίως λόγω των περιβαλλοντικών οφελών που μπορεί να προκύψουν. Η **σύγκausση βιομάζας – άνθρακα**, δηλαδή η ταυτόχρονη καύση δύο διαφορετικών καυσίμων στον ίδιο λέβητα, συντελεί στη μείωση των εκπομπών CO₂ από την καύση των ορυκτών καυσίμων και του σχηματισμού SO₂ και NO_x μέσω της ελάττωσης του περιεχόμενου στο καύσιμο θείου και άζωτο αντίστοιχα. Παράλληλα, παρέχει και έναν τρόπο για την αντιμετώπιση των εκπομπών τοξικών ουσιών στον αέρα. Όταν γίνεται σύγκausση με βιομάζα, η ποσοστιαία μείωση του CO₂ για τη μονάδα παραγωγής ενέργειας είναι περίπου ίση με το ποσοστό της συνολικής εισαγόμενης θερμότητας στο λέβητα που προέρχεται από τις πρώτες ύλες της βιομάζας (ΚΑΠΕ 2001). Επιπρόσθετα, στα εν δυνάμει οφέλη της σύγκausσης με βιομάζα περιλαμβάνεται η τροφοδοσία με χαμηλού κόστους καύσιμα, η αύξηση της ποικιλίας καυσίμων για τις εταιρείες ηλεκτρισμού και η παροχή διεξόδου για τα υπολείμματα των βιομηχανικών πελατών. Τέλος, η σύγκausση καθιστά δυνατή την επίτευξη πολύ καλύτερης απόδοσης μετατροπής των καυσίμων βιομάζας σε ηλεκτρισμό, συγκριτικά με τη συνήθη πρακτική στους λέβητες που χρησιμοποιούν 100% βιομάζα ως καύσιμο.

Ωστόσο, τα πιο κρίσιμα σημεία αναφορικά με τη σύγκausση βιομάζας – άνθρακα είναι το κόστος καύσιμου και το κόστος κεφαλαίου για τη μετατροπή του σταθμού, ώστε να καταστεί δυνατή η σύγκausση της βιομάζας με τον άνθρακα. Η οικονομικότητα της σύγκausσης καθορίζεται από το πόσο τα οφέλη στις δαπάνες για καύσιμα βιομάζας που αντικαθιστούν τον πιο ακριβό άνθρακα μπορούν να υπερκαλύψουν το κόστος μετασκευής της μονάδας και οποιαδήποτε κόστη εργατικών και συντήρησης προκύπτουν από τη λειτουργία του συστήματος σύγκausσης.

3.4.1.3 Αεριοποίηση

Ως **θερμοχημική αεριοποίηση** ορίζεται η διαδικασία κατά την οποία μια στερεά πρώτη ύλη αντιδρά με οξυγόνο ή αέρα ή/και ατμό και μετατρέπεται σε πρωτογενές αέριο καύσιμο (Αγρανιώτης και Γραμμέλης 2013). Στους **κύκλους αεριοποίησης με βάση τον αέρα** η βιομάζα οξειδώνεται μερικώς με υποστοιχειομετρικές ποσότητες οξυγόνου, παρουσία ατμού, παρέχοντας ενέργεια για τη θερμική μετατροπή της υπόλοιπης βιομάζας σε αέρια και οργανικούς ατμούς. Για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, τα καθαρισμένα αέρια της αεριοποίησης τροφοδοτούνται απευθείας στο θάλαμο καύσης ενός αεριοστροβίλου (Σχήμα 3.10).

GASIFICATION



Σχήμα 3.10 Σχηματικό διάγραμμα θερμικής επεξεργασίας με αεριοποίηση.

(Πηγή: http://courseware.mech.ntua.gr/ml22058/pdfs/M15bBiomass_Conversion_Technologies.pdf)

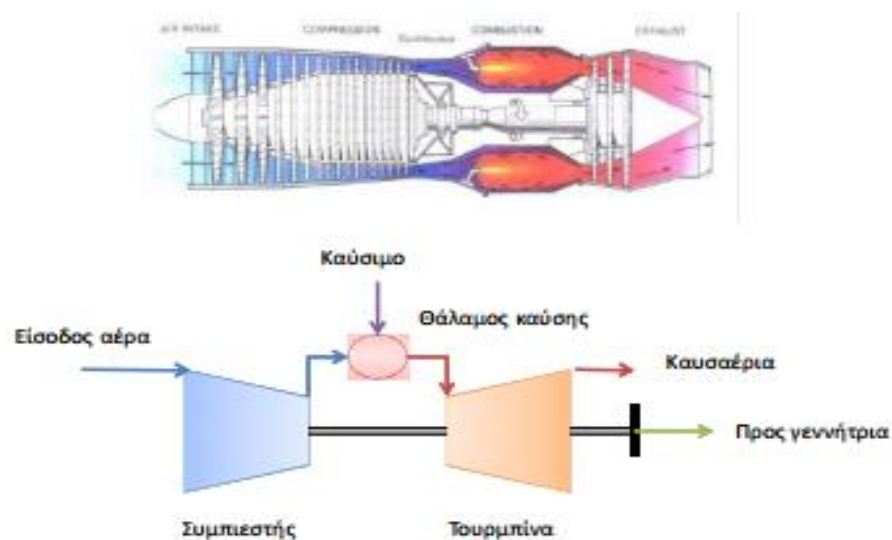
Η αεριοποίηση της βιομάζας περιλαμβάνει δύο **διεργασίες**. Η πρώτη, η πυρόλυση (δηλαδή η θέρμανση απουσία οξυγόνου), μέσω μιας σειράς σύνθετων αντιδράσεων απελευθερώνει σε θερμοκρασίες κάτω των 600°C τα πτητικά συστατικά του καυσίμου, στα οποία περιλαμβάνονται αέριοι υδρογονάνθρακες, μονοξείδιο του άνθρακα (CO), διοξείδιο του άνθρακα (CO₂), υδρογόνο, πίσσες και υδρατμοί. Τα καύσιμα της βιομάζας τείνουν να έχουν περισσότερα πτητικά συστατικά (70-86% σε ξηρή βάση) από τον άνθρακα (30%), οπότε η πυρόλυση είναι αναλογικά πιο σημαντική στην αεριοποίηση της βιομάζας συγκριτικά με την αεριοποίηση του άνθρακα (ΚΑΠΕ 2001).

Τα υποπροϊόντα της πυρόλυσης που δεν αεριοποιούνται είναι γνωστά ως κάρβουνο και αποτελούνται κυρίως από στερεό άνθρακα και τέφρα. Στη δεύτερη διεργασία της αεριοποίησης, τη μετατροπή δηλαδή του κάρβουνου, ο άνθρακας που παραμένει μετά την πυρόλυση υφίσταται την κλασική αντίδραση αεριοποίησης (αντίδραση ατμού με άνθρακα) και/ή καύση, η οποία παρέχει την απαιτούμενη ενέργεια για την πραγμάτωση των αντιδράσεων της πυρόλυσης και της αεριοποίησης του κάρβουνου. Λόγω της υψηλής αντιδραστικότητας, όλη η τροφοδοτούμενη βιομάζα, συμπεριλαμβανομένου του κάρβουνου, μετατρέπεται σε προϊόντα αεριοποίησης σε ένα μόνο πέρασμα μέσω μιας διάταξης αεριοποιητή.

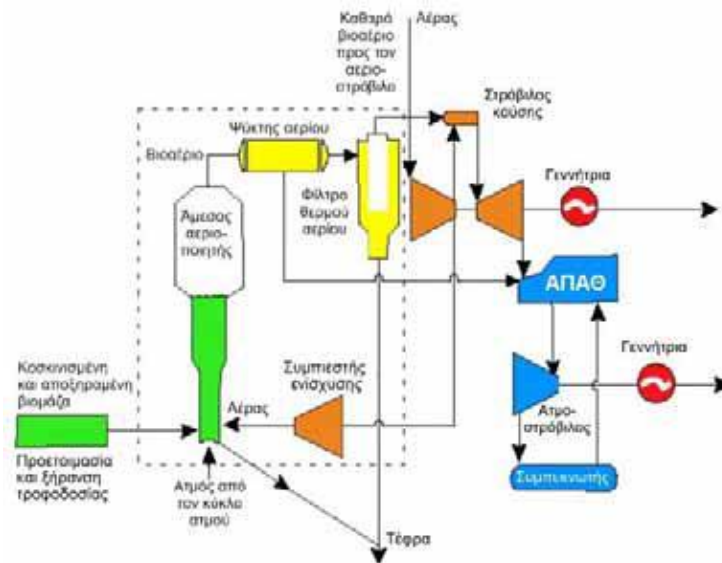
Το παραγόμενο προϊόν της διεργασίας αεριοποίησης ονομάζεται **αέριο σύνθεσης** και είναι μίγμα υδρογόνου (H₂), μεθανίου (CH₄) και μονοξειδίου του άνθρακα (CO), καθώς και μικρών ποσοτήτων διοξειδίου του άνθρακα (CO₂) και υδρογονανθράκων. Εκτός από τις ενώσεις αυτές, στο αέριο προϊόν εμφανίζονται και διάφοροι επιμολυντές (όπως αλκάλια, διοξείδιο του θείου (SO₂) και τέφρα) που μπορούν να απομακρυνθούν από τα συστήματα καθαρισμού. Η θερμογόνος δύναμη του αερίου σύνθεσης είναι χαμηλή και κυμαίνεται από 4-6 MJ/Nm³ (περίπου το 1/7 της θερμογόνου δύναμης του φυσικού αερίου). Ωστόσο, η θερμογόνος δύναμη του αερίου καυσίμου μπορεί να αυξηθεί σε 12,8-13,8 MJ/Nm³ αν αντί για αέρα (που είναι η συνήθης επιλογή) χρησιμοποιηθεί οξυγόνο, αν και η παραγωγή του είναι ακριβή (ΚΑΠΕ 2001). Το αέριο σύνθεσης μπορεί να χρησιμοποιηθεί σαν καύσιμο για την παραγωγή ηλεκτρισμού ή και θερμότητας σε λέβητες αερίου, σε αεριοστροβίλους, σε μηχανές εσωτερικής

καύσης (ΜΕΚ) ή σε συνδυασμένο κύκλο αεριοστρόβιλου – ατμοστρόβιλου, αλλά επίσης και ως πρώτη ύλη για την παραγωγή άλλων καυσίμων (π.χ. βιοντίζελ) ή άλλων εμπορικών χημικών ουσιών (π.χ. αμμωνία).

Στα Σχήματα 3.11 και 3.12 απεικονίζονται αντίστοιχα η τομή ενός αεριοστρόβιλου και ένα σύστημα αεριοστρόβιλου και ατμοστρόβιλου σε συνδυασμένο κύκλο με ενσωματωμένη αεριοποίηση βιομάζας. Η χρήση του **αεριοστρόβιλου** αποτελεί τη δεύτερη σημαντική μέθοδος για την παραγωγή ηλεκτρισμού μετά τους ατμοστρόβιλους. Η διαφορά των αεριοστρόβιλων με τους ατμοστρόβιλους έγκειται στο ότι οι πρώτοι περιέχουν ενσωματωμένο ένα θάλαμο καύσης και ένα συμπιεστή. Ο στρόβιλος είναι συνδεδεμένος σε κοινό άξονα μαζί με ένα συμπιεστή και μία γεννήτρια, για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Αφού η μονάδα τεθεί σε λειτουργία, ο ατμοσφαιρικός αέρας εισάγεται στο συμπιεστή όπου συμπιέζεται σε πίεση 15-25 bar και ακολούθως διανέμεται στο θάλαμο καύσης. Στο θάλαμο καύσης εισάγεται και το καύσιμο. Τα θερμά (σχεδόν 1100 °C) και υπό πίεση καυσαέρια εκτονώνονται στο στρόβιλο. Στην έξοδό τους από το στρόβιλο τα αέρια εξακολουθούν να είναι θερμά (περίπου 400-600 °C). Σε μια διεργασία με χρήση αεριοστρόβιλου, η ενέργεια του καυσίμου, πέρα από το στρόβιλο και τη γεννήτρια, πρέπει να τροφοδοτήσει και το συμπιεστή. Έτσι, η συνολική απόδοση μειώνεται και κυμαίνεται σε τιμές κάτω του 40% (Γραμμέλης και Καραμπίνης 2012). Ωστόσο, σε επαρκώς μεγάλους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, οι αεριοστρόβιλοι και οι ατμοστρόβιλοι συνδυάζονται. Τα συστήματα αυτά ονομάζονται «**συνδυασμένοι κύκλοι**» (Γραμμέλης και Καραμπίνης 2012). Μια μονάδα ηλεκτροπαραγωγής συνδυασμένου κύκλου χρησιμοποιεί τα θερμά καυσαέρια του αεριοστρόβιλου για την παραγωγή ατμού, που διοχετεύεται στον ατμοστρόβιλο, ενώ μπορεί να παράγει θερμότητα (εφαρμογές τηλεθέρμανσης) εκμεταλλευόμενη την ενθαλπία του ατμού από την έξοδο του ατμοστρόβιλου.

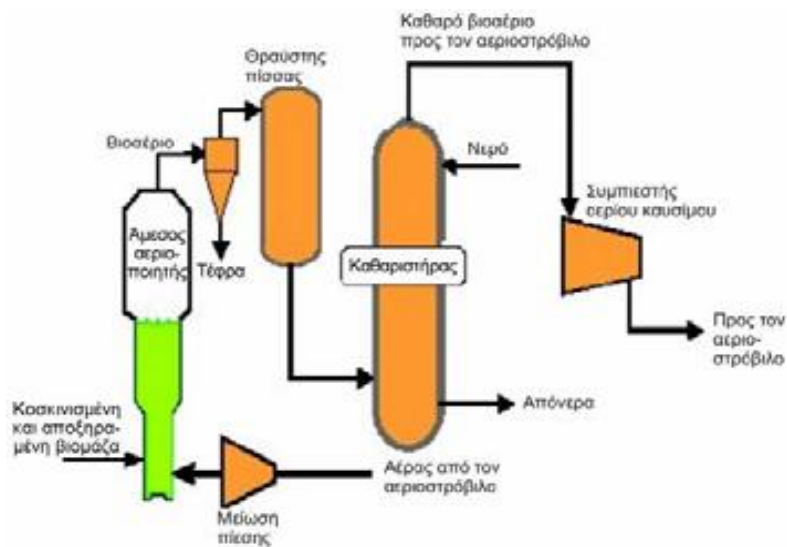


Σχήμα 3.11 Τομή αεριοστρόβιλου
(Πηγή: <http://itia.ntua.gr/~nikos/energy/ene-biomass.pdf>)

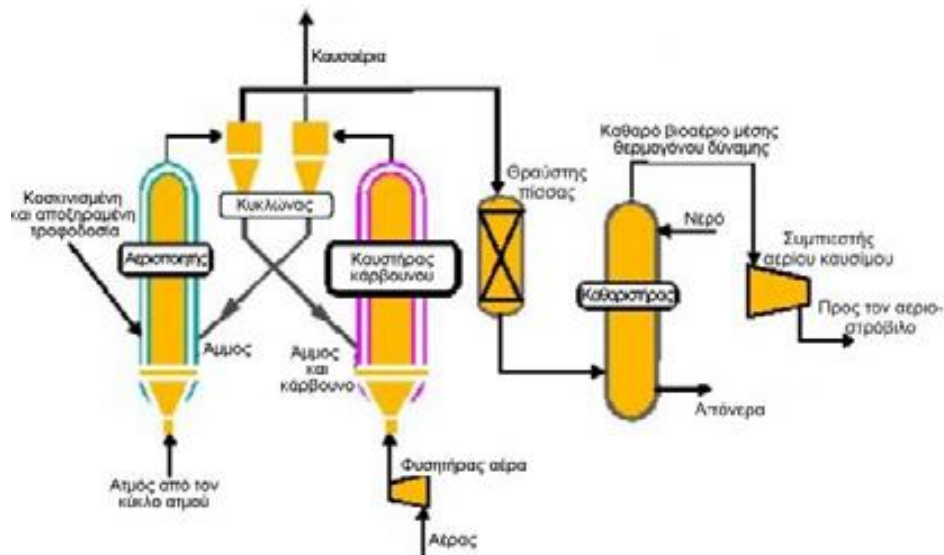


Σχήμα 3.12 Σχηματική παράσταση ενός συστήματος συνδυασμένου κύκλου με ενσωματωμένη αεριοποίηση βιομάζας
(Πηγή: http://www.cres.gr/kape/education/ODHGOS_TERESs.pdf)

Ανάλογα με τον τύπο του χρησιμοποιούμενου αεριοποιητή, οι αντιδράσεις για την αεριοποίηση της βιομάζας μπορούν να λάβουν χώρα σε ένα μόνο δοχείο αντιδραστήρα ή να διαχωριστούν σε διαφορετικά δοχεία. Στους **άμεσους αεριοποιητές** η πυρόλυση, η αεριοποίηση και η καύση πραγματοποιούνται σε ένα δοχείο, στο οποίο εισάγεται απευθείας αέρας και ενίοτε ατμός (Σχήμα 3.13). Στους **έμμεσους** αεριοποιητές η πυρόλυση και η αεριοποίηση γίνονται σε ένα δοχείο και η καύση σε άλλο. Ένα αδρανές μέσο μεταφοράς (π.χ. άμμος) μεταφέρει την παραγόμενη στον καυστήρα θερμότητα προς τον αεριοποιητή για να ενεργοποιηθούν οι αντιδράσεις πυρόλυσης και αεριοποίησης του άνθρακα (Σχήμα 3.14). Οι έμμεσοι αεριοποιητές λειτουργούν με σχεδόν ατμοσφαιρική πίεση, ενώ συστήματα άμεσης αεριοποίησης έχουν αναπτυχθεί και για μεγαλύτερες πιέσεις (ΚΑΠΕ 2001).



Σχήμα 3.13 Άμεσος αεριοποιητής χαμηλής πίεσης.
(Πηγή: http://www.cres.gr/kape/education/ODHGOS_TERESs.pdf)

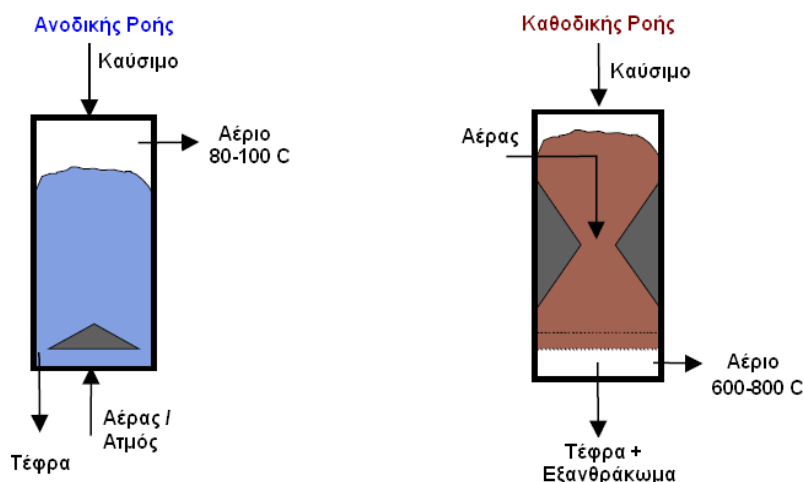


Σχήμα 3.14 Έμμεσος αεριοποιητής

(Πηγή: http://www.cres.gr/kape/education/ODHGOS_TERESs.pdf)

Ανάλογα με την αεροδυναμική συμπεριφορά, οι πιο συνηθείς τύποι αεριοποιητών είναι οι **αεριοποιητές στατικής κλίνης (Fixed Bed Gasifier)** και οι **αεριοποιητές ρευστοποιημένης κλίνης (Fluidised Bed)** (Αγρανιώτης και Γραμμέλης 2013).

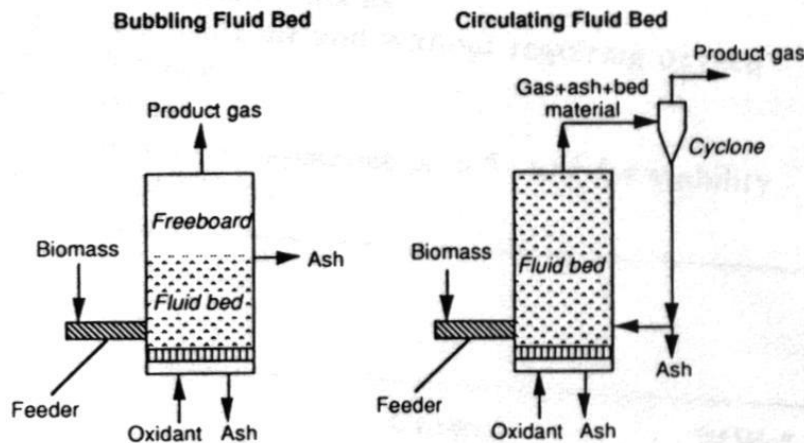
Οι **αεριοποιητές στατικής κλίνης** χαρακτηρίζονται από την απλότητά τους στο σχεδιασμό και τη λειτουργία, ενώ είναι κατάλληλοι για μικρής κλίμακας εφαρμογές (<10 MW_{th}). Διακρίνονται στους ανοδικής (updraft) και της καθοδικής (downdraft) ροής αεριοποιητές. Στους **αεριοποιητές ανοδικής ροής** το μέσο αεριοποίησης (αέρας/ατμός) και το παραγόμενο αέριο σύνθεσης διατηρούν αντίθετη ροή στον αντιδραστήρα σε σχέση με την πρώτη ύλη της βιομάζας, ενώ στους **αεριοποιητές καθοδικής ροής** το μέσο αεριοποίησης και η βιομάζα εισόδου έχουν την ίδια κατεύθυνση ροής, ενώ διατηρούν αντίθετη ροή στον αντιδραστήρα συγκριτικά με το παραγόμενο αέριο σύνθεσης (Σχήμα 3.15).



Σχήμα 3.15 Αεριοποιητές ανοδικής και καθοδικής ροής

(Πηγή: Αγρανιώτης και Γραμμέλης 2013)

Οι **αεριοποιητές ρευστοποιημένης κλίνης** είναι κατάλληλοι για εφαρμογές μέσης (<15-40 MW_{th}) και μεγάλης κλίμακας ισχύος (40-100 MW_{th}). Βασίζουν τη λειτουργία τους στο ρευστοποιημένο μείγμα αδρανούς υλικού και βιομάζας. Ανάλογα με την ταχύτητα εισροής του μέσου αεριοποίησης, διακρίνονται σε **αεριοποιητές ρευστοποιημένης κλίνης φυσαλίδων (Bubbling Fluidised Bed)** και σε **αεριοποιητές ρευστοποιημένης κλίνης ανακυκλοφορίας (Circulating Fluidised Bed)** (Σχήμα 3.16) (Αγρανιώτης και Γραμμέλης 2013).

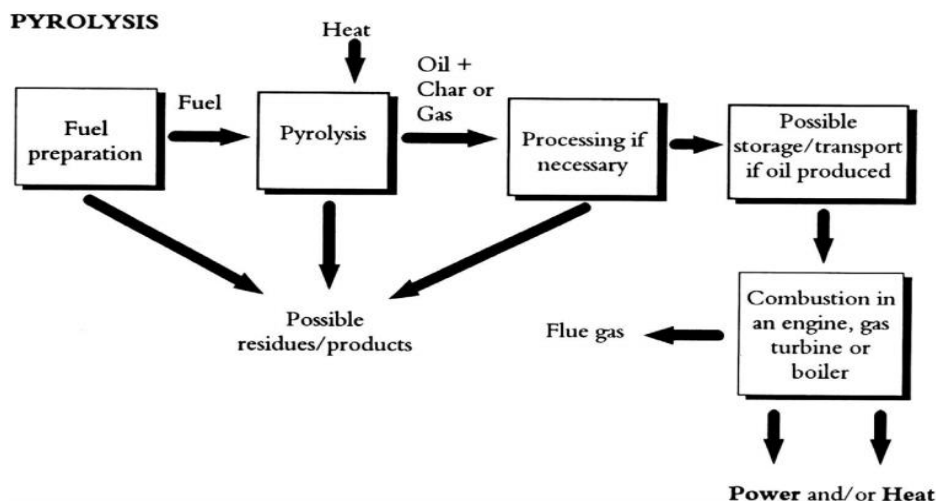


Σχήμα 3.16 Αεριοποιητές ρευστοποιημένης κλίνης φυσαλίδων και ανακυκλοφορίας
(Πηγή: Αγρανιώτης και Γραμμέλης 2013)

3.4.1.4 Πυρόλυση

Η **πυρόλυση** ορίζεται ως η θερμική αξιοποίηση ενός υλικού σε συνθήκες απουσίας οξειδωτικού μέσου (αέρα ή οξυγόνου) (Σχήμα 3.17). Στην πράξη, η ολική εξάλειψη του οξυγόνου είναι δύσκολη, για αυτό πάντα επικρατούν συνθήκες μερικής οξείδωσης (Φούντη 2005).

Κατά τη διάρκεια της πυρόλυσης, η βιομάζα θερμαίνεται, απουσία αέρα, μέχρι να υγροποιηθεί και τα πτητικά αέρια που περιέχει να εξέλθουν από τη στερεή μάζα. Στη συνέχεια, τα πτητικά αέρια συμπυκνώνονται ώστε να παραχθεί τελικά ένα υγρό βιοκαύσιμο, που ονομάζεται βιοέλαιο (Κατσίρη 2011). Η περισσότερο υποσχόμενη εναλλακτική λύση της πυρόλυσης της βιομάζας είναι η **ακαριαία πυρόλυση (flash or fast pyrolysis)**, η οποία λαμβάνει χώρα σε ένα μέσο εύρος θερμοκρασίας (450–500 °C), με εξαιρετικά μικρό χρόνο παραμονής της βιομάζας στο εσωτερικό του αντιδραστήρα (περίπου 2-3 sec). Οι συνθήκες υπό τις οποίες η ακαριαία πυρόλυση λαμβάνει χώρα συνάγουν στην παραγωγή μικρής ποσότητας εξανθρακώματος και μικρής περιεκτικότητας του βιοελαίου σε νερό, χαρακτηριστικά που προσδίδουν στο βιοέλαιο αυξημένη ενεργειακή αξία.



Σχήμα 3.17 Σχηματικό διάγραμμα επεξεργασίας με εφαρμογή πυρόλυσης

(Πηγή: http://courseware.mech.ntua.gr/ml22058/pdfs/M15bBiomass_Conversion_Technologies.pdf)

Το βιοέλαιο μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε εφαρμογές θέρμανσης (λέβητες, φούρνοι), αλλά και παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (μηχανές εσωτερικής καύσης). Η αστραπιαία πυρόλυση της βιομάζας αποτελεί την οικονομικότερη διεργασία ηλεκτροπαραγωγής, ιδίως στην περιοχή μικρής κλίμακας ισχύος (< 5MW_e). Ωστόσο, οι τεχνολογίες πυρόλυσης και της αεριοποίησης βρίσκονται ακόμη σε ερευνητικό στάδιο και θα απαιτηθεί περαιτέρω προσπάθεια ώστε τα πιλοτικά προγράμματα να φθάσουν σε σημείο να είναι οικονομικά συμφέρουσα η εφαρμογή τους σε ευρεία κλίμακα.

3.4.2 Βιοχημικές διεργασίες

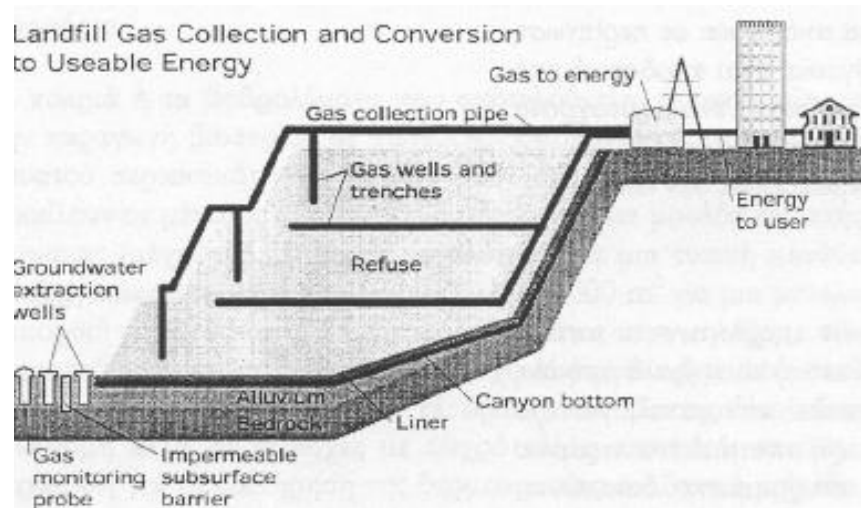
3.4.2.1 Αναερόβια χώνευση (Βιοαέριο)

Η **αναερόβια χώνευση** είναι μια βιολογική διεργασία με την οποία τα οργανικά απόβλητα μετατρέπονται σε **βιοαέριο**, ένα μείγμα αερίων με σύσταση: CH₄ 60-70%, CO₂ 30-40%, H₂ 1-3%, O₂ 0,5-1% και ίχνη άλλων αερίων 1-5%. Σαν τυπική του σύσταση θεωρείται: CH₄ 65% και CO₂ 35%. Η θερμογόνο δύναμή του κυμαίνεται από 4.500 έως 7.000 kcal/m³, με τιμή 5.700 kcal/m³ για την τυπική του σύσταση (Τσιλιγκιρίδης 1996).

Η **διεργασία** της αναερόβιας χώνευσης βασίζεται στην αποδόμηση των οργανικών μακρο-μορίων της βιομάζας από φυσικά υφιστάμενους πληθυσμούς βακτηρίων. Η βιομετατροπή λαμβάνει χώρα απουσία αέρα σε χωνευτήρες, δηλαδή στεγανά δοχεία που παρέχουν ιδανικές συνθήκες ώστε τα βακτήρια να ζυμώσουν (χωνεύσουν) την οργανική ύλη. Κατά την αναερόβια χώνευση, μετατρέπεται σε βιοαέριο συνήθως το 30-60% των εισαγόμενων στερεών. Τα συμπαραγόμενα είναι ένα αχώνευτο υπόλειμμα (λάσπη) και διάφορες υδατοδιαλυτές ουσίες. Η αναερόβια χώνευση της εξαιρετικά υγρής βιομάζας και των αποβλήτων είναι μια καθιερωμένη και εμπορικά δοκιμασμένη τεχνολογία. Το βιοαέριο, είτε αυτούσιο είτε μετά από εμπλουτισμό του με CH₄, μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή θερμότητας ή/και ηλεκτρισμού σε μηχανές

εσωτερικής καύσης σε ισχείς μέχρι 10 MWe. Η μέση παραγωγικότητα εκτιμάται ίση με 0,2 – 0,3 m³ βιοαερίου ανά Kg ξηρών στερεών (ΚΑΠΕ 2001).

Σήμερα, το 80% της παραγωγής βιοαερίου στις βιομηχανικές χώρες προέρχεται από εμπορικά εκμεταλλεύσιμους **Χώρους Υγειονομικής Ταφής Απορριμμάτων (ΧΥΤΑ)**. Η απομάστευση του βιοαερίου μπορεί να αρχίσει μετά από το δεύτερο ή τρίτο χρόνο της απόθεσης των απορριμμάτων αυτών και εξαρτάται από την ποσότητά τους. Η παραγωγή και χρήση του βιοαερίου που προκύπτει από τους ΧΥΤΑ μπορεί να αποτελέσει εναλλακτική λύση για ηλεκτροπαραγωγή. Ωστόσο, η ενέργεια που παράγεται στη διεργασία της χώνευσης αποτελεί υποπροϊόν της, αφού, όπως και με την αποτέφρωση, κύριος στόχος είναι η επεξεργασία των αποβλήτων και όχι η παραγωγή ενέργειας. Στο Σχήμα 3.18 που ακολουθεί, δίνεται παραστατικά η περισυλλογή αερίου χωματερής.

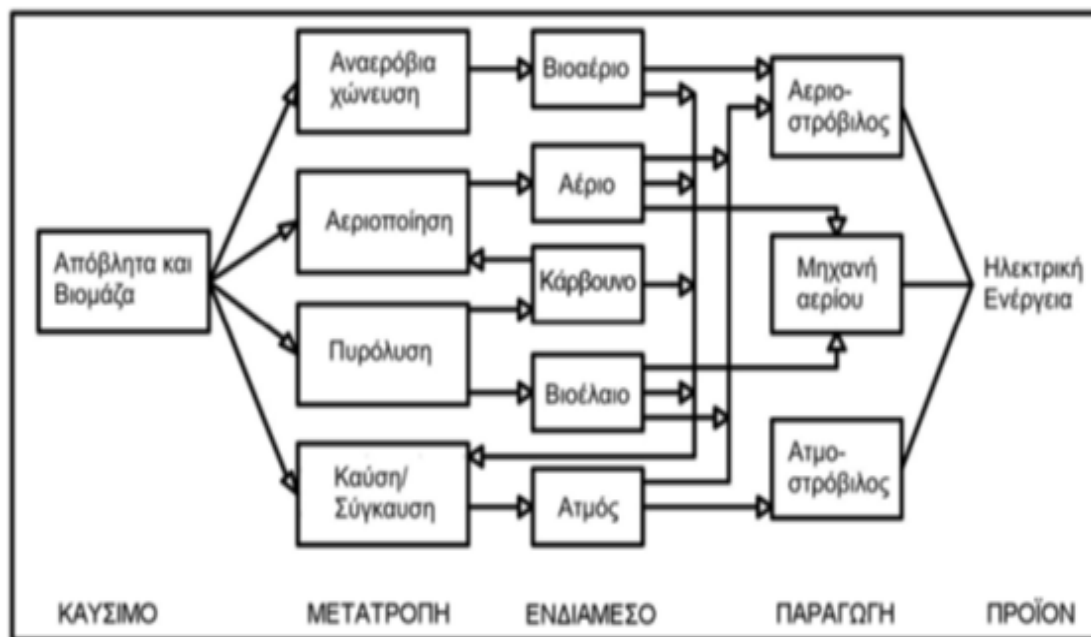


Σχήμα 3.18 Περισυλλογή αερίου χωματερής

(Πηγή: http://courseware.mech.ntua.gr/ml22058/pdfs/M15bBiomass_Conversion_Technologies.pdf)

Τέλος, το βιοαέριο που παράγεται από την αναερόβια χώνευση **κτηνοτροφικών αποβλήτων**, όπως είναι τα λύματα των χοιροστασιών, των πτηνοτροφιών και των βουστασιών, μπορεί επίσης να χρησιμοποιηθεί για ηλεκτροπαραγωγή. Στην περίπτωση αυτή, η παραγωγή του βιοαερίου γίνεται σε ειδικές εγκαταστάσεις, απλούστερες ή πιο σύνθετες ανάλογα με το είδος της εφαρμογής. Παράλληλα, εκτός από το βιοαέριο, παράγεται και πολύ καλής ποιότητας οργανικό λίπασμα, του οποίου η διάθεση στη αγορά μπορεί να συμβάλει στην οικονομική βιωσιμότητα μια εφαρμογής αυτού του είδους.

Στο Σχήμα 3.19 τέλος έχουν συγκεντρωθεί και παρουσιάζονται συνοπτικά όλες οι προαναφερθείσες τεχνολογίες ενεργειακής αξιοποίησης βιομάζας για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.



Σχήμα 3.19 Σύνοψη τεχνολογιών μετατροπής βιομάζας για ηλεκτροπαραγωγή
(Πηγή: http://www.cres.gr/kape/education/ODHGOS_TERESs.pdf)

3.5 Περιβαλλοντικές επιπτώσεις ενεργειακής αξιοποίησης βιομάζας

Η χρήση της βιομάζας για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας εμπεριέχει πολύπλοκα περιβαλλοντικά ζητήματα. Είναι πλέον κοινά αποδεκτό στη διεθνή κοινότητα ότι η βιομάζα πλεονεκτεί ως καύσιμο από περιβαλλοντικής πλευράς έναντι των ορυκτών καυσίμων. Ωστόσο, το κλειδί για την επιτυχημένη ανάπτυξη της βιο-ισχύος είναι η αποδοτική χρήση των πηγών βιομάζας με σύγχρονα συστήματα μετατροπής, που μεγιστοποιούν την παραγόμενη ενέργεια και ελαχιστοποιούν τα υποπροϊόντα των διεργασιών μετατροπής.

Ποιότητα του αέρα:

Η ηλεκτροπαραγωγή χρησιμοποιώντας βιομάζα ή ορυκτά καύσιμα παράγει αερολύματα, όπως διοξείδιο του θείου (CO_2), οξείδια του αζώτου (NO_x) και διοξείδιο του άνθρακα (CO_2). Η παραγωγή βιο-ισχύος παρουσιάζει τα ακόλουθα οφέλη αναφορικά με την ποιότητα του αέρα (ΚΑΠΕ 2001):

- **Μειωμένες εκπομπές θείου:** Ένας σταθμός ηλεκτροπαραγωγής βιομάζας εκπέμπει ελάχιστο SO_2 , το οποίο αποτελεί αιτία της όξινης βροχής, λόγω της ελάχιστης περιεκτικότητας των περισσότερων μορφών βιομάζας σε θείο. Ο άνθρακας περιέχει συνήθως μέχρι 5% θείο και η σύγκαιση με βιομάζα μπορεί να μειώσει σημαντικά τις εκπομπές SO_2 του σταθμού σε σχέση με τη λειτουργία μόνο με άνθρακα. Υπάρχει μία σχέση ένα προς ένα μεταξύ της μείωσης του SO_2 και του ποσοστού εισροής θερμότητας από βιομάζα (για παράδειγμα η χρήση της βιομάζας στο 5% της εισροής θερμότητας σε μία μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας θα μειώσει τις εκπομπές SO_2 κατά περίπου 5%).

- **Μειωμένες εκπομπές οξειδίων του αζώτου:** Πρόσφατες δοκιμές σύγκαισης βιομάζας σε αρκετούς σταθμούς άνθρακα παγκοσμίως έχουν επιδείξει ότι οι εκπομπές των NO_x μπορούν να μειωθούν σε σχέση με τη λειτουργία μόνο με άνθρακα. Πιο συγκεκριμένα, με κατάλληλη ρύθμιση της διεργασίας της καύσης, η μείωση των NO_x είναι διπλάσια του λόγου της εισροής θερμότητας από βιομάζα, δηλαδή για σύγκαιση βιομάζας 5% ως προς την εισροή θερμότητας θα επιτευχθεί μείωση των NO_x της μονάδας κατά 10%.
- **Μειωμένες εκπομπές άνθρακα:** Τα φυτά κατά την ανάπτυξή τους απορροφούν CO₂. Όταν η παραγωγή βιο-ισχύος αντιμετωπίζεται ως συνεχής κύκλος, π.χ. καλλιεργώντας ενεργειακά φυτά ή επαναφυτεύοντας αγροτεμάχια, αποτελεί έναν τρόπο ανακύκλωσης του άνθρακα. Συνεπώς, η βιο-ισχύς μπορεί να θεωρηθεί ως μία λύση ηλεκτροπαραγωγής που δεν διαταράσσει το ισοζύγιο του άνθρακα.
- **Μείωση εκπομπών μεθανίου:** Αέριο μεθάνιο (CH₄) παράγεται από τις χωματερές από την αποσύνθεση υλικού βιομάζας, αλλά και από την αποσύνθεση ζωικής κοπριάς (είτε αυτή επιστρώνεται στο έδαφος είτε αφήνεται ακάλυπτη σε στέρνες). Το CH₄ που απελευθερώνεται μπορεί να συλλεχθεί και να χρησιμοποιηθεί ως καύσιμο για την παραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας.

Ποιότητα των υδάτων:

Η ζωική κοπριά περιέχει άζωτο, φώσφορο, κάλιο, χλώριο και μικρά ποσά θείου που μπορεί να μολύνουν το νερό. Κανονικά, η κοπριά χρησιμοποιείται ως λίπασμα ή χωνεύεται σε στέρνες παρόμοιες με αυτές που χρησιμοποιούνται στις εγκαταστάσεις επεξεργασίας των λυμάτων. Και οι δύο αυτές εφαρμογές μπορεί να προκαλέσουν διήθηση των παραπάνω ουσιών στα υπόγεια ύδατα. Ωστόσο, η χρήση της ζωικής κοπριάς ως πηγή καυσίμου για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας περιορίζει τη μόλυνση των υδάτων, μειώνοντας την απορροή των ουσιών αυτών.

Χρήσεις των γαιών:

Τα ξυλώδη υλικά και τα υπολείμματα των κήπων αποτελούν περίπου το 20% του συνολικού ποσού των μην βλαβερών αποβλήτων που οδηγούνται στις χωματερές. Ένα μέρος των υλικών αυτών είναι μολυσμένο και κατάλληλο μόνο για απόρριψη. Η χρήση των «καθαρών» αποβλήτων ως καύσιμο αποσπά μια ποσότητα από τα υλικά που απορρίπτονται στις χωματερές, επεκτείνοντας έτσι τη ζωή/χωρητικότητά τους. Παράλληλα, η πρακτική αυτή εξαλείφει τις εκπομπές μεθανίου (CH₄) που θα προέρχονταν από την ενταφιασμένη βιομάζα.

Από την άλλη, οι ενεργειακές καλλιέργειες αναπτύσσονται σε γεωργικές εκτάσεις υπό αξιοποίηση. Δεν αντικαθιστούν βοσκότοπους, υδροβιότοπους, φυσικά δάση ή γεωργική γη υψηλής αξίας, ενώ απαιτούν λιγότερα παρασιτοκτόνα και ζιζανιοκτόνα συγκριτικά με τις άλλες καλλιέργειες, μειώνοντας έτσι την απορροή χημικών στα επιφανειακά ή υπόγεια ύδατα. Τα συστήματα των ριζών συγκρατούν το χώμα και

μειώνουν τη διάβρωση βελτιώνοντας έτσι την ποιότητα των επιφανειακών υδάτων, φιλτράρουν τα γεωργικά χημικά εμποδίζοντάς τα να εισέλθουν στα ρυάκια και ανακόπτουν τα θρεπτικά στοιχεία από το να εισέλθουν στα υπόγεια ύδατα.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4^ο – ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ ΜΕΛΕΤΩΝ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΒΙΟΜΑΖΑΣ ΓΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Στο κεφάλαιο αυτό γίνεται ανασκόπηση των διαφόρων μελετών αξιοποίησης βιομάζας για παραγωγή ενέργειας, με βάση τη διεθνή και την ελληνική βιβλιογραφία.

4.1 Διεθνώς

Μονάδα συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας στην Ιρλανδία:

Μια μελέτη που διεξήχθη στην περιοχή **Middleton Co. Cork της Ιρλανδίας**³, εξέτασε τη βιωσιμότητα μίας μονάδας συνδυασμένης παραγωγής θερμικής και ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΘ) δυναμικότητας **18 MW**, που χρησιμοποιεί ως καύσιμη ύλη το άχυρο σιτηρών. Η μονάδα αναμένεται να παράγει 144 GWh «καθαρής» (net) ηλεκτρικής ενέργειας και 284 GWh «καθαρής» θερμότητας ετησίως. Η ετήσια κατανάλωση της μονάδας εκτιμάται σε 110.000 τόνους αχύρου (για λειτουργία 8.000 ώρες ετησίως), με περιεχόμενη υγρασία συγκομιδής αχύρου 15%.

Οικονομικά Στοιχεία - Παραδοχές:

- Το εκτιμώμενο κόστος αχύρου είναι 20-25 €/tn από τον παραγωγό, το οποίο αυξάνεται σε 50-55 €/tn για παράδοση στη μονάδα.
- Η μελέτη περιλαμβάνει και την αξιοποίηση του υπολείμματος καύσης που είναι πλούσιο σε κάλιο και σε φώσφορο, με τη μεταπώλησή του στους αγρότες και με τιμή αγοράς 40 €/tn.
- Η τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας εκτιμάται ίση με 0,108 €/kWh_e.
- Το κόστος κεφαλαίου εκτιμάται ίσο με 49 εκ. €, με βάση τις πρώτες επαφές με τους προμηθευτές.
- Τα δάνεια αποτελούν το 70% του κόστους κεφαλαίου, με χρόνο αποπληρωμής τα 15 έτη.
- Δεν έχουν ληφθεί υπόψη φορολογικές ελαφρύνσεις και κίνητρα.

Οικονομική Αποτίμηση:

- Εισόδημα: 14,7 εκ. € (εκτίμηση για το 1^ο έτος).
- Καθαρό Κέρδος: 5,9 εκ. € (εκτίμηση για το 1^ο έτος).
- Εσωτερικός βαθμός απόδοσης επένδυσης: 13%.
- Εσωτερικός βαθμός απόδοσης ιδίων κεφαλαίων: 19%.
- Χρόνος αποπληρωμής: 6,7 έτη.

³ Περισσότερες πληροφορίες για τη συγκεκριμένη μελέτη μπορούν να βρεθούν στην ιστοσελίδα: <http://www.organicpower.ie/pdf/middleton/OP7%20Preplanning%2015%20Mar%2010.pdf>

Ενεργειακή καμπίνα πολλαπλών καυσίμων στην Ιρλανδία:

Οι Αφοί McGuinness έχουν εγκαταστήσει μια «Ενεργειακή Καμπίνα» στην περιοχή **Ardee στο Co. Louth της Ιρλανδίας**⁴, με σκοπό την προστασία της φάρμας τους από τα διαρκώς αυξανόμενα κόστη ενέργειας (Σχήμα 4.1). Η ενεργειακή καμπίνα είναι πλήρως αυτοματοποιημένη στη λειτουργία της και συνδυάζει την ηλιακή ενέργεια με έναν λέβητα βιομάζας που μπορεί να λειτουργήσει με πληθώρα καυσίμων, όπως τεμαχισμένο ξύλο, σιτηρά, κελύφη ξηρών καρπών και άχυρο. Η παραγόμενη θερμότητα χρησιμοποιείται για την ξήρανση σιτηρών και τεμαχισμένου ξύλου που παράγονται στη φάρμα. Στο χώρο της φάρμας, σε έκταση 200 στρεμμάτων, καλλιεργούνται και ιτιές.



Εικόνα 4.1 Η Ενεργειακή Καμπίνα με τα ηλιοθερμικά πάνελ.

(Πηγή: <http://bisyplan.bioenarea.eu>)

Η ενεργειακή καμπίνα (ένα τροποποιημένο κοντέινερ) περιλαμβάνει έναν λέβητα πολλαπλών καυσίμων $130 \text{ kW}_{\text{th}}$ και 24 m^2 ηλιακών πάνελ, τα οποία ανεβάζουν τη δυναμικότητα στα **$150 \text{ kW}_{\text{th}}$** . Η θερμότητα αποθηκεύεται σε μια δεξαμενή θερμοσυσσώρευσης, χωρητικότητας 1.500 λίτρων. Το θερμό νερό αντλείται μέσω ιδιαίτερα μονωμένων σωληνώσεων σε έναν εναλλάκτη θερμότητας, μπροστά από δύο ανεμιστήρες των 30 kW, με τους οποίους γίνεται η βεβαιωμένη μεταφορά θερμού αέρα σε μία καμπίνα ξήρανσης με αεριζόμενο πάτωμα. Η καμπίνα αυτή χρησιμοποιείται για την ξήρανση των σιτηρών, επιτυγχάνοντας μείωση της υγρασίας τους κατά 12-15%.

Με τη χρήση ενεργειακών καλλιεργειών που οι ίδιοι παράγουν στο χωράφι τους για την παραπάνω διεργασία, οι Αφοί McGuinness μείωσαν το κόστος ξήρανσης των σιτηρών κατά 67%. Παράλληλα, συνεισφέρουν σε σημαντικό βαθμό στη μείωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, καθώς ο λέβητας βιομάζας θεωρείται ουδέτερος ως προς τις εκπομπές CO_2 .

⁴ Περισσότερες πληροφορίες για τη συγκεκριμένη μελέτη μπορούν να βρεθούν στην ιστοσελίδα: <http://bisyplan.bioenarea.eu>

Οικονομικά Στοιχεία - Παραδοχές:

Δεδομένου ότι οι εγκαταστάσεις αποθήκευσης και ξήρανσης των σιτηρών δημιουργήθηκαν σε χώρο στερούμενο προηγούμενων υποδομών, τα κόστη ήταν πολύ υψηλά. Συγκεκριμένα:

- Κόστος εξοπλισμού και εγκαταστάσεων ξήρανσης σιτηρών: 120.000 €.
- Κόστος καμπίνας ξήρανσης, επιδαπέδιων μονάδων, καθώς και εγκατάστασης ξήρανσης: 450.000 €.
- Το έργο ήτα επιλέξιμο για επιδότηση 50% μέσω του έργου Interreg 3A RENEW Project.

Οικονομική Αποτίμηση:

- Η αρχική εκτίμηση ήταν η επίτευξη ετήσιας εξοικονόμησης 30.000 λίτρων diesel για την ξήρανση 4.000 τόνων σιτηρών. Ωστόσο, εξαιτίας της αυξημένης υγρασίας στη σοδειά του 2008, η εξοικονόμηση ανήλθε τελικά σε 40.000 λίτρα. Χρησιμοποιώντας την καλλιέργεια της ιτιάς, η εξοικονόμηση κόστους ξήρανσης εκτιμήθηκε ίση με 17.000 €.
- Ο αρχικός χρόνος αποπληρωμής αναμενόταν να είναι 7 έτη. Ωστόσο, εξαιτίας της αυξημένης υγρασίας της σοδειάς και της υψηλής τιμής του πετρελαίου το 2008, ο χρόνος αποπληρωμής μειώθηκε σε περίπου 2,5 έτη.

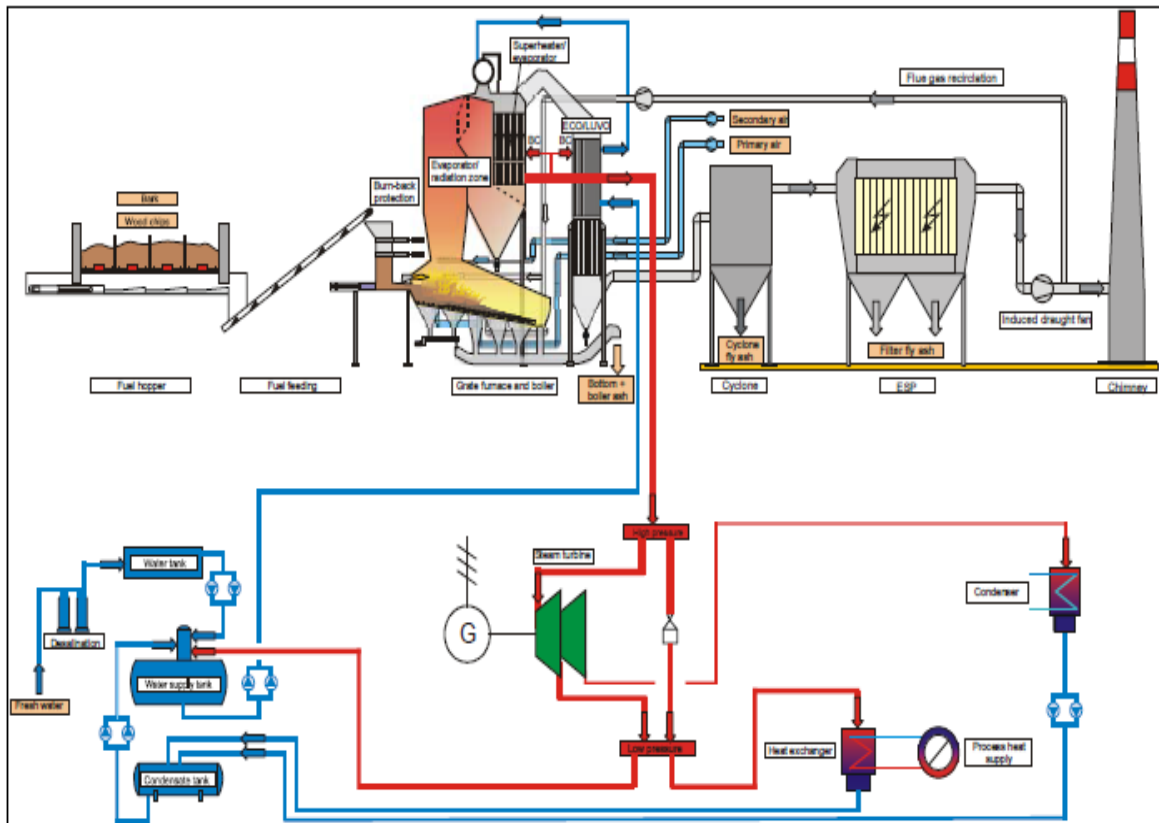
Μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας στην Αυστρία:

Σύμφωνα με μελέτες που διεξήχθησαν στην **Αυστρία**, εξετάστηκε η βιωσιμότητα δύο διαφορετικών σταθμών συμπαραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού (ΣΗΘ).

Α' περίπτωση μελέτης – ΣΗΘ με χρήση συστήματος αμοστροβίλου:

Ένα παράδειγμα βιομηχανίας όπου εγκαταστάθηκε μονάδα συνδυασμένης παραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού είναι μία βιομηχανία ξύλου στην Αυστρία⁵ (Σχήμα 4.2). Η μονάδα συμπαραγωγής, δυναμικότητας **4,1 MW_{el}**, χρησιμοποιεί ως καύσιμη ύλη υπολείμματα και παραπροϊόντα της βιομηχανίας ξύλου (πλακίδια ή θρύμματα ξύλου, πριονίδια και φλοιοί), με μία μέση περιεκτικότητα σε υγρασία περίπου 50% κ.β. Με την εγκατάσταση της μονάδας συμπαραγωγής το μεγαλύτερο μέρος της θερμότητας αξιοποιείται για την κάλυψη των αναγκών της βιομηχανίας σε θερμότητα (ατμός για ξήρανση), με χρήση συστήματος αμοστροβίλου αντίθλιψης (πίεσης 1 bar).

⁵ Περισσότερες πληροφορίες για τη συγκεκριμένη μελέτη μπορούν να βρεθούν στην ιστοσελίδα: <http://www.ieabcc.nl/publications/IEA-CHP-Q2-final.pdf>



Σχήμα 4.2 Διάγραμμα εγκατάστασης ΣΗΘ βιομηχανίας ξύλου στην Αυστρία
(Πηγή: <http://www.ieabcc.nl/publications/IEA-CHP-Q2-final.pdf>)

Η «καθαρή» παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς του σταθμού ανέρχεται σε **4,1 MW_{el}**, ενώ η ωφέλιμη θερμική ισχύς είναι ίση με **12,1 MW_{th}**. Για λειτουργία της μονάδας περίπου 6.000 ώρες ετησίως σε πλήρες φορτίο, η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια εκτιμάται ίση με 24,6 GWh ετησίως. Η συνολική παραγόμενη θερμότητα του σταθμού συμπαραγωγής ανέρχεται σε 80,6 GWh ετησίως.

Οικονομικά Στοιχεία:

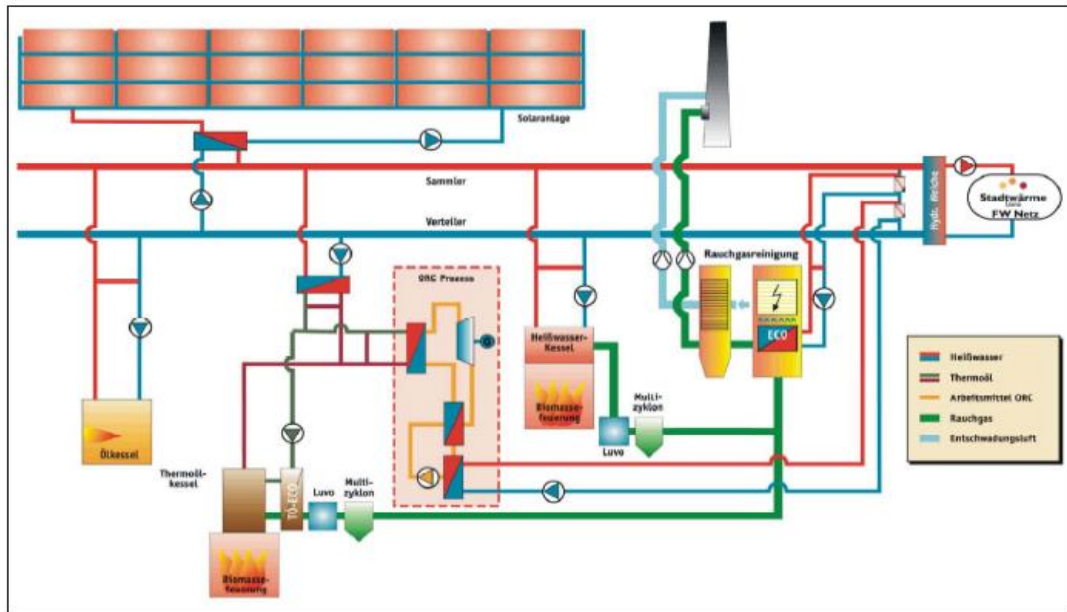
- Το κόστος κεφαλαίου εκτιμάται ίσο με 18,8 εκ. €.
- Το λειτουργικό κόστος είναι μικρότερο από 2,6 εκ. € ετησίως.
- Το κόστος παραγωγής ενέργειας εκτιμάται ίσο με 0,042 €/kWh.

B' περίπτωση μελέτης – ΣΗΘ βασισμένο στον Οργανικό Κύκλο Rankine (ORC):

Ένα διάγραμμα μονάδας συμπαραγωγής που έχει εγκατασταθεί στην πόλη Lienz της Αυστρίας, απεικονίζεται στο Σχήμα 4.3 που ακολουθεί. Πρόκειται για μία μονάδα τηλεθέρμανσης, η οποία καλύπτει τις ανάγκες θέρμανσης της πόλης με παράλληλη εκμετάλλευση βιομάζας και ηλιακής ενέργειας.⁶ Ως καύσιμη ύλη χρησιμοποιούνται ετησίως περίπου 100.000 m³ θρύμματα ξύλου, πριονίδια και φλοιοί από γειτονικά δάση, καθώς και παραπροϊόντα των βιομηχανιών ξύλου (με μία μέση περιεκτικότητα σε υγρασία της τάξης του 40-55% κ.β.). Η μονάδα συμπαραγωγής περιλαμβάνει έναν

⁶ Περισσότερες πληροφορίες για τη συγκεκριμένη μελέτη μπορούν να βρεθούν στην ιστοσελίδα: <http://www.ieabcc.nl/publications/IEA-CHP-Q2-final.pdf>

λέβητα βιομάζας διαθερμικού ελαίου ονομαστικής ισχύος 6.000 kW_{th}, έναν λέβητα ζεστού νερού ονομαστικής ισχύος 7.000 kW_{th} και 630 m³ ηλιακών πάνελ δυναμικότητας 350 kW_{th}. Ο λέβητας διαθερμικού ελαίου τροφοδοτεί τον Οργανικό Κύκλο Rankine (ORC), που χρησιμοποιεί σιλικονούχο λάδι ως εργαζόμενο μέσο. Η «καθαρή» (net) παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς ανέρχεται σε **1,1 MW_{el}**, ενώ η ωφέλιμη θερμική ισχύς του σταθμού συμπαραγωγής είναι ίση με **4,9 MW_{th}**.



Σχήμα 4.3 Διάγραμμα εγκατάστασης ΣΗΘ στη Lienz της Αυστρίας, βασιζόμενο στον κύκλο ORC
(Πηγή: <http://www.ieabcc.nl/publications/IEA-CHP-Q2-final.pdf>)

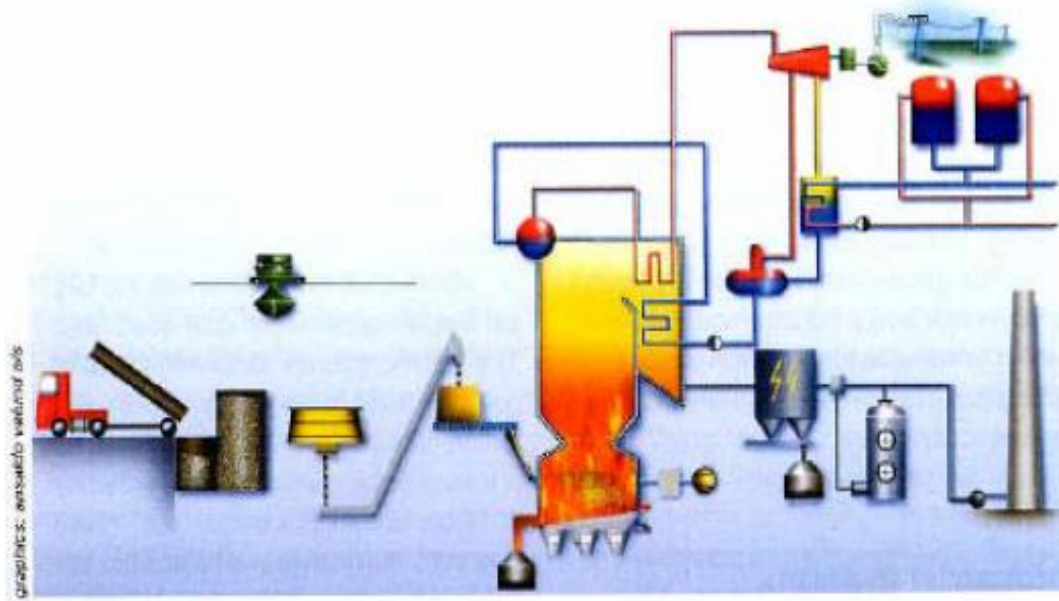
Οικονομικά Στοιχεία:

- Το κόστος κεφαλαίου εκτιμάται ίσο με 8 εκ. €.
- Το λειτουργικό κόστος είναι μικρότερο από 4,5 εκ. € ετησίως.
- Το κόστος παραγωγής ενέργειας εκτιμάται μικρότερο από 0,038 €/kWh.

Μονάδα συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας στη Δανία:

Ένα διάγραμμα μονάδας συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας χρησιμοποιώντας αμοστροβίλο, απεικονίζεται στο Σχήμα 4.4. Πρόκειται για μία μονάδα τηλεθέρμανσης που χρησιμοποιεί βιομάζα και είναι εγκατεστημένη στην πόλη Assens της Δανίας⁷. Ως καύσιμη ύλη χρησιμοποιούνται ετησίως περίπου 100.000 m³ θρύμματα ξύλου (που προέρχονται από δάση και βιομηχανίες ξύλου), με μία μέση περιεκτικότητα σε υγρασία από 5-55% κ.β. Η μονάδα συμπαραγωγής χρησιμοποιεί σύστημα αμοστροβίλου αντίθλιψης πίεσης 0,8 bar και η παραγόμενη θερμότητα αξιοποιείται για την κάλυψη των αναγκών θέρμανσης της πόλης.

⁷ Περισσότερες πληροφορίες για τη συγκεκριμένη μελέτη μπορούν να βρεθούν στην ιστοσελίδα: <http://www.ieabcc.nl/publications/IEA-CHP-Q2-final.pdf>



Σχήμα 4.4 Διάγραμμα εγκατάστασης ΣΗΘ στην πόλη Assens της Αυστρίας, με χρήση συστήματος ατμοστροβίλου
(Πηγή: <http://www.ieabcc.nl/publications/IEA-CHP-Q2-final.pdf>)

Η «καθαρή» (net) παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς της μονάδας ανέρχεται σε **4,4 MW_{el}**, ενώ η ωφέλιμη θερμική ισχύς είναι ίση με **14 MW_{th}**. Για λειτουργία της μονάδας περίπου 5.500 ώρες ετησίως σε πλήρες φορτίο, η «καθαρή» παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια εκτιμάται ίση με 25,9 GWh ετησίως. Η συνολική παραγόμενη θερμότητα του σταθμού συμπαραγωγής ανέρχεται σε 82,3 GWh ετησίως.

Οικονομικά Στοιχεία:

- Το κόστος κεφαλαίου εκτιμάται ίσο με 17 εκ. €.
- Το λειτουργικό κόστος είναι μικρότερο από 5 εκ. € ετησίως.
- Το κόστος παραγωγής ενέργειας είναι μικρότερο από 0,04 €/kWh.

Σταθμός ηλεκτροπαραγωγής στο Βέλγιο:

Η συγκεκριμένη μελέτη αφορά στη μετατροπή μονάδας ηλεκτροπαραγωγής με καύσιμο άνθρακα σε μονάδα καύσης βιομάζας. Συγκεκριμένα, το Σεπτέμβριο του 2011 η εταιρεία Electrabel, θυγατρική της GDF Suez, ανέθεσε τη μετατροπή της μονάδας στην περιοχή **Rodenhuisse στο Βέλγιο** για 125 εκ. €. ⁸ Η μονάδα, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος **180 MW**, λειτουργεί με σύμπηκτα και μπορεί να παράγει πράσινη ηλεκτρική ενέργεια ισοδύναμη με την ετήσια κατανάλωση 320.000 οικογενειών, μειώνοντας έτσι τις ετήσιες εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα (CO₂) κατά 1,2 εκ. τόνους.

⁸ Περισσότερες πληροφορίες για τη συγκεκριμένη μελέτη μπορούν να βρεθούν στην ιστοσελίδα: <http://www.power-technology.com/projects/rodenuize-power-station/>

Μονάδα βιοαερίου στη Σουηδία:

Η **μονάδα βιοαερίου στο Växtekraft** βρίσκεται κοντά σε άλλες εγκαταστάσεις της μονάδας επεξεργασίας αποβλήτων στο Gryta, στα βόρεια περίχωρα της Västerås. Η Västerås είναι η έκτη μεγαλύτερη πόλη της Σουηδίας, με πληθυσμό 140.000 κατοίκων στην ευρύτερη περιοχή. Η μονάδα βιοαερίου δέχεται ετησίως 23.000 τόνους αποβλήτων, εκ των οποίων οι 14.000 τόνοι είναι διαλεγμένα κοινοτικά απόβλητα κουζινών, 4.000 τόνοι λίπη από παγίδες κατακράτησης και 5.000 τόνοι ενεργειακών καλλιεργειών. Η μονάδα σχεδιάστηκε, χτίστηκε και λειτουργεί από την εταιρεία Svensk Växtekraft, η οποία ιδρύθηκε ειδικά για την επίβλεψη του έργου⁹.

Οικονομικά Στοιχεία:

- Το συνολικό κόστος κεφαλαίου για τη μονάδα βιοαερίου ήταν ίσο με 8,4 εκ. €.
- Το κόστος κεφαλαίου για τη μονάδα αναβάθμισης του αερίου ανερχόταν σε 1,7 εκ. €.
- Το συνολικό κόστος κεφαλαίου για τις εγκαταστάσεις στο σταθμό λεωφορείων (συμπιεστές υψηλής πίεσης, αποθήκευση αερίου σε υψηλή πίεση, δεξαμενές για λεωφορεία και αυτοκίνητα, κτίρια και εσωτερικές σωληνώσεις, κ.τ.λ.) ανερχόταν σε 1,4 εκ. €.
- Χρηματοδοτικό Σχήμα: 30% από την Ευρωπαϊκή Ένωση μέσω του 5^{ου} Προγράμματος Πλαισίου, 30% από τη Σουηδική Κυβέρνηση και 40% από την ένωση επενδυτών που έχουν την ιδιοκτησία της μονάδας.

Κοινωνικο-οικονομική ανάλυση:

- Το περιβαλλοντικό όφελος εκτιμήθηκε ίσο με 91.930 €.
- Το κοινωνικό όφελος εκτιμήθηκε ίσο με 275.781 €.
- Το όφελος στη γεωργία εκτιμήθηκε ίσο με 72.000 €.
- Το συνολικό όφελος ανέρχεται σε 439.970 €.
- Επιπρόσθετα οφέλη περιλαμβάνουν αυξημένες ευκαιρίες απασχόλησης στην ύπαιθρο, θετικές επιδράσεις στο περιβάλλον εργασίας, βελτίωση της δημόσιας υγείας μέσω της μείωσης των εκπομπών CO₂ και NO_x από την αντικατάσταση του diesel ως καύσιμο μεταφορών.

Μονάδα βιοαερίου στην Ιρλανδία:

Η **μονάδα αναερόβιας χώνευσης GreenGas** τέθηκε σε πλήρη λειτουργία στις αρχές του 2012. Στόχος της μονάδας είναι η αξιοποίηση των γαλακτοκομικών αποβλήτων και των αποβλήτων πτηνοτροφίας από τις ξεχωριστές κτηνοτροφικές δραστηριότητες της μητρικής εταιρείας. Το 90% της παραγόμενης ενέργειας διοχετεύεται στο δίκτυο ηλεκτρισμού με τιμή πώλησης 0,15 €/kWh¹⁰.

⁹ Περισσότερες πληροφορίες για τη συγκεκριμένη μελέτη μπορούν να βρεθούν στην ιστοσελίδα: http://www.walesadcentre.org.uk/Controls/Document/Docs/Vasteras_comp__F.pdf

¹⁰ Περισσότερες πληροφορίες για τη συγκεκριμένη μελέτη μπορούν να βρεθούν στην ιστοσελίδα: <http://www.greengas.ie/>

Οικονομικά Στοιχεία:

- Το κόστος κεφαλαίου ήταν 1,4 εκ. € (χωρίς το κόστος της γης), εκ των οποίων 400.000 € δόθηκαν ως επιδότηση από την Sustainable Energy Authority of Ireland (SEAI).
- Το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης ανέρχεται σε 40.000 €.
- Το κόστος αποδοχής αποβλήτων από τη μονάδα είναι κατά μέσο όρο 80 €/tn.
- Το ετήσιο καθαρό εισόδημα εκτιμάται ίσο με 241.983 €.
- Ο χρόνος αποπληρωμής της επένδυσης εκτιμάται ίσος με 5,8 έτη.

