



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

Οικονομική επίδραση της αυξημένης διείσδυσης των ΑΠΕ στα μεγέθη ενός Μικροδικτύου

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Βασιλική Κατσίκη

Επιβλέπων : Νικόλαος Δ. Χατζηαργυρίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Απρίλιος 2010



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

Οικονομική επίδραση της αυξημένης διείσδυσης των ΑΠΕ στα μεγέθη του Μικροδικτύου

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Βασιλική Κατσίκη

Επιβλέπων : Νικόλαος Δ. Χατζηαργυρίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή τον Απρίλιο 2010.

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

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

.....
Σ. Καβατζά
Λέκτορας Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Απρίλιος 2010

.....
Βασιλική Κατσίκη

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών Ε.Μ.Π.

Copyright © ΒΑΣΙΛΙΚΗ ΚΑΤΣΙΚΗ, 2010.

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.....	13
ABSTRACT.....	15
Κεφάλαιο 1: ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΚΑΙ ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ.....	17
1.1 Το Ενεργειακό Σύστημα Στην Ελλάδα Και Η Διεθνής Κατάσταση Στην Ενέργεια.....	17
1.1.1 Εισαγωγή.....	17
1.1.2 Οι Τομείς Ενεργειακής Κατανάλωσης.....	17
1.1.3 Οι Ενεργειακές Πηγές Στην Ελλάδα.....	18
1.1.4 Ηλεκτρισμός.....	22
1.1.5 Η Κατάσταση Στην Ελλάδα.....	27
1.1.6 Οι Συνθήκες Στη Διεθνή Αγορά Ενέργειας Και Η Εξάντληση Των Αποθεμάτων.....	28
1.1.7 Περιβαλλοντική Καταστροφή Και Υπερθέρμανση Του Πλανήτη.....	29
1.2 Η Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας Στην Ελλάδα.....	34
1.2.1 Οι Παράγοντες Της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	36
1.2.2 Κατανομή Φορτίου.....	38
1.2.3 Οριακή Τιμή Του Συστήματος.....	40
1.3 Νομοθεσία, Γραφειοκρατία Και Ανάπτυξη Της Ανανεώσιμης Και Φωτοβολταϊκής Παραγωγής Στην Ελλάδα.....	42
1.3.1 Ιστορικό.....	42
1.3.2 Ο Νόμος 3468/2006.....	43
1.3.3 Πιστοποιητικά Και Απαιτούμενα Έγγραφα Για Μια Φωτοβολταϊκή Εγκατάσταση.....	43
1.3.4 Πρόσβαση Στο Δίκτυο και Feed-In-Tariffs.....	47
1.3.5 Λοιπές Εγγυήσεις Και Μηχανισμοί Προώθησης Και Συντονισμού.....	49
1.3.6 Ο Νόμος 3734/09.....	52

1.3.7	Ειδικό Τέλος ΑΠΕ.....	53
Κεφάλαιο 2: ΗΛΙΑΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ		57
2.1	Ο Ήλιος.....	57
2.2	Η Κίνηση Της Γης Γύρω Από Τον Ήλιο	58
2.3	Ηλιακή Ακτινοβολία.....	62
2.3.1	Ηλεκτρομαγνητική Ακτινοβολία.....	62
2.3.2	Ακτινοβολία Εκτός Της Γήινης Ατμόσφαιρας Και Ηλιακή Σταθερά.....	63
2.3.3	Η Επίδραση Της Ατμόσφαιρας Και Το Φάσμα Ηλιακής Ακτινοβολίας... ..	64
2.3.4	Οι Συνιστώσες Της Ηλιακής Ακτινοβολίας Εντός Της Ατμόσφαιρας	68
2.3.5	Εξισώσεις Υπολογισμού Ολικής Ηλιακής Ακτινοβολίας Σε Κεκλιμένο Επίπεδο.....	71
2.4	Ηλιοφάνεια.....	72
2.5	Όργανα Μέτρησης Της Ηλιακής Ακτινοβολίας	73
2.6	Δεδομένα Ηλιοφάνειας Και Σχετικοί Δείκτες Για Την Αθήνα ..	74
2.7	Μεθοδολογίες Και Προγράμματα Υπολογισμού Ηλιακής Ακτινοβολίας Σε Κεκλιμένη Επιφάνεια.....	82
2.7.1	1 ^η Μεθοδολογία Για Τον Υπολογισμό Της Ολικής Προσπίπτουσας Ηλιακής Ακτινοβολίας Σε Κεκλιμένη Συλλεκτική Επιφάνεια.....	82
2.7.2	2 ^η Μεθοδολογία Για Τον Υπολογισμό Της Ολικής Προσπίπτουσας Ακτινοβολίας Σε Κεκλιμένη Συλλεκτική Επιφάνεια.....	86
Κεφάλαιο 3: ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ.....		91
3.1	Εκμετάλλευση της Ηλιακής Ακτινοβολίας.....	91
3.2	Το Φωτοβολταϊκό Φαινόμενο.....	91
3.2.1	Φωτοβολταϊκά Στοιχεία.....	92
3.3	Ιστορική Εξέλιξη Φωτοβολταϊκών	98
3.4	Ηλεκτρικά Χαρακτηριστικά Των Φωτοβολταϊκών Στοιχείων .	100
3.4.1	Συντελεστής Πλήρωσης.....	101
3.4.2	Απόδοση Φωτοβολταϊκών.....	103
3.5	Τρόποι Στήριξης Των Συλλεκτών Και Προσανατολισμός Τους.....	103
3.6	Κατηγορίες Και Σύνθεση Φ/Β Συστημάτων.....	108

3.6.1	Αυτόνομο Φωτοβολταϊκό Σύστημα (Stand Alone).....	108
3.6.2	Διασυνδεδεμένο Φωτοβολταϊκό Σύστημα (Grid-Connected).....	109
3.7	Σύνδεση Φωτοβολταϊκών Με Το Δίκτυο	111
3.7.1	Σύνδεση Στο Δίκτυο ΧΤ.....	111
Κεφάλαιο 4: ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ		115
4.1	Εισαγωγή.....	115
4.2	Ορισμός.....	117
4.3	Τεχνολογίες Διανεμημένης Παραγωγής Και Κόστος.....	119
4.3.1	Μονάδες Με Συμβατικά Καύσιμα.....	121
4.3.2	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας.....	128
4.3.3	Συμπαγωγή Ηλεκτρισμού Και Θερμότητας.....	132
4.4	Επίδραση Της Διανεμημένης Παραγωγής Σε Ένα Ηλεκτρικό Σύστημα.....	135
4.4.1	Τεχνικά, Οικονομικά Και Περιβαλλοντολογικά Πλεονεκτήματα Διανεμημένης Παραγωγής.....	135
4.4.2	Τεχνικά, Οικονομικά Και Περιβαλλοντολογικά Μειονεκτήματα Διανεμημένης Παραγωγής.....	137
4.5	Μεθοδολογία Υπολογισμού Μεταβολής Ρύπων Συστήματος Λόγω Διεσπαρμένης Παραγωγής.....	138
4.5.1	Χρήση Ετήσιων Μέσων Τιμών Εκπομπής Ρύπων Συστήματος.....	140
4.5.2	Χρήση Μηνιαίων Μέσων Τιμών Εκπομπής Ρύπων Συστήματος.....	141
4.5.3	Χρήση Τυπικής 24ώρης Καμπύλης Ανά Μήνα λαμβάνοντας υπ' όψιν τις μονάδες που υποκαθίστανται.....	142
4.5.4	Αναλυτική Χρονοσειρά Φόρτισης Των Μονάδων Του Υπό Εξέταση Συστήματος.....	143
Κεφάλαιο 5: ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΑ.....		147
5.1	Έξυπνα Δίκτυα.....	147
5.2	Η Έννοια Του Μικροδικτύου.....	150
5.3	Επιδράσεις Μικροδικτύου Στη Γενικότερη Λειτουργία Ενός Συστήματος	152
5.3.1	Πλεονεκτήματα Μικροδικτύου.....	152

5.3.2	Λειτουργικά Οφέλη Για Το Δίκτυο.....	154
5.3.3	Ποιότητα Ισχύος Και Αξιοπιστία Μικροδικτύου.....	154
5.4	Δομή, Τεχνολογίες Ανάπτυξης Και Αρχιτεκτονική Ελέγχου Στα Μικροδίκτυα.....	157
5.4.1	Δομή Μικροδικτύου.....	157
5.4.2	Αρχιτεκτονική Ελέγχου.....	160
5.5	Πολιτικές Συμμετοχής Του Μικροδικτύου Σε Ιδεατή Αγορά Ενέργειας.....	168
5.5.1	Η Πολιτική Του «Καλού Πολίτη» - Πολιτική 1 ^η	169
5.5.2	Η Πολιτική Του «Ιδανικού Πολίτη» - Πολιτική 2 ^η	170
5.6	Λειτουργία Αγοράς Μικροδικτύου Συμπεριλαμβάνοντας Προσφορές Καταναλωτών - Demand Side Bidding (DSB).....	171
5.7	Χρήση Συναρτήσεων Οικονομικής Λειτουργίας Για Το Μικροδίκτυο.....	172
5.7.1	Ένταξη Μονάδων (Unit Commitment).....	172
5.7.2	Οικονομική Κατανομή (Economic Dispatch).....	174
5.8	Κόστος Και Οικονομική Αξιολόγηση Για Τη Λειτουργία Του Μικροδικτύου.....	175
5.9	Ερευνητικές Προσπάθειες Στην Περιοχή Των Μικροδικτύων	177
5.10	Το Παράδειγμα Της Κύθνου.....	177
Κεφάλαιο 6: ΔΙΚΤΥΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ		181
6.1	Δίκτυο Εφαρμογής με εγκατεστημένη FC,MT,WT,PV ισχύ (I).....	181
6.2	Δίκτυο Εφαρμογής Με Εγκατεστημένη PV Ισχύ (II).....	188
6.3	Συνοπτική Περιγραφή του Προγράμματος που χρησιμοποιήθηκε.....	195
Κεφάλαιο 7: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ I.....		197
7.1	Σενάρια No DG, Only DG και Microgrid (1 ^η Παραλλαγή)	197
7.1.1	Μελέτη Ως Προς Ένα Επίπεδο DG Διείσδυσης (88kW).....	197
7.1.2	Μελέτη Για Διάφορα Επίπεδα DG Διείσδυσης (8-348 kW).....	202
7.2	Σύγκριση Σεναρίων Microgrid a, b και c (2 ^η και 3 ^η παραλλαγή).....	220

7.2.1	Κάλυψη Φορτίου.....	221
7.2.2	Μελέτη Εξέλιξης Ενεργειακού Κόστους Για Όλα Τα Επίπεδα Διείσδυσης Και Τις Τιμές Πώλησης ΑΠΕ.....	223
7.2.3	Ενδεικτική Μελέτη Απωλειών Για Επίπεδο Διείσδυσης 148 kW Και Τιμή Πώλησης ΑΠΕ 1,4×ΟΤΣ.....	233
7.2.4	Μελέτη Εγγεόμενης Από Το Δίκτυο Ισχύος Για Όλα Τα Επίπεδα DG Διείσδυσης.....	235
7.2.5	Μελέτη Παραγωγής Μικροπηγών.....	238
7.2.6	Αξιοποίηση Παραγωγής Μικροπηγών και Συντελεστής Χρησιμοποίησης	244
7.2.7	Ενδεικτικός Υπολογισμός Ειδικού Τέλους ΑΠΕ.....	251
Κεφάλαιο 8: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ II		253
8.1	Σενάρια Νο DG, Only DG και Microgrid (1 ^η παραλλαγή)	253
8.1.1	Μελέτη Ως Προς Ενδεικτικά Επίπεδα Διείσδυσης Φ/Β.....	253
8.1.2	Μελέτη Για Όλα Τα Επίπεδα Διείσδυσης Φ/Β.....	260
8.2	Σενάρια Νο DG, Only DG και Microgrid (2 ^η παραλλαγή)	278
8.2.1	Κάλυψη Φορτίου.....	278
8.2.2	Μελέτη Κόστους.....	282
8.2.3	Μελέτη Εγγεόμενης Από Το Δίκτυο Ισχύος.....	284
8.2.4	Μελέτη Απωλειών.....	287
8.2.5	Μελέτη Αξιοποίησης Και Συντελεστής Χρησιμοποίησης.....	291
8.2.6	Ενδεικτικός Υπολογισμός Ειδικού Τέλους ΑΠΕ.....	294
Κεφάλαιο 9: ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΠΕΡΑΙΤΕΡΩ ΕΡΕΥΝΑ.....		297
9.1	Συμπεράσματα	297
9.2	Προτεινόμενα Θέματα Για Περαιτέρω Έρευνα.....	299
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ		301
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α		305
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β.....		313
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ.....		327

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Σκοπός της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η διερεύνηση της επίδρασης της αυξημένης διείσδυσης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, ανάλογα με την τιμολόγησή τους, στα μεγέθη ενός Μικροδικτύου και η σύγκριση της λειτουργίας αυτού με την ανεξάρτητη λειτουργία γεννητριών ΑΠΕ.

Συγκεκριμένα μελετήθηκε η μεταβολή του ενεργειακού κόστους, των συνολικών απωλειών, της έγχυσης ισχύος από το δίκτυο και της κάλυψης φορτίου σε ένα μικροδίκτυο για διάφορα επίπεδα διείσδυσης, οριακές τιμές του συστήματος και τιμές πώλησης της παραγωγής ΑΠΕ. Για την εξαγωγή των αποτελεσμάτων χρησιμοποιήθηκε πρόγραμμα του Εργαστηρίου Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας, υλοποιημένο σε περιβάλλον Matlab, που προσομοιώνει τη λειτουργία μικροδικτύου σε ωριαίο επίπεδο. Με τροποποιήσεις στον υπάρχοντα κώδικα μελετήθηκαν διάφορες παραλλαγές λειτουργίας μικροδικτύου σε σχέση με την ένταξη μονάδων ΑΠΕ στην οικονομική κατανομή. Το δίκτυο εφαρμογής περιείχε τέσσερις τεχνολογίες διεσπαρμένης παραγωγής: φωτοβολταϊκά, ανεμογεννήτρια, μικροτουρμπίνα και κυψέλες καυσίμου.

Ιδιαίτερη έμφαση δόθηκε στη μελέτη της μεγάλης διείσδυσης φωτοβολταϊκής παραγωγής στο δίκτυο καθώς και στη συμπεριφορά μικροδικτύου με εγκατεστημένη κατ' αποκλειστικότητα φωτοβολταϊκή ισχύ. Για το λόγο αυτό, το δοθέν πρόγραμμα τροποποιήθηκε και εκτελέστηκε, σε δεύτερο επίπεδο, για δίκτυο εφαρμογής με διεσπαρμένες Φ/Β πηγές. Για τον προσδιορισμό της ωριαίας Φ/Β παραγωγής στο δεύτερο δίκτυο εφαρμογής, υλοποιήθηκε ένα λογιστικό μοντέλο σε περιβάλλον Matlab, στο οποίο εισάγονται μετεωρολογικά δεδομένα και χαρακτηριστικά των φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων και βάσει αυτών υπολογίζεται η ισχύς της ολικής προσπίπτουσας ηλιακής ακτινοβολίας στην κεκλιμένη συλλεκτική επιφάνεια.

Τα ωριαία αποτελέσματα των προαναφερθέντων εφαρμογών παρουσιάζονται συγκεντρωτικά σε ετήσιο επίπεδο στα κεφάλαια 7 και 8, όπου τίθενται σε αντιπαραβολή τα διαφορετικά σενάρια που μελετήθηκαν και σχολιάζεται η εξέλιξη των μεγεθών του υπό εξέταση ΣΗΕ.

ΛΕΞΕΙΣ ΚΛΕΙΔΙΑ:

Μικροδίκτυο, Οικονομική Κατανομή, Διανεμημένη Παραγωγή, Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, Ηλιακή Ενέργεια, Φωτοβολταϊκά Συστήματα, Οριακή Τιμή Συστήματος, Συνάρτηση Βελτιστοποίησης, Έγχυση Ισχύος Δικτύου, Κάλυψη Φορτίου, Ειδικό Τέλος ΑΠΕ.

ABSTRACT

The main purpose of this diploma thesis is the investigation of the effects on the parameters of a Microgrid in case of large-scale penetration of Renewable Energy Sources. Effects, such as energy cost, total losses, injected power from the upstream network and load coverage are analyzed for different Feed-in-Tariffs. Microgrid operation is also compared to 'Only DG' operation scenario.

Microgrid's behaviour is evaluated for different values of System Marginal Price, Feed-in-Tariff and level of RES penetration. For this application, a program, given by the Laboratory of Electrical Power Systems, which simulates microgrid's operation, was used. After modifications on the existing algorithm, two additional versions, concerning microgrid's policy on RES production, were evaluated. The mentioned program was implemented in Matlab environment. At first, the simulated network was designed with four types of Distributed Generation: photovoltaics, windturbine, microturbine and fuel cells.

In the present study great emphasis is given to large-scale penetration of PV production in the network. For this reason the algorithm was modified in order to simulate microgrid's behavior in case of an electrical power system with installed PV power exclusively. All parameters of the simulated network remained the same except for the DG production that was replaced by 8 PV generators, installed at different buses. The determination of PV production, on hourly basis, was achieved by a programming model, implemented on Matlab environment. This program calculated the generated PV power using meteorological data and PV panels' standards as an input.

The output consisted of hourly data during the whole year. With the appropriate calculations, the results were converted to yearly data and afterwards they were compared and analysed in chapters 7 and 8.

KEYWORDS:

Microgrid, Economic Dispatch, Distributed Generation, Renewable Energy Sources, Solar Energy, Photovoltaic Systems, Energy Cost, Feed-in-Tariff, Load Coverage, System Marginal Price.

Στους φίλους μου Κατερίνα, Λεωνίδα και Ελένη.

Κεφάλαιο 1: ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΚΑΙ ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ

1.1 Το Ενεργειακό Σύστημα Στην Ελλάδα Και Η Διεθνής Κατάσταση Στην Ενέργεια

1.1.1 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 καίρια 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.

1.1.2 Οι Τομείς Ενεργειακής Κατανάλωσης

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 πως 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 4,2 Μtoe. 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 μετα-βιομηχανική εξέλιξη που προσανατολίζεται προς μια οικονομία υπηρεσιών.

1.1.2.1 Μεταφορές

Η κατανάλωση ενέργειας στον τομέα των μεταφορών αποτελεί το 39,6% της τελικής κατανάλωσης ενέργειας και αντιστοιχεί σε 8,5 Μtoe. 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.

1.1.2.2 Βιομηχανία

Τα τελευταία χρόνια η βιομηχανία παρουσιάζει εντατικό εκσυγχρονισμό. Το 2006 η κατανάλωση της βιομηχανίας ήταν 4,2 Mtoe. Το μερίδιο της βιομηχανίας στην τελική κατανάλωση έχει μειωθεί περίπου κατά 7%.

1.1.2.3 Οικιακός Τομέας

Η κατανάλωση των νοικοκυριών κυμαίνεται γύρω στις 5,5 Mtoe. 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.

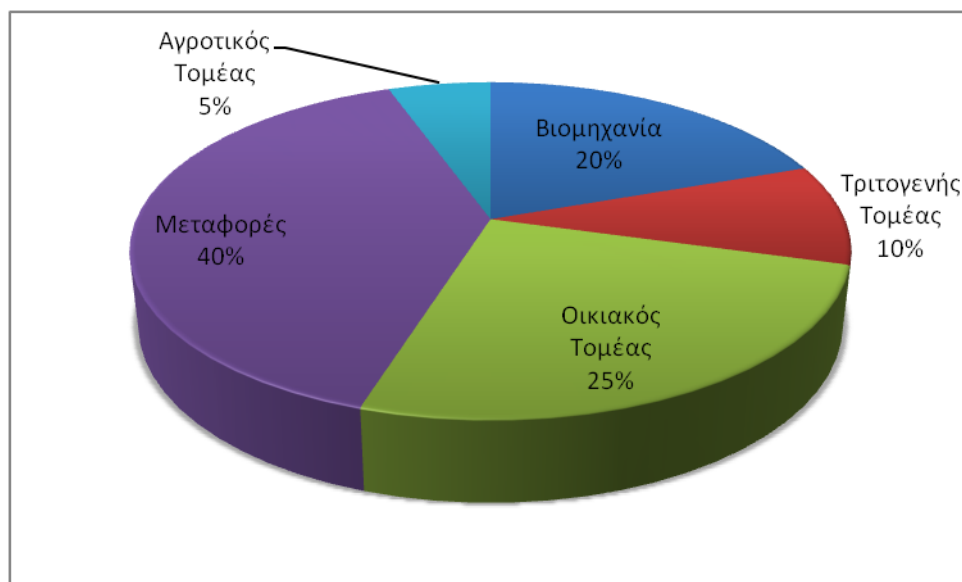
1.1.2.4 Τριτογενής Τομέας

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

1.1.2.5 Αγροτικός Τομέας

Η κατανάλωση του αγροτικού τομέα καταγράφηκε 1,1 Mtoe 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.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 1. ΤΕΛΙΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΝΑ ΤΟΜΕΑ (2006)

1.1.3 Οι Ενεργειακές Πηγές Στην Ελλάδα

Το Ελληνικό ενεργειακό σύστημα βρίσκεται την τελευταία δεκαετία σε φάση σοβαρών αναδιαρθρώσεων. Η διείσδυση του φυσικού αερίου, η κατασκευή των διευρωπαϊκών

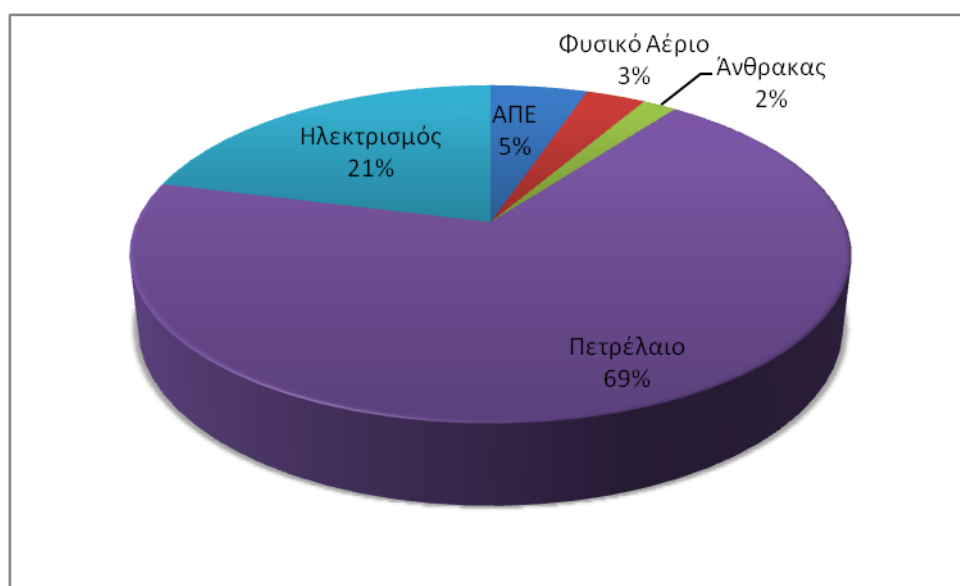
δικτύων, η προώθηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και της εξοικονόμησης ενέργειας και τέλος η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας αποτελούν τα νέα δεδομένα του.

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 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.

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



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 2: ΤΕΛΙΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΝΑ ΚΑΥΣΙΜΟ (2006)

1.1.3.1 Στερεά Καύσιμα (Λιγνίτης)

Η χρήση των στερεών καυσίμων στην Ελλάδα είναι βασικά επικεντρωμένη στην παραγωγή ηλεκτρισμού. Η μόνη εγχώρια ενεργειακή πηγή καυσίμων είναι ο λιγνίτης.

Οι λιγνίτες ανήκουν στις στερεές ορυκτές καύσιμες ύλες με τη γενική ονομασία γαιάνθρακες και προήλθαν από φυτικά υπολείμματα μέσω μιας σειράς διεργασιών

ενανθράκωσης. Οι διεργασίες αυτές είχαν ως αποτέλεσμα τον εμπλουτισμό των φυτικών υπολειμμάτων σε άνθρακα. Η μετατροπή των φυτών σε τύρφη και η μετάβαση από την τύρφη, στο αρχικό στάδιο της ενανθράκωσης, στον ανθρακίτη στο τελικό στάδιο ενανθράκωσης, είναι συνάρτηση της επίδρασης του χρόνου, της θερμοκρασίας και της πίεσης. Η αύξηση του βαθμού ενανθράκωσης επηρεάζει τα φυσικοχημικά χαρακτηριστικά των γαιανθράκων.

Οι λιγνίτες σχηματίστηκαν κατά τα πρώτα στάδια της ενανθράκωσης αμέσως μετά την τύρφη. Για το σχηματισμό ενός κυβικού μέτρου λιγνίτη, έχει υπολογισθεί ότι απαιτείται χρονικό διάστημα 1000 έως 4000 ετών. Η θερμογόνος ισχύς των λιγνιτών είναι 900-2000 kcal/kg με μέση τιμή περίπου 1300 kcal, δηλαδή 3 έως 7 φορές χαμηλότερη από αυτήν του λιθάνθρακα και 5 έως 10 φορές μικρότερη από αυτήν του πετρελαίου.

Τα κυριότερα εκμεταλλεύσιμα κοιτάσματα λιγνίτη στη χώρα βρίσκονται στη Δυτική Μακεδονία στο τρίγωνο Πτολεμαΐδας-Αμυνταίου-Φλώρινας με υπολογισμένο απόθεμα 2,5 δις τόνους και στην Πελοπόννησο, στη Μεγαλόπολη, με απόθεμα 300 εκ. τόνους. Σημαντικά κοιτάσματα, τα οποία δεν αξιοποιούνται προς το παρόν, υπάρχουν ακόμη στην περιοχή της Δράμας (900 εκ. Τόνοι) και στην περιοχή της Ελασσόνας (150 εκ. 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 κοιτάσμα Τύρφης στην περιοχή των Φιλιππων (Ανατολική Μακεδονία). Τα εκμεταλλεύσιμα αποθέματα στο κοιτάσμα εκτιμώνται σε 4 δις κυβικά μέτρα και αντιστοιχούν με 125 εκ. ΤΠΠ.

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.

1.1.3.2 Πετρελαιοειδή

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 κοιτάσμα 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 18,2 Mtoe, ποσότητα που αντιστοιχεί στο 57,8% της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης, η οποία είναι σχεδόν 100% εισαγόμενη.

Στην τελική κατανάλωση, το μερίδιο των πετρελαιοειδών ήταν 14,7 Mtoe 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.

1.1.3.3 Φυσικό Αέριο

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 διείσδυσής 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)



ΕΙΚΟΝΑ 1: ΧΑΡΤΗΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΩΝ ΚΑΙ ΔΙΚΤΥΟΥ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΠΕΤΡΕΛΑΙΟΥ ΚΑΙ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ (ΔΕΠΑ,2000)

1.1.4 Ηλεκτρισμός

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. Παρόλα αυτά, 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

αεριοστρόβιλοι και ατμοστρόβιλοι 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.

1.1.4.1 Λειτουργία Του Συστήματος Μεταφοράς Και Τεχνικά Στοιχεία

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 αρτιότητας 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 επενδυμένου 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 εναέριες γραμμές διπλού κυκλώματος των 400 kV, 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 εναέριες και υπόγειες γραμμές των 400 kV και 150 kV, καθώς επίσης και υποβρύχια καλώδια των 66 kV και 150 kV 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 11.092km γραμμές μεταφοράς. Στο Σύστημα Μεταφοράς συμπεριλαμβάνονταν επίσης 265 υποσταθμοί (Υ/Σ), στους οποίους ήταν εγκατεστημένοι 572 μετασχηματιστές (Μ/Σ) ισχύος με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 45.594 MVA.

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 400 kV, ενώ η διασύνδεση με την Π.Γ.Δ.Μ γίνεται με δύο Γραμμές των 400 kV, μετά την πρόσφατη αναβάθμιση της Γραμμής των 150 kV σε 400 kV. Η διασύνδεση με την Αλβανία αποτελείται από μία Γραμμή των 150 kV και μία των 400 kV. Η συνολική ονομαστική δυναμικότητα αυτών των διασυνδέσεων είναι περίπου 4.400 MW. 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 ΓΜ 400 kV απλού κυκλώματος με τρίδυμο αγωγό (2000 MVA). 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.

1.1.4.2 Σύστημα Διανομής Και Τεχνικά Χαρακτηριστικά

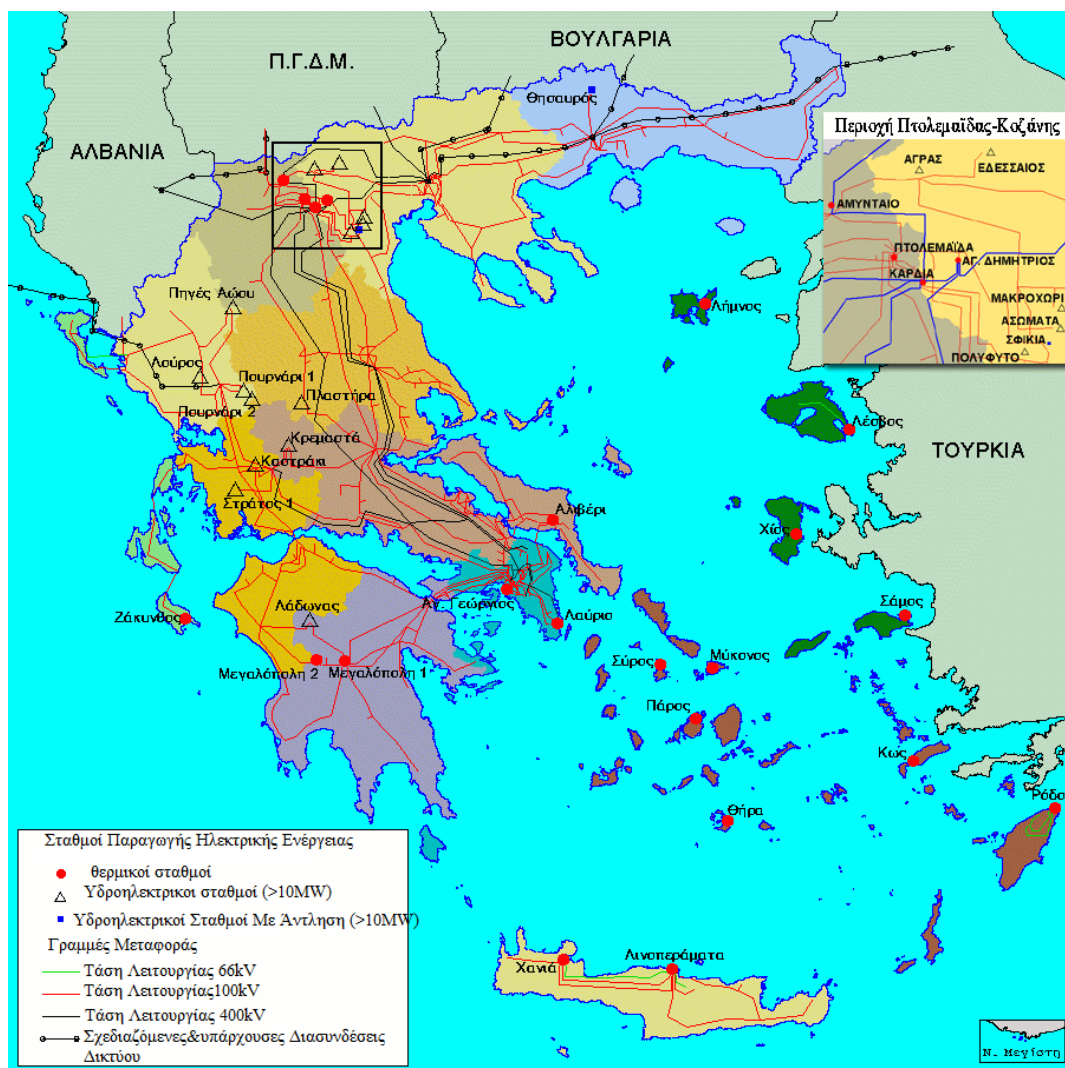
Σύμφωνα με το Ν.2773/1999, η ΔΕΗ, μέσω της Γενικής Διεύθυνσης Διανομής, είναι ο μοναδικός διανομέας ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, ενώ παραμένει Διαχειριστής του Δικτύου Διανομής. Η Επιχειρησιακή Μονάδα της Διανομής είναι υπεύθυνη για τη διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας σε όλη την ελληνική επικράτεια, 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 215.000 km (που αντιστοιχούν σε μήκος ίσο με 5 φορές την περίμετρο της γης), από τα οποία 102.000 km είναι το δίκτυο μέσης τάσης (ΜΤ) και 115.000 km της χαμηλής τάσης (ΧΤ). Τα δίκτυα διανομής τροφοδοτούν 7.523.500 καταναλωτές μέσης (9.500) και χαμηλής τάσης (7.514.000). 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 21 kV. 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 (ΥΥΤ-400 kV) 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 (150 kV, 66 kV) χρησιμοποιείται για τη μεταφορά από τους σταθμούς σε αστικά κέντρα και σημεία εστίασης της κατανάλωσης. Η μέση τάση (22 kV, 20kV, 15 kV, 6,6 kV) 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 ηλεκτρισμού και δικτύου μεταφοράς.



ΕΙΚΟΝΑ 2: ΧΑΡΤΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ ΚΑΙ ΔΙΚΤΥΟΥ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ (ΔΕΗ, 2000)

1.1.4.3 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 «εξωτική» ή «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 δόκιμη, 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 Α/Γ, 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 1,8 Mtoe, ενώ στις αρχές της δεκαετίας του 90 ήταν 1,2 Mtoe. Εξ' αυτών, τα 702 ktoe (39%) οφείλονται στη χρήση βιομάζας στα νοικοκυριά, 230 ktoe περίπου στη χρήση βιομάζας στη βιομηχανία για ίδιες ανάγκες (συνολικό ποσοστό βιομάζας 52%), 536 ktoe (30%) στην παραγωγή υδροηλεκτρικών, 146 ktoe (8,1 %) στην παραγωγή αιολικών, 109 ktoe (6%) στην παραγωγή θερμικών ηλιακών συστημάτων, 11 ktoe από τη γεωθερμία και 33 ktoe από το βιοαέριο, κυρίως για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

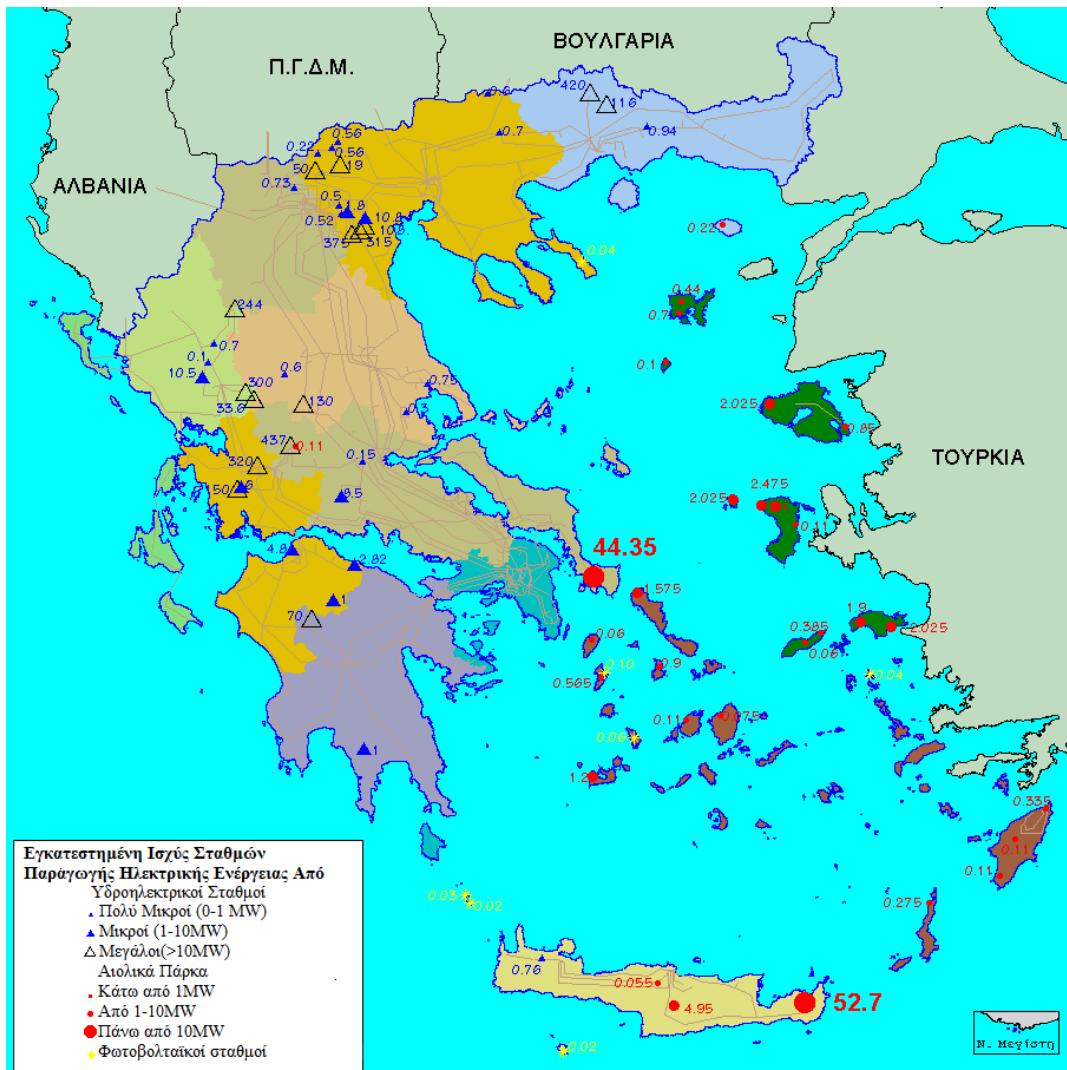
Η ηλεκτροπαραγωγή από τις κλασσικές ΑΠΕ στην Ελλάδα -χωρίς τα μεγάλα υδροηλεκτρικά- αυξάνεται σημαντικά τα τελευταία χρόνια και είναι της τάξης του 3,3% της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Αφορά κυρίως σε αιολικά και μικρά υδροηλεκτρικά, και σε μικρότερο βαθμό στη βιομάζα και στα 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 3,894 MW στο τέλος του 2006. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ τον ίδιο χρόνο έφτασε 8,3 TWh περίπου (78,8% υδροηλεκτρικοί σταθμοί, 20% αιολικά, 1,1% βιοαέριο και μια μικρή παραγωγή Φ/Β).

