



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΠΟΛΙΤΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΥΔΑΤΙΚΩΝ ΠΟΡΩΝ ΚΑΙ
ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ



ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΥΤΟΝΟΜΗΣΗ
ΑΠΟΜΑΚΡΥΣΜΕΝΗΣ ΚΑΤΟΙΚΙΑΣ ΜΕ ΤΗΝ ΧΡΗΣΗ
ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΩΝ ΠΗΓΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Διπλωματική εργασία

Γελεγένης Ιωακείμ

Επιβλέπων: Μαμάσης Νικόλαος, Αναπληρωτής Καθηγητής

Αθήνα, Ιούνιος 2022

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ.....	2
ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ	4
ΠΕΡΙΛΗΨΗ	5
ABSTRACT	6
1 Εισαγωγή.....	8
2 Ενέργεια στα Κτίρια.....	11
3 Περιγραφή ενεργειακών αναγκών κατοικίας.....	17
3.1 Γενικά στοιχεία.....	17
3.1.1 Θέρμανση-ψύξη χώρων	17
3.1.2 Παραγωγή ζεστού νερού χρήσης	19
3.1.3 Ηλεκτρισμός για άλλες χρήσεις (φωτισμός, μαγείρεμα, μηχανήματα).....	20
3.2 Χωρική ανάλυση της ενεργειακής ζήτησης και κατανάλωσης στη χώρα	20
4 Δυνατότητες αξιοποίησης Α.Π.Ε. για ενεργειακή εξυπηρέτηση κατοικιών.....	30
4.1 Ηλιακή ενέργεια	30
4.1.1 Γενικά περί ηλιακής ενέργειας.....	30
4.1.2 Εφαρμογές της ηλιακής ενέργειας.....	32
4.2 Αιολική ενέργεια	36
4.3. Βιομάζα.....	41
5 Χαρακτηριστικά της μελετώμενης κατοικίας.....	43
6 Υπολογισμός ενεργειακών αναγκών κατοικίας.....	47
6.1 Περίπτωση ΙΕΡΑΠΕΤΡΑΣ.....	47
6.1.1 Ηλεκτρικές καταναλώσεις (πλην ψύξης και ΖΝΧ)	47
6.1.2. Φορτία θέρμανσης, ψύξης και ΖΝΧ	47
6.1.3 Συνολικές καταναλώσεις καυσίμου και ηλεκτρικής ενέργειας	49
6.2 Περίπτωση ΦΛΩΡΙΝΑΣ.....	50
6.2.1 Ηλεκτρικές καταναλώσεις (πλην ψύξης και ΖΝΧ)	50
6.2.2. Φορτία θέρμανσης, ψύξης και ΖΝΧ	51
6.2.3 Συνολικές καταναλώσεις καυσίμου και ηλεκτρικής ενέργειας	51
7 Στοιχεία δυναμικού ΑΠΕ των περιοχών μελέτης.....	54
8 Συμβατικό σύστημα κάλυψης ενεργειακών αναγκών της κατοικίας.....	59
8.1 Περί γεννητριών.....	59
8.2 Περί συσσωρευτών	63
8.3 Περί λεβήτων και δοχείων λεβητοστασίου (μπόιλερ).....	64
8.4 Τελικός σχεδιασμός συμβατικού συστήματος κάθε περίπτωσης.....	66

8.4.1 Περίπτωση ΙΕΡΑΠΕΤΡΑΣ.....	66
8.4.2 Περίπτωση ΦΛΩΡΙΝΑΣ.....	67
9 Σχεδιασμός ολοκληρωμένου συστήματος εξυπηρέτησης ενεργειακών αναγκών της κατοικίας με την χρήση ΑΠΕ.....	69
9.1 Περίπτωση ΙΕΡΑΠΕΤΡΑΣ.....	70
9.1.1 Σχεδιασμός του υβριδικού ΦΒ-ΑΓ συστήματος.....	70
9.1.1.1 Στοιχεία ανεμογεννητριών.....	70
9.1.1.2 Στοιχεία φωτοβολταϊκών.....	72
9.1.1.3 Σχεδιασμός βέλτιστου υβριδικού συνδυασμού ΦΒ και ΑΓ.....	75
9.1.1.4 Παρελκόμενα του υβριδικού συστήματος.....	76
9.1.1.5 Εφαρμογή του προγράμματος HOMER για έλεγχο των αποτελεσμάτων.....	77
9.1.2 Εφαρμογή ηλιακών συλλεκτών για παραγωγή ζεστού νερού χρήσης.....	81
9.1.3 Χρήση της βιομάζας για θέρμανση χώρων και συμπληρωματική παραγωγή ΖΝΧ ...	86
9.1.4 Σύνοψη απαιτούμενου εξοπλισμού και δαπανών προμήθειας και λειτουργίας.....	88
9.2 Περίπτωση ΦΛΩΡΙΝΑΣ.....	89
9.2.1 Σχεδιασμός του υβριδικού ΦΒ-ΑΓ συστήματος.....	89
9.2.2 Εφαρμογή ηλιακών συλλεκτών για παραγωγή ζεστού νερού χρήσης.....	93
9.2.3 Χρήση της βιομάζας για θέρμανση χώρων και συμπληρωματική παραγωγή ΖΝΧ ...	95
9.2.4 Σύνοψη απαιτούμενου εξοπλισμού και δαπανών προμήθειας και λειτουργίας.....	96
10 Οικονομική σύγκριση συστημάτων ΑΠΕ με συμβατικά.....	97
10.1 Οικονομική ανάλυση του συμβατικού συστήματος.....	97
10.1.1 Περίπτωση ΙΕΡΑΠΕΤΡΑΣ.....	97
10.1.2 Περίπτωση ΦΛΩΡΙΝΑΣ.....	98
10.2 Οικονομική ανάλυση του αυτόνομου συστήματος ΑΠΕ και σύγκριση με το συμβατικό.....	99
10.2.1 Περίπτωση ΙΕΡΑΠΕΤΡΑΣ.....	99
10.2.2 Περίπτωση ΦΛΩΡΙΝΑΣ.....	101
11 Συζήτηση των αποτελεσμάτων.....	105
12 Συμπεράσματα.....	109
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....	110

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Με την ολοκλήρωση της Διπλωματικής μου Εργασίας επιθυμώ να εκφράσω τις θερμές μου ευχαριστίες στον επιβλέποντα Καθηγητή μου κύριο Νικόλαο Μαμάση, για την εμπιστοσύνη του να μου αναθέσει το θέμα, την επίβλεψή του και την εξαιρετική συνεργασία μας σε όλην την διάρκεια υλοποίησης της μελέτης.

Ιωακείμ Γελεγένης

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Στην παρούσα Διπλωματική Εργασία εξετάζεται η δυνατότητα και η οικονομικότητα της ενεργειακής αυτονομίας απομακρυσμένης κατοικίας στη χώρα μας με τη χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ). Με τον όρο «απομακρυσμένη» κατοικία εννοούμε κατοικία που βρίσκεται μακριά από τα διαθέσιμα δίκτυα ενέργειας (ηλεκτρισμού, φυσικού αερίου, τηλεθέρμανσης κλπ) και επομένως πρακτικά θα πρέπει ούτως ή άλλως να αυτονομηθεί με επιτόπια παραγωγή της απαιτούμενης ενέργειας, μέσα από δύο εναλλακτικούς τρόπους: (α) με τη χρήση συμβατικών καυσίμων (π.χ. πετρέλαιο θέρμανσης για θέρμανση, πετρέλαιο κίνησης για ηλεκτροπαραγωγή κλπ.) ή (β) με τη χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Η δεύτερη περίπτωση είναι και το αντικείμενο της παρούσας Εργασίας, ενώ η πρώτη περίπτωση αποτελεί το σενάριο βάσης για οικονομική σύγκριση και αξιολόγηση του συστήματος ΑΠΕ.

Κινούμενοι από τον Νότο προς Βορά στη χώρα μας, συναντούμε πρώτα την θερμή Α ζώνη που έχει ήπιο κλίμα και καταλήγουμε στην ψυχρότερη Δ ζώνη. Στην τελευταία αντιμετωπίζονται εξαιρετικά χαμηλές θερμοκρασίες τη χειμερινή περίοδο και οι ανάγκες θέρμανσης είναι πολλαπλάσιες της Α. Δεδομένης αυτής της μεγάλης ποικιλίας κλιματικών συνθηκών επιλέγεται ως ερευνητική μέθοδος η διαδικασία των μελετών περίπτωσης. Για το σκοπό αυτό επιλέγεται καταρχήν μια τυπική κατοικία εμβαδού 100m² (επιφάνεια δαπέδου) και για αυτήν την ίδια κατοικία εξετάζεται η ενεργειακή της αυτονομία στις δύο παραπάνω ακραίες περιπτώσεις και συγκεκριμένα στην Ιεράπετρα (ζώνη Α) και στη Φλώρινα (ζώνη Δ). Για την ενεργειακή μελέτη υπολογίζονται τα θερμικά και ψυκτικά φορτία σύμφωνα με τον Κανονισμό Ενεργειακής Αποδοτικότητας Κτιρίων (KENAK) και χρησιμοποιείται σχετικό λογισμικό (TEE-KENAK), ενώ το προφίλ των ηλεκτρικών φορτίων που θεωρούμε στηρίζεται σε σχετικά δημοσιευμένα στοιχεία από στατιστικές έρευνες. Το συμβατικό σύστημα που χρησιμοποιείται ως βάση σύγκρισης απαρτίζεται από ηλεκτρογενήτρια (σε συνδυασμό με συσσωρευτές), λέβητα πετρελαίου και μπόιλερ. Αντίθετα, το σύστημα ΑΠΕ, που προκύπτει από βελτιστοποίηση, περιλαμβάνει υβριδικό ηλεκτρικό σύστημα που συνδυάζει Φωτοβολταϊκό σταθμό και Ανεμογεννήτρια, ηλιακούς συλλέκτες για την παραγωγή ζεστού νερού χρήσης και λέβητα βιομάζας για τη θέρμανση χώρων.

Με τη θεώρηση των τρεχουσών τιμών ενέργειας (που εμφανίζουν ιδιαίτερη δυναμική την περίοδο αυτή) υπολογίσαμε ότι τα συστήματα ΑΠΕ -αν και αρκετά ακριβότερα στην αρχική τους επένδυση- προκύπτουν σημαντικά οικονομικότερα των συμβατικών συστημάτων, επιτυγχάνοντας χαμηλότερα σταθμισμένα κόστη θερμικής και ηλεκτρικής ενέργειας. Έτσι, για τη Φλώρινα οι αντίστοιχες τιμές συμβατικής ενέργειας από 0,1853 €/kWh_{th} και 0,6469 €/kWh_e περιορίζονται με τη χρήση ΑΠΕ σε 0,1080 €/kWh_{th} και 0,4194 €/kWh_e. Αντίστοιχα για την Ιεράπετρα οι τιμές συμβατικής ενέργειας από 0,2389 €/kWh_{th} και 0,6174 €/kWh_e περιορίζονται με τη χρήση ΑΠΕ σε 0,1820 €/kWh_{th} και 0,3265 €/kWh_e. Επίσης επιτυγχάνεται ταχεία αποπληρωμή του επιπλέον κόστους των συστημάτων ΑΠΕ σε περίοδο της τάξης των 5 ετών (για προεξοφλητικό επιτόκιο 7%) και εσωτερικό βαθμό απόδοσης (*IRR*) της τάξης του 25% και για τις δύο περιπτώσεις (26,5% στη Φλώρινα και 24,9% στην Ιεράπετρα). Δεδομένου ότι τα αποτελέσματα αυτά προέκυψαν από δύο ακραίες περιπτώσεις της χώρας (που ελήφθησαν ως αντιπροσωπευτικές μελέτες περίπτωσης), θα μπορούσε να διατυπωθεί το παραπάνω (οικονομικός βαθμός απόδοσης των συστημάτων ΑΠΕ περίπου 25%) ως γενικευμένο αποτέλεσμα, που είναι ιδιαίτερα ενθαρρυντικό για την ενεργειακή αυτονομία απομακρυσμένων κατοικιών με συστήματα ΑΠΕ στην Ελλάδα. Το ιδιαίτερα

θετικό αυτό αποτέλεσμα μπορεί να αποδοθεί (i) στο υψηλό κόστος συμβατικής ενέργειας που καλούνται να αντιμετωπίσουν κατοικίες σε θέσεις απομακρυσμένες από τα ενεργειακά δίκτυα, (ii) στο σημαντικό δυναμικό ΑΠΕ των περιοχών και της χώρας γενικότερα, (iii) στην οικονομικότητα των τεχνολογιών ΑΠΕ που μπορούν να ανταγωνίζονται πλέον συμβατικά ενεργειακά συστήματα χωρίς την ανάγκη επιδότησης και (iv) στην συγκυριακή αύξηση των τιμών συμβατικής ενέργειας. Σχετικά με το τελευταίο γεγονός, οι τιμές των καυσίμων παρουσίαζαν συνεχή αύξηση κατά την περίοδο υλοποίησης της διπλωματικής, ώστε αν είχαν χρησιμοποιηθεί οι τιμές που επικρατούσαν στην έναρξη της εκπόνησής της θα υπολογιζόταν λίγο χαμηλότερες αποδόσεις *IRR* 18,0% και 19,2% (για τη Φλώρινα και την Ιεράπετρα, αντίστοιχα) που και πάλι είναι οικονομικά ελκυστικές.

ABSTRACT

In this Diploma Thesis, the technical feasibility and the economy of an autonomous energy system to supply a remote house in Greece by the use of renewable energy sources (RES) is in depth investigated. By the term “remote” we define a house lying away from the available energy networks (electrical network, natural gas supply network, district heating network etc.); in this sense the house should anyway be autonomous by using one from two alternative means: (a) by either using conventional fuels or (b) by using RES. The second possibility (b) is exactly the subject of the present Thesis, while the first possibility (a) constitutes the basis for the economic evaluation of the autonomous RES system.

Due to the significant variety of weather conditions across the Country (eg. when moving from the South to the North we have at first the warm zone A where climate is mild, reaching finally to the colder zone D where extremely low temperatures prevail in winter time and the heating needs are many times greater), the case studies approach is selected as the appropriate research method. To this aim, an assumed typical 100 m² house is examined to become autonomous at two regions at these extreme cases, namely Ierapetra (it belongs to zone A) and Florina (zone D). The heating and cooling energy needs required for the Energy Study are resulted by the use of an appropriate software package (TEE-KENAK), while the assumed profile of the electrical load is based on published results of statistical research. The conventional system, which is used for comparison purposes, constitutes of a diesel generator (in combination with batteries and an inverter), and oil boiler for space heating and for production of sanitary hot water. On the other hand, the RES system, which arises as a result of techno-economic optimization, comprises a hybrid electrical system combining photovoltaic station with a wind generator, solar collectors for the production of sanitary hot water and a biomass boiler for space heating.

By applying the presently prevailing energy prices (which are very volatile at this period) we found out that the RES systems for both case studies -although much more expensive at their initial costs- are significantly more economical than the conventional systems, achieving lower levelized energy costs for both thermal and electrical energy. So, at Florina the conventional levelized energy prices are 0.1853 €/kWh_{th} and 0.6469 €/kWh_e respectively, while by the use of RES system these are further decreased to 0.1080 €/kWh_{th} and 0.4194€/kWh_e correspondingly. The same happens with Ierapetra, where the conventional levelized energy prices are 0.2389 €/kWh_{th} and 0.6174 €/kWh_e , and by the use of RES system these are further decreased to 0.1820 €/kWh_{th} and 0.3265 €/kWh_e. In the same context, the over cost for the RES system is paid back very soon (within 5 years, by assuming a 7% discount rate) and the achieved internal rate of return (*IRR*) on this over cost is in the range of 25% for both cases (26.5% for Florina and 24.9% for Ierapetra). Since these results refer to two extreme cases along the Country (which had been selected as representative to cover the whole Country), we could generalize this encouraging outcome (achievable *IRR* of the RES system in the range of 25% all along the Country), a fact which is very encouraging for the development of RES driven autonomous houses in remote -from the networks- areas in Greece. This very positive result can be attributed to (i) the high conventional energy prices that the houses in remote areas should cope with (ii) the significant RES potential all along the Country as a whole (iii) the economy of RES technologies which can nowadays compete the conventional energy systems without the need of grants and (iv) the recent increase of conventional energy prices. As related to the last fact, steadily increasing energy prices were noticed during the period of elaboration of this Thesis; if we had applied the prices prevailing at the starting period of this research, the calculated *IRR* values would be a little lower, namely 18.0% for Florina and 19.2% for Ierapetra, which are anyway still economically attractive.

1 Εισαγωγή

Οι πετρελαϊκές κρίσεις της δεκαετίας του '70 (1973 και 1979) που είχαν σαν αποτέλεσμα την τεράστια αύξηση της τιμής της συμβατικής ενέργειας, ενεργοποίησαν την παγκόσμια κοινότητα προς μέτρα εξοικονόμησης ενέργειας και προγράμματα έρευνας και ανάπτυξης εναλλακτικών πηγών ενέργειας.

Στη χώρα μας, και ειδικότερα στον κτιριακό τομέα, το σημαντικότερο από τα πρώτα μέτρα ήταν ο Κανονισμός θερμομόνωσης κτιρίων που τέθηκε σε εφαρμογή από το 1980 και μετά. Ο Κανονισμός προέβλεπε την κατάλληλη μόνωση των κτιρίων για περιορισμό των θερμικών απωλειών τους. Άλλο μέτρο που συνέβαλε στην εισαγωγή των ΑΠΕ στα κτίρια ήταν η θεσμοθέτηση κινήτρων (φοροαπαλλαγές) για την εγκατάσταση ηλιακών θερμοσιφώνων.

Η εξέλιξη της τεχνολογίας όμως και η ωρίμανση του κοινού στα ενεργειακά ζητήματα άνοιξε το δρόμο για την υιοθέτηση αυστηρότερων μέτρων και σημαντικότερων παρεμβάσεων. Έτσι, το 2010 θεσμοθετήθηκε ο νεότερος σχετικός κανονισμός, ο Κανονισμός ενεργειακής αποδοτικότητας των κτιρίων (KENAK) ο οποίος προβλέπει αυστηρότερες διατάξεις όσον αφορά τη μόνωση του κελύφους του κτιρίου ενώ ταυτόχρονα εστιάζεται και στον μηχανολογικό εξοπλισμό, αλλά και στην δυνατότητα παραγωγής ενέργειας στο κτίριο (με φωτοβολταϊκά συστήματα, με μονάδες συμπαραγωγής κλπ). Οι απαιτήσεις αυτές προκύπτουν σαν αναγκαιότητα για να στηρίξουν την ενεργειακή ασφάλεια της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Ταυτόχρονα όμως είναι ρεαλιστικές διότι πια έχει αναπτυχθεί εξαιρετική τεχνολογία υλικών και εξοπλισμού που αφορούν στον κτιριακό τομέα. Η ευρύτερη χρήση αυτών των τεχνολογικών ενεργειακών προϊόντων έχει οδηγήσει σε χαμηλότερες τιμές που μπορεί να αντέξει η μέση οικογένεια ή και να τις εκμεταλλευθεί ως επενδυτικές ευκαιρίες.

Πρόσφατη εξέλιξη των οδηγιών αυτών αποτελούν τα κτίρια περίπου μηδενικής ενεργειακής κατανάλωσης στα οποία οι απώλειες είναι ελαχιστοποιημένες με τη χρήση κατάλληλης μόνωσης (super insulation) και οι ελάχιστες ενεργειακές απαιτήσεις τους καλύπτονται από ίδια παραγωγή (πχ με ΦΒ ενσωματωμένα στο κέλυφος, με ανεμογεννήτριες στην οροφή των κτιρίων, με τη χρήση γεωθερμικών αντλιών θερμότητας, λεβήτων βιομάζας κλπ). Στα πλαίσια αυτά έχει ενδιαφέρον πλέον να εξετάσουμε πως ένα κτίριο μπορεί να γίνει ενεργειακά αυτόνομο. Ειδικότερα για τα απομακρυσμένα κτίρια, όπου το κόστος διασύνδεσης στα δίκτυα ενέργειας μπορεί να είναι ιδιαίτερα υψηλό, η ενεργειακή αυτονομία μπορεί να έχει σημαντικό οικονομικό ενδιαφέρον.

Στο πνεύμα αυτό εξετάζεται στην παρούσα διπλωματική εργασία η οικονομικότητα ενεργειακής αυτονομίας απομακρυσμένης κατοικίας με τη χρήση ΑΠΕ στη χώρα μας. Η μεθοδολογία που εφαρμόζεται είναι των μελετών περίπτωσης, κατά την οποία επιλέγουμε δύο ακραίες περιπτώσεις (case studies) από άποψη ενεργειακών αναγκών (ώστε να καλύψουμε την ποικιλία συνθηκών που επικρατούν στη χώρα) και εξετάζουμε την οικονομικότητα της ενεργειακής αυτονομίας τους με ΑΠΕ χρησιμοποιώντας ως βάση αναφοράς πάλι την ενεργειακή αυτονομία τους αλλά με συμβατική ενέργεια.

Η διπλωματική εργασία διαρθρώνεται ως εξής :

Στο 2^ο κεφάλαιο παρατίθενται στοιχεία που αφορούν την ενέργεια στα κτίρια, τις τυπικές καταναλώσεις τους στην Ελλάδα, τους σχετικούς κανονισμούς και σύγχρονες τάσεις σε σχετικές ενεργειακές παρεμβάσεις.

Στο 3^ο κεφάλαιο επιχειρείται να προσδιοριστεί κατά το δυνατόν ακριβώς σε ετήσια βάση αλλά και σε μηνιαία και ωριαία εξέλιξη το ενεργειακό φορτίο μίας τυπικής κατοικίας στη χώρα μας. Η ωριαία εξέλιξη (προφίλ) έχει ιδιαίτερη σημασία κατά τη χρήση των ΑΠΕ καθώς λόγω της μεταβλητότητας του δυναμικού της ενεργειακής πηγής θα πρέπει να εξετάζεται ο «συγχρονισμός» της πηγής με το φορτίο, ζητούμενο που προδιαγράφει τόσο τη μέγιστη ισχύ των συστημάτων ΑΠΕ όσο και τις απαιτήσεις αποθήκευσης. Τα δεδομένα που παίρνουμε ή παράγουμε για το σκοπό αυτό προέρχονται από συστηματικές έρευνες και στατιστικές της ΕΛΣΤΑΤ και της ΕΕ, αλλά και από αποτελέσματα δόκιμου σχετικού κώδικα (KENAK). Με τα παραπάνω στοιχεία και την ανάλυσή τους τεκμηριώνουμε την επιλογή των δύο περιοχών όπου θα εφαρμοστούν οι μελέτες περίπτωσης, οι οποίες είναι η Φλώρινα και η Ιεράπετρα.

Στο 4^ο κεφάλαιο δίνονται γενικά θεωρητικά στοιχεία για τις ΑΠΕ που ενδιαφέρουν εδώ, και συγκεκριμένα την Ηλιακή ενέργεια, την Αιολική ενέργεια και τη Βιομάζα. Επιχειρείται να παρατεθούν τα απαραίτητα στοιχεία που θα χρησιμοποιηθούν στις μελέτες περίπτωσης αποφεύγοντας έτσι άσκοπες εκτενείς θεωρητικές αναφορές. Η παρουσίαση γίνεται κυρίως με γνώμονα την εφαρμογή των εν λόγω ΑΠΕ στις κατοικίες και ειδικότερα στις δύο υπό εξέταση περιπτώσεις.

Στο 5^ο κεφάλαιο παρουσιάζονται τα γεωμετρικά και κατασκευαστικά χαρακτηριστικά της κατοικίας που θα εξεταστεί στις μελέτες περίπτωσης. Επιλέγουμε κατοικία 100 m² (θεωρείται τυπικό μέγεθος) με χαρακτηριστικά μόνωσης που επιβάλλονται από τον ΚΕΝΑΚ στη Β κλιματική ζώνη (θεωρείται πιο ρεαλιστικό από το να υποθέσουμε ακραίες συνθήκες υπερ-μόνωσης οι οποίες για την ώρα δεν έχουν καθιερωθεί). Η κατοικία σχεδιάζεται με κατάλληλες αρχιτεκτονικές τεχνικές (πχ επαρκής φυσικός φωτισμός παρά την προκαλούμενη αύξηση των απωλειών λόγω των ανοιγμάτων) και δίνεται έμφαση στον προσανατολισμό της με προτεραιότητα στη λειτουργικότητά της αλλά εξετάζοντας και την ενεργειακή επίπτωση του προσανατολισμού.

Στο 6^ο κεφάλαιο, και αναφερόμενοι πλέον στα χαρακτηριστικά της κατοικίας που επιλέχθηκε για την μελέτη περίπτωσης, υπολογίζουμε τις τιμές και την χρονική εξέλιξη στη διάρκεια του έτους των φορτίων της στις δύο περιοχές μελέτης. Διακρίνουμε θερμικά φορτία που αφορούν σε θέρμανση χώρων και παραγωγή ζεστού νερού χρήσης, και ηλεκτρικά φορτία που αφορούν στις διάφορες ηλεκτρικές καταναλώσεις της κατοικίας (φωτισμός, μαγείρεμα, μικροσυσκευές κλπ) και στα φορτία ψύξης.

Στο 7^ο κεφάλαιο δίνονται στοιχεία του δυναμικού ΑΠΕ στις δύο υπό μελέτη περιοχές, απόλυτα και συγκριτικά με την υπόλοιπη χώρα. Τα στοιχεία δίνονται τόσο ποσοτικά όσο και σε μορφή χαρτών δυναμικού και αντλούνται κυρίως από αρμόδιους φορείς (Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, Ελληνική Εταιρία Αιολικής Ενέργειας, Σύνδεσμος Παραγωγών ΦΒ συστημάτων κλπ). Γίνεται εστίαση στην ηλιακή, στην αιολική ενέργεια και στη βιομάζα που ενδιαφέρουν στην παρούσα μελέτη. Από την παρουσίαση προκύπτει το ενδιαφέρον δυναμικό στις συγκεκριμένες περιοχές και το γεγονός ότι η ανάπτυξη των ΑΠΕ στις περιοχές αυτές είναι ήδη ώριμη με εμπορικές εφαρμογές μεγάλης κλίμακας.

Στο 8^ο κεφάλαιο μελετάται η ενεργειακή αυτονομία των κατοικιών στις δύο περιοχές με τη χρήση συμβατικών συστημάτων. Με βάση τα φορτία και την εξέλιξη που υπολογίστηκε προδιαγράφονται τα συμβατικά συστήματα να περιέχουν λέβητα πετρελαίου θέρμανσης και «boiler» για τη θέρμανση χώρων και την παραγωγή ζεστού νερού χρήσης (ΖΝΧ) γεννήτρια που θα καλύψει τα ηλεκτρικά φορτία και συσσωρευτές για την

αποτελεσματικότερη λειτουργία της γεννήτριας. Τα συμβατικά αυτά συστήματα μελετώνται στη διάρκεια του έτους για τον υπολογισμό των καταναλώσεών τους και κοστολογούνται ώστε να χρησιμοποιηθούν σαν βάσεις σύγκρισης κατά την αξιολόγηση των αυτόνομων συστημάτων ΑΠΕ.

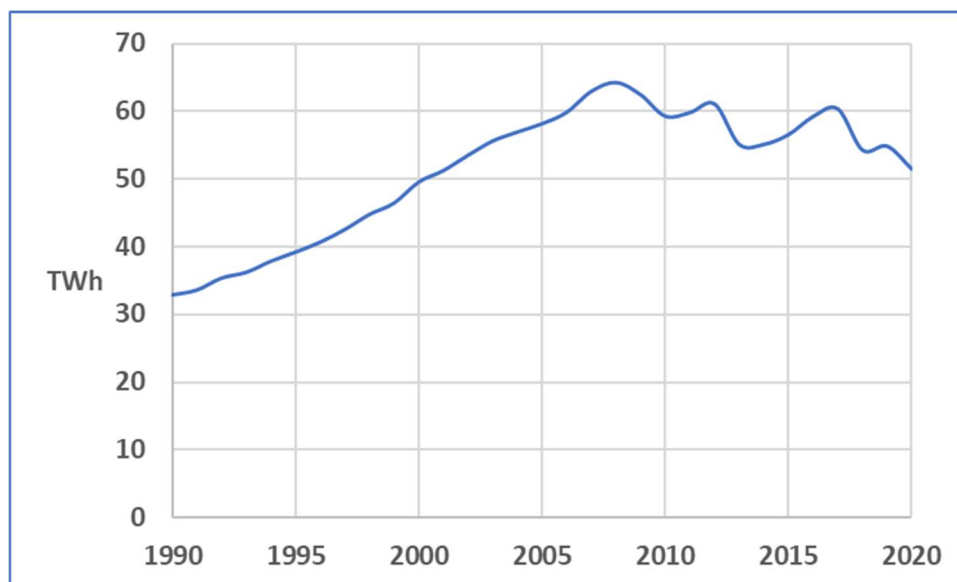
Στο 9^ο κεφάλαιο σχεδιάζονται και μελετώνται στη συμπεριφορά τους στο έτος τα αυτόνομα συστήματα ΑΠΕ που προτείνονται για τις υπό μελέτη περιοχές. Πρόκειται για υβριδικά συστήματα που συνδυάζουν ΦΒ και ΑΓ για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και λέβητα βιομάζας και ηλιακούς συλλέκτες για τη θέρμανση χώρων και παραγωγή ΖΝΧ. Τα επιμέρους συστατικά των συστημάτων επιχειρείται να προκύπτουν από βελτιστοποίηση, το μεν υβριδικό ΦΒ ΑΓ με γραμμικό προγραμματισμό, το δε ηλιακό με την εφαρμογή της μεθόδου f chart.

Στο 10^ο κεφάλαιο υπολογίζονται οι ετήσιες χρηματοροές, το συνολικό παρόν κόστος (με προεξόφληση) και τα σταθμισμένα κόστη θερμικής και ηλεκτρικής ενέργειας που προκύπτουν από τα συμβατικά και από τα συστήματα ΑΠΕ. Πέρα από το συνολικό παρόν κόστος, και το σταθμισμένο κόστος ενέργειας, τα συστήματα ΑΠΕ αξιολογούνται με υπολογισμό του χρόνου αποπληρωμής (του πρόσθετου κόστους σε σχέση με το αντίστοιχο συμβατικό σύστημα) και του επιτυγχανόμενου εσωτερικού βαθμού απόδοσης (IRR) της πρόσθετης αυτής επένδυσης.

Στο 11^ο κεφάλαιο επιχειρείται συζήτηση επί του πλήθους των αποτελεσμάτων που προέκυψαν από την παρούσα διπλωματική εργασία, ενώ τέλος στο 12^ο κεφάλαιο συνοψίζονται τα βασικά συμπεράσματα της μελέτης.

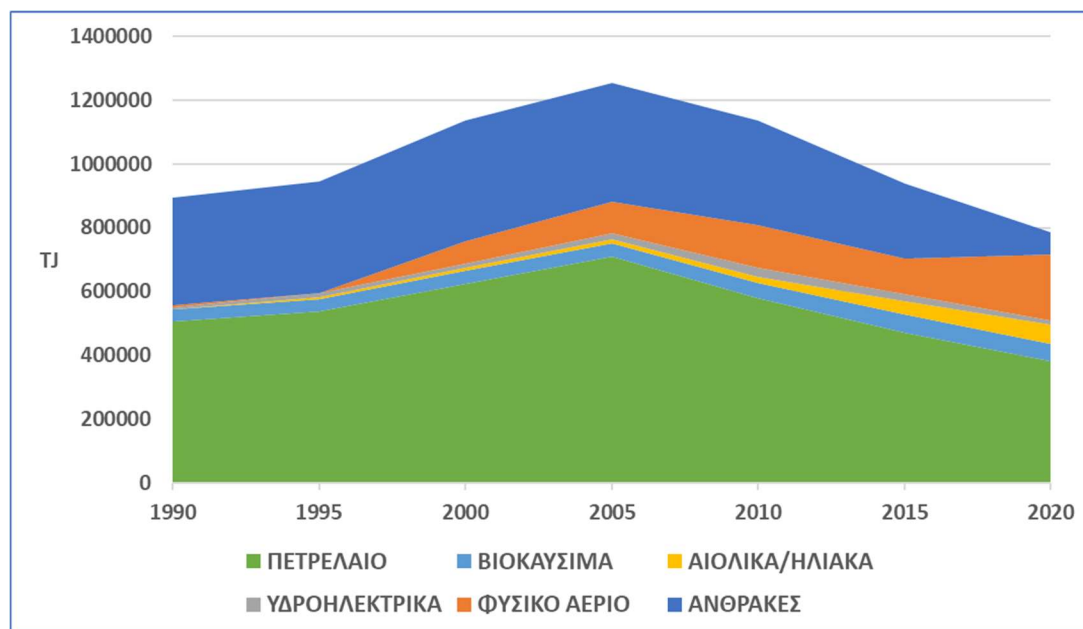
2 Ενέργεια στα Κτίρια

Η χρήση της ενέργειας στα κτίρια εμφανίζει μια έντονη δυναμική σε όλο τον κόσμο, από τις τελευταίες δεκαετίες του προηγούμενου αιώνα και μετά. Στο παρελθόν, πριν από τις δύο διαδοχικές κρίσεις των τιμών πετρελαίου (της δεκαετίας του 1970), δεν δινόταν ιδιαίτερη βαρύτητα στην καταναλισκόμενη ενέργεια, ενώ ταυτόχρονα τα επίπεδα διαβίωσης ήταν χαμηλότερα με αποτέλεσμα η ζήτηση ενέργειας να είναι περιορισμένη. Η έντονη ανοικοδόμηση στη χώρα μας με την κυριαρχία των πολυκατοικιών από την δεκαετία του 1960 και των εγκαταστάσεων κεντρικής θέρμανσης (στη θέση π.χ. της σόμπας που χρησιμοποιείτο πιο πριν στις μονοκατοικίες) αύξησε την εγκατεστημένη ισχύ των συστημάτων θέρμανσης και επομένως διεύρυνε σημαντικά και τη ζήτηση. Επίσης, η σταδιακή βελτίωση του επιπέδου διαβίωσης αλλά ταυτόχρονα και η επιδείνωση των μικροκλιματικών συνθηκών στις μεγαλουπόλεις, δημιούργησαν έντονες ανάγκες ψύξης που αντιμετωπίζονταν από αποδοτικά κλιματιστικά μηχανήματα που προσφέρονταν σε τιμές που μπορούσε να ανταποκριθεί μια μέση οικογένεια. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι σύμφωνα με σχετικά πρόσφατη έρευνα που διενήργησε η ΕΛΣΤΑΤ (2013) τα έτη 2011/12 για την ενεργειακή κατανάλωση των ελληνικών νοικοκυριών, προέκυψε ότι κάθε ελληνικό νοικοκυριό καταναλώνει πλέον 13.994 kWh ετησίως, για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του που αναλύονται σε 10.244 kWh θερμικής ενέργειας (για θέρμανση χώρου κατά 85,9%, ζεστό νερό, μαγείρεμα κ.ά.) και 3.750 kWh ηλεκτρικής ενέργειας (από τα οποία το 38,4% είναι για το μαγείρεμα). Τέλος, ο σύγχρονος τρόπος ζωής δημιούργησε νέες τάσεις στα ζητήματα ψυχαγωγίας, εργασίας και διαβίωσης γενικότερα, οδηγώντας και σε νέες ηλεκτρικές ανάγκες. Άλλωστε η εξέλιξη της ηλεκτροκίνησης προδιαγράφει ακόμα σημαντικότερες ανάγκες για κάλυψη μεγαλύτερων ηλεκτρικών φορτίων. Στο Σχήμα 2.1 απεικονίζεται η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρα μας τα τελευταία 30 έτη, με σαφή αυξητική τάση έως την κρίση του 2008 (δίχως όμως να έχει επανέλθει ακόμα στα επίπεδα προ κρίσης).



Σχήμα 2.1 Διαχρονική εξέλιξη της τελικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα (πηγή IEA, 2022)

Ας αναφερθεί εδώ ότι η ενεργειακή προμήθεια στη χώρα μας ήταν πάντα εξαρτημένη σε συντριπτικό βαθμό από συμβατικές πηγές ενέργειας, όπως απεικονίζεται στο Σχήμα 2.2. Όμως, και η παραγωγή από ΑΠΕ αυξάνεται σταθερά με το μερίδιό τους να μεγαλώνει ακόμα περισσότερο κατόπιν της κρίσης και της συρρίκνωσης της ενεργειακής κατανάλωσης, όπως επίσης φαίνεται στο ίδιο σχήμα.

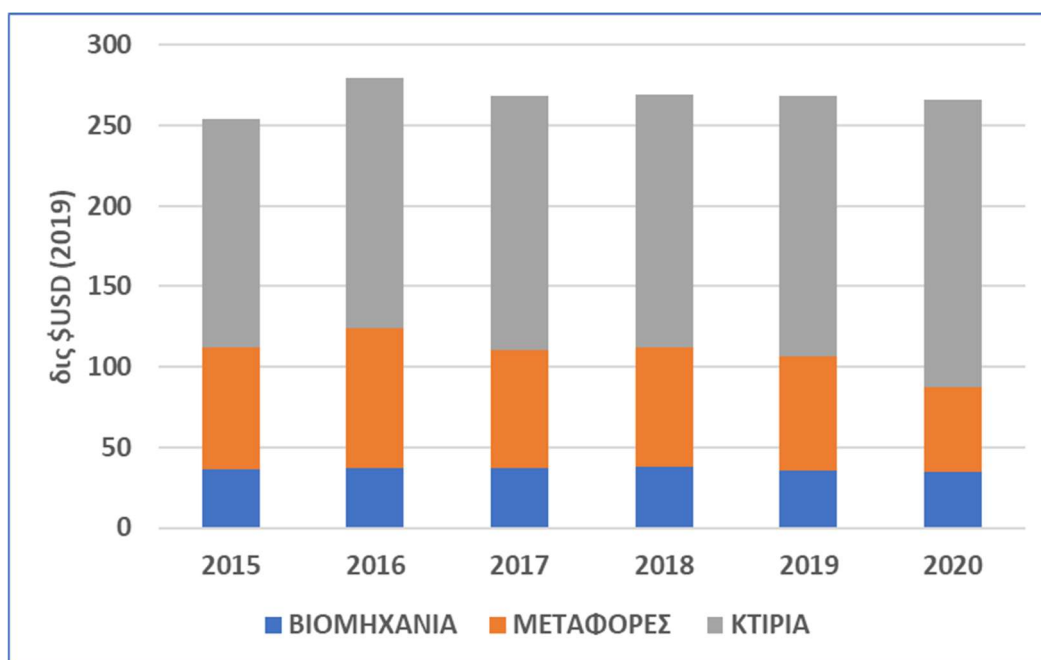


Σχήμα 2.2 Συνολική ενεργειακή προμήθεια στην Ελλάδα στην περίοδο 1990-2020 ανά πηγή ενέργειας (πηγή IEA, 2022)

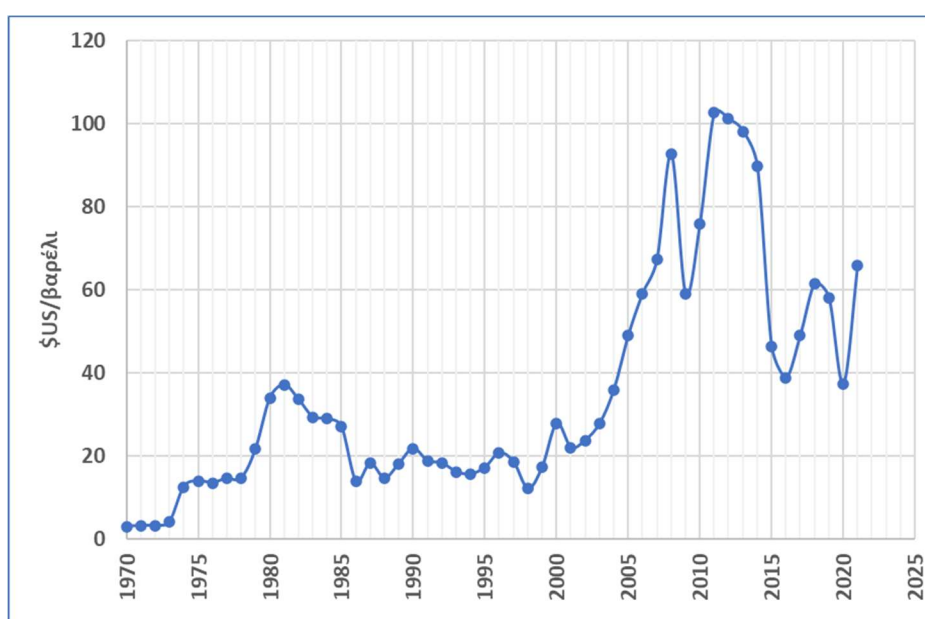
Είναι αυτονόητο ότι εάν όλη αυτήν την περίοδο -μετά των πετρελαϊκών κρίσεων- δεν είχαν ληφθεί κατάλληλα μέτρα (ενεργειακής πολιτικής) θα φθάναμε σε αδιέξοδο στο ζήτημα εξυπηρέτησης των συνεχώς αυξανόμενων ενεργειακών αναγκών της κοινωνίας. Πράγματι, η χώρα μας υιοθέτησε από την δεκαετία του 1970 και μετά μια σειρά μέτρων εξοικονόμησης ενέργειας με κορυφαίο, όσον αφορά στα κτίρια, την καθιέρωση του Κανονισμού Θερμομόνωσης. Από το 1980 και μετά τα κτίρια στη χώρα μας κτιζόνταν με θερμομόνωση όπως επέβαλε ο Κανονισμός χωριστά για κάθε μια από τις τότε καθορισμένες τρεις κλιματικές ζώνες. Επίσης, πάλι την δεκαετία του 1980, άρχισε έντονη η διείσδυση των ΑΠΕ στον κτιριακό τομέα, μέσω της χρήσης ηλιακών θερμοσίφωνων και κατάλληλων κινήτρων φοροαπαλλαγής τους κυρίως (ο πρώτο ηλιακός θερμοσίφοντας βγήκε στην αγορά το 1974, το 1980 υπήρχαν εγκατεστημένα περίπου εκατόν πενήντα χιλιάδες τετραγωνικά μέτρα συλλεκτών και το 2004 περίπου τρία εκατομμύρια τετραγωνικά μέτρα συλλεκτών). Στο Σχήμα 2.3 παρατίθενται τα πιο πρόσφατα στοιχεία, αναφορικά με επενδύσεις της χώρας μας στην ενεργειακή αποδοτικότητα, που πραγματοποιήθηκαν την περίοδο 2015-20, από το οποίο φαίνονται και τα σημαντικά ποσά που επενδύονται και η προτεραιότητα που δίνεται στον κτιριακό τομέα.

Από τα μέσα της δεκαετίας του 1980 έως περίπου το 2000, σημειώνεται ένας μάλλον πρόσκαιρος παγκόσμιος εφησυχασμός στα ενεργειακά ζητήματα λόγω της συγκράτησης των τιμών των καυσίμων (βλ. Σχήμα 2.4). Το ζήτημα άρχισε να επανέρχεται σημαντικά εντονότερο στα τέλη του προηγούμενου αιώνα καθώς πέρα των ζητημάτων ασφάλειας της ενεργειακής τροφοδοσίας (που έθετε περιορισμούς στην κατανάλωση για λόγους

πολιτικούς στην κάθε χώρα) τα καύσιμα ενοχοποιήθηκαν και για την επίδραση στο κλίμα. Η συγκράτηση της ενεργειακής κατανάλωσης πλέον και η στροφή προς καθαρές πηγές ενέργειας (όπως οι ανανεώσιμες) ήταν μια παγκόσμια αναγκαιότητα για την διατήρηση του κλίματος και ηθική υποχρέωση για τις επερχόμενες γενεές. Τώρα πλέον η έννοια ενεργειακή ασφάλεια και επάρκεια των καυσίμων έδινε τη θέση της σε ενεργειακές χρήσεις στα πλαίσια της αειφόρου ανάπτυξης (*sustainability*) στην οποία προκρίθηκαν βέβαια οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.



Σχήμα 2.3 Επενδύσεις στην ενεργειακή αποδοτικότητα στην Ελλάδα, κατά την περίοδο 2015-20 (πηγή IEA, 2022)

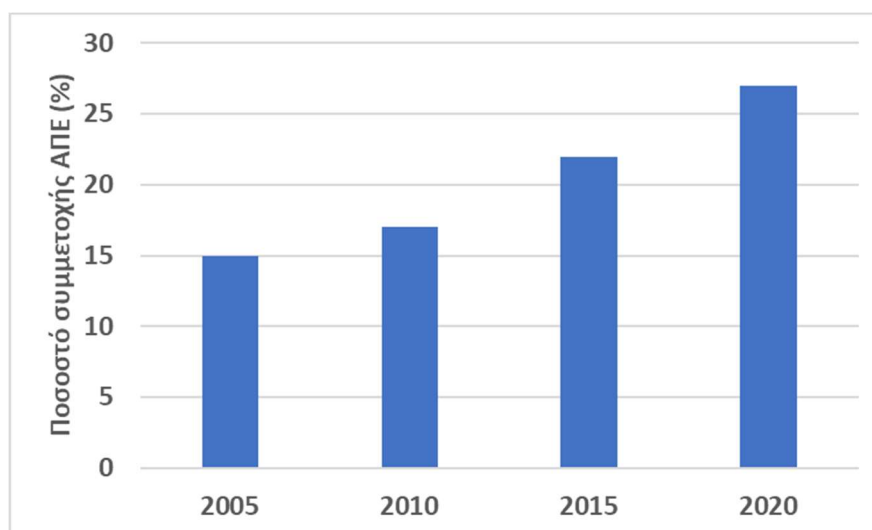


Σχήμα 2.4 Εξέλιξη των τιμών πετρελαίου από το 1970 και μετά (πηγή The balance, 2022)

Στο μεταξύ η Ευρωπαϊκή Ένωση είχε ήδη επιβάλλει στα Κράτη Μέλη να υιοθετήσουν αυστηρότερους περιορισμούς στη χρήση ενέργειας στα κτίρια και στα πλαίσια αυτά η χώρα μας θεσμοθέτησε το 2010 τον Κανονισμό Ενεργειακή Αποδοτικότητα (KENAK) των κτιρίων. Ο νέος κανονισμός KENAK ήρθε να αντικαταστήσει τον Κανονισμό Θερμομόνωσης και να επιβάλλει αυστηρότερες οδηγίες για την θερμομόνωση αλλά και κατευθυντήριες για τον μηχανολογικό εξοπλισμό των κτιρίων και να ενθαρρύνει τη χρήση ΑΠΕ σε αυτά. Ας σημειωθεί εδώ ενδεικτικά ότι η κατανάλωση των νέων κτιρίων στη χώρα μας αναμένεται να κυμαίνεται σύμφωνα με τα στοιχεία του πίνακα 2.1, ενώ η πρόσφατη εξέλιξη της διείσδυσης των ΑΠΕ στα κτίρια απεικονίζεται στο Σχήμα 2.5. Η χρήση ηλιακών συλλεκτών για ζεστό νερό χρήσης (ZNX) για παράδειγμα είναι πλέον υποχρεωτική ώστε να καλύπτει τουλάχιστον το 60% των αναγκών.

Πίνακας 2.1 Εύρος τιμών ενεργειακών καταναλώσεων για τις ενεργειακές κατηγορίες B μέχρι και A+

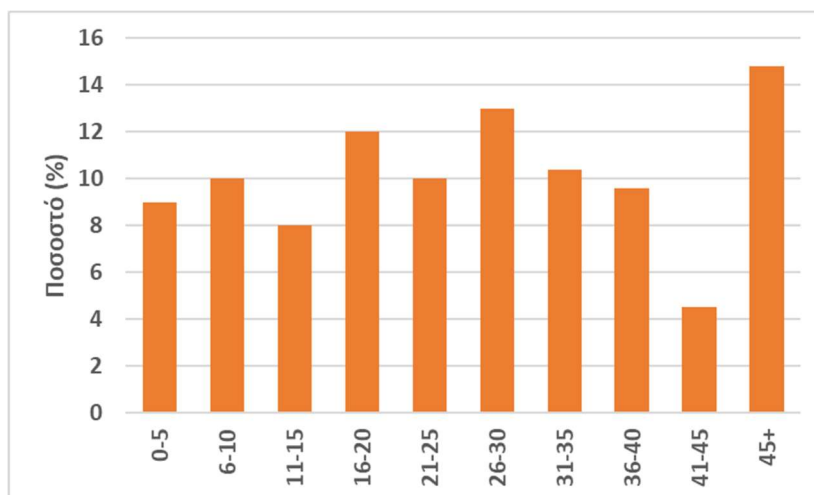
Ενεργειακή κατηγορία	Ενεργειακές καταναλώσεις πρωτογενούς ενέργειας κτιρίων κατοικίας ανά Κλιματική Ζώνη (kWh/m ² -yr)			
	A	B	Γ	Δ
A+	11 - 25	14 - 35	10 - 44	17 - 36
A	18 - 56	21 - 55	26 - 74	54 - 88
B+	32 - 81	31 - 99	45 - 125	37 - 128
B	45 - 112	56 - 126	72 - 172	63 - 184



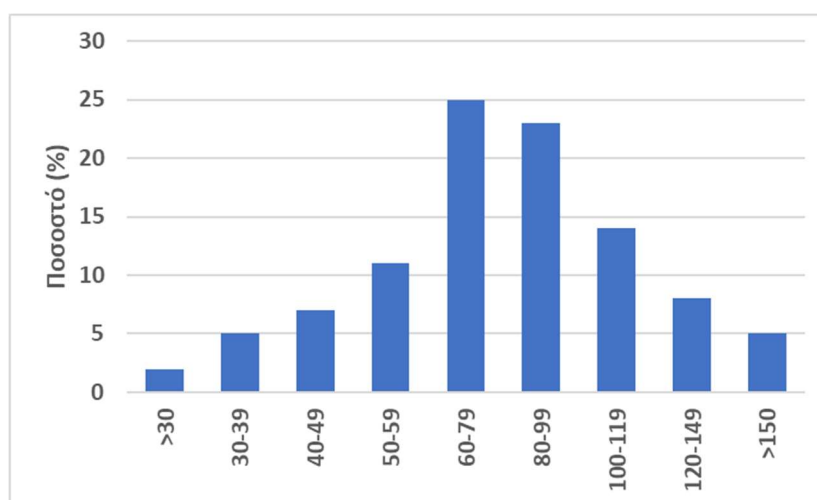
Σχήμα 2.5 Εξέλιξη του ποσοστού συμμετοχής των ΑΠΕ στις κατοικίες στη χώρα μας

Η ενεργειακή κατάταξη των κτιρίων ξεκίνησε και αυτή με την εφαρμογή του KENAK, και η ενσωμάτωση συστημάτων ΑΠΕ σε ένα κτίριο είχε ως αποτέλεσμα την καλύτερη ενεργειακή κατάταξή του αυξάνοντας έτσι την αγοραία τιμή πώλησης ή ενοικιάσής του και λειτουργώντας κατ' αυτόν τον τρόπο ως έμμεσο κίνητρο για την διείσδυση των ΑΠΕ στα κτίρια. Πληροφορίες σχετικά με την τυπική ενεργειακή απόδοση του κτιρίου, αλλά και οικονομικά συμφέρουσες συμβουλές σχετικά με τη βελτίωση της απόδοσης του, δίνονται στο Πιστοποιητικό Ενεργειακής Απόδοσης (ΠΕΑ) που είναι χρήσιμο στον ιδιοκτήτη, στον μελλοντικό αγοραστή αλλά και στον ενοικιαστή ενός κτιρίου ή κτιριακής μονάδας. Το νέο πλαίσιο του KENAK οδήγησε σε σημαντικότερες τομές και σε σύγχρονες αντιλήψεις για την ενέργεια στα κτίρια με την ταξινόμηση των κτιρίων, τις ενεργειακές επιθεωρήσεις σε αυτά,

τις προτάσεις των ενεργειακών επιθεωρητών για μέτρα βελτίωσης της ενεργειακής επίδοσης των κτιρίων κ.ό.κ. Όμως, παρά τις τομές που εισήγαγε ο ΚΕΝΑΚ, η ΕΕ έκρινε ότι απαιτούνταν ριζικότερα μέτρα και έτσι αναθεωρήθηκε ο ΚΕΝΑΚ το 2017 (ΦΕΚ 2367B/12.07.2017). Ας αναφερθεί ενημερωτικά εδώ ότι τα κτίρια κατοικιών στη χώρα φθάνουν τα 3.246.008 σύμφωνα με την τελευταία καταγραφή της ΕΛΣΤΑΤ του 2011. Η ηλικία των κτιρίων αυτών κατανέμεται όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.6, ενώ η κατανομή της επιφάνειας δαπέδου τους παρατίθεται στο Σχήμα 2.7.



Σχήμα 2.6 Μέσος όρος ηλικίας κατοικιών σύμφωνα με την απογραφή του 2011 της ΕΛΣΤΑΤ



Σχήμα 2.7 Μέγεθος κατοικιών (m²) σύμφωνα με την απογραφή του 2011 της ΕΛΣΤΑΤ

Επιπλέον υιοθετήθηκαν πιο αισιόδοξοι στόχοι ενθαρρύνοντας και σκοπεύοντας πια στα κτίρια σχεδόν μηδενικής ενεργειακής κατανάλωσης (nearly Zero Energy Buildings, nZEB) (ΦΕΚ 5447B/05.12.2018). Θα πρέπει να σημειωθεί ότι για να χαρακτηριστεί ένα κτίριο ως Κτίριο με Σχεδόν Μηδενική Κατανάλωση Ενέργειας (ΚΣΜΚΕ), πρέπει:

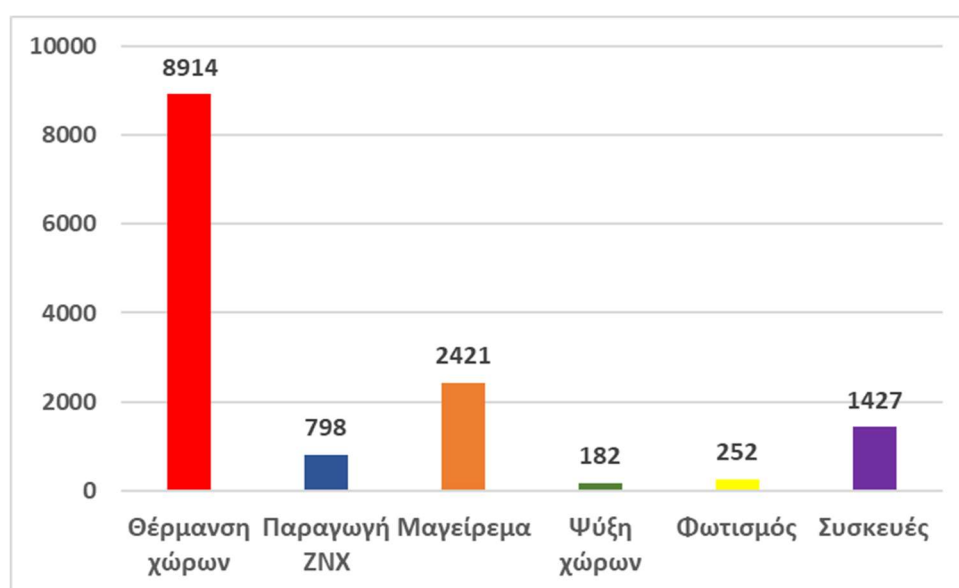
- να κατατάσσεται τουλάχιστον στην ενεργειακή κατηγορία Α, αν είναι νέο κτίριο,
- να κατατάσσεται τουλάχιστον στην ενεργειακή κατηγορία Β+, αν είναι υφιστάμενο κτίριο.