4.2 Στην Ελλάδα

Μονάδα συμπαραγωγής σε εκκοκκιστήριο στη Βοιωτία:

Ένα παράδειγμα βιομηχανίας όπου με την εγκατάσταση μονάδας συμπαραγωγής υποκαταστάθηκαν επιτυχώς συμβατικά καύσιμα από βιομάζα, είναι ένα εκκοκκιστήριο στην περιοχή της **Βοιωτίας**¹¹. Σε αυτό εκκοκκίζονται ετησίως 40.000 έως 50.000 τόνοι βαμβακιού και από την παραγωγική αυτή διαδικασία προκύπτουν ετησίως 4.000 έως 5.000 τόνοι υπολειμμάτων. Στο παρελθόν, τα υπολείμματα αυτά καίγονταν σε πύργους αποτέφρωσης χωρίς ιδιαίτερο έλεγχο, δημιουργώντας έτσι κινδύνους αναφλέξεως. Η απαραίτητη ξήρανση του βαμβακιού πριν τον εκκοκκισμό γινόταν παλαιότερα με την καύση πετρελαίου και τη διοχέτευση των καυσαερίων στο προς ξήρανση βαμβάκι, μέχρι που εγκαταστάθηκε σύστημα συμπαραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού, το οποίο αξιοποιεί μέσω καύσης τα υπολείμματα του εκκοκκισμού.

Η ισχύς του λέβητα βιομάζας ανέρχεται σε 4.000.000 kcal/h, ενώ η πίεση του παραγόμενου ατμού είναι ίση με 10 bar. Το έργο που παράγεται κατά την εκτόνωση του ατμού σε ένα στρόβιλο, μετατρέπεται στη γεννήτρια σε ηλεκτρική ενέργεια ισχύος **500 kW**. Μετά την εκτόνωσή του, ο ατμός οδηγείται μέσω σωληνώσεων αφενός σε εναλλάκτες θερμότητας όπου θερμαίνεται ο αέρας σε θερμοκρασία 130 °C και εν συνεχεία χρησιμοποιείται για την ξήρανση του βαμβακιού σε ειδικούς για το σκοπό αυτό πύργους, αφετέρου στο σπορευματοστάσιο όπου χρησιμοποιείται στις πρέσες ατμού για την εξαγωγή του βαμβακέλαιου.

Με την εγκατάσταση του παραπάνω συστήματος καλύπτεται το σύνολο των αναγκών σε θερμότητα του εκκοκκιστηρίου, καθώς και μέρος των αναγκών του σε ηλεκτρική ενέργεια. Η εξοικονόμηση συμβατικών καυσίμων που επιτυγχάνεται ετησίως εκτιμάται ίση με 630 τόνους πετρελαίου. Έτσι, η αρχική επένδυση, συνολικού ύψους 880.411 €, αποσβέσθηκε σε μόλις 6-7 εκκοκκιστικές περιόδους. Αξίζει να αναφερθεί ότι ανάλογες μονάδες, μόνο για παραγωγή θερμότητας όμως, έχουν ήδη εγκατασταθεί και λειτουργούν σε 17 εκκοκκιστήρια βαμβακιού στη χώρα μας, στα οποία αντικαταστάθηκε πλήρως η χρήση ως καυσίμου του πετρελαίου και του μαζούτ από αυτή των υπολειμμάτων του εκκοκκισμού.

¹¹ Πηγή: http://www.cres.gr/energy-saving/images/pdf/biomass_guide.pdf

Μονάδα τηλεθέρμανσης στο Νομό Αρκαδίας:

Στην Ελλάδα έχει ήδη εγκατασταθεί η πρώτη μονάδα τηλεθέρμανσης χρησιμοποιώντας βιομάζα. Η μονάδα αυτή, εγκατεστημένη στην **κοινότητα Νυμφασίας του Νομού Αρκαδίας**, έχει ονομαστική ισχύ 1.200.000 kcal/h και καλύπτει τις ανάγκες θέρμανσης 80 κατοικιών και 600 m² κοινοτικών χώρων¹². Ως καύσιμη ύλη χρησιμοποιούνται τρίμματα ξύλου, τα οποία προέρχονται από τεμαχισμό σε ειδικό μηχάνημα υπολειμμάτων υλοτομίας από γειτονικό δάσος ελάτων. Το έργο αυτό αποτελεί πρότυπο για την ανάπτυξη παρόμοιων εφαρμογών σε κοινότητες και δήμους της χώρας, δεδομένου ότι εξασφαλίζει σημαντική εξοικονόμηση συμβατικών καυσίμων και αξιοποίηση των τοπικών ενεργειακών πόρων, ενώ παράλληλα συνεισφέρει στην προστασία του περιβάλλοντος.

Μονάδα θέρμανσης θερμοκηπίων στο Νομό Σερρών:

Στη χώρα μας, περίπου στο 10% της συνολικής έκτασης των θερμαινόμενων θερμοκηπίων αξιοποιούνται διάφορα είδη βιομάζας. Ένα παράδειγμα αυτού του είδους χρήσης της βιομάζας αποτελεί μία θερμοκηπιακή μονάδα έκτασης 2 στρεμμάτων στο **Νομό Σερρών**, στην οποία καλλιεργούνται οπωροκηπευτικά. Σε αυτή τη μονάδα έχει εγκατασταθεί σύστημα παραγωγής θερμότητας συνολικής θερμικής ισχύος 400.000 kcal/h, το οποίο χρησιμοποιεί ως καύσιμο άχυρο σιτηρών. Η ετήσια εξοικονόμηση συμβατικών καυσίμων που επιτυγχάνεται ανέρχεται σε 40 τόνους πετρελαίου¹³.

Μονάδα συμπαραγωγής στους Νομούς Έβρου και Ροδόπης:

Στη συγκεκριμένη μελέτη εξετάστηκε η οικονομικότητα δύο μονάδων συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας, εγκατεστημένες στο Δήμο Τυχερού του **Νομού Έβρου** και πλησίον της Κομοτηνής στο **Νομό Ροδόπης** (Σενάριο I και II αντίστοιχα)¹⁴. Η κάθε μονάδα καίει περίπου 13.000 τόνους βιομάζας ετησίως, οι οποίοι προέρχονται από γεωργικές δραστηριότητες της περιοχής. Συγκεκριμένα, το χειμώνα χρησιμοποιούνται βαμβάκι και κλαδιά δέντρων, το καλοκαίρι άχυρο σιτηρών, και το φθινόπωρο άχυρο, στελέχη καλαμποκιού και ενδεχομένως και ηλίανθος. Επιπλέον ποσότητες καλαμποκιού και βαμβακιού μπορούν να χρησιμοποιηθούν το χειμώνα, ώστε να ενισχύσουν την ασφάλεια εφοδιασμού της μονάδας με βιομάζα και να μειώσουν τις ανάγκες αποθήκευσης. Το μέσο κόστος κτήσης της βιομάζας στη μονάδα έχει εκτιμηθεί ίσο με περίπου 0,06 €/Kg.

Η βιομάζα καίγεται σε λέβητα διαθερμικού ελαίου. Κατά τη λειτουργία των μονάδων τους χειμερινούς μήνες, το θερμό λάδι στην έξοδο του λέβητα χρησιμοποιείται για ηλεκτροπαραγωγή σε Οργανικό κύκλο Rankine (ORC), ενώ παράγεται και θερμότητα με τη μορφή θερμού νερού. Συνολικά παράγονται **1.100 kW_e** ηλεκτρικής ενέργειας που πωλούνται στη ΔΕΗ και περίπου **5.500 kW_{th}** θερμικής

^{12 13} Πηγή: http://www.cres.gr/energy-saving/images/pdf/biomass_guide.pdf

¹⁴ Πηγή: <http://agreng.agr.uth.gr/system/files/CHPBiom-Final%20v4.pdf>

ενέργειας. Τους θερινούς μήνες και οι δύο μονάδες λειτουργούν με τον ίδιο τρόπο. Δεν παράγεται ηλεκτρική ενέργεια. Το λάδι από την έξοδο του λέβητα διοχετεύεται σε εναλλάκτη λαδιού-αέρα όπου θερμαίνει τον αέρα στους 250 °C, ο οποίος ακολούθως διοχετεύεται σε εγκατάστασεις ξήρανσης μηδικής, επιτυγχάνοντας μείωση της υγρασίας από 75% σε 10% περίπου.

Στο Σενάριο II ολόκληρη η θερμική ενέργεια πωλείται σε θερμοκήπιο 100 στρεμμάτων από υαλοπίνακα, καλύπτοντας το 62% των αναγκών του σε θέρμανση. Στο Σενάριο I το 10% περίπου της παραγόμενης θερμότητας διοχετεύεται στο σύστημα τηλεθέρμανσης, που καλύπτει τις εργατικές πολυκατοικίες του Δήμου Τυχερού. Η υπόλοιπη θερμική ενέργεια τροφοδοτεί το θερμοκήπιο, του οποίου καλύπτει το 56% των αναγκών θέρμανσης. Το επενδυτικό κόστος της μονάδας συμπαραγωγής με βιομάζα ανέρχεται σε περίπου 3 εκ. €.

Η επένδυση επιχορηγείται από τον Αναπτυξιακό Νόμο 3299/2004 με ποσοστό 55%, που ισχύει στη Θράκη. Στο Σενάριο I η επένδυση της τηλεθέρμανσης (κόστους περίπου 400.000 €) πραγματοποιείται από τον ίδιο φορέα με αυτό της συμπαραγωγής, επιχορηγείται δε κατά 50%.

Οικονομικότητα Επενδύσεων:

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης της επένδυσης (απλό IRR επένδυσης σε σταθερές τιμές, με παραδοχή 20 ετών ζωής και χωρίς να λαμβάνεται υπόψη η χρηματοδότηση), είναι και στα δύο σενάρια περίπου 28%. Αυτό σημαίνει ότι και οι δύο μονάδες αναμένεται να είναι ιδιαίτερα κερδοφόρες.

Μονάδα ηλεκτροπαραγωγής στη Νήσο Λέσβο:

Μια μελέτη που πραγματοποιήθηκε στο πλαίσιο διπλωματικής εργασίας στη Σχολή Μηχανολόγων Μηχανικών του Ε.Μ.Π. (Μπουσδέκης 2012), εξέτασε τη βιωσιμότητα μίας μονάδας ηλεκτροπαραγωγής στη **νήσο Λέσβο**, δυναμικότητας **5 MW**, που χρησιμοποιεί ως καύσιμη ύλη ελαιοπυρηνόξυλο σε συνδυασμό με τα κλαδοδέματα από τα 10 εκ. ελαιόδεντρα του νησιού. Η ενεργειακή μετατροπή της βιομάζας βασίστηκε στην τεχνολογία του Οργανικού Κύκλου Rankine (ORC). Η μονάδα αναμένεται να παράγει 29.825 MWh «καθαρής» ηλεκτρικής ενέργειας ετησίως. Η ετήσια κατανάλωση της μονάδας (για λειτουργία 7.000 ώρες ετησίως) εκτιμήθηκε ίση με 10.000 tn πυρηνόξυλου σε συνδυασμό με 20.445 tn ελαιοκλαδεμάτων¹⁵.

Οικονομικά Στοιχεία:

- Το εκτιμώμενο κόστος κλαδοδεμάτων είναι ίσο με 65 €/tn.
- Το κόστος του ελαιοπυρηνόξυλου εκτιμήθηκε ίσο με 55 €/tn.
- Το εκτιμώμενο κόστος κεφαλαίου είναι ίσο με 14 εκ. €.
- Το λειτουργικό κόστος λήφθηκε ίσο με 12% του κόστους κεφαλαίου.

¹⁵ Πηγή: http://dspace.lib.ntua.gr/bitstream/123456789/7243/1/bousdekisa_biomass.pdf

A' Εξεταζόμενη Περίπτωση - Χωρίς Επιδότηση:

Παράμετροι οικονομικής ανάλυσης:

- Τα δάνεια αποτελούν το 70% του κόστους κεφαλαίου, με χρόνο αποπληρωμής τα 10 έτη (Επιτόκιο δανεισμού 9%).
- Η τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας εκτιμάται ίση με 201,25 €/MWh.
- Ο φόρος εσόδων εκτιμήθηκε ίσος με 20%.
- Ο χρόνος ζωής της επένδυσης λήφθηκε ίσος με 25 έτη.

Οικονομική αποτίμηση:

- Καθαρά έσοδα (τον 1^ο χρόνο): 762.887 €.
- Εσωτερικός βαθμός απόδοσης επένδυσης: 22%.
- Χρόνος αποπληρωμής: 5 έτη.

B' Εξεταζόμενη Περίπτωση – Με επιδότηση:

Παράμετροι οικονομικής ανάλυσης:

- Χρηματοδοτικό σχήμα: 30% Ιδία Κεφάλαια, 30% Επιδότηση, 40% Δάνειο.
- Επιτόκιο δανεισμού 9% , με χρόνο αποπληρωμής τα 10 έτη.
- Η τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας ανέρχεται σε 175 €/MWh.
- Ο φόρος εσόδων εκτιμήθηκε ίσος με 20%.
- Ο χρόνος ζωής της επένδυσης λήφθηκε ίσος με 25 έτη.

Οικονομική αποτίμηση:

- Καθαρά έσοδα (τον 1^ο χρόνο): 647.323 €.
- Εσωτερικός βαθμός απόδοσης επένδυσης: 18%.
- Χρόνος αποπληρωμής: 7 έτη.

Μονάδα ηλεκτροπαραγωγής στη Νήσο Ρόδο:

Η ίδια μελέτη (Μπουσδέκης 2012) εξέτασε και τη βιωσιμότητα μονάδας ηλεκτροπαραγωγής στη **νήσο Ρόδο**, με αξιοποίηση των 102.000 τόνων αστικών απορριμμάτων που παράγονται ετησίως στο νησί. Συγκεκριμένα, με τη συλλογή και την καύση σε μηχανές εσωτερικής καύσης του βιοαερίου που παράγεται στον υφιστάμενο ΧΥΤΑ του Βορείου Τριγώνου, καθώς και του νέου κυττάρου (50 στρεμμάτων στη θέση Παλιόμυλος), μπορεί να εξασφαλιστεί η λειτουργία ενός σταθμού ηλεκτροπαραγωγής δυναμικότητας **1 MW** για 25 έτη. Η μονάδα έχει συντελεστή διαθεσιμότητας 80% (λειτουργεί δηλαδή περίπου 7.000 ώρες ετησίως), και αναμένεται να παράγει 8.031 MWh «καθαρής» ηλεκτρικής ενέργειας ετησίως. Το κόστος εγκατάστασης της μονάδας εκτιμάται ίσο με 3 εκ. €, ενώ το λειτουργικό κόστος ανέρχεται σε 621.048 €.

A' Εξεταζόμενη Περίπτωση - Χωρίς Επιδότηση:

Παράμετροι οικονομικής ανάλυσης:

- Τα δάνεια αποτελούν το 70% του κόστους κεφαλαίου, με χρόνο αποπληρωμής τα 10 έτη (Επιτόκιο δανεισμού 9%).
- Η τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας ανέρχεται σε 138 €/MWh.
- Ο φόρος εσόδων εκτιμήθηκε ίσος με 20%.
- Ο χρόνος ζωής της επένδυσης λήφθηκε ίσος με 25 έτη.

Οικονομική αποτίμηση:

- Καθαρά έσοδα (τον 1^ο χρόνο): 134.423 εκ. €.
- Εσωτερικός βαθμός απόδοσης επένδυσης: 19%.
- Χρόνος αποπληρωμής: 7 έτη.

B' Εξεταζόμενη Περίπτωση – Με επιδότηση:

Παράμετροι οικονομικής ανάλυσης:

- Χρηματοδοτικό σχήμα: 30% Ιδία Κεφάλαια, 30% Επιδότηση, 40% Δάνειο.
- Επιτόκιο δανεισμού 9% , με χρόνο αποπληρωμής τα 10 έτη.
- Η τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας ανέρχεται σε 120 €/MWh.
- Ο φόρος εσόδων εκτιμήθηκε ίσος με 20%.
- Ο χρόνος ζωής της επένδυσης λήφθηκε ίσος με 25 έτη.

Οικονομική αποτίμηση:

- Καθαρά έσοδα (τον 1^ο χρόνο): 128.222 €.
- Εσωτερικός βαθμός απόδοσης επένδυσης: 17 %.
- Χρόνος αποπληρωμής: 7 έτη.

Μονάδα ηλεκτροπαραγωγής στην Καρδίτσα:

Σε φάση υλοποίησης αναμένεται να περάσει σύντομα το πρώτο εργοστάσιο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από βιομάζα της Ενεργειακής Συνεταιριστικής Εταιρείας Καρδίτσας (ΕΣΕΚ), με αρωγούς την Αναπτυξιακή Καρδίτσας (ΑΝΚΑ) και την τοπική Συνεταιριστική Τράπεζα. Παράλληλα, έχουν ξεκινήσει οι διαδικασίες αγοράς αγροτεμαχίου στο οποίο θα ανεγερθεί η μονάδα, δυναμικότητας **500 kW**. Το εργοστάσιο θα καίει βιομάζα που θα παράγεται από αγριαγκινάρα και ηλίανθο, καθώς επίσης και από υπολείμματα γεωργικών καλλιεργειών ή ξύλου της περιοχής (σε μορφή pellets). Με βάση τις πρώτες εκτιμήσεις, για την κάλυψη των αναγκών του εργοστασίου θα απαιτηθούν 5.000 στρέμματα¹⁶.

Μονάδα καύσης βιομάζας ελαιοκλαδεμάτων:

Μια μελέτη για τις δυνατότητες συγκέντρωσης και αξιοποίησης της βιομάζας που προέρχεται από τα κλαδέματα των ελαιώνων, πραγματοποιήθηκε από την εταιρεία

¹⁶ Πηγή: <http://www.econews.gr/2012/01/23/ergostasio-viomaza-karditsa/>

ANION ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΗ Α.Ε.¹⁷ Σύμφωνα με τα συμπεράσματα της μελέτης, για τα έτη 2000-2005 το δυναμικό της βιομάζας κλαδοδεμάτων ελαιοκαλλιέργειας στην Ελλάδα εκτιμάται σε περίπου 1.605.000 tn/year περίπου (βάση του αριθμού των ελαιόδεντρων και για παραγόμενη ποσότητα 12 kg ανά ελαιόδεντρο). Είναι δυνατή η συγκέντρωση ποσοτήτων που αντιστοιχούν στο 10-20% του δυναμικού αυτού για την αξιοποίησή του σε συγκεκριμένες χρήσεις. Η τιμή συλλογής και μεταφοράς της εν λόγω βιομάζας εκτιμάται ίση με 17,5 € ανά τόνο, ενώ η τιμή στην οποία μπορεί να παραδίδεται η βιομάζα στους χώρους κατανάλωσής της ανέρχεται σε 30,04 €/tn (καλύπτοντας μέγιστη απόσταση μεταφοράς έως και 50 km). Προτείνεται η χρήση βιομάζας κλαδοδεμάτων από ελαιόδεντρα ποικιλίας «κορωνέικη» για απευθείας καύση για ηλεκτροπαραγωγή σε μονάδα δυναμικότητας 100.000 tn/year, η οποία θα παράγει καθαρή ηλεκτρική ισχύ προς πώληση ίση περίπου με 16 MW. Όπως προέκυψε από την οικονομική ανάλυση, η επένδυση είναι αποδοτική. Συγκεκριμένα, ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης της επένδυσης IRR, για κάλυψη 100% του κόστους εξυπηρέτησης κεφαλαίου, ισούται με 30-34%, ανάλογα με τη διαθεσιμότητα της μονάδας. Επιτυγχάνεται έτσι και υποκατάσταση συμβατικού καυσίμου από ΑΠΕ.

¹⁷ Πηγή: http://www.eleourgiki.gr/docs/year1/drasi_ain6/meleti.pdf

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5^ο – ΜΕΛΕΤΗ ΠΕΡΙΠΤΩΣΕΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΜΕ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΓΕΩΡΓΙΚΗΣ ΒΙΟΜΑΖΑΣ ΣΕ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥΣ ΝΟΜΟΥΣ

Στο Κεφάλαιο αυτό εξετάζεται η βιωσιμότητα εγκατάστασης μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από γεωργική βιομάζα σε πέντε ελληνικούς νομούς: Αργολίδας, Ηρακλείου, Πέλλας, Σερρών και Φθιώτιδας. Αρχικά, καθορίζεται το δυναμικό και η διαθεσιμότητα των γεωργικών υπολειμμάτων κάθε νομού μελέτης και επιλέγεται ως καύσιμη ύλη εκείνο το γεωργικό υπόλειμμα με τη μεγαλύτερη παραγωγή και με υγρασία συγκομιδής μικρότερη του 50% κ.β. Στη συνέχεια, εκτιμάται η δυναμικότητα της μονάδας και καθορίζεται το σημείο τοποθέτησής της. Τέλος, διερευνάται αν είναι ελκυστική η εγκατάσταση κάθε μονάδας με βάση οικονομικά (Net Present Value - NPV, Internal Rate of Return - IRR, Χρόνος Αποπληρωμής) και περιβαλλοντικά κριτήρια (ετήσια εξοικονόμηση αερίων του θερμοκηπίου).

5.1 Ανάλυση και εκτίμηση παραγωγής γεωργικής βιομάζας

5.1.1 Μεθοδολογία υπολογισμού υπολειμμάτων γεωργικού τομέα

Η διαθεσιμότητα της γεωργικής βιομάζας σε μια δεδομένη περιοχή επιτρέπει την εκτίμηση της ποσότητας της ενέργειας που μπορεί να παραχθεί και να συμβάλει στην ενεργειακή της τροφοδοσία. Ωστόσο, η ακριβής ποσότητα των γεωργικών υπολειμμάτων που παράγεται σε τοπικό ή περιφερειακό επίπεδο δεν καταγράφεται στις περισσότερες περιπτώσεις και τέτοια στοιχεία δεν είναι διαθέσιμα από καμία αρχή. Τα δεδομένα που καταγράφονται και είναι διαθέσιμα στη βιβλιογραφία αναφέρονται κυρίως στις καλλιεργούμενες εκτάσεις και την γεωργική παραγωγή (ή την στρεμματική απόδοση του κυρίως προϊόντος).

Τα **βήματα** που ακολουθήθηκαν στην παρούσα διπλωματική εργασία για την εκτίμηση του δυναμικού και της διαθεσιμότητας των γεωργικών υπολειμμάτων για την παραγωγή βιοενέργειας, παρουσιάζονται στις παραγράφους που ακολουθούν.

1^ο Βήμα – Καταγραφή καλλιεργούμενων εκτάσεων και στρεμματικής απόδοσης:

Αρχικά, καταγράφονται οι καλλιεργούμενες εκτάσεις και οι αντίστοιχες στρεμματικές αποδόσεις των κύριων γεωργικών προϊόντων ανά εξεταζόμενο νομό (π.χ. σιτηρά, ρύζι, βαμβάκι, καρποί δενδρωδών καλλιεργειών). Οι πληροφορίες αυτές προέκυψαν ύστερα από προσωπική επαφή με τον Δρ. Μιχάλη Αγρανιώτη, επιστημονικό συνεργάτη στο Ινστιτούτο Χημικών Διεργασιών και Ενεργειακών Πόρων του Εθνικού Κέντρου Έρευνας και Τεχνολογικής Ανάπτυξης, και αναφέρονται στη μέση γεωργική παραγωγή των ετών 2004-2007. Κατά τη χρονική περίοδο εκπόνησης της εργασίας δεν υπήρχαν νεότερα διαθέσιμα στοιχεία, ενώ η καταγραφή της μέσης παραγωγής για την τριετία 2004-2007 εμφανίζει το πλεονέκτημα αντιστάθμισης των μην ελεγχόμενων μεταβλητών παραμέτρων, όπως οι καιρικές συνθήκες, προκειμένου να εξαχθούν όσο το δυνατόν πιο ακριβή αποτελέσματα. Οι

διαφορετικές καλλιεργούμενες εκτάσεις και οι αντίστοιχες στρεμματικές αποδόσεις ανά νομό μελέτης και ανά καλλιεργούμενο είδος, έχουν ενσωματωθεί και παρουσιάζονται στην 3^η και την 4^η στήλη των Πινάκων 5.4 έως 5.8.

2^ο Βήμα – Υπολογισμός παραγωγής κυρίου προϊόντος και υπολειμμάτων:

Το παραγόμενο κύριο γεωργικό προϊόν (σε τόνους υγρής ουσίας) ανά είδος καλλιέργειας, μπορεί να υπολογιστεί πολλαπλασιάζοντας την καλλιεργούμενη έκταση με την αντίστοιχη στρεμματική απόδοση του κυρίου προϊόντος (Σχέση 5.1):

$$\text{Παραγωγή (wet tn)} = \text{Έκταση (ha)} * \text{Στρεμματική Απόδοση (wet tn/ha)} \quad (5.1)$$

Στη συνέχεια, για τη μετατροπή από την παραγωγή των κύριων γεωργικών προϊόντων σε αντίστοιχα γεωργικά υπολείμματα χρησιμοποιείται ο «**λόγος υγρού υπολείμματος προς υγρό κύριο προϊόν**», τυπικές τιμές του οποίου παρουσιάζονται στον Συγκεντρωτικό Πίνακα 5.1, μαζί με άλλα χαρακτηριστικά των υπολειμμάτων των διαφόρων καλλιεργειών, με βάση διαθέσιμα στοιχεία του Κέντρου Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΚΑΠΕ). Επομένως, οι παραγόμενες ποσότητες των υπολειμμάτων (σε τόνους υγρής ουσίας) προκύπτουν πολλαπλασιάζοντας το παραγόμενο κύριο γεωργικό προϊόν με τον αντίστοιχο λόγο υγρού υπολείμματος προς υγρό κύριο προϊόν (Σχέση 5.2):

$$\text{Υπολείμματα (wet tn)} = \text{Παραγωγή (wet tn)} * \text{Λόγος Υπολείμματος προς Προϊόν} \quad (5.2)$$

Τέλος, γνωρίζοντας το ποσοστό (%) της υγρασίας συγκομιδής των γεωργικών υπολειμμάτων (Πίνακας 5.1), η παραγωγή των υπολειμμάτων σε τόνους ξηράς ουσίας δίνεται από τη Σχέση 5.3:

$$\text{Υπολείμματα (dry tn)} = \text{Υπολείμματα (wet tn)} * (100 - \text{Ποσοστό υγρασίας}) / 100 \quad (5.3)$$

3^ο Βήμα – Υπολογισμός των διαθέσιμων υπολειμμάτων:

Η χρήση του λόγου υπολείμματος προς κύριο προϊόν δίνει τη συνολική παραγωγή των υπολειμμάτων σε μια δεδομένη περιοχή. Ωστόσο, το σύνολο της ποσότητας των υπολειμμάτων δεν είναι διαθέσιμο για την παραγωγή βιοενέργειας, καθώς ενδέχεται να υπάρχουν αρκετοί περιορισμοί. Για το λόγο αυτό, στους υπολογισμούς εισάγεται η έννοια του **συντελεστή διαθεσιμότητας (availability factor)**, ο οποίος εκφράζει το ποσοστό του δυναμικού της βιομάζας που είναι ενεργειακά αξιοποιήσιμο (Γραμμέλης και Καραμπίνης 2012). Η τιμή του είναι συνάρτηση τεχνικών, περιβαλλοντικών και οικονομικών περιορισμών, καθώς και ετήσιων διακυμάνσεων, και δίνεται στον Πίνακα 5.1, με βάση στοιχεία του ΚΑΠΕ για το έτος 2007.

Όσον αφορά στους τεχνικούς περιορισμούς, αυτοί σχετίζονται με θέματα εξοπλισμού συλλογής, το ύψος θερισμού, τον τρόπο κίνησης των οχημάτων πάνω στο χωράφι (τα τρακτέρ, τα φορτηγά ή άλλα μηχανήματα μπορεί να κινηθούν πάνω στα υπολείμματα όσο αυτά παραμένουν στο έδαφος και έτσι να τα καταστήσουν μη διαθέσιμα). Οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί αφορούν κυρίως στη διατήρηση του οργανικού άνθρακα στο έδαφος και την αποφυγή της διάβρωσης μέσω της

ενσωμάτωσης των υπολειμμάτων των καλλιεργειών πίσω στο έδαφος μέσω του οργώματος. Οι οικονομικοί παράγοντες σχετίζονται με ανταγωνιστικές προς τις ενεργειακές χρήσεις, οι οποίες μπορεί να αφορούν στην τροφή και στρωμή των ζώων, στη χρήση τους ως πρώτη ύλη στις κατασκευές για την παραγωγή χαρτιού, υφασμάτων κ.τ.λ. Τέλος, οι ετήσιες διακυμάνσεις αφορούν διαφοροποιήσεις στις κλιματικές συνθήκες που επηρεάζουν το ρυθμό ανάπτυξης της βιομάζας και της καλλιεργούμενης έκτασης, καθώς και αλλαγές στις καταναλωτικές συνήθειες των εναλλακτικών αγορών (π.χ. ποσότητα υπολείμματος που χρησιμοποιείται για ζωοτροφή).

Με βάση τα παραπάνω, οι διαθέσιμες ποσότητες υπολειμμάτων για την παραγωγή βιοενέργειας υπολογίζονται πολλαπλασιάζοντας τη συνολική παραγωγή των υπολειμμάτων με τον αντίστοιχο συντελεστή διαθεσιμότητας (Σχέση 5.4):

$$\text{Διαθέσιμα υπολείμματα (dry tn/y)} = \text{υπολείμματα (dry tn/y)} * \text{διαθεσιμότητα (\%)} \quad (5.4)$$

Πίνακας 5.1 Χαρακτηριστικά γεωργικών υπολειμμάτων στην Ελλάδα

Τύπος	Προϊόν	Ποικιλία	Τύπος Υπολείμματος	Περίοδος Συγκομιδής	Υγρασία (%)	Αναλογία Υγρού Υπολείμματος προς Υγρό Κύριο Προϊόν	Διαθεσιμότητα (%)
Αροτραίες Καλλιέργειες	Σιτάρι	Μαλακό	Άχυρο	Ιούνιος	15%	1,00	50%
	Σιτάρι	Σκληρό	Άχυρο	Ιούνιος	15%	1,00	50%
	Ρύζι		Άχυρο	Οκτώβριος - Νοέμβριος	25%	1,00	60%
	Αραβόσιτος		Στελέχη & Φύλλα	Αύγουστος-Σεπτέμβριος	55%	0,55	60%
	Βρώμη		Άχυρο	Ιούνιος	15%	0,79	50%
	Κριθάρι		Άχυρο	Ιούνιος	15%	0,81	50%
	Ζαχαρότευτλο		Φύλλα	Αύγουστος	80%	0,40	50%
	Καπνός		Στελέχη & Φύλλα	Οκτώβριος	85%	1,10	60%
	Βαμβάκι		Στελέχη	Οκτώβριος	45%	2,00	60%
	Ηλιανθος		Άχυρο	Σεπτέμβριος	40%	2,00	60%
Λεπνόριδες Καλλιέργειες	Αγλαδιές		Κλαδοδέματα	Δεκέμβριος - Μάρτιος	40%	0,79	80%
	Βερικοκιές		Κλαδοδέματα	Ιανουάριος - Φεβρουάριος	40%	0,35	80%
	Κερασιές		Κλαδοδέματα	Ιανουάριος - Φεβρουάριος	40%	0,83	80%
	Μηλιές		Κλαδοδέματα	Ιανουάριος - Φεβρουάριος	40%	0,83	80%
	Ροδακινιές		Κλαδοδέματα	Ιανουάριος - Φεβρουάριος	40%	0,40	80%
	Νεκταρινιές		Κλαδοδέματα	Ιανουάριος - Φεβρουάριος	40%	0,33	80%
	Λεμονιές		Κλαδοδέματα	Μάρτιος - Απρίλιος	40%	0,45	80%
	Μανταρινιές		Κλαδοδέματα	Μάρτιος - Απρίλιος	40%	0,65	80%
	Πορτοκαλιές		Κλαδοδέματα	Μάιος-Ιούνιος	40%	0,34	80%
	Αμυγδαλιές		Κλαδοδέματα	Ιανουάριος - Φεβρουάριος	35%	3,55	80%
	Άμπελοι		Κλαδοδέματα	Νοέμβριος - Ιανουάριος	45%	0,83	80%
	Ελαιόδεντρα		Κλαδοδέματα	Ιανουάριος	35%	1,02	60%

(Πηγές: Βάση δεδομένων Κ.Α.Π.Ε. (Εθνικό Πληροφοριακό Σύστημα για την Ενέργεια), διαθέσιμη στην ιστοσελίδα: <http://195.251.42.2/cgi-bin/nisehist.sh?objtype=xartes>, Οδηγός Σχεδιασμού Βιοενεργειακών Συστημάτων – BISYPLAN, διαθέσιμος στην ιστοσελίδα: <http://bisoplan.bioenarea.eu/html-files-gr/Handbook-intro.html>)

4^ο Βήμα – Υπολογισμός ετήσιου ενεργειακού περιεχομένου:

Η ενέργεια που απελευθερώνεται από την καύση του αξιοποιήσιμου γεωργικού υπολείμματος - βιομάζας - προκύπτει πολλαπλασιάζοντας τη διαθέσιμη ποσότητα του υπολείμματος με την αντίστοιχη θερμογόνο του δύναμη. Λαμβάνοντας υπόψη ότι η θερμογόνος δύναμη των καυσίμων των θερμικών διεργασιών διαφοροποιείται σημαντικά ανάλογα με την περιεκτικότητά τους σε υγρασία, η θερμογόνος δύναμη αναφέρεται συνήθως σε **ξηρή βάση**. Παράλληλα, αν και στις περισσότερες δημοσιεύσεις χρησιμοποιείται η ανώτερη θερμογόνος δύναμη σε ξηρή βάση (Α.Θ.Δ._{ξ.β.}), στη παρούσα εργασία χρησιμοποιήθηκε η **κατώτερη θερμογόνος δύναμη σε ξηρή βάση (Κ.Θ.Δ._{ξ.β.})**, δεδομένου ότι στην Α.Θ.Δ. συμπεριλαμβάνεται η λανθάνουσα θερμότητα ατμοποίησης του νερού που εκλύεται κατά τη διάρκεια συμπύκνωσης των υδρατμών μετά την καύση, η οποία συνήθως δεν επανακτάται.

Υπολογισμός Α.Θ.Δ._{ξ.β.} και Κ.Θ.Δ._{ξ.β.}:

Η Ελληνική Βιβλιογραφία δίνει ενδεικτικές τιμές της Α.Θ.Δ._{ξ.β.} για όλα τα είδη των γεωργικών υπολειμμάτων¹⁸, οι οποίες πολλές φορές είναι αλληλοσυγκρουόμενες. Μέρος των διαφοροποιήσεων μπορεί να οφείλεται στη διαφορετική περιεχόμενη υγρασία των υπολειμμάτων ανά περιοχή, κάτι που δεν αναφέρεται στις μελέτες. Για το λόγο αυτό και προκειμένου να εξαχθούν όσο το δυνατόν πιο ρεαλιστικά αποτελέσματα, έγινε μια προσπάθεια αναλυτικού υπολογισμού της Α.Θ.Δ._{ξ.β.} των γεωργικών υπολειμμάτων σύμφωνα με την εμπειρική αναλυτική Σχέση (5.5), η οποία έχει υιοθετηθεί ευρέως για τα βιοκαύσιμα και έχει δημοσιευτεί στο βιβλίο “Coal Conversion Systems: Technical Data Book” (1978) από το Αμερικάνικο Ινστιτούτο Τεχνολογίας Φυσικού Αερίου (US Institute of Gas Technologies – IGT).

$$A.Θ.Δ._{ξ.β.} (MJ/Kg) = 0,341 * C + 1,322 * H - 0,12 * (O + N) + 0,0686 * S - 0,0153 * Ash \quad (5.5)$$

Όπου:

- C είναι η περιεκτικότητα κατά βάρος (%) του ξηρού καυσίμου σε άνθρακα.
- H είναι η περιεκτικότητα κατά βάρος (%) του ξηρού καυσίμου σε υδρογόνο.
- O είναι η περιεκτικότητα κατά βάρος (%) του ξηρού καυσίμου σε οξυγόνο.
- N είναι η περιεκτικότητα κατά βάρος (%) του ξηρού καυσίμου σε άζωτο.
- S είναι η περιεκτικότητα κατά βάρος (%) του ξηρού καυσίμου σε θείο.
- Ash είναι η περιεκτικότητα κατά βάρος (%) του ξηρού καυσίμου σε τέφρα.

Αντίστοιχα, η Κ.Θ.Δ._{ξ.β.} υπολογίζεται σύμφωνα με τη Σχέση (5.6) που ακολουθεί (“Coal Conversion Systems: Technical Data Book” (1978)):

$$K.Θ.Δ._{ξ.β.} = A.Θ.Δ._{ξ.β.} - \frac{(2,442 * 8,936 * H_{dry})}{100} \quad (5.6)$$

¹⁸ Π.χ. Βάση δεδομένων Κ.Α.Π.Ε. (Εθνικό Πληροφοριακό Σύστημα για την Ενέργεια), διαθέσιμη στην ιστοσελίδα: <http://195.251.42.2/cgi-bin/nisehist.sh?objtype=xartes>

Όπου:

- H_{dry} είναι η περιεκτικότητα κατά βάρος (%) του γεωργικού υπολείμματος σε υδρογόνο (σε ξηρή βάση).
- 2,442 είναι η λανθάνουσα θερμότητα εξάτμισης του νερού στους 25°C, σε MJ/Kg.
- 8,936 είναι η ποσότητα του νερού (σε Kg) που σχηματίζεται από την καύση 1 Kg υδρογόνου.

Απαραίτητη προϋπόθεση εφαρμογής των Σχέσεων (5.5) και (5.6) είναι ο προσδιορισμός της **κατά βάρος σύστασης** των γεωργικών υπολειμμάτων σε άνθρακα (C), υδρογόνο (H), οξυγόνο (O), άζωτο (N), θείο (S) και τέφρα (Ash). Ωστόσο, κατά τη χρονική περίοδο εκπόνησης της εργασίας, δεν υπήρχαν διαθέσιμα δεδομένα στοιχειακής ανάλυσης για όλα τα είδη των γεωργικών υπολειμμάτων τόσο στη διεθνή και όσο και την ελληνική βιβλιογραφία. Στις περιπτώσεις αυτές δεν ήταν εφικτός ο αναλυτικός υπολογισμός της Α.Θ.Δ._{ξ.β.} και κατ' επέκταση της Κ.Θ.Δ._{ξ.β.}, με αποτέλεσμα οι τιμές τους να ληφθούν από βιβλιογραφικά δεδομένα. Η στοιχειακή ανάλυση των γεωργικών υπολειμμάτων παρουσιάζεται στον Πίνακα 5.2, ενώ οι τιμές της Α.Θ.Δ._{ξ.β.} και της Κ.Θ.Δ._{ξ.β.} που έχουν υπολογιστεί με βάση τις Σχέσεις (5.5) και (5.6) ή έχουν ληφθεί από τη βιβλιογραφία, δίνονται τον Πίνακα 5.3.

Πίνακας 5.2 Στοιχειακή ανάλυση γεωργικών υπολειμμάτων

Τύπος	Προϊόν	Ποικιλία	Τύπος Υπολείμματος	Στοιχειακή Ανάλυση						
				C (% κ.β.)	H (% κ.β.)	O (% κ.β.)	N (% κ.β.)	S (% κ.β.)	Cl (% κ.β.)	Ash (% κ.β.)
Αροτραίες Καλλιέργειες	Σιτάρι	Μαλακό	Άχυρο	43,20	5,00	39,40	0,61	0,11	0,28	11,40
	Σιτάρι	Σκληρό	Άχυρο	43,20	5,00	39,40	0,61	0,11	0,28	11,40
	Ρύζι		Άχυρο	41,78	4,63	36,57	0,70	0,08	0,34	15,90
	Αραβόσιτος		Στελέχη & Φύλλα	46,58	5,87	45,46	0,47	0,01	0,21	1,40
	Βρώμη		Άχυρο	50,70	6,40	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία
	Κριθάρι		Άχυρο	39,92	5,27	43,81	1,25	-	-	9,75
	Ζαχαρότευτλο		Φύλλα	44,50	5,90	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία
	Καπνός		Στελέχη & Φύλλα	27,27	3,82	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία
	Βαμβάκι		Στελέχη	39,47	5,07	39,14	1,20	0,02	0,00	15,10
	Ηλιάνθος		Άχυρο	42,43	5,90	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία
Δενδρώδεις Καλλιέργειες	Αχλαδιές		Κλαδοδέματα	48,68	6,70	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία
	Βερικοκιές		Κλαδοδέματα	48,71	6,51	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία α
	Κερασιές		Κλαδοδέματα	46,50	6,12	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία
	Μηλιές		Κλαδοδέματα	48,09	6,34	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία
	Ροδακινιές		Κλαδοδέματα	43,67	5,38	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία
	Νεκταρινιές		Κλαδοδέματα	43,67	5,38	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία
	Λεμονιές		Κλαδοδέματα	44,01	6,15	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία
	Μανταρινιές		Κλαδοδέματα	44,01	6,15	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία	Μη διαθέσιμα στοιχεία
	Πορτοκαλιές		Κλαδοδέματα	46,45	5,29	42,76	1,03	0,09	-	4,38
	Αμυγδαλιές		Κλαδοδέματα	51,30	5,29	40,90	0,66	0,01	0,04	1,80
	Άμπελοι		Κλαδοδέματα	46,59	5,85	43,90	0,83	0,04	0,08	2,71
	Ελαιόδεντρα		Κλαδοδέματα	43,03	6,70	45,74	0,42	0,16	-	3,95
Πυρηνόξυλο			49,83	6,18	39,9	0,50	0,10	-	3,49	

(Πηγές: Βάση δεδομένων "PHYLLIS" του Ολλανδικού Κέντρου Έρευνας για την Ενέργεια με στοιχεία για τη βιομάζα και τα απόβλητα (διαθέσιμη στην ιστοσελίδα <http://www.ecn.nl/phyllis>), US Institute of Gas Technologies 1978, Σκούλου κ.α. 2007, Τσιλιγιάννης κ.α. 2007).

Πίνακας 5.3 Ανώτερη και Κατώτερη Θερμογόνος Δύναμη
(σε ξηρή βάση) γεωργικών υπολειμμάτων

Τύπος	Προϊόν	Ποικιλία	Τύπος Υπολείμματος	Ανώτερη Θερμογόνος Δύναμη (MJ/Kg ξ.β.)	Κατώτερη Θερμογόνος Δύναμη (MJ/Kg ξ.β.)
Αροτραίες Καλλιέργειες	Σιτάρι	Μαλακό	Άχυρο	16,37	15,28
	Σιτάρι	Σκληρό	Άχυρο	16,37	15,28
	Ρύζι		Άχυρο	15,66	14,65
	Αραβόσιτος		Στελέχη & Φύλλα	18,11	16,83
	Βρώμη		Άχυρο	17,90	16,50
	Κριθάρι		Άχυρο	15,02	13,87
	Ζαχαρότευτλο		Φύλλα	14,60	13,31
	Καπνός		Στελέχη & Φύλλα	16,10	15,27
	Βαμβάκι		Στελέχη	18,20	17,09
	Ηλιανθος		Άχυρο	20,80	19,51
Δενδρώδεις Καλλιέργειες	Αχλαδιές		Κλαδοδέματα	18,00	16,54
	Βερικοκιές		Κλαδοδέματα	20,80	19,38
	Κερασιές		Κλαδοδέματα	21,75	20,41
	Μηλιές		Κλαδοδέματα	17,80	16,42
	Ροδακινιές		Κλαδοδέματα	18,83	17,66
	Νεκταρινιές		Κλαδοδέματα	18,83	17,66
	Λεμονιές		Κλαδοδέματα	17,60	16,26
	Μανταρινιές		Κλαδοδέματα	17,60	16,26
	Πορτοκαλιές		Κλαδοδέματα	17,52	16,37
	Αμυγδαλιές		Κλαδοδέματα	18,40	17,25
	Άμπελοι		Κλαδοδέματα	16,78	15,50
	Ελαιόδεντρα		Κλαδοδέματα	17,94	16,48
			Πυρηνόξυλο	20,27	18,87

(Πηγή: Οδηγός Σχεδιασμού Βιοενεργειακών Συστημάτων – *BISYPLAN*, διαθέσιμος στην ιστοσελίδα: <http://bisoplan.bioenarea.eu/html-files-gr/Handbook-intro.html>, Αγριανιώτης 2013)

Με βάση όσα αναφέρθηκαν, παρατίθενται οι Συγκεντρωτικοί Πίνακες 5.5 - 5.8 υπολογισμού των διαθέσιμων γεωργικών υπολειμμάτων για παραγωγή βιοενέργειας ανά νομό μελέτης, για τα έτη 2004-2007. Στην τελευταία στήλη των Πινάκων εμφανίζεται και το αντίστοιχο ενεργειακό περιεχόμενο.

Νομός Αργολίδας:

Πίνακας 5.4. Υπολογισμός διαθέσιμων υπολειμμάτων για παραγωγή βιοενέργειας στο Νομό Αργολίδας

Τύπος	Είδος Καλλιέργειας	Έκταση (ha)	Στρεμματική απόδοση καρπού (wet tn/ha)	Παραγωγή καρπού (wet tn)	Υπολείμματα (wet tn)	Διαθέσιμες ποσότητες υπολειμμάτων (dry tn/year)	Ενεργειακό Περιεχόμενο (GJ/year)
Δενδρώδεις Καλλιέργειες	Λεμονιές	1.545	0,63	973	438	210	3.419
	Πορτοκαλιές	102.216	2,90	296.425	100.784	48.377	791.924
	Μανταρινιές	20.086	0,74	14.864	9.661	4.637	75.405
	Αχλαδιές	859	1,16	996	787	378	6.250
	Βερικοκιές	13.600	1,80	24.480	8.568	4.113	79.703
	Ροδακινιές	215	2,09	449	180	86	1.524
	Νεκταρινιές	208	2,23	464	153	73	1.298
	Αμυγδαλιές	2.270	0,11	250	886	425	7.340
	Ελαιόδεντρα	322.673	0,03	9.680	9.874	3.851	63.461
	Άμπελοι	8.398	0,81	6.802	5.646	2.484	38.506
Αροτραίες Καλλιέργειες	Σιτάρι (μαλακό)	1000	0,25	250	250	106	1.624
	Σιτάρι (σκληρό)	15.750	0,18	2.835	2835	1.205	18.410
	Κριθάρι	8.000	0,19	1.520	1231,2	523	7.528
	Βρώμη	9.250	0,2	1.850	1461,5	621	10.249
	Αραβόσιτος	1.625	0,94	1.528	840,1	208	3.499
	Καπνός	2.506	0,29	727	799,4	72	1.099

Νομός Ηρακλείου:

Πίνακας 5.5 (α) Υπολογισμός διαθέσιμων υπολειμμάτων για παραγωγή βιοενέργειας στο Νομό Ηρακλείου

Τύπος	Είδος Καλλιέργειας	Έκταση (ha)	Στρεμματική απόδοση καρπού (wet tn/ha)	Παραγωγή καρπού (wet tn)	Υπολείμματα (wet tn)	Διαθέσιμες ποσότητες υπολειμμάτων (dry tn/year)	Ενεργειακό Περιεχόμενο (GJ/year)
Δενδρώδεις Καλλιέργειες	Λεμονιές	1.751	1,44	2.521	1.135	545	8.856
	Πορτοκαλιές	5.500	1,60	8.800	2.992	1.436	23.510
	Μανταρινιές	1.051	0,67	704	458	220	3.572
	Αχλαδιές	3.367	0,56	1.886	1.490	715	11.812
	Βερικοκιές	909	0,41	372	130	63	1.213
	Κερασιές	230	0,47	108	90	43	879
	Μηλιές	1.900	0,68	1.292	1.072	515	8.452
	Αμυγδαλιές	1.413	0,16	226	803	385	6.645
	Άμπελοι	161.700	1,22	197.274	163.737	72.044	1.116.689
Αροτραίες Καλλιέργειες	Σιτάρι (μαλακό)	3.875	0,20	775	775	329	5.033
	Σιτάρι (σκληρό)	2.875	0,17	489	489	208	3.174
	Κριθάρι	14.500	0,16	2.320	1.879	799	11.077
	Βρώμη	4.375	0,14	613	484	206	3.393

Πίνακας 5.5 (β) Υπολογισμός διαθέσιμων υπολειμμάτων για παραγωγή βιοενέργειας στο Νομό Ηρακλείου – Περίπτωση ελαιόδεντρων

Κλαδοδέματα Ελαιόδεντρων	
Αριθμός δέντρων	13.378.000
Συνολική παραγωγή κλαδοδεμάτων (wet tn/year)	200.670
Διαθέσιμη ποσότητα κλαδοδεμάτων (dry tn/year)	78.261
Ενεργειακό Περιεχόμενο (GJ/year)	1.289.746
Ελαιοπυρηνόξυλο	
Αριθμός δέντρων	13.378.000
Συνολική παραγωγή κλαδοδεμάτων (wet tn/year)	200.670
Σχέση κλαδοδέματος/καρπού	1,02
Παραγωγή καρπού (wet tn)	196.735
Σχέση πυρηνόξυλου/καρπού	0,21
Αυτοκατανάλωση (%)	25
Διαθέσιμες ποσότητες ελαιοπυρηνόξυλου (dry tn/year)	27.887
Ενεργειακό Περιεχόμενο (GJ/year)	527.622

Σημείωση:

Στην περίπτωση των **ελαιόδεντρων** του Νομού Ηρακλείου, οι υπολογισμοί των διαθέσιμων κλαδοδεμάτων για την παραγωγή βιοενέργειας δεν έγιναν μέσω των καλλιεργούμενων εκτάσεων και των αντίστοιχων στρεμματικών αποδόσεων, όπως στις υπόλοιπες καλλιέργειες, αλλά μέσω του **αριθμού των δέντρων** (με βάση στοιχεία της Εθνικής Στατιστικής Υπηρεσίας Ελλάδος για το έτος 2001). Αυτό οφείλεται στο ότι ο αριθμός των ελαιόδεντρων εμφανίζει το πλεονέκτημα ότι είναι «σταθερός» αριθμός, εφόσον για την πλήρη ανάπτυξη τους απαιτούνται τουλάχιστον 15 έτη (Χατζηδημητρίου 2013), και επομένως δεν εμφανίζει τέτοιες μεταβολές (από το έτος 2001 μέχρι το έτος 2013 που διεξάγεται η παρούσα εργασία), οι οποίες θα μπορούσαν να επηρεάσουν τα αποτελέσματα της έρευνας.

Κατά συνέπεια, με βάση τον αριθμό των ελαιόδεντρων στο Νομό Ηρακλείου, ο οποίος ανέρχεται σε 13.378.000 ελαιόδεντρα (το έτος 2001), προσδιορίζεται η παραγωγή των κλαδοδεμάτων εκτιμώντας ότι η μέση ποσότητα κλαδοδεμάτων το έτος ανά δέντρο ανέρχεται σε περίπου 15 Kg (Κατσακούλας 2012, Μητσόπουλος 2013). Αν υποθέσουμε ότι κάθε χρόνο κλαδεύονται όλα τα δέντρα (ιδεατή περίπτωση), η συνολική ποσότητα κλαδοδεμάτων υπολογίζεται ίση με 200.670 υγρούς τόνους, ενώ για συντελεστή διαθεσιμότητας 60% και ποσοστό υγρασίας συγκομιδής 35% (Πίνακας 5.1), η διαθέσιμη ποσότητα κλαδοδεμάτων υπολογίζεται ίση με **78.261 ξηρούς τόνους ανά έτος** (με αντίστοιχο ενεργειακό περιεχόμενο 1.289.746 GJ/έτος).

Όσον αφορά στο **ελαιοπυρηνόξυλο**, έχοντας υπολογίσει τη συνολική ποσότητα κλαδοδεμάτων, η οποία προέκυψε ίση με 200.670 υγρούς τόνους ανά έτος, υπολογίζουμε στη συνέχεια την παραγωγή του ελαιόκαρπου διαιρώντας με τον κατάλληλο λόγο υπολείμματος προς κύριο προϊόν (δηλαδή με το 1,02, σύμφωνα με τον Πίνακα 5.1). Ακολουθώντας, πολλαπλασιάζουμε την παραγωγή του ελαιόκαρπου με τον λόγο ελαιοπυρηνόξυλου προς ελαιόκαρπο (δηλαδή με 0,21, σύμφωνα με στοιχεία του ΚΑΠΕ) για να υπολογίσουμε τη συνολική παραγωγή του ελαιοπυρηνόξυλου (σε υγρούς τόνους). Τέλος, για ποσοστό υγρασίας 10% (Ζαφειρίου 2009) και

λαμβάνοντας υπόψη ότι το 25% του παραγόμενου ελαιοπυρηνόξυλου καταναλώνεται στα πυρηνελαιουργεία για την κάλυψη των θερμικών αναγκών τους, η διαθέσιμη ποσότητα ελαιοπυρηνόξυλου υπολογίζεται ίση με **27.887 ξηρούς τόνους ανά έτος** (με αντίστοιχο ενεργειακό περιεχόμενο 527.662 GJ/έτος).

Νομός Πέλλας:

Πίνακας 5.6 Υπολογισμός διαθέσιμων υπολειμμάτων για παραγωγή βιοενέργειας στο Νομό Πέλλας

Τύπος	Είδος Καλλιέργειας	Έκταση (ha)	Στρεμματική απόδοση καρπού (wet tn/ha)	Παραγωγή καρπού (wet tn)	Υπολείμματα (wet tn)	Διαθέσιμες ποσότητες υπολειμμάτων (dry tn/year)	Ενεργειακό Περιεχόμενο (GJ/year)
Δενδρώδεις Καλλιέργειες	Αχλαδιές	2.237	1,59	3.557	2.810	1.349	22.308
	Μηλιές	16.544	2,39	39.540	32.818	15.753	258.661
	Κερασιές	51.999	0,32	16.640	13.811	6.629	135.303
	Ροδακινιές	86.876	1,97	171.146	68.458	32.860	580.308
	Βερικοκιές	2.800	1,09	3.052	1.068	513	9.937
	Νεκταρινιές	11.701	1,82	21.296	7.028	3.373	59.572
	Αμυγδαλιές	191	0,19	36	129	62	1.067
	Ελαιόδεντρα	1.887	0,04	75	77	30	495
	Άμπελοι	5.875	1,40	8.225	6.827	3.004	46.558
Αροτραίες Καλλιέργειες	Σιτάρι (μαλακό)	17.500	0,22	3.850	3.850	1.636	25.002
	Σιτάρι (σκληρό)	34.750	0,23	7.993	7.993	3.397	51.903
	Αραβόσιτος	54.550	0,91	49.641	27.302	7.372	124.064
	Βρώμη	550	0,21	116	91	39	640
	Κριθάρι	15.500	0,24	3.720	3.013	1.281	17.762
	Ζαχαρότευτλα	250	4,04	1.010	404	40	538
	Καπνός	4.918	0,16	787	866	78	1.190
	Βαμβάκι	50	0,30	15	30	10	169

Νομός Σερρών:

Πίνακας 5.7 Υπολογισμός διαθέσιμων υπολειμμάτων
για παραγωγή βιοενέργειας στο Νομό Σερρών

Τύπος	Είδος Καλλιέργειας	Έκταση (ha)	Στρεμματική απόδοση καρπού (wet tn/ha)	Παραγωγή καρπού (wet tn)	Υπολείμματα (wet tn)	Διαθέσιμες ποσότητες υπολειμμάτων (dry tn/year)	Ενεργειακό Περιεχόμενο (GJ/year)
Αροτραίες Καλλιέργειες	Σιτάρι (μαλακό)	25.000	0,30	7.500	7.500	3.188	48.713
	Σιτάρι (σκληρό)	531.250	0,19	100.938	100.938	42.898	655.481
	Ρύζι	37.287	0,61	22.745	22.745	10.235	149.947
	Αραβόσιτος	253.000	1,20	303.600	166.980	45.085	755.774
	Βρώμη	200	0,14	28	22	9	155
	Κριθάρι	38.750	0,26	10.075	8.161	3.468	48.106
	Ζαχαρότευτλα	40.672	6,78	275.756	110.302	11.030	146.813
	Καπνός	41.341	0,16	6.615	7.276	655	9.999
	Βαμβάκι	332.460	0,27	89.764	179.528	59.244	1.012.486
	Ηλιάνθος	67	0,11	7	15	5	104
Δενδρώδεις Καλλιέργειες	Αγλαδιές	328	1,43	469	371	178	2.942
	Βερικοκιές	14	1,19	17	6	3	54
	Κερασιές	1.685	0,84	1.415	1.175	564	11.509
	Μηλιές	429	1,88	807	669	321	5.276
	Ροδακινιές	423	1,12	474	190	91	1.606
	Νεκταρινιές	30	0,94	28	9	4	79
	Αμυγδαλιές	18.598	0,29	5.393	2.427	1.165	20.096
	Άμπελοι	8.069	1,43	11.539	7.500	3.600	55.801
	Ελαιόδεντρα	50.606	0,03	1.518	516	248	4.083

Νομός Φθιώτιδας:

Πίνακας 5.8 Υπολογισμός διαθέσιμων υπολειμμάτων για παραγωγή βιοενέργειας στο Νομό Φθιώτιδας

Τύπος	Είδος Καλλιέργειας	Έκταση (ha)	Στρεμματική απόδοση καρπού (wet tn/ha)	Παραγωγή καρπού (wet tn)	Υπολείμματα (wet tn)	Διαθέσιμες ποσότητες υπολειμμάτων (dry tn/year)	Ενεργειακό Περιεχόμενο (GJ/year)
Αροτραίες Καλλιέργειες	Σιτάρι (μαλακό)	5.798	0,25	1.450	1.450	616	9.412
	Σιτάρι (σκληρό)	372.949	0,24	89.508	89.508	38.041	581.266
	Ρύζι	9.416	0,56	5.273	5.273	2.373	34.762
	Αραβόσιτος	36.450	1,03	37.544	20.649	5.575	93.831
	Βρώμη	6.603	0,24	1.585	1.252	532	8.779
	Κριθάρι	25.024	0,25	6.256	5.067	2.154	29.871
	Ζαχαρότευτλα	9.276	4,47	41.464	16.585	1.659	22.075
	Καπνός	26.359	0,36	9.489	10.438	939	14.345
Βαμβάκι	240.284	0,32	76.891	153.782	50.748	867.283	
Δενδρώδεις Καλλιέργειες	Αχλαδιές	217	0,91	197	156	75	1.239
	Βερικοκιές	10	1,00	10	4	2	33
	Κερασιές	2.000	1,10	2.200	1.826	876	17.889
	Μηλιές	688	0,90	619	514	247	4.051
	Ροδακινιές	200	1,98	396	158	76	1.343
	Λεμονιές	15	0,85	13	3	1	20
	Πορτοκαλιές	9	0,89	8	5	2	41
	Αμυγδαλιές	3.900	0,22	858	292	140	2.415
	Άμπελο	11.608	1,06	12.304	43.681	19.220	297.904
Ελαιόδεντρα	258.468	0,03	7.754	6.436	2.510	41.365	

Συγκεντρωτικός Πίνακας 5.9

Διαθέσιμα γεωργικά υπολείμματα ανά εξεταζόμενο νομό

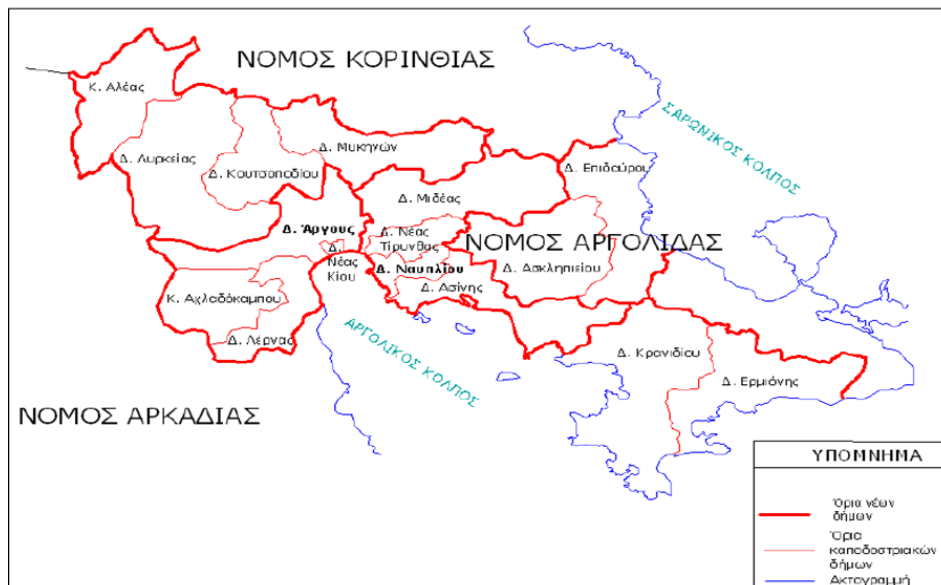
Νομός Μελέτης	Αροτραίες Καλλιέργειες (dry tn/year)	Δενδρώδεις Καλλιέργειες (dry tn/year)
Αργολίδας	2.735	64.635
Ηρακλείου	1.541	182.114
Πέλλας	13.852	63.572
Σερρών	175.818	33.833
Φθιώτιδας	102.637	23.149

Είναι φανερό από τον Πίνακα 5.9 ότι οι Νομοί Αργολίδας, Ηρακλείου και Πέλλας ενδείκνυται για την αξιοποίηση των δενδρωδών καλλιεργειών για εφαρμογές παραγωγής ενέργειας από βιομάζα. Στο Νομό Αργολίδας το 75% των κλαδοδεμάτων προέρχεται από την καλλιέργεια της πορτοκαλιάς, στο Νομό Πέλλας το 52% των κλαδοδεμάτων από την καλλιέργεια της ροδακινιάς και στο Νομό Ηρακλείου το 51% των κλαδοδεμάτων από την καλλιέργεια της ελιάς. Αντίθετα, οι Νομοί Σέρρες και Φθιώτιδας ενδείκνυται για ενεργειακή αξιοποίηση των αροτραίων καλλιεργειών και ειδικότερα του αχύρου από την καλλιέργεια του σιταριού, το οποίο εκτιμάται σε ποσοστό 26% και 38% αντίστοιχα, ενώ η υγρασία συγκομιδής του είναι μόνο 15% (ιδανικό δηλαδή για θερμοχημική μετατροπή του, αφού θα απαιτηθεί σχετικά μικρότερη ενέργεια για ξήρανση).

5.2 Μελέτη περίπτωσης Νομού Αργολίδας

5.2.1 Γενική περιγραφή Νομού Αργολίδας

Ο **Νομός Αργολίδας** είναι νομός της Ανατολικής Πελοποννήσου και βρέχεται στα νότια από τον Αργολικό Κόλπο και στα ανατολικά από τον Σαρωνικό Κόλπο. Συνορεύει στα βόρεια με το Νομό Κορινθίας και στα δυτικά και νότια με το Νομό Αρκαδίας (Σχήμα 5.1). Είναι ο μικρότερος Νομός της Πελοποννήσου και έχει έκταση 2.214 km², η οποία αντιστοιχεί στο 13,51% της έκτασης της Περιφέρειας και στο 1,63% της Χώρας. Σύμφωνα με την απογραφή του 2001, ο συνολικός πληθυσμός του Νομού εκτιμάται σε 105.770 κατοίκους (Βικιπαίδεια). Πρωτεύουσα του Νομού Αργολίδας είναι το Ναύπλιο. Σημαντικές τοποθεσίες που περιλαμβάνει ο Νομός είναι το Άργος, οι Μυκίνες, η Επίδαυρος, το Μέρμπακα (Αγία Τριάδα Αργολίδος) και το Τολό Αργολίδας.



Σχήμα 5.1 Χάρτης Νομού Αργολίδας

(Πηγή: http://dspace.lib.ntua.gr/bitstream/123456789/3675/1/melania_lipsor.pdf)

Μορφολογία Εδάφους Νομού Αργολίδας:

Το μεγαλύτερο τμήμα του εδάφους του Νομού Αργολίδας είναι ορεινό και ημιορεινό. Αναλυτικά, η κατανομή του σε κατηγορίες έχει ως εξής: 12,0% πεδινό, 27,3% ημιορεινό και 60,7% ορεινό (Μελάνη 2010). Το μεγαλύτερο μέρος της Αργολικής πεδιάδας είναι καλυμμένο με φυτείες εσπεριδοειδών (κυρίως πορτοκαλιές), με ελαιώνες, αλλά και κηπευτικά είδη.

Κλιματολογικές Συνθήκες Νομού Αργολίδας:

Το κλίμα του Νομού Αργολίδας είναι εύκρατο μεσογειακό, με ήπιους χειμώνες και δροσερά καλοκαίρια. Ο χειμώνας είναι ήπιος, με αραιές βροχοπτώσεις, η θερμοκρασία στις ορεινές περιοχές είναι χαμηλή, σπάνια όμως παρατηρούνται χιονοπτώσεις στις ψηλότερες βουνοκορφές του Νομού, ενώ στις πεδινές και τις παραθαλάσσιες περιοχές

ο καιρός είναι ήπιος καθ' όλη τη διάρκεια του έτους. Ο Νομός Αργολίδας έχει ξηρό κλίμα εξαιτίας των μικρής έκτασης βροχοπτώσεων, των οποίων το μέσο ετήσιο ύψος ανέρχεται στα 300-500 χιλιοστά και, μαζί με την Αττική, είναι οι ξηρότερες περιοχές της ηπειρωτικής Ελλάδας (Μελάνη 2010).

Ανάπτυξη Νομού Αργολίδας:

Οι περισσότεροι και μεγαλύτεροι οικισμοί του Νομού Αργολίδας, συμπεριλαμβανομένων των πόλεων του Άργους και του Ναυπλίου, αναπτύσσονται μέσα στην Αργολική πεδιάδα. Αντίθετα, στο ορεινό τμήμα υπάρχουν μικροί ημιορεινοί και ορεινοί οικισμοί. Στο αστικό δίπολο Άργους - Ναυπλίου κυρίαρχος τομέας οικονομικής δραστηριότητας είναι ο τριτογενής και περιλαμβάνει κυρίως τις υπηρεσίες, το εμπόριο και τον τουρισμό. Στους Δήμους που αποτελούν τη ζώνη επιρροής του αστικού δίπολου κυρίαρχος τομέας είναι ο πρωτογενής και ειδικότερα ο κλάδος της γεωργίας, δεδομένου ότι μεγάλο τμήμα των περισσότερων από αυτούς καταλαμβάνει η αργολική πεδιάδα, με κύρια προϊόντα τα εσπεριδοειδή (κυρίως πορτοκάλια) και διάφορα εποχικά κηπευτικά, όπως ντομάτες, μαρούλια, αγκινάρες κτλ. Τα τελευταία έτη, στις παράκτιες αγροτικές περιοχές παρουσιάζονται αυξητικές τάσεις ανάπτυξης της τουριστικής δραστηριότητας.

Ηλεκτρικό Σύστημα και Δίκτυο Νομού Αργολίδας:

Ο Νομός Αργολίδας ηλεκτροδοτείται κυρίως από ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται στο εργοστάσιο λιγνίτη στη Μεγαλόπολη και μεταφέρεται μέσω του δικτύου της ΔΕΗ. Επιπρόσθετα, στο Νομό παράγεται ηλεκτρική ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές (ΑΠΕ). Σύμφωνα με το αρχείο μητρώων αδειών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (ΡΑΕ), στο Νομό Αργολίδας λειτουργούν 14 αιολικά πάρκα συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 320,75 MW, μία μικρή υδροηλεκτρική μονάδα συνολικής ισχύος 2 MW, ενώ παράλληλα είναι εγκατεστημένα Φωτοβολταϊκά στοιχεία συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 4,98 MW. Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από ΑΠΕ πωλείται στη ΔΕΗ και από εκεί διατίθεται προς κατανάλωση.

5.2.2 Επιχειρηματικό σχέδιο αξιοποίησης κλαδοδεμάτων πορτοκαλιάς για ηλεκτροπαραγωγή

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, η καλλιέργεια της πορτοκαλιάς καταλαμβάνει σημαντική έκταση στο Νομό Αργολίδας, που ανέρχεται σε 102.216 ha (Πίνακας 5.4). Θεωρήθηκε επομένως ενδιαφέρον, στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής εργασίας, να εξετασθεί η βιωσιμότητας μιας μονάδας ηλεκτροπαραγωγής που θα χρησιμοποιεί ως καύσιμη ύλη τα **κλαδοδέματα της πορτοκαλιάς**, οι διαθέσιμες ποσότητες των οποίων για παραγωγή βιοενέργειας ανέρχονται σε 48.377 dry tn/year. (Πίνακας 5.4).