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 διεύδυση 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):



ΕΙΚΟΝΑ 3: ΧΑΡΤΗΣ ΣΤΑΘΜΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ ΑΠΟ Α.Π.Ε. (ΚΑΠΕ,2000)

1.1.5 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 Συμπααραγωγής 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 συμπααραγωγής, ήταν το 2006 περίπου 155 MWe.

1.1.6 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 δυνατότά 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 $1164,382 \times 10^{11} kWh$, 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 αντιστοίχως.
- 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 σπάνης 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 σπάνης 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.

1.1.7 Περιβαλλοντική Καταστροφή Και Υπερθέρμανση Του Πλανήτη

Η αντιμετώπιση των κλιματικών αλλαγών, αποτελεί παγκόσμια αναγκαιότητα και θα πρέπει να αποτελέσει βασική παράμετρο για το σύνολο των διεθνών και κρατικών αποφάσεων που σχετίζονται με την κατανάλωση ενεργειακών πόρων.

1.1.7.1 Το Φαινόμενο Του Θερμοκηπίου

Το μεγαλύτερο ποσοστό της ηλιακής ακτινοβολίας, που φθάνει στα όρια της ατμόσφαιρας, τη διαπερνά και φθάνει στην επιφάνειά της ενώ το υπόλοιπο σκεδάζεται.

Το ποσοστό αυτό στο ένα μέρος του απορροφάται από τη γη και ό,τι την καλύπτει ενώ το υπόλοιπο ανακλάται διάχυτα προς το διάστημα, υφιστάμενο απορροφήσεις και σκεδάσεις αντίστοιχες της εισόδου του. Η απορροφούμενη από τη γη ηλιακή ενέργεια συμβάλλει στη θέρμανσή της. Ταυτόχρονα, η γη, ως σώμα μέσης επιφανειακής θερμοκρασίας περίπου 15°C εκπέμπει, από όλη την επιφάνειά της προς την ατμόσφαιρα, ακτινοβολία αντίστοιχη της θερμοκρασίας της. Μεγάλο μέρος της συγκεκριμένης ακτινοβολίας περνά προς το σύμπαν ενώ το υπόλοιπο απορροφάται από τα αέρια της ατμόσφαιρας, κυρίως το διοξείδιο του άνθρακα, το όζον και τους υδρατμούς.

Στα πέντε δισεκατομμύρια ζωής της γης έχει αποκατασταθεί μια μόνιμη ισορροπία επιφανειακής θερμοκρασίας ως συνέπεια των προαναφερθέντων ημερήσιων ροών ενέργειας. Στη συγκεκριμένη ισορροπία κυρίαρχο ρόλο διαδραματίζει η ατμόσφαιρα.

Λόγω μιας εν γένει μικρής περιεκτικότητας της ατμόσφαιρας σε διοξείδιο του άνθρακα, όζον και υδρατμούς, η απορροφητική λειτουργία της στην περιοχή μηκών κύματος 8-14 μm είναι αρκετά περιορισμένη με συνέπεια να αποβάλλεται μεγάλο μέρος της γήινης ακτινοβολίας πίσω στο διάστημα. Η ύπαρξη λοιπόν της ατμόσφαιρας της γης συμβάλλει στη διατήρηση της θερμοκρασίας στην επιφάνειά της στους 15°C . Το αποτέλεσμα αυτό αποτελεί το *κανονικό φαινόμενο του θερμοκηπίου* στην ατμόσφαιρα.

Η αύξηση παρόλα αυτά της συγκέντρωσης των αέριων συστατικών της ατμόσφαιρας, εξαιτίας καύσεων άνθρακα, πετρελαίου και παραγώγων του, προκαλεί απόκλιση από το κανονικό φαινόμενο του θερμοκηπίου. Η περιβαλλοντική αυτή αλλαγή γίνεται αισθητή ως αργή και σαφής αύξηση της μέσης θερμοκρασίας επιφάνειας του πλανήτη μας. Η ποσοστιαία συμμετοχή των αερίων στην απόκλιση από το κανονικό φαινόμενο είναι: για το CO_2 48%, για το CFC 18%, για το CH_4 17%, για το N_2O 6% και για το O_3 μαζί με άλλα αέρια 11%.

Μια αύξηση της μέσης θερμοκρασίας της επιφάνειας του πλανήτη γη, μόλις κατά 3°C , είναι ικανή να δημιουργήσει έντονη διατάραξη των υπαρχόντων περιβαλλοντικών συνθηκών, τη μετατόπιση των κλιματικών ζωνών, το λιώσιμο των πάγων των βουνών της εύκρατης ζώνης και άρα την απώλεια φυσικών ταμιευτηρίων νερού, την αύξηση της στάθμης της θάλασσας με συνακόλουθες επιπτώσεις στις παράκτιες πόλεις, στις εγκαταστάσεις και τις καλλιέργειες. Ήδη, παρατηρήσεις των τελευταίων δεκαετιών καταδεικνύουν σαφή αύξηση της μέσης θερμοκρασίας της επιφάνειας του πλανήτη κατά $\sim 0,25^{\circ}\text{C}$. Αν συνεχιστεί με τους ίδιους ρυθμούς η επιβάρυνση της ατμόσφαιρας, η δράση του φαινομένου του θερμοκηπίου θα έχει διπλασιαστεί μέχρι το 2040, ενδεχόμενο το οποίο θα έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση της μέσης θερμοκρασίας της επιφάνειας της γης κατά 2 με 10°C , ανάλογα με τη γεωγραφική ζώνη.

Τα πρώτα αποτελέσματα του φαινομένου του θερμοκηπίου είναι ήδη ορατά ενώ οι παρούσες ενδείξεις προμηνύουν ένα ζοφερό μέλλον. Τα περιθώρια επίλυσης του ζητήματος είναι χρονικά περιορισμένα και οι προτεινόμενες λύσεις θα πρέπει να είναι δραστικές. Αυτές αφορούν στη μείωση των αέριων ρύπων που συμβάλλουν στην τροποποίηση των συνθηκών κανονικού φαινομένου του θερμοκηπίου και συνδέονται με τις εστίες δημιουργίας τους, δηλαδή τα συμβατικά καύσιμα. Κομμάτι λοιπόν της επίλυσης, εκτός από τον περιορισμό των αέριων προϊόντων που παράγονται από τις καύσεις των αυτοκινήτων, δεν μπορεί παρά να αφορά και την υποκατάσταση της ευρείας καύσης άνθρακα και πετρελαίου για την παραγωγή ενέργειας.

Εκτός από το φαινόμενο του θερμοκηπίου, η εκπομπή οξειδίων θείου και αζώτου σε συνδυασμό με το νερό της βροχής δημιουργούν το εξίσου καταστροφικό φαινόμενο της

όξινης βροχής και επιβαρύνουν την ατμόσφαιρα με επιπτώσεις στην ανθρώπινη υγεία, στο νερό, στη χλωρίδα και την πανίδα του πλανήτη.

Από τα προαναφερθέντα στοιχεία προκύπτει το εξής: τόσο στην κατεύθυνση της άμβλυνσης και ανάσχεσης της περιβαλλοντικής καταστροφής όσο και στα πλαίσια της αιφόρου ανάπτυξης επιβάλλεται η αναδιάρθρωση των ενεργειακών συστημάτων με σκοπό τη μεγάλη διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην παραγωγή ηλεκτρισμού και θέρμανσης. Αν και η τεχνολογία αντιρύπανσης έχει αναπτυχθεί σε σημαντικό βαθμό δεν μπορεί να επιλύσει το μείζον πρόβλημα του φαινομένου του θερμοκηπίου ενώ τα πειράματα της τελευταίας τριακονταετίας σχετικά με την υπόγεια αεριοποίηση του άνθρακα απαιτούν υπέρογκες δαπάνες.

1.1.7.2 Οι Ανθρωπογενείς Εκπομπές Αερίων Θερμοκηπίου Είναι Βασικά Ενεργειακής Προέλευσης

Οι περισσότεροι επιστήμονες αποδίδουν την παγκόσμια υπερθέρμανση στην ανθρώπινη δραστηριότητα και ειδικότερα στη μαζική παραγωγή ενέργειας από ορυκτά καύσιμα (ανάπτυξη μεταφορών και βιομηχανοποίηση του πλανήτη). Η Ευρωπαϊκή Ένωση κατέχει την 3^η θέση παγκοσμίως στις εκπομπές αερίων θερμοκηπίου μετά την Κίνα και τις ΗΠΑ σε συνολικές εκπομπές.

Σύμφωνα με την πολιτική της Ευρωπαϊκής Ένωσης για την κλιματική αλλαγή, που έχει υιοθετηθεί στο Ευρωπαϊκό Συμβούλιο Υπουργών το 1998, οι εκπομπές αερίων θερμοκηπίου της Ελλάδας για το μέσο όρο των ετών 2009-2012, επιτρέπεται να αυξηθούν κατά 25% σε σχέση με τις εκπομπές βάσης: εκπομπές του 1990 για τα αέρια (CO₂, CH₄, N₂O) και το 1995 για τις ενώσεις φθορίου. Ο συνολικός στόχος για την Ευρωπαϊκή Ένωση είναι μείωση κατά 8% για την αντίστοιχη περίοδο.

Σε παγκόσμια κλίμακα, η βιομηχανία και οι μεταφορές αντιπροσωπεύουν περισσότερο από το 80% των εκπομπών του CO₂. Το μερίδιο των μεταφορών στις εκπομπές CO₂, που συνδέονται με την καύση πετρελαίου είναι της τάξης του 24%, σύμφωνα με τα στοιχεία που ανακοινώνει το Διεθνές Φόρουμ των μεταφορών, όπου το 18% αφορά στις οδικές μεταφορές, το 3% στα αερομεταφορές, το 2% στις θαλάσσιες μεταφορές και το 1 % σε όλες τις άλλες. Το μερίδιο της βιομηχανίας για τις εκπομπές CO₂, αγγίζει το 63%.

Από αυτήν την οπτική γωνία, το ενεργειακό ισοζύγιο της Ελλάδας αντιστοιχεί στον παγκόσμιο μέσο όρο εκτός από το γεγονός ότι η παραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας έχουν μια ελαφρά αυξημένη περιβαλλοντική επίδραση εξαιτίας της χρήσης του λιγνίτη για ηλεκτροπαραγωγή.

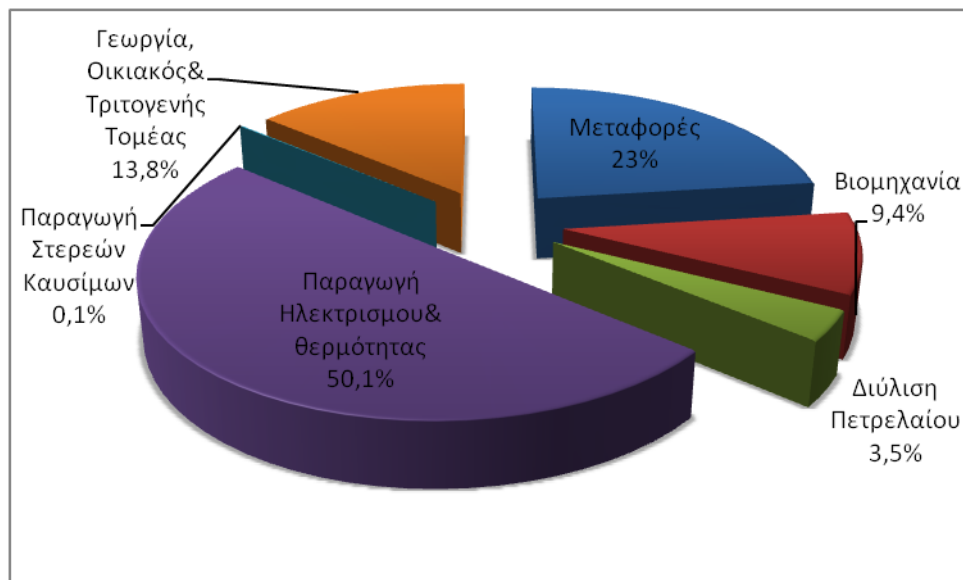
Στο μέλλον, οι τομείς των υπηρεσιών και των νοικοκυριών θα πρέπει να αποτελέσουν αντικείμενο ιδιαίτερης προσοχής, εξαιτίας της αισθητής αύξησης των εκπομπών τους στην Ελλάδα.

Οι εκπομπές ανά μονάδα ακαθάριστης εγχώριας ενέργειας στην Ελλάδα, είναι από τις υψηλότερες στην ΕΕ. Ο λόγος είναι η κυρίαρχη θέση του λιγνίτη και του πετρελαίου στο ενεργειακό μείγμα της χώρας. Οι μισές εκπομπές CO₂ προέρχονται από το τομέα παραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας με το 83% αυτών να οφείλεται στην καύση λιγνίτη.

Το 2006 οι εκπομπές CO₂ στην Ελλάδα αποτέλεσαν το 82,4 % του συνόλου των εκπομπών, ενώ το μεθάνιο αντιστοιχεί στο 6,3% και τα οξείδια του αζώτου στο 7,8%. Τα υπόλοιπα αέρια συνεισέφεραν το υπόλοιπο 3,5%.

Το έτος 2006, τα επίπεδα εκπομπών των 6 αερίων ήταν κατά 24,4% μεγαλύτερα από εκείνα της χρονιάς βάσης (1990 για CO₂, CH₄, N₂O – 1995 για τα υπόλοιπα αέρια). Ειδικότερα οι εκπομπές CO₂ από την ενεργειακή βιομηχανία, αυξήθηκαν κατά 29% μεταξύ 1990 και 2006 ενώ οι εκπομπές από τις μεταφορές αυξήθηκαν κατά 62%.

Παρακάτω παρουσιάζεται διαγραμματικά η συνεισφορά στις εκπομπές CO₂ δραστηριοτήτων που συνδέονται με τη χρήση ορυκτών καυσίμων για το 2006.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 3: ΣΥΝΕΙΣΦΟΡΑ ΣΤΙΣ ΕΚΠΟΜΠΕΣ CO₂ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΩΝ ΠΟΥ ΣΥΝΔΕΟΝΤΑΙ ΜΕ ΤΗ ΧΡΗΣΗ ΟΡΥΚΤΩΝ ΚΑΥΣΙΜΩΝ ΓΙΑ ΤΟ 2006

1.1.7.3 Παγκόσμια Και Κοινωνική Στρατηγική Μείωσης Των Αέριων Εκπομπών Ρύπων

Η προβλεπόμενη αύξηση της μέσης θερμοκρασίας στον επόμενο αιώνα από 1,5-7 °C, θα μπορούσε να είναι μικρότερη αν λαμβάνονταν αυστηρά περιβαλλοντικά μέτρα ή αν εμφανιζόταν ένας πραγματικός ανταγωνιστής των πηγών ενέργειας από ορυκτά καύσιμα. Για να περιορισθεί η αύξηση της παγκόσμιας θερμοκρασίας στα επίπεδα 2,0-2,4°C απαιτείται η εφαρμογή αυστηρών περιβαλλοντικών μέτρων και η αξιοποίηση μη ενεργειακών πόρων. Απέναντι σε αυτό το πρόβλημα προβάλλονται τρεις συμπληρωματικές προσεγγίσεις: ο αγώνας για τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, η αποθήκευση του άνθρακα και η προσαρμογή.

Η διεθνής κοινότητα έθεσε ως στόχο να σταθεροποιήσει τη συγκέντρωση αερίων για το φαινόμενο του θερμοκηπίου στην ατμόσφαιρα σε «επίπεδο που να εμποδίζει κάθε επικίνδυνη ανθρωπογενή διαταραχή του κλίματος» στην Σύμβαση πλαίσιο του ΟΗΕ για την κλιματική αλλαγή -υπογράφηκε το 1992 κατά τη διάρκεια της Διάσκεψης για τη γη στο Ρίο Ντε Τζανέιρο και τέθηκε σε ισχύ στις 21 Μαρτίου 1994- και στο Πρωτόκολλο του Κιότο -που τέθηκε σε ισχύ στις 16 Φεβρουαρίου 2005. Οι βιομηχανικές χώρες, με εξαίρεση τις ΗΠΑ, δεσμεύτηκαν να μειώσουν τις εκπομπές των 6 αερίων θερμοκηπίου κατά 5,2 % μεταξύ 2008-2012 σε σχέση με τα επίπεδα του 1990. Στο ποσοστό αυτό προσμετρούνται και οι ΗΠΑ δεδομένου ότι υπέγραψαν το πρωτόκολλο αλλά κατόπιν δεν το επικύρωσαν. Αυτός ο στόχος αντιστοιχεί, στην πραγματικότητα, σε μια πτώση της τάξης του 20% περίπου, σε σχέση με το αναμενόμενο επίπεδο εκπομπών για το 2010 που

θα προέκυπτε αν κανένα μέτρο ελέγχου δεν είχε υιοθετηθεί. Οι στόχοι μείωσης ανά χώρα ξεκινούν από μείωση κατά 8% για την Ευρωπαϊκή Ένωση, όπου η ποσόστωση για την Ελλάδα είναι 4% μείωση σε σχέση με το 2005, και φτάνουν σε μια πιθανή αύξηση κατά 10% για την Ισλανδία. Η Ελλάδα με τη Γαλλία, τη Σουηδία και το Ηνωμένο Βασίλειο κατέκτησαν τα όρια του Κιότο από το 2006. Το Δεκέμβριο του 2009 το Σύμφωνο Της Κοπεγχάγης αντικατέστησε αυτό του Κιότο που λήγει το 2012.

1.1.7.4 Η Συμφωνία Της Κοπεγχάγης

Η συμφωνία της Κοπεγχάγης αποτελεί το κύριο αποτέλεσμα της διάσκεψης των Ηνωμένων Εθνών για την κλιματική αλλαγή που πραγματοποιήθηκε στην Κοπεγχάγη από 7 έως 19 Δεκεμβρίου 2009. Την τελευταία ημέρα της διάσκεψης οι πολιτικοί αρχηγοί περίπου 28 αναπτυγμένων και αναπτυσσόμενων χωρών και η Ευρωπαϊκή Επιτροπή διαπραγματεύτηκαν τη συμφωνία αυτή. Οι εν λόγω χώρες ευθύνονται για περισσότερο από το 80% των παγκόσμιων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου.

Η Ε.Ε. επιβεβαιώνει τη δέσμευσή της να συμμετάσχει σε διαπραγματευτική διαδικασία για την επίτευξη του στρατηγικού στόχου να περιοριστεί η άνοδος της μέσης θερμοκρασίας του πλανήτη σε λιγότερο από 2°C, σε σχέση με τα προ της βιομηχανικής εποχής επίπεδα. Η συμφωνία της Κοπεγχάγης αναγνωρίζει μεν την επιστημονική άποψη ότι πρέπει να συγκρατηθεί η άνοδος της θερμοκρασίας του πλανήτη σε λιγότερο από 2°C, προκειμένου να αποτραπεί επικίνδυνη κλιματική αλλαγή, δεν περιλαμβάνει όμως στόχους μείωσης των παγκόσμιων εκπομπών για την τήρηση του ορίου αυτού.

Σύμφωνα με τη θέση της Ε.Ε., για να συγκρατηθεί η άνοδος της θερμοκρασίας σε λιγότερο από 2°C, οι παγκόσμιες εκπομπές πρέπει να έχουν κορυφωθεί το αργότερο έως το 2020, να μειωθούν έως το 2050 στο 50% τουλάχιστον των επιπέδων του 1990 και να συνεχίσουν κατόπιν τη φθίνουσα πορεία τους. Επίσης αναφέρει ότι για να επιτευχθεί αυτό και σύμφωνα με τις διαπιστώσεις της Διακυβερνητικής Επιτροπής των Ηνωμένων Εθνών για την Κλιματική Αλλαγή (IPCC), οι αναπτυγμένες χώρες πρέπει, μέχρι το 2020, να έχουν μειώσει συλλογικά τις εκπομπές τους κατά 25-40% έναντι των επιπέδων του 1990, ενώ οι αναπτυσσόμενες χώρες πρέπει να έχουν επιτύχει σημαντική μείωση του προβλεπόμενου σήμερα ποσοστού αύξησης των εκπομπών της τάξης του 15-30%.

1.1.7.5 Οι Στόχοι Της Ε.Ε. Για Τις Εκπομπές

Η Ε.Ε. δεσμεύεται να επιδιώξει έναν ανεξάρτητο στόχο μείωσης των εκπομπών έως το 2020, σε όλο το φάσμα της οικονομίας, κατά 20% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990 και να ανεβάσει τη μείωση αυτή σε 30% υπό ορισμένους όρους που θα συμφωνηθούν στο Ευρωπαϊκό Συμβούλιο. Οι όροι αυτοί είναι οι εξής: στο πλαίσιο μιας παγκόσμιας συνολικής συμφωνίας για τη μετά το 2012 περίοδο, πρέπει να δεσμευτούν και άλλες αναπτυγμένες χώρες να επιδιώξουν ανάλογες μειώσεις εκπομπών ενώ οι αναπτυσσόμενες χώρες πρέπει να συμβάλουν επαρκώς, ανάλογα με το μερίδιο ευθύνης που τους αναλογεί και με τις δυνατότητές τους.

Οι Ηνωμένες Πολιτείες ενημέρωσαν τα Ηνωμένα Έθνη ότι υιοθετούν τη Συμφωνία της Κοπεγχάγης που θέτει μη δεσμευτικούς στόχους για τη μείωση των εκπομπών αερίων που προκαλούν το φαινόμενο του θερμοκηπίου.

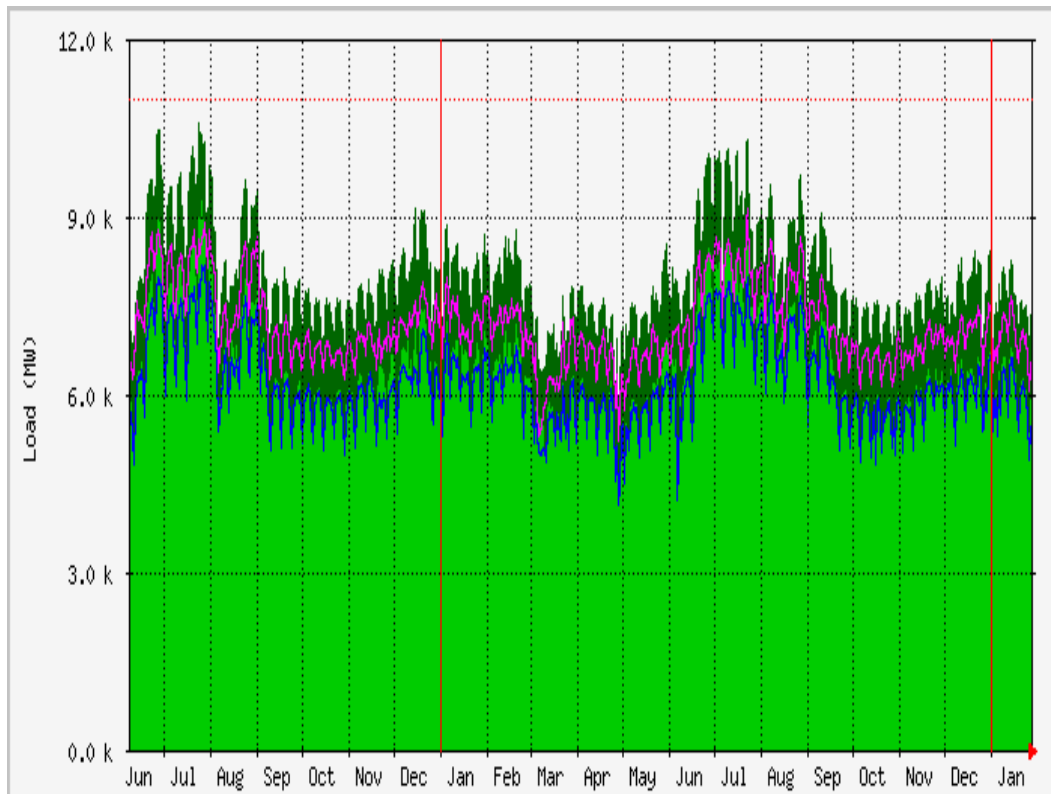
1.2 Η Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας Στην Ελλάδα

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 του κράτους, 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 τάξεως 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 (διάγραμμα 4).



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 4. ΔΙΑΚΥΜΑΝΣΗ ΦΟΡΤΙΟΥ ΘΕΡΟΣ 2007-ΙΑΝΟΥΑΡΙΟ 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.

1.2.1 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 προμηθεύονται 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 3 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. Σύμφωνα με το καταστατικό της, σκοπός της είναι η λειτουργία, η εκμετάλλευση, η συντήρηση και η ανάπτυξη του Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας σε ολόκληρη τη χώρα, καθώς και των διασυνδέσεων του με άλλα δίκτυα, έτσι ώστε να διασφαλίζεται ο εφοδιασμός της χώρας με ηλεκτρική ενέργεια, κατά τρόπο επαρκή, ασφαλή, οικονομικά αποδοτικό και αξιόπιστο. 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.

1.2.2 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 ποιος 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.

1.2.2.1 Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός

Σκοπός του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (HEΠ) 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 HEΠ.

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.

1.2.2.2 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 (3) δεκαδικών ψηφίων.

1.2.2.3 Προσφορές 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 (3) δεκαδικών ψηφίων. Κάθε ζεύγος τιμής-ποσότητας ονομάζεται Τιμολογούμενη Βαθμίδα Προσφορά Έγχυσης.

1.2.2.4 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.

1.2.2.5 Επίλυση Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού

Το πρόγραμμα Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (HEΠ) περιλαμβάνει έναν προγραμματισμό ο οποίος καθορίζει για κάθε περίοδο της ημέρας, στην οποία αναφέρεται ο HEΠ, την παραγωγή Μονάδων που έχουν υποβάλει προσφορές και την ενέργεια τιμολογούμενων εισαγωγών η οποία γίνεται δεκτή. Επίσης, ο HEΠ 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.

1.2.3 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 εγγερόντων. Πρέπει να σημειωθεί ότι οι Εγγερόντες 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 Απομαστευόντες 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 εγγερόντες στο Σύστημα Παραγωγί και Εισαγωγείς.

1.3 Νομοθεσία, Γραφειοκρατία Και Ανάπτυξη Της Ανανεώσιμης Και Φωτοβολταϊκής Παραγωγής Στην Ελλάδα

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 διεξόδου 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 ν.3468/06 και ο ν.3734/2009 των οποίων τις διατάξεις και τις προβληματικές θα αναλύσουμε παρακάτω στα πλαίσια μιας γενικότερης επισκόπησης.

1.3.1 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.

1.3.2 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.

1.3.3 Πιστοποιητικά Και Απαιτούμενα Έγγραφα Για Μια Φωτοβολταϊκή Εγκατάσταση

1.3.3.1 Πιστοποιητικό Παραγωγής Ενέργειας

Το επονομαζόμενο «Πιστοποιητικό Παραγωγής Ενέργειας» απαιτείται για την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ και Συμπαραγωγή. Το πιστοποιητικό χορηγείται από το Υπουργείο Ανάπτυξης μετά από θετική γνωμοδότηση της ΡΑΕ. Η εκτίμηση βασίζεται στα εξής παρακάτω κριτήρια:

1. Εθνική Ασφάλεια
2. Προστασία της δημόσιας υγείας και ασφάλειας
3. Συνολική ασφάλεια του Συστήματος και του Δικτύου όπως και του σχετικού εξοπλισμού hardware
4. Η ισχύς ενέργειας του έργου υπό αξιολόγηση

5. Ωριμότητα της προτεινόμενης αναπτυξιακής διαδικασίας του έργου, βασισμένη στις μελέτες που παρουσιάζονται και στη γνωμοδότηση των εμπλεκόμενων αρχών
6. Επαρκή δικαιώματα πρόσβασης στη γη που χρησιμοποιείται για την εγκατάσταση του έργου
7. Η δυνατότητα του επενδυτή να υλοποιήσει το έργο, που βασίζεται σε οικονομική και τεχνική επάρκεια
8. Διανομή που να διασφαλίζει το δημόσιο όφελος και την προστασία των πελατών
9. Προστασία του Περιβάλλοντος με βάση την υπάρχουσα νομοθεσία

Η ΡΑΕ αποδέχεται αιτήσεις για το «πιστοποιητικό παραγωγής ενέργειας» από σχετικούς ενδιαφερόμενους. Στη διαδικασία αξιολόγησης η ΡΑΕ μπορεί να συνεργαστεί με το Διαχειριστή του συστήματος σε περίπτωση που τεχνικές λεπτομέρειες όσον αφορά τη σύνδεση στο δίκτυο θα πρέπει να επεξεργαστούν. Αν απαιτείται από τη νομοθεσία, η ΡΑΕ θα πρέπει να προωθήσει στην αρμόδια αρχή την επονομαζόμενη μελέτη «Προπαρασκευαστικής Περιβαλλοντικής Επίπτωσης»

που συνοδεύει την εγκατάσταση. Μέσα σε περίπου 60 μέρες η αρμόδια αρχή υποχρεούται να δώσει τη γνωμοδότησή του στη ΡΑΕ στη σχετική αξιολόγηση ως προς την παραπάνω μελέτη, τη λεγόμενη Προκαταρκτική Περιβαλλοντική Εκτίμηση και Αξιολόγηση.

Η ΡΑΕ είναι υποχρεωμένη να δώσει στο Υπουργείο Ανάπτυξης αναφορά γνωμοδότησης σχετικά με την αίτηση για το Πιστοποιητικό μέσα σε 4 μήνες μετά την απάντηση της Προκαταρκτικής Περιβαλλοντικής Εκτίμησης και Αξιολόγησης. Η τελική απόφαση θα πρέπει να παρθεί από τον υπουργό ανάπτυξης μέσα σε 15 ημέρες. Το πιστοποιητικό έχει ισχύ για 25 χρόνια και ανανεώνεται για ισότιμο χρονικό διάστημα μετά τη λήξη του. Το «Πιστοποιητικό Παραγωγής Ενέργειας» από ΑΠΕ ή Συμπααραγωγή περιλαμβάνει τα ακόλουθα:

1. Τον ιδιοκτήτη, το νομικό και φυσικό πρόσωπο
2. Την τοποθεσία της ηλεκτρικής εγκατάστασης
3. Την εγκατεστημένη ισχύ ενέργειας και την μέγιστη παραγωγή ενέργειας
4. Την χρησιμοποιούμενη τεχνολογία
5. Την περίοδο ισχύος
6. Την ομάδα που είναι υπεύθυνη για τα οικονομικά και την υλοποίηση του έργου

Το πιστοποιητικό δεν χρειάζεται ανανέωση στην περίπτωση που η παραγωγή ενέργειας και η εγκατεστημένη ισχύς κυμαίνονται στο +10% των δηλωθέντων στην περίπτωση που η συγκεκριμένη τροποποίηση δεν απαιτεί χωρική επέκταση για την εγκατάσταση νέου εξοπλισμού.

Στις παρακάτω περιπτώσεις δεν απαιτείται η χορήγηση του πιστοποιητικού:

1. Εγκαταστάσεις γεωθερμικής ενέργειας $\leq 0.5\text{MWe}$.
2. Εγκαταστάσεις βιομάζας ή βιοκαυσίμων με εγκατεστημένη ισχύ $\leq 100\text{KWe}$.
3. Φωτοβολταϊκοί σταθμοί με ονομαστική ισχύ $\leq 150\text{KWp}$.
4. Αιολικά πάρκα εγκατεστημένης ισχύος: α. $\leq 20\text{KWe}$ για απομονωμένα δίκτυα β. $\leq 40\text{KWe}$ για μη διασυνδεδεμένα νησιά γ. $\leq 50\text{KWe}$ για διασυνδεδεμένα συστήματα στο δίκτυο.

5. Εγκαταστάσεις εγκατεστημένης ισχύος $\leq 5\text{K}$ που λειτουργούνται από εκπαιδευτικά ή ερευνητικά ιδρύματα του δημόσιου ή ιδιωτικού τομέα χρησιμοποιούμενα για ερευνητικούς σκοπούς .
6. Ενεργειακές εγκαταστάσεις στο Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας που χρησιμοποιούνται για να εκτελούν μετρήσεις ή εργασίες πιστοποίησης (όταν δεν υπάρχει συμφόρηση στο δίκτυο).
7. Άλλες εγκαταστάσεις ΑΠΕ εγκατεστημένης ισχύος $\leq 50\text{KWe}$.

Η περιπτώσεις εξαίρεσης πιστοποιούνται από την ΡΑΕ μέσα σε 10 εργάσιμες ημέρες μετά την κατάθεση των σχετικών αιτήσεων μαζί με τα απαιτούμενα έγγραφα. Επίσης, αυτόνομα συστήματα εγκατεστημένης ισχύος $\leq 5\text{MWe}$ εξαιρούνται από το πιστοποιητικό παραγωγής ενέργειας, ενώ απόφαση εξαίρεσης δεν χρειάζεται να δοθεί από τη ΡΑΕ σε περιπτώσεις $\leq 20\text{KWe}$ όπου και όταν δεν υπάρχει συμφόρηση στο δίκτυο. Κάτι τέτοιο σημαίνει ότι διασυνδεδεμένα Φ/Β συστήματα $\leq 20\text{KWp}$ αποκλείονται ακόμα και από τη διαδικασία αίτησης εξαίρεσης για το πιστοποιητικό, απλοποιώντας έτσι τη διαδικασία εγκατάστασης σε νοικοκυριά.

1.3.3.2 Πιστοποιητικά Περιβαλλοντικών Εγκρίσεων

Σε αυτό το σημείο παρουσιάζονται οι απαιτούμενες περιβαλλοντικές μελέτες και εγκρίσεις για συστήματα φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων άνω των 20KWp :

«Προπαρασκευαστική Μελέτη Περιβαλλοντικών επιπτώσεων» και «Προπαρασκευαστική Περιβαλλοντική Αξιολόγηση και Εκτίμηση» (από την αρχή περιβάλλοντος και χωροταξικού σχεδιασμού) .

Η μελέτη περιβαλλοντικών επιπτώσεων περιλαμβάνει τα ακόλουθα:

1. Τοποθεσία και ισχύς της ενεργειακής εγκατάστασης
2. Ταυτοποίηση των ανανεώσιμων πηγών ή άλλων τεχνολογιών που χρησιμοποιούνται και συνολική τεχνική περιγραφή του έργου
3. Συνθήκες της περιοχής που γίνεται η εγκατάσταση με επικέντρωση στις φυσικές και ανθρώπινες παραμέτρους
4. Χρησιμοποίηση φυσικών πόρων
5. Υπαγωγή ή συνεργασία με άλλα έργα ή δραστηριότητες
6. Παραγωγή αποβλήτων
7. Μόλυνση ή αιτίες ενόχλησης
8. Μέτρα για παρεμπόδιση ατυχημάτων εξαιτίας της χρήσης υλικών ή τεχνολογικών εγκαταστάσεων
9. Προκαταρκτική περίληψη των προβλεπόμενων μέτρων για εμποδίζουν ή περιορίζουν ή διορθώνουν αξιοσημείωτες περιβαλλοντικές επιπτώσεις
10. Περίληψη των βασικών εναλλακτικών λύσεων στο επιδιωκόμενο έργο και ταυτοποίηση των βασικών κριτηρίων επιλογής του τελικού έργου, έχοντας υπόψη τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις.

Σε περίπτωση που απαιτούνται περαιτέρω πληροφορίες ή έγγραφα αυτά ζητούνται από την αρμόδια αρχή 10 ημέρες αφού ανοιχθούν οι φάκελοι από τη ΡΑΕ. Με την ολοκλήρωση της μελέτης η αρχή στέλνει εντός 10 ημερών την έκθεση με τα δεδομένα στις εξής αρχές:

1. Γενικές Δυνάμεις Εθνικής άμυνας

2. Παράρτημα πολιτικής Αεροπορίας
3. Περιφερειακό παράρτημα Δασών
4. Περιφερειακό παράρτημα Τουρισμού
5. Στα Παραρτήματα Προϊστορικής και Κλασσικής Αρχαιολογίας, Βυζαντινής αρχαιολογίας και σύγχρονων μνημείων
6. Αρχές πολεοδομικού σχεδιασμού και περιβαλλοντικής προστασίας
7. Περιφερειακό γραφείο του Υπουργείου Μεταφορών και Επικοινωνιών για τηλεπικοινωνιακά έργα
8. Ακτοπλοϊκές αρχές του Υπουργείου Εμπορικής Ναυτιλίας για εφαρμογές ΑΠΕ στη θάλασσα και στην ακτογραμμή

Οι προαναφερθείσες αρχές θα πρέπει να απαντήσουν στην αρμόδια περιβαλλοντική αρχή μέσα σε 20 ημέρες μετά την παράδοση των δεδομένων. Τέλος, μετά από αυτό ο διευθυντής της αρχής θα πρέπει να σχολιάσει και η μελέτη θα ολοκληρωθεί σε 15 μέρες επιπλέον. Η ισχύς της σχετικής αξιολόγησης είναι για 3 χρόνια.

Για να αρχίσει η «έγκριση περιβαλλοντικών όρων» θα πρέπει ο επενδυτής να καταθέσει στον διευθυντή Σχεδιασμού και Ανάπτυξης της περιφέρειας μια αίτηση η οποία μετά προωθείται στη διεύθυνση Περιβάλλοντος και Χωροταξικού σχεδιασμού, υπηρεσία η οποία έφερε σε πέρας και την απόδοση της «Προπαρασκευαστικής Περιβαλλοντικής Αξιολόγησης και Εκτίμησης».

