

Πτυχιακή εργασία με τίτλο:

**ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ ΚΑΙ ΘΕΡΜΟΤΗΤΑΣ ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟ
ΞΕΝΟΔΟΧΕΙΟ**

Των σπουδαστών : Αρβανίτη Μιχαήλ

Τσιάμη Ιωάννη

Επιβλέπων Καθηγητής : Καραγιαννάκης Λουκάς

Κοζάνη 2014



ΤΕΙ Δυτικής Μακεδονίας
Τμήμα Μηχανολόγων Μηχανικών
και Βιομηχανικού Σχεδιασμού

Περιεχόμενα

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 ^ο - ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	4
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 ^ο ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ.....	6
2.1.1 ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΑΤΜΟΣΤΡΟΒΙΛΟΥ	7
2.1.2 ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕ ΑΤΜΟΣΤΡΟΒΙΛΟ ΑΝΤΙΘΛΙΨΗΣ	8
2.1.3 ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕ ΑΤΜΟΣΤΡΟΒΙΛΟ ΑΠΟΜΑΣΤΕΥΣΗΣ	9
2.1.4 ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕ ΑΤΜΟΣΤΡΟΒΙΛΟ ΣΕ ΚΥΚΛΟ ΒΑΣΗΣ	10
2.2 ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΑΕΡΙΟΣΤΡΟΒΙΛΟΥ	11
2.2.1 ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΑΕΡΙΟΣΤΡΟΒΙΛΟΥ ΑΝΟΙΚΤΟΥ ΚΥΚΛΟΥ	11
2.2.2 ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΑΕΡΙΟΣΤΡΟΒΙΛΟΥ ΚΛΕΙΣΤΟΥ ΚΥΚΛΟΥ	13
2.3 ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΜΕ ΠΑΛΙΝΔΡΟΜΙΚΗ ΜΗΧΑΝΗ ΕΣΩΤΕΡΙΚΗΣ ΚΑΥΣΗΣ	14
2.4 ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΣΥΝΔΥΑΣΜΕΝΟΥ ΚΥΚΛΟΥ	18
2.5 ΚΥΚΛΟΙ ΒΑΣΗΣ RANKINE ΜΕ ΟΡΓΑΝΙΚΑ ΡΕΥΣΤΑ	20
2.6 ΤΥΠΟΠΟΙΗΜΕΝΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (‘ΠΑΚΕΤΑ’).....	21
2.7 ΚΥΨΕΛΕΣ ΚΑΥΣΙΜΟΥ.....	22
2.7.1 ΑΡΧΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ	23
2.7.2 ΚΥΨΕΛΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ ΠΟΛΥΜΕΡΙΣΜΕΝΗΣ ΜΕΜΒΡΑΝΗΣ (PEM).....	25
2.7.3 ΚΥΨΕΛΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ ΤΗΓΜΕΝΟΥ ΑΝΘΡΑΚΑ (MCFC)	26
2.7.4 ΚΥΨΕΛΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ ΜΕΘΑΝΟΛΗΣ (DMFC).....	26
2.7.5 ΚΥΨΕΛΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ ΣΤΕΡΕΟΥ ΟΞΕΙΔΙΟΥ (SOFC)	27
2.7.6 ΟΙ ΚΥΨΕΛΕΣ ΤΟΥ ΤΥΠΟΥ PAFC	27
2.7.7 ΠΛΕΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ-ΜΕΙΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ.....	29
2.8 ΜΗΧΑΝΕΣ STIRLING	31
2.9 ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	32
2.10 ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΗ ΣΥΜΠΕΡΙΦΟΡΑ	34
2.11 ΕΠΙΛΟΓΗ ΚΑΤΑΛΛΗΛΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΣΗΘ	39
2.11.1 ΕΠΙΛΟΓΗ ΤΗΣ ΚΙΝΗΤΗΡΙΑΣ ΜΗΧΑΝΗΣ.....	40
2.11.2 ΔΙΑΣΤΑΣΙΟΛΟΓΗΣΗ ΤΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ ΣΗΘ	41
2.11.3 Ο ΑΡΙΘΜΟΣ ΤΩΝ ΚΙΝΗΤΗΡΙΩΝ ΜΗΧΑΝΩΝ	42
2.11.4 ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ.....	43
2.11.5 ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ ΣΗΘ ΜΕ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	44

2.11.6 ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗΣ ΑΝΑΛΥΣΗΣ	45
2.11.7 ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΒΙΩΣΙΜΟΤΗΤΑ ΕΠΕΝΔΥΣΕΩΝ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	45
2.11.8 ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΕ ΕΠΙΠΕΔΟ ΙΔΙΩΤΗ ΕΠΕΝΔΥΤΗ.....	46
2.11.9 ΕΤΗΣΙΟ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΟΦΕΛΟΣ	46
2.11.10 ΑΞΙΑ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΚΑΙ ΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	47
2.11.11 ΚΟΣΤΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΣΥΝΤΗΡΗΣΗΣ	48
2.11.12 ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΚΟΣΤΟΥΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ.....	48
2.11.13 ΟΦΕΛΗ ΣΤΗΝ ΕΘΝΙΚΗ ΟΙΚΟΝΟΜΙΑ.....	49
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3ο ΤΕΧΝΙΚΗ ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΧΩΡΟΥ ΚΑΙ ΤΕΧΝΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ	50
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4ο - ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΞΕΝΟΔΟΧΕΙΟΥ	52
4.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	52
4.2 ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΞΕΝΟΔΟΧΕΙΟΥ	52
4.3 ΔΙΑΓΡΑΜΜΑΤΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗΣ	55
4.3.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	55
4.3.2 ΓΡΑΦΙΚΕΣ ΠΑΡΑΣΤΑΣΕΙΣ.....	56
4.4 ΒΑΘΜΟΗΜΕΡΕΣ (Day Degrees).....	64
4.4.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	64
4.4.2 ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΒΑΘΜΟΗΜΕΡΩΝ	66
4.4.3 ΓΡΑΦΙΚΕΣ ΠΑΡΑΣΤΑΣΕΙΣ.....	69
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 ΕΠΙΛΟΓΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ ΚΑΙ ΘΕΡΜΑΝΣΗΣ.....	73
5.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	73
5.2 ΚΑΤΑΓΡΑΦΗ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΥ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΚΟΥ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ ΚΑΙ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ.....	73
5.3 ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΚΑΙ ΘΕΡΜΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΞΕΝΟΔΟΧΕΙΑΚΗΣ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ.....	73
5.4 ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΤΟΥ ΧΡΟΝΟΥ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΗΣ ΜΟΝΑΔΟΣ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ.....	74
5.5 ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΚΑΙ ΔΙΑΣΤΑΣΙΟΛΟΓΗΣΗ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ.....	74
5.6 ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΕΞΟΙΚΟΝΟΜΗΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ΠΑΡΑΔΟΧΗ ΓΙΑ ΥΓΡΑΕΡΙΟ)	75
5.7 ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΕΞΟΙΚΟΝΟΜΗΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ΠΑΡΑΔΟΧΗ ΓΙΑ ΣΥΜΠΙΕΣΜΕΝΟ ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ).....	78
5.8 ΚΟΣΤΟΣ ΣΥΝΤΗΡΗΣΗΣ	80
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6ο ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ	81
6.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	81

6.2 ΜΕΘΟΔΟΣ ΚΑΘΑΡΗΣ ΠΑΡΟΥΣΑΣ ΑΞΙΑΣ (Net Present Value method).....	82
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7 ^ο – ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ	90
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....	93
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ.....	95
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 1 μέρος Α.....	96
ΤΙΜΟΛΟΓΙΑ ΔΕΗ.....	97
ΤΙΜΟΛΟΓΙΑ ΤΗΛΕΘΕΡΜΑΝΣΗΣ.....	98
ΤΙΜΟΛΟΓΙΑ ΠΕΤΡΕΛΑΙΟΥ ΘΕΡΜΑΝΣΗΣ	99
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 1 μέρος Β	100
ΠΙΝΑΚΕΣ ΒΑΘΜΟΗΜΕΡΩΝ.....	101
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 2 – ΤΕΧΝΙΚΑ ΦΥΛΛΑΔΙΑ	126

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1^ο - ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Συμπαγωγή είναι η συνδυασμένη παραγωγή ηλεκτρικής (ή μηχανικής) και θερμικής ενέργειας από την ίδια αρχική πηγή ενέργειας.

Η συμπαγωγή πρωτοεμφανίστηκε στην Ευρώπη και στις Η.Π.Α. γύρω στα 1890. Κατά τις πρώτες δεκαετίες του 20ού αιώνα, οι περισσότερες βιομηχανίες είχαν δικές τους μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με ατμολέβητα-στρόβιλο, που λειτουργούσαν με άνθρακα. Πολλές από τις μονάδες αυτές ήταν συμπαγωγικές. Αναφέρεται χαρακτηριστικά ότι περίπου το 58% του ηλεκτρισμού, που παραγόταν σε βιομηχανίες των Η.Π.Α. στις αρχές του αιώνα, προερχόταν από μονάδες συμπαγωγής.

Συνεχίζοντας με το παράδειγμα των Η.Π.Α. η βιομηχανική συμπαγωγή μειώθηκε στο 15% του όλου δυναμικού ηλεκτροπαραγωγής μέχρι το 1950 και έπεσε στο 5% μέχρι το 1974. Η πορεία αυτή έχει πλέον αντιστραφεί όχι μόνον στις Η.Π.Α. αλλά και σε χώρες της Ευρώπης, στην Ισπανία κ.α., γεγονός το οποίο οφείλεται κυρίως στην απότομη αύξηση των τιμών των καυσίμων από το 1973 και μετά. Η ανοδική πορεία στη διάδοση της συμπαγωγής συνοδεύτηκε και από αξιοσημείωτη πρόοδο της σχετικής τεχνολογίας. Οι βελτιώσεις και εξελίξεις συνεχίζονται και νέες τεχνικές αναπτύσσονται και δοκιμάζονται, αλλά ήδη η συμπαγωγή έχει φθάσει σε επίπεδο ωριμότητας με αποδεδειγμένη αποδοτικότητα και αξιοπιστία. Μια μεγάλη ποικιλία (από πλευράς είδους, μεγέθους και λειτουργικών χαρακτηριστικών) συστημάτων είναι διαθέσιμη. Η μείωση της κατανάλωσης καυσίμου, που επιτυγχάνεται με τη συμπαγωγή, συντελεί, εν γένει, σε μείωση και των εκπεμπόμενων ρύπων. Σε ορισμένες περιπτώσεις, είναι ενδεχόμενη η αύξηση των ρύπων σε τοπική κλίμακα, γεγονός το οποίο επιβάλλει ιδιαίτερη προσοχή στην επιλογή του είδους της μονάδας και του πρόσθετου εξοπλισμού της.

Οι εφαρμογές της συμπαγωγής διακρίνονται σε τέσσερις κύριους τομείς: σύστημα ηλεκτρισμού της χώρας, βιομηχανικός εμπορικός-κτηριακός και αγροτικός τομέας. Η συμπαγωγή στον τομέα των μεταφορών είναι πλέον κάτι αυτονόητο: π.χ., ο κινητήρας ενός αυτοκινήτου ή πλοίου καλύπτει τις ανάγκες σε μηχανικό έργο, ηλεκτρισμό και θερμότητα, η οποία ανακτάται από τα ψυχικά κυκλώματα ή και τα καυσαέρια.

Σε πολλές εφαρμογές του βιομηχανικού τομέα υπάρχει ταυτόχρονη ανάγκη για ηλεκτρική και θερμική ενέργεια. Η θερμοκρασία στην οποία απαιτείται η τελευταία ποικίλλει ανάλογα με τη φύση των διεργασιών.

Ο συμβατικός τρόπος κάλυψης αυτών των αναγκών είναι η αγορά ηλεκτρισμού από το εθνικό δίκτυο και η καύση κάποιου καυσίμου (σε λέβητα, κλίβανο κλπ) για την παραγωγή θερμότητας. Ωστόσο οι συμβατικοί θερμοηλεκτρικοί σταθμοί μετατρέπουν μόνο περίπου το 1/3 της ενέργειας του καυσίμου σε ηλεκτρισμό. Τα υπόλοιπα 2/3 είναι απώλειες υπό τη μορφή θερμότητας. Έτσι η μέση αποδοτικότητα ενός τέτοιου σταθμού είναι 37%. Στην Ελλάδα η αποδοτικότητα είναι αρκετά χαμηλότερη, εξαιτίας κυρίως της υψηλής περιεκτικότητας σε υγρασία και της χαμηλής θερμογόνου δύναμης του λιγνίτη. Αν ληφθούν υπόψη απώλειες κατά τη μεταφορά του ηλεκτρισμού στους καταναλωτές, η αποδοτικότητα

μειώνεται στο 33%. Το υπόλοιπο 67% περίπου χάνεται υπό μορφή θερμότητας στο περιβάλλον.

Όπως γίνεται αντιληπτό η παραγωγή ηλεκτρισμού με συμβατικό τρόπο δεν είναι και η πλέον αποδοτική διαδικασία. Επιπλέον η ανάγκη για προστασία του περιβάλλοντος και εξοικονόμησης ενεργειακών πόρων οδηγεί στην αναζήτηση όλο και πιο αποδοτικών διαδικασιών παραγωγής ενέργειας.

Μία μέθοδος για την ορθολογικότερη χρήση καυσίμου είναι η συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας ή ψύξης όπου πάνω από τα 4/5 της ενέργειας του καυσίμου μετατρέπονται σε εκμεταλλεύσιμη ενέργεια, με ανάλογα οικονομικά και περιβαλλοντικά οφέλη.

Είναι προφανές ότι οι απώλειες ενός συστήματος ΣΗΘ είναι σημαντικά μικρότερες από το σύνολο των απωλειών παραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού με ξεχωριστά συστήματα. Οι απώλειες μεταφοράς από σταθμό ΣΗΘ είναι μικρότερες της συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής, διότι ο ηλεκτρισμός καταναλώνεται τοπικά. Επιπλέον αντί της απόρριψης της ‘‘άχρηστης’’ θερμότητας, αυτή χρησιμοποιείται σε αντικατάσταση της αγοράς καυσίμων για ανάγκες θέρμανσης. Διευκρινίζεται ότι η θερμική ενέργεια μπορεί να χρησιμοποιηθεί, τόσο για θέρμανση, όσο και για ψύξη ή κλιματισμό. Η ψύξη ή ο κλιματισμός επιτυγχάνονται με μηχανές απορρόφησης, που λειτουργούν με ατμό ή θερμό νερό.

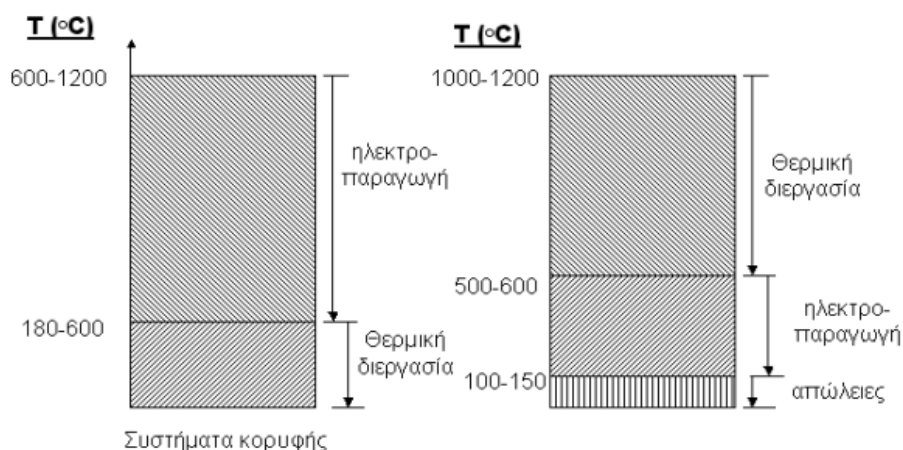
Σε επίπεδο χρήστη τα οφέλη είναι καθαρά οικονομικά, διότι το κόστος ενέργειας μειώνεται σε σχέση με τις συμβατικές μονάδες. Σε χώρες όπου η ΣΗΘ έχει εφαρμοστεί, η μείωση των τιμών ήταν 20-30% και η αποπληρωμή της επένδυσης έγινε σε 2-3 χρόνια. Σε περίπτωση δε επιβολής φόρου CO₂, θα υπάρξει πρόσθετο οικονομικό όφελος από τη συμπαραγωγή.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2° ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Τα περισσότερα συστήματα συμπαγωγής μπορούν να χαρακτηρισθούν είτε ως συστήματα "κορυφής" (topping systems) είτε ως συστήματα "βάσης" (bottoming systems).

Στα συστήματα κορυφής, ρευστό υψηλής θερμοκρασίας χρησιμοποιείται για την παραγωγή ηλεκτρισμού, ενώ η αποβαλλόμενη θερμότητα χαμηλής θερμοκρασίας χρησιμοποιείται σε θερμικές διεργασίες, θέρμανση χώρων ή ακόμη και για παραγωγή πρόσθετης ηλεκτρικής ενέργειας.

Στα συστήματα βάσης, παράγεται πρώτα θερμική ενέργεια υψηλής θερμοκρασίας (όπως, π.χ., σε φούρνους χαλυβουργείων, υαλουργείων, εργοστασίων τσιμέντου, κλπ.) και κατόπιν τα θερμά αέρια διοχετεύονται συνήθως σε λέβητα ανάκτησης θερμότητας, όπου παράγεται ατμός που κινεί ατμοστροβιλογεννήτρια. Είναι επίσης δυνατό τα θερμά αέρια να διοχετευθούν σε αεριοστρόβιλο, που κινεί την ηλεκτρογεννήτρια, χωρίς την παρεμβολή λέβητα. Το παρακάτω σχήμα δίνει ενδεικτικές τιμές θερμοκρασιών για τις δύο κατηγορίες συστημάτων.



ΕΙΚΟΝΑ 1. Συστήματα κορυφής

Στις ακόλουθες ενότητες επιχειρείται σύντομη περιγραφή των βιομηχανικών συστημάτων συμπαγωγής :

Συστήματα Ατμοστρόβιλου

Συστήματα Αεριοστρόβιλου

Συστήματα με Παλινδρομική Μηχανή Εσωτερικής Καύσης

Συστήματα Συνδυασμένου Κύκλου

Κύκλοι Βάσης Rankine με Οργανικά Ρευστά

Τυποποιημένες Μονάδες Συμπαγωγής ("Πακέτα")

Κυψέλες Καυσίμου

Μηχανές Stirling

2.1.1 ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΑΤΜΟΣΤΡΟΒΙΛΟΥ

Είναι τα πιο διαδεδομένα συστήματα συμπαράγωγής, κατάλληλα για ισχείς 500 kW - 100 MW ή και μεγαλύτερες. Μπορούν να χρησιμοποιήσουν οποιοδήποτε καύσιμο. Ακόμη και στερεά απόβλητα καίγονται σε ειδικούς λέβητες εφοδιασμένους με συστήματα κατακράτησης ή και εξουδετέρωσης ρύπων και τοξικών ουσιών, που δημιουργούνται κατά την καύση. Ο βαθμός απόδοσης φθάνει το 60-85%. Για σύγκριση, υπενθυμίζεται ότι ο βαθμός απόδοσης ενός συμβατικού ατμοηλεκτρικού σταθμού βρίσκεται στην περιοχή του 35%.

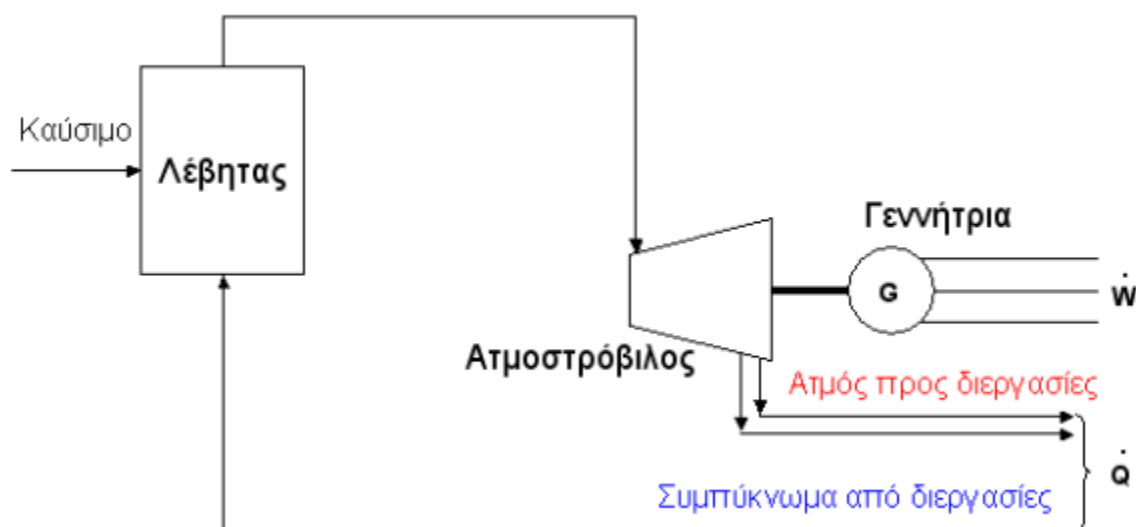
Τα συστήματα ατμοστροβίλου έχουν υψηλή αξιοπιστία*, που φθάνει το 95%, υψηλή διαθεσιμότητα** (90-95%) και μεγάλη διάρκεια ζωής (25-35 έτη). Όμως, ο χρόνος εγκατάστασης είναι σχετικά μεγάλος: 12 - 18 μήνες για μικρές μονάδες και μέχρι τρία έτη για μεγαλύτερα συστήματα.

* Ως αξιοπιστία εδώ θεωρείται η πιθανότητα να λειτουργεί ικανοποιητικά ένα σύστημα για δεδομένο χρονικό διάστημα και με προκαθορισμένες συνθήκες.

** Διαθεσιμότητα είναι η πιθανότητα να λειτουργεί ικανοποιητικά ένα σύστημα σε τυχαία χρονική στιγμή. Η μέση ετήσια διαθεσιμότητα είναι ίση με το ποσοστό του χρόνου (π.χ., των 8760 ωρών του έτους) κατά το οποίο ένα σύστημα μπορεί να λειτουργεί ικανοποιητικά (παίρνονται υπόψη η προληπτική συντήρηση και οι έκτακτες βλάβες)

2.1.2 ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕ ΑΤΜΟΣΤΡΟΒΙΛΟ ΑΝΤΙΘΛΙΨΗΣ

Ατμός υψηλής πίεσης (20-100 bar) και θερμοκρασίας (480-540 °C) παράγεται σε λέβητα με κατανάλωση καυσίμου και χρησιμοποιείται για την κίνηση ατμοστρόβιλου, στον άξονα του οποίου είναι συνδεδεμένη ηλεκτρογεννήτρια. Ο ατμός βγαίνει από το στρόβιλο σε πίεση και θερμοκρασία κατάλληλη για τις θερμικές διεργασίες. Ο όρος "αντίθλιψη" οφείλεται στο ότι η πίεση αυτή είναι μεγαλύτερη της ατμοσφαιρικής (3-20 bar). Απομάστευση (δηλ. εξαγωγή) μέρους του ατμού από ενδιάμεσες βαθμίδες του στρόβιλου στις επιθυμητές πιέσεις είναι επίσης δυνατή.



ΕΙΚΟΝΑ 2. Μονάδα ΣΗΘ με Ατμοστρόβιλο αντίθλιψης

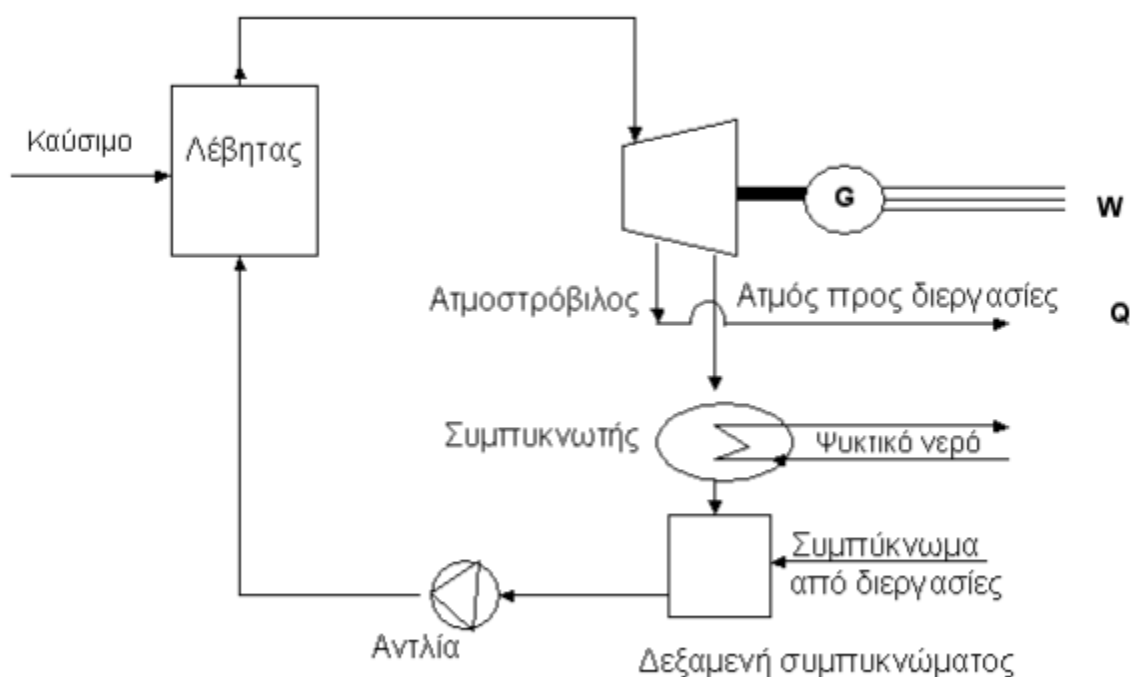
Σε σύγκριση με το σύστημα απομάστευσης, που περιγράφεται ακολούθως, το σύστημα αντίθλιψης έχει τα εξής πλεονεκτήματα:

- Απλή μορφή
- Μικρότερο κόστος
- Μειωμένη ή και καθόλου ανάγκη ψυκτικού νερού
- Υψηλότερο βαθμό απόδοσης (περίπου 85%), κυρίως διότι δεν αποβάλλει θερμότητα στο περιβάλλον μέσω ψυγείου.

Σημαντικό μειονέκτημά του, όμως, είναι ότι η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια είναι στενά συνδεδεμένη με την απαιτούμενη θερμότητα. Έτσι, (α) είναι αδύνατη η ανεξάρτητη λειτουργία του ατμοηλεκτρικού σταθμού από το δίκτυο θέρμανσης, και (β) είναι αναγκαία η αμφίδρομη σύνδεση με το δίκτυο ηλεκτρισμού για την κάλυψη πρόσθετων αναγκών ή για τη διοχέτευση της πιθανής περίσσειας ηλεκτρικής ενέργειας.

2.1.3 ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕ ΑΤΜΟΣΤΡΟΒΙΛΟ ΑΠΟΜΑΣΤΕΥΣΗΣ

Μέρος του ατμού απομαστεύεται από μία ή περισσότερες ενδιάμεσες βαθμίδες του στροβίλου στις επιθυμητές πιέσεις, ενώ ο υπόλοιπος εκτονώνεται μέχρι τη πίεση του συμπυκνωτή (λέγεται και ψυγείο ατμού) που είναι 0,05-0,10 bar.

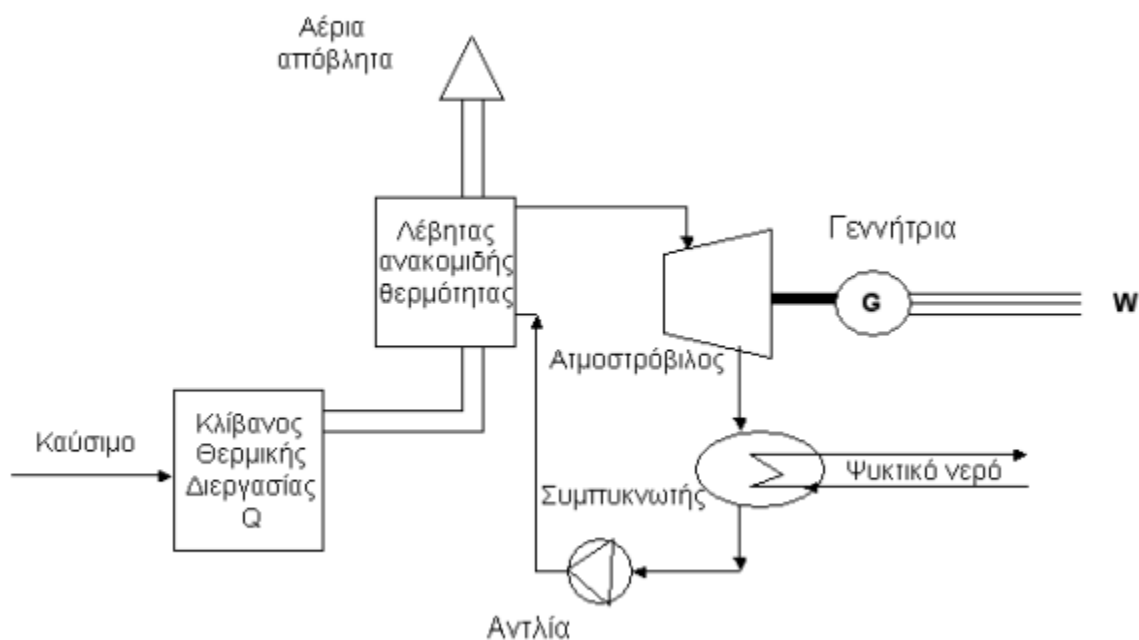


ΕΙΚΟΝΑ 3. Μονάδα ΣΗΘ με Ατμοστρόβιλο απομάστευσης

Τα συστήματα απομάστευσης είναι ακριβότερα και έχουν μικρότερο βαθμό απόδοσης (περίπου 80%) από τα συστήματα αντίθλιψης. Όμως, έχουν τη δυνατότητα ανεξάρτητης (μέσα σε ορισμένα όρια) ρύθμισης της ηλεκτρικής και θερμικής ισχύος. Αυτό επιτυγχάνεται με ρύθμιση της ολικής παροχής ατμού και επομένως της παροχής ατμού προς τον συμπυκνωτή.

2.1.4 ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕ ΑΤΜΟΣΤΡΟΒΙΛΟ ΣΕ ΚΥΚΛΟ ΒΑΣΗΣ

Αρκετές βιομηχανίες (π.χ. χαλυβουργεία, υαλουργεία, κεραμουργεία, εργοστάσια τσιμέντου, εργοστάσια αλουμινίου, διυλιστήρια πετρελαίου, κ.λ.π.) έχουν αέρια απόβλητα υψηλής θερμοκρασίας. Μετά τη θερμική διεργασία, τα αέρια αυτά μπορούν να περάσουν μέσα από λέβητα ανάκτησης θερμότητας, όπου παράγεται ατμός που κινεί μια ατμοστροβιλογεννήτρια. Έτσι, η μονάδα παραγωγής θερμότητας μετατρέπεται σε σύστημα συμπαγωγής με κύκλο βάσης ατμού.



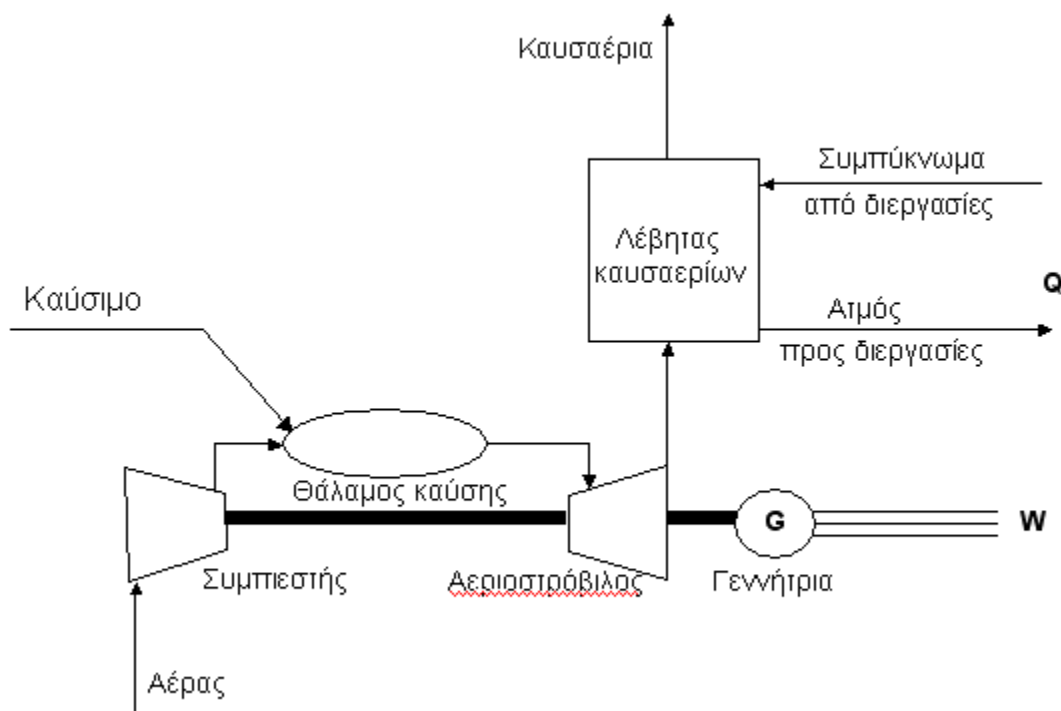
ΕΙΚΟΝΑ 4. Μονάδα ΣΗΘ με Ατμοστρόβιλο σε κύκλο βάσης

2.2 ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΑΕΡΙΟΣΤΡΟΒΙΛΟΥ

Υπάρχουν δύο βασικές διατάξεις: ανοικτού κύκλου και κλειστού κύκλου.

2.2.1 ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΑΕΡΙΟΣΤΡΟΒΙΛΟΥ ΑΝΟΙΚΤΟΥ ΚΥΚΛΟΥ

Οι περισσότερες αεριοστροβιλικές μονάδες είναι ανοικτού τύπου, όπου αέρας αναρροφάται από την ατμόσφαιρα, συμπιέζεται και οδηγείται στο θάλαμο καύσης. Τα καυσαέρια εκτονώνονται στον αεριοστρόβιλο (που κινεί τη γεννήτρια), από τον οποίο βγαίνουν σε θερμοκρασία 300-600 οC. Η σημαντική ισχύς που απαιτείται για την κίνηση του συμπιεστή και η υψηλή θερμοκρασία εξόδου των καυσαερίων είναι οι κύριες αιτίες του μικρού βαθμού απόδοσης ενός τέτοιου συστήματος ηλεκτροπαραγωγής (25-35% και σε σύγχρονες προηγμένες μονάδες 40%).



ΕΙΚΟΝΑ 5. Μονάδα ΣΗΘ με Αεριοστρόβιλο ανοικτού κύκλου

Η υψηλή θερμοκρασία των καυσαερίων κάνει τις μονάδες αυτές ιδανικές για συμπαραγωγή, γεγονός που αυξάνει το βαθμό απόδοσης στο 60-80%. Υπάρχουν δύο βασικοί τρόποι εκμετάλλευσης της θερμότητας των καυσαερίων:

- Άμεση χρήση σε θερμικές διεργασίες (θέρμανση, ξήρανση, κ.λ.π.).
- Διοχέτευση των καυσαερίων σε λέβητα ανάκτησης θερμότητας (λέγεται και λέβητας καυσαερίων). Εκεί παράγεται ατμός υψηλών χαρακτηριστικών, που είναι κατάλληλος όχι μόνο για θερμικές διεργασίες αλλά και για την κίνηση ατμοστροβίλου (συνδεδεμένου με γεννήτρια ή άλλο μηχάνημα). Στη δεύτερη περίπτωση πρόκειται για σύστημα συνδυασμένου κύκλου, που περιγράφεται εκτενέστερα σε επόμενη ενότητα.

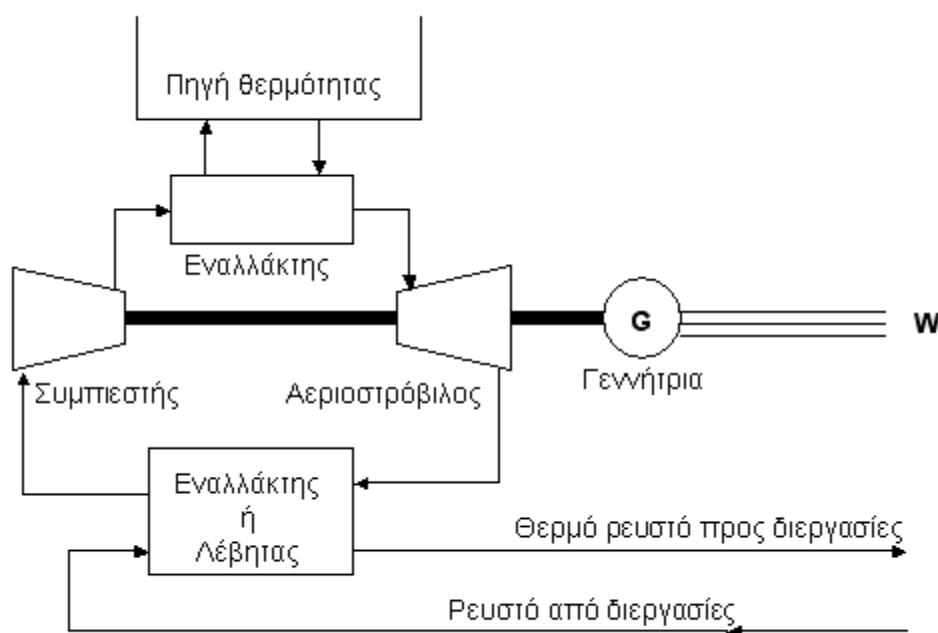
Και στους δύο τρόπους, είναι δυνατή η αύξηση του θερμικού περιεχομένου (δηλ. της θερμοκρασίας) των καυσαερίων, και επομένως της αποδιδόμενης θερμότητας, όταν απαιτείται. Αυτό επιτυγχάνεται χάρη στην υψηλή περιεκτικότητα οξυγόνου των καυσαερίων. Καυστήρες τοποθετημένοι μετά τον αεριοστροβίλο χρησιμοποιούν τα καυσαέρια για την καύση πρόσθετου καυσίμου.

Τα συστήματα συμπαραγωγής με αεριοστροβίλο ανοικτού κύκλου έχουν ισχύ 100 kW - 100 MW. Λειτουργούν συνήθως με φυσικό αέριο ή ελαφρά αποστάγματα πετρελαίου (π.χ. καύσιμο Diesel), ενώ ευοίωνες παρουσιάζονται οι προοπτικές για χρήση προϊόντων εξαερίωσης γαιανθράκων. Μπορούν επίσης να χρησιμοποιηθούν καύσιμα αέρια που παράγονται, π.χ., κατά την καταλυτική σχάση υδρογονανθράκων σε διυλιστήρια πετρελαίου. Γενικά, πάντως, χρειάζεται προσοχή: επειδή τα πτερύγια του αεριοστροβίλου είναι εκτεθειμένα στα προϊόντα της καύσης και τα προϊόντα αυτά πρέπει να μην έχουν συστατικά που προκαλούν διάβρωση (νάτριο, κάλιο, ασβέστιο, βανάδιο, θείο, κ.λ.π.), καθώς και τα στερεά σωματίδια πρέπει να είναι αρκετά μικρού μεγέθους ώστε να μην προκαλούν φθορά κατά την πρόσκρουσή τους στα πτερύγια. Εάν το καυσαέριο περιέχει τέτοια συστατικά, πρέπει να καθαριστεί με ειδικές διατάξεις, πριν οδηγηθεί στον αεριοστροβίλο. Είναι επίσης ενδεχόμενο το καύσιμο να χρειασθεί καθαρισμό πριν από την εισαγωγή του στο θάλαμο καύσης.

Ο χρόνος εγκατάστασης των συστημάτων συμπαραγωγής αεριοστροβίλων είναι 9-14 μήνες για ισχείς μέχρι 7 MW και φθάνει τα δύο έτη για μεγαλύτερες μονάδες. Η αξιοπιστία και η μέση ετήσια διαθεσιμότητα συστημάτων αεριοστροβίλου που χρησιμοποιούν φυσικό αέριο είναι συγκρίσιμες με εκείνες των συστημάτων ατμοστροβίλου. Οι μονάδες που λειτουργούν με υγρό καύσιμο απαιτούν πιο συχνές συντηρήσεις, με συνέπεια τη χαμηλότερη διαθεσιμότητα. Η χρήσιμη διάρκεια ζωής είναι 15-20 έτη και μπορεί να μειωθεί σημαντικά από καύσιμο κακής ποιότητας ή ανεπαρκή συντήρηση.

2.2.2 ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΑΕΡΙΟΣΤΡΟΒΙΛΟΥ ΚΛΕΙΣΤΟΥ ΚΥΚΛΟΥ

Στα συστήματα κλειστού κύκλου το εργαζόμενο ρευστό (συνήθως ήλιο ή αέρας) κυκλοφορεί σε κλειστό κύκλωμα. Θερμαίνεται μέχρι την κατάλληλη θερμοκρασία σε εναλλάκτη θερμότητας πριν από την είσοδο στον αεριοστρόβιλο και ψύχεται μετά την έξοδό του από αυτόν. Καθώς το ρευστό δε συμμετέχει στην καύση, διατηρείται καθαρό και έτσι αποφεύγεται η μηχανική και χημική διάβρωση του αεριοστρόβιλου από τα προϊόντα της καύσης. Η εξωτερική καύση επιτρέπει τη χρήση οποιουδήποτε καυσίμου στα συστήματα αυτά: άνθρακα, απόβλητα βιομηχανιών ή πόλεων, βιομάζα, υγρά ή αέρια καύσιμα παραγόμενα από βιομάζα, κ.λ.π. Πυρηνική ή ηλιακή ενέργεια μπορούν επίσης να αποτελέσουν την πηγή θερμότητας.



ΕΙΚΟΝΑ 6. Μονάδα ΣΗΘ με Αεριοστρόβιλο κλειστού κύκλου

Στην Ευρώπη και Ιαπωνία λειτουργούν συστήματα αυτού του τύπου με ισχείς 2-50 MW, ο αριθμός τους όμως είναι περιορισμένος. Μετά την απόκτηση αρκετής εμπειρίας, η αξιοπιστία των συστημάτων κλειστού κύκλου προβλέπεται ότι θα είναι τουλάχιστον ίση με εκείνη των συστημάτων ανοικτού κύκλου, ενώ η διαθεσιμότητα θα είναι υψηλότερη χάρη στις μικρότερες απαιτήσεις συντήρησης, που οφείλονται στην καθαρότητα του εργαζόμενου ρευστού.

2.3 ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΜΕ ΠΑΛΙΝΔΡΟΜΙΚΗ ΜΗΧΑΝΗ ΕΣΩΤΕΡΙΚΗΣ ΚΑΥΣΗΣ

Διακρίνονται σε τρεις κατηγορίες:

- μονάδες μικρής κλίμακας με αεριομηχανή (15-1000 kW) ή κινητήρα Diesel (75-1000 kW).
- συστήματα μέσης ισχύος (1000-6000 kW) με αεριομηχανή ή κινητήρα Diesel
- συστήματα μεγάλης ισχύος (άνω των 6000 kW) με κινητήρα Diesel.

Αεριομηχανές (gas engines) ονομάζονται οι παλινδρομικές μηχανές εσωτερικής καύσης που λειτουργούν με αέριο καύσιμο, π.χ., φυσικό αέριο, βιοαέριο, κ.λ.π. Είναι εμπορικά διαθέσιμοι οι ακόλουθοι τύποι αεριομηχανών:

1. **Βενζινοκινητήρες αυτοκινήτων που έχουν μετατραπεί σε αεριομηχανές.** Είναι συνήθως μικρές μηχανές (15-30 kW), ελαφρές, με μεγάλη συγκέντρωση ισχύος. Η μετατροπή πολύ λίγο επηρεάζει το βαθμό απόδοσης, ενώ μειώνει την ισχύ κατά 18% περίπου. Χάρη στη μαζική παραγωγή οι τιμές τους είναι χαμηλές, αλλά η διάρκεια ζωής τους είναι σχετικά μικρή (10000-30000 ώρες)
2. **Κινητήρες Diesel αυτοκινήτων που έχουν μετατραπεί σε αεριομηχανές.** Έχουν ισχύ μέχρι 200 kW. Η μετατροπή επιτυγχάνεται με τροποποιήσεις των εμβόλων, των κεφαλών και του μηχανισμού των βαλβίδων, που επιβάλλονται από το ότι η έναυση δε γίνεται πλέον με απλή συμπίεση αλλά με σπινθηριστή. Η μετατροπή συνήθως δεν προκαλεί μείωση της ισχύος, καθώς υπάρχει περιθώριο μείωσης της περισσειας αέρα.
3. **Σταθερές μηχανές* που έχουν μετατραπεί σε αεριομηχανές ή που έχουν από την αρχή σχεδιασθεί ως αεριομηχανές.** Οι μηχανές αυτές είναι βαριές και στιβαρές. Κατασκευάζονται για εφαρμογές στη βιομηχανία και στα πλοία. Η ισχύς τους φθάνει τα 3000 kW. Η ανθεκτική κατασκευή τους μειώνει τις απαιτήσεις συντηρήσεων αλλά αυξάνει το κόστος της αγοράς τους. Είναι μηχανές κατάλληλες για συνεχή λειτουργία σε υψηλό φορτίο.
4. **Σταθερές μηχανές διπλού καυσίμου.** Είναι κινητήρες Diesel ισχύος μέχρι 6000 kW. Το καύσιμο αποτελείται κατά 90% από φυσικό αέριο, η έναυση του οποίου γίνεται όχι με σπινθηριστή αλλά με έγχυση υγρού καυσίμου Diesel (που αποτελεί το υπόλοιπο 10% της προσφερόμενης ενέργειας). Έχουν το πλεονέκτημα ότι μπορούν να λειτουργούν είτε με φυσικό αέριο είτε με καύσιμο Diesel, το οποίο βέβαια αυξάνει το κόστος αγοράς και συντήρησης.

*Λέγονται σταθερές μηχανές (stationary engines) σε αντιδιαστολή από τις μηχανές αυτοκινήτων, τραίνων, πλοίων, κ.λ.π. που είναι κινητές, δηλ. μεταφερόμενες.

Οι κινητήρες Diesel διακρίνονται σε ταχύστροφους, μεσόστροφους και βραδύστροφους. Ο παρακάτω πίνακας δίνει τα όρια ταχύτητας περιστροφής και ισχύος για τον κάθε τύπο, χωρίς τα όρια αυτά να είναι απόλυτα αυστηρά.

