



**ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ
ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ**

**Οικονομικά και περιβαλλοντικά οφέλη των Μικροδικτύων με
αυξημένη διείσδυση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας.**

Διπλωματική εργασία

Έλλη Ντάκου

Επιβλέποντες: Νικόλαος Χατζηαργυρίου, Καθηγητής Ε.Μ.Π.
Ανέστης Αναστασιάδης, Υποψήφιος Διδάκτορας Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2011



**ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ
ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ**

**Οικονομικά και περιβαλλοντικά οφέλη των Μικροδικτύων με
αυξημένη διείσδυση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας.**

Διπλωματική εργασία

Έλλη Ντάκου

Επιβλέποντες: Νικόλαος Χατζηαργυρίου, Καθηγητής Ε.Μ.Π.
Ανέστης Αναστασιάδης, Υποψήφιος Διδάκτορας Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή επιτροπή την 18^η Ιουλίου 2011.

.....
Ν. Χατζηαργυρίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Σ. Παπαθανασίου
Επίκουρος Καθηγητής
Ε.Μ.Π.

.....
Αθήνα, Ιούλιος 2011

.....

Έλλη Ντάκου

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών

Copyright © Έλλη Ντάκου, 2011.

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς τον συγγραφέα.

Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τον συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΠΕΡΙΛΗΨΗ	6
ABSTRACT	7
Μέρος Α: Η ηλεκτρική ενέργεια στην Ελλάδα	8
Κεφάλαιο 1: Το ενεργειακό σύστημα στην Ελλάδα	9
Κεφάλαιο 2: Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα	22
Κεφάλαιο 3: Νομοθεσία, γραφειοκρατία και ανάπτυξη των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην Ελλάδα	32
Μέρος Β: Διανεμημένη παραγωγή	41
Κεφάλαιο 1: Εισαγωγή στην διανεμημένη παραγωγή	42
Κεφάλαιο 2: Τεχνικά ζητήματα σύνδεσης μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής στο δίκτυο	49
Κεφάλαιο 3: Οικονομικά ζητήματα σύνδεσης μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής στο δίκτυο	64
Μέρος Γ: Μικροδίκτυα	70
Κεφάλαιο 1: Επίδραση του μικροδικτύου σε ένα ηλεκτρικό σύστημα	71
Κεφάλαιο 2: Δομή και έλεγχος ενός μικροδικτύου	79
Κεφάλαιο 3: Πολιτικές συμμετοχής του μικροδικτύου στην αγορά ενέργειας	92
Κεφάλαιο 4: Demand side bidding	96
Κεφάλαιο 5: Steady state security	101
Κεφάλαιο 6: Οικονομική λειτουργία μικροδικτύου	103
Μέρος Δ: Τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας	108
Κεφάλαιο 1: Φωτοβολταϊκά	109
Κεφάλαιο 2: Ανεμογεννήτριες	123
Κεφάλαιο 3: Κυψέλη καυσίμου	130
Κεφάλαιο 4: Μικροτουρμπίνα	134
Κεφάλαιο 5: Συμπαράγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας	138
Κεφάλαιο 6: Ενεργειακοί διανομείς	142
Μέρος Ε: Περιβαλλοντική πολιτική	145
Κεφάλαιο 1: Κλιματική αλλαγή και σχετική νομοθεσία	146
Κεφάλαιο 2: Εμπορία δικαιωμάτων εκπομπών	153
Μέρος ΣΤ: Δίκτυο εφαρμογής- Διαδικασία- Αποτελέσματα	157
Κεφάλαιο 1: Το δίκτυο εφαρμογής	158
Κεφάλαιο 2: Σενάρια λειτουργίας	163
Κεφάλαιο 3: Μεγέθη προς υπολογισμό	167
Κεφάλαιο 4: Αποτελέσματα- Διαγράμματα	171
Κεφάλαιο 5: Συμπεράσματα	287
Βιβλιογραφία	318

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Σκοπός της παρούσας εργασίας είναι η μελέτη των οικονομικών και περιβαλλοντικών επιπτώσεων της διείσδυσης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στα Μικροδίκτυα.

Συγκεκριμένα, μελετώνται διαφορετικά σενάρια λειτουργίας (ανεξάρτητη λειτουργία, μικροδίκτυο, demand side bidding, απουσία/ παρουσία μονάδων συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας σε όλα τα παραπάνω, βέλτιστοι ενεργειακοί διανομείς) για ένα δίκτυο 17 ζυγών στην χαμηλή τάση με διάφορες τεχνολογίες διεσπαρμένης παραγωγής (κυψέλη καυσίμου, μικροτουρμπίνα, φωτοβολταϊκά, ανεμογεννήτριες, συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας). Οι προσομοιώσεις γίνονται με την βοήθεια προγραμμάτων υλοποιημένων σε περιβάλλον Matlab. Τα προγράμματα αφορούν σε βελτιστοποίηση ανά ώρα διαφορετικών κάθε φορά παραμέτρων. Τα προγράμματα αυτά επαναλαμβάνονται για όλες τις ώρες ενός έτους για κάθε σενάριο, ώστε τα προκύπτοντα μεγέθη αφορούν σε ένα έτος λειτουργίας. Εξετάζονται διάφοροι συνδυασμοί οριακής τιμής συστήματος (υψηλή, χαμηλή) και επιπέδου διείσδυσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (στην περίπτωση του εν λόγω δικτύου φωτοβολταϊκά και ανεμογεννήτριες).

Πέραν του κόστους λειτουργίας των διαφόρων σεναρίων, υπολογίστηκαν και οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα των διαφόρων σεναρίων. Δεδομένου ότι οι εγκαταστάσεις ηλεκτροπαραγωγής θα πρέπει να αγοράζουν το σύνολο των δικαιωμάτων των εκπομπών τους, υπολογίζεται το συνολικό κόστος των σεναρίων, ως άθροισμα του λειτουργικού κόστους και του κόστους αγοράς των δικαιωμάτων εκπομπών. Οι συγκρίσεις μεταξύ των διαφόρων σεναρίων λειτουργίας γίνονται βάση των εκπομπών, του κόστους λειτουργίας, του συνολικού κόστους, της καθαρής παρούσας αξίας σε περίοδο δεκαετίας και της έντοκης περιόδου αποπληρωμής.

Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται με αναλυτικά και συγκριτικά διαγράμματα στο τελευταίο κεφάλαιο του τελευταίου μέρους της παρούσας εργασίας και αναδεικνύονται τα πιο συμφέροντα σενάρια ανάλογα με το βαρύνον κριτήριο.

ΛΕΞΕΙΣ- ΚΛΕΙΔΙΑ

Μικροδίκτυο, Ανεξάρτητη λειτουργία, Διανεμημένη Παραγωγή, Ενεργειακοί Διανομείς, Φωτοβολταϊκά, Ανεμογεννήτριες, Κυψέλη Καυσίμου, Μικροτουρμπίνα, Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας, Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, Οριακή Τιμή Συστήματος, Οικονομική Κατανομή, Εκπομπές Διοξειδίου του Άνθρακα, Αγορά Δικαιωμάτων Εκπομπών, Καθαρά Παρούσα Αξία, Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής, Προσφορά φορτίου.

ABSTRACT

The purpose of this diploma thesis is the evaluation of the economic and environmental effect of the penetration of Renewable Energy Sources in Microgrids. The study refers to several operation scenarios (microgrid operation, independent operation of distributed generation units, demand side bidding, with and without cogeneration of heat and power for all the previously mentioned scenarios, optimal hubs) on a typical 17-bus low-voltage network with several distributed generation technologies (microturbine, fuel cell, photovoltaics, windturbine). The simulations were run using the Matlab programming environment and they consist of hourly optimizations of several parameters. These programs are repeated every hour of the year so that all the final output parameters are on a yearly basis. Several combinations of the system marginal price (low or high) and the penetration level of the installed Renewable Energy Sources (in this case photovoltaics and windturbines) are examined.

Apart from the operational cost of the different scenarios, the carbon dioxide emissions have also been calculated. Since all electricity production units will have to buy all of their emissions allowances, the total cost of each scenario can be calculated as the sum of the operational cost and the emissions allowances cost of the scenario. The scenarios have been compared to each other based on the emissions, the operational cost, the total cost, the net present value after ten years of operation and the discounted payback period.

The results are presented in the last chapter of the last part of this diploma thesis through analytical and comparative diagrams and the most profitable scenario, depending on the criterion used, is exhibited.

KEYWORDS

Microgrid, Independent operation, Distributed Generation, Optimal Hubs, Photovoltaics, Windturbines, Fuel Cell, Microturbine, Cogeneration of Heat and Power, Renewable Energy Sources, System Marginal Price, Economic Dispatch, Carbon Dioxide Emissions, Emissions Trading, Net Present Value, Discounted Payback Period, Demand Side Bidding.

ΜΕΡΟΣ Α:

Η ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1:

ΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

A.1.1. Εισαγωγή

Η ενέργεια αποτελεί ένα αγαθό πάνω στο οποίο στηρίζεται όλη η τεχνολογική ανάπτυξη και η σύγχρονη ζωή. Ανέκαθεν το ενεργειακό ζήτημα, λόγω της διεθνούς αγοράς που έχει διαρθρωθεί πάνω σε αυτό, είχε οικονομικές και πολιτικές διαστάσεις. Τα τελευταία χρόνια, έχει αρχίσει να αποκτά μια πολιτική διάσταση που στην ουσία ήταν ξεχασμένη από την εποχή της πετρελαϊκής κρίσης του 1985. Η απότομη αύξηση των τιμών από το 2000, σε συνδυασμό με τις διεθνείς γεωπολιτικές εντάσεις και τις πρωτοβουλίες για την προστασία του περιβάλλοντος, έχουν σαν συνέπεια, οι επιλογές των ενεργειακών πηγών και των τιμών της ενέργειας να είναι όχι μόνο στην πρώτη γραμμή της επικαιρότητας αλλά και να απασχολούν τους καταναλωτές. Οι επαναλαμβανόμενες κρίσεις και διακρατικές εντάσεις από το 2006 και μετά, επηρεάζουν πρώτιστα την αγορά ενέργειας και εγείρουν προβληματισμούς σχετικά με το θέμα της ασφάλειας ενεργειακού εφοδιασμού.

Η ενεργειακή διαχείριση ως στρατηγική καλείται να αντιμετωπίσει και να δώσει απαντήσεις πάνω σε κείρια ζητήματα όπως: το μέγεθος της τιμής των ενεργειακών προϊόντων που θα οδηγήσει στην επίτευξη των νέων στόχων της Ευρωπαϊκής Ενεργειακής Πολιτικής, το είδος των ενεργειακών επενδύσεων που πρέπει να πραγματοποιηθούν στο μέλλον, η μορφή του πλαισίου λειτουργίας της ενεργειακής αγοράς.

Η συλλογιστική βάσει της οποίας θα πρέπει να εναρμονιστούν οι εγχώριοι στόχοι είναι η εξής: η ενέργεια θα πρέπει να είναι φυσικά και οικονομικά προσιτή, ενώ η χρήση και η παραγωγή της πρέπει να συμβαδίζει με τις αρχές της βιώσιμης ανάπτυξης.

A.1.2. Κατανάλωση ενέργειας

Με βάση καταχωρημένα δεδομένα από το έτος 2006 προκύπτουν και παρατίθενται κάποια στοιχεία και συμπεράσματα σε σχέση με την ενεργειακή κατανάλωση στη χώρα και το πώς αυτή επιμερίζεται σε διαφορετικούς τομείς. Συνοπτικά, το σύνολο του τριτογενούς, οικιακού, δημόσιου και αγροτικού τομέα καταναλώνει το 46% ενέργειας. Η βιομηχανία παρουσιάζει μια σταθερή κατανάλωση τα τελευταία χρόνια, γύρω στα 4.2Mtoe. Η κατά κεφαλήν κατανάλωση ενέργειας στην Ελλάδα είναι μεσαίου επιπέδου συγκριτικά με παγκόσμιες τιμές. Ο τριτογενής τομέας μέσα σε 15 χρόνια υπερδιπλασιάστηκε από πλευράς κατανάλωσης, ανερχόμενος από το 4.4% στο 9.7%, και είναι χαρακτηριστικός μιας οικονομίας σε μεταβιομηχανική εξέλιξη που προσανατολίζεται προς μια οικονομία υπηρεσιών.

Η κατανάλωση ενέργειας στον τομέα των μεταφορών αποτελεί το 39.6% της τελικής κατανάλωσης ενέργειας και αντιστοιχεί σε 8.5Mtoe. Η ενεργειακή κατανάλωση στον τομέα των μεταφορών συνεχίζει να αυξάνεται σε απόλυτες τιμές (κατά 46% σε σχέση με το 1990) αλλά σαν σχετικό ποσοστό η τελική κατανάλωση έμεινε στάσιμη εξαιτίας της αύξησης του οικιακού και του τριτογενούς τομέα.

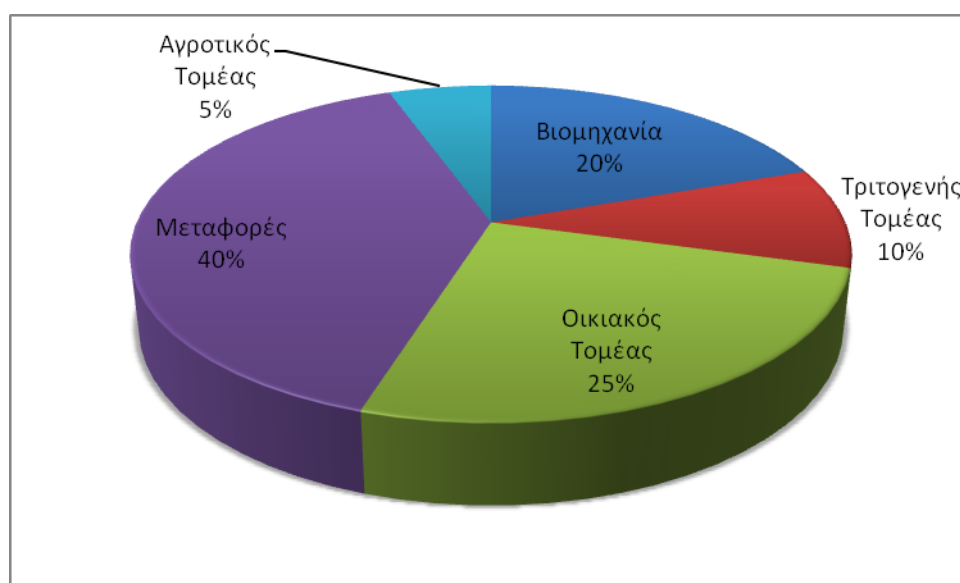
Τα τελευταία χρόνια η βιομηχανία παρουσιάζει εντατικό εκσυγχρονισμό. Το 2006 η κατανάλωση της βιομηχανίας ήταν 4.2Mtoe. Το μερίδιο της βιομηχανίας στην τελική κατανάλωση έχει μειωθεί περίπου κατά 7%.

Η κατανάλωση των νοικοκυριών κυμαίνεται γύρω στις 5.5Mtoe. Η αύξηση της τελικής κατανάλωσης ενέργειας στα νοικοκυριά είναι 83% για τις χρονιές μεταξύ 1990-2006 και η αύξηση του μεριδίου των νοικοκυριών στην τελική κατανάλωση είναι 4.6% σε σχέση με το 1990.

Ο τριτογενής τομέας παρουσίασε το μεγαλύτερο βαθμό αύξησης κατανάλωσης ενέργειας μεταξύ 1990-2006 αγγίζοντας τα 2Mtoe το 2006, που συνεπάγεται τριπλασιασμό της κατανάλωσης σε σχέση με τα επίπεδα του 1990.

Η κατανάλωση του αγροτικού τομέα καταγράφηκε 1.1Mtoe το 2006 παραμένοντας στα επίπεδα του 1990 ενώ το μερίδιο του έχει μειωθεί κατά 1,5%.

Παρακάτω παρουσιάζεται διαγραμματικά η τελική κατανάλωση ενέργειας ανά τομέα.



Εικόνα Α.1.1. Τελική κατανάλωση ενέργειας ανά τομέα στην Ελλάδα.

Το Ελληνικό ενεργειακό σύστημα βρίσκεται την τελευταία δεκαετία σε φάση σοβαρών αναδιαρθρώσεων. Η διείσδυση του φυσικού αερίου, η κατασκευή των διευρωπαϊκών δικτύων, η προώθηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και της εξοικονόμησης ενέργειας και τέλος η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας αποτελούν τα νέα δεδομένα του.

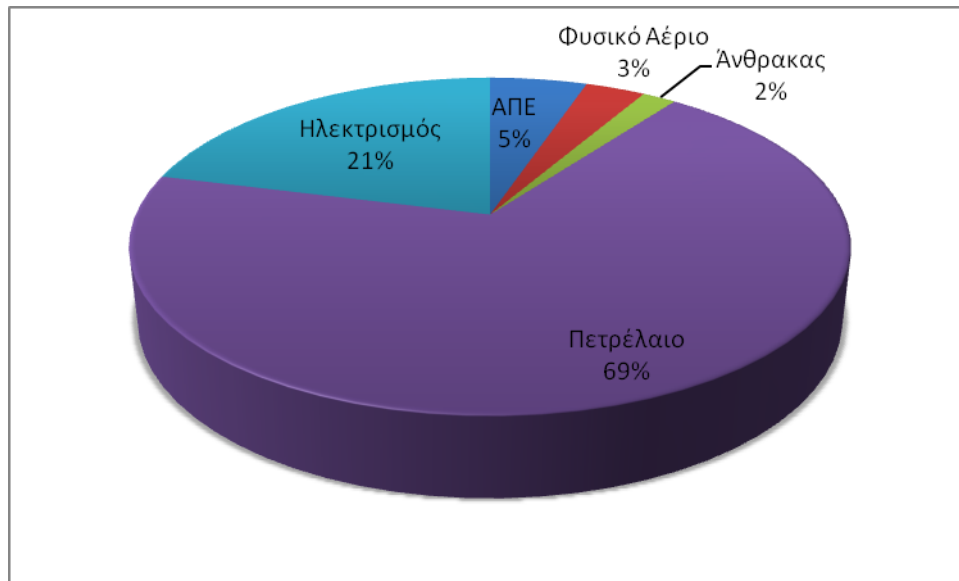
Σημαντικές είναι οι επιπτώσεις των νέων αυτών δεδομένων στην ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού της χώρας, στη μείωση της εξάρτησης της από το εισαγόμενο πετρέλαιο, με όλα τα συνεπαγόμενα οφέλη στην οικονομία, στην εξοικονόμηση μη ανανεώσιμων ενεργειακών πόρων, στην αύξηση της αποδοτικότητας των διαδικασιών παραγωγής και κατανάλωσης ενέργειας, στην προστασία του περιβάλλοντος και τέλος στη βελτίωση των παρεχομένων υπηρεσιών στους καταναλωτές.

Παρουσιάζονται κάτωθι τα σημαντικότερα στοιχεία του ενεργειακού συστήματος της χώρας που σχετίζονται με την υποδομή του, το μέγεθος και τη σύνθεση των επιμέρους τομέων του, το είδος και τη χρήση των διαφόρων ενεργειακών μορφών σ' αυτό.

Α.1.3. Ενεργειακά προϊόντα

Τα στοιχεία του ενεργειακού συστήματος είναι δομημένα ανά ενεργειακό προϊόν και περιλαμβάνουν :

1. Στερεά Καύσιμα- Πετρελαιοειδή
2. Φυσικό αέριο
3. Ηλεκτρισμός
4. Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας



Εικόνα Α.1.1. Τελική κατανάλωση ενέργειας ανά καύσιμο.

Η χρήση των στερεών καυσίμων στην Ελλάδα είναι βασικά επικεντρωμένη στην παραγωγή ηλεκτρισμού. Η κύρια εγχώρια ενεργειακή πηγή καυσίμων είναι ο λιγνίτης. Τα κυριότερα εκμεταλλεύσιμα κοιτάσματα λιγνίτη στη χώρα βρίσκονται στη Δυτική Μακεδονία στο τρίγωνο Πτολεμαΐδας- Αμυνταίου- Φλώρινας με υπολογισμένο απόθεμα 2.5 δισεκατομμύρια τόνους και στην Πελοπόννησο, στη Μεγαλόπολη, με απόθεμα 300 εκατομμύρια τόνους. Σημαντικά κοιτάσματα, τα οποία δεν αξιοποιούνται προς το παρόν, υπάρχουν ακόμη στην περιοχή της Δράμας (900 εκατομμύρια τόνοι) και στην περιοχή της Ελασσόνας (150 εκατομμύρια τόνοι). Μικρές μόνο ποσότητες λιγνίτη χρησιμοποιούνται ως καύσιμο σε μεταλλουργίες, σε θερμοκήπια, για θέρμανση κατοικιών καθώς και ως βελτιωτικό εδάφους ορισμένων καλλιεργειών. Με βάση τα συνολικά εκμεταλλεύσιμα αποθέματα λιγνίτη της χώρας και τον προγραμματιζόμενο ρυθμό κατανάλωσης στο μέλλον, υπολογίζεται ότι τα αποθέματα αυτά επαρκούν για περισσότερο από 50 χρόνια. Μέχρι σήμερα οι εξορυχθείσες ποσότητες λιγνίτη δεν ξεπερνούν το 25% των συνολικών αποθεμάτων. Εκτός από λιγνίτη, η Ελλάδα διαθέτει και ένα μεγάλο κοίτασμα τύρφης στην περιοχή των Φιλίππων (Ανατολική Μακεδονία). Τα εκμεταλλεύσιμα αποθέματα στο κοίτασμα εκτιμώνται σε 4 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα και αντιστοιχούν με 125 εκατομμύρια τ.π. Ο λιγνίτης θα συνεχίσει να είναι το εθνικό καύσιμο της Ελλάδας για ηλεκτροπαραγωγή αλλά σταδιακά η συμμετοχή του στην ηλεκτροπαραγωγή περιορίζεται ποσοστιαία μέχρι το 2050 οπότε θα εκλείψουν τα αποθέματα. Η ενσωμάτωση του κόστους των αερίων του θερμοκηπίου (εμπορία ρύπων) και η διαμόρφωση των διεθνών τιμών του φυσικού αερίου είναι δυνατόν να επηρεάσουν του μέλλον των λιγνιτικών σταθμών στην Ελλάδα.

Η ελληνική πετρελαϊκή αγορά περιλαμβάνει τέσσερα διυλιστήρια, περίπου πενήντα εταιρείες εμπορίας και ένα μεγάλο αριθμό κέντρων λιανικής πώλησης. Το αργό πετρέλαιο είναι σχεδόν αποκλειστικά εισαγόμενο. Ένα μικρό κοίτασμα στη Βόρεια Ελλάδα δίνει το 0.6% της ζήτησης πετρελαιοειδών. Η ικανότητα διύλισης των τεσσάρων διυλιστηρίων είναι αρκετή για να καλύψει τη ζήτηση της εγχώριας αγοράς, ενώ οι επιπλέον ποσότητες εξάγονται με τη μορφή διεθνών πωλήσεων ή πωλήσεων σε αερομεταφορές και σε ποντοπόρα πλοία. Η συνολική ποσότητα αργού που διυλίζεται τα τελευταία χρόνια στην Ελλάδα είναι γύρω στα 18-20 εκατομμύρια μετρικοί τόνοι το χρόνο.

Το 2006, η συνολική κατανάλωση πετρελαϊκών προϊόντων ήταν 18.2Mtoe, ποσότητα που αντιστοιχεί στο 57.8% της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης, η οποία είναι σχεδόν 100% εισαγόμενη.

Στην τελική κατανάλωση, το μερίδιο των πετρελαιοειδών ήταν 14.7Mtoe το 2006, που αποτελεί το 68.5%. Ο τομέας μεταφορών κατανάλωσε το 57%, ο οικιακός το 20%, η βιομηχανία το 13% και ο τριτογενής και αγροτικός τομέας το 13% των πετρελαιοειδών της τελικής κατανάλωσης.

Το ποσοστό των πετρελαιοειδών στο Ελληνικό ενεργειακό ισοζύγιο είναι πολύ υψηλό και αυτό οφείλεται στη μεγάλη χρήση πετρελαιοειδών στις μεταφορές αλλά και στο γεγονός ότι το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής στα μη διασυνδεδεμένα νησιά έχει ως κύριο καύσιμο τα πετρελαϊκά προϊόντα.

Η εισαγωγή του φυσικού αερίου στο ενεργειακό ισοζύγιο της Ελλάδας αναμένεται να επηρεάσει σημαντικούς κλάδους της οικονομικής και κοινωνικής ζωής της χώρας, μιας και εξασφαλίζεται η διαφοροποίηση των ενεργειακών πηγών στην χώρα, και μάλιστα με ένα καύσιμο υψηλής ποιότητας που μπορεί να διεισδύσει σε όλους σχεδόν τους κλάδους (βιομηχανία, ηλεκτροπαραγωγή, συμπαραγωγή, υπηρεσίες και οικιακός τομέας, μεταφορές κ.α.).

Με την εισαγωγή του φυσικού αερίου αναμένονται:

- Η αύξηση της ανταγωνιστικότητας της Ελληνικής βιομηχανίας
- Η μείωση της ατμοσφαιρικής ρύπανσης
- Η βελτίωση της ποιότητας ζωής
- Η δημιουργία νέων θέσεων εργασίας

Το φυσικό αέριο κάλυψε το 7.7% της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης το 2006 και αναμένεται να ξεπεράσει το 14% το 2010, λόγω της κατανάλωσης του σε όλους τους οικονομικούς κλάδους και της μεγάλης χρήσης του στην ηλεκτροπαραγωγή, που αγγίζει το 70% της σημερινής κατανάλωσης του.

Η διείσδυση του φυσικού αερίου στην τελική κατανάλωση ενέργειας αυξήθηκε το 2006 κατά 132% σε σχέση με τα επίπεδα του 2000. Ο ρυθμός αύξησης της διείσδυσης του την τελευταία πενταετία είναι της τάξεως του 18%.

Το σύστημα του φυσικού αερίου έχει ως σκοπό την ασφαλή τροφοδοσία των μεγάλων καταναλωτικών κέντρων της χώρας και αποτελείται από:

- το δίκτυο μεταφοράς του φυσικού αερίου,
- τον τερματικό σταθμό αποθήκευσης του υγροποιημένου (LNG) αλγερινού φυσικού αερίου στην Ρεβυθούσα. Το υγροποιημένο φυσικό αέριο επαναεριοποιείται και τροφοδοτεί το δίκτυο μεταφοράς
- το σύστημα διανομής του φυσικού αερίου στους καταναλωτές

Ακολούθως παρουσιάζεται ο χάρτης εγκαταστάσεων και δικτύου μεταφοράς πετρελαίου και φυσικού αερίου (ΔΕΠΑ, 2000)



Εικόνα Α.1.2. Οι εγκαταστάσεις και το δίκτυο μεταφοράς του πετρελαίου και του φυσικού αερίου στην Ελλάδα.

Το ηλεκτρικό σύστημα της Ελλάδας διακρίνεται στο Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα (Ε.Δ.Σ.) της ηπειρωτικής Ελλάδας και στο Νησιωτικό Σύστημα της Κρήτης, της Ρόδου και των Αυτόνομων Σταθμών Παραγωγής (ΑΣΠ) των νήσων. Οι σταθμοί παραγωγής του Ηλεκτρικού Συστήματος διακρίνονται σε:

- Σταθμούς παραγωγής Ε.Δ.Σ.
- Αυτόνομους Σταθμούς Παραγωγής του νησιωτικού συστήματος

Το διασυνδεδεμένο σύστημα είναι ανεπτυγμένο και επιπλέον έχει διασυνδέσεις με όλες τις γειτονικές χώρες. Το σύστημα δεν είναι ομοιόμορφα κατανομημένο, με το 68% της ηλεκτροπαραγωγής να βρίσκεται στα κοιτάσματα λιγνίτη της Βόρειας Ελλάδας, ενώ το 33% της κατανάλωσης είναι στην περιοχή της Αττικής.

Το νησιωτικό σύστημα αφορά σε ένα μεγάλο αριθμό νησιών στην περιοχή του Αιγαίου Πελάγους. Περιλαμβάνει αυτόνομα συστήματα βασισμένα σε πετρελαϊκές μονάδες με κύρια καύσιμα το μαζούτ και το ντίζελ. Οι χρησιμοποιούμενες τεχνολογίες είναι κυρίως αεριοστροβίλοι και ατμοστροβίλοι ενώ υπάρχουν και μερικές μονάδες συνδυασμένου κύκλου.

Ο ετήσιος ρυθμός αύξησης της ζήτησης στην Κρήτη και τη Ρόδο, είναι μεγαλύτερος από αυτόν του διασυνδεδεμένου συστήματος. Τα συστήματα αυτά παρουσιάζουν

επίσης, εντονότερο πρόβλημα αιχμής, που κυρίως οφείλεται στην πολύ αυξημένη ζήτηση τους θερινούς μήνες λόγω τουρισμού.

Αποτέλεσμα των παραπάνω, είναι ότι η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται στα νησιά στοιχίζει πολύ περισσότερο από την αντίστοιχη στο διασυνδεδεμένο σύστημα. Ωστόσο, η επιβάρυνση δεν μετακυλιέται στους τοπικούς καταναλωτές λόγω της ενιαίας τιμολόγησης.

Η λειτουργία του Διασυνδεδεμένου Συστήματος Μεταφοράς καθώς και των διασυνδέσεων με τα γειτονικά δίκτυα γίνεται από τον ΔΕΣΜΗΕ, όπως προβλέπεται από τον Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος. Η Επιχειρησιακή Μονάδα της Μεταφοράς εκτελεί την καθημερινή φυσική λειτουργία, τη συντήρηση και γενικά τη διατήρηση της τεχνικής και λειτουργικής αριότητας του Συστήματος Μεταφοράς, σύμφωνα με τον προγραμματισμό και τις οδηγίες του ΔΕΣΜΗΕ.

Ο ΔΕΣΜΗΕ συντάσσει τη Μελέτη Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς (ΜΑΣΜ) η οποία εγκρίνεται από τον αρμόδιο Υπουργό και στη συνέχεια η Γενική Διεύθυνση Μεταφοράς (ΓΔΜ) αναλαμβάνει την υποχρέωση να υλοποιήσει τα έργα που αναφέρονται σε αυτή. Για τις υπηρεσίες αυτές η Γενική Διεύθυνση Μεταφοράς, ως ιδιοκτήτρια του Συστήματος Μεταφοράς, λαμβάνει ένα ετήσιο αντάλλαγμα που καλύπτει τα έξοδα φυσικής λειτουργίας, συντήρησης και ανάπτυξης, πλέον της απόδοσης επί του επενδυσμένου κεφαλαίου, όπως ορίζεται στο άρθρο 308 του Κώδικα Διαχείρισης Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας. Το αντάλλαγμα αυτό καταβάλλεται στη ΔΕΗ από τον ΔΕΣΜΗΕ, ο οποίος με τη σειρά του το εισπράττει από τους χρήστες.

Σε κάθε περίπτωση, οι επεκτάσεις ή βελτιώσεις στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς περιέρχονται στην ιδιοκτησία της ΔΕΗ σύμφωνα με τα προβλεπόμενα στον Κώδικα Διαχείρισης Συστήματος. Επίσης, η Γενική Διεύθυνση Μεταφοράς υλοποιεί έργα μεταφοράς και για τα αυτόνομα (μη διασυνδεδεμένα) νησιά της χώρας. Για τις υπηρεσίες αυτές η Γενική Διεύθυνση Μεταφοράς λαμβάνει το αντίστοιχο αντάλλαγμα από τη Γενική Διεύθυνση Διανομής που είναι η ιδιοκτήτρια του Συστήματος Μεταφοράς των μη διασυνδεδεμένων νησιών.

Τη σπονδυλική στήλη του Διασυνδεδεμένου Συστήματος Μεταφοράς αποτελούν οι τρεις εναέρια γραμμές διπλού κυκλώματος των 400kV, που μεταφέρουν ηλεκτρική ενέργεια, κυρίως από το σπουδαιότερο για την χώρα μας ενεργειακό κέντρο παραγωγής, της Δυτικής Μακεδονίας. Στην περιοχή αυτή, παράγεται περίπου το 70% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής της χώρας, που στη συνέχεια μεταφέρεται στα μεγάλα κέντρα κατανάλωσης της Κεντρικής και Νότιας Ελλάδας, όπου καταναλώνεται περίπου το 65% της ηλεκτρικής ενέργειας.

Το Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς διαθέτει επιπλέον εναέρια και υπόγεια γραμμές των 400kV και 150kV, καθώς επίσης και υποβρύχια καλώδια των 66kV και 150kV που συνδέουν την Άνδρο και τα Επτάνησα, Κέρκυρα, Λευκάδα, Κεφαλονιά και Ζάκυνθο, ενώ έχει προγραμματιστεί η επέκταση των υποβρύχιων διασυνδέσεων και προς τα μεγαλύτερα νησιά των Κυκλάδων.

Το Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς, βάσει καταγραφών στις 31.12.2008, αποτελείται συνολικά από 11092km γραμμές μεταφοράς. Στο Σύστημα Μεταφοράς συμπεριλαμβάνονταν επίσης 265 υποσταθμοί, στους οποίους ήταν εγκατεστημένοι 572 μετασχηματιστές ισχύος με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 45594MVA.

Το Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς συνδέεται με τα συστήματα Μεταφοράς της Αλβανίας, της Βουλγαρίας, της Π.Γ.Δ.Μ., της Ιταλίας και της Τουρκίας. Η διασύνδεση με τη Βουλγαρία αποτελείται από μία Γραμμή των 400kV, ενώ η διασύνδεση με την Π.Γ.Δ.Μ γίνεται με δύο Γραμμές των 400kV, μετά την αναβάθμιση της Γραμμής των 150kV σε 400kV. Η διασύνδεση με την Αλβανία

αποτελείται από μία Γραμμή των 150kV και μία των 400kV. Η συνολική ονομαστική δυναμικότητα αυτών των διασυνδέσεων είναι περίπου 4400MW. Η διασύνδεση με την Ιταλία αποτελείται από υποβρύχιο καλώδιο και γραμμή μεταφοράς συνεχούς ρεύματος (HVDC) ισχύος 500 MW. Η διασύνδεση με την Τουρκία ολοκληρώθηκε τον Ιούνιο του 2008 με την κατασκευή γραμμής μεταφοράς 400kV απλού κυκλώματος με τρίδυμο αγωγό (2000MVA). Από τον Οκτώβριο του 2004 το Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς επανασυνδέθηκε και λειτουργεί σύγχρονα και παράλληλα με το Διασυνδεδεμένο Ευρωπαϊκό Σύστημα της UCTE (Union for Coordination of Transmission of Electricity).

Οι παραπάνω διασυνδέσεις σε συνδυασμό με την ενίσχυση των διασυνδέσεων των γειτονικών χωρών στα βόρεια σύνορα της Ελλάδας συμβάλλουν σημαντικά στην ασφάλεια λειτουργίας του Συστήματος Μεταφοράς και στην ανάπτυξη των εμπορικών ανταλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας με τις χώρες αυτές και την ευρύτερη περιοχή της Ν.Α. Ευρώπης.

A.1.4. Σύστημα διανομής και τεχνικά χαρακτηριστικά

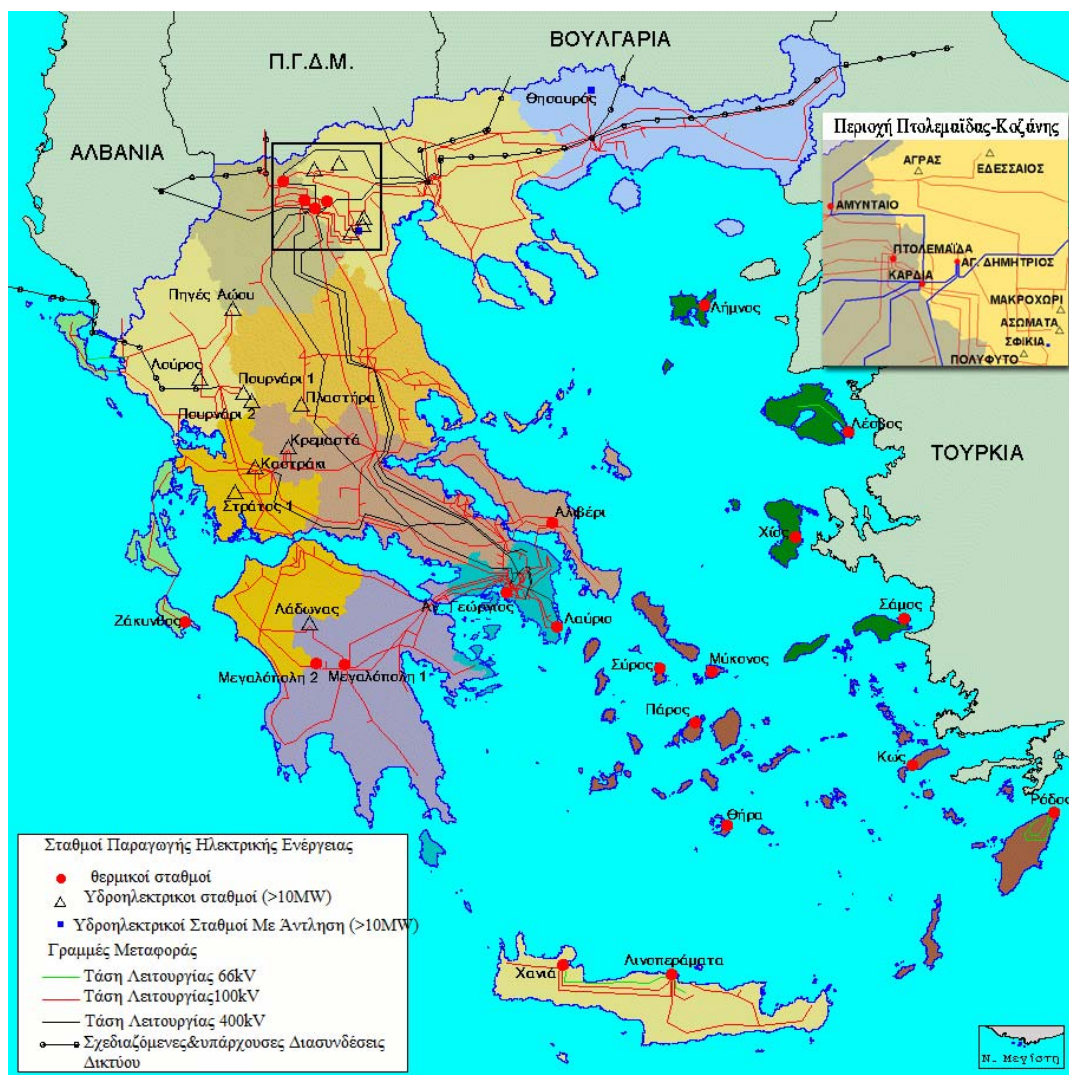
Σύμφωνα με το Ν.2773/1999, η ΔΕΗ, μέσω της Γενικής Διεύθυνσης Διανομής, είναι ο μοναδικός διανομέας ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, ενώ παραμένει Διαχειριστής του Δικτύου Διανομής. Η Επιχειρησιακή Μονάδα της Διανομής είναι υπεύθυνη για τη διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας σε όλη την ελληνική επικράτεια, τόσο στην περιοχή του διασυνδεδεμένου συστήματος όσο και στα μη διασυνδεδεμένα νησιά. Παραλαμβάνει την ηλεκτρική ενέργεια από τη Μεταφορά και μέσω του Δικτύου της, παρέχει τη δυνατότητα σε όλους τους χρήστες του Δικτύου να προμηθεύονται την ηλεκτρική ενέργεια που επιθυμούν. Σήμερα, η παραγωγή της ΔΕΗ, άλλοι ιδιώτες παραγωγοί καθώς και εισαγωγείς ενέργειας προσφέρουν ηλεκτρική ενέργεια στη Χονδρεμπορική Αγορά και την εγχέουν στο Διασυνδεδεμένο Ηλεκτρικό Σύστημα της χώρας. Η ενέργεια αυτή διαδοχικά, μέσω των δικτύων Μεταφοράς και Διανομής φθάνει στους καταναλωτές.

Το σύστημα διανομής που μεταφέρει την ηλεκτρική ενέργεια στους τελικούς καταναλωτές έχει γραμμές μήκους 215000km (που αντιστοιχούν σε μήκος ίσο με 5 φορές την περίμετρο της γης), από τα οποία 102000km είναι το δίκτυο μέσης τάσης και 115.000km της χαμηλής τάσης. Τα δίκτυα διανομής τροφοδοτούν 7523500 καταναλωτές μέσης (9500) και χαμηλής τάσης (7514000). Η ύπαρξη δικτύων σε διάφορες τάσεις εξηγείται από την ανάγκη οικονομικής μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας από τα σημεία παραγωγής στην τελική κατανάλωση.

Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται στους θερμοηλεκτρικούς και υδροηλεκτρικούς σταθμούς βρίσκεται, κατά κανόνα, σε μια τάση μεταξύ 6 και 21kV. Αυτή η τάση είναι, όμως, πολύ χαμηλή για την μεταφορά της ενέργειας με τις μικρότερες δυνατές απώλειες καθώς το σύστημα μεταφοράς έχει τις δικές του απώλειες ηλεκτρικής αντίστασης.

Η υπερυψηλή τάση (400kV) χρησιμοποιείται για τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας από τη Δυτική Μακεδονία στην Αττική, σε εξαιρετικά μεγάλους βιομηχανικούς καταναλωτές καθώς και στη σύνδεση με τις όμορες χώρες. Η υψηλή τάση (150kV, 66kV) χρησιμοποιείται για τη μεταφορά από τους σταθμούς σε αστικά κέντρα και σημεία εστίασης της κατανάλωσης. Η μέση τάση (22kV, 20kV, 15kV, 6.6kV) χρησιμοποιείται για τη μεταφορά σε οικισμούς, όπου μειώνεται στη χαμηλή τάση, και για βιομηχανικούς ή άλλους μεγάλους καταναλωτές. Η χαμηλή τάση αποτελεί το τέλος της αλυσίδας για τους μικρούς καταναλωτές.

Παρακάτω παρουσιάζεται ο χάρτης παραγωγής και δικτύου μεταφοράς του ηλεκτρισμού.



Εικόνα Α.1.3. Η παραγωγή και το δίκτυο μεταφοράς του ηλεκτρισμού.

Α.1.5. Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

Η ελληνική «αγορά» ανανεώσιμων πηγών ενέργειας δείχνει πλέον σημεία σχετικής ωριμότητας. Τα θερμικά ηλιακά συστήματα (ηλιακοί συλλέκτες) αποτελούν δόκιμες, ευρύτατα διαδεδομένες λύσεις που συνεχίζουν να βελτιώνονται τεχνικά και να αυξάνουν τη συμμετοχή τους, έστω και με λιγότερο θεαματικά αποτελέσματα, από τους εκρηκτικούς ρυθμούς αύξησης στη δεκαετία του 1980-1990.

Τα φωτοβολταϊκά συστήματα παραμένουν σχετικά δαπανηρά, κυρίως λόγω του υψηλού αρχικού κόστους αγοράς και εγκατάστασης, δεν θεωρούνται, όμως, πλέον ως εξεζητημένη τεχνολογία.

Η αξιοποίηση της βιομάζας αποκτά, κυρίως σε ό,τι αφορά τη δυνατότητα παραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού, αυξανόμενη σημασία.

Τέλος, η αιολική ενέργεια είναι μία αξιόπιστη και οικονομικά ελκυστική πρόταση, που προσελκύει επενδυτές ακόμη και στο καθεστώς απελευθερωμένων αγορών. Το κόστος των ανεμογεννητριών έχει μειωθεί, ενώ χρησιμοποιούνται όλο και μεγαλύτερες ανεμογεννήτριες, μειώνοντας το μοναδιαίο κόστος και τις απαιτήσεις σε χώρο εγκατάστασης.

Η συνεισφορά των ΑΠΕ στο εθνικό ενεργειακό ισοζύγιο, ήταν της τάξης του 5.5% το 2006, σε επίπεδο συνολικής διάθεσης πρωτογενούς ενέργειας στη χώρα και της τάξης

του 18% σε επίπεδο εγχώριας παραγωγής πρωτογενούς ενέργειας. Η παραγωγή πρωτογενούς ενέργειας από ΑΠΕ το 2006 ήταν 1.8Mtoe, ενώ στις αρχές της δεκαετίας του 90 ήταν 1.2Mtoe. Εξ' αυτών, τα 702ktoe (39%) οφείλονται στη χρήση βιομάζας στα νοικοκυριά, 230ktoe περίπου στη χρήση βιομάζας στη βιομηχανία για ίδιες ανάγκες (συνολικό ποσοστό βιομάζας 52%), 536ktoe (30%) στην παραγωγή υδροηλεκτρικών, 146ktoe (8.1%) στην παραγωγή αιολικών, 109ktoe (6%) στην παραγωγή θερμικών ηλιακών συστημάτων, 11ktoe από τη γεωθερμία και 33ktoe από το βιοαέριο, κυρίως για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

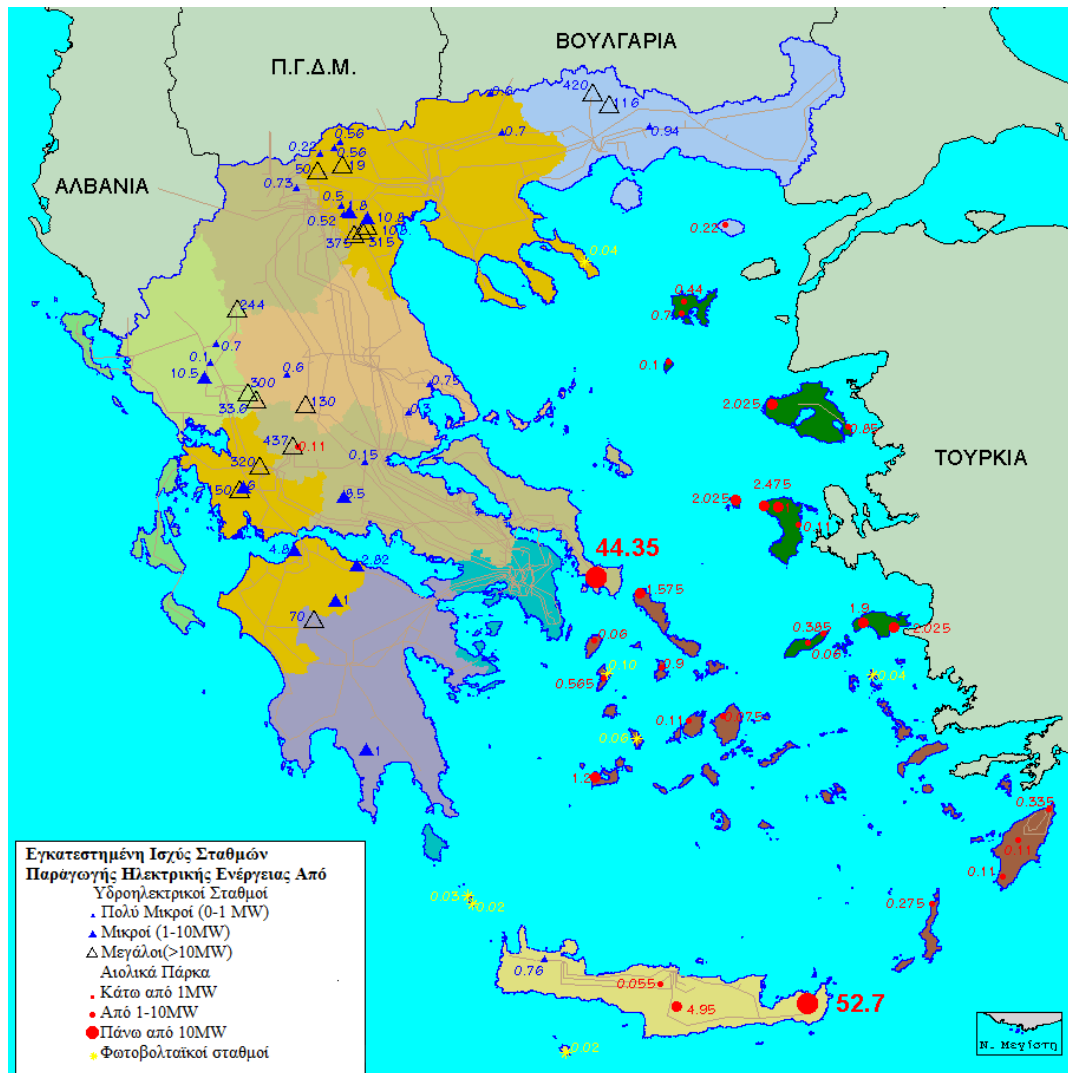
Η ηλεκτροπαραγωγή από τις κλασσικές ΑΠΕ στην Ελλάδα -χωρίς τα μεγάλα υδροηλεκτρικά- αυξάνεται σημαντικά τα τελευταία χρόνια και είναι της τάξης του 3.3% της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Αφορά κυρίως σε αιολικά και μικρά υδροηλεκτρικά, και σε μικρότερο βαθμό στη βιομάζα και στα φωτοβολταϊκά. Αν λάβουμε υπόψη και τα μεγάλα υδροηλεκτρικά η ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ είναι το 12.4% της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας.

Η εγκατεστημένη ισχύς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ ήταν 3894MW στο τέλος του 2006. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ τον ίδιο χρόνο έφτασε 8,3TWh περίπου (78.8% υδροηλεκτρικοί σταθμοί, 20% αιολικά, 1.1% βιοαέριο και μια μικρή παραγωγή φωτοβολταϊκών).

Τα στατιστικά στοιχεία των τελευταίων ετών παρουσιάζουν διακύμανση του ποσοστού συμμετοχής των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή από 10-12%, η οποία κυρίως οφείλεται στη μεταβλητότητα της λειτουργίας των μεγάλων υδροηλεκτρικών, τα οποία χρησιμοποιούνται κυρίως για φορτία αιχμής και παράγουν ανάλογα με τη διαθεσιμότητα υδάτων στα φράγματα).

Η μεγάλη ανάπτυξη της βιομηχανίας ηλιακών συλλεκτών κατά τις τελευταίες δεκαετίες έχει οδηγήσει την Ελλάδα στη δεύτερη θέση σε εγκατεστημένη επιφάνεια συλλεκτών σε ευρωπαϊκό επίπεδο. Ωστόσο, η κύρια παραγωγή θερμότητας από ΑΠΕ προέρχεται από καύση βιομάζας στον οικιακό τομέα είτε από υπολείμματα βιομάζας σε βιομηχανικές μονάδες ξύλου, τροφίμων, βάμβακος, κλπ. όπου και χρησιμοποιείται για ίδιες ανάγκες. Η Ελληνική αγορά θερμότητας από ΑΠΕ είναι σε στάδιο εκκίνησης. Ένα πραγματικό πεδίο για τη θερμική διείσδυση των ΑΠΕ φαίνεται να είναι ο κτιριακός τομέας, σε συνδυασμό πάντοτε με την αναθεώρηση της εθνικής νομοθεσίας για τα 'κτίρια αυξημένης ενεργειακής αποδοτικότητας'. Η χρήση των βιοκαυσίμων στην Ελλάδα είναι επίσης σε φάση εκκίνησης. Στην παρούσα φάση, η προσοχή έχει στραφεί προς το βίο-ντίζελ, και αναμένεται σύντομα να εξεταστεί και η προοπτική βιοαιθανόλης.

Παρακάτω παρουσιάζεται ο χάρτης σταθμών παραγωγής ηλεκτρισμού από Α.Π.Ε.(ΚΑΠΕ, 2000):



Εικόνα Α.1.4. Σταθμοί παραγωγής ηλεκτρισμού από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας.

Α.1.6. Η κατάσταση στην Ελλάδα

Το ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα αναπτύχθηκε στην Ελλάδα μετά το 1960, με στόχο την ηλεκτροδότηση της χώρας μέσω της εκμετάλλευσης των εγχώριων πηγών ενέργειας.

Μια σημαντική διαπίστωση για το ηλεκτρικό σύστημα στην Ελλάδα είναι ότι βρίσκεται στα όρια του ελλείμματος επενδύσεων. Οι ΑΠΕ δεν είναι ιδιαίτερα αναπτυγμένες παρά το πλούσιο δυναμικό. Τα θερμικά παρουσιάζουν ιδιομορφίες. Οι ενδογενείς ενεργειακοί πόροι και η ανησυχία για τη σταθεροποίηση της ασφάλειας εφοδιασμού οδηγούν στη διατήρηση σημαντικού μεριδίου του λιγνίτη στην ηλεκτροπαραγωγή. Η χρήση πετρελαιοειδών φαίνεται εκ πρώτης όψεως υπερβολική σε σχέση με το μέσο όρο στην Ευρώπη, αλλά οφείλεται στο νησιωτικό χαρακτήρα της χώρας. Στρατηγική μείωσης των πετρελαιοειδών στην ηλεκτροπαραγωγή έχει υιοθετηθεί ήδη στα πλαίσια της περιβαλλοντικής πολιτικής.

Η αύξηση παραγωγής λιγνίτη δεν είναι παρά προσωρινή επιλογή εξαιτίας της μείωσης των διαθέσιμων αποθεμάτων και της συνεχούς αύξησης του κόστους εξόρυξης και των δικαιωμάτων εκπομπών CO₂. Η τεχνολογία Δέσμευσης Και Αποθήκευσης του Άνθρακα (Carbon Capture and Storage, CCS), είναι ακόμα σε πειραματικό στάδιο και δεν μπορεί να μπει σε βιομηχανική φάση παρά μόνο μετά από τουλάχιστον 15 έτη.

Οι σταθμοί φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου, θα παίξουν μακροπρόθεσμα έναν αποφασιστικό ρόλο για να αντιμετωπισθούν τα προβλήματα ελλείμματος.

Τα υδροηλεκτρικά έργα είναι ελκυστικά, αλλά τα περιθώρια ανάπτυξης τους είτε φυσικά είτε γεωγραφικά είναι περιορισμένα. Οι ΑΠΕ παρότι ωθούνται από το Σύστημα Συναλλαγών Δικαιωμάτων Εκπομπών (ETS, Emissions Trading Scheme), παραμένουν για την ώρα πιο ακριβές από τις παραδοσιακές μορφές ενέργειας.

Η πυρηνική ενέργεια δεν έχει προωθηθεί στην Ελλάδα, παρά τα ιδιαίτερα χαμηλά ποσοστά εκπομπών. Η Ευρωπαϊκή Ένωση αποθέτει την ευθύνη των αντίστοιχων αποφάσεων σε κάθε κράτος-μέλος. Σχετικά με την κατάσταση που επικρατεί στη χώρα, η χρήση της πυρηνικής ενέργειας ως πηγή παραγωγής ηλεκτρισμού δεν περιλαμβάνεται στις επιλογές που προτείνονται για τη χώρα έως το 2020.

Η Ελλάδα έχει σχετικά μικρή ανάπτυξη της Συμπαραγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας (ΣΗΘ). Ένα μεγάλο μέρος της εγκατεστημένης ισχύος βρίσκεται στα διυλιστήρια, σε μεγάλους σταθμούς παραγωγής και στη βιομηχανία τροφίμων. Το σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος των μονάδων βιομηχανικής συμπαραγωγής, ήταν το 2006 περίπου 155MWe.

Α.1.7. Οι Συνθήκες Στη Διεθνή Αγορά Ενέργειας Και Η Εξάντληση Των Αποθεμάτων

Είναι αδιαμφισβήτητο ότι η εξάντληση των αποθεμάτων ορυκτών καυσίμων αποτελεί μείζον πρόβλημα για τα διεθνή ενεργειακά δεδομένα. Προφανώς, το φαινόμενο σχετίζεται καταρχήν με τη μη δυνατότητά τους να ανανεωθούν αλλά και με την ανορθολογική χρήση και κατανάλωσή τους κατά τη διάρκεια των δυο τελευταίων αιώνων. Ενδεικτικό είναι ότι, για το 2000 η παγκόσμια ετήσια ενεργειακή κατανάλωση άγγιξε τις $1164.382 \cdot 10^{11} kWh$, ενέργεια η οποία καταναλώθηκε σε ποσοστό 75% από ανεπτυγμένες χώρες την ίδια στιγμή που πληθυσμός δυο δισεκατομμυρίων σε αναπτυσσόμενες χώρες δεν έχει καν πρόσβαση στον ηλεκτρισμό.

Στη διεθνή αγορά ενέργειας παράγοντες όπως η διαθεσιμότητα των πηγών, οι τιμές πώλησης τους, η ζήτηση και η παραγωγή αλληλοδιαπλέκονται ενώ η οικονομία και οι κυρίαρχες πολιτικές διαδραματίζουν καθοριστικό ρόλο στην εξέλιξη των συγκεκριμένων μεγεθών.

Κατά κανόνα, μπορεί εύκολα να παρατηρηθεί ότι η τιμή μπορεί να επηρεάσει την ενεργειακή κατανάλωση με μια εύλογη χρονική καθυστέρηση στις αντιδράσεις τις αγοράς. Πιο συγκεκριμένα για την περίοδο 1970-2000, η παραγωγή πετρελαίου ακολούθησε ανοδική πορεία μετά το εμπάργκο του 1973 και παράλληλα σημειώθηκε σημαντική αύξηση στην τιμή του μετά τα μέσα της δεκαετίας του '70 και μέχρι τις αρχές τις δεκαετίας του '80, όπου οι αντιδράσεις των καταναλωτών με τη συνεχή εξοικονόμηση οδήγησαν στη μείωση της παραγωγής. Οι οικονομικές και πολιτικές εξελίξεις γύρω από τη διεθνή αγορά πετρελαίου, οδήγησαν στην αύξηση της εκμετάλλευσης του άνθρακα, του φυσικού αερίου και στην ανάπτυξη της τεχνολογίας του πυρηνικού ηλεκτρισμού. Άξιο παρατήρησης είναι ότι ενώ οι πρώτες ενδείξεις για τον κίνδυνο της γρήγορης εξάντλησης των ενεργειακών πηγών εμφανίστηκαν ήδη από τη δεκαετία του '70, παρατηρείται έκτοτε μια σταθερή και σταδιακή αύξηση της εκμετάλλευσής τους. Αυτό προφανώς αιτιολογείται από την πληθυσμιακή αύξηση και την ανάπτυξη της τεχνολογίας, παράγοντες που οριοθετούν την εξοικονόμηση ενέργειας.

Όσον αφορά τη σημερινή κατάσταση σε σχέση με τα αποθέματα και την αγορά ενέργειας τα αριθμητικά δεδομένα έχουν ως εξής:

- Σύμφωνα με την τελευταία έκθεση της BP τα παγκόσμια γνωστά αποθέματα αργού πετρελαίου επαρκούν θεωρητικά για τα επόμενα 40,5 χρόνια ενώ αντίστοιχα του φυσικού αερίου και του άνθρακα για 63 και 147 χρόνια. Οι εκτιμήσεις αυτές δεν λαμβάνουν υπόψη τους την αυξανόμενη ζήτηση, ο συνυπολογισμός της οποίας θα μείωνε το χρόνο εξάντλησης των αποθεμάτων σε περίπου 30, 37 και 56 χρόνια αντίστοιχως.
- Όσον αφορά στα εγχώρια δεδομένα, όπως προαναφέρθηκε, τα εναπομείναντα αποθέματα λιγνίτη στις περιοχές επαρκούν για τα επόμενα 50 χρόνια στην περιοχή της Δυτικής Μακεδονίας και για 20 ακόμη χρόνια στην περιοχή της Μεγαλόπολης, με βάση του σημερινούς ρυθμούς κατανάλωσης.

Στη βάση της σπανιότητας των διαθέσιμων αποθεμάτων είναι φυσικό επόμενο το φαινόμενο της αύξησης των τιμών που οδηγεί στη διόρθωση των ρυθμών αύξησης της κατανάλωσης ορυκτών καυσίμων. Στο συγκεκριμένο υπόβαθρο καθίσταται επιτακτική η στροφή προς τις εναλλακτικές μορφές ενέργειας.

Σύμφωνα με τη θεωρία του Peak-Oil, η παραγωγή υδρογονανθράκων φθάνει σύντομα στο μέγιστό της και θα ακολουθηθεί από μειωμένη παραγωγή και αυξημένη ζήτηση στο μέλλον. Το ίδιο ισχύει και για τον άνθρακα, όπου βάσει των εκτιμήσεων παρατηρείται μια κορύφωση της παγκόσμιας παραγωγής μέχρι το 2025 και μια ακόλουθη σταθερή πτωτική τάση λόγω της σπανιότητας των αποθεμάτων.

Εξαιτίας της εξάντλησης των συμβατικών καυσίμων αλλά και ποικίλων πολιτικών και οικονομικών παραγόντων, οι παγκόσμιες γεωπολιτικές συνθήκες είναι εξ' ορισμού συνεχώς ασταθείς και ξαφνικές μεταβολές μπορούν να αλλάξουν ολοκληρωτικά τα δεδομένα.

Η Ελλάδα, όπως όλες οι χώρες που εισάγουν ενέργεια, υπέφερε από την αύξηση των τιμών των ενεργειακών προϊόντων και κυρίως του πετρελαίου. Η ανάπτυξη της χώρας επηρεάστηκε αρνητικά παρά την καλύτερη οικονομική επίδοση από αυτή του μέσου όρου των χωρών- μελών της Ευρωπαϊκής Ένωσης και παρά τη συμμετοχή της στην ευρωζώνη.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2^ο:

Η ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

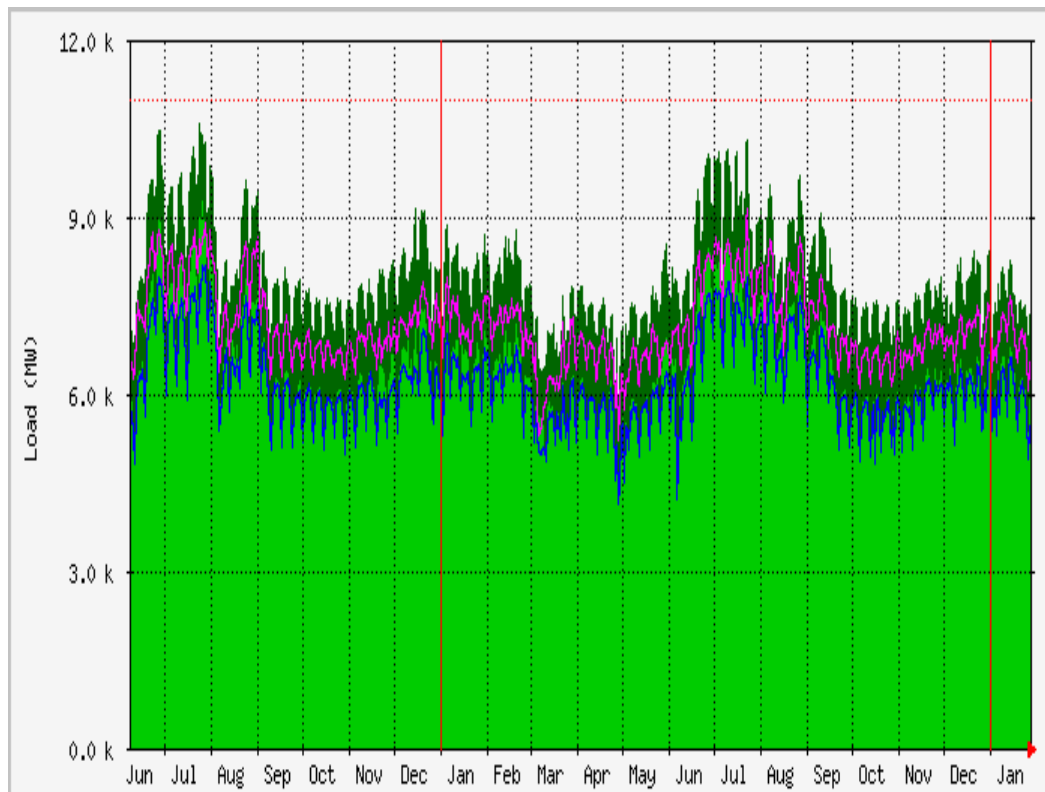
4.2.1. Εισαγωγή

Η ηλεκτρική ενέργεια είναι ένα αγαθό το οποίο αφορά έναν πολύ μεγάλο αριθμό καταναλωτών, χωρίς να είναι άμεσα υποκαταστάσιμο. Έως τώρα το συγκεκριμένο αγαθό προσφερόταν από μία μόνο επιχείρηση, η οποία στις περισσότερες χώρες ήταν κρατική. Αυτό είχε ως αποτέλεσμα η αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας να αποτελεί μονοπώλιο υπό δημόσιο έλεγχο με τη μοναδική επιχείρηση που παρήγαγε και εμπορευόταν ηλεκτρική ενέργεια να έχει τη δυνατότητα να καθορίζει τόσο την τιμή, μετά την έγκρισή της από το κράτος, όσο και την ποσότητα προσφοράς. Τα τελευταία χρόνια η αγορά μετατρέπεται βαθμιαία σε ολιγοπωλιακή, καθώς το ισχύον θεσμικό πλαίσιο επιτρέπει την είσοδο και άλλων παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας σε αυτήν. Η αναδιάρθρωση αυτή, σύμφωνα με τη ρητορική των υποστηρικτών της, θα επιφέρει αύξηση του κοινωνικού πλεονάσματος, χαμηλότερες τιμές, διαφανείς μεθόδους τιμολόγησης και θα αυξήσει τις επιλογές των καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας.

Μετά από μια περίοδο πιέσεων, προετοιμασίας, μελετών και οργανωτικών βημάτων τόσο σε Ευρωπαϊκό όσο και σε εθνικό επίπεδο, δημιουργείται και στην Ελλάδα βαθμιαία ελεύθερη αγορά στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό έρχεται να διαμορφώσει ένα νέο τοπίο στο οποίο οι πελάτες θα επιλέγουν τον προμηθευτή τους και οι νέοι παραγωγοί θα ανταγωνίζονται τη Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού, που μέχρι σήμερα ήταν ο μόνος παραγωγός. Πρόκειται, για μία πολύ ριζική αναδιάρθρωση στο χώρο της ηλεκτρικής ενέργειας όπου παραδοσιακά και διεθνώς ορίζεται από μονοπώλια υπό ρυθμιστικό έλεγχο.

Είναι σημαντικό να κατανοηθεί ότι τα ηλεκτρικά συστήματα έχουν κάποια ιδιαίτερα χαρακτηριστικά που δεν μπορεί να αγνοηθούν κατά τον σχεδιασμό της νέας απελευθερωμένης αγοράς:

- Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας μεταβάλλεται εντός ευρέων ορίων μέσα στον ημερήσιο κύκλο αλλά και εποχιακά μέσα στον ενιαύσιο κύκλο. Δεδομένου ότι δεν υπάρχει οικονομικά βιώσιμη λύση στο θέμα της αποθήκευσης μεγάλων ποσοτήτων ηλεκτρισμού, απαιτείται η τήρηση σημαντικών περιθωρίων εφεδρείας ισχύος προκειμένου να υπάρχει πάντοτε δυνατότητα κάλυψης του κυμαινόμενου φορτίου. Το σημερινό διασυνδεδεμένο σύστημα της χώρας έχει π.χ. ένα μέσο φορτίο της τάξεως των 7.500MW αλλά διατηρεί μία εγκατεστημένη ισχύ 11.700MW περίπου, προκειμένου να μπορεί να αντιμετωπίζει την καλοκαιρινή, λόγω κλιματιστικών, αιχμή των 10.500 έως 11.000MW που διαρκεί ελάχιστες, λιγότερες από 50, ώρες το χρόνο. Ας σημειωθεί εδώ ότι άλλη είναι η αξία της ισχύος όταν το φορτίο υπερβαίνει τα 10.000MW, οπότε το περιθώριο εφεδρείας είναι πολύ μικρό, και άλλη, πολύ μικρότερη, είναι η αξία της ισχύος όταν το φορτίο είναι κάτω από τα 5.000 MW, όταν δηλαδή υπάρχει μεγάλο περιθώριο διαθέσιμης εφεδρικής ισχύος.



Εικόνα Α.2.1. Διακύμανση φορτίου (Ιούνιος 2007- Ιανουάριος 2009)

- Για τις περισσότερες εφαρμογές του ηλεκτρισμού ως αγαθού δεν υπάρχει υποκατάστατο, το δε κόστος των διακοπών ηλεκτρικού ρεύματος για την οικονομία και τη δημόσια υγεία είναι πολύ μεγάλο. Το γεγονός αυτό, στο σημερινό τεχνολογικό πολιτισμό, καθιστά τη βραχυχρονίως προσδιοριζόμενη ζήτηση του αγαθού ηλεκτρισμός εντόνως ανελαστική.
- Εκτός από την ανελαστικότητα της ζήτησης είναι δυνατόν και η προσφορά της ηλεκτρικής ενέργειας να εξαρτάται από απρόβλεπτους παράγοντες, όπως π.χ. οι καιρικές συνθήκες. Τούτο έχει ιδιαίτερος μεγάλη επίδραση σε συστήματα που έχουν στηρίξει την ηλεκτροπαραγωγή τους κατά πολύ μεγάλο ποσοστό στην υδροηλεκτρική, αιολική και ηλιακή παραγωγή.
- Το χρονικό διάστημα που απαιτείται για την εγκατάσταση νέου ηλεκτροπαραγωγικού δυναμικού είναι πολύ μεγάλο και τα τελευταία χρόνια έχει μεγαλώσει περισσότερο λόγω των, συχνά υπερβολικών, περιβαλλοντικών ελέγχων και περιορισμών που έχουν επιβληθεί. Στην καλύτερη περίπτωση η εγκατάσταση μίας νέας μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας απαιτεί τουλάχιστον τρία έτη. Εάν η απόφαση κατασκευής ληφθεί όταν ήδη οι τιμές στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας έχουν πάρει ανοδική πορεία προειδοποιώντας ότι υπάρχει στενότητα διαθέσιμης ισχύος και άρα το σύστημα χρειάζεται ενίσχυση, τότε η ελαχίστη περίοδος των τριών ετών είναι επαρκές χρονικό διάστημα για να σημειωθούν αυξήσεις τιμών και κρίση, λόγω στενότητας ισχύος, στην αγορά.
- Τέλος, σημειώνεται ότι ο ηλεκτρισμός, ως αγαθό, είναι ομογενές προϊόν. Αυτό σημαίνει ότι όταν παρέχεται, μέσω ενός δικτύου, έχει τα ίδια ποιοτικά χαρακτηριστικά (π.χ. τάσεως και συχνότητας) για όλους τους καταναλωτές ανεξάρτητα από ποιο παραγωγό προέρχεται η ενέργεια. Έτσι, ο ανταγωνισμός μεταξύ των παραγωγών περιορίζεται μόνο στο επίπεδο της τιμής του προϊόντος χωρίς να συνυπάρχουν κριτήρια ποιότητας.

Α.2.2. Οι Παράγοντες Της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

Οι παράγοντες της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας είναι οι ακόλουθοι:

- Παραγωγοί: Ως παραγωγοί χαρακτηρίζονται όλοι όσοι κατέχουν άδεια για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία τους χορηγείται από τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας σύμφωνα με τους ισχύοντες νόμους για αδειοδότηση ιδιωτών.
- Προμηθευτές: Στην κατηγορία των προμηθευτών ανήκουν οι έμποροι, οι ιδιώτες και η Δ.Ε.Η., οι οποίοι προμηθεύουν με ενέργεια τους επιλέγοντες πελάτες του Συστήματος έπειτα από σύναψη εμπορικών συμβολαίων. Στην περίπτωση των μη επιλεγέντων πελατών, το ρόλο του προμηθευτή τον αναλαμβάνει αποκλειστικά η Δ.Ε.Η.
- Οι επιλέγοντες πελάτες: Είναι οι πελάτες οι οποίοι επιλέγουν να προμηθευτούν ενέργεια μέσω του Συστήματος Συναλλαγών Ενέργειας προς ιδιωτική και αποκλειστική χρήση (Αυτοπρομηθευόμενοι Πελάτες).

Σημαντικό ρόλο στην απελευθερωμένη αγορά ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδος, παίζουν οι εξής τρεις εταιρίες:

- Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (Ρ.Α.Ε.): Η Ρ.Α.Ε. συστάθηκε βάση του νόμου 2773/99 και λειτουργεί από την 1η Ιουλίου 2000. Δημιουργήθηκε στα πλαίσια της εναρμόνισης της ελληνικής νομοθεσίας με την κοινοτική οδηγία 96/92 και πρόκειται για μία διοικητική αρχή, η οποία έχει κυρίως γνωμοδοτικό και εισηγητικό ρόλο, και όχι ελεγκτικό ή δικαστικό, σε όλους τους τομείς της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Στόχος της Ρ.Α.Ε. είναι η ρύθμιση του ελεύθερου ανταγωνισμού στην ενεργειακή αγορά με σκοπό τη διευθέτηση της εξυπηρέτησης του καταναλωτή, είτε αυτός είναι ιδιώτης είτε επιχείρηση. Παράλληλα, επιδιώκει τη βιωσιμότητα και την ανάπτυξη των μικρομεσαίων επιχειρήσεων του τομέα της ενέργειας, καθώς οι τελευταίες αποτελούν φορείς ανάπτυξης και απασχόλησης. Η Ρ.Α.Ε. γνωμοδοτεί για τη χορήγηση αδειών, επιβλέπει τη διαδικασία χορήγησής τους και επιβάλλει ποινές και πρόστιμα στους παραβάτες του νόμου 2773/99. Παρακολουθεί και ελέγχει τη λειτουργία της αγοράς, γνωμοδοτεί και εισηγείται νέα μέτρα. Επιπλέον, καλλιεργεί διεθνείς σχέσεις και συνεργασίες, συνεργάζεται με τις αντίστοιχες διοικητικές αρχές των ξένων χωρών και ενημερώνει την αρμόδια Επιτροπή της Ευρωπαϊκής Ένωσης για την πορεία της απελευθέρωσης της ελληνικής ενεργειακής αγοράς. Η Ρ.Α.Ε. επιδιώκει επίσης την εξασφάλιση των μακροχρόνιων στρατηγικών στόχων της ενεργειακής πολιτικής. Τέτοιοι στόχοι είναι η επαρκής και ισότιμη τροφοδοσία των καταναλωτών, η ασφάλεια της τροφοδοσίας της χώρας, η προστασία του περιβάλλοντος, η αποτελεσματική χρήση και προμήθεια ενέργειας και η εξασφάλιση επαρκούς υποδομής για την ενέργεια. Ταυτόχρονα, η Ρ.Α.Ε. πρέπει να δίνει έμφαση στην παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές και συμπαραγωγή και στην ανάπτυξη των νέων τεχνολογιών.
- Ο Διαχειριστής του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε.): Ο Διαχειριστής του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας ιδρύθηκε με το Προεδρικό Διάταγμα 328/12.12.2000. Ο Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε. είναι ανώνυμη εταιρεία του δημοσίου στο οποίο ανήκει το 51% της εταιρείας. Το υπόλοιπο ποσοστό του μετοχικού κεφαλαίου ανήκει στους κατόχους άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, των οποίων οι μονάδες παραγωγής συνδέονται στο Σύστημα. Σε πρώτη φάση το 49% του μετοχικού κεφαλαίου κατέχει η Δ.Ε.Η., ποσοστό το οποίο θα μειώνεται σιγά καθώς οι μετοχές της εταιρείας θα διατίθενται στους ιδιώτες παραγωγούς. Οι κάτοχοι άδειας θα αποκτούν μετοχές κατά αναλογία της παραγωγικής τους

δυναμικότητας σε σχέση με τη συνολική παραγωγική δυναμικότητα που είναι συνδεδεμένη εκείνη τη χρονική στιγμή στο Δίκτυο.

Ο Διαχειριστής υποχρεούται να πληρώνει οικονομικό αντάλλαγμα για τη χρήση του Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, αποκλειστικός ιδιοκτήτης του οποίου παραμένει η Δ.Ε.Η. και η οποία θα πρέπει να αποζημιωθεί για τις υπηρεσίες της. Η ανάπτυξη του Συστήματος διευκολύνει την ομαλή είσοδο νέων παραγωγών και πελατών, ενώ το κόστος συντήρησης του επιβαρύνει τη Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού. Ο Διαχειριστής μετρά επίσης την ενέργεια που παράγεται, διακινείται και καταναλώνεται ανά πάσα χρονική στιγμή, κατά τρόπο αξιόπιστο, ακριβή και μη αμφισβητούμενο. Ο Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε. αναλαμβάνει επίσης τη διαδικασία Κατανομής Φορτίου. Η ηλεκτρική ενέργεια αποτελεί ιδιότυπο κοινωνικό αγαθό, κυρίως λόγω της δυσκολίας που συναντάται στην αποθήκευσή της, τουλάχιστον με το υπάρχον τεχνολογικό επίπεδο. Γι' αυτό το λόγο, ανά πάσα χρονική στιγμή πρέπει να παράγεται τόση ηλεκτρική ενέργεια όση απαιτείται από το Σύστημα. Ο Διαχειριστής κατανέμει το φορτίο στους διαθέσιμους σταθμούς παραγωγής και καθορίζει ποια μονάδα θα παράγει και πόσο, πάντα με γνώμονα τη διατήρηση των απαραίτητων ποιοτικών χαρακτηριστικών του δικτύου, το ελάχιστο κόστος και το σεβασμό των διμερών εμπορικών σχέσεων μεταξύ πελάτη-προμηθευτή.

Μια σημαντική ευθύνη που βαρύνει το Διαχειριστή είναι η εκκαθάριση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Ο παραπάνω όρος αναφέρεται στη διαδικασία υπολογισμού των οφειλών και των αποζημιώσεων μεταξύ των συμμετεχόντων στην ελληνική αγορά ενέργειας. Ο Διαχειριστής δεν έχει τη δυνατότητα να παρεμβαίνει στα διμερή εμπορικά συμβόλαια που υπογράφονται μεταξύ καταναλωτών και προμηθευτών-παραγωγών. Στην περίπτωση όμως που κάποιος παραγωγός αδυνατεί να εκπληρώσει τις υποχρεώσεις του για παροχή ηλεκτρικής ενέργειας, ο Διαχειριστής επεμβαίνει και καθορίζει το ποσό που ο ελλειμματικός παραγωγός θα πρέπει να πληρώσει σε κάποιον άλλο πλεονασματικό παραγωγό, έτσι ώστε να καλυφθεί η παραπάνω απόκλιση στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Τέλος, ο Διαχειριστής του Συστήματος Μεταφοράς καταρτίζει και δημοσιεύει τουλάχιστον κάθε δύο έτη τακτικές προβλέψεις όσον αφορά το δυναμικό παραγωγής και μεταφοράς που ενδέχεται να συνδεθεί με το Σύστημα, τις ανάγκες διασύνδεσης με άλλα δίκτυα, τις δυνατότητες μεταφοράς και τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας. Οι προβλέψεις αυτές καλύπτουν την επόμενη πενταετία.

- Η Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (Δ.Ε.Η.): Από την 1.1.2001 η Δ.Ε.Η. λειτουργεί σαν ανώνυμη εταιρεία. Λειτουργεί πλέον ως μια πλήρως καθετοποιημένη επιχείρηση με διάφορους τομείς δραστηριότητας (Ορυχείων, Παραγωγής, Μεταφοράς, Εμπορίας και Διανομής). Η Δ.Ε.Η. κατέχει περίπου το 89% της εγκατεστημένης ηλεκτρικής ισχύος στην Ελλάδα, η οποία προέρχεται από λιγνιτικές, υδροηλεκτρικές, πετρελαϊκές μονάδες, μονάδες φυσικού αερίου καθώς και από αιολικά και ηλιακά πάρκα. Επίσης, αποτελεί τον αποκλειστικό ιδιοκτήτη του Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας καθώς και του Δικτύου Διανομής. Σύμφωνα με το καταστατικό της, σκοπός της Δημόσιας Επιχείρησης Ηλεκτρισμού είναι:

1. Η εμπορική και βιομηχανική δραστηριοποίηση στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας, στην Ελλάδα και στο εξωτερικό. Στη δραστηριότητα αυτή συμπεριλαμβάνονται η κατασκευή, η εκμετάλλευση και η συντήρηση εργοστασίων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, δικτύων μεταφοράς και

διανομής, η προμήθεια και η πώληση ηλεκτρικής ισχύος και η εξόρυξη, η παραγωγή και η προμήθεια ενεργειακών πρώτων υλών.

2. Η εμπορική και βιομηχανική δραστηριοποίηση στον τομέα των τηλεπικοινωνιών, η παροχή υπηρεσιών οργάνωσης και πληροφορικής προς τρίτες επιχειρήσεις, καθώς και η εκμετάλλευση των περιουσιακών στοιχείων που βρίσκονται στην κατοχή της επιχείρησης.
3. Η ίδρυση εταιρειών, η συμμετοχή σε κοινοπραξίες καθώς και η απόκτηση μετοχών άλλων εταιρειών, των οποίων η δραστηριότητα συνδέεται άμεσα ή έμμεσα με τους σκοπούς της εταιρείας.

Η Δ.Ε.Η. είναι επίσης ο Διαχειριστής του δικτύου μεταφοράς και διανομής στα μικρά μη διασυνδεδεμένα νησιά. Υποχρεούται να απορροφά την ενέργεια η οποία παράγεται από ανανεώσιμες πηγές καθώς επίσης και το πλεόνασμα της ενέργειας που παράγουν οι μικροί αυτοπαραγωγοί, στην περίπτωση που αυτό προέρχεται από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας ή από συμπαραγωγή. Τέλος, η Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού αποτελεί τον αποκλειστικό προμηθευτή ηλεκτρικής ενέργειας των μη επιλεγέντων πελατών, δηλαδή όσων καταναλωτών είναι συνδεδεμένοι στη χαμηλή τάση.

Σύμφωνα με το νέο κώδικα, ιδρύονται οι εξής δύο αγορές ηλεκτρικής ενέργειας:

1. Η χονδρεμπορική αγορά του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (Η.Ε.Π.).
2. Η αγορά μακροχρόνιας επάρκειας ισχύος ή αγορά εξασφάλισης ισχύος.

Α.2.3. Κατανομή Φορτίου

Όπως ήδη αναφέρθηκε, η ηλεκτρική ενέργεια είναι ένα ιδιότυπο εμπορικό αγαθό που δεν αποθηκεύεται και επομένως θα πρέπει ανά πάσα στιγμή να παράγεται ακριβώς όση καταναλώνεται. Η Κατανομή Φορτίου είναι η διαδικασία που υπαγορεύει το ποιός σταθμός θα παράγει και πόσο. Η Κατανομή Φορτίου στους σταθμούς γίνεται έτσι ώστε να διατηρούνται τα ποιοτικά χαρακτηριστικά που πρέπει (συχνότητα, τάση κλπ), να υπάρχει ελάχιστο κόστος λειτουργίας και να υπάρχει σεβασμός των διμερών εμπορικών σχέσεων πελάτη- προμηθευτή. Τη διαδικασία αυτή στην Ελλάδα διεξάγει καθημερινά ο Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ). Στη συνέχεια αναφέρονται κάποια από τα βασικότερα χαρακτηριστικά της διαδικασίας αυτής καθώς και κάποια σημαντικά στοιχεία για τη γενικότερη λειτουργία της αγοράς.

Α.2.3.1. Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός

Σκοπός του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ) είναι η ελαχιστοποίηση της συνολικής δαπάνης για την εξυπηρέτηση του φορτίου ηλεκτρικής ενέργειας σε κάθε Ημέρα Κατανομής. Η ελαχιστοποίηση αυτή γίνεται υπό όρους καλής κι ασφαλούς λειτουργίας του Συστήματος και διασφάλισης επαρκών εφεδρειών, μέσω της αντιπαραβολής του συνολικά αιτούμενου φορτίου ηλεκτρικής ενέργειας με τις οικονομικές Προσφορές Έγχυσης ηλεκτρικής ενέργειας στο Σύστημα και μέσω του προγράμματος ΗΕΠ.

Οι διαδικασίες και οι πράξεις του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού αναφέρονται σε μια Ημέρα Κατανομής και ολοκληρώνονται εντός της ημέρας που προηγείται αυτής. Ως Ημέρα Κατανομής ορίζεται το χρονικό διάστημα των 24 ωρών που συμπίπτει με μία ημερολογιακή ημέρα. Ως περίοδος κατανομής ορίζεται μία ώρα της Ημέρας Κατανομής. Οι περίοδοι Κατανομής αρχίζουν από ώρα 00:00 της Ημέρας Κατανομής. Ως λήξη της προθεσμίας υποβολής ορίζεται η 12^η μεσημβρινή ώρα της

ημέρας που προηγείται της Ημέρας Κατανομής. Ο υπολογισμός των προθεσμιών αφορά ημερολογιακές μέρες.

4.2.3.2. Δηλώσεις Φορτίου

Δηλώσεις φορτίου υποβάλλουν οι προμηθευτές, οι Αυτοπρομηθευόμενοι πελάτες και οι Παραγωγοί, οι οποίοι ονομάζονται «Εκπρόσωποι Φορτίου». Οι Εκπρόσωποι Φορτίου για ορισμένη Ημέρα Κατανομής εκπροσωπούν Μετρητή. Οφείλουν να υποβάλλουν Δηλώσεις Φορτίου, με τις οποίες δηλώνουν ανά Κατηγορία Μετρητών για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, την ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία κατά την κρίση τους προβλέπεται ότι πρόκειται να απορροφηθεί. Η απόρριψη προέρχεται από το σύνολο των Μετρητών της Κατηγορίας Μετρητών που εκπροσωπούνται ολικά ή μερικά κατά την υπόψη Ημέρα Κατανομής σύμφωνα με τον Πίνακα Αντιστοίχισης Μετρητών και Εκπροσώπων Φορτίου.

Η Δήλωση Φορτίου που αφορά σε απορρόφηση πελάτη περιλαμβάνει πίνακα, στον οποίο ο Εκπρόσωπος Φορτίου δηλώνει την ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh, για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής και για κάθε Κατηγορία Μετρητών, εφόσον στην Κατηγορία περιλαμβάνεται Μετρητής ο οποίος εκπροσωπείται, μερικά ή ολικά, από αυτόν. Με απόφαση του Διαχειριστή του Συστήματος, η οποία τελεί υπό την έγκριση της ΡΑΕ, είναι δυνατόν να επιτρέπεται η Δήλωση Φορτίου, που αφορά σε απορρόφηση πελάτη, να λαμβάνει τη μορφή κλιμακωτής συνάρτησης τιμής και ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας, κάθε βαθμίδα της οποίας αποτελείται από ένα ζεύγος τιμής (€/MWh) και ποσότητας ενέργειας (MWh). Στην περίπτωση αυτή η συνάρτηση περιλαμβάνει έως δέκα βαθμίδες, όπου οι τιμές της ενέργειας για τις διαδοχικές βαθμίδες πρέπει να είναι μονοτόνως μη αύξουσες. Η τιμή ενέργειας ορίζεται σε Ευρώ με ακρίβεια μέχρι και τριών δεκαδικών ψηφίων.

4.2.3.3. Προσφορά Έγχυσης

Χωριστά για κάθε Μονάδα, ο κάτοχος της άδειας παραγωγής οφείλει να υποβάλει πλήρως δεσμευτική Προσφορά Έγχυσης για κάθε Περίοδο Κατανομής κάθε Ημέρας Κατανομής και για το σύνολο της ισχύος της Μονάδας. Την προσφορά αυτή την υποβάλλει στο Διαχειριστή του Συστήματος και ουσιαστικά πρόκειται για μια καμπύλη που υποδεικνύει την τιμή στην οποία προτίθεται να πουλήσει κάθε επίπεδο ενέργειας που παράγει. Η Προσφορά Έγχυσης είναι μια κλιμακωτή συνάρτηση τιμής και ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας, κάθε βαθμίδα της οποίας αποτελείται από ένα ζεύγος τιμής ενέργειας (€/MWh) και ποσότητας ενέργειας (MWh). Η συνάρτηση περιλαμβάνει έως δέκα βαθμίδες, στην οποία οι τιμές της ενέργειας για τις διαδοχικές βαθμίδες πρέπει να είναι μονοτόνως μη φθίνουσες. Η τιμή ενέργειας πρέπει να είναι μεγαλύτερη και όχι ίση του μηδενός και ορίζεται σε Ευρώ με ακρίβεια μέχρι και τριών δεκαδικών ψηφίων. Κάθε ζεύγος τιμής-ποσότητας ονομάζεται Τιμολογούμενη Βαθμίδα Προσφορά Έγχυσης.

4.2.3.4. Πίνακας Συντελεστών Απωλειών Φορτίου

Ο Πίνακας Συντελεστών Απωλειών Φορτίου καθορίζει την αριθμητική τιμή του συντελεστή απωλειών απορρόφησης ηλεκτρικής ενέργειας που αντιστοιχεί σε κάθε Κατηγορία Μετρητών του Δικτύου. Ο Συντελεστής Απωλειών Φορτίου αντιστοιχεί στο τμήμα των συνολικών απωλειών που επιμερίζεται στο ηλεκτρικό φορτίο το οποίο απορροφάται για κατανάλωση στο Δίκτυο, και για τον υπολογισμό του οποίου λαμβάνονται υπόψη μόνο οι απώλειες φορτίου στο Δίκτυο. Οι συντελεστές αυτοί

είναι δυνατόν να έχουν διαφορετικές αριθμητικές τιμές για τις Περιόδους Κατανομής και τις Ημέρες Κατανομής.

4.2.3.5. Επίλυση Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού

Το πρόγραμμα Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ) περιλαμβάνει έναν προγραμματισμό ο οποίος καθορίζει για κάθε περίοδο της ημέρας, στην οποία αναφέρεται ο ΗΕΠ, την παραγωγή Μονάδων που έχουν υποβάλει προσφορές και την ενέργεια τιμολογούμενων εισαγωγών η οποία γίνεται δεκτή. Επίσης, ο ΗΕΠ καθορίζει την παροχή επικουρικών Υπηρεσιών Εφεδρειών κατά τις Περιόδους Κατανομής της Ημέρας Κατανομής. Οι ποσότητες αυτές καθορίζονται έτσι ώστε να βελτιστοποιείται το κοινωνικό όφελος που προκύπτει από την ικανοποίηση του ενεργειακού ισοζυγίου καθώς και των αναγκών βραχυχρόνιων εφεδρειών και επικουρικών υπηρεσιών που είναι δυνατόν να επιτευχθούν ενόσω τηρούνται οι περιορισμοί του Συστήματος Μεταφοράς. Το κοινωνικό όφελος βελτιστοποιείται με τη μεγιστοποίηση της αξίας του ζητούμενου φορτίου μετά από αφαίρεση του κόστους παραγωγής και παροχής εφεδρειών υπό την παρουσία περιορισμών. Οι περιορισμοί αφορούν το ενεργειακό ισοζύγιο, τις απαιτούμενες εφεδρείες και επικουρικές υπηρεσίες για την αξιόπιστη ικανοποίηση του ενεργειακού ισοζυγίου, τη διαθέσιμη ισχύ παραγωγής και παροχής επικουρικών υπηρεσιών και εφεδρειών και τέλος τη δυνατότητα του Συστήματος να μεταφέρει πλεονάζουσα παραγωγή από τη μία περιοχή της χώρας σε άλλη διατηρώντας την ευστάθεια του Συστήματος. Οι Περιορισμοί Μεταφοράς του Συστήματος αναφέρονται στους περιορισμούς φόρτισης του εξοπλισμού του Συστήματος, τήρησης των ορίων τάσης και του περιθωρίου ευστάθειας τάσης, οι οποίοι περιορίζουν, σε περίπτωση ενεργοποίησής τους, τη δυνατότητα ροής ενέργειας από τα σημεία έγχυσης στο Σύστημα προς τα σημεία απορρόφησης στο Σύστημα. Σημειώνεται ότι ορισμένοι από τους προαναφερθέντες περιορισμούς αφορούν τη διαχρονική αλληλεξάρτηση της ενέργειας που δύναται να παραχθεί από την ίδια Μονάδα παραγωγής.

4.2.3.6. Οριακή Τιμή Του Συστήματος

Η χρέωση της ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται βάση της Οριακής Τιμής του Συστήματος. Ο υπολογισμός αυτής αποτελεί μάλιστα και το τελευταίο στάδιο του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού. Ο Διαχειριστής του Συστήματος, αφού συγκεντρώσει όλες τις απαραίτητες πληροφορίες και τις προσφορές έγχυσης των παραγωγών, αθροίζει την ισχύ που μπορεί να παρέχει η κάθε μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, αρχίζοντας από αυτή με τη χαμηλότερη προσφορά. Ακολούθως, προστίθεται η μονάδα με την αμέσως μεγαλύτερη προσφορά και η διαδικασία συνεχίζεται έως ότου καλυφθεί το προβλεπόμενο φορτίο. Η παραγωγή που προέρχεται από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και η υποχρεωτική παραγωγή των Υδροηλεκτρικών Σταθμών εισάγονται πάντα πρώτες στη διάταξη, διότι ο Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε. απαιτεί την υποχρεωτική απορρόφηση αυτής της ενέργειας, ανεξάρτητα από την τιμή στην οποία προσφέρεται. Η τιμή της τελευταίας μονάδας που εντάσσεται στο Σύστημα, πριν το 'κλείσιμο' της διαδικασίας, ονομάζεται Οριακή Τιμή Συστήματος. Βάση αυτής της τιμής γίνονται όλες οι εκκαθαρίσεις των λογαριασμών.

Η Οριακή Τιμή του Συστήματος λαμβάνει αριθμητική τιμή για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, η οποία αντιστοιχεί στην οριακή αύξηση της βέλτιστης δαπάνης του ΗΕΠ που θα προέκυπτε από οριακή αύξηση του φορτίου του Συστήματος. Πρόκειται, ουσιαστικά, για τη δυϊκή μεταβλητή του περιορισμού του ενεργειακού ισοζυγίου, εξίσωση ζήτησης-προσφοράς. Η οριακή αυτή αύξηση

περιλαμβάνει τη δαπάνη για την έγχυση πρόσθετης ενέργειας στο Σύστημα με σκοπό την κάλυψη της οριακής αύξησης του φορτίου του Συστήματος, η οποία θα πρέπει να επιτελείται με τρόπο που να εξακολουθεί να ικανοποιεί τους περιορισμούς που αφορούν το Σύστημα Μεταφοράς, τους τεχνικούς περιορισμούς των Μονάδων, καθώς και τις απαιτήσεις Εφεδρειών και ετοιμότητας για παροχή Επικουρικών Υπηρεσιών.

Όλοι οι παραγωγοί, οι οποίοι συμμετέχουν τελικά στην αγορά ενέργειας, πληρώνονται με την ίδια τιμή, η οποία είναι η Οριακή Τιμή του Συστήματος (ΟΤΣ), ανεξάρτητα από την ποσότητα ενέργειας που παρέχουν. Το κέρδος που προσκομίζουν από τη διαδικασία του ΗΕΠ ισούται με τη διαφορά της ΟΤΣ από την προσφορά έγχυσης που κατέθεσαν στο Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε., στην αρχή της διαδικασίας. Όσοι προσέφεραν υψηλότερη τιμή από αυτήν της ΟΤΣ μένουν εκτός αγοράς και δεν παράγουν ηλεκτρική ενέργεια για το συγκεκριμένο χρονικό διάστημα. Οι Προμηθευτές αγοράζουν ενέργεια από το Διαχειριστή, το κόστος της οποίας προκύπτει από την τιμή κλεισίματος της διαδικασίας του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού, με μια προσαύξηση εξαιτίας των εξόδων μεταφοράς. Στη συνέχεια εισπράττουν από τους καταναλωτές το ήδη συμφωνημένο ποσό για την παροχή υπηρεσιών.

Κατά την επίλυση του προβλήματος ΗΕΠ, εάν δεν υπάρχουν ενεργοί Περιορισμοί Μεταφοράς του Συστήματος, η οριακή αύξηση του φορτίου επιφέρει την ίδια αύξηση στο κόστος ανεξαρτήτως της γεωγραφικής θέσης στην οποία επιτελείται η οριακή αύξηση του φορτίου. Στην περίπτωση όμως ενεργού Περιορισμού Μεταφοράς του Συστήματος, η αύξηση της βέλτιστης δαπάνης υπάρχει πιθανότητα να διαφέρει ανάλογα με τη Λειτουργική Ζώνη στην οποία επιτελείται η οριακή αύξηση του φορτίου. Στη δεύτερη αυτή περίπτωση, καθορίζονται διαφορετικές μεταξύ τους Οριακές Τιμές Παραγωγής, μία ανά Λειτουργική Ζώνη του Συστήματος. Η Οριακή Τιμή Παραγωγής αντιστοιχεί, σε συγκεκριμένη Ζώνη και Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής, στην πρόσθετη συνολική δαπάνη που προκύπτει στην περίπτωση οριακής αύξησης του φορτίου εντός της Ζώνης. Ωστόσο, η Οριακή Τιμή του Συστήματος παραμένει κοινή για όλες τις Λειτουργικές Ζώνες του Συστήματος σε κάθε περίπτωση. Συγκεκριμένα στην περίπτωση ενεργού Περιορισμού Μεταφοράς του Συστήματος, η Οριακή Τιμή Συστήματος λαμβάνει αριθμητική τιμή ίση με τη σταθμισμένη μέση τιμή των Οριακών Τιμών Παραγωγής όλων των Λειτουργικών Ζωνών του Συστήματος.

Οι Εγγέοντες (Παραγωγοί και εισαγωγείς) υποβάλλουν για κάθε ώρα της επόμενης ημέρας προσφορές υπό τη μορφή ζευγών ποσότητας Q_i σε MW και τιμής b_i σε €/MWh. Οι προσφορές αυτές κατατάσσονται κατά αύξουσα σειρά σχηματίζοντας μια συνολική βαθμιδωτή καμπύλη των προσφορών των εγγεόντων. Πρέπει να σημειωθεί ότι οι Εγγέοντες στο Σύστημα ανταγωνίζονται μεταξύ τους και ο ανταγωνισμός αυτός καταλήγει αφενός στην επιλογή των φθηνότερων προσφορών και αφετέρου στην διαμόρφωση της Οριακής Τιμής Συστήματος (ΟΤΣ), δηλαδή της τιμής με την οποία γίνονται όλες οι συναλλαγές στην Χονδρεμπορική αγορά. Από την άλλη πλευρά, οι Απομαστευόμενοι ενέργεια από το Σύστημα (προμηθευτές, εξαγωγείς και αυτοπρομηθευόμενοι καταναλωτές) αγοράζουν την ενέργεια στην ΟΤΣ και ανταγωνίζονται μεταξύ τους (στην Λιανεμπορική αγορά) επιδιώκοντας να προσελκύσουν τελικούς καταναλωτές με την προσφορά προς αυτούς ελκυστικών τιμολογίων. Είναι φανερό ότι σταδιακά οι δύο αυτές αγορές θα γίνουν αλληλένδετες υπό την έννοια ότι η ΟΤΣ της μιας θα επηρεάζει τα προσφερόμενα τιμολόγια της άλλης.

Όπως ήδη αναφέρθηκε, η τιμή στην οποία εκκαθαρίζεται η αγορά ενέργειας του ΗΕΠ καλείται Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ), προκύπτει κατά την αλγοριθμική διαδικασία βελτιστοποίησης του ΗΕΠ. Αποτελεί την ενιαία τιμή στην οποία οι Προμηθευτές αγοράζουν την ενέργεια που αναμένουν ότι θα απορροφήσουν από το Σύστημα οι πελάτες τους και με την οποία αμείβονται επίσης οι εγχέοντες στο Σύστημα Παραγωγοί και Εισαγωγείς.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3^ο:

ΝΟΜΟΘΕΣΙΑ, ΓΡΑΦΕΙΟΚΡΑΤΙΑ ΚΑΙ ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΤΩΝ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΩΝ ΠΗΓΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

4.3.1. Εισαγωγή

Όσο επουσιώδες και αν φαίνεται, πέρα από ζητήματα τεχνικής και οικονομικής φύσεως, το συνολικό νομοθετικό πλαίσιο και τα ζητήματα γραφειοκρατίας μπορούν να διαδραματίσουν σημαντικό ρόλο στην ανάπτυξη της ανανεώσιμης παραγωγής. Ένα ευέλικτο θεσμικό πλαίσιο μπορεί να δράσει ενισχυτικά και προωθητικά για την ανάπτυξη ΑΠΕ αλλά από την άλλη πλευρά η ύπαρξη μιας σειράς γραφειοκρατικών εμποδίων μπορεί να δράσει αναχωματικά ως προς την προώθηση των επενδύσεων στο συγκεκριμένο τομέα και συνεπώς ως προς την ανάπτυξη του. Όσον αφορά τα εγχώρια δεδομένα, το νομοθετικό πλαίσιο ακόμα και μέσα από διαδοχικές μετατροπές παραμένει σήμερα αρκετά γραφειοκρατικό, αναντίστοιχο του θεσμικού πλαισίου των υπόλοιπων Ευρωπαϊκών χωρών και ασύμβατο με τους στόχους που έχουν τεθεί τόσο σε πανευρωπαϊκό όσο και σε εγχώριο επίπεδο.

Εξετάζοντας τις θεσμικές εξελίξεις επί του ζητήματος χρονολογικά, μπορούμε να παρατηρήσουμε ότι η περίοδος αναδιάρθρωσης της νομοθετικής διαδικασίας όπου λαμβάνεται υπόψη η προοπτική διείσδυσης της ανανεώσιμης, που συμπεριλαμβάνει και τα φωτοβολταϊκά, παραγωγής και η κατοχύρωση κάποιου μεριδίου στη συνολική εγχώρια ηλεκτροπαραγωγή ξεκινά από το 2006. Τα δυο κεντρικότεροι νόμοι έκτοτε είναι ο νόμος 3468/06 και ο νόμος 3734/2009 οι οποίοι θα αναλυθούν παρακάτω.

4.3.2. Ιστορικό

Το 1994 μέσα από το νόμο «Κανονισμός ζητημάτων που σχετίζονται με την Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ και συμβατικά καύσιμα και άλλους παρόχους» εγκαθιδρύθηκε ένα νομοθετικό περιβάλλον για την ανάπτυξη των ΑΠΕ, παρέχοντας πρόσβαση στο δίκτυο για αυτόνομους παραγωγούς.

Ένα συγκεκριμένο νομοθετικό πλαίσιο για τις ΑΠΕ εισήχθη το 1999 από τη ΡΑΕ ξεκινώντας την απελευθέρωση της αγοράς ενέργειας. Ο λεγόμενος «Κώδικας για τη Διαχείριση των Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας» νομοθετεί το πλαίσιο για τον τομέα της ενέργειας στην Ελλάδα. Ο κώδικας καλύπτει τις διασυνδεδεμένες στο δίκτυο εφαρμογές ανανεώσιμης ενέργειας συνδεδεμένες σε Μεσαίας και Χαμηλής Τάσης γραμμές. Πριν το νέο νόμο 3468, η ΡΑΕ καθόριζε τα Feed-in-Tariffs από την ανανεώσιμη ενέργεια σε συνάρτηση με την αύξηση των επιπέδων τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας. Λαμβάνοντας υπόψη τα πλάνα υποστήριξης, το «λειτουργικό πρόγραμμα ανταγωνιστικότητας» αποτελεί το χρηματοοικονομικό εργαλείο για την ανάπτυξη των επενδύσεων Α.Ε., συμπεριλαμβανομένων και των εγκαταστάσεων φωτοβολταϊκών. Στις τελικές του φάσεις το Λειτουργικό Πρόγραμμα Ανταγωνιστικότητας, για την περίοδο 2000-2006, χορηγούσε επιδοτήσεις για τα φωτοβολταϊκά στο 40-50% ανάλογα με τη γεωγραφική θέση της εγκατάστασης. Την τελευταία δεκαετία, τουλάχιστον 13 νόμοι και κοινές υπουργικές αποφάσεις δημιουργήθηκαν. Πρακτικά, το κανονιστικό και νομοθετικό περιβάλλον ήταν υπερβολικά γραφειοκρατικό και περίπλοκο, περιορίζοντας την 'βιώσιμη ανάπτυξη' των ΑΠΕ στη χώρα. Για τον ηλιακό ηλεκτρισμό πιο συγκεκριμένα, τα φωτοβολταϊκά αντιμετωπίστηκαν σε κοινή βάση με τις υπόλοιπες ΑΠΕ ενώ παράλληλα οι άσκοπες διαδικασίες αδειοδότησης, οι παράλογες απαιτήσεις περιβαλλοντικών συνθηκών, η έλλειψη ενός λογικού Feed-in-Tariff και τα προβλήματα που δημιουργούνται στη σύνδεση με το δίκτυο ήταν κάποιοι από τους παράγοντες που περιόρισαν τις εφαρμογές των φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων στην Ελλάδα.

4.3.3. Ο Νόμος 3468/2006

Στις 22 Ιουνίου 2006 ψηφίστηκε στο ελληνικό κοινοβούλιο το νομοσχέδιο 3468 για την «Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ και την υψηλής απόδοσης Συμπαραγωγή Θερμότητας και Ηλεκτρικής Ενέργειας και άλλων διατάξεων». Ο κύριος σκοπός του νέου νόμου ήταν να εγκαταστήσει ένα επαρκές νομοθετικό και ρυθμιστικό πλαίσιο για να υποστηρίξει τις επενδύσεις στους τομείς των ΑΠΕ και της Συμπαραγωγής και για να αυξήσει τελικά τη διείσδυση των πηγών αυτών στο ενεργειακό μίγμα της χώρας. Πλέον ο στρατηγικός στόχος αλλά και η κατεύθυνση της Ε.Ε. για την Ελλάδα είναι η συνεισφορά των ΑΠΕ στη συνολική ηλεκτροπαραγωγή να αποτελεί το 20.1% μέχρι το 2010 και το 29% μέχρι το 2020. Στην εγχώρια αγορά ηλεκτρισμού, η παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ και Συμπαραγωγή προωθούνται σε προτεραιότητα με όλα τα μέσα με συγκεκριμένους νόμους και αρχές. Η αύξηση όσον αφορά τις επενδύσεις μεγάλης κλίμακας παρατηρείται παράλληλα με την απλοποίηση των μέτρων στις διαδικασίες σχετικής αδειοδότησης.

A.3.4. Πρόσβαση Στο Δίκτυο και Feed-In-Tariffs

Κατά τη διάρκεια της αποστολής και δεδομένου ότι δεν διακινδυνεύεται η ασφάλεια του Συστήματος και του Δικτύου, ο νόμος 3468 υποχρεώνει τον χειριστή να δώσει προτεραιότητα στις εγκαταστάσεις Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας άσχετα με την εγκατεστημένη ισχύ τους, εκτός από υδατοεγκαταστάσεις άνω των 15MWe. Αυτό ισχύει τόσο για το διασυνδεδεμένο σύστημα όσο και για τα μη διασυνδεδεμένα νησιά. Για την ενσωμάτωση των ΑΠΕ και της Συμπαραγωγής στο δίκτυο ή στο σύστημα, ο διαχειριστής του συστήματος υποχρεούται να υπογράψει ένα «Συμβόλαιο Πώλησης Ηλεκτρικής Ενέργειας» με τον κάτοχο του «Πιστοποιητικού Παραγωγής Ενέργειας». Αυτό το συμβόλαιο έχει ισχύ για 10 χρόνια και μπορεί να επεκταθεί σε άλλα τόσα μετά από γραπτή δήλωση του παραγωγού.

Η αμοιβή των παραγωγών βασίζεται σε ένα μοντέλο Feed-in-Tariffs, όπως φαίνεται στον κάτωθι πίνακα.

Πηγή Ενέργειας	Feed-in Tariff [€/MWh]	
	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη-διασυνδεδεμένα Νησιά
Άνεμος	73.0	84.6
Άνεμος, off-shore	90.0	90.0
Μικρά Υδροηλεκτρικά < 15MWp	73.0	84.6
Φ/Β < 100kWp	450.0	500.0
Φ/Β ≥ 100kWp	400.0	450.0
Άλλα ηλιακά < 5Mwe	250.0	270.0
Άλλα ηλιακά ≥ 5Mwe	230.0	250.0
Γεωθερμία, Βιομάζα	73.0	84.6
Άλλες ΑΠΕ	73.0	84.6
Συμπαραγωγή θερμότητας-ηλεκτρισμού	73.0	84.6

ΠΙΝΑΚΑΣ 1: FEED-IN TARIFFS

Η πληρωμή γίνεται σε μηνιαία βάση εκτός από παραγωγούς συνδεδεμένους στο δίκτυο χαμηλής τάσης οι οποίοι πληρώνονται κάθε 4 μήνες. Για αυτοπαραγωγούς οι προαναφερθείσες τιμές του πίνακα ισχύουν για μέγιστη ισχύ 35MW για την περίσσεια ενέργειας που τροφοδοτείται στο δίκτυο με ένα ανώτατο όριο το 20% της συνολικής ενέργειας που παράγεται από την εγκατάσταση σε ετήσια βάση.

Για υβριδικές εγκαταστάσεις ενέργειας που δημιουργούνται σε μη διασυνδεδεμένα νησιά, η πληρωμή βασίζεται στα MW και γίνεται σε μηνιαία βάση.

Όπως παρουσιάζεται και στον παραπάνω πίνακα οι πληρωμές για την παραγωγή ενέργειας από φωτοβολταϊκές πηγές είναι επαρκής ώστε να διασφαλίζεται η αειφόρος ανάπτυξη της αγοράς στη χώρα. Σύμφωνα με το νέο νόμο 3468 επιδιώκεται η προώθηση της παραγωγής ενέργειας από φωτοβολταϊκά και, πέρα από τους δασμούς, αυτό πραγματοποιείται και μέσα από το λεγόμενο «Πρόγραμμα ανάπτυξης Φωτοβολταϊκής Εγκατάστασης». Το συγκεκριμένο πρόγραμμα έχει τεθεί σε εφαρμογή από τη ΡΑΕ με την έγκριση του ΥΠΑΝ και ισχύει μέχρι το 2020. Οι βασικοί στόχοι αυτού του προγράμματος είναι η ανάπτυξη εγκαταστάσεων συνολικής ισχύος τουλάχιστον 500MWp για διασυνδεδεμένους στο δίκτυο σταθμούς και τουλάχιστον 200MWp για σταθμούς σε μη διασυνδεδεμένα νησιωτικά δίκτυα. Οι τιμές που αναφέρονται στον προηγούμενο πίνακα μπορεί να τροποποιηθούν μέσα από το Φ/Β πρόγραμμα ανάλογα με το σχεδιασμό και τους στόχους.

4.3.5. Λοιπές Εγγυήσεις Και Μηχανισμοί Προώθησης Και Συντονισμού

Εγγυήσεις Προέλευσης:

Αυτές είναι επί της ουσίας οι η ταυτοποίηση από τον παραγωγό της προέλευσης του ηλεκτρισμού που παράγεται από εγκαταστάσεις ΑΠΕ. Αυτές οι εγγυήσεις συγκεκριμενοποιούν τις πηγές από τις οποίες έχει παραχθεί ο ηλεκτρισμός και προσδιορίζουν το χρόνο και τον τόπο της παραγωγής. Το ίδρυμα που επιβλέπει το σύστημα εγγυήσεων προέλευσης στην Ελλάδα και συνεργάζεται με τις αρχές των άλλων κρατών μελών της Ε.Ε. ή του τρίτου κόσμου είναι η ΡΑΕ.

Τα ακόλουθα ιδρύματα είναι υπεύθυνα για την έκδοση των «εγγυήσεων προέλευσης» στην Ελλάδα:

- Ο χειριστής του συστήματος για τον ηλεκτρισμό που τροφοδοτεί το δίκτυο
- Ο χειριστής των μη διασυνδεδεμένων νησιών για τον ηλεκτρισμό που τροφοδοτεί τα συγκεκριμένα δίκτυα
- Το ΚΑΠΕ που είναι υπεύθυνο για τον ηλεκτρισμό που παράγεται από απομονωμένα δίκτυα

Για την έκδοση του συγκεκριμένου πιστοποιητικού ο ιδιοκτήτης υποβάλλει τη συγκεκριμένη αίτηση στα αρμόδια ιδρύματα που αναφέρονται πιο πάνω. Οι εγγυήσεις βασίζονται σε επαρκείς πληροφορίες και ακριβείς λεπτομέρειες που παρέχονται από τον παραγωγό για την πιστοποίηση της προέλευσης του ηλεκτρισμού.

Μητρώο:

Η ΡΑΕ κρατά ένα ακριβές μητρώο κατόχων Πιστοποιητικού Παραγωγής Ενέργειας για παραγωγή ΑΠΕ ή Συμπαγωγής. Το μητρώο πιστοποιητικών παραγωγής ενέργειας περιλαμβάνει όλη τη σχετική πληροφορία που περιγράφηκε στο αντίστοιχο κομμάτι παραπάνω.

Επίσης υπάρχει μητρώο αδειών εγκατάστασης και λειτουργίας που εκδίδονται για ενεργειακές εγκαταστάσεις ΑΠΕ και Συμπαγωγής. Στο συγκεκριμένο μητρώο είναι καταγεγραμμένες και οι εξαιρέσεις από την χορήγηση σχετικών αδειών. Εάν τα πιστοποιητικά τροποποιούνται ή μεταφέρονται το μητρώο ενημερώνεται αντίστοιχα.

Κάθε ίδρυμα που είναι υπεύθυνο για την έκδοση πιστοποιητικών κρατά συγκεκριμένο αρχείο όπου έχει ειδικές πληροφορίες μαζί με όλες τις σχετικές τροποποιήσεις, διαθεσιμότητες κλπ. Σε όλο το ενδιαφερόμενο σώμα επιτρέπεται ελεύθερη πρόσβαση στα μητρώα.

Μηχανισμοί Συντονισμού και Προώθησης:

1. Επιτροπή Προώθησης των ΑΠΕ και Συμπαραγωγής σε μεγάλης κλίμακας επενδύσεις: Το βασικό έργο της επιτροπής είναι να προωθήσει τις επενδύσεις που αφορούν τις εγκαταστάσεις παραγωγής ΑΠΕ και Συμπαραγωγής εγκατεστημένης ισχύος πάνω από 30MWe και συνολικού προϋπολογισμού πάνω από 30 εκατομμύρια ευρώ και να επιλύσουν αποδοτικά όλα τα ζητήματα που ανακύπτουν της πιστοποίησης και των διαδικασιών αδειοδότησης εγκατάστασης και λειτουργίας.
2. Επιτροπή για ΑΠΕ και Υψηλής Απόδοσης Συμπαραγωγή Θερμότητας και Ηλεκτρισμού: Το βασικό έργο της συγκεκριμένης επιτροπής είναι ο συντονισμός των αρμόδιων αρχών και η παροχή υποστήριξης στη διαδικασία έκδοσης αδειών εγκατάστασης και λειτουργίας για εγκαταστάσεις εγκατεστημένης ισχύος λιγότερης από 30MWe ή αντίστοιχες προϋπολογισμού μικρότερου από 30 εκατομμύρια ευρώ.

Αναφορές:

Κάθε Φεβρουάριο η «επιτροπή ΑΠΕ και Συμπαραγωγής» υποβάλλει μια αναφορά απαριθμώντας τα σημαντικότερα εμπόδια που συνάντησε στη διαδικασία σχετικών επενδύσεων κατάλληλα τεκμηριωμένα και συμπεριλαμβάνοντας και προτάσεις για κατάλληλες λύσεις σε αυτά.

Τον Οκτώβριο του κάθε χρόνου θα εγκρίνεται μια «Εθνική Αναφορά για την Προώθηση των ΑΠΕ» που θα υποβάλλεται από το ΚΑΠΕ. Αυτή η αναφορά θα περιλαμβάνει:

- ✓ Λεπτομερή γενική επισκόπηση της ανάπτυξης των μονάδων ΑΠΕ και Συμπαραγωγής στο ενεργειακό ισοζύγιο της χώρας και της προόδου των επενδύσεων στους συγκεκριμένους τομείς ειδικά συσχετισμένη με την επίτευξη των εθνικών και παγκόσμιων αντικειμενικών στόχων.
- ✓ Ταυτοποίηση των εμποδίων που περιόρισαν την παραγωγή ηλεκτρισμού από ΑΠΕ.
- ✓ Πληροφόρηση όσον αφορά τους μηχανισμούς προώθησης των ΑΠΕ στην Ελλάδα σε σύγκριση με τα μέτρα που λαμβάνονται στις υπόλοιπες χώρες της ΕΕ.

Τον Οκτώβριο κάθε δεύτερου χρόνου, θα εγκρίνεται μια λεπτομερή αναφορά που θα επικεντρώνεται στα επιτεύγματα των Εθνικών αντικειμενικών στόχων, η οποία θα κατατίθεται από τη ΡΑΕ. Αυτή η αναφορά θα περιλαμβάνει:

- ✓ Πληροφόρηση σε σχέση με τους κλιματικούς παράγοντες που επηρεάζουν την υλοποίηση των εθνικών αντικειμενικών στόχων. Ειδική αναφορά σχετικά με τα μέτρα που έχουν παρθεί ενάντια στην κλιματική αλλαγή και αναφορά στην αποδοτικότητα αυτών των μέτρων
- ✓ Αναφορά στα μέτρα που έχουν παρθεί για τον περιορισμό των νομοθετικών, ρυθμιστικών και διοικητικών ή άλλων εμποδίων που έχουν τροχοπεδίσει την προώθηση των εφαρμογών ΑΠΕ
- ✓ Προτάσεις πάνω στην ενεργειακή πολιτική και την αποδοτική υλοποίηση των εθνικών αντικειμενικών στόχων

Τον Οκτώβριο κάθε 5^{ου} έτους θα εγκρίνεται μια λεπτομερής αναφορά πάνω στα επιτεύγματα των εθνικών αντικειμενικών στόχων, η οποία θα κατατίθεται από τη ΡΑΕ. Αυτή η αναφορά θα περιλαμβάνει:

- ✓ Καθορισμός των εθνικών αντικειμενικών στόχων λαμβάνοντας υπόψη τη συνεισφορά του ηλεκτρισμού από ΑΠΕ στην ηλεκτρική κατανάλωση της χώρας για την επόμενη 10ετία.
- ✓ Περιγραφή των μέτρων που έχουν παρθεί ή εξετάζονται σε εθνικό επίπεδο για την επίτευξη των εθνικών αντικειμενικών στόχων

Ειδικές Χρεώσεις

Αφότου μια εγκατάσταση ΑΠΕ εμπορευματοποιηθεί, οι παραγωγοί ηλεκτρισμού που κατέχουν ένα πιστοποιητικό παραγωγής ενέργειας υποχρεούνται να πληρώσουν μια ειδική χρέωση της τάξεως του 3% των πωλήσεων ηλεκτρισμού στον χειριστή του συστήματος. Οι παραγωγοί ηλεκτρισμού φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων εξαιρούνται από αυτήν την ειδική χρέωση.

Τα χρηματικά ποσά που ανταποκρίνονται στην Ειδική Χρέωση κρατούνται αρχικά από τον χειριστή και μετά διανέμονται στο 80% στην Τοπική Κυβερνητική Διοικητική Οργάνωση εντός των ορίων της οποίας βρίσκεται η εγκατάσταση και στο 20% στην Τοπική Κυβερνητική Διοικητική Οργάνωση από την οποία περνά η γραμμή διασύνδεσης μεταξύ της εγκατάστασης και του δικτύου.

Υπάρχουσες εγκαταστάσεις ΑΠΕ

Τα συμβόλαια πωλήσεως ηλεκτρισμού που ισχύουν από τη στιγμή της ανακοίνωσης του νόμου 3468/06 και δεν έχουν ανανεωθεί, επεκτείνονται για άλλα 10 χρόνια με τις τιμές Feed-in-Tariffs.

Η ακαριαία αύξηση των επενδύσεων μετά την ψήφιση του νέου νόμου το 2006 καταδεικνύει τις δυνατότητες της μεγάλης αγοράς ηλιακού ηλεκτρισμού στην Ελλάδα. Επιπρόσθετα, η βιομηχανική δραστηριότητα στην φωτοβολταϊκή τεχνολογία εντάθηκε σε εγχώριο επίπεδο με ένα νέο υπό κατασκευή εργοστάσιο παραγωγής κρυσταλλικών φωτοβολταϊκών κυψέλων και μονάδων. Η παραγωγή αυτού του εργοστασίου ξεκίνησε στα μέσα του 2007 και η ετήσια παραγωγή ισχύος είναι της τάξεως των 30MW.

Όσον αφορά τον οικιακό τομέα, για φωτοβολταϊκά συστήματα κάτω των 20kWp, ο νόμος 2006 είναι διφορούμενος. Από τη μια, εξαιρεί τα συγκεκριμένα συστήματα από την υποχρέωση απόκτησης των προαναφερθέντων πιστοποιητικών παραγωγής ενέργειας και περιβαλλοντικών όρων. Από την άλλη, οι ιδιοκτήτες μικρών συστημάτων παραγωγής ενέργειας υποχρεούνται να πληροφορούν τις αρμόδιες αρχές για τις εγκαταστάσεις ώστε τα συγκεκριμένα συστήματα να καταγράφονται σε μητρώα.

Από το 2006 και έπειτα, η πορεία και η ανάπτυξη της αγοράς φωτοβολταϊκών καταδεικνύει ότι ο τελικά καθοριστικός παράγοντας για μια επαρκή ανάπτυξη της αγοράς των οικιακών φωτοβολταϊκών συστημάτων είναι η πρακτική πληρωμή των Feed-in-Tariffs. Αν ένα Πιστοποιητικό Παραγωγής Ενέργειας χορηγηθεί σε έναν ανεξάρτητο παραγωγό, όπου η παραγόμενη ενέργεια τροφοδοτεί ιδιωτικά φορτία και η περίσσεια τροφοδοτείται στο δίκτυο τότε οι φόροι αφορούν μόνο τη συγκεκριμένη περίσσεια ενέργειας. Σε αυτήν την περίπτωση μόνο ορισμένα ποσά ηλιακού ηλεκτρισμού πωλούνται στον διαχειριστή του συστήματος και τα οικονομικά οφέλη των φωτοβολταϊκών συστημάτων δεν είναι και τα πιο αρεστά στον τελικό χρήστη. Κατ' αυτόν τον τρόπο καλύτερα ο οικιακός παραγωγός να φαίνεται ως «ανεξάρτητος»

(να υπακούει στον 1^ο κανονισμό), γεγονός το οποίο βέβαια το μετατρέπει σε «μικρό επιχειρηματία» και έτσι αναγκάζεται να κρατάει βιβλία, να φορολογείται κτλ.

Με βάση το νόμο που ψηφίστηκε στις 22 Ιουνίου 2006, για τις εφαρμογές φωτοβολταϊκών πηγών ενέργειας εισήχθη μια γενναιόδωρη Feed-in-Tariff που κυμαίνεται στα $0.4-0.5 \text{ euros}/\text{kWh}$ ανάλογα με την ισχύ του συστήματος και την τοποθεσία. Παρόλα αυτά εισάγονται και πολυεπίπεδα γραφειοκρατικά εμπόδια ως προς τη διαδικασία εγκατάστασης και λειτουργίας, πολλά από τα οποία θα μπορούσαν να απαλειφθούν. Γενικά, μέσα στην επόμενη διετία από τη ψήφιση του νόμου παρατηρήθηκε μια εξάπλωση της αγοράς ειδικά στις μεσαίας και μεγάλης κλίμακας εγκαταστάσεις φωτοβολταϊκών.

4.3.6. Ο Νόμος 3734/09

Τον Ιανουάριο του 2009 θεσπίστηκε ένας νέος νόμος για τα φωτοβολταϊκά, ο νόμος 3734/2009, τα σχετικά άρθρα του οποίου είχαν ως στόχο:

- Την οργάνωση της διαδικασίας αξιολόγησης εξαιτίας του μεγάλου αριθμού των αιτήσεων για φωτοβολταϊκά συστήματα.
- Την παροχή ενός 20ετούς συμβολαίου πώλησης ηλεκτρισμού στο χειριστή του συστήματος από τα φωτοβολταϊκά συστήματα και συνεπώς τη δημιουργία ενός ασφαλούς περιβάλλοντος για τη δημιουργία επενδύσεων.
- Την εισαγωγή ενός νέου πίνακα –ο οποίος παρουσιάζεται στη συνέχεια- με φόρους τροφοδοσίας για φωτοβολταϊκά που αρχίζουν να μειώνονται για τις καινούργιες εγκαταστάσεις μετά τον Αύγουστο του 2010. Αυτός ο νέος πίνακας εξαλείφει και αντικαθιστά τον παλιό.
- Την κατάργηση του υπάρχοντος πλάνου για τη διανομή της φωτοβολταϊκής ισχύος για διαφορετικές περιοχές και του χρονικού πλαισίου της εισαγωγής ισχύος αυτής για την ισχύ εισαγωγής μεταξύ 2006 και 2009.
- Το σχεδιασμό αξιολόγησης όλων αυτών των εξαιρετικών αιτήσεων για τις φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις που αντιστοιχούν στο έτος 2009.
- Την ανακοίνωση ενός ειδικού προγράμματος για την ηπειρωτική Ελλάδα και τα διασυνδεδεμένα νησιά, για φωτοβολταϊκά συστήματα μέχρι 10kWp πάνω σε κτίρια, και για την απλοποίηση των διαδικασιών.

Τα φωτοβολταϊκά συστήματα εγκατεστημένα σε κτίρια θα συνεισφέρουν στο σύνολο των εθνικών αντικειμενικών στόχων του 2020 λαμβάνοντας υπόψη την παραγωγή ΑΠΕ, ενώ γίνεται εκμετάλλευση των πλεονεκτημάτων της διανεμημένης παραγωγής.

Έτος & Μήνας	ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ		ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ	
	>100 kW	≤100 kW	>100 kW	≤100 kW
2009 Φεβρουάριος	400	450	450	500
2009 Αύγουστος	400	450	450	500
2010 Φεβρουάριος	400	450	450	500
2010 Αύγουστος	392,04	441,05	441,05	490,05
2011 Φεβρουάριος	372,83	419,43	419,43	466,03
2011 Αύγουστος	351,01	394,88	394,88	438,76
2012 Φεβρουάριος	333,81	375,53	375,53	417,26
2012 Αύγουστος	314,27	353,56	353,56	392,84

2013 Φεβρουάριος	298,87	336,23	336,23	373,59
2013 Αύγουστος	281,38	316,55	316,55	351,72
2014 Φεβρουάριος	268,94	302,56	302,56	336,18
2014 Αύγουστος	260,97	293,59	293,59	326,22
Για κάθε έτος ν από το 2015 και μετά	1,3×μΟΤΣ _{ν-1}	1,4×μΟΤΣ _{ν-1}	1,4×μΟΤΣ _{ν-1}	1,5×μΟΤΣ _{ν-1}

ΠΙΝΑΚΑΣ 2: ΤΑ FEED-IN TARIFFS ΠΟΥ ΙΣΧΥΟΥΝ ΑΠΟ ΤΟ 2009 ΚΑΙ ΜΕΤΑ

Τον Ιούνιο του 2009, το Προεδρικό Διάταγμα αναλύει λεπτομερώς το ειδικό πρόγραμμα που εφαρμόζεται στην ηπειρωτική Ελλάδα και στα διασυνδεδεμένα νησιά, για τα εγκατεστημένα σε κτίρια μέχρι 10kWp, με δασμούς τροφοδότησης 0.55 ευρώ/ kWh, με ένα 25ετές συμβόλαιο πώλησης και μια απλοποιημένη, άμεση διοικητική διαδικασία όπου δεν απαιτείται πάνω από έναν μήνα για να ολοκληρωθεί. Η αντίδραση της αγοράς καταγράφηκε ως άμεση και θετική.

4.3.7. Ειδικό Τέλος ΑΠΕ

Σύμφωνα με το Άρθρο 40, παρ. 1 του Ν. 2773/99, ο Διαχειριστής του Συστήματος και ο Διαχειριστής του Δικτύου ανακτούν πλήρως τα ποσά που καταβάλλουν στους παραγωγούς Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, για την αγορά της παραγόμενης από αυτούς ηλεκτρικής ενέργειας, μέσω Ειδικού Λογαριασμού, τον οποίο διαχειρίζεται ο Διαχειριστής του Συστήματος. Σύμφωνα με την παρ. 3 του ίδιου Άρθρου, βασικό έσοδο του Λογαριασμού αυτού είναι το Ειδικό Τέλος ΑΠΕ, το οποίο καταβάλλεται από κάθε καταναλωτή, κατ' αναλογία της ηλεκτρικής ενέργειας που αυτός καταναλώνει. Το ανά kWh ύψος του Ειδικού Τέλους ΑΠΕ είναι ενιαίο για όλη την ελληνική επικράτεια και προσδιορίζεται κάθε έτος με απόφαση του αρμόδιου Υπουργού, η οποία δημοσιεύεται στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως, μετά από πρόταση της ΡΑΕ.

Το σχετικό κόστος που χρειάζεται να ανακτήσει ο ΔΕΣΜΗΕ προκύπτει από το εξής γεγονός: κάθε ώρα που ο ΔΕΣΜΗΕ, ως λειτουργός της αγοράς, εκκαθαρίζει την χονδρεμπορική αγορά, αγοράζει από τους παραγωγούς την ηλεκτρική ενέργεια που εγγέουν στην τιμή της αγοράς (Οριακή Τιμή Συστήματος) και την μεταπωλεί στους χονδρεμπόρους (προμηθευτές) στην ίδια τιμή. Από την άποψη αυτή, ο ΔΕΣΜΗΕ είναι οικονομικά αδιάφορος για τη διαμόρφωση της τιμής αφού από τη συναλλαγή αυτή ούτε χάνει ούτε κερδίζει ασχέτως ύψους της Οριακής Τιμής του Συστήματος. Όταν όμως στο Σύστημα εντάσσονται μονάδες Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, αυτές αμείβονται για την ενέργεια που εγγέουν σε σταθερή τιμή (προκαθορισμένη τιμή πώλησης ενέργειας, feed-in-tariff, FIT) ασχέτως της υφιστάμενης Οριακής Τιμής του Συστήματος εκείνη την ώρα. Την καθαρή αυτή ενέργεια που παρήγαγαν οι ανανεώσιμες πηγές, ο ΔΕΣΜΗΕ εξακολουθεί να την μεταπωλεί στους προμηθευτές στο οικονομικό ύψος της οριακής τιμής συστήματος που διαμορφώνεται εκείνη την ώρα. Επομένως, αν η FIT, ή γενικά ο σταθμισμένος μέσος όρος της σε περίπτωση διαφοροποίησής της ανά τεχνολογία, είναι μικρότερη από την Οριακή Τιμή εκείνη την ώρα, ο ΔΕΣΜΗΕ κερδίζει. Αν όμως η FIT είναι μεγαλύτερη από την Οριακή Τιμή, ο ΔΕΣΜΗΕ χάνει. Και επειδή γενικά η Οριακή Τιμή είναι μικρότερη από τη FIT, ο ΔΕΣΜΗΕ αντιμετωπίζει ένα έλλειμμα που ισούται με τη διαφορά αυτή επί την παραγόμενη καθαρή ενέργεια. Το έλλειμμα αυτό ο ΔΕΣΜΗΕ το καλύπτει, κατανέμοντάς το σε όλους τους καταναλωτές μέσω των προμηθευτών. Έτσι, το τέλος ΑΠΕ δίνεται από τον τύπο:

$$\text{Τέλος}_{\text{ΑΠΕ}} = \frac{\sum_{t=1}^n \sum_{h=1}^{8760} (\text{ΟΤΣ}_h - \text{FIT}_t) \times \text{Παραγωγή}_{\text{από}_{\text{ΑΠΕ}}^t}}{\text{Συνολική}_{\text{Καταναλώση}}}, \text{ όπου}$$

ΟΤΣ_h, η Οριακή Τιμή του Συστήματος την ώρα h.

FIT_t, η τιμή στην οποία αγοράζει ο ΔΕΣΜΗΕ την ενέργεια που παράγεται από ΑΠΕ με τεχνολογία t (feed-in-tariff).

n, το πλήθος των τεχνολογιών ΑΠΕ που εγχέουν ενέργεια.

Παραγωγή_{από} ΑΠΕ, η παραγωγή ενέργεια από ΑΠΕ με τεχνολογία t την ώρα h.

Συνολική_Κατανάλωση, η συνολική ετήσια κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στην χώρα.

Είναι σαφές ότι πέραν του ύψους της feed-in-tariff και της διείσδυσης ΑΠΕ, ιδιαίτερη σημασία για το ύψος του τέλους ΑΠΕ έχει η διαμόρφωση της τιμής της χονδρεμπορικής αγοράς, δηλαδή της Οριακής Τιμής του Συστήματος (ΟΤΣ).

Η τιμή αυτή σχετίζεται άμεσα με το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρα και με τον τρόπο λειτουργίας της αγοράς, ειδικά με τον τρόπο που αυτή αντανακλά μέσω της ΟΤΣ το πραγματικό κόστος παραγωγής. Ταυτόχρονα, αφού το ύψος του τέλους ΑΠΕ –που επιβαρύνει την τελική (λιανική) κατανάλωση- εξαρτάται από την τιμή της χονδρεμπορικής αγοράς, έχει σημασία να διερευνηθεί ο βαθμός σύζευξης των δύο αυτών αγορών και πώς (ή αν) η τιμή της χονδρεμπορικής που επηρεάζει το τέλος ΑΠΕ -δηλαδή ένα στοιχείο κόστους της λιανικής- επηρεάζει τα υπόλοιπα σκέλη των τιμών λιανικής.

Το τέλος ΑΠΕ σήμερα ανέρχεται περίπου σε 2€/έτος για ένα μέσο νοικοκυριό και αντιπροσωπεύει, κατά μέσο όρο, κάτω από το 1% του συνολικού ποσού που πληρώνει σήμερα ένα τυπικό νοικοκυριό για το λογαριασμό του στη ΔΕΗ.

Για τις μεγάλες βιομηχανίες με υψηλές ετήσιες ηλεκτρικές καταναλώσεις, π.χ. Αλουμίνιον της Ελλάδος, ΛΑΡΚΟ, για τις οποίες η εφαρμογή του Ειδικού Τέλους ΑΠΕ θα έδινε σημαντικές ετήσιες χρεώσεις, έχει προβλεφθεί ειδική ευνοϊκή ρύθμιση στο νόμο 3175/03-Άρθρο 23, μέσω της θέσπισης ανωτάτου ορίου ετήσιας χρέωσης για το Ειδικό Τέλος ΑΠΕ. Οι βιομηχανίες, λοιπόν, αυτές πληρώνουν για Ειδικό Τέλος ΑΠΕ περίπου το 1/3 του ποσού το οποίο θα έπρεπε κανονικά να πληρώνουν το χρόνο.

Σημαντικό μέρος (γύρω στο 50%) του ειδικού τέλους παραγωγού ΑΠΕ αποδίδεται υπέρ των Οργανισμών Τοπικής Αυτοδιοίκησης απ' ευθείας στους οικιακούς καταναλωτές του δημοτικού ή κοινοτικού διαμερίσματος του ΟΤΑ, στο οποίο εγκαθίσταται το εκάστοτε έργο ΑΠΕ, μέσω των λογαριασμών ηλεκτρικού ρεύματος. Η διαδικασία έχει ως εξής: υπάρχει πίστωση στη ΔΕΗ ενός συγκεκριμένου ποσοστού των εσόδων από το ειδικό τέλος και, στη συνέχεια, πίστωση από τη ΔΕΗ των εσόδων αυτών στους λογαριασμούς των οικιακών καταναλωτών της περιοχής. Το υπόλοιπο ποσοστό των εσόδων από το ειδικό τέλος αποδίδεται στον αντίστοιχο ΟΤΑ, για την εκ του νόμου καθοριζόμενη χρησιμοποίησή τους.

ΜΕΡΟΣ Β:

ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1^ο:

ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΣΤΗΝ ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ

B.1.1. Εισαγωγή

Ο ηλεκτρικός τομέας στο ξεκίνημά του το 1880 ήταν μια επικερδής οικονομική δραστηριότητα με την ανάπτυξη τοπικών συστημάτων παραγωγής, διανομής και πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας για τις τοπικές κοινωνίες. Η κατανομημένη λοιπόν παραγωγή αν και αποτελεί μια νέα ιδέα στην οικονομική βιβλιογραφία της αγοράς του ηλεκτρισμού, στην πραγματικότητα ως ιδέα είναι κάθε άλλο παρά καινούργια. Όταν η ηλεκτρική παραγωγή βρισκόταν σε εμβρυακό στάδιο, η κατανομημένη παραγωγή ήταν ο κανόνας και όχι η εξαίρεση. Τα πρώτα εργοστάσια παραγωγής ισχύος παρείχαν ηλεκτρισμό σε φορτία- πελάτες που βρίσκονταν σε μικρή ακτίνα από αυτούς.

Μετέπειτα, αναπτύχθηκαν τα εθνικά διασυνδεδεμένα ηλεκτρικά συστήματα με αποκορύφωση, στα μέσα του 20^{ου} αιώνα, τους μεγάλους κεντρικούς σταθμούς παραγωγής για οικονομία κλίμακας και τα δίκτυα μεταφοράς, όπου σημαντικό ρόλο είχαν οι εθνικές κυβερνήσεις. Η έντονα αυξανόμενη ζήτηση στις ανεπτυγμένες οικονομίες ενίσχυσε την ιδέα για την ανάπτυξη ολοένα και μεγαλύτερων κεντρικών σταθμών παραγωγής, υδροηλεκτρικών, θερμικών ή και πυρηνικών. Η ενεργειακή όμως κρίση της δεκαετίας του '70, η ευαισθητοποίηση της κοινής γνώμης για τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις στη δεκαετία του '80, ο περιορισμός των αποθεμάτων των ορυκτών καυσίμων καθώς και η επιρροή των αρχών του νεοφιλελευθερισμού, άρχισαν σταδιακά να αλλάζουν τις στρατηγικές στον ηλεκτρικό τομέα.

Τα πρώτα ηλεκτρικά δίκτυα ισχύος ήταν συνεχούς ρεύματος, οπότε η τάση παροχής ήταν σχετικά περιορισμένη, όπως και η απόσταση μεταξύ σταθμού παραγωγής και καταναλωτή. Η εξισορρόπηση ζήτησης και προμήθειας υλοποιούνταν μερικώς με τη χρήση τοπικής αποθήκευσης ενέργειας, όπως για παράδειγμα με τη χρήση συσσωρευτών οι οποίοι είχαν τη δυνατότητα άμεσης ηλεκτρικής σύνδεσης με το DC δίκτυο ισχύος. Παράλληλα, με τη μικρής κλίμακας παραγωγή, επιστρέφουν στο προσκήνιο και οι μονάδες τοπικής αποθήκευσης.

Με το πέρασμα του χρόνου, τεχνολογικές εξελίξεις, όπως η εμφάνιση των δικτύων ισχύος εναλλασσόμενου ρεύματος, έδωσαν ώθηση στην ανάπτυξη του τομέα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, επιτρέποντας την μεταφορά του ηλεκτρισμού σε μεγάλες πλέον αποστάσεις. Επιπλέον, σημειώθηκε αύξηση της παραγόμενης ισχύος των εργοστασίων, καθώς και μείωση του κόστους ανά μονάδα. Κατασκευάστηκαν μαζικά ηλεκτρικά συστήματα, που αποτελούνταν από τεράστια δίκτυα μεταφοράς και διανομής, καθώς και μεγάλους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Την τελευταία δεκαετία, οι τεχνολογικές καινοτομίες και οι αλλαγές στο οικονομικό και στο ρυθμιστικό περιβάλλον έφεραν στο προσκήνιο την κατανομημένη παραγωγή.

Αυτό επιβεβαιώνεται από την IEA (International Energy Agency, 2003) που παραθέτει τους πέντε βασικούς λόγους που συνετέλεσαν σ' αυτό:

- Ανάπτυξη των τεχνολογιών κατανομημένης παραγωγής.
- Περιορισμοί στην κατασκευή νέων γραμμών μεταφοράς.
- Αυξημένη ζήτηση παροχής ηλεκτρισμού υψηλής αξιοπιστίας.
- Απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.
- Προβληματισμοί για τις κλιματικές αλλαγές.

Η διείσδυση των διασκορπισμένων πηγών παραγωγής στα δίκτυα αυξάνεται συνεχώς, ως αποτέλεσμα των τεχνολογικών προόδων και των θεσμικών αλλαγών στη βιομηχανία ηλεκτρικής ισχύος, αν και συχνά μπορεί να σχετίζεται με δαπανηρές ενισχύσεις δικτύων ή νέες εξόδους ελέγχου για να επιτυγχάνεται η βέλτιστη λειτουργία.. Η σύνδεση των νέων εγκαταστάσεων εμποδίζεται συχνά από ποικίλους παράγοντες, συμπεριλαμβανομένων των τεχνικών εκτιμήσεων και των απαιτήσεων,

που επιλύονται συνήθως εις βάρος του επενδυτή. Δεδομένου ότι το ενδιαφέρον για τις εγκαταστάσεις νέας γενεάς κλιμακώνει, η υιοθέτηση της διαφανούς και εύκολα εφαρμόσιμης τεχνολογίας γίνεται επιτακτικότερη. Τα ζητήματα που πρέπει να αντιμετωπιστούν είναι η σταθερή λειτουργία και οι γρήγορες παραλλαγές τάσης, καθώς επίσης τα flickers και οι αρμονικές. Η διεύθυνση της διεσπαρμένης παραγωγής (ανεμογεννήτριες, φωτοβολταϊκά, κυψέλες καυσίμου, βιομάζα, μικρές υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις κ.λπ., που κυμαίνονται από το λίγα kW ως και πολλά MW) στα δίκτυα διανομής αυξάνεται παγκοσμίως. Οι οικονομικές ευκαιρίες που παρουσιάζονται για τους ιδιωτικούς επενδυτές στο απορρυθμισμένο ηλεκτρικό περιβάλλον βιομηχανίας και τα σημαντικά πιθανά οφέλη για τις μονάδες (ικανότητες μεγάλης εγκατεστημένης ισχύος, μείωση των απωλειών) συμβάλλουν σ' αυτή την τάση.

B.1.2 Ορισμός

Ο όρος διανεμημένη ή κατανεμημένη παραγωγή (DG) μπορεί να οριστεί ως η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μικρής κλίμακας, εντός ενός δικτύου διανομής ή στο ακραίο τμήμα αυτού στην πλευρά του καταναλωτή. Συνήθως στον ορισμό της, συμπεριλαμβάνονται και κάποια βασικά χαρακτηριστικά, όπως η ύπαρξη και εκμετάλλευση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας κ.α. Η ολοκλήρωση ενός δικτύου DG αποτελεί ένα πολύπλοκο ζήτημα που είναι σημαντικά διαφορετικό από την παραδοσιακή διαδικασία ολοκλήρωσης ενός κυκλώματος από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στα δίκτυα μεταφοράς. Το γεγονός αυτό οφείλεται στον ίδιο το σχεδιασμό των σημερινών δικτύων διανομής. Τα υπαρκτά δίκτυα διανομής σχεδιάζονται ως παθητικά συστήματα που λειτουργούν ακτινικά.

Το Ινστιτούτο των Ηλεκτρολόγων και Ηλεκτρονικών Μηχανικών (Institute of Electrical and Electronics Engineer Inc, IEEE), καθορίζει την κατανεμημένη παραγωγή, ως παραγωγή ηλεκτρισμού από εγκαταστάσεις οι οποίες είναι σαφώς μικρότερες από τα κεντρικά εργοστάσια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, έτσι ώστε να είναι δυνατή η διασύνδεσή τους σχεδόν σε κάθε σημείο του συστήματος ισχύος.

Όσο αφορά στην κατάταξη των κατανεμημένων σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, το EPRI (Electric Power Research Institute, Ινστιτούτο Έρευνας Ηλεκτρικής Ενέργειας) ορίζει την κατανεμημένη παραγωγή ως παραγωγή “από μερικά kW έως 50 MW”. Το Διεθνές Συμβούλιο Μεγάλων Ηλεκτρικών Συστημάτων (CIGRE International Council on Large Electric Systems), έχει δημιουργήσει μια ομάδα εργασίας στον τομέα της κατανεμημένης παραγωγής. Σύμφωνα με αυτή, μονάδες παραγωγής που (α) δεν υπερβαίνουν 100MW, (β) είναι συνήθως συνδεδεμένες στο δίκτυο διανομής και (γ) η κατανομή φορτίου στις εγκαταστάσεις παραγωγής δεν γίνεται κεντρικά (not centrally dispatched), συνιστούν κατανεμημένη παραγωγή.

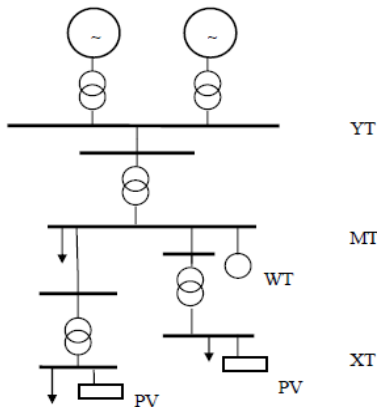
Συνοψίζοντας, λοιπόν, τα γενικότερα χαρακτηριστικά της διανεμημένης παραγωγής είναι:

- Όχι κεντρικά σχεδιαζόμενη και αναπτυσσόμενη (από την εταιρεία ηλεκτρισμού ή κάποιον διαχειριστή).
- Δεν υπάρχει κεντρικός προγραμματισμός λειτουργίας των μονάδων από το διαχειριστή του συστήματος.
- Η ισχύς των μονάδων που εγκαθίστανται δεν υπερβαίνει τα 50-100 MW αλλά συνήθως είναι της τάξης λίγων εκατοντάδων kW.

- Είναι συνδεδεμένη στο Δίκτυο Διανομής ανάλογα με το πώς ορίζεται για κάθε υπό μελέτη σύστημα.

Με την μέχρι τώρα βιβλιογραφική έρευνα, τα συμπεράσματα που βγαίνουν γύρω από το θέμα της διανεμημένης παραγωγής είναι ότι ο ορισμός της διαφέρει στις νομοθεσίες των διαφόρων κρατών.

Ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, όπως αυτό διαμορφώνεται από την παρουσία μονάδων Διεσπαρμένης Παραγωγής, φαίνεται παρακάτω.



Εικόνα Β.1.5. Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας με παρουσία μονάδων διανεμημένης παραγωγής.

B.1.3. Τεχνικά, Οικονομικά Και Περιβαλλοντολογικά Πλεονεκτήματα Διανεμημένης Παραγωγής

Τα πλεονεκτήματα που προκύπτουν από τη χρήση Διεσπαρμένων Πηγών Ενέργειας είναι σημαντικά και πολυάριθμα. Όσον αφορά στο οικονομικό σκέλος σχεδόν πάντα η διανεμημένη παραγωγή διασφαλίζει απτά οικονομικά οφέλη για τους καταναλωτές, όπως, μικρότερο συνολικό ενεργειακό κόστος ή αποφυγή υψηλών τιμολογίων κατά τη διάρκεια της αιχμής φορτίου, αλλά και άλλα οφέλη, όπως βελτίωση της ποιότητας ισχύος. Επιπροσθέτως, η εξάπλωση της χρήσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας οδηγεί σε νέα οφέλη για τους καταναλωτές, τις εταιρείες παροχής υπηρεσιών ηλεκτρικής ενέργειας και το κοινό. Παραδείγματος χάριν, ένας καταναλωτής μπορεί να χρησιμοποιήσει ανανεώσιμες πηγές διεσπαρμένης παραγωγής για να μειώσει την αιχμή φορτίου του και να πληρώνει λιγότερο. Αν περισσότεροι καταναλωτές κάνουν το ίδιο, θα μειωθεί το συνολικό φορτίο αιχμής της εταιρείας διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, έτσι ώστε να μην χρειαστεί να γίνει μία προβλεπόμενη αναβάθμιση, γεγονός το οποίο ωφελεί και τους άλλους καταναλωτές, οι οποίοι θα επιβαρύνονταν με το κόστος της αναβάθμισης της εταιρείας. Επιπρόσθετα, η διεσπαρμένη παραγωγή καλύπτει μία πολύ ευρεία γκάμα τεχνολογιών, όλες αυτές οι τεχνολογίες δημιουργούν νέες ευκαιρίες στην αγορά και αυξημένο βιομηχανικό ανταγωνισμό. Παράλληλα, η παραγωγή της ενέργειας στην τοποθεσία στην οποία χρησιμοποιείται, ελαχιστοποιεί τις απώλειες μεταφοράς, όπως επίσης και το κόστος μεταφοράς, ένα σημαντικό μέρος (πάνω από 30%) του συνολικού κόστους του ηλεκτρισμού.

Από την επενδυτική σκοπιά του θέματος είναι πρακτικά πιο εύκολο να βρεθούν τοποθεσίες για ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και άλλες διεσπαρμένες παραγωγές από ότι για ένα μεγάλο, κεντρικό εργοστάσιο παραγωγής ισχύος και μάλιστα οι μονάδες αυτές είναι πιο εύκολο και κυρίως πιο γρήγορο να συνδεθούν στο δίκτυο. Η έκθεση και το ρίσκο του κεφαλαίου μειώνονται, και αποφεύγονται οι περιττές δαπάνες.

Η διεσπαρμένη παραγωγή παρέχει επίσης πολλά πλεονεκτήματα στους καταναλωτές που έχουν θερμικά φορτία μέσω των εφαρμογών συμπαραγωγής καθώς επίσης και σε

εκείνους που έχουν πρόσβαση σε φτηνά καύσιμα, όπως για παράδειγμα φυσικό αέριο, αλλά και σε εκείνους που ευνοούνται από τις κλιματικές συνθήκες της περιοχής που ζούνε και μπορούν έτσι να αξιοποιήσουν ανανεώσιμες πηγές.

Τα οικονομικά οφέλη περιλαμβάνουν αύξηση της σταθερότητας στην τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας, μείωση στη ζήτηση καυσίμου με μία επακόλουθη μείωση και στην τιμή τους και καθυστέρηση στις αυξήσεις των τιμών ενέργειας. Άλλα οικονομικά οφέλη προς την κοινωνία μπορεί να είναι μία γενική πτώση των τιμών, χάρη στο μικρότερο κόστος παραγωγής προϊόντων.

Εκτός από τα ευνόητα οικονομικά οφέλη, προκύπτουν και τα πιο πολύπλοκα τεχνικά οφέλη σχετικά με την ποιότητα και την αξιοπιστία χάρη στη χρήση ανανεώσιμων πηγών διεσπαρμένης παραγωγής. Πέρα από το γεγονός ότι η διεσπαρμένη παραγωγή βοηθά στην αποσυμφόρηση των ήδη υπάρχοντων δικτύων αξιοσημείωτο επίσης είναι ότι υπό προϋποθέσεις, μπορούν να χρησιμοποιηθούν ως εφεδρική ισχύς, σε περίπτωση διακοπής ρεύματος, καθώς και σε περιπτώσεις βύθισης τάσης, ώστε να ενισχυθεί η ποιότητα της ισχύος που παρέχεται τοπικά. Τα σημαντικότερα, λοιπόν, οφέλη αξιοπιστίας που προσφέρουν είναι υποστήριξη και σταθερότητα στην παροχή τάσης, αξιοπιστία άεργου ισχύος VAR, εφεδρεία για απρόβλεπτα φαινόμενα και δυνατότητα αυτόνομης εκκίνησης (black start).

Επιπροσθέτως, πολλοί καταναλωτές απαιτούν υψηλότερη ποιότητα ενέργειας από τη συνηθισμένη, που προμηθεύεται το μεγαλύτερο μέρος των καταναλωτών, όπως νοσοκομεία, τηλεπικοινωνιακά κέντρα, βιομηχανία ημιαγωγών, εγκαταστάσεις επεξεργασίας τροφίμων, και άλλα. Για τους καταναλωτές αυτούς, η διακοπή ρεύματος ή η βύθιση τάσης μπορεί να έχει πολύ μεγάλες οικονομικές και όχι μόνο συνέπειες. Οι καταναλωτές αυτοί μπορούν με τη χρήση ανανεώσιμης διανεμημένης παραγωγής να ικανοποιήσουν τις αυξημένες ανάγκες τους για ποιότητα ισχύος.

Η συνεχώς αυξανόμενη διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών, αλλά και άλλων μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής, εκτός από την υψηλότερη απόδοση ενέργειας θα κάνει και πιο ασφαλή την παρεχόμενη ενέργεια, καθώς μειώνονται οι εισαγωγές ενέργειας ενώ παράλληλα οι νέες τεχνολογίες που αναπτύσσονται και η εμπειρία που μπορεί να αποκτηθεί από την υλοποίηση των νέων ενεργειακών μοντέλων διεύθυνσης θα προσφέρουν ανεκτίμητη αρτιότητα γνώσεων με τεράστιες δυνατότητες εξαγωγής

Ισάξια με τα οικονομικά και τα τεχνικά πλεονεκτήματα της διανεμημένης παραγωγής είναι και τα περιβαλλοντολογικά. Η εκτεταμένη χρήση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας θα μειώσει την κατανάλωση των ορυκτών καυσίμων και τις εκπομπές των αερίων του θερμοκηπίου αλλά και επιβλαβείς εκπομπές όπως τα οξείδια του θείου και του αζώτου (SOx/NOx), συνεισφέροντας έτσι με ουσιαστικό τρόπο στην προστασία του περιβάλλοντος. Περιβαλλοντικά οφέλη που προκύπτουν από την μείωση των απωλειών στις γραμμές μεταφοράς, ένεκα της σωστής χωροθέτησης των σταθμών κατανεμημένης παραγωγής σε σχέση με την τοποθεσία και δυναμικότητα, μπορεί να βελτιώσουν ακόμη περισσότερο το περιβαλλοντικό ισοζύγιο της κατανεμημένης παραγωγής.

B.1.4. Τεχνικά, Οικονομικά Και Περιβαλλοντολογικά Μειονεκτήματα Διανεμημένης Παραγωγής

Η εισαγωγή των αποκεντρωμένων μονάδων παραγωγής ενέργειας, σε ευρεία κλίμακα εκτός από τα προαναφερθέντα πλεονεκτήματα έχει και μια σειρά μειονεκτημάτων τα οποία αν αγνοηθούν μπορούν να δημιουργήσουν σοβαρά προβλήματα στη λειτουργία των δικτύων με επακόλουθα αρνητικά οικονομικά και περιβαλλοντολογικά αποτελέσματα.

Ένα από τα βασικότερα ίσως οικονομικά ζητήματα που προκύπτουν είναι το υψηλό κόστος. Συγκεκριμένα, αναφέρεται το υψηλό κόστος κεφαλαίου ανά kW εγκατεστημένης ισχύος συγκριτικά με τα μεγάλα κεντρικά εργοστάσια παραγωγής. Διαφορές όμως υπάρχουν και στα κόστη κεφαλαίου για διαφορετικές τεχνολογίες διεσπαρμένης παραγωγής και μπορούν να ποικίλλουν από 1.000€/kW έως 20.000€/kW στις τουρμπίνες καύσης και τις κυψέλες καυσίμου αντίστοιχα.

Η αυξανόμενη συμμετοχή της Διεσπαρμένης παραγωγής στην εγκατεστημένη παραγωγή θα επιφέρει μικρότερη επιλογή μεταξύ των βασικών καυσίμων. Αυτό θα μπορούσε να μειώσει τη διαφοροποίηση των πρωταρχικών αποθεμάτων ενέργειας. Δεδομένου ότι οι περισσότερες τεχνολογίες Διεσπαρμένης παραγωγής βασίζονται πρωταρχικά στο αέριο, αναμένεται έντονα αυξημένη ζήτηση και εξάρτηση από αυτό. Το κόστος για την πρωταρχική παροχή καυσίμου στη Διεσπαρμένη παραγωγή, προβλέπεται να είναι αρκετά μεγαλύτερο σε σχέση με την κεντρική παραγωγή.

Ένα άλλο πρόβλημα έγκειται στη χρήση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Πολλές φορές δεν μπορεί να υπάρξει ακριβής πρόβλεψη για την ικανότητα παραγωγής συγκεκριμένων εγκαταστάσεων. Πρέπει να γίνεται μετεωρολογική πρόβλεψη, που δεν μπορεί όμως να προβλέψει ακριβώς την ποσότητα ισχύος που θα είναι δυνατό να παραχθεί. Σε μικρά χρονικά διαστήματα μπορούν να υπάρχουν μεγάλες αποκλίσεις στη δυνατότητα παραγωγής ή ακόμα και απώλεια της παραγωγής εξαιτίας της φύσης ορισμένων πηγών όπως είναι για παράδειγμα ο άνεμος ή ο ήλιος. Έτσι υπάρχει συγκεκριμένο ποσοστό της ζήτησης που μπορεί να καλυφθεί από ανανεώσιμες πηγές, η διείσδυση είναι δηλαδή περιορισμένη και πρέπει να υπάρχει πάντα εφεδρεία συμβατικών μονάδων παραγωγής. Αυτό το πρόβλημα αφορά κυρίως τα αυτόνομα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Καθώς η ισχύς εξόδου των πηγών Διεσπαρμένης παραγωγής εμφανίζει αρκετές δυσκολίες, ως προς την πρόβλεψη της, προκύπτουν επιζήμιες και δυσμενείς συνέπειες στους μετέχοντες σε αυτήν.

Η μη μελετημένη ή ανεξέλεγκτη διείσδυση μονάδων διανεμημένης παραγωγής μπορεί να προκαλέσει τεχνικά προβλήματα και να δημιουργήσει διαταραχές στην ομαλή λειτουργία του δικτύου.

Η εισαγωγή των αποκεντρωμένων μονάδων παραγωγής ενέργειας, σε ευρεία κλίμακα, είναι πιθανό να οδηγήσει σε αστάθεια του ενεργειακού προφίλ. Η αμφίδρομη ροή ισχύος και η σύνθετη διαχείριση ενέργειας, που απαιτεί η Διεσπαρμένη παραγωγή, μπορούν να εμφανίσουν προβλήματα και να οδηγήσουν σε έντονη διακύμανση της τάσης. Αυτή η αμφίδρομη ροή φορτίου, απαιτεί διαφορετικά μέσα προστασίας και στα δύο επίπεδα τάσης.

Επιπλέον, η συνεισφορά στο ρεύμα βραχυκύκλωσης από τις διεσπαρμένες γεννήτριες θα μπορούσε να προκαλέσει την αποσύνδεση υγιών γραμμών στις οποίες συνδέονται διεσπαρμένες γεννήτριες λόγω της γρήγορης αντίδρασης των υπέργειων γραμμών μέσης τάσης σε σφάλματα του δικτύου. Σε μερικές περιπτώσεις όπου οι διεσπαρμένες γεννήτριες παραμένουν συνδεδεμένες σε μια ελαττωματική γραμμή, θα μπορούσαν να διατηρήσουν τη γραμμή διεγερμένη και να αποτρέψουν την αυτό-απόσβεση σφαλμάτων με την μορφή τόξου. Αφετέρου, μπορεί όμως να γίνει αυτόματη επανάζευξη της γραμμής όταν οι γεννήτριες έχουν χάσει το συγχρονισμό τους με το δίκτυο, με ενδεχόμενες καταστρεπτικές συνέπειες για τις γεννήτριες. Η τροφοδοσία γραμμών αποσυνδεδεμένων από το δίκτυο λόγω σφαλμάτων μέσης και χαμηλής τάσης από διεσπαρμένες γεννήτριες, μπορεί να προκαλέσει πιθανή ζημιά στους καταναλωτές λόγω των μεγάλων αποκλίσεων της τάσης και της συχνότητας από τις ονομαστικές τιμές τους.

Όσον αφορά στις επιπτώσεις της διανεμημένης παραγωγής στο περιβάλλον γενικά οι τεχνολογίες κατανεμημένης παραγωγής περιγράφονται ως περιβαλλοντικά φιλικές σε

σχέση με τις αντίστοιχες τεχνολογίες ενός κεντρικού σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Η ανάλυση όμως των περιβαλλοντικών επιπτώσεων είναι μια πολύπλοκη διαδικασία καθώς, για κάθε τεχνολογία παραγωγής υπάρχουν έμμεσες και άμεσες εκπομπές ρύπων. Οι έμμεσες εκπομπές είναι εκπομπές ρύπων κατά τη διαδικασία κατασκευής της μονάδας, αναζήτησης και μεταφοράς των πηγών ενέργειας. Κάποιοι πιστεύουν πως η μεγάλη διείσδυση και χρήση σταθμών καταναμημένης παραγωγής θα έχει ως αποτέλεσμα τη υπολειτουργία των μεγάλων κεντρικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, με αποτέλεσμα να αυξηθούν οι εκπομπές ανά παραγόμενη κιλοβατώρα. Άλλα στοιχεία τα οποία κάνουν δύσκολη την ενιαία περιβαλλοντική εκτίμηση, είναι οι διαφορετικές απόψεις που διατυπώνονται σε διάφορα σχετικά θέματα όπως για παράδειγμα, την επικινδυνότητα των πυρηνικών σταθμών, ή την υψηλή στάθμη θορύβου και την οπτική ρύπανση που μπορεί να προκαλεί μια ανεμογεννήτρια.

Συμπερασματικά, είναι γεγονός ότι οι εκπομπές ενός τυπικού σταθμού καταναμημένης παραγωγής είναι σαφώς χαμηλότερες σε σχέση με αυτές των σταθμών που ως καύσιμη ύλη χρησιμοποιούν κάρβουνο.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2^ο:

ΤΕΧΝΙΚΑ ΖΗΤΗΜΑΤΑ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ

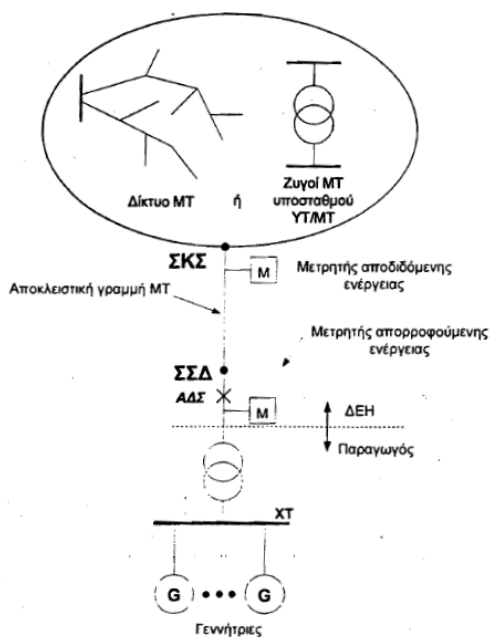
B.2.1. ΣΥΝΔΕΣΗ ΠΑΡΑΓΩΓΩΝ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ

B.2.1.1. Ορισμοί- βασικές έννοιες

Σημείο σύνδεσης στο δίκτυο (ΣΣΔ) είναι το σημείο του δικτύου χαμηλής ή μέσης τάσης όπου συνδέονται οι εγκαταστάσεις του παραγωγού και βρίσκεται πάντοτε στην έξοδο των εγκαταστάσεων αυτών. Στο ΣΣΔ εγκαθίσταται η διάταξη μέτρησης της ενέργειας τη οποία απορροφούν οι εγκαταστάσεις του παραγωγού από το δίκτυο της ΔΕΗ. Η ενέργεια που αποδίδει ο παραγωγός στο δίκτυο και αυτή που απορροφά από το δίκτυο ως καταναλωτής, μεταφέρεται πάντοτε μέσω της ίδιας παροχής.

Σημείο κοινής σύνδεσης (ΣΚΣ) είναι το πλησιέστερο προς της εγκαταστάσεις του παραγωγού σημείο του δικτύου στο οποίο συνδέεται ή μπορεί να συνδεθεί μελλοντικά άλλος καταναλωτής ή παραγωγός. Το ΣΚΣ αποτελεί το σημείο αναφοράς για τον προσδιορισμό των προκαλούμενων επιπτώσεων στο δίκτυο από την εγκατάσταση παραγωγής.

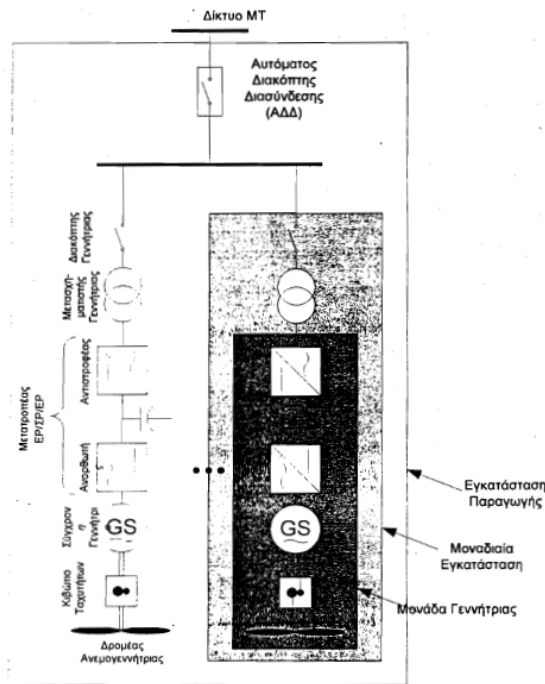
Γενικά, το ΣΣΔ και το ΣΚΣ μπορεί να είναι διαφορετικά. Παραδείγματος χάριν στην περίπτωση των παραγωγών οι οποίοι συνδέονται μέσω αποκλειστικής γραμμής, το ΣΣΔ βρίσκεται στο πλησιέστερο προς τον παραγωγό άκρο της γραμμής, ενώ το ΣΚΣ μπορεί να ληφθεί στο άλλο άκρο της γραμμής.



Εικόνα Β.2.1. Σημείο κοινής σύνδεσης και Σημείο Σύνδεσης στο Δίκτυο.

Ορίζεται επίσης και το σημείο μεταβίβασης ευθύνης ως το σημείο του δικτύου που αποτελεί το όριο διαχωρισμού αρμοδιοτήτων και ευθύνης μεταξύ ΔΕΗ και παραγωγού και είναι συνήθως οι ακροδέκτες των μετασχηματιστών εντάσεως της μέτρησης προς την πλευρά του παραγωγού.

Αυτόματος διακόπτης διασύνδεσης είναι το στοιχείο εκείνο που επιτρέπει την απομόνωση των εγκαταστάσεων παραγωγής από το δίκτυο. Ο ΑΔΔ ελέγχεται μέσω κατάλληλου εξοπλισμού (ηλεκτρονόμων προστασίας).



Εικόνα Β.2.2. Αυτόματος Διακόπτης Διασύνδεσης.

Ως εγκατάσταση παραγωγής ορίζεται ένα τμήμα εγκατάστασης στο οποίο υπάρχουν μία ή περισσότερες μονάδες γεννητριών για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, συμπεριλαμβανομένων και όλων των απαιτούμενων για την λειτουργία τους ηλεκτρικών διατάξεων και συσκευών. Μια εγκατάσταση είναι δυνατό να αποτελείται αποκλειστικά από μία εγκατάσταση παραγωγής ή να περιλαμβάνει και φορτία.

Μοναδιαία εγκατάσταση είναι το τμήμα της εγκατάστασης που περιλαμβάνει μία μονάδα γεννήτριας, συμπεριλαμβανομένων και όλων των απαιτούμενων για την λειτουργία της ηλεκτρικών διατάξεων και συσκευών. Όριο της μοναδιαίας εγκατάστασης είναι το σημείο στο οποίο είναι συνδεδεμένη με άλλη μοναδιαία εγκατάσταση, ή με την υπόλοιπη εγκατάσταση, ή με το δημόσιο δίκτυο. Η εγκατάσταση παραγωγής είναι δυνατό να αποτελείται αποκλειστικά από μία μοναδιαία εγκατάσταση.

Με τον όρο flicker ονομάζεται η προκαλούμενη οπτική ενόχληση από τις διακυμάνσεις της φωτεινότητας λαμπτήρων πυρακτώσεως, εξαιτίας των αντίστοιχων διακυμάνσεων της τάσης τροφοδοσίας τους. Η λειτουργία των εγκαταστάσεων παραγωγής προκαλεί μεταβολές της τάσης στο ΣΚΣ καθώς και σε άλλα σημεία του δικτύου, η οποίες μπορεί να δημιουργήσουν παρενόχληση λόγω flicker σε άλλους καταναλωτές. Μέτρο του προκαλούμενου από τις διακυμάνσεις της τάσης flicker είναι οι δείκτες flicker βραχείας διάρκειας και μακράς διάρκειας.

B.2.1.2. Γενικές αρχές και προϋποθέσεις σύνδεσης

Η σύνδεση των παραγωγών στο δίκτυο διανομής είναι αποδεκτή όταν δεν επηρεάζει αρνητικά την ποιότητα ισχύος που παρέχεται στους άλλους συνδεδεμένους, δεν διαταράσσει την ορθή λειτουργία των μέσων ρύθμισης και προστασίας του δικτύου και δεν δημιουργεί προβλήματα ασφαλείας σε πρόσωπα και άλλες εγκαταστάσεις. Η εξασφάλιση των προϋποθέσεων αυτών επιτυγχάνεται με διαδικασίες τεχνικής αξιολόγησης όπως περιγράφουμε παρακάτω και με την τήρηση των απαιτήσεων που τίθενται αναφορικά με τον εξοπλισμό της διασύνδεσης εγκαταστάσεων παραγωγής δικτύου και τις συνθήκες παραλληλισμού και ζεύξης.

Πιστοποιητικά μετρήσεων και δεδομένων της εγκατάστασης

Για την εφαρμογή των μεθοδολογιών εξέτασης που περιγράφονται απαιτούνται αναλυτικά στοιχεία για το μέγεθος, τον τύπο και τα ειδικότερα χαρακτηριστικά των γεννητριών που πρόκειται να συνδεθούν στο δίκτυο, πολλά από τα οποία προαπαιτούν την διεξαγωγή εκτενών μετρήσεων. Για το σκοπό αυτό, κατά την φάση της έκδοσης της Άδειας Εγκατάστασης, οι παραγωγοί υποβάλλουν στις αρμόδιες υπηρεσίες καταστάσεις στοιχείων, παραμέτρων και πιστοποιητικών δοκιμών της εγκατάστασής τους. Εάν οι τιμές ορισμένων συντελεστών και δεικτών (πχ. μεταβολής της τάσης, ρεύματος ζεύξης και άλλα) δεν είναι διαθέσιμοι, τότε η εξέταση γίνεται με την χρήση τυπικών τιμών, οι οποίες βέβαια δίνουν αποτελέσματα από την ασφαλή πλευρά. Από την άλλη πλευρά, η ΔΕΗ παρέχει στους παραγωγούς πληροφορίες για την δυνατότητα παράλληλης λειτουργίας των μονάδων τους με το δίκτυο, για τις αναγκαίες ενισχύσεις/ επεκτάσεις του τελευταίου και για τον απαιτούμενο εξοπλισμό προστασίας και μετρητικές διατάξεις.

Επάρκεια δικτύου

Είναι αυτονόητο ότι η βασικότερη προϋπόθεση για τη σύνδεση εγκαταστάσεων παραγωγής στο δίκτυο είναι η επάρκεια των στοιχείων του δικτύου (υποσταθμού, μετασχηματιστών και γραμμών). Εάν οι υφιστάμενες γραμμές δεν επαρκούν (ή εάν προκύπτουν ανεπίτρεπτες διαταραχές στην τάση του δικτύου), τότε εξετάζονται κατά σειρά οι ακόλουθες λύσεις:

1. Ενίσχυση του υφιστάμενου δικτύου Μέσης τάσης.
2. Απευθείας σύνδεση στους ζυγούς μέσης τάσης του υποσταθμού υψηλής τάσης ή μέσης τάσης μέσω αποκλειστικής γραμμής.
3. Προσθήκη νέου μετασχηματιστή υψηλής/ μέσης τάσης και
4. Κατασκευή ιδιαίτερου υποσταθμού υψηλής/ μέσης τάσης (οπότε η σύνδεση πραγματοποιείται απευθείας στο δίκτυο υψηλής τάσης).

Ο τρόπος σύνδεσης μίας δεδομένης εγκατάστασης παραγωγής δεν προκύπτει μονοσήμαντα από την ονομαστική ισχύ της. Δηλαδή οι σταθμοί παραγωγής ίδιας ισχύος μπορεί να συνδέονται στο δίκτυο κατά τελείως διαφορετικούς τρόπους, ανάλογα με τα ειδικά τεχνικά τους χαρακτηριστικά, την κατά περίπτωση υφιστάμενη κατάσταση δικτύων και την προβλεπόμενη ανάπτυξή τους. Παρόλα αυτά υπάρχουν οι ακόλουθοι δύο περιορισμοί ως προς το επίπεδο τάσης στο οποίο μπορεί να συνδεθεί μία εγκατάσταση παραγωγής, οι οποίοι εφαρμόζονται κατά την εξέταση, ασχέτως των λοιπών τεχνικών κριτηρίων:

- Εγκαταστάσεις συμφωνημένης ισχύος μεγαλύτερης των 100kW δεν μπορούν να συνδεθούν στο δίκτυο χαμηλής τάσης.
- Εγκαταστάσεις συμφωνημένης ισχύος μεγαλύτερης των 20MW δεν μπορούν να συνδεθούν στο δίκτυο μέσης τάσης.

Γενικά, η επιλογή του τρόπου σύνδεσης αποτελεί αντικείμενο τεχνοοικονομικής εξέτασης, λαμβάνοντας υπόψη το κόστος κεφαλαίου των έργων ενίσχυσης και επέκτασης του δικτύου και αφετέρου τις απώλειες ενέργειας κάθε τρόπου διασύνδεσης καθ' όλη την διάρκεια ζωής της εγκατάστασης, αλλά και άλλους παράγοντες (χρόνος και δυνατότητα κατασκευής των έργων, χρηματοδότησή τους κλπ). Στον παρακάτω πίνακα δίνεται ενδεικτικά και μόνο ο πιθανός ή προτιμητέος τρόπος διασύνδεσης ανάλογα με την ισχύ του σταθμού.

Ενδεικτική συμφωνημένη ισχύς (MW)	Πιθανός τρόπος σύνδεσης στο δίκτυο
έως 0.1	Δίκτυο ΧΤ
έως 4	Δίκτυο ΜΤ, σε υφιστάμενη γραμμή (με πιθανή ενίσχυσή της)
έως 6	Δίκτυο ΜΤ, μέσω αποκλειστικής γραμμής απλού κυκλώματος
έως 20	Δίκτυο ΜΤ, μέσω αποκλειστικής γραμμής διπλού κυκλώματος
άνω των 20	Δίκτυο ΥΤ, με κατασκευή ιδιαίτερου Υ/Σ ανύψωσης ΥΤ/ΜΤ

ΠΙΝΑΚΑΣ 3: ΠΡΟΤΙΜΗΤΕΟΣ ΤΡΟΠΟΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΑΝΑΛΟΓΑ ΜΕ ΤΗΝ ΙΣΧΥ ΤΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ.

Επιλογή του σημείου εξέτασης των επιπτώσεων στην ποιότητα τάσης του δικτύου

Όσον αφορά τις επιπτώσεις στην ποιότητα τάσης του δικτύου, κριτήρια και προϋποθέσεις που εξετάζονται προκειμένου να επιτραπεί η σύνδεση νέων εγκαταστάσεων είναι οι προκαλούμενες αργές και ταχείες διακυμάνσεις της τάσης, καθώς και εκπομπές flicker και αρμονικών. Η εξέταση πραγματοποιείται στο ΣΚΣ το οποίο δεν βρίσκεται κατ' ανάγκη στην έξοδο των εγκαταστάσεων (δηλαδή δεν συμπίπτει με το ΣΣΔ). Είναι συνεπώς δυνατό οι απαιτήσεις ποιότητας τάσης που τίθενται να μην ικανοποιούνται σε σημεία του δικτύου πλησιέστερα προς τις εγκαταστάσεις παραγωγής. Είναι πάντως σκόπιμο να τηρούνται τα όρια των κανονισμών ακόμη και στο ΣΣΔ προκειμένου να εξασφαλίζεται η ομαλή λειτουργία των εγκαταστάσεων του παραγωγού, με επίπτωση βέβαια στο κόστος των έργων διασύνδεσης. Επίσης σημειώνεται ότι τα όρια του προτύπου EN50160 πρέπει υποχρεωτικώς να ικανοποιούνται σε κάθε σημείο του δικτύου, ακόμη και κατά μήκος της ιδιαίτερης γραμμής σύνδεσης των εγκαταστάσεων παραγωγής.

Εκτός από τις επιπτώσεις στην ποιότητα της τάσης, οι προς σύνδεση εγκαταστάσεις πρέπει να εξασφαλίζεται ότι δεν παρενοχλούν την λειτουργία των συστημάτων τηλεχειρισμού ακουστικής συχνότητας (ΤΑΣ) (ή άλλων ανάλογων συστημάτων) του δικτύου. Στην περίπτωση αυτή το σημείο εξέτασης είναι γενικά το ΣΣΔ των εγκαταστάσεων, δεδομένου ότι συστήματα ΤΑΣ μπορεί να χρησιμοποιούνται για τον έλεγχο μετρητικών διατάξεων εγκατεστημένων στην έξοδο των εγκαταστάσεων παραγωγής.

Εάν οι απαιτήσεις που τίθενται δεν ικανοποιούνται πρέπει να επιλεγεί σημείο σύνδεσης με μεγαλύτερη ισχύ βραχυκυκλώσεως (σημείο πλησιέστερο προ στον υποσταθμό, επαύξηση της ικανότητας του δικτύου μέσω ενισχύσεων ή κατασκευή νέων γραμμών ή σύνδεση στους ζυγούς του υποσταθμού μέσω αποκλειστικής γραμμής). Στην περίπτωση μεγάλων εγκαταστάσεων παραγωγής μπορεί να είναι αναγκαία η σύνδεση στο σύστημα υψηλής τάσης μέσω ανεξάρτητου μετασχηματιστή υψηλής τάσης ή μέσης τάσης ή ιδιαίτερου υποσταθμού υψηλής/ μέσης τάσης. Ανάλογα πάντως με την προκαλούμενη διαταραχή, μπορεί να υπάρχουν και άλλες εναλλακτικές λύσεις, τεχνικά αρτιότερες και χαμηλότερου κόστους. Γενικά, πρέπει να ενθαρρύνεται η εφαρμογή νέων τεχνολογιών, οι οποίες μπορούν να συνεισφέρουν στην βελτίωση της ποιότητας ισχύος των δικτύων και στην αύξηση του βαθμού διεύθυνσης της διεσπαρμένης παραγωγής.

Εάν μετά την σύνδεση και θέση σε λειτουργία των μονάδων του παραγωγού διαπιστωθούν προβλήματα στην ομαλή λειτουργία διατάξεων του δικτύου ή ανεπίτρεπτες διαταραχές της τάσης εξαιτίας των εγκαταστάσεων του, ο παραγωγός είναι γενικά υποχρεωμένος να πάρει τα απαραίτητα διορθωτικά μέτρα.

Μέσα ζεύξης και προστασίας

Τα μέσα ζεύξης/ απόζευξης και προστασίας της διασύνδεσης παραγωγού- δικτύου έχουν ιδιαίτερη σημασία για την εξασφάλιση της συνεργασίας με τις διατάξεις προστασίας του δικτύου και την αποφυγή επικίνδυνων καταστάσεων. Συγκεκριμένα το σύστημα προστασίας του παραγωγού θα πρέπει να συνεργάζεται με το σύστημα προστασίας του δικτύου, ώστε σφάλματα σε οποιαδήποτε πλευρά να ανιχνεύονται σωστά και να εκκαθαρίζονται. Οι ρυθμίσεις των προστασιών θα πρέπει να εξασφαλίζουν την άμεση απόζευξη των γεννητριών σε περίπτωση σφάλματος, ώστε να μην υφίσταται κίνδυνος απομονωμένης λειτουργίας των εγκαταστάσεων (ενδεχομένως με τμήμα του δικτύου). Για την προστασία των εγκαταστάσεων παραγωγής από υψηλές υπερεντάσεις και μηχανικές καταπονήσεις, όταν στο δίκτυο χρησιμοποιούνται διατάξεις αυτόματου επανοπλισμού ή απόζευξη θα πρέπει να επιτυγχάνεται πριν την λειτουργία επαναφοράς των διακοπών του δικτύου.

Προκειμένου να αποφευχθούν κίνδυνοι για το προσωπικό που μπορεί να εκτελεί εργασίες σε τμήμα του δικτύου κοντά στις εγκαταστάσεις παραγωγής, θα πρέπει να εξασφαλίζεται η αυτόματη ή χειροκίνητη απομόνωση των εγκαταστάσεων του παραγωγού, όποτε αυτό είναι αναγκαίο. Επίσης ζητείται η διασύνδεση να διαθέτει μέσο ορατής απόζευξης με ικανότητα διακοπής ρεύματος φορτίου προσιτό ανά πάσα στιγμή στο προσωπικό της ΔΕΗ.

Η ζεύξη περισσότερων γεννητριών σε ένα σημείο σύνδεσης είναι εφικτή και αποδεκτή, πρέπει όμως να λαμβάνεται πρόνοια ώστε να αποφεύγεται η ταυτόχρονη εκκίνηση τους. Στη περίπτωση εγκαταστάσεων με σύγχρονες γεννήτριες για την αποφυγή υπερεντάσεων και βυθίσεων της τάσης του δικτύου, οι γεννήτριες δεν παραλληλίζονται άμεσα στο δίκτυο αλλά εκκινούν μέσω ηλεκτρονικού εκκινητή. Εάν χρησιμοποιούνται σύγχρονες γεννήτριες ή μετατροπείς ελεγχόμενης τάσης εξόδου, τότε είναι αναγκαία η ύπαρξη διάταξης παραλληλισμού (κατά προτίμηση αυτόματου), η οποία επιτρέπει την ζεύξη των εγκαταστάσεων μόνο όταν οι συνθήκες φυσικής απόκλισης των διανυσμάτων των τάσεων εκατέρωθεν του διακόπτη διασύνδεσης (ΑΔΔ) το επιτρέπουν.

Διατάξεις μέτρησης

Η μέτρηση της αποδιδόμενης στο δίκτυο ενέργειας πραγματοποιείται γενικά στο ΣΚΣ., όπου γίνεται και η εξέταση των επιπτώσεων από την λειτουργία των εγκαταστάσεων (πρακτικώς στο άκρο της ιδιαίτερης γραμμής του παραγωγού). Η μέτρηση της καταναλισκόμενης ενέργειας από φορτία των εγκαταστάσεων του παραγωγού γίνεται στο ΣΣΔ. Στην περίπτωση όπου η αποκλειστική γραμμή έχει πολύ μικρό μήκος, η θέση των δύο μετρητών μπορεί να είναι κοινή, στην έξοδο των εγκαταστάσεων του παραγωγού. Σε κάθε περίπτωση πρέπει να χρησιμοποιούνται διαφορετικοί μετρητές για την αποδιδόμενη και την απορροφούμενη ενέργεια ακόμη και για συνδέσεις στο δίκτυο χαμηλής τάσης, παρότι για την τελευταία περίπτωση εξετάζεται το ενδεχόμενο να επιτραπεί η χρήση κοινού μετρητή (net metering). Η ενέργεια που αποδίδει ο παραγωγός στο δίκτυο και αυτή που απορροφά από το δίκτυο ως καταναλωτής μεταφέρεται μέσω της ίδιας παροχής.

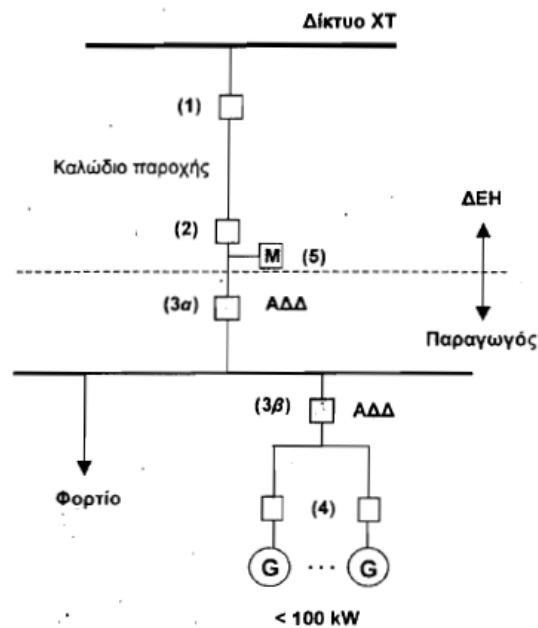
B.2.2. ΣΥΝΔΕΣΗ ΠΑΡΑΓΩΓΩΝ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΧΑΜΗΛΗΣ ΤΑΣΗΣ

Η παρούσα εργασία αφορά μόνο σε συνδέσεις στο δίκτυο χαμηλής τάσης και προς αυτό αναφέρονται τα κάτωθι συγκεκριμένα στοιχεία για την σύνδεση παραγωγών στο δίκτυο χαμηλής τάσης.

B.2.2.1. Γενικά- Διαμόρφωση της σύνδεσης

Η σύνδεση γεννητριών παραγωγών στο δίκτυο χαμηλής τάσης επιτρέπεται για εγκαταστάσεις συνολικής εγκατεστημένης ισχύος έως 100kW. Ανάλογα με τη ισχύ των γεννητριών που θα συνδεθούν στο δίκτυο χαμηλής τάσης, εξετάζεται εάν είναι δυνατή η σύνδεση χωρίς την επαύξηση της παροχής του παραγωγού. Αν απαιτείται επαύξηση της παροχής, γίνεται μελέτη επάρκειας του δικτύου, βάσει των όρων και των προϋποθέσεων που θα αναφερθούν στην συνέχεια.

Εγκαταστάσεις παραγωγής μπορούν να συνδέονται σε μία φάση μέχρι την ισχύ των 4.6kVA ή 5kWp για τις φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις. Στην περίπτωση εγκατάστασης παραγωγής με περισσότερες μοναδιαίες εγκαταστάσεις/ γεννήτριες, ο παραπάνω περιορισμός αφορά την κάθε μονάδα, υπό την προϋπόθεση ότι οι μονάδες κατανέμονται ομοιόμορφα στις τρεις φάσεις.



Εικόνα Β.2.3. Τυπική διάταξη σύνδεσης παραγωγού στο δίκτυο Χαμηλής Τάσης.

Στο παραπάνω σχήμα, φαίνεται μία τυπική διάταξη σύνδεσης παραγωγού στο δίκτυο χαμηλής τάσης. Βασική απαίτηση για λόγους ασφαλείας είναι η ύπαρξη μέσω διακοπής (με ικανότητα διακοπής ρεύματος φορτίου) και ορατής απόζευξης, προσιτών ανά πάσα στιγμή στο προσωπικό της ΔΕΗ, ώστε να εξασφαλίζεται η απομόνωση του παραγωγού από το δίκτυο όταν αυτό απαιτείται από την ΔΕΗ. Η απαίτηση ορατής απόζευξης ικανοποιείται τόσο από το κιβώτιο σύνδεσης (στοιχείο 1 στο παραπάνω σχήμα) όσο και από τις ασφάλειες παροχής (στοιχείο 2). Για εγκαταστάσεις μικρής ισχύος τα μέσα αυτά μπορούν σε έκτακτες περιπτώσεις να χρησιμοποιηθούν και για την διακοπή της εγκατάστασης. Σε εγκαταστάσεις μεγαλύτερης ισχύος είναι αναγκαία η ύπαρξη διακόπτη φορτίου ή ισχύος. Το μέσο διακοπής (3) είναι ο αυτόματος διακόπτης της διασύνδεσης (ΑΔΔ) στον οποίο εφαρμόζεται το σύστημα προστασίας της επόμενης παραγράφου. Όπως φαίνεται στο

σχήμα αυτό, μπορεί να τοποθετηθεί σε δύο θέσεις, ανάλογα με την επιθυμία του παραγωγού. Εάν επιλεγεί η θέση 3α, τότε είναι εφικτή η απομονωμένη λειτουργία της συνολικής εγκατάστασης (εγκατάσταση παραγωγής και φορτία). Ο παραγωγός θα πρέπει να παρέχει πρόσβαση στον ΑΔΔ και στο σχετικό σύστημα προστασίας στο αρμόδιο προσωπικό της ΔΕΗ. Είναι γενικά αποδεκτό αλλά απαιτεί προηγούμενη συμφωνία με την ΔΕΗ, οι λειτουργίες του ΑΔΔ να πραγματοποιούνται από τον διακόπτη και το σύστημα προστασίας των γεννητριών, όταν δεν προβλέπεται η απομονωμένη λειτουργία των εγκαταστάσεων.

Το είδος και ο αριθμός των απαιτούμενων μετρικών διατάξεων και συσκευών ρύθμισης (αλλαγής τιμολογίου) καθορίζονται σύμφωνα με τους όρους σύμβασης ΔΕΗ- Παραγωγού. Σε κάθε περίπτωση, πάντως, χρησιμοποιούνται μετρητικές διατάξεις χωρίς δυνατότητα αντίθετης περιστροφής και πραγματοποιείται ανεξάρτητη μέτρηση της παραγόμενης και καταναλισκόμενης ενέργειας στις εγκαταστάσεις του παραγωγού. Εάν η παροχή είναι τριφασική, ο μετρητής της παρεχόμενης στο δίκτυο ενέργειας πρέπει να είναι τριφασικός, ακόμη και για μονοφασικές εγκαταστάσεις παραγωγής.

B.2.2.2. Διατάξεις ζεύξης και παραλληλισμού- Προστασία της διασύνδεσης

Διακόπτης ζεύξης (ΑΔΔ)

Για την σύνδεση και την παράλληλη λειτουργία εγκαταστάσεων παραγωγής με το δίκτυο απαιτείται η εγκατάσταση διακόπτη ζεύξης (ΑΔΔ) ο οποίος να διαθέτει τουλάχιστον ικανότητα διακοπής ρεύματος φορτίου. Εφόσον δεν προβλέπεται δυνατότητα απομονωμένης λειτουργίας των εγκαταστάσεων, είναι δυνατό να χρησιμοποιηθεί για τον σκοπό αυτό η διάταξη ζεύξης της εγκατάστασης παραγωγής (πχ. Ο διακόπτης της γεννήτριας, ο οποίος θα διαθέτει το σύστημα προστασίας που περιγράφεται στην συνέχεια). Για εγκαταστάσεις παραγωγής με αντιστροφείς ΣΡ/ΕΡ, ο διακόπτης ζεύξης πρέπει να εγκαθίσταται στην πλευρά ΕΡ του μετατροπέα. Σε κάθε περίπτωση ο διακόπτης πρέπει να εξασφαλίζει τον γαλβανικό διαχωρισμό των τριών φάσεων. Η διάταξη ζεύξης θα πρέπει να παρέχει προστασία έναντι βραχυκυκλώματος στο εσωτερικό της εγκατάστασης, είτε μέσω ασφαλειών είτε μέσω του διακόπτη ζεύξης, θα πρέπει δε να επιλέγεται με βάση το μέγιστο ρεύμα βραχυκύκλωσης στο ΣΣΔ των εγκαταστάσεων. Εάν η συμβολή των εγκαταστάσεων παραγωγής αυξάνει την στάθμη βραχυκυκλώσεως του δικτύου πέρα από το προδιαγραφόμενο όριο του εξοπλισμού, ο παραγωγός λαμβάνει τα αναγκαία μέτρα για τον περιορισμό του ρεύματος βραχυκύκλωσης των εγκαταστάσεων του.

Συνθήκες ζεύξης

Η ζεύξη των εγκαταστάσεων παραγωγής στο δίκτυο είναι δυνατή όταν η τάση και η συχνότητα του δικτύου είναι κοντά στις ονομαστικές τους τιμές και συγκεκριμένα διαφέρουν από αυτές λιγότερο από τα όρια ρύθμισης των σχετικών προστασιών τάσης και συχνότητας. Σε περίπτωση αποσύνδεσης της εγκατάστασης, συνίσταται να προβλέπεται καθυστέρηση της τάξης των λεπτών της ώρας μεταξύ επανόδου της τάσης και επανάρξεως της εγκατάστασης, για λόγους προστασίας της τελευταίας, αλλά και αποφυγής παρενόχλησης άλλων συνδεδεμένων.

Ασύγχρονες γεννήτριες είναι επιθυμητό να συνδέονται στο δίκτυο χωρίς τάση, με αριθμό στροφών μεταξύ 95% και 105% των σύγχρονων, κατά προτίμηση μέσω διάταξης ομαλής εκκίνησης. Για σύγχρονες γεννήτριες απαιτείται διάταξη συγχρονισμού η οποία εξασφαλίζει κατ' ελάχιστο τις παρακάτω συνθήκες συγχρονισμού:

Διαφορά τάσης: $\Delta U < \pm 10\%$

Διαφορά συχνότητας: $\Delta f < \pm 0.5 \text{ Hz}$

Διαφορά φασικής γωνίας: $\Delta \phi < \pm 10^\circ$.

Για εγκαταστάσεις παραγωγής με αντιστροφείς ΣΡ/ΕΡ, η ζεύξη πρέπει να γίνεται με την πλευρά ΕΡ του μετατροπέα χωρίς τάση.

Εάν προβλέπεται δυνατότητα απομονωμένης λειτουργίας της εγκατάστασης, τότε ο ΑΔΔ πρέπει να διαθέτει διάταξη συγχρονισμού αντίστοιχη αυτής των σύγχρονων γεννητριών.

Οι πυκνωτές αντιστάθμισης κάθε μοναδιαίας εγκατάστασης παραγωγής (εάν υπάρχουν) πρέπει να συνδέονται μετά τον παραλληλισμό της γεννήτριας και να τίθενται αυτόματα εκτός με το άνοιγμα του διακόπτη της γεννήτριας. Το ίδιο ισχύει και για τις διατάξεις κεντρικής αντιστάθμισης εγκαταστάσεων παραγωγής οι οποίες δεν διαθέτουν δυνατότητα απομονωμένης λειτουργίας.

Προστασία απόζευξης

Η εγκατάσταση παραγωγής πρέπει να διαθέτει προστασία έναντι βραχυκυκλώματος, έναντι υπερφόρτισης και έναντι έμμεσης και άμεσης επαφής. Επιπλέον για την προστασίας της ίδιας της εγκατάστασης, αλλά και των άλλων εγκαταστάσεων του δικτύου απαιτείται η ύπαρξη συστήματος προστασίας απόζευξης το οποίο επενεργεί στον ΑΔΔ και εξασφαλίζει την αποσύνδεση της εγκατάστασης από το δίκτυο όταν εντοπιστούν αποκλίσεις τάσης ή/και συχνότητας άνω των προβλεπόμενων ορίων.

Για εγκαταστάσεις με σύγχρονες και ασύγχρονες γεννήτριες απαιτούνται κατ' ελάχιστον οι λειτουργίες προστασίας του παρακάτω πίνακα, οι οποίες αποσκοπούν στην ανίχνευση καταστάσεων σφαλμάτων του δικτύου και απομονωμένης λειτουργίας (δηλαδή αυτόνομης λειτουργίας της εγκατάστασης παραγωγής, τροφοδοτώντας ενδεχομένως μέρος του δικτύου το οποίο έχει αποκοπεί από το υπόλοιπο δίκτυο) και στην άμεση αποσύνδεση της. Πρόσθετες λειτουργίες προστασίας μπορούν βεβαίως να υφίστανται (πχ. ασυμμετρίας τάσεων).

Τύπος ηλεκτρονόμου	Περιοχή Ρυθμίσεων	Συνιστώμενη Ρύθμιση
Υπότασης (mV)	$0.70 \cdot U_n + 1.00 \cdot U_n$	$0.80 \cdot U_n$
Υπέρτασης (MV)	$1.00 \cdot U_n + 1.15 \cdot U_n$	$1.10 \cdot U_n + 1.15 \cdot U_n$
Υποσυχνότητας (mf)	$48 + 50 \text{ Hz}$	$49.5 (48) \text{ Hz}$
Υπερσυχνότητας (Mf)	$50 + 52 \text{ Hz}$	$50.5 (51) \text{ Hz}$

U_n : Ονομαστική τάση δικτύου XT (230/400 V) - Τιμές εντός παρενθέσεων αφορούν νησιωτικά συστήματα

ΠΙΝΑΚΑΣ 4: ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΕΣ ΠΡΟΣΤΑΣΙΑΣ ΓΙΑ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΙΣ ΜΕ ΣΥΓΧΡΟΝΕΣ ΚΑΙ ΑΣΥΓΧΡΟΝΕΣ ΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ.

Η επιτήρηση τάσης γίνεται και στις τρεις φάσεις, ώστε ακόμη και μονοφασικές διακοπές ή βυθίσεις να αναγνωρίζονται ασφαλώς. Η χρονική καθυστέρηση διέγερσης των προστασιών υπότασης και υπέρτασης δεν πρέπει να υπερβαίνει τα 3 δευτερόλεπτα. Γενικά συνίσταται η επιλογή ρυθμίσεων κάτω του ενός δευτερολέπτου, ώστε να διασφαλίζεται η αποσύνδεση της εγκατάστασης παραγωγής πριν από την ενδεχόμενη ταχεία επαναφορά της τάσης του δικτύου (πχ. λόγω λειτουργίας επαναφοράς διακόπτη ισχύος). Ταυτόχρονα, πρέπει να λαμβάνεται υπόψη ότι η επιλογή πολύ μικρών τιμών καθυστέρησης μπορεί να οδηγήσει σε αυξημένη συχνότητα αποσύνδεσης των εγκαταστάσεων παραγωγής. Η χρονική καθυστέρηση της προστασίας συχνότητας πρέπει επίσης να ρυθμίζεται σε μικρές

τιμές (κάτω του ενός δευτερολέπτου). Οι συνιστώμενες στον πίνακα Β.2 1 ρυθμίσεις είναι ενδεικτικές.

Σε εγκαταστάσεις παραγωγής με αντιστροφείς ΣΡ/ΕΡ, η επιτήρηση συχνότητας μπορεί να απουσιάζει, εάν ο αντιστροφέας δεν διαθέτει την δυνατότητα αυτή. Αντίθετα, η επιτήρηση της τάσης (προστασίας υπότασης και υπέρτασης) είναι πάντοτε αναγκαία, η δε συνιστώμενη ρύθμιση για την προστασία της υπέρτασης είναι $1.1U_n$.

Η ανίχνευση καταστάσεων απομονωμένης λειτουργίας μπορεί να υλοποιείται και μέσω άλλων διατάξεων προστασίας, όπως μέσω ηλεκτρονόμων απότομης μεταβολής διανύσματος ή ηλεκτρονόμων απότομης μεταβολής φορτίου. Επίσης ορισμένες εγκαταστάσεις παραγωγής με μετατροπείς ισχύος (κυρίως φωτοβολταϊκά) μπορεί να διαθέτουν πιο προηγμένες διατάξεις ανίχνευσης ενσωματωμένες στα κυκλώματα ελέγχου του μετατροπέα εξόδου.

B.2.2.3. Επιπτώσεις στην τάση του δικτύου

Η σύνδεση εγκαταστάσεων παραγωγής σε κάποιο σημείο του δικτύου χαμηλής τάσης είναι δυνατή, υπό την προϋπόθεση ότι η λειτουργία τους δεν προκαλεί υπέρβαση της επιτρεπόμενης στάθμης διαταραχών για δημόσια δίκτυα χαμηλής τάσης και άρα δεν παρενοχλεί άλλες εγκαταστάσεις και συσκευές του δικτύου. Διαταραχές οι οποίες εξετάζονται είναι οι προκαλούμενες μεταβολές της τάσης στο ΣΚΣ, το flicker και η αρμονική παραμόρφωση της τάσης εξαιτίας της λειτουργίας των εγκαταστάσεων. Η λειτουργία μίας εγκατάστασης παραγωγής είναι αποδεκτή όταν δεν γίνεται υπέρβαση των ορίων που καθορίζονται από τα πρότυπα IEC61000-3-2 και 61000-3-11 και τις τεχνικές εκθέσεις IEC61000-3-4 και 61000-3-5 (ή τους αντίστοιχους κανονισμούς EN και ΕΛΟΤ). Σε κάθε περίπτωση πρέπει οπωσδήποτε να τηρούνται τα όρια του προτύπου EN50160.

- **Μεταβολές της τάσης και flicker**

Συσκευές οι οποίες είναι δοκιμασμένες και πιστοποιημένες σύμφωνα με τα παραπάνω πρότυπα μπορούν να συνδεθούν, είτε χωρίς άλλη εξέταση (αν πληρούν τα όρια του IEC61000-3-3) ή σύμφωνα με τις προϋποθέσεις που τίθενται (κατά IEC61000-3-11) ως προς την ισχύ βραχυκυκλώσεως του δικτύου στο ΣΚΣ ή το μέγεθος της παροχής. Όταν οι προς σύνδεση εγκαταστάσεις δεν είναι πιστοποιημένες κατά IEC, τότε ακολουθείται η διαδικασία εξέτασης που περιγράφεται στην συνέχεια.

Οι διαταραχές της τάσης που προκαλούνται στο ΣΚΣ από την λειτουργία των εγκαταστάσεων παραγωγής δεν πρέπει να υπερβαίνουν τα όρια του πίνακα 5. Κατά την κανονική λειτουργία οι προκαλούμενες μεταβολές της τάσης πρέπει να μην υπερβαίνουν το όριο της d_c . Τα όρια της d_{max} αφορούν χειρισμούς (συνήθως οι δυσμενέστερες μεταβολές της τάσης προκαλούνται από χειρισμούς ζεύξης) και εξαρτώνται από την συχνότητα αυτών. Απαραίτητη προϋπόθεση για την εφαρμογή των ορίων (αλλά και για λόγους ασφαλείας) είναι οι εγκαταστάσεις παραγωγής μετά από διακοπή της λειτουργίας τους να επανεκκινούν είτε με εντολή του χειριστή είτε αυτόματα αλλά με χρονική καθυστέρηση (κατ' ελάχιστο κάποιων δεκάδων δευτερολέπτων και κατά προτίμηση λίγων λεπτών). Η αναμενόμενη συχνότητα χειρισμών πρέπει να προκύπτει από το πιστοποιητικό του κατασκευαστή ή από τις ρυθμίσεις του σχετικού συστήματος ελέγχου.

	Συχνότητα χειρισμών		
	Άνω της 1 ανά ώρα	Μεταξύ 1 ανά ώρα και 2 ανά ημέρα	Κάτω των 2 ανά ημέρα
Συντελεστής flicker βραχείας διάρκειας, P_H	$P_H \leq 1.0$		
Συντελεστής flicker μακράς διάρκειας, P_H	$P_H \leq 0.65$		
Σχετική μεταβολή τάσης μόνιμης κατάστασης, d_c	$d_c \leq 3\%$		
Μέγιστη σχετική μεταβολή τάσης, d_{max}	$d_{max} \leq 4\%$	$d_{max} \leq 5.5\%$	$d_{max} \leq 7\%$

ΠΑΡΑΤΗΡΗΣΗ: Τα όρια d_{max} μπορούν να περιορίζονται μέχρι και κατά 50% για εγκαταστάσεις παραγωγής που συνδέονται σε περιοχές με μεγάλη πυκνότητα φορτίου.

ΠΙΝΑΚΑΣ 5: ΟΡΙΑ ΔΙΑΤΑΡΑΧΩΝ ΣΤΟ ΣΗΜΕΙΟ ΚΟΙΝΗΣ ΣΥΝΔΕΣΗΣ.

Ο υπολογισμός των d_c και d_{max} που προκαλούνται από τις εγκαταστάσεις παραγωγής μπορεί να γίνει με την εφαρμογή των παρακάτω απλουστευμένων σχέσεων:

$$d_c (\%) = 100 \cdot \frac{S_{0.2A}}{S_k} \text{ και } d_{max} (\%) = 100 \cdot k \cdot \frac{S_{nE}}{S_k}, \text{ όπου:}$$

S_k είναι η ισχύς βραχυκυκλώσεως του δικτύου στο σημείο κοινής σύνδεσης,

S_{nE} είναι η ονομαστική ισχύς της μονάδας εγκατάστασης για την οποία το γινόμενο $k \cdot S_{nE}$ είναι μέγιστο (εάν η εγκατάσταση παραγωγής περιλαμβάνει μόνο μία μοναδιαία εγκατάσταση, προφανώς $S_{nE} = S_{nA}$)

$S_{0.2A}$ είναι η φαινόμενη ισχύς που αντιστοιχεί στην μέγιστη στιγμιαία ενεργό ισχύ της συνολικής εγκατάστασης παραγωγής (για ανεμογεννήτριες τιμή ισχύος 0.2sec)

k είναι ο συντελεστής ο οποίος πρέπει να τίθεται ίσος με τον συντελεστή μεταβολής της τάσης $k_U(\psi_k)$ της μοναδιαίας εγκατάστασης (δίνεται στο πιστοποιητικό δοκιμών).

Εάν η τιμή του συντελεστή $k_U(\psi_k)$ δεν είναι διαθέσιμη τότε χρησιμοποιείται ο συντελεστής μέγιστου ρεύματος ζεύξης $k_{i,max}$ (επίσης από το πιστοποιητικό δοκιμών). Απουσία συγκεκριμένης τιμής και του $k_{i,max}$ λαμβάνονται οι εξής τιμές:

$k_{i,max} = 1$: Σύγχρονες γεννήτριες με διάταξη συγχρονισμού

$k_{i,max} = 4$: Ασύγχρονες γεννήτριες που συνδέονται μέσω της διάταξης περιορισμού του ρεύματος εκκίνησης (πχ. μέσω διάταξης ομαλής εκκίνησης και με ταχύτητα περιστροφής 95% έως 105% των ονομαστικών στροφών)

$k_{i,max} = 8$: ασύγχρονες γεννήτριες που εκκινούν με απευθείας σύνδεση με το δίκτυο, καθώς και όταν δεν υπάρχουν πληροφορίες για το ρεύμα εκκίνησης.

Στην εφαρμογή της σχέσης για το d_{max} λαμβάνεται υπόψη η μοναδιαία εγκατάσταση και όχι η συνολική εγκατάσταση παραγωγής, η οποία μπορεί να περιλαμβάνει περισσότερες μοναδιαίες εγκαταστάσεις, εφόσον έχει ληφθεί πρόνοια ώστε να αποφεύγονται οι ταυτόχρονοι χειρισμοί. Αντίθετα για την σχέση για το d_c χρησιμοποιείται η στιγμιαία ισχύς της συνολικής εγκατάστασης παραγωγής, δεδομένου ότι η ταυτόχρονη αποσύνδεση της όλης εγκατάστασης παραγωγής είναι πιθανή.

Τα όρια του πίνακα 5 αφορούν τις σχετικές μεταβολές της τάσης οι οποίες υπερτίθενται στα υφιστάμενα επίπεδα των τάσεων λόγω των υπόλοιπων καταναλωτών (ή και παραγωγών) που συνδέονται στο δίκτυο. Η τήρηση των

τιθέμενων ορίων για τις σχετικές μεταβολές αναμένεται να εξασφαλίζει και ότι τα επίπεδα τάσης του δικτύου είναι αποδεκτά. Παρ' όλα αυτά, σε περιπτώσεις δικτύων όπου οι υφιστάμενες αποκλίσεις της τάσης από την ονομαστική τιμή είναι σημαντικές, πρέπει να ελέγχεται ότι η σύνδεση της εγκατάστασης δεν θα οδηγήσει σε υπέρβαση των ορίων διακύμανσης της τάσης. Για παράδειγμα γεννήτρια παραγωγού η οποία προκαλεί $d_{\max} = 4\%$ δεν είναι σκόπιμο να συνδεθεί σε σημείο του δικτύου όπου η τάση είναι ήδη μειωμένη κατά 9% λόγω των υφιστάμενων φορτίων, δεδομένου ότι οι χειρισμοί στην εγκατάσταση θα προκαλούν βυθίσεις τάσης κάτω του 90% της ονομαστικής τιμής. Ως όρια διακύμανσης της τάσης στα δίκτυα χαμηλής τάσης λαμβάνονται οι τιμές σχεδιασμού, οι οποίες πρέπει σε κάθε περίπτωση να είναι μικρότερες ή ίσες των ορίων που θέτει το πρότυπο EN50160.

Ο συντελεστής flicker θα πρέπει να εξετάζεται τόσο για την κανονική λειτουργία της εγκατάστασης, όσο και για την πραγματοποίηση χειρισμών (εκκινήσεις, στάσεις). Η τιμή των δεικτών P_{st} και P_{lt} προκύπτει από πιστοποιητικό που προσκομίζει ο παραγωγός ή εκτιμώνται σύμφωνα με τις αρχές του προτύπου IEC61000-3-3. Για εγκαταστάσεις παραγωγής οι οποίες δεν εμφανίζουν αξιοσημείωτη διακύμανση της ισχύος τους κατά την κανονική λειτουργία (πχ. μικροί αεριοστροβίλοι, κυψέλες καυσίμου) η εξέταση των εκπομπών flicker είναι αναγκαία μόνο για χειρισμούς.

Αν η τιμή των δεικτών flicker για χειρισμούς δεν προκύπτει από πιστοποιητικό δοκιμών της εγκατάστασης τότε τίθεται περιορισμός στη συχνότητα των χειρισμών εντός των εγκαταστάσεων παραγωγής σύμφωνα με την σχέση $r \leq \frac{5}{d_{\max}^3}$ χειρισμοί ανά

δευτερόλεπτο, όπου r ο μέγιστος αριθμός χειρισμών ανά λεπτό και d_{\max} η προκαλούμενη από κάθε χειρισμό εκατοστιαία μεταβολή της τάσης. Επιπλέον διαδοχικοί χειρισμοί είναι επιθυμητό να απέχουν τουλάχιστον ένα λεπτό. Στην περίπτωση σύνδεσης στο δίκτυο χαμηλής τάσης εγκαταστάσεων με ονομαστικό ρεύμα άνω των 75A, η εξέταση όσον αφορά το flicker είναι αντίστοιχη της διαδικασίας που εφαρμόζεται για σύνδεση εγκαταστάσεων στο δίκτυο μέσης τάσης.

- Εκπομπές αρμονικών

Η εκπομπή αρμονικών από τις εγκαταστάσεις παραγωγής (όπως και οποιαδήποτε άλλη εγκατάσταση η οποία συνδέεται στο δίκτυο) προκαλεί παραμόρφωση της τάσης και άρα ενδεχόμενη παρενόχληση της λειτουργίας άλλων συσκευών (φορτίων ή στοιχείων δικτύου).

Έλεγχος των εκπομπών αρμονικών απαιτείται γενικά όταν ο προς σύνδεση εξοπλισμός διαθέτει διατάξεις ηλεκτρονικών ισχύος (όπως συμβαίνει στις ανεμογεννήτριες μεταβλητών στροφών, στα φωτοβολταϊκά και άλλες διατάξεις οι οποίες περιλαμβάνουν μετατροπείς ισχύος). Στην περίπτωση της απευθείας σύνδεσης συμβατικών γεννητριών (σύγχρονων ή ασύγχρονων), χωρίς την παρεμβολή μετατροπέων ισχύος δεν αναμένονται προβλήματα εκπομπών αρμονικών, εφόσον η τάση διατηρείται εντός των προβλεπόμενων ορίων. Επίσης ενδιαφέρουν οι εκπομπές αρμονικών μόνο κατά την κανονική λειτουργία των εγκαταστάσεων και όχι για μεταβατικές περιόδους διάρκειας λίγων δευτερολέπτων (πχ. κατά τον παραλληλισμό με το δίκτυο).

Για την σύνδεση των συσκευών στα δίκτυα XT εφαρμόζονται κατ' αρχήν οι προϋποθέσεις των σχετικών προτύπων IEC61000-3-2 και IEC61000-3-4. Σε κάθε περίπτωση ο παραγωγός θα πρέπει να προσκομίσει είτε πιστοποιητικό συμβατότητας με τα παραπάνω πρότυπα, είτε πιστοποιητικό δοκιμών όπου θα καταγράφονται οι

μέγιστες τιμές των αρμονικών συνιστωσών του ρεύματος εξόδου κατά την κανονική λειτουργία του εξοπλισμού. Η μέγιστη τάξη αρμονικών που λαμβάνεται υπόψη είναι η τεσσαρακοστή, με την εξαίρεση εξοπλισμού όπου χρησιμοποιούνται μετατροπείς ισχύος υψηλής διακοπτικής συχνότητας (άνω του 1kHz) και η μέτρηση αρμονικών είναι σκόπιμο να επεκτείνεται σε συχνότητες κάτω των 2kHz και συνήθως μέχρι τα 9kHz. Για διατάξεις οι οποίες γίνεται να παράγουν και ενδιάμεσες αρμονικές (ελέγκτης ρεύματος τύπου υστέρησης καθώς και πολλοί τύποι μετατροπέων ισχύος AC/DC/AC), το πιστοποιητικό μετρήσεων πρέπει να περιλαμβάνει και τις ενδιάμεσες αρμονικές. Οι μετρήσεις πρέπει να έχουν διεξαχθεί σύμφωνα με τα πρότυπα IEC61000-3-2, 61000-3-4 και 61000-4-7. Η εξέταση της δυνατότητας σύνδεσης πραγματοποιείται όπως περιγράφεται στη συνέχεια.

Για εξοπλισμό με ονομαστικό ρεύμα μικρότερο ή ίσο με 16A ανά φάση, πρέπει να ικανοποιούνται οι απαιτήσεις των εκπομπών του προτύπου IEC61000-3-2 για συσκευές κλάσης A. Οι απαιτήσεις αυτές συνοψίζονται στον αμέσως παρακάτω πίνακα 6, ο οποίος δίνει τις μέγιστες επιτρεπόμενες τιμές των αρμονικών του ρεύματος εξόδου.

Περιττές αρμονικές		Άρτιες αρμονικές	
Τάξη <i>h</i>	Μέγιστη επιτρεπόμενη ένταση (A)	Τάξη <i>h</i>	Μέγιστη επιτρεπόμενη ένταση (A)
3	2.30	2	1.08
5	1.14	4	0.43
7	0.77	6	0.30
9	0.40	8 ≤ <i>h</i> ≤ 40	$0.23 \cdot \frac{8}{h}$
11	0.33		
13	0.21		
15 ≤ <i>h</i> ≤ 39	$0.15 \cdot \frac{15}{h}$		

ΠΙΝΑΚΑΣ 6: ΜΕΓΙΣΤΕΣ ΕΠΙΤΡΕΠΟΜΕΝΕΣ ΤΙΜΕΣ ΑΡΜΟΝΙΚΩΝ ΡΕΥΜΑΤΟΣ ΕΞΟΔΟΥ ΓΙΑ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟ ΜΕ ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΟ ΡΕΥΜΑ ΜΙΚΡΟΤΕΡΟ ΤΩΝ 16Α.

Για τον εξοπλισμό με ονομαστικό ρεύμα μεγαλύτερο των 16A και μικρότερο των 75A ανά φάση, για την σύνδεση τους σε σημεία του δικτύου όπου ο λόγος βραχυκύκλωσης είναι μεγαλύτερος ή ίσος του 33 εξετάζεται κατ' αρχήν η συμμόρφωση με τα όρια του κάτωθι πίνακα 7.

Τάξη <i>h</i>	Μέγιστη επιτρεπόμενη ένταση I_h/I_n %	Τάξη <i>h</i>	Μέγιστη επιτρεπόμενη ένταση I_h/I_n %
3	21.6	21	≤ 0.6
5	10.7	23	0.9
7	7.2	25	0.8
9	3.8	27	≤ 0.6
11	3.1	29	0.7
13	2	31	0.7
15	0.7	≥ 33	≤ 0.6
17	1.2	Άρτιες	≤ 8/ <i>h</i> ή ≤ 0.6
19	1.1		

I_n: Θεμελιώδης συνιστώσα ονομαστικού ρεύματος
I_h: Αρμονική συνιστώσα τάξης *h* του ρεύματος

ΠΙΝΑΚΑΣ 7: ΟΡΙΑ ΓΙΑ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟ ΜΕ ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΟ ΡΕΥΜΑ ΜΕΓΑΛΥΤΕΡΟ ΤΩΝ 16Α ΚΑΙ ΜΙΚΡΟΤΕΡΟ ΤΩΝ 75Α.

Για τριφασικό εξοπλισμό του οποίου οι εκπομπές υπερβαίνουν τα όρια του άνω πίνακα, η σύνδεση είναι δυνατή σε σημείο του δικτύου με υψηλότερο λόγο βραχυκύκλωσης, εφόσον τηρούνται τα όρια του πίνακα 8.

Ελάχιστος λόγος R_k	Επιτρεπόμενη αρμονική παραμόρφωση του ρεύματος (%)		Επιτρεπόμενες εντάσεις αρμονικών I_h/I_n (%)			
	THD	PWHD	I_5	I_7	I_{11}	I_{13}
66	16	25	14	11	10	8
120	18	29	16	12	11	8
175	25	33	20	14	12	8
250	35	39	30	18	13	8
350	48	46	40	25	15	10
450	58	51	50	35	20	15
600	70	57	60	40	25	18
Άρτιες αρμονικές: $I_h/I_n \leq 16/h$ (%)						
Για ενδιάμεσες τιμές του λόγου R_k μπορεί να χρησιμοποιηθεί γραμμική παρεμβολή						
I_i : Θεμελιώδης συνιστώσα ονομαστικού ρεύματος						
I_h : Αρμονική συνιστώσα τάξης h του ρεύματος						

ΠΙΝΑΚΑΣ 8: ΟΡΙΑ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΓΙΑ ΤΡΙΦΑΣΙΚΟ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟ.

Τέλος, εξοπλισμός με ονομαστικό ρεύμα μεγαλύτερο των 75A ανά φάση δεν αναμένεται να δημιουργήσει προβλήματα αρμονικής παραμόρφωσης στο δίκτυο εφόσον ικανοποιούνται οι εξής απαιτήσεις:

1. Η συνολική ισχύς εγκαταστάσεων παραγωγής που προκαλούν παραμόρφωση δεν υπερβαίνει το 25% της ισχύος του τοπικού μετασχηματιστή διανομής.
2. Οι αρμονικές συνιστώσες του ρεύματος εξόδου του εξοπλισμού, οι οποίες δίνονται στο πιστοποιητικό δοκιμής που τον συνοδεύει, ικανοποιούν την απαίτηση

$$I_h \leq L_h \frac{S_k}{\psi_k}, \text{ όπου}$$

I_h η μέγιστη τιμή κανονικής λειτουργίας της αρμονικής τάσεως h του ρεύματος εξόδου της υπό εξέταση εγκατάστασης σε Amperes.

L_h το ανηγμένο όριο εκπομπών αρμονικών ρεύματος σε A/MVA το οποίο δίνεται στον επόμενο πίνακα.

Τάξη h	Όριο αρμονικών του ρεύματος, L_h (A/MVA)
5	2.6
7	1.6
11	1.0
13	0.7
17	0.4
19	0.25
23	0.2
25	0.18
h άρτιος ή $h = 3 \cdot k$ ή $h > 25$	$1/h$

ΠΙΝΑΚΑΣ 9: ΑΝΗΓΜΕΝΟ ΟΡΙΟ ΕΜΠΟΜΠΩΝ ΑΡΜΟΝΙΚΩΝ ΡΕΥΜΑΤΟΣ ΓΙΑ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΙΣ ΜΕ ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΟ ΡΕΥΜΑ ΜΕΓΑΛΥΤΕΡΟ ΤΩΝ 75Α.

S_k η ισχύς βραχυκυκλώσεως στο σημείο κοινής σύνδεσης και

ψ_k η γωνία της σύνθετης αντίστασης βραχυκυκλώσεως του δικτύου στο ΣΚΣ.

Εάν οι παραπάνω προϋποθέσεις δεν ικανοποιούνται ή η ισχύς των εγκαταστάσεων οι οποίες προκαλούν αρμονική παραμόρφωση υπερβαίνει το 25% της ισχύος του τοπικού μετασχηματιστή διανομής, πρέπει να πραγματοποιείται ειδική εξέταση ώστε να εξασφαλίζεται ότι η προκαλούμενη αρμονική παραμόρφωση τάσης δεν υπερβαίνει τα τιθέμενα όρια. Για την εξέταση αυτή μπορούν να εφαρμόζονται προσεγγιστικοί υπολογισμοί. Σε ειδικές περιπτώσεις δικτύων όπου είναι αναγκαίοι οι ακριβείς υπολογισμοί, συνίσταται η εφαρμογή των αρχών των προτύπων IEC61000-2-6 και 61000-3-6 και η χρήση κατάλληλων προγραμμάτων αρμονικής ροής φορτίου.

- Ενδιάμεσες και υψίσυχνες αρμονικές

Για τις εκπομπές ενδιάμεσων αρμονικών όπως επίσης και εκπομπές αρμονικών τάξης ανώτερης της τεσσαρακοστής, πρέπει να εξασφαλίζεται ότι η προκαλούμενη αρμονική παραμόρφωση του δικτύου είναι μικρότερη του 0.2% της ονομαστικής. Το όριο που τίθεται για τις άρτιες και υψηλής τάξης αρμονικές στον πίνακα 9 γενικά επαρκεί αλλά είναι πολύ συντηρητικό για αρμονικές συχνότητας άνω των 2kHz.

B.2.2.4. Επιπτώσεις σε συστήματα τηλεχειρισμών ακουστικής συχνότητας

Για συστήματα τηλεχειρισμού ακουστικής συχνότητας (ΤΑΣ) της ΔΕΗ λειτουργούν στη συχνότητα των 175Hz και η τάση του συστήματος των ακουστικών παλμών κυμαίνεται κανονικά μεταξύ 1% έως 2% της ονομαστικής τάσης του δικτύου. Οι εγκαταστάσεις παραγωγών αλλά και καταναλωτών που συνδέονται στο δίκτυο είναι δυνατό να επηρεάζουν τη λειτουργία των συστημάτων ΤΑΣ κατά δύο τρόπους: είτε προκαλώντας αρμονική παραμόρφωση της τάσης στην ακουστική συχνότητα των 175Hz (η οποία υπερτίθεται αλλοιώνει το ακουστικό σήμα ελέγχου) είτε εξασθενώντας το σήμα ελέγχου (πχ. λόγω της χαμηλής σύνθετης αντίστασης των εγκαταστάσεων στη συχνότητα των 175Hz).

Οι απαιτήσεις οι οποίες πρέπει να πληρούνται κατά την σύνδεση των εγκαταστάσεων στο δίκτυο προκειμένου να μην παρενοχλείται η λειτουργία των ΤΑΣ είναι:

A. Η προκαλούμενη αρμονική παραμόρφωση της τάσης από τις συνδεδεμένες εγκαταστάσεις σε συχνότητα παραπλήσια των 175Hz δεν πρέπει να υπερβαίνει το 0.1% της ονομαστικής τάσης. Επίσης, σε παραμόρφωση της τάσης σε συχνότητες που απέχουν 100Hz εκατέρωθεν της ακουστικής συχνότητας δεν πρέπει να υπερβαίνει το 0.3% της ονομαστικής τάσης.

B. Η εξασθένηση ή ενίσχυση του ακουστικού σήματος ελέγχου που προκαλείται από την σύνδεση των εγκαταστάσεων πρέπει να περιορίζεται έτσι ώστε το σήμα να διατηρείται μεταξύ του 85% και του 150% της κανονικής του τιμής.

Σε περίπτωση σύνδεσης περισσότερων εγκαταστάσεων, οι παραπάνω προϋποθέσεις αφορούν τη συνολική επίδραση όλων των εγκαταστάσεων.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3^ο:

ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΖΗΤΗΜΑΤΑ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ

Για να διευκολυνθεί ο ανταγωνισμός μεταξύ των παραγωγών, κεντρικών ή διεσπαρμένων, πρέπει να χρησιμοποιούνται οι κατάλληλες συνδέσεις και να τίθενται οι κατάλληλες χρεώσεις (tariffs) για την μετάδοση και την διανομή. Λόγω της θέσης τους, οι εγκαταστάσεις διεσπαρμένης παραγωγής όχι μόνο λειτουργούν ως μία εναλλακτική πηγή τροφοδότησης αλλά μπορεί να λειτουργήσουν και σε αντικατάσταση των εγκαταστάσεων μεταφοράς και διανομής στην υψηλή τάση και επίσης να μειώσουν τις απώλειες του δικτύου. Πρέπει να σημειωθεί ότι η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας στο χονδρικό εμπόριο στην αγορά ηλεκτρισμού στην Ευρώπη είναι κατά μέσο όρο 20 έως 30 δολάρια ανά MWh ενώ η τιμή λιανικής είναι περίπου 60 με 100 δολάρια ανά MWh. Τα συστήματα μεταφοράς και διανομής αλλά και οι παραγωγοί είναι υπεύθυνοι για αυτή την διαφορά μεταξύ των τιμών χονδρικής και λιανικής. Αυτό καταδεικνύει ότι μία κιλοβατώρα παραγόμενη από μονάδα διεσπαρμένης παραγωγής έχει μεγαλύτερη τιμή από μία κιλοβατώρα παραγόμενη στο επίπεδο μετάδοσης. Προκειμένου να υπάρχει δίκαιος ανταγωνισμός στην πλήρως απελευθερωμένη αγορά ενέργειας, όπου οι μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής ανταγωνίζονται τις κεντρικές μονάδες παραγωγής, πρέπει να γίνει προσεκτική τιμολόγηση όλων των υπηρεσιών των δικτύων.

Τρέχουσες τιμολογήσεις δικτύων

1. Κόστη και χρεώσεις σύνδεσης.

Η νομοθεσία απαιτεί από τις επιχειρήσεις διανομής να παρέχουν τον ηλεκτρισμό που ζητείται. Προκειμένου να καλύψει την απαίτηση αυτή, μία επιχείρηση διανομής ενδέχεται να θέσει στους παραγωγούς χρεώσεις σύνδεσης ώστε να καλύψει τυχόν κόστη επισκευών, κόστη επέκτασης ή και ενίσχυσης του δικτύου, συμπεριλαμβανομένου και κάποιου επιτοκίου για την απόσβεση του κεφαλαίου. Από την πλευρά της διεσπαρμένης παραγωγής, δύο βασικά ερωτήματα ανακύπτουν: πρώτον, το επίπεδο της τάσης στο οποίο πρέπει να συνδεθεί ο παραγωγός καθότι αυτό επηρεάζει άμεσα την βιωσιμότητα ή μη των διαφόρων σεναρίων παραγωγής ενέργειας και δεύτερον εάν η πολιτική σύνδεσης θα πρέπει να βασιστεί σε ‘ρηχές’ (‘shallow’ charges) ή ‘βαθείς’ χρεώσεις (‘deep’ charges).

Τα κόστη σύνδεσης ενδέχεται να επηρεάσουν σημαντικά το κόστος κεφαλαίου μίας εγκατάστασης διεσπαρμένης παραγωγής. Μάλιστα, το κόστος σύνδεσης της μονάδας εξαρτάται από το επίπεδο τάσης στο οποίο αυτή συνδέεται: όσο υψηλότερη η τάση, τόσο υψηλότερα και τα κόστη σύνδεσης. Γενικά, οι επενδυτές και οι χειριστές των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής θα προτιμούσαν την σύνδεση τους στην όσο το δυνατόν μικρότερη τάση, ώστε το κόστος της σύνδεσης να είναι μικρότερο και άρα να διασφαλίζεται περισσότερο η οικονομική βιωσιμότητα της εγκατάστασης. Από την άλλη όμως, όσο υψηλότερη είναι η τάση στην οποία συνδέεται η μονάδα διεσπαρμένης παραγωγής, τόσο μικρότερη είναι και η επίδραση της στο τοπικό δίκτυο, οπότε οι διαχειριστές του δικτύου προτιμούν αυτή την λύση. Αυτοί οι αντικρουόμενοι στόχοι πρέπει να μελετηθούν και να σταθμιστούν κατάλληλα, προς το οποίο θα απαιτηθούν όχι μόνο εις βάθος τεχνική και οικονομική ανάλυση αλλά και κατάλληλη πολιτική τιμολόγησης.

Ο καθορισμός του επιπέδου της τάσης στην οποία θα πρέπει να συνδεθεί ένας παραγωγός εξαρτάται τελικά από την επίδρασή του στην τάση του τοπικού δικτύου. Στην πλειοψηφία των Ευρωπαϊκών χωρών, τα αποδεκτά όρια μεταβολών της τάσης είναι αυστηρότερα από τα όρια που θέτει το EN50160. Κρίσιμο μέγεθος είναι λοιπόν από αυτή την άποψη η ανύψωση της τάσης που μπορεί να προκαλέσει μία γεννήτρια συνδεδεμένη σε ένα αδύναμο δίκτυο. Ο έλεγχος της ενεργού και της άεργου ισχύος μπορεί να ελέγξει και την αύξηση της τάσης. Το εμπορικό πλαίσιο όμως για την

ρύθμιση της τάσης μέσω του ελέγχου της ενεργού και άεργου ισχύος δεν είναι ακόμη πλήρως ανεπτυγμένο. Για παράδειγμα ο έλεγχος της άεργου ισχύος ως τρόπος μείωσης των διακυμάνσεων της τάσης στα δίκτυα διανομής δεν έχει κατάλληλους μηχανισμούς τιμολόγησης. Αντίθετα οι περισσότεροι διανομείς ενέργειας χρεώνουν έμμεσα την κατανάλωση άεργου ισχύος χρεώνοντας την κατανάλωση φαινόμενης ισχύος βάσει των μέγιστων kVA ή θέτουν ποινή χρέωσης για την κατανάλωση άεργου ισχύος πέραν ενός ορίου. Η έγχυση άεργου ισχύος, όμως, δεν θεωρείται χρήσιμη. Στα σημερινά δίκτυα, η πολιτική τιμολόγησης για την άεργο ισχύ είναι ότι οι γεννήτριες που απορροφούν φαινόμενη ισχύ χρεώνονται βάσει της ενεργού ισχύος που απορροφά η εγκατάσταση. Υπάρχουν δύο βασικές προσεγγίσεις για την κοστολόγηση της άεργου ισχύος. Η πλειοψηφία των εταιριών διανομής ενέργειας χρεώνουν την άεργο ισχύ όταν αυτή υπερβαίνει το 40- 50% της ολικής καταναλισκόμενης ισχύος από την μονάδα. Άλλες εταιρίες χρεώνουν για την μέγιστη άεργο ισχύ εάν αυτή υπερβαίνει το γινόμενο της μέγιστης κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας του μήνα επί 0.4. Άλλες πάλι εταιρίες βασίζονται τις χρεώσεις χρήσεις του δικτύου στην κατανάλωση της εγκατάστασης σε kVA, αποθαρρύνοντας ουσιαστικά την κατανάλωση άεργου ισχύος.

Η απορρόφηση άεργου ισχύος μπορεί να είναι πολύ βοηθητική στον έλεγχο της αύξησης της τάσης σε αδύναμα συστήματα με διανεμημένη παραγωγή. Ενώ αυτό οδηγεί σε αύξηση των απωλειών του δικτύου, οι μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής δεν έχουν την δυνατότητα να σταθμίσουν και να συγκρίνουν τα κόστη σύνδεσης κατά την σύνδεση με υψηλά επίπεδα τάσης έναντι του κόστους των απωλειών κατά την σύνδεση σε χαμηλά επίπεδα τάσης και να διαλέξουν το πιο συμφέρον για αυτές. Είναι λοιπόν αντιληπτό ότι η τρέχουσα πολιτική χρεώσεων αποθαρρύνει τους διεσπαρμένους παραγωγούς από την ρύθμιση της τάσης τους, αφού δεν δέχονται κάποιο κίνητρο για να συμμετέχουν σε αυτό. Οι χρεώσεις της άεργου ισχύος είναι κατάλοιπο των παλαιότερων δικτύων διανομής και δεν έχουν λογική θέση σε ένα δίκτυο διανομής με διανεμημένη παραγωγή.

Ο μηχανισμός αυτός λοιπόν δεν ενθαρρύνει όμως τον έλεγχο της άεργου ισχύος ως μέσου σταθεροποίησης της τάσης. Έτσι, οι παραγωγοί μπορεί να αναγκάζονται αδικώς να συνδέονται σε υψηλότερα επίπεδα τάσης και να πληρώνουν αντίστοιχα υψηλότερα κόστη σύνδεσης.

Το αντεπιχείρημα στην μέθοδο της μείωσης των διακυμάνσεων της τάσης μέσω της απορρόφησης άεργης ισχύος και ο λόγος που αυτή δεν χρησιμοποιείται είναι το ότι θα αυξάνει τις απώλειες ενεργού ισχύος. Οι ως τώρα χρησιμοποιούμενοι συντελεστές απωλειών βασίζονται στην ενεργό ισχύ και δεν συμπεριλαμβάνουν την επίδραση της απορρόφησης άεργης ισχύος.

Παρομοίως, άλλη μέθοδος για τον περιορισμό της αύξησης της τάσης είναι η θέση εκτός λειτουργίας μέρους της εγκατάστασης διεσπαρμένης παραγωγής. Αυτό θα επέτρεπε στον παραγωγό να συνδεθεί σε χαμηλότερα επίπεδα τάσης και θα εισέπραττε το όφελος των χαμηλότερων χρεώσεων. Αυτή η δυνατότητα δεν προσφέρεται προς το παρόν στους παραγωγούς.

Αυτή η αδυναμία του τρέχοντος συστήματος τιμολόγησης της άεργου ισχύος να υποστηρίξει τον έλεγχο της τάσης, ίσως οδηγήσει όπως προαναφέρθηκε τους παραγωγούς να συνδέονται σε ανώτερα επίπεδα τάσης και να πληρώνουν περισσότερα για την σύνδεσή τους σε αυτά. Η περαιτέρω εξέλιξη των μηχανισμών της αγοράς και των πολιτικών τιμολόγησης θα οδηγήσουν σε ένα δίκτυο με δυνατότητα ελέγχου της τάσης και στο οποίο θα είναι δυνατό οι παραγωγοί να επιλέγουν τα επίπεδα σύνδεσής τους. Αυτή η περιοχή έρευνας έχει αρχίσει να μελετάται πρόσφατα και αναμένεται να εξελιχθεί στο άμεσο μέλλον και μέσω αυτής

της εξέλιξής της να δώσει την δυνατότητα στην διεσπαρμένη παραγωγή να συμμετέχει ανταγωνιστικά στην αγορά ενέργειας.

Ένα άλλο θέμα που επηρεάζει σημαντικά την οικονομική βιωσιμότητα των εγκαταστάσεων παραγωγής είναι το αν οι χρεώσεις σύνδεσης θα πρέπει να περιλαμβάνουν μόνο τα κόστη που σχετίζονται με την δημιουργία της νέας σύνδεσης ή αν θα πρέπει να περιλαμβάνουν και άλλα έμμεσα κόστη που αφορούν την ενίσχυση του δικτύου. Στην πρώτη περίπτωση οι χρεώσεις σύνδεσης ονομάζονται ρηχές και στην δεύτερη βαθιές.

Εάν παραδείγματος χάριν μία εγκατάσταση διεσπαρμένης παραγωγής συνδεθεί στο δίκτυο μέσω αποκλειστικής γραμμής, τότε ο παραγωγός αυτός θα πληρώνει όλα τα έξοδα τα σχετικά με την γραμμή αφού είναι ο μόνος που την χρησιμοποιεί. Εάν η εταιρία διανομής κατέχει την γραμμή, ο παραγωγός πληρώνει περιοδικά για την γραμμή. Υπάρχει βέβαια και το ενδεχόμενο ο παραγωγός να πληρώνει ένα εφ' άπαξ ποσόν και να γίνεται ιδιοκτήτης της γραμμής.

Ένα πλεονέκτημα της ρηχής τιμολόγησης είναι η απλότητα της. Από την άλλη, δεν ανταποκρίνεται πάντα στην πραγματικότητα, αφού ναί μεν είναι απλό να βρεθεί το κόστος μίας γραμμής σύνδεσης, αλλά η σύνδεση αυτή μπορεί να επιβάλει την ενίσχυση του δικτύου, ακόμη και σε άλλο σημείο μακριά από το σημείο σύνδεσης. Οι περισσότεροι διαχειριστές δικτύων χρεώνουν στους παραγωγούς τόσο το κόστος της ίδιας της γραμμής σύνδεσης όσο και για τις ενισχύσεις του δικτύου που οφείλονται στην εν λόγω σύνδεση. Μπορεί παραδείγματος χάριν να απαιτείται λόγω της σύνδεσης η αντικατάσταση ενός διακόπτη. Όταν η διεσπαρμένη παραγωγή καλείται να πληρώσει για την αντικατάσταση αυτή, τότε εφαρμόζεται η επονομαζόμενη βαθιά τιμολόγηση.

Η αντικατάσταση του διακόπτη που χρησιμοποιείται ως παράδειγμα κατάστασης βαθιάς τιμολόγησης, οφείλεται τελικά σε όλους τους παραγωγούς, κεντρικούς και διανεμημένους και κανονικά η τελευταία εγκατάσταση που συνδέθηκε και αποτέλεσε την 'αφορμή' για την αντικατάσταση δεν θα έπρεπε να πληρώσει όλο το κόστος αντικατάστασης. Θα έπρεπε να υπολογιστεί η συνεισφορά όλων των παραγωγών και να μοιραστεί αντίστοιχα το κόστος αντικατάστασης. Ουσιαστικά λοιπόν τα κόστη αντικατάστασης θα έπρεπε να υπάγονται στα κόστη χρήσης του δικτύου και όχι στα κόστη σύνδεσης. Εάν συνέβαινε αυτό, οι μεγάλες μονάδες παραγωγής θα πλήρωναν το μεγαλύτερο μερίδιο του κόστους αντικατάστασης. Στην πραγματικότητα σήμερα, οι κεντρικοί παραγωγοί δεν χρεώνονται τα κόστη αντικατάστασης.

Χρεώσεις συστήματος διανομής

Οι χρεώσεις για την χρήση του συστήματος διανομής είναι τέτοιες ώστε να καλύπτεται το κόστος της κάλυψης της ζήτησης των καταναλωτών αλλά και να διευκολύνει τον ανταγωνισμό των παρόχων και των παραγωγών. Οι στόχοι κατά τον ορισμό των χρεώσεων αυτών είναι:

- Απόσβεση: οι χρεώσεις θα πρέπει να είναι τέτοιες ώστε να καλύπτονται τα κόστη λειτουργίας και τα κόστη κεφαλαίου αλλά και να ενθαρρύνονται οι σχετικές επενδύσεις και να αποθαρρύνονται οι υπερεπενδύσεις.
- Οικονομική αποδοτικότητα: οι χρεώσεις θα πρέπει να ακολουθούν τα κόστη και θα πρέπει να στέλνουν τα κατάλληλα μηνύματα στους χρήστες του δικτύου.

Ενώ οι στόχοι είναι ευνόητοι και καθαροί, η εύρεση ενός τέτοιου κατάλληλου μοτίβου χρεώσεων είναι δύσκολη λόγω των τεχνικών λεπτομερειών και περιορισμών, και λόγω των αντικρουόμενων κατευθύνσεων της διαδικασίας, δηλαδή της απλότητας

από την μία και της δικαιοσύνης από την άλλη. Μόνο και μόνο ο στόχος της οικονομικής αποδοτικότητας, οδηγεί σε πολύπλοκες διαδικασίες, αφού θεωρητικά ο κάθε κόμβος του δικτύου θα έχει διαφορετικές χρεώσεις κάθε ώρα και διαφορετικές χρεώσεις από τους άλλους κόμβους. Επίσης οι χρεώσεις πρέπει να είναι τέτοιες ώστε να παρέχεται ένα πλαίσιο στο οποίο οι ρυθμιστικές αρχές του δικτύου μπορούν να μελετήσουν την αποδοτικότητα και την βιωσιμότητά του. Γενικά πριν υιοθετηθεί το όποιο προτεινόμενο μοτίβο τιμολόγησης πρέπει να μελετηθούν και να σταθμιστούν τα μειονεκτήματα και τα οφέλη του.

Οι οικονομικές επιδράσεις της διεσπαρμένης παραγωγής δεν είναι πάντοτε όμοιες. Δηλαδή, εξαρτώνται από τα χαρακτηριστικά τόσο της εγκατάστασης παραγωγής όσο και του υπόλοιπου δικτύου, του φορτίου αλλά και της σχέσης μεταξύ αυτών (πχ. απόσταση από το φορτίο). Έτσι, οι έως τώρα χρησιμοποιούμενες απλοϊκές χρεώσεις, που ουσιαστικά επιμερίζουν τα κόστη στα συμμετέχοντα μέρη, δεν αντικατοπτρίζουν την πραγματική κατάσταση και τις τοπικές και χρονικές μεταβολές του κόστους.

Βασικός παράγοντας της επίδρασης της διεσπαρμένης παραγωγής στα κόστη κεφαλαίου και λειτουργίας είναι η θέση τους στο δίκτυο. Έτσι, ρεαλιστικές είναι μόνο οι μέθοδοι χρέωσης που λαμβάνουν υπόψη τον παράγοντα αυτό της θέσης.

Επίσης, τα κόστη λειτουργίας επηρεάζονται όπως είναι αντιληπτό και με την κοινή λογική από την χρονική μεταβολή της ζήτησης και της παραγωγής. Αυτό λοιπόν είναι άλλη μία απαίτηση που πρέπει να θεωρείται από την υποψήφια προς εφαρμογή πολιτική τιμολόγησης.

Ασφάλεια δικτύου, ποιότητα υπηρεσιών και διεσπαρμένη παραγωγή

Για την ασφάλεια του συστήματος χρησιμοποιούνται κυρίως ντετερμινιστικές προσεγγίσεις. Αυτές είναι όμως ακατάλληλες για την εκτίμηση της ασφάλειας των συστημάτων με διεσπαρμένη παραγωγή. Έχει αναφερθεί και προηγουμένως ότι λόγω της θέσης τους κοντά στον καταναλωτή, οι μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής ουσιαστικά ανταγωνίζονται τα δίκτυα μετάδοσης και διανομής. Όμως, οι μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής είναι σε μεγάλο βαθμό μονάδες ΑΠΕ με στοχαστική έξοδο και άρα όχι διαθέσιμες κάθε χρονική στιγμή. Έτσι αποκλείεται στον ανταγωνισμό τους αυτό, να καταλήξουν τελικά να αντικαταστήσουν πλήρως τα δίκτυα διανομής. Η λογική για αυτό το συμπέρασμα είναι ότι τις χρονικές στιγμές που οι μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής δεν θα είναι σε θέση να παράξουν ενέργεια, η απαιτούμενη ενέργεια θα πρέπει να μεταφερθεί από το κεντρικό δίκτυο. Τότε, θα χρησιμοποιηθεί το δίκτυο μεταφοράς και θα απαιτηθεί να έχει τις ίδιες απαιτήσεις ασφάλειας όπως αν δεν υπήρχαν συνδεδεμένες οι μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής. Αυτό βέβαια, στο ντετερμινιστικό πλαίσιο. Στα συστήματα με μεγάλη διείσδυση διεσπαρμένης παραγωγής και με πολλές διαφορετικού τύπου μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής όμως, είναι μάλλον απίθανο όλες οι μονάδες να μην παράγουν τις ίδιες ακριβώς χρονικές στιγμές.

Έτσι για την εύρεση της πραγματικής επίδρασης των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής πρέπει να υιοθετηθούν πιθανοτικές μέθοδοι αντί των ντετερμινιστικών. Με τις πιθανοτικές μεθόδους, σε κάθε στοιχείο του δικτύου συμπεριλαμβανομένων και των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής, θα δίδεται ένας δείκτης διαθεσιμότητας. Δημιουργείται έτσι ένα πρόβλημα, που συνίσταται στην κάλυψη της ζήτησης και της τήρηση κατάλληλων περιθωρίων ασφαλείας και έχει ως παραμέτρους το κόστος κεφαλαίου, το κόστος λειτουργίας κλπ, και λύνεται με στοχαστική βελτιστοποίηση.

Κατανομή απωλειών σε δίκτυα με διεσπαρμένη παραγωγή

Η σύνδεση των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής μεταβάλλει τις ροές φορτίου και άρα και τις απώλειες στης μεταφοράς του ηλεκτρισμού κατά μήκος του δικτύου. Γενικά, έχουν προταθεί πολλές μεθοδολογίες για την κατανομή των απωλειών. Οι μεθοδολογίες που βασίζονται στα οριακά κόστη είναι οι πλέον κατάλληλες και πρέπει να πληρούν τους κάτωθι στόχους:

- Οικονομική αποδοτικότητα: οι απώλειες πρέπει να κατανέμονται με τρόπο που να αντανakλά το πραγματικό κόστος που κάθε χρήστης επιβάλλει στο δίκτυο, βάσει του κόστους των απωλειών.
- Ισότητα, ακρίβεια και συνέπεια: τα κριτήρια που πρέπει να ικανοποιεί μία ορθή μέθοδος κατανομής απωλειών.
- Χρήση πραγματικών δεδομένων προερχόμενων από μετρήσεις.
- Μέθοδος απλή στην κατανόηση και της πραγματοποίησή της.

Οι χρονικές και τοπικές μεταβολές πρέπει να συμπεριλαμβάνονται στην μέθοδο κατανομής των απωλειών.

ΜΕΡΟΣ Γ:

ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΑ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1^ο:

ΕΠΙΔΡΑΣΗ ΤΟΥ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ ΣΕ ΕΝΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ

Ένα μικροδίκτυο (Microgrid) προσδιορίζεται ως ένα εν δυνάμει ηλεκτρικά απομονωμένο σύνολο γεννητριών που τροφοδοτούν κατ' αποκλειστικότητα όλη τη ζήτηση ενός συνόλου καταναλωτών. Συμπεριλαμβάνουν πηγές κατανεμημένης παραγωγής ισχύος από λίγα kW μέχρι 1- 2MW, συσκευές αποθήκευσης –όπως πυκνωτές, μπαταρίες, σφονδύλους- και ελέγξιμα φορτία. Τα μικροδίκτυα αποτελούν ένα είδος συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας που στο μέλλον αναμένεται να διαδραματίσει σημαντικό ρόλο.

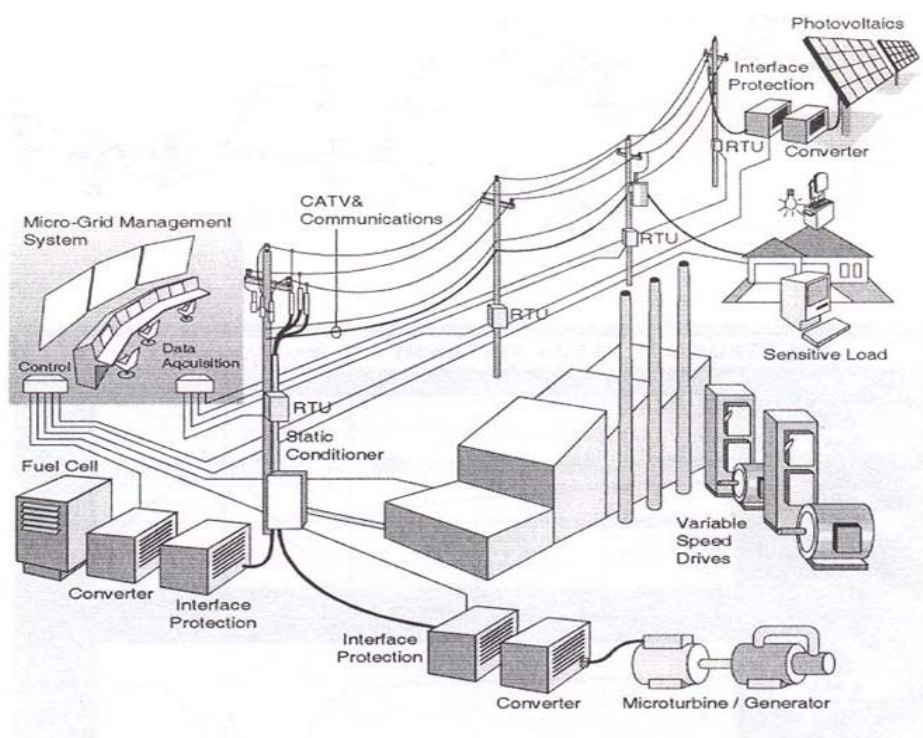
Ο σχεδιασμός του μικροδικτύου είναι ανεξάρτητος από το κεντρικό δίκτυο, ωστόσο μπορεί να υπάρχει διασύνδεση με αυτό, για ανταλλαγή ενέργειας. Τυπικές πηγές ενός μικροδικτύου είναι οι γεννήτριες ντίζελ ή φυσικού αερίου, συμπαραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και ζεστού νερού (γεννήτριες, μικροστρόβιλοι), οι ανεμογεννήτριες, τα φωτοβολταϊκά, οι κυψέλες καυσίμου, οι γεωθερμικοί και οι ηλιοθερμικοί σταθμοί, τα μικρά υδροηλεκτρικά, οι μονάδες που χρησιμοποιούν ως πρώτη ύλη βιομάζα, βιοντίζελ ή οποιαδήποτε άλλη πηγή ενέργειας. Ένα μικροδίκτυο μπορεί να εγκατασταθεί εκεί όπου υπάρχει διαθέσιμη μια από τις παραπάνω φυσικές πηγές ενέργειας και να καλύπτει τις καταναλώσεις της περιοχής που εγκαθίσταται. Η κλίμακα του μικροδικτύου ποικίλει, από μια οικία που χρησιμοποιεί ένα υβριδικό σύστημα φωτοβολταϊκών και γεννήτριας ντίζελ ή βιοκαυσίμων, ένα νοσοκομείο που χρησιμοποιεί κυψέλες καυσίμου για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και ζεστού νερού, μέχρι και μια πόλη που τροφοδοτείται από σταθμούς βιομάζας, γεννήτριες ντίζελ και αιολικά πάρκα. Μια συνδυασμένη μάλιστα χρήση των νέων τεχνολογιών συμπαραγωγής και ανανεώσιμων πηγών, θα μπορούσε ίσως να κάνει την τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας στο μικροδίκτυο ανταγωνιστική αυτής των κεντρικών δικτύων.

Δεδομένης της μικρής ισχύος των περισσότερων μονάδων ενός μικροδικτύου, η παραγωγή και διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται στη χαμηλή τάση, όπου ούτως ή άλλως δεν απαιτείται η μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας σε μεγάλες αποστάσεις. Το μέγεθος δηλαδή των μονάδων παραγωγής είναι ουσιαστικά αυτό που σε τελική ανάλυση καθορίζει την στάθμη λειτουργίας. Το μέγεθος συνολικότερα των μονάδων παραγωγής και των φορτίων, καθορίζει εξάλλου και τον τρόπο διασύνδεσής του με άλλα μικροδίκτυα ή με το κεντρικό δίκτυο, στην μέση ή στην χαμηλή τάση. Είναι προφανές ότι η διασύνδεση στη μέση τάση απαιτεί μεγαλύτερη ισχύ.

Βασικό γνώρισμα των μικροδικτύων είναι ο συντονισμένος έλεγχος τους, ώστε τελικά να εμφανίζονται στο ανάντη δίκτυο ως μία ενιαία οντότητα με το δικό της αποκεντρωμένο σύστημα ελέγχου το οποίο δεν επιβαρύνει τα συστήματα ελέγχου του ανάντη ευρισκόμενου δικτύου με τον έλεγχο κάθε μιας μονάδας ξεχωριστά. Ένα άλλο εξίσου βασικό, όσο και πρωτοποριακό, γνώρισμα των μικροδικτύων είναι η δυνατότητα τους να λειτουργούν όχι μόνο διασυνδεδεμένα με το ανάντη δίκτυο, που είναι και η συνήθης λειτουργία τους, αλλά και απομονωμένα (ή νησιδοποιημένα) όταν διακοπεί η διασύνδεση με το κύριο δίκτυο, με οργανωμένο και ελεγχόμενο τρόπο παρέχοντας στους καταναλωτές αυξημένη αξιοπιστία και βελτιωμένα επίπεδα ποιότητα ισχύος. Αυτή η δυνατότητα βεβαίως απαιτεί εξελιγμένες υποδομές προστασίας, ελέγχου και τηλεπικοινωνιών, προκειμένου να είναι σε θέση να απομονώσουν το μικροδίκτυο και να παράσχουν σταθερή, αυτόνομη λειτουργία. Η διαρκής όμως πρόοδος στον τομέα των τηλεπικοινωνιών και ελεγκτών των πηγών διεσπαρμένης παραγωγής συμβάλλει ώστε τέτοια λειτουργία να γίνεται ολοένα και περισσότερο εύκολο να επιτευχθεί τόσο τεχνικά όσο και οικονομικά.

Από την πλευρά του δικτύου, ένα μικροδίκτυο μπορεί να θεωρηθεί σαν μια ελεγχόμενη οντότητα μέσα στο σύστημα ενέργειας που μπορεί να λειτουργεί όπως ένα συγκεντρωμένο φορτίο, μια μικρή πηγή ενέργειας ή σαν μια βοηθητική υπηρεσία που υποστηρίζει το δίκτυο. Από την πλευρά του καταναλωτή, τα μικροδίκτυα

εκπληρώνουν τις ανάγκες τους σε θερμότητα και ηλεκτρισμό, όμοια με τα παραδοσιακά δίκτυα διανομής Μέσης Τάσης, αλλά επιπροσθέτως ενισχύουν και την τοπική αξιοπιστία, μειώνουν τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου και βελτιώνουν την ποιότητα ενέργειας υποστηρίζοντας την τάση και μειώνοντας τις βυθίσεις της. Επίσης, δυναμικά, «ρίχνουν» τις τιμές του αποθέματος ενέργειας. Το πιο σημαντικό χαρακτηριστικό του μικροδικτύου είναι ότι, ενώ υπό ομαλές λειτουργεί διασυνδεδεμένο με το δίκτυο, μπορεί αυτόματα να τεθεί σε απομονωμένη λειτουργία σε περιπτώσεις σφαλμάτων του ανάντη δικτύου. Συνεπώς ένα μικροδίκτυο για το ανάντη ευρισκόμενο δίκτυό του αντιμετωπίζεται τόσο από άποψης αγοράς όσο και από τεχνική άποψη σαν ένα ενιαίο φορτίο ή σαν μία ενιαία παραγωγή η οποία με τα κατάλληλα οικονομικά κίνητρα μπορεί να προσφέρει και κάποιες βοηθητικές υπηρεσίες στο δίκτυο διανομής ιδιαίτερα σε περιόδους αιχμής ακόμη και τοπικού επιπέδου. Οι καταναλωτές που βρίσκονται συνδεδεμένοι στο μικροδίκτυο, όχι μόνο μπορούν όπως και πριν να ικανοποιήσουν τις ηλεκτρικές και θερμικές τους ανάγκες, αλλά μπορούν να απολαύσουν υψηλότερα επίπεδα αξιοπιστίας, καλύτερη ποιότητα ισχύος με εξομαλυσμένη καμπύλη τάσης και να επιτύχουν ακόμη και ευνοϊκότερους οικονομικά όρους για την ικανοποίηση των αναγκών τους.



Εικόνα Γ.1.1. Ένα τυπικό μικροδίκτυο.

Πλεονεκτήματα μικροδικτύου

Τα πλεονεκτήματα που μπορεί να παρέχει στη λειτουργία του συστήματος ένα μικροδίκτυο συμπεριλαμβάνουν ένα ευρύ φάσμα περιοχών, όπως:

- Τη συνέχιση της παροχής ηλεκτρικής ενέργειας εντός του μικροδικτύου σε περιπτώσεις κατάρρευσης του κεντρικού δικτύου παροχής ηλεκτρικής ενέργειας. Η δυνατότητα απομονωμένης λειτουργίας μπορεί να εξασφαλίσει στον καταναλωτή που ανήκει στο εκάστοτε μικροδίκτυο την αδιάλειπτη λειτουργία την ίδια ώρα όπου το ανάντη δίκτυο διανομής μπορεί να είναι σε ασταθή κατάσταση ή να έχει καταρρεύσει προσωρινά (black out).

- Την αποδοτικότερη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, την ελαχιστοποίηση των απωλειών και τη βελτίωση της ποιότητας ισχύος με την ενσωμάτωση μονάδων συμπαραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας (CHP), καθώς και με την εγκατάσταση αυτών κοντά στους καταναλωτές. Η τοπική κάλυψη του φορτίου συνεπάγεται ότι δεν παρεμβάλλονται ούτε μεγάλα μήκη γραμμών ούτε πολλοί ενδιάμεσοι καταναλωτές που αλλοιώνουν με τη χωρητική (ή επαγωγική αν πρόκειται για φορτία) συμπεριφορά τους τον συντελεστή ισχύος.
- Την πιο αξιόπιστη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές εντός αυτού, το οποίο είναι ύψιστης σημασίας ζήτημα ιδιαίτερα για τους καταναλωτές, όπως νοσοκομεία κτλ, για τους οποίους είναι σημαντική η αδιάλειπτη παροχή ενέργειας.
- Τη μειωμένη περιβαλλοντική επιβάρυνση χρησιμοποιώντας σε μεγάλο βαθμό – εκτός της συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας– ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και γενικότερα νέες τεχνολογίες, φιλικότερες προς το περιβάλλον. Η ενσωμάτωση τοπικά παραγόμενης ανανεώσιμης ενέργειας διαμορφώνει ευνοϊκότερους όρους για το περιβάλλον και την αειφόρο ανάπτυξη.
- Τη βελτίωση της αξιοπιστίας και της προσαρμοστικότητας του συστήματος, αφού τα μικροδίκτυα ακολουθούν την αρχή της διεσπαρμένης παραγωγής, με αποτέλεσμα η ηλεκτρική ενέργεια να μην παράγεται αποκλειστικά από λίγες μεγάλες μονάδες.
- Τη μείωση του κόστους κάλυψης των ενεργειακών αναγκών των καταναλωτών, όταν το μικροδίκτυο συμμετέχει σε πλήρως απελευθερωμένη αγορά ενέργειας.
- Την ενεργό διαχείριση των φορτίων (απόρριψη φορτίων), διαδικασία η οποία είναι σε θέση να βοηθά σημαντικά στην ευστάθεια του δικτύου αλλά και στην οικονομική λειτουργία του συστήματος.
- Από την πλευρά του χειριστή του Δικτύου Διανομής Μέσης Τάσης ή της Επιχείρησης Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας, η δυνατότητα τοπικής κάλυψης του φορτίου από το Μικροδίκτυο προσφέρει αρκετά πλεονεκτήματα. Η δυνατότητα αναβολής επενδύσεων προς ενίσχυση του δικτύου και των κεντρικών σταθμών παραγωγής καθώς επίσης και η μεγαλύτερη ευελιξία στον έλεγχο του δικτύου, ιδιαίτερα κατά τον χειρισμό των συμφορήσεων και την επαναφορά του συστήματος μετά από σβέση, είναι μερικά από αυτά.

Κάποιες από τις μεταβλητές που επηρεάζουν τις δυνατότητες ενός μικροδικτύου, από οικονομικής και τεχνικής απόψεως, αποτελούν:

- Ο τύπος του φορτίου (οικιακό, βιομηχανικό, εμπορικό ή συνδυασμός τους).
- Ο αριθμός των καταναλωτών.
- Ο τύπος των πηγών διανεμημένης παραγωγής (φωτοβολταϊκές πηγές, αιολική ενέργεια, κυψέλη καυσίμου/fuel cell κτλ.).
- Το μέγεθος και ο αριθμός των μονάδων παραγωγής.
- Το επίπεδο της αξιοπιστίας του συστήματος. Ένας τρόπος μέτρησης του συγκεκριμένου μεγέθους μπορεί να είναι το ποσοστό ανεπάρκειας τροφοδοσίας των προβλεπόμενων φορτίων.

Το μικροδίκτυο είναι σχεδιασμένο για λειτουργία τόσο σε διασύνδεση με το δίκτυο όσο και σε απομονωμένη κατάσταση, σε έκτακτες περιπτώσεις (interconnected or emergency mode). Η δυνατότητα διασύνδεσης με το κεντρικό δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας σε παραλληλισμένη λειτουργία καθιστά δυνατή την ανταλλαγή ενέργειας. Δηλαδή, την παροχή πλεονάζουσας ενέργειας σε αυτό ή την απορρόφηση ενέργειας

όταν οι μονάδες του μικροδικτύου δεν επαρκούν να καλύψουν τη ζήτηση. Ακόμα, σε περίπτωση μόνιμα διασυνδεδεμένης λειτουργίας είναι δυνατή η αξιόπιστη τροφοδότηση του μικροδικτύου από τις δικές του μονάδες σε περίπτωση κατάρρευσης του κεντρικού δικτύου, βάσει της δυνατότητας λειτουργίας σε απομονωμένη κατάσταση. Σε περιπτώσεις παραλληλισμένης λειτουργίας με το κεντρικό δίκτυο, αυτό που πρωτίστως επιδιώκεται είναι να μην προκαλεί το μικροδίκτυο προβλήματα. Αυτό σημαίνει ότι η ποιότητα της τάσης πρέπει να ανταποκρίνεται στις προδιαγραφές του δικτύου και η απορροφώμενη ενέργεια να μην ξεπερνά τις απαιτήσεις ενός τυπικού καταναλωτή. Ακόμα περισσότερο, σε ένα δεύτερο επίπεδο, το μικροδίκτυο μπορεί να ρυθμιστεί ώστε να παίζει υποστηρικτικό ρόλο ως προς το δίκτυο, λειτουργία η οποία μπορεί για παράδειγμα να σημαίνει ότι το μικροδίκτυο θα απορροφά ή θα παρέχει ενεργό ή άεργο ισχύ όταν χρειάζεται για το κεντρικό δίκτυο. Στη συγκεκριμένη περίπτωση απαιτείται η συντονισμένη λειτουργία και επικοινωνία μεταξύ των μονάδων ελέγχου του μικροδικτύου και του κεντρικού συστήματος.

Λειτουργικά οφέλη για το δίκτυο

Η παραγωγή μικροπηγών σε ένα μικροδίκτυο μπορεί να αλλάξει τις ροές ισχύος στο δίκτυο και κατ' επέκταση τις απώλειες του δικτύου. Αν μια μικρή μικροδικτυακή παραγωγή εγκατασταθεί κοντά σε ένα μεγάλο φορτίο τότε οι απώλειες δικτύου μπορούν να μειωθούν, τόσο η πραγματική όσο και η άεργος ισχύς μπορεί να παρασχεθεί στο φορτίο από τις παρακείμενες γεννήτριες του μικροδικτύου. Αντίθετα, αν μια μεγάλη μικροδικτυακή παραγωγή εγκατασταθεί μακριά από τα φορτία του δικτύου τότε είναι πιθανό να αυξηθούν οι απώλειες στο σύστημα διανομής. Γενικά, υπάρχει σχέση μεταξύ της μεγάλης ζήτησης σε ένα δίκτυο διανομής και τη χρήση αντίστοιχων εγκαταστάσεων παραγωγής. Υπάρχουν, εκτός των άλλων, και απώλειες ενεργού ισχύος στο δίκτυο μεταφοράς. Αυτές οι απώλειες εξαρτώνται από τα ρεύματα στους κλάδους του δικτύου που με τη σειρά τους εξαρτώνται από την τάση ενώ ο υπολογισμός αυτών των τάσεων είναι το αντικείμενο της ροής ισχύος.

Η μικροδικτυακή παραγωγή επιλέγει να λειτουργεί με ένα παράγοντα ισχύος για κάθε μονάδα για να ελαχιστοποιήσει τις ηλεκτρικές απώλειες και να αποφευχθούν οι όποιες δαπάνες για κατανάλωση άεργου ισχύος, ανεξάρτητα από τις ανάγκες του δικτύου διανομής. Αν το μικροδίκτυο παράγει ορισμένη ισχύ σύμφωνα με τον παράγοντα ισχύος της μονάδας, τα προφίλ τάσης είναι πολύ πιο ικανοποιητικά. Η συνολική εγγεόμενη μιγαδική ισχύς στο ζυγό i , που συμβολίζεται με S_i δίνεται από τον τύπο:

$$S_i = P_i + j \cdot Q_i = V_i \cdot I_i^*$$

Το άθροισμα της ισχύος όλων των κλάδων δίνει τις συνολικές απώλειες του συστήματος. Ο παρακάτω τύπος, όπου P_L, Q_L είναι οι ενεργές και άεργες απώλειες του δικτύου V_i, I_i οι τάσεις και τα ρεύματα στους κόμβους και n ο αριθμός των κλάδων, είναι αντιπροσωπευτικός:

$$P_L + j \cdot Q_L = \sum_1^n V_i \cdot I_i^* = V_{bus}^T \cdot I_{bus}^*$$

Ποιότητα Ισχύος Και Αξιοπιστία Μικροδικτύου

Η ποιότητα ισχύος και η αξιοπιστία που προσφέρουν τα μικροδίκτυα έχει ως κύρια διάσταση τη διαθεσιμότητα ισχύος αλλά περιλαμβάνει και δευτερεύουσες πτυχές, όπως είναι ο έλεγχος ευστάθειας τάσης, ο περιορισμός των αρμονικών κτλ.

Ο τοπικός έλεγχος στην ποιότητα και αξιοπιστία ισχύος που τροφοδοτεί τα φορτία, εντός μικροδικτύου, είναι ένα πεδίο το οποίο τίθεται συνεχώς υπό διερεύνηση. Το συγκεκριμένο πλεονέκτημα έχει δύο διαστάσεις. Πρώτον, εξ' ορισμού, ένα μικροδίκτυο έχει τη δυνατότητα ελεγχόμενης νησιδοποιημένης λειτουργίας το οποίο μεταφράζεται σε αυξημένη διαθεσιμότητα ισχύος και επομένως αξιοπιστία για όλα τα φορτία εντός αυτού. Δεύτερον, προσφέρει εν γένει «ετερογενή» ποιότητα και αξιοπιστία ισχύος στις διαφορετικές τελικές καταναλώσεις ανταποκρινόμενο κατ' αυτόν τον τρόπο στην υψηλή ιδιομορφία των απαιτήσεων ποιότητας και αξιοπιστίας ορισμένων φορτίων. Το συγκεκριμένο ζήτημα, καθότι πολύ σημαντικό, θα περιγραφεί εκτενέστερα στη συνέχεια.

Στις ανεπτυγμένες οικονομίες παγκοσμίως, ένα σε γενικές γραμμές ενιαίο σύστημα τροφοδότησης ηλεκτρικής ισχύος έχει εγκαθιδρυθεί από τις αρχές του προηγούμενου αιώνα. Χρονολογείται συγκεκριμένα από την εμφάνιση των πολυφασικών συστημάτων εναλλασσόμενου ρεύματος. Σε γενικές γραμμές, το κυρίαρχο πρότυπο ενεργειακού συστήματος βασίζεται σε μεγάλης κλίμακας κεντρικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής, στη μεταφορά μεγάλου όγκου ηλεκτρικής ισχύος για μεγάλες αποστάσεις μέσω βρογχοειδών κεντρικά ελεγχόμενων δικτύων υψηλής τάσης και στη τοπική διανομή σε χαμηλότερες τάσεις μέσω ακτινικών, εν μέρει τοπικά ελεγχόμενων, γραμμών μονής διεύθυνσης. Βασικό και αρχαϊκό χαρακτηριστικό της προαναφερθείσας δομής είναι ότι η παροχή ηλεκτρικής ισχύος συντελείται παγκοσμίως σε ένα σταθερό και συνεπές επίπεδο ποιότητας και αξιοπιστίας για τις περισσότερες τουλάχιστον περιοχές. Αυτή η *a priori* προβλεψιμότητα δημιουργεί τεράστιο οικονομικό όφελος στο βαθμό που όλα τα είδη ηλεκτρικού εξοπλισμού μπορούν να κατασκευαστούν βάσει παγκοσμίως ομοιογενών προτύπων. Το συγκεκριμένο παραδοσιακό πρότυπο «ομοιογενούς» ποιότητας ισχύος και αξιοπιστίας έχει ωφελήσει τις ανεπτυγμένες οικονομίες του πλανήτη για μεγάλες χρονικές περιόδους κατά τις οποίες οι ανάγκες κατανάλωσης ηλεκτρισμού αυξάνονταν υπερβολικά έως και εκρηκτικά.

Οι σταδιακές μεταβολές στις προσδοκίες όσον αφορά το ενεργειακό σύστημα, τόσο από την πλευρά της παραγωγής όσο και από την πλευρά της κατανάλωσης, οδηγούν σε ένα σημείο καμπής στην πορεία της εξέλιξης του και πολύ πιθανά σε ένα νέο πρότυπο. Βέβαια, η βελτίωση του παραδοσιακού ενεργειακού συστήματος παγκοσμίως, σε σημείο τέτοιο ώστε να εκπληρώνει τις απαιτήσεις των ευαίσθητων ή των σύγχρονων ψηφιακών φορτίων, μπορεί να αποβεί αναντίστοιχα και αναίτια ακριβή.

Οι μεταβολές στην πλευρά της κατανάλωσης προκύπτουν από την απaráμιλλη ανάγκη για ηλεκτρισμό στη αναδυόμενη ψηφιακή εποχή γεγονός το οποίο μοιραία συνεπάγεται αυξημένες απαιτήσεις ποιότητας και αξιοπιστίας ισχύος (PQR) για ορισμένες τουλάχιστον εφαρμογές. Παράλληλα, από την πλευρά της παραγωγής, η αυξημένη διείσδυση διακοπτόμενων πηγών ενέργειας, οι περιορισμοί στην επέκταση του συστήματος και η αβεβαιότητα των ευμετάβλητων αγορών ενέργειας, δεδομένης της βραχυπρόθεσμης εξάντλησης των αποθεμάτων συμβατικών καυσίμων, αμφισβητούν τη δυνατότητα διατήρησης των σημερινών προτύπων ποιότητας-αξιοπιστίας ισχύος.

Σε πλήρη διάσταση με το σημερινό πρότυπο «ομοιογενούς ποιότητας» παρεχόμενου ρεύματος, οι πραγματικές απαιτήσεις PQR των τελικών καταναλώσεων είναι εξαιρετικά ετερογενείς. Για παράδειγμα, η άντληση νερού έχει χαμηλές PQR απαιτήσεις. Αντίθετα, κρίσιμα φορτία ή φορτία που αφορούν ιατρική υποστήριξη είναι υψηλής ευαισθησίας και συνεπώς υψηλών απαιτήσεων ως προς την ποιότητα ισχύος και την αξιοπιστία παροχής. Η παρακάτω εικόνα παρουσιάζει μια πυραμίδα.

Τα φορτία στη βάση της πυραμίδας έχουν χαμηλές απαιτήσεις ποιότητας ισχύος ενώ στην κορυφή της υπάρχουν φορτία που δεν καλύπτονται από τα υπάρχοντα PQR επίπεδα.



Εικόνα Γ.1.2. Πυραμίδα αξιόσας απαιτούμενης PQR

Μέχρι στιγμής δεν είναι ξεκάθαρο εάν τα φορτία χαμηλών απαιτήσεων ξεπερνούν κατά πολύ τα κρίσιμα που βρίσκονται κοντά στην κορυφή. Παρόλα αυτά τα μικροδίκτυα, δεδομένου ότι συμπεριφέρονται με έναν οικονομικά λογικό τρόπο, θα προσπαθήσουν να τα διαμορφώσουν με ανάλογο τρόπο. Ο λόγος είναι ότι τα φορτία χαμηλών απαιτήσεων είναι φθηνότερα ενώ τα αντίστοιχα υψηλών απαιτήσεων είναι ακριβά.

Η λειτουργία των μικροδικτύων προσανατολίζεται στην κατηγοριοποίηση του συνολικού φορτίου κοντά στη βάση της πυραμίδας, όσο κάτι τέτοιο είναι δυνατό. Για παράδειγμα, ένα είδος εξοπλισμού που θεωρείται ευαίσθητο φορτίο αντιστοιχεί συνήθως σε ένα μικρό ποσοστό της ενέργειας που του είναι απαραίτητο (π.χ. για την εκτέλεση των ελέγχων ενώ μεγάλο μέρος της ενέργειας που καταναλώνεται θα μπορούσε να είναι σχετικά χαμηλής ποιότητας). Σε τέτοιες περιπτώσεις, δύο διαφορετικές ποιότητες τροφοδοσίας εξυπηρετούν τα αντίστοιχα τμήματα του εκάστοτε εξοπλισμού. Η ανάλυση των PQR απαιτήσεων σε μορφή πυραμίδας θα μπορούσε πιθανά να οδηγήσει στη συλλογή των φορτίων ομοειδών απαιτήσεων σε συγκεκριμένα κυκλώματα και στην ακόλουθη τροφοδότησή τους με την κατάλληλη ποιότητα ισχύος. Αντίστοιχα θα μπορούσε να οδηγήσει στον διαχωρισμό μερικών φορτίων στα συστατικά του τμήματα που διαφέρουν ως προς τις PQR απαιτήσεις. Κατ' αυτόν τον τρόπο, η παροχή ισχύος υψηλής ποιότητας και αξιοπιστίας τοπικά σε ευαίσθητα φορτία μπορεί να συνεπάγεται πιθανή μείωση του κοινωνικού βέλτιστου εξυπηρέτησης του δικτύου.

Σε γενικές γραμμές, τρεις άξονες, ενεργειακή αποδοτικότητα μέσω συμπαραγωγής-μειωμένες εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα- βελτιωμένη ποιότητα και αξιοπιστία ισχύος, είναι οδηγοί στην ανάπτυξη της αξιόπιστης διασπαρμένης παραγωγής. Παρόλα αυτά, πολλά άλλα πλεονεκτήματα προκύπτουν από την εκμετάλλευσή τους, όπως, μειωμένες απώλειες γραμμών και κοινωνικά χρηστή επέκταση του δικτύου.

Ενώ η εφαρμογή διανεμημένης αξιόπιστης παραγωγής είναι δυνητικά σε θέση να μειώσει την ανάγκη για επέκταση του παραδοσιακού συγκεντρωποιημένου συστήματος, ο έλεγχος ενός τεράστιου αριθμού διασπαρμένων πηγών αποτελεί πρόκληση μπορεί εν μέρει να αντιμετωπιστεί από την τεχνολογία του δικτύου. Αυτή η πρόκληση μπορεί εν μέρει να αντιμετωπιστεί από την τεχνολογία των μικροδικτύων, τα οποία συνίστανται σε οντότητες που συντονίζουν τις εκάστοτε πηγές ενέργειας σε ένα σταθερά πιο αποκεντρωμένο πλαίσιο. Η προδιαγραφείσα αυτή λειτουργία μειώνει το «βάρος» ελέγχου σχετικά με το δίκτυο και επιτρέπει στις μικροπηγές να αποδώσουν τα οφέλη τους στο μέγιστο.

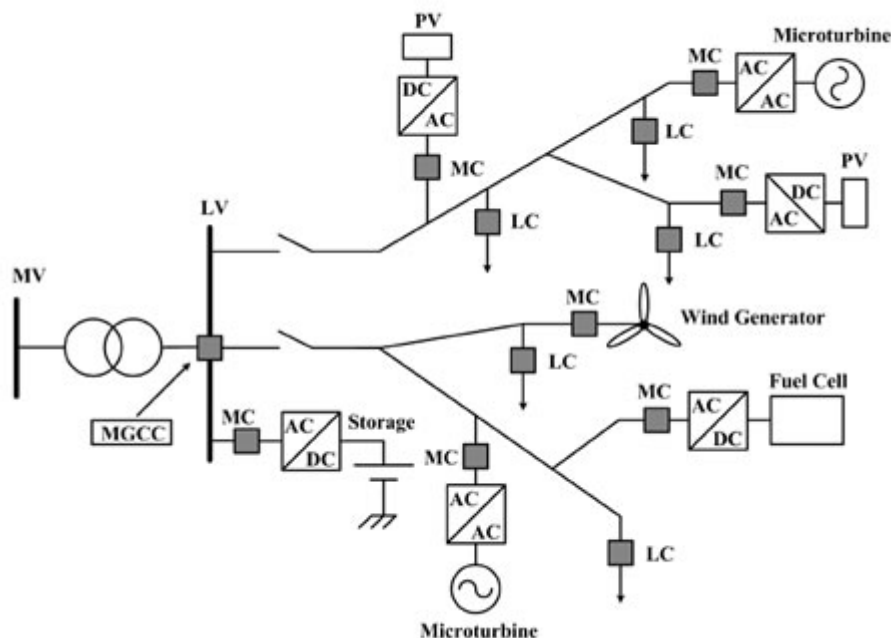
Για το λόγο αυτό τα μικροδίκτυα θεωρούνται βασικό χαρακτηριστικό των μελλοντικών ενεργών δικτύων διανομής αφού είναι σε θέση, αν συντονίζονται και λειτουργούν αποτελεσματικά, να εκμεταλλεύονται στο έπακρο τη διανεμημένη παραγωγή ελαχιστοποιώντας, σε βαθμό εξάλειψης, ενδεχόμενους κινδύνους από τη λειτουργίας τους.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2^ο:

ΔΟΜΗ ΚΑΙ ΕΛΕΓΧΟΣ ΕΝΟΣ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ

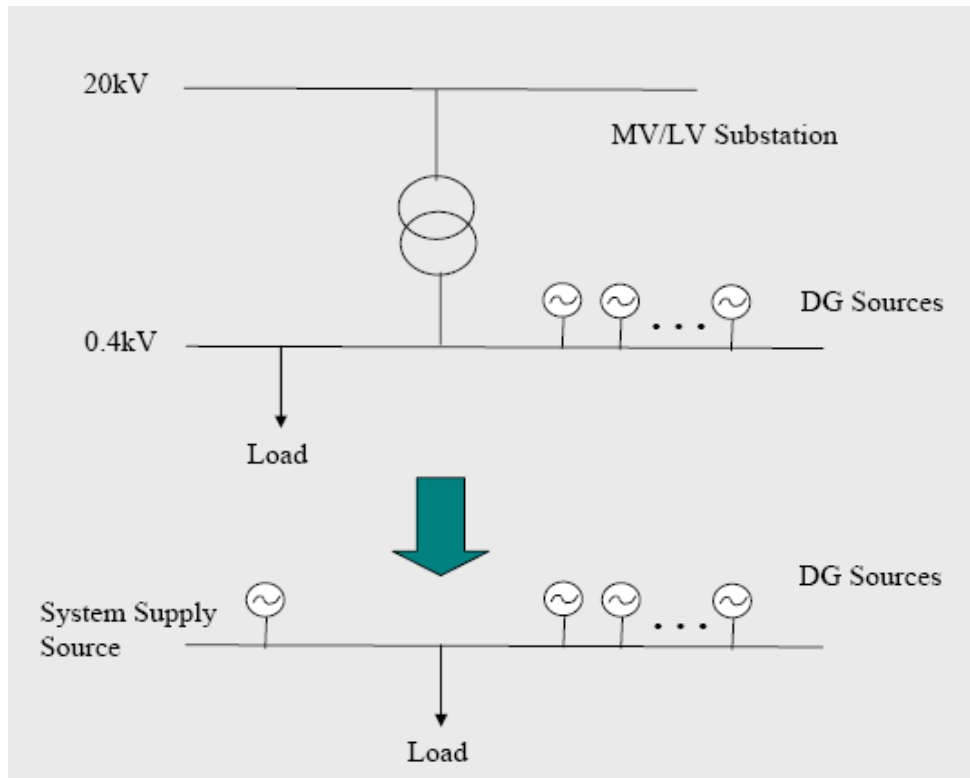
Γ.2.1. Δομή Μικροδικτύου

Η γενική δομή για ένα μικροδίκτυο και η θέση του σε σχέση με το σύστημα διαχείρισης των δικτύων διανομής (Distribution Management System) DMS, παρουσιάζεται στην παρακάτω εικόνα:



Εικόνα Γ.2.1. Τυπική δομή μικροδικτύου

Μια τέτοια διάρθρωση συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, όπως το μικροδίκτυο, αναμένεται να έχει μεγάλη διείσδυση σε σχετικά πυκνοκατοικημένες περιοχές στις οποίες οι όροι όχλησης είναι αυστηρότεροι σε σύγκριση με πιο απομακρυσμένες ή ήδη υπάρχουσες βιομηχανικές περιοχές. Επομένως σε αυτά τα δίκτυα αναμένεται σημαντική διείσδυση πηγών ενέργειας πιο φιλικών προς το περιβάλλον συγκρινόμενα με τις μεγάλες κεντρικές μονάδες ενός συστήματος, όπως για παράδειγμα τα BIPV (Building Integrated PhotoVoltaics). Αυτό βέβαια δε σημαίνει ότι στις αγροτικές περιοχές δεν μπορεί να γίνει διείσδυση τέτοιων δικτύων. Σε μία τέτοια περίπτωση μπορεί να επιτευχθεί η εκμετάλλευση των τοπικών πηγών ενέργειας, όπως είναι τα μικρά υδροηλεκτρικά ή η βιομάζα. Παρακάτω φαίνεται μία απλοποιημένη αναπαράσταση του μικροδικτύου:



Εικόνα Γ.2.2. Απλοποιημένη τοπολογία μικροδικτύου

Οι βασικές μονάδες που απαρτίζουν ένα μικροδίκτυο είναι:

1. Αντιστροφείς: Οι περισσότερες μικροπηγές του μικροδικτύου συνδέονται στο υπόλοιπο δίκτυο μέσω μετατροπών. Οι αυξημένες δυνατότητες που προσφέρουν οι σύγχρονοι αντιστροφείς καθιστούν δυνατό τον έλεγχο της παραγωγής ενεργού και αέργου ισχύος και κατά συνέπεια της τάσης και της συχνότητας σε απομονωμένη λειτουργία.

2. Μονάδες Αποθήκευσης: Το βασικό πρόβλημα της ηλεκτρικής ενέργειας είναι ότι δεν μπορεί να αποθηκευτεί εύκολα σε εκτεταμένη κλίμακα. Σχεδόν όλη η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας σήμερα είναι ταυτόχρονη με την παραγωγή της. Ωστόσο για την λειτουργία των μικροδικτύων, εφόσον αυτά περιλαμβάνουν μεγάλη παραγωγή από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, είναι ιδιαίτερα επιθυμητή η παρουσία μονάδων αποθήκευσης ενέργειας. Οι βασικές μονάδες αποθήκευσης είναι:

- Ηλεκτρικοί συσσωρευτές ή κοινώς μπαταρίες και κυρίως μπαταρίες μολύβδου οξέος, που αποτελούν μονάδες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας μετά την ηλεκτροχημική μετατροπή της.
- Μονάδες που λειτουργούν με πεπιεσμένο αέρα (Compressed Air Energy Storage, CAES), όπου ηλεκτρική ενέργεια χρησιμοποιείται για την συμπίεση ποσότητας αέρα η οποία στη συνέχεια κινώντας έναν στρόβιλο αναπαράγει την ηλεκτρική ενέργεια.
- Σφόνδυλοι (flywheels). Πρόκειται για διατάξεις όπου μέσω ενός κινητήρα – γεννήτριας μπορεί να γίνει αποθήκευση με την μορφή κινητικής ενέργειας σε μια στρεφόμενη μάζα.
- Υπεραγώγιμες διατάξεις. Εφαρμογές με διατάξεις που χρησιμοποιούν υγρό ήλιο είναι ήδη σε εμπορική εκμετάλλευση ενώ επίσης διατάξεις υγρού αζώτου αναμένονται στο άμεσο μέλλον.
- Διατάξεις άντλησης. Η ενέργεια που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές χρησιμοποιείται για άντληση νερού σε υψηλότερη υψομετρική

στάθμη. Κατόπιν ηλεκτρική ενέργεια παράγεται όταν ζητηθεί με έναν υδροστρόβιλο.

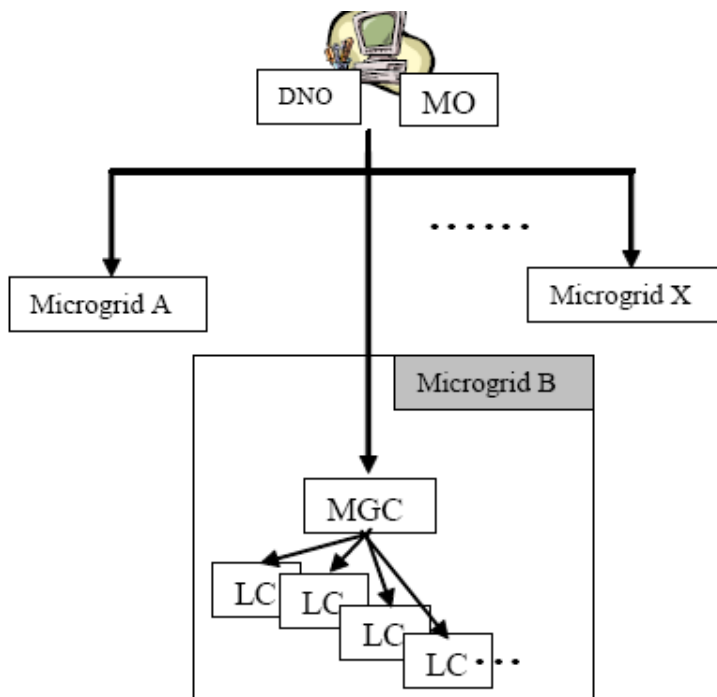
3. Μονάδες Ελέγχου: Για να μεγιστοποιηθούν τα οφέλη, το σύστημα ελέγχου του μικροδικτύου θα πρέπει να είναι σε θέση να προσφέρει τα ακόλουθα :

- Παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στα τοπικά φορτία.
- Συμμετοχή στις ενεργειακές αγορές με στόχο τη μείωση του λειτουργικού κόστους και την αύξηση των κερδών των ιδιοκτητών διεσπαρμένης παραγωγής.
- Κατά το δυνατόν αδιάλειπτη παροχή ενέργειας σε κρίσιμα φορτία.
- Συνεισφορά στη μείωση των ρύπων που οφείλονται στην τοπική ζήτηση.
- Παροχή βοηθητικών υπηρεσιών στο τοπικό δίκτυο διανομής όπως έλεγχος τάσης και αέργου ισχύος.
- Νησιδοποίηση και επανεκκίνηση του δικτύου μετά από σφάλμα στο ανάντη δίκτυο.

Ένα μικροδίκτυο θεωρείται ότι λειτουργεί ως τμήμα του δικτύου διανομής και μπορούν να διακριθούν τρία ιεραρχικά επίπεδα ελέγχου.

1. Διαχειριστής δικτύου διανομής (DNO) και Διαχειριστής Αγοράς (MO).
2. Κεντρικός ελεγκτής Μικροδικτύου (MGCC).
3. Τοπικοί ελεγκτές (LC), οι οποίοι διακρίνονται σε ελεγκτές μικροπηγών (EM) και ελεγκτές φορτίου (ΕΦ).

Γ.2.2. Αρχιτεκτονική Ελέγχου



Εικόνα Γ.2.3. Τα επίπεδα ελέγχου ενός μικροδικτύου

Ο DNO είναι υπεύθυνος για την τεχνική λειτουργία του συστήματος στην χαμηλή και μέση τάση. Στο κομμάτι αυτό του δικτύου μπορεί να υπάρχουν περισσότερα του ενός μικροδίκτυα. Ο διαχειριστής της αγοράς (Market Operator-MO) είναι υπεύθυνος για την λειτουργία της αγοράς ενέργειας στην συγκεκριμένη περιοχή του δικτύου

διανομής. Είναι προφανές ότι, ανάλογα με το μοντέλο της αγοράς ενέργειας, μπορεί να υπάρχουν περισσότεροι του ενός ΜΟ. Εντός ενός μικροδικτύου συνεπώς μπορεί να λειτουργεί μία αγορά και ένα σύνολο αρκετών μικρών τέτοιων αγορών θα διαπραγματεύονται με τον Διαχειριστή της αγοράς της περιοχής του.

Αυτές οι δύο οντότητες (DNO/MO) δεν ανήκουν στο Μικροδίκτυο αλλά αποτελούν τους εκπροσώπους του δικτύου με τους οποίους επικοινωνεί το κάθε Μικροδίκτυο Α έως Χ που ανήκει στο δίκτυο διανομής. Θα πρέπει να τονιστεί ότι παρά την αυτονομία του μικροδικτύου, εφόσον είναι συνδεδεμένο με το δίκτυο Μέσης Τάσης, θα πρέπει να διατίθεται ένα ελάχιστο επίπεδο συντονισμού με τους DNO/MO ώστε αυτοί να το αντιλαμβάνονται ως ένα ενιαίο φορτίο. Με την αύξηση της διείσδυσης αυτής της δομής ηλεκτρικού δικτύου στα δίκτυα διανομής η απαίτηση συντονισμού θα γίνεται ολοένα και πιο απαραίτητη.

Οι DNO/MO επικοινωνούν με το μικροδίκτυο μέσω του Κεντρικού ελεγκτή (Microgrid Central Controller –MGCC). Οι λειτουργίες του κεντρικού ελεγκτή του Μικροδικτύου (MGCC) μπορούν να εκτείνονται από την απλή εποπτεία και καταγραφή της ενεργού και αέργου ισχύος που παρέχει κάθε διασπαρμένη πηγή έως την πλήρη ευθύνη για την βελτιστοποίηση της λειτουργίας του μικροδικτύου με την αποστολή σημάτων ελέγχου για την παραγωγή των μικροπηγών και των φορτίων. Λεπτομέρειες για τη λειτουργία του MGCC και τις ακολουθούμενες πολιτικές διαχείρισης πηγών και φορτίων δίνονται ακολούθως.

Στο χαμηλότερο επίπεδο ελέγχου ανήκουν οι τοπικοί ελεγκτές - Local Controllers (LC). Οι τοπικοί ελεγκτές μπορούν να ελέγχουν μονάδες παραγωγής, οπότε και ονομάζονται Ελεγκτές Μονάδων (EM), συμπεριλαμβανομένων των μονάδων αποθήκευσης ενέργειας αλλά και κάποια από τα φορτία, οπότε ονομάζονται Ελεγκτές Φορτίου (ΕΦ). Ο Ελεγκτής Μονάδας εκμεταλλεύεται τις ολοένα και αυξανόμενες δυνατότητες των ηλεκτρονικών ισχύος της διασύνδεσης των μικροπηγών. Μπορεί να εμπλουτιστεί με διάφορους βαθμούς ευφυΐας, από την απλή ανταλλαγή πληροφοριών με τον κεντρικό ελεγκτή μέχρι την αυτόνομη λειτουργία κάθε μικροπηγής ειδικά εάν εφαρμόζεται αποκεντρωμένος έλεγχος.

Είναι σαφές ότι για να λειτουργήσει το μικροδίκτυο, είναι σημαντικό να εξισορροπηθούν με συντονισμένο τρόπο η προσφορά ισχύος από τις τοπικές διασπαρμένες μονάδες παραγωγής και από τη γραμμή διανομής Μέσης Τάσης με τη συνολική ζήτηση. Υπάρχουν διάφορες προσεγγίσεις που μπορούν να εφαρμοστούν, κυμαινόμενες από μια πλήρως αποκεντρωμένη προσέγγιση προς ένα κεντρικό έλεγχο ανάλογα με τις λειτουργίες του MGCC και των LCs.

Γ.2.2.1. Κεντρικός Έλεγχος Και Αρμοδιότητες Του MGCC

Στον κεντρικό έλεγχο, οι LC ακολουθούν τις εντολές του MGCC, όταν το μικροδίκτυο συνδέεται με το κυρίως δίκτυο, και έχουν την αυτονομία να εκτελέσουν τοπική βελτιστοποίηση της ενεργού και αέργου ισχύος κατά την απομονωμένη λειτουργία του μικροδικτύου. Η κύρια ευθύνη για τη μεγιστοποίηση της αξίας του μικροδικτύου και τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας του ανατίθεται στον MGCC.

Το προτεινόμενο σχήμα ροής πληροφορίας μεταξύ του MGCC και των τοπικών ελεγκτών σε ένα μικροδίκτυο παρουσιάζεται ως εξής:



Εικόνα Γ.2.4. Η ροή πληροφορίας μεταξύ του κεντρικού ελέγκτη και των τοπικών ελεγκτών σε ένα μικροδίκτυο.