5.2.2.1 Αξιοποιήσιμο δυναμικό βιομάζας – Επιλογή μεγέθους μονάδας

Η επιλογή μεγέθους της μονάδας εξαρτάται άμεσα από την διαθέσιμη ποσότητα των κλαδοδεμάτων για την παραγωγή βιοενέργειας. Εκτιμάται ότι το κλάδεμα της πορτοκαλιάς πραγματοποιείται μία φορά σε κάθε δέντρο και γίνεται στο στάδιο συγκομιδής του καρπού, μεταξύ Μαΐου και Ιουνίου. Ωστόσο, η ετήσια παραγωγή βιομάζας με τη μορφή κλαδοδεμάτων είναι συνάρτηση πολλαπλών παραμέτρων, όπως οι κλιματικές και καιρικές συνθήκες και οι αγροτικές πρακτικές. Παράλληλα, η βιβλιογραφία δίνει πλήθος δεδομένων όσον αφορά στις καλλιεργούμενες εκτάσεις και τις αντίστοιχες στρεμματικές αποδόσεις. Για αυτούς τους λόγους, και όπως αναλυτικά παρουσιάζεται στο Παράρτημα 1, θεωρήθηκε αναγκαίο για την εξαγωγή όσο των δυνατόν πιο αξιόπιστων αποτελεσμάτων, η διαθέσιμη ποσότητα των κλαδοδεμάτων να πολλαπλασιαστεί με ένα συντηρητικό συντελεστή ασφαλείας της τάξης του 70%. Με βάση τα παραπάνω, οι τελικές παραγόμενες ποσότητες κλαδοδεμάτων ($m_{\text{κλαδοδεμάτων}}$) που μπορούν να αξιοποιηθούν για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας υπολογίζονται ίσες με: $0,70 * 48.377 \text{ dry tn/year} = 33.864 \text{ dry tn / year}$.

Βασικές παραδοχές¹⁹:

- Η υγρασία συγκομιδής των κλαδοδεμάτων πορτοκαλιάς εκτιμάται ίση με $40\% < 50\%$, επομένως δύναται η θερμοχημική μετατροπής τους (τεχνολογία απευθείας καύσης σε εσχάρα) για ενεργειακή αξιοποίηση. Θεωρούμε ότι η μονάδα ηλεκτροπαραγωγής καίει κλαδοδέματα πορτοκαλιάς σε λέβητα διαθερμικού ελαίου και το θερμό λάδι στην έξοδο του λέβητα χρησιμοποιείται για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με την τεχνολογία του Οργανικού Κύκλου Rankine (ORC). Η ενεργειακή απόδοση ενός τέτοιου συστήματος για τη μετατροπή της θερμικής ενέργειας σε ηλεκτρική εκτιμάται ίση με $\eta_{el}=20\%$, σύμφωνα με στοιχεία της εταιρείας «ΦΙΛΙΠΠΟΠΟΥΛΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Τ.Ε.» (Πίνακας 3.2, Κεφάλαιο 3).
- Οι απώλειες μεταφοράς και διανομής στο δίκτυο λαμβάνονται ίσες με 8% (Τσαλέμης κ.α. 2012). Επομένως, η ισχύς που καταλήγει στο δίκτυο προκύπτει πολλαπλασιάζοντας το ονομαστικό φορτίο της γεννήτριας (P_e) με το ποσοστό 92%.
- Η μέση ετήσια διαθεσιμότητα της μονάδας εκφράζει το ποσοστό του χρόνου (δηλαδή των 8.760 ωρών του έτους) κατά το οποίο το σύστημα μπορεί να λειτουργήσει ικανοποιητικά, λαμβάνοντας υπόψη προληπτική συντήρηση και έκτακτες βλάβες. Για μονάδες καύσης βιομάζας, η διαθεσιμότητα της μονάδας λαμβάνεται ίση με 80% (Τσαλέμης κ.α. 2012), δηλαδή η μονάδα αναμένεται να λειτουργεί 7.008 ώρες ετησίως.
- Η κατώτερη θερμογόνος δύναμη (σε ξηρή βάση) των κλαδοδεμάτων πορτοκαλιάς έχει υπολογιστεί ίση με $H_u=16,37 \text{ MJ/Kg}$ (Πίνακας 5.3).

¹⁹ Έχουν υιοθετηθεί οι πιο συντηρητικές τιμές προκειμένου να εξαχθούν αποτελέσματα με όσο το δυνατόν μεγαλύτερη ασφάλεια.

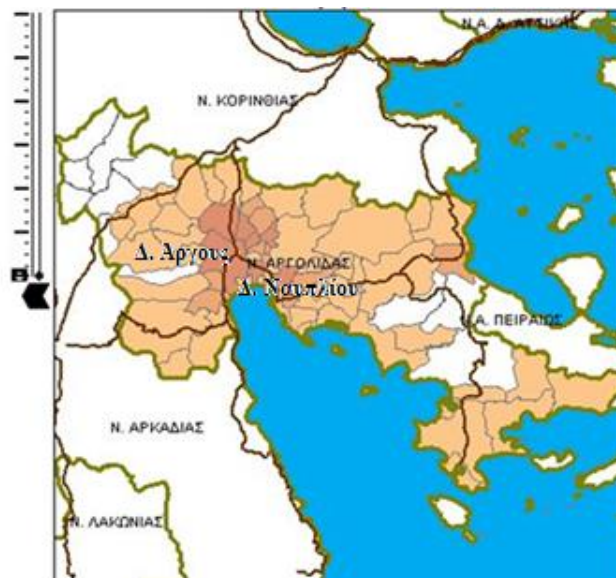
Λαμβάνοντας υπόψη τις παραπάνω παραδοχές και για ετήσια κατανάλωση 33.864 dry tn κλαδοδεμάτων πορτοκαλιάς ετησίως, η εγκατεστημένη ισχύς της μονάδας ηλεκτροπαραγωγής (P_e) υπολογίζεται από τη Σχέση (5.7) και προκύπτει ίση με περίπου 4,7 MW.

$$P_e (MW) = \frac{m_{\text{κλαδοδεμάτων}} * H_u (MJ / Kg) * 1.000 (Kg / tn) * \eta_{el}}{7.008 (h / year) * 3.600 (sec / h) * 0,92} \quad (5.7)$$

Προτείνεται, επομένως, η εξέταση της βιωσιμότητας μίας μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας δυναμικότητας **4,5 MW** (πολύ κοντά στην τιμή 4,7 MW που προέκυψε με βάση τους υπολογισμούς), η οποία χρησιμοποιεί ως καύσιμη ύλη **31.902 dry tn/year κλαδοδεμάτων πορτοκαλιάς** (δηλαδή ποσότητα ελαφρώς μικρότερη της διατιθέμενης).

5.2.2.2 Χωροθέτηση μονάδας

Η εγκατάσταση μιας μονάδας παραγωγής ενέργειας γίνεται οικονομικότερη όσο πιο στρατηγικά είναι τοποθετημένη. Στην περίπτωση εγκατάστασης μονάδας καύσης βιομάζας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που διαβιβάζεται στο υπάρχον δίκτυο διανομής, η στρατηγικότερη οικονομικά εγκατάσταση της μονάδας είναι όχι το τονοχλιομετρικό κόστος μεταφοράς, αλλά η θέση με την υψηλότερη παραγωγή (Τσιλιγιάννης κ.α. 2007). Στο Σχήμα 5.2 απεικονίζεται η κατανομή του διαθέσιμου δυναμικού των κλαδοδεμάτων πορτοκαλιάς του Νομού Αργολίδας. Παρατηρούμε ότι η υψηλότερη παραγωγή κλαδοδεμάτων πορτοκαλιάς (σημειώνεται με σκούρο χρώμα) συγκεντρώνεται στους Δήμους Άργους και Ναυπλίου. Επομένως, η περιοχή του Άργους ενδείκνυται για την εγκατάσταση της μονάδας, αξιοποιώντας και μέρος του συνδυασμένου δυναμικού των Δήμων Άργους και Ναυπλίου.



Σχήμα 5.2 Κατανομή δυναμικού κλαδοδεμάτων πορτοκαλιάς Νομού Αργολίδας (Πηγή: Βάση δεδομένων Κ.Α.Π.Ε. (Εθνικό Πληροφοριακό Σύστημα για την Ενέργεια), διαθέσιμη στην ιστοσελίδα: <http://195.251.42.2/cgi-bin/nisehist.sh?objtype=xartes>)

5.2.2.3 Οικονομική Ανάλυση

Το Χρηματοδοτικό Σχήμα για την υλοποίηση μιας επένδυσης μπορεί να περιλαμβάνει εισροές από τις ακόλουθες πηγές: (α) Ίδια κεφάλαια (χρήματα δηλαδή του επενδυτή), (β) Μακροπρόθεσμος Τραπεζικός Δανεισμός και (γ) Επιχορήγηση. Τα ποσοστά συμμετοχής της κάθε πηγής για τη διάρθρωση της χρηματοδότησης της επένδυσης διαμορφώνονται ανάλογα με τις υφιστάμενες χρηματοοικονομικές συνθήκες της αγοράς, το είδος της τεχνολογίας ΑΠΕ και τα χαρακτηριστικά του επενδυτή. Στην Ελληνική αγορά, τα ποσοστά αυτά διαμορφώνονται ως εξής: (α) Ίδια κεφάλαια: 25%-70%, (β) Μακροπρόθεσμος Τραπεζικός Δανεισμός: 40%-75% και (γ) Επιχορήγηση 0-40% (Τσαλέμης κ.α. 2012). Στην παρούσα διπλωματική εργασία εξετάζονται δύο Χρηματοδοτικά Σχήματα, τα οποία διαμορφώνονται ανάλογα με τον αν λαμβάνεται υπόψη ή όχι η επιχορήγηση.

Κόστος Επένδυσης – Λειτουργικό Κόστος:

Τα αρχικά κόστη και τα έξοδα κεφαλαίου περιλαμβάνουν τις μελέτες σκοπιμότητας, τα κόστη ανάπτυξης (π.χ. συμφωνία πώλησης της ενέργειας, έξοδα αδειοδότησης), το κόστος σχεδιασμού και υλοποίησης, τα αντισταθμιστικά οφέλη, τον εξοπλισμό παραγωγής ενέργειας, τα λοιπά μέρη της μονάδας (έργα πολιτικού μηχανικού, σύνδεση στο δίκτυο). Για δυναμικότητα σταθμού βιομάζας μεταξύ 1 και 5 MW, το κόστος επένδυσης εκτιμάται ίσο με 3.000 €/kW (Τσαλέμης κ.α. 2012). Άρα, για σταθμό ηλεκτροπαραγωγής από κλαδοδέματα πορτοκαλιάς, δυναμικότητας 4,5 MW, το **συνολικό κόστος επένδυσης** υπολογίζεται ίσο με **12.420.000 €**. Το **συνολικό κόστος λειτουργίας και συντήρησης**, εξαιρουμένου του κόστους καυσίμου, εκτιμάται ως 4,5% του συνολικού κόστους επένδυσης (Αγρανιώτης και Γραμμέλης 2013) και υπολογίζεται ίσο με **558.900 €/έτος**. Στο κόστος λειτουργίας και συντήρησης περιλαμβάνονται οι δαπάνες για την ενοικίαση γης, οι μισθοί του προσωπικού, όλα τα λειτουργικά έξοδα, καθώς και τα κόστη συντήρησης ή επισκευής (π.χ. ανταλλακτικά και εργασία). Το κόστος αυτό εκτείνεται σε όλη τη διάρκεια ζωής του έργου.

Κόστος καυσίμου:

Ένα σύστημα συλλογής και μεταφοράς των κλαδοδεμάτων δενδρωδών καλλιεργειών από τους αγρούς περιλαμβάνει τα ακόλουθα στάδια (Τσιλιγιάννης κ.α. 2007)²⁰:

- 1) Καθαρισμός δέντρων – παραγωγή κλαδοδεμάτων.
- 2) Συγκέντρωση / μεταφορά κλαδοδεμάτων: Τα κλαδοδέματα συλλέγονται σε σωρούς στα αγροκτήματα όπου καίγονται, προκειμένου να αποφευχθούν οι επιμολύνσεις των δέντρων με φορείς ασθενειών κτλ. που φιλοξενούνται στα

²⁰ Η συγκεκριμένη μελέτη αναφέρεται στη συλλογή και μεταφορά κλαδοδεμάτων ελαιόδεντρων, θεωρήθηκε ότι ακολουθείται η ίδια διαδικασία και στα κλαδοδέματα των υπολοίπων δενδρώδη καλλιεργειών.

κλαδοδέματα. Η μεταφορά τους γίνεται με τα αγροτικά οχήματα των παραγωγών.

- 3) Παραλαβή / ζύγιση κλαδοδεμάτων: Στους τοπικούς χώρους συγκέντρωσης των κλαδοδεμάτων, ο εργολάβος παραλαμβάνει και ζυγίζει τις ποσότητες που παραδίδονται ανά όχημα μεταφοράς. Για το λόγο αυτό, στις εγκαταστάσεις των τοπικών χώρων συγκέντρωσης εγκαθίσταται γεφυροπλάστιγγα. Η πληρωμή των παραγωγών γίνεται με βάση τις συγκεκριμένες ζυγίσεις.
- 4) Ελάττωση μεγέθους/Τεμαχισμός: Απαιτείται τεμαχισμός των κλαδοδεμάτων, ώστε η αποθήκευση και η μεταφορά της βιομάζας να είναι οικονομικά και τεχνικά εφικτή. Στο στάδιο αυτό ελαττώνεται το μέγεθός τους με τη χρήση κατάλληλης μηχανής (shredder).
- 5) Φόρτωση σε φορτηγά οχήματα: Στο στάδιο αυτό, η τεμαχισμένη βιομάζα από τα κλαδοδέματα φορτώνεται με τη βοήθεια μηχανικών φορτωτών σε φορτηγά οχήματα.
- 6) Ζύγιση κλαδοδεμάτων: Η ζύγιση των κλαδοδεμάτων που θα παραδίδονται στο εργοστάσιο θα γίνεται στη γεφυροπλάστιγγα των προσωρινών χώρων αποθήκευσης (ζύγιση φορτηγού πριν και μετά τη φόρτωση).
- 7) Έκδοση παραστατικών: Τα φορτηγά θα συνοδεύονται με τα παραστατικά (δελτία αποστολής), που θα εκδίδονται από τον Εργολάβο μετά τη ζύγισή τους.
- 8) Μεταφορά στο εργοστάσιο: Το στάδιο αυτό αφορά στη μεταφορά των κλαδοδεμάτων προς το εργοστάσιο αξιοποίησης.
- 9) Παραλαβή και ξεφόρτωμα στο εργοστάσιο: Μετά τη διενέργεια της δειγματοληψίας, τα κλαδοδέματα θα ξεφορτώνονται από τα φορτηγά σε συγκεκριμένους σωρούς στην αυλή της μονάδας ενεργειακής μετατροπής.

Το κόστος συλλογής και μεταφοράς των κλαδοδεμάτων πορτοκαλιάς αναλύεται στα ακόλουθα κόστη (Τσιλιγιάννης κ.α. 2007, Γραμμέλης και Καραμπίνης 2012):

- Το κόστος συλλογής των κλαδοδεμάτων (κομμένα απευθείας στο χωράφι χειροκίνητα) εκτιμάται ίσο με 46,56 €/tn.
- Σύμφωνα με έρευνα αγοράς, η μέση τιμή ενοικίασης γης προσωρινού χώρου αποθήκευσης των κλαδοδεμάτων εκτιμάται ίση με 0,08 €/tn. Παράλληλα, η δαπάνη για την περίφραξη ανέρχεται σε 0,12 €/ tn, ενώ οι λοιπές λειτουργικές δαπάνες του χώρου αποθήκευσης εκτιμώνται σε 0,15 €/tn.
- Θεωρώντας απόσταση μεταφοράς μέχρι 50 km, το κόστος μεταφοράς από το χώρο προσωρινής αποθήκευσης μέχρι το εργοστάσιο κατανάλωσης ανέρχεται σε 10 €/tn.
- Το εργολαβικό κέρδος εκτιμάται ίσο με 6 €/tn.

Ο Πίνακας 5.10 που ακολουθεί, συνοψίζει την ανάλυση του κόστους συλλογής και μεταφοράς των κλαδοδεμάτων πορτοκαλιάς:

Πίνακας 5.10 Ανάλυση κόστους συλλογής και μεταφοράς κλαδοδεμάτων πορτοκαλιάς

Κόστος συλλογής κλαδοδεμάτων (€/tn)	46,56
Ενοικίαση χώρου προσωρινής αποθήκευσης (€/tn)	0,08
Απόσβεση περίφραξης (€/tn)	0,12
Λοιπές λειτουργικές δαπάνες χώρου αποθήκευσης (€/tn)	0,15
Μεταφορά μέχρι 50 km (€/tn)	10,00
Εργολαβικό κέρδος (€/tn)	6,00
Συνολικό κόστος συλλογής και μεταφοράς κλαδοδεμάτων (€/tn)	62,91
Απαιτούμενη ποσότητα κλαδοδεμάτων (tn/year)	31.902
Συνολικό κόστος συλλογής και μεταφοράς κλαδοδεμάτων (€/year)	2.006.955

(Πηγές: Τσιλιγιάννης κ.α. 2007, Οδηγός Σχεδιασμού Βιοενεργειακών Συστημάτων – BISYPLAN, διαθέσιμος στην ιστοσελίδα: <http://bisypplan.bioenarea.eu/html-files-gr/Handbook-intro.html>)

Επιπρόσθετοι Παράμετροι Οικονομικής Ανάλυσης:

- **Επιτόκιο προεξόφλησης:** Πρόκειται για μια καθαρά επενδυτική παράμετρο που αντανακλά την ελάχιστη αποδεκτή απόδοση μιας επένδυσης (Τσαλέμης κ.α. 2012). Το επιτόκιο προεξόφλησης ενσωματώνει το επιθυμητό επενδυτικό επιτόκιο μιας ασφαλούς επένδυσης (κόστος ευκαιρίας) προσαυξημένο με έναν αποδεκτό συντελεστή ασφαλείας (κόστος ρίσκου). Η αβεβαιότητα που υπάρχει στην πρόβλεψη των μελλοντικών συνθηκών (π.χ. διαμόρφωση του κόστους πρώτων υλών, ευρύτερο οικονομικό περιβάλλον κτλ.) σχετίζεται άμεσα με το ρίσκο της κάθε επένδυσης και ενσωματώνεται στο επιτόκιο προεξόφλησης. Για σταθμούς καύσης βιομάζας, η τυπική τιμή του επιτοκίου προεξόφλησης εκτιμάται ίση με 10% (Τσαλέμης κ.α. 2012).
- **Επιτόκιο δανεισμού:** Το επιτόκιο δανεισμού διαφοροποιείται ανάλογα με τα χαρακτηριστικά του επενδυτή, το ύψος του δανείου, καθώς και το γενικότερο οικονομικό περιβάλλον. Για δάνεια μεγαλύτερα από 1 εκ. ευρώ λαμβάνεται ίσο με 9%. Ο χρόνος εξόφλησης του δανείου θεωρείται κοινός για όλες τις τεχνολογίες ΑΠΕ και λαμβάνεται ίσος με 10 έτη (Τσαλέμης κ.α. 2012).
- **Ειδικό τέλος επί των ακαθάριστων εσόδων:** Η λειτουργία σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ επιβαρύνεται με ειδικό τέλος που παρακρατείται από τα έσοδα του έργου και αποδίδεται στους οικιακούς καταναλωτές και στους Οργανικούς Τοπικής Αυτοδιοίκησης (ΟΤΑ) των περιοχών όπου εγκαθίστανται τα έργα. Για σταθμούς ενεργειακής αξιοποίησης βιομάζας, το ειδικό τέλος ισούται με το 3% επί του κύκλου εργασιών του έργου (Τσαλέμης κ.α. 2012). Τα έσοδα υπέρ ΟΤΑ προστίθενται στο λειτουργικό κόστος και υπολογίζονται ως το γινόμενο των εσόδων από την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας επί το ειδικό τέλος.
- **Φόρος εσόδων:** Ο φορολογικός συντελεστής εξαρτάται από τον τύπο της επιχείρησης, καθώς και το φορολογικό πλαίσιο που διέπει τη διαδικασία μερισμάτων και συμμετοχών σε ένα εταιρικό σχήμα. Σε επίπεδο επιχείρησης, ο συντελεστής αυτός βρίσκεται στο 20% (Τσαλέμης κ.α. 2012).

- **Υπολειμματική αξία:** Η υπολειμματική αξία αντιπροσωπεύει την πραγματική αξία της επένδυσης στον τελευταίο χρόνο του χρονικού ορίζοντα της ανάλυσης. Για σταθμούς καύσης βιομάζας η υπολειμματική αξία θεωρείται μηδενική (Τσαλέμης κ.α. 2012).
- **Πληθωρισμός:** Ο πληθωρισμός εκφράζει την μείωση της αγοραστικής αξίας του χρήματος με το χρόνο (Μοιρασγεντής και Τουρκολιάς 2012). Στην παρούσα εργασία αγνοείται τελείως ο πληθωρισμός, θεωρώντας ότι δεν έχει σημαντική επίδραση στις αξίες των χρηματοροών.
- **Διάρκεια ζωής έργου:** Εκτιμάται ίση με 25 έτη.

5.2.2.3.1 Α' Χρηματοδοτικό Σχήμα: Χωρίς Επιχορήγηση

Στην περίπτωση αυτή, η βασική μελέτη θα διεξαχθεί για Κεφάλαιο που προέρχεται σε ποσοστό 30% από Ιδία Κεφάλαια και σε ποσοστό 70% από Δάνειο. Το κόστος ιδίων κεφαλαίων υπολογίζεται ως το συνολικό κόστος επένδυσης επί το ποσοστό 30% και ανέρχεται σε 3.726.000 €, ενώ το κόστος δανείου υπολογίζεται ως το συνολικό κόστος επένδυσης επί το ποσοστό 70% και ανέρχεται σε 8.694.000 €.

Υπολογισμός Ετήσιων Εσόδων:

Τα ετήσια έσοδα της επένδυσης διαμορφώνονται από την καθορισμένη τιμή πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας και την ετήσια παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας. Η τιμολόγηση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από σταθμούς ΑΠΕ καθορίζεται από το Ν. 3851/2010 και δίνεται στον Πίνακα 5.11 που ακολουθεί.

Πίνακας 5.11 Τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας (€/MWh), σύμφωνα με το Ν.3851/2010

Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από :	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη Διασυνδεδεμένα
Αιολική ενέργεια χερσαίων εγκαταστάσεων <50kW	87,85	99,45
Αιολική ενέργεια εγκαταστάσεων <50kW	250	
Φωτοβολταϊκά <10kWpeak	550	
Υδροηλεκτρικοί σταθμοί <15MW	87,85	
Ηλιοθερμικοί σταθμοί	264,85	
Γεωθερμική χαμηλής θερμοκρασίας	150	
Γεωθερμική υψηλής θερμοκρασίας	99,45	
Βιομάζα σε σταθμούς ≤1MW	200	
Βιομάζα σε σταθμούς 1 έως 5MW	175	
Βιομάζα σε σταθμούς >5MW	150	
Βιοαέριο από βιομάζα ≤3 MW	220	
Βιοαέριο από βιομάζα >3 MW	200	
Σ.Η.Θ.Υ.Α.	87,85xΣΡ	99,45xΣΡ

Πηγή: ΦΕΚ Α' 85 Ν3851-2010

Παρατηρούμε ότι για σταθμούς βιομάζας εγκατεστημένης ισχύος από 1 έως 5 MW, η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας ανέρχεται σε 175 €/MWh. Ωστόσο, σύμφωνα με τον ίδιο νόμο, σε περίπτωση που οι επενδύσεις υλοποιούνται χωρίς τη χρήση δημόσιας επιχορήγησης, η παραγόμενη ενέργεια από σταθμούς ΑΠΕ (πλην φωτοβολταϊκών και ηλιοθερμικών σταθμών) τιμολογείται με βάση τις τιμές του Πίνακα 5.11 προσαυξημένες κατά ποσοστό 15%. Οπότε η τελική τιμή πώλησης του ηλεκτρισμού ανέρχεται σε 201,25 €/MWh.

Η ετήσια παραγόμενη ενέργεια της μονάδας καύσης κλαδοδεμάτων, δυναμικότητας 4,5 MW, υπολογίζεται πολλαπλασιάζοντας την ισχύ που καταλήγει στο δίκτυο (4,14 MW) με τις ώρες λειτουργίας της μονάδας ετησίως (7.008 h/year), αφού πρώτα αφαιρεθεί μια μικρή αυτοκατανάλωση ηλεκτρισμού για τις ανάγκες της μονάδας (θεωρήθηκε ένα ποσοστό αυτοκατανάλωσης 5%). Τα ετήσια έσοδα προκύπτουν από την ετήσια παραγόμενη ενέργεια επί την τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας. Τα αποτελέσματα των υπολογισμών συνοψίζονται στον Πίνακα 5.12 που ακολουθεί.

Πίνακας 5.12 Υπολογισμός ετήσιων εσόδων

Τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας από βιομάζα (€/MWh)	175,00
% Προσαύξηση τιμής πώλησης	15,00%
Τελική τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας από βιομάζα (€/MWh)	201,25
Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (MWh/year)	29.013
Αυτοκατανάλωση (MWh/year)	1.577
Ηλεκτρική ενέργεια στο δίκτυο (MWh/year)	27.436
Ετήσια Έσοδα (€/year)	5.521.559

Υπολογισμός Αποσβέσεων:

Οι αποσβέσεις αντιπροσωπεύουν τη σταδιακή μείωση της αξίας των πάγιων περιουσιακών στοιχείων μίας επένδυσης (δηλαδή του κόστους κατασκευής) και πραγματοποιούνται για την επανάκτηση του αρχικού κεφαλαίου και την τυχόν αντικατάσταση του εξοπλισμού μετά το πέρας της διάρκειας ζωής του (Τσαλέμης κ.α. 2012). Υπολογίζονται σύμφωνα με τη σχέση: Αποσβέσεις (€) = (Κόστος Επένδυσης (€) - Κόστος επιχορήγησης (€) - Υπολειμματική Αξία (€)) / Χρόνος ζωής επένδυσης (έτη).

Υπολογισμός Τόκων:

Το χρεωλύσιο, η επιστροφή δηλαδή του δανειακού κεφαλαίου, υπολογίζεται ως το κόστος δανείου προς τον χρόνο αποπληρωμής του δανείου. Ο τόκος, η αμοιβή δηλαδή του κεφαλαίου, υπολογίζεται ως το κόστος δανείου επί το επιτόκιο του δανείου (Μοιρασγεντής και Τουρκολιάς 2012).

Πίνακας 5.13 Υπολογισμός Τόκων

Έτη	Κόστος Δανείου (€)	Χρεωλύσιο (€)	Τόκοι (€)
0	-	-	-
1	8.694.000	869.400	782.460
2	7.824.600	869.400	704.214
3	6.955.200	869.400	625.968
4	6.085.800	869.400	547.722
5	5.216.400	869.400	469.476
6	4.347.000	869.400	391.230
7	3.477.600	869.400	312.984
8	2.608.200	869.400	234.738
9	1.738.800	869.400	156.492
10	869.400	869.400	78.246

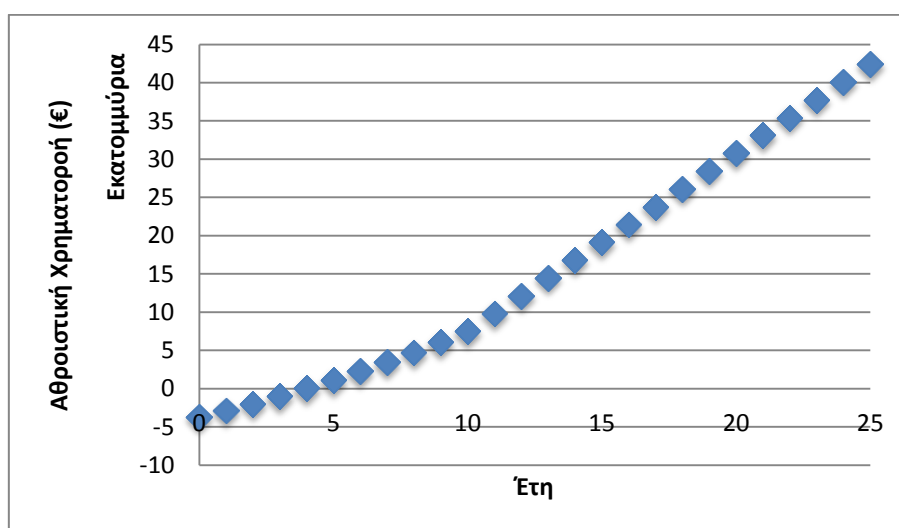
Υπολογισμός Κερδών και Καθαρής Χρηματοροής:

- Τα Κέρδη προ φόρων υπολογίζονται σύμφωνα με τη σχέση: Κέρδη προ φόρων = Έσοδα (€) - Λειτουργικό Κόστος (€) - Αποσβέσεις (€) - Τόκοι (€).
- Τα Κέρδη μετά φόρων υπολογίζονται σύμφωνα με τη σχέση: Κέρδη προ φόρων (€) * (1- Συντελεστής Φορολογίας (%))
- Η Καθαρή Χρηματοροή δίνεται από τη σχέση: Καθαρή χρηματοροή (€) = Κέρδη μετά φόρων (€) - Χρεωλύσια (€) + Αποσβέσεις (€)

Γνωρίζοντας τα ετήσια και τα έξοδα είναι δυνατή η κατάστρωση μιας κατάστασης χρηματοροών, που συγκεντρώνει όλες τις παραπάνω πληροφορίες και συνοψίζει τα οικονομικά μεγέθη καθ' όλη τη διάρκεια ζωής του έργου (Πίνακας 5.14).

Πίνακας 5.14 Υπολογισμός Χρηματοροών (Χωρίς Επιχορήγηση)

Έτη	Έσοδα (€)	Κόστος Λειτουργίας (€)	Κόστος Καυσίμου (€)	Αποσβέσεις (€)	Κόστος Δανείου (€)	Χρεωλύσιο (€)	Τόκοι (€)	Κέρδη προ Φόρων (€)	Κέρδη μετά Φόρων (€)	Καθαρή Χρηματοροή (€)
0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-3.726.000
1	5.521.559	724.547	2.006.955	496.800	8.694.000	869.400	782.460	1.510.798	1.208.638	836.038
2	5.521.559	724.547	2.006.955	496.800	7.824.600	869.400	704.214	1.589.044	1.271.235	898.635
3	5.521.559	724.547	2.006.955	496.800	6.955.200	869.400	625.968	1.667.290	1.333.832	961.232
4	5.521.559	724.547	2.006.955	496.800	6.085.800	869.400	547.722	1.745.536	1.396.429	1.023.829
5	5.521.559	724.547	2.006.955	496.800	5.216.400	869.400	469.476	1.823.782	1.459.025	1.086.425
6	5.521.559	724.547	2.006.955	496.800	4.347.000	869.400	391.230	1.902.028	1.521.622	1.149.022
7	5.521.559	724.547	2.006.955	496.800	3.477.600	869.400	312.984	1.980.274	1.584.219	1.211.619
8	5.521.559	724.547	2.006.955	496.800	2.608.200	869.400	234.738	2.058.520	1.646.816	1.274.216
9	5.521.559	724.547	2.006.955	496.800	1.738.800	869.400	156.492	2.136.766	1.709.413	1.336.813
10	5.521.559	724.547	2.006.955	496.800	869.400	869.400	78.246	2.215.012	1.772.009	1.399.409
11	5.521.559	724.547	2.006.955	496.800	0	0	0	2.293.258	1.834.606	2.331.406
12	5.521.559	724.547	2.006.955	496.800	0	0	0	2.293.258	1.834.606	2.331.406
13	5.521.559	724.547	2.006.955	496.800	0	0	0	2.293.258	1.834.606	2.331.406
14	5.521.559	724.547	2.006.955	496.800	0	0	0	2.293.258	1.834.606	2.331.406
15	5.521.559	724.547	2.006.955	496.800	0	0	0	2.293.258	1.834.606	2.331.406
16	5.521.559	724.547	2.006.955	496.800	0	0	0	2.293.258	1.834.606	2.331.406
17	5.521.559	724.547	2.006.955	496.800	0	0	0	2.293.258	1.834.606	2.331.406
18	5.521.559	724.547	2.006.955	496.800	0	0	0	2.293.258	1.834.606	2.331.406
19	5.521.559	724.547	2.006.955	496.800	0	0	0	2.293.258	1.834.606	2.331.406
20	5.521.559	724.547	2.006.955	496.800	0	0	0	2.293.258	1.834.606	2.331.406
21	5.521.559	724.547	2.006.955	496.800	0	0	0	2.293.258	1.834.606	2.331.406
22	5.521.559	724.547	2.006.955	496.800	0	0	0	2.293.258	1.834.606	2.331.406
23	5.521.559	724.547	2.006.955	496.800	0	0	0	2.293.258	1.834.606	2.331.406
24	5.521.559	724.547	2.006.955	496.800	0	0	0	2.293.258	1.834.606	2.331.406
25	5.521.559	724.547	2.006.955	496.800	0	0	0	2.293.258	1.834.606	2.331.406



Διάγραμμα 5.1 Αθροιστική Χρηματοροή (Χωρίς Επιδότηση).

Στο Διάγραμμα 5.1 της αθροιστικής χρηματοροής, η “γωνία” που σχηματίζεται στα 10 πρώτα έτη του χρονικού ορίζοντα ανάλυσης του έργου είναι αναμενόμενη, αφού το 10^ο έτος είναι το έτος αποπληρωμής του δανείου. Δηλαδή από το έτος t=11 μέχρι και το έτος t=25 (που αποτελεί και το τέλος του χρόνου επένδυσης) αφαιρείται από τα κόστη η δόση του δανείου, η οποία έχει αποπληρωθεί.

Οικονομική Αποτίμηση Επένδυσης:

Οι μέθοδοι οικονομικής αποτίμησης, όπως η Καθαρή Παρούσα Αξία (Net Present Value, NPV), ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (Internal Rate of Return, IRR) και ο Χρόνος Αποπληρωμής (Payback), διευκολύνουν τη λήψη απόφασης αναφορικά με το αν μια επένδυση αξίζει ή όχι να πραγματοποιηθεί.

Η **Καθαρή Παρούσα Αξία (Net Present Value, NPV)** εκφράζει την καθαρή αξία (όφελος ή κόστος) που προκύπτει από την προεξόφληση στο παρόν των ετήσιων καθαρών χρηματοροών που προβλέπονται σε ολόκληρο το χρόνο ζωής μίας επένδυσης. Υπολογίζεται από την ακόλουθη σχέση (Μοιρασγεντής και Τουρκολιάς 2012):

$$NPV = \sum C_j (1 + i)^j$$

Όπου C είναι η καθαρή χρηματοροή, i είναι το επιτόκιο προεξόφλησης και j = 0, 1, 2, ..., 25 ο χρονικός ορίζοντας της ανάλυσης.

Η τιμή της NPV αξιολογείται ως εξής: (α) Αν NPV > 0, η απόδοση της επένδυσης είναι μεγαλύτερη από το επιτόκιο προεξόφλησης και το έργο να μπορεί να γίνει αποδεκτό, (β) αν NPV < 0, η απόδοση της επένδυσης είναι μικρότερη από το επιτόκιο προεξόφλησης και το έργο θα πρέπει να απορριφθεί και (γ) αν NPV = 0, η απόδοση της επένδυσης είναι ίση με το επιτόκιο προεξόφλησης και κρίνεται οριακή. Στην περίπτωση αυτή, η απόφαση θα πρέπει να ληφθεί με άλλα κριτήρια, π.χ. απόκτηση στρατηγικού πλεονεκτήματος (Γραμμέλης και Καραμπίνης 2012).

Ο **Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης (Internal Rate of Return, IRR)** εκφράζει το επιτόκιο προεξόφλησης στο οποίο η Καθαρή Παρούσα Αξία μηδενίζεται. Το επιτόκιο αυτό (i) αποδίδει την εσωτερική αποδοτικότητα της επένδυσης και υπολογίζεται από την επίλυση της εξίσωσης (Μοιρασγεντής και Τουρκολιάς 2012):

$$\sum C_j (1 + i)^j = 0, \quad j = 0, 1, 2, \dots, 25$$

Η αποδοτικότητα της επένδυσης αξιολογείται από τη σύγκριση του IRR με το επιτόκιο προεξόφλησης i (επιτόκιο αγοράς + ρίσκο). Συγκεκριμένα, αν (α) IRR > i, η επένδυση εγκρίνεται (η απόδοση της επένδυσης είναι μεγαλύτερη από το επιτόκιο προεξόφλησης), (β) αν IRR < i, η επένδυση απορρίπτεται (η απόδοση της επένδυσης είναι μικρότερη από το επιτόκιο προεξόφλησης) και (γ) Αν IRR = i, η απόδοση της επένδυσης είναι οριακή.

Ο **Χρόνος Αποπληρωμής (Payback)** είναι ο αριθμός των ετών που απαιτούνται για την ανάκτηση του αρχικού κεφαλαίου (Μοιρασγεντής και Τουρκολιάς 2012). Η τιμή του προκύπτει από το διάγραμμα αθροιστικής χρηματοροής (εκεί όπου μηδενίζεται η αθροιστική χρηματοροή).

Με βάση την οικονομική ανάλυση που προηγήθηκε, προέκυψαν τα ακόλουθα **αποτελέσματα**:

- NPV = 9,7 εκ. € > 0
- IRR = 17,6 % > 10%
- Payback: 4,0 έτη

Παρατηρούμε ότι η NPV είναι θετική και ο IRR είναι μεγαλύτερος του επιτοκίου προεξόφλησης $i=10\%$, επομένως το έργο είναι αποδεκτό. Δεδομένου ότι η διάρκεια ζωής της επένδυσης είναι 25 έτη, η πραγματοποίηση της απόσβεσης σε 4 έτη υποδηλώνει μια ιδιαίτερα συμφέρουσα επένδυση.

Ανάλυση Ευαισθησίας:

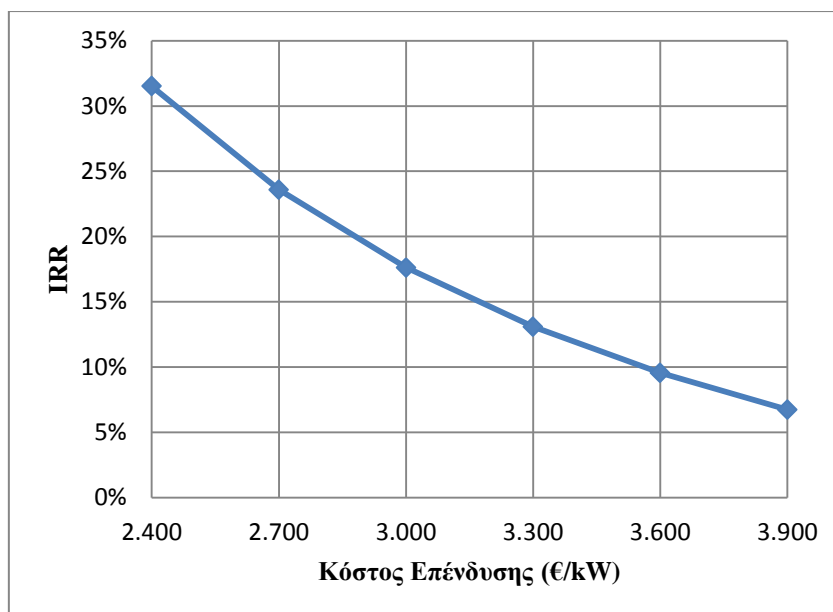
Η οικονομική αποδοτικότητα μιας επένδυσης εξαρτάται από διάφορες παραμέτρους, ο προσδιορισμός των οποίων κρύβει κάποια αβεβαιότητα. Προκειμένου να μειώσουμε την αβεβαιότητα πραγματοποιείται ανάλυση ευαισθησίας ως προς τις βασικές παραμέτρους, ώστε να εκτιμηθεί η επίδραση που θα έχει μια λανθασμένη εκτίμηση μιας παραμέτρου στους δείκτες αξιολόγησης (NPV, IRR). Οι βασικές παράμετροι που επηρεάζουν την αποδοτικότητα της επένδυσης και θα εξεταστούν στη συνέχεια είναι το κόστος επένδυσης, το κόστος καυσίμου, το κόστος λειτουργίας, η τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας και το επιτόκιο προεξόφλησης.

Ευαισθησία στο Κόστος Επένδυσης:

Πίνακας 5.15 Ανάλυση ευαισθησίας στο κόστος επένδυσης

Κόστος Επένδυσης (€/kW)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Έτη)
2.400	12,6	31,5	2,4
2.700	11,1	23,6	3,1
3.000	9,7	17,6	4,0
3.300	8,2	13,1	5,1
3.600	6,7	9,6	6,6
3.900	5,3	6,7	8,3

Παρατηρούμε ότι η οικονομικότητα του έργου είναι ιδιαίτερα ευαίσθητη μόνο σε πιθανή αύξηση του επενδυτικού κόστους. Στη βασική περίπτωση μελέτης, το κόστος επένδυσης έχει εκτιμηθεί ίσο με 3.000 €/kW. Αν το επενδυτικό κόστος αυξηθεί κατά 10% (3.300 €/kW), η επένδυση παραμένει συμφέρουσα (NPV = 8,2 εκ. € > 0 και IRR = 13,1% > 10%). Ωστόσο, αν το επενδυτικό κόστος αυξηθεί κατά 20% (3.600 €/kW), αν και η NPV παραμένει θετική (NPV = 6,7 εκ. € > 0), ο IRR μειώνεται σε 9,6% (<10%) και η επένδυση παύει να είναι συμφέρουσα. Στο ακόλουθο Διάγραμμα απεικονίζεται πώς μεταβάλλεται ο IRR με το κόστος επένδυσης, για μεταβολή του κόστους από -20% έως 30% της βασικής τιμής που χρησιμοποιήθηκε.



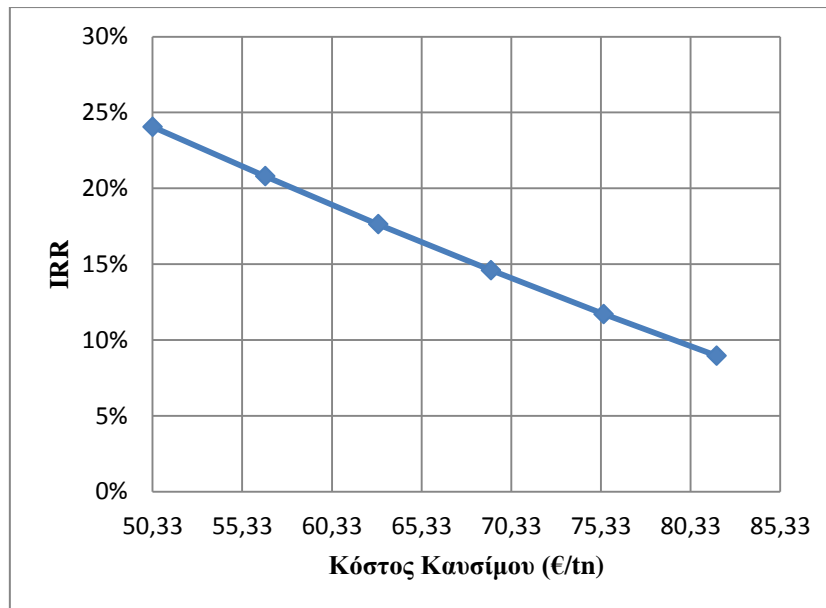
Διάγραμμα 5.2 Ευαισθησία του IRR στο κόστος επένδυσης

Ευαισθησία στο Κόστος Καυσίμου:

Πίνακας 5.16 Ανάλυση ευαισθησίας στο κόστος καυσίμου

Κόστος Καυσίμου (€/tn)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Έτη)
50,33	12,6	24,1	3,1
56,62	11,1	20,8	3,5
62,91	9,7	17,6	4,0
69,20	8,2	14,6	4,7
75,49	6,8	11,7	5,6
81,78	5,3	9,0	6,9

Η τιμή του IRR = 17,6% αντιστοιχεί σε εκτιμώμενο κόστος καυσίμου 62,91 €/tn. Είναι φανερό ότι πιθανή μείωση του κόστους καυσίμου δεν επιδρά στην απόδοση της επένδυσης, δεδομένου ότι NPV>0 και IRR>10%. Παράλληλα, ακόμη και αν το κόστος καυσίμου αυξηθεί κατά 20% (75,49 €/tn), η επένδυση παραμένει συμφέρουσα (NPV = 6,8 εκ. € > 0 και IRR = 11,7% > i=10%). Αντίθετα, αν το κόστος καυσίμου αυξηθεί κατά 30% (81,78 €/tn), ο IRR ελαττώνεται σε 9,0% και η επένδυση δεν εγκρίνεται. Στο παρακάτω Διάγραμμα φαίνεται η μεταβολή του IRR με το κόστος καυσίμου, για μεταβολή της τιμής του καυσίμου από -20% έως 30% της βασικής τιμής που χρησιμοποιήθηκε.



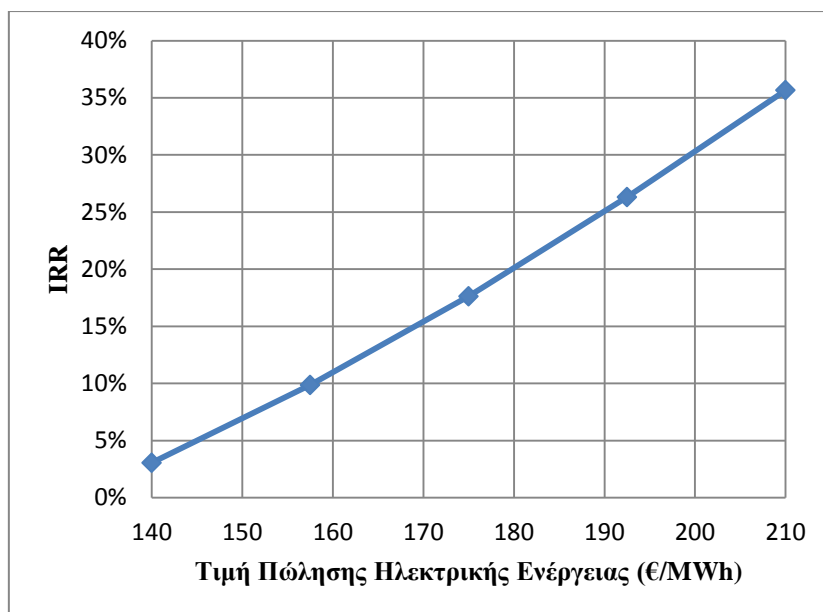
Διάγραμμα 5.3 Ευαισθησία του IRR στο κόστος καυσίμου

Ευαισθησία στην Τιμή Πώλησης Ηλεκτρικής Ενέργειας:

Πίνακας 5.17 Ανάλυση ευαισθησίας στην τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας

Τιμή Πώλησης Ηλεκτρικής Ενέργειας (€/MWh)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Έτη)
140,0	1,9	3,1	10,8
157,5	5,8	9,9	6,4
175,0	9,7	17,6	4,0
192,5	13,6	26,3	2,8
210,0	17,5	35,7	2,2

Είναι εμφανές ότι πιθανή αύξηση της τιμής πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας καθιστά την επένδυση εξαιρετικά κερδοφόρα. Συγκεκριμένα, αν η τιμή πώλησης του ηλεκτρισμού αυξηθεί από 175 €/MWh σε 210 €/MWh (αύξηση κατά 20%), ο IRR αυξάνεται σημαντικά σε 35,7%. Από την άλλη μεριά, ακόμη και μία μικρή μείωση (της τάξης του 10%) στην τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, συνάγει σε μη κερδοφόρα επένδυση ($IRR=9,9\% < 10\%$). Το ακόλουθο Διάγραμμα απεικονίζει το πως μεταβάλλεται ο IRR με την τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, για μεταβολή της τιμής της από -20% έως 20% της βασικής τιμής που χρησιμοποιήθηκε (175 €/MWh).



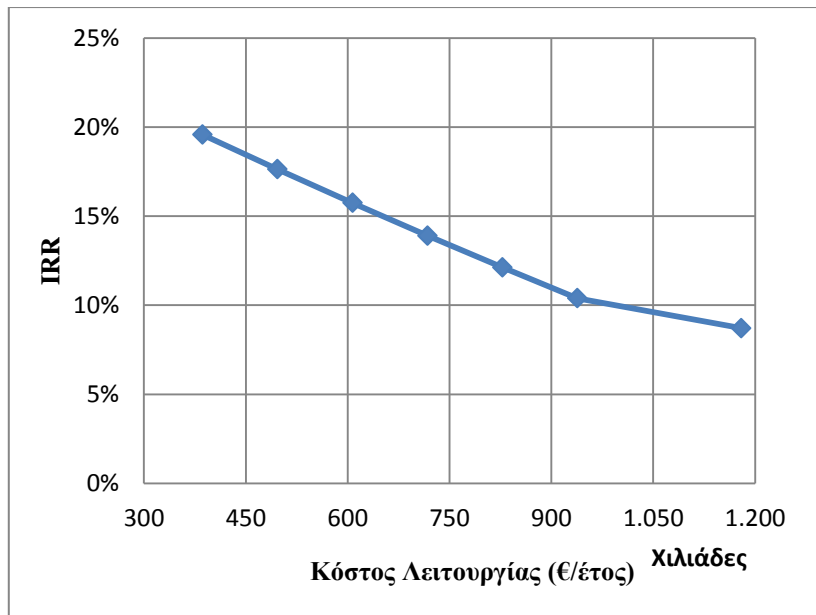
Διάγραμμα 5.4 Ευαισθησία του IRR στην τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας

Ευαισθησία στο Κόστος Λειτουργίας:

Πίνακας 5.18 Ανάλυση ευαισθησίας στο κόστος λειτουργίας

Κόστος Λειτουργίας (χιλιάδες €/έτος)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Έτη)
386,4	10,6	19,6	3,7
496,8	9,7	17,6	4,0
607,2	8,8	15,7	4,4
717,6	7,8	13,9	4,9
828,0	7,0	12,1	5,5
938,4	6,1	10,4	6,2
1.179,9	5,2	8,7	7,1

Το κόστος λειτουργίας (πλην του καυσίμου) υπολογίστηκε ως 4,5% επί το συνολικό κόστος επένδυσης (496,8 χιλ. €/έτος). Παρατηρούμε ότι η αποδοτικότητα του έργου δεν είναι ιδιαίτερα ευαίσθητη σε μεταβολές του κόστους λειτουργίας. Μόνο αν το λειτουργικό κόστος αυξηθεί σημαντικά σε 1.179 χιλ. € (εκτιμηθεί δηλαδή ως 9,5% επί το κόστος επένδυσης), η επένδυση παύει να είναι αποδοτική (IRR = 8,7% < 10%). Το παρακάτω Διάγραμμα δείχνει τη μεταβολή του IRR με τη μεταβολή του κόστους λειτουργίας, για μεταβολές του κόστους λειτουργίας από 3,5% έως 9,5% επί το κόστος επένδυσης.



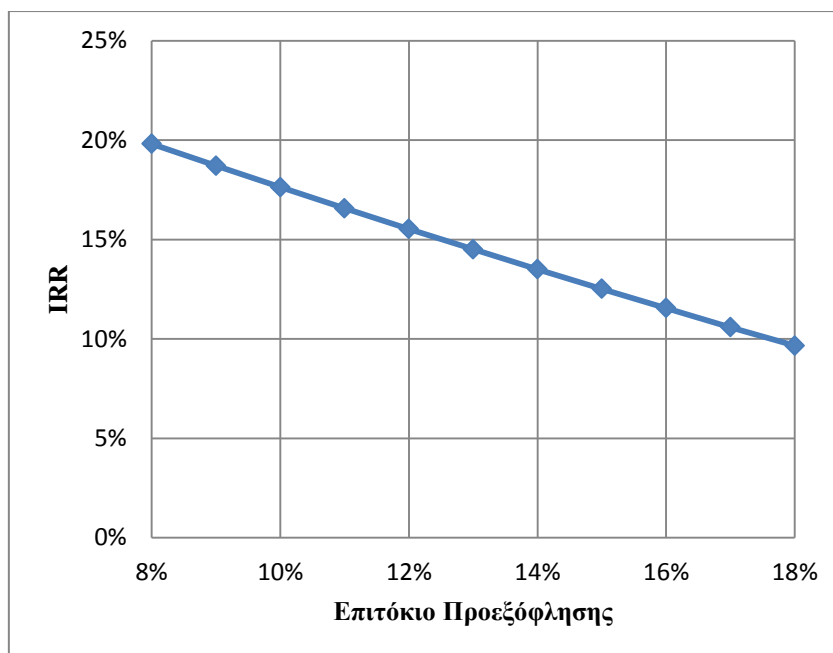
Διάγραμμα 5.5 Ευαισθησία του IRR στο κόστος λειτουργίας.

Ευαισθησία στο Επιτόκιο Προεξόφλησης:

Πίνακας 5.19 Ανάλυση ευαισθησίας στο επιτόκιο προεξόφλησης

Επιτόκιο Προεξόφλησης (%)	NPV (εκ. €)	IRR (%)
8,0	12,8	19,8
9,0	11,1	18,7
10,0	9,7	17,6
11,0	8,4	16,6
12,0	7,4	15,5
13,0	6,4	14,5
14,0	5,6	13,5
15,0	4,9	12,5
16,0	4,3	11,6
17,0	3,7	10,6
18,0	3,2	9,7

Το Διάγραμμα που ακολουθεί παρουσιάζει τη μεταβολή του IRR με την τιμή του επιτοκίου προεξόφλησης. Είναι φανερό ότι για τιμές του επιτοκίου προεξόφλησης άνω του 13%, το έργο παύει να είναι αποδοτικό. Ωστόσο, σύμφωνα με βιβλιογραφικά δεδομένα, σε έργα ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ η τιμή του επιτοκίου προεξόφλησης κυμαίνεται συνήθως από 6% έως 11%.



Διάγραμμα 5.5 Ευαισθησία του IRR στο επιτόκιο προεξόφλησης

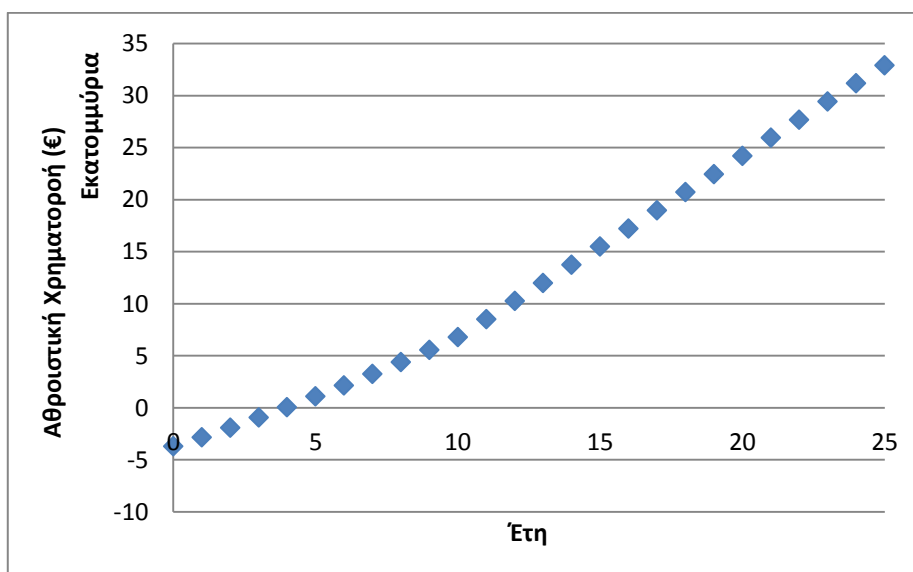
5.2.2.3.2 Β' Χρηματοδοτικό Σχήμα: Με Επιχορήγηση

Στην περίπτωση αυτή, η βασική μελέτη θα διεξαχθεί για Κεφάλαιο που προέρχεται σε ποσοστό 30% από Ιδία Κεφάλαια, σε ποσοστό 40% από Δάνειο και σε ποσοστό 30% από Επιχορήγηση. Το ποσοστό επιχορήγησης καθορίστηκε από τον Αναπτυξιακό Νόμο 3908/2011, για τον Νομό Αργολίδας. Επομένως, το κόστος ιδίων κεφαλαίων υπολογίζεται ως το συνολικό κόστος επένδυσης επί το ποσοστό 30% και ανέρχεται σε 3.726.000 €, το κόστος δανείου υπολογίζεται ως το συνολικό κόστος επένδυσης επί το ποσοστό 40% και ανέρχεται σε 4.968.000 €, ενώ το κόστος επιχορήγησης υπολογίζεται ως το συνολικό κόστος επένδυσης επί το ποσοστό 30% και ανέρχεται σε 3.726.000 €.

Ακολουθείται ακριβώς η ίδια διαδικασία με το Α' Χρηματοδοτικό Σχήμα. Επισημαίνουμε ότι στην περίπτωση αυτή η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας τιμολογείται με την τιμή 175 €/MWh (N. 3851/2010) (χωρίς την προσαύξηση), αφού η επένδυση υλοποιείται με τη χρήση δημόσιας επιχορήγησης. Καταστρώνεται ο ακόλουθος Πίνακας Χρηματοροών:

Πίνακας 5.20 Υπολογισμός Χρηματοροών (Με Επιχορήγηση)

Έτη	Έσοδα (€)	Κόστος Λειτουργίας (€)	Κόστος Καυσίμου (€)	Αποσβέσεις (€)	Κόστος Δανείου (€)	Χρεολύσιο (€)	Τόκοι (€)	Κέρδη προ Φόρων (€)	Κέρδη μετά Φόρων (€)	Καθαρή Χρηματοροή (€)
0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-3.726.000
1	4.801.356	702.941	2.006.955	347.760	4.968.000	496.800	447.120	1.296.581	1.037.264	888.224
2	4.801.356	702.941	2.006.955	347.760	4.471.200	496.800	402.408	1.341.293	1.073.034	923.994
3	4.801.356	702.941	2.006.955	347.760	3.974.400	496.800	357.696	1.386.005	1.108.804	959.764
4	4.801.356	702.941	2.006.955	347.760	3.477.600	496.800	312.984	1.430.717	1.144.573	995.533
5	4.801.356	702.941	2.006.955	347.760	2.980.800	496.800	268.272	1.475.429	1.180.343	1.031.303
6	4.801.356	702.941	2.006.955	347.760	2.484.000	496.800	223.560	1.520.141	1.216.112	1.067.072
7	4.801.356	702.941	2.006.955	347.760	1.987.200	496.800	178.848	1.564.853	1.251.882	1.102.842
8	4.801.356	702.941	2.006.955	347.760	1.490.400	496.800	134.136	1.609.565	1.287.652	1.138.612
9	4.801.356	702.941	2.006.955	347.760	993.600	496.800	89.424	1.654.277	1.323.421	1.174.381
10	4.801.356	702.941	2.006.955	347.760	496.800	496.800	44.712	1.698.989	1.359.191	1.210.151
11	4.801.356	702.941	2.006.955	347.760	0	0	0	1.743.701	1.394.960	1.742.720
12	4.801.356	702.941	2.006.955	347.760	0	0	0	1.743.701	1.394.960	1.742.720
13	4.801.356	702.941	2.006.955	347.760	0	0	0	1.743.701	1.394.960	1.742.720
14	4.801.356	702.941	2.006.955	347.760	0	0	0	1.743.701	1.394.960	1.742.720
15	4.801.356	702.941	2.006.955	347.760	0	0	0	1.743.701	1.394.960	1.742.720
16	4.801.356	702.941	2.006.955	347.760	0	0	0	1.743.701	1.394.960	1.742.720
17	4.801.356	702.941	2.006.955	347.760	0	0	0	1.743.701	1.394.960	1.742.720
18	4.801.356	702.941	2.006.955	347.760	0	0	0	1.743.701	1.394.960	1.742.720
19	4.801.356	702.941	2.006.955	347.760	0	0	0	1.743.701	1.394.960	1.742.720
20	4.801.356	702.941	2.006.955	347.760	0	0	0	1.743.701	1.394.960	1.742.720
21	4.801.356	702.941	2.006.955	347.760	0	0	0	1.743.701	1.394.960	1.742.720
22	4.801.356	702.941	2.006.955	347.760	0	0	0	1.743.701	1.394.960	1.742.720
23	4.801.356	702.941	2.006.955	347.760	0	0	0	1.743.701	1.394.960	1.742.720
24	4.801.356	702.941	2.006.955	347.760	0	0	0	1.743.701	1.394.960	1.742.720
25	4.801.356	702.941	2.006.955	347.760	0	0	0	1.743.701	1.394.960	1.742.720



Διάγραμμα 5.6 Αθροιστική Χρηματοροή (Με Επιχορήγηση)

Οικονομική Αποτίμηση Επένδυσης:

Με βάση την οικονομική ανάλυση που προηγήθηκε, προέκυψαν τα ακόλουθα αποτελέσματα:

- NPV = 7,7 εκ. € > 0
- IRR = 16,4 % > 10%
- Payback: 4,0 έτη

Εφόσον η NPV είναι μεγαλύτερη του μηδενός και ο IRR μεγαλύτερος του επιτοκίου προεξόφλησης ($i=10\%$), το έργο είναι αποδεκτό. Η πραγματοποίηση της απόσβεσης σε 4,0 έτη υποδηλώνει μια ιδιαίτερα κερδοφόρα επένδυση.

Ανάλυση Ευαισθησίας:

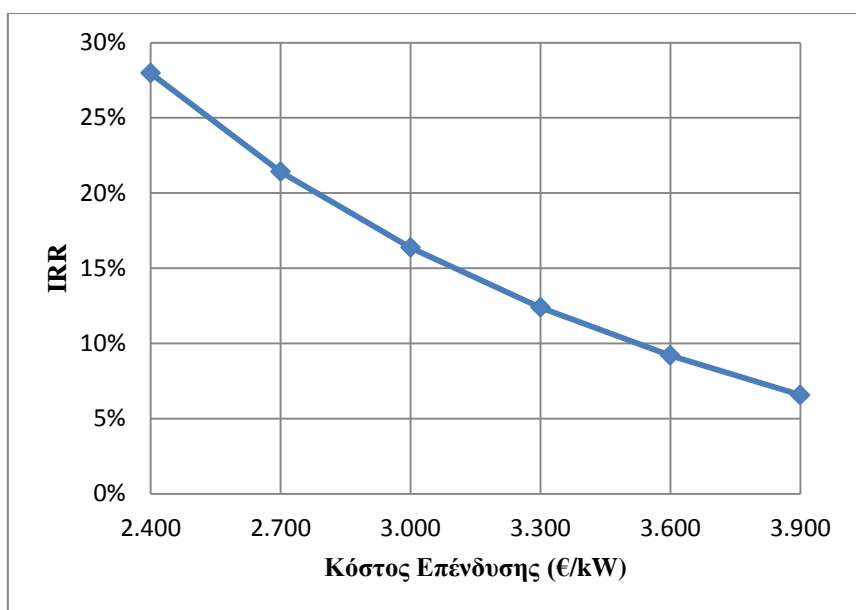
Οι βασικές παράμετροι που επηρεάζουν την αποδοτικότητα της επένδυσης και θα εξεταστούν στη συνέχεια είναι το κόστος επένδυσης, το κόστος καυσίμου, το κόστος λειτουργίας, η τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας, και το επιτόκιο προεξόφλησης.

Ευαισθησία στο Κόστος Επένδυσης:

Πίνακας 5.21 Ανάλυση ευαισθησίας στο κόστος επένδυσης

Κόστος Επένδυσης (€/kW)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Έτη)
2.400	10,0	28,0	2,6
2.700	8,8	21,4	3,2
3.000	7,7	16,4	4,0
3.300	6,5	12,4	4,9
3.600	5,3	9,2	6,0
3.900	4,2	6,6	7,3

Παρατηρούμε ότι μόνο πιθανή αύξηση του επενδυτικού κόστους επιδρά στην οικονομικότητα της επένδυσης. Αν το επενδυτικό κόστος αυξηθεί κατά 10% (από 3.000 €/kW σε 3.300 €/kW), η επένδυση παραμένει συμφέρουσα (NPV = 6,5 εκ. € > 0 και IRR = 12,4% > $i=10\%$). Ωστόσο, αν το επενδυτικό κόστος αυξηθεί κατά 20% (3.600 €/kW), η επένδυση παύει να είναι συμφέρουσα, διότι η απόδοσή της είναι μικρότερη του επιτοκίου προεξόφλησης (IRR = 9,2% < 10%). Στο Διάγραμμα που ακολουθεί, παρουσιάζεται η μεταβολή του IRR με το κόστος επένδυσης, αν το επενδυτικό κόστος μεταβληθεί από -20% έως 30% ως προς τη βασική τιμή που χρησιμοποιήθηκε.



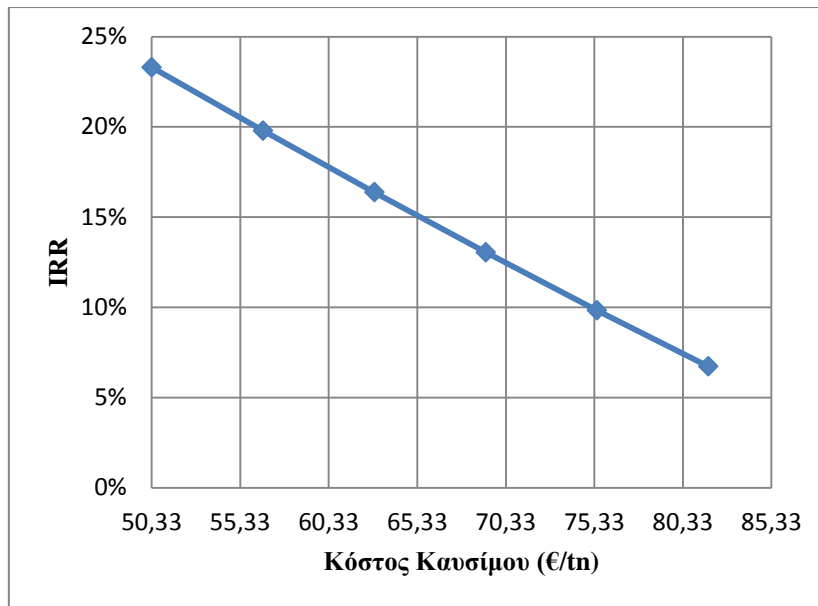
Διάγραμμα 5.7 Ευαισθησία του IRR στο κόστος επένδυσης

Ευαισθησία στο Κόστος Καυσίμου:

Πίνακας 5.22 Ανάλυση ευαισθησίας στο κόστος καυσίμου

Κόστος Καυσίμου (€/tn)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Ετη)
50,33	10,6	23,3	3,0
56,62	9,1	19,8	3,4
62,91	7,7	16,4	4,0
69,20	6,2	13,1	4,7
75,49	4,8	9,8	5,7
81,78	3,3	6,7	7,2

Είναι εμφανές ότι η απόδοση της επένδυσης δεν επηρεάζεται από ενδεχόμενη μείωση του κόστους καυσίμου, δεδομένου ότι η NPV παραμένει θετική (NPV>0) και ο IRR εξακολουθεί να είναι μεγαλύτερος του επιτοκίου προεξόφλησης (IRR>10%). Παράλληλα, ακόμη και αν το κόστος καυσίμου αυξηθεί κατά 10% της τιμής αναφοράς (από 62,91 €/tn σε 69,20 €/tn), η επένδυση παραμένει κερδοφόρα (NPV = 6,2 εκ. € και IRR = 13,1%). Αντιθέτως, αν το κόστος καυσίμου αυξηθεί κατά 20% (75,49 €/tn), ο IRR ελαττώνεται σε 9,8 % και η επένδυση δεν εγκρίνεται. Στο ακόλουθο Διάγραμμα φαίνεται η μεταβολή του IRR με το κόστος καυσίμου, για μεταβολή της τιμής του καυσίμου από -20% έως 30% της βασικής τιμής που χρησιμοποιήθηκε.



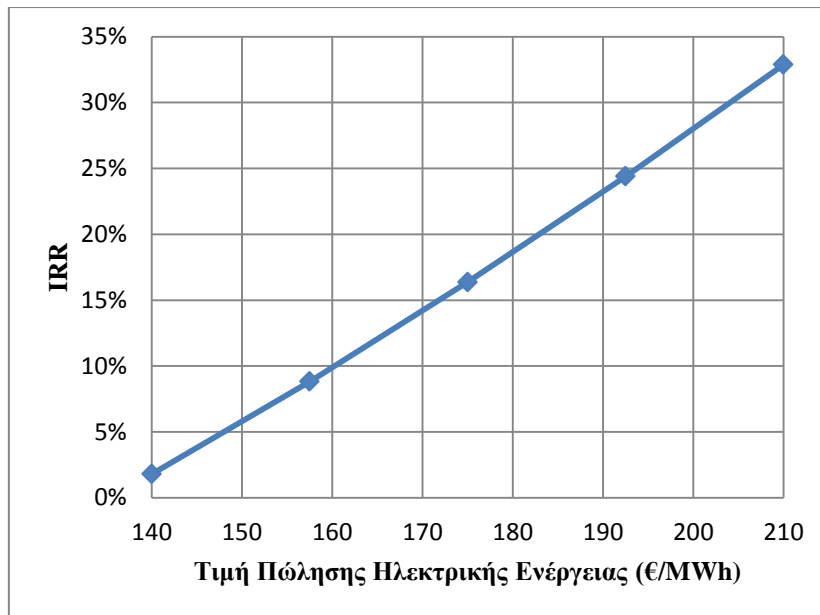
Διάγραμμα 5.8 Ευαισθησία του IRR στο κόστος καυσίμου

Ευαισθησία στην Τιμή Πώλησης Ηλεκτρικής Ενέργειας:

Πίνακας 5.23 Ανάλυση ευαισθησίας στην τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας

Τιμή Πώλησης Ηλεκτρισμού (€/MWh)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Έτη)
140,0	0,9	1,8	10,7
157,5	4,3	8,8	6,1
175,0	7,7	16,4	4,0
192,5	11,0	24,4	2,9
210,0	14,4	32,9	2,3

Είναι φανερό ότι η αποδοτικότητα της επένδυσης δεν είναι ευαίσθητη σε πιθανή αύξηση της τιμής πώλησης του ηλεκτρισμού ($NPV > 0$, $IRR > 10\%$). Παρόλα αυτά, ακόμη και μία μικρή μείωση στην τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας (της τάξης του 10%), οδηγεί σε μη κερδοφόρα επένδυση ($IRR = 8,8\% < 10\%$). Στο παρακάτω Διάγραμμα παρουσιάζεται πως μεταβάλλεται ο IRR με την τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, για μεταβολή της τιμής αυτής από -20% έως 20% της βασικής τιμής που χρησιμοποιήθηκε (175 €/MWh).