Σύμφωνα με το άρθρο 2 παράγραφος 2 της Οδηγίας για την Ενεργειακή Απόδοση των Κτιρίων, και αντιστοίχως με το άρθρο 2 παράγραφος 5 του Νόμου 4122/2013, ως «**κτίριο με σχεδόν μηδενική κατανάλωση ενέργειας**» νοείται «κτίριο με πολύ υψηλή ενεργειακή απόδοση, προσδιοριζόμενη σύμφωνα με τη μεθοδολογία υπολογισμού ενεργειακής απόδοσης κτιρίων του Παραρτήματος Ι της Οδηγίας και αντιστοίχως του άρθρου 3 του Νόμου. Η σχεδόν μηδενική ή πολύ χαμηλή ποσότητα ενέργειας που απαιτείται πρέπει να καλύπτεται σε πολύ μεγάλο βαθμό σε ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές, περιλαμβανομένης της ενέργειας που παράγεται επιτόπου ή πλησίον του κτιρίου.» Επομένως, τα κτίρια nZEB θα πρέπει να παράγουν την λίγη πλέον ενέργεια που θα χρειάζονται. Οι λύσεις αυτές πρόκειται να επιβάλλονται στα νέα υπό κατασκευή κτίρια, όμως αυτά αποτελούν ένα πολύ μικρό ποσοστό του υφιστάμενου κτριοκού αποθέματος. Δημιουργείται εύλογα το ερώτημα εάν τα μέτρα αυτά θα μπορούσαν να εφαρμοσθούν και στα υπάρχοντα κτίρια. Δεδομένων των υφιστάμενων περιορισμών και του υψηλού κόστους παρεμβάσεων, φαίνεται ίσως περισσότερο ευνοϊκή η μετατροπή κτιρίων σε ενεργειακά αυτόνομα με τη χρήση ΑΠΕ για τα οποία κτίρια προσφέρεται ούτως ή άλλως η ενεργειακή αυτονόμησή τους λόγω της απόμακρης θέσης τους σε σχέση με τα ενεργειακά δίκτυα (ηλεκτρισμού, φυσικού αερίου), όπως θα εξετασθεί στην παρούσα διπλωματική εργασία.

3 Περιγραφή ενεργειακών αναγκών κατοικίας

3.1 Γενικά στοιχεία

Κατά μέσο όρο, κάθε ελληνικό νοικοκυριό καταναλώνει 13.994 kWh ετησίως, για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του (ΕΛΣΤΑΤ, 2013), οι οποίες αναλύονται ως εξής. Η μέση ετήσια κατανάλωση θερμικής ενέργειας (για θέρμανση χώρου, ζεστό νερό, μαγείρεμα κ.ά.) είναι 10.244 kWh (το 85,9% αφορά ειδικότερα στην θέρμανση χώρων). Οι υπόλοιπες 3.750 kWh αφορούν στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, το 38,4% της οποίας καταναλώνεται για μαγείρεμα. Τα στοιχεία απεικονίζονται ειδικότερα στο Σχήμα 3.1.



Σχήμα 3.1. Μέση ανάλυση ενεργειακής κατανάλωσης κατοικιών στην Ελλάδα (Πηγή ΕΛΣΤΑΤ, 2013).

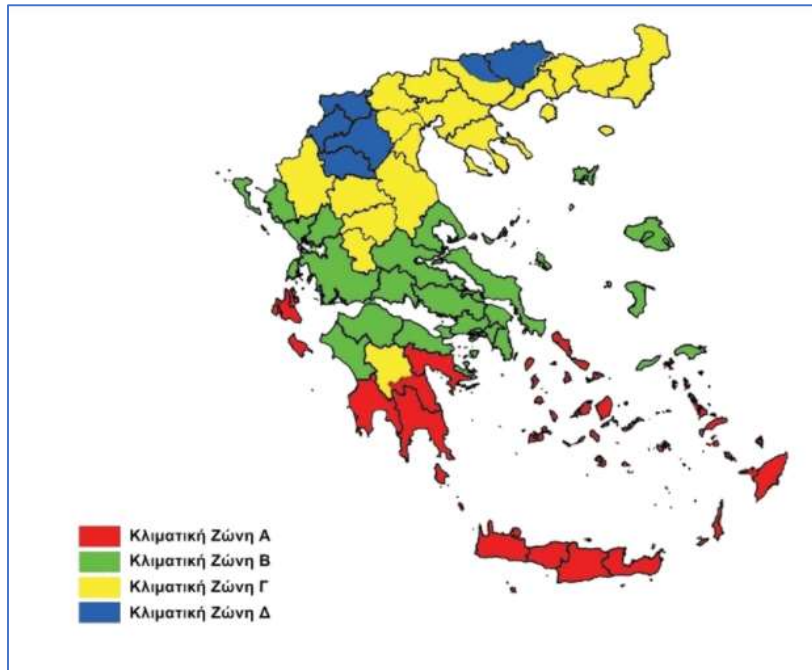
3.1.1 Θέρμανση-ψύξη χώρων

Σύμφωνα με την Κανονισμό Ενεργειακής Απόδοσης Κτιρίων (ΚΕΝΑΚ) η χώρα διακρίνεται σε τέσσερις κλιματικές ζώνες, όπως απεικονίζεται στο Σχήμα 3.2. (ΤΕΕ, 2010). Μεταξύ των ζωνών διαφοροποιούνται οι ανάγκες θέρμανσης και ψύξης, κινούμενοι από την θερμότερη (Α ζώνη) προς την ψυχρότερη (Δ ζώνη). Οι ανάγκες αυτές αντιστοιχούν στις βαθμομέρες θέρμανσης ή ψύξης που εξαρτώνται από τις θερμοκρασίες περιβάλλοντος. Για παράδειγμα, οι βαθμομέρες θέρμανσης ορίζονται από την σχέση

$$BH\theta = \sum [N_{mo} \cdot (T_{av} - T_{\alpha})^+]$$

όπου $BH\theta$ είναι οι βαθμομέρες θέρμανσης
 T_{α} η μέση θερμοκρασία κάθε μήνα (°C)
 T_{av} η θερμοκρασία αναφοράς (°C)
 N_{mo} οι ημέρες του μήνα (days)

Το πρόσημο (+) ως εκθέτης υποδηλώνει ότι προσμετρώνται στο άθροισμα μόνο θετικές τιμές.



Σχήμα 3.2 Οι κλιματικές ζώνες της Ελλάδας (Πηγή ΤΕΕ 2010)

Ανάλογη σχέση ισχύει και για τον ορισμό των βαθμοωρών ψύξης

$$B\Omega\Psi = \sum [M_{mo} \cdot (T_{\alpha} - T_{\alpha\nu})^+]$$

Όπου πλέον θερμοκρασία αναφοράς $T_{\alpha\nu}$ είναι η θερμοκρασία σχεδιασμού του καλοκαιριού (π.χ. 26°C αντί των 18°C που εφαρμόζεται για των χειμώνα. Επίσης, M_{mo} είναι οι ώρες του μήνα που συναντάται η θερμοκρασία T_{α} .

Ενδεικτικές τιμές βαθμοημερών θέρμανσης και βαθμοωρών ψύξης δίνονται στους πίνακες 3.1 και 3.2. Σημειώνεται εδώ ότι σύμφωνα με τον ορισμό των βαθμοημερών, οι ενεργειακές ανάγκες θέρμανσης (ή ψύξης) είναι ανάλογες αυτών. Αυτό εκφράζεται μαθηματικά, για δύο περιοχές με αντίστοιχες ενεργειακές ανάγκες θέρμανσης E_1 E_2 :

$$E_2 = E_1 \cdot \frac{BH\theta_2}{BH\theta_1}$$

Αν και οι ανάγκες θέρμανσης μπορούν να προσεγγιστούν με βάση τις βαθμοημέρες, ο αντίστοιχος υπολογισμός για τις ανάγκες ψύξης είναι ιδιαίτερα σύνθετος καθώς πρέπει να ληφθούν υπόψη ηλιακά κέρδη (αντί της εξωτερικής θερμοκρασίας περιβάλλοντος πρέπει να χρησιμοποιηθεί η θερμοκρασία sol-air, που συνεκτιμά την ηλιακή ακτινοβολία) και τα λανθάνοντα φορτία ψύξης. Για να αποφύγουμε προσεγγίσεις και μειωμένη ακρίβεια στην παρούσα εργασία εφαρμόζουμε σχετικό κώδικα που στηρίζεται στη μεθοδολογία ΚΕΝΑΚ για τον υπολογισμό των φορτίων θέρμανσης και ψύξης των κτιρίων.

Πίνακας 3.1 Βαθμοημέρες θέρμανσης για διάφορες περιοχές της Ελλάδας (Πηγή ΤΕΕ 2010)

Περιοχή/μήνας	ΙΑΝ	ΦΕΒ	ΜΑΡ	ΑΠΡ	ΜΑΙ	ΙΟΥΝ	ΙΟΥΛ	ΑΥΓ	ΣΕΠ	ΟΚΤ	ΝΟΕ	ΔΕΚ
Αθήνα (Ελληνικό)	239	207	177	60	-	-	-	-	-	-	78	186
Αθήνα (Φιλαδέλφεια)	288	244	211	78	-	-	-	-	-	-	126	239
Αγρίνιο	301	246	202	84	-	-	-	-	-	-	144	260
Αγχιάλος	353	288	248	111	-	-	-	-	-	31	177	307
Αλεξανδρούπολη	403	339	301	144	-	-	-	-	-	71	216	341
Αλιάρτος	338	274	229	84	-	-	-	-	-	34	180	291
Ανδραβίδα	267	227	192	96	-	-	-	-	-	-	117	220
Αραξος	242	210	180	84	-	-	-	-	-	-	99	198
Αργος (Πυργέλα)	307	269	229	99	-	-	-	-	-	6	153	264
Αργαστόλι	205	182	161	81	-	-	-	-	-	-	66	161
Αρτα	310	252	202	102	-	-	-	-	-	6	165	276
Δράμα	412	322	248	99	-	-	-	-	-	50	243	372
Έδεσσα	419	330	260	138	-	-	-	-	-	74	258	378
Ζάκυνθος	233	210	192	96	-	-	-	-	-	-	96	195
Ηράκλειο	183	162	140	45	-	-	-	-	-	-	39	133
Θεσσαλονίκη	394	314	254	111	-	-	-	-	-	53	207	344
Ιεράπετρα	158	143	118	30	-	-	-	-	-	-	15	109
Ιωάννινα	412	336	285	168	16	-	-	-	-	93	249	378
Καλαμάτα	242	207	177	84	-	-	-	-	-	-	96	198
Καρδίτσα	419	311	236	123	-	-	-	-	-	59	237	425
Καρπενήσι	440	417	391	222	102	-	-	-	-	174	336	409
Κάρυστος	236	216	174	69	-	-	-	-	-	-	93	195
Καστοριά	490	409	344	195	50	-	-	-	-	143	324	465
Κέρκυρα	257	216	186	90	-	-	-	-	-	-	111	214
Κοζάνη	487	400	344	192	37	-	-	-	-	140	300	437
Κομοτηνή	409	330	291	147	-	-	-	-	-	87	216	341
Κόνιτσα	397	322	264	174	25	-	-	-	-	81	246	360
Κόρινθος (Βέλο)	285	244	202	78	-	-	-	-	-	-	138	245
Κύθηρα	220	199	189	102	-	-	-	-	-	-	66	164
Κως	217	210	183	78	-	-	-	-	-	-	90	174
Λαμία	338	277	226	90	-	-	-	-	-	31	183	304
Λάρισα	397	314	264	120	-	-	-	-	-	53	213	357
Λευκάδα	242	207	164	84	-	-	-	-	-	-	102	202
Λήμνος	329	286	257	126	-	-	-	-	-	37	171	279
Μεθώνη	208	182	158	78	-	-	-	-	-	-	60	158
Μήλος	226	202	189	90	-	-	-	-	-	-	81	174
Μυτιλήνη	264	227	198	72	-	-	-	-	-	-	111	208
Νάξος	183	162	146	57	-	-	-	-	-	-	51	136
Ξάνθη	384	314	260	111	-	-	-	-	-	47	210	344
Πάρος	211	190	158	54	-	-	-	-	-	-	84	177
Πάτρα	248	207	171	72	-	-	-	-	-	-	105	205
Πολύγυρος	406	372	288	168	53	-	-	-	-	90	219	347
Πύργος	260	221	180	84	-	-	-	-	-	-	117	217
Ρέθυμνο	161	143	118	27	-	-	-	-	-	-	21	109
Ρόδος	186	162	133	42	-	-	-	-	-	-	39	140
Σάμος	236	218	180	57	-	-	-	-	-	-	99	186
Σέρρες	434	328	257	108	-	-	-	-	-	71	258	409
Σητεία	180	160	136	42	-	-	-	-	-	-	36	130
Σκύρος	251	218	202	90	-	-	-	-	-	-	102	198
Σούδα	220	196	167	66	-	-	-	-	-	-	72	167

3.1.2 Παραγωγή ζεστού νερού χρήσης

Το φορτίο παραγωγής ΖΝΧ εξαρτάται από τον αριθμό των ατόμων στην κατοικία ή τον αριθμό των υπνοδωματίων και από την εξέλιξη της θερμοκρασίας του νερού του δικτύου. Το τελευταίο μέγεθος δίνεται σε μηνιαία βάση και επομένως θεωρώντας την ημερήσια ζήτηση σε ΖΝΧ ίση με V (L/day) και την αναγκαία θερμοκρασία ΖΝΧ ίση με $T_{ZNΧ}$, το ετήσιο φορτίο $Q_{ZNΧ}$ (kJ) προκύπτει από τη σχέση

$$Q_{ZNΧ} = V \cdot N_{mo} \cdot \rho \cdot C_p \cdot (T_{ZNΧ} - T_{\delta})$$

- όπου ρ είναι η πυκνότητα του νερού (σε kg/L)
 C_p η ειδική θερμότητα του νερού (kJ/kg-K)
 T_{δ} η μέση θερμοκρασία νερού δικτύου κάθε μήνα (°C)
 N_{mo} οι ημέρες του μήνα (days)

Πίνακας 3.2 Βαθμώρες ψύξης για διάφορες περιοχές της Ελλάδας (Πηγή ΤΕΕ 2010)

Περιοχή/μήνας	ΙΑΝ	ΦΕΒ	ΜΑΡ	ΑΠΡ	ΜΑΙ	ΙΟΥΝ	ΙΟΥΛ	ΑΥΓ	ΣΕΠ	ΟΚΤ	ΝΟΕ	ΔΕΚ
Αθήνα (Ελληνικό)	-	-	-	-	-	794	1901	1853	292	-	-	-
Αθήνα (Φιλαδέλφεια)	-	-	-	-	13	1209	2162	1787	363	-	-	-
Αγρίνιο	-	-	-	-	16	909	1535	1488	248	-	-	-
Αγχίαλος	-	-	-	-	-	552	1281	1042	34	-	-	-
Αλεξανδρούπολη	-	-	-	-	-	152	917	808	-	-	-	-
Ανδραβίδα	-	-	-	-	-	324	799	1065	109	-	-	-
Αργος (Πυργέλα)	-	-	-	-	-	945	1813	1572	372	-	-	-
Αργασόλι	-	-	-	-	-	59	626	873	-	-	-	-
Άρτα	-	-	-	-	-	675	1290	1297	137	-	-	-
Ηράκλειο	-	-	-	-	-	12	694	610	18	-	-	-
Θεσσαλονίκη	-	-	-	-	-	526	1211	1058	-	-	-	-
Ιωάννινα	-	-	-	-	-	219	800	675	-	-	-	-
Καλαμάτα	-	-	-	-	-	461	1146	1130	187	-	-	-
Καστοριά	-	-	-	-	-	55	505	369	-	-	-	-
Κέρκυρα	-	-	-	-	-	391	1122	1236	1	-	-	-
Κόρινθος (Βέλο)	-	-	-	-	-	844	1698	1560	236	-	-	-
Λαμία	-	-	-	-	-	921	1496	1181	181	-	-	-
Λάρισα	-	-	-	-	-	951	1563	1221	121	-	-	-
Νάξος	-	-	-	-	-	-	166	100	-	-	-	-
Πύργος	-	-	-	-	-	486	1246	1440	217	-	-	-
Ρόδος	-	-	-	-	-	158	870	1046	161	-	-	-
Σάμος	-	-	-	-	-	771	1867	1782	212	-	-	-
Σέρρες	-	-	-	-	-	688	1344	1158	59	-	-	-
Σητεία	-	-	-	-	-	-	408	350	-	-	-	-
Σκύρος	-	-	-	-	-	-	363	218	-	-	-	-
Σούδα	-	-	-	-	-	497	1276	1051	157	-	-	-
Τανάγρα	-	-	-	-	-	753	1557	1235	128	-	-	-
Τρίκαλα Ημαθ.	-	-	-	-	-	591	1027	830	9	-	-	-
Τυμπάκι	-	-	-	-	-	376	1476	1512	267	-	-	-
Χρυσούπολη	-	-	-	-	-	49	674	559	-	-	-	-

3.1.3 Ηλεκτρισμός για άλλες χρήσεις (φωτισμός, μαγείρεμα, μηχανήματα)

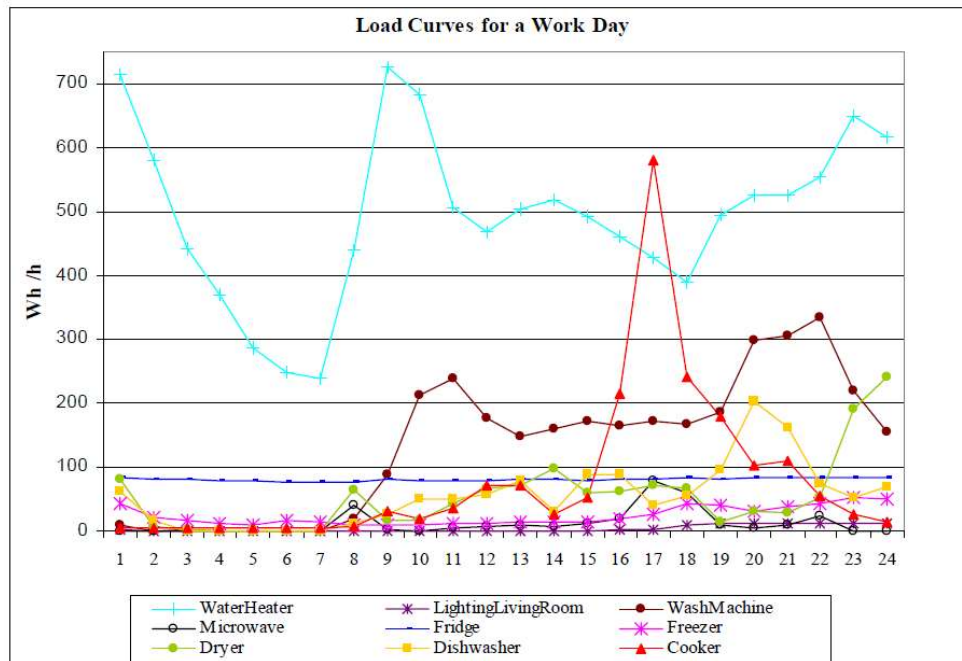
Χρησιμοποιούνται δεδομένα από συστηματική καταγραφή και μελέτη που έγινε στις χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης στα πλαίσια του προγράμματος REMODECE. Καταγράφονται τα φορτία για φωτισμό, θερμαντήρα νερού, ψυγείο, καταψύκτη, μαγείρεμα, φούρνο μικροκυμάτων ειδικότερα, πλυντήριο πιάτων, πλυντήριο ρούχων και ξηραντήριο. Τα προφίλ της κατανάλωσης διακρίνονται σε προφίλ για καθημερινές και προφίλ Σαββατοκύριακου όπως φαίνεται στα Σχήματα 3.3 και 3.4. Τα προφίλ αυτά πέρα από τις ετήσιες καταναλώσεις στις οποίες μπορούν να οδηγήσουν, είναι απαραίτητα για την προδιαγραφή του συστήματος αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας όταν επιχειρείται ενεργειακή αυτονομία της κατοικίας με τη χρήση των μεταβαλλόμενης δυναμικότητας Α.Π.Ε.

3.2 Χωρική ανάλυση της ενεργειακής ζήτησης και κατανάλωσης στη χώρα

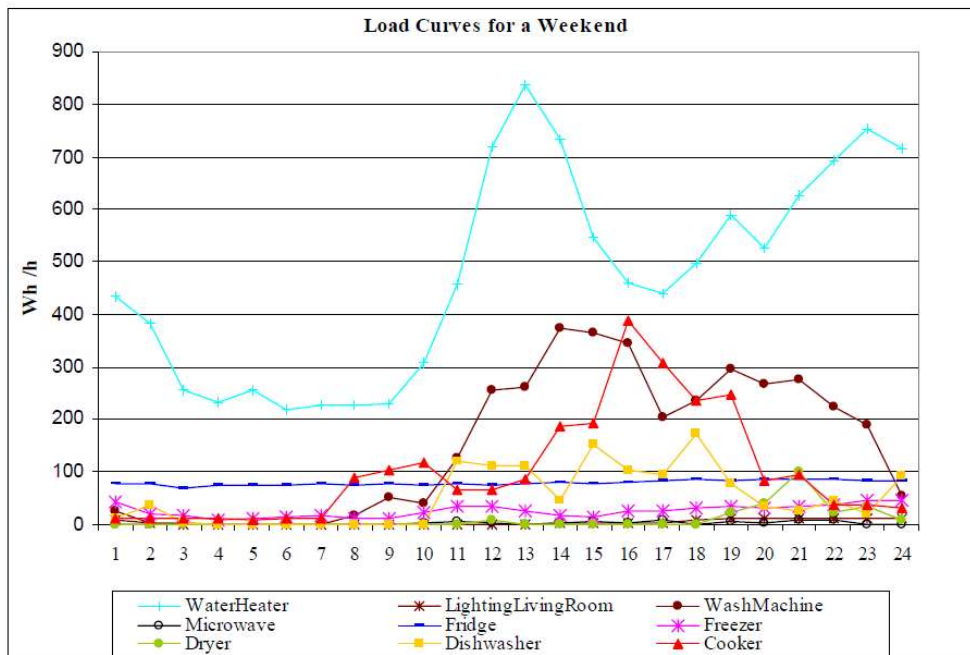
Για την ανάλυση της κατανομής της ζήτησης ενέργειας θέρμανσης ψύξης και ΖΝΧ στη χώρα, θεωρήσαμε μία τυπική κατοικία και με την εφαρμογή της μεθοδολογίας KENAK (με τη χρήση του προγράμματος του ΤΕΕ) υπολογίσαμε τα παραπάνω στοιχεία για όλες τις πόλεις της χώρας που διατίθενται κλιματικά δεδομένα.

Σχετικά με την κατοικία πρόκειται για κατοικία 100 m² όπως αναπτύσσεται λεπτομερώς στο 5^ο κεφάλαιο (βλ. Σχήμα 5.1) η οποία θεωρούμε ότι πληροί τις προδιαγραφές KENAK της Β

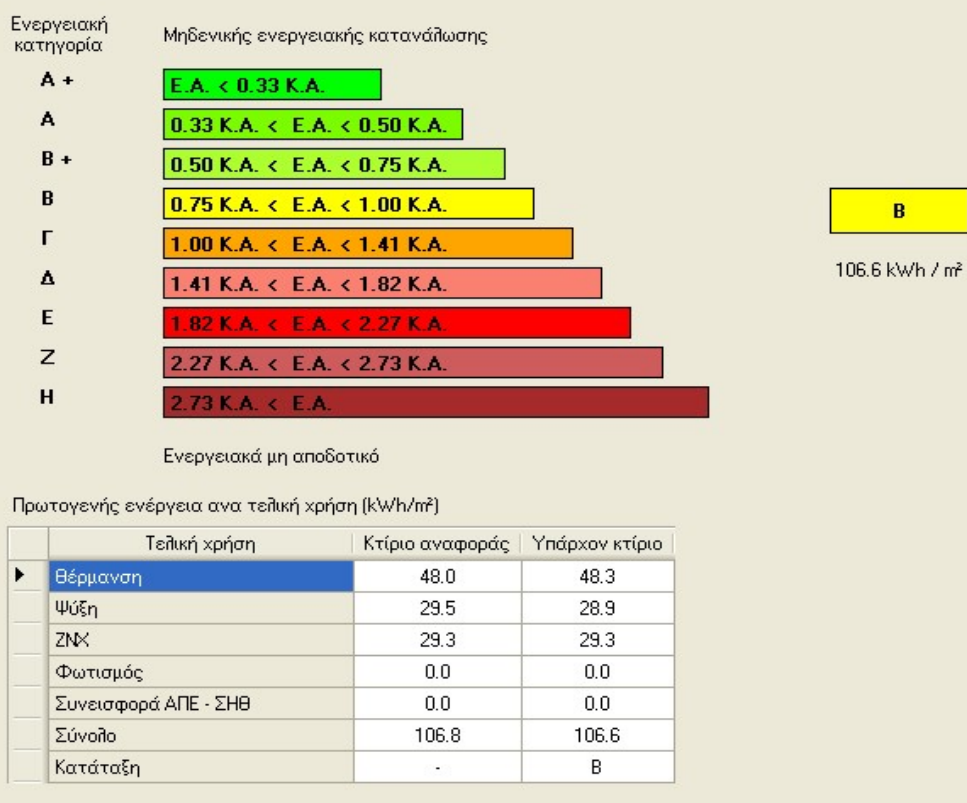
κλιματικής ζώνης. Έτσι, υπολογίζοντας τα στοιχεία π.χ. για την Αθήνα (B ζώνη) η κατοικία κατατάσσεται ενεργειακά στην κλάση B επιτυγχάνοντας το μέγιστο όριο κατανάλωσης της κλάσης αυτής όπως φαίνεται στο Σχήμα 3.5. Τα αναλυτικά στοιχεία των υπολογισμών για το κτίριο στην περίπτωση αυτή δίνονται στο Σχήμα 3.6.



Σχήμα 3.3. Τυπική εξέλιξη των ηλεκτρικών καταναλώσεων κατοικίας για τις καθημερινές (πηγή Grinden and Feilberg, 2008)



Σχήμα 3.4 Τυπική εξέλιξη των ηλεκτρικών καταναλώσεων κατοικίας για τα Σαββατοκύριακα (πηγή Grinden and Feilberg, 2008)



Σχήμα 3.5 Ενεργειακή ταξινόμηση της θεωρούμενης κατοικίας με χρήση κλιματικών στοιχείων Β ζώνης (Αθήνας)

Τα στοιχεία που υπολογίστηκαν για τις διάφορες πόλεις της χώρας συνοψίζονται στον πίνακα 3.3. Στον ίδιο πίνακα σημειώνονται στατιστικές παράμετροι και συγκεκριμένα η μέση τιμή, η ελάχιστη και η μέγιστη τιμή και η τυπική απόκλιση του κάθε μεγέθους. Για την ετήσια ζήτηση σε θέρμανση παρατηρούμε μία σημαντικότερη διακύμανση από 16,8 έως 120,3 kWh/m². Κατά συνέπεια είναι ιδιαίτερα αυξημένη και η τυπική απόκλιση (27,3 kWh/m²) που συνιστά περίπου το 50% της μέσης τιμής (53,6 kWh/m²). Το γεγονός αυτό καταρχήν υποδεικνύει ότι για τη μελέτη αυτονομησης της κατοικίας δεν αρκεί η επιλογή μίας χαρακτηριστικής τοποθεσίας αλλά τουλάχιστον δύο ακραίων περιπτώσεων που θα πρέπει όμως να επιλεγούν κατάλληλα λαμβάνοντας υπόψη και τη ζήτηση σε ψύξη (αλλά και σε ZNX). Οι ανάγκες σε θέρμανση απεικονίζονται ενδεικτικά στο Σχήμα 3.7 όπου διαπιστώνεται ότι οι χαμηλότερες ανάγκες παρατηρούνται σε πόλεις της Κρήτης (ζώνη Α) και οι υψηλότερες σε πόλεις της Μακεδονίας, Ηπείρου κλπ (ζώνης Δ).

Πίνακας 3.3 Ανάγκες θέρμανσης, ψύξης και ZNX ανά περιοχή για την επιλεγμένη κατοικία

ΠΟΛΗ	ΘΕΡΜΑΝΣΗ (kWh/m ² -yr)	ΨΥΞΗ (kWh/m ² -yr)	ZNX (kWh/m ² -yr)	ΣΥΝΟΛΟ (kWh/m ² -yr)
ΑΘΗΝΑ	34,4	56,7	24,7	106,6
ΑΓΡΙΝΙΟ	48,9	50,2	24,7	123,7
ΑΛΕΞΑΝΔΟΥΠΟΛΗ	83,0	35,4	26,7	166,3
ΑΛΙΑΡΤΟΣ	61,0	50,5	24,7	141,0
ΑΝΔΡΑΒΙΔΑ	40,3	43,7	24,7	108,0
ΑΡΑΞΟΣ	36,7	46,7	24,7	104,8
ΑΡΓΟΣ	51,4	50,0	23,2	124,7
ΑΡΓΟΣΤΟΛΙ	28,1	43,3	23,2	88,5

ΑΡΤΑ	51,3	40,3	24,7	121,9
ΒΕΛΟΣ	46,0	57,0	24,7	123,1
ΔΡΑΜΑ	81,4	40,0	28,5	169,5
ΕΔΕΣΣΑ	84,4	31,9	26,7	166,3
ΖΑΚΥΝΘΟΣ	37,2	48,8	23,2	104,5
ΗΡΑΚΛΕΙΟ	22,6	46,6	23,2	82,6
ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗ	76,5	40,0	26,7	159,9
ΙΕΡΑΠΕΤΡΑ	16,8	56,6	23,2	79,1
ΙΟΑΝΝΙΝΑ	89,2	28,8	26,7	171,3
ΚΑΛΑΜΑΤΑ	35,3	45,9	23,2	100,0
ΚΑΡΔΙΤΣΑ	83,1	38,3	26,7	168,0
ΚΑΡΠΕΝΗΣΙ	111,0	15,0	26,7	192,1
ΚΑΡΥΣΤΟΣ	35,7	47,0	24,7	103,6
ΚΑΣΤΟΡΙΑ	112,7	23,5	28,5	202,6
ΚΕΡΚΥΡΑ	40,5	45,5	24,7	109,6
ΚΟΖΑΝΗ	108,3	24,5	28,5	197,1
ΚΟΜΟΤΗΝΗ	82,8	33,3	26,7	164,5
ΚΟΝΙΤΣΑ	82,9	26,7	26,7	161,4
ΚΥΘΗΡΑ	31,5	41,1	23,2	92,2
ΚΩΣ	32,1	42,3	23,2	93,5
ΛΑΜΙΑ	60,5	47,3	24,7	138,8
ΛΑΡΙΣΑ	77,3	43,9	26,7	162,8
ΛΕΥΚΑΔΑ	35,3	39,2	24,7	98,9
ΛΗΜΝΟΣ	62,0	39,7	24,7	137,0
ΜΕΘΩΝΗ	27,3	38,8	23,2	84,9
ΜΗΛΟΣ	35,3	39,4	23,2	96,8
ΜΥΤΙΛΗΝΗ	42,6	47,4	24,7	113,4
ΝΑΞΟΣ	24,0	38,0	23,2	80,2
ΞΑΝΘΗ	76,2	39,6	26,7	159,3
ΠΑΡΟΣ	30,9	40,8	23,2	91,2
ΠΑΤΡΑ	38,2	46,5	24,7	107,0
ΠΟΛΥΓΥΡΟΣ	86,8	26,4	26,7	166,7
ΠΥΡΓΟΣ	38,9	45,2	24,7	106,9
ΡΕΘΥΜΝΟ	18,6	50,7	23,2	79,2
ΡΟΔΟΣ	22,1	51,7	23,2	84,3
ΣΑΜΟΣ	34,7	60,5	23,2	106,4
ΣΕΡΡΕΣ	87,8	38,4	26,7	174,5
ΣΗΤΕΙΑ	21,8	44,8	23,2	80,4
ΣΚΥΡΟΣ	41,1	39,4	24,7	107,9
ΣΟΥΔΑ	30,6	47,6	23,2	94,3
ΣΠΑΡΤΗ	41,5	55,8	23,2	114,1
ΣΥΡΟΣ	26,8	50,1	23,2	89,7
ΤΑΝΑΓΡΑ	57,2	50,7	24,7	135,8
ΤΡΙΚΑΛΑ	75,3	44,5	26,7	160,3
ΤΡΙΠΟΛΗ	85,4	27,8	26,7	164,7
ΤΥΝΜΠΑΚΙ	23,5	55,1	23,2	87,8
ΦΛΩΡΙΝΑ	120,3	20,3	28,5	211,0
ΧΑΛΚΙΔΑ	46,8	56,3	24,7	124,1
ΧΑΝΙΑ	26,4	46,9	23,2	88,0
ΧΙΟΣ	43,4	45,1	24,7	113,3
ΧΡΥΣΟΥΠΟΛΗ	79,7	34,6	26,7	161,0
μεση τιμη	53,6	42,4	24,9	126,2
τυπική αποκλιση	27,3	9,7	1,7	36,4
ελαχιστο	16,8	15,0	23,2	79,1
μεγιστο	120,3	60,5	28,5	211,0

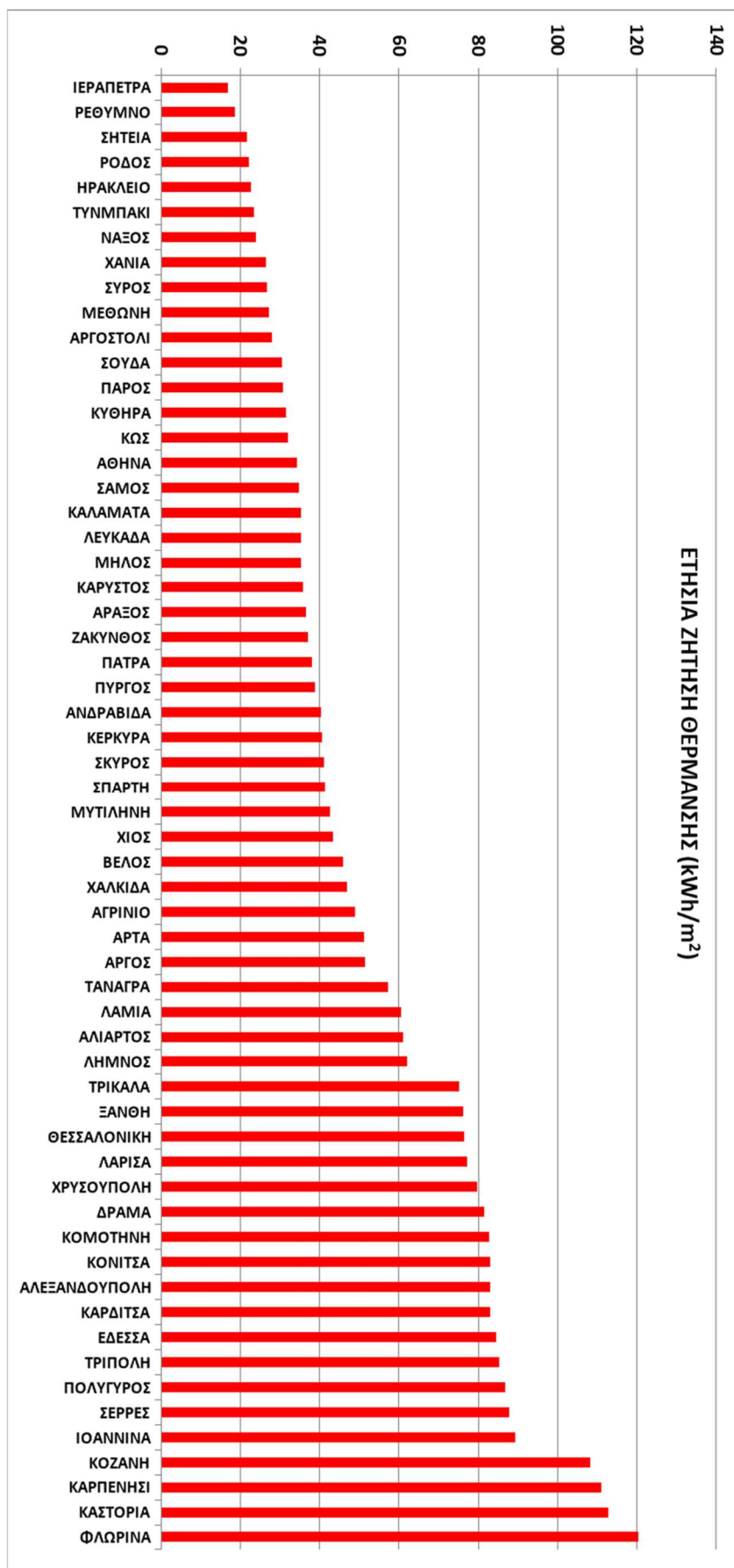
Υπάρχον κτίριο														
Ενεργειακές απαιτήσεις (kWh/m ²)		Ιαν.	Φεβ.	Μαρ.	Απρ.	Μαι.	Ιουν.	Ιουλ.	Αυγ.	Σεπ.	Οκτ.	Νοε.	Δεκ.	Ετήσιο
▶	Θέρμανση	10.5	8.2	5.4	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	7.6	34.4
	Ψύξη	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	12.9	19.1	18.2	4.1	0.0	0.0	0.0	56.7
	Ύγρανση	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	ΖΝΚ	2.7	2.4	2.6	2.2	2.0	1.6	1.5	1.5	1.6	1.9	2.2	2.5	24.7

Ενεργειακή κατανάλωση (kWh/m ²)		Ιαν.	Φεβ.	Μαρ.	Απρ.	Μαι.	Ιουν.	Ιουλ.	Αυγ.	Σεπ.	Οκτ.	Νοε.	Δεκ.	Ετήσιο
▶	Θέρμανση	13.4	10.4	6.9	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.8	9.7	43.9
	Ηλιακή ενέργεια για θέρμανση χώρων	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Ψύξη	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	2.3	3.4	3.2	0.7	0.0	0.0	0.0	10.0
	ΖΝΚ	3.2	2.8	2.9	2.5	2.1	1.5	1.3	1.3	1.5	2.1	2.5	3.0	26.7
	Ηλιακή ενέργεια για ζεστό νερό χρήσης	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.3	0.3	4.7
	Φωτισμός	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Ενέργεια απο φωτοβολταϊκά - ΣΗΘ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Σύνολο	16.5	13.3	9.9	3.1	2.5	3.8	4.7	4.5	2.3	2.1	5.3	12.7	80.6

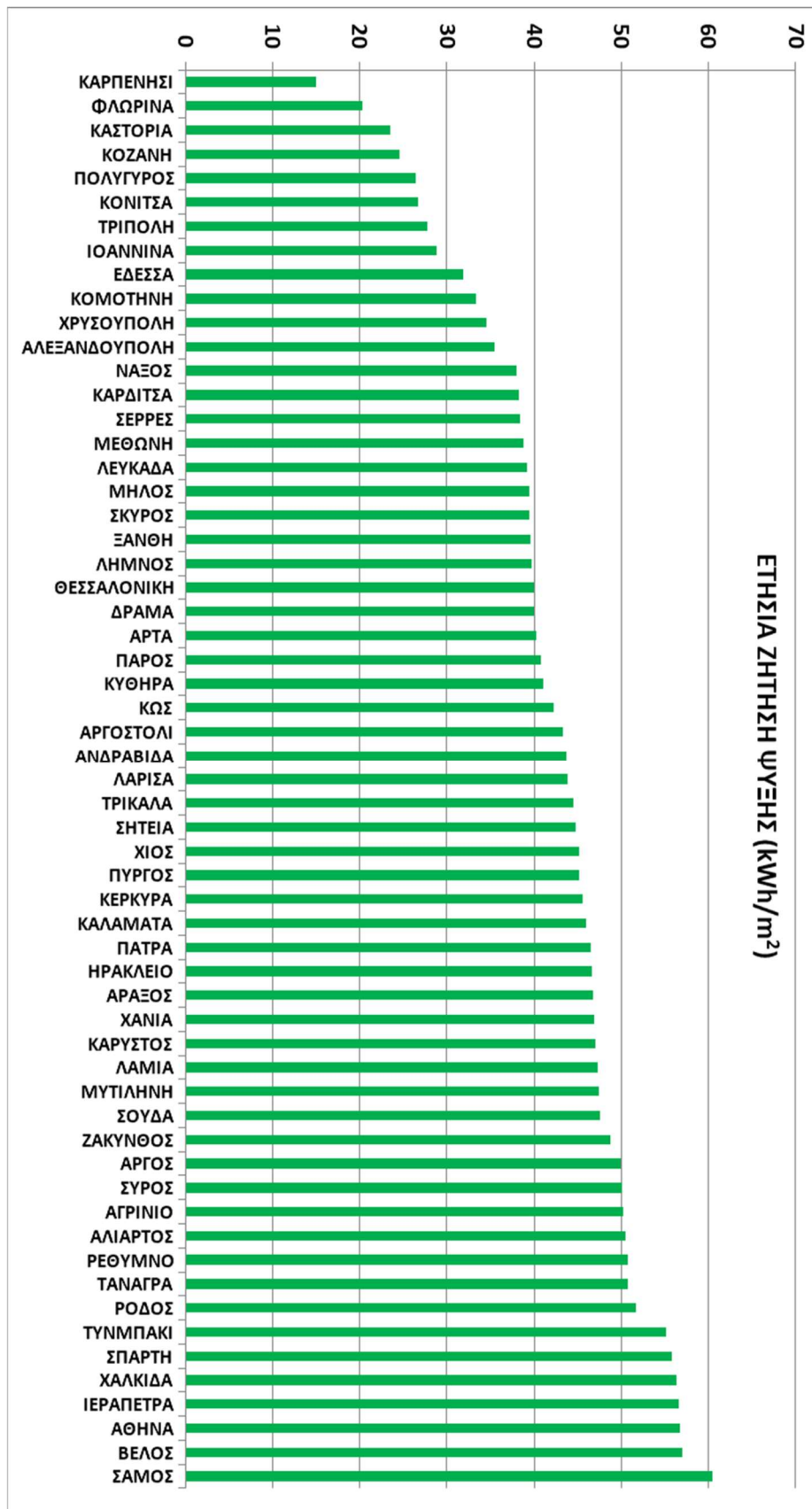
Πηγή ενέργειας		Κατανάλωση καυσίμων (kWh/m ²)	Εκπομπές CO ₂ (kg/m ²)
▶	Ηλεκτρισμός	10.0	9.9
	Πετρέλαιο	70.6	18.6
	Φυσικό αέριο	0.0	0.0
	Άλλα ορυκτά καύσιμα	0.0	0.0
	Ηλιακή	4.7	0.0
	Βιομάζα	0.0	0.0
	Γεωθερμία	0.0	0.0
	Άλλο ΑΠΕ	0.0	0.0
	Σύνολο	80.6	28.5

Σχήμα 3.6 Ενεργειακή ζήτηση και καταναλώσεις του θεωρούμενου κτιρίου για την Αθήνα

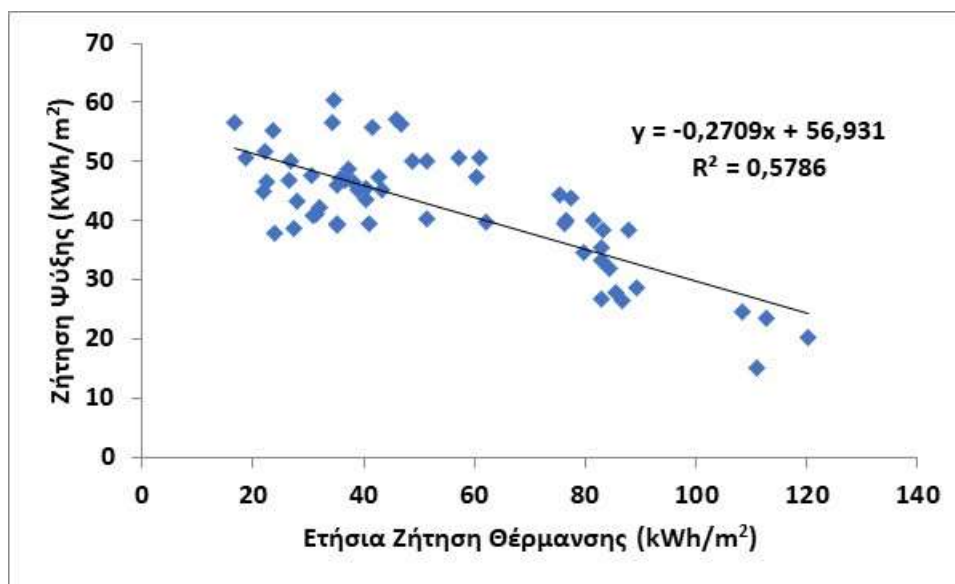
Η μέση ζήτηση για ψύξη υπολογίζεται σε 42,4 kWh/m² με τιμές που κυμαίνονται από 15 kWh/m² έως 60,5 kWh/m² εμφανίζοντας επομένως μικρότερη διακύμανση από την ετήσια ζήτηση θέρμανσης. Πράγματι η τυπική απόκλιση είναι 9,7 kWh/m² φτάνοντας μόλις το 25% της μέσης τιμής. Τα στοιχεία αυτά απεικονίζονται ενδεικτικά στο Σχήμα 3.8 από το οποίο φαίνεται οι χαμηλότερες τιμές να παρατηρούνται στις ίδιες πόλεις της ζώνης Δ που εμφάνιζαν υψηλή ζήτηση θέρμανσης, ενώ δεν συμβαίνει το ίδιο με τις υψηλές τιμές όπου δεν συναντούμε απαραίτητα τις πόλεις της Κρήτης που εμφάνιζαν την χαμηλότερη ζήτηση σε θέρμανση. Αυτό γίνεται φανερό και από την περιορισμένη συσχέτιση μεταξύ της ζήτησης θέρμανσης και ψύξης ($R^2=0,5786$) όπως απεικονίζεται και στο Σχήμα 3.9. Άρα η επιλογή των δύο ακραίων περιπτώσεων χρειάζεται περαιτέρω διερεύνηση.



Σχήμα 3.7 Ζήτηση θέρμανσης για την επιλεγείσα κατοικία για διάφορες πόλεις της χώρας



Σχήμα 3.8 Ετήσια ζήτηση ψύξης για την επιλεγείσα κατοικία για διάφορες πόλεις της χώρας



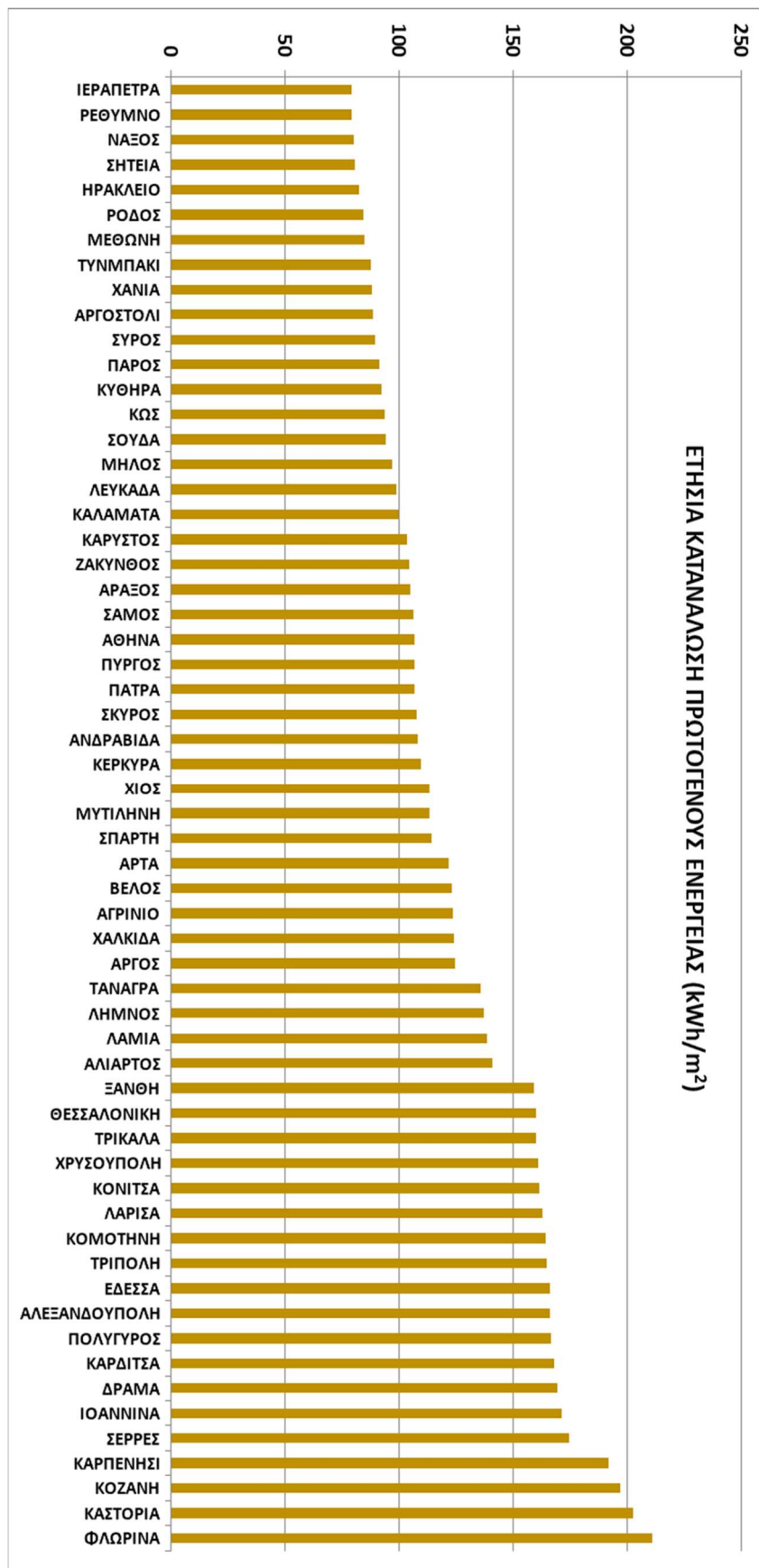
Σχήμα 3.9 Γραμμική συσχέτιση μεταξύ ετήσιας ζήτησης σε θέρμανση και ψύξη για διάφορες πόλεις της χώρας

Η μέση τιμή για το ΖΝΧ είναι $24,9 \text{ kWh/m}^2$ και εμφανίζει πολύ μικρή τυπική απόκλιση (μόλις $1,7 \text{ kWh/m}^2$) που εξηγείται τόσο από την μικρότερη διακύμανση θερμοκρασίας του εδάφους (σε σχέση με του αέρα) όσο και από την μικρή συμμετοχή της διακύμανσης αυτής στο συνολικό φορτίο ΖΝΧ (θέρμανση νερού στους 45°C σε σύγκριση με τους μόλις 20°C που απαιτούνται για την θέρμανση χώρων).

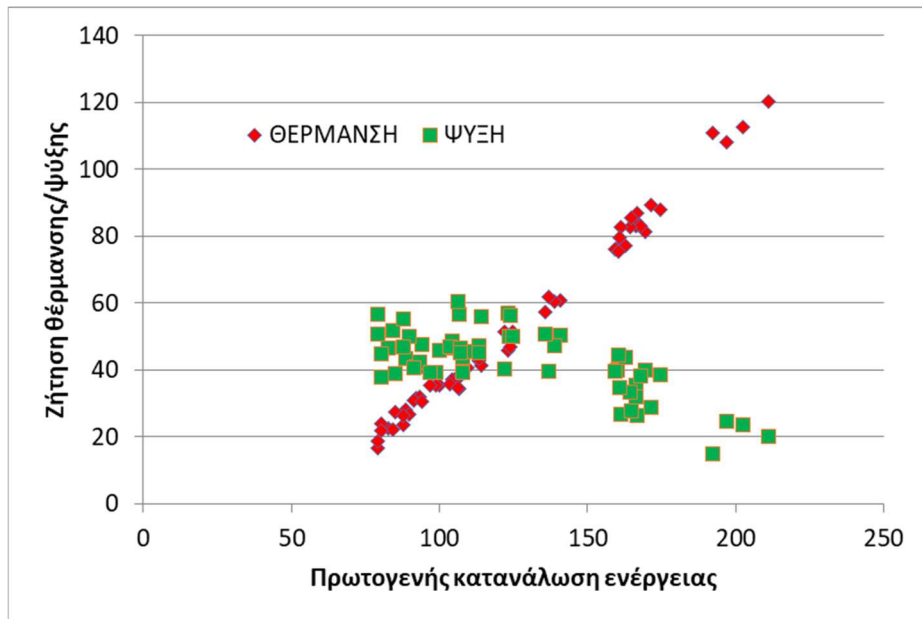
Τέλος η συνολική κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας, όπου συνυπολογίζει όλες τις παραπάνω ζητήσεις ενέργειας, κυμαίνεται από $79,1 \text{ kWh/m}^2$ έως 211 kWh/m^2 με μέση τιμή $126,2 \text{ kWh/m}^2$. Επομένως εμφανίζει σημαντικά μικρότερη διακύμανση από τη ζήτηση θέρμανσης και ψύξης, με τυπική απόκλιση $36,4 \text{ kWh/m}^2$ δηλαδή λιγότερο από το 30% της μέσης τιμής. Οι τιμές αυτές απεικονίζονται ενδεικτικά στο Σχήμα 3.10. Από το σχήμα διαπιστώνουμε και πάλι ότι ακραίες περιπτώσεις αποτελούν η Ιεράπετρα (Κρήτη-ζώνη Α) και η Φλώρινα (Μακεδονία-ζώνη Δ) όπως και στην περίπτωση των αναγκών θέρμανσης. Αυτό ερμηνεύεται με την υψηλότερη συσχέτιση της συνολικής κατανάλωσης πρωτογενούς ενέργειας με την ζήτηση θέρμανσης ($R=0,9948$) συγκριτικά με τη συσχέτιση με τη ζήτηση ψύξης ($R=-0,6933$), όπως απεικονίζεται στο Σχήμα 3.11. Επομένως προτείνεται να εξεταστούν ως δύο ακραίες περιπτώσεις οι:

- ✓ Περίπτωση πόλης στην Κρήτη (**Ιεράπετρα**)
- ✓ Περίπτωση πόλης στην Δ ζώνη (**Φλώρινα**)

όπως προκύπτει τόσο από την ετήσια ζήτηση θέρμανσης όσο και από την ετήσια κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας.