Πιο συγκεκριμένα η λειτουργία του MGCC είναι η ακόλουθη: Κάθε m λεπτά, π.χ. 15 λεπτά, αποστέλλονται στον MGCC οι προσφορές κάθε μονάδας και κάθε φορτίου για την επόμενη ώρα σε διαστήματα m λεπτών, αντίστοιχα πάντοτε με την εκάστοτε υπό εφαρμογή πολιτική. Αυτές οι προσφορές είναι βασισμένες στις τιμές ενέργειας στην ελεύθερη αγορά, στην ανάγκη για παραγωγή θερμότητας παράλληλα με την παραγωγή ηλεκτρισμού, στο κόστος παραγωγής της μονάδας, στο επιδιωκόμενο ποσοστό κέρδους από τον ιδιοκτήτη της μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής ή από την αξία του φορτίου όπως την αντιλαμβάνεται ο καταναλωτής με χρονικό ορίζοντα προγραμματισμού το επόμενο διάστημα. Οι προσφορές των φορτίων ακολουθούν τους ίδιους κανόνες με εκείνους των πηγών δηλαδή κάθε m λεπτά υποβάλλουν προσφορές για την επόμενη ώρα σε βήματα των m λεπτών.

Ο MGCC προσπαθεί να βελτιστοποιήσει την οικονομική λειτουργία του μικροδικτύου βασιζόμενος στα ακόλουθα:

- Την ακολουθούμενη πολιτική αγοράς.
- Την ακολουθούμενη πολιτική προσφοράς φορτίων.
- Τις τιμές της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.
- Τα τεχνικά όρια των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής.
- Την πρόβλεψη φορτίου, αν κάτι τέτοιο απαιτείται.
- Την εκτίμηση παραγωγής από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας.
- Τους πιθανώς υπάρχοντες περιορισμούς ασφαλείας του δικτύου, όπως είναι π.χ. η ικανότητα της γραμμής διασύνδεσης.
- Τις προσφορές των μονάδων του μικροδικτύου.
- Τις προσφορές των καταναλωτών.
- Τους τυχόν περιορισμούς περιβαλλοντικής πολιτικής.
- Τα όρια παραγωγής για διατήρηση της τάσης.
- Το διεθνώς επικαθορισμένο Εμπόριο Ρύπων.
- Τη λειτουργία σε διασυνδεδεμένη ή νησιδοποιημένη λειτουργία.
- Το καθορισμένο ως βέλτιστο σενάριο λειτουργίας επιτυγχάνεται με τον έλεγχο των μικροπηγών και των ελέγξιμων φορτίων μέσα στο μικροδίκτυο με την αποστολή κατάλληλων σημάτων ελέγχου στους τοπικούς LCs, σήματα τα οποία περιέχουν :

- Τις τιμές της αγοράς.
- Τον αριθμό των προβλεπόμενων εν λειτουργία μονάδων.
- Τα σημεία λειτουργίας των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής όπου μπορεί να ελεγχθεί η έξοδος τους, π.χ. στην περίπτωση των μικροτουρμπίνων.
- Τα φορτία που θα εξυπηρετηθούν ή θα αποκοπούν.

Η διαδικασία αυτή λειτουργεί επαναληπτικά κάθε m λεπτά και για την επόμενη ώρα. Όσον αφορά στις τιμές της αγοράς, αυτές μπορούν να χρησιμοποιηθούν από τους τοπικούς ελεγκτές προκειμένου να προετοιμαστούν πιο κατάλληλα οι προσφορές τους στον MGCC για τα επόμενα διαστήματα. Για τέτοιου τύπου διασύνδεση και συντονισμό μεταξύ του MGCC και κάθε ενός από τους τοπικούς ελεγκτές, χρειάζεται αμφίδρομη επικοινωνία. Οι τοπικοί ελεγκτές στέλνουν την πληροφορία που απαιτείται από τον MGCC, σε μορφή .txt και .xml. Με όμοιο format αποστέλλεται η πληροφορία για τα σημεία λειτουργίας και για τις τιμές της αγοράς στους τοπικούς ελεγκτές. Η επικοινωνία μπορεί να γίνει είτε με την βοήθεια τηλεφωνικών γραμμών, φερέσυχων ή και ασύρματης επικοινωνίας, όπως οι τεχνολογίες GSM ή GPRS.

Για να μπορεί ο MGCC να επιτυγχάνει την κατά το δυνατόν βέλτιστη λειτουργία του μικροδικτύου, οι συναρτήσεις οι οποίες πρέπει να υλοποιούνται σε ένα τέτοιο σύστημα ελέγχου είναι σε γενικές γραμμές οι εξής:

- I. Πρόβλεψη φορτίου: Καθώς ο ορίζοντας βελτιστοποίησης είναι μερικές ώρες, μπορούν να χρησιμοποιηθούν απλές μέθοδοι όπως η persistent και η μέθοδος χρονοσειρών. Λόγω του μικρού αριθμών φορτίων το σφάλμα της πρόβλεψης αναμένεται να είναι σημαντικότερο από ότι στα μεγαλύτερα δίκτυα. Αν υπάρχουν προσφορές των φορτίων στον MGCC, τότε η ανάγκη για αλγορίθμους πρόβλεψης μειώνεται.
- II. Πρόβλεψη παραγωγής από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας: Λόγω του δεδομένου υψηλού κόστους για την πρόβλεψή τους, δεν αναμένεται να έχουμε αξιόπιστη μετεωρολογική πληροφορία σε τέτοιου βεληνεκούς τοπικό επίπεδο. Μπορούν να χρησιμοποιηθούν παρόμοιες με την πρόβλεψη φορτίου μέθοδοι, λόγω του μικρού διαστήματος βελτιστοποίησης και της διαρκούς ανανέωσης των μετρήσεων για την τρέχουσα παραγωγή. Μάλιστα οι μέθοδοι τύπου persistent, που θεωρούν ότι η παραγωγή στο επόμενο χρονικό διάστημα αναμένεται να είναι ίση με την παραγωγή της προηγούμενης χρονικής περιόδου, έχουν αρκετά ικανοποιητική επίδοση στις προβλέψεις, ιδιαίτερα στις περιπτώσεις αιολικής παραγωγής για τα μικρά διαστήματα που εξετάζονται.
- III. Πρόβλεψη θερμικών αναγκών: Στη Βόρεια κυρίως Ευρώπη αναμένεται σημαντικός αριθμός εγκαταστάσεων Συμπαραγωγής (CHP). Επομένως, η θερμική ζήτηση αναμένεται να μεταβάλλει τις προσφορές των παραγωγών αλλά και να επηρεάζει τη λειτουργία των μικροδικτύων. Αν ο τοπικός ελεγκτής διαχειρίζεται συνολικά τις ενεργειακές ανάγκες του μικροδικτύου, τέτοιου είδους διαδικασίες είναι απαραίτητες για την βελτιστοποίηση της λειτουργίας του. Η μεθοδολογία πρόβλεψης απαιτεί να εκτιμηθούν παράγοντες όπως είναι η θερμοκρασία. Ειδικότερα απαιτείται ο βαθμός συσχέτισης θερμικής ζήτησης με τη θερμοκρασία, την υγρασία, την ώρα της ημέρας, και τον τύπο της (καθημερινή/ σαββατοκύριακο), τις εποχιακές διακυμάνσεις της θερμοκρασίας αλλά και το είδους των θερμικών αναγκών της περιοχής.
- IV. Οικονομική λειτουργία: Αυτή είναι απαραίτητη προκειμένου να επιλεγούν οι οικονομικότερες προσφορές τόσο από τα φορτία όσο κυρίως από τις μονάδες παραγωγής. Χωρίζονται σε δύο κατηγορίες, τις ρουτίνες επιλογής Ένταξης των

Μονάδων παραγωγής- φορτίων (Unit Commitment) και της Οικονομικής Κατανομής (Economic Dispatch). Η πρώτη κατηγορία επιλέγει ποιες μονάδες είναι οικονομικά συμφέρον να λειτουργήσουν σε σχέση με την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας ενώ η οικονομική κατανομή αποφασίζει τα σημεία λειτουργίας αυτών των μονάδων. Αν οι προσφορές των μονάδων είναι της μορφής AX, όπου X η παραγωγή της κάθε μονάδας, η απόφαση εκφυλίζεται στην σύγκριση της παραμέτρου A με την τιμή της αγοράς και τις υπόλοιπες προσφορές των μονάδων. Σε διαφορετική περίπτωση χρησιμοποιούνται και οι δύο συναρτήσεις.

V. Εκτίμηση ασφάλειας: Η ειδοποιός διαφορά ενός μικροδικτύου από ένα σύνολο μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής είναι η ικανότητα για την κατά το δυνατόν αδιατάρακτη μετάβαση από τη διασυνδεδεμένη στη νησιδοποιημένη λειτουργία σε περίπτωση βλάβης του ανάντη δικτύου. Οι συναρτήσεις ασφαλείας έχουν ως στόχο να καθορίσουν ποιες μονάδες θα πρέπει να λειτουργούν ή ποια φορτία πρέπει να αποκοπούν προκειμένου να μπορούν να εξυπηρετηθούν τα κρίσιμα φορτία. Επομένως, οι συγκεκριμένες συναρτήσεις μπορούν να διακριθούν σε συναρτήσεις για την εκτίμηση της στατικής ασφάλειας του μικροδικτύου σε περίπτωση διαταραχής (steady state security) και σε συναρτήσεις on-line εκτίμησης της δυναμικής ασφάλειας. Οι τελευταίες με τη βοήθεια μεθόδων τεχνητής νοημοσύνης, όπως τα Νευρωνικά Δίκτυα και τα Δένδρα απόφασης συμβάλλουν στο να έχει δημιουργηθεί μια βάση γνώσης στον MGCC, ώστε να γνωρίζει τις ασφαλείς και ανασφαλείς καταστάσεις του μικροδικτύου στην περίπτωση διακοπής της διασύνδεσης. Με τη βοήθεια προσομοιώσεων της δυναμικής συμπεριφοράς του μικροδικτύου, δημιουργείται η βάση γνώσης σχετικά με τη λειτουργία των τοπικών μονάδων παραγωγής, τη φόρτιση του δικτύου και τα δυναμικά χαρακτηριστικά των πηγών του δικτύου. Με τον τρόπο αυτό, κάποια ξαφνική αλλαγή στη λειτουργική κατάσταση του μικροδικτύου μπορεί να αντιμετωπιστεί αποτελεσματικά και σύντομα ώστε να αποφευχθούν τυχούσες αποκλίσεις από την επιθυμητή συχνότητα και τάση λειτουργίας.

Ακόμα υλοποιούνται περαιτέρω Ειδικές Συναρτήσεις που χρησιμοποιούνται για τη διεκπεραίωση των παρακάτω στόχων:

1. Εκτίμηση της πιθανότητας να παραβιάζονται οι τάσεις σε κάποιο κόμβο από τη λειτουργία του μικροδικτύου ή από την παραγωγή κάποιας τοπικής μονάδας παραγωγής.
2. Μεταβολή της λειτουργίας του μικροδικτύου ώστε να ελαχιστοποιείται η συνολική ποσότητα των ρύπων που αποφεύγονται και να συμμετέχει το μικροδίκτυο στο εμπόριο ρύπων.
3. Βελτιστοποίηση της λειτουργίας σε επείγουσες καταστάσεις. Αυτές οι συναρτήσεις περιλαμβάνουν μεθόδους για την επίτευξη ελέγχου σε περιόδους όπου το δίκτυο λειτουργεί απομονωμένο από το ανάντη ευρισκόμενο δίκτυο ως ένα νησί. Σε αυτήν την ομάδα συναρτήσεων περιλαμβάνονται και οι συναρτήσεις black start του μικροδικτύου.
4. Ο βαθμός πολυπλοκότητας των επί μέρους συναρτήσεων για τον έλεγχο ενός μικροδικτύου είναι συνάρτηση του μεγέθους του και των αναμενόμενων κερδών που μπορούν να υπάρχουν από τη βελτίωση της επίδοσης των επί μέρους αλγορίθμων.

Γ.2.2.2. Πλήρως Αποκεντρωμένος Έλεγχος

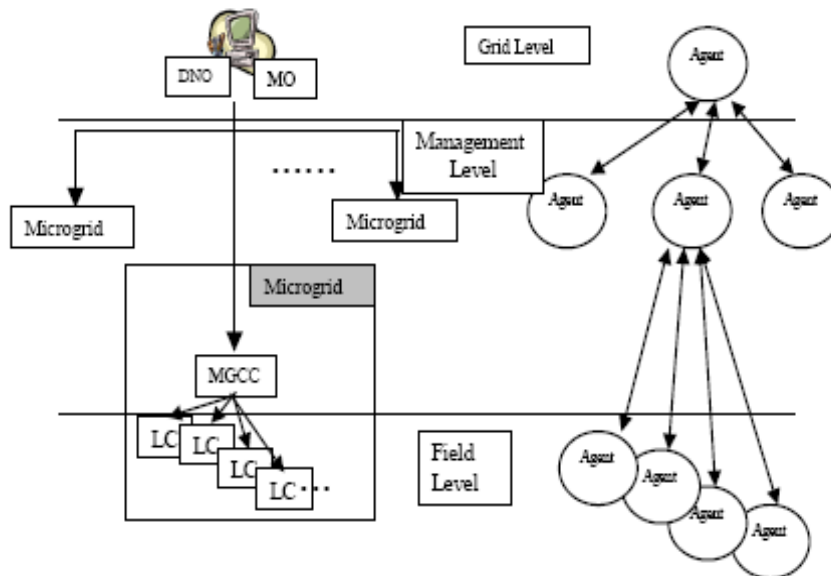
Η ιδέα είναι η απλοποίηση ενός πολύ σύνθετου προβλήματος με μεγάλο αριθμό μεταβλητών, όπως η βελτιστοποίηση της λειτουργίας ενός Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας με πολλές μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής. Γι' αυτό το πρόβλημα

διαίρειται σε πολλά επί μέρους προβλήματα τα οποία μπορούν να επιλυθούν το κάθε ένα ξεχωριστά, αξιοποιώντας την κατανεμημένη ευφυΐα που υπάρχει στις επί μέρους συνιστώσες ελέγχου.

Σε μια τέτοια μορφή ελέγχου επιδιώκεται η μέγιστη δυνατή αυτονομία των επί μέρους συνιστωσών ελέγχου. Έτσι για παράδειγμα, η κύρια ευθύνη για τον έλεγχο του μικροδικτύου, ανατίθεται στους τοπικούς ελεγκτές των μονάδων (EM), οι οποίοι συνεργάζονται ή ακόμη και ανταγωνίζονται για να μεγιστοποιήσουν την παραγωγή τους προκειμένου να ικανοποιηθεί η ζήτηση και να εξάγουν πιθανώς το μέγιστο ποσό ενέργειας στο δίκτυο Μέσης Τάσης λαμβάνοντας υπ' όψη τις τρέχουσες τιμές αγοράς. Υπό τέτοιες συνθήκες απαιτείται όχι μόνο ευφυΐα από τον κάθε ελεγκτή, αλλά και αυξημένες ικανότητες τοπικά, ώστε όλο το ελεγχόμενο δίκτυο να αποκτήσει ευφυΐα. Κατ' αυτόν τον τρόπο, θα μπορεί να επιτευχθεί όχι μόνο η τοπική βελτιστοποίηση αλλά και σύγκλιση σε μια πολύ ικανοποιητική λύση δεδομένων και αντικρουόμενων συμφερόντων που μπορούν να υπάρχουν σε ένα μικροδίκτυο.

Τα παραπάνω χαρακτηριστικά που επιζητούμε στον αποκεντρωμένο έλεγχο μπορούν να επιτευχθούν με τη χρήση ενός ευφυούς πολυπρακτορικού συστήματος (Multi Agent Systems-MAS). Η τεχνολογία MAS έχει ήδη χρησιμοποιηθεί σε αρκετές εφαρμογές των Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας και χρησιμοποιεί υψηλό επίπεδο γλώσσα επικοινωνίας με συγκεκριμένη σημειολογία ώστε να ανταλλάσσονται όχι μόνο πληροφορίες αλλά και γνώση μεταξύ των πρακτόρων. Η ανταλλαγή των πληροφοριών και οι διαδικασίες μάθησης συμβάλλουν ώστε να επιτευχθεί ο τελικός στόχος, που είναι ο έλεγχος της διαδικασίας για την οποία χρησιμοποιούνται οι πράκτορες. Η ευφυΐα που αποκτά κάθε πράκτορας, τόσο από την βάση γνώσης που διαθέτει, τις τεχνικές μάθησης, π.χ. ενισχυτική μάθηση (reinforcement learning), όσο κυρίως και από την επικοινωνία με τους γειτονικούς του πράκτορες, συμβάλλει στις μετέπειτα αποφάσεις του, που μπορούν να επηρεάζουν και όλο του το περιβάλλον. Μέσα από αυτή τη διαδικασία μάθησης και συνεχούς επικοινωνίας μπορεί να επιτευχθεί ένα σχεδόν βέλτιστο αποτέλεσμα ελέγχου.

Η αντιστοιχία μεταξύ της προσέγγισης των ευφυών πρακτόρων για τον έλεγχο του μικροδικτύου στα διάφορα επίπεδα ελέγχου και της αρχιτεκτονικής ελέγχου, παρουσιάζεται στο επόμενο σχηματικό διάγραμμα με τα τρία επίπεδα ελέγχου και την αντιστοιχισή τους με τα επίπεδα λειτουργίας του μικροδικτύου.



Εικόνα Γ.2.5. Αντιστοίχιση επιπέδων ελέγχου για το μικροδίκτυο και προσέγγισης με σύστημα MAS.

Στο ανώτερο επίπεδο ή επίπεδο δικτύου είναι το Δίκτυο Μέσης Τάσης και ο πράκτορας που χρησιμοποιείται είναι υπεύθυνος για την επικοινωνία μεταξύ του μικροδικτύου και των DNO/MO, ανταλλάσσοντας μηνύματα για τη λειτουργία της αγοράς ενέργειας. Στο ενδιάμεσο επίπεδο, το επίπεδο διαχείρισης, οι πράκτορες που συμμετέχουν είναι υπεύθυνοι για την οργανωμένη λειτουργία των ελεγκτών μονάδων παραγωγής και φορτίου, την συμμετοχή του κάθε μικροδικτύου στην αγορά ενέργειας αλλά και την πιθανή συνεργασία του μικροδικτύου με άλλα γειτονικά μικροδίκτυα. Σε αυτό το επίπεδο ένας πράκτορας είναι επιφορτισμένος με το έργο των διαπραγματεύσεων με τον MO. Οι προσφορές όμως των φορτίων και των μονάδων παραγωγής είναι έργο των πρακτόρων που βρίσκονται στο αμέσως παρακάτω επίπεδο, το επίπεδο Εφαρμογής ή Field level, το οποίο είναι και η ψυχή του πολύπρακτορικού συστήματος ελέγχου. Οι πράκτορες αυτοί είναι οι τοπικοί ελεγκτές LCs. Η λειτουργία ενός τέτοιου ελεγκτή απαιτεί δύο τμήματα. Το εξωτερικό παρέχει το περιβάλλον επικοινωνίας με το μικροδίκτυο το οποίο ανταλλάσσει σημεία λειτουργίας (set points), προσφορές και εντολές. Αυτό το τμήμα είναι κοινό ώστε να είναι εφικτή η προτυποποίηση της λειτουργίας ενός τέτοιου συστήματος και να υπάρχει κοινός κώδικας επικοινωνίας. Το εσωτερικό τμήμα είναι επιφορτισμένο με την μετάδοση των εντολών που λαμβάνει ο πράκτορας στην φυσική μονάδα που ελέγχεται, μονάδα παραγωγής ή φορτίο. Επίσης αυτοί οι πράκτορες θα πρέπει να είναι σε θέση να συνεργάζονται και να λαμβάνουν υπ' όψιν τους άλλους τοπικούς ελεγκτές και άλλα ευφυή τμήματα του μικροδικτύου.

Συνοπτικά χαρακτηριστικές εργασίες που θα πρέπει να μπορούν να επιτελούν οι πράκτορες σε κάθε επίπεδο είναι :

- Επίπεδο Εφαρμογής (Field Level): Έλεγχος ενεργού αέργου ισχύος, Διαχείριση μπαταριών, Έλεγχος Τάσης, Έλεγχος Συχνότητας, Λειτουργίες διακοπών κτλ.
- Ενδιάμεσο επίπεδο (Management Level): Συμμετοχή στην αγορά, Αποκοπή φορτίου, Καταγραφή και παρακολούθηση ζητημάτων ασφαλείας και ποιότητας ισχύος, Νησιδοποίηση και επανατροφοδότηση από το δίκτυο, Εκκίνηση μετά από Black out κτλ.

➤ Επίπεδο δικτύου (Grid level): Συμμετοχή στην αγορά, Αποφάσεις ζήτημάτων ασφαλείας και ποιότητας ισχύος.

Επιπρόσθετες απαιτήσεις για την ανάπτυξη αυτής της αρχιτεκτονικής, είναι να μην απαιτούνται σημαντικές αλλαγές στο λογισμικό ελέγχου εξαιτίας της αλλαγής προτεραιοτήτων και λειτουργιών στο μικροδίκτυο ή από την προσθήκη νέων συμμετεχόντων σε αυτό. Για να επιτευχθεί αυτό θα πρέπει οι πράκτορες να μπορούν να εκπαιδευτούν στα νέα αυτά μηνύματα που λαμβάνουν. Το έργο αυτό διευκολύνεται με την ανάπτυξη ελεγκτών στις τοπικές μονάδες παραγωγής με την μορφή 'plug and play' ώστε να επιτελούν πολυσύνθετες λειτουργίες με μεγαλύτερο βαθμό ευφυΐας από την απλή ανταλλαγή σημείων λειτουργίας. Ήδη η έρευνα κατευθύνεται στον τομέα της ανάπτυξης τέτοιων ελεγκτών και την ενσωμάτωση ευφυών ελεγκτών στις μονάδες παραγωγής και φορτίου. Ο τελικός στόχος είναι ο έλεγχος να είναι ακόμη ευκολότερος ανεξάρτητα από τον προμηθευτή του τοπικού ελεγκτή της μονάδας παραγωγής και να προσαρμόζεται η συσκευή που προστίθεται άμεσα στο περιβάλλον λειτουργίας.

Γ.2.2.3. Εφαρμογές Αποκεντρωμένου Και Κεντρικού Ελέγχου Λειτουργίας Μικροδικτύου

Και στις δύο προσεγγίσεις ελέγχου λειτουργίας του μικροδικτύου υπάρχει σημαντική αποκέντρωση συγκριτικά με το να δίνονται από κάποιο κεντρικό σημείο οδηγίες για κάθε μια από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής ενός Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας. Η διαφορά έγκειται στο βαθμό αποκέντρωσης που υπάρχει αλλά και στις δυνατότητες που είναι επιθυμητό να παρέχει ο MGCC. Ο αποκεντρωμένος έλεγχος μπορεί να συμβάλλει ώστε όταν οι χρήστες του μικροδικτύου επιθυμούν να επιτύχουν τη βελτιστοποίηση των δικών τους πόρων ή πολύ περισσότερο, όταν τα συμφέροντα ενός χρήστη Α έρχονται σε αντίθεση με τα συμφέροντα ενός χρήστη Β, να συγκλίνει ο έλεγχος σε μία εφικτή λύση που κατά το δυνατόν θα ικανοποιεί και τα συμφέροντα των δύο. Για παράδειγμα σε ένα δίκτυο με οικιακούς καταναλωτές ο ένας μπορεί να επιθυμεί να παράγει θερμότητα και να πουλήσει την περίσσεια ηλεκτρισμού ενώ κάποιος άλλος να έχει αυξημένες ανάγκες ηλεκτρισμού. Και οι δύο επιθυμούν να επιτύχουν το σκοπό τους με τον πλέον οικονομικό τρόπο, οπότε δε θα επιθυμούσαν να αλλάξει η παραγωγή τους από απομακρυσμένο σημείο και να μην μπορούν να πουλήσουν την περίσσεια της παραγωγής τους ή να αγοράσουν φθηνή ενέργεια.

Αυτός ο τρόπος λειτουργίας μπορεί να συμβάλλει, με την βοήθεια της αποκεντρωμένης ευφυΐας και την ενσωμάτωση ευφυών πρακτόρων σε μορφή 'plug and play' συσκευών, στο να έχει ο έλεγχος χαμηλότερο κόστος στο βαθμό που περισσότερες εταιρίες προσπαθούν να αναπτύξουν τέτοιου είδους προϊόντα. Από την άλλη, όταν ο στόχος των συμμετεχόντων είναι η μεταξύ τους συνεργασία ώστε να μειωθεί συνολικά το κόστος ικανοποίησης των θερμικών και ηλεκτρικών αναγκών τους, ο κεντρικός έλεγχος ο οποίος μπορεί να συμπεριλάβει και ειδικές συναρτήσεις, όπως είδαμε στην προηγούμενη παράγραφο, παρουσιάζει πλεονεκτήματα. Τέτοιο παράδειγμα είναι ένα βιομηχανικό μικροδίκτυο. Επίσης ομάδες θερμοκηπιακών καλλιεργητών θα επιθυμούσαν να συνεργαστούν ώστε να επιτύχουν μείωση των δαπανών για τη θέρμανση και τον ηλεκτρισμό τους. Σε τέτοιο περιβάλλον λειτουργίας αναμένονται οι τελικοί χρήστες να επιλέξουν πιο «κεντρική» φιλοσοφία λειτουργίας. Επιπρόσθετα, στο ανταγωνιστικό περιβάλλον της αγοράς είναι μάλλον απίθανο κάθε ένας μικρός καταναλωτής και κάτοχος πηγής διεσπαρμένης παραγωγής να μπορέσει με μικρή ισχύ να επιτύχει σημαντικά οφέλη σε σχέση με την οργανωμένη παρουσία πολλών μικρών παραγωγών διεσπαρμένης παραγωγής, οι οποίοι θα παρουσιάζονται ως μια οντότητα στην αγορά και θα μπορούσαν να

διαπραγματεύονται με ευνοϊκότερους όρους την ικανοποίηση των ενεργειακών τους αναγκών. Σε ένα τέτοιο περιβάλλον αναμένεται να διαδραματίσουν σημαντικό ρόλο εταιρίες που θα μπορούν να αναλάβουν τη λειτουργία αυτών των παραγωγών και θα έχουν και το κατάλληλο προσωπικό που θα δικαιολογούσαν «κεντρική» αντιμετώπιση του ελέγχου. Υπό τέτοιες συνθήκες οι τοπικοί ελεγκτές δε θα ήταν τίποτε άλλο από απλοί μεταβιβαστές εντολών χωρίς να υπάρχει ιδιαίτερη ανάγκη ευφυΐας, όπως στον αποκεντρωμένο έλεγχο του μικροδικτύου.

Επειδή στον κεντρικό έλεγχο είναι εφικτό να υπάρχουν περισσότερες πληροφορίες γνωστές στον κεντρικό ελεγκτή, σε αντίθεση με το τι γνωρίζει κάθε τοπικός ελεγκτής, και επειδή υπάρχει μεγαλύτερη υπολογιστική ισχύς, ο κεντρικός ελεγκτής μπορεί να υπολογίσει ένα βέλτιστο σετ αποφάσεων για την λειτουργία του μικροδικτύου. Η συνεργασία των τοπικών ελεγκτών μπορεί να επιτύχει αρκετά ικανοποιητικές λύσεις αλλά η λύση που επιτυγχάνεται είναι υπό-βέλτιστη. Υπάρχουν όμως προϋποθέσεις, που η λύση που επιτυγχάνεται να είναι η βέλτιστη και σε αποκεντρωμένο τρόπο λειτουργίας.

Οι προαναφερθείσες παρατηρήσεις συνοψίζονται στον κάτωθι πίνακα:

	Κεντρικός Έλεγχος	Αποκεντρωμένος Έλεγχος
Ιδιοκτησία Διεσπαρμένης Παραγωγής	Ένας ιδιοκτήτης ή συνεταιρισμένοι ιδιοκτήτες που φαίνονται ως οντότητα	Κατά κανόνα πολλοί ιδιοκτήτες
Στόχος Ελέγχου	Βελτιστοποίηση λειτουργίας ικανοποιώντας διάφορους περιορισμούς	Αβεβαιότητα για τις επιδιώξεις του κάθε χρήστη εκείνη τη στιγμή
Διαθεσιμότητα Προσωπικού Για Ειδικές Εργασίες π.χ. low level management	Συνηθισμένη	Σπάνια
Αλγόριθμοι Βελτιστοποίησης	Μπορούν να υλοποιηθούν και εξεζητημένοι αλγόριθμοι	Χρήση απλών αλγορίθμων προκειμένου να μειωθεί το κόστος ελέγχου
Εγκατάσταση Νέας Μονάδας ή Οντότητας	Χρήση προσωπικού για την εγκατάσταση επικοινωνιακών εφαρμογών και προσθήκη στον Κεντρικό Ελεγκτή	Η συσκευή αναμένεται να είναι 'plug and play'. Οι χρήστες θα προσαρμοστούν με διαδικασίες μάθησης στα νέα δεδομένα
Βέλτιστη Λύση	Επιτυγχάνεται	Στην συντριπτική τους πλειοψηφία υπό-βέλτιστες λύσεις
Συμμετοχή Στην Αγορά	Συνεργασία όλων των μονάδων	Πολύ συχνά υπάρχει ανταγωνισμός μεταξύ των μονάδων

Συμμετοχή Μικροδικτύου σε κρισιμότερες αποφάσεις ως τμήμα γενικού μοντέλου ελέγχου	Εφικτή	Μη εφικτή προς το παρόν
--	--------	-------------------------

ΠΙΝΑΚΑΣ 10: ΣΥΝΟΠΤΙΚΟΣ ΠΙΝΑΚΑΣ ΣΥΓΚΡΙΣΗΣ ΚΕΝΤΡΙΚΟΥ ΚΑΙ ΑΠΟΚΕΝΤΡΩΜΕΝΟΥ ΕΛΕΓΧΟΥ.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3^ο:

ΠΟΛΙΤΙΚΕΣ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗΣ ΤΟΥ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ ΣΤΗΝ ΑΓΟΡΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Γ.3.1. Εισαγωγή

Εντός του μικροδικτύου αναμένεται να λειτουργήσει μια μικρή αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, τουλάχιστον για τους παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίοι θα καταθέτουν τις προσφορές τους στον MGCC για την ισχύ που μπορούν να παράγουν και την τιμή της προσφοράς τους. Ο στόχος του MGCC είναι να βελτιστοποιήσει την οικονομική λειτουργία λαμβάνοντας υπόψη τεχνικούς περιορισμούς. Η βελτιστοποίηση μπορεί να είναι είτε ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής χωρίς ανταλλαγή με το δίκτυο, είτε μεγιστοποίηση των κερδών ενός διαχειριστή. Και στις δύο περιπτώσεις η κάθε μια από τις N μικροπηγές υποβάλλει πρόσφορα για την παραγωγή και πώληση ενεργού ισχύος, η οποία συμβολίζεται από την μεταβλητή $active_bid(x_i)$ όπου x_i η ενεργός παραγωγή της i μικροπηγής. Η πλήρης μορφή της συνάρτησης προσφοράς προκειμένου για συνεχή συνάρτηση κόστους δίνεται από την ακόλουθη συνάρτηση που είναι ίδια με την συνάρτηση των μονάδων που καταναλώνουν καύσιμο: $active_bid(x_i) = a_i \cdot x_i^2 + b_i \cdot x_i + c_i$.

Για τις μονάδες που καταναλώνουν καύσιμο ο όρος c_i αντιπροσωπεύει τον σταθερό όρο για την κατανάλωση καυσίμου συμπεριλαμβάνοντας και το κόστος εκκίνησης της μονάδας, όταν αυτή δεν λειτουργεί κατά τη διάρκεια της υποβολής της προσφοράς στον MGCC. Πιθανόν ο κάτοχος της μονάδας σε αυτήν την τιμή να προσθέτει και τμήμα του κόστους για την επένδυσή του στη διασπαρμένη παραγωγή.

Οι παράμετροι a_i και b_i αντιπροσωπεύουν το μεταβλητό κόστος παραγωγής για αυτές τις μονάδες. Όλες αυτές οι παράμετροι δίνονται σε μορφή χρηματικών μονάδων, ώστε να μπορεί με ευκολία να γίνει η σύγκριση με τις τιμές της αγοράς.

Για τις μονάδες ΑΠΕ, όπως οι ανεμογεννήτριες και τα φωτοβολταϊκά, η παραγωγή τους δεν μπορεί να ρυθμιστεί εξαρτώμενη μόνο από την διαθεσιμότητα ανέμου και ηλιοφάνειας, ενώ το κόστος λειτουργίας τους είναι αμελητέο. Πρακτικά μπορούν να λειτουργούν όποτε είναι εφικτό μειώνοντας το κόστος παραγωγής του συστήματος. Είναι πιθανό ο κάτοχός τους να υποβάλλει προσφορές της μορφής $active_bid(x_i)$

στον MGCC, όπου ο όρος b_i αντιπροσωπεύει την απαραίτητη αποζημίωση ανά παραγόμενη kWh ώστε να αποπληρωθεί η εγκατάσταση σε εύλογο χρονικό διάστημα.

Οι παράμετροι a_i και c_i μπορούν να συμπεριλαμβάνουν το κόστος για την αγορά της υποδομής τηλεπικοινωνιών και ελέγχου για την επίτευξη της οργανωμένης λειτουργίας του μικροδικτύου. Το κόστος αυτό αναμένεται να είναι σχετικά μικρό σε σχέση με το κόστος εγκατάστασης και λειτουργίας των μονάδων παραγωγής. Φυσικά οι παράμετροι της υποβολής προσφορών μπορούν να μεταβάλλονται από τους τοπικούς ελεγκτές ανάλογα με την πληροφορία που λαμβάνουν από τον MGCC και τυχόν τοπικές ανάγκες όπως η θέρμανση ή ψύξη του χώρου τους.

Στη συνέχεια παρουσιάζονται δυο πολιτικές που δύναται να υλοποιηθούν σε ένα μικροδίκτυο.

Γ.3.2. Η Πολιτική Του «Καλού Πολίτη» - Πολιτική 1η

Σύμφωνα με αυτήν την πολιτική ο στόχος της λειτουργίας του MGCC είναι η μείωση του συνολικού κόστους λειτουργίας του μικροδικτύου με τον περιορισμό ότι δεν θα εξάγει ενέργεια στο ανάντη δίκτυο. Η πολιτική αυτή αναφέρεται στην βιβλιογραφία ως “Good Citizen Policy”- ‘πολιτική του καλού πολίτη’ και η αιτιολόγηση είναι ότι το μικροδίκτυο σε περιόδους αιχμής για το δίκτυο, άρα και υψηλών τιμών αφού οι τιμές στο δίκτυο αντανακλούν την κατάσταση του, μειώνει την επιβάρυνση του δικτύου μειώνοντας τη «φαινόμενη» ζήτησή του.

Η μαθηματική διατύπωση του προβλήματος για αυτήν την πολιτική έχει ως εξής :

Κάθε χρονική περίοδο να γίνει ελαχιστοποίηση του συνάρτησης κόστους, δηλαδή της

$$\text{cost} = \sum_{i=1}^N \text{active_bid}(x_i) + AX$$

, όπου:

X, η ενεργός ισχύς που αγοράζεις από το δίκτυο

A, είναι οι τιμές αγοράς ενέργειας

Οι περιορισμοί του προβλήματος βελτιστοποίησης ομαδοποιούνται ως προς:

Τα τεχνικά χαρακτηριστικά των μικροπηγών, όπως π.χ. τα τεχνικά ελάχιστα και μέγιστα των μονάδων, και οι χρόνοι εκκίνησης, αν και σε αυτήν την περίπτωση είναι σχεδόν αμελητέοι.

Το ισοζύγιο ισχύος εντός του μικροδικτύου, που δίνεται από την σχέση

$$X + \sum_{i=1}^N x_i = P_demand$$

, όπου P_demand η ζήτηση ενεργού ισχύος,

Σε κάθε περίπτωση η τοπική παραγωγή θα πρέπει να είναι επαρκής όταν η ζήτηση υπερβαίνει τη συμβολαιοποιημένη με το ανάντη δίκτυο ή το τεχνικό όριο ισχύος διασύνδεσης που περιγράφεται από την μεταβλητή $ConnectionLineCapacity$. Αυτός ο περιορισμός περιγράφεται από την παρακάτω ανισότητα:

$$\sum_{i=1}^N x_i \geq \max\{0, P_demand - ConnectionLineCapacity\}$$

Η υλοποίηση μιας τέτοιας πολιτικής λειτουργίας αναμένεται να είναι επιλογή ενός συνεταιρισμού καταναλωτών, αγροτικών, βιοτεχνικών, ή κάποιου δήμου ο οποίος διαχειρίζεται τα κτίριά του ως μια ενιαία οντότητα, ή ακόμα κάποιου συγκροτήματος κατοικιών, π.χ. εργατικές κατοικίες, όπου ο κοινός στόχος είναι η μείωση του κόστους ενέργειας για τους τελικούς χρήστες και η ευελιξία που προσφέρει ένας μεγαλύτερος καταναλωτής στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

Γ.3.3. Η Πολιτική Του «Ιδανικού Πολίτη» - Πολιτική 2η

Σε αυτήν την πολιτική θεωρείται ότι ένας πάροχος ενεργειακών υπηρεσιών (Energy Service Provider) διαχειρίζεται τον MGCC προσπαθώντας να μεγιστοποιήσει τα κέρδη του, ανταλλάσσοντας ενέργεια με το δίκτυο και χρεώνοντας τους καταναλωτές μέσα στο μικροδίκτυο με τις τιμές της αγοράς. Αναγκαία προϋπόθεση είναι το ανάντη ευρισκόμενο δίκτυο να επιτρέπει την αμφίδρομη ροή ισχύος. Σε αυτήν την περίπτωση σε περιόδους υψηλών τιμών και αναλόγως των συνθηκών ενδέχεται να εγχέεται ισχύς στο ανάντη δίκτυο, οπότε το μικροδίκτυο είναι περισσότερο ενεργό από ότι στην προηγούμενη υπό-ενότητα. Σε μια τέτοια περίπτωση, η λειτουργία του μικροδικτύου προσομοιάζεται με τη συμπεριφορά του «ιδανικού» πολίτη, ο οποίος όχι μόνο δεν επιβαρύνει το δίκτυο διανομής με την ενεργειακή του συμπεριφορά αλλά επιπλέον το υποβοηθά στις περιόδους μεγάλης ζήτησης όχι απλά μειώνοντας την κατανάλωσή του αλλά παρέχοντας και ισχύ στις γειτονικές γραμμές ακόμη και αν δεν είναι μέλη του μικροδικτύου. Κατ' αυτόν τον τρόπο, πρωτίστως επωφελούνται οι καταναλωτές του μικροδικτύου, αλλά και οι γειτονικές του γραμμές αφού μειώνεται η συνολική ζήτηση στη συγκεκριμένη περιοχή.

Το πρόβλημα βελτιστοποίησης είναι η μεγιστοποίηση της παράστασης $Maximize\{Income - Expenses\} = Maximize\{Revenues\}$. Το έσοδα προέρχονται από την πώληση της ενεργού ισχύος τόσο στο δίκτυο Μέσης Τάσης όσο και στους καταναλωτές του μικροδικτύου. Αν η ζήτηση είναι υψηλότερη από την παραγωγή των μικροπηγών, τότε εγχέεται ισχύς από το δίκτυο και μεταπωλείται στους

καταναλωτές του μικροδικτύου. Αν η παραγωγή είναι μεγαλύτερη από τη ζήτηση τότε πωλείται ενέργεια στο δίκτυο και ο όρος X είναι ίσος με μηδέν στις επόμενες δύο εξισώσεις.

$$Income = AX + A \sum_{i=1}^N x_i$$

Ο όρος *expenses* περιλαμβάνει τα κόστη για την αγορά ενεργού ισχύος από το δίκτυο και την αποζημίωση των τοπικών παραγωγών, όπως διατυπώνεται και από την παρακάτω εξίσωση.

$$expenses = \sum_{i=1}^N active_bid(x_i) + AX$$

Ο MGCC πρέπει να μεγιστοποιήσει το μέγεθος Revenues με βάση μια εξίσωση:

$$Revenues = A \sum_{i=1}^N x_i - \sum_{i=1}^N active_bid(x_i)$$

Υπάρχει αλλαγή στο ισοζύγιο ισχύος σε σχέση με την αντίστοιχη εξίσωση στην περίπτωση όπου ακολουθείται η πολιτική του καλού πολίτη διότι πλέον μπορεί να ανταλλάσσεται ισχύς με το δίκτυο και συνεπώς μπορεί η παραγωγή των μικροπηγών να υπερβαίνει τη ζήτηση του μικροδικτύου. Πιο συγκεκριμένα θα πρέπει να ικανοποιείται ο περιορισμός που περιγράφεται παρακάτω:

$$X + \sum_{i=1}^N x_i \geq P_demand$$

Σε καμία περίπτωση όμως η παραγόμενη ισχύς από το μικροδίκτυο δεν πρέπει να παραβιάζει ούτε τη συμβολαιοποιημένη ούτε την τεχνικά εφικτή ισχύ που εγγέεται στο ανάντη δίκτυο. Οι λοιποί περιορισμοί που πρέπει να ικανοποιούνται είναι ίδιοι με εκείνους που διατυπώνονται για την πολιτική του καλού πολίτη.

$$\sum_{i=1}^N x_i \leq P_demand + ConnectionLineCapacity$$

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4^ο:

DEMAND SIDE BIDDING

Γ.4.1. Εισαγωγή

Η διαδικασία της προσφοράς κινήτρων ώστε οι καταναλωτές να αλλάξουν τη μορφή της ζήτησής τους με σκοπό τη μείωση της αιχμής ενός συστήματος, αποτελεί μια συνηθισμένη πρακτική για τη διαχείριση της ζήτησης. Για εφαρμογές διεσπαρμένης παραγωγής ένα σχετικό πείραμα διαχείρισης της ζήτησης πραγματοποιήθηκε στα πλαίσια του Προγράμματος DISPOWER στο οικολογικό συγκρότημα κατοικιών Stutense στο Mannheim με τίτλο ‘Washing with the sun’. Οι κάτοικοι ενημερώνονταν με SMS, για την ύπαρξη πλεονάσματος φωτοβολταϊκής παραγωγής, ώστε να προγραμματίσουν στις συγκεκριμένες ώρες το πλύσιμο και άλλες ενεργοβόρες δραστηριότητες τους. Οι καταναλωτές που ανταποκρίνονταν λάμβαναν ένα υψηλό bonus της τάξης των $50 \text{euros}/kWh$. Με αυτόν τον τρόπο μειώθηκε σημαντικά η αιχμή και μετακινήθηκε η τυπική καμπύλη ζήτησης των κατοικιών από τη νυχτερινή αιχμή προς τις ώρες της ημέρας που υπήρχε ηλιοφάνεια.

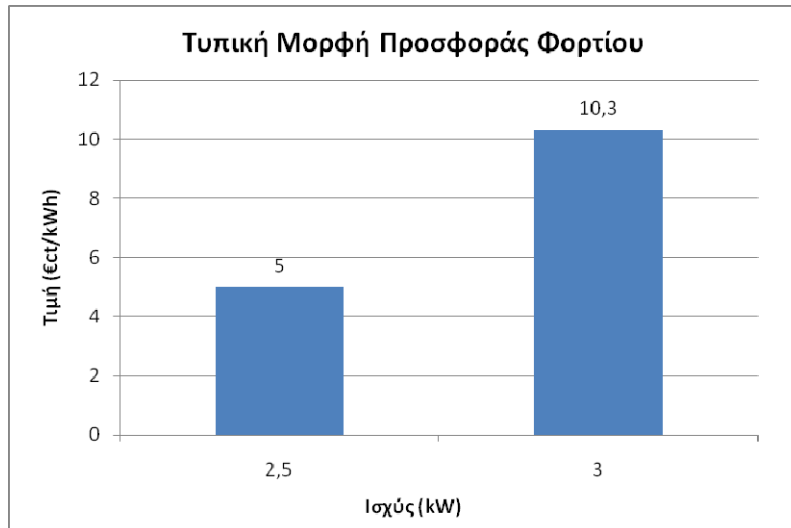
Στο πλαίσιο του ελέγχου ενός μικροδικτύου, εξετάστηκε η περίπτωση όπου, εκτός από τους ιδιοκτήτες των μονάδων, και οι καταναλωτές του μικροδικτύου θα μπορούν να υποβάλλουν προσφορές στον MGCC για την ικανοποίηση της ζήτησής τους ή για τη μείωση της κατανάλωσής τους, απολαμβάνοντας κάποιο όφελος.

Κάθε καταναλωτής μπορεί να έχει υψηλής και χαμηλής προτεραιότητας φορτία, τα οποία επιθυμεί να τροφοδοτηθούν. Σε ομαλές συνθήκες ο καταναλωτής επιθυμεί να εξυπηρετήσει το σύνολο των φορτίων του. Σε περιόδους υψηλών τιμών, για να αποφύγει την υψηλή χρέωση, πιθανόν να επιθυμούσε κάποια φορτία να μεταθέσουν τη λειτουργία τους σε κάποια άλλη χρονική στιγμή (shift) ή ακόμα να μην λειτουργήσουν καθόλου (curtailment). Όμοια σε περιόδους στις οποίες το ανάντη δίκτυο είναι ιδιαίτερα φορτισμένο ή το μικροδίκτυο προσπαθήσει να λειτουργεί απομονωμένο, τότε η μη εξυπηρέτηση κάποιων φορτίων μπορεί να συμβάλλει ή ακόμη να είναι και αναγκαία ώστε η διαθέσιμη ισχύς από τις τοπικές μονάδες παραγωγής να επαρκεί για την ικανοποίηση των υψηλής προτεραιότητας φορτίων.

Ακολουθώς περιγράφονται δύο παραλλαγές για την μορφή προσφορών από φορτία:

- Τα φορτία ενημερώνουν για την ισχύ που θέλουν να εξυπηρετηθεί και την τιμή πάνω από την οποία θα ήθελαν να μην εξυπηρετηθεί η ισχύς που δηλώνουν.
- Τα φορτία ενημερώνουν για την ισχύ την οποία θα ήθελαν να αποκοπεί αν αποζημιώνονταν σε συγκεκριμένη τιμή που προτείνουν.

Μία τυπική μορφή προσφοράς καταναλωτή δίνεται στο κάτωθι διάγραμμα. Οι τιμές αυτές αντικατοπτρίζουν το ενδιαφέρον του καταναλωτή να εξυπηρετηθούν τα φορτία αυτά. Όσο πιο υψηλή η τιμή τόσο μεγαλύτερη είναι η «θυσία» που κάνει.



Εικόνα Γ.4.1. Τυπική μορφή προσφοράς καταναλωτή.

Ανεξάρτητα από την παραλλαγή για την προσφορά του φορτίου που ακολουθείται, ο MGCC:

- Ενημερώνει τους καταναλωτές για τις τιμές ελεύθερης αγοράς.
- Δέχεται τις προσφορές από τους καταναλωτές.
- Στέλνει σήματα στους (ΕΦ) σύμφωνα με την έκβαση της ρουτίνας βελτιστοποίησης σχετικά με το ποιά φορτία θα συνδεθούν ή ποιά φορτία θα αποκοπούν.

Η γνώση των τιμών της αγοράς βοηθάει τους καταναλωτές στην προετοιμασία των προσφορών τους. Αυτές οι τιμές αν ακολουθείται η πολιτική του «καλού πολίτη» αντιστοιχούν στη μέγιστη τιμή που οι τελικοί χρήστες αναμένεται να χρεωθούν, αν αγνοήσουμε τυχόν περιορισμούς ασφαλείας.

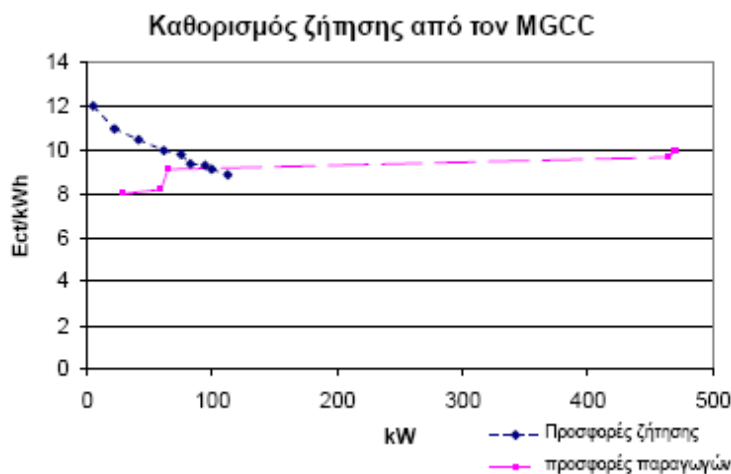
Γ.4.2. Η Πολιτική Της Προσφοράς Φορτίων Προς Σύνδεση – Παραλλαγή Α

Σύμφωνα με αυτήν την πολιτική οι καταναλωτές κάνουν προσφορές φορτίου με την μορφή της Εικόνας Γ.4.1. Στο συγκεκριμένο παράδειγμα ο καταναλωτής δηλώνει ότι η ολική του ζήτηση αναμένεται για την επόμενη περίοδο ελέγχου να είναι $5.5kW = 2.5kW + 3kW$ και προσφέρει μια χαμηλή τιμή για τα «χαμηλής» προτεραιότητας φορτία και υψηλότερη για τα «υψηλής». Έστω επί παραδείγματι ότι, στη βάση του παραπάνω διαγράμματος ζήτησης και κοστολόγησης, δηλώνεται ότι ο καταναλωτής επιθυμεί να εξυπηρετηθεί το φορτίο των $2.5kW$, όταν η τιμή είναι μικρότερη από $5 \text{ euros}/kWh$, ενώ για τα υπόλοιπα φορτία των $3kW$ αν η τιμή είναι μεγαλύτερη από $10.3 \text{ euros}/kWh$, δεν επιθυμεί την εξυπηρέτηση της ζήτησης αυτής.

Στη συνέχεια ο MGCC συγκεντρώνει τις προσφορές φορτίων και παραγωγών συμπεριλαμβανομένου του δικτύου (τιμές αγοράς). Κατατάσσει τις προσφορές των φορτίων σε φθίνουσα σειρά τιμής σύνδεσης και τις προσφορές των παραγωγών σε αύξουσα σειρά και στη συνέχεια βρίσκει το σημείο τομής της καμπύλης προσφοράς και ζήτησης όπως συμβαίνει γενικά για οποιοδήποτε αγαθό. Έτσι υπολογίζεται πόση θα είναι η παραγωγή της κάθε μιας μονάδας και πόσο το αποκοπτόμενο φορτίο για την επόμενη περίοδο της βελτιστοποίησης.

Με την παραλλαγή αυτή δεν απαιτείται πρόβλεψη φορτίου, αφού οι καταναλωτές δηλώνουν εκ των προτέρων τη ζήτησή τους. Στο συγκεκριμένο παράδειγμα η τελική

ζήτηση, όπως προκύπτει από το παρακάτω διάγραμμα, για όλο το μικροδίκτυο είναι 106kW.



Εικόνα Γ.4.2. Η μορφή της προσφοράς φορτίου και το φορτίο που πρέπει να ικανοποιήσει ο MGCC.

Γ.4.3. Η Πολιτική Της Προσφοράς Φορτίων Προς Αποκοπή – Παραλλαγή Β

Σε αυτήν την παραλλαγή οι προσφορές δίνονται για φορτία που πρόκειται να αποκοπούν με την προϋπόθεση ότι οι καταναλωτές θα αποζημιωθούν για την απώλεια με μια συγκεκριμένη τιμή στον MGCC που να αντιπροσωπεύει την αξία της απώλειάς τους.

Σε αυτήν την παραλλαγή διαχείρισης φορτίου, δίνεται η δυνατότητα στον MGCC να αποκόψει φορτία τα οποία είναι συνδεδεμένα, όταν η προσφορά των φορτίων είναι οικονομικότερη από την τιμή αγοράς ενέργειας, από κάποια τοπική μονάδα παραγωγής ή από το δίκτυο. Το φορτίο σε μία τέτοια περίπτωση αντιμετωπίζεται ως μία μονάδα «αρνητικής» παραγωγής αφού μειώνει τη συνολική ζήτηση του μικροδικτύου. Σε αυτήν την περίπτωση ο MGCC γνωρίζει την αναμενόμενη κατανάλωση από ένα πρόγραμμα πρόβλεψης φορτίου, και ανάλογα με τις προσφορές φορτίου και παραγωγών αποφασίζει ποια φορτία θα αποκόψει και ποιες μονάδες παραγωγής θα παράγουν. Γνωρίζει την τρέχουσα συνολική ζήτηση του μικροδικτύου και αποστέλλει σήματα διακοπής ενέργειας στους LCs, όταν αυτό είναι οικονομικά συμφέρον.

Για το προαναφερθέν παράδειγμα, βάση της Εικόνας Γ.4.1, ο καταναλωτής δηλώνει ότι δέχεται να αποκοπούν 2.5kW αν αποζημιωθεί στην τιμή $5 \text{euros}/\text{kWh}$ και 3kW επιπλέον αν αποζημιωθεί για αυτά στην τιμή των $10.3 \text{euros}/\text{kWh}$.

Η αποζημίωση του καταναλωτή, $load_bid(y_j)$, προστίθεται στο λειτουργικό κόστος για το πρόβλημα βελτιστοποίησης. Ο όρος y_j αναφέρεται στην τιμή της ισχύος της προσφοράς του φορτίου j από τα L φορτία που υποβάλλουν προσφορές και ο όρος $load_bid(y_j)$ αναπαριστά την αποζημίωση του καταναλωτή.

Συνεπώς, ο MGCC λαμβάνοντας υπ' όψιν τα δεδομένα προσφορών φορτίων-παραγωγών και συνολικής ζήτησης είτε από τις προσφορές των φορτίων είτε από κάποιο πρόγραμμα πρόβλεψης φορτίου προσπαθεί να ικανοποιήσει τη ζήτηση του μικροδικτύου. Για την πολιτική του «καλού πολίτη», οι εξισώσεις κόστους και ισοζυγίου ενέργειας μεταβάλλονται, ως εξής:

$$\text{cost} = \sum_{i=1}^N \text{active_bid}(x_i) + AX + \sum_{j=1}^L \text{load_bid}(y_j)$$

$$X + \sum_{i=1}^N x_i + \sum_{j=1}^L y_j = P_demand$$

Αντίστοιχα, για την πολιτική του «ιδανικού» πολίτη αυξάνονται τα έξοδα του διαχειριστή σύμφωνα με την εξίσωση:

$$\text{expenses} = \sum_{i=1}^N \text{active_bid}(x_i) + AX + \sum_{j=1}^L \text{load_bid}(y_j)$$

Αντίστοιχα τα έσοδα –κέρδη του διαχειριστή και το ισοζύγιο ισχύος μεταβάλλεται σύμφωνα με τις εξισώσεις:

$$\text{Revenues} = A \sum_{i=1}^N x_i - \sum_{i=1}^N \text{active_bid}(x_i) - \sum_{j=1}^L \text{load_bid}(y_j)$$

$$X + \sum_{i=1}^N x_i + \sum_{j=1}^L y_j \geq P_demand$$

Είναι φανερό ότι για την πολιτική 2, αν αποκοπεί φορτίο, τα κέρδη για τον πάροχο μειώνονται, επειδή όχι μόνο δεν πουλάει ενέργεια στον καταναλωτή στον οποίο αποκόπτεται μέρος του φορτίου του, αλλά θα πρέπει να «αγοράσει» το δικαίωμα από τον καταναλωτή αυτό προκειμένου να πουλήσει την ενέργεια στο ανάντη δίκτυο. Συμπερασματικά, προκύπτει ότι στην πολιτική 2, δεν είναι συμφέρον να αποδεχθεί προσφορές φορτίων από την Παραλλαγή Β, εκτός αν συντρέχουν λόγοι διασφάλισης της στατικής ασφάλειας του δικτύου.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5^ο:

STEADY STATE SECURITY

Κατά την βελτιστοποίηση της λειτουργίας μικροδικτύου όταν πρέπει να ικανοποιούνται περιορισμοί στατικής ασφάλειας και υπάρχει πολιτική προσφοράς φορτίων, ένα κομβικό σημείο είναι η εξέταση για το εάν είναι εφικτή ή όχι η ικανοποίηση συγκεκριμένου ποσοστού της ζήτησης από τη διαθέσιμη ικανότητα παραγωγής των τοπικών μονάδων παραγωγής, ώστε όταν διακοπεί η τροφοδοσία από το δίκτυο της μέσης τάσης αυτό το ποσοστό ζήτησης, το οποίο στη συνέχεια θα ονομάζεται κρίσιμο φορτίο να μπορεί να ικανοποιηθεί από τις τοπικές πηγές. Στην διαδικασία ένταξης μονάδων συμμετέχουν οι τοπικές πηγές, το δίκτυο και οι προσφορές των φορτίων.

Το κρίσιμο φορτίο είναι ίσο με το άθροισμα των υψηλής προτεραιότητας φορτίων. Με αυτόν τον τρόπο αυτά τα φορτία μπορούν να εξυπηρετηθούν σε περίπτωση απώλειας σύνδεσης με το δίκτυο για όσο χρόνο χρειάζεται για την εκκίνηση επιπλέον μονάδας για την εξυπηρέτηση μεγαλύτερου μέρους του φορτίου. Έτσι οι προσφορές των φορτίων μπορεί να είναι είτε για την αποκοπή του φορτίου σε κανονική λειτουργία, είτε για την αποκοπή του φορτίου σε περίπτωση διακοπής της διασύνδεσης.

Η νέα ζήτηση που προκύπτει μετά από τη διακοπή των μη κρίσιμων φορτίων είναι εκείνη που θα κατανεμηθεί με αυστηρά οικονομικά κριτήρια και τον περιορισμό των μεγίστων και ελαχίστων των μονάδων. Αν υπάρχει περιορισμός στατικής ασφάλειας οι τοπικές μονάδες παραγωγής είναι εκείνες που θα πρέπει να ενταχθούν ώστε να μπορούν να ικανοποιήσουν τη ζήτηση σε περίπτωση διακοπής της τροφοδοσίας από το ανάντη δίκτυο. Η λειτουργία τους θα είναι τουλάχιστον στο τεχνικό τους ελάχιστο ή στο σημείο λειτουργίας στο οποίο θα μπορέσει δυναμικά το σύστημα να ανταποκριθεί στην αλλαγή της κατάστασης από διασυνδεδεμένη σε απομονωμένη λειτουργία.

Με αυτόν τον περιορισμό στατικής ασφάλειας υπάρχει σοβαρό ενδεχόμενο να λειτουργούν μικροπηγές κατά περιόδους τις οποίες δεν είναι οικονομικά συμφέρουσες για το μικροδίκτυο. Το γεγονός αυτό αυξάνει το συνολικό κόστος ενέργειας για το μικροδίκτυο αλλά αυξάνει την αξιοπιστία της τροφοδοσίας των «κρίσιμων» φορτίων. Πολύ ενδιαφέροντα είναι τα αποτελέσματα όταν υπάρχει συμμετοχή των φορτίων, οπότε και τα φορτία μειώνουν τη συνολική απαίτηση σε παραγόμενη ισχύ από τις μικροπηγές.

Αν δεν ληφθούν υπ' όψιν οι προσφορές των φορτίων τότε ο χρήστης ενημερώνεται για το ποιες ώρες το μικροδίκτυο έχει επαρκή ισχύ για να ικανοποιήσει τη ζήτηση του και ποιες όχι. Σε περίπτωση όπου δεν είναι εφικτό το δίκτυο να είναι ασφαλές, επιλέγεται ο οικονομικότερος τρόπος κάλυψης της ζήτησης.

Αν υπάρχει συμμετοχή των φορτίων, τότε ο MGCC προσπαθεί να διαθέτει ικανοποιητική ισχύ ώστε να ικανοποιείται η ζήτηση από τα κρίσιμα φορτία. Σε μία τέτοια περίπτωση, υπάρχει ενημέρωση για πόση ισχύ συνολικά και πόση από τα κρίσιμα φορτία πρόκειται να αποκοπεί σε περίπτωση βλάβης του ανάντη δικτύου. Αν δεν είναι εφικτό να ικανοποιηθεί η ζήτηση των κρίσιμων φορτίων, τότε η λειτουργία του μικροδικτύου γίνεται με αποκλειστικά οικονομικό τρόπο.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6^ο:

ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ

Γ.6.1. Εισαγωγή

Μέσα σε ένα μικροδίκτυο πάντα επιλύεται το πρόβλημα οικονομικού προγραμματισμού. Οι συναρτήσεις οικονομικής λειτουργίας καθορίζουν τις προσφορές των μονάδων που θα γίνουν αποδεκτές. Επίσης καθορίζουν την παραγωγή των μικροπηγών των οποίων η έξοδος μπορεί να ρυθμιστεί ή αποφασίζουν αν οι μονάδες με διακριτές καταστάσεις λειτουργίας ON/OFF θα λειτουργήσουν ή όχι, καθώς και το αν θα αποκοπούν κάποια από τα φορτία που υποβάλλουν προσφορές. Όλα αυτά πραγματοποιούνται σύμφωνα με τις πολιτικές βάσει των οποίων προδιαγράφεται η λειτουργία τους. Για τον υπολογισμό αυτών των εξόδων θα πρέπει να λαμβάνεται υπ' όψιν και οποιαδήποτε από τις παροχές που οι χρήστες του μικροδικτύου θα ήθελαν να τους παρέχεται, όπως η εξασφάλιση στατικής ασφάλειας, διατήρησης τάσεων σε συγκεκριμένα επίπεδα αλλά και οι πολιτικές για την περιβαλλοντικά φιλική λειτουργία του μικροδικτύου.

Γ.6.2. Ένταξη Μονάδων (Unit Commitment)

Η διαδικασία της ένταξης μονάδων απαρτίζεται από τα παρακάτω βήματα.

1. Υπολογίζεται η μέγιστη και ελάχιστη ικανότητα των μονάδων παραγωγής είτε όπως δηλώνεται από τις προσφορές τους είτε από το μοντέλο πρόβλεψης παραγωγής αν πρόκειται για μονάδες ΑΠΕ είτε ως στατικά χαρακτηριστικά γνωστά στον MGCC.
2. Λαμβάνονται ως είσοδοι οι τιμές της αγοράς. Το ανάντη δίκτυο- εξωτερική αγορά θεωρείται μια «ιδεατή» μεγάλη γεννήτρια με μέγιστη ικανότητα παραγωγής που καθορίζεται από το όριο μεταφερόμενης ισχύος της διασύνδεσης. Επομένως, ο αριθμός των μονάδων ο οποίος λαμβάνεται υπ' όψιν στην διαδικασία επιλογής των μονάδων είναι όσες οι μικροπηγές που υποβάλλουν προσφορές συν μία.
3. Λαμβάνονται υπ' όψιν οι προσφορές των φορτίων. Αν αυτά πρόκειται να αποζημιωθούν, θεωρούνται ως μονάδες παραγωγής με ισχύ την ισχύ της αποκοπής και τιμή φορτίου την τιμή που προσφέρονται για αποκοπή.
4. Λαμβάνεται υπ' όψιν η ικανοποίηση των περιορισμών στατικής ασφάλειας (steady state security), των περιορισμών τάσης για την υποχρεωτική ένταξη τοπικών μονάδων ή τον περιορισμό ισχύος τους. Τυχόν μεταβολές στο κόστος που επέρχονται από τη συμμετοχή του μικροδικτύου στο εμπόριο ρύπων συνυπολογίζονται επίσης.
5. Κατόπιν επιλύεται το μαθηματικό πρόβλημα. Για την επίλυση του προβλήματος αυτού υπάρχουν μια σειρά από μεθοδολογίες βελτιστοποίησης που μπορούν να χρησιμοποιηθούν.

Συνήθως όμως οι προσφορές φορτίων και παραγωγών αναμένονται να είναι απλές γραμμικές συναρτήσεις χωρίς καν σταθερό όρο, οπότε μπορούν και να χρησιμοποιηθούν λιγότερο απαιτητικές υπολογιστικά μέθοδοι. Τότε η επιλογή των μονάδων δεν είναι τίποτα άλλο από μια απλή ταξινόμηση της λίστας προτεραιότητας που περιλαμβάνει τόσο τις προσφορές των φορτίων όσο και των παραγωγών.

Για την πολιτική 1, η ένταξη των μονάδων ολοκληρώνεται μόλις η ζήτηση του μικροδικτύου μπορεί να ικανοποιηθεί, ώστε να μην πωλείται ενέργεια πλέον στο

$$X + \sum_{i=1}^N x_i + \sum_{y=i}^L y_i = P_demand$$

δίκτυο και να ικανοποιηθεί ο περιορισμός . Για την πολιτική 2, η διαδικασία επιλογής των μονάδων ολοκληρώνεται όταν η μονάδα που πρόκειται να ενταχθεί είναι το δίκτυο. Αν οι προσφορές των τοπικών μονάδων με κόστος μικρότερο του δικτύου υπερκαλύπτουν τη ζήτηση, τότε μόλις το δίκτυο γίνει η οικονομικότερη μονάδα, η διαδικασία επιλογής μονάδων σταματά αφού δεν μπορεί να αγοραστεί ενέργεια από το δίκτυο και ταυτόχρονα να πωληθεί ενέργεια σε αυτό. Σε μια τέτοια περίπτωση το μικροδίκτυο δρα ως παραγωγός ενέργειας. Σε αντίθετη

περίπτωση, το δίκτυο συμβάλλει έτσι ώστε να ικανοποιηθεί η ζήτηση, η σχέση

$$X + \sum_{i=1}^N x_i + \sum_{y=1}^L y_i \geq P_demand$$

ικανοποιείται ως ισότητα και το μικροδίκτυο είναι

ένας καταναλωτής.

Για την επίλυση του προβλήματος της ένταξης μονάδων, με συναρτήσεις υποβολής κόστους από τις μονάδες στη μορφή της εξίσωσης $active_bid(x_i) = a_i \cdot x_i^2 + b_i \cdot x_i + c_i$, χρησιμοποιείται η μέθοδος της λίστας προτεραιότητας που περιλαμβάνει τις μονάδες παραγωγής και τα φορτία κατά αύξουσα σειρά, ώστε να επιλεγθούν οι μονάδες που θα λειτουργήσουν και τα φορτία που τελικά θα αποκοπούν. Προκύπτει λοιπόν συνάρτηση της μορφής:

$$av_cost(x_i) = \frac{active_bid(x_i)}{x_i}$$

Όταν στην $active_bid(x_i) = a_i \cdot x_i^2 + b_i \cdot x_i + c_i$, ο όρος a είναι μηδενικός τότε το σημείο υπολογισμού είναι το τεχνικό μέγιστο της εξεταζόμενης μονάδας, ή η μέγιστη ισχύς που απομένει να εξυπηρετηθεί από την εξεταζόμενη μονάδα, αν αφαιρεθούν τα τεχνικά ελάχιστα των ήδη ενταγμένων μονάδων. Αν όμως ο όρος a δεν είναι μηδενικός, υπάρχουν τιμές αγοράς για τις οποίες αν και οι μονάδες δεν είναι οι πιο οικονομικές σε σχέση με το δίκτυο, αν φορτιστούν στη μέγιστη τιμή τους υπάρχουν σημεία λειτουργίας για τα οποία το κόστος παραγωγής τους είναι μικρότερο. Με την ίδια λογική ενδέχεται το μέσο κόστος στο μέγιστο φορτίο να είναι μικρότερο, από την αντίστοιχη τιμή αγοράς ενέργειας από το δίκτυο, αλλά το κόστος μεταβολής κατά 1kWh για τη μονάδα αυτή να είναι μεγαλύτερο από ότι η τιμή του δικτύου. Αν λοιπόν, όπως αναμένεται χωρίς τις τοπικές μονάδες παραγωγής, το δίκτυο μπορεί να ικανοποιήσει τη ζήτηση του μικροδικτύου, υπάρχουν τιμές αγοράς για τις οποίες δεν είναι συμφέρον να παρέχεται όλη η ισχύς από τις τοπικές μονάδες παραγωγής αν και έχουν μικρότερο μέσο κόστος παραγωγής στην πλήρη ισχύ τους. Αντίθετα μπορούν να υπάρξουν τιμές αγοράς για τις οποίες αν και οι τοπικές μονάδες παραγωγής έχουν υψηλότερο μέσο κόστος παραγωγής, εν τούτοις κάποια έγχυση ισχύος από τις τοπικές μονάδες να μπορεί να μειώσει περαιτέρω το κόστος.

Για κάθε μονάδα λοιπόν με πλήρη μορφή συνάρτησης προσφοράς $active_bid(x_i) = a_i \cdot x_i^2 + b_i \cdot x_i + c_i$, το βέλτιστο σημείο λειτουργίας σε σχέση με το δίκτυο θα δίνεται από την ελαχιστοποίηση της συνάρτησης $active_bid(x_i) - Ax_i$ η

$$x_{opt_i} = \frac{A - b_i}{2a_i}$$

οποία προκύπτει να είναι , με A την τιμή αγοράς του δικτύου.

Αν αυτή η τιμή είναι μεγαλύτερη από το τεχνικό μέγιστο, τότε το βέλτιστο σημείο λειτουργίας της μονάδας ως προς το δίκτυο είναι το τεχνικό της μέγιστο και ως προς

$$av_cost(x_i) = \frac{active_bid(x_i)}{x_i}$$

αυτό γίνονται οι υπολογισμοί στην . Αν η τιμή αυτή είναι μικρότερη από το τεχνικό ελάχιστο της μονάδας, τότε η τιμή στην οποία γίνονται οι υπολογισμοί είναι το τεχνικό ελάχιστο της μονάδας.

Αυτή η φιλοσοφία μπορεί να χρησιμοποιηθεί από τον τοπικό ελεγκτή της μονάδας παραγωγής ώστε να μπορεί να υπολογιστεί η τιμή στην οποία υποβάλλονται προσφορές, η τιμή της παραγωγής που προτίθεται να προσφέρει καθώς και τα όρια παραγωγής ώστε να μην αποζημιώνεται λιγότερο από το κόστος παραγωγής τους.

Αφού έχουν υπολογιστεί για όλες τις μονάδες οι τιμές της συνάρτησης $av_cost(x_i) = \frac{active_bid(x_i)}{x_i}$, οι τιμές αυτές μπαίνουν στη λίστα προτεραιότητας και ταξινομούνται κατά αύξουσα σειρά. Στη συνέχεια αφαιρούνται από τη συνολική ζήτηση οι ποσότητες x_{opt_i} όταν κάθε μια μονάδα ορίζεται ως ενταγμένη. Η διαδικασία ολοκληρώνεται όταν είτε για την πολιτική 1 έχει εξυπηρετηθεί όλη η ζήτηση, είτε όταν η μονάδα που πρόκειται να ενταχθεί είναι το δίκτυο για την πολιτική 2.

Γ.6.3. Οικονομική Κατανομή (Economic Dispatch)

Μετά από την επιλογή του προγράμματος ένταξης μονάδων, η συνάρτηση οικονομικής κατανομής έχει ως στόχο τον καθορισμό των σημείων λειτουργίας των μονάδων που αποφασίστηκε να ενταχθούν. Τα βήματα για την επίλυση αυτού του προβλήματος συνοψίζονται παρακάτω:

Λαμβάνονται οι τεχνικοί περιορισμοί των μονάδων των οποίων οι προσφορές έχουν γίνει αποδεκτές από τη διαδικασία ένταξης μονάδων. Οι ενταγμένες μονάδες λειτουργούν τουλάχιστον στο τεχνικό τους ελάχιστο. Αν έχει αποφασιστεί να αγοραστεί ενέργεια από το δίκτυο τότε το δίκτυο θεωρείται ως μια «φανταστική» μονάδα με τεχνικό μέγιστο την ισχύ της διασύνδεσης.

Αφαιρούνται από το σύνολο της ζήτησης οι αναμενόμενες παραγωγές των μονάδων των οποίων η έξοδος δεν μπορεί να ρυθμιστεί, όπως π.χ. μονάδες ΑΠΕ, καθώς και οι προσφορές των φορτίων που έχουν γίνει αποδεκτές.

Λαμβάνονται υπ' όψιν οι περιορισμοί για την αναγκαστική παραγωγή των τοπικών μονάδων παραγωγής για περιορισμούς τάσης αν προβλέπεται τέτοια πολιτική μέσα στο μικροδίκτυο. Οι περιορισμοί ασφαλείας έχουν ήδη ληφθεί υπ' όψιν κατά την επιλογή των μονάδων και πλέον αναμένεται η οικονομικότερη λειτουργία.

Στη συνέχεια επιλέγονται τα σημεία λειτουργίας των ενταγμένων μονάδων παραγωγής των οποίων η έξοδος μπορεί να ρυθμιστεί και η υπολειπόμενη ισχύς αγοράζεται από το δίκτυο αν έχει αποφασιστεί κάτι τέτοιο. Για τον καθορισμό αυτών των σημείων λειτουργίας μπορούν να χρησιμοποιηθούν διάφορες μέθοδοι επίλυσης του προβλήματος της οικονομικής κατανομής. Για παράδειγμα αν χρησιμοποιούνται συνεχείς συναρτήσεις για τις προσφορές των μονάδων, τότε για την επίλυση του προβλήματος της οικονομικής κατανομής μπορούν να χρησιμοποιηθούν μέθοδοι, όπως ο Σειριακός Τετραγωνικός Προγραμματισμός – Sequential Quadratic Programming (SQP) που είναι γενίκευση της μεθόδου Newton ή άλλες μαθηματικές μέθοδοι. Αν οι συναρτήσεις των προσφορών είναι κυρτές, όπως αποδεικνύεται ότι είναι οι συναρτήσεις δευτέρου βαθμού με $a > 0$, τότε τέτοιου είδους μέθοδοι εγγυώνται την ύπαρξη ολικού βέλτιστου.

Μέθοδοι που στηρίζονται στην τεχνητή νοημοσύνη μπορούν κάλλιστα να χρησιμοποιηθούν αν και σε συνεχείς συναρτήσεις δεν εγγυώνται τη βέλτιστη λύση. Η χρήση τους όμως είναι σχεδόν μονόδρομος στην περίπτωση που οι προσφορές των φορτίων είναι ασυνεχείς συναρτήσεις.

Επειδή αναμένονται, στις περισσότερες περιπτώσεις, οι προσφορές να είναι απλά γραμμικές συναρτήσεις της μορφής $b_i \cdot x_i + c_i$, η κατάταξη των μονάδων με βάση αυτές τις προσφορές σε μια λίστα προτεραιότητας είναι αρκετή συγκρίνοντας απλά τις παραμέτρους b_i των μονάδων, των οποίων οι προσφορές έχουν γίνει αποδεκτές, αφού η παράμετρος c_i θα πληρωθεί ούτως ή άλλως ανεξάρτητα από το ύψος της

παραγωγής της μονάδας. Έτσι αναμένεται τέτοιου είδους μονάδες να λειτουργούν στο τεχνικό τους μέγιστο εφόσον κάτι τέτοιο είναι εφικτό.

ΜΕΡΟΣ Δ:

**ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ
ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ**

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1:

ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ

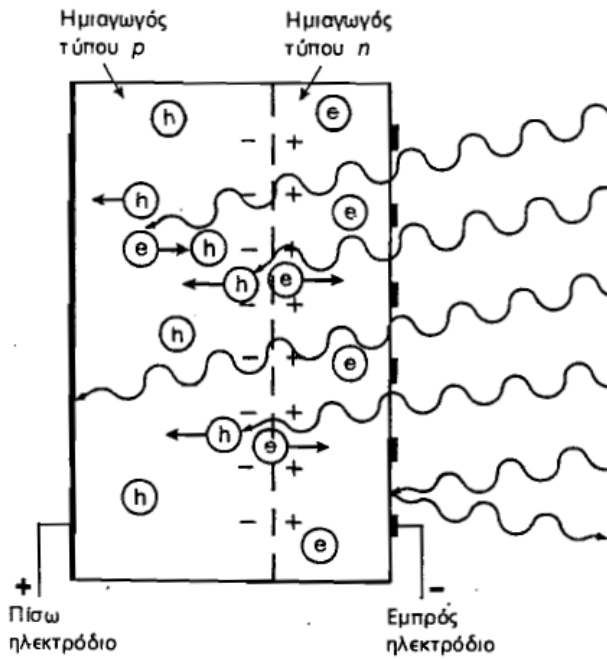
Η μετατροπή της ηλιακής ακτινοβολίας σε ηλεκτρική ενέργεια με χρήση των φωτοβολταϊκών στοιχείων (photovoltaic cells) αναπτύχθηκε ως τρόπος εκμετάλλευσης της ηλιακής ενέργειας περίπου στο δεύτερο μισό του 20^{ου} αιώνα.

4.1.1. Η φωτοβολταϊκή μετατροπή

Τα ηλιακά στοιχεία είναι δίοδοι ημιαγωγού με την μορφή ενός δίσκου (δηλαδή η ένωση p-n εκτείνεται σε όλο το πλάτος του δίσκου) που δέχεται την ηλιακή ακτινοβολία. Κάθε φωτόνιο της ακτινοβολίας με ενέργεια ίση ή μεγαλύτερη από το ενεργειακό διάκενο του ημιαγωγού, έχει την δυνατότητα να απορροφηθεί σε ένα χημικό δεσμό και να ελευθερώσει ένα ηλεκτρόνιο. Δημιουργείται έτσι όσο διαρκεί η ακτινοβολία μία περίσσεια από ζεύγη φορέων (ελεύθερα ηλεκτρόνια και οπές) πέρα από τις συγκεντρώσεις που αντιστοιχούν στις συνθήκες ισορροπίας. Οι φορείς αυτοί καθώς κυκλοφορούν στο στερεό και εφόσον δεν επανασυνδεθούν με φορείς αντίθετου πρόσημου, μπορεί να βρεθούν στην περιοχή της ένωσης p-n οπότε θα δεχτούν την επίδραση του ενσωματωμένου της ηλεκτροστατικού πεδίου.

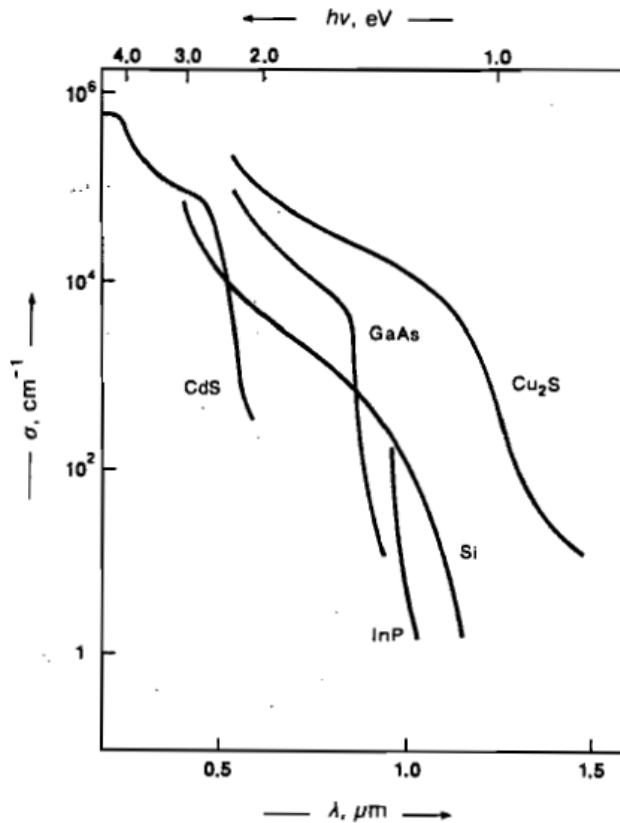
Έτσι τα ελεύθερα ηλεκτρόνια εκτρέπονται προς το τμήμα τύπου n και οι οπές εκτρέπονται προς το τμήμα τύπου p, με αποτέλεσμα να δημιουργηθεί μία διαφορά δυναμικού ανάμεσα στους ακροδέκτες των δύο τμημάτων της διόδου. Δηλαδή, η διάταξη αποτελεί μία πηγή ηλεκτρικού ρεύματος που διατηρείται όσο διαρκεί η πρόσπτωση του ηλιακού φωτός πάνω στην επιφάνεια του στοιχείου.

Η εκδήλωση της διαφοράς δυναμικού ανάμεσα στις δύο όψεις του φωτιζόμενου δίσκου, η οποία αντιστοιχεί σε ορθή πόλωση της διόδου, ονομάζεται φωτοβολταϊκό φαινόμενο. Η αποδοτική λειτουργία των ηλιακών φωτοβολταϊκών στοιχείων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στηρίζεται στην πρακτική εκμετάλλευση του παραπάνω φαινομένου. Εκτός από τις προσμίξεις των τμημάτων p και n μίας ομοένωσης, δηλαδή υλικού από τον ίδιο βασικά ημιαγωγό, το ενσωματωμένο ηλεκτροστατικό πεδίο, που είναι απαραίτητη προϋπόθεση για την πραγματοποίηση ενός ηλιακού στοιχείου αλλά και κάθε φωτοβολταϊκής διάταξης μπορεί να προέρχεται επίσης και από διόδους άλλων ειδών, πχ. από διόδους ετεροενώσεων p-n διαφορετικών ημιαγωγών ή από διόδους Schottky που σχηματίζονται όταν έρθουν σε επαφή ένας ημιαγωγός με ένα μέταλλο.



Εικόνα Δ.1.1. Ο μηχανισμός της εκδήλωσης του φωτοβολταϊκού φαινομένου σε ένα ηλιακό στοιχείο.

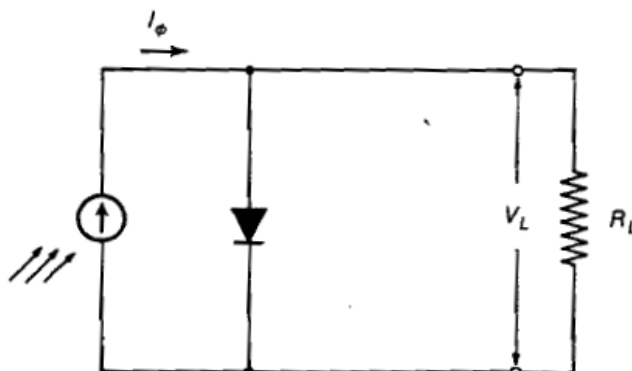
Στα φωτοβολταϊκά στοιχεία δεν είναι δυνατή η μετατροπή σε ηλεκτρική ενέργεια του συνόλου της ηλιακής ακτινοβολίας που δέχονται στην επιφάνειά τους. Ένα μέρος από την ακτινοβολία ανακλάται πάνω στην επιφάνεια του στοιχείου και διαχέεται πάλι προς το περιβάλλον. Στην συνέχεια από την ακτινοβολία που διεισδύει στον ημιαγωγό, προφανώς δεν μπορεί να απορροφηθεί το μέρος εκείνο που αποτελείται από φωτόνια με ενέργεια μικρότερη από το ενεργειακό διάκενο του ημιαγωγού. Για τα φωτόνια αυτά ο ημιαγωγός συμπεριφέρεται σαν διαφανές σώμα. Έτσι η αντίστοιχη ακτινοβολία διαπερνά άθικτη το ημιαγωγίμο υλικό του στοιχείου και απορροφάται τελικά στο μεταλλικό ηλεκτρόδιο που καλύπτει την πίσω όψη του με αποτέλεσμα να το θερμαίνει. Αλλά και από τα φωτόνια που απορροφά ο ημιαγωγός, μόνο το μέρος εκείνο της ενέργειάς τους που ισούται με το ενεργειακό διάκενο συμβάλλει στην εκδήλωση του φωτοβολταϊκού φαινομένου. Το υπόλοιπο μεταφέρεται σαν κινητική ενέργεια στο ηλεκτρόνιο που ελευθερώθηκε από τον δεσμό και τελικά μετατρέπεται επίσης σε θερμότητα. Στο παρακάτω σχήμα, φαίνεται η μεταβολή του συντελεστή απορρόφησης σε συνάρτηση με το μήκος κύματος ή την ενέργεια των φωτονίων της ακτινοβολίας για τους κυριότερους ημιαγωγούς των φωτοβολταϊκών διατάξεων.



Εικόνα Δ.1.2. Η μεταβολή του συντελεστή απορρόφησης σε συνάρτηση με το μήκος κύματος ή την ενέργεια των φωτονίων.

Όταν ένα φωτοβολταϊκό στοιχείο δέχεται κατάλληλη ακτινοβολία διεγείρεται παράγοντας ηλεκτρικό ρεύμα, το φωτόρευμα, που η τιμή του θα είναι ανάλογη προς τα φωτόνια που απορροφά το στοιχείο. Το φωτόρευμα υπολογίζεται από τον τύπο $I_{\phi} = e \cdot g \cdot (L_n + L_p)$, όπου e το στοιχειώδες ηλεκτρικό φορτίο, g ο ρυθμός δημιουργίας ζευγών οπών και ηλεκτρονίων από τα φωτόνια της ακτινοβολίας (δηλαδή πλήθος ζευγών οπών- ηλεκτρονίων ανά μονάδα χρόνου και μονάδα όγκου του ημιαγωγού), και L_n, L_p τα μέσα μήκη διάχυσης των ηλεκτρονίων και των οπών αντίστοιχα.

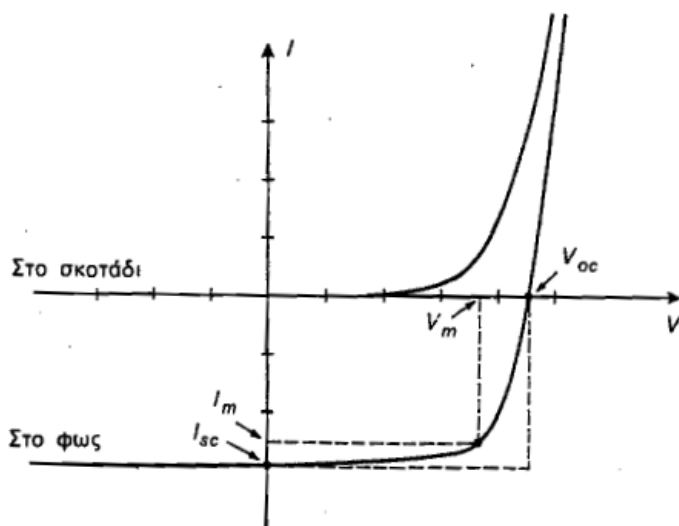
Για να μελετηθούν τα ηλεκτρικά χαρακτηριστικά του φωτοβολταϊκού στοιχείου, θα θεωρηθεί αρχικά ως μία πηγή ρεύματος που ελέγχεται από μία δίοδο και περιγράφεται από το διάγραμμα του κάτωθι σχήματος.



Εικόνα Δ.1.3. Απλοποιημένο ισοδύναμο ηλεκτρικό κύκλωμα ενός φωτοβολταϊκού στοιχείου.

Σε συνθήκες ανοιχτού κυκλώματος θα αποκατασταθεί μία ισορροπία όταν η τάση που θα αναπτυχθεί ανάμεσα στις δύο όψεις του στοιχείου θα προκαλεί ένα αντίθετο ρεύμα που θα αντισταθμίζει το φωτόρευμα.

Ο λόγος της μέγιστης ηλεκτρικής ισχύος $P_m = V_m \cdot I_m$ προς το γινόμενο της βραχυκυκλωμένης έντασης I_{sc} και της ανοιχτοκυκλωμένης τάσης V_{oc} ενός φωτοβολταϊκού στοιχείου ονομάζεται συντελεστής πλήρωσης, δηλαδή $FF = \frac{I_m \cdot V_m}{I_{sc} \cdot V_{oc}}$.



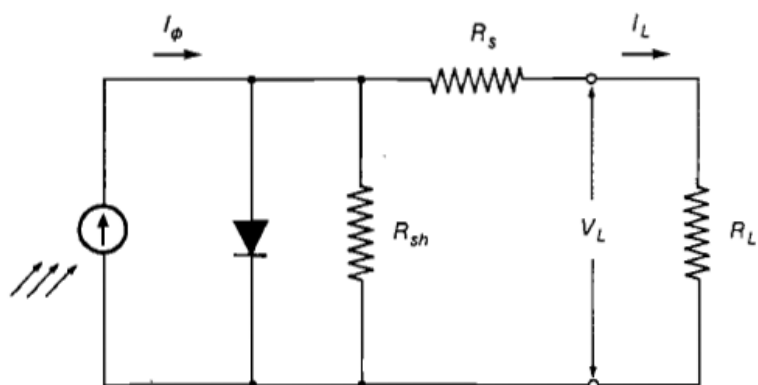
Εικόνα Δ.1.4. Η χαρακτηριστική καμπύλη έντασης- τάσης ενός φωτοβολταϊκού στοιχείου στο σκοτάδι και στο φως.

Ο συντελεστής πλήρωσης, η τάση ανοιχτοκύκλωσης και το ρεύμα βραχυκύκλωσης είναι τα κυριότερα μεγέθη για την αξιολόγηση της συμπεριφοράς και της λειτουργίας των φωτοβολταϊκών στοιχείων και καθορίζουν την απόδοσή τους. Συγκεκριμένα ο

συντελεστής απόδοσης είναι $n = \frac{P_m}{H \cdot A} = \frac{V_m \cdot I_m}{H \cdot A} = \frac{FF \cdot I_{sc} \cdot V_{oc}}{H \cdot A}$, όπου H η ένταση ή

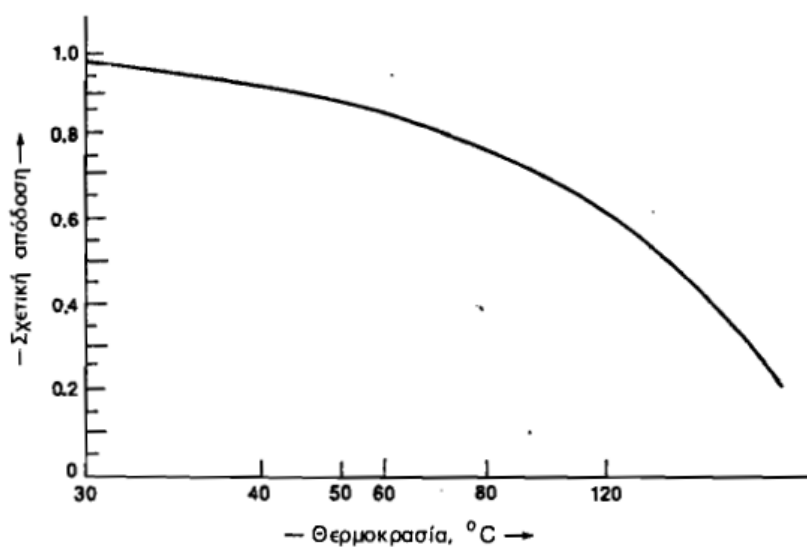
πυκνότητα ισχύος της ακτινοβολίας που δέχεται η επιφάνεια του ηλιακού στοιχείου εμβαδού A. Για την πραγματοποίηση αυξημένων αποδόσεων, επιδιώκεται οι τιμές των FF, I_{sc} και V_{oc} να είναι όσο το δυνατόν μεγαλύτερες.

Όμως το παραπάνω μοντέλο φωτοβολταϊκού, περιγράφει ιδανικές συνθήκες που δεν υπάρχουν στα πραγματικά φωτοβολταϊκά στοιχεία. Μία σωστότερη προσέγγιση αποτελεί το ισοδύναμο κύκλωμα του κάτωθι σχήματος, διότι περιέχει και τις αναπόφευκτες αντιστάσεις R_s (series resistance) που παρεμβάλλονται στην κίνηση των φορέων μέσα στον ημιαγωγό (κυρίως στο εμπρός επιφανειακό στρώμα του) και στις επαφές με τα ηλεκτρόδια. Ακόμα, επειδή η αντίσταση διαμέσου της διόδου δεν έχει άπειρη τιμή αφού λόγω επίσης αναπόφευκτων κατασκευαστικών ελαττωμάτων γίνονται διαρροές ρεύματος, το ισοδύναμο κύκλωμα περιέχει και την παράλληλη αντίσταση R_{sh} (shunt resistance). Συνήθως, στα φωτοβολταϊκά στοιχεία του εμπορίου η R_s είναι μικρότερη από 5Ω και η R_{sh} είναι μεγαλύτερη από 500Ω. Πάντως επηρεάζουν αισθητά την τιμή της τάσης φορτίου και του ρεύματος που διαρρέει το φορτίο του κυκλώματος με αποτέλεσμα την αντίστοιχη μείωση της απόδοσης του στοιχείου.



Εικόνα Δ.1.5. Το πλήρες ισοδύναμο ενός φωτοβολταϊκού στοιχείου.

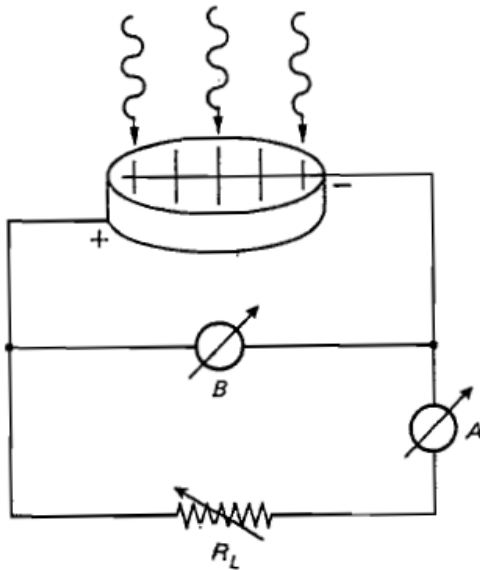
Εκτός από τις αντιστάσεις αυτές, ένας ακόμη παράγοντας που επιδρά αρνητικά στην απόδοση των φωτοβολταϊκών στοιχείων είναι η θερμοκρασία τους. Συγκεκριμένα με την αύξηση της θερμοκρασίας προκαλείται αντίστοιχη αύξηση της ενδογενούς συγκέντρωσης των φορέων του ημιαγωγού με αποτέλεσμα να πραγματοποιούνται περισσότερες επανασυνδέσεις φορέων. Έτσι εκδηλώνεται ισχυρότερο ρεύμα διαρροής διαμέσου της διόδου που συνεπάγεται μείωση της τάσης ανοιχτοκύκλωσης και του συντελεστή πλήρωσης. Παράλληλα μειώνεται και η απόδοση του φωτοβολταϊκού στοιχείου.



Εικόνα Δ.1.6. Τυπική καμπύλη μεταβολής της απόδοσης των φωτοβολταϊκών στοιχείων σε συνάρτηση με την θερμοκρασία τους.

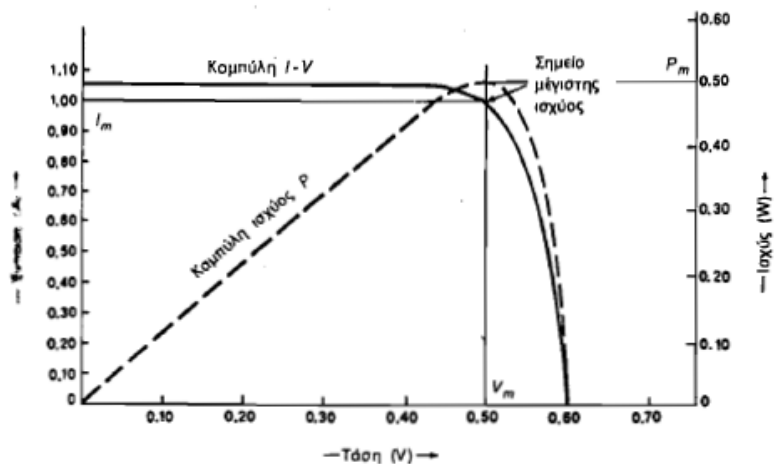
Δηλαδή, η απόδοση του φωτοβολταϊκού θα πρέπει να πολλαπλασιάζεται με έναν θερμοκρασιακό διορθωτικό συντελεστή. Για τα συνηθισμένα φωτοβολταϊκά στοιχεία πυριτίου του εμπορίου, στην συμβατική θερμοκρασία ο συντελεστής αυτός είναι ίσος με την μονάδα και μειώνεται κατά 0.005 ανά βαθμό αύξησης της θερμοκρασίας.

Έστω και αν η ακτινοβολία που δέχονται είναι σταθερή, η τάση που δίνουν τα φωτοβολταϊκά μεταβάλλεται ριζικά και μη γραμμικά σε συνάρτηση με την ένταση του ρεύματος που δίνουν στο κύκλωμα. Εξετάζεται λοιπόν τώρα ένα φωτοβολταϊκό στοιχείο που οι πόλοι του συνδέονται με ένα κύκλωμα που περιέχει μεταβλητή αντίσταση.



Εικόνα Δ.1.7. Πειραματική διάταξη με βολτόμετρο, αμπερόμετρο και μεταβλητή αντίσταση για την μελέτη της ηλεκτρικής συμπεριφοράς ενός φωτοβολταϊκού στοιχείου.

Όταν η αντίσταση είναι μηδέν, τότε το ρεύμα έχει την μέγιστη τιμή του και η τάση είναι μηδέν. Όταν αντίθετα, η αντίσταση είναι άπειρη, τότε μηδενίζεται η ένταση του ρεύματος και η τάση παίρνει την μέγιστη τιμή της. Για σταθερές συνθήκες ακτινοβολίας και μεταβλητή αντίσταση, ανάμεσα στις ακραίες καταστάσεις, η τάση και η ένταση του ρεύματος παίρνουν ενδιάμεσες τιμές, όπως φαίνεται στο παρακάτω σχήμα.

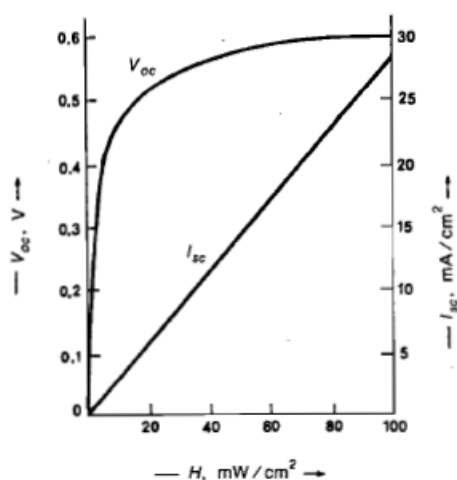


Εικόνα Δ.1.8. Μεταβολή της τάσης σε συνάρτηση με την ένταση του ρεύματος (συνεχής καμπύλη) και μεταβολή της παραγόμενης ηλεκτρικής ισχύος (ασυνεχής γραμμή) για φωτοβολταϊκό στοιχείο σε συνθήκες σταθερής ακτινοβολίας και θερμοκρασίας και για μεταβαλλόμενη αντίσταση.

Παράλληλα, μεταβάλλεται και η ισχύς που παρέχει το στοιχείο με μέγιστη ισχύ σε ένα ορισμένο ζεύγος τάσης- ρεύματος. Άρα είναι πολύ σημαντικό η αντίσταση του κυκλώματος που τροφοδοτείται από ένα φωτοβολταϊκό στοιχείο να έχει κατάλληλη τιμή ώστε στις συγκεκριμένες συνθήκες ακτινοβολίας να παράγεται από το στοιχείο η μέγιστη δυνατή ηλεκτρική ισχύς.

Από το σχήμα που ακολουθεί συμπεραίνεται ότι η μεταβολή της πυκνότητας ισχύος της ακτινοβολίας οδηγεί σε αντίστοιχη μεταβολή της τιμής της τάσης ανοιχτοκύκλωσης και του ρεύματος βραχυκύκλωσης, από το μηδέν για το σκοτάδι έως τις μέγιστες τιμές τους για την μέγιστη ένταση της ακτινοβολίας. Επίσης με την

αύξηση της ακτινοβολίας, και την επερχόμενη αύξηση της θερμοκρασίας του στοιχείου, μειώνεται η απόδοσή του όπως προαναφέρθηκε. Άρα κατά την διάρκεια του έτους αλλά και της ημέρας είναι δύσκολο να έχουμε πάντα την βέλτιστη παραγωγή ισχύος από ένα ηλιακό φωτοβολταϊκό στοιχείο.



Εικόνα 4.1.9. Μεταβολή της τάσης ανοιχτοκύκλωσης και του ρεύματος βραχυκύκλωσης για φωτοβολταϊκό στοιχείο σε συνάρτηση με την ισχύ της ακτινοβολίας που δέχεται ανά μονάδα της επιφάνειάς του.

Πάντως σε κάθε περίπτωση λόγω της πολύ μικρής τιμής του ανάστροφου ρεύματος κόρου, η ένταση του ρεύματος που παρέχει στο κύκλωμα το φωτοβολταϊκό στοιχείο είναι πρακτικά ανάλογο προς την ποσότητα της ακτινοβολίας που δέχεται δηλαδή προς το γινόμενο της έντασης της ακτινοβολίας επί το εμβαδόν της επιφάνειάς του. Επίσης με την μεταβολή της αντίστασης του κυκλώματος η ένταση του ρεύματος παραμένει περίπου σταθερή για το μεγαλύτερο τμήμα του διαγράμματος ενώ μεταβάλλεται ουσιαστικά η τάση. Δηλαδή το φωτοβολταϊκό στοιχείο συμπεριφέρεται σαν πηγή σταθερού ρεύματος με την προϋπόθεση ότι παραμένει σταθερή η πυκνότητα της ακτινοβολίας.

4.1.2. Η φωτοβολταϊκή γεννήτρια

Το βασικό και χαρακτηριστικό στοιχείο κάθε φωτοβολταϊκής εγκατάστασης είναι η φωτοβολταϊκή γεννήτρια που αποτελείται από τους ηλιακούς συλλέκτες με τα φωτοβολταϊκά ηλιακά στοιχεία. Η τάση και η ισχύς των φωτοβολταϊκών στοιχείων είναι πολύ μικρή για να ανταποκριθεί στην τροφοδότηση των συνηθισμένων ηλεκτρικών φορτίων ή για την φόρτιση των συσσωρευτών. Ένα συνηθισμένο φωτοβολταϊκό στοιχείο πυριτίου του εμπορίου σε κανονική ηλιακή ακτινοβολία είναι μόλις 0.5V και η ισχύς του φτάνει μέχρι τα 0.4W. Για αυτό τα φωτοβολταϊκά στοιχεία που προορίζονται για την συγκρότηση των γεννητριών τοποθετούνται ανά 10 έως 50 περίπου σε ενιαίο πλαίσιο με κοινή ηλεκτρική έξοδο. Στο πλαίσιο, τα στοιχεία συνδέονται σε σειρά σε ομάδες κατάλληλου πλήθους για την απόκτηση της επιθυμητής τάσης. Τα πλαίσια είναι κατασκευασμένα σε μορφή sandwich. Δηλαδή, τα ηλιακά στοιχεία στερεώνονται με κολλητική ουσία πάνω σε ανθεκτικό φύλλο από μέταλλο (συνήθως αλουμίνιο) ή ενισχυμένο πλαστικό που αποτελεί την πλάτη του πλαισίου ενώ η εμπρός όψη τους καλύπτεται από ένα προστατευτικό φύλλο γυαλιού ή διαφανούς πλαστικού. Το εμπρός και πίσω φύλλο συγκρατούνται μεταξύ τους στεγανά και μόνιμα με τη βοήθεια μίας ταινίας από φυσικό ή συνθετικό ελαστικό και συσφίγγονται με ένα περιμετρικό μεταλλικό περίβλημα. Διαμορφώνεται έτσι το φωτοβολταϊκό πλαίσιο (module) που είναι η δομική μονάδα που κατασκευάζεται

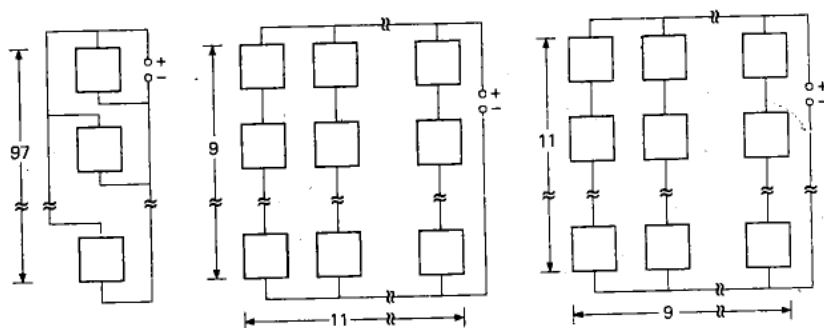
βιομηχανικά και κυκλοφορεί στο εμπόριο για να χρησιμοποιηθεί ως συλλέκτης στη συγκρότηση των φωτοβολταϊκών γεννητριών. Λόγω των απαιτούμενων υλικών και εργασιών για την κατασκευή του, το κόστος ενός φωτοβολταϊκού πλαισίου είναι πολύ μεγαλύτερο από το κόστος των ηλιακών στοιχείων που περιέχουν.

Τα φωτοβολταϊκά πλαίσια του εμπορίου δεν έχουν τυποποιημένες διαστάσεις και ισχύεις. Σε συμβατικές συνθήκες αιχμής έχουν συνήθως ανάλογα με τον τύπο και τον κατασκευαστή, τάση εξόδου από 4V μέχρι 22V και ένταση ρεύματος από 0.5A έως 2.5A.

Συνώνυμο σχεδόν με το φωτοβολταϊκό πλαίσιο είναι το φωτοβολταϊκό πάνελο (panel). Όπως και το πλαίσιο έχει συναρμολογηθεί και κατασκευαστεί στο εργοστάσιο και είναι έτοιμο για τοποθέτηση στη φωτοβολταϊκή εγκατάσταση, αλλά με την διαφορά ότι ένα πάνελο μπορεί να αποτελείται από περισσότερα χωριστά πλαίσια, το ένα δίπλα στο άλλο, που είναι σε κοινή συσκευασία και κοινή ηλεκτρική σύνδεση μεταξύ τους. Ο αριθμός των πλαισίων του πανέλου είναι τόσος ώστε οι διαστάσεις και το βάρος του να μην είναι εμπόδιο για την μεταφορά και την τοποθέτησή του στη φωτοβολταϊκή εγκατάσταση.

Για την αύξηση της αξιοπιστίας ενός φωτοβολταϊκού συστήματος είναι σκόπιμο οι συνδέσεις των φωτοβολταϊκών στοιχείων μέσα στα πλαίσια αλλά και στα πάνελα ή ανάμεσα στα γειτονικά πλαίσια και πάνελα να μην είναι μόνο στην σειρά αλλά και παράλληλες. Έτσι, αν ένα φωτοβολταϊκό στοιχείο σκιαστεί (πχ. από ένα περαστικό πουλί ή από τις ακαθαρσίες που μπορεί να αφήσει) δεν θα μηδενιστεί η ισχύς που παράγει το σύστημα όπως θα συνέβαινε εάν όλα τα φωτοβολταϊκά στοιχεία ήταν συνδεδεμένα σε σειρά.

Η φωτοβολταϊκή γεννήτρια μίας μικρής φωτοβολταϊκής εγκατάστασης μπορεί να αποτελείται από ένα μόνο πλαίσιο ή πάνελο. Σε μεγαλύτερες όμως εγκαταστάσεις, ομάδες περισσότερων φωτοβολταϊκών πλαισίων ή πανέλων τοποθετούνται σε κοινή κατασκευή στήριξης πχ. ξύλινα ή μεταλλικά ικριώματα και ονομάζονται φωτοβολταϊκές συστοιχίες (arrays). Η σύνδεση των φωτοβολταϊκών πλαισίων στη σειρά ή παράλληλα γίνεται με τρόπο που η τάση εξόδου της συστοιχίας να αποκτά την επιθυμητή τιμή. Είναι φανερό ότι η διαφορετική συνδεσμολογία των πλαισίων μίας φωτοβολταϊκής γεννήτριας δεν μεταβάλλει την ισχύ της, αφού η όποια αύξηση της τάσης εξόδου της γεννήτριας συνεπάγεται ανάλογη μείωση της έντασης του ρεύματος που παράγει. Στο παρακάτω σχήμα δίνεται ένα παράδειγμα διαφόρων τρόπων σύνδεσης των φωτοβολταϊκών πλαισίων για την παραγωγή διαφορετικών τάσεων εξόδου.



Εικόνα Γ.1.10. Διαφορετικές συνδεσμολογίες των φωτοβολταϊκών πλαισίων για την παραγωγή συνεχούς ηλεκτρικής τάσης.

Στις μεγάλες φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις, πχ. συνολικής ισχύος αιχμής πάνω από 20kWp, πολλές φωτοβολταϊκές συστοιχίες σχηματίζουν ένα υποσυγκρότημα

συστοιχιών (array subfield) και το σύνολο των υποσυστημάτων αποτελεί το συγκρότημα συστοιχιών ή το φωτοβολταϊκό πάρκο του φωτοβολταϊκού σταθμού.

4.1.3. Κατηγορίες φωτοβολταϊκών

Τα φωτοβολταϊκά στοιχεία χωρίζονται ανάλογα με το υλικό κατασκευής τους σε τρεις βασικές κατηγορίες:

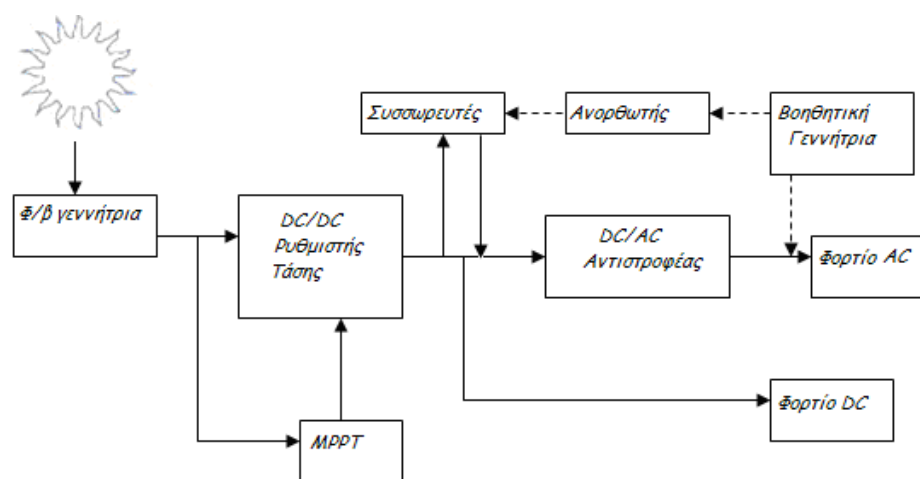
1. Φωτοβολταϊκά συστήματα πυριτίου «μεγάλου πάχους»:
 - ✓ Μονοκρυσταλλικού πυριτίου
 - ✓ Πολυκρυσταλλικού πυριτίου
 - ✓ Φωτοβολταϊκά στοιχεία ταινίας πυριτίου.
2. Φωτοβολταϊκά υλικά λεπτών επιστρώσεων, thin film:
 - ✓ Άμορφου Πυριτίου
 - ✓ Δισεληνοϊνδιούχου χαλκού (CuInSe_2 ή CIS, με προσθήκη γαλλίου CIGS)
 - ✓ Τελουριούχου Κάδμιου (CdTe)
 - ✓ Αρσενικούχου Γαλλίου (GaAs)
3. Υβριδικά Φωτοβολταϊκά στοιχεία και άλλες τεχνολογίες (οργανικά/πολυμερή στοιχεία, νανακρυσταλλικά στοιχεία πυριτίου, nc- Si)

4.1.4. Σύνδεση φωτοβολταϊκών στο δίκτυο

Τα Φ/Β συστήματα διακρίνονται ανάλογα με την σύνδεση τους στο δίκτυο σε δύο βασικές κατηγορίες, τα απομονωμένα (Stand-alone) ή εκτός δικτύου (Off grid) συστήματα και τα συνδεδεμένα στο δίκτυο (Grid connected). Τα απομονωμένα Φ/Β συστήματα διακρίνονται επίσης σε αυτόνομα και υβριδικά.

Όσο αφορά στη λειτουργία τους, τα Φ/Β συστήματα διακρίνονται σε συστήματα με αποθήκευση και χωρίς αποθήκευση. Τέλος, χωρίζονται σε διάσπαρτα ή αποκεντρωμένα (Decentralized), κεντρικού σταθμού (Centralized) και καταναμημένα (Distributed).

Αυτόνομο Φωτοβολταϊκό Σύστημα (Stand Alone)



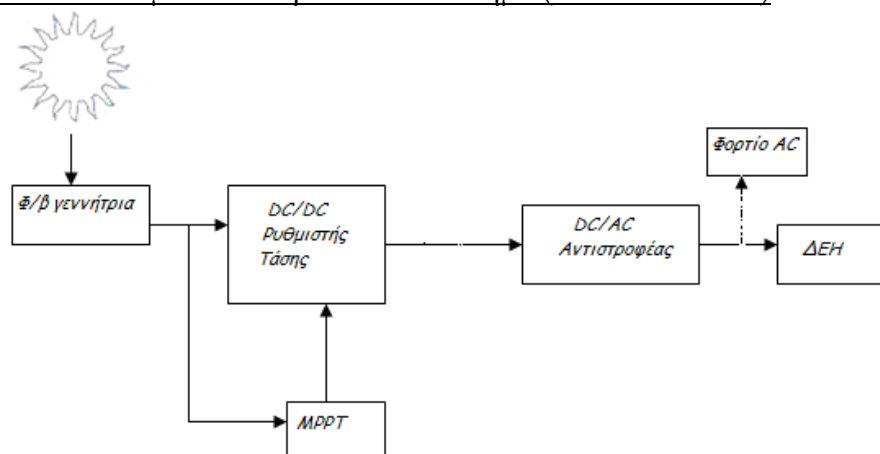
Εικόνα Δ.1.11. Απλοποιημένο διάγραμμα αυτόνομου φωτοβολταϊκού συστήματος.

Οι αυτόνομες ηλεκτρικές εγκαταστάσεις αποτελούν τις συνηθέστερες εφαρμογές της φωτοβολταϊκής τεχνολογίας. Είναι εγκαταστάσεις που λειτουργούν αυτοδύναμα για την τροφοδότηση καθορισμένων καταναλώσεων, χωρίς να συνδέονται με μεγάλα κεντρικά ηλεκτρικά δίκτυα διανομής, από τα οποία θα μπορούσαν να αντλούν

συμπληρωματική ηλεκτρική ενέργεια ή να στέλνουν την περίσσεια της παραγόμενης φωτοβολταϊκής ηλεκτρικής ενέργειας. Αποτελούν την ιδανικότερη λύση για περιοχές που βρίσκονται μακριά από το κεντρικό δίκτυο και στις οποίες η διασύνδεσή τους με αυτό θα απαιτούσε τεράστια οικονομικά κεφάλαια. Ειδικότερα για τον ελλαδικό χώρο, ο οποίος έχει πολυάριθμα μικρά νησιά και μικρούς οικισμούς, τα αυτόνομα φωτοβολταϊκά συστήματα έχουν βρει πολλές εφαρμογές, ενώ υπάρχουν ακόμα πολλές δυνατότητες ανάπτυξης.

Το βασικότερο συστατικό του αυτόνομου φωτοβολταϊκού συστήματος είναι η φωτοβολταϊκή γεννήτρια, στους ηλιακούς συλλέκτες της οποίας γίνεται η μετατροπή της ηλιακής ακτινοβολίας σε ηλεκτρική ενέργεια. Έπειτα το αυτόνομο σύστημα περιλαμβάνει, ανάλογα με το είδος της κατανάλωσης και τον βαθμό της απαιτούμενης αξιοπιστίας, συσσωρευτές για την αποθήκευση της περίσσειας της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας ώστε να χρησιμοποιηθεί όταν η ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας είναι ανεπαρκής ή μηδενική, διατάξεις για την ρύθμιση και την μετατροπή της τάσης και τη ρύθμιση της ισχύος της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, ώστε να αυξηθεί η απόδοση του συστήματος, άλλες διατάξεις προστασίας και ελέγχου και συχνά μία βοηθητική γεννήτρια, συνήθως ένα ηλεκτροπαραγωγό ζεύγος που να λειτουργεί με καύση βενζίνης ή πετρελαίου diesel για την αντιμετώπιση έκτακτων περιστάσεων (συντήρηση ή βλάβη του συστήματος, τροφοδότηση πρόσθετων φορτίων, επικουρική λειτουργία σε απρόβλεπτα μεγάλες περιόδους χαμηλής ηλιακής ακτινοβολίας).

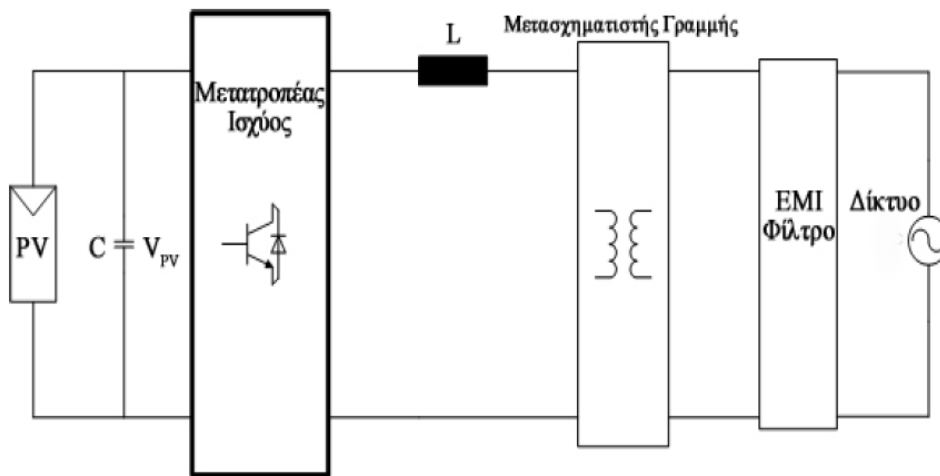
Διασυνδεδεμένο Φωτοβολταϊκό Σύστημα (Grid-Connected)



Εικόνα Δ.1.12. Απλοποιημένο διάγραμμα διασυνδεδεμένου φωτοβολταϊκού συστήματος.

Μια διαφορετική προσέγγιση της φωτοβολταϊκής τεχνολογίας είναι η εφαρμογή των διασυνδεδεμένων φωτοβολταϊκών συστημάτων, στα οποία η ηλεκτρική ενέργεια τροφοδοτείται στο δίκτυο. Υπάρχουν δύο διαφορετικές υλοποιήσεις, ανάλογα με το αν τροφοδοτείται κάποιο φορτίο απευθείας από το σύστημα ή όχι. Σε ένα διασυνδεδεμένο σύστημα το δίκτυο ενεργεί όπως μια μπαταρία με απεριόριστη ικανότητα αποθήκευσης. Επομένως, η συνολική αποδοτικότητα ενός διασυνδεδεμένου φωτοβολταϊκού συστήματος, θα είναι καλύτερη από την αποδοτικότητα ενός αυτόνομου συστήματος, αφού το δίκτυο έχει πρακτικά απεριόριστη ικανότητα αποθήκευσης και επομένως η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια μπορεί πάντοτε να αποθηκευτεί. Αντιθέτως, στις αυτόνομες εφαρμογές, οι συσσωρευτές θα είναι ενίοτε πλήρως φορτισμένοι, όποτε η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια θα πρέπει με κάποιο τρόπο να αποβάλλεται.

Ακολουθώς φαίνεται ένα τυπικό μοντέλο φωτοβολταϊκού συστήματος συνδεδεμένου στο δίκτυο.



Εικόνα Δ.1.13. Τυπικό μοντέλο φωτοβολταϊκού συστήματος συνδεδεμένου στο δίκτυο.

Το συνδεδεμένο στο δίκτυο φωτοβολταϊκό σύστημα αποτελείται βασικά από μια φωτοβολταϊκή γεννήτρια (σύνολο πλαισίων) (στοιχείο PV) και μια μονάδα μετατροπής ισχύος (αντιστροφέας). Η παραπάνω παρουσιάζει ένα τυπικό φωτοβολταϊκό σύστημα που είναι συνδεδεμένο στο δίκτυο. Το μοντέλο αυτό περιλαμβάνει έναν πυκνωτή C , ένα πηνίο L , έναν μετασχηματιστή, ένα φίλτρο EMI και το δίκτυο.

Μετά τον αντιστροφέα παρατηρείται το πηνίο γραμμής L, που απαιτείται για τον έλεγχο του ρεύματος που εγχέεται στο δίκτυο.

Ο αντιστροφέας περιλαμβάνει επίσης το μετασχηματιστή και το φίλτρο EMI. Τα πρώτα Φ/Β συστήματα που χρησιμοποιήθηκαν για οικιακή χρήση περιελάμβαναν έναν μονοφασικό αντιστροφέα με έναν μετασχηματιστή χαμηλής συχνότητας (Low Frequency - LF) που τοποθετείται μεταξύ του αντιστροφέα και του δικτύου. Αυτός ο μετασχηματιστής απαιτείται από όλους σχεδόν τους εθνικούς κανονισμούς και εγγυάται τη γαλβανική απομόνωση μεταξύ του δικτύου και των φωτοβολταϊκών συστημάτων, παρέχοντας προστασία. Επιπλέον, παρέχει απομόνωση μεταξύ του φωτοβολταϊκού συστήματος και του εδάφους. Επίσης, εξασφαλίζει δεν εγχέεται συνεχές ρεύμα στο δίκτυο, γεγονός που θα μπορούσε να προκαλέσει κορεσμό στον μετασχηματιστή διανομής. Τέλος, μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την αύξηση της τάσης εξόδου των αντιστροφέων. Εντούτοις, οι μετασχηματιστές LF αυξάνουν το βάρος, το μέγεθος και το κόστος του φωτοβολταϊκού συστήματος και μειώνουν την απόδοσή του.

Η εναλλακτική λύση είναι να αντικατασταθούν οι LF μετασχηματιστές με υψηλής συχνότητας (High Frequency- HF) μετασχηματιστές τοποθετημένους στο συνεχές τμήμα του αντιστροφέα. Με αυτό τον τρόπο, επιτυγχάνεται πάλι γαλβανική απομόνωση μεταξύ της φωτοβολταϊκής γεννήτριας και του δικτύου. Οι μετασχηματιστές υψηλής συχνότητας έχουν μικρότερο βάρος, μέγεθος και κόστος. Εντούτοις, είναι πιο πολύπλοκοι και καμιά ουσιαστική βελτίωση δεν παρατηρείται στη γενική απόδοση του συστήματος.

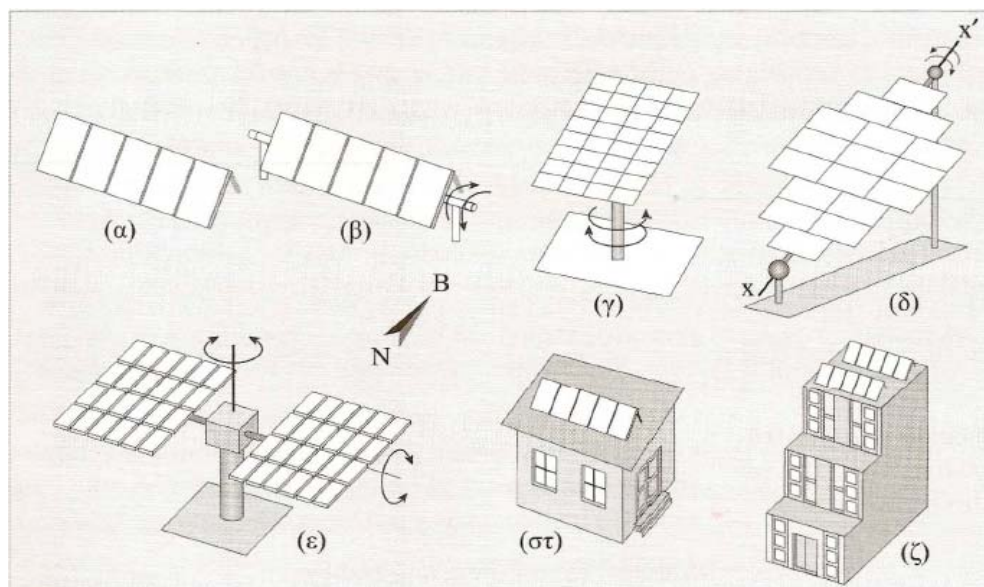
Η εξέλιξη της τεχνολογίας έχει καταστήσει πιθανό να παραληφθεί ο μετασχηματιστής χωρίς αντίκτυπο στα χαρακτηριστικά των συστημάτων όσον αφορά την ασφάλεια. Μερικές χώρες, όπως η Γερμανία, επιτρέπουν τη χρήση αντιστροφέων χωρίς μετασχηματιστή (transformerless) και άλλες σκέφτονται σοβαρά να αλλάξουν τους

κανονισμούς προς αυτή την κατεύθυνση . Επομένως, είναι αρκετά πιθανό ότι πολλά από τα μελλοντικά φωτοβολταϊκά συστήματα συνδεδεμένα στο δίκτυο να μην περιλαμβάνουν μετασχηματιστή.

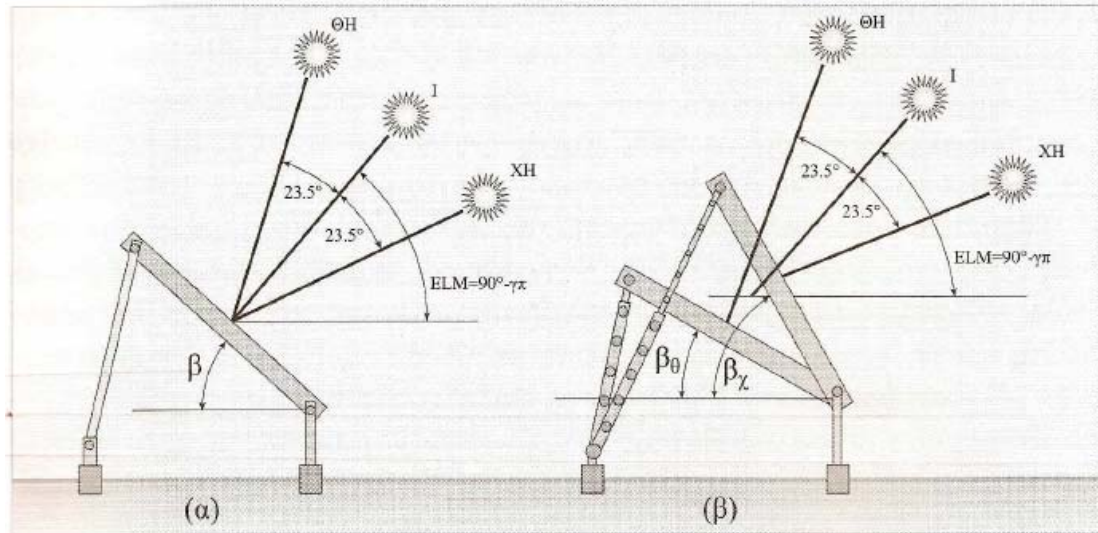
Τέλος, παρατηρείται το EMI φίλτρο, το οποίο μειώνει την ανισορροπία μεταξύ των παρασιτικών χωρητικότητων του συστήματος, την ανισορροπία μεταξύ των τιμών των σύνθετων αντιστάσεων γραμμής, την έλλειψη συγχρονισμού στη διακοπτική λειτουργία των δύο σκελών της γέφυρας πλήρους κύματος του αντιστροφέα, την ανισορροπία στη συμπεριφορά των διακοπών και τις καθυστερήσεις στους οδηγούς διακοπών. Τα φαινόμενα αυτά κάνουν απαραίτητη τη χρήση φίλτρου EMI. Στην πραγματικότητα θα μπορούσαν να οδηγήσουν σε ηλεκτρομαγνητική παρεμβολή στο φάσμα υψηλής συχνότητας.

4.1.5. Τρόποι Στήριξης Των Συλλεκτών Και Προσανατολισμός Τους

Διακρίνονται τρεις διαφορετικοί τρόποι στήριξης συλλεκτών. Σταθερής στήριξης, εποχιακά ρυθμιζόμενης στήριξης και συνεχούς παρακολούθησης της θέσης του ήλιου, με διάταξη που ονομάζεται ηλιοτρόπιο (Solar Tracker). Οι παρακάτω εικόνες δείχνουν σχηματικά μερικούς τρόπους στήριξης.



ΕΙΚΟΝΑ Δ.1.14. ΤΟΠΟΘΕΤΗΣΗ Φ/Β ΣΥΣΤΟΙΧΙΑΣ ΜΕ ΣΤΑΘΕΡΗ ΓΩΝΙΑ ΚΛΙΣΗΣ (Β) ΣΥΣΤΟΙΧΙΑ ΜΕ ΔΥΝΑΤΟΤΗΤΑ ΣΤΡΟΦΗΣ ΓΥΡΩ ΑΠΟ ΟΡΙΖΟΝΤΙΟ ΑΞΟΝΑ (ΑΛΛΑΓΗ ΖΕΝΙΘΙΑΣ ΓΩΝΙΑΣ ΤΗΣ ΣΥΣΤΟΙΧΙΑΣ) (Γ) ΣΥΣΤΟΙΧΙΑ ΣΕ ΗΛΙΟΤΡΟΠΙΟ ΑΖΙΜΟΥΘΙΑΚΗΣ ΣΤΡΟΦΗΣ, ΜΕ ΣΤΑΘΕΡΗ ΓΩΝΙΑ ΚΛΙΣΗΣ (Δ) ΣΥΣΤΟΙΧΙΑ ΜΕ ΔΥΝΑΤΟΤΗΤΑ ΣΤΡΟΦΗΣ ΩΣ ΠΡΟΣ ΤΟΝ ΑΞΟΝΑ (ΧΧ'), ΠΟΥ ΔΙΑΤΗΡΕΙΤΑΙ ΚΕΚΛΙΜΕΝΟΣ ΣΥΝΗΘΩΣ ΥΠΟ ΓΩΝΙΑ ΙΣΗ ΤΟΥ ΓΕΩΓΡΑΦΙΚΟΥ ΠΛΑΤΟΥΣ ΤΟΥ ΤΟΠΟΥ (Ε) ΤΥΠΙΚΗ ΔΙΑΤΑΞΗ ΗΛΙΟΤΡΟΠΙΟΥ (TRACKER) ΔΥΟ ΑΞΟΝΩΝ. (ΣΤ) Φ/Β ΣΥΣΤΟΙΧΙΑ ΣΤΗ ΣΤΕΓΗ ΚΑΤΟΙΚΙΑΣ (Ζ) Φ/Β ΠΛΑΙΣΙΑ ΣΕ ΔΙΑΦΕΡΕΣ ΘΕΣΕΙΣ ΣΕ ΜΕΓΑΛΗ ΟΙΚΟΔΟΜΗ (ΤΟΠΟΘΕΤΗΣΗ ΥΠΟ ΚΛΙΣΗ ΣΤΗ ΣΤΕΓΗ ΚΑΙ ΣΕ ΠΡΟΒΟΛΟΥΣ ΚΑΙ ΚΑΤΑΚΟΡΥΦΑ (FACADE) ΣΕ ΟΨΕΙΣ ΝΟΤΙΟΥ ΠΡΟΣΑΝΑΤΟΛΙΣΜΟΥ).



ΕΙΚΟΝΑ Δ.1.15. (Α) ΣΤΑΘΕΡΗ ΣΤΗΡΙΞΗ ΣΕ ΕΠΙΣΤΡΑΒΗ ΒΑΣΗ, ΜΕ ΓΩΝΙΑ ΚΛΙΣΗΣ $\beta = \phi - (10^\circ \text{ ΕΩΣ } 15^\circ)$ (Β) ΕΠΟΧΙΚΗ ΡΥΘΜΙΣΗ ΤΗΣ ΚΛΙΣΗΣ ΤΟΥ ΣΥΛΛΕΚΤΗ ΔΥΟ ΦΟΡΕΣ ΜΕΣΑ ΣΤΟ ΕΤΟΣ. ΘΗ: ΘΕΡΙΝΟ ΗΛΙΟΣΤΑΣΙΟ. ΧΗ: ΧΕΙΜΕΡΙΝΟ ΗΛΙΟΣΤΑΣΙΟ. Ι: ΙΣΗΜΕΡΙΕΣ.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2^ο:

ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ

4.2.1. Εισαγωγή

Η αιολική ενέργεια αποτελεί το στυλοβάτη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, τουλάχιστον στην Ευρώπη. Το 70% περίπου της παγκόσμιας εγκατεστημένης ισχύος που προέρχεται από ανεμογεννήτριες βρίσκεται στην Ευρώπη, ενώ περισσότερο από 80% των ανεμογεννητριών που εγκαθίστανται παγκοσμίως, κατασκευάζονται σε αυτή.

Στη χώρα μας οι επικρατούσες συνθήκες στο Αιγαίο, στο Κρητικό και στο Καρπάθιο πέλαγος, στις ανατολικές ακτές της κεντρικής και νότιας Χώρας, στη Βόρεια Κρήτη και στα Δωδεκάνησα καθ' όλη τη διάρκεια του έτους ευνοούν την εμφάνιση ανέμων σημαντικής εντάσεως, ικανής να διατηρεί σε λειτουργία ανεμογεννήτριες για μεγάλα χρονικά διαστήματα. Έτσι, ευνοείται η εγκατάσταση αιολικών πάρκων που συνήθως συνδέονται σε δίκτυα μέσης και υψηλής τάσης ανάλογα με την εγκατεστημένη ισχύ τους. Παρόμοιες συνθήκες ισχύουν και στο εσωτερικό της χώρας και ιδιαίτερα στις ορεινές περιοχές. Οι συνθήκες στις περιοχές αυτές είναι αρκετά ευνοϊκές διότι υπάρχει συνεχής πνοή καλής ποιότητας ανέμου, ελάχιστες μέρες άπνοιας και ανυπαρξία τυφώνων.

Ο τύπος και τα μεγέθη των ανεμογεννητριών που εγκαθίστανται στην Ελλάδα, ακολουθούν μέχρι στιγμής τις διεθνείς εξελίξεις και είναι κυρίως εισαγωγής από άλλες ευρωπαϊκές χώρες. Ωστόσο, υπάρχει μία σημαντική προστιθέμενη αξία από ελληνικές κατασκευαστικές επιχειρήσεις τόσο για την κατασκευή επιμέρους τμημάτων των ανεμογεννητριών όσο και για την εγκατάσταση και τη δημιουργία της κατάλληλης υποδομής για τη λειτουργία τους. Στο σημείο αυτό θα πρέπει να τονιστεί ότι η ελληνική βιομηχανία είναι αναγκαίο να συνεισφέρει και να δημιουργήσει νέες τεχνολογίες ώστε η ελληνική προστιθέμενη αξία να γίνει ακόμα μεγαλύτερη.

Τα πλεονεκτήματα της εκμετάλλευσης της αιολικής ενέργειας για την παραγωγή ηλεκτρισμού συνοπτικά είναι:

- Η αιολική ενέργεια είναι μια καθαρή πηγή ενέργειας.
- Οι ανεμογεννήτριες δεν εκλύουν χημικές ουσίες στο περιβάλλον οι οποίες προκαλούν όξινη βροχή ή αέρια του θερμοκηπίου.
- Η τεχνολογία που αναπτύσσεται είναι μια από τις πιο οικονομικές στον χώρο των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (χαμηλό κόστος ανά kWh).
- Οι ανεμογεννήτριες μπορούν να στηθούν σε αγροκτήματα ή ράντσα, όπου βρίσκονται οι περισσότερες από τις καλύτερες τοποθεσίες από την άποψη του ανέμου.

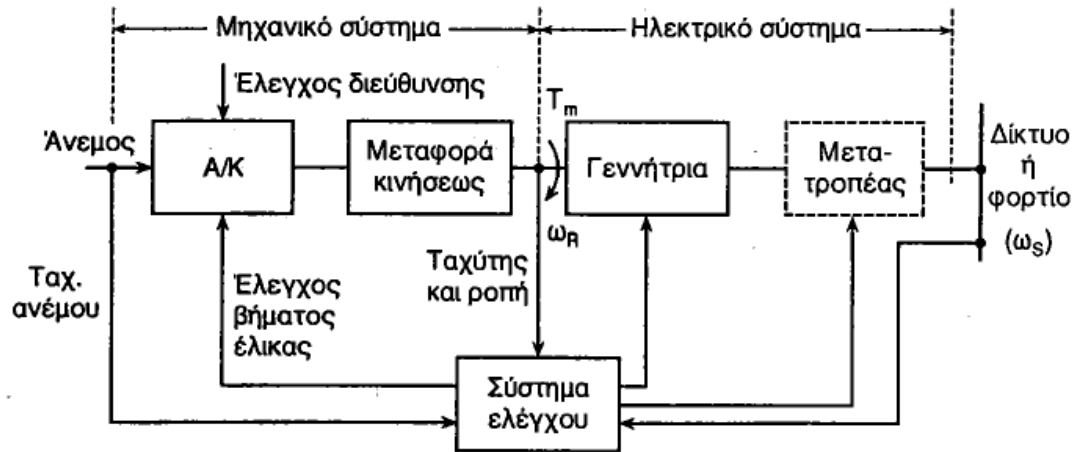
Τα μειονεκτήματα είναι:

- Η αιολική ενέργεια πρέπει να ανταγωνιστεί τις συμβατικές πηγές ενέργειας σε επίπεδο κόστους.
- Δεν μπορούν όλοι οι άνεμοι να τιθασευτούν.
- Τα κατάλληλα σημεία για αιολικά πάρκα είναι σε απομακρυσμένες περιοχές.
- Υπάρχει προβληματισμός για τον θόρυβο που παράγεται από τα πτερύγια του ηλεκτρικού κινητήρα (ρότορα), και τις δυσμενείς επιδράσεις στο οικοσύστημα της περιοχής (πολλές φορές έχουν σκοτωθεί πουλιά που πετούσαν κοντά στις ανεμογεννήτριες).

4.2.2. Τεχνικά στοιχεία ανεμογεννητριών

Με κριτήριο της συνάρτηση ισχύος- ταχύτητας οι ανεμογεννήτριες διακρίνονται σε σταθερής ταχύτητας- σταθερής συχνότητας (ΣΤΣΣ) και σε μεταβλητής ταχύτητας σταθερής συχνότητας (ΜΤΣΣ). Η παραγωγή τάσεως με σταθερή συχνότητα επιβάλλεται στην περίπτωση που η ανεμογεννήτρια λειτουργεί παράλληλα με το ηλεκτρικό δίκτυο. Αλλά και στην περίπτωση που η ανεμογεννήτρια λειτουργεί

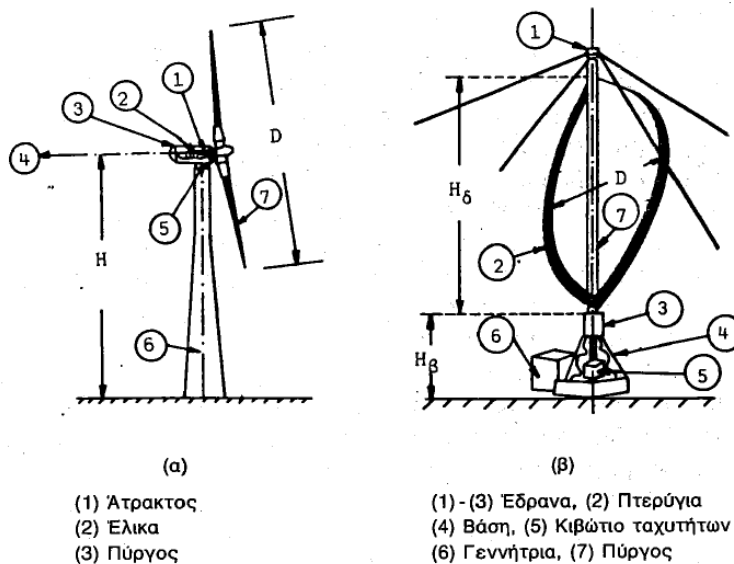
ανεξάρτητα, και πάλι η συχνότητα πρέπει να κυμαίνεται σε πολύ στενά όρια (+/-1%). Επομένως η παραγωγή σταθερής συχνότητας αποτελεί γενική απαίτηση. Στην παρακάτω εικόνα φαίνεται το διάγραμμα των κύριων τμημάτων μίας τυπικής ανεμογεννήτριας.



Εικόνα Δ.2.1. Διάγραμμα κύριων τμημάτων μίας ανεμογεννήτριας.

Αποτελείται λοιπόν από το ηλεκτρικό σύστημα, το μηχανικό σύστημα και το σύστημα ελέγχου.

Το μηχανικό σύστημα περιλαμβάνει κυρίως τον ανεμοκινητήρα, αποτελεί δηλαδή το σύστημα μετατροπής της ενέργειας του ανέμου σε μηχανική. Συνήθως μεταξύ του ανεμοκινητήρα και της γεννήτριας μεσολαβεί μία διάταξη μεταφοράς της κινήσεως, η οποία περιλαμβάνει έναν πολλαπλασιαστή στροφών καθώς και συνδέσμους προς τον ανεμοκινητήρα ή και την γεννήτρια. Υπάρχουν δύο κυρίως τύποι ανεμοκινητήρων και άρα και ανεμογεννητριών: οι οριζοντίου άξονα και οι κατακόρυφου άξονα.



Σχ. 2.2. (α) Α/Κ οριζοντίου άξονα
(β) Α/Κ κατακόρυφου άξονα

Εικόνα Δ.2.2. Ανεμοκινητήρας οριζοντίου άξονα (α) και κατακόρυφου άξονα (β).

Όσον αφορά τώρα τους ανεμοκινητήρες οριζοντίου άξονα:

Ο πύργος μπορεί να είναι μεταλλικός (δικτυωτός ή συνηθέστερα σωληνωτός) αλλά και από οπλισμένο σκυρόδεμα για ανεμοκινητήρες μεγάλης ισχύος. Βασικής σημασίας για την επιλογή του πύργου είναι ο προβλεπόμενος τρόπος μεταφοράς και εγκατάστασής του σε συνδυασμό με την όλη συναρμολόγηση και της ανεμογεννήτριας και την επίδρασή της. Ο πύργος υπολογίζεται ως πακτωμένη δοκός, η οποία υφίσταται σύνθετη στατική και κυρίως δυναμική καταπόνηση. Ο σχεδιασμός του πύργου ώστε να αποφεύγονται συνθήκες συντονισμού έχει βασική σημασία.

Ο δρομέας (ή έλικα) αποτελείται στους σύγχρονους ανεμοκινητήρες από 2 ή 3 πτερύγια τα οποία έχουν την αεροδυναμική μορφή των ελίκων αεροπλάνων με αρκετή συστροφή και συνεχή μείωση της διατομής τους από την βάση προς τα άκρα. Η τεχνολογία κατασκευής των πτερυγίων βρίσκεται σε συνεχή εξέλιξη και πολλά είδη υλικών έχουν χρησιμοποιηθεί: για τους μικρούς ανεμοκινητήρες χρησιμοποιούνται πολυουρεθάνη, υαλόνημα και ξύλο, για τους μεσαίου μεγέθους υαλονήματα σε πολλαπλές στρώσεις και εναλλαγή κατευθύνσεων και για τους μεγάλους ανεμοκινητήρες χρησιμοποιούνται τεχνολογίες ελίκων αεροπλάνων (ανθρακονήματα κλπ). Η στήριξη των πτερυγίων της έλικας στον άξονα του δρομέα μπορεί να είναι σταθερή (πτερύγιο σταθερού βήματος) ή μεταβλητή δηλαδή να είναι δυνατή η περιστροφή του στο σημείο εδράσεως (πτερύγιο μεταβλητού βήματος). Επίσης, το πτερύγιο μπορεί να αποτελείται από δύο τμήματα, ένα τμήμα σταθερό στηριζόμενο στον άξονα και ένα επιπλέον ρυθμιζόμενο ακροπτερύγιο. Οι παραπάνω παραλλαγές είναι βασικής σημασίας για τον έλεγχο ισχύος- στροφών του ανεμοκινητήρα καθώς και για την ασφάλεια της λειτουργίας του.

Τέλος, ο χώρος μηχανισμών (άτρακτος) περιλαμβάνει κυρίως το σύστημα εδράσεως του δρομέα στον πύργο, τον πολλαπλασιαστή στροφών, τη γεννήτρια, και το φρένο και τους μηχανισμούς ελέγχου του βήματος των πτερυγίων, το σύστημα περιστροφής και προσανατολισμού στην κατεύθυνση του ανέμου.

Όσον αφορά τώρα τους ανεμοκινητήρες κατακόρυφου άξονα, ο κυριότερος τύπος τους είναι ο Darrieus. Ο άξονας περιστροφής του δρομέα αποτελεί και τον πύργο στήριξης, ο οποίος συχνά προσδένεται με επιτόνους. Έχουν 2 ή 3 πτερύγια, των οποίων η διατομή είναι παρόμοια με του οριζόντιου άξονα, αλλά παραμένει σταθερή καθ' όλο το μήκος τους. Μειονέκτημα του ανεμοκινητήρα αυτού του τύπου είναι ότι έχει πολύ χαμηλή ροπή εκκίνησης και η εκκίνηση του πρέπει να γίνεται με άλλα μέσα (χρησιμοποίηση της γεννήτριας ως κινητήρα και απορρόφηση ισχύος από το δίκτυο ή την επιπλέον εγκατάσταση ενός μικρού ανεμοκινητήρα τύπου Savonius στον ίδιο άξονα).

Ένας άλλος τύπος ανεμοκινητήρα κατακόρυφου άξονα είναι ο μεταβαλλόμενης γεωμετρίας. Με την μεταβολή της γεωμετρίας του πτερυγίου επιτυγχάνεται ο έλεγχος στροφών.

Οι ανεμογεννήτριες κατακόρυφου άξονα παρουσιάζουν το πλεονέκτημα ότι δεν απαιτούν σύστημα αυτοματισμού δρομέα προς την διεύθυνση του ανέμου καθώς επίσης και ότι η εγκατάσταση του συστήματος μετατροπής σε ηλεκτρική ενέργεια (πολλαπλασιαστής στροφών, γεννήτρια) βρίσκεται στο επίπεδο του εδάφους στην βάση του ανεμοκινητήρα. Γενικότερα οι ανεμοκινητήρες κατακόρυφου άξονα είναι κατασκευαστικά απλούστεροι του οριζόντιου άξονα πράγμα που αντισταθμίζει μερικά το μικρότερο αεροδυναμικό συντελεστή ισχύος. Παρουσιάζουν όμως το σημαντικό μειονέκτημα ότι η ισχύς τους ταλαντώνεται έντονα λόγω της συνεχούς αλλαγής του βήματος των πτερυγίων κατά την περιστροφή τους. Τελικά, ο ανεμοκινητήρας κατακόρυφου άξονα συγκεντρώνει τα περισσότερα πλεονεκτήματα και αυτός κυρίως σήμερα αναπτύσσεται.