Το πιστοποιητικό έγκρισης περιβαλλοντικών όρων απαιτεί μια εγκεκριμένη μελέτη «Προπαρασκευαστικής Περιβαλλοντικής Αξιολόγησης και Εκτίμησης» και ένα πιστοποιητικό «μελέτης περιβαλλοντικών επιπτώσεων». Το τελευταίο περιέχει:

1. Αναλυτική περιγραφή του έργου και των συναφών εργασιών, π.χ. σύνδεση στο δίκτυο, σχετικά δομικά έργα
2. Περιγραφή υπαρχόντων περιβαλλοντικών συνθηκών, που περιλαμβάνουν τεκμηρίωση για την αξιολόγηση των βασικών περιβαλλοντικών επιπτώσεων σε ανθρώπους, πανίδα, χλωρίδα, έδαφος, νερό, αέρα, κλίμα, τοπίο, ύλες, πολιτιστική κληρονομιά πώς αυτές αλληλεπιδρούν μεταξύ τους
3. Αξιολόγηση και εκτίμηση των άμεσων και έμμεσων εντάξεων και συμπράξεων λαμβάνοντας υπόψη την επίπτωση στους ανθρώπους και το φυσικό περιβάλλον
4. Περίληψη των προβλεπόμενων μέτρων που θα μπορούσαν να εμποδίσουν, να περιορίσουν ή να διορθώσουν σημαντικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις
5. Περίληψη των προτεινόμενων εναλλακτικών λύσεων στο επιδιωκόμενο έργο και ταυτοποίηση των βασικών κριτηρίων επιλογής του τελικού έργου έχοντας υπόψη τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις

Μετά την ολοκλήρωση του παραπάνω φακέλου η αρμόδια αρχή στέλνει μέσα σε 10 ημέρες το φάκελο στις αρχές που αναφέρθηκαν παραπάνω για τη έκδοση της «Προπαρασκευαστικής Περιβαλλοντικής Αξιολόγησης και Εκτίμησης». Ακόμα, όταν ολοκληρωθεί ο φάκελος στέλνεται στις αρμόδιες υπηρεσίες για αξιολόγηση:

- Νομαρχιακό Συμβούλιο της περιοχής εγκατάστασης

- Ίδρυμα Διαχείρισης προστατευόμενων περιοχών

Οι προαναφερθείσες αρχές θα απαντήσουν επίσημα στη «Διεύθυνση Περιβάλλοντος και Χωροταξικού Σχεδιασμού» μέσα σε 40 ημέρες από την προσκόμιση των εγγράφων και μέσα σε 15 ημέρες μετά από αυτό η ΔΠΧΣ θα πρέπει να σχολιάσει επί του φακέλου του έργου. Την τελική απόφαση σχετικά με την Έγκριση Περιβαλλοντικών Όρων θα την λάβει, στη βάση όλων των εγγράφων η Γενική Γραμματεία της Νομαρχίας μέσα σε 10 ημέρες. Στην περίπτωση θετικής αξιολόγησης, η ισχύς της ΕΠΟ έχει νομική ισχύ 10 χρόνια και με το πέρας αυτών ανανεώνεται για άλλα τόσα.

1.3.3.3 Άδεια Εγκατάστασης Και Λειτουργίας

Μια άδεια εγκατάστασης απαιτείται για την δημιουργία ή την επέκταση μια ενεργειακής εγκατάστασης ΑΠΕ ή Συμπαράγωγής. Η άδεια εγκατάστασης εκδίδεται μετά από απόφαση της Γενικής Γραμματείας της Νομαρχίας της περιοχής μέσα σε 15 ημέρες από την αίτηση και την προσκόμιση των απαραίτητων σχετικών εγγράφων. Στην περίπτωση που η νομαρχία δεν εκδίδει τη σχετική άδεια εγκατάστασης μέσα στο προαναφερθέν αυστηρό χρονικό πλαίσιο, υπεύθυνος για την έκδοση της άδειας είναι πλέον ο Υπουργός Ανάπτυξης στον οποίο θα πρέπει να γίνει μια καινούργια αίτηση που να συμπεριλαμβάνει και την απόφαση σχετικά με την «Έγκριση Περιβαλλοντικών Όρων». Δεδομένων των παραπάνω, ο Υπουργός θα πρέπει να εκδώσει την άδεια μέσα σε 30 ημέρες. Στη συγκεκριμένη περίπτωση το ΚΑΠΕ παρέχει στο υπουργείο ανάπτυξης γραμματειακή, τεχνική και επιστημονική υποστήριξη.

Η ισχύς της άδειας εγκατάστασης είναι 2 έτη και μπορεί να επεκταθεί σε άλλα 2 σε περίπτωση που το 50% τουλάχιστον της επένδυσης έχει ολοκληρωθεί ή σε περίπτωση που το έργο δεν έχει ξεκινήσει για μια σειρά από λόγους που σχετίζονται με την βούληση του επενδυτή.

Σχετικά με την άδεια λειτουργίας, αυτή χορηγείται μετά από απόφαση του σώματος που ήταν υπεύθυνο για τη χορήγηση της άδειας εγκατάστασης όπως περιγράφηκε και πιο πάνω, μετά την υποβολή σχετικής αίτησης από τον επενδυτή. Οι αρμόδιες αρχές είναι υπεύθυνες για την πιστοποίηση της πληρότητας των τεχνικών όρων της εγκατάστασης και το ΚΑΠΕ για τον έλεγχο πάνω στα λειτουργικά και τεχνικά χαρακτηριστικά του εξοπλισμού της εγκατάστασης. Στην περίπτωση που οι συγκεκριμένοι έλεγχοι είναι θετικοί, η άδεια λειτουργίας θα πρέπει να εκδοθεί μέσα σε 15 ημέρες και έχει ισχύ για 20 έτη, ενώ ανανεώνεται για ίσο χρονικό διάστημα μετά τη λήξη του.

Η έκδοση αδειών εγκατάστασης και λειτουργίας δεν χρειάζεται μόνο στην περίπτωση όπου η εγκατάσταση εξαιρείται από την έκδοση Πιστοποιητικού Παραγωγής Ενέργειας. Σε κάθε περίπτωση πάντως, όλες οι εγκαταστάσεις χρειάζονται περιβαλλοντική άδεια σύμφωνα με την ισχύουσα νομοθεσία. Η συνολική διάρκεια για την ολοκλήρωση των αδειών είναι 305 εργάσιμες μέρες που αντιστοιχεί σε συνολικό χρόνο 14 μηνών.

1.3.4 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 υδατο-εγκαταστάσεις 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.

Πηγή Ενέργειας	Feed-in Tariff [€/MWh]	
	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη-διασυνδεδεμένα Νησιά
Άνεμος	73.0	84.6
Άνεμος, off-shore	90.0	90.0
Μικρό Υδροηλεκτρικό < 15 MWp	73.0	84.6
Φ/Β < 100 kWp	450.0	500.0
Φ/Β ≥ 100 kWp	400.0	450.0
Άλλα ηλιακά < 5 Mwe	250.0	270.0
Άλλα ηλιακά ≥ 5 Mwe	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 ΓΙΑ ΟΛΑ ΤΑ ΕΙΔΗ ΑΠΕ.

Η πληρωμή γίνεται σε μηνιαία βάση εκτός από παραγωγούς συνδεδεμένους στο δίκτυο χαμηλής τάσης οι οποίοι πληρώνονται κάθε 4 μήνες. Για αυτό-παραγωγούς 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 ΥΠΙΑΝ 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 πίνακα 1 μπορεί να τροποποιηθούν μέσα από το Φ/Β πρόγραμμα ανάλογα με το σχεδιασμό και τους στόχους.

1.3.5 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 Συμπααραγωγής. Το μητρώο πιστοποιητικών παραγωγής ενέργειας περιλαμβάνει όλη τη σχετική πληροφορία που περιγράφηκε στο αντίστοιχο κομμάτι παραπάνω. Τα περιεχόμενα των μητρώων γνωστοποιούνται από τη ΡΑΕ στον Υπουργό Ανάπτυξης και στους χειριστές σε διμηνιαία βάση.

Το Υπουργείο Ανάπτυξης κρατά μητρώο αδειών εγκατάστασης και λειτουργίας που εκδίδονται για ενεργειακές εγκαταστάσεις ΑΠΕ και Συμπααραγωγής. 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 Συμπααραγωγής σε μεγάλης κλίμακας επενδύσεις:*
Το βασικό έργο της επιτροπής είναι να προωθήσει τις επενδύσεις που αφορούν τις εγκαταστάσεις παραγωγής ΑΠΕ και Συμπααραγωγής 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 στο ΥΠΑΝ 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 το ΥΠΑΝ θα εγκρίνει 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 Ε.Ε.

Τον Οκτώβριο κάθε δεύτερου χρόνου, ο Υπουργός ανάπτυξης θα εγκρίνει 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 τροχοπεδήσει την προώθηση των εφαρμογών ΑΠΕ
- ✓ Προτάσεις πάνω στην ενεργειακή πολιτική και την αποδοτική υλοποίηση των εθνικών αντικειμενικών στόχων

Τον Οκτώβριο κάθε 5^{ου} έτους το ΥΠΑΝ θα εγκρίνει μια λεπτομερή 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 π.χ. 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 τη ΡΑΕ και το ΥΠΑΝ 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 οικιακό 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 εισήχθηκε μια γενναιόδωρη Feed-in-Tariff που κυμαίνεται στα 0.4-0.5ευρώ/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 Φ/Β.

1.3.6 Ο Νόμος 3734/09

Τον Ιανουάριο του 2009 ένας νέος νόμος πέρασε για τα φωτοβολταϊκά (3734/2009) και τα σχετικά άρθρα είχαν ως στόχο:

- Την οργάνωση της διαδικασίας αξιολόγησης εξαιτίας του μεγάλου αριθμού των εξαιρετικών αιτήσεων για φωτοβολταϊκά συστήματα.
- Την παροχή ενός 20ετους συμβολαίου πώλησης ηλεκτρισμού στο χειριστή του συστήματος από τα φωτοβολταϊκά συστήματα και συνεπώς η 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 ΕΠΕΙΤΑ

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 10 kWp, 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.

1.3.7 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 Αρθρου, 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 Υπουργού Ανάπτυξης, 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:

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

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 εγγέουν 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 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 Ν. 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.

1.3.7.1 Το Ειδικό Τέλος ΑΠΕ Σε Αντιπαράβολή Με Το Ισοδύναμο Τέλος Καταναλωτή

Αξίζει εδώ να γίνει μια στοιχειώδης αναφορά στο ισοδύναμο τέλος καταναλωτή για την αγορά δικαιωμάτων εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (CO_2) από το Ευρωπαϊκό χρηματιστήριο ρύπων. Όπως είναι γνωστό με βάση τη νέα Ευρωπαϊκή νομοθεσία, η ηλεκτροπαραγωγή τίθεται σε πανευρωπαϊκό χρηματιστηριακό σύστημα αδειών εκπομπής, το λεγόμενο ETS, που υποχρεώνει στην αγορά εκ μέρους όλων των ηλεκτρικών εταιρειών το σύνολο των αδειών εκπομπής που θα χρειάζονται σε δημοπρασία. Σύμφωνα με τις μελέτες της Ευρωπαϊκής Επιτροπής, οι οποίες έχουν εκπονηθεί για λογαριασμό της από το ΕΜΠ (Εργαστήριο Υποδειγμάτων Ενέργειας -

Οικονομίας-Περιβάλλοντος ΕΜΠ -Μελέτη επιπτώσεων της Νέας Κλιματικής Πολιτικής), αν η δομή της ηλεκτροπαραγωγής της Ελλάδας παραμείνει η ίδια με σήμερα, θα πρέπει να καταβάλλονται από το 2013 και μετά περίπου 2,2 δις € το χρόνο για αγορά δικαιωμάτων εκπομπής της ηλεκτροπαραγωγής, δηλαδή περίπου επιπλέον κόστος 35 €/MWh. Υπό αυτόν τον όρο, οι τιμές του ρεύματος να επιβαρυνθούν περίπου κατά 45% σε σχέση με τις σημερινές τιμές. Συνεπώς και με βάση κάποιους σχηματικούς υπολογισμούς, από την αποτυχία επίτευξης των στόχων ΑΠΕ, για ένα μέσο νοικοκυριό η συνολική επιβάρυνση είναι 230 €/έτος.

Πολύς λόγος γίνεται για το εάν οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας είναι μια συμφέρουσα επένδυση συνολικά ή έρχεται να επιβαρύνει το μέσο καταναλωτή, ο οποίος είναι εν γένει και αυτός που επωμίζεται τα κόστη της «ανάπτυξης» του ενεργειακού συστήματος. Στο βαθμό που, όπως προαναφέρθηκε, τα τέλη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας όσο και τα αντίστοιχα για την εκπομπή ρύπων επιβαρύνουν τους καταναλωτές, είναι αναγκαίο να τα αντιπαραβάλλουμε και σε αυτό το τελικό επίπεδο με όσα στοιχεία έχουμε στη διάθεσή μας.

Το 2005, η ΔΕΗ πλήρωσε περίπου 70.000.000 € για να αγοράσει από το Ευρωπαϊκό χρηματιστήριο ρύπων τα αναγκαία δικαιώματα εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (CO₂), για να καλύψει τις απαιτήσεις της Κοινοτικής Οδηγίας 2003/87/ΕΚ όσον αφορά τις εκπομπές CO₂ των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής της, δεδομένου ότι υπερβάσεις εκπομπών ανήλθαν στην τάξη των 2,5 εκατ. τόνων τη συγκεκριμένη χρονιά. Εάν υπολογιστεί ένα ισοδύναμο τέλος καταναλωτή για την αγορά δικαιωμάτων εκπομπών CO₂, για την πλήρη κάλυψη της ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα, στα πλαίσια των εθνικών δεσμεύσεων που απορρέουν από το Πρωτόκολλο του Κιότο, τότε το τέλος αυτό ανέρχεται σε 2,23 €/MWh και συνεπώς είναι σχεδόν τριπλάσιο από το Ειδικό Τέλος ΑΠΕ (0,8 /1 MWh).

Η έγκυρη μελέτη EXTERNE (2001), η οποία εκπονήθηκε επί μία 10ετία από ερευνητές από όλα τα κράτη-μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης και από τις Ηνωμένες Πολιτείες, υπολόγισε ποσοτικά το εξωτερικό κόστος των διαφόρων χρησιμοποιούμενων συμβατικών μορφών ενέργειας, για κάθε κράτος-μέλος χωριστά. Σύμφωνα με τη μελέτη αυτή, το εξωτερικό κόστος των διαφόρων μορφών ενέργειας που χρησιμοποιούνται στην Ελλάδα, ως συνολικό αποτέλεσμα των ποσοτικοποιήσιμων μόνο εξωτερικών τους επιπτώσεων σε τομείς όπως δημόσια υγεία, επαγγελματικοί κίνδυνοι, υλικές ζημιές, φαινόμενο του θερμοκηπίου, έχει ως εξής:

Λιγνίτης → 50-80 €/1000kWh
Πετρέλαιο → 30-50 €/1000kWh
Φυσικό αέριο → 10 €/1000kWh
ΑΠΕ (αιολικά) → 2,5 €/1000kWh

Είναι φανερό ότι εάν οι παραπάνω τιμές ενσωματωθούν, όπως είναι εύλογο, στο κόστος των διαφόρων ενεργειακών μορφών που χρησιμοποιούνται σήμερα στη χώρα μας, τότε η ανταγωνιστική τους θέση ως προς το οικονομικό επίπεδο ανατρέπεται πλήρως υπέρ των ΑΠΕ.

Ακόμα, εξαιτίας της αύξησης της τιμής των συμβατικών καυσίμων και ιδιαίτερα του πετρελαίου, που αποτελεί παράγοντα που επηρεάζει τη διεθνή αγορά καυσίμων, αυξάνεται και το μεταβλητό κόστος της ηλεκτροπαραγωγής από τη ΔΕΗ και η συγκεκριμένη αύξηση ενσωματώνεται στην οριακή τιμή του συστήματος. Σε αυτό οφείλεται η αύξηση της οριακής τιμής τα τελευταία έτη με αποκορύφωμα το 2008 όπου άγγιξε οριακά επίπεδα ανόδου. Αν και το 2009 παρατηρήθηκε πτωτική τάση της οριακής

τιμής, η ευμετάβλητη διεθνής αγορά πετρελαίου συνδυασμένη με το δεδομένο της εξάντλησης του συγκεκριμένου πόρου επιφυλάσσει δυσάρεστες εκπλήξεις με τις ακανόνιστες αυξήσεις στις τιμές των καυσίμων. Υπό αυτή τη σκοπιά, η ενσωμάτωση ανανεώσιμων πηγών δεν αναμένεται να επιβαρύνει την οριακή τιμή του συστήματος αλλά αντίθετα ενδέχεται να λειτουργήσει σαν αντίβαρο απέναντι στο ενδεχόμενο περαιτέρω αύξησής της. Ενδεικτικό είναι ότι τα προηγούμενα έτη στα μη διασυνδεδεμένα νησιά, κατά τη ΡΑΕ, η τιμή πώλησης της kWh από ΑΠΕ στο δεν επιβάρυνε το Ειδικό Τέλος διότι η τιμή πώλησης της καθαρής ενέργειας ήταν χαμηλότερη από την Οριακή Τιμή του Συστήματος.

Επιπλέον, στην περίπτωση διείσδυσης μεγάλης κλίμακας των ΑΠΕ στο εθνικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής, και συγκεκριμένα από τα 700 περίπου MW που είναι σήμερα στα 2400 MW το 2010-2015, το Ειδικό Τέλος ΑΠΕ θα αυξηθεί μόνο κατά 44 λεπτά, δηλαδή από 80 λεπτά/ 1000 kWh που είναι σήμερα θα φθάσει τα 124 λεπτά/1000 kWh. Η μέση ετήσια χρέωση για ένα τυπικό Ελληνικό νοικοκυριό θα είναι στην περίπτωση αυτή θα είναι 5 Ευρώ/έτος ή 85 λεπτά/δίμηνο.

Παράλληλα, για κάθε 1000 πρόσθετες kWh που παράγονται από ΑΠΕ, αντί από συμβατικά καύσιμα, υπάρχει όφελος ~ 1 €/MWh, μόνο και μόνο από τη μείωση των εθνικών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, χωρίς μάλιστα να συνυπολογίζονται τα πρόσθετα οφέλη από την απασχόληση, την ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού της χώρας, την περιβαλλοντική απορρύπανση κ.α., που επίσης προσφέρουν οι ΑΠΕ.

Εν κατακλείδι, αναφέρουμε ότι το Ειδικό Τέλος ΑΠΕ είναι περίπου το 10% του αντίστοιχου τέλους για την ΕΡΤ, αντιπροσωπεύει δε, κατά μέσο όρο, κάτω από το 1% του συνολικού ποσού που πληρώνει σήμερα ένα τυπικό νοικοκυριό για το λογαριασμό του στη ΔΕΗ. Σύμφωνα με τα σημερινά δεδομένα ηλεκτροπαραγωγής από συμβατικές πηγές καυσίμων, για τη μείωση των οποίων δεν υπάρχει καμία εναλλακτική στρατηγική πέρα από την αύξηση της διείσδυσης εναλλακτικών μορφών ενέργειας, το ισοδύναμο τέλος καταναλωτή, σύμφωνα με τη συνθήκη του Κιότο, έρχεται να επιβαρύνει με δεινότερο τρόπο το μέσο καταναλωτή. Λαμβάνοντας δε υπόψη ότι, με την ένταση της εκμετάλλευσης συμβατικών καυσίμων η συνεχής αύξηση του αντίστοιχου ισοδύναμου τέλους θα είναι σημαντικά υψηλότερη από την αύξηση του τέλους ΑΠΕ για την ανάπτυξη της διείσδυσης καθαρής ενέργειας, η στροφή στην εναλλακτική ενέργεια είναι αναπόφευκτη και η παραφιλολογία περί δυσβάσταχτων κερδών είναι ευκόλως διαψεύσιμη τουλάχιστον για τους στρατηγικούς στόχους διείσδυσης που έχουν διατυπωθεί μέχρι στιγμής.

Κεφάλαιο 2: ΗΛΙΑΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

2.1 Ο Ήλιος

Η ηλιακή ακτινοβολία αποτελεί καθοριστικό παράγοντα για τη διατήρηση της ζωής στο ηλιακό μας σύστημα. Το ποσοστό της ηλιακής ενέργειας που φθάνει στη γη είναι μόλις το 1 προς 1 δισεκατομμύριο της συνολικής ενέργειας που παράγει ο ήλιος και ισούται κατά προσέγγιση με 420 τρισεκατομμύρια κιλοβατώρες. Είναι γεγονός ότι ο ήλιος είναι η πιο πλούσια και ανεξάντλητη –ανανεώσιμη– πηγή ενέργειας, το πλειοψηφικό ποσοστό της οποίας παραμένει ανεκμετάλλευτο. Με απτά αριθμητικά δεδομένα εκτιμάται ότι:

- Το ποσό ηλιακής ενέργειας που φθάνει στην επιφάνεια της γης σε μια μέρα είναι 10.000 με 15.000 φορές περισσότερο από την συνολική παγκόσμια ημερήσια κατανάλωση.
- Μέσα σε μια ώρα η γη λαμβάνει αρκετή ηλιακή ενέργεια ώστε να καλύψει συνολικά τις ενεργειακές της ανάγκες για ένα περίπου έτος.
- Η ηλιακή ενέργεια που πέφτει πάνω σε ένα τετραγωνικό μέτρο κάθε χρόνο ισοδυναμεί ενεργειακά με ένα βαρέλι πετρέλαιο, που εν αντιθέσει με τον ήλιο αποτελεί ρυπογόνα και συμβατική πηγή ενέργεια με αποθέματα που διαρκώς και ταχύτατα μειούμενα.

Η ηλιακή ενέργεια έχει θερμικές και φωτοβολταϊκές εφαρμογές. Η πρώτη είναι η συλλογή της ηλιακής ενέργειας για να παραχθεί θερμότητα, κυρίως για τη θέρμανση του νερού και τη μετατροπή του σε ατμό για την κίνηση τουρμπίνων. Στη δεύτερη εφαρμογή τα φωτοβολταϊκά συστήματα μετατρέπουν απευθείας το φως του ήλιου σε ηλεκτρισμό με τη χρήση φωτοβολταϊκών κυψελών ή συστοιχιών. Όπως προκύπτει και από τα παραπάνω αριθμητικά δεδομένα, τα διαθέσιμα ενεργειακά αποθέματα του ηλίου είναι τόσο μεγάλα που δημιουργούν αξιόλογες δυνατότητες και προοπτικές αξιοποίησης για την παραγωγή «καθαρής» ηλεκτρικής ενέργειας με φθηνότερο κόστος συντήρησης και λειτουργίας και περιβαλλοντικά συμβατές διαδικασίες παραγωγής, που θα επιχειρήσουν να θέσουν κάποια αναχώματα στην αλόγιστη καταστροφή του περιβάλλοντος και την κατασπατάληση των υπαρχόντων αποθεμάτων συμβατικής ενέργειας.

Ο ήλιος είναι ένα αστέρι με μάζα $2 \times 10^{30} \text{ Kg}$, ακτίνα 700.000 Km , ηλικία 5×10^9 χρόνια και προοπτική ζωής άλλων 5 περίπου δισεκατομμυρίων χρόνων. Η επιφανειακή θερμοκρασία του είναι περίπου 5.800 K και η εσωτερική $\sim 150.000.000 \text{ K}$. Ο ήλιος συνίσταται σε ένα μίγμα αερίων με κύριο συστατικό του το Υδρογόνο (${}^1_1\text{H}$). Μέσα από μια πλειάδα αυτοσυντηρούμενων θερμοπυρηνικών αντιδράσεων μετατροπής του υδρογόνου σε ήλιο (He) στο εσωτερικό του ουράνιου αυτού σώματος, η μάζα μετατρέπεται σε ενέργεια και εκπέμπεται στο σύμπαν κυρίως μέσω ηλεκτρομαγνητικής ακτινοβολίας αλλά και δευτερευόντως με σωματιδιακή μορφή. Το συγκεκριμένο ουράνιο σώμα μπορεί να θεωρηθεί ως ένας αντιδραστήρας σύντηξης του οποίου τα τοιχώματα αποτελούνται από θερμά αέρια που συγκρατώνται από βαρυτικές δυνάμεις. Υπολογίζεται ότι για κάθε γραμμάριο υδρογόνου που μετατρέπεται σε ήλιο (He) εκλύεται ενέργεια ίση με $U = 1,67 \times 10^5 \text{ KWh}$.

Η διάμετρος του ήλιου ισούται περίπου με $1,5 \times 10^8 \text{ km}$. Ο ήλιος εκτελεί μια πλήρη περιστροφή γύρω από τον άξονά του μια φορά κάθε τέσσερις εβδομάδες, όπως προκύπτει από γήινη παρατήρηση. Εξαιτίας μάλιστα της μη ομοιόμορφης πυκνότητας

του Ηλίου, ο ισημερινός του περιστρέφεται πλήρως μέσα σε 27 ημέρες ενώ οι πολικές του περιοχές μέσα σε 30 ημέρες. Ο **πυρήνας του ηλίου** βρίσκεται στο εσωτερικό του σε μια σφαίρα ακτίνας $0,23R$, όπου R η ακτίνα του. Εκεί εντοπίζεται το 40% της μάζας του και δημιουργείται το 90% της ενέργειάς του.

Η τροχιά της γης γύρω από τον ήλιο είναι ελλειπτική με μήκος μεγάλου άξονα $a = 149,6 \times 10^6 \text{ km}$ και εκκεντρότητα $e \approx 0,01673$. Η απόσταση μεταξύ γης και ήλιου μεταβάλλεται περιοδικά κατά τη διάρκεια του έτους από τη μέγιστη τιμή της την 1^η Ιουλίου, που ονομάζεται αφήλιο και είναι $152,1 \times 10^6 \text{ km}$, μέχρι και την ελάχιστη την 1^η Ιανουαρίου, που ονομάζεται περιήλιο και είναι $147,1 \times 10^6 \text{ km}$. Για να διανύσει τη συγκεκριμένη απόσταση το φως με ταχύτητα περίπου 300.000 km/s απαιτούνται $8,5 \text{ min}$.

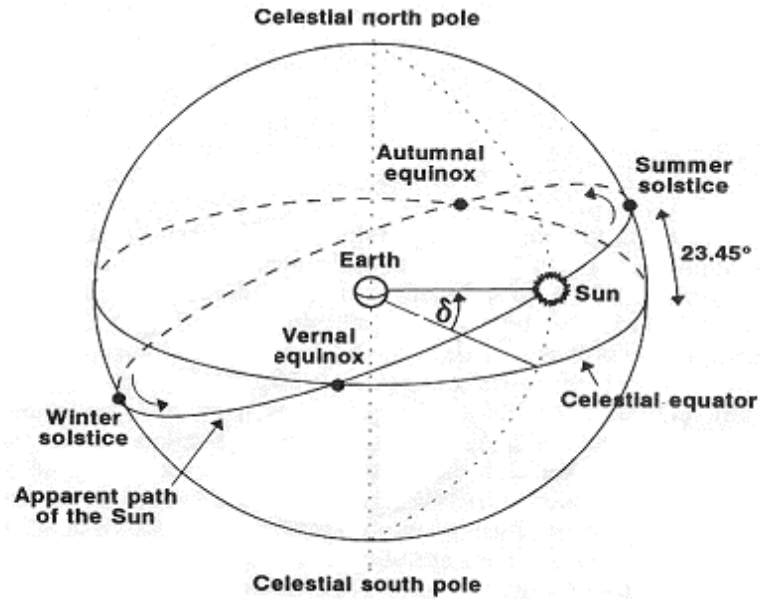
2.2 Η Κίνηση Της Γης Γύρω Από Τον Ήλιο

Στην γεωμετρία ήλιου-γης, ο ήλιος αποτελεί ένα σταθερό σημείο ως προς τη γη, η οποία κινείται σε **ελλειπτική τροχιά** γύρω από αυτόν. Το επίπεδο που εμπεριέχει την ελλειπτική αυτή τροχιά ονομάζεται **εκλειπτικό επίπεδο**. Η γη χρειάζεται ένα χρόνο για να ολοκληρώσει μια πλήρη περιστροφή γύρω από τον ήλιο και μια μέρα για να ολοκληρώσει μια πλήρη περιστροφή γύρω από τον εαυτό της. Ο άξονας γύρω από τον οποίο περιστρέφεται η γη ονομάζεται **πολικός άξονας**. Το επίπεδο του ισημερινού που είναι κάθετο στον πολικό άξονα σχηματίζει **γωνία κλίσης $23,45^\circ$** με το εκλειπτικό επίπεδο. Η συγκεκριμένη γωνία ονομάζεται **ηλιακή απόκλιση δ** . Μεταβάλλεται ημιτονικά σε συνάρτηση με το χρόνο μεταξύ των τιμών $-23,5^\circ$ και $23,5^\circ$ και υπολογίζεται με βάση τον τύπο:

$$\delta = 23,45^\circ \cdot \sin\left(2\pi \frac{284 + n}{365}\right) = 23,45^\circ \cdot \sin\left(2\pi \frac{n - 81}{365}\right), \text{ όπου}$$

n η ημέρα του έτους, με $n=1$ την 1^η Ιανουαρίου και $n = 365$ την 31^η Δεκεμβρίου

Στο βαθμό που η μεταβλητότητα της συγκεκριμένης γωνίας είναι σχετικά μικρή και αλλάζει κατά λιγότερο από $0,5^\circ$ ανά ημέρα, θεωρείται κατά κανόνα σταθερή κατά τη διάρκειά της. Η ηλιακή απόκλιση συνδέεται με τη ζενίθια γωνία από τη σχέση $\theta_z = \lambda - \delta$, όπου λ το γεωγραφικό πλάτος. Είναι ίση με μηδέν και στις δύο ισημερίες, $23,27^\circ$ κατά το θερινό ηλιοστάσιο και $-23,27^\circ$ κατά το χειμερινό ηλιοστάσιο.



ΕΙΚΟΝΑ 4. Η ΟΥΡΑΝΙΑ ΣΦΑΙΡΑ ΜΕ ΤΗ ΦΑΙΝΟΜΕΝΗ ΕΤΗΣΙΑ ΚΙΝΗΣΗ ΤΟΥ ΉΛΙΟΥ

Η **ζενίθια γωνία**, θ_z , που μόλις αναφέρθηκε αποτελεί τη γωνία μεταξύ της ακτινοβολίας δέσμης και της κατακόρυφου προς τα πάνω, δηλαδή με το **ζενίθ** (ζ) του τόπου. Η ζενίθια γωνία είναι μηδενική όταν ο ήλιος είναι κατακόρυφος και 90° όταν είναι σε οριζόντιο επίπεδο. Κατά τις ισημερίες, όπου η ηλιακή απόκλιση είναι ίση με μηδέν, η τροχιά της γης γύρω από τον ήλιο είναι ο μέγιστος υπαρκτός κύκλος με τη ζενίθια γωνία να είναι ίση με το γεωγραφικό πλάτος, $\theta_z = \lambda$. Ο τύπος υπολογισμού της ζενίθιας γωνίας είναι:

$$\cos \theta_z = \sin \lambda \cdot \sin \delta + \cos \lambda \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega, \text{ όπου}$$

λ , το γεωγραφικό πλάτος

δ , η ηλιακή απόκλιση

ω , η ωριαία γωνία του ήλιου

Ένα από τα υπόλοιπα θεμελιώδη μεγέθη βάσει των οποίων προσδιορίζεται η θέση του ήλιου είναι το **ύψος του ήλιου** EL , που είναι η γωνία μεταξύ της ευθείας από τον παρατηρητή ή τον τόπο προς τον ήλιο και του οριζόντιου επιπέδου. Το ηλιακό ύψος μεταβάλλεται από -90° έως 90° . Είναι θετικό όταν ο ήλιος βρίσκεται πάνω από τον ορίζοντα και αρνητικό όταν βρίσκεται κάτω από αυτόν. Το ύψος του ήλιου είναι πάντοτε μέγιστο κατά τη μεσουράνησή του. Σε τροπικά γεωγραφικά πλάτη, ο μεσημεριανός ήλιος εντοπίζεται σε κατακόρυφη θέση δύο φορές το χρόνο. Σε αρκτικές και ανταρκτικές περιοχές ο ήλιος βυθίζεται κάτω από τον ορίζοντα για παρατεταμένες περιόδους το χειμώνα και παραμένει πάνω από τον ορίζοντα για παρατεταμένες περιόδους το καλοκαίρι. Προκύπτει ότι η γωνία που χαρακτηρίζει το ύψος είναι συμπληρωματική της ζενίθιας γωνίας θ_z ισχύουν οι παρακάτω τύποι:

$$EL = 90^\circ - \theta_z \text{ και } \sin EL = \sin \lambda \cdot \sin \delta + \cos \lambda \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega, \text{ όπου}$$

ω είναι η **ωριαία γωνία του ήλιου σε μια χρονική στιγμή** t_s (ηλιακός χρόνος) προσδιορίζεται από τη σχέση:

$$\omega = \frac{t_s - 12}{24} \cdot 360 = (t_s - 12) \cdot 15^\circ / hr$$

Η ηλιακή ώρα διαφέρει από την πολιτική ώρα, δηλαδή την τοπικά θεσμικά ορισμένη ώρα της κάθε γεωγραφικής περιοχής. Ακόμα, η ηλιακή ώρα μεταβάλλεται και υπολογίζεται υπό δεκαδική μορφή, το οποίο σημαίνει για παράδειγμα ότι η τιμή της t_s είναι 12 το μεσημέρι και 13,5 ενενήντα λεπτά αργότερα. Οι εξισώσεις υπολογισμού της ηλιακής ώρας βάσει της πολιτικής ώρας είναι οι εξής παρακάτω:

$$t_s = t_c + \left(\frac{L_{loc}}{15} \right) - T_c + E, \text{ όπου}$$

t_s , η ηλιακή ώρα

t_c , η τοπική ώρα

T_c , η χρονική ζώνη σε σχέση με το μεσημβρινό του Γκρήνουιτς (GMT) η οποία για την Ελλάδα λαμβάνει την τιμή +2

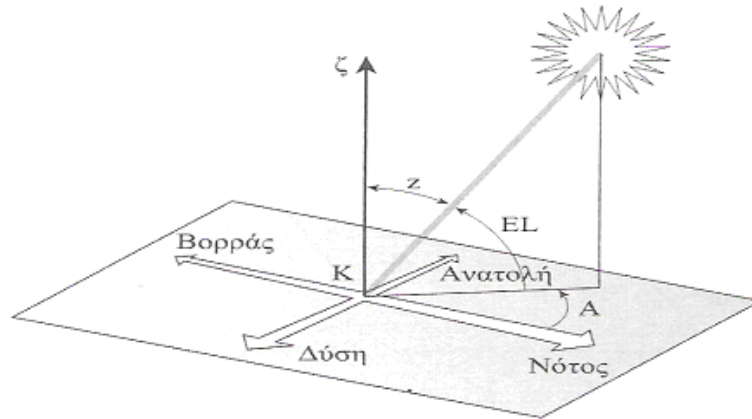
E , μια εξίσωση αναγωγής ώρας η οποία υπολογίζεται ως εξής:

$$E = 3.82 \begin{pmatrix} 0.000075 + 0.001868 \cdot \cos B - 0.032077 \cdot \sin B \\ -0.014615 \cdot \cos 2B - 0.04089 \cdot \sin 2B \end{pmatrix}, \text{ όπου}$$

$$B = 360^\circ \cdot \frac{(n-1)}{365}, \text{ όπου } n \text{ ο αριθμός της ημέρας του έτους με αρχή την } 1^{\text{η}} \text{ Ιανουαρίου}$$

Το αζιμούθιο ή η αζιμουθιακή γωνία του ήλιου A είναι η γωνία του κατακόρυφου επιπέδου που περιέχει τον ήλιο και του γεωγραφικού μεσημβρινού. Στα φωτοβολταϊκά συστήματα, τα οποία και θα αναλυθούν στην προκειμένη μελέτη, συνηθίζεται η αναφορά του αζιμούθιου του ήλιου ως προς την κατεύθυνση του Νότου. Η αζιμουθιακή γωνία μετράται κατά τη φορά κίνησης των δεικτών του ρολογιού από 0 έως 360° με αναφορά εν προκειμένω την κατεύθυνση του Νότου. Με κατεύθυνση την Ανατολή είναι από 0 έως 180° ενώ με κατεύθυνση προς τη Δύση από 0 έως -180°. Το αζιμούθιο του Ηλίου προκύπτει από τον τύπο:

$$\sin A = -\frac{\cos \delta \cdot \sin \omega}{\cos EL}$$



ΕΙΚΟΝΑ 5. ΠΡΟΣΔΙΟΡΙΣΜΟΣ ΤΗΣ ΘΕΣΗΣ ΤΟΥ ΗΛΙΟΥ ΩΣ ΠΡΟΣ ΕΝΑΝ ΠΑΡΑΤΗΡΗΤΗ, ΟΠΟΥ Α Η ΑΖΙΜΟΥΘΙΑΚΗ ΓΩΝΙΑ, EL ΤΟ ΥΨΟΣ ΚΑΙ $z = \theta_z$ Η ΖΕΝΙΘΙΑ ΓΩΝΙΑ. Η ΚΑΤΑΚΟΡΥΦΟΣ ΤΟΥ ΕΠΙΠΕΔΟΥ ΠΡΟΣ ΤΑ ΠΑΝΩ ΕΙΝΑΙ ΤΟ ΖΕΝΙΘ ΤΟΥ ΤΟΠΟΥ.