Τύπος	Ταχύτητα (RPM)	Ισχύς (kW)	Εφαρμογές
Ταχύστροφος	1200-3600	75-1.500	Αυτοκίνητα-Πλοία
Μεσόστροφος	500-1200	500-15.000	Πλοία-Σιδηρόδρομος
Βραδύστροφος	100-80	2000-40.000	Πλοία-Βιομηχανία

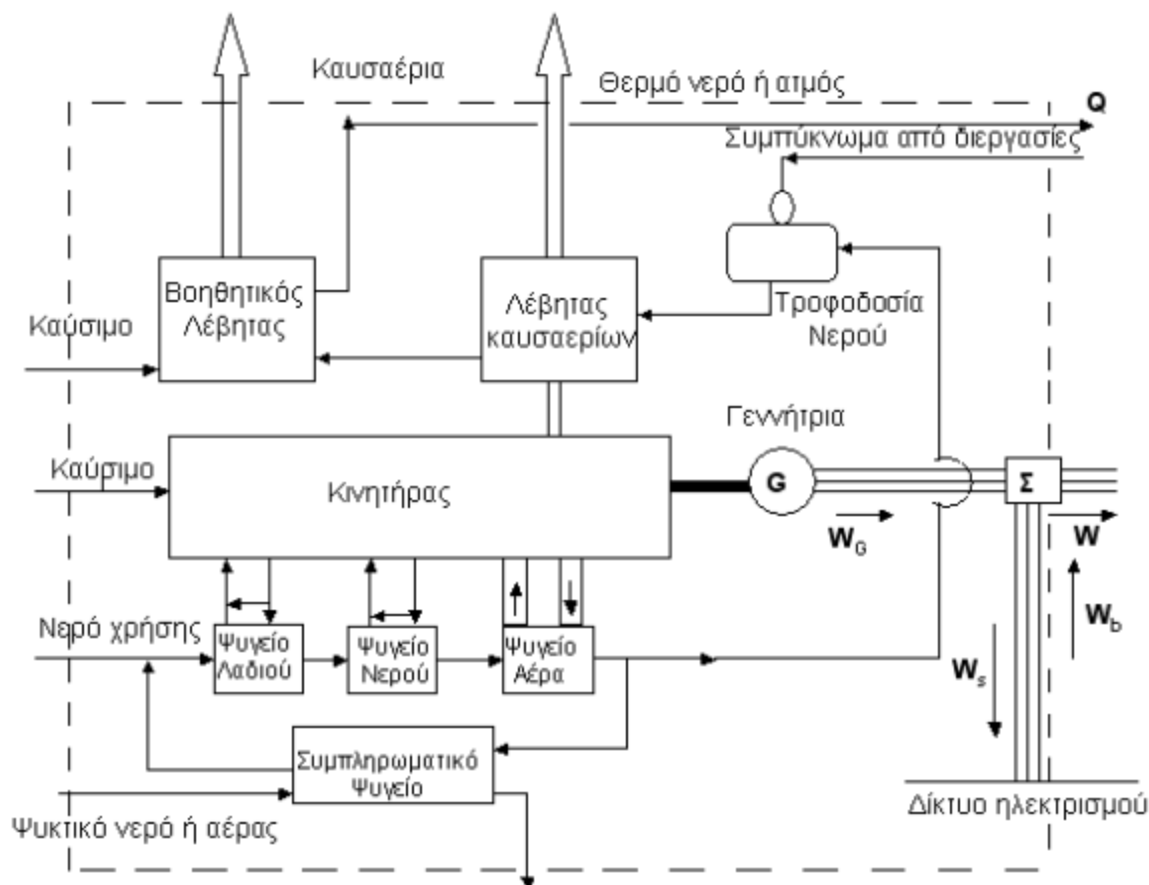
ΠΙΝΑΚΑΣ 1 Χαρακτηριστικά κινητήρων Diesel

Κατάλληλα καύσιμα είναι όλα τα αποστάγματα πετρελαίου (τα βαρύτερα για τους μεγαλύτερους κινητήρες). Οι μεγάλοι, βραδύστροφοι κινητήρες μπορούν να καύσουν ακόμη και κατάλοιπα από την απόσταξη του πετρελαίου (residuals).

Όπως και στην περίπτωση των αεριοστροβίλων, τα καυσαέρια των κινητήρων που εξετάζονται στην ενότητα αυτή βρίσκουν είτε άμεση είτε έμμεση χρήση. Η θερμοκρασία των καυσαερίων είναι 300-400 °C, δηλαδή αισθητά χαμηλότερη από εκείνη του αεριοστροβίλου, για αυτό και κάνει πιο συχνή την ανάγκη για συμπληρωματική θερμότητα. Αυτή αποκτάται είτε με τοποθέτηση καυστήρα και προσαγωγή αέρα καύσης συμπληρωματικού καυσίμου στο λέβητα καυσαερίων (ή στον κλίβανο της θερμικής διεργασίας) είτε με εγκατάσταση βοηθητικού λέβητα. Οι μεγάλοι κινητήρες προσφέρουν τη δυνατότητα συνδυασμένου κύκλου.

Το ακόλουθο σχήμα απεικονίζει ένα γενικό διάγραμμα ροής ενός τέτοιου συστήματος, χωρίς να αποτελεί τη μόνη δυνατή διάταξη. Ο κινητήρας κινεί τη γεννήτρια. Τέσσερις εναλλάκτες ανακτούν θερμότητα από ρευστά που έχουν σχέση με τη λειτουργία της μηχανής: ψυγείο λαδιού, ψυγείο νερού (του κλειστού κυκλώματος του κινητήρα), ψυγείο αέρα υπερπλήρωσης και εναλλάκτης ανάκτησης θερμότητας από τα καυσαέρια του κινητήρα (ή λέβητας καυσαερίων). Με τη θερμότητα αυτή θερμαίνεται το νερό που προορίζεται για διάφορες χρήσεις. Σε συστήματα μέσης και μεγάλης ισχύος η θερμότητα επαρκεί και για την παραγωγή ατμού. Οι μικροί κινητήρες δεν έχουν ψυγείο λαδιού. Εξάλλου, όταν ο κινητήρας δεν είναι εφοδιασμένος με στροβιλοπληρωτή (σε μονάδες προς το κάτω όριο της περιοχής ισχύος), δεν υπάρχει ψυγείο αέρα υπερπλήρωσης.

Η συγκέντρωση ισχύος του κινητήρα αυξάνει με υπερπλήρωση του θαλάμου καύσης. Ο στροβιλοπληρωτής (λέγεται και ζεύγος υπερπλήρωσης) αποτελείται από αεριοστρόβιλο, που κινείται με τα καυσαέρια του κινητήρα και κινεί φυγοκεντρικό αεροσυμπιεστή. Εξαιτίας της υψηλής θερμοκρασίας εξόδου από το στροβιλοπληρωτή (120-140 °C), ο αέρας έχει χαμηλή πυκνότητα. Για να αυξηθεί ο βαθμός πληρότητας των κυλίνδρων, ο αέρας ψύχεται σε ειδικό ψυγείο, προσφέροντας θερμότητα στο νερό χρήσης.



ΕΙΚΟΝΑ 7. Μονάδα ΣΗΘ με παλινδρομική μηχανή εσωτερικής καύσης

Διακρίνονται δύο περιπτώσεις από πλευράς θερμοκρασίας εξόδου του αέρα από το ψυγείο: χαμηλή θερμοκρασία συντελεί σε υψηλότερο βαθμό πληρότητας και επομένως υψηλότερη συγκέντρωση ισχύος. Όμως, η ανακτώμενη θερμότητα βρίσκεται περιορισμένη χρήση, διότι το νερό στην έξοδο του ψυγείου έχει χαμηλή θερμοκρασία (30-35 °C). Η λύση αυτή μπορεί να επιλεγεί όταν υπάρχει ανάγκη προθέρμανσης νερού, που έρχεται στο σύστημα με θερμοκρασία 20-25 °C). Εάν το νερό έρχεται στο σύστημα με θερμοκρασία 60-70 °C, όπως συμβαίνει, π.χ. στα δίκτυα κεντρικής θέρμανσης, τότε η λύση της υψηλής θερμοκρασίας είναι προτιμότερη από πλευράς εκμεταλλεύσεως της ενέργειας του καυσίμου, καθώς αυξάνει τον ολικό βαθμό απόδοσης του συστήματος κατά 3-5 %. Η θερμοκρασιακή στάθμη επηρεάζει τη σχετική ως προς τη ροή του νερού τοποθέτηση των τριών ψυγείων (λαδιού, νερού και αέρα). Αυτός είναι και ένας από τους λόγους, για τους οποίους η διάταξη του παραπάνω σχήματος δεν είναι η μόνη δυνατή.

Με ανάκτηση θερμότητας από τα τρία ψυγεία, το νερό θερμαίνεται μέχρι τους 75-80 °C. Κατόπιν έρχεται στον εναλλάκτη ανάκτησης θερμότητας των καυσαερίων, όπου θερμαίνεται μέχρι τους 85-90 °C ή και ατμοποιείται. Μονάδες μεσαίου μεγέθους παράγουν κορεσμένο ατμό 180-200 °C, ενώ μεγάλες μονάδες μπορούν να δώσουν υπέρθερμο ατμό με πίεση 15-20 bar και θερμοκρασία 250-350 °C.

Η ελάχιστη επιτρεπτή θερμοκρασία των καυσαερίων στην έξοδο του εναλλάκτη εξαρτάται από την περιεκτικότητα του καυσίμου με θείο. Για καύσιμο Diesel, το όριο είναι 160-170 °C, ενώ για το φυσικό αέριο 90-100 °C.

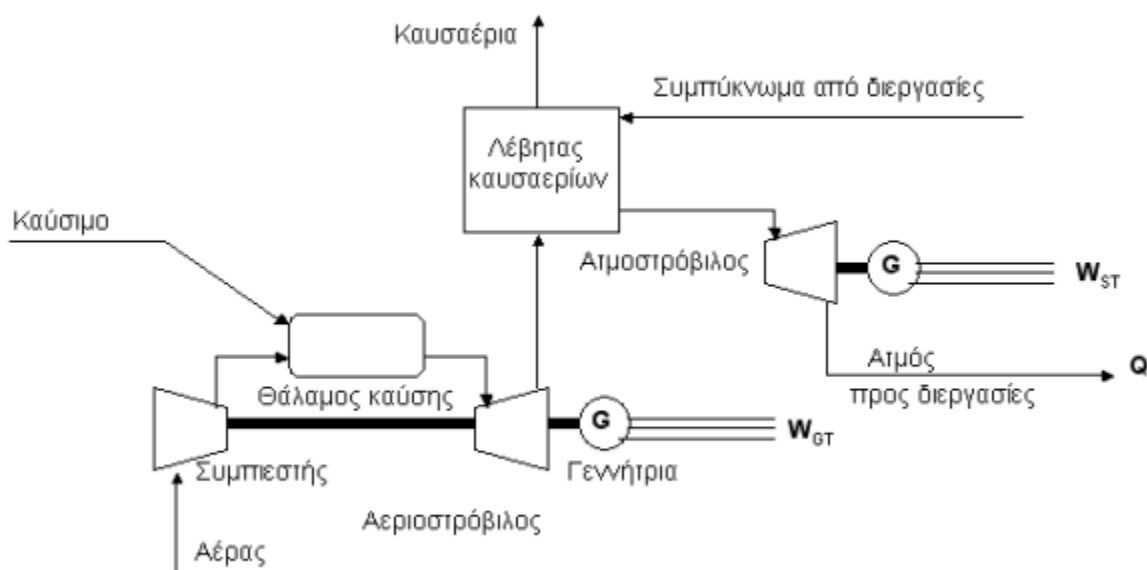
Ο βαθμός απόδοσης μικρών και μεσαίων κινητήρων είναι 35-45%, ενώ σε σύγχρονους μεγάλους κινητήρες φθάνει το 50%. Ο βαθμός απόδοσης ενός συστήματος συμπαγωγής με εμβολοφόρο κινητήρα εσωτερικής καύσης βρίσκεται στην περιοχή του 80%.

Η διάρκεια ζωής είναι 15-20 έτη και εξαρτάται από το μέγεθος της μονάδας, την ποιότητα του καυσίμου και την ποιότητα της συντήρησης. Οι παλινδρομικοί κινητήρες απαιτούν τακτικότερη συντήρηση απ' ότι τα προηγούμενα συστήματα με αποτέλεσμα μικρότερη μέση ετήσια διαθεσιμότητα (80-90%).

2.4 ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΣΥΝΔΥΑΣΜΕΝΟΥ ΚΥΚΛΟΥ

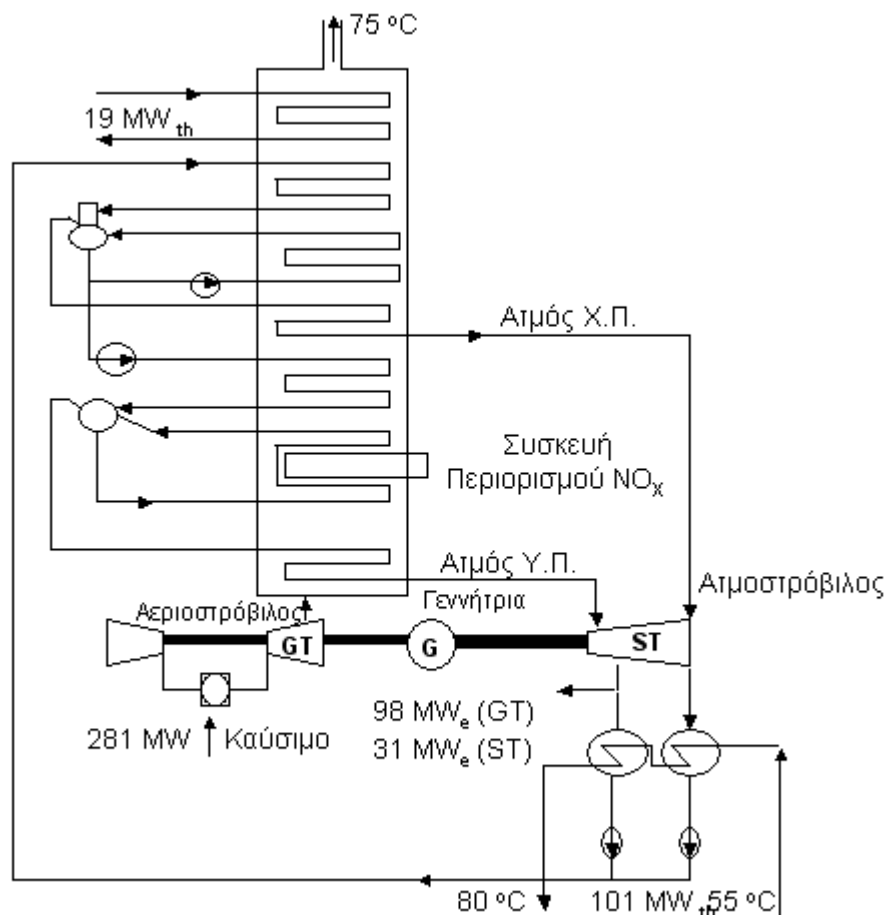
Ο όρος "συνδυασμένος κύκλος" αναφέρεται σε συστήματα με δύο θερμοδυναμικούς κύκλους, οι οποίοι συνδέονται μεταξύ τους με κάποιο εργαζόμενο ρευστό και λειτουργούν σε διαφορετικές θερμοκρασίες. Ο κύκλος υψηλής θερμοκρασίας (κορυφής) αποβάλλει θερμότητα, που ανακτάται και χρησιμοποιείται από τον κύκλο χαμηλής θερμοκρασίας (βάσης) για την παραγωγή πρόσθετης ηλεκτρικής ή μηχανικής ενέργειας, αυξάνοντας έτσι το βαθμό απόδοσης.

Τα πιο διαδεδομένα συστήματα συνδυασμένου κύκλου είναι εκείνα με συνδυασμό αεριοστροβίλου - ατμοστροβίλου (κύκλοι Joule - Rankine). Στα ακόλουθα σχήματα παρουσιάζονται τα βασικά στοιχεία ενός τέτοιου συστήματος και απεικονίζεται λεπτομερέστερα ένα σύγχρονο σύστημα δύο πιέσεων ατμού με τα κύρια λειτουργικά χαρακτηριστικά του. Η παραγωγή ατμού σε δύο ή και τρεις διαφορετικές πιέσεις κάνει την εγκατάσταση πιο περίπλοκη, αλλά αυξάνει το βαθμό απόδοσης. Χρησιμοποιείται στις μεγάλες μονάδες.



ΕΙΚΟΝΑ 8. Μονάδα ΣΗΘ συνδυασμένου κύκλου

Η υψηλή περιεκτικότητα οξυγόνου στα καυσαέρια του αεριοστροβίλου (περίπου 17%) επιτρέπει την καύση συμπληρωματικού καυσίμου στο λέβητα καυσαερίων, εάν κριθεί αναγκαία για την αύξηση ισχύος του συστήματος. Η συμπληρωματική καύση αυξάνει το βαθμό απόδοσης του συστήματος κατά τη λειτουργία σε μερικό φορτίο, αλλά κάνει την εγκατάσταση (και ιδιαίτερα τις διατάξεις ρύθμισης και ελέγχου) πιο περίπλοκες.



Η ισχύς των συστημάτων συνδυασμένου κύκλου κυμαίνεται συνήθως στην περιοχή 20-400 MW, ενώ κατασκευάζονται επίσης και μικρότερες μονάδες με ισχύ 4-11 MW. Η συγκέντρωση ισχύος (ισχύς ανά μονάδα όγκου) των συστημάτων αυτών είναι υψηλότερη από τη συγκέντρωση ισχύος των συστημάτων απλού κύκλου αεριοστρόβιλου (Joule) ή ατμοστρόβιλου (Rankine). Ως προς τα καύσιμα ισχύει ότι αναφέρθηκε για τα συστήματα αεριοστρόβιλου.

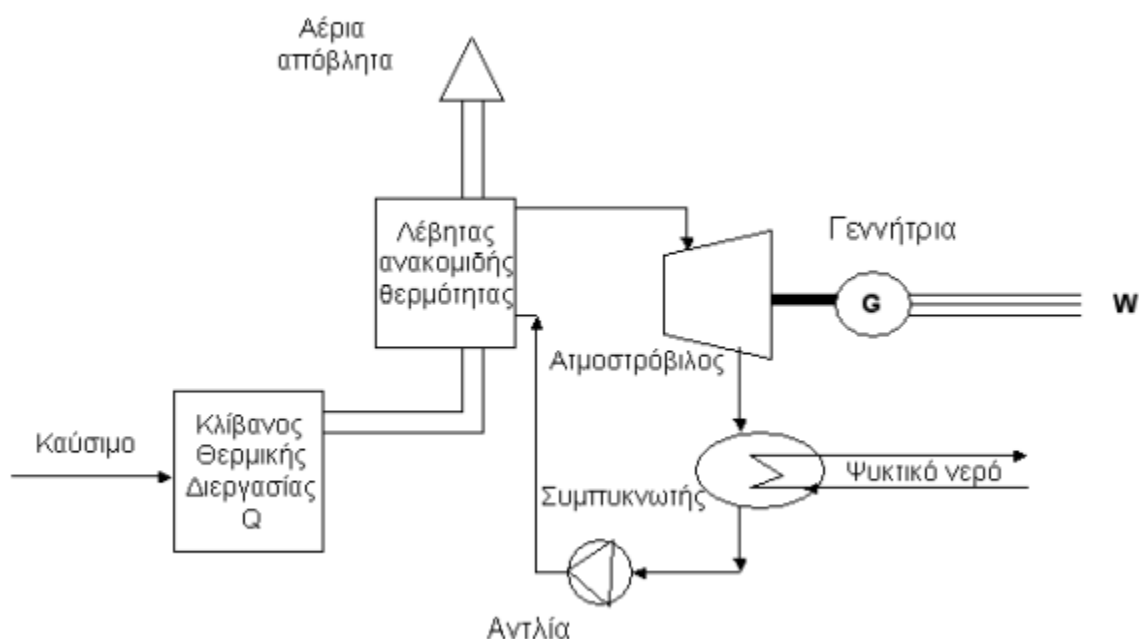
Ο χρόνος εγκατάστασης είναι 2-3 έτη. Είναι δυνατή η ολοκλήρωση της εγκατάστασης σε δύο στάδια: Εγκαθίσταται πρώτα η μονάδα αεριοστρόβιλου, που μπορεί να είναι έτοιμη για τη λειτουργία σε 12-18 μήνες. Ενώ αυτή λειτουργεί, συμπληρώνεται το σύστημα με τη μονάδα του ατμοστρόβιλου.

Η αξιοπιστία των συστημάτων συνδυασμένου κύκλου είναι τα 80-85%, η μέση ετήσια διαθεσιμότητα 77-85% και ο οικονομικός χρόνος ζωής 15-25 έτη.

Είναι επίσης δυνατός ο συνδυασμός κύκλου Diesel με κύκλο Rankine. Η διάταξη μοιάζει με εκείνη του προηγούμενου σχήματος, όπου η μονάδα συμπιεστή-θαλάμου καύσης-αεριοστρόβιλου αντικαθίσταται από τον κινητήρα Diesel και τους εναλλάκτες θερμότητας που τον συνοδεύουν.

2.5 ΚΥΚΛΟΙ ΒΑΣΗΣ RANKINE ΜΕ ΟΡΓΑΝΙΚΑ ΡΕΥΣΤΑ

Στον κύκλο βάσης του παρακάτω σχήματος, εργαζόμενο μέσο είναι το νερό, που εξατμίζεται με ανάκτηση θερμότητας από αέρια υψηλής θερμοκρασίας (600 °C ή και υψηλότερης). Η παραγωγή ηλεκτρικής ή μηχανικής ενέργειας με ανάκτηση θερμότητας χαμηλής θερμοκρασίας (80-300 °C) είναι δυνατή, εάν αντί του νερού χρησιμοποιηθούν οργανικά ρευστά, π.χ. τολουένιο, που έχουν θερμοκρασία βρασμού αρκετά χαμηλότερη εκείνης του νερού. Έτσι, πηγές θερμότητας μπορούν να είναι η ηλιακή ενέργεια, βιομηχανικά απόβλητα, γεωθερμική ενέργεια, καυσαέρια ή θερμότητα ψήξης μηχανών, κ.λ.π.



ΕΙΚΟΝΑ 9. Μονάδα ΣΗΘ με οργανικά ρευστά

Η ισχύς των συστημάτων αυτών κυμαίνεται στην περιοχή 2 kW- 10 MW. Ο βαθμός απόδοσης είναι μικρός, 10-30%, αλλά σημασία έχει το γεγονός ότι ένα τέτοιο σύστημα παράγει πρόσθετη ισχύ χωρίς να ξοδεύει καύσιμο. Από κατασκευαστικής πλευράς, χρειάζεται ιδιαίτερη προσοχή στην επιλογή των υλικών, ώστε να μην παθαίνουν διάβρωση από το οργανικό ρευστό (π.χ. χρήση ανοξείδωτου χάλυβα), και στη στεγανότητα των στοιχείων του συστήματος, ώστε να μη διαφεύγει το οργανικό ρευστό στην ατμόσφαιρα.

Ο χρόνος εγκατάστασης μικρών συστημάτων (μέχρι 50 kW), και ιδιαίτερα εκείνων που είναι κατάλληλα για χρήση στον εμπορικό - κτιριακό τομέα, είναι 4-8 μήνες, ενώ για μεγαλύτερες μονάδες είναι 1-2 έτη. Εκτιμάται ότι η μέση ετήσια διαθεσιμότητα τους είναι 80-90%. Η αναμενόμενη διάρκεια ζωής τους είναι περίπου 20 έτη.

2.6 ΤΥΠΟΠΟΙΗΜΕΝΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (‘ΠΑΚΕΤΑ’)

Μεγάλη ώθηση στη διάδοση της συμπαραγωγής δίνει η μαζική παραγωγή τυποποιημένων μονάδων σε μορφή πακέτου με ηλεκτρική ισχύ 10-1000 kW, που έχουν τα ακόλουθα πλεονεκτήματα:

- Χαμηλό κόστος
- Μικρό όγκο
- Εύκολη εγκατάσταση (το μόνο που χρειάζεται είναι η σύνδεσή τους με τα υδραυλικά και ηλεκτρικά δίκτυα)
- Αυτοματοποιημένη λειτουργία χωρίς τη συνεχή παρακολούθηση από εξειδικευμένο προσωπικό.

Οι μονάδες αυτές συνήθως έχουν κινητήρα Diesel. Σε ισχείς μικρότερες των 100 kW είναι δυνατή η χρήση κινητήρα Otto, ενώ σε ισχείς μεγαλύτερες των 600 kW είναι δυνατή η χρήση αεριοστροβίλου. Μπορούν να λειτουργούν με υγρό ή αέριο καύσιμο. Το φυσικό αέριο είναι ιδιαίτερα κατάλληλο καύσιμο για τις μονάδες αυτές χάρη στην καθαρότητα, την έλλειψη ανάγκης αποθήκευσης και τη χαμηλή τιμή του. Το παραπάνω σχήμα δείχνει μια μονάδα μικρής ισχύος, ενώ μεγαλύτερες μονάδες έχουν τη μορφή που απεικονίζεται στο ακόλουθο σχήμα. Για το διάγραμμα ροής, ισχύει αυτό των Συστημάτων με Παλινδρομική Μηχανή Εσωτερικής Καύσης, καθώς και οι παρατηρήσεις που το συνοδεύουν.

Τα πακέτα συμπαραγωγής με κινητήρα Diesel είναι ιδιαίτερα κατάλληλα για τις εφαρμογές του εμπορικού-κτιριακού τομέα (βλέπε ακόλουθο πίνακα). Είναι γνωστά επίσης με το όνομα "συστήματα συμπαραγωγής μικρής κλίμακας" (small-scale cogeneration systems). Το 27-35% της ενέργειας του καυσίμου μετατρέπεται σε ηλεκτρισμό και το 50-55% σε θερμότητα.

Η διαθεσιμότητα μονάδων με επιμελημένη κατασκευή και συντήρηση φθάνει το 90%. Σημαντική συμβολή στο σημείο αυτό έχει ο αυτόματος έλεγχος της λειτουργίας των μονάδων. Μικροεπεξεργαστές, εγκατεστημένοι στον χώρο όπου βρίσκεται η μονάδα, παρακολουθούν τις τιμές κρίσιμων παραμέτρων και μεταβιβάζουν τις σχετικές πληροφορίες, μέσω αποκλειστικής τηλεφωνικής γραμμής, σε κεντρικό ηλεκτρονικό υπολογιστή. Όταν η εξέλιξη των τιμών ορισμένων παραμέτρων δείχνει επερχόμενη βλάβη, ειδοποιείται η ομάδα συντήρησης που επεμβαίνει πριν ακόμη η βλάβη εκδηλωθεί.

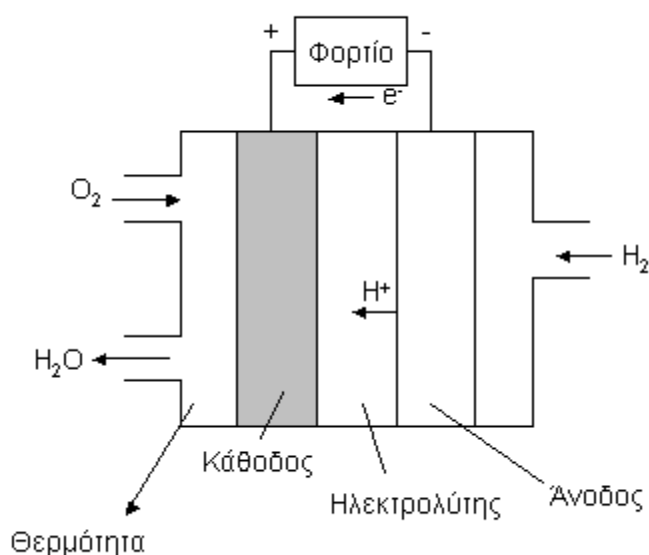
Εφαρμογή	Περιοχή Ισχύος (kW)
Εστιατόρια	50-80
Πολυκατοικίες	50-100
Καταστήματα Τροφίμων	90-120
Ξενοδοχεία	100-2000
Νοσοκομεία	300-1000
Εμπορικά Κέντρα	500-1500
Εκπαιδευτικά Ιδρύματα	500-1500
Κτίρια Γραφείων	500-2000

ΠΙΝΑΚΑΣ 2 Εφαρμογές τυποποιημένων μονάδων συμπαραγωγής

2.7 ΚΥΨΕΛΕΣ ΚΑΥΣΙΜΟΥ

Η κυψέλη καυσίμου (fuel cell)* είναι μια ηλεκτροχημική συσκευή που μετατρέπει τη χημική ενέργεια του καυσίμου σε ηλεκτρισμό χωρίς τη μεσολάβηση της καύσης. Στη βασική της μορφή, λειτουργεί ως εξής: υδρογόνο και οξυγόνο αντιδρούν με την παρουσία ηλεκτρολύτη και παράγουν νερό, ενώ ταυτόχρονα αναπτύσσεται ένα ηλεκτροχημικό δυναμικό που προκαλεί ροή ηλεκτρικού ρεύματος στο εξωτερικό κύκλωμα (φορτίο). Καθώς η αντίδραση είναι εξώθερμη, παράγεται θερμότητα που μπορεί να χρησιμοποιηθεί ωφέλιμα.

* Ο αγγλικός όρος "fuel cell" έχει αποδοθεί στα ελληνικά με τους όρους "στοιχείο καυσίμου" και (σπανιότερα) "κελλίο καυσίμου" χωρίς κανείς από τους δύο να θεωρείται ιδιαίτερα ικανοποιητικός. Προτείνεται εδώ η ονομασία "κυψέλη καυσίμου" που είναι πιο παραστατική για τη συσκευή αυτή.



ΕΙΚΟΝΑ 10. Μονάδα ΣΗΘ με κυψέλες καυσίμου

Το απαιτούμενο υδρογόνο παράγεται από ορυκτά καύσιμα και συνήθως μεθάνιο (CH_4) που αποτελεί το κύριο συστατικό του φυσικού αερίου. Ορισμένοι τύποι κυψελών μπορούν να λειτουργήσουν επίσης και με μονοξείδιο του άνθρακα ή υδρογονάνθρακες.

Επιδεικτικές μονάδες ισχύος έχουν κατασκευασθεί σε διάφορες Ευρωπαϊκές χώρες, στις Η.Π.Α. και στην Ιαπωνία. Η συνήθης θερμοκρασία λειτουργίας τους (περίπου $200\text{ }^{\circ}\text{C}$) περιορίζει τη θερμοκρασία της ανακτώμενης θερμότητας. Υπάρχουν σήμερα τυποποιημένες μονάδες συμπαράγωγής με θερμότητα που είναι διαθέσιμη σε θερμοκρασία $80\text{--}90\text{ }^{\circ}\text{C}$, αλλά και πειραματικές διατάξεις υψηλότερων θερμοκρασιών.

Οι κυψέλες καυσίμου είναι κατάλληλες για συμπαράγωγή στο βιομηχανικό και εμπορικό-κτιριακό τομέα (ιδιαίτερα σε συνδυασμό με το φυσικό αέριο). Κύρια πλεονεκτήματά τους είναι τα ακόλουθα:

- Αρθρωτή (modular) δομή, που διευκολύνει την κατασκευή μονάδων με την επιθυμητή ισχύ,
- Διατήρηση υψηλού ηλεκτρικού βαθμού απόδοσης ακόμη και σε μερικό φορτίο (δηλ. φορτίο μικρότερο του ονομαστικού),
- Ευκολία αυτοματισμού,
- Χαμηλές εκπομπές ρύπων,
- Χαμηλή στάθμη θορύβου.

Χάρη στον υψηλό βαθμό απόδοσης και τα καθαρά καύσιμα που χρησιμοποιούνται, οι εκπομπές CO₂ και SO₂ είναι κατά 10-100 φορές χαμηλότερες από εκείνες άλλων συστημάτων. Ειδικότερα, επειδή οι θερμοκρασίες που αναπτύσσονται είναι σημαντικά μικρότερες από εκείνες της καύσης, οι εκπομπές NO_x είναι μικρότερες κατά μία τάξη μεγέθους από τις εκπομπές των συστημάτων που στηρίζονται στην καύση. Οι χαμηλές εκπομπές ρύπων και η χαμηλή στάθμη θορύβου κάνουν τις κυψέλες καυσίμου πιο κατάλληλες από άλλα συστήματα για εγκατάσταση και λειτουργία σε κατοικημένες περιοχές και σε κτίρια όπως ξενοδοχεία, νοσοκομεία, κ.λ.π. Μειονεκτήματα, που εμποδίζουν προς το παρόν την πλατιά διάδοσή τους, είναι:

- Το υψηλό κόστος κατασκευής, και
- Η σχετικά μικρή διάρκεια ζωής.

Οι προσπάθειες για αντιμετώπιση των προβλημάτων αυτών συνεχίζονται με προγράμματα έρευνας και ανάπτυξης καθώς και με την κατασκευή επιδεικτικών μονάδων.

Η πρώτη κυψέλη καυσίμων φτιάχτηκε το 1839 από τον Sir William Grove, έναν Ουαλλέζο δικαστή και πειραματικό επιστήμονα. Όμως σοβαρό ενδιαφέρον για τη κυψέλη καυσίμων ως πρακτική γεννήτρια δεν άρχισε παρά μόνο τη δεκαετία του '60, όταν επέλεξε το διαστημικό πρόγραμμα των ΗΠΑ τις κυψέλες καυσίμων κι όχι την επικίνδυνη πυρηνική ενέργεια και την ακριβότερη ηλιακή ενέργεια. Οι κυψέλες καυσίμων εφοδίασαν με ενέργεια το διαστημικό σκάφος Gemini και Apollo, και παρείχαν ακόμα ηλεκτρική ενέργεια και νερό για το Διαστημικό Λεωφορείο.

2.7.1 ΑΡΧΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ

Οι κυψέλες καυσίμων λειτουργούν παρόμοια με μια μπαταρία. Μπορούν να ταξινομηθούν βάσει του τύπου του ηλεκτρολύτη τον οποίο χρησιμοποιούν. Το πιο γνωστό είδος είναι η κυψέλη καυσίμου με μεμβράνη ανταλλαγής πρωτονίου (PEM). Η δομή και η αρχή λειτουργίας του αντιπροσωπευτικού αυτού τύπου κυψέλης καυσίμου έχει ως εξής:

Δύο ηλεκτρόδια διαχωρίζονται από μία μεμβράνη η οποία έχει το ρόλο του ηλεκτρολύτη. Μεταξύ αυτής της πολυμερισμένης μεμβράνης και των ηλεκτροδίων υπάρχει ένα στρώμα καταλύτη. Αργότερα θα μελετήσουμε τα μέρη μιας κυψέλης αναλυτικότερα. Συνοπτικά, η διαδικασία παραγωγής ηλεκτρισμού περιγράφεται από τα παρακάτω επιμέρους στάδια.

Το υδρογόνο τροφοδοτεί την άνοδο της κυψέλης, το αρνητικό ηλεκτρόδιο, το οποίο ερχόμενο σε επαφή με τον καταλύτη διαχωρίζεται σε θετικά φορτισμένα ιόντα υδρογόνου και ηλεκτρόνια. Η άνοδος και ο καταλύτης είναι τέτοιας κατασκευής ώστε η διάχυση των ατόμων του υδρογόνου να γίνεται με ομογενή τρόπο. Τα ηλεκτρόνια τα οποία απελευθερώθηκαν μεταφέρονται μέσω εξωτερικού ηλεκτρικού κυκλώματος προς την άνοδο δημιουργώντας ηλεκτρισμό αφού η μεμβράνη αποτρέπει τη διέλευση τους μέσω αυτής. Για αυτό το λόγο άνοδος και καταλύτης διαλέγονται αγωγίμα υλικά.

Τα θετικά φορτισμένα ιόντα του υδρογόνου (στην ουσία αναφερόμαστε σε μεμονωμένα πρωτόνια) διαπερνούν τη μεμβράνη και ενώνονται με το οξυγόνο το οποίο τροφοδοτεί την κάθοδο, το θετικά φορτισμένο ηλεκτρόδιο, και παράγεται νερό. Όπως και πριν, την ομογενή διάχυση του οξυγόνου στον καταλύτη εξασφαλίζει η κατασκευή του ηλεκτροδίου. Ο καταλύτης αναλαμβάνει την επιτάχυνση της δημιουργίας του νερού από τα συστατικά του.

Στο σχηματισμό του νερού συμμετέχουν εκτός των μορίων του οξυγόνου και των ιόντων του υδρογόνου, τα ηλεκτρόνια τα οποία διοχετεύτηκαν μέσω του εξωτερικού ηλεκτρικού κυκλώματος στην κάθοδο, στην αρχή της διαδικασίας.

Τα δύο στρώματα (στηριζόμενου) καταλύτη χρησιμεύουν στην αύξηση της ταχύτητας των αντιδράσεων διάσπασης του μορίου του υδρογόνου και της ένωσης υδρογόνου οξυγόνου για τη δημιουργία νερού, στην άνοδο και στην κάθοδο αντίστοιχα. Συνήθως αποτελείται από ένα πολύ λεπτό στρώμα λευκόχρυσου (Pt) πάνω σε επιφάνεια άνθρακα. Το στρώμα αυτό είναι και το μέρος του καταλύτη το οποίο βρίσκεται σε επαφή με τη μεμβράνη. Ο καταλύτης είναι τραχύς και πορώδης ώστε να μεγιστοποιεί η εκτεθειμένη επιφάνεια του.

Οι χημικές αντιδράσεις οι οποίες χαρακτηρίζουν τα παραπάνω βήματα, συνοψίζονται παρακάτω.

Στην άνοδο:



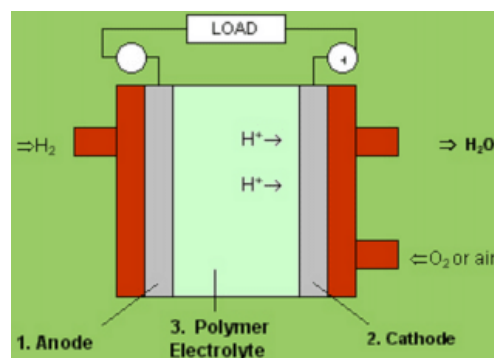
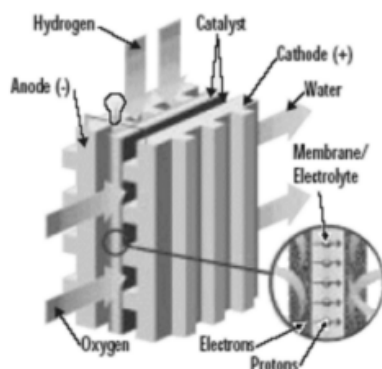
Στην κάθοδο:



Ολική αντίδραση:



Οι παραπάνω αντιδράσεις σε μία απλή κυψέλη καυσίμου παράγει περίπου στα 0,7 Volts . Προκειμένου να παραχθούν μεγαλύτερες (και πρακτικά αξιοποιήσιμες) τάσεις, χρησιμοποιούνται περισσότερες κυψέλες σε σειρά (fuel cell stack). Τα κυριότερα μέρη της κυψέλης καυσίμου καθώς και μία ιδέα του τρόπου λειτουργίας τους παρουσιάζονται στα παρακάτω σχήματα.



Κυριότερα μέρη της κυψέλης καυσίμου

ΕΙΚΟΝΑ 11. Είδη κυψέλων καυσίμου

2.7.2 ΚΥΨΕΛΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ ΠΟΛΥΜΕΡΙΣΜΕΝΗΣ ΜΕΜΒΡΑΝΗΣ (PEM)

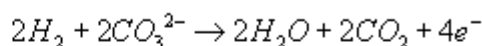
Αυτές οι κυψέλες (κυψέλες καυσίμου ανταλλαγής πρωτονίων (proton exchange membrane fuel cells, PEM) λειτουργούν σε σχετικά χαμηλές θερμοκρασίες και παράγουν ισχύ αρκετή για την εφαρμογή τους για την ικανοποίηση καθημερινών ενεργειακών αναγκών, όπως αυτή για την κίνηση ενός οχήματος. Σε αυτό βοηθά η ικανότητα τους να προσαρμόζονται σε γρήγορες αυξομειώσεις στην απαίτηση ισχύος. Η ισχύς που παράγει μια τέτοια κυψέλη κυμαίνεται μεταξύ των 50 και 250 kW. Ο συγκεκριμένος τύπος κυψέλης είναι αρκετά ευαίσθητος σε μη καθαρά καύσιμα.

Η έρευνα πάνω στις κυψέλες καυσίμου όσων αφορά εφαρμογές τους στην τροφοδότηση οχημάτων αυτή τη στιγμή είναι επικεντρωμένη κυρίως σε αυτόν τον τύπο.

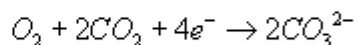
2.7.3 ΚΥΨΕΛΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ ΤΗΓΜΕΝΟΥ ΑΝΘΡΑΚΑ (MCFC)

Αυτές οι κυψέλες (molten carbonate fuel cells, MCFC) χρησιμοποιούν για ηλεκτρολύτη ενώσεις του άνθρακα με λίθιο, νάτριο και κάλιο σε υγρή μορφή εμποτισμένες σε κατάλληλο υλικό. Ενώ χαρακτηρίζονται από πολύ υψηλά επίπεδα απόδοσης λόγω των θερμοκρασιών όπου λειτουργούν (περίπου 650 C) δεν προσφέρονται για καθημερινή χρήση. Ωστόσο, αυτή η υψηλή θερμοκρασία, η οποία απαιτείται προκειμένου ο ηλεκτρολύτης να γίνει ιοντικά αγώγιμος, επιτρέπει τη χρήση φτηνών καταλυτών αφού οι χημικοί δεσμοί καταστρέφονται και δημιουργούνται πολύ πιο εύκολα σε τέτοιες θερμοκρασίες. Η ίδια όμως υψηλή θερμοκρασία ευθύνεται για την αυξημένη διάβρωση και καταστροφή των μελών της κυψέλης. Ως καύσιμο μπορεί να χρησιμοποιηθεί υδρογόνο, μονοξείδιο του άνθρακα, φυσικό αέριο, προπάνιο και άλλα. Η ισχύς η οποία χαρακτηρίζει αυτόν τον τύπο κυψέλης κυμαίνεται ανάλογα τη χρήση από 10 kW μέχρι και 2 MW.

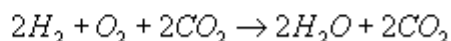
Στην άνοδο



Στην κάθοδο



Ολική αντίδραση



ΠΙΝΑΚΑΣ 4 Ηλεκτροχημικές αντιδράσεις τύπου κυψέλης

Παραπάνω φαίνονται οι ηλεκτροχημικές αντιδράσεις που χαρακτηρίζουν αυτόν τον τύπο κυψέλης (το CO₂ παράγεται στην άνοδο και καταναλώνεται στην κάθοδο).

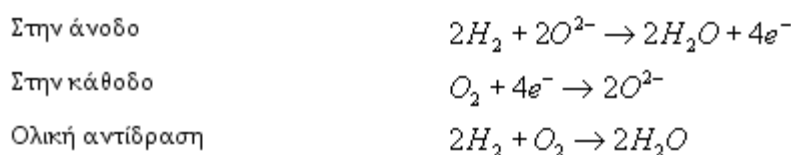
2.7.4 ΚΥΨΕΛΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ ΜΕΘΑΝΟΛΗΣ (DMFC)

Σε όλες τις παραπάνω κυψέλες ως καύσιμο χρησιμοποιείται το υδρογόνο. Ωστόσο, ο συγκεκριμένος τύπος κυψελών (direct methanol fuel cells, DMFC) χρησιμοποιεί ως καύσιμο μεθανόλη χωρίς να απαιτεί τη μετατροπή της σε υδρογόνο. Σε αυτή την περίπτωση η μεθανόλη είναι αυτή που οξειδώνεται στην άνοδο. Η κατηγορία αυτή είναι πιο πρόσφατη των κυψελίδων PEM με αρκετά ακόμα προβλήματα προς επίλυση όπως η μεγάλη ποσότητα καταλύτη που απαιτείται. Ωστόσο, εάν η συγκεκριμένη τεχνολογία επρόκειτο να χρησιμοποιηθεί στη θέση των PEM κυψελών δε θα υπήρχε η ανάγκη αναζήτησης εναλλακτικών τρόπων αποθήκευσης του καυσίμου όπως γίνεται στη δεύτερη περίπτωση με το υδρογόνο ενώ δε θα ήταν αναγκαία και η ανάπτυξη αναμορφωτών.

2.7.5 ΚΥΨΕΛΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ ΣΤΕΡΕΟΥ ΟΞΕΙΔΙΟΥ (SOFC)

Ο συγκεκριμένος τύπος κυψελών (solid oxide fuel cells, SOFC), όπως και ο προηγούμενος, ενδείκνυται για αυξημένες ενεργειακές ανάγκες, με απόδοση στο 60% και παραγόμενη ισχύ μέχρι και 100kW. Αυτά τα συστήματα χρησιμοποιούν συνήθως ως ηλεκτρολύτη ένα σκληρό κεραμικό υλικό στερεού οξειδίου ζirkονίου και μια μικρή ποσότητα νατρίου, αντί για ηλεκτρολύτη υγρής μορφής, επιτρέποντας έτσι θερμοκρασίες μέχρι και 1000 OC.

Οι ηλεκτροχημικές αντιδράσεις που χαρακτηρίζουν αυτόν τον τύπο κυψέλης είναι



ΠΙΝΑΚΑΣ 5 Ηλεκτροχημικές αντιδράσεις αυτού του τύπου

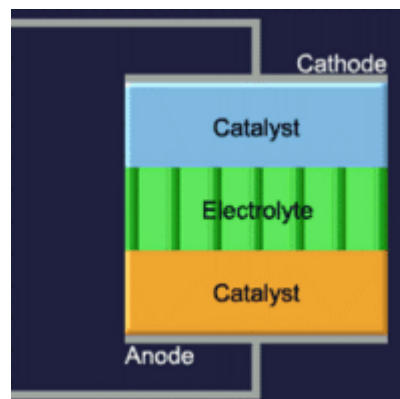
2.7.6 ΟΙ ΚΥΨΕΛΕΣ ΤΟΥ ΤΥΠΟΥ PAFC

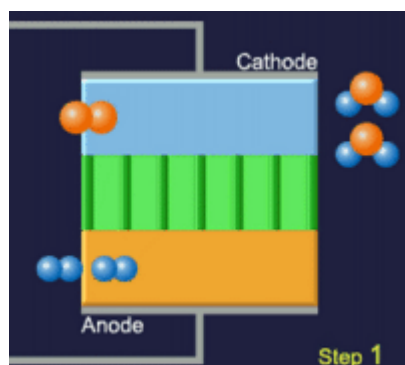
Οι κυψέλες του τύπου φωσφορικού οξέος -PAFC, είναι από τις πιο προηγμένες τεχνολογικά και εμπορικά.

Μπορούν να λειτουργούν σε υψηλή θερμοκρασία και ταιριάζουν έτσι με τις συνθήκες που επικρατούν συνήθως. Το φωσφορικό οξύ είναι σε υψηλή συγκέντρωση το οποίο ενώνεται με ένα ζελ που παίζει το ρόλο του καταλύτη.

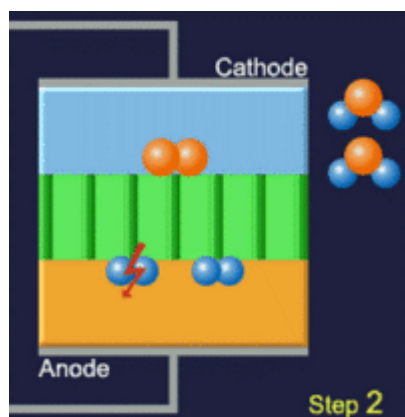
Το PAFC θέλει ατμοσφαιρικό οξυγόνο και υδρογόνο σαν αέρια αναγωγής. Υπάρχει όμως ένα μειονέκτημα. Το φωσφορικό οξύ χαλάει όταν η θερμοκρασία βρίσκεται κάτω από τους 42°. Τότε δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί η ενεργειακή κυψέλη.