Το ηλεκτρικό σύστημα της ανεμογεννήτριας περιλαμβάνει την γεννήτρια και ενδεχομένως και έναν μετατροπέα ισχύος που παρεμβάλλεται μεταξύ της γεννήτριας και του δικτύου ή του φορτίου όπως παραδείγματος χάριν ένα μετατροπέα AC- DC- AC για τον έλεγχο της ροής ισχύος. Η γεννήτρια μπορεί να είναι σύγχρονη οπότε η συχνότητα της παραγόμενης τάσης είναι ακριβώς ανάλογη των στροφών ή ασύγχρονη οπότε η συχνότητα της παραγόμενης τάσης δεν είναι μεν ακριβώς ανάλογη των στροφών αλλά αυξάνεται πολύ λίγο με το φορτίο (μέχρι 3%) ώστε και πάλι να μπορεί α θεωρηθεί πρακτικά σταθερή.

Το σύστημα ελέγχου της ανεμογεννήτριας προσαρμόζει την λειτουργία της προς τις εκάστοτε συνθήκες ανέμου (εκκίνηση, κατεύθυνση προς τον άνεμο κλπ), επιτηρεί την ασφάλεια ή και μεγιστοποιεί την απόδοσή της. Η πολυπλοκότητα των συστημάτων ελέγχου (πλήθος πληροφοριών και επεμβάσεων) παρουσιάζει συνεχή αύξηση κατά τα τελευταία χρόνια και αποτελεί βασικό κριτήριο εξέλιξης των ανεμογεννητριών. Η ταχύτητα του δρομέα πρέπει να ελέγχεται για τρεις λόγους:

- Μέγιστη απόληψη ισχύος από τον άνεμο
- Προστασία του δρομέα, της γεννήτριας και των ηλεκτρονικών ισχύος από υπερφόρτιση σε συνθήκες υψηλού ανέμου
- Προστασία του δρομέα από υπερταχύτητα κατά τη διάρκεια αποσύνδεσης ή άλλου φαινομένου

Μπορούν να διακριθούν οι εξής περιοχές για τη λειτουργία της ανεμογεννήτριας σε σχέση με την ταχύτητα του ανέμου :

- Την ταχύτητα σύνδεσης της ανεμογεννήτριας (cut-in speed), στην οποία αρχίζει η ανεμογεννήτρια να παράγει ισχύ
- Την περιοχή βέλτιστου αεροδυναμικού συντελεστή (constant maximum C_p region), όπου η ταχύτητα περιστροφής μεταβάλλεται ανάλογα με την ταχύτητα του ανέμου έτσι ώστε η απόληψη ισχύος από τον άνεμο να βελτιστοποιείται
- Την περιοχή σταθερής ισχύος εξόδου (constant power output region)
- Την ταχύτητα αποσύνδεσης (cut-out speed)

Κατά τα πρώτα χρόνια αναπτύξεως των ανεμογεννητριών, ο έλεγχος περιοριζόταν στο μηχανικό σύστημα και κάλυπτε τις βασικές απαιτήσεις (εκκίνηση, οριακή ισχύς, διακοπή λειτουργίας για λόγους ασφαλείας) συνήθως με μηχανικές μόνο διατάξεις. Με την ανάπτυξη της τεχνολογίας των μετατροπέων συχνότητας με ηλεκτρονικά ισχύος δίδεται σήμερα η δυνατότητα πραγματοποίησης μεγάλου μέρους του ελέγχου της ανεμογεννήτριας μέσω του ηλεκτρικού συστήματος, οπότε ο έλεγχος της ανεμογεννήτριας γίνεται τελικά πιο ευέλικτος και αξιόπιστος.

Οι βασικές λειτουργίες ελέγχου είναι οι ακόλουθες:

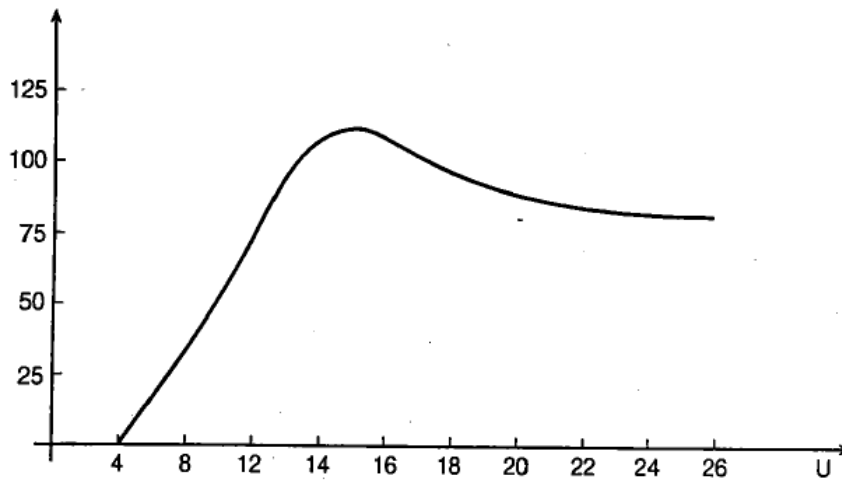
1. Οι λειτουργίες που αφορούν στην εκκίνηση της ανεμογεννήτριας, όταν η ταχύτητα του ανέμου σταθεροποιηθεί πάνω από ένα όριο και αντίστοιχα το σταμάτημά της όταν η ταχύτητα του ανέμου μειωθεί κάτω από ένα όριο.
2. Οι λειτουργίες ελέγχου για την μη υπέρβαση της ονομαστικής ισχύος της ανεμογεννήτριας όταν η ταχύτητα του ανέμου υπερβεί μία ορισμένη τιμή. Ο έλεγχος αυτός γίνεται συνήθως στον ανεμοκινητήρα. Έτσι προκύπτουν δύο κατηγορίες ανεμοκινητήρων:

- I. Οι ανεμοκινητήρες με έλεγχο του βήματος της έλικας (pitch control). Σε αυτούς επιτυγχάνεται πλήρης σταθερότητα της παραγόμενης ισχύος (ίση με την ονομαστική) για ταχύτητες ανέμου πάνω από ένα όριο.



Εικόνα Δ.2.3. Τυπική καμπύλη ισχύος- ταχύτητας ανέμου για ανεμογεννήτρια με έλεγχο βήματος έλικας.

- II. Οι ανεμοκινητήρες με έλεγχο της αεροδυναμικής ανυψώσεως ή αεροδυναμικό έλεγχο (stall control). Η σταθεροποίηση της παραγόμενης ισχύος πραγματοποιείται λόγω αεροδυναμικών φαινομένων και έτσι εμφανίζεται μείωση της παραγόμενης ισχύος για πολύ μεγάλες ταχύτητες του ανέμου. Έναντι του μειονεκτήματος αυτού, παρουσιάζουν το πλεονέκτημα ότι δεν απαιτούν μηχανισμό μεταβολής του βήματος της έλικας και συνεπώς είναι απλούστερες και στιβαρότερες. Όμως τα πτερύγια υφίστανται μεγαλύτερες δυναμικές καταπονήσεις.



Εικόνα Δ.2.4. Τυπική καμπύλη ισχύος- ταχύτητας ανέμου για ανεμογεννήτρια με αεροδυναμικό έλεγχο.

Εκτός από τις δύο αυτές μεθόδους ελέγχου μη υπερβάσεως της ονομαστικής ισχύος, οι οποίες πραγματοποιούνται δια του μηχανικού μέρους, το αντίστοιχο μπορεί να γίνει και μέσω του ηλεκτρικού μέρους όταν εγκαθίσταται μετατροπέας, αν και ο έλεγχος αφορά κυρίως την βελτίωση των χαρακτηριστικών της λειτουργίας (ανεμογεννήτρια μεταβλητών στροφών)

3. Οι λειτουργίες ελέγχου που αποσκοπούν στον προσανατολισμό της ανεμογεννήτριας ώστε το επίπεδο περιστροφής της έλικας να βρίσκεται συνεχώς κάθετα προς την διεύθυνση του ανέμου. Ο έλεγχος αυτός δεν αφορά τις ανεμογεννήτριες κατακόρυφου άξονα, οι οποίες δεν απαιτούν οποιοδήποτε σύστημα προσανατολισμού πράγμα που αποτελεί και ένα από τα πλεονεκτήματά τους σε σχέση με τις ανεμογεννήτριες οριζοντίου άξονα.

4. Οι λειτουργίες και τα αντίστοιχα τμήματα ασφάλειας με τα οποία επιτυγχάνεται το σταμάτημα της περιστροφής (πέδηση) της ανεμογεννήτριας και η στροφή των πτερυγίων της έλικας, ώστε να παρουσιάζουν την ελάχιστη αντίσταση όταν η ταχύτητα του ανέμου φτάσει το όριο αντοχής της σε μηχανική καταπόνηση.
5. Τις λειτουργίες ελέγχου στροφών της ανεμογεννήτριας, όταν πρόκειται για ανεμογεννήτρια μεταβλητών στροφών.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3^ο:

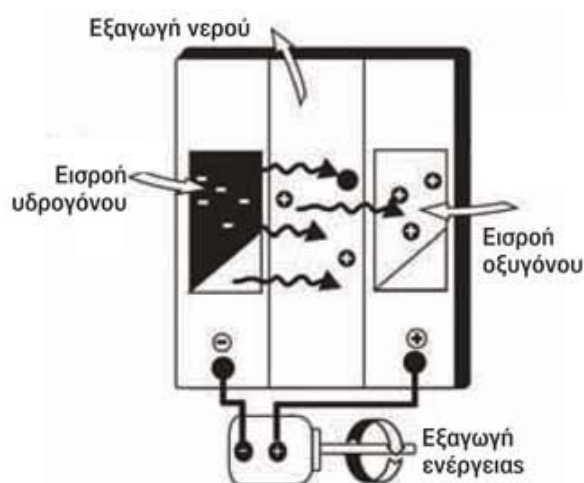
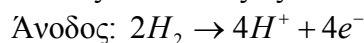
ΚΥΨΕΛΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ

Οι κυψέλες καυσίμου είναι σχετικά μια νέα τεχνολογία παραγωγής ενέργειας καθώς η ηλικία της είναι περίπου 15 χρόνια (διάστημα κατά το οποίο σημειώθηκαν οι πρώτες εφαρμογές). Τα τελευταία χρόνια η εξέλιξη τους είναι ραγδαία και συνεχώς η χρήση τους διευρύνεται.

Αποτελούν την πιο αποδοτική και ‘καθαρή’ τεχνολογία για τη μετατροπή της χημικής ενέργειας που είναι αποθηκευμένη σε ένα καύσιμο σε άμεσα χρησιμοποιήσιμη ηλεκτρική ενέργεια. Τα πλεονεκτήματά της την καθιστούν ιδανική πηγή για αρκετές εφαρμογές και αναμένεται να έχει σημαντικό ρόλο στα συστήματα καταναλωμένης παραγωγής και στα μικροδίκτυα στο άμεσο μέλλον.

Η αρχή λειτουργίας των κυψελών καυσίμου βασίζεται στην πολύ απλή σκέψη ότι αντιστρέφοντας τη διαδικασία της ηλεκτρόλυσης του νερού θα μπορούσαμε να παράγουμε ρεύμα, με τη λογική ότι για την ηλεκτρόλυση χρειάζεται παροχή ρεύματος. Η πρώτη εξέταση του θέματος έγινε το 1938 από τον William Grove ο οποίος με ένα απλό πείραμα απέδειξε ότι η αντίστροφη διαδικασία της ηλεκτρόλυσης του νερού συνοδεύεται από τη ροή ρεύματος.

Η κυψέλη καυσίμου, λοιπόν, είναι μια ηλεκτροχημική συσκευή που καταναλώνει υδρογόνο και οξυγόνο και παράγει ηλεκτρική ενέργεια, θερμότητα και νερό. Οι κυψέλες καυσίμου αποτελούνται από δυο ηλεκτρόδια (την άνοδο- αρνητικό ηλεκτρόδιο και την κάθοδο- θετικό ηλεκτρόδιο), τα οποία διαχωρίζονται από έναν ηλεκτρολύτη, ο οποίος λέγεται αλλιώς και μεμβράνη ανταλλαγής πρωτονίων (proton exchange membrane, PEM). Ο ηλεκτρολύτης είναι από πολυμερές ή άλλο υλικό, το οποίο επιτρέπει την διέλευση ιόντων, αλλά όχι τη διέλευση των ηλεκτρονίων. Ένα καύσιμο που περιέχει υδρογόνο (π.χ. φυσικό αέριο) εισάγεται από την πλευρά της ανόδου, όπου τα ηλεκτρόνια του υδρογόνου ελευθερώνονται και κινούνται σε ένα εξωτερικό κύκλωμα δίδοντας ηλεκτρικό ρεύμα. Τα θετικά φορτισμένα ιόντα υδρογόνου διαπερνούν τον ηλεκτρολύτη και φτάνουν στην κάθοδο, όπου ενώνονται με τα ελεύθερα ηλεκτρόνια και το οξυγόνο, παράγοντας νερό. Αυτό αποδεικνύεται από τις ακόλουθες εξισώσεις:



Εικόνα Δ.3.1. Λειτουργία κυψέλης καυσίμου υδρογόνου.

Για να επιταχυνθεί η διαδικασία του ιονισμού του υδρογόνου χρησιμοποιείται ένας καταλύτης υψηλής αγωγιμότητας στα ηλεκτρόδια (π.χ. πλατίνα), χωρίς να επηρεάζει

την άνοδο ή την κάθοδο. Ο καταλύτης είναι συνήθως μια σκληρή και πορώδης σκόνη που καλύπτεται από χαρτί άνθρακα ή ύφασμα έτσι ώστε η μέγιστη δυνατή επιφάνεια να είναι εκτεθειμένη στο υδρογόνο ή το οξυγόνο.

Όταν το καύσιμο που χρησιμοποιείται είναι καθαρό υδρογόνο, τα μόνα παράγωγα της διεργασίας αυτής είναι ηλεκτρικό ρεύμα, καθαρό νερό και θερμότητα. Αν το υδρογόνο παράγεται με ηλεκτρόλυση νερού με τη βοήθεια ΑΠΕ τότε η εγκατάσταση μπορεί να θεωρηθεί ως εγκατάσταση ΑΠΕ.



Εικόνα Δ.3.2. Συστήματα κυψελών καυσίμου μικρής ισχύος.



Εικόνα Δ.3.3. Εφαρμογή κυψελών καυσίμου στις μεταφορές.

Αν και το καταλληλότερο καύσιμο για τη λειτουργία των κυψελών καυσίμου είναι το καθαρό υδρογόνο, μπορούν να χρησιμοποιηθούν διάφορα άλλα καύσιμα που είναι φορείς υδρογόνου. Το καύσιμο που χρησιμοποιείται συνηθέστερα είναι το φυσικό αέριο.

Η απόδοση των συστημάτων των κυψελών καυσίμου είναι συνάρτηση του τύπου της κυψέλης και της δυναμικότητάς της. Η ηλεκτρική απόδοση μιας κυψέλης, καθορίζεται από τις αντίστοιχες αποδόσεις των επί μέρους υποσυστημάτων που τη συνθέτουν. Γενικά, παρουσιάζουν υψηλότερο βαθμό απόδοσης κατά 1/6 έως 1/3 από τις μονάδες εσωτερικής καύσης (ηλεκτρική απόδοση μέχρι και 45% αλλά μικρή απόδοση συμπαραγωγής) με σαφώς μικρότερες εκπομπές ρύπων και πιο αθόρυβη λειτουργία. Η επισκευή τους όμως απαιτεί περισσότερο εξειδικευμένο προσωπικό από εκείνο των παραδοσιακών τεχνολογιών και υπάρχει μεγαλύτερη ευαισθησία στην ποιότητα καυσίμου.

Ανάλογα με τον τύπο ηλεκτρολύτη που χρησιμοποιείται υπάρχουν διάφορα είδη κυψελών καυσίμου: μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίων (PEM) , φωσφορικού οξέος (PAFC), λιωμένου ανθρακικού άλατος (MCFC), στερεού οξειδίου (SOFC), άμεσης μεθανόλης (DMFC), αλκαλικά (AFC). Οι τεχνολογίες αυτές είναι σε διαρκή εξέλιξη για τη βελτίωση των χαρακτηριστικών τους, τη μείωση του κόστους τους, αλλά και

την ασφαλή αποθήκευση και μεταφορά του υδρογόνου που χρησιμοποιούν, με τις τέσσερις πρώτες να έχουν περισσότερες εφαρμογές στον τομέα της διανεμημένης παραγωγής.

Τα γενικά τυπικά χαρακτηριστικά αυτών των μονάδων φαίνονται στον πίνακα που ακολουθεί:

	AFC	PEMFC	DMFC	PAFC	MCFC	SOFC
Ηλεκτρολύτης	Υδροξείδιο του καλίου	Πολυμερές	Πολυμερές	Φωσφορικό Οξύ	Μίγμα Ανθρακικών Αλκαλίων	Σταθεροποιημένο ζirkόνιο
Θερμοκρασία Λειτουργίας (°C)	60-90	70-100	90	150-220	600-700	650-1000
Θερμότητα από Συμπαγωγή	Καθόλου	Χαμηλής ποιότητας	Καθόλου	Αποδεκτή για πολλές εφαρμογές	Υψηλή	Υψηλή
Βαθμός Απόδοσης	50- 70%	40- 50%	25- 40%	40- 45%	50- 60%	50- 60%
Καύσιμο	H ₂ . Απαραίτητη η απομάκρυνση του CO ₂ από τα αέρια της ανόδου και της καθόδου.	H ₂ . Αν αυτό προέρχεται από αναμόρφωση, η περιεκτικότητά σε CO να είναι CO<10ppm.	Διάλυμα νερού/μεθανόλης.	H ₂ . Και από αναμόρφωση.	H ₂ , CO, φυσικό αέριο	H ₂ , CO, φυσικό αέριο
Ισχύς	Μέχρι 20kW	Μέχρι 250kW	<10kW	>50kW	>1MW	>200kW
Εφαρμογές	Μικρές μονάδες. Χρήση σε διαστημικές εφαρμογές	Οικιακή και εμπορική παραγωγή Συστήματα κίνησης οχημάτων	Φορητές συσκευές	Εμπορική παραγωγή. Μεγάλα οχήματα (λεωφορεία)	Εμπορική και βιομηχανική παραγωγή. Μονάδες μεγάλης ισχύος (MW)	Οικιακή, εμπορική και βιομηχανική παραγωγή (μεγάλη ισχύς).
Χρόνος Εκκίνησης (h)	<0.1	<0.1	<0.2	1-4	>10	5-10

ΠΙΝΑΚΑΣ 11: ΤΥΠΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΚΥΨΕΛΩΝ ΚΑΥΣΙΜΟΥ.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4^ο:

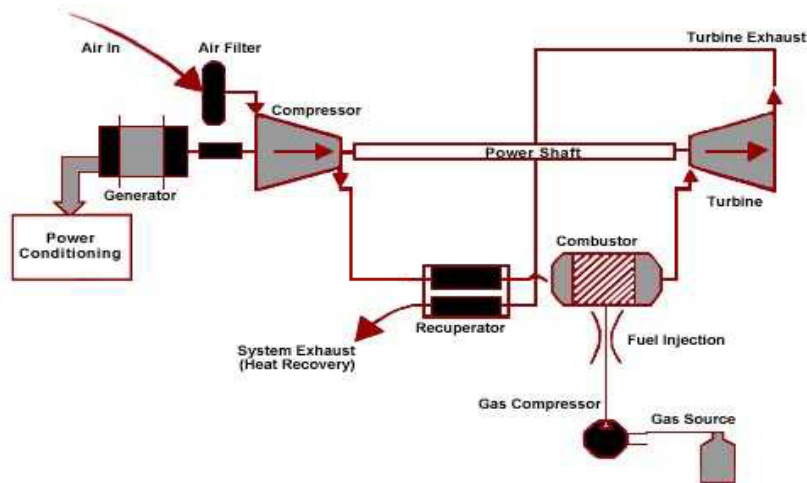
ΜΙΚΡΟΤΟΥΡΜΠΙΝΕΣ

Οι γεννήτριες μικροτουρμπίνων αερίου (MTGs) είναι μια πολλά υποσχόμενη τεχνολογία και θεωρείται πολύ σημαντική για εφαρμογές παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος υψηλής πυκνότητας. Οι μονάδες αυτές είναι μικρού μεγέθους, πολύ υψηλής ταχύτητας και συνήθως συμπεριλαμβάνουν την τουρμπίνα αερίου (gas turbine), το συμπιεστή (compressor), τη γεννήτρια και τα ηλεκτρονικά ισχύος για τη σύνδεση τους στο δίκτυο. Τυπικά, λειτουργούν με φυσικό αέριο, αλλά δέχονται για τη λειτουργία τους και πολλά άλλα βιομηχανικά καύσιμα, όπως προπάνιο, diesel και κηροζίνη. Είναι επίσης ικανές να παράγουν ανανεώσιμη ενέργεια όταν τροφοδοτούνται με βιοαέριο.

Οι μικροτουρμπίνες είναι περιστροφικές μηχανές που παράγουν ενέργεια από τη ροή αερίου υπό πίεση. Αποτελούνται από έναν συμπιεστή που συνδέεται με μια τουρμπίνα αερίου μεγάλης ταχύτητας, η οποία οδηγεί μια ενσωματωμένη ηλεκτρική γεννήτρια, που λειτουργεί σε υψηλή ταχύτητα, μέσω ενός θαλάμου καύσης. Οι μικροτουρμπίνες μπορούν να λειτουργήσουν με τη μέθοδο του απλού κύκλου ή της ανάκτησης θερμότητας.

Σε έναν στρόβιλο απλού κύκλου, χωρίς ανάκτηση, μέσα στον καυστήρα (ignitor) προστίθεται ενέργεια στο ρεύμα αερίου, αέρας αναμιγνύεται με καύσιμο και αναφλέγεται. Η καύση αυξάνει την θερμοκρασία, την πητικότητα και τον όγκο του αερίου. Αυτό κατευθύνεται προς τις λεπίδες της τουρμπίνας, περιστρέφοντάς τη και ενεργοποιώντας το συμπιεστή. Οι μικροτουρμπίνες απλού κύκλου έχουν χαμηλότερο κόστος, υψηλότερη αξιοπιστία και περισσότερη θερμότητα διαθέσιμη για τις εφαρμογές συμπαραγωγής, από ότι οι μονάδες ανάκτησης θερμότητας.

Οι μονάδες ανάκτησης θερμότητας χρησιμοποιούν έναν εναλλάκτη θερμότητας (recuperator) από φύλλα μετάλλου, που ανακτά τμήμα της θερμότητας από το ρεύμα αέρα που κατευθύνεται προς την εξάτμιση και το μεταβιβάζει στο εισερχόμενο κρύο ρεύμα αέρα. Ο προθερμασμένος αέρας στη συνέχεια, περνάει στον καυστήρα (combustor), όπου αναμιγνύεται με καύσιμο, αναφλέγεται και καίγεται. Η προθέρμανση του αέρα, μειώνει την ποσότητα των απαιτούμενων καυσίμων για την αύξηση της θερμοκρασίας του στο απαραίτητο επίπεδο στην είσοδο του στρόβιλου. Ο αναφλεκτήρας (ignitor) χρησιμοποιείται μόνο κατά τη διάρκεια της εκκίνησης και από εκεί και πέρα η φλόγα είναι αυτοσυντηρούμενη. Το αέριο από τον καυστήρα περνάει από το στόμιο της τουρμπίνας και από τον τροχό της τουρμπίνας, μετατρέποντας τη θερμική ενέργεια των καυτών διεσταλμένων αερίων σε στρεφόμενη μηχανική ενέργεια της τουρμπίνας. Η τουρμπίνα οδηγεί το συμπιεστή και τη γεννήτρια. Τα αέρια που εξέρχονται από την τουρμπίνα κατευθύνονται πάλι πίσω μέσω του εναλλάκτη θερμότητας, έξω στη θερμοαντική στήλη, για την παραγωγή θερμότητας για τους χρήστες.



Εικόνα Δ.4.1. Δομή γεννήτριας με μικροτουρμπίνα αερίου.

Ο λόγος της ηλεκτρικής προς τη θερμική ενέργεια στις μονάδες ανάκτησης θερμότητας έχει υψηλότερη τιμή από τις μονάδες χωρίς ανάκτηση και, επιπλέον, οι πρώτες μπορούν να κάνουν εξοικονόμηση καυσίμων σε ποσοστό 30 με 40%, από τη διαδικασία της προθέρμανσης.

Τα πλεονεκτήματα των μικροτουρμπίνων είναι πολλά. Έχουν σχεδόν αθόρυβη λειτουργία με λίγες δονήσεις, έχουν σχετικά μικρό κόστος αρχικής εγκατάστασης, χαμηλά επίπεδα εκπομπής καυσαερίων, θερμικές αποδοτικότητες κυμαινόμενες στο 5-30%, βαθμό ηλεκτρικής απόδοσης της τάξης του 28-30%, υψηλές ταχύτητες της τάξης των 60.000rpm, μικρές ανάγκες συντήρησης και ταυτόχρονα υψηλή αξιοπιστία. Σε περιπτώσεις όπου τα τιμολόγια του αερίου είναι χαμηλά— που είναι και το σύνηθες— ενώ η ηλεκτρική ενέργεια σχετικά ακριβή, καθίσταται πιο οικονομική η χρησιμοποίηση μονάδων μικροτουρμπίνων αντί της ηλεκτρικής ενέργειας του δικτύου. Αντίθετα από τις παραδοσιακές πηγές ενέργειας, οι μικροτουρμπίνες μπορούν να χρησιμοποιούνται από ιδιώτες αφού εγκαθίστανται εύκολα, έχουν χαμηλές εκπομπές ρύπων και βρίσκονται ακριβώς δίπλα στη ζήτηση της ενέργειας – οικία ή επιχείρηση. Καταλαμβάνουν όγκο όχι μεγαλύτερο από έναν τηλεφωνικό θάλαμο και παράγουν ισχύ εύρους συνήθως από 25 ως 300kW. Έχοντας ως μέτρο σύγκρισης τους μεγάλους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, που είναι ολόκληρα κτίρια με παραγόμενη ισχύ από 600MW ως 1.000MW, το μικρό μέγεθος των μικροτουρμπίνων είναι ένα σημαντικό πλεονέκτημα, που επιτρέπει την τοποθέτησή τους ακριβώς δίπλα στο φορτίο. Το γεγονός αυτό αποβάλλει τις ενεργειακές απώλειες που εμφανίζονται συνήθως κατά τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας από τους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στα σημεία της ζήτησης. Αυτές οι απώλειες μεταφοράς είναι αρκετά σημαντικές και ανέρχονται συχνά στο 7% της παραγόμενης ισχύος.

Μερικές μικροτουρμπίνες δίνουν τη δυνατότητα να παραχθεί ηλεκτρική ενέργεια από τη θερμότητα των αερίων εξάτμισης. Η θερμότητα χρησιμοποιείται για την παραγωγή υδρατμών που διαφεύγουν μέσω ενός δεύτερου συνόλου λεπίδων στροβίλου, που περιστρέφουν μια δεύτερη ηλεκτρική γεννήτρια. Αυτά τα συστήματα είναι πολύ μεγαλύτερα και ακριβότερα, αλλά λειτουργούν αποτελεσματικότερα.

Οι μικροτουρμπίνες έχουν περίπλοκα ηλεκτρονικά συστήματα, τα οποία τους επιτρέπουν να παρέχουν ασφαλή και αποδοτική λειτουργία με διαρκή έλεγχο της κατάστασης τους.



Εικόνα Δ.4.2. Μικροτουρμπίνες.

Όταν το καύσιμο που θα χρησιμοποιηθεί είναι αέριο όπως φυσικό αέριο, προπάνιο ή αέριο αναερόβιας εγκατάστασης επεξεργασίας λυμάτων πρέπει να συμπιεστεί. Η συνήθης συμπίεση ανέρχεται στο ύψος των 5 με 6.0bar. Η ανάγκη συμπίεσης του αέριου καυσίμου αποτελεί το μεγαλύτερο παρασιτικό φορτίο αυτής της μονάδας. Μονάδες μικροτουρμπινών έχουν εγκατασταθεί σε εφαρμογές σε βιολογικούς καθαρισμούς και σε μία τέτοια περίπτωση μπορούν να θεωρηθούν μονάδες ΑΠΕ. Στον πίνακα που ακολουθεί συνοψίζονται τα κύρια χαρακτηριστικά μιας μικροτουρμπίνας ως προς την λειτουργία και το κόστος της.

Εύρος ισχύος	25- 250kW
Καύσιμα	Φυσικό αέριο, υδρογόνο, LPG, diesel
Ηλεκτρική απόδοση	20- 30% (με προθέρμανση)
Απόδοση συμπαραγωγής	Μέχρι και 90%
Περιβαλλοντική Επίδοση	Χαμηλές εκπομπές (<9- 50ppm) NOx
Ποιότητα παραγόμενης θερμότητας	Παραγωγή ζεστού νερού προς υψηλή θερμοκρασία (50-80°C)
Εμπορική διαθεσιμότητα	Διαθέσιμες και σε μικρά μεγέθη συμπαραγωγής, σχετικά όμως περιορισμένη
Κόστη Μικροτουρμπίνας	
Κόστος Επένδυσης (μόνο μηχανής)	700- 1.100€/kW
O&M Κόστος	0,005- 0,016€/kW
Χρόνος Μεταξύ Συντηρήσεων	5.000- 8.000hrs

ΠΙΝΑΚΑΣ 12: ΚΥΡΙΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΜΙΚΡΟΤΟΥΡΜΠΙΝΑΣ.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5^ο:

ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ ΚΑΙ ΘΕΡΜΟΤΗΤΑΣ

Συμπααραγωγή (στα αγγλικά Cogeneration ή Combined Heat and Power, CHP) ονομάζεται η συνδυασμένη παραγωγή ηλεκτρικής –ή ενίοτε μηχανικής- και θερμικής ενέργειας από την ίδια πηγή.

Στα πλαίσια του παραδοσιακού ενεργειακού συστήματος, η κάλυψη των ηλεκτρικών και θερμικών φορτίων υλοποιούνται ως διακριτές διαδικασίες αφενός μέσω της μεταφοράς ηλεκτρισμού από το εθνικό δίκτυο και αφετέρου μέσω καύσεων συμβατικών καυσίμων σε λέβητες ή κλιβάνους για την παραγωγή θερμότητας. Ο συνδυασμός των δύο διαδικασιών συντελείται μέσα από την ανάκτηση και την αξιοποίηση των μεγάλων ποσών θερμότητας που αποβάλλονται στο περιβάλλον είτε μέσω ψυκτικών κυκλωμάτων (π.χ. συμπυκνώματα ατμού, πύργοι ψύξης κλπ.) είτε μέσω καυσαερίων (π.χ. αεριοστρόβιλοι, κινητήρες diesel κλπ.). Με τη διαδικασία της συμπααραγωγής λοιπόν μειώνεται σημαντικά η ολική κατανάλωση καυσίμου και τα ποσοστά εκπομπών καυσαερίων με συνέπεια να αποσπώνται τεράστια περιβαλλοντικά και οικονομικά οφέλη.

Ένα σύστημα συμπααραγωγής αποτελείται κυρίως από τέσσερα στοιχεία :

- Τον κινητήρα (prime mover), ο ρόλος του οποίου είναι να κινεί τη γεννήτρια και μπορεί να είναι ατμοστρόβιλος, αεριοστρόβιλος, παλινδρομική μηχανή εσωτερικής καύσης, συνδυασμένου κύκλου, κυψέλες καυσίμου, μηχανή Stirling ή microturbine.
- Το σύστημα ανάκτησης θερμότητας, το οποίο αποτελεί σύστημα που ανακτά την απορριπτόμενη θερμότητα από τα ρευστά που έχουν σχέση με τη λειτουργία της μηχανής (με εναλλάκτες ανάκτησης θερμότητας) και από τα καυσαέρια (με λέβητα ανάκτησης θερμότητας που αποκαλείται και λέβητας καυσαερίων).
- Τη γεννήτρια, που μπορεί να είναι σύγχρονη, ασύγχρονη ή αυτοδιεγερόμενη ασύγχρονη, και παράγει την ηλεκτρική ενέργεια.
- Το σύστημα ελέγχου μέσου του οποίου διασφαλίζεται η ασφαλής και ικανοποιητική λειτουργία του συστήματος συμπααραγωγής.

Στα συστήματα ΣΗΘ ο βαθμός απόδοσης φτάνει το 80- 85%, με δυνατότητες να φτάσει ή ακόμα και να ξεπεράσει το 90%, εξοικονομώντας ενέργεια κατά 15- 40% εν συγκρίσει με τους συμβατικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής, όπου ο βαθμός απόδοσης κυμαίνεται μεταξύ 30 και 45%. Αυτό οφείλεται στην αξιοποίηση μεγάλων ποσών θερμότητας που, διαφορετικά, θα αποβάλλονταν στο περιβάλλον υπό μορφή απωλειών ενέργειας.

Μια τυπική σύγκριση, ως προς τον βαθμό απόδοσης και τις απώλειες, της συμπααραγωγής με τη χωριστή παραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας παρουσιάζουν οι παρακάτω εικόνες.



Εικόνα Δ.5.1. Παραδοσιακό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής.



Εικόνα Δ.5.2. Σύστημα συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας.

Οι τέσσερις κυριότεροι τομείς ευρείας εφαρμογής της Συμπαραγωγής είναι οι εξής:

- Σύστημα ηλεκτρισμού της χώρας
- Βιομηχανικός τομέας
- Εμπορικός- κτιριακός τομέας
- Αγροτικός τομέας

Στην συνέχεια παρουσιάζονται οι σημαντικότεροι δείκτες με τους οποίους περιγράφεται η ενεργειακή συμπεριφορά των συστημάτων συμπαραγωγής:

Θερμικός βαθμός απόδοσης συστήματος συμπαραγωγής: $n_{th} = \frac{Q_{CG}}{F_{CG}}$,

Όπου Q_{CG} είναι η θερμική ισχύς σε kW που παράγεται από το σύστημα συμπαραγωγής και F_{CG} είναι η ισχύς καυσίμου επίσης σε kW που καταναλώνεται σε αυτό.

Ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης συστήματος συμπαραγωγής: $n_e = \frac{P_{CG}}{F_{CG}}$,

Όπου P_{CG} είναι η ηλεκτρική ισχύς σε kW που παράγεται από το σύστημα συμπαραγωγής.

Ολικός βαθμός απόδοσης συστήματος συμπαραγωγής: $n_{CG} = \frac{Q_{CG} + P_{CG}}{F_{CG}}$

Λόγος Θερμότητας προς Ισχύ (Heat to Power Ratio- HPR): $HPR = \frac{Q_{CG}}{P_{CG}}$.

Υπάρχουν δύο λόγοι HPR, όπου ο ένας αφορά το κινητήριο σύστημα και ο δεύτερος το φορτίο.

Τα πλεονεκτήματα που προκύπτουν από την ευρεία εφαρμογή της συμπαραγωγής αναφέρονται συνοπτικά στη συνέχεια.

1. Επιπτώσεις στην κατανάλωση καυσίμων. Όλα τα συστήματα συμπαραγωγής εξοικονομούν καύσιμο διότι έχουν υψηλότερο βαθμό απόδοσης από τη χωριστή παραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας. Για παράδειγμα, ένα σύστημα συμπαραγωγής αμμοστροβίλου μειώνει την κατανάλωση καυσίμου κατά 15% περίπου σε σύγκριση με τη χωριστή παραγωγή ηλεκτρισμού με μονάδα αμμοστροβίλου και θερμότητας με λέβητα. Ένα σύστημα συμπαραγωγής με κινητήρα Diesel τη μειώνει κατά 25% σε σύγκριση με τη χωριστή παραγωγή ηλεκτρισμού -με ντιζελοκίνητη ηλεκτρογεννήτρια- και θερμότητας -με λέβητα. Παρόλα αυτά, το κατά πόσον ένα σύστημα συμπαραγωγής εξοικονομεί ακριβό, εισαγόμενο και μη καύσιμο, εξαρτάται από το καύσιμο που το ίδιο το σύστημα συμπαραγωγής χρησιμοποιεί καθώς και τα καύσιμα που χρησιμοποιούν τα συστήματα χωριστής παραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας.

Μια πρόσθετη βελτίωση του βαθμού εκμετάλλευσης των καυσίμων οφείλεται στο ότι τα συστήματα συμπαραγωγής βρίσκονται συνήθως πιο κοντά στους καταναλωτές από ότι οι κεντρικοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής. Έτσι, περιορίζονται οι απώλειες μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, που είναι της τάξεως του 8-10%. Η επιλογή των συστημάτων συμπαραγωγής και των καυσίμων, που αυτά χρησιμοποιούν, είναι σκόπιμο να εναρμονίζεται με μια γενικότερη εθνική ενεργειακή πολιτική (π.χ. μείωση του εισαγόμενου πετρελαίου, αύξηση της συμβολής των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, ορθολογική χρήση του φυσικού αερίου κλπ).

2. Επιπτώσεις στο σύστημα ηλεκτρισμού της χώρας. Προκειμένου να αντιμετωπισθεί η μελλοντική αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας, απαιτείται η κατασκευή νέων σταθμών ηλεκτροπαραγωγής. Η διάδοση της συμπαραγωγής αυξάνει το δυναμικό ηλεκτροπαραγωγής και περιορίζει τις ανάγκες κατασκευής νέων κεντρικών σταθμών, προσφέροντας έτσι σημαντική χρηματική εξοικονόμηση.

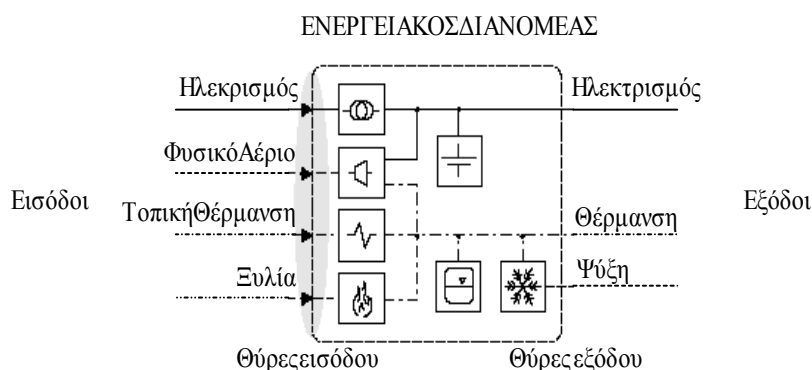
Καθώς τα συστήματα συμπαραγωγής έχουν μικρότερο μέγεθος και βραχύτερο χρόνο εγκατάστασης από τους μεγάλους κεντρικούς σταθμούς, προσφέρουν μεγαλύτερη ευελιξία και προσαρμοστικότητα σε απρόβλεπτες μελλοντικές μεταβολές της ζήτησης ηλεκτρισμού. Ο μικρός χρόνος εγκατάστασης των συστημάτων συμπαραγωγής συντελεί επίσης σε περιορισμό του χρηματοοικονομικού κόστους, που συμβάλλει με τη σειρά του στη μείωση του μοναδιαίου κόστους παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας.

3. Περιβαλλοντικά Οφέλη. Χάρη στην αποδοτικότερη εκμετάλλευση του καυσίμου, η συμπαραγωγή συντελεί σε άμεση μείωση των εκπεμπόμενων ρύπων με την προϋπόθεση ότι το καύσιμο που χρησιμοποιείται δεν είναι κατώτερης ποιότητας από εκείνο της χωριστής παραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας. Η μείωση της κατανάλωσης καυσίμου συνοδεύεται επίσης από μια έμμεση μείωση ρύπων από τον υπόλοιπο κύκλο καυσίμου: εξόρυξη, επεξεργασία, μεταφορά, αποθήκευση.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6^ο:

ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΙ ΔΙΑΝΟΜΕΙΣ

Ο ενεργειακός διανομέας ορίζεται ως μια διασύνδεση μεταξύ των ενεργειακών παραγωγών, των καταναλωτών, και της υποδομής μεταφοράς ενέργειας. Ένας ενεργειακός διανομέας από τη σκοπιά του συστήματος, μπορεί να θεωρηθεί ως η μονάδα που παρέχει τα βασικά χαρακτηριστικά της εισόδου και της εξόδου, της μετατροπής, και της αποθήκευσης των διαφορετικών ενεργειακών μεταφορέων. Λειτουργεί ως σύνδεση μεταξύ των ενεργειακών δομών, των καταναλωτών και των παραγωγών, συνδυάζοντας για παράδειγμα συστήματα ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου. Έτσι ο ενεργειακός διανομέας αποτελεί μια γενίκευση ή επέκταση ενός κόμβου σε ένα ηλεκτρικό σύστημα. Το σχήμα παρουσιάζει ένα παράδειγμα ενός ενεργειακού διανομέα.



Εικόνα Δ.6.1. Τυπικός ενεργειακός διανομέας.

Ο ενεργειακός διανομέας ανταλλάσσει την ενέργεια με τα περιβάλλοντα συστήματα μέσω των υβριδικών θυρών. Για παράδειγμα, ο διανομέας που παρουσιάζεται στο παραπάνω σχήμα έχει δύο υβριδικές θύρες. Στην θύρα εισόδου, η ηλεκτρική ενέργεια, το φυσικό αέριο, η θέρμανση καλύπτονται από τις αντίστοιχες δομές. Η θύρα εξόδου παρέχει (τη μετασχηματισμένη) ηλεκτρική ενέργεια, θέρμανση και ψύξη. Γενικά, όλοι οι τύποι αέριων, υγρών, και στερεών καυσίμων καθώς επίσης και άλλες μορφές ενέργειας μπορούν να αποτελούν είσοδο(και έξοδο).

Χαρακτηριστικά, ο διανομέας τροφοδοτείται από κοινούς συνδεδεμένους ενεργειακούς φορείς όπως η ηλεκτρική ενέργεια, το φυσικό αέριο και η θέρμανση, οι οποίοι μετασχηματίζονται στο εσωτερικό του διανομέα. Διαφορετικές μορφές ενέργειας παρέχονται επίσης στις θύρες εξόδου. Στη βασική κατάσταση όλοι οι προαναφερόμενοι φορείς εισόδου μπορούν να διαβιβαστούν στην έξοδο χωρίς να μετατραπούν σε άλλη μορφή. Επιπλέον, η ενέργεια μπορεί να μετατραπεί με σκοπό την ψύξη, την παραγωγή συμπιεσμένου αέρα ή ατμού. Εκτός από τους προαναφερθέντες ενεργειακούς φορείς θα μπορούσαμε επίσης να εξετάσουμε την είσοδο και έξοδο των χημικών αντιδραστηρίων και προϊόντων όπως το νερό, ο αέρας (οξυγόνο), τις εκπομπές, τα λιπαντικά και τα απόβλητα.

Η προσέγγιση του ενεργειακού διανομέα δεν περιορίζεται ως προς το μέγεθος του συστήματος που μοντελοποιείται. Μπορεί να περιλαμβάνει έναν μεγάλο αριθμό ενεργειακών μεταφορέων και προϊόντων, παρέχοντας έτσι μεγάλη ευελιξία στη μοντελοποίησή του.

Από την άποψη της τεχνολογίας, οι ενεργειακοί διανομείς περιλαμβάνουν τρία βασικά στοιχεία: άμεσες συνδέσεις, μετατροπές, και αποθήκευση. Οι άμεσες συνδέσεις χρησιμοποιούνται για να μεταφέρουν έναν ενεργειακό φορέα από την είσοδο στην έξοδο, χωρίς τη μετατροπή του σε μια άλλη μορφή ή σημαντική αλλαγή της ποιότητάς του (π.χ. τάσης, πίεσης). Τα ηλεκτρικά καλώδια, οι εναέριες γραμμές, και οι σωληνώσεις είναι παραδείγματα για αυτόν τον τύπο στοιχείου.

Πέρα από αυτό, οι μετατροπείς χρησιμοποιούνται για να μετασχηματιστεί η ενέργεια σε άλλες μορφές. Για παράδειγμα, στρόβιλοι ατμού και αερίου, εναλλασσόμενες μηχανές εσωτερικής καύσεως, κινητήρες Stirling, ηλεκτρικές μηχανές, κυψέλες καυσίμων, κ.λπ. χρησιμοποιούνται για να μετατρέψουν την ενέργεια στην επιθυμητή ποσότητα και ποιότητα που θα καταναλωθεί από τα φορτία.

Ο τρίτος τύπος στοιχείου του ενεργειακού διανομέα, η ενεργειακή αποθήκευση, μπορεί να πραγματοποιηθεί με τη χρήση διαφορετικών τεχνολογιών. Στερεοί, οι υγροί, και οι αέριοι ενεργειακοί φορείς μπορούν να αποθηκευτούν σε δεξαμενές, υιοθετώντας μια σχετικά απλή τεχνολογία. Η ηλεκτρική ενέργεια μπορεί να αποθηκευτεί άμεσα (π.χ. supercaps, υπεραγωγίμες συσκευές) ή έμμεσα (π.χ. μπαταρίες, υβριδικές δεξαμενές, σφόνδυλοι, αποθήκευση συμπιεσμένου αέρα, αντιστρέψιμες κυψέλες καυσίμων).

Το παραπάνω σχήμα περιγράφει μια απλή μοντελοποίηση ενός ενεργειακού διανομέα. Υπάρχουν διάφορα παραδείγματα στοιχείων που μπορούν να διαμορφωθούν ως ενεργειακοί διανομείς, παραδείγματος χάριν:

- βιομηχανικές εγκαταστάσεις (χαλυβουργεία, εργοστάσια χαρτικών, διυλιστήρια),
- σταθμοί συνδυασμένης παραγωγής και τριπαραγωγής,
- μεγάλα κτήρια (αεροδρόμια, νοσοκομεία, εμπορικά κέντρα),
- αγροτικές και αστικές περιοχές, χωριά, πόλεις,
- συστήματα ενέργειας (τρένα, σκάφη, αεροσκάφη).

Η προσέγγιση των ενεργειακών διανομέων δεν περιορίζεται σε οποιοδήποτε μέγεθος του διαμορφωμένου συστήματος. Επιτρέπει το συνδυασμό ενός αυθαίρετου αριθμού ενεργειακών φορέων και προϊόντων, και παρέχει έτσι υψηλή ευελιξία στη διαμόρφωση συστημάτων.

Από την άποψη του συστήματος, ο ενεργειακός διανομέας παρουσιάζει διάφορα πλεονεκτήματα σε σχέση με τη συμβατική, αποσυνδεδεμένη τροφοδότηση.

1. Αυξημένη αξιοπιστία: Πολλαπλές εισοδοί μπορούν να χρησιμοποιηθούν και να συνδυαστούν για την κάλυψη της ζήτησης, επομένως ο διανομέας αυξάνει την αξιοπιστία τροφοδότησης του φορτίου, αφού αυτή δεν εξαρτάται πλέον από μια και μόνο δομή.

2. Αυξημένη ευελιξία στην τροφοδότηση του φορτίου: Τα διαφορετικά μονοπάτια στο εσωτερικό του διανομέα, αυξάνουν τους βαθμούς ελευθερίας στην τροφοδότηση των φορτίων. Η ζήτηση μπορεί να ικανοποιηθεί με κατανάλωση της ηλεκτρικής ενέργειας άμεσα από την αντίστοιχη είσοδο ή από την έξοδο του στρόβιλου αερίου. Έτσι, το φορτίο είναι πιο ελαστικό σε θέματα τροφοδότησης, παρόλο που η συνολική έξοδος του διανομέα πρέπει να παραμένει σταθερή.

3. Δυνατότητα βελτιστοποίησης: Το γεγονός ότι διαφορετικές εισοδοί και διαφορετικοί συνδυασμοί αυτών μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την κάλυψη της ζήτησης θέτει το θέμα της βέλτιστης τροφοδότησης. Οι διαφορετικές εισοδοί χαρακτηρίζονται από διαφορετικό κόστος, διαφορετικές εκπομπές, διαθεσιμότητα, και άλλα κριτήρια. Με βάση αυτά τα κριτήρια η είσοδος του διανομέα μπορεί να βελτιστοποιηθεί, χρησιμοποιώντας τον πρόσθετο βαθμό ελευθερίας που καθιερώνεται από τις συνδέσεις.

4. Πλεονεκτήματα συνέργειας: Τα διαφορετικά χαρακτηριστικά μεταφοράς και αποθήκευσης των εισόδων του διανομέα μπορούν να συνδυαστούν συνεργατικά.

ΜΕΡΟΣ Ε:

ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΗ ΠΟΛΙΤΙΚΗ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1^ο:

ΚΛΙΜΑΤΙΚΗ ΑΛΛΑΓΗ ΚΑΙ ΣΧΕΤΙΚΗ ΝΟΜΟΘΕΣΙΑ

E.1.1. Κλιματική αλλαγή

Τα προβλήματα του περιβάλλοντος που συνδέονται με την ενέργεια σήμερα είναι η κλιματική αλλαγή (εξ αιτίας των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου), η ατμοσφαιρική ρύπανση (αέριοι ρυπαντές, όξινη βροχή, φωτοχημικό νέφος) και οι κίνδυνοι που ελλοχεύουν κατά την θαλάσσια μεταφορά των υδρογονανθράκων.

Συγκεκριμένα τα τελευταία χρόνια έχει καταγραφεί συνεχής άνοδος της μέσης θερμοκρασίας της Γης, ως αποτέλεσμα του φαινομένου του θερμοκηπίου, δηλαδή της φυσικής κατά βάση διαδικασίας για την διατήρηση της θερμοκρασίας της Γης σε κατάλληλα για την ανάπτυξη της ζωής επίπεδα. Το ερώτημα που τίθεται πλέον είναι κατά πόσον η διαπιστωμένη αυτή κλιματική αλλαγή οφείλεται σε φυσικές διεργασίες ή σε ανθρωπογενείς παρεμβάσεις. Σύμφωνα με το IPCC (Intergovernmental Panel of Climate Change) υπάρχουν ολοένα και ισχυρότερες ενδείξεις ότι η παρατηρούμενη αύξηση της θερμοκρασίας οφείλεται σε επιρροές από την ανθρώπινη δραστηριότητα. Σε κάθε περίπτωση, γίνεται ολοένα και περισσότερο αντιληπτό ότι θα πρέπει να ληφθούν προληπτικές δράσεις πριν οι δυσάρεστες συνέπειες της κλιματικής αλλαγής γίνουν μη αναστρέψιμες. Συγκεκριμένα, η μέση παγκόσμια θερμοκρασία είναι ήδη σχεδόν κατά 0.8°C υψηλότερη από την αντίστοιχη της προβιομηχανικής περιόδου. Υπάρχει ευρεία επιστημονική συναίνεση ότι η υπερθέρμανση του πλανήτη πρέπει να διατηρηθεί κάτω από 2°C ώστε να αποφευχθούν επικίνδυνες και μη αναστρέψιμες επιπτώσεις της κλιματικής αλλαγής.

E.1.2. Το φαινόμενο του θερμοκηπίου

Ως φαινόμενο του θερμοκηπίου χαρακτηρίζεται το φαινόμενο θέρμανσης που παρατηρείται στα θερμοκήπια (εξ ου και η ονομασία). Το ίδιο φαινόμενο παρατηρείται και στη Φύση, όταν η ατμόσφαιρα ενός πλανήτη συμβάλλει στη θέρμανσή του.

Η Γη δέχεται συνολικά ηλιακή ακτινοβολία, που αντιστοιχεί σε ροή περίπου $1966 \frac{W}{m^2}$, στο όριο της ατμόσφαιρας. Ένα μέρος αυτής απορροφάται από το σύστημα Γης- ατμόσφαιρας, ενώ το υπόλοιπο διαφεύγει στο διάστημα. Περίπου το 30% της εισερχόμενης ηλιακής ακτινοβολίας ανακλάται, σε ποσοστό 6% από την ατμόσφαιρα, 3% από τα νέφη και 4% από την επιφάνεια της Γης. Το 70% της ηλιακής ακτινοβολίας απορροφάται, κατά 32% από την ατμόσφαιρα (συμπεριλαμβανομένου και του στρατοσφαιρικού στρώματος του όζοντος), κατά 3% από τα νέφη και κατά το μεγαλύτερο ποσοστό (51%) από την επιφάνεια της Γης και τους ωκεανούς.

Λόγω της θερμοκρασίας της, η Γη εκπέμπει επίσης θερμική ακτινοβολία (κατά τρόπο ανάλογο με τον Ήλιο), η οποία αντιστοιχεί σε μεγάλα μήκη κύματος, σε αντίθεση με την αντίστοιχη ηλιακή ακτινοβολία, που είναι μικρού μήκους κύματος. Η ατμόσφαιρα της Γης διαθέτει μεγάλη αδιαφάνεια στην, μεγάλου μήκους κύματος, γήινη ακτινοβολία, έχει δηλαδή την ικανότητα να απορροφά το μεγαλύτερο μέρος της, ποσοστό περίπου 71%. Η ίδια η ατμόσφαιρα επανεκπέμπει θερμική ακτινοβολία μεγάλου μήκους κύματος, μέρος της οποίας απορροφάται από την επιφάνεια της Γης, η οποία θερμαίνεται ακόμη περισσότερο. Η γήινη ατμόσφαιρα συμπεριφέρεται, με τον τρόπο αυτό, ως μία δεύτερη- μαζί με τον Ήλιο- πηγή θερμότητας.

Αποτέλεσμα του συνολικού φαινομένου είναι η αύξηση της μέσης επιφανειακής θερμοκρασίας, γεγονός που καθιστά τη Γη κατοικήσιμη. Χωρίς το φυσικό φαινόμενο του θερμοκηπίου, η θερμοκρασία της γήινης επιφάνειας θα ήταν σε παγκόσμια και ετήσια βάση περίπου -18°C.

Το φαινόμενο του θερμοκηπίου άρχισε να αποκτά αρνητική σημασία, όταν διαπιστώθηκε η διόγκωσή του εξαιτίας των ανθρώπινων δραστηριοτήτων. Συγκεκριμένα πρώτος ο Σουηδός Arrhenius το 1896 παρατήρησε κάποια σχέση ανάμεσα στην αύξηση της μέσης θερμοκρασίας της Γης και των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα. Ποικίλες ανθρώπινες δραστηριότητες όπως η καύση ορυκτών καυσίμων και η εκτεταμένη υλοτομία, προκαλούν αύξηση της περιεκτικότητας των αερίων του θερμοκηπίου στην ατμόσφαιρα σε επίπεδα πάνω από τα φυσιολογικά, γεγονός που έχει ως αποτέλεσμα την όξυνση του φαινομένου.

Οι κυριότερες επιπτώσεις του φαινομένου του θερμοκηπίου είναι:

- Η αύξηση της μέσης θερμοκρασίας της Γης. Η μέση παγκόσμια θερμοκρασία στην επιφάνεια της Γης προβλέπεται να αυξηθεί από 1.4 έως 5.8°C κατά την διάρκεια του 21^{ου} αιώνα, από την στιγμή που από το 1861 έως τα τέλη του 20^{ου} αιώνα αυξήθηκε μόνο κατά 0.6°C.
- Το λιώσιμο των πάγων στο Βόριο και Νότιο πόλο.
- Η αύξηση της στάθμης της θάλασσας.

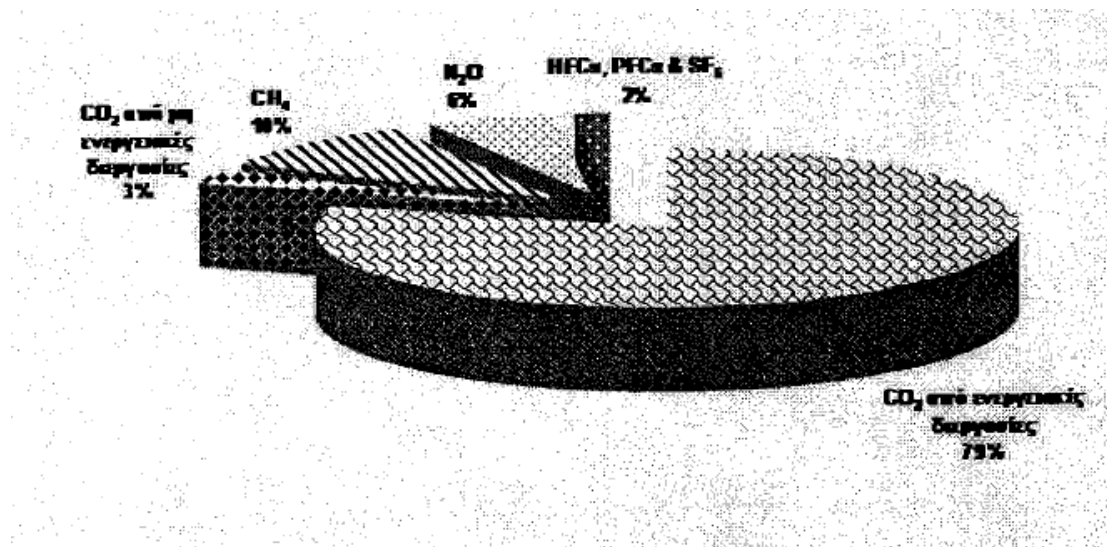
Τα αέρια του θερμοκηπίου είναι υπεύθυνα για την δέσμευση της ηλιακής ακτινοβολίας που φτάνει στην επιφάνεια της Γης και δεν της επιτρέπουν να ακτινοβολείται πίσω στο διάστημα με αποτέλεσμα την υπερθέρμανση του πλανήτη. Τα αέρια αυτά είναι τα εξής:

- CO_2 : διοξείδιο του άνθρακα
- CH_4 : μεθάνιο
- N_2O : υποξείδιο του αζώτου
- *HFCs* : υδρογονοφθοράνθρακες
- *PFCs* : υπερφθοράνθρακες
- SF_6 : εξαφθοριούχο θείο.

Σήμερα, ο πιο συνθισμένος τρόπος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στηρίζεται στην καύση ορυκτών καυσίμων και φυσικού αερίου, διαδικασία που απελευθερώνει στο περιβάλλον τεράστια ποσά διοξειδίου του άνθρακα.

Οι υδροφθοράνθρακες, οι υπερφθοράνθρακες και το εξαφθοριούχο θείο δεν παράγονται με φυσικό τρόπο αλλά αποτελούν υβριδικά προϊόντα που προκύπτουν κατά την παραγωγή πλαστικών ή κατά τις διαδικασίες ψύξης, κλιματισμού και ψεκασμού.

Στο παρακάτω σχήμα απεικονίζεται γραφικά η συνεισφορά του κάθε αερίου του θερμοκηπίου. Είναι εμφανές ότι το διοξείδιο του άνθρακα είναι υπεύθυνο για το 82% της συνολικής επίδρασης στην κλιματική αλλαγή, το μεθάνιο 11%, το υποξείδιο του αζώτου 6% και τα υπόλοιπα για το 2%. Έτσι εξηγείται η ιστορική ανάδειξη του διοξειδίου του άνθρακα ως του σημαντικότερου αερίου του θερμοκηπίου.



Εικόνα Ε.1.1. Συνεισφορά των αερίων του θερμοκηπίου στην αλλαγή του κλίματος.

Οι ΗΠΑ, η Ευρωπαϊκή Ένωση, η Ιαπωνία και η Κίνα είναι υπεύθυνες για το 75% των παγκόσμιων εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, ενώ η συμβολή των χωρών της Αφρικής και της Μέσης Ανατολής είναι μικρότερη από 10% αθροιστικά. Η Ελλάδα διατηρεί μία αρκετά χαμηλή θέση σε ότι αφορά τα αέρια του θερμοκηπίου, γεγονός το οποίο οφείλεται κυρίως στο μικρό της μέγεθος. Εάν όμως τα μεγέθη αναχθούν σε κατά κεφαλή τιμές, διαπιστώνεται ότι η συνεισφορά της χώρας μας δεν αποκλίνει από τον κοινοτικό μέσο όρο της Ευρωπαϊκής Ένωσης των 15, ενώ βρίσκεται πολύ ψηλά στην σχετική κατάταξη μεταξύ των χωρών ολόκληρης της Ευρωπαϊκής Ένωσης μετά την διεύρυνση της σε 25 κράτη- μέλη. Το γεγονός αυτό οφείλεται κυρίως στην χρήση λιγνίτη για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι λύσεις σχετικά με την αντιμετώπιση του φαινομένου του θερμοκηπίου μπορούν να χωριστούν σε δύο κατηγορίες:

1. Σε λύσεις που αποσκοπούν στην εξεύρεση τρόπων μείωσης των εκπομπών θερμοκηπίου
2. Σε λύσεις που προσβλέπουν στην απορρόφηση των ήδη εκπεμπόμενων ποσοτήτων.

Στην πρώτη κατηγορία ανήκουν οι προτάσεις που γίνονται από διεθνείς οργανισμούς και κυβερνήσεις για πλήρη μεταστροφή στην υφιστάμενη ενεργειακή πολιτική που ακολουθείται σε παγκόσμια κλίμακα με ελάχιστες εξαιρέσεις. Για το σκοπό αυτό έχουν τεθεί οι εξής προτεραιότητες:

- I. Πραγματοποίηση παγκόσμιας εκστρατείας για τη μείωση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας που παρουσιάζει έντονες αυξητικές τάσεις.
- II. Μέριμνα για την αποδοτικότερη και οικονομικότερη χρήση ενέργειας
- III. Διάδοση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ηλιακή ενέργεια, αιολική ενέργεια, υδρογόνο, μηχανική ενέργεια κυμάτων, γεωθερμία). Συνίσταται επίσης η ευρεία χρήση του φυσικού αερίου, που να μην θεωρείται ΑΠΕ αλλά οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα είναι περίπου υποδιπλάσιες σε σχέση με τα συμβατικά ορυκτά καύσιμα. Λόγω της μεγάλης της επικινδυνότητας, η πυρηνική ενέργεια δεν συγκαταλέγεται στις ΑΠΕ.

Στην δεύτερη κατηγορία λύσεων, ανήκουν οι μεθοδολογίες απορρόφησης των αερίων αφού είναι αναπόφευκτη η παραγωγή τους έστω και σε μειωμένες ποσότητες. Τέτοιες μέθοδοι είναι:

- I. Αποθήκευση του διοξειδίου του άνθρακα σε υπόγεια κοιτάσματα από όπου προηγουμένως έχουν εξορυχθεί ορυκτά καύσιμα.
- II. Πλύση και ξήρανση του άνθρακα και διαδικασίες μπρικετοποίησης
- III. Προστασία δασών, αναδάσωση και δημιουργία νέων δασικών εκτάσεων, διότι η φωτοσύνθεση είναι ένας φυσικός μηχανισμός απορρόφησης ποσοτήτων διοξειδίου του άνθρακα.

E.1.3. Το Πρωτόκολλο του Κιότο

Κατά την διάρκεια των δύο τελευταίων αιώνων, μία σειρά από επιστημονικά δεδομένα και παρατηρήσεις ανέδειξαν το θέμα της κλιματικής αλλαγής και των ανθρωπογενών αιτιών του αφυπνίζοντας το παγκόσμιο ενδιαφέρον για την εξεύρεση κάποιας λύσης.

Οι προειδοποιήσεις της επιστημονικής κοινότητας δεν μπορούσαν να αφήσουν την διεθνή πολιτική σκηνή ασυγκίνητη. Το 1988 ο ΟΗΕ σε συνεννόηση με τον Παγκόσμιο Οργανισμό Μετεωρολογίας συστήνουν την IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) και το 1990 η Γενική Συνέλευση του ΟΗΕ ιδρύει την INC (Intergovernmental Negotiating Committee).

Στις 9 Μαΐου του 1992, η INC υιοθετεί το Πλαίσιο Σύμβασης για την Αλλαγή του Κλίματος του ΟΗΕ (United Nations Convention on Climate Change, UNFCCC). Τον επόμενο μήνα πραγματοποιήθηκε από τον ΟΗΕ στο Ρίο ντε Τζανέιρο της Βραζιλίας, η επονομαζόμενη Συνάντηση της Γης. Στις 4 Ιουνίου 1992 υπογράφεται από 154 χώρες και την Ευρωπαϊκή Κοινότητα το Πλαίσιο Σύμβασης του ΟΗΕ για την Αλλαγή του Κλίματος. Στις 21 Μαρτίου 1994, το Πλαίσιο επικυρώνεται από τον ελάχιστο απαιτούμενο αριθμό (50 χώρες) και τίθεται σε ισχύ. Μετά από αρκετές επόμενες συνόδους, τον Δεκέμβριο του 1997 συνεδριάζει η Σύνοδος των Συμβαλλόμενων Μερών της Σύμβασης στο Κιότο της Ιαπωνίας, όπου στις 11 Δεκεμβρίου 1997 υπογράφεται ομόφωνα το Πρωτόκολλο του Κιότο. Τελικά στις 16 Φεβρουαρίου του 2005 το Πρωτόκολλο του Κιότο τίθεται σε εφαρμογή, αφού ικανοποιήθηκαν τα κριτήρια της επικύρωσης του, δηλαδή να υπογραφεί από χώρες οι οποίες όλες μαζί να καλύπτουν το 55% των εκπομπών του αερίου του θερμοκηπίου με τα δεδομένα του 1990.

Οι υποχρεώσεις που προβλέπει το Πρωτόκολλο του Κιότο για τα συμβαλλόμενα μέρη ποικίλλουν ανάλογα με το επίπεδο οικονομικής ανάπτυξης κάθε χώρας. Προκύπτει λοιπόν η κατάταξη των χωρών σε παραρτήματα του Πρωτοκόλλου ώστε οι δεσμεύσεις και οι στόχοι καθεμίας να συμπίπτουν με τις αντικειμενικές της δυνατότητες.

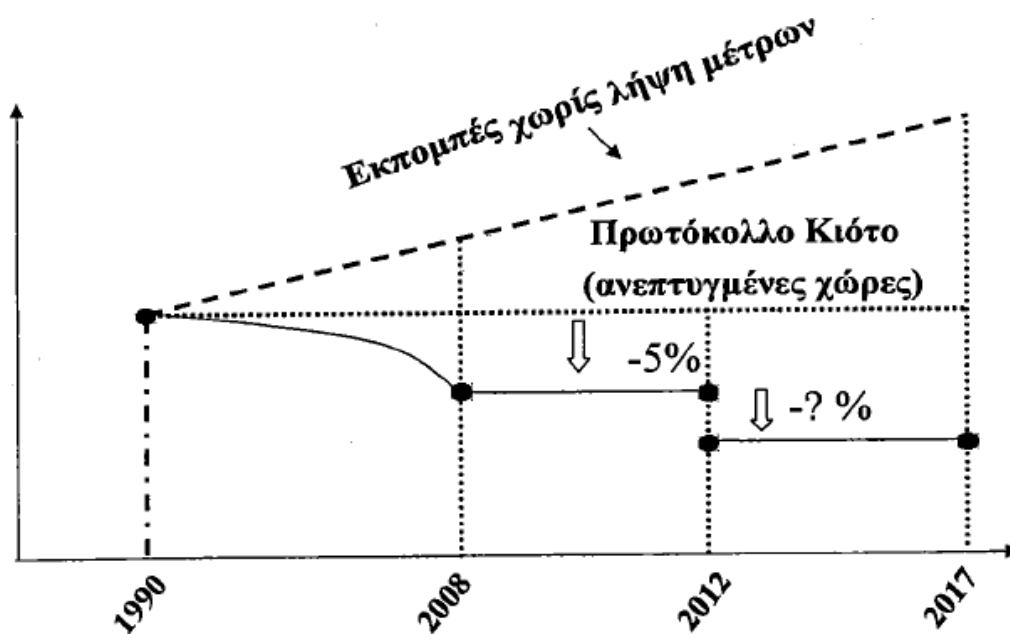
➤ Οι χώρες του Παραρτήματος I είναι κυρίως οι ανεπτυγμένες χώρες συμπεριλαμβανομένης της ΕΕ που λογίζεται σαν ενιαίος φορέας. Οι χώρες αυτές αναλαμβάνουν συγκεκριμένες δεσμεύσεις και υποχρεούνται να συντάσσουν αναφορές για τα μέτρα που λαμβάνουν για τον περιορισμό των εκπομπών τους σε αέρια του θερμοκηπίου.

➤ Οι χώρες του Παραρτήματος II αποτελούν ένα υποσύνολο αυτών του Παραρτήματος I και είναι οι περισσότερο ανεπτυγμένες και ισχυρότερες οικονομικά χώρες του πλανήτη. Επιπλέον, έχουν την επιπρόσθετη υποχρέωση να συνεισφέρουν οικονομικά και τεχνολογικά στις προσπάθειες των αναπτυσσόμενων χωρών.

➤ Οι χώρες με μεταβατική οικονομία κατατάσσονται μεν στο Παράρτημα I, δεν έχουν όμως τις υποχρεώσεις των χωρών του Παραρτήματος II. Πρόκειται για τις χώρες της Κεντρικής και Ανατολικής Ευρώπης, καθώς και τις πρώην Σοβιετικές Δημοκρατίες.

➤ Οι χώρες που βρίσκονται εκτός του Παραρτήματος I δεν έχουν ποσοτικοποιημένους στόχους, αν και υποχρεούνται να συμβάλλουν στην μείωση των παγκόσμιων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Είναι κυρίως χώρες των οποίων η οικονομία εξακολουθεί να βρίσκεται σε φάση ανάπτυξης.

Το Πρωτόκολλο του Κιότο δεσμεύει τις χώρες του Παραρτήματος I ώστε να πετύχουν μείωση των εκπομπών του θερμοκηπίου. Ο στόχος που τέθηκε είναι η παγκόσμια μείωση του επιπέδου των εκπομπών αερίων τουλάχιστον κατά 5% σε σχέση με το επίπεδο των εκπομπών του 1990 (έτος αναφοράς) κατά την περίοδο 2008-2012. Η επιβεβαίωση αυτού του στόχου θα γίνει υπολογίζοντας τον μέσο όρο των 5 ετών της περιόδου αυτής και συγκρίνοντας το αποτέλεσμα που θα προκύψει με τα επίπεδα αναφοράς. Στο παρακάτω σχήμα απεικονίζεται ο στόχος που έχει τεθεί. Το επίπεδο αναφοράς του 1990 έχει σχεδιαστεί με μία οριζόντια γραμμή. Μία γραμμή με θετική κλίση έχει χρησιμοποιηθεί για την απεικόνιση της αναμενόμενης αύξησης των εκπομπών στην περίπτωση που δεν ληφθεί καμία προληπτική δράση περιορισμού αυτών. Η απαιτούμενη μείωση των εκπομπών κατά 5% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990 απεικονίζεται με την χάραξη μίας οριζόντιας γραμμής για την περίοδο 2008-2012, καθώς οι απαιτήσεις του Πρωτοκόλλου κάνουν λόγο για τον μέσο όρο των εκπομπών της πενταετίας. Τέλος για την περίοδο 2012- 2017 δεν έχουν τεθεί συγκεκριμένοι στόχοι, είναι όμως βέβαιο ότι θα απαιτηθεί περαιτέρω μείωση των εκπομπών.



Εικόνα Ε.1.2. Στόχος του Πρωτοκόλλου του Κιότο.

Συγκεκριμένα, βάσει του Πρωτοκόλλου του Κιότο, οι χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης έχουν αναλάβει την δέσμευση να μειώσουν τις εκπομπές τους σε αέρια του θερμοκηπίου κατά 8% σε σχέση με το 1990. Αντίθετα, η Νορβηγία και η Ισλανδία έχουν περιθώριο αύξησης των εκπομπών τους κατά 1% και 10% αντίστοιχα. Στη χώρα με τις μεγαλύτερες εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου παγκοσμίως, τις ΗΠΑ, έχει τεθεί ο στόχος της ελάττωσης των εκπομπών κατά 7%. Ωστόσο οι ΗΠΑ δεν έχουν υπογράψει το Πρωτόκολλο του Κιότο και συνεπώς δεν δεσμεύονται έναντι του στόχου αυτού. Άλλες ισχυρές οικονομικά χώρες, όπως η Ιαπωνία και ο Καναδάς,

αναλαμβάνουν δέσμευση μείωσης της τάξης του 6%. Η Ρωσία δεσμεύεται να διατηρήσει τις εκπομπές της στα ίδια επίπεδα με αυτά του 1990.

Για να διευκολυνθούν τα συμβαλλόμενα μέρη στην επίτευξη των στόχων που έχουν τεθεί από το Πρωτόκολλο του Κιότο, θεσπίστηκαν τρεις ευέλικτοι μηχανισμοί που συμβάλλουν στην υλοποίηση των στόχων των χωρών του Παραρτήματος Ι με οικονομικότερο τρόπο και στην άμβλυνση των αντιθέσεων μεταξύ των χωρών με διαφορετική οικονομική ανάπτυξη. Οι τρεις ευέλικτοι μηχανισμοί του Πρωτοκόλλου του Κιότο είναι οι παρακάτω:

1. Μηχανισμός Καθαρής Ανάπτυξης (ΜΚΑ ή Clean Development Mechanism, CDM): επιτρέπει σε μία χώρα του Παραρτήματος Ι να επενδύσει σε ένα πρόγραμμα μείωσης των αερίων του θερμοκηπίου σε μία χώρα που δεν ανήκει στο Παράρτημα Ι και ως συνέπεια να καρπωθεί μία ποσότητα Βεβαιωμένων Μειώσεων Εκπομπών (BME).
2. Προγράμματα από Κοινού (ΠΚ ή Joint Implementation, JI): ο μηχανισμός αυτός προβλέπει ότι μία χώρα του Παραρτήματος Ι μπορεί να εξασφαλίσει μονάδες μείωσης εκπομπών (ΜΜΕ) με την εφαρμογή προγράμματος, το οποίο μειώνει τις εκπομπές σε μία άλλη χώρα επίσης του Παραρτήματος Ι.
3. Εμπορία Δικαιωμάτων Εκπομπών (International Emissions Trading, IET): επιτρέπει σε χώρες που δεν έχουν δεσμεύσεις για τις εκπομπές τους να πουλήσουν ένα μέρος των δικαιωμάτων τους στις χώρες που έχουν δεσμευτεί να πετύχουν μείωση των εκπομπών τους.

Αναπτύχθηκε επίσης και σειρά υποστηρικτικών φορέων, όπως είναι:

- Το IPCC
- Η Παγκόσμια Τράπεζα (World Bank Group)
- Το Δίκτυο για το Περιβάλλον του ΟΗΕ (United Nations Environment Network, UNEN)
- Το Αναπτυξιακό Πρόγραμμα του ΟΗΕ (United Nations Development Programme, UNDP)
- Το Συμβούλιο Επιχειρήσεων για τη Βιώσιμη Ανάπτυξη (World Business Council for Sustainable Development, WBCSD)
- Το Ευρωπαϊκό Πρόγραμμα για την Κλιματική Αλλαγή (European Climate Change Programme, ECCP).

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2^ο:

ΕΜΠΟΡΙΑ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ ΕΚΠΟΜΠΩΝ

Σε αυτό το κεφάλαιο θα αναλυθεί ο μηχανισμός της εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών.

Στο πλαίσιο του μηχανισμού αυτού, οι χώρες που ανήκουν στο Παράρτημα Ι μπορούν να συμμετέχουν στο διεθνές εμπόριο δικαιωμάτων εκπομπών αερίων. Αυτό σημαίνει ότι οι χώρες αυτές έχουν την εξουσιοδότηση να διαπραγματεύονται την αγορά ή την πώληση μέρους των δικαιωμάτων τους, με στόχο να επιτύχουν τις δεσμεύσεις που προβλέπει για αυτές το Πρωτόκολλο του Κιότο.

Μία χώρα του Παραρτήματος Ι του Πρωτοκόλλου του Κιότο ή μια εταιρία που δραστηριοποιείται στη συγκεκριμένη χώρα και έχει μικρότερες εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου από το όριο που θέτει το Πρωτόκολλο του Κιότο, μπορεί να πουλήσει τα δικαιώματα που περισσεύουν σε κάποια άλλη χώρα ή εταιρία του Παραρτήματος Ι.

Η εμπορία δικαιωμάτων εκπομπών μπορεί να γίνει στα ακόλουθα επίπεδα:

- Διεθνές επίπεδο μεταξύ κυβερνήσεων
- Εγχώριο επίπεδο, ανάλογα με τα εκάστοτε εσωτερικά προγράμματα που εφαρμόζονται
- Σε επίπεδο ιδιωτών, όπως οι ενεργειακές εταιρίες, παραγωγοί ενέργειας, μη κυβερνητικοί οργανισμοί κλπ, οι οποίοι μπορούν να λάβουν εξουσιοδότηση από τις κυβερνήσεις τους να αγοράσουν και να πωλούν δικαιώματα εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου.

Ωστόσο η ευθύνη για την επίτευξη του επιπέδου εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κάθε χώρας, όπως προβλέπει το Πρωτόκολλο του Κιότο, ανήκει στην κυβέρνηση της κάθε χώρας.

Στις 13 Οκτωβρίου του 2003, το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο σε συνεργασία με το Συμβούλιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης εξέδωσαν την οδηγία 2003/87/ΕΚ. Σκοπός της οδηγίας είναι να συνεισφέρει στην εκπλήρωση των υποχρεώσεων της Ευρωπαϊκής Κοινότητας και των κρατών- μελών της έναντι του Πρωτοκόλλου του Κιότο με αποτελεσματικότερο τρόπο. Η οδηγία αυτή αφορά στην θέσπιση συστήματος εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου στην Ευρωπαϊκή Κοινότητα και στην τροποποίηση της οδηγίας 96/61/ΕΚ του Συμβουλίου και υιοθετεί κοινοτικό σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπής αερίων θερμοκηπίου, που σε πρώτη φάση αφορά μόνο συγκεκριμένους βιομηχανικούς κλάδους. Παράλληλα αποβλέπει στον περιορισμό, κατά το δυνατόν, των αρνητικών επιπτώσεων στην οικονομική ανάπτυξη και την απασχόληση.

Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή εκτιμά ότι η κοινοτική προσέγγιση θα διασφαλίσει ότι ο ανταγωνισμός δεν θα στρεβλώνεται εντός της εσωτερικής αγοράς. Η οδηγία 2003/87/ΕΚ θέτει τις βάσεις για την ουσιαστική εφαρμογή της Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών από το 2008. Τα κράτη- μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης δεν αποτρέπονται από το να συμμετέχουν στην Εμπορία Δικαιωμάτων Εκπομπών και με τρίτες χώρες, αρκεί αυτό να γίνεται προς την κατεύθυνση των αποτελεσματικότερων και περισσότερο συμφερούσων επενδύσεων και να προάγει την επίτευξη των γενικότερων στόχων της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Επίσης ιδιαίτερη μνεία γίνεται στην συνδυασμένη εφαρμογή της Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών με τους άλλους ευέλικτους μηχανισμούς του Πρωτοκόλλου του Κιότο, τον ΜΚΑ και τα ΠΚ. Κάθε κράτος- μέλος έχει την υποχρέωση να καταθέσει το Εθνικό Σχέδιο Κατανομής Δικαιωμάτων Εκπομπών (ΕΣΚΔΕ ή National Allocation Plan, NAP). Ορίζονται δύο διαφορετικές περίοδοι στις οποίες θα αναφέρονται τα ΕΣΚΔΕ: η πρώτη περίοδος είναι η τριετία 2005- 2007 και η δεύτερη η πενταετία 2008-2012. Για την πρώτη περίοδο, τα ΕΣΚΔΕ θα προσδιορίζουν τον συνολικό αριθμό δικαιωμάτων εκπομπών

κάθε κράτους- μέλους καθώς και την κατανομή των δικαιωμάτων μεταξύ τόσο των διαφόρων τομέων των βιομηχανικών δραστηριοτήτων, όσο και μεταξύ των εγκαταστάσεων της κάθε ομάδας δραστηριοτήτων. Τα ΕΣΚΔΕ θα πρέπει να βασίζονται σε αντικειμενικά και σαφώς καθορισμένα από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή κριτήρια.

Σε συνδυασμό με άλλες πολιτικές και μέτρα, η εμπορία εκπομπών αντιμετωπίζεται ως ένα σημαντικό μέρος της κοινοτικής στρατηγικής για την εφαρμογή των δεσμεύσεων της Ευρωπαϊκής Ένωσης και λειτουργεί ως ένα σύστημα 'cap and trade'. Αυτό σημαίνει ότι υπάρχει ένα ανώτατο όριο (cap) στις εκπομπές που μπορούν να εκπέμψουν οι βιομηχανίες που εντάσσονται στο σύστημα. Το ανώτατο όριο καθορίζεται από το κράτος και τα αντίστοιχα δικαιώματα χορηγούνται δωρεάν. Όταν μία βιομηχανία υπερβεί το όριο εκπομπών, πρέπει να αγοράσει τα δικαιώματα που της λείπουν από μία άλλη στην οποία περισσεύουν. Αν αντίθετα, εκπέμψει λιγότερα από το όριο της και κατά συνέπεια έχει πλεόνασμα δικαιωμάτων, μπορεί να πουλήσει το πλεόνασμα σε άλλη βιομηχανία. Τον τελευταίο καιρό δραστηριοποιούνται στον χώρο και εταιρίες (traders) οι οποίες ασχολούνται αποκλειστικά με την αγοραπωλησία δικαιωμάτων εκπομπής.

Τα δωρεάν δικαιώματα χορηγούνται έως τις 28 Φεβρουαρίου κάθε έτους. Έως τις 31 Μαρτίου του επομένου έτους, οι υπόχρεες εγκαταστάσεις πρέπει να υποβάλλουν επαληθευμένες εκθέσεις εκπομπής αερίων του θερμοκηπίου, οι οποίες και αποδεικνύουν την συμμόρφωσή τους ή μη με το ανώτατο όριο για το έτος που διανύθηκε. Υπάρχει προθεσμία έως τις 30 Απριλίου για να αγοράσουν τα δικαιώματα που ενδεχομένως τους λείπουν.

Με την ΚΥΑ54409/2632/2004 (ΦΕΚ1931Β') ενσωματώθηκε η Οδηγία 2003/87/ΕΚ στο Εθνικό Δίκαιο και καθορίστηκε η λειτουργία του συστήματος στην Ελλάδα. Σύμφωνα με την ΚΥΑ, αρμόδια αρχή για την εφαρμογή του συστήματος ορίζεται το ΥΠΕΚΑ και συγκεκριμένα το Γραφείο Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών (Γ.Ε.Δ.Ε.), ενώ για την πραγματοποίηση του συντονιστικού ρόλου του ΥΠΕΚΑ και την εναρμόνιση των πολιτικών που ασκούνται από τα συναρμόδια Υπουργεία, λειτουργεί επταμελής Διυπουργική Επιτροπή με τη συμμετοχή ΥΠΕΚΑ και λοιπών συναρμόδιων Υπουργείων.

Στις 27 Οκτωβρίου 2004, το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο εξέδωσε την Οδηγία 2004/101/ΕΚ με την οποία τροποποιείται η Οδηγία 2003/87/ΕΚ. Από τα βασικότερα νέα θέματα που εισάγει η νέα οδηγία, είναι η προσμέτρηση των ΜΜΕ και ΒΜΕ από τους ευέλικτους μηχανισμούς ΠΚ και ΜΚΑ αντίστοιχα στα εθνικά σχέδια κατανομής δικαιωμάτων εκπομπής. Αναφέρεται ότι όλες οι μονάδες προσμετρώνται κανονικά για όλες τις περιόδους που προβλέπει η Οδηγία 2003/87/ΕΚ εκτός από τις ΒΜΕ και ΜΜΕ οι οποίες προέρχονται από έργα στα οποία γίνεται χρήση πυρηνικής ενέργειας ή από έργα καλύτερης χρήσης γης και αναδάσωσης. Επίσης λαμβάνεται μέριμνα ώστε να αποφευχθούν πιθανές διπλές μετρήσεις των ΜΜΕ και ΒΜΕ μεταξύ των κρατών- μελών της Ευρωπαϊκής Κοινότητας. Προβλέπεται ακόμη ότι όλες οι αποφάσεις οι οποίες λαμβάνονται σχετικά με την κατανομή των δικαιωμάτων εκπομπών θα πρέπει να δημοσιοποιούνται στην κοινή γνώμη. Τέλος, ενθαρρύνονται από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή και τα κράτη- μέλη να υποστηρίζουν τα έργα ΠΚ και ΜΚΑ στις αναπτυσσόμενες χώρες και στις χώρες με οικονομία σε μετάβαση.

Με την κοινοτική οδηγία 2008/110/ΕΚ και την αντίστοιχη ΚΥΑ57495/2959/Ε103 (ΦΕΚ 2030 Β/ 29.12.2010), εντάσσονται οι αεροπορικές δραστηριότητες στο σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπής αερίων θερμοκηπίου εντός της Κοινότητας από 1.1.2012.

Πέραν της μείωσης του 8% που έχει αποφασίσει η Ευρωπαϊκή Ένωση έως το 2012, έχει δεσμευτεί για περαιτέρω μείωση 20% με έτος βάσης το 1990 έως το 2020. Για την επίτευξη του στόχου αυτού, εκτιμήθηκε ότι οι εκπομπές από την βιομηχανία πρέπει να μειωθούν κατά 21% σε σχέση με το 2005. Έτσι εξεδόθη η οδηγία 2009/29/ΕΚ, η οποία τροποποιεί την οδηγία 2003/87/ΕΚ με στόχο την βελτίωση και την επέκταση του συστήματος εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπής της Κοινότητας. Οι βασικές αλλαγές που εισάγει αυτή η οδηγία είναι η επέκταση του πεδίου ορισμού των εγκαταστάσεων καύσης, η ένταξη και άλλων βιομηχανικών κλάδων, ο τρόπος υπολογισμού των δωρεάν δικαιωμάτων που ουσιαστικά κατανέμει λιγότερα δικαιώματα σε κάθε βιομηχανία και τέλος, η υποχρέωση των εταιριών ηλεκτροπαραγωγής να αγοράζουν το σύνολο των απαιτούμενων δικαιωμάτων για την συμμόρφωσή τους με τις διατάξεις της οδηγίας. Εξαιρούνται μόνο οι εγκαταστάσεις τηλεθέρμανσης και συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας υψηλής απόδοσης, οι οποίες θα παίρνουν δωρεάν δικαιώματα αλλά μόνο όσον αφορά το κομμάτι της παραγόμενης θερμότητας.

Ο σκοπός των αλλαγών αυτών ιδίως στον τομέα του ηλεκτρισμού είναι να ωθηθούν οι χώρες της ΕΕ να μεταβούν σε παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ ή τεχνολογίες χαμηλών εκπομπών. Αναμένεται οι εταιρίες ηλεκτροπαραγωγής να μετακυλήσουν το αυξημένο κόστος αγοράς δικαιωμάτων στην τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος, γεγονός που θα οδηγήσει τελικά και τους καταναλωτές στην μείωση της κατανάλωσης τους.

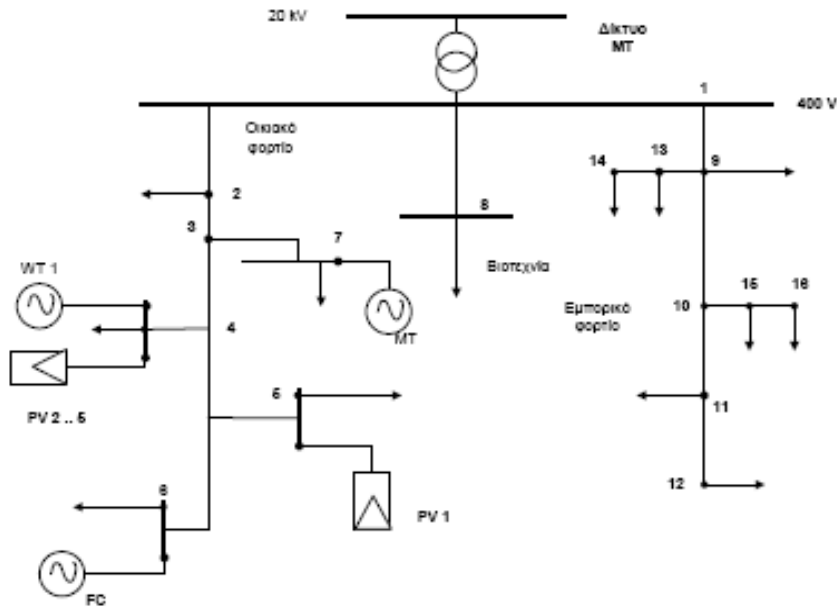
ΜΕΡΟΣ ΣΤ:

**ΔΙΚΤΥΟ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ- ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑ-
ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ**

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1^ο:

ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ

Το βασικό δίκτυο το οποίο μελετήθηκε στην παρούσα εργασία είναι το ακόλουθο:



Εικόνα ΣΤ.1.1. Το υπό μελέτη δίκτυο.

Πρόκειται για ένα τυπικό δίκτυο χαμηλής τάσης.

Υπάρχουν τρεις αναχωρήσεις/ κλάδοι κατακόρυξης, με τον δεξιό να είναι ένας εμπορικός καταναλωτής, τον μεσαίο να είναι βιομηχανικός καταναλωτής και συγκεκριμένα ένα μικρό εργαστήριο και τέλος, στον αριστερότερο κλάδο μία κατοικημένη περιοχή.

Πέραν του ηλεκτρικού φορτίου, θεωρήθηκε και η ύπαρξη θερμικού φορτίου για τον μεσαίο και τον δεξιό κλάδο. Το φορτίο αυτό καλύπτονταν σε κάποια σενάρια μόνο από boilers είτε από τον συνδυασμό boilers και συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας σε άλλα σενάρια. Οι μονάδες θερμικής παραγωγής που δεν απεικονίζονται στο παραπάνω σχήμα, είναι συνδεδεμένες στον ζυγό 8 και στον ζυγό 9.

Στον πίνακα που ακολουθεί αναγράφονται κάποιες χαρακτηριστικές τιμές του δικτύου.

Συνδέσεις	R (p.u.)	X (p.u.)	½ B	Λήψεις M/Σ
1-2	0,001	0,0001	0	1
2-3	0,0125	0,00375	0	1
3-4	0,0125	0,00375	0	1
4-5	0,0125	0,00375	0	1
5-6	0,0125	0,00375	0	1
3-7	0,021875	0,004375	0	1
1-8	0,033125	0,00875	0	1
1-9	0,0075	0,005	0	1
9-10	0,015	0,010625	0	1
10-11	0,02125	0,005625	0	1
11-12	0,02125	0,005625	0	1

9-13	0,010625	0,005625	0	1
13-14	0,010625	0,005625	0	1
10-15	0,023125	0,00625	0	1
15-16	0,023125	0,00625	0	1
17-1	0,0025	0,01	0	1

ΠΙΝΑΚΑΣ 11: ΟΙ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΕΣ ΤΙΜΕΣ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ.

Στην πρώτη στήλη αναγράφεται η σύνδεση μεταξύ των ζυγών του δικτύου. Στην δεύτερη και τρίτη στήλη αναγράφονται οι αντίσταση και η αντίδραση αντίστοιχα της σύνδεσης μεταξύ των ζυγών (που αναγράφονται στην πρώτη στήλη της ίδιας γραμμής του αυτού πίνακα). Στην τέταρτη στήλη έχει καταγραφεί το ήμισυ της συνολικής εγκάρσιας επιδεκτικότητας της γραμμής. Η συνολική εγκάρσια επιδεκτικότητα μίας γραμμής προκύπτει ως το φανταστικό μέρος της σύνθετης αγωγιμότητας της γραμμής, εάν την παραστήσουμε με το ισοδύναμο-Π μοντέλο της. Η τελευταία στήλη αναφέρεται στις λήψεις των μετασχηματιστών των γραμμών. Θεωρούμε ονομαστικές λήψεις ($t = 1$) σε όλους. Όλες οι τιμές στον πίνακα είναι ανά μονάδα. Ως βασική ισχύ επιλέξαμε τα $100MVA$ και η βασική τάση είναι τα $400V$ της χαμηλής τάσης.

Τα δεδομένα της ζήτησης προέκυψαν από το IEEE-Reliability Test System (IEEE-RTS) για μία τυπική ημέρα του κάθε μήνα και για κάθε ζυγό. Από αυτά, και υποθέτοντας κανονική κατανομή της ζήτησης του κάθε ζυγού για ένα μήνα, με μέση τιμή κάθε ώρας την δοθείσα τιμή της τυπικής ημέρας του αυτού μήνα και με τυπική απόκλιση ίση με το 10% αυτής, προσδιορίσαμε τις ζητήσεις του κάθε ζυγού για κάθε ημέρα του κάθε μήνα.

Ομοίως προσδιορίστηκε και την παραγωγή των φωτοβολταϊκών και της ανεμογεννήτριας. Επίσης στον οικιστικό κλάδο έχουν εγκατασταθεί και άλλες μικροπηγές, όπως μικροτουρμπίνα και κυψέλη καυσίμου. Όλες οι μικροπηγές θεωρήθηκε ότι παράγουν μηδενική άεργο ισχύ, έχουν δηλαδή μοναδιαίο συντελεστή ισχύος. Στον πίνακα που ακολουθεί αναγράφονται τα τεχνικά χαρακτηριστικά όλων των μικροπηγών:

Μονάδα	Τύπος Μονάδας	Τεχνικό Ελάχιστο (kW)	Τεχνικό Μέγιστο (kW)
1	MT	6	30
2	FC	3	30
3	WT	0	15
4	PV1	0	3
5	PV2	0	2,5
6	PV3	0	2,5
7	PV4	0	2,5
8	PV5	0	2,5

ΠΙΝΑΚΑΣ 12: ΤΕΧΝΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΜΙΚΡΟΠΗΓΩΝ.

Επίσης τα boilers και η συμπαραγωγή έχουν τα κάτωθι τεχνικά ελάχιστα και μέγιστα:

Μονάδα	Ελάχιστη Είσοδος Φυσ. Αερίου kW	Μέγιστη Είσοδος Φυσ. Αερίου kW

CHP	10	286
Boiler	0	400

ΠΙΝΑΚΑΣ 13: ΤΕΧΝΙΚΑ ΕΛΑΧΙΣΤΑ ΚΑΙ ΜΕΓΙΣΤΑ ΤΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΣΗΘ ΚΑΙ ΤΩΝ BOILERS.

Ο συντελεστής φόρτισης της ανεμογεννήτριας θεωρήθηκε ίσος προς 40%. Η διαθεσιμότητα της μικροτουρμπίνας είναι 95% και της κυψέλης καυσίμου 90%. Η απόδοση της μικροτουρμπίνας θεωρήθηκε ίση με 26% και η απόδοση της κυψέλης καυσίμου με 45%. Τόσο η μικροτουρμπίνα όσο και η κυψέλη καυσίμου λειτουργούν με φυσικό αέριο με απόδοση $8.8 kWh/m^3$.

Τα boilers θεωρήθηκαν βαθμού απόδοσης 0.8 ή 80% και λειτουργούν με φυσικό αέριο. Ο βαθμός απόδοσης της συμπαραγωγής είναι συνάρτηση της εισόδου φυσικού αερίου της μονάδας. Υπολογίζεται βάσει προσέγγισης τριτοβάθμιας συνάρτησης, οπότε και προκύπτει ο ακόλουθος πίνακας:

Είσοδος Φυσ. Αερίου P_g kW	η_{ge}	η_{gh}
10	0,09	0,43
50	0,14	0,44
100	0,21	0,45
150	0,25	0,45
200	0,25	0,425
250	0,27	0,45
286	0,28	0,47

ΠΙΝΑΚΑΣ 14: ΘΕΡΜΙΚΗ ΚΑΙ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΑΠΟΔΟΣΗ ΩΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗ ΤΗΣ ΕΙΣΟΔΟΥ.

Το κόστος λειτουργίας των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής δίνεται από την εξίσωση $OperationalCost_i = a_i + b_i \cdot P_i + c_i \cdot P_i^2$, όπου P_i η παραγωγή της κάθε μικροπηγής και a_i, b_i, c_i οι συντελεστές για κάθε μικροπηγή όπως φαίνονται στον παρακάτω πίνακα:

Μονάδα	a_i €/ct/h	b_i €/ct/kWh	c_i €/ct/kWh ²
MT	0,01	4,37	0,01
FC	0,8415	2,41	0,033
WT	0	0	0
PV1	0	0	0

PV2...PV5	0	0	0
-----------	---	---	---

ΠΙΝΑΚΑΣ 15: ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΕΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ.

Δηλαδή το κόστος λειτουργίας των ανανεώσιμων πηγών, της ανεμογεννήτριας και των φωτοβολταϊκών, θεωρήθηκε μηδενικό.

Όσον αφορά τις μονάδες θερμικής παραγωγής, θεωρούμε ότι το boiler και η συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας λειτουργούν με φυσικό αέριο. Το κόστος λειτουργίας τους ακολουθεί επίσης την συνάρτηση $OperationalCost_i = a_i + b_i \cdot P_i + c_i \cdot P_i^2$ και οι συντελεστές είναι οι εξής:

Μονάδα	a_i €/ct/h	b_i €/ct/kWh	c_i €/ct/kWh ²
CHP	10	3,738	0
Boiler	0,001	5,098	0

ΠΙΝΑΚΑΣ 16: ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΕΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΣΗΘ ΚΑΙ BOILERS.

Στον επόμενο πίνακα αναφέρονται οι τιμές κόστους κεφαλαίου και ο χρόνος ζωής των διαφόρων τύπων μονάδων του συστήματος υπό μελέτη:

	Κόστος κεφαλαίου (€/kWe)	Χρόνος ζωής
Μικροτουρμπίνα	1500	15
Κυψέλη καυσίμου	2500	15
Φωτοβολταϊκά	2000	25
Ανεμογεννήτριες	2500	15
Συστήματα συμπαραγωγής	1300	15

ΠΙΝΑΚΑΣ 17: ΚΟΣΤΟΣ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ ΚΑΙ ΧΡΟΝΟΣ ΖΩΗΣ ΜΙΚΡΟΠΗΓΩΝ.

Στην περίπτωση που οι προαναφερθείσες μικροπηγές δεν επαρκούν για την κάλυψη του φορτίου, απαιτείται η εισαγωγή ενέργειας από το ανάντη δίκτυο. Το κόστος της εισαγόμενης αυτής ενέργειας υπολογίζεται με μία συνάρτηση της μορφής $b_{sb} \cdot P_{sb}$, όπου b_{sb} είναι η οριακή τιμή του συστήματος και P_{sb} είναι η ποσότητα ισχύος που εισάγεται από το ανάντη δίκτυο. Για την οριακή τιμή του συστήματος, χρησιμοποιήθηκαν δεδομένα αγοράς από την ελληνική αγορά ηλεκτρισμού (πηγή: ΔΕΣΜΗΕ) για τα έτη 2008 και 2009. Στο εξής, στην παρούσα εργασία, η οριακή τιμή του 2008 θα αναφέρεται ως υψηλή οριακή τιμή συστήματος και η οριακή τιμή του 2009 ως χαμηλή οριακή τιμή συστήματος.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2^ο:

ΣΕΝΑΡΙΑ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ

Ο σκοπός του κεφαλαίου αυτού είναι η ανάλυση των διαφόρων σεναρίων που εφαρμόστηκαν στο ανωτέρω δίκτυο.

Μελετήθηκαν αρχικά τα εξής σενάρια:

1) No DG: Στην περίπτωση αυτή δεν υπάρχουν μονάδες DG και μονάδες CHP. Το θερμικό φορτίο δηλαδή εξυπηρετείται μόνο τις μονάδες Boiler. Όλη η ηλεκτρική ισχύς εισάγεται από το ανάντη δίκτυο.

2) Only DG, No CHP: Ανεξάρτητη λειτουργία. Στο σενάριο αυτό όλες οι μονάδες DG είναι παρούσες αλλά λειτουργούν ανεξάρτητα. Δηλαδή, το δίκτυο δεν συντονίζει τη λειτουργία του και όλες οι μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής απλώς καλύπτουν τις ανάγκες των φορτίων τοπικά, ακόμα και αν αυτός δεν είναι ο πιο οικονομικός τρόπος λειτουργίας του δικτύου. Αν δεν επαρκούν απλά εισάγεται ηλεκτρική ισχύς από το σύστημα. Μονάδες CHP και πάλι δεν υπάρχουν. Το θερμικό φορτίο δηλαδή εξυπηρετείται μόνο τις μονάδες Boiler. Αναλυτικότερα οι μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής θα λειτουργούν ως εξής:

- Η έξοδος των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (PV, WT) δεν είναι ελεγχόμενη αλλά είναι καθορισμένη από τους πίνακες της ωριαίας τους παραγωγής.

Αν η ζήτηση του ζυγού είναι μικρότερη από την παραγωγή της μικροπηγής του αυτού ζυγού, τότε καλύπτεται η ζήτηση από την μικροπηγή και η περίσσεια της παραγόμενης ενέργειας από την μικροπηγή απορρίπτεται και δεν αξιοποιείται.

Αν η ζήτηση του ζυγού είναι μεγαλύτερη από την παραγωγή της μικροπηγής του αυτού ζυγού, τότε αποδίδεται το σύνολο της ωριαίας παραγωγής της μικροπηγής στην ζήτηση και το υπόλοιπο που απαιτείται εισάγεται από το ανάντη δίκτυο.

- Όσον αφορά τώρα στις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής συμβατικού καυσίμου, απαιτείται να λειτουργούν εντός κάποιων άνω και κάτω τεχνικών ορίων που αναφέρθηκαν στο προηγούμενο κεφάλαιο.

Αν η ζήτηση του ζυγού είναι εντός των ορίων αυτών, τότε οι μικροπηγές ρυθμίζονται να δίνουν όση ενέργεια ζητείται.

Αν η ζήτηση του ζυγού είναι μεγαλύτερη από το τεχνικό μέγιστο της μονάδας, τότε παράγεται από την μονάδα και αποδίδεται στην ζήτηση το τεχνικό μέγιστο και η υπόλοιπη απαιτούμενη ενέργεια εισάγεται από το ανάντη δίκτυο.

Αν τώρα η ζήτηση είναι μικρότερη από το τεχνικό ελάχιστο, τότε η μικροπηγή παράγει υποχρεωτικά το τεχνικό ελάχιστο και από την παραγωγή της αυτή, αποδίδεται ποσό ενέργειας ίσο με την ζήτηση στην κατανάλωση του ζυγού και το υπόλοιπο ποσό ενέργειας που έχει παραχθεί, απορρίπτεται και δεν αξιοποιείται.

3) Microgrid, No CHP: Στο πέμπτο κατά σειρά σενάριο εφαρμόζεται η θεώρηση των μικροδικτύων. Οι μονάδες ανανεώσιμης παραγωγής ενέργειας χρησιμοποιούνται κατά προτεραιότητα και έπειτα μελετώνται οι υπόλοιπες μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής. Οι μονάδες DG λειτουργούν συντονισμένα και κατά το βέλτιστο τρόπο.

Τώρα θα εξεταστεί η περίπτωση της εισαγωγής ενεργειακών διανομέων, έναν στον μεσαίο κλάδο (ζυγός 8) και έναν στον δεξί κλάδο (ζυγός 9). Μελετώνται τα κάτωθι σενάρια:

1) Only DG, Heat Match: Οι μικροπηγές λειτουργούν όπως στο σενάριο Only DG. Σε κάθε κλάδο που έχει θερμικό φορτίο ξεχωριστά, το θερμικό φορτίο καλύπτεται πρώτα από τον σταθμό συμπαραγωγής και αν το θερμικό φορτίο ξεπερνά

την δυναμικότητα του για θερμική παραγωγή συμπληρώνεται από την παραγωγή του boiler. Αν πάλι το θερμικό φορτίο είναι μικρότερο από το κατώτερο όριο θερμικής παραγωγής του σταθμού συμπαραγωγής, το περίσσειμα θερμικής ισχύος απορρίπτεται. Αφού καθοριστεί λοιπόν έτσι η θερμική παραγωγή της μονάδας συμπαραγωγής, μπορεί να υπολογιστεί και η ηλεκτρική της παραγωγή. Εάν απαιτείται από τον κλάδο περισσότερη ηλεκτρική ισχύς, τότε αυτή εισάγεται από το ανάντη δίκτυο. Εάν από την άλλη έχουμε παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος από την συμπαραγωγή περισσότερης από την ζήτηση του κλάδου, το περίσσειμα χάνεται. Σημειώνεται εδώ ότι σε αυτό το σενάριο θεωρήθηκε σταθερός θερμικός βαθμός απόδοσης της συμπαραγωγής 0.445. Η θεώρηση αυτή έγινε λόγω της φύσης του σεναρίου αυτού που ερχόταν σε αντίθεση με τον αρχικό τρόπο υπολογισμού της απόδοσης του σταθμού συμπαραγωγής βάσει της εισόδου του.

2) Θα εξεταστεί επίσης η τοπική βελτιστοποίηση των ενεργειακών διανομέων. Υποτίθενται ένας ενεργειακός διανομέας στον μεσαίο κλάδο και ένας δεύτερος ενεργειακός διανομέας στον δεξί κλάδο. Ο κάθε διανομέας θα πρέπει να ικανοποιεί με βέλτιστο οικονομικά τρόπο τις ηλεκτρικές και θερμικές ανάγκες στον κλάδο του.

A. Στο πρώτο σενάριο, θα έχουμε βελτιστοποίηση του κάθε διανομέα χωριστά και ανεξάρτητη λειτουργία στον αριστερό κλάδο.

B. Στο δεύτερο σενάριο, θα έχουμε βελτιστοποίηση του κάθε διανομέα χωριστά και μικροδίκτυο στον αριστερό κλάδο.

3) Microgrid, With CHPs: Όπως ακριβώς και το σενάριο Microgrid, αλλά τώρα οι μονάδες CHP είναι παρούσες. Οι μονάδες DG και CHP συντονίζουν τη λειτουργία τους.

Τα παραπάνω σενάρια έχουν μελετηθεί από την σκοπιά του ελάχιστου κόστους λειτουργίας του όλου δικτύου.

Είναι σκόπιμο να μελετηθούν και άλλοι τρόποι βελτιστοποίησης, από άλλες σκοπιές συμφερόντων. Έτσι θα μελετηθούν τις εξής παραλλαγές:

- I. Ελαχιστοποίηση του όλου κόστους, δηλαδή του αθροίσματος του κόστους λειτουργίας και του κόστους των εκπομπών του διοξειδίου του άνθρακα. Η εναλλακτική αυτή θεώρηση έχει νόημα να μελετηθεί για τα σενάρια του μικροδικτύου με και χωρίς συμπαραγωγή.
- II. Ελαχιστοποίηση των εκπομπών του διοξειδίου του άνθρακα, δηλαδή υιοθέτηση περιβαλλοντικής σκοπιάς. Η εναλλακτική αυτή θεώρηση έχει νόημα να μελετηθεί για τα σενάρια του μικροδικτύου με και χωρίς συμπαραγωγή.
- III. Θα εφαρμοστεί επίσης και μία αντικειμενική συνάρτηση με βάρη και με όρους το λειτουργικό κόστος και τις εκπομπές του διοξειδίου του άνθρακα. Αυτή θα είναι λοιπόν της μορφής $f = k \cdot OperationalCostFunction + (1 - k) \cdot Emissions$. Ανάλογα λοιπόν με την τιμή του k , θα δίνεται περισσότερη σημασία στην μείωση των εκπομπών ή στην μείωση του λειτουργικού κόστους του εκάστοτε σεναρίου. Προφανώς για $k = 1$ η συνάρτηση με τα βάρη καταλήγει στην αρχική συνάρτηση προς βελτιστοποίηση ενώ για $k = 0$ η συνάρτηση με τα βάρη γίνεται ίδια με την αντικειμενική συνάρτηση ελαχιστοποίησης εκπομπών.

Στην συνέχεια θα μελετηθεί η επίδραση της μεθόδου της προσφοράς φορτίων προς αποκοπή στην λειτουργία του δικτύου. Η προσφορά φορτίου προς αποκοπή θα μελετηθεί μόνο για τα σενάρια του μικροδικτύου χωρίς συμπαραγωγή και με συμπαραγωγή.

- Γίνεται αρχικά η θεώρηση ότι για κάθε ώρα, η ζήτηση του κάθε κλάδου αποτελείται τόσο από φορτία υψηλής προτεραιότητας όσο και από φορτία χαμηλής προτεραιότητας. Αυτό σημαίνει ότι οι καταναλωτές, σύμφωνα με την χρησιμοποιούμενη πολιτική του 'καλού πολίτη' δέχονται να αποκοπούν τα φορτία χαμηλής προτεραιότητας αν τους δοθεί ένα αντίτιμο που έχουν θέσει και γνωστοποιήσει στον διαχειριστή και από την άλλη, δεν δέχονται να αποκοπούν τα φορτία υψηλής προτεραιότητας, δηλαδή θεωρητικά η τιμή του αντιτίμου για την οποία δέχονται οι καταναλωτές να αποκοπούν τα φορτία υψηλής προτεραιότητας είναι άπειρη. Ακόμη θεωρούνται στο σημείο αυτό οι εξής περιορισμοί: η τιμή της αποζημίωσης των καταναλωτών για τα φορτία χαμηλής προτεραιότητας είναι $6.9 \text{ euros} / \text{MWh}$, τα φορτία χαμηλής προτεραιότητας δεν μπορεί να είναι περισσότερα από 2kW ανά καταναλωτή ανά ώρα και τέλος τα φορτία υψηλής προτεραιότητας δεν μπορεί να είναι λιγότερα από 0.5kW ανά καταναλωτή και ανά ώρα, δηλαδή το φορτίο του κάθε καταναλωτή για μία ώρα δεν μπορεί να είναι μικρότερο από 0.5kW.
- Επίσης, βάσει αυτού του σεναρίου, εξετάστηκε και η περίπτωση του να γίνεται αποκοπή φορτίου μόνο κατά την διάρκεια της αιχμής του ηλεκτρικού φορτίου, δηλαδή μόνο εάν το συνολικό ηλεκτρικό φορτίο του συστήματος ξεπεράσει μία ορισμένη τιμή. Τότε γίνεται αποκοπή φορτίου όπως περιγράφηκε στο βασικό σενάριο προσφοράς φορτίου. Εάν το συνολικό ηλεκτρικό φορτίο είναι μικρότερο του ορίου τότε ο διαχειριστής δεν προχωρά σε αποκοπή φορτίου. Στην παρούσα εργασία, ως όριο τέθηκαν τα 180kW συνολικής ζήτησης ανά ώρα.

Εφαρμόστηκε σε καθένα σενάριο από τα προαναφερθέντα σταδιακή αύξηση της δυναμικότητας των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (φωτοβολταϊκά και ανεμογεννήτριες) κατά 5kW εγκατεστημένης έως ότου η διεσπαρμένη παραγωγή φτάσει τα 148kW (δηλαδή τιμές της διεσπαρμένης παραγωγής 88, 103, 118, 133 και 148kW). Όλα τα παραπάνω σενάρια μελετήθηκαν για υψηλή και για χαμηλή οριακή τιμή συστήματος για όλα τα επίπεδα της διεσπαρμένης παραγωγής.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3^ο:

ΜΕΓΕΘΗ ΠΡΟΣ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟ

Για την εξαγωγή των αποτελεσμάτων που θα συζητηθούν παρακάτω, χρησιμοποιήθηκε το προγραμματιστικό περιβάλλον Matlab.

Έτσι υπολογίστηκαν οι αναμενόμενες εκπομπές και το συνολικό κόστος λειτουργίας για ένα έτος για καθένα από τα σενάρια που αναφέρθηκαν προηγουμένως. Σύμφωνα με τα αναφερθέντα σε προηγούμενο κεφάλαιο, ότι όλοι οι ρύποι της ηλεκτροπαραγωγής θα χρεώνονται εξ' ολοκλήρου. Ο τύπος υπολογισμού των ρύπων για τις μονάδες που λειτουργούν με φυσικό αέριο και είναι γνωστή η έξοδος τους (μικροτουρμπίνα, κυψέλη καυσίμου, boiler) είναι ο εξής:

$$CO_2emissions = \frac{54.94 \cdot P_i}{n_i \cdot 277777.77778},$$

Όπου $54.94 \frac{tnCO_2}{TJ}$ είναι η εθνική τιμή του συντελεστή εκπομπής του φυσικού αερίου, σύμφωνα με τα επίσημα στοιχεία του Υ.Π.Ε.Κ.Α., P_i είναι η ηλεκτρική παραγωγή της μονάδας i σε kWh, n_i είναι ο βαθμός απόδοσης της μονάδας i (0.26 για την μικροτουρμπίνα, 0.45 για την κυψέλη καυσίμου και 0.8 για τα boiler) και 277777.77778 είναι ο συντελεστής μετατροπής των TJ σε kWh.

Για τις μονάδες συμπαραγωγής, οι οποίες λειτουργούν με φυσικό αέριο και είναι γνωστή η είσοδος τους, ο τύπος υπολογισμού γίνεται:

$$CO_2emissions = \frac{54.94 \cdot P_i^{in}}{277777.77778},$$

Όπου P_i^{in} είναι η είσοδος της μονάδας i σε kWh.

Το συνολικό κόστος λειτουργίας είναι ένας εύκολος και γρήγορος τρόπος εκτίμησης του κατά πόσον συμφέρει από οικονομικής άποψης η υιοθέτηση αυτού του σεναρίου έναντι του κλασσικού σεναρίου της απλής διασύνδεσης με το κεντρικό δίκτυο και άρα της μη λειτουργίας των μικροπηγών.

Δεδομένου όμως ότι για την εισαγωγή διεσπαρμένης παραγωγής υπάρχει κόστος κεφαλαίου, που ενδέχεται να μην μπορεί να αναπληρωθεί από το μειωμένο κόστος λειτουργίας, θα υπολογιστεί και η καθαρή παρούσα αξία και η έντοκος περίοδος αποπληρωμής για να είναι φανερό εάν είναι συμφέρον για έναν επενδυτή να τοποθετήσει χρηματικά κεφάλαια στην εγκατάσταση μικροπηγών.

Η καθαρή παρούσα αξία (Net Present Value) είναι το συνολικό καθαρό όφελος μίας επένδυσης που προκύπτει ως διαφορά μεταξύ του λειτουργικού οφέλους και του συνόλου των δαπανών κατά τη διάρκεια του κύκλου ζωής της επένδυσης. Όλα τα ποσά εκφράζονται σε παρούσα αξία, ανηγμένα συνήθως στην αρχή του πρώτου έτους λειτουργίας της επένδυσης.

Η καθαρή παρούσα αξία προσδιορίζεται από την εξίσωση:

$$NPV = -K + \sum_{t=1}^N \frac{F_t}{(1+d)^t} + \frac{SV_N}{(1+d)^N},$$

Όπου:

K , η αρχική επένδυση

F_t , ετήσιο καθαρό όφελος

N , οικονομικός κύκλος ζωής της επένδυσης

d , επιτόκιο αναγωγής σε παρούσα αξία (επιθυμητή απόδοση κεφαλαίου)

SV_N , υπολειμματική αξία επένδυσης στο τέλος του οικονομικού κύκλου ζωής.

Αν αγνοήσουμε την υπολειμματική αξία τότε ο τύπος γίνεται:

$$NPV = -K + \sum_{t=1}^N \frac{F_t}{(1+d)^t}$$

Διακρίνονται οι ακόλουθες τρεις περιπτώσεις:

- NPV>0: Η επένδυση είναι βιώσιμη
- NPV=0: Η επένδυση είναι βιώσιμη με ετήσιο βαθμό απόδοσης ίσο με d.
- NPV<0: Η επένδυση δεν είναι βιώσιμη.

Τώρα όσον αφορά τον δεύτερο δείκτη, την έντοκο περίοδο αποπληρωμής απόδοσης ισχύουν τα εξής:

Έντοκη περίοδος αποπληρωμής είναι το χρονικό διάστημα που απαιτείται για την αποπληρωμή της αρχικής επένδυσης. Προσδιορίζεται από τη λύση της εξίσωσης

$$NPV(N = DPB) = 0, \text{ ως προς } N, \text{ δηλαδή τελικά } DPB = \frac{\ln\left(-\frac{F - d \cdot SV_N}{d \cdot K - F}\right)}{\ln(1+d)}. \text{ Στην}$$

περίπτωση που η αξία εκποίησης είναι μηδενική ($SV_N = 0$) και το ετήσιο λειτουργικό όφελος F_t παραμένει σταθερό σε σταθερές τιμές ($F_t = F$), τότε η λύση της εξίσωσης

$$\text{παίρνει τη μορφή } DPB = \frac{-\ln\left(1 - \frac{d \cdot K}{F}\right)}{\ln(1+d)}.$$

Η επένδυση θεωρείται οικονομικά βιώσιμη όταν η τιμή DPB ικανοποιεί τις προσδοκίες του επενδυτή ως προς το χρόνο αποπληρωμής.

Βάσει προηγούμενου πίνακα, υπολογίζεται η αρχική επένδυση K ανάλογα με το κόστος κεφαλαίου του είδους της και με την εγκατεστημένη ισχύ της κάθε μονάδας που θα χρησιμοποιήσουμε.

Το επιτόκιο d θεωρείται ίσο προς 8%.

Ως χρόνο μελέτης της λειτουργίας του συστήματος θεωρούνται τα δέκα έτη. Μέσα στον χρόνο αυτό δεν χρειάζεται καμία αντικατάσταση των στοιχείων αυτών αφού είναι μικρότερος του χρόνου ζωής όλων των στοιχείων.

Άρα ως ετήσια έξοδα θεωρούνται μόνο τα κόστη συντήρησης και τα κόστη λειτουργίας.

Ως ετήσια έσοδα θα πρέπει να θεωρηθούν η πώληση της ηλεκτρικής και της θερμικής ενέργειας και οι επιδοτήσεις.

Οι καταναλωτές με το σενάριο βάσης πλήρωναν συνολικά τουλάχιστον όσο ήταν το ολικό κόστος του σεναρίου. Με την εφαρμογή του μικροδικτύου, ο διαχειριστής προσφέρει στους καταναλωτές μία έκπτωση του 5%. Ο διαχειριστής εκτός του ότι οργανώνει το μικροδίκτυο, έχει κάνει και την επένδυση για την εγκατάσταση των μικροπηγών με ίδιους πόρους και με την βοήθεια κρατικής επιδότησης ίσης με το 30% του όλου κόστους κεφαλαίου. Οι καταναλωτές πληρώνουν την νέα αυτή μειωμένη τιμή στον διαχειριστή. Ο διαχειριστής θα εισπράττει επίσης τις κρατικές επιδοτήσεις για την παραγωγή από ΑΠΕ, δηλαδή $550 \text{ euros}/MWh$ για τα φωτοβολταϊκά και $250 \text{ euros}/MWh$ για τις ανεμογεννήτριες. Άρα πρέπει με τα προαναφερθέντα έσοδα να καλύπτει τα έξοδα του, δηλαδή το κόστος λειτουργίας του εκάστοτε σεναρίου και τα έξοδα συντήρησης των μονάδων.

Το ετήσιο καθαρό όφελος F_t θα είναι τα συνολικά ετήσια έσοδα μείον τα συνολικά ετήσια έξοδα και θα θεωρηθεί σταθερό για κάθε έτος.

Επομένως τα ετήσια έσοδα θα εξαρτώνται από την τιμή πώλησης της ενέργειας και άρα από το σενάριο που ακολουθείται και τις παραδοχές για τον διαχειριστή του συστήματος και την πολιτική που ακολουθεί ο πολίτης, όπως αυτά εξηγήθηκαν παραπάνω.

Κατά τις συγκρίσεις των διαφόρων επενδυτικών σεναρίων, εάν συγκρίνεται η καθαρά παρούσα αξία των επενδύσεων μετά από ορισμένο αριθμό ετών, οπότε και ως πιο συμφέρουσα αναδεικνύεται η επένδυση με την μεγαλύτερη καθαρά παρούσα αξία, τότε εφαρμόζεται το κριτήριο της καθαρής παρούσας αξίας. Από την άλλη, όταν εφαρμόζεται το κριτήριο της έντοκης περιόδου αποπληρωμής, τότε συγκρίνεται η έντοκος περίοδος αποπληρωμής των διαφορών σεναρίων και αναδεικνύεται ως πιο συμφέρουσα η επένδυση με την μικρότερη έντοκη περίοδο αποπληρωμής.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4^ο:

ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ- ΔΙΑΓΡΑΜΜΑΤΑ

Σε όλα τα διαγράμματα και τους πίνακες που ακολουθούν οι ζητήσεις και οι παραγωγές είναι σε kWh, τα κόστη είναι σε ευρώ και οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα σε τόνους.

ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ 88kW ΣΥΝΟΛΙΚΑ- ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΕ 13kW

Όταν το επίπεδο διείσδυσης των ανανεώσιμων είναι 13kW, τότε αυτές καλύπτουν το 8% του συνολικού φορτίου.

Α) ΥΨΗΛΗ ΟΡΙΑΚΗ ΤΙΜΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Για τα σενάρια χωρίς συμπαραγωγή σχηματίζεται ο κάτωθι συγκεντρωτικός πίνακας:

	No DG	Only DG	Microgrid
Εκπομπές CO2 (tn CO2)	1479.8	1323.9	1211.4
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-10.5352	-18.1376
Κόστος λειτουργίας (euros)	167950	155740	148620
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-7.2700	-11.5094
Ολικό κόστος (euros)	188670	174280	165580
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-7.6271	-12.2383
Καθαρά παρούσα αξία NPV (euros)	-	53233	141358
Έντοκη περίοδος αποπληρωμής DPB (έτη)	-	6.2	3.8

ΠΙΝΑΚΑΣ 18: ΒΑΣΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΧΩΡΙΣ CHP, DG=88kW, ΥΨΗΛΗ ΟΤΣ.

Για τα σενάρια με συμπαραγωγή ο πίνακας έχει ως εξής (το No DG σενάριο ξαναγράφεται ως βάση σύγκρισης):

	No DG	Heat Match	Αριστερός κλάδος I-DG	Αριστερός κλάδος Microgrid	Microgrid+CHP
Εκπομπές CO2 (tn CO2)	1479.8	975.4151	985.7796	913.7223	786.6345
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-34.0847	-33.3843	-38.2537	-46.8418
Κόστος λειτουργίας (euros)	167950	140300	127990	123630	125190
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-16.4632	-23.7928	-26.3888	-25.4600
Ολικό κόστος (euros)	188670	153960	141970	136420	136200

Ποσοστιαία μεταβολή	-	-18.3972	-24.7522	-27.6939	-27.8105
Καθαρά παρούσα αξία NPV (euros)	-	16536	96520	163508	165521
Έντοκη περίοδος αποπληρωμής DPB (έτη)	-	9.2	6.6	5.3	5.3

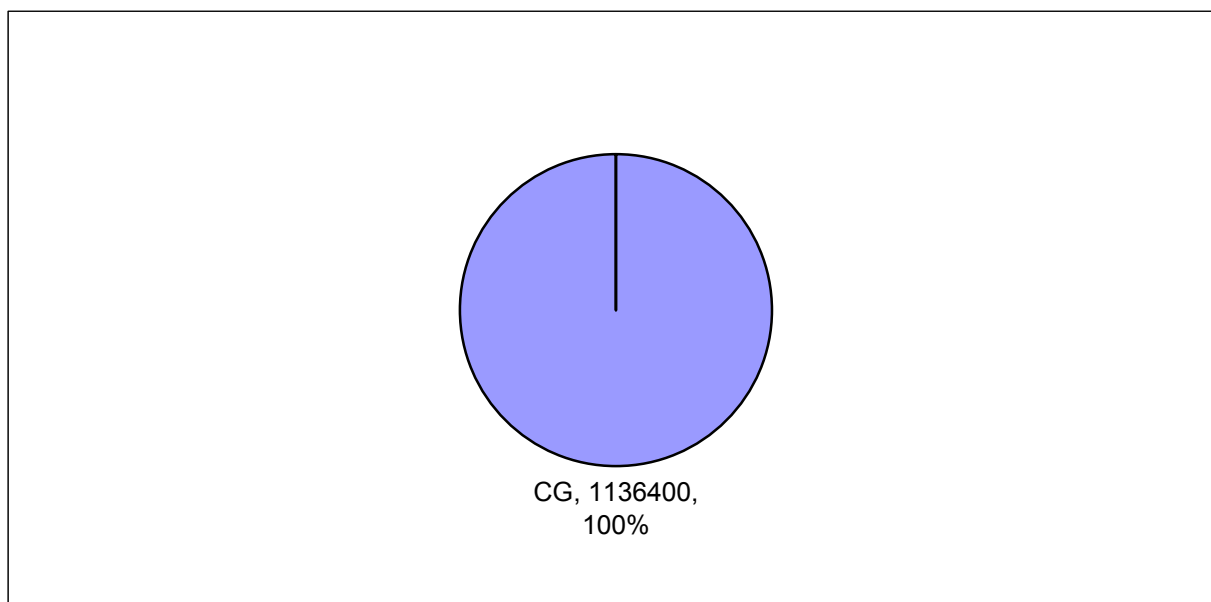
ΠΙΝΑΚΑΣ 19: ΒΑΣΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΜΕ CHP, DG=88kW, ΥΨΗΛΗ ΟΤΣ.

Με την εισαγωγή της συμπαραγωγής, σημειώνεται σημαντική μείωση τόσο των ρύπων όσο και του λειτουργικού κόστους. Ειδικά στο σενάριο Microgrid+CHP η μείωση των εκπομπών είναι σχεδόν στο μισό εν συγκρίσει με το αρχικό σενάριο No DG.

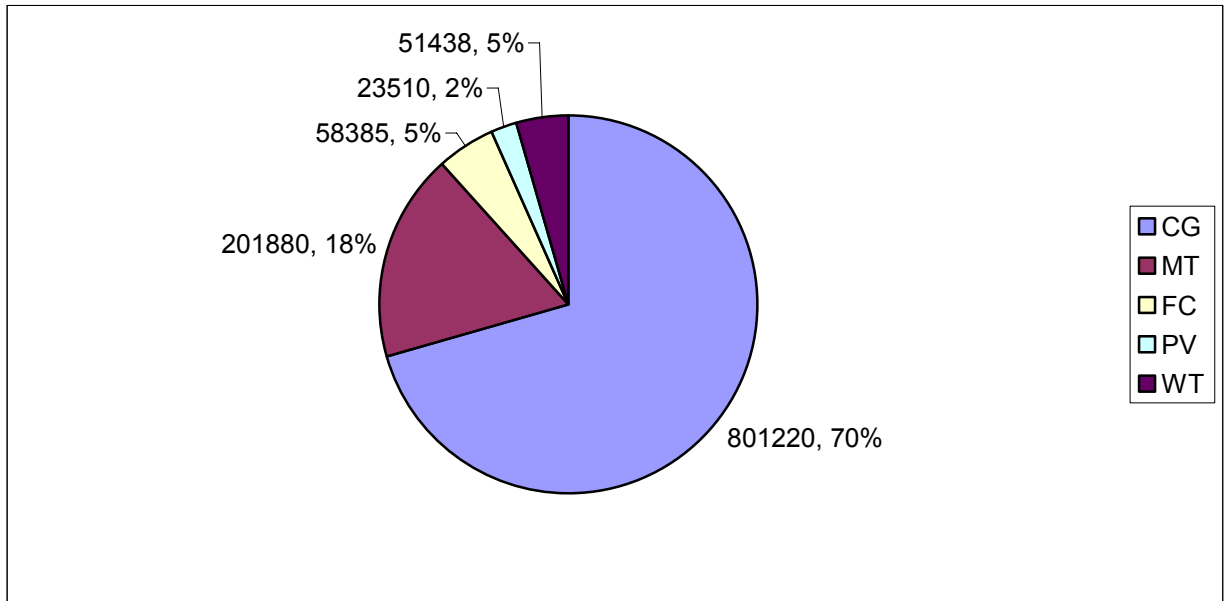
Θα πρέπει να αναφερθεί επίσης, η σχέση μεταξύ των σεναρίων Heat Match και Only DG+CHP. Στο Heat Match σενάριο έχει υποτεθεί σταθερός θερμικός βαθμός απόδοσης της συμπαραγωγής 0.445 ή 44.5%. Στο Only DG+CHP σενάριο από την άλλη, η απόδοση είναι μεταβλητή σύμφωνα με τα αναφερθέντα στο σχετικό κεφάλαιο 1 του Μέρους ΣΤ της παρούσας εργασίας. Άρα η σύγκριση των σεναρίων δεν είναι απόλυτα αντικειμενική και δεν είναι σίγουρο εάν το ένα είναι βέλτιστο του άλλου. Το σενάριο Heat Match αφού είναι το μόνο με διαφορετικό βαθμό απόδοσης δεν θα συγκριθεί με άλλα σενάρια και έτσι θα συγκριθούν μόνο τα υπόλοιπα πέντε σενάρια μεταξύ τους.

Όσον αφορά τα οικονομικά μεγέθη, όλα τα σενάρια αποσβένουν την αρχική επένδυση σε ορίζοντα δεκαετίας.

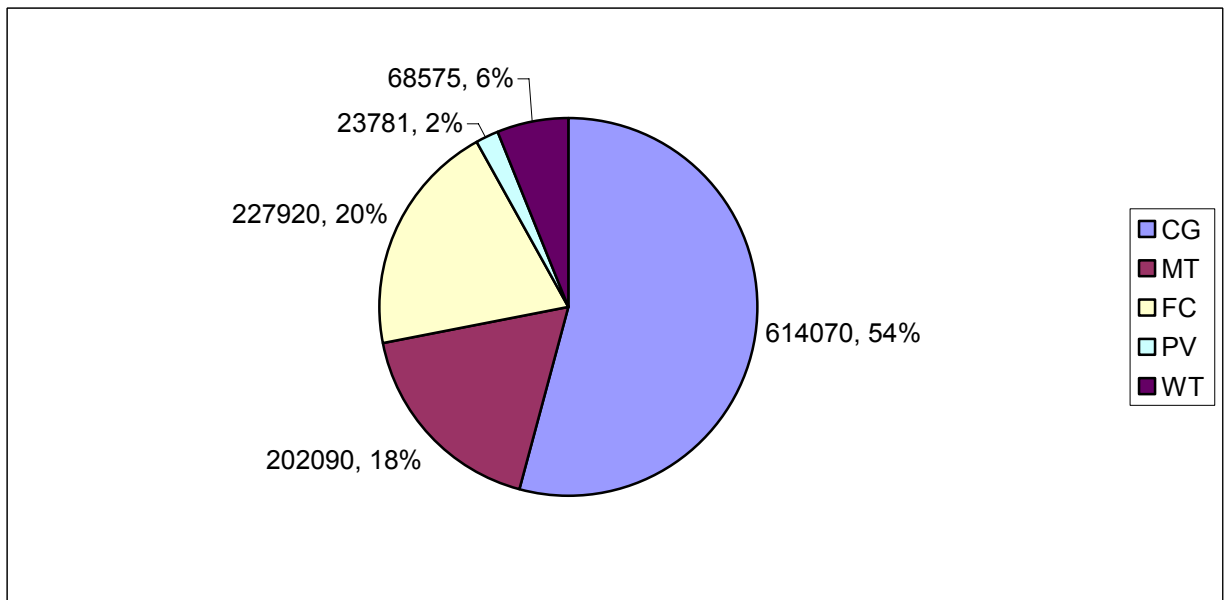
Ακολουθούν διαγράμματα για το καθένα από τα παραπάνω επιμέρους σενάρια:



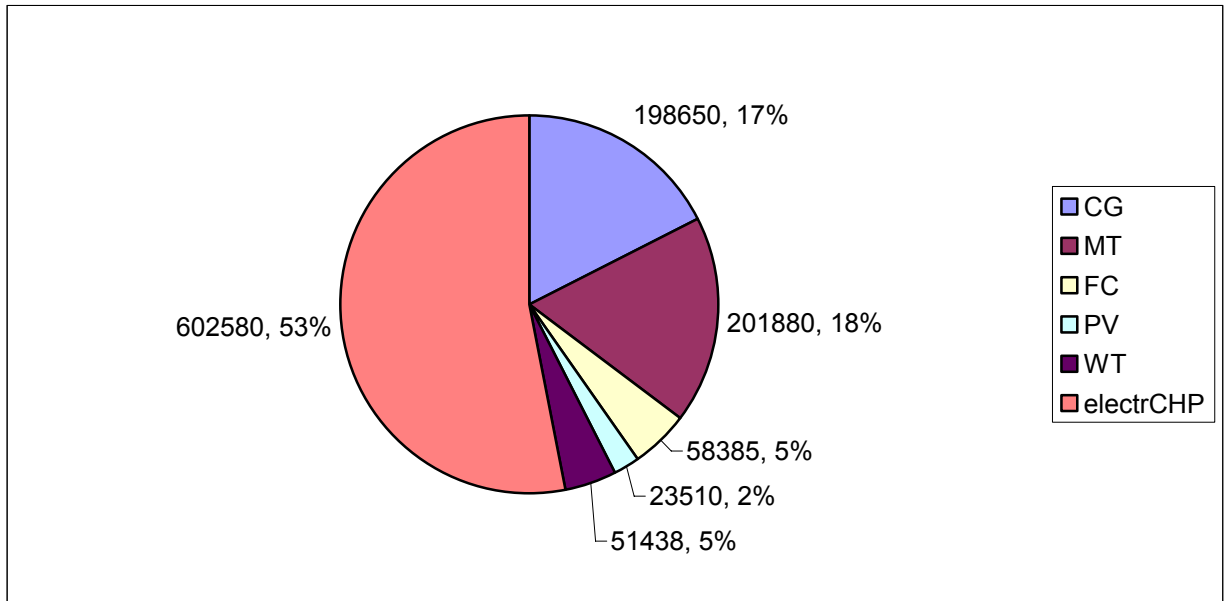
Εικόνα ΣΤ.4. 1. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο No DG, DG=88kW, Υψηλή ΟΤΣ.



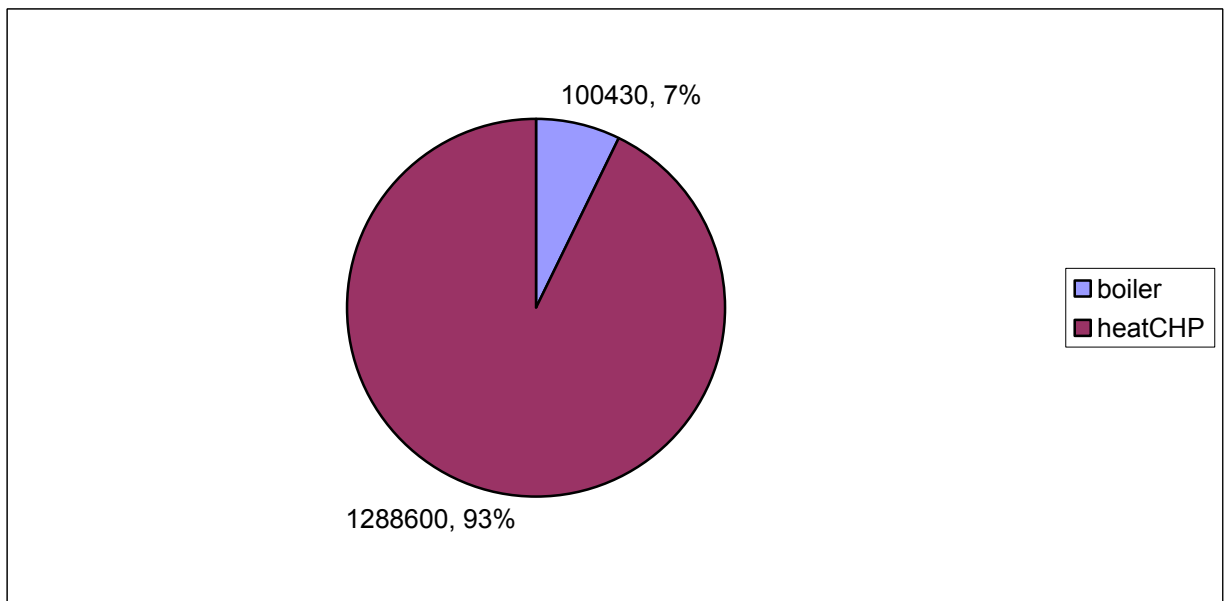
Εικόνα ΣΤ.4. 2. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Only DG, DG=88kW, Υψηλή ΟΤΣ.



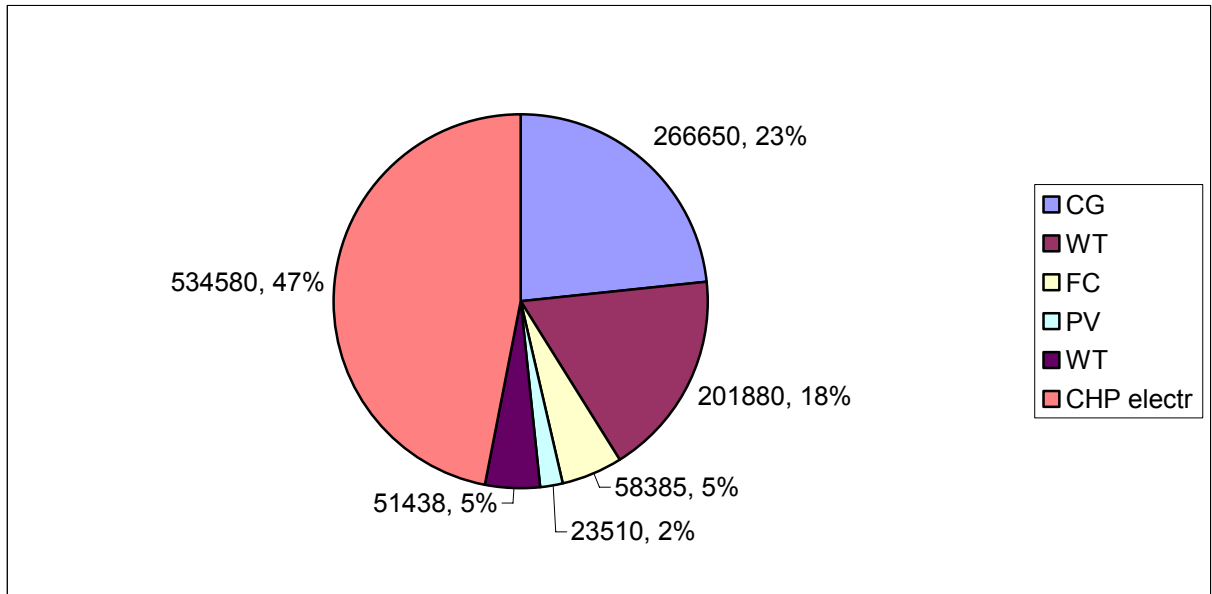
Εικόνα ΣΤ.4. 3. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Microgrid, DG=88kW, Υψηλή ΟΤΣ.



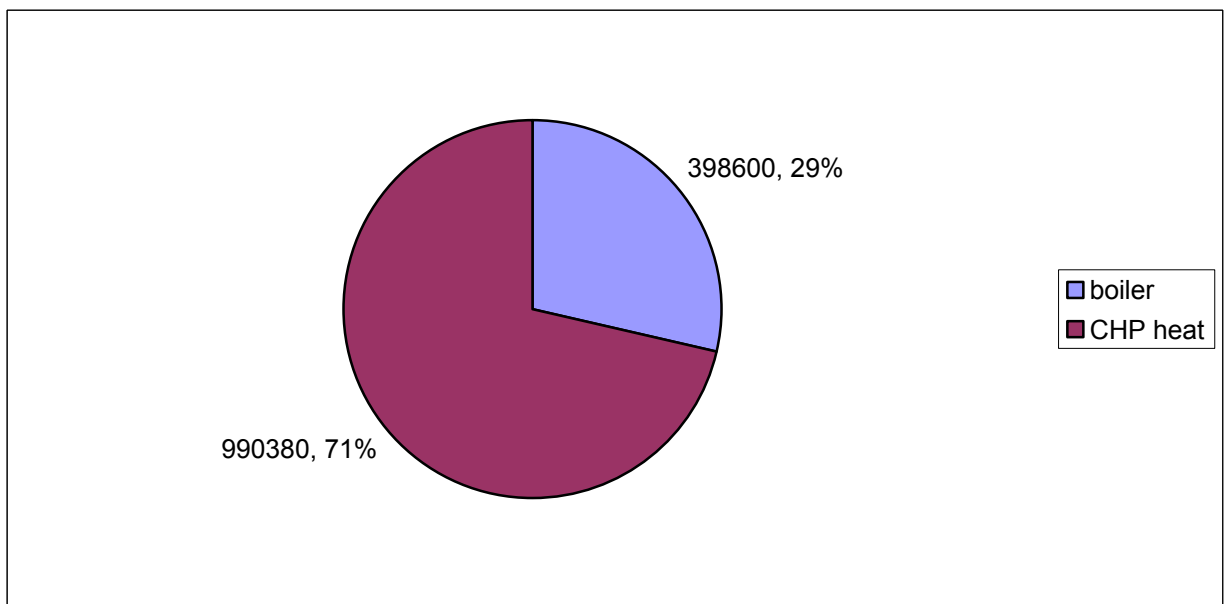
Εικόνα ΣΤ.4. 4. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Only DG- Heat Match, DG=88kW, Υψηλή ΟΤΣ.



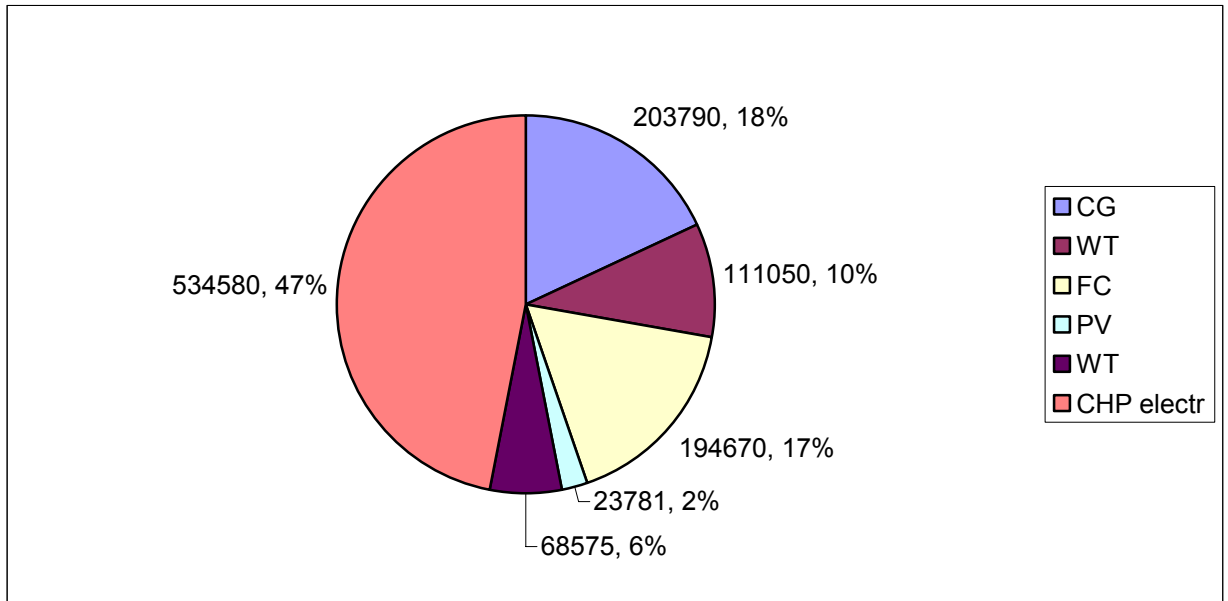
Εικόνα ΣΤ.4. 5. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο Only DG- Heat Match, DG=88kW, Υψηλή ΟΤΣ.



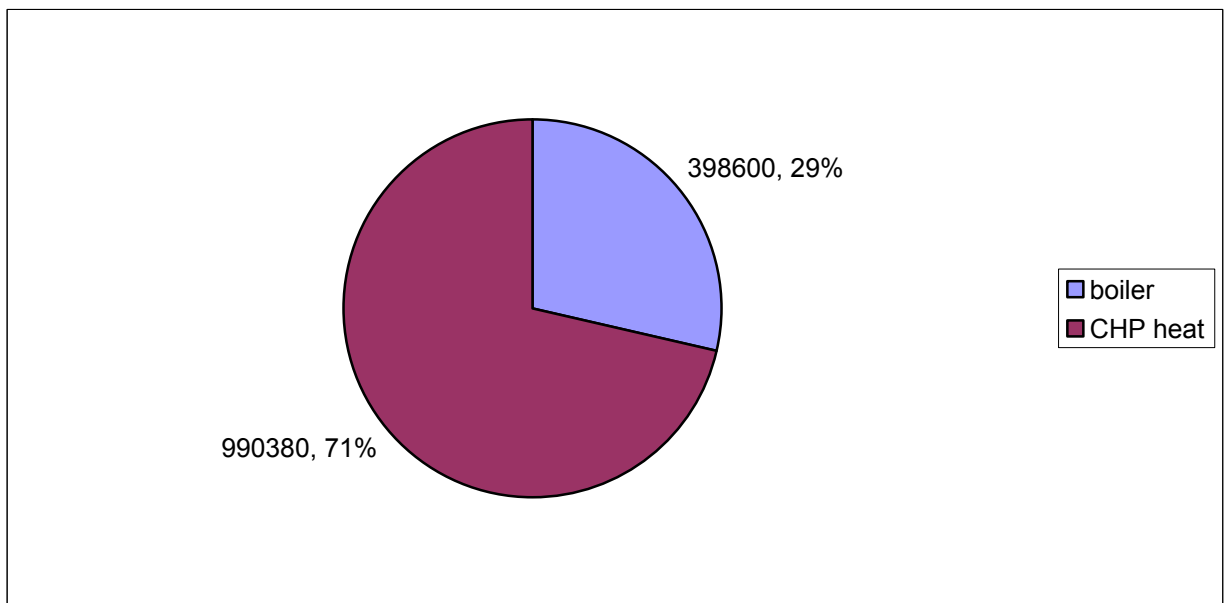
Εικόνα ΣΤ.4. 6. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Only DG στον αριστερό κλάδο, DG=88kW, Υψηλή ΟΤΣ.