Σχήμα 3.10 Ετήσια κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας για διάφορες πόλεις της χώρας



Σχήμα 3.11 Συσχέτιση της πρωτογενούς κατανάλωσης ενέργειας με τις ζητήσεις σε θέρμανση και σε ψύξη

4 Δυνατότητες αξιοποίησης Α.Π.Ε. για ενεργειακή εξυπηρέτηση κατοικιών

4.1 Ηλιακή ενέργεια

4.1.1 Γενικά περί ηλιακής ενέργειας

Ως ηλιακή ενέργεια ορίζεται η ενέργεια που φθάνει από τον ήλιο στη γή. Η ενέργεια αυτή εκπέμπεται από τον ήλιο λόγω της υψηλής θερμοκρασίας του, και μεταδίδεται μέσα από το διάστημα με ακτινοβολία. Η ισχύς της ηλιακής ακτινοβολίας που φθάνει στη γή είναι κατά μέσο όρο 173×10^{15} W και είναι κατά τάξεις μεγαλύτερη της μέσης ισχύος που απαιτεί η ανθρωπότητα (7×10^{12} W). Πέραν αυτού όμως, η ηλιακή ενέργεια απετέλεσε και αποτελεί τη βασική ενεργειακή πηγή στη γή, καθώς σε αυτήν οφείλεται ο σχηματισμός ή διαθεσιμότητα της πλειονότητας των ενεργειακών πόρων, εξαντλήσιμων και μη. Η ηλικία του ήλιου εκτιμάται ότι είναι περίπου πέντε δισεκατομμύρια έτη, ενώ υπολογίζεται ότι ο ήλιος θα συνεχίσει να εκπέμπει ακτινοβολία με τον ίδιο ρυθμό για άλλα τόσα έτη τουλάχιστον. Επομένως η ηλιακή ενέργεια είναι μία ανανεώσιμη πηγή ενέργειας (Godfrey 1996, Twidell and Weir 1986).

Οι πυρηνικές αντιδράσεις που συμβαίνουν στον ενεργό πυρήνα του Ήλιου (σύντηξη πυρήνων υδρογόνου) οδηγούν σε εσωτερικές θερμοκρασίες της τάξης των 10^7 K και μια εσωτερική ροή ακτινοβολίας, που απορροφάται από τα εξώτερα παθητικά στρώματα με αποτέλεσμα να θερμαίνονται έως τους 5800 K περίπου. Καθίστανται έτσι μια πηγή ακτινοβολίας με σχετικά συνεχές φάσμα, που προσομοιάζει προς αυτό μέλανος σώματος αντίστοιχης θερμοκρασίας. Η ένταση της ακτινοβολίας που φθάνει από τον ήλιο στα ακρότατα όρια της ατμόσφαιρας της γης έχει μέση τιμή 1395 W/m^2 .

Η ακτινοβολία του ήλιου που καταλήγει στην επιφάνεια της γης μπορεί να φθάσει την τιμή 1 kW/m^2 , όταν ο ήλιος είναι στο ζενίθ, και καλύπτει το φάσμα μεταξύ 0,3 και 2,5 μm με αιχμή στα 0,5 μm . Η ακτινοβολία αυτή χαρακτηρίζεται ως μικρού μήκους κύματος και συμπεριλαμβάνει το ορατό φως (0,4 - 0,7 μm), συγκεκριμένα δε κατανέμεται ως εξής:

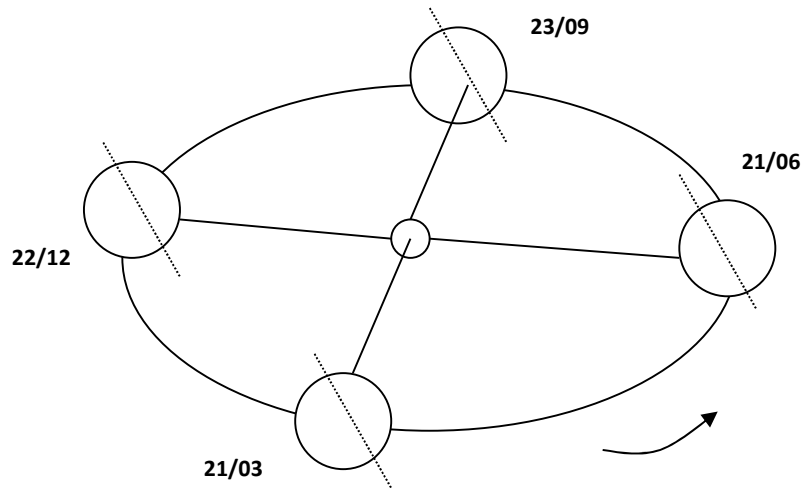
- υπεριώδης ακτινοβολία ($\lambda < 0,4 \mu\text{m}$)	9 %
- ορατό φως ($0,4 \mu\text{m} < \lambda < 0,7 \mu\text{m}$)	45 %
- υπέρυθρη ακτινοβολία ($\lambda > 0,7 \mu\text{m}$)	46 %

Για κατοικημένες περιοχές, η λαμβανόμενη θερμότητα λόγω ακτινοβολίας ποικίλλει από 3 έως $30 \text{ MJ/m}^2\text{-day}$ ανάλογα με την τοποθεσία, την περίοδο του έτους και τις επικρατούσες καιρικές συνθήκες.

Η γη περιστρέφεται περί τον εαυτόν της με γωνιακή ταχύτητα $2\pi \text{ rad}/24 \text{ h}$ (ή $15^\circ/\text{h}$), με αποτέλεσμα και την αντίστοιχη φαινομένη κίνηση του ήλιου. Επίσης, η γη κάνει μια πλήρη περιστροφή περί τον ήλιο εντός ενός έτους, κινούμενη σε επίπεδο με κέντρο τον ήλιο. Ο άξονας της γης διατηρεί σταθερή διεύθυνση κατά την κίνηση της γης περί τον ήλιο, δίχως όμως να είναι κάθετος στο επίπεδο όπου κινείται η γη αλλά έχοντας μια κλίση $\delta_0 = 23,5^\circ$ (βλ. σχ. 4.1). Η κλίση αυτή του άξονα της γης έχει σαν αποτελέσματα:

- τη μεταβλητότητα της γωνίας με την οποία φθάνει η ηλιακή ακτινοβολία σε έναν τόπο στη διάρκεια του έτους (άλλοτε κάθετα και άλλοτε με κλίση)

- την επακόλουθη διακύμανση της ηλιακής ακτινοβολίας στη διάρκεια του έτους (μεγαλύτερη ακτινοβολία όταν φθάνει με μικρότερη κλίση ως προς την κατακόρυφη στον τόπο)
- την ακολουθία των εποχών και την διακύμανση των ωρών ηλιοφάνειας
- τη μεταβλητότητα της θέσης του ήλιου κατά το ηλιακό μεσημέρι (ψηλότερα το καλοκαίρι, χαμηλότερα το χειμώνα κ.λπ.).



Σχήμα 4.1. Κίνηση της γης περί τον ήλιο

Έτσι οι τόποι στο βόρειο ημισφαίριο έχουν χειμώνα και χαμηλές θερμοκρασίες το Δεκέμβριο. Επίσης, την 21/3 και 23/9 συμβαίνει ισημερία, ενώ την 22/12 και 21/6 έχουμε στο βόρειο ημισφαίριο τη μικρότερη και μεγαλύτερη μέρα, αντίστοιχα. Για τον ίδιο λόγο (κλίση του άξονα της γης προς το επίπεδο περιστροφής περί τον ήλιο) ο ήλιος δεν ανατέλλει πάντα από την Ανατολή ούτε δύει ακριβώς προς τη Δύση. Η παραπάνω κατεύθυνση κίνησης συμβαίνει μόνο τις δύο μέρες του χρόνου που υπάρχει ισημερία, ενώ στο μεσοδιάστημα ο ήλιος κινείται νοτιότερα τη χειμερινή περίοδο (ώστε ανατέλλει από ΝΑ κατεύθυνση και δύει προς ΝΔ κατεύθυνση), και κινείται βορειότερα την καλοκαιρινή περίοδο (από 21/3 έως 21/6) ανατέλλοντας από ΒΑ και δύοντας ΒΔ. Για τον ίδιο λόγο (κλίση του άξονα της γης ως προς το επίπεδο περιστροφής) ο ήλιος δεν ανατέλλει πάντα από την Ανατολή αλλά μόνο κατά τις ισημερίες, ενώ το χειμώνα η τροχιά του είναι μετατοπισμένη νοτιότερα (ώστε ανατέλλει από περίπου ΝΑ και δύει περίπου ΝΔ) ενώ το καλοκαίρι βορειότερα (ώστε ανατέλλει περίπου ΒΑ και δύει ΒΔ).

Η ακτινοβολία που καταλήγει σε μια επιφάνεια κάθετη στην ηλιακή ακτινοβολία, έρχεται άμεσα από τον ήλιο ή καταλήγει σε αυτήν από διάχυση της ηλιακής ακτινοβολίας σε σύννεφα ή σκόνη της ατμόσφαιρας. Ακόμα και σε ημέρα με πλήρη ηλιοφάνεια υπάρχει διάχυση της ακτινοβολίας, και το πηλίκο μεταξύ της άμεσης και της από διάχυση ακτινοβολίας κυμαίνεται από 0,9 για καθαρή ημέρα, έως 0,0 για τελείως νεφελώδη ημέρα. Συχνά εγείρεται το πρόβλημα ποιά πρέπει να είναι η τοποθέτηση-προσανατολισμός ενός ηλιακού συλλέκτη ώστε να επιτυγχάνεται η μέγιστη απόληψη της ηλιακής ακτινοβολίας. Ο συλλέκτης τοποθετείται ώστε να κοιτά τον ισημερινό (με νότιο προσανατολισμό δηλαδή, για την Ελλάδα και γενικά το βόρειο ημισφαίριο), και για μεγιστοποίηση της ετήσια λαμβανόμενης ακτινοβολίας τοποθετείται με κλίση θ (η γωνία που σχηματίζει ο συλλέκτης

με το οριζόντιο επίπεδο) ίση προς το γεωγραφικό πλάτος L της θέσης. Είναι πιθανόν όμως να ενδιαφέρει η μεγιστοποίηση της απόδοσης του συλλέκτη το χειμώνα μόνο ή το καλοκαίρι. Γενικότερα, η βέλτιστη κλίση του συλλέκτη μπορεί να δίνεται από τις εξής σχέσεις :

$\beta = 0,86 \times (L + 1)$	εάν ενδιαφέρει η μεγιστοποίηση της ετήσια απολαμβανόμενης ακτινοβολίας
$\beta = 0,82 \times L + 25$	εάν ενδιαφέρει η μεγιστοποίηση της απολαμβανόμενης ακτινοβολίας το χειμώνα
$\beta = L - 17$	εάν ενδιαφέρει η μεγιστοποίηση της απολαμβανόμενης ακτινοβολίας το καλοκαίρι

4.1.2 Εφαρμογές της ηλιακής ενέργειας

Ανάλογα με την μετατροπή της ηλιακής ενέργειας για τελική χρήση της, τα συστήματα αξιοποίησής της διακρίνονται στα (α) παθητικά ηλιακά συστήματα, στα οποία συμβαίνει άμεση απολαβή της ηλιακής ακτινοβολίας, δίχως προηγούμενη μετατροπή της, (β) ενεργητικά ηλιακά συστήματα, όπου συλλέγεται η ηλιακή ακτινοβολία με μετατροπή της σε θερμότητα, και ακολούθως αξιοποιείται η τελευταία (θερμική μετατροπή) και (γ) φωτοβολταϊκά συστήματα, στα οποία η προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία μετατρέπεται σε ηλεκτρισμό για περαιτέρω χρήση της.

Τα **παθητικά ηλιακά συστήματα** ενσωματώνονται κυρίως στις κατασκευές κτιρίων για εξυπηρέτηση των θερμικών φορτίων του χειμώνα και συνιστούν εξελιγμένες και οικονομικές τεχνολογίες. Ενεργητικά ηλιακά συστήματα μπορούν να χρησιμοποιούνται τόσο σε οικιακές όσο και σε βιομηχανικές εφαρμογές. Έτσι, η θέρμανση νερού χρήσης αποτελεί μια οικονομική και ήδη διαδεδομένη τεχνολογία, ενώ αντίθετα η ηλιακή θέρμανση οικιών δεν παρουσιάζει για την ώρα ιδιαίτερο οικονομικό ενδιαφέρον. Σημαντικό οικονομικό ενδιαφέρον πλέον παρουσιάζει και η παραγωγή ηλεκτρισμού με φωτοβολταϊκά συστήματα, ιδιαίτερα αν απαιτείται για περιοχές όπου δεν είναι οικονομικά δυνατόν να επεκταθεί το δίκτυο (π.χ. απομονωμένες κατοικίες, φωτισμός φάρων, κίνηση αντλιών για άρδευση, συστήματα πυρανίχνευσης σε δάση, ηλεκτροδότηση καταφυγίων, δορυφόρων κ.ό.κ.). Η ηλιακή παθητική σχεδίαση κτιρίων έχει στόχο την κατάλληλη διάταξη της μάζας (M), της εκτεθειμένης στον ήλιο επιφάνειας (A) και της θερμικής αντίστασης (R) του κτιρίου ώστε αυτό να επιτυγχάνει το βέλτιστο ηλιακό όφελος. Πρώτο βήμα της αποτελεί η μόνωση του κτιρίου (αύξηση του R), συμπεριλαμβανομένης της αποφυγής αερισμών και του ελεγχόμενου εξαερισμού με ανάκτηση θερμότητας. Σε νέα κτίρια, η κατάλληλη τοποθέτηση και προσανατολισμός των παραθύρων μπορεί να μεγιστοποιεί την προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία (γινόμενο $G \times A$). Οι επιφάνειες στις οποίες προσπίπτει η ηλιακή ακτινοβολία μέσα στο σπίτι θα πρέπει να έχουν σκούρο χρώμα με $\alpha > 0,9$, ενώ τέλος το σπίτι θα πρέπει να έχει ογκώδεις εσωτερικούς τοίχους (μεγάλο M) ώστε να περιορίζονται οι ημερήσιες διακυμάνσεις της θερμοκρασίας του. Χαρακτηριστικές τεχνικές παθητικών ηλιακών συστημάτων είναι τα μεγάλα παράθυρα με προσανατολισμό προς τον νότο, η προσκόλληση υαλόφρακτων χώρων (ως θερμοκήπια) για παγίδευση της ηλιακής ακτινοβολίας, ο τοίχος Trombe (τοίχος πάχους 30 cm με εξωτερικό γυάλινο κάλυμμα και με θυρίδες εξαερισμού στο άνω και κάτω άκρο του) κ.ό.κ.

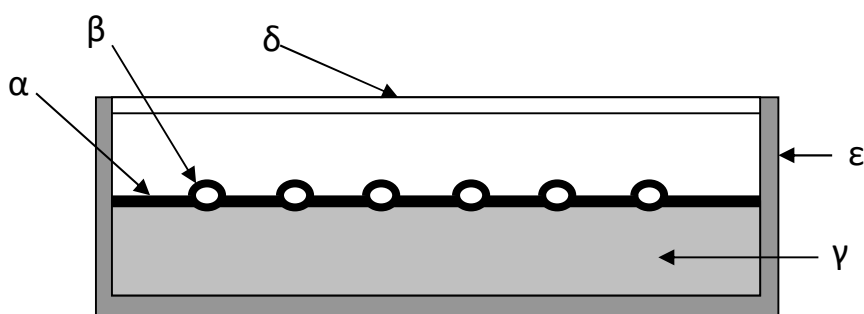
Τα **ενεργητικά ηλιακά συστήματα** χρησιμοποιούν ηλιακούς συλλέκτες για να λαμβάνουν το κατά το δυνατόν μεγαλύτερο μέρος από την προσπίπτουσα σε αυτούς ηλιακή ακτινοβολία. Οι ηλιακοί συλλέκτες συμπεριλαμβάνουν (βλ. Σχήμα 4.2):

- (α) μια απορροφητική επιφάνεια (η πλάκα του συλλέκτη) και είναι μεταλλική ειδικά επεξεργασμένη ή βαμμένη με ειδική βαφή
- (β) τους σωλήνες ή τους αεραγωγούς που είναι σε επαφή με την απορροφητική πλάκα και μέσα στους οποίους κυκλοφορεί ρευστό που απάγει τη θερμότητα από την πλάκα
- (γ) την μόνωση στην πίσω και στις πλάγιες πλευρές του συλλέκτη
- (δ) την διάφανη επικάλυψη προς την πλευρά που είναι εκτεθειμένη στον ήλιο, και που αποτελείται από μία ή δύο γυάλινες ή πλαστικές επιφάνειες για την παγίδευση της ηλιακής ακτινοβολίας (φαινόμενο θερμοκηπίου) και
- (ε) το περίβλημα που ενοποιεί την κατασκευή και προστατεύει το συλλέκτη.

Στο συλλέκτη ισχύει η σχέση :

$$P_o = \tau_{καλ} \cdot \alpha_{απορ} \cdot A_{απορ} \cdot G - \left\{ (T_{απορ} - T_{περ}) / R_{απωλ} \right\}$$

όπου P_o (W) είναι η απολαμβανόμενη θερμότητα από τον απορροφητήρα του συλλέκτη, $\tau_{καλ}$ είναι η διαπερατότητα του καλύμματος, $\alpha_{απορ}$ είναι η απορροφητικότητα της απορροφητικής επιφάνειας, $A_{απορ}$ η επιφάνεια του απορροφητήρα (δηλ. του συλλέκτη) (m^2), G είναι η ακτινοβολία που προσπίπτει κάθετα στο συλλέκτη (W/m^2), $T_{απορ}$ είναι η θερμοκρασία της απορροφητικής επιφάνειας ($^{\circ}C$), $T_{περ}$ η θερμοκρασία του περιβάλλοντος ($^{\circ}C$) και $R_{απωλ}$ είναι η θερμική αντίσταση ($^{\circ}C/W$) στη ροή θερμότητας από τον απορροφητήρα στο περιβάλλον.



Σχήμα 4.2. Σχηματική παρουσίαση επίπεδου ηλιακού συλλέκτη (α) απορροφητική επιφάνεια (β) σωλήνες κυκλοφορίας ρευστού (γ) μόνωση (δ) διάφανη κάλυψη (ε) περίβλημα

Η θερμική αντίσταση είναι αντιστρόφως ανάλογη της επιφάνειας του απορροφητήρα, ώστε:

$$R_{απωλ} = r_{απωλ} / A_{απορ}$$

όπου $r_{απωλ}$ είναι τώρα η ανά μονάδα επιφανείας θερμική αντίσταση ($^{\circ}C \cdot m^2 / W$) στη ροή θερμότητας από τον απορροφητήρα στο περιβάλλον.

Όταν ο συλλέκτης διαρρέεται από ρευστό παροχής m και ειδικής θερμότητας c_p , τούτο λαμβάνει θερμότητα $P_{\omega\phi}$ αυξάνοντας τη θερμοκρασία του από T_1 σε T_2 . Σε ένα καλά σχεδιασμένο συλλέκτη η $P_{\omega\phi}$ προσεγγίζει την P_o , και η $T_{\text{απορ}}$ δεν απέχει σημαντικά από τη μέση θερμοκρασία του ρευστού. Ισχύουν επομένως οι σχέσεις:

$$P_{\omega\phi} = n_{\text{απορ}} \cdot P_o$$

$$P_{\omega\phi} = m \cdot c_p \cdot (T_1 - T_2)$$

ώστε:

$$P_{\omega\phi} = n_{\text{απορ}} \cdot \tau_{\text{καλ}} \cdot \alpha_{\text{απορ}} \cdot A_{\text{απορ}} \cdot G - n_{\text{απορ}} \cdot A_{\text{απορ}} \cdot \left\{ (T_{\text{απορ}} - T_{\text{περ}}) / r_{\text{απωλ}} \right\}$$

Η απόδοση του συλλέκτη δίνεται από τη σχέση:

$$n_{\text{συνλ}} = P_{\omega\phi} / (A_{\text{απορ}} \cdot G)$$

$$n_{\text{συνλ}} = (n_{\text{απορ}} \cdot \tau_{\text{καλ}} \cdot \alpha_{\text{απορ}}) - \left(n_{\text{απορ}} / r_{\text{απωλ}} \right) \cdot \left\{ (T_{\text{απορ}} - T_{\text{περ}}) / G \right\}$$

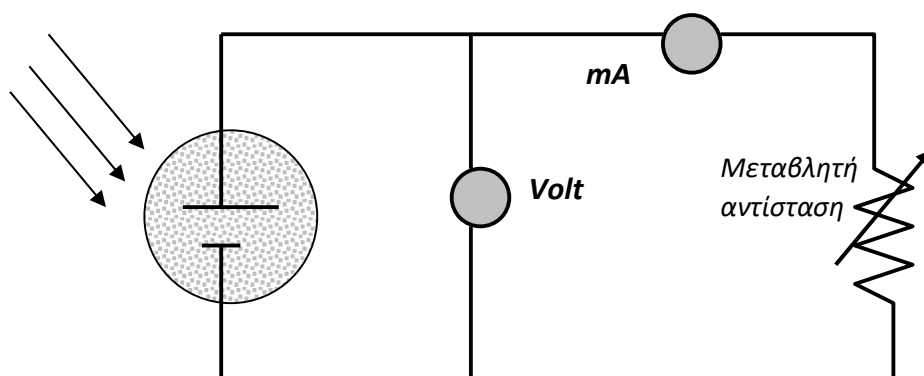
Η τελευταία είναι γραμμική σχέση της απόδοσης ως προς $\{ (T_{\text{απορ}} - T_{\text{περ}}) / G \}$ ώστε κατόπιν μετρήσεων και στατιστικής επεξεργασίας μπορούν εύκολα να βρεθούν οι βασικές παράμετροι του συλλέκτη (i) $(n_{\text{απορ}} \times \tau_{\text{καλ}} \times \alpha_{\text{απορ}}) = F_R \cdot (\tau\alpha)$ και (ii) $(n_{\text{απορ}} / r_{\text{απωλ}}) = F_R \cdot U_L$. Σημειώνεται ότι η θερμοκρασία της απορροφητικής επιφάνειας αποδίδεται προσεγγιστικά από τη μέση θερμοκρασία του ρευστού στο συλλέκτη. Διακρίνονται οι τύποι συλλεκτών : (α) με ένα τζάμι (β) με δύο τζάμια (για λιγότερες θερμικές απώλειες) (γ) σωλήνες κενού (για ακόμα μικρότερες θερμικές απώλειες και για επίτευξη υψηλών θερμοκρασιών, έως 150°C) και (δ) πλαστικοί συλλέκτες δίχως τζάμι (οικονομικοί συλλέκτες για θέρμανση σε χαμηλή θερμοκρασία).

Τα **φωτοβολταϊκά συστήματα** απαρτίζονται από ΦΒ κύτταρα που συντίθενται από κατάλληλους συνδυασμούς ημιαγωγών και μετατρέπουν απευθείας χωρίς κινούμενα μέρη την ηλιακή ενέργεια σε ηλεκτρική. Η ισχύς που παράγεται από ένα φωτοβολταϊκό κύτταρο είναι περίπου 16% της ισχύος της προσπίπτουσας ηλιακής ακτινοβολίας (η θεωρητική μέγιστη απόδοση είναι περίπου 33%).

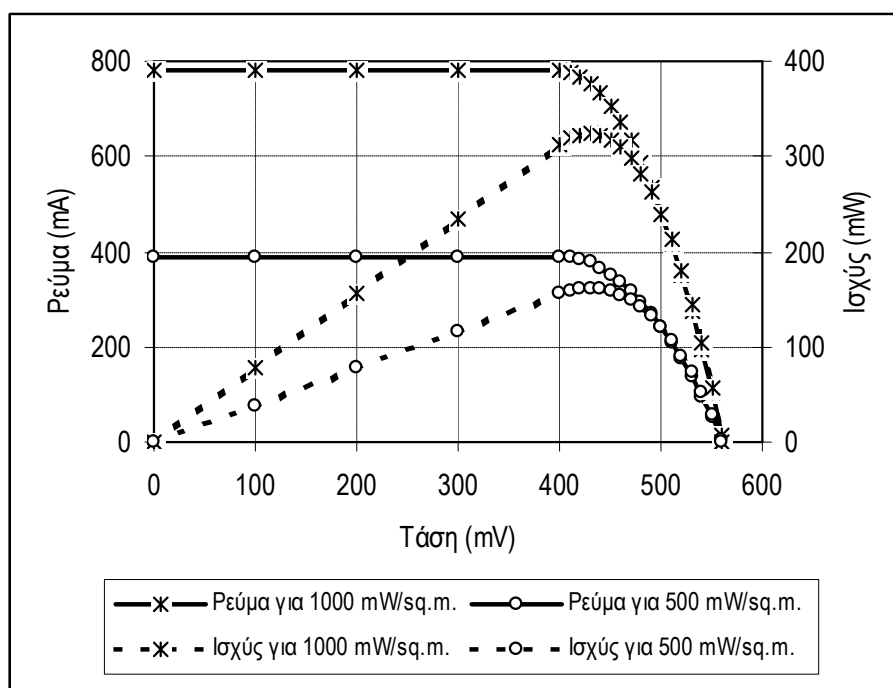
Τα φωτοβολταϊκά κύτταρα (ή στοιχεία) ή ηλιακά κύτταρα είναι πηγές ρεύματος, το οποίο ρεύμα προκαλείται από την απορρόφηση της ηλιακής ακτινοβολίας, και επομένως ο όρος αυτός είναι πλέον κατάλληλος (πηγή ρεύματος) παρά του όρου πηγή τάσης που χρησιμοποιείται για τα ηλεκτροχημικά στοιχεία. Η πλειονότητα των φωτοβολταϊκών στοιχείων είναι ημιαγωγοί πυριτίου, που πρωτοπαράχθηκαν το 1954 και αναπτύχθηκαν γρήγορα για την ηλεκτροδότηση δορυφόρων. Με το κύκλωμα του Σχήματος 4.3 μπορούν να υπολογισθούν τα χαρακτηριστικά ρεύματος - τάσης του φωτοβολταϊκού στοιχείου. Με την εφαρμογή μεταβλητής αντίστασης, αλλά και φωτισμού, προκύπτουν οι καμπύλες του Σχήματος 4.4. Από τις καμπύλες προκύπτουν τα εξής συμπεράσματα:

- ♦ Το ρεύμα είναι περίπου σταθερό μέχρι την τιμή της μέγιστης ισχύος (χαρακτηρίζονται ως πηγές ρεύματος, παρά τάσης).

- ◆ Το ρεύμα βραχυκυκλώσεως έχει τιμή παραπλήσια του ρεύματος λειτουργίας, ώστε δεν υπάρχει κίνδυνος καταστροφής του στοιχείου στην περίπτωση βραχυκυκλώματος, και μπορεί να λειτουργεί δίχως επίβλεψη.
- ◆ Η μέγιστη τάση ανοικτού κυκλώματος είναι λίγο μεγαλύτερη από την τάση λειτουργίας (μέγιστης ισχύος).
- ◆ Η μέγιστη ισχύς παρέχεται στα περίπου 0,45 Volt για μέγιστη ηλιακή ακτινοβολία (1.000 mW/m²). Από τα στοιχεία του ίδιου σχήματος μπορεί να διαπιστωθεί πως και σε χαμηλότερη ακτινοβολία (π.χ. 500 mW/m²) η μέγιστη ισχύς παρέχεται στην ίδια περίπου (λίγο μικρότερη) τάση.
- ◆ Το ρεύμα λειτουργίας είναι ανάλογο της έντασης της προσπίπτουσας ακτινοβολίας.



Σχήμα 4.3. Κύκλωμα υπολογισμού χαρακτηριστικών φωτοβολταϊκού στοιχείου



Σχήμα 4.4. Συμπεριφορά φωτοβολταϊκού κυττάρου για διάφορα φορτία και για δύο επίπεδα προσπίπτουσας ακτινοβολίας, 500 και 1000 mW/m².

4.2 Αιολική ενέργεια

Ο άνεμος είναι ρεύμα αέρα που προκαλείται από τις διαφορές θερμοκρασιών του αέρα της ατμόσφαιρας. Για παράδειγμα, κατά την ημέρα ο ήλιος μπορεί να θερμαίνει το έδαφος που με τη σειρά του θερμαίνει τον αέρα που βρίσκεται σε επαφή με αυτό. Ο θερμός αέρας που δημιουργείται έτσι διαστέλλεται, γίνεται ελαφρύτερος επομένως και κινείται προς τα πάνω (ανοδικό ρεύμα). Η χαμηλή πίεση κάτω από τον ανερχόμενο αέρα προκαλεί την κίνηση ψυχρού αέρα προς το σημείο αυτό και από κάθε κατεύθυνση. Η κινητική ενέργεια των ανέμων ορίζεται ως Αιολική Ενέργεια. Παγκόσμια υπάρχουν σημαντικότερες διαφορές θερμοκρασιών καθώς οι τροπικές περιοχές μπορούν να έχουν θερμοκρασίες πάνω από 38°C όταν στις πολικές περιοχές οι θερμοκρασίες μπορούν να είναι πολύ κάτω του 0°C. Οι διαφορές αυτές οφείλονται κυρίως στη διαφορετική γωνία υπό την οποία προσπίπτουν οι ακτίνες του ήλιου καθώς π.χ. η ακτινοβολία που προσπίπτει υπό μικρότερη γωνία στους πόλους ανακλάται κυρίως προς το διάστημα. Σαν αποτέλεσμα, ζεστός ελαφρύς αέρας από τις τροπικές περιοχές ανυψώνεται και κινείται προς του πόλους, ενώ ταυτόχρονα βαρύτερος αέρας από τους πόλους κινείται, κάτω από το ζεστό αέρα, προς τον ισημερινό (πλανητικός άνεμος) (Twidell and Weir 1986, Walker and Jenkins 1997).

Πέραν των πλανητικών ανέμων, σχηματίζονται άνεμοι λόγω τοπικών διαφορών θερμοκρασίας ή λόγω της τοπογραφίας (τοπικοί άνεμοι). Στην κατηγορία αυτή ανήκει η ψυχρή αύρα από τη θάλασσα κατά την ημέρα, ή από τη στεριά προς τη θάλασσα κατά τη νύκτα, επειδή ακριβώς η στεριά ζεσταίνεται περισσότερο κατά την ημέρα από τον ήλιο (η θάλασσα έχει μεγάλη θερμοχωρητικότητα ώστε δεν μεταβάλλεται σημαντικά η θερμοκρασία της) και αντίστοιχα επειδή η θάλασσα ψύχεται αργότερα και άρα διατηρεί τη θερμοκρασία της κατά τη νύκτα. Επίσης, σε μορφολογία με βουνά και κοιλάδες και λόγω της ανομοιομορφής θέρμανσης των κλιτύων και του πυθμένα της κοιλάδας, συναντώνται στις κλιτείες θερμοί ανερχόμενοι άνεμοι κατά την ημέρα και ψυχροί κατερχόμενοι κατά τη νύκτα. Σε παραθαλάσσιες θέσεις η ταχύτητα του ανέμου μπορεί να είναι κατά 0,5 m/s μεγαλύτερη από γειτονικές ηπειρωτικές θέσεις. Τα περάσματα σε ορεινές περιοχές είναι συχνά θέσεις υψηλού δυναμικού αιολικής ενέργειας, ειδικότερα εάν το άνοιγμά τους είναι κατά την κατεύθυνση του επικρατούντος ανέμου. Στην κορυφή λοφοσειρών που εκτείνονται κάθετα προς τον επικρατούντα άνεμο, παρατηρείται αυξημένη ταχύτητα ανέμου (π.χ. έως και διπλάσια) λόγω της πύκνωσης των ροϊκών γραμμών που επιβάλλει η στένωση της διαθέσιμης επιφάνειας ροής από την έξαρση της λοφοσειράς.

Για την εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας χρησιμοποιούνται ανεμογεννήτριες που εκθέτουν έναν δρομέα (πτερωτή τύπου έλικας, με ένα ή περισσότερα πτερύγια) στο ρεύμα του ανέμου, λαμβάνοντας έτσι μέρος της κινητικής ενέργειάς του, με αποτέλεσμα την περιστροφική κίνηση του δρομέα. Η περιστροφική κίνηση μπορεί να αξιοποιείται άμεσα π.χ. για την άντληση νερού από πηγάδι, την άλεση σιτηρών κλπ. ή να μετατρέπεται με γεννήτρια σε ηλεκτρική ενέργεια.

Η ισχύς P (W) που μεταφέρει ρεύμα αέρα ταχύτητας w (m/s) και πυκνότητας ρ (kg/m³) που προσπίπτει κάθετα σε επιφάνεια A (m²) (π.χ. η επιφάνεια που σαρώνει ο δρομέας ανεμοκινητήρα) υπολογίζεται από τη σχέση :

$$P = 1/2 \cdot \rho \cdot w^3 \cdot A$$

όπως προκύπτει από την κινητική ενέργεια του ρεύματος ($\frac{1}{2} w^2$). Η πυκνότητα του αέρα είναι μια συνάρτηση της πίεσής του και της θερμοκρασίας του:

$$\rho = \rho_0 \cdot \left(\frac{288 \cdot B}{760 \cdot T} \right)$$

όπου $\rho_0 = 1,226 \text{ kg/m}^3$ (η πυκνότητα του αέρα σε συνήθεις συνθήκες, δηλαδή θερμοκρασία 288 K, πίεση 760 mmHg), B η βαρομετρική πίεση σε mmHg και T η απόλυτη θερμοκρασία, όπου και οι δύο αυτές παράμετροι μεταβάλλονται με το υψόμετρο. Για το επίπεδο της θάλασσας μπορεί να θεωρείται μια τυπική τιμή $\rho=1,2 \text{ kg/m}^3$.

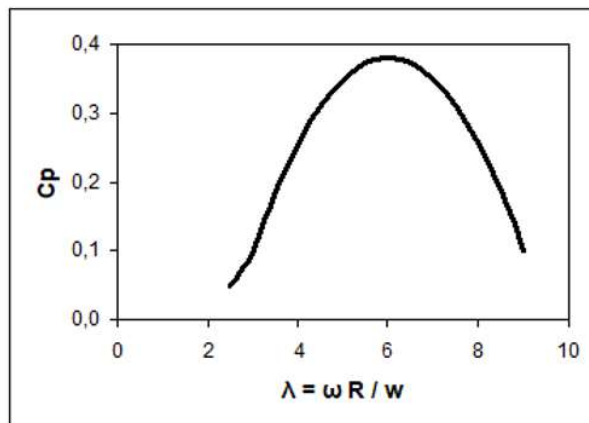
Η παραπάνω ενέργεια δεν είναι εξ ολοκλήρου αξιοποιήσιμη από μια ανεμογεννήτρια, αφού το ρεύμα του αέρα θα πρέπει και να απομακρύνεται από το δρομέα της με κάποια, έστω και μικρότερη, ταχύτητα. Επομένως η αξιοποιήσιμη ισχύς θα είναι :

$$P = 1/2 \cdot C_p \cdot \rho \cdot w^3 \cdot A$$

όπου το C_p ορίζεται ως ο συντελεστής ισχύος του ανεμοκινητήρα. Εξαρτάται από τον τύπο του (π.χ. οριζοντίου ή κατακόρυφου άξονα, δίπτερος, πολύπτερος κλπ.) και από τον ρυθμό περιστροφής και, σύμφωνα με το όριο του Betz, δεν ξεπερνά το 59%. Στην πράξη μια καλή ανεμογεννήτρια μπορεί να έχει συντελεστή ισχύος 0,4 που μπορεί να εκφράζεται και ως απόδοση προς το κριτήριο του Betz, ίση προς 68% (= 0,40/0,59). Ο συντελεστής ισχύος δεν είναι σταθερός για όλες τις ταχύτητες ανέμου και ρυθμούς περιστροφής της ανεμογεννήτριας, αλλά εξαρτάται από τον λόγο λ της ταχύτητας του ακροπτερυγίου της ανεμογεννήτριας προς την ταχύτητα του ανέμου, το οποίο ορίζεται ως πηλίκιο ταχύτητας ακροπτερυγίου:

$$\lambda = v/w = \frac{\omega \cdot R}{w}$$

όπου λ το πηλίκιο ταχύτητας ακροπτερυγίου (αδιάστατο), v η ταχύτητα ακροπτερυγίου (m/s), w η ταχύτητα του ανέμου πριν την Α/Γ (m/s), ω η γωνιακή ταχύτητα περιστροφής του δρομέα της Α/Γ (1/s) και R η ακτίνα του πτερυγίου του δρομέα (m). Έτσι το C_p εμφανίζει μέγιστο για κάποια τιμή του λ (όπως ενδεικτικά φαίνεται στο Σχήμα 4.5), μέγιστο που δεν ξεπερνά βέβαια το 0,59 (όριο Betz).



Σχήμα 4.5. Ο συντελεστής ισχύος Α/Γ σε συνάρτηση με τον πηλίκιο ταχύτητας ακροπτερυγίου $\lambda=\omega R/w$

Η σχέση $P = 1/2 \rho w^3 A$ εφαρμόζεται για την ταχύτητα ανέμου που δέχεται ο δρομέας του ανεμοκινητήρα στον άξονά του. Η θέση του δρομέα κατά την κατακόρυφο εξαρτάται όμως από το ύψος του πύργου στήριξης. Η ταχύτητα του ανέμου αυξάνεται με το ύψος, και

μάλιστα ταχύτερα κοντά στο έδαφος ενώ ψηλότερα ο ρυθμός αύξησης μειώνεται και στα 2 km μηδενίζεται πια. Καθώς και η ισχύς του ανέμου αυξάνεται ακόμα περισσότερο με την ταχύτητα, εφόσον εξαρτάται από την τρίτη δύναμη αυτής (για παράδειγμα, αύξηση της ταχύτητας του ανέμου κατά 25% προκαλεί διπλασιασμό της ισχύος του), είναι επιθυμητό η ανεμογεννήτρια να έχει σημαντικό ύψος. Οι περισσότεροι ανεμοκινητήρες βρίσκονται σε πύργους ύψους από 5 έως 50 m, ενώ στους μετεωρολογικούς σταθμούς είναι συνήθης πρακτική να καταγράφουν την ταχύτητα του ανέμου στα 10 m. Για τον υπολογισμό της ταχύτητας ανέμου w_H σε ύψος H , από την ταχύτητα του ανέμου w_{10} σε ύψος 10 m, μπορεί να εφαρμόζεται η λογαριθμική σχέση:

$$\frac{w_H}{w_{10}} = \frac{\text{Ln}(H/z_0)}{\text{Ln}(10/z_0)}$$

όπου το z_0 είναι χαρακτηριστικό μήκος τραχύτητας της επιφάνειας του εδάφους. Στον επόμενο πίνακα 4.1 δίνονται διάφορες κατηγορίες κατάταξης περιοχών περί ανεμογεννήτρια, και οι αντίστοιχες τιμές της παραμέτρου της παραπάνω σχέσης.

Πίνακας 4.1. Παράμετροι υπολογισμού της εξέλιξης της ταχύτητας του ανέμου κατά την κατακόρυφο

Τύπος περιοχής	Κατηγορία τραχύτητας	Μήκος τραχύτητας z_0 (m)
Υδάτινες περιοχές	0	0,001
Ανοικτή έκταση με λίγα επιφανειακά χαρακτηριστικά	1	0,12
Αγροκτήματα με κτίρια και φράχτες	2	0,05
Αγροκτήματα με πολλά δένδρα, δάση, χωριά	3	0,3

Στους χάρτες αιολικού δυναμικού ή σε πίνακες κλιματικών στοιχείων αναγράφεται η μέση ταχύτητα ανέμου της κάθε περιοχής. Στην εξεταζόμενη περιοχή βέβαια μπορεί να φυσά κατά διαστήματα άνεμος με πολλαπλάσια ταχύτητα της μέσης τιμής και να υπάρχουν και μακρές περίοδοι άπνοιας. Με δεδομένο ότι η λαμβανόμενη ισχύς από τον άνεμο δεν βρίσκεται σε γραμμική σχέση με την ταχύτητά του (αλλά με την τρίτη δύναμη αυτής), προκύπτει ότι για τον υπολογισμό της ετήσιας απόδοσης της ανεμογεννήτριας δεν αρκεί η γνώση της μέσης ταχύτητας του ανέμου αλλά απαιτείται αναλυτικά η κατανομή της. Για το σκοπό αυτό εφαρμόζονται σχετικές συστηματικές μετρήσεις. Η Ε.Μ.Υ. διαθέτει κατανομές ταχυτήτων ανέμου κατά διεύθυνση και ένταση - σε τιμές beaufort - για τις θέσεις όπου έχει εγκατεστημένους σταθμούς.

Αν δεν υπάρχουν συστηματικές μετρήσεις τιμών ταχύτητας ανέμου μπορεί να εφαρμόζεται θεωρητική συνάρτηση κατανομής πυκνότητας πιθανότητας $f(w)$. Πρόκειται για μια συνεχή συνάρτηση, που φανερώνει την πιθανότητα η ταχύτητα του ανέμου w να βρίσκεται σε κάποια περιοχή τιμών. Η συνάρτηση αυτή συνήθως εμφανίζει ένα μέγιστο κοντά στη μέση ταχύτητα και μηδενίζεται για μεγάλες τιμές ταχύτητας. Γενικά ισχύουν τα εξής :

$$\int_0^{\infty} f(w) \cdot dw = 1$$

$$\langle w \rangle = \int_0^{\infty} f(w) \cdot w \cdot dw$$

$$\langle w^3 \rangle = \int_0^{\infty} f(w) \cdot w^3 \cdot dw$$

$$\langle P \rangle = 0,5 \cdot \rho \cdot \langle w^3 \rangle \cdot A$$

Επίσης, από την $f(w)$ προκύπτει η πιθανότητα η w να είναι εντός μιας περιοχής τιμών, από w_1 έως w_2 :

$$p(w_1 < w < w_2) = \int_{w_1}^{w_2} f(w) \cdot dw$$

Συνήθως χρησιμοποιούνται δύο εναλλακτικές κατανομές για την απόδοση της εξέλιξης της ταχύτητας του ανέμου, οι κατανομές Weibull και Rayleigh. Η κατανομή πυκνότητας πιθανότητας ταχύτητας ανέμου $f_w(w)$ κατά **Weibull** έχει τη μορφή::

$$f_w(w) = \left(\frac{k}{c}\right) \cdot \left(\frac{w}{c}\right)^{k-1} \cdot \exp\left\{-\left(\frac{w}{c}\right)^k\right\}$$

όπου k, c είναι παράμετροι της κατανομής.

Η κατανομή **Rayleigh** $f_R(w)$ προκύπτει από την κατανομή Weibull, εφαρμόζοντας για k την τιμή $k=2$:

$$f_R(w) = \left(2 \cdot \frac{w}{c^2}\right) \cdot \exp\left\{-\left(\frac{w}{c}\right)^2\right\}$$

Η κατανομή Rayleigh χρησιμοποιείται συχνά ως απλούστερη της Weibull, διότι απαιτεί ουσιαστικά μόνο μια παράμετρο που μπορεί να υπολογίζεται από τη μέση ταχύτητα στην περιοχή. Πραγματί για την κατανομή κατά Rayleigh αποδεικνύεται ότι:

$$c = 2 \cdot \frac{\langle w \rangle}{\sqrt{\pi}}$$

όπου με $\langle w \rangle$ συμβολίζεται η μέση τιμή της ταχύτητας.

Σύμφωνα με τον προσανατολισμό του άξονα περιστροφής, οι ανεμογεννήτριες (Α/Γ) διακρίνονται σε (α) οριζοντίου άξονα (οι συνηθέστερα απαντώμενες) και (β) κατακορύφου άξονα. Επίσης, σύμφωνα με τον αριθμό των πτερυγίων του δρομέα τους, οι οριζοντίου άξονα διακρίνονται σε μονόπτερες, δίπτερες, τρίπτερες και πολύπτερες. Μία τυπική ανεμογεννήτρια οριζοντίου άξονα συμπεριλαμβάνει: τον πύργο στην κορυφή του οποίου εδράζεται ο θάλαμος με τους μηχανισμούς και με τον δρομέα. Ο δρομέας περιστρέφεται σαρώνοντας επιφάνεια κάθετη στη ροή του ανέμου για την απόληψη της ενέργειάς του. Ο άξονας του δρομέα μεταφέρει την κίνηση στον θάλαμο των μηχανισμών, όπου μεταβιβάζεται η κίνηση μέσα από ένα κιβώτιο πολλαπλασιασμού των στροφών στη γεννήτρια ρεύματος.

Η απόδοση της ανεμογεννήτριας αυξάνεται με την αύξηση της ταχύτητας του ανέμου μέχρι μιας μέγιστης τιμής. Κάθε ανεμογεννήτρια χαρακτηρίζεται από τα εξής μεγέθη:

- την ονομαστική ισχύ της (P_{rated} σε kW συνήθως)
- την ταχύτητα έναρξης λειτουργίας της (w_{cut-in} , είναι η ταχύτητα ανέμου από την οποία και μετά η ανεμογεννήτρια παράγει ηλεκτρική ισχύ)

- την ονομαστική ταχύτητα (w_{rated} , είναι η ταχύτητα του ανέμου από την οποία και μετά η ανεμογεννήτρια αρχίζει να αποδίδει την ονομαστική της ισχύ) και
- την ταχύτητα διακοπής ($w_{cut-out}$, ταχύτητα ανέμου πέραν από την οποία δεν αποδίδει ισχύ η ανεμογεννήτρια για λόγους προστασίας της).

Τα παραπάνω απεικονίζονται με την καμπύλη ισχύος κάθε ανεμογεννήτριας, που είναι ακριβώς διάγραμμα της αποδιδόμενης ισχύος από την ανεμογεννήτρια (π.χ. σε kW) σε συνάρτηση με την ταχύτητα του εκάστοτε πνέοντα ανέμου (π.χ. σε m/s).

Η μέση απόδοση ανεμογεννήτριας $\langle P \rangle$ προκύπτει από την κατανομή της ταχύτητας του ανέμου στην εξεταζόμενη περιοχή $f(w)$ και από την καμπύλη ισχύος της Α/Γ $P(w)$ και είναι :

$$\langle P \rangle = \int_{w_{cut-in}}^{w_{cut-out}} P(w) \cdot f(w) \cdot dw$$

Η ολοκλήρωση εφαρμόζεται από w_{cut-in} έως $w_{cut-out}$ και το ολοκλήρωμα υπολογίζεται αριθμητικά ή γραφικά. Το πηλίκο $\langle P \rangle / P_{rated}$ ορίζεται ως συντελεστής διαθεσιμότητας της Α/Γ και κυμαίνεται συνήθως μεταξύ 0,3 και 0,4. Τέλος η ετήσια απόδοση σε ηλεκτρική ενέργεια είναι :

$$E = \langle P \rangle \cdot 365 \cdot 24$$

που υπολογίζεται σε kWh, όταν η μέση ισχύς $\langle P \rangle$ εισάγεται σε kW.

Οι ανεμογεννήτριες στις κατοικίες χρησιμοποιούνται για κάλυψη ηλεκτρικών φορτίων και μπορούν να τοποθετούνται είτε σε ιστό στο οικόπεδο της οικίας σε ύψος που να μην επηρεάζεται από την τύρβη που προκαλεί η κατοικία είτε στην οροφή (roof mounted wind turbines) όπως απεικονίζεται στο Σχήμα 4.6.

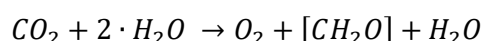


Σχήμα 4.6 ΑΓ εγκατεστημένη σε οροφή (αριστερά, πηγή *Engineering.com*, 2022) και ΑΓ εγκατεστημένη στο οικόπεδο (δεξιά, πηγή *Ecoreanut*, 2022)

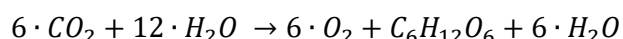
4.3. Βιομάζα

Ως βιομάζα ορίζονται όλοι οι τύποι ζώσης ύλης που μπορούν να μετατραπούν σε κάποια μορφή ενέργειας. Νοούνται έτσι τα ξύλα, απόβλητα ξυλείας, φλούδια σιταριού, κελύφη ξηρών καρπών, φλοιός ρυζιού, απορρίμματα, ανθρώπινα και ζωικά περιττώματα, απόβλητα ζαχαροκάλαμων και οργανικές εκροές ρευμάτων ή λιμνών. Η ξηρά ύλη βιομάζας που ανακυκλώνεται στη βιόσφαιρα είναι περίπου 250×10^9 t/y, από την οποία είναι άνθρακας οι 100×10^9 t/y (μόλις το 0,5% αυτής χρησιμοποιείται για ανθρώπινες τροφές). Η ενέργεια φωτοσύνθεσης αντίστοιχα είναι 2×10^{21} J/y ($=0,7 \times 10^{14}$ W). Από τα παραπάνω η πιο σημαντική ενεργειακά μορφή είναι το ξύλο και τα απόβλητα ξυλείας. Υπάρχουν περίπου $3,9 \times 10^9$ εκτάρια δασικής έκτασης στον κόσμο από τα οποία τα $1,6 \times 10^9$ είναι οικονομικά εκμεταλλεύσιμα. Η ενέργεια που διατίθεται με καύση της βιομάζας ποικίλλει από περίπου 10 MJ/kg για το πράσινο ξύλο σε περίπου 40 MJ/kg για τα λίπη και έλαια, και 55 MJ/kg για το μεθάνιο. Η βιομάζα αποτελείται κυρίως από υδατάνθρακες που κατά μέσο όρο έχουν θερμότητα καύσεως 20 MJ/kg ξηρής ύλης (Twidell and Weir 1986, Walker and Jenkins 1997).

Η βιομάζα μπορεί να χαρακτηρίζεται ως ανανεώσιμη και μη ρυπαίνουσα πηγή ενέργειας. Η αρχική ενέργεια του συστήματος βιομάζα- οξυγόνο προέρχεται από τον ήλιο, ενέργεια του οποίου δεσμεύουν τα φυτά κατά την ανάπτυξη με τη διαδικασία της φωτοσύνθεσης, που μπορεί να αποδοθεί απλουστευμένα με την αντίδραση:



Η ηλιακή ακτινοβολία παρέχει την απαιτούμενη ενέργεια ώστε τα δύο άτομα οξυγόνου που βρίσκονται στα ισάριθμα μόρια νερού στο αριστερό σκέλος της εξίσωσης να σχηματίσουν το μοριακό οξυγόνο που εμφανίζει πολύ μεγάλη ενέργεια σε σχέση με τα αντιδρώντα. Με τη φωτοσύνθεση περνά ο άνθρακας από ανόργανη μορφή σε οργανική. Για παράδειγμα, για τη γλυκόζη η παραπάνω εξίσωση παίρνει τη μορφή:



Αντίστοιχα με την καύση της σχηματισθείσας βιομάζας – που συμβαίνει κατά την αντίθετη έννοια των παραπάνω εξισώσεων – εκλύεται ακριβώς η ίδια ποσότητα CO_2 που είχε απορροφηθεί από το φυτό για την ανάπτυξή του.

Επίσης η βιομάζα προέρχεται από ζώσα φυτική ή ζωική ύλη η οποία αναπαράγεται, και επομένως παρά την κατανάλωση της η ενεργειακή αυτή μορφή αναδημιουργείται. Πρόκειται δηλαδή για ανανεώσιμη πηγή ενέργειας, εφόσον βέβαια τηρούνται κανόνες στη χρήση της και κυρίως όσον αφορά στα καυσόξυλα, για τα οποία θα πρέπει ο ρυθμός υλοτόμησης να μην ξεπερνά το ρυθμό αναδάσωσης.

Μέχρι το τέλος του 19^{ου} αιώνα, οπότε ο άνθρακας κατέστη η βασική ενεργειακή πηγή, τα ξύλα αποτελούσαν την κύρια πηγή ενέργειας. Τα ξύλα χρησιμοποιούνται και πάλι, σε περιορισμένη όμως κλίμακα και κυρίως στον οικιακό τομέα. Έτσι η χρήση της βιομάζας ως πηγής ενέργειας ανέρχεται σε 12% διεθνώς, ενώ σε πολλές αναπτυσσόμενες χώρες φθάνει το 50% της συνολικής ενέργειας που παράγουν. Περίπου ο μισός παγκόσμιος πληθυσμός χρησιμοποιεί το ξύλο ή άλλη βιομάζα για το μαγείρεμα. Θεωρώντας ημερήσια κατανάλωση 0,5 έως 1,0 kg ξηράς βιομάζας κατ' άτομο, προκύπτει ισχύς 10-20 MJ/d ή κατά μέσο όρο 150 W (είναι αυξημένη η κατανάλωση, λόγω της χαμηλής απόδοσης των ανοικτών εστιών), που για τα 2×10^9 άτομα φθάνει τα 300 GW. Εκτός από τις εφαρμογές του οικιακού τομέα, οι βιομηχανίες επίπλων, ξυλείας και χάρτου αξιοποιούν τα αντίστοιχα απόβλητα για παραγωγή

ατμού, ο οποίος ακολούθως χρησιμοποιείται για θέρμανση χώρων και σε βιομηχανικές διεργασίες.

Οι εφαρμογές βιομάζας, συμπεριλαμβανομένης της κατανάλωσης προϊόντων ξύλου και σκουπιδιών, πραγματοποιούνται εδώ και πολλά χρόνια. Το βασικότερο πρόβλημα στην εφαρμογή τους είναι η δημιουργία ενός αποτελεσματικού συστήματος συλλογής και διανομής / προμήθειας. Γενικά τα προϊόντα αυτά είναι μικρής πυκνότητας, δημιουργώντας έτσι σημαντικά προβλήματα μεταφοράς για την παράδοσή τους στις επιλεγμένες θέσεις κατανάλωσης. Για τον λόγο αυτό εξετάζεται εναλλακτικά η μετατροπή της βιομάζας σε άλλα καταλληλότερα υγρά, αέρια ή στερεά καύσιμα (βιοκαύσιμα), αντί της άμεσου καύσης της. Στις κατεργασίες αυτές μετατροπής σε βιοκαύσιμα εμπίπτουν η θερμοχημική πυρόλυση και η αεριοποίηση. Η πυρόλυση είναι διαδικασία όχι ιδιαίτερα υψηλής θερμοκρασίας, όπου εφαρμόζεται θέρμανση της βιομάζας απουσία αέρα για το σχηματισμό αερίων, υγρών και στερεών καυσίμων. Αντίθετα, η αεριοποίηση είναι μια υψηλής θερμοκρασίας διαδικασία με την παρουσία οξειδωτικού (π.χ. αέρα), για την παραγωγή αερίων καυσίμων.

Μια δεύτερη κατηγορία κατεργασιών μετατροπής της βιομάζας είναι οι βιοχημικές, μια των οποίων είναι η ζύμωση, δηλαδή μικροβιακός μετασχηματισμός οργανικών υλικών που λαμβάνει χώρα δίχως οξυγόνο και παράγει αλκοόλη και οργανικά χημικά όπως μεθάνιο, αιθανόλη, οξικό οξύ και ακετόνη. Η τυπική διαδικασία μετατροπής της ηλιακής ακτινοβολίας σε ηλεκτρισμό με τη χρήση καλλιεργειών ως συλλέκτη είναι για την ώρα αναποτελεσματική.