Η ενεργειακή κυψέλη στην παρακάτω μορφή αποτελείται από δύο ξεχωριστά τμήματα --τους δύο καταλύτες-- ανάμεσά στα οποία υπάρχει ένας ηλεκτρολύτης (διάλυμα υδροξειδίου του καλίου). Οι καταλύτες περιέχουν πλατίνα, για την διευκόλυνση των χημικών αντιδράσεων που ακολουθούν. Το τμήμα που εισάγεται το υδρογόνο θα αποτελέσει την άνοδο και στο τμήμα που εισάγεται το οξυγόνο θα αποτελεί την κάθοδο. Στους δύο πόλους συνδέεται η συσκευή που θέλουμε να λειτουργήσει.

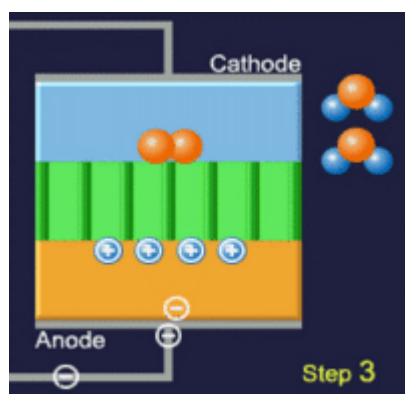




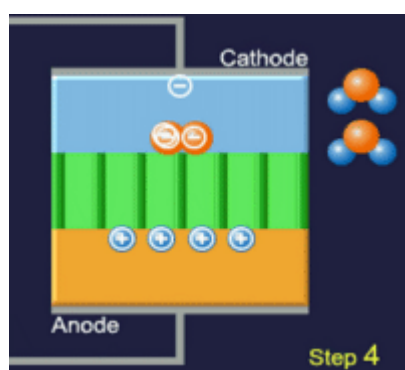
1η φάση: Αρχίζει και ρέει αέριο οξυγόνο (O_2) -- πορτοκαλί χρώμα-- και αέριο υδρογόνο (H_2) --μπλε χρώμα-- στα δύο ξεχωριστά τμήματα. Έτσι έχουμε 2 άτομα οξυγόνου πάνω και 4 άτομα υδρογόνου κάτω.



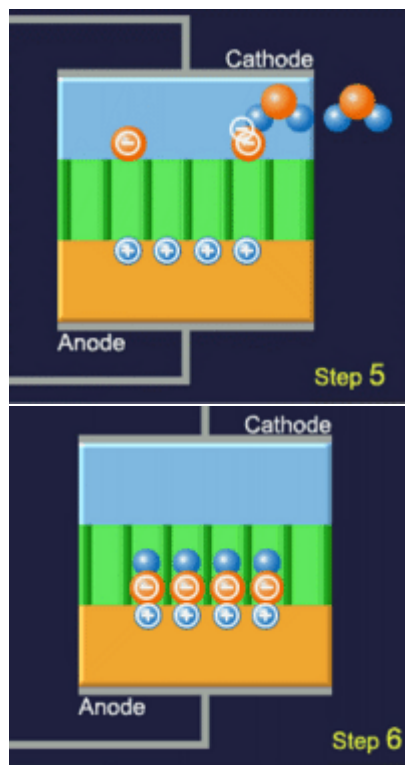
2η φάση: Όταν έρθουν σε επαφή τα δύο μόρια H_2 με τον καταλύτη ιονίζονται προς τέσσερα πρωτόνια και τέσσερα ηλεκτρόνια. Την ίδια στιγμή τα 4 ελεύθερα ηλεκτρόνια φεύγουν προς το εξωτερικό κύκλωμα, μέσω του οποίου έρχονται προς την κάθοδο.



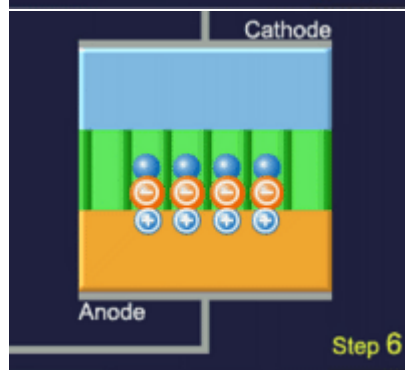
3η φάση: Τα 4 ηλεκτρόνια κινούνται από την άνοδο προς την κάθοδο και δημιουργούν έτσι ένα ηλεκτρικό κύκλωμα. Το κάτω μέρος έχει έλλειμμα ηλεκτρονίων (θετικός πόλος) ενώ το πάνω μέρος έχει περίσσεια ηλεκτρονίων (αρνητικός πόλος). Αυτό το ηλεκτρικό κύκλωμα μπορεί να τροφοδοτήσει μια ηλεκτρική συσκευή.



4η φάση: Εν συνεχεία τα τέσσερα ηλεκτρόνια, που βρίσκονται στην κάθοδο, ενώνονται με τα δύο άτομα οξυγόνου και τα φορτίζουν αρνητικά.

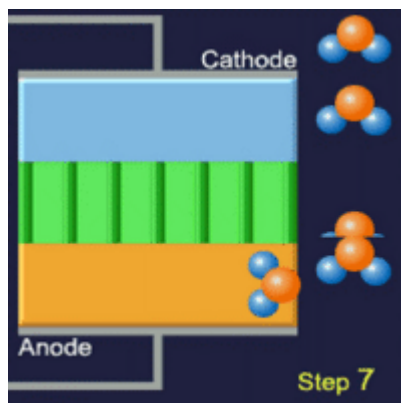


5η φάση: Τα δύο μόρια του νερού, που βρίσκονται ήδη στην κάθοδο (στο δεξί μέρος) ενώνονται με τα δύο ιόντα οξυγόνου (πορτοκαλί σφαίρα) σχηματίζοντας 4 ιόντα υδροξυλίου OH^- .



6η φάση: Αυτά τα 4 ιόντα του OH^- κινούνται μέσω του ηλεκτρολύτη (διάλυμα υδροξειδίου του καλίου) προς την άνοδο.

7η φάση: Τα υδροξυλόνια άνοδο με τα προϋπάρχοντα δημιουργία νερού. Αυτό το οδηγείται στην εξάτμιση και πίσω στην κάθοδο για να στην αντίδραση που



αντιδρούν στην πρωτόνια προς νερό μερικώς μερικώς οδηγείται συμμετάσχει ξανά ακολουθεί.

2.7.7 ΠΛΕΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ-ΜΕΙΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ

Πλεονεκτήματα

- Ελάχιστες εκπομπές ρύπων. Προστασία της ατμόσφαιρας, φιλικός προς το περιβάλλον ηλεκτρισμός
- Οι κυψέλες δεν έχουν κινητά μέρη. Ήσυχη λειτουργία και μικρή συντήρηση.
- Μεγάλη απόδοση στην μετατροπή ηλεκτρισμού της τάξης του 40-65% . Εξοικονόμηση ενέργειας.
- Προσαρμοζόμενος σχεδιασμός για εφαρμογές από watt μέχρι megawatt.

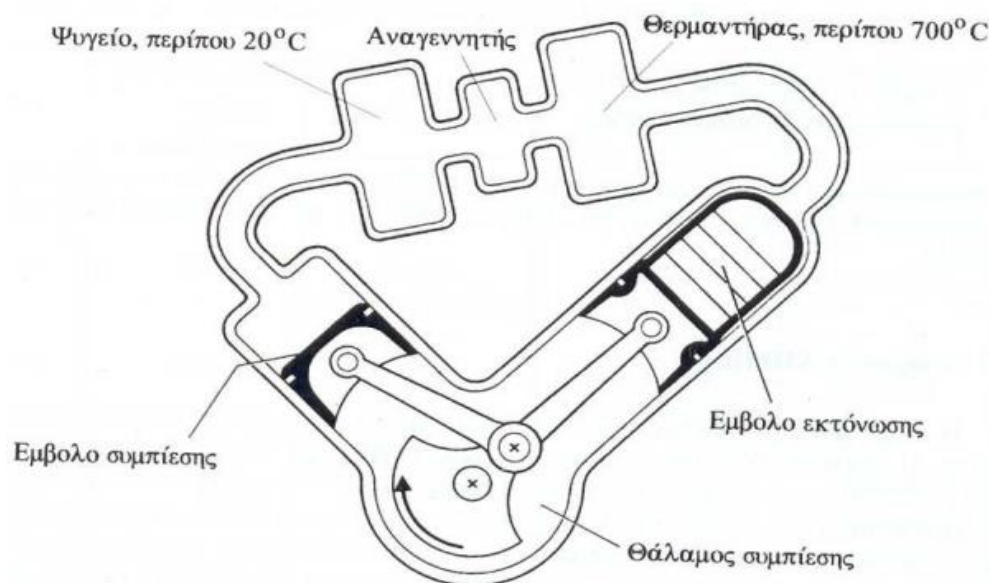
- Σαν αέριο ή υγρό, το υδρογόνο μπορεί εύκολα να μεταφερθεί, να φυλαχθεί και τελικά μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε κάθε εφαρμογή όπου χρησιμοποιούνται σήμερα τα καύσιμα.
- Κοστίζει λιγότερο για να μετακινηθεί το υδρογόνο σε άλλες ηπείρους ως συμπιεσμένο αέριο με τη βοήθεια σωλήνων, από ένα ίσο ποσό ηλεκτρικής ενέργειας. Το υγρό υδρογόνο είναι η ασφαλέστερη και πιο οικονομική επιλογή για την κίνηση της ενέργειας από τους ωκεανούς.
- Το υδρογόνο είναι το πιο ασφαλές από όλα τα καύσιμα. Το αέριο υδρογόνο είναι 14 φορές ελαφρύτερο από τον αέρα και για αυτό διαχέεται ταχέως στην ατμόσφαιρα στην περίπτωση ενός ατυχήματος. Ενώ τα άλλα καύσιμα έχουν μεγάλο χρόνο επικινδυνότητας έως ότου αυτά ξεφύγουν από την θέση τους.

Μειονεκτήματα

- "Πράσινος" κίνδυνος Η χρήση του υδρογόνου ως πηγή ενέργειας τις επόμενες δεκαετίες ίσως βλάψει σημαντικά το στρώμα του όζοντος, σύμφωνα με έρευνα που δημοσιεύεται στο περιοδικό Science. Η ερευνητική ομάδα του Τεχνολογικού Ινστιτούτου της Καλιφόρνιας (CalTech) υποστηρίζει ότι το υδρογόνο που διαρρέει στο περιβάλλον θα ανεβαίνει πολύ γρήγορα στη στρατόσφαιρα - το υδρογόνο είναι το πιο ελαφρύ στοιχείο - όπου θα αντιδρά με το οξυγόνο για το σχηματισμό νερού.
- Άγνωστες παράμετροι. Σύμφωνα με υπολογισμούς, η διαρροή από τις μονάδες παραγωγής, αποθήκευσης και διανομής του καυσίμου θα αντιστοιχεί στο 20% της ολικής ποσότητας υδρογόνου.
- Τέλος ένα μεγάλο μειονέκτημα των κυψελών καυσίμου είναι το μεγάλο οικονομικό κόστος που συνεπάγεται η χρήση τους.

2.8 ΜΗΧΑΝΕΣ STIRLING

Η συμπαράγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας είναι επίσης δυνατή με μηχανές Stirling. Η τεχνική αυτή δεν έχει ακόμη αναπτυχθεί και διαδοθεί αρκετά, αλλά το ενδιαφέρον για την ανάπτυξή της έχει αυξηθεί χάρη στα πλεονεκτήματα που παρουσιάζει σε σύγκριση με συστήματα κινητήρων Diesel, αεριοστροβίλων ή ατμοστροβίλων: δυνατότητα υψηλότερου βαθμού απόδοσης, μεγαλύτερη ευελιξία καυσίμου, καλή συμπεριφορά σε μερικό φορτίο, χαμηλές εκπομπές ρύπων, χαμηλή στάθμη θορύβου και κραδασμών.



EIKONA 12. Μονάδα ΣΗΘ με μηχανές Stirling

Το παραπάνω σχήμα αποτελεί μια απλοποιημένη απεικόνιση κινητήρα Stirling. Αέριο (π.χ., υδρογόνο, ήλιο, κ.λ.π.) συμπιέζεται και εκτονώνεται σε διάταξη κυλίνδρου - δύο εμβόλων με αποτέλεσμα την περιστροφή του στροφαλοφόρου άξονα. Το αέριο θερμαίνεται σε εναλλάκτη θερμότητας χωρίς να συμμετέχει στην καύση (κινητήρας εξωτερικής καύσης). Υπάρχουν ποικίλες διατάξεις κινητήρων, που περιγράφονται αναλυτικά στη βιβλιογραφία.

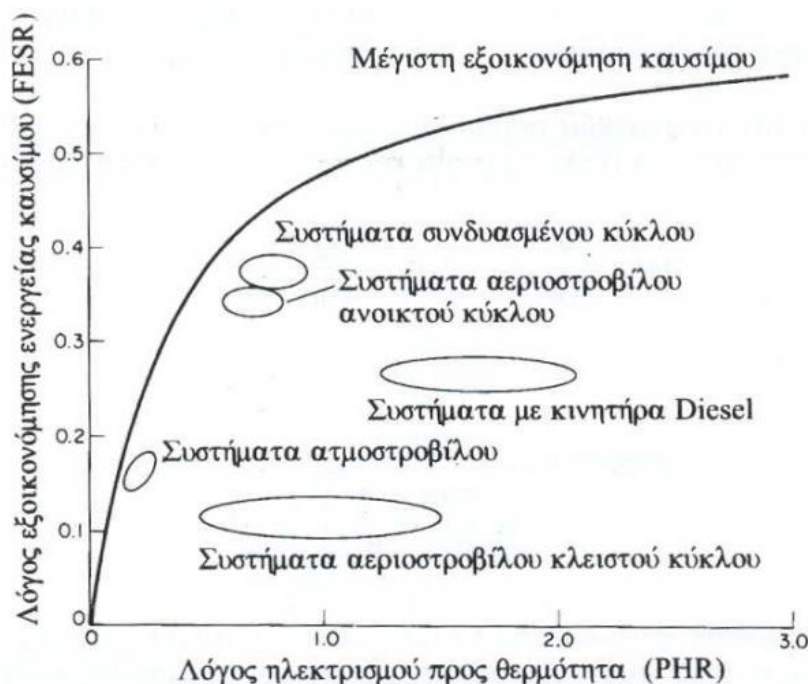
Αρχικά, η έρευνα και ανάπτυξη είχε ως αντικείμενο κινητήρες ισχύος 3-100 kW, κατάλληλους για αυτοκίνητα. Η προσπάθεια στράφηκε κατόπιν και προς κινητήρες ισχύος μέχρι 1-1,5 MW με αναμενόμενη διάρκεια ζωής της τάξεως των 20 ετών. Χάρη στην εξωτερική καύση και τον κλειστό κύκλο λειτουργίας, τα κινούμενα μέρη του κινητήρα δεν εκτίθενται στα προϊόντα της καύσης με αποτέλεσμα οι φθορές να είναι περιορισμένες. Όμως, απαιτούνται στεγανωτικές διατάξεις για την αποφυγή διαρροών τόσο του αερίου υψηλής πίεσης προς το εξωτερικό του κυλίνδρου όσο και του λιπαντικού λαδιού προς το εσωτερικό του κυλίνδρου. Η κατασκευή

αποτελεσματικών διατάξεων με ικανοποιητική διάρκεια ζωής είναι ένα από τα προβλήματα που πρέπει να αντιμετωπισθούν.

Η εξωτερική καύση στις μηχανές Stirling επιτρέπει τη χρήση διαφόρων καυσίμων: υγρά ή αέρια καύσιμα, άνθρακας, αέρια ή υγρά προερχόμενα από άνθρακα, καύσιμα προερχόμενα από βιομάζα, ακόμη και απορρίμματα μπορούν να χρησιμοποιηθούν. Επιπλέον, είναι δυνατή η αλλαγή καυσίμου χωρίς διακοπή της λειτουργίας ή μετατροπή των ρυθμίσεων του κινητήρα. Χάρη στην ευελιξία τους, οι μηχανές Stirling μπορούν επίσης να αποτελέσουν στοιχεία ηλιακών ή πυρηνικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής ή συμπαράγωγής.

2.9 ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Το ακόλουθο σχήμα δείχνει τις περιοχές τιμών του λόγου ηλεκτρισμού προς θερμότητα, PHR, και του λόγου εξοικονόμησης καυσίμου, FESR, για τους πέντε βασικούς τύπους συστημάτων συμπαράγωγής. Τα όρια των περιοχών αυτών δεν είναι απόλυτα αυστηρά αλλά μπορούν μέχρι ένα βαθμό να μεταβληθούν με πρόσθετο εξοπλισμό. Για το λόγο αυτόν, το σχήμα μπορεί να χρησιμοποιηθεί μόνον για μια πρώτη ένδειξη του είδους συστήματος που θα ήταν κατάλληλο για κάποια εφαρμογή. Η τελική επιλογή πρέπει να στηριχθεί στις προδιαγραφές των μηχανημάτων που δίνουν οι κατασκευαστές.



Τα κυριότερα χαρακτηριστικά για τα πιο διαδεδομένα συστήματα συμπαράγωγής παρουσιάζονται συγκεντρωμένα στον παρακάτω πίνακα. Επιπλέον των ενεργειακών στοιχείων, ο πίνακας αναφέρει και τη μέση ετήσια διαθεσιμότητα, δηλ. το ποσοστό χρόνου (π.χ. των 8760 ωρών του έτους) κατά το οποίο ένα σύστημα μπορεί να λειτουργεί

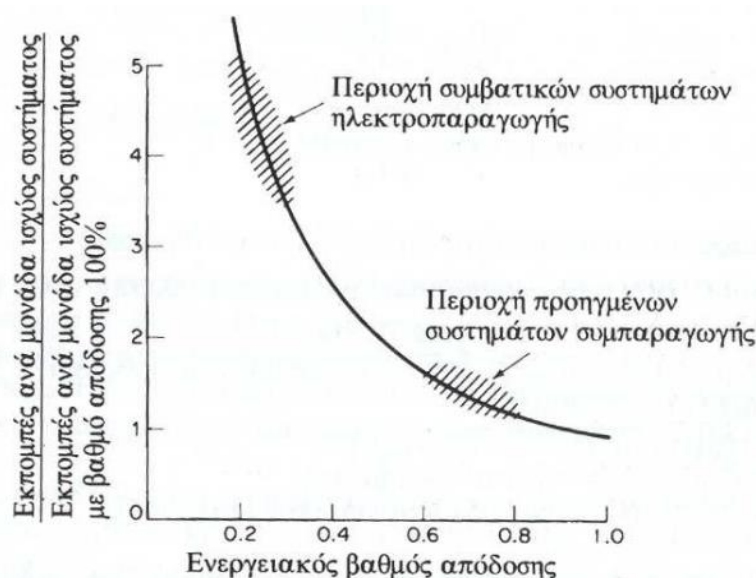
ικανοποιητικά (παίρνονται υπόψη η προληπτική συντήρηση και οι έκτατες βλάβες).

Σύστημα	Ηλεκ. Ισχύς	Μέση ετήσια διαθεσιμότητα	Ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης %		Ολικός βαθμός απόδοσης	Λόγος ηλεκτρισμού προς θερμότητα
	MW	%	Πλήρες φορτίου	Φορτίου 50%	%	
Ατμοστροβίλου	0,5-100*	90-95	14-30	12-25	60-85	0,1-0,3
Αεριοστροβίλου ανοικτού κύκλου	0,1-100	90-95	20-35	15-29	60-80	0,5-0,8
Αεριοστροβίλου κλειστού κύκλου	0,5-100	90-95	30-35	30-35	60-80	0,5-0,8
Συνδυασμένου κύκλου αέριο/ατμοστροβίλου	4-100*	77-85	35-45	25-35	70-88	0,6-1,1
Κινητήρα Diesel	0,07-40	80-90	35-45	32-40	60-80	1,2-2,4
Πακέτο με παλινδρομικό κινητήρα	0,015-2	80-85	27-35	25-32	60-80	0,5-0,7
Κυψέλες καυσίμου	0,04-50	90-92	37-45	37-45	85-90	0,8-1,0
Μηχανές Stirling	0,003-1,5	85-90 (αναμενόμενη)	35-50	34-49	60-80	1,2-1,7
(*) Η τιμή των 100 MW είναι το πιο συνηθισμένο άνω όριο σε βιομηχανικές εφαρμογές. Συστήματα του είδους αυτού κατασκευάζονται και με μεγαλύτερες ισχύεις.						

ΠΙΝΑΚΑΣ 6. Κύρια τεχνικά χαρακτηριστικά συστημάτων συμπαράγωγής

2.10 ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΗ ΣΥΜΠΕΡΙΦΟΡΑ

Χάρη στην αποδοτικότερη εκμετάλλευση του καυσίμου, η συμπαράγωγή συντελεί σε άμεση μείωση των εκπεμπόμενων ρύπων, όπως πολύ παραστατικά δείχνει το παρακάτω σχήμα, με την προϋπόθεση ότι το καύσιμο που χρησιμοποιεί δεν είναι κατώτερης ποιότητας από εκείνο της χωριστής παραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας. Η μείωση της κατανάλωσης καυσίμου συνοδεύεται επίσης και από μια έμμεση μείωση ρύπων από τον υπόλοιπο κύκλο καυσίμου: εξόρυξη, επεξεργασία, μεταφορά, αποθήκευση. Η ποσοτικοποίηση του κόστους αυτού είναι δύσκολη και εξαρτάται από διάφορους παράγοντες: τεχνολογία, καύσιμο, τοπικές συνθήκες, κ.λ.π.



Όταν πολλές μικρές και διεσπαρμένες μονάδες συμπαράγωγής αντικαθιστούν μεγάλους κεντρικούς σταθμούς με υψηλές καπνοδόχους, τότε δεν είναι εξασφαλισμένη η βελτίωση της ποιότητας του περιβάλλοντος. Οι κεντρικοί σταθμοί βρίσκονται κατά κανόνα έξω από αστικά κέντρα και οι υψηλές καπνοδόχοι συντελούν σε ικανοποιητικό

διασκορπισμό των ρύπων. Αντίθετα, οι μικρές μονάδες συμπαράγωγής, που έχουν και σχετικά χαμηλότερες καπνοδόχους, είναι εγκατεστημένες κοντά ή και μέσα στις κατοικημένες περιοχές επιβαρύνοντας το περιβάλλον τους.

Από τις διαθέσιμες τεχνολογίες συμπαράγωγής οι κινητήρες Diesel και Otto έχουν τις υψηλότερες εκπομπές ρύπων. Καθώς οι κινητήρες αυτοί είναι οι πιο κατάλληλοι, λόγω μεγέθους, για εφαρμογές συμπαράγωγής στον εμπορικό-κτιριακό τομέα, ο κίνδυνος από τις εκπομπές τους είναι αυξημένος διότι στις κατοικημένες περιοχές οι κάτοικοι είναι άμεσα εκτεθειμένοι στους ρύπους του αέρα και η διασπορά των ρύπων εμποδίζεται από τα μεγάλα κτίρια. Οι κυψέλες καυσίμου είναι καταλληλότερες από τους κινητήρες Diesel ή Otto για τέτοιου είδους εφαρμογές, διότι έχουν σημαντικά μικρότερες εκπομπές ρύπων.

Η διακίνηση των καυσίμων και η απομάκρυνση των στερεών καταλοίπων της καύσης μπορεί να προκαλέσει ρύπανση του εδάφους και των υδάτων της περιοχής. Τέλος, ο θόρυβος αυξάνει τη ηχητική ρύπανση, τόσο από τη λειτουργία του ιδίου του συστήματος συμπαράγωγής όσο και από την κίνηση που αναπτύσσεται για την εξυπηρέτησή του. Ωστε, η εγκατάσταση συστήματος συμπαράγωγής σε κατοικημένες περιοχές προϋποθέτει την

- Επιλογή τεχνολογίας με χαμηλές εκπομπές ρύπων
- Προσεκτική επιλογή του τόπου εγκατάστασης
- Τοποθέτηση εξοπλισμού ελέγχου και περιορισμού των εκπεμπομένων ρύπων
- Ελαστική έδραση και ηχητική μόνωση του συστήματος
- Κατασκευή καπνοδόχου υψηλότερης των γειτονικών κτιρίων
- Εγκατάσταση μέσων συλλογής και αποκομιδής των στερεών και υγρών καταλοίπων.

Προκειμένου να διερευνηθεί η επίδραση ενός συστήματος συμπαράγωγής στην ποιότητα του αέρα του περιβάλλοντος, πρέπει να υπολογισθούν οι εκπομπές ρύπων του συστήματος συμπαράγωγής και οι εκπομπές των συμβατικών συστημάτων χωριστής παραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας παίρνοντας υπόψη το είδος του καυσίμου που χρησιμοποιεί το καθένα από τα συστήματα αυτά.

Οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα εξαρτώνται από το είδος και την ποσότητα του καυσίμου. Υπολογίζονται για οποιοδήποτε σύστημα (όχι μόνον σύστημα συμπαράγωγής) με τη σχέση

$$mCO_2 = \mu CO_2 mf \quad (1)$$

$$\mu CO_2 = 44/12 c \quad (2)$$

$$mf = E/(n H_u) \quad (3)$$

mCO_2 μάζα του εκπεμπομένου διοξειδίου του άνθρακα,

μCO_2 μάζα εκπεμπομένου διοξειδίου του άνθρακα ανά μονάδα μάζας καυσίμου (π.χ. kg CO₂/kg καυσίμου)

c περιεκτικότητα κατά μάζα του καυσίμου σε άνθρακα

mf κατανάλωση καυσίμου

E ενέργεια-προϊόν του συστήματος

n βαθμός απόδοσης του συστήματος

H_u κατώτερη θερμογόνος δύναμη του καυσίμου

Η Εξ. (2) στηρίζεται στην παραδοχή ότι όλος ο άνθρακας, που περιέχεται στο καύσιμο, μετατρέπεται σε διοξείδιο του άνθρακα, κάτι που βρίσκετε πολύ κοντά στην πραγματικότητα όταν η καύση γίνεται με περίσσεια αέρα και τα συστήματα καύσης είναι σε καλή κατάσταση και σωστά ρυθμισμένα. Τιμές των c , μCO_2 , και H_u για ορισμένα καύσιμα δίνονται στον πίνακα 7. Οι τιμές αυτές έχουν χρησιμοποιηθεί για

τον προσδιορισμό των εκπομπών CO₂ των συστημάτων που παρουσιάζονται στους πίνακες 9-11.

Καύσιμο	Περιεκτικότητα σε Άνθρακα (c 100)	Εκπομπές CO ₂ μco ₂	Κατώτερη Θερμογόνος ικανότητα (H _υ)
	%	kg CO ₂ / kg καυσίμου	kJ / kg
Φυσικό αέριο	75	2,75	49000
Diesel	83	3,05	42500
Μαζούτ 0,7% S	86,5	3,17	41500
Μαζούτ 2% S	85	3,12	41000
Τύρφη*	58	2,13	7800
Λιγνίτης*	64	2,35	24000
	80	2,93	30000

* Οι τιμές αφορούν καύσιμο ελεύθερο υγρασίας και τέφρας

Πίνακας 7. Χαρακτηριστικά ορισμένων καυσίμων για υπολογισμό των εκπομπών CO₂

Εάν δεν υπάρχουν πληροφορίες από τους κατασκευαστές των συγκεκριμένων συστημάτων ή από σχετικές μετρήσεις, πρώτες εκτιμήσεις των εκπεμπομένων ρύπων μπορούν να γίνουν με τα στοιχεία που δίνουν οι πίνακες 3-5. Οι τιμές αυτές είναι ενδεικτικές. Διαφορές στα μηχανήματα, το καύσιμο, την αντιρρυπαντική τεχνολογία κ.ά. μπορούν να διαφοροποιούν σημαντικά τις εκπομπές ρύπων από τη μια εγκατάσταση στην άλλη.

Σύστημα	Ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης	Κατανάλωση φυσικού αερίου	Εκπομπές NO _x
	%	m ³	ton
Παλινδρομική μηχανή εσωτερικής καύσης	35	1 720 000	44
Κυψέλη καυσίμου	62	972 000	2,7

Ηλεκτρική ισχύς του κάθε συστήματος: 1 MW.
Διάρκεια λειτουργίας: 6000 ώρες

Πίνακας 8. Σύγκριση συστημάτων συμπαράγωγής κυψελών καυσίμου και παλινδρομικής μηχανής εσωτερικής καύσης [Donitz, 1987]

Σύστημα	Καύσιμο	Βαθμός απόδοσης %			Εκπομπές					
		Ηλεκ.	Θερμ.	Ολικός	CO ₂	NO _x	CO	HC	SO _x	Σωματίδια
Diesel	Diesel 0,2% S	35	35	70	73815 59335	1556 ⁽²⁾ 1130 ⁽³⁾	408 381	46 395	91 9	35 4
Αεριοστροβίλου	Αέριο Diesel 0,2% S	25	45	70	80816 103341	214 435	13 5	10 10	≈0 91	7 18
Αεριοστροβίλου χαμηλού NO _x	Αέριο	35	45	80	57726	50	30	5	≈0	5
Ατμοστροβίλου νέο	Άνθρακας Μαζούτ Αέριο	25	55	80	140640 110000 80816	453 194 129	26 ≈0 ≈0	7 7 26	775 518 46	65 65 7

1) 90% της ενέργειας από φυσικό αέριο και 10% από καύσιμο Diesel

2) Νεώτεροι κινητήρες εκπέμπουν 1100-1200 gr NO_x / 100 kWh

3) Νεώτεροι κινητήρες εκπέμπουν 700-800 gr NO_x / 100 kWh

Πίνακας 9. Εκπομπές ρύπων συστημάτων συμπαράγωγής

Σύστημα	Καύσιμο	Βαθμός Απόδοσης (%)	Εκπομπές gr / 100 kWh ωφέλιμης θερμότητας					
			CO ₂	NO _x	CO	HC	SO _x	Σωματίδια
Ατμοστραβίλου παλαιό	Άνθρακας 3% S	34	103412	313	18	5	1987	141
Ατμοστραβίλου νέο	Άνθρακας	31*	113420	250	18	5	600	14
Ατμοστραβίλου παλαιό	Μαζούτ 1% S	31	88706	318	18	5	476	23
Ατμοστραβίλου νέο	Μαζούτ χαμηλού θείου	31	88706	136	18	5	363	14
Ατμοστραβίλου παλαιό	Φυσικό αέριο	31	65174	304	9	18	≈0	5
Αεριοστραβίλου	Diesel Αέριο	34	75986	240	55	18	14	18
		34	59424	195	55	≈0	≈0	5
Αεριοστραβίλου χαμηλού NO _x	Αέριο	38	53168	50	30	≈0	≈0	4

*Ο μικρότερος βαθμός απόδοσης των νέων συστημάτων ατμοστραβίλου οφείλεται στις συσκευές εξουδετέρωσης εκπομπών NO_x και SO₂

Πίνακας 10. Εκπομπές ρύπων κεντρικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής

Σύστημα	Καύσιμο	Εκπομπές (gr / 100 kWh)					
		CO ₂	NO _x	CO	HC	SO _x	Σωματίδια
Λέβητας νερού	Αέριο	25255	19	3	2	≈0	2
	Diesel 0.2% S	32294	25	6	2	37	3
Ατμολέβητας	Άνθρακας	43950	136	8	2	232	20
	Μαζούτ	34373	57	6	2	155	20
	Αέριο	25255	39	3	≈0	≈0	2
Βιομηχανικός Ατμολέβητας	Άνθρακας 2% S	43950	112	16	8	565	98
	Μαζούτ 1% S	34373	78	6	2	203	30
	Αέριο	25255	33	3	≈0	≈0	3

Ο βαθμός απόδοσης θεωρείται 80%

Πίνακας 11. Εκπομπές ρύπων λεβήτων νερού και ατμού

Η επίδραση της συμπαράγωγής από πλευράς ρύπων εκφράζεται με τη διαφορά εκπομπών, που ορίζεται με τη σχέση

$$\Delta MX = MX_{\Sigma\Sigma} - MX_H - MX_{\Theta} \quad (4)$$

όπου

ΔMX η διαφορά εκπομπών του ρύπου X

$MX_{\Sigma\Sigma}$ η εκπομπή ρύπου X του συστήματος συμπαράγωγής

MX_H η εκπομπή ρύπου X του συστήματος παραγωγής ηλεκτρισμού, το οποίο αντικαθίσταται από το σύστημα συμπαράγωγής

MX_{Θ} η εκπομπή ρύπου X του συστήματος παραγωγής θερμότητας, το οποίο αντικαθίσταται από το σύστημα συμπαράγωγής.

Εάν ο προσδιορισμός των εκπομπών πρόκειται να στηριχθεί στα δεδομένα των Πινάκων 3-5, τότε ισχύουν οι σχέσεις:

όπου

$$MX_{SS} = mX_{SS} EH / (100 \text{ kWh}) \quad (5)$$

$$MX_H = mX_H EH / (100 \text{ kWh}) \quad (6)$$

$$MX_{\Theta} = mX_{\Theta} E_{\Theta} / (100 \text{ kWh}) = mX_{\Theta} / PHR EH / (100 \text{ kWh}) \quad (7)$$

mX_{SS} , mX_H και mX_{Θ} (σε gr) οι εκπομπές του ρύπου X για παραγωγή ενέργειας 100 kWh, όπως δίνονται από τους πίνακες 9,10 και 11,

EH η ηλεκτρική ενέργεια, που παράγεται από το σύστημα συμπαράγωγής

E_{Θ} η θερμότητα που παράγεται από το σύστημα συμπαράγωγής

PHR μέση τιμή του λόγου ηλεκτρισμού προς θερμότητα: $PHR = EH / E_{\Theta}$

Μερικά παραδείγματα σύγκρισης παρουσιάζονται στον πίνακα 6. Εντυπωσιακή είναι η μείωση εκπομπών CO_2 : 50-100 kg ανά 100 kWh ηλεκτρικής ενέργειας. Ακόμη και αν θεωρηθεί ότι ισχύει η κατώτερη από τις τιμές του διαστήματος αυτού, 50 kg ανά 100 kWh, τότε σε κάθε TWh ηλεκτρικής ενέργειας, που παράγεται με συμπαράγωγή, αντιστοιχεί μείωση 500.000 τόνων CO_2 . Το γεγονός αυτό σε συνδυασμό με την εξοικονόμηση καυσίμου δικαιολογεί τη θέσπιση κινήτρων για τη διάδοση της συμπαράγωγής.

Όταν το καύσιμο σε συστήματα συμπαράγωγής είναι το φυσικό αέριο, οι εκπομπές οξειδίων του θείου και στερεών σωματιδίων, που παρουσιάζονται από την καύση άνθρακα ή υγρών καυσίμων σε σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής, σχεδόν εξαφανίζονται. Αξιοσημείωτη είναι επίσης η μεγάλη μείωση εκπομπών NO_X που επιτυγχάνεται με στοιχεία καυσίμου, όπως δείχνει ο πίνακας 8.

Ρύπος	Συνδυασμοί συστήματος συμπαράγωγής-συστημάτων χωριστής παραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας											
	1 - Α		1 - Β		2 - Α		2 - Β		3 - Α		3 - Β	
	gr	%	gr	%	gr	%	gr	%	gr	%	gr	%
CO_2	- 51024	- 46,2	- 88458	- 59,9	- 62454	- 52,0	- 99888	- 63,4	- 70791	- 46,7	-	- 57,2
											108225	
NO_X	+ 812	+ 255,3	+ 802	+ 244,5	- 290	- 85,3	- 300	- 85,7	- 283	- 68,7	- 293	- 69,4
CO	+ 320	+ 524,6	+ 357	+ 1487	- 33	- 52,4	+ 4	+ 15,4	- 68	- 100,0	- 31	- 100,0
HC	+ 375	+ 1875	+ 388	+ 5543	- 15	- 75,0	- 2	- 28,6	+ 4	+ 18,2	+ 17	+ 188,9
SO_X	- 208	- 95,9	- 794	- 98,9	- 273	- 99,3	- 859	- 99,8	- 415	- 90,0	- 1001	- 95,6
Σωματίδια	- 44	- 91,7	- 40	- 90,9	- 51	- 91,1	- 47	- 90,4	- 77	- 91,7	- 73	- 91,3
Συστήματα συμπαράγωγής												
1. Κινητήρας Diesel διπλού καυσίμου (90% της ενέργειας από φυσικό αέριο, 10% από καύσιμο Diesel) με $\eta_e = \eta_h = 0,35$ ($PHR = 1$)												
2. Νέος αεριοστρόβιλος φυσικού αερίου με $\eta_e = 0,35$, $\eta_h = 0,45$ ($PHR = 0,778$)												
3. Νέος ατμοστρόβιλος φυσικού αερίου με $\eta_e = 0,25$, $\eta_h = 0,55$ ($PHR = 0,455$)												
Συστήματα χωριστής παραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας												
Α. Αεριοστρόβιλος με καύσιμο Diesel και βιομηχανικός ατμολέβητας με καύσιμο μαζούτ												
Β. Νέος ατμοστρόβιλος με καύσιμο άνθρακα και βιομηχανικός ατμολέβητας με καύσιμο μαζούτ												
Το αρνητικό πρόσημο σημαίνει μείωση εκπομπών με τη συμπαράγωγή												
Τα ποσοστά προσδιορίστηκαν με βάση αναγωγή τη χωριστή παραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας												

Πίνακας 11. Παραδείγματα σύγκρισης εκπομπών μεταξύ συστημάτων συμπαράγωγής και συμβατικών τρόπων παραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας (Οι τιμές αναφέρονται σε παραγωγή 100 kWh ηλεκτρικής ενέργειας)

2.11 ΕΠΙΛΟΓΗ ΚΑΤΑΛΛΗΛΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΣΗΘ

Τα ηλεκτρικά και θερμικά φορτία μεταβάλλονται με τον χρόνο ποσοτικά (ισχύς), αλλά ίσως και ποιοτικά (π.χ. πίεση και θερμοκρασία ρευστών).

Επίσης μεταβάλλονται και οικονομικά μεγέθη, όπως η τιμή αγοράς και πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας στη ΔΕΗ (ώρες αιχμής, χαμηλού και ενδιάμεσου φορτίου), η τιμή του καυσίμου κλπ. Πρέπει λοιπόν να ληφθούν αποφάσεις σχετικές με:

- Το είδος του συστήματος (ατμοστροβίλου, αεριοστροβίλου, κινητήρα Diesel κλπ.)
- Το ποσοστό κάλυψης του θερμικού και ηλεκτρικού φορτίου από το σύστημα παραγωγής
- Τη σύνδεση ή μη του συστήματος με το ηλεκτρικό δίκτυο της περιοχής, καθώς και το είδος της σύνδεσης (μονόδρομη, αμφίδρομη)
- Τον τρόπο λειτουργίας του συστήματος (προσδιορισμός της ισχύος λειτουργίας σε κάθε χρονική στιγμή) κλπ.

Για την επιλογή του κατάλληλου συστήματος ΣΗΘ για μία συγκεκριμένη βιομηχανική εφαρμογή, ακολουθείται η εξής πορεία:

1. Προσδιορίζονται ποσοτικά και ποιοτικά τα ηλεκτρικά και θερμικά φορτία της μονάδας, όπως αυτά μεταβάλλονται με το χρόνο ή τουλάχιστον σε χαρακτηριστικές καταστάσεις (τυπική ημέρα του χειμώνα, του καλοκαιριού κλπ.). Με βάση τα στοιχεία αυτά υπολογίζεται η μέση τιμή του λόγου ηλεκτρισμού προς θερμότητα, παίρνοντας υπόψη τις σημαντικότερες (από πλευράς φορτίου και διάρκειας) περιόδους λειτουργίας.
2. Επιλέγεται τεχνολογία συμπαγωγής με λόγο ηλεκτρισμού προς θερμότητα όσο το δυνατόν πλησιέστερο προς αυτόν που υπολογίστηκε στο βήμα 1.
3. Προσδιορίζεται η ηλεκτρική ισχύς του συστήματος έτσι, ώστε η αποδιδόμενη θερμική ισχύς να χρησιμοποιείται ωφέλιμα (σύμφωνα με το νόμο η εγκατεστημένη ισχύς του σταθμού ΣΗΘ δεν πρέπει να υπερβαίνει τη θερμική και ψυκτική ισχύ των εγκαταστάσεων του αυτοπαραγωγού, όταν ο σταθμός λειτουργεί με συμβατικά καύσιμα).
4. Αξιολογείται το σύστημα από πλευράς ενεργειακής και οικονομικής. Η αξιολόγηση επαναλαμβάνεται για σύστημα άλλης τεχνολογίας ή άλλης ισχύος.
5. Επιλέγεται το σύστημα με την καλύτερη απόδοση, σύμφωνα με τα κριτήρια του μελετητή.

2.11.1 ΕΠΙΛΟΓΗ ΤΗΣ ΚΙΝΗΤΗΡΙΑΣ ΜΗΧΑΝΗΣ

Η βασική συνιστώσα ενός συστήματος συμπαγωγής είναι η κινητήρια μηχανή, η οποία μετατρέπει την ενέργεια καυσίμου σε μηχανική ισχύ στον άξονα. Οι πιο γνωστές και εμπορικά διαθέσιμες μηχανές είναι οι μηχανές εσωτερικής καύσης, οι αεριοστρόβιλοι και οι ατμοστρόβιλοι.

Κατά την τελική επιλογή της κινητήριας μηχανής πρέπει να υπολογιστούν οι εξής παράγοντες: βαθμός απόδοσης (ηλεκτρικός, θερμικός, ολικός), διαθεσιμότητα, αξιοπιστία, ανάγκες συντήρησης σχετικός εξοπλισμός και κόστος εγκατάστασης.

Ακόμα και ο χρόνος που απαιτείται από ‘‘κρύο ξεκίνημα’’ και μέχρι που η μηχανή να αναλάβει πλήρες φορτίο, το μέγεθος της μηχανής, ο θόρυβος που προκαλεί η λειτουργία της, οι ταλαντώσεις της, η ικανότητα παρακολούθησης αλλαγών φορτίου, εναλλακτικά καύσιμα, εκπομπές ρύπων, όλα αυτά πρέπει να ληφθούν υπόψη.

Τέλος σημαντικό ρόλο παίζει η απαιτούμενη ποσότητα και ποιότητα (θερμοκρασία, πίεση) της ανακτήσιμης θερμικής ενέργειας.

Αν και οι γενικεύσεις είναι παρακινδυνευμένες λόγω της ιδιαιτερότητας της κάθε βιομηχανικής εφαρμογής, μπορεί να αναφερθεί ότι η χρήση αεριοστρόβιλων έχει αυξηθεί στις νεότερες εφαρμογές από τα 3MW και πάνω. Αξιοσημείωτη είναι η ‘‘ευελιξία’’ των αεριοστρόβιλων με σύστημα ανάκτησης θερμότητας με ή χωρίς μετακαυστήρα σε εφαρμογές θερμικών διεργασιών.

2.11.2 ΔΙΑΣΤΑΣΙΟΛΟΓΗΣΗ ΤΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ ΣΗΘ

Κρίσιμη για την οικονομικότητα του σταθμού ΣΗΘ είναι η διαστασιολόγηση των κύριων μηχανημάτων: θα είναι το σύστημα ικανό να καλύπτει το φορτίο αιχμής, το φορτίο βάσης ή κάποιο άλλο φορτίο; Η επιλογή του είδους του συστήματος, η διαστασιολόγησή του και ο τρόπος λειτουργίας του σε κάθε χρονική στιγμή είναι θέματα που πρέπει να αντιμετωπίζονται με προσεκτική μελέτη και βελτιστοποίηση για την κάθε συγκεκριμένη εφαρμογή.

Ένα σύστημα συμπαγωγής μπορεί να μην είναι οικονομικά βιώσιμο αν υπερεκτιμηθεί κατά τη διαστασιολόγησή του. Αντίθετα αν η ισχύς είναι πολύ μικρή, δεν εκμεταλλευόμαστε στο μέγιστο βαθμό τις δυνατότητες της συμπαγωγής.

Για τη σωστή διαστασιολόγηση του συστήματος ΣΗΘ μπορούμε να βασιστούμε είτε στο θερμικό είτε στο ηλεκτρικό φορτίο. Προτεραιότητα πρέπει να δοθεί στο ηλεκτρικό φορτίο, όταν η πώληση της περίσσιας ηλεκτρισμού στο δίκτυο είναι αντισυμβατική. Βασικό κριτήριο επιλογής του συστήματος ΣΗΘ αποτελεί το φορτίο βάσης (θερμικό ή ηλεκτρικό).

2.11.3 Ο ΑΡΙΘΜΟΣ ΤΩΝ ΚΙΝΗΤΗΡΙΩΝ ΜΗΧΑΝΩΝ

Καθώς αυξάνει ο αριθμός των κινητήριων μηχανών που απαρτίζουν ένα σύστημα συμπαράγωγής, βελτιώνεται η αξιοπιστία και η λειτουργικότητά του.

Μειονέκτημα αποτελεί η σημαντική αύξηση του απαιτούμενου χώρου για την εγκατάσταση των μηχανών, καθώς και το μεγαλύτερο κόστος από ότι με λιγότερες αλλά ίδιας συνολικά εγκατεστημένης ισχύος.

Ένα σύστημα συμπαράγωγής που αποτελείται από 2 ή περισσότερες κινητήριες μηχανές υπερέχει σε αξιοπιστία από το σύστημα μιας κινητήριας ως εξής:

A) Το σύστημα των πολλαπλών μηχανών μπορεί να λειτουργεί με μία ή περισσότερες και να διατηρεί κάποια άλλη σαν εφεδρεία. Σε περίπτωση βλάβης, η εφεδρική μονάδα θα ‘‘κρατήσει’’ την παροχή αποτρέποντας την διακοπή.

B) Η συντήρηση κάθε μηχανής μπορεί να γίνεται κυλιόμενα σε πολλαπλές μηχανές, αποφεύγοντας έτσι το κλείσιμο του σταθμού για προγραμματισμένη συντήρηση.

2.11.4 ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

Το πρώτο μέλημα για την ενεργειακή ανάλυση, είναι η καταγραφή των ενεργειακών απαιτήσεων της μονάδας. Βασικά καύσιμα: γίνεται λεπτομερής καταγραφή των καυσίμων που καταναλώθηκαν κατά τις προηγούμενες περιόδους, τουλάχιστον ενός έτους. Η ποσότητα των καυσίμων κατά είδος, συμπεριλαμβανομένου του ηλεκτρισμού, καθώς και τυχόν άλλων καυσίμων τα οποία παράγονται στη μονάδα, συλλέγονται και πινακοποιούνται. Αν η μονάδα έχει σχετικά σταθερές καταναλώσεις, η πινακοποίηση γίνεται σε μηνιαία βάση, σε διαφορετική περίπτωση ανά βδομάδα ή ημέρα.