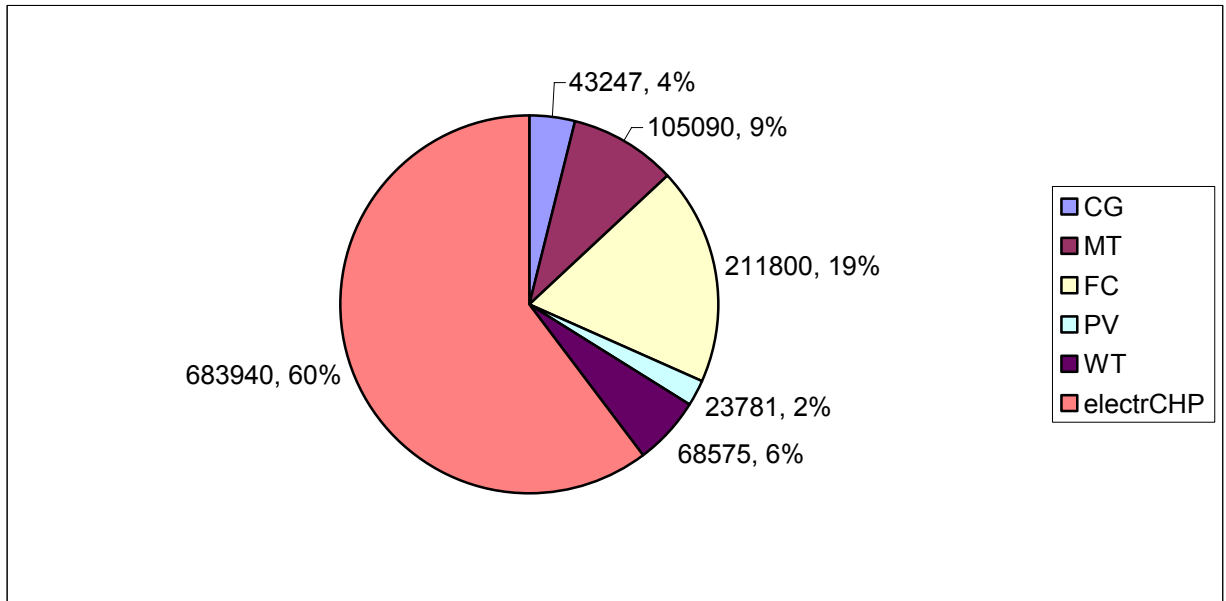
Εικόνα ΣΤ.4. 7. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Only DG στον αριστερό κλάδο, DG=88kW, Υψηλή ΟΤΣ.



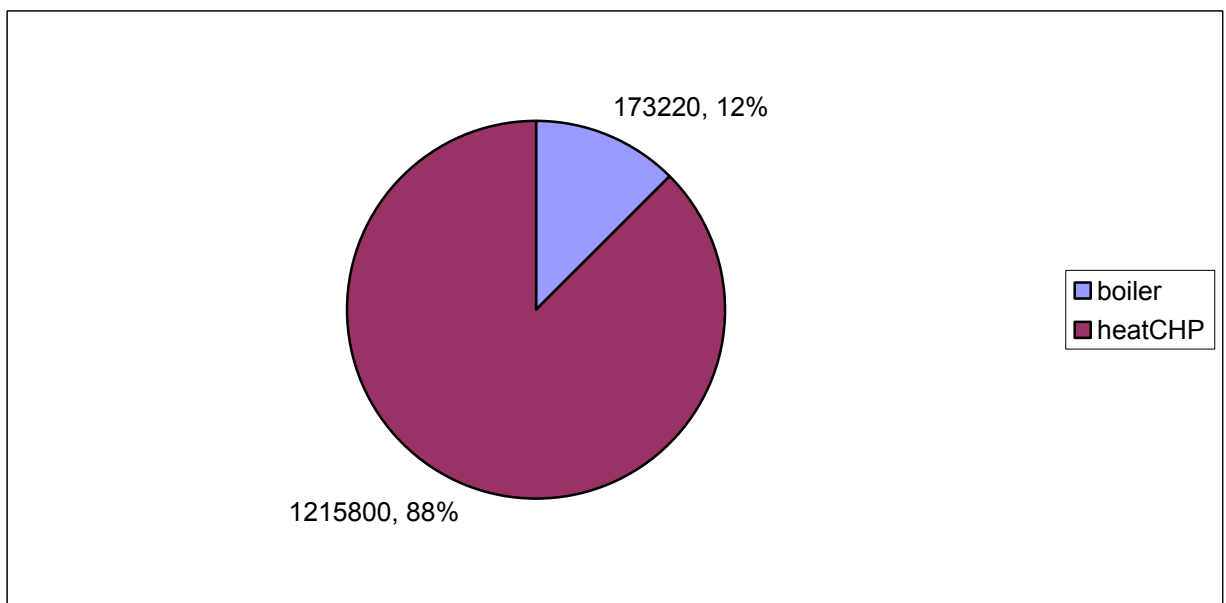
Εικόνα ΣΤ.4. 8. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Microgrid στον αριστερό κλάδο, DG=88kW, Υψηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 9. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Microgrid στον αριστερό κλάδο, DG=88kW, Υψηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 10. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Microgrid+CHP, DG=88kW, Υψηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 11. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο Microgrid+CHP, DG=88kW, Υψηλή ΟΤΣ.

Αναφορικά τώρα με τα Demand Side Bidding σενάρια έχουμε τα εξής:

	DSB	DSB+CHP	Αποκοπή αιχμής	Αποκοπή αιχμής με CHP
Εκπομπές CO2 (tn CO2)	1026.6	676.0725	1172.6	756.3106
Κόστος λειτουργίας (euros)	137750	118700	145830	123360
Ολικό κόστος (euros)	152120	128160	162250	133950
Αποκομμένο φορτίο (kWh)	189980	189980	38769	38769
Καθαρά παρούσα αξία NPV (euros)	231675	218597	163702	179746
Έντοκη περίοδος αποπληρωμής DPB (έτη)	2.8	4.6	3.5	5.1

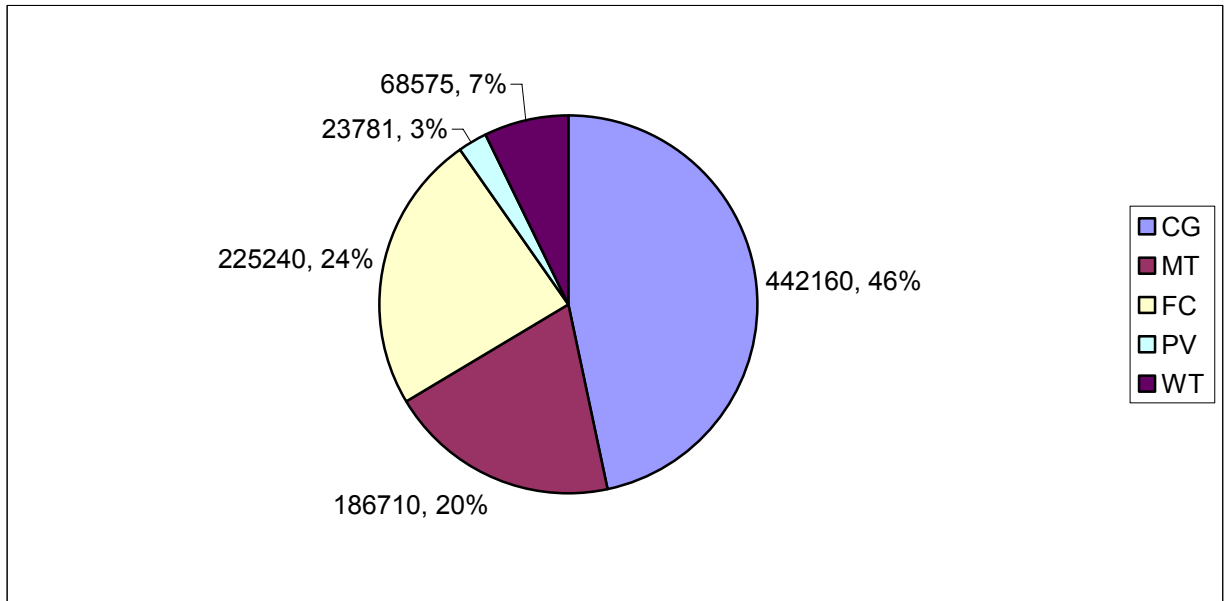
ΠΙΝΑΚΑΣ 20: ΒΑΣΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΠΡΟΣΦΟΡΑΣ ΦΟΡΤΙΟΥ.

Εφόσον δεν εξυπηρετείται όσο φορτίο εξυπηρετούνταν με τα προηγούμενα σενάρια είναι αναμενόμενο να έχουμε μικρότερες εκπομπές και μικρότερο λειτουργικό κόστος. Η αποζημίωση των καταναλωτών για τα φορτία που αποκόπτονται από τον διαχειριστή εντάσσεται στα ετήσια έξοδα για το κάθε ένα από τα τέσσερα Demand Side Bidding σενάρια, άρα το συνολικό κόστος ενδέχεται να είναι χαμηλότερο ή υψηλότερο ανάλογα με την τιμή αυτή της αποζημίωσης.

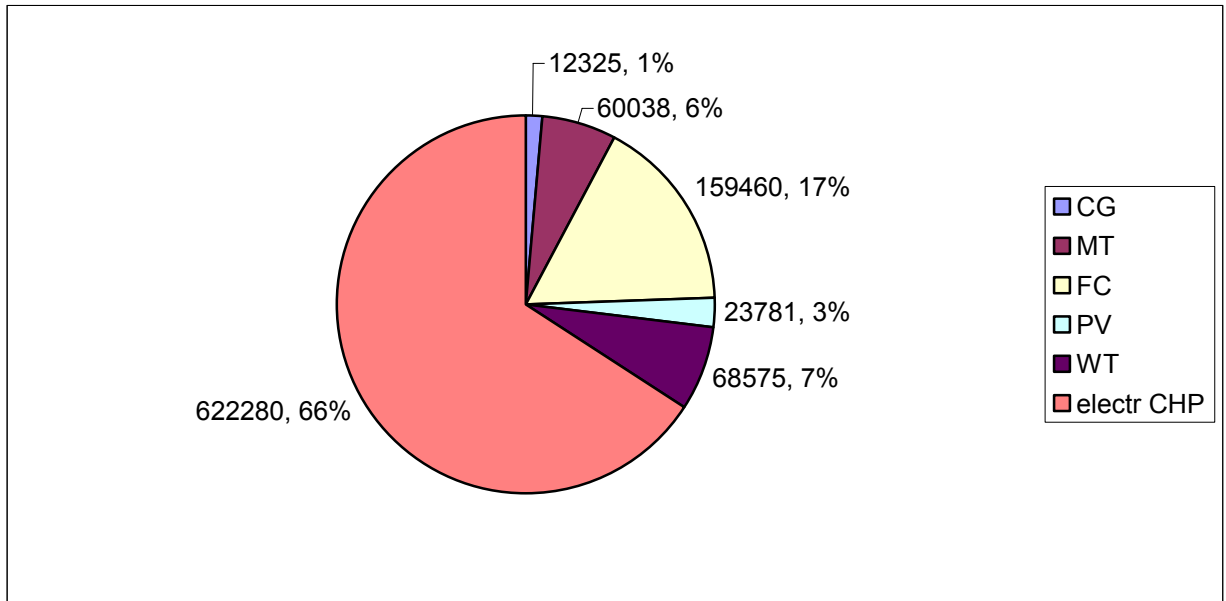
Όταν έχουμε αποκοπή των φορτίων χαμηλής προτεραιότητας μόνο στην αιχμή του συνολικού ηλεκτρικού φορτίου τότε αποκόπτεται προφανώς λιγότερο φορτίο στο σύνολο του ενός χρόνου από ότι όταν μπορούν να αποκοπούν φορτία οποιαδήποτε ώρα και έτσι λόγω αυτού έχουμε υψηλότερες εκπομπές και υψηλότερα ετήσια ολικά κόστη και κόστη λειτουργίας.

Παρατηρείται και εδώ η καθοριστική συμβολή των μονάδων συμπαραγωγής στην μείωση του κόστους λειτουργίας και στην μείωση των εκπομπών.

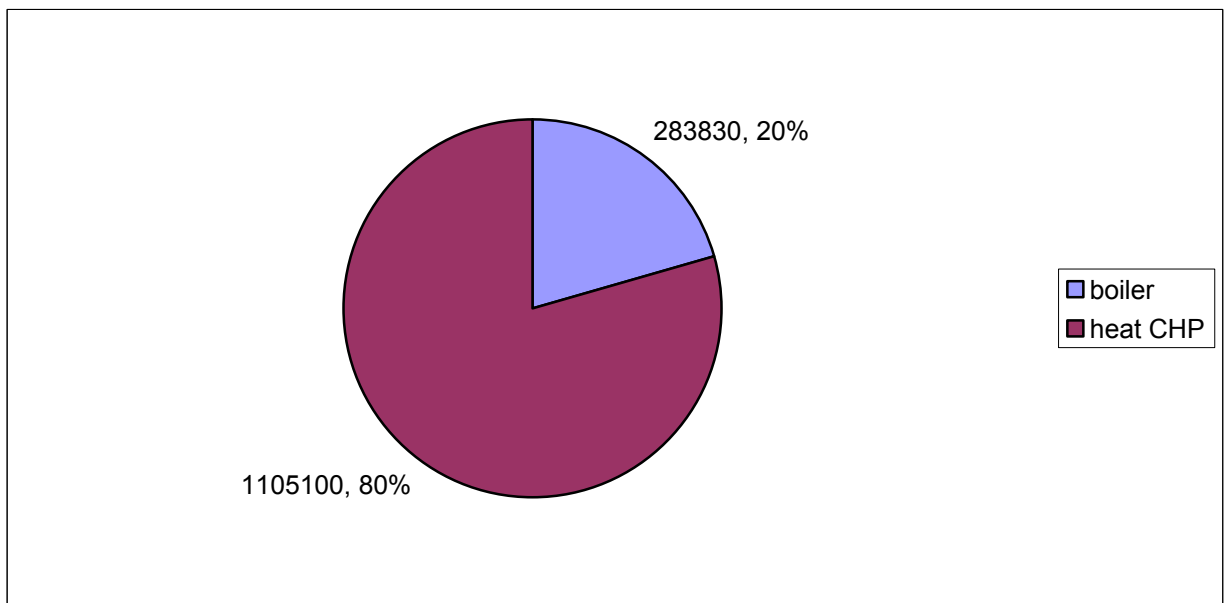
Ακολουθούν αναλυτικοί πίνακες και διαγράμματα για καθένα από τα τέσσερα σχετικά με το Demand Side Bidding σενάρια:



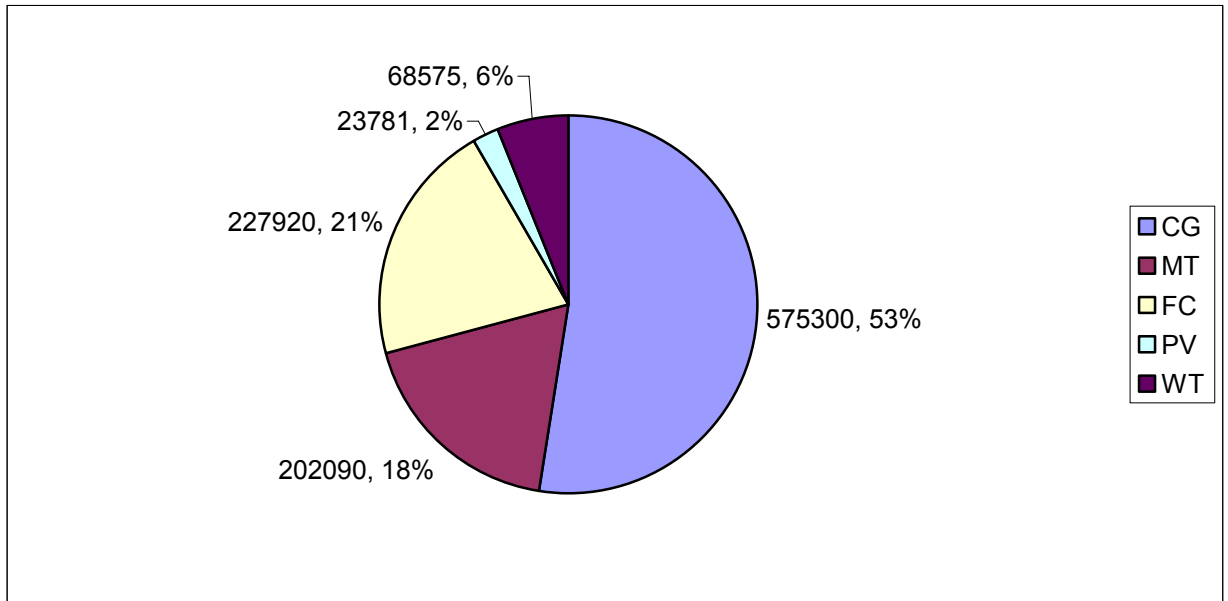
Εικόνα ΣΤ.4. 12. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Demand Side Bidding, DG=88kW, Υψηλή ΟΤΣ.



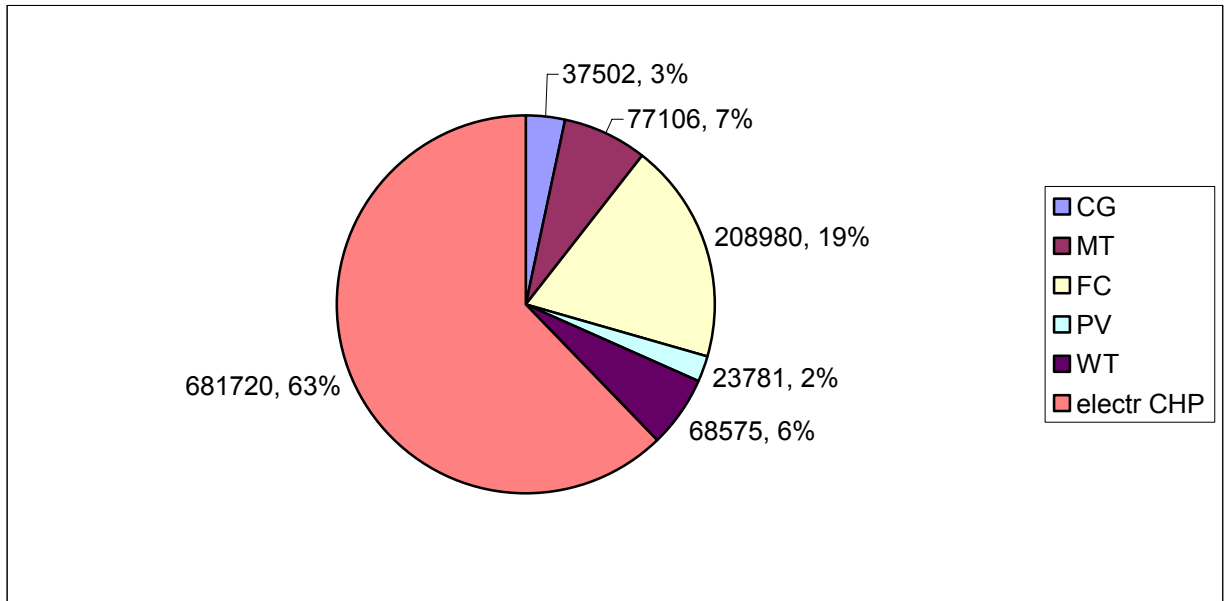
Εικόνα ΣΤ.4. 13. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Demand Side Bidding+ CHP, DG=88kW, Υψηλή ΟΤΣ.



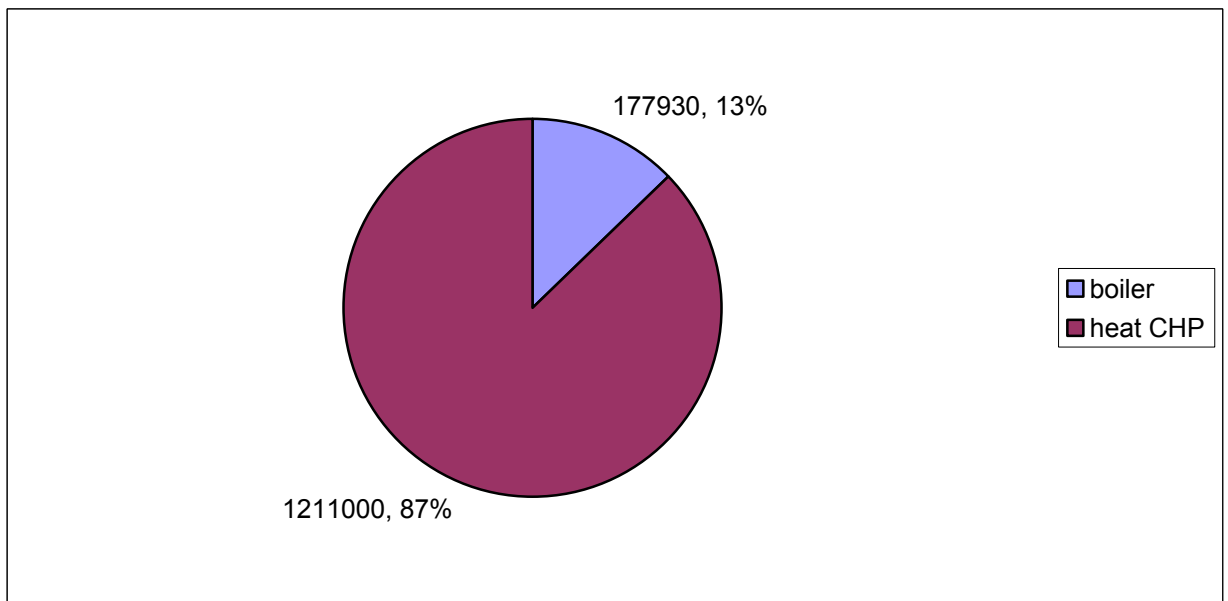
Εικόνα ΣΤ.4. 14. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο Demand Side Bidding+ CHP, DG=88kW, Υψηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 15. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Αποκοπή Αιχμής, DG=88kW, Υψηλή ΟΤΣ.



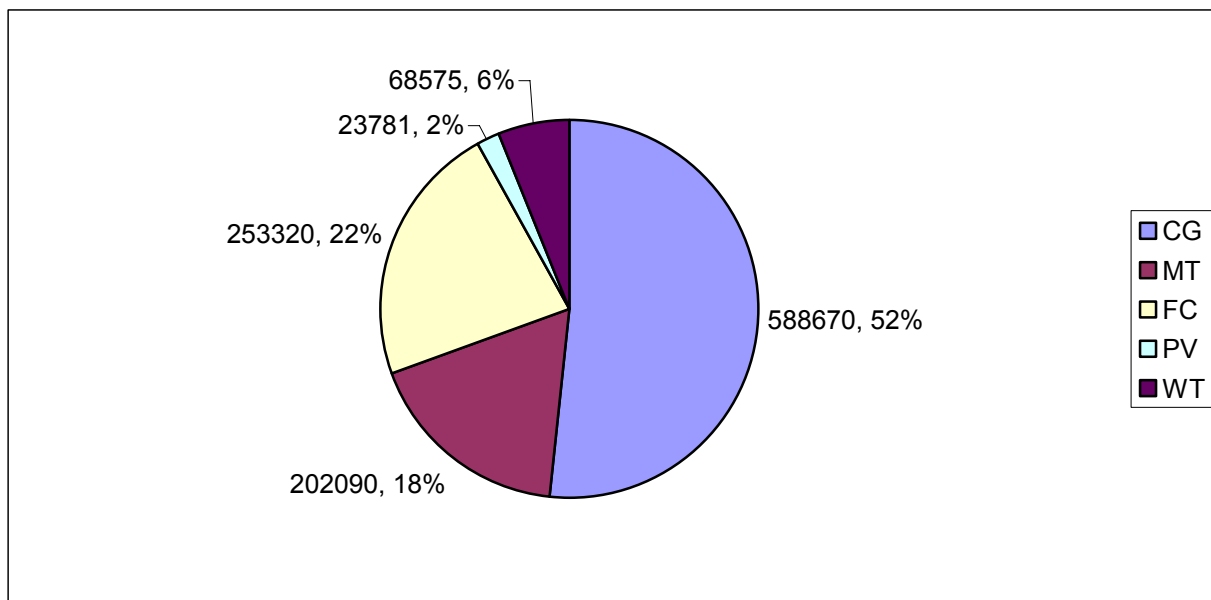
Εικόνα ΣΤ.4. 16. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Αποκοπή Αιχμής με CHP, DG=88kW, Υψηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 17. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο Αποκοπή Αιχμής με CHP, DG=88kW, Υψηλή ΟΤΣ.

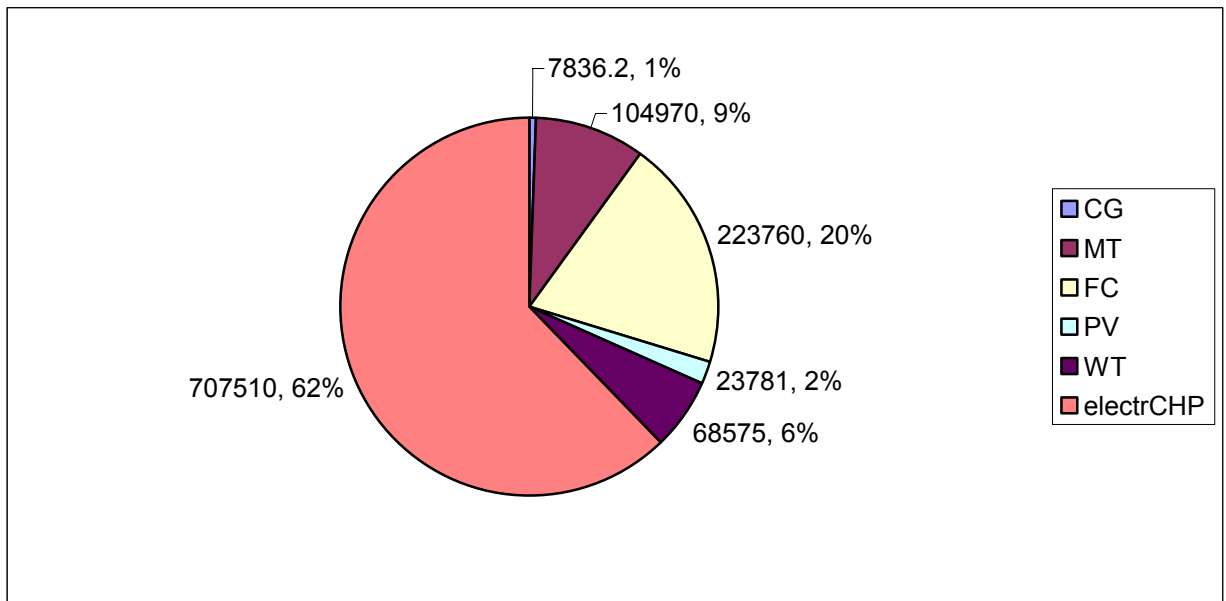
Παρουσιάζονται τώρα τα αποτελέσματα για τα σενάρια με τις διαφορετικές αντικειμενικές συναρτήσεις:

Όταν η συνάρτηση προς ελαχιστοποίηση είναι η συνάρτηση του συνολικού κόστους, δηλαδή αθροίσματος του κόστους λειτουργίας και του κόστους εκπομπών, και εφαρμόζεται το σενάριο του μικροδικτύου, χωρίς συμπαραγωγή, τότε ισχύουν τα κάτωθι:

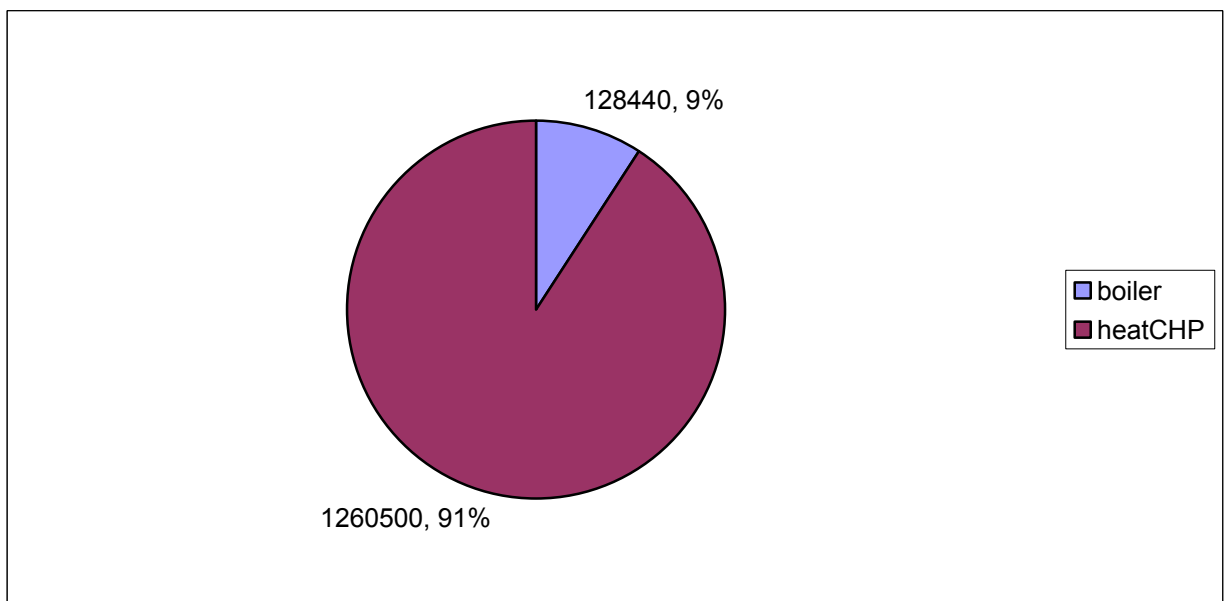


Εικόνα ΣΤ.4. 18. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Ελαχιστοποίηση ολικού κόστους, DG=88kW, Υψηλή ΟΤΣ.

Όταν η συνάρτηση προς ελαχιστοποίηση είναι η συνάρτηση του συνολικού κόστους, δηλαδή αθροίσματος του κόστους λειτουργίας και του κόστους εκπομπών, και εφαρμόζεται το σενάριο του μικροδικτύου με συμπαραγωγή, τότε ισχύουν τα κάτωθι:

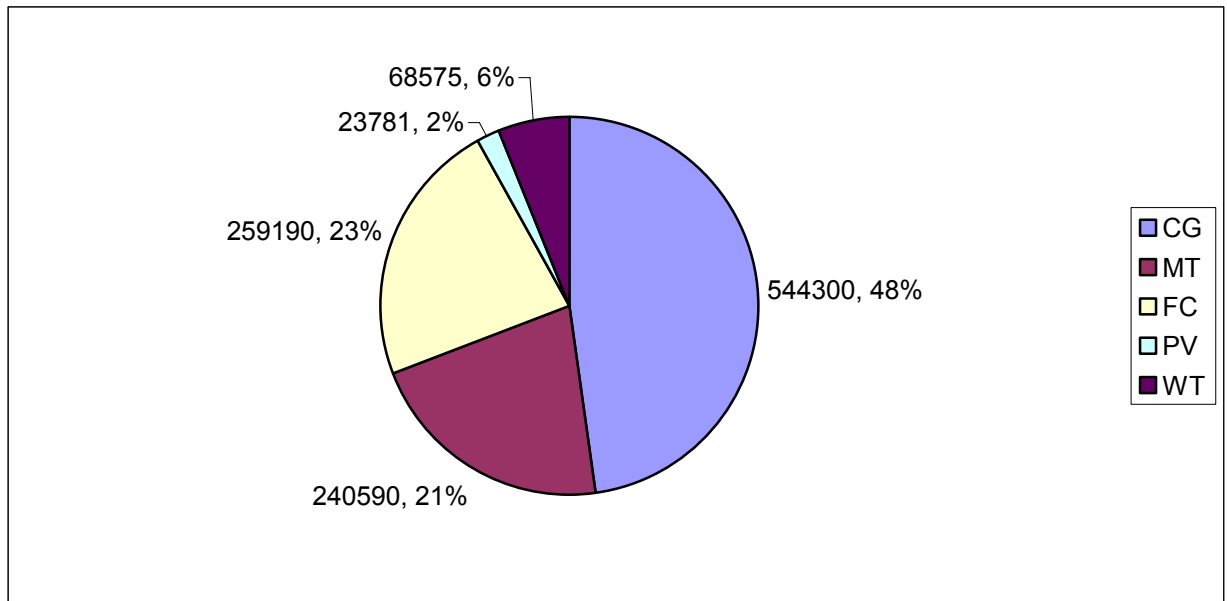


Εικόνα ΣΤ.4. 19. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Ελαχιστοποίηση ολικού κόστους με CHP, DG=88kW, Υψηλή ΟΤΣ.



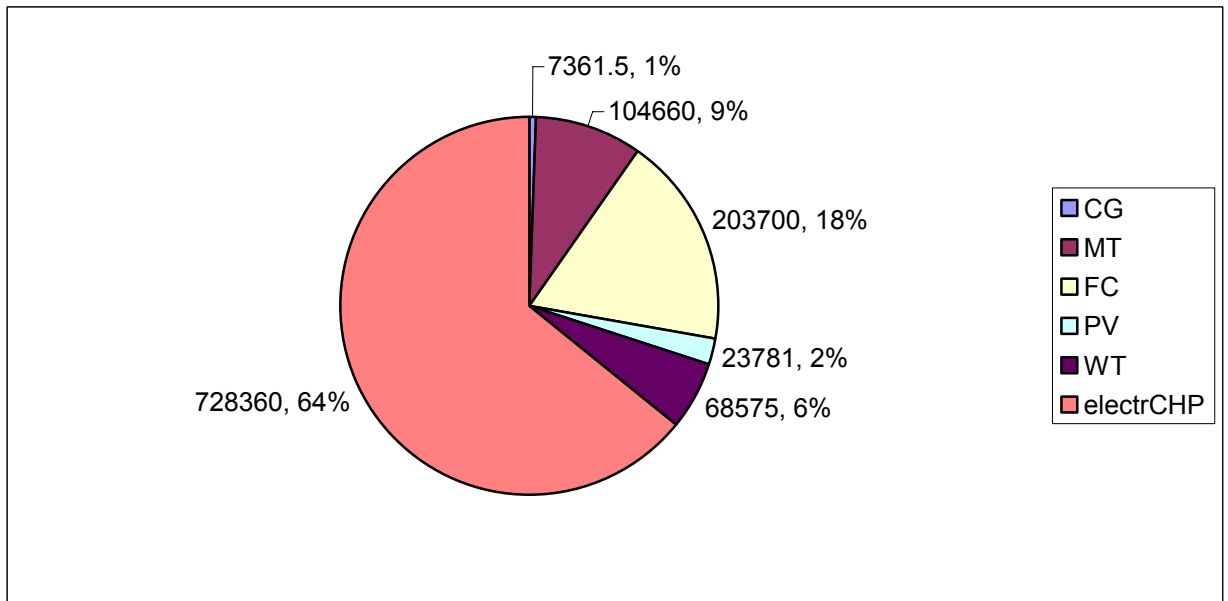
Εικόνα ΣΤ.4. 20. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο Ελαχιστοποίηση ολικού κόστους με CHP, DG=88kW, Υψηλή ΟΤΣ.

Όταν η συνάρτηση προς ελαχιστοποίηση είναι αυτή των εκπομπών, στην περίπτωση του σεναρίου μικροδικτύου χωρίς συμπαραγωγή θα ισχύουν:

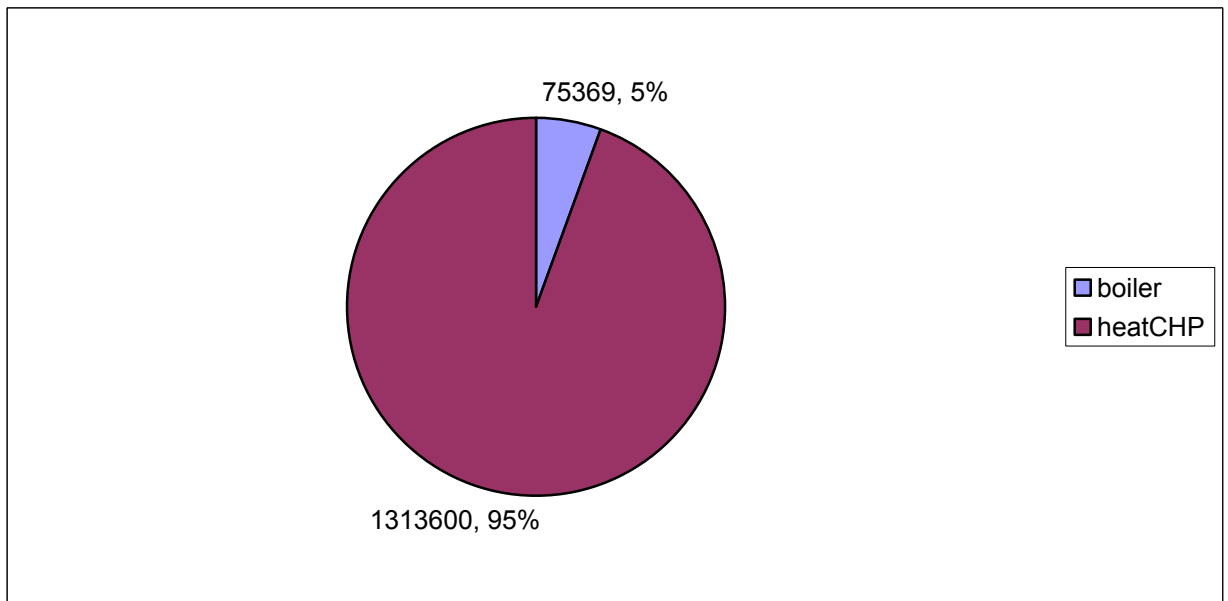


Εικόνα ΣΤ.4. 21. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Ελαχιστοποίηση εκπομπών, DG=88kW, Υψηλή ΟΤΣ.

Όταν η συνάρτηση προς ελαχιστοποίηση είναι αυτή των εκπομπών, στην περίπτωση του σεναρίου μικροδικτύου με συμπαραγωγή θα ισχύουν:

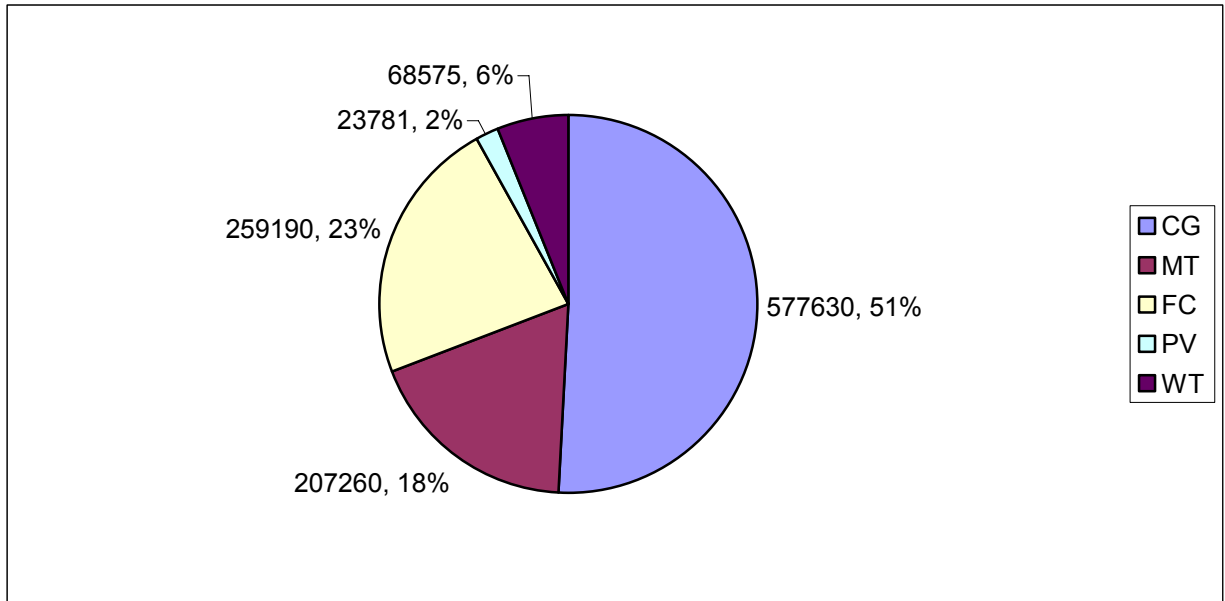


Εικόνα ΣΤ.4. 22. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Ελαχιστοποίηση εκπομπών με CHP, DG=88kW, Υψηλή ΟΤΣ.



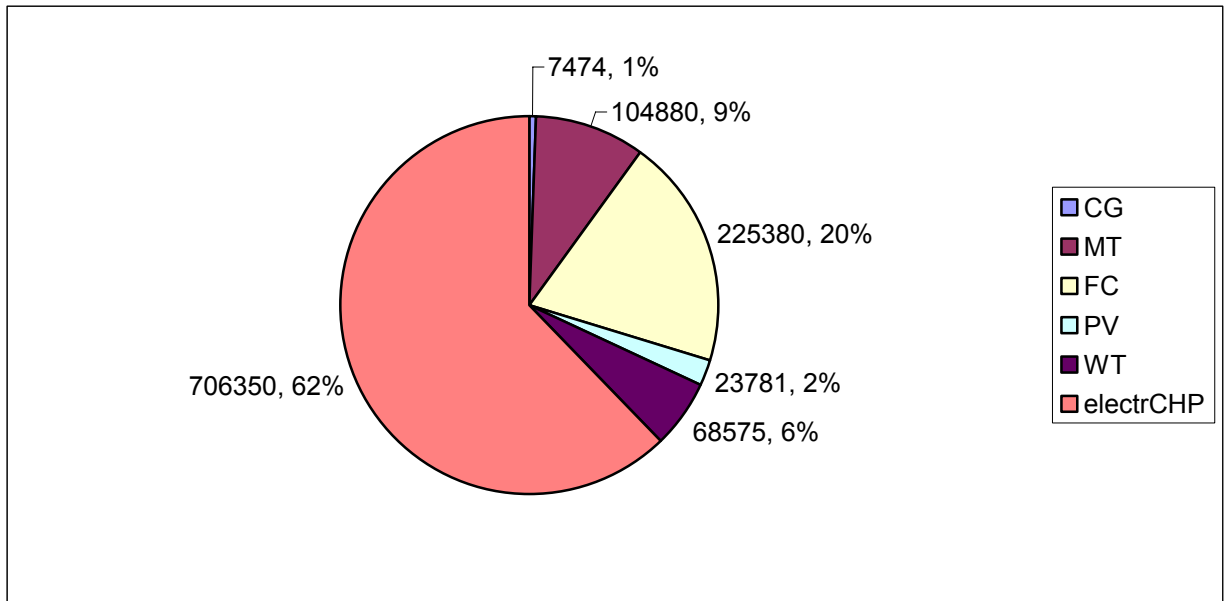
Εικόνα ΣΤ.4. 23. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο Ελαχιστοποίηση εκπομπών με CHP, DG=88kW, Υψηλή ΟΤΣ.

Τώρα θα εφαρμοστεί η συνάρτηση με βάρη. Αρχικά για $k = 0.25$ με σενάριο μικροδικτύου χωρίς συμπαραγωγή:

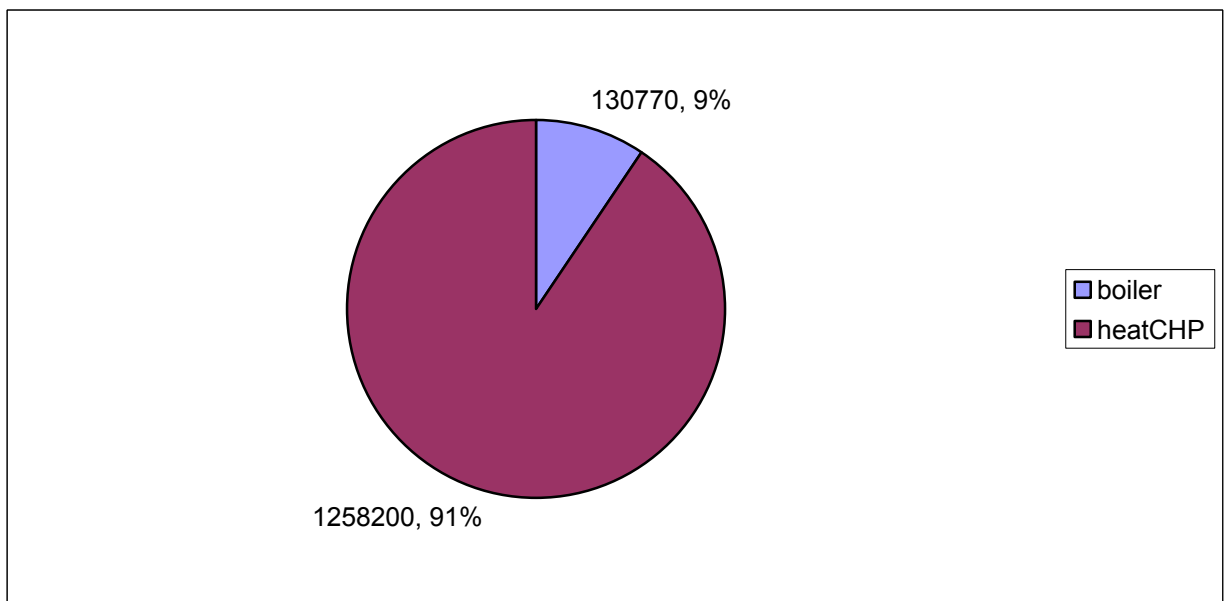


Εικόνα ΣΤ.4. 24. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Συνάρτηση με βάρη $k=0.25$, DG=88kW, Υψηλή ΟΤΣ.

Για $k = 0.25$ με σενάριο μικροδικτύου με συμπαραγωγή:

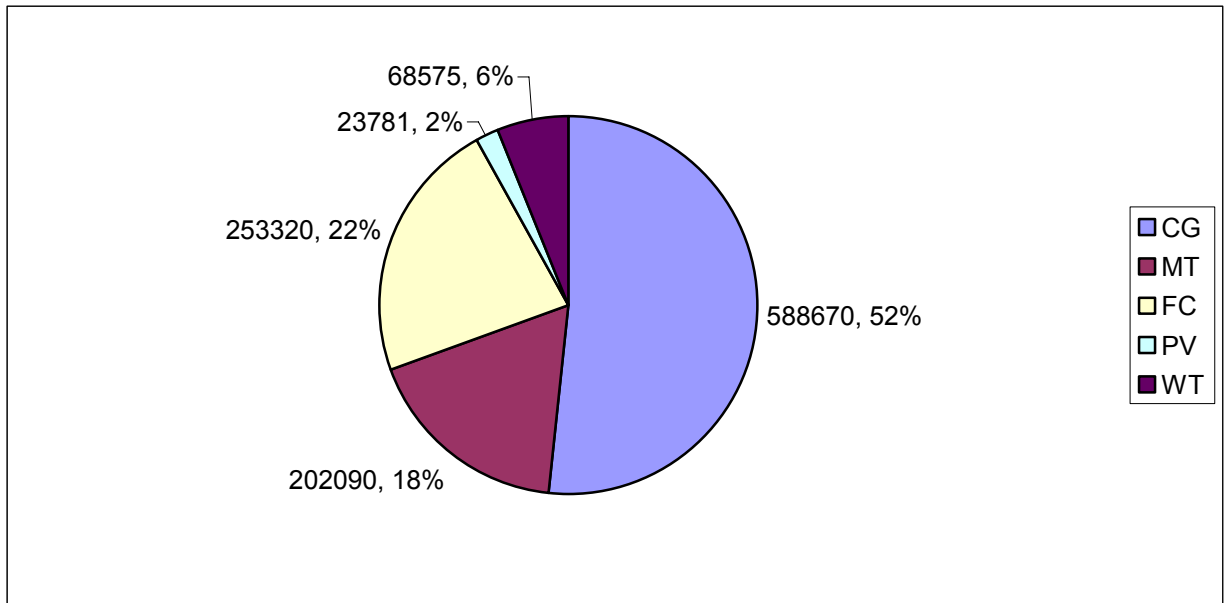


Εικόνα ΣΤ.4. 25. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Συνάρτηση με βάρη $k=0.25$ με CHP, DG=88kW, Υψηλή ΟΤΣ.



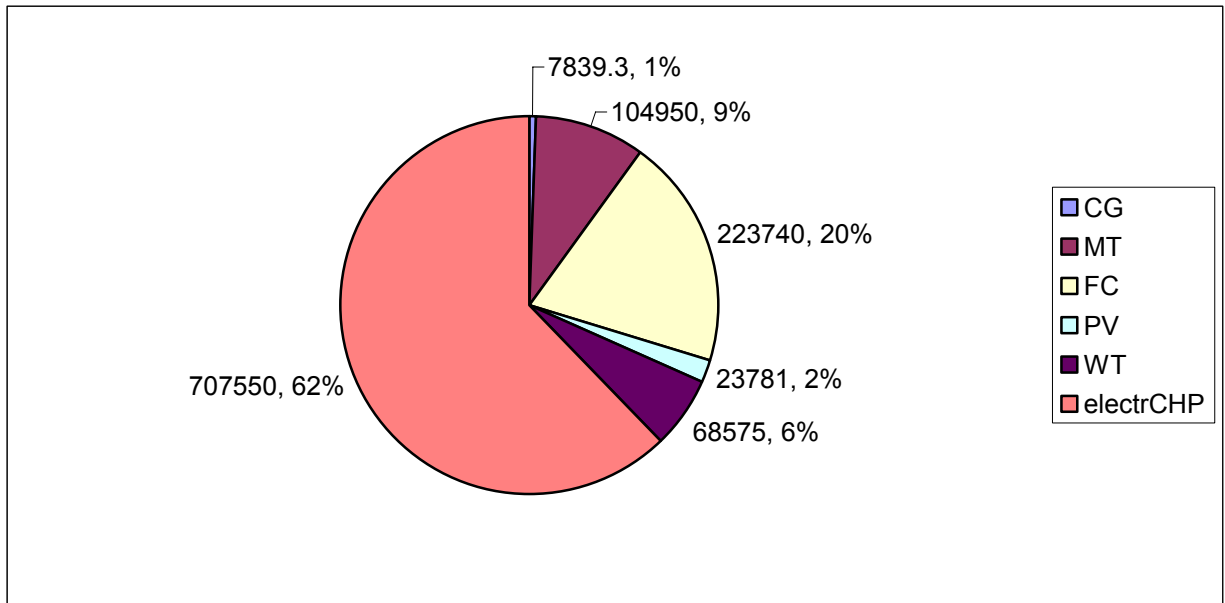
Εικόνα ΣΤ.4. 26. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο Συνάρτηση με βάρη $k=0.25$ με CHP, DG=88kW, Υψηλή ΟΤΣ.

Δεύτερον τώρα για $k = 0.5$ με σενάριο μικροδικτύου χωρίς συμπαραγωγή:

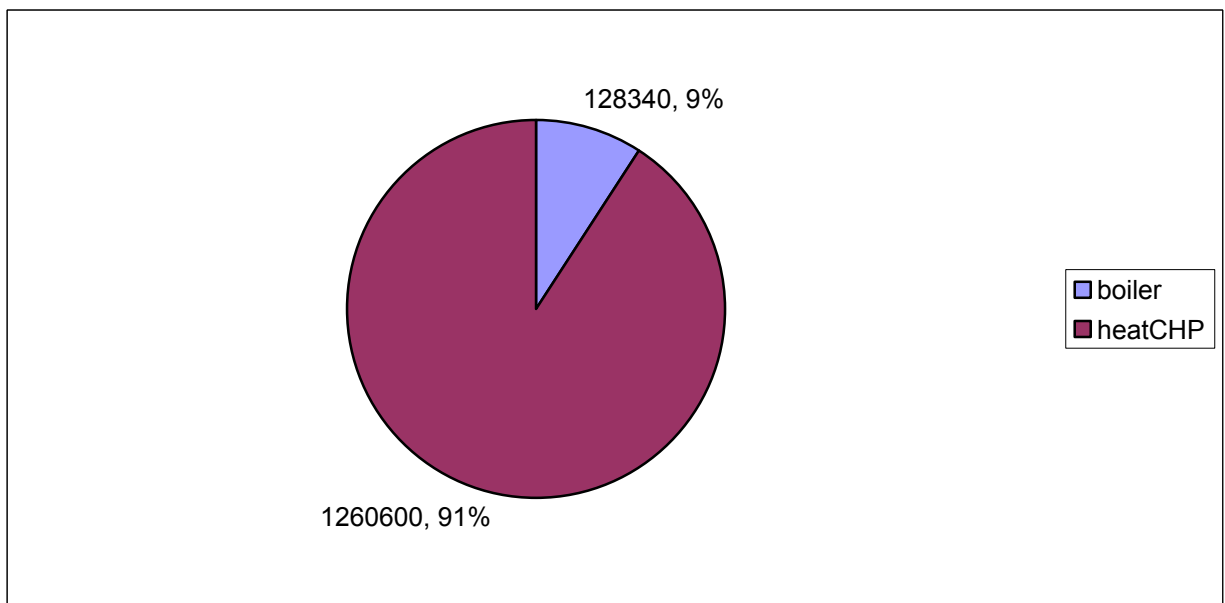


Εικόνα ΣΤ.4. 27. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Συνάρτηση με βάρη $k=0.5$, DG=88kW, Υψηλή ΟΤΣ.

Για $k = 0.5$ με σενάριο μικροδικτύου με συμπαραγωγή:

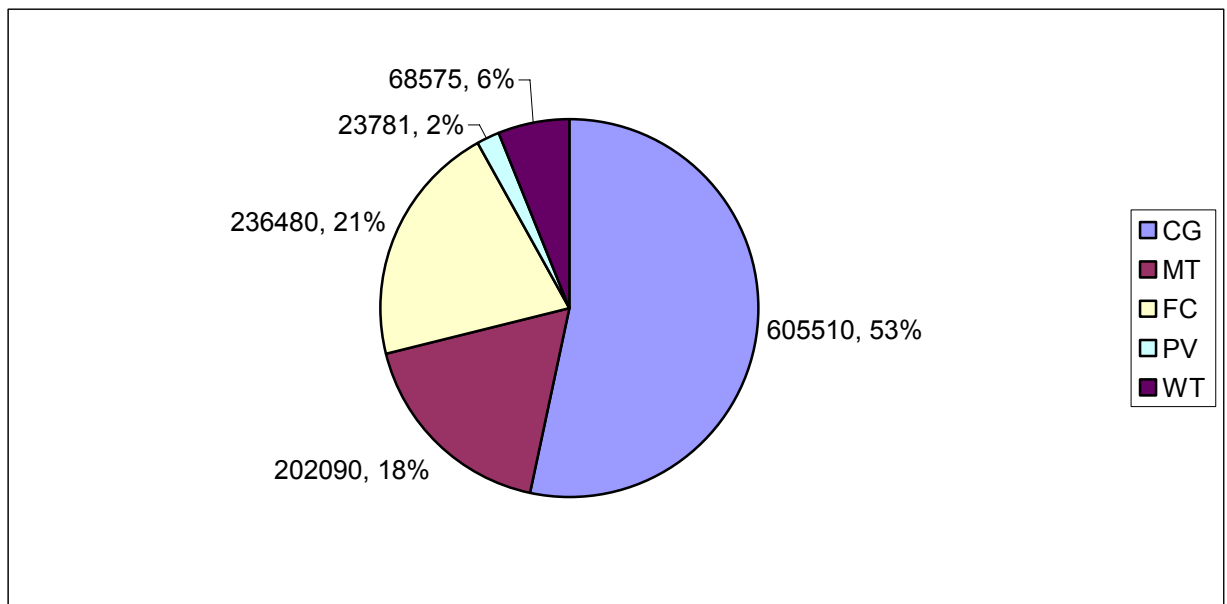


Εικόνα ΣΤ.4. 28. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Συνάρτηση με βάρη $k=0.5$ με CHP, DG=88kW, Υψηλή ΟΤΣ.



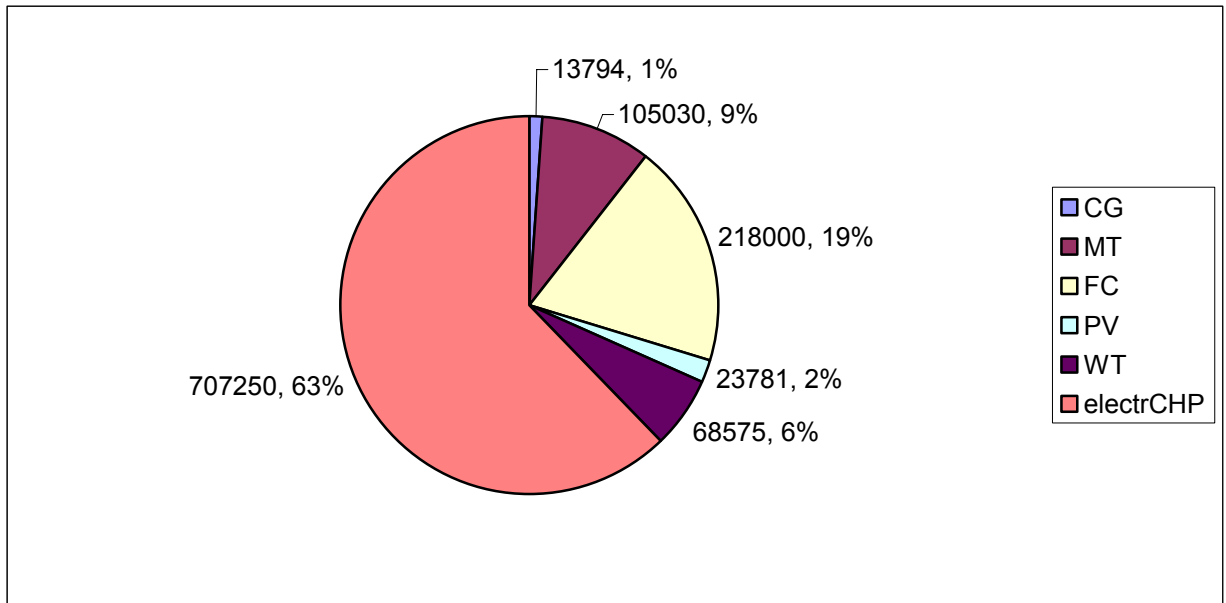
Εικόνα ΣΤ.4. 29. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο Συνάρτηση με βάρη $k=0.5$ με CHP, DG=88kW, Υψηλή ΟΤΣ.

Τέλος για $k = 0.75$ με σενάριο μικροδικτύου χωρίς συμπαραγωγή:

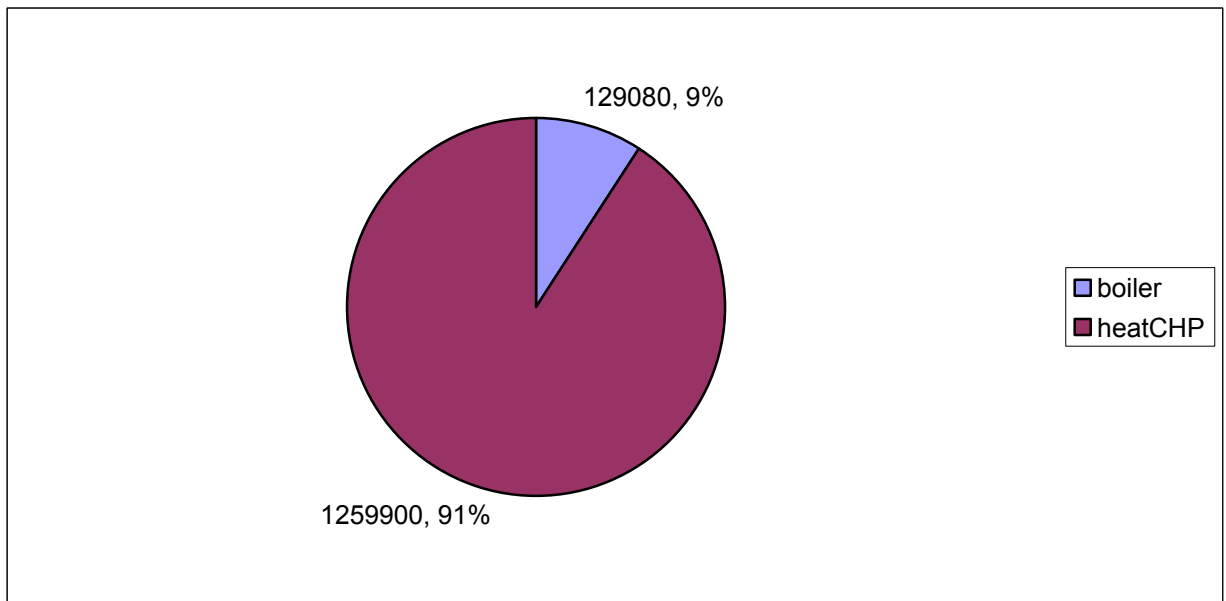


Εικόνα ΣΤ.4. 30. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Συνάρτηση με βάρη $k=0.75$, $DG=88kW$, Υψηλή ΟΤΣ.

Για $k = 0.75$ με σενάριο μικροδικτύου με συμπαραγωγή:



Εικόνα ΣΤ.4. 31. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Συνάρτηση με βάρη $k=0.75$ με CHP, DG=88kW, Υψηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 32. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο Συνάρτηση με βάρη $k=0.75$ με CHP, DG=88kW, Υψηλή ΟΤΣ.

Συνολικά, λοιπόν τα βασικά μεγέθη του συστήματος για κάθε περίπτωση συνάρτησης προς ελαχιστοποίηση είναι τα εξής:

Μικροδίκτυο χωρίς συμπαραγωγή, DG 88kW, High SMP						
αποτέλεσμα f	Κόστος λειτουργίας	Ολικό κόστος	Εκπομπές	k=0.25	k=0.5	k=0.75
Εκπομπές CO ₂	1211.4	1197.1	1184.6	1192.6	1197.1	1206.6
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-1.180452369	-2.2123163	-1.55192	-1.18045	-0.39624
Κόστος λειτουργίας	148620	148720	149260	148830	148720	148640
Ποσοστιαία μεταβολή	-	0.067285695	0.43062845	0.1413	0.067286	0.013457
Ολικό κόστος	165580	165480	165850	165520	165480	165530
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-0.060393767	0.16306317	-0.03624	-0.06039	-0.0302

ΠΙΝΑΚΑΣ 21: ΒΑΣΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΔΙΑΦΟΡΕΤΙΚΩΝ ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΙΚΩΝ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΩΝ ΧΩΡΙΣ CHP.

Μικροδίκτυο με συμπαραγωγή, DG 88kW, High SMP						
αποτέλεσμα f	Κόστος λειτουργίας	Ολικό κόστος	Εκπομπές	k=0.25	k=0.5	k=0.75
Εκπομπές CO ₂	785.3158	757.9255	761.0024	764.0199	764.2728	767.7811
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-3.487807071	-3.0960029	-2.71176	-2.67956	-2.23282
Κόστος λειτουργίας	125120	125349	125500	125204	125260	125230
Ποσοστιαία μεταβολή	-	0.183024297	0.30370844	0.067136	0.111893	0.087916
Ολικό κόστος	136120	135960	136150	135960	135960	135980
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-0.117543344	0.02203938	-0.11754	-0.11754	-0.10285

ΠΙΝΑΚΑΣ 22: ΒΑΣΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΔΙΑΦΟΡΕΤΙΚΩΝ ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΙΚΩΝ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΩΝ ΜΕ CHP.

Οι διαφορές που προκύπτουν είναι τελικά πολύ μικρές και αυτό οφείλεται στην φύση και τα μεγέθη του υπό μελέτη δικτύου. Παρόλα αυτά, βλέπουμε την τάση των διαφόρων μεγεθών ανάλογα με την συνάρτηση που επιλέγεται κάθε φορά. Όσο περισσότερη βαρύτητα δίνεται στην μείωση του λειτουργικού κόστους (αύξηση του k) τόσο το κόστος λειτουργίας μειώνεται και αυξάνονται οι εκπομπές, στις οποίες δίνεται μικρότερη βαρύτητα (ίση με $1 - k$) και το αντίστροφο.

B) ΧΑΜΗΛΗ ΟΡΙΑΚΗ ΤΙΜΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Επαναλαμβάνονται τα παραπάνω προγράμματα με χαμηλή οριακή τιμή συστήματος. Τα αποτελέσματα και τα διαγράμματα για τα έξι αρχικά σενάρια τροποποιούνται ως εξής:

	No DG	Only DG	Microgrid
Εκπομπές CO ₂ (tn CO ₂)	1479.8	1323.9	1232.3
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-10.5352	-16.7252
Κόστος λειτουργίας (euros)	144440	138900	134700
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-3.8355	-6.7433
Ολικό κόστος (euros)	165160	157440	151960
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-4.6743	-7.9922
Καθαρά παρούσα αξία NPV (euros)	-	16365	82884
Έντοκη περίοδος αποπληρωμής DPB (έτη)	-	8.4	5.1

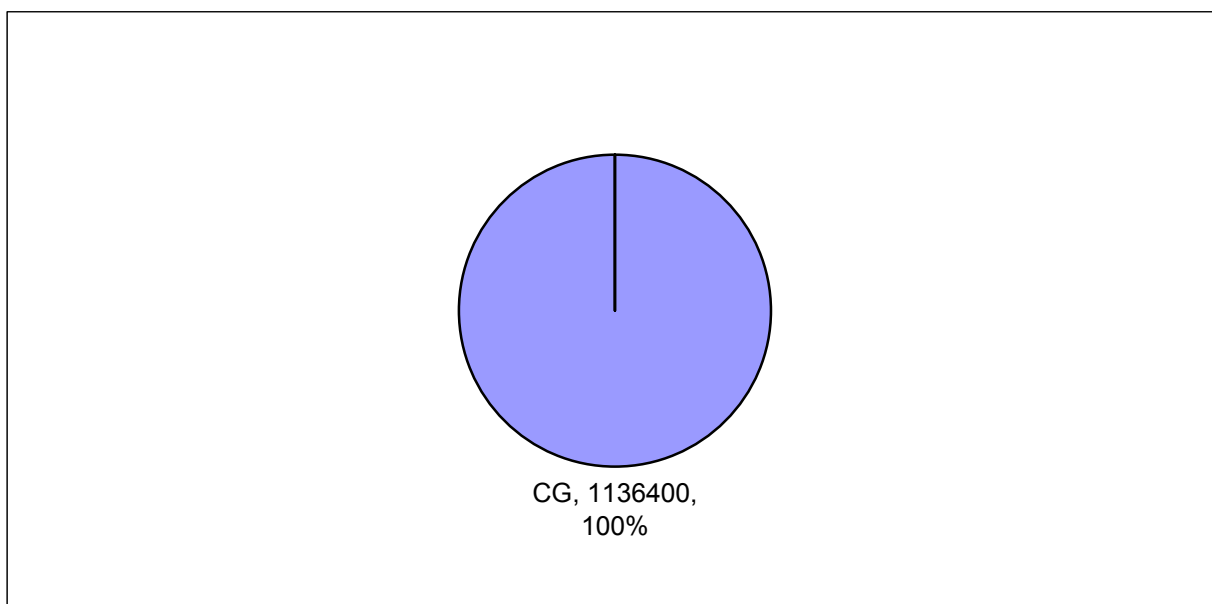
ΠΙΝΑΚΑΣ 23: ΒΑΣΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΧΩΡΙΣ CHP, DG=88kW, ΧΑΜΗΛΗ ΟΤΣ.

	No DG	Heat Match	Αριστερός κλάδος I-DG	Αριστερός κλάδος Microgrid	Microgrid+CHP
Εκπομπές CO ₂ (tn CO ₂)	1479.8	975.4151	1037	979.3366	843.9129
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-34.0847	-29.9230	-33.8197	-42.9712
Κόστος λειτουργίας (euros)	144440	136290	123110	119940	124190
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-5.6425	-14.7674	-16.9621	-14.0197
Ολικό κόστος (euros)	165160	149950	137630	133650	136010
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-9.2093	-16.6687	-19.0785	-17.6496
Καθαρά παρούσα αξία NPV (euros)	-	-106085	-24223	32230.3	18139
Έντοκη περίοδος αποπληρωμής DPB (έτη)	-	-	11.5	8.5	9.1

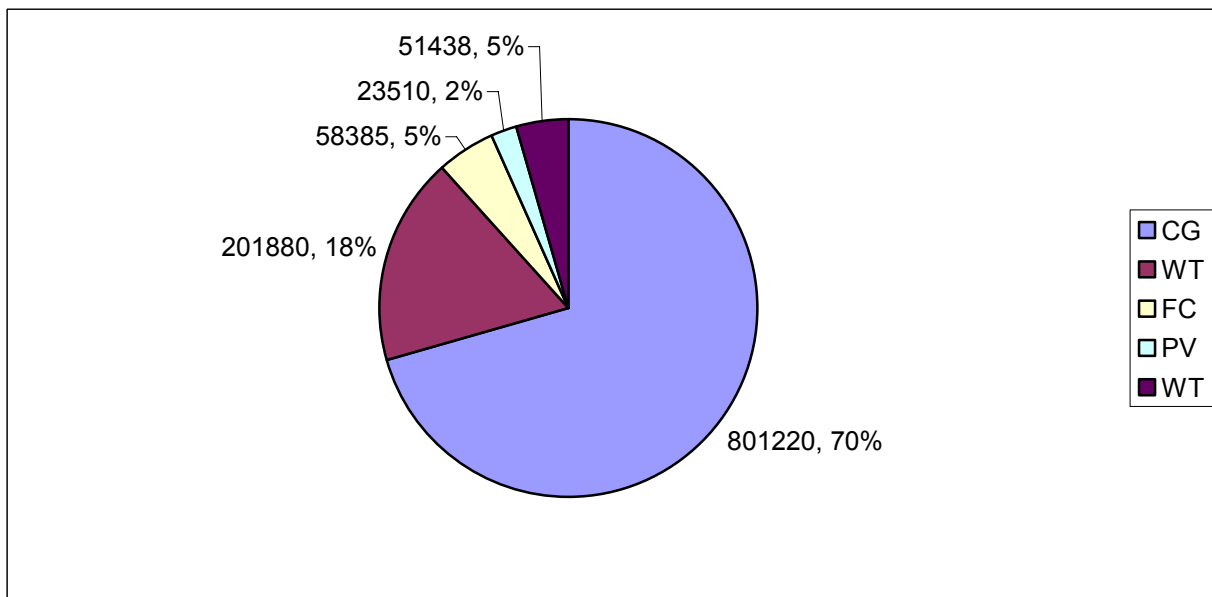
ΠΙΝΑΚΑΣ 24: ΒΑΣΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΜΕ CHP, DG=88kW, ΧΑΜΗΛΗ ΟΤΣ.

Όπως φαίνεται από τα παρακάτω διαγράμματα, στο Only DG σενάριο η συμμετοχή των μικροπηγών είναι η ίδια αφού η χρησιμοποιούμενη

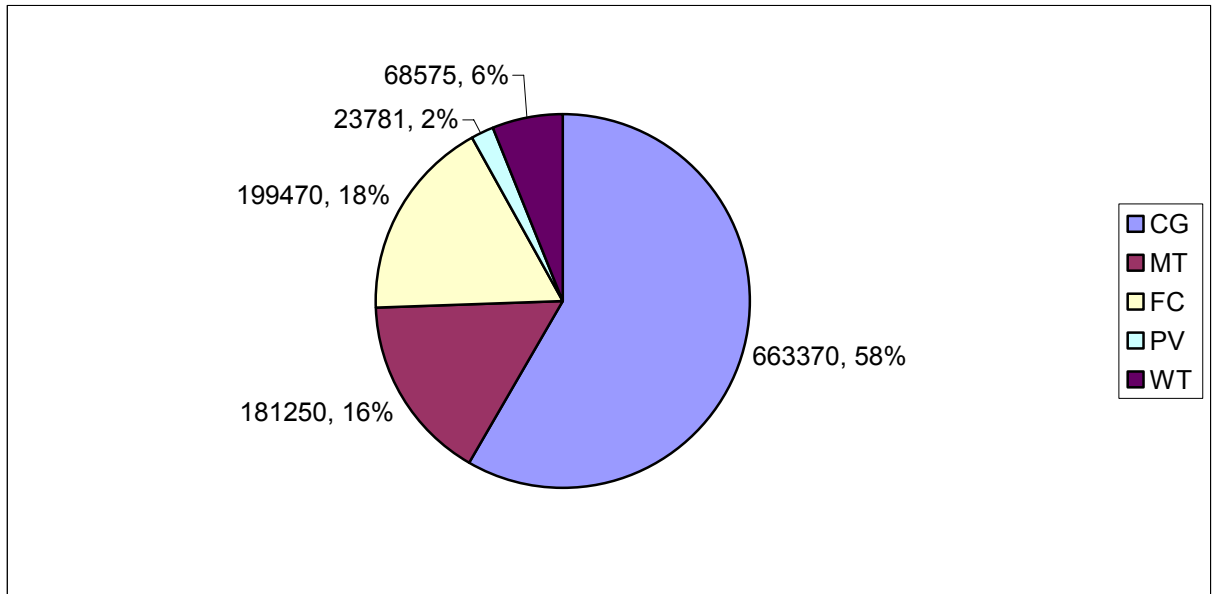
παραγωγή καθορίζεται από την ζήτηση του ζυγού που παραμένει σταθερή. Στα υπόλοιπα σενάρια αλλάζει η συμμετοχή της κάθε πηγής εφόσον με την αλλαγή της οριακής τιμής του συστήματος αλλάζει το κόστος του ηλεκτρισμού από το ανάντη δίκτυο. Εφόσον η τιμή αυτή μειώθηκε, για κάποιες ώρες της μέρας ίσως να είναι πιο συμφέρον οικονομικά να εισαχθεί ενέργεια από το δίκτυο αντί του να λειτουργήσει μία μικροπηγή. Από οικονομικής άποψης, το σενάριο Heat Match δεν κάνει απόσβεση της επένδυσης εντός της δεκαπενταετίας.



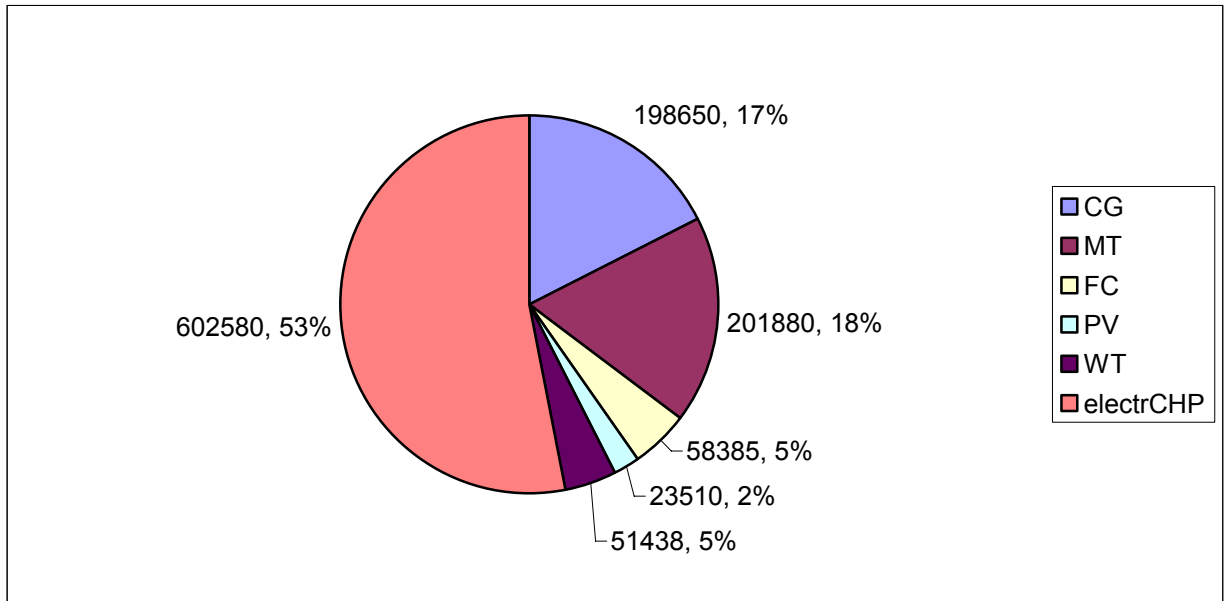
Εικόνα ΣΤ.4. 33. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο No DG, DG=88kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



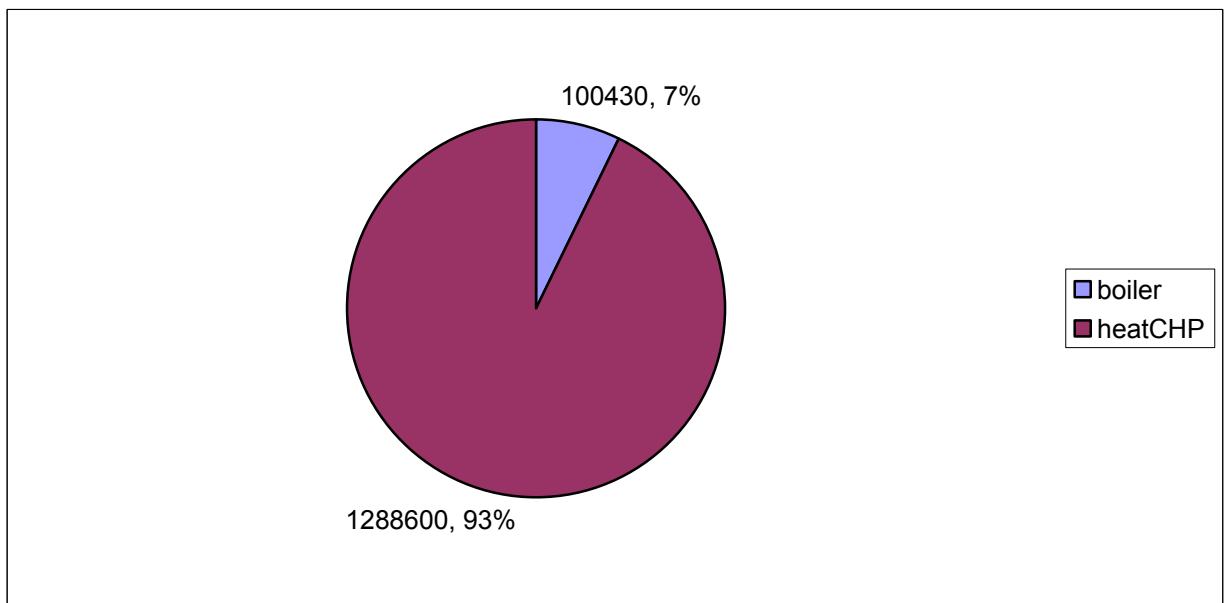
Εικόνα ΣΤ.4. 34. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Only DG, DG=88kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



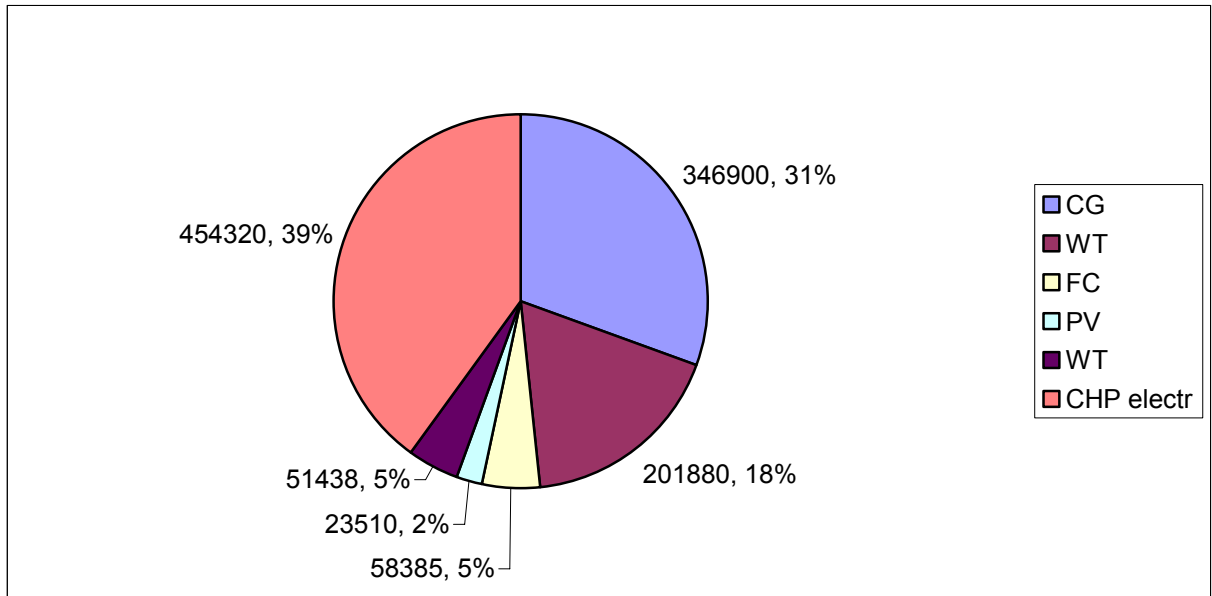
Εικόνα ΣΤ.4. 35. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Microgrid, DG=88kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



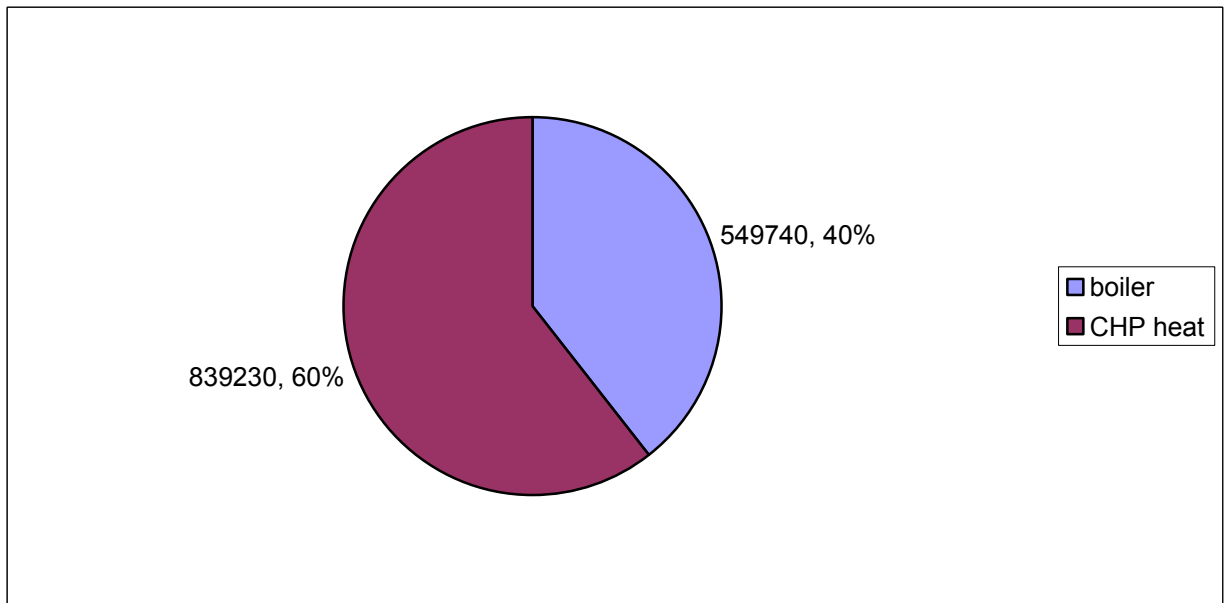
Εικόνα ΣΤ.4. 36. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Only DG- Heat Match, DG=88kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 37. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο Only DG- Heat Match, DG=88kW, Χαμηλή ΟΤΣ.

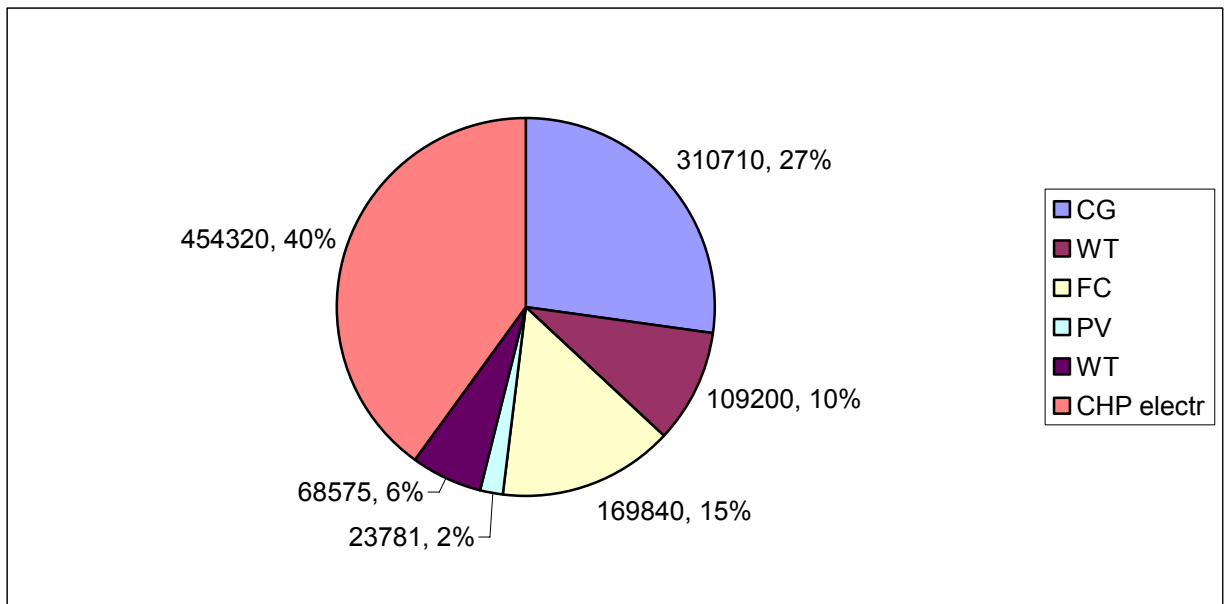


Εικόνα ΣΤ.4. 38. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Only DG στον αριστερό κλάδο, DG=88kW, Χαμηλή ΟΤΣ.

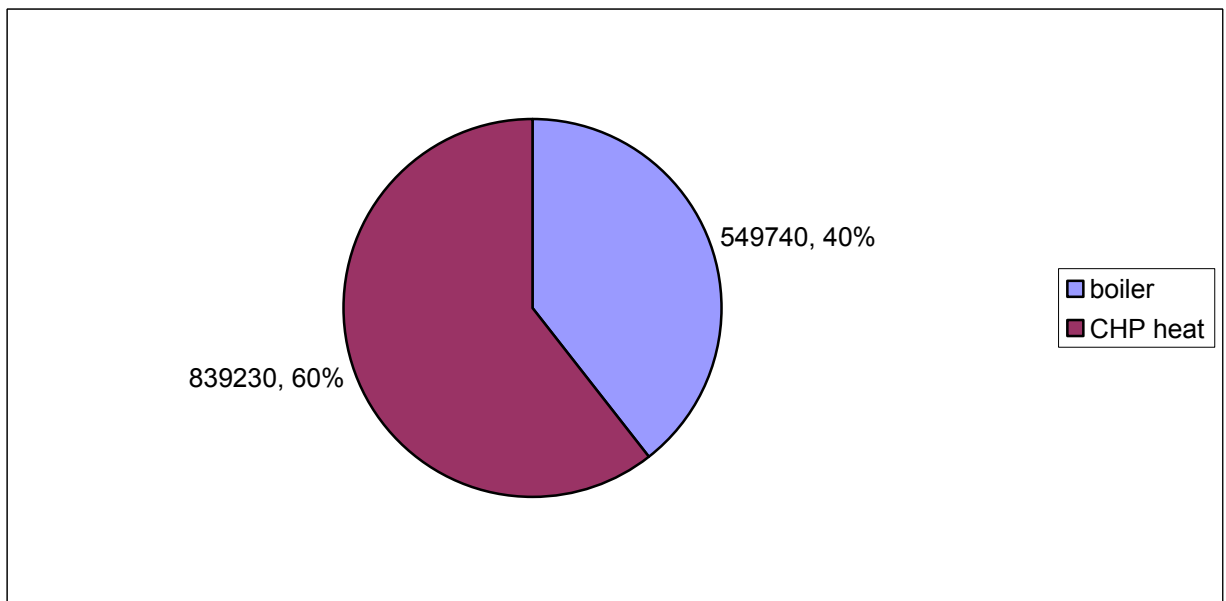


Εικόνα ΣΤ.4. 39. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Only DG στον αριστερό κλάδο, DG=88kW, Χαμηλή ΟΤΣ.

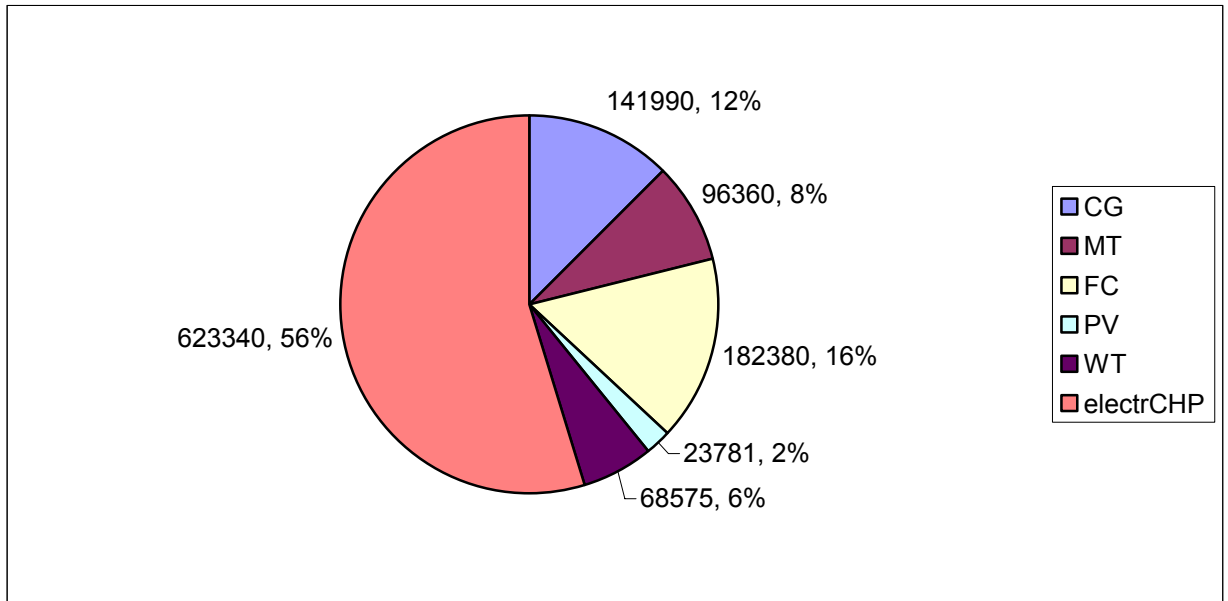
Για την περίπτωση της λειτουργίας μικροδικτύου στον αριστερό κλάδο ισχύουν:



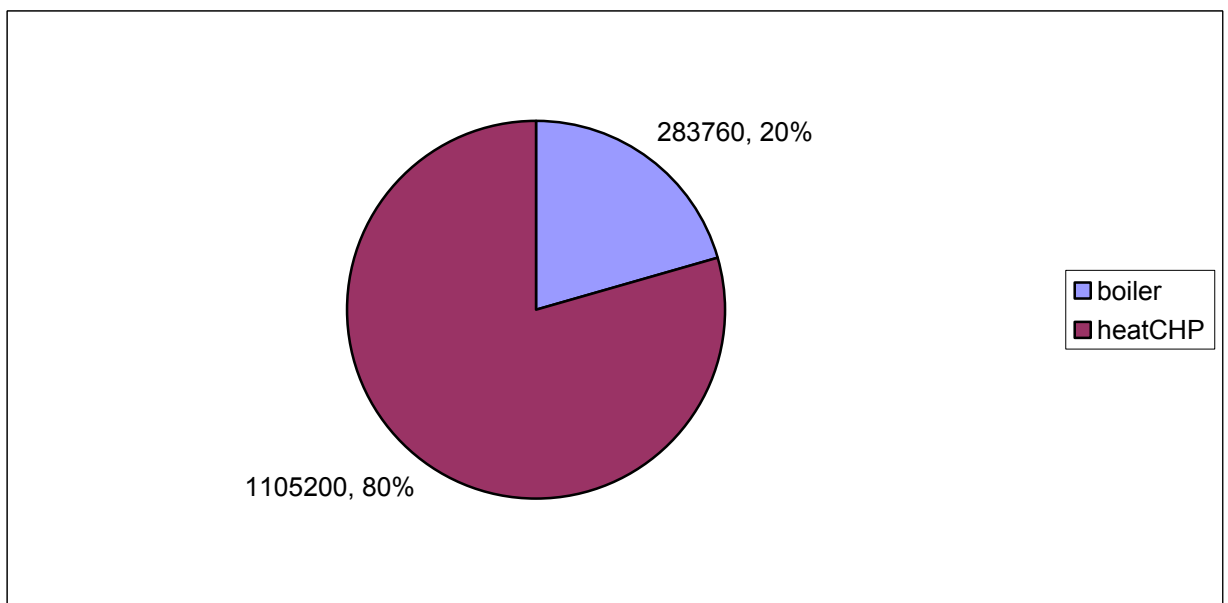
Εικόνα ΣΤ.4. 40. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Microgrid στον αριστερό κλάδο, DG=88kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 41. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Microgrid στον αριστερό κλάδο, DG=88kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 42. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Microgrid+CHP, DG=88kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



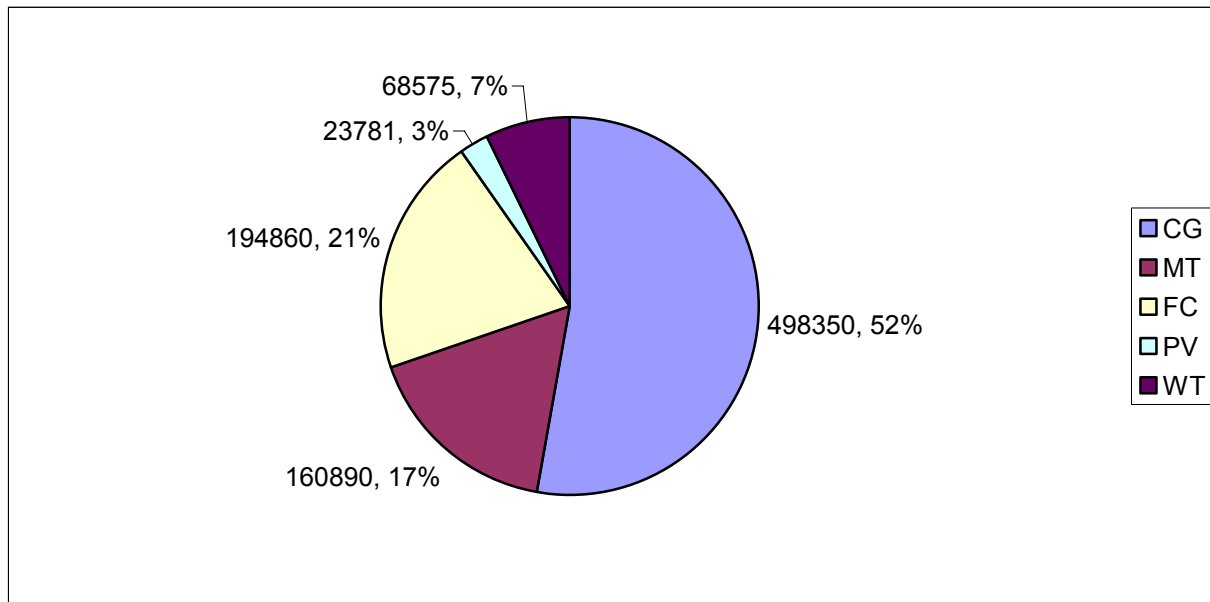
Εικόνα ΣΤ.4. 43. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο Microgrid+CHP, DG=88kW, Χαμηλή ΟΤΣ.

Για το Demand Side Bidding θα ισχύουν τα παρακάτω:

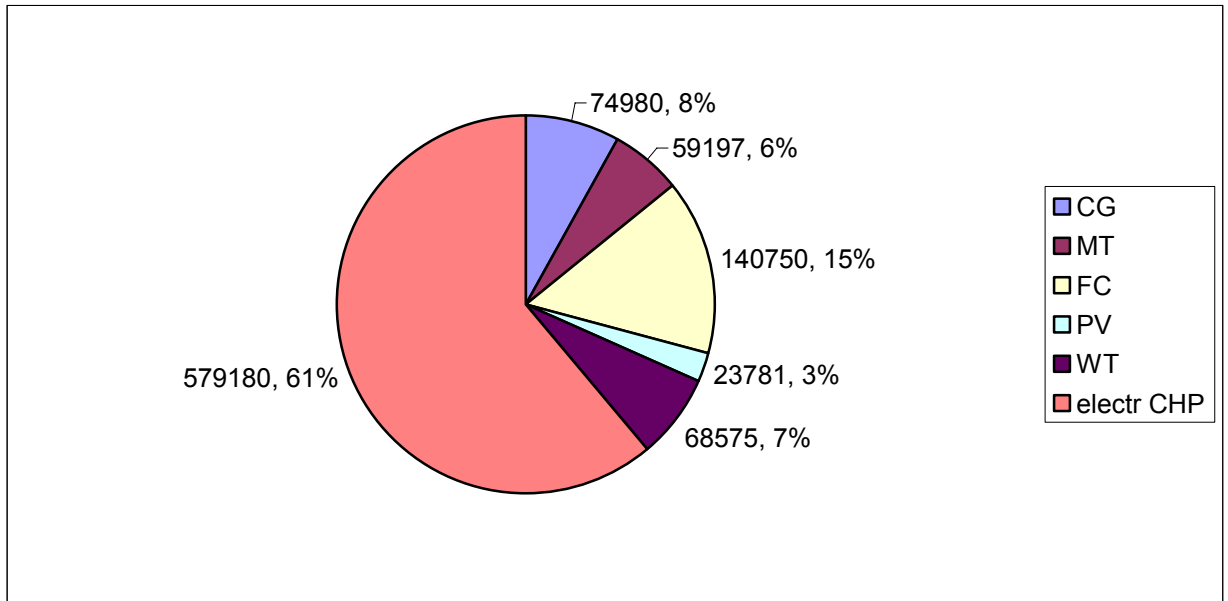
	DSB	DSB+ CHP	Αποκοπή αιχμής	Αποκοπή αιχμής με ΣΗΘ
Εκπομπές CO2 (tn CO2)	1049.8	696.3429	1193.5	797.1092
Κόστος λειτουργίας (ευros)	127150	118300	132910	122630
Ολικό κόστος (ευros)	141850	128050	149620	133790
Αποκομμένο φορτίο (kWh)	189980	189980	38769	38769
Καθαρά παρούσα αξία NPV (ευros)	150722	67793	98585	29613
Έντοκη περίοδος αποπληρωμής DPB (έτη)	3.7	7.3	4.8	8.6

ΠΙΝΑΚΑΣ 25: ΒΑΣΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΠΡΟΣΦΟΡΑΣ ΦΟΡΤΙΟΥ, DG=88kW, ΧΑΜΗΛΗ ΟΤΣ.

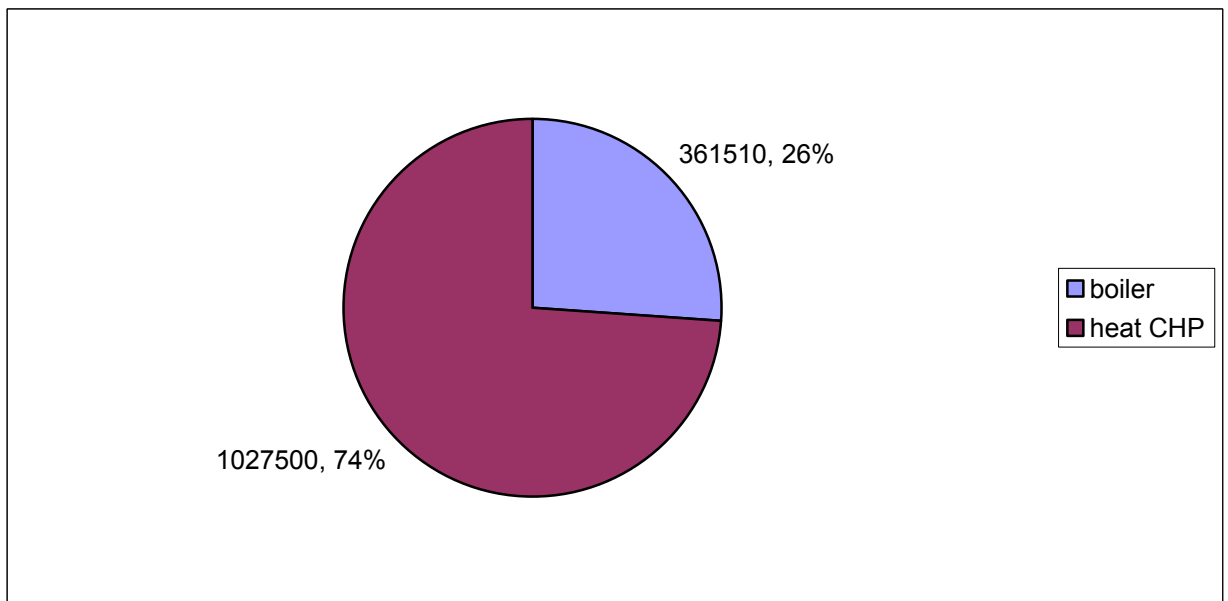
Όλα τα μεγέθη είναι και πάλι μειωμένα σε σχέση με τα προηγούμενα σενάρια και αυτό είναι αναμενόμενο αφού έχουμε μικρότερο φορτίο προς εξυπηρέτηση. Τα διαγράμματα έχουν ως εξής:



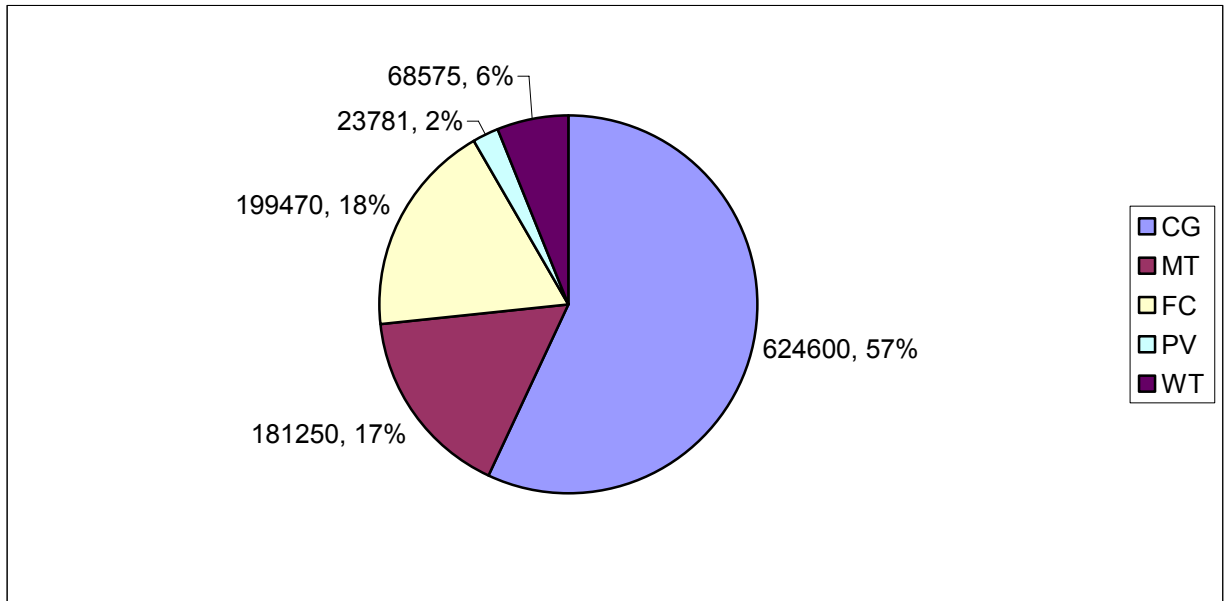
Εικόνα ΣΤ.4. 44. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο DSB, DG=88kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



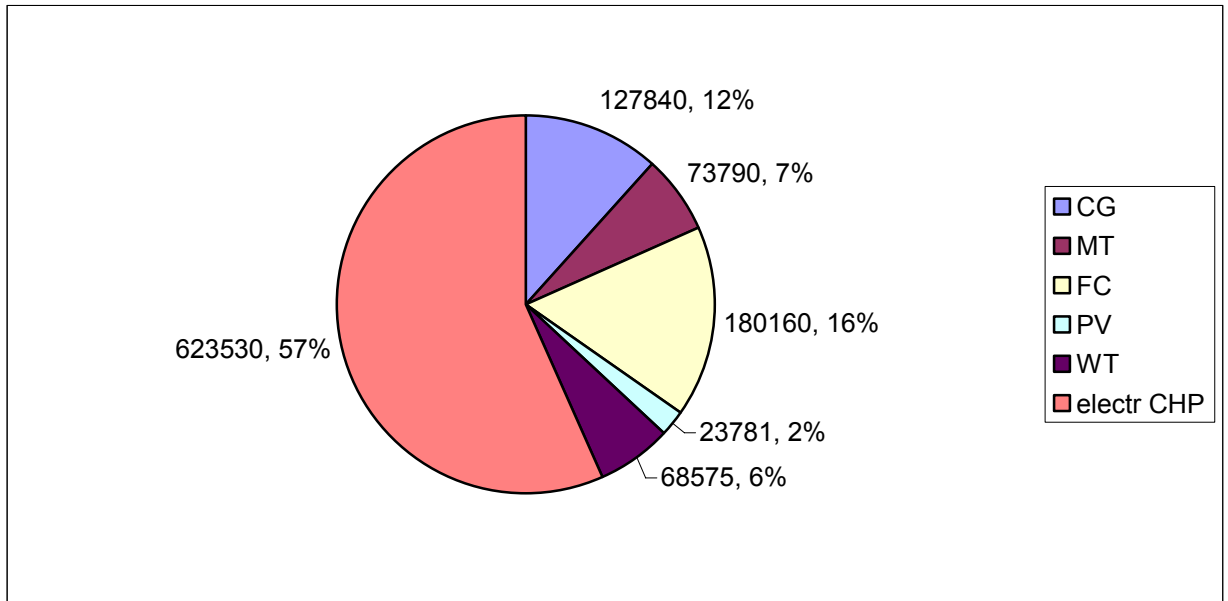
Εικόνα ΣΤ.4. 45. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο DSB+CHP, DG=88kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



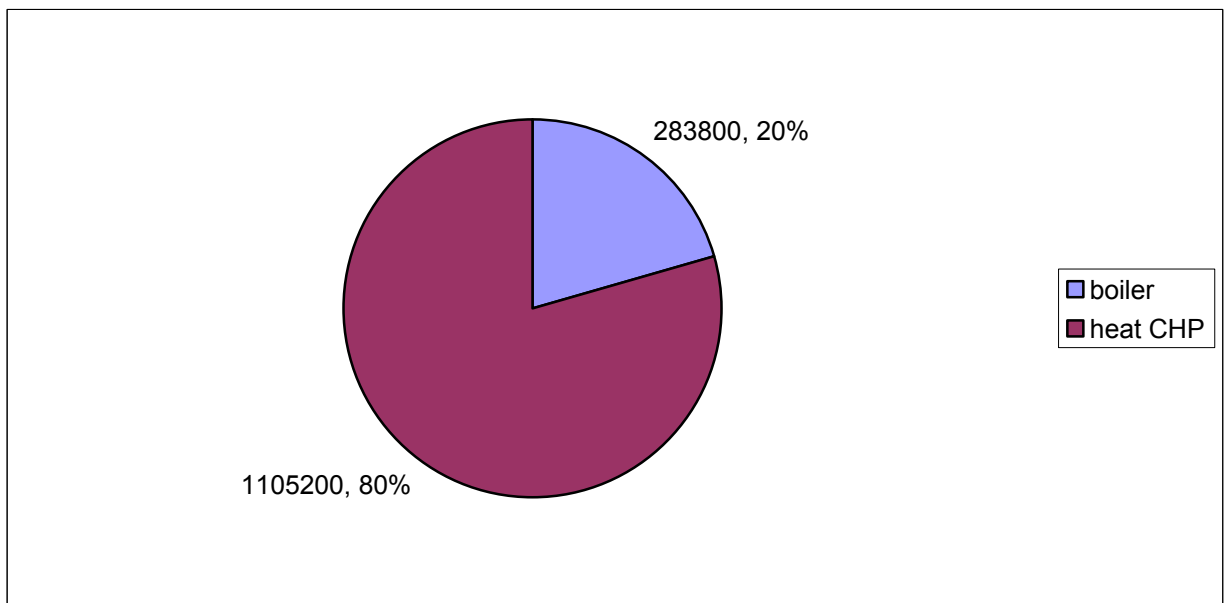
Εικόνα ΣΤ.4. 46. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο DSB+CHP, DG=88kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 47. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Αποκοπή Αιχμής, DG=88kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 48. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Αποκοπή Αιχμής+CHP, DG=88kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 49. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο Αποκοπή Αιχμής, DG=88kW, Χαμηλή ΟΤΣ.

ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ 103kW ΣΥΝΟΛΙΚΑ- ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΕ 28kW

Η παραγωγή των ΑΠΕ σε αυτή την περίπτωση καλύπτει το 12% του συνολικού φορτίου.

Α) ΥΨΗΛΗ ΟΡΙΑΚΗ ΤΙΜΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

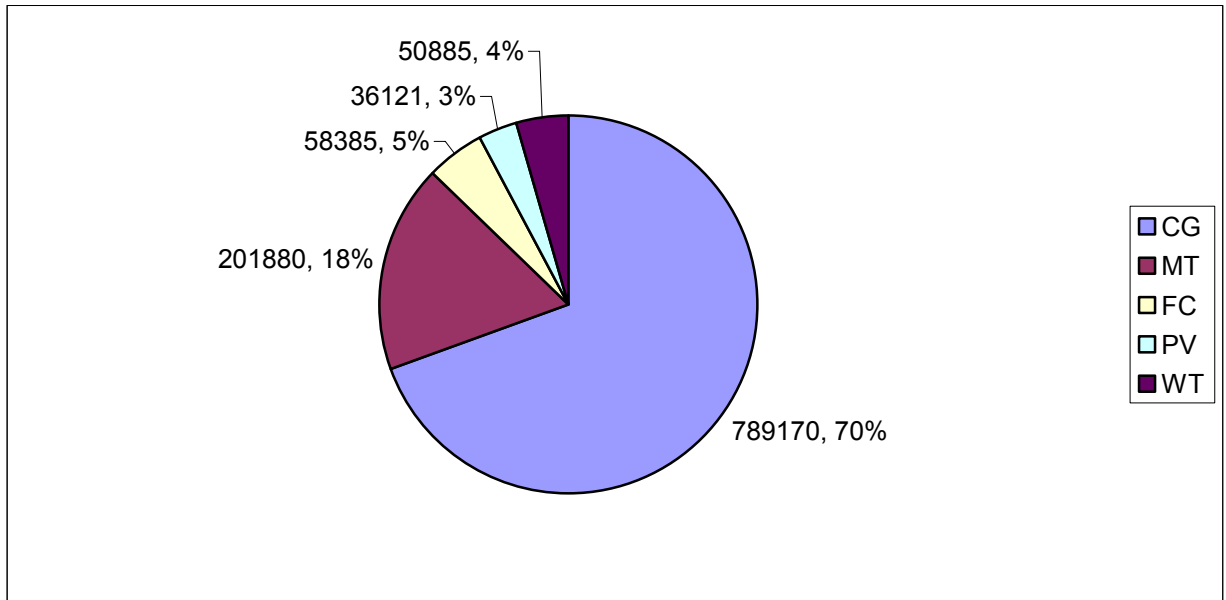
	No DG	Only DG	Microgrid
Εκπομπές CO ₂	1479.8	1311.8	1170.7
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-11.3529	-20.8880
Κόστος λειτουργίας	167950	154870	145900
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-7.7880	-13.1289
Ολικό κόστος	188670	173240	162290
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-8.1783	-13.9821
Καθαρά παρούσα αξία NPV (10 έτη)	-	78714	242155
Έντοκη περίοδος αποπληρωμής DPB	-	5.7	3

ΠΙΝΑΚΑΣ 26: ΒΑΣΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ ΤΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΧΩΡΙΣ CHP, DG=103kW, ΥΨΗΛΗ ΟΤΣ.

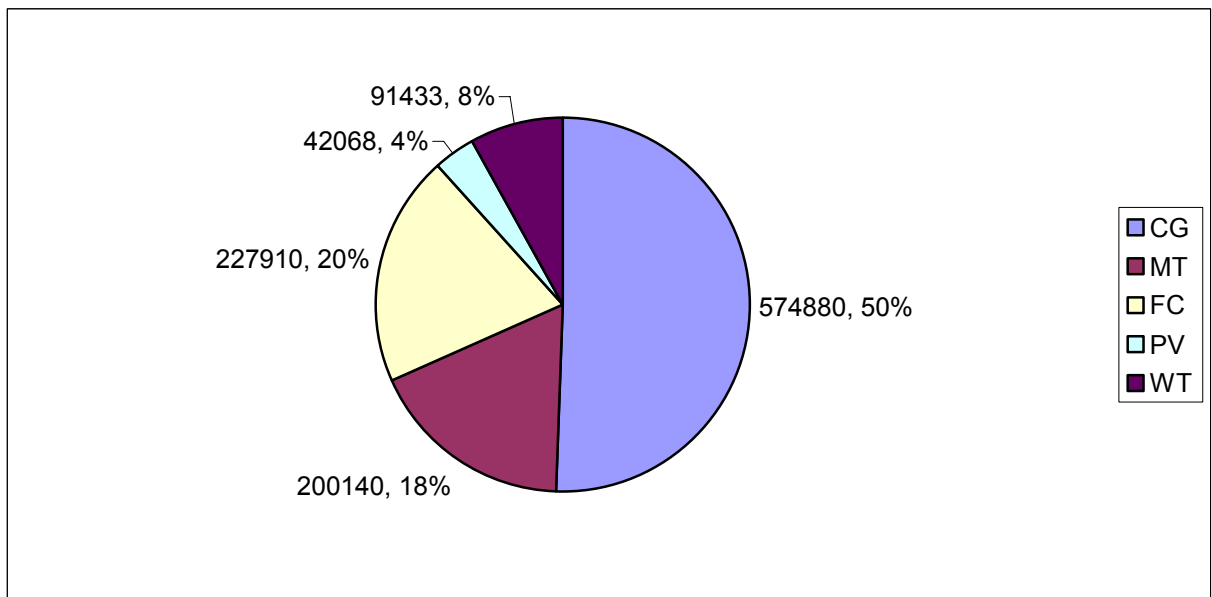
	No DG	Heat Match	Αριστερός κλάδος I-DG	Αριστερός κλάδος Microgrid	Microgrid+CHP
Εκπομπές CO ₂	1479.8	963.3573	974.3808	888.8206	760.2037
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-34.8995	-34.1546	-39.9364	-48.6279
Κόστος λειτουργίας	167950	139430	127180	121910	123370
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-16.9812	-24.2751	-27.4129	-26.5436
Ολικό κόστος	188670	152920	140820	134360	134020
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-18.9484	-25.3617	-28.7857	-28.9659
Καθαρά παρούσα αξία NPV (10 έτη)	-	42218	123073	260357	260681
Έντοκη περίοδος αποπληρωμής DPB	-	8.3	6.2	4.4	4.4

ΠΙΝΑΚΑΣ 27: ΒΑΣΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ ΤΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΜΕ CHP, DG=103kW, ΥΨΗΛΗ ΟΤΣ.

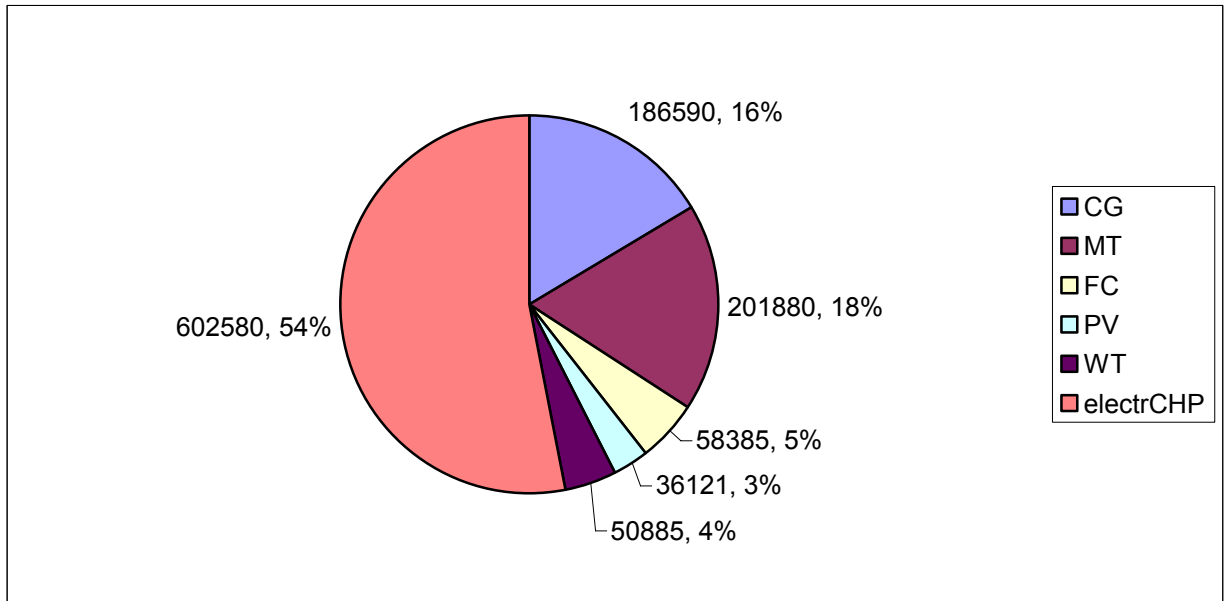
Το σενάριο στο οποίο δεν υπάρχει διεσπαρμένη παραγωγή έχει βέβαια το ίδιο κόστος λειτουργίας, ολικό κόστος και ίδιες εκπομπές σε κάθε επίπεδο διείσδυσης των ΑΠΕ για το ίδιο επίπεδο οριακής τιμής του συστήματος. Για κάθε σενάριο η παραγωγή ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας έχει ως εξής:



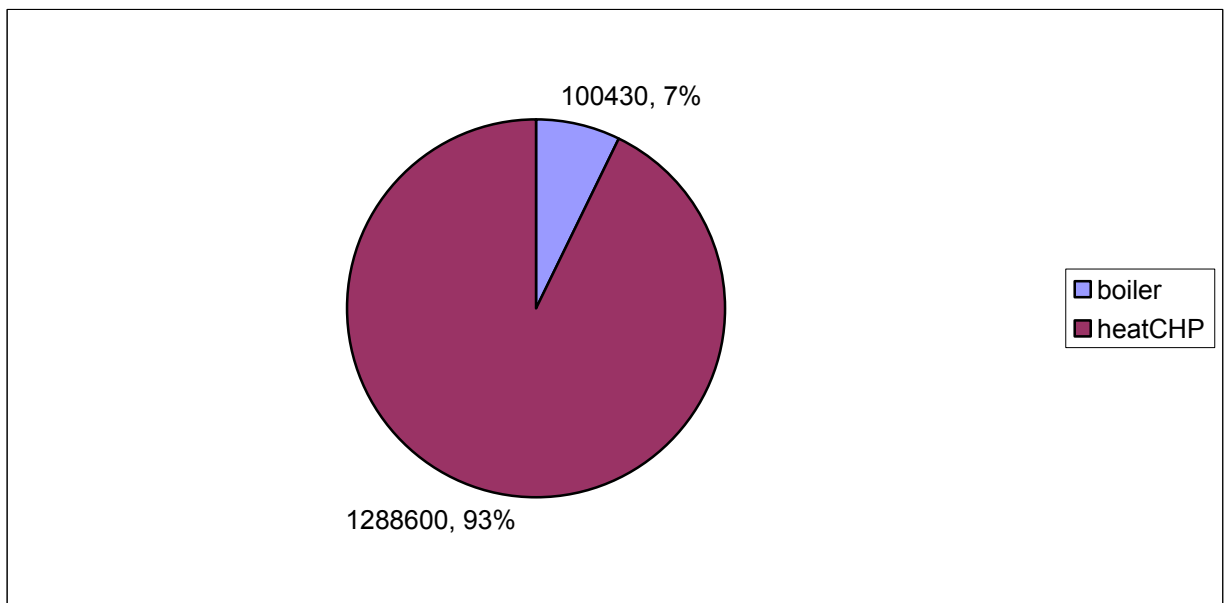
Εικόνα ΣΤ.4. 50. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Only DG, DG=103kW, Υψηλή ΟΤΣ.



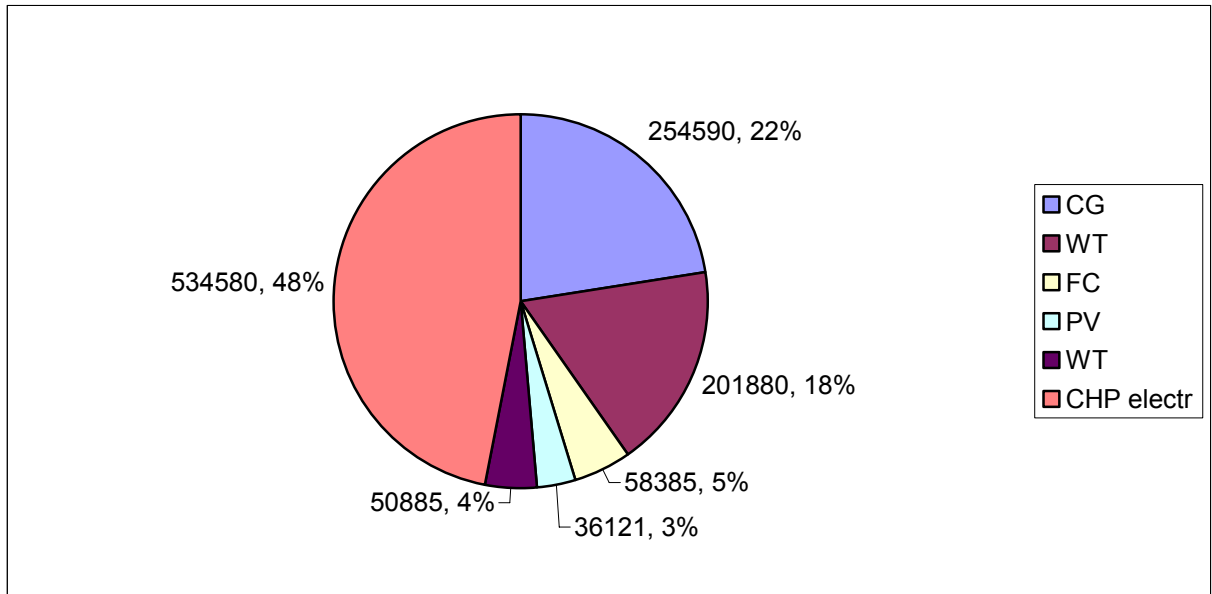
Εικόνα ΣΤ.4. 51. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Microgrid, DG=103kW, Υψηλή ΟΤΣ.



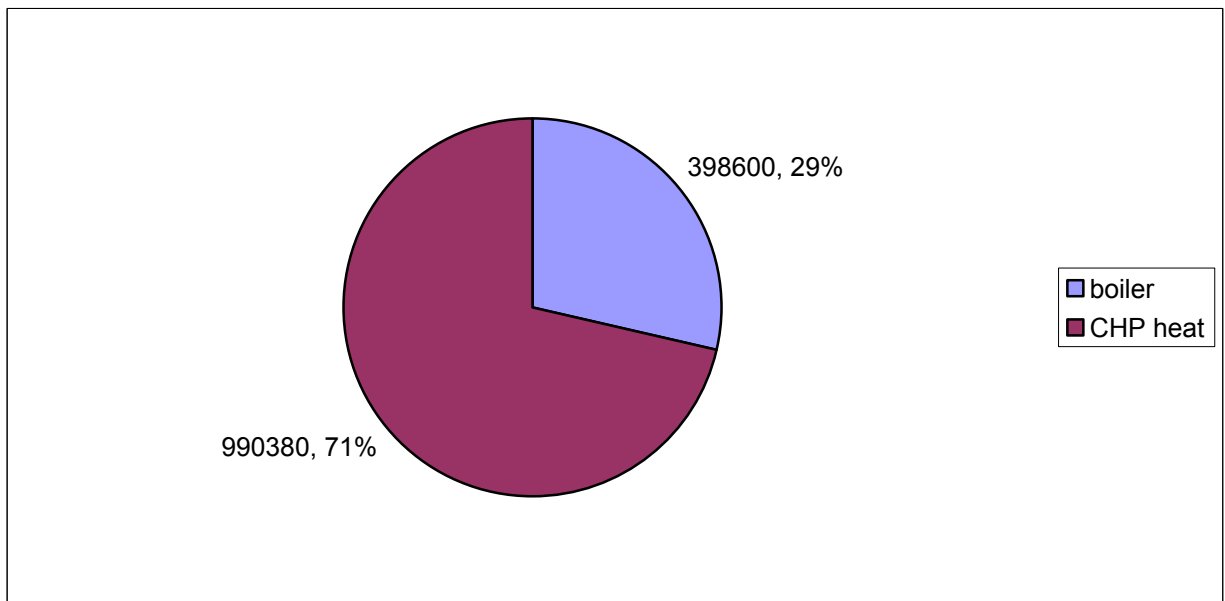
Εικόνα ΣΤ.4. 52. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Only DG- Heat Match, DG=103kW, Υψηλή ΟΤΣ.



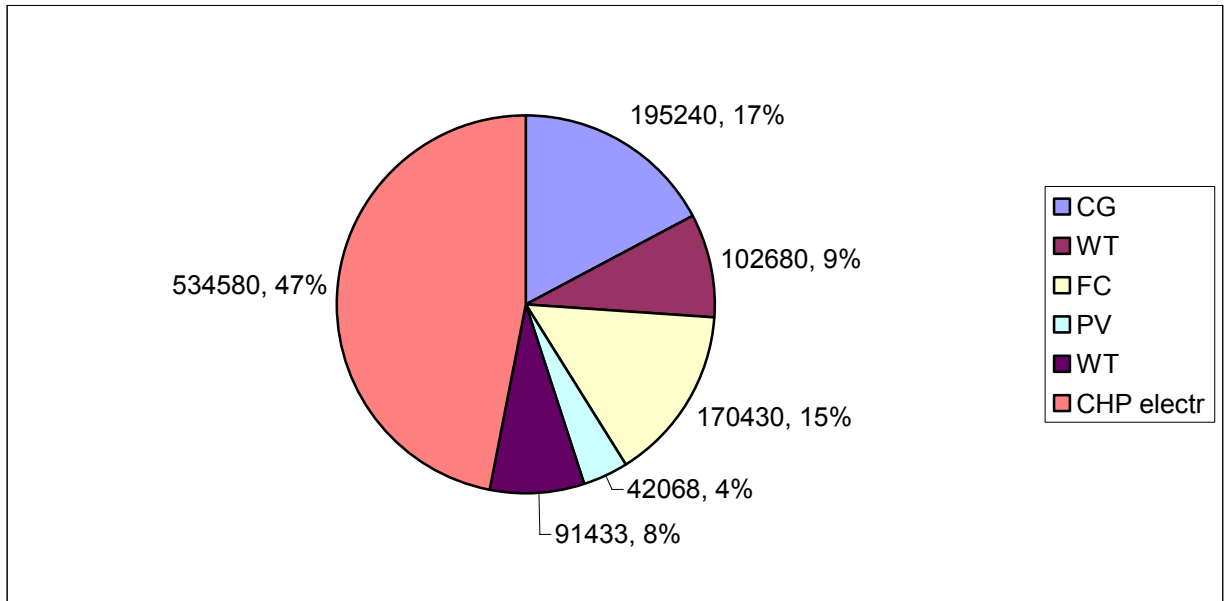
Εικόνα ΣΤ.4. 53. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο Only DG- Heat Match, DG=103kW, Υψηλή ΟΤΣ.



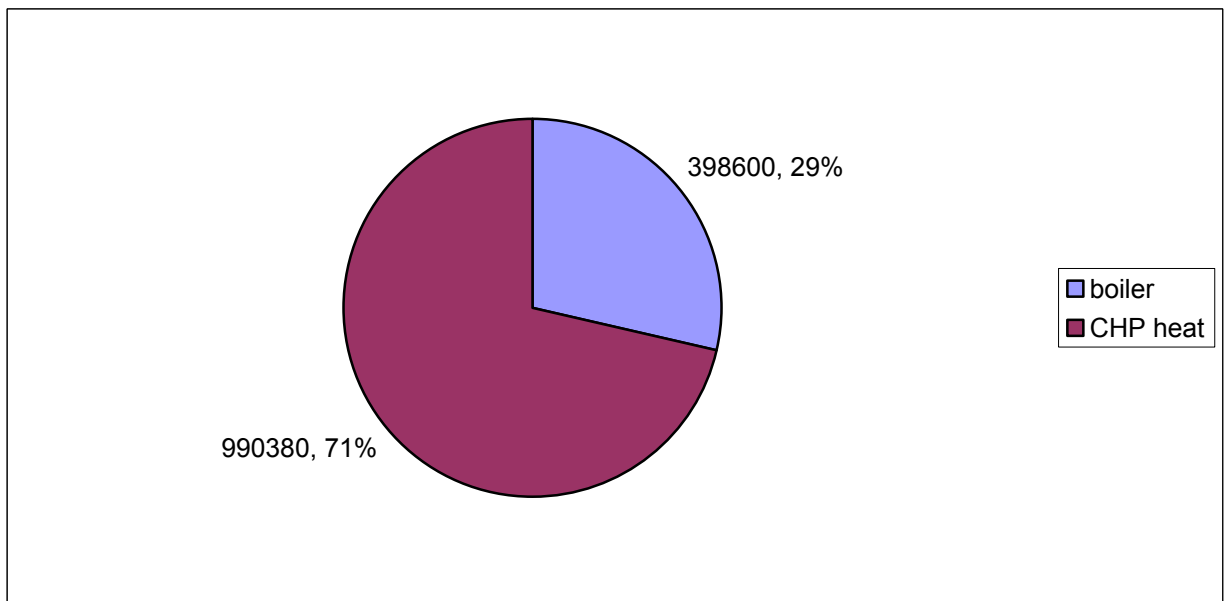
Εικόνα ΣΤ.4. 54. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Only DG στον αριστερό κλάδο , DG=103kW, Υψηλή ΟΤΣ.



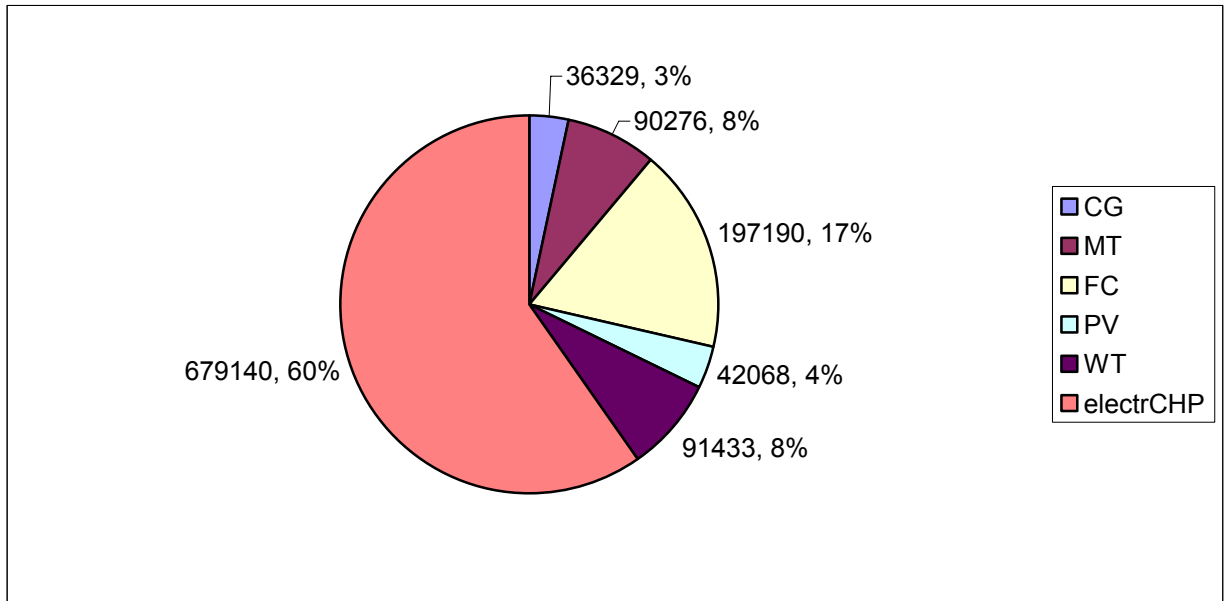
Εικόνα ΣΤ.4. 55. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Only DG στον αριστερό κλάδο , DG=103kW, Υψηλή ΟΤΣ.



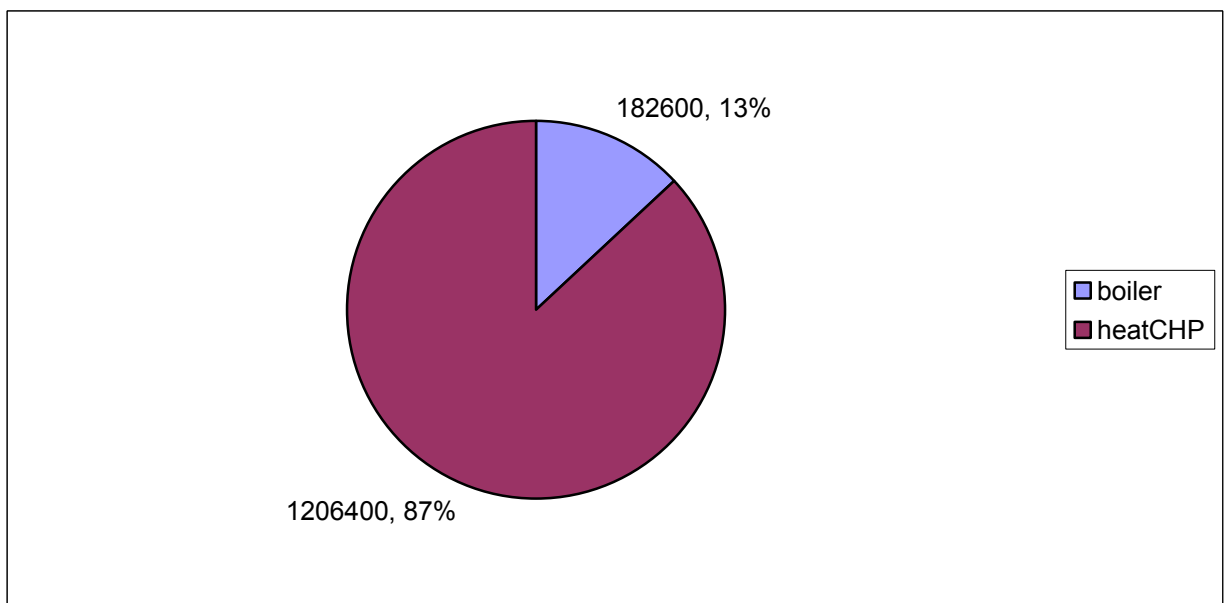
Εικόνα ΣΤ.4. 56. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Microgrid στον αριστερό κλάδο, DG=103kW, Υψηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 57. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Microgrid στον αριστερό κλάδο, DG=103kW, Υψηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 58. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Microgrid+CHP, DG=103kW, Υψηλή ΟΤΣ.

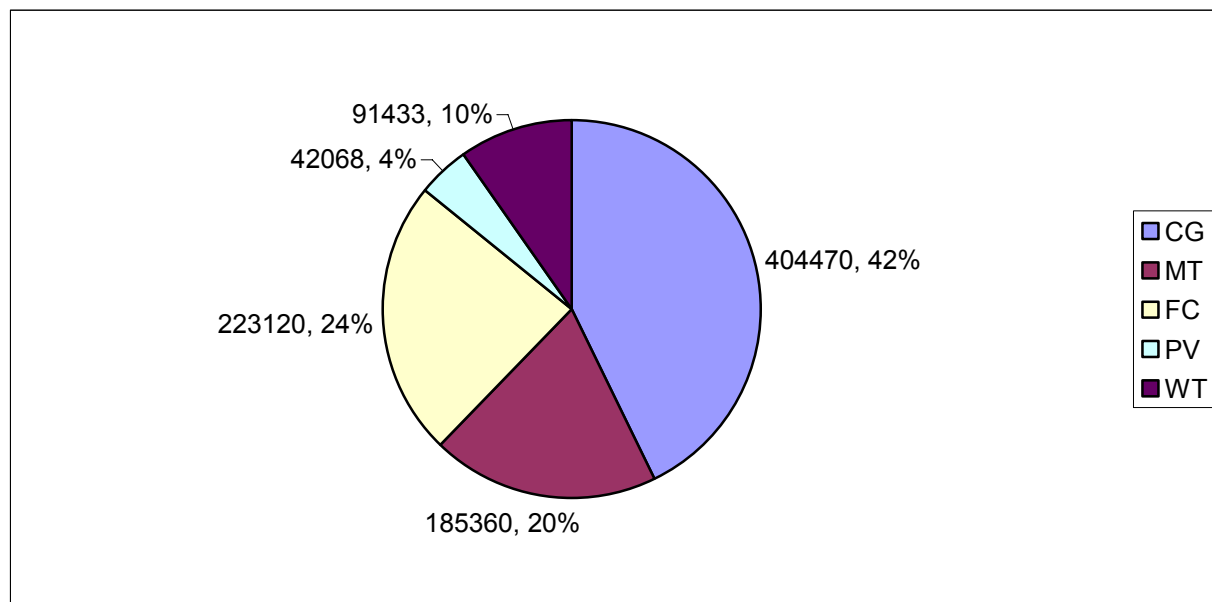


Εικόνα ΣΤ.4. 59. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο Microgrid+CHP, DG=103kW, Υψηλή ΟΤΣ.

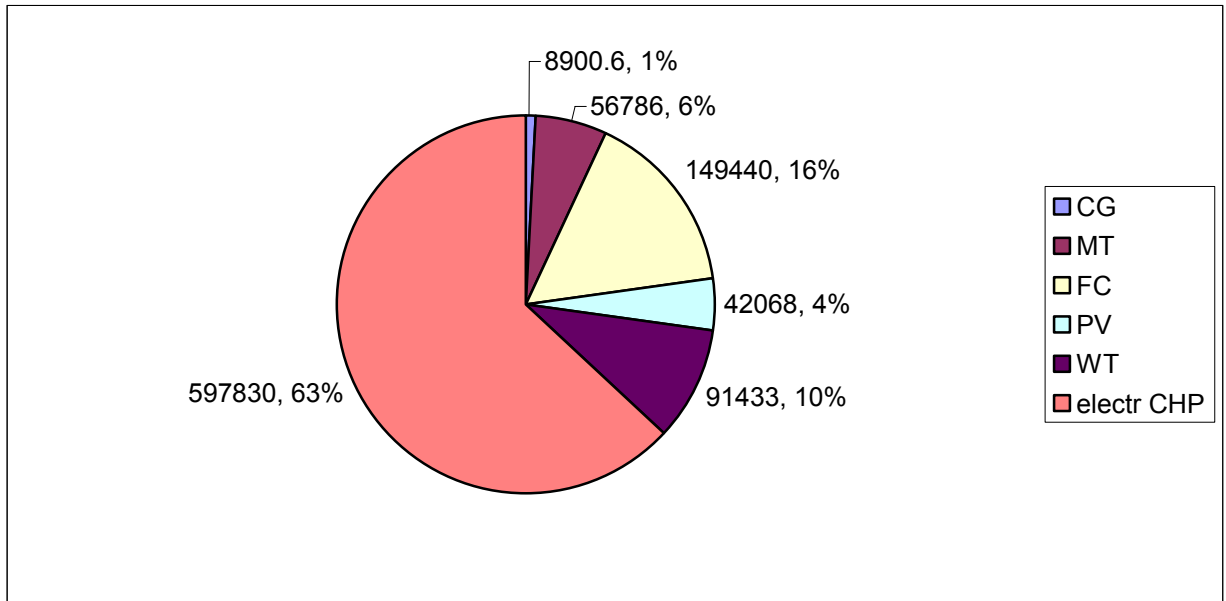
Για το Demand Side Bidding η παραγωγή των διαφόρων πηγών και τα βασικά τελικά μεγέθη (εκπομπές, κόστη και άλλα οικονομικά μεγέθη) έχουν ως εξής:

	DSB	DSB+CHP	Αποκοπή αιχμής	Αποκοπή αιχμής με CHP
Εκπομπές CO2 (tn CO2)	986.9426	657.7251	1131.9	732.6817
Κόστος λειτουργίας (euros)	138170	117210	143110	121680
Ολικό κόστος (euros)	148870	126420	158950	131940
Αποκομμένο φορτίο (kWh)	189980	189980	38769	38769
Καθαρά παρούσα αξία NPV (euros)	332203	309331	264568	271822
Έντοκη περίοδος αποπληρωμής DPB (έτη)	2.4	5.6	2.8	4.3

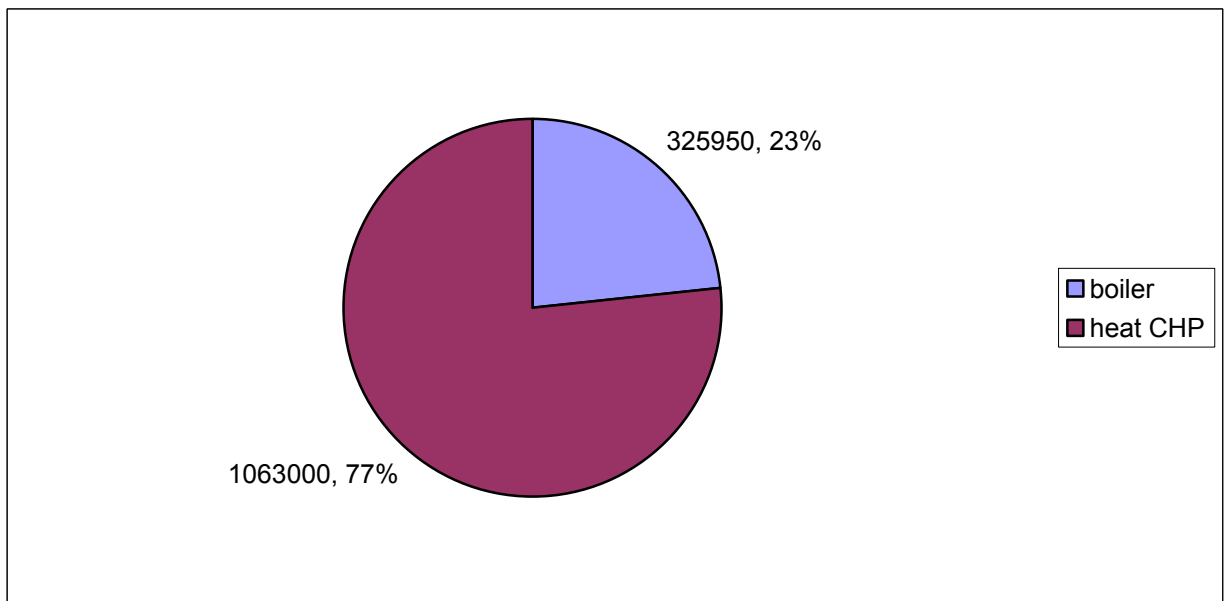
ΠΙΝΑΚΑΣ 28: ΒΑΣΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ ΤΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΠΡΟΣΦΟΡΑΣ ΦΟΡΤΙΟΥ, DG=103kW, ΥΨΗΛΗ ΟΤΣ.



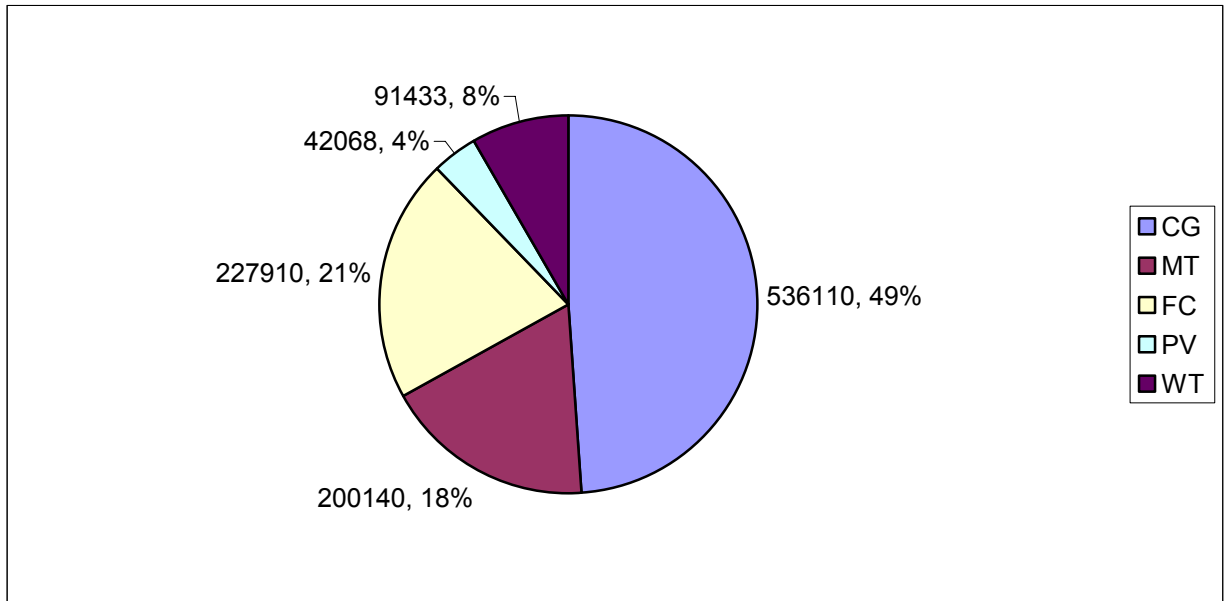
Εικόνα ΣΤ.4. 60. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο DSB, DG=103kW, Υψηλή ΟΤΣ.