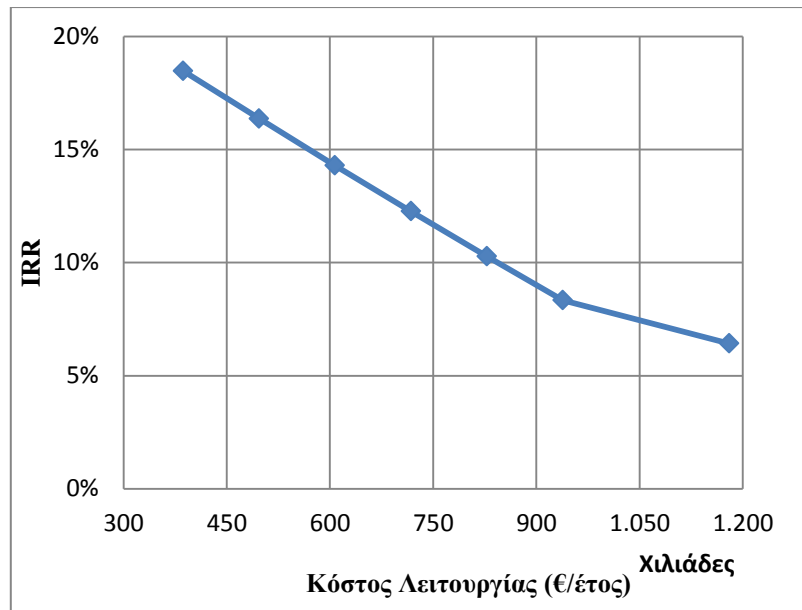
Διάγραμμα 5.9 Ευαισθησία του IRR στην τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας

Ευαισθησία στο Κόστος Λειτουργίας:

Πίνακας 5.24 Ανάλυση ευαισθησίας στο κόστος λειτουργίας

Κόστος Λειτουργίας (χιλιάδες €/έτος)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Ετη)
386,4	8,6	18,5	3,6
496,8	7,7	16,4	4,0
607,2	6,8	14,3	4,4
717,6	5,9	12,3	4,9
828,0	5,0	10,3	5,5
938,4	4,0	8,3	6,4
1.179,9	3,1	6,4	7,4

Παρατηρούμε ότι η απόδοση του έργου δεν είναι ιδιαίτερα ευαίσθητη σε μεταβολές του κόστους λειτουργίας. Η επένδυση παύει να είναι αποδοτική ($IRR < 10\%$), μόνο στην περίπτωση που το λειτουργικό κόστος αυξηθεί από 938.4 χιλ. €/έτος και άνω (εκτιμηθεί δηλαδή σε ποσοστό από 8,5% και άνω επί το κόστος επένδυσης). Το ακόλουθο Διάγραμμα δείχνει τη μεταβολή του IRR με τη μεταβολή του κόστους λειτουργίας, για μεταβολές του κόστους λειτουργίας από 3,5% έως 9,5% επί το κόστος επένδυσης.



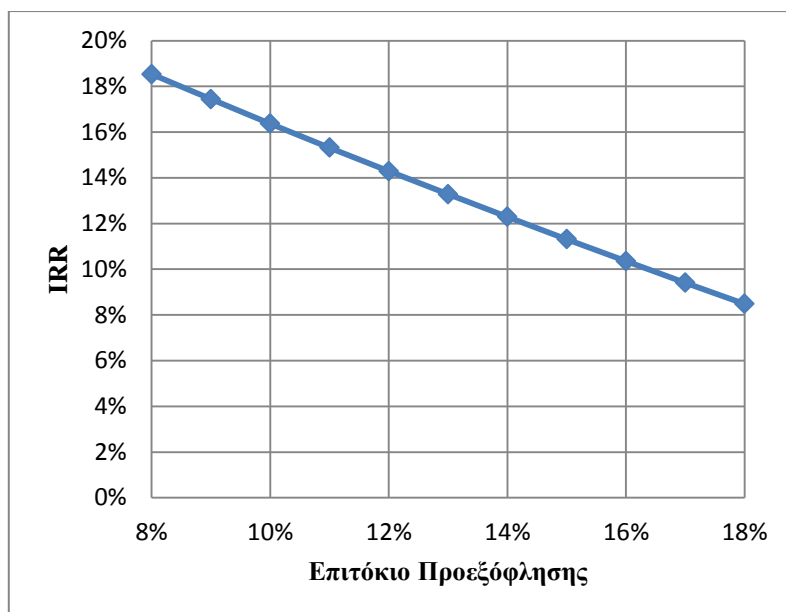
Διάγραμμα 5.10 Ευαισθησία του IRR στο κόστος λειτουργίας

Ευαισθησία στο Επιτόκιο Προεξόφλησης:

Πίνακας 5.25 Ανάλυση ευαισθησίας στο επιτόκιο προεξόφλησης

Επιτόκιο Προεξόφλησης (%)	NPV (εκ. €)	IRR (%)
8,0	10,1	18,5
9,0	8,8	17,4
10,0	7,7	16,4
11,0	6,7	15,3
12,0	5,8	14,3
13,0	5,1	13,3
14,0	4,4	12,3
15,0	3,9	11,3
16,0	3,3	10,4
17,0	2,9	9,4
18,0	2,5	8,5

Στο ακόλουθο διάγραμμα απεικονίζεται πως μεταβάλλεται ο IRR με την τιμή του επιτοκίου προεξόφλησης. Είναι εμφανές ότι ακόμη και με σημαντική αύξηση του επιτοκίου προεξόφλησης (από 10% σε 13%), η επένδυση παραμένει κερδοφόρα (NPV = 5,1 εκ. € > 0 και IRR = 13,3% > 13%). Για τιμές του επιτοκίου προεξόφλησης από 14% και άνω, το έργο παύει να είναι αποδοτικό.



Διάγραμμα 5.11 Ευαισθησία του IRR στο επιτόκιο προεξόφλησης

5.2.2.4 Ανάλυση εκπομπών αερίου του θερμοκηπίου

Στην ενότητα αυτή θα υπολογιστεί η ετήσια εξοικονόμηση του διοξειδίου του άνθρακα (CO₂), του κατεχοχόν υπευθύνου αερίου έντασης του φαινομένου του θερμοκηπίου, με τη βοήθεια του Λογισμικού Ανάλυσης Έργων Καθαρής Ενέργειας “RETScreen”²¹. Πρόκειται για ένα υπολογιστικό εργαλείο για ενεργειακές μελέτες που ουσιαστικά εκτελείται με τη βοήθεια του λογισμικού Excel.

Βασική περίπτωση ηλεκτρισμού (Τυπική Συμβατική Τεχνολογία):

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, ο Νομός Αργολίδας ηλεκτροδοτείται κυρίως από ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται στο εργοστάσιο λιγνίτη στη Μεγαλόπολη και μεταφέρεται μέσω του δικτύου της ΔΕΗ. Πρόκειται δηλαδή για διασυνδεδεμένο σύστημα. Επομένως, για τον υπολογισμό των αερίων του θερμοκηπίου θεωρούμε το ενεργειακό μείγμα της Ηπειρωτικής Ελλάδας, το οποίο συνίσταται από: 60% λιγνίτη, 20% φυσικό αέριο, 10% ελαφρύ πετρέλαιο και 10% υδροηλεκτρικά έργα (Κάραλης 2007). Εισάγοντας το ενεργειακό μείγμα στο Φύλλο «Ανάλυση Εκπομπών» του RETScreen, δίνεται από το πρόγραμμα ο βαθμός απόδοσης παραγωγής ηλεκτρισμού ανά τύπο καυσίμου. Για τους υπολογισμούς θεωρήθηκαν απώλειες μεταφοράς και διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας ίσες με 8%. Παράλληλα, το RETScreen εκτιμά ανά τύπο καυσίμου τους συντελεστές εκπομπής CO₂, CH₄ και N₂O, τους οποίους μετατρέπει σε ισοδύναμες εκπομπές CO₂ βάσει του παγκόσμιου δυναμικού θέρμανσης. Ο συνολικός συντελεστής εκπομπής προκύπτει ίσος με **0,843 tn CO₂/MWh**.

²¹ RETScreen International, διαθέσιμο στην ιστοσελίδα: www.retscreen.net

Τύπος Καυσίμου	Μίγμα καυσίμου %	Συντελεστής εκπομπής CO2 kg/GJ	Συντελεστής εκπομπής CH4 kg/GJ	Συντελεστής εκπομπής N2O kg/GJ	Βαθμός απόδοσης παραγωγής ηλεκτρισμού %	Απώλειες M&Δ %	Συντελεστής εκπομπής ΑΤΘ tCO2/MWh
Ανθρακας	60,0%	95,8	0,0150	0,0030	35,0%	8,0%	1,086
Φυσικό Αέριο	20,0%	54,5	0,0040	0,0010	45,0%	8,0%	0,477
Ελαφρύ πετρέλαιο (#2 πετρέλαιο)	10,0%	73,3	0,0020	0,0020	30,0%	8,0%	0,965
Υδροηλεκτρικό	10,0%	0,0	0,0000	0,0000	100,0%	8,0%	0,000
Μίγμα Ηλεκτρισμού	100,0%	231,5	0,0306	0,0068		8,0%	0,843

Η ηλεκτρική ενέργεια στο δίκτυο έχει υπολογιστεί ίση με 27.436 MWh/year. Επομένως, οι ετήσιες εκπομπές CO₂ είναι ίσες με: 0,843 (tn/MWh) * 27.436 MWh = 23.129 tn CO₂.

Προτεινόμενη Περίπτωση Μελέτης (Τεχνολογία βιομάζας):

Στην περίπτωση που η μονάδα τροφοδοτείται 100% με κλαδοδέματα πορτοκαλιάς, εισάγουμε στο Φύλλο «Εργαλεία» του RETScreen τη στοιχειακή ανάλυση των κλαδοδεμάτων πορτοκαλιάς:

Τύπος Καυσίμου	Καύσιμο ραζιζόμενο από χρήστη - στερεό
	Κλαδοδέματα πορτοκαλιάς
	⊗ Βιομάζα
	○ Ορυκτά καύσιμα
Βασική ανάλυση	
Ανθρακας	% κατά μάζα 48,5%
Υδρογόνο	% κατά μάζα 5,3%
Οξυγόνο	% κατά μάζα 42,8%
Αζωτο	% κατά μάζα 1,0%
Θείο	% κατά μάζα 0,1%
Τέφρα	% κατά μάζα 4,4%
	Σύνολο 100,0%

Για τη συγκεκριμένη στοιχειακή ανάλυση, το Λογισμικό RETScreen εκτιμά έναν συντελεστή εκπομπής CO₂ ίσο με **0,104 tn CO₂/GJ**. Η τιμή αυτή είναι ιδιαίτερα συντηρητική, διότι σύμφωνα με τη βιβλιογραφία, όπως έχει ήδη αναφερθεί, η βιομάζα έχει μηδενικές εκπομπές CO₂, αφού το CO₂ που παράγεται από την καύση της επαναδεσμεύεται κατά την παραγωγή της και μέσω της φωτοσύνθεσης.

Η ηλεκτρική ενέργεια που καταλήγει στο δίκτυο ανέρχεται σε 27.436 MWh/year = 98.770 GJ/year. Οπότε, οι ετήσιες εκπομπές CO₂ υπολογίζονται ίσες με: 0,104 tn CO₂/GJ * 98.770 GJ/year = 10.272 tn CO₂/year.

Ετήσια Εξοικονόμηση CO₂:

Με βάση τα παραπάνω, η καθαρή ετήσια μείωση εκπομπών CO₂ υπολογίζεται ίση με: (23.129 - 10.272) tn CO₂ = **12.857 tn CO₂**.

5.3 Μελέτη περίπτωσης Νομού Ηρακλείου

5.3.1 Γενική περιγραφή Νομού Ηρακλείου

Ο Νομός Ηρακλείου είναι ένας από τους τέσσερις νομούς της περιφέρειας Κρήτης, με πρωτεύουσα το Ηράκλειο (Σχήμα 5.3). Συνορεύει με τον νομό Λασιθίου από τα ανατολικά και με το νομό Χανίων από τα δυτικά. Στα βόρεια βρέχεται από το Κρητικό

Πέλαγος και στα νότια από το Λιβυκό. Πρόκειται για το μεγαλύτερο νομό της Κρήτης και έχει έκταση 2.641 km². Σύμφωνα με την απογραφή του 2001, ο συνολικός πληθυσμός του Νομού εκτιμάται σε 304.270 κατοίκους (Βικιπαίδεια).



Σχήμα 5.3 Χάρτης Νομού Ηρακλείου

(Πηγή: <http://www.ypes.gr/kapodistriasis/greek/kapo/hrak.htm>)

Μορφολογία Εδάφους Νομού Ηρακλείου:

Καθώς περικλείεται από τους ορεινούς όγκους της Δίκτης και της Ίδης στις δύο πλευρές του, το έδαφος του Νομού Ηρακλείου είναι ορεινό - λοφώδες, με πεδινά τμήματα στο βόρειο και στο νοτιοδυτικό τμήμα. Από τα 2.641 km² της έκτασής του, τα 1.015 km² είναι πεδινά, τα 982 km² ορεινά και τα 644 km² ημιορεινά²². Η γεωμορφολογία του Νομού σε συνδυασμό με τις ευνοϊκές κλιματολογικές συνθήκες ευνοούν τις γεωργικές καλλιέργειες υψηλών αποδόσεων, με κυριότερες τους ελαιώνες και τους αμπελώνες.

Κλιματολογικές συνθήκες Νομού Ηρακλείου:

Το κλίμα του νομού Ηρακλείου παρουσιάζει σχετικά μεγάλες διαφορές μεταξύ των βορείων παραλίων, του κεντρικού ορεινού συγκροτήματος και των νοτίων παραλίων. Τα παράκτια τμήματα έχουν γενικά πολύ εύκρατο κλίμα, με ετήσιο θερμοκρασιακό εύρος περίπου 13 °C. Στην πόλη του Ηρακλείου η μέση θερμοκρασία του ψυχρότερου μήνα - του Ιανουαρίου - είναι 12,4 °C, ενώ του θερμότερου - του Ιουλίου - 25,8 °C. Το φαινόμενο δηλαδή του παγετού είναι σπάνιο. Προφανώς, οι θερμοκρασίες είναι

²² Πηγή: <http://diocles.civil.duth.gr/links/home/database/iraklio/pr18ge.pdf>

μεγαλύτερες στα νότια παράλια όπου η επίδραση των μελεμιών είναι αμελητέα. Οι θερμοκρασιακές συνθήκες μεταβάλλονται συνεχώς προχωρώντας προς τα ορεινά συγκροτήματα (τον χειμώνα, στις περιοχές με μεγάλο υψόμετρο η θερμοκρασία μπορεί να φθάσει και πολλούς βαθμούς υπό το μηδέν).

Από άποψη υγρασίας, το κλίμα της περιοχής μπορεί να θεωρηθεί ξηρό: μέση σχετική ετήσια 65 - 67,5 βαθμοί, ενώ ο ετήσιος αριθμός των αίθριων ημερών υπερβαίνει τις 120. Μεγαλύτερη συχνότητα στην περιοχή εμφανίζει ο βορειοδυτικός άνεμος και ιδίως κατά τους θερινούς μήνες, όταν στο Αιγαίο επικρατούν τα μελτέμια. Το ετήσιο ύψος βροχής μόλις υπερβαίνει τα 500 χιλιοστά στα παράκτια τμήματα, ενώ στην Ίδη φτάνει πάνω από 1.200 χιλιοστά. Το χιόνι, σπάνιο στις παράκτιες περιοχές, γίνεται συχνότερο ανεβαίνοντας στο βουνό Ίδη²³.

Ανάπτυξη Νομού Ηρακλείου:

Η οικονομία του Νομού Ηρακλείου βασίζεται στη γεωργία και στον τουρισμό. Ειδικότερα, στις πεδιάδες της Μεσαράς, του Ηρακλείου και του Καστελίου παράγονται ελιές, σταφίδες, δημητριακά, εσπεριδοειδή και οπωροκηπευτικά. Στην κοιλάδα των Πεζών παράγεται το 70% του κρασιού που παράγεται σε όλη την Κρήτη. Ο τουρισμός, ιδιαίτερα κατά τους θερινούς μήνες, συντελεί επίσης στην οικονομική ανάπτυξη του νομού.

Ηλεκτρικό Σύστημα και Δίκτυο Νομού Ηρακλείου:

Το Ηράκλειο είναι αυτόνομο, μη διασυνδεδεμένο νησί, με τοπικό σταθμό παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Οι ανάγκες του νησιού σε ηλεκτρική ενέργεια καλύπτονται από συμβατικές μονάδες, οι οποίες χρησιμοποιούν ως καύσιμο μαζούτ και Diesel. Παράλληλα, η μέχρι σήμερα διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγής του νησιού είναι μάλλον περιορισμένη, παρά το πλούσιο αιολικό και ηλιακό δυναμικό του, γεγονός που οφείλεται στα σημαντικά προβλήματα ευστάθειας που μπορεί να δημιουργήσει η υψηλή διείσδυση των ΑΠΕ σε ένα απομονωμένο ηλεκτρικό σύστημα όπως αυτό της Κρήτης.

5.3.2 Επιχειρηματικό σχέδιο αξιοποίησης ελαιοκλαδεμάτων και πυρηνόξυλου για ηλεκτροπαραγωγή

Κατά τις τελευταίες δεκαετίες, το ενεργειακό σύστημα της Κρήτης παρουσιάζει σημαντικά προβλήματα που οφείλονται στην οριακή κάλυψη των αναγκών του σε ηλεκτρική ενέργεια κατά τους θερινούς μήνες και στο ιδιαίτερα υψηλό κόστος παραγωγής των μονάδων του νησιού. Από τους τέσσερις νομούς της Περιφέρειας Κρήτης, ο Νομός Ηρακλείου παρουσιάζει το μεγαλύτερο δυναμικό βιομάζας γεωργικών υποπροϊόντων, το μεγαλύτερο μέρος του οποίου μένει ανεκμετάλλευτο ή χρησιμοποιείται με λάθος τρόπο. Τα γεωργικά υποπροϊόντα τα οποία μπορούν να παραχθούν σε συνεχή βάση από τις γεωργικές εκμεταλλεύσεις του Νομού Ηρακλείου και είναι ενεργειακά αξιοποιήσιμα, προέρχονται κατά κύριο λόγο από την καλλιέργεια

²³ Πηγή: <http://diocles.civil.duth.gr/links/home/database/iraklio/pr18ge.pdf>

της ελιάς και την επεξεργασία της για την παραγωγή του ελαιόλαδου, και είναι τα ακόλουθα: (α) εκχυλισμένη ελαιοπυρήνα ή ελαιοπυρηνόξυλο και (β) ελαιοκλαδέματα. Συνεπώς, στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής εργασίας, θεωρήθηκε ιδιαίτερα ενδιαφέρον να εξετασθεί η βιωσιμότητας μιας μονάδας ηλεκτροπαραγωγής που θα χρησιμοποιεί ως καύσιμη ύλη τα κλαδοδέματα ελιάς και το πυρηνόξυλο, προκειμένου να ανακουφιστεί το «ενεργειακό» σύστημα του νησιού. Ακολουθείται η ίδια διαδικασία υπολογισμών που περιγράφηκε ενδελεχώς στην περίπτωση του Νομού Αργολίδας.

5.3.2.1 Αξιοποιήσιμο δυναμικό βιομάζας – Επιλογή μεγέθους μονάδας

Η επιλογή μεγέθους της μονάδας εξαρτάται άμεσα από την διαθέσιμη ποσότητα των κλαδοδεμάτων και του ελαιοπυρηνόξυλου, η οποία έχει υπολογιστεί ίση με 78.261 dry tn/year και 27.887 dry tn/year αντίστοιχα. Θεωρήθηκε ότι το κλάδεμα των ελαιόδεντρων πραγματοποιείται μία φορά κατ' έτος σε κάθε δέντρο και γίνεται στο στάδιο συγκομιδής του καρπού, μεταξύ Οκτωβρίου και Φεβρουαρίου. Λόγω του πλήθους των δεδομένων στη βιβλιογραφία αναφορικά με τις καλλιεργούμενες εκτάσεις και τις αντίστοιχες στρεμματικές αποδόσεις, οι διαθέσιμες ποσότητες των κλαδοδεμάτων και του ελαιοπυρηνόξυλου πολλαπλασιάζονται με ένα συντελεστή ασφαλείας της τάξης του 70%. Επομένως, η διαθέσιμη ποσότητα κλαδοδεμάτων για την παραγωγή βιοενέργειας ανέρχεται ίση με 54.783 dry tn/year, ενώ η διαθέσιμη ποσότητα ελαιοπυρηνόξυλου ανέρχεται ίση με 19.521 dry tn/year.

Βασικές παραδοχές:

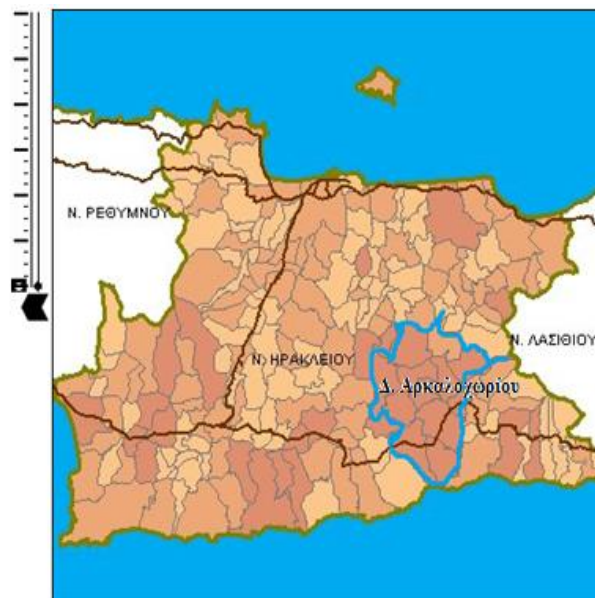
- Η υγρασία συγκομιδής των κλαδοδεμάτων ελιάς ανέρχεται σε 40%, ενώ του ελαιοπυρηνόξυλου σε 10%, οπότε δύναται η θερμοχημική μετατροπής τους (τεχνολογία απευθείας καύσης σε εσχάρα) για ενεργειακή αξιοποίηση. Θεωρούμε ότι η μονάδα ηλεκτροπαραγωγής χρησιμοποιεί την τεχνολογία του Οργανικού Κύκλου Rankine (ORC). Ο συνολικός ενεργειακός βαθμός απόδοσης εκτιμάται ίσος με $\eta_{el}=20\%$ («ΦΙΛΙΠΠΟΠΟΥΛΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Τ.Ε.», Πίνακας 3.2, Κεφάλαιο 3).
- Οι απώλειες μεταφοράς και διανομής στο δίκτυο λαμβάνονται ίσες με 8%. Επομένως, η ισχύς στο δίκτυο (P_e) προκύπτει πολλαπλασιάζοντας το ονομαστικό φορτίο της γεννήτριας με 92% (Τσαλέμης κ.α. 2012).
- Η διαθεσιμότητα της μονάδας λαμβάνεται ίση με 80%, δηλαδή η μονάδα αναμένεται να λειτουργεί 7.008 ώρες ετησίως (Τσαλέμης κ.α. 2012).
- Η κατώτερη θερμογόνος δύναμη (σε ξηρή βάση) των κλαδοδεμάτων ελαιόδεντρων έχει υπολογιστεί ίση με $H_u=16,48$ MJ/Kg, ενώ του ελαιοπυρηνόξυλου ίση με $H_u=18,92$ MJ/Kg (Πίνακας 5.3).
- Λόγω της υψηλής θερμογόνου δύναμης του ελαιοπυρηνόξυλου, αλλά και της συγκεντρωτικής παραγωγής του στα πυρηνελαιουργεία, είναι επιθυμητό η προτεινόμενη μονάδα ηλεκτροπαραγωγής να αξιοποιεί όλη τη διαθέσιμη ποσότητα ελαιοπυρηνόξυλου (19.521 dry tn/year).

Λαμβάνοντας υπόψη τις παραπάνω παραδοχές, οι 19.251 dry tn/year πυρηνόξυλου μπορούν να τροφοδοτήσουν μία μονάδα δυναμικότητας 10 MW. Η ετήσια «καθαρή» παραγόμενη ενέργεια μίας μονάδας δυναμικότητας 10 MW υπολογίζεται ως η ισχύς που καταλήγει στο δίκτυο επί τις ώρες λειτουργίας της μονάδας και προκύπτει ίση με 64.474 MWh/year = 232.104.960 MJ/year. Η ετήσια παραγόμενη ενέργεια από το πυρηνόξυλο, υπολογιζόμενη ως η ποσότητα του πυρηνόξυλου επί την κατώτερη θερμογόνο του δύναμη επί τον συνολικό ενεργειακό βαθμό απόδοσης της μονάδας, προκύπτει ίση με 73.867.086 MJ/year, μικρότερη δηλαδή από 232.104.960 MJ/year. Η διαφορά αυτή καλύπτεται από τα κλαδοδέματα, η απαιτούμενη ποσότητα των οποίων υπολογίζεται ίση με 48.009 dry tn/year. Για δυναμικότητα μονάδας μεγαλύτερη των 10 MW, δεν επαρκούν οι ποσότητες των κλαδοδεμάτων.

Με βάση όσα αναφέρθηκαν, η προτεινόμενη ισχύς της μονάδας καύσης βιομάζας στο Νομό Ηρακλείου προκύπτει ίση με **10 MW** (με απαιτούμενη κατανάλωση ελαιοπυρηνόξυλου ίση με **19.521 dry tn/year** και ελαιοκλαδεμάτων ίση με **48.009 dry tn/year**).

5.3.2.2 Χωροθέτηση μονάδας

Η μονάδα επιλέγεται να τοποθετηθεί στο **Δήμο Αρκαλοχωρίου** του Νομού Ηρακλείου, αφενός λόγω της υψηλής παραγωγής κλαδοδεμάτων ελαιόδεντρων και αφετέρου λόγω της λειτουργίας από το 2001 του πυρηνελαιουργείου της εταιρείας Π. Ανδρουλάκη Α.Ε. (περιοχή Φιλίππου, Άνω Καστελιανά). Στο Σχήμα 5.4 με σκούρο χρώμα απεικονίζεται η υψηλή παραγωγή κλαδοδεμάτων, ενώ με μπλε χρώμα τα όρια του Δήμου Αρκαλοχωρίου.



Σχήμα 5.4 Κατανομή δυναμικού κλαδοδεμάτων ελαιόδεντρων Νομού Ηρακλείου (Πηγή: Βάση δεδομένων Κ.Α.Π.Ε. (Εθνικό Πληροφοριακό Σύστημα για την Ενέργεια), διαθέσιμη στην ιστοσελίδα: <http://195.251.42.2/cgi-bin/nisehist.sh?objtype=xartes>)

5.3.2.3 Οικονομική Ανάλυση

Για τον έλεγχο της βιωσιμότητας της μονάδας, εξετάζονται δύο Χρηματοδοτικά Σχήματα, τα οποία διαμορφώνονται ανάλογα με τον αν λαμβάνεται υπόψη ή όχι η επιχορήγηση.

Κόστος Επένδυσης – Λειτουργικό Κόστος:

Για δυναμικότητα σταθμού βιομάζας άνω των 10 MW, το κόστος επένδυσης εκτιμάται ίσο με 2.700 €/kW (Τσαλέμης κ.α. 2012). Επομένως, για την προτεινόμενη μονάδα ηλεκτροπαραγωγής, δυναμικότητας 10 MW, το **συνολικό κόστος επένδυσης** υπολογίζεται ίσο με **24.840.000 €**. Το **συνολικό κόστος λειτουργίας και συντήρησης**, εξαιρουμένου του κόστους καυσίμου, εκτιμάται στο 4,5% του συνολικού κόστους επένδυσης και υπολογίζεται ίσο με **1.117.800 € ετησίως**.

Κόστος καυσίμου:

A) Κόστος κλαδοδεμάτων ελιάς:

Ο Πίνακας 5.26 που ακολουθεί, συνοψίζει την ανάλυση του κόστους συλλογής και μεταφοράς βιομάζας με τη μορφή κλαδοδεμάτων ελαιόδεντρων.

Πίνακας 5.26 Ανάλυση κόστους συλλογής και μεταφοράς κλαδοδεμάτων ελαιόδεντρων

Κόστος συλλογής κλαδοδεμάτων (€/tn)	46,56
Ενοικίαση χώρου προσωρινής αποθήκευσης (€/tn)	0,08
Απόσβεση περίφραξης (€/tn)	0,12
Λοιπές λειτουργικές δαπάνες χώρου αποθήκευσης (€/tn)	0,15
Μεταφορά μέχρι 50 km (€/tn)	10,00
Εργολαβικό κέρδος (€/tn)	6,00
Συνολικό κόστος συλλογής και μεταφοράς κλαδοδεμάτων (€/tn)	62,91
Απαιτούμενη ποσότητα κλαδοδεμάτων (tn/year)	48.009
Συνολικό κόστος συλλογής και μεταφοράς κλαδοδεμάτων (€/year)	3.020.250

(Πηγές: Τσιλιγιάννης κ.α. 2007, Οδηγός Σχεδιασμού Βιοενεργειακών Συστημάτων – BISOPLAN, διαθέσιμος στην ιστοσελίδα: <http://bisoplan.bioenarea.eu/html-files-gr/Handbook-intro.html>)

B) Κόστος ελαιοπυρηνόξυλου:

Το ελαιοπυρηνόξυλο παράγεται στα πυρηνελαιουργεία, δηλαδή σε εποχιακές βιομηχανίες οι οποίες επεξεργάζονται τον ελαιοπυρήνα μετά την έξοδό του από το ελαιουργείο, με σκοπό να παραλάβουν το ελαιόλαδο που έχει απομείνει στον πυρήνα (κουκούτσι ελιάς). Πιο συγκεκριμένα, ο ελαιοπυρήνας αλέθεται και ξηραίνεται σε περιστροφικά ξηραντήρια κυλινδρικού τύπου μέχρι να μειωθεί η υγρασία του σε ποσοστό που κυμαίνεται από 10-12%. Στη συνέχεια, με χρήση εξάνιου ως διαλυτικό μέσο εκχυλίζεται το πυρηνέλαιο και λαμβάνεται το πυρηνόξυλο. Ο διαχωρισμός του ελαίου από το εξάνιο γίνεται με απόσταξη σε κατάλληλους αποστακτήρες, όπου λαμβάνεται το πυρηνόξυλο και επανακτάται το εξάνιο, που επαναχρησιμοποιείται

(Δήμος 2009, Κοντούλη 2009). Το κόστος του ξηρού, πιεσμένου ελαιοπυρηνόξυλου εκτιμάται ίσο με 50 €/tn (Γραμμέλης και Καραμπίνης 2012). Επομένως, το συνολικό κόστος ελαιοπυρηνόξυλου υπολογίζεται ίσο με **976.045 €/year**.

Γ) Συνολικό Κόστος Καυσίμου:

Με βάση τα παραπάνω, το συνολικό κόστος καυσίμου υπολογίζεται ίσο με $(3.020.250 + 976.045) \text{ €/year} = \mathbf{3.996.295 \text{ €/year}}$.

Επιπρόσθετοι Παράμετροι Οικονομικής Ανάλυσης:

- Η τιμή του επιτοκίου προεξόφλησης είναι ίση με 10%.
- Η τιμή του επιτοκίου δανεισμού λαμβάνεται ίση με 9%. Ο χρόνος εξόφλησης του δανείου εκτιμάται σε 10 έτη.
- Το ειδικό τέλος ισούται με το 3% επί του κύκλου εργασιών του έργου.
- Ο φόρος εσόδων λαμβάνεται ίσος με 20%.
- Η υπολειμματική αξία θεωρείται μηδενική. Παράλληλα, αγνοείται τελείως ο πληθωρισμός, θεωρώντας ότι δεν έχει σημαντική επίδραση στις αξίες των χρηματοροών.
- Η διάρκεια ζωής έργου εκτιμάται ίση με 25 έτη.

5.3.2.3.1 Α' Χρηματοδοτικό Σχήμα: Χωρίς Επιχορήγηση

Στην περίπτωση αυτή, η βασική μελέτη θα διεξαχθεί για Κεφάλαιο που προέρχεται σε ποσοστό 30% από Ιδία Κεφάλαια και σε ποσοστό 70% από Δάνειο. Το κόστος ιδίων κεφαλαίων υπολογίζεται ως το συνολικό κόστος επένδυσης επί το ποσοστό 30% και ανέρχεται σε 7.452.000 €, ενώ το κόστος δανείου υπολογίζεται ως το συνολικό κόστος επένδυσης επί το ποσοστό 70% και ανέρχεται σε 17.388.000 €.

Υπολογισμός Ετήσιων Εσόδων:

Για σταθμούς βιομάζας εγκατεστημένης ισχύος άνω των 5 MW, η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας ανέρχεται σε 150 €/MWh (N. 3851/2010). Δεδομένου ότι η επένδυση υλοποιείται χωρίς τη χρήση δημόσιας επιχορήγησης, η τελική τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας υπολογίζεται ίση με 175 €/MWh (προσαύξηση κατά 15%). Ο υπολογισμός των ετήσιων εσόδων συνοψίζεται στον Πίνακα 5.27 που ακολουθεί (θεωρήθηκε ένα ποσοστό αυτοκατανάλωσης της τάξης του 5%).

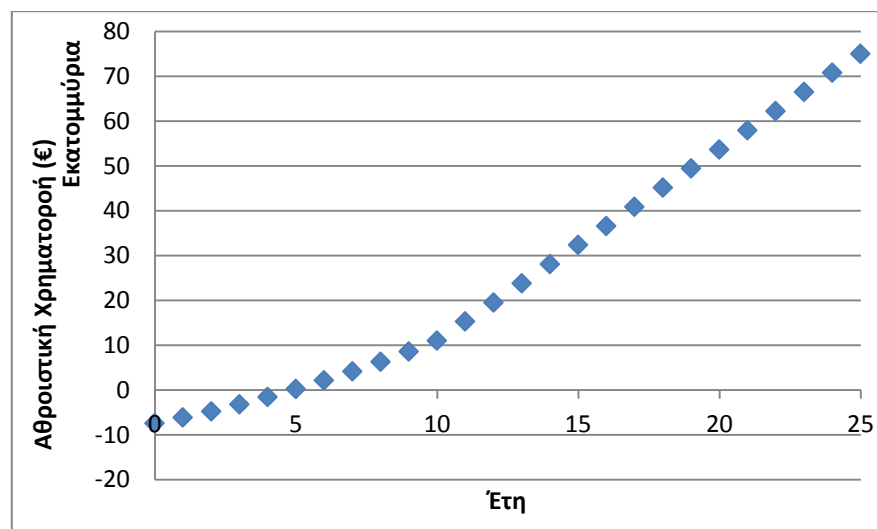
Πίνακας 5.27 Υπολογισμός ετήσιων εσόδων

Τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας από βιομάζα (€/MWh)	150
% Προσαύξηση τιμής πώλησης	15%
Τελική τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας από βιομάζα (€/MWh)	175
Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (MWh/year)	64.474
Αυτοκατανάλωση (MWh/year)	3.504
Ηλεκτρική ενέργεια στο δίκτυο (MWh/year)	60.970
Ετήσια Έσοδα (€/year)	10.517.256

Στον ακόλουθο Πίνακα, καταστρώνεται μία κατάσταση χρηματοροών που συγκεντρώνει όλες τις παραπάνω πληροφορίες και συνοψίζει τα οικονομικά μεγέθη καθ' όλη τη διάρκεια ζωής του έργου (Πίνακας 5.28).

Πίνακας 5.28 Υπολογισμός Χρηματοροών (Χωρίς Επιχορήγηση)

Έτη	Έσοδα (€)	Κόστος Λειτουργίας (€)	Κόστος Καυσίμου (€)	Αποσβέσεις (€)	Κόστος Δανείου (€)	Χρεολύσιο (€)	Τόκοι (€)	Κέρδη προ Φόρων (€)	Κέρδη μετά Φόρων (€)	Καθαρή Χρηματοροή (€)
0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-7.452.000
1	10.517.256	1.433.318	3.996.295	993.600	17.388.000	1.738.800	1.564.920	2.529.123	2.023.298	1.278.098
2	10.517.256	1.433.318	3.996.295	993.600	15.649.200	1.738.800	1.408.428	2.685.615	2.148.492	1.403.292
3	10.517.256	1.433.318	3.996.295	993.600	13.910.400	1.738.800	1.251.936	2.842.107	2.273.686	1.528.486
4	10.517.256	1.433.318	3.996.295	993.600	12.171.600	1.738.800	1.095.444	2.998.599	2.398.879	1.653.679
5	10.517.256	1.433.318	3.996.295	993.600	10.432.800	1.738.800	938.952	3.155.091	2.524.073	1.778.873
6	10.517.256	1.433.318	3.996.295	993.600	8.694.000	1.738.800	782.460	3.311.583	2.649.266	1.904.066
7	10.517.256	1.433.318	3.996.295	993.600	6.955.200	1.738.800	625.968	3.468.075	2.774.460	2.029.260
8	10.517.256	1.433.318	3.996.295	993.600	5.216.400	1.738.800	469.476	3.624.567	2.899.654	2.154.454
9	10.517.256	1.433.318	3.996.295	993.600	3.477.600	1.738.800	312.984	3.781.059	3.024.847	2.279.647
10	10.517.256	1.433.318	3.996.295	993.600	1.738.800	1.738.800	156.492	3.937.551	3.150.041	2.404.841
11	10.517.256	1.433.318	3.996.295	993.600	0	0	0	4.094.043	3.275.234	4.268.834
12	10.517.256	1.433.318	3.996.295	993.600	0	0	0	4.094.043	3.275.234	4.268.834
13	10.517.256	1.433.318	3.996.295	993.600	0	0	0	4.094.043	3.275.234	4.268.834
14	10.517.256	1.433.318	3.996.295	993.600	0	0	0	4.094.043	3.275.234	4.268.834
15	10.517.256	1.433.318	3.996.295	993.600	0	0	0	4.094.043	3.275.234	4.268.834
16	10.517.256	1.433.318	3.996.295	993.600	0	0	0	4.094.043	3.275.234	4.268.834
17	10.517.256	1.433.318	3.996.295	993.600	0	0	0	4.094.043	3.275.234	4.268.834
18	10.517.256	1.433.318	3.996.295	993.600	0	0	0	4.094.043	3.275.234	4.268.834
19	10.517.256	1.433.318	3.996.295	993.600	0	0	0	4.094.043	3.275.234	4.268.834
20	10.517.256	1.433.318	3.996.295	993.600	0	0	0	4.094.043	3.275.234	4.268.834
21	10.517.256	1.433.318	3.996.295	993.600	0	0	0	4.094.043	3.275.234	4.268.834
22	10.517.256	1.433.318	3.996.295	993.600	0	0	0	4.094.043	3.275.234	4.268.834
23	10.517.256	1.433.318	3.996.295	993.600	0	0	0	4.094.043	3.275.234	4.268.834
24	10.517.256	1.433.318	3.996.295	993.600	0	0	0	4.094.043	3.275.234	4.268.834
25	10.517.256	1.433.318	3.996.295	993.600	0	0	0	4.094.043	3.275.234	4.268.834



Διάγραμμα 5.6 Αθροιστική Χρηματοροή (Χωρίς Επιχορήγηση)

Οικονομική Αποτίμηση Επένδυσης:

Με βάση την οικονομική ανάλυση που προηγήθηκε, προέκυψαν τα ακόλουθα αποτελέσματα:

- NPV = 15,8 εκ. € > 0
- IRR = 13,9 % > 10%
- Payback: 4,9 έτη

Εφόσον η NPV είναι μεγαλύτερη του μηδενός και ο IRR μεγαλύτερος του επιτοκίου προεξόφλησης ($i=10\%$), το έργο είναι κερδοφόρο. Για διάρκεια ζωής της επένδυσης 25 έτη, η πραγματοποίηση της απόσβεσης σε 4,9 έτη υποδηλώνει μια ιδιαίτερα συμφέρουσα επένδυση.

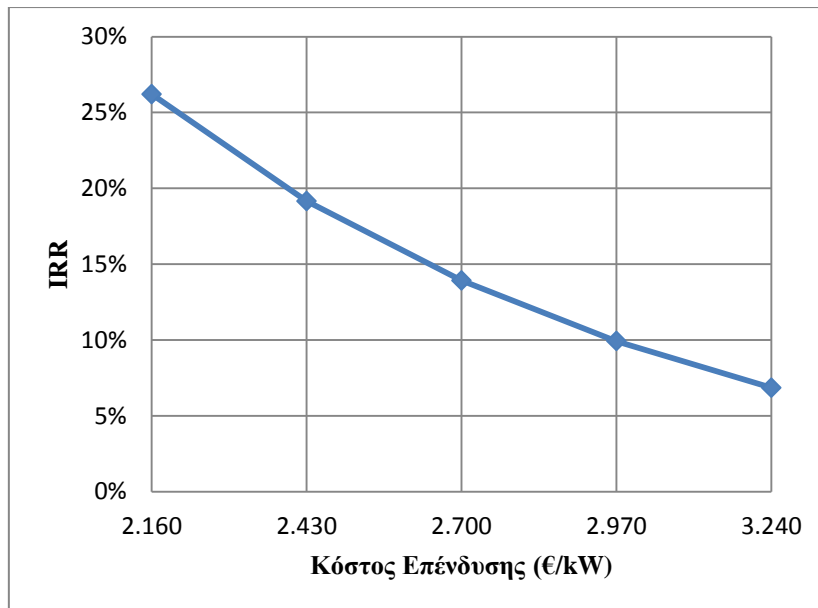
Ανάλυση Ευαισθησίας:

Ευαισθησία στο Κόστος Επένδυσης:

Πίνακας 5.29 Ανάλυση ευαισθησίας στο κόστος επένδυσης

Κόστος Επένδυσης (€/KW)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Έτη)
2.160	21,6	26,2	2,8
2.430	18,7	19,2	3,7
2.700	15,8	13,9	4,9
2.970	14,8	12,5	6,4
3.240	9,9	6,9	8,2

Παρατηρούμε ότι μόνο πιθανή αύξηση του επενδυτικού κόστους επιδρά στην οικονομικότητα της επένδυσης. Αν το επενδυτικό κόστος αυξηθεί κατά 10% (δηλαδή από 2.700 €/kW σε 2.970 €/kW), η επένδυση εξακολουθεί να είναι κερδοφόρα. Ωστόσο, αν αυτό αυξηθεί κατά 20% (3.240 €/kW), αν και η NPV παραμένει θετική (NPV = 9,9 εκ. € > 0), ο IRR ελαττώνεται σε 6,9% (μικρότερος δηλαδή του επιτοκίου προεξόφλησης $i=10\%$) και η επένδυση παύει να είναι αποδεκτή. Στο Διάγραμμα που ακολουθεί, παρουσιάζεται η μεταβολή του IRR με το κόστος επένδυσης, αν μεταβληθεί η τιμή του επενδυτικού κόστους από -20% έως 20% ως προς τη βασική τιμή που χρησιμοποιήθηκε.



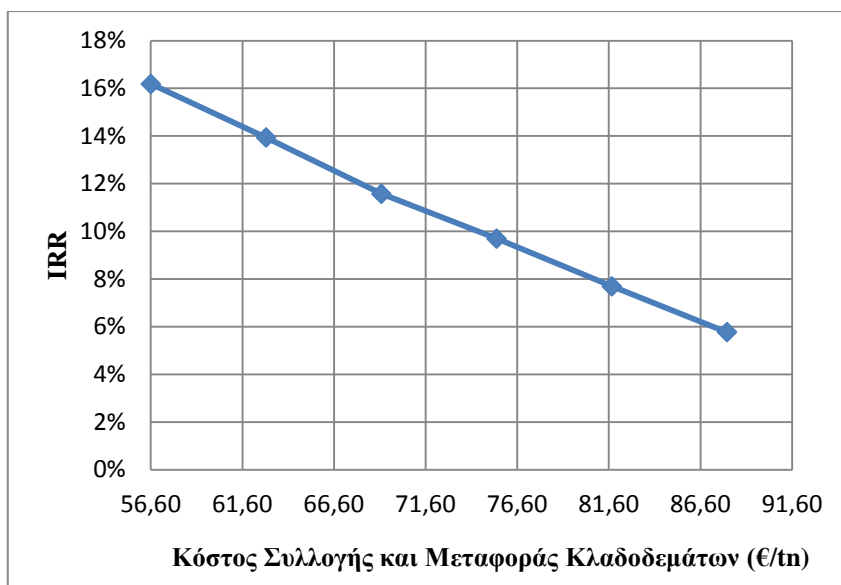
Διάγραμμα 5.12 Ευαισθησία του IRR στο κόστος επένδυσης

Ευαισθησία στο Κόστος Ελαιοκλαδοδεμάτων:

Πίνακας 5.30 Ανάλυση ευαισθησίας στο κόστος συλλογής και μεταφοράς των κλαδοδεμάτων

Κόστος κλαδοδεμάτων (€/tn)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Έτη)
56,62	20,2	16,18	4,3
62,91	15,8	13,9	4,9
69,20	13,6	11,6	5,6
75,49	11,4	9,7	6,5
81,78	9,2	7,7	7,1
88,07	7,0	5,8	9,1

Είναι φανερό ότι η απόδοση της επένδυσης δεν επηρεάζεται από ενδεχόμενη μείωση του κόστους συλλογής και μεταφοράς των κλαδοδεμάτων, αφού ($NPV > 0$ και $IRR > 10\%$). Ωστόσο, η αποδοτικότητα της επένδυσης εμφανίζεται ιδιαίτερα ευαίσθητη σε ενδεχόμενη αύξηση του κόστους των κλαδοδεμάτων. Αύξηση του κόστους τους από 20% και άνω, οδηγεί σε ελάττωση του IRR σε τιμή μικρότερη του επιτοκίου προεξόφλησης $i=10\%$. Στο ακόλουθο Διάγραμμα απεικονίζεται η μεταβολή του IRR με το κόστος συλλογής και μεταφοράς των κλαδοδεμάτων, για μεταβολή της τιμής του κόστους από -20% έως 40% της βασικής τιμής που χρησιμοποιήθηκε.



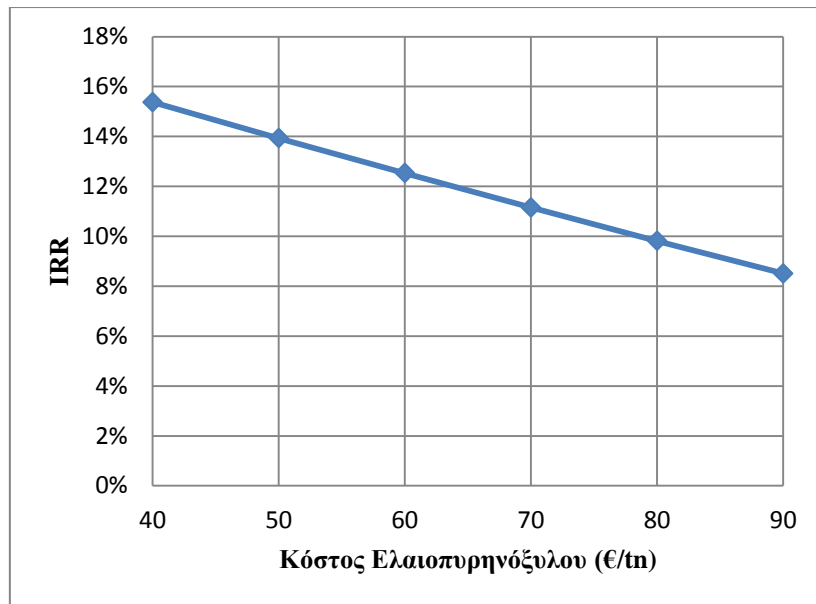
Διάγραμμα 5.13 Ευαισθησία του IRR στο κόστος συλλογής και μεταφοράς των κλαδοδεμάτων

Ευαισθησία στο Κόστος Ελαιοπυρηνόξυλου:

Πίνακας 5.31 Ανάλυση ευαισθησίας στο κόστος ελαιοπυρηνόξυλου

Κόστος ελαιοπυρηνόξυλου (€/tn)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Ετη)
40,0	17,2	15,4	4,5
50,0	15,8	13,9	4,9
60,0	14,4	12,5	5,3
70,0	12,9	11,2	5,9
80,0	11,5	9,8	6,5
90,0	10,1	8,5	7,2

Παρατηρούμε ότι η απόδοση της επένδυσης δεν είναι ευαίσθητη σε πιθανή μείωση της τιμής του ελαιοπυρηνόξυλου ($NPV > 0$, $IRR > 10\%$). Ακόμη και με αύξηση της τιμής του ελαιοπυρηνόξυλου από 50 €/tn σε 70 €/tn, η επένδυση εξακολουθεί να είναι κερδοφόρα ($NPV > 0$, $IRR > 10\%$). Όμως, αν η τιμή του αυξηθεί σε 80 €/tn, ο IRR μειώνεται σε 9,8% ($< 10\%$) και η επένδυση παύει να είναι αποδεκτή. Στο παρακάτω Διάγραμμα παρουσιάζεται η μεταβολή του IRR με μεταβολή της τιμής του ελαιοπυρηνόξυλου, αν μεταβληθεί η τιμή του 40 έως 90 €/tn.



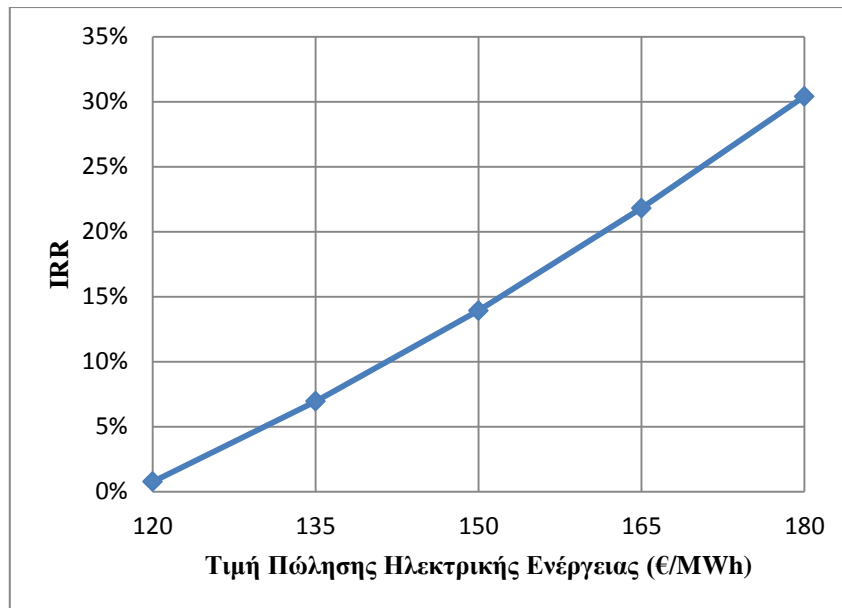
Διάγραμμα 5.14 Ευαισθησία του IRR στο κόστος ελαιοπυρηνόξυλου

Ευαισθησία στην Τιμή Πώλησης Ηλεκτρικής Ενέργειας:

Πίνακας 5.32 Ανάλυση ευαισθησίας στην τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας

Τιμή Πώλησης Ηλεκτρισμού (€/MWh)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Ετη)
120,0	9,7	0,8	12,0
135,0	8,4	7,0	8,2
150,0	15,8	13,9	4,9
165,0	23,2	21,8	3,3
180,0	30,6	30,4	3,2

Είναι εμφανές ότι πιθανή αύξηση στην τιμή πώλησης του ηλεκτρισμού δεν επηρεάζει την απόδοση της επένδυσης ($NPV > 0$, $IRR > 10\%$). Αντιθέτως, ακόμη και μία μικρή μείωση της τιμής πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας (από 150 €/MWh σε 135 €/MWh, μείωση δηλαδή της τάξης του 10%), οδηγεί σε μη κερδοφόρα επένδυση ($IRR = 7,0\% < 10\%$). Στο Διάγραμμα που ακολουθεί, απεικονίζεται πως μεταβάλλεται ο IRR με την τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, για μεταβολή της τιμής αυτής από -20% έως 20% της βασικής τιμής που χρησιμοποιήθηκε.



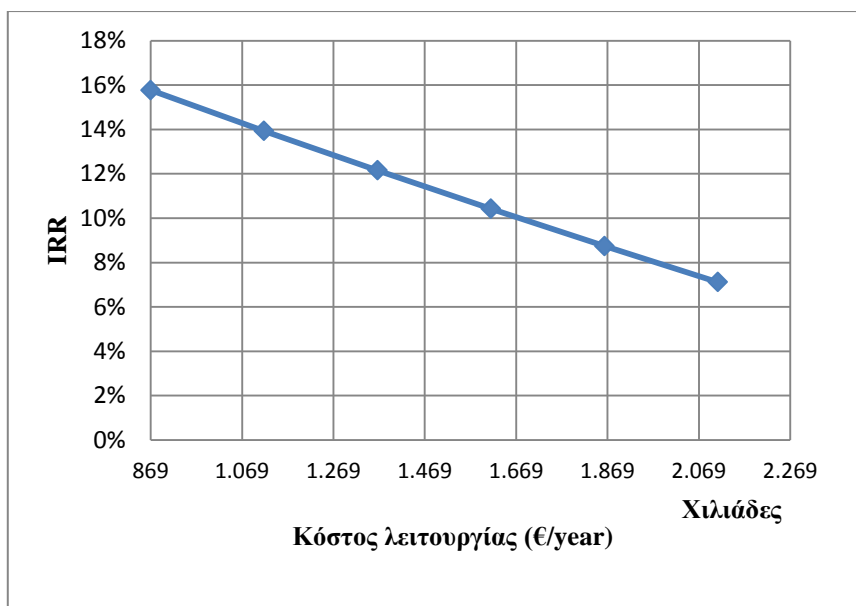
Διάγραμμα 5.15 Ευαισθησία του IRR στην τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας

Ευαισθησία στο Κόστος Λειτουργίας:

Πίνακας 5.33 Ανάλυση ευαισθησίας στο κόστος λειτουργίας

Κόστος Λειτουργίας (χιλ. €/έτος)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Έτη)
869,4	17,6	15,8	4,4
1.117,8	15,8	13,9	4,9
1.366,2	14,0	12,2	5,5
1.614,6	12,2	10,4	6,2
1.863,0	10,4	8,7	7,0
2.111,4	8,6	7,1	8,1

Φαίνεται ότι η απόδοση του έργου δεν είναι ιδιαίτερα ευαίσθητη σε μεταβολές του κόστους λειτουργίας. Η επένδυση παύει να είναι αποδοτική ($IRR < 10\%$) μόνο στην περίπτωση που το λειτουργικό κόστος εκτιμηθεί σε ποσοστό από 7,5% και άνω επί το κόστος επένδυσης (δηλαδή από 1.863 χιλ. € και άνω). Το ακόλουθο Διάγραμμα δείχνει τη μεταβολή του IRR με τη μεταβολή του κόστους λειτουργίας, για μεταβολές του κόστους λειτουργίας από 3,5% έως 8,5% επί το κόστος επένδυσης.



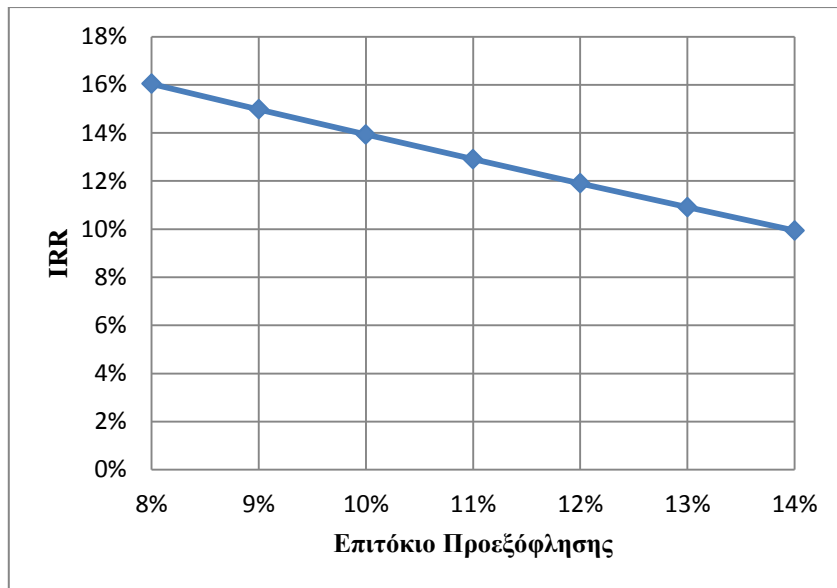
Διάγραμμα 5.10 Ευαισθησία του IRR στο κόστος λειτουργίας

Ευαισθησία στο Επιτόκιο Προεξόφλησης:

Πίνακας 5.34 Ανάλυση ευαισθησίας στο επιτόκιο προεξόφλησης

Επιτόκιο Προεξόφλησης (%)	NPV (εκ. €)	IRR (%)
8,0	21,3	16,0
9,0	18,3	14,9
10,0	15,8	13,9
11,0	13,6	12,9
12,0	11,7	11,9
13,0	10,0	10,9
14,0	8,5	9,9

Στο ακόλουθο διάγραμμα παρουσιάζεται πως μεταβάλλεται ο IRR με την τιμή του επιτοκίου προεξόφλησης. Είναι εμφανές ότι για τιμές του επιτοκίου προεξόφλησης από 12% και άνω, το έργο παύει να είναι αποδοτικό. Ωστόσο, σύμφωνα με βιβλιογραφικά δεδομένα, σε έργα ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ η τιμή του επιτοκίου προεξόφλησης κυμαίνεται συνήθως από 6% έως 11%.



Διάγραμμα 5.11 Ευαισθησία του IRR στο επιτόκιο προεξόφλησης

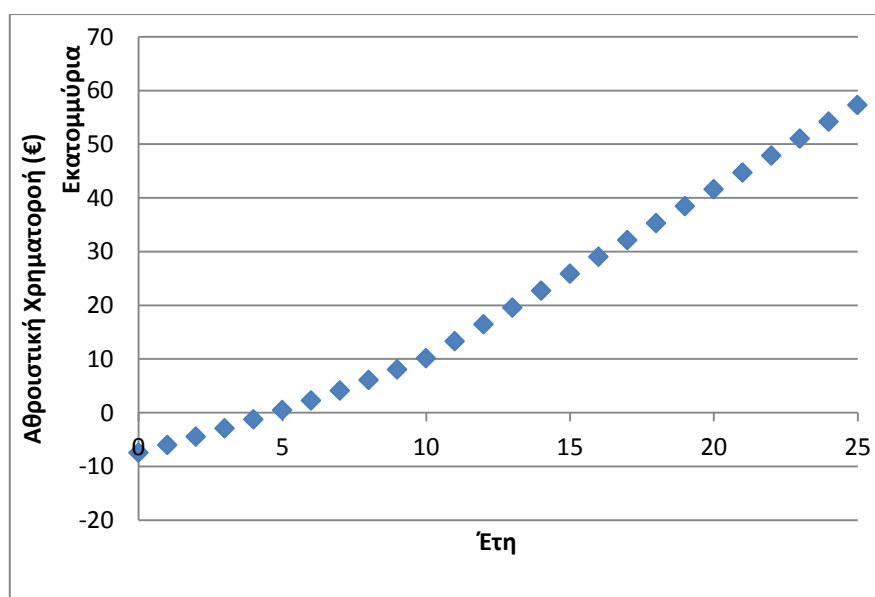
5.3.2.3.2 Β' Χρηματοδοτικό Σχήμα: Με Επιχορήγηση

Στην περίπτωση αυτή, η βασική μελέτη θα διεξαχθεί για Κεφάλαιο που προέρχεται σε ποσοστό 30% από Ιδία Κεφάλαια, σε ποσοστό 40% από Δάνειο και σε ποσοστό 30% από Επιχορήγηση. Το ποσοστό επιχορήγησης καθορίστηκε από τον Αναπτυξιακό Νόμο 3908/2011, για το Νομό Ηρακλείου. Επομένως, το κόστος ιδίων κεφαλαίων υπολογίζεται ίσο με 7.452.000 €, το κόστος δανείου ίσο με 9.936.000 €, ενώ το κόστος επιχορήγησης ίσο με 7.452.000 €.

Επισημαίνουμε ότι στην περίπτωση αυτή η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας τιμολογείται με την τιμή σε 150 €/MWh (Ν. 3851/2010), χωρίς την προσαύξηση, διότι η επένδυση υλοποιείται με τη χρήση δημόσιας επιχορήγησης. Καταστρώνεται ο ακόλουθος Πίνακας Χρηματοροών:

Πίνακας 5.35 Υπολογισμός Χρηματοροών (Με Επιχορήγηση)

Έτη	Έσοδα (€)	Κόστος Λειτουργίας (€)	Κόστος Κανσίμου (€)	Αποσβέσεις (€)	Κόστος Δανείου (€)	Χρεωλύσιο (€)	Τόκοι (€)	Κέρδη προ Φόρων (€)	Κέρδη μετά Φόρων (€)	Καθαρή Χρηματοροή (€)
0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-7.452.000
1	9.145.440	1.392.163	3.996.295	695.520	9.936.000	993.600	894.240	2.167.222	1.733.777	1.435.697
2	9.145.440	1.392.163	3.996.295	695.520	8.942.400	993.600	804.816	2.256.646	1.805.316	1.507.236
3	9.145.440	1.392.163	3.996.295	695.520	7.948.800	993.600	715.392	2.346.070	1.876.856	1.578.776
4	9.145.440	1.392.163	3.996.295	695.520	6.955.200	993.600	625.968	2.435.494	1.948.395	1.650.315
5	9.145.440	1.392.163	3.996.295	695.520	5.961.600	993.600	536.544	2.524.918	2.019.934	1.721.854
6	9.145.440	1.392.163	3.996.295	695.520	4.968.000	993.600	447.120	2.614.342	2.091.473	1.793.393
7	9.145.440	1.392.163	3.996.295	695.520	3.974.400	993.600	357.696	2.703.766	2.163.012	1.864.932
8	9.145.440	1.392.163	3.996.295	695.520	2.980.800	993.600	268.272	2.793.190	2.234.552	1.936.472
9	9.145.440	1.392.163	3.996.295	695.520	1.987.200	993.600	178.848	2.882.614	2.306.091	2.008.011
10	9.145.440	1.392.163	3.996.295	695.520	993.600	993.600	89.424	2.972.038	2.377.630	2.079.550
11	9.145.440	1.392.163	3.996.295	695.520	0	0	0	3.061.462	2.449.169	3.144.689
12	9.145.440	1.392.163	3.996.295	695.520	0	0	0	3.061.462	2.449.169	3.144.689
13	9.145.440	1.392.163	3.996.295	695.520	0	0	0	3.061.462	2.449.169	3.144.689
14	9.145.440	1.392.163	3.996.295	695.520	0	0	0	3.061.462	2.449.169	3.144.689
15	9.145.440	1.392.163	3.996.295	695.520	0	0	0	3.061.462	2.449.169	3.144.689
16	9.145.440	1.392.163	3.996.295	695.520	0	0	0	3.061.462	2.449.169	3.144.689
17	9.145.440	1.392.163	3.996.295	695.520	0	0	0	3.061.462	2.449.169	3.144.689
18	9.145.440	1.392.163	3.996.295	695.520	0	0	0	3.061.462	2.449.169	3.144.689
19	9.145.440	1.392.163	3.996.295	695.520	0	0	0	3.061.462	2.449.169	3.144.689
20	9.145.440	1.392.163	3.996.295	695.520	0	0	0	3.061.462	2.449.169	3.144.689
21	9.145.440	1.392.163	3.996.295	695.520	0	0	0	3.061.462	2.449.169	3.144.689
22	9.145.440	1.392.163	3.996.295	695.520	0	0	0	3.061.462	2.449.169	3.144.689
23	9.145.440	1.392.163	3.996.295	695.520	0	0	0	3.061.462	2.449.169	3.144.689
24	9.145.440	1.392.163	3.996.295	695.520	0	0	0	3.061.462	2.449.169	3.144.689
25	9.145.440	1.392.163	3.996.295	695.520	0	0	0	3.061.462	2.449.169	3.144.689



Διάγραμμα 5.12 Αθροιστική Χρηματοροή (Με Επιχορήγηση)

Οικονομική Αποτίμηση Επένδυσης:

Με βάση την οικονομική ανάλυση που προηγήθηκε, προέκυψαν τα ακόλουθα αποτελέσματα:

- NPV = 12,2 εκ. € > 0
- IRR = 12,9% > 10%
- Payback: 4,7 έτη

Εφόσον η NPV είναι μεγαλύτερη του μηδενός και ο IRR μεγαλύτερος του επιτοκίου προεξόφλησης ($i=10\%$), η επένδυση είναι κερδοφόρα. Δεδομένου ότι η διάρκεια ζωής της επένδυσης είναι 25 έτη, η πραγματοποίηση της απόσβεσης σε 4,7 έτη υποδηλώνει μια ιδιαίτερα κερδοφόρα επένδυση.

Ανάλυση Ευαισθησίας:

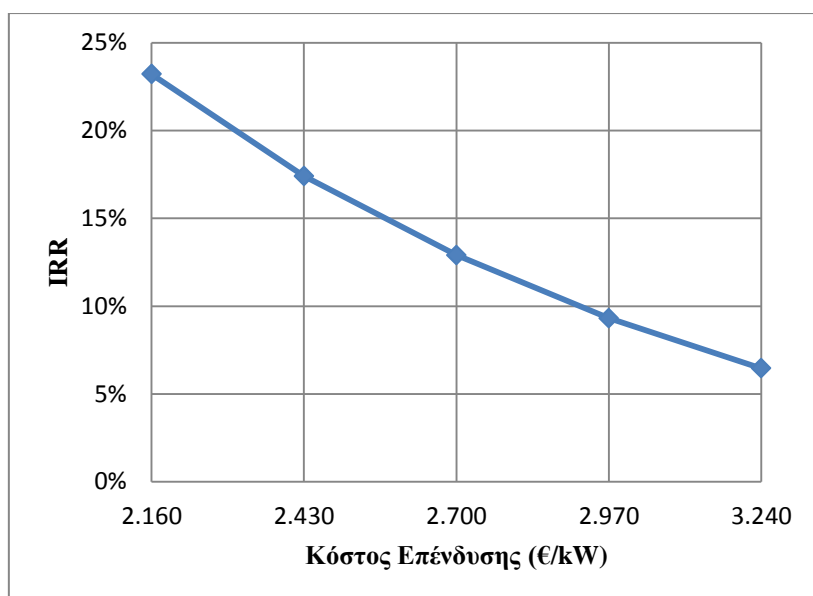
Οι βασικές παράμετροι που επηρεάζουν την αποδοτικότητα της επένδυσης και θα εξεταστούν στη συνέχεια είναι το κόστος επένδυσης, το κόστος καυσίμου, το κόστος λειτουργίας, η τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας, και το επιτόκιο προεξόφλησης.

Ευαισθησία στο Κόστος Επένδυσης:

Πίνακας 5.36 Ανάλυση ευαισθησίας στο κόστος επένδυσης

Κόστος Επένδυσης (€/kW)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Έτη)
2.160	16,9	23,2	3,0
2.430	14,5	17,4	3,8
2.700	12,2	12,9	4,7
2.970	9,9	9,5	5,9
3.240	7,6	6,5	7,3

Παρατηρούμε ότι μόνο μία ενδεχόμενη αύξηση του επενδυτικού κόστους επιδρά στην οικονομικότητα της επένδυσης. Συγκεκριμένα, ακόμη και μία μικρή αύξηση του επενδυτικού κόστους (από 2.700 €/kW σε 2.970 €/kW) ελαττώνει τον IRR σε 9,5 %, τιμή μικρότερη του επιτοκίου προεξόφλησης ($i=10\%$), με αποτέλεσμα η επένδυση να μην είναι πλέον κερδοφόρα. Στο Διάγραμμα που ακολουθεί, παρουσιάζεται η μεταβολή του IRR με το κόστος επένδυσης, αν μεταβληθεί το επενδυτικό κόστος από -20% έως 20% ως προς τη βασική τιμή που χρησιμοποιήθηκε (2.700 €/kW).