Ειδικότερα για το θερμικό φορτίο, που είναι σημαντικός παράγοντας για τη διαστασιολόγηση του σταθμού ΣΗΘ η μηνιαία θερμική ζήτηση του υποψήφιου συμπαραγωγού πρέπει να αναζητηθεί. Η διαδικασία που απαιτείται είναι η εξής:

Α) Προσαρμόζονται παλαιότεροι λογαριασμοί από παραδόσεις καυσίμων, ώστε να αντανakλούν στις πραγματικές καταναλώσεις καυσίμων τις αντίστοιχες περιόδους.

Β) Μετά την απόκτηση των μηνιαίων καταναλώσεων, η μάζα ή το βάρος των καυσίμων ανάγεται στις αντίστοιχες ενεργειακές μονάδες (kWh).

Γ) Αυτή η κατανάλωση ενέργειας δεν αντιπροσωπεύει την πραγματική ζήτηση καθώς λόγω του λέβητα υπάρχουν απώλειες. Έτσι πρέπει να ληφθεί υπόψη η απόδοση του λέβητα

Όσο αφορά στη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, κύρια πηγή για την ενεργειακή ανάλυση αποτελούν τα μηνιαία ενεργειακά χαρακτηριστικά που προκύπτουν από τους λογαριασμούς της ηλεκτρικής εταιρίας.

Ζεστό νερό ατμός: καταγράφονται, η ποσότητα, η θερμοκρασία και η πίεση του ατμού ή του ζεστού νερού χρήσης, σε σημεία εξαγωγής ή εισαγωγής στους λέβητες. Η θερμότητα που αποδόθηκε στο νερό μπορεί να υπολογιστεί από βασικές θερμοδυναμικές εξισώσεις.

Μετά την συμπλήρωση πινάκων με τις προηγούμενες καταναλώσεις, είναι βασικό για τη σωστή διαστασιολόγηση του συστήματος ΣΗΘ να γίνει πρόβλεψη μελλοντικών καταναλώσεων.

Από τις καταναλώσεις μπορεί να υπολογιστεί ο λόγος ηλεκτρισμού προς θερμότητα που αποτελεί ένα από τα κριτήρια επιλογής συστήματος ΣΗΘ.

2.11.5 ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ ΣΗΘ ΜΕ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ

Προκειμένου να επιτραπεί η σύνδεση του συστήματος συμπαράγωγής με το δίκτυο ηλεκτρισμού, πρέπει οι γεννήτριες να πληρούν ορισμένες προδιαγραφές ως προς τη συχνότητα, την τάση, τον συντελεστή ισχύος κτλ.

Επιπλέον, απαιτείται ειδικός εξοπλισμός, που εξαρτάται από την ισχύ και άλλα χαρακτηριστικά της γεννήτριας του συστήματος συμπαράγωγής και είναι πιο περίπλοκος όταν η σύνδεση είναι αμφίδρομη (αγορά και πώληση ηλεκτρισμού).

Γενικά περιλαμβάνει τον μετασχηματιστή, τον διακόπτη ισχύος, τον μετρητή ενέργειας όπως και τις απαραίτητες καλωδιώσεις και γειώσεις. Η γεννήτρια του συστήματος συμπαράγωγής μπορεί να συνδεθεί ηλεκτρικά με τη πλησιέστερη παροχή του δικτύου η οποία έχει την κατάλληλη τάση, σύμφωνα με την ηλεκτρική ισχύ του συστήματος.

Η εταιρία ηλεκτρισμού είναι επιφορτισμένη με την ευθύνη να διατηρεί την τάση σταθερή ακόμα και όταν το σύστημα συμπαράγωγής αποτύχει στην παροχή ισχύος. Η ξαφνική “πτώση” μιας μεγάλης σχετικά μονάδας συμπαράγωγής που είναι συνδεδεμένη σε μια γραμμή σχετικά χαμηλής τάσης θα προξενούσε μια αξιοσημείωτη “βύθιση” τάσης στο δίκτυο της περιοχής.

Έτσι σε κάθε περίπτωση θα πρέπει να γίνεται προσεκτική επιλογή του επιπέδου τάσης σε σχέση με την ισχύ του σταθμού ΣΗΘ.

Τα τέλη διασύνδεσης από το επίπεδο τάσης στο οποίο γίνεται η σύνδεση όπως και τα τιμολόγια για εφεδρική κάλυψη (back-up / stand- by power).

Η συνεννόηση με τις αρμόδιες υπηρεσίες της ηλεκτρικής εταιρίας είναι απαραίτητη όχι μόνο για τυπικούς λόγους (έκδοση αδειών εγκατάστασης και λειτουργίας) αλλά και ουσιαστικούς (ασφαλής λειτουργία).

2.11.6 ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗΣ ΑΝΑΛΥΣΗΣ

Παρόλη την καλή ενεργειακή απόδοση που μπορεί να έχει ένα σύστημα εξοικονόμησης ενέργειας, είναι δύσκολο να αποφασίσει κανείς την εγκατάστασή του εάν δεν προβλέπεται ότι η επένδυση θα είναι οικονομικά συμφέρουσα.

Είναι ιδιαίτερα σημαντικό η οικονομική ανάλυση να γίνει σε βάθος και με προσοχή. Προχειρότητα στο στάδιο της μελέτης μπορεί να οδηγήσει σε οικονομική αποτυχία. Τα αποτελέσματα της οικονομικής ανάλυσης, σωστά αξιολογημένα, θα δώσουν ένδειξη για το αν η συμπαγωγή είναι συμφέρουσα και ποιος τρόπος συμπαγωγής θα πρέπει να ακολουθηθεί.

Όμως η τελική απόφαση λαμβάνεται συνυπολογίζοντας και άλλους παράγοντες. Υπάρχουν, για παράδειγμα, βιομηχανικές μονάδες όπου η εγκατάσταση σταθμού ΣΗΘ μπορεί να δικαιολογηθεί μόνο από την αποφυγή διακοπών ηλεκτροδότησης.

2.11.7 ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΒΙΩΣΙΜΟΤΗΤΑ ΕΠΕΝΔΥΣΕΩΝ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Η οικονομική βιωσιμότητα των επενδύσεων αυτών εξετάζεται συγκρίνοντας το βαθμό μακροπρόθεσμης οικονομικής απόδοσης των διαφόρων εναλλακτικών λύσεων (επενδύσεων) για την κάλυψη των ηλεκτρικών και θερμικών αναγκών μιας εγκατάστασης. Επενδύσεις σε συστήματα ΣΗΘ είναι οικονομικά βιώσιμες, εάν η μείωση των λειτουργικών δαπανών για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών μπορεί να αποσβέσει το αρχικό κεφάλαιο σε εύλογο χρονικό διάστημα.

Οι παράγοντες που επηρεάζουν την απόφαση ενός επενδυτή για την εγκατάσταση σταθμού ΣΗΘ είναι :

- Το κόστος της ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας
- Το ύψος της επένδυσης
- Τα τιμολόγια πώλησης της περίσσιας ηλεκτρισμού στην εταιρία ηλεκτρισμού
- Ο επιθυμητός βαθμός απόδοσης της επένδυσης, όπως και ο οικονομικός κύκλος ζωής της
- Το κόστος καυσίμου του συστήματος συμπαγωγής

Η οικονομική αξιολόγηση στηρίζεται σε ορισμένους δείκτες ή κριτήρια.

Εναλλακτικά συστήματα κάλυψης των ηλεκτρικών και θερμικών αναγκών του χρήστη, μπορούν να συγκριθούν μεταξύ τους από πλευράς οικονομικής αξίας, εάν προσδιοριστούν οι κατάλληλοι δείκτες. Για να αποφευχθούν παραπλανητικά

αποτελέσματα και λανθασμένα συμπεράσματα, ο κάθε δείκτης πρέπει να υπολογίζεται με αναγωγή μελλοντικών αξιών και όρων σε παρούσες αξίες, ώστε οι σχετικές συγκρίσεις να έχουν κοινή βάση.

2.11.8 ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΕ ΕΠΙΠΕΔΟ ΙΔΙΩΤΗ ΕΠΕΝΔΥΤΗ

Η οικονομική βιωσιμότητα επενδύσεων σε συστήματα συμπαγωγής εξαρτάται από:

- Τα ετήσια λειτουργικά οφέλη που προκύπτουν από την υποκατάσταση αγοράς ηλεκτρικής ισχύος και ενέργειας από την εταιρία ηλεκτρισμού, καθώς και από την εξοικονόμηση καυσίμου για την παραγωγή θερμικής ενέργειας σε συμβατικό λέβητα,
- Το κόστος κατασκευής και λειτουργίας του συστήματος συμπαγωγής.

2.11.9 ΕΤΗΣΙΟ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΟΦΕΛΟΣ

Το ετήσιο λειτουργικό όφελος για τον τελικό χρήστη του συστήματος συμπαγωγής είναι η διαφορά μεταξύ της ετήσιας αξίας της παραγόμενης ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας και του κόστους λειτουργίας και συντήρησης του συστήματος, με την προϋπόθεση ότι η παραγόμενη ηλεκτρική και θερμική ενέργεια καταναλώνεται επιτόπου.

2.11.10 ΑΞΙΑ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΚΑΙ ΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Από τη πλευρά του τελικού χρήστη, το σύστημα συμπαγωγής θεωρείται ότι υποκαθιστά την προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας από την εταιρία ηλεκτρισμού και την παραγωγή θερμότητας με λέβητα συμβατικού καυσίμου (συμβατικός τρόπος). Η αξία του παραγόμενου ηλεκτρισμού από τον σταθμό ΣΗΘ είναι συνάρτηση της ηλεκτρικής ισχύος και της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας. Προσδιορίζεται με βάση τα τιμολόγια καταναλωτών της εταιρίας ηλεκτρισμού.

Όταν υπάρχει περίσσια ηλεκτρικής ενέργειας από το σύστημα συμπαγωγής, τότε αυτή πωλείται στην εταιρία ηλεκτρισμού και αποφέρει κάποιο κέρδος που εξαρτάται από την πωλούμενη ηλεκτρική ενέργεια και προσδιορίζεται με βάση τα τιμολόγια αυτοπαραγωγών.

Η αξία της παραγόμενης θερμικής ενέργειας από το σταθμό ΣΗΘ θεωρείται εδώ ότι προσδιορίζεται μόνο από το κόστος του καυσίμου που υποκαθίσταται, δηλαδή δεν περιλαμβάνει το κόστος κεφαλαίου του λέβητα διότι αυτός μπορεί να υπάρχει ως εφεδρική πηγή ενέργειας ακόμη και όταν εγκατασταθεί σύστημα συμπαγωγής.

2.11.11 ΚΟΣΤΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΣΥΝΤΗΡΗΣΗΣ

Καύσιμο: Το κόστος του καυσίμου της κύριας μηχανής ΣΗΘ αποτελεί το βασικότερο λειτουργικό κόστος. Η ενέργεια του καυσίμου που θα καταναλώνεται με συμπαράγωγή, θα είναι συνήθως μεγαλύτερη από αυτήν που καταναλώνει η μονάδα με το συμβατικό τρόπο λειτουργίας.

Συντήρηση: εκτιμάται το κόστος εργατικών και των ανταλλακτικών, για την περιοδική συντήρηση του συστήματος ΣΗΘ και προστίθενται τα λειτουργικά έξοδα. Το κόστος αυτό διαφέρει ριζικά ανάλογα με τον τύπο των μηχανημάτων ΣΗΘ και δίνεται συνήθως από τους κατασκευαστές.

2.11.12 ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΚΟΣΤΟΥΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ

Το κόστος επένδυσης υπολογίζεται αθροίζοντας το κόστος των βασικών μηχανημάτων παραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού, των εγκαταστάσεων αποθήκευσης καυσίμου, των πιθανών φίλτρων καθαρισμού αερίων καύσης, των εργατικών, των κτιριακών εγκαταστάσεων, σωληνώσεων, καλωδιώσεων των συστημάτων ελέγχου και τέλος των μηχανολογικών μελετών και επιβλέψεων.

Με βάση όλα τα παραπάνω, υπολογίζονται οι χρηματοροές και ο χρόνος αποπληρωμής ή ο συντελεστής εσωτερικής απόδοσης από τα οποία προκύπτει αν η συμπαράγωγή είναι οικονομικά συμφέρουσα λύση ή όχι.

Είναι σημαντικό στο τέλος της οικονομικής μελέτης να γίνει ανάλυση ευαισθησίας ή παραμετρική ανάλυση. Οι διάφορες εκτιμήσεις (π.χ. τιμές καυσίμων) εμπεριέχουν μεγάλο βαθμό αβεβαιότητας. Έτσι λοιπόν, κάθε μία παράμετρος αφήνεται να αλλάζει σε ένα πεδίο τιμών, με όλες τις άλλες παραμέτρους να παραμένουν σταθερές. Η επίδραση της κάθε μεταβλητής στο τελικό αποτέλεσμα μελετάται με αυτόν τον τρόπο.

2.11.13 ΟΦΕΛΗ ΣΤΗΝ ΕΘΝΙΚΗ ΟΙΚΟΝΟΜΙΑ

Από την πλευρά της εθνικής οικονομίας η αξιολόγηση των επενδύσεων σε σύστημα συμπαράγωγής βασίζεται κυρίως στην αποτίμηση του συναλλαγματικού οφέλους από την λειτουργία των συστημάτων αυτών. Συναλλαγματικό όφελος προκύπτει από την υποκατάσταση ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από όποιους σταθμούς της ηλεκτρικής ενέργειας καταναλίσκουν εισαγόμενα καύσιμα (π.χ. πετρελαϊκές μονάδες Λαυρίου και Αλιβερίου ή νέες μονάδες φυσικού αερίου), από την εξοικονόμηση μελλοντικών επενδύσεων για νέες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής της εταιρίας ηλεκτρισμού, καθώς επίσης και από την εξοικονόμηση ενέργειας που προκύπτει από την βελτίωση του ολικού βαθμού εκμετάλλευσης της ενέργειας του καυσίμου σε επίπεδο εθνικού ενεργειακού ισοζυγίου.

Το όφελος σε επίπεδο Εθνικής Οικονομίας εξαρτάται από το μέγεθος και τα ετήσια λειτουργικά χαρακτηριστικά του συστήματος συμπαράγωγής, και θα μπορούσε να λειτουργήσει ως μέσο επιχορήγησης του αρχικού κεφαλαίου, δίνοντας έτσι οικονομικά κίνητρα στον υποψήφιο επενδυτή για να αναλάβει, τον κατά συνέπεια, μειωμένο επενδυτικό κίνδυνο. Βέβαια το ύψος και το είδος της επενδυτικής ενίσχυσης πρέπει να εξετάζονται κατά περίπτωση ώστε να εξασφαλίζονται στο μέγιστο δυνατό τα συμφέροντα της εθνικής οικονομίας.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3ο ΤΕΧΝΙΚΗ ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΧΩΡΟΥ ΚΑΙ ΤΕΧΝΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ

Το υφιστάμενο ξενοδοχείο ‘‘Αλιάκμων’’ βρίσκεται στην πόλη της Κοζάνης(Δ κλιματική ζώνη) και πιο συγκεκριμένα στη διασταύρωση των οδών Ξ. Πολυζούλη και Ελ. Βενιζέλου βόρεια, καθώς και στη διασταύρωση της οδού Ελ. Βενιζέλου και Δελιαλή Νικολάου σύμφωνα με το τοπογραφικό σχέδιο. Το ξενοδοχείο αποτελείται από 5 ορόφους, έναν ημιώροφο, ισόγειο και 2 υπόγεια (Α και Β όπου χρησιμοποιείται ως χώρος στάθμευσης). Στο ισόγειο βρίσκεται η υποδοχή, η κουζίνα, και το bar-restaurant καθώς και ένα ακόμα δωμάτιο με πλυντήριο στεγνωτήριο και πρέσα σιδερώματος. Στο υπόγειο βρίσκεται το λεβητοστάσιο και μια αποθήκη. Ο ημιώροφος αποτελείται από δύο αίθουσες συνεδριάσεων. Οι υπόλοιποι όροφοι αποτελούνται από 15 δωμάτια έκαστος(75 δωμάτια συνολικά). Η έκταση του ξενοδοχείου είναι 2735,14 (ισόγειο και 5 ορόφοι) τ.μ. και το ύψος του κτιρίου 23,75 μ.

Τοιχοποιία

- Εξωτερικοί τοίχοι : Δρομική ορθοδρομική τουβλοδομή με μονωτικό υλικό Izofam (αφρός πολυουρεθάνης) και επίχρισμα εσωτερικά και εξωτερικά.
- Εσωτερικοί τοίχοι : Διπλή γυψοσανίδα τύπου izitherm εσωτερικά και εξωτερικά, μονή γυψοσανίδα, πετροβάμβακας και ηχομονωτικό stickson 89 ενδιάμεσα.

Κουφώματα

- Κουφώματα εξωτερικά : Κουφώματα αλουμινίου με διπλό τζάμι.
- Κουφώματα εσωτερικά : Θύρες εσωτερικές ξύλινες.

Θέρμανση

Η θέρμανση του ξενοδοχείου πραγματοποιείται μέσω συστήματος αυτοματισμού. Το σύστημα αυτό έχει σαν πρώτη επιλογή την θέρμανση μέσω τηλεθέρμανσης όταν αυτή είναι διαθέσιμη ενώ εάν δεν υφίσταται, μέσω του λέβητα που βρίσκεται στο κτίριο, καθώς και συμπληρωματική χρήση του λέβητα όπου αυτή χρειάζεται (χαμηλές θερμοκρασίες, ώρες αιχμής κτλ).

Ηλεκτρική ενέργεια

Η ηλεκτρική ενέργεια παρέχεται στο ξενοδοχείο από το δίκτυο ηλεκτρισμού της ΔΕΗ και χρησιμοποιείται για το φωτισμό του ξενοδοχείου, τη λειτουργία του

ανελκυστήρα, τον κλιματισμό, τις διάφορες ηλεκτρικές συσκευές του ξενοδοχείου, 2 αντλιών ύδρευσης στο υπόγειο και τη λειτουργία των εγκατεστημένων αυτοματισμών.

Αυτοματισμοί

Το ξενοδοχείο διαθέτει Κεντρικό BMS (building management system) όπου ελέγχει την πηγή θέρμανσης, τις επικρατούσες θερμοκρασίες των χώρων καθώς και την ρύθμισή τους, την πρόσβαση του πελάτη στο δωμάτιο, λειτουργίες δωματίου, χρήση ανελκυστήρα και τον φωτισμό. Υπάρχουν ακόμα θερμοστάτες σε κάθε δωμάτιο. Δεν έχει γίνει ακόμα χρήση φωτοκύτταρων.

Ζεστό νερό χρήσης

Το ζεστό νερό χρήσης λαμβάνεται από το λέβητα και τη τηλεθέρμανση μέσω ενός εναλλάκτη καθώς και βοηθητικά από το εφεδρικό boiler που είναι εγκατεστημένο και αποστέλλεται μέσω των αντλιών ύδρευσης στα δωμάτια και τη κουζίνα.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4ο - ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΞΕΝΟΔΟΧΕΙΟΥ

4.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Το είδος της ενεργειακής ανάλυσης σε αυτή τη πτυχιακή θα είναι μια συνοπτική ενεργειακή ανάλυση, δηλαδή ενεργειακή ανάλυση θα γίνει με τη χρήση τιμολογίων κατανάλωσης ενέργειας, των αρχιτεκτονικών και κατασκευαστικών στοιχείων του ξενοδοχείου και με μια αυτοψία του χώρου.

4.2 ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΞΕΝΟΔΟΧΕΙΟΥ

Τα τιμολόγια της Δ.Ε.Η , της εταιρίας τηλεθέρμανσης και του πετρελαίου βρίσκονται στο παράρτημα 4 μέρος Α. Από ότι παρατηρούμε στα τιμολόγια της ΔΕΗ, τηλεθέρμανσης και πετρελαίου οι περίοδοι καταναλώσεων δεν είναι όλες σε μηνιαία βάση. Για την ενεργειακή μελέτη όμως, χρειάζονται σε μηνιαία βάση οι καταναλώσεις και για αυτό το λόγο γίνεται καταμερισμός της κατανάλωσης σε μηνιαία βάση. Ο τρόπος με τον οποίο γίνεται ο καταμερισμός και οι καταναλώσεις σε μηνιαία βάση, παρατίθεται στο παράρτημα 4 μέρος Β. Στη συνέχεια αφού έχει γίνει ο καταμερισμός της καταναλωθείσας ενέργειας, δημιουργούμε τους παρακάτω πίνακες που σαν περιεχόμενο έχουν την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, τηλεθέρμανσης πετρελαίου και το κόστος αντίστοιχα του ξενοδοχείου μηνιαίως για τα έτη 2011-2012 για τα οποία και θα γίνει η ενεργειακή μελέτη.

Μήνας	Ηλεκτρική ενέργεια (kWh)	Ενέργεια θέρμανσης (kWh)	
		T/Θ	Diesel
Ιανουάριος 2011	14115.97	44951.24	8275.77
Φεβρουάριος 2011	12952.03	66060.69	7474.89
Μάρτιος 2011	14433.08	53746.21	8275.77
Απρίλιος 2011	14332.55	26027.59	8008.81
Μάιος 2011	11641.95	20822.07	8275.77
Ιούνιος 2011	15794.78	0.00	0.00
Ιούλιος 2011	35116.32	0.00	0.00
Αύγουστος 2011	14947.61	0.00	0.00
Σεπτέμβριος 2011	14589.04	0.00	0.00
Οκτώβριος 2011	14730.25	56425.06	8275.77
Νοέμβριος 2011	12104.26	80613.79	8008.81
Δεκέμβριος 2011	15712.12	52616.78	8275.77
Σύνολο	190469.9	401263.4	64871.36

Μήνας	Ηλεκτρική ενέργεια (kWh)	Ενέργεια θέρμανσης (kWh)	
		T/Θ	Diesel
Ιανουάριος 2012	15960.01	38005.29	8275.77
Φεβρουάριος 2012	17490.59	73725.98	7741.85
Μάρτιος 2012	17706.22	65309.20	8275.77
Απρίλιος 2012	15740.13	12089.66	8008.81
Μάιος 2012	17479.83	7656.78	8275.77
Ιούνιος 2012	17219.79	0.00	0.00
Ιούλιος 2012	15739.35	0.00	0.00
Αύγουστος 2012	18921.76	0.00	0.00
Σεπτέμβριος 2012	16247.64	0.00	0.00
Οκτώβριος 2012	19390.32	39651.03	8275.77
Νοέμβριος 2012	19666.06	62606.90	8008.81
Δεκέμβριος 2012	17236.27	38557.24	8275.77
Σύνολο	208797.99	337602.07	65138.32

Μήνας	Κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (€)	Κόστος ενέργειας θέρμανσης (€)	
		T/Θ	Diesel
Ιανουάριος 2011	1627.43	1955.379	1072.632
Φεβρουάριος 2011	1493.24	2873.64	968.8288
Μάρτιος 2011	1663.99	2337.96	1072.632
Απρίλιος 2011	1652.4	1132.2	1038.031
Μάιος 2011	1342.2	905.76	1072.632
Ιούνιος 2011	1820.98	0	0
Ιούλιος 2011	4048.56	0	0
Αύγουστος 2011	1723.31	0	0
Σεπτέμβριος 2011	1681.97	0	0
Οκτώβριος 2011	1698.25	2454.49	1072.632
Νοέμβριος 2011	1395.5	3506.7	1038.031
Δεκέμβριος 2011	1811.45	2288.83	1072.632
Σύνολο	21959.28	17454.96	8408.05

Μήνας	Κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (€)	Κόστος ενέργειας θέρμανσης (€)	
		T/Θ	Diesel
Ιανουάριος 2012	1840.03	1653.23	1072.63
Φεβρουάριος 2012	2016.49	3207.08	1003.43
Μάρτιος 2012	2041.35	2840.95	1072.63
Απρίλιος 2012	1814.68	525.9	1038.03
Μάιος 2012	2015.25	333.07	1072.63
Ιούνιος 2012	1985.27	0	0
Ιούλιος 2012	1814.59	0	0
Αύγουστος 2012	2181.49	0	0
Σεπτέμβριος 2012	1873.19	0	0
Οκτώβριος 2012	2235.51	1724.82	1072.63
Νοέμβριος 2012	2267.3	2723.4	1038.03
Δεκέμβριος 2012	1987.17	1677.24	1072.63
SUM	24072.32	14685.69	8442.65

Ο λόγος δημιουργίας αυτών των πινάκων όπως προαναφέραμε είναι η δημιουργία γραφικών παραστάσεων, μέσω των οποίων θα βγουν κάποια συμπεράσματα για την ενεργειακή κατάσταση του ξενοδοχείου.

4.3 ΔΙΑΓΡΑΜΜΑΤΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗΣ

4.3.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Οι γραφικές παραστάσεις οι οποίες θα δημιουργηθούν με τη βοήθεια των πινάκων και του προγράμματος excel είναι δύο τύπων, και πιο συγκεκριμένα είναι ιστόγραμμα και διάγραμμα πίτας :

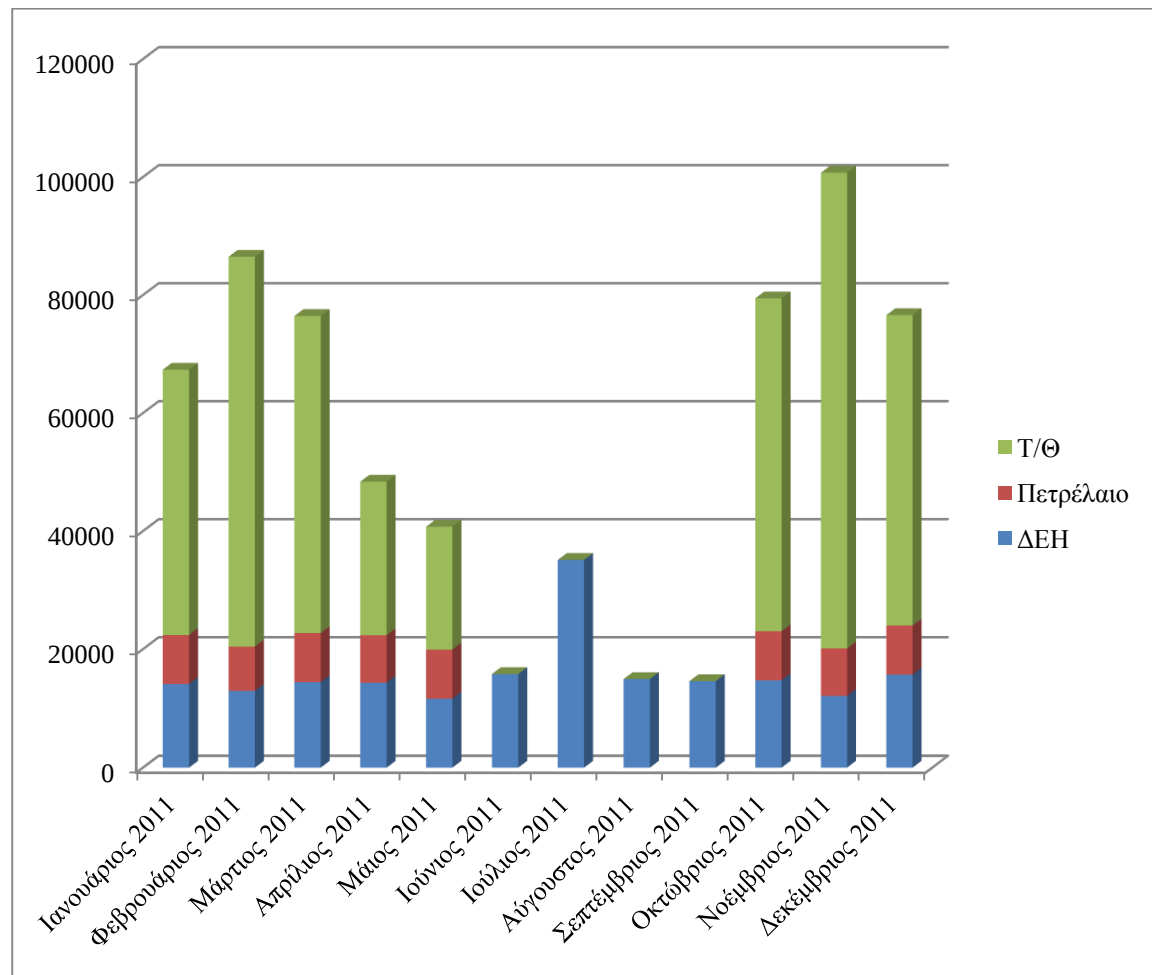
- Οι γραφικές παραστάσεις τύπου ιστογράμματος θα δείχνουν τη μηνιαία κατανάλωση ενέργειας, δηλαδή της ηλεκτρικής ενέργειας, της τηλεθέρμανσης και του πετρελαίου για τα έτη 2011-2012 και το μηνιαίο κόστος της καταναλωθείσας ενέργειας για τα έτη αυτά.
- Οι γραφικές παραστάσεις τύπου διαγράμματος πίτας θα δείχνουν το ποσοστό κάθε μορφής ενέργειας δηλαδή της ηλεκτρικής, της τηλεθέρμανσης και του πετρελαίου για τα έτη 2011-2012 το οποίο λαμβάνει στην συνολική κατανάλωση ενέργειας του ξενοδοχείου και το ποσοστό του κόστους της ενέργειας.

Δηλαδή θα δημιουργηθούν οι παρακάτω γραφικές παραστάσεις :

- Ένα ιστόγραμμα το οποίο δίνει την μηνιαία κατανάλωση ενέργειας, δηλαδή της ηλεκτρικής ενέργειας, της τηλεθέρμανσης και του πετρελαίου για το έτος 2011
- Ένα ιστόγραμμα το οποίο δίνει την μηνιαία κατανάλωση ενέργειας, δηλαδή της ηλεκτρικής ενέργειας, της τηλεθέρμανσης και του πετρελαίου για το έτος 2012
- Ένα ιστόγραμμα το οποίο δίνει το μηνιαίο κόστος της ενέργειας, δηλαδή της ηλεκτρικής ενέργειας, της τηλεθέρμανσης και του πετρελαίου για το έτος 2011
- Ένα ιστόγραμμα το οποίο δίνει το μηνιαίο κόστος της ενέργειας, δηλαδή της ηλεκτρικής ενέργειας, της τηλεθέρμανσης και του πετρελαίου για το έτος 2012
- Ένα διάγραμμα πίτας που δίνει το ποσοστό κόστους της ενέργειας, δηλαδή της ηλεκτρικής ενέργειας, της τηλεθέρμανσης και του πετρελαίου για το έτος 2011
- Ένα διάγραμμα πίτας που δίνει το ποσοστό κόστους της ενέργειας, δηλαδή της ηλεκτρικής ενέργειας, της τηλεθέρμανσης και του πετρελαίου για το έτος 2012
- Ένα διάγραμμα πίτας που δίνει το ποσοστό της ενέργειας, δηλαδή της ηλεκτρικής ενέργειας, της τηλεθέρμανσης και του πετρελαίου για τη συνολική καταναλωθείσα ενέργεια για το έτος 2011
- Ένα διάγραμμα πίτας που δίνει το ποσοστό της ενέργειας, δηλαδή της ηλεκτρικής ενέργειας, της τηλεθέρμανσης και του πετρελαίου για τη συνολική καταναλωθείσα ενέργεια για το έτος 2012

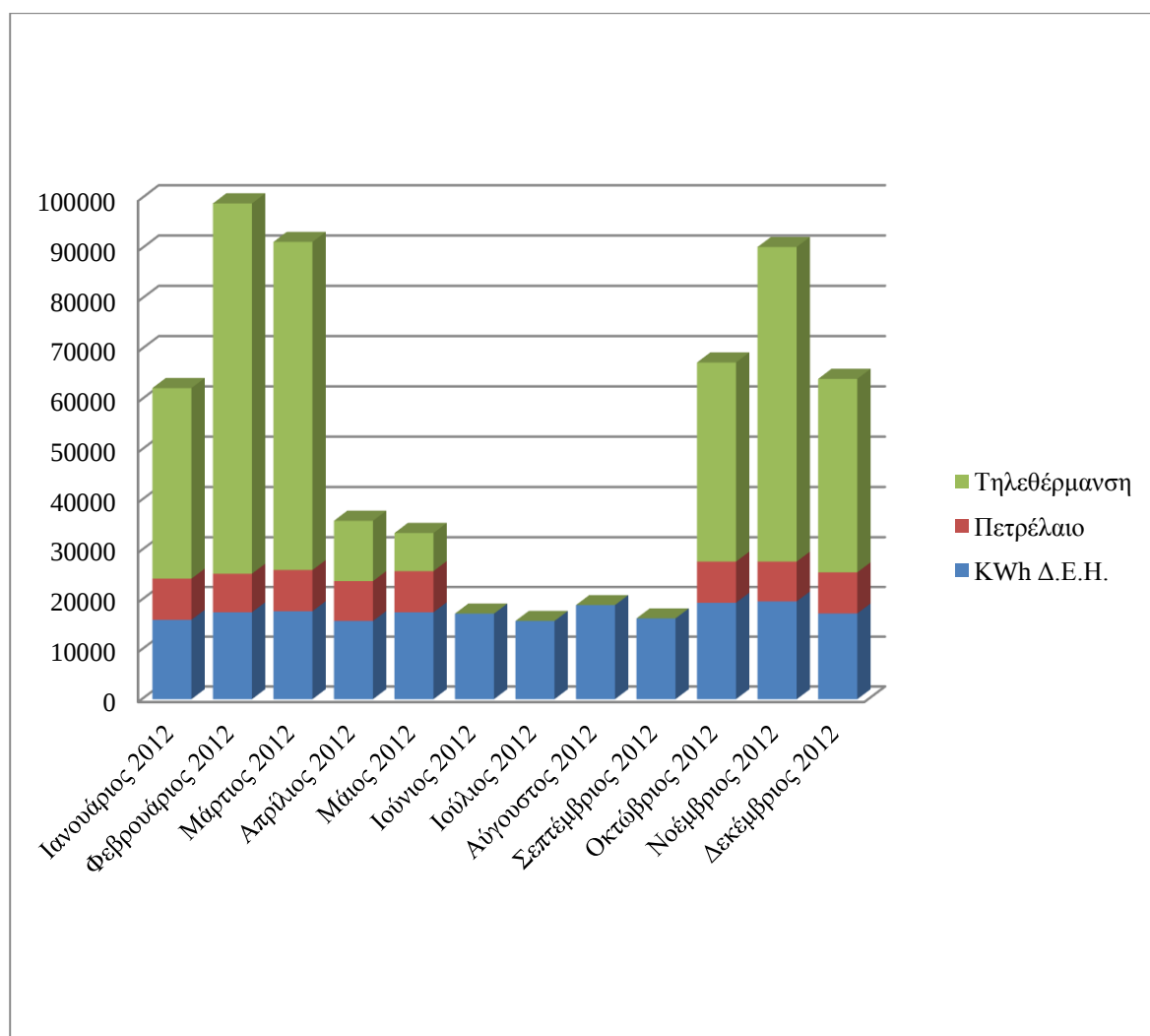
4.3.2 ΓΡΑΦΙΚΕΣ ΠΑΡΑΣΤΑΣΕΙΣ

ΜΗΝΙΑΙΑ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2011



ΙΣΤΟΓΡΑΜΜΑ 1 ΜΗΝΙΑΙΑ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2011 (kWh)

ΜΗΝΙΑΙΑ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2011



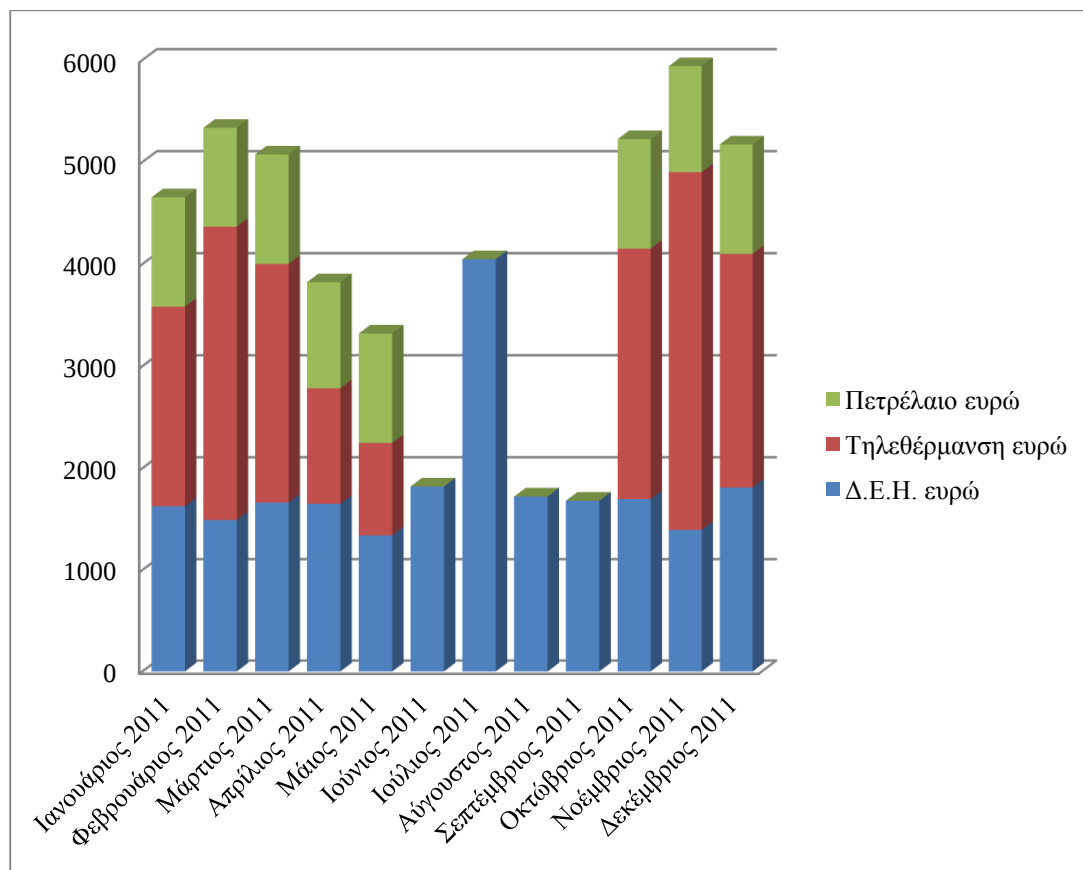
ΙΣΤΟΓΡΑΜΜΑ 2 ΜΗΝΙΑΙΑ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2012 (kWh)

Παρατηρώντας τα ιστογράμματα της μηνιαίας κατανάλωσης ενέργειας αντιλαμβανόμαστε ότι :

- Κατανάλωση Τ/Θ και πετρελαίου έχουμε όλο το χρόνο εκτός τους θερινούς μήνες. Αυτό ισχύει και για τα δύο έτη.
- Η κατανάλωση σε kWh Τ/Θ είναι μεγαλύτερη για κάποιους μήνες και για τα δύο έτη πράγμα το οποίο είναι λογικό λόγω του φορτίου που απαιτείται για τη θέρμανση του ξενοδοχείου για τους μήνες αυτούς.
- Μικρές διακυμάνσεις στη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας που προκύπτουν κυρίως από τη βέλτιστη διαχείριση της ηλεκτρικής ενέργειας μέσω του κεντρικού BMS που διαθέτει το ξενοδοχείο.

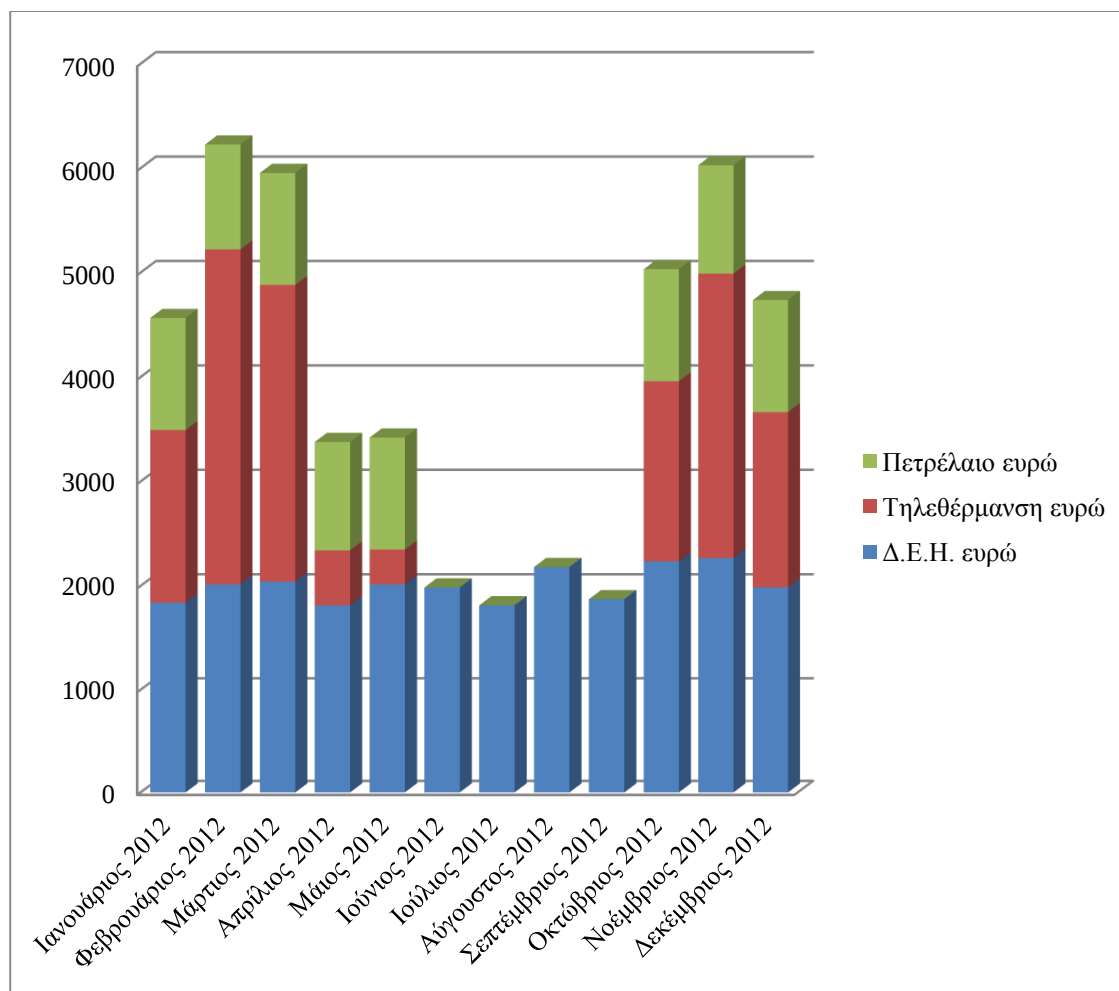
- Τέλος σταθερή κατανάλωση του πετρελαίου θέρμανσης λόγω του ότι το πετρέλαιο χρησιμοποιείται βοηθητικά σε περιόδους αιχμής για της θέρμανση του κτιρίου και παραγωγή ΖΝΧ όταν και όποτε αυτό χρειάζεται.

ΜΗΝΙΑΙΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2011



ΙΣΤΟΓΡΑΜΜΑ 3 ΜΗΝΙΑΙΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2011

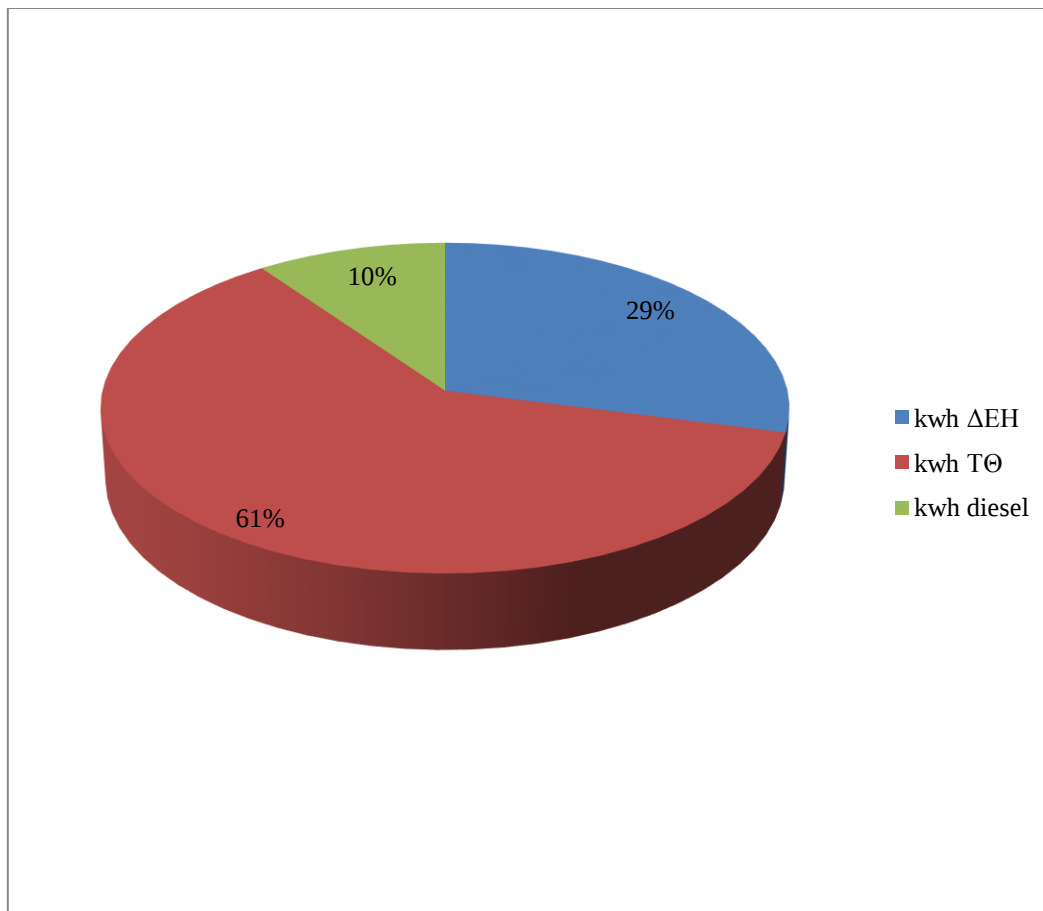
ΜΗΝΙΑΙΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2012



ΙΣΤΟΓΡΑΜΜΑ 4 ΜΗΝΙΑΙΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2012

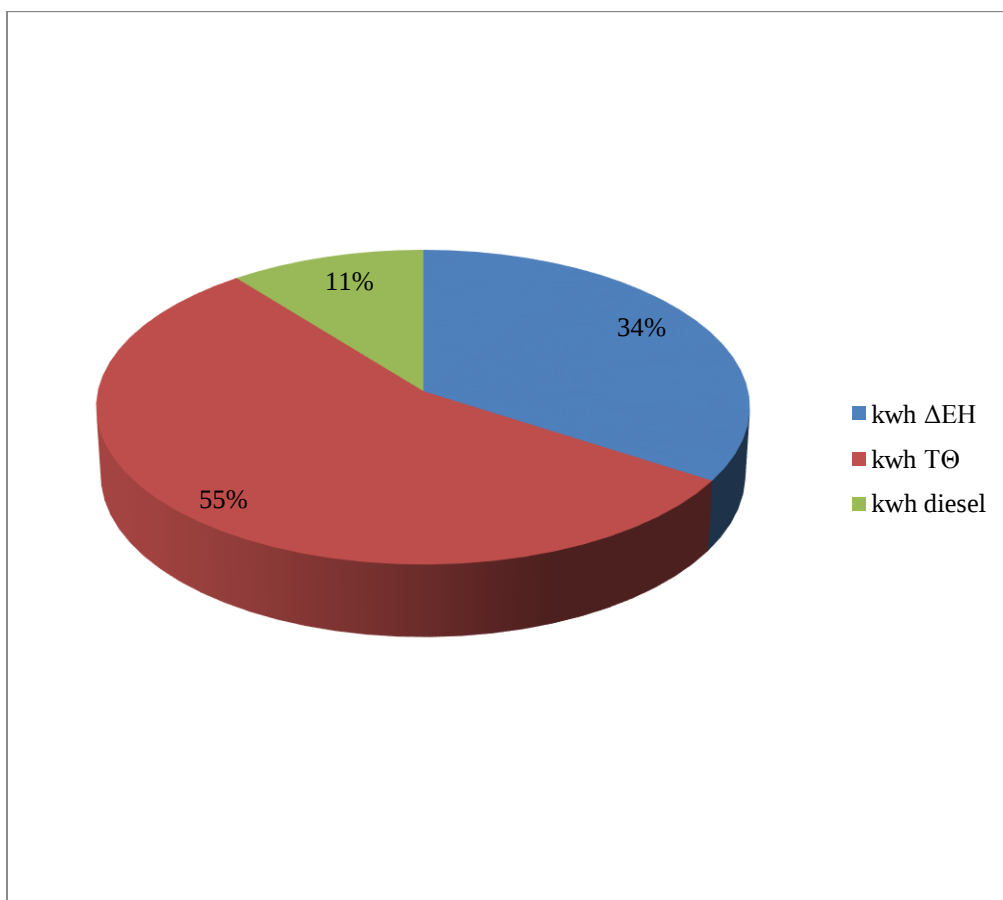
Παρατηρώντας τα ιστογράμματα μηνιαίου κόστους και συγκρίνοντας τα με τα ιστογράμματα της μηνιαίας κατανάλωσης, μπορεί να εξαχθεί το συμπέρασμα ότι, η πιο ακριβή μορφή ενέργειας είναι αυτή της ηλεκτρικής ενέργειας. Επίσης θα πρέπει να σημειωθεί ότι η τηλεθέρμανση δεν απέχει πολύ σε μονάδες κόστους από την ηλεκτρική ενέργεια όπως επίσης να σημειωθεί και το γεγονός ότι η ενέργεια της τηλεθέρμανσης δεν παρέχεται κατά τους μήνες Ιούνιο, Ιούλιο, Αύγουστο και Σεπτέμβριο. Όπως επίσης ότι το ξενοδοχείο βρίσκεται στη περιοχή της Κοζάνης, δηλαδή στην Δ΄ κλιματική ζώνη.