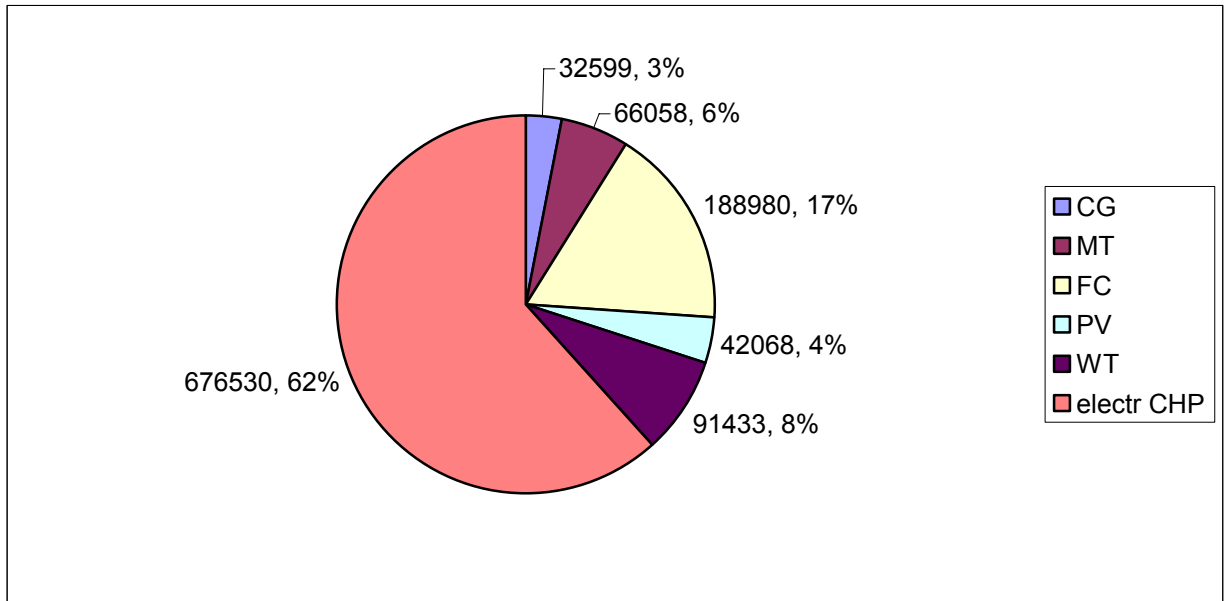
Εικόνα ΣΤ.4. 61. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο DSB+CHP, DG=103kW, Υψηλή ΟΤΣ.



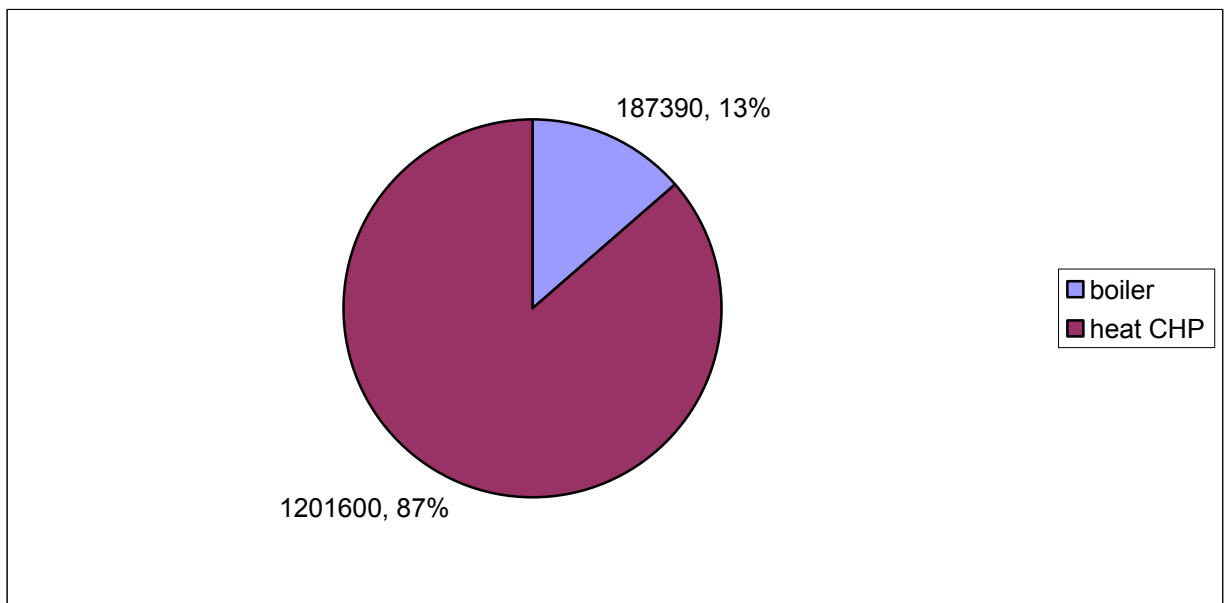
Εικόνα ΣΤ.4. 62. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο DSB+CHP, DG=103kW, Υψηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 63. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Αποκοπή Αιχμής, DG=103kW, Υψηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 64. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Αποκοπή Αιχμής+CHP, DG=103kW, Υψηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 65. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο Αποκοπή Αιχμής+CHP, DG=103kW, Υψηλή ΟΤΣ.

B) ΧΑΜΗΛΗ ΟΡΙΑΚΗ ΤΙΜΗ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Ο συγκεντρωτικός πίνακας των κύριων μεγεθών:

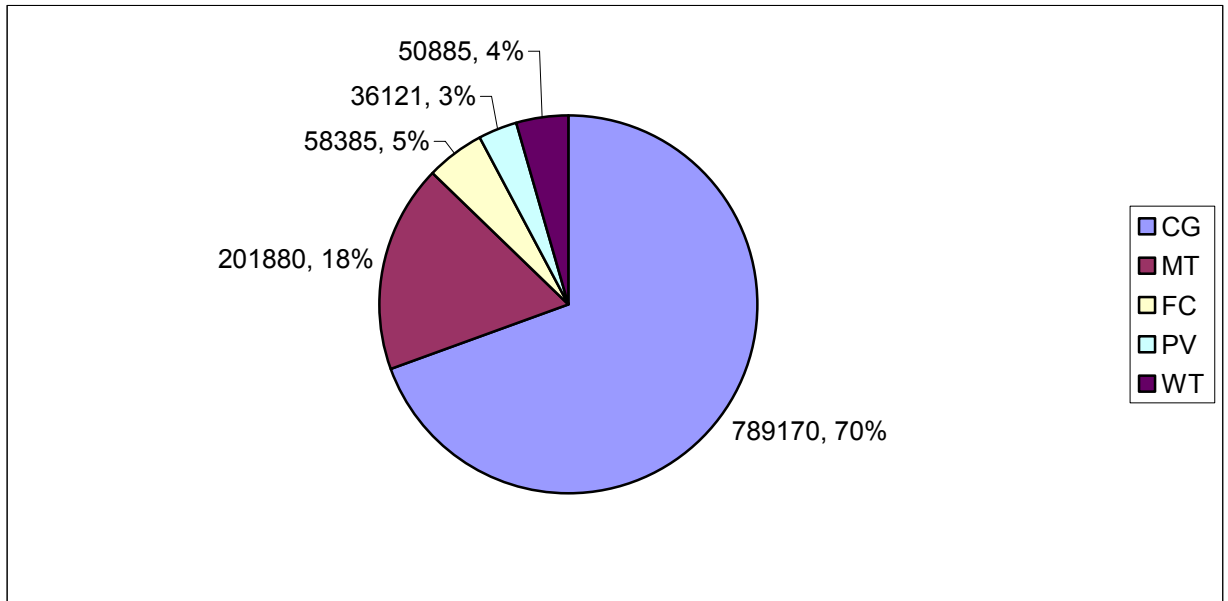
	No DG	Only DG	Microgrid
Εκπομπές CO2 (tn CO2)	1479.8	1311.8	1191.9
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-11.3529	-19.4553
Κόστος λειτουργίας (euros)	144440	138290	132820
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-4.2578	-8.0449
Ολικό κόστος (euros)	165160	156650	149510
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-5.1526	-9.4757
Καθαρά παρούσα αξία NPV (euros)	-	40168	178044
Έντοκη περίοδος αποπληρωμής DPB (έτη)	-	7.2	3.7

ΠΙΝΑΚΑΣ 29: ΒΑΣΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΧΩΡΙΣ CHP, DG=103kW, ΧΑΜΗΛΗ ΟΤΣ.

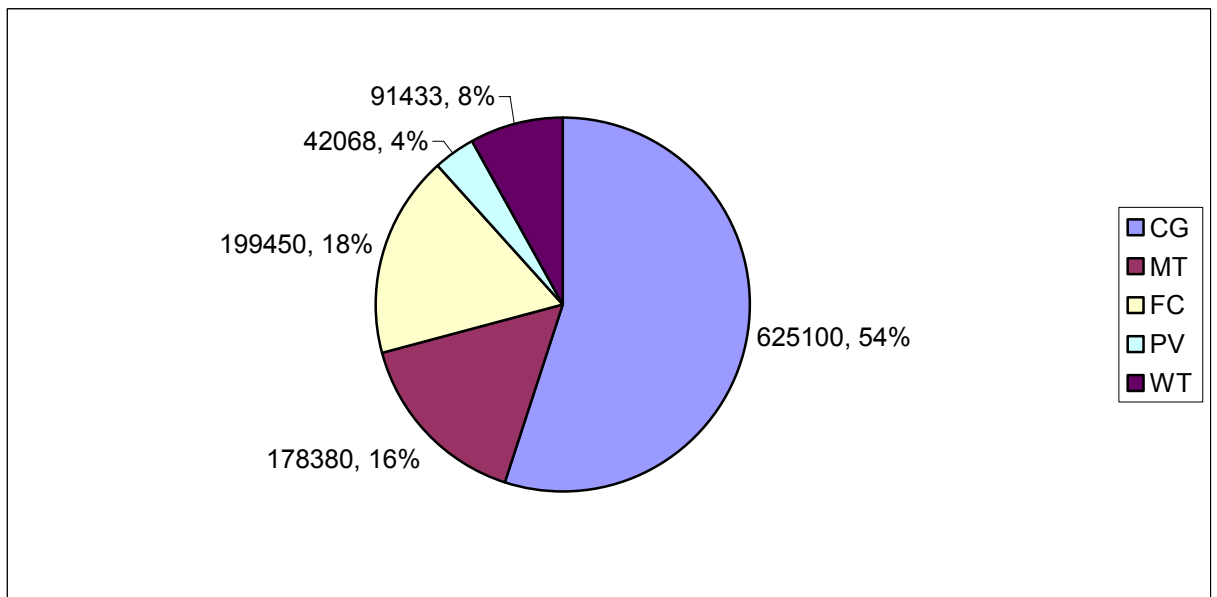
	No DG	Heat Match	Αριστερός κλάδος I-DG	Αριστερός κλάδος Microgrid	Microgrid+CHP
Εκπομπές CO2 (tn CO2)	1479.8	963.3573	1025	948.9623	812.8815
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-34.8995	-30.7339	-35.8723	-45.0682
Κόστος λειτουργίας (euros)	144440	135680	122490	118360	122580
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-6.0648	-15.1966	-18.0559	-15.1343
Ολικό κόστος (euros)	165160	149160	136840	131640	133960
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-9.6876	-17.1470	-20.2955	-18.8908
Καθαρά παρούσα αξία NPV (euros)	-	-82551	420	128073	110951
Έντοκη περίοδος αποπληρωμής DPB (έτη)	-	-	10.1	6.2	6.4

ΠΙΝΑΚΑΣ 30: ΒΑΣΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΜΕ CHP, DG=103kW, ΧΑΜΗΛΗ ΟΤΣ.

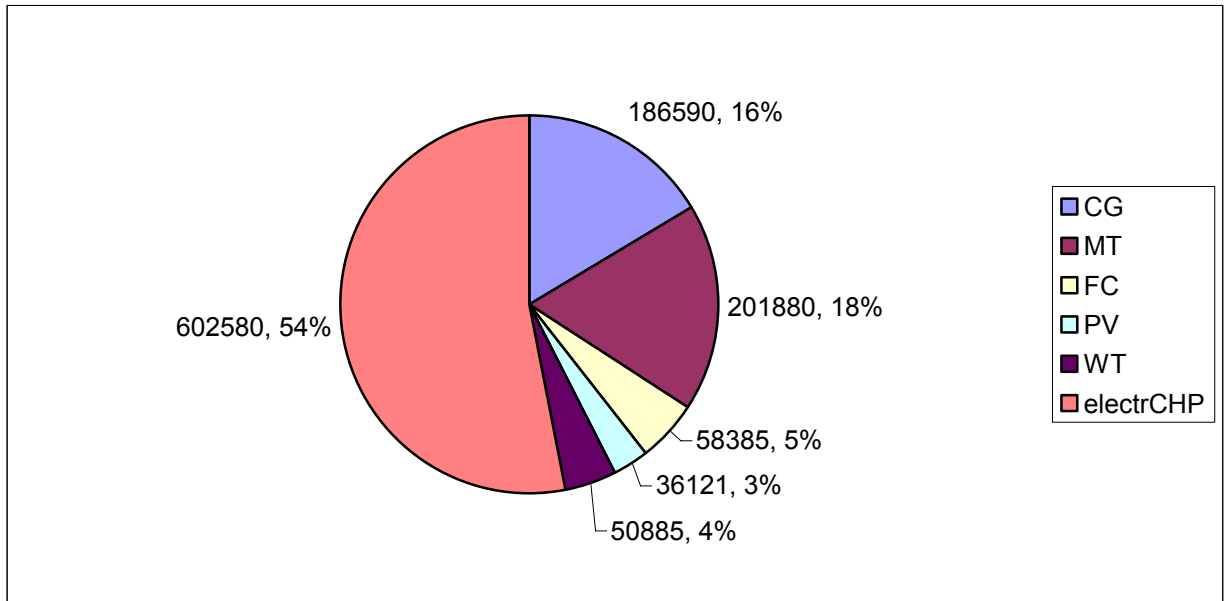
Ειδικότερα για κάθε σενάριο δίνονται τα διαγράμματα της παραγωγής:



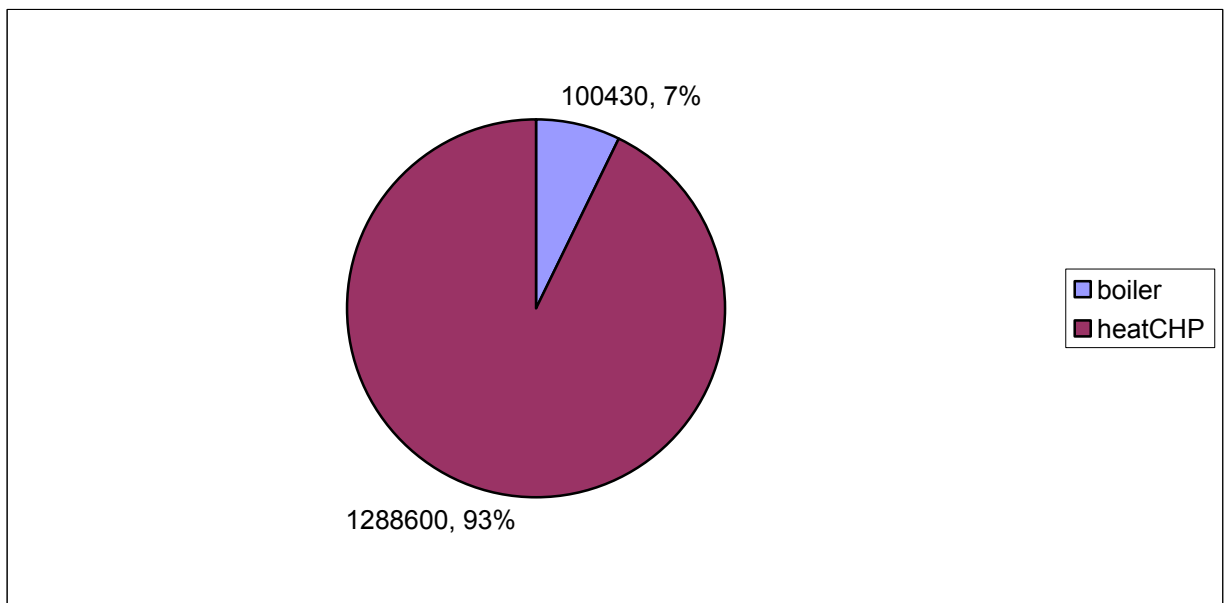
Εικόνα ΣΤ.4. 66. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Only DG, DG=103kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



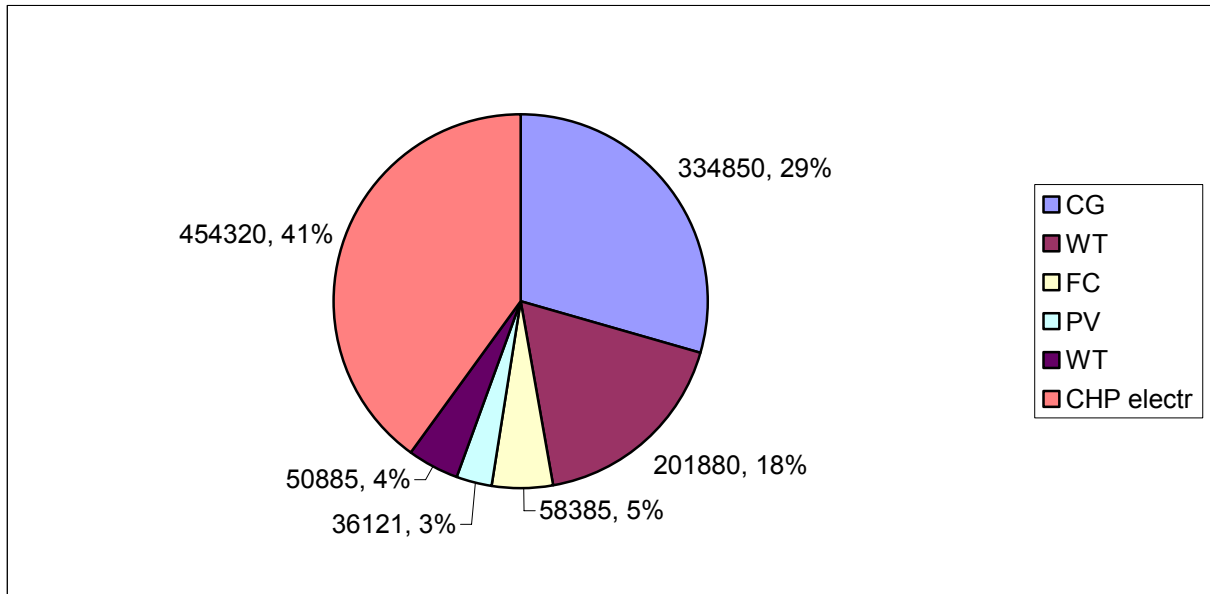
Εικόνα ΣΤ.4. 67. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Microgrid, DG=103kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



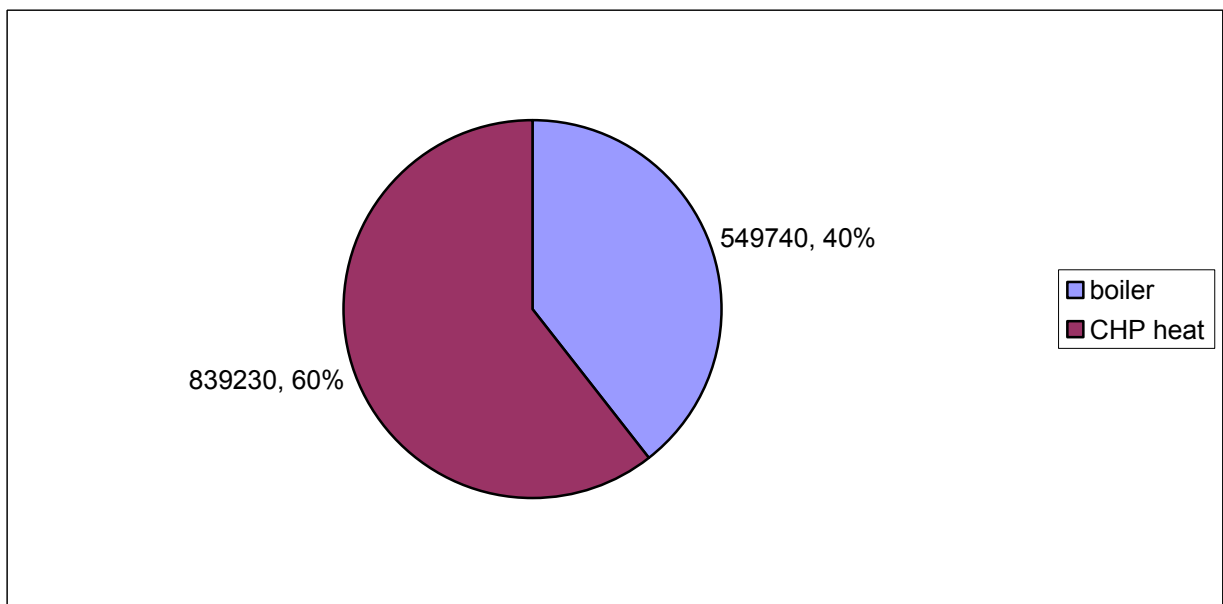
Εικόνα ΣΤ.4. 68. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Only DG- Heat Match, DG=103kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



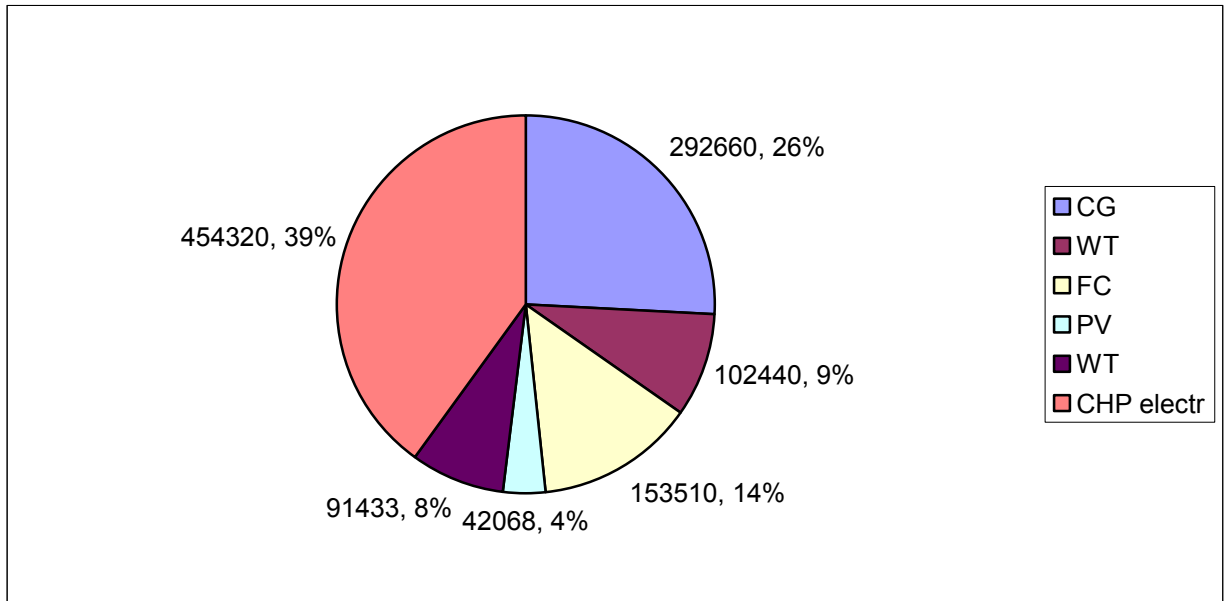
Εικόνα ΣΤ.4. 69. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο Only DG-Heat Match, DG=103kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



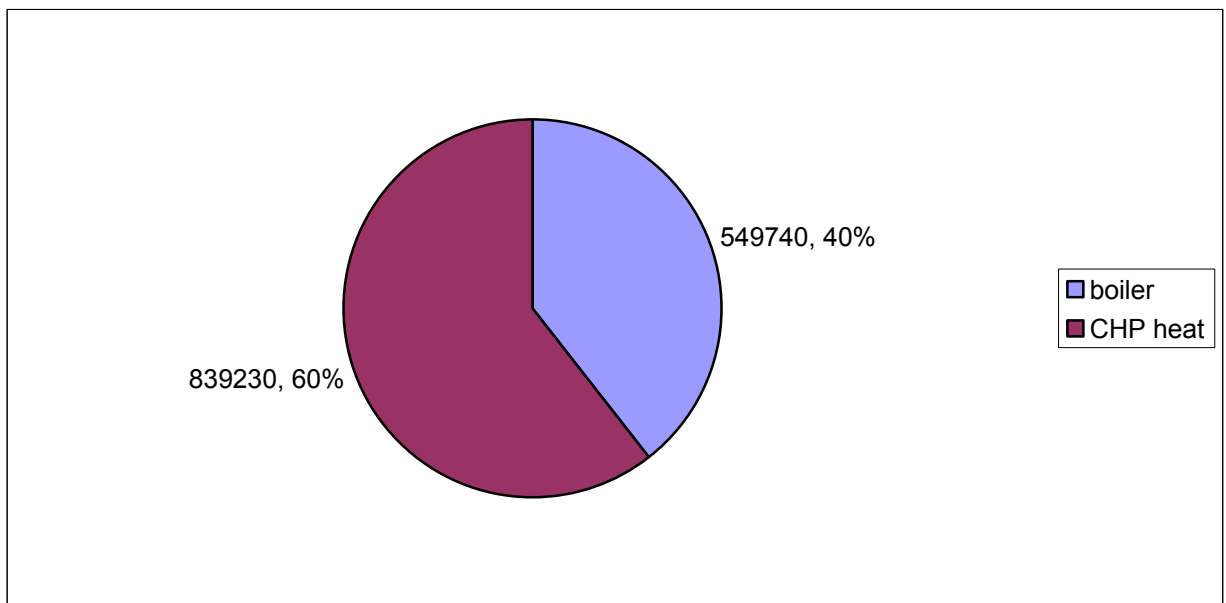
Εικόνα ΣΤ.4. 70. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Only DG στον αριστερό κλάδο, DG=103kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



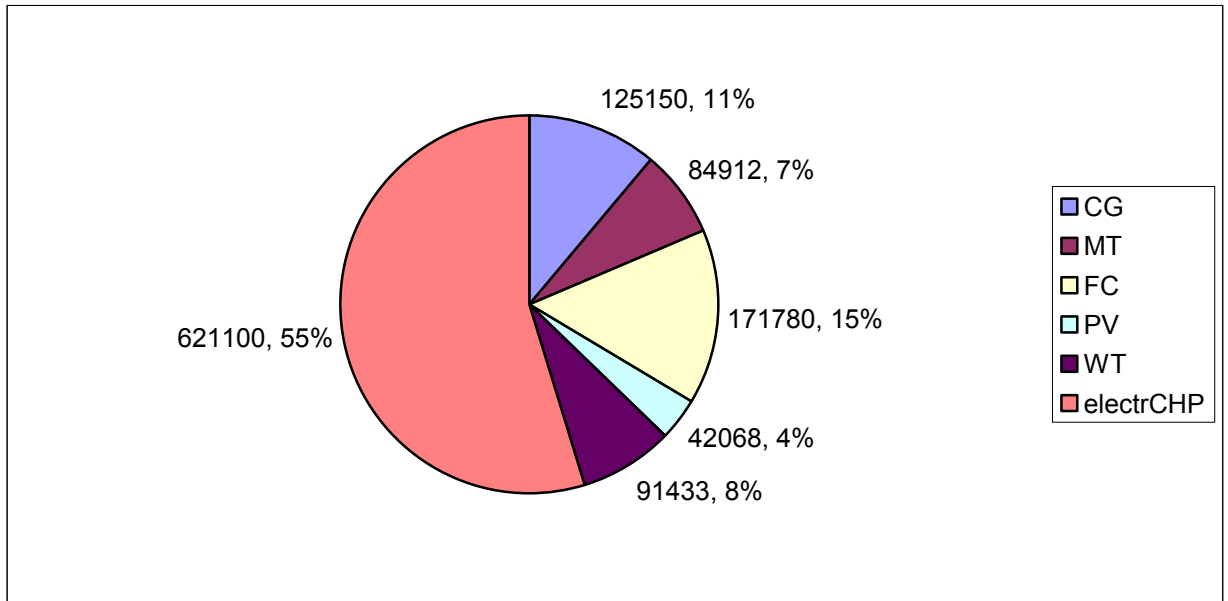
Εικόνα ΣΤ.4. 71. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Only DG στον αριστερό κλάδο, DG=103kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



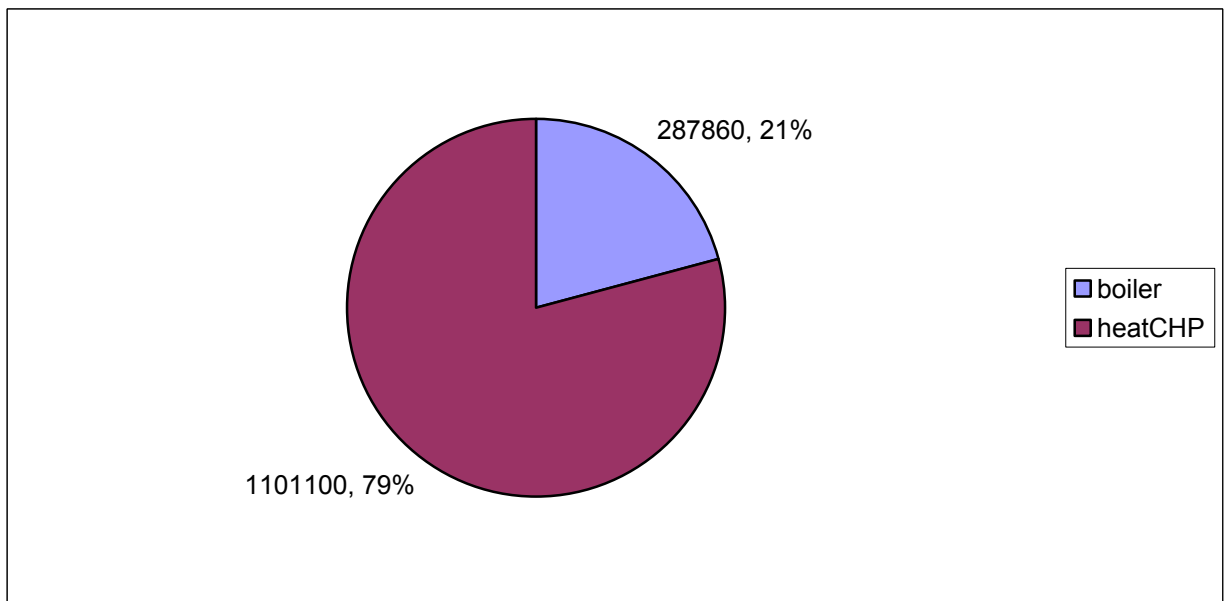
Εικόνα ΣΤ.4. 72. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Microgrid στον αριστερό κλάδο, DG=103kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 73. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Microgrid στον αριστερό κλάδο, DG=103kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 74. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Microgrid+CHP, DG=103kW, Χαμηλή ΟΤΣ.

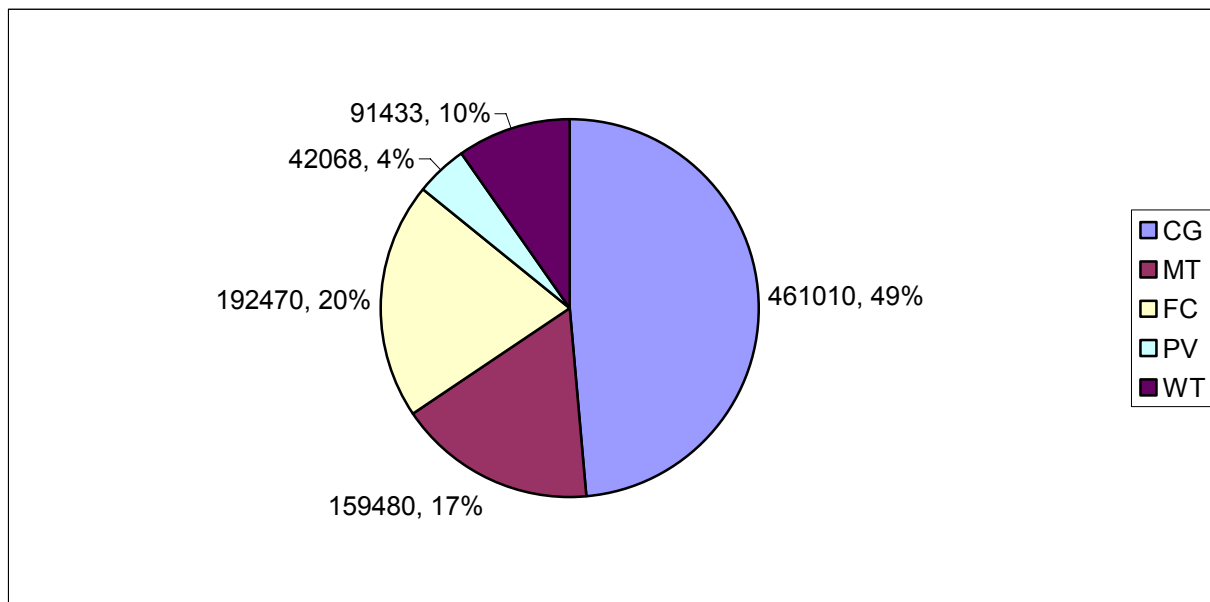


Εικόνα ΣΤ.4. 75. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο Microgrid+CHP, DG=103kW, Χαμηλή ΟΤΣ.

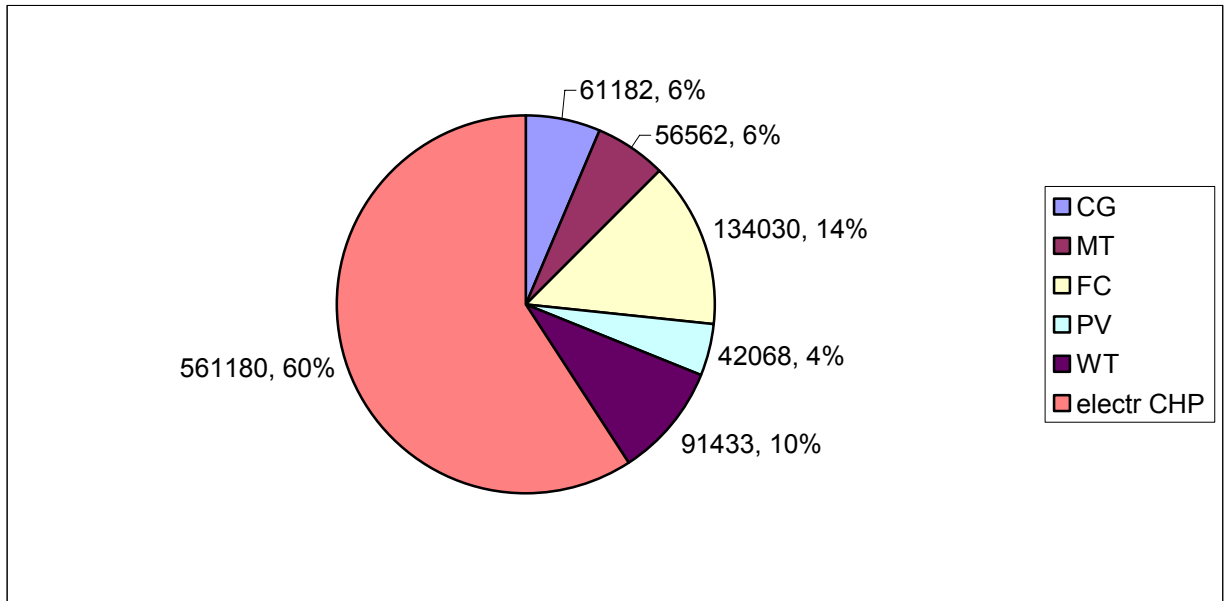
Για τα Demand Side Bidding τα αποτελέσματα είναι τα παρακάτω:

	DSB	DSB+CHP	Αποκοπή αιχμής	Αποκοπή αιχμής με CHP
Εκπομπές CO2	1010.3	689.1004	1153.1	782.7327
Κόστος λειτουργίας	125290	116820	131030	121080
Ολικό κόστος	139440	126470	147170	132030
Αποκομμένο φορτίο	189980	189980	38769	38769
Καθαρά παρούσα αξία NPV (10 έτη)	236818	63306	191953	88968
Έντοκη περίοδος αποπληρωμής DPB	3.1	7.6	3.5	6.3

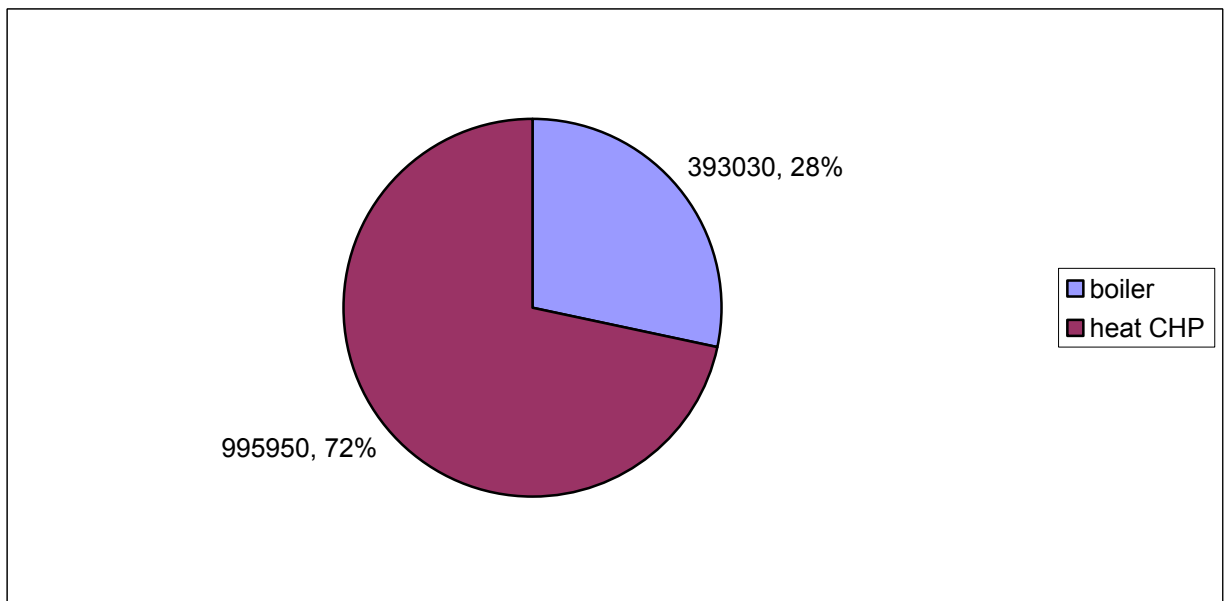
ΠΙΝΑΚΑΣ 31: ΒΑΣΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΜΕ CHP, DG=103kW, ΧΑΜΗΛΗ ΟΤΣ.



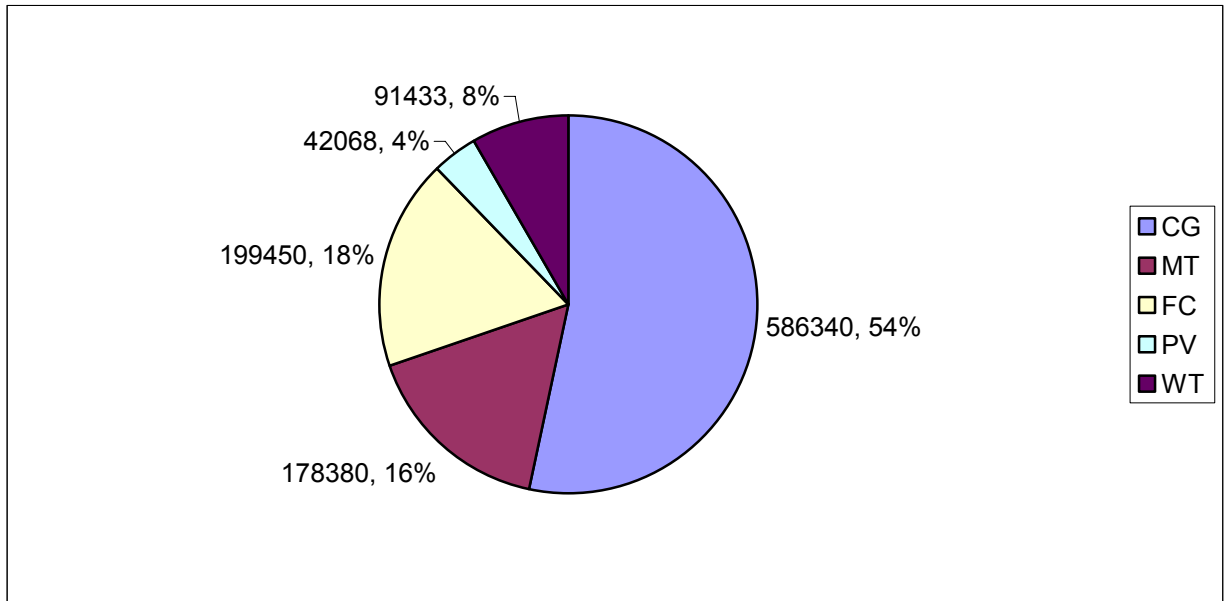
Εικόνα ΣΤ.4. 76. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο DSB, DG=103kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



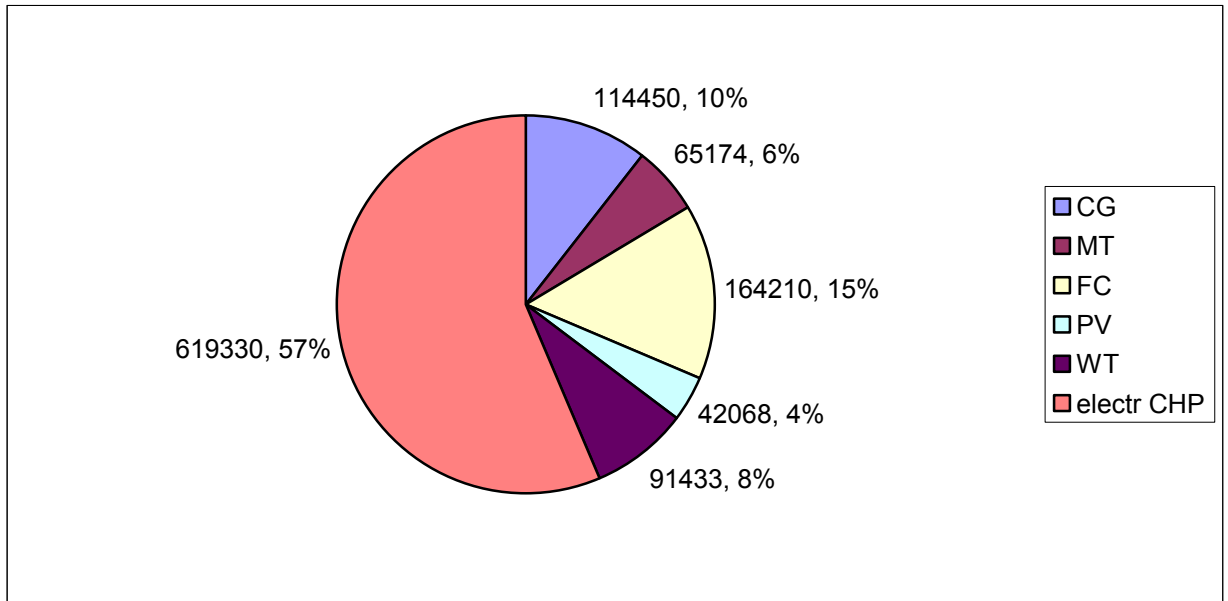
Εικόνα ΣΤ.4. 77. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο DSB+CHP, DG=103kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



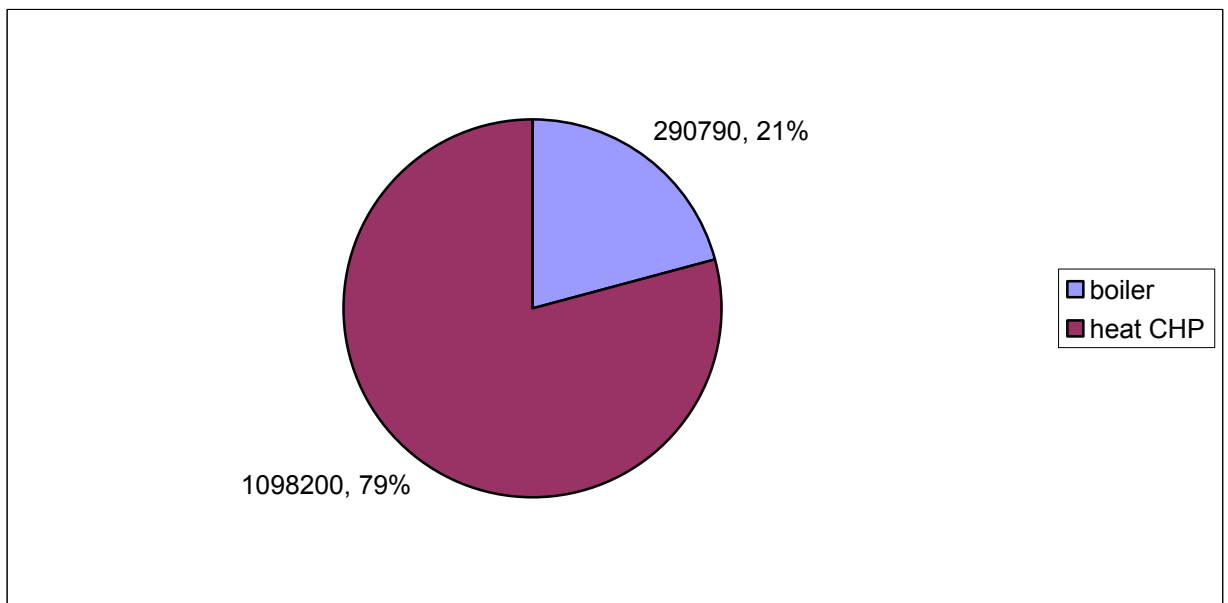
Εικόνα ΣΤ.4. 78. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο DSB+CHP, DG=103kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 79. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Αποκοπή Αιχμής, DG=103kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 80. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Αποκοπή Αιχμής+CHP, DG=103kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 81. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο Αποκοπή Αιχμής+CHP, DG=103kW, Χαμηλή ΟΤΣ.

ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ 118kW ΣΥΝΟΛΙΚΑ- ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΕ 43kW

Στο επίπεδο διείσδυσης αυτό οι ΑΠΕ έχουν την δυνατότητα να καλύπτουν το 15% του ολικού φορτίου.

Α) ΥΨΗΛΗ ΟΡΙΑΚΗ ΤΙΜΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

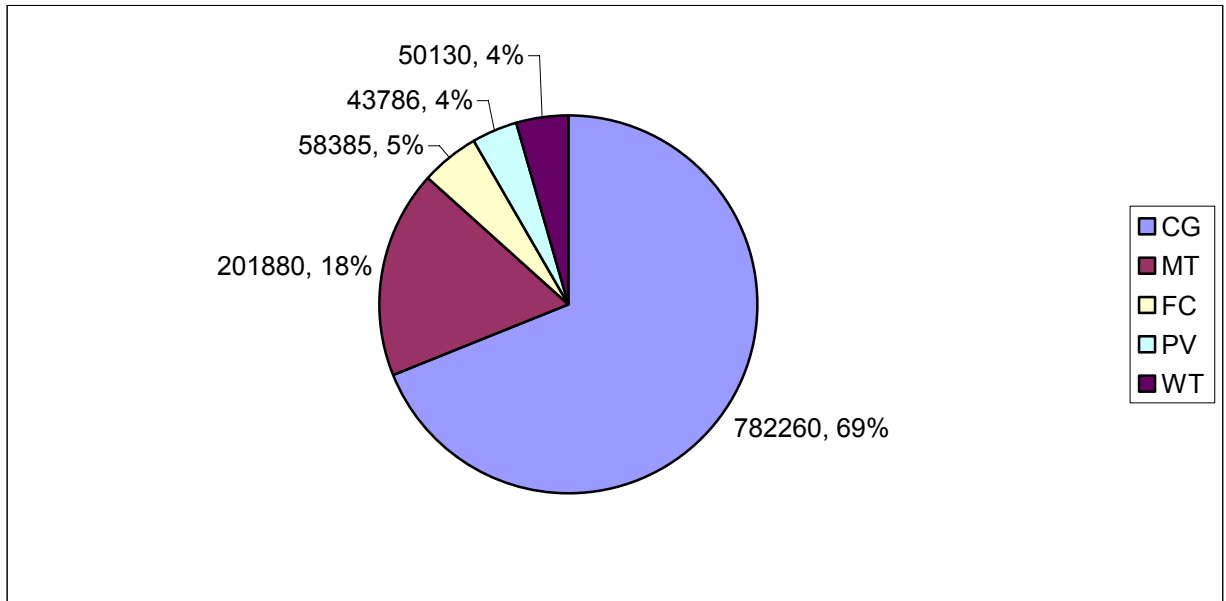
Για τα αρχικά σενάρια τα αποτελέσματα είναι ως εξής:

	No DG	Only DG	Microgrid
Εκπομπές CO ₂ (tn CO ₂)	1479.8	1304.9	1130.1
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-11.8192	-23.6316
Κόστος λειτουργίας (euros)	167950	154360	143170
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-8.0917	-14.7544
Ολικό κόστος (euros)	188670	172630	158990
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-8.5016	-15.7312
Καθαρά παρούσα αξία NPV (euros)	-	82716	343017
Έντοκη περίοδος αποπληρωμής DPB (έτη)	-	5.9	2.6

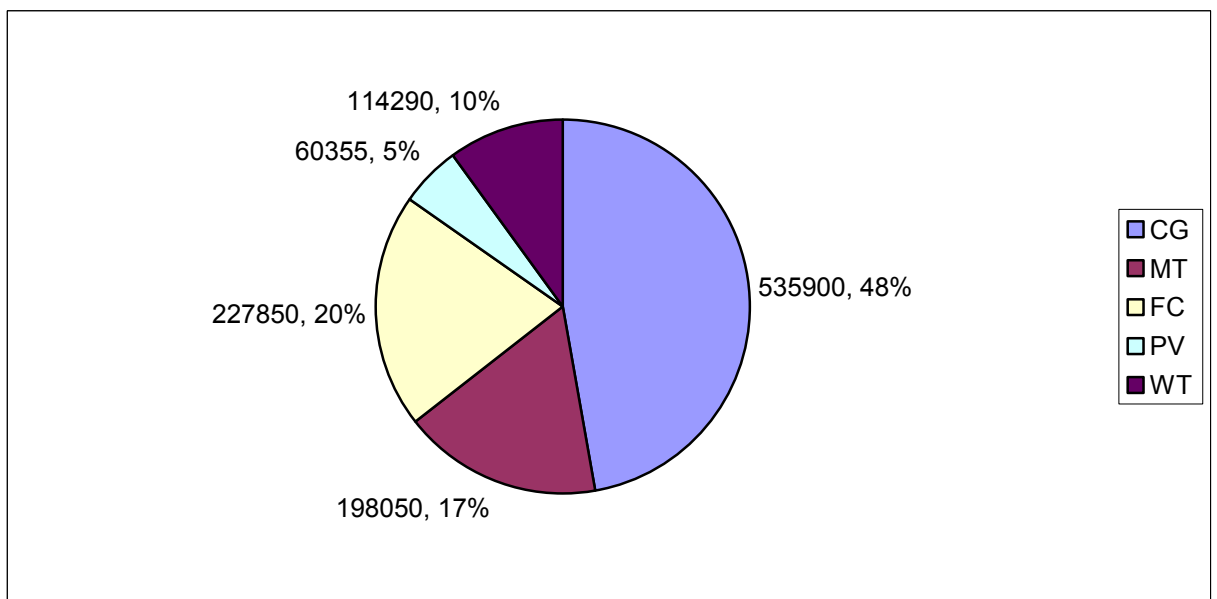
ΠΙΝΑΚΑΣ 32: ΒΑΣΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ ΤΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΧΩΡΙΣ CHP, DG=118kW, ΥΨΗΛΗ ΟΤΣ.

	No DG	Heat Match	Αριστερός κλάδος I-DG	Αριστερός κλάδος Microgrid	Microgrid+CHP
Εκπομπές CO ₂ (tn CO ₂)	1479.8	954.9339	967.4698	864.8439	736.4701
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-35.4687	-34.6216	-41.5567	-50.2318
Κόστος λειτουργίας (euros)	167950	138830	126660	120270	121680
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-17.3385	-24.5847	-28.3894	-27.5499
Ολικό κόστος (euros)	188670	152200	140210	132370	131990
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-19.3300	-25.6851	-29.8405	-30.0419
Καθαρά παρούσα αξία NPV (euros)	-	46287	127210	348862	351546
Έντοκη περίοδος αποπληρωμής DPB (έτη)	-	8.2	6.3	3.9	3.8

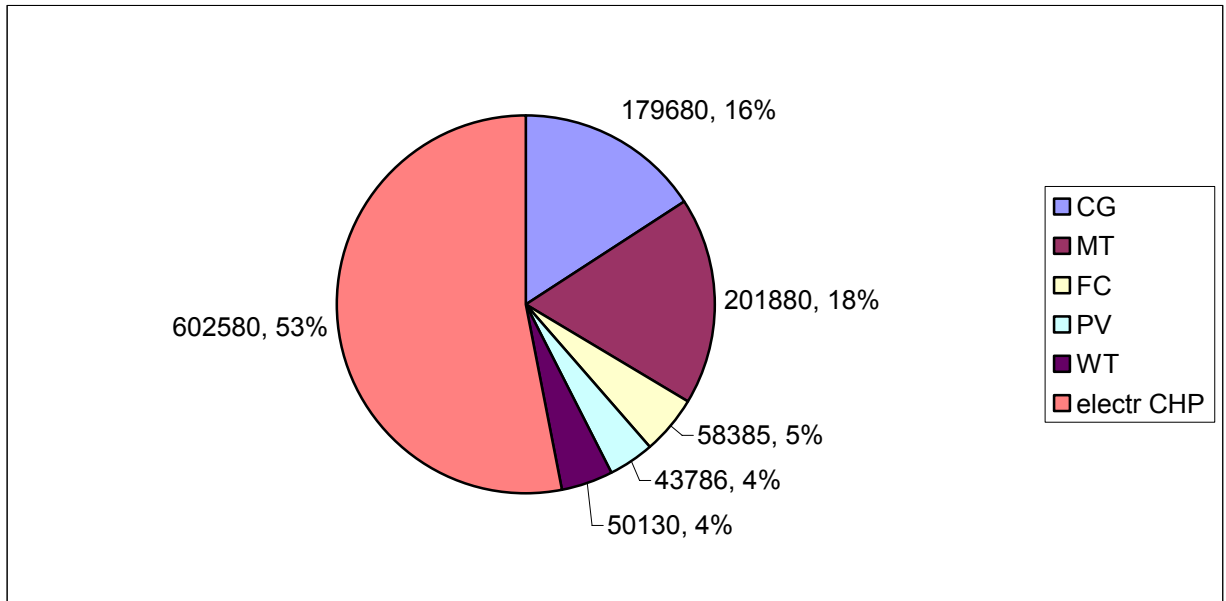
ΠΙΝΑΚΑΣ 33: ΒΑΣΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ ΤΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΜΕ CHP, DG=118kW, ΥΨΗΛΗ ΟΤΣ.



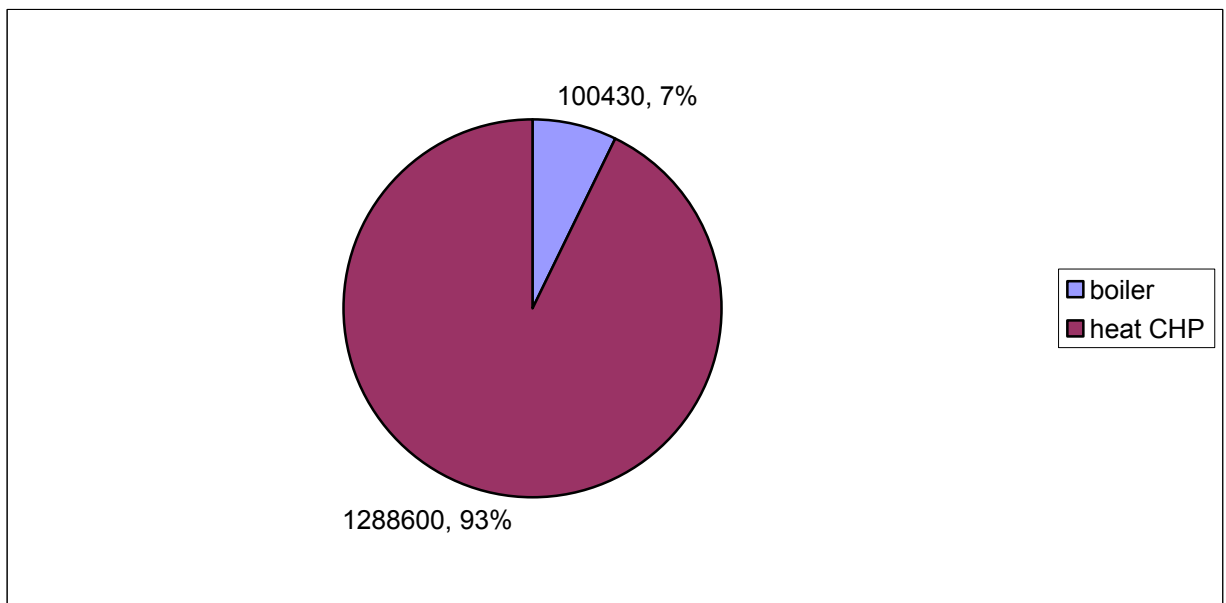
Εικόνα ΣΤ.4. 82. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Only DG, DG=118kW, Υψηλή ΟΤΣ.



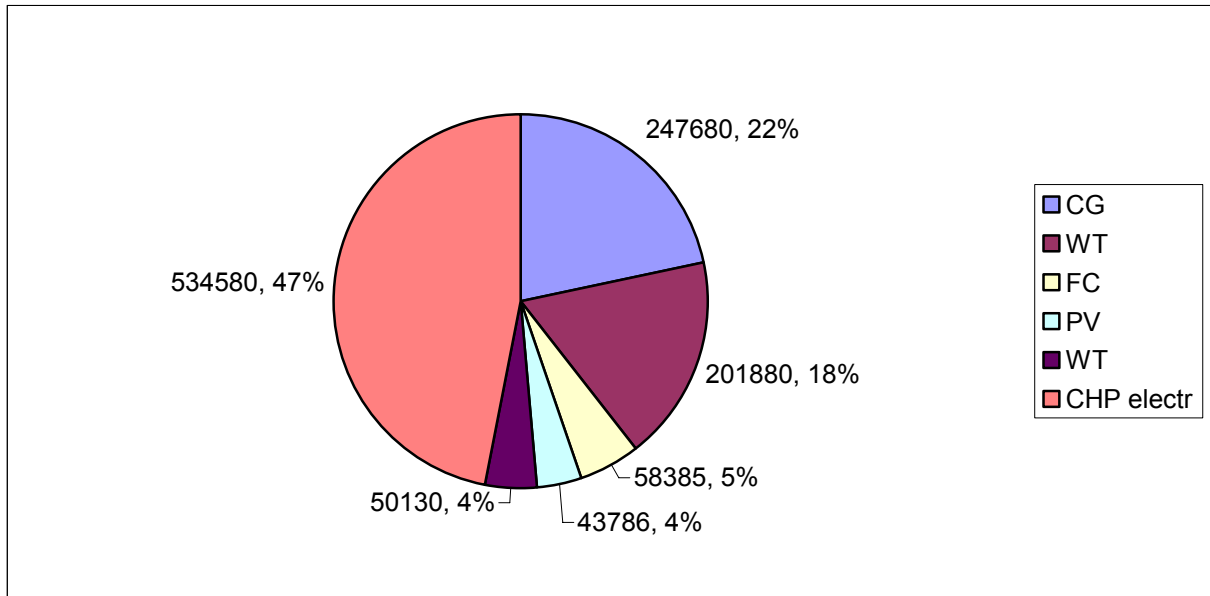
Εικόνα ΣΤ.4. 83. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Microgrid, DG=118kW, Υψηλή ΟΤΣ.



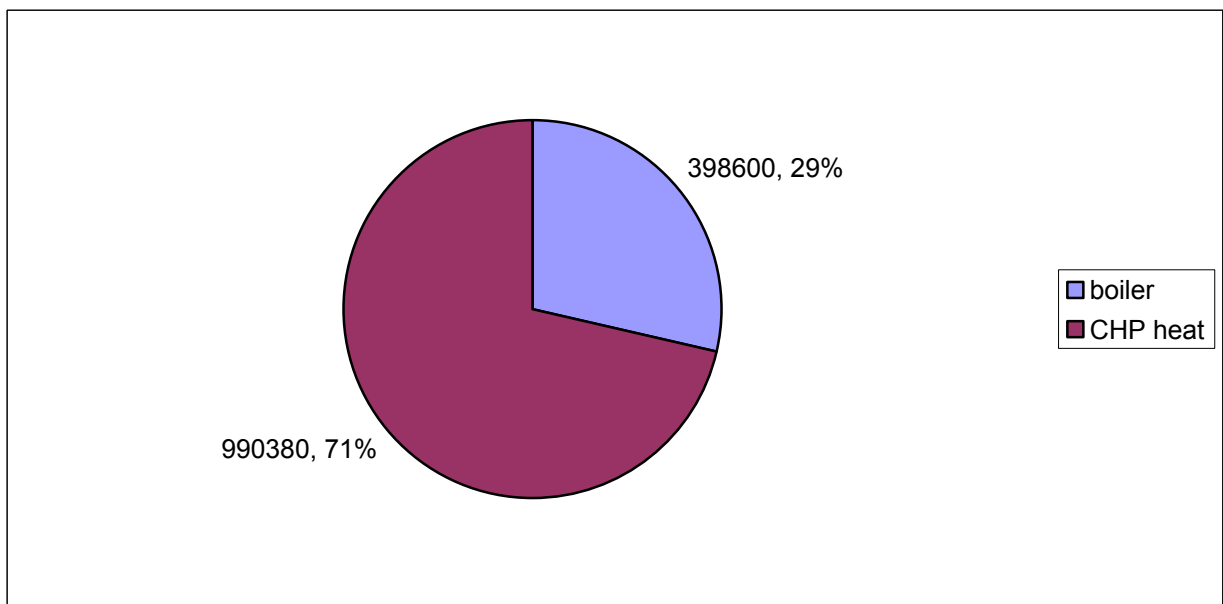
Εικόνα ΣΤ.4. 84. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Only DG- Heat Match, DG=118kW, Υψηλή ΟΤΣ.



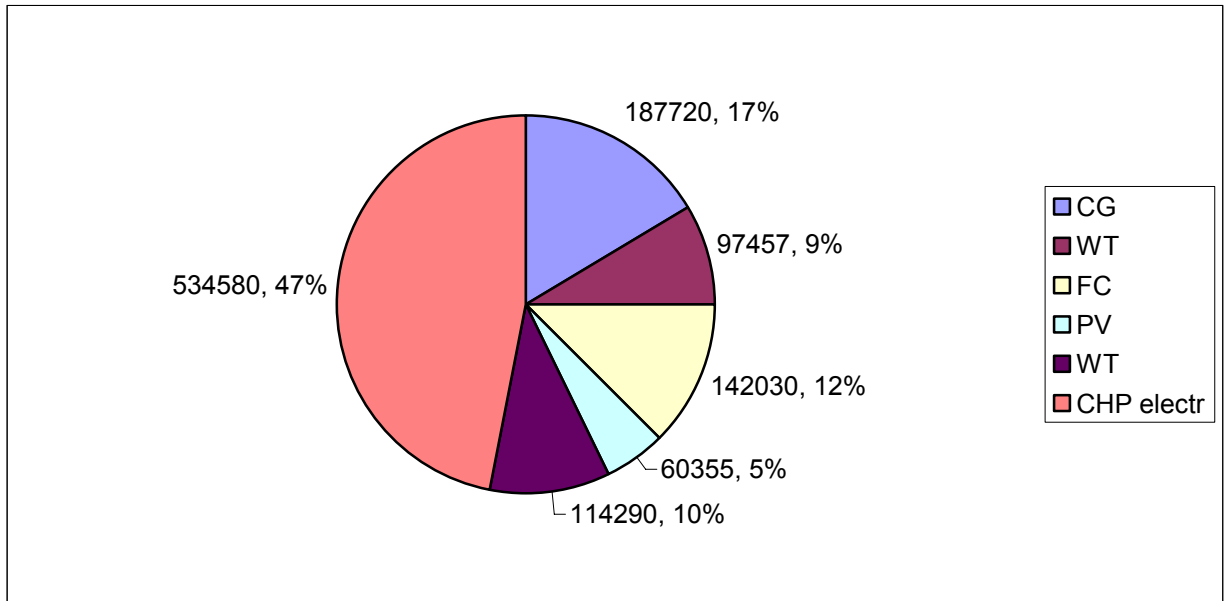
Εικόνα ΣΤ.4. 85. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο Only DG- Heat Match, DG=118kW, Υψηλή ΟΤΣ.



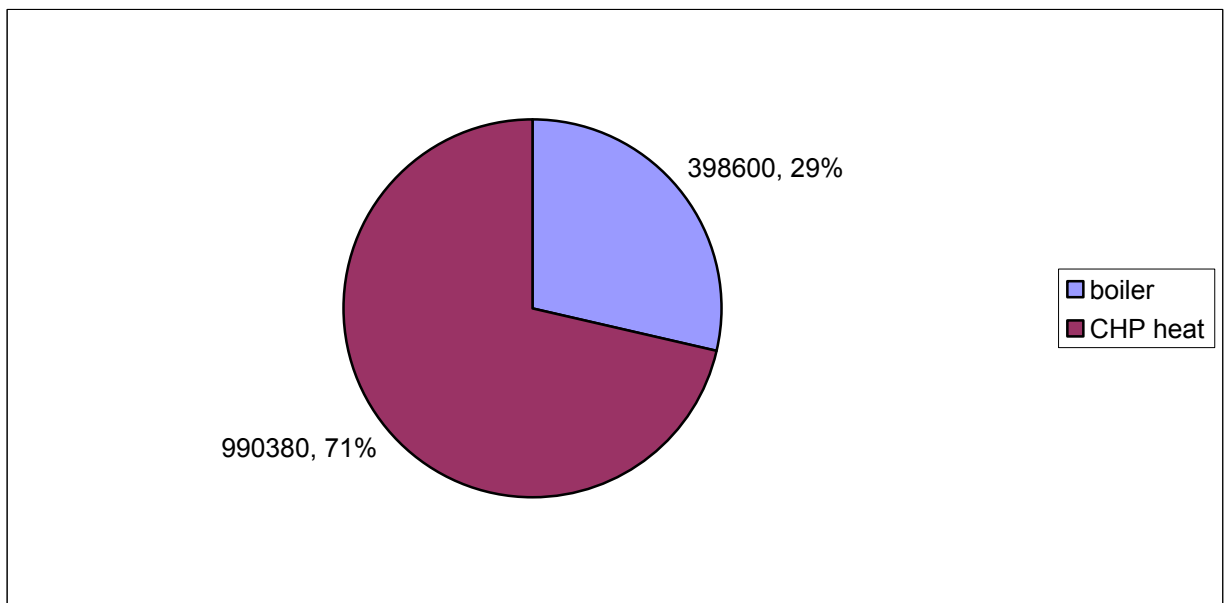
Εικόνα ΣΤ.4. 86. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Only DG στον αριστερό κλάδο, DG=118kW, Υψηλή ΟΤΣ.



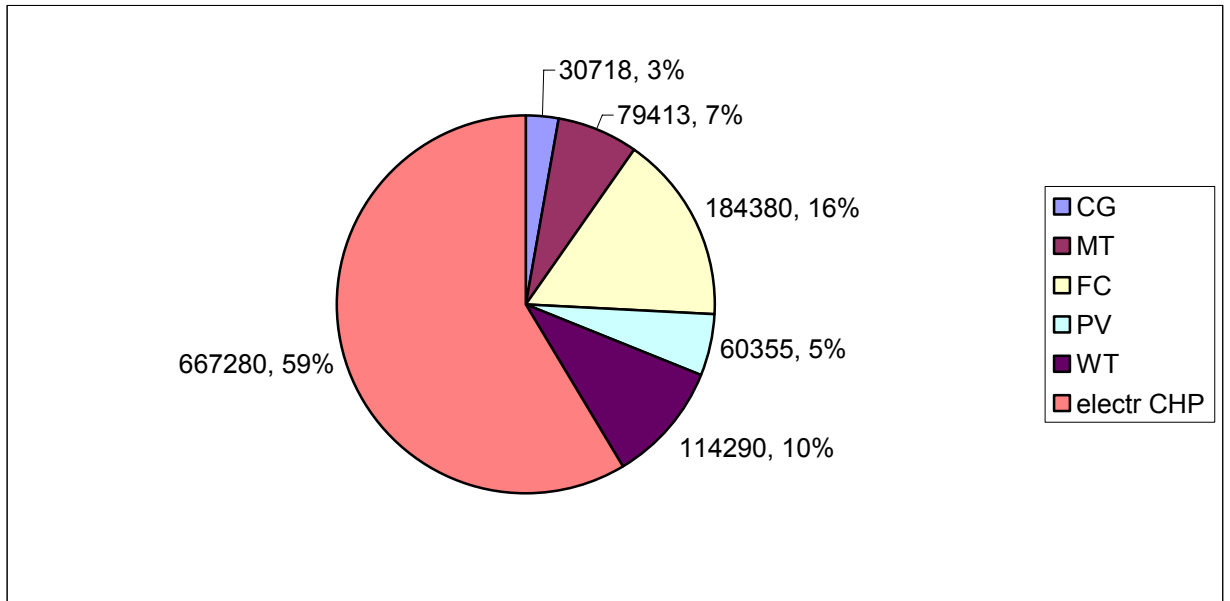
Εικόνα ΣΤ.4. 87. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Only DG στον αριστερό κλάδο, DG=118kW, Υψηλή ΟΤΣ.



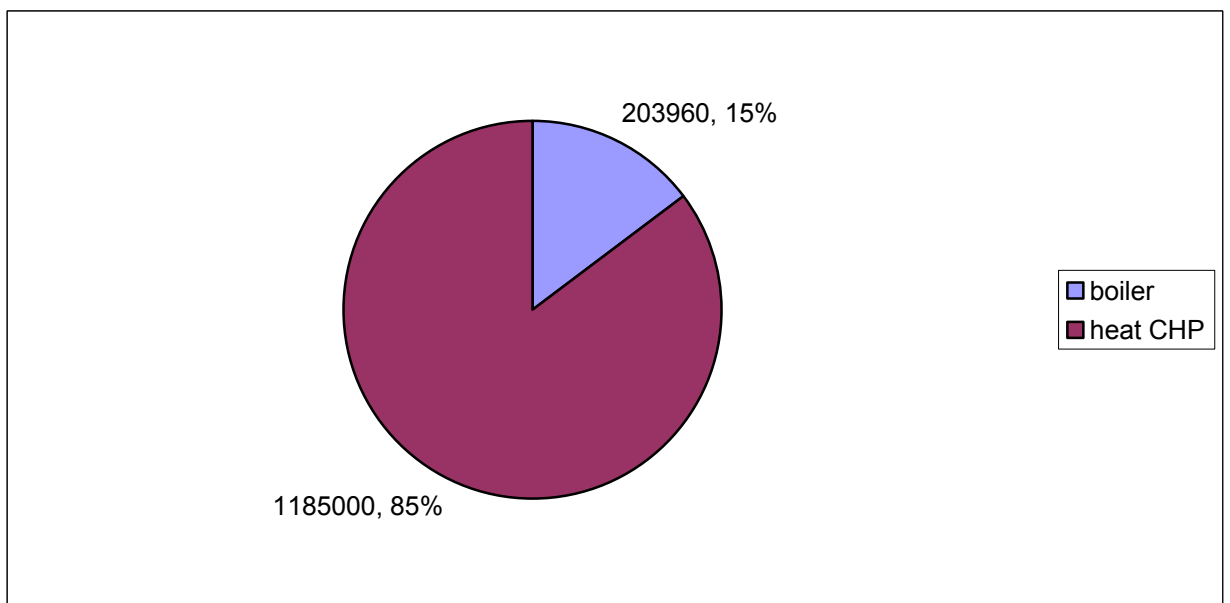
Εικόνα ΣΤ.4. 88. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Microgrid στον αριστερό κλάδο, DG=118kW, Υψηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 89. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Microgrid στον αριστερό κλάδο, DG=118kW, Υψηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 90. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Microgrid+ CHP, DG=118kW, Υψηλή ΟΤΣ.

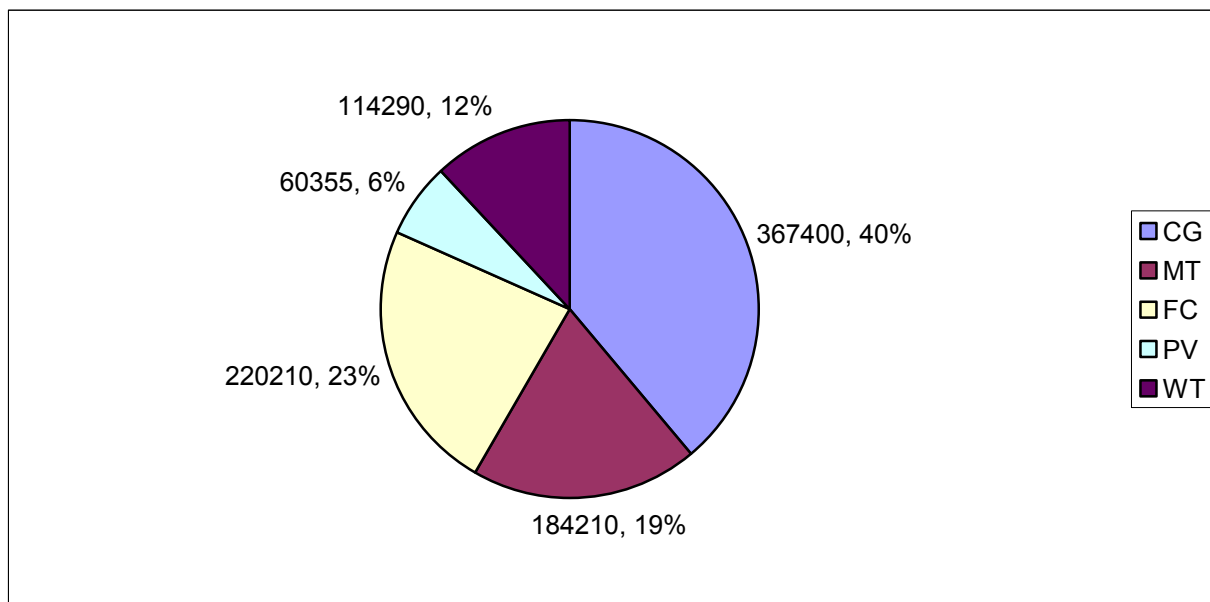


Εικόνα ΣΤ.4. 91. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο Microgrid+CHP, DG=118kW, Υψηλή ΟΤΣ.

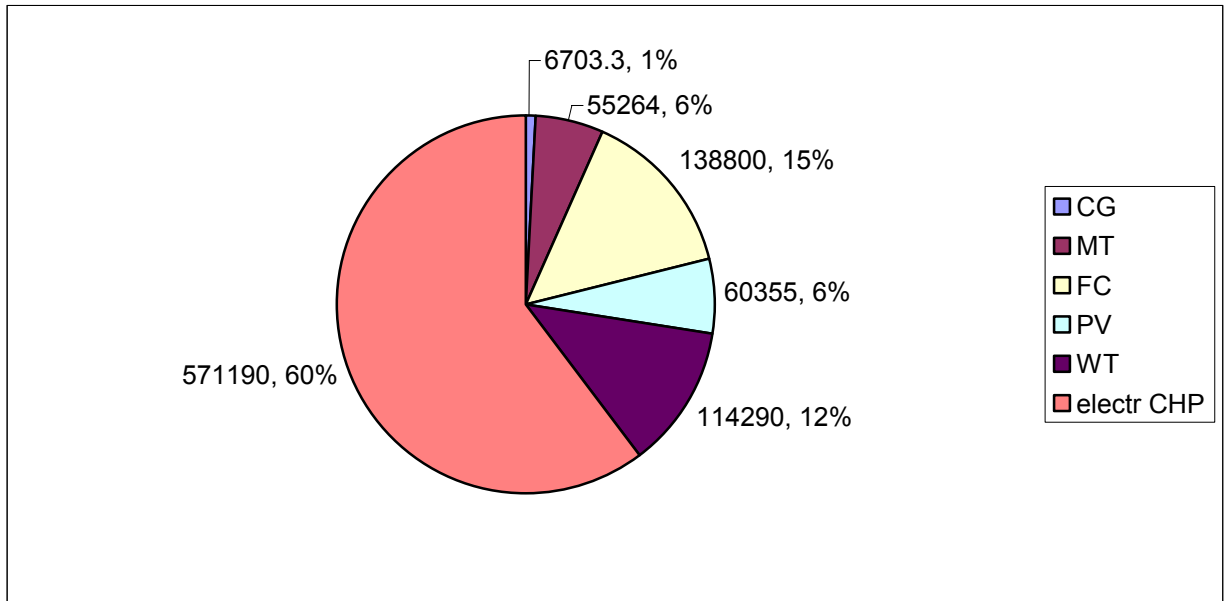
Για το επίπεδο αυτό της διεσπαρμένης παραγωγής και για υψηλή οριακή τιμή του συστήματος, τα αποτελέσματα των σεναρίων Demand Side Bidding διαμορφώνονται όπως ακολουθεί:

	DSB	DSB+CHP	Αποκοπή αιχμής	Αποκοπή αιχμής με CHP
Εκπομπές CO2 (tn CO2)	947.7096	639.9262	1091.3	712.0437
Κόστος λειτουργίας (euros)	132370	115640	140380	120110
Ολικό κόστος (euros)	145630	124600	155660	130070
Αποκομμένο φορτίο (kWh)	189970	189870	38769	38769
Καθαρά παρούσα αξία NPV (euros)	432663	399723	365361	362953
Έντοκη περίοδος αποπληρωμής DPB (έτη)	2.2	3.5	2.5	3.8

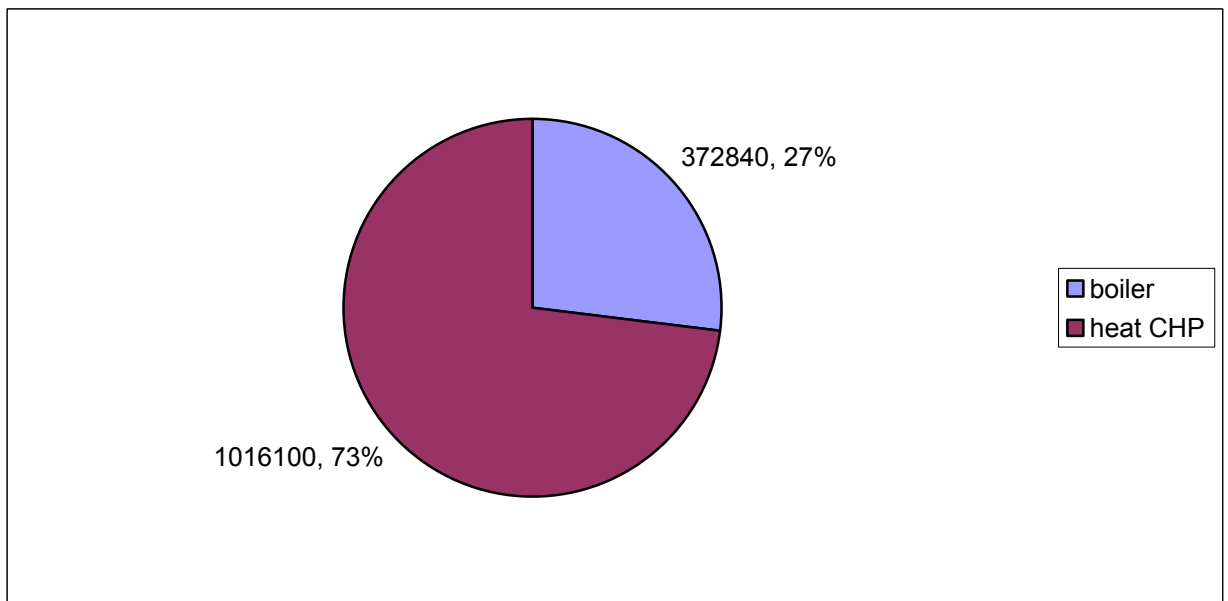
ΠΙΝΑΚΑΣ 34: ΒΑΣΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ ΤΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΠΡΟΣΦΟΡΑΣ ΦΟΡΤΙΟΥ, DG=118kW, ΥΨΗΛΗ ΟΤΣ.



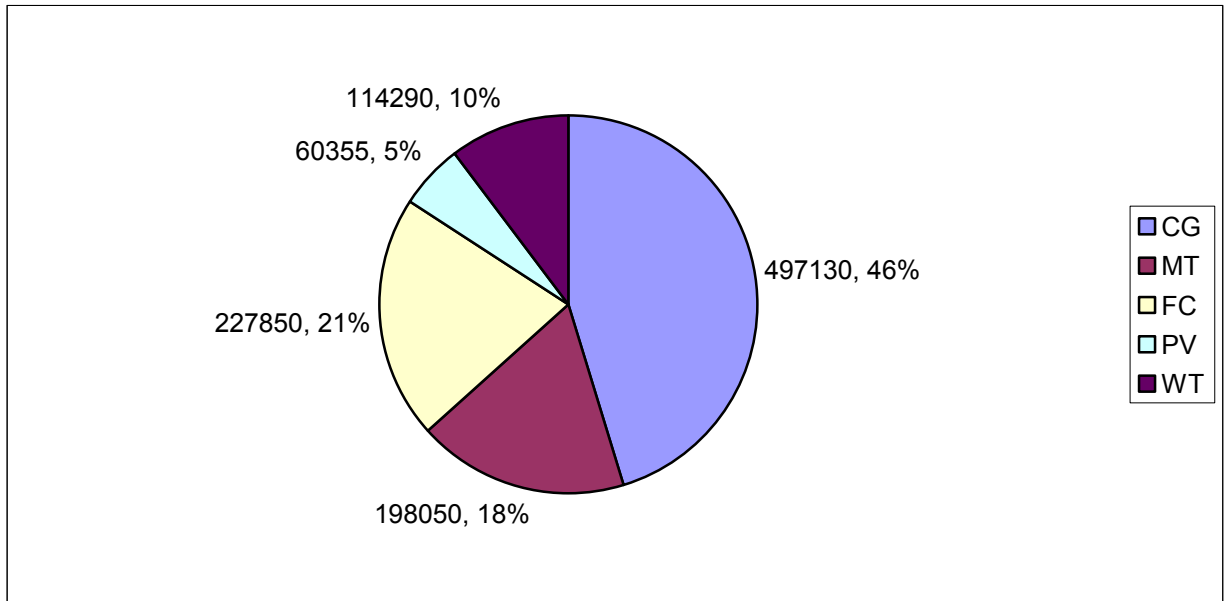
Εικόνα ΣΤ.4. 92. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο DSB, DG=118kW, Υψηλή ΟΤΣ.



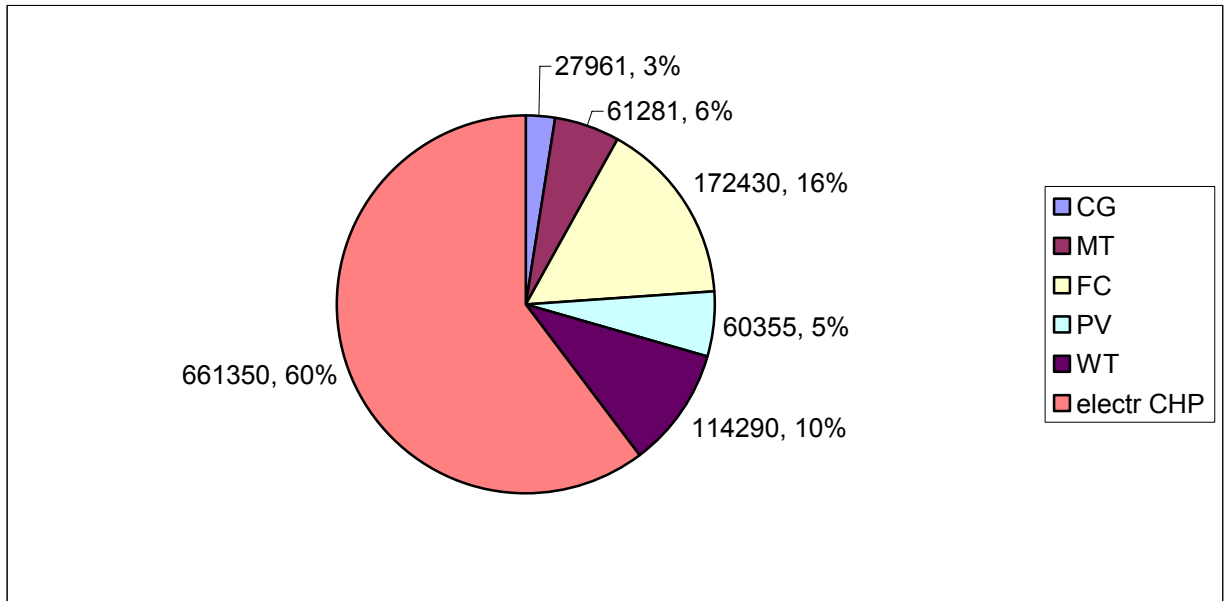
Εικόνα ΣΤ.4. 93. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο DSB+ CHP, DG=118kW, Υψηλή ΟΤΣ.



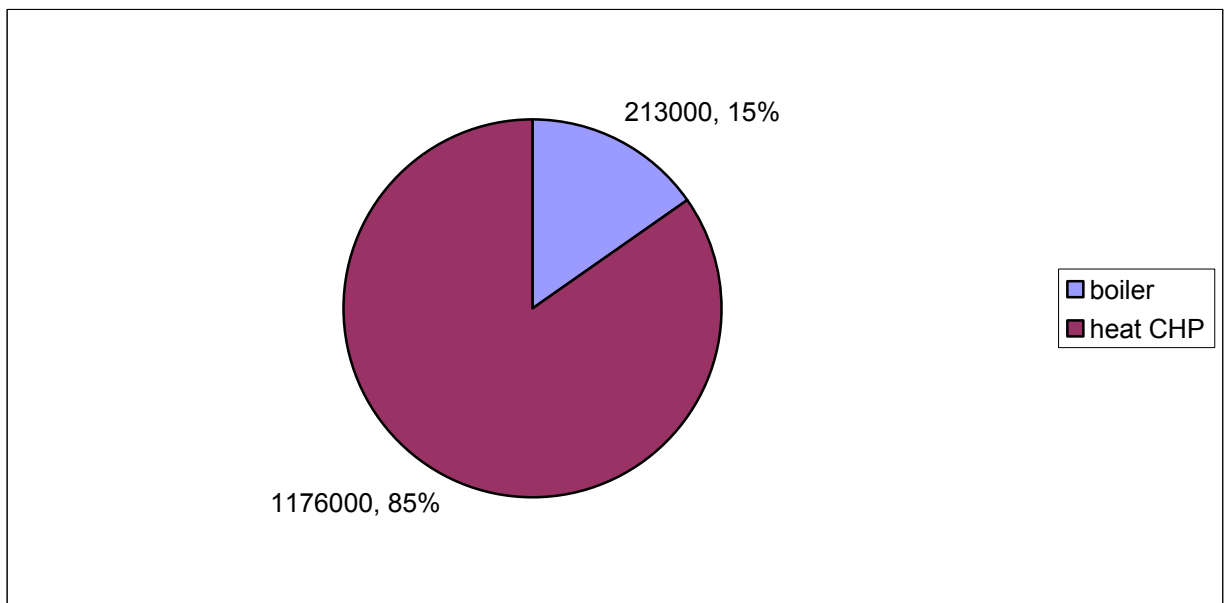
Εικόνα ΣΤ.4. 94. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο DSB+ CHP, DG=118kW, Υψηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 95. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Αποκοπή Αιχμής, DG=118kW, Υψηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 96. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Αποκοπή Αιχμής+ CHP, DG=118kW, Υψηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 97. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο Αποκοπή Αιχμής+ CHP, DG=118kW, Υψηλή ΟΤΣ.

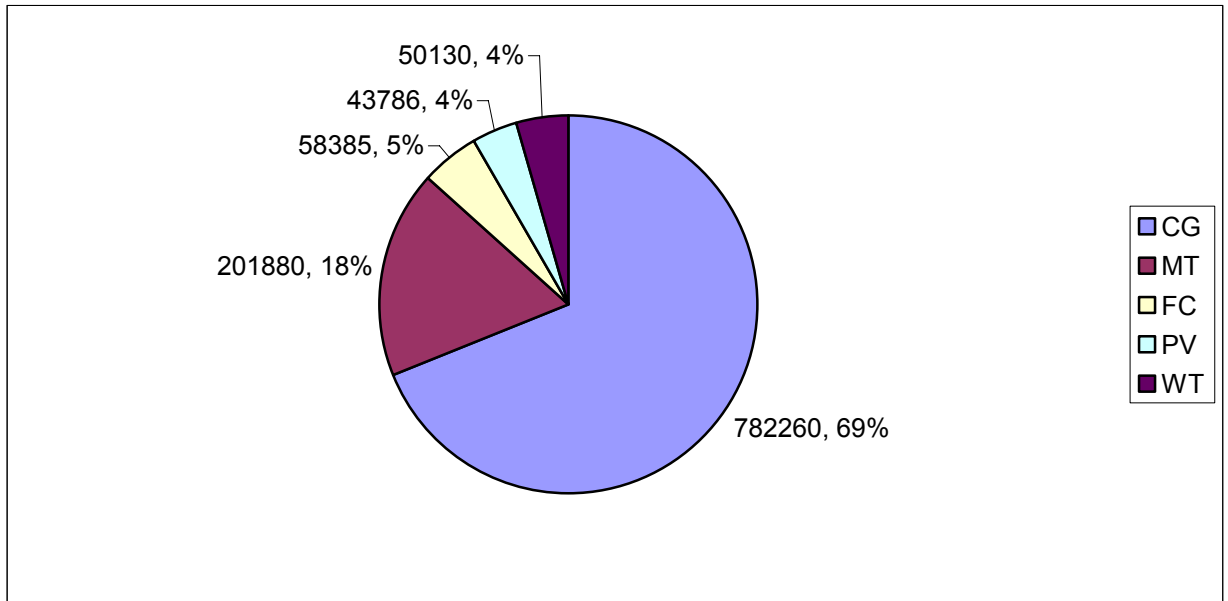
B) ΧΑΜΗΛΗ ΟΡΙΑΚΗ ΤΙΜΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

	No DG	Only DG	Microgrid
Εκπομπές CO2 (tn CO2)	1479.8	1304.9	1151.5
		-	
Ποσοστιαία μεταβολή	-	11.8192	-22.1854
Κόστος λειτουργίας (euros)	144440	137910	130940
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-4.5209	-9.3464
Ολικό κόστος (euros)	165160	156180	147060
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-5.4372	-10.9591
Καθαρά παρούσα αξία NPV (euros)	-	43231	273203
Έντοκη περίοδος αποπληρωμής DPB (έτη)	-	7.3	3

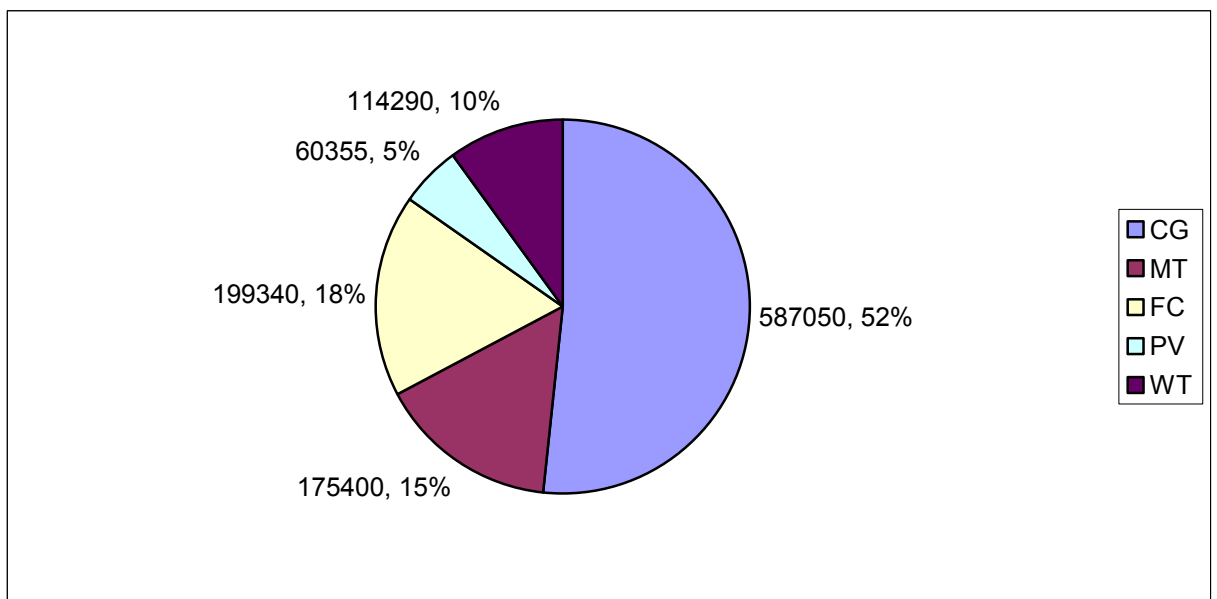
ΠΙΝΑΚΑΣ 35: ΒΑΣΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ ΤΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΧΩΡΙΣ CHP, DG=118kW, ΧΑΜΗΛΗ ΟΤΣ.

	No DG	Heat Match	Αριστερός κλάδος I-DG	Αριστερός κλάδος Microgrid	Microgrid+CHP
Εκπομπές CO2 (tn CO2)	1479.8	954.9339	1018.1	920.5627	769.9824
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-35.4687	-31.2002	-37.7914	-47.9671
Κόστος λειτουργίας (euros)	144440	135220	122120	116850	120270
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-6.3833	-15.4528	-19.1014	-16.7336
Ολικό κόστος (euros)	165160	148590	136370	129740	131050
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-10.0327	-17.4316	-21.4459	-20.6527
Καθαρά παρούσα αξία NPV (euros)	-	-79353	2642	215906	201413
Έντοκη περίοδος αποπληρωμής DPB (έτη)	-	-	9.9	5	5.2

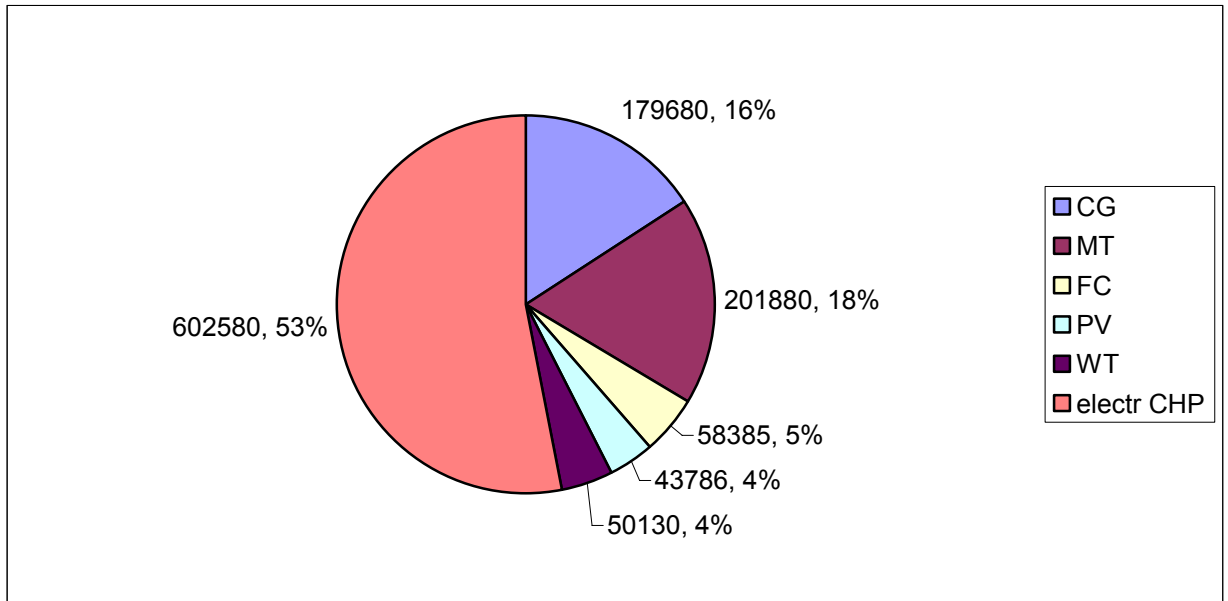
ΠΙΝΑΚΑΣ 36: ΒΑΣΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ ΤΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΜΕ CHP, DG=118kW, ΧΑΜΗΛΗ ΟΤΣ.



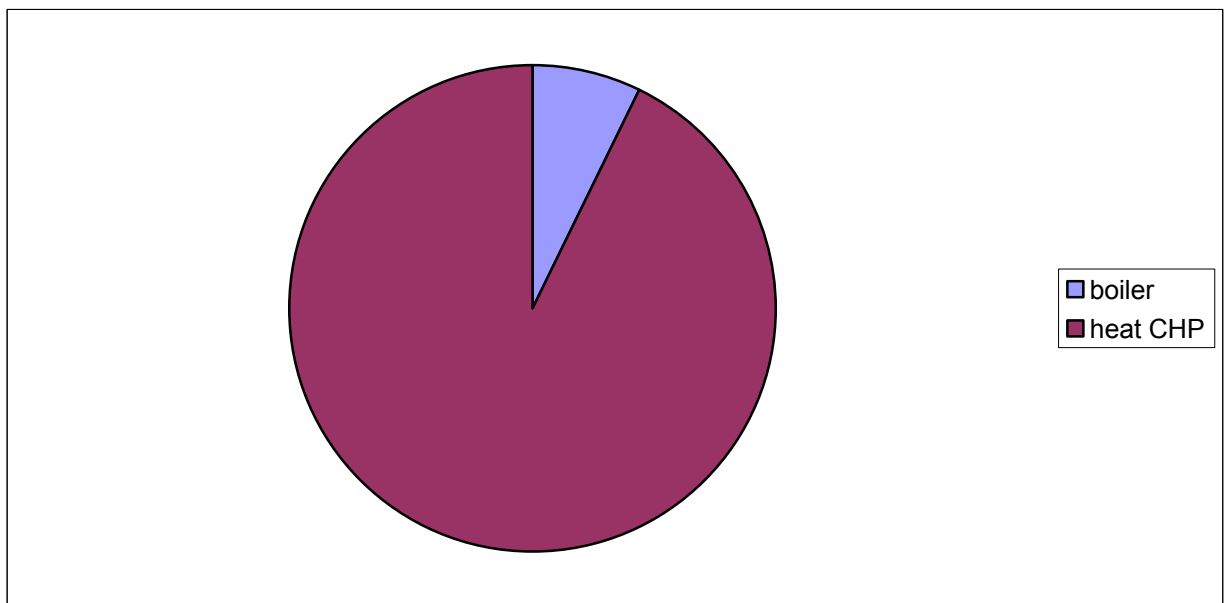
Εικόνα ΣΤ.4. 98. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Only DG, DG=118kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



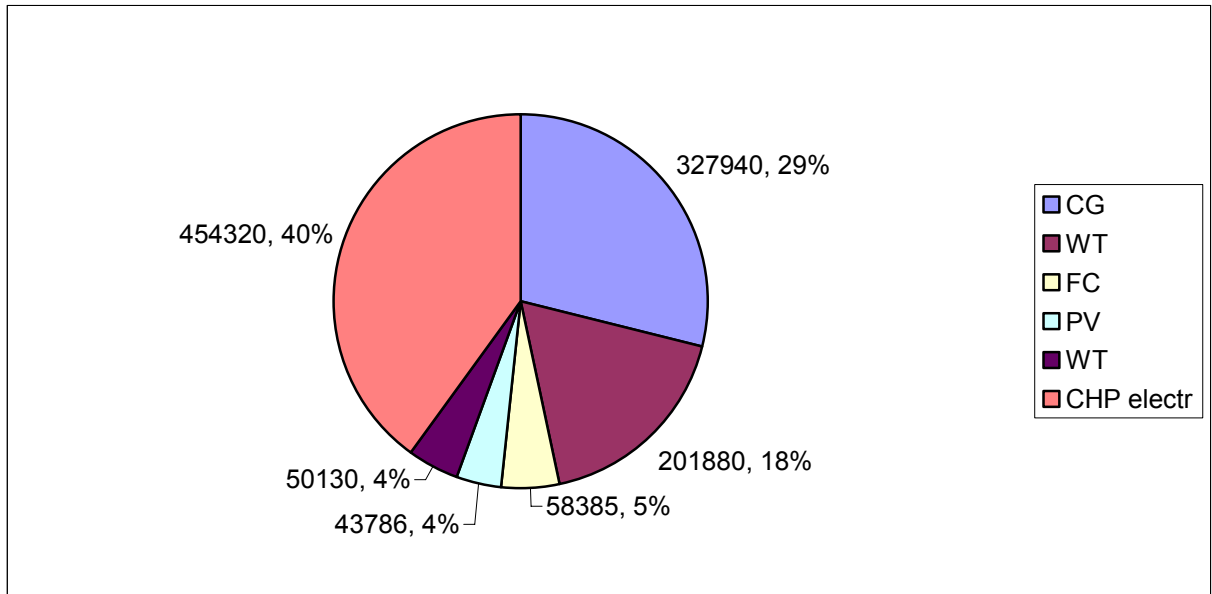
Εικόνα ΣΤ.4. 99. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Microgrid, DG=118kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



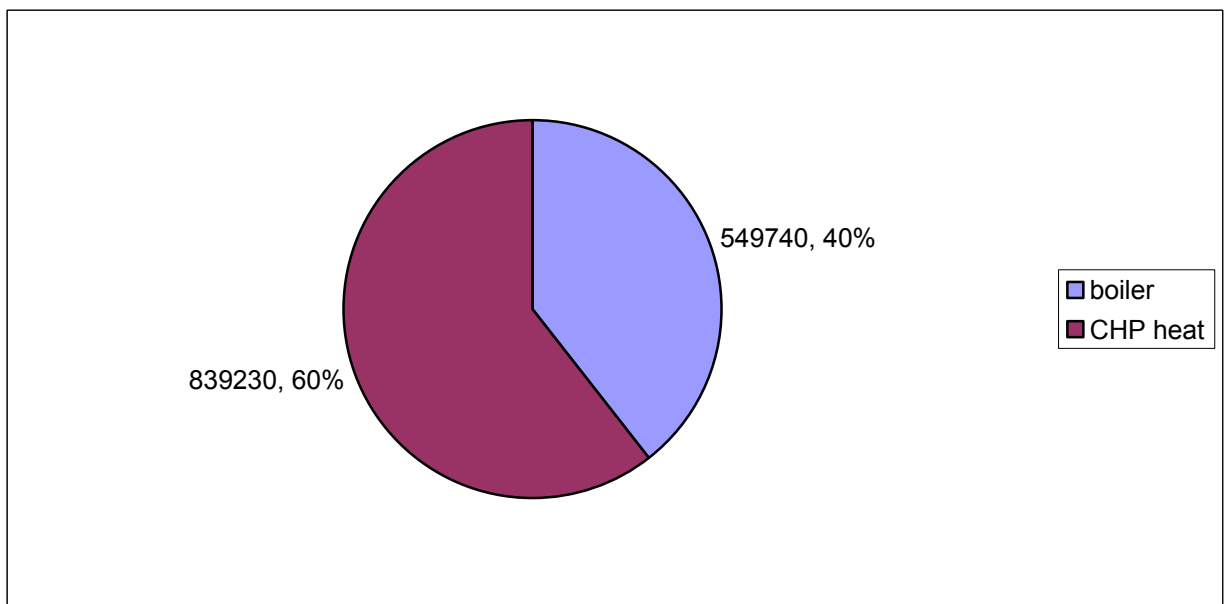
Εικόνα ΣΤ.4. 100. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Only DG-Heat Match, DG=118kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



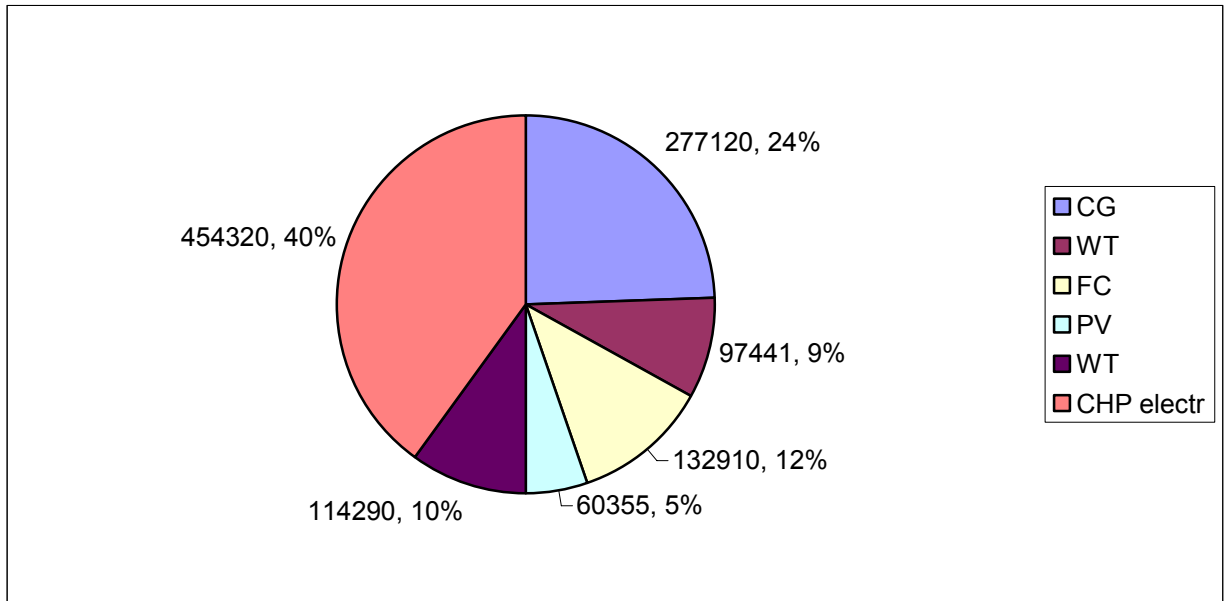
Εικόνα ΣΤ.4. 101. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο Only DG-Heat Match, DG=118kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



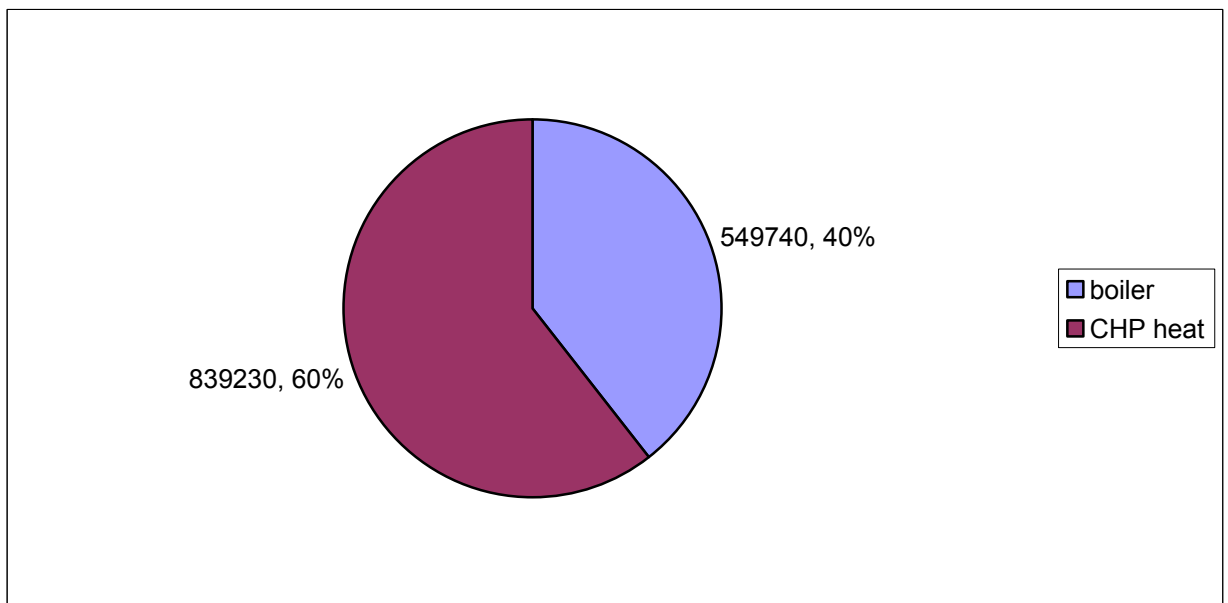
Εικόνα ΣΤ.4. 102. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Only DG στον αριστερό κλάδο, DG=118kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



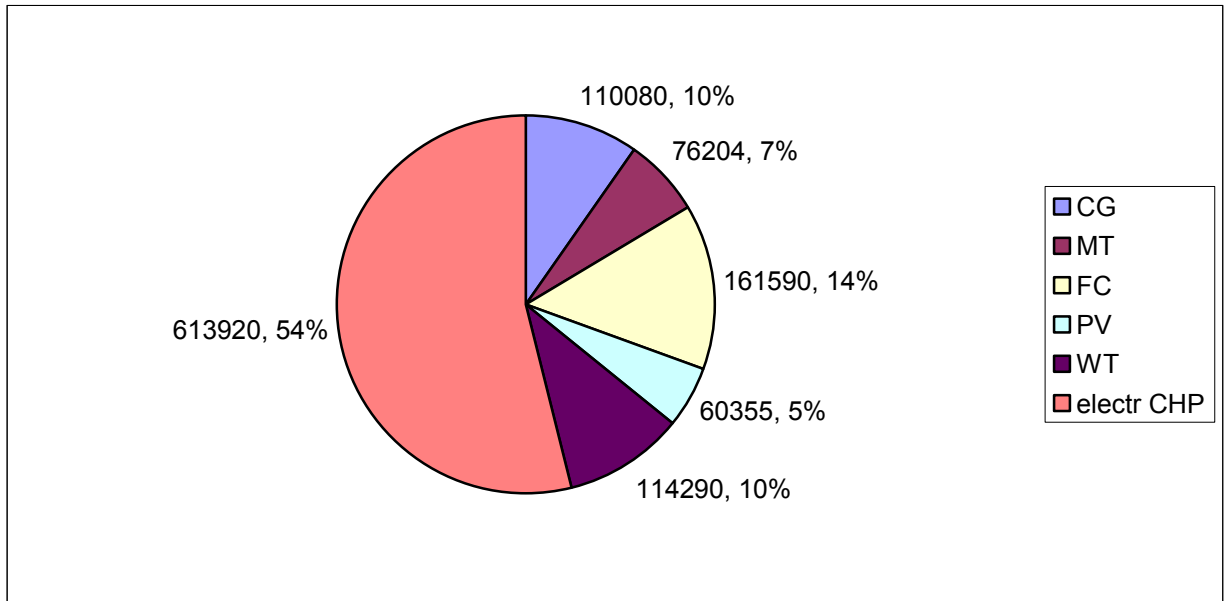
Εικόνα ΣΤ.4. 103. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Only DG στον αριστερό κλάδο, DG=118kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



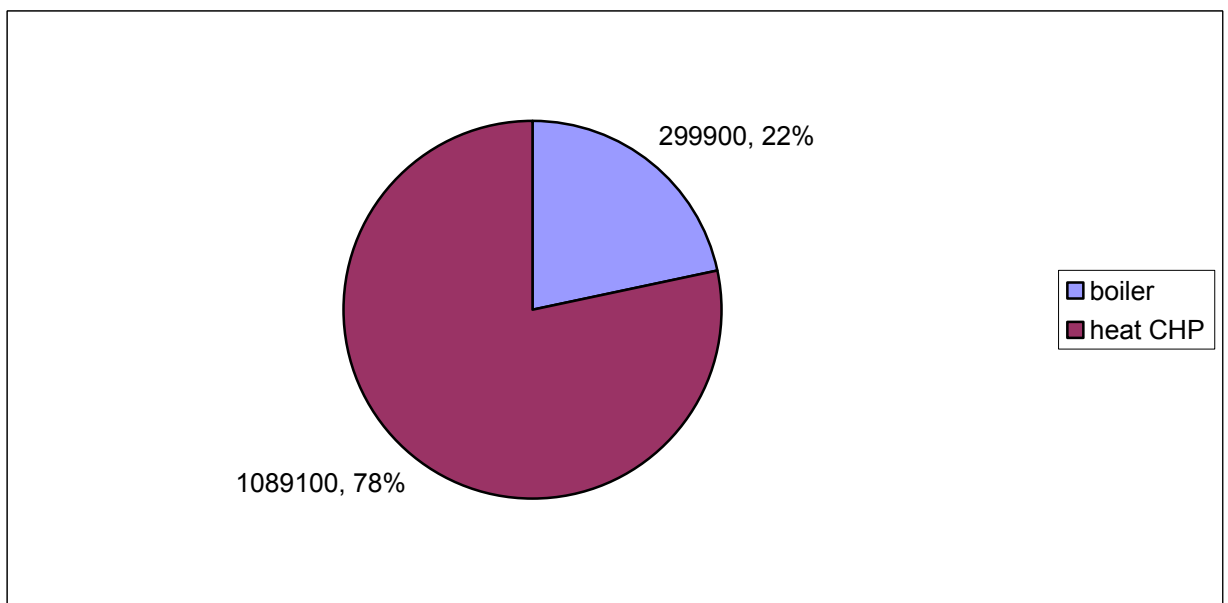
Εικόνα ΣΤ.4. 104. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Microgrid στον αριστερό κλάδο, DG=118kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 105. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Microgrid στον αριστερό κλάδο, DG=118kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 106. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Microgrid+CHP, DG=118kW, Χαμηλή ΟΤΣ.

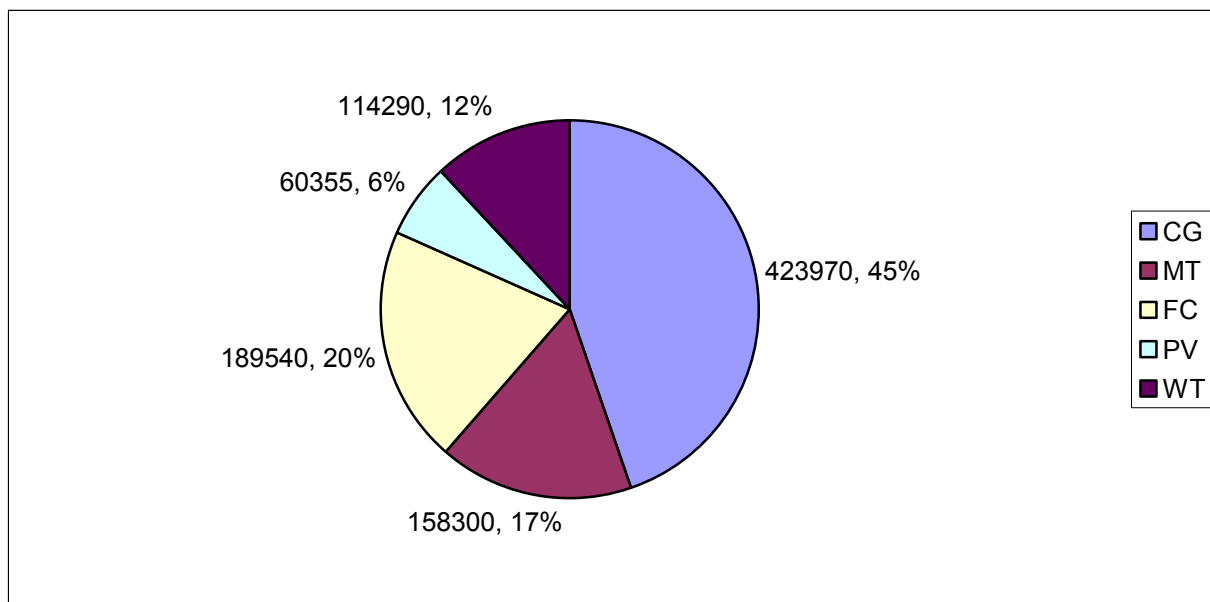


Εικόνα ΣΤ.4. 107. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο Microgrid+CHP, DG=118kW, Χαμηλή ΟΤΣ.

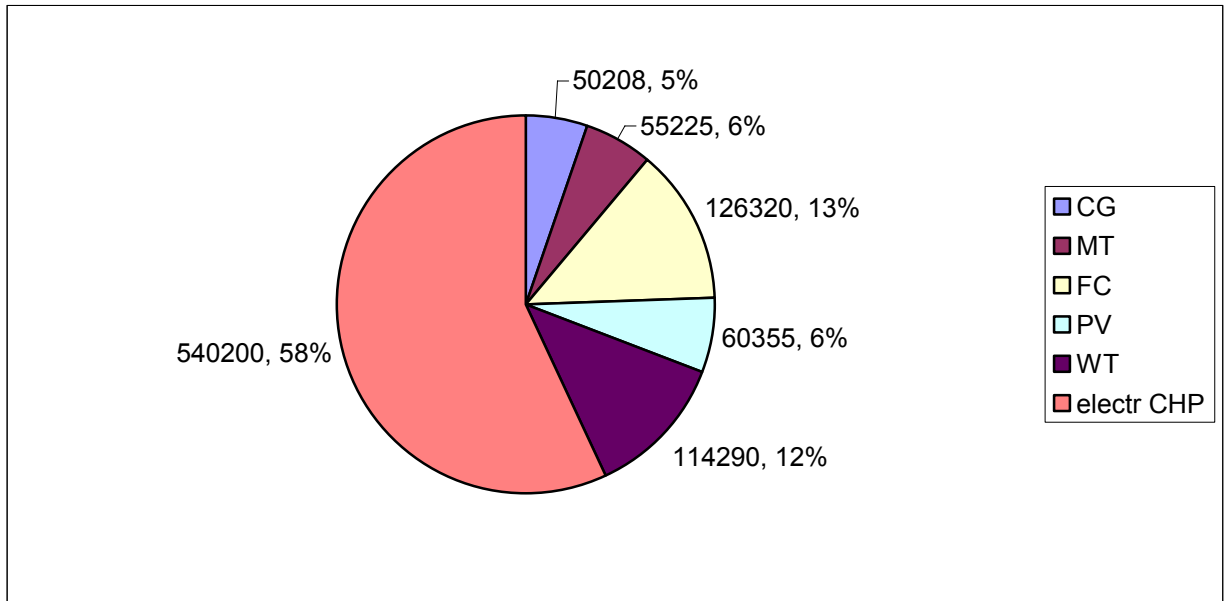
Για τα Demand Side Bidding σενάρια παρατίθενται τα αποτελέσματα:

	DSB	DSB+CHP	Αποκοπή αιχμής	Αποκοπή αιχμής με CHP
Εκπομπές CO2 (tn CO2)	971.097	666.0773	1112.7	757.3233
Κόστος λειτουργίας (ευros)	123440	115380	129150	119590
Ολικό κόστος (ευros)	137040	124700	144730	130190
Αποκομμένο φορτίο (kWh)	189970	189870	38769	38769
Καθαρά παρούσα αξία NPV (ευros)	340437	249121	288837	212283
Έντοκη περίοδος αποπληρωμής DPB (έτη)	2.6	4.7	2.9	5.1

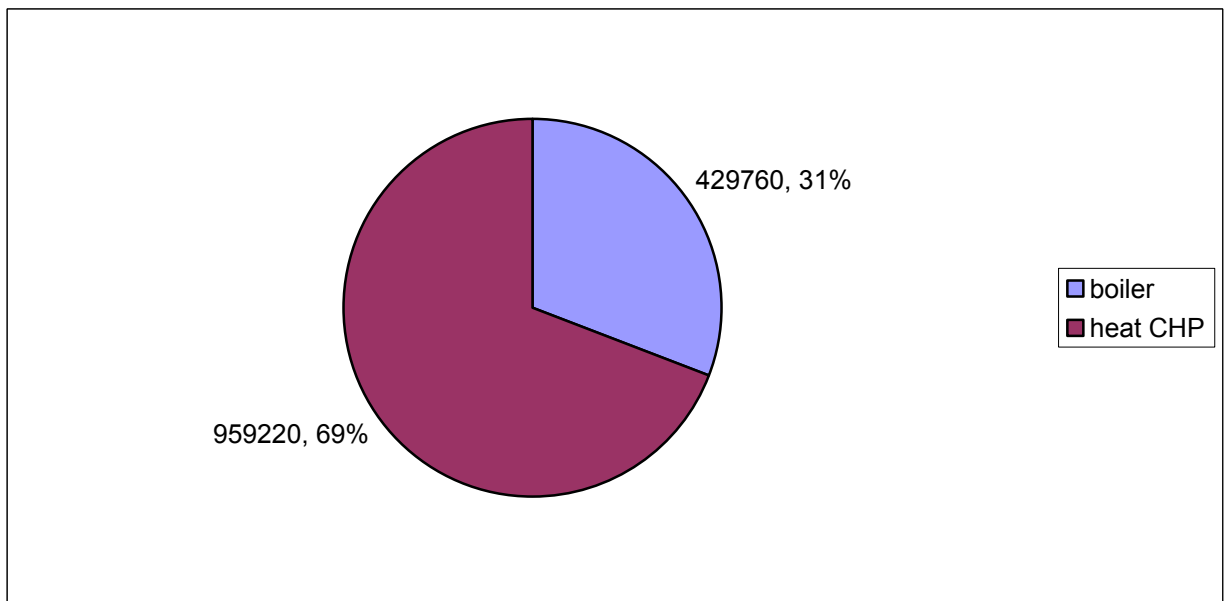
ΠΙΝΑΚΑΣ 37: ΒΑΣΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ ΤΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΠΡΟΣΦΟΡΑΣ ΦΟΡΤΙΟΥ, DG=118kW, ΧΑΜΗΛΗ ΟΤΣ.



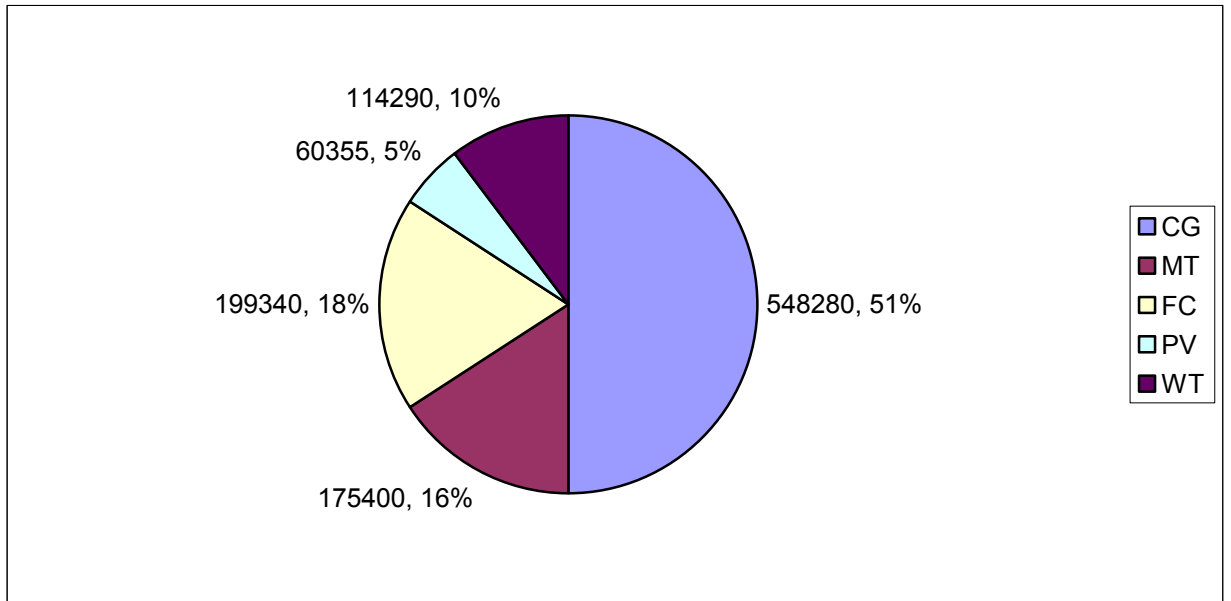
Εικόνα ΣΤ.4. 108. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο DSB, DG=118kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



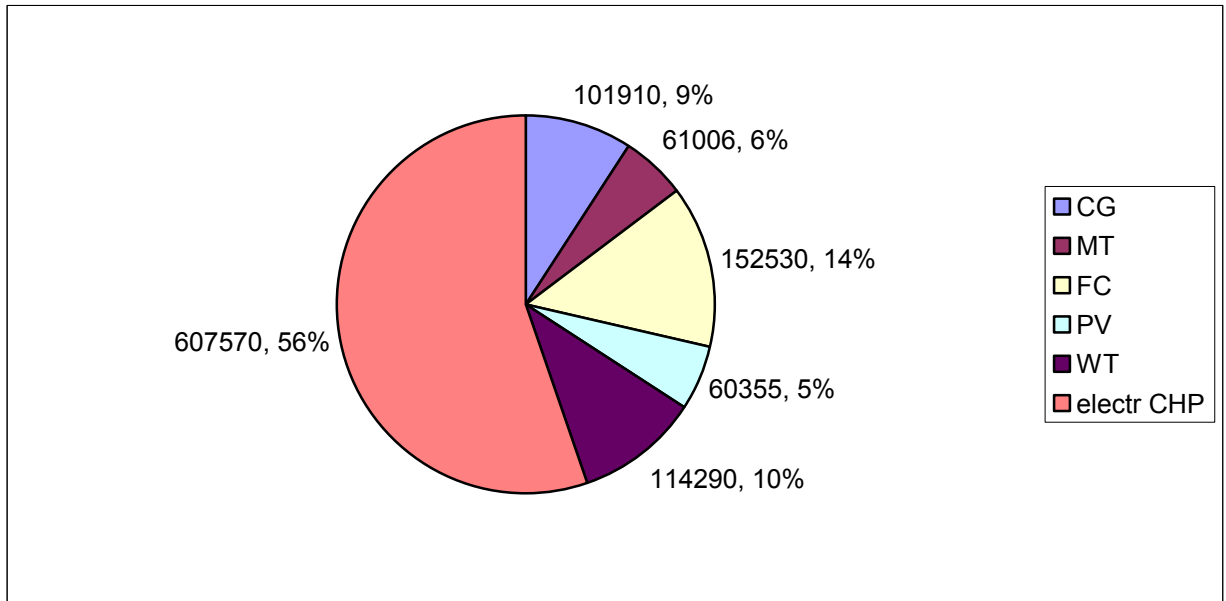
Εικόνα ΣΤ.4. 109. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο DSB+CHP, DG=118kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



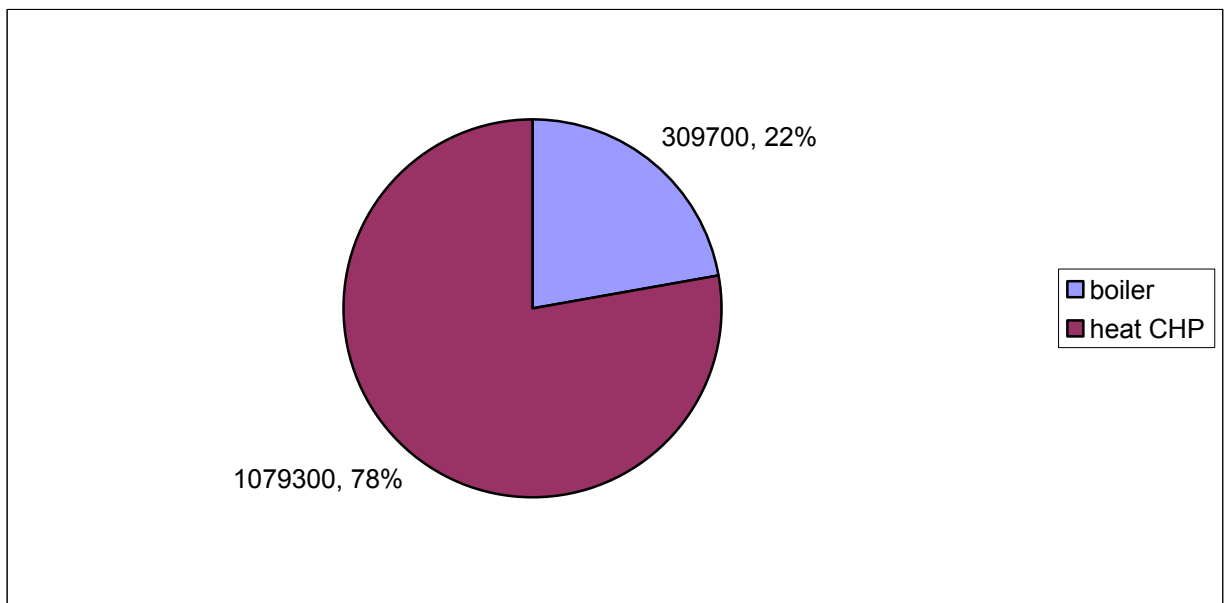
Εικόνα ΣΤ.4. 110. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο DSB+CHP, DG=118kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 111. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Αποκοπή Αιχμής, DG=118kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 112. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Αποκοπή Αιχμής+CHP, DG=118kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 113. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο Αποκοπή Αιχμής+CHP, DG=118kW, Χαμηλή ΟΤΣ.

ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ 133kW ΣΥΝΟΛΙΚΑ- ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΕ 58kW

Το φορτίο δύναται να καλυφθεί από τις ΑΠΕ σε ποσοστό 19%.

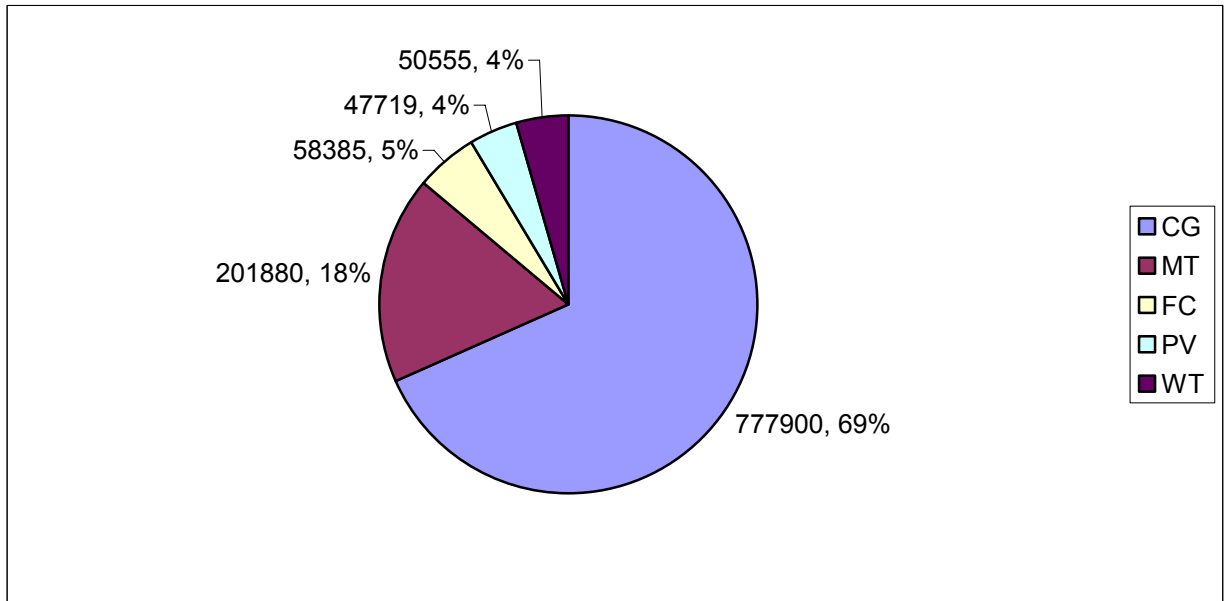
Α) ΥΨΗΛΗ ΟΡΙΑΚΗ ΤΙΜΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

	No DG	Only DG	Microgrid
Εκπομπές CO2 (tn CO2)	1479.8	1300.5	1089.6
Ποσοστιαία μεταβολή	-	12.1165	-26.3684
Κόστος λειτουργίας (euros)	167950	154030	140450
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-8.2882	-16.3739
Ολικό κόστος (euros)	188670	172230	155710
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-8.7136	-17.4697
Καθαρά παρούσα αξία NPV (euros)	-	73516	443754
Έντοκη περίοδος αποπληρωμής DPB (έτη)	-	6.4	2.3

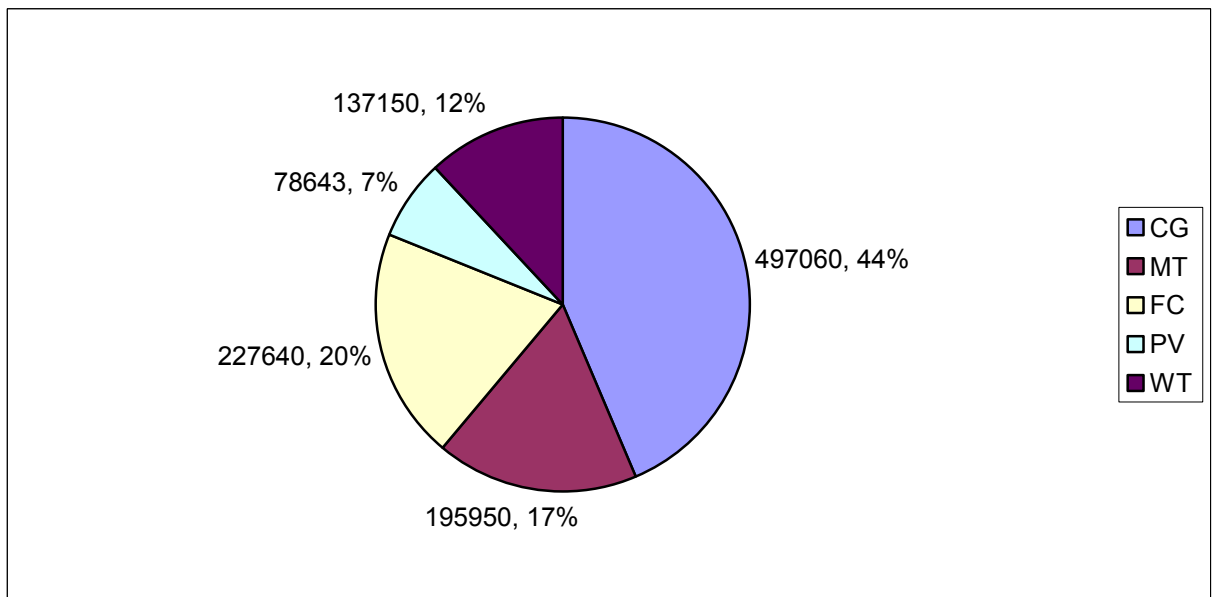
ΠΙΝΑΚΑΣ 38: ΒΑΣΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ ΤΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΧΩΡΙΣ CHP, DG=133kW, ΥΨΗΛΗ ΟΤΣ.

	No DG	Heat Match	Αριστερός κλάδος I-DG	Αριστερός κλάδος Microgrid	Microgrid+CHP
Εκπομπές CO2 (tn CO2)	1479.8	952.0887	963.1122	839.656	715.0147
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-35.6610	-34.9161	-43.2588	-51.6817
Κόστος λειτουργίας (euros)	167950	138590	126330	118600	120050
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-17.4814	-24.7812	-29.3837	-28.5204
Ολικό κόστος (euros)	188670	151910	139810	130350	130060
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-19.4838	-25.8971	-30.9111	-31.0648
Καθαρά παρούσα αξία NPV (euros)	-	37222	118078	441211	443358
Έντοκη περίοδος αποπληρωμής DPB (έτη)	-	8.6	6.6	3.5	3.5

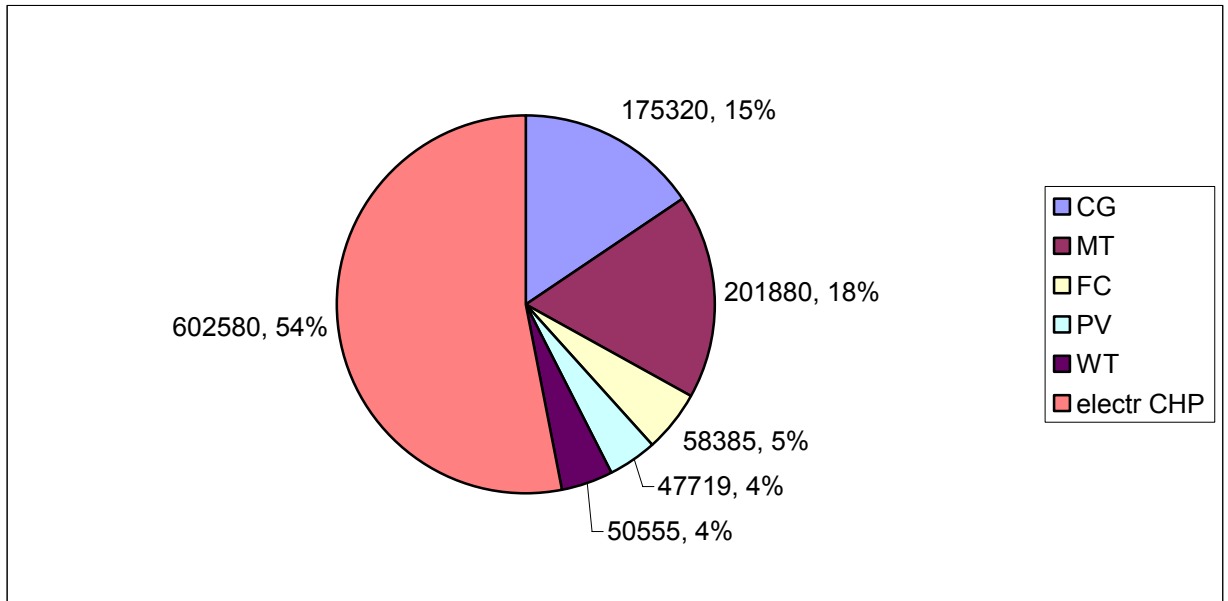
ΠΙΝΑΚΑΣ 39: ΒΑΣΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ ΤΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΜΕ CHP, DG=133kW, ΥΨΗΛΗ ΟΤΣ.



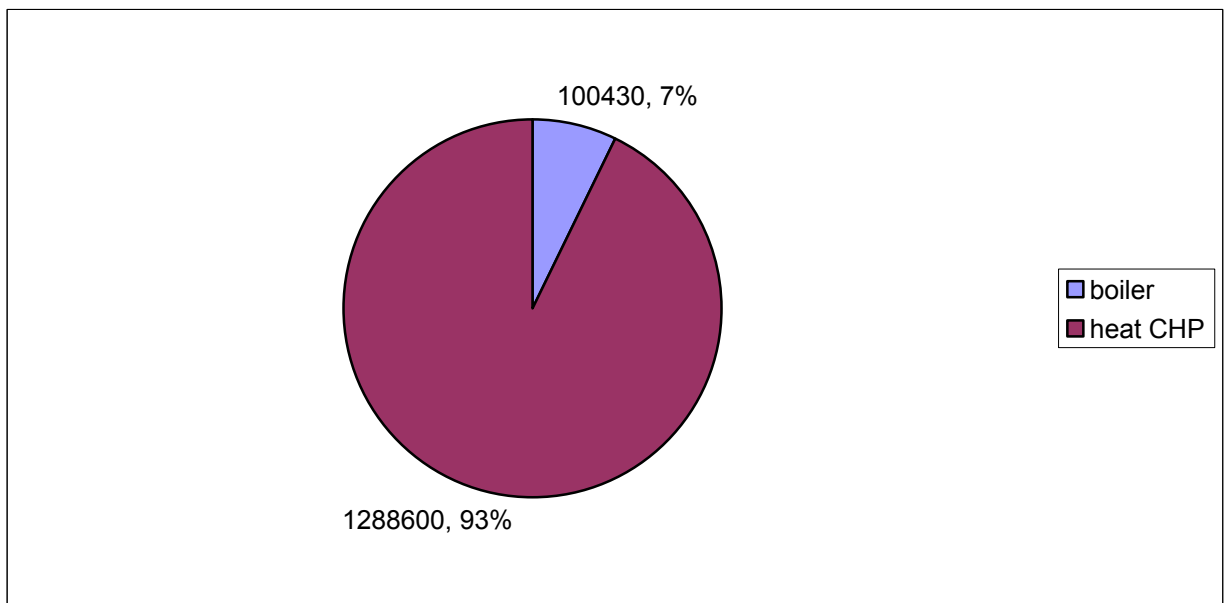
Εικόνα ΣΤ.4. 114. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Only DG, DG=133kW, Υψηλή ΟΤΣ.



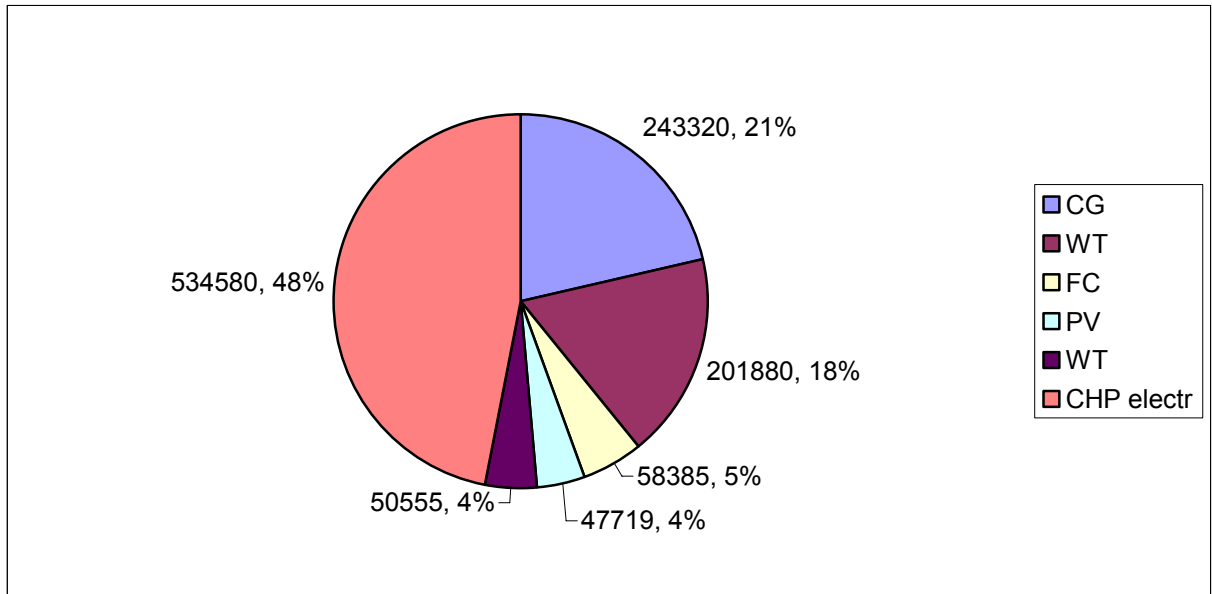
Εικόνα ΣΤ.4. 115. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Microgrid, DG=133kW, Υψηλή ΟΤΣ.



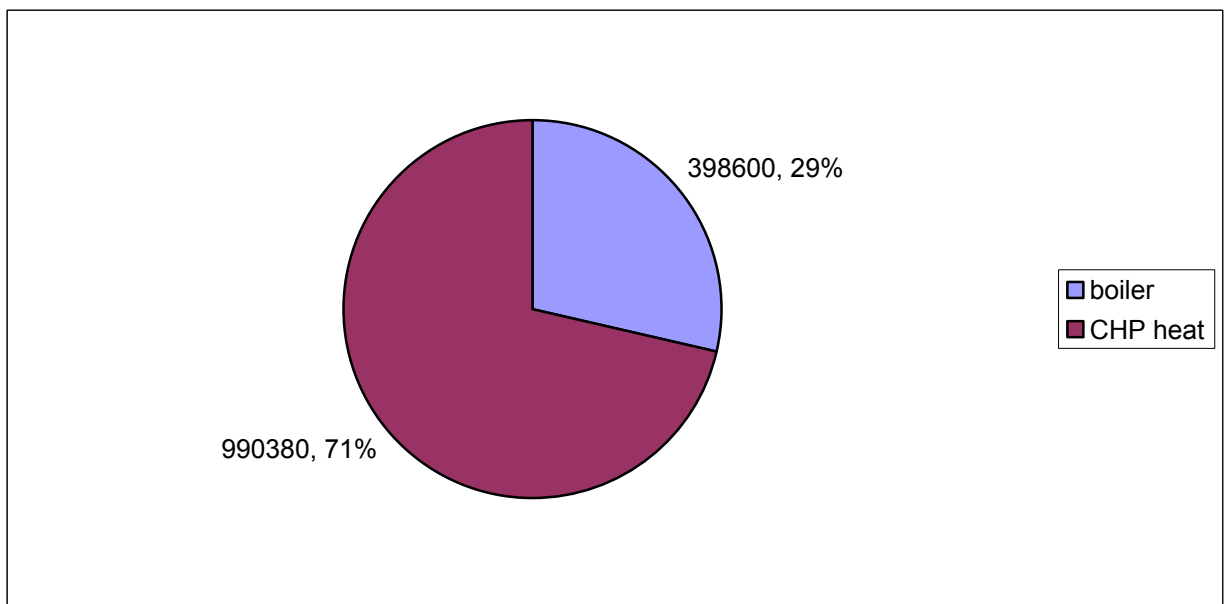
Εικόνα ΣΤ.4. 116. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Only DG- Heat Match, DG=133kW, Υψηλή ΟΤΣ.