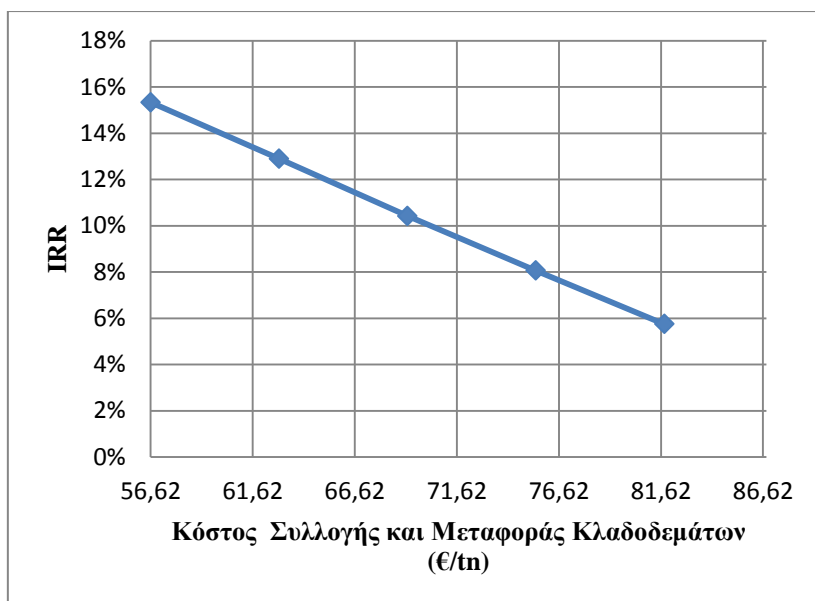
Διάγραμμα 5.13 Ευαισθησία του IRR στο κόστος επένδυσης

Ευαισθησία στο Κόστος Ελαιοκλαδοδεμάτων:

Πίνακας 5.37 Ανάλυση ευαισθησίας στο κόστος συλλογής και μεταφοράς των κλαδοδεμάτων

Κόστος κλαδοδεμάτων (€/tn)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Ετη)
56,62	14,4	15,3	4,2
62,91	12,2	12,9	4,9
69,20	10,0	10,4	5,5
75,49	7,8	8,1	6,5
81,78	5,7	5,8	7,8

Φαίνεται ότι η απόδοση της επένδυσης δεν επηρεάζεται από ενδεχόμενη μείωση του κόστους των κλαδοδεμάτων ($NPV > 0$, $IRR > 10\%$). Ωστόσο, εμφανίζεται ιδιαίτερα ευαίσθητα σε πιθανή αύξηση του κόστους τους. Αύξηση του κόστους των κλαδοδεμάτων από 20% και άνω της τιμής αναφοράς, οδηγεί σε ελάττωση του IRR σε τιμή μικρότερη του επιτοκίου προεξόφλησης $i=10\%$. Στο ακόλουθο Διάγραμμα απεικονίζεται η μεταβολή του IRR με το κόστος συλλογής και μεταφοράς των κλαδοδεμάτων, για μεταβολή της τιμής του κόστους από -10% έως 30% της βασικής τιμής που χρησιμοποιήθηκε (62,91 €/tn).



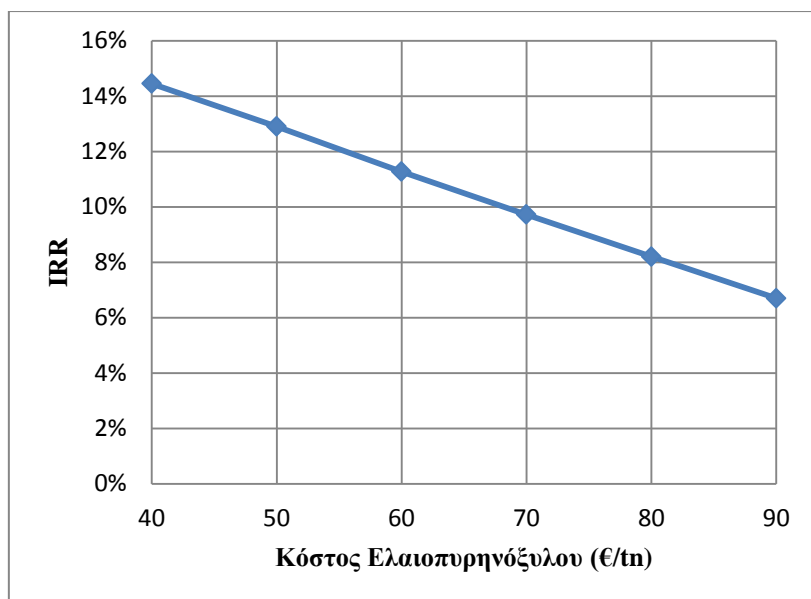
Διάγραμμα 5.14 Ευαισθησία του IRR στο κόστος συλλογής και μεταφοράς των κλαδοδεμάτων

Ευαισθησία στο Κόστος Ελαιοπυρηνόξυλου:

Πίνακας 5.38 Ανάλυση ευαισθησίας στο κόστος ελαιοπυρηνόξυλου

Κόστος ελαιοπυρηνόξυλου (€/tn)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Έτη)
40,0	13,6	14,5	4,3
50,0	12,2	12,9	4,9
60,0	10,8	11,3	5,2
70,0	9,4	9,7	5,8
80,0	8,2	8,2	6,4
90,0	6,6	6,7	7,2

Είναι εμφανές ότι η απόδοση της επένδυσης είναι ιδιαίτερα ευαίσθητη σε πιθανή αύξηση της τιμής του ελαιοπυρηνόξυλου. Αν η τιμή του ελαιοπυρηνόξυλου αυξηθεί σε 70 €/tn, ο IRR μειώνεται σε 9,7% (<10%) και η επένδυση παύει να συμφέρει. Αντίθετα, πιθανή μείωση της τιμής του κόστους του ελαιοπυρηνόξυλου δεν επηρεάζει την απόδοση της επένδυσης (NPV>0, IRR>10%). Στο παρακάτω Διάγραμμα παρουσιάζεται η μεταβολή του IRR με μεταβολή της τιμής του ελαιοπυρηνόξυλου, αν μεταβληθεί η τιμή του από 40 έως 90 €/tn.



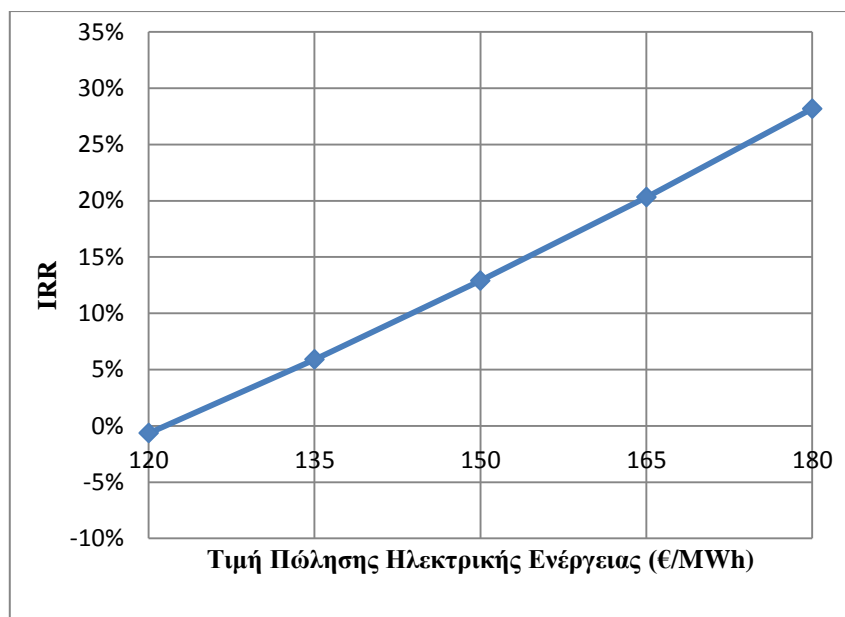
Διάγραμμα 5.15 Ευαισθησία του IRR στο κόστος ελαιοπυρηνόξυλου

Ευαισθησία στην Τιμή Πώλησης Ηλεκτρικής Ενέργειας:

Πίνακας 5.39 Ανάλυση ευαισθησίας στην τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας

Τιμή Πώλησης Ηλεκτρισμού (€/MWh)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Έτη)
120,0	-0,7	-0,7	12,4
135,0	5,8	5,9	7,7
150,0	12,2	12,9	4,9
165,0	18,7	20,3	3,3
180,0	25,1	28,1	2,6

Παρατηρούμε ότι η απόδοση της επένδυσης δεν είναι ευαίσθητη σε ενδεχόμενη αύξηση στην τιμή πώλησης του ηλεκτρισμού ($NPV > 0$, $IRR > 10\%$). Παρόλα αυτά, αν η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας μειωθεί κατά 10% (δηλαδή από 150 €/MWh σε 135 €/MWh), η επένδυση δεν είναι πλέον κερδοφόρα ($IRR = 5,9\% < 10\%$). Στο παρακάτω Διάγραμμα παρουσιάζεται πως μεταβάλλεται ο IRR με την τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, για μεταβολή της τιμής αυτής από -20% έως 20% της βασικής τιμής που χρησιμοποιήθηκε (150 €/MWh).



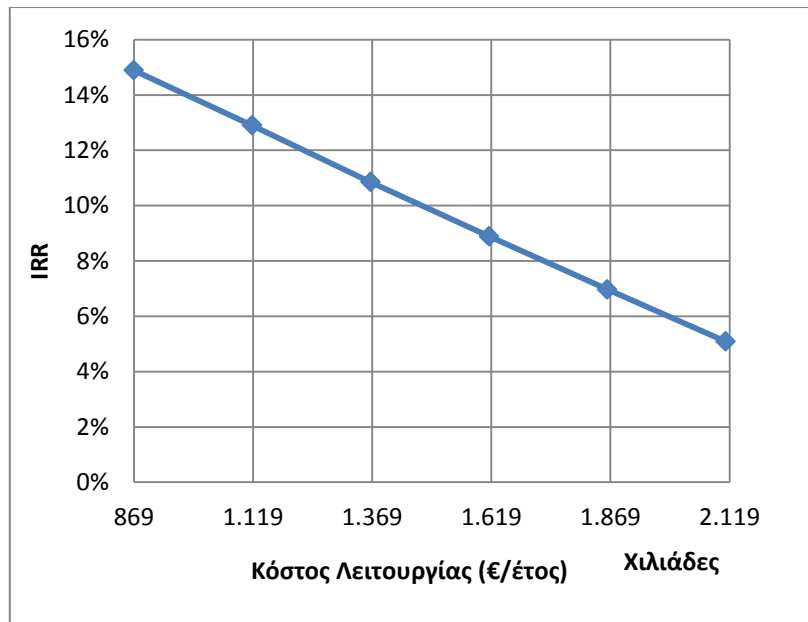
Διάγραμμα 5.16 Ευαισθησία του IRR στην τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας

Ευαισθησία στο Κόστος Λειτουργίας:

Πίνακας 5.40 Ανάλυση ευαισθησίας στο κόστος λειτουργίας

Κόστος Λειτουργίας (χιλ. €/έτος)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Ετη)
869,4	14,0	14,9	4,3
1.117,8	12,9	12,9	4,9
1.366,2	10,4	10,9	5,3
1.614,6	8,6	8,9	6,1
1.863,0	6,8	7,0	7,1
2.111,4	5,0	5,1	8,3

Το κόστος λειτουργίας (πλην του καυσίμου) υπολογίστηκε ως 4,5% επί το συνολικό κόστος επένδυσης (1.117,8 χιλ. €/έτος) Παρατηρούμε ότι η επένδυση παύει να είναι συμφέρουσα στην περίπτωση που το λειτουργικό κόστος αυξηθεί σε ποσοστό 6,5% επί το κόστος επένδυσης (αν και NPV = 8,6 εκ. € > 0, IRR = 8,9% < 10%). Το ακόλουθο Διάγραμμα δείχνει τη μεταβολή του IRR με τη μεταβολή του κόστους λειτουργίας, για μεταβολές του κόστους λειτουργίας από 3,5% έως 8,5% επί το κόστος επένδυσης.



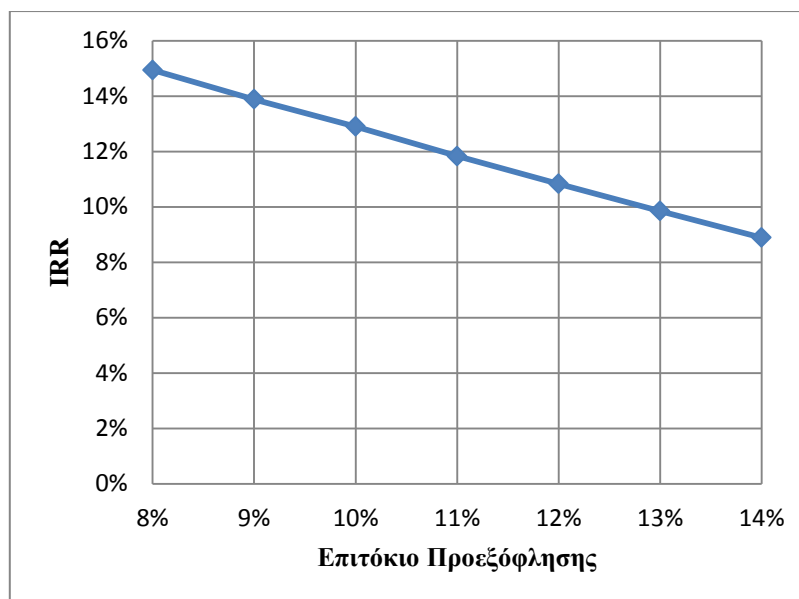
Διάγραμμα 5.17 Ευαισθησία του IRR στο κόστος λειτουργίας

Ευαισθησία στο Επιτόκιο Προεξόφλησης:

Πίνακας 5.41 Ανάλυση ευαισθησίας στο επιτόκιο προεξόφλησης

Επιτόκιο Προεξόφλησης (%)	NPV (εκ. €)	IRR (%)
8,0	16,5	14,9
9,0	14,2	13,9
10,0	12,2	12,9
11,0	10,5	11,8
12,0	9,0	10,8
13,0	7,7	9,9
14,0	6,5	8,9

Στο ακόλουθο διάγραμμα απεικονίζεται πως μεταβάλλεται ο IRR με την τιμή του επιτοκίου προεξόφλησης. Η επένδυση παύει να είναι κερδοφόρα όταν η τιμή του επιτοκίου προεξόφλησης αυξηθεί από 10% (τιμή αναφοράς) σε 12%. Στην περίπτωση αυτή, αν και η NPV παραμένει θετική (NPV= 9,0 εκ. € >0), ο IRR ελαττώνεται σε 10,8%, τιμή μικρότερη του επιτοκίου προεξόφλησης $i=12\%$. Στο παρακάτω διάγραμμα παρουσιάζεται η μεταβολή του IRR με μεταβολή του επιτοκίου προεξόφλησης από 8,0% έως 14,0%.



Διάγραμμα 5.18 Ευαισθησία του IRR στο επιτόκιο προεξόφλησης

5.3.2.4 Ανάλυση εκπομπών αερίου του θερμοκηπίου

Στην ενότητα αυτή, υπολογίζεται η ετήσια εξοικονόμηση του διοξειδίου του άνθρακα (CO₂), με τη βοήθεια του Λογισμικού Ανάλυσης Έργων Καθαρής Ενέργειας “RETScreen”.

Βασική περίπτωση ηλεκτρισμού (Τυπική Συμβατική Τεχνολογία):

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, το Ηράκλειο είναι αυτόνομο, μη διασυνδεδεμένο νησί, με τοπικό σταθμό παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που στηρίζεται σε πετρελαϊκές μονάδες. Επομένως, στο Φύλλο «Ανάλυση Εκπομπών» του RETScreen εισάγουμε στο μείγμα καυσίμου 100% πετρέλαιο (Κάραλης 2007). Ο βαθμός απόδοσης παραγωγής ηλεκτρισμού δίνεται από το Πρόγραμμα ίσος με 30%. Παράλληλα, οι απώλειες μεταφοράς και διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας θεωρήθηκαν ίσες με 8%. Το RETScreen εκτιμά για το πετρέλαιο τους συντελεστές εκπομπής CO₂, CH₄ και N₂O, τους οποίους μετατρέπει σε ισοδύναμες εκπομπές CO₂ βάσει του παγκόσμιου δυναμικού θέρμανσης. Ο συνολικός συντελεστής εκπομπής προκύπτει ίσος **0,965 tn CO₂/MWh**.

Τύπος Καυσίμου	Μείγμα καυσίμου %	Συντελεστής εκπομπής CO ₂ kg/GJ	Συντελεστής εκπομπής CH ₄ kg/GJ	Συντελεστής εκπομπής N ₂ O kg/GJ	Βαθμός απόδοσης παραγωγής ηλεκτρισμού %	Απώλειες M&Δ %	Συντελεστής εκπομπής ATO tCO ₂ /MWh
Ελαφρύ πετρέλαιο (#2 πετρέλαιο)	100,0%	73,3	0,0020	0,0020	30,0%	8,0%	0,965
Μείγμα Ηλεκτρισμού	100,0%	265,7	0,0072	0,0072		8,0%	0,965

Η ηλεκτρική ενέργεια που καταλήγει στο δίκτυο έχει υπολογιστεί ίση με 60.970 MWh/έτος. Επομένως, οι ετήσιες εκπομπές CO₂ υπολογίζονται ίσες με: 0,965 (tn CO₂/MWh) * 60.970 MWh = 58.836 tn CO₂.

Προτεινόμενη Περίπτωση Μελέτης (Τεχνολογία βιομάζας):

Στην εξεταζόμενη περίπτωση που η μονάδα τροφοδοτείται με ελαιοκλαδέματα σε συνδυασμό με ελαιοπυρηνόξυλο, εισάγουμε στο Φύλλο «Εργαλεία» του RETScreen τη στοιχειακή ανάλυση των ελαιοκλαδεμάτων και του ελαιοπυρηνόξυλου.

Τύπος Καυσίμου

Βασική ανάλυση

Ανθρακας
Υδρογόνο
Οξυγόνο
Αζωτο
Θείο
Τέφρα

Καύσιμο οριζόμενο από χρήστη - στερεό Κλαδοδέματα ελαιόδεντρων	
⊗ Βιομάζα ○ Ορυκτά καύσιμα	
% κατά μάζα	43,0%
% κατά μάζα	8,7%
% κατά μάζα	45,7%
% κατά μάζα	0,4%
% κατά μάζα	0,2%
% κατά μάζα	4,0%
Σύνολο	100,0%

Τύπος Καυσίμου

Βασική ανάλυση

Ανθρακας
Υδρογόνο
Οξυγόνο
Αζωτο
Θείο
Τέφρα

Καύσιμο οριζόμενο από χρήστη - στερεό Ελαιοπυρηνόξυλο	
⊗ Βιομάζα ○ Ορυκτά καύσιμα	
% κατά μάζα	49,8%
% κατά μάζα	8,2%
% κατά μάζα	39,9%
% κατά μάζα	0,5%
% κατά μάζα	0,1%
% κατά μάζα	3,5%
Σύνολο	100,0%

Για τις συγκεκριμένες στοιχειακές αναλύσεις, το Λογισμικό RETScreen εκτιμά έναν συντελεστή εκπομπής CO₂ ίσο με **0,0962 tn CO₂/GJ** στην περίπτωση των ελαιοκλαδεμάτων και έναν συντελεστή εκπομπής CO₂ ίσο με **0,0975 tn CO₂/GJ** στην περίπτωση του ελαιοπυρηνόξυλου. Η ηλεκτρική ενέργεια που καταλήγει στο δίκτυο ανέρχεται σε 60.970 MWh/έτος (η οποία παράγεται σε ποσοστό 32% από το ελαιοπυρηνόξυλο και σε ποσοστό 68% από τα ελαιοκλαδέματα).

Περίπτωση Ελαιοκλαδεμάτων:

Η ετήσια ηλεκτρική ενέργεια που καταλήγει στο δίκτυο από τα ελαιοκλαδέματα υπολογίζεται ίση με $0,68 * 60.970 \text{ MWh/year} = 41.460 \text{ MWh/year} = 149.256 \text{ GJ/year}$. Άρα, οι ετήσιες εκπομπές CO₂ είναι ίσες με $0,0962 \text{ tn CO}_2/\text{GJ} * 149.256 \text{ GJ/year} = 14.358 \text{ tn CO}_2$.

Περίπτωση Ελαιοπυρηνόξυλου:

Η ετήσια ηλεκτρική ενέργεια που καταλήγει στο δίκτυο από το ελαιοπυρηνόξυλο υπολογίζεται ίση με $0,32 * 60.970 \text{ MWh/year} = 19.510 \text{ MWh/year} = 70.237 \text{ GJ/year}$. Επομένως, οι ετήσιες εκπομπές CO₂ είναι ίσες με $0,0975 \text{ tn CO}_2/\text{GJ} * 70.237 \text{ GJ/year} = 6.848 \text{ tn CO}_2$.

Συνεπώς, οι συνολικές ετήσιες εκπομπές CO₂ υπολογίζονται ίσες με 21.206 tn CO₂.

Ετήσια Εξοικονόμηση CO₂:

Με βάση τα παραπάνω, η καθαρή ετήσια μείωση εκπομπών CO₂ υπολογίζεται ίση με: $(58.836 - 21.206) \text{ tn CO}_2 = \mathbf{37.630 \text{ tn CO}_2}$.

5.4 Μελέτη περίπτωσης Νομού Πέλλας

5.4.1 Γενική περιγραφή Νομού Πέλλας

Ο Νομός Πέλλας βρίσκεται στο δυτικό τμήμα της Περιφέρειας της Κεντρικής Μακεδονίας και συνορεύει στα δυτικά με το Νομό Φλώρινας, στα βόρεια με την Πρώην Γιουγκοσλαβική Δημοκρατία της Μακεδονίας, στα ανατολικά με τους Νομούς Κιλίκης και Θεσσαλονίκης και στα νότια με το Νομό Ημαθίας (Σχήμα 5.5). Πρωτεύουσα του Νομού είναι η Έδεσσα. Σύμφωνα με την απογραφή του 2001, ο συνολικός πληθυσμός του Νομού εκτιμάται σε 145.797 κατοίκους. Ο Νομός Πέλλας καταλαμβάνει έκταση 2.505,8 km², το μεγαλύτερο ποσοστό της οποίας καλύπτεται από καλλιεργήσιμη γη, δάση και βοσκοτόπους.



Σχήμα 5.5 Χάρτης Νομού Πέλλας

(Πηγή: <http://www.ypes.gr/kapodistrias/greek/kapo/hrak.htm>)

Μορφολογία Εδάφους και Κλιματολογικές Συνθήκες Νομού Πέλλας:

Η επιφάνεια του Νομού Πέλλας χαρακτηρίζεται ορεινή στο μεγαλύτερο ποσοστό της (45,35%), ενώ οι πεδινές και ημιορεινές εκτάσεις καταλαμβάνουν αντίστοιχα το 39,93% και το 14,72% της επιφάνειάς του. Οι ορεινοί όγκοι που περιβάλλουν το Νομό είναι το όρος Βόρας (2.524 m), το όρος Βέρμιο (2.027 m), το όρος Πάικο (1.458 m), το όρος Τζένα (2.182 m) και το όρος Πίνοβο (2.154 m). Οι κύριες πεδινές εκτάσεις του Νομού είναι η πεδιάδα της Αριδαίας στο βόρειο τμήμα του Νομού, καθώς και η πεδιάδα της Έδεσσας και των Γιαννιτσών στο νότιο και ανατολικό τμήμα του Νομού. Το κλίμα του Νομού Πέλλας είναι ηπειρωτικό, με μεγάλο θερμοκρασιακό εύρος

μεταξύ χειμώνα και θέρους, ενώ χαρακτηρίζεται από έλλειψη βροχοπτώσεων κατά τη θερινή περίοδο²⁴.

Ανάπτυξη Νομού Πέλλας:

Αν και κατά βάση αγροτικός ο Νομός Πέλλας, τα τελευταία χρόνια χαρακτηρίζεται από εκδήλωση έντονης δραστηριότητας στον δευτερογενή και ιδιαίτερα στον τριτογενή τομέα, όπου ο τουρισμός και ο πολιτισμός προβάλλουν ως τομείς με ιδιαίτερες προοπτικές εξέλιξης και θετικής συνεισφοράς στην προσπάθεια βελτίωσης του επιπέδου ζωής των κατοίκων της περιοχής.

Ηλεκτρικό Σύστημα και Δίκτυο Νομού Πέλλας:

Ο Νομός Πέλλας ηλεκτροδοτείται κυρίως από ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται στους λιγνιτικούς σταθμούς της ΔΕΗ στη Δυτική Μακεδονία (Σταθμοί Αγίου Δημητρίου – Καρδιάς – Πτολεμαΐδας – Αμύνταιου) και η ηλεκτρική ενέργεια μεταφέρεται μέσω του δικτύου της ΔΕΗ.

5.4.2 Επιχειρηματικό σχέδιο αξιοποίησης κλαδοδεμάτων ροδακινιάς για ηλεκτροπαραγωγή

Στο Νομό Πέλλας, το γεωργικό υποπροϊόν που μπορεί να παραχθεί σε συνεχή βάση από τις γεωργικές εκμεταλλεύσεις και μπορεί να αξιοποιηθεί ενεργειακά προέρχεται κατά κύριο λόγο από την καλλιέργεια της ροδακινιάς, η οποία καταλαμβάνει την πολύ σημαντική έκταση των 86.876 ha. Κρίθηκε επομένως ενδιαφέρον, στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής εργασίας, να εξετασθεί η βιωσιμότητα μιας μονάδας ηλεκτροπαραγωγής, που θα χρησιμοποιεί ως καύσιμη ύλη τα **κλαδοδέματα της ροδακινιάς**, οι διαθέσιμες ποσότητες των οποίων για παραγωγή βιοενέργειας, ανέρχονται σε 32.860 dry tn/year (Πίνακας 5.6).

5.4.2.1 Αξιοποιήσιμο δυναμικό βιομάζας – Επιλογή μεγέθους μονάδας

Η επιλογή μεγέθους της μονάδας εξαρτάται άμεσα από την διαθέσιμη ποσότητα των κλαδοδεμάτων ροδακινιάς για την παραγωγή βιοενέργειας. Εκτιμάται ότι το κλάδεμα της ροδακινιάς πραγματοποιείται μία φορά κατ' έτος σε κάθε δέντρο και γίνεται στο στάδιο συγκομιδής του καρπού, μεταξύ Ιανουαρίου και Φεβρουαρίου. Λόγω του πλήθους δεδομένων στη βιβλιογραφία αναφορικά με τις καλλιεργούμενες εκτάσεις και τις αντίστοιχες στρεμματικές αποδόσεις, οι διαθέσιμες ποσότητες των κλαδοδεμάτων πολλαπλασιάζονται με ένα συντελεστή ασφαλείας της τάξης του 70%. Επομένως, η διαθέσιμη ποσότητα κλαδοδεμάτων ροδακινιάς για την παραγωγή βιοενέργειας ανέρχεται σε 23.002 dry tn/year.

²⁴ Πηγή: <http://www.anpe.gr/nomos.pellas.htm>

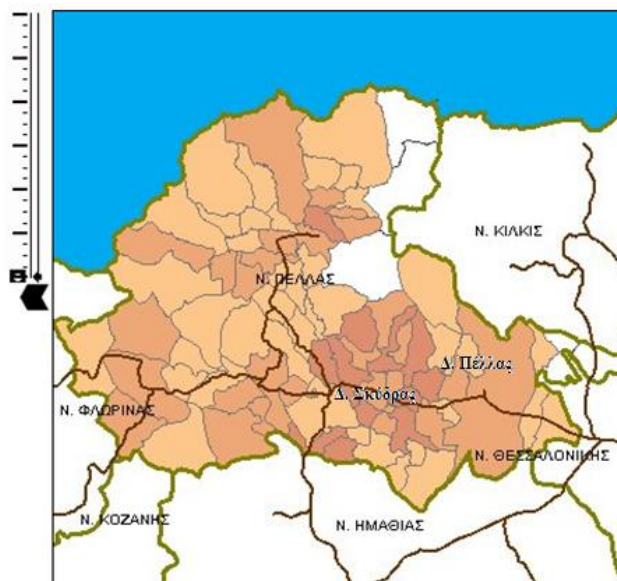
Βασικές παραδοχές:

- Η υγρασία συγκομιδής των κλαδοδεμάτων ροδακινιάς ανέρχεται σε 40%, οπότε δύναται η θερμοχημική μετατροπής της (τεχνολογία απευθείας καύση σε εσχάρα). Θεωρούμε ότι η μονάδα ηλεκτροπαραγωγής χρησιμοποιεί την τεχνολογία του Οργανικού Κύκλου Rankine (ORC), με συνολικό ενεργειακό βαθμό απόδοσης $\eta_{el}=20\%$ («ΦΙΛΙΠΠΟΠΟΥΛΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Τ.Ε.», Πίνακας 3.2, Κεφάλαιο 3).
- Οι απώλειες μεταφοράς και διανομής στο δίκτυο λαμβάνονται ίσες με 8% (Τσαλέμης κ.α. 2012).
- Η διαθεσιμότητα της μονάδας λαμβάνεται ίση με 80%, δηλαδή η μονάδα αναμένεται να λειτουργεί 7.008 ώρες ετησίως (Τσαλέμης κ.α. 2012).
- Η κατώτερη θερμογόνος δύναμη (σε ξηρή βάση) των κλαδοδεμάτων ροδακινιάς έχει υπολογιστεί ίση με $H_u=17,66 \text{ MJ/Kg}$ (Πίνακας 5.3).

Με βάση τις παραπάνω παραδοχές και τη Σχέση 5.7, ο σταθμός ηλεκτροπαραγωγής στο Νομό Πέλλας, έχει εγκατεστημένη ισχύ **3,5 MW** και χρησιμοποιεί ως καύσιμη ύλη **23.002 dry tn/year κλαδοδεμάτων ροδακινιάς**.

5.4.2.2 Χωροθέτηση μονάδας

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, η στρατηγικότερη οικονομικά εγκατάσταση της μονάδας είναι η θέση με την υψηλότερη παραγωγή. Στο Σχήμα 5.6 παρουσιάζεται η κατανομή του διαθέσιμου δυναμικού των κλαδοδεμάτων ροδακινιάς του Νομού Πέλλας. Είναι φανερό ότι η υψηλότερη παραγωγή κλαδοδεμάτων ροδακινιάς (η οποία σημειώνεται με σκούρο χρώμα) συγκεντρώνεται στους **Δήμους Πέλλας και Σκύδρας**. Επομένως, η περιοχή **Γιαννιτσών** του Δήμου Πέλλας, ενδείκνυται για την εγκατάσταση της μονάδας.



Σχήμα 5.6 Κατανομή δυναμικού κλαδοδεμάτων ροδακινιάς Νομού Πέλλας
(Πηγή: Βάση δεδομένων Κ.Α.Π.Ε. (Εθνικό Πληροφοριακό Σύστημα για την Ενέργεια),
διαθέσιμη στην ιστοσελίδα: <http://195.251.42.2/cgi-bin/nisehist.sh?objtype=xartes>)

5.4.2.3 Οικονομική Ανάλυση

Για τη μελέτη της βιωσιμότητας της μονάδας, όπως και στις προηγούμενες μελέτες περιπτώσεων, εξετάζονται δύο Χρηματοδοτικά Σχήματα, τα οποία διαμορφώνονται ανάλογα με τον αν λαμβάνεται υπόψη ή όχι η επιχορήγηση.

Κόστος Επένδυσης – Λειτουργικό Κόστος:

Για δυναμικότητα σταθμού βιομάζας μεταξύ 1MW και 5 MW, το κόστος επένδυσης εκτιμάται ίσο με 3.000 €/kW (Τσαλέμης κ.α. 2012). Επομένως, για την προτεινόμενη μονάδα ηλεκτροπαραγωγής, δυναμικότητας 3,5 MW, το **συνολικό κόστος επένδυσης** υπολογίζεται ίσο με **9.660.000 €**. Το **συνολικό κόστος λειτουργίας και συντήρησης**, εξαιρουμένου του κόστους καυσίμου, εκτιμάται στο 4,5% του συνολικού κόστους επένδυσης (Αγρανιώτης και Γραμμέλης 2013) και υπολογίζεται ίσο με **434.700 € ετησίως**.

Κόστος καυσίμου:

Ο Πίνακας 5.42 που ακολουθεί, συνοψίζει την ανάλυση του κόστους συλλογής και μεταφοράς βιομάζας με τη μορφή κλαδοδεμάτων ροδακινιάς.

Πίνακας 5.42 Ανάλυση κόστους συλλογής και μεταφοράς κλαδοδεμάτων ροδακινιάς.

Κόστος συλλογής κλαδοδεμάτων (€/tn)	46,56
Ενοικίαση χώρου προσωρινής αποθήκευσης (€/tn)	0,08
Απόσβεση περίφραξης (€/tn)	0,12
Λοιπές λειτουργικές δαπάνες χώρου αποθήκευσης (€/tn)	0,15
Μεταφορά μέχρι 50 km (€/tn)	10,00
Εργολαβικό κέρδος (€/tn)	6,00
Σύνολο (€/tn)	62,91
Απαιτούμενη ποσότητα κλαδοδεμάτων (tn)	23.000
Συνολικό κόστος συλλογής κλαδοδεμάτων (€/year)	1.446.930

(Πηγές: Τσιλιγιάννης κ.α. 2007, Οδηγός Σχεδιασμού Βιοενεργειακών Συστημάτων – BISOPLAN, διαθέσιμος στην ιστοσελίδα: <http://bisoplan.bioenarea.eu/html-files-gr/Handbook-intro.html>)

Επιπρόσθετοι Παράμετροι Οικονομικής Ανάλυσης:

- Η τιμή του επιτοκίου προεξόφλησης είναι ίση με 10%.
- Η τιμή του επιτοκίου δανεισμού λαμβάνεται ίση με 9%. Ο χρόνος εξόφλησης του δανείου εκτιμάται σε 10 έτη.
- Το ειδικό τέλος ισούται με το 3% επί του κύκλου εργασιών του έργου.
- Ο φόρος εσόδων λαμβάνεται ίσος με 20%.
- Η υπολειμματική αξία θεωρείται μηδενική. Παράλληλα, αγνοείται τελείως ο πληθωρισμός, θεωρώντας ότι δεν έχει σημαντική επίδραση στις αξίες των χρηματοροών.
- Η διάρκεια ζωής έργου εκτιμάται ίση με 25 έτη.

5.4.3.3.1 Α' Χρηματοδοτικό Σχήμα: Χωρίς Επιχορήγηση.

Στην περίπτωση αυτή, η βασική μελέτη θα διεξαχθεί για Κεφάλαιο που προέρχεται σε ποσοστό 30% από Ιδία Κεφάλαια και σε ποσοστό 70% από Δάνειο. Το κόστος ιδίων κεφαλαίων υπολογίζεται ως το συνολικό κόστος επένδυσης επί το ποσοστό 30% και ανέρχεται σε 2.898.000 €, ενώ το κόστος δανείου υπολογίζεται ως το συνολικό κόστος επένδυσης επί το ποσοστό 70% και ανέρχεται σε 6.762.000 €.

Υπολογισμός Ετήσιων Εσόδων:

Για σταθμούς βιομάζας εγκατεστημένης ισχύος από 1 έως 5 MW, η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας ανέρχεται σε 175 €/MWh (Ν. 3851/2010). Εφόσον η επένδυση υλοποιείται χωρίς τη χρήση δημόσιας επιχορήγησης, η τελική τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας υπολογίζεται ίση με 201,25 €/MWh (προσαύξηση κατά 15%). Ο υπολογισμός των ετήσιων εσόδων συνοψίζεται στον Πίνακα 5.43 που ακολουθεί (θεωρήθηκε ένα ποσοστό αυτοκατανάλωσης της τάξης του 5%).

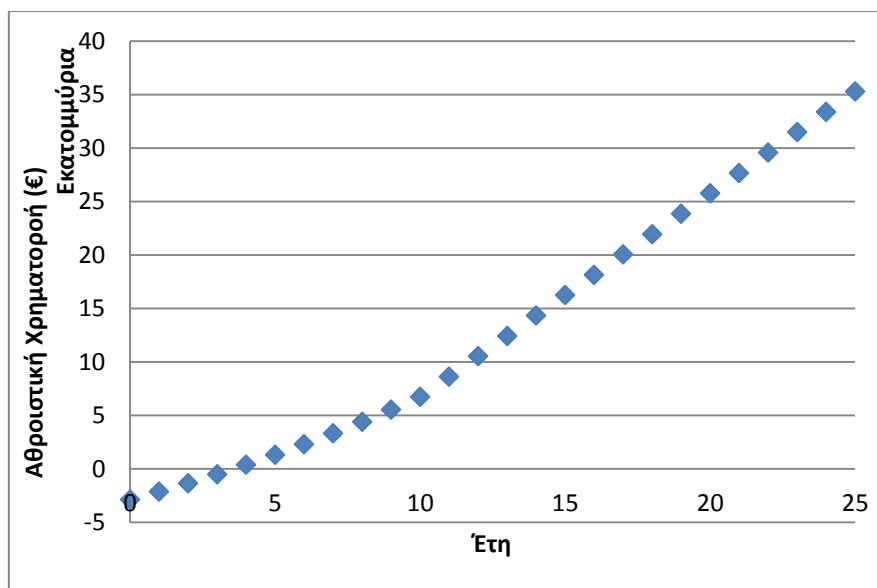
Πίνακας 5.43 Υπολογισμός ετήσιων εσόδων

Τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας από βιομάζα (€/MWh)	175,00
% Προσαύξηση τιμής πώλησης	15,00%
Τελική τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας από βιομάζα (€/MWh)	201,25
Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (MWh/year)	22.566
Αυτοκατανάλωση (MWh/year)	1.226
Ηλεκτρική ενέργεια στο δίκτυο (MWh/year)	21.339
Ετήσια Έσοδα (€/year)	4.294.546

Στον παρακάτω Πίνακα, καταστρώνεται μία κατάσταση χρηματοροών, που συγκεντρώνει όλες τις παραπάνω πληροφορίες και συνοψίζει τα οικονομικά μεγέθη καθ' όλη τη διάρκεια ζωής του έργου (Πίνακας 5.44).

Πίνακας 5.44 Υπολογισμός Χρηματοροών (Χωρίς Επιχορήγηση)

Έτη	Έσοδα (€)	Κόστος Λειτουργίας (€)	Κόστος Κανσίμου (€)	Αποσβέσεις (€)	Κόστος Δανείου (€)	Χρεωλύσιο (€)	Τόκοι (€)	Κέρδη προ Φόρων (€)	Κέρδη μετά Φόρων (€)	Καθαρή Χρηματοροή (€)
0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-2.898.000
1	4.294.546	563.536	1.446.930	386.400	6.762.000	676.200	608.580	1.289.100	1.031.280	741.480
2	4.294.546	563.536	1.446.930	386.400	6.085.800	676.200	547.722	1.349.958	1.079.966	790.166
3	4.294.546	563.536	1.446.930	386.400	5.409.600	676.200	486.864	1.410.816	1.128.653	838.853
4	4.294.546	563.536	1.446.930	386.400	4.733.400	676.200	426.006	1.471.674	1.177.339	887.539
5	4.294.546	563.536	1.446.930	386.400	4.057.200	676.200	365.148	1.532.532	1.226.025	936.225
6	4.294.546	563.536	1.446.930	386.400	3.381.000	676.200	304.290	1.593.390	1.274.712	984.912
7	4.294.546	563.536	1.446.930	386.400	2.704.800	676.200	243.432	1.654.248	1.323.398	1.033.598
8	4.294.546	563.536	1.446.930	386.400	2.028.600	676.200	182.574	1.715.106	1.372.085	1.082.285
9	4.294.546	563.536	1.446.930	386.400	1.352.400	676.200	121.716	1.775.964	1.420.771	1.130.971
10	4.294.546	563.536	1.446.930	386.400	676.200	676.200	60.858	1.836.822	1.469.457	1.179.657
11	4.294.546	563.536	1.446.930	386.400	0	0	0	1.897.680	1.518.144	1.904.544
12	4.294.546	563.536	1.446.930	386.400	0	0	0	1.897.680	1.518.144	1.904.544
13	4.294.546	563.536	1.446.930	386.400	0	0	0	1.897.680	1.518.144	1.904.544
14	4.294.546	563.536	1.446.930	386.400	0	0	0	1.897.680	1.518.144	1.904.544
15	4.294.546	563.536	1.446.930	386.400	0	0	0	1.897.680	1.518.144	1.904.544
16	4.294.546	563.536	1.446.930	386.400	0	0	0	1.897.680	1.518.144	1.904.544
17	4.294.546	563.536	1.446.930	386.400	0	0	0	1.897.680	1.518.144	1.904.544
18	4.294.546	563.536	1.446.930	386.400	0	0	0	1.897.680	1.518.144	1.904.544
19	4.294.546	563.536	1.446.930	386.400	0	0	0	1.897.680	1.518.144	1.904.544
20	4.294.546	563.536	1.446.930	386.400	0	0	0	1.897.680	1.518.144	1.904.544
21	4.294.546	563.536	1.446.930	386.400	0	0	0	1.897.680	1.518.144	1.904.544
22	4.294.546	563.536	1.446.930	386.400	0	0	0	1.897.680	1.518.144	1.904.544
23	4.294.546	563.536	1.446.930	386.400	0	0	0	1.897.680	1.518.144	1.904.544
24	4.294.546	563.536	1.446.930	386.400	0	0	0	1.897.680	1.518.144	1.904.544
25	4.294.546	563.536	1.446.930	386.400	0	0	0	1.897.680	1.518.144	1.904.544



Διάγραμμα 5.19 Αθροιστική Χρηματοροή (Χωρίς Επιχορήγηση)

Οικονομική Αποτίμηση Επένδυσης:

Με βάση την οικονομική ανάλυση που προηγήθηκε, προέκυψαν τα ακόλουθα αποτελέσματα:

- NPV = 8,4 εκ. € > 0
- IRR = 19,9 % > 10%
- Payback: 3,6 έτη

Εφόσον η NPV είναι μεγαλύτερη του μηδενός και ο IRR μεγαλύτερος του επιτοκίου προεξόφλησης ($i=10\%$), το έργο εγκρίνεται. Η πραγματοποίηση της απόσβεσης σε 3,6 έτη υποδηλώνει μια ιδιαίτερα κερδοφόρα επένδυση.

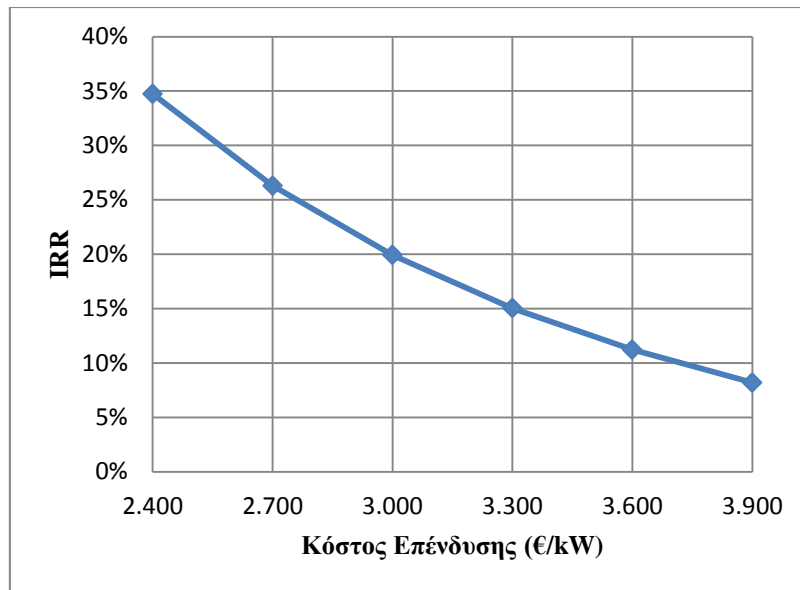
Ανάλυση Ευαισθησίας:

Ευαισθησία στο Κόστος Επένδυσης:

Πίνακας 5.45 Ανάλυση ευαισθησίας στο κόστος επένδυσης

Κόστος Επένδυσης (€/KW)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Έτη)
2.400	10,6	34,7	2,2
2.700	9,5	26,3	2,8
3.000	8,4	19,9	3,6
3.300	7,2	15,0	4,6
3.600	6,1	11,2	5,8
3.900	4,9	8,2	9,3

Παρατηρούμε ότι η απόδοση της επένδυσης δεν είναι ιδιαίτερα ευαίσθητη σε πιθανή αύξηση του επενδυτικού κόστους. Μόνο αν το κόστος επένδυσης αυξηθεί σημαντικά κατά 30% της τιμής αναφοράς (δηλαδή από 3.000 €/kW σε 3.900 €/kW), ο IRR μειώνεται σημαντικά από 19,9% σε 8,2%, μικρότερος δηλαδή του επιτοκίου προεξόφλησης, και η επένδυση παύει να είναι κερδοφόρα. Στο Διάγραμμα που ακολουθεί, παρουσιάζεται η μεταβολή του IRR με το κόστος επένδυσης, αν μεταβληθεί η τιμή του επενδυτικού κόστους από -20% έως 30% ως προς τη βασική τιμή που χρησιμοποιήθηκε.



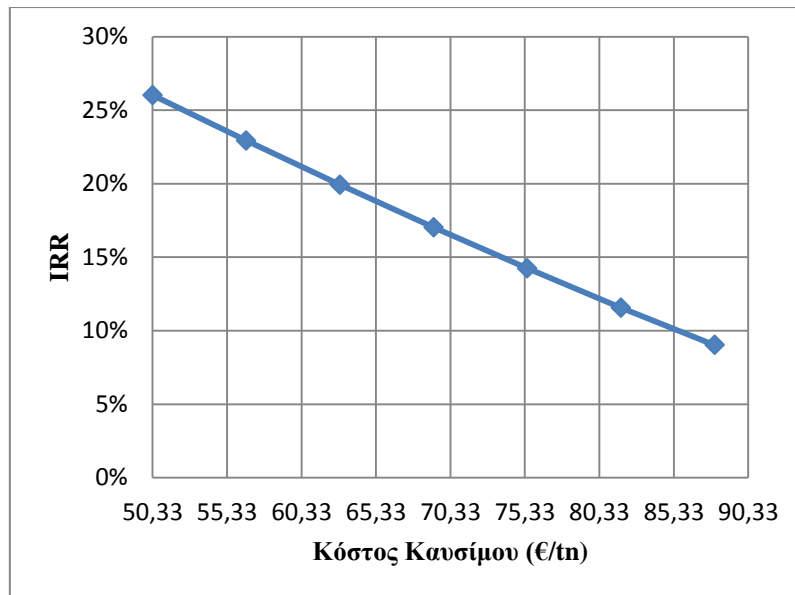
Διάγραμμα 5.20 Ευαισθησία του IRR στο κόστος επένδυσης

Ευαισθησία στο Κόστος Καυσίμου:

Πίνακας 5.46 Ανάλυση ευαισθησίας στο κόστος καυσίμου

Κόστος Καυσίμου (€/tn)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Έτη)
50,33	10,5	26,0	2,8
56,62	9,4	22,9	3,2
62,91	8,4	19,9	3,6
69,20	7,3	17,0	4,1
75,49	6,3	14,2	4,8
81,78	5,2	11,6	5,7
88,07	4,2	9,0	6,8

Είναι φανερό ότι η απόδοση της επένδυσης δεν επηρεάζεται ιδιαίτερα από ενδεχόμενη μεταβολή του κόστους των κλαδοδεμάτων. Η επένδυση δεν εγκρίνεται μόνο αν το κόστος των κλαδοδεμάτων αυξηθεί σημαντικά από 62,91 €/tn σε 88,07 €/tn (αύξηση της τάξης του 40%), που συνεπάγεται αντίστοιχη μείωση του IRR από 19,9% σε 9,0%, τιμή μικρότερη του επιτοκίου προεξόφλησης $i=10\%$. Το Διάγραμμα που ακολουθεί δείχνει τη μεταβολή του IRR με το κόστος συλλογής και μεταφοράς των κλαδοδεμάτων, για μεταβολή του κόστους από -20% έως 40% της βασικής τιμής που χρησιμοποιήθηκε.



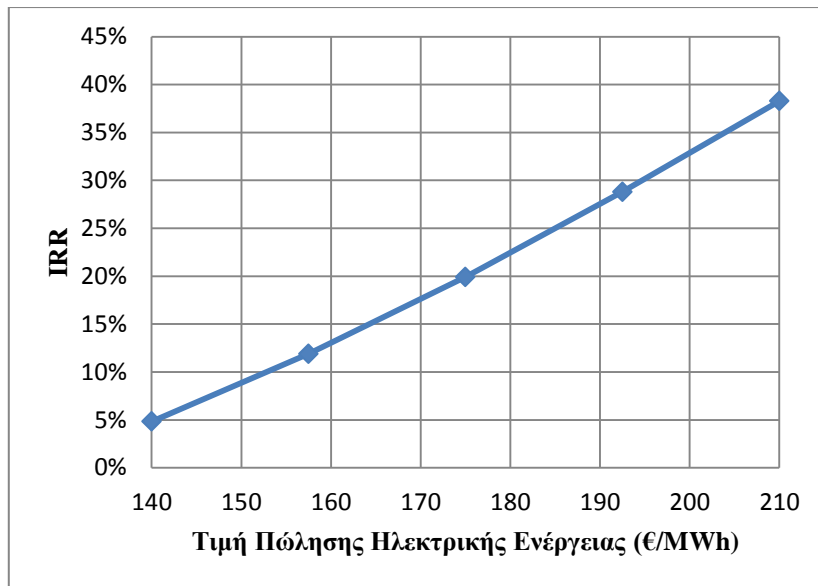
Διάγραμμα 5.21 Ευαισθησία του IRR στο κόστος καυσίμου

Ευαισθησία στην Τιμή Πώλησης Ηλεκτρικής Ενέργειας:

Πίνακας 5.47 Ανάλυση ευαισθησίας στην τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας

Τιμή Πώλησης Ηλεκτρισμού (€/MWh)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Ετη)
140,0	2,3	4,8	9,9
157,5	5,3	11,9	5,6
175,0	8,4	19,9	3,6
192,5	11,4	28,8	2,6
210,0	14,4	38,3	2,0

Είναι εμφανές ότι πιθανή αύξηση στην τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας δεν επηρεάζει την απόδοση της επένδυσης ($NPV > 0$, $IRR > 10\%$). Παράλληλα, αν η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας μειωθεί κατά 10% (δηλαδή από 175,0 €/MWh σε 157,5 €/MWh), η επένδυση εξακολουθεί να είναι κερδοφόρα ($NPV = 5,3$ εκ. € > 0 και $IRR = 11,9\% > 10\%$). Αντιθέτως, μείωσης της τιμής πώλησης του ηλεκτρισμού κατά 20% ελαττώνει σημαντικά τον IRR από 19,9% σε 4,8%, τιμή πολύ μικρότερη του επιτοκίου προεξόφλησης $i=10\%$, και η επένδυση παύει να είναι συμφέρουσα. Στο Διάγραμμα που ακολουθεί, απεικονίζεται πως μεταβάλλεται ο IRR με την τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, για μεταβολή της τιμής αυτής από -20% έως 20% της βασικής τιμής που χρησιμοποιήθηκε (175,0 €/MWh).



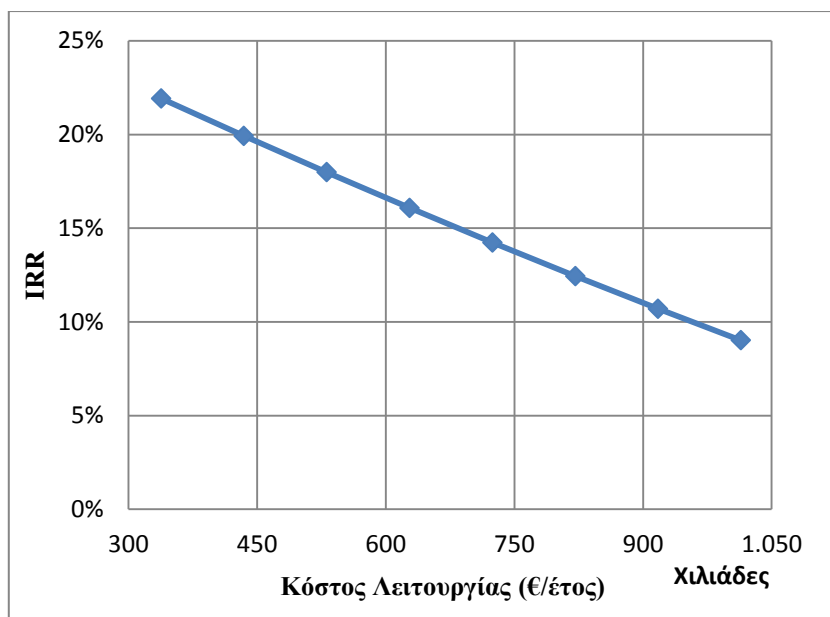
Διάγραμμα 5.22 Ευαισθησία του IRR στην τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας

Ευαισθησία στο Κόστος Λειτουργίας:

Πίνακας 5.48 Ανάλυση ευαισθησίας στο κόστος λειτουργίας

Κόστος Λειτουργίας (χιλ. €/έτος)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Έτη)
338,1	9,1	21,9	3,3
434,7	8,4	19,9	3,6
531,3	7,7	18,0	3,9
627,9	7,0	16,1	4,3
724,5	6,3	14,2	4,8
821,1	5,6	12,4	5,4
917,7	4,9	10,7	6,1
1.014,3	4,1	9,0	6,9

Παρατηρούμε ότι η αποδοτικότητα του έργου δεν είναι ιδιαίτερα ευαίσθητη σε μεταβολές του κόστους λειτουργίας. Η επένδυση παύει να είναι αποδοτική ($IRR < 10\%$), μόνο στην περίπτωση που το λειτουργικό κόστος αυξηθεί σημαντικά, εκτιμηθεί δηλαδή ως 10,5 % επί το συνολικό κόστος επένδυσης (1.014,3 χιλ. €/έτος). Το παρακάτω Διάγραμμα δείχνει τη μεταβολή του IRR με τη μεταβολή του κόστους λειτουργίας, για μεταβολές του κόστους λειτουργίας από 3,5% έως 10,5% επί το κόστος επένδυσης.



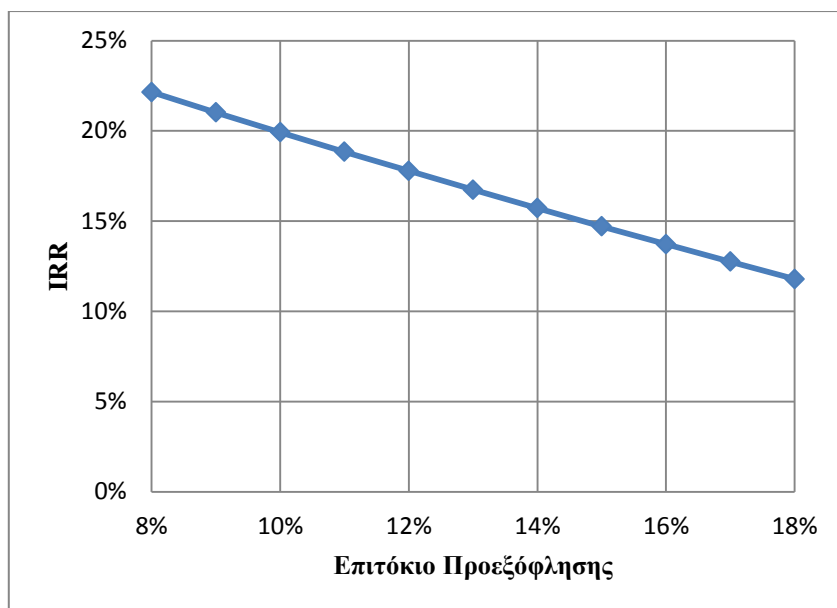
Διάγραμμα 5.23 Ευαισθησία του IRR στο κόστος λειτουργίας

Ευαισθησία στο Επιτόκιο Προεξόφλησης:

Πίνακας 5.49 Ανάλυση ευαισθησίας στο επιτόκιο προεξόφλησης

Επιτόκιο Προεξόφλησης (%)	NPV (εκ. €)	IRR (%)
8,0	10,9	22,1
9,0	9,5	21,0
10,0	8,4	19,9
11,0	7,3	18,8
12,0	6,5	17,8
13,0	5,7	16,7
14,0	5,0	15,7
15,0	4,4	14,7
16,0	3,9	13,7
17,0	3,4	12,8
18,0	3,0	11,8

Στο Διάγραμμα που ακολουθεί παρουσιάζεται πως μεταβάλλεται ο IRR με την τιμή του επιτοκίου προεξόφλησης. Φαίνεται ότι ακόμη και με μία σημαντική αύξηση της τιμής του επιτοκίου προεξόφλησης από $i=10\%$ σε $i=14\%$, η επένδυση εξακολουθεί να είναι κερδοφόρα. Η επένδυση παύει να είναι αποδοτική μόνο στην περίπτωση που το επιτόκιο προεξόφλησης αυξηθεί από 15% και άνω.



Διάγραμμα 5.24 Ευαισθησία του IRR στο επιτόκιο προεξόφλησης

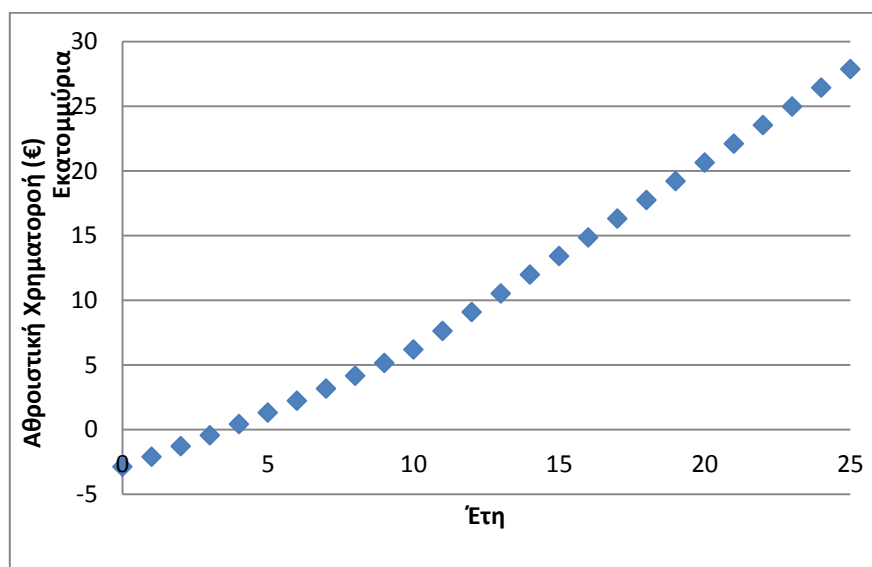
5.4.3.3.2 Β' Χρηματοδοτικό Σχήμα: Με Επιχορήγηση

Στην περίπτωση αυτή, η βασική μελέτη διεξάγεται για Κεφάλαιο που προέρχεται σε ποσοστό 30% από Ιδία Κεφάλαια, σε ποσοστό 40% από Δάνειο και σε ποσοστό 30% από Επιχορήγηση. Το ποσοστό επιχορήγησης καθορίστηκε από τον Αναπτυξιακό Νόμο 3908/2011, για το Νομό Πέλλας. Επομένως, το κόστος ιδίων κεφαλαίων υπολογίζεται ίσο με 2.898.000 €, το κόστος δανείου ίσο με 3.864.000 €, ενώ το κόστος επιχορήγησης ίσο με 2.898.000 €.

Επισημαίνουμε ότι στην περίπτωση αυτή η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας τιμολογείται με την τιμή σε 175 €/MWh (N. 3851/2010), χωρίς την προσάυξηση, δεδομένου ότι η επένδυση υλοποιείται με τη χρήση δημόσιας επιχορήγησης. Καταστρώνεται ο Πίνακας Χρηματοροών που ακολουθεί:

Πίνακας 5.50 Υπολογισμός Χρηματοροών (Με Επιχορήγηση)

Έτη	Έσοδα (€)	Κόστος Λειτουργίας (€)	Κόστος Καυσίμου (€)	Αποσβέσεις (€)	Κόστος Δανείου (€)	Χρεωλύσιο (€)	Τόκοι (€)	Κέρδη προ Φόρων (€)	Κέρδη μετά Φόρων (€)	Καθαρή Χρηματοροή (€)
0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-2.898.000
1	3.734.388	546.732	1.446.930	270.480	3.864.000	386.400	347.760	1.122.486	897.989	782.069
2	3.734.388	546.732	1.446.930	270.480	3.477.600	386.400	312.984	1.157.262	925.810	809.890
3	3.734.388	546.732	1.446.930	270.480	3.091.200	386.400	278.208	1.192.038	953.631	837.711
4	3.734.388	546.732	1.446.930	270.480	2.704.800	386.400	243.432	1.226.814	981.451	865.531
5	3.734.388	546.732	1.446.930	270.480	2.318.400	386.400	208.656	1.261.590	1.009.272	893.352
6	3.734.388	546.732	1.446.930	270.480	1.932.000	386.400	173.880	1.296.366	1.037.093	921.173
7	3.734.388	546.732	1.446.930	270.480	1.545.600	386.400	139.104	1.331.142	1.064.914	948.994
8	3.734.388	546.732	1.446.930	270.480	1.159.200	386.400	104.328	1.365.918	1.092.735	976.815
9	3.734.388	546.732	1.446.930	270.480	772.800	386.400	69.552	1.400.694	1.120.555	1.004.635
10	3.734.388	546.732	1.446.930	270.480	386.400	386.400	34.776	1.435.470	1.148.376	1.032.456
11	3.734.388	546.732	1.446.930	270.480	0	0	0	1.470.246	1.176.197	1.446.677
12	3.734.388	546.732	1.446.930	270.480	0	0	0	1.470.246	1.176.197	1.446.677
13	3.734.388	546.732	1.446.930	270.480	0	0	0	1.470.246	1.176.197	1.446.677
14	3.734.388	546.732	1.446.930	270.480	0	0	0	1.470.246	1.176.197	1.446.677
15	3.734.388	546.732	1.446.930	270.480	0	0	0	1.470.246	1.176.197	1.446.677
16	3.734.388	546.732	1.446.930	270.480	0	0	0	1.470.246	1.176.197	1.446.677
17	3.734.388	546.732	1.446.930	270.480	0	0	0	1.470.246	1.176.197	1.446.677
18	3.734.388	546.732	1.446.930	270.480	0	0	0	1.470.246	1.176.197	1.446.677
19	3.734.388	546.732	1.446.930	270.480	0	0	0	1.470.246	1.176.197	1.446.677
20	3.734.388	546.732	1.446.930	270.480	0	0	0	1.470.246	1.176.197	1.446.677
21	3.734.388	546.732	1.446.930	270.480	0	0	0	1.470.246	1.176.197	1.446.677
22	3.734.388	546.732	1.446.930	270.480	0	0	0	1.470.246	1.176.197	1.446.677
23	3.734.388	546.732	1.446.930	270.480	0	0	0	1.470.246	1.176.197	1.446.677
24	3.734.388	546.732	1.446.930	270.480	0	0	0	1.470.246	1.176.197	1.446.677
25	3.734.388	546.732	1.446.930	270.480	0	0	0	1.470.246	1.176.197	1.446.677



Διάγραμμα 5.25 Αθροιστική Χρηματοροή (Με Επιχορήγηση)

Οικονομική Αποτίμηση Επένδυσης:

Με βάση την οικονομική ανάλυση που προηγήθηκε, προέκυψαν τα ακόλουθα αποτελέσματα:

- NPV = 6,8 εκ. € > 0
- IRR = 18,9 % > 10%
- Payback: 3,5 έτη

Αφού η NPV είναι μεγαλύτερη του μηδενός και ο IRR μεγαλύτερος του επιτοκίου προεξόφλησης ($i=10\%$), το έργο είναι κερδοφόρο. Για διάρκεια ζωής της επένδυσης ίση με 25 έτη, η πραγματοποίηση της απόσβεσης σε 3,5 έτη υποδηλώνει μια πολύ συμφέρουσα επένδυση.

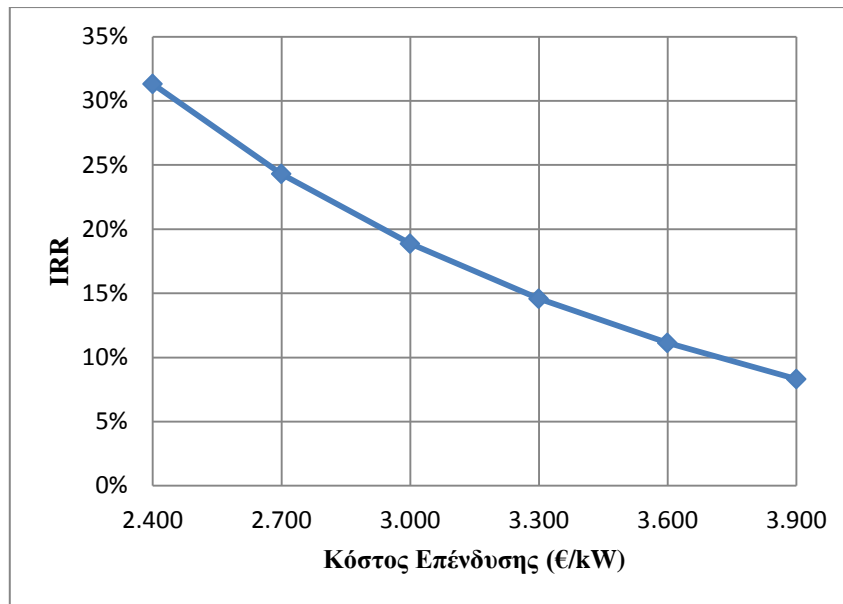
Ανάλυση Ευαισθησίας:

Ευαισθησία στο Κόστος Επένδυσης:

Πίνακας 5.51 Ανάλυση ευαισθησίας στο κόστος επένδυσης

Κόστος Επένδυσης (€/kW)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Ετη)
2.400	8,6	31,3	2,3
2.700	7,7	24,2	2,9
3.000	6,8	18,9	3,5
3.300	5,9	14,6	4,3
3.600	5,0	11,1	5,2
3.900	4,0	8,3	6,4

Παρατηρούμε ότι μία πιθανή αύξηση του επενδυτικού κόστους δεν επηρεάζει ιδιαίτερα την απόδοση της επένδυσης. Μόνο στην περίπτωση που το επενδυτικό κόστος αυξηθεί από 3.000 €/kW σε 3.900 €/kW (αύξηση δηλαδή της τάξης του 30%), ο IRR ελαττώνεται σημαντικά σε 8,3% < 10%. Το παρακάτω Διάγραμμα απεικονίζει πως μεταβάλλεται η τιμή του IRR με το κόστος επένδυσης, με μεταβολή της τιμής του επενδυτικού κόστους από -20% έως 30% ως προς την τιμή αναφοράς (3.000 €/kW).



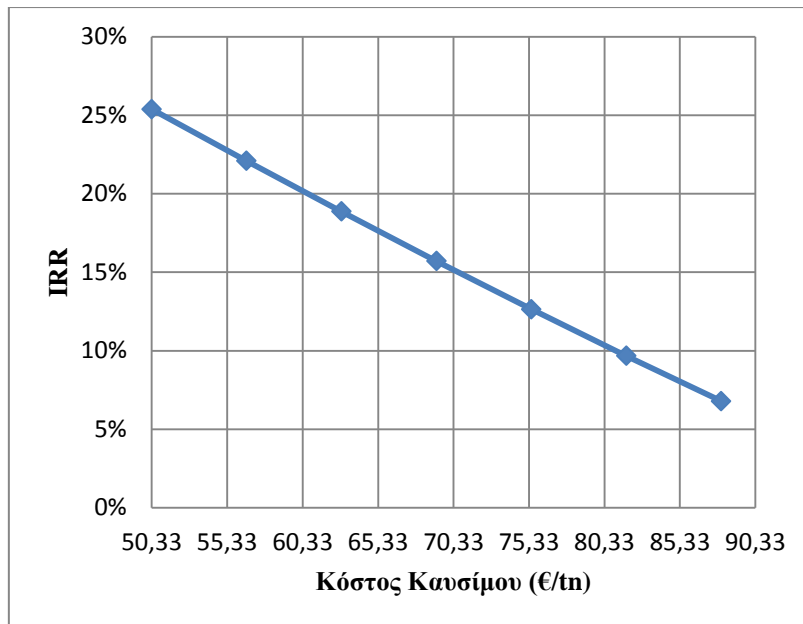
Διάγραμμα 5.26 Ευαισθησία του IRR στο κόστος επένδυσης

Ευαισθησία στο Κόστος Καυσίμου:

Πίνακας 5.46 Ανάλυση ευαισθησίας στο κόστος καυσίμου

Κόστος Καυσίμου (€/tn)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Έτη)
50,33	8,9	25,4	2,8
56,62	7,8	22,1	3,1
62,91	6,8	18,9	3,5
69,20	5,7	15,7	4,1
75,49	4,7	12,6	4,8
81,78	3,6	9,7	5,8
88,07	2,6	6,8	7,2

Η τιμή του IRR = 18,9% αντιστοιχεί σε εκτιμώμενο κόστος συλλογής και μεταφοράς κλαδοδεμάτων ίσο με 62,91 €/tn. Όπως αναμενόταν, πιθανή μείωση του κόστους κλαδοδεμάτων δεν επηρεάζει την απόδοση της επένδυσης (NPV>0 και IRR>10%). Παράλληλα, ακόμη και με ενδεχόμενη αύξηση του κόστους κλαδοδεμάτων κατά 20% (από 62,91 €/tn σε 75,49 €/tn), η επένδυση εξακολουθεί να είναι συμφέρουσα (NPV = 4,7 εκ. € > 0 και IRR = 12,6% > 10%). Ωστόσο, αν αυτό αυξηθεί κατά 30% (81,78 €/tn), ο IRR μειώνεται σε 9,7% < 10% και το έργο παύει να είναι αποδεκτό. Στο ακόλουθο Διάγραμμα απεικονίζεται η μεταβολή του IRR με το κόστος συλλογής και μεταφοράς των κλαδοδεμάτων, για μεταβολή του κόστους από -20% έως 40% της βασικής τιμής που χρησιμοποιήθηκε.