ΠΟΣΟΣΤΟ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2011



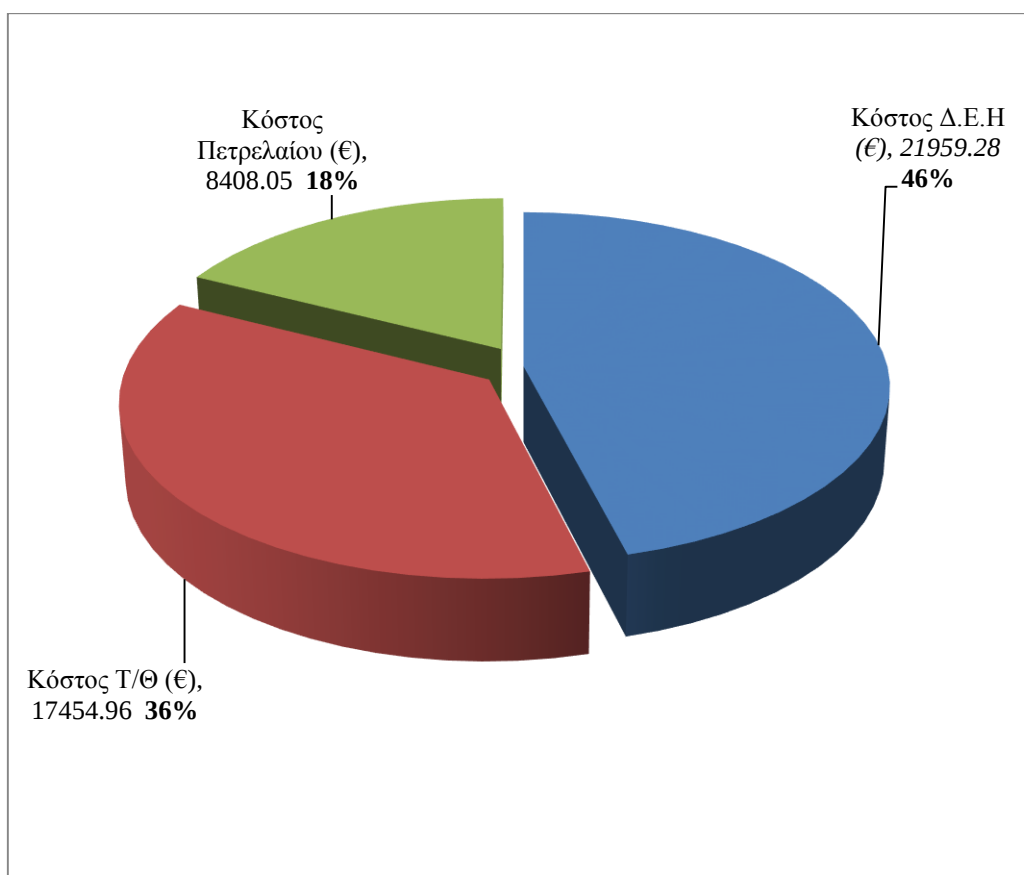
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΠΙΤΑΣ 1. ΠΟΣΟΣΤΟ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2011

ΠΟΣΟΣΤΟ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2012



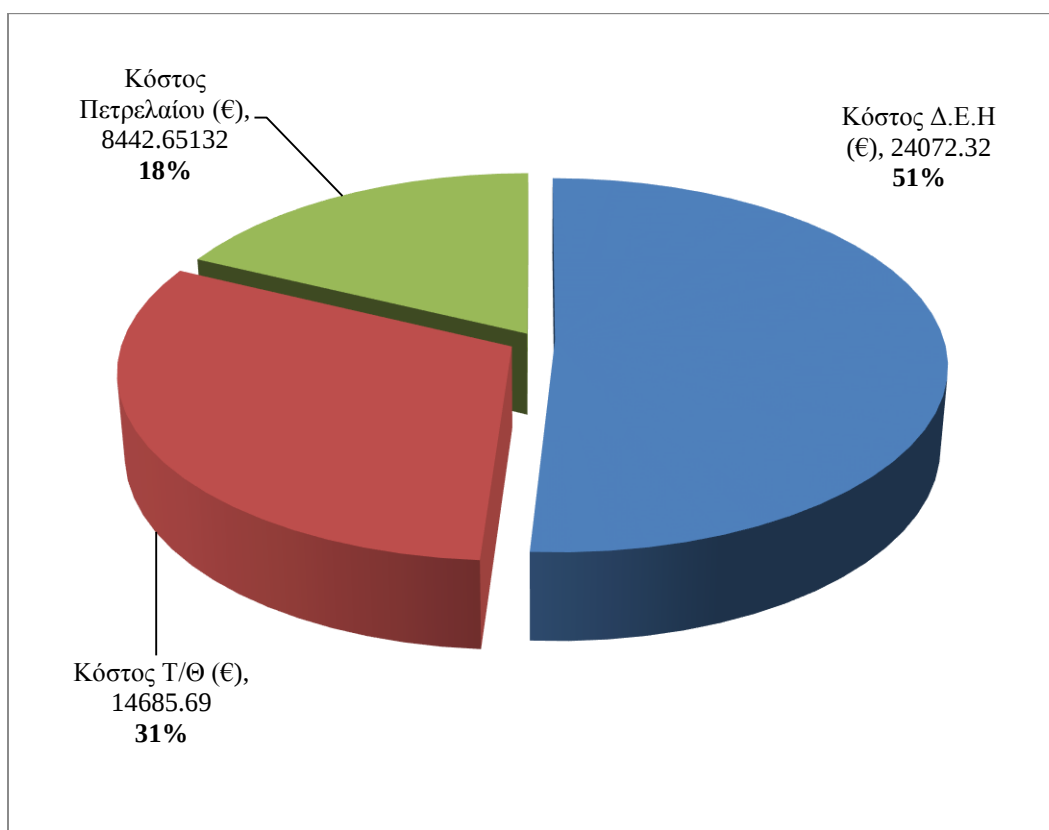
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΠΙΤΑΣ 2. ΠΟΣΟΣΤΟ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2012

ΠΟΣΟΣΤΟ ΚΟΣΤΟΥΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2011



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΠΙΤΑΣ 3. ΠΟΣΟΣΤΟ ΚΟΣΤΟΥΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2011

ΠΟΣΟΣΤΟ ΚΟΣΤΟΥΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2012



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΠΙΤΑΣ 4. ΠΟΣΟΣΤΟ ΚΟΣΤΟΥΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2012

Παρατηρώντας τα διαγράμματα πίτας για το ποσοστό κόστους της κάθε ενέργειας παρατηρούμε και επιβεβαιώνουμε ότι η ηλεκτρική ενέργεια είναι η πιο ακριβή μορφή ενέργειας. Παρόλα αυτά θα πρέπει να αναφερθεί ότι οι κιλοβατώρες της Τηλεθέρμανσης είναι πολύ περισσότερες από αυτές της ηλεκτρικής ενέργειας αλλά το κόστος της Τηλεθέρμανσης είναι το 1/3 από αυτό της ηλεκτρικής ενέργειας (Δ.Ε.Η). Παρατηρούμε ότι αυτό συμβαίνει και για τα δύο έτη, 2011 και 2012 με μικρές διαφοροποιήσεις (της τάξης του 5%). Καταλήγουμε λοιπόν στο συμπέρασμα ότι η ακριβότερη μορφή ενέργειας είναι η ηλεκτρική και αυτό οφείλεται στο ότι την ηλεκτρική ενέργεια την αγοράζουμε από το δίκτυο της Δ.Ε.Η. όπως επίσης θα πρέπει να αναφερθεί ότι το ξενοδοχείο είναι συνδεδεμένο στο δίκτυο της τηλεθέρμανσης και η χρήση πετρελαίου θέρμανσης γίνεται βοηθητικά όταν αυτό απαιτείται.

4.4 ΒΑΘΜΟΗΜΕΡΕΣ (Day Degrees)

4.4.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Οι βαθμοημέρες (DD) είναι ένα εργαλείο στα χέρια των μηχανικών και των μελετητών που τους επιτρέπει να ελέγξουν κατά πόσο η ενεργειακή κατανάλωση ενός κτιρίου συσχετίζεται με τη μεταβολή θερμοκρασίας του εξωτερικού αέρα.

Όπως είναι γνωστό κατά τη διάρκεια του χειμώνα η εσωτερική θερμοκρασία ενός κτιρίου διατηρείται υψηλότερη από την θερμοκρασία του εξωτερικού περιβάλλοντος. Λόγω αυτής της θερμοκρασιακής διαφοράς ανάμεσα στον εσωτερικό χώρο και το εξωτερικό περιβάλλον υπάρχει εναλλαγή θερμότητας μεταξύ αυτών των δύο περιοχών. Πιο συγκεκριμένα σύμφωνα με τη βασική αρχή της θερμοδυναμικής βάσει της οποίας παρατηρείται ροή θερμότητας από τις περιοχές με υψηλότερη θερμοκρασία προς τις περιοχές με χαμηλότερη θερμοκρασία και στη δικιά μας περίπτωση από τον εσωτερικό χώρο προς το εξωτερικό περιβάλλον, είναι ο λόγος για τον οποίο έχουμε θερμικές απώλειες. Οι θερμικές απώλειες είναι ο λόγος που χρειαζόμαστε τα συστήματα θέρμανσης στα κτίρια ώστε να προσθέτουν το κατάλληλο ποσό θερμότητας έτσι ώστε η θερμοκρασία του κτιρίου να διατηρείται στην επιθυμητή θερμοκρασία.

Οι απώλειες θερμότητας οφείλονται σε τρεις περιπτώσεις:

- Πρώτη περίπτωση είναι λόγω της αγωγής μέσω των δομικών στοιχείων, δηλαδή τη ροή θερμότητας μέσω του εξωτερικού περιβλήματος του κτιρίου που είναι οι τοίχοι τα κουφώματα και η οροφή του κτιρίου.
- Δεύτερη περίπτωση είναι λόγω της μεταφοράς, δηλαδή την ανταλλαγή θερμότητας μεταξύ της εξωτερικής επιφάνειας και του εξωτερικού αέρα. Αυτό οφείλεται στο ότι η εξωτερική επιφάνεια έχει μεγαλύτερη θερμοκρασία από τον εξωτερικό αέρα επειδή η εσωτερική επιφάνεια της εξωτερικής επιφάνειας έρχεται σε επαφή με τον θερμό αέρα που υπάρχει στο εσωτερικό του κτιρίου.
- Τρίτη περίπτωση είναι λόγω της ανανέωσης του αέρα, δηλαδή του απαιτούμενου νωπού αέρα που εισέρχεται στο κτίριο μέσω του συστήματος του εξαερισμού ή του νωπού αέρα που εισέρχεται ανοίγοντας τα παράθυρα.

Και οι τρεις περιπτώσεις απωλειών θερμότητας είναι ανάλογες της θερμοκρασιακής διαφοράς του εσωτερικού χώρου με το εξωτερικό περιβάλλον, δηλαδή όσο αυξάνεται η θερμοκρασιακή διαφορά αυξάνονται και οι θερμικές απώλειες. Η θερμοκρασιακή διαφορά δεν μπορεί να μείνει σταθερή λόγω της αυξομείωσης της θερμοκρασίας του περιβάλλοντος.

Θα πρέπει να τονιστεί ότι η διαφορά ανάμεσα στην εσωτερική και του μέσου όρου της εξωτερικής δεν μπορεί σε καμία περίπτωση να χρησιμοποιηθεί για τον υπολογισμό των θερμικών αναγκών ενός κτιρίου και αυτό γιατί η εξωτερική

θερμοκρασία κυμαίνεται ανάμεσα στην μέγιστη και ελάχιστη θερμοκρασία κατά τη διάρκεια της ημέρας, με αποτέλεσμα να μην είναι απαραίτητη η λειτουργία του συστήματος θέρμανσης για όλη τη διάρκεια της ημέρας.

Οι βαθμομέρες που συνήθως χρησιμοποιούνται στα κτίρια διαχωρίζονται στις εξής δύο κατηγορίες :

- Βαθμομέρες θέρμανσης, είναι ο μέσος όρος των βαθμών που η εξωτερική θερμοκρασία είναι κάτω από μια δεδομένη εσωτερική θερμοκρασία, αθροισμένη στο σύνολο που μας ενδιαφέρει (πχ μήνας).
- Βαθμομέρες ψύξης, είναι ο μέσος όρος των βαθμών που η εξωτερική θερμοκρασία είναι πάνω από μια δεδομένη εσωτερική θερμοκρασία, αθροισμένη στο σύνολο της περιόδου που μας ενδιαφέρει (πχ μήνας).

4.4.2 ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΒΑΘΜΟΗΜΕΡΩΝ

Η εξωτερική θερμοκρασία μεταβάλλεται συνήθως κυκλικά, δηλαδή παρουσιάζει μια μέγιστη θερμοκρασία κατά την διάρκεια του μεσημεριού και μια ελάχιστη θερμοκρασία κατά τη διάρκεια της νύχτας.

Τον χειμώνα η εξωτερική θερμοκρασία είναι χαμηλότερη από την επιθυμητή κατά την διάρκεια της ημέρας.

Οι βαθμοημέρες για την Ελλάδα υπολογίζονται από τον τύπο :

$$DD = 18.3 - \frac{\theta_{max} - \theta_{min}}{2}$$

- 18,3°C είναι μια θεωρητική θερμοκρασία που υπολογίστηκε μετά από έρευνες και είναι η θερμοκρασία που με την θερμότητα που εκπέμπουν οι διάφορες ηλεκτρικές συσκευές και οι άνθρωποι, μπορεί να αυξηθεί στην επιθυμητή θερμοκρασία των 20 °C.
- θ_{max} είναι η μέγιστη θερμοκρασία που σημειώθηκε την ημέρα.
- θ_{min} είναι η ελάχιστη θερμοκρασία που σημειώθηκε την ημέρα.

Το μεγάλο πλεονέκτημα των βαθμοημερών που βασίζονται στον υπολογισμό της μέγιστης και της ελάχιστης θερμοκρασίας είναι ότι όλοι οι μετεωρολογικοί σταθμοί είναι εφοδιασμένοι με θερμομέτρα που κάνουν αυτές τις μετρήσεις.

Για πιο ακριβή όμως αποτελέσματα είναι απαραίτητη η συνεχής καταγραφή της θερμοκρασίας και ο απευθείας υπολογισμός των βαθμοημερών. Ορισμένες ηλεκτρονικές συσκευές (BEMS) Building Energy Management System που χρησιμοποιούνται για τον έλεγχο της θέρμανσης κτιρίων μπορούν αυτόματα και με βάση την εξωτερική θερμοκρασία να κάνουν τους υπολογισμούς που απαιτούνται.

Για τον υπολογισμό των βαθμοημερών χρειάζονται οι ωριαίες θερμοκρασίες για τα έτη 2011-2012 . Οι ωριαίες θερμοκρασίες πάρθηκαν από το site www.freemeteo.gr. Οι ωριαίες θερμοκρασίες για τα έτη 2011-2012 βρίσκονται υπό μορφή πινάκων στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 4 – ΜΕΡΟΣ Γ. Για τον υπολογισμό των βαθμοημερών όπως προαναφέρθηκε θα πρέπει να είναι γνωστή η μέγιστη και η ελάχιστη θερμοκρασία που επικράτησε την εκάστοτε ημέρα. Ο υπολογισμός των ημεροβαθμών γίνεται με τη βοήθεια του προγράμματος Excell και οι ημεροβαθμοί αναλυτικά παρουσιάζονται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 4- ΜΕΡΟΣ Γ.

Από τον υπολογισμό των βαθμοημερών παρατηρούμε ότι κάποιοι μήνες έχουν θετικό αριθμό βαθμοημερών ενώ κάποιοι όχι. Επειδή αναφερόμαστε και υπολογίσαμε βαθμοημέρες θέρμανσης τις τιμές οι οποίες βρίσκονται κάτω από το μηδέν θα αγνοηθούν και θα ληφθούν ίσες με το μηδέν (0).

Ακολουθεί ο υπολογισμός των βαθμοημερών ανά μήνα όπου υπολογίζεται πάλι με τη βοήθεια του προγράμματος excel και συγκεκριμένα με τη χρήση της συνάρτησης

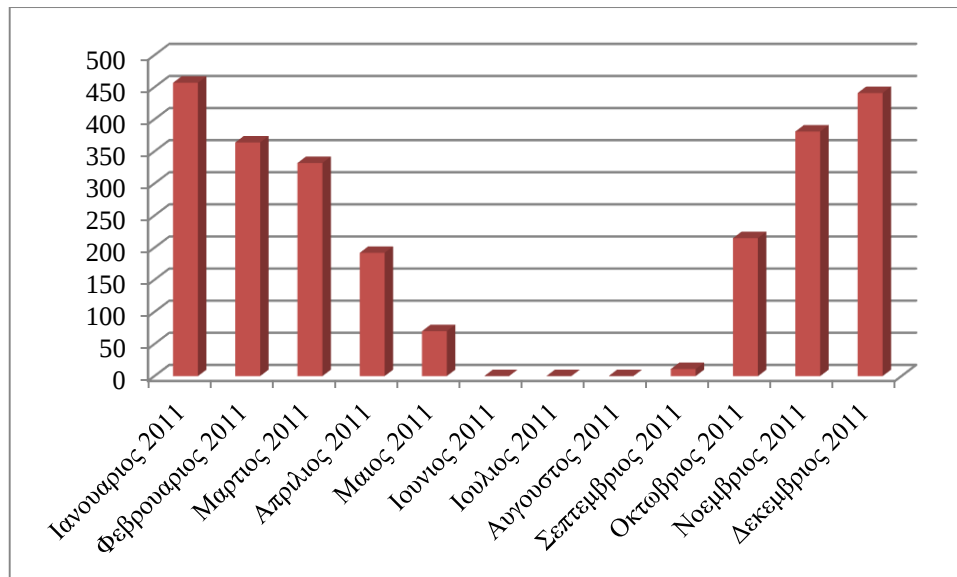
SUM. Όπως αναφέρθηκε οι τιμές οι οποίες είναι υπό το μηδέν αγνοούνται και παρουσιάζονται οι ημεροβαθμοί ανά μήνα σε μορφή πινάκων.

Μήνας	Ημεροβαθμοί
Ιανουάριος 2011	457
Φεβρουάριος 2011	364
Μάρτιος 2011	332
Απρίλιος 2011	192
Μάιος 2011	70
Ιούνιος 2011	0
Ιούλιος 2011	0
Αύγουστος 2011	0
Σεπτέμβριος 2011	11
Οκτώβριος 2011	215
Νοέμβριος 2011	381
Δεκέμβριος 2011	441

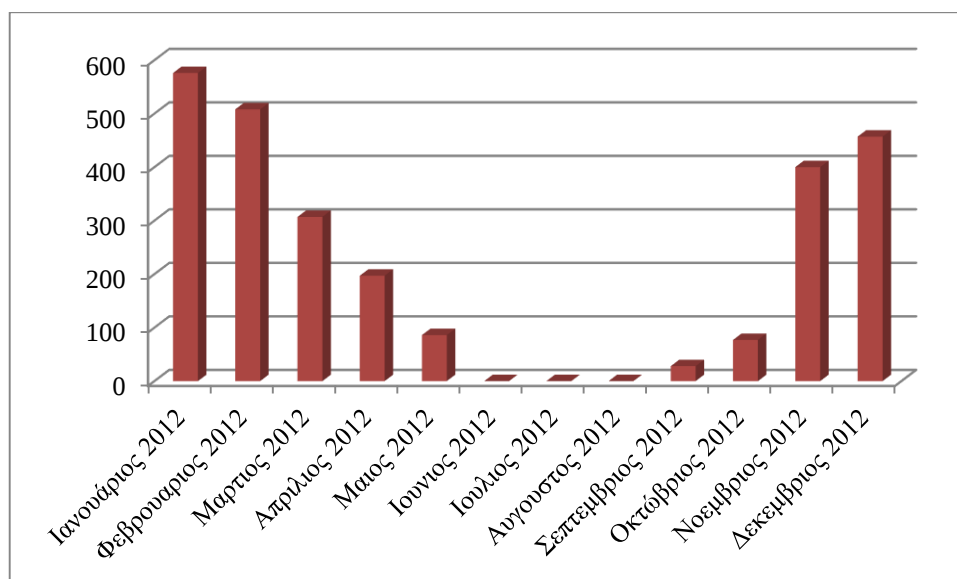
ΠΙΝΑΚΑΣ 1 ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΗΜΕΡΟΒΑΘΜΩΝ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2011

Μήνας	Ημεροβαθμοί
Ιανουάριος 2012	576
Φεβρουάριος 2012	508
Μάρτιος 2012	307
Απρίλιος 2012	197
Μάιος 2012	86
Ιούνιος 2012	0
Ιούλιος 2012	0
Αύγουστος 2012	0
Σεπτέμβριος 2012	28
Οκτώβριος 2012	77
Νοέμβριος 2012	400
Δεκέμβριος 2012	457

ΠΙΝΑΚΑΣ 2 ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΗΜΕΡΟΒΑΘΜΩΝ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2012



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 1 ΗΜΕΡΟΒΑΘΜΟΙ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2011



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 2 ΗΜΕΡΟΒΑΘΜΟΙ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2012

4.4.3 ΓΡΑΦΙΚΕΣ ΠΑΡΑΣΤΑΣΕΙΣ

4.4.3.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Οι γραφικές παραστάσεις που δημιουργούνται με τη βοήθεια των μηνιαίων ημεροβαθμών είναι

- Ένα διάγραμμα διασποράς της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας συναρτήσει των ημεροβαθμών.
- Ένα διάγραμμα διασποράς της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας συναρτήσει των ημεροβαθμών
- Ένα διάγραμμα διασποράς της κατανάλωσης ενέργειας θέρμανσης συναρτήσει των ημεροβαθμών.

Μέσω των οποίων θα βγουν κάποια συμπεράσματα για την ενεργειακή διαχείριση του ξενοδοχείου. Η μορφή αυτών των διαγραμμάτων είναι το ορθοκανονικό σύστημα αξόνων X-Y και η εμφάνιση κάποιων σημείων. Επιπλέον από τον διασκορπισμό αυτών των σημείων φαίνεται αν και κατά πόσο ελέγχεται η ενεργειακή κατανάλωση. Μεγάλος διασκορπισμός των σημείων σημαίνει άσκοπη και μη ορθολογική χρήση της ενέργειας.

Ο τρόπος με τον οποίο θα δημιουργηθούν τα διαγράμματα είναι ο εξής:

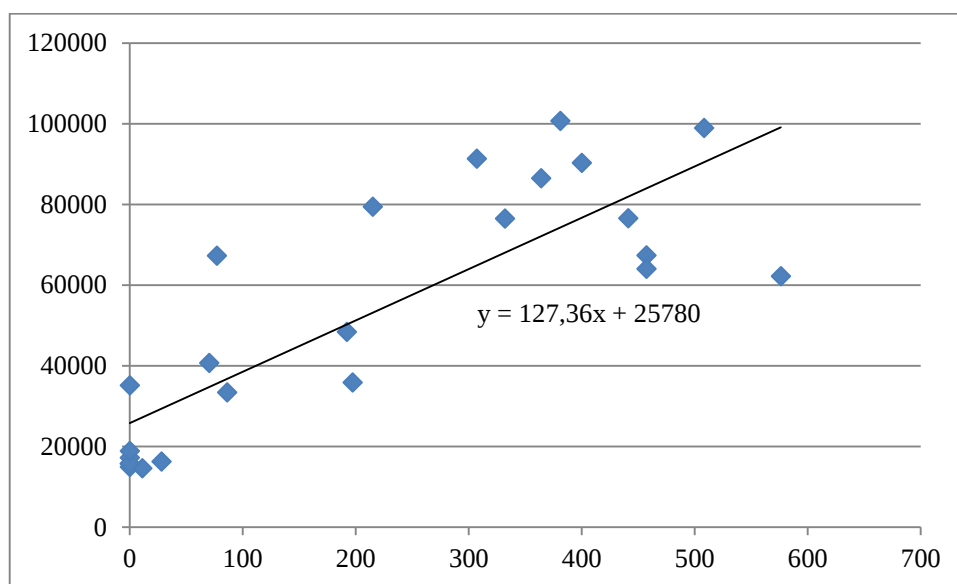
- Στον άξονα X επιλέγεται να εμφανίζονται οι μήνες με τις θετικές βαθμοημέρες, αν όμως υπάρχει κάποιος μήνας που έχουμε κατανάλωση ενέργειας επιλέγουμε το μήνα αυτό με μηδενικές βαθμοημέρες.
- Στον άξονα Y επιλέγεται να εμφανίζεται η καταναλωθείσα ενέργεια για τους συγκεκριμένους μήνες. Η καταναλωθείσα ενέργεια είναι όπως προαναφέρθηκε και παραπάνω η συνολική ενέργεια, η ηλεκτρική ενέργεια, η τηλεθέρμανση και το πετρέλαιο θέρμανσης.
- Στη συνέχεια αφού έχει δημιουργηθεί το διάγραμμα διασποράς, βλέπουμε ότι η ενεργειακή κατανάλωση συναρτήσει των βαθμοημερών μπορεί να απλοποιηθεί σε μια ευθεία που είναι η βέλτιστη ευθεία. Αυτή η ευθεία είναι της εξίσωσης : $y = a \cdot x + b$

Όπου :

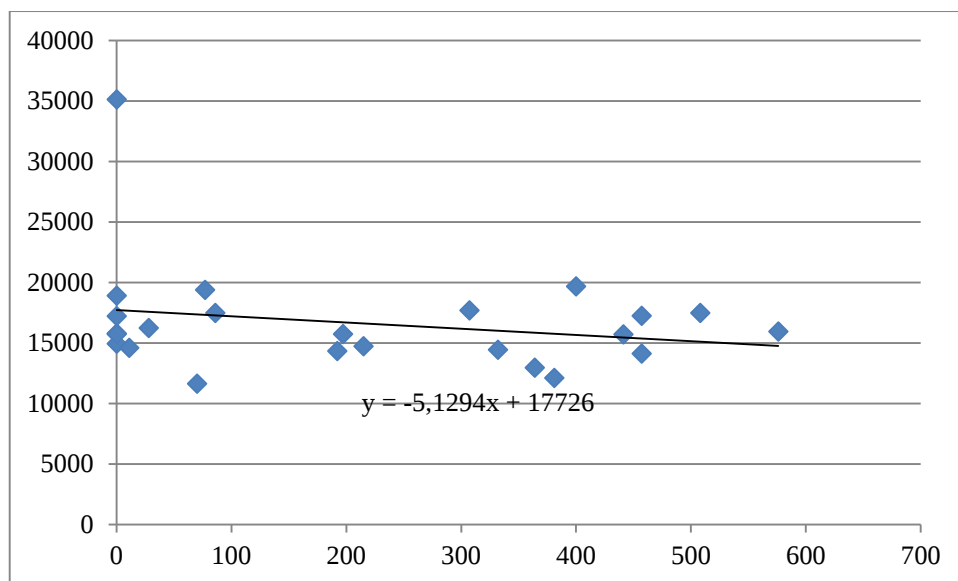
- y : είναι η καταναλωθείσα ενέργεια
- a είναι η εφαπτόμενη της ευθείας που σχηματίζεται, δηλαδή η γραμμή τάσης με τον άξονα x
- x είναι οι βαθμομέρες
- b είναι το φορτίο βάσης, δηλαδή η καταναλωθείσα ενέργεια, που δεν έχει σχέση με τις βαθμομέρες.

Η βέλτιστη ευθεία δημιουργείται με τη βοήθεια του προγράμματος Excell με το οποίο δημιουργούνται και τα τρία αυτά διαγράμματα.

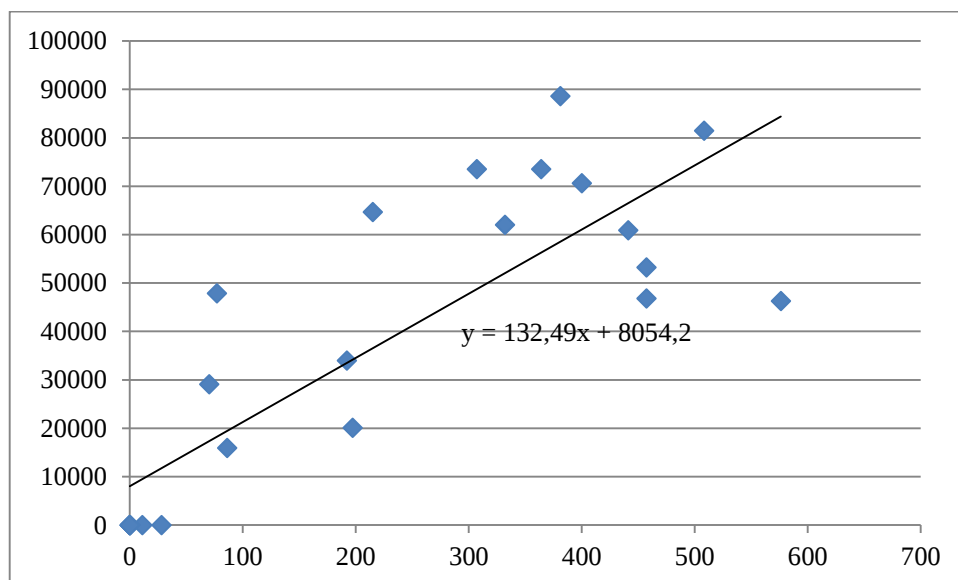
Τα διαγράμματα διασποράς θα δημιουργηθούν και για τα δύο έτη 2011-2012 που πραγματοποιείται η μελέτη.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΔΙΑΣΠΟΡΑΣ 1 ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΑ ΕΤΗ 2011-2012



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΔΙΑΣΠΟΡΑΣ 2 ΚΑΝΑΛΩΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΑ ΕΤΗ 2011-2012



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΔΙΑΣΠΟΡΑΣ 3 ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΤΗΛΕΘΕΡΜΑΝΣΗΣ ΚΑΙ ΠΕΤΡΕΛΑΙΟΥ ΘΕΡΜΑΝΣΗΣ ΓΙΑ ΤΑ ΕΤΗ 2011-2012

Παρατηρείται ότι μόνο το διάγραμμα της ηλεκτρικής κατανάλωσης έχει αρνητική κλίση. Αυτό μπορεί να εξηγηθεί αναλογίζοντας ότι η ηλεκτρική ενέργεια χρησιμοποιείται για κλιματισμό και τις βασικές ανάγκες του ξενοδοχείου (φωτισμός, ηλεκτρικές συσκευές, ανελκυστήρες κλπ) και για αυτό το λόγο η μεγαλύτερες καταναλώσεις ηλεκτρικής ενέργειας παρατηρούνται τους μήνες όπου έχουμε μικρό ή και μηδενικό αριθμό ημεροβαθμών. Επίσης ως αναφορά το διάγραμμα διασποράς της ηλεκτρικής ενέργειας θα πρέπει να σημειωθεί ότι παρουσιάζεται αλόγιστη σπατάλη ηλεκτρικής ενέργειας κατά τον μήνα Ιούλιο του 2011 όπως φαίνεται και από τα παραπάνω διαγράμματα. Επίσης θα πρέπει να αναφερθεί ότι δεν υπάρχουν μεγάλες αποκλίσεις από τη βέλτιστη ευθεία αλλά ακόμα και αυτές οι αποκλίσεις μπορούν να δικαιολογηθούν από τη χειροκίνητη λειτουργία του συστήματος θέρμανσης και ηλεκτρισμού μιας και το κεντρικό BMS του ξενοδοχείου εγκαταστάθηκε κατά το έτος 2013 δηλαδή ένα χρόνο μετά από τη διετία όπου πραγματοποιείται η μελέτη.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 ΕΠΙΛΟΓΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ ΚΑΙ ΘΕΡΜΑΝΣΗΣ

5.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Η επιλογή του συστήματος συμπαγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας έγινε από την εταιρία Ariexpro που εδρεύει στην πόλη της Αθήνας και συγκεκριμένα στον Άλιμο και ασχολείται με συστήματα συμπαγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας.

Η λειτουργία της μονάδας ΣΗΘ αποσκοπεί στην ανακούφιση των καταναλώσεων του υφιστάμενου ενεργειακού δικτύου τροφοδοσίας του ZNX- θέρμανσης και ηλεκτρισμού.

5.2 ΚΑΤΑΓΡΑΦΗ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΥ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΚΟΥ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ ΚΑΙ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ

Για την εφαρμογή που μελετάται υπάρχουν οι παρακάτω προδιαγραφές/οδηγίες λειτουργίας :

- Λειτουργία 24h/24 όλο το έτος
- Επαγγελματική χρήση /εφαρμογή ξενοδοχειακής μονάδας
- Τιμολόγιο ρεύματος **Γενικής χρήσης Γ22**. Η χρέωση της ηλεκτρικής ενέργειας και ισχύος υφίσταται μηνιαίως και είναι ίση με 0,11529 €/kWh.
- Η λειτουργία της μονάδας ΣΗΘ θα συνδράμει στα κυκλώματα ZNX- θέρμανσης και ηλεκτρισμού του ξενοδοχείο.

5.3 ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΚΑΙ ΘΕΡΜΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΞΕΝΟΔΟΧΕΙΑΚΗΣ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ

Ο υπολογισμός των αναγκών σε ηλεκτρική και θερμική ισχύ και ο υπολογισμός των απαιτήσεων σε ηλεκτρική ισχύ αποτελεί κρίσιμο μέγεθος για την επιλογή της ισχύος της μονάδας ΣΗΘ

Για τις ανάγκες της μελέτης ελήφθησαν οι παρακάτω παραδοχές :

- Η ηλεκτρική ισχύς τμήματος του υφιστάμενου τεχνολογικού εξοπλισμού λειτουργεί όλο το 24ωρο όλο το έτος.
- Η θερμική ισχύς που παράγει η μονάδα συμπαγωγής θα καταναλώνεται όλη σε υφιστάμενο δίκτυο κατανάλωσης ZNX – θέρμανσης θερμοκρασιακής βαθμίδας 40°-60° C και 70° – 90° C αντιστοίχως.

5.4 ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΤΟΥ ΧΡΟΝΟΥ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΗΣ ΜΟΝΑΔΟΣ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Ο χρόνος λειτουργίας της μονάδος συμπαγωγής αποτελεί κρίσιμο παράγοντα για τον υπολογισμό της εξοικονόμησης ενέργειας από τη λειτουργία του και καθορίζει το χρόνο απόσβεσης της επένδυσης. Θα εξεταστεί το πρόγραμμα λειτουργίας του συστήματος συμπαγωγής με τις κάτωθι συνθήκες :

- 24 ώρες λειτουργίας/ ημέρα λειτουργία για την παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος * 7 ημέρες * 52 εβδομάδες
- 24 ώρες λειτουργίας/ ημέρα λειτουργία για την θερμού ύδατος * 7 ημέρες * 52 εβδομάδες

5.5 ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΤΑΣΗ ΚΑΙ ΔΙΑΣΤΑΣΙΟΛΟΓΗΣΗ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Σύμφωνα με τις συνθήκες του υφιστάμενου ξενοδοχείου επιλέγουμε την μονάδα συμπαγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας **MTU 400 series GC 119 N5 (natural gas)** με εκμεταλλεύσιμη ηλεκτρική ισχύ 119 kWh_e και θερμική ισχύ 198 kWh_{th} . Το σύστημα απαγωγής θερμότητας της μονάδας βασίζεται σε ένα κλειστό κύκλωμα νερού το οποίο ψύχει (και λαμβάνει τη θερμότητα) τόσο από το κύριο σώμα της μηχανής όσο και από τα καυσαέρια. Το ζεστό νερό στο κύκλωμα μπορεί να φτάσει σε θερμοκρασία 90°C και να επιστρέψει στους 70°C αφού αποδώσει τη θερμότητα του σε κάποιο μέσο. Συνήθως σε αυτές τις εφαρμογές χρησιμοποιείται ένα θερμοδοχείο (δοχείο αδρανείας). Στο παράρτημα ΤΕΧΝΙΚΑ ΦΥΛΛΑΔΙΑ παρατίθενται τα τεχνικά χαρακτηριστικά της μονάδος συμπαγωγής.

5.6 ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΕΞΟΙΚΟΝΟΜΗΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ΠΑΡΑΔΟΧΗ ΓΙΑ ΥΓΡΑΕΡΙΟ)

Τα στοιχεία εξοικονόμησης ενέργειας παρατίθενται στον παρακάτω πίνακα :

ΤΥΠΟΣ ΜΟΝΑΔΟΣ ΚΑΙ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ	
ΑΞΙΑ ΜΟΝΑΔΟΣ MTU 400 SERIES	200.000 €
ΚΟΣΤΟΣ ΑΠΟΣΤΟΛΗΣ ΚΑΙ ΑΣΦΑΛΙΣΗΣ	2700 €
ΑΞΙΑ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΜΟΝΑΔΟΣ	3.000 €
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΑΞΙΑ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ	205700 €
ΑΞΙΑ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ / Kw	1729 €/kW
ΕΠΙΔΟΤΗΣΗ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ	0%
ΚΑΘΑΡΗ ΑΞΙΑ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ	205700 €
ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΙΣΧΥΣ	59 kW
ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΘΕΡΜΙΚΗ ΙΣΧΥΣ	122 kW
ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ (ώρες λειτουργίας ανά έτος)	8.736 ώρες
ΘΕΡΜΑΝΣΗ (ώρες λειτουργίας ανά έτος)	8736 ώρες
ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ ΑΠΟ ΤΗ ΜΟΝΑΔΑ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ/h	197 kW/h
ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ ΑΠΟ ΤΗ ΜΟΝΑΔΑ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ/έτος	1720992kWh/έτος
ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	515424 kWh/έτος
ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΘΕΡΜΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	1065792 kWh/έτος
ΑΠΟΔΟΣΗ ΜΟΝΑΔΟΣ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	91,9%
ΤΙΜΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ ΠΕΤΡΕΛΑΙΟΥ ΘΕΡΜΑΝΣΗΣ	0,1363 €/kWh
ΤΙΜΗ Τ/Θ	0,0435 €/kWh
ΤΙΜΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	0,10961 €/ kWh
ΤΙΜΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΡΕΥΜΑΤΟΣ	0.11529 €/kWh

ΤΑ ΠΑΡΑΠΑΝΩ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΑΦΟΡΟΥΝ ΤΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΤΗΣ ΜΟΝΑΔΟΣ ΣΤΟ 50%

- **ΑΞΙΑ ΜΟΝΑΔΟΣ MTU 400 SERIES** : Περιλαμβάνει το κόστος αγοράς της μονάδας.
- **ΚΟΣΤΟΣ ΑΠΟΣΤΟΛΗΣ ΚΑΙ ΑΣΦΑΛΙΣΗΣ** : Περιλαμβάνει το κόστος αποστολής και ασφάλισης της μονάδας από τη Γερμανία και είναι ίσο με : $1500 + 0,006 * 200000 = 2700 \text{ €}$
- **ΑΞΙΑ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΜΟΝΑΔΟΣ** : Υπολογίζεται κατασκευή τσιμεντένιας βάσης, φρεατίου απορροής συμπυκνωμάτων, τοποθέτησης κτλ. 3000€
- **ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΑΞΙΑ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ** : ΑΞΙΑ ΜΟΝΑΔΟΣ + ΚΟΣΤΟΣ ΑΠΟΣΤΟΛΗΣ ΚΑΙ ΑΣΦΑΛΙΣΗΣ + ΑΞΙΑ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΜΟΝΑΔΟΣ = $200000 + 2700 + 3000 = 205700 \text{ €}$
- **ΑΞΙΑ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ΑΝΑ kW** : ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΑΞΙΑ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ / kW ηλεκτρικής ισχύος = $205700 \text{ €} / 119 \text{ kW} = 1729 \text{ €} / \text{kW}$
- **ΕΠΙΔΟΤΗΣΗ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ** : Ποσόν επιδότησης βάσει αναπτυξιακού νόμου 0% = 0€
- **ΚΑΘΑΡΗ ΑΞΙΑ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ** : ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΑΞΙΑ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ – ΕΠΙΔΟΤΗΣΗ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ = $205700 - 0 = 205700 \text{ €}$
- **ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΙΣΧΥΣ** : Ωφέλιμη ηλεκτρική ισχύς παραγόμενη από την μονάδα συμπαράγωγής = 59 kW
- **ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΘΕΡΜΙΚΗ ΙΣΧΥΣ** : Ωφέλιμη θερμική ισχύς παραγόμενη από την μονάδα συμπαράγωγής με θερμοκρασία ύδατος 90° C = 122 kW
- **ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ (ώρες λειτουργίας ανά έτος)** : Σύνολο ωρών λειτουργίας για την παραγωγή ρεύματος σύμφωνα με τις απαιτήσεις σε ηλεκτρική ισχύ και το πρόγραμμα λειτουργίας = $24 * 364 = 8.736 \text{ ώρες}$.
- **ΘΕΡΜΑΝΣΗ (ώρες λειτουργίας ανά έτος)** : Σύνολο ωρών λειτουργίας για την παραγωγή θερμού ύδατος σύμφωνα με τις απαιτήσεις θερμικής ισχύος και το πρόγραμμα λειτουργίας = $24 * 365 = 8736 \text{ ώρες}$
- **ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ ΑΠΟ ΤΗ ΜΟΝΑΔΑ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ/h** : Παραγόμενη θερμική και ηλεκτρική ισχύς / Συντελεστής απόδοσης μονάδος συμπαράγωγής = $(122 + 59) / 0,919 = 197 \text{ kW}$
- **ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ ΑΠΟ ΤΗ ΜΟΝΑΔΑ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ/έτος** : Κατανάλωση αερίου από τη μονάδα συμπαράγωγής/h * ώρες λειτουργίας μονάδος/έτος = $197 * 8736 = 1720992 \text{ kWh/έτος}$
- **ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ** : Παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς * Ώρες λειτουργίας/έτος = $59 * 8736 = 516840 \text{ kWh/έτος}$
- **ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΘΕΡΜΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ** : Παραγόμενη θερμική ισχύς * Ώρες λειτουργίας/έτος = $122 * 8736 = 1068720 \text{ kWh/έτος}$

- **ΑΠΟΔΟΣΗ ΜΟΝΑΔΟΣ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ :** Συντελεστής απόδοσης %
της μονάδος συμπαγωγής MTU 400 series = 91,9%

5.7 ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΕΞΟΙΚΟΝΟΜΗΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ΠΑΡΑΔΟΧΗ ΓΙΑ ΣΥΜΠΙΕΣΜΕΝΟ ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ)

Τα στοιχεία εξοικονόμησης ενέργειας παρατίθενται στον παρακάτω πίνακα :

ΤΥΠΟΣ ΜΟΝΑΔΟΣ ΚΑΙ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ	
ΑΞΙΑ ΜΟΝΑΔΟΣ MTU 400 SERIES	200.000 €
ΚΟΣΤΟΣ ΑΠΟΣΤΟΛΗΣ ΚΑΙ ΑΣΦΑΛΙΣΗΣ	2700 €
ΑΞΙΑ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΜΟΝΑΔΟΣ	3.000 €
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΑΞΙΑ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ	205700 €
ΑΞΙΑ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ / Kw	1729 €/kW
ΕΠΙΔΟΤΗΣΗ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ	0%
ΚΑΘΑΡΗ ΑΞΙΑ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ	205700 €
ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΙΣΧΥΣ	59 kW
ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΘΕΡΜΙΚΗ ΙΣΧΥΣ	122 kW
ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ (ώρες λειτουργίας ανά έτος)	8.736 ώρες
ΘΕΡΜΑΝΣΗ (ώρες λειτουργίας ανά έτος)	8736 ώρες
ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ ΑΠΟ ΤΗ ΜΟΝΑΔΑ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ/h	197 kW/h
ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ ΑΠΟ ΤΗ ΜΟΝΑΔΑ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ/έτος	1720992kWh/έτος
ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	515424 kWh/έτος
ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΘΕΡΜΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	1065792 kWh/έτος
ΑΠΟΔΟΣΗ ΜΟΝΑΔΟΣ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	91,9%
ΤΙΜΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ ΠΕΤΡΕΛΑΙΟΥ ΘΕΡΜΑΝΣΗΣ	0,1363 €/kWh
ΤΙΜΗ Τ/Θ	0,0435 €/kWh
ΤΙΜΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	0,0497 €/ kWh
ΤΙΜΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΡΕΥΜΑΤΟΣ	0.11529 €/kWh

ΤΑ ΠΑΡΑΠΑΝΩ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΑΦΟΡΟΥΝ ΤΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΤΗΣ ΜΟΝΑΔΟΣ ΣΤΟ 50%

- **ΑΞΙΑ ΜΟΝΑΔΟΣ MTU 400 SERIES** : Περιλαμβάνει το κόστος αγοράς της μονάδας.
- **ΚΟΣΤΟΣ ΑΠΟΣΤΟΛΗΣ ΚΑΙ ΑΣΦΑΛΙΣΗΣ** : Περιλαμβάνει το κόστος αποστολής και ασφάλισης της μονάδας από τη Γερμανία και είναι ίσο με : $1500 + 0,006 * 200000 = 2700 \text{ €}$
- **ΑΞΙΑ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΜΟΝΑΔΟΣ** : Υπολογίζεται κατασκευή τσιμεντένιας βάσης, φρεατίου απορροής συμπυκνωμάτων, τοποθέτησης κτλ. 3000€
- **ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΑΞΙΑ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ** : ΑΞΙΑ ΜΟΝΑΔΟΣ + ΚΟΣΤΟΣ ΑΠΟΣΤΟΛΗΣ ΚΑΙ ΑΣΦΑΛΙΣΗΣ + ΑΞΙΑ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΜΟΝΑΔΟΣ = $200000 + 2700 + 3000 = 205700 \text{ €}$
- **ΑΞΙΑ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ΑΝΑ kW** : ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΑΞΙΑ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ / kW ηλεκτρικής ισχύος = $205700 \text{ €} / 119 \text{ kW} = 1729 \text{ €} / \text{kW}$
- **ΕΠΙΔΟΤΗΣΗ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ** : Ποσόν επιδότησης βάσει αναπτυξιακού νόμου 0% = 0€
- **ΚΑΘΑΡΗ ΑΞΙΑ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ** : ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΑΞΙΑ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ – ΕΠΙΔΟΤΗΣΗ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ = $205700 - 0 = 205700 \text{ €}$
- **ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΙΣΧΥΣ** : Ωφέλιμη ηλεκτρική ισχύς παραγόμενη από την μονάδα συμπαράγωγής = 59 kW
- **ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΘΕΡΜΙΚΗ ΙΣΧΥΣ** : Ωφέλιμη θερμική ισχύς παραγόμενη από την μονάδα συμπαράγωγής με θερμοκρασία ύδατος 90° C = 122 kW
- **ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ (ώρες λειτουργίας ανά έτος)** : Σύνολο ωρών λειτουργίας για την παραγωγή ρεύματος σύμφωνα με τις απαιτήσεις σε ηλεκτρική ισχύ και το πρόγραμμα λειτουργίας = $24 * 364 = 8.736 \text{ ώρες}$.
- **ΘΕΡΜΑΝΣΗ (ώρες λειτουργίας ανά έτος)** : Σύνολο ωρών λειτουργίας για την παραγωγή θερμού ύδατος σύμφωνα με τις απαιτήσεις θερμικής ισχύος και το πρόγραμμα λειτουργίας = $24 * 365 = 8736 \text{ ώρες}$
- **ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ ΑΠΟ ΤΗ ΜΟΝΑΔΑ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ/h** : Παραγόμενη θερμική και ηλεκτρική ισχύς / Συντελεστής απόδοσης μονάδος συμπαράγωγής = $(122 + 59) / 0,919 = 197 \text{ kW}$
- **ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ ΑΠΟ ΤΗ ΜΟΝΑΔΑ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ/έτος** : Κατανάλωση αερίου από τη μονάδα συμπαράγωγής/h * ώρες λειτουργίας μονάδος/έτος = $197 * 8736 = 1720992 \text{ kWh/έτος}$
- **ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ** : Παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς * Ώρες λειτουργίας/έτος = $59 * 8736 = 516840 \text{ kWh/έτος}$
- **ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΘΕΡΜΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ** : Παραγόμενη θερμική ισχύς * Ώρες λειτουργίας/έτος = $122 * 8736 = 1068720 \text{ kWh/έτος}$

- **ΑΠΟΔΟΣΗ ΜΟΝΑΔΟΣ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ :** Συντελεστής απόδοσης %
της μονάδος συμπαγωγής MTU 400 series = 91,9%

5.8 ΚΟΣΤΟΣ ΣΥΝΤΗΡΗΣΗΣ

Το κόστος συντήρησης της μονάδας δίνεται από τη σχέση 0,3-2,5 cent / KW_{el}
(Steiner 2009) με την παραδοχή ότι έχουμε κόστος συντήρησης 2,3 cent / KW_{el}
έχουμε κόστος συντήρησης 11731,36 €

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6° ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

6.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Πριν αποφασίσουμε να δαπανήσουμε κάποιο κεφάλαιο πρέπει να γνωρίζουμε ποια μπορεί να είναι η οικονομική ωφέλεια από την συγκεκριμένη επένδυση και κατά πόσο αυτή είναι καλύτερη από τις άλλες. Τις μεθόδους που χρησιμοποιούμε τις διακρίνουμε σε δυο κατηγορίες . Το στοιχείο που τις διαφοροποιεί είναι η χρονική αξία του χρήματος. Άλλες μέθοδοι υπόψη τη χρονική αξία του χρήματος και άλλες.