Η Ανατολή και η Δύση έχουν ηλιακό ύψος μηδέν $EL = 0$ και συνεπώς η ωριαία γωνία του Ήλιου και οι αντίστοιχοι ηλιακοί χρόνοι είναι:

$$\Rightarrow \text{Για την Ανατολή } \omega_{sr} = \cos^{-1}(-\tan \lambda \cdot \tan \delta) \text{ και } t_{sr} = 12 - \frac{24}{360} \cdot \omega_{sr}$$

$$\Rightarrow \text{Για τη Δύση } \omega_{ss} = -\omega_{sr} \text{ και } t_{ss} = 12 - \frac{24}{360} \cdot \omega_{ss}$$

Στο βαθμό που μελετάται η συγκέντρωση ηλιακής ισχύος ακτινοβολίας σε συλλεκτικές επιφάνειες τοποθετημένες με συγκεκριμένες παραμέτρους κλίσης και αζιμουθιακής γωνίας, εΐθισται να υπολογΐζεται η προσπίπτουσα ακτινοβολία σε κεκλιμένο επίπεδο με βάση τη γωνία πρόσπτωσης της σε αυτό, θ . Η γωνία πρόσπτωσης θ είναι η γωνία που σχηματίζεται μεταξύ της καθέτου στο επίπεδο αναφοράς και της ευθείας που συνδέει το επίπεδο αυτό και τον ήλιο.

$$\begin{aligned} \cos \theta &= \sin \delta \cdot \sin \lambda \cdot \cos \beta - \sin \delta \cdot \cos \lambda \cdot \sin \beta \cdot \cos \alpha + \\ &+ \cos \delta \cdot \cos \lambda \cdot \cos \beta \cdot \cos \omega + \cos \delta \cdot \sin \lambda \cdot \sin \beta \cdot \cos \alpha \cdot \cos \omega + , \text{ όπου} \\ &+ \cos \delta \cdot \sin \beta \cdot \sin \alpha \cdot \sin \omega \end{aligned}$$

β , η γωνία κλίσης της επιφάνειας με το οριζόντιο επίπεδο

λ , το γεωγραφικό πλάτος της περιοχής ενδιαφέροντος

δ , η ηλιακή απόκλιση

α , το αζιμούθιο της συλλεκτικής επιφάνειας

θ , η γωνία πρόσπτωσης

Σημειώνεται ότι δεν υπάρχει νόημα υπολογισμού της παραπάνω σχέσης για γωνία $\theta > 90^\circ$ ενώ για αντίστοιχο υπολογισμό στο νότιο ημισφαίριο θα πρέπει να αντιστρέψουμε το πρόσημο μεταξύ του 2^{ου} και του 4^{ου} όρου της παραπάνω σχέσης.

2.3 Ηλιακή Ακτινοβολία

2.3.1 Ηλεκτρομαγνητική Ακτινοβολία

Η Ηλεκτρομαγνητική (ΗΜ) ακτινοβολία αποτελεί μια διαδιδόμενη διαταραχή συνδυασμένου ηλεκτρικού και μαγνητικού πεδίου. Εκπέμπεται από τα δομικά στοιχεία της ύλης που είναι άτομα, μόρια και ιόντα. Η εκπομπή της οφείλεται στη θερμοκρασία των σωμάτων και τις ηλεκτρονικές αποδιεγέρσεις διεγερμένων δομικών στοιχείων, που προκαλούνται από άλλη αιτία, εκτός της θερμοκρασίας.

Χαρακτηριστικά μεγέθη της ΗΜ ακτινοβολίας είναι:

1. **Ισχύς ή ροή ακτινοβολίας P** (Radiant Power ή Radiant Flux) που ορίζεται ως το πηλίκο της ακτινοβολούμενης ενέργειας dU σε χρόνο dt , μέσα σε στερεά γωνία $d\Omega$. Δηλαδή :

$$P = \frac{dU}{dt}$$

Η μονάδα μέτρησης της ισχύος ακτινοβολίας, στο SI, είναι το 1 W.

2. **Πυκνότητα ισχύος ΗΜ ακτινοβολίας E** (Irradiance, Emittance) που καθορίζεται από τη συνολική και διάφορων κατευθύνσεων ροή ακτινοβολίας, η οποία εκπέμπεται από μία επιφάνεια ή προσπίπτει σε μία επιφάνεια ή διαπερνά τη μονάδα της επιφάνειας, ανεξάρτητα από τη γωνία των ακτινών ως προς τη συγκεκριμένη επιφάνεια. Προκύπτει από τον τύπο:

$$E = \frac{dP}{dS}$$

όπου dS είναι η στοιχειώδης επιφάνεια, μέσα από την οποία διέρχεται ή από την οποία εκπέμπεται ή πάνω στην οποία προσπίπτει η στοιχειώδης ισχύς ακτινοβολίας dP . Η μονάδα μέτρησης της πυκνότητας ισχύος ακτινοβολίας το 1 W/m^2 .

3. **Ένταση ακτινοβολίας, J**, είναι η ισχύς που διαπερνά κάθετα τη μονάδα επιφάνειας, στη θέση προσδιορισμού και δίνεται από τη σχέση:

$$J = \frac{dP}{dS_{\perp}}$$

όπου dP , η στοιχειώδης ισχύς ακτινοβολίας, η οποία διαπερνά κάθετα τη στοιχειώδη επιφάνεια dS_{\perp} . Μονάδα της έντασης ακτινοβολίας, είναι το 1 W/m^2 .

4. **Γωνιακή κατανομή ροής ή ισχύος ΗΜ ακτινοβολίας I** (Radiant Intensity) που καθορίζει το ποσό της ροής ακτινοβολίας dP , ανά μονάδα στερεάς γωνίας και υπολογίζεται από τη σχέση:

$$I = \frac{dP}{d\Omega}$$

Η μονάδα μέτρησής της είναι το 1 W/sr , όπου 1 sr είναι η μονάδα μέτρησης της στερεάς γωνίας.

5. **Γωνιακή αφετική ικανότητα L** (Radiance) είναι μέγεθος που αφορά είτε στην εκπομπή ακτινοβολίας από επιφάνεια είτε στη δίοδο της ακτινοβολίας από επιφάνεια. Αναφέρεται ιδιαίτερα σε εκτεταμένες πηγές ΗΜ ακτινοβολίας. Ορίζεται

και ως η ισχύς ακτινοβολίας, dP , ανά μονάδα φαινόμενης επιφάνειας και ανά μονάδα στερεάς γωνίας:

$$L = \frac{d^2P}{dS_{\perp} \cdot d\Omega} = \frac{d^2P}{dS \cdot \cos\theta \cdot d\Omega}$$

όπου dS_{\perp} (φαινόμενη επιφάνεια), η προβολή της στοιχειώδους επιφάνειας της πηγής dS , σε επίπεδο κάθετο στη διεύθυνση παρατήρησης ή μέτρησης της διαδιδόμενης ροής και θ η γωνία της κατεύθυνσης παρατήρησης και της καθέτου στην επιφάνεια της πηγής. Η μονάδα μέτρησής της είναι το $1 \text{ W/m}^2 \cdot \text{sr}$.

Αναφορά στο νόμο διάδοσης της έντασης της ακτινοβολίας από μια σημειακή πηγή και στην εξάρτηση της πυκνότητας από τη γωνία πρόσπτωσης σε μια επιφάνεια. Θεωρώντας μια πηγή ακτινοβολίας, Π , η οποία ακτινοβολεί με ισχύ P και ισότροπα προς όλες τις κατευθύνσεις, επιχειρούμε να εξάγουμε σχέση αναλυτικής έκφρασης της εξάρτησης της πυκνότητας ισχύος, $E(r, \theta)$, από την απόσταση r –που είναι η απόσταση του σημείου μέτρησης από την πηγή. Ακόμα μελετάμε την επίδραση της γωνίας πρόσπτωσης, θ , των ακτινών σε δεδομένη επιφάνεια. Η $E(r, \theta)$ ισούται με το ηλίκο της ροής dP , που περιέχεται στη στερεά γωνία $d\Omega$, δια της επιφάνειας dS , πάνω στην οποία προσπίπτει. Προκύπτει λοιπόν,

$$E(r, \theta) = \frac{dP}{dS} = \frac{dP}{dS_{\lambda}} \times \frac{dS_{\lambda}}{dS} \Rightarrow E(r, \theta) = E(r, 0) \cdot \cos\theta \quad \text{\underline{Νόμος Lambert}}$$

$$E(r, 0) = \frac{dP}{dS_{\lambda}} = \frac{dP}{d\Omega} \times \frac{d\Omega}{dS_{\lambda}} = I \times \frac{dS_{\lambda}}{r^2} \times \frac{1}{dS_{\lambda}} \Rightarrow E(r, 0) = \frac{I}{r^2}$$

Συνδυάζοντας τις παραπάνω σχέσεις:
$$E(r, \theta) = \frac{I \times \cos\theta}{r^2}$$

Η τελευταία σχέση δίδει την αναλυτική εξάρτηση της πυκνότητας ισχύος σε σημείο, που απέχει απόσταση r , από τη σημειακή πηγή φωτοβολίας I και από την γωνία θ , με την οποία προσπίπτουν οι ακτίνες στην επιφάνεια.

2.3.2 Ακτινοβολία Εκτός Της Γήινης Ατμόσφαιρας Και Ηλιακή Σταθερά

Το επίπεδο της ηλιακής ακτινοβολίας που δέχεται η γη εκτός της ατμόσφαιράς της είναι σχεδόν σταθερό καθ' όλη τη διάρκεια του χρόνου ενώ μια μικρή απόκλιση, η οποία παρατηρείται, οφείλεται στις αλλαγές της απόστασης που χωρίζει τα δύο ουράνια σώματα. Η ένταση της ηλεκτρομαγνητικής ακτινοβολίας, που αντιστοιχεί στη μέση απόσταση πλανήτη-ήλιου, ενός ηλιακού συστήματος, ονομάζεται Ηλιακή Σταθερά του συγκεκριμένου πλανήτη. Στην περίπτωση του ηλιακού μας συστήματος, η ηλιακή σταθερά για τη γη, ορίζεται σε απόσταση 1 AU (1 Αστρονομική Μονάδα) από τον ήλιο, και μια μέση τιμή έντασης που αντιστοιχεί στη συγκεκριμένη ατμόσφαιρα είναι $G_0=1367 \text{ W/m}^2$, τιμή που χρησιμοποιείται πλέον διεθνώς ως **πρότυπη τιμή ηλιακής σταθεράς για τη γη**.

Η μετρούμενη τιμή της έντασης της ηλιακής ακτινοβολίας εξαρτάται από την απόσταση μεταξύ γης και ήλιου, η οποία αλλάζει κατά τη διάρκεια του έτους. Εξαρτάται επίσης, από την περιοδική εμφάνιση των ηλιακών κηλίδων (ενδεκαετής κύκλος) και από την περιστροφή του ήλιου γύρω από τον άξονά του, η οποία προκαλεί περιοδική απόκρυψη των κηλίδων. Η ηλιακή σταθερά αυξάνει καθώς αυξάνει η ηλικία του ηλιακού μας

συστήματος. Έχει παρατηρηθεί ελάττωση της ακτίνας του ήλιου, που έχει ως συνέπεια την αύξηση της θερμοκρασίας του.

Θεωρώντας πως η εκπεμπόμενη ηλιακή ακτινοβολία εκτός ατμόσφαιρας έχει σταθερό μέγεθος, υπολογίζουμε το ποσοστό αυτής που φθάνει στην επιφάνεια της γης, σε μια συγκεκριμένη γεωγραφική περιοχή και χωρίς την επίδραση της ατμόσφαιρας, με βάση τον παρακάτω τύπο. Προφανώς, το ποσοστό αυτό μεταβάλλεται συναρτήσει της ημερομηνίας στο βαθμό που με την κίνηση της γης μεταβάλλεται η απόσταση μεταξύ των δύο ουράνιων σωμάτων. **Η κανονικοποιημένη ακτινοβολία του ηλίου που φθάνει στην περιοχή ενδιαφέροντος είναι:**

$$G_{on} = G_o \cdot \left(1 + 0.33 \cdot \cos \frac{360 \cdot n}{365}\right), \text{ όπου}$$

G_o , η ηλιακή σταθερά

n , η ημέρα του έτους από 1 έως 365

Η τελικά προσπίπτουσα ακτινοβολία σε οριζόντια επιφάνεια, εάν δεν λάβουμε υπόψη μας την επίδραση της ατμόσφαιρας, υπολογίζεται από τον τύπο:

$$G_{hor} = G_o \cdot \cos \theta_z, \text{ όπου}$$

θ_z , η ζενίθια γωνία.

Αν και ο υπολογισμός της ηλιακής ακτινοβολίας, τόσο σε ωριαία όσο σε μηνιαία και ημερήσια κλίμακα, θα περιγραφεί αναλυτικότερα σε μετέπειτα σημείο της μελέτης, με βάση τα προαναφερθέντα προκύπτει άμεσα μέσα από ολοκλήρωση στην ώρα, ο τύπος της προσπίπτουσας ακτινοβολίας σε οριζόντιο επίπεδο, χωρίς την επίδραση της ατμόσφαιρας, ως εξής:

$$G_{hor} = \frac{12}{\pi} \cdot G_{on} \cdot \left[\cos \lambda \cdot \cos \delta \cdot (\sin \omega_1 - \sin \omega_2) + \frac{\pi}{180} \cdot (\omega_1 - \omega_2) \cdot \sin \delta \cdot \sin \lambda \right]$$

όπου:

G_o , η ηλιακή σταθερά

λ , το γεωγραφικό πλάτος της εγκατάστασης

δ , η ηλιακή απόκλιση

ω_1 , η ωριαία γωνία στο τέλος της ώρας

ω_2 , η ωριαία γωνία στην αρχή της ώρας

Η πρώτη τιμή που παίρνει η ω_1 είναι η $-\omega_s$, η ωριαία γωνία της ανατολής του ήλιου και η τελευταία τιμή της ω_2 είναι η $+\omega_s$, η ωριαία γωνία της δύσης του ήλιου. Σημειώνεται ότι η ωριαία γωνία του ήλιου αυξάνεται από την ανατολή στη δύση με ρυθμό $15^\circ/h$.

2.3.3 Η Επίδραση Της Ατμόσφαιρας Και Το Φάσμα Ηλιακής Ακτινοβολίας

Το φάσμα του Ήλιου τροποποιείται ελαφρά πριν φθάσει στη γη καθώς διεισδύει στην ατμόσφαιρα. Όταν το ηλιακό φως εισέρχεται στην ατμόσφαιρα της γης, ένα μέρος αυτού απορροφάται, ένα άλλο σκεδάζεται και το υπόλοιπο περνά ανεπηρέαστο από τα μόρια

της ατμόσφαιρας και απορροφάται ή ανακλάται από τα αντικείμενα στο επίπεδο της γήινης επιφάνειας.

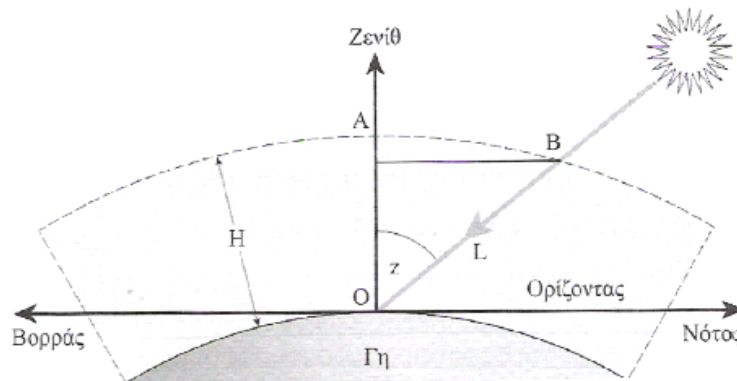
Η συγκεκριμένη επίδραση εξαρτάται από το μήκος της διαδρομής που θα διανύσει το φως μέσα στην ατμόσφαιρα. Το μετρητικό μέγεθος εν προκειμένω είναι η ονομαζόμενη **μάζα αέρα (air mass)**, που ισούται με το λόγο της διαδρομής του φωτός μέσα στην ατμόσφαιρα προς το πάχος της ατμόσφαιρας. Ως **πρότυπο μήκος διαδρομής** ορίζεται το μήκος της κάθετου διαδρομής μέσα στην ατμόσφαιρα που καταλήγει στην επιφάνεια της θάλασσας, όπου ισχύει **air mass=1 (AM1)** ενώ το φάσμα του ηλιακού φωτός στα όρια της ατμόσφαιρας χαρακτηρίζεται με τη συντετμημένη έκφραση **AM0 (Air Mass 0)**. Το μήκος διαδρομής (**air mass**) που ακολουθεί η ηλιακή ακτινοβολία είναι ανάλογο προς την τέμνουσα της **ζενίθιας γωνίας**, θ_z . Καθορίζει ουσιαστικά την ελάττωση της έντασης του φωτός, που προκαλείται από το μεγαλύτερο δρόμο, σε σχέση με τον πρότυπο, που διανύουν σ' αυτή την περίπτωση, οι ακτίνες του ήλιου μέσα στην ατμόσφαιρα.

Το μήκος της αέριας μάζας, αν αγνοηθεί η καμπυλότητα της γης, ισούται με το πάχος του στρώματος της ατμόσφαιρας δια του συνημίτονου της ζενίθιας γωνίας θ_z , δηλαδή της γωνίας που σχηματίζει η ευθεία γη-ήλιος με την κατακόρυφο (ζενίθ) στο συγκεκριμένο σημείο. Με καλή σχετικά προσέγγιση, για μικρές ζενίθιες γωνίες ($z < 60^\circ$), μπορούμε να υπολογίσουμε το λόγο m από τη σχέση:

$$m \left(= \frac{L}{H} \right) = \sec z \left(= \frac{1}{\cos z} \right)$$

Στην πρότυπη διαδρομή **AM1**, και αφού έχει ήδη συνυπολογιστεί το φαινόμενο της απορρόφησης, η ένταση της ολικής ηλιακής ακτινοβολίας είναι 1000 W/m^2 στην επιφάνεια της θάλασσας ενώ στο άνω άκρο της ατμόσφαιρας, **AM0**, είναι 1367 W/m^2 . Η μάζα αέρα σχετίζεται με τη γωνία πρόσπτωσης του φωτός (γ_s) ως εξής:

$$AM = \frac{1}{\cos(90 - \gamma_s)}$$



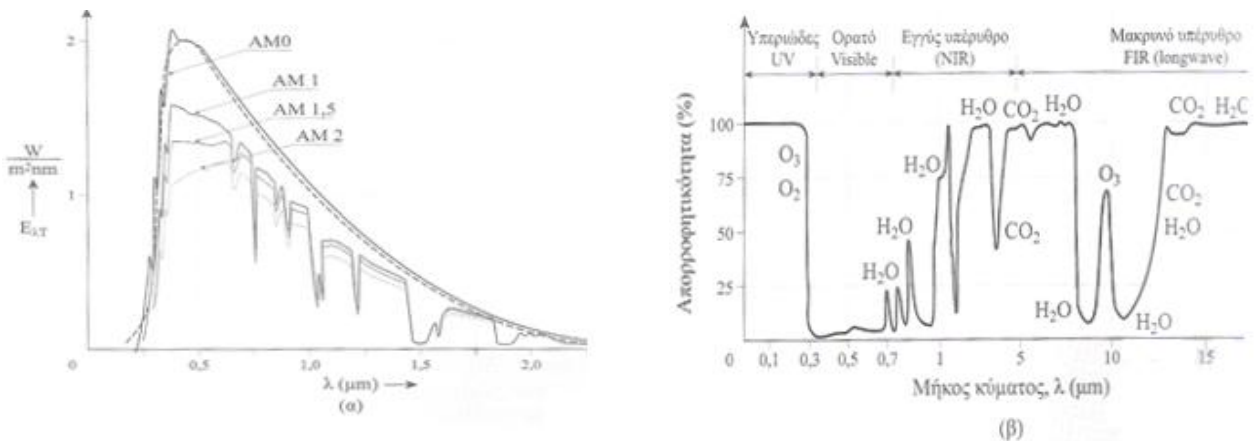
ΕΙΚΟΝΑ 6. ΟΙ ΗΛΙΑΚΕΣ ΑΚΤΙΝΕΣ ΜΕΣΑ ΣΤΗΝ ΑΤΜΟΣΦΑΙΡΑ, ΠΑΧΟΥΣ Η.

Τιμή Μάζας Αέρα	Συμβατικές Συνθήκες	Ισχύς (W/m^2)	Μέση Ενέργεια Φωτονίων (eV)
AM0	Στο διάστημα έξω από την ατμόσφαιρα	1367	1,48
AM1	Ο ήλιος στο ζενίθ. Κάθετη πρόσπτωση σε επιφάνεια στη στάθμη της θάλασσας. Ξηρή ατμόσφαιρα	1000	1,32
AM2	Απόσταση του ήλιου 60° από το ζενίθ. Κάθετη πρόσπτωση σε επιφάνεια στη στάθμη της θάλασσας. Ξηρή ατμόσφαιρα.	880	1,38
AM3	Απόσταση του ήλιου $70,5^\circ$ από το ζενίθ. Κάθετη πρόσπτωση σε επιφάνεια στη στάθμη της θάλασσας. Ξηρή ατμόσφαιρα	750	1,21

ΠΙΝΑΚΑΣ 3. ΟΙ ΠΡΟΤΥΠΕΣ ΤΙΜΕΣ ΤΗΣ ΗΛΙΑΚΗΣ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑΣ ΣΤΗΝ ΚΛΙΜΑΚΑ ΜΑΖΑΣ ΑΕΡΑ.

Καθώς το ύψος (EL, Elevation) του ήλιου, δηλαδή, η γωνία των ακτίνων του, σε σχέση με το οριζόντιο επίπεδο του τόπου, αλλάζει, οι ακτίνες του διανύουν διαφορετικό μήκος μέσα στην ατμόσφαιρα. Για γωνία πρόσπτωσης των ακτίνων, ίση με $48,19^\circ$ το φάσμα λέγεται AM1,5 και η αντίστοιχη πυκνότητα ισχύος της ολικής οριζόντιας ακτινοβολίας έχει τιμή περίπου $830 W/m^2$. Για γωνία 60° το φάσμα της καταγραφόμενης ηλιακής ακτινοβολίας αναφέρεται ως AM2 και η πυκνότητα ισχύος της ηλιακής ακτινοβολίας είναι περίπου $\sim 700 W/m^2$.

Το φάσμα του ηλιακού φωτός φαίνεται στο Διάγραμμα 5, που ακολουθεί:



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 5. (Α) ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΗΛΙΑΚΩΝ ΦΑΣΜΑΤΩΝ ΓΙΑ ΔΙΑΦΟΡΕΤΙΚΕΣ ΑΕΡΙΕΣ ΜΑΖΕΣ. Η ΔΙΑΚΕΚΟΜΜΕΝΗ ΓΡΑΜΜΗ ΠΕΡΙΓΡΑΦΕΙ ΤΟ ΦΑΣΜΑ ΜΕΛΑΝΟΣ ΣΩΜΑΤΟΣ ΘΕΡΜΟΚΡΑΣΙΑΣ $T=5800K$, ΠΟΥ ΠΡΟΣΕΓΓΙΖΕΙ ΚΑΛΥΤΕΡΑ ΤΟ ΦΑΣΜΑ AM0. (Β) ΤΑ ΦΑΣΜΑΤΑ ΑΠΟΡΡΟΦΗΣΗΣ ΤΩΝ ΔΙΑΦΟΡΩΝ ΑΕΡΙΩΝ ΤΗΣ ΑΤΜΟΣΦΑΙΡΑΣ.

Η ατμόσφαιρα, εάν την εξετάσουμε καθ' ύψος, χωρίζεται σε πέντε διακριτά στρώματα, τα οποία είναι, από την επιφάνεια της θάλασσας και προς τα πάνω διαδοχικά, τα εξής: Η **Τροπόσφαιρα**, με πάχος 7 έως 17 km και θερμοκρασία 20 έως $-60^\circ C$ στα όρια του στρώματος. Η **Στρατόσφαιρα** με πάχος 30 km και εύρος θερμοκρασίας από $-60^\circ C$ έως

0 °C. Η **Μεσόσφαιρα** με πάχος 30 km και θερμοκρασία που φθάνει τους -90 °C. Η **Θερμόσφαιρα** που εκτείνεται από τα 90 έως τα 300 km και η θερμοκρασία αυξάνεται εκθετικά έως τους 1200 °C και η **Εξώσφαιρα** που εκτείνεται πέραν των 300 km. Η **Ιονόσφαιρα** τέλος αποτελεί ένα στρώμα ιονισμένων ατόμων-μορίων και ηλεκτρονίων που βρίσκεται στη θερμόσφαιρα και την εξώσφαιρα. Η ιονόσφαιρα, μέσα από τον ιονισμό των συστατικών της που προκαλείται από τις υπεριώδεις ακτίνες του ηλιακού, αντανακλά την ηλεκτρομαγνητική ακτινοβολία σε μια περιοχή των μηκών κύματός της.

Η κύρια μάζα του αέρα, δηλαδή το 99% του όγκου της ατμόσφαιρας, βρίσκεται μέσα στα πρώτα 37 km πάνω από την επιφάνεια της θάλασσας. Τα συστατικά των κατώτερων στρωμάτων της ατμόσφαιρας είναι το άζωτο, σε ποσοστό ~78%, και το οξυγόνο, σε ποσοστό ~21%. Εκτός αυτών, στα εναπομείναντα ποσοστά εντοπίζονται: υδρατμοί (H_2O), διοξείδιο του άνθρακα (CO_2), μεθάνιο (CH_4), υποξείδιο του αζώτου (N_2O), όζον (O_3). Κάθε ένα από τα συγκεκριμένα στοιχεία μέσα από τους μηχανισμούς της απορρόφησης, της σκέδασης και της ανάκλασης παίζει το ρόλο του στην τροποποίηση της ηλιακής ακτινοβολίας μικρού μήκους κύματος αφότου αυτή εισέλθει στην ατμόσφαιρα.

Απορρόφηση είναι η μετατροπή της προσπίπτουσας ενέργειας σε θερμότητα και η μερική επανεκπομπή της ως ακτινοβολία μεγαλύτερου μήκους κύματος. Συγκεκριμένα, η υπεριώδης ακτινοβολία απορροφάται από το όζον και η υπέρυθη από τους υδρατμούς νερού. **Σκέδαση** είναι η αλλαγή κατεύθυνσης της ακτινοβολίας και συνδέεται με το μήκος κύματος ενώ η **ανάκλαση** πραγματοποιείται στις διεπιφάνειες και δεν έχει σχέση με το μήκος κύματος της ακτινοβολίας.

Όπως παρατηρείται στο Διάγραμμα 5β, τα διαφορετικά στοιχεία της ατμόσφαιρας παρουσιάζουν διάφορους βαθμούς απορρόφησης σε διαφορετικά μήκη κύματος. Για παράδειγμα, το μεγαλύτερο μέρος της υπεριώδους ακτινοβολίας απορροφάται από το όζον με σχεδόν απόλυτη απορρόφηση για μήκη κύματος κάτω από τα 290 nm ενώ σε μήκη κύματος μεγαλύτερα των 2300 nm παρατηρείται υψηλή απορρόφηση από τα στοιχεία CO_2 και H_2O . Τα αποτελέσματα που επιφέρουν η απορρόφηση και η σκέδαση στο ηλιακό φάσμα είναι ότι η περιοχή που διατίθεται για εφαρμογές στη γη είναι από 0,29μm έως 2,5μm, όπως φαίνεται και στο Διάγραμμα 5α.

Σημαντικός, αν όχι καθοριστικός παράγοντας που συνυπολογίζεται στην μαθηματική μέθοδο υπολογισμού της ηλιακής ακτινοβολίας εντός ατμόσφαιρας είναι ο **δείκτης καθαρότητας K_T** , ο οποίος συμπυκνώνει όλους τους παράγοντες της ατμόσφαιρας που επιδρούν και διαμορφώνουν την ποσότητα της ακτινοβολίας που σε πραγματική κλίμακα αγγίζει την επιφάνεια της γης. Συμπυκνώνει, με άλλα λόγια, τον παράγοντα της σκέδασης και της απορρόφησης που λαμβάνει χώρα κατά τη διάρκεια της διέλευσης της ακτινοβολίας από την ατμόσφαιρα. Ο δείκτης που συνοψίζει την επίδραση της ατμόσφαιρας στις ηλιακές ακτίνες προκύπτει από τον τύπο:

$$K_T = \frac{I'}{I}, \text{ όπου}$$

I' , η ηλιακή ακτινοβολία στο έδαφος

I , η ηλιακή ακτινοβολία εκτός ατμόσφαιρας στην ίδια θέση

Οι τιμές του K_T αναφέρονται συνήθως σε ημερήσιες μέσες τιμές, που προκύπτουν από μετρήσεις διάρκειας ενός μηνός. Ο δείκτης αυτός αποτελεί χαρακτηριστικό του τόπου

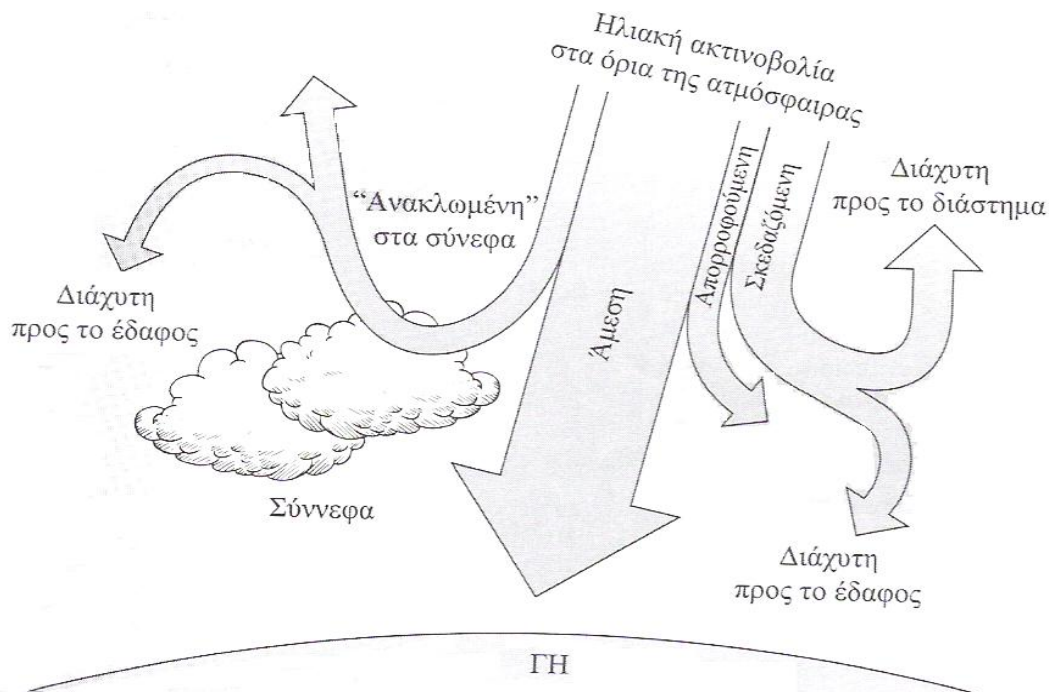
εγκατάστασης, και συχνά δίδεται σε πίνακες ως μέση μηνιαία τιμή. Έχει αποδειχθεί στατιστικά ότι ανεξάρτητα από το γεωγραφικό πλάτος, το ποσοστό του χρόνου κατά τον οποίο η συνολική ημερήσια ακτινοβολία είναι μικρότερη ή ίση από ορισμένη τιμή εξαρτάται άμεσα από την τιμή του K_t . Είναι επίσης διαπιστωμένο ότι όσο περισσότερο αίθρια είναι η ατμόσφαιρα τόσο μεγαλύτερη είναι η ένταση της ακτινοβολίας και μικρότερο το ποσοστό της διάχυτης επί της ολικής. Για την εύρεση επομένως της «επίγειας» ηλιακής ακτινοβολίας απαιτείται η γνώση και η πειραματική μέτρηση του δείκτη καθαρότητας.

2.3.4 Οι Συνιστώσες Της Ηλιακής Ακτινοβολίας Εντός Της Ατμόσφαιρας

Σε κάθε τόπο στην επιφάνεια της γης προκύπτει η ηλιακή ακτινοβολία υπό τις παρακάτω πιθανές μορφές:

- **Άμεση ή ακτινοβολία δέσμης (direct or beam radiation-B)** είναι η ηλιακή ακτινοβολία που φθάνει στην επιφάνεια της γης χωρίς να υφίσταται σκέδαση.
- **Διάχυτη ακτινοβολία (diffuse radiation-D)** ονομάζεται η ηλιακή ακτινοβολία που υφίσταται σκέδαση.
- **Ανακλώμενη ακτινοβολία (albedo)** ονομάζεται η ηλιακή ακτινοβολία που ανακλάται από την επιφάνεια της γης.

Το άθροισμα των τριών παραπάνω συνιστωσών ονομάζεται **ολική ακτινοβολία (global radiation-G)**.



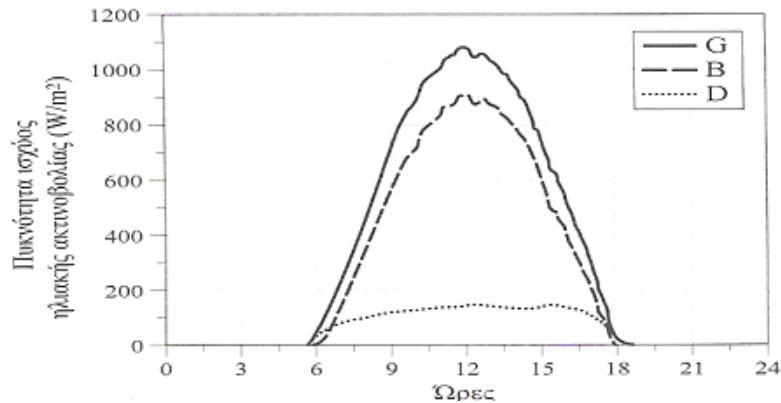
ΕΙΚΟΝΑ 7. Η ΗΛΙΑΚΗ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑ ΣΤΟ ΕΠΙΠΕΔΟ ΤΗΣ ΓΗΣ

Όταν έχουμε μια οριζόντια επιφάνεια συλλογής της ηλιακής ακτινοβολίας, η ολική οριζόντια ακτινοβολία, G , που προσπίπτει σε αυτήν ή που μετράται σε αισθητήρα προκύπτει από τον τύπο:

$$G = B + D = B_n \cdot \sigma \nu \theta_z + D, \text{ όπου}$$

B_n η άμεση ακτινοβολία, D η διάχυτη και θ_z η ζενίθια γωνία του ήλιου.

Κατά την ανατολή του ήλιου, η ζενίθια γωνία είναι $\theta_z=90^\circ$ και άρα η ολική οριζόντια πυκνότητα ισχύος της ακτινοβολίας G , καθορίζεται, κυρίως, από τη διάχυτη συνιστώσα, D . Καθώς το ύψος του ήλιου αυξάνει, μέσα σε μία αίθρια ημέρα, η απευθείας κάθετη ακτινοβολία, αυξάνει μέχρι το ηλιακό μεσημέρι, μετά το οποίο ελαττώνεται, κατά συμμετρικό τρόπο, όπως φαίνεται στο διάγραμμα 6.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6. Η ΠΥΚΝΟΤΗΤΑ ΙΣΧΥΟΣ ΤΗΣ ΗΛΙΑΚΗΣ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑΣ ΜΕΣΑ ΣΤΟ 24ΩΡΟ ΤΗΣ ΗΜΕΡΑΣ. Η ΚΑΜΠΥΛΕΣ ΜΕ ΤΙΣ ΔΙΑΚΕΚΟΜΜΕΝΕΣ ΑΝΑΠΑΡΙΣΤΟΥΝ ΤΗ ΔΙΑΧΥΤΗ ΚΑΙ ΤΗΝ ΑΠΕΥΘΕΙΑΣ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑ. Η ΜΕΓΑΛΥΤΕΡΗ ΚΑΜΠΥΛΗ ΠΑΡΟΥΣΙΑΖΕΙ ΤΗΝ ΟΛΙΚΗ ΟΡΙΖΟΝΤΙΑ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑ.

Όσον αφορά τον υπολογισμό των συνιστωσών της ηλιακής ακτινοβολίας οι ευρέως διαδεδομένες και πιο ακριβείς προσεγγίσεις παρατίθενται πιο κάτω. Ο υπολογισμός της διάχυτης και της απευθείας ακτινοβολίας χρησιμοποιεί το δείκτη καθαρότητας της ατμόσφαιρας και έχει εισαχθεί από τους Erbs, Klein και Duffie το 1982. Για τον υπολογισμό της ολικής ηλιακής σε κεκλιμένο επίπεδο, εκτός από τη γωνία πρόσπτωσης θ και τους σχετικούς δείκτες που υπεισέρχονται στις εξισώσεις, συνυπολογίζεται και η ανακλώμενη ακτινοβολία, όπως προκύπτει από δείκτες ανάκλασης που παρατίθενται και σχολιάζονται στη συνέχεια.

Με δεδομένη την ηλιακή ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο και το δείκτη καθαρότητας, μπορούν να υπολογιστούν όλες οι συνιστώσες της ηλιακής ακτινοβολίας, δηλαδή η άμεση, η διάχυτη και η διάχυτα ανακλώμενη μέσα από την ακόλουθη διαδικασία:

$$\frac{I'_d}{I'} = \begin{cases} 1.0 - 0.09 \cdot K_T & K_T \leq 0.22 \\ 0.9511 - 0.1604 \cdot K_T + 4.388 \cdot K_T^2 - 16.638 \cdot K_T^3 + 12.336 \cdot K_T^4 & \text{για } 0.22 < K_T < 0.80, \\ 0.165 & K_T > 0.80 \end{cases}$$

όπου

I'_d , η διάχυτη συνιστώσα της ηλιακής ακτινοβολίας.

Από την παραπάνω εξίσωση και γνωρίζοντας την μετρούμενη συνολική ακτινοβολία στο οριζόντιο επίπεδο, υπολογίζεται η διάχυτη ακτινοβολία. Η άμεση ή ακτινική ακτινοβολία I_b που προσπίπτει στο οριζόντιο επίπεδο είναι το υπόλοιπο μέρος της ολικής ακτινοβολίας.

$$I'_b = I' - I'_d, \text{ όπου}$$

I'_b , η άμεση ή απευθείας ηλιακή ακτινοβολία.