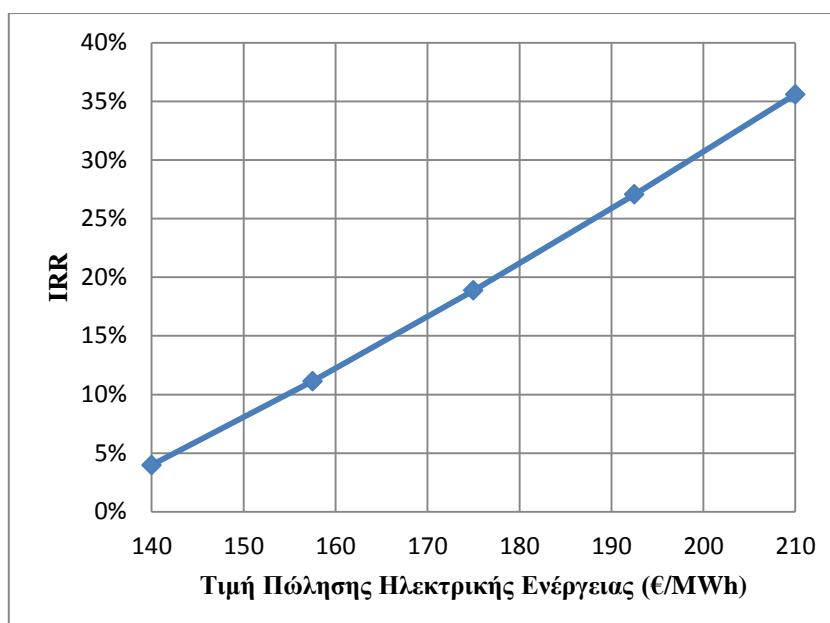
Διάγραμμα 5.27 Ευαισθησία του IRR στο κόστος καυσίμου

Ευαισθησία στην Τιμή Πώλησης Ηλεκτρικής Ενέργειας:

Πίνακας 5.47 Ανάλυση ευαισθησίας στην τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας

Τιμή Πώλησης Ηλεκτρισμού (€/MWh)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Ετη)
140,0	1,5	4,0	9,2
157,5	4,2	11,1	5,3
175,0	6,8	18,9	3,5
192,5	9,4	27,1	2,6
210,0	12,0	35,6	2,1

Είναι εμφανές ότι πιθανή αύξηση στην τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας καθιστά την επένδυση εξαιρετικά κερδοφόρα. Συγκεκριμένα, αν η τιμή πώλησης του ηλεκτρισμού αυξηθεί από 175 €/MWh σε 210 €/MWh (αύξηση κατά 20%), ο IRR αυξάνεται σε 35,6%. Παράλληλα, αν η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας μειωθεί κατά 10% (157,5 €/MWh), η επένδυση εξακολουθεί να είναι συμφέρουσα (NPV = 4,2 εκ. € και IRR = 11,1% > 10%). Αντιθέτως, μείωση της τιμής πώλησης του ηλεκτρισμού κατά 20% ελαττώνει σημαντικά τον IRR από 18,9% σε 4,0% και η επένδυση δεν εγκρίνεται. Στο Διάγραμμα που ακολουθεί, απεικονίζεται πως μεταβάλλεται ο IRR με την τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, για μεταβολή της τιμής αυτής από -20% έως 20% της βασικής τιμής που χρησιμοποιήθηκε (175,0 €/MWh).



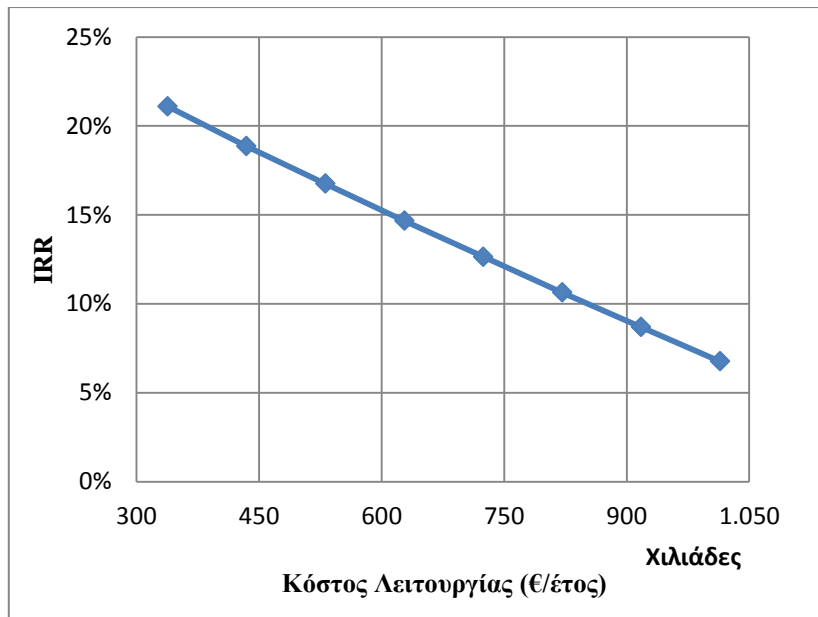
Διάγραμμα 5.28 Ευαισθησία του IRR στην τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας

Ευαισθησία στο Κόστος Λειτουργίας:

Πίνακας 5.48 Ανάλυση ευαισθησίας στο κόστος λειτουργίας

Κόστος Λειτουργίας (χιλ. €/έτος)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Έτη)
338,1	7,5	21,1	3,3
434,7	6,8	18,9	3,5
531,3	6,1	16,8	3,9
627,9	5,4	14,7	4,3
724,5	4,7	12,7	4,8
821,1	4,0	10,6	5,4
917,7	3,3	8,7	6,2
1.014,3	2,6	6,8	7,2

Στην εξεταζόμενη περίπτωση, το κόστος λειτουργίας (πλην του καυσίμου) υπολογίστηκε ως 4,5% επί το συνολικό κόστος επένδυσης (434,7 χιλ. € ετησίως). Παρατηρούμε ότι η αποδοτικότητα του έργου δεν είναι ιδιαίτερα ευαίσθητη σε μεταβολές του κόστους λειτουργίας. Η επένδυση παύει να είναι κερδοφόρα ($IRR < 10\%$), στην περίπτωση που το λειτουργικό κόστος αυξηθεί από 917,7 χιλ. € και άνω (εκτιμηθεί δηλαδή σε ποσοστό από 9,5% και άνω επί το κόστος επένδυσης). Το παρακάτω Διάγραμμα δείχνει τη μεταβολή του IRR με τη μεταβολή του κόστους λειτουργίας, για μεταβολές του κόστους λειτουργίας από 3,5% έως 10,5% επί το κόστος επένδυσης.



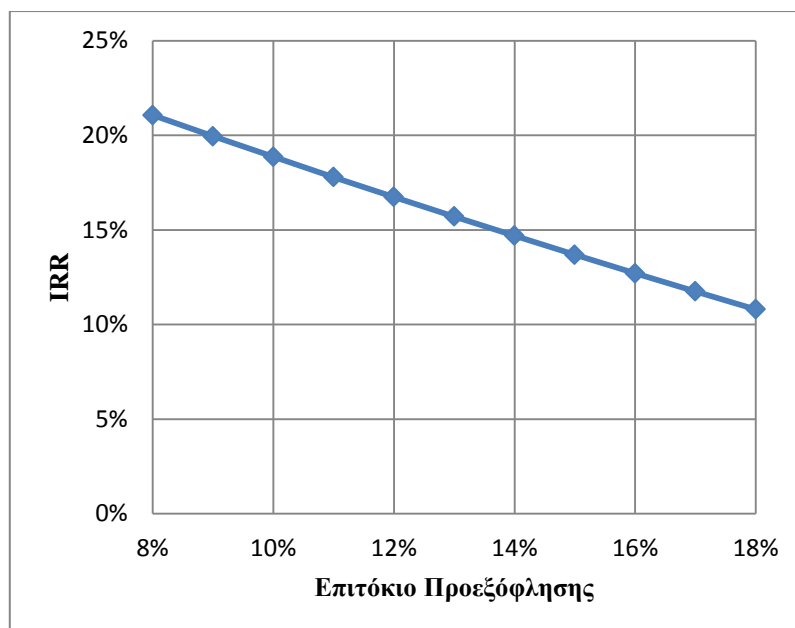
Διάγραμμα 5.29 Ευαισθησία του IRR στο κόστος λειτουργίας

Ευαισθησία στο Επιτόκιο Προεξόφλησης:

Πίνακας 5.49 Ανάλυση ευαισθησίας στο επιτόκιο προεξόφλησης

Επιτόκιο Προεξόφλησης (%)	NPV (εκ. €)	IRR (%)
8,0	8,8	21,1
9,0	7,7	20,0
10,0	6,8	18,9
11,0	6,0	17,8
12,0	5,3	16,7
13,0	4,6	15,7
14,0	4,1	14,7
15,0	3,6	13,7
16,0	3,2	12,7
17,0	2,8	11,8
18,0	2,4	10,8

Το ακόλουθο Διάγραμμα δείχνει πως μεταβάλλεται ο IRR με την τιμή του επιτοκίου προεξόφλησης. Είναι φανερό ότι ακόμη και με μία σημαντική αύξηση της τιμής του επιτοκίου προεξόφλησης από $i=10\%$ σε $i=14\%$, η επένδυση εξακολουθεί να είναι συμφέρουσα. Ωστόσο, σε περίπτωση αύξησης του επιτοκίου προεξόφλησης από 15% και άνω, η επένδυση παύει να είναι κερδοφόρα.



Διάγραμμα 5.30 Ευαισθησία του IRR στο επιτόκιο προεξόφλησης

5.4.2.4 Ανάλυση εκπομπών αερίου του θερμοκηπίου

Στη συνέχεια, θα υπολογιστεί η ετήσια εξοικονόμηση του διοξειδίου του άνθρακα (CO₂), με τη βοήθεια του Λογισμικού Ανάλυσης Έργων Καθαρής Ενέργειας “RETScreen”.

Βασική περίπτωση ηλεκτρισμού (Τυπική Συμβατική Τεχνολογία):

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, ο Νομός Πέλλας είναι διασυνδεδεμένος με την Ηπειρωτική Ελλάδα. Θεωρώντας επομένως το κλασικό ενεργειακό μείγμα της Ηπειρωτικής Ελλάδας (Κάραλης 2007) που θεωρήθηκε και στην περίπτωση του Νομού Αργολίδας και για τον ίδιο συντελεστή απωλειών δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας (8%), ο συνολικός συντελεστής εκπομπής CO₂ που υπολογίζει το RETScreen είναι ίδιος, δηλαδή **0,843 tn CO₂/MWh**. Δεδομένου ότι η ηλεκτρική ενέργεια που καταλήγει στο δίκτυο ανέρχεται σε 21.339 MWh/year, οι ετήσιες εκπομπές CO₂ είναι ίσες με: $0,843 \text{ (tn/MWh)} * 21.339 \text{ MWh} = 17.989 \text{ tn CO}_2$.

Προτεινόμενη Περίπτωση Μελέτης (Τεχνολογία Βιομάζας):

Στην εξεταζόμενη περίπτωση που η μονάδα τροφοδοτείται 100% με κλαδοδέματα ροδακινιάς, το Λογισμικό RETScreen δεν μπορεί να εκτιμήσει τον συντελεστή εκπομπής CO₂, αφού δεν είναι γνωστή η στοιχειακή ανάλυση των κλαδοδεμάτων ροδακινιάς. Για το λόγο αυτό, γίνεται η παραδοχή ότι η τιμή του συντελεστή CO₂ είναι η ίδια με την περίπτωση των κλαδοδεμάτων πορτοκαλιάς (0,104 tn CO₂/GJ). Η ηλεκτρική ενέργεια που καταλήγει στο δίκτυο ανέρχεται σε 21.339 MWh/year = 76.820 GJ/year. Άρα, οι ετήσιες εκπομπές CO₂ είναι ίσες με $0,104 \text{ tn CO}_2/\text{GJ} * 76.820 \text{ GJ/year} = 7.989 \text{ tn CO}_2/\text{year}$.

Ετήσια Εξοικονόμηση CO₂:

Με βάση τα παραπάνω, η καθαρή ετήσια μείωση εκπομπών CO₂ υπολογίζεται ίση με: (17.989 – 7.989) tn CO₂ /year = **10.000 tn CO₂ /year.**

5.5 Μελέτη περίπτωσης Νομού Σερρών

5.5.1 Γενική περιγραφή Νομού Σερρών

Ο Νομός Σερρών βρίσκεται στο ανατολικό τμήμα της Κεντρικής Μακεδονίας και αποτελεί έναν από τους επτά νομούς που απαρτίζουν την ομώνυμη Περιφέρεια (Σχήμα 5.7). Έχει πρωτεύουσα τις Σέρρες και συνορεύει ανατολικά με τους νομούς Δράμας και Καβάλας, δυτικά με τους νομούς Θεσσαλονίκης και Κιλκίς, βόρεια με τη Βουλγαρία ενώ νότια βρέχεται από τον Στρυμονικό Κόλπο. Ο συνολικός πληθυσμός του Νομού κατά την απογραφή του 2001 ήταν 200.916 κάτοικοι, ενώ η κατανομή του πληθυσμού σε αγροτικό και αστικό είναι 53% και 47% αντίστοιχα. Η έκταση του Νομού ανέρχεται σε 3.970 km². Το 48% του νομού αποτελούν οι γεωργικές εκτάσεις, γεγονός που προσδιορίζει και την κύρια ασχολία των κατοίκων του Νομού (Βικιπαίδεια).



Σχήμα 5.7 Χάρτης Νομού Σερρών
(Πηγή: http://www.kalpes.gr/images/maps/large/i_serr.gif)

Μορφολογία Εδάφους Νομού Σερρών:

Ο Νομός Σερρών ανήκει στους πεδινότερους νομούς της Ελλάδας, αφού το 48% της συνολικής του έκτασης χαρακτηρίζεται σαν πεδινό-ημιορεινό. Περικλείεται δυτικά από τις οροσειρές Κερκίνης – Βερτίσκου - Κερδυλίων, ανατολικά από τις οροσειρές Ορβήλου – Μενοικίου - Παγγαίου, ενώ βόρεια δεσπόζει το όρος Μπέλες. Το Νομό διασχίζει ο ποταμός Στρυμόνας, που πηγάζει από τη Βουλγαρία και εκβάλλει στο Στρυμονικό κόλπο. Κυριότερος παραπόταμός του είναι ο Αγγίτης, στο ανατολικό τμήμα του νομού, όπου ρέει μεταξύ του Παγγαίου και του Μενοικίου όρους, σχηματίζοντας το φαράγγι του Αγγίτη, δίπλα στα Σπήλαια της Αλιστράτης (Βικιπαίδεια). Η βλάστηση του Νομού εμφανίζεται αμμόφιλη στην παραλία, υδρόβια και υδρόφιλη κοντά στους υδροβιότοπους. Σημαντική έκταση καταλαμβάνουν τα δάση, που καταλαμβάνουν το 20,7% της έκτασης του Νομού. Διάφορα είδη δασών αναπτύσσονται εντός του Νομού, όπως είδη δρυός στα χαμηλά και μεσαία υψόμετρα και φυτείες δασικής πεύκης και οξιάς στα μεγάλα υψόμετρα. Διάφορα είδη φυλλοβόλων θάμνων καλύπτουν μεγάλες εκτάσεις στα χαμηλότερα υψόμετρα. Παράλληλα, αναπτύσσονται και άλλα είδη δασών, όπως η φουντουκιά, η καρυδιά, το κυπαρίσσι, ο κέδρος κ.α.

Κλιματολογικές Συνθήκες Νομού Σερρών:

Στο Νομό Σερρών το κλίμα παρουσιάζει διαφοροποιήσεις εξαιτίας κυρίως των γεωμορφολογικών του χαρακτηριστικών. Διακρίνονται δύο κλιματικές ζώνες: (α) η ζώνη του βόρειου ορεινού τμήματος και (β) η ζώνη του νότιου και νοτιοανατολικού τμήματος του Νομού. Η πρώτη χαρακτηρίζεται από δριμείς χειμώνες, αυξημένο ύψος βροχοπτώσεων, αραιή βλάστηση και συχνή εμφάνιση παγετού. Οι ψυχρότεροι μήνες της ορεινής αυτής ζώνης είναι ο Ιανουάριος και ο Φεβρουάριος. Η δεύτερη χαρακτηρίζεται από χαμηλότερα ύψη βροχής συγκριτικά με την πρώτη, ενώ οι χειμώνες είναι σχετικά πιο ήπιοι. Ψυχρότερος μήνας θεωρείται ο Ιανουάριος, ενώ θερμότεροι ο Ιούλιος και ο Αύγουστος.

Ανάπτυξη Νομού Σερρών:

Η κυριότερη οικονομική δραστηριότητα των κατοίκων του Νομού είναι η γεωργία. Στο Νομό Σερρών παράγεται το 3,4% του συνολικού γεωργικού προϊόντος της χώρας. Η γεωργία θεωρείται ιδιαίτερα ανεπτυγμένη, δεδομένου ότι τα εγχειροβελτιωτικά έργα που κατασκευάζονται στο πεδινό τμήμα του νομού εξυπηρετούν τα 2/3 της καλλιεργήσιμης γης. Παράλληλα, ο Νομός Σερρών αποτελεί έναν από τους πλέον σημαντικούς παραγωγούς προϊόντων πανελληνίως, καθώς είναι η 2^η παραγωγός περιοχή ρυζιού της χώρας με 10% της συνολικής παραγωγής, η 4^η παραγωγός περιοχή βαμβακιού με 8% της συνολικής παραγωγής, η 4^η παραγωγός περιοχή γάλακτος με 4% της συνολικής παραγωγής, η 4^η παραγωγός περιοχή σιταριού με 7% της συνολικής παραγωγής, η 6^η παραγωγός περιοχή ντομάτας με 5% της συνολικής παραγωγής και η 6^η παραγωγός περιοχή καπνού με ποσοστό 6% της συνολικής παραγωγής της χώρας.²⁵

²⁵ Στοιχεία 2003, πηγή: www.serres.gr

Σημαντικό τομέα ενασχόλησης των κατοίκων του νησιού αποτελεί και η κτηνοτροφία (παραγωγή μεγάλων ποσοτήτων βοδινού κρέατος, καθώς και αυγών και ποικίλων τυροκομικών προϊόντων). Ακόμα, στο Νομό λειτουργούν βιομηχανίες τυροκομίας, επεξεργασίας ξύλων, εκκοκκιστήρια βάμβακος κτλ. Τέλος, ο τουρισμός προβάλλει ως τομέας με ιδιαίτερες προοπτικές εξέλιξης και θετικής συνεισφοράς στην προσπάθεια βελτίωσης του βιοτικού επιπέδου των κατοίκων της περιοχής.

Ηλεκτρικό Σύστημα και Δίκτυο Νομού Σερρών:

Ο Νομός Σερρών ηλεκτροδοτείται κυρίως από ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται στους λιγνιτικούς σταθμούς της ΔΕΗ στη Δυτική Μακεδονία (Σταθμοί Αγίου Δημητρίου – Καρδιάς – Πτολεμαΐδας – Αμυνταίου) και η ηλεκτρική ενέργεια μεταφέρεται μέσω δικτύου της ΔΕΗ.

5.5.2 Επιχειρηματικό σχέδιο αξιοποίησης αχύρου σιτηρών για ηλεκτροπαραγωγή

Στο Νομό Σερρών το γεωργικό υποπροϊόν που μπορεί να παραχθεί σε σημαντικές ποσότητες από τις γεωργικές εκμεταλλεύσεις και είναι κατάλληλο για να αξιοποιηθεί ενεργειακά λόγω της χαμηλής του περιεκτικότητας σε υγρασία (της τάξης του 15%), είναι το **άχυρο από την καλλιέργεια του σιταριού**. Κατά συνέπεια, στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής εργασίας, εξετάζεται η βιωσιμότητα μιας μονάδας ηλεκτροπαραγωγής η οποία θα χρησιμοποιεί ως καύσιμη ύλη το άχυρο σιτηρών, η διαθέσιμη ποσότητα του οποίου για παραγωγή βιοενέργειας υπολογίστηκε ίση με 46.086 dry tn/year (Πίνακας 5.7).

5.5.2.1 Αξιοποιήσιμο δυναμικό βιομάζας – Επιλογή μεγέθους μονάδας

Η επιλογή μεγέθους της μονάδας είναι άμεση συνάρτηση της διαθέσιμης ποσότητας του αχύρου για την παραγωγή βιοενέργειας. Η καλλιέργεια του σιταριού απαιτεί την προετοιμασία του εδάφους, η οποία πραγματοποιείται από το Σεπτέμβριο (όταν εμφανίζονται οι πρώτες βροχές και επιτρέπεται η διέλευση των γεωργικών μηχανημάτων). Οι υψηλές θερμοκρασίες των θερινών μηνών και η απουσία βροχοπτώσεων είναι υπεύθυνες για τη συνεκτική επιφάνεια του εδάφους, κάτι που εμποδίζει τη σπορά σε περίπτωση που το έδαφος δεν έχει προετοιμαστεί κατάλληλα. Η αρχική φάση του οργώματος μπορεί να πραγματοποιηθεί το Σεπτέμβριο, αλλά και κατά τη διάρκεια του Οκτωβρίου ή του Νοεμβρίου, ανάλογα με τις κλιματικές συνθήκες του έτους. Τέλος, η συγκομιδή του καρπού πραγματοποιείται κατά τη διάρκεια του Ιουνίου. Όπως και προηγουμένως, λόγω του πλήθους δεδομένων στη βιβλιογραφία αναφορικά με τις καλλιεργούμενες εκτάσεις και τις αντίστοιχες στρεμματικές αποδόσεις, οι διαθέσιμες ποσότητες του αχύρου από την καλλιέργεια σιταριού πολλαπλασιάζονται με ένα συντελεστή ασφαλείας της τάξης του 70%. Επομένως, η διαθέσιμη ποσότητα αχύρου για την παραγωγή βιοενέργειας ανέρχεται ίση με 32.260 dry tn/year.

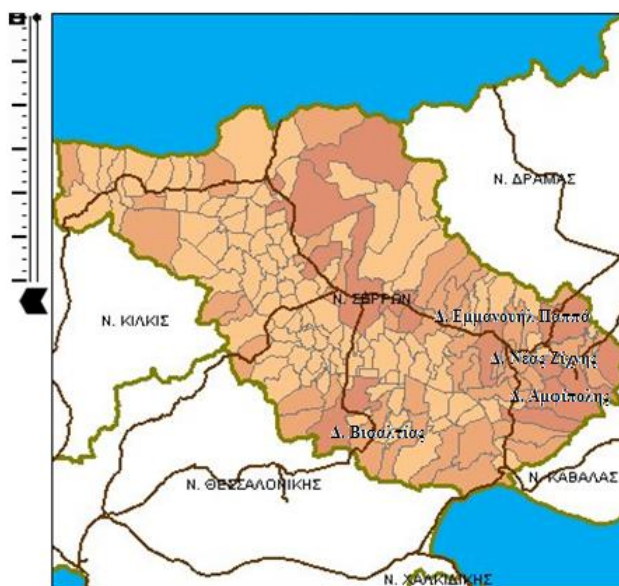
Βασικές παραδοχές:

- Η υγρασία συγκομιδής του αχύρου από την καλλιέργεια του σιταριού εκτιμάται ίση με 15%, επομένως δύναται η θερμοχημική μετατροπής της (τεχνολογία απευθείας καύσης σε εσχάρα) για ενεργειακή αξιοποίηση. Θεωρούμε ότι η μονάδα ηλεκτροπαραγωγής χρησιμοποιεί την τεχνολογία του Οργανικού Κύκλου Rankine (ORC). Ο συνολικός ενεργειακός βαθμός απόδοσης εκτιμάται ίσος με $\eta_{ei}=20\%$, σύμφωνα με στοιχεία της εταιρείας «ΦΙΛΙΠΠΟΠΟΥΛΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Τ.Ε.» (Πίνακας 3.2, Κεφάλαιο 3).
- Οι απώλειες μεταφοράς και διανομής στο δίκτυο λαμβάνονται ίσες με 8%.
- Η διαθεσιμότητα της μονάδας λαμβάνεται ίση με 80%, δηλαδή η μονάδα αναμένεται να λειτουργεί 7.008 ώρες ετησίως (Τσαλέμης κ.α. 2012).
- Η κατώτερη θερμογόνος δύναμη (σε ξηρή βάση) του αχύρου από την καλλιέργεια του σιταριού έχει υπολογιστεί ίση με $H_u=15,28 \text{ MJ/Kg}$ (Πίνακας 5.3).

Με βάση τις παραπάνω παραδοχές και τη Σχέση 5.7, η εγκατεστημένη ισχύς (P_e) της μονάδας ηλεκτροπαραγωγής στο Νομό Σερρών προκύπτει ίση με 4,2 MW, με ετήσια κατανάλωση 33.864 dry tn αχύρου. Εξετάζεται, επομένως, η βιωσιμότητας μίας μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας δυναμικότητας **4 MW**, που χρησιμοποιεί ως καύσιμο **30.380 dry tn/year αχύρου**.

5.5.2.2 Χωροθέτηση μονάδας

Όπως και προηγουμένως, με βάση την κατανομή του διαθέσιμου δυναμικού του αχύρου από την καλλιέργεια του σιταριού του Νομού Σερρών (Σχήμα 5.8), η μονάδα ενδείκνυται να εγκατασταθεί στο **Δήμο Αμφίπολης**.



Σχήμα 5.8 Κατανομή δυναμικού αχύρου από καλλιέργεια σιταριού Νομού Σερρών. (Πηγή: Βάση δεδομένων Κ.Α.Π.Ε. (Εθνικό Πληροφοριακό Σύστημα για την Ενέργεια), διαθέσιμη στην ιστοσελίδα: <http://195.251.42.2/cgi-bin/nisehist.sh?objtype=xartes>)

5.5.2.3 Οικονομική Ανάλυση

Για τον έλεγχο της βιωσιμότητας της μονάδας, εξετάζονται δύο Χρηματοδοτικά Σχήματα, τα οποία διαμορφώνονται ανάλογα με τον αν λαμβάνεται υπόψη ή όχι η επιχορήγηση.

Κόστος Επένδυσης – Λειτουργικό Κόστος:

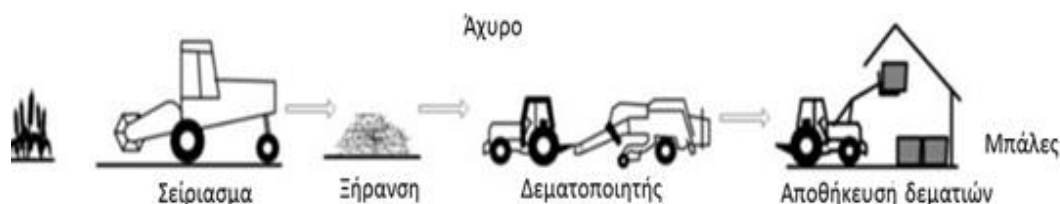
Για δυναμικότητα σταθμού βιομάζας από 1 έως 5 MW, το κόστος επένδυσης εκτιμάται ίσο με 3.000 €/kW (Τσαλέμης κ.α. 2012). Επομένως, για τη συγκεκριμένη μονάδα ηλεκτροπαραγωγής, δυναμικότητας 4 MW, το **συνολικό κόστος επένδυσης** υπολογίζεται ίσο με **11.040.000 €**. Το **συνολικό κόστος λειτουργίας και συντήρησης**, εξαιρουμένου του κόστους καυσίμου, εκτιμάται στο 4,5% του συνολικού κόστους επένδυσης (Αγρανιώτης και Γραμμέλης 2013) και υπολογίζεται ίσο με **496.800 € ετησίως**.

Κόστος καυσίμου:

Ένα σύστημα συλλογής και μεταφοράς του αχύρου από την καλλιέργεια σιταριού από τους αγρούς περιλαμβάνει τα ακόλουθα στάδια:

1) Θερισμός / Συλλογή αχύρου:

Υπάρχουν αρκετοί τρόποι συλλογής του αχύρου, που διαφοροποιούνται ανάλογα με τη φυσική μορφή του τελικού προϊόντος: μπάλες, κομμένο υλικό ή πελλέτες. Στην παρούσα εργασία εξετάζεται η περίπτωση του δεματοποιημένου αχύρου (σε μορφή μπάλας), που είναι και η συνηθέστερη (Σχήματα 5.9 και 5.10). Σύμφωνα με τη μέθοδο της δεματοποίησης, κατά τη διάρκεια θερισμού το υπόλοιπο του φυτού που κόβεται και μένει στο χωράφι τοποθετείται εν συνεχεία σε μακριές σειρές με χρήση ειδικού μηχανήματος, γνωστού ως “windrower”. Στη συνέχεια, δεματοποιείται με χρήση “δεματοποιητή”. Ανάλογα με το χρησιμοποιούμενο δεματοποιητή είναι δυνατή η παραγωγή δεματιών διαφορετικού σχήματος και μεγέθους. Για εφαρμογές βιοενέργειας, που εξετάζονται και στη συγκεκριμένη εργασία, η δεματοποίηση γίνεται συνήθως σε μεγάλες ορθογώνιες μπάλες, τυπικού μεγέθους 120 x 130 x 240 cm (μάζας περίπου 500 Kg) (Γραμμέλης και Καραμπίνης 2012).



Σχήμα 5.9 Διαδικασία θερισμού αχύρου σιτηρών
(Πηγή: <http://bisyplan.bioenarea.eu/html-files-gr/03-02.pdf>)



Σχήμα 5.10 Σείριασμα (αριστερά) και δεματοποίηση αχύρου (δεξιά)
(Πηγή: <http://bisyplan.bioenarea.eu/html-files-gr/03-02.pdf>)

Η μέθοδος δεματοποίησης εμφανίζει ορισμένα σημαντικά πλεονεκτήματα. Καταρχήν, ο χρησιμοποιούμενος εξοπλισμός είναι γενικά διαθέσιμος από τους αγρότες και έτσι δεν απαιτούνται πρόσθετα έξοδα. Επιπλέον, εφόσον οι καιρικές συνθήκες το επιτρέπουν και οι αγρότες είναι πρόθυμοι να αφήσουν το υλικό στο χωράφι για μερικές μέρες ή εβδομάδες, υπάρχει η δυνατότητα φυσικής ξήρανσης και βελτίωσης της ποιότητας του καυσίμου. Τέλος, οι μπάλες βιομάζας είναι σχετικά εύκολο να μεταφερθούν, να αποθηκευτούν και εν γένει να διαχειριστούν. Από την άλλη, το πιο σημαντικό μειονέκτημα της μεθόδου είναι ότι το υλικό παραμένει σε επαφή με το έδαφος για μεγάλο χρονικό διάστημα, με κίνδυνο να «πατηθεί» από τα αγροτικά μηχανήματα ή φορτηγά και να μην μπορεί να αξιοποιηθεί για ενεργειακή μετατροπή (επίδραση στη διαθεσιμότητα της βιομάζας).

2) Μεταφορά:

Μετά τη συλλογή, οι μπάλες αχύρου φορτώνονται σε τρέιλερ τρακτέρ ή σε καρότσες φορτηγών για να μεταφερθούν στην ενεργειακή μονάδα. Τα τρέιλερ φορτηγών απαιτούν περισσότερες ανθρωποώρες για το χειρισμό και τη μεταφορά του αχύρου και η δυναμικότητα είναι συνήθως μικρότερη από τα φορτηγά. Η διαφορά τείνει να είναι μεγαλύτερη όσο αυξάνεται η απόσταση μεταφοράς. Ωστόσο, η μεταφορά με φορτηγά επιλέγεται όταν η παράδοση του αχύρου οργανώνεται από έναν τρίτο φορέα και όχι από τους αγρότες. Για το τυπικό μέγεθος μπάλας (μάζας 500 kg), το φορτηγό μπορεί να μεταφέρει 12 μπάλες, καθώς και άλλες 12 στην καρότσα, τοποθετημένες σε δύο στρώσεις. Αυτό σημαίνει ότι η συνολική μεταφερόμενη μάζα είναι περίπου 12 tn, δηλαδή μισή από τη μεταφορική ικανότητα του φορτηγού. Οι μπάλες αχύρου ασφαρίζονται με λουριά και σε ορισμένες προβλέπεται η χρήση δικτύου για την αποφυγή απώλειας υλικού. Λόγω της χαμηλής ενεργειακής πυκνότητας των μεγάλων ορθογώνιων μπαλών (της τάξης των 2 GJ/m³), τα κόστη μεταφοράς τους είναι αρκετά μεγάλα και τείνουν να περιορίζουν την μεταφορά σε αποστάσεις μικρότερες των 100 km (Γραμμέλης και Καραμπίνης 2012).

3) Ξήρανση:

Το ποσοστό της υγρασίας συγκομιδής εξαρτάται από το είδος του φυτού, την περίοδο συγκομιδής και τις καιρικές συνθήκες κατά την περίοδο αυτή. Δεδομένου ότι το άχυρο συλλέγεται κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού, εμφανίζει μικρή περιεκτικότητα σε υγρασία (της τάξης του 15% κ.β.) και δεν απαιτείται περαιτέρω ξήρανση. Γενικά, ο ευκολότερος και φθηνότερος τρόπος ξήρανσης είναι η ξήρανση στο χωράφι. Αυτό επιτυγχάνεται αφήνοντας για μερικές ημέρες τις μπάλες αχύρου στο χωράφι.

4) Αποθήκευση:

Το άχυρο από την καλλιέργεια του σιταριού δεν είναι «διαθέσιμο» όλο το χρόνο, ενώ η διαστασιολόγηση των ενεργειακών μονάδων θεωρεί ετήσια λειτουργία έτσι ώστε να βελτιστοποιηθεί το κόστος επένδυσης και λειτουργίας. Απαιτείται επομένως αποθήκευση του αχύρου. Γενικά, οι επιλογές αποθήκευσης για μπάλες αχύρου είναι οι ακόλουθες: (α) αποθήκευση σε χώρους με στέγη και, εάν είναι δυνατόν, μέσα σε τελειώς κλειστούς χώρους (μεταλλικά κτίρια), (β) εξωτερική αποθήκευση μπαλών που βρίσκονται κάτω από ένα μετακινούμενο κάλυμμα ή που είναι τυλιγμένες (κάλυψη με λινάτσες), (γ) εξωτερική αποθήκευση χωρίς κανένα είδος κάλυψης. Από τις μεθόδους αυτές, η εξωτερική αποθήκευση μπαλών χωρίς κανένα είδος κάλυψη είναι εξαιρετικά ριψοκίνδυνη, δεδομένου ότι αν βραχεί το πάνω μέρος της μπάλας τότε το νερό μπορεί τη διαπεράσει ολόκληρη και να καταστρέψει το σύνολο του δεματοποιημένου υλικού. Από την άλλη, τα μεταλλικά κτίρια, αν και αποτελούν την καλύτερη προστασία για μακροχρόνια αποθήκευση, αυξάνουν σημαντικά το κόστος της επένδυσης. Η πιο κοινή χρησιμοποιούμενη λύση, με χαμηλό κόστος επένδυσης, είναι οι λινάτσες (Σχήμα 5.11). Πρόκειται για πλαστικά υφάσματα διαφορετικών ποιοτήτων, που μπορούν να χρησιμοποιηθούν για 2-5 έτη, ανάλογα με την ποιότητά τους και τις καιρικές συνθήκες. Η μέθοδος αποθήκευσης με λινάτσες επιλέγεται και στην παρούσα εργασία.



Σχήμα 5.11 Αποθήκευση με λινάτσες
(Πηγή: <http://bisyplan.bioenarea.eu/html-files-gr/03-02.pdf>)

5) Προετοιμασία για επεξεργασία - Τεμαχισμός:

Μετά τη συλλογή και τη μεταφορά του αχύρου με τη μορφή δεματιών, απαιτείται η επεξεργασία του σε αυτή τη μορφή από τον εξοπλισμό μείωσης μεγέθους. Στην

περίπτωση της καύσης σε εσχάρα δεν υπάρχουν ιδιαίτερες απαιτήσεις στο μέγεθος των σωματιδίων και χρησιμοποιούνται συνήθως οι τεμαχιστές.

Με βάση όσα αναφέρθηκαν, ο Πίνακας 5.50 παρουσιάζει την ανάλυση κόστους συλλογής και μεταφοράς αχύρου από καλλιέργεια σιταριού:

Πίνακας 5.50 Στοιχεία κόστους για την αλυσίδα παραγωγής αχύρου (δεματοποίηση με παραγωγή μπάλας 500 kg, 2,4 x 0,9 x 0,9 m)

Κόστος αχύρου στο έδαφος (€/tn)	29,50
Κόστος δεματοποίησης αχύρου (€/tn)	13,00
Κόστος συλλογής (€/tn)	2,16
Κόστος επιστροφής στο χώρο αποθήκευσης (€/tn)	1,50
Μεταφορά μέχρι 50km (€/tn)	15,00
Αμοιβή εργολάβου (€/tn)	1,50
Σύνολο (€/tn)	62,66
Κόστος Κανσίμου (€/year)	1.903.611

(Πηγή: Οδηγός Σχεδιασμού Βιοενεργειακών Συστημάτων – BISYPLAN, διαθέσιμος στην ιστοσελίδα: <http://bisypplan.bioenarea.eu/html-files-gr/Handbook-intro.html>)

Επιπρόσθετοι Παράμετροι Οικονομικής Ανάλυσης:

- Η τιμή του επιτοκίου προεξόφλησης είναι ίση με 10%.
- Η τιμή του επιτοκίου δανεισμού λαμβάνεται ίση με 9%. Ο χρόνος εξόφλησης του δανείου εκτιμάται σε 10 έτη.
- Το ειδικό τέλος ισούται με το 3% επί του κύκλου εργασιών του έργου.
- Ο φόρος εσόδων λαμβάνεται ίσος με 20%.
- Η υπολειμματική αξία θεωρείται μηδενική. Παράλληλα, αγνοείται τελείως ο πληθωρισμός, θεωρώντας ότι δεν έχει σημαντική επίδραση στις αξίες των χρηματοροών.
- Η διάρκεια ζωής έργου εκτιμάται ίση με 25 έτη.

5.5.2.3.1 Α' Χρηματοδοτικό Σχήμα: Χωρίς Επιχορήγηση

Στην περίπτωση αυτή, η βασική μελέτη θα διεξαχθεί για Κεφάλαιο που προέρχεται σε ποσοστό 30% από Ιδία Κεφάλαια και σε ποσοστό 70% από Δάνειο. Το κόστος ιδίων κεφαλαίων υπολογίζεται ως το συνολικό κόστος επένδυσης επί το ποσοστό 30% και ανέρχεται σε 3.312.000 €, ενώ το κόστος δανείου υπολογίζεται ως το συνολικό κόστος επένδυσης επί το ποσοστό 70% και ανέρχεται σε 7.728.000 €.

Υπολογισμός Ετήσιων Εσόδων:

Για σταθμούς βιομάζας εγκατεστημένης ισχύος από 1 έως 5 MW, η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας ανέρχεται σε 175 €/MWh (N. 3851/2010). Θεωρώντας ότι η επένδυση υλοποιείται χωρίς τη χρήση δημόσιας επιχορήγησης, η τελική τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας υπολογίζεται ίση με 201,25 €/MWh (προσαύξηση κατά 15%). Ο

υπολογισμός των ετήσιων εσόδων συνοψίζεται στον Πίνακα 5.51 που ακολουθεί (θεωρήθηκε πάλι ένα ποσοστό αυτοκατανάλωσης της τάξης του 5%).

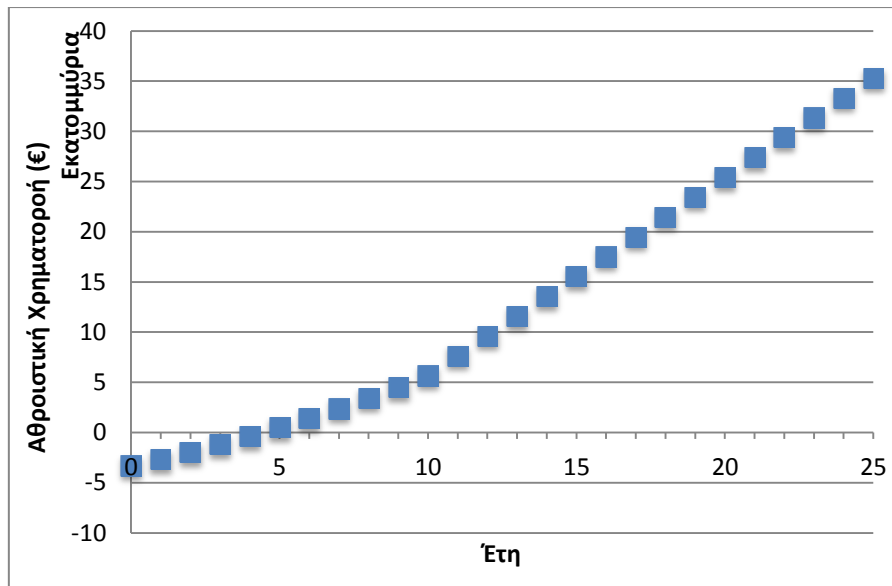
Πίνακας 5.51 Υπολογισμός ετήσιων εσόδων.

Τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας από βιομάζα (€/MWh)	175
% Προσαύξηση τιμής πώλησης	15,00%
Τελική τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας από βιομάζα (€/MWh)	201,25
Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (MWh/year)	25.789
Αυτοκατανάλωση (MWh/year)	1.402
Ηλεκτρική ενέργεια στο δίκτυο (MWh/year)	24.388
Ετήσια Έσοδα (€/έτος)	4.908.053

Στον παρακάτω Πίνακα, καταστρώνεται μία κατάσταση χρηματοροών, που συγκεντρώνει όλες τις παραπάνω πληροφορίες και συνοψίζει τα οικονομικά μεγέθη καθ' όλη τη διάρκεια ζωής του έργου (Πίνακας 5.52).

Πίνακας 5.52 Υπολογισμός Χρηματοροών (Χωρίς Επιχορήγηση)

Έτη	Έσοδα (€)	Κόστος Λειτουργίας (€)	Κόστος Καυσίμου (€)	Αποσβέσεις (€)	Κόστος Λανείου (€)	Χρεωλύσιο (€)	Τόκοι (€)	Κέρδη προ Φόρων (€)	Κέρδη μετά Φόρων (€)	Καθαρή Χρηματοροή (€)
0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-3.312.000
1	4.908.053	644.042	1.903.611	441.600	7.728.000	772.800	695.520	1.223.280	978.624	647.424
2	4.908.053	644.042	1.903.611	441.600	6.955.200	772.800	625.968	1.292.832	1.034.266	703.066
3	4.908.053	644.042	1.903.611	441.600	6.182.400	772.800	556.416	1.362.384	1.089.908	758.708
4	4.908.053	644.042	1.903.611	441.600	5.409.600	772.800	486.864	1.431.936	1.145.549	814.349
5	4.908.053	644.042	1.903.611	441.600	4.636.800	772.800	417.312	1.501.488	1.201.191	869.991
6	4.908.053	644.042	1.903.611	441.600	3.864.000	772.800	347.760	1.571.040	1.256.832	925.632
7	4.908.053	644.042	1.903.611	441.600	3.091.200	772.800	278.208	1.640.592	1.312.474	981.274
8	4.908.053	644.042	1.903.611	441.600	2.318.400	772.800	208.656	1.710.144	1.368.116	1.036.916
9	4.908.053	644.042	1.903.611	441.600	1.545.600	772.800	139.104	1.779.696	1.423.757	1.092.557
10	4.908.053	644.042	1.903.611	441.600	772.800	772.800	69.552	1.849.248	1.479.399	1.148.199
11	4.908.053	644.042	1.903.611	441.600	0	0	0	1.918.800	1.535.040	1.976.640
12	4.908.053	644.042	1.903.611	441.600	0	0	0	1.918.800	1.535.040	1.976.640
13	4.908.053	644.042	1.903.611	441.600	0	0	0	1.918.800	1.535.040	1.976.640
14	4.908.053	644.042	1.903.611	441.600	0	0	0	1.918.800	1.535.040	1.976.640
15	4.908.053	644.042	1.903.611	441.600	0	0	0	1.918.800	1.535.040	1.976.640
16	4.908.053	644.042	1.903.611	441.600	0	0	0	1.918.800	1.535.040	1.976.640
17	4.908.053	644.042	1.903.611	441.600	0	0	0	1.918.800	1.535.040	1.976.640
18	4.908.053	644.042	1.903.611	441.600	0	0	0	1.918.800	1.535.040	1.976.640
19	4.908.053	644.042	1.903.611	441.600	0	0	0	1.918.800	1.535.040	1.976.640
20	4.908.053	644.042	1.903.611	441.600	0	0	0	1.918.800	1.535.040	1.976.640
21	4.908.053	644.042	1.903.611	441.600	0	0	0	1.918.800	1.535.040	1.976.640
22	4.908.053	644.042	1.903.611	441.600	0	0	0	1.918.800	1.535.040	1.976.640
23	4.908.053	644.042	1.903.611	441.600	0	0	0	1.918.800	1.535.040	1.976.640
24	4.908.053	644.042	1.903.611	441.600	0	0	0	1.918.800	1.535.040	1.976.640
25	4.908.053	644.042	1.903.611	441.600	0	0	0	1.918.800	1.535.040	1.976.640



Διάγραμμα 5.31 Αθροιστική Χρηματοροή (Χωρίς Επιχορήγηση)

Οικονομική Αποτίμηση Επένδυσης:

Με βάση την οικονομική ανάλυση που προηγήθηκε, προέκυψαν τα ακόλουθα αποτελέσματα:

- NPV = 7,7 εκ. € > 0
- IRR = 15,6 % > 10%
- Payback: 4,5 έτη

Αφού η NPV είναι μεγαλύτερη του μηδενός και ο IRR μεγαλύτερος του επιτοκίου προεξόφλησης ($i=10\%$), το έργο είναι αποδεκτό. Η πραγματοποίηση της απόσβεσης σε 4,5 έτη υποδηλώνει μια ιδιαίτερα συμφέρουσα επένδυση.

Ανάλυση Ευαισθησίας:

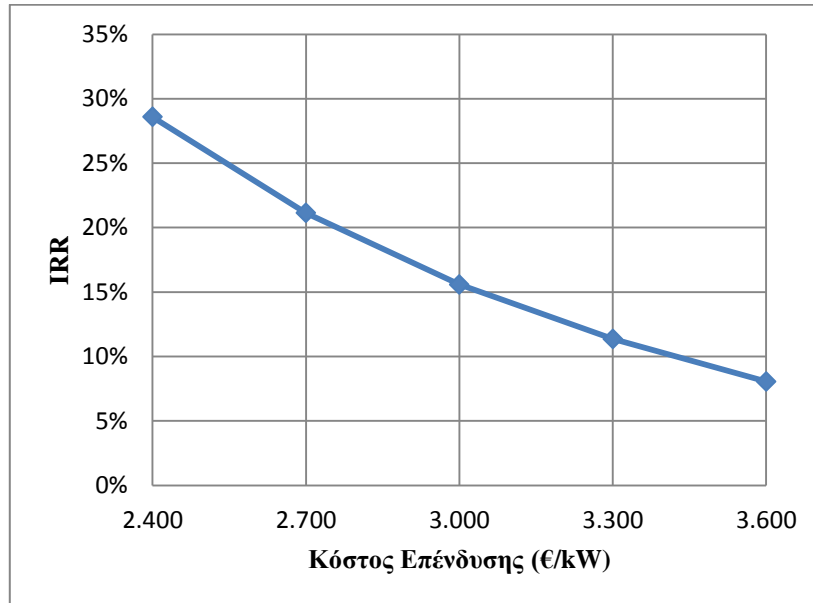
Ευαισθησία στο Κόστος Επένδυσης:

Πίνακας 5.53 Ανάλυση ευαισθησίας στο κόστος επένδυσης

Κόστος Επένδυσης (€/kW)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Έτη)
2.400	10,3	28,6	2,6
2.700	9,0	21,1	3,4
3.000	7,7	15,6	4,5
3.300	6,4	11,4	5,8
3.600	5,1	8,1	7,4

Είναι εμφανές ότι μείωση της επένδυσης έως και 20% από την τιμή αναφοράς (3.000 €/kW) αυξάνει σημαντικά τόσο την τιμή του IRR σε 28,6% και κατ' επέκταση την απόδοση της επένδυσης. Παράλληλα, αν το κόστος επένδυσης αυξηθεί κατά 10%, ο IRR μειώνεται σε 11,4%, αλλά εξακολουθεί να είναι μεγαλύτερος του επιτοκίου προεξόφλησης ($i=10\%$), με αποτέλεσμα η επένδυση να παραμένει συμφέρουσα. Αντίθετα, αν το κόστος επένδυσης αυξηθεί κατά 20% (3.600 €/kW), ο IRR

ελαττώνεται σε $8,1\% < 10\%$, και η επένδυση παύει να είναι κερδοφόρα. Στο Διάγραμμα που ακολουθεί, παρουσιάζεται η μεταβολή του IRR με το κόστος επένδυσης, αν μεταβληθεί η τιμή του επενδυτικού κόστους από -20% έως 20% ως προς τη βασική τιμή που χρησιμοποιήθηκε



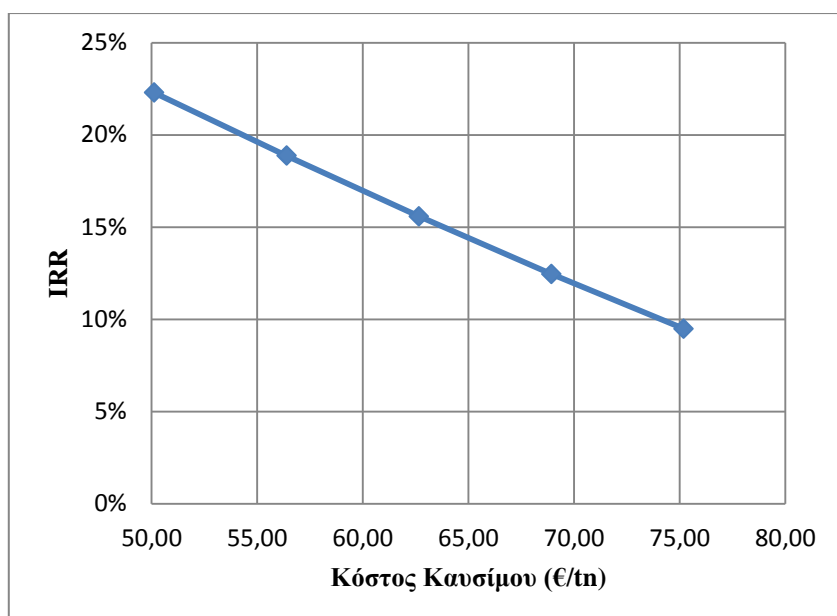
Διάγραμμα 5.32 Ευαισθησία του IRR στο κόστος επένδυσης.

Ευαισθησία στο Κόστος Καυσίμου:

Πίνακας 5.54 Ανάλυση ευαισθησίας στο κόστος καυσίμου

Κόστος Καυσίμου (€/tn)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Ετη)
50,13	10,5	22,3	3,3
56,39	9,1	18,9	3,8
62,66	7,7	16,0	4,5
68,93	6,4	12,5	5,4
75,19	5,0	9,5	6,6

Παρατηρούμε ότι η απόδοση της επένδυσης δεν επηρεάζεται από ενδεχόμενη μείωση του κόστους του αχύρου, δεδομένου ότι η NPV παραμένει θετική ($NPV > 0$) και ο IRR εξακολουθεί να είναι μεγαλύτερος του επιτοκίου προεξόφλησης ($IRR > 10\%$). Ωστόσο, ακόμη και με πιθανή αύξηση του κόστους αχύρου κατά 10% (από $62,66$ €/tn σε $68,93$ €/tn), η επένδυση εξακολουθεί να είναι κερδοφόρα ($NPV = 6,4$ εκ. € > 0 και $IRR = 12,5\% > 10\%$). Σε περίπτωση όμως που το κόστος αχύρου αυξηθεί κατά 20% (από $65,66$ €/tn σε $75,19$ €/tn), ο IRR μειώνεται σε $9,5\% < 10\%$ και η επένδυση δεν εγκρίνεται. Στο ακόλουθο Διάγραμμα απεικονίζεται η μεταβολή του IRR με το κόστος αχύρου, για μεταβολή του της τιμής του αχύρου από -20% έως 20% της βασικής τιμής που χρησιμοποιήθηκε.



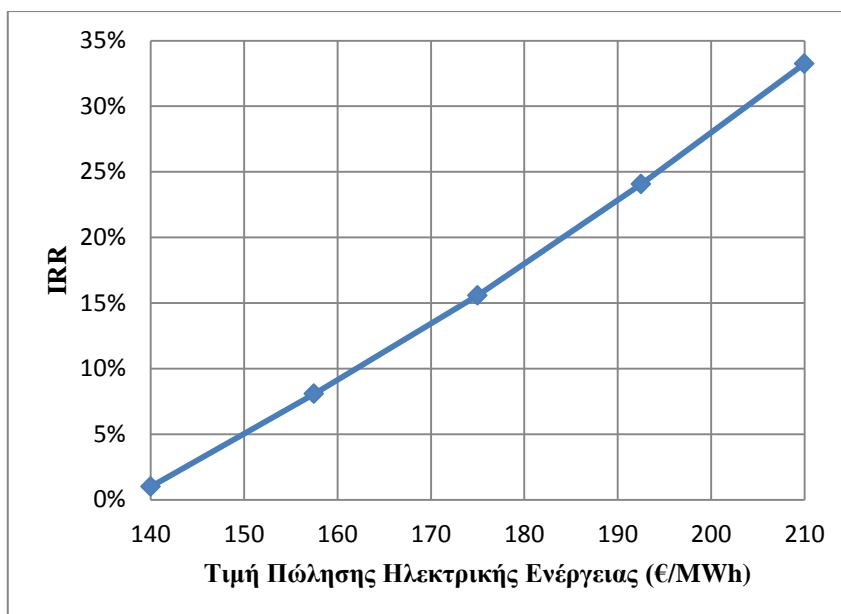
Διάγραμμα 5.33 Ευαισθησία του IRR στο κόστος καυσίμου.

Ευαισθησία στην Τιμή Πώλησης Ηλεκτρικής Ενέργειας:

Πίνακας 5.55 Ανάλυση ευαισθησίας στην τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας

Τιμή Πώλησης Ηλεκτρισμού (€/MWh)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Έτη)
140,0	0,8	1,0	11,6
157,5	4,3	8,1	7,4
175,0	7,7	15,6	4,5
192,5	11,2	24,1	3,1
210,0	14,7	33,3	2,9

Είναι προφανές ότι πιθανή αύξηση στην τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας δεν επηρεάζει την απόδοση της επένδυσης ($NPV > 0$, $IRR > 10\%$). Αντίθετα, η απόδοση της επένδυσης εμφανίζεται ιδιαίτερα ευαίσθητη σε πιθανή μείωση της τιμής πώλησης του ηλεκτρισμού. Μείωση της τιμής πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας κατά 10% της τιμής αναφοράς (από 175 €/MWh σε 157,5 €/MWh) ελαττώνει σημαντικά τον IRR από 15,6% σε 8,1%, σε τιμή δηλαδή μικρότερη του επιτοκίου προεξόφλησης $i=10\%$, και η επένδυση παύει να είναι κερδοφόρα. Το παρακάτω Διάγραμμα δείχνει πως μεταβάλλεται ο IRR με την τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, για μεταβολή της τιμής αυτής από -20% έως 20% της βασικής τιμής που χρησιμοποιήθηκε.



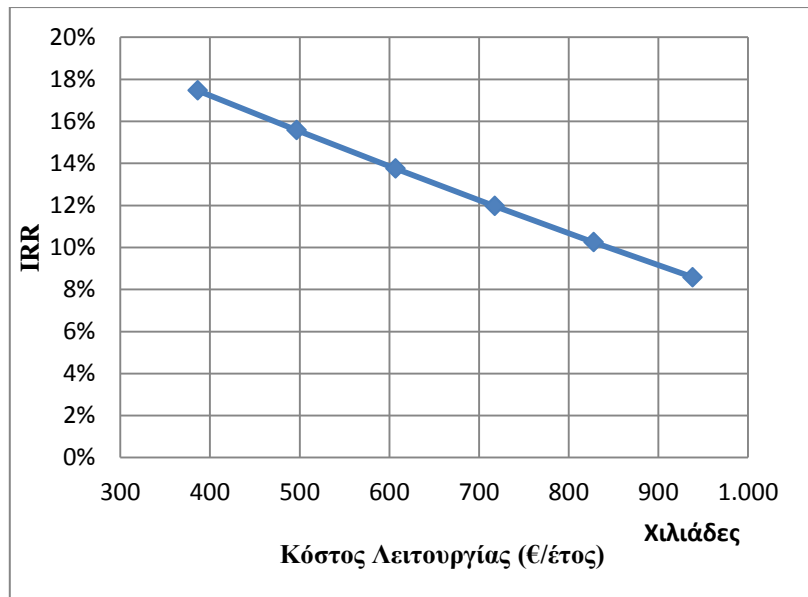
Διάγραμμα 5.34 Ευαισθησία του IRR στην τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας.

Ευαισθησία στο Κόστος Λειτουργίας:

Πίνακας 5.56 Ανάλυση ευαισθησίας στο κόστος λειτουργίας

Κόστος Λειτουργίας (χιλ. €/έτος)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Έτη)
386,4	8,5	17,5	4,0
496,8	7,7	15,6	4,5
607,2	6,9	13,8	5,0
717,6	6,1	12,0	5,5
828,0	5,3	10,3	6,3
938,4	4,5	8,6	7,1

Παρατηρούμε ότι η αποδοτικότητα του έργου δεν είναι ιδιαίτερα ευαίσθητη σε μεταβολές του κόστους λειτουργίας. Η επένδυση παύει να είναι αποδοτική ($IRR < 10\%$) μόνο στην περίπτωση που το λειτουργικό κόστος αυξηθεί σημαντικά, εκτιμηθεί δηλαδή ως 8,5 % επί το συνολικό κόστος επένδυσης (938,4 χιλ. €/έτος). Το ακόλουθο Διάγραμμα παρουσιάζει τη μεταβολή του IRR με τη μεταβολή του κόστους λειτουργίας, για μεταβολές του κόστους λειτουργίας από 3,5% έως 8,5% επί το κόστος επένδυσης.



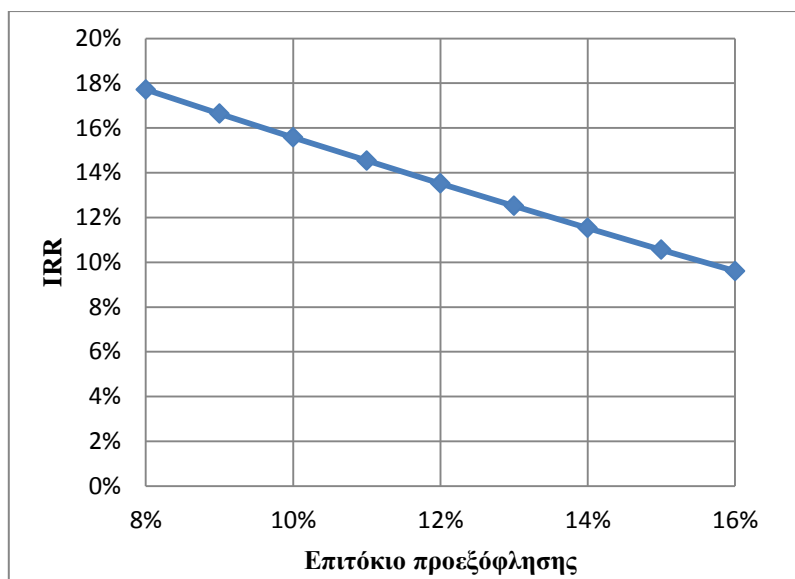
Διάγραμμα 5.35 Ευαισθησία του IRR στο κόστος λειτουργίας.

Ευαισθησία στο Επιτόκιο Προεξόφλησης:

Πίνακας 5.57 Ανάλυση ευαισθησίας στο επιτόκιο προεξόφλησης

Επιτόκιο Προεξόφλησης (%)	NPV (εκ. €)	IRR (%)
8,0	10,3	17,7
9,0	8,9	16,6
10,0	7,7	15,6
11,0	6,7	14,5
12,0	5,8	13,5
13,0	5,0	12,5
14,0	4,3	11,5
15,0	3,7	10,6
16,0	3,2	9,6

Στο Διάγραμμα που ακολουθεί απεικονίζεται η τιμή του IRR με την τιμή του επιτοκίου προεξόφλησης. Φαίνεται ότι μόνο με αύξηση της τιμής του επιτοκίου προεξόφλησης από $i=10\%$ σε $i=13\%$, η επένδυση παύει να είναι κερδοφόρα.



Διάγραμμα 5.36 Ευαισθησία του IRR στο επιτόκιο προεξόφλησης

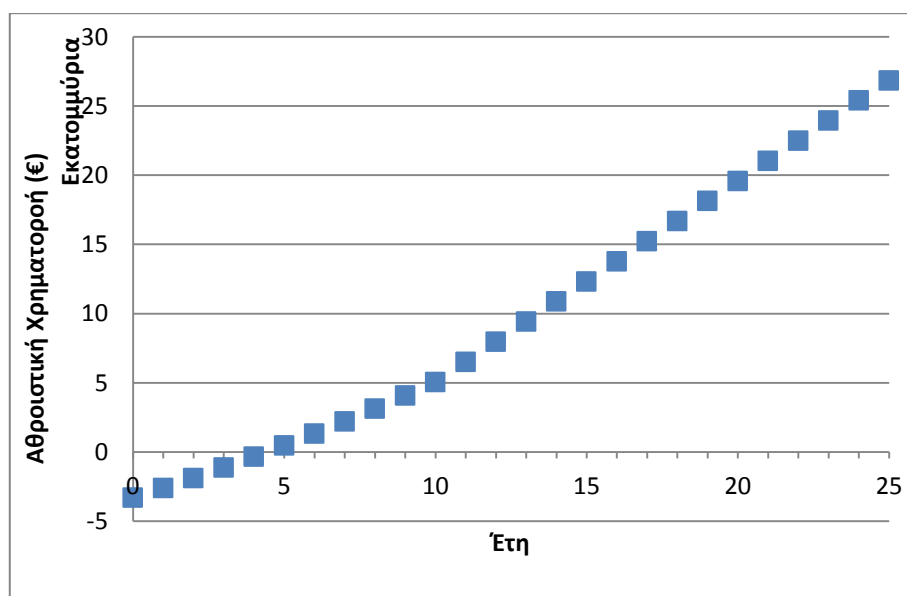
5.4.3.3.2 Β' Χρηματοδοτικό Σχήμα: Με Επιχορήγηση

Στην περίπτωση αυτή, η βασική μελέτη διεξάγεται για Κεφάλαιο που προέρχεται σε ποσοστό 30% από Ιδία Κεφάλαια, σε ποσοστό 40% από Δάνειο και σε ποσοστό 30% από Επιχορήγηση. Το ποσοστό επιχορήγησης καθορίστηκε από τον Αναπτυξιακό Νόμο 3908/2011, για το Νομό Σερρών. Επομένως, το κόστος ιδίων κεφαλαίων υπολογίζεται ίσο με 3.312.000 €, το κόστος δανείου ίσο με 3.864.000 €, ενώ το κόστος επιχορήγησης ίσο με 3.312.000 €.

Επισημαίνουμε ότι στην περίπτωση αυτή η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας τιμολογείται με την τιμή σε 175 €/MWh (Ν. 3851/2010), χωρίς την προσαύξηση, δεδομένου ότι η επένδυση υλοποιείται με τη χρήση δημόσιας επιχορήγησης. Καταστρώνεται ο Πίνακας Χρηματοροών που ακολουθεί.

Πίνακας 5.58 Υπολογισμός Χρηματοροών (Με Επιχορήγηση)

Έτη	Έσοδα (€)	Κόστος Λειτουργίας (€)	Κόστος Καυσίμου (€)	Αποσβέσεις (€)	Κόστος Δανείου (€)	Χρεωλύσιο (€)	Τόκοι (€)	Κέρδη προ Φόρων (€)	Κέρδη μετά Φόρων (€)	Καθαρή Χρηματοροή (€)
0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-3.312.000
1	4.267.872	624.836	1.903.611	309.120	4.416.000	441.600	397.440	1.032.865	826.292	693.812
2	4.267.872	624.836	1.903.611	309.120	3.974.400	441.600	357.696	1.072.609	858.087	725.607
3	4.267.872	624.836	1.903.611	309.120	3.532.800	441.600	317.952	1.112.353	889.882	757.402
4	4.267.872	624.836	1.903.611	309.120	3.091.200	441.600	278.208	1.152.097	921.678	789.198
5	4.267.872	624.836	1.903.611	309.120	2.649.600	441.600	238.464	1.191.841	953.473	820.993
6	4.267.872	624.836	1.903.611	309.120	2.208.000	441.600	198.720	1.231.585	985.268	852.788
7	4.267.872	624.836	1.903.611	309.120	1.766.400	441.600	158.976	1.271.329	1.017.063	884.583
8	4.267.872	624.836	1.903.611	309.120	1.324.800	441.600	119.232	1.311.073	1.048.858	916.378
9	4.267.872	624.836	1.903.611	309.120	883.200	441.600	79.488	1.350.817	1.080.654	948.174
10	4.267.872	624.836	1.903.611	309.120	441.600	441.600	39.744	1.390.561	1.112.449	979.969
11	4.267.872	624.836	1.903.611	309.120	0	0	0	1.430.305	1.144.244	1.453.364
12	4.267.872	624.836	1.903.611	309.120	0	0	0	1.430.305	1.144.244	1.453.364
13	4.267.872	624.836	1.903.611	309.120	0	0	0	1.430.305	1.144.244	1.453.364
14	4.267.872	624.836	1.903.611	309.120	0	0	0	1.430.305	1.144.244	1.453.364
15	4.267.872	624.836	1.903.611	309.120	0	0	0	1.430.305	1.144.244	1.453.364
16	4.267.872	624.836	1.903.611	309.120	0	0	0	1.430.305	1.144.244	1.453.364
17	4.267.872	624.836	1.903.611	309.120	0	0	0	1.430.305	1.144.244	1.453.364
18	4.267.872	624.836	1.903.611	309.120	0	0	0	1.430.305	1.144.244	1.453.364
19	4.267.872	624.836	1.903.611	309.120	0	0	0	1.430.305	1.144.244	1.453.364
20	4.267.872	624.836	1.903.611	309.120	0	0	0	1.430.305	1.144.244	1.453.364
21	4.267.872	624.836	1.903.611	309.120	0	0	0	1.430.305	1.144.244	1.453.364
22	4.267.872	624.836	1.903.611	309.120	0	0	0	1.430.305	1.144.244	1.453.364
23	4.267.872	624.836	1.903.611	309.120	0	0	0	1.430.305	1.144.244	1.453.364
24	4.267.872	624.836	1.903.611	309.120	0	0	0	1.430.305	1.144.244	1.453.364
25	4.267.872	624.836	1.903.611	309.120	0	0	0	1.430.305	1.144.244	1.453.364



Διάγραμμα 5.37 Αθροιστική Χρηματοροή (Με Επιχορήγηση)

Οικονομική Αποτίμηση Επένδυσης:

Με βάση την οικονομική ανάλυση που προηγήθηκε, προέκυψαν τα ακόλουθα αποτελέσματα:

- NPV = 5,9 εκ. € > 0
- IRR = 14,1 % > 10%
- Χρόνος αποπληρωμής: 4,4 έτη

Εφόσον η NPV προέκυψε μεγαλύτερη του μηδενός και ο IRR μεγαλύτερος του επιτοκίου προεξόφλησης ($i=10\%$), το έργο είναι κερδοφόρο. Για διάρκεια ζωής της επένδυσης ίση με 25 έτη, η πραγματοποίηση της απόσβεσης σε 4,4 έτη υποδηλώνει μια ιδιαίτερα συμφέρουσα επένδυση.

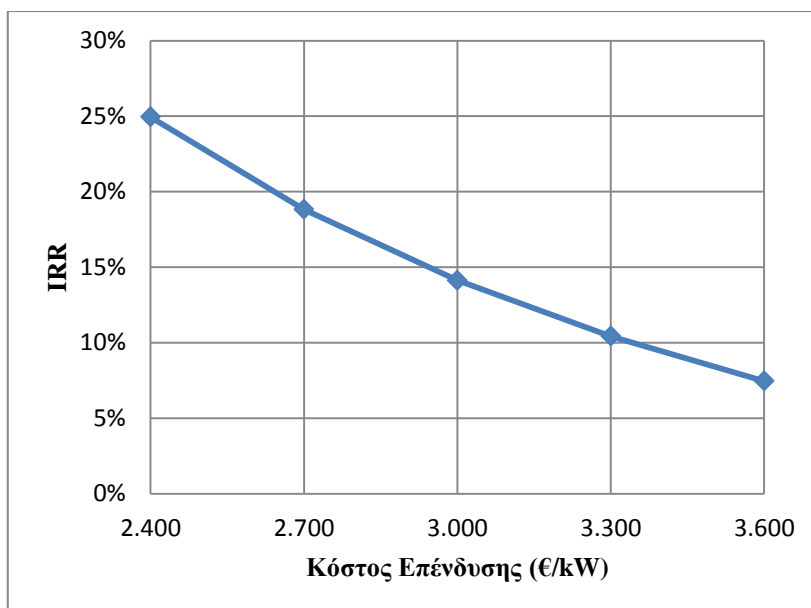
Ανάλυση Ευαισθησίας:

Ευαισθησία στο Κόστος Επένδυσης:

Πίνακας 5.59 Ανάλυση ευαισθησίας στο κόστος επένδυσης

Κόστος Επένδυσης (€/kW)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Έτη)
2.400	8,0	25,0	2,8
2.700	7,0	18,8	3,6
3.000	5,9	14,1	4,4
3.300	4,9	10,4	5,5
3.600	3,9	7,5	6,8

Παρατηρούμε ότι πιθανή αύξηση του επενδυτικού κόστους δεν επηρεάζει ιδιαίτερα την απόδοση της επένδυσης. Μόνο στην περίπτωση που το επενδυτικό κόστος αυξηθεί από 3.000 €/kW σε 3.600 €/kW (αύξηση δηλαδή της τάξης του 20% ως προς την τιμή αναφοράς), ο IRR ελαττώνεται σημαντικά σε 7,5%, μικρότερος δηλαδή του επιτοκίου προεξόφλησης, και το έργο δεν είναι κερδοφόρο. Το παρακάτω Διάγραμμα απεικονίζει πως μεταβάλλεται η τιμή του IRR με το κόστος επένδυσης, με μεταβολή της τιμής του επενδυτικού κόστους από -20% έως 20% ως προς την τιμή αναφοράς (3.000 €/kW).