Σε σχέση με την οικονομικότητα πέντε σημεία θέλουν προσοχή :

1. Αρχικό κόστος επένδυσης
2. Ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης
3. Επιδιορθώσεις και αλλαγές εξαρτημάτων
4. Αλλαγή κομματιού η ολόκληρου του συστήματος
5. Υπολειμματική αξία

6.2 ΜΕΘΟΔΟΣ ΚΑΘΑΡΗΣ ΠΑΡΟΥΣΑΣ ΑΞΙΑΣ (Net Present Value method)

Η συγκεκριμένη μέθοδος αποτελεί την πιο συχνά χρησιμοποιούμενη μέθοδο. Με την μέθοδο αυτή προσπαθούμε να κάνουμε σωστές συγκρίσεις αθροισμάτων χρηματικών ποσών που αναφέρεται σε διαφορετικές περιόδους. Συγκεκριμένα, βρίσκουμε τις παρούσες αξίες όλων των χρηματικών ποσών. Ο τύπος που χρησιμοποιείται είναι ο εξής:

$$NPV = \sum [S_j + R_j - I_j + V_j - M_j / (1+i)^j]$$

- NPV=Μέθοδος καθαρής αξίας
- Σ= Άθροισμα όρων για τα n χρόνια που γίνεται η οικονομική ανάλυση
- S_j = Ενεργειακό οικονομικό όφελος το χρόνο j
- R_j = Κέρδος από πώληση ενέργειας το χρόνο j
- I_j = Κόστος επένδυσης το χρόνο j
- V_j = Υπολειμματική αξία το χρόνο j
- M_j = Κόστος συντήρησης και επιδιορθώσεων το χρόνο j

Αν η παρούσα αξία μιας επένδυσης είναι θετική πρέπει να προκρίνουμε την επένδυση. Αν η παρούσα αξία είναι ίση με το μηδέν, τότε λέμε ότι η σχετική επένδυση είναι αδιάφορη, ενώ αν είναι αρνητική είναι ασύμφορη. Όταν συγκρίνουμε διαφορετικές επενδύσεις, πρέπει να προκρίνουμε αυτήν που έχει την μεγαλύτερη καθαρή παρούσα αξία. Συγκρίνοντας διαφορετικές επενδύσεις είναι σημαντικό να υπολογίζουμε τα κέρδη και τις δαπάνες για τον ίδιο αριθμό χρόνων.

Ένα χαρακτηριστικό της καθαρής παρούσας αξίας που αποτελεί μειονέκτημά της, είναι ότι τα αποτελέσματα επηρεάζονται σημαντικά από το επιτόκιο. Έτσι το σφάλμα στην εκλογή μπορεί να οδηγήσει σε λανθασμένη εκτίμηση. Αν υπάρχει αβεβαιότητα στην εκτίμηση του επιτοκίου, το καλύτερο θα ήταν να χρησιμοποιηθούν διάφορα επιτόκια ώστε να εκτιμηθεί η ευαισθησία της επένδυσης σε σχέση με το επιτόκιο.

Επίσης ένα μειονέκτημα της καθαρής παρούσας αξίας είναι ότι δεν ξεχωρίζει επενδύσεις που έχουν μεγάλο κέρδος και μεγάλο κόστος, από αυτές που έχουν μικρό κέρδος και μικρό κόστος. Ένα τρόπος να αποφύγουμε αυτό το σφάλμα είναι να υπολογίζουμε το λόγο κέρδος/κόστος της επένδυσης. Προκρίνουμε την επένδυση που έχει μεγαλύτερο ποσό κέρδους.

Οι πληροφορίες σχετικά με το κόστος της μονάδας, το κόστος συντήρησης και εγκατάστασης ελήφθησαν από την εταιρία ARIEXPO.

Με βάση τα παραπάνω κόστη θα προτείνουμε στην επιχείρηση να προβεί στην επένδυση μόνο αν η καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης είναι μεγαλύτερη του μηδενός. Σαν εισροή για τα n έτη που θα γίνει η μελέτη λαμβάνουμε την χρηματική διαφορά που προκύπτει από την κατανάλωση ενέργειας.

Η τιμή κόστους της ηλεκτρικής kWh λαμβάνεται ίση με $K_e = 0.11529 \text{ €/kWh}$, ενώ το κόστος του LPG είναι ίσο με :

Σημερινό κόστος 1 lt LPG παραδοτέου στην οικία 0,777 €/ lt

Θερμογόνος δύναμη υγραερίου: 11500 Kcal/ Kg

Ειδικό βάρος υγραερίου: 0,53 Kg/ lt

Υπολογισμός κόστους μιας kWh LPG:

Θερμογόνος δύναμη 11500 Kcal/ Kg και ειδικό βάρος υγραερίου: 0,53 Kg/ lt

Άρα θερμογόνος δύναμη = $0,53 \cdot 11500 = 6095 \text{ Kcal / lt}$ ή $6095 \cdot 0,001163 = 7,0885 \text{ kWh/lt}$

Τιμή υγραερίου: 0,777 €/ lt

Άρα το υγραέριο κοστίζει : $0,777/7,0885 = 0,10961 \text{ €/ kWh}$

Οπότε $K_{LPG} = 0,10961 \text{ € / kWh}$

Επίσης θα χρησιμοποιηθεί πληθωριστικό κεφάλαιο 2% και επιτόκιο 4,25%. Αποσβέσεις δεν θα χρησιμοποιηθούν γιατί δεν μας ενδιαφέρει η φορολογία.

- **Heat Output (kWh/έτος)** : Η θερμική ενέργεια που παράγεται από τη μονάδα συμπαγωγής θερμότητας ηλεκτρισμού ανά έτος
- **Electric output (kWh/έτος)** : Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από τη μονάδα συμπαγωγής θερμότητας ηλεκτρισμού ανά έτος
- **Fuel (kWh/έτος)** : Η κατανάλωση καυσίμου από το λέβητα και τη ΤΘ για τη παραγωγή θερμικής ενέργειας
- **Fuel System (kWh/έτος)** : Η κατανάλωση καυσίμου από τη μονάδα συμπαγωγής θερμότητας ηλεκτρισμού
- **K_{TΘ} (ευρώ/Kwh)**: Το κόστος ΤΘ
- **K_{diesel} (ευρώ/Kwh)**: Το κόστος πετρελαίου θέρμανσης
- **K_{LPG} (ευρώ/KWh)**: Το κόστος LPG (Συμπαγωγής)
- **J(%)**: Πληθωριστικό κεφάλαιο
- **I(%)**: Επιτόκιο
- **KHP (ευρώ)**: Κόστος αγοράς και εγκατάστασης μονάδας
- **KM(ευρώ)**: Κόστος συντήρησης μονάδας
- **NPV(10) (ευρώ)**: Καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης για 10 χρόνια

Η πρώτη στήλη του πίνακα εκφράζει κατά αύξοντα αριθμό τα έτη που πραγματοποιείται η οικονομική ανάλυση.

Στην δεύτερη στήλη βρίσκουμε την τιμή του κόστους του καυσίμου θέρμανσης με ΤΘ για κάθε έτος. Έχουμε δηλαδή την αύξηση της τιμής της ΤΘ σύμφωνα με τον πληθωρισμό. Η τιμή αυτή δίνεται από την σχέση :

$$K_{T\Theta n} = K_{T\Theta n-1} * (100+j/100) \text{ (ευρώ/KWh)}$$

Στην Τρίτη στήλη βρίσκουμε την τιμή του κόστους θέρμανσης με πετρέλαιο θέρμανσης για κάθε έτος. Έχουμε δηλαδή την αύξηση της τιμής του πετρελαίου σύμφωνα με τον πληθωρισμό. Η τιμή αυτή δίνεται από τη σχέση :

$$K_{dieseln} = K_{dieseln-1} * (100+j/100) \text{ (ευρώ/KWh)}$$

Στην τέταρτη στήλη βρίσκουμε την τιμή κόστους του LPG για κάθε έτος. Έχουμε δηλαδή την αύξηση της τιμής του LPG σύμφωνα με τον πληθωρισμό. Η τιμή αυτή δίνεται σύμφωνα με τον πληθωρισμό :

$$K_{LPGn} = K_{LPGn-1} * (100+j/100) \text{ (ευρώ/KWh)}$$

Στην πέμπτη στήλη βρίσκουμε την τιμή ηλεκτρικής ενέργειας για κάθε έτος. Έχουμε δηλαδή την αύξηση της ηλεκτρικής ενέργειας σύμφωνα με τον πληθωρισμό. Η τιμή αυτή δίνεται από τη σχέση:

$$K_{en} = K_{en-1} * (100+j/100) \text{ (ευρώ/KWh)}$$

Η έκτη στήλη παρουσιάζει το κόστος παραγωγής θερμικής και ηλεκτρικής ενέργειας από τη μονάδα συμπαραγωγής για κάθε έτος. Το κόστος δίνεται από τη σχέση :

$$K1 = K_{LPGn} * \text{Fuel System (ευρώ)}$$

Η έβδομη στήλη παρουσιάζει το κόστος παραγωγής θερμικής ενέργειας από το λέβητα για κάθε έτος. Το κόστος δίνεται από τη σχέση :

$$K2 = K_{dieseln} * \text{Heat Output (ευρώ)}$$

Η όγδοη στήλη παρουσιάζει το κόστος παραγωγής θερμικής ενέργειας από την ΤΘ για κάθε έτος. Το κόστος δίνεται από τη σχέση :

$$K3 = K_{T\Theta n} * \text{Heat Output (ευρώ)}$$

Η ένατη στήλη παρουσιάζει το κόστος αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας για κάθε έτος. Το κόστος δίνεται από τη σχέση

$$K4 = K_{en} * \text{Electric output (ευρώ)}$$

Η δέκατη παρουσιάζει το κέρδος της n χρονιάς με τη χρήση της μονάδας συμπαραγωγής θερμότητας ηλεκτρισμού. Το κέρδος δίνεται από τη σχέση :

$$PR_n = (K2+K3+K4)-(K1+[(KM*(100+j/100)]) \text{ (ευρώ)}$$

Η ενδέκατη στήλη παρουσιάζει το κέρδος ανοιγμένο σε καθαρή αξία. Το κέρδος δίνεται από τη σχέση :

$$PPV_n = PR_n / (1+i)^n \text{ (ευρώ)}$$

Η δωδέκατη παρουσιάζει το κέρδος σε καθαρή παρούσα αξία μέχρι το n έτος. Η τιμή που προκύπτει το δέκατο έτος είναι ίση με τη καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης. Το κέρδος δίνεται από τη σχέση :

$$NPV_n = NPV_{n-1} + PPV_n \text{ (ευρώ)}$$

Η τελευταία στήλη παρουσιάζει το άθροισμα έως και το n έτος των PPV_n . Το άθροισμα δίνεται από τη σχέση $NPVR_n = \sum PPV_n$

Έχουμε :

$$\text{Heat Output} = 122 \cdot 24 \cdot 364 = 1065792 \text{ kWh/έτος}$$

$$\text{Electric Output} = 59 \cdot 24 \cdot 364 = 515424 \text{ kWh/έτος}$$

$$\text{Fuel} = 401263,4 + 64871,36 = 466134,76 \text{ kWh/έτος}$$

$$\text{Fuel System} = 197 \cdot 24 \cdot 364 = 1720992 \text{ kWh/έτος}$$

$$K_{T\theta} = 0,0435 \text{ (ευρώ/ kWh)}$$

$K_{\text{diesel}} = 0,1363$ (ευρώ/ kWh) η τιμή της κιλοβατώρας πετρελαίου σύμφωνα με τη μέση τιμή του πετρελαίου θέρμανσης όπως αυτή ανακοινώθηκε από το Υπουργείο Ανάπτυξης.

$$K_{LPG} = 0,10961 \text{ (ευρώ/ kWh)}$$

$$K_{CNG} = 0,0497 \text{ (ευρώ/ kWh)}$$

$$j = 2\%$$

$$i = 4,25\%$$

$$K_{HP} = 200000 + 1500 + 0,006 \cdot 200000 + 10000 = 212700 \text{ ευρώ}$$

$$K_e = 0.11529 \text{ (ευρώ/ kWh)}$$

ΠΙΝΑΚΑΣ ΚΑΘΑΡΗΣ ΠΑΡΟΥΣΑΣ ΑΞΙΑΣ (ΠΑΡΑΔΟΧΗ ΓΙΑ ΥΓΡΑΕΡΙΟ)

ΠΙΝΑΚΑΣ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗΣ ΑΝΑΛΥΣΗΣ ΜΕΘΟΔΟΣ ΚΑΘΑΡΗΣ ΠΑΡΟΥΣΑΣ ΑΞΙΑΣ												
Heat Output : 1065792 kWh/έτος						j : 2%						
Electric Output : 515424 kWh/έτος						i : 4.25%						
Fuel (ΤΘ & Λέβητας) : 401263.4 + 64871.36 kWh/έτος						KHP : 205700€						
Fuel System (Μονάδα Σ.Η.Θ) : 1720992 kWh/έτος						KM : 11731.36 €						
K _e : 0.11529 (ευρώ/ kWh)						NPV (10) : -946415						
K _{ΤΘ} : 0,0435 (ευρώ/ kWh)												
K _{LPG} : 0,10961 (ευρώ/ kWh)												
K _{diesel} : 0,1363 (ευρώ/ kWh)												
ΕΤΟΣ	K _{ΤΘ} (€/kWh)	K _{diesel} (€/kWh)	K _{LPG} (€/kWh)	K _e (€/kWh)	K1(€)	K2(€)	K3(€)	K4(€)	PR _n (€)	PPV _n (€)	NPV _n (€)	NPVR _n (€)
0	0.0435	0.1363	0.1096	0.1153	188637.9	8841.917	46361.9	59423.23	-205700	-205700	-205700	
1	0.0444	0.1390	0.1118	0.1176	192410.7	9018.756	14685.7	59423.23	-85983	-82478	-288178	-82478
2	0.0453	0.1418	0.1140	0.1199	196258.9	9199.131	14979.4	60613.86	-87463	-80477	-368655	-162955
3	0.0462	0.1446	0.1163	0.1223	200184.1	9383.113	15279.9	61799.34	-88973	-78529	-447184	-241484
4	0.0471	0.1475	0.1186	0.1248	204187.8	9570.776	15587.1	63036.36	-90513	-76631	-523815	-318115
5	0.0480	0.1505	0.1210	0.1273	208271.5	9762.191	15901	64273.37	-92084	-74783	-598598	-392898
6	0.0490	0.1535	0.1234	0.1298	212437	9957.435	16204.9	65567.93	-93686	-72982	-671581	-465881
7	0.0500	0.1566	0.1259	0.1324	216685.7	10156.58	16542.5	66850.49	-95320	-71228	-742809	-537109
8	0.0510	0.1597	0.1284	0.1351	221019.4	10359.72	16880.1	68190.6	-96987	-69519	-812329	-606629
9	0.0520	0.1629	0.1310	0.1378	225439.8	10566.91	17217.7	69530.7	-98688	-67854	-880183	-674483
10	0.0530	0.1661	0.1336	0.1405	229948.6	10778.25	17555.3	70922.34	-100422	-66232	-946415	-740715

ΠΙΝΑΚΑΣ ΚΑΘΑΡΗΣ ΠΑΡΟΥΣΑΣ ΑΞΙΑΣ (ΠΑΡΑΔΟΧΗ ΓΙΑ ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ)

ΠΙΝΑΚΑΣ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗΣ ΑΝΑΛΥΣΗΣ ΜΕΘΟΔΟΣ ΚΑΘΑΡΗΣ ΠΑΡΟΥΣΑΣ ΑΞΙΑΣ												
Heat Output : 1065792 kWh/έτος						j : 2%						
Electric Output : 515424 kWh/έτος						i : 4.25%						
Fuel (ΤΘ & Λέβητας) : 401263.4 + 64871.36 kWh/έτος						KHP : 205700€						
Fuel System (Μονάδα Σ.Η.Θ) : 1720992 kWh/έτος						KM :11731.36 €						
K _e : 0.11529 (ευρώ/ kWh)						NPV (10) : -43319						
K _{ΤΘ} : 0,0435 (ευρώ/ kWh)												
K _{CNG} : 0,0497 (ευρώ/ kWh)												
K _{diesel} : 0,1363 (ευρώ/ kWh)												
ΕΤΟΣ	K _{ΤΘ} (€/kWh)	K _{diesel} (€/kWh)	K _{CNG} (€/kWh)	K _e (€/kWh)	K1(€)	K2(€)	K3(€)	K4(€)	PR _n (€)	PPV _n (€)	NPV _n (€)	NPVR _n (€)
0	0.0435	0.1363	0.0497	0.1153	85567.72	8841.917	46361.95	59423.23	-205700	-205700	-205700	
1	0.0444	0.1390	0.0507	0.1176	87279.08	9018.756	47289.19	60611.7	17675	16954	-188746	16954
2	0.0453	0.1418	0.0517	0.1199	89024.66	9199.131	48234.97	61823.93	18267	16808	-171938	33762
3	0.0462	0.1446	0.0528	0.1223	90805.15	9383.113	49199.67	63060.41	18872	16657	-155281	50419
4	0.0471	0.1475	0.0538	0.1248	92621.25	9570.776	50183.67	64321.62	19489	16500	-138781	66919
5	0.0480	0.1505	0.0549	0.1273	94473.68	9762.191	51187.34	65608.05	20118	16338	-122443	83257
6	0.0490	0.1535	0.0560	0.1298	96363.15	9957.435	52211.09	66920.21	20760	16172	-106271	99429
7	0.0500	0.1566	0.0571	0.1324	98290.42	10156.58	53255.31	68258.62	21414	16002	-90269	115431
8	0.0510	0.1597	0.0583	0.1351	100256.2	10359.72	54320.42	69623.79	22082	15828	-74441	131259
9	0.0520	0.1629	0.0594	0.1378	102261.3	10566.91	55406.82	71016.26	22763	15651	-58790	146910
10	0.0530	0.1661	0.0606	0.1405	104306.6	10778.25	56514.96	72436.59	23457	15471	-43319	162381

ΠΙΝΑΚΑΣ ΚΑΘΑΡΗΣ ΠΑΡΟΥΣΑΣ ΑΞΙΑΣ (ΠΑΡΑΔΟΧΗ ΓΙΑ ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ ΣΕ ΒΑΘΟΣ 15ΕΤΙΑΣ)

ΠΙΝΑΚΑΣ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗΣ ΑΝΑΛΥΣΗΣ ΜΕΘΟΔΟΣ ΚΑΘΑΡΗΣ ΠΑΡΟΥΣΑΣ ΑΞΙΑΣ												
Heat Output : 1065792 kWh/έτος						j : 2%						
Electric Output : 515424 kWh/έτος						i : 4.25%						
Fuel (ΤΘ & Λέβητας) : 401263.4 + 64871.36 kWh/έτος						KHP : 205700€						
Fuel System (Μονάδα Σ.Η.Θ) : 1720992 kWh/έτος						KM : 11731.36 €						
K _e : 0.11529 (ευρώ/ kWh)						NPV (15) : 31257						
K _{ΤΘ} : 0,0435 (ευρώ/ kWh)												
K _{CNG} : 0,0497 (ευρώ/ kWh)												
K _{diesel} : 0,1363 (ευρώ/ kWh)												
ΕΤΟΣ	K _{ΤΘ} (€/kWh)	K _{diesel} (€/kWh)	K _{CNG} (€/kWh)	K _e (€/kWh)	K1(€)	K2(€)	K3(€)	K4(€)	PR _n (€)	PPV _n (€)	NPV _n (€)	NPVR _n (€)
0	0.0435	0.1363	0.0497	0.1153	85567.72	8841.917	46361.95	59423.23	-205700	-205700	-205700	
1	0.0444	0.1390	0.0507	0.1176	87279.08	9018.756	47289.19	60611.7	17675	16954	-188746	16954
2	0.0453	0.1418	0.0517	0.1199	89024.66	9199.131	48234.97	61823.93	18267	16808	-171938	33762
3	0.0462	0.1446	0.0528	0.1223	90805.15	9383.113	49199.67	63060.41	18872	16657	-155281	50419
4	0.0471	0.1475	0.0538	0.1248	92621.25	9570.776	50183.67	64321.62	19489	16500	-138781	66919
5	0.0480	0.1505	0.0549	0.1273	94473.68	9762.191	51187.34	65608.05	20118	16338	-122443	83257
6	0.0490	0.1535	0.0560	0.1298	96363.15	9957.435	52211.09	66920.21	20760	16172	-106271	99429
7	0.0500	0.1566	0.0571	0.1324	98290.42	10156.58	53255.31	68258.62	21414	16002	-90269	115431
8	0.0510	0.1597	0.0583	0.1351	100256.2	10359.72	54320.42	69623.79	22082	15828	-74441	131259
9	0.0520	0.1629	0.0594	0.1378	102261.3	10566.91	55406.82	71016.26	22763	15651	-58790	146910
10	0.0530	0.1661	0.0606	0.1405	104306.6	10778.25	56514.96	72436.59	23457	15471	-43319	162381
11	0.0541	0.1695	0.0618	0.1433	106392.7	10993.81	57645.26	73885.32	24166	15288	-28031	134350
12	0.0552	0.1729	0.0631	0.1462	108520.6	11213.69	58798.17	75363.03	24888	15104	-12927	121422
13	0.0563	0.1763	0.0643	0.1491	110691	11437.96	59974.13	76870.29	25625	14917	1990	123412
14	0.0574	0.1798	0.0656	0.1521	112904.8	11666.72	61173.61	78407.69	26377	14729	16718	140131
15	0.0585	0.1834	0.0669	0.1552	115162.9	11900.06	62397.08	79975.85	27144	14539	31257	171388

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7^ο – ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Παρατηρώντας τους πίνακες του κεφαλαίου της οικονομικής ανάλυσης προκύπτουν κάποια συμπεράσματα. Αναλυτικότερα η λειτουργία της μονάδας συμπαράγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας με υγραέριο (LPG) κρίνεται μη συμφέρουσα και απορρίπτεται. Συγκεκριμένα για 10ετή λειτουργία της μονάδας υπολογίστηκε ότι το ξενοδοχείο θα καταγράψει ζημία η οποία ανέρχεται στα 946.415€. Αυτό μπορεί να δικαιολογηθεί λαμβάνοντας υπόψη την υψηλή τιμή του LPG 0,10961 (ευρώ/ kWh) σε σύγκριση με τιμή της Τ/Θ όπου ανέρχεται στα 0,0435 (ευρώ/ kWh). Να σημειωθεί επίσης ότι το ξενοδοχείο βρίσκεται στην περιοχή της Κοζάνης (Δ' Κλιματική Ζώνη) όπου οι ανάγκες της επιχείρησης για θερμικά φορτία είναι πολύ μεγαλύτερες από τις ανάγκες για ηλεκτρικά λόγω των πολύ χαμηλών θερμοκρασιών που επικρατούν στην περιοχή.

Για τη λειτουργία της μονάδας συμπαράγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας με συμπιεσμένο φυσικό αέριο (CNG), βάσει των πινάκων του κεφαλαίου της οικονομικής ανάλυσης, προκύπτει το συμπέρασμα ότι η επένδυση δεν είναι αποδοτική σε βάθος 10ετίας (NPV (10) : -43319€). Παρόλα αυτά λόγω της μικρής απόκλισης από το στόχο για τα δεδομένα των αριθμών της επένδυσης η μελέτη συνεχίστηκε σε βάθος 15ετίας. Αποτέλεσμα ήταν η δημιουργία ενός ακόμα πίνακα όπου υπολογίστηκε για τη λειτουργία της μονάδας με συμπιεσμένο φυσικό αέριο (CNG) το NPV (15) και βρέθηκε ίσο με: NPV (15) : 31257€. Αυτό σημαίνει ότι η επένδυση του ξενοδοχείου σε βάθος 15ετίας είναι συμφέρουσα και θα πρέπει να εγκριθεί δεδομένου ότι η επιχείρηση μέσα σε 15 χρόνια έχει κάνει απόσβεση το κεφάλαιο της επένδυσης και έχει καταγράψει κέρδη της τάξης των 31257€. Επίσης θα πρέπει να αναφερθεί το γεγονός ότι υπάρχει πλεόνασμα παραγωγής KW_e οι οποίες μπορούν να πωληθούν στο δίκτυο της ΔΕΗ. Κάτι τέτοιο θα αποφέρει μεγαλύτερο κέρδος στην επιχείρηση όπως επίσης θα μειώσει και βάθος χρόνου της απόσβεσης ενδεχομένως και σε λιγότερο από 10 χρόνια.

Επίσης κάποια άλλα πλεονεκτήματα που απορρέουν από την εγκατάσταση της μονάδας συμπαράγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας είναι :

- Ενεργειακή αυτονομία του ξενοδοχείου
- Μείωση του κόστους λειτουργίας
- Μείωση του κόστους συντήρησης του ξενοδοχείου διότι ο μηχανολογικός εξοπλισμός για την θέρμανση του νερού δεν θα αποτελεί κόστος συντήρησης (καταργείται η χρήση λέβητα)
- Φιλικότητα προς το περιβάλλον

- Το κτίριο με το σύστημα συμπαγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας κατατάσσεται στο Δελτίο Ενεργειακής ταυτότητας κτιρίου στην ενεργειακή απόδοση A

Τέλος θα πρέπει να αναφερθεί ότι η μονάδα συμπαγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας είναι υπερδιαστασιολογημένη καθώς οι απαιτήσεις του ξενοδοχείου καλύπτονται πλήρως ακόμα και όταν η μονάδα λειτουργεί στο 50%. Αυτό οφείλεται στην αδυναμία επικοινωνίας, επαρκούς πληροφόρησης και παροχής των αντίστοιχων σχετικών πληροφοριών οι οποίες ήταν απαραίτητες για την εκπόνηση της παρούσης πτυχιακής εργασίας από μέρους των εταιριών σχετικές με το αντικείμενο προς το μέρος των σπουδαστών. Το γεγονός αυτό αφήνει ανοικτό το ενδεχόμενο να υπάρχει στην αγορά διαθέσιμη κάποια μονάδα η οποία θα ανταπεξέρχεται καλύτερα στις ανάγκες του ξενοδοχείου με χαμηλότερο κόστος αγοράς καθώς και συντήρησης καθιστώντας την επικερδέστερη επένδυση.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

1. Καραγιαννάκης Λουκάς << Βελτιστοποίηση Ενεργειακών συστημάτων >>
2. Κουτσογιάννος Αθανάσιος πτυχιακή εργασία << Συμπαγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας σε υφιστάμενο Ξενοδοχείο >> 2009.
3. Σελλούντος Β. <<Θέρμανση & Κλιματισμός >>
4. Steiner E.B Cogeneration Units guidance manual 2009 (e-book)
5. <http://www.mtuonsiteenergy.com/home/> (προσβάσιμη στις 12/3/2014)
6. <http://www.mtuonsiteenergy.com/products/> (προσβάσιμη στις 12/3/2014)
7. <http://www.mtuonsiteenergy.com/about-us/contact-us/> (προσβάσιμη στις 19/4/2014)
8. <http://www.allaboutenergy.gr/> (προσβάσιμη στις 5/11/2013)
9. <http://freemeteo.gr/kairos/kozani/o-kairos-tora/simeio/?gid=735563&station=5225&language=greek&country=greece> (προσβάσιμη στις 6/11/2013)
10. <http://freemeteo.gr/kairos/?language=greek&country=greece> (προσβάσιμη στις 6/11/2013)
11. <http://www.ariexpo.gr/> (προσβάσιμη στις 5/3/2014)
12. <http://www.ariexpo.gr/contact.asp> (προσβάσιμη στις 5/3/2014)
13. <http://www.depa.gr/> (προσβάσιμη στις 25/06/2014)
14. <http://www.depa.gr/contact.html> (προσβάσιμη στις 25/06/2014)

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 1 μέρος Α

ΤΙΜΟΛΟΓΙΑ ΔΕΗ

Μήνας	Κόστος (€)	kwh
Ιανουάριος 2011	1627.43	14115.97
Φεβρουάριος 2011	1493.24	12952.03
Μάρτιος 2011	1663.99	14433.08
Απρίλιος 2011	1652.4	14332.55
Μάιος 2011	1342.2	11641.95
Ιούνιος 2011	1820.98	15794.78
Ιούλιος 2011	4048.56	35116.32
Αύγουστος 2011	1723.31	14947.61
Σεπτέμβριος 2011	1681.97	14589.04
Οκτώβριος 2011	1698.25	14730.25
Νοέμβριος 2011	1395.5	12104.26
Δεκέμβριος 2011	1811.45	15712.12

Μήνας	Κόστος (€)	kwh
Ιανουάριος 2012	1840.03	15960.01
Φεβρουάριος 2012	2016.49	17490.59
Μάρτιος 2012	2041.35	17706.22
Απρίλιος 2012	1814.68	15740.13
Μάιος 2012	2015.25	17479.83
Ιούνιος 2012	1985.27	17219.79
Ιούλιος 2012	1814.59	15739.35
Αύγουστος 2012	2181.49	18921.76
Σεπτέμβριος 2012	1873.19	16247.64
Οκτώβριος 2012	2235.51	19390.32
Νοέμβριος 2012	2267.3	19666.06
Δεκέμβριος 2012	1987.17	17236.27

ΤΙΜΟΛΟΓΙΑ ΤΗΛΕΘΕΡΜΑΝΣΗΣ

Μήνας	Κόστος (€)	kwh
Ιανουάριος 2011	1955.379	44951.24
Φεβρουάριος 2011	2873.64	66060.69
Μάρτιος 2011	2337.96	53746.21
Απρίλιος 2011	1132.2	26027.59
Μάιος 2011	905.76	20822.07
Ιούνιος 2011	0	0
Ιούλιος 2011	0	0
Αύγουστος 2011	0	0
Σεπτέμβριος 2011	0	0
Οκτώβριος 2011	2454.49	56425.06
Νοέμβριος 2011	3506.7	80613.79
Δεκέμβριος 2011	2288.83	52616.78

Μήνας	Κόστος (€)	kwh
Ιανουάριος 2012	1653.23	38005.29
Φεβρουάριος 2012	3207.08	73725.98
Μάρτιος 2012	2840.95	65309.2
Απρίλιος 2012	525.9	12089.66
Μάιος 2012	333.07	7656.782
Ιούνιος 2012	0	0
Ιούλιος 2012	0	0
Αύγουστος 2012	0	0
Σεπτέμβριος 2012	0	0
Οκτώβριος 2012	1724.82	39651.03
Νοέμβριος 2012	2723.4	62606.9
Δεκέμβριος 2012	1677.24	38557.24

ΤΙΜΟΛΟΓΙΑ ΠΕΤΡΕΛΑΙΟΥ ΘΕΡΜΑΝΣΗΣ

Μήνας	Κόστος (€)	kwh
Ιανουάριος 2011	1072.632	8275.771
Φεβρουάριος 2011	968.8288	7474.89
Μάρτιος 2011	1072.632	8275.771
Απρίλιος 2011	1038.031	8008.81
Μάιος 2011	1072.632	8275.771
Ιούνιος 2011	0	0
Ιούλιος 2011	0	0
Αύγουστος 2011	0	0
Σεπτέμβριος 2011	0	0
Οκτώβριος 2011	1072.632	8275.771
Νοέμβριος 2011	1038.031	8008.81
Δεκέμβριος 2011	1072.632	8275.771

Μήνας	Κόστος (€)	kwh
Ιανουάριος 2012	1072.632	8275.771
Φεβρουάριος 2012	1003.43	7741.85
Μάρτιος 2012	1072.632	8275.771
Απρίλιος 2012	1038.031	8008.81
Μάιος 2012	1072.632	8275.771
Ιούνιος 2012	0	0
Ιούλιος 2012	0	0
Αύγουστος 2012	0	0
Σεπτέμβριος 2012	0	0
Οκτώβριος 2012	1072.632	8275.771
Νοέμβριος 2012	1038.031	8008.81
Δεκέμβριος 2012	1072.632	8275.771

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 1 μέρος Β

ΠΙΝΑΚΕΣ ΒΑΘΜΟΗΜΕΡΩΝ

Ιανουάριος 2011	Μέγιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Ελάχιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Βαθμοημέρες (Daydegrees)
1	8	-3	16
2	7	-1	15
3	3	1	16
4	-1	-2	20
5	5	-2	17
6	5	-2	17
7	9	-2	15
8	11	-1	13
9	13	1	11
10	9	1	13
11	3	2	16
12	6	4	13
13	10	5	11
14	13	3	10
15	15	3	9
16	10	6	10
17	9	2	13
18	12	-1	13
19	13	1	11
20	9	0	14
21	7	3	13
22	6	3	14
23	8	1	14
24	6	-2	16
25	-1	-5	21
26	2	-8	21
27	6	-4	17
28	3	-1	17
29	2	-1	18
30	5	0	16
31	4	2	15
		Σύνολο	457

Φεβρουάριος 2011	Μέγιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Ελάχιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Βαθμοημέρες (Daydegrees)
1	5	-2	17
2	3	-1	17
3	3	-1	17
4	5	-2	17
5	12	-3	14
6	15	2	10
7	16	5	8
8	17	1	9
9	14	6	8
10	11	3	11
11	14	-3	13
12	16	5	8
13	14	4	9
14	12	3	11
15	10	5	11
16	6	4	13
17	11	3	11
18	8	5	12
19	9	6	11
20	8	4	12
21	5	3	14
22	9	2	13
23	3	2	16
24	4	1	16
25	2	0	17
26	2	-1	18
27	3	1	16
28	5	2	15
		Σύνολο	364

Μάρτιος 2011	Μέγιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Ελάχιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Βαθμοημέρες (Daydegrees)
1	4	2	15
2	3	1	16
3	2	-1	18
4	4	1	16
5	5	2	15
6	9	3	12
7	3	-2	18
8	2	-5	20
9	3	-5	19
10	10	-1	14
11	13	-2	13
12	17	2	9
13	14	2	10
14	18	6	6
15	18	6	6
16	21	4	6
17	14	9	7
18	15	5	8
19	13	7	8
20	10	6	10
21	6	5	13
22	9	4	12
23	12	1	12
24	17	6	7
25	19	7	5
26	20	8	4
27	19	7	5
28	18	6	6
29	13	9	7
30	16	6	7
31	15	9	6
		Σύνολο	332

Απρίλιος 2011	Μέγιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Ελάχιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Βαθμοημέρες (Daydegrees)
1	14	10	6
2	17	8	6
3	17	9	5
4	19	4	7
5	16	7	7
6	11	8	9
7	17	7	6
8	23	7	3
9	24	12	0
10	18	10	4
11	14	11	6
12	21	6	5
13	20	8	4
14	12	3	11
15	14	5	9
16	8	7	11
17	11	6	10
18	8	5	12
19	14	6	8
20	16	9	6
21	18	9	5
22	19	8	5
23	18	10	4
24	18	10	4
25	18	6	6
26	11	8	9
27	10	6	10
28	12	10	7
29	18	12	3
30	18	13	3
		Σύνολο	192

Μάιος 2011	Μέγιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Ελάχιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Βαθμοημέρες (Daydegrees)
1	16	11	5
2	23	10	2
3	19	12	3
4	19	12	3
5	13	8	8
6	16	7	7
7	20	8	4
8	21	13	1
9	12	10	7
10	17	9	5
11	16	11	5
12	17	10	5
13	21	9	3
14	24	13	0
15	26	13	0
16	22	12	1
17	19	11	3
18	20	11	3
19	16	12	4
20	23	12	1
21	24	15	0
22	24	15	0
23	24	15	0
24	24	16	0
25	25	15	0
26	24	16	0
27	22	15	0
28	23	17	0
29	24	14	0
30	23	14	0
31	24	16	0
		Σύνολο	70

Ιούνιος 2011	Μέγιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Ελάχιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Βαθμοημέρες (Daydegrees)
1	25	16	0
2	24	16	0
3	22	17	0
4	23	17	0
5	27	18	0
6	26	15	0
7	24	22	0
8	29	18	0
9	29	19	0
10	25	18	0
11	25	17	0
12	23	16	0
13	25	16	0
14	26	17	0
15	21	15	0
16	24	15	0
17	26	19	0
18	28	20	0
19	30	19	0
20	28	18	0
21	29	18	0
22	30	19	0
23	30	19	0
24	32	23	0
25	30	23	0
26	23	15	0
27	23	13	0
28	24	15	0
29	25	16	0
30	30	17	0
		Σύνολο	0

Ιούλιος 2011	Μέγιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Ελάχιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Βαθμοημέρες (Daydegrees)
1	23	18	0
2	28	18	0
3	26	18	0
4	27	14	0
5	30	19	0
6	28	17	0
7	31	19	0
8	31	24	0
9	33	24	0
10	33	23	0
11	34	20	0
12	32	23	0
13	32	23	0
14	34	22	0
15	34	25	0
16	35	26	0
17	33	22	0
18	33	20	0
19	35	25	0
20	36	26	0
21	30	20	0
22	32	18	0
23	30	23	0
24	32	20	0
25	31	18	0
26	27	18	0
27	29	21	0
28	34	21	0
29	33	21	0
30	30	21	0
31	31	20	0
		Σύνολο	0

Αύγουστος 2011	Μέγιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Ελάχιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Βαθμοημέρες (Daydegrees)
1	30	17	0
2	29	18	0
3	30	18	0
4	31	18	0
5	31	19	0
6	31	20	0
7	29	18	0
8	32	20	0
9	34	19	0
10	35	21	0
11	30	16	0
12	25	16	0
13	29	18	0
14	31	18	0
15	32	20	0
16	33	21	0
17	31	23	0
18	32	21	0
19	31	19	0
20	32	22	0
21	32	22	0
22	31	20	0
23	31	20	0
24	33	22	0
25	34	22	0
26	32	23	0
27	29	22	0
28	29	16	0
29	29	15	0
30	32	16	0
31	32	19	0
		Σύνολο	0

Σεπτέμβριος 2011	Μέγιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Ελάχιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Βαθμοημέρες (Daydegrees)
1	31	19	0
2	31	22	0
3	31	22	0
4	30	18	0
5	30	17	0
6	31	18	0
7	25	17	0
8	30	18	0
9	31	16	0
10	30	18	0
11	32	16	0
12	32	17	0
13	32	18	0
14	32	17	0
15	33	16	0
16	32	17	0
17	31	16	0
18	29	15	0
19	30	14	0
20	24	11	1
21	17	11	4
22	21	15	0
23	25	14	0
24	26	13	0
25	26	14	0
26	22	13	1
27	22	12	1
28	23	10	2
29	24	8	2
30	30	13	0
		Σύνολο	11

Οκτώβριος 2011	Μέγιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Ελάχιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Βαθμοημέρες (Daydegrees)
1	22	13	1
2	23	14	0
3	23	12	1
4	24	10	1
5	24	11	1
6	25	11	0
7	24	11	1
8	21	11	2
9	11	7	9
10	10	6	10
11	15	6	8
12	21	7	4
13	24	9	2
14	12	9	8
15	7	6	12
16	9	1	13
17	9	0	14
18	12	0	12
19	18	3	8
20	19	2	8
21	19	4	7
22	17	6	7
23	12	8	8
24	12	8	8
25	13	7	8
26	13	8	8
27	12	3	11
28	13	3	10
29	14	2	10
30	13	2	11
31	13	0	12
		Σύνολο	215

Νοέμβριος 2011	Μέγιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Ελάχιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Βαθμοημέρες (Daydegrees)
1	14	0	11
2	14	2	10
3	14	2	10
4	14	0	11
5	12	-1	13
6	13	1	11
7	11	6	10
8	11	8	9
9	14	8	7
10	12	8	8
11	9	5	11
12	5	1	15
13	5	0	16
14	6	1	15
15	7	-2	16
16	8	-3	16
17	8	-3	16
18	9	-3	15
19	11	-3	14
20	10	-2	14
21	10	-2	14
22	7	-3	16
23	8	3	13
24	7	3	13
25	6	4	13
26	9	2	13
27	10	1	13
28	15	2	10
29	10	1	13
30	11	0	13
		Σύνολο	381

Δεκέμβριος 2011	Μέγιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Ελάχιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Βαθμοημέρες (Daydegrees)
1	13	2	11
2	12	0	12
3	12	-1	13
4	13	0	12
5	15	6	8
6	12	4	10
7	9	1	13
8	14	-2	12
9	9	-3	15
10	11	-1	13
11	14	6	8
12	14	5	9
13	15	3	9
14	13	2	11
15	11	0	13
16	13	5	9
17	14	4	9
18	9	2	13
19	4	0	16
20	7	1	14
21	5	-2	17
22	2	-2	18
23	0	-3	20
24	0	-6	21
25	2	-6	20
26	2	-2	18
27	2	-3	19
28	3	-5	19
29	2	-5	20
30	3	-2	18
31	1	-1	18
		Σύνολο	441

Ιανουάριος 2012	Μέγιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Ελάχιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Βαθμοημέρες (Daydegrees)
1	1	-5	20
2	5	-7	19
3	6	-6	18
4	7	-3	16
5	9	-2	15
6	7	0	15
7	2	-2	18
8	1	-5	20
9	2	-6	20
10	2	-2	18
11	3	-4	19
12	4	-4	18
13	9	-4	16
14	3	-6	20
15	0	-8	22
16	-2	-9	24
17	-1	-9	23
18	1	-8	22
19	4	-7	20
20	9	-1	14
21	5	-2	17
22	10	-5	16
23	13	0	12
24	6	2	14
25	2	-2	18
26	0	-3	20
27	1	-4	20
28	3	-5	19
29	0	-2	19
30	1	-4	20
31	0	-8	22
		Σύνολο	576

Φεβρουάριος 2012	Μέγιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Ελάχιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Βαθμοημέρες (Daydegrees)
1	-2	-9	24
2	-4	-6	23
3	1	-4	20
4	7	1	14
5	10	0	13
6	5	-2	17
7	1	-4	20
8	-2	-6	22
9	-3	-7	23
10	-1	-5	21
11	2	-4	19
12	1	-2	19
13	6	-2	16
14	2	-4	19
15	5	-6	19
16	3	-4	19
17	0	-6	21
18	-3	-5	22
19	10	-4	15
20	9	2	13
21	9	3	12
22	8	2	13
23	10	1	13
24	12	1	12
25	18	3	8
26	10	1	13
27	2	-4	19
28	0	-5	21
29	9	-4	16
		Σύνολο	508