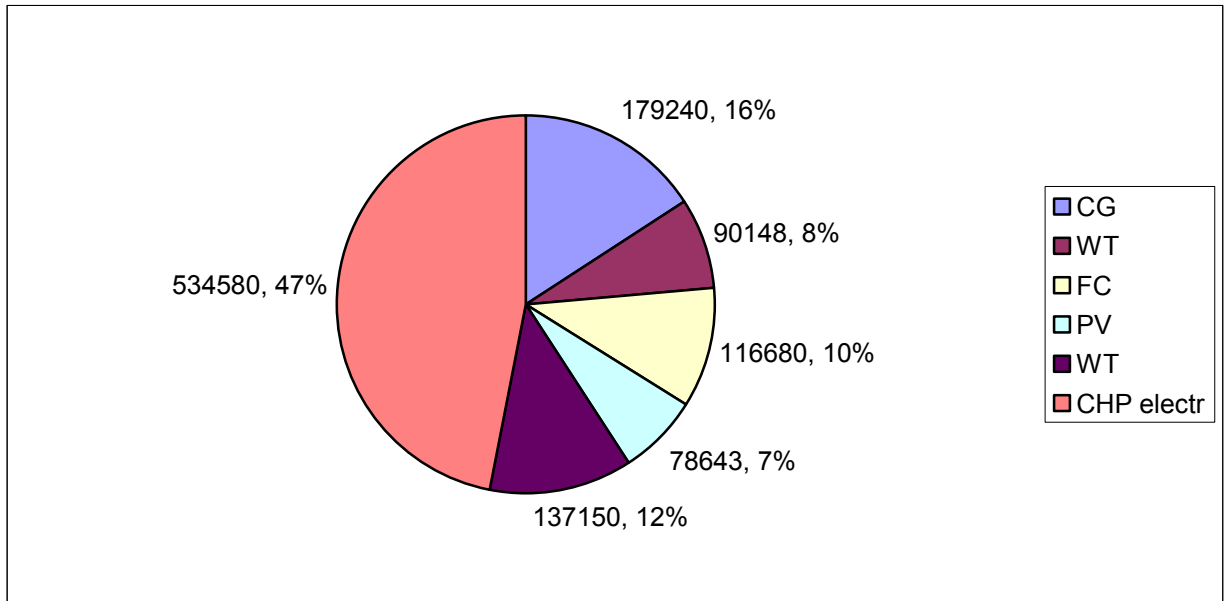
Εικόνα ΣΤ.4. 117. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο Only DG-Heat Match, DG=133kW, Υψηλή ΟΤΣ.



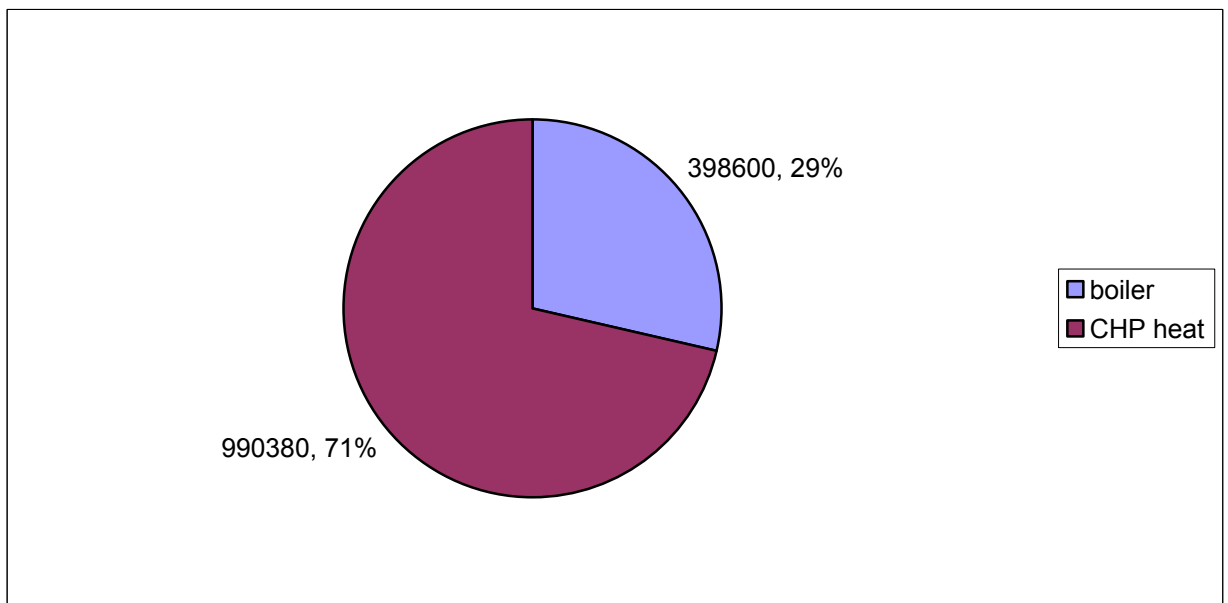
Εικόνα ΣΤ.4. 118. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Only DG στον αριστερό κλάδο, DG=133kW, Υψηλή ΟΤΣ.



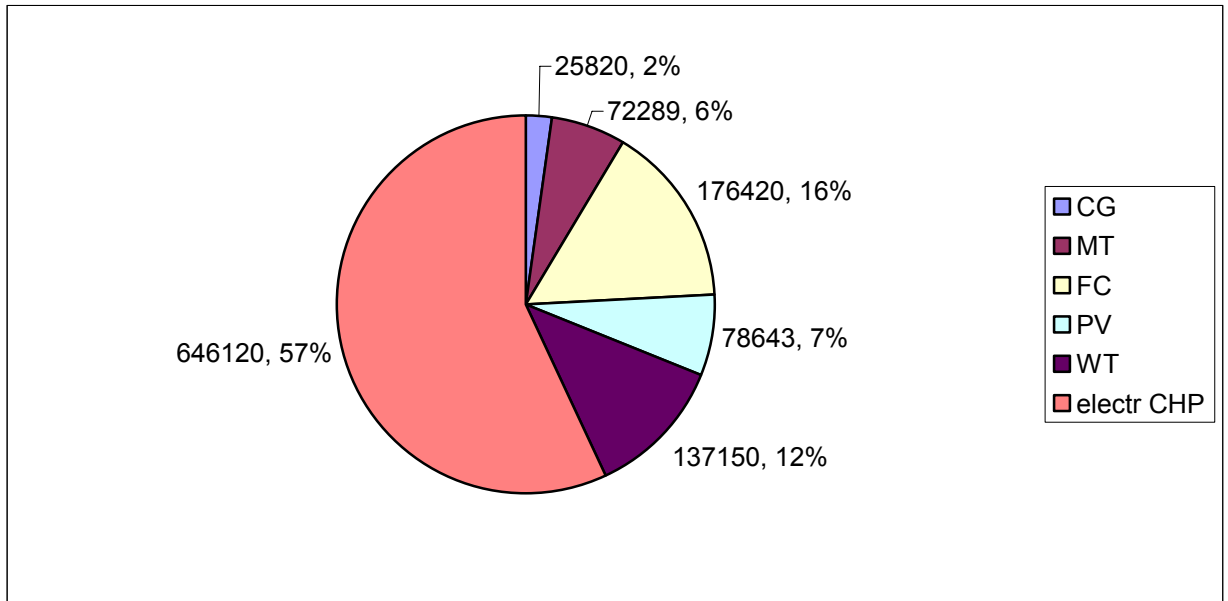
Εικόνα ΣΤ.4. 119. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Only DG στον αριστερό κλάδο, DG=133kW, Υψηλή ΟΤΣ.



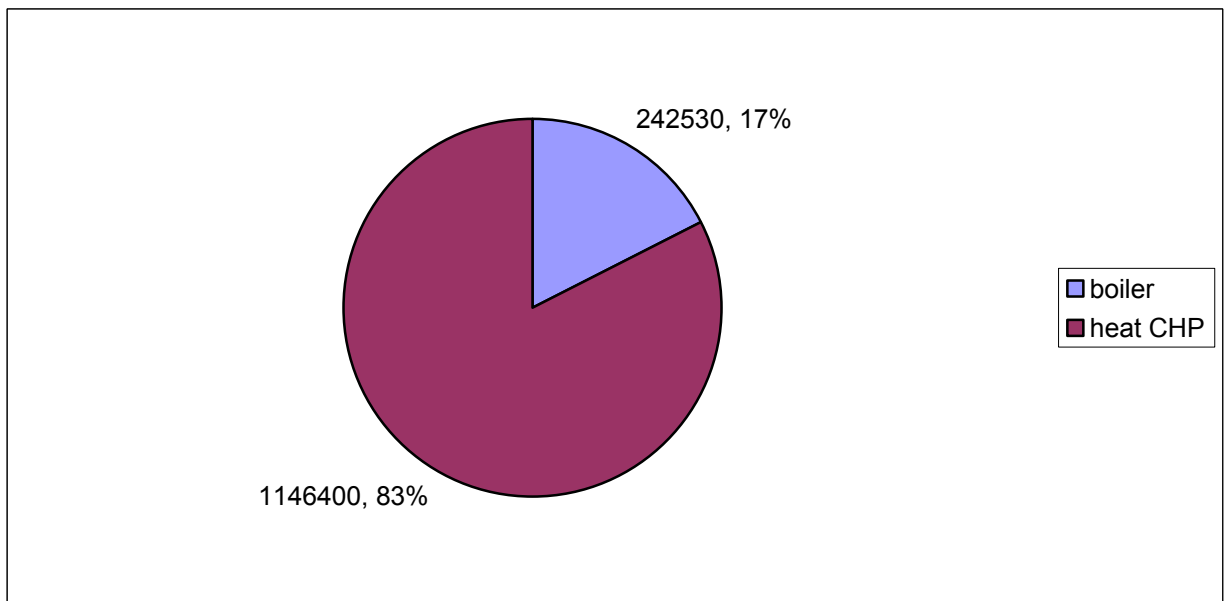
Εικόνα ΣΤ.4. 120. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Microgrid στον αριστερό κλάδο, DG=133kW, Υψηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 121. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Microgrid στον αριστερό κλάδο, DG=133kW, Υψηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 122. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Microgrid+CHP, DG=133kW, Υψηλή ΟΤΣ.

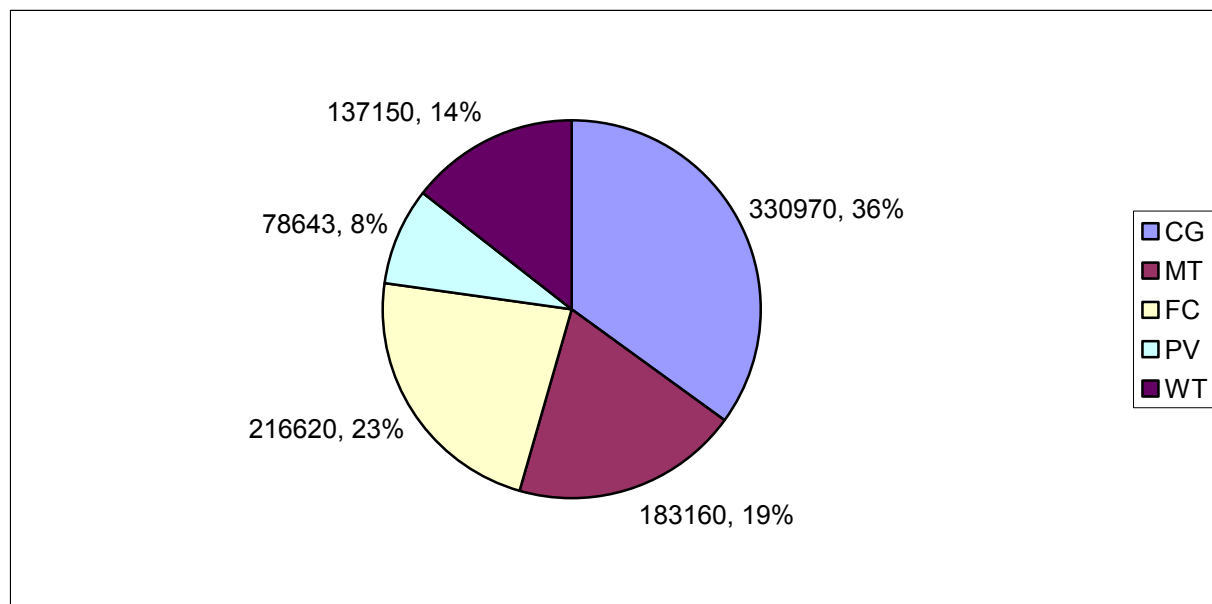


Εικόνα ΣΤ.4. 123. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο Microgrid+CHP, DG=133kW, Υψηλή ΟΤΣ.

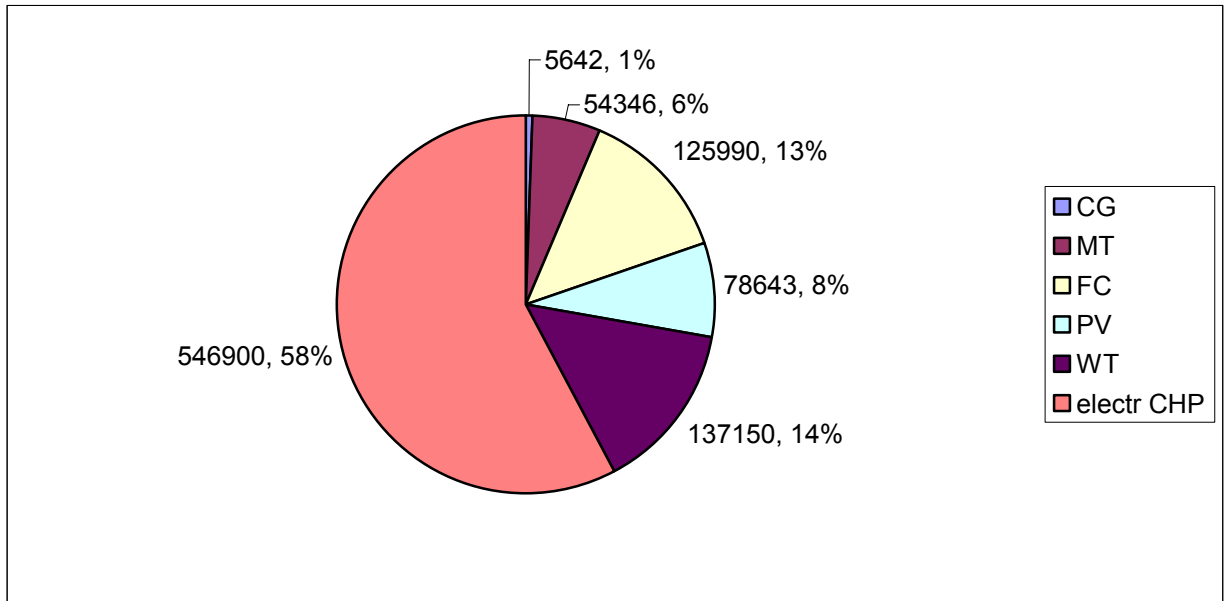
Παρουσιάζονται τώρα τα αποτελέσματα των Demand Side Bidding σεναρίων για ατή την περίπτωση:

	DSB	DSB+CHP	Αποκοπή αιχμής	Αποκοπή αιχμής με CHP
Εκπομπές CO2 (tn CO2)	947.7096	639.9262	1091.3	712.0437
Κόστος λειτουργίας (ευros)	132370	115640	140380	120110
Ολικό κόστος (ευros)	145630	124600	155660	130070
Αποκομμένο φορτίο (kWh)	189970	189870	38769	38769
Καθαρά παρούσα αξία NPV (ευros)	432663	399723	365361	362953
Έντοκη περίοδος αποπληρωμής DPB (έτη)	2.2	3.5	2.5	3.8

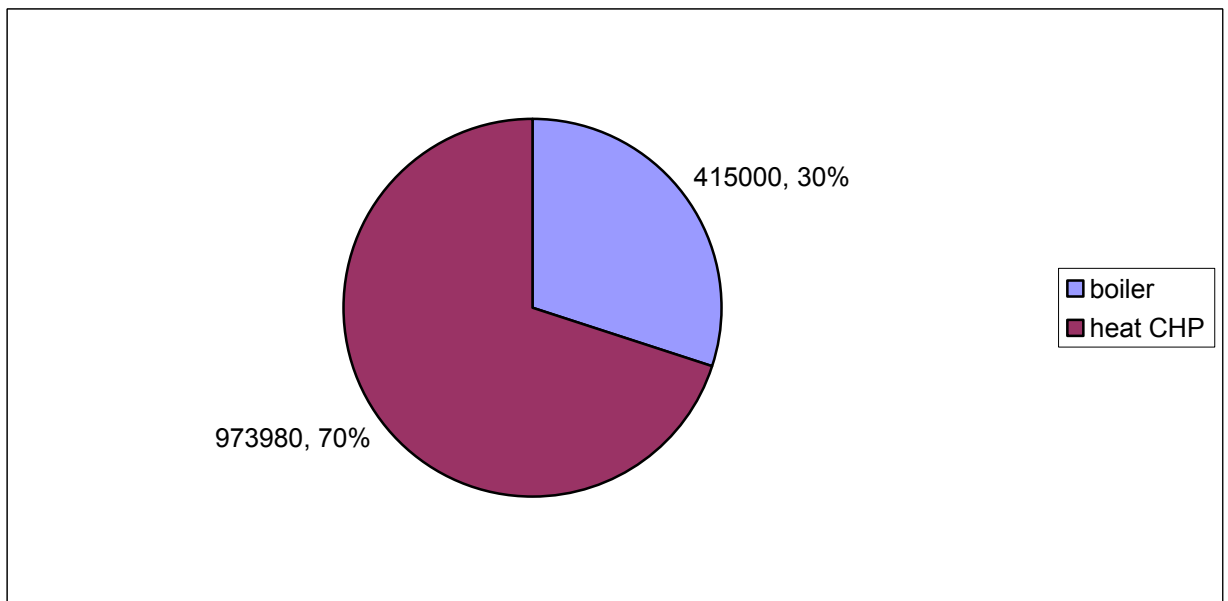
ΠΙΝΑΚΑΣ 39: ΒΑΣΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ ΤΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΠΡΟΣΦΟΡΑΣ ΦΟΡΤΙΟΥ, DG=133kW, ΥΨΗΛΗ ΟΤΣ.



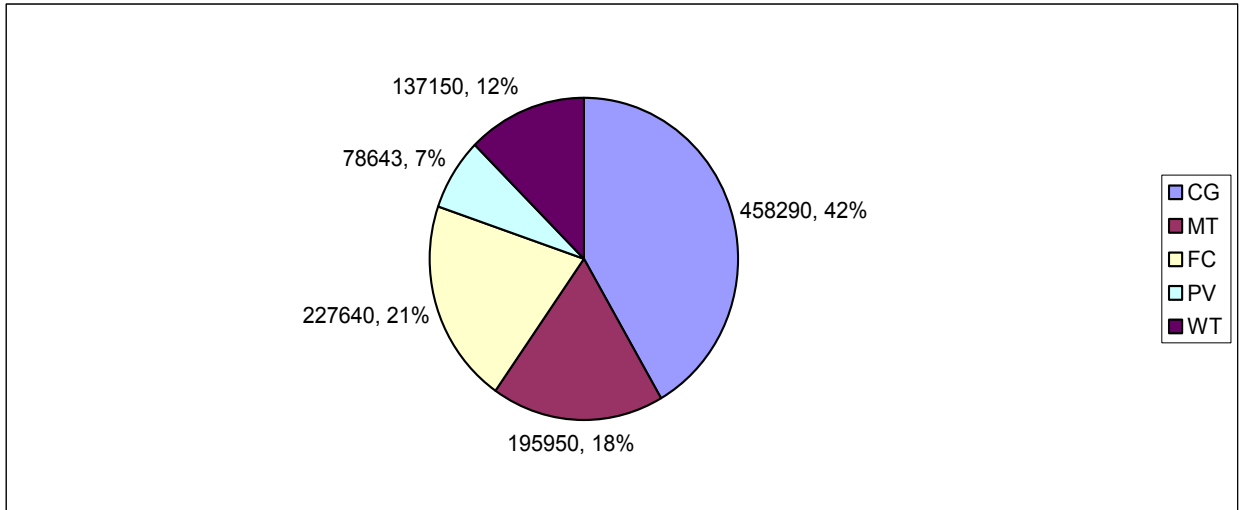
Εικόνα ΣΤ.4. 124. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σεναρίο DSB, DG=133kW, Υψηλή ΟΤΣ.



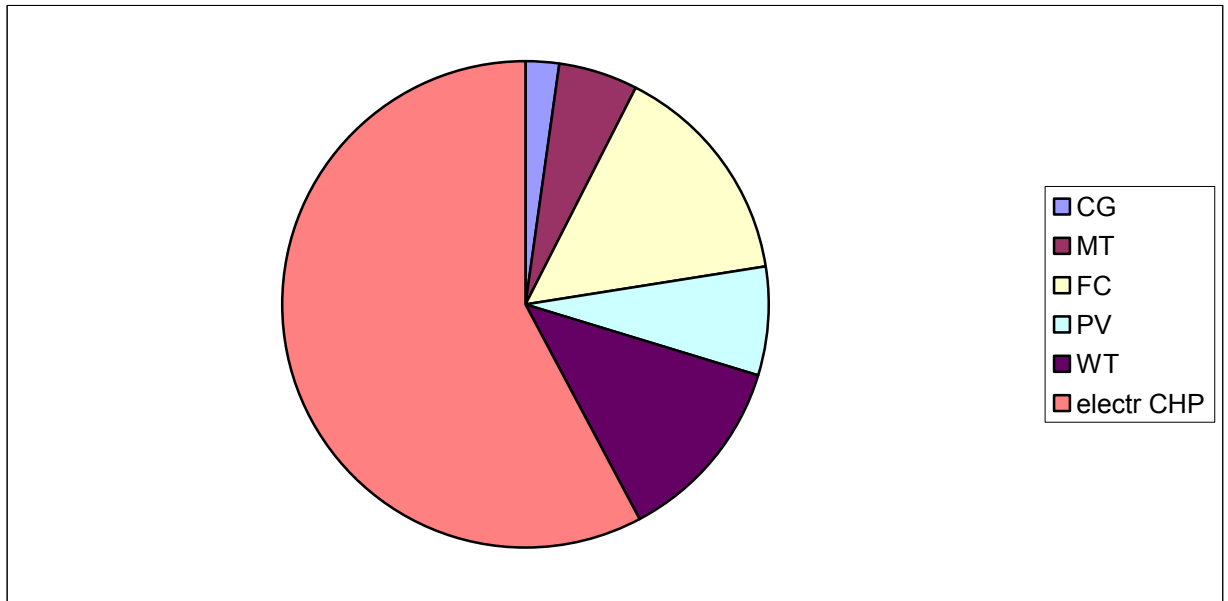
Εικόνα ΣΤ.4. 125. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο DSB+CHP, DG=133kW, Υψηλή ΟΤΣ.



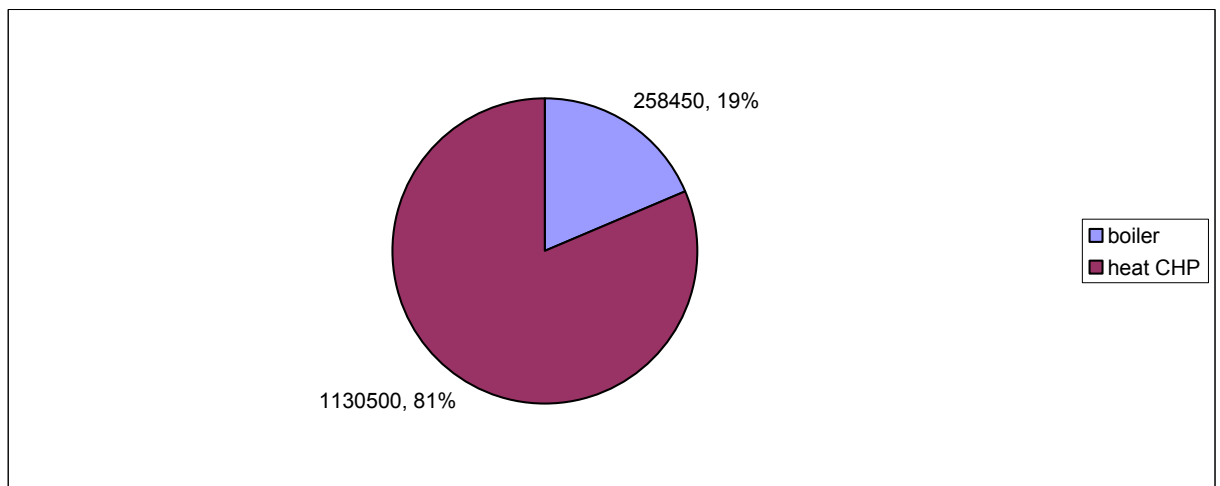
Εικόνα ΣΤ.4. 126. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο DSB+CHP, DG=133kW, Υψηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 127. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Αποκοπή Αιχμής, DG=133kW, Υψηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 128. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Αποκοπή Αιχμής+CHP, DG=133kW, Υψηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 129. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο Αποκοπή Αιχμής+CHP, DG=133kW, Υψηλή ΟΤΣ.

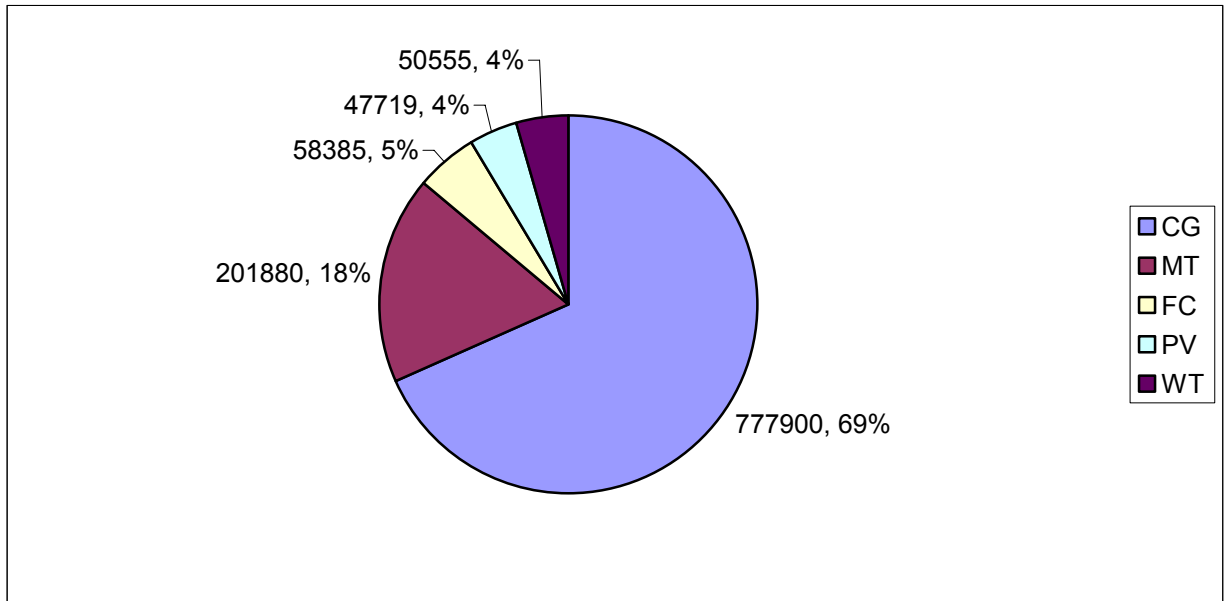
B) ΧΑΜΗΛΗ ΟΡΙΑΚΗ ΤΙΜΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

	No DG	Only DG	Microgrid
Εκπομπές CO2 (tn CO2)	1479.8	1300.5	1111.2
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-12.1165	-24.9088
Κόστος λειτουργίας (euros)	144440	137660	129060
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-4.6940	-10.6480
Ολικό κόστος (euros)	165160	155870	144620
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-5.6248	-12.4364
Καθαρά παρούσα αξία NPV (euros)	-	33428	368303
Έντοκη περίοδος αποπληρωμής DPB (έτη)	-	8	2.7

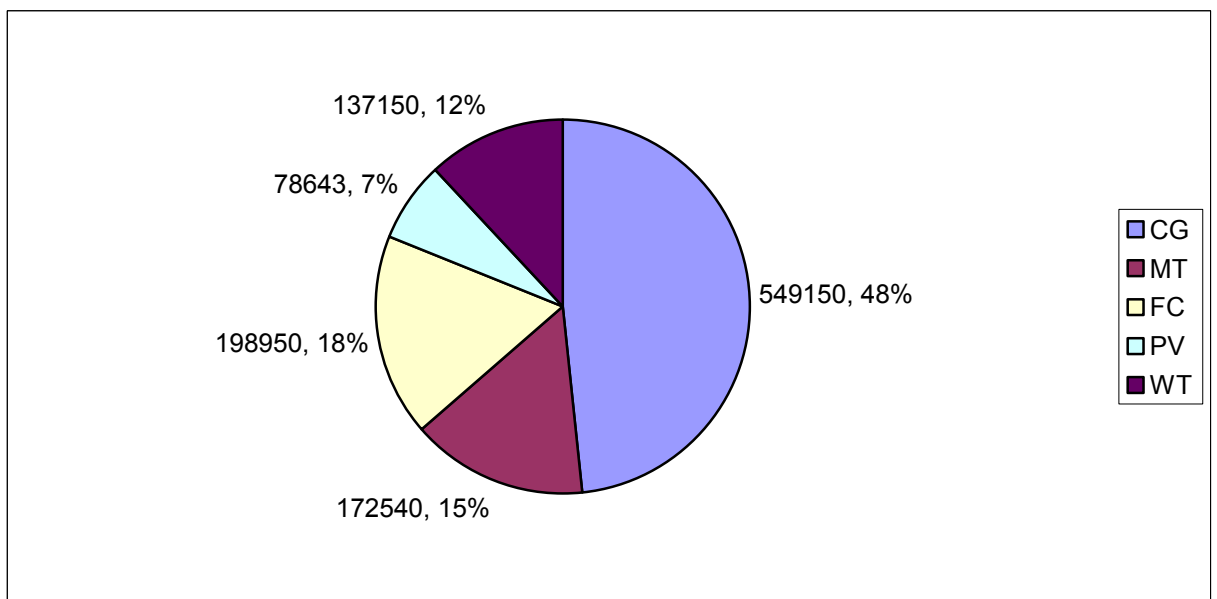
ΠΙΝΑΚΑΣ 40: ΒΑΣΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ ΤΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΧΩΡΙΣ CHP, DG=133kW, ΧΑΜΗΛΗ ΟΤΣ.

	No DG	Heat Match	Αριστερός κλάδος I-DG	Αριστερός κλάδος Microgrid	Microgrid+CHP
Εκπομπές CO2 (tn CO2)	1479.8	952.0887	1013.7	892.7267	755.7843
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-35.6610	-31.4975	-39.6725	-48.9266
Κόστος λειτουργίας (euros)	144440	135050	121870	115340	119530
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-6.5010	-15.6259	-20.1468	-17.2459
Ολικό κόστος (euros)	165160	148380	136060	127840	130110
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-10.1598	-17.6193	-22.5963	-21.2218
Καθαρά παρούσα αξία NPV (euros)	-	-89090	-7161	307383	293024
Έντοκη περίοδος αποπληρωμής DPB (έτη)	-	-	10.3	4.3	4.4

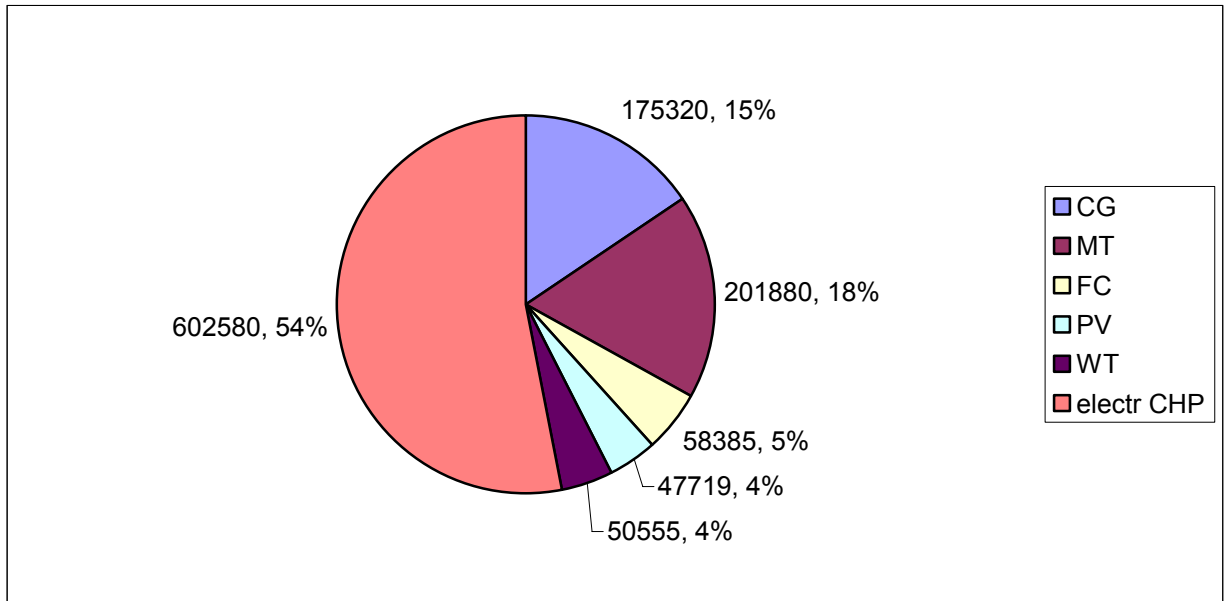
ΠΙΝΑΚΑΣ 41: ΒΑΣΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ ΤΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΜΕ CHP, DG=133kW, ΧΑΜΗΛΗ ΟΤΣ.



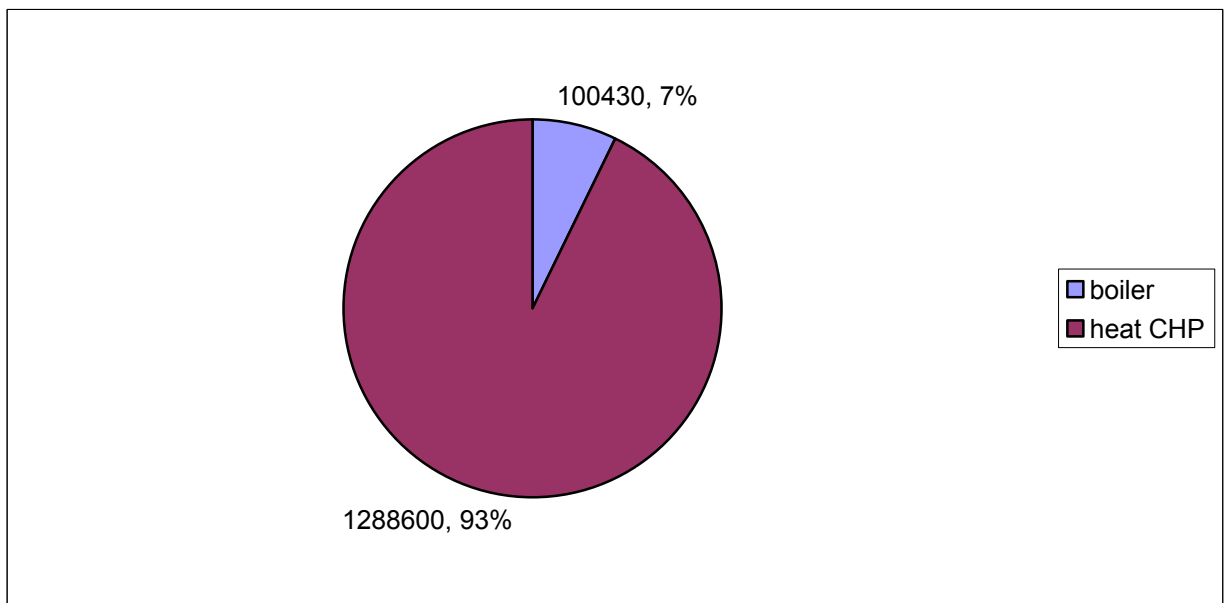
Εικόνα ΣΤ.4. 130. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Only DG, DG=133kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



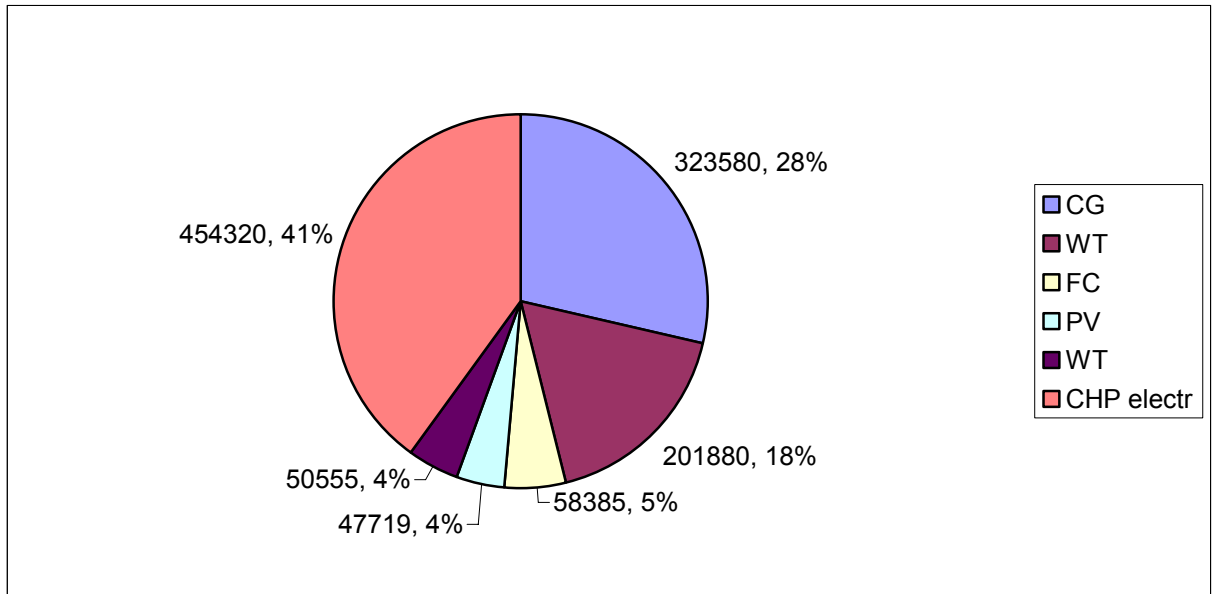
Εικόνα ΣΤ.4. 131. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Microgrid, DG=133kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



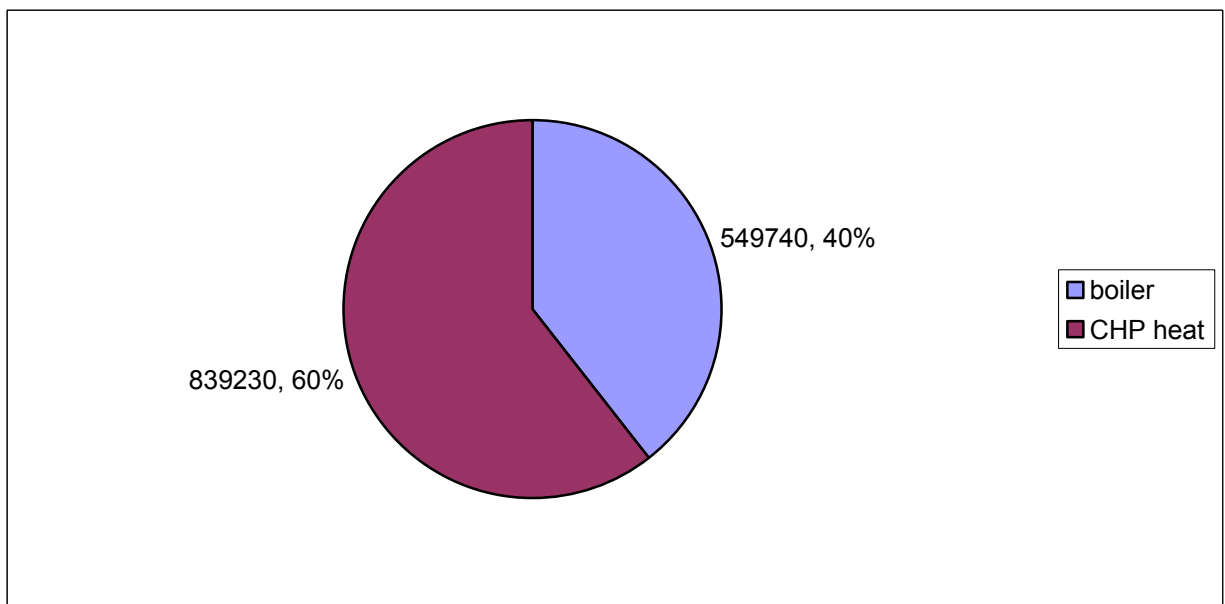
Εικόνα ΣΤ.4. 132. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Only DG-Heat Match, DG=133kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



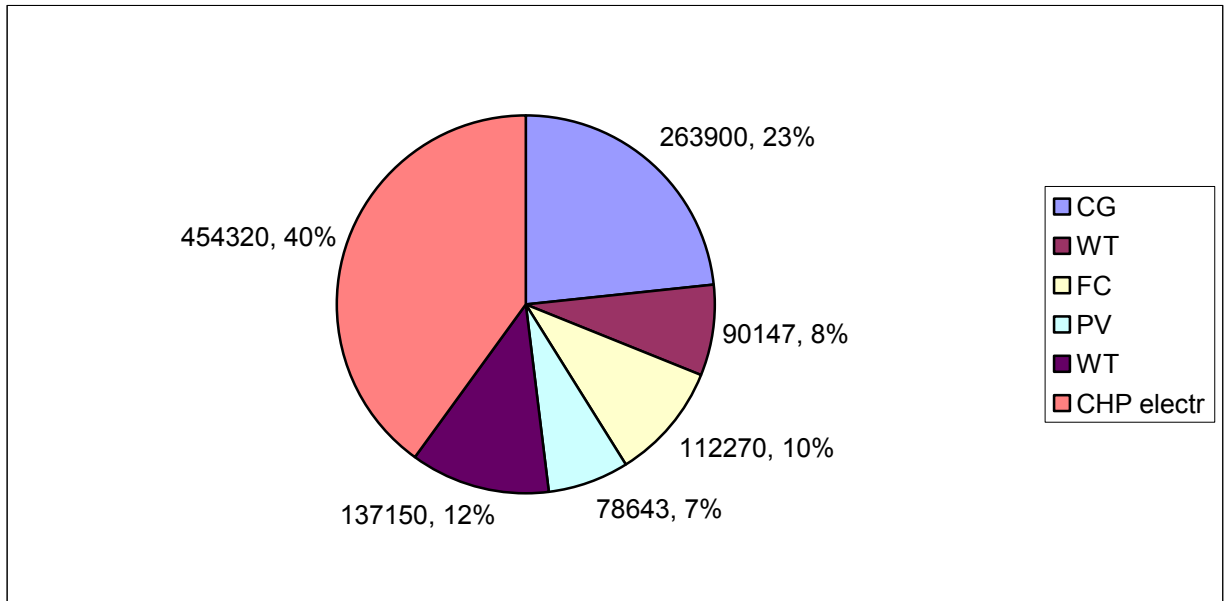
Εικόνα ΣΤ.4. 133. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο Only DG-Heat Match, DG=133kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



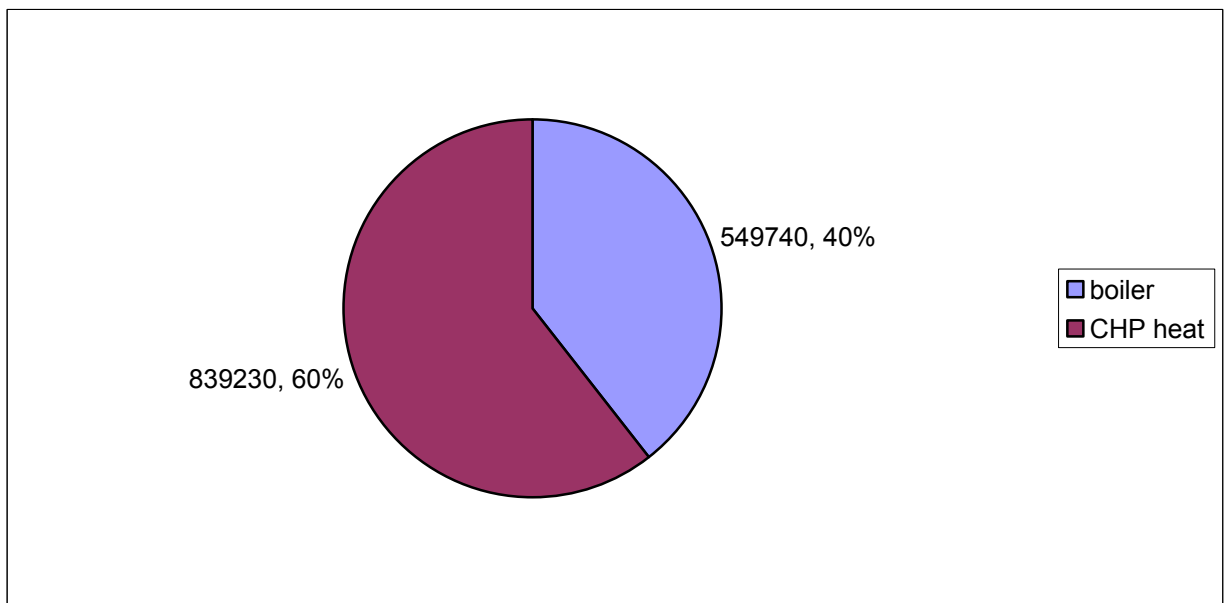
Εικόνα ΣΤ.4. 134. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Only DG στον αριστερό κλάδο, DG=133kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



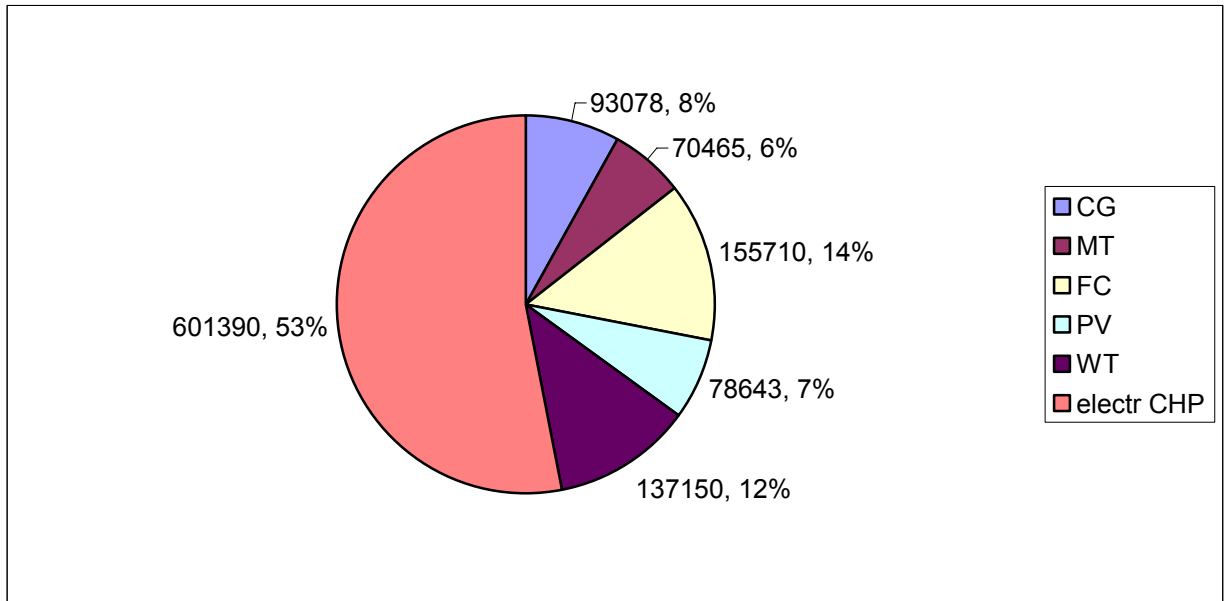
Εικόνα ΣΤ.4. 135. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Only DG στον αριστερό κλάδο, DG=133kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



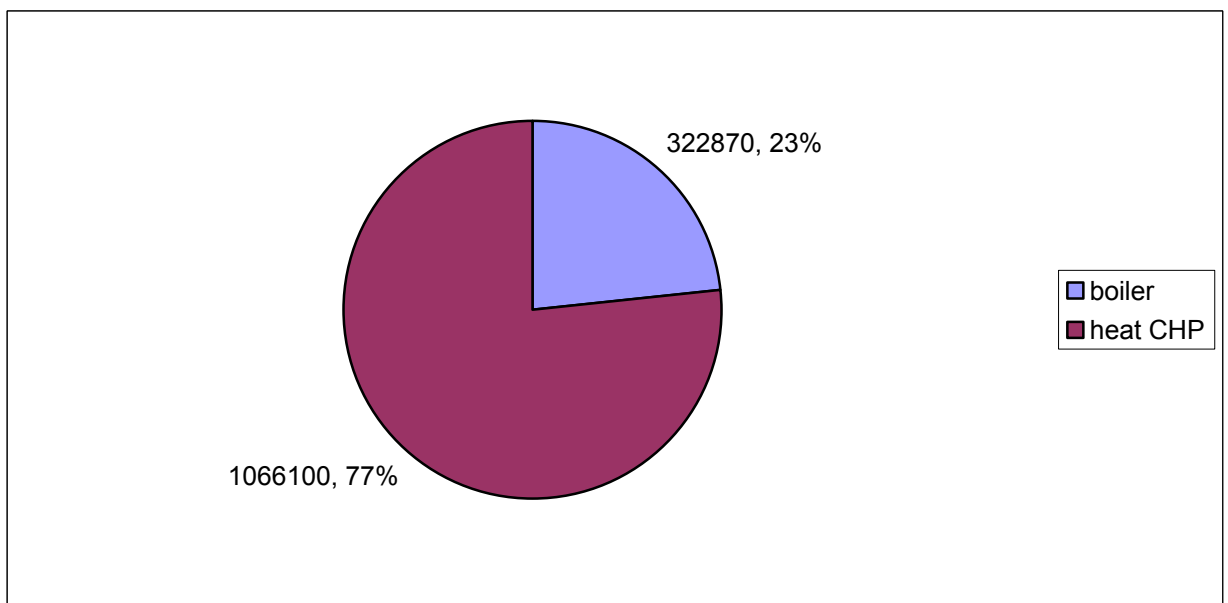
Εικόνα ΣΤ.4. 136. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Microgrid στον αριστερό κλάδο, DG=133kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 137. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Microgrid στον αριστερό κλάδο, DG=133kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 138. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Microgrid+CHP, DG=133kW, Χαμηλή ΟΤΣ.

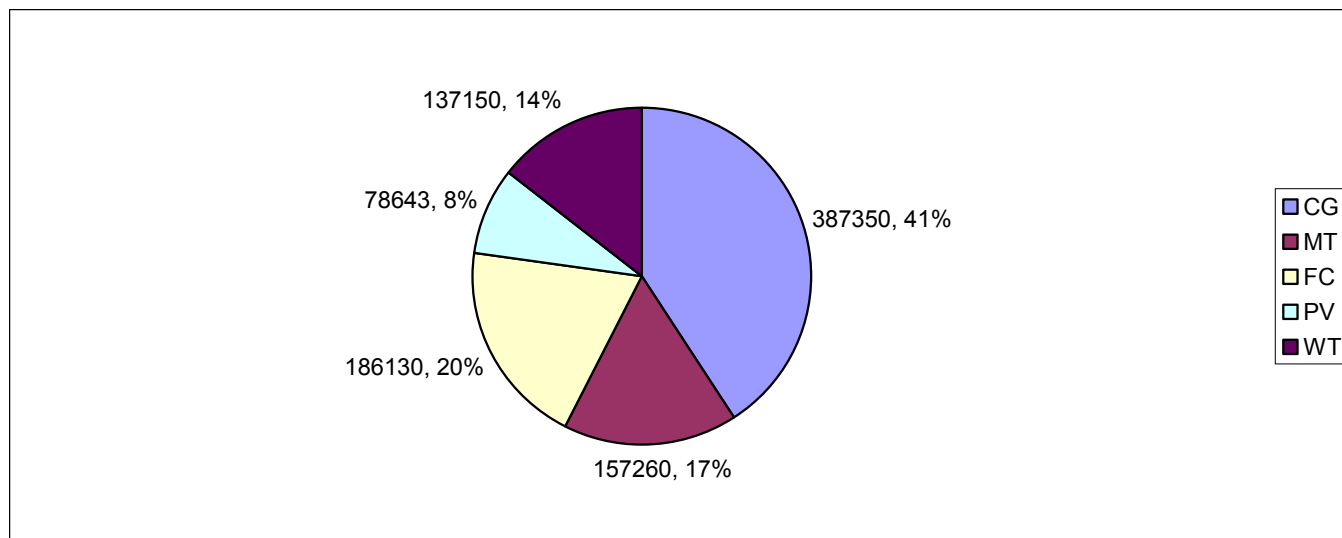


Εικόνα ΣΤ.4. 139. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο Microgrid+CHP, DG=133kW, Χαμηλή ΟΤΣ.

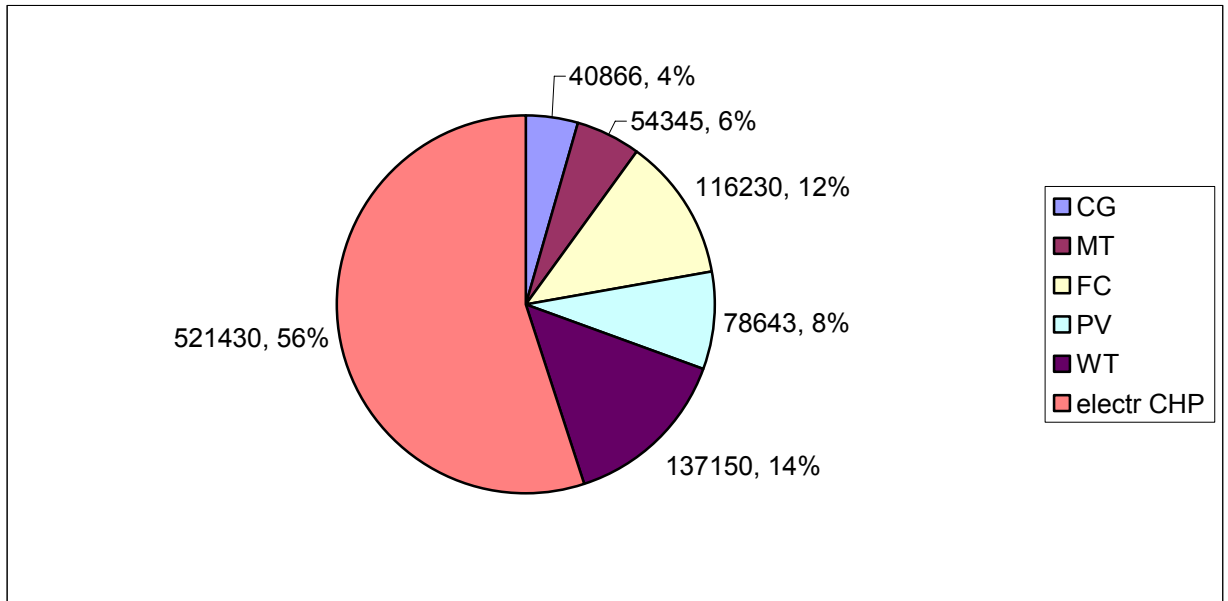
Όσον αφορά στα σενάρια προσφοράς φορτίου:

	DSB	DSB+CHP	Αποκοπή αιχμής	Αποκοπή αιχμής με CHP
Εκπομπές CO2 (tn CO2)	932.1834	645.0647	1072.5	730.6961
Κόστος λειτουργίας (ευros)	121600	114000	127270	118140
Ολικό κόστος (ευros)	134660	123030	142290	128370
Αποκομμένο φορτίο (kWh)	189900	187920	38769	38769
Καθαρά παρούσα αξία NPV (ευros)	435135	338920	383817	393891
Έντοκη περίοδος αποπληρωμής DPB (έτη)	2.4	4.1	2.6	3.9

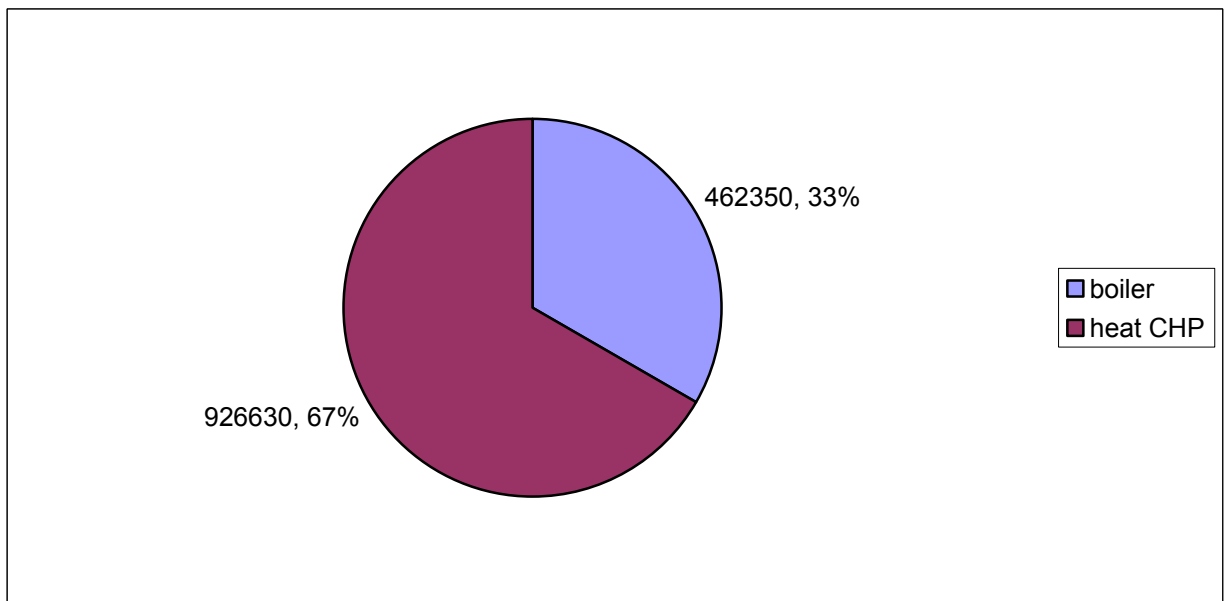
ΠΙΝΑΚΑΣ 42: ΒΑΣΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ ΤΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΠΡΟΣΦΟΡΑΣ ΦΟΡΤΙΟΥ, DG=133kW, ΧΑΜΗΛΗ ΟΤΣ.



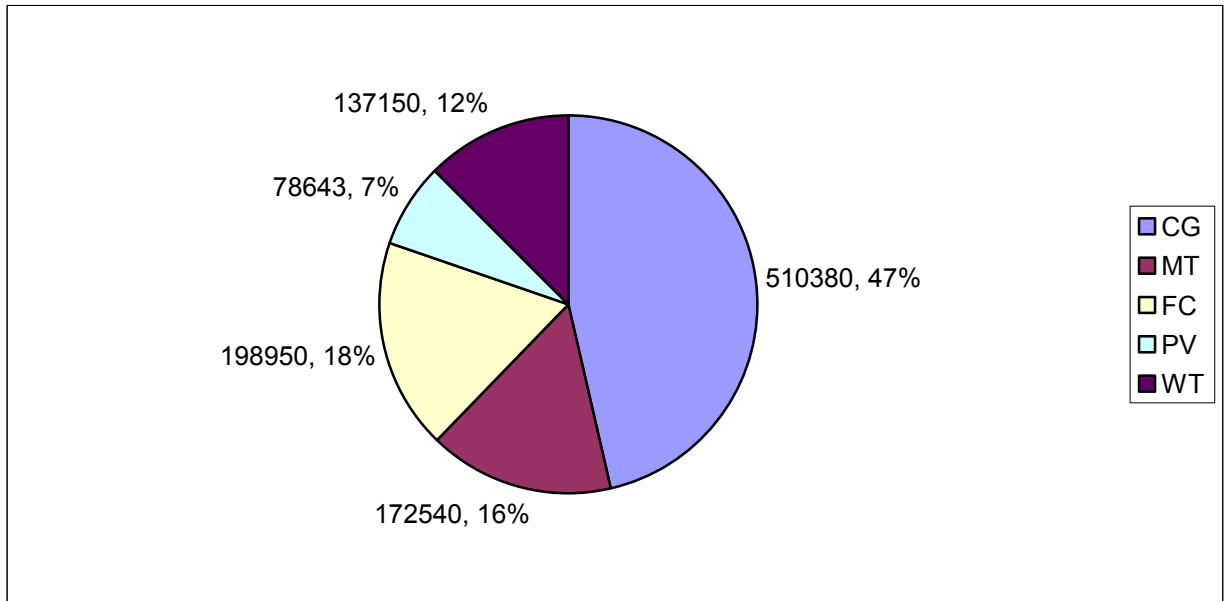
Εικόνα ΣΤ.4. 140. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο DSB, DG=133kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



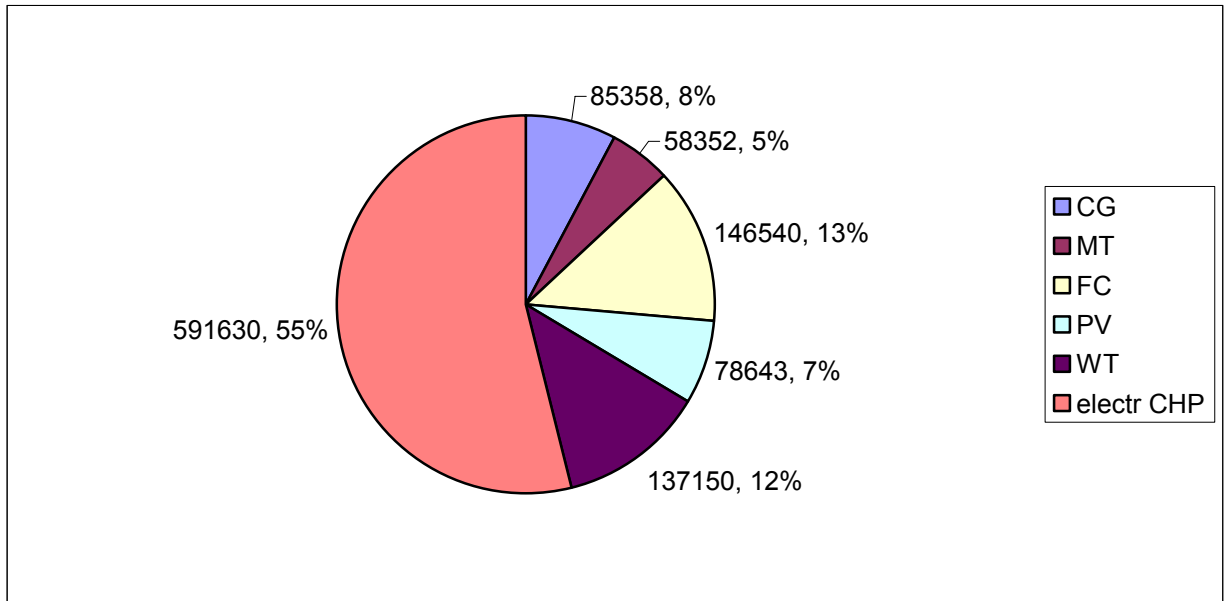
Εικόνα ΣΤ.4. 141. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο DSB+CHP, DG=133kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



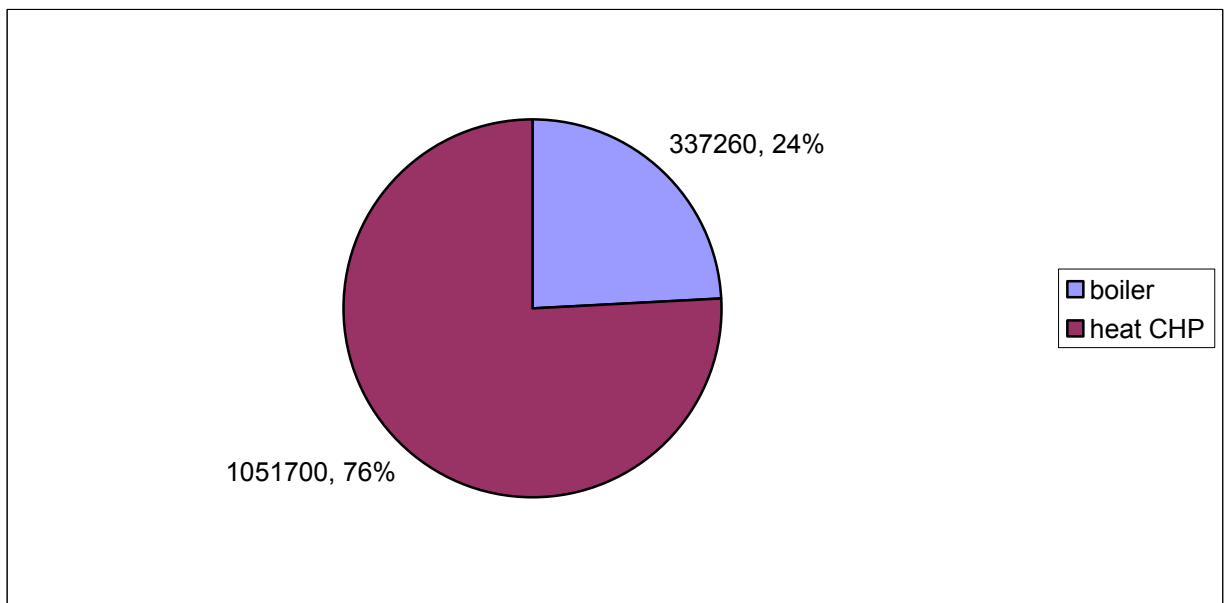
Εικόνα ΣΤ.4. 142. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο DSB+CHP, DG=133kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 143. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Αποκοπή Αιχμής, DG=133kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 144. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Αποκοπή Αιχμής+CHP, DG=133kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 145. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο Αποκοπή Αιχμής+CHP, DG=133kW, Χαμηλή ΟΤΣ.

ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ 148kW ΣΥΝΟΛΙΚΑ- ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΕ 73kW

Οι ΑΠΕ έχουν την ικανότητα να τροφοδοτήσουν το 23% του φορτίου.

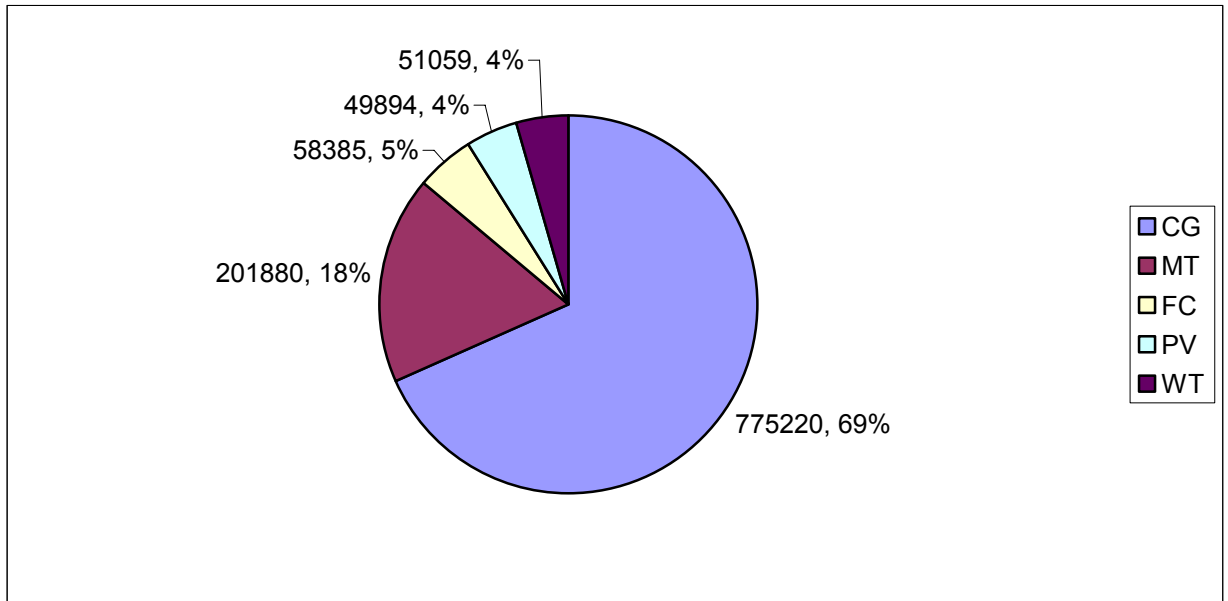
Α) ΥΨΗΛΗ ΟΡΙΑΚΗ ΤΙΜΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

	No DG	Only DG	Microgrid
Εκπομπές CO ₂ (tn CO ₂)	1479.8	1297.8	1049.1
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-12.2990	-29.1053
Κόστος λειτουργίας (euros)	167950	153820	137740
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-8.4132	-17.9875
Ολικό κόστος (euros)	188670	171990	152420
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-8.8408	-19.2134
Καθαρά παρούσα αξία NPV (euros)	-	56888	544554
Έντοκη περίοδος αποπληρωμής DPB (έτη)	-	7.2	2.2

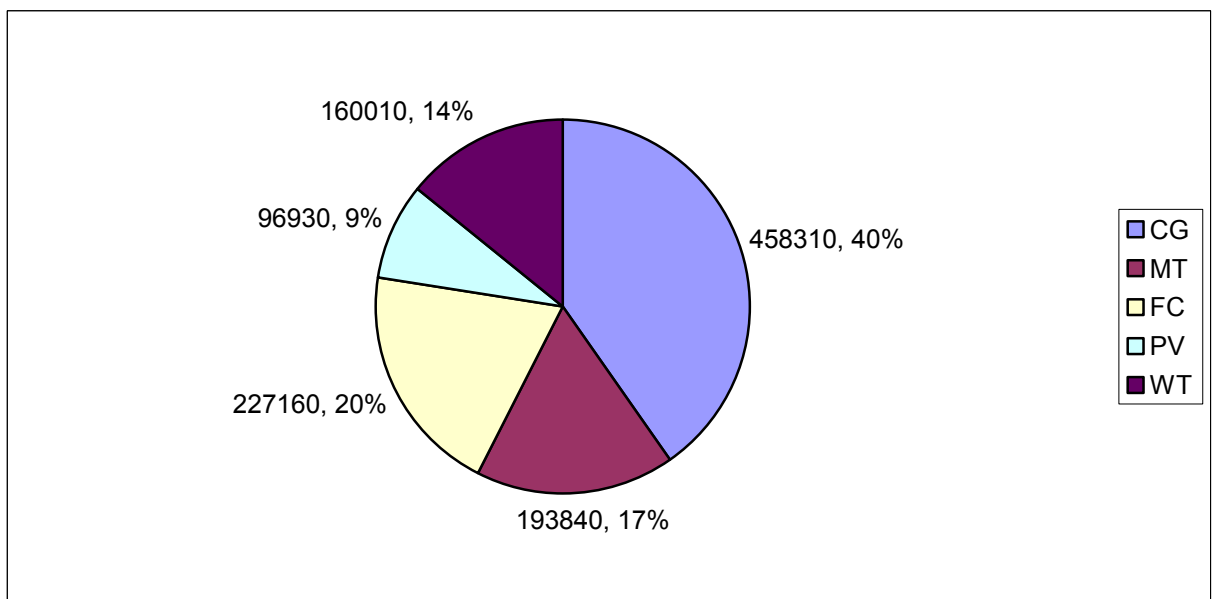
ΠΙΝΑΚΑΣ 43: ΒΑΣΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ ΤΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΧΩΡΙΣ CHP, DG=148kW, ΥΨΗΛΗ ΟΤΣ.

	No DG	Heat Match	Αριστερός κλάδος I-DG	Αριστερός κλάδος Microgrid	Microgrid+CHP
Εκπομπές CO ₂ (tn CO ₂)	1479.8	949.4101	959.5121	812.3685	695.2798
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-35.8420	-35.1593	-45.1028	-53.0153
Κόστος λειτουργίας (euros)	167950	138380	126050	116840	118470
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-17.6064	-24.9479	-30.4317	-29.4611
Ολικό κόστος (euros)	188670	151670	139480	128210	128200
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-19.6110	-26.0720	-32.0454	-32.0507
Καθαρά παρούσα αξία NPV (euros)	-	19721	101516	534563	534630
Έντοκη περίοδος αποπληρωμής DPB (έτη)	-	9.3	7.1	3.2	3.2

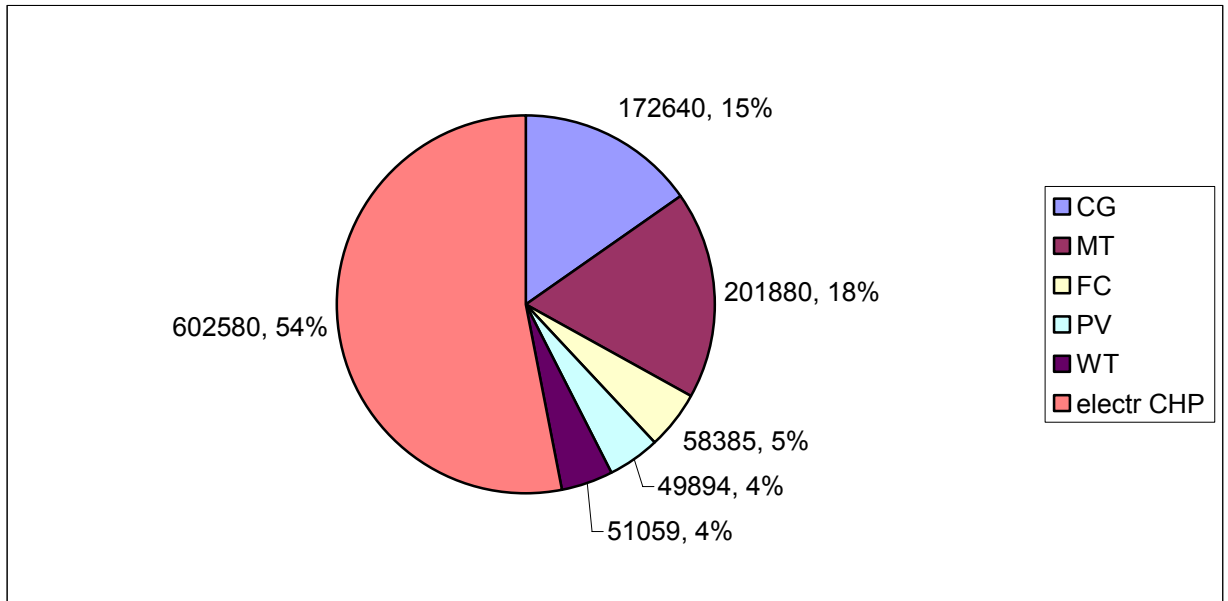
ΠΙΝΑΚΑΣ 44: ΒΑΣΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ ΤΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΜΕ CHP, DG=148kW, ΥΨΗΛΗ ΟΤΣ.



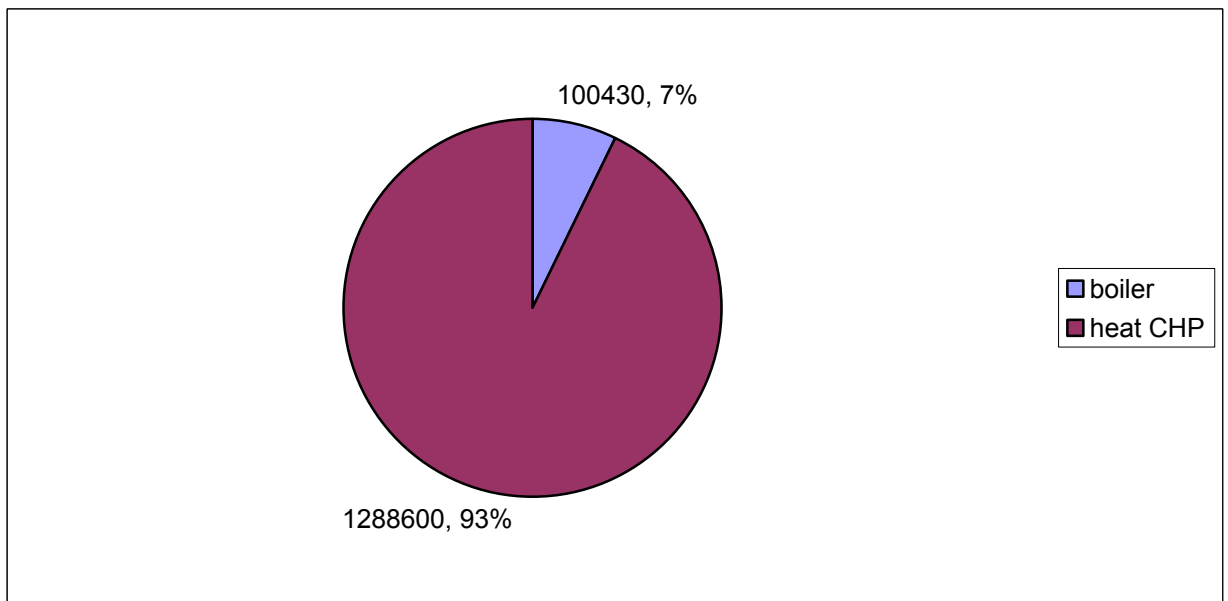
Εικόνα ΣΤ.4. 146. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Only DG, DG=148kW, Υψηλή ΟΤΣ.



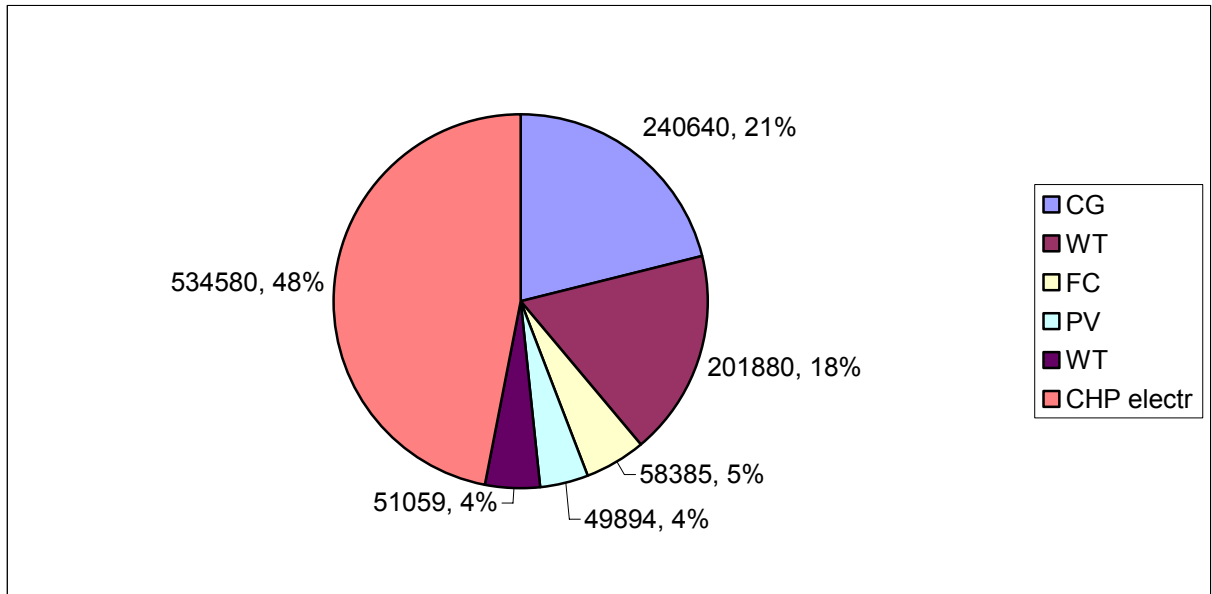
Εικόνα ΣΤ.4. 147. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Microgrid, DG=148kW, Υψηλή ΟΤΣ.



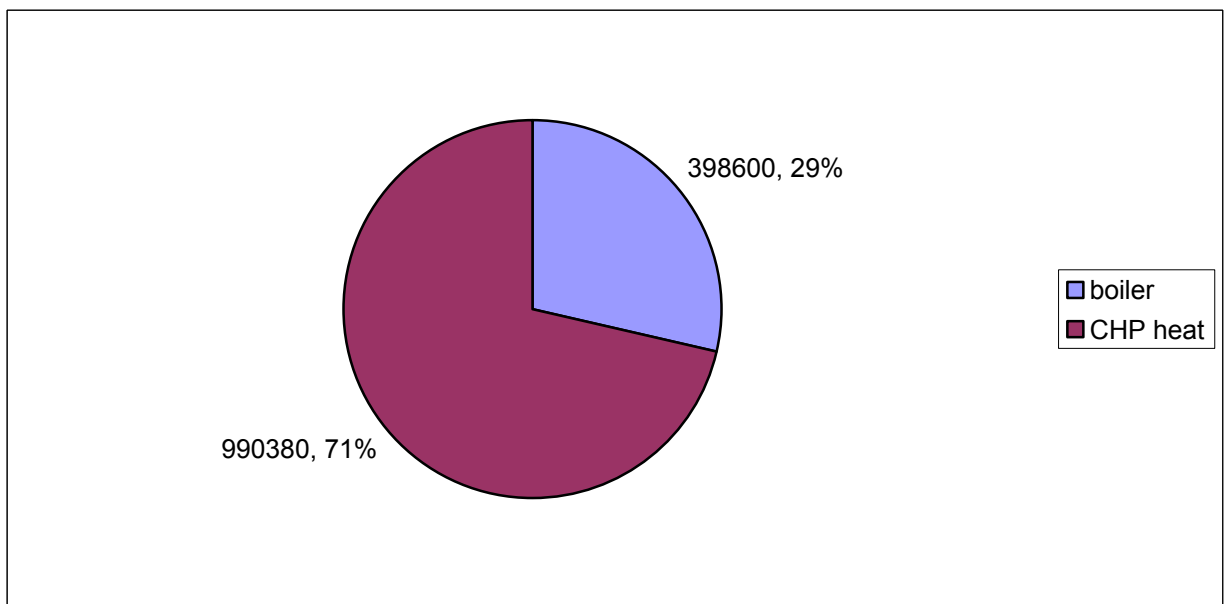
Εικόνα ΣΤ.4. 148. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Only DG- Heat Match, DG=148kW, Υψηλή ΟΤΣ.



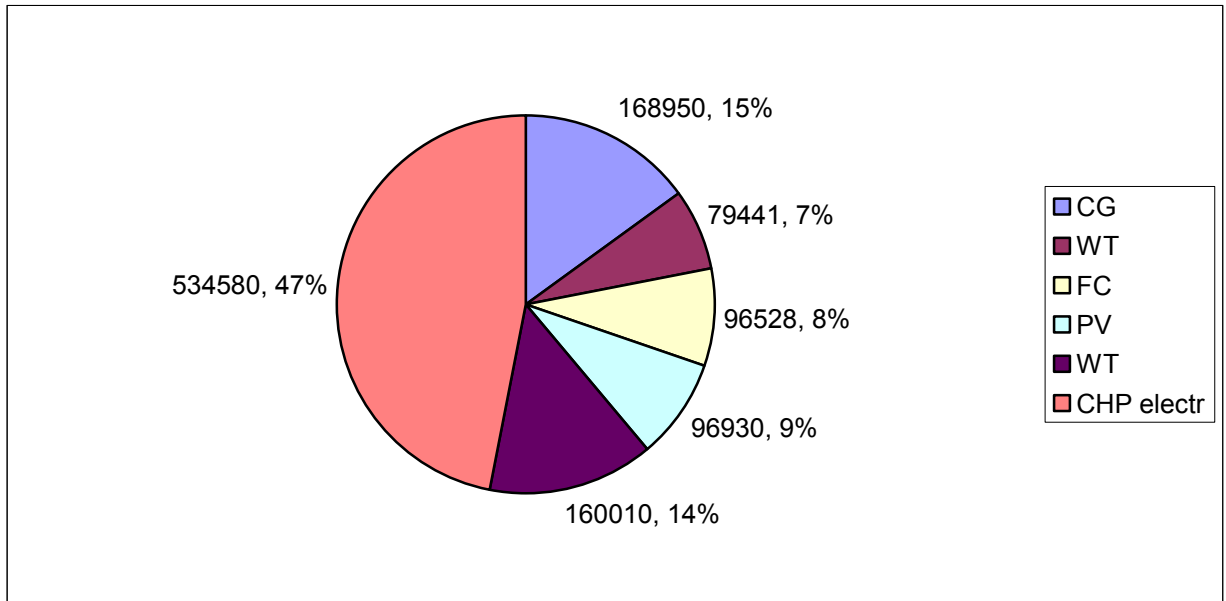
Εικόνα ΣΤ.4. 149. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο Only DG- Heat Match, DG=148kW, Υψηλή ΟΤΣ.



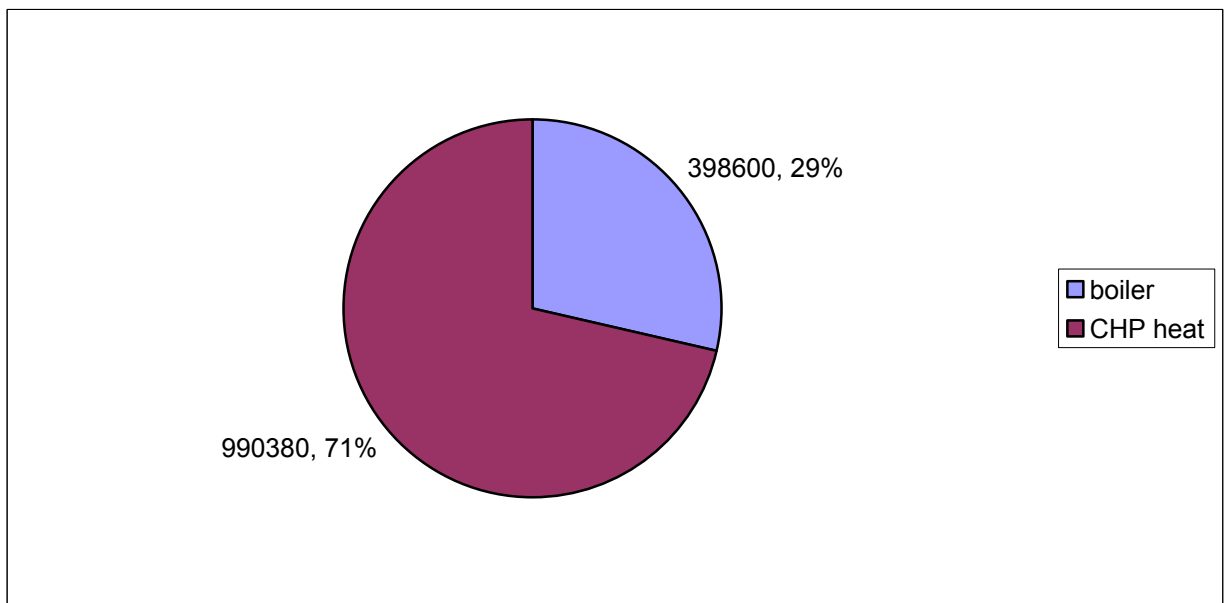
Εικόνα ΣΤ.4. 150. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Only DG στον αριστερό κλάδο, DG=148kW, Υψηλή ΟΤΣ.



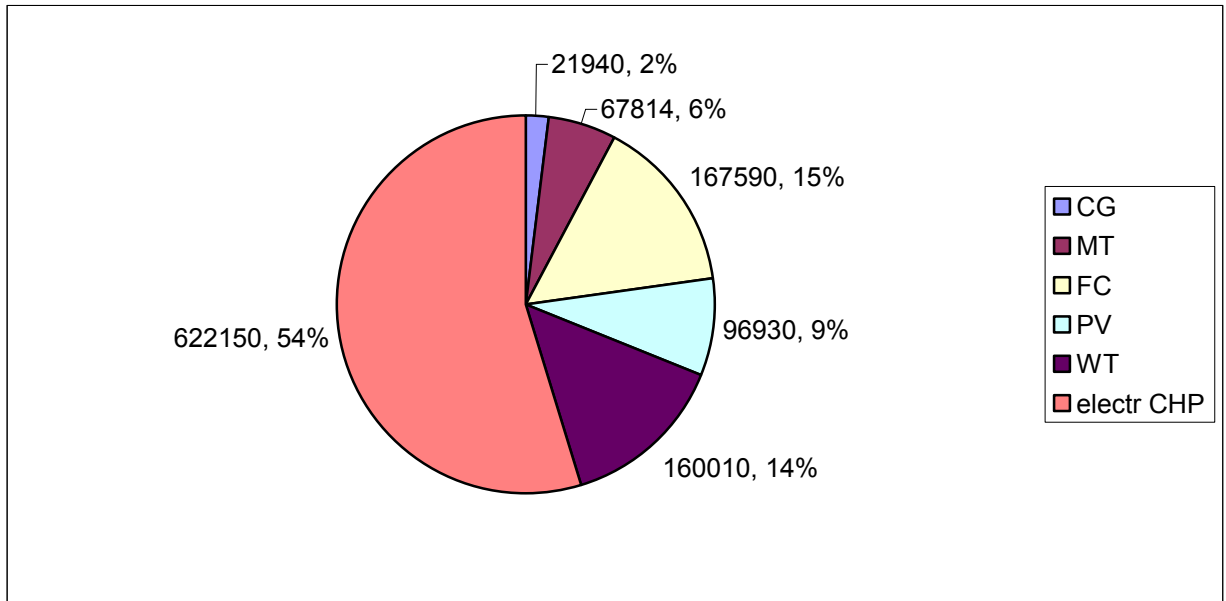
Εικόνα ΣΤ.4. 151. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Only DG στον αριστερό κλάδο, DG=148kW, Υψηλή ΟΤΣ.



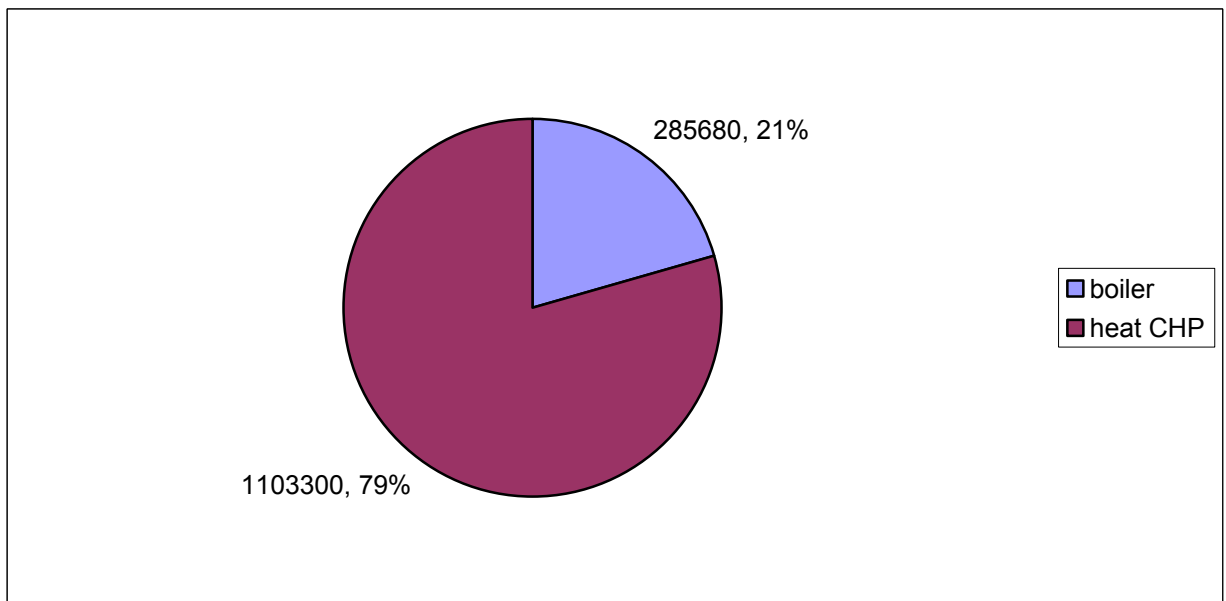
Εικόνα ΣΤ.4. 152. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Microgrid στον αριστερό κλάδο, DG=148kW, Υψηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 153. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Microgrid στον αριστερό κλάδο, DG=148kW, Υψηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 154. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Microgrid+CHP, DG=148kW, Υψηλή ΟΤΣ.

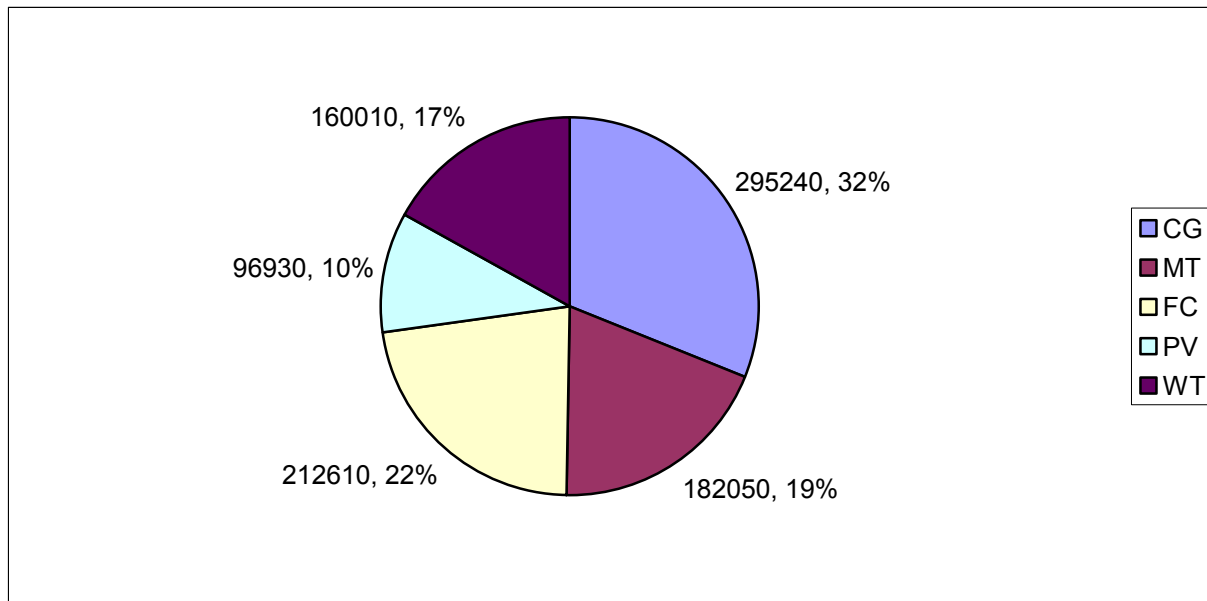


Εικόνα ΣΤ.4. 155. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο Microgrid+CHP, DG=148kW, Υψηλή ΟΤΣ.

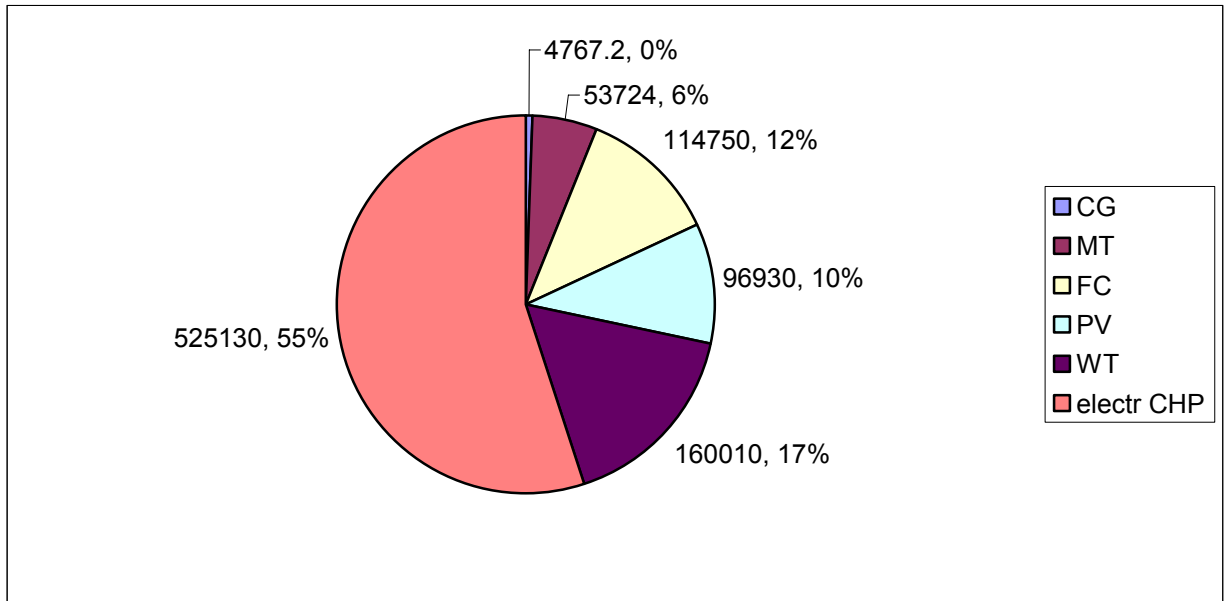
Για τα Demand Side Bidding σενάρια:

	DSB	DSB+CHP	Αποκοπή αιχμής	Αποκοπή αιχμής με CHP
Εκπομπές CO2 (tn CO2)	870.5657	609.5885	1010.4	675.0337
Κόστος λειτουργίας (ευros)	127040	112930	134950	117020
Ολικό κόστος (ευros)	139230	121470	149090	126470
Αποκομμένο φορτίο (kWh)	189600	181590	38769	38769
Καθαρά παρούσα αξία NPV (ευros)	633059	577775	566898	544360
Έντοκη περίοδος αποπληρωμής DPB (έτη)	1.9	3	2.1	3.2

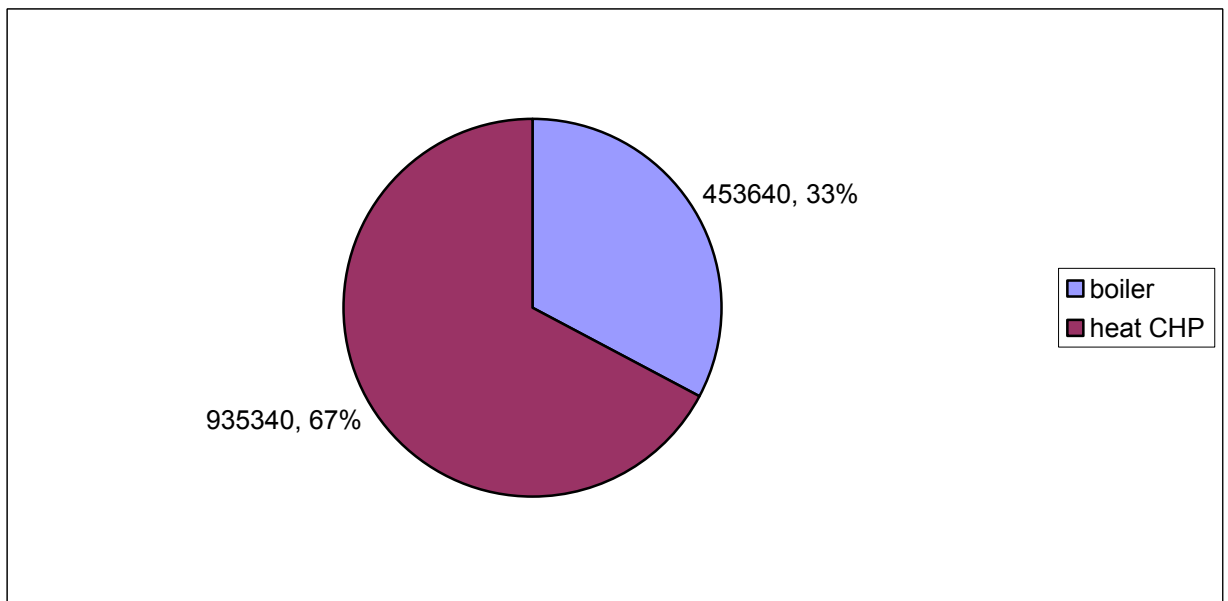
ΠΙΝΑΚΑΣ 45: ΒΑΣΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ ΤΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΠΡΟΣΦΟΡΑΣ ΦΟΡΤΙΟΥ, DG=148kW, ΥΨΗΛΗ ΟΤΣ.



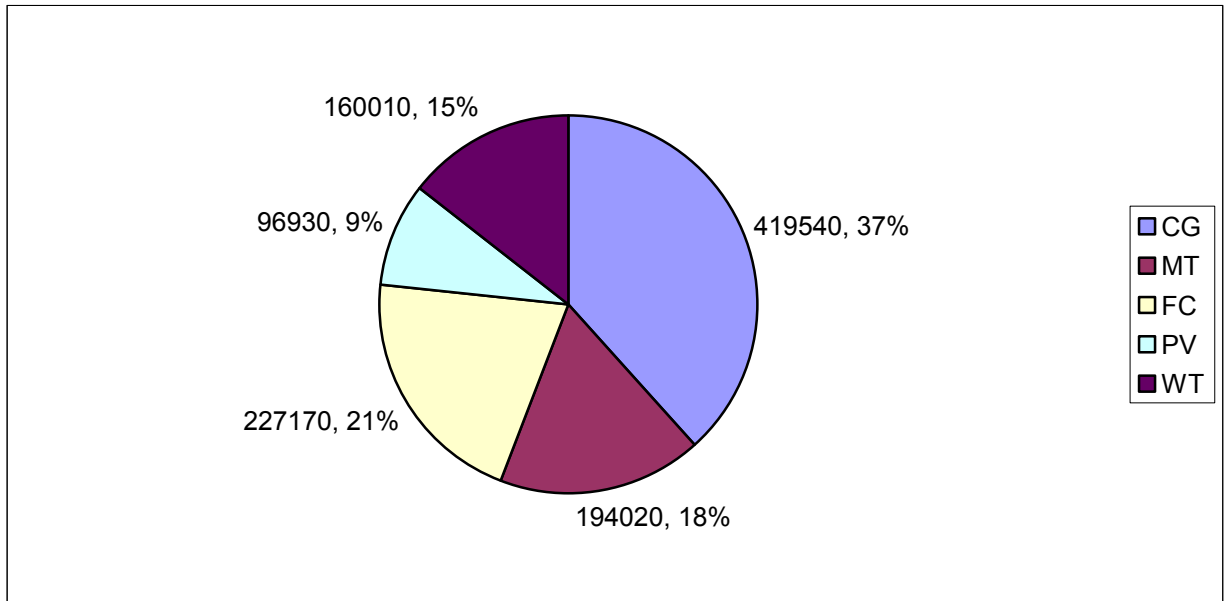
Εικόνα ΣΤ.4. 156. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο DSB, DG=148kW, Υψηλή ΟΤΣ.



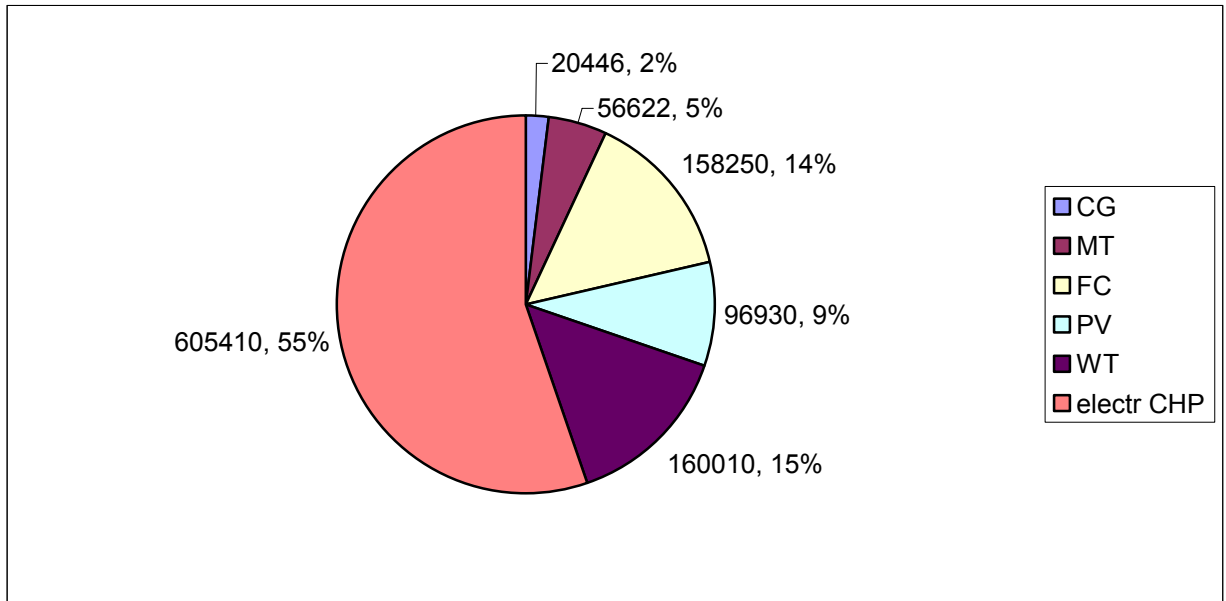
Εικόνα ΣΤ.4. 157. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο DSB+CHP, DG=148kW, Υψηλή ΟΤΣ.



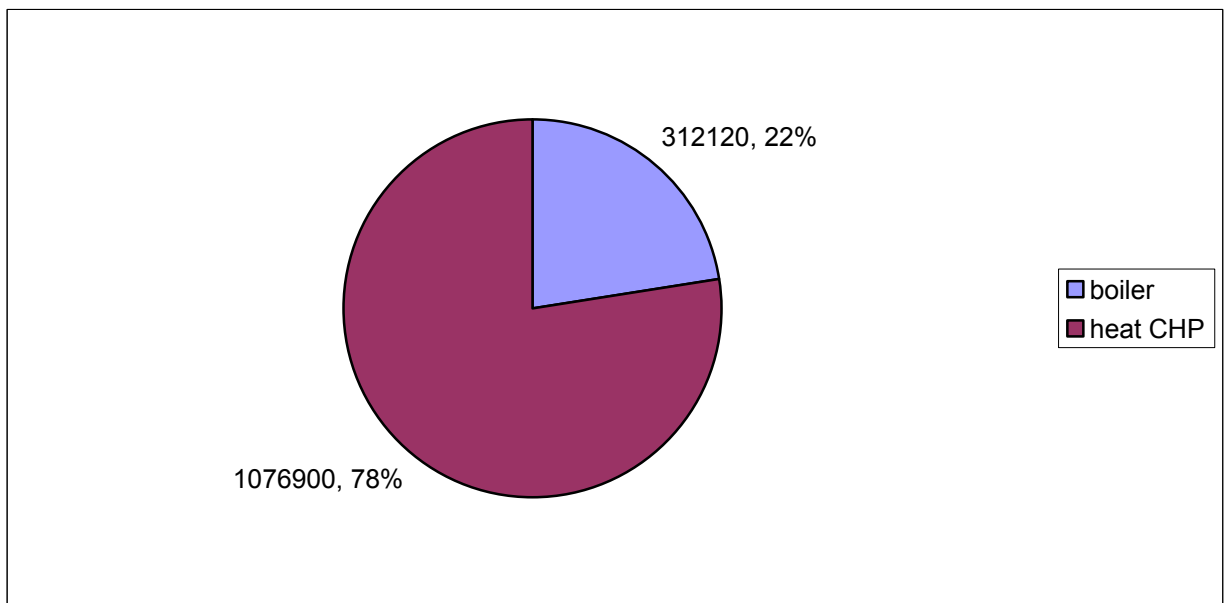
Εικόνα ΣΤ.4. 158. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο DSB+CHP, DG=148kW, Υψηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 159. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Αποκοπή Αιχμής, DG=148kW, Υψηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 160. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Αποκοπή Αιχμής+CHP, DG=148kW, Υψηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 161. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο Αποκοπή Αιχμής+CHP, DG=148kW, Υψηλή ΟΤΣ.

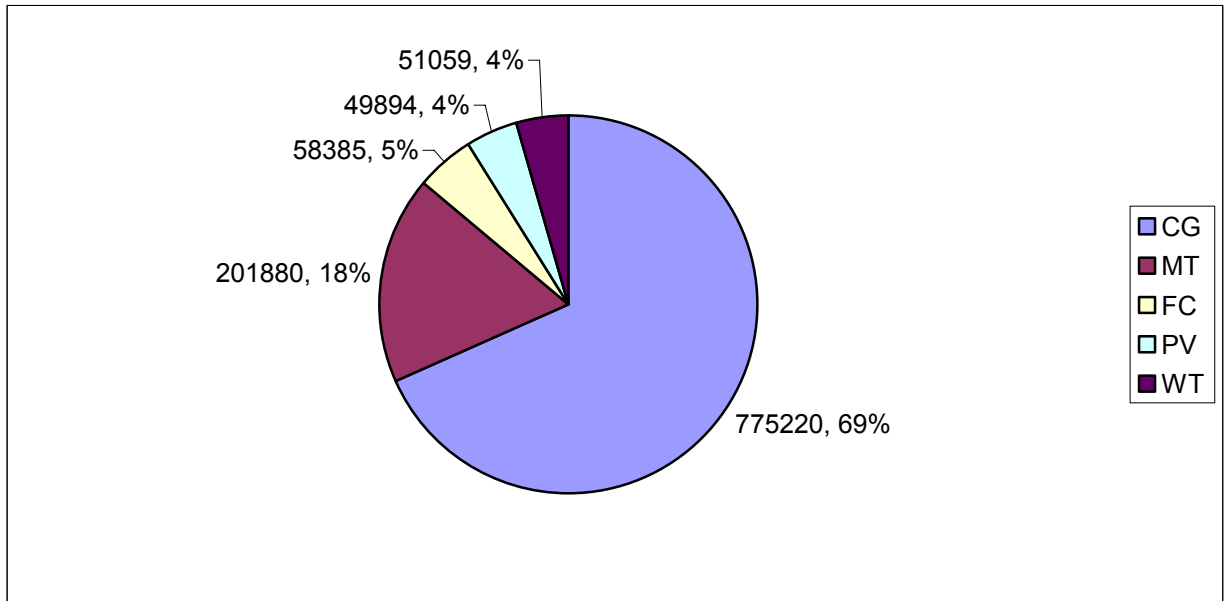
B) ΧΑΜΗΛΗ ΟΡΙΑΚΗ ΤΙΜΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

	No DG	Only DG	Microgrid
Εκπομπές CO2 (tn CO2)	1479.8	1297.8	1071.1
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-12.2990	-27.6186
Κόστος λειτουργίας (euros)	144440	137510	127190
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-4.7978	-11.9427
Ολικό κόστος (euros)	165160	155680	142180
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-5.7399	-13.9138
Καθαρά παρούσα αξία NPV (euros)	-	16463	463400
Έντοκη περίοδος αποπληρωμής DPB (έτη)	-	9	2.5

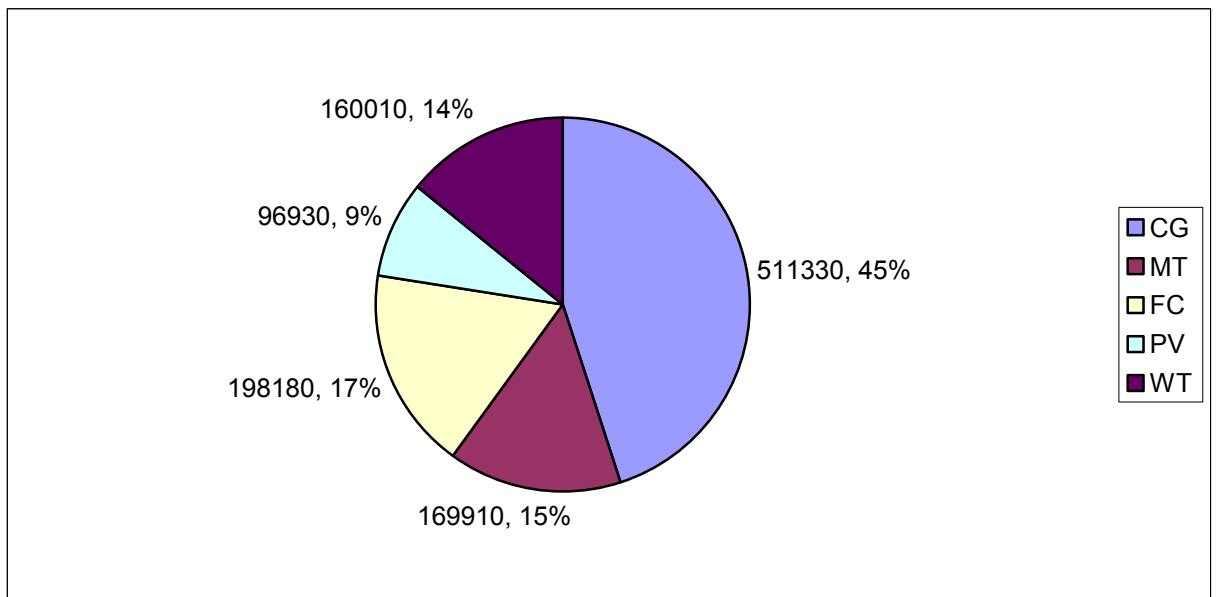
ΠΙΝΑΚΑΣ 46: ΒΑΣΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ ΤΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΧΩΡΙΣ CHP, DG=148kW, ΧΑΜΗΛΗ ΟΤΣ.

	No DG	Heat Match	Αριστερός κλάδος I-DG	Αριστερός κλάδος Microgrid	Microgrid+CHP
Εκπομπές CO2 (tn CO2)	1479.8	949.4101	1011	864.0904	728.7927
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-35.8420	-31.6800	-41.6076	-50.7506
Κόστος λειτουργίας (euros)	144440	134900	121720	113790	118060
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-6.6048	-15.7297	-21.2199	-18.2636
Ολικό κόστος (euros)	165160	148190	135870	125890	128260
Ποσοστιαία μεταβολή	-	-10.2749	-17.7343	-23.7769	-22.3420
Καθαρά παρούσα αξία NPV (euros)	-	-106793	-24125	399192	384296
Έντοκη περίοδος αποπληρωμής DPB (έτη)	-	-	11.1	3.8	3.9

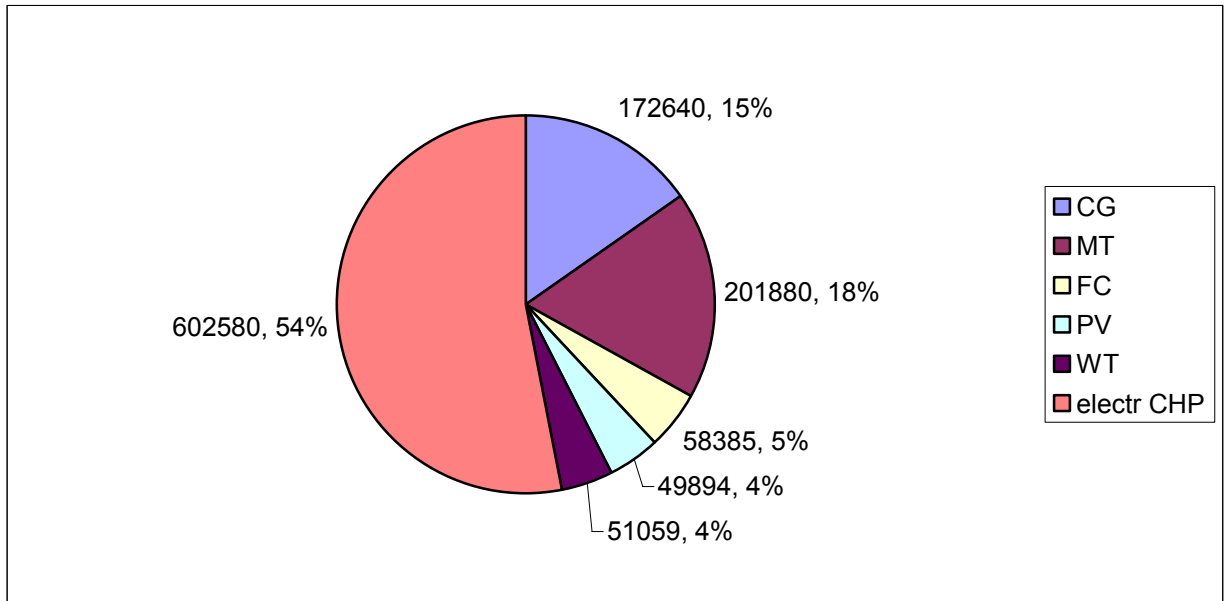
ΠΙΝΑΚΑΣ 46: ΒΑΣΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ ΤΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΜΕ CHP, DG=148kW, ΧΑΜΗΛΗ ΟΤΣ.



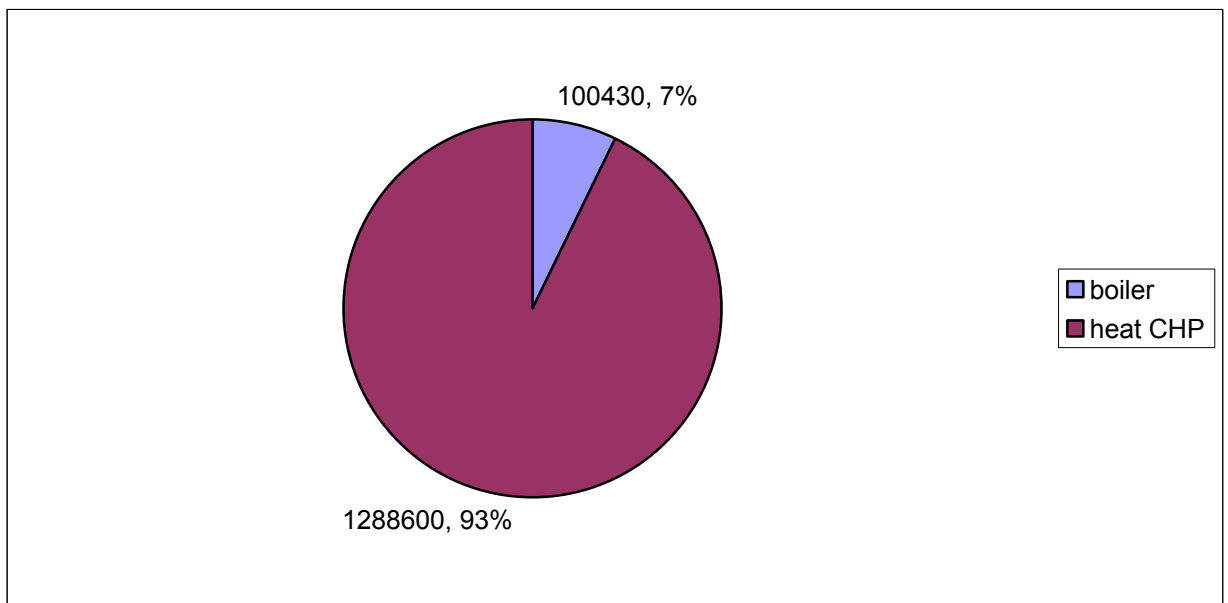
Εικόνα ΣΤ.4. 162. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Only DG, DG=148kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



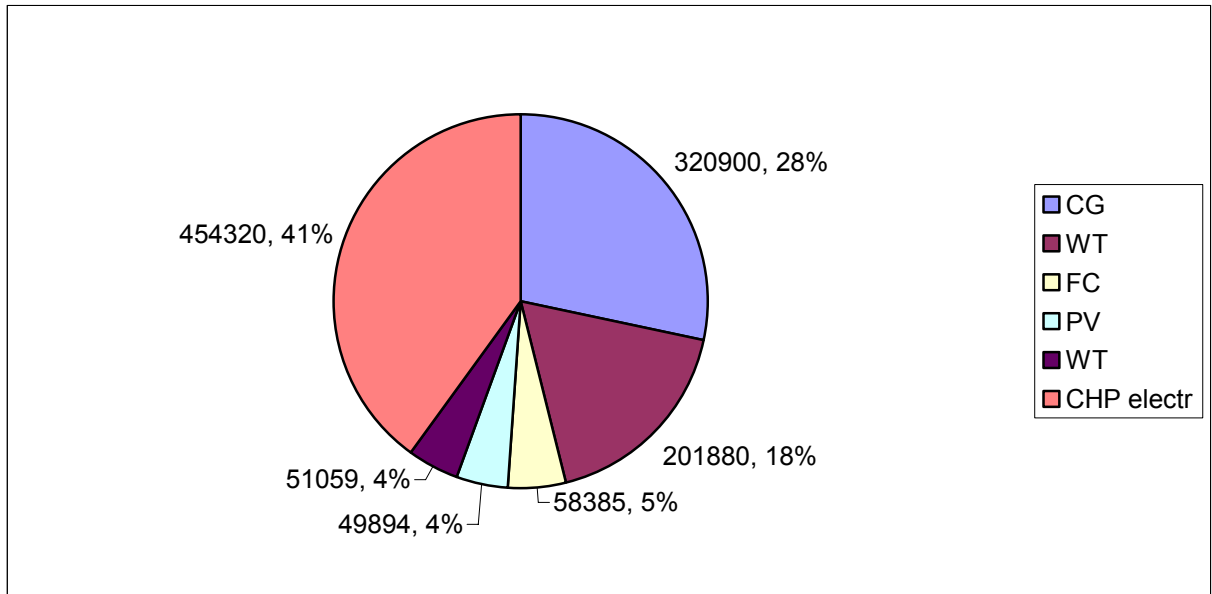
Εικόνα ΣΤ.4. 163. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Microgrid, DG=148kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



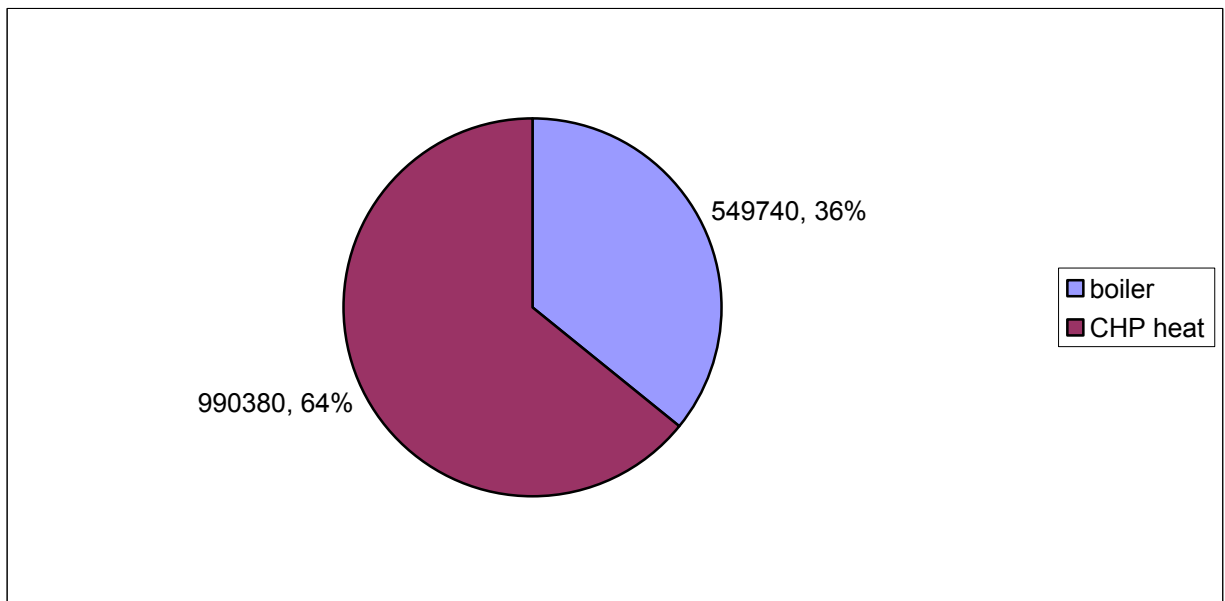
Εικόνα ΣΤ.4. 164. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Only DG- Heat Match, DG=148kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



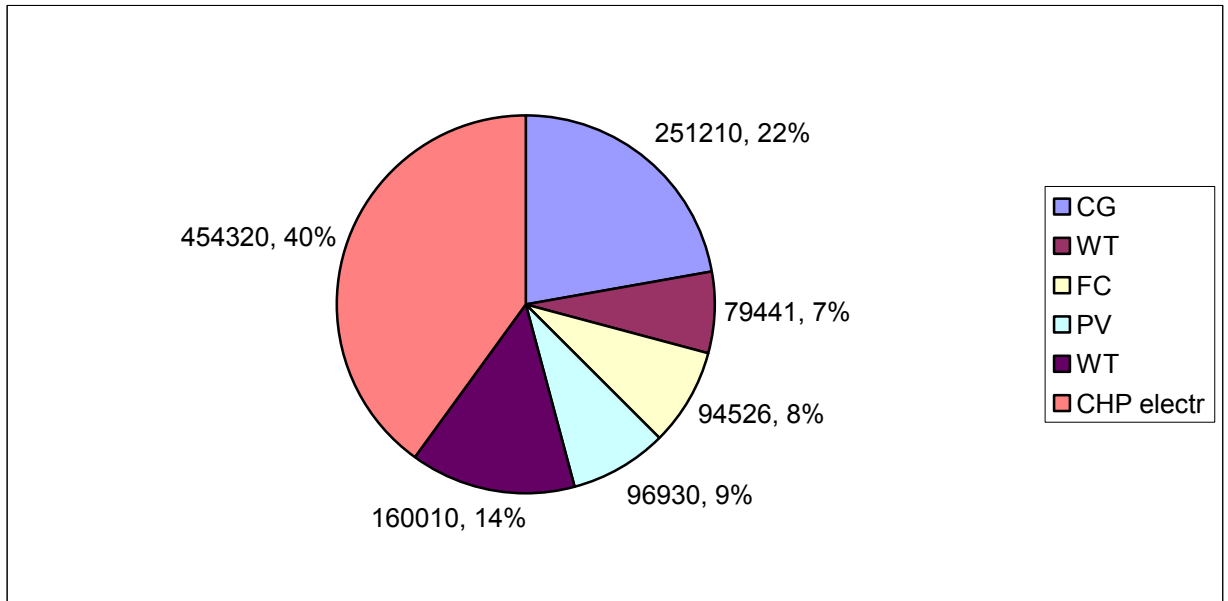
Εικόνα ΣΤ.4. 165. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο Only DG- Heat Match, DG=148kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



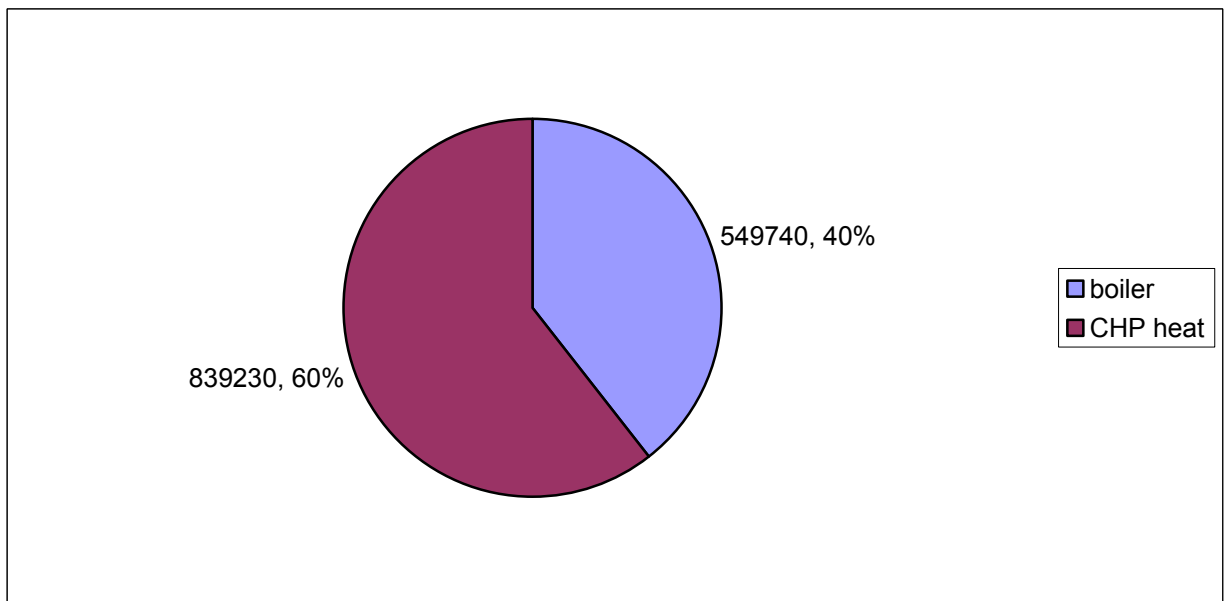
Εικόνα ΣΤ.4. 166. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Only DG στον αριστερό κλάδο, DG=148kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



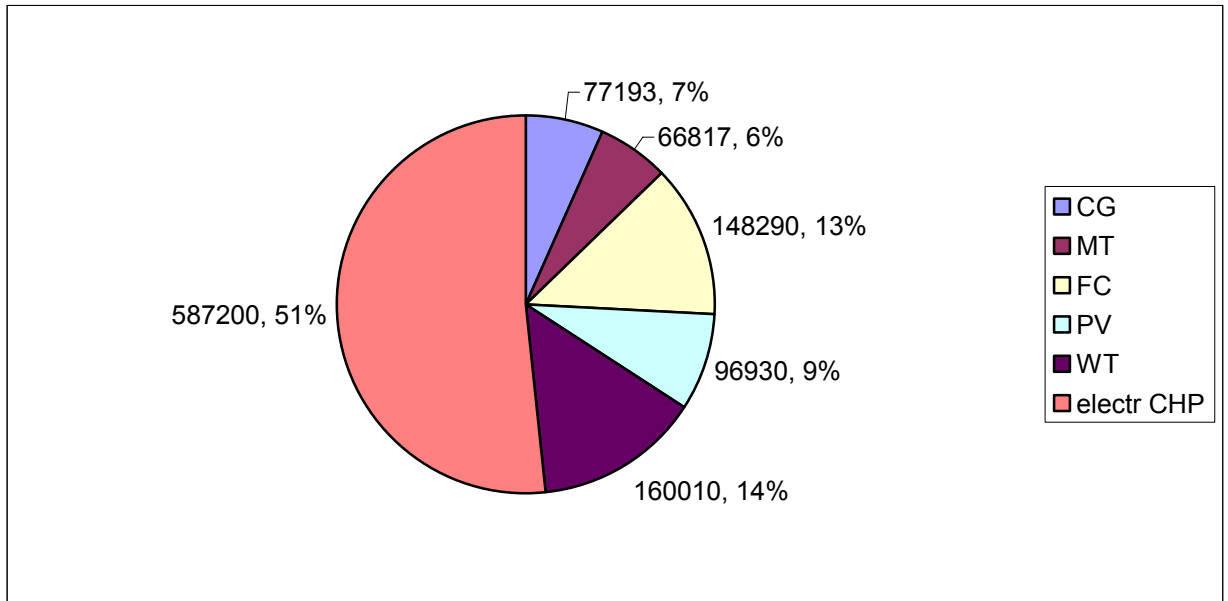
Εικόνα ΣΤ.4. 167. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Only DG στον αριστερό κλάδο, DG=148kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



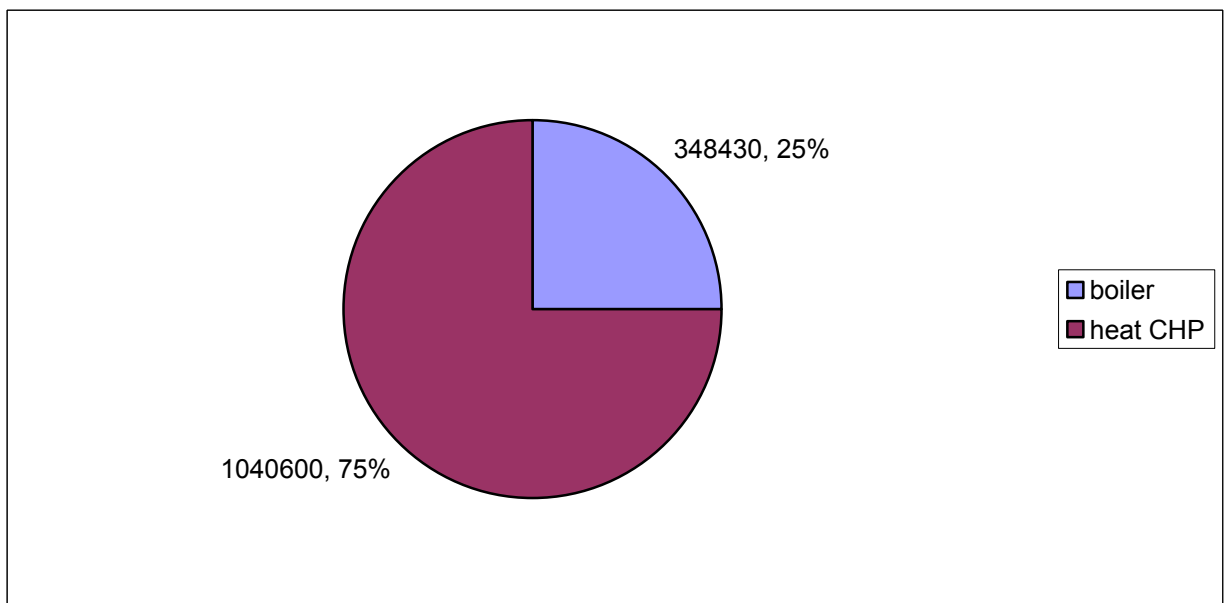
Εικόνα ΣΤ.4. 168. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Microgrid στον αριστερό κλάδο, DG=148kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 169. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο βέλτιστοι διανομείς- Microgrid στον αριστερό κλάδο, DG=148kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 170. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Microgrid+CHP, DG=148kW, Χαμηλή ΟΤΣ.

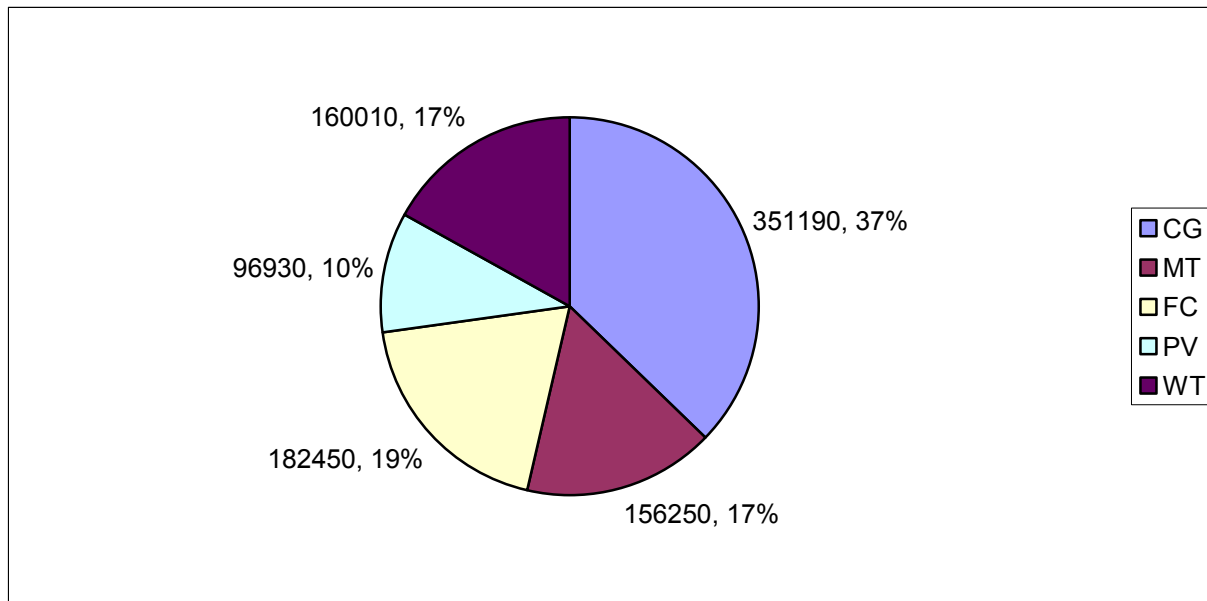


Εικόνα ΣΤ.4. 171. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο Microgrid+CHP, DG=148kW, Χαμηλή ΟΤΣ.

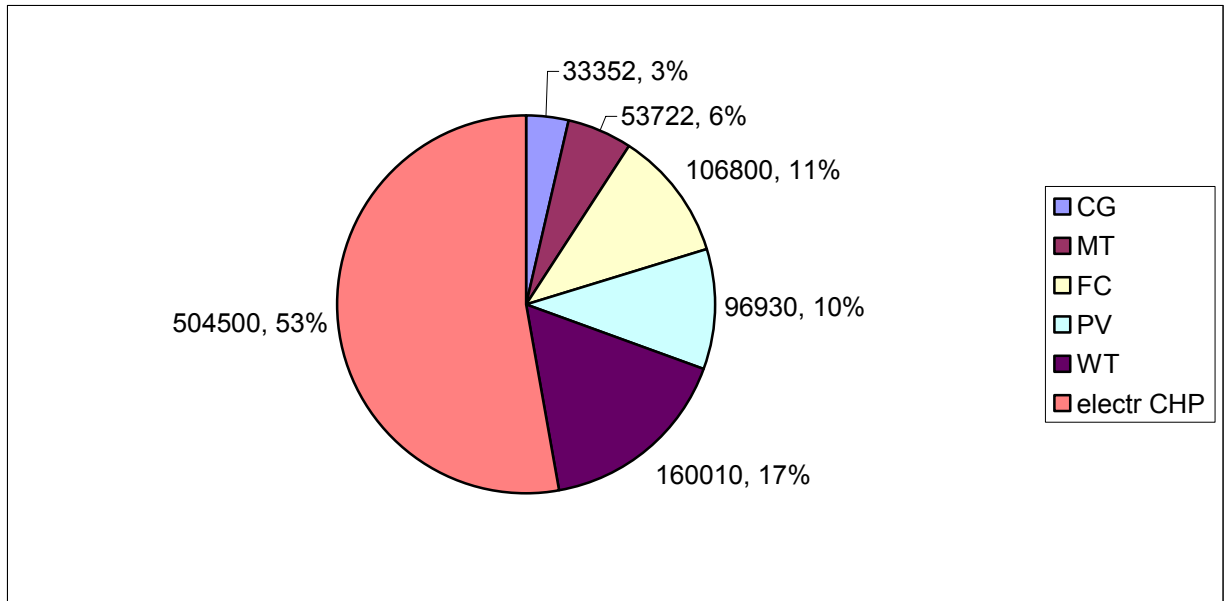
Ακολουθούν τα αποτελέσματα των τεσσάρων Demand Side Bidding σεναρίων:

	DSB	DSB+CHP	Αποκοπή αιχμής	Αποκοπή αιχμής με CHP
Εκπομπές CO2 (tn CO2)	893.6406	626.306	1032.4	704.7671
Κόστος λειτουργίας (ευros)	119780	112750	125400	116680
Ολικό κόστος (ευros)	132290	121520	139850	126550
Αποκομμένο φορτίο (kWh)	189600	181590	38769	38769
Καθαρά παρούσα αξία NPV (ευros)	529091	427508	479034	393891
Έντοκη περίοδος αποπληρωμής DPB (έτη)	2.2	3.7	2.4	3.9

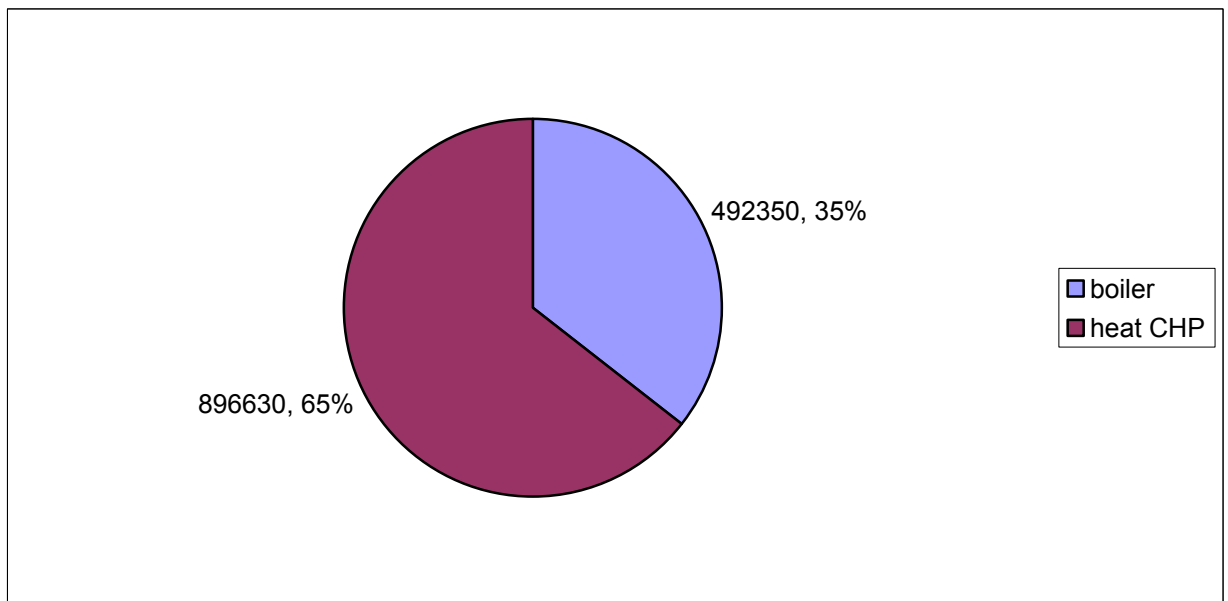
ΠΙΝΑΚΑΣ 47: ΒΑΣΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ ΤΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΠΡΟΣΦΟΡΑΣ ΦΟΡΤΙΟΥ, DG=148kW, ΧΑΜΗΛΗ ΟΤΣ.