Όσο για τον παράγοντα της ανακλώμενης ακτινοβολίας, ισχύει χαρακτηριστικά ότι όσο η κλίση της συλλεκτικής επιφάνειας απέχει περισσότερο από το οριζόντιο επίπεδο, τόσο μεγαλύτερο ποσό ανακλώμενης ακτινοβολίας από το έδαφος δέχεται ο συλλέκτης και αντίστοιχα τόσο μικρότερο ποσό διάχυτης ακτινοβολίας από τον ουρανό. Για παράδειγμα, σε περιοχές με υγρά κλίμα, όπου λόγω των σταγονιδίων του νερού στην ατμόσφαιρα, ένα μεγάλο μέρος της ηλιακής ακτινοβολίας διαχέεται στον ουρανό, η βέλτιστη κλίση του ηλιακού συλλέκτη για τη διάρκεια ολόκληρου του έτους είναι περίπου 10 - 15% μικρότερη από τη γωνία του τοπικού γεωγραφικού πλάτους. Έτσι, ο συλλέκτης αντικρίζει περισσότερο τον ουρανό και δέχεται αφθονότερα τη διάχυτη ακτινοβολία. Η ποσότητα της ανακλώμενης ηλιακής ακτινοβολίας εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από το υλικό που καλύπτει την επιφάνεια που δέχεται την ακτινοβολία. Η ικανότητα της ανάκλασης εκφράζεται από ένα συντελεστή που κυμαίνεται από 0, για πλήρη απορρόφηση της ακτινοβολίας, μέχρι 1, για πλήρη ανάκλαση. Στον παρακάτω πίνακα δίνονται ενδεικτικές τιμές του **συντελεστή ανάκλασης (albedo)** για ορισμένα από τα είδη επιφανειών που συμβαίνει να έχει το περιβάλλον στις περιοχές, όπου τοποθετούνται οι ηλιακοί συλλέκτες.

Είδος Επιφάνειας	Συντελεστής Ανάκλασης
Επιφάνεια νερού, θάλασσα	0,05
Ασφαλτόστρωμα	0,07
Αγρός σε σκοτεινόχρωμο χρώμα	0,08
Πράσινος αγρός	0,15
Βραχώδης επιφάνεια	0,20
Επιφάνεια παλαιού τσιμέντου	0,24
Επιφάνεια νέου τσιμέντου ή χρωματισμένη με ανοιχτό χρώμα	0,30
Χιόνι	0,60

ΠΙΝΑΚΑΣ 4. ΠΙΝΑΚΑΣ ΜΕ ΕΝΔΕΙΚΤΙΚΕΣ ΤΙΜΕΣ ΤΟΥ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗ ΑΝΑΚΛΑΣΗΣ ΓΙΑ ΔΙΑΦΟΡΕΣ ΚΑΤΗΓΟΡΙΕΣ ΣΥΛΛΕΚΤΙΚΗΣ ΕΠΙΦΑΝΕΙΑΣ.

Η ολική ηλιακή ακτινοβολία, ο υπολογισμός της οποίας θα μελετηθεί επισταμένως στη συνέχεια, αποτελεί κατά κανόνα άθροισμα των τριών συνιστωσών της όπως αυτές υπολογίζονται συναρτήσει των παραμετρικών γωνιών και των ατμοσφαιρικών δεικτών.

$$I'_T = I'_{bT} + I'_{dT} + I'_{pT}$$

Τα δύο μεγέθη που χρησιμοποιούνται για τη μέτρηση της ηλιακής ακτινοβολίας που φθάνει στην επιφάνεια της γης είναι η **πυκνότητα ισχύος** που μετράται σε W/m^2 και αποτελεί στιγμιαία μετρητική ένδειξη και η **πυκνότητα ηλιακής ενέργειας** που μετράται σε kWh/m^2 . Η πυκνότητα ενέργειας είναι το ολοκλήρωμα της αντίστοιχης πυκνότητας

ισχύος σε χρόνο που είθισται να είναι η μια μέρα. Τα συγκεκριμένα μεγέθη είναι άμεσα συναρτώμενα με γεωγραφικούς και καιρικούς παράγοντες (συγκεντρώσεις διαφόρων αερίων, υγρών και στερεών συστατικών και αιωρημάτων της ατμόσφαιρας) και απαραίτητη για τον υπολογισμό τους είναι η μελέτη της θέσης του ηλίου ως προς την εξεταζόμενη περιοχή και της κλίσης της δύναμει υπάρχουσας συλλεκτικής επίπεδης επιφάνειας.

Η ημερήσια μέση πυκνότητα ισχύος της ηλιακής ακτινοβολίας τη συγκεκριμένη ημέρα, προκύπτει διαιρώντας το αντίστοιχο ολοκλήρωμα της καμπύλης, δια των 24 h ($G = H/T$, όπου $T=24$ h). Η μέση τιμή της πυκνότητας ισχύος αντιπροσωπεύει την πυκνότητα ισχύος της ηλιακής ακτινοβολίας, με την οποία αν ο τόπος φωτιζόταν όλο το εικοσιτετράωρο, η συνολική πυκνότητα ενέργειας ηλιακής ακτινοβολίας θα ήταν ίση με την πραγματικά αποδοθείσα κατά την συγκεκριμένη μέρα. Αποτελεί τυπικό συγκριτικό στοιχείο ηλιακής ακτινοβολίας, για διαφορετικούς τόπους. Ενδιαφέρον παρουσιάζουν οι μέσες ημερήσιες τιμές της πυκνότητας ισχύος και της πυκνότητας ενέργειας της ηλιακής ακτινοβολίας, σε οριζόντια επιφάνεια, μέσα σε κάθε μήνα και μέσα στο έτος. Για να αξιοποιηθούν αυτά τα μετεωρολογικά στοιχεία σε πρακτικές εφαρμογές απαιτούνται μετρήσεις που να καλύπτουν περίοδο πολλών ετών. Σε περιπτώσεις που λείπουν στοιχεία μακράς περιόδου για κάποιο τόπο, μπορούν να αξιοποιούνται στοιχεία που έχουν συλλεχθεί σε μικρότερες χρονικές περιόδους, με την επιφύλαξη της μικρότερης αξιοπιστίας τους [1].

Σημειώνεται ως επί το πλείστον ότι κατά τη διάρκεια μερικής παρουσίας σύννεφων, γύρω από την κατεύθυνση του ήλιου, μπορεί να παρατηρηθούν τιμές της πυκνότητας ισχύος μεγαλύτερες των τιμών που θα καταγράφονταν χωρίς την παρουσία τους. Το παράξενο αυτό φαινόμενο οφείλεται στο ότι, με την παρουσία συστάδων από σύννεφα, που δεν καλύπτουν τον ήλιο, πέφτουν στον αισθητήρα μέτρησης της ηλιακής ακτινοβολίας, εκτός από τις απευθείας και διάχυτες ηλιακές ακτίνες, που είναι σχετικά ισχυρά σκεδαζόμενες στα σύννεφα.

2.3.5 Εξισώσεις Υπολογισμού Ολικής Ηλιακής Ακτινοβολίας Σε Κεκλιμένο Επίπεδο

- **Ο δείκτης R_b :** Είναι προφανές ότι η ακτινοβολία η οποία συλλέγεται από μια οριζόντια επιφάνεια με μηδενική κλίση είναι διαφορετική από αυτήν που συλλέγεται από την ίδια επιφάνεια, όταν αυτή έχει κλίση β με το οριζόντιο επίπεδο. Ένας δείκτης που χρησιμοποιείται για την εύρεση της ηλιακής απολαβής σε κεκλιμένο επίπεδο συσχετίζοντάς την με την αντίστοιχη απολαβή σε οριζόντιο είναι ο R_b . Ο δείκτης R_b ισούται με το λόγο της άμεσης ηλιακής ακτινοβολίας σε ένα επίπεδο υπό κλίση β , προς την άμεση ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο και προκύπτει από τον τύπο:

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z}$$

Ο συγκεκριμένος τύπος, στην περίπτωση ηλιακών συλλεκτών που είναι τοποθετημένοι με προσανατολισμό προς το Νότο και συνεπώς έχουν μηδενικό αζιμούθιο γίνεται [2]:

$$R_b = \frac{\cos(\lambda - \beta) \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin(\lambda - \beta) \cdot \sin \delta}{\cos \lambda \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin \lambda \cdot \sin \delta}$$

- **Ο δείκτης A_i :** Είναι ο δείκτης ατμοσφαιρικής διαπερατότητας ή αλλιώς παράγοντας ανισοτροπίας. Αφορά επί της ουσίας τη μέτρηση της ακτινικής ηλιακής ακτινοβολίας και προκύπτει ως εξής:

$$A_i = \frac{I'_b}{I}$$

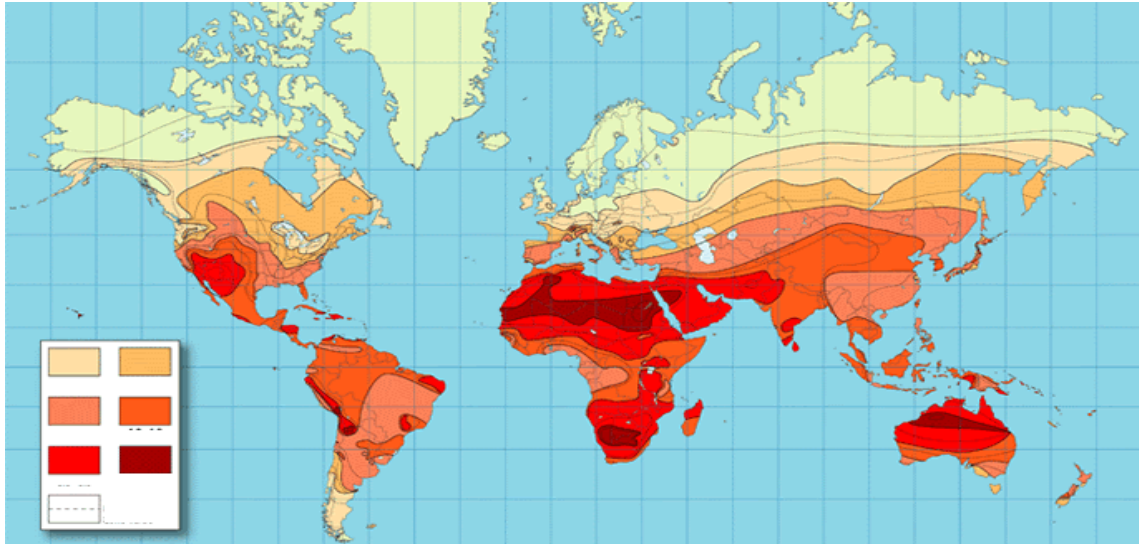
- **Ο συντελεστής φωτεινότητας f :** Ο τελευταίος παράγοντας που χρήζει προσδιορισμού σχετίζεται με την ακτινοβολία του ορίζοντα και αποτελεί δείκτη του πόσο συννεφιασμένος κατά μέσο όρο είναι ο ορίζοντας. το συντελεστή φωτεινότητας του ορίζοντα προκύπτει από τον τύπο:

$$f = \sqrt{\frac{I'_b}{I'}}$$

2.4 Ηλιοφάνεια

Είναι γεγονός ότι οι ώρες ηλιοφάνειας μέσα σε ένα χρόνο είναι οι ίδιες για κάθε σημείο πάνω στη γη με βάση τα δεδομένα όλων των ωρών από την ανατολή έως τη δύση του Ήλιου και χωρίς να λαμβάνεται υπόψη ο παράγοντας των νεφώσεων. Παρόλα αυτά το ποσοστό της ηλιακής ακτινοβολίας που μπορεί να ληφθεί σε κάθε περιοχή εξαρτάται από παράγοντες όπως οι γεωγραφικές του συντεταγμένες, οι τοπικές καιρικές συνθήκες και η σύνθεση της ατμόσφαιρα (υγρά και στερεά συστατικά, αραιώματα κτλ.), η ώρα της ημέρας και η εποχή του χρόνου. Ένα παράδειγμα που έχει να κάνει με τον παράγοντα των γεωγραφικών συντεταγμένων είναι αυτό των περιοχών που βρίσκονται πιο κοντά στους πόλους της γης και έχουν μεγάλη νύχτα το χειμώνα και αντίστοιχα μεγάλη ημέρα το καλοκαίρι. Ο ήλιος είναι πιο χαμηλά στον ουρανό στις πολικές περιοχές από ότι στις τροπικές και συνεπώς το ηλιακό φως θα πρέπει να διασχίσει μεγαλύτερη διαδρομή (air mass) στις πρώτες το οποίο σημαίνει ότι μεγαλύτερο ποσοστό της ακτινοβολίας σκεδάζεται και διαχέεται με συνέπεια να μεταφέρεται σημαντικά λιγότερη ενέργεια στην επιφάνεια της γης.

Η κλίση $23,5^\circ$ του άξονα περιστροφής της γης είναι ο περισσότερο καθοριστικός παράγοντας στον προσδιορισμό του ποσοστού της ηλιακής ακτινοβολίας σε μια περιοχή. Στη συγκεκριμένη κλίση οφείλεται το γεγονός των μεγάλης διάρκειας ημερών στο Βόρειο ημισφαίριο από την εαρινή έως την φθινοπωρινή ισημερία και στο Νότιο για τους υπόλοιπους έξι μήνες. Χώρες οι οποίες βρίσκονται σε μεσαία γεωγραφικά πλάτη λαμβάνουν περισσότερη ηλιακή ενέργεια το καλοκαίρι όχι αποκλειστικά εξαιτίας των μεγάλων ημερών αλλά και επειδή η ηλιακή ακτινοβολία είναι σε περισσότερο κατακόρυφη θέση ως προς την περιοχή.



ΕΙΚΟΝΑ 8. ΠΟΙΟΤΙΚΟ ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΤΥΠΙΚΟΥ ΕΤΗΣΙΟΥ ΑΘΡΟΙΣΜΑΤΟΣ ΗΛΙΑΚΗΣ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑΣ ΣΤΗΝ ΕΠΙΦΑΝΕΙΑ ΤΗΣ ΓΗΣ. ΤΟ ΣΥΓΚΕΚΡΙΜΕΝΟ ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΑΠΟΤΕΛΕΙ ΔΕΙΚΤΗ ΤΟΥ ΔΙΑΦΟΡΕΤΙΚΟΥ ΗΛΙΑΚΟΥ ΔΥΝΑΜΙΚΟΥ ΓΙΑ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΕΣ ΚΑΙ ΘΕΡΜΙΚΕΣ ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ ΣΕ ΚΑΘΕ ΠΕΡΙΟΧΗ ΤΟΥ ΠΛΑΝΗΤΗ.

2.5 Όργανα Μέτρησης Της Ηλιακής Ακτινοβολίας

Τα όργανα μέτρησης της ηλιακής ακτινοβολίας και της φασματικής κατανομής διακρίνονται σε δύο κατηγορίες: τους θερμικούς αισθητήρες, των οποίων η ένδειξη προκύπτει από τη θέρμανση μιας φωτιζόμενης μαύρης επιφάνειας από ορισμένο υλικό και τους αισθητήρες ηλεκτρονικής διέγερσης, των οποίων η μέτρηση οφείλεται στις ενεργειακές μεταβάσεις των ηλεκτρονίων του υλικού κατά την απορρόφηση φωτονίων. Οι κυριότεροι θερμικοί ανιχνευτές είναι οι εξής παρακάτω:

- **Πυρανόμετρο**, η λειτουργία του βασίζεται στο θερμοηλεκτρικό φαινόμενο για την αξιοποίηση της διαφοράς θερμοκρασίας μεταξύ δύο πλακών η μια εκ των οποίων είναι εκτεθειμένη στο φως και ονομάζεται ενεργός –μαύρη- επιφάνεια.
- **Πυροηλεκτρικός κρύσταλλος**, η αρχή λειτουργίας του είναι η τροποποίηση της διπολικής ηλεκτρικής ροπής διηλεκτρικών υλικών -των λεγόμενων πυροηλεκτρικών- και αποτελεί ιδανικό υλικό για καταγραφή φασμάτων στην περιοχή ευαισθησίας του.
- **Βολόμετρο ή αισθητήρας θερμοκρασίας με βάση την ένταση του υλικού**, η λειτουργία του βασίζεται στη μεταβολή της ηλεκτρικής αντίστασης ενός υλικού ανάλογα με τη θερμοκρασία του, εξαιτίας της απορρόφησης της προσπίπτουσας ακτινοβολίας.
- **Θερμίστορ**, είναι ένα βολόμετρο του οποίου βασικό υλικό είναι τα μεταλλικά οξειδία και η χρήση του περιορίζεται σε θερμοκρασίες κάτω των 300°C.

Όσον αφορά τους αισθητήρες ηλεκτρονικής διέγερσης, αυτοί βασίζονται στο φωτοηλεκτρικό φαινόμενο, δηλαδή στην εκπομπή ηλεκτρονίων από την επιφάνεια ενός μετάλλου ή στη διέγερση ηλεκτρονίων από τη ζώνη σθένους στη ζώνη αγωγιμότητας – στην περίπτωση των ημιαγωγών. Κάποιοι από τους αισθητήρες ηλεκτρονικής διέγερσης είναι:

- Οι **φωτοδιόδοι κενού ή φωτοκύτταρα**, που αποτελούνται από δυο ηλεκτρόδια – άνοδο και κάθοδο- ενσωματωμένα σε μια διάταξη υψηλού κενού.

- Οι **φωτοπολλαπλασιαστές**, που λειτουργούν ως αισθητήρες ακτινοβολίας χαμηλής εντάσεως ενισχύοντας σταδιακά και συνολικά κατά παράγοντα πάνω από 10^{10} το ασθενικό πρώτο ηλεκτρικό σήμα.
- Οι **φωτοαγωγοί ή φωτοαντιστάσεις**, είναι ημιαγωγοί στους οποίους η απορρόφηση φωτός στο υλικό διεγείρει ηλεκτρόνια από τη ζώνη σθένους στη ζώνη αγωγιμότητας και κατ' αυτόν τον τρόπο αυξάνει την ηλεκτρική αγωγιμότητα του υλικού.
- Η **φωτοδίοδος ημιαγωγών**, είναι μια δίοδος επαφής ημιαγωγών όπου το ρεύμα που παράγεται είναι ανάλογο της ροής ακτινοβολίας.
- Η **φωτοβολταϊκή κυψελίδα ή φωτοβολταϊκό στοιχείο**, το οποίο έχει όσο το δυνατόν μεγαλύτερη επιφάνεια, αντίθετα με τη φωτοδίοδο, στο βαθμό που προορίζεται για πηγή ηλεκτρικής ενέργειας και όχι για αισθητήρας.
- Ο **φασματογράφος**, που αποτελεί διάταξη με την οποία αναλύεται η ηλεκτρομαγνητική ακτινοβολία μιας πηγής είτε μέσω πρίσματος είτε μέσω οπτικών φραγμάτων.
- Το **φασματοραδιόμετρο ή φασματοφωτόμετρο**, όπου το σήμα σαρώνεται σε ολόκληρο το λειτουργικό εύρος μηκών κύματος και καταγράφεται σε ηλεκτρονική 'μνήμη'.

2.6 Δεδομένα Ηλιοφάνειας Και Σχετικοί Δείκτες Για Την Αθήνα

Η Ελλάδα είναι μεσογειακή χώρα με έναν πληθυσμό 11 εκατομμυρίων και καλύπτει μια έκταση 131.000 km^2 . Τοποθετείται στη νοτιοανατολική Ευρώπη και πιο συγκεκριμένα στο νοτιοανατολικό άκρο της βαλκανικής χερσονήσου. Θεωρείται ως ιδανική χώρα για την ανάπτυξη συστημάτων ηλιακού ηλεκτρισμού, όπως φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις, δεδομένου ότι έχει ένα ήπιο κλίμα με καιρικές συνθήκες που χαρακτηρίζονται από τα ξηρά καλοκαίρια, τους μικρούς ήπιους χειμώνες, τις περιορισμένες βροχοπτώσεις και τις μεγάλες περιόδους της ηλιοφάνειας.

Η Ελλάδα έχει σημαντική ηλιακή δυνατότητα. Στην κεντρική και βόρεια Ευρώπη η ακτινοβολία είναι έμμεση προερχόμενη από το φαινόμενο της σκέδασης της ατμόσφαιρας και των σύννεφων. Από την άλλη μεριά, η ηλιακή ακτινοβολία στην Ελλάδα και στη νότια Ευρώπη είναι κυρίως άμεση. Στο μεγαλύτερο μέρος της χώρας η ηλιοφάνεια διαρκεί πάνω από 2700 ώρες ανά έτος. Ειδικά τα ελληνικά νησιά έχουν την πιο υψηλή ηλιακή ακτινοβολία, η ηλιακή δυνατότητα στο οριζόντιο επίπεδο έχει μια αξία μεταξύ 1500 και 1600 kWh/m² στα περισσότερα από αυτά.

Ολοκληρώνοντας τη συγκεκριμένη ενότητα που αναφέρεται στον ήλιο, τα χαρακτηριστικά του και την ηλιακή ακτινοβολία στον πλανήτη γη, παρατίθενται κάποια ενδεικτικά στοιχεία όσον αφορά τα δεδομένα ηλιοφάνειας στην Αθήνα. Τα παρατιθέμενα δεδομένα αποτελούν δείκτες των εξαιρετικών δυνατοτήτων που υπάρχουν στη χώρα για την αξιοποίηση της ηλιακής ακτινοβολίας σε εφαρμογές παραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού.

Κεφάλαιο 2: ΗΛΙΑΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

α) Ύψος του ήλιου, θεωρητική ηλιοφάνεια και μέση θερμοκρασία του αέρα στις φωτεινές ώρες της ημέρας

<i>Ημερομηνία</i>	<i>Ύψος του ήλιου το μεσημέρι</i>	<i>Θεωρητική ηλιοφάνεια</i>	<i>Μέση θερμοκρασία</i>
21 Μαρτίου (εαρινή ισημερία)	51,08°	11,9 ώρες	13°C
21 Ιουλίου (θερινό ηλιοστάσιο)	75,25°	14,8 ώρες	25°C
21 Σεπτεμβρίου (φθινοπωρινή ισημερία)	51,08°	11,9 ώρες	23°C
21 Δεκεμβρίου (χειμερινό ηλιοστάσιο)	28,35°	9,5 ώρες	11°C

β) Μέσος αριθμός ηλιοφεγγών και ανήλιων ημερών και οι ώρες της μέσης πραγματικής ηλιοφάνειας στους διάφορους μήνες του έτους

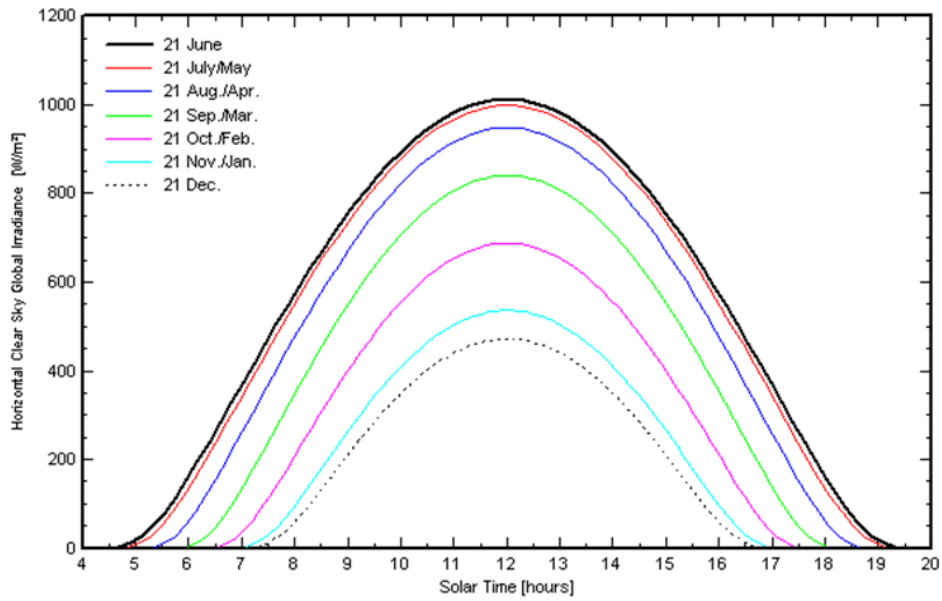
<i>Είδος ημερών</i>	<i>I</i>	<i>Φ</i>	<i>M</i>	<i>A</i>	<i>M</i>	<i>I</i>	<i>I</i>	<i>A</i>	<i>Σ</i>	<i>O</i>	<i>N</i>	<i>A</i>
Ηλιοφεγγείς	3,2	4,3	5,6	7,5	7,0	11,9	21,3	21,6	15,4	8,9	3,8	3,4
Ανήλιες	3,7	3,1	2,5	1,1	0,5	0,1	0,0	0,0	0,2	1,0	2,5	4,1
Ηλιοφάνεια (ώρες)	123	139	180	223	303	335	373	357	277	211	162	127

ΠΙΝΑΚΑΣ 5. ΜΕΤΕΩΡΟΛΟΓΙΚΑ ΚΑΙ ΚΛΙΜΑΤΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΑΘΗΝΑΣ.

Στα παρακάτω διαγράμματα παρουσιάζονται: η άμεση, η διάχυτη και η ολική ακτινοβολία σε οριζόντιο και σε κεκλιμένο επίπεδο με γωνία 30°. Οι καμπύλες αντιπροσωπεύουν την ενδεικτική ηλιακή ακτινοβολία που προσπίπτει σε ένα φωτοβολταϊκό πάνελ τοποθετημένο σε όμοια κλίση. Στα παρακάτω διαγράμματα καταγράφεται μια ενδεικτική τιμή της ηλιακής ακτινοβολίας για την 21^η μέρα κάθε μήνα για καθαρό ουρανό, δηλαδή χωρίς να λαμβάνεται υπόψη ο παράγοντας της νεφοκάλυψης [3].

Κεφάλαιο 2: ΗΛΙΑΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

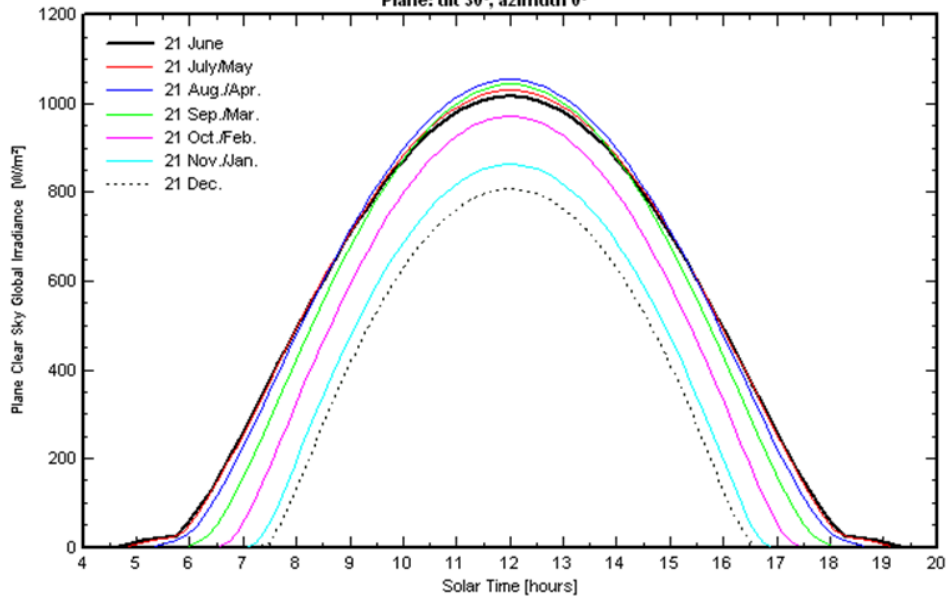
Horizontal Clear Sky Global Irradiance at Athinai, (Lat. 38.0°N, long. 23.4°E, alt. 107 m)



(A)

Plane Clear Sky Global Irradiance at Athinai, (Lat. 38.0°N, long. 23.4°E, alt. 107 m)

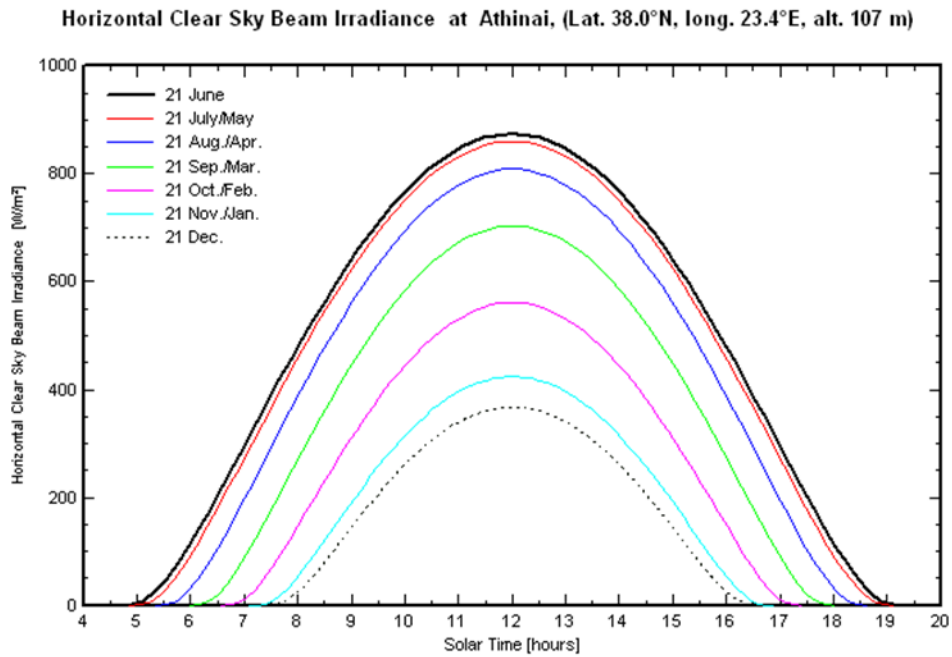
Plane: tilt 30°, azimuth 0°



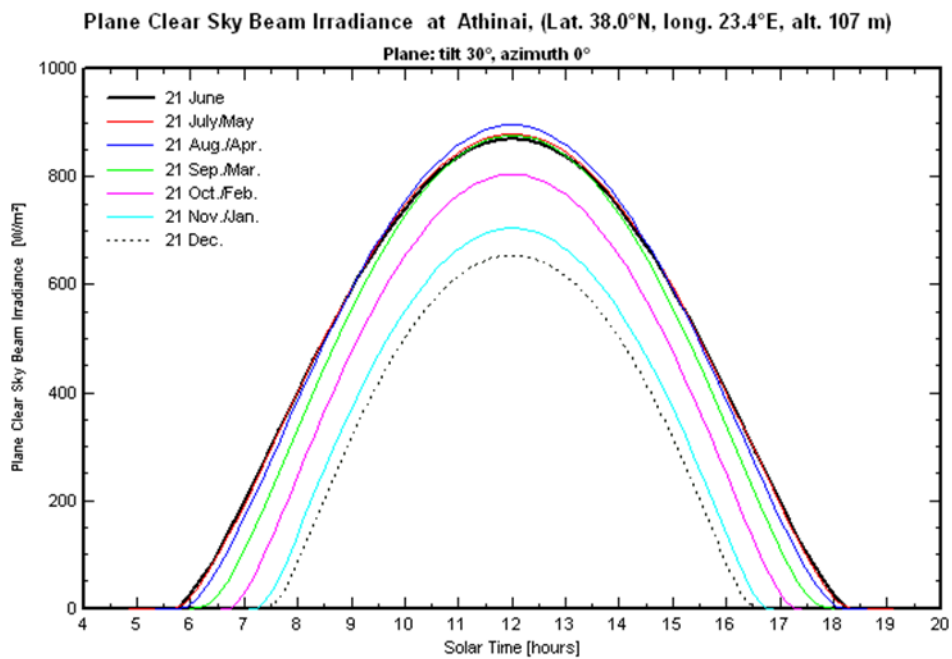
(B)

ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 7. ΟΛΙΚΗ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑ ΣΕ ΟΡΙΖΟΝΤΙΟ (A) ΚΑΙ ΚΕΚΛΙΜΕΝΟ ΕΠΙΠΕΔΟ (B)

Κεφάλαιο 2: ΗΛΙΑΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

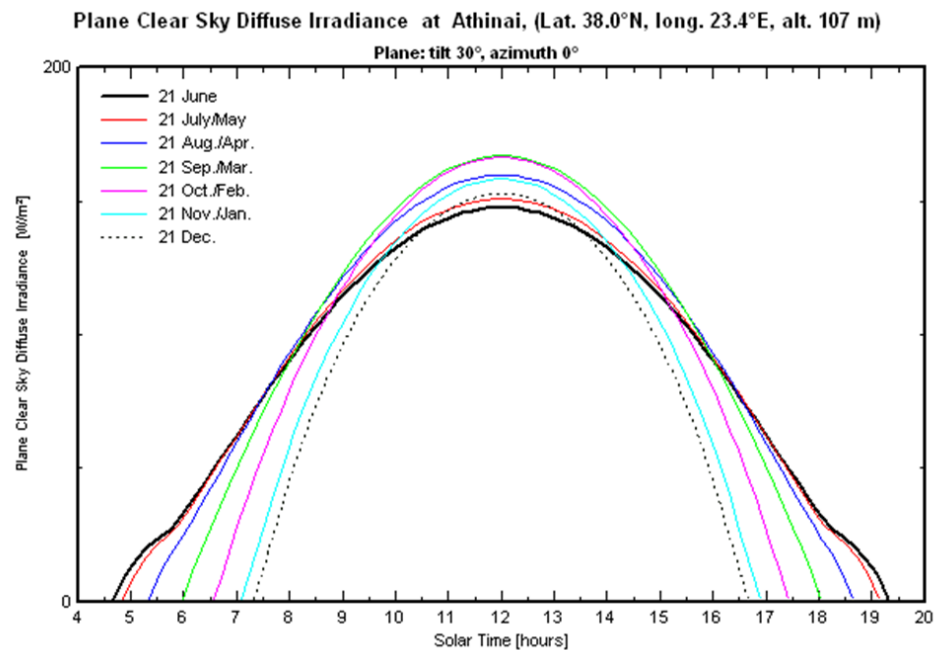
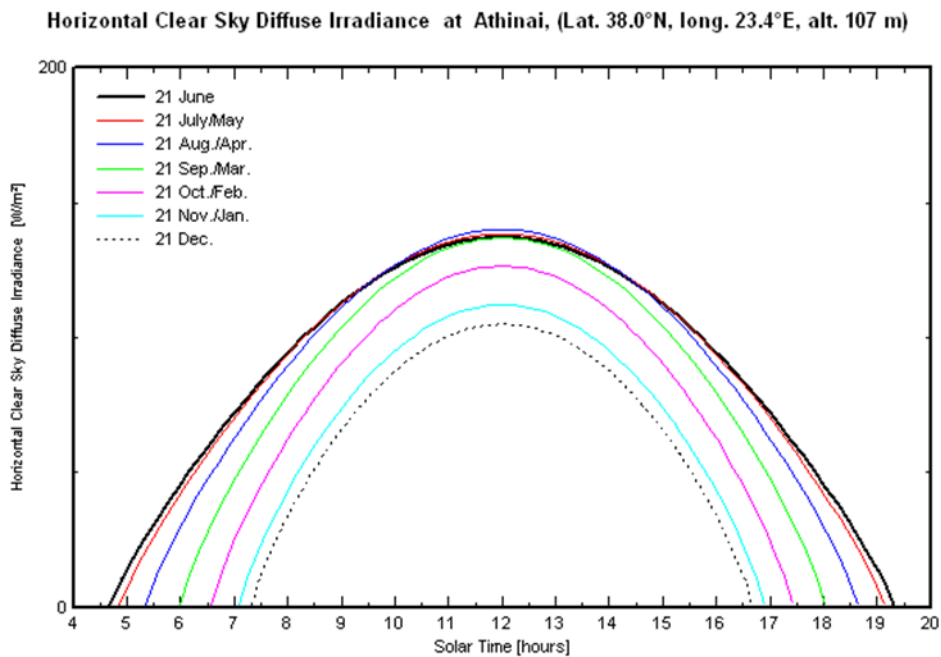


(A)



(B)

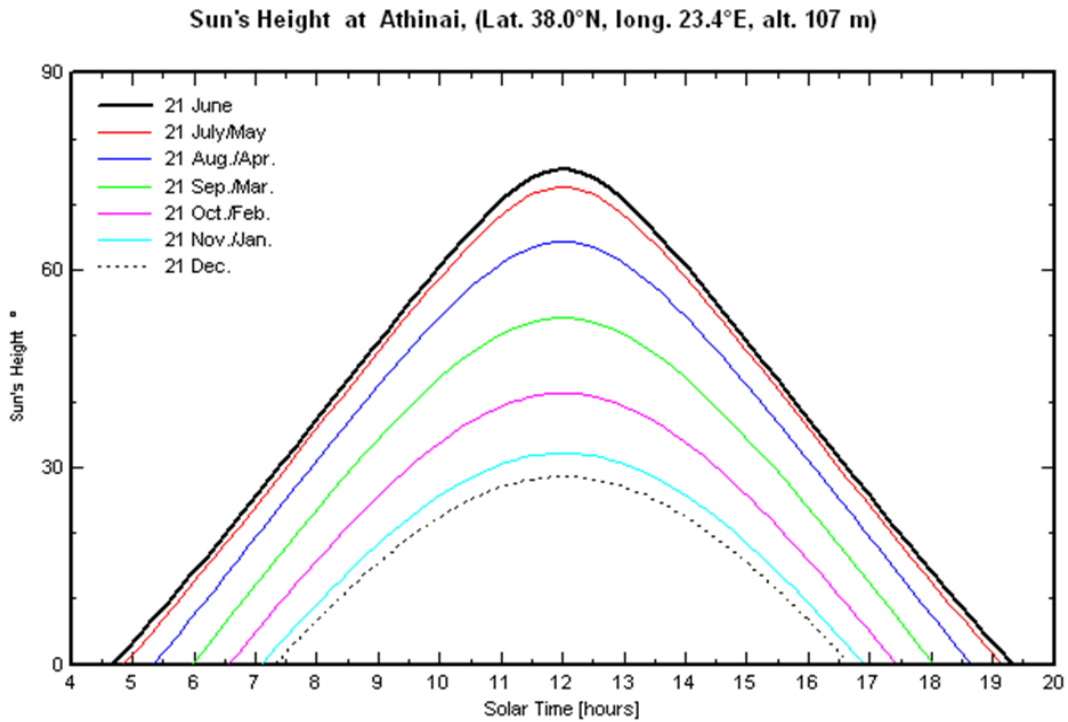
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 8. ΆΜΕΣΗ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑ ΣΕ ΟΡΙΖΟΝΤΙΟ (Α) ΚΑΙ ΚΕΚΛΙΜΕΝΟ (Β) ΕΠΙΠΕΔΟ



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 9. ΔΙΑΧΥΤΗ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑ ΣΕ ΟΡΙΖΟΝΤΙΟ (Α) ΚΑΙ ΚΕΚΛΙΜΕΝΟ (Β) ΕΠΙΠΕΔΟ

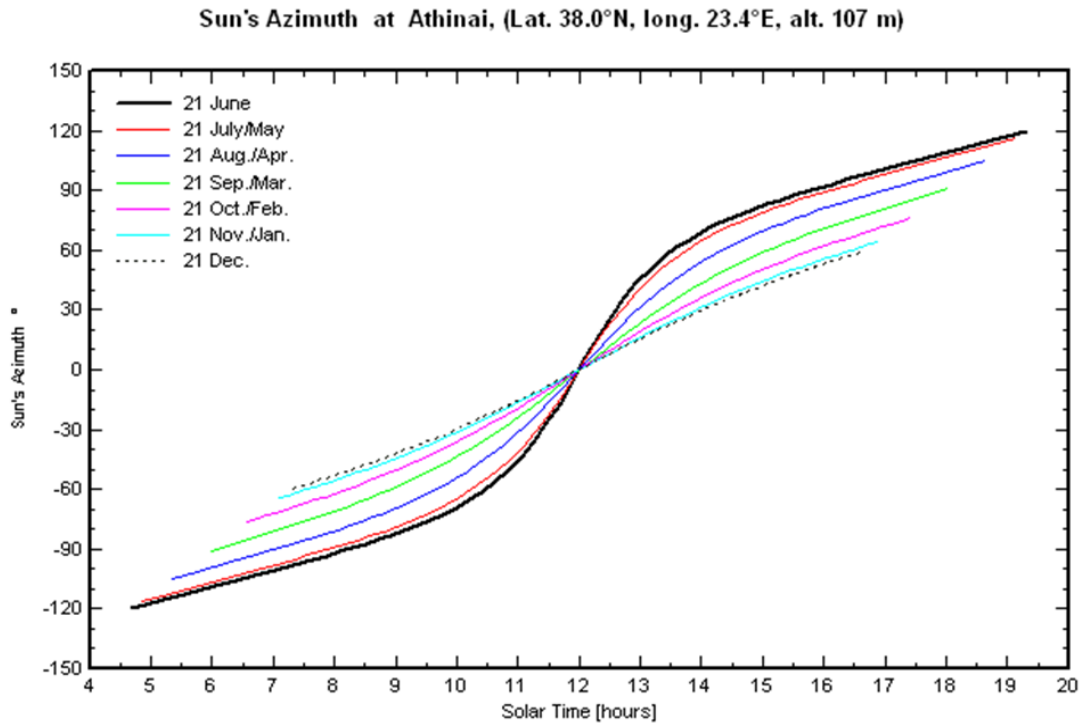
Στη συνέχεια παρουσιάζεται το διάγραμμα του ύψους του Ηλίου, για τα γεωγραφικά δεδομένα της περιοχής της Αθήνας, για μια αντιπροσωπευτική ημέρα κάθε μήνα του έτους. Παρατηρούμε ότι από την Ανατολή μέχρι το ηλιακό μεσημέρι η γωνία του ύψους αυξάνεται και έπειτα μειώνεται με συμμετρικό τρόπο μέχρι και τη Δύση του Ηλίου. Προφανώς, πάνω από την Αθήνα ο Ήλιος δεν είναι ποτέ κατακόρυφος, με γωνία ύψους

90°, φαινόμενο που παρατηρείται στον Ισημερινό. Για τις γεωγραφικές συντεταγμένες της Αθήνας το ημερήσιο μέγιστο ύψος του Ηλίου είναι ~75,4° την 21^η Ιουνίου στις ~12.00, αποτελώντας την κορυφή των μέγιστων ημερήσιων ηλιακών υψών του έτους, ενώ την ίδια ώρα την 21^η Δεκέμβρη το μέγιστο ύψος του Ηλίου είναι ~28,6° και αποτελεί το χαμηλότερο μέγιστο του έτους. Τέλος, παρατηρούμε ότι τα δύο άκρα των καμπυλών, που αντιστοιχούν στις πρώτες και τις τελευταίες μηδενικές τιμές υψών, αντιστοιχούν στις ώρες Ανατολής και Δύσης του Ηλίου, οι οποίες είναι για την 21^η Δεκέμβρη στις 7.47 και 19.47 ενώ για την 21^η Ιούνη 5.09 και 17.05.