Στην παρούσα μελέτη δεν θα μας απασχολήσουν οι διεργασίες θερμοχημικής ή βιοχημικής μετατροπής της βιομάζας, αλλά μόνο η αξιοποίηση στερεής βιομάζας (καυσόξυλα ή βιομάζα σε μορφή pellets ή chips) με τη διαδικασία της άμεσης καύσης. Είναι η απλούστερη και η πιο ανεπτυγμένη από όλες τις διαδικασίες αξιοποίησης της βιομάζας. Χρησιμοποιούνται ξηρά απόβλητα και υπολείμματα από δάση, αγροκτήματα και πόλεις. Επίσης, βιομηχανίες που παράγουν υφάσματα ή προϊόντα χαρτιού χρησιμοποιούν τα απόβλητά τους για την παραγωγή ατμού, ηλεκτρισμού ή θερμότητας, ενώ τέλος χρησιμοποιούνται ξύλα για θέρμανση σπιτιών σε κατάλληλες θερμάστρες. Μια σημαντική διαφορά στην καύση της βιομάζας, από του άνθρακα, είναι ότι το 75% ή περισσότερο της ενέργειάς της βρίσκεται στα πτητικά συστατικά της, ενώ για τον άνθρακα το ποσοστό αυτό είναι μικρότερο από το 50%.

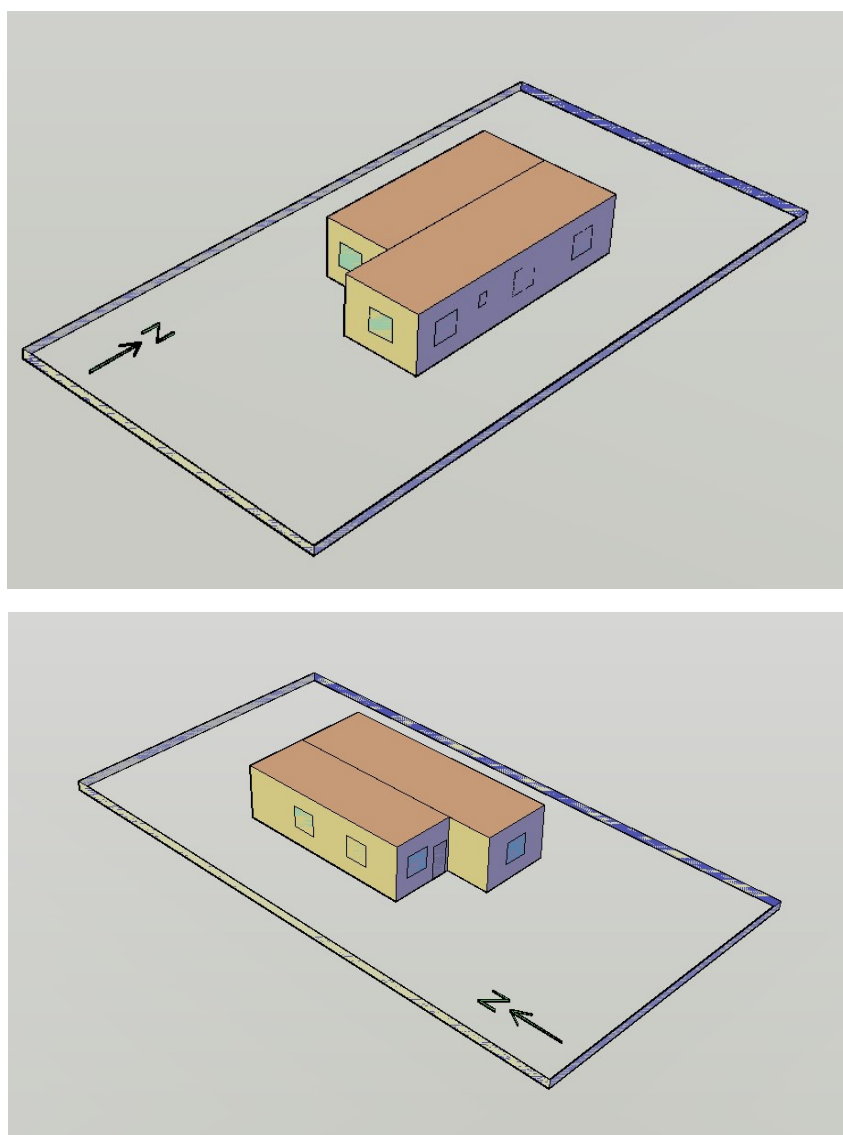
Κατά την άμεση καύση εγείρεται πρόβλημα τόσο από το ότι τα καύσιμα αυτά έχουν υψηλή υγρασία και είναι ογκώδη, όσο και από την ρύπανση που προκαλούν λόγω των αερίων και στερεών που εκλύονται. Για βιομηχανική εφαρμογή χρησιμοποιούνται ειδικοί καυστήρες / λέβητες με κατάλληλο σύστημα τροφοδοσίας καυσίμου ενώ επιχειρείται επίσης κατάλληλη τυποποίηση της πρώτης ύλης (τεμαχισμός και πύκνωση), με τα τυποποιημένα καύσιμα να ορίζονται ως *RDF* (Refuse Derived Fuels).

5 Χαρακτηριστικά της μελετώμενης κατοικίας

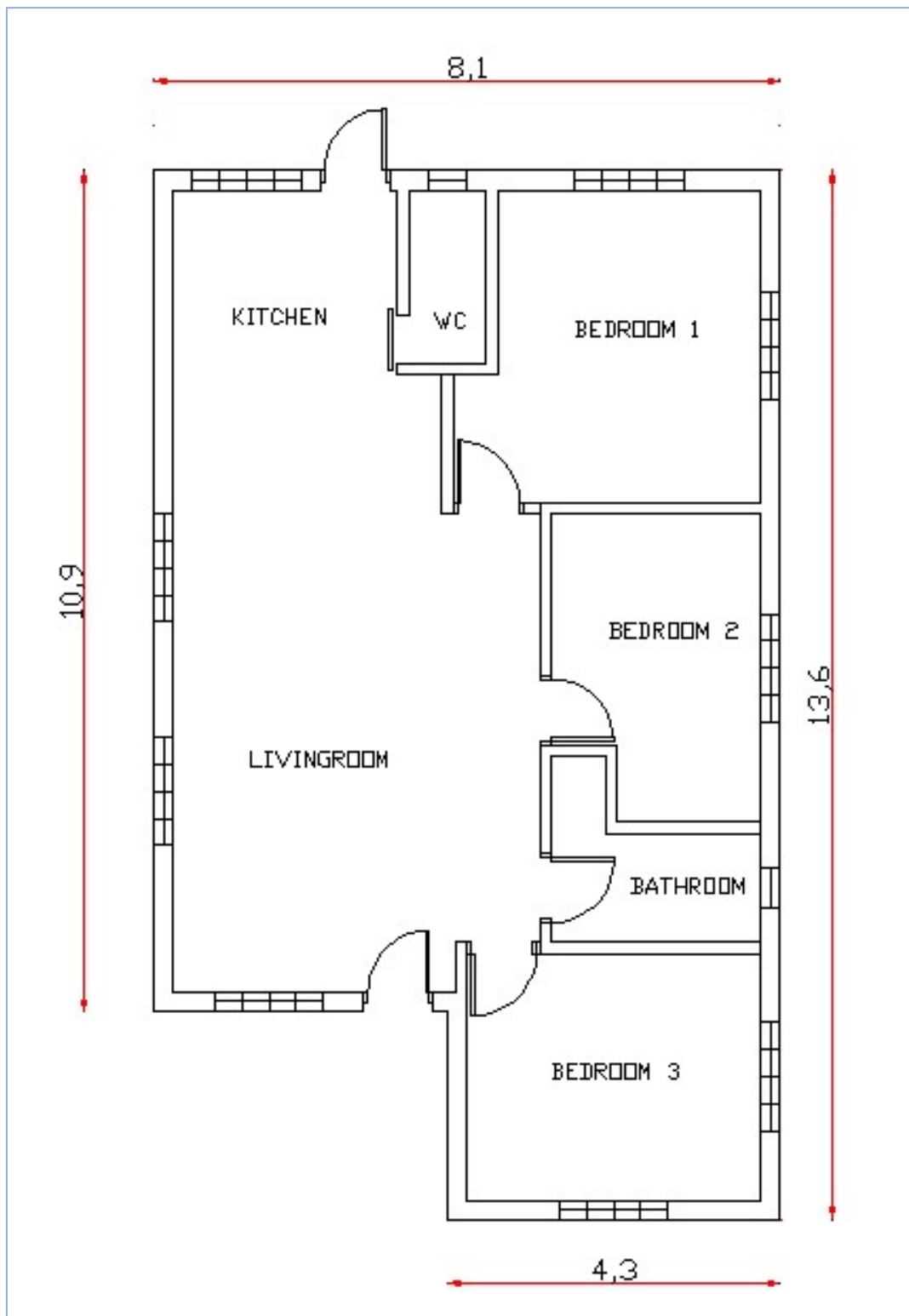
Επιλέγεται κατοικία μονώροφη, εμβαδού κάτοψης 100 m² που είναι μία τυπική μέση επιφάνεια δαπέδου ελληνικών κατοικιών (βλ Σχήμα 5.1 και Σχήμα 5.2). Σχεδιάζεται έτσι ώστε να συμπεριλαμβάνει τρία υπνοδωμάτια, δύο μπάνια, κουζίνα και καθιστικό ώστε να είναι λειτουργική για μία τετραμελή οικογένεια.

Η διάταξη των χώρων επιλέχθηκε ώστε τα υπνοδωμάτια να είναι ανατολικά ενώ το καθιστικό να έχει νότια και δυτική όψη για να εκμεταλλεύεται τα ηλιακά κέρδη (νότια όψη) και ταυτόχρονα να έχει αρκετό φωτισμό τις ώρες χρήσης του (δυτική όψη, απόγευμα).

Σχεδιάστηκαν αρκετά ανοίγματα ώστε να αντιστοιχούν στο 15-20% της επιφάνειας δαπέδου για επαρκή φυσικό φωτισμό (σε βάρος της ενεργειακής συμπεριφοράς του κτιρίου λόγω των υψηλότερων θερμικών απωλειών των ανοιγμάτων σε σχέση με μονωμένη τοιχοποιία).



Σχήμα 5.1 Τρισδιάστατη απεικόνιση της κατοικίας της μελέτης περίπτωσης

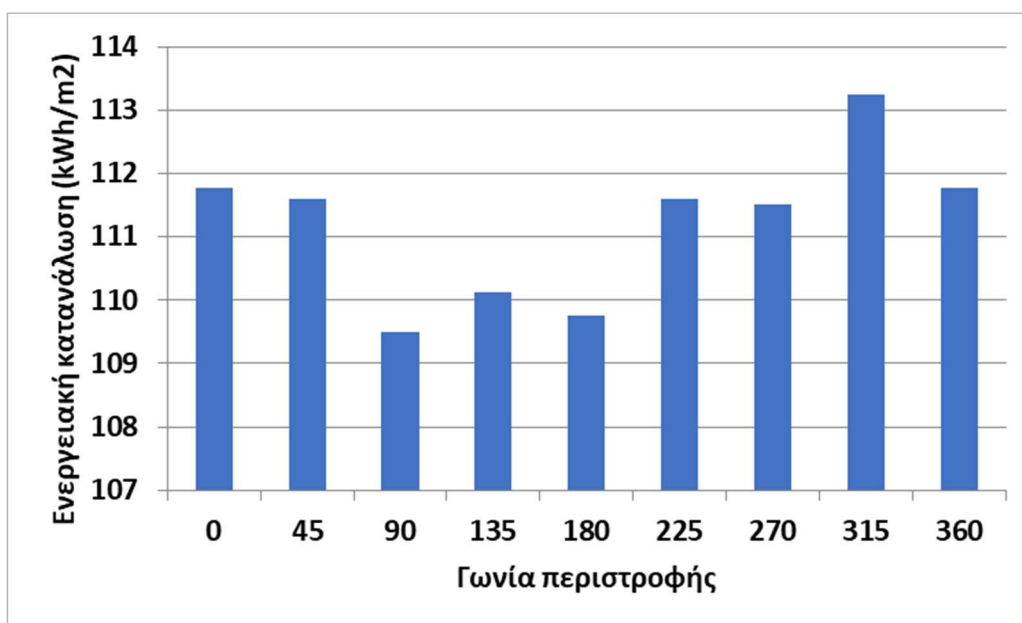


Σχήμα 5.2 Κάτοψη της κατοικίας της μελέτης περίπτωσης

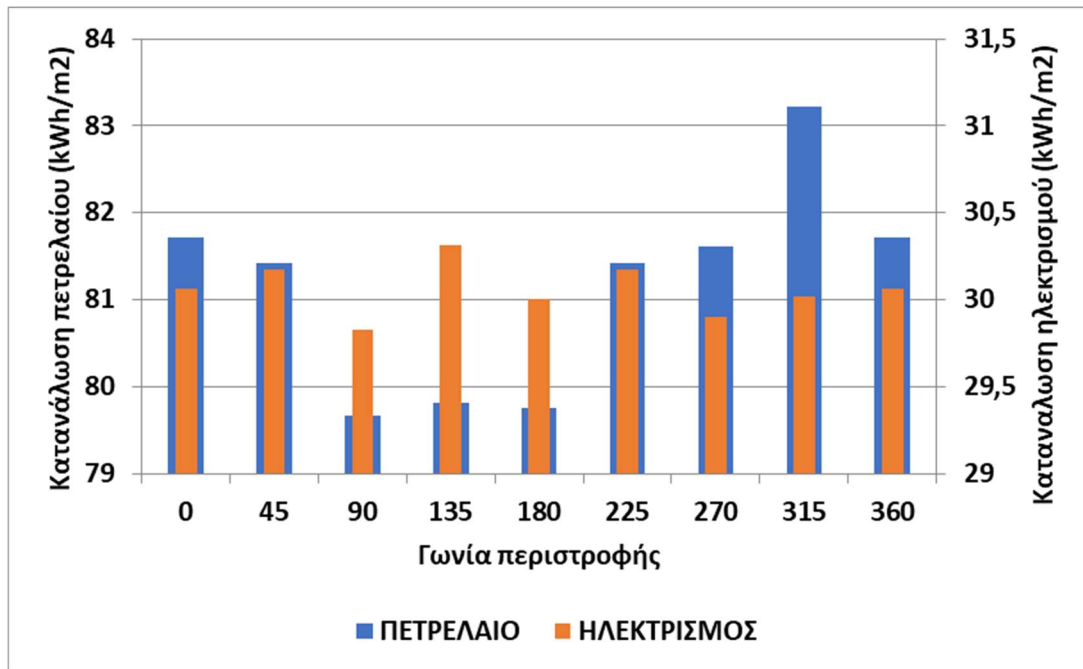
Σημειώνεται εδώ ότι ο προσανατολισμός που επιλέχθηκε πέρα από λειτουργικός αποδεικνύεται και ενεργειακά αποδεκτός. Συγκεκριμένα, με τη χρήση του λογισμικού KENAK της 4M και εφαρμόζοντας διάφορες γωνίες περιστροφής του κτιρίου (από 0 έως 360°) διαπιστώσαμε τα εξής για την περίπτωση που το κτίριο έχει κατασκευαστεί σύμφωνα με τις απαιτήσεις του KENAK για τη Β ζώνη:

- Οι συνολικές ανάγκες πρωτογενούς ενέργειας εμφανίζουν μέση τιμή για τις διάφορες γωνίες περιστροφής που πρακτικά συμπίπτει με την τιμή του προσανατολισμού που υποτέθηκε, και σχετική τυπική απόκλιση μικρότερη από 4%. Το γεγονός αυτό δείχνει την πολύ μικρή επίδραση του προσανατολισμού στην ενεργειακή συμπεριφορά του συγκεκριμένου κτιρίου, όπως απεικονίζεται στο Σχήμα 5.3.
- Από την παραπάνω μικρή διακύμανση το μεγαλύτερο μέρος αφορά στις ανάγκες θέρμανσης (πετρέλαιο) ενώ η διακύμανση των αναγκών ψύξης (ηλεκτρισμός) είναι πρακτικά ασήμαντες όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.4. Από το ίδιο σχήμα διαπιστώνεται ότι οι όποιες αιχμές ελαχίστου και μεγίστου της κατανάλωσης ηλεκτρισμού συμπίπτουν με αιχμές μεγίστου και ελαχίστου αντίστοιχα του πετρελαίου.

Τα παραπάνω τεκμηριώνουν την αιτία επιλογής του συγκεκριμένου προσανατολισμού. Όπως προαναφέρθηκε η χώρα διακρίνεται σε τέσσερις κλιματικές ζώνες. Για τις ανάγκες της μελέτης περίπτωσης επιλέξαμε τις δύο ακραίες περιπτώσεις των ζωνών Α (π.χ. Κρήτη, Ιεράπετρα) και Δ (π.χ. Φλώρινα), όπως τεκμηριώθηκε στο 3^ο κεφάλαιο.



Σχήμα 5.3 Εξέλιξη της ζήτησης πρωτογενούς ενέργειας της κατοικίας της μελέτης περίπτωσης σε συνάρτηση με τη γωνία περιστροφής της περί την προτεινόμενη θέση



Σχήμα 5.4 Εξέλιξη της ζήτησης πρωτογενούς ενέργειας της κατοικίας της μελέτης περίπτωσης σε συνάρτηση με τη γωνία περιστροφής της περί την προτεινόμενη θέση, όπου αναλύεται σε κατανάλωση πετρελαίου και ηλεκτρισμού

6 Υπολογισμός ενεργειακών αναγκών κατοικίας

6.1 Περίπτωση ΙΕΡΑΠΕΤΡΑΣ

Η Ιεράπετρα βρίσκεται στη Νότιο Ελλάδα, στην Κρήτη σε γεωγραφικό πλάτος 35,0° και γεωγραφικό μήκος 25,73°. Είναι η μεγαλύτερη σε πληθυσμό πόλη του νομού Λασιθίου και τέταρτη μεγαλύτερη της Κρήτης, έδρα της ομώνυμης Κοινότητας και του ομώνυμου Δήμου. Έχει ήπιο κλίμα με σχετικά υψηλές θερμοκρασίες τον χειμώνα όπως φαίνεται στον πίνακα 6.1 με τα κλιματικά στοιχεία της περιοχής. Η Ιεράπετρα σύμφωνα με την Ε.Μ.Υ είναι η θερμότερη πόλη στην Ελλάδα με μέση ετήσια θερμοκρασία 20,1 °C καθώς επίσης και η πόλη με την μεγαλύτερη ηλιοφάνεια στην χώρα με μέση ετήσια ηλιοφάνεια τις 3.101 ώρες (Wikipedia, 2022c).

***Πίνακας 6.1** Κλιματικά στοιχεία Ιεράπετρας (πηγή: πρόγραμμα KENAK, 4M)*

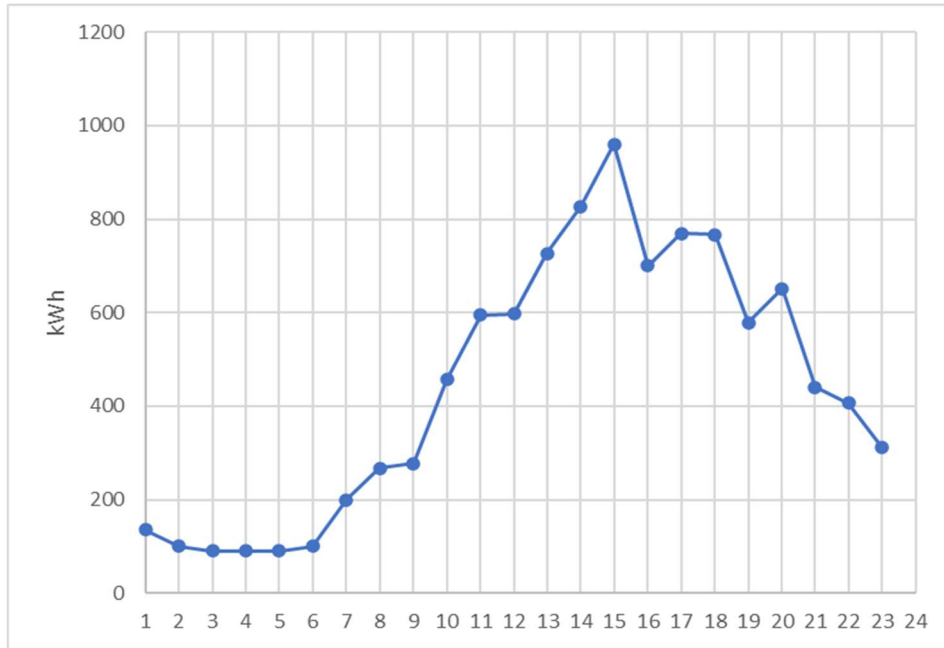
	Θερμοκρασία περιβάλλοντος (°C)	Ηλιακή Ακτινοβολία (kWh/m ²)	Ταχύτητα ανέμου (m/s)
ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	12,9	73	4,7
ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	12,9	89	4,9
ΜΑΡΤΙΟΣ	14,2	137	4,6
ΑΠΡΙΛΙΟΣ	17,0	174	4,0
ΜΑΙΟΣ	20,9	210	3,7
ΙΟΥΝΙΟΣ	25,4	220	4,4
ΙΟΥΛΙΟΣ	27,8	224	6,4
ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	27,7	205	6,0
ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	24,9	165	5,1
ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	21,0	125	4,4
ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	17,5	89	3,9
ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	14,5	69	4,6

6.1.1 Ηλεκτρικές καταναλώσεις (πλην ψύξης και ZNX)

Θεωρούνται οι ηλεκτρικές καταναλώσεις που αναφέρθηκαν στο κεφάλαιο 3, χωρίς τις καταναλώσεις για ζεστό νερό χρήσης (ZNX) και ψύξης που θα εξεταστούν χωριστά. Σύμφωνα με τα δεδομένα των Σχημάτων 3.3 και 3.4 που αντιστοιχούν σε πραγματικές μετρήσεις όπως καταγράφηκαν με το πρόγραμμα REMODECE, παράγουμε ωριαία δεδομένα για τις διάφορες καταναλώσεις και ώρες της ημέρας, και από τα δεδομένα για εργάσιμες και Σαββατοκύριακα συνθέτουμε τελικά τα μέσα ωριαία δεδομένα που φαίνονται στο Σχήμα 6.1.

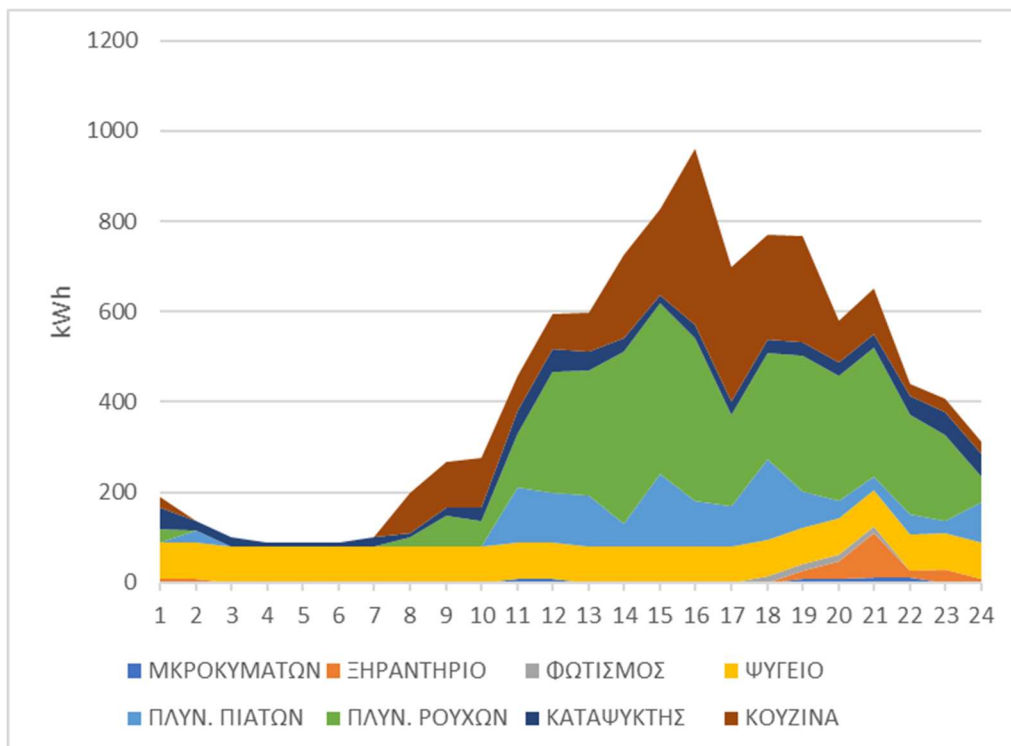
6.1.2. Φορτία θέρμανσης, ψύξης και ZNX

Για τον υπολογισμό των φορτίων θέρμανσης, ψύξης και ZNX εφαρμόζουμε την μεθοδολογία KENAK με τη χρήση του σχετικού προγράμματος του TEE. Τα αποτελέσματα της ενεργειακής ζήτησης των φορτίων συνοψίζονται στον πίνακα 6.2.



Σχήμα 6.1 Μέσα ωριαία δεδομένα κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας (πλην ΖΝΧ, ψύξης) για την εξεταζόμενη κατοικία

Οι αντίστοιχες καταναλώσεις φαίνονται αναλυτικά στο Σχήμα 6.2 και αθροίζουν ετήσια 3769 kWh και είναι κοντά στις 3750 kWh που έχουν καταγραφεί στην μελέτη της ΕΛΣΤΑΤ.



Σχήμα 6.2 Ωριαία εξέλιξη των ηλεκτρικών καταναλώσεων τυπικής κατοικίας (από επεξεργασία στοιχείων project REMODECE).

Πίνακας 6.2 Ετήσια ζήτηση ενέργειας για θέρμανση, ψύξη και ΖΝΧ στην Ιεράπετρα

	ΘΕΡΜΑΝΣΗ (kWh/m ²)	ΨΥΞΗ (kWh/m ²)	ΖΝΧ (kWh/m ²)
ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	5,5	0,0	2,5
ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	4,6	0,0	2,2
ΜΑΡΤΙΟΣ	2,8	0,0	2,4
ΑΠΡΙΛΙΟΣ	0,2	0,0	2,1
ΜΑΙΟΣ	0,0	2,6	1,9
ΙΟΥΝΙΟΣ	0,0	13,0	1,6
ΙΟΥΛΙΟΣ	0,0	18,4	1,4
ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	0,0	17,5	1,4
ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	0,0	4,9	1,5
ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	0,0	0,0	1,8
ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	0,4	0,0	2,0
ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	3,4	0,0	2,3
ΣΥΝΟΛΟ	16,9	56,4	23,1

6.1.3 Συνολικές καταναλώσεις καυσίμου και ηλεκτρικής ενέργειας

Σύμφωνα με τα πρότυπα που εφαρμόζει ο ΚΕΝΑΚ η τελική ζήτηση της κατοικίας σε ψύξη αποτελεί το 50% του συνόλου που αναγράφεται στον πίνακα. Η ψύξη θεωρούμε ότι εξυπηρετείται από τοπικές κλιματιστικές μονάδες με EER=3,0. Η θέρμανση θεωρούμε ότι εξυπηρετείται από λέβητα τριών αστέρων (***) ονομαστικής απόδοσης άνω του 85% αλλά εποχιακής απόδοσης 80%. Η ίδια απόδοση (80%) θεωρείται και για την παραγωγή ΖΝΧ με τη χρήση του ίδιου λέβητα (boiler). Εισάγεται εδώ η παράμετρος της εποχιακής απόδοσης (seasonal efficiency), που προφανώς υπολείπεται της ονομαστικής απόδοσης λόγω απωλειών πραγματικής λειτουργίας όπως οι μεταβλητές συνθήκες λειτουργίας και οι απώλειες που προκαλούνται λόγω ανεπαρκούς ελέγχου αλλά και οι απώλειες δικτύου διανομής. Τυπικές τιμές εποχιακών αποδόσεων παρατίθενται στον πίνακα 6.3 από τον οποίο παίρνουμε την τιμή 80% για έναν καλό σύγχρονο λέβητα με σχεδιασμό της ρύθμισης κοντά στη ζήτηση.

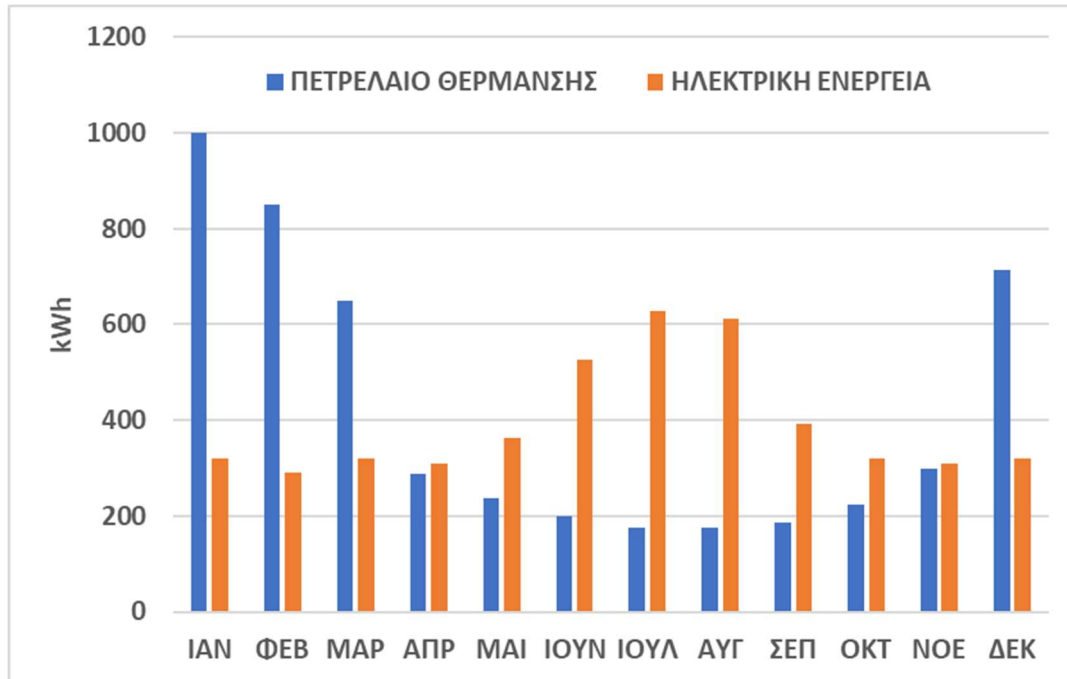
Πίνακας 6.3 Τυπικές εποχιακές αποδόσεις λεβήτων (Πηγή CIBSE, 2004)

Σύστημα	Εποχιακή απόδοση (%)
Λέβητες συμπίκνωσης	
Ενδοδαπέδιο σύστημα	>90
Τυπικά καλοριφέρ και αντισταθμιση εξωτερικής θερμοκρασίας	87
Σταθερές θερμοκρασίες στα καλοριφέρ (π.χ. 83/72°C)	85
Λέβητες χωρίς συμπίκνωση	
Μοντέρνος λέβητας υψηλής απόδοσης	82
Καλός σύγχρονος λέβητας	80
Τυπικά καλός συμβατικός λέβητας	70
Υφιστάμενος υπερδιαστασιολογημένος λέβητας	45-70

Σύμφωνα με όλα τα παραπάνω μπορούν πλέον να υπολογιστούν οι μηνιαίες ενεργειακές καταναλώσεις που διακρίνονται πλέον σε:

- ✓ ηλεκτρική ενέργεια για εξυπηρέτηση των ψυκτικών φορτίων και των διαφόρων ηλεκτρικών φορτίων (φωτισμός, ψυγείο, κουζίνα, πλυντήριο κλπ όπως αναλύθηκαν στην παρ. 6.1.1)
- ✓ πετρέλαιο θέρμανσης για την εξυπηρέτηση των αναγκών θέρμανσης χώρων και ΖΝΧ.

Τα αποτελέσματα των καταναλώσεων αυτών παρατίθενται στο Σχήμα 6.3.



Σχήμα 6.3 Μηνιαίες ενεργειακές καταναλώσεις, πετρελαίου θέρμανσης και ηλεκτρικής ενέργειας για την κατοικία στη θέση Ιεράπετρας

6.2 Περίπτωση ΦΛΩΡΙΝΑΣ

Η Φλώρινα βρίσκεται στη Βόρεια Ελλάδα, στην Μακεδονία σε γεωγραφικό πλάτος $41,8^\circ$ και γεωγραφικό μήκος $21,43^\circ$. Έχει ιδιαίτερα ψυχρό κλίμα με πολύ χαμηλές θερμοκρασίες τον χειμώνα όπως φαίνεται στον πίνακα 6.4 με τα κλιματικά στοιχεία της περιοχής. Το κλίμα της Φλώρινας είναι το ψυχρότερο της Ελλάδας λόγω της εσωτερικής θέσης της και του υψομέτρου. Με μέση ετήσια θερμοκρασία μόλις 12°C και τις ελάχιστες θερμοκρασίες τους χειμερινούς μήνες να αγγίζουν συχνά τους -10°C , η Φλώρινα αποτελεί την πιο παγωμένη πόλη της Ελλάδας. Οι βροχοπτώσεις είναι γενικά μέτριες, τα καλοκαίρια ήπια και οι χιονοπτώσεις συχνές τους χειμερινούς μήνες. Η υψηλότερη θερμοκρασία που έχει καταγραφεί είναι $40,8^\circ\text{C}$ και η χαμηλότερη -32°C (Wikipedia, 2022d).

6.2.1 Ηλεκτρικές καταναλώσεις (πλην ψύξης και ΖΝΧ)

Είναι οι ίδιες καταναλώσεις όπως στην περίπτωση της Ιεράπετρας (παρ 6.1.1), καθώς τα θεωρούμενα ηλεκτρικά φορτία πρακτικά δεν διαφοροποιούνται γεωγραφικά.

6.2.2. Φορτία θέρμανσης, ψύξης και ZNX

Για τον υπολογισμό των φορτίων θέρμανσης, ψύξης και ZNX εφαρμόζουμε την μεθοδολογία KENAK με τη χρήση του σχετικού προγράμματος του TEE. Τα αποτελέσματα της ενεργειακής ζήτησης των φορτίων συνοψίζονται στον πίνακα 6.5.

Πίνακας 6.4 Κλιματικά στοιχεία Φλώρινας (πηγή: πρόγραμμα KENAK, 4M, HOMER®)

	Θερμοκρασία περιβάλλοντος (°C)	Ηλιακή Ακτινοβολία (kWh/m ²)	Ταχύτητα ανέμου (m/s)
ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	0,5	58	3,9
ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	2,7	71	4,1
ΜΑΡΤΙΟΣ	6,7	111	4,2
ΑΠΡΙΛΙΟΣ	11,6	141	4,0
ΜΑΙΟΣ	16,8	174	3,6
ΙΟΥΝΙΟΣ	21,0	202	3,5
ΙΟΥΛΙΟΣ	23,1	206	3,3
ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	22,5	186	3,1
ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	18,4	139	3,2
ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	12,6	97	3,4
ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	7,0	60	3,8
ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	2,2	48	4,0

Πίνακας 6.5 Ετήσια ζήτηση ενέργειας για θέρμανση, ψύξη και ZNX στην Φλώρινα

	ΘΕΡΜΑΝΣΗ (kWh/m ²)	ΨΥΞΗ (kWh/m ²)	ZNX (kWh/m ²)
ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	30,3	0	3,1
ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	22,5	0	2,8
ΜΑΡΤΙΟΣ	15,2	0	2,9
ΑΠΡΙΛΙΟΣ	5,6	0	2,5
ΜΑΙΟΣ	0	0	2,3
ΙΟΥΝΙΟΣ	0	5,3	1,9
ΙΟΥΛΙΟΣ	0	8,3	1,8
ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	0	6,7	1,7
ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	0	0	1,8
ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	2,7	0	2,2
ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	16,3	0	2,5
ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	27,5	0	3
ΣΥΝΟΛΟ	120,1	20,3	28,5

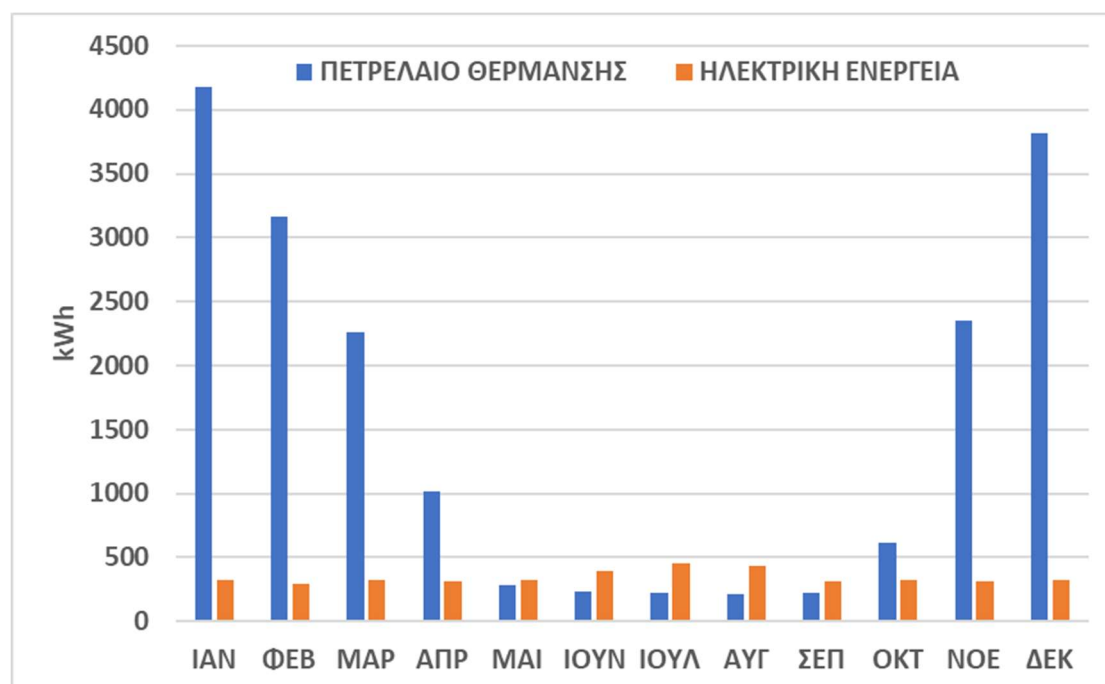
6.2.3 Συνολικές καταναλώσεις καυσίμου και ηλεκτρικής ενέργειας

Σύμφωνα με τα πρότυπα που εφαρμόζει ο KENAK η τελική ζήτηση της κατοικίας σε ψύξη αποτελεί το 50% του συνόλου που αναγράφεται στον πίνακα. Η ψύξη θεωρούμε ότι εξυπηρετείται από τοπικές κλιματιστικές μονάδες με EER=3,0. Η θέρμανση θεωρούμε ότι εξυπηρετείται από λέβητα τριών αστέρων (***) ονομαστικής απόδοσης άνω του 85% αλλά εποχιακής απόδοσης 80%. Η ίδια απόδοση (80%) θεωρείται και για την παραγωγή ZNX με τη χρήση του ίδιου λέβητα (boiler).

Σύμφωνα με όλα τα παραπάνω μπορούν πλέον να υπολογιστούν οι μηνιαίες ενεργειακές καταναλώσεις που διακρίνονται σε:

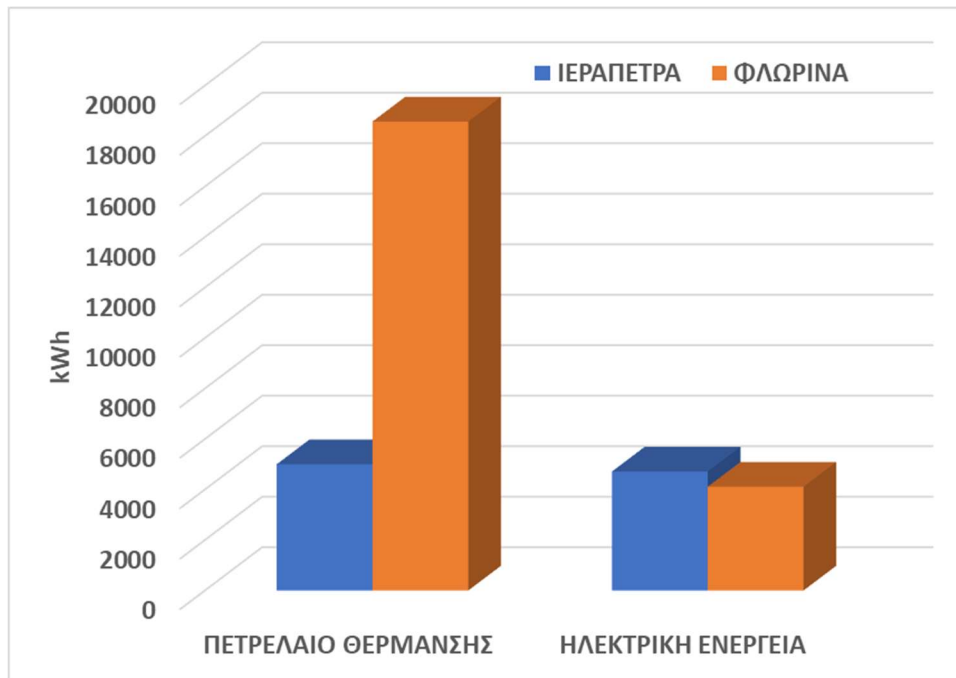
- ✓ ηλεκτρική ενέργεια για εξυπηρέτηση των ψυκτικών φορτίων και των διαφόρων ηλεκτρικών φορτίων (φωτισμός, ψυγείο, κουζίνα, πλυντήριο κλπ όπως αναλύθηκαν στην παρ. 6.1.1)
- ✓ πετρέλαιο θέρμανσης για την εξυπηρέτηση των αναγκών θέρμανσης χώρων και ΖΝΧ.

Τα αποτελέσματα των καταναλώσεων αυτών παρατίθενται στο Σχήμα 6.4.



Σχήμα 6.4 Μηνιαίες ενεργειακές καταναλώσεις, πετρελαίου θέρμανσης και ηλεκτρικής ενέργειας για την κατοικία στη θέση Φλώρινας

Συγκρίνοντας τα στοιχεία των Σχημάτων 6.3 και 6.4 διαπιστώνουμε ότι η Φλώρινα έχει πολλαπλάσια κατανάλωση καυσίμου λόγω των ψυχρότερων συνθηκών, ενώ η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας είναι ελαφρά μειωμένη σε σχέση με την Ιεράπετρα παρόλο που βρίσκεται σε ψυχρότερη ζώνη με λιγότερες απαιτήσεις ψύξης. Η σύγκριση αυτή απεικονίζεται ενδεικτικά στο Σχήμα 6.5.



Σχήμα 6.5 Συγκριτική ετήσια κατανάλωση πετρελαίου θέρμανσης και ηλεκτρικής ενέργειας των δύο περιοχών που επιλέχθηκαν για μελέτες περίπτωσης

7 Στοιχεία δυναμικού ΑΠΕ των περιοχών μελέτης

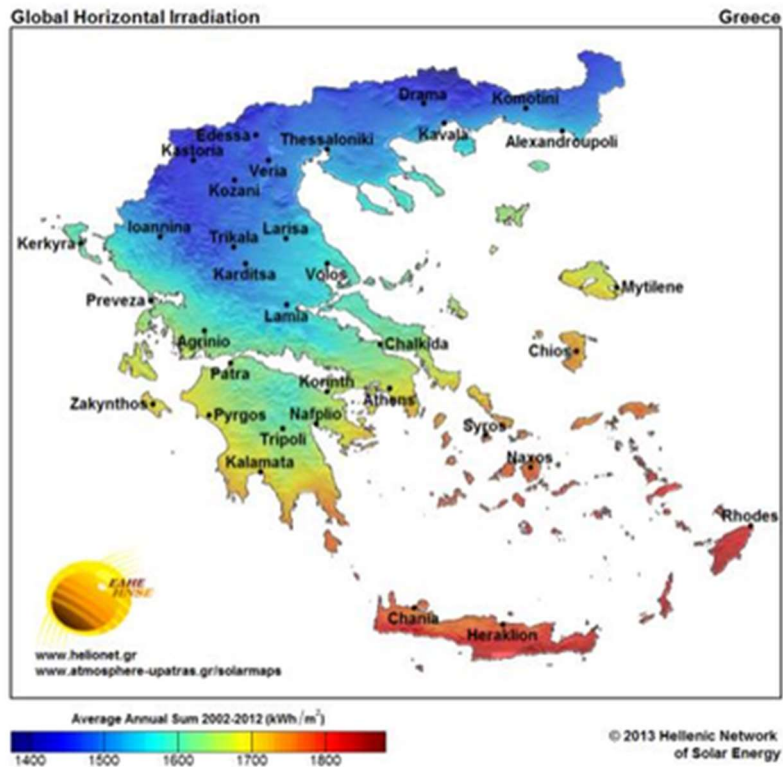
Οι δύο περιοχές που επιλέγησαν βρίσκονται στο νότιο και βόρειο άκρο της χώρας (Ιεράπετρα με γεωγραφικό πλάτος 35,0° Φλώρινα με γεωγραφικό πλάτος 41,8°) και επομένως με έντονα διαφορετικές κλιματικές συνθήκες (βλ.χάρτη Σχήματος 7.1). Για αυτό και ανήκουν σε διαφορετικές κλιματικές ζώνες καλύπτοντας έτσι τις ακραίες περιπτώσεις της ζώνης Α (θερμότερη) και της ζώνης Δ (ψυχρότερη).



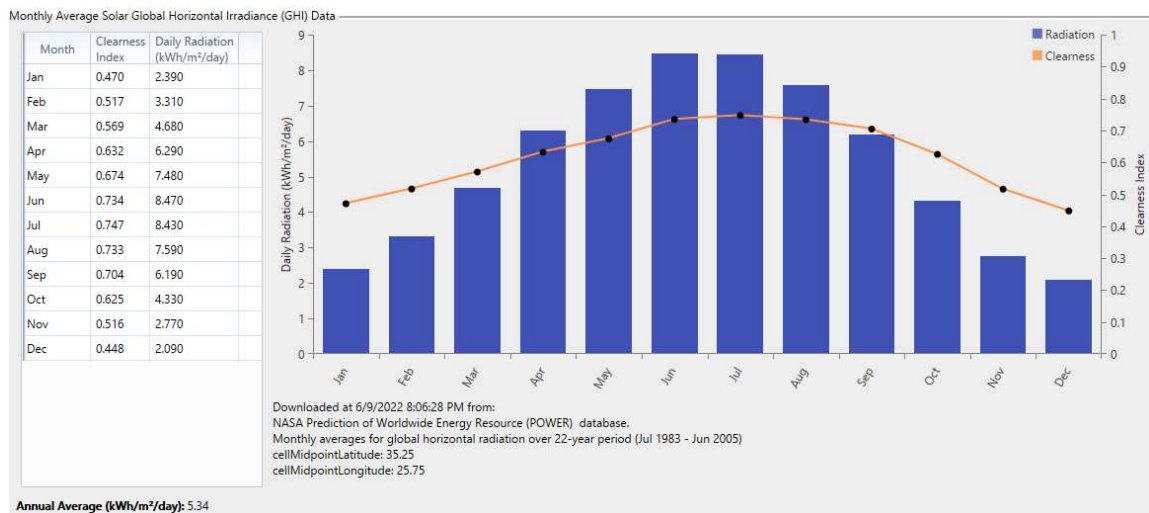
Σχήμα 7.1 Θέση των περιοχών μελέτης

Λόγω της διαφοράς στα γεωγραφικά πλάτη (6,8°) των δύο περιοχών είναι αναμενόμενο το υψηλότερο ηλιακό δυναμικό στην Ιεράπετρα όπως ενδεικτικά απεικονίζεται στο Σχήμα 7.2. Πράγματι η μέση ηλιακή ακτινοβολία που προσπίπτει σε οριζόντιο επίπεδο στην Ιεράπετρα είναι 5,34 kWh/m²-day ενώ στη Φλώρινα είναι 4,05 kWh/m²-day. Η μηνιαία εξέλιξη των τιμών αυτών μαζί με τον δείκτη αιθιρότητας απεικονίζονται στα Σχήματα 7.3 και 7.4. Από το Σχήμα 7.2 φαίνεται ότι η Ιεράπετρα είναι ιδιαίτερα ευνοημένη σε **ηλιακό δυναμικό** στη χώρα μας. Στη Φλώρινα όμως το ηλιακό δυναμικό είναι αξιοσημείωτα μειωμένο ως προς την Ιεράπετρα (-24%) γεγονός που αναμένεται να έχει αντίστοιχη αρνητική επίπτωση στην οικονομικότητα της αξιοποίησης της ηλιακής ενέργειας στη συγκεκριμένη θέση μελέτης.

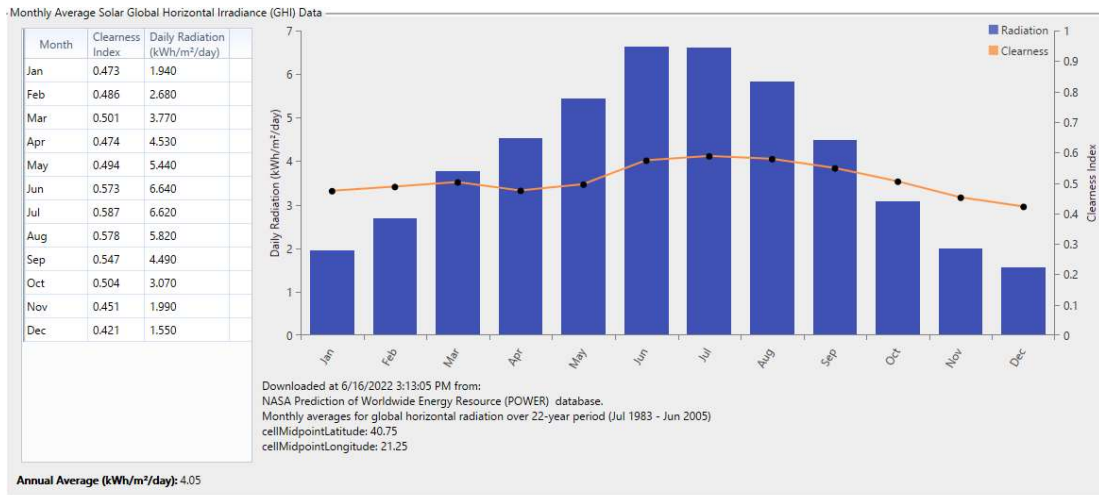
Σχετικά με το **αιολικό δυναμικό** των περιοχών και παρατηρώντας το Σχήμα 7.5 διαπιστώνουμε ότι η Κρήτη είναι ιδιαίτερα ευνοημένη και η Ιεράπετρα ειδικότερα διαθέτει σχετικά υψηλές ταχύτητες ανέμου (μέση ταχύτητα ανέμου 4,73 m/s). Από την άλλη πλευρά το αιολικό δυναμικό στον νομό Φλώρινας ειδικότερα είναι χαμηλότερο (μέση ταχύτητα ανέμου στη Φλώρινα 3,67 m/s), όμως διακρίνουμε και εδώ περιοχές με υψηλό δυναμικό οι οποίες βρίσκονται σε υψόμετρο. Πράγματι η ειδικότερη χωρική κατανομή του αιολικού δυναμικού στη Φλώρινα αποτυπώνεται στο Σχήμα 7.6, όπου διαπιστώνουμε περιοχές (κορυφογραμμές) με σημαντικά αυξημένο δυναμικό. Στο Σχήμα 7.7 απεικονίζονται τα ίδια δεδομένα για την ευρύτερη περιοχή Ιεράπετρας (νομός Λασιθίου) από το οποίο γίνεται φανερό το υψηλότερο αιολικό δυναμικό της περιοχής σε σχέση πάλι με τη Φλώρινα.



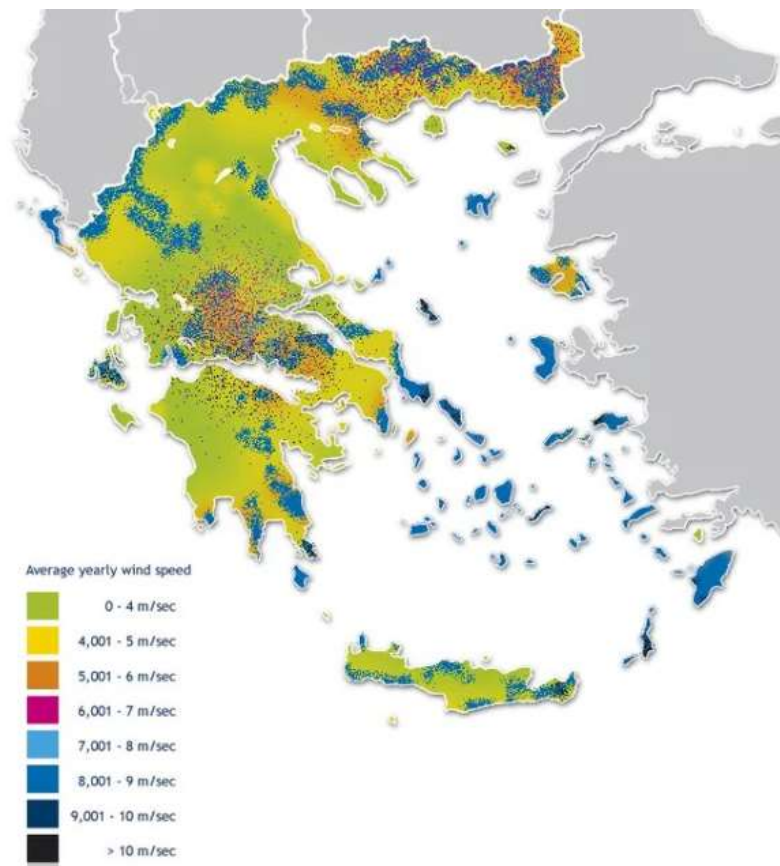
Σχήμα 7.2 Ετήσια προσπίπτουσα ηλιακή ενέργεια στην Ελλάδα (πηγή www.heliosnet.gr)



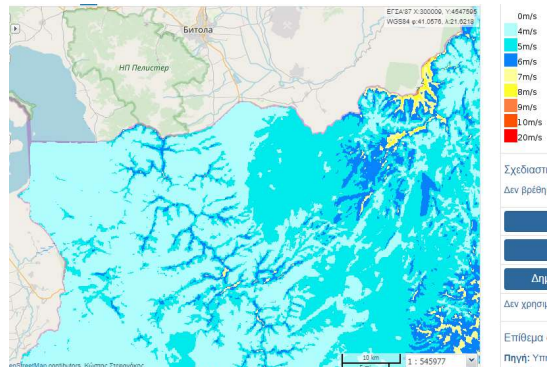
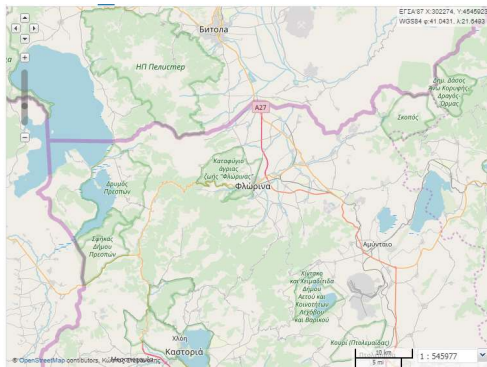
Σχήμα 7.3 Προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία και δείκτης αιθριότητας στην περιοχή Ιεράπετρας (πηγή πρόγραμμα HOMER)



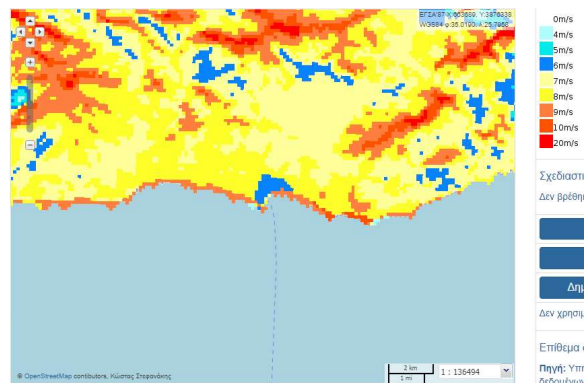
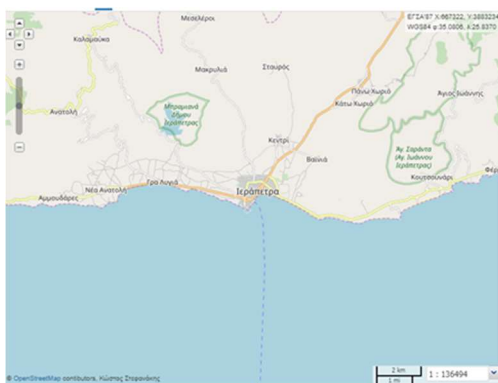
Σχήμα 7.4 Προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία και δείκτης αιθριότητας στην περιοχή Φλώρινας (πηγή πρόγραμμα HOMER)



Σχήμα 7.5 Χάρτης αιολικού δυναμικού της χώρας όπου απεικονίζεται η μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου



Σχήμα 7.6 Χάρτης και αιολικό δυναμικό της περιοχής Φλώρινας (ταχύτητες ανέμου σε 80 μέτρα ύψος) (πηγή http://mapsportal.ypen.gr/layers/rae_status:Aiolikos_h80)



Σχήμα 7.7 Χάρτης και αιολικό δυναμικό της περιοχής Ιεράπετρα (ταχύτητες ανέμου σε 80 μέτρα ύψος) (πηγή http://mapsportal.ypen.gr/layers/rae_status:Aiolikos_h80)

Σχετικά με τη **βιομάζα** διακρίνουμε δυναμικό που απαρτίζεται κυρίως από γεωργικά υπολείμματα, δασικά προϊόντα (καυσόξυλα), κτηνοτροφικά απορρίμματα. Τα τελευταία ενδιαφέρουν για την παραγωγή βιοαερίου, και επομένως δεν θα ασχοληθούμε με αυτά εφόσον πρόκειται να εξετάσουμε την χρήση στερεής βιομάζας για άμεση καύση. Στα γεωργικά υπολείμματα διακρίνουμε τις εξής μεγάλες κατηγορίες : κλαδοδέματα ελαιών, κλαδοδέματα αμπέλου, κλαδοδέματα άλλων δένδρων, υπολείμματα αραβοσίτου, άχυρα σιτηρών, στελέχη βαμβακιού, ελαιοπυρήνες. Ο Νομός Φλώρινας παρουσιάζει γεωργικές δραστηριότητες κυρίως στην καλλιέργεια σιτηρών και αραβοσίτου ενώ ο Νομός Λασιθίου κυρίως ελαιόδενδρα. Οι παραπάνω δραστηριότητες είναι σε περιορισμένη έκταση ώστε και οι δύο νομοί δεν ξεπερνούν το αντίστοιχο δυναμικό των 5000 τόνων ξηρής βιομάζας ετήσια (Χρήστου, 2017). Όμως ο νομός της Φλώρινας παρουσιάζει ενδιαφέρον δυναμικό σε παραγωγή καυσόξυλων που ξεπερνά τις 16000 ξηρούς τόνους ετήσια.