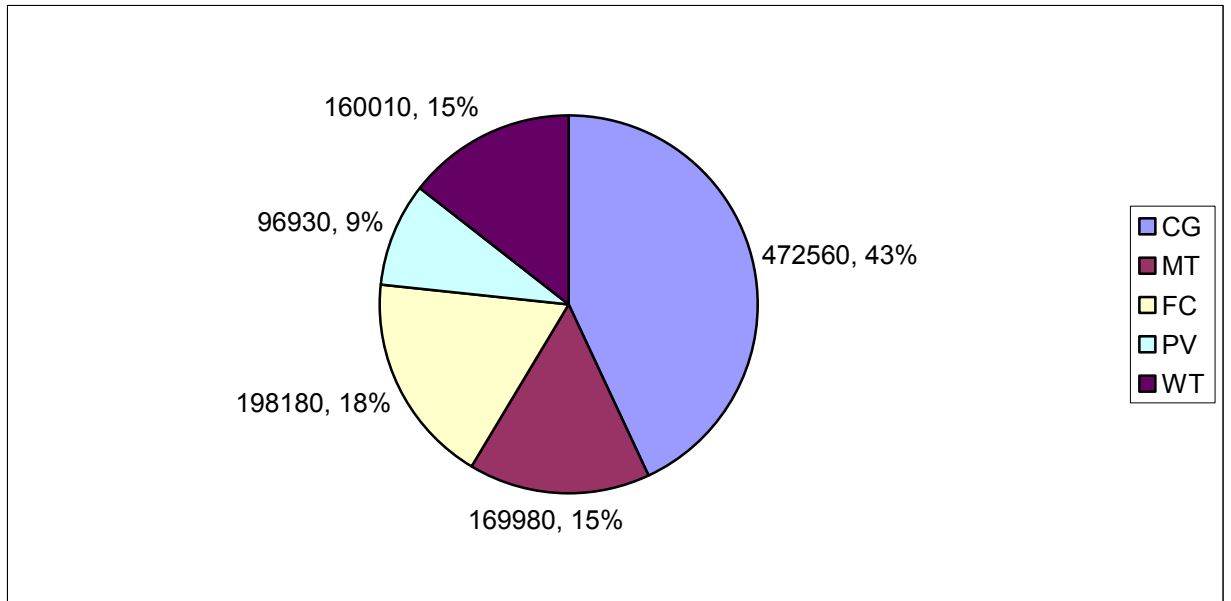
Εικόνα ΣΤ.4. 172. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σεναρίο DSB, DG=148kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



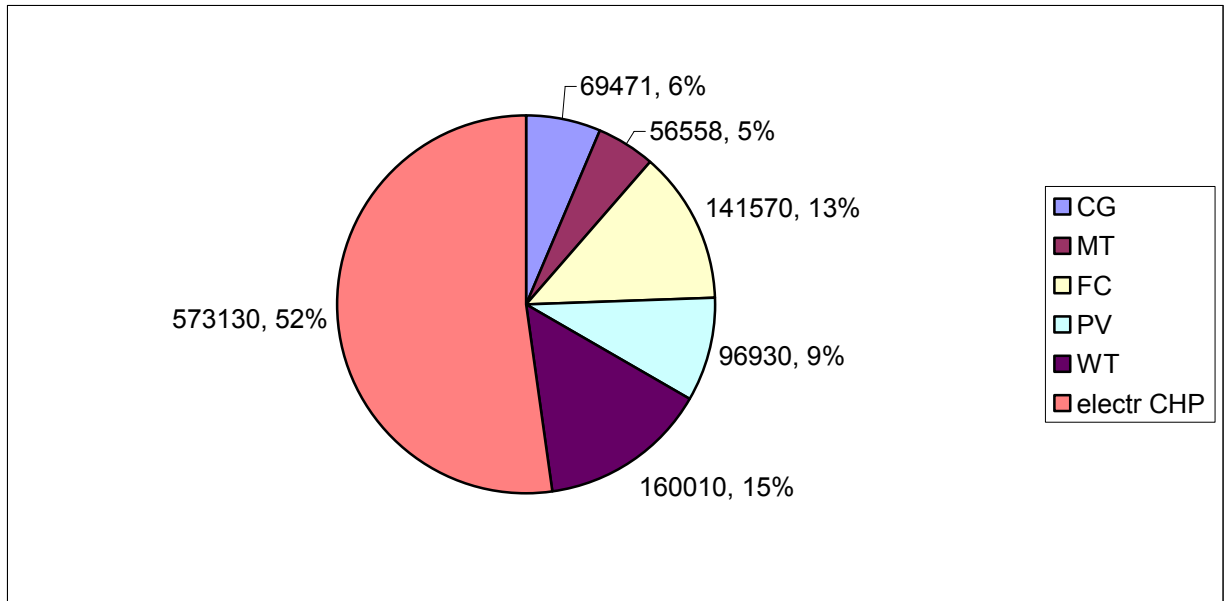
Εικόνα ΣΤ.4. 173. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο DSB+CHP, DG=148kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



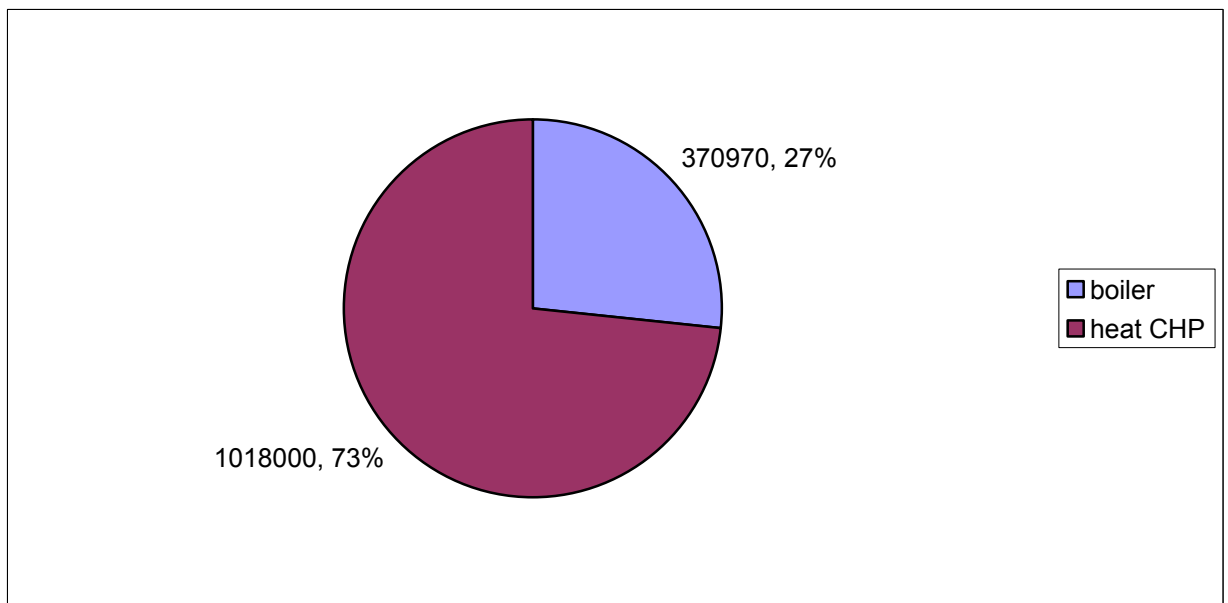
Εικόνα ΣΤ.4. 174. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο DSB+CHP, DG=148kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 175. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Αποκοπή Ατχμής, DG=148kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 176. Κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Σενάριο Αποκοπή Αιχμής+CHP, DG=148kW, Χαμηλή ΟΤΣ.



Εικόνα ΣΤ.4. 177. Κάλυψη του θερμικού φορτίου. Σενάριο Αποκοπή Αιχμής+CHP, DG=148kW, Χαμηλή ΟΤΣ.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5^ο:

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Γενικά για όλα τα σενάρια λειτουργίας

Παρατηρούμε διαφορές μεταξύ των ίδιων σεναρίων για άλλη οριακή τιμή συστήματος μόνο στα σενάρια που εισέρχονται περισσότερες της μίας μικροπηγές στην αντικειμενική συνάρτηση. Για παράδειγμα, στα σενάρια Only DG και Only DG-Heat Match σενάρια, η παραγωγή της κάθε μικροπηγής θα πρέπει να καλύπτει την ζήτηση του ζυγού στον οποίο είναι συνδεδεμένη και μόνο, οπότε είναι λογικό να παραμένει σταθερή ανεξάρτητα της οριακής τιμής του συστήματος για ένα ορισμένο επίπεδο διείσδυσης των ΑΠΕ.

Μάλιστα, η παραγωγή της μικροτουρμπίνας και της κυψέλης καυσίμου θα παραμένει σταθερή για τα σενάρια Only DG και Heat Match για κάθε επίπεδο διείσδυσης των ΑΠΕ και για κάθε οριακή τιμή του συστήματος. Η παραγωγή των ΑΠΕ διαφοροποιείται προφανώς ανάλογα με το επίπεδο διείσδυσης τους.

Είναι αξιοσημείωτο πως οι εκπομπές είναι για κάθε επίπεδο διείσδυσης και κάθε τρόπο διαχείρισης του φορτίου είναι μεγαλύτερες για την χαμηλή οριακή τιμή του συστήματος από ότι για την υψηλή οριακή τιμή του συστήματος. Αυτό οφείλεται στο ότι η συνάρτηση προς ελαχιστοποίηση είναι η συνάρτηση του λειτουργικού κόστους και έτσι, όταν μειώνεται η οριακή τιμή του συστήματος άρα το κόστος της έγχυσης ισχύος από το ανάντη δίκτυο, το αποτέλεσμα είναι η αύξηση της έγχυσης ισχύος από το ανάντη δίκτυο. Το ανάντη δίκτυο όμως έχει τον μεγαλύτερο συντελεστή εκπομπών από όλες τις πηγές και έτσι η αύξηση της παραγωγής του οδηγεί σε αύξηση των εκπομπών.

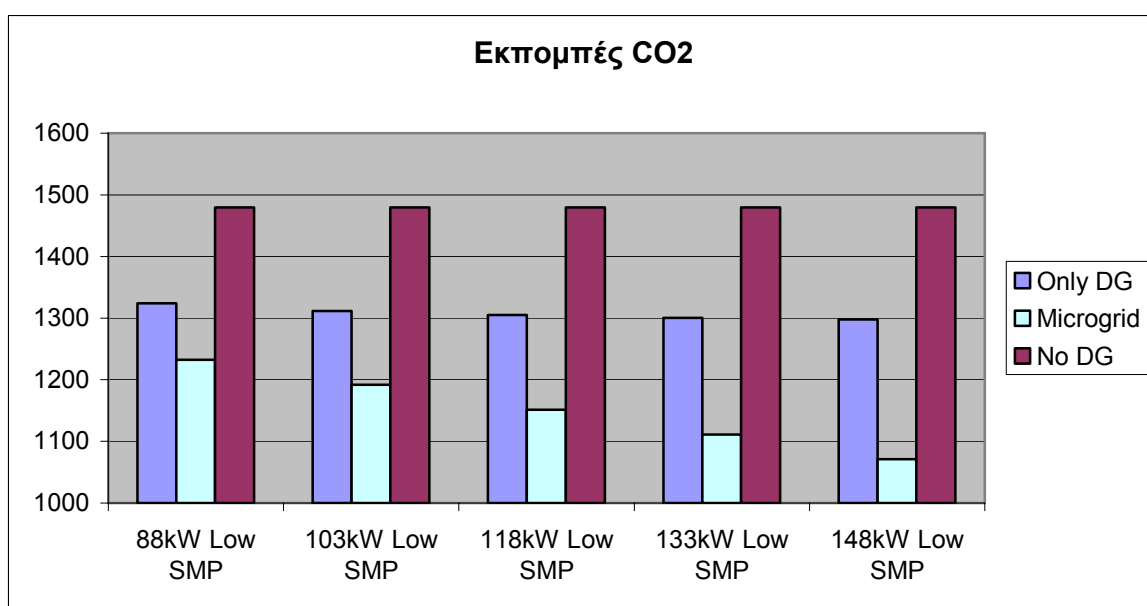
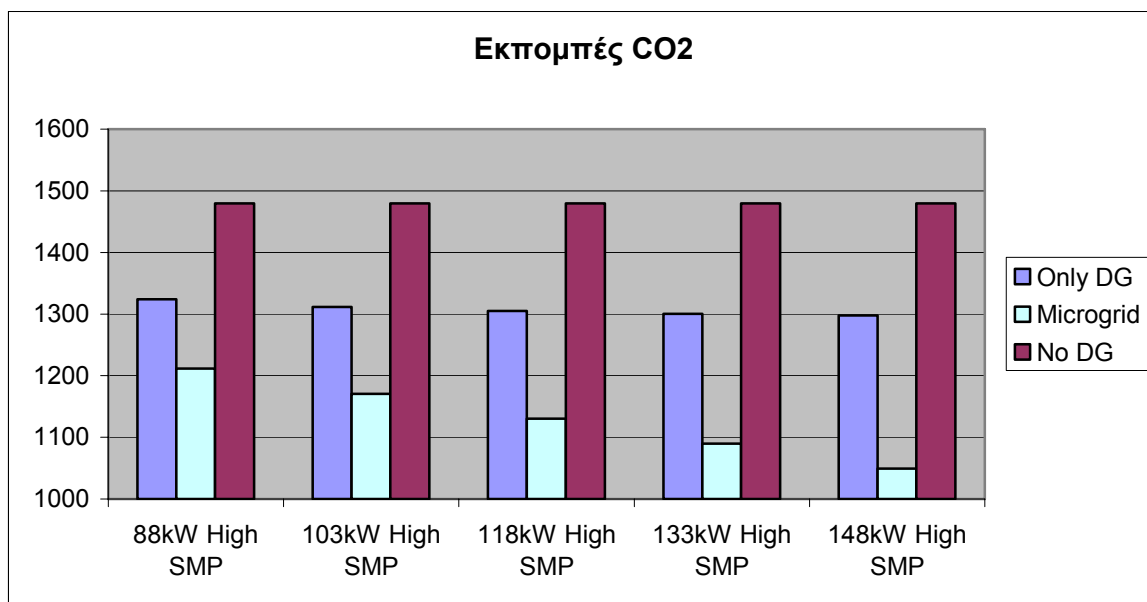
Αναφέρεται εδώ ότι τα σενάρια με τις διαφορετικές αντικειμενικές συναρτήσεις επαναλήφθηκαν μεν για κάθε επίπεδο διείσδυσης και κάθε οριακή τιμή αλλά τα αποτελέσματα δεν παρατέθηκαν όλα καθώς οι διαφορές είναι πάρα πολύ μικρές, όπως φαίνεται από τα αποτελέσματα για το αρχικό επίπεδο διείσδυσης και υψηλή οριακή τιμή συστήματος.

Ως προς τα οικονομικά μεγέθη τέλος, όταν έχουμε λειτουργία μικροδικτύου τότε όσο αυξάνεται η διείσδυση των ΑΠΕ και άρα και το κόστος εγκατάστασής τους, τόσο μειώνεται η έντοκη περίοδος αποπληρωμής και αυξάνεται η καθαρά παρούσα αξία για το δέκατο έτος. Δηλαδή στην λειτουργία μικροδικτύου η αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ βελτιώνει τους οικονομικούς δείκτες, άρα κάνει την επένδυση ολοένα και πιο συμφέρουσα. Αυτό εξηγείται καθότι η περισσότερη παραγωγή των ΑΠΕ σίγουρα θα απορροφηθεί από την ζήτηση αφού οι ΑΠΕ εισάγονται κατά προτεραιότητα από τον διαχειριστή.

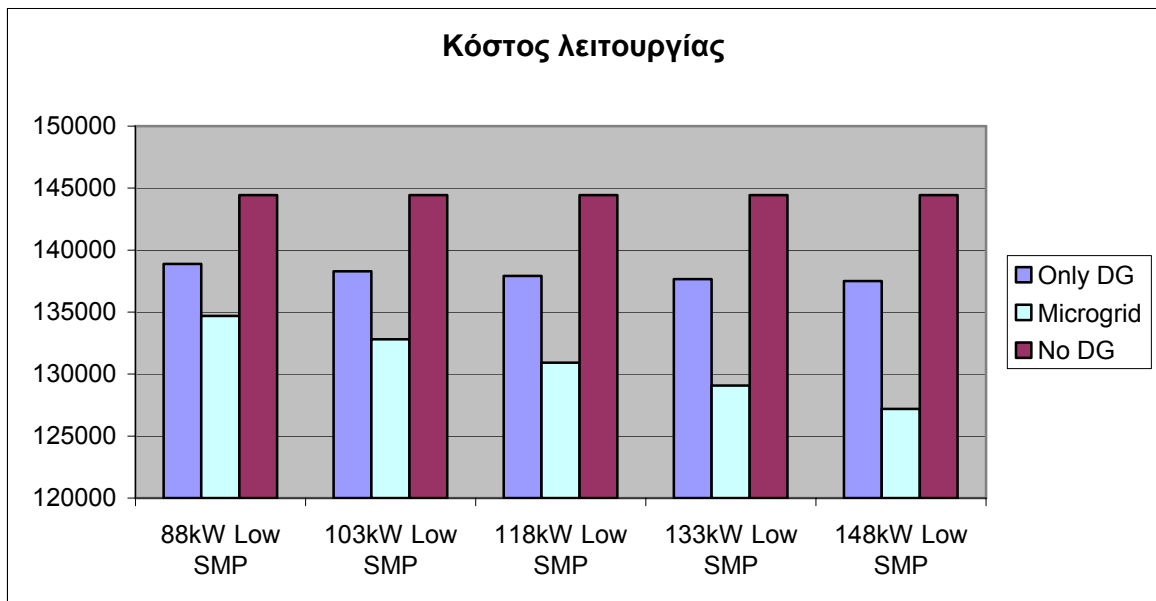
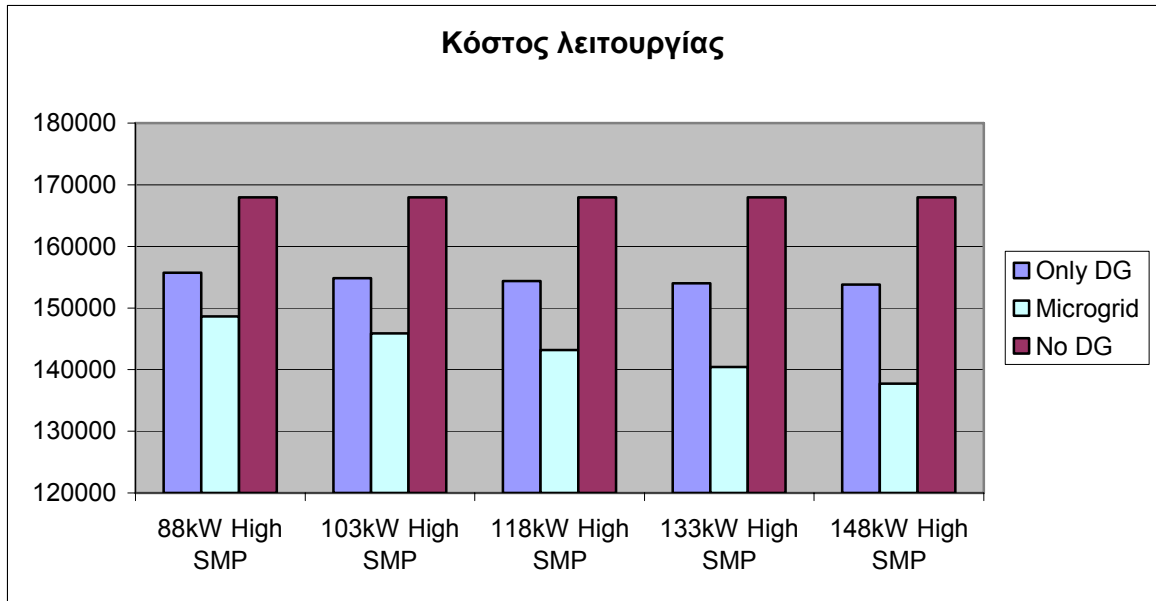
Από την άλλη, στην περίπτωση της ανεξάρτητης λειτουργίας, οπότε οι ΑΠΕ καλύπτουν την ζήτηση μόνο στον ζυγό τους, αρχικά η αύξησή τους βελτιώνει την οικονομική κατάσταση της επένδυσης (αυξάνει την καθαρά παρούσα αξία και μειώνει την έντοκη περίοδο αποπληρωμής). Από ένα επίπεδο διείσδυσης όμως και πάνω, η κατάσταση αντιστρέφεται και όσο αυξάνεται η διείσδυση των ΑΠΕ, οι οικονομικοί δείκτες χειροτερεύουν. Αυτό συμβαίνει διότι ενώ αρχικά η αυξημένη παραγωγή των ΑΠΕ βοηθά να καλυφθεί η ζήτηση τοπικά στον ζυγό και να μην απαιτηθεί έγχυση ισχύος από το ανάντη δίκτυο, εάν αυξηθεί η δυναμικότητα των ΑΠΕ πέραν της ζήτησης του ζυγού τους, τότε η επιπλέον παραγωγή τους δεν αξιοποιείται και άρα και η μεγαλύτερη χρηματική επένδυση που έγινε για την εγκατάστασή τους δεν αποσβένεται.

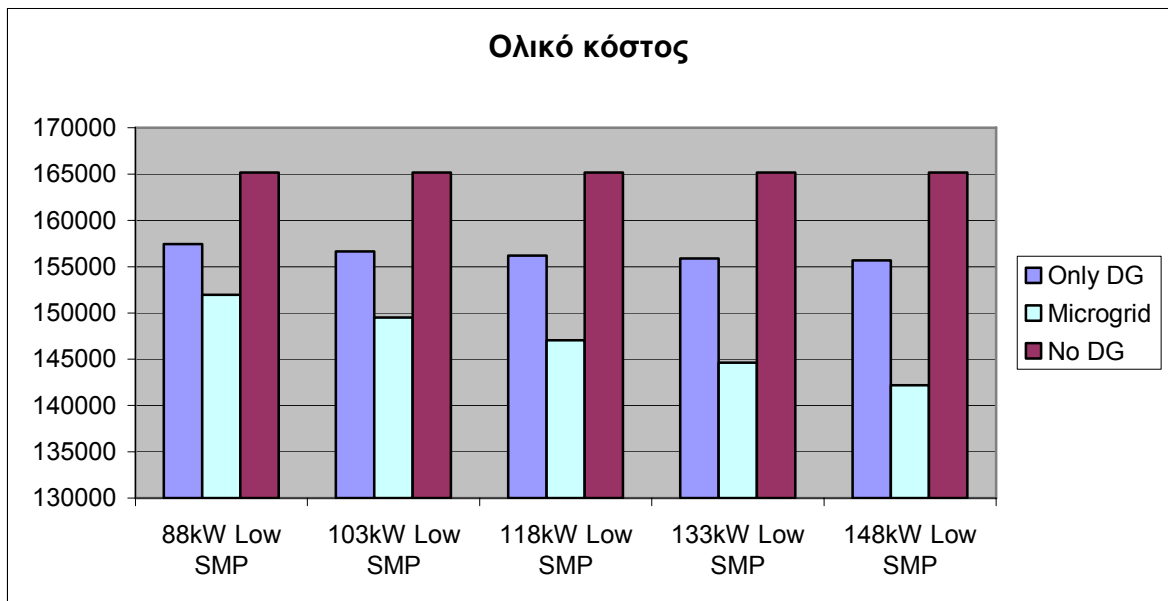
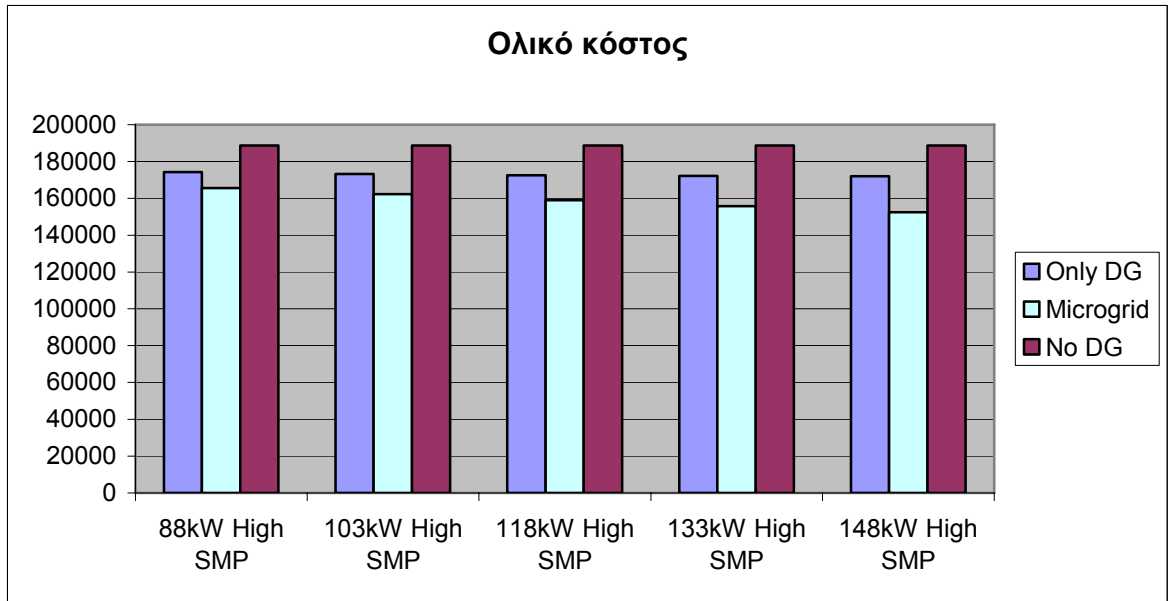
Για τα σενάρια χωρίς Ενεργειακές Διανομές:

Θα παρατεθούν παρακάτω τα διαγράμματα για την παραγωγή των πηγών, τις εκπομπές, τα κόστη και τους οικονομικούς δείκτες για τα σενάρια No DG, Only DG, και Microgrid.

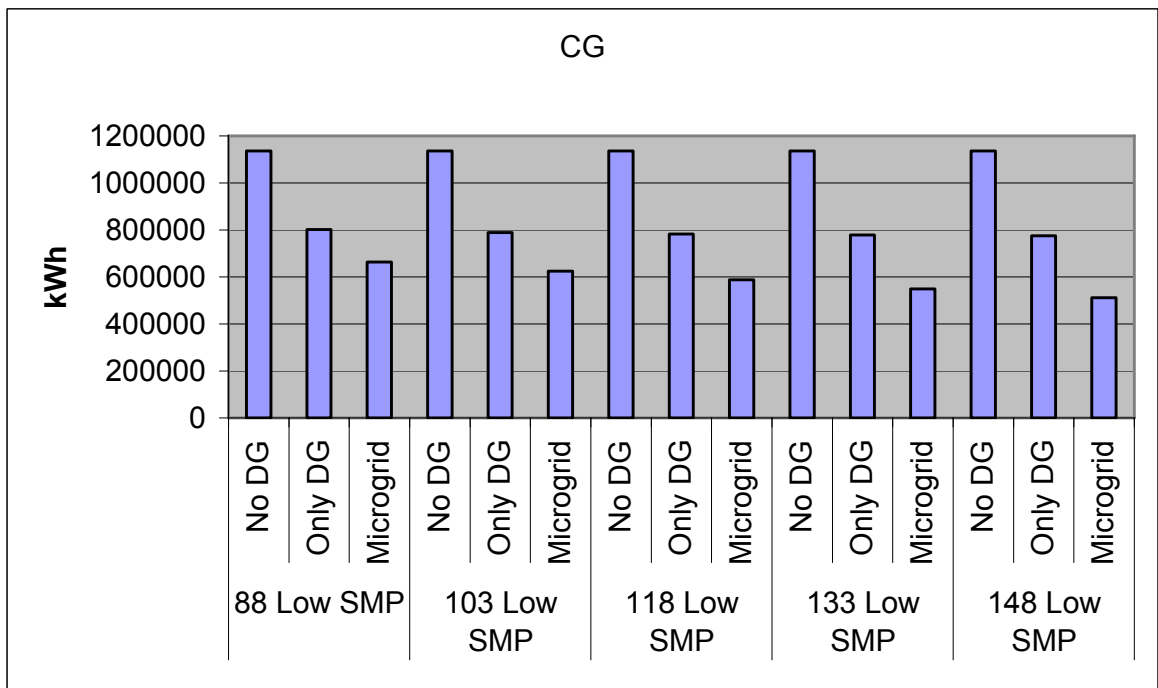
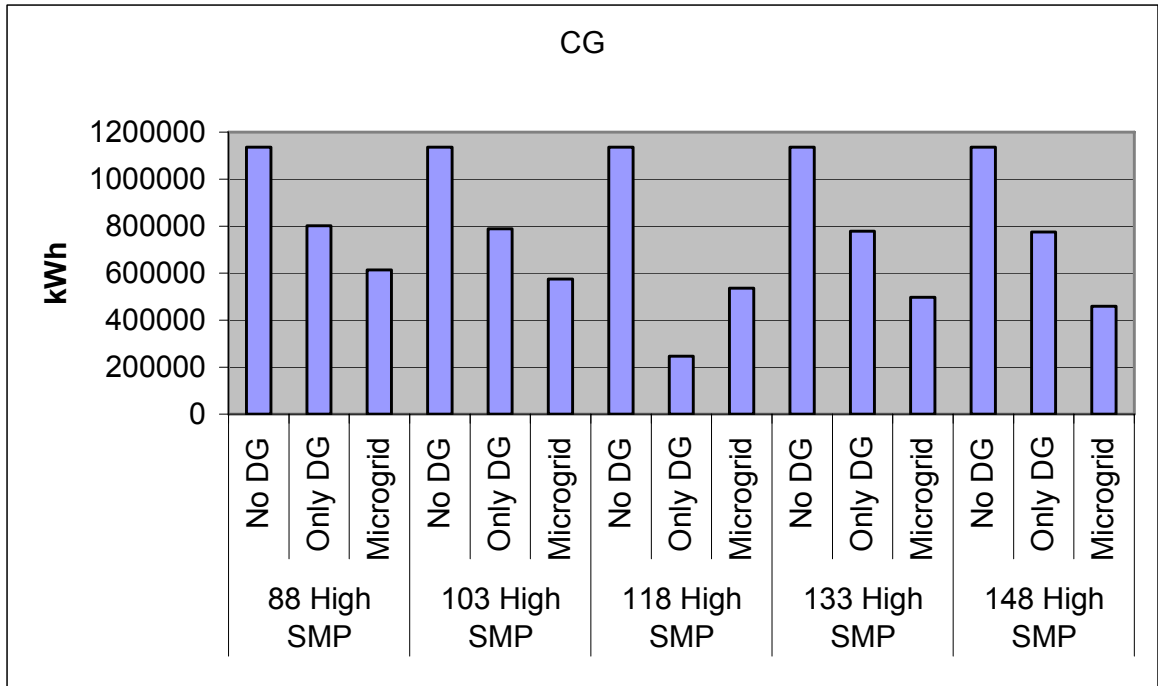


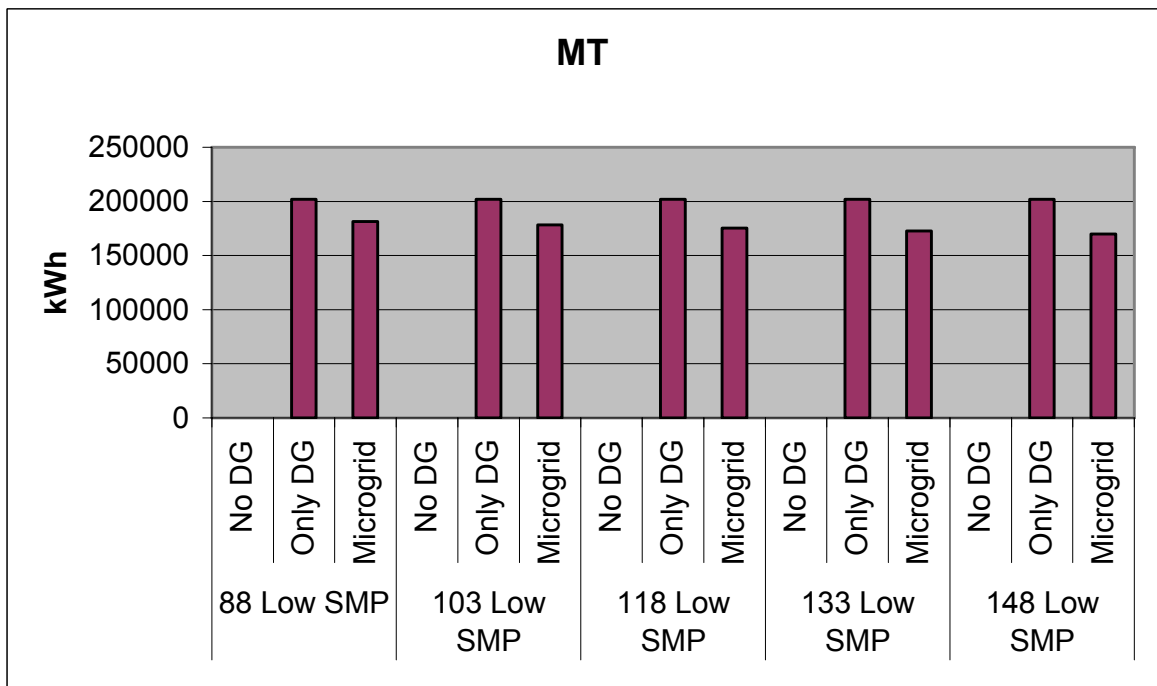
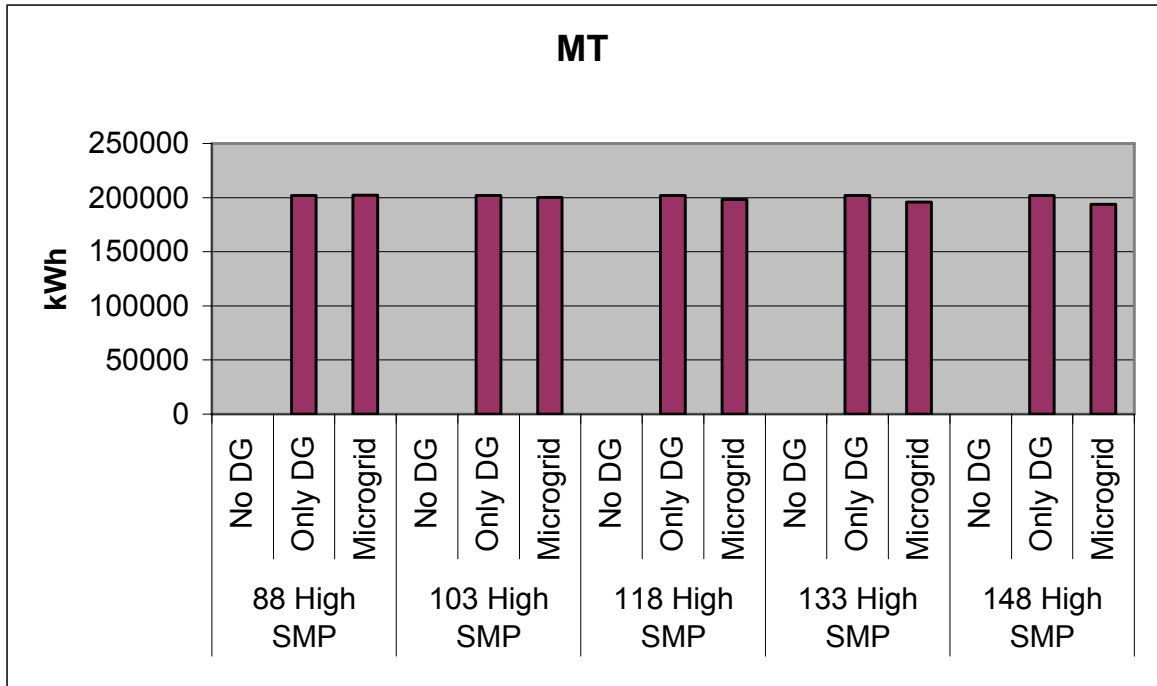
Η μείωση των εκπομπών από το αρχικό σενάριο όπου απουσιάζουν οι μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής σε σχέση με το σενάριο Microgrid είναι σημαντική, περί των 450 τόνων διοξειδίου του άνθρακα ανά έτος.

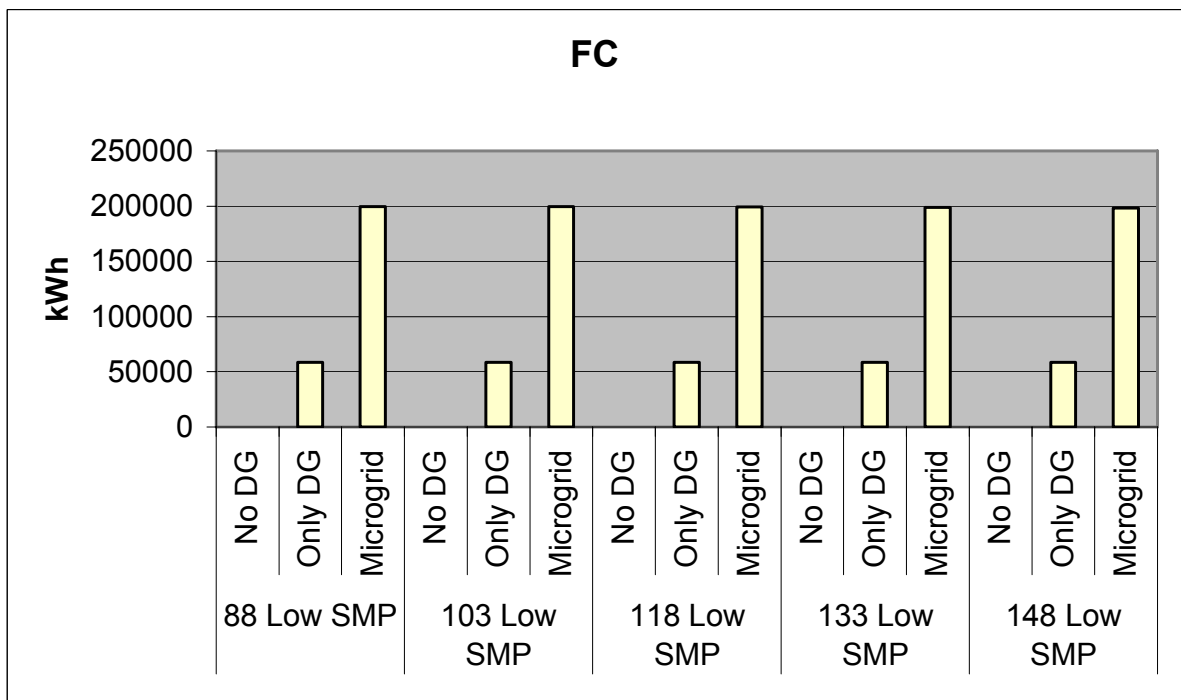
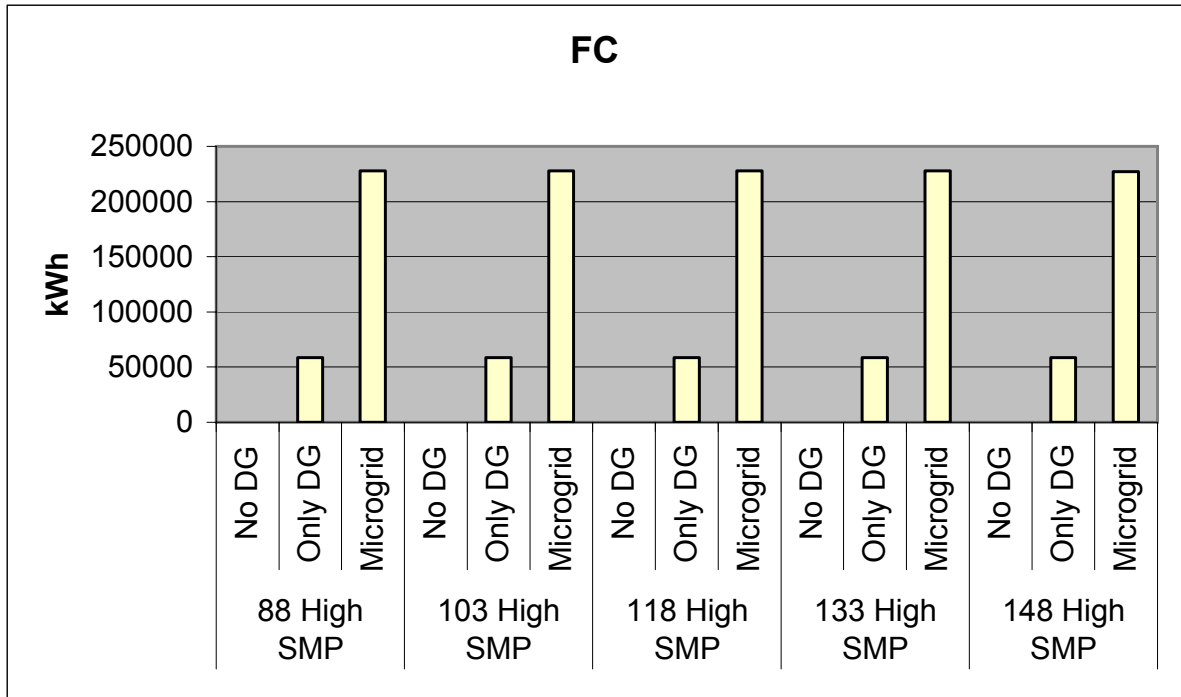


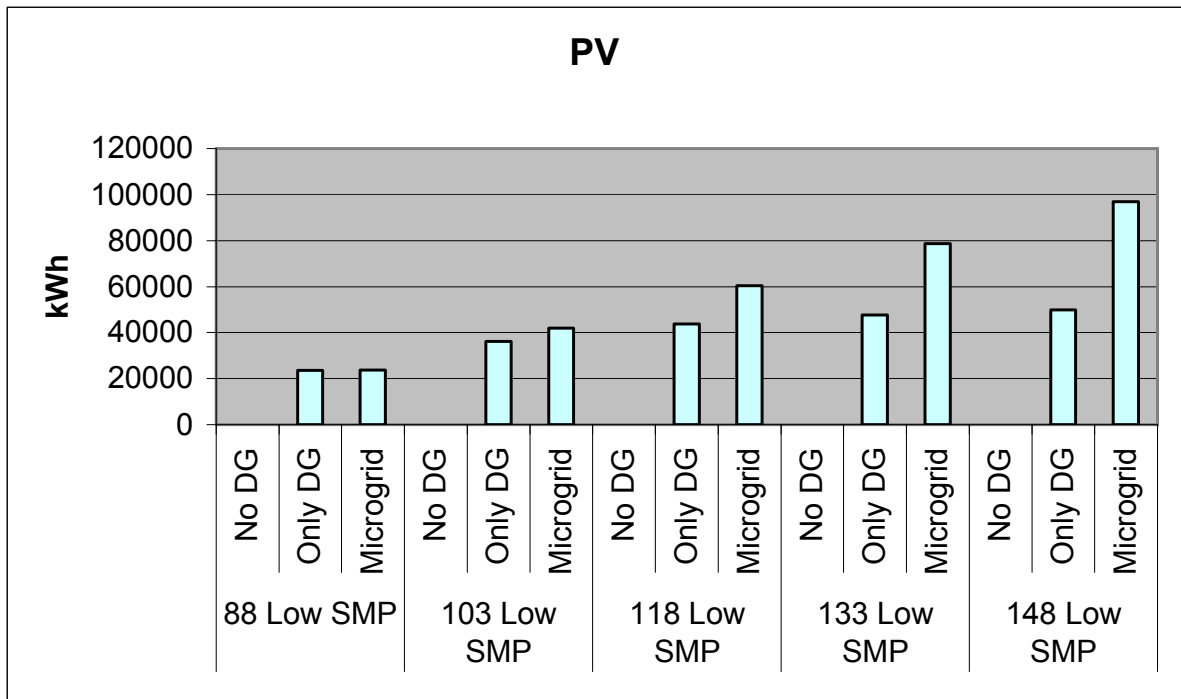
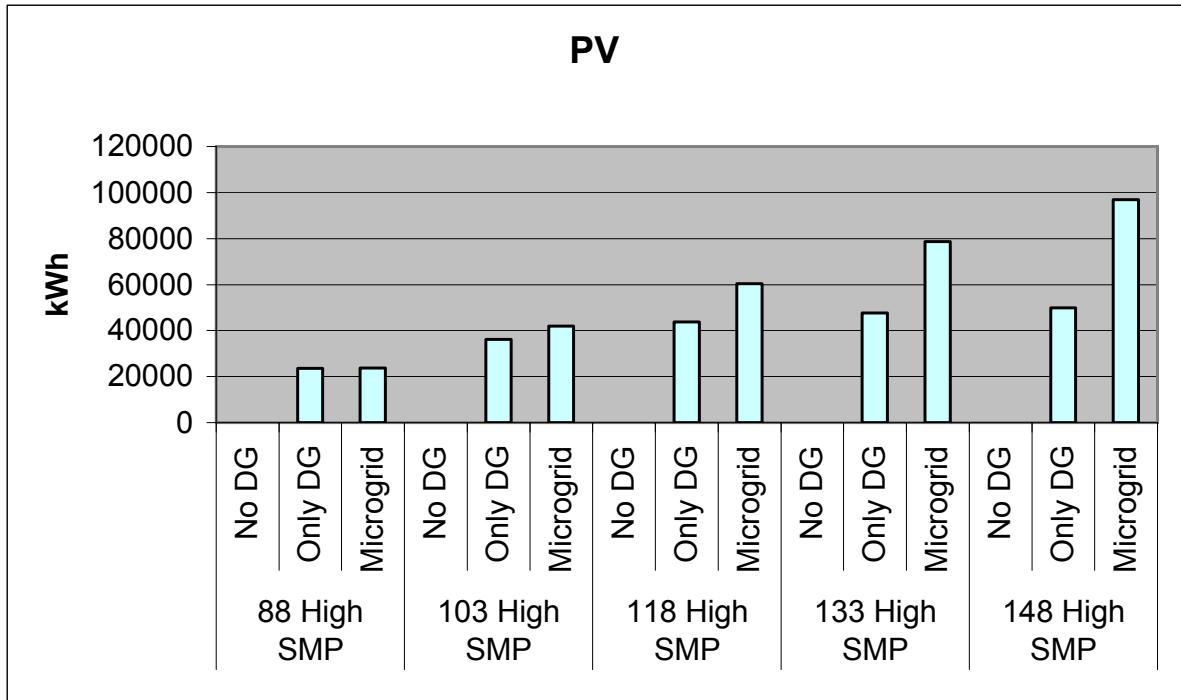


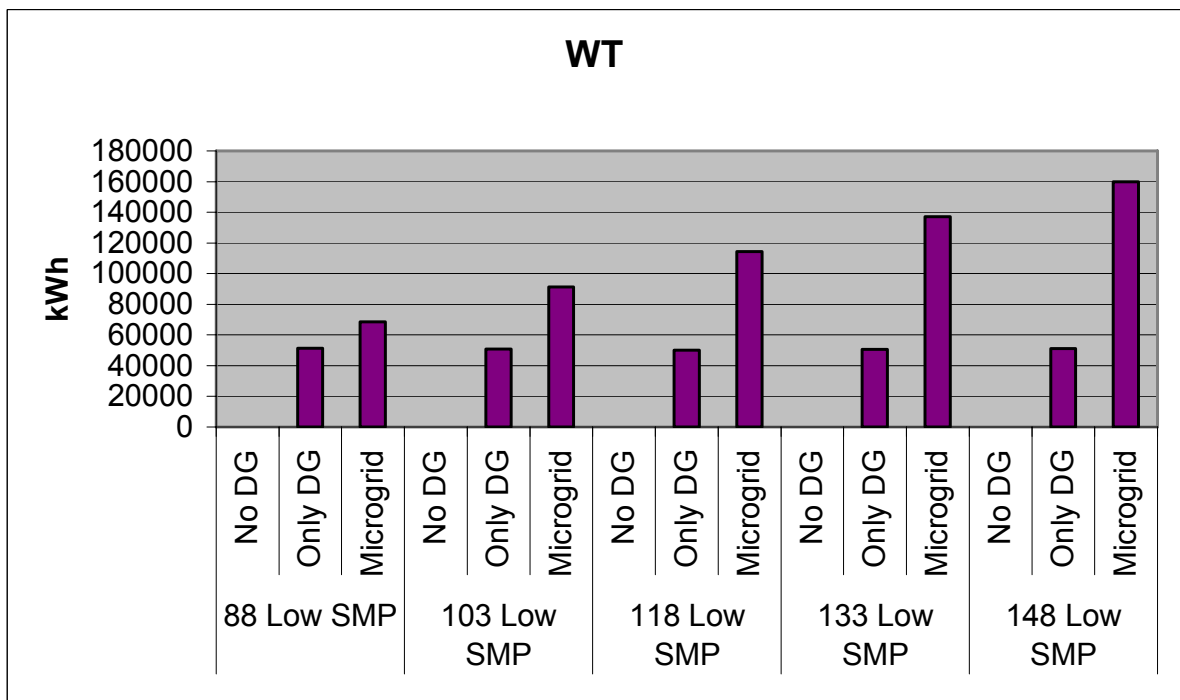
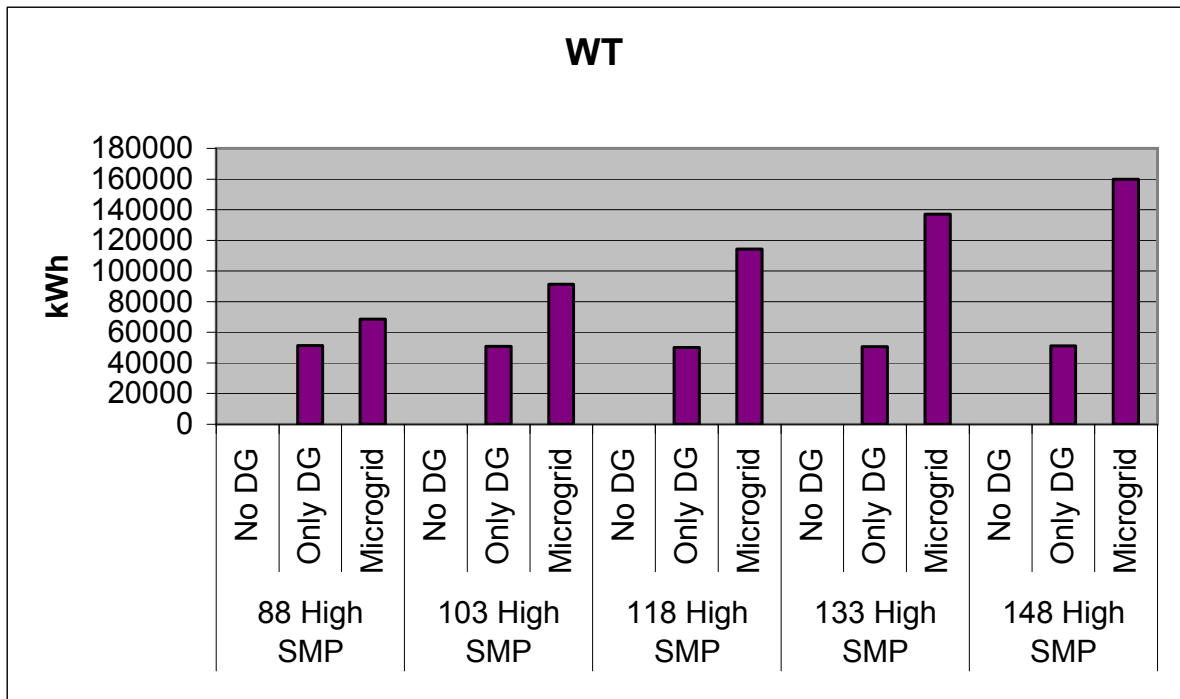
Παρατηρείται ότι οι μικρότερες εκπομπές και το μικρότερο λειτουργικό και ολικό κόστος εμφανίζονται στο σενάριο Microgrid. Η μείωση του ολικού κόστους είναι μεγάλη και ανέρχεται σε περισσότερες από 20000 ευρώ για ένα έτος.



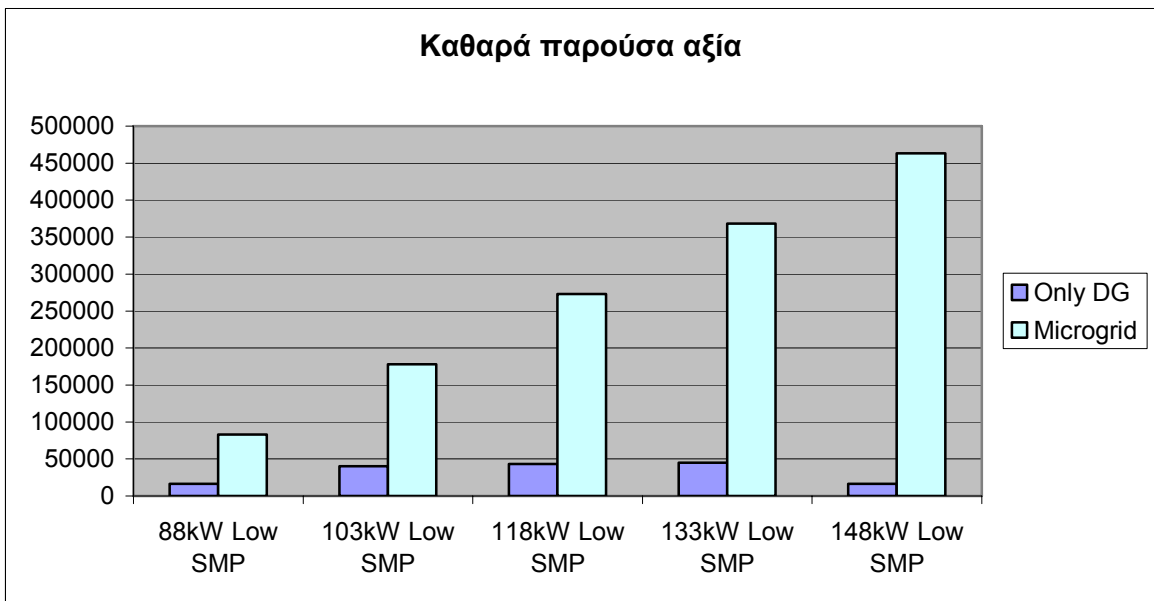
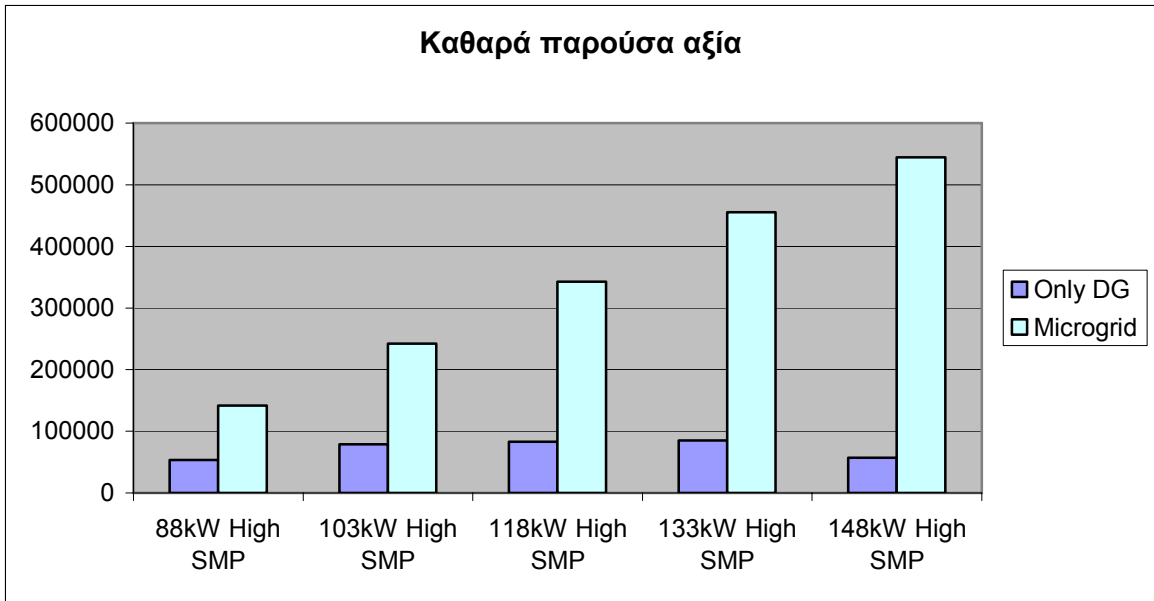


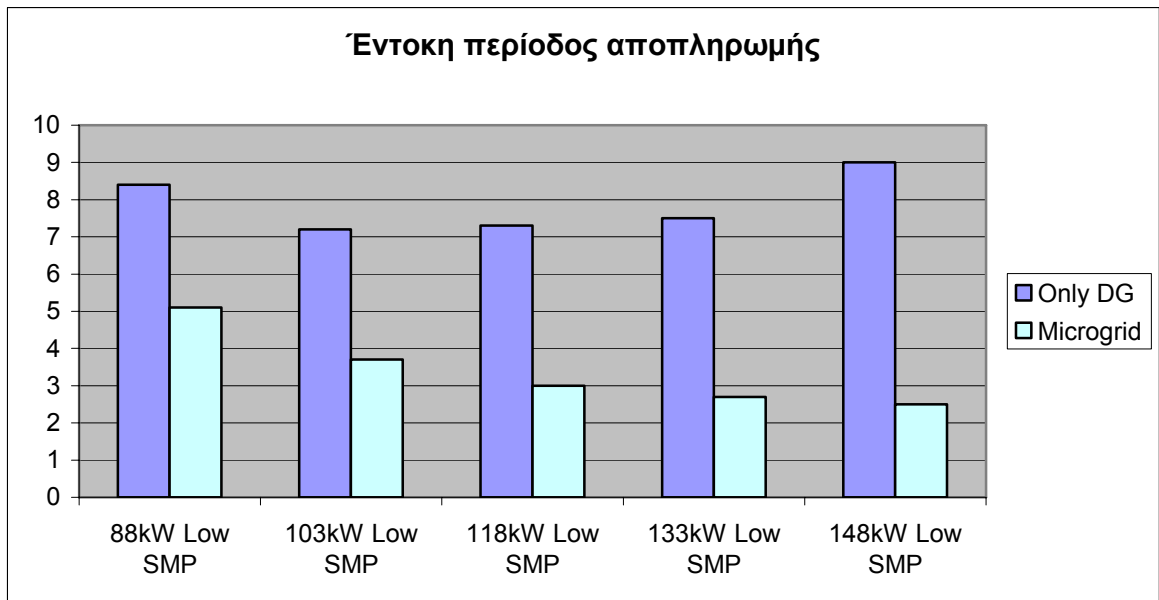
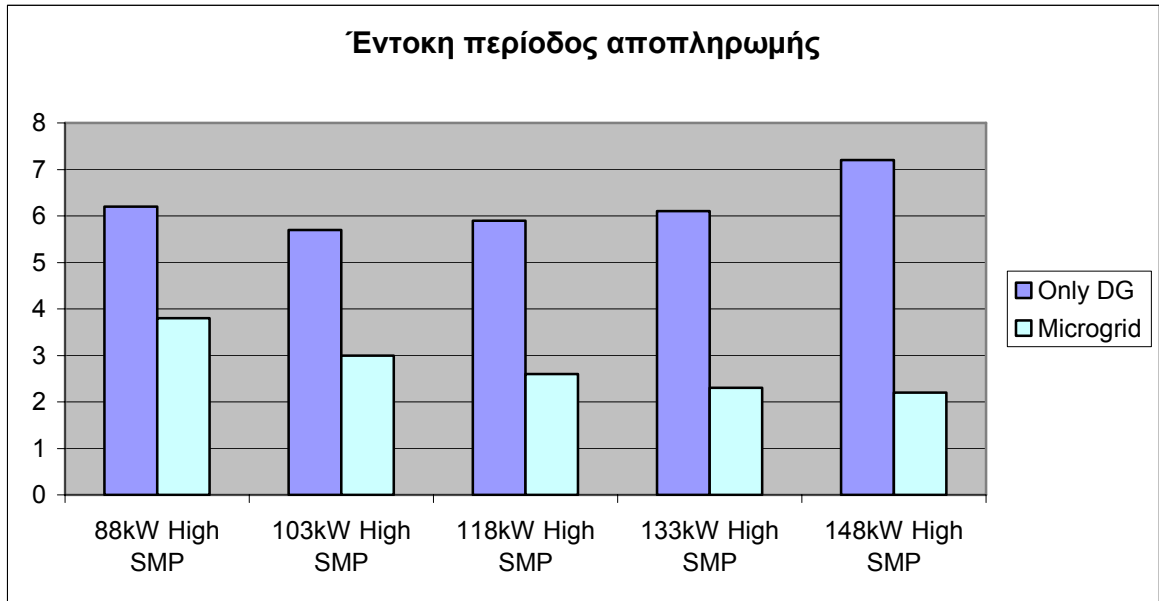






Παρατηρείται μείωση της έγχυσης ισχύος από το ανάντη δίκτυο για τα σενάρια με διεσπαρμένη παραγωγή, μεγαλύτερη μείωση για μικροδίκτυο από ότι στην ανεξάρτητη λειτουργία. Η παραγωγή της μικροτουρμπίνας και της κυψέλης καυσίμου για τα σενάρια Only DG και για όλα τα επίπεδα διείσδυσης είναι ίδια, αφού καλύπτει την ζήτηση στον ζυγό μόνο. Όταν το σενάριο γίνεται Microgrid, η παραγωγή της κυψέλης καυσίμου αυξάνεται πολύ, η παραγωγή της μικροτουρμπίνας μειώνεται ελάχιστα και η έγχυση ισχύος από το ανάντη δίκτυο μειώνεται σημαντικά. Αυτό συμβαίνει και για υψηλή και για χαμηλή οριακή τιμή συστήματος.





Παρατηρούμε ότι το βέλτιστο σενάριο βάσει του κριτηρίου της καθαρής παρούσας αξίας και του κριτηρίου της έντοκης περιόδου αποπληρωμής είναι το Microgrid για οποιονδήποτε συνδυασμό διείσδυσης και οριακής τιμής συστήματος.

Παρατηρούμε την διαρκή μείωση της έντοκης περιόδου αποπληρωμής και την διαρκή αύξηση της καθαρής παρούσας αξίας με την αύξηση της διείσδυσης για το σενάριο του μικροδικτύου σε οποιαδήποτε οριακή τιμή του συστήματος. Αντίθετα, για την ανεξάρτητη λειτουργία, παρατηρούμε αρχικά την αύξηση της καθαρής παρούσας αξίας με την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ και μετά την πτώση της με την περαιτέρω αύξηση της διείσδυσης και ομοίως την μείωση της έντοκης περιόδου αποπληρωμής με την αύξηση της διείσδυσης και μετά την πτώση της με την περαιτέρω αύξηση των ΑΠΕ.

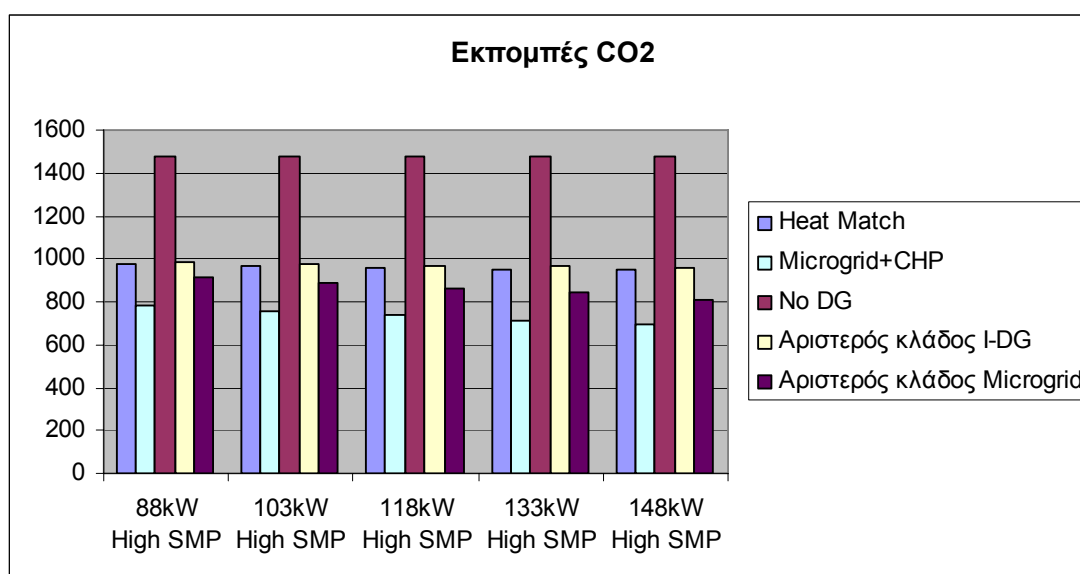
Για τα σενάρια με Ενεργειακούς διανομείς:

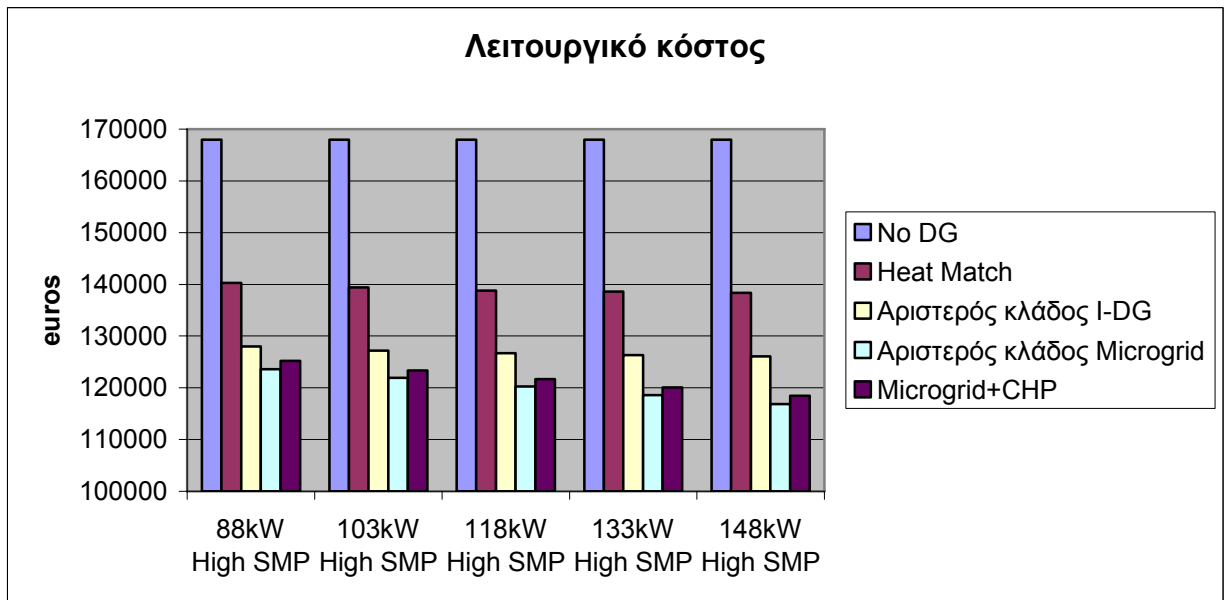
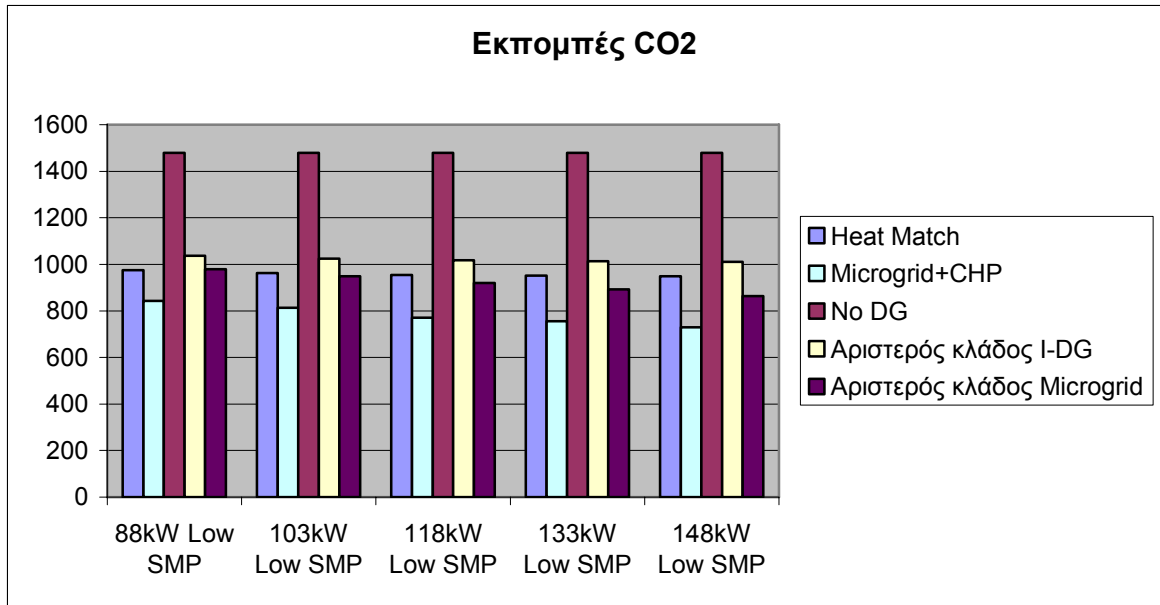
Η παραγωγή της μικροτουρμπίνας, της κυψέλης καυσίμου και των ΑΠΕ είναι ίδια στο σενάριο Only DG- Heat Match με το Only DG σενάριο αφού και πάλι καλούνται να καλύψουν την ζήτηση μόνο στον ζυγό τους.

Όταν εφαρμόζουμε βελτιστοποίηση σε κάθε ενεργειακό διανομέα χωριστά, τότε παρατηρείται ότι για μία ορισμένη οριακή τιμή συστήματος (χαμηλή ή υψηλή) οποιονδήποτε συνδυασμό επιπέδου διείσδυσης των ΑΠΕ, η παραγωγή των boilers και η παραγωγή των συστημάτων συμπαραγωγής, τόσο ηλεκτρική όσο και θερμική, είναι σταθερές. Εφόσον οι δύο ενεργειακοί διανομείς βρίσκονται στον μεσαίο και τον δεξί κλάδο στον οποίο δεν υπάρχουν εγκατεστημένες μικροπηγές, το επίπεδο διείσδυσης των ΑΠΕ δεν επηρεάζει τις εξόδους των διανομέων.

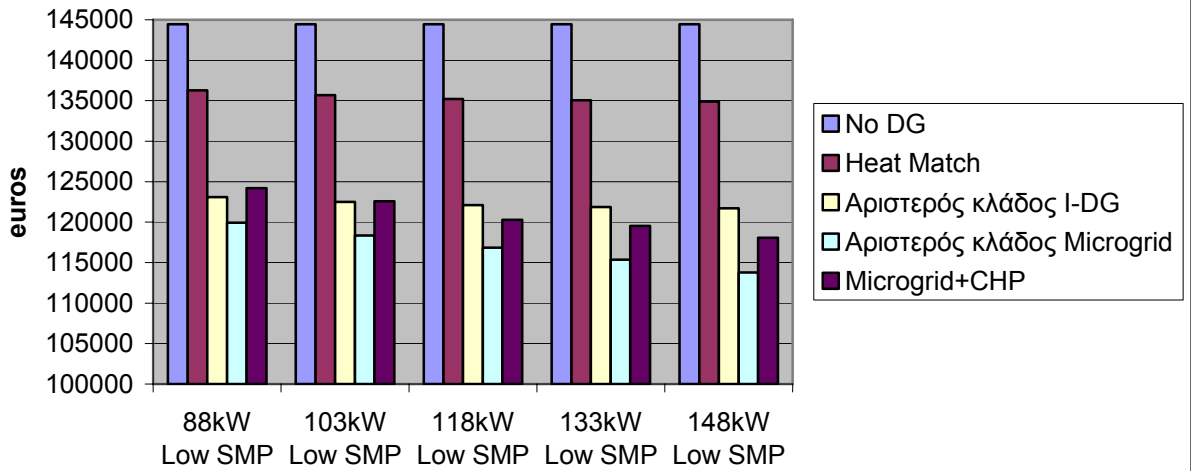
Παρατηρείται επίσης ότι όταν έχουμε ανεξάρτητη λειτουργία στον αριστερό κλάδο, τότε η παραγωγή της μικροτουρμπίνας και της κυψέλης καυσίμου συμπίπτει με την παραγωγή των αυτών μικροπηγών για το αντίστοιχο επίπεδο διείσδυσης και την αντίστοιχη οριακή τιμή συστήματος με το Only DG και το Heat Match σενάρια. όταν στον αριστερό κλάδο έχουμε μικροδίκτυο η παραγωγή των ΑΠΕ είναι ίδια όπως στο σενάριο Microgrid για κάθε αντίστοιχο επίπεδο διείσδυσης.

Στο σενάριο Microgrid+ CHP εντοπίζεται μεγάλη ομοιότητα με το σενάριο βελτιστοποίηση κάθε διανομέα και μικροδικτύου στον αριστερό κλάδο, παρόλο που στο Microgrid+ CHP σενάριο οι διανομείς δύνανται να εξάγουν ηλεκτρική ενέργεια σε άλλους κλάδους και ζυγούς.

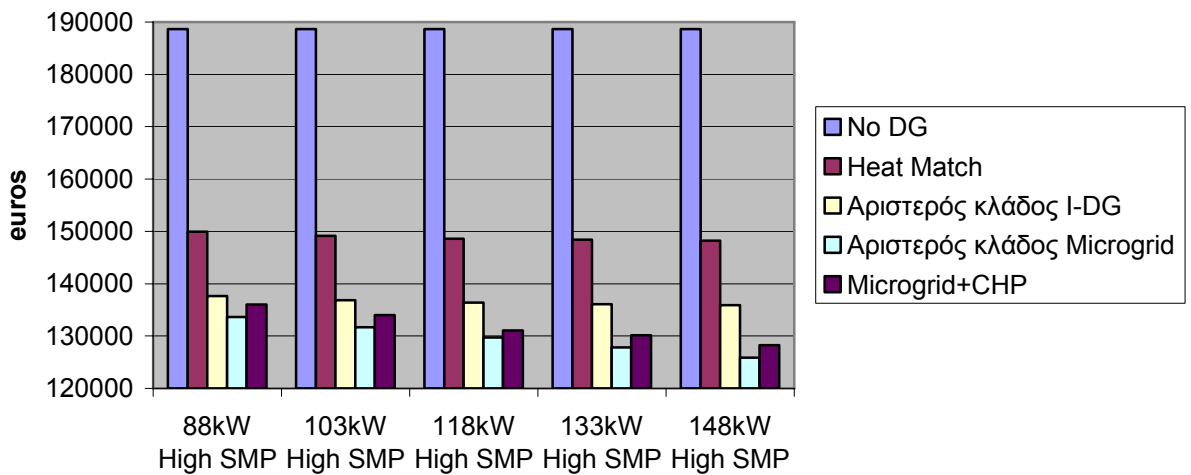


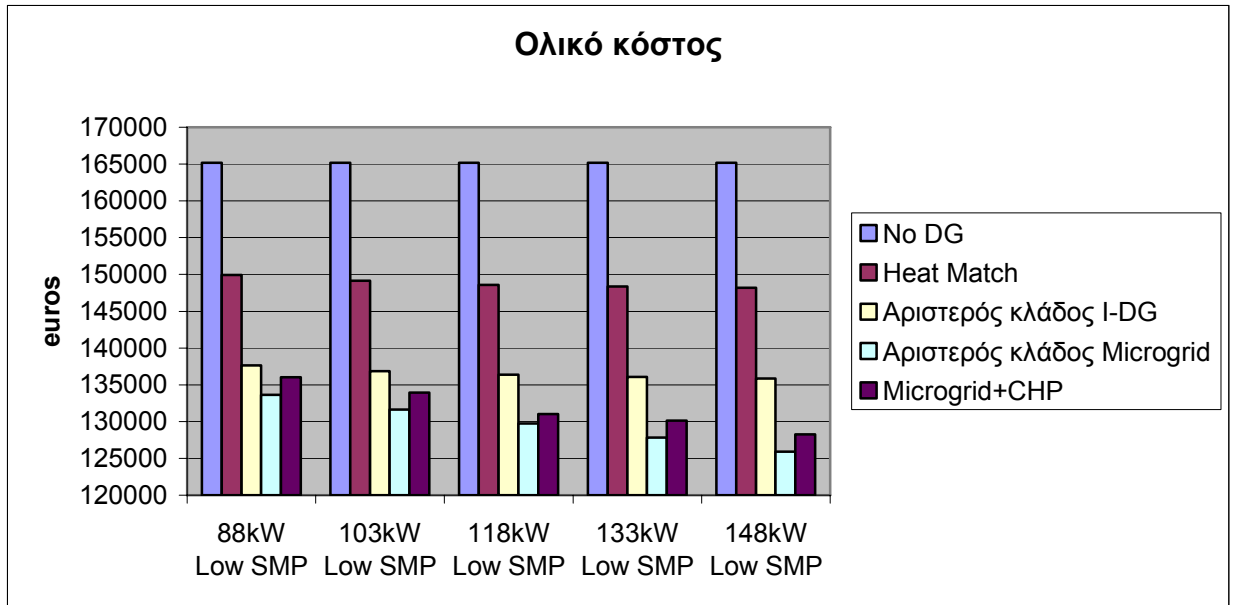


Λειτουργικό κόστος

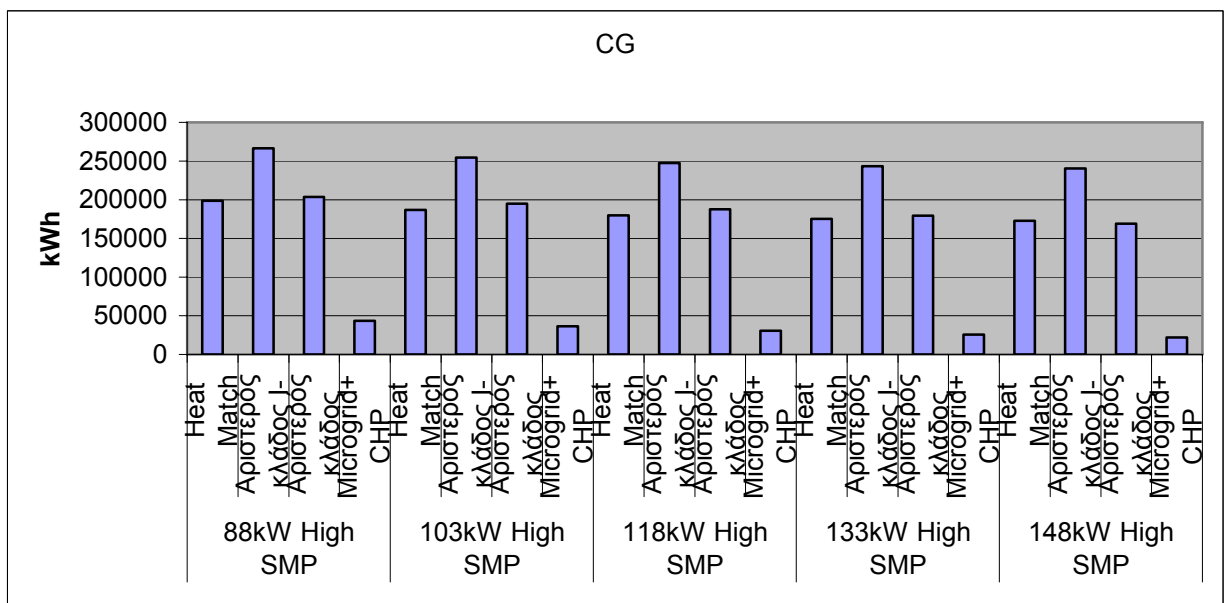


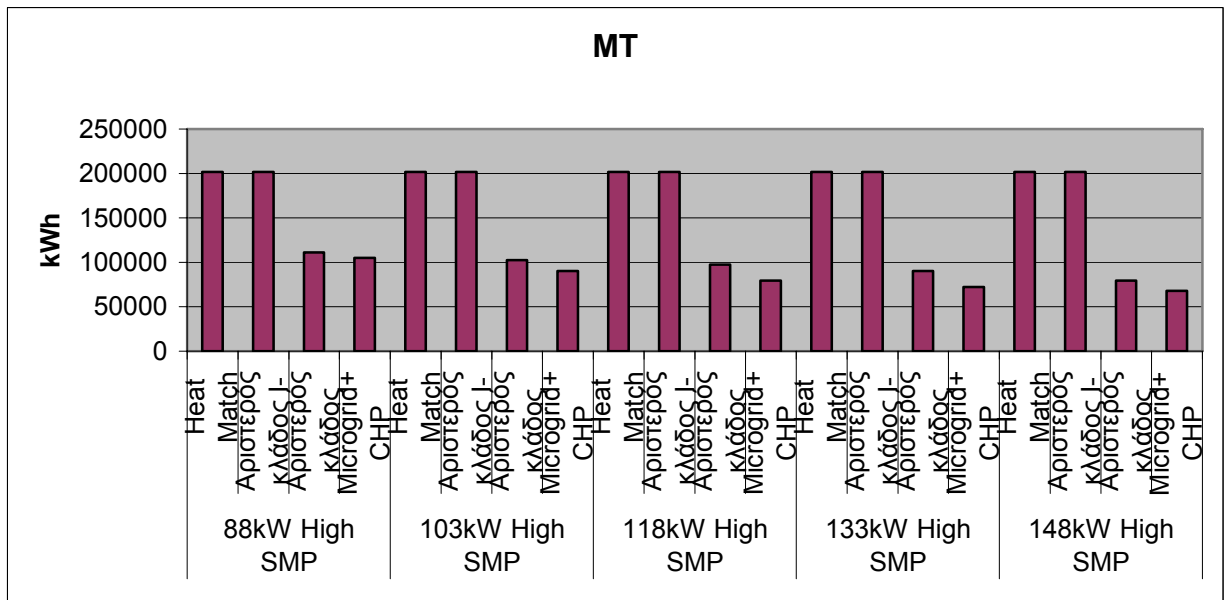
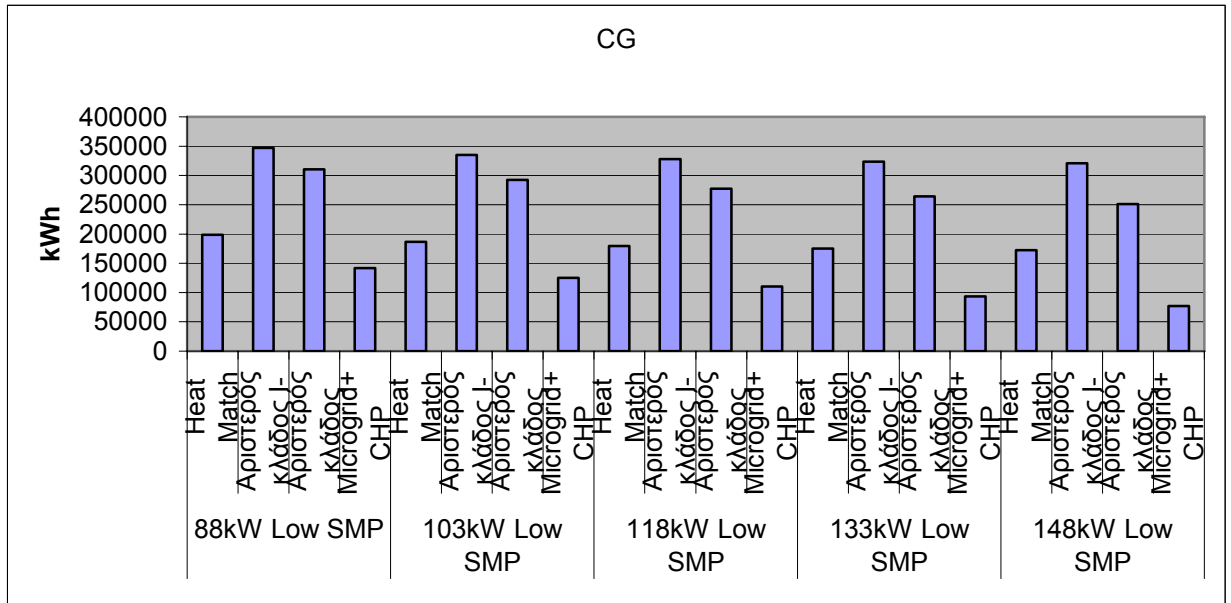
Ολικό κόστος

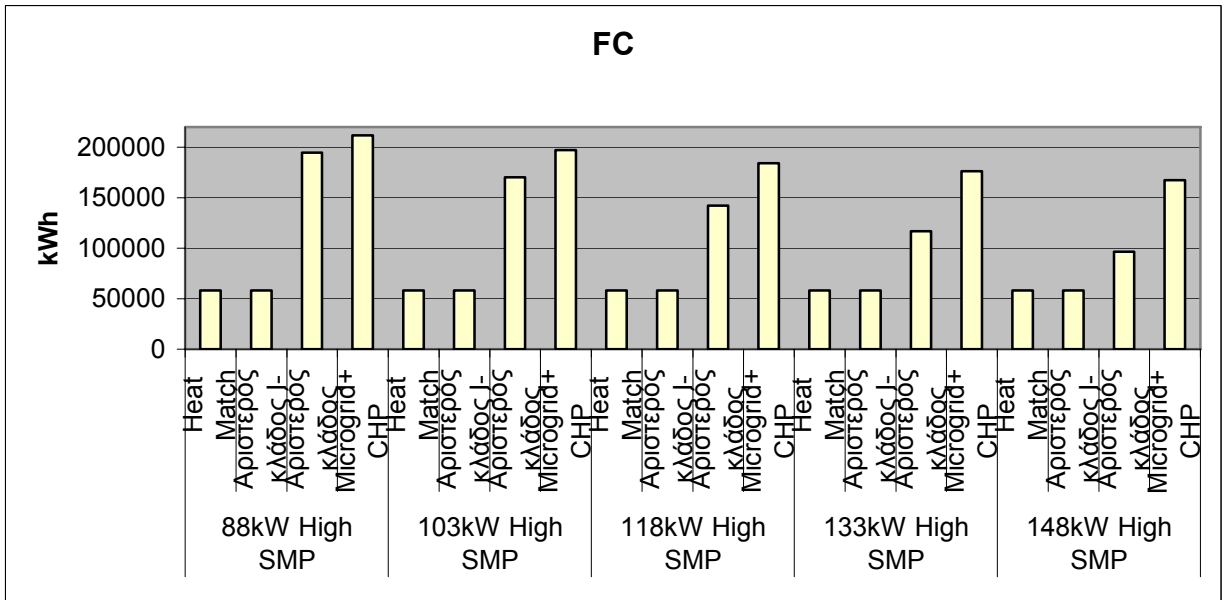
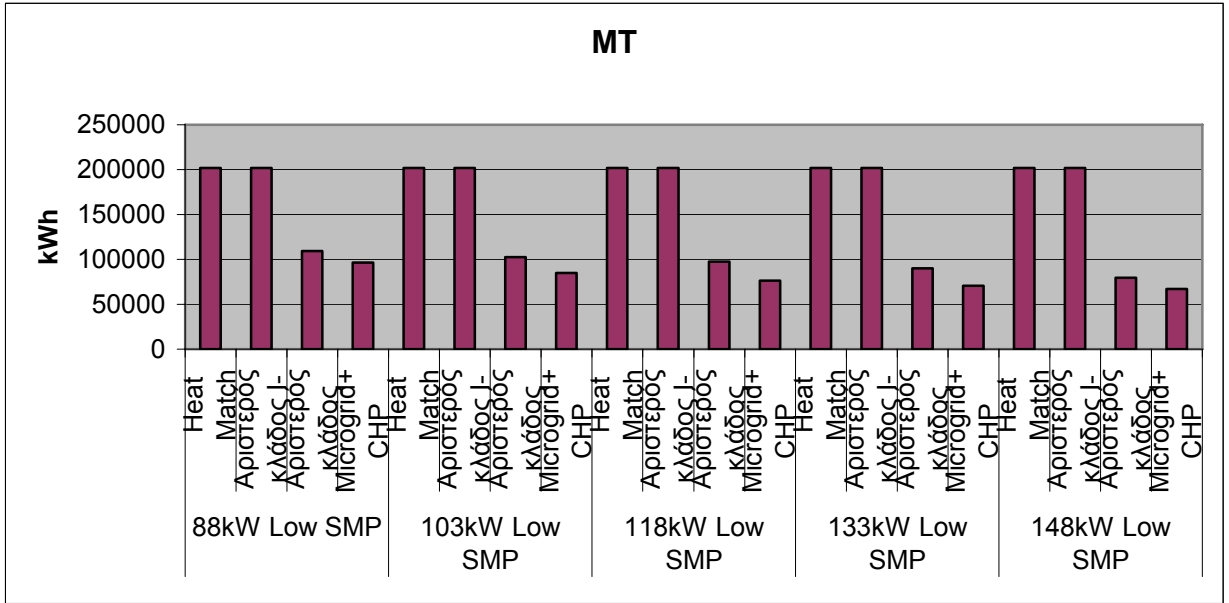


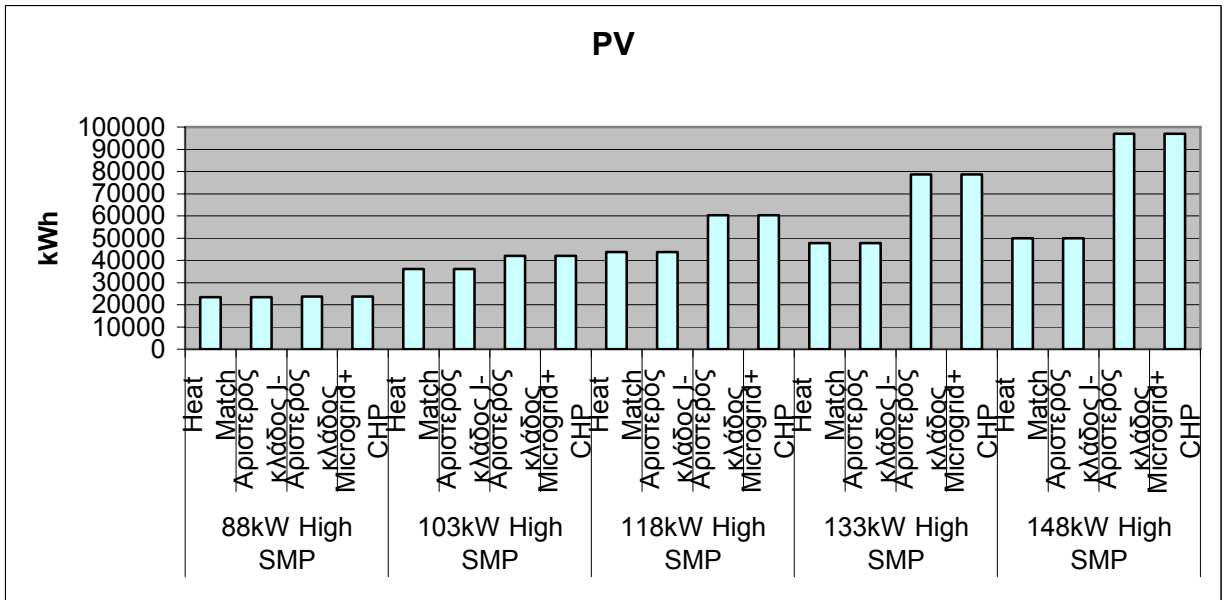
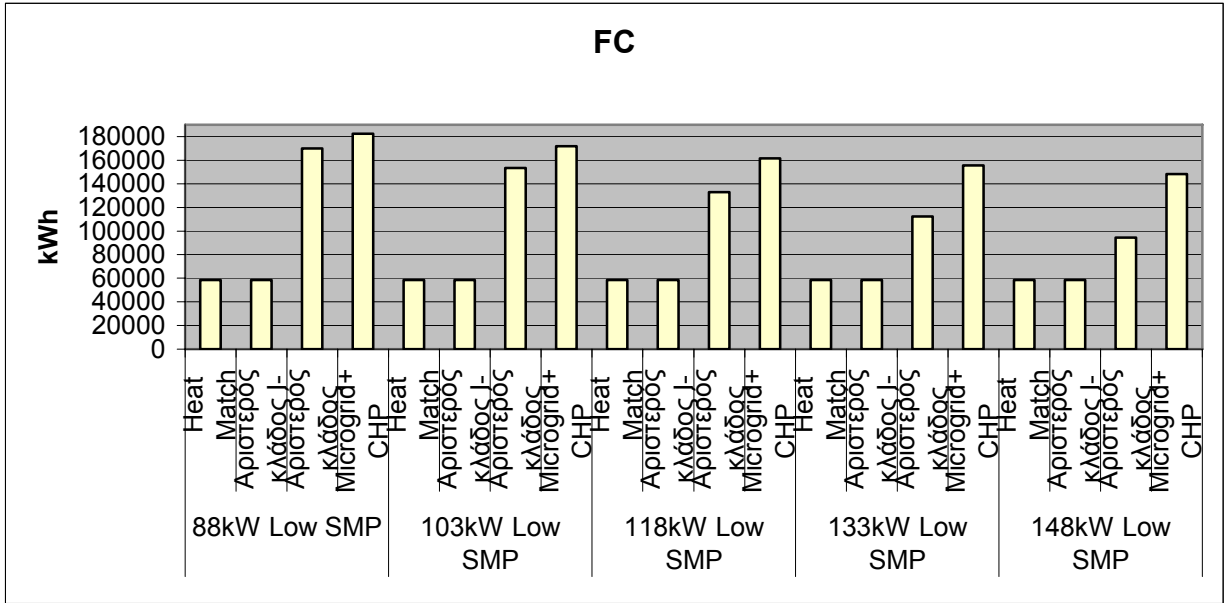


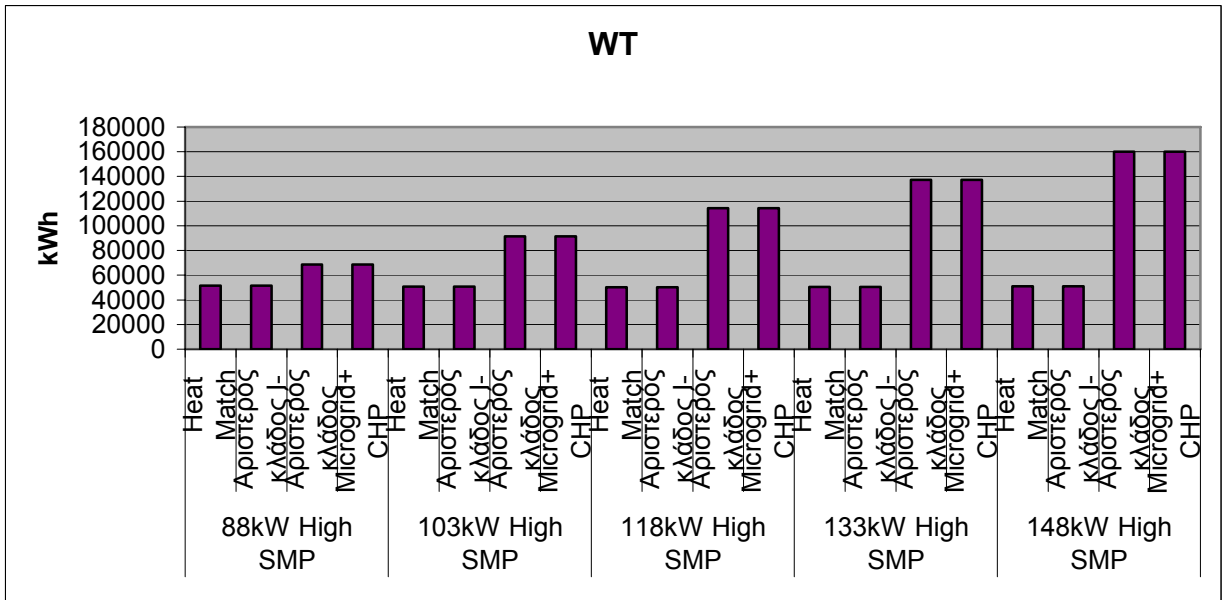
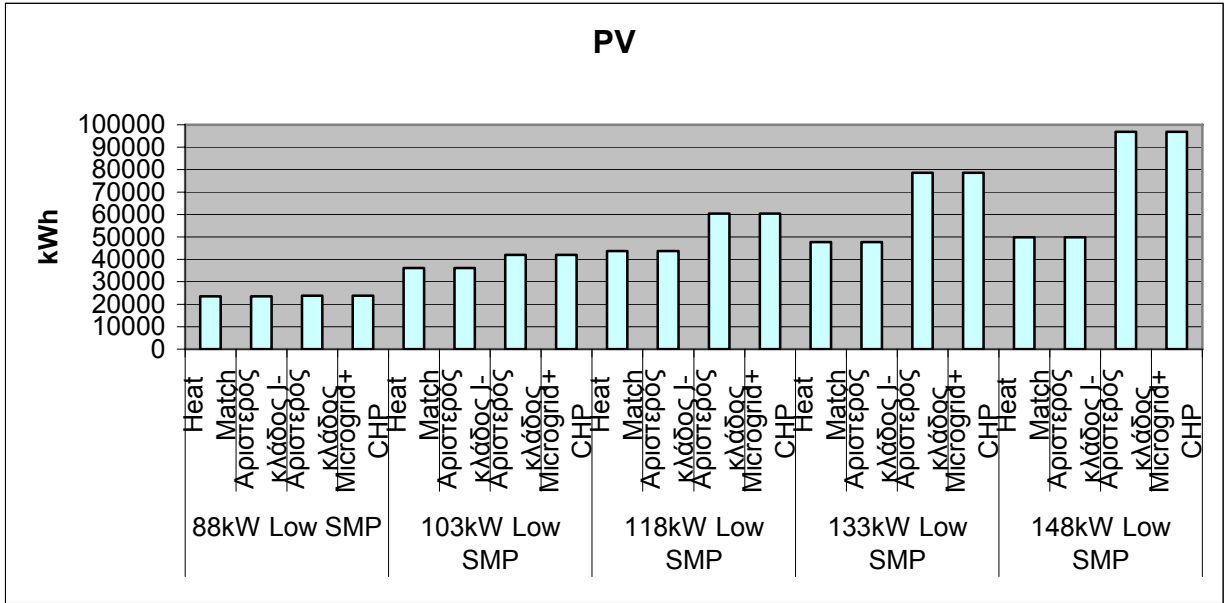
Άρα, η μείωση του ολικού κόστους μπορεί να φτάσει περίπου τα 40000 ευρώ ετησίως και η μείωση των εκπομπών περίπου στο μισό του αρχικού σεναρίου No DG. Η παραγωγή όλων των μονάδων συγκριτικά φαίνεται στα κάτωθι διαγράμματα:

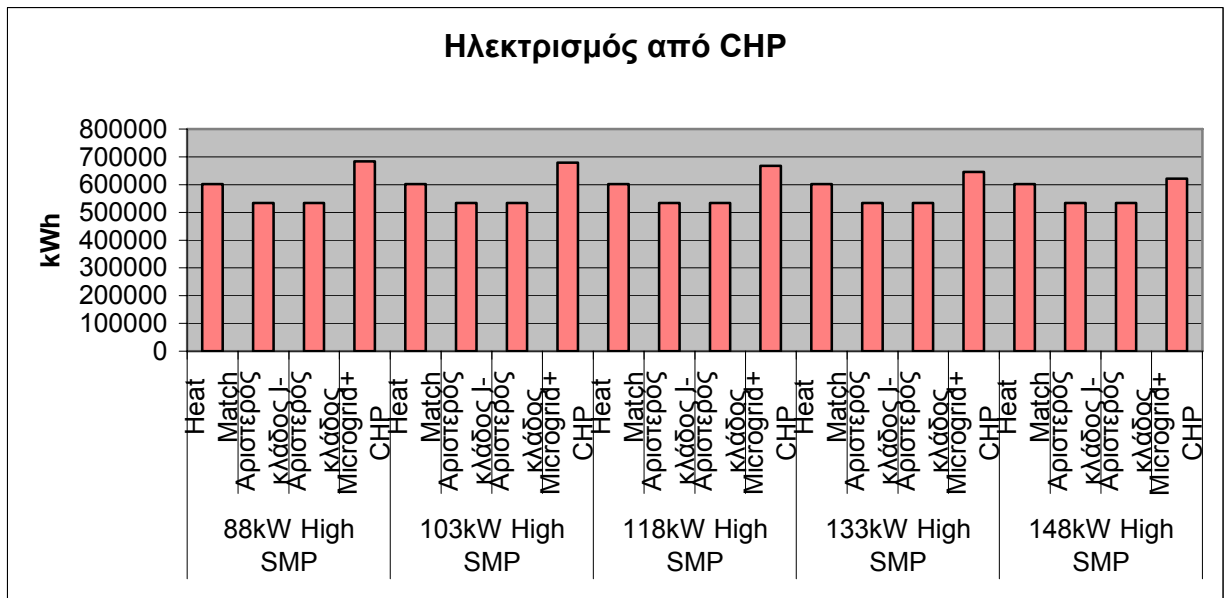
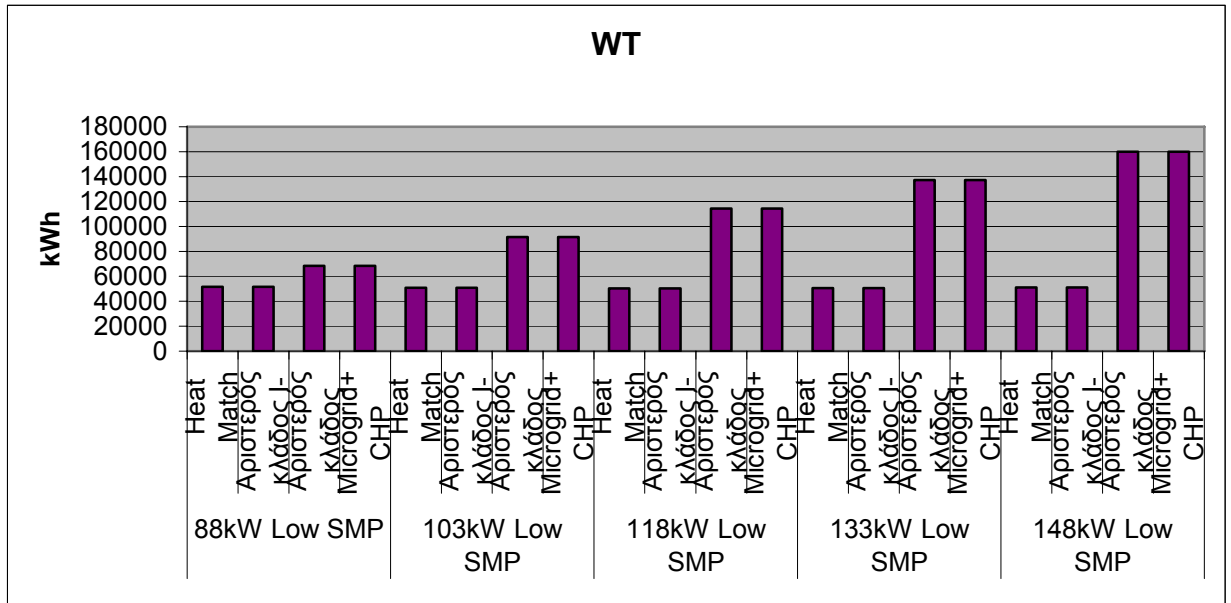


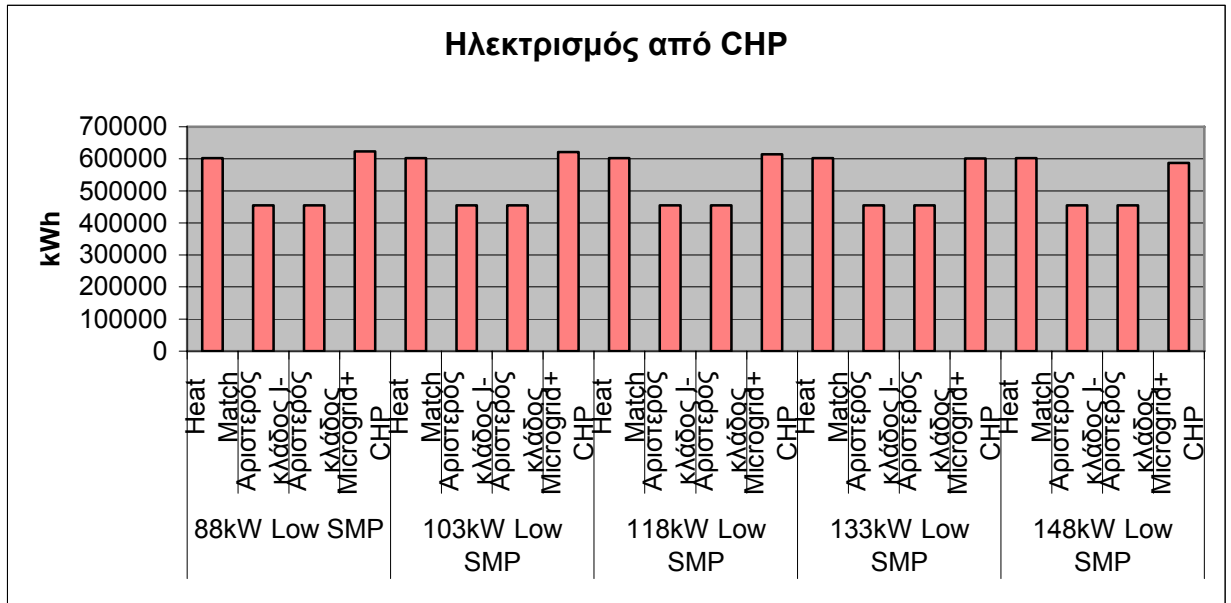




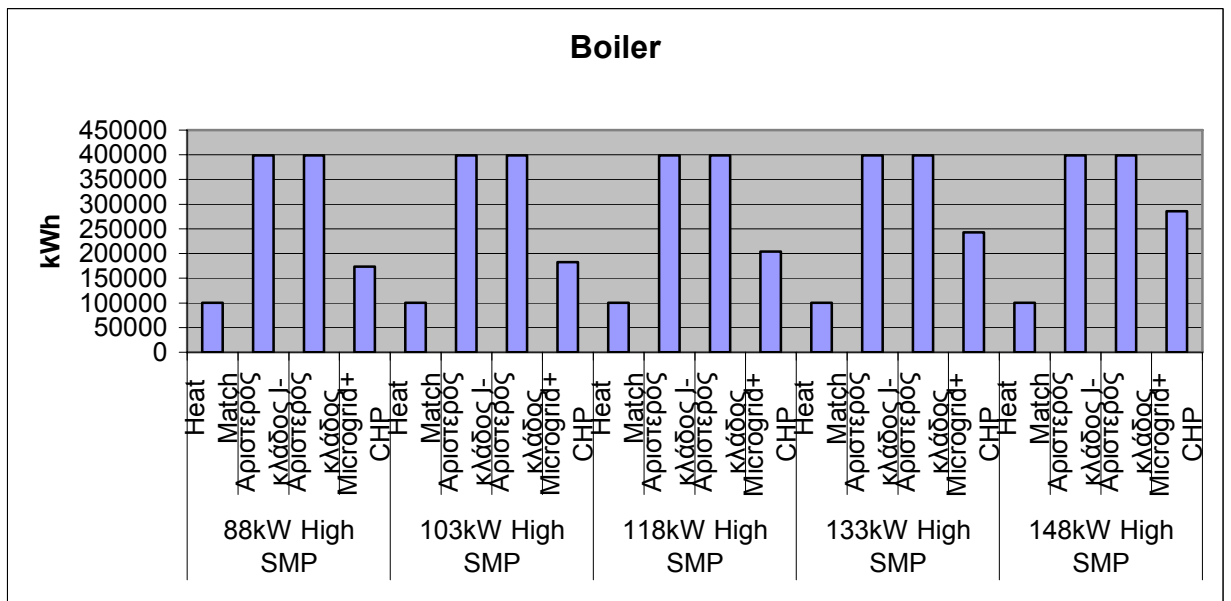


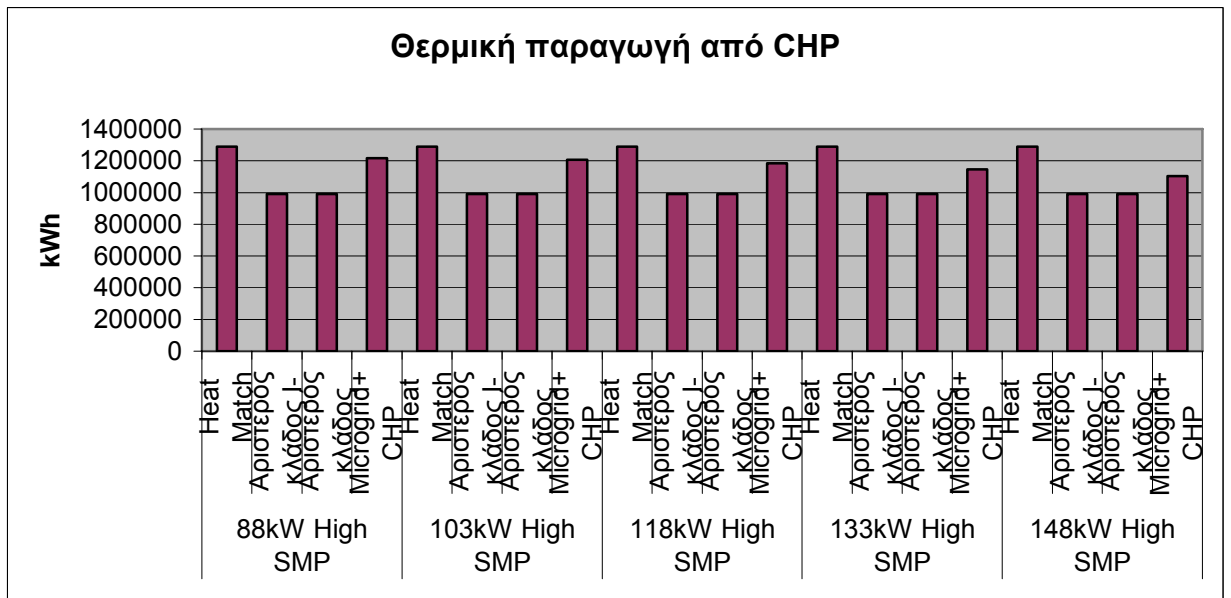
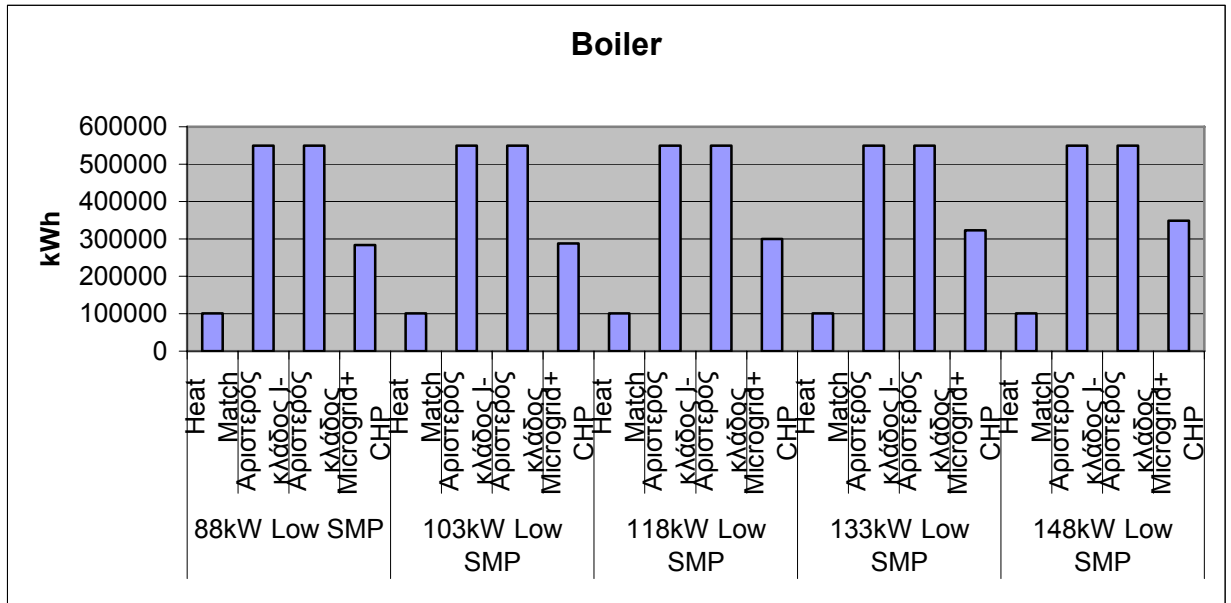


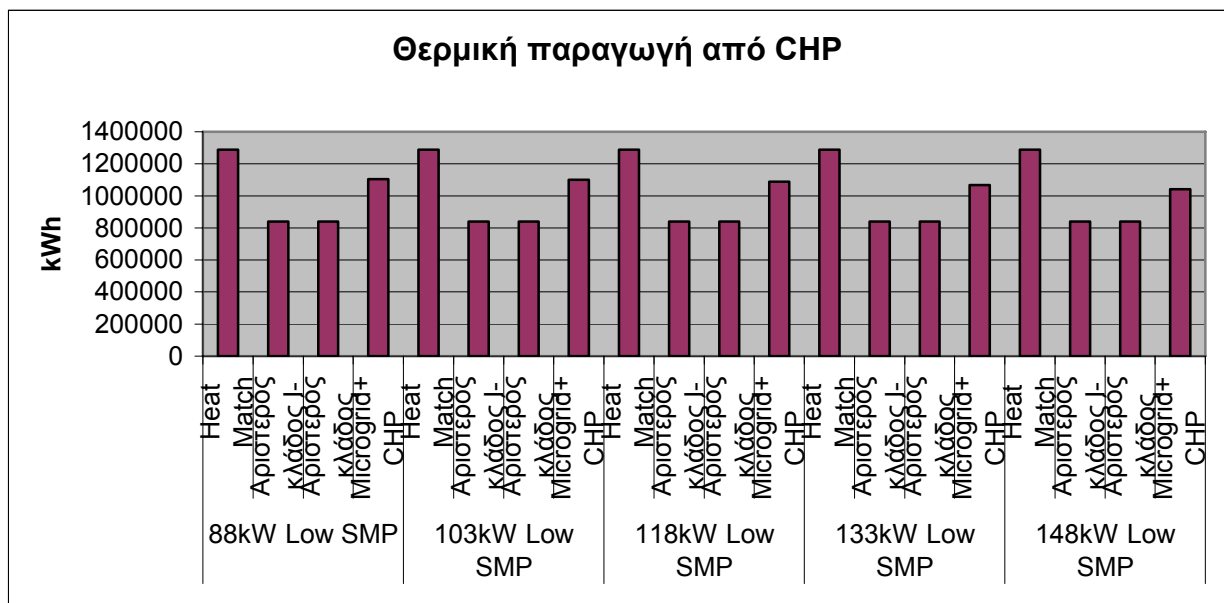




Παρατηρείται η αύξηση της έγχυσης ισχύος από το ανάντη δίκτυο με την μείωση της οριακής τιμής του συστήματος για κάθε αντίστοιχο σενάριο. Στο Heat Match για το ίδιο επίπεδο διείσδυσης είναι σταθερές όλες οι παραγωγές και για τις δύο οριακές τιμές του συστήματος.





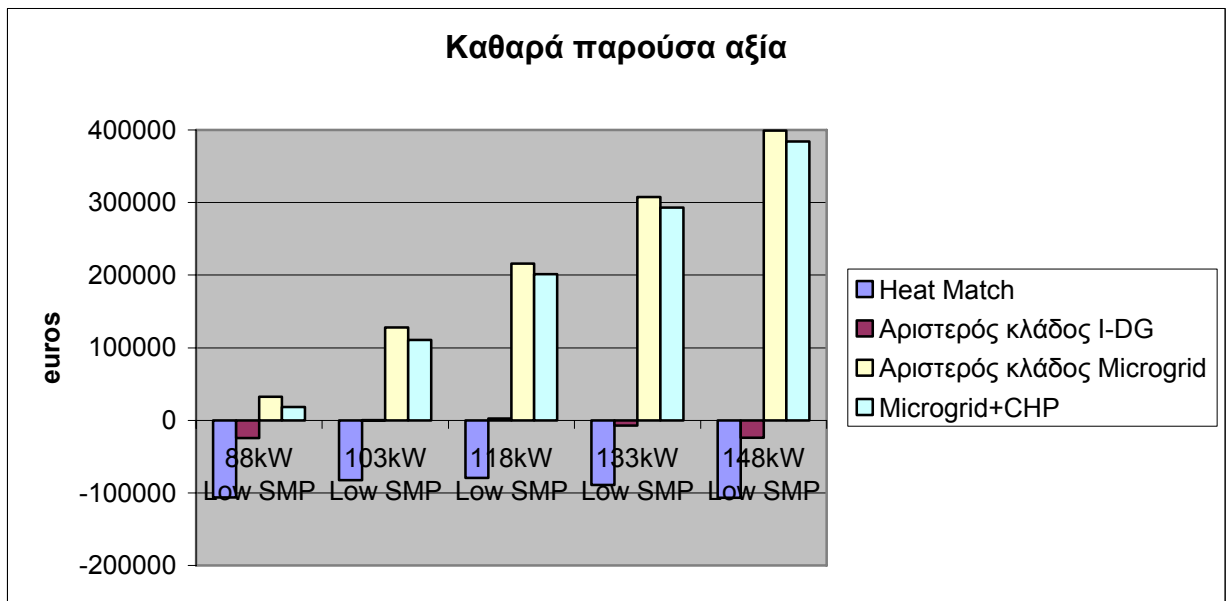
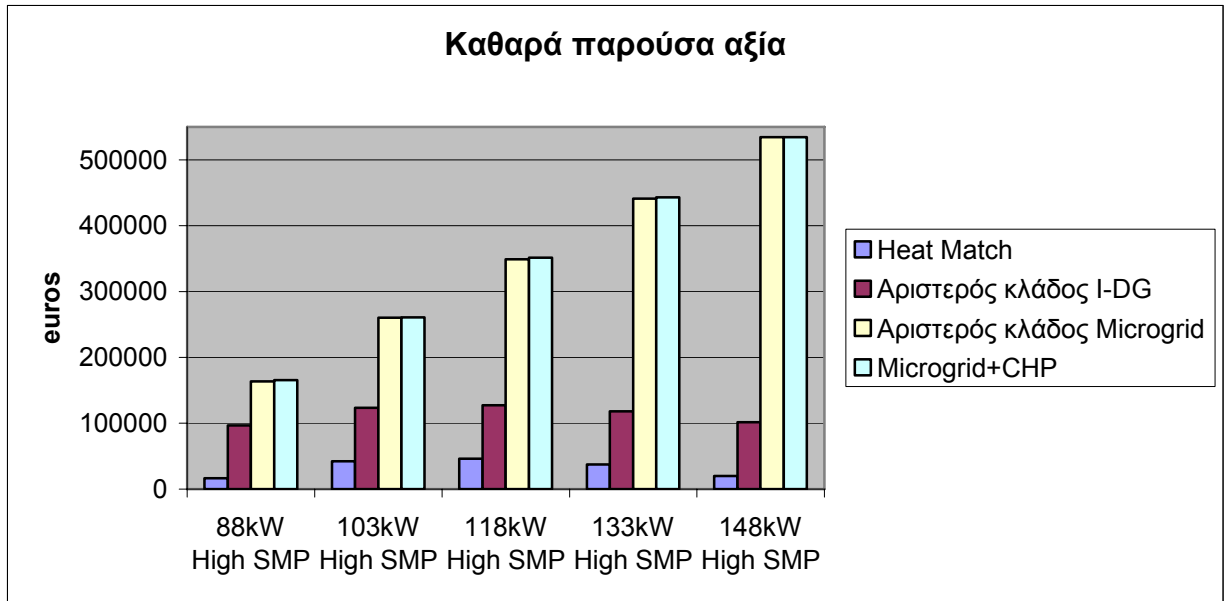


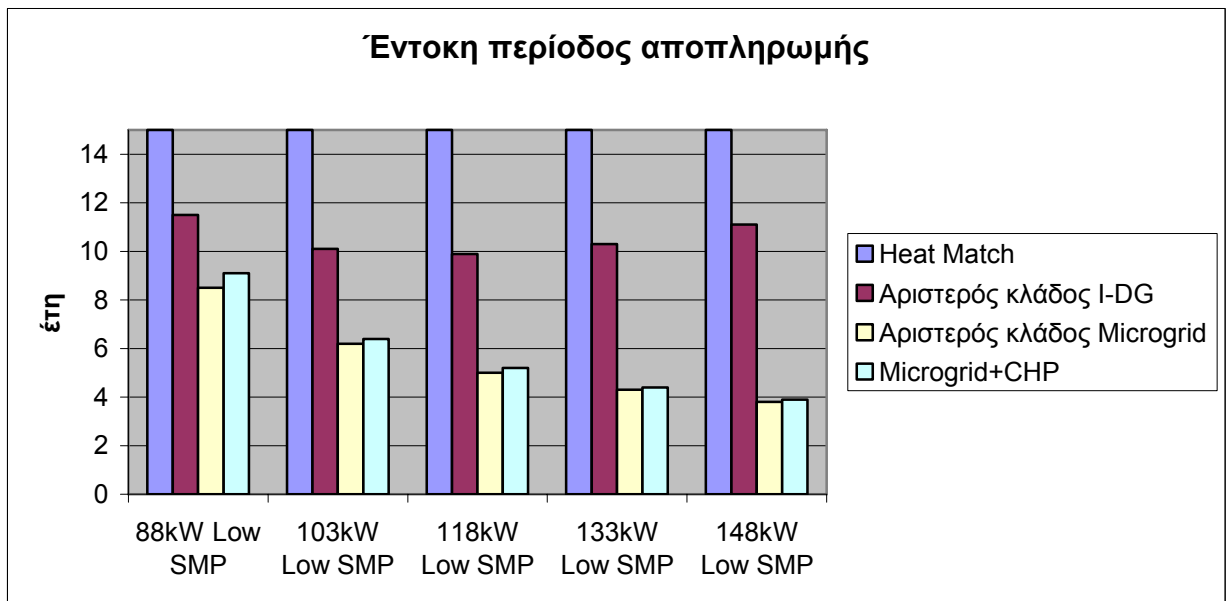
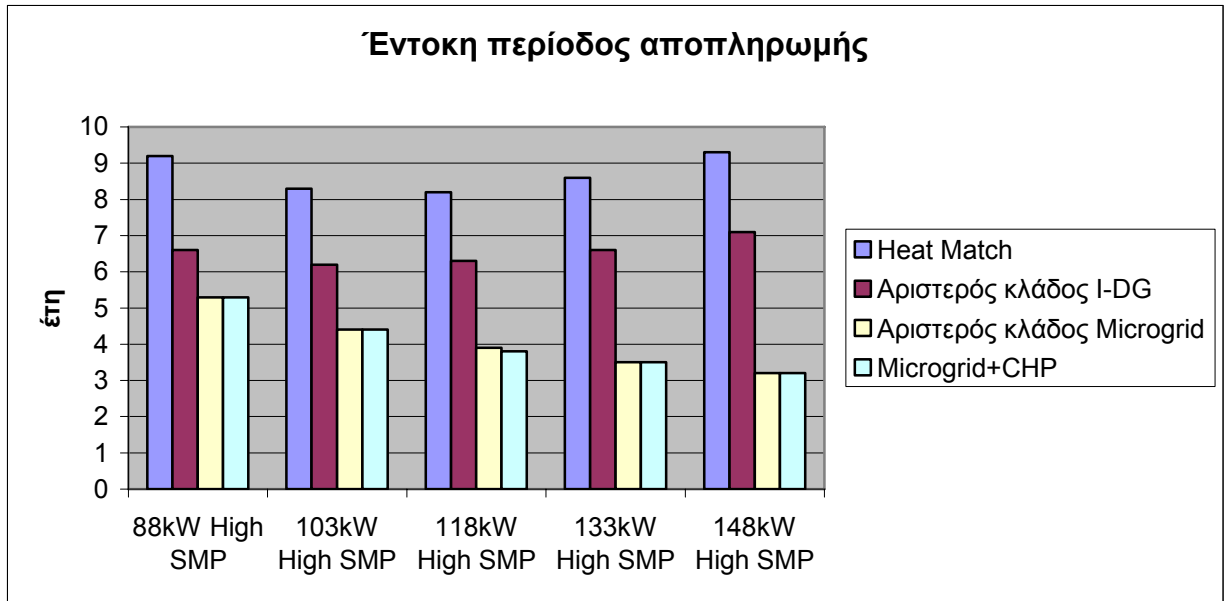
Από οικονομικής άποψης τώρα, για ανεξάρτητη λειτουργία στον αριστερό κλάδο και υψηλή οριακή τιμή συστήματος, τότε με βάση το κριτήριο της καθαρής παρούσας αξίας, η πιο συμφέρουσα περίπτωση είναι αυτή των 118kW διεσπαρμένης παραγωγής. Βάσει όμως του κριτηρίου της έντοκης περιόδου αποπληρωμής, το πιο συμφέρον σενάριο είναι αυτό των 103kW διεσπαρμένης παραγωγής. Στην περίπτωση της ανεξάρτητης λειτουργίας και χαμηλής οριακής τιμής συστήματος, βάσει και των δύο κριτηρίων προτιμητέο επίπεδο διεξόδου των μικροπηγών είναι τα 118kW.

Στην περίπτωση του Heat Match η επένδυση είναι πιο συμφέρουσα βάσει και των δύο κριτηρίων όταν η διεσπαρμένη παραγωγή είναι 118kW για υψηλή οριακή τιμή συστήματος. Βέβαια στην χαμηλή οριακή τιμή συστήματος ως πιο συμφέρουσα νοείται η επένδυση με μικρότερο έλλειμμα μετά από 10 έτη από την αρχική επένδυση και αυτό είναι για 118kW διεσπαρμένης παραγωγής. Στην χαμηλή οριακή τιμή συστήματος, καμία επένδυση δεν κάνει απόσβεση πριν την δεκαπενταετία οπότε και απαιτούνται εκ νέου έξοδα για την αντικατάσταση του εξοπλισμού και έτσι καμία δεν κρίνεται ως συμφέρουσα.

Στην περίπτωση που έχουμε βέλτιστους διανομείς και μικροδίκτυο στον αριστερό κλάδο ή Microgrid+CHP σενάριο, τότε βάσει και των δύο κριτηρίων καλύτερη οικονομική απόδοση έχουμε για 148kW διεσπαρμένης παραγωγής και στις δύο περιπτώσεις της οριακής τιμής του συστήματος.

Παρουσιάζεται παρακάτω γραφικά η μεταβολή της καθαρής παρούσας αξίας και της έντοκης περιόδου αποπληρωμής με το επίπεδο της διεσπαρμένης παραγωγής για τα σενάρια με ενεργειακού διανομείς:





Παρατηρούμε ότι βάσει και των δύο κριτηρίων πιο συμφέρουσα επένδυση είναι το μικροδίκτυο με συμπαραγωγή και η βελτιστοποίηση κάθε διανομέα με μικροδίκτυο στον αριστερό κλάδο με πολύ μικρές διαφοροποιήσεις.

Στα σενάρια που εμπλέκουν την ανεξάρτητη λειτουργία δηλαδή το Only DG και το Heat Match, παρατηρούμε την μετάβαση από θετικότερη σε αρνητικότερη οικονομική επίδραση της διείσδυσης των ΑΠΕ. Αυτό φαίνεται ακόμη και στην περίπτωση της καθαρής παρούσας αξίας που είναι πάντοτε αρνητική. Δηλαδή η επένδυση δεν είναι βιώσιμη σε κανένα επίπεδο διείσδυσης σε δεκαετή ορίζοντα αλλά ανάλογα με το επίπεδο είναι λιγότερη ή περισσότερο το έλλειμμα του διαχειριστή, δηλαδή το έλλειμμα μεταξύ επένδυσης και κέρδους.

Για τα σενάρια προσφοράς φορτίου:

Εφόσον η προσφορά των φορτίων μπαίνει ως όρος της αντικειμενικής συνάρτησης, η τιμή της αποζημίωσης που ζητούν οι καταναλωτές επηρεάζει το πόσο τελικά φορτίο θα αποκοπεί. Άρα θα επηρεάσει το συνολικό φορτίο προς εξυπηρέτηση και άρα και την παραγωγή της μικροτουρμπίνας, της κυψέλης καυσίμου και την εισαγωγή ενέργειας από το ανάντη δίκτυο. Για κάθε ένα από τα τέσσερα σενάρια, με την μείωση της οριακής τιμής του συστήματος αυξάνεται η έγχυση ισχύος από το ανάντη δίκτυο και μειώνεται αντίστοιχα η παραγωγή της μικροτουρμπίνας και της κυψέλης καυσίμου. Θα μεταβάλλεται λοιπόν και το λειτουργικό κόστος και το συνολικό κόστος.

Φυσικά όταν η αποκοπή του φορτίου γίνεται μόνο στην αιχμή της ζήτησης, συνολικά θα αποκόπτεται λιγότερο φορτίο από όταν υπάρχει δυνατότητα αποκοπής του φορτίου όλες τις ώρες του χρόνου εάν είναι οικονομικότερο ανεξάρτητα από την συνολική ζήτηση, όπως επιβεβαιώνουν και τα παραπάνω παρατιθέμενα αποτελέσματα.

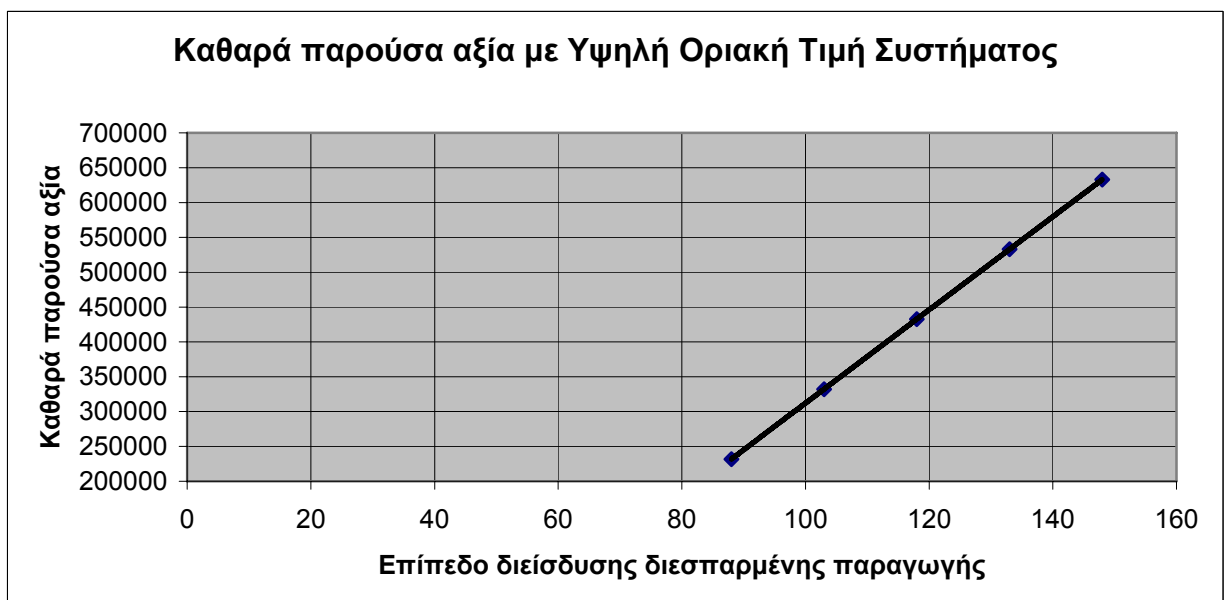
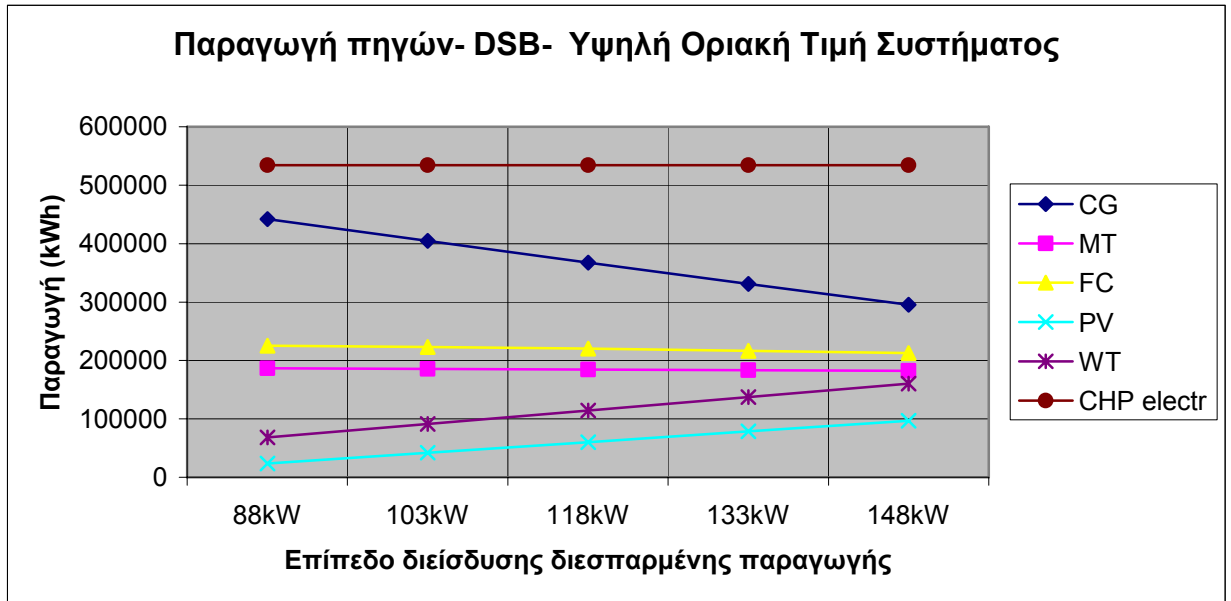
Παρατηρείται ότι με την χαμηλή τιμή που τέθηκε ως προσφορά του φορτίου αποκόπτεται μεγάλη ποσότητα φορτίου. Η συνολική ποσότητα του αποκομμένου φορτίου, για τα σενάρια DSB και DSB+ CHP, παρουσιάζει μία ελαφρά μείωση όσο αυξάνεται το επίπεδο διείσδυσης των ΑΠΕ, αλλά είναι γενικά σχεδόν σταθερό. Όσο αυξάνεται η διείσδυση των ΑΠΕ, που εισέρχονται κατά προτεραιότητα και δεν έχουν λειτουργικό κόστος, δεν απαιτείται να κόβεται τόσο φορτίο ακόμη και εάν η προσφορά του φορτίου είναι φθηνότερη από όλες τις άλλες πηγές παραγωγής.

Από οικονομικής άποψης, όλα τα σενάρια είναι συμφέροντα για τον διαχειριστή αφού κάνει απόσβεση σε λογικό αριθμό ετών. Για τα δεδομένα της παρούσας εργασίας, προέκυψε ότι για τον οποιοδήποτε συνδυασμό επιπέδου διείσδυσης των ΑΠΕ και για οριακής τιμής φορτίου (υψηλή ή χαμηλή), η πιο συμφέρουσα οικονομικά λύση για τον διαχειριστή είναι το σενάριο DSB, δηλαδή αποκοπή φορτίου σε οποιαδήποτε ώρα εάν αυτό είναι οικονομικότερο (και απουσία των μονάδων συμπαραγωγής). Το συμπέρασμα αυτό προκύπτει τόσο βάσει του κριτηρίου της καθαρής παρούσας αξίας όσο και του κριτηρίου της έντοκης περιόδου αποπληρωμής.

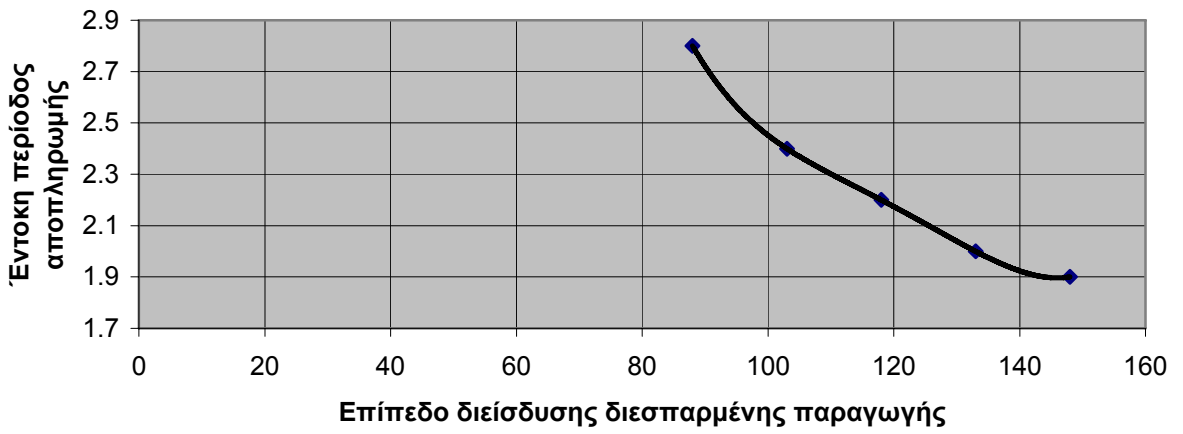
Για τον προτιμότερο τρόπο διαχείρισης των φορτίων λοιπόν συγκεκριμένα, εάν έχουμε υψηλή οριακή τιμή του συστήματος, η βέλτιστη λύση είναι το επίπεδο διείσδυσης των 148kW βάσει του κριτηρίου της καθαρής παρούσας αξίας και του κριτηρίου της έντοκης περιόδου αποπληρωμής. Ομοίως και για χαμηλή οριακή τιμή του συστήματος, το αυτό επίπεδο διείσδυσης καταλήγει η πιο οικονομικά κατάλληλη επιλογή. Από την άλλη, για το οποιοδήποτε επίπεδο διείσδυσης καλύτερα αποτελέσματα των οικονομικών δεικτών προκύπτουν πάντα για υψηλή οριακή τιμή συστήματος.

Επίσης, λόγω του ότι οι πηγές λειτουργούν ώστε να καλύπτεται λιγότερο φορτίο, οι εκπομπές είναι λιγότερες σε σχέση με τα υπόλοιπα σενάρια.

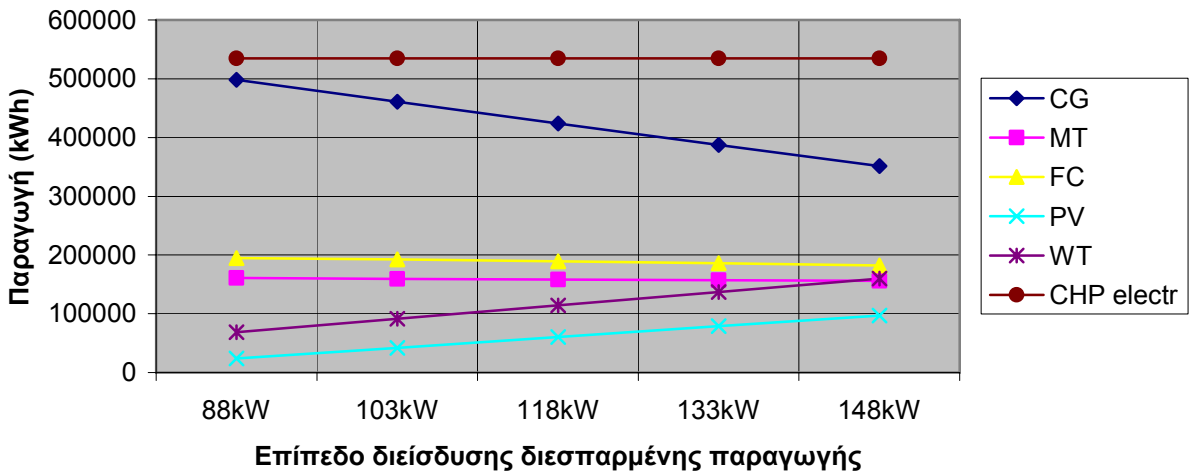
Παρακάτω δίδονται διαγράμματα για τα οικονομικά μεγέθη στην περίπτωση του DSB σεναρίου αλλά και η παραγωγή των πηγών για τις διαφορετικές διεισδύσεις διεσπαρμένης παραγωγής για το συγκεκριμένο σενάριο διαχείρισης του φορτίου:

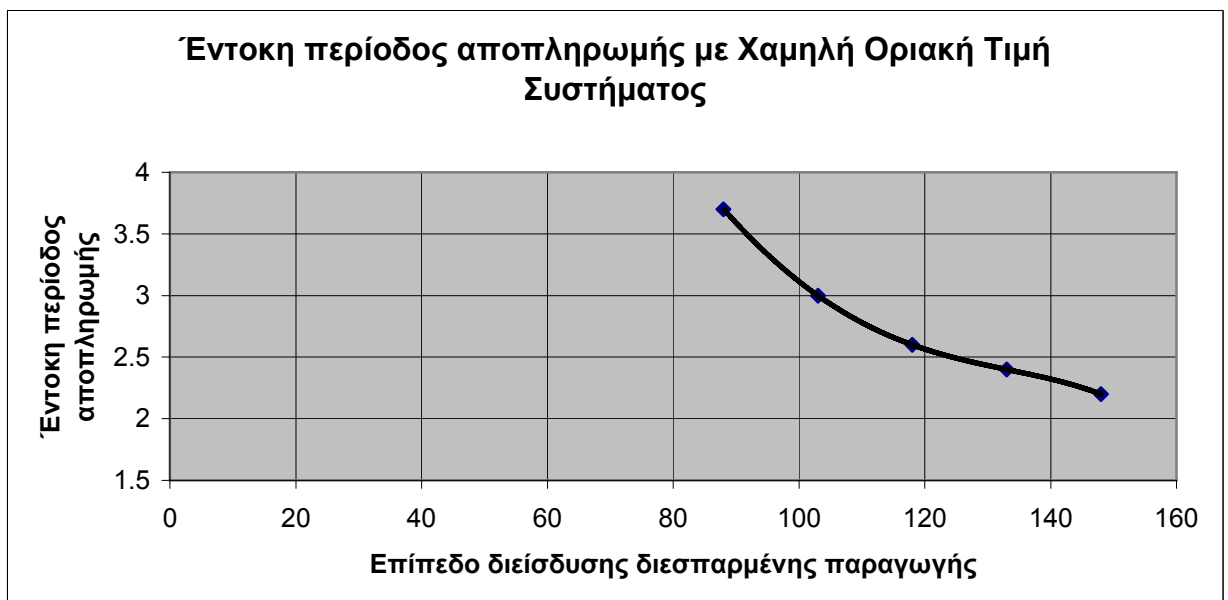
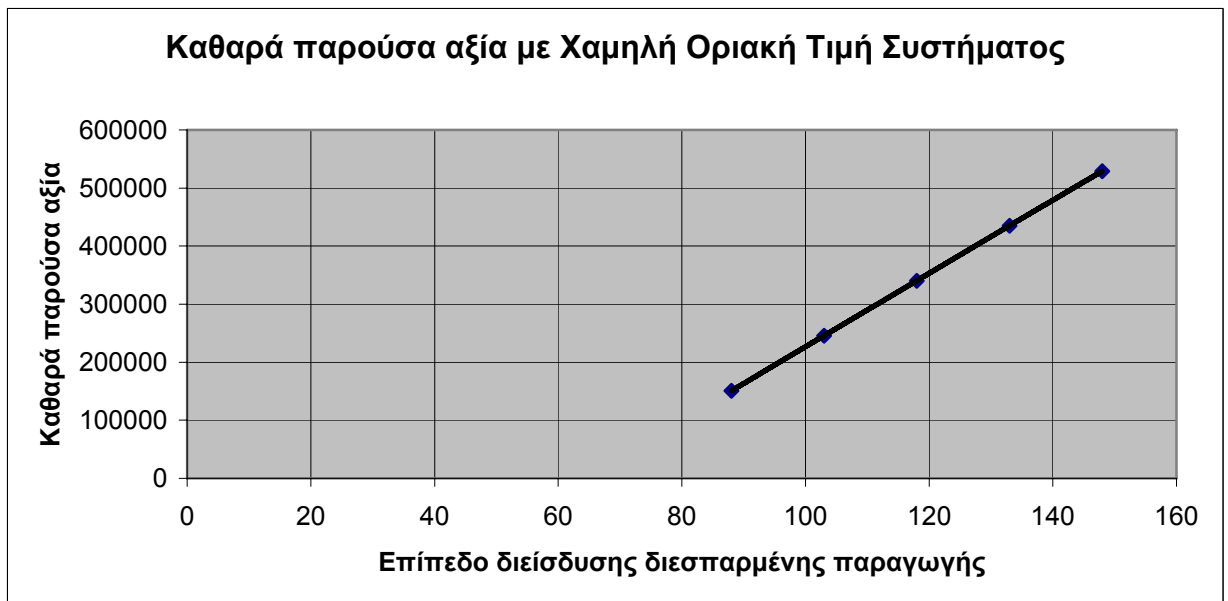


Έντοκη περίοδος αποπληρωμής με Υψηλή Οριακή Τιμή Συστήματος



Παραγωγή πηγών- DSB- Χαμηλή Οριακή Τιμή Συστήματος





Άρα η κυψέλη καυσίμου και η μικροτουρμπίνα παράγουν περίπου σταθερά για κάθε επίπεδο διείσδυσης σε μία ορισμένη οριακή τιμή συστήματος, ομοίως και η ηλεκτροπαραγωγή από την συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας, και η αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ, οδηγεί σε μείωση της έγχυσης ισχύος από το ανάντι δίκτυο.

Βιβλιογραφία:

- 1) Αικατερίνη Βαλαλάκη, Επίδραση της τιμολόγησης των ΑΠΕ στα Μικροδίκτυα, Διπλωματική εργασία, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Απρίλιος 2010.
- 2) Αντώνιος Τσικαλάκης, Συμβολή στον προγραμματισμό λειτουργίας Δικτύων Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας με μεγάλη διείσδυση διεσπαρμένης και ανανεώσιμης παραγωγής και συσκευών αποθήκευσης, Διδακτορική διατριβή, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα, Ιούλιος 2008.
- 3) Anestis G. Anastasiadis, Nikolaos D. Hatziaargyriou, Added value of economic operation to Microgrids.
- 4) Martin Geidl, Integrated modelling and optimization of multi-carrier energy systems, Dissertation, ETH Zurich, 2007.
- 5) Κωνσταντίνος Πιέρρος, Συστήματα υβριδικών ενεργειακών διανομέων, Διπλωματική εργασία, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα, Οκτώβριος 2009.
- 6) Mircea Eremia (editor), Electric Power Systems: Electric Networks, Bucharest, 2006.
- 7) Ιωάννης Ψαρράς, Κωνσταντίνος Πατλιτζιάνας, Διαχείριση ενέργειας και περιβαλλοντική πολιτική, Εκδόσεις Ε.Μ.Π, Αθήνα 2006.
- 8) Παντελής Κάπρος, Ενεργειακή οικονομία, Εκδόσεις Ε.Μ.Π, Αθήνα, Ιούλιος 2006.
- 9) Μιχαήλ Παπαδόπουλος, Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές, Εκδόσεις Ε.Μ.Π, Αθήνα, 1997.
- 10) Σταύρος Παπαθανασίου, Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, Εκδόσεις Ε.Μ.Π, Αθήνα, 2008.
- 11) Κ. Καγκαράκη, Φωτοβολταϊκή τεχνολογία.
- 12) Κωνσταντίνος Δέρβος, Εισαγωγή στα ημιαγώγιμα υλικά και φωτοβολταϊκές διατάξεις, Εκδόσεις Ε.Μ.Π, Αθήνα, 2009.
- 13) Hadi Saadat, Power system analysis, Mc Graw- Hill, second edition, 2004.
- 14) Βασίλειος Παπαδιάς, Ανάλυση συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας: Μόνιμη κατάσταση, εκδόσεις Ε.Μ.Π., Αθήνα, 1985.
- 15) Βασίλειος Παπαδιάς, Ανάλυση συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας: Ασύμμετρες και μεταβατικές καταστάσεις, εκδόσεις Ε.Μ.Π.
- 16) Κ. Βουρνάς, Γ. Κονταξής, Εισαγωγή στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, Εκδόσεις Ε.Μ.Π., Αθήνα, 2001.
- 17) Διάφορες ιστοσελίδες όπως:
www.dei.gr
www.ypeka.gr
www.iea.org
www.desmie.gr