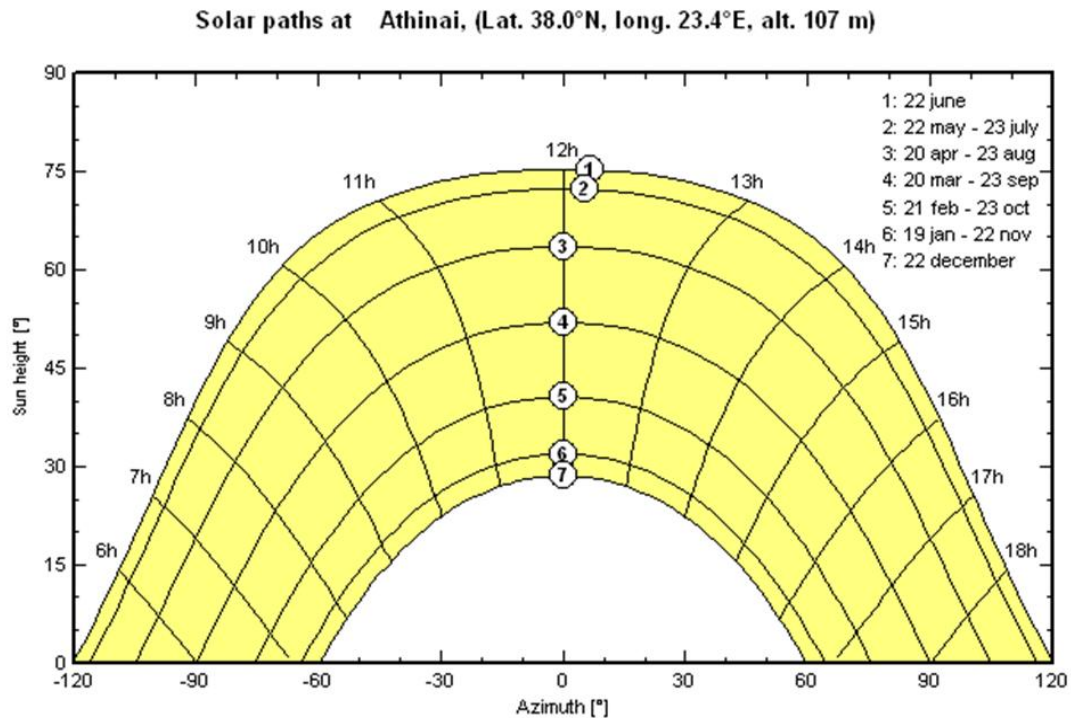


ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 10. Το ύψος του Ηλίου την 21^η ημέρα κάθε μήνα του έτους

Στα επόμενα διαγράμματα παρουσιάζεται η αζιμουθιακή γωνία και το ύψος του Ηλίου, με αναφορά του μετρητικού συστήματος στο Νότο, δηλαδή με τις 0° να αντιστοιχούν σε αμιγώς νότιο προσανατολισμό. Όπως επιβεβαιώνεται και από τις καμπύλες, η αζιμουθιακή γωνία γίνεται ίση με 0° κατά το ηλιακό μεσημέρι, στις 12.00, την ώρα που ο Ήλιος βρίσκεται στο μέγιστο ημερήσιο ύψος του. Στο διάγραμμα 11 καταγράφονται οι τιμές που λαμβάνει η αζιμουθιακή γωνία κατά τη διάρκεια ενός αντιπροσωπευτικού εικοσιτετραώρου για κάθε μήνα. Το αριστερό άκρο των καμπυλών στο πρώτο διάγραμμα αντιστοιχεί στο αζιμούθιο του Ήλιου κατά την Ανατολή του ενώ το δεξιό άκρο αντιστοιχεί στο αζιμούθιο κατά τη Δύση του. Στο διάγραμμα 12 μάλιστα παρατηρείται και περισσότερο ευκρινώς η διάρκεια της ημέρας για κάθε μήνα του έτους. Τον Ιούνιο παρατηρείται η μεγαλύτερης διάρκειας ημέρα, με τον Ήλιο να βρίσκεται σε μεγαλύτερο ύψος, να ανατέλλει με αζιμουθιακή γωνία -120° και να δύει στις 120°. Το Δεκέμβριο παρατηρείται η μικρότερης διάρκειας ημέρα με τον Ήλιο να ανατέλλει στις -60° και να δύει στις 60° ακολουθώντας μια τροχιά μόλις 120°.

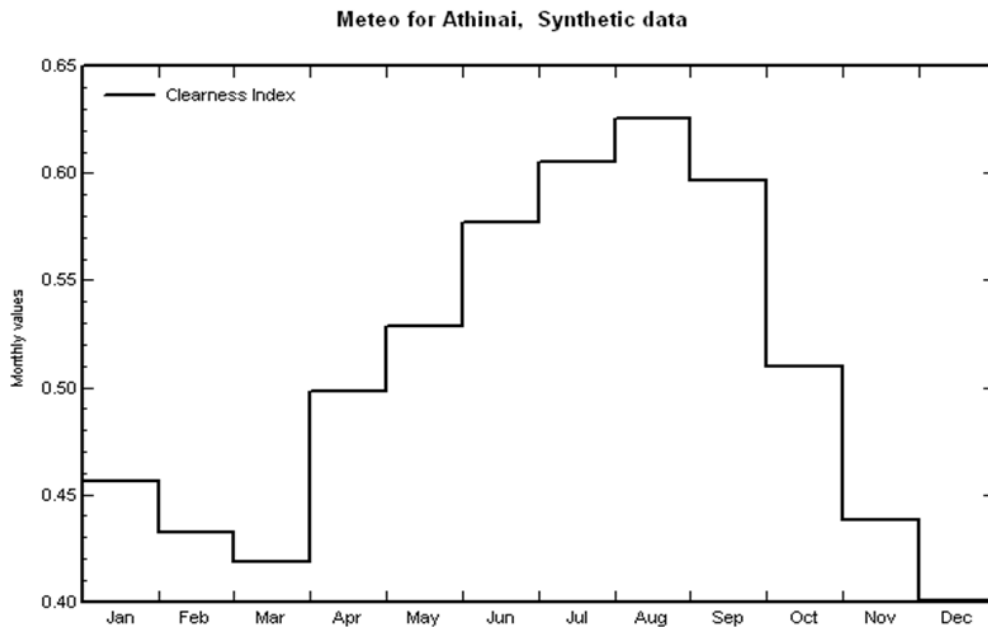
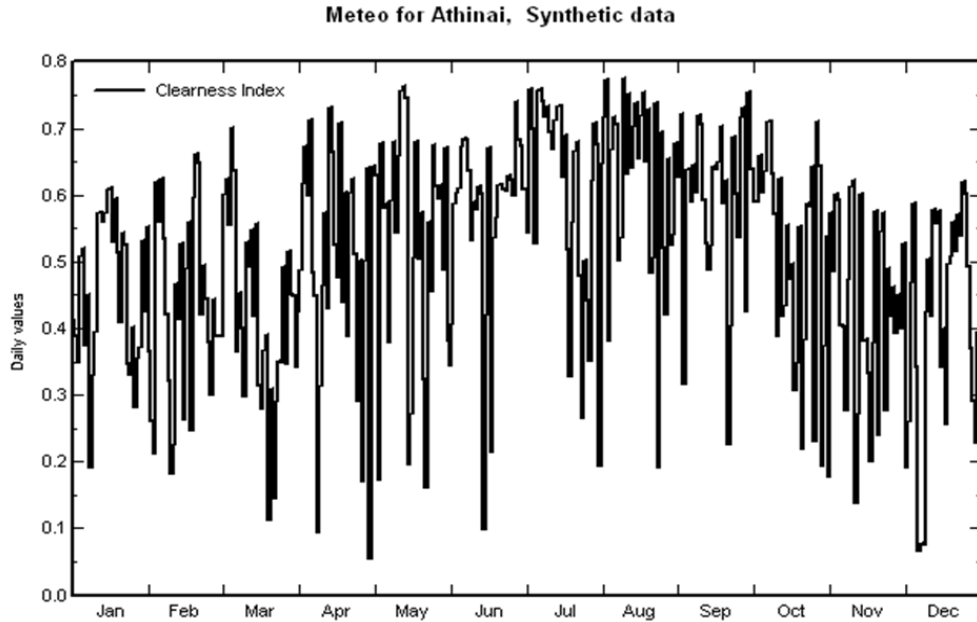


ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 11. Το ΑΖΙΜΟΥΘΙΟ ΤΟΥ ΗΛΙΟΥ ΓΙΑ ΤΙΣ ΓΕΩΓΡΑΦΙΚΕΣ ΣΥΝΤΕΤΑΓΜΕΝΕΣ ΤΗΣ ΑΘΗΝΑΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΤΩΝ ΩΡΩΝ ΜΙΑΣ ΗΜΕΡΑΣ ΚΑΙ ΤΟΥ ΗΜΕΡΗΣΙΟΥ ΗΛΙΑΚΟΥ ΥΨΟΥΣ ΓΙΑ ΕΝΑ ΧΡΟΝΟ.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 12. Το Ύψος του Ηλίου για τις γεωγραφικές συντεταγμένες της Αθήνας συναρτήσει της Αζιμουθιακής Γωνίας για ένα χρόνο.

Τέλος, παρατίθεται το διάγραμμα του δείκτη καθαρότητας πάνω από την γεωγραφική περιοχή της Αθήνας σε μηνιαία και ημερήσια βάση. Ο δείκτης καθαρότητας K_T είναι ένας από τους καθοριστικούς παράγοντες που προσδιορίζει την ηλιακή ακτινοβολία που φθάνει στο έδαφος, διαφέρει σε κάθε γεωγραφική τοποθεσία και αφορά κυρίως τις κλιματολογικές και ευρύτερα ατμοσφαιρικές συνθήκες.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 13. Ο ΔΕΙΚΤΗΣ ΚΑΘΑΡΟΤΗΤΑΣ K_T ΣΕ ΗΜΕΡΗΣΙΑ (A) ΚΑΙ ΜΗΝΙΑΙΑ (B) ΒΑΣΗ

2.7 Μεθοδολογίες Και Προγράμματα Υπολογισμού Ηλιακής Ακτινοβολίας Σε Κεκλιμένη Επιφάνεια

Στα πλαίσια της παρούσας εργασίας διαμορφώθηκε ένα πρόγραμμα υπολογισμού της ωριαίας παραγωγής των εγκατεστημένων φωτοβολταϊκών και επομένως προσπίπτουσας ολικής ηλιακής ακτινοβολίας στη συλλεκτική επιφάνεια των φωτοβολταϊκών.

Μια αξιόπιστη πηγή άντλησης πληροφοριών σε σχέση με τις ωριαίες, ημερήσιες, μηνιαίες ή ετήσιες τιμές προσπίπτουσας ηλιακής ακτινοβολίας σε οριζόντιο ή κεκλιμένο επίπεδο, για οποιοδήποτε περιοχή στην Ευρώπη, την Αφρική και τη νοτιοδυτική Ασία, λαμβάνοντας υπόψη τις εκάστοτε γεωγραφικές, κλιματολογικές και ευρύτερα ατμοσφαιρικές συνθήκες, είναι ο διαδικτυακός τόπος Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). Μέσα από μια πολύπλοκη μεθοδολογία που περιλαμβάνει μια πλειάδα μαθηματικών προσεγγίσεων και λαμβάνοντας υπόψη βάσεις δεδομένων μετεωρολογικών σταθμών με δείκτες αιθριότητας, συντελεστές και δεδομένα ηλιακής ακτινοβολίας υπολογίζεται η ηλιακή δυνατότητα, ανά περιοχή και χαρακτηριστικά εγκατάστασης, για ένα τυπικό εικοσιτετράωρο κάθε μήνα. Η αναγκαιότητα παρόλα αυτά δημιουργίας ωριαίων τιμών παραγωγής φωτοβολταϊκών επέβαλε τη δημιουργία ενός περισσότερο απλοποιημένου και προσεγγιστικού προγράμματος υπολογισμού ηλιακής ακτινοβολίας σε περιβάλλον Matlab.

Μέσα από σχετικές βιβλιογραφικές πηγές, όπου προτεινόταν προσεγγιστικές μεθόδους και μαθηματικές προσεγγίσεις, προέκυψαν δύο διαφορετικές εκδοχές και διαμορφώθηκαν αντίστοιχα δυο αλγόριθμοι σε περιβάλλον Matlab.

2.7.1 1^η Μεθοδολογία Για Τον Υπολογισμό Της Ολικής Προσπίπτουσας Ηλιακής Ακτινοβολίας Σε Κεκλιμένη Συλλεκτική Επιφάνεια

Η πρώτη προσέγγιση βάσει της οποίας αρθρώθηκε ο κώδικας βασίζεται σε εξισώσεις από την προτεινόμενη μεθοδολογία του συγγραμματος 'Ηλιακή Ενέργεια', του Ανδρέα Ε. Μοσχάτου, Εκδόσεις Τ.Ε.Ε.[2]. Τα δεδομένα εισόδου που χρησιμοποιήθηκαν στην προκειμένη περίπτωση είναι οι γεωγραφικές συντεταγμένες της περιοχής ενδιαφέροντος, η κλίση και η αζιμουθιακή γωνία της συλλεκτικής επιφάνειας και οι τιμές μέσης ημερήσιας πραγματικής ηλιοφάνειας που αντιστοιχούν στην περιοχή ενδιαφέροντος. Ο υπολογισμός ηλιακής ακτινοβολίας υλοποιήθηκε για το γεωγραφικό πλάτος και μήκος της Αθήνας (~38°N, ~24°E) για συλλεκτική επιφάνεια κλίσης 30° με αμιγώς Νότιο προσανατολισμό. Επί της ουσίας το μοναδικό μετεωρολογικό δεδομένο που χρησιμοποιήθηκε είναι η μέση τιμή των ωρών ηλιοφάνειας ημερησίως, η οποία ως αντλήθηκε από πίνακα αποτελεσμάτων πειραματικών μετρήσεων [2] που παρουσιάζει τις συνολικές ώρες ηλιοφάνειας μηνιαίως για διάφορες πόλεις της Ελλάδας συμπεριλαμβανομένης και της Αθήνας. Μετά από διαίρεση των συνολικών μηνιαίων ωρών για την πόλη της Αθήνας δια τον αντίστοιχο αριθμό των ημερών του εκάστοτε μήνα, προέκυψε ένα διαφορετικό προφίλ ημερήσιας ηλιοφάνειας για κάθε μήνα του έτους.

Ο συγκεκριμένος κώδικας βασίστηκε σε μια προσεγγιστική και εμπειρικά –βάσει πολλαπλών μετεωρολογικών μετρήσεων- καταρτισμένη εξίσωση, η οποία επί της ουσίας υποκαθιστά τον δείκτη καθαρότητας αφού απουσία του δεδομένου αυτού μετατρέπει την ηλιακή ακτινοβολία εκτός ατμόσφαιρας σε οριζόντιο επίπεδο στην αντίστοιχη προσπίπτουσα στο έδαφος, για συγκεκριμένη γεωγραφική περιοχή, με μόνο δεδομένο τη μέση πραγματική ηλιοφάνεια. Ο εμπειρικός τύπος, που αποτελεί μία απλοποίηση του

τύπου του Angstrom, είναι ο τύπος του Page που υπολογίζει τη μηνιαία μέση ολική ηλιακή ακτινοβολία στην επιφάνεια του εδάφους:

$$\frac{I'}{I} = a + b \cdot \frac{n}{N}, \text{ όπου}$$

I' , η ηλιακή ακτινοβολία στο έδαφος ανά μήνα

I , η ηλιακή ακτινοβολία εκτός ατμόσφαιρας στην ίδια θέση ανά μήνα

n , οι ώρες μέσης πραγματικής ηλιοφάνειας για τη συγκεκριμένη περίοδο και περιοχή

N , οι ώρες μέγιστης ηλιοφάνειας για τη συγκεκριμένη περίοδο και περιοχή

a , b , συντελεστές που προσδιορίζονται με βάση τις υπάρχουσες μετρήσεις για μια περιοχή.

Οι ώρες μέγιστης ηλιοφάνειας είναι η λεγόμενη **θεωρητική ηλιοφάνεια**, μέγεθος το οποίο αποτελεί δείκτη της καθημερινής και εποχιακής διακύμανσης της ηλιακής ακτινοβολίας σε έναν τόπο και αντιστοιχεί στο χρονικό διάστημα ανάμεσα στην Ανατολή και τη Δύση του ηλίου. Υπολογίζεται από τον τύπο:

$$N = \frac{2 \cdot \omega_s}{15}, \text{ όπου } \omega_s \text{ είναι η ωριαία γωνία δύσης ή ανατολής.}$$

Όταν επιδιώκεται ο υπολογισμός της θεωρητικής ηλιοφάνειας για μια ημέρα κάθε μήνα, χρησιμοποιούνται αντιπροσωπευτικές ημέρες που για τα δεδομένα της Αθήνας είναι οι εξής παρακάτω [4]:

Μήνας	Ημέρα	Ανατολή	Δύση
Ιανουάριος	17	7:39	17:32
Φεβρουάριος	16	7:14	18:05
Μάρτιος	16	6:35	18:33
Απρίλιος	15	6:50	20:01
Μάιος	15	6:15	20:28
Ιούνιος	11	6:02	20:47
Ιούλιος	17	6:16	20:46
Αύγουστος	16	6:41	20:17
Σεπτέμβριος	15	7:07	19:33
Οκτώβριος	15	7:34	18:48
Νοέμβριος	14	7:01	17:17
Δεκέμβριος	11	7:32	17:06

Για τη γεωγραφική περιοχή της Αθήνας, οι συντελεστές της προσεγγιστικής εξίσωσης, που υπολογίστηκαν από τους Πελεκάνο και Παπαχριστόπουλο [2], με τη μέθοδο των ελαχίστων τετραγώνων από τις υπάρχουσες μετρήσεις του Αστεροσκοπείου Αθηνών με ακρίβεια 0.97, είναι:

$$a=0.1992$$

$$b=0.5165$$

Η προσεγγιστική σχέση αφορά στην παραγωγή μέσω μηνιαίων τιμών ολικής ηλιακής ακτινοβολίας σε οριζόντιο επίπεδο αλλά στον προτεινόμενο αλγόριθμο χρησιμοποιήθηκε -καταχρηστικά και με τις κατάλληλες αναγωγές τιμών ηλιοφάνειας σε μέσες ημερήσιες- για την παραγωγή ωριαίων τιμών ολικής ηλιακής ακτινοβολίας. Το αποτέλεσμα αυτής της αναγωγής του μηνιαίου σε ημερήσιο αντικατοπτρίζεται σε ακόλουθο διάγραμμα όπου παρουσιάζονται οι ημερήσιες καμπύλες ηλιακής απολαβής για όλες τις ημέρες του έτους. Στη συγκεκριμένη προσέγγιση οφείλεται η έντονα κλιμακωτή διαβάθμιση των ημερήσιων απολαβών ανάμεσα στους διαφορετικούς μήνες κατά τη διάρκεια του έτους.

Οι εξισώσεις μετατροπής της ολικής ηλιακής ακτινοβολίας από οριζόντιο σε κεκλιμένο επίπεδο που χρησιμοποιούνται σε αυτή την εκδοχή είναι οι εξής:

$$I'_{bT} = I'_b \cdot R_b$$

$$I'_{dT} = I'_d \cdot R_d$$

Ο υπολογισμός μετατροπής της απευθείας και της διάχυτης ακτινοβολίας από οριζόντιο σε κεκλιμένο επίπεδο συνεπώς ανάγεται στον υπολογισμό των συντελεστών R_b , R_d .

Για την εύρεση του παράγοντα R_d , που συσχετίζει τη διάχυτη ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο με την αντίστοιχη σε κεκλιμένο επίπεδο, υποθέτουμε ότι αυτή προέρχεται από ολόκληρο τον ουράνιο θόλο. Υπό την προϋπόθεση αυτή, μια επιφάνεια πάνω στη γη με κλίση β από το έδαφος «βλέπει» το $(1+\cos\beta)/2$ του ουράνιου θόλου και άρα:

$$R_d = \frac{1 + \cos \beta}{2}$$

Ο τύπος ισχύει για ωριαίες, ημερήσιες ή μηνιαίες περιόδους υπολογισμού.

Ο παράγοντας R_b χρησιμοποιείται στη μέθοδο για την παραγωγή ωριαίων τιμών ηλιακής ακτινοβολίας σε κεκλιμένο επίπεδο υπό την απλοποιημένη προσεγγιστική εξίσωση που εισήγαγαν οι Klein και Kreider [2]:

$$R_b = \cos(\lambda - \beta) \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin(\lambda - \beta) \cdot \sin \delta$$

όπου λ , το γεωγραφικό πλάτος της περιοχής

δ , η ηλιακή απόκλιση

ω , η ωριαία γωνία του ήλιου

β , η κλίση της συλλεκτικής επιφάνειας

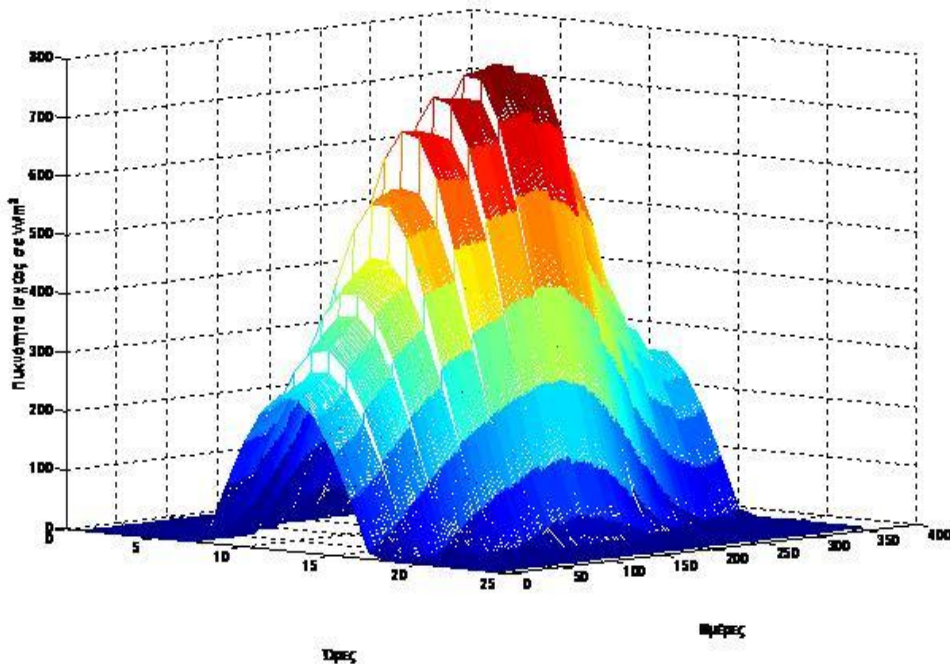
Η συνιστώσα της ανακλώμενης ακτινοβολίας προέρχεται από την ανάκλαση τόσο της διάχυτης όσο και της απευθείας ακτινοβολίας. Υποθέτουμε ότι το έδαφος είναι οριζόντιο και δεν υπάρχουν άλλες φυσικές ή τεχνητές ανακλαστικές επιφάνειες και ως επί το πλείστον έχει ομοιόμορφο συντελεστή ανακλαστικότητας (albedo), p . Συνεπώς, για ωριαίες περιόδους η συνιστώσα προκύπτει από τη σχέση:

$$I'_{pT} = I' \cdot p \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right)$$

Ο τύπος της ανά ώρα ολικής ηλιακής ακτινοβολίας σε κεκλιμένο επίπεδο που χρησιμοποιήθηκε αποτελεί επίσης προσέγγιση των Klein και Kreider :

$$I'_T = I'_b \cdot R_b + I'_d \cdot \cos^2 \left(\frac{\beta}{2} \right) + I' \cdot p \cdot \sin^2 \left(\frac{\beta}{2} \right) .$$

Στο παρακάτω διάγραμμα παρουσιάζονται οι ημερήσιες καμπύλες ηλιακής ακτινοβολίας για κάθε ημέρα του έτους. Η κάθε καμπύλη παρουσιάζει τη μεταβολή της ηλιακής απολαβής κατά τη διάρκεια της εκάστοτε ημέρας. Παρατηρούμε ότι οι καμπύλες λαμβάνουν τη μέγιστη τιμή τους κατά το ηλιακό μεσημέρι κάθε ημέρας.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 14. ΗΜΕΡΗΣΙΕΣ ΚΑΜΠΥΛΕΣ ΠΥΚΝΟΤΗΤΑΣ ΙΣΧΥΟΣ ΗΛΙΑΚΗΣ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑΣ ΣΕ ΚΕΚΛΙΜΕΝΟ ΕΠΙΠΕΔΟ 30° ΓΙΑ ΟΛΕΣ ΤΙΣ ΗΜΕΡΕΣ ΕΝΟΣ ΕΤΟΥΣ (ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ 1^η)

Μέσα από τη σύγκριση των αποτελεσμάτων της προηγηθείσας μεθοδολογίας με τα ενδεικτικά αποτελέσματα του PVGIS για αντιπροσωπευτικά προφίλ ημερών ανά μήνα, προέκυψαν αποκλίσεις άνω του γενικώς αποδεκτού ορίου του 5%. Κάτι τέτοιο ήταν αναμενόμενο λόγω των διαφοροποιήσεων ακρίβειας που υπήρχαν στις δύο μαθηματικές προσεγγίσεις και της υποκατάστασης των πραγματικών μετεωρολογικών δεδομένων με εμπειρικές σχέσεις στην προηγηθείσα μεθοδολογία. Σημαντικότερη απόκλιση για τα υπό εξέταση εικοσιτετράωρα παρατηρείται στις πρώτες και τις τελευταίες ώρες ηλιοφάνειας της ημέρας ενώ οι αιχμές κατά τις μεσημεριανές ώρες, για τους περισσότερους μήνες,

κυμαίνονταν μεταξύ αποκλίσεων της τάξης των 5%-15%. Τα αποτελέσματα της μεθοδολογίας και του PVGIS κατά τις ώρες ημερήσιας αιχμής παρουσίασαν οριακή ταύτιση κατά τους καλοκαιρινούς μήνες. Οι μηνιαίες αποκλίσεις του ως άνω προγράμματος σε σχέση με τα αποτελέσματα του PVGIS κυμαίνονται από ~23% για το Δεκέμβρη και τον Ιανουάριο, απόκλιση που αποτιμάται ως εξαιρετικά μεγάλη, μέχρι και ~0,7% για το μήνα Αύγουστο. Για τους μήνες από τον Απρίλιο μέχρι το Σεπτέμβριο οι αποκλίσεις είναι της τάξεως του 0,7%-5%. Τέλος, όσον αφορά στον ετήσιο μέσο όρο ηλιακής απολαβής παρατηρείται μια απόκλιση της τάξεως του ~7%, που αποτιμάται ως οριακά ικανοποιητική.

2.7.2 2^η Μεθοδολογία Για Τον Υπολογισμό Της Ολικής Προσπίπτουσας Ακτινοβολίας Σε Κεκλιμένη Συλλεκτική Επιφάνεια

Η δεύτερη εκδοχή προγράμματος που διαμορφώθηκε, έλαβε εξαρχής ως δεδομένες τις ωριαίες τιμές της ηλιακής ακτινοβολίας σε οριζόντιο επίπεδο, πληροφορία που αντλήθηκε από τη βάση δεδομένων του διαδικτυακού τόπου meteonet.chi.civil.ntua.gr.

Η τοποθεσία από την οποία επιλέχθηκε να αντληθούν οι μετρήσεις είναι η περιοχή Ζωγράφου, στην οποία καταγράφονται δεδομένα μετρητικών συστημάτων που εδράζονται στην Πολυτεχνειούπολη.

Ο συγκεκριμένος διαδικτυακός τόπος αποτελεί μια βάση ενός ευρέως φάσματος μετεωρολογικών δεδομένων στην ευρύτερη περιοχή της Αθήνας, συνολικής έκτασης 687 km², όπου έχουν εγκατασταθεί και λειτουργούν 10 αυτόματοι τηλεμετρικοί υδρομετεωρολογικοί σταθμοί, στις περιοχές Ζωγράφου, Πικέρμι, Ελληνικό, Ψυτάλλεια, Μενίδι, Ηλιούπολη, Μάνδρα, Γαλάτσι, Άνω Λιόσια και Πεντέλη. Κριτήρια εγκατάστασης των σταθμών στις προαναφερθείσες περιοχές αποτέλεσαν: το υψόμετρο - ώστε να μην υπάρχει υπερεκτίμηση ή υποεκτίμηση των ποσοτήτων βροχόπτωσης που καταμετρούνται σε σχέση με την πραγματική-, η ασφάλεια, η ευκολία στην πρόσβαση και οι αναγκαίες κτιριακές υποδομές- και για το λόγο αυτό η επιλογή θέσεων των σταθμών είναι σε όλες τις περιπτώσεις σχετικά κοντά σε δημόσια φυλασσόμενα κτίρια. Ακόμα, πληρούνται τα απαιτούμενα τοπογραφικά κριτήρια, με βάση τις απαιτήσεις του Παγκόσμιου Μετεωρολογικού Οργανισμού (World Meteorological Organization, WMO).

Το δίκτυο αυτό αναπτύχθηκε από μέλη του Εργαστηρίου Υδρολογίας και Αξιοποίησης Υδατικών Πόρων του Ε.Μ.Π. στα πλαίσια του δικτύου METEONET. Οι υπηρεσίες παρουσίασης των μετεωρολογικών δεδομένων λειτουργούν σε 10-λεπτη, ωριαία ή σε ημερήσια κλίμακα και αφορούν είτε τα τρέχοντα δεδομένα είτε ιστορικά δεδομένα από το 2005 και έπειτα. Τα μετρούμενα μεγέθη είναι η βροχόπτωση, η θερμοκρασία (μέγιστη, μέση και ελάχιστη), η σχετική υγρασία, η ταχύτητα, η διεύθυνση και ριπή του ανέμου, η ηλιακή ακτινοβολία, η καθαρή ακτινοβολία, η διάρκεια ηλιοφάνειας.

Τα όργανα των σταθμών είναι εγκατεστημένα σε έδαφος κατά το δυνατόν επίπεδο, καλυμμένο με χλόη ή μια επιφάνεια αντιπροσωπευτική της τοποθεσίας, με ταυτόχρονη κατασκευή περίφραξης. Δεν χρησιμοποιήθηκαν απότομα κεκλιμένα τμήματα του εδάφους και κοιλότητες στο βαθμό που υπό τέτοιου είδους χωρικές συνθήκες οι μετρήσεις μπορούν να παρουσιάσουν σημαντικά σφάλματα. Ακόμα, οι περιοχές εγκατάστασης επιλέχθηκαν να είναι ικανοποιητικά μακριά από δέντρα, κτίρια, τοίχους ή άλλα εμπόδια, όχι μόνο κατά την φάση της εγκατάστασης των σταθμών αλλά και με εκτίμηση των πιθανών μελλοντικών τροποποιήσεων.

Στα πλαίσια της μεγαλύτερης δυνατής συλλογής ωριαίων δεδομένων ηλιακής ακτινοβολίας, επεξεργαστήκαμε ωριαίες τιμές για τέσσερα έτη, από το 2006 έως το 2009, στο βαθμό που δεν υπήρχαν παλαιότερες ετήσιες καταγραφές. Είναι σαφές ότι ένα δείγμα τεσσάρων ετών, συμπεριλαμβανομένων των ιδιαίτερων συνθηκών στις λαμβάνονται οι μετρήσεις και την πιθανότητα σφάλματος που είναι υπαρκτή, δεν είναι ασφαλές για την εξαγωγή δεδομένων μέσης ωριαίας ηλιακής ακτινοβολίας σε οριζόντιο επίπεδο. Παρόλα αυτά, δεδομένης της αδυναμίας εύρεσης εναλλακτικής βάσης δεδομένων ωριαίων τιμών ακτινοβολίας, καταλήξαμε σε αυτήν την επιλογή σαν βάση διάρθρωσης της δεύτερης μεθοδολογίας υπολογισμού φωτοβολταϊκής παραγωγής. Από τα ωριαία δεδομένα για τα τέσσερα έτη υπολογίσαμε τις μέσες τιμές οριζόντιας ακτινοβολίας ανά ώρα οπότε προέκυψε έναν πίνακα με 8760 τιμές οριζόντιας ηλιακής ακτινοβολίας σε W/m².