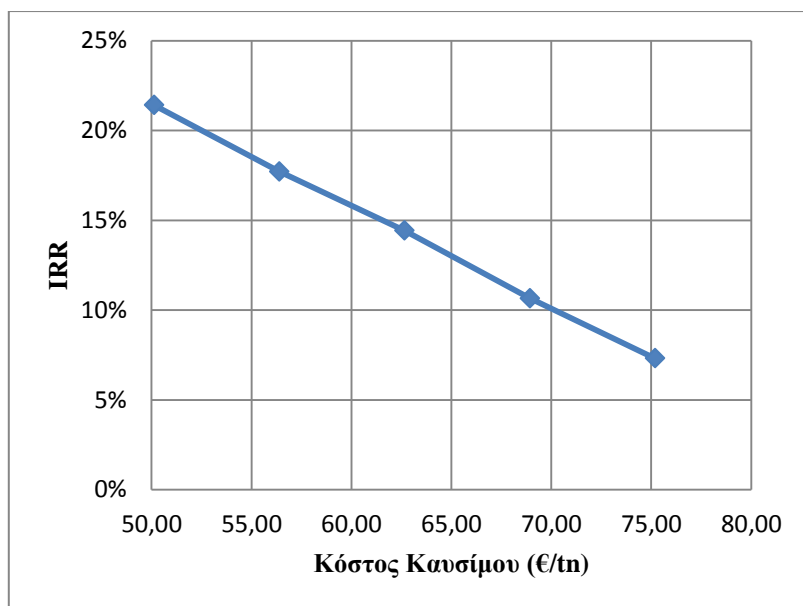
Διάγραμμα 5.38 Ευαισθησία του IRR στο κόστος επένδυσης.

Ευαισθησία στο Κόστος Καυσίμου:

Πίνακας 5.60 Ανάλυση ευαισθησίας στο κόστος καυσίμου

Κόστος Καυσίμου (€/tn)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Έτη)
50,13	8,7	21,4	3,2
56,39	7,3	17,7	3,7
62,66	5,9	14,4	4,4
68,93	4,6	10,7	5,4
75,19	3,2	7,3	6,9

Όπως αναμενόταν, πιθανή μείωση του κόστους αχύρου δεν επηρεάζει την απόδοση της επένδυσης ($NPV > 0$ και $IRR > 10\%$). Παράλληλα, ακόμη και με ενδεχόμενη αύξηση του κόστους αχύρου κατά 10% (από 62,66 €/tn σε 68,93 €/tn), η επένδυση εξακολουθεί να είναι συμφέρουσα ($NPV = 4,6$ εκ. € > 0 και $IRR = 10,7\% > 10\%$). Ωστόσο, αν το κόστος αχύρου αυξηθεί κατά 20% (75,19 €/tn), ο IRR μειώνεται σε $7,3\% < 10\%$ και η επένδυση δεν εγκρίνεται. Το ακόλουθο Διάγραμμα απεικονίζει τη μεταβολή του IRR με το κόστος του αχύρου για μεταβολή της τιμής του αχύρου από -20% έως 20% της βασικής τιμής που χρησιμοποιήθηκε.



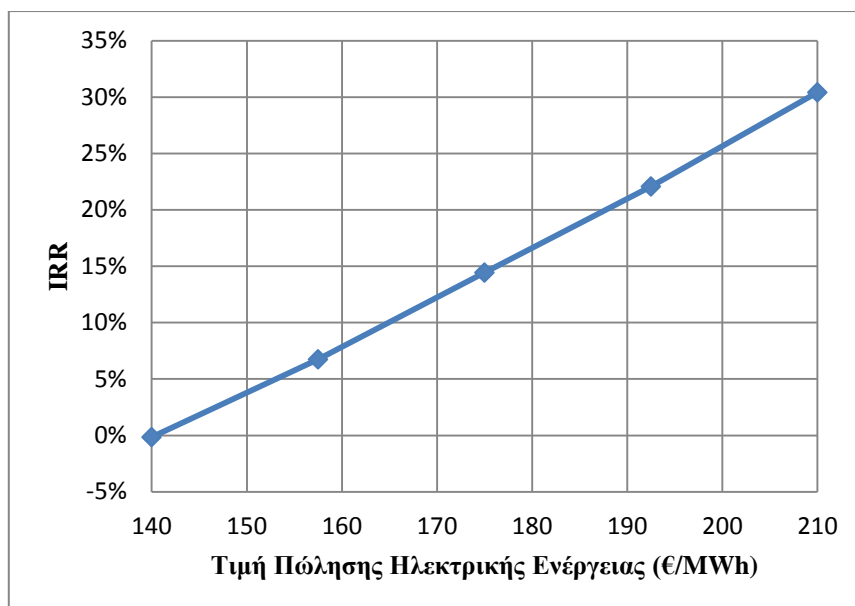
Διάγραμμα 5.39 Ευαισθησία του IRR στο κόστος καυσίμου

Ευαισθησία στην Τιμή Πώλησης Ηλεκτρικής Ενέργειας:

Πίνακας 5.61 Ανάλυση ευαισθησίας στην τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας

Τιμή Πώλησης Ηλεκτρισμού (€/MWh)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Έτη)
140,0	-0,71	-0,2	12,0
157,5	2,9	6,7	7,2
175,0	5,9	14,4	4,4
192,5	8,9	22,1	3,1
210,0	12,0	30,4	2,4

Είναι φανερό ότι πιθανή αύξηση στην τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας καθιστά την επένδυση εξαιρετικά αποδοτική. Ενδεικτικά αναφέρουμε ότι αν η τιμή πώλησης του ηλεκτρισμού αυξηθεί από 175 €/MWh σε 210 €/MWh (αύξηση κατά 20%), ο IRR αυξάνεται σε 30,4%. Αντιθέτως, η απόδοση της επένδυσης εμφανίζεται ιδιαίτερα ευαίσθητη σε πιθανή μείωση της τιμής πώλησης του ηλεκτρισμού. Συγκεκριμένα, αν η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας μειωθεί κατά 10% της τιμής αναφοράς (δηλαδή από 175 €/MWh σε 157,5 €/MWh), ο IRR ελαττώνεται σημαντικά από 14,4% σε 6,7% και η επένδυση παύει να είναι συμφέρουσα. Στο παρακάτω διάγραμμα παρουσιάζεται η μεταβολή του IRR με την τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, για μεταβολή της τιμής αυτής από -20% έως 20% της τιμής αναφοράς (175 €/MWh).



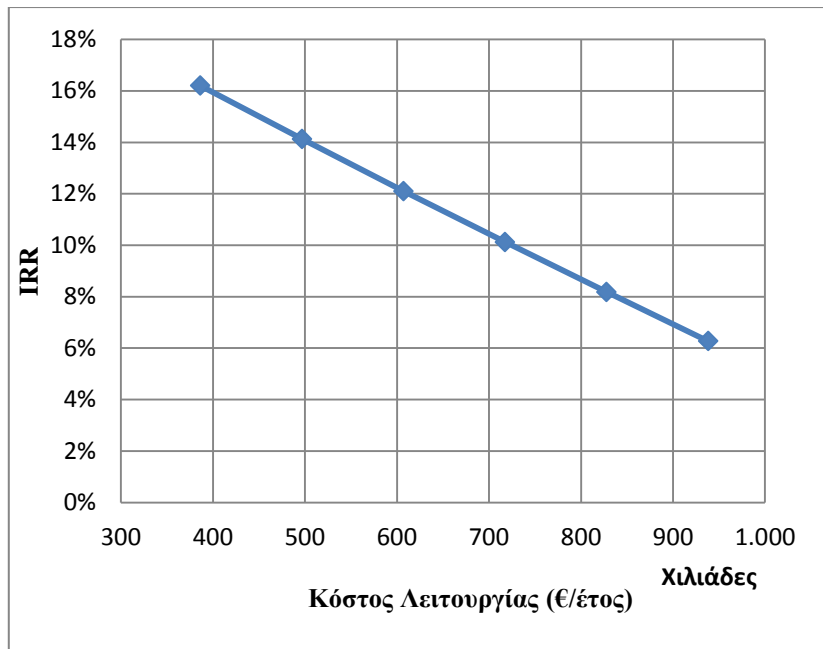
Διάγραμμα 5.40 Ευαισθησία του IRR στην τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας

Ευαισθησία στο Κόστος Λειτουργίας:

Πίνακας 5.62 Ανάλυση ευαισθησίας στο κόστος λειτουργίας

Κόστος Λειτουργίας (χιλ. €/έτος)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Ετη)
386,4	6,7	16,2	4,0
496,8	5,9	14,1	4,4
607,2	5,1	12,1	5,0
717,6	4,3	10,1	5,6
828,0	3,5	8,2	6,9
938,4	2,7	6,3	7,5

Παρατηρούμε ότι ενδεχόμενη μείωση του λειτουργικού κόστους δεν επηρεάζει την απόδοση της επένδυσης. Ακόμη και αν το κόστος λειτουργίας αυξηθεί από 496,8 χιλ. € σε 717,6 χιλ. € (υπολογιστεί δηλαδή ως 6,5% επί το κόστος επένδυσης), η επένδυση εξακολουθεί να είναι συμφέρουσα. Αντιθέτως, αν αυτό αυξηθεί σε 828 χιλ. € (εκτιμηθεί δηλαδή σε ποσοστό 7,5% επί το επενδυτικό κόστος), η επένδυση παύει να είναι κερδοφόρα. Το ακόλουθο Διάγραμμα δείχνει τη μεταβολή του IRR με τη μεταβολή του κόστους λειτουργίας, για μεταβολές του κόστους λειτουργίας από 3,5% έως 8,5% επί το κόστος επένδυσης.



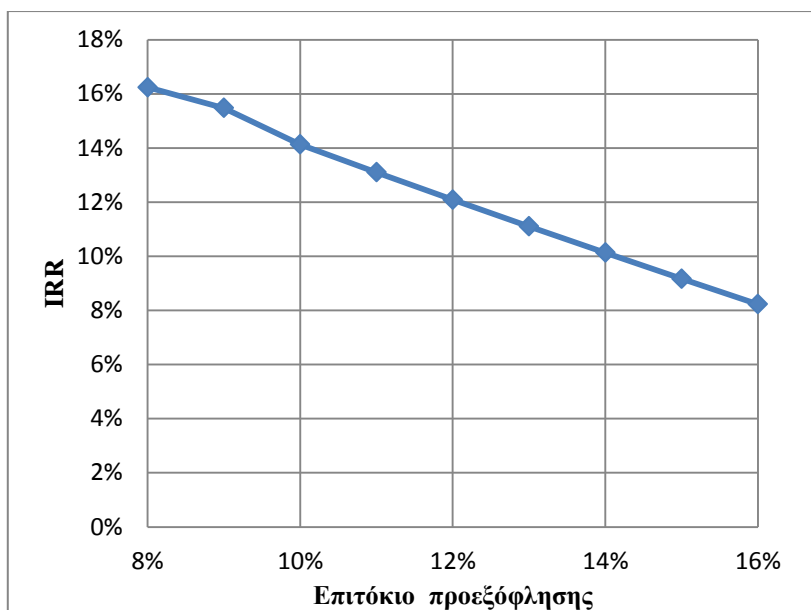
Διάγραμμα 5.41 Ευαισθησία του IRR στο κόστος λειτουργίας

Ευαισθησία στο Επιτόκιο Προεξόφλησης:

Πίνακας 5.63 Ανάλυση ευαισθησίας στο επιτόκιο προεξόφλησης.

Επιτόκιο Προεξόφλησης (%)	NPV (εκ. €)	IRR (%)
8,0	7,9	16,2
9,0	6,9	15,5
10,0	5,9	14,1
11,0	5,1	13,1
12,0	4,4	12,1
13,0	3,8	11,1
14,0	3,3	10,1
15,0	2,8	9,2
16,0	2,4	8,2

Στο Διάγραμμα που ακολουθεί απεικονίζεται η τιμή του IRR με την τιμή του επιτοκίου προεξόφλησης. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα, με αύξηση της τιμής του επιτοκίου προεξόφλησης από $i=10\%$ σε $i=13\%$, η επένδυση παύει να είναι κερδοφόρα.



Διάγραμμα 5.42 Ευαισθησία του IRR στο επιτόκιο προεξόφλησης

5.5.2.4 Ανάλυση εκπομπών αερίου του θερμοκηπίου

Στη συνέχεια, θα υπολογιστεί η ετήσια εξοικονόμηση του διοξειδίου του άνθρακα (CO₂), με τη βοήθεια του Λογισμικού Ανάλυσης Έργων Καθαρής Ενέργειας “RETScreen”.

Βασική περίπτωση ηλεκτρισμού (Τυπική Συμβατική Τεχνολογία):

Όπως και οι προηγούμενοι Νομοί Αργολίδας και Πέλλας, ο Νομός Σερρών είναι διασυνδεδεμένος με την Ηπειρωτική Ελλάδα, οπότε θεωρώντας, όπως και προηγουμένως, απώλειες μεταφοράς και διανομής των δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας της τάξης του 8%, ο συνολικός συντελεστής εκπομπής CO₂ που υπολογίζεται από το RETScreen είναι πάλι **0,843 tn CO₂/MWh**. Δεδομένου ότι η ηλεκτρική ενέργεια που καταλήγει στο δίκτυο έχει υπολογιστεί ίση με 24.388 MWh/year, οι ετήσιες εκπομπές υπολογίζονται ίσες με: 0,843 (tn/MWh) * 24.388 MWh = 20.559 tn CO₂.

Προτεινόμενη Περίπτωση Μελέτης (Τεχνολογία βιομάζας):

Στην περίπτωση που η μονάδα τροφοδοτείται 100% με άχυρο από καλλιέργεια σιταριού, εισάγοντας στο φύλλο «Εργαλεία» του RETScreen τη στοιχειακή ανάλυση του άχυρου εκτιμάται ένας συντελεστής εκπομπής CO₂ ίσο με **0,112 tn CO₂/GJ**.

Τύπος Καυσίμου

Βασική ανάλυση

Ανθρακας
Υδρογόνο
Οξυγόνο
Αζωτο
Θείο
Τέφρα

Καύσιμο οριζόμενο από χρήστη - στερεό

Άχυρο από καλλιέργεια σιταριού

⊕ Βιομάζα

○ Ορυκτά καύσιμα

% κατά μάζα	43,2%
% κατά μάζα	5,0%
% κατά μάζα	39,4%
% κατά μάζα	0,6%
% κατά μάζα	0,1%
% κατά μάζα	11,4%

Η ηλεκτρική ενέργεια που καταλήγει στο δίκτυο ανέρχεται σε 24.388 MWh/year = 87.797 GJ/year. Επομένως, οι ετήσιες εκπομπές CO₂ υπολογίζονται ίσες με: 0,112 tn CO₂/GJ * 87.797 GJ/year = 9.833 tn CO₂/year.

Ετήσια Εξοικονόμηση CO₂:

Με βάση τα παραπάνω, η καθαρή ετήσια μείωση εκπομπών CO₂ υπολογίζεται ίση με: (20.559 - 9.833) tn CO₂ /year = **10.726 tn CO₂ /year.**

5.6 Μελέτη περίπτωσης Νομού Φθιώτιδας

5.6.1 Γενική περιγραφή Νομού Φθιώτιδας

Ο Νομός Φθιώτιδας βρίσκεται στο βορειοανατολικό τμήμα της Στερεάς Ελλάδας.. Συνορεύει βόρεια με το Νομό Μαγνησίας, το Νομό Λαρίσης και το Νομό Καρδίτσας, δυτικά με το Νομό Ευρυτανίας, νότια με το Νομό Φωκίδας και το Νομό Βοιωτίας, ενώ ανατολικά βρέχεται από τον Ευβοϊκό και Μαλιακό Κόλπο (Σχήμα 5.12). Η έκταση του Νομού ανέρχεται σε 4.441 km², ενώ ο συνολικός πληθυσμός του (κατά την απογραφή του 2001) εκτιμάται σε 178.771 κατοίκους (Βικιπαίδεια). Πρωτεύουσα του Νομού είναι η πόλη της Λαμίας.



Σχήμα 5.12 Χάρτης Νομού Φθιώτιδας
(Πηγή: http://www.gkordis.com/2010/12/o_30.html)

Μορφολογία Εδάφους και Κλιματολογικές Συνθήκες Νομού Φθιώτιδας:

Το έδαφος του Νομού Φθιώτιδας είναι κυρίως ορεινό. Το 21% της έκτασής του είναι πεδινό, το 40% ημιορεινό και το 39% ορεινό. Τα κυριότερα όρη του Νομού είναι η Όθρυς, ο Τυμφηστός, τα Βαρδούσια, η Οίτη, το Καλλίδρομο, η Κνημίδα, το Χλωμό και ο Παρνασσός, και κυριαρχούν στο νότο, στα νοτιοδυτικά και στα βόρεια. Οι πεδιάδες βρίσκονται στα κεντρικά και στα βόρεια στις κοιλάδες του Ασωπού και του Σπερχειού. Στο Νομό αναπτύσσονται διάφορα είδη δασών, όπως έλατα, οξιές, δρυς κ.α., των οποίων γίνεται συστηματική εκμετάλλευση για ξυλεία. Όσον αφορά στις κλιματολογικές συνθήκες, το κλίμα του Νομού Φθιώτιδας είναι ψυχρό στα ορεινά μέρη, ενώ στα παράλια ήπιο το χειμώνα και δροσερό το καλοκαίρι.

Ανάπτυξη Νομού Φθιώτιδας:

Ο πληθυσμός του Νομού Φθιώτιδας ασχολείται κυρίως με την αγροτική οικονομία. Οι τρεις τομείς της που παρουσιάζουν την μεγαλύτερη οικονομική δραστηριότητα είναι η γεωργία, η κτηνοτροφία και η εκμετάλλευση των δασών. Η γεωργία είναι αναπτυγμένη στους κάμπους και στις κοιλάδες. Συστηματική γεωργική καλλιέργεια γίνεται στην πεδιάδα του Δομοκού και του Σπερχειού. Κύρια γεωργικά προϊόντα είναι τα δημητριακά, τα όσπρια και οι πατάτες, τα λαχανικά, τα φυτώρια καρποφόρων δέντρων και τα αμπέλια. Σε σύγκριση με τις άλλους Ελληνικούς Νομούς, ο Νομός Φθιώτιδας δεν έχει αναπτυγμένη την δενδροκαλλιέργεια, παρά μόνο την καλλιέργεια της ελιάς. Παράλληλα, στη Φθιώτιδα είναι αναπτυγμένη η εκτροφή μικρών ζώων (αιγοπρόβατα), ιδιαίτερα στις ορεινές περιοχές, και των πουλερικών. Η αλιεία στα παράλια του Νομού Φθιώτιδας είναι περιορισμένη. Η αλιευτική παραγωγή σε ορισμένες εποχές του έτους είναι πλούσια και καλύπτει τις βασικές ανάγκες της περιοχής. Η βιομηχανία δεν είναι ιδιαίτερα αναπτυγμένη στην περιοχή. Υπάρχουν μόνο μικρά εργοστάσια παραγωγής ζυμαρικών, αλευρόμυλοι, ορυζόμυλοι, βαμβακοελαιουργεία και υφαντουργίες. Ιδιαίτερα όμως αναπτυγμένη είναι η οικοτεχνία, με την οποία απασχολείται σημαντικό μέρος του πληθυσμού.

Ηλεκτρικό Σύστημα και Δίκτυο Νομού Φθιώτιδας:

Ο Νομός Φθιώτιδας ηλεκτροδοτείται κυρίως από ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται στους ατμοηλεκτρικούς σταθμούς της ΔΕΗ στην Αττική (Σταθμοί Αγίου Γεωργίου και Λαυρίου) και η ηλεκτρική ενέργεια μεταφέρεται μέσω δικτύου της ΔΕΗ.

5.6.2 Επιχειρηματικό σχέδιο αξιοποίησης αχύρου σιτηρών για ηλεκτροπαραγωγή

Η καλλιέργεια του σιταριού καταλαμβάνει σημαντική έκταση και στο Νομό Φθιώτιδας, η οποία ανέρχεται σε 378.747 ha. Και στην περίπτωση του νομού αυτού, εξετάζεται επομένως η βιωσιμότητα μίας μονάδας ηλεκτροπαραγωγής, που θα αξιοποιεί το άχυρο από την καλλιέργεια σιταριού. Η διαθέσιμη ποσότητα του αχύρου για παραγωγή βιοενέργειας έχει υπολογιστεί ίση με 38.657 dry tn/year (Πίνακας 5.8).

Για την επιλογή του μεγέθους της μονάδας, αλλά και την οικονομική ανάλυση, ακολουθείται ακριβώς η ίδια διαδικασία με το Νομό Σερρών.

5.6.2.1 Αξιοποιήσιμο δυναμικό βιομάζας – Επιλογή μεγέθους μονάδας

Η διαθέσιμη ποσότητα του αχύρου για την παραγωγή βιοενέργειας ανέρχεται σε 27.060 dry tn/year, έχοντας θεωρήσει, όπως και προηγουμένως, έναν συντελεστή ασφαλείας της τάξης του 70%.

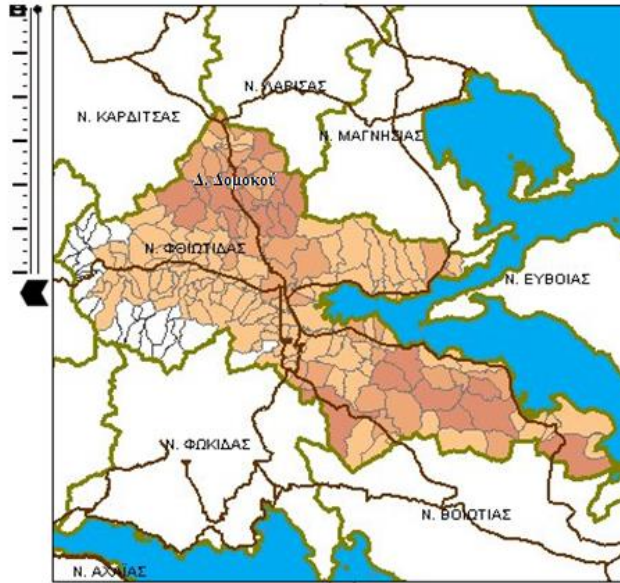
Βασικές παραδοχές:

- Η μονάδα ηλεκτροπαραγωγής χρησιμοποιεί την τεχνολογία του Οργανικού Κύκλου Rankine (ORC), με συνολικό ενεργειακό βαθμό απόδοσης $\eta_{el}=20\%$ («ΦΙΛΙΠΠΟΠΟΥΛΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Τ.Ε», Πίνακας 3.2, Κεφάλαιο 3).
- Οι απώλειες μεταφοράς και διανομής στο δίκτυο λαμβάνονται ίσες με 8% (Τσαλέμης κ.α. 2012).
- Η διαθεσιμότητα της μονάδας λαμβάνεται ίση με 80%, δηλαδή η μονάδα αναμένεται να λειτουργεί 7.008 ώρες ετησίως (Τσαλέμης κ.α. 2012).
- Η κατώτερη θερμογόνος δύναμη (σε ξηρή βάση) του αχύρου από την καλλιέργεια του σιταριού έχει υπολογιστεί ίση με $H_u=15,28$ MJ/Kg (Πίνακας 5.3).

Με βάση τις παραπάνω παραδοχές και τη Σχέση 5.7, η μονάδα ηλεκτροπαραγωγής στο Νομό Φθιώτιδας καταναλώνει ετησίως 27.060 dry tn αχύρου και έχει εγκατεστημένη ισχύ 3,6 MW. Προτείνεται, επομένως, η εξέταση της βιωσιμότητας μίας μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας εγκατεστημένης ισχύος **3,5 MW** (πολύ κοντά στην τιμή 3,6 MW), που χρησιμοποιεί ως καύσιμη ύλη **26.583 dry tn/year αχύρου** (ποσότητα ελαφρώς μικρότερη της διατιθέμενης).

5.6.2.2 Χωροθέτηση μονάδας

Με βάση την κατανομή του διαθέσιμου δυναμικού του αχύρου από την καλλιέργεια του σιταριού του Νομού Φθιώτιδας (Σχήμα 5.13), η μονάδα ενδείκνυται να εγκατασταθεί στο **Δήμο Δομοκού**.



Εικόνα 5.11 Κατανομή δυναμικού αχύρου από καλλιέργεια σιταριού Νομού Φθιώτιδας.
(Πηγή: Βάση δεδομένων Κ.Α.Π.Ε. (Εθνικό Πληροφοριακό Σύστημα για την Ενέργεια),
διαθέσιμη στην ιστοσελίδα: <http://195.251.42.2/cgi-bin/nisehist.sh?objtype=xartes>)

5.6.2.3 Οικονομική Ανάλυση

Για τον έλεγχο της βιωσιμότητας της μονάδας, εξετάζονται δύο Χρηματοδοτικά Σχήματα, τα οποία διαμορφώνονται ανάλογα με τον αν λαμβάνεται υπόψη ή όχι η επιχορήγηση.

Κόστος Επένδυσης – Λειτουργικό Κόστος:

Για δυναμικότητα σταθμού βιομάζας από 1 έως 5 MW, το κόστος επένδυσης εκτιμάται ίσο με 3.000 €/kW (Τσαλέμης κ.α. 2012). Επομένως, για την εξεταζόμενη μονάδα ηλεκτροπαραγωγής, δυναμικότητας 3,5 MW, το **συνολικό κόστος επένδυσης** υπολογίζεται ίσο με **9.660.000 €**. Το **συνολικό κόστος λειτουργίας και συντήρησης**, εξαιρουμένου του κόστους καυσίμου, εκτιμάται στο 4,5% του συνολικού κόστους επένδυσης (Αγρανιώτης και Γραμμέλης 2013) και υπολογίζεται ίσο με **434.700 € / year**.

Κόστος καυσίμου:

Ο Πίνακας 5.64 παρουσιάζει την ανάλυση κόστους συλλογής και μεταφοράς αχύρου από καλλιέργεια σιταριού:

Πίνακας 5.64 Στοιχεία κόστους για την αλυσίδα παραγωγής αχύρου (δεματοποίηση με παραγωγή μπάλας 500 kg, 2,4 x 0,9 x 0,9 m).

Κόστος αχύρου στο έδαφος (€/tn)	29,50
Κόστος δεματοποίησης αχύρου (€/tn)	13,00
Κόστος συλλογής (€/tn)	2,16
Κόστος επιστροφής στο χώρο αποθήκευσης (€/tn)	1,50
Μεταφορά μέχρι 50km (€/tn)	15,00
Αμοιβή εργολάβου (€/tn)	1,50
Σύνολο (€/tn)	62,66
Κόστος Κανσίμου (€/year)	1.665.691

(Πηγή: Οδηγός Σχεδιασμού Βιοενεργειακών Συστημάτων – BISYPLAN, διαθέσιμος στην ιστοσελίδα: <http://bisypplan.bioenarea.eu/html-files-gr/Handbook-intro.html>)

Επιπρόσθετοι Παράμετροι Οικονομικής Ανάλυσης:

- Η τιμή του επιτοκίου προεξόφλησης είναι ίση με 10%.
- Η τιμή του επιτοκίου δανεισμού λαμβάνεται ίση με 9%. Ο χρόνος εξόφλησης του δανείου εκτιμάται σε 10 έτη.
- Το ειδικό τέλος ισούται με το 3% επί του κύκλου εργασιών του έργου.
- Ο φόρος εσόδων λαμβάνεται ίσος με 20%.
- Η υπολειμματική αξία θεωρείται μηδενική. Παράλληλα, αγνοείται τελείως ο πληθωρισμός, θεωρώντας ότι δεν έχει σημαντική επίδραση στις αξίες των χρηματοροών.
- Η διάρκεια ζωής έργου εκτιμάται ίση με 25 έτη.

5.6.2.3.1 Α' Χρηματοδοτικό Σχήμα: Χωρίς Επιχορήγηση

Η βασική μελέτη θα διεξαχθεί για Κεφάλαιο που προέρχεται σε ποσοστό 30% από Ιδία Κεφάλαια και σε ποσοστό 70% από Δάνειο. Το κόστος ιδίων κεφαλαίων υπολογίζεται ως το συνολικό κόστος επένδυσης επί το ποσοστό 30% και ανέρχεται σε 2.898.000 €, ενώ το κόστος δανείου υπολογίζεται ως το συνολικό κόστος επένδυσης επί το ποσοστό 70% και ανέρχεται σε 6.762.000 €.

Υπολογισμός Ετήσιων Εσόδων:

Για σταθμούς βιομάζας εγκατεστημένης ισχύος από 1 έως 5 MW, η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας ανέρχεται σε 175 €/MWh (N. 3851/2010). Θεωρώντας ότι η επένδυση υλοποιείται χωρίς τη χρήση δημόσιας επιχορήγησης, η τελική τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας υπολογίζεται ίση με 201,25 €/MWh (προσαύξηση κατά 15%). Ο υπολογισμός των ετήσιων εσόδων συνοψίζεται στον Πίνακα 5.65 που ακολουθεί (θεωρήθηκε ένα ποσοστό αυτοκατανάλωσης της τάξης του 5%).

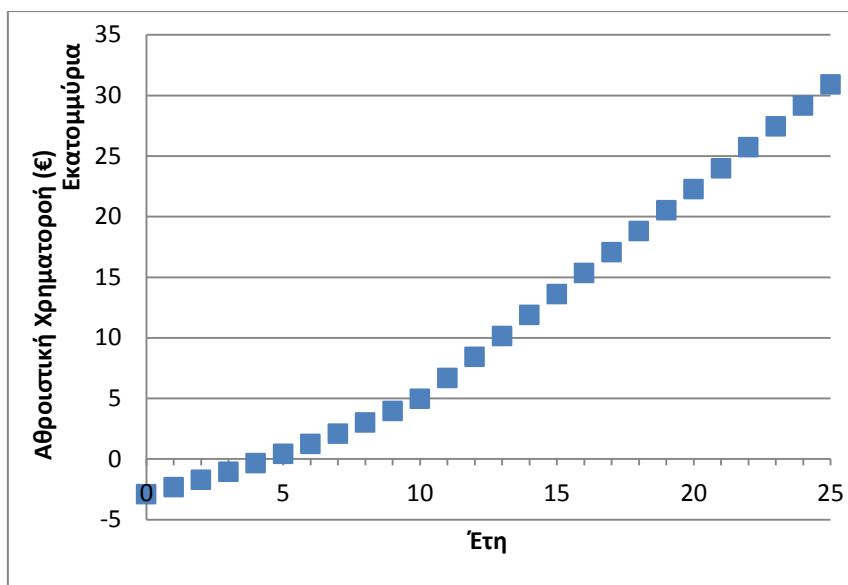
Πίνακας 5.65 Υπολογισμός ετήσιων εσόδων

Τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας από βιομάζα (€/MWh)	175
% Προσαύξηση τιμής πώλησης	15,00%
Τελική τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας από βιομάζα (€/MWh)	201,25
Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (MWh/year)	25.566
Αυτοκατανάλωση (MWh/year)	1.226
Ηλεκτρική ενέργεια στο δίκτυο (MWh/year)	21.339
Ετήσια Έσοδα (€/έτος)	4.294.546

Στον παρακάτω Πίνακα, καταστρώνεται μία κατάσταση χρηματοροών, που συγκεντρώνει όλες τις παραπάνω πληροφορίες και συνοψίζει τα οικονομικά μεγέθη καθ' όλη τη διάρκεια ζωής του έργου (Πίνακας 5.66).

Πίνακας 5.66 Υπολογισμός Χρηματοροών (Χωρίς Επιχορήγηση)

Έτη	Έσοδα (€)	Κόστος Λειτουργίας (€)	Κόστος Καυσίμου (€)	Αποσβέσεις (€)	Κόστος Δανείου (€)	Χρεολύσιο (€)	Τόκοι (€)	Κέρδη προ Φόρων (€)	Κέρδη μετά Φόρων (€)	Καθαρή Χρηματοροή (€)
0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-2.898.000
1	4.294.546	563.536	1.665.691	386.400	6.762.000	676.200	608.580	1.070.339	856.271	566.471
2	4.294.546	563.536	1.665.691	386.400	6.085.800	676.200	547.722	1.131.197	904.958	615.158
3	4.294.546	563.536	1.665.691	386.400	5.409.600	676.200	486.864	1.192.055	953.644	663.844
4	4.294.546	563.536	1.665.691	386.400	4.733.400	676.200	426.006	1.252.913	1.002.330	712.530
5	4.294.546	563.536	1.665.691	386.400	4.057.200	676.200	365.148	1.313.771	1.051.017	761.217
6	4.294.546	563.536	1.665.691	386.400	3.381.000	676.200	304.290	1.374.629	1.099.703	809.903
7	4.294.546	563.536	1.665.691	386.400	2.704.800	676.200	243.432	1.435.487	1.148.390	858.590
8	4.294.546	563.536	1.665.691	386.400	2.028.600	676.200	182.574	1.496.345	1.197.076	907.276
9	4.294.546	563.536	1.665.691	386.400	1.352.400	676.200	121.716	1.557.203	1.245.762	955.962
10	4.294.546	563.536	1.665.691	386.400	676.200	676.200	60.858	1.618.061	1.294.449	1.004.649
11	4.294.546	563.536	1.665.691	386.400	0	0	0	1.678.919	1.343.135	1.729.535
12	4.294.546	563.536	1.665.691	386.400	0	0	0	1.678.919	1.343.135	1.729.535
13	4.294.546	563.536	1.665.691	386.400	0	0	0	1.678.919	1.343.135	1.729.535
14	4.294.546	563.536	1.665.691	386.400	0	0	0	1.678.919	1.343.135	1.729.535
15	4.294.546	563.536	1.665.691	386.400	0	0	0	1.678.919	1.343.135	1.729.535
16	4.294.546	563.536	1.665.691	386.400	0	0	0	1.678.919	1.343.135	1.729.535
17	4.294.546	563.536	1.665.691	386.400	0	0	0	1.678.919	1.343.135	1.729.535
18	4.294.546	563.536	1.665.691	386.400	0	0	0	1.678.919	1.343.135	1.729.535
19	4.294.546	563.536	1.665.691	386.400	0	0	0	1.678.919	1.343.135	1.729.535
20	4.294.546	563.536	1.665.691	386.400	0	0	0	1.678.919	1.343.135	1.729.535
21	4.294.546	563.536	1.665.691	386.400	0	0	0	1.678.919	1.343.135	1.729.535
22	4.294.546	563.536	1.665.691	386.400	0	0	0	1.678.919	1.343.135	1.729.535
23	4.294.546	563.536	1.665.691	386.400	0	0	0	1.678.919	1.343.135	1.729.535
24	4.294.546	563.536	1.665.691	386.400	0	0	0	1.678.919	1.343.135	1.729.535
25	4.294.546	563.536	1.665.691	386.400	0	0	0	1.678.919	1.343.135	1.729.535



Διάγραμμα 5.43 Αθροιστική Χρηματοροή (Χωρίς Επιχορήγηση)

Οικονομική Αποτίμηση Επένδυσης:

Με βάση την οικονομική ανάλυση που προηγήθηκε, προέκυψαν τα ακόλουθα αποτελέσματα:

- NPV = 6,8 εκ. € > 0
- IRR = 15,6 % > 10%
- Payback: 4,0 έτη

Αφού η NPV είναι μεγαλύτερη του μηδενός και ο IRR μεγαλύτερος του επιτοκίου προεξόφλησης ($i=10\%$), το έργο είναι αποδεκτό. Για διάρκεια ζωής της επένδυσης ίση με 25 έτη, η πραγματοποίηση της απόσβεσης σε 4,0 έτη υποδηλώνει μια ιδιαίτερα συμφέρουσα επένδυση.

Ανάλυση Ευαισθησίας:

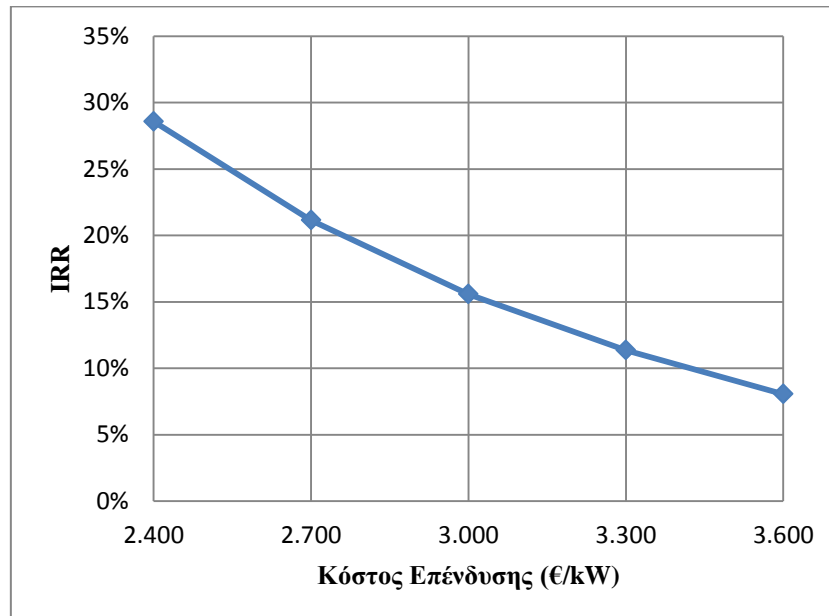
Ευαισθησία στο Κόστος Επένδυσης:

Πίνακας 5.67 Ανάλυση ευαισθησίας στο κόστος επένδυσης

Κόστος Επένδυσης (€/kW)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Έτη)
2.400	9,0	28,6	2,6
2.700	7,9	21,1	3,4
3.000	6,8	15,6	4,0
3.300	5,6	11,4	5,8
3.600	4,5	8,1	7,4

Παρατηρούμε ότι η απόδοση της επένδυσης δεν είναι ευαίσθητη σε πιθανή μείωση του επενδυτικού κόστους. Απεναντίας, μείωση της επένδυσης έως και 20% από την τιμή αναφοράς (3.000 €/kW) αυξάνει σημαντικά την τιμή του IRR σε 28,6% και κατ'επέκταση την απόδοση της επένδυσης. Παράλληλα, αν το κόστος επένδυσης αυξηθεί κατά 10%, ο IRR μειώνεται σε 11,4%, αλλά εξακολουθεί να είναι μεγαλύτερος του

επιτοκίου προεξόφλησης ($i=10\%$), με αποτέλεσμα η επένδυση να παραμένει αποδοτική. Ωστόσο, αν το κόστος επένδυσης αυξηθεί κατά 20% (3.600 €/kW), ο IRR ελαττώνεται σε $8,1\% < 10\%$ και η επένδυση δεν εγκρίνεται.. Στο Διάγραμμα που ακολουθεί, παρουσιάζεται η μεταβολή του IRR με το κόστος επένδυσης, αν μεταβληθεί η τιμή του επενδυτικού κόστους από -20% έως 20% ως προς τη βασική τιμή που χρησιμοποιήθηκε



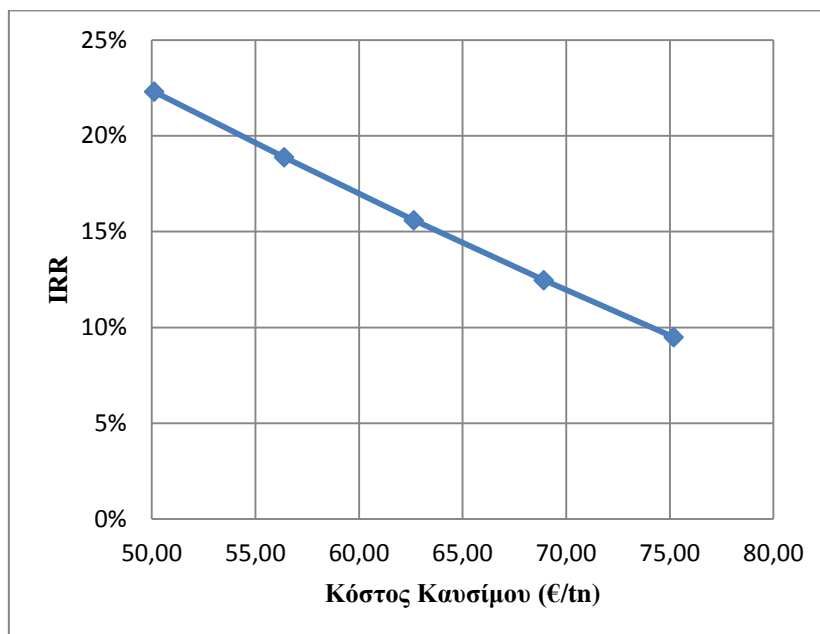
Διάγραμμα 5.44 Ευαισθησία του IRR στο κόστος επένδυσης

Ευαισθησία στο Κόστος Καυσίμου:

Πίνακας 5.68 Ανάλυση ευαισθησίας στο κόστος καυσίμου

Κόστος Καυσίμου (€/tn)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Ετη)
50,13	9,2	22,3	3,3
56,39	8,0	18,9	3,8
62,66	6,5	15,6	4,0
68,93	5,6	12,5	5,4
75,19	4,4	9,5	6,6

Φαίνεται ότι ενδεχόμενη μείωση του κόστους του αχύρου δεν επηρεάζεται την απόδοση της επένδυσης, εφόσον ότι η NPV παραμένει θετική ($NPV > 0$) και ο IRR εξακολουθεί να είναι μεγαλύτερος του επιτοκίου προεξόφλησης ($IRR > 10\%$). Επιπρόσθετα, ακόμη και με πιθανή αύξηση του κόστους αχύρου κατά 10% (από 62,66 €/tn σε 68,93 €/tn), η επένδυση εξακολουθεί να είναι κερδοφόρα ($NPV = 4,4$ εκ. € > 0 και $IRR = 12,5\% > 10\%$). Σε περίπτωση όμως που το κόστος αχύρου αυξηθεί κατά 20% (από 65,66 €/tn σε 75,19 €/tn), ο IRR μειώνεται σε $9,5\% < 10\%$ και η επένδυση δεν είναι πλέον κερδοφόρα. Στο ακόλουθο Διάγραμμα απεικονίζεται η μεταβολή του IRR με το κόστος αχύρου, για μεταβολή του της τιμής του αχύρου από -20% έως 20% της βασικής τιμής που χρησιμοποιήθηκε.



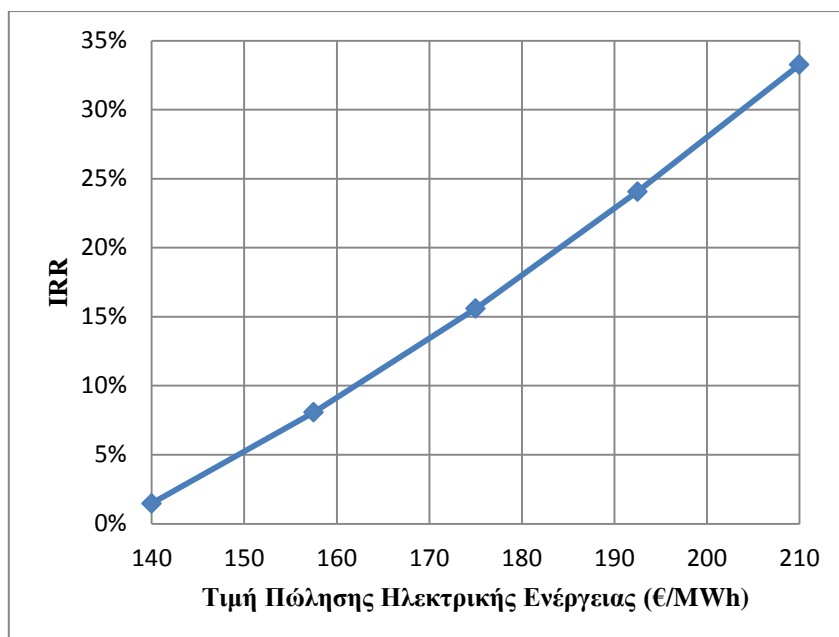
Διάγραμμα 5.45 Ευαισθησία του IRR στο κόστος καυσίμου

Ευαισθησία στην Τιμή Πώλησης Ηλεκτρικής Ενέργειας:

Πίνακας 5.69 Ανάλυση ευαισθησίας στην τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας

Τιμή Πώλησης Ηλεκτρισμού (€/MWh)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Ετη)
140,0	0,7	1,5	11,6
157,5	3,7	8,1	7,4
175,0	6,8	15,6	4,0
192,5	9,8	24,1	3,1
210,0	2,8	33,3	2,3

Όπως αναμενόταν, πιθανή αύξηση στην τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας δεν επηρεάζει την απόδοση της επένδυσης ($NPV > 0$, $IRR > 10\%$). Αντίθετα, η απόδοση της επένδυσης εμφανίζεται ιδιαίτερα ευαίσθητη σε πιθανή μείωση της τιμής πώλησης του ηλεκτρισμού. Αν η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας ελαττωθεί κατά 10% της τιμής αναφοράς (από 175 €/MWh σε 157,5 €/MWh), η επένδυση παύει να είναι κερδοφόρα, αφού ο IRR μειώνεται σημαντικά σε 8,1% ($< 10\%$). Το παρακάτω Διάγραμμα δείχνει πως μεταβάλλεται ο IRR με την τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, για μεταβολή της τιμής αυτής από -20% έως 20% της βασικής τιμής που χρησιμοποιήθηκε



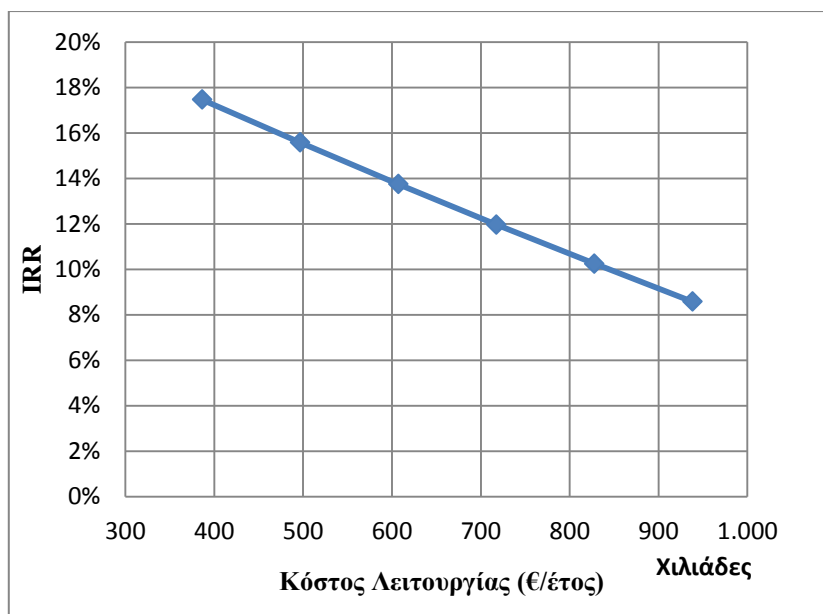
Διάγραμμα 5.46 Ευαισθησία του IRR στην τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας

Ευαισθησία στο Κόστος Λειτουργίας:

Πίνακας 5.70 Ανάλυση ευαισθησίας στο κόστος λειτουργίας

Κόστος Λειτουργίας (χιλ. €/έτος)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Έτη)
386,4	7,5	17,5	4,0
496,8	6,8	15,6	4,0
607,2	6,1	13,8	5,0
717,6	5,4	12,0	5,5
828,0	4,7	10,3	6,3
938,4	4,0	8,6	7,1

Είναι φανερό ότι η απόδοση του έργου δεν είναι ιδιαίτερα ευαίσθητη σε μεταβολές του κόστους λειτουργίας. Η επένδυση παύει να είναι αποδοτική ($IRR < 10\%$) μόνο στην περίπτωση που το λειτουργικό κόστος αυξηθεί σημαντικά, εκτιμηθεί δηλαδή ως 8,5 % επί το συνολικό κόστος επένδυσης (938,4 χιλ. €/έτος). Το ακόλουθο Διάγραμμα παρουσιάζει τη μεταβολή του IRR με τη μεταβολή του κόστους λειτουργίας, για μεταβολές του κόστους λειτουργίας από 3,5% έως 8,5% επί το κόστος επένδυσης.



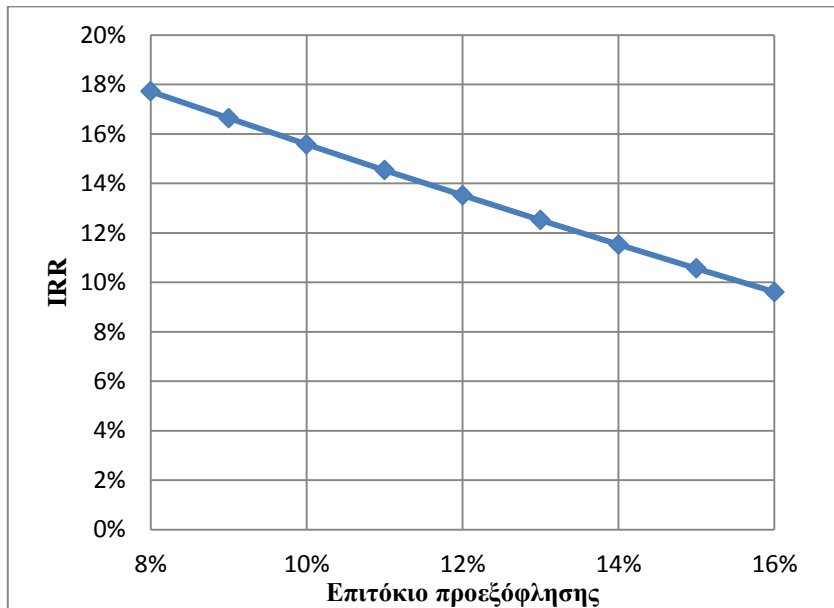
Διάγραμμα 5.47 Ευαισθησία του IRR στο κόστος λειτουργίας

Ευαισθησία στο Επιτόκιο Προεξόφλησης:

Πίνακας 5.71 Ανάλυση ευαισθησίας στο επιτόκιο προεξόφλησης

Επιτόκιο Προεξόφλησης (%)	NPV (εκ. €)	IRR (%)
8,0	9,0	17,7
9,0	7,8	16,6
10,0	6,8	15,6
11,0	5,9	14,5
12,0	5,1	13,5
13,0	4,4	12,5
14,0	3,8	11,5
15,0	3,3	10,6
16,0	2,8	9,6

Στο Διάγραμμα που ακολουθεί απεικονίζεται η τιμή του IRR με την τιμή του επιτοκίου προεξόφλησης. Είναι εμφανές ότι μόνο αν το επιτόκιο προεξόφλησης αυξηθεί από 10% (τιμή αναφοράς) σε 13%, η επένδυση παύει να είναι κερδοφόρα.



Διάγραμμα 5.48 Ευαισθησία του IRR στο επιτόκιο προεξόφλησης

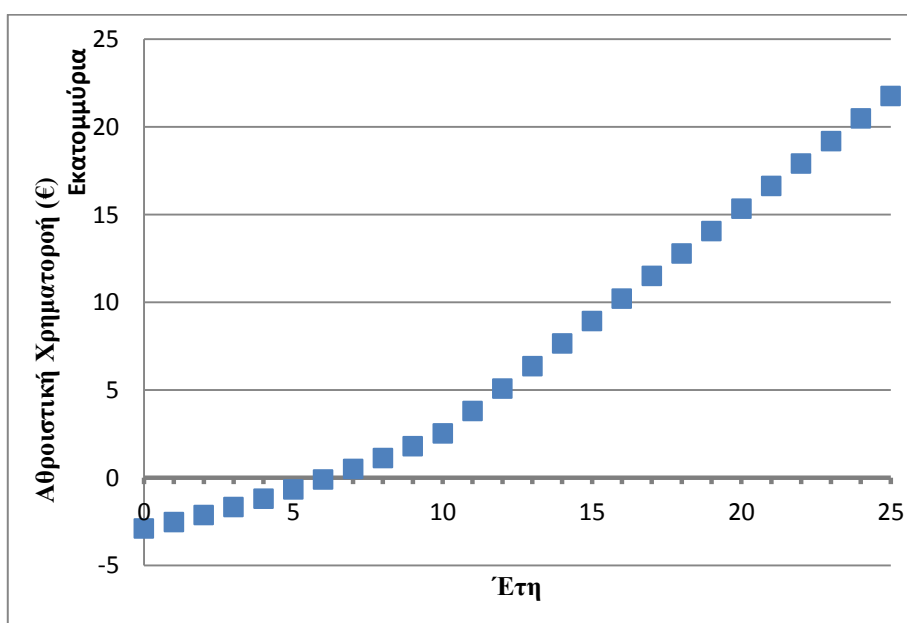
5.6.2.3.2 Β' Χρηματοδοτικό Σχήμα: Με Επιχορήγηση

Στην περίπτωση αυτή, η βασική μελέτη διεξάγεται για Κεφάλαιο που προέρχεται σε ποσοστό 30% από Ιδία Κεφάλαια, σε ποσοστό 55% από Δάνειο και σε ποσοστό 15% από Επιχορήγηση. Το ποσοστό επιχορήγησης καθορίστηκε από τον Αναπτυξιακό Νόμο 3908/2011, για το Νομό Φθιώτιδας. Επομένως, το κόστος ιδίων κεφαλαίων υπολογίζεται ίσο με 3.312.000 €, το κόστος δανείου ίσο με 5.313.000 €, ενώ το κόστος επιχορήγησης ίσο με 1.449.000 €.

Επισημαίνουμε ότι στην περίπτωση αυτή η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας τιμολογείται με την τιμή σε 175 €/MWh (Ν. 3851/2010), χωρίς την προσαύξηση, δεδομένου ότι η επένδυση υλοποιείται με τη χρήση δημόσιας επιχορήγησης. Καταστρώνεται ο Πίνακας Χρηματοροών που ακολουθεί:

Πίνακας 5.72 Υπολογισμός Χρηματοροών (Με Επιχορήγηση)

Έτη	Έσοδα (€)	Κόστος Λειτουργίας (€)	Κόστος Καυσίμου (€)	Αποσβέσεις (€)	Κόστος Δανείου (€)	Χρεωλύσιο (€)	Τόκοι (€)	Κέρδη προ Φόρων (€)	Κέρδη μετά Φόρων (€)	Καθαρή Χρηματοροή (€)
0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-2.898.000
1	3.734.388	546.732	1.665.691	328.440	5.313.000	531.300	478.170	715.356	572.284	369.424
2	3.734.388	546.732	1.665.691	328.440	4.781.700	531.300	430.353	763.173	610.538	407.678
3	3.734.388	546.732	1.665.691	328.440	4.250.400	531.300	382.536	810.990	648.792	445.932
4	3.734.388	546.732	1.665.691	328.440	3.719.100	531.300	334.719	858.807	687.045	484.185
5	3.734.388	546.732	1.665.691	328.440	3.187.800	531.300	286.902	906.624	725.299	522.439
6	3.734.388	546.732	1.665.691	328.440	2.656.500	531.300	239.085	954.441	763.552	560.692
7	3.734.388	546.732	1.665.691	328.440	2.125.200	531.300	191.268	1.002.258	801.806	598.946
8	3.734.388	546.732	1.665.691	328.440	1.593.900	531.300	143.451	1.050.075	840.060	637.200
9	3.734.388	546.732	1.665.691	328.440	1.062.600	531.300	95.634	1.097.892	878.313	675.453
10	3.734.388	546.732	1.665.691	328.440	531.300	531.300	47.817	1.145.709	916.567	713.707
11	3.734.388	546.732	1.665.691	328.440	0	0	0	1.193.526	954.820	1.283.260
12	3.734.388	546.732	1.665.691	328.440	0	0	0	1.193.526	954.820	1.283.260
13	3.734.388	546.732	1.665.691	328.440	0	0	0	1.193.526	954.820	1.283.260
14	3.734.388	546.732	1.665.691	328.440	0	0	0	1.193.526	954.820	1.283.260
15	3.734.388	546.732	1.665.691	328.440	0	0	0	1.193.526	954.820	1.283.260
16	3.734.388	546.732	1.665.691	328.440	0	0	0	1.193.526	954.820	1.283.260
17	3.734.388	546.732	1.665.691	328.440	0	0	0	1.193.526	954.820	1.283.260
18	3.734.388	546.732	1.665.691	328.440	0	0	0	1.193.526	954.820	1.283.260
19	3.734.388	546.732	1.665.691	328.440	0	0	0	1.193.526	954.820	1.283.260
20	3.734.388	546.732	1.665.691	328.440	0	0	0	1.193.526	954.820	1.283.260
21	3.734.388	546.732	1.665.691	328.440	0	0	0	1.193.526	954.820	1.283.260
22	3.734.388	546.732	1.665.691	328.440	0	0	0	1.193.526	954.820	1.283.260
23	3.734.388	546.732	1.665.691	328.440	0	0	0	1.193.526	954.820	1.283.260
24	3.734.388	546.732	1.665.691	328.440	0	0	0	1.193.526	954.820	1.283.260
25	3.734.388	546.732	1.665.691	328.440	0	0	0	1.193.526	954.820	1.283.260



Διάγραμμα 5.49 Αθροιστική Χρηματοροή (Με Επιχορήγηση)

Οικονομική Αποτίμηση Επένδυσης:

Με βάση την οικονομική ανάλυση που προηγήθηκε, προέκυψαν τα ακόλουθα αποτελέσματα:

- NPV = 4,0 εκ. € > 0
- IRR = 9,6 % > 0
- Payback: 6,2 έτη

Παρατηρούμε ότι αν και η NPV = 4,0 εκ. € είναι μεγαλύτερη του μηδενός, ο IRR προέκυψε μικρότερος του επιτοκίου προεξόφλησης (IRR = 9,6 < i=10%), επομένως η επένδυση δεν εγκρίνεται.

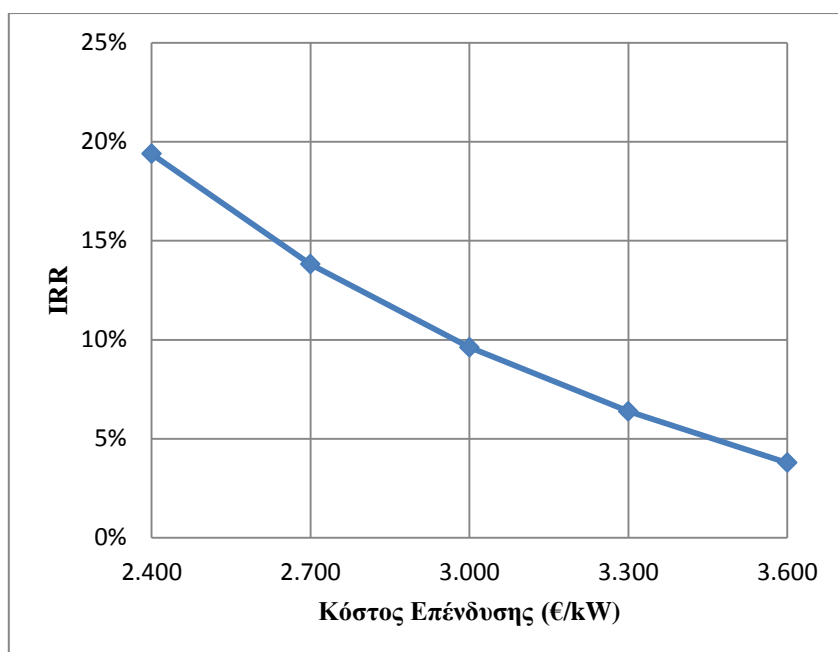
Ανάλυση Ευαισθησίας:

Ευαισθησία στο Κόστος Επένδυσης:

Πίνακας 5.73 Ανάλυση ευαισθησίας στο κόστος επένδυσης

Κόστος Επένδυσης (€/kW)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Έτη)
2.400	6,1	19,4	3,6
2.700	5,0	13,8	4,7
3.000	4,0	9,6	6,2
3.300	3,0	6,4	8,0
3.600	2,0	3,8	10,1

Παρατηρούμε ότι η επένδυση καθίσταται κερδοφόρα μόνο με ενδεχόμενη μείωση του επενδυτικού κόστους. Συγκεκριμένα, με μία μικρή μείωση της τάξης του 10% της βασικής τιμής που χρησιμοποιήθηκε (δηλαδή από 3.000 €/kW σε 2.700 €/kW), ο IRR αυξάνεται σε 13,8% > 10% και η επένδυση εγκρίνεται. Το παρακάτω Διάγραμμα απεικονίζει πως μεταβάλλεται η τιμή του IRR με το κόστος επένδυσης, με μεταβολή της τιμής του επενδυτικού κόστους από -20% έως 20% ως προς την τιμή αναφοράς (3.000 €/kW).



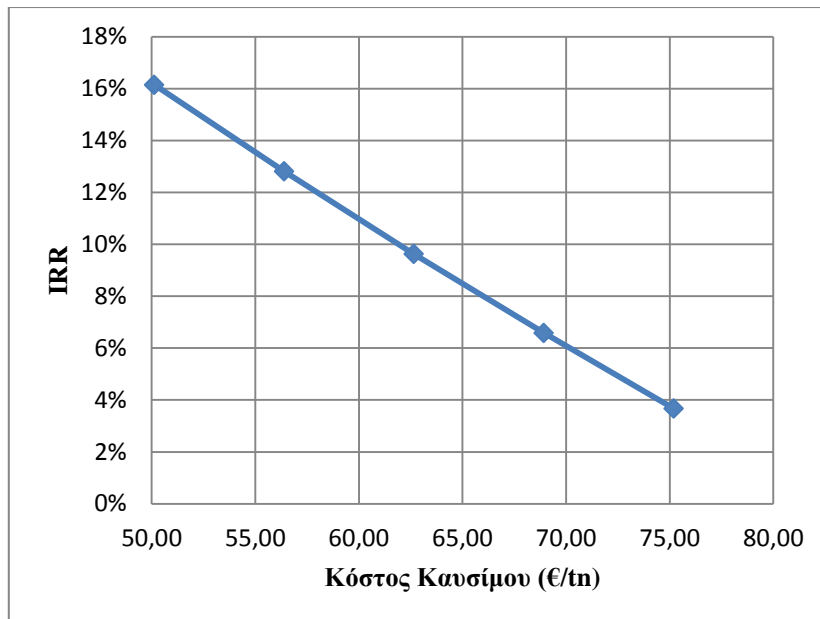
Διάγραμμα 5.50 Ευαισθησία του IRR στο κόστος επένδυσης.

Ευαισθησία στο Κόστος Καυσίμου:

Πίνακας 5.74 Ανάλυση ευαισθησίας στο κόστος καυσίμου

Κόστος Καυσίμου (€/tn)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Έτη)
50,13	6,4	16,14	4,2
56,39	5,2	12,81	5,0
62,66	4,0	9,6	6,2
68,93	2,8	6,6	7,9
75,19	1,6	3,7	10,1

Είναι εμφανές ότι η επένδυση καθίσταται συμφέρουσα μόνο με πιθανή μείωση του κόστους αχύρου. Συγκριμένα, αν το κόστους αχύρου μειωθεί κατά 10% της τιμής αναφοράς (δηλαδή από 62,66 €/tn σε 56,39 €/tn), ο IRR γίνεται μεγαλύτερος του επιτοκίου προεξόφλησης ($IRR = 12,81\% > i = 10\%$) και η επένδυση καθίσταται αποδεκτή. Το ακόλουθο Διάγραμμα απεικονίζει τη μεταβολή του IRR με το κόστος του αχύρου για μεταβολή της τιμής του αχύρου από -20% έως 20% της βασικής τιμής που χρησιμοποιήθηκε.



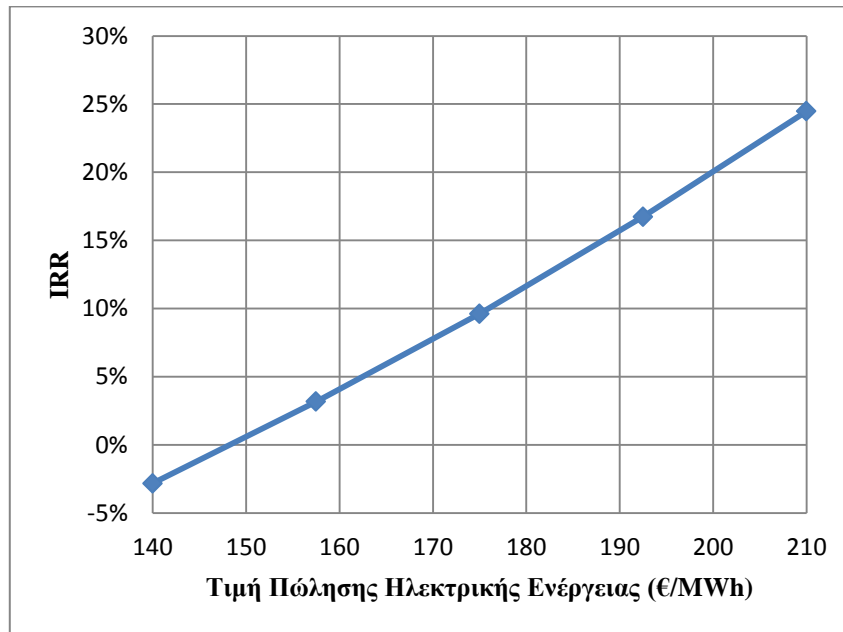
Διάγραμμα 5.51 Ευαισθησία του IRR στο κόστος καυσίμου

Ευαισθησία στην Τιμή Πώλησης Ηλεκτρικής Ενέργειας:

Πίνακας 5.75 Ανάλυση ευαισθησίας στην τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας

Τιμή Πώλησης Ηλεκτρισμού (€/MWh)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Ετη)
140,0	-1,2	-2,8	14,7
157,5	1,4	3,2	10,4
175,0	4,0	9,6	6,2
192,5	6,6	16,7	4,0
210,0	9,2	24,5	2,9

Φαίνεται ότι μόνο στην περίπτωση πιθανής αύξησης της τιμής πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας η επένδυση μπορεί να εγκριθεί. Αύξηση της τιμής πώλησης του ηλεκτρισμού από 175 €/MWh σε 192,5 €/MWh (αύξηση κατά 10%) συνεπάγεται σημαντική αύξηση του IRR από 9,6% σε 16,7% (μεγαλύτερος δηλαδή του επιτοκίου προεξόφλησης $i=10\%$) και η επένδυση καθίσταται κερδοφόρα. Στο παρακάτω διάγραμμα παρουσιάζεται η μεταβολή του IRR με την τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, για μεταβολή της τιμής αυτής από -20% έως 20% της τιμής αναφοράς (175 €/MWh).



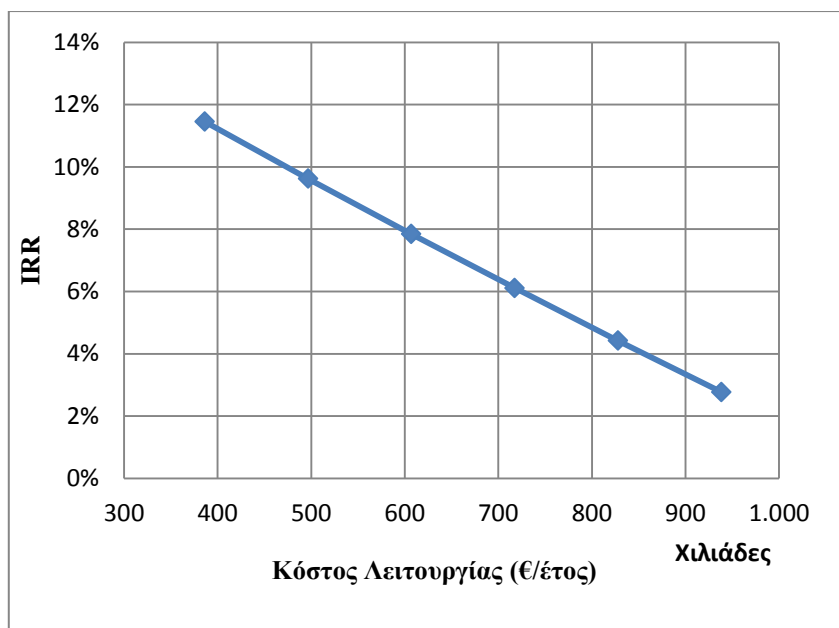
Διάγραμμα 5.52 Ευαισθησία του IRR στην τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας

Ευαισθησία στο Κόστος Λειτουργίας:

Πίνακας 5.76 Ανάλυση ευαισθησίας στο κόστος λειτουργίας

Κόστος Λειτουργίας (χιλ. €/έτος)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Ετη)
386,4	4,7	11,5	5,4
496,8	4,0	9,6	6,2
607,2	3,3	7,8	7,1
717,6	2,6	6,1	8,2
828,0	1,9	4,4	9,6
938,4	1,2	2,8	10,6

Στη βασική εξεταζόμενη περίπτωση, το κόστος λειτουργίας (πλην του καυσίμου) έχει υπολογιστεί ως 4,5% επί το συνολικό κόστος επένδυσης (496,8 χιλ. € ετησίως). Παρατηρούμε ότι μόνο με ενδεχόμενη μείωση του λειτουργικού κόστους η επένδυση καθίσταται κερδοφόρα (NPV>0 και IRR>10%). Το ακόλουθο Διάγραμμα δείχνει τη μεταβολή του IRR με τη μεταβολή του κόστους λειτουργίας, για μεταβολές του κόστους λειτουργίας από 3,5% έως 8,5% επί το κόστος επένδυσης.