Μάρτιος 2012	Μέγιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Ελάχιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Βαθμοημέρες (Daydegrees)
1	8	-3	16
2	13	-2	13
3	18	2	8
4	14	1	11
5	10	2	12
6	7	4	13
7	4	1	16
8	4	2	15
9	4	2	15
10	3	2	16
11	3	0	17
12	4	0	16
13	7	0	15
14	11	1	12
15	12	3	11
16	15	2	10
17	18	0	9
18	20	3	7
19	22	4	5
20	22	6	4
21	22	8	3
22	20	7	5
23	20	4	6
24	20	5	6
25	20	7	5
26	18	7	6
27	16	5	8
28	16	7	7
29	20	2	7
30	19	6	6
31	19	3	7
		Σύνολο	307

Απρίλιος 2012	Μέγιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Ελάχιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Βαθμοημέρες (Daydegrees)
1	20	2	7
2	16	2	9
3	20	3	7
4	11	6	10
5	13	9	7
6	20	9	4
7	19	8	5
8	15	6	8
9	6	3	14
10	9	0	14
11	15	0	11
12	19	4	7
13	13	7	8
14	15	9	6
15	18	5	7
16	16	5	8
17	12	7	9
18	12	7	9
19	17	7	6
20	15	8	7
21	17	6	7
22	20	4	6
23	20	7	5
24	22	11	2
25	23	8	3
26	23	6	4
27	24	10	1
28	16	10	5
29	25	9	1
30	25	11	0
		Σύνολο	197

Μάιος 2012	Μέγιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Ελάχιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Βαθμοημέρες (Daydegrees)
1	26	12	0
2	27	11	0
3	26	11	0
4	23	10	2
5	24	8	2
6	25	10	1
7	26	11	0
8	23	13	0
9	22	12	1
10	20	11	3
11	23	12	1
12	25	12	0
13	23	12	1
14	19	8	5
15	14	6	8
16	20	7	5
17	16	7	7
18	14	8	7
19	22	10	2
20	24	10	1
21	20	12	2
22	20	9	4
23	20	8	4
24	18	8	5
25	22	9	3
26	17	10	5
27	18	10	4
28	20	10	3
29	20	10	3
30	20	9	4
31	24	9	2
		Σύνολο	86

Ιούνιος 2012	Μέγιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Ελάχιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Βαθμοημέρες (Daydegrees)
1	26	10	0
2	27	11	0
3	27	14	0
4	29	13	0
5	21	13	1
6	24	13	0
7	27	13	0
8	29	13	0
9	32	15	0
10	31	16	0
11	32	16	0
12	32	16	0
13	33	17	0
14	29	15	0
15	30	18	0
16	30	17	0
17	30	16	0
18	31	14	0
19	32	13	0
20	32	17	0
21	32	17	0
22	33	15	0
23	34	20	0
24	33	18	0
25	33	15	0
26	31	17	0
27	27	17	0
28	30	16	0
29	30	16	0
30	31	16	0
		Σύνολο	1

Ιούλιος 2012	Μέγιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Ελάχιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Βαθμοημέρες (Daydegrees)
1	31	16	0
2	31	16	0
3	29	14	0
4	32	14	0
5	34	18	0
6	35	18	0
7	34	18	0
8	36	20	0
9	35	21	0
10	37	21	0
11	36	20	0
12	37	19	0
13	35	18	0
14	36	20	0
15	39	20	0
16	39	21	0
17	30	18	0
18	31	19	0
19	32	18	0
20	34	16	0
21	36	18	0
22	36	20	0
23	33	19	0
24	32	19	0
25	33	20	0
26	34	21	0
27	34	19	0
28	33	19	0
29	36	20	0
30	36	21	0
31	33	20	0
		Σύνολο	0

Αύγουστος 2012	Μέγιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Ελάχιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Βαθμοημέρες (Daydegrees)
1	26	18	0
2	28	16	0
3	32	16	0
4	34	19	0
5	35	21	0
6	38	21	0
7	38	21	0
8	38	23	0
9	34	18	0
10	29	18	0
11	27	15	0
12	28	15	0
13	28	16	0
14	31	15	0
15	32	16	0
16	34	17	0
17	31	19	0
18	30	19	0
19	29	18	0
20	29	17	0
21	32	17	0
22	35	19	0
23	36	19	0
24	36	20	0
25	36	19	0
26	37	20	0
27	31	17	0
28	28	15	0
29	31	14	0
30	31	14	0
31	31	15	0
		Σύνολο	0

Σεπτέμβριος 2012	Μέγιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Ελάχιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Βαθμοημέρες (Daydegrees)
1	30	15	0
2	29	14	0
3	29	14	0
4	31	14	0
5	31	16	0
6	32	16	0
7	28	17	0
8	28	18	0
9	30	16	0
10	26	14	0
11	26	13	0
12	26	12	0
13	28	13	0
14	21	15	0
15	18	13	3
16	18	13	3
17	20	14	1
18	14	15	4
19	15	13	4
20	14	11	6
21	19	10	4
22	24	8	2
23	26	10	0
24	30	12	0
25	31	15	0
26	29	17	0
27	30	15	0
28	31	16	0
29	31	16	0
30	31	15	0
		Σύνολο	28

Οκτώβριος 2012	Μέγιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Ελάχιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Βαθμοημέρες (Daydegrees)
1	30	16	0
2	28	15	0
3	27	16	0
4	26	14	0
5	27	13	0
6	25	13	0
7	26	11	0
8	21	12	2
9	19	10	4
10	18	10	4
11	23	12	1
12	22	11	2
13	25	12	0
14	20	13	2
15	21	12	2
16	18	11	4
17	24	11	1
18	23	12	1
19	23	11	1
20	23	10	2
21	21	10	3
22	21	9	3
23	20	12	2
24	20	9	4
25	20	7	5
26	21	8	4
27	14	9	7
28	17	14	3
29	20	8	4
30	15	5	8
31	15	3	9
		Σύνολο	77

Νοέμβριος 2012	Μέγιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Ελάχιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Βαθμοημέρες (Daydegrees)
1	30	16	11
2	28	15	12
3	27	16	13
4	26	14	12
5	27	13	11
6	25	13	12
7	26	11	11
8	21	12	14
9	19	10	14
10	18	10	14
11	23	12	13
12	22	11	13
13	25	12	12
14	20	13	15
15	21	12	14
16	18	11	15
17	24	11	12
18	23	12	13
19	23	11	12
20	23	10	12
21	21	10	13
22	21	9	12
23	20	12	14
24	20	9	13
25	20	7	12
26	21	8	12
27	14	9	16
28	17	14	17
29	20	8	12
30	15	5	13
31	15	3	12
		Σύνολο	400

Δεκέμβριος 2012	Μέγιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Ελάχιστη επικρατούσα θερμοκρασία ημέρας	Βαθμοημέρες (Daydegrees)
1	14	5	9
2	8	4	12
3	11	0	13
4	6	-2	16
5	7	1	14
6	9	0	14
7	4	-3	18
8	6	-3	17
9	5	-4	18
10	2	-4	19
11	4	-3	18
12	1	-3	19
13	2	6	14
14	3	-5	19
15	5	-5	18
16	5	0	16
17	7	3	13
18	6	5	13
19	5	3	14
20	4	0	16
21	2	-3	19
22	2	1	17
23	6	-2	16
24	9	3	12
25	14	0	11
26	14	1	11
27	14	3	10
28	13	3	10
29	6	5	13
30	6	3	14
31	6	5	13
		Σύνολο	457

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 2 – ΤΕΧΝΙΚΑ ΦΥΛΛΑΔΙΑ

COMBINED HEAT AND POWER FROM NATURAL GAS



CONTENTS

- 04 MTU Onsite Energy
- 06 Overview of gas engine systems
- 08 CHP systems: advantages
- 10 CHP systems: applications
- 12 Compact CHP systems: Series 400
- 14 Split-module CHP systems: Series 4000
- 16 CHP system control
- 17 Additional system components



18 Gas engine system container units

20 CHP project planning

22 MTU ValueCare



COMBINING OUR RESOURCES TO SUPPLY YOU WITH DEPENDABLE ENERGY: ANYTIME. ANYWHERE.

MTU Onsite Energy is one of the core brands of Rolls-Royce Power Systems AG, which is a world-leading provider of high- and medium-speed diesel and gas engines, complete drive systems, distributed energy systems and fuel injection systems for the most demanding requirements.

MTU Onsite Energy offers complete power system solutions: from mission critical to standby power to continuous power, heating and cooling. We also provide a full line of service products to help you get the most from your equipment.

Customers around the world trust us to provide reliable power for a wide range of applications, such as healthcare, data centers, airports, farms and independent power stations. Our product portfolio covers diesel generator sets up to 3,250 kW, gas-powered cogeneration systems up to 2,500 kW and gas turbines up to 50,000 kW. This product offering is complemented by medium-speed engines for land-based energy solutions up to 9,300 kW as part of the Rolls-Royce Power Systems AG product portfolio.

More than 60 years of power generation systems expertise and over a century of diesel engine engineering experience have enabled us to provide complete solutions all over the globe. And we continue to develop sustainable alternatives, with systems that produce greener energy from climate-neutral, regenerative fuels, such as combined heat and power (CHP) plants fueled by biogas, landfill gas or sewage gas.

MTU Onsite Energy gas engine systems

We have three types of systems:

- // Gas generator sets: for power generation
- // Combined heat and power modules (CHP), also called block heat and power plants: for the generation of power and heat
- // Combined heat, power and cooling energy modules (CHPC): for the generation of power, heat and cooling energy (in combination with appropriate cooling units)

Since these systems convert the primary energy carrier gas into power, power and energy, or power, heat and cooling energy directly on site, the energy is generated exactly where it is needed – without any transmission losses.

MTU Onsite Energy develops, manufactures and provides gas engine systems for operation with natural gas, biogas and other specialty gases.

Natural gas as fuel

Today's energy production is mainly focused on fossil fuels. However, the limited supply of these fuels as well as conventional technologies' negative impact on the environment and our climate have promoted a shift towards new energy policies.

In favor of an improved global ecological balance, natural gas will replace other fossil fuels to produce clean energy. Gas powered energy systems offer great potential for playing an important role in the energy mix of the future – and our gensets and modules can effectively explore this potential. Technologically mature, they combine highest performance with low emissions. Thanks to their broad power range from 120 kW_{el} to 2,500 kW_{el}, our gas engine systems based on natural gas are widely applicable in various areas.



OUR GAS ENGINE SYSTEMS: THREE TYPES. COUNTLESS POSSIBILITIES.

Whatever you require – power only, power and heat or even power, heat and cooling: MTU Onsite Energy systems fulfill your demands.

Power supply

Our gas generator sets can be used to provide power around-the-clock to locations where the power supply is not reliable or even nonexistent. According to the demands, our systems can be deployed for grid-parallel or off-grid operation.

A special application of power generation plants are power stations based on gas engines. They secure medium- and long-term power generation for projects that have to be developed and implemented fast, and often under critical conditions.

Aligned with all requirements on-site, we deliver and service highly efficient power station solutions in a power range of 200 MW and more.



Power and heat supply (CHP)

Many applications require extra heat in addition to power. Hospitals, schools, sports facilities, office and administrative buildings, industrial enterprises with heat-intensive manufacturing methods, department stores and shopping centers often separately generate heat and obtain power from the public grid. CHP plants from MTU Onsite Energy provide a significantly more economical alternative.

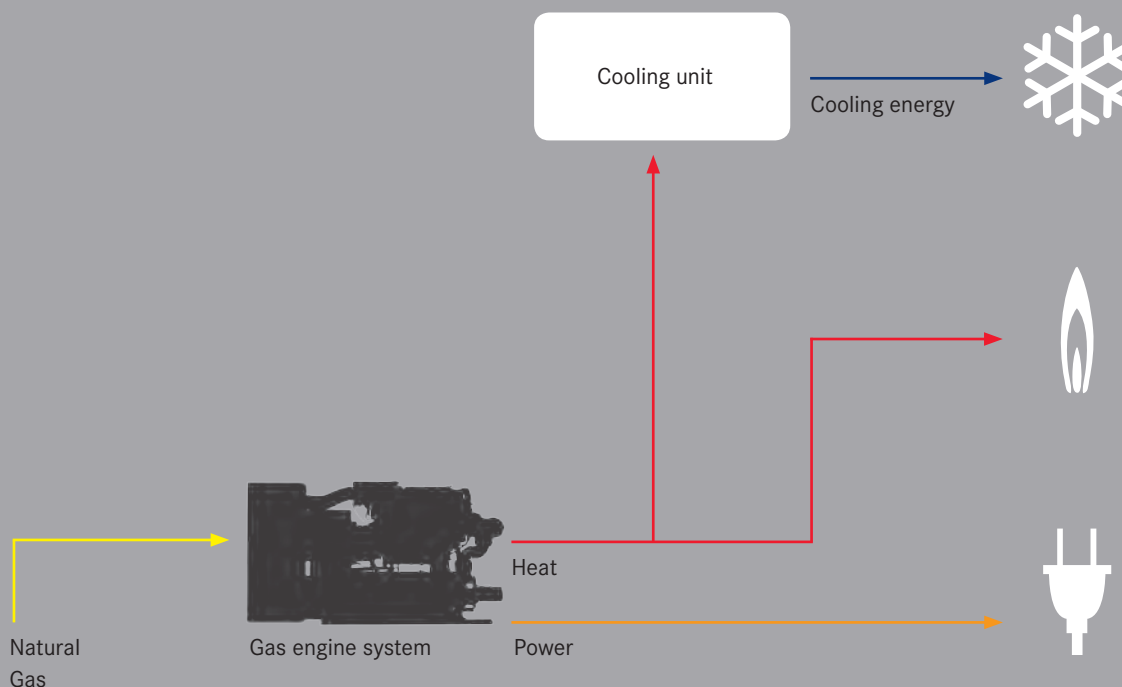
Generally, a CHP plant from MTU Onsite Energy consists of a motor-generator unit and heat exchangers for waste heat utilization. The generated power can either be used to cover internal demands or be fed into the public grid. Besides being utilized for heating purposes, the thermal energy can also be deployed as process heat. From engine cooling water to waste gas, the inclusion of various heat sources is individually customized for your unique situation to provide you with the greatest benefit.

Power, heat and cooling supply (CHPC)

Using an absorption or an adsorption chiller, CHP systems can also create cooling energy with their generated heat. This functionality could be used for air conditioning in and office building, for example.

The supply of cooling energy plays an important role not only for building climate control – it can be utilized in many different areas, as well as including process cooling in manufacturing, for food refrigeration or for ambient cooling in temperature-sensitive areas (e.g. data centers).

The generation of cooling energy extends the possibilities of using our CHP systems in a very cost-effective way.



OUR NATURAL GAS CHP SYSTEMS: SETTING THE STANDARD.

All of the CHP systems we design and implement today are based on the unique, combined know-how of MTU and MTU Onsite Energy with more than 100 years of experience in manufacturing engines and more than 35 years of expertise in the development, design, manufacturing and support of complete systems. As a result, our technology offers convincing advantages.

Efficiency

Our CHP plants offer a promising revenue potential, depending on the surrounding conditions. Size and number of the gensets required are defined by a profitability analysis, which we can carry out in close cooperation with each customer.

This analysis demonstrates how much profit a customer can generate by deploying an MTU Onsite Energy CHP system.

Eco-friendliness

The generation of power and heat with a gas-powered CHP from MTU Onsite Energy results in a reduction of the CO₂ emission of up to 50 %, compared to the conventional, separated energy generation.

Our lean-burn engine principle prevents the production of harmful emissions already during the combustion process. Emission levels below the limits required by the German "TA Luft" clean air regulations and similar standards in other countries can be achieved even without the use of a catalytic converter in many cases.

Sustainability

CHP systems with a combustion engine extract the heat accrued during the combustion process via heat exchangers and provide it to the consumers. The high efficiency of our CHP systems enables up to 40 % reduction in primary energy usage compared to conventional power systems.

Independence

In areas with nonexistent or unreliable public infrastructure, MTU Onsite Energy systems ensure an independent supply of power and heat.



Reliability

Our gas power systems have been proven in many applications and over hundreds of thousands of operating hours. Their high reliability and availability rate are based on a variety of factors that give MTU Onsite Energy the advantage:

- // The MTU Onsite Energy oxygen-content control system guarantees optimum combustion even with variable gas qualities, preventing engine damage.
- // The arrangement of the cooling system enables straightforward integration into existing heating systems.
- // The exhaust heat exchanger is integrated into the engine coolant circulation system, minimizing the risk of heat exchanger damage.
- // The use of largely standardized and carefully selected sub-assemblies achieves maximum operational safety and reliability.
- // Low fuel and lubricant consumption combined with long component life reduces operating costs.
- // An in-house development department continuously analyzes the data from the field use of our systems and optimizes the technology on our test benches for a vast assortment of natural gas application requirements.
- // Thanks to our extensive service network, you will receive timely support from our experienced service partners – anytime, anywhere. With our MTU **ValueCare** portfolio, we provide comprehensive service solutions which guarantee the efficiency of your system in the long term.



NATURAL GAS CHP SYSTEMS: HIGHLY VERSATILE CUSTOMIZED SOLUTIONS.

Our CHP systems powered by natural gas are deployed in numerous applications worldwide.

Building maintenance

Local heat supply is an economically viable alternative to separate heat generation in individual buildings. Its users benefit from various cost advantages. Investment as well as maintenance costs are significantly lower, and since a boiler plant is no longer necessary in each building, additional space can be gained. The CHP system is a reliable, economical and eco-friendly way to cover the heat requirement base load. Heat storage and an additional peak load boiler enable a flexible generation adaptation to the users' heating profile.

Common applications:

- // Housing estates
- // Swimming pools
- // Hotels
- // Schools
- // Public buildings
- // Leisure centers
- // Shopping centers

Industry and commerce

Our CHP systems provide energy efficiently and independently to companies with a continuous demand for power, heat or also cooling energy for their production processes. Gas-powered CHP modules from MTU Onsite Energy are also an interesting alternative if the production facilities' capabilities are to be extended. Rather than increasing line capacities, you can invest in a distributed, independent energy solution.

Common applications:

- // Food processing
- // Chemical production
- // Traditional plant and systems engineering
- // Greenhouses

Safety-critical applications

For safety-critical applications, a continuous energy supply is essential. Our gas engine systems have proven themselves in numerous environments.

Common applications:

- // Hospitals
- // Telecommunication centers
- // Data centers

Depending on the legal requirements on site, our CHP modules can also take on emergency power generator functions.



CHP for housing estate in Daugavpils / Estonia: 2 x GR 1999 N5
 // Electrical power: 1,999 kW each // Thermal power: 2.2 MW each



CHP for industrial bakery "Mestemacher" in Gütersloh / Germany: GR 849 N5
 // Electr. power: 849 kW // Therm. power: 948 kW // Cooling cap.: 105 kW



CHP for swimming pool in Amberg / Germany: GC 232 N5
 // Electrical power: 232 kW // Thermal power: 358 kW



CHP for "United Hospital" Bangladesh: 2 x GB 1166 N5
 // Electrical power: 1,166 kW each // Thermal power: 630 kW each



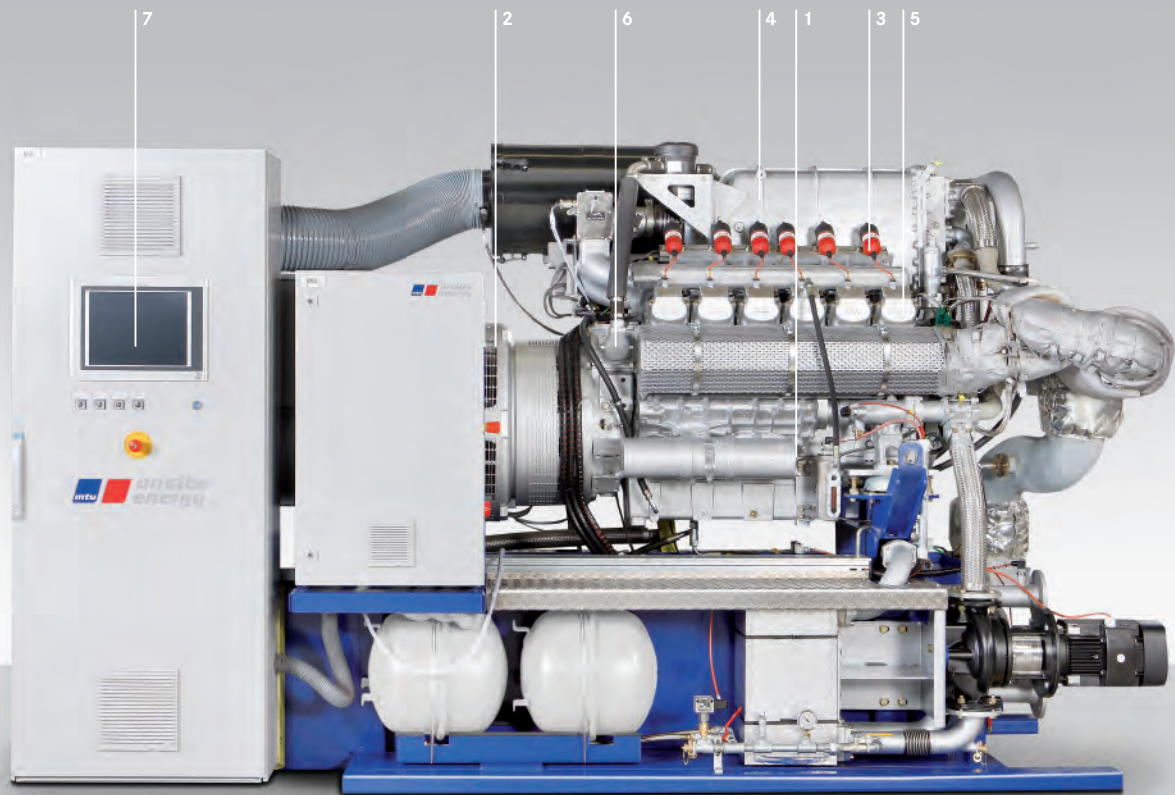
CHP for hotel "Traube Tonbach" in Baiersbronn / Germany: 2 x GC 232 N5
 // Electrical power: 232 kW each // Thermal power: 358 kW each



CHP for housing estate "Vauban" in Freiburg / Germany: GR 849 N5
 // Electrical power: 849 kW // Thermal power: 1,300 kW

SERIES 400: COMPACT CHP SYSTEMS.

Output range 120 – 420 kW_{el}



For more than 35 years, we have been delivering compact systems based on the Series 400 gas engines with 6 and 12 cylinders, with an output range from 120 kW_{el} to 420 kW_{el}. Over all those years, our engines have been continuously advanced and optimized. Within their output range, they offer maximum electrical and thermal efficiency and reach an overall efficiency of partly over 90 %.

The Series 400 gas engines are mainly deployed in CHP applications (including thermal use). However, a deployment for just power generation is also possible. Optimized components as well as a mature control and monitoring system guarantee the highest reliability. In addition to single module systems, several modules or plants can be combined in a multi-module system. Adjustment to the electrical or thermal load profile is achieved by switching in or shutting down individual modules. Another advantage of multi-module systems is their high level of availability.

Advantages of compact CHP modules

The compact design offers numerous advantages. MTU Onsite Energy compact modules are:

- // Space-saving
- // Supplied ready to connect
- // Factory tested
- // Available as open or enclosed units
- // Easy to maintain
- // Standardized

Our Series 400 systems can be integrated into existing buildings or be provided as turnkey containerized units.

Many of our systems have already completed well over 100,000 hours of service and still continue to reliably supply power and heat day after day – conclusive proof of the dependability of our engine technology.

Description of individual components

1 Gas engine

// Advanced and proven Series 400 gas engine, optimized for natural gas use. Combustion chambers ensure highest efficiency levels in this performance category.

2 Generator

// Optimally tailored to the engine and made by renowned manufacturers, the generator ensures a high level of reliability with the best degree of efficiency.

3 Ignition system

// Ignition systems for individual cylinders allow for the most efficient level of operation for all cylinders, even with variable CH₄ content. The ignition voltage display gives customers information about the state of the spark plugs.

4 Mixture cooler

// The two-stage mixture cooler with large surface area improves engine performance and heat utilization.

5 Knock detection

// Cylinder-specific knock detection and regulation protects the engine from abnormal operating conditions and guarantees safe operation even with natural gas containing low levels of methane.

6 Crank-case ventilation

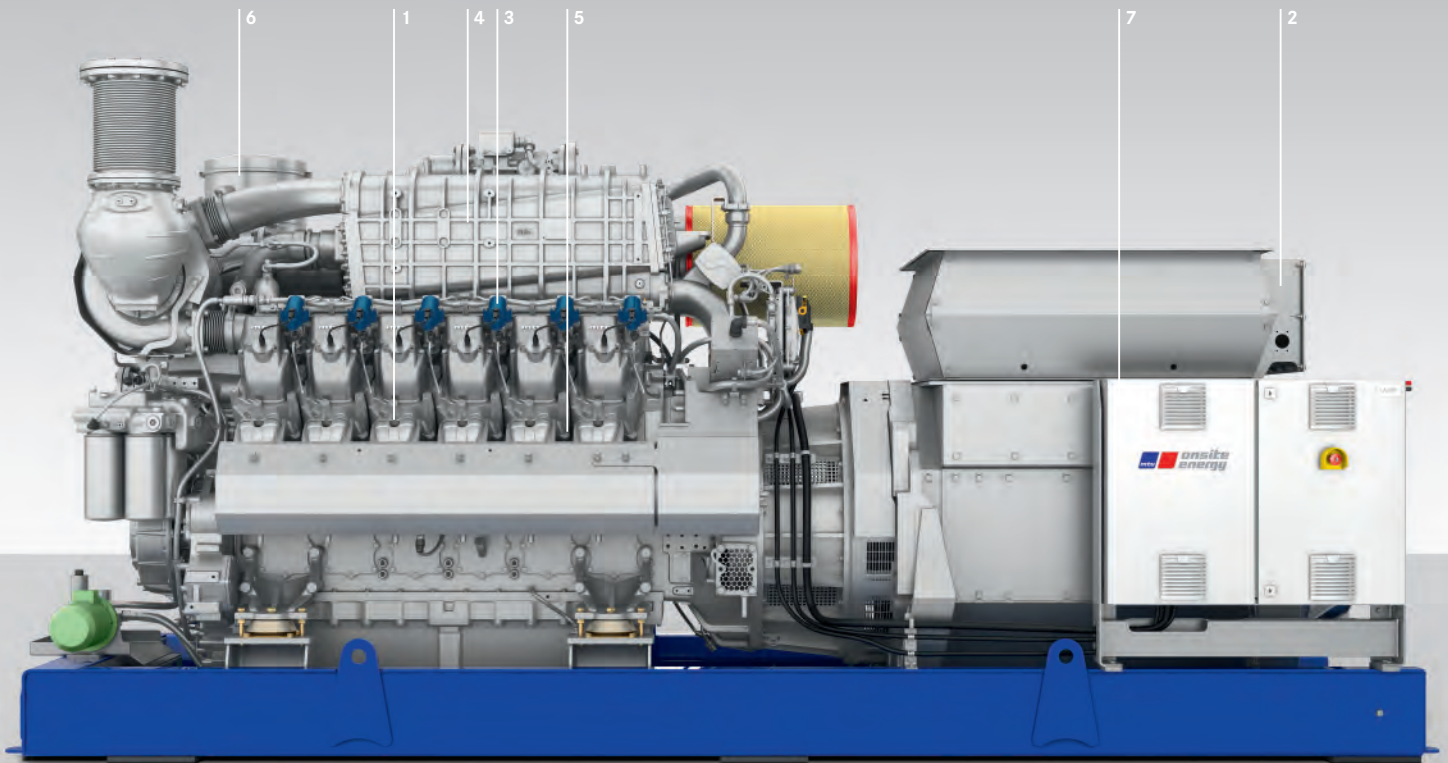
// Improved crank-case ventilation minimizes deposits in intake tract and combustion chamber and guarantees a continuously high level of performance.

7 MTU Module Control (MMC)

// The MTU Module Control (MMC) contains all the important functions necessary for controlling the system. All the auxiliary drives required for the CHP system can be operated from here. The integrated power circuitry minimizes the customer's need for cabling on site.

SERIES 4000: SPLIT-CONFIGURATION CHP SYSTEMS.

Output range 770 – 2,500 kW_{el}



Our split-configuration CHP systems are based on the MTU Series 4000 engines, incorporating MTU's extensive experience of more than 100 years in engine development and manufacturing. With countless hours of operation all around the world, these systems continue to prove themselves around in the most severe conditions all over the world.

For our CHP systems, cylinder versions with 8V, 12V, 16V and 20V are deployed within an output range of 770 kW_{el} to 2,500 kW_{el}.

Within this output range, they offer maximum electrical and thermal efficiency and reach the highest fuel efficiency rates. The Series 4000 gas engines are deployed in both CHP plants without heat extraction or CHP systems with heat extraction (from engine cooling water or engine cooling water and waste gas). Our split-configuration CHP systems can either be integrated into existing buildings or be provided as turnkey containerized units.

Split-configuration indicates that motor/generator and heat module (if applicable) are provided as separate components. Optimized components as well as a mature control and monitoring system guarantee the highest reliability.

Our CHP systems are often designed as multi-module systems, enabling system performances with optimum efficiency in the upper megawatt range. Adjustment to the electrical or thermal load profile is achieved by switching in or shutting down individual modules. Another advantage of multi-module systems is their high level of availability.

All our systems are comprehensively factory-tested before being delivered to you.

Advantages of split-configuration CHP systems

- // Separation of the heat generation module
- // Individual modification to customers' requirements
- // Optimal adaptation to the space available at the installation site
- // Warm-water generation with various temperature ranges as well as steam generation with separate waste heat utilization
- // Easier transport
- // Simplified installation

Description of individual components

1 Gas engine

// Advanced and proven Series 4000 gas engine, optimized for natural gas use. Combustion chambers ensure the highest level of efficiency in this performance category.

2 Generator

// Optimally tailored to the engine and made by renowned manufacturers, the generator provides a high level of reliability with the best degree of efficiency.

3 Ignition system

// Ignition systems for individual cylinders allow for the most efficient level of operation for all cylinders, even with variable CH₄ content.

4 Mixture cooler

// The two-stage mixture cooler with large surface area improves engine performance and heat utilization.

5 Knock detection

// Cylinder-specific knock detection and regulation protects the engine from abnormal operating conditions and guarantees safe operation even with natural gas containing low levels of methane.

6 Crank-case ventilation

// High-quality crank-case ventilation minimizes deposits in intake tract and combustion chamber and guarantees a continuously high level of performance.

7 Motor Interface Panel (MIP)

// Interface with stand-alone Module Control (MTU Module Control MMC)

MTU Module Control (MMC)

// The MTU Module Control (MMC) contains all the important functions necessary for controlling the system. All the auxiliary drives required for the CHP system can be operated from here. The MMC is housed separately in the control cabinet and is therefore hidden from sight.

MTU MODULE CONTROL: SYSTEM MONITORING – ANYTIME.

MTU Onsite Energy supplies you with the complete system engineering package for your installation. One of the most important aspects is the control system technology. If the generator set is the heart of the system, then the module controller (MMC) is its brain. Our industrial-computer controlled and reliable electronics monitor the engine and the overall system to ensure optimum operation.

The most important features are:

- // Drive and control via PLC (programmable logic controller)
- // Operation and visual display by means of industrial PC and touch-screen panel with color display
- // Visual display of all functional processes and controls
- // Numerous additional controls and functions can be integrated (CH₄, gas tank, heat production mode, heat storage, mains power usage)
- // Networking of multi-module systems via Ethernet
- // Ability to be linked with master control system
- // Wide choice of interface protocols (Ethernet, Profibus DP, Modbus RTU, Modbus TCP/IP, Profinet)
- // Logging of all fault and status messages in a database (up to six months of data can be recorded)
- // Optional remote diagnosis via DSL or ISDN
- // Optional integration of SMS / E-mail client (notification of faults, daily reporting of all meter readings)



ADDITIONAL SYSTEM COMPONENTS: TAILORED TO YOUR NEEDS.

MTU Onsite Energy is your system partner. This means that as well as supplying the actual module or genset, we offer you a whole range of perfectly developed system components.

Oxidation catalyst

Tailored to the respective engine, the catalyst guarantees adherence to specific emissions standards.

Auxiliary drive control and electrical connections

The integrated MMC (MTU Module Control) offers a range of connections and control options, such as hot water pumps, mixed cooling water pumps, extractor fan control, gas warning system, lubricant system, smoke detector and gas compressor.

Gas safety plan

MTU Onsite Energy has developed a comprehensive gas safety plan for entire systems. The plan guarantees protection against internal and external explosions and is TÜV approved. Talk to us – our specialists will be happy to advise you.

Grid Code

In many countries, the technical specifications for feeding power into the public grid are determined in detail. The so-called grid codes define the minimum parameters regarding the dimensioning of the generator as well as the control and safety functions a system has to fulfill in order to guarantee network stability. Our plants fulfill these standards.



CONTAINERIZED SOLUTIONS: COMPACT, FLEXIBLE, AUTONOMOUS.

As a system supplier, we offer a wide variety of solutions. In addition to our gas engine systems for use in buildings, we also provide containerized turnkey units. Compact, complete, flexible and autonomous, they are ideally suitable for mobile power generation or for applications that do not provide enough space for the insertion of a complete gas engine system.

When producing power from natural gas, installing the generator set in a container can be a useful alternative to the more common option of permanently installing a static system in a generator room. Our standardized container generator set is designed to meet the requirements of a variety of applications.

The container includes:

- // The generator set
- // The switchgear including control and monitoring system
- // All necessary connection and supply systems (ventilation, lubricant supply, heat recovery, etc.)

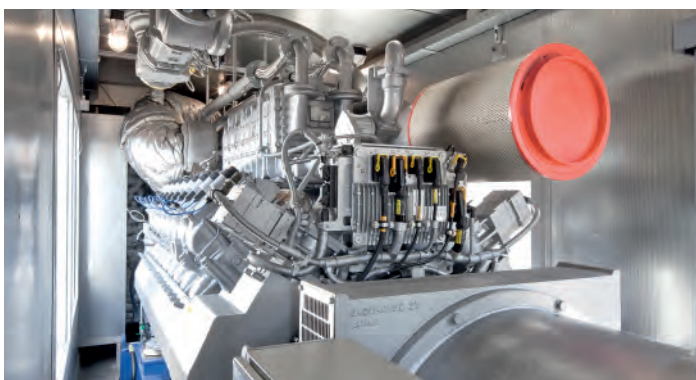
Like all MTU Onsite Energy systems, the standard container gensets are capable of fully automatic and continuous operation.

We offer two types of containers:

- // Power Containers generate only electrical energy and are ideal for remote locations or areas with unreliable power supply. They are often deployed in Power Stations.
- // Combined heat and power units (CHP) generate electrical and thermal energy, e.g. for operators whose processes require heat in addition to power.

Advantages of container units:

- // Technically mature, proven and eco-friendly gas engine technology for maximum efficiency and reliability
- // Completely autonomous overall design that does not require an additional building
- // Flexible unit assembly system based on standardized modules and synchronized components
- // Readily available, compact turnkey plug & play solutions
- // Optimal support thanks to a worldwide service network
- // Quality certified under ISO 9001 and DIN EN ISO 14001



CHP PROJECT PLANNING: INDIVIDUAL ADVICE FOR INDIVIDUAL SOLUTIONS.

Our support for your individual CHP system

Choosing of the appropriate CHP system for your demands depends on various factors. That's why we offer you comprehensive support, all the way from the project conception to its realization.

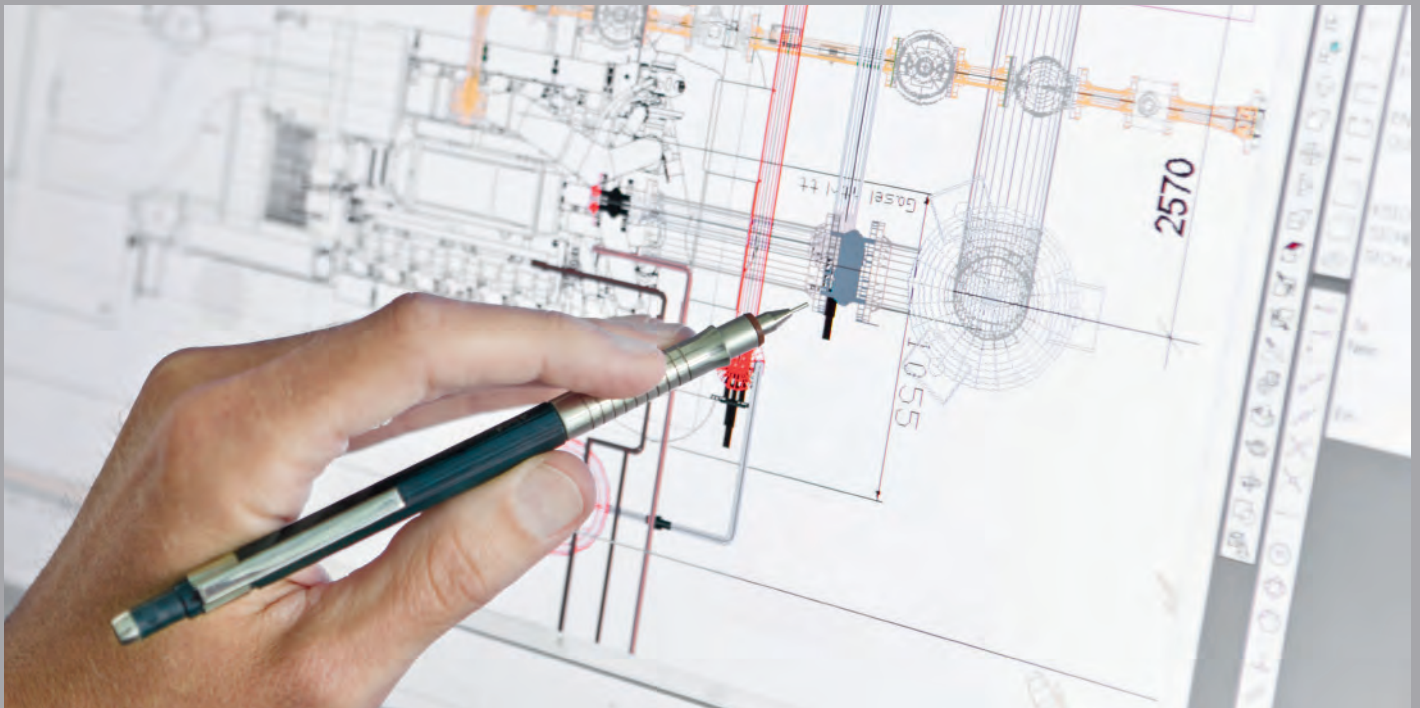
- // Support in planning your new CHP module
- // Expertise to help you incorporate the CHP module into your application
- // Explanations of the technology behind the engine, system and individual components
- // Proposal creation with budget price for planning phase and fixed price for implementation
- // Design and planning of peripheral systems
- // Advice on service solutions as early as the project phase
- // Help with questions on legal situations (EEG, formaldehyde bonus)



Convincingly economical

Our CHP plants offer a promising revenue potential, depending on the surrounding conditions. We work in close cooperation with you in advance to provide a profitability analysis for your application, defining the size and number of generator sets required. This analysis also shows possible savings within your power supply and how much profit you can generate by deploying an MTU Onsite Energy CHP system.

We will gladly provide you with more information by telephone or visit you for a personal meeting on site.



MTU **VALUECARE:** SUPERIOR SERVICE FOR LONG SYSTEM LIFE AND TOP PERFORMANCE.

Purchasing a MTU Onsite Energy gas power system pays off in many ways. In addition to enhanced performance, efficiency and reliability, we offer a full range of superior service and maintenance support through MTU **ValueCare** – a portfolio of value-enhancing products and services designed for peak performance and maximum uptime. Support is always nearby – anytime and anywhere. For your convenience, MTU **ValueCare** is available worldwide through our MTU Onsite Energy service network.

MTU **ValueCare** includes three product lines:

ValueService

ValueService is a full line of maintenance and repair solutions to help you protect your investment and get the most out of your equipment. From training to Remote Diagnostics, MTU Onsite Energy provides you with all the tools, with support customized to your needs.

// Service Agreements make it easy to plan the cost of maintenance throughout your system's lifecycle. A variety of options are available, including service, repair, maintenance and inspection contracts. The details, terms and periods of each package customized to meet your individual needs, ensuring cost certainty and maximum availability. Professional maintenance is performed by MTU certified technicians, using only genuine MTU new or remanufactured spare parts.

// Comprehensive training is a great way to get maximum efficiency from your equipment. From timely preventive maintenance to minor repairs and simple error corrections, our customized training programs are designed to make your service personnel proficient with MTU Onsite Energy engines and systems – maximizing your return on investment

// “Remote Diagnostics” is a powerful solution that links you directly to a record of your generator set's activity through a secure Internet connection. Through early fault identification, you can act quickly to prevent damage, save on service and repairs, identify spares needed and increase engine efficiency.

ValueSpares

ValueSpares genuine parts and consumables are designed, tested and approved specifically for MTU Onsite Energy systems. Only MTU Onsite Energy can guarantee genuine quality, with **ValueSpares** oils, coolants and filters products that are designed to work seamlessly with your equipment for maximum performance and value.

ValueExchange

ValueExchange provides a full range of genuine remanufactured engine products, engineered to ensure robust, reliable performance. A rigorous reconditioning process ensures the same high standards of performance, service life and quality as new products – including design and model updates. As a result, genuine **ValueExchange** products feature the same technological advancements as new products. When you choose **ValueExchange** products, you get genuine quality, speed and peace of mind while lowering costs.

Local support. Worldwide.

Whenever and wherever you need expert support, MTU Onsite Energy specialists are available through our global service network. This continuous and long-term care ensures high availability, dependability and efficiency throughout the lifecycle of your engines and systems. To find your local MTU Onsite Energy distributor, visit www.mtuonsiteenergy.com.



MTU Onsite Energy
A Rolls-Royce Power Systems Brand

www.mtuonsiteenergy.com

GAS SYSTEM

SERIES 400 NATURAL GAS

400V / 50 Hz*



SYSTEM RATINGS

Natural gas genset without heat extraction

MTU Onsite Energy Type	Former Genset Type	Output			Energy input ⁵⁾ kW	Efficiency		Methane Content ⁶⁾	Dimensions (L x W x H) mm
		Elec. ¹⁾ kW _{el.}	Therm. ²⁾ kW _{th.}	Low Temp. ⁴⁾ kW _{th.} (°C)		Electr. η _{el.} (%)	Total η _{tot.} (%)		
GB 232 N5**	AoE 3042 D3**	232	(210)	- - -	643	36,1	(68.7)	≥ 80	3800x1650x2150
GB 386 N5	AoE 3042 L3	386	(231)	80 (40)	1061	36,4	(58.2)	≥ 70	3960x1670x2060
GB 390 N5	AoE 3042 Z6	390	(233)	28 (40)	995	39,2	(62.6)	≥ 70	3940x1660x2150
GB 420 N5	AoE 3042 Z6	420	(247)	31 (40)	1064	39,5	(62.7)	≥ 80	3940x1660x2150

* NO_x < 500 mg/m_n³

2) from jacket water, tolerance 8%

5) performance data in accordance with ISO 3046/I-1991, tolerance 5%

All data according to full load, indicated gas mixture cooler water inlet temperature and are subject to technical development.

** λ = 1 with 3-Way-Catalyst, NO_x < 250 mg/m_n³

3) from jacket water and exhaust gas, tolerance 8%

1) cos φ = 1,0 in accordance with VDE 0530 REM

4) data only provided for external gas mixture cooler

6) referenced methane number

Project specific data on request:

- Other gas types
- Individual data (e.g. flow-/return-temperatures, hot cooling, methane number, assembly space, etc.)
- Container
- Gas Processing

GAS SYSTEM

SERIES 400 NATURAL GAS

400V / 50 Hz*



SYSTEM RATINGS

Natural gas genset with heat extraction from jacket water

MTU Onsite Energy Type	Former Genset Type	Output			Energy input ⁵⁾	Efficiency		Methane Content ⁶⁾	Dimensions (L x W x H) mm
		Elec. ¹⁾	Therm. ²⁾	Low Temp. ⁴⁾		Electr.	Total		
		kW _{el.}	kW _{th.}	kW _{th.} (°C)	kW	η _{el.} (%)	η _{tot.} (%)		
GR 182 N5	AE 3066 L3	182	142	---	520	35.0	62.3	≥ 70	3480x1600x2060
GR 232 N5**	AE 3042 D3**	232	213	---	655	35.4	67.9	≥ 70	3800x1600x2060
GR 357 N5	AE 3042 L3	357	288	---	987	36.2	65.3	≥ 70	3960x1670x2060
GR 385 N5	AE 3042 L3	385	231	80 (40)	1061	36.3	58.1	≥ 70	3960x1670x2060

* NOx < 500 mg/m_n³

2) from jacket water, tolerance 8%

5) performance data in accordance with ISO 3046/I-1991, tolerance 5%

** λ = 1 with 3-Way-Catalyst, NOx < 250 mg/m_n³

3) from jacket water and exhaust gas, tolerance 8%

1) cos φ = 1,0 in accordance with VDE 0530 REM

4) data only provided for external gas mixture cooler

6) referenced methane number

All data according to full load, indicated gas mixture cooler water inlet temperature and are subject to technical development.