Στη συγκεκριμένη προσέγγιση σαν μέθοδο υπολογισμού της ηλιακής ακτινοβολίας σε κεκλιμένο επίπεδο χρησιμοποιούμε τους εξής παρακάτω τύπους :

$$I'_T = I'_{bT} + I'_{dT} + I'_{pT} ,$$

$$I'_{bT} = I'_b \cdot R_b ,$$

$$I'_{dT} = I'_d \cdot (1 - A_i) \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2}\right) \cdot \left[1 + f \cdot \sin^3 \left(\frac{\beta}{2}\right)\right] + A_i \cdot R_b ,$$

$$I'_{refT} = I' \cdot \rho \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2}\right)$$

Συνεπώς προκύπτει η τελική εξίσωση:

$$I'_T = (I'_b + I'_d \cdot A_i) \cdot R_b + I'_d \cdot (1 - A_i) \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2}\right) \cdot \left[1 + f \cdot \sin^3 \left(\frac{\beta}{2}\right)\right] + I' \cdot \rho \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2}\right) ,$$

όπου A_i , ο δείκτης ατμοσφαιρικής διαπερατότητας

f , ο δείκτης φωτεινότητας

ρ , ο δείκτης ανακλαστικότητας

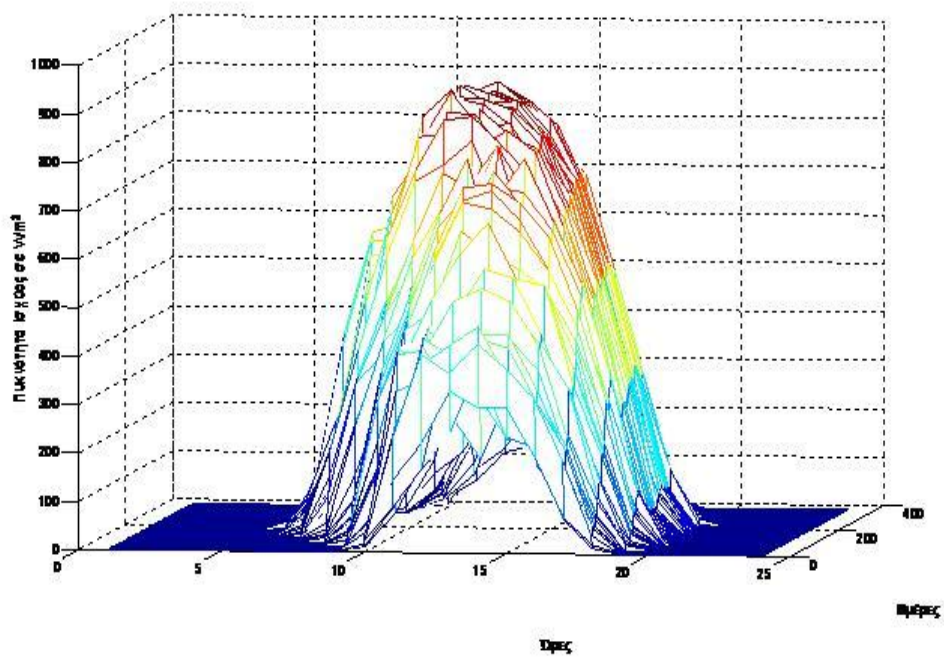
Ο δείκτης R_b προκύπτει από τη σχέση:

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z}$$

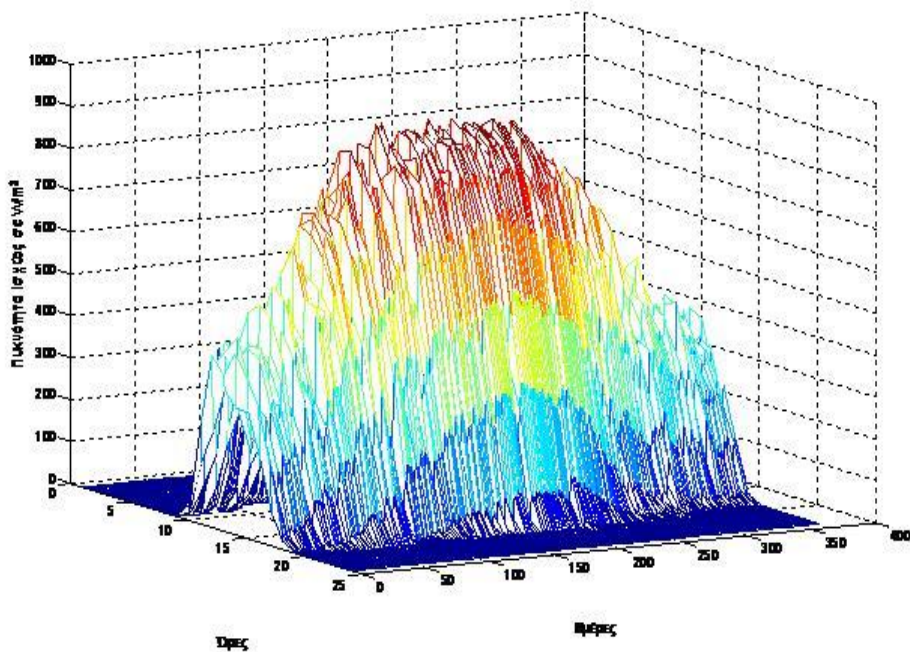
Στο βαθμό που ο υπολογισμός των συνημιτόνων της ζενίθιας γωνίας και της γωνίας πρόσπτωσης δεν έχει νόημα όταν οι αντίστοιχες γωνίες είναι μεγαλύτερες από 90°, για τον υπολογισμό του δείκτη R_b λαμβάνονται οι αντίστοιχοι περιορισμοί, $\theta \leq 89^\circ$ και $\theta_z \leq 89^\circ$.

Τα αποτελέσματα της παραπάνω μεθοδολογίας παρουσιάζονται στα διαγράμματα, όπου παρατίθενται οι καμπύλες ημερήσιων απολαβών για κάθε ημέρα κατά τη διάρκεια του έτους. Η κάθε ημερήσια καμπύλη παρουσιάζει αιχμή απολαβής ισχύος κατά το ηλιακό μεσημέρι κάθε ημέρας. Παρατηρώντας την εξέλιξη των αιχμών κατά τη διάρκεια του

έτους, παρατηρούμε ότι η μέγιστη ενεργειακή απολαβή σημειώνεται κατά τους καλοκαιρινούς μήνες.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 15. ΗΜΕΡΗΣΙΕΣ ΚΑΜΠΥΛΕΣ ΠΥΚΝΟΤΗΤΑΣ ΙΣΧΥΟΣ ΗΛΙΑΚΗΣ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑΣ ΣΕ ΚΕΚΛΙΜΕΝΟ ΕΠΙΠΕΔΟ 30° ΓΙΑ ΟΛΕΣ ΤΙΣ ΗΜΕΡΕΣ ΕΝΟΣ ΕΤΟΥΣ (ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ 2^η). ΗΜΕΡΗΣΙΑ ΔΙΑΚΥΜΑΝΣΗ ΤΩΝ ΚΑΜΠΥΛΩΝ.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 16. ΗΜΕΡΗΣΙΕΣ ΚΑΜΠΥΛΕΣ ΠΥΚΝΟΤΗΤΑΣ ΙΣΧΥΟΣ ΗΛΙΑΚΗΣ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑΣ ΣΕ ΚΕΚΛΙΜΕΝΟ ΕΠΙΠΕΔΟ 30° ΓΙΑ ΟΛΕΣ ΤΙΣ ΗΜΕΡΕΣ ΕΝΟΣ ΕΤΟΥΣ (ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ 2^η). ΔΙΑΚΥΜΑΝΣΗ ΤΩΝ ΚΑΜΠΥΛΩΝ ΜΕΣΑ ΣΤΟ ΈΤΟΣ.

Μέσα από τη σύγκριση των αποτελεσμάτων της δεύτερης μεθοδολογίας με τα ενδεικτικά αποτελέσματα του PVGIS για αντιπροσωπευτικά προφίλ ημερών ανά μήνα προέκυψαν

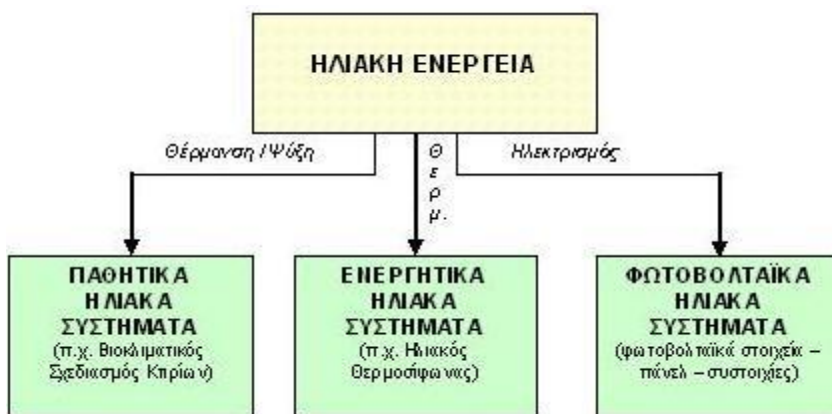
και πάλι αποκλίσεις άνω του γενικώς αποδεκτού ορίου του 5%, παρόλα αυτά σημαντικά μικρότερες από τις αντίστοιχες των αποτελεσμάτων της πρώτης εκδοχής του προγράμματος. Εάν συγκρίνουμε τους μηνιαίους μέσους όρους των αποτελεσμάτων του PVGIS και του προγράμματος, το οποίο επίσης υλοποιήθηκε σε περιβάλλον Matlab, προκύπτει ότι για τους χειμερινούς μήνες οι αποκλίσεις κυμαίνονται μεταξύ 14%-19% ενώ για όλους τους υπόλοιπους μήνες του έτους κυμαίνονται σε όρια κάτω του 5%. Παρατηρούμε ότι, παρόλο που οι ημερήσιες καμπύλες διαφέρουν σχετικά από τις αντίστοιχες του PVGIS, οι μηνιαίες αποκλίσεις είναι αποδεκτές με εξαίρεση τους χειμερινούς μήνες και ιδίως το Δεκέμβρη και τον Ιανουάριο. Αξίζει να σημειωθεί βέβαια ότι οι τιμές των αποτελεσμάτων του PVGIS δίνονται υπό μορφή στιγμιαίων μετρήσεων και όχι τιμών ολοκληρωμένων στη διάρκεια μιας ώρας, όπως στη δεύτερη προσέγγιση που διαμορφώσαμε. Τέλος, οι ετήσιοι μέσοι όροι των αποτελεσμάτων των δύο προσεγγίσεων σημειώνουν απόκλιση ~5%, η οποία είναι γενικώς οριακά αποδεκτή.

Αν και οι αποκλίσεις μεταξύ των δύο προτεινόμενων μεθοδολογιών δεν διαφέρουν κατά πολύ, δεδομένης της μεγαλύτερης ακρίβειας που παρέχουν τα πραγματικά δεδομένα συγκριτικά με τις εμπειρικές σχέσεις, επιλέχθηκε η χρησιμοποίηση της δεύτερης προσέγγισης σαν βάση για τον υπολογισμό της ωριαίας φωτοβολταϊκής παραγωγής.

Κεφάλαιο 3: ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ

3.1 Εκμετάλλευση της Ηλιακής Ακτινοβολίας

Η εκμετάλλευση της ηλιακής ενέργειας γίνεται κατά διάφορους τρόπους, που διακρίνονται σε δύο κύριες κατηγορίες. Στην πρώτη κατηγορία ανήκουν τα συστήματα που μετατρέπουν την ηλιακή ενέργεια σε εσωτερική ενέργεια δομικών καταστάσεων (Παθητικά Ηλιακά Συστήματα) και στη δεύτερη, αυτά που προκαλούν μετατροπή της σε άλλη μορφή ενέργειας ή χρησιμοποιείται θερμικό ρευστό σε κίνηση (Ενεργά Ηλιακά Συστήματα). Στα ενεργά ηλιακά συστήματα συγκαταλέγονται αυτά που μετατρέπουν την ηλιακή ακτινοβολία σε εσωτερική ενέργεια θερμικού ρευστού (Θερμοσιφωνικά Συστήματα) και αυτά που μετατρέπουν το ηλιακό φως απ' ευθείας σε ηλεκτρισμό (Φωτοβολταϊκά Συστήματα). Η εφαρμογή της ηλιακής παθητικής θέρμανσης στα κτίρια, σε συνδυασμό με την κατάλληλη θερμομόνωση τους, αποτελεί σήμερα πολύ σημαντικό στοιχείο της δομικής και θερμικής συμπεριφοράς του κτιρίου και λαμβάνεται υπόψη σε ενεργειακούς υπολογισμούς που αποβλέπουν σε εξοικονόμηση και αποδοτική διαχείριση της ενέργειας.



ΕΙΚΟΝΑ 9. ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ ΕΚΜΕΤΑΛΛΕΥΣΗΣ ΗΛΙΑΚΗΣ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑΣ

Στα θερμοσιφωνικά συστήματα περιλαμβάνονται τα κοινής χρήσεως θερμοσιφωνικά συστήματα, δηλαδή, οι ευρέως χρησιμοποιούμενοι επίπεδοι ηλιακοί συλλέκτες και οι λιγότερο διαδεδομένοι (τουλάχιστον στη χώρα μας) παραβολικοί ηλιακοί συλλέκτες. Μεγάλες εγκαταστάσεις παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, που χρησιμοποιούν την ηλιακή ακτινοβολία προκειμένου να θερμάνουν το θερμικό ρευστό μιας θερμικής μηχανής, είναι τα ηλιακά θερμικά εργοστάσια.

Ένας διαφορετικός τρόπος εκμετάλλευσης της ηλιακής ενέργειας, ο οποίος αναπτύχθηκε μέσα στο δεύτερο ήμισυ του 20^ο αιώνα, είναι η μετατροπή της ηλιακής ακτινοβολίας σε ηλεκτρική ενέργεια με χρήση των φωτοβολταϊκών στοιχείων (photovoltaic cells).

Για να γίνει πιο κατανοητή η λειτουργία των φωτοβολταϊκών στοιχείων κρίνεται σκόπιμη μια σύντομη αναφορά στους ημιαγωγούς και τις μεταξύ τους ενώσεις αφού τα φωτοβολταϊκά δεν είναι τίποτα άλλο παρά μια δίοδος ημιαγωγών p-n.

3.2 Το Φωτοβολταϊκό Φαινόμενο

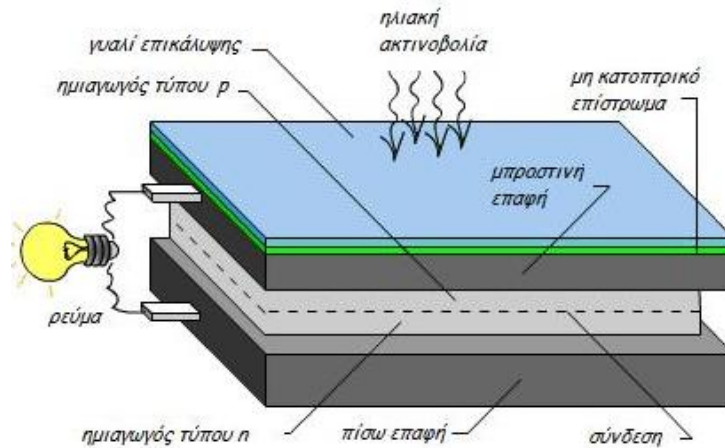
Το φωτοβολταϊκό (Φ/Β) φαινόμενο αφορά τη μετατροπή της ηλιακής ενέργειας σε ηλεκτρική. Πρόκειται για την απορρόφηση της ενέργειας του φωτός από τα ηλεκτρόνια των ατόμων του Φ/Β στοιχείου και την απόδραση των ηλεκτρονίων αυτών από τις κανονικές τους θέσεις με αποτέλεσμα την δημιουργία ρεύματος. Το ηλεκτρικό πεδίο που προϋπάρχει στο Φ/Β στοιχείο οδηγεί το ρεύμα στο φορτίο. Πιο συγκεκριμένα:

Εκτός από τη μορφή της εμπεριεχόμενης διόδου, τα ηλιακά στοιχεία βασίζουν τη λειτουργία τους στη δημιουργία ενός ηλεκτροστατικού φράγματος δυναμικού το οποίο εκτείνεται σε όλο το πλάτος του στοιχείου που δέχεται την ηλιακή ακτινοβολία. Αυτό το φράγμα δυναμικού βρίσκεται κατανεμημένο σε μικρό βάθος από την επιφάνεια και τοποθετείται από τη πλευρά από την οποία προσπίπτει το φως. Κάθε φωτόνιο της προσπίπτουσας ακτινοβολίας με ενέργεια ίση ή μεγαλύτερη από το ενεργειακό διάκενο του ημιαγωγού, έχει τη δυνατότητα να απορροφηθεί σε ένα χημικό δεσμό και να δημιουργηθεί ένα ζεύγος ελεύθερων φορέων: δηλαδή ένα ηλεκτρόνιο της ζώνης αγωγιμότητας και μια οπή στη ζώνη σθένους. Η αναγκαιότητα ύπαρξης του ηλεκτροστατικού φράγματος δυναμικού πηγάζει από την απαίτηση διαχωρισμού των θετικών και αρνητικών φορέων φορτίου και την συγκέντρωσή τους πάνω στις δύο όψεις του ηλιακού στοιχείου, δηλαδή τη φωτιζόμενη και την πίσω όψη. Συγκεκριμένα, μερικά από τα ζεύγη των φορέων αυτών μέσα ή και δίπλα από την περιοχή του ηλεκτροστατικού φράγματος δυναμικού διαχωρίζονται προκειμένου να ελαχιστοποιήσουν την δυναμική τους ενέργεια. Για την κατανόηση του μηχανισμού μπορεί να θεωρηθεί ότι τα ηλεκτρόνια συμπεριφέρονται σαν σφαίρες μάζας m_e που κυλούν πάνω σε κεκλιμένο επίπεδο ενώ οι οπές συμπεριφέρονται σαν φυσαλίδες που αιωρούνται μέσα σε ένα υγρό. Στο μοντέλο αυτό, το ηλεκτρόνιο ελαχιστοποιεί την δυναμική του ενέργεια κινούμενο προς τα κάτω ενώ η φυσαλίδα ελαχιστοποιεί την δυναμική της ενέργεια κινούμενη προς τα πάνω σε ένα διάγραμμα δυναμικής ενέργειας. Για παράδειγμα, σε μια δίοδο p-n τα ελεύθερα ηλεκτρόνια εκτρέπονται προς το τμήμα τύπου n και οι οπές εκτρέπονται προς τμήμα τύπου p, με αποτέλεσμα να συσσωρεύονται φορτία στις δύο αντικρινές επιφάνειες και να δημιουργείται μια διαφορά δυναμικού ανάμεσα στους ακροδέκτες των δύο τμημάτων του ηλιακού στοιχείου, για όσο διάστημα υπάρχει η οπτική διέγερση. Το φαινόμενο αυτό ονομάζεται φωτοβολταϊκό φαινόμενο.

3.2.1 Φωτοβολταϊκά Στοιχεία

Τα φωτοβολταϊκά στοιχεία, που ονομάζονται και ηλιακά κύτταρα ή φωτοστοιχεία, αποτελούν τα κύρια συστατικά των φωτοβολταϊκών συστημάτων μετατροπής της ηλιακής ενέργειας σε ηλεκτρική ή συνοπτικότερα των φωτοβολταϊκών γεννητριών. Το φωτοβολταϊκό στοιχείο, στη συνήθη μορφή του, είναι απλά μία δίοδος επαφής δύο ημιαγωγών, τύπου p και n αντίστοιχα, σε μορφή δίσκου, Εικόνα 10. Η περιοχή απογύμνωσής της έχει διαμορφωθεί έτσι ώστε να καταλαμβάνει μεγάλη έκταση. Το πάχος του στρώματος του ημιαγωγού που συναντά το φως, είναι τόσο, ώστε να επιτρέπει στο φως, που θα συμβάλλει στο Φ/Β φαινόμενο, να διεισδύει, τουλάχιστον στην περιοχή απογύμνωσης. Η περιοχή αυτή αποτελεί την ενεργό περιοχή για το Φ/Β φαινόμενο. Τα επί πλέον δημιουργούμενα ελεύθερα ηλεκτρόνια στη μια πλευρά της διάταξης και οι επιπλέον οπές, στην άλλη, ως αποτέλεσμα της απορρόφησης των φωτονίων, κυρίως μέσα στην περιοχή απογύμνωσης, ωθούνται από το ηλεκτρικό πεδίο της επαφής, συνθέτοντας ηλεκτρικό ρεύμα, που καλείται Φωτόρευμα. Η συσσώρευση των φορέων αυτών στα δύο άκρα, συντηρεί, ανάλογα με την εξωτερική ηλεκτρική αντίσταση, μια αξιόλογη διαφορά δυναμικού μεταξύ των άκρων τύπου n και τύπου p. Η τάση αυτή διαφέρει ανάλογα με το υλικό κατασκευής και το μέγεθος της ακτινοβολίας και κυμαίνεται από 0,5 έως 1V, ενώ η πυκνότητα του παραγόμενου συνεχούς ρεύματος είναι από 20 έως 40 mA/cm² της

επιφάνειας του φωτοβολταϊκού στοιχείου. Ως τελικό αποτέλεσμα προκύπτει το Φ/Β φαινόμενο, που συνίσταται στη μετατροπή της ενέργειας της Η/Μ ακτινοβολίας σε ηλεκτρική. Οι φωτοβολταϊκές γεννήτριες, λοιπόν, περιλαμβάνουν πολλά ηλιακά κύτταρα, συνδεδεμένα σε σειρά και παράλληλα καθώς επίσης και τις διατάξεις ελέγχου και προστασίας ή και μετατροπής του παραγόμενου συνεχούς ρεύματος (ΣΡ) σε εναλλασσόμενο (ΕΡ).



ΕΙΚΟΝΑ 10. ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟ ΣΤΟΙΧΕΙΟ

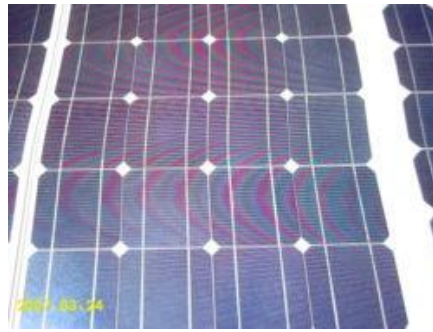
Τα φωτοβολταϊκά στοιχεία χωρίζονται σε τρεις βασικές κατηγορίες [5]:

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

3.2.1.1 Μονοκρυσταλλικό Πυρίτιο (Single Crystalline Silicon, sc-Si)

Τα πλαίσια μονοκρυσταλλικού πυριτίου κατασκευάζονται από κρυσταλλικό πυρίτιο. Το κρυσταλλικό πυρίτιο μορφοποιείται σε μεγάλα φύλλα, τα οποία μπορούν να καταμηθούν σε συγκεκριμένο μέγεθος και να χρησιμοποιηθούν σε ένα πλαίσιο. Τα πλαίσια αυτού του είδους είναι πιο ακριβά από τα πλαίσια πολυκρυσταλλικού πυριτίου καθώς προέρχονται από πυρίτιο καλύτερης ποιότητας-καθαρότητας, ωστόσο χαρακτηρίζονται από υψηλότερη ικανότητα μετατροπής και συχνά, σε βάθος χρόνου, παρουσιάζουν καλύτερη σχέση κόστους-απόδοσης. Η ικανότητα μετατροπής τους είναι της τάξης του 15-18%, κάτι που σημαίνει ότι από την ηλιακή ενέργεια που προσπίπτει στην επιφάνειά τους, το παραπάνω ποσοστό μετατρέπεται σε ηλεκτρική ενέργεια. Στο εργαστήριο έχουν επιτευχθεί ακόμα μεγαλύτερες αποδόσεις έως και 24,7% .

Το πάχος τους είναι γύρω στα 0,3mm. Το μονοκρυσταλλικά φωτοβολταϊκά στοιχεία χαρακτηρίζονται από το πλεονέκτημα της καλύτερης σχέσης απόδοσης/επιφάνειας ή "ενεργειακής πυκνότητας". Βασικές τεχνολογίες παραγωγής μονοκρυσταλλικών φωτοβολταϊκών είναι η μέθοδος CZ (Czochralski) και η μέθοδος FZ (float zone). Αμφότερες βασίζονται στην ανάπτυξη ράβδου πυριτίου. Το μονοκρυσταλλικό φωτοβολταϊκό με την υψηλότερη απόδοση στο εμπόριο σήμερα, είναι της SunPower με απόδοση πλαισίου 18,5%. Είναι μάλιστα το μοναδικό που έχει τις μεταλλικές επαφές στο πίσω μέρος του πάνελ αποκομίζοντας έτσι μεγαλύτερη επιφάνεια αλληλεπίδρασης με την ηλιακή ακτινοβολία.

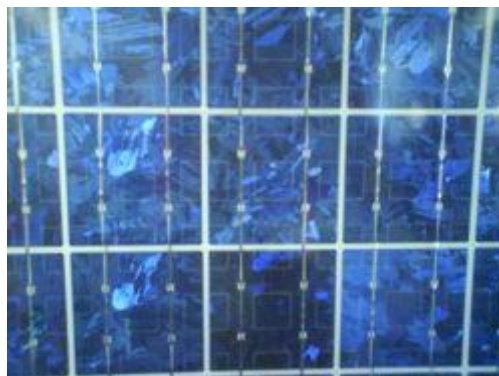


ΕΙΚΟΝΑ 11. ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ ΜΟΝΟΚΡΥΣΤΑΛΛΙΚΟΥ ΠΥΡΙΤΙΟΥ

3.2.1.2 Πολυκρυσταλλικού Πυριτίου (Multi Crystalline Silicon, mc-Si)

Το πάχος τους είναι επίσης περίπου 0,3mm. Η μέθοδος παραγωγής τους είναι φθηνότερη από αυτήν των μονοκρυσταλλικών γι' αυτό και η τιμή τους είναι συνήθως λίγο χαμηλότερη. Οπτικά μπορεί κανείς να παρατηρήσει τις επιμέρους μονοκρυσταλλικές περιοχές. Όσο μεγαλύτερες είναι σε έκταση οι μονοκρυσταλλικές περιοχές τόσο μεγαλύτερη είναι και η απόδοση για τα πολυκρυσταλλικά φωτοβολταϊκά κελιά.

Σε εργαστηριακές εφαρμογές έχουν επιτευχθεί αποδόσεις έως και 20% ενώ στο εμπόριο τα πολυκρυσταλλικά στοιχεία διατίθενται με αποδόσεις από 13 έως και 15% για τα φωτοβολταϊκά πλαίσια (πάνελ). Βασικότερες τεχνολογίες παραγωγής είναι: η μέθοδος απ' ευθείας στερεοποίησης DS (directional solidification), η ανάπτυξη λιωμένου πυριτίου ("χύτευση") και η ηλεκτρομαγνητική χύτευση EMC.



ΕΙΚΟΝΑ 12. ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ ΠΟΛΥΚΡΥΣΤΑΛΛΙΚΟΥ ΠΥΡΙΤΙΟΥ

3.2.1.3 Ταινία Πυριτίου (Ribbon Silicon)

Πρόκειται για μια σχετικά νέα τεχνολογία φωτοβολταϊκών στοιχείων. Αναπτύσσεται από την Evergreen Solar. Προσφέρει έως και 50% μείωση στην χρήση του πυριτίου σε σχέση

με τις "παραδοσιακές τεχνικές" κατασκευής μονοκρυσταλλικών και πολυκρυσταλλικών φωτοβολταϊκών κυψελών πυριτίου.

Η απόδοση για τα φωτοβολταϊκά στοιχεία του έχει φτάσει πλέον γύρω στο 12-13% ενώ το πάχος του είναι περίπου 0,3mm. Στο εργαστήριο έχουν επιτευχθεί αποδόσεις της τάξης του 18%.



ΕΙΚΟΝΑ 13. ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟ ΣΤΟΙΧΕΙΟ ΤΑΙΝΙΑΣ ΠΥΡΙΤΙΟΥ

3.2.1.4 Δισεληνοϊνδιούχος Χαλκός (CuInSe₂ ή CIS, με προσθήκη γαλλίου CIGS)

Ο Δισεληνοϊνδιούχος Χαλκός έχει εξαιρετική απορροφητικότητα στο προσπίπτον φως αλλά η απόδοση του με τις σύγχρονες τεχνικές κυμαίνεται στο 11% (πλαίσιο).

Εργαστηριακά έγινε εφικτή απόδοση στο επίπεδο του 18,8% η οποία είναι και η μεγαλύτερη που έχει επιτευχθεί μεταξύ των φωτοβολταϊκών τεχνολογιών λεπτές επιστρώσεως. Με την πρόσμιξη γαλλίου CIGS η απόδοση του μπορεί να αυξηθεί ακόμα περισσότερο. Το πρόβλημα που υπάρχει είναι ότι το ίδιο υπάρχει σε περιορισμένες ποσότητες στην φύση. Στα επόμενα χρόνια πάντως αναμένεται το κόστος του να είναι αρκετά χαμηλότερο.



ΕΙΚΟΝΑ 14. ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟ ΔΙΣΕΛΗΝΟΪΝΔΙΟΥΧΟΥ ΧΑΛΚΟΥ

3.2.1.5 Άμορφο Πυρίτιο (Amorphous ή Thin film Silicon, a-Si)

Τα φωτοβολταϊκά στοιχεία αυτά, έχουν αισθητά χαμηλότερες αποδόσεις σε σχέση με τις δύο προηγούμενες κατηγορίες. Πρόκειται για ταινίες λεπτών επιστρώσεων οι οποίες παράγονται με την εναπόθεση ημιαγωγού υλικού (πυρίτιο στην εν λόγω περίπτωση) πάνω σε υπόστρωμα υποστήριξης, χαμηλού κόστους όπως γυαλί ή αλουμίνιο. Λόγω της μικρότερης ποσότητας πυριτίου που χρησιμοποιείται, η τιμή τους είναι γενικότερα αρκετά χαμηλότερη.

Ο χαρακτηρισμός *άμορφο φωτοβολταϊκό* προέρχεται από τον τυχαίο τρόπο με τον οποίο είναι διατεταγμένα τα άτομα του πυριτίου. Οι επιδόσεις που επιτυγχάνονται χρησιμοποιώντας φωτοβολταϊκα thin films πυριτίου κυμαίνονται για το πλαίσιο από 6 έως 8% ενώ στο εργαστήριο έχουν επιτευχθεί αποδόσεις ακόμα και 14%.

Το σημαντικότερο πλεονέκτημα για το φωτοβολταϊκό στοιχείο a-Si είναι το γεγονός ότι δεν επηρεάζεται σημαντικά από τις υψηλές θερμοκρασίες. Επίσης, πλεονεκτεί στην αξιοποίηση της απόδοσης του σε σχέση με τα κρυσταλλικά Φ/Β, όταν υπάρχει διάχυτη ακτινοβολία (συννεφιά).

Το μειονέκτημα των άμορφων πλαισίων είναι η χαμηλή τους ενεργειακή πυκνότητα κάτι που σημαίνει ότι για την παραγωγή ίδιας ποσότητας ενέργειας απαιτείται σχεδόν διπλάσια επιφάνεια σε σχέση με τα κρυσταλλικά φωτοβολταϊκά στοιχεία. Επίσης υπάρχουν αμφιβολίες όσον αφορά τη διάρκεια ζωής των άμορφων πλαισίων μιας και δεν υπάρχουν στοιχεία από παλιές εγκαταστάσεις αφού η τεχνολογία είναι σχετικά καινούρια. Παρόλα αυτά, οι κατασκευαστές πλέον δίνουν εγγυήσεις απόδοσης 20 ετών. Το πάχος του πυριτίου είναι περίπου 0,0001mm ενώ το υπόστρωμα μπορεί να έχει πάχος από 1 έως 3mm.



ΕΙΚΟΝΑ 15. ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟ ΑΜΟΡΦΟΥ ΠΥΡΙΤΙΟΥ

3.2.1.6 Τελλουριούχο Κάδμιο (CdTe)

Το Τελλουριούχο Κάδμιο έχει ενεργειακό διάκενο γύρω στο 1eV, το οποίο είναι πολύ κοντά στο ηλιακό φάσμα, κάτι που του δίνει σοβαρά πλεονεκτήματα όπως την δυνατότητα να απορροφά το 99% της προσπίπτουσας ακτινοβολίας. Οι σύγχρονες τεχνικές όμως μας προσφέρουν αποδόσεις πλαισίου γύρω στο 6-8%. Στο εργαστήριο, η απόδοση των φωτοβολταϊκών στοιχείων έχει φθάσει το 16%.

Μελλοντικά αναμένεται το κόστος του να πέσει αρκετά. Σημαντικότερος κατασκευαστής φωτοβολταϊκών στοιχείων CdTe είναι η First Solar. Τροχοπέδη για την χρήση τους αποτελεί το γεγονός ότι το κάδμιο, σύμφωνα με έρευνες, είναι καρκινογόνο με αποτέλεσμα να προβληματίζει το ενδεχόμενο εκτεταμένης χρήσης του. Ήδη η Greenpeace έχει εναντιωθεί στην χρήση του. Επίσης προβληματίζει ή έλλειψη του Τελλουρίου. Σημαντικότερη χρήση του είναι ή ενθυλάκωση του στο γυαλί ως δομικό υλικό (BIPV Building Integrated Photovoltaic).



ΕΙΚΟΝΑ 16. ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟ ΤΕΛΟΥΡΙΟΥΧΟΥ ΚΑΔΜΙΟΥ

3.2.1.7 Αρσενικούχο Γάλλιο (GaAs)

Το Γάλλιο είναι ένα παραπροϊόν της ρευστοποίησης άλλων μετάλλων, όπως το αλουμίνιο και ο ψευδάργυρος. Είναι πιο σπάνιο ακόμα και από τον χρυσό. Το Αρσένιο δεν είναι σπάνιο άλλα έχει το μειονέκτημα ότι είναι δηλητηριώδες. Το αρσενικούχο γάλλιο έχει ενεργειακό διάκενο 1,43eV, που είναι ιδανικό για την απορρόφηση της ηλιακής ακτινοβολίας.

Η απόδοση του, στην μορφή πολλαπλών συνενώσεων (multijunction), είναι η υψηλότερη που έχει επιτευχθεί και αγγίζει το 29%. Επίσης, τα φωτοβολταϊκά στοιχεία GaAs είναι εξαιρετικά ανθεκτικά στις υψηλές θερμοκρασίες, γεγονός που επιβάλλει σχεδόν την χρήση τους σε εφαρμογές ηλιακών συγκεντρωτικών συστημάτων (solar concentrators). Τα φωτοβολταϊκα στοιχεία GaAs έχουν το πλεονέκτημα ότι αντέχουν σε πολύ υψηλές ποσότητες ηλιακής ακτινοβολίας. Για αυτό, αλλά και λόγω της πολύ υψηλής απόδοσης τους, ενδείκνυνται για διαστημικές εφαρμογές. Το μεγαλύτερο μειονέκτημα αυτής της τεχνολογίας είναι το υπερβολικό κόστος του μονοκρυσταλλικού GaAs υποστρώματος.



ΕΙΚΟΝΑ 17. ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟ ΑΡΣΕΝΙΚΟΥΧΟΥ ΓΑΛΛΙΟΥ

3.2.1.8 Υβριδικά Φωτοβολταϊκά Στοιχεία

Ένα υβριδικό φωτοβολταϊκό στοιχείο αποτελείται από στρώσεις υλικών διαφόρων τεχνολογιών με σημαντικότερο αντιπρόσωπο τα HIT (Heterojunction with Intrinsic Thin-layer). Τα πιο γνωστά εμπορικά υβριδικά φωτοβολταϊκά στοιχεία αποτελούνται από δύο στρώσεις άμορφου πυριτίου (πάνω και κάτω) ενώ ενδιάμεσα υπάρχει μια στρώση μονοκρυσταλλικού πυριτίου.

Κατασκευάζεται από την Sanyo Solar. Το μεγάλο πλεονέκτημα αυτής της τεχνολογίας είναι ο υψηλός βαθμός απόδοσης του πλαισίου που φτάνει σε εμπορικές εφαρμογές στο 17,2% και το οποίο σημαίνει ότι χρειαζόμαστε μικρότερη επιφάνεια για να έχουμε την ίδια εγκατεστημένη ισχύ. Τα αντίστοιχα φωτοβολταϊκά στοιχεία έχουν απόδοση 19,7%. Άλλα πλεονεκτήματα για τα υβριδικά φωτοβολταϊκά στοιχεία είναι η υψηλή τους απόδοση σε υψηλές θερμοκρασίες αλλά και η μεγάλη τους απόδοση στην διαχεόμενη ακτινοβολία. Φυσικά, αφού προσφέρει τόσα πολλά, το υβριδικό φωτοβολταϊκό είναι και κάπως ακριβότερο σε σχέση με τα συμβατικά φωτοβολταϊκά πλαίσια.

3.2.1.9 Άλλες Τεχνολογίες

Η τεχνολογία των φωτοβολταϊκών εξελίσσεται με ραγδαίους ρυθμούς και διάφορα εργαστήρια στον κόσμο παρουσιάζουν νέες πατέντες. Κάποιες από τις τεχνολογίες φωτοβολταϊκών στοιχείων που φαίνεται να ξεχωρίζουν και μελλοντικά πιθανώς να γίνει ευρεία η χρήση τους είναι:

- Νανοκρυσταλλικά φωτοβολταϊκά στοιχεία πυριτίου (nc-Si)
- Οργανικά/Πολυμερή στοιχεία

3.3 Ιστορική Εξέλιξη Φωτοβολταϊκών

1839 Παρατήρηση του φωτοβολταϊκού φαινομένου σε μεταλλικά ηλεκτρόδια Pt, Ag μέσα σε ηλεκτρολύτη. Ο Γάλλος φυσικός **Edmond Becquerel** (1820 - 1891) ανακάλυψε το φωτοβολταϊκό φαινόμενο κατά την διάρκεια πειραμάτων του με μια ηλεκτρολυτική επαφή φτιαγμένη από δύο μεταλλικά ηλεκτρόδια.

1876 Ο **Adams** (1836 - 1915) και ο φοιτητής του **Day** παρατήρησαν ότι μια ποσότητα ηλεκτρικού ρεύματος παραγόταν από το σελήνιο (Se) όταν αυτό ήταν εκτεθειμένο στο φως.

1918 Ο Πολωνός **Czochralski** (1885 - 1953) πρόσθεσε την μέθοδο παραγωγής ημιαγωγού μονοκρυσταλλικού πυριτίου (Si) με την σχετική έρευνα του, η οποία μάλιστα χρησιμοποιείται βελτιστοποιημένη ακόμα και σήμερα.

1937 Κατασκευή φωτοβολταϊκού στοιχείου από PbS (Fischer & Godden).

1939 Κατασκευή φωτοβολταϊκού στοιχείου από Se με απόδοση 1%.

1941 Κατασκευή του πρώτου φωτοβολταϊκού στοιχείου από Si (Ohl).

1949 Οι **Mott** και **Schottky** ανέπτυξαν την θεωρία της διόδου σταθερής κατάστασης. Στο μεταξύ, η κβαντική θεωρία είχε ξεδιπλωθεί. Ο δρόμος πλέον για τις πρώτες πρακτικές εφαρμογές είχε ανοίξει.

1954 Το πρώτο ηλιακό κελί ήταν γεγονός στα εργαστήρια της Bell το 1954 από τους **Chapin, Fuller και Pearson**. Η απόδοση του ήταν 6% εκμετάλλευση της προσπίπτουσας ηλιακής ακτινοβολίας.

1956 Η πρώτη εμπορική παραγωγή ηλιακών στοιχείων από την εταιρεία Hoffmann.

1958 Εκτόξευση του αμερικάνικου δορυφόρου Vanguard I ο οποίος έχει ως βοηθητική πηγή ενέργειας 6 στοιχεία Si.