Αναφορικά με **έργα ΑΠΕ** που έχουν ήδη εγκατασταθεί στις περιοχές που εξετάζουμε (ή και που είναι υπό εγκατάσταση) αξίζει να αναφερθούν τα εξής. Στην **Φλώρινα** είναι ήδη εγκατεστημένες τριάντα τέσσερις Α/Γ VESTAS V52 800 kW (34Χ0,8=28,9 MW) στη θέση Τούμπα-Ανθοβούνι Δήμου Φλώρινας απο το 2010 (ΕΛΕΤΑΕΝ, 2022). Επίσης σχεδιάζεται αιολικό πάρκο στην θέση «Αετοράχη» Νυμφαίου (για το οποίο όμως είχαν επιβληθεί ασφαλιστικά μέτρα, ζητώντας να σταματήσουν οι εργασίες κατασκευής του Αιολικού

πάρκου καθότι η περιοχή είναι βιότοπος της Αρκούδας και δεδομένου ότι το πάρκο γειτνιάζει σε περιοχή Natura). Στην Φλώρινα επίσης, και όσον αφορά στα ΦΒ πάρκα, τα ΕΛΠΕ έχουν στόχο να εγκαταστήσουν πάρκο ισχύος 303MW (η Εταιρεία έχει ήδη εγκαταστήσει σταθμό 204MW στη γειτονική Κοζάνη). Στην **Ιεράπετρα** είναι ήδη εγκατεστημένες τέσσερις Α/Γ ENERCON E-48 800kW (σύνολο 3,2MW) στη θέση Σμαϊλόγγοσι Ιεράπετρας Λασιθίου που λειτουργούν από το 2020. Σχετικά με τα ΦΒ πάρκα έχουν ήδη αναπτυχθεί στην ευρύτερη περιοχή του Νομού Λασιθίου, όπως αποτυπώνεται στη σχετική βάση δεδομένων της ΡΑΕ (ΡΑΕ, 2022) και αναφέρονται ενδεικτικά το ΦΒ πάρκο ισχύος 75kWp στην περιοχή Καλόγεροι, και ο ΦΒ σταθμός 476kW στον Αθερινόλακκο Σητείας Λασιθίου. Συμπερασματικά και στους δύο νομούς υπάρχει σημαντική ανάπτυξη των ΑΠΕ (κυρίως αιολική και ηλιακή ενέργεια) με εμπορικά έργα μεγάλης κλίμακας.

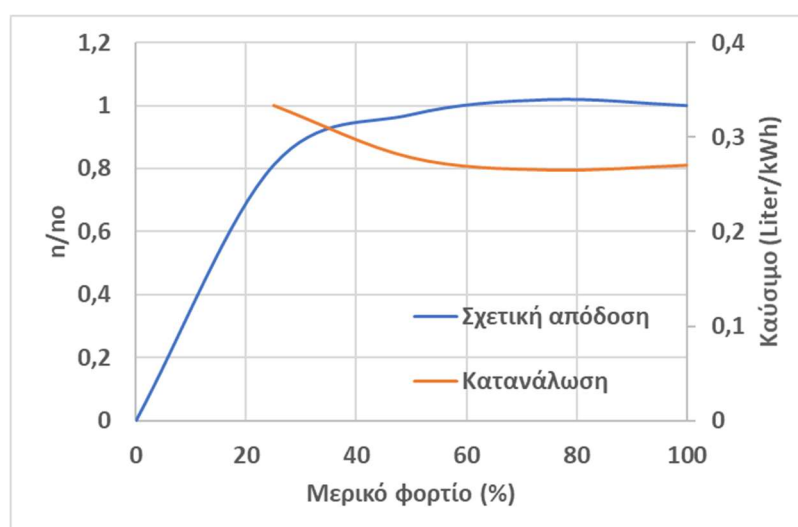
8 Συμβατικό σύστημα κάλυψης ενεργειακών αναγκών της κατοικίας

8.1 Περί γεννητριών

Οι ηλεκτρογεννήτριες είναι συσκευές που παράγουν ηλεκτρική ενέργεια καταναλώνοντας συμβατικό καύσιμο (βενζίνη ή πετρέλαιο diesel συνθηθέστερα για τις μεγαλύτερες μονάδες, βλ. Σχήμα 8.1). Χαρακτηρίζονται από την δυναμικότητά τους που εκφράζεται σε kW ή ακριβέστερα σε kVA. Οι αποδόσεις των Η/Γ κυμαίνονται από 30%-40% και μεταβάλλονται με το φορτίο εμφανίζοντας σημαντική μείωση όταν το φορτίο γίνεται ιδιαίτερα μικρό. Η σχετική εξέλιξη της απόδοσης με το φορτίο απεικονίζεται ενδεικτικά στο Σχήμα 8.2 και θα πρέπει να συνεκτιμηθεί κατά το σχεδιασμό της αυτόνομης της κατοικίας όπου η σχέση μέγιστο προς ελάχιστο φορτίο μπορεί να υπερβαίνει τον λόγο 6:1 (λειτουργία χαμηλότερη από το 20% του φορτίου όταν προδιαγράφεται για το μέγιστο φορτίο), διότι με την λειτουργία σε χαμηλό φορτίο αυξάνεται σημαντικά η κατανάλωση.



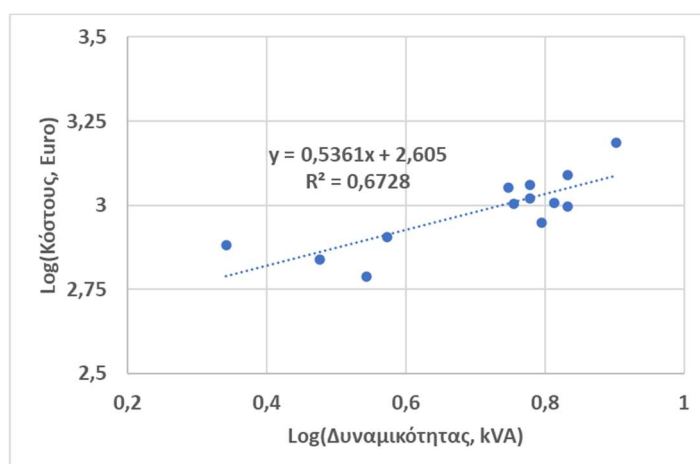
Σχήμα 8.1 Γεννήτρια βενζίνης (αριστερά) και πετρελαίου (δεξιά) δυναμικότητας 5kW



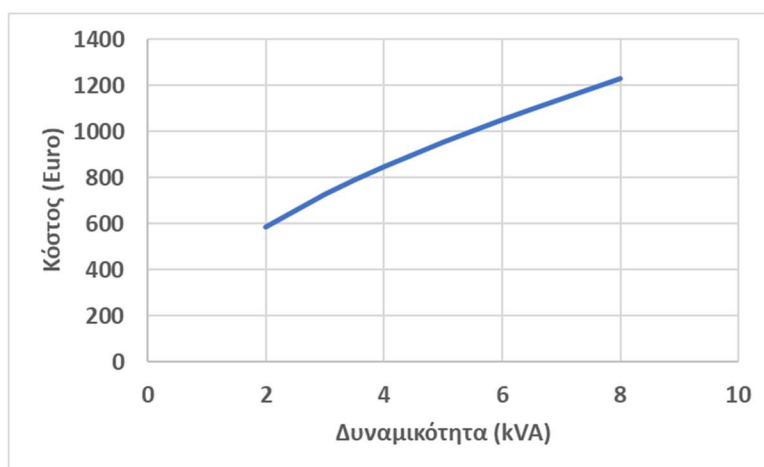
Σχήμα 8.2 Ενδεικτική εξέλιξη της απόδοσης Η/Γ με το μερικό φορτίο

Οι μικρότερης δυναμικότητας είναι φορητές και βενζίνης ενώ οι μεγαλύτερες είναι τροχήλατες ή σταθερής έδρασης και καταναλώνουν πετρέλαιο. Οι γεννήτριες βενζίνης είναι ελαφρότερες και προσφέρονται καλύτερα για φορητές εφαρμογές ενώ οι γεννήτριες πετρελαίου προσφέρονται για σταθερές εφαρμογές (π.χ. αυτονόμηση κατοικίας) έχοντας και το πλεονέκτημα της χρήσης ενός συγκριτικά ασφαλέστερου καυσίμου σε αντίθεση με την εύφλεκτη βενζίνη. Επίσης οι γεννήτριες πετρελαίου είναι πιο αξιόπιστες έχοντας χρόνο ζωής της τάξης των 20000 – 30000 ωρών σε αντίθεση με τις γεννήτριες βενζίνης που έχουν πολύ μικρότερους χρόνους ζωής (2000 – 3000 ώρες) .

Οι γεννήτριες είναι ιδιαίτερα διαδεδομένες ώστε διατίθενται στην αγορά από καταστήματα προμήθειας εργαλείων. Με αυτό το δεδομένο προχωρήσαμε σε μια σύντομη έρευνα αγοράς από στοιχεία που διαθέτουν στο διαδίκτυο αλλά και με επισκέψεις σε μεγάλα εμπορικά καταστήματα που προμηθεύουν εξοπλισμό. Ενδεικτικά στοιχεία κόστους απεικονίζονται στο Σχήμα 8.3 σε σχέση με την δυναμικότητα των μονάδων με την χρήση διαγράμματος log-log. Η ανάλυση παλινδρόμησης των δεδομένων αυτών οδηγεί στη σχέση κόστους – δυναμικότητας που παρουσιάζεται στο Σχήμα 8.4.



Σχήμα 8.3 Απεικόνιση της σχέσης μεταξύ δυναμικότητας Η/Γ και κόστους της σε log-log διάγραμμα



Σχήμα 8.4 Συσχέτιση δυναμικότητας κόστους μονάδων Η/Γ σύμφωνα με στατιστική επεξεργασία στοιχείων της αγοράς

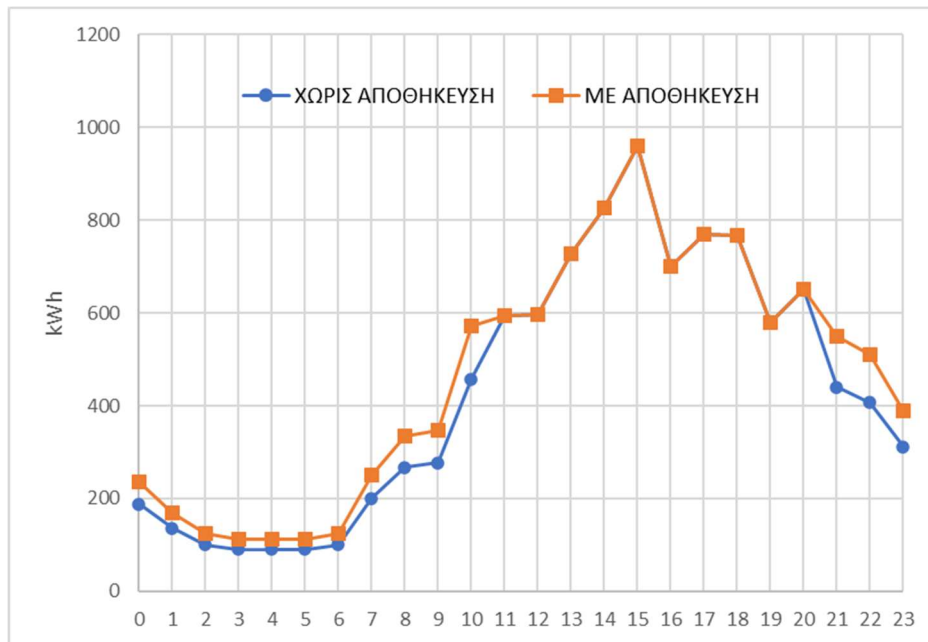
Για την προδιαγραφή της κατάλληλης δυναμικότητας Η/Γ για την κατοικία θα πρέπει να ληφθεί υπ' όψη ότι η υπερδιαστασιολόγηση οδηγεί σε μειωμένο χρόνο ζωής λόγω συσσώρευσης συμπυκνωμάτων και αιθάλης ενώ επίσης η υποδιαστασιολόγηση οδηγεί πάλι σε μειωμένο χρόνο ζωής λόγω μηχανικών καταπονήσεων. Όμως η μεταβλητότητα του φορτίου (από 0,1 έως > 1,0 kW) οδηγεί επομένως σε συνδυασμό της Η/Γ με σύστημα αποθήκευσης ώστε να αποφεύγεται η λειτουργία της σε χαμηλό φορτίο. Άλλωστε οι Η/Γ προσφέρονται για να λειτουργούν σε καθημερινή βάση για κάποιες ώρες την ημέρα. Για παράδειγμα μια Η/Γ βιομηχανικού τύπου μπορεί να λειτουργεί 4 ώρες ημερησίως ώστε με ένα χρόνο ζωής 20000 ώρες να αντέξει 14 έτη πριν απαιτηθεί γενική επισκευή (Worldwide, 2022).

Σύμφωνα με τα παραπάνω θα θεωρήσουμε ότι η Η/Γ λειτουργεί 10 ώρες ημερησίως που είναι οι ώρες αιχμής ειδικότερα το καλοκαίρι όπου έχουμε αυξημένες ανάγκες λόγω ψύξης, οπότε ο αναμενόμενος χρόνος ζωής μπορεί να φθάνει περίπου τα 6 έτη. Τις ώρες αυτές εξυπηρετούνται τα αυξημένα φορτία και ταυτόχρονα πραγματοποιείται αποθήκευση σε συσσωρευτές για τις υπόλοιπες ώρες. Το γεγονός αυτό αυξάνει τις απαιτήσεις σε εξοπλισμό και δυναμικότητα και κατανάλωση καυσίμου, διότι

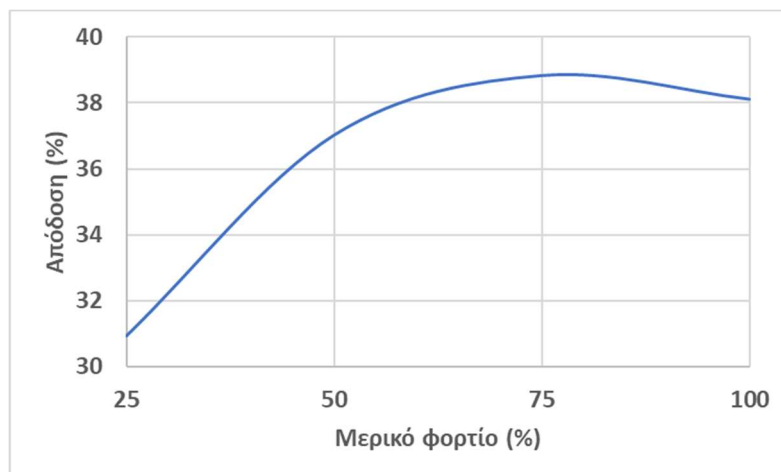
- ✓ Θα απαιτηθεί υπερδιαστασιολόγηση της Η/Γ εφόσον σε 10 ώρες θα παράγει το φορτίο όλης της ημέρας
- ✓ Θα απαιτηθεί σύστημα αποθήκευσης (συσσωρευτές μολύβδου που αποτελούν οικονομική και αξιόπιστη λύση)
- ✓ Θα απαιτηθεί σύστημα παρακολούθησης της φόρτισης των συσσωρευτών και γενικότερα σύστημα ελέγχου και επιπλέον αναστροφέας (inverter) για να μετατρέπει την αποθηκευμένη ηλεκτρική ενέργεια σε εναλλασσόμενο ρεύμα σύμφωνα με τις απαιτήσεις των συσκευών
- ✓ Το σύστημα αποθήκευσης εισάγει πρόσθετες απωλίες επιτυγχάνοντας έναν συνολικό βαθμό απόδοσης της αποθήκευσης – μετατροπής σε εναλλασσόμενο ρεύμα στο 80%.

Αξίζει να σημειωθεί ότι τα παραπάνω επιδρούν στο επίπεδο άνεσης των τελικών χρηστών που θα πρέπει να φροντίζουν να θέτουν σε λειτουργία υψηλά φορτία π.χ. κουζίνα κλιματιστικά τις ώρες που λειτουργεί η Η/Γ. Επίσης μπορεί να υπολογιστεί η προκαλούμενη αύξηση στην κατανάλωση καυσίμου της Η/Γ θεωρώντας ότι λειτουργεί τις ώρες αιχμής 10:30 – 20:30 ώστε τις επόμενες ώρες λειτουργεί η αποθήκευση με απόδοση 80%. Η προκαλούμενη αύξηση της κατανάλωσης απεικονίζεται στο Σχήμα 8.5 (η διαφορά μεταξύ της πορτοκαλί και μπλε γραμμής) και προκύπτει ίση με 0,789 kWh/day. Μπορεί να θεωρηθεί ότι η υπερκατανάλωση αυτή είναι σταθερή όλο το έτος, καθώς το καλοκαίρι που προστίθενται οι ανάγκες ψύξης μπορεί να εξυπηρετούνται εξ ολοκλήρου τις προαναφερθείσες ώρες λειτουργίας της Η/Γ. Επομένως η ετήσια κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας θα πρέπει να προσαυξηθεί κατά $(0,789 \text{ kWh/d}) \cdot (365 \text{ d/yr}) = 288 \text{ kWh/yr}$.

Μια τυπική τιμή απόδοσης Η/Γ μπορεί να είναι περί το 38% που μειώνεται όμως σημαντικά με τη μείωση του φορτίου όπως φαίνεται στο Σχήμα 8.6. Όμως με τη θεώρηση 10ωρης λειτουργίας για την κάλυψη του ημερήσιου φορτίου μπορεί να διαστασιολογηθεί η Η/Γ ώστε να λειτουργεί τουλάχιστον στο 50% της δυναμικότητάς της και έτσι να μην επηρεάζεται σημαντικά η απόδοσή της.



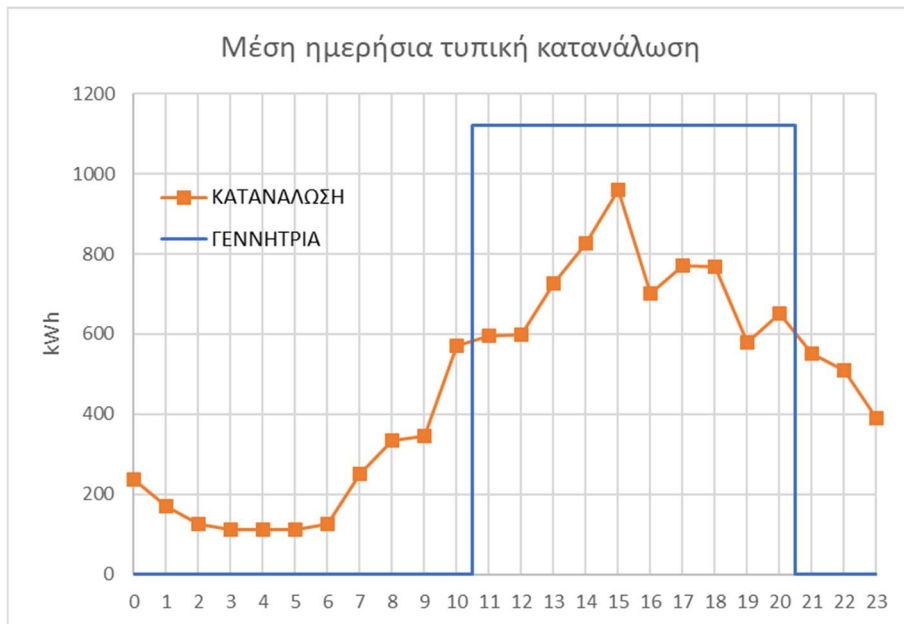
Σχήμα 8.5 Μεταβολή της ημερήσιας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας με την εφαρμογή αποθήκευσης για την λειτουργία της Η/Γ 10 ώρες ημερήσια



Σχήμα 8.6 Εξέλιξη της απόδοσης της θεωρούμενης Η/Γ με το μερικό φορτίο

Δεδομένου ότι η γεννήτρια θα παράγει στη 10ωρη λειτουργία της την κατανάλωση του 24ωρου που εκτιμάται σε 11,12 kWh/day θα πρέπει να λειτουργεί σε σταθερή ισχύ $(11,12 \text{ kWh/day}) / (10 \text{ h/day}) = 1,11 \text{ kW}$ (όπως απεικονίζεται στο Σχήμα 8.7) και επομένως θα πρέπει να έχει ισχύ της τάξης των 1,5 με 2 kW για να δουλεύει χαμηλότερα από τα 75% του ονομαστικού της φορτίου.

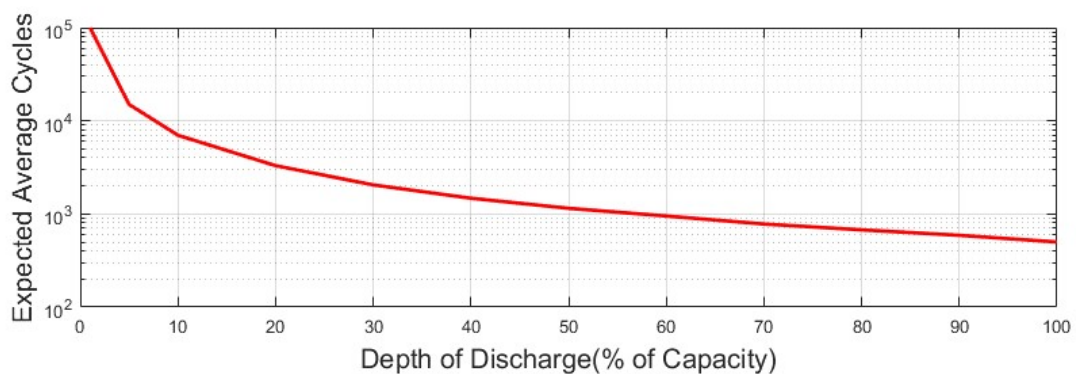
Σημειώνεται εδώ ότι το Σχήμα 8.7 αναφέρεται στα ηλεκτρικά φορτία πλην ψύξης τα οποία διαφοροποιούνται σύμφωνα με τις κλιματικές συνθήκες και επομένως μελετώνται παρακάτω χωριστά κατά περίπτωση.



Σχήμα 8.7 Ημερήσια εξέλιξη της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από την Η/Γ και της κατανάλωσής της στα φορτία.

8.2 Περί συσσωρευτών

Υπάρχουν διάφοροι τύποι συσσωρευτών με επικρατέστερους του μολύβδου και των ιόντων λιθίου. Αν και οι δεύτεροι έχουν εξαιρετικά πλεονεκτήματα, για λόγους κόστους επιλέγονται οι πρώτοι που έχουν όμως σημαντικά μικρότερο χρόνο ζωής (περίπου υποπενταπλάσιο) ο οποίος εξαρτάται από το βάθος εκφόρτισης όπως απεικονίζεται στο Σχήμα 8.8.



Σχήμα 8.8 Μείωση του χρόνου ζωής συσσωρευτών μολύβδου με την αύξηση της εκφόρτισης (πηγή Zhang et al., 2017)

Σχετικά με τους συσσωρευτές για την αποθήκευση των 3,94 kWh/day (είναι η κατανάλωση τις υπόλοιπες ώρες που δεν δουλεύει η Η/Γ) θα απαιτηθεί διπλάσια δυναμικότητα ώστε η εκφόρτιση να μην υπερβαίνει το 50% και να μη μειωθεί σημαντικά ο χρόνος ζωής τους. Άρα για αποθήκευση στα 12V θα απαιτηθούν συσσωρευτές συνολικής χωρητικότητας:
 $(3940 \text{ Wh}) / [(12 \text{ V}) * (50\%)] = 657 \text{ Ah}$.

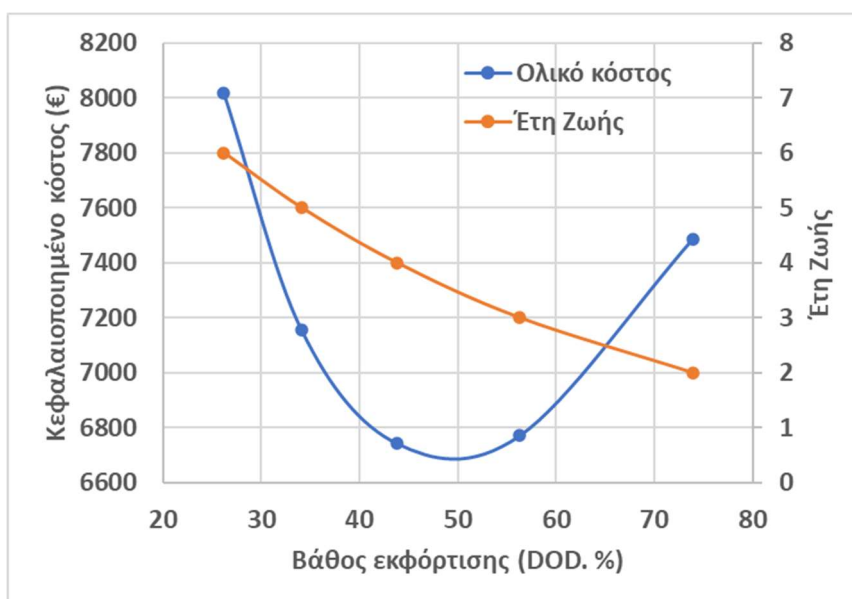
Ο βέλτιστος βαθμός εκφόρτισης προκύπτει ως εξής. Με την αύξηση του *DOD* απαιτούνται λιγότερες μπαταρίες αλλά αντέχουν λιγότερους κύκλους και επομένως θα αντικαθίστανται συχνότερα. Προκύπτει επομένως ένα βέλτιστο. Θεωρώντας ένα διαθέσιμο αρχικό κεφάλαιο *A* το οποίο θα εξυπηρετήσει το κόστος *K* της αρχικής αγοράς και το υπολοιπό του θα αξιοποιηθεί με επιτόκιο *r* ώστε μετά από *N* έτη να έχει ξαναγίνει *A* ώστε να εξυπηρετήσει πάλι την αγορά των συσσωρευτών κ.ο.κ. προκύπτει η ισότητα

$$(A - K) \cdot (1 + r)^N = A$$

Και λύνοντας ως προς το αρχικό κεφάλαιο (κεφαλαιοποιημένο κόστος, capitalized cost (Investopedia, 2022) που μας εξυπηρετεί μόνιμα («αιώνια», perpetually) την ανάγκη αποθήκευσης βρίσκουμε

$$A = \frac{K \cdot (1 + r)^N}{(1 + r)^N - 1}$$

Εφαρμόζουμε την παραπάνω σχέση για το προβλημά μας όπου απαιτείται αποθήκευση περίπου 330 Ah και ελέγχουμε για βάθη εκφόρτισης από 30% έως 70%. Το συνολικό κόστος και ο αντίστοιχος χρόνος ζωής (έτη με ημερήσιους κύκλους, δηλαδή 365 cycles/year) απεικονίζονται στο Σχήμα 8.9 από όπου προκύπτει βέλτιστο (ελάχιστο συνολικό κόστος) για *DOD* = 50%.



Σχήμα 8.9 Εξέλιξη του χρόνου ζωής των συσσωρευτών και του αντίστοιχου κεφαλαιοποιημένου κόστους για διάφορα βάθη εκφόρτισης ($r=7\%$).

8.3 Περί λεβήτων και δοχείων λεβητοστασίου (μπόιλερ)

Για την κάλυψη των φορτίων θέρμανσης μπορεί να χρησιμοποιείται σύγχρονος λέβητας πετρελαίου θέρμανσης που διατηρεί υψηλή απόδοση και σε χαμηλά φορτία. Ο λέβητας θα μπορεί να εξυπηρετεί και τις ανάγκες του ΖΝΧ εφόσον συνδυάζεται με κατάλληλο δοχείο (boiler) με σερπαντίνα (coil) θέρμανσης του νερού (βλ. Σχήμα 8.10).



Σχήμα 8.10 Σύγχρονος λέβητας (αριστερά) και τομή boiler (δεξιά)

Για τη δυναμικότητα του λέβητα θα πρέπει να υπολογισθούν τα φορτία αιχμής με βάση την ελάχιστη θερμοκρασία για την κάθε περιοχή. Για το σκοπό αυτό θα απαιτηθεί ο συνολικός συντελεστής θερμικών απωλειών της κατοικίας, που είναι ίδιος και για τις δύο μελέτες περίπτωσης και υπολογίζεται ως εξής. Πρώτα υπολογίζεται ο συντελεστής απωλειών μέσω του κελύφους, όπως φαίνεται στον Πίν. 8.1.

Πίνακας 8.1 Υπολογισμός συντελεστή απωλειών μέσω του κελύφους

ΣΤΟΙΧΕΙΟ	ΠΡΟΣΑΝΑ- ΤΟΛΙΣΜΟΣ	ΕΠΙΦΑΝΕΙΑ (m ²)	ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ U (W/m ² -K)	U _i X A _i (W/K)
ΤΟΙΧΟΣ	B	20,74	0,5	10,37
ΤΟΙΧΟΣ	A	39,07	0,5	19,53
ΤΟΙΧΟΣ	N	21,09	0,5	10,54
ΤΟΙΧΟΣ	Δ	41,24	0,5	20,62
ΕΞΩΠΟΡΤΑ	N	1,80	0,5	0,90
ΟΡΟΦΗ	-	100,00	0,45	45,00
ΔΑΠΕΔΟ	-	100,00	0,45	45,00
ΚΟΥΦΩΜΑ	B	5,79	3,0	17,37
ΚΟΥΦΩΜΑ	A	5,81	3,0	17,43
ΚΟΥΦΩΜΑ	N	3,64	3,0	10,92
ΚΟΥΦΩΜΑ	Δ	3,64	3,0	10,92
ΣΥΝΟΛΟ				208,61

Άρα ο συνολικός συντελεστής απωλειών μέσω του κελύφους είναι $U_k=208,61$ W/K.

Ο συντελεστής θερμικών απωλειών λόγω αερισμών που υποθέσαμε ($103,84$ m³/h) υπολογίζεται σε $U_a=V \cdot \rho \cdot C_p=(103,84/3600$ m³/s) $\cdot(1,2$ kg/m³) $\cdot(1,0$ kJ/kg-K) $=34,61$ W/K

Και επομένως ο συνολικός συντελεστής απωλειών είναι $U_{ολ}=U_k+U_a=208,61+34,61=243,2$ W/K.

8.4 Τελικός σχεδιασμός συμβατικού συστήματος κάθε περίπτωσης

8.4.1 Περίπτωση ΙΕΡΑΠΕΤΡΑΣ

Όπως υπολογίστηκε παραπάνω το μέγιστο φορτίο ψύξης συναντάται τον Ιούλιο που φθάνει τις 18,4 kWh/m² το οποίο αντιστοιχεί σε ημερήσια προσαύξηση του ηλεκτρικού φορτίου κατά:

$$(18,4 \text{ kWh/m}^2\text{-month}) \times (100 \text{ m}^2) / (31 \text{ days/month}) \times (0,33 \text{ kWh/kWh-ψύξης}) = 19,7 \text{ kWh}$$

Φθάνοντας το συνολικό ηλεκτρικό φορτίο τα 11,12+19,7=30,9 kWh/day θα απαιτηθεί Η/Γ δυναμικότητας τουλάχιστον 3,1 kW. Στην πράξη η παραγωγή από την Η/Γ είναι μεταβλητή διότι είναι ιδιαίτερα αυξημένη στην έναρξη λειτουργίας της οπότε οι μπαταρίες βρίσκονται στο χαμηλότερο βαθμό φόρτισης, αλλά η ακριβής αποτύπωση της λειτουργίας της Η/Γ απαιτεί λεπτομερή προσομοίωση του συστήματος και επομένως προσεγγιστικά θεωρούμε μία δυναμικότητα για λόγους ασφαλείας περί τα 4-5 kVA ώστε ταυτόχρονα να αποφύγουμε τη λειτουργία σε πολύ χαμηλό φορτίο τους χειμερινούς μήνες.

Σχετικά με τη δυναμικότητα των συσσωρευτών ισχύουν και για τις δύο περιπτώσεις αυτά που αναφέρθηκαν στο υποκεφ. 8.2. Δηλαδή είναι συνολικής χωρητικότητας 660 Ah. Επίσης θα απαιτηθεί συσκευή ελέγχου της φόρτισης των συσσωρευτών και αναστροφέας δυναμικότητας 2 kW, παρά τα φορτία αιχμής της τάξης των 3 kW, για να μπορεί να ανταποκριθεί στα φορτία εκτός των ωρών αιχμής.

Το θερμικό φορτίο αιχμής για εσωτερική θερμοκρασία 20°C και εξωτερική θερμοκρασία 6°C υπολογίζεται σε $Q_{\max} = U_{\text{ολ}} \cdot (T_{\text{εσ}} - T_{\text{σ,χ,εμ}}) = 243,2 \text{ W/K} \cdot (20-6) \text{ K} = 3405 \text{ W}$

Λαμβάνοντας υπόψη και το φορτίο του boiler για το ZNX, που λαμβάνεται ίσο με 4kW προκύπτει ότι το συνολικό φορτίο (περίπου 8kW) υπολείπεται σημαντικά της ελάχιστης δυναμικότητας των εμπορικά διαθέσιμων λεβήτων (περίπου 23 kW) ώστε επιλέγεται τελικά λέβητας δυναμικότητας 20000 kcal/h.

Σχετικά με τα έξοδα λειτουργίας διακρίνουμε τα εξής:

Πετρέλαιο θέρμανσης : οι ανάγκες εκτιμήθηκαν σε 5000 kWh/yr. Λαμβάνοντας υπόψη ότι η κατώτερη θερμογόνος δύναμη (ΚΘΔ) του πετρελαίου είναι 11,9 kWh/L και μία ενδεικτική τιμή πώλησης του πετρελαίου θέρμανσης 1,55 €/L τα ετήσια έξοδα υπολογίζονται σε

$$(5000 \text{ kWh/yr}) / (11,9 \text{ kWh/L}) = 420,2 \text{ L/yr}$$

$$(420,2 \text{ L/yr}) \cdot (1,55 \text{ €/L}) = 651,3 \text{ €/yr}$$

Πετρέλαιο κίνησης : Οι ανάγκες σε ηλεκτρική ενέργεια εκτιμήθηκαν στις 4712 kWh/yr. Λαμβάνοντας υπόψη ότι η απόδοση της Η/Γ είναι 38%, η κατώτερη θερμογόνος δύναμη (ΚΘΔ) του πετρελαίου είναι 11,9 kWh/L και μία ενδεικτική τιμή πώλησης του πετρελαίου κίνησης 1,85€/L, τότε τα ετήσια έξοδα υπολογίζονται σε:

$$\{(4712 \text{ kWh/yr}) / 0,38\} / (11,9 \text{ kWh/L}) = 1042,0 \text{ L/yr}$$

$$(1042 \text{ L/yr}) \cdot (1,85 \text{ €/L}) = 1927,7 \text{ €/yr}$$

Δαπάνες συντήρησης : Λαμβάνονται ως 5% του κόστους του εγκατεστημένου εξοπλισμού

Δαπάνες επισκευών και αντικαταστάσεων: Για όλα τα στοιχεία εξοπλισμού λαμβάνεται χρόνος ζωής 20 έτη πλην των συσσωρευτών και της γεννήτριας. Για τους συσσωρευτές με δεδομένο το βάθος εκφόρτισης (50%) προκύπτει αναμενόμενος χρόνος ζωής 3,5 έτη. Για τη γεννήτρια και για 10ωρη ημερήσια λειτουργία προκύπτει ανάγκη γενικής επισκευής στην 5ετία και αντικατάσταση στην 10ετία.

Τα στοιχεία κόστους των παραπάνω έχουν ως εξής

ΕΞΟΔΑ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ	5350 €	
Λέβητας πετρελαίου	900	
Θερμαντήρας νερού (boiler)	500	
Γεννήτρια	1300	
Συσσωρευτές	1400	
Ελεγκτής φόρτισης	350	
Αναστροφέας	400	
Έξοδα εγκατάστασης	500	
ΕΞΟΔΑ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ	2850 €/yr	
Πετρέλαιο θέρμανσης	651,3 €/yr	(420,2 L/yr)
Πετρέλαιο κίνησης	1927,7 €/yr	(1042,0 L/yr)
Έξοδα συντήρησης	270 €/yr	(5% του κόστους εξοπλισμού)

8.4.2 Περίπτωση ΦΛΩΡΙΝΑΣ

Όπως υπολογίστηκε παραπάνω το μέγιστο φορτίο ψύξης συναντάται τον Ιούλιο που φθάνει τις 8,3kWh/m² το οποίο αντιστοιχεί σε ημερήσια προσαύξηση του ηλεκτρικού φορτίου κατά

$$(8,3 \text{ kWh/m}^2\text{-month}) \times (100 \text{ m}^2)/(31 \text{ days/month}) \times (0,33 \text{ kWh/kWh-ψύξης})=8,9 \text{ kWh}$$

Φθάνοντας το συνολικό ηλεκτρικό φορτίο τα 11,12+8,9=20,0 kWh/day θα απαιτηθεί επομένως Η/Γ δυναμικότητας τουλάχιστον 2 kW. Στην πράξη η παραγωγή από την Η/Γ είναι μεταβλητή διότι είναι ιδιαίτερα αυξημένη στην έναρξη λειτουργίας της οπότε οι μπαταρίες βρίσκονται στο χαμηλότερο βαθμό φόρτισης, αλλά η ακριβής απόδοση της λειτουργίας της Η/Γ απαιτεί προσομοίωση του συστήματος και επομένως προσεγγιστικά θεωρούμε μία δυναμικότητα για λόγους ασφαλείας περί τα 4 kVA.

Σχετικά με τη δυναμικότητα των συσσωρευτών ισχύουν και για τις δύο περιπτώσεις αυτά που αναφέρθηκαν στο υποκεφ. 8.2. Δηλαδή είναι συνολικής χωρητικότητας 660 Ah. Επίσης θα απαιτηθεί συσκευή ελέγχου της φόρτισης των συσσωρευτών και αναστροφέας δυναμικότητας 2 kW, παρά τα φορτία αιχμής που μπορούν να ξεπερνούν αυτήν την τμή, για να μπορεί απλά να ανταποκριθεί στα φορτία εκτός των ωρών αιχμής.

Το θερμικό φορτίο αιχμής για εσωτερική θερμοκρασία 20°C και εξωτερική -8°C υπολογίζεται σε:

$$Q_{\max}=U_{\text{ολ}} \cdot (T_{\text{εσ}}-T_{\text{σχ,χέμ}}) = 243,2 \text{ W/K} \cdot \{20-(-8)\} \text{ K} = 6810 \text{ W}$$

Λαμβάνοντας υπόψη και το φορτίο του boiler για το ZNX, που λαμβάνεται ίσο με 4 kW προκύπτει ότι το συνολικό φορτίο (περίπου 11 kW) υπολείπεται σημαντικά της ελάχιστης

δυναμικότητας των εμπορικά διαθέσιμων λεβήτων (περίπου 23 kW) ώστε επιλέγεται τελικά λέβητας δυναμικότητας 20000 kcal/h.

Σχετικά με τα έξοδα λειτουργίας διακρίνουμε τα εξής:

Πετρέλαιο θέρμανσης: οι ανάγκες εκτιμήθηκαν σε 18575 kWh/yr. Λαμβάνοντας υπόψη ότι η κατώτερη θερμογόνος δύναμη (ΚΘΔ) του πετρελαίου είναι 11,9 kWh/L και μία ενδεικτική τιμή πώλησης του πετρελαίου θέρμανσης 1,55 €/L τα ετήσια έξοδα υπολογίζονται σε

$$(18575 \text{ kWh/yr}) / (11,9 \text{ kWh/L}) = 1560,9 \text{ L/yr}$$

$$(1560,9 \text{ L/yr}) \cdot (1,55 \text{ €/L}) = 2419,4 \text{ €/yr}$$

Πετρέλαιο κίνησης: Οι ανάγκες σε ηλεκτρική ενέργεια εκτιμήθηκαν στις 4110,3 kWh/yr. Λαμβάνοντας υπόψη ότι η απόδοση της Η/Γ είναι 38%, η κατώτερη θερμογόνος δύναμη (ΚΘΔ) του πετρελαίου είναι 11,9 kWh/L και μία ενδεικτική τιμή πώλησης του πετρελαίου κίνησης 1,85 €/L τα ετήσια έξοδα υπολογίζονται σε

$$\{(4110,3 \text{ kWh/yr}) / 0,38\} / (11,9 \text{ kWh/L}) = 909,0 \text{ L/yr}$$

$$(909,0 \text{ L/yr}) \cdot (1,85 \text{ €/L}) = 1681,7 \text{ €/yr}$$

Δαπάνες συντήρησης: Λαμβάνονται ως 5% του κόστους του εγκατεστημένου εξοπλισμού

Δαπάνες επισκευών και αντικαταστάσεων: Για όλα τα στοιχεία εξοπλισμού λαμβάνεται χρόνος ζωής 20 έτη πλην των συσσωρευτών και της γεννήτριας. Για τους συσσωρευτές με δεδομένο το βάθος εκφόρτισης (50%) προκύπτει αναμενόμενος χρόνος ζωής 3,5 έτη. Για τη γεννήτρια και για 10ωρη ημερήσια λειτουργία προκύπτει ανάγκη γενικής επισκευής στην 5ετία και αντικατάσταση στην 10ετία.

Τα στοιχεία κόστους των παραπάνω έχουν ως εξής

ΕΞΟΔΑ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ	5350 €
Λέβητας πετρελαίου	900
Θερμαντήρας νερού (boiler)	500
Γεννήτρια	1300
Συσσωρευτές	1400
Ελεγκτής φόρτισης	350
Αναστροφέας	400
Έξοδα εγκατάστασης	500
ΕΞΟΔΑ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ	4370 €/yr
Πετρέλαιο θέρμανσης	2419,4 €/yr (1560,9 L/yr)
Πετρέλαιο κίνησης	1681,7 €/yr (909,0 L/yr)
Έξοδα συντήρησης	270 €/yr (5% του κόστους εξοπλισμού)

9 Σχεδιασμός ολοκληρωμένου συστήματος εξυπηρέτησης ενεργειακών αναγκών της κατοικίας με την χρήση ΑΠΕ

Το ολοκληρωμένο σύστημα εξυπηρέτησης ενεργειακών αναγκών της κατοικίας με τη χρήση ΑΠΕ θα απαρτίζεται από τα εξής επιμέρους τμήματα:

- Υβριδικό σύστημα με ΦΒ και ΑΓ και συσσωρευτές για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.
- Ηλιακούς συλλέκτες για παραγωγή ζεστού νερού χρήσης.
- Λέβητα στερεής βιομάζας για θέρμανση χώρων (και ζεστό νερό χρήσης όταν δεν επαρκούν οι ηλιακοί συλλέκτες).

Η διαστασιολόγηση των παραπάνω συστημάτων είναι ένα σύνθετο θέμα με πολλές παραμέτρους, όπως θα φανεί στην ανάλυση που ακολουθεί. Συγκεκριμένα στο **υβριδικό σύστημα** η συμμετοχή της κάθε πηγής ενέργειας (ηλιακή και αιολική) προκύπτει από κατάλληλο αλγόριθμο βελτιστοποίησης. Η βελτιστοποίηση έχει σαν βασικό κριτήριο την ελαχιστοποίηση των συνολικών παρουσών δαπανών στη διάρκεια ζωής του έργου. Στην απλουστευμένη μορφή της μπορεί να στηρίζεται μόνο στα κόστη προμήθειας των ΦΒ και της ΑΓ. Με δεδομένη τη γραμμική κλιμάκωση του κόστους με την δυναμικότητα των συστημάτων αυτών προκύπτει ο βέλτιστος συνδυασμός με την εφαρμογή του γραμμικού προγραμματισμού όπως προτάθηκε από τον Markvart (Markvart, 1996).

Στην πλέον σύνθετη μορφή βελτιστοποίησης συνεκτιμάται και η ακριβής λειτουργία των συσσωρευτών των οποίων η δυναμικότητα αποτελεί και αυτή σχεδιαστική παράμετρο, και αντιμετωπίζεται με την χρήση εξειδικευμένου λογισμικού που λαμβάνει υπόψη όλες τις παράμετρους σχεδιασμού και τα αντίστοιχα κόστη προμήθειας, λειτουργίας, αντικατάστασης και συντήρησης. Ένα τέτοιο λογισμικό είναι το HOMER (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources, HOMER 2022) που θα εφαρμόσουμε για συγκριτική αξιολόγηση της προσεγγιστικής λύσης.

Για τη διαστασιολόγηση των **ηλιακών συλλεκτών** για ZNX λαμβάνεται υπόψη ότι με την αύξηση της επιφάνειας αυξάνεται και το ποσοστό κάλυψης των αναγκών αλλά με αργότερο ρυθμό, γεγονός που οδηγεί σε επιλογή κάλυψης ενός μεγάλου μέρους αλλά όχι όλου του φορτίου. Για τον υπολογισμό του συντελεστή κάλυψης μπορεί να χρησιμοποιηθεί η μέθοδος f γνωστή ως f -chart.

Για το **σύστημα της βιομάζας** υπάρχουν διάφορες επιλογές όσων αφορά καταρχάς την πρώτη ύλη που θα μπορεί να είναι ξύλα, φυλλίδια (chips), ή pellets. Η πρώτη ύλη θα μπορεί να αγοράζεται μορφοποιημένη ή να μορφοποιείται από τον χρήστη. Πράγματι με δεδομένο ότι το υβριδικό σύστημα διαστασιολογείται για το μέγιστο φορτίο, προκύπτει περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας που θα μπορεί να χρησιμοποιείται τόσο για την κοπή και τεμαχισμό κλαδιών (με τη χρήση ηλεκτρικού αλυσοπρίονου) όσο και για την μορφοποίησή τους σε chips με τη χρήση κατάλληλου ηλεκτρικού τεμαχιστή (shredder). Σε αυτή τη μορφή τα chips θα μπορούν να τροφοδοτούν συνεχώς με τη χρήση ατέρμονα έναν κατάλληλο λέβητα βιομάζας.

9.1 Περίπτωση ΙΕΡΑΠΕΤΡΑΣ

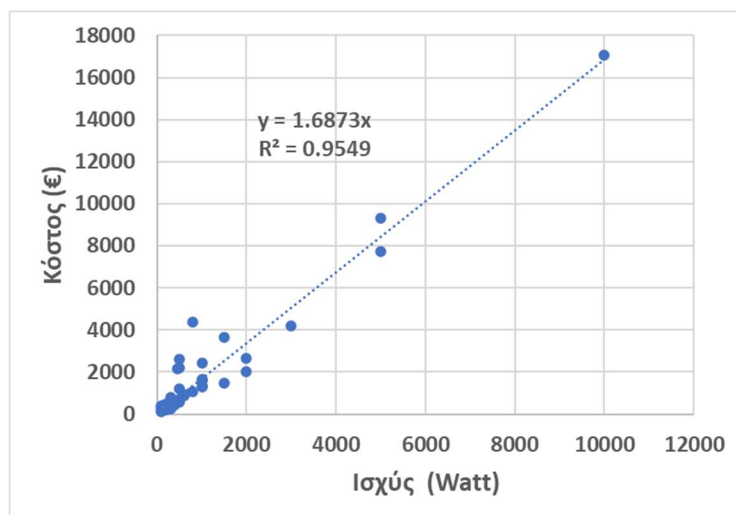
9.1.1 Σχεδιασμός του υβριδικού ΦΒ-ΑΓ συστήματος

Σύμφωνα με τη μέθοδο του Markvart θα χρειαστούν τα εξής στοιχεία :

- Κλιματικά στοιχεία της περιοχής όπως αυτά που παρατέθηκαν στον πιν. 6.1
- Στοιχεία αποδόσεων της ΑΓ (καμπύλη ισχύος) και των ΦΒ
- Η παραγωγή από την κάθε πηγή ενέργειας για κάθε μήνα εκφρασμένη σε kWh_{el} ανα kW εγκατεστημένης ισχύος του ΦΒ και της ΑΓ αντίστοιχα.
- Τα στοιχεία κόστους προμήθειας ΦΒ και ΑΓ

9.1.1.1 Στοιχεία ανεμογεννητριών

Σχετικά με τις αποδόσεις και στοιχεία κόστους ΑΓ πραγματοποιήσαμε έρευνα αγοράς, τα οικονομικά αποτελέσματα της οποίας αποτυπώνονται στο Σχήμα 9.1. Σημειώνεται ότι οι ιδιαίτερα υψηλές τιμές της ΑΓ χαμηλής ισχύος αφορούν ΑΓ πολύ χαμηλού θορύβου που ενδιαφέρουν κυρίως για ιστιοπλοϊκά και όχι την εφαρμογή που εξετάζουμε. Από το σχήμα προκύπτει πράγματι η γραμμική κλιμάκωση του κόστους με την ισχύ με μία τιμή 1,69€/W. Στην τιμή αυτή θα πρέπει να προστεθούν το κόστος του πυλώνα ή του ιστού στήριξης και οι εργασίες εγκατάστασης. Ως ασφαλής εκτίμηση των παραπάνω λαμβάνεται τελικά η συνολική τιμή των 3,0 €/W που αφορά σε ΑΓ εγκατεστημένη με ύψος πλύμνης τα 20 μέτρα.