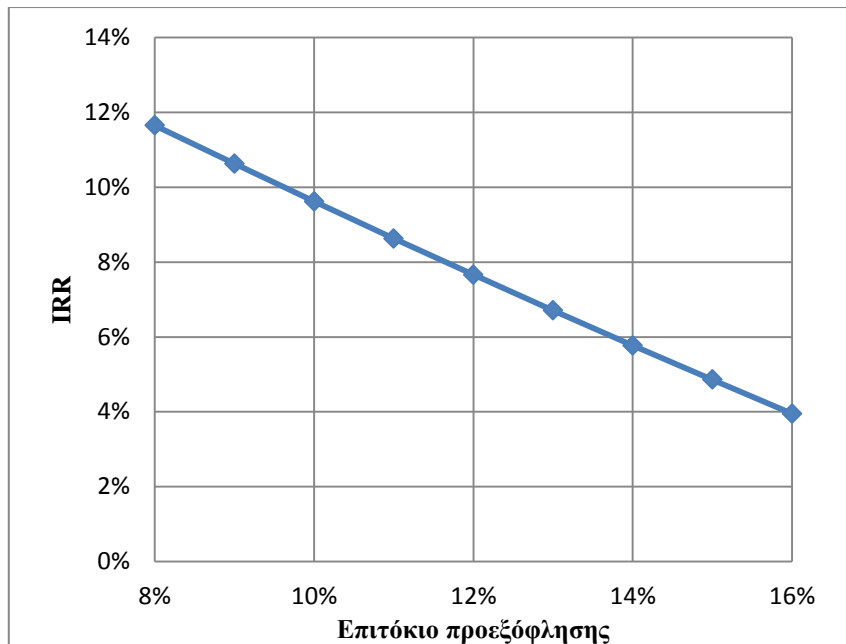
Διάγραμμα 5.53 Ευαισθησία του IRR στο κόστος λειτουργίας

Ευαισθησία στο Επιτόκιο Προεξόφλησης:

Πίνακας 5.77 Ανάλυση ευαισθησίας στο επιτόκιο προεξόφλησης

Επιτόκιο Προεξόφλησης (%)	NPV (εκ. €)	IRR (%)
8,0	5,7	11,7
9,0	4,8	10,6
10,0	4,0	9,6
11,0	3,4	8,6
12,0	2,8	7,7
13,0	2,3	6,7
14,0	1,8	5,8
15,0	1,5	4,9
16,0	1,1	4,0

Στο Διάγραμμα που ακολουθεί απεικονίζεται η τιμή του IRR με την τιμή του επιτοκίου προεξόφλησης. Φαίνεται ότι μόνο με μία μικρή μείωση της τιμής του επιτοκίου προεξόφλησης από $i=10\%$ σε $i=9\%$, η επένδυση καθίσταται αποδεκτή ($IRR=10,6\% > 10\%$).



Διάγραμμα 5.54 Ευαισθησία του IRR στο επιτόκιο προεξόφλησης

Μεταβολή Ποσοστού Επιχορήγησης:

Πίνακας 5.78 Μεταβολή ποσοστού επιχορήγησης

Ποσοστό Επιχορήγησης (%)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Payback (Έτη)
0	6,8	15,6	4,0
15	4,0	9,6	6,2
25	4,8	12,5	4,9
35	5,6	15,8	4,0

Στη βασική περίπτωση, με ποσοστό επιχορήγησης 15% η επένδυση κρίθηκε μη αποδοτική. Ωστόσο, αν το ποσοστό επιχορήγησης αυξηθεί σε 25% (οπότε 30% ίδια κεφάλαια και 45% δάνειο), ο IRR αυξάνεται σε 12,5% (>10%) και η επένδυση καθίσταται κερδοφόρα. Ακόμη μεγαλύτερη αύξηση του ποσοστού επιχορήγησης (χρηματοδοτικό σχήμα: 35% επιχορήγηση, 30% ίδια κεφάλαια, 35% δάνειο) συνάγει σε ακόμη πιο συμφέρουσα επένδυση (IRR = 15,8%).

5.6.2.4 Ανάλυση εκπομπών αερίου του θερμοκηπίου

Στη συνέχεια, θα υπολογιστεί η ετήσια εξοικονόμηση του διοξειδίου του άνθρακα (CO₂), με τη βοήθεια του Λογισμικού Ανάλυσης Έργων Καθαρής Ενέργειας “RETScreen”.

Βασική περίπτωση ηλεκτρισμού (Τύπος καυσίμου: 100% ηλεκτρική ενέργεια):

Δεδομένου ότι και ο Νομός Φθιώτιδας είναι διασυνδεδεμένος με την Ηπειρωτική Ελλάδα και οι απώλειες του ηλεκτρικού δικτύου ανέρχονται πάλι στο 8%, ο συνολικός

συντελεστής εκπομπής CO₂ προκύπτει, όπως και στις προηγούμενες περιπτώσεις, ίσος με **0,843 tn CO₂/MWh**. Δεδομένου ότι η ηλεκτρική ενέργεια που καταλήγει στο δίκτυο ανέρχεται σε 21.339 MWh/year, οι ετήσιες εκπομπές είναι ίσες με 0,843 (tn/MWh)* 21.339 MWh = 17.989 tn CO₂.

Προτεινόμενη Περίπτωση Μελέτης (Τεχνολογία βιομάζας):

Ομοίως με το Νομό Σερρών, στην περίπτωση που η μονάδα τροφοδοτείται 100% με άχυρο από καλλιέργεια σιταριού, το RETScreen εκτιμά έναν συντελεστή εκπομπής CO₂ ίσο με **0,112 tn CO₂/GJ**. Η ηλεκτρική ενέργεια που καταλήγει στο δίκτυο ανέρχεται σε 21.339 MWh/year = 76820 GJ/year. Επομένως, οι ετήσιες εκπομπές CO₂ υπολογίζονται ίσες με: 0,112 tn CO₂/GJ * 76820 GJ/year = 8.604 tn CO₂/year.

Ετήσια Εξοικονόμηση CO₂:

Με βάση τα παραπάνω, η καθαρή ετήσια μείωση εκπομπών CO₂ υπολογίζεται ίση με: (17.989 - 8.604) tn CO₂ /έτος = **9.385 tn CO₂ /έτος**.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6^ο – ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Στο Κεφάλαιο αυτό συνοψίζονται τα αποτελέσματα της τεχνοοικονομικής ανάλυσης ηλεκτροπαραγωγής από γεωργική βιομάζα για τους πέντε μελετώμενους Νομούς, εξάγονται βασικά συμπεράσματα και τέλος παρουσιάζονται ορισμένες προτάσεις που θα μπορούσαν να αξιοποιήσουν και να επεκτείνουν την παρούσα μελέτη.

6.1) Σύνοψη εργασίας – Συμπεράσματα

Η παρούσα διπλωματική εργασία είχε ως στόχο τη μελέτη του δυναμικού των υπολειμμάτων του γεωργικού τομέα σε πέντε νομούς της ελληνικής επικράτειας και την αξιοποίησή του για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας υπό το πρίσμα του μέγιστου οικονομικού και περιβαλλοντικού οφέλους. Τα σημαντικότερα συμπεράσματα που προέκυψαν από τη μελέτη συνοψίζονται στα ακόλουθα:

Γενικά συμπεράσματα:

- Η Ελλάδα έχει σημαντικά ανεπτυγμένο τον γεωργικό τομέα, με τη γεωργική γη να καταλαμβάνει το 70% περίπου της συνολικής έκτασής της. Οι ευνοϊκές κλιματικές συνθήκες επιτρέπουν την ανάπτυξη πληθώρας γεωργικών καλλιεργειών. Από τους νομούς της ελληνικής επικράτειας, οι νομοί Αργολίδας, Ηρακλείου και Πέλλας εμφανίζουν εκτεταμένη δενδροκομική παραγωγή (καλλιέργεια πορτοκαλιάς, ροδακινιάς και ελιάς αντίστοιχα), ενώ οι νομοί Σερρών και Φθιώτιδας αποτελούν σημαντικούς παραγωγούς σιτηρών. Στους Νομούς αυτούς τα γεωργικά υπολείμματα αντιπροσωπεύουν ένα αξιόλογο δυναμικό, το μεγαλύτερο μέρος του οποίου μένει ανεκμετάλλευτο ή αξιοποιείται με λάθος τρόπο, ενώ θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί για ενεργειακούς σκοπούς.
- Η βιομάζα με τη μορφή γεωργικών υπολειμμάτων παρουσιάζει σημαντικά πλεονεκτήματα. Είναι ανανεώσιμη και αποτελεί καλό μετατροπέα ηλιακής ενέργειας που αποθηκεύεται σε χημική μορφή. Η αξιοποίησή της μπορεί να γίνει με σχετικά απλές τεχνολογίες ενεργειακής μετατροπής, όπως είναι η απευθείας καύση σε εσχάρα. Παράλληλα, σημειώνεται ότι η επεξεργασία της δεν δημιουργεί περιβαλλοντικά και οικολογικά προβλήματα. Απεναντίας, η μεταφορά των γεωργικών υπολειμμάτων σε μία ενεργειακή μονάδα συντελεί στη μείωση της περιβαλλοντικής επιβάρυνσης που συνεπάγεται η καύση τους στους αγρούς.
- Στα μειονεκτήματα της γεωργικής βιομάζας συγκαταλέγονται το εποχιακό της παραγωγής, η μεγάλη διασπορά της και το γεγονός ότι καταλαμβάνει μεγάλο όγκο σε φυσική κατάσταση (λόγω μικρής πυκνότητας). Η συλλογή της βιομάζας με τη μορφή γεωργικών υπολειμμάτων είναι κατά βάση μια αγροτική δραστηριότητα και επομένως έχει συνήθως ένα πολύ στενό περιθώριο για να υλοποιηθεί, πριν οι καιρικές συνθήκες την καταστήσουν αδύνατη. Για τον ίδιο

λόγο, η γεωργική βιομάζα είναι διαθέσιμη μόνο μία περίοδο του έτους. Δεδομένου όμως ότι η διαστασιολόγηση των μονάδων θεωρεί ετήσια λειτουργία, είναι απαραίτητη η αποθήκευσή της έως και 12 μήνες πριν από τη χρήση της. Τέλος, η χαμηλή ενεργειακή της πυκνότητα καθιστά το κόστος συλλογής και μεταφοράς της ανά τόνο μεταφερόμενου υλικού αρκετά υψηλό, περιορίζοντας τις εφοδιαστικές αλυσίδες σε αποστάσεις μικρότερες των 100 km, συνήθως στα 50 km. Με βάση τα παραπάνω γίνεται κατανοητό ότι η διασφάλιση της απαραίτητης τροφοδοσίας σε γεωργική βιομάζα και το κόστος συλλογής και μεταφοράς της από τους αγρούς στη μονάδα επεξεργασίας είναι οι δύο κρισιμότεροι παράγοντες που επηρεάζουν ουσιαστικά τη βιωσιμότητα ενός επιχειρηματικού σχεδίου παραγωγής βιοενέργειας.

- Πολύ σημαντικό ρόλο στην οικονομικότητα μίας επένδυσης παραγωγής ενέργειας από γεωργικά υπολείμματα διαδραματίζει και η χωροθέτηση της μονάδας ενεργειακής μετατροπής. Σε εφαρμογές παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που διαβιβάζεται στο υπάρχον δίκτυο διανομής, η στρατηγικότερη οικονομικά θέση της μονάδας είναι η θέση με την υψηλότερη παραγωγή γεωργικών υπολειμμάτων. Ωστόσο, λαμβάνονται υπόψη και περιβαλλοντικοί παράγοντες (π.χ. πιθανές επιπτώσεις σε έδαφος, νερό και αέρα, θόρυβος, οπτική όχληση), καθώς και κριτήρια χωροταξίας (π.χ. επιδράσεις σε αρχαιολογικούς χώρους, άμεση γειτνίαση με βιομηχανικές δραστηριότητες, κ.α.).
- Στην Ελλάδα, για εφαρμογές παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας η κυρίαρχη μέθοδος αξιοποίησης της γεωργικής βιομάζας είναι η απευθείας καύση. Μέσω της καύσης των γεωργικών υπολειμμάτων αποδίδεται θερμότητα, η οποία χρησιμοποιείται για ηλεκτροπαραγωγή μέσω του κλασικού κύκλου Rankine ή του Οργανικού Κύκλου Rankine (ORC). Στον κλασικό κύκλο Rankine η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από την καύση των γεωργικών υπολειμμάτων γίνεται με χρήση ατμοστροβίλου αντίθλιψης και απαντάται μόνο σε μονάδες μεγάλης ισχύος (δυναμικότητας άνω των 10 MW). Αντίθετα, οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με χρήση ORC είναι διαδεδομένες σε μεσαίας ισχύος συστήματα (έως 10 MW).
- Το κόστος κατασκευής των μονάδων καύσης γεωργικής βιομάζας κυμαίνεται μεταξύ 2.500 – 3.500 €/kW, ανάλογα με τη δυναμικότητα της μονάδας. Το κόστος λειτουργίας (πλην του καυσίμου) εκτιμάται ως ένα ποσοστό 4,5% επί το κόστος κατασκευής. Η ανάγκη αποθήκευσης των γεωργικών υπολειμμάτων σε περιοχές που στερούνται υποδομών αυξάνει σημαντικά το επενδυτικό κόστος. Βέβαια, ο νέος νόμος για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (Οδηγία 200/28/EK) και ο νέος Αναπτυξιακός Νόμος (N3908) δίνουν πολύ σημαντικά κίνητρα (επιχορηγήσεις από 15 έως και 50%, ανάλογα με τη ζώνη κινήτρων που ανήκει ο κάθε νομός) για την ανάπτυξη έργων ενεργειακής αξιοποίησης βιομάζας.

Επιμέρους συμπεράσματα τεchnοοικονομικής ανάλυσης:

Στον Πίνακα 6.1 που ακολουθεί, συνοψίζονται τα αποτελέσματα των πέντε Νομών μελέτης:

Πίνακα 6.1 Συγκεντρωτική παρουσίαση αποτελεσμάτων

Νομός Μελέτης	Μέγεθος Μονάδας (MW)	Χωρίς Επιχορήγηση			Με Επιχορήγηση			Ετήσια Εξοικονόμηση tn CO ₂ / year	Οικονομική Αποτίμηση Επένδυσης
		NPV (εκ. €)	IRR (%)	Αποπληρωμή (Ετη)	NPV (εκ. €)	IRR (%)	Αποπληρωμή (Ετη)		
Αργολίδας	4,5	9,7	17,6	4,0	7,7	16,4	4,0	12.857	Αποδεχτή
Ηρακλείου	10	15,8	13,9	4,9	12,2	12,9	4,7	37.630	Αποδεχτή
Πέλλας	3,5	8,4	19,9	3,6	6,8	18,9	3,5	10.000	Αποδεχτή
Σερρών	4	7,7	15,6	4,5	5,9	14,1	4,4	10.726	Αποδεχτή
Φθιώτιδας	3,5	6,8	15,6	4,0	4,0	9,6	6,2	9.385	Μη αποδεχτή

- Στο **Νομό Αργολίδας** ενδείκνυται η εγκατάσταση μίας μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας δυναμικότητας 4,5 MW, που χρησιμοποιεί ως καύσιμη ύλη κλαδοδέματα πορτοκαλιάς. Η ετήσια κατανάλωση της μονάδας εκτιμάται σε 31.902 τόνους κλαδοδεμάτων για λειτουργία 7.000 ώρες ετησίως σε πλήρες φορτίο. Η μονάδα αναμένεται να παράγει 27.436 MWh «καθαρής» ηλεκτρικής ενέργειας ετησίως, που διαβιβάζονται στο υπάρχον δίκτυο διανομής της ΔΕΗ. Το επενδυτικό κόστος της μονάδας ανέρχεται σε 12,4 εκ. €. Με βάση τις παραδοχές που έγιναν, ο IRR εκτιμήθηκε σε 17,6% στην περίπτωση μη επιχορήγησης και σε 16,4% αν η επένδυση επιχορηγηθεί από τον αναπτυξιακό Νόμο 3851/2010 με ποσοστό 30%. Αυτό σημαίνει ότι και για τα δύο χρηματοδοτικά σχήματα η μονάδα αναμένεται ιδιαίτερα επικερδής. Χωρίς τη χρήση επιχορήγησης, ο IRR της επένδυσης παρουσιάζει πολύ μεγάλη ευαισθησία στην τιμή πώλησης του παραγόμενου ηλεκτρισμού. Σχετικά μεγάλη ευαισθησία εμφανίζεται και σε ενδεχόμενη αύξηση του επιτοκίου προεξόφλησης. Αντιθέτως, σχετικά μικρή ευαισθησία παρουσιάζεται σε λογικές μεταβολές του επενδυτικού κόστους, του κόστους καυσίμου και λειτουργίας. Η ευαισθησία σε όλες τις παραμέτρους είναι ελαφρώς υψηλότερη στην περίπτωση της χρήσης επιχορήγησης. Τέλος, σημειώνεται ότι με τη λειτουργία της μονάδας εξοικονομούνται ετησίως 12.857 tn CO₂, του κατεξοχήν υπεύθυνου αερίου του φαινομένου του θερμοκηπίου.
- Στο **Νομό Ηρακλείου**, η χρησιμοποίηση του ελαιοπυρηνόξυλου σε συνδυασμό με τα κλαδοδέματα από τα 13 εκατομμύρια ελαιόδεντρα του Νομού μπορούν να εξασφαλίσουν την πρώτη ύλη για μία μονάδα ηλεκτροπαραγωγής δυναμικότητας 10 MW. Δεδομένου ότι πρόκειται για αυτόνομο νησί με σημαντικά προβλήματα (οριακή κάλυψη των αναγκών του σε ηλεκτρική ενέργεια τους θερινούς μήνες, υψηλό κόστος παραγωγής των πετρελαϊκών μονάδων), η προτεινόμενη μονάδα βιομάζας αναμένεται να ανακουφίσει το «ενεργειακό» σύστημα του νησιού. Η μονάδα θα παράγει 60.970 MWh «καθαρής» ηλεκτρικής ενέργειας ετησίως, που θα διαβιβάζονται στο υπάρχον δίκτυο διανομής της ΔΕΗ. Το κόστος επένδυσης ανέρχεται σε 24,8 εκ. €. Η

επένδυση αναμένεται κερδοφόρα, αφού ο IRR εκτιμήθηκε σε 13,9% χωρίς τη χρήση δημόσιας επιχορήγησης, και σε 12,9 αν επιχορηγηθεί με ποσοστό 30%. Και στα δύο χρηματοδοτικά σχήματα, ο IRR της επένδυσης παρουσιάζει πολύ μεγάλη ευαισθησία στην τιμή πώλησης του παραγόμενου ηλεκτρισμού και στο κόστος συλλογής και μεταφοράς των κλαδοδεμάτων. Σχετικά μεγάλη ευαισθησία εμφανίζεται και στο κόστος του ελαιοπυρηνόξυλου, καθώς και στην τιμή του επιτοκίου προεξόφλησης, ενώ μικρή ευαισθησία παρουσιάζει η πιθανή μεταβολή του κόστους επένδυσης και λειτουργίας. Όσον αφορά στο περιβαλλοντικό όφελος, με τη λειτουργία της μονάδας επιτυγχάνεται ετήσια εξοικονόμηση 37.630 tn CO₂, του κατεξοχήν υπεύθυνου αερίου του φαινομένου του θερμοκηπίου.

- Στο **Νομό Πέλλας** ενδείκνυται η εγκατάσταση μίας μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας δυναμικότητας 3,5 MW, η οποία θα χρησιμοποιηθεί ως καύσιμη ύλη 23.000 tn κλαδοδεμάτων ροδακινιάς. Η μονάδα αναμένεται να λειτουργεί 7.000 ώρες ετησίως σε πλήρες φορτίο και η «καθαρή» ηλεκτρική ενέργεια προς πώληση εκτιμάται σε 21.339 MWh/έτος. Το κόστος εγκατάστασης της μονάδας ανέρχεται σε 9,7 εκ. €. Με βάση τις παραδοχές που έγιναν, ο IRR εκτιμήθηκε σε 19,9% στην περίπτωση μη επιχορήγησης και σε 18,9% αν η επένδυση επιχορηγηθεί σε ποσοστό 30%. Επομένως, και για τα δύο χρηματοδοτικά σχήματα η μονάδα αναμένεται ιδιαίτερα συμφέρουσα. Σημειώνεται ότι και στα δύο σχήματα ο IRR παρουσιάζει μεγάλη ευαισθησία σε ενδεχόμενη μείωση της τιμής πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ μικρότερη ευαισθησία σε πιθανές μεταβολές του επενδυτικού κόστους, του κόστους συλλογής και μεταφοράς κλαδοδεμάτων, του κόστους λειτουργίας και του επιτοκίου προεξόφλησης. Τέλος, με τη λειτουργία της μονάδας εξοικονομούνται ετησίως 10.000 tn CO₂.
- Στο **Νομό Σερρών**, προτείνεται η λειτουργία μίας μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία θα χρησιμοποιεί ως καύσιμη ύλη το άχυρο από την καλλιέργεια του σιταριού. Η ετήσια κατανάλωση της μονάδας, δυναμικότητας 4 MW, εκτιμάται σε 30.380 τόνους άχυρου για λειτουργία 7.000 ώρες ετησίως σε πλήρες φορτίο. Το κόστος κεφαλαίου ανέρχεται σε 11 εκ. €. Η μονάδα αναμένεται να παράγει 24.388 MWh «καθαρής» ηλεκτρικής ενέργειας ετησίως, που θα διαβιβάζονται στο υπάρχον δίκτυο της ΔΕΗ. Στην περίπτωση που η επένδυση υλοποιηθεί χωρίς τη χρήση δημόσιας επιχορήγησης, ο IRR εκτιμάται σε 15,6% , που σημαίνει ότι η επένδυση είναι επικερδής. Αν η επένδυση επιδοτηθεί σε ποσοστό 30%, ο IRR μειώνεται ελαφρώς σε 14,1% και η επένδυση εξακολουθεί να είναι συμφέρουσα. Και στα δύο χρηματοδοτικά σχήματα, ο IRR εμφανίζει πολύ μεγάλη ευαισθησία σε πιθανή μείωση της τιμής πώλησης του ηλεκτρισμού. Ο IRR είναι ιδιαίτερα ευαίσθητος και σε πιθανή αύξηση του κόστους άχυρου και του επιτοκίου προεξόφλησης. Ωστόσο, μικρή ευαισθησία παρουσιάζει σε μεταβολές του κόστους επένδυσης και του κόστους λειτουργίας. Αναφορικά με το

περιβαλλοντικό όφελος, με τη λειτουργία της μονάδας επιτυγχάνεται ετήσια εξοικονόμηση 10.726 tn CO₂.

- Στο **Νομό Φθιώτιδας** προτείνεται επίσης η λειτουργία μίας μονάδας καύσης αχύρου για ηλεκτροπαραγωγή, δυναμικότητας 3,5 MW. Η ετήσια κατανάλωση της μονάδας εκτιμάται σε 26.583 τόνους αχύρου για λειτουργία 7.000 ώρες ετησίως σε πλήρες φορτίο. Το κόστος κεφαλαίου της μονάδας εκτιμάται σε 9,7 εκ. €. Η μονάδα αναμένεται να παράγει προς πώληση 21.339 MWh «καθαρής» ηλεκτρικής ενέργειας ετησίως. Σε αντίθεση με το Νομό Σερρών, η επένδυση εγκρίνεται μόνο αν υλοποιηθεί χωρίς τη χρήση δημόσιας επιχορήγησης (IRR = 15,6%). Στην περίπτωση αυτή, ο IRR εμφανίζει πολύ μεγάλη ευαισθησία σε πιθανή μείωση της τιμής πώλησης του ηλεκτρισμού. Σχετικά μεγάλη ευαισθησία παρουσιάζει και σε ενδεχόμενη αύξηση του κόστους αχύρου και του επιτοκίου προεξόφλησης. Αντιθέτως, μικρή ευαισθησία εμφανίζεται σε μεταβολές του κόστους επένδυσης και του κόστους λειτουργίας. Αν η επένδυση επιδοτηθεί από τον αναπτυξιακό Νόμο 3908/2011 σε ποσοστό 15%, ο IRR μειώνεται σε 9,6% και το έργο δεν είναι αποδεχτό. Ωστόσο, αύξηση του ποσοστού επιχορήγησης σε 25% καθιστά επικερδή την επένδυση. Παράλληλα, συμφέρουσα την καθιστούν και ενδεχόμενες μειώσεις του επενδυτικού κόστους, του κόστους καυσίμου και λειτουργίας και του επιτοκίου προεξόφλησης ή πιθανή αύξηση της τιμής πώλησης του ηλεκτρισμού. Τέλος, όσον αφορά στο περιβαλλοντικό όφελος, με τη λειτουργία της μονάδας επιτυγχάνεται ετήσια εξοικονόμηση 9.385 tn CO₂.
- Σε όλους τους μελετώμενους Νομούς, όταν η επένδυση επιδοτηθεί ο IRR μειώνεται. Η μείωση αυτή είναι αναμενόμενη, λαμβάνοντας υπόψη ότι η τιμή πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από τους προτεινόμενους σταθμούς βιομάζας είναι υψηλότερη στην περίπτωση που η επένδυση υλοποιείται χωρίς τη χρήση δημόσιας επιχορήγησης, δεδομένου ότι η τιμή της προσαυξάνεται κατά 15%.

6.2 Προτάσεις για περαιτέρω έρευνα

Κάποιες προτάσεις που θα μπορούσαν να αξιοποιηθούν και να επεκτείνουν την παρούσα μελέτη είναι:

- Ακριβέστερος προσδιορισμός της ποσότητας των γεωργικών υπολειμμάτων που παράγονται σε κάθε περιοχή. Μέχρι και την περίοδο εκπόνησης της παρούσας εργασίας, τέτοια ακριβή στοιχεία δεν ήταν διαθέσιμα στη βιβλιογραφία, ενώ στις περισσότερες μελέτες η έλλειψη αναλυτικής τεκμηρίωσης του τρόπου εκτίμησης των διαθέσιμων γεωργικών υπολειμμάτων καθιστούσε μη κατανοητό το τι υπάρχει διαθέσιμο σε μια περιοχή και σε τι ποσοστό μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε έργα βιοενέργειας.
- Επέκταση των προτεινόμενων μονάδων καύσης βιομάζας για συνδυασμένη παραγωγή θερμότητας και ηλεκτρισμού. Δυνατότητα αξιοποίησης του ατμού

μετά τον ατμοστρόβιλο είτε με τη διοχέτευσή του σε γειτονικές βιομηχανικές μονάδες είτε με τη χρησιμοποίησή του για τηλεθέρμανση αστικών κέντρων.

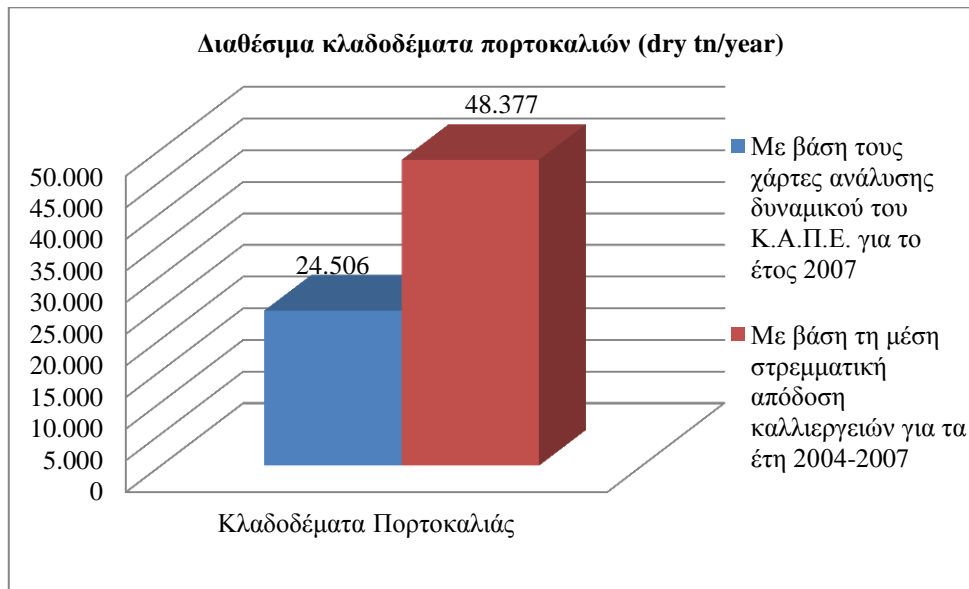
- Βελτίωση της βιωσιμότητας των προτεινόμενων επενδύσεων με συμπύκνωση του αχύρου ή/και των κλαδοδεμάτων σε μπρικέςτες. Η συμπύκνωση σε μπρικέςτες ελαχιστοποιεί τα προβλήματα της διασποράς τους σε μεγάλες εκτάσεις και της μικρής πυκνότητάς τους, που καθιστούν τη συλλογή και τη μεταφορά τους σε μεγάλες αποστάσεις αντιοικονομική.
- Διερεύνηση της δυνατότητας σύγκausης βιομάζας-άνθρακα. Η ταυτόχρονη καύση γεωργικής βιομάζας και άνθρακα στον ίδιο λέβητα καθιστά δυνατή την επίτευξη πολύ καλύτερης απόδοσης μετατροπής των καυσίμων γεωργικής βιομάζας σε ηλεκτρισμό συγκριτικά με την περίπτωση που ο λέβητας καίει αποκλειστικά βιομάζα.
- Εξέταση αντικατάστασης μίας ήδη υπάρχουσας συμβατικής μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με μονάδα καύσης βιομάζας με τη μορφή γεωργικών υπολειμμάτων (συμμετοχή δηλαδή των μονάδων βιομάζας γεωργικών υπολειμμάτων σαν μονάδες βάσης).
- Τέλος, σημειώνεται ότι η επιλογή της δυναμικότητας των μονάδων των νομών μελέτης οδηγήθηκε από την ύπαρξη του διαθέσιμου δυναμικού για εφαρμογές βιοενέργειας. Προφανώς, θα μπορούσε να μελετηθεί και η εγκατάσταση μικρότερης ισχύος μονάδων. Στην περίπτωση αυτή, η επένδυση θα μπορούσε να πραγματοποιηθεί σε οποιαδήποτε άλλη θέση (και όχι στη θέση με το υψηλότερο δυναμικό), με την προϋπόθεση ότι διασφαλίζεται η πρώτη ύλη για την προτεινόμενη δυναμικότητα της μονάδας.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

Παράρτημα 1. Σύγκριση δυναμικού γεωργικών υπολειμμάτων με τη Βιβλιογραφία

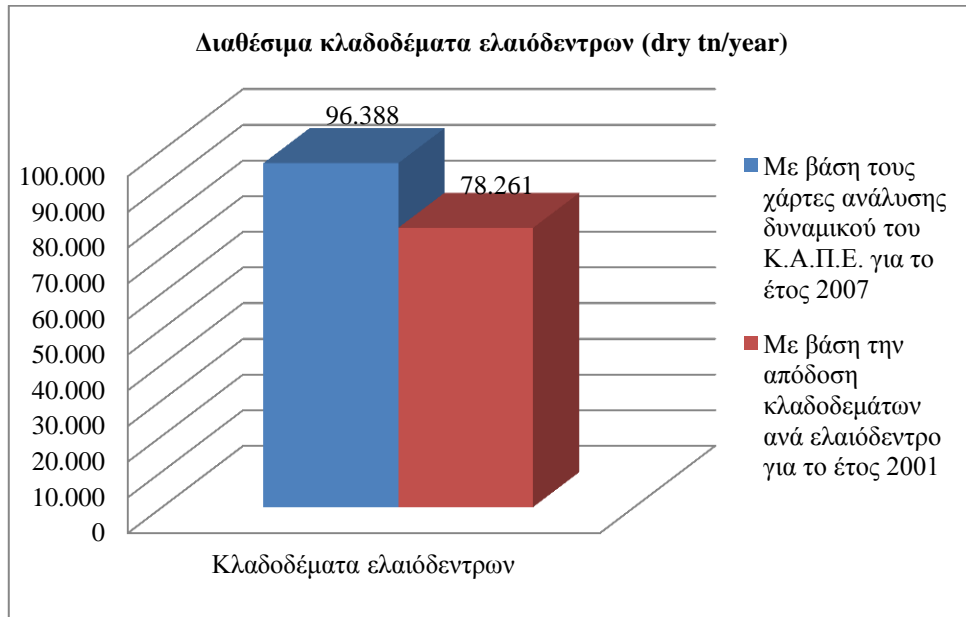
Κατά τη διάρκεια συγγραφής της παρούσας διπλωματικής εργασίας διαπιστώθηκε ότι η βιβλιογραφία δίνει πλήθος δεδομένων όσον αφορά στην ποσότητα των γεωργικών υπολειμμάτων που παράγονται σε επίπεδο Νομού, τα οποία πολλές φορές είναι αλληλοσυγκρουόμενα. Στο 5^ο Κεφάλαιο της εργασίας, για τους πέντε νομούς μελέτης, έγινε μια προσπάθεια αναλυτικού υπολογισμού του διαθέσιμου δυναμικού των γεωργικών υπολειμμάτων για παραγωγή βιοενέργειας, με βάση στατιστικά δεδομένα καλλιεργήσιμων εκτάσεων και αντίστοιχων στρεμματικών αποδόσεων για τα έτη 2004-2007. Αν και στους υπολογισμούς χρησιμοποιήθηκαν αρκετά συντηρητικές τιμές (κυρίως όσον αφορά στις στρεμματικές αποδόσεις), θεωρήθηκε σημαντική μία **σύγκριση** αυτού του δυναμικού με το αντίστοιχο δυναμικό που δίνουν οι “Χάρτες ανάλυσης δυναμικού γεωργικής βιομάζας σε επίπεδο δημοτικού διαμερίσματος”, του Εθνικού Πληροφοριακού Συστήματος για την Ενέργεια (Ε.Π.Σ.Ε.). Το Ε.Π.Σ.Ε. αναπτύχθηκε από το Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΚΑΠΕ) σε συνεργασία με το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Κλιματικής Αλλαγής (ΥΠΕΚΑ) και οι στατιστικές πληροφορίες της βάσης δεδομένων του για το διαθέσιμο δυναμικό βιομάζας αναφέρονται στο έτος 2007. Παρατίθενται τα ακόλουθα συγκριτικά διαγράμματα:

Νομός Αργολίδας:

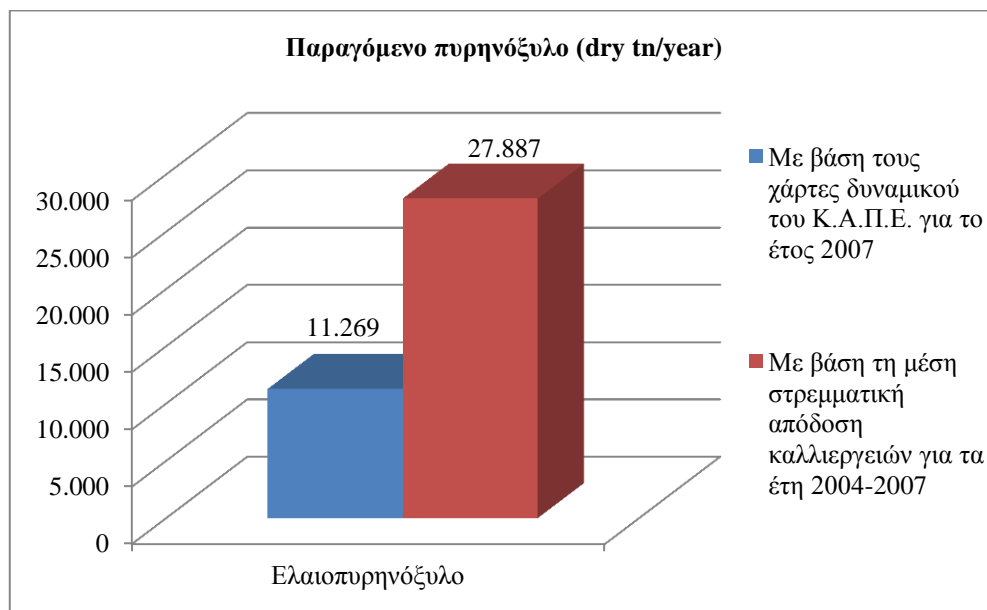


Διάγραμμα ΠΑ₁. Σύγκριση διαθεσιμότητας κλαδοδεμάτων πορτοκαλιάς

Νομός Ηρακλείου:

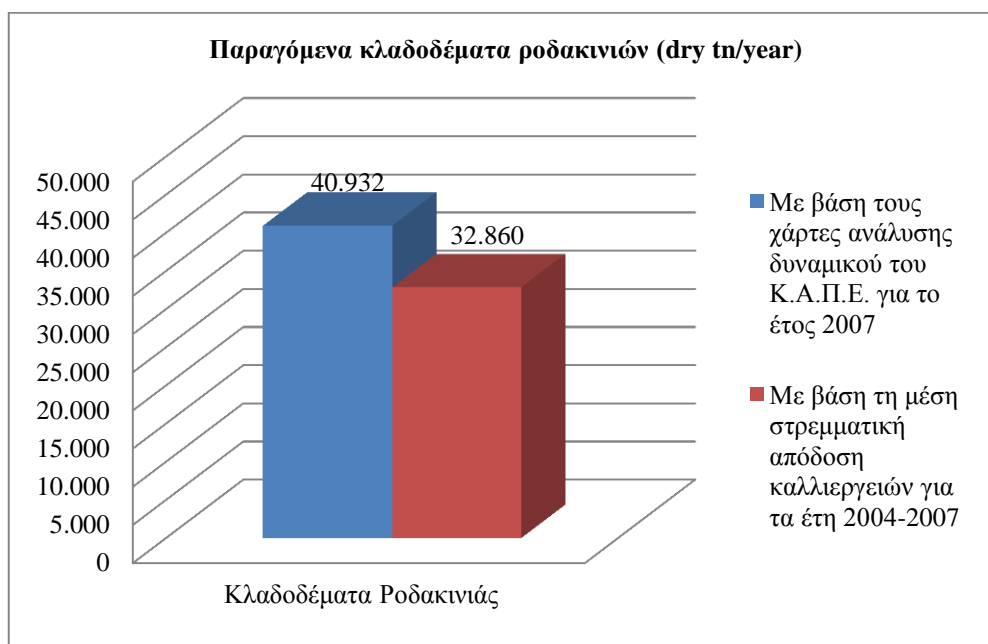


Διάγραμμα ΠΑ₂. Σύγκριση διαθεσιμότητας κλαδοδεμάτων ελαιόδεντρων



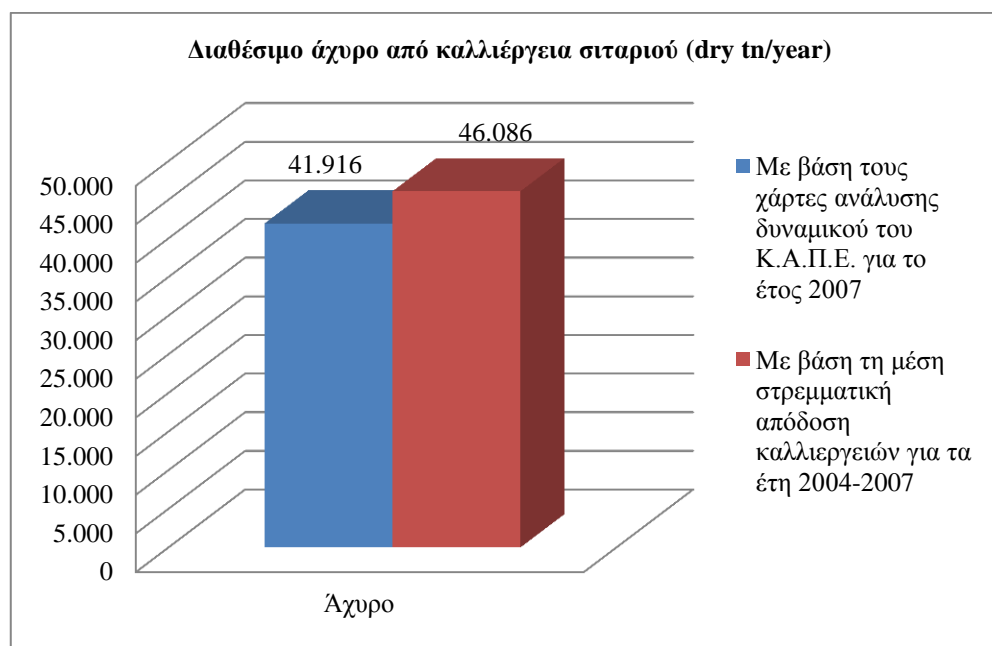
Διάγραμμα ΠΑ₃. Σύγκριση παραγόμενου ελαιοπυρηνόξυλου

Νομός Πέλλας:



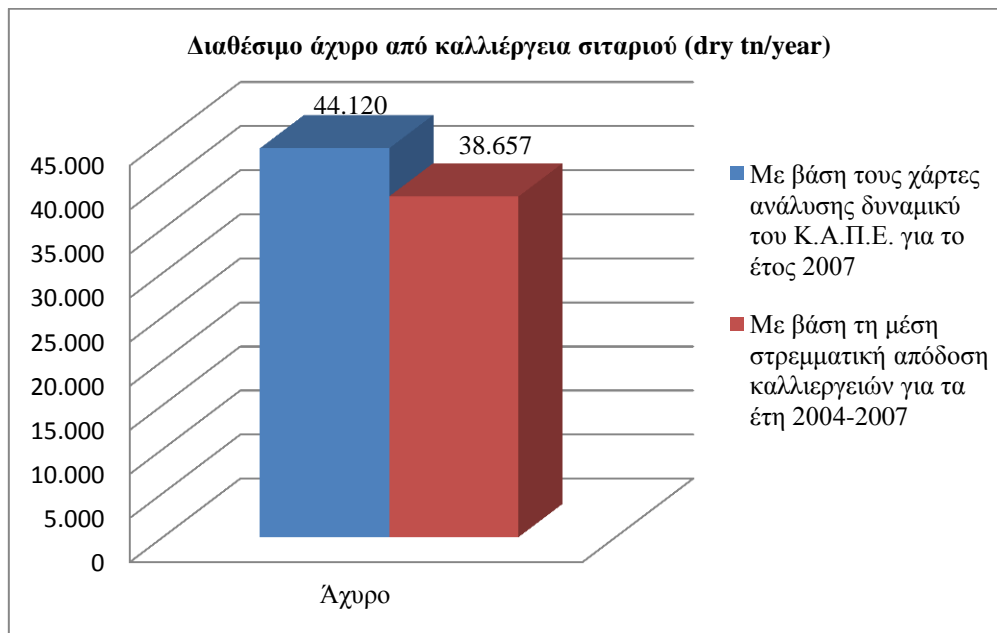
Διάγραμμα ΠΑ₄. Σύγκριση διαθεσιμότητας κλαδοδεμάτων ροδακινιάς

Νομός Σερρών:



Διάγραμμα ΠΑ₅. Σύγκριση διαθεσιμότητας αχύρου σιτηρών

Νομός Φθιώτιδας:



Διάγραμμα ΠΑ₆. Σύγκριση διαθεσιμότητας αχύρου σιτηρών

Παρατηρήσεις:

- Στο Νομούς Αργολίδας, Ηρακλείου και Πέλλας, οι χάρτες δυναμικού βιομάζας του ΚΑΠΕ εκτιμούν πολύ μεγαλύτερες ποσότητες κλαδοδεμάτων για παραγωγή βιοενέργειας συγκριτικά με τις ποσότητες που υπολογίσθηκαν στην παρούσα εργασία. Συγκεκριμένα, στην περίπτωση των κλαδοδεμάτων πορτοκαλιάς η διαφορά εκτιμάται σε 23.870 dry tn, στην περίπτωση των κλαδοδεμάτων ελιάς σε 18.127 dry tn, ενώ όσον αφορά στα κλαδοδέματα ροδακινιάς σε 23.870 tn. Στο Νομό Φθιώτιδας, αν και οι χάρτες εκτιμούν επίσης μεγαλύτερη ποσότητα αχύρου, η διαφορά είναι αρκετά μικρότερη και ανέρχεται σε 5.463 dry tn.
- Αντίθετα, στην περίπτωση του ελαιοπυρηνόξυλου του Νομού Ηρακλείου και του αχύρου του Νομού Σερρών οι χάρτες δυναμικού βιομάζας εκτιμούν μικρότερες ποσότητες βιομάζας σε σχέση με τις ποσότητες που υπολογίσθηκαν στη συγκεκριμένη εργασία (με βάση τις στρεμματικές αποδόσεις). Η διαφορά είναι μεγαλύτερη στο ελαιοπυρηνόξυλο (ανέρχεται σε 16.618 dry tn) και μικρότερη στο άχυρο (ανέρχεται σε 4.170 dry tn). Λόγω των σημαντικών αυτών αποκλίσεων, κατά την επιλογή του μεγέθους των μονάδων η διαθέσιμη ποσότητα των εξεταζόμενων γεωργικών υπολειμμάτων πολλαπλασιάστηκε με έναν συντελεστή ασφαλείας της τάξης του 70%.
- Οι σημαντικές αυτές αποκλίσεις οφείλονται ενδεχομένως στο ότι κατά την καταγραφή του δυναμικού συνήθως λαμβάνονται υπόψη διαφορετικές κλιματικές και καιρικές συνθήκες (οπότε διαφορετική περιεχόμενη υγρασία του υπολείμματος σε διαφορετικές περιοχές), αλλά και διαφορετικές αγροτικές

πρακτικές (χρήση λιπασμάτων), στοιχεία που δεν αναφέρονται στις μελέτες, με αποτέλεσμα να μην είναι πάντα κατανοητό το τι υπάρχει διαθέσιμο σε μια περιοχή και σε ποιο ποσοστό μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε εφαρμογές βιοενέργειας.

Παράρτημα 2. Νομοθετικό Πλαίσιο για τη Διαχείριση της Βιομάζας στην Ελλάδα.

A) Κοινοτική νομοθεσία και η αντίστοιχη εναρμόνιση στην ελληνική νομοθεσία για τη διαχείριση των μη επικίνδυνων αποβλήτων²⁶:

- **Υγειονομική διάταξη Ε1β/301/1964** «Περί συλλογής, αποκομιδής και διάθεσης απορριμμάτων». Ο νόμος αυτός αναφέρει τις τεχνικές προδιαγραφές διαχείρισης των αστικών απορριμμάτων και παρέχει τις βασικές τεχνικές οδηγίες για την υγειονομική ταφή στην Ελλάδα.
- **Οδηγία 75/442/ΕΟΚ της 15/7/1975** για τα απόβλητα και η αντίστοιχη ρύθμιση στην ελληνική νομοθεσία.
- **Οδηγία 2000/76/ΕΚ της 4/12/2000**, για την αποτέφρωση των αποβλήτων.
- **Οδηγία εφαρμογής της Υ.Δ. Ε1β/221 με αριθμό Α5/4690/ΕΓΚ.62/26/4/80**: Η εγκύκλιος αυτή αναφέρει τους όρους για τη χορήγηση άδειας διάθεσης λυμάτων ή βιομηχανικών αποβλήτων, τον τρόπο ανανέωσης προσωρινής άδειας διαθέσεώς τους και στοιχεία για τον έλεγχο αποδόσεως των εγκαταστάσεων επεξεργασίας.
- **ΠΔ 1180/1981**: Το Προεδρικό αυτό Διάταγμα καθορίζει τις κατευθυντήριες τιμές εκ των οποίων θα καθορίζονται τα επιτρεπόμενα όρια εκπομπής ρυπογόνων ουσιών για κάθε υδάτινο αποδέκτη αναλόγως της χρήσεως και της αφομοιωτικής ικανότητας του σύμφωνα προς τις εκάστοτε ισχύουσες υγειονομικές διατάξεις.
- **Νόμος 1650/1986 (ΦΕΚ 160Α/18-10-1986)**: Αναφορικά με την προστασία του περιβάλλοντος.
- **Νόμος 1739/1987 (ΦΕΚ 201Α/20-11-1987)**: Διαχείριση των υδατικών πόρων και άλλες διατάξεις.
- **Οδηγία 91/156/ΕΟΚ της 18/3/91** που τροποποιεί την οδηγία 75/442 για τα απόβλητα.
- **ΚΥΑ 69728/824/96** «Μέτρα και όροι για τη διαχείριση των στερεών αποβλήτων».
- **ΚΥΑ 114218/97 (ΦΕΚ 1016/Β/17.11.97)** σχετικά με την κατάρτιση πλαισίου προδιαγραφών και γενικών προγραμμάτων διαχείρισης στερεών αποβλήτων.
- **ΚΥΑ 113944/97 (ΦΕΚ 1016/Β/17.11.97)** σχετικά με τον Εθνικό Σχεδιασμό διαχείρισης στερεών αποβλήτων.
- **Οδηγία ΕΚ 2000/76 της 28/12/2000** για την αποτέφρωση των αποβλήτων.

²⁶ Πηγή: Τσιλιγιάννης κ.α. 2007

- **Οδηγία ΕΚ 2003/33 της 19/12/2002** για τον καθορισμό κριτηρίων και διαδικασιών αποδοχής των αποβλήτων στους Χώρους Υγειονομικής Ταφής, σύμφωνα με το άρθρο 16 και το παράρτημα ΙΙ της οδηγίας της 1999/31 /ΕΚ.
- **ΚΥΑ 50910/2727/2003 (ΦΕΚ 1909/Β/2003)** «Μέτρα και όροι για τη διαχείριση στερεών αποβλήτων. Εθνικός και Περιφερειακός Σχεδιασμός Διαχείρισης».
- **Οδηγία 86/278/ΕΟΚ της 12/6/1986** «Σχετικά με την προστασία του περιβάλλοντος και ιδίως του εδάφους κατά τη χρησιμοποίηση της ιλύος καθαρισμού λυμάτων στη γεωργία»
- **ΚΥΑ 50910/2727/2003 (ΦΕΚ 1909/Β/2003)** «Μέτρα και όροι για τη διαχείριση στερεών αποβλήτων. Εθνικός και Περιφερειακός Σχεδιασμός Διαχείρισης».

Β) Εθνικό Θεσμικό Πλαίσιο για Ηλεκτροπαραγωγή από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (συμπεριλαμβανομένης της βιομάζας):²⁷

- **ΚΥΑ 29457/1511 (ΦΕΚ 992/Β/14.7.05)** «Καθορισμός μέτρων και όρων για τον περιορισμό των εκπομπών στην ατμόσφαιρα ορισμένων ρύπων που προέρχονται από μεγάλες εγκαταστάσεις καύσης». Περιλαμβάνει όρια εκπομπών από μεγάλες μονάδες καύσης με ανάκτηση ενέργειας (μεταξύ των οποίων και εγκαταστάσεις καύσης βιομάζας).
- **Νόμος 2773/99 (ΦΕΚ Α-286):** Απελευθέρωση αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Είναι ο βασικός νόμος που αφορά στις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (Κεφάλαιο 10, άρθρο 35-41). Οι βασικές διατάξεις συνοψίζονται στα παρακάτω:
 - ✓ Ο Διαχειριστής του συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ) υποχρεούται σε προτεραιότητα σύνδεσης στις εφαρμογές Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας.
 - ✓ Ο ΔΕΣΜΗΕ υποχρεούται σε δεκαετές συμβόλαιο σύνδεσης με τον παραγωγό με δικαίωμα δεκαετούς ανανέωσης.
 - ✓ Η ηλεκτρική ενέργεια από τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας πωλείται στον ΔΕΣΜΗΕ με προκαθορισμένο ποσοστό τιμής αγοράς.
 - ✓ Το παρόν σύστημα τιμολόγησης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας κάνει σαφή διάκριση μεταξύ του Αυτοπαραγωγού και του Ανεξάρτητου Παραγωγού.
 - ✓ Κάθε παραγωγός ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ υπόκειται σε μια ειδική ετήσια αμοιβή (2% επί των πωλήσεων ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο) η οποία δίδεται στις τοπικές αρχές.

Ο νόμος αυτός καθιέρωσε μια νέα άδεια την αποκαλούμενη Άδεια Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας, η οποία είναι η πρώτη άδεια που απαιτείται από οποιοδήποτε σταθμό ηλεκτροπαραγωγής, συμβατικό ή ΑΠΕ, η οποία βασίζεται σε

²⁷ Πηγές: Τσιλιγιάννης κ.α. 2007, Αγρανιώτης και Γραμμέλης 2013

μακροχρόνιο προγραμματισμό χορήγησης αδειών, που περιλαμβάνει επίσης την προκαταρκτική περιβαλλοντική εκτίμηση, άδεια χρήσης του εδάφους, έγκριση των περιβαλλοντικών όρων, άδεια εγκαταστάσεων, άδεια λειτουργίας κτλ.

- **Οδηγία 2001/77/Η ΕΚ:** Η οδηγία αυτή θέτει έναν ενδεικτικό στόχο για την Ελλάδα της κάλυψης του 20,1% της ακαθάριστης εθνικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας μέχρι το 2010 από Α.Π.Ε. Ο στόχος αυτός είναι απόλυτα συμβατός με τις διεθνείς υποχρεώσεις της χώρας που απορρέουν από το πρωτόκολλο του Κιότο, το οποίο προβλέπει για την Ελλάδα αύξηση 25% του διοξειδίου του άνθρακα μέχρι την περίοδο 2008-2012 σε σχέση με το έτος αναφοράς 1990.
- **Νόμος 2941/2001 (ΦΕΚ Α-201):** Απλοποίηση διαδικασιών για Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας. Ο νόμος αυτός είναι συμπληρωματικός του νόμου 2773/99 με ορισμένες σημαντικές διατάξεις όπως (α) Τον καθορισμό των γενικών όρων κάτω από τους οποίους επιτρέπεται η εγκατάσταση σταθμών Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας σε δάση και δασικές εκτάσεις και (β) Τον χαρακτηρισμό όλων των έργων ΑΠΕ ως κοινωφελείς εγκαταστάσεις, προσδίδοντάς τους τα ίδια δικαιώματα και προνόμια σε διαδικασίες απαλλοτρίωσης εδάφους με εκείνα που ισχύουν για τα δημόσια έργα, ανεξάρτητα από τη νομική φύση του κυρίου έργου (ιδιωτική ή δημόσια).
- **Υ.Α 2000/2002 (ΦΕΚ Β152):** «Διαδικασία έκδοσης αδειών εγκατάστασης και λειτουργίας σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση Α.Π.Ε. και μεγάλων υδροηλεκτρικών σταθμών, και τύποι συμβάσεων αγοραπωλησίας ηλεκτρικής ενέργειας».
- **ΚΥΑ 1726/2003 (ΦΕΚ Β552):** Έγκριση προκαταρκτικών αξιολογήσεων περιβαλλοντικών επιδράσεων, περιβαλλοντικοί όροι και διατάξεις, μεταφορά της ιδιοκτησίας ή του δικαιώματος χρήσης δασών και αγροτικής γης στα πλαίσια της έκδοσης των αδειών εγκατάστασης για τις εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας που χρησιμοποιούν ΑΠΕ.
- **Ν. 3423/2005 (ΦΕΚ Α/304, 13/12/2005):** Εισαγωγή στην Ελληνική Αγορά των Βιοκαυσίμων και των άλλων Ανανεώσιμων καυσίμων.
- **Ν. 3468/2006 (ΦΕΚ Α-129, 27.6.2006):** Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις. Με τις διατάξεις του νόμου αυτού μεταφέρεται στο ελληνικό δίκαιο η Οδηγία 2001/77/ΕΚ για την προαγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές στην εσωτερική αγορά. Οι σημαντικότερες διατάξεις του νόμου αυτού αναφέρονται:
 - ✓ Στην άδεια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (Α.Π.Ε.) και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (Σ.Η.Θ.Υ.Α.).

- ✓ Στις άδειες εγκατάστασης και λειτουργίας σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. και ΣΗΘΥΑ.
 - ✓ Στην ένταξη σταθμών Α.Π.Ε και Σ.Η.Θ.Υ.Α. στο Σύστημα ή το Διασυνδεδεμένο Δίκτυο.
 - ✓ Στην ένταξη σταθμών Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά.
 - ✓ Στη σύμβαση πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. στη ΔΕΗ.
 - ✓ Στην τιμολόγηση πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α. και Υβριδικούς Σταθμούς.
 - ✓ Στις εγγυήσεις προέλευσης της Ηλεκτρικής Ενέργειας από Α.Π.Ε.
 - ✓ Στα όργανα συντονισμού και προώθησης επενδύσεων στους τομείς Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α.
- **N. 3851/2010:** Οι σημαντικότερες διατάξεις αυτού του νόμου αναφέρονται στη διευκόλυνση της αδειοδοτικής διαδικασίας, στη προτεραιότητα σε συγκεκριμένες κατηγορίες έργων για ορισμένη μεταβατική περίοδο και στην ολοκλήρωση του κανονιστικού πλαισίου για τα Φωτοβολταϊκά Συστήματα.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- Αγρανιώτης, Μ., 2013, Επιστημονικός συνεργάτης Ινστιτούτου Χημικών Διεργασιών και Ενεργειακών Πόρων του Εθνικού Κέντρου Έρευνας και Τεχνολογικής Ανάπτυξης, Προσωπική Επικοινωνία.
- Αγρανιώτης, Μ., Γραμμέλης Π., 2013, *Αξιοποίηση Βιομάζας στην Ελλάδα*, Σεμινάριο, Οικονομοτεχνική Seminars, Αθήνα.
- Γερασίμου, Α., 2012, *Η αγορά βιομάζας στην Ελλάδα και η συμβολή της ELABIOM*, 2^η Επιστημονική Ημερίδα ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΑΠΟ ΒΙΟΜΑΖΑ, MEC EXPO CENTER.
- Γεωργαράκης, Δ., 1982, *Η Ενεργειακή Αξιοποίηση Ζωικών Αποβλήτων*, Επιθεώρηση αγροτικών μελετών, Τόμος 1^{ος}, Νο 2, σ. 88-101, Αθήνα.
- Γιαννόπουλος, Δ., Φούντη, Μ., 2005, *Εισαγωγή στη Βιομάζα – Πηγές, Ιδιότητες, Βιοκαύσιμα*, Ε.Μ.Π.
- Γραμμέλης, Π., Καραμπίνης, Μ., 2012, *Οδηγός Σχεδιασμού Βιοενεργειακών Συστημάτων – Bisyplan*, Έργο “ΒΙΟ-ΕΝ-ΑΡΕΑ – Βελτίωση των Πολιτικών Περιφερειακής και Εδαφικής Ανάπτυξης για τη Βιοενέργεια.
- Δεδούσης, 2004, *Στοιχεία Τεχνικής Θερμοδυναμικής*, Σημειώσεις Μαθήματος Συστήματα Συμβατικών Μορφών Ενέργειας, Πανεπιστήμιο Πειραιά.
- Δήμος, Β., 2009, *Αξιοποίηση του ελαιοπυρηνόξυλου για την παραγωγή βιοκαυσίμου με τη διαδικασία της βιοχημικής μετατροπής*, Δ.Π.Μ.Σ. “Παραγωγή και Διαχείριση Ενέργειας”, Ε.Μ.Π.
- Ζαφειρίου, Ε., 2009, *Ελαιοπυρηνόξυλο – Βιοδιύλιση – Μέγιστο Οικονομικό Όφελος*, Δ.Π.Μ.Σ. “Παραγωγή και Διαχείριση Ενέργειας”, Ε.Μ.Π.
- Ζερβός, Α., 2011, Σημειώσεις σε «Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας», Ε.Μ.Π.
- ΙΤΑ, 2005, *Μελέτη οικονομικότητας μονάδων συμπαραγωγής με βιομάζα στους Νομούς Έβρου και Ροδόπης*.
- Κακαράς, Ε., Γιαννακόπουλος, Δ. και Χατζηλάου, Χ., 2005, *Τα Εθνικά Σχέδια Κατανομής Δικαιωμάτων Εκπομπών CO₂ και θέματα ηλεκτροπαραγωγής*, Ε.Μ.Π.
- Κάραλης, Γ., 2007, Σημειώσεις σε «Αιολική Ενέργεια», Ε.Μ.Π.
- Κατσακούλας, Δ., 2009, *Ενεργειακή Αξιοποίηση Ελαιώνα Άμφισσας*.
- Κατσίρη, Α., 2011, *Εισαγωγή στην Ενεργειακή Τεχνολογία*, Ε.Μ.Π.
- Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΚΑΠΕ), 2001, *Οδηγός Τεχνολογιών Ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ*.
- Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΚΑΠΕ), Ένωση Διπλωματούχων Ελληνίδων Μηχανικών (ΕΔΕΜ), 2002, *Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας σε Οικιστικά Σύνολα*, Έργο RES DISSEMINATION.
- Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΚΑΠΕ), 2006, *Ενεργειακές Καλλιέργειες για την Παραγωγή Υγρών και Στερεών Βιοκαυσίμων στην Ελλάδα*.
- Κοντούλη, Α., 2009, *Ελαιοπυρηνόξυλο – Θερμοχημική Μετατροπή Παραγωγής Θέρμανσης – Ψύξης*, Δ.Π.Μ.Σ. “Παραγωγή και Διαχείριση Ενέργειας”, Ε.Μ.Π.
- Κουτσογιάννης, Δ., 2007, *Ενέργεια και Διαχείριση Υδατικών Πόρων*, Ε.Μ.Π.

- Κωνσταντίνου, Κ., Τσακιρίδου, Ε., 2010, *Διερευνητική Εργασία Ενεργειακής Αξιοποίησης Υπολειμμάτων Ελιάς*, Περιφερειακό Ενεργειακό Κέντρο Κεντρικής Μακεδονίας, ΑΝΑΤΟΛΙΚΗ Α.Ε.
- Λυμπέρης, Γ., 2012, *Αποτύπωση Ενεργειακής Φυσιογνωμίας Νομού Σερρών – Υφιστάμενη Κατάσταση και Προοπτικές Διείσδυσης Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας*, Πανεπιστήμιο Μακεδονίας.
- Μαθιουδάκης, Κ., 2007, *Λειτουργία Αεριοστροβίλων και Ατμοστροβίλων*, Πανεπιστημιακές Εκδόσεις Ε.Μ.Π.
- Μαλαμάκης, Α., 2009, *Διερεύνηση Οικονομικών Εργαλείων για τη Βέλτιστη και Ολοκληρωμένη Διαχείριση Οργανικών Στερεών Αποβλήτων*, Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης.
- Μελάνη, Α., 2010, *Σενάρια Ανάπτυξης και Χωρικής Ολοκλήρωσης Περιοχής Αστικού Δίπολου Άργους – Ναυπλίου*, Ε.Μ.Π.
- Μητσόπουλος, Γ., 2013, Γεωπόνος, Τηλεφωνική Επικοινωνία.
- Μοιρασγεντής, Δ., Τουρκολιάς, Χ., 2012, *Σημειώσεις Μαθήματος Οικονομική Ενέργεια και Περιβάλλοντος*, Πανεπιστημιακές Εκδόσεις Ε.Μ.Π.
- Μπουρτσάλας, Α., Θεμέλης, Ν. και Καλογήρου, Ε., 2011, *Περιγραφή της υφιστάμενης κατάστασης διαχείρισης Αστικών Στερεών Αποβλήτων (Α.Σ.Α.) για τις Περιφέρειες της Ελλάδος*, Columbia University.
- Μπουσδέκης, Α., 2012, *Αξιοποίηση Βιομάζας για Παραγωγή Ενέργειας στα Ελληνικά Νησιά*, Ε.Μ.Π.
- Παπαϊωάννου, Ι., 2011, *Ανάλυση Διαφόρων Οργανικών Κύκλων Rankine για Ανάκτηση Θερμότητας από Καυσαέρια Κινητήρα Ντίζελ*, Ε.Μ.Π.
- Σκούλου, Β., Ζαμπανιώτου, Α. και Χατζηαυγουστής, Θ., 2007, *Δυνατότητα Ενεργειακής Αξιοποίησης Βιομάζας Περιφέρειας Δυτικής Μακεδονίας*.
- Τζινευράκης, Μ., Τζαβάρα, Ι., Τσούτσος, Θ., Βάμβουκα, Δ. και Ξιφαράς, Κ., 2010, *Δυναμικό Βιομάζας για Ενεργειακή αξιοποίηση στην Κρήτη*, Πολυτεχνείο Κρήτης.
- Τσαλέμης, Δ., Μαυράκη, Δ., Δούλος, Η., Οικονόμου, Α., Περράκης, Κ., Τίγκας, Κ., Βουγιουκλάκης, Γ., Κάραλης, Γ., Βασιλικός, Κ., Λουμάκης, Σ., Παπασταματίου, Π., Σεϊμανίδης, Σ., Σιαμίδης, Μ. και Ψωμάς, Σ., 2012, *Έκθεση για τον τομέα ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε. στο πλαίσιο του σχεδιασμού αναμόρφωσης του μηχανισμού στήριξης, βάσει της απόφασης Υ.Α.Π.Ε./Φ1/875/οικ.6292/19.03.2012*.
- Τσιλιγιάννης, Χ., Γεωργιοπούλου, Μ., Φωτεινοπούλου, Ε. και Τσεκούρα, Ζ., 2007, *Μελέτη για τη Δυνατότητα αξιοποίησης της βιομάζας που προκύπτει από το κλάδεμα των ελαιώνων*, ΑΝΙΟΝ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΗ Α.Ε.
- Τσιλιγκιρίδης, Γ., 1996, *Το Δυναμικό των Εγχώριων Ενεργειακών Πόρων*, Πρακτικά 5^{ου} Εθνικού Συνεδρίου για τις Ήπιες Μορφές Ενέργειας, Αθήνα.
- Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής (Υ.Π.Ε.Κ.Α.), 2010, *Ετήσια Έκθεση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας*.
- Φούντη, Μ., 2005, *Θεωρία και Συστήματα Καύσης*, Πανεπιστημιακές Εκδόσεις Ε.Μ.Π.
- Χατζηδημητρίου, Μ., 2013, Επίκουρος Καθηγήτρια Γεωπονικού Πανεπιστημίου Αθηνών, Προσωπική επικοινωνία.
- Dresher, U., Brüggemann, D., 2007, *Fluid selection for the Organic Rankine Cycle (ORC) in biomass power and heat plants*, *Applied Thermal Engineering*.

- Erm21c, 2012, *Straw Fired Biomass CHP Plant: Preplanning Information*, Midleton Co. Cork
- Hettiarachchi Madhawa, H. D., Golubovic, M., Worek, W.M., Ikegami, Y., 2007, *Optimum design criteria for an Organic Rankine cycle using low – temperature geothermal heat sources*, *Energy*, vol. 32, Issue 9, pp. 1698 – 1706.
- Larson, R., 2006, *The Future is Renewable Energy*, *Solar Today*, vol. 20, Issue 4.
- Monson, K.D., Esteves, A.J., Guwy and Dinsdale. R.M., 2007, *Västerås (Växtkraft) Biogas Plant*, University of Glamorgan.
- Obernbergier, I., Thek, G., 2004, *Techno-economic evaluation of selected decentralised CHP applications based on biomass combustion in IEA partner countries*, Graz University of Technology.
- Quolin, S., 2007, *Experimental Study and Modeling of a Low Temperature Rankine Cycle for Small Scale Cogeneration*, University of Liege.
- Schuster, A., Karellas, S., Kakaras, E. and Spliethoff, H., 2009, *Energetic and economic investigation of Organic Rankine Cycle*, *Applied Thermal Engineering*, 29, pp. 1809-1817.
- Skoulou, V, Zabaniotou, A., 2006, *Agricultural residues for decentralized energy production*.
- US Institute of Gas Technologies, 1978, *Coal Conversion Systems: Technical Data Book*.
- Vamvuka, D., Tsoutsos, T.D., 2002, *Energy exploitation of agricultural residues in Crete*, Technical University of Crete and Centre for Renewable Energy Sources (CRES).

Πηγές στο διαδίκτυο:

- <http://alternativeenergyatunc.wordpress.com/>
- <http://bisyplan.bioenarea.eu/html>
- <http://users.ntua.gr/koronaki/RANKINE.pdf>
- <http://www.androulakisp.gr/el/oilcoreplant.aspx>
- <http://www.anpe.gr/nomos.pellas.htm>
- <http://www.armodiosvovos.gr/home2.html>
- <http://www.biomassenergy.gr/>
- <http://www.buildinggreenexpo.gr/>
- http://www.cres.gr/energy-saving/images/pdf/biomass_guide.pdf
- <http://www.dosenergy.gr>
- <https://www.ecn.nl/phyllis2/Browse/Standard/CEN-TS-14961>
- <http://www.econews.gr/>
- <http://www.greengas.ie/>
- <http://www.minenv.gr/>

<http://www.nphilippopoulos.gr/>

<http://www.power-technology.com/projects/rodenhuize-power-station/>

<http://www.rae.gr/>

<http://www.res-thermal.info/servlet/SDEBiomassServlet>

<http://www.sbibe.gr/>

<http://www.statistics.gr/portal/page/portal/ESYE>

<http://www.turboden.eu/en/applications/applications-biomass.php>

<http://diocles.civil.duth.gr/links/home/database/iraklio/pr18ge.pdf>

www.desmie.gr

www.eere.energy.gov

www.ener-supply.eu

<http://www.retscreen.net/>

www.serres.gr

www.wikipedia.gr