Project specific data on request:

- Other gas types
- Individual data (e.g. flow-/return-temperatures, hot cooling, methane number, assembly space, etc.)
- Container
- Gas Processing

GAS SYSTEM SERIES 400 NATURAL GAS

400V / 50 Hz*



SYSTEM RATINGS

Natural gas genset with heat extraction from jacket water and exhaust gas (Cogeneration Module 90°/70°C)

MTU Onsite Energy Type	Former CHP Type	Output			Energy input ⁵⁾ kW	Efficiency		Methane Content ⁶⁾	Dimensions (L x W x H) mm
		Elec. ¹⁾ kW _{el.}	Therm. ³⁾ kW _{th.}	Low Temp. ⁴⁾ kW _{th.} (°C)		Electr. η _{el.} (%)	Total η _{tot} (%)		
GC 119 N5**	ME 3066 D3**	119	198	---	345	34.5	91.9	≥ 70	3650x960x1875
GC 182 N5	ME 3066 L3	182	279	---	520	35.0	88.7	≥ 70	3520x1800x2060
GC 201 N5	ME 3066 L3	201	275	38 (40)	576	34.9	82.6	≥ 70	3520x1800x2060
GC 220 N5	ME 3066 Z5	220	262	17 (40)	564	39.0	85.5	≥ 70	3880x1870x2140
GC 232 N5**	ME 3042 D3**	232	369	---	655	35.4	91.8	≥ 70	3550x1810x2220
GC 357 N5	ME 3042 L3	357	529	---	987	36.2	89.8	≥ 70	3700x1810x2270
GC 386 N5	ME 3042 Z3	386	541	28 (40)	1061	36.4	87.4	≥ 70	3700x1810x2270
GC 390 N5	ME 3042 Z6	390	474	28 (40)	995	39.2	86.8	≥ 70	3850x1870x2250
GC 420 N5	ME 3042 Z6	420	504	31 (40)	1064	39.5	86.8	≥ 80	3850x1870x2250

Natural gas genset with heat extraction from jacket water and exhaust gas (Cogeneration Module 100°/80°C)

MTU Onsite Energy Type	Former CHP Type	Output			Energy input ⁵⁾ kW	Efficiency		Methane Content ⁶⁾	Dimensions (L x W x H) mm
		Elec. ¹⁾ kW _{el.}	Therm. ³⁾ kW _{th.}	Low Temp. ⁴⁾ kW _{th.} (°C)		Electr. η _{el.} (%)	Total η _{tot} (%)		
GC 116 N5**	ME 3066 DH3**	116	191	---	337	34.4	91.1	≥ 70	3650x960x1875
GC 165 N5	ME 3066 LH3	165	256	---	479	34.4	87.9	≥ 70	3750x1800x2060
GC 227 N5**	ME 3042 DH3**	227	341	---	628	36.1	90.4	≥ 80	3950x1810x2220
GC 323 N5	ME 3042 LH3	323	485	---	907	35.6	89.1	≥ 70	3950x1810x2270
GC 352 N5	ME 3042 LH3	352	464	63 (50)	982	35.8	83.1	≥ 70	3950x1810x2270

* NOx < 500 mg/m_n³

2) from jacket water, tolerance 8%

** λ = 1 with 3-Way-Catalyst, NOx < 250 mg/m_n³

3) from jacket water and exhaust gas, tolerance 8%

5) performance data in accordance with ISO 3046/I-1991, tolerance 5%

1) cos φ = 1,0 in accordance with VDE 0530 REM

4) data only provided for external gas mixture cooler

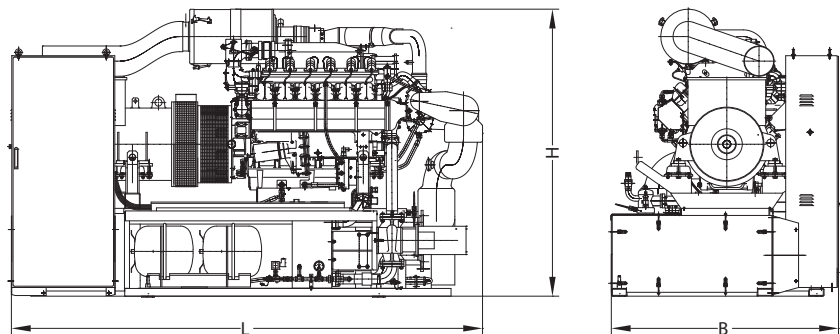
6) referenced methane number

All data according to full load, indicated gas mixture cooler water inlet temperature and are subject to technical development.

Project specific data on request:

- Other gas types
- Individual data (e.g. flow-/return-temperatures, hot cooling, methane number, assembly space, etc.)
- Container
- Gas Processing

DRAWINGS AND DIMENSIONS



Note: This drawing is provided for reference only and should not be used for planning installation.

ENGINE DATA

3066		3042	
Configuration	in-line	Configuration	90°V
No. of cylinders	6	No. of cylinders	12
Bore/Stroke	130/155 mm	Bore/Stroke	130/142 mm
Cyl. displacement	2.06 lit.	Cyl. displacement	1.88 lit.

DESIGN AND EQUIPMENT (EXTRACT)

- // Sliding gear starter 24V
- // Flexible coupling, interconnecting bell housing, service opening so that replacement of the rubber element can be achieved without displacing engine o generator
- // Gas supply through venturi air-gas mixer with electronically controlled gas metering valve
- // Components of the gas regulation line approved per Directive for Gas Components 90/356/EWG
- // Electronic high-voltage capacitor ignition system with one ignition coil per cylinder
- // Electronic speed governor for speed and power output control with automatic knocking control
- // Oil sump, removable without lifting the engine

Version: 17.02.2011, materials and specifications subject to change without notice due to technical advances.

FLUIDS AND LUBRICANTS SPECIFICATION **BR400**

For Type Series 400



©2013 MTU Onsite Energy GmbH

Original document was created in German.

This publication including all its parts is protected by copyright. Each instance of use requires the prior written consent of MTU Onsite Energy GmbH. This applies in particular to duplication, dissemination, editing, translation, microfilming, and storage and/or processing in electronic systems, including databases and online services.

Subject to technical alterations in the interest of further development.

Table of Contents

Table of Contents	3
1 Foreword	4
2 Fuel	6
2.1 Natural Gas / Propane	7
2.1.1 General	7
2.1.2 Fuel Values to be observed	7
2.2 Biogas, Sewer Gas, Landfill Gas	8
2.2.1 General	9
2.2.2 Fuel Values to be observed	10
3 Inlet Air and Combustion Air	12
4 Coolant	13
4.1 Requirements for Engine Coolant Quality	13
4.2 Requirements for the Quality of Mixture Coolant	14
4.3 Requirements for the Quality of Water for the Gas Sequential Heater	14
4.4 Requirements for the Quality of Water for the Gas Cooler and Gas Sequential Heater	15
4.5 Treatment with Corrosion Inhibitor / Antifreeze	15
4.6 Approved Corrosion Inhibitors and Antifreeze Agents	16
5 Heating Water	17
5.1 Heating Water Quality Requirements up to 100 °C	17
5.2 Heating Water Quality Requirements above 100 °C	18
5.3 Additional Information	19
6 Lubricating Oil	20
6.1 General	20
6.1.1 Operation with Natural Gas or Propane	20
6.1.2 Operation with Biogas, Sewer Gas or Landfill gas	20
6.2 Approved Lube Oils	21
6.2.1 Lube Oils for naturally aspirated Engines	21
6.2.2 Lube Oils for turbocharged Engines	22
6.3 Lube Oil Intervals	24
6.3.1 Mineral Oil	24
6.3.2 Synthetic Oil	25
7 Exhaust Condensate	26
8 Confirmation for Fluids and Lubricants Specification	27

1 Foreword

INFORMATION		
i	Approved operating media must not be mixed.	SH-H-018

The service life, operational reliability and function of the plant are very much dependent on the fluids and lubricants used. That is why the correct selection and care of the fluids and lubricants is of the utmost importance and is fixed in these fluids and lubricants specifications.

The supplier of the fluids and lubricants is responsible for the internationally consistent quality of the products mentioned.

The Fluids and Lubricants Specification will be modified or supplemented where necessary.

Test standards for fluids and lubricants:

DIN	German institute for standardization
EN	European standardization
ISO	International standards
ASTM	American Society for Testing and Materials
IP	Institute of Petroleum

These rules are derived from the specifications of manufacturers, statutory provisions and regulations in the respective country. Since there can be major differences from country to country, it is not possible to provide a universally applicable statement on the rules to be observed within the framework of these fluids and lubricants specifications.

The user of the product mentioned herein is obligated to inform him-/herself about the provisions applicable in his/her country. MTU Onsite Energy does not accept any liability whatsoever for improper or unlawful use of the fluids and lubricants it has approved.

The use of the approved fluids and lubricants, either by name or in accordance with the stipulated specification, is an integral part of the terms of warranty.

Fluids and lubricants for plants can be hazardous substances. Certain rules must be observed when handling, storing and disposing of these substances.

When handling fluids and lubricants the "Rules for the protection of the environment (see Safety Regulations, Disassembly and Disposal)" are to be adhered to, since they are hazardous to health and flammable.

Incorrect use of fluids and lubricants causes environmental pollution.

- Fluids and lubricants must not enter the ground or the sewerage system.
- Used fluids and lubricants must be disposed of through used oil recycling or hazardous waste disposal.
- Used filter elements and cartridges must be disposed of with hazardous waste.

The customer / operator bears the responsibility for adhering to the fuel values.

2 Fuel

⚠ CAUTION

**Moisture in the fuel / air mixture**

Damage / destruction of the catalytic converter / destruction of the gas control unit
It must be ensured that the limit values of the moisture in the fuel as well as the intake air are not exceeded at any time!

SH-V-103

⚠ CAUTION

**Harmful substances / contamination in the fuel**

Long-term damage due to corrosion
It must be ensured that no corrosive compounds (e.g. siloxane, phosphor, arsenic, heavy metal, sulfur, ammonia, chlorine, fluorine, bromine, iodine compounds) enter the fuel lines. Or their limit values must not be exceeded. Exceeding the limit values voids the warranty.

SH-V-104

⚠ CAUTION

**Harmful substances / contamination in the intake air**

Long-term damage due to corrosion
It must be ensured that no corrosive compounds (e.g. siloxane, phosphor, arsenic, heavy metal, sulfur, ammonia, chlorine, fluorine, bromine, iodine compounds) enter the intake air. Or their limit values must not be exceeded. Exceeding the limit values voids the warranty.

SH-V-102

2.1 Natural Gas / Propane

2.1.1 General

It is essential to make sure - at the latest prior to commissioning - by consulting the relevant gas supply company that the minimum methane number specified in the respective data sheet and the calorific value range are observed. It is also necessary here to inquire about the occasional admixture of butane- or propane-air mixtures.

The fuel must be technically free of vapor, dust and liquid.

Corrosive constituents, with the exception of a total sulfur content of $30 \text{ mg/} m_n^3$, briefly $150 \text{ mg/} m_n^3$, must not be present (analog DVGW Sheet G 260).

2.1.2 Fuel Values to be observed

The following fuel values must be adhered to at the inlet into the gas control unit (supplied by MTU Onsite Energy):

Minimum methane number	See Technical Description	
Minimum calorific value		
Rate of change, calorific value	% per min	1
Rate of change, methane number	MN per min	5
Minimum gas flow pressure (overpressure)	mbar	20
Maximum gas pressure (overpressure)	mbar	50
Max. gas pressure fluctuations (brief control fluctuation)	mbar	±5
Max. rate of change of gas pressure	mbar/s	1
Max. gas temperature	°C	30
Max. percentage of water vapor	% by volume	3,1

2.2 Biogas, Sewer Gas, Landfill Gas

⚠ CAUTION

**Harmful substances / contamination in the exhaust gas**

Long-term damage due to corrosion

It must be ensured that no metal such as iron, nickel, chromium, copper, zinc and tin enters the exhaust gas system / catalytic converter. If the cumulative quantity of these metals together with the heavy metals exceeds the total limit value of 350 g/m³ of the catalytic converter space volume, this voids the warranty of the catalytic converter.

SH-V-106

⚠ CAUTION

**Exceeding the temperature in the exhaust gas system**

Damage / destruction of the catalytic converter

It is to be ensured that the maximum operating temperature of 650 °C must only be exceeded in exceptional cases and then only briefly (1% of operating time / maximum 700 °C). Exceeding the limit values voids the warranty.

SH-V-107

2.2.1 General

Fluctuations in the gas quality of biogas, sewer gas and landfill gas cannot be avoided.

However, to facilitate trouble-free operation and to avoid damage, it is necessary to adhere to specific limit values.

It is essential to make sure - at the latest prior to commissioning - by consulting the relevant gas supply company that the minimum methane number specified in the respective data sheet and the calorific value range are observed. It is also necessary here to inquire about the occasional admixture of butane or propane air mixtures.

If it transpires during commissioning that the required quality of the fuel is not met, we reserve the right to bill the cancelled commissioning.

Adherence to the emission and consumption figures specified in the data sheet applies only to the specified reference gas compositions for biogas, sewer gas and landfill gas. The $\text{CO}_2 / \text{CH}_4$ volume ratio is of importance here.

The fuel must be technically free of vapor, dust and liquid. Condensation in the gas system is to be prevented by suitable measures (dehumidification, protection against cooling down, heating, etc.). Corrosive constituents may only be present in the concentrations set out below.

Silicone compounds in the gas lead to deposits and promote wear. Even catalytic converters are deactivated by these compounds. Damage caused by silicon compounds is not covered by the warranty.

Experience shows that damage of this kind occurs at silicon concentrations in excess of $5 \text{ mg} / \text{m}_n^3 \text{ CH}_4$.

It is necessary to use an oxidation catalytic converter in order to ensure that the formaldehyde limit value of $\text{H}_2\text{CO} \leq 40 \text{ mg} / \text{m}_n^3$, is not exceeded.

If the quality of the raw gas exceeds the limit values, a gas desulfurization system that is designed for the quality of the gas must be installed.

With the non-stainless steel formaldehyde-optimized MTU special oxidizing catalytic converter, operation without fine desulfurization is admissible when adhering to the specified sulfur components in the fuel.

When the plant is operating with exhaust heat utilization (180°C) and the limit values for sulfur in the fuel have been exceeded, early cleaning of the exhaust gas heat exchanger is necessary.

Since in practice the sulfur content varies greatly, MTU cannot provide guarantees with regard to the cleaning intervals.

During operation with the oxidizing catalytic converter without exhaust heat utilization the exhaust gas temperature at the exhaust system opening must be safely above 300°C . If necessary, the exhaust pipe must be insulated.

INFORMATION		
i	The components / limit values listed apply to biogas engines. Other components / limit values are inadmissible.	SH-H-261

2.2.2 Fuel Values to be observed

The following fuel values must be adhered to at the inlet into the gas control unit (supplied by MTU Onsite Energy):

Minimum methane number	See Technical Description	
Minimum calorific value		
Rate of change, calorific value	% per min	0,3
Rate of change, methane number	MN per min	5
CO ₂ / CH ₄ volume ratio	-	<= 0,65
Methane content, moist	% by volume	45-65
Minimum gas flow pressure (overpressure)	mbar	30
Max. flow pressure (overpressure)	mbar	50
Max. gas pressure fluctuations (brief control fluctuation)	mbar	±5
Max. rate of change of gas pressure	mbar/s	1
Max. gas temperature	°C	40
Max. oxygen content	% by volume	2
Max. percentage of water vapor	% by volume	3,1
Gas cool-down to at least	°C	25

Depending on the application, the following maximum permissible pollutant concentrations in the fuel are to be adhered to:

Oxidizing catalytic converter		without	with	with	special	special
Exhaust heat utilization		180 °C / without	120 °C 180 °C	without	180 °C	without
Total of all sulfur compounds (calculated as S) corresponds to	mg/ m_n^3 CH ₄	1200	20	200	300	750
Hydrogen sulfide (H ₂ S)	ppm at 50% CH ₄	420	7	70	100	250
Total of all chlorine compounds (calculated as Cl)	mg/ m_n^3 CH ₄	100	0,5	0,5	0,5	0,5
Total of all fluorine compounds (calculated as F)	mg/ m_n^3 CH ₄	50	0,5	0,5	0,5	0,5
Total of all silicone compounds (calculated as Si)	mg/ m_n^3 CH ₄	5	0	0	0	0
Ammonia (NH ₃)	ppm at 50% CH ₄	30	30	30	30	30
Heavy metals (Pb, Hg, As, Sb, Cd)	µg/ m_n^3 CH ₄	-	10	10	10	10

⚠ CAUTION



Harmful substances / contamination in the fuel

Long-term damage due to corrosion

It must be ensured that no corrosive compounds (e.g. siloxane, phosphor, arsenic, heavy metal, sulfur, ammonia, chlorine, fluorine, bromine, iodine compounds) enter the fuel lines. Or their limit values must not be exceeded. Exceeding the limit values voids the warranty.

SH-V-104

3 Inlet Air and Combustion Air

⚠ CAUTION		
	Harmful substances / contamination in the intake air	SH-V-102
	Long-term damage due to corrosion It must be ensured that no corrosive compounds (e.g. siloxane, phosphor, arsenic, heavy metal, sulfur, ammonia, chlorine, fluorine, bromine, iodine compounds) enter the intake air. Or their limit values must not be exceeded. Exceeding the limit values voids the warranty.	

When operating the plant in swimming pool facilities or in the vicinity of refrigerating installations, it is important to bear in mind that even small traces of halogen compounds (chlorine, fluorine) in the combustion air and in the intake air may cause corrosion in the engine and on peripheral components (e.g. on electric motors). It must likewise be noted that even cleaning agents may contain aggressive substances that encourage corrosion. The entry to the motor in total (fuel and air) must not exceed the limit values specified under fuels.

NOTICE		
	In case of doubt, MTU Onsite Energy, Augsburg, is to be consulted.	SH-H-264

4 Coolant

⚠ CAUTION

	Liquids hazardous to the environment Environmentally hazardous Avoid release into the environment. Do not dispose of into the sewerage system; dispose of correctly by observing the local regulations of the authorities. Adequate barriers are to be provided.	SH-V-101
---	---	----------

4.1 Requirements for Engine Coolant Quality

INFORMATION

i	Requirements for the quality of heating water above 100 °C apply when an exhaust heat exchanger has been installed in the engine cooling circuit or the heating circuit.	SH-H-244
----------	--	----------

For the engine coolant system, it is imperative to use filling and top-up water which complies with the following stipulations and which has been premixed with approved corrosion inhibitor/antifreeze in accordance with Chapter 4.6:

General requirements	Clear, colorless and free from undissolved substances	
pH-value (25 °C)	8,2 – 9,0	
Electric conductivity (25 °C)	< 300	mS/m
Sum total, alkaline earths	1,0 – 1,5 5,6 – 8,4	mmol/l °dH
Chlorides	< 80	mg/l
Sulfates	< 70	mg/l
Iron	< 0,2	mg/l

4.2 Requirements for the Quality of Mixture Coolant

For the engine coolant system, it is imperative to use filling and top-up water which complies with the following stipulations and which has been premixed with approved corrosion inhibitor/antifreeze in accordance with Chapter 4.6:

General requirements	Clear, colorless and free from undissolved substances	
pH-value (25 °C)	8,2 – 9,0	
Electric conductivity (25 °C)	< 300	mS/m
Sum total, alkaline earths	1,0 – 1,5 5,6 – 8,4	mmol/l °dH
Chlorides	< 100	mg/l
Sulfates	< 70	mg/l
Iron	< 0,2	mg/l

4.3 Requirements for the Quality of Water for the Gas Sequential Heater

INFORMATION		
i	The requirements of the quality of the water for the gas sequential heater with temperatures up to 60 °C are to be observed.	SH-H-242

For the sequential heater system, it is imperative to use filling and top-up water which complies with the following stipulations and which has been premixed with approved corrosion inhibitor/antifreeze in accordance with Chapter 4.6:

General requirements	Clear, colorless and free from undissolved substances	
pH-value (25 °C)	8,2 – 9,0	
Electric conductivity (25 °C)	< 300	mS/m
Sum total, alkaline earths	1,0 – 1,5 5,6 – 8,4	mmol/l °dH
Chlorides	< 100	mg/l
Sulfates	< 70	mg/l
Iron	< 0,2	mg/l

4.4 Requirements for the Quality of Water for the Gas Cooler and Gas Sequential Heater

INFORMATION		
i	The requirements for the quality of the water of the water source for gas coolers and gas sequential heaters with temperatures of up to 60 °C are to be observed.	SH-H-243

The operator must specially prepare and monitor the initial water and the filling and top-up water. As filling and top-up water, low-salt water or desalinated water (e.g. permeate) or perfect condensate is to be used.

The cold-water system and the reheater circuit may only be filled with the antifreeze Antifrogen N from the company Hoechst AG.

We recommend (bearing in mind the VdTÜV instructions TCh 1466) adherence to the following requirements for a low-salt operating mode:

General requirements	Clear, colorless and free from undissolved substances	
pH-value (25 °C)	9,0 – 10,5	
Electric conductivity (25 °C)	< 100	µS/cm
Oxygen	< 0,05	mg/l
Chlorides	< 20	mg/l
Sum total, alkaline earths	< 0,02 (< 0,1)	mmol/l °dH
Phosphate	5 – 10	mg/l

4.5 Treatment with Corrosion Inhibitor / Antifreeze

Add corrosion inhibitor/antifreeze to the water with a concentration of at least 35 % by volume when antifreeze protection to minus 21 °C is sufficient. If lower ambient temperatures are expected, increase the concentration accordingly, but do not under any circumstances increase to values in excess of 50 % by volume. Mixtures containing a proportion of antifreeze below 35 % by volume do not guarantee adequate corrosion protection.

Use the treated water in both summer and winter operation. Compensate for coolant losses in such a way as to maintain the antifreeze concentration.

Check the concentration at regular intervals in accordance with the maintenance schedule. Due to antifreeze aging, change the coolant after 10,000 operating hours or at the latest after 2 years.

4.6 Approved Corrosion Inhibitors and Antifreeze Agents

The use of products other than those listed below will invalidate the warranty.

Type NF (nitrite-free)

Manufacturer / Supplier	Designation
Addinol Lube Oil GmbH	ADDINOL Antifreeze Super
Agip Petroli S.P.A. / ROM	Agip Antrifreeze Plus
ARAL Lubricants GmbH	Aral Antifreeze Extra
Arteco N.V.	Havoline AFC
Avia Mineralöl AG	Avia Antifreeze APN
BASF AG	Glysantin G48
BASF AG	Glysantin Protect Plus G48
BP Southern Africa (Pty) Ltd.	BP Isocool CT
Caltex (UK) Ltd.	Caltex CX Engine Coolant
Castrol Ltd./London	Castrol ANTIFREEZE NF
Engen Petroleum Limited	Engen Antifreeze and Summer Coolant
ESSO	Esso Antifreeze Extra
EVVA Schmierölmittel-Fabrik GmbH	EVVA Antifreeze B
Ginouves Georges S.A.	York LT 716
Mobil	Mobil Antifreeze Extra
OMV Aktiengesellschaft	OMV Kühlerfrostschutz
Shell Chemicals	GlycoShell
TEDEX OIL SP.z.o.o.	Tedex Antifreeze
TEDEX Vertriebs GmbH	Tedex Antifreeze
Total	GLACELF MDX
Total	Glacelf Plus

5 Heating Water

⚠ CAUTION



Inadequate preparation / ventilation of water circuits

Long-term damage to water conveying components

It must be ensured that the specifications of MTU Onsite Energy for the preparation / ventilation of the water are observed. Failure to observe these voids the warranty.

SH-V-108

5.1 Heating Water Quality Requirements up to 100 °C

INFORMATION



Requirements for the quality of heating water up to 100 °C apply when an exhaust heat exchanger has been installed in the engine cooling circuit or the heating circuit.

SH-H-241

Filling and top-up water, permissible supply temperatures up to 100 °C

VDI Directive 2035 Sheet 1 (December 2005) and Sheet 2 (September 1998) is definitive. "Prevention of damage by corrosion and scale formation in water heating installations" with the following guide values (see also the corresponding explanations in the original):

General requirements	Clear, colorless and free from undissolved substances	
pH-value (25 °C)	8,2 – 9,0	
Electric conductivity (25 °C)	10 – < 500	µS/cm
Sum total, alkaline earths	1,0 – 1,5 5,6 – 8,4	mmol/l °dH
Chlorides	< 80	mg/l
Sulfates	< 70	mg/l
Oxygen content when using oxygen binding agents	< 0,1	mg/l
Iron	< 0,2	mg/l
If the above limit values are not adhered to, it will be necessary to introduce measures against scale formation, either through water treatment (softening, demineralization, reverse osmosis) or hardness stabilization (ST-DOS-H products), and against corrosion processes through inhibiting or oxygen binding (ST-DOS-H products).		

5.2 Heating Water Quality Requirements above 100 °C

INFORMATION		
i	Requirements for the quality of heating water above 100 °C apply when an exhaust heat exchanger has been installed in the engine cooling circuit or the heating circuit.	SH-H-244

Filling and top-up water, admissible supply temperatures above 100 °C and for large heating systems or long-distance heating systems.

The base alkalization must occur with trisodium phosphate.

The definitive specification is the VdTÜV Directive TCh 1466 governing the quality of water in heating installations which are operated with a supply temperature above 100 °C. The following guide values subsequently apply for low-salt method of operation:

General requirements	Clear, colorless and free from undissolved substances	
pH-value (25 °C)	8,2 – 9,0	
Electric conductivity (25 °C)	10 – < 250	µS/cm
Sum total, alkaline earths	< 0,02 < 0,10	mmol/l °dH
Chlorides	< 20	mg/l
Sulfates	< 5 – 10	mg/l
Oxygen content	< 0,05	mg/l
Phosphate	5 – 10	mg/l
Iron	< 0,2	mg/l
Measures against scale formation are necessary, either through water treatment (softening, demineralization, reverse osmosis) or hardness stabilization (ST-DOS-H products), and against corrosion processes through inhibiting or oxygen binding (ST-DOS-H products).		

5.3 Additional Information

It is pointed out as a precaution that generally costs for foreseeable damage, e.g. through unsuitable water quality, are not absorbed by machine breakdown insurance.

The term "Sum total, alkaline earths" refers to the content of hardness-forming, dissolved calcium and magnesium salts. To convert to the former standard unit of measurement of "Total hardness", the following applies:

$$1 \text{ mol/m}^3 = 5.6 \text{ dH}$$

The pH value is a measure of the acidity or alkalinity of a solution.

pH = 7 neutral, < 7 acid, > 7 alkaline.

6 Lubricating Oil

INFORMATION		
i	The changeover to a different lube oil is only permitted after consultation with the MTU Onsite Energy "After-sales" service center.	SH-H-019

6.1 General

INFORMATION		
i	When using biogas, sewer gas or landfill gas The quantity of oil in the engine oil sump is not adequate here. A larger quantity of oil is required!	SH-H-047

6.1.1 Operation with Natural Gas or Propane

When operating with natural gas, propane or sewer gas (without corrosive contaminants), the gas engine can be operated with synthetic or mineral lube oil.

The use of mineral lube oil is recommended for plants in which there is a risk of the engine drawing in pollutants with the intake air, e.g. air containing chlorine in swimming pools, refrigerants from neighboring plants, solvents.

6.1.2 Operation with Biogas, Sewer Gas or Landfill gas

When operating with sewer gas (with corrosive contaminants) or landfill gas, the lube oil is subjected to corrosive contaminants which are created when the pollutants contained in the gas (chlorine, fluorine and sulfur compounds) are burned. These corrosive constituents can only be neutralized to a limited extent even by special additives in the lube oil. Corrosion damage to the oil-lubricated engine components can only be avoided by more frequent oil changes. The greater aging stability of synthetic lube oils can therefore not be exploited. For this reason, the use of synthetic lube oils is not economical.

To be able to buffer concentration peaks better when lube oil is subjected to corrosive contaminants, an increased lube oil volume of at least 200 l is prescribed.

In the event of low pollutant contamination, it is possible to extend the oil change intervals after consultation with the Service Center of MTU Onsite Energy.

6.2 Approved Lube Oils

6.2.1 Lube Oils for naturally aspirated Engines

Manufacturer / Supplier	Designation			
Addinol Lube Oil GmbH	MG 40 Extra LA	SAE 40 ¹⁾	M	E, P
AVIA Mineralöl AG	LA 40	SAE 40 ¹⁾	M	E, P
Castrol	Duratec HPL 40	SAE 40 ¹⁾	M	E, P
Castrol	Duratec XPL	SAE 40 ¹⁾	S	E, P
ChevronTexaco	Geotex LA 40	SAE 40 ¹⁾	M	E, P
BayWa AG	TECTROL Methaflexx HC Premium	SAE 40 ¹⁾	M	E, P
BayWa AG	TECTROL Methaflexx NG	SAE 40 ¹⁾	M	E, P
Deutsch BP	Energas ED	SAE 40 ¹⁾	M	E, P
ExxonMobil	Pegasus 1	SAE 15 W-40	S	E, P
ExxonMobil	Pegasus 705	SAE 40 ¹⁾	M	E, P
ExxonMobil	Pegasus 805	SAE 40 ¹⁾	M	E, P
ExxonMobil	Pegasus 1005	SAE 40 ¹⁾	M	E, P
Fuchs Europe Schmierstoffe GmbH	Titan Ganymet LA	SAE 40 ¹⁾	M	E, P
Fuchs Europe Schmierstoffe GmbH	Titan Ganymet Ultra	SAE 40 ¹⁾	M	E, P
Kuwait Petroleum	Q8 Mahler MA	SAE 40 ¹⁾	M	E, P
Shell Global Solutions	Mysella LA	SAE 40 ¹⁾	M	E, P
Shell Global Solutions	Mysella XL 40	SAE 40 ¹⁾	M	E, P
Petro Canada Europe	Sentron LD 5000	SAE 40 ¹⁾	M	E, P
WIPA Chemicals International	Ecosyn GE 4004	SAE 40 ¹⁾	S	E, P

¹⁾ Approval limited to engine ambient temperature > + 10 °C

S = Synthetic lube oil

M = Mineral lube oil

E = Natural gas

P = Propane

B = Biogas

6.2.2 Lube Oils for turbocharged Engines

Manufacturer / Supplier	Designation				
AVIA Mineralöl AG	HA 40	SAE 40 ¹⁾	M	B	K
AVIA Mineralöl AG	LA 40	SAE 40 ¹⁾	M	E, P	K
Addinol Lube Oil GmbH	MG 40 Extra Plus	SAE 40 ¹⁾	M	B	K
Addinol Lube Oil GmbH	MG 40 Extra LA	SAE 40 ¹⁾	M	E, P	K
Agip	GEUM 40	SAE 40 ¹⁾	M	E, P	K
BayWa AG	TECTROL Methaflexx D	SAE 40 ¹⁾	M	B	K
BayWa AG	TECTROL Methaflexx HC Plus	SAE 40 ¹⁾	M	B	K
BayWa AG	TECTROL Methaflexx HC Premium	SAE 40 ¹⁾	M	B, E, P	---
BayWa AG	TECTROL Methaflexx MC Plus	SAE 40 ¹⁾	M	B	K
BayWa AG	TECTROL Methaflexx MD	SAE 40 ¹⁾	M	B	K
BayWa AG	TECTROL Methaflexx NG	SAE 40 ¹⁾	M	E, P	K
Castrol	Duratec HPL 40	SAE 40 ¹⁾	M	E, P	K
Castrol	Duratec MX	SAE 40 ¹⁾	M	B	K
Castrol	Duratec XPL	SAE 40 ¹⁾	S	E, P	K
ChevronTexaco	Geotex LA 40	SAE 40 ¹⁾	M	E, P	K
ChevronTexaco	Geotex LF 40	SAE 40 ¹⁾	M	B	K
Deutsche BP	Energas ED 40	SAE 40 ¹⁾	M	E, P	K
Deutsche BP	Energas LFM	SAE 40 ¹⁾	M	B	K
ExxonMobil	Pegasus 1	SAE 40 ¹⁾	S	E, P	K
ExxonMobil	Pegasus 605	SAE 40 ¹⁾	M	E, P	K
ExxonMobil	Pegasus 610	SAE 40 ¹⁾	M	B	K
ExxonMobil	Pegasus 705	SAE 40 ¹⁾	M	E, P	K
ExxonMobil	Pegasus 710	SAE 40 ¹⁾	M	B	K
ExxonMobil	Pegasus 805	SAE 40 ¹⁾	M	E, P	K
ExxonMobil	Pegasus HPC 40	SAE 40 ¹⁾	M	E, P	K
ENI Schmiertechnik GmbH	Autol BGJ 40	SAE 40 ¹⁾	M	B	K
Fuchs Europe Schmierstoffe GmbH	Titan Ganymet	SAE 40 ¹⁾	M	B	K
Fuchs Europe Schmierstoffe GmbH	Titan Ganymet LA	SAE 40 ¹⁾	M	E, P	K
Fuchs Europe Schmierstoffe GmbH	Titan Ganymet Plus	SAE 40 ¹⁾	M	B	K
Fuchs Europe Schmierstoffe GmbH	Titan Ganymet Ultra	SAE 40 ¹⁾	M	E, P	--
Hessol Lubrication GmbH	Hessol Gasmotorenöl SAE 40	SAE 40 ¹⁾	M	B	K

Kuwait Petroleum	Q8 Mahler HA 40	SAE 40 ¹⁾	M	B	K
Kuwait Petroleum	Q8 Mahler MA 40	SAE 40 ¹⁾	M	E, P	K
OMV Refining & Marketing	HD 40	SAE 40 ¹⁾	M	B	K
Petro Canada Europe	Sentron CG 40	SAE 40 ¹⁾	M	B	K
Petro Canada Europe	Sentron LD 5000	SAE 40 ¹⁾	M	E, P	K
Shell Global Solutions	Mysella LA	SAE 40 ¹⁾	M	E, P	K
Shell Global Solutions	Mysella XL 40	SAE 40 ¹⁾	M	E, P	K
Total Deutschland	Nateria MH 40	SAE 40 ¹⁾	M	E, P	K
Total Deutschland	Nateria MJ 40	SAE 40 ¹⁾	M	B	K
WIPA Chemicals International	Ecosyn GE 4004	SAE 40 ¹⁾	S	E, P	K
Zeller + Gmelin	Divinol Spezial MA 40	SAE 40 ¹⁾	M	E, P	K

¹⁾ Approval limited to engine ambient temperature > + 10°C

S = Synthetic lube oil

M = Mineral lube oil

E = Natural gas

P = Propane

B = Biogas

K = suitable for catalytic converter

-- = not suitable for catalytic converter

6.3 Lube Oil Intervals

6.3.1 Mineral Oil

Designation	Lube oil system with oil spray and additional volume	
	Oil change after operating hours	Min. quantity of the additional volume
Modules / gensets with engine model.		
E 3066 D x	2500	200 l
E 3066 L / Z x	1000	120 l
E 3042 D x	1250	200 l
E 3042 L / Z x	1000	200 l
E 3042 L / Z x	5000	1000 l
B 3066 L / Z x	600	120 l
B 3042 L / Z x	600	200 l

Designation	Lube oil system only with fresh oil replenishment (without oil spray)	
	Oil change after operating hours	Recommended size Fresh oil tank
Modules / gensets with engine model.		
E 3066 D x	600	200 l
E 3066 L / Z x	300	200 l
E 3042 D x	600	200 l
E 3042 L / Z x	300	200 l

6.3.2 Synthetic Oil

Designation	Lube oil system with oil spray and additional volume	
	Oil change after operating hours	Min. quantity of the additional volume
Modules / gensets with engine model.		
E 3066 L / Z x	2000	200 l
E 3042 L / Z x	1000	160 l
E 3042 L / Z x	6000	1000 l

Designation	Lube oil system only with fresh oil replenishment (without oil spray)	
	Oil change after operating hours	Recommended size Fresh oil tank
Modules / gensets with engine model.		
E 3066 D x	1250	200 l
E 3066 L / Z x	600	200 l
E 3042 D x	1250	200 l
E 3042 L / Z	600	200 l

When the additional volume is enlarged, such as e.g. 211.32 gal for x E 3066 D x, the oil change interval is likewise increased to 4 times the figure given for the additional volume of 52.83 gal.

Regular oil analyses are also required in these cases.

7 Exhaust Condensate

DANGER

	Liquids hazardous to the environment Environmentally hazardous Avoid release into the environment. Do not dispose of into the sewerage system; dispose of correctly by observing the local regulations of the authorities. Adequate barriers are to be provided.	SH-G-120
--	---	----------

When fuel is burned in the engine, nitrogen oxides NO_x are created in addition to carbon dioxide and water vapor. These transform into nitric acid in the downstream components in the presence of condensed water. Other inorganic and organic acids, e.g. sulfuric acid or sulfurous acid, can likewise be created depending on the fuel composition. Condensate samples therefore display a lightly pungent smell and dissolved iron as a corrosion product. The hydrogen ion concentration, i.e. the pH value of such condensate samples, is usually in the strong to weak acid range of $\text{pH} = 2 \dots 4$.

Condensate starts to form, depending on the acid-forming constituent, at exhaust temperatures below approx. 160°C .

Theoretically, 1.5 kg condensate can be created from 1 m_n^3 natural gas.

In the case of modules with exhaust cooling in a heat exchanger, at exhaust temperatures not below 230.00°F , with properly insulated exhaust lines and with a normal number of start/stop procedures (ratio of operating hours to starts at least 2: 1), the accumulation of condensate in the heat exchanger and in the downstream silencer is reduced to a few kilograms per day.

A free discharge via a siphon at a height of approx. 300 mm^1 must be provided for the condensate to prevent exhaust gas from escaping from the condensate line. The exhaust condensate should be neutralized in a neutralization plant before being discharged into the sewerage system. An oil separator is additionally required.

Exhaust condensate may only be discharged into the sewerage system without being treated after consultation with the local waste water authority, and must not under any circumstances be discharged to atmosphere. Municipalities in Germany, or the authorities instructed by them, are obliged to remove accumulated waste water which also contains condensate. Condensate can also be classified in the "Special waste" category.

¹⁾ At least 50 mm above the corresponding max. exhaust backpressure according to the module.

8 Confirmation for Fluids and Lubricants Specification

NOTICE		
	The plant must not be commissioned without this confirmation.	SH-H-035

Plant reference:

Plant consists of:

Factory / SAP no.:

Customer:

Operator:

MTU Project Manager:

We hereby confirm that the quality of the fluids and lubricants (coolant, gas, lube oil, heating water, etc., where applicable) conforms to the Fluids and Lubricants Specification of MTU Onsite Energy.

MTU Onsite Energy shall not furnish warranty for damage incurred as a result of deviating fluid and lubricant quality.

Place

Date

Legally binding signature (customer)

MTU Onsite Energy GmbH
Postfach 10 21 30 • 86011 Augsburg
Dasinger Str. 11 • 86165 Augsburg
Tel.: +49 (0)821 / 7480-0
Fax: +49 (0)821 / 7480-2119
Internet: <http://www.mtu-online.com>

Europe / Middle East / Africa / Latin America

MTU Friedrichshafen GmbH
88040 Friedrichshafen
Germany

Phone +49 7541 90 7001
Fax +49 7541 90 7081
regionalcenter1@mtu-online.com
www.mtu-online.com

Asia / Australia / Pacific

MTU Asia Pte. Ltd.
1, Benoi Place
Singapore 629923,
Republic of Singapore
Phone +65 6861 5922
Fax +65 6861 3615
regionalcenter2@mtu-online.com
www.mtu-online.com

USA / Canada / Mexico

MTU Detroit Diesel, Inc.
13400 Outer Drive West
Detroit, Michigan 48239,
USA
Phone +1 313 592 7000
Fax +1 313 592 7788
regionalcenter3@mtu-online.com
www.mtu-online.com

Power Nominal Load	Recommended maximum period of time with this load	Recommended minimum period of time in subsequent operation with load > 50 %
0 % until 30 %	30 minutes	120 minutes
30 % until 50 %	120 minutes	120 minutes
50 % until 100 %	No restrictions	No restrictions

Technical Data Sheet		GC119N5			
93800020046_V01_GB		E3066D3			
with engine					
Fuel		Natural gas			
Voltage / Frequency		400/V		50/Hz	
NOx emissions (dry, 5% O ₂) ¹⁾		mg/m³ i.N.		< 250	
Exhaust gas temperature after heat exchanger		°C		110	
Electrical power COP, parallel to grid acc. ISO 8528-1		%		100	75 50
Electrical power PRP, prime power acc. ISO 8528-5 G1		%			100
Energy balance					
Electrical power ²⁾³⁾		kW		119	89 59 107
Energy input ⁵⁾⁷⁾		kW		341	272 203 313
Thermal output total ⁴⁾		kW		194	158 122 179
Thermal output engine (block, lube oil) ⁴⁾		kW		115	98 81 108
Thermal output exhaust gas heat exchanger (110 °C) ⁴⁾		kW		79	60 42 71
Engine power ISO 3046-1 ³⁾		kW		125	94 63 113
Generator efficiency at power factor = 1		%		95	94.5 93 94.8
Electrical efficiency ⁵⁾⁶⁾		%		34.9	32.6 28.9 34.2
Total efficiency		%		91.8	90.6 89.2 91.4
CHP Coefficient				0.61	0.56 0.48 0.6
Combustion air / Exhaust gas					
Combustion air volume flow ¹⁾		m³ i.N./h		324	259 193 330
Combustion air mass flow		kg/h		419	335 249 330
Exhaust gas volume flow, wet ¹⁾		m³ i.N./h		360	288 214 330
Exhaust gas volume flow, dry ¹⁾		m³ i.N./h		292	233 174 330
Exhaust gas mass flow, wet		kg/h		444	355 264 330
Exhaust temperature		°C		585	571 558 330
Fuel					
Natural gas H				CH ₄ > 95 Vol. %	
Sewage gas				not applicable	
Biogas				not applicable	
Landfill gas				not applicable	
CO ₂ / CH ₄ volume ratio					
Minimum methane number		MN		80	
Range of heating value: design / operation range		kWh/m³ i.N.		10.0 / 8.5 - 11.0	
Exhaust gas emissions ⁶⁾					
NOx, stated as NO ₂ (dry, 5% O ₂)		mg/m³ i.N.		< 250	
CO (dry, 5% O ₂)		mg/m³ i.N.		< 300	
HCOH (dry, 5% O ₂) ⁷⁾		mg/m³ i.N.		< 60	
Otto-gas engine					
Number of cylinders / configuration				6 R	
Engine typ				E3066D3	
Engine speed		1/min		1500	
Bore		mm		130	
Stroke		mm		155	
Displacement		dm³		12.3	
Mean piston speed		m/s		7.8	
Compression ratio				12	
BMEP at nominal engine speed min-1		bar		8.1	
Lube oil consumption ⁸⁾		dm³/h		0.037	
Max. exhaust back pressure after module		mbar		25	
Generator					
Rating power		kVA		217	
Allowable p.f. at nominal load (only overexcited)				1-0.8	
Engine cooling water system					
Coolant temperature (in/out)		°C		80 / 88	
Coolant flow rate ⁹⁾		m³/h		@	bar delta p
CVs value (Block, lubeoil and 1st stage) ¹⁰⁾					
Max. operation pressure (coolant before engine)		bar			
Exhaust gas heat exchanger (EGHE)					
Exhaust gas temperature (out)		°C			
Coolant temperature (in/out)		°C		88 / 92	
Coolant volumetric flow ⁹⁾		m³/h		@	bar delta p
CVs value ¹⁰⁾					
Max. operation pressure (coolant water)		bar			
Intercooler					
Coolant temperature (in/out)		°C		/	
Coolant volumetric flow ⁹⁾		m³/h		@	bar delta p
CVs value ¹⁰⁾					
Max. operation pressure in front of intercooler		bar			

Technical Data Sheet		GC119N5			
93800020046 V01_GB		with engine		E3066D3	
Plate heat exchanger					
Coolant temperature (in/out)	°C	92 / 80			
Heating water temperatur (in/out)	°C	70 / 90			
Heating water volumetric flow ⁹⁾	m³/h	8.6	@	0.2	bar delta p
CVs value ¹⁰⁾			19.2		
Max. operation pressure (heating water)	bar		16		
Space ventilation					
Genset ventilation heat ¹¹⁾	kW	16			
Combustion air temperature: (min./design/max.)	°C	10 / 25 / 25			
Min. engine room temperature ¹²⁾	°C	5			
Max. temperature difference ventilation air (in/out)	K	20			
Min. ventilation air flow in (combustion+ventilation) ¹³⁾	m³ i.N./h	2577			
Gearbox					
Gear ratio					
Thermal output gearbox (watercooled)	kW				
Efficiency					
Filling quantities					
Lube oil for engine	dm³	18			
Coolant for engine	dm³	130			
Coolant for intercooler	dm³				
Heating water for plate heat exchanger	dm³	10			
Engine sound level ¹⁴⁾ (1 meter distance, free field)					
Frequency	Hz	63	125	250	500
Sound pressure level	dB	80.4	76.2	80.1	74.4
Frequency	Hz	1000	2000	4000	8000
Sound pressure level	dB	66.3	61.9	55.0	48.4
Sum of pressure levels	Lin dB	85.1			
	dB A	75.3			
Sound power level	dB A	94.0			
Dampened exhaust noise (1 meter distance to outlet within 90°, free field)					
Frequency	Hz	63	125	250	500
Sound pressure level	dB	93.8	81.4	70.6	55.9
Frequency	Hz	1000	2000	4000	8000
Sound pressure level	dB	49.3	49.5	44.0	40.2
Sum of pressure levels	Lin dB	94.0			
	dB A	73.0			
Sound power level	dB A	84.8			
Dimensions					
Length	mm	3650			
Width	mm	960			
Height	mm	1875			
Gross weight / dry weight	kg	3700 / 3500			
Power derating					
Altitude		1.2 % / 100 m > 100 m NN			
Combustion air temperature		1 % / 1.0 °C > 25 °C			
Intercooler 2nd stage temperature (in)					
Methane number		0.8 % / MN < 80			
Boundary conditions and consumables					

1) Normal cubic meter at 1013.25 mbar und T = 273.15 K

2) Generator gross power at nominal voltage, power factor = 1 and nominal frequency

3) At standard reference conditions (ISO 3046-1); atmospheric pressure: 1000 mbar; air temperature: 25 °C; rel. air humidity 30 %

4) Thermal output at layout temperature; tolerance +/- 8 %

5) According to ISO 3046 (+ 5 % tolerance), using reference fuel used at nominal voltage, power factor = 1 and nominal frequency

6) Deviations from the layout parameters respectively the reference fuel can have influence to the obtained efficiency and exhaust emissions

7) Emission values during system parallel operation - where required with Oxcat

8) Reference value at nominal load (without amount of oil exchange)

9) Stated values for pure water, adaption for other cooling fluid composition necessary

10) The CVs value declares the volumetric flow in m³/h at a pressure drop of 1 bar

11) Only generator- and surface losses

12) Frost-free conditions must be guaranteed

13) Amount of ventilation air must be adapted to the gas safety concept

14) All sound pressure levels at nominal load COP

15) Power consumption of all electrical consumer, which are mounted at the module / aggregate

16.01.2012

OAGT / OAGS

1) Normal cubic meter at 1013.25 mbar und T = 273,15 K

2) Generator gross power at nominal voltage, power factor = 1 and nominal frequency

3) At standard reference conditions (ISO 3046-1); atmospheric pressure: 1000 mbar; air temperature: 25 °C; rel. air humidity 30 %

4) Thermal output at layout temperature; tolerance +/- 8 %

5) According to ISO 3046 (+ 5 % tolerance), using reference fuel used at nominal voltage, power factor = 1 and nominal frequency

6) Deviations from the layout parameters respectively the reference fuel can have influence to the obtained efficiency and exhaust emissions

7) Emission values during system parallel operation - where required with Oxcat

8) Reference value at nominal load (without amount of oil exchange)

9) Stated values for pure water, adaption for other cooling fluid composition necessary

10) The CVs value declares the volumetric flow in m³/h at a pressure drop of 1 bar

11) Only generator- and surface losses

12) Frost-free conditions must be guaranteed

13) Amount of ventilation air must be adapted to the gas safety concept

14) All sound pressure levels at nominal load COP

15) Power consumption of all electrical consumer, which are mounted at the module / aggregate

16.01.2012
OAGT / OAGS

1. Назначение и область применения 2. Технические характеристики 3. Конструкция и описание 4. Материалы и комплектующие 5. Производство и контроль качества 6. Эксплуатация и обслуживание 7. Транспортировка и хранение 8. Гарантийные обязательства	
9. Исполнитель 10. Местоположение 11. Дата	12. Подпись 13. Печать

№	Наименование	Единица измерения	Количество
1	Агрегат	шт.	1
2	Аккумуляторная батарея	шт.	1
3	Фильтр	шт.	1
4	Соединительные шланги	м.	10
5	Соединительные трубки	м.	5
6	Соединительные провода	м.	10
7	Соединительные фитинги	шт.	10
8	Соединительные муфты	шт.	10
9	Соединительные болты	шт.	10
10	Соединительные гайки	шт.	10