Σχήμα 9.1 Απεικόνιση τιμών προμήθειας στην Ελληνική αγορά ΑΓ διαφόρων ισχύων

Επιλέγουμε ενδεικτικά να μελετήσουμε ΑΓ με τα χαρακτηριστικά της FN 1000 W (Σχήμα 9.2) τα στοιχεία της οποίας είναι :

Ταχύτητα εκκίνησης (ανέμου)	2,5 m/s
Τάση εξόδου	48 V
Ονομαστική ισχύ εξόδου	1000 W
Ονομαστική ταχύτητα ανέμου	10 m/s
Διάμετρος πτερωτής	1,9 m
Αριθμός πτερυγίων	5
Θόρυβος	63 dB
Μήκος μηχανής	1650 mm
Βάρος	20,3 kg

Σύμφωνα με τα στοιχεία αυτά εκτιμάται η καμπύλη ισχύος της ΑΓ από τις σχέσεις

$$P_{WT} = \begin{cases} 0 & V < V_{cut-in} \\ a \cdot V^3 + b \cdot P_r & V_{cut-in} < V < V_r \\ P_r & V_r < V < V_{cut-out} \end{cases}$$

και απεικονίζεται στο Σχήμα 9.3, όπου οι συντελεστές a και b υπολογίστηκαν από τις εξισώσεις:

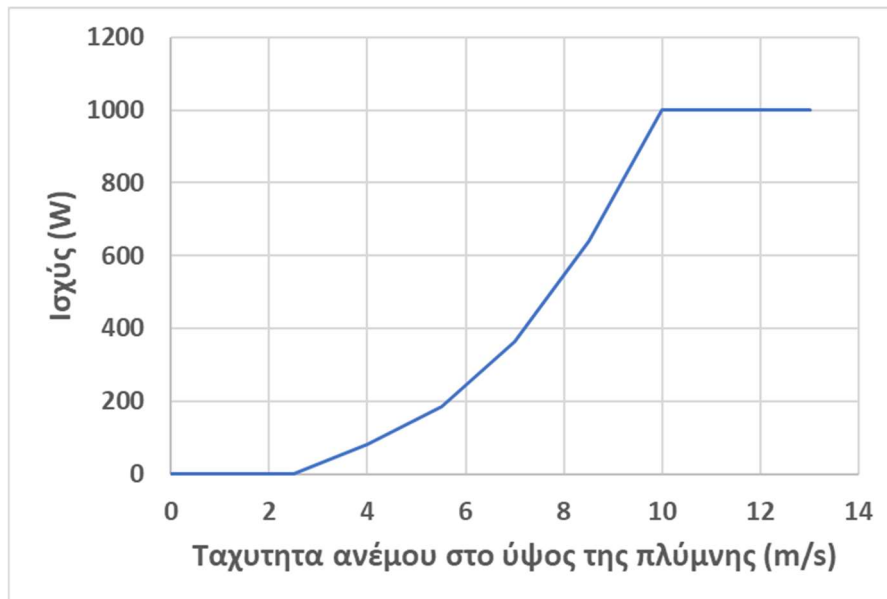
$$a = \frac{P_r}{V_r^3 - V_{cut-in}^3}$$

$$b = \frac{V_{cut-in}^3}{V_r^3 - V_{cut-in}^3}$$

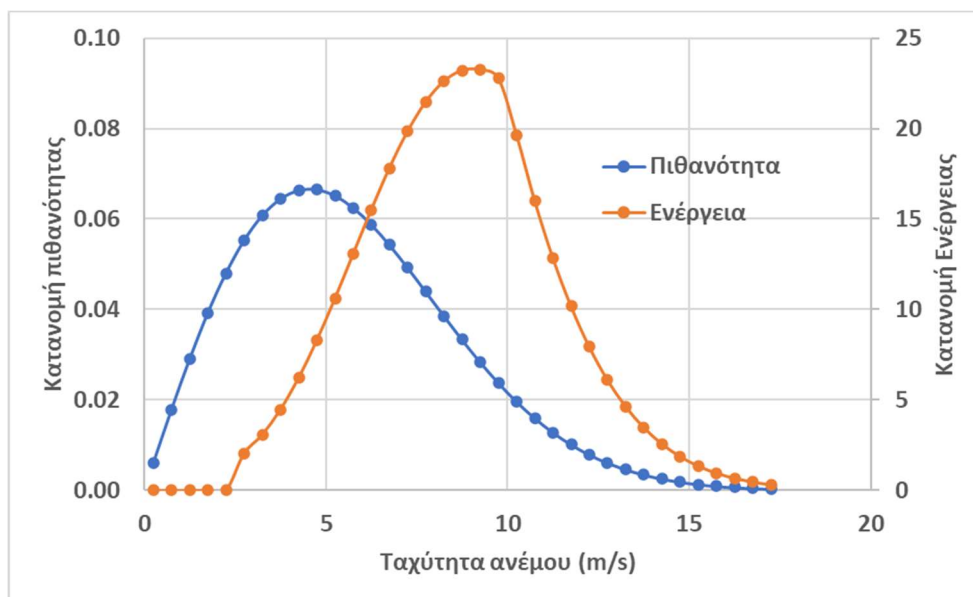
Για τον υπολογισμό της μηνιαίας παραγωγής θεωρούμε ότι για κάθε μήνα η ταχύτητα ανέμου ακολουθεί την κατανομή **Rayleigh** όπως υποτέθηκε και αλλού (Arikan et al., 2015). Για παράδειγμα για τον Ιανουάριο η μέση ταχύτητα ανέμου στα 10 μέτρα είναι 4,7 m/s και στα 20 μέτρα υπολογίζεται 5,71 m/s. Η σταθερά του Rayleigh για αυτή τη μέση τιμή υπολογίζεται $c=6,44$ m/s. Με βάση την κατανομή αυτή υπολογίζεται η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας και η κατανομή της παραγόμενης ενέργειας για τον μήνα Ιανουάριο (σύμφωνα με την αριθμητική ολοκλήρωση των σχέσεων που παρατέθηκαν στο υποκεφάλαιο 4.2) όπως απεικονίζεται στο Σχήμα 9.4. Η μέση παραγόμενη ισχύς προκύπτει 303,38 W η παραγόμενη ενέργεια 225,71 kWh και η παραγόμενη ενέργεια ανά μονάδα ισχύος προκύπτει 225,71 kWh/kW. Δουλεύοντας ανάλογα για τους υπόλοιπους μήνες προκύπτουν τα στοιχεία του πίνακα 9.1.



Σχήμα 9.2 Φωτογραφία της ΑΓ που επιλέχτηκε ενδεικτικά για τη μελέτη (από Smartcover, 2022)



Σχήμα 9.3 Καμπύλη ισχύος της ΑΓ FN 1000W



Σχήμα 9.4 Καμπύλη πυκνότητας πιθανότητας και αντίστοιχη κατανομή της παραγόμενης ενέργειας της ΑΓ FN 1000W για τις διάφορες ταχύτητες ανέμου τον μήνα Ιανουάριο

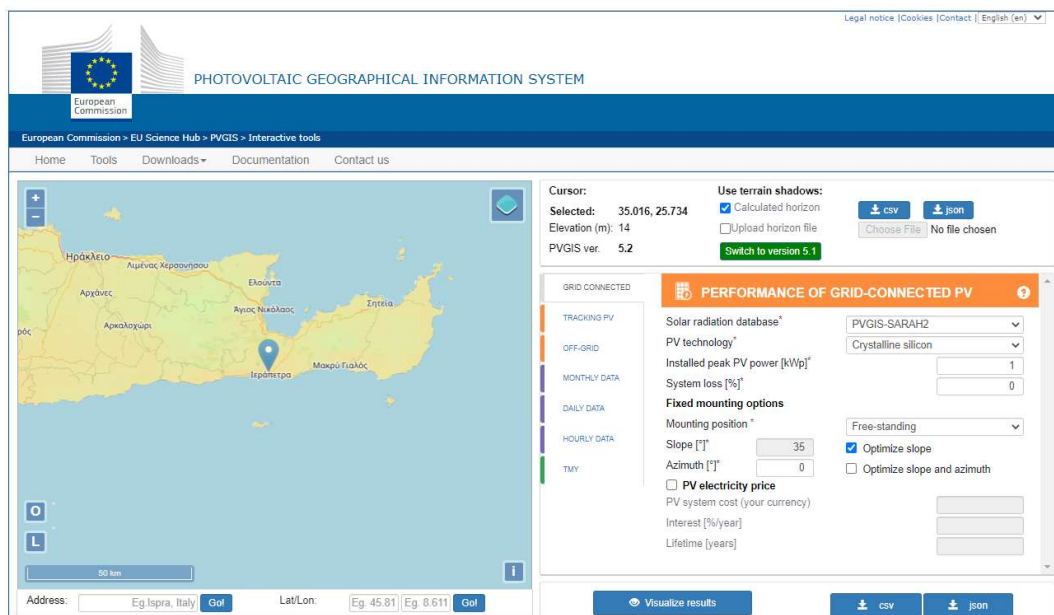
9.1.1.2 Στοιχεία φωτοβολταϊκών

Αναφορικά με τα στοιχεία κόστους των ΦΒ και κατόπιν έρευνας στην Ελληνική αγορά διαπιστώσαμε επίσης (όπως και στις ΑΓ) γραμμική κλιμάκωση με την ισχύ, γεγονός που είναι σύμφωνο με την modular μορφή του συστήματος. Μία μέση τιμή προμήθειας είναι τα 1,0 €/W που μαζί με τις δαπάνες εγκατάστασης μπορεί να φθάνουν τα 2,0 €/W τιμή που θεωρούμε στην παρούσα μελέτη.

Πίνακας 9.1 Μηνιαία παραγόμενη ενέργεια ΑΓ FN 1000W ανά εγκατεστημένο kWh_e

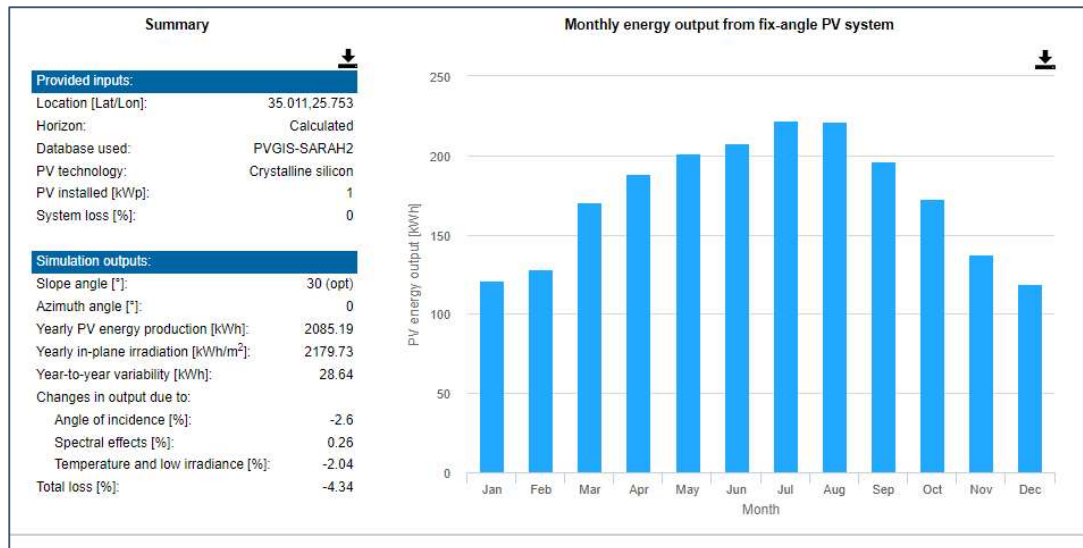
Μήνας	Ενέργεια (kWhel/kWel)
ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	225,7
ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	223,0
ΜΑΡΤΙΟΣ	216,4
ΑΠΡΙΛΙΟΣ	154,5
ΜΑΙΟΣ	132,6
ΙΟΥΝΙΟΣ	191,4
ΙΟΥΛΙΟΣ	358,2
ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	333,2
ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	254,0
ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	197,7
ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	145,6
ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	216,4

Για τη μελέτη και διαστασιολόγηση ΦΒ συστημάτων προσφέρεται από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή της Ε.Ε. το ελεύθερης πρόσβασης πρόγραμμα PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System PVGIS 2022), το οποίο και χρησιμοποιήσαμε για επιλογή της βέλτιστης κλίσης και υπολογισμό της παραγόμενης ενέργειας του ΦΒ (βλ. Σχήμα 9.5).



Σχήμα 9.5. Εισαγωγική σελίδα προγράμματος PVGIS

Τα αποτελέσματα του προγράμματος για την περιοχή Ιεράπετρας, για 1,0 εγκατεστημένο kW_p -και αγνοώντας για την ώρα τις απώλειες- φαίνονται στο Σχήμα 9.6 (print out από το PVGIS) από το οποίο προκύπτει ότι η βέλτιστη κλίση είναι 30° ενώ η μηνιαία κατανομή της παραγόμενης ενέργειας απεικονίζεται ενδεικτικά και στον πίνακα 9.2.



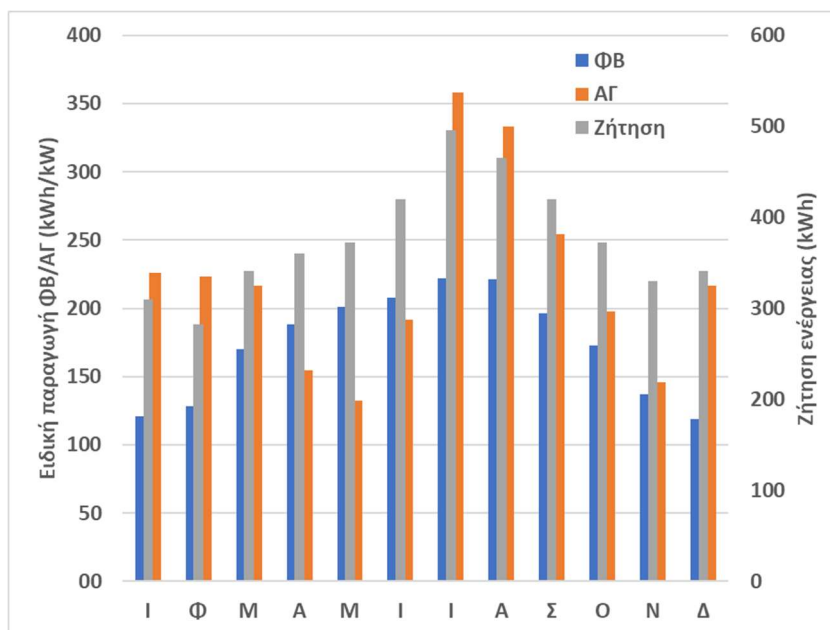
Σχήμα 9.6 Υπολογισμός βέλτιστης κλίσης και μηνιαίας παραγωγής ΦΒ από το PVGIS

Πίνακας 9.2 Μηνιαία παραγόμενη ενέργεια κρυσταλλικού ΦΒ ανά εγκατεστημένο kW_p

Μήνας	Ενέργεια (kWhel/kWel)
ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	120,9
ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	128,3
ΜΑΡΤΙΟΣ	170,3
ΑΠΡΙΛΙΟΣ	188,3
ΜΑΙΟΣ	201,3
ΙΟΥΝΙΟΣ	207,8
ΙΟΥΛΙΟΣ	222,0
ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	221,1
ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	196,5
ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	172,6
ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	137,2
ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	119,1

Για συγκριτική αξιολόγηση όλων των παραπάνω συνθέτουμε το διάγραμμα του Σχήματος 9.7 όπου απεικονίζονται η παραγωγικότητα των ΦΒ και ΑΓ και ταυτόχρονα η ζήτηση για τους διάφορους μήνες. Από το διάγραμμα γίνονται φανερά τα εξής :

- Ο συμπληρωματικός ρόλος της ηλιακής και της αιολικής ενέργειας όπως προκύπτει ειδικότερα τους χειμερινούς μήνες οπότε το μειωμένο ηλιακό δυναμικό μπορεί να σταθμίζεται από το αυξημένο αιολικό δυναμικό
- Η υψηλή συσχέτιση της ζήτησης με την ειδική παραγωγή των ΦΒ



Σχήμα 9.7 Μηνιαία εξέλιξη της ειδικής παραγωγής ΦΒ και ΑΓ και της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στην περίπτωση της Ιεράπετρας

9.1.1.3 Σχεδιασμός βέλτιστου υβριδικού συνδυασμού ΦΒ και ΑΓ

Ας θεωρήσουμε ότι το βέλτιστο υβριδικό σύστημα απαρτίζεται από ΦΒ συνολικής ισχύος P_{PV} (kW) και ΑΓ συνολικής ισχύος P_{WG} (kW). Συμβολίζοντας τις μηνιαίες ειδικές παραγωγές κάθε συστήματος $SP_{PV,i}$, $SP_{WG,i}$ (kWh/kW) την μηνιαία ζήτηση D_i (kWh), και τα κόστη προμήθεια C_{PV} (€/kW) και C_{WG} (€/kW) το πρόβλημα βελτιστοποίησης ανάγεται στην ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους προμήθειας:

$$\text{minimum}(P_{PV} \cdot C_{PV} + P_{WG} \cdot C_{WG})$$

Ταυτόχρονα θα πρέπει κάθε μήνα $i=1, \dots, 12$ να υπερκαλύπτεται η ζήτηση:

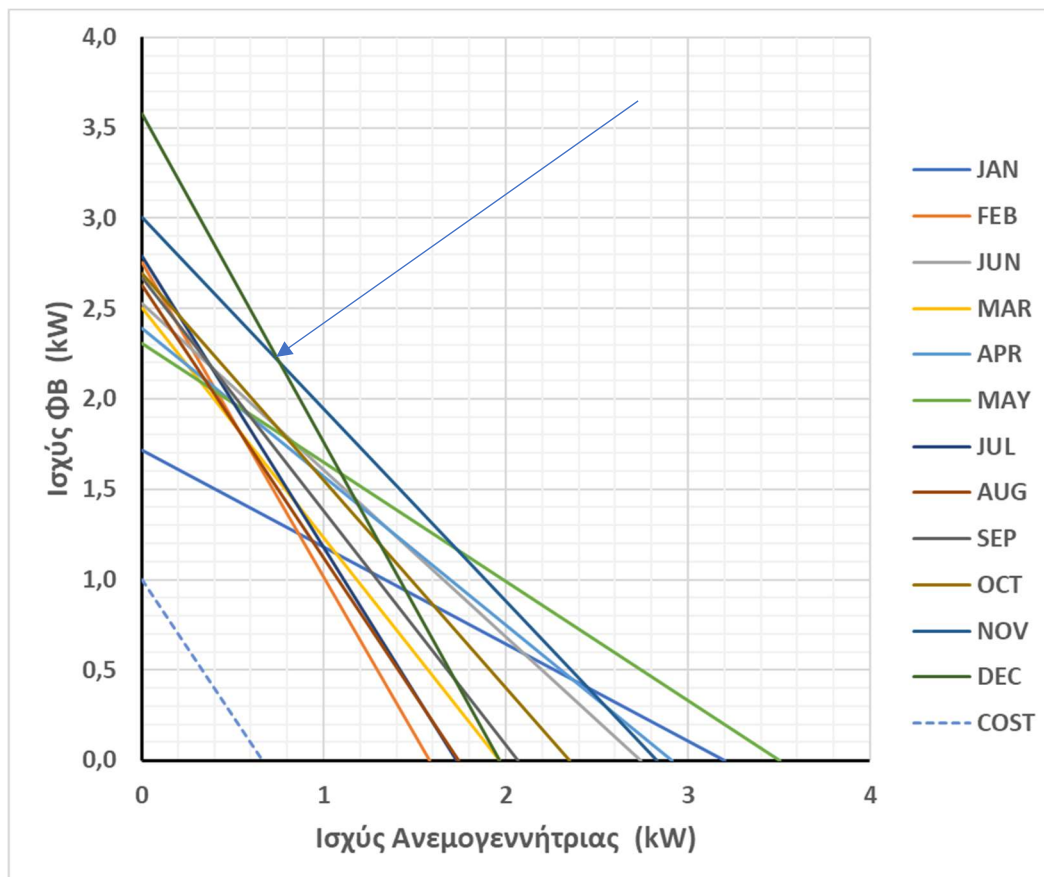
$$P_{PV} \cdot SP_{PV,i} + P_{WG} \cdot SP_{WG,i} \geq D_i$$

Τα P_{PV} και P_{WG} είναι μη αρνητικοί αριθμοί. Τα παραπάνω συνιστούν κλασικό πρόβλημα γραμμικού προγραμματισμού (Linear programming) και επιλύεται με τη μέθοδο Simplex ή με τον Solver του Excel (που την έχει ενσωματώσει).

Οι παραπάνω δώδεκα περιορισμοί ορίζουν δώδεκα ημιεπίπεδα στο επίπεδο, των οποίων η τομή (ταυτόχρονη ισχύς) είναι η περιοχή που ορίζεται πάνω και δεξιά από την περιβάλλουσα τεθλασμένη, όπως απεικονίζεται στο Σχήμα 9.8. Στο ίδιο σχήμα απεικονίζεται και η κλίση της γραμμής κόστους. Μετατοπίζοντας παράλληλα τη γραμμή αυτή προς τα άνω βρίσκει την περιβάλλουσα πρώτα στο **σημείο $P_{PV}=2,20$ kW $P_{WG}=0,76$ kW που αποτελεί και την βέλτιστη λύση**. Σύμφωνα με τις τιμές που υποθέσαμε, ο παραπάνω συνδυασμός στοιχίζει $2200 \times 2 + 760 \times 3 = 6.680$ €.

Σημειώνεται ότι έχουν θεωρηθεί απώλειες της τάξης του 20%, που συντίθενται από απώλειες στο σύστημα αποθήκευσης (απόδοση περίπου 80%) και στον αναστροφέα (απόδοση περίπου 95%). Με βάση τον βέλτιστο συνδυασμό προκύπτει τελικά η μηνιαία παραγωγή που υπερκαλύπτει για όλους τους μήνες τη ζήτηση, όπως φαίνεται στο Σχήμα

9.9, οδηγώντας σε περίσσεια της τάξης του 17%. Η περισσευόμενη ηλεκτρική ενέργεια μπορεί να καλύψει πρόσθετο ηλεκτρικό φορτίο που δεν είναι αυστηρά χρονικά προδιαγεγραμμένο όπως για παράδειγμα οι εργασίες επεξεργασίας βιομάζας (κοπή, τεμαχισμός κλπ.) ενδεχόμενο που προαναφέρθηκε.



Σχήμα 9.8 Οι δώδεκα περιορισμοί του γραμμικού προγραμματισμού, όπως οριοθετούν την περιοχή ισχύος για το υβριδικό στην περίπτωση της Ιεράπετρας. Απεικονίζεται επίσης (ως διακεκομμένη) η κλίση της γραμμής κόστους.

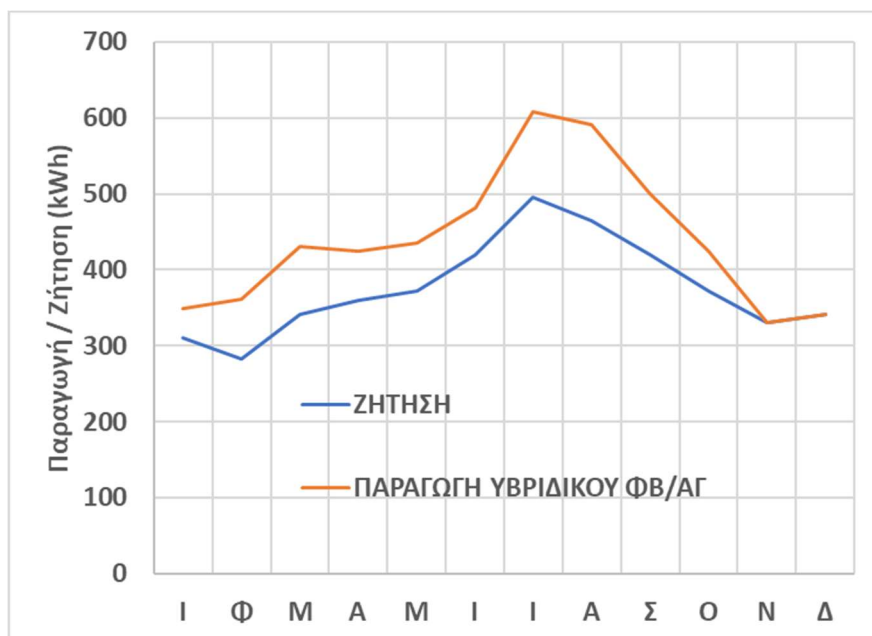
9.1.1.4 Παρελκόμενα του υβριδικού συστήματος

Το υβριδικό σύστημα ολοκληρώνεται με τους συσσωρευτές, τον ελεγκτή φόρτισης και τον αναστροφέα για μετατροπή σε εναλασσόμενο και εξυπηρέτηση των φορτίων.

Σύμφωνα με τις ισχύεις του ΦΒ και της ΑΓ επιλέγουμε αναστροφέα (inverter) ισχύος 5kW που το κόστος του εκτιμάται στα 1000 €. Σύμφωνα με τους συσσωρευτές επιλέγουμε ρυθμιστή φόρτισης με ρεύμα φόρτισης 60 A του οποίου το κόστος εκτιμάται στα 350€.

Σχετικά με τους συσσωρευτές επιλέγεται δυναμικότητα για επάρκεια διημέρου σε περίπτωση περιορισμένης ηλιοφάνειας τους χειμερινούς μήνες. Επομένως θα εξυπηρετήσουν φορτίο $(2 \text{ days}) \cdot (10,33 \text{ kWh/day}) = 20,7 \text{ kWh}$ με μεγάλη εκφόρτιση 80% για τις ειδικές αυτές περιπτώσεις ώστε η συνολική δυναμικότητα φθάνει τις 26 kWh. Η μεγάλη δυναμικότητα των συσσωρευτών για την ασφάλεια του συστήματος αυξάνει το αρχικό κόστος προμήθειας, όχι όμως και των αντικαταστάσεων καθώς τώρα εκτιμάται ότι

στον ημερήσιο κύκλο συμμετέχει λιγότερο από το 50% του ημερήσιου φορτίου και επομένως η εκφόρτιση δεν ξεπερνά το 20% οδηγώντας έτσι σε μακρότερους χρόνους ζωής των συσσωρευτών που μπορούν να φθάνουν τα 10 έτη. Το κόστος των παραπάνω συσσωρευτών εκτιμάται στα 3.600 €.

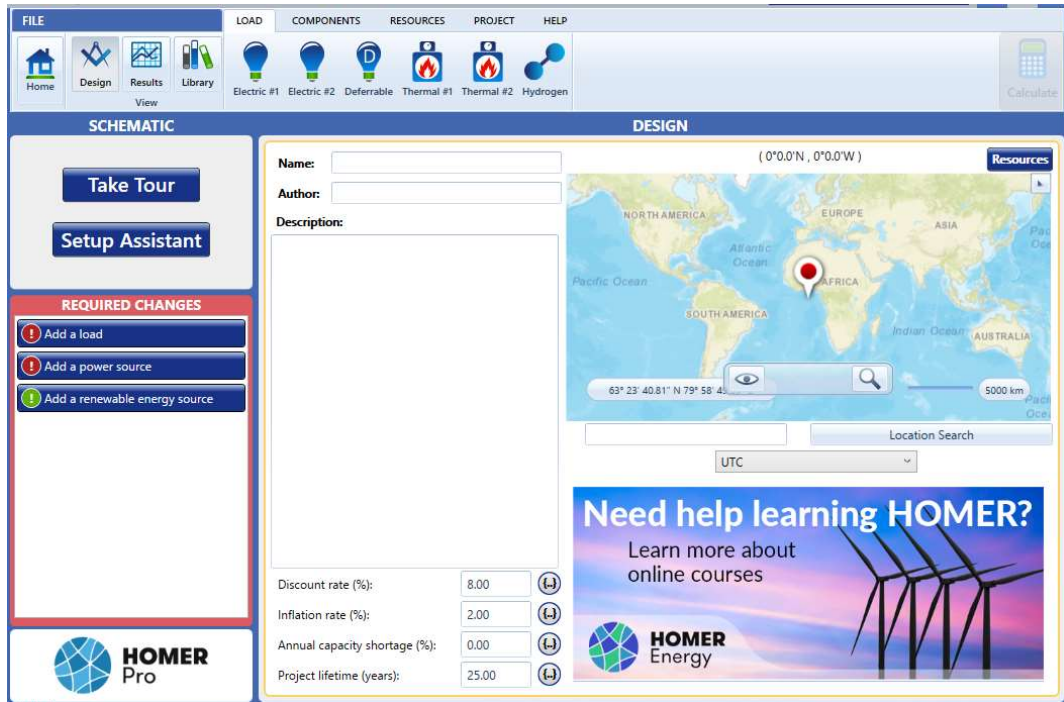


Σχήμα 9.9 Εξέλιξη της παραγωγής από το υβριδικό σύστημα σε σχέση με την ζήτηση

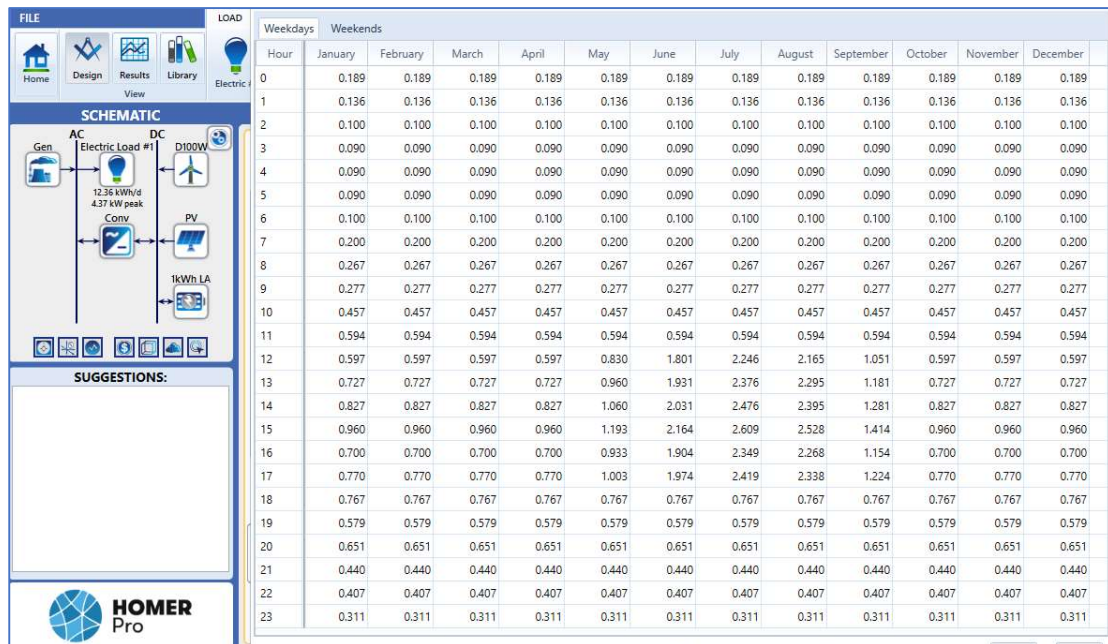
9.1.1.5 Εφαρμογή του προγράμματος HOMER για έλεγχο των αποτελεσμάτων

Για επιβεβαίωση, αξιολόγηση και εξαγωγή πρόσθετων αποτελεσμάτων και συμπερασμάτων επιλύουμε το πρόβλημα της μελέτης περίπτωσης και με την εφαρμογή του προγράμματος **HOMER**. Το HOMER (βλέπε Σχήμα 9.10) είναι ένας αναλυτικός προσομοιωτής ενεργειακών συστημάτων που συμπεριλαμβάνουν αυτόνομα συστήματα με συσσωρευτές, γεννήτρια και παραγωγή από φωτοβολταϊκά και αιολικά συστήματα. Ο προσομοιωτής επιτρέπει τη βελτιστοποίηση, ενώ ο χρήστης ορίζει τις παραμέτρους βελτιστοποίησης και τις περιοχές όπου κυμαίνεται η δυναμικότητά τους. Η αντικειμενική συνάρτηση είναι το συνολικό παρόν κόστος για την εξυπηρέτηση των ενεργειακών αναγκών στο συνολικό χρόνο ζωής του έργου, το οποίο θα πρέπει να είναι το ελάχιστο. Η έκδοση που εφαρμόζουμε εδώ είναι για δοκιμή (free trial) ώστε επιτρέπεται η μη εμπορική εφαρμογή της για εκπαιδευτικούς σκοπούς (non-commercial educational purposes).

Για την εφαρμογή του HOMER εισαγάγαμε στο πρόγραμμα τα ενεργειακά προφίλ που υποθέσαμε, όπως φαίνονται στο Σχήμα 9.11. Τα προφίλ ταυτίζονται τους χειμερινούς μήνες ενώ τους πέντε (5) καλοκαιρινούς μήνες (από Μάιο έως και Σεπτέμβριο) είναι αυξημένα τις μεσημβρινές ώρες λόγω των φορτίων ψύξης (θεωρείται εξάωρη λειτουργία των κλιματιστικών, ώστε να συμπίπτει με τις ώρες υψηλής ηλιακής ακτινοβολίας).

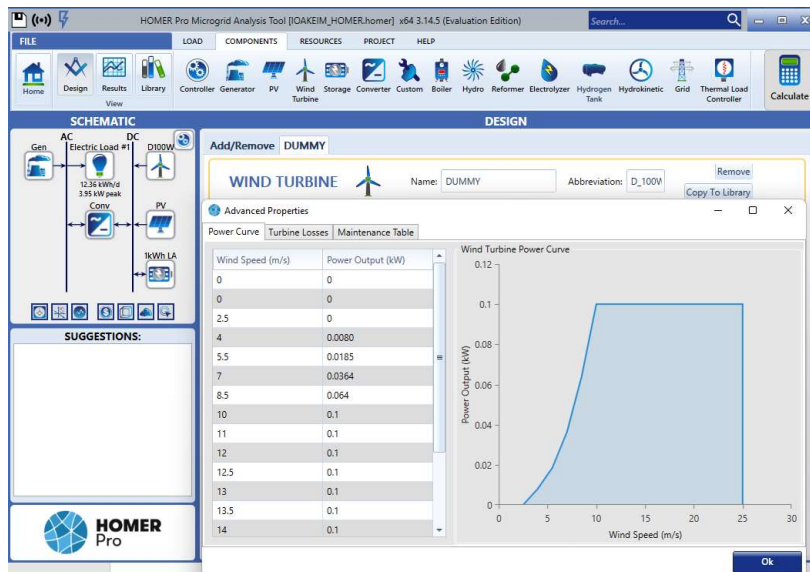


Σχήμα 9.10 Εισαγωγική σελίδα προγράμματος HOMER



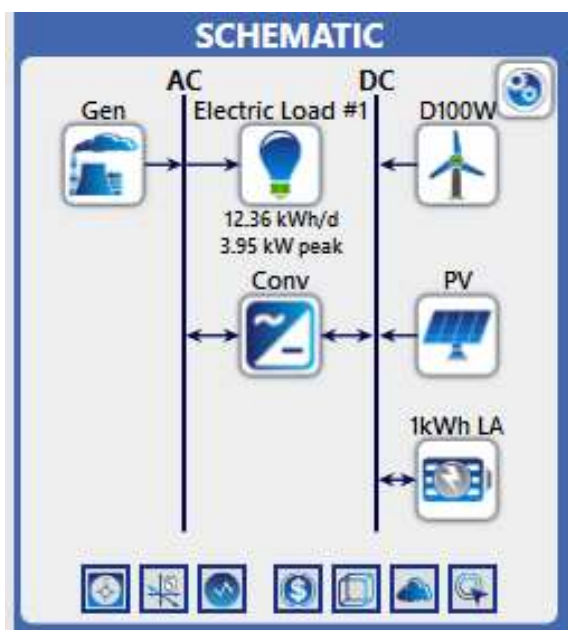
Σχήμα 9.11 Τα μηνιαία προφίλ της ζήτησης ηλεκτρικού φορτίου όπως εισήχθησαν στο HOMER για τη μελέτη περίπτωσης της Ιεράπετρας

Σχετικά με τα χαρακτηριστικά των συστημάτων εισαγάγαμε την καμπύλη ισχύος της ΑΓ, διατηρώντας τη μορφή της αλλά θεωρώντας δυναμικότητα 100W (βλέπε Σχήμα 9.12) ώστε να μπορεί το πρόγραμμα να υποδείξει ανάλογα με τον αριθμό των ΑΓ τη βέλτιστη ισχύ ως πολλαπλάσιο του 100 δηλαδή με ακρίβεια 0,1 kW.



Σχήμα 9.12 Μορφή καμπύλης ισχύος της ΑΓ που θεωρήθηκε στο HOMER

Ως οικονομικά στοιχεία (κόστη προμήθειας, συντήρησης, αντικαταστάσεων, χρόνοι ζωής, προεξοφλητικό επιτόκιο κλπ) εισήχθησαν αυτά που εφαρμόσαμε και στους παραπάνω αναλυτικούς υπολογισμούς (αν και το πρόγραμμα χρησιμοποιεί ως νόμισμα το \$US, εισαγάγαμε τις ίδιες αριθμητικές τιμές που είχαμε υποθέσει σε €, χάριν απλότητας, και επομένως όπου στα αποτελέσματα αναφέρεται \$US εννοείται τιμή σε €). Σύμφωνα με τα δεδομένα το πρόγραμμα όρισε το υβριδικό σύστημα όπως απεικονίζεται στο Σχήμα 9.13. Από το σχήμα φαίνεται το μέσο ημερήσιο φορτίο 12 kWh/day το φορτίο αιχμής και οι παράμετροι βελτιστοποίησης που είναι η ισχύς του ΦΒ ο αριθμός (και επομένως η συνολική ισχύς Χ100) των ΑΓ, η δυναμικότητα των συσσωρευτών και η τυχόν ύπαρξη ηλεκτρογεννήτριας για υποβοήθηση.



Σχήμα 9.13 Το σύστημα προς βελτιστοποίηση με την εφαρμογή του HOMER

Τα αποτελέσματα επιλογής του βέλτιστου συνδυασμού απεικονίζονται στο Σχήμα 9.14 που αποτελεί ένα απόσπασμα του συνολικού πίνακα αποτελεσμάτων του προγράμματος ενώ ταυτόχρονα το πρόγραμμα εξάγει πλήθος άλλων διαγραμμάτων και στοιχείων. Από τον πίνακα προκύπτουν τα εξής στοιχεία για το βέλτιστο σενάριο :

- Η δυναμικότητα του βέλτιστου ΦΒ συστήματος είναι 2,51 kW
- Η δυναμικότητα της βέλτιστης ΑΓ είναι 0,80 kW
- Οι παραπάνω βέλτιστες δυναμικότητες δεν απέχουν σημαντικά από αυτές που υπολογίσαμε αναλυτικά με τη μέθοδο του γραμμικού προγραμματισμού (2,20 kW και 0,76 kW για το ΦΒ και την ΑΓ, αντίστοιχα)
- Στο βέλτιστο σενάριο προβλέπεται και η χρήση ηλεκτρογεννήτριας ΗΓ (των 4,9 kW). Αν και δεν συμμετέχει σημαντικά στην εξυπηρέτηση των φορτίων (καλύπτει μόνο το 7,7%, οδηγώντας σε κατανάλωση μόλις 125 L/yr) προσφέρει ασφάλεια στο σύστημα, περιορίζοντας την απαιτούμενη δυναμικότητα των συσσωρευτών για τον σκοπό αυτό. Έτσι, ενώ εμείς προδιαγράψαμε συσσωρευτές δυναμικότητας 26 kWh, στο βέλτιστο σενάριο με την ΗΓ περιορίζονται στη μισή τιμή (στις 13 kWh).
- Στο βέλτιστο σενάριο το συνολικό κόστος φθάνει τις 20.454 €, που είναι κατά 60% μειωμένο ως προς το σενάριο αναφοράς που είναι το συμβατικό σύστημα με ΗΓ και συσσωρευτές.

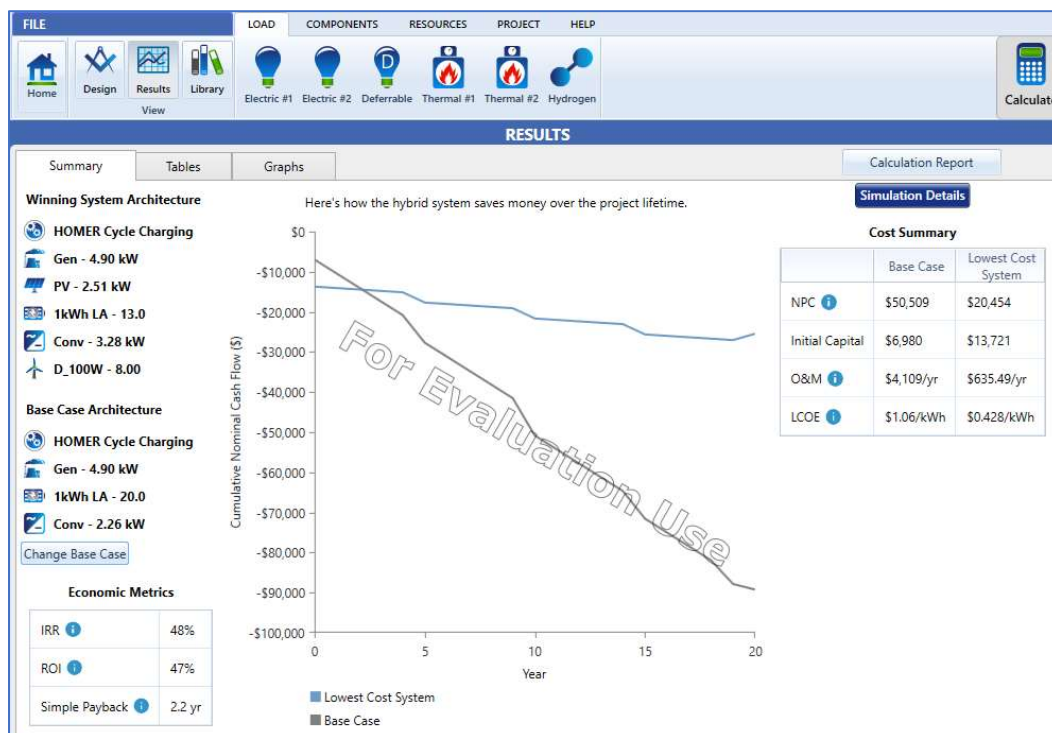
The screenshot shows the HOMER Pro Microgrid Analysis Tool interface. The 'RESULTS' tab is active, displaying a table of 'Optimization Results'. The table is sorted by 'Total Fuel (L/yr)' in ascending order. The columns include Architecture, Gen (kW), Conv (kW), NPC (\$), COE (\$), Operating cost (\$/yr), Initial capital (\$), Ren Frac (%), and Total Fuel (L/yr). The optimal configuration (row 1) has a Total Fuel of 125 L/yr, an NPC of \$20,454, and a COE of \$0.428.

Architecture	Gen (kW)	Conv (kW)	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)
D_100W	2.51	3.28	\$20,454	\$0.428	\$635.49	\$13,721	92.3	125
	3.56	3.67	\$21,951	\$0.459	\$706.78	\$14,464	92.1	115
	4.19	4.67	\$28,106	\$0.589	\$828.52	\$19,329	100	0
	27	3.42	\$29,023	\$0.607	\$1,342	\$14,810	71.5	414
	5.88	4.56	\$32,992	\$0.688	\$1,134	\$20,846	100	0
	56	4.4	\$41,575	\$0.870	\$1,454	\$26,168	100	0
		2.26	\$50,509	\$1.06	\$4,109	\$6,980	0	1,743
			\$129,356	\$2.71	\$11,979	\$2,450	0	5,056
	0.0173	0.0357	\$129,381	\$2.71	\$11,978	\$2,503	0	5,055
	1	0.0428	\$129,657	\$2.71	\$11,977	\$2,771	0	5,052
	0.474	0.474	\$130,447	\$2.73	\$11,914	\$4,235	0	5,009

Σχήμα 9.14 Πίνακας αποτελεσμάτων με ιεράρχιση των συνδυασμών κατά αύξουσα σειρά συνολικού παρόντος κόστους.

Τέλος, το πρόγραμμα προσφέρει τη δυνατότητα οικονομικής αξιολόγησης και σύγκρισης του βέλτιστου σεναρίου ως προς ένα βασικό σενάριο αναφοράς που επιλέγει ο χρήστης. Εδώ επιλέγουμε ως βασικό σενάριο τη συμβατική λύση που εξετάσαμε παραπάνω, δηλαδή ηλεκτρογεννήτρια σε συνδυασμό με συσσωρευτές. Τα αποτελέσματα απεικονίζονται στο Σχήμα 9.15 από όπου γίνεται φανερό το πλεονέκτημα του υβριδικού συστήματος ΑΠΕ εμφανίζοντας υποπολλαπλάσιο συνολικό παρόν κόστος και ελκυστικότερους οικονομικούς δείκτες και συγκεκριμένα IRR=48% και απλό χρόνο αποπληρωμής 2,2 έτη. Στο σημείο αυτό θα πρέπει να κάνουμε δύο παρατηρήσεις :

- Το HOMER υπολογίζει αρκετά υψηλότερο κόστος για το συμβατικό σύστημα διότι υποθέτει μεγάλη αρνητική επίδραση της λειτουργίας της ΗΓ σε μερικό φορτίο στην απόδοσή της, όπως φαίνεται στο Σχήμα 9.16
- Κατά την ιεράρχιση των βέλτιστων σεναρίων γίνεται φανερό το πλεονέκτημα προσθήκης συσσωρευτών στο συμβατικό σύστημα με ηλεκτρογεννήτρια (7^ο σενάριο κατά σειρά με NPC=50.509 €). Πράγματι αν δεν χρησιμοποιηθούν συσσωρευτές (8^ο σενάριο κατά σειρά με NPC=129.356 €) το παρόν κόστος υπερδιπλασιάζεται λόγω (α) της λειτουργίας της ΗΓ σε μερικό φορτίο και επομένως σε χαμηλή απόδοση και (β) λόγω της συντόμευσης του χρόνου ζωής και της ταχύτερης αντικατάστασης της ΗΓ σύμφωνα με τις αναμενόμενες συνολικές ώρες λειτουργίας της. Το γεγονός αυτό δικαιολογεί και οικονομικά, πέρα από λειτουργικά, τη χρήση των συσσωρευτών που υποθέσαμε και για το συμβατικό σύστημα.

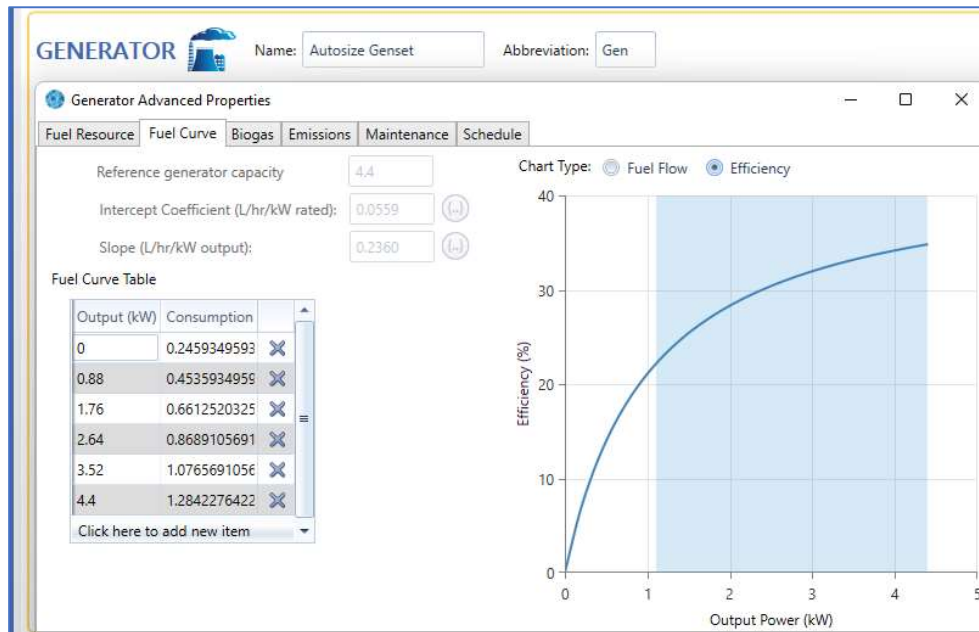


Σχήμα 9.15 Οικονομική σύγκριση του βέλτιστου υβριδικού συστήματος ΑΠΕ με το σενάριο βάσης (συμβατικό σύστημα)

9.1.2 Εφαρμογή ηλιακών συλλεκτών για παραγωγή ζεστού νερού χρήσης

Στην επιλογή ηλιακών συλλεκτών υπεισέρχονται διάφορες παράμετροι όπως:

- ο τύπος του ηλιακού συλλέκτη (μονό, διπλό τζάμι, επιλεκτική βαφή, συλλέκτης κενού)
- η επιφάνεια του ηλιακού συλλέκτη
- ο προσανατολισμός του ηλιακού συλλέκτη
- η κλίση του ηλιακού συλλέκτη.



Σχήμα 9.16 Εξέλιξη της απόδοσης της ΗΓ με το μερικό φορτίο στα δεδομένα του HOMER

Επιλέγουμε συλλέκτη με απλό τζάμι και επιλεκτική βαφή με χαρακτηριστικά $F_R U_L = 5,0$ W/m^2-K και $F_R(\tau\alpha)_n = 0,82$. Τοποθετείται με νότιο προσανατολισμό με κλίση 45° ως προς το οριζόντιο επίπεδο. Η επιφάνεια που θα επιλεγεί θα προκύψει από αναλυτικούς υπολογισμούς όπου θα σταθμιστεί η επιβάρυνση λόγω αύξησης της επιφάνειας με το όφελος της μεγαλύτερης κάλυψης του φορτίου ΖΝΧ. Για το σκοπό αυτό θα υπολογιστεί για κάθε μήνα το φορτίο ΖΝΧ και η αντίστοιχη κάλυψη με ηλιακούς συλλέκτες διαφόρων επιφανειών. Για τους υπολογισμούς θα χρησιμοποιηθεί η μέθοδος f (f -chart) που αναπτύχθηκε από τους Duffie και Beckman το 1976 και παρατίθεται σε σχετικό βιβλίο τους (Duffie και Beckman, 2013), ενώ στα ελληνικά αποδίδεται αναλυτικά σε σχετικό σύγγραμμα του Βαζαίου (1990).

Η τιμή f , η οποία είναι το ζητούμενο αποτέλεσμα στους υπολογισμούς του διαγράμματος f , χαρακτηρίζει το κλάσμα του συνολικού θερμικού φορτίου που παρέχεται από την ηλιακή ενέργεια:

$$f = \frac{\text{Ηλιακή ενέργεια στο φορτίο}}{\text{Συνολικό φορτίο}} = \frac{L_S}{L_S + L_A}$$

όπου

L_S η ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται για κάλυψη του φορτίου (MJ/mo)

L_A η συμπληρωματική ενέργεια (auxiliary) που χρησιμοποιείται για την πλήρη κάλυψη του φορτίου (MJ/mo)

Το μοντέλο **f -Chart** συσχετίζει τις σχεδιαστικές παραμέτρους με τη θερμική επίδοση του ηλιακού συστήματος. Η συσχέτιση αυτή είναι εμπειρική και είναι αποτέλεσμα επεξεργασίας εκατοντάδων προσομοιώσεων και περιπτωσιολογικών μελετών συστημάτων ηλιακής θέρμανσης. Στο τέλος, η f παρουσιάζεται ως συνάρτηση των εξής δύο αδιάστατων παραμέτρων X και Y :

$$X = \frac{\text{Ενεργειακές απώλειες συλλέκτη}}{\text{Συνολικό θερμικό φορτίο}}$$

$$Y = \frac{\text{Συνολική ενέργεια που απορροφάται από τον συλλέκτη}}{\text{Συνολικό θερμικό φορτίο}}$$

Οι υπολογισμοί πραγματοποιούνται ανά μήνα, και οι μεταβλητές X και Y δίνονται από τις σχέσεις:

$$X = F_R \cdot U_L \cdot \left(\frac{F'_R}{F_R} \right) \cdot (T_{REF} - T_A) \cdot \Delta t \cdot \left(\frac{A_C}{L} \right) \cdot K_3$$

$$Y = F_R \cdot (\tau\alpha)_n \cdot \left(\frac{F'_R}{F_R} \right) \cdot \frac{(\tau\alpha)}{(\tau\alpha)_n} \cdot H_T \cdot \left(\frac{A_C}{L} \right) \cdot K_3$$

όπου

A_C	η επιφάνεια του συλλέκτη (m ²)
F'_R/F_R	διορθωτικός αυτελεστής συλλέκτη εναλλάκτη
$F_R U_L$	χαρακτηριστικό μέγεθος του συλλέκτη
$F_R(\tau\alpha)_n$	χαρακτηριστικό μέγεθος του συλλέκτη
T_{REF}	θερμοκρασία αναφοράς που ορίζεται ίση με 100°C
T_A	μέση μηνιαία θερμοκρασία ημέρας (°C)
Δt	η χρονική περίοδος κάθε μήνα (s)
L	το μηνιαίο φορτίο (J/mo)
H_T	η μηνιαία ακτινοβολία που προσπίπτει στο επίπεδο του συλλέκτη (J/m ² -mo)
$(\tau\alpha)/(\tau\alpha)_n$	διορθωτικός συντελεστής
K_3	συντελεστής ζεστού νερού $(11,6+1,18T_W+3,86T_M-2,32T_A)/(100-T_A)$, όπου T_W η επιθυμητή θερμοκρασία ζεστού νερού και T_M η θερμοκρασία του νερού του δικτύου.

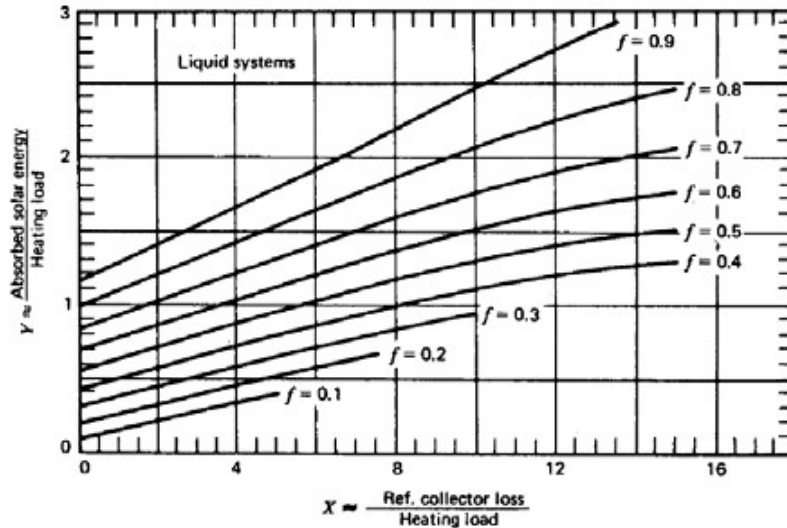
Το f_i (η κάλυψη για κάθε μήνα i) προκύπτει από την εξίσωση (όπως απεικονίζεται γραφικά και στο Σχήμα 9.17):

$$f_i = 1,029 \cdot Y_i - 0,065 \cdot X_i - 0,245 \cdot Y_i^2 + 0,018 \cdot X_i^2 + 0,0215 \cdot Y_i^3$$

Η παραπάνω εξίσωση ισχύει όταν τα X και Y βρίσκονται στις περιοχές

$$0 < Y < 3 \quad \text{και} \quad 0 < X < 18$$

και βέβαια όπου το f_i προκύπτει μεγαλύτερο της μονάδας σημαίνει ότι ο ηλιακός συλλέκτης υπερκαλύπτει το φορτίο και λαμβάνεται $f_i=1,0$.

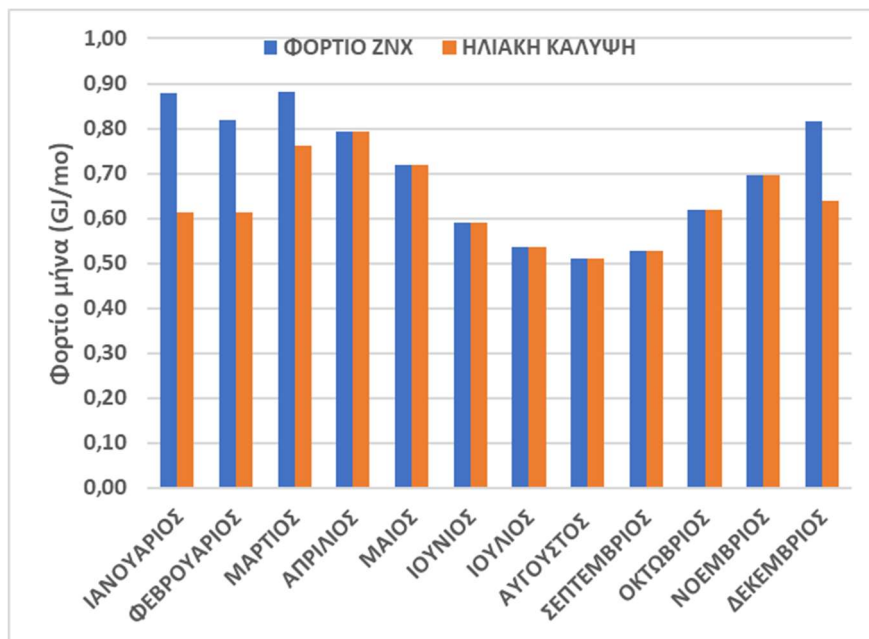


Σχήμα 9.17 Καμπύλες f (πηγή Duffie και Beckman, 2013)

Το συνολικό κλάσμα F του φορτίου που καλύπτεται ετήσια από την ηλιακή ενέργεια προκύπτει τελικά από τη σχέση

$$F = \frac{\sum(f_i \cdot L_i)}{\sum L_i}$$

Στον πίνακα 9.3 που ακολουθεί παρατίθενται ενδεικτικά οι υπολογισμοί για επιφάνεια συλλέκτη $A_c=2 \text{ m}^2$. Από τον πίνακα φαίνεται το ετήσιο φορτίο ZNX (8,38 GJ), η ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται για την εξυπηρέτησή του (6,79 GJ) και επομένως η ετήσια κάλυψη του φορτίου ZNX από την ηλιακή ενέργεια (81,0%). Διαπιστώνεται επίσης ότι ο συλλέκτης των 2m^2 καλύπτει πλήρως το φορτίο τους μήνες από Ιούνιο έως Οκτώβριο, όπως απεικονίζεται και στο Σχήμα 9.18.



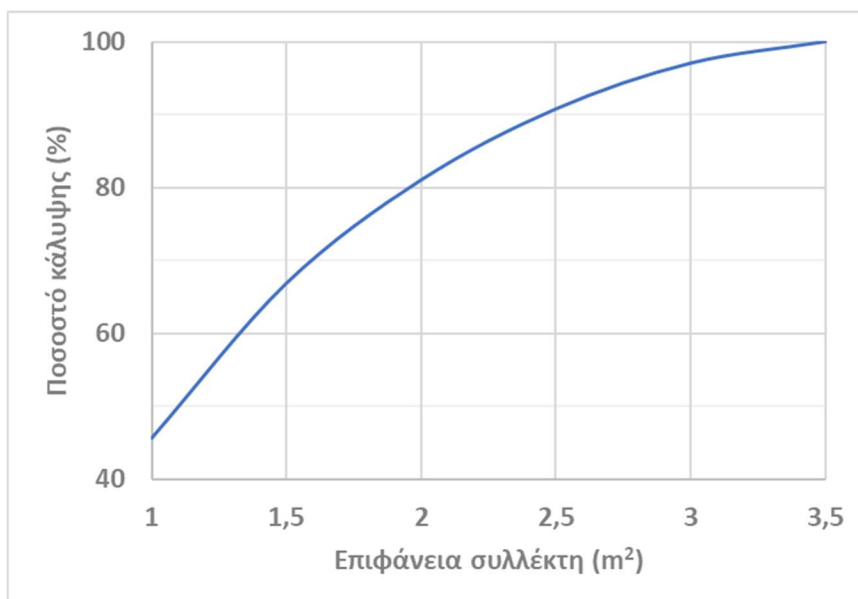
Σχήμα 9.18 Μηνιαίο φορτίο ZNX και κάλυψη με ηλιακή ενέργεια

Πίνακας 9.3 Ενδεικτικοί υπολογισμοί του ετήσιου συντελεστή κάλυψης φορτίου ΖΝΧ με ηλιακή ενέργεια για επιφάνεια συλλέκτη 2m²

	ΗΜΕΡΕΣ ΜΗΝΑ	ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑ kWh/m ²	ΘΕΡΜΟΚΡΑΣΙΑ ΝΕΡΟΥ (°C)	(τα)/(τα) _η	ΘΕΡΜΟΚΡΑΣΙΑ ΗΜΕΡΑΣ
ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	31	113	15,4	0,94	14
ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	28,25	117	14,7	0,94	14
ΜΑΡΤΙΟΣ	31	154	15,3	0,93	16
ΑΠΡΙΛΙΟΣ	30	167	17,5	0,93	18
ΜΑΙΟΣ	31	179	21,2	0,91	22
ΙΟΥΝΙΟΣ	30	178	25,1	0,89	27
ΙΟΥΛΙΟΣ	31	185	27,7	0,91	30
ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	31	187	28,7	0,92	29
ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	30	176	27,4	0,94	26
ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	31	162	24,8	0,94	23
ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	30	139	21,2	0,94	19
ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	31	116	17,7	0,94	16

	K ₃	ΦΟΡΤΙΟ (GJ/mo)	X	Y	f	f x L
ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	1,09	0,88	2,721	0,678	0,548	0,48
ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	1,06	0,82	2,586	0,753	0,598	0,49
ΜΑΡΤΙΟΣ	1,06	0,88	2,567	0,911	0,702	0,62
ΑΠΡΙΛΙΟΣ	1,13	0,79	2,878	1,097	0,824	0,65
ΜΑΙΟΣ	1,25	0,72	3,468	1,273	0,948	0,68
ΙΟΥΝΙΟΣ	1,39	0,59	4,230	1,507	1,000	0,59
ΙΟΥΛΙΟΣ	1,49	0,54	4,946	1,758	1,000	0,54
ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	1,56	0,51	5,525	1,895	1,000	0,51
ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	1,52	0,53	5,249	1,758	1,000	0,53
ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	1,42	0,62	4,508	1,383	1,000	0,62
ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	1,29	0,69	3,715	1,055	0,845	0,59
ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	1,17	0,82	3,067	0,750	0,613	0,50
		8,38				6,79
			Ετήσια κάλυψη		81,04	%

Εφαρμόσαμε ανάλογους υπολογισμούς για διάφορες επιφάνειες συλλεκτών μέχρι την πλήρη κάλυψη του φορτίου, όπως παρουσιάζονται στο Σχήμα 9.19. Από το σχήμα διαπιστώνουμε ότι το ποσοστό κάλυψης επιβραδύνεται σημαντικά μετά την αύξηση της επιφάνειας του συλλέκτη πέρα των 2 m², για παράδειγμα με παραπέρα αύξηση της επιφάνειας του συλλέκτη κατά 25% (στα 2,5 m²) η λαμβανόμενη ηλιακή ενέργεια αυξάνεται μόλις κατά 12%. Επομένως επιλέγουμε τελικά συλλέκτη με επιφάνεια 2 m² με δοχείο 160 L τριπλής ενεργείας ώστε να μπορεί να θερμαίνεται το νερό συμπληρωματικά και από τον λέβητα. Το προτεινόμενο σύστημα έχει εγκατεστημένο κόστος 900 € και ετήσια έξοδα συντήρησης 50 €.

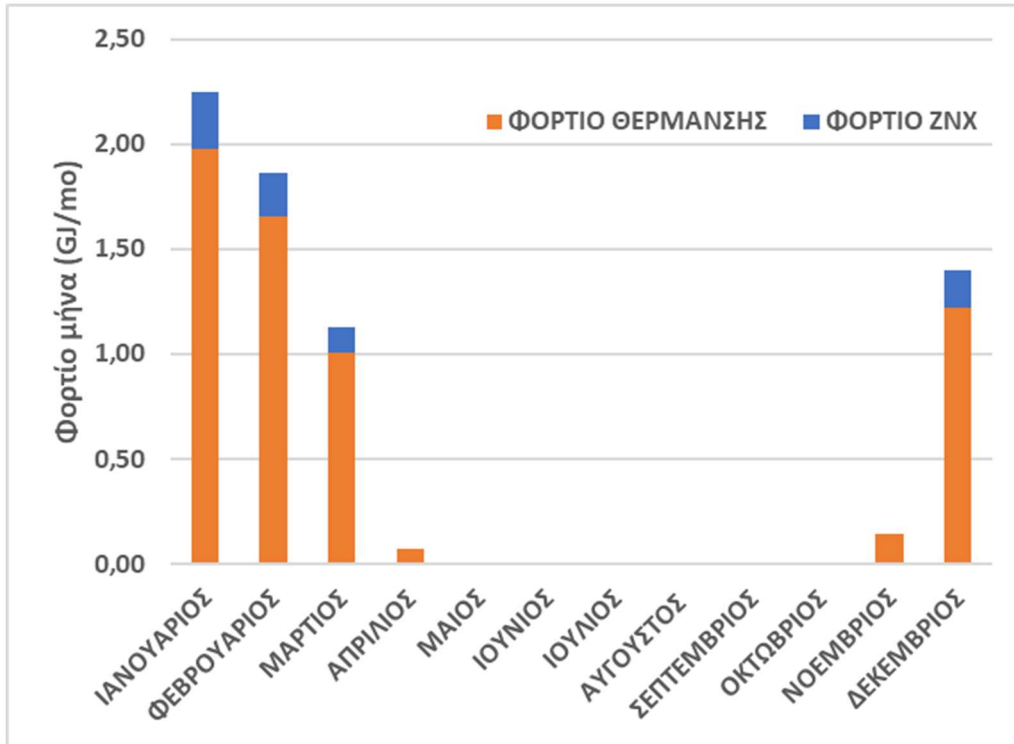


Σχήμα 9.19 Εξέλιξη του ποσοστού κάλυψης του φορτίου ZNX με την αύξηση της επιφάνειας του ηλιακού συλλέκτη

9.1.3 Χρήση της βιομάζας για θέρμανση χώρων και συμπληρωματική παραγωγή ZNX

Η βιομάζα θα χρησιμοποιηθεί για τη θέρμανση χώρων και για την κάλυψη του φορτίου ZNX για το οποίο δεν φθάνει η ηλιακή ενέργεια. Να παρατηρήσουμε εδώ ότι και τα δύο αυτά φορτία είναι πολύ περιορισμένα διότι για μεν το φορτίο θέρμανσης η Ιεράπετρα ανήκει στην ζώνη Α και επομένως έχει σχετικά θερμό κλίμα για δε το φορτίο ZNX ο ηλιακός συλλέκτης υπερκαλύπτει ήδη το 80% των αναγκών. Οι ανάγκες αυτές απεικονίζονται στο Σχήμα 9.20 και φθάνουν για τη θέρμανση τα 6,08 GJ/year (1688,9 kWh) για δε το ZNX τα 0,77 GJ/year (213,9 kWh), δηλαδή συνολικά 1902,8 kWh/year.

Μπορεί να χρησιμοποιηθεί ο επιδαπέδιος λέβητας βιομάζας Hercules HS30 της εταιρείας Werstahl, ονομαστικής ισχύος 30000 kcal/h που μπορεί να καλύψει χώρους έως και 150 m² (να παρατηρήσουμε εδώ ότι ο λέβητας είναι πολλαπλάσιας δυναμικότητας από την απαιτούμενη αλλά είναι το μικρότερο μέγεθος διαθέσιμο στην αγορά. Η λειτουργία του σε μερικό φορτίο μπορεί να αντιμετωπιστεί σε συνδυασμό με **θερμοδοχείο αδρανείας**). Ο λέβητας μπορεί να λειτουργήσει με πέλλετ, βιομάζα ή ξύλο, και μέσω καύσης θερμαίνει το νερό, το οποίο μεταφέρεται μέσω σωληνώσεων για να ζεστάνει τα θερμαντικά σώματα. Το πέλλετ προέρχεται από την συμπίεση ξύλου από το οποίο έχει προηγουμένως αφαιρεθεί η υγρασία. Το pellet είναι πρακτικό στη χρήση, αφού μεταφέρεται εύκολα συσκευασμένο. Λόγω της υψηλής του ενεργειακής πυκνότητας δε χρειάζεται μεγάλη κατανάλωση και είναι πιο οικονομικό σε σύγκριση με το πετρέλαιο ή το ξύλο. Εναλλακτικά, λειτουργεί με βιομάζα, η οποία προέρχεται από την συμπίεση υπολειμμάτων υλοτομίας, κλαδιά, φύλλα, πριονίδι, χαρτί και άλλα υπολείμματα οργανικής ύλης. Τέλος, μπορεί να χρησιμοποιηθεί απλά ξύλο το οποίο αποτελεί κλασική πηγή ενέργειας και είναι αξιόπιστο καύσιμο. Ο λέβητας διατίθεται με καυστήρα, και το κόστος του, εγκατεστημένος, εκτιμάται στις 2.500 € ενώ για την προσθήκη και του δοχείου αδρανείας θα πρέπει να προστεθούν άλλα 500 €.



Σχήμα 9.20 Μηνιαίες ανάγκες θέρμανσης χώρων και ΖΝΧ που θα καλύπτονται από βιομάζα

Αν και μπορούν να χρησιμοποιηθούν οικονομικότερα καύσιμα (π.χ. καυσόξυλα με ίδια συλλογή και τεμαχισμό, θρυμματισμό με τη χρήση της περίσσειας ηλεκτρικής ενέργειας), θεωρούμε σαν ασφαλή λύση την επιλογή υψηλής ποιότητας εμπορικά διαθέσιμων πέλλετς με υγρασία 10% στην τιμή των 350 €/t με θερμογόνο 5 kWh/kg. Εφόσον η ζήτηση φθάνει τα 1902,8 kWh/year, θεωρώντας βαθμό απόδοσης του λέβητα 85% (σύμφωνα με τον κατασκευαστή) η κατανάλωση ενέργειας καυσίμου θα είναι :

$$\text{Κατανάλωση ενέργειας} = \frac{\text{Ζήτηση}}{\text{Απόδοση λέβητα}} = \frac{1902,8}{0,85} = 2238,6 \text{ kWh} - \text{καυσίμου/yr}$$

και η κατανάλωση καυσίμου:

$$\text{Κατανάλωση καυσίμου} = \frac{\text{Κατανάλωση ενέργειας}}{\text{Θερμογόνος καυσίμου}} = \frac{2238,6}{5,0} = 447,7 \text{ kg} - \text{pellets/yr}$$

με κόστος $(447,7 \text{ kg/yr}) \cdot (330 \text{ €/t}) \approx \mathbf{160 \text{ €/yr}}$



Σχήμα 9.19 Λέβητας βιομάζας (αριστερά) και δοχείο αδρανείας (δεξιά)

9.1.4 Σύνοψη απαιτούμενου εξοπλισμού και δαπανών προμήθειας και λειτουργίας

Στον πίνακα που ακολουθεί συνοψίζονται τα στοιχεία κόστους του εξοπλισμού που προτάθηκε παραπάνω. Η δυναμικότητα και το κόστος του εξοπλισμού εξηγήθηκε στις προηγούμενες παραγράφους. Τα έξοδα εξοπλισμού συμπεριλαμβάνουν τις δαπάνες μεταφοράς και εγκατάστασης στη θέση λειτουργίας. Όσον αφορά στα ετήσια έξοδα συντήρησης αυτά για τα συστήματα ΑΠΕ λαμβάνονται ως 1% του κόστους προμήθειας των ΦΒ και 2% του κόστους προμήθειας της ΑΓ.

ΕΞΟΔΑ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ		16250 €
Φωτοβολταϊκό σύστημα (2,2kW)	4400	
Ανεμογεννήτρια (0,76kW)	3000	
Συσσωρευτές (26kWh)	3600	
Ελεγκτής φόρτισης (60A)	350	
Αναστροφέας (5kW)	1000	
Ηλιακός συλλέκτης (2m ² με δοχείο 160L)	900	
Λέβητας βιομάζας (30000kcal/h)	2500	
Δοχείο αδρανείας (150L)	500	
Έξοδα εγκατάστασης	(Συμπεριλαμβάνονται στις παραπάνω τιμές)	
ΕΞΟΔΑ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ		560 €/yr
Βιομάζα (pellets)	160,0 €/yr	(447,7 kg/yr)
Συμβατικά καύσιμα	0,0 €/yr	
Έξοδα συντήρησης	400 €/yr	

9.2 Περίπτωση ΦΛΩΡΙΝΑΣ

9.2.1 Σχεδιασμός του υβριδικού ΦΒ-ΑΓ συστήματος

Θα εφαρμοστεί η μέθοδος του Markvart όπως αναπτύχθηκε στο υποκεφάλαιο 9.1.1. Θα χρησιμοποιηθούν τα κλιματικά στοιχεία της περιοχής όπως αυτά που παρατέθηκαν στον πιν. 6.4, στοιχεία αποδόσεων της ΑΓ (καμπύλη ισχύος) 9.3 και των ΦΒ όπως υποτέθηκαν στην περίπτωση της Ιεράπετρας. Με βάση τα δεδομένα των ΑΓ και ΦΒ θα υπολογίσουμε την παραγωγή από την κάθε πηγή ενέργειας για κάθε μήνα εκφρασμένη σε kWh_{el} ανά kW εγκατεστημένης ισχύος του ΦΒ και της ΑΓ αντίστοιχα.

Για τον υπολογισμό της μηνιαίας παραγωγής από την ΑΓ θεωρούμε πάλι ότι για κάθε μήνα η ταχύτητα ανέμου ακολουθεί την **κατανομή Rayleigh** οπότε προκύπτουν τα στοιχεία του πίνακα 9.4.

Πίνακας 9.4 Μηνιαία παραγόμενη ενέργεια ΑΓ FN 1000W στην Φλώρινα ανά εγκατεστημένο kW

Μήνας	Ενέργεια (kWh _{el} /kW _{el})
ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	150,5
ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	153,9
ΜΑΡΤΙΟΣ	178,2
ΑΠΡΙΛΙΟΣ	154,5
ΜΑΙΟΣ	123,9
ΙΟΥΝΙΟΣ	111,0
ΙΟΥΛΙΟΣ	98,5
ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	83,5
ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	87,9
ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	106,5
ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	136,9
ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	159,6

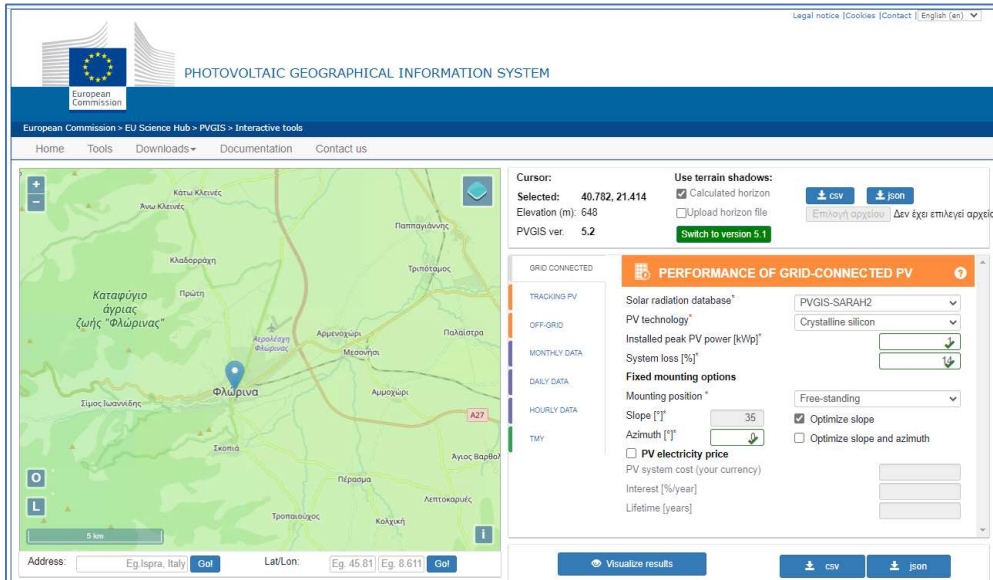
Για τη μελέτη και διαστασιολόγηση ΦΒ συστημάτων εφαρμόζεται πάλι το πρόγραμμα PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System PVGIS 2022), το οποίο και χρησιμοποιήσαμε για επιλογή της βέλτιστης κλίσης και υπολογισμού της παραγόμενης ενέργειας του ΦΒ (βλ. Σχήμα 9.20).

Τα αποτελέσματα του προγράμματος για την περιοχή της Φλώρινας, για 1,0 εγκατεστημένο kW_p -και αγνοώντας για την ώρα τις απώλειες- φαίνονται στο Σχήμα 9.21 (print out από το PVGIS) από το οποίο προκύπτει ότι η βέλτιστη κλίση είναι 33° ενώ η μηνιαία κατανομή της παραγόμενης ενέργειας απεικονίζεται ενδεικτικά και στον πίνακα 9.5.

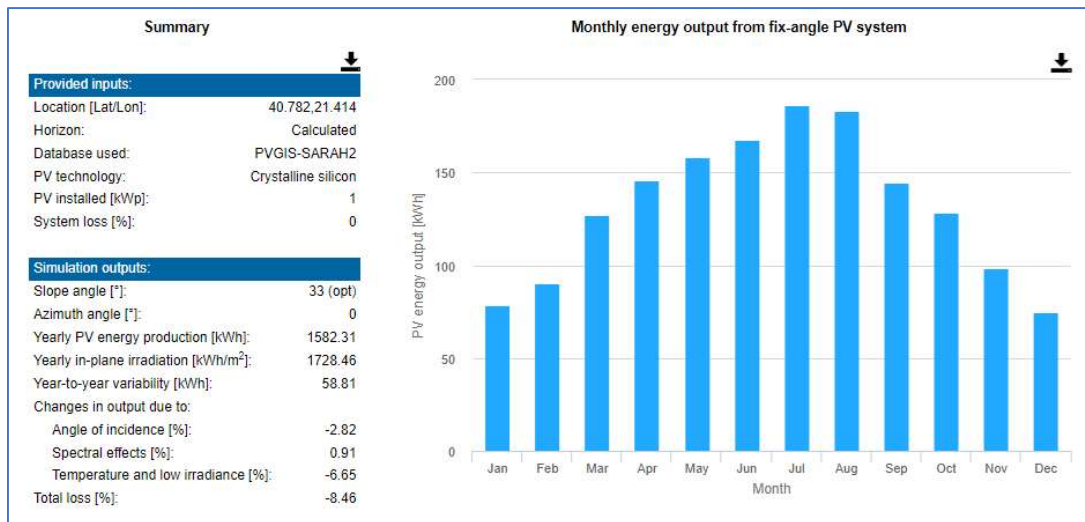
Για συγκριτική αξιολόγηση όλων των παραπάνω συνθέτουμε το διάγραμμα του Σχήματος 9.22 όπου απεικονίζονται ταυτόχρονα η παραγωγικότητα των ΦΒ και ΑΓ και ταυτόχρονα η ζήτηση για τους διάφορους μήνες. Από το διάγραμμα γίνονται φανερά τα εξής :

- Ο συμπληρωματικός ρόλος της ηλιακής και της αιολικής ενέργειας όπως προκύπτει ειδικότερα τους χειμερινούς μήνες οπότε το μειωμένο ηλιακό δυναμικό μπορεί να σταθμίζεται από το αυξημένο αιολικό δυναμικό

- Η χαμηλότερη συσχέτιση της ζήτησης με την ειδική παραγωγή των ΦΒ, σε σχέση με την Ιεράπετρα, γεγονός που προϋποθέτει για μεγαλύτερη συμμετοχή των ΑΓ στη κάλυψη του φορτίου στη Φλώρινα σε σχέση με την Ιεράπετρα.



Σχήμα 9.20 Εισαγωγική σελίδα προγράμματος PVGIS

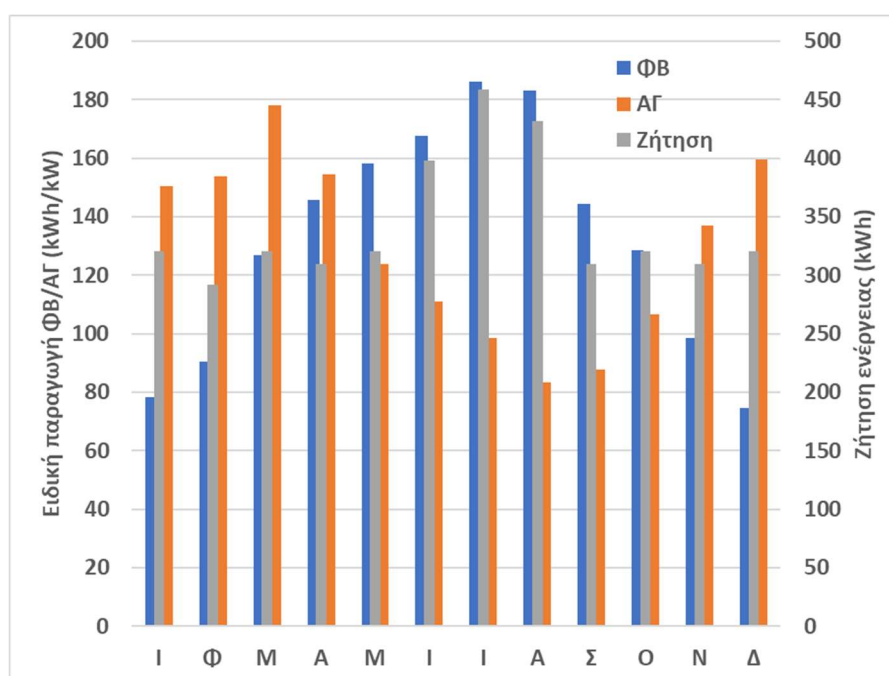


Σχήμα 9.21 Υπολογισμός βέλτιστης κλίσης και μηνιαίας παραγωγής ΦΒ από το PVGIS

Για το σχεδιασμό του βέλτιστου συνδυασμού ΦΒ και ΑΓ εφαρμόζουμε πάλι το μοντέλο του Markvart και επιλύουμε με τη μέθοδο simplex που έχει ενσωματωμένη το excel στον data solver. Οι δώδεκα μηνιαίοι περιορισμοί και η κλίση της γραμμής κόστους απεικονίζονται στο Σχήμα 9.23, από το οποίο φαίνεται και η βέλτιστη λύση στο σημείο $P_{PV}=2,30 \text{ kW}$ $P_{WG}=1,50 \text{ kW}$. Σύμφωνα με τις τιμές που υποθέσαμε, ο παραπάνω συνδυασμός στοιχίζει $2300 \times 2 + 1500 \times 3 = 9100 \text{ €}$.

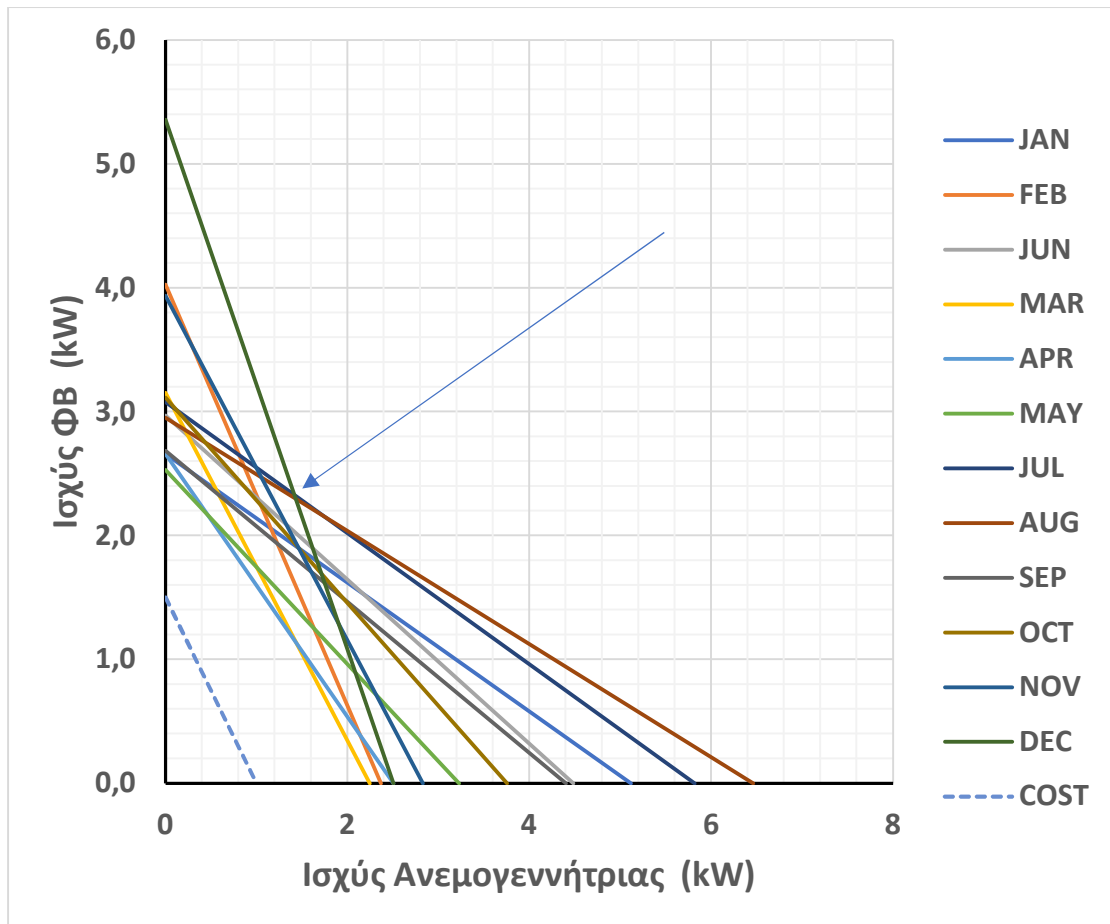
Πίνακας 9.5 Μηνιαία παραγόμενη ενέργεια κρυσταλλικού ΦΒ ανά εγκατεστημένο kWp

Μήνας	Ενέργεια (kWhel/kWp)
ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	78,2
ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	90,6
ΜΑΡΤΙΟΣ	127,0
ΑΠΡΙΛΙΟΣ	145,7
ΜΑΙΟΣ	158,2
ΙΟΥΝΙΟΣ	167,6
ΙΟΥΛΙΟΣ	186,3
ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	183,0
ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	144,3
ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	128,5
ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	98,4
ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	74,7



Σχήμα 9.22 Μηνιαία εξέλιξη της ειδικής παραγωγής ΦΒ και ΑΓ και της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στην περίπτωση της Φλώρινας

Σημειώνεται ότι έχουν θεωρηθεί απώλειες της τάξης του 20%, που συντίθενται από απώλειες στο σύστημα αποθήκευσης (απόδοση περίπου 80%) και στον αναστροφέα (απόδοση περίπου 95%). Με βάση τον βέλτιστο συνδυασμό προκύπτει τελικά η μηνιαία παραγωγή που υπερκαλύπτει για όλους τους μήνες τη ζήτηση, όπως φαίνεται στο Σχήμα 9.24, οδηγώντας σε περίσσεια της τάξης του 14,9%. Η περισσευόμενη ηλεκτρική ενέργεια θα μπορούσε να καλύψει πρόσθετο ηλεκτρικό φορτίο που δεν είναι αυστηρά χρονικά προδιαγεγραμμένο όπως για παράδειγμα οι εργασίες επεξεργασίας βιομάζας (κοπή, τεμαχισμός κλπ.) ενδεχόμενο που θα μείωνε σημαντικά το κόστος του απαιτούμενου βιοκαυσίμου αλλά θα απαιτούσε ίδια προσπάθεια από το χρήστη και πρόσθετο εξοπλισμό (αλυσσπρίονο μπαταρίας και ηλεκτρικό θρυματιστή / shredder).



Σχήμα 9.23 Οι δώδεκα περιορισμοί του γραμμικού προγραμματισμού, όπως οριοθετούν την περιοχή ισχύος για το υβριδικό στην περίπτωση της Φλώρινας. Απεικονίζεται επίσης (ως διακεκομμένη) η κλίση της γραμμής κόστους, ενώ επιδεικνύεται το σημείο της βέλτιστης λύσης.



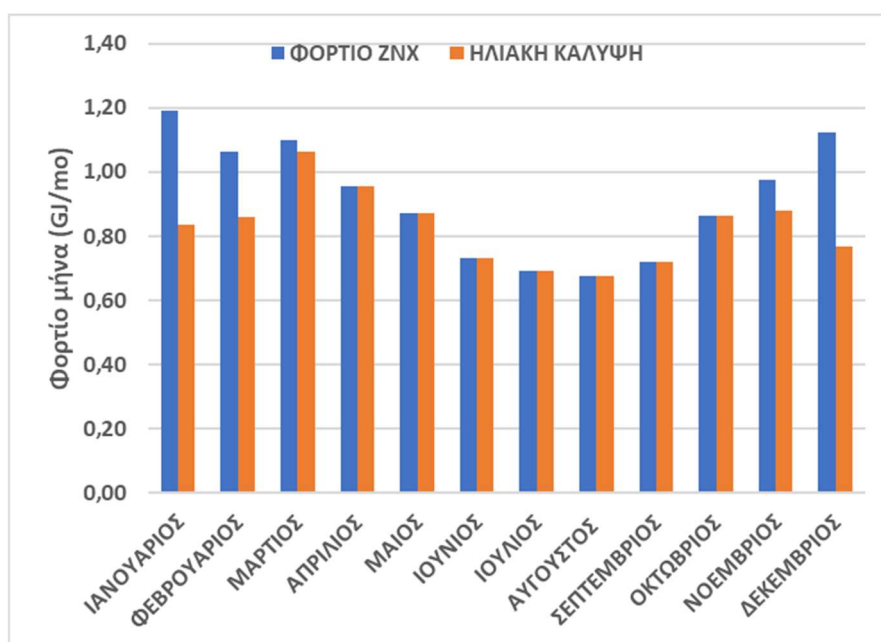
Σχήμα 9.24 Εξέλιξη της παραγωγής από το υβριδικό σύστημα σε σχέση με την ζήτηση

Σύμφωνα με τις ισχύεις του ΦΒ και της ΑΓ επιλέγουμε αναστροφέα (inverter) ισχύος 5kW που το κόστος του εκτιμάται στα 1000 €. Σύμφωνα με τους συσσωρευτές επιλέγουμε ρυθμιστή φόρτισης με ρεύμα φόρτισης 60 A του οποίου το κόστος εκτιμάται στα 350€. Σχετικά με τους συσσωρευτές επιλέγεται δυναμικότητα για επάρκεια διημέρου σε περίπτωση περιορισμένης ηλιοφάνειας τους χειμερινούς μήνες. Επομένως θα εξυπηρετήσουν φορτίο (2 days) · (10,33 kWh/day)=20,7 kWh με μεγάλη εκφόρτιση 80% για τις ειδικές αυτές περιπτώσεις ώστε η συνολική δυναμικότητα φθάνει τις 26 kWh. Η μεγάλη δυναμικότητα των συσσωρευτών οδηγεί σε μακρότερους χρόνους ζωής των συσσωρευτών (όπως εξηγήθηκε και στην περίπτωση της Ιεράπετρας) που μπορούν να φθάνουν τα 10 έτη. Το κόστος των παραπάνω συσσωρευτών εκτιμάται στα 3.600 €.

9.2.2 Εφαρμογή ηλιακών συλλεκτών για παραγωγή ζεστού νερού χρήσης

Επιλέγουμε συλλέκτη με απλό τζάμι και επιλεκτική βαφή με χαρακτηριστικά $F_R U_L=5,0$ W/m²-K και $F_R(\tau\alpha)_n=0,82$. Τοποθετείται με νότιο προσανατολισμό με κλίση 45° ως προς το οριζόντιο επίπεδο. Η επιφάνεια που θα επιλεγεί θα προκύψει από αναλυτικούς υπολογισμούς όπου θα σταθμιστεί η επιβάρυνση λόγω αύξησης της επιφάνειας με το όφελος της μεγαλύτερης κάλυψης του φορτίου ΖΝΧ. Για το σκοπό αυτό θα υπολογιστεί για κάθε μήνα το φορτίο ΖΝΧ και η αντίστοιχη κάλυψη με ηλιακούς συλλέκτες διαφόρων επιφανειών. Για τους υπολογισμούς θα χρησιμοποιηθεί η μέθοδος f (f-chart).

Στον πίνακα 9.6 που ακολουθεί παρατίθενται ενδεικτικά οι υπολογισμοί για επιφάνεια συλλέκτη $A_c=4$ m². Από τον πίνακα φαίνεται το ετήσιο φορτίο ΖΝΧ (10,97 GJ), η ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται για την εξυπηρέτησή του (9,91 GJ) και επομένως η ετήσια κάλυψη του φορτίου ΖΝΧ από την ηλιακή ενέργεια (90,4%). Διαπιστώνεται επίσης ότι ο συλλέκτης των 4m² καλύπτει πλήρως το φορτίο τους μήνες από Απρίλιο έως Οκτώβριο, όπως απεικονίζεται και στο Σχήμα 9.25.



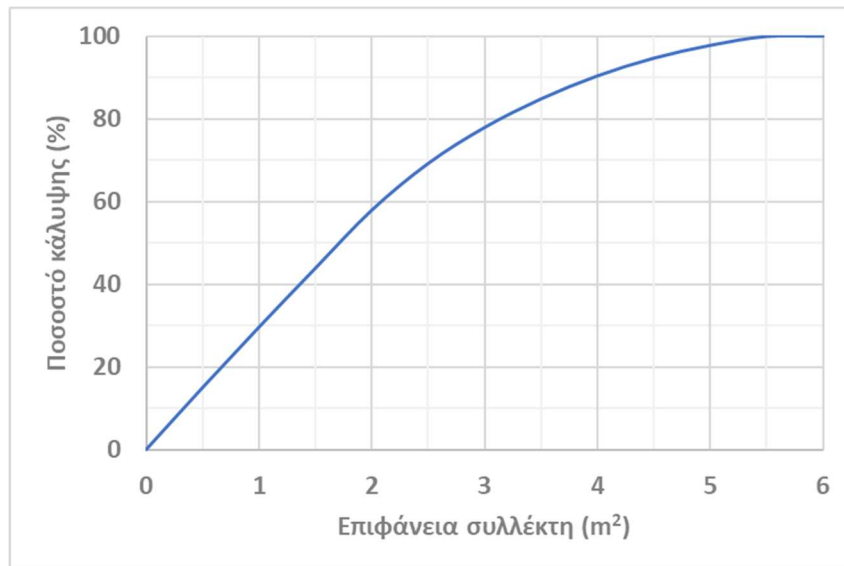
Σχήμα 9.25 Μηνιαίο φορτίο ΖΝΧ και κάλυψη με ηλιακή ενέργεια

Πίνακας 9.6 Ενδεικτικοί υπολογισμοί του ετήσιου συντελεστή κάλυψης φορτίου ΖΝΧ με ηλιακή ενέργεια για επιφάνεια συλλέκτη 4m²

	ΗΜΕΡΕΣ ΜΗΝΑ	ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑ kWh/m ²	ΘΕΡΜΟΚΡΑΣΙΑ ΝΕΡΟΥ (°C)	(τα)/(τα) _η	ΘΕΡΜΟΚΡΑΣΙΑ ΗΜΕΡΑΣ
ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	31	97	4,2	0,94	1,7
ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	28,25	104	5,0	0,94	4,1
ΜΑΡΤΙΟΣ	31	137	7,5	0,93	8,2
ΑΠΡΙΛΙΟΣ	30	134	11,5	0,93	13,1
ΜΑΙΟΣ	31	146	15,7	0,91	18,4
ΙΟΥΝΙΟΣ	30	161	19,8	0,89	22,6
ΙΟΥΛΙΟΣ	31	170	22,2	0,91	24,8
ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	31	170	22,7	0,92	24,4
ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	30	150	20,2	0,94	20,4
ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	31	129	15,9	0,94	14,5
ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	30	96	10,8	0,94	8,5
ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	31	84	6,6	0,94	3,4

	K ₃	ΦΟΡΤΙΟ (GJ/mo)	X	Y	f	f x L
ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	0,81	1,19	3,390	0,855	0,700	0,83
ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	0,80	1,06	3,347	1,027	0,806	0,86
ΜΑΡΤΙΟΣ	0,84	1,10	3,565	1,298	0,967	1,06
ΑΠΡΙΛΙΟΣ	0,93	0,96	4,176	1,461	1,000	0,96
ΜΑΙΟΣ	1,04	0,87	4,965	1,710	1,000	0,87
ΙΟΥΝΙΟΣ	1,18	0,73	6,123	2,199	1,000	0,73
ΙΟΥΛΙΟΣ	1,27	0,69	7,022	2,520	1,000	0,69
ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	1,30	0,68	7,382	2,589	1,000	0,68
ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	1,23	0,72	6,668	2,195	1,000	0,72
ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	1,11	0,87	5,575	1,571	1,000	0,87
ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	0,97	0,97	4,498	1,040	0,901	0,88
ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	0,88	1,12	3,832	0,784	0,682	0,77
		10,97				9,91
			Ετήσια κάλυψη		90,39	%

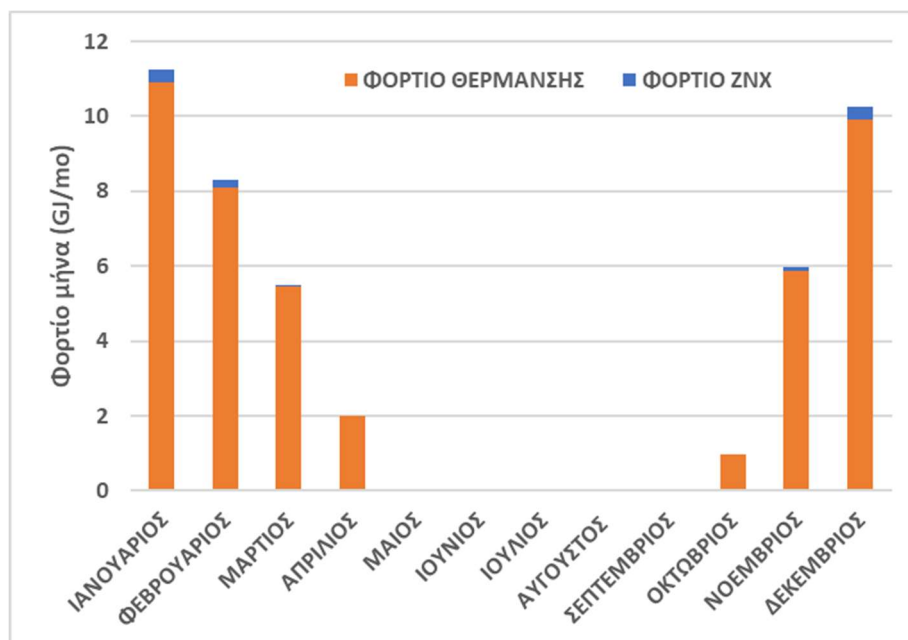
Εφαρμόσαμε ανάλογους υπολογισμούς για διάφορες επιφάνειες συλλεκτών μέχρι την πλήρη κάλυψη του φορτίου όπως απεικονίζονται στο Σχήμα 9.26. Από το σχήμα διαπιστώνουμε ότι το ποσοστό κάλυψης επιβραδύνεται σημαντικά μετά την αύξηση της επιφάνειας του συλλέκτη πέρα των 3 m². Επομένως επιλέγουμε τελικά συλλέκτη με επιφάνεια 4 m² ώστε η κάλυψη να φθάνει το 90% και με δοχείο 160 L τριπλής ενεργείας που να μπορεί να θερμαίνεται το νερό συμπληρωματικά και από τον λέβητα. Το εγκατεστημένο κόστος εκτιμάται στα 1500 € και τα ετήσια έξοδα συντήρησης στα 50 €.



Σχήμα 9.26 Εξέλιξη του ποσοστού κάλυψης του φορτίου ZNX με την αύξηση της επιφάνειας του ηλιακού συλλέκτη

9.2.3 Χρήση της βιομάζας για θέρμανση χώρων και συμπληρωματική παραγωγή ZNX

Η βιομάζα θα χρησιμοποιηθεί για τη θέρμανση χώρων και για την κάλυψη του φορτίου ZNX για το οποίο δεν φθάνει η ηλιακή ενέργεια. Να παρατηρήσουμε εδώ ότι το φορτίο ZNX είναι πολύ περιορισμένο διότι ο ηλιακός συλλέκτης υπερκαλύπτει ήδη το 90% των αναγκών, όμως το φορτίο θέρμανσης είναι ιδιαίτερα αυξημένο συγκριτικά με την Ιεράπετρα. Οι ανάγκες αυτές απεικονίζονται στο Σχήμα 9.27 και φθάνουν για τη θέρμανση τα 43,2 GJ/year (12000 kWh) για δε το ZNX τα 1,05 GJ/year (291,7 kWh), δηλαδή συνολικά 12291,7 kWh/year.



Σχήμα 9.27 Μηνιαίες ανάγκες θέρμανσης χώρων και ZNX που θα καλύπτονται από βιομάζα

Θα χρησιμοποιηθεί ο επιδαπέδιος λέβητας βιομάζας Hercules HS30 της εταιρείας Werstahl, ονομαστικής ισχύος 30000 kcal/h που μπορεί να καλύψει χώρους έως και 150 m² σε συνδυασμό με θερμοδοχείο αδρανείας. Ο λέβητας διατίθεται με καυστήρα, και το κόστος του, εγκατεστημένος, εκτιμάται στις 2.500 € ενώ για το δοχείο αδρανείας θα πρέπει να προστεθούν άλλα 500 €.

Θεωρούμε σαν ασφαλή λύση την επιλογή υψηλής ποιότητας εμπορικά διαθέσιμων πέλλετς με υγρασία 10% στην τιμή των 350 €/t με θερμογόνο 5 kWh/kg. Εφόσον η ζήτηση φθάνει τα 12291,7 kWh/year, θεωρώντας βαθμό απόδοσης του λέβητα 85% (σύμφωνα με τον κατασκευαστή) η κατανάλωση ενέργειας καυσίμου θα είναι :

$$\text{Κατανάλωση} = \frac{\text{Ζήτηση}}{\text{Απόδοση λέβητα}} = \frac{12291,7}{0,85} = 14460,8 \text{ kWh} - \text{καυσίμου/yr}$$

και η κατανάλωση καυσίμου:

$$\begin{aligned} \text{Κατανάλωση καυσίμου} &= \frac{\text{Κατανάλωση ενέργειας}}{\text{Θερμογόνος καυσίμου}} = \frac{14460,8}{5,0} \\ &= 2892,2 \text{ kg} - \text{pellets/yr} \end{aligned}$$

$$\text{με κόστος } (2892,2 \text{ kg/yr}) \cdot (330 \text{ €/t}) \approx \mathbf{954,4 \text{ €/yr}}$$

9.2.4 Σύνοψη απαιτούμενου εξοπλισμού και δαπανών προμήθειας και λειτουργίας

Στον πίνακα παρακάτω συνοψίζονται τα στοιχεία κόστους του εξοπλισμού που προτάθηκε. Η δυναμικότητα και το κόστος του εξοπλισμού εξηγήθηκε στις προηγούμενες παραγράφους. Τα έξοδα εξοπλισμού συμπεριλαμβάνουν τις δαπάνες μεταφοράς και εγκατάστασης στη θέση λειτουργίας. Όσον αφορά στα ετήσια έξοδα συντήρησης αυτά για τα συστήματα ΑΠΕ λαμβάνονται ως 1% του κόστους προμήθειας των ΦΒ και 2% του κόστους προμήθειας της ΑΓ.

ΕΞΟΔΑ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ	18550 €
Φωτοβολταϊκό σύστημα (2,3 kW)	4600
Ανεμογεννήτρια (1,5 kW)	4500
Συσσωρευτές (26 kWh)	3600
Ελεγκτής φόρτισης (60 A)	350
Αναστροφέας (5 kW)	1000
Ηλιακός συλλέκτης (4 m ² με δοχείο 160 L)	1500
Λέβητας βιομάζας (30000 kcal/h)	2500
Δοχείο αδρανείας (150 L)	500
Έξοδα εγκατάστασης	(Συμπεριλαμβάνονται στις παραπάνω τιμές)
ΕΞΟΔΑ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ	1405 €/yr
Βιομάζα (pellets)	955 €/yr (2892,2 kg/yr)
Συμβατικά καύσιμα	0,0 €/yr
Έξοδα συντήρησης	450 €/yr

10 Οικονομική σύγκριση συστημάτων ΑΠΕ με συμβατικά

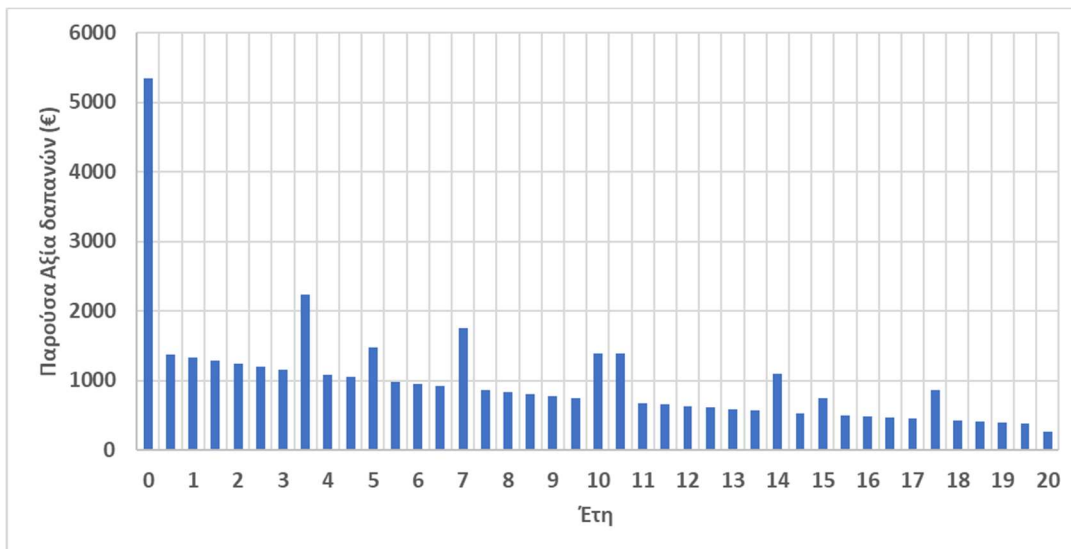
10.1 Οικονομική ανάλυση του συμβατικού συστήματος

Για την οικονομική ανάλυση θεωρούμε χρόνο ζωής των εγκαταστάσεων 20 έτη. Άρα στην 20ετία έχουν μηδενική παραμένουσα αξία εκτός των συσσωρευτών που η τελευταία αντικατάστασή τους γίνεται στα 17,5 έτη και επομένως η ζωή τους παρατείνεται ένα έτος μετά το χρόνο ζωής του έργου. Θεωρούμε προεξοφλητικό επιτόκιο 7% που είναι τυπικό για επιχειρηματικές δραστηριότητες μέτριων αποδόσεων, αλλά θα εφαρμόσουμε και ανάλυση ευαισθησίας για την παράμετρο αυτή. Για την προεξόφληση θεωρούνται εξαμηνιαίες περίοδοι λόγω του χρόνου ζωής των συσσωρευτών (3,5 έτη).

Σε κάθε περίπτωση υπολογίζουμε την εξέλιξη των χρηματοροών και την παρούσα αξία του συνόλου των δαπανών, διακρίνοντάς τις σε δαπάνες εφαρμογών θέρμανσης και δαπάνες ηλεκτρισμού. Τέλος με βάση τα παραπάνω υπολογίζεται το σταθμισμένο κόστος της ενέργειας για την θερμότητα και τον ηλεκτρισμό, αντίστοιχα (CFI, 2022).

10.1.1 Περίπτωση ΙΕΡΑΠΕΤΡΑΣ

Στο Σχήμα 10.1 φαίνεται η εξέλιξη της παρούσας αξίας των ετησίων δαπανών. Στο έτος 0 φαίνεται η αρχική επένδυση. Οι αιχμές ανά 3,5 έτη φανερώουν τις αντικαταστάσεις στους συσσωρευτές και οι αιχμές ανά 5 έτη τις εργασίες γενικής επισκευής ή αντικατάστασης της γεννήτριας. Οι δαπάνες εξελίσσονται φθίνουσες λόγω της εφαρμοζόμενης προεξόφλησης.



Σχήμα 10.1 Εξέλιξη της παρούσας αξίας των ετησίων δαπανών για την Ιεράπετρα.

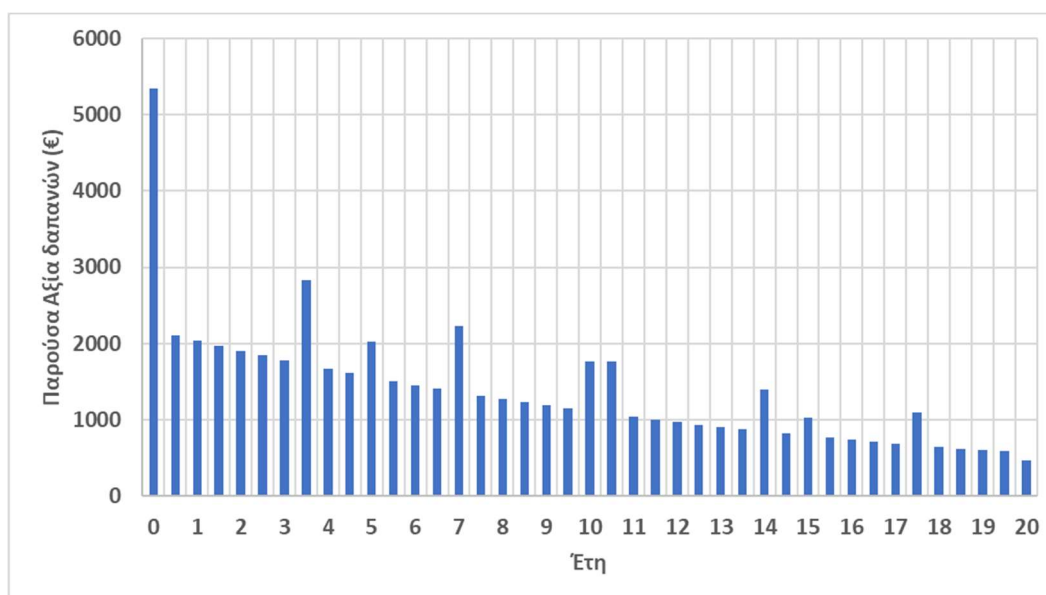
Η συνολική παρούσα αξία των δαπανών και η ανάλυσή τους σε δαπάνες θερμότητας και ηλεκτρισμού φαίνονται στον πίνακα 10.1

Πίνακας 10.1 Παρούσα αξία συνολικών δαπανών για όλη τη διάρκεια του έργου, για την Ιεράπετρα.

	ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ ΔΑΠΑΝΩΝ	ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΘΕΡΜΑΝΣΗΣ	10123 €	42376 kWh _{th}	0,2389 €/kWh _{th}
ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ	30821 €	49919 kWh _e	0,6174 €/kWh _e
ΣΥΝΟΛΟ	40944 €		

10.1.2 Περίπτωση ΦΛΩΡΙΝΑΣ

Στο Σχήμα 10.2 φαίνεται η εξέλιξη της παρούσας αξίας των ετησίων δαπανών. Στο έτος 0 φαίνεται η αρχική επένδυση. Οι αιχμές ανά 3,5 έτη φανερώνουν τις αντικαταστάσεις στους συσσωρευτές και οι αιχμές ανά 5 έτη τις εργασίες γενικής επισκευής ή αντικατάστασης της γεννήτριας. Οι δαπάνες εξελίσσονται φθίνουσες λόγω της εφαρμοζόμενης προεξόφλησης.



Σχήμα 10.2 Εξέλιξη της παρούσας αξίας των ετησίων δαπανών για τη Φλώρινα.

Η συνολική παρούσα αξία των δαπανών και η ανάλυσή τους σε δαπάνες θερμότητας και ηλεκτρισμού φαίνονται στον πίνακα 10.2

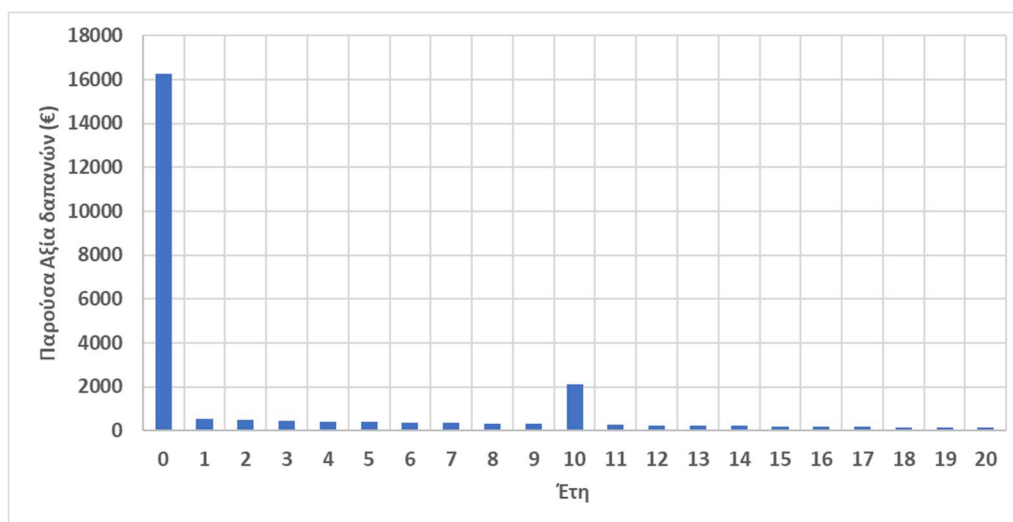
Πίνακας 10.2 Παρούσα αξία συνολικών δαπανών για όλη τη διάρκεια του έργου για τη Φλώρινα.

	ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ ΔΑΠΑΝΩΝ	ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΘΕΡΜΑΝΣΗΣ	29177 €	157427 kWh _{th}	0,1853 €/kWh _{th}
ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ	28170 €	43541 kWh _e	0,6469 €/kWh _e
ΣΥΝΟΛΟ	57347 €		

10.2 Οικονομική ανάλυση του αυτόνομου συστήματος ΑΠΕ και σύγκριση με το συμβατικό

10.2.1 Περίπτωση ΙΕΡΑΠΕΤΡΑΣ

Στο Σχήμα 10.3 φαίνεται η εξέλιξη της παρούσας αξίας των ετησίων δαπανών. Στο έτος 0 φαίνεται η αρχική επένδυση. Η αιχμή στα 10 έτη φανερώνει την αντικατάσταση των συσσωρευτών. Οι δαπάνες εξελίσσονται φθίνουσες λόγω της εφαρμοζόμενης προεξόφλησης.



Σχήμα 10.3 Εξέλιξη της παρούσας αξίας των ετησίων δαπανών του συστήματος ΑΠΕ για την Ιεράπετρα.

Η συνολική παρούσα αξία των δαπανών και η ανάλυσή της σε δαπάνες θερμότητας και ηλεκτρισμού φαίνονται στον πίνακα 10.3. Συγκρίνοντας τα στοιχεία του πίνακα 10.3 με τα στοιχεία του πίνακα 10.1 διαπιστώνουμε τα πλεονεκτήματα του συστήματος ΑΠΕ καθώς:

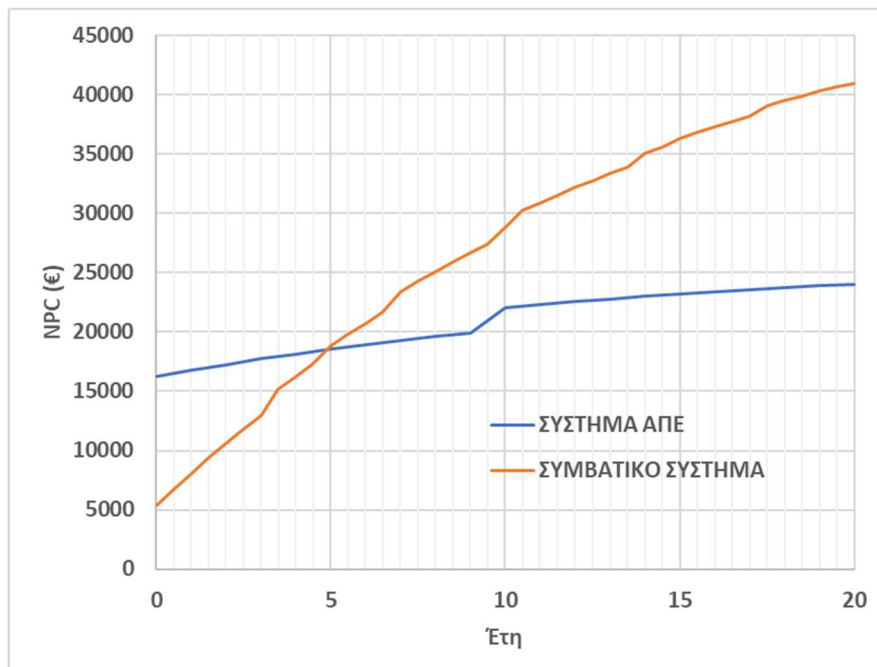
- Το συνολικό παρόν κόστος είναι κατά 41,3% μικρότερο. **Επομένως το κόστος με ΑΠΕ είναι σχεδόν υποδιπλάσιο αυτού ενός συμβατικού αυτόνομου συστήματος.** Το μεγάλο του πλεονέκτημα είναι κυρίως στην ηλεκτρική ενέργεια που είναι σημαντικά οικονομικότερη σε σχέση με την θερμική όπως αναλύεται αμέσως παρακάτω.

- Η ηλεκτρική ενέργεια με ΑΠΕ έχει ένα σταθμισμένο κόστος 0,3265 €/kWh_e που είναι 47,1% φθηνότερο του αντίστοιχου συμβατικού συστήματος.
- Η θερμική ενέργεια με ΑΠΕ έχει ένα σταθμισμένο κόστος 0,1820 €/kWh_{th} που είναι 23,8% φθηνότερο του αντίστοιχου συμβατικού συστήματος.

Η εξέλιξη των συνολικών δαπανών με τα έτη και για τα δύο εναλλακτικά συστήματα παρατίθενται επίσης στο Σχήμα 10.4. Από το σχήμα γίνεται εμφανές ότι το συμβατικό σύστημα εμφανίζει μικρότερο αρχικό κόστος αλλά μεγαλύτερες ετήσιες δαπάνες φτάνοντας τελικά σε πολύ υψηλότερο συνολικό κόστος στο τέλος της ζωής του έργου. Αντίθετα το σύστημα ΑΠΕ ξεκινά από σημαντικά μεγαλύτερο αρχικό κόστος αλλά λόγω των πολύ μικρότερων ετησίων δαπανών καταλήγει σε πολύ χαμηλότερο συνολικό κόστος. Το αποτέλεσμα είναι οι γραμμές των χρηματοροών να τέμνονται για κάποιο χρόνο που είναι και ο χρόνος αποπληρωμής (με προεξόφληση) της επένδυσης του συστήματος ΑΠΕ πού προκύπτει 4,9 έτη.

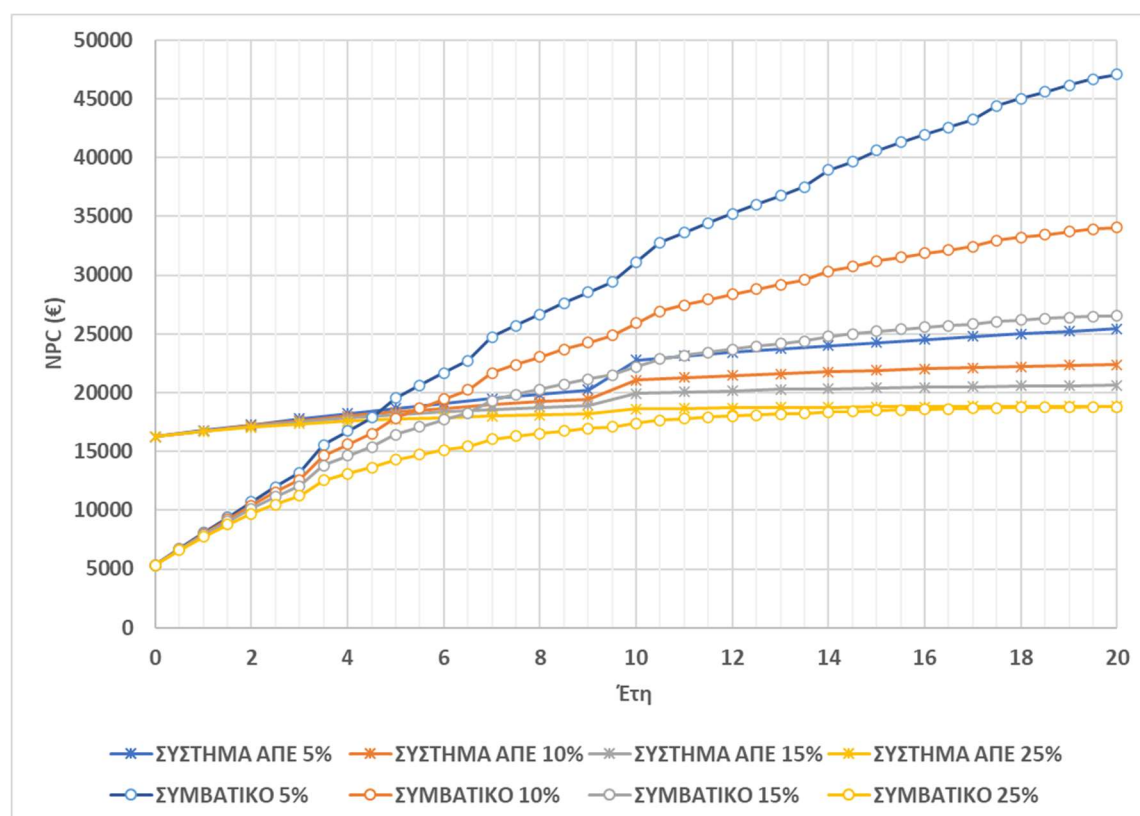
Πίνακας 10.3 Παρούσα αξία συνολικών δαπανών του συστήματος ΑΠΕ για όλη τη διάρκεια του έργου, για την Ιεράπετρα.

	ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ ΔΑΠΑΝΩΝ	ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΘΕΡΜΑΝΣΗΣ	7714 €	42376 kWh _{th}	0,1820 €/kWh _{th}
ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ	16299 €	49919 kWh _e	0,3265 €/kWh _e
ΣΥΝΟΛΟ	24013 €		



Σχήμα 10.4 Ταυτόχρονη παράθεση της εξέλιξης του συνολικού κόστους των δύο συστημάτων (προεξοφλητικό επιτόκιο 7%) στην Ιεράπετρα. Το σημείο τομής στα 4,9 έτη αποκαλύπτει τον χρόνο αποπληρωμής της επένδυσης στο σύστημα ΑΠΕ.

Τέλος σε ένα κοινό διάγραμμα απεικονίζουμε την επίδραση του προεξοφλητικού επιτοκίου. Στο Σχήμα 10.5 απεικονίζονται ταυτόχρονα οι εξελίξεις του παρόντος κόστους και για τα δύο συστήματα για επιτόκια 5%, 10% και 15%. **Διαπιστώνουμε ότι με την αύξηση του προεξοφλητικού επιτοκίου επιμηκύνεται ο χρόνος αποπληρωμής του συστήματος ΑΠΕ, από 4,7 έτη σε 6,6 έτη** το οποίο είναι λογικό διότι η επένδυση στο σύστημα ΑΠΕ είναι έντασης κεφαλαίου και επομένως πλεονεκτεί όταν είναι χαμηλά τα επιτόκια. Στο ίδιο διάγραμμα απεικονίζουμε την εξέλιξη των χρηματοροών και για επιτόκιο 25% **που αποδεικνύεται ότι είναι ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης της επένδυσης στο σύστημα ΑΠΕ (IRR=24,9%)**.



Σχήμα 10.5 Η εξέλιξη των χρηματοροών των δύο συστημάτων στην Ιεράπετρα για διάφορα προεξοφλητικά επιτόκια (5% έως 15%) και για το IRR=25%.

10.2.2 Περίπτωση ΦΛΩΡΙΝΑΣ

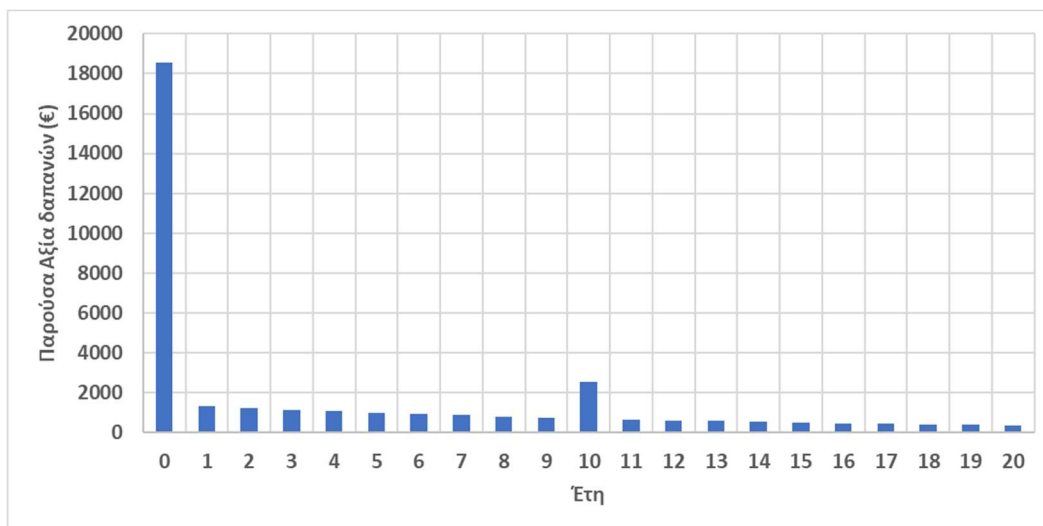
Στο Σχήμα 10.6 φαίνεται η εξέλιξη της παρούσας αξίας των ετησίων δαπανών. Στο έτος 0 φαίνεται η αρχική επένδυση. Η αιχμή στα 10 έτη φανερώνει την αντικατάσταση των συσσωρευτών. Οι δαπάνες εξελίσσονται φθίνουσες λόγω της εφαρμοζόμενης προεξόφλησης.

Η συνολική παρούσα αξία των δαπανών και η ανάλυσή της σε δαπάνες θερμότητας και ηλεκτρισμού φαίνονται στον πίνακα 10.4. Συγκρίνοντας τα στοιχεία του πίνακα 10.4 με τα στοιχεία του πίνακα 10.2 διαπιστώνουμε τα πλεονεκτήματα του συστήματος ΑΠΕ καθώς :

- Το συνολικό παρόν κόστος είναι κατά 38,5% μικρότερο. **Επομένως το κόστος με ΑΠΕ είναι σχεδόν υποδιπλάσιο αυτού ενός συμβατικού αυτόνομου συστήματος.**

Το μεγάλο πλεονέκτημα του συστήματος ΑΠΕ επεκτείνεται εδώ τόσο στην ηλεκτρική ενέργεια όσο και στη θερμική όπως αναλύεται αμέσως παρακάτω.

- Η ηλεκτρική ενέργεια με ΑΠΕ έχει ένα σταθμισμένο κόστος 0,4194 €/kWh_e που είναι 35,2% φθηνότερο του αντίστοιχου συμβατικού συστήματος.
- Η θερμική ενέργεια με ΑΠΕ έχει ένα σταθμισμένο κόστος 0,1080 €/kWh_{th} που είναι 41,7% φθηνότερο του αντίστοιχου συμβατικού συστήματος.

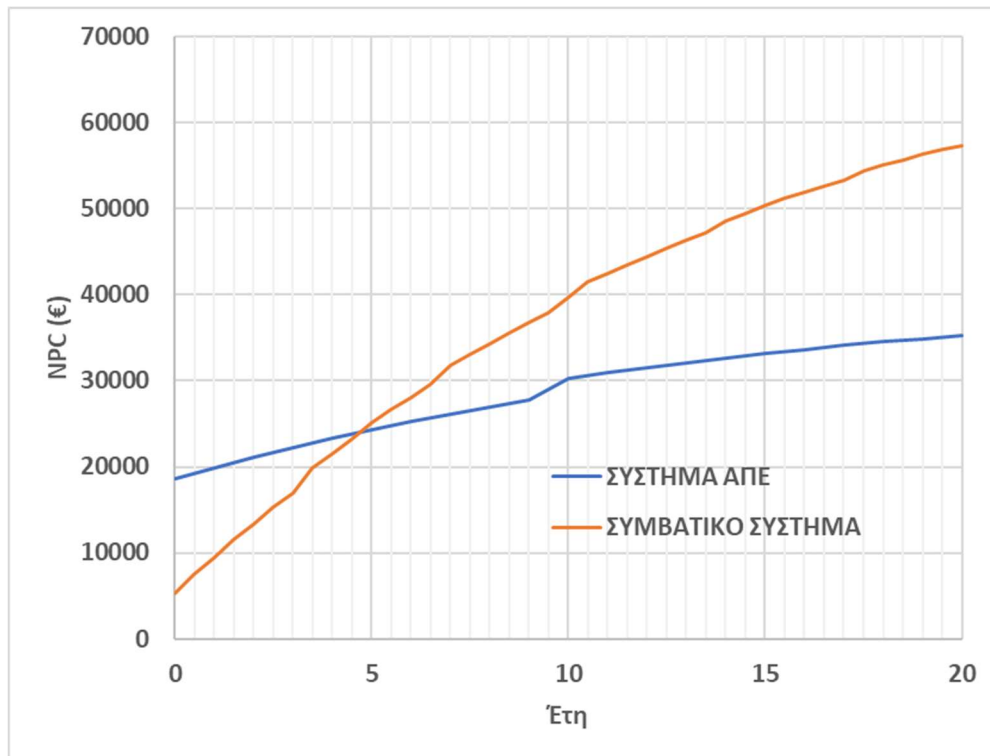


Σχήμα 10.6 Εξέλιξη της παρούσας αξίας των ετησίων δαπανών του συστήματος ΑΠΕ για την Φλώρινα.

Η εξέλιξη των συνολικών δαπανών με τα έτη και για τα δύο εναλλακτικά συστήματα παρατίθενται επίσης στο Σχήμα 10.7. Από το σχήμα γίνεται εμφανές ότι το συμβατικό σύστημα εμφανίζει μικρότερο αρχικό κόστος αλλά μεγαλύτερες ετήσιες δαπάνες φτάνοντας τελικά σε πολύ υψηλότερο συνολικό κόστος στο τέλος της ζωής του έργου. Αντίθετα το σύστημα ΑΠΕ ξεκινά από σημαντικά μεγαλύτερο αρχικό κόστος αλλά λόγω των πολύ μικρότερων ετησίων δαπανών καταλήγει σε πολύ χαμηλότερο συνολικό κόστος. Το αποτέλεσμα είναι οι γραμμές των χρηματοροών να τέμνονται για κάποιο χρόνο που είναι και ο **χρόνος αποπληρωμής (με προεξόφληση) της επένδυσης του συστήματος ΑΠΕ πού προκύπτει 4,7 έτη.**

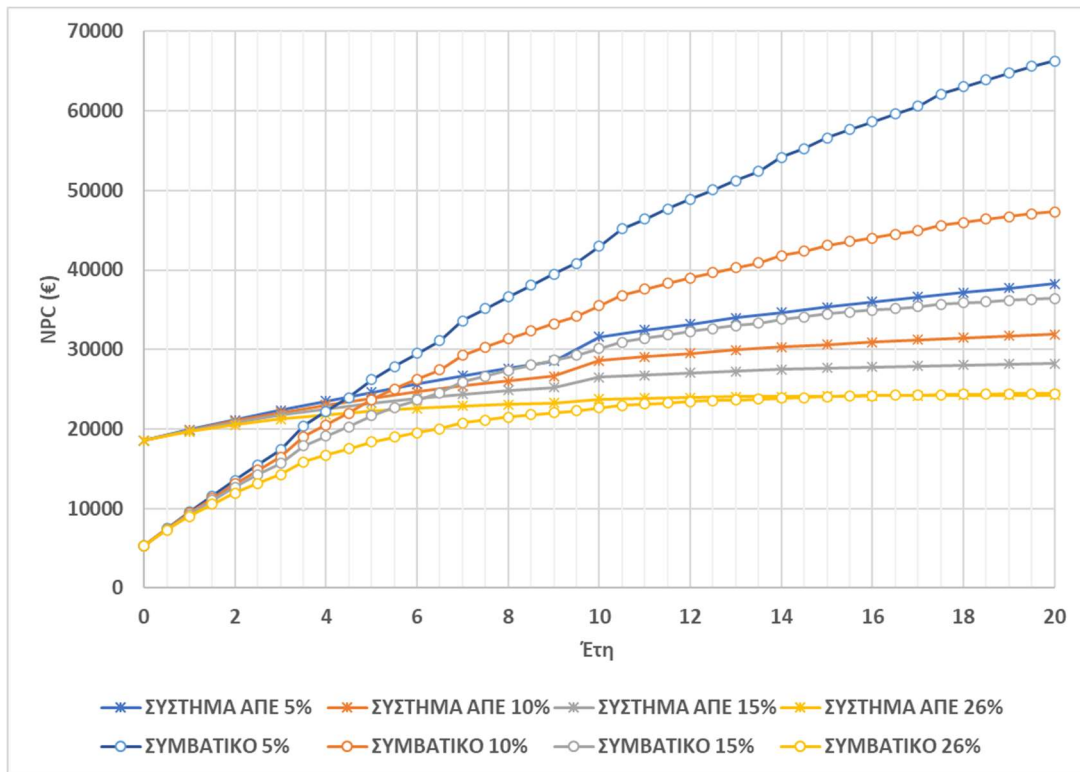
Πίνακας 10.4 Παρούσα αξία συνολικών δαπανών του συστήματος ΑΠΕ για όλη τη διάρκεια του έργου, για την Φλώρινα.

	ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ ΔΑΠΑΝΩΝ	ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΘΕΡΜΑΝΣΗΣ	17001 €	157427 kWh _{th}	0,1080 €/kWh _{th}
ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ	18264 €	43541 kWh _e	0,4194 €/kWh _e
ΣΥΝΟΛΟ	35265€		



Σχήμα 10.7 Ταυτόχρονη παράθεση της εξέλιξης του συνολικού κόστους των δύο συστημάτων (προεξοφλητικό επιτόκιο 7%) στη Φλώρινα. Το σημείο τομής στα 4,7 έτη αποκαλύπτει τον χρόνο αποπληρωμής της επένδυσης στο σύστημα ΑΠΕ.

Τέλος σε κοινό διάγραμμα απεικονίζουμε την επίδραση του προεξοφλητικού επιτοκίου. Στο Σχήμα 10.8 απεικονίζονται ταυτόχρονα οι εξελίξεις του παρόντος κόστους και για τα δύο συστήματα για επιτόκια 5%, 10% και 15%. **Διαπιστώνουμε ότι με την αύξηση του προεξοφλητικού επιτοκίου από 5 σε 15% επιμηκύνεται ο χρόνος αποπληρωμής του συστήματος ΑΠΕ, από 4,5 έτη σε 6,0 έτη** το οποίο είναι λογικό διότι η επένδυση στο σύστημα ΑΠΕ είναι έντασης κεφαλαίου και επομένως επιβαρύνεται αξιοσημείωτα με την αύξηση του επιτοκίου. Στο ίδιο διάγραμμα απεικονίζουμε την εξέλιξη των χρηματοροών και για επιτόκιο 26% που αποδεικνύεται ότι είναι ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης της επένδυσης στο σύστημα ΑΠΕ ($IRR=26,5\%$).



Σχήμα 10.8 Η εξέλιξη των χρηματοροών των δύο συστημάτων στην Φλώρινα για διάφορα προεξοφλητικά επιτόκια (5% έως 15%) και για το $IRR=26\%$.

11 Συζήτηση των αποτελεσμάτων

Εφαρμόζεται καταρχήν σχολιασμός του συνολικού κόστους των συμβατικών συστημάτων και του σταθμισμένου κόστους συμβατικής ενέργειας, συγκρίνοντας τις δύο περιπτώσεις μεταξύ τους αλλά και με τιμές αναφοράς, και εξετάζοντας και την επίδραση του προεξοφλητικού επιτοκίου. Το συνολικό παρόν κόστος του συμβατικού συστήματος στην Ιεράπετρα φθάνει τα 40944 € ενώ στη Φλώρινα τα 57347 € είναι δηλαδή 40% μεγαλύτερο και τούτο οφείλεται στις αυξημένες ανάγκες θέρμανσης (κόστος θέρμανσης κατά 19054€ παραπάνω) όπως προκύπτει από τους πίνακες 10.1 και 10.2.

Σχετικά με το σταθμισμένο κόστος θερμότητας διαπιστώνεται ότι είναι σημαντικά χαμηλότερο στη Φλώρινα (-22,4%) και αποδίδεται στο γεγονός της πολύ υψηλότερης ζήτησης θερμότητας στην περιοχή (Δ ζώνη) και επομένως το μεγαλύτερο συντελεστή χρήσης του σχετικού εξοπλισμού. Αντίθετα το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας είναι λίγο χαμηλότερο στην Ιεράπετρα (-4,5%) λόγω επίσης της υψηλότερης ζήτησης (ψύξης, Α ζώνη).

Αξιολογώντας τα σταθμισμένα κόστη θερμότητας και ηλεκτρισμού κατά απόλυτη τιμή θα παρατηρούσαμε τα εξής :

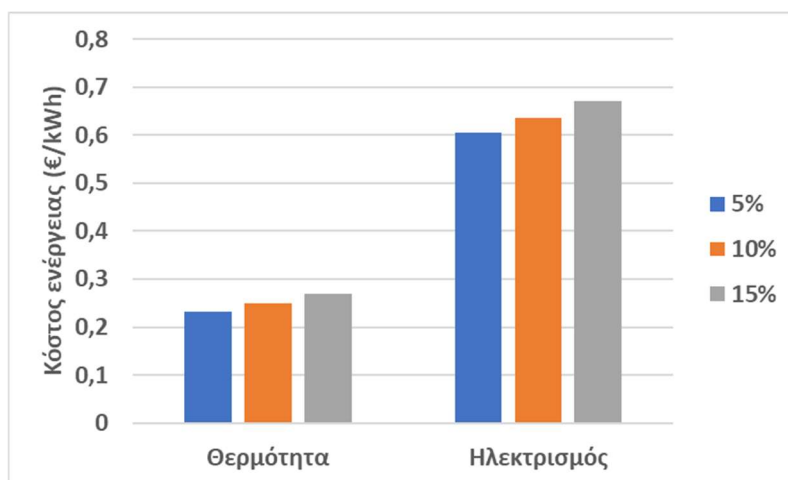
- Το σταθμισμένο κόστος θερμότητας για την Φλώρινα δεν απέχει σημαντικά από το κόστος προμήθειας θερμότητας σε μη απόμακρες περιοχές. Για σύγκριση και με τις τιμές πετρελαίου θέρμανσης 1,55 €/L θερμογόνου δύναμης 11,9 kWh/L και απόδοσης χρήσης του πετρελαίου 80% προκύπτει τιμή θερμότητας 0,1628 €/kWh_{th} (αρκετά κοντά στα 0,18153 €/kWh_{th} που υπολογίσαμε για την Φλώρινα).
- Το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας εμφανίζεται αρκετά αυξημένο, όπως αυξημένο όμως είναι και το κόστος προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας λόγω των διεθνών εξελίξεων που προκαλούν αύξηση στην τιμή του φυσικού αερίου και της ηλεκτρικής ενέργειας αλλά και του πετρελαίου στη χώρα μας. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι η τιμή χονδρικής της ηλεκτρικής ενέργειας είναι ιδιαίτερα αυξημένη την περίοδο αυτή ξεπερνώντας τα 350 €/MWh (Αθηναϊκά Νέα, 2022). Σχετικά με την παρούσα τιμή ηλεκτρικής ενέργειας (Α' εξάμηνο 2022) και εφαρμόζοντας ανάλυση λογαριασμών ΔΕΗ, όπως φαίνεται στον πίνακα 11.1, διαπιστώνεται ότι η τιμή χρέωσης στον καταναλωτή την παρούσα περίοδο είναι περί τα 0,25 €/kWh_e ενώ αν δεν παρεχόταν επιδότηση η τιμή θα ξεπερνούσε τα 0,40 €/kWh_e.

Πίνακας 11.1 Ανάλυση λογαριασμών ΔΕΗ για εκτίμηση τιμών ηλεκτρικής ενέργειας

Ημερομηνία λήξης λογ/σμού	Ποσό ενέργειας (kWh)	Ποσό που αφορά τον ηλεκτρισμό (€)	Τιμή ρεύματος χωρίς επιδότηση (€/kWh)	Επιδότηση λογαριασμού (€)	Τιμή ρεύματος με επιδότηση (€/kWh)
8/2/2022	1813	428,65	0,3373	182,80	0,2364
7/6/2022	1697	418,02	0,4045	268,49	0,2463

Τέλος εξετάζεται η επίδραση του προεξοφλητικού επιτοκίου στα σταθμισμένα κόστη συμβατικής ενέργειας. Τα αποτελέσματα φαίνονται στο Σχήμα 11.1 από όπου προκύπτει η μικρή επίδραση του παράγοντα αυτού. Συγκεκριμένα για αύξηση 100% του επιτοκίου (από 5% σε 10%) έχουμε μία μικρή αύξηση στα σταθμισμένα κόστη ενέργειας από συμβατικά

συστήματα που δεν ξεπερνά το 8%, γεγονός που επιβεβαιώνει τη μικρή του επίδραση. Αυτό ερμηνεύεται από το ότι η προτεινόμενη συμβατική λύση απαιτεί σχετικά μικρή αρχική επένδυση (διατηρώντας όμως τις ετήσιες δαπάνες καυσίμων υψηλά) και επομένως δεν πρόκειται για επένδυση έντασης κεφαλαίου.



Σχήμα 11.1 Σταθμισμένο κόστος ενέργειας συμβατικού συστήματος στην Ιεράπετρα για διάφορα προεξοφλητικά επιτόκια από 5% έως 15%

Στην προδιαγραφή του συμβατικού συστήματος θεωρήσαμε αποκλειστικά συμβατικές πηγές ενέργειας (πετρέλαιο θέρμανσης, πετρέλαιο κίνησης) αποκλείοντας έτσι τη χρήση ηλιακού θερμοσίφωνα που είναι όμως αρκετά διαδεδομένος. Αντί αυτού θεωρήσαμε χρήση boiler ώστε και πάλι συγκρατήθηκε το κόστος σε λογικά και ρεαλιστικά επίπεδα αντί, για παράδειγμα, της θεώρησης ηλεκτρικού θερμοσίφωνα. Επίσης στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας η θεώρηση ηλεκτρογεννήτριας σε συνδυασμό με συσσωρευτές επιβεβαιώθηκε ως οικονομικότερη (πάνω από 50% φθηνότερη από τη λύση ηλεκτρογεννήτριας σε συνεχή λειτουργία χωρίς συσσωρευτές) γεγονός όμως που εισάγει πολυπλοκότητα στα ζητήματα ρύθμισης και διαχείρισης της ηλεκτρικής ενέργειας που είναι σε κάποιον βαθμό ανάλογη με τη διαχείριση στα συστήματα ΑΠΕ. Επομένως τα συμβατικά συστήματα πέρα από οικονομικά συστήματα (ως προς την αρχική επένδυση) και την ασφάλεια τροφοδοσίας δεν εμφανίζουν άλλα πλεονεκτήματα. Έτσι, δεν μπορούν να θεωρηθούν έως ιδιαίτερα απλά συστήματα (λειτουργικά) ενώ τα ετήσια έξοδα λειτουργίας τους είναι εξαιρετικά υψηλά και οδηγούν σε τιμές ενέργειας μεγαλύτερες από τις ενέργειες που παρέχονται από τα δίκτυα σε διασυνδεδεμένους καταναλωτές.

Σχετικά με τα συστήματα ΑΠΕ διαπιστώνουμε ότι έχουν υψηλότερη αρχική επένδυση που είναι υπερτριπλάσια της αντίστοιχης συμβατικού συστήματος. Το γεγονός αυτό φανερώνει ότι οι επενδύσεις στα συστήματα ΑΠΕ είναι εντάσεως κεφαλαίου και επομένως μπορούν να υλοποιηθούν όταν υπάρχουν διαθέσιμοι πόροι ή επιδοτήσεις (και ο τελικός χρήστης να μην έχει άλλες ελκυστικότερες εναλλακτικές επενδυτικές δυνατότητες). Όμως το συνολικό παρόν κόστος είναι σημαντικά μικρότερο από των συμβατικών συστημάτων, ώστε η παραπάνω πρόσθετη επένδυση αποπληρώνεται και μάλιστα σχετικά σύντομα σε χρόνους της τάξης των πέντε (5,0) ετών. Βέβαια, ο χρόνος αποπληρωμής εξαρτάται, ως γνωστόν, από το προεξοφλητικό επιτόκιο που θεωρείται. Έτσι ως ασφαλέστερος δείκτης προσφέρεται ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης της επένδυσης που και για τα δύο συστήματα ΑΠΕ διαπιστώθηκε ότι κυμαίνεται περί το 25% που είναι εντυπωσιακά υψηλό.

Το αποτέλεσμα αυτό (υψηλό *IRR*) χρήζει ιδιαίτερης αναφοράς και ερμηνείας. Πράγματι η εξαιρετικά υψηλή απόδοση αποδίδεται (α) στο ήδη υψηλό κόστος του συμβατικού συστήματος (το αυτόνομο συμβατικό σύστημα είναι σαφώς ακριβότερο από τη λύση σύνδεσης σε δίκτυα) και (β) στις επικρατούσες υψηλές τιμές ενέργειας της περιόδου που διανύουμε. Η αύξηση των τιμών οφείλεται στις διεθνείς συγκυρίες που μπορεί να είναι πρόσκαιρες. Δεδομένου όμως ότι είναι άγνωστο πότε και εάν θα επανέλθουν οι προηγούμενες τιμές, κρίθηκε ότι δεν υπήρχε άλλη δυνατότητα παρά να εφαρμόσουμε τις τρέχουσες τιμές ενέργειας. Βέβαια είναι αναμενόμενο οι τιμές αυτές να τροφοδοτήσουν τον πληθωρισμό και επομένως να οδηγήσουν σε αύξηση κόστους του εξοπλισμού, και για το λόγο αυτό εφαρμόσαμε σχετικά υψηλές τιμές και για τον εξοπλισμό ώστε να έχουμε ασφαλείς εκτιμήσεις.

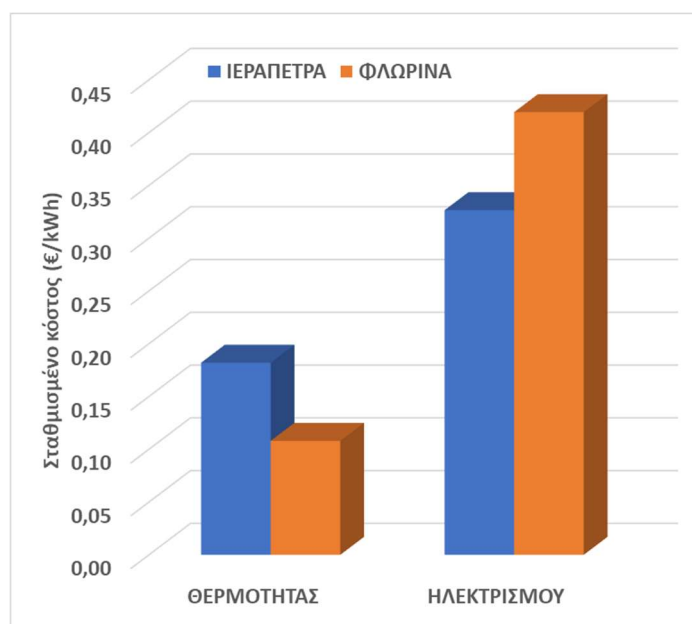
Σχετικά με το δυναμικό που θεωρήσαμε για τις ΑΠΕ χρησιμοποιήσαμε ήδη δημοσιευμένες τιμές. Για τις ταχύτητες ανέμου αυτή μπορεί να είναι μια συντηρητική προσέγγιση καθώς μπορεί να προσφέρονται συγκεκριμένες ευνοϊκές θέσεις σε μια περιοχή με πολύ υψηλότερες τιμές ταχύτητας από τις δημοσιευμένες. Η αξιολόγηση μιας θέσης θα πρέπει ως γνωστό να προκύπτει από συστηματικές μετρήσεις (ενός έτους) στην περιοχή. Η Φλώρινα είναι χαρακτηριστική περίπτωση καθώς παρά τις δημοσιευμένες χαμηλές μέσες τιμές ταχύτητας ανέμου έχει προσελκύσει σημαντικές επενδύσεις σε ΑΓ λόγω συγκεκριμένων θέσεων ιδιαίτερα υψηλού αιολικού δυναμικού. Για να ξεπεράσουμε τον περιορισμό αυτό χρησιμοποιήσαμε μεν τις δημοσιευμένες τιμές ταχύτητας αλλά ταυτόχρονα θεωρήσαμε σχετικά υψηλό ύψος πλύμνης (20 m). Για τα ΦΒ αντίστοιχα θεωρήσαμε τοποθέτηση με τη βέλτιστη κλίση για τη μέγιστη ετήσια απολαβή, αλλά βέβαια μια συνολική βελτιστοποίηση (ΦΒ και ΑΓ μαζί, με παραμέτρους δυναμικότητας και γωνία κλίσης) θα μπορούσε να οδηγήσει σε ακόμα οικονομικότερη λύση.

Τα συστήματα ΑΠΕ οδηγούν σε αρκετά χαμηλότερες τιμές ενέργειας π.χ για την Ιεράπετρα επιτυγχάνεται 24% χαμηλότερο κόστος θερμότητας και 47% χαμηλότερο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας από το συμβατικό σύστημα, και το γεγονός αυτό είναι σύμφωνο με το χαμηλότερο συνολικό παρόν κόστος που αναφέρθηκε ήδη. Στο Σχήμα 11.2 συνοψίζονται τα κόστη θερμότητας και ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ για τις δύο μελέτες περίπτωσης. Από το σχήμα διαπιστώνουμε (α) τη χαμηλότερη τιμή θερμότητας στη Φλώρινα που αποδίδεται στο μεγαλύτερο θερμικό φορτίο και επομένως το μεγαλύτερο συντελεστή χρήσης και αξιοποίησης του σχετικά ακριβού εξοπλισμού και (β) τη χαμηλότερη τιμή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ιεράπετρα που αποδίδεται στο υψηλότερο δυναμικό ΑΠΕ (ηλιακής και αιολικής) της περιοχής.

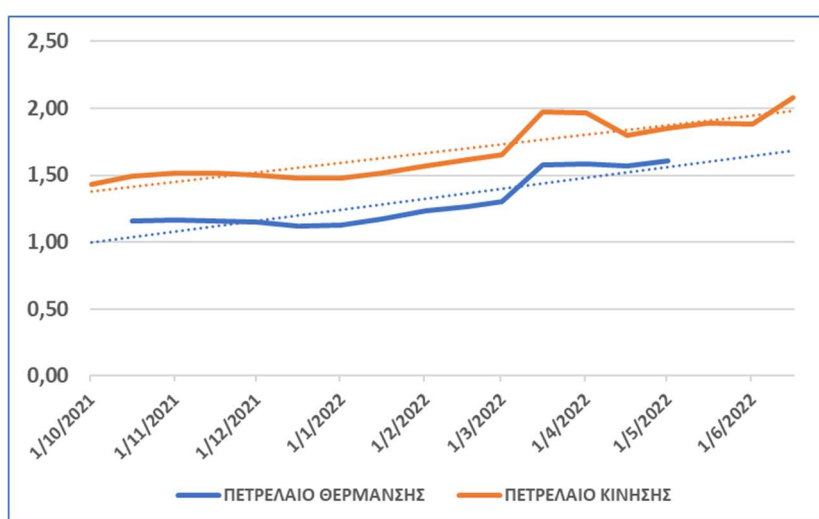
Τα συστήματα ΑΠΕ στις δύο περιοχές μελέτης έχουν σημαντικά διαφορετικό συνολικό παρόν κόστος με τη Φλώρινα να έχει 40% μεγαλύτερο κόστος όπως εξηγήσαμε παραπάνω. Αυτό που είναι αξιοσημείωτο είναι ότι παρά τη διαφορά αυτού του κόστους οι επενδύσεις στις ΑΠΕ στις δύο περιοχές (στη Φλώρινα και στην Ιεράπετρα, αντίστοιχα) εμφανίζουν παραπλήσιους χρόνους αποπληρωμής (4,7 έτη και 4,9 έτη, αντίστοιχα) και παραπλήσιους εσωτερικούς βαθμούς απόδοσης (26,5% και 24,9% αντίστοιχα). Η ενδιαφέρουσα αυτή σύμπτωση οφείλεται στο γεγονός ότι αξιολογούνται οι επενδύσεις με βάση τα αντίστοιχα συμβατικά συστήματα των οποίων το κόστος είναι αντίστοιχα αυξημένο.

Τέλος, όπως προαναφέραμε, οι ελκυστικές αποδόσεις των συστημάτων ΑΠΕ θα πρέπει να αποδοθούν κατά ένα μέρος στις αυξημένες τιμές καυσίμων που επικρατούν στις μέρες μας. Στο Σχήμα 11.3 φαίνεται η εξέλιξη των τιμών καυσίμων κατά την διάρκεια εκπόνησης της διπλωματικής εργασίας. Όπως προκύπτει από τις γραμμές τάσης (διακεκομμένες, στο ίδιο

σχήμα) υπήρχε μια τάση αύξησης των τιμών κατά περίπου 0,2 λεπτά του ευρώ ανά ημέρα. Οι τιμές που εφαρμόσαμε στις οικονομικές αναλύσεις ήταν αυτές που ίσχυαν κατά τα μέσα Απριλίου 2022 (1,55 €/L το πετρέλαιο θέρμανσης και 1,85 €/L το πετρέλαιο κίνησης). Αν είχαμε εφαρμόσει τις τιμές στην αρχή της περιόδου (π.χ. 1,15 €/L και 1,50 €/L, αντίστοιχα) οι οικονομικές απόδόσεις που θα προέκυπταν θα ήταν λίγο περιορισμένες. Έτσι, για την Φλώρινα το *IRR* θα προέκυπτε 18,0%, αντί της τιμής 26,5% και για την Ιεράπετρα το *IRR* θα προέκυπτε 19,2%, αντί της τιμής 24,9%, ώστε θα ήταν και πάλι ελκυστικές.



Σχήμα 11.2 Κόστη θερμότητας και ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ για τις δύο μελέτες περίπτωσης



Σχήμα 11.3 Εξέλιξη των τιμών πετρελαίου θέρμανσης και κίνησης κατά το διάστημα υλοποίησης της διπλωματικής εργασίας (στοιχεία από ΥΠΑΝ, 2022)

12 Συμπεράσματα

Για την εξέταση της οικονομικότητας της ενεργειακής αυτονομίας κατοικίας με ΑΠΕ εφαρμόσαμε την διερευνητική μέθοδο της μελέτης περίπτωσης και τεκμηριώθηκε ότι αρκούν δύο ακραίες περιπτώσεις για κάλυψη της χώρας. Οι περιπτώσεις αυτές αναφέρονται στην περιοχή της Φλώρινας και στην περιοχή της Ιεράπετρας, εμφανίζοντας αντίστοιχα τις μέγιστες (211,0 kWh πρωτογενούς ενέργειας ανά m² δαπέδου και ανά έτος) και τις ελάχιστες (79,1 kWh πρωτογενούς ενέργειας) ενεργειακές απαιτήσεις ετήσια για κάλυψη των αναγκών θέρμανσης, ψύξης και ΖΝΧ (οι άλλες ηλεκτρικές καταναλώσεις θεωρήθηκαν ανεξάρτητες περιοχής).

Για την αξιολόγηση των αυτόνομων ενεργειακών συστημάτων ΑΠΕ θεωρήθηκαν ως βάση σύγκρισης αυτόνομα συστήματα συμβατικής ενέργειας. Για τα συστήματα αυτά (για προεξοφλητικό επιτόκιο 7%) προέκυψαν για τη Φλώρινα και την Ιεράπετρα αντίστοιχα (α) συνολικό παρόν κόστος ενέργειας (Net present cost) 57347 € και 40944 € (β) σταθμισμένο κόστος (Levelized cost) θερμικής ενέργειας 0,1853 €/kWh_{th} και 0,2389 €/kWh_{th} και (γ) σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας 0,6469 €/kWh_e και 0,6174 €/kWh_e.

Το σύστημα ΑΠΕ στην Φλώρινα προέκυψε (με βελτιστοποίηση του συνδυασμού ΦΒ και ΑΓ) να απαρτίζεται από 2,3 kW ΦΒ και 1,5 kW ΑΓ και συσσωρευτές χωρητικότητας 26 kWh και να συμπεριλαμβάνει επιπλέον ηλιακούς συλλέκτες 4 m² και λέβητα βιομάζας. Το παρόν κόστος του συστήματος (Net present cost) φθάνει τα 35265 €, το σταθμισμένο κόστος θερμικής ενέργειας εκτιμάται σε 0,1080 €/kWh_{th} και το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας σε 0,4194 €/kWh_e. Επομένως το σύστημα ΑΠΕ είναι εμφανώς οικονομικότερο του συμβατικού συστήματος στην περιοχή επιτυγχάνοντας (για προεξοφλητικό επιτόκιο 7%) χρόνο αποπληρωμής της πρόσθετης (πέραν του συμβατικού) επένδυσης σε 4,9 έτη.

Το σύστημα ΑΠΕ στην Ιεράπετρα προέκυψε με βελτιστοποίηση του συνδυασμού ΦΒ και ΑΓ να απαρτίζεται από 2,2 kW ΦΒ και 0,8 kW ΑΓ και συσσωρευτές χωρητικότητας 26 kWh και να συμπεριλαμβάνει επιπλέον ηλιακούς συλλέκτες 2 m² και λέβητα βιομάζας. Το παρόν κόστος του συστήματος φθάνει τα 24013 €, το σταθμισμένο κόστος θερμικής ενέργειας εκτιμάται σε 0,1820 €/kWh_{th} και το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας σε 0,3265 €/kWh_e. Επομένως το σύστημα ΑΠΕ και εδώ είναι εμφανώς οικονομικότερο του συμβατικού συστήματος επιτυγχάνοντας (για προεξοφλητικό επιτόκιο 7%) χρόνο αποπληρωμής της πρόσθετης (πέραν του συμβατικού) επένδυσης σε 4,7 έτη.

Παρά τα πολύ διαφορετικά χαρακτηριστικά των δύο μελετών περίπτωσης, αυτά οδήγησαν σε παραπλήσια οικονομικά αποτελέσματα επιτυγχάνοντας εσωτερικούς βαθμούς απόδοσης της επένδυσης στα συστήματα ΑΠΕ περί το 25% (Φλώρινα 26,5% και Ιεράπετρα 24,9%). Δεδομένου ότι τα αποτελέσματα αυτά προέκυψαν από δύο ακραίες περιπτώσεις της χώρας (που ελήφθησαν ως αντιπροσωπευτικές μελέτες περίπτωσης), θα μπορούσε να διατυπωθεί το παραπάνω ως γενικευμένο αποτέλεσμα που είναι ιδιαίτερα ενθαρρυντικό για την ενεργειακή αυτονομία απομακρυσμένων κατοικιών με συστήματα ΑΠΕ. Το ιδιαίτερα θετικό αποτέλεσμα μπορεί να αποδοθεί (i) στο υψηλό κόστος συμβατικής ενέργειας που καλούνται να αντιμετωπίσουν κατοικίες σε θέσεις απομακρυσμένες από τα ενεργειακά δίκτυα (ii) στο σημαντικό δυναμικό ΑΠΕ των περιοχών και της χώρας γενικότερα (iii) στην οικονομικότητα των τεχνολογιών ΑΠΕ που μπορούν να ανταγωνίζονται πλέον συμβατικά ενεργειακά συστήματα χωρίς την ανάγκη επιδότησης αλλά και (iv) στην συγκυριακή αύξηση των τιμών συμβατικής ενέργειας που παραμένει αβέβαιο πως θα εξελιχθούν.

BIBΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- Αθηναϊκά Νέα 2022. Η χονδρική τιμή του ρεύματος στην Ελλάδα αυξήθηκε κατά 29% και έφτασε τα 362,22 EUR/MWh (Διαθέσιμο στο διαδίκτυο στη θέση [Η χονδρική τιμή του ρεύματος στην Ελλάδα αυξήθηκε κατά 29% και έφτασε τα 362,22 EUR/MWh - Αθηναϊκά Νέα \(rua.gr\)](#) , επίσκεψη στις 23/05/2022)
- Βαζαίος Ευθ. 1990. Εφαρμογές της ηλιακής ενέργειας – Υπολογισμός και σχεδίαση συστημάτων. Δ έκδοση. Εκδόσεις Φοίβος
- ΕΛΕΤΑΕΝ 2022 Διαδικτυακός Χάρτης εν Λειτουργία Αιολικών Πάρκων. Διαθέσιμο στο διαδίκτυο στη θέση [Διαδικτυακός Χάρτης εν Λειτουργία Αιολικών Πάρκων \(arcgis.com\)](#) , επίσκεψη στις 10/06/2022
- ΕΛΣΤΑΤ 2013. Έρευνα κατανάλωσης ενέργειας στα νοικοκυριά, 2011-2012. Διαθέσιμο στο διαδίκτυο στη θέση <https://www.statistics.gr/el/statistics/-/publication/SFA40/>- επίσκεψη στις 05/10/2021.
- ΡΑΕ 2022. Γεωπληροφοριακός χάρτης. Διαθέσιμο στο διαδίκτυο στη θέση <https://geo.rae.gr/?lon=25.772737814360887&lat=35.01520207479777&zoom=14> , επίσκεψη στις 22/05/2022
- ΤΕΕ 2010. Κλιματικά δεδομένα Ελληνικών περιοχών. ΤΟΤΕΕ 20701-3/2010
- ΥΠΑΝ 2022. Υπουργείο Ανάπτυξης & Ανταγωνιστικότητας – Παρατηρητήριο τιμών υγρών καυσίμων. Διαθέσιμο στο διαδίκτυο στη θέση http://www.fuelprices.gr/deltia_d.view , επίσκεψη στις 20/05/2022
- Χρήστου Μ. 2017. Δυναμικό βιομάζας στην Ελλάδα και προοπτικές. Διαθέσιμο στο διαδίκτυο στη θέση http://www.cres.gr/kape/publications/pdf/3_20170407_Biomass%20Day_%CE%A7%CE%A1%CE%97%CE%A3%CE%A4%CE%9F%CE%A5.pdf , επίσκεψη στις 15/03/2022
- Arikan Y., Arslan Oe., Cam E. 2015. The analysis of wind data with Rayleigh distribution and optimum turbine and cost analysis in Elmadag, Turkey. IU-JEEE Vol. 15(1), pp. 1907-1912
- CFI 2022 (Corporate Finance Institute) Levelized Cost of Energy (LCOE) Διαθέσιμο στο διαδίκτυο στη θέση [Levelized Cost of Energy \(LCOE\) - Overview, How To Calculate \(corporatefinanceinstitute.com\)](#) , επίσκεψη στις 22/05/2022
- CIBSE 2004. Energy efficiency in buildings – CIBSE Guide F, 2nd edition, London
- Duffie, J.A. Beckman, W., 2013. Solar Engineering of Thermal Processes. John Wiley & Sons
- Ecopeanut 2022. 10 Best Wind Turbine Kits: Which Is The Best Wind Turbine For Home Use? Διαθέσιμο στο διαδίκτυο στη θέση <https://www.ecopeanut.com/home-wind-turbine/> , επίσκεψη στις 10/06/2022
- Engineering.com, 2022. Rooftop Wind Turbines: Are They Worthwhile? Διαθέσιμο στο διαδίκτυο στη θέση <https://www.engineering.com/story/rooftop-wind-turbines-are-they-worthwhile-qxrvl> , επίσκεψη στις 10/06/2022

Godfrey B. (editor) 1996 Renewable Energy - Power for a Sustainable Future, Oxford in association with The Open University

Grinden, B. and N. Feilberg, 2008. Analysis of monitoring campaign in Europe. REMODECE Report D.

HOMER 2022. Optimize the value of your hybrid power system—from utility-scale and distributed generation to standalone microgrids. Διαθέσιμο στο διαδίκτυο στη θέση [HOMER - Hybrid Renewable and Distributed Generation System Design Software \(homerenergy.com\)](https://www.homerenergy.com), επίσκεψη στις 23/03/2022.

IEA 2022. Greece – Key energy statistics. Διαθέσιμο στο διαδίκτυο στη θέση <https://www.iea.org/countries/greece> επίσκεψη στις 02/06/2022.

Investopedia 2022. Capitalized Cost. Διαθέσιμο στο διαδίκτυο στη θέση <https://www.investopedia.com/terms/c/capitalizedcost.asp> , επίσκεψη στις 23/03/2022.

Markvart T. 1996 Sizing of hybrid photovoltaic – wind energy systems. Solar Energy Vol. 57 (4) pp. 277-281

PVGIS 2022. PVGIS Photovoltaic Geographical Information System. Διαθέσιμο στο διαδίκτυο στη θέση [PVGIS Photovoltaic Geographical Information System \(europa.eu\)](https://www.europa.eu) , επίσκεψη στις 02/06/2022

Smartcover 2022. Ανεμογεννήτρια FN 1000W 48V 5 πτερυγίων. Διαθέσιμο στο διαδίκτυο στη θέση [Ανεμογεννήτρια FN 1000W 48V 5 Πτερυγίων - Smart Cover \(smart-cover.gr\)](https://www.smart-cover.gr) , επίσκεψη στις 02/06/2022

Sullivan D. 2022. What Is Farmhouse Architecture? Διαθέσιμο στο διαδίκτυο στη θέση <https://www.thespruce.com/farmhouse-architecture-4692188#:~:text=Key%20Characteristics%20of%20the%20Classic%20Farmhouse%201%20Location%3A,keep%20out%20wind%20and%20moisture.%20More%20items...%20> , επίσκεψη στις 23/03/2022.

The Balance 2022. Oil Price History—Highs and Lows Since 1970. Διαθέσιμο στο διαδίκτυο στη θέση <https://www.thebalance.com/oil-price-history-3306200> επίσκεψη στις 02/06/2022.

Twidell J & T Weir 1986 Renewable Energy Resources, E & FN Spon

Walker F. J., Jenkins N. 1997 Wind Energy Technology, John Wiley & Sons

Wikipedia, 2022a. “Farmhouse”. Διαθέσιμο στο διαδίκτυο στη θέση <https://en.wikipedia.org/wiki/Farmhouse> , επίσκεψη στις 23/03/2022.

Wikipedia, 2022b. “Bresse House”. Διαθέσιμο στο διαδίκτυο στη θέση https://en.wikipedia.org/wiki/Bresse_house , επίσκεψη στις 23/03/2022.

Wikipedia, 2022c. “Ιεράπετρα”. Διαθέσιμο στο διαδίκτυο στη θέση [Ιεράπετρα - Βικιπαίδεια \(wikipedia.org\)](https://el.wikipedia.org/wiki/Ιεράπετρα) , επίσκεψη στις 15/05/2022.

Wikipedia, 2022d. “Φλώρινα”. Διαθέσιμο στο διαδίκτυο στη θέση [Φλώρινα - Βικιπαίδεια \(wikipedia.org\)](https://el.wikipedia.org/wiki/Φλώρινα) , επίσκεψη στις 15/05/2022.

Worldwide PP, 2022. How Long Do Diesel Generators Last? Διαθέσιμο στο διαδίκτυο στη θέση <https://www.wpowerproducts.com/news/diesel-engine-life-expectancy/> , επίσκεψη στις 10/05/2022

Zhang P., Liang J., Zhang F. 2017. An Overview of Different Approaches for Battery Lifetime Prediction. Παρουσιάστηκε στο 2nd Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE 2017)