1958 Η τεχνολογία των φωτοβολταϊκών συστημάτων προσαρτάται στον χώρο των διαστημικών εφαρμογών όταν τοποθετήθηκε ένα αυτόνομο φωτοβολταϊκό σύστημα στον δορυφόρο **Vanguard I**. Το σύστημα αυτό λειτούργησε επιτυχώς για 8 ολόκληρα χρόνια και ήταν ένα από τα πρώτα φωτοβολταϊκά συστήματα. Από το χρονικό αυτό σημείο και μετά, τα φωτοβολταϊκά συστήματα άρχισαν να ενσωματώνονται σταδιακά σε διάφορες εφαρμογές και η τεχνολογία να βελτιώνεται συνεχώς.

1959 Κατασκευή φωτοβολταϊκού στοιχείου από CdS με απόδοση 5%.

1962 Η μεγαλύτερη Φ/Β εγκατάσταση στον κόσμο γίνεται στην Ιαπωνία από την Sharp, σε έναν φάρο. Η εγκατεστημένη ισχύς του συστήματος είναι 242Wp.

Τα φωτοβολταϊκά ξεκίνησαν λοιπόν να κάνουν την εμφάνιση τους, αλλά λόγω του υψηλού κόστους παραγωγής η εφαρμογή τους ήταν δυνατή μόνο σε ειδικές περιπτώσεις αυτόνομων συστημάτων. Η έρευνα όμως προχωρούσε και η απόδοση των Φ/Β συνεχώς βελτιωνόταν. Κυριότερος πελάτης των φωτοβολταϊκών τις δεκαετίες που ακολούθησαν είναι η NASA.

Οι υψηλές τιμές στα φωτοβολταϊκά ήταν ο σημαντικότερος λόγος που δεν υπήρχε περισσότερο ενθουσιώδης αποδοχή από την αγορά. Ενδεικτικά η τιμή των φωτοβολταϊκών ξεκινάει από τα 500\$ ανά εγκατεστημένο Watt το 1956, ενώ μετά από 14 χρόνια, το 1970 αγγίζει τα 100\$/Watt. Το 1973 οι βελτιώσεις στις μεθόδους παραγωγής φέρνουν το κόστος των φωτοβολταϊκών στα 50\$/Watt.

1972 Κατασκευή ιώδους ηλιακού στοιχείου Si με απόδοση 14% (Lindmayer & Allison).

1976 Κατασκευή φωτοβολταϊκού στοιχείου από άμορφο πυρίτιο (a-Si) με απόδοση 0,01% (Carlson & Wronski).

1977 Κατασκευή ηλιακού στοιχείου από GaAs με απόδοση 16% (Kameth).

1980 Η πρώτη εγκατάσταση PV που φτάνει στα επίπεδα του 1MW γίνεται στην Καλιφόρνια από την ARCO Solar, χρησιμοποιώντας ταυτόχρονα σύστημα παρακολούθησης της τροχιάς του ηλίου 2 αξόνων (dual-axis trackers).

1981 Πτήση πάνω από την Μάχη του αεροπλάνου Solar Challenger εξοπλισμένου με 16.128 φωτοβολταϊκά στοιχεία Si συνολικής ισχύος 2,7kW. Η πρώτη εγκατάσταση φωτοβολταϊκών ισχύος 100kWp στην Ελλάδα, η μεγαλύτερη στην Ευρώπη.

1983 Έναρξη λειτουργίας του πρώτου φωτοβολταϊκού σταθμού ισχύος 1MWp στην Βικτροβίλ. Η παγκόσμια παραγωγή Φ/Β φτάνει τα 22MW και ο συνολικός τζίρος τα 250.000.000\$.

1999 Η εταιρία Spectrolab σε συνεργασία με το NREL αναπτύσσουν ένα φωτοβολταϊκό στοιχείο με απόδοση 32,3%. Το στοιχείο αυτό είναι συνδυασμός τριών υλικών (στρώσεων) και ειδικό για εφαρμογές σε συγκεντρωτικά συστήματα CPV. Την ίδια χρονιά, το ρεκόρ στην απόδοση των Thin Films φτάνει στο 18,8%. Η παραγωγή όλων των τεχνολογιών των Φ/Β πάνελ φτάνει συνολικά τα 200 MegaWatt.

2004 Η μαζική είσοδος μεγάλων εταιρειών στον χώρο των Φ/Β φέρνει την μαζική παραγωγή και αυτή με την σειρά της την τιμή των διασυνδεδεμένων συστημάτων στα 6,5 €/Wp. Γερμανία και Ιαπωνία κυριαρχούν στην κατασκευή Φ/Β πάνελ και πλέον σε όλες τις αναπτυγμένες χώρες αρχίζουν, με τον έναν (παραγωγή εξοπλισμού) ή τον άλλον τρόπο (κατασκευή Φ/Β εγκαταστάσεων), να υιοθετούν τις τεχνολογίες των φωτοβολταϊκών και να τις παγιώνουν στην συνείδηση των επενδυτών αλλά και των

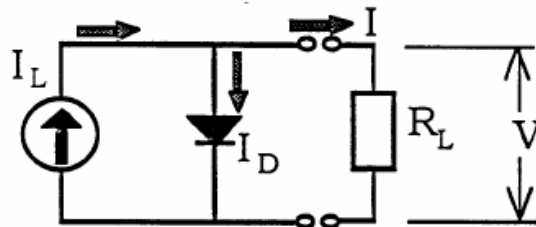
καταναλωτών ενέργειας. Η συνολική παραγωγή το 2004 έφτασε τα 1.200 MW Φ/Β στοιχείων ενώ ο τζίρος της ίδιας χρονιάς άγγιξε τα 6.500.000.000\$.

Σήμερα, με οικονομίες μεγάλης κλίμακας, έχουν επιτευχθεί μεγάλες αποδόσεις στα κρυσταλλικά κυρίως υλικά και αρκετές χώρες, με πρωτοπόρες την Γερμανία και την Ιαπωνία, έχουν ήδη επενδύσει τεράστια κονδύλια με σκοπό την ευρύτερη εκμετάλλευση της φωτοβολταϊκής τεχνολογίας.

Ήδη βέβαια οι χώρες αυτές έχουν αρχίσει και απολαμβάνουν τους καρπούς της εξελιγμένης τεχνολογίας τους.

3.4 Ηλεκτρικά Χαρακτηριστικά Των Φωτοβολταϊκών Στοιχείων

Με στόχο την εκτίμηση των ηλεκτρικών χαρακτηριστικών και της λειτουργίας ενός φωτοβολταϊκού στοιχείου, μπορεί να θεωρηθεί ότι αποτελεί μια πηγή ρεύματος που ελέγχεται από μια δίοδο, όπως φαίνεται και στο παρακάτω απλοποιημένο διάγραμμα



ΕΙΚΟΝΑ 18. ΑΠΛΟΠΟΙΗΜΕΝΟ ΙΣΟΔΥΝΑΜΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΚΥΚΛΩΜΑ ΕΝΟΣ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟΥ ΣΤΟΙΧΕΙΟΥ

Σε συνθήκες ανοικτού κυκλώματος, αποκαθίσταται ισορροπία, όταν η τάση, που αναπτύσσεται ανάμεσα στις δύο όψεις του στοιχείου, προκαλεί ένα αντίθετο ρεύμα που αντισταθμίζει το φωτόρευμα. Σε αυτήν την περίπτωση ισχύει η σχέση:

$$I_{\phi} = I_o \left[\exp\left(\frac{eV}{\gamma kT}\right) - 1 \right]$$

από την οποία προκύπτει η τιμή της τάσης ανοικτοκύκλωσης V_{oc} του στοιχείου:

$$V_{oc} = \frac{\gamma kT}{e} \ln\left(\frac{I_{\phi}}{I_o} - 1\right)$$

Κατά τη λειτουργία των φωτοβολταϊκών στοιχείων, η τιμή του I_{ϕ} είναι πολύ μεγαλύτερη από την I_o κι επομένως η παραπάνω σχέση μπορεί να απλοποιηθεί στην

$$V_{oc} = \frac{\gamma kT}{e} \ln\left(\frac{I_{\phi}}{I_o}\right)$$

που δείχνει τη λογαριθμική μεταβολή της τάσης ανοικτού κυκλώματος σε συνάρτηση με το φωτόρευμα, δηλαδή με την ένταση της ακτινοβολίας που δέχεται το φωτοβολταϊκο στοιχείο.

Στην άλλη ακραία περίπτωση, δηλαδή σε συνθήκες βραχυκύκλωσης ανάμεσα στις δύο όψεις του στοιχείου, το ρεύμα I_{sc} θα ισούται με το παραγόμενο φωτόρευμα:

$$I_{sc} = I_{\phi}$$

Όταν όμως το κύκλωμα του φωτοβολταϊκού στοιχείου κλείσει διαμέσου μιας εξωτερικής αντίστασης R_L , το ρεύμα θα πάρει μια μικρότερη τιμή I_L που προκύπτει από τη λύση της εξίσωσης :

$$I_L = I_{\phi} - I_o \left[\exp\left(\frac{eI_L R_L}{\gamma k T}\right) - 1 \right]$$

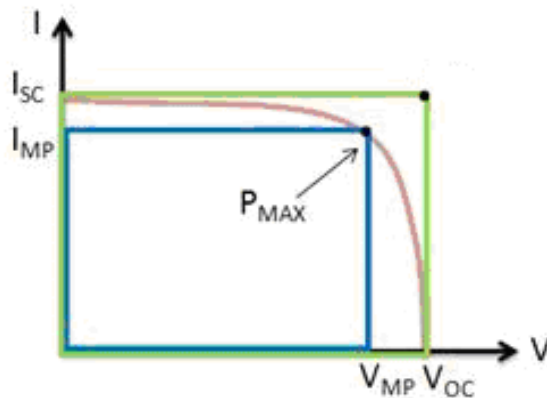
Για κάποια τιμή της αντίστασης, η ισχύς που παράγει το φωτοβολταϊκό στοιχείο γίνεται μέγιστη. Στις συνθήκες αυτές, αντιστοιχεί μια βέλτιστη τάση V_m , που προκύπτει από τη λύση της εξίσωσης :

$$\frac{I_{\phi}}{I_o} + 1 = \left(1 + \frac{eV_m}{\gamma k T} \right) \exp\left(\frac{eV_m}{\gamma k T}\right).$$

3.4.1 Συντελεστής Πλήρωσης

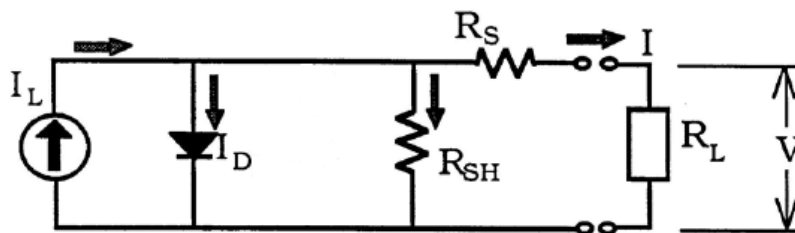
Ο λόγος της μέγιστης ηλεκτρικής ισχύος $P_m = I_m \cdot V_m$ προς το γινόμενο της βραχυκυκλωμένης έντασης επί την ανοικτοκυκλωμένη τάση, $I_{sc} \cdot V_{oc}$, ενός φωτοβολταϊκού στοιχείου, ονομάζεται συντελεστής πλήρωσης FF (*fill factor*).

$$FF = \frac{I_m V_m}{I_{sc} V_{sc}}$$



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 17. ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΠΛΗΡΩΣΗΣ

Στο σημείο αυτό πρέπει να αναφερθεί ότι το απλοποιημένο ηλεκτρικό ισοδύναμο που περιγράφηκε προηγουμένως δεν καλύπτει την πραγματική συμπεριφορά των φωτοβολταϊκών στοιχείων. Μια σωστότερη προσέγγιση αποτελεί το ισοδύναμο κύκλωμα της Εικόνας 19 καθώς περιέχει τις αναπόφευκτες αντιστάσεις R_s που παρεμβάλλονται στην κίνηση των φορέων μέσα στον ημιαγωγό και στις επαφές με τα ηλεκτρόδια. Επιπλέον, επειδή η αντίσταση διαμέσου της διόδου δεν έχει άπειρη τιμή, αφού λόγω αναπόφευκτων κατασκευαστικών ελαττωμάτων γίνονται διαρροές ρεύματος, το ισοδύναμο κύκλωμα περιέχει και την παράλληλη αντίσταση R_{sh} .

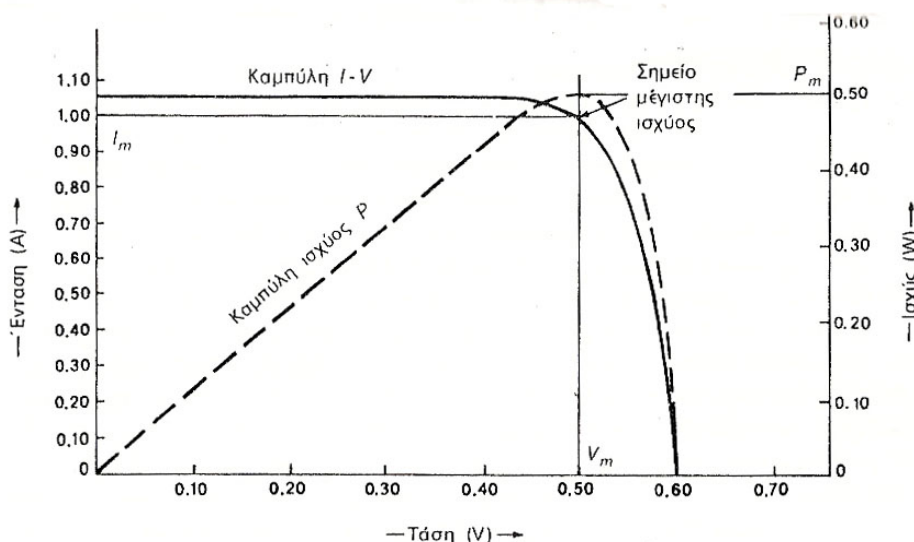


ΕΙΚΟΝΑ 19. ΠΛΗΡΕΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΙΣΟΔΥΝΑΜΟ Φ/Β ΣΤΟΙΧΕΙΟΥ

Στην περίπτωση αυτή η σχέση μεταξύ ρεύματος-τάσης δίνεται από τη σχέση:

$$I_L \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) = I_\phi - I_o \left[\exp \left(\frac{e(V_L - I_L R_s)}{\gamma k T} \right) - 1 \right] - \frac{V_L}{R_{sh}}$$

Η χαρακτηριστική τάσης-έντασης (V-I) ενός Φ/Β στοιχείου έχει τη μορφή του διαγράμματος 18.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 18. ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΗ I-V. V_m ΚΑΙ I_m ΕΙΝΑΙ Η ΤΑΣΗ ΚΑΙ Η ΈΝΤΑΣΗ ΠΟΥ ΑΝΤΙΣΤΟΙΧΟΥΝ ΣΤΗ ΜΕΓΙΣΤΗ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΙΣΧΥ P_m

Από την χαρακτηριστική φαίνεται ότι θα υπάρχει κάποια τιμή της αντίστασης του φορτίου για την οποία η ισχύς που παράγεται από το Φ/Β στοιχείο θα είναι μέγιστη και σε αυτό αντιστοιχούν οι μέγιστες τιμές τάσης V_m και έντασης I_m . Επομένως, είναι κατανοητό ότι η ισχύς που παράγεται για κάθε ζεύγος τιμών τάσης-έντασης δεν είναι πάντα σταθερή αλλά μηδενίζεται, όπως φαίνεται εύκολα στις ακραίες συνθήκες ανοιχτοκύκλωσης-βραχυκύκλωσης και παρουσιάζει ένα μέγιστο για συγκεκριμένη τιμή τάσης-έντασης. Επιθυμητό είναι λοιπόν σε κάθε εγκατάσταση φωτοβολταϊκών, οι συστοιχίες να λειτουργούν παράγοντας τις τιμές αυτές τάσης-έντασης που δίνουν κάθε στιγμή τη μέγιστη ισχύ. Όταν η φωτοβολταϊκή γεννήτρια τροφοδοτεί απευθείας ένα συγκεκριμένο φορτίο, κάτι τέτοιο δεν είναι εφικτό καθώς η τιμή του φορτίου έχει συγκεκριμένη αντίσταση. Όταν όμως μεταξύ γεννητριών και κατανάλωσης παρεμβάλλονται ηλεκτρονικά για τον έλεγχο της ισχύος, τη ρύθμιση φόρτισης συσσωρευτών, την ανύψωση ή και την αλλαγή μορφής της παραγόμενης τάσης, τότε υπάρχει η δυνατότητα να λειτουργούν αυτές σε ένα μέγιστο σημείο. Αυτό το

αναλαμβάνουν ειδικοί ανιχνευτές της μέγιστης ισχύος ή maximum power point trackers (MPPT).

3.4.2 Απόδοση Φωτοβολταϊκών

Οι πιο βασικές παράμετροι για την αξιολόγηση της συμπεριφοράς και της λειτουργίας των φωτοβολταϊκών είναι ο συντελεστής πλήρωσης (FF), το ρεύμα βραχυκυκλώσεως (I_{sc}) και η τάση ανοιχτοκυκλώσεως (V_{oc}). Οι παράμετροι αυτές καθορίζουν την απόδοση των φωτοβολταϊκών στοιχείων, η οποία ισούται με το λόγο της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος του φωτοβολταϊκού στοιχείου, προς την προσπίπτουσα φωτεινή ισχύ, ανά μονάδα επιφάνειας. Έτσι ο συντελεστής απόδοσης υπολογίζεται από τη σχέση:

$$n = \frac{P_m}{H \cdot A} = \frac{I_m \cdot V_m}{H \cdot A} = \frac{FF \cdot I_{sc} \cdot V_{oc}}{H \cdot A}, \text{ όπου}$$

H, η ένταση της ακτινοβολίας (πυκνότητα ισχύος) που δέχεται όλη η επιφάνεια του ηλιακού στοιχείου και

A, το εμβαδόν της επιφάνειας αυτής.

Ως μέγιστη ισχύ του Φ/Β στοιχείου θεωρούμε αυτήν που λαμβάνουμε όταν η ένταση της προσπίπτουσας ακτινοβολίας είναι 1000W/m^2 , υπό τις ακόλουθες συνθήκες:

- Θερμοκρασία Φ/Β στοιχείου $25\text{ }^\circ\text{C}$.
- Μάζα αέρα 1,5

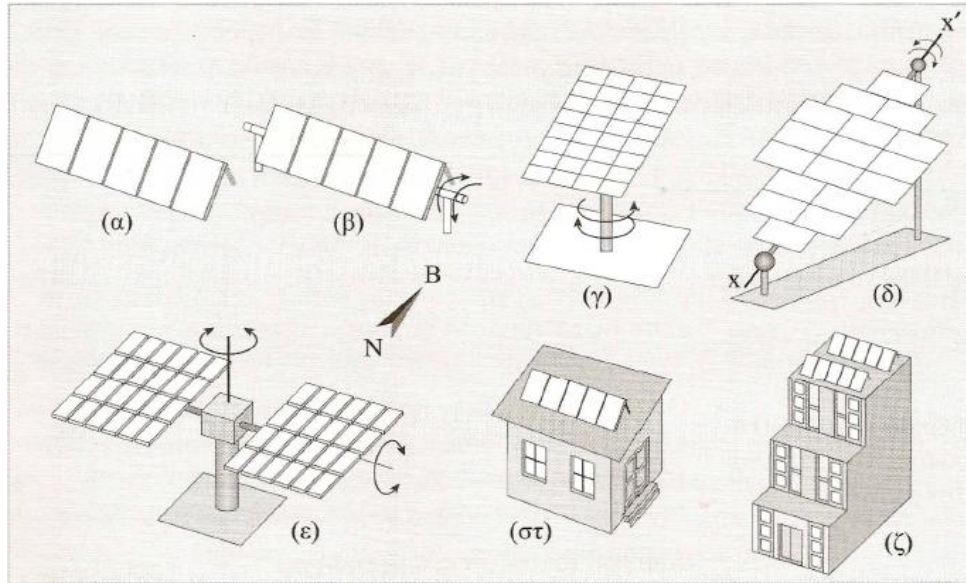
Η τιμή αυτή της έντασης της προσπίπτουσας ακτινοβολίας ονομάζεται και ένταση ακτινοβολίας ενός ήλιου, δηλαδή:

$$1\text{SUN} = 1000\text{W/m}^2 = 1\text{kW/m}^2$$

Αντίστοιχα, η ισχύς που παράγεται από ένα Φ/Β πλαίσιο όταν δέχεται ακτινοβολία 1SUN με την ελάχιστη απαιτούμενη επιφάνειά του ονομάζεται Watt αιχμής (Wp-peak Watt).

3.5 Τρόποι Στήριξης Των Συλλεκτών Και Προσανατολισμός Τους

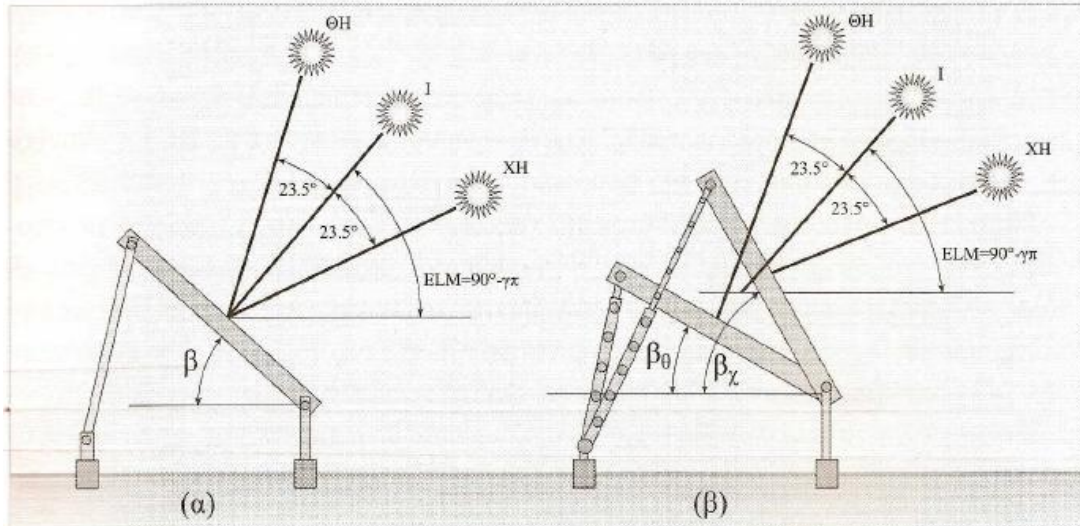
Διακρίνονται τρεις διαφορετικοί τρόποι στήριξης συλλεκτών. Σταθερής στήριξης, εποχιακά ρυθμιζόμενης στήριξης και συνεχούς παρακολούθησης της θέσης του ήλιου, με διάταξη που ονομάζεται ηλιοτρόπιο (Solar Tracker). Η παρακάτω εικόνα δείχνει μερικούς χαρακτηριστικούς τρόπους στήριξης Φ/Β συστοιχιών.



ΕΙΚΟΝΑ 20.(Α) 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 (XX'), 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 ΟΥΡΕΙΣ ΝΟΤΙΟΥ ΠΡΟΣΑΝΑΤΟΛΙΣΜΟΥ).

- Στήριξη Του Συλλέκτη Με Σταθερή Γωνία Κλίσης-Γωνία Κλίσης Για Βέλτιστη Ενεργειακή Απολαβή

Η απουσία κινητών μερών κατά την στήριξη της συστοιχίας με σταθερή κλίση, προσδίδει στη διάταξη επαρκή μηχανική αντοχή, ιδιαίτερα μάλιστα αν πρόκειται να χρησιμοποιηθεί σε περιοχές όπου επικρατούν ισχυροί άνεμοι. Στατικές συλλεκτικές επιφάνειες χρησιμοποιούνται επίσης ενσωματωμένες σε κτίρια (Εικόνα 20, περιπτώσεις (α), (στ), (ζ)). Η πιο αποδοτική περίπτωση είναι εκείνη κατά την οποία ο χώρος εγκατάστασης της συστοιχίας των συλλεκτών, δέχεται την ηλιακή ακτινοβολία, καθ' όλη τη διάρκεια της ημέρας, όλο το έτος. Κατά κανόνα επιλέγεται νότιος αζιμουθιακός προσανατολισμός για τη συστοιχία και γωνία κλίσης κοντά στο γεωγραφικό πλάτος του τόπου εγκατάστασης όπως φαίνεται στην παρακάτω Εικόνα Όταν η γωνία κλίσης ισούται ακριβώς με το γεωγραφικό πλάτος φ του τόπου, οι ακτίνες του ήλιου προσπίπτουν κάθετα στο συλλέκτη δύο φορές το χρόνο (το μεσημέρι των ισημεριών).



ΕΙΚΟΝΑ 21. (Α) ΣΤΑΘΕΡΗ ΣΤΗΡΙΞΗ ΣΕ ΕΤΗΣΙΑ ΒΑΣΗ, ΜΕ ΓΩΝΙΑ ΚΛΙΣΗΣ $\beta = \phi - (10^\circ \text{ ΕΩΣ } 15^\circ)$ (Β) ΕΠΟΧΙΚΗ ΡΥΘΜΙΣΗ ΤΗΣ ΚΛΙΣΗΣ ΤΟΥ ΣΥΛΛΕΚΤΗ ΛΥΟ ΦΟΡΕΣ ΜΕΣΑ ΣΤΟ ΕΤΟΣ. ΘΗ: ΘΕΡΙΝΟ ΗΛΙΟΣΤΑΣΙΟ. ΧΗ: ΧΕΙΜΕΡΙΝΟ ΗΛΙΟΣΤΑΣΙΟ. Ι: ΙΣΗΜΕΡΙΕΣ.

Το μέγιστο ύψος του ήλιου, που συμβαίνει το ηλιακό μεσημέρι, ELM, μεταβάλλεται καθημερινά από την ελάχιστη τιμή $ELM_{ελ} = (90^\circ - \lambda) - 23,5^\circ$ (22 Δεκεμβρίου), μέχρι την μέγιστη $ELM_{μεγ} = (90^\circ - \lambda) + 23,5^\circ$ (21 Ιουνίου) και στη συνέχεια ελαττώνεται επανερχόμενο στην τιμή της 22^{ης} Δεκεμβρίου. Αντίστοιχα, η γωνία των ακτίνων του ηλίου κατά τη μεσουράνηση του, ως προς την κάθετη στην επιφάνεια του συλλέκτη, μεταβάλλεται από $-23,5^\circ$ έως $+23,5^\circ$. Θα περίμενε κανείς η μέση ημερήσια τιμή της ετήσιας ενεργειακής απολαβής της ηλιακής ακτινοβολίας, όταν ο συλλέκτης έχει γωνία κλίσης ίση με λ του τόπου, να έχει τη μέγιστη τιμή για τον τόπο, σε σχέση με τις άλλες γωνίες κλίσης.

Σημαντικό ρόλο στον προσδιορισμό της βέλτιστης γωνίας συλλέκτη με σταθερή κλίση, παίζουν οι επικρατούσες, στην περιοχή, μετεωρολογικές συνθήκες, οι οποίες καθορίζουν τη σχέση μεταξύ των συνιστωσών της ολικής ηλιακής ακτινοβολίας, απευθείας και διάχυτης, καθώς και το δείκτη ανακλαστικότητας του εδάφους (Η διάχυτη ανακλαστικότητα, δηλαδή το ποσοστό της σκεδαζόμενης ακτινοβολίας από την επιφάνεια της γης και ό,τι την καλύπτει, αναφέρεται, στη βιβλιογραφία, ως albedo). Για να προκύψει η βέλτιστη γωνία του συλλέκτη, επιβάλλεται να καταγραφούν στοιχεία σχετικά με τους παράγοντες αυτούς και ιδιαίτερα μετρήσεις της ολικής ηλιακής ακτινοβολίας, σε διάφορες γωνίες κλίσης συλλέκτη. Συνήθως επειδή τέτοιες μετρήσεις δεν είναι διαθέσιμες, αρκούν μετρήσεις σε οριζόντια τοποθετημένο αισθητήρα (πυρανόμετρο), για μια σειρά ετών, γι' αυτή την περιοχή. Μπορούν επίσης να χρησιμοποιηθούν μετρήσεις που έχουν συλλεχθεί στην πλησιέστερη προς αυτή περιοχή, λαμβάνοντας υπόψη πιθανή διαφοροποίηση του albedo του τόπου. Με βάση τις μετρήσεις αυτές προσδιορίζεται η ολική ακτινοβολία του συλλέκτη, απ' όπου προκύπτει, προσεγγιστικά, η βέλτιστη γωνία κλίσης του, για τη συγκεκριμένη περιοχή.

Στον πίνακα δίνονται ενδεικτικές τιμές γωνιών κλίσης συλλεκτών σε διαφορετικά γεωγραφικά πλάτη. Αν δε διατίθενται μετεωρολογικά δεδομένα για τον τόπο εγκατάστασης του Φ/Β συστήματος, ο οποίος δεν πρέπει να σκιάζεται από εμπόδια κατά τη διάρκεια της ημέρας, το καλύτερο που μπορεί να γίνει είναι να επιλεγεί γωνία κλίσης συλλέκτη ίση με $\beta = \lambda - (5^\circ \text{ έως } 10^\circ)$. Κατά πάσα πιθανότητα, προσεγγίζει τη θέση της καλύτερης δυνατής εκμετάλλευσης της ημερήσιας ενέργειας της ηλιακής ακτινοβολίας, ετησίως.

Τέλος, αν ο συλλέκτης πρέπει να εγκατασταθεί σε περιοχές με φυσικά εμπόδια, που τον σκιάζουν ορισμένη περίοδο της ημέρας, πχ. κτίρια ή δένδρα, τότε ο συλλέκτης προσανατολίζεται έτσι ώστε να προκύπτει η βέλτιστη απόδοση. Σε σχετική μελέτη που χρησιμοποιήθηκε ως αναφορά, λαμβάνεται υπόψη, αφενός το τμήμα του ουρανού που αποκόπτεται από τα εμπόδια, αφετέρου, το μικροκλίμα της περιοχής.

Περιοχή τιμών γεωγραφικού πλάτους (λ) του τόπου	Βέλτιστη γωνία κλίσης συλλέκτη με νότιο προσανατολισμό για το βόρειο ημισφαίριο και αντιστοίχως βόρειο προσανατολισμό για το νότιο ημισφαίριο		
Μικρά γεωγραφικά πλάτη γύρω από τον Ισημερινό, $\lambda < 20$	Ουσιαστικά 0° . Στην πράξη συνίσταται μια μικρή γωνία κλίσης, $5^\circ - 10^\circ$, ώστε η ροή του νερού πλύσης ή της βροχής, να απομακρύνει τα σώματα που επικάθονται στην όψη του Φ/Β πλαισίου (σκόνη, φύλλα, περιττώματα πουλιών κ.α.)		
Μέσα και μεγάλα γεωγραφικά πλάτη, $\lambda > 20$	Σταθερή τοποθέτηση, απαίτηση για μέγιστη αποδοτικότητα ετησίως	$\lambda - (10^\circ \text{ έως } 15^\circ)$	
	Σταθερή τοποθέτηση. Κύρια απαίτηση κατά τη χειμερινή περίοδο	$\lambda + 10^\circ$	
	Ρυθμιζόμενη κλίση δύο θέσεων ετησίως	Θερινή	$\lambda - 15^\circ$
		Χειμερινή	$\lambda + 15^\circ$

ΠΙΝΑΚΑΣ 6. ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΓΩΝΙΑ ΚΛΙΣΗΣ ΣΥΛΛΕΚΤΗ ΓΙΑ ΔΙΑΦΟΡΕΤΙΚΑ ΓΕΩΓΡΑΦΙΚΑ ΠΛΑΤΗ

- Στήριξη Με Δυνατότητα Εποχικής Ρύθμισης Της Κλίσης Του Συλλέκτη

Στην Εικόνα 21 παριστάνεται μια διάταξη συλλεκτών, με νότιο προσανατολισμό ($A\Sigma=0$), η οποία εκ κατασκευής έχει τη δυνατότητα εποχικής ρύθμισης της κλίσης. Προσδιορίζονται οι κατάλληλες κλίσεις και ο χρόνος των αλλαγών. Οι τυπικές θέσεις του συλλέκτη είναι δύο: μια για το θερινό εξάμηνο (21 Μαρτίου-21 Σεπτεμβρίου), με κλίση ίση με $\beta_\theta = \{\lambda - (10^\circ \text{ έως } 15^\circ)\}$, τιμή δηλαδή μικρότερη του γεωγραφικού πλάτους του τόπου, και μια για το χειμερινό (22 Σεπτεμβρίου – 21 Μαρτίου), με κλίση ίση με $\beta_\chi = \{\lambda - (10^\circ \text{ έως } 15^\circ)\}$. Όπως και στην περίπτωση συλλέκτη σταθερής κλίσης, όλο το έτος, έτσι και στην περίπτωση επιλογής χειμερινής και θερινής θέσης, η επιλογή της βέλτιστης γωνίας για το συλλέκτη, σε κάθε περίοδο, απαιτεί γνώση των τοπικών μετεωρολογικών συνθηκών (θερμοκρασίας – υγρασίας – ηλιοφάνειας) και της μορφολογίας και κάλυψης του εδάφους, που καθορίζει τη διάχυτη ανακλαστικότητα του (albedo).

- Στήριξη Με Δυνατότητα Στροφής Του Συλλέκτη Γύρω Από Έναν Ή Δύο Άξονες

1. Στροφή Γύρω Από Έναν Άξονα

Η συστοιχία περιστρέφεται με κατάλληλο μηχανισμό, γύρω από έναν άξονα, και στο τέλος της ημέρας, ο συλλέκτης επιστρέφει σε θέση αναμονής, συνήθως στο νοτιά. Το πρωί, με την ανατολή του ήλιου, στρέφεται, έτσι ώστε να δέχεται από τον ήλιο το μέγιστο της διαθέσιμης ενέργειας του. Διακρίνονται δύο περιπτώσεις:

α) Αζιμουθιακό ηλιοτρόπιο: Η περιστροφή γίνεται ως προς κατακόρυφο άξονα (Εικόνα 21γ), έτσι ώστε ο ήλιος να βρίσκεται στο κατακόρυφο επίπεδο που περιέχει την κάθετη στο συλλέκτη, του οποίου η γωνία κλίσης παραμένει σταθερή κατά την ημερήσια κίνησή του.

β) Ηλιοτρόπιο πολικού άξονα: Η συστοιχία έχει τη δυνατότητα στροφής γύρω από άξονα xx' , με κλίση ίση με το γεωγραφικό πλάτος του τόπου (Εικόνα 21ε). Έτσι, κατά τη διάρκεια της ημέρας, ο ήλιος βρίσκεται συνεχώς στο επίπεδο που είναι κάθετο στο συλλέκτη και περιέχει τον άξονα xx' . Κατά τη διάρκεια του έτους, η γωνία μεταξύ των ακτίνων του ήλιου και της κάθετης στο συλλέκτη, κυμαίνεται στο διάστημα -23.5° έως $+23.5^\circ$.

2. Στροφή Γύρω Από Δύο Άξονες

Η παρακολούθηση του ήλιου με περιστροφή γύρω από δύο άξονες, επιτυγχάνεται μέσω δύο, συνήθως διαδοχικών, κινήσεων του συλλέκτη με ηλεκτρικούς κινητήρες, είτε βηματικούς είτε κινητήρες συνεχούς περιστροφής, με μειωτήρες και έλεγχο στροφών, για τον προσανατολισμό του επιπέδου, κάθετα στην απευθείας ηλιακή ακτινοβολία (εικόνα 20ε). Ο προσδιορισμός των κατάλληλων γωνιών στροφής γίνεται με ειδικές διατάξεις (Encoders). Όμοιο μηχανικό σύστημα, σε πολύ μικρότερες διαστάσεις, χρησιμοποιείται για τη στροφή του πυρηλιομέτρου, οπτικού οργάνου παρακολούθησης του ήλιου και καταγραφής της πυκνότητας ισχύος της απευθείας ηλιακής ακτινοβολίας.

Η διάταξη που περιγράφηκε, ονομάζεται ηλιοτρόπιο (Tracker) δυο αξόνων και χαρακτηρίζεται από το ότι ο συλλέκτης προσανατολίζεται συνεχώς προς τον ήλιο, έτσι ώστε οι ακτίνες του ήλιου να προσπίπτουν κάθετα (ή σχεδόν κάθετα) στην επιφάνεια του. Η διάταξη, με τη δύση του ήλιου, επιστρέφει σε θέση αναφοράς, που χαρακτηρίζεται από νότιο προσανατολισμό και μικρή γωνία κλίσης, προκειμένου να προφυλαχθεί από πιθανό ισχυρό άνεμο, μέχρι την ανατολή. Λίγο πριν την ανατολή του ήλιου, ο μηχανισμός στρέφει το συλλέκτη, έτσι ώστε οι ηλιακές ακτίνες να προσπίπτουν κάθετα σ' αυτόν. Από τη χρονική στιγμή αυτή, αρχίζει η παρακολούθηση του ήλιου. Όσο μικρότερη η περίοδος ενεργοποίησης του μηχανισμού στροφής, τόσο καλύτερα προσεγγίζεται η κατάσταση συνεχούς κάθετης πρόσπτωσης των ηλιακών ακτίνων, χωρίς αυτό να είναι εξαιρετικά κρίσιμο. Μια γωνία 10° , μεταξύ των ακτίνων του ήλιου και της καθέτου στο επίπεδο του συλλέκτη, προκαλεί μείωση $\sim 1.5\%$, στην πυκνότητα ισχύος της απευθείας συνιστώσας στο επίπεδο του συλλέκτη, ακτινοβολίας. Η απαιτούμενη ηλεκτρική ενέργεια κίνησης της διάταξης προέρχεται από την παραγόμενη από τη συστοιχία, Φ/Β ηλεκτρική ενέργεια.

Μειονέκτημα μιας τέτοιας διάταξης παρακολούθησης του ήλιου, δύο αξόνων, είναι η οικονομική επιβάρυνση για την κατασκευή των μηχανολογικών και ηλεκτρικών τμημάτων της καθώς και η έκθεση της συστοιχίας στον κίνδυνο καταστροφής, εξαιτίας ισχυρού ανέμου. Για το λόγο αυτό, σε συστήματα με μηχανική κίνηση για τον προσανατολισμό των συλλεκτών προς τον ήλιο, ελέγχεται η ταχύτητα του ανέμου, έτσι ώστε, στην περίπτωση ισχυρών ανέμων, οι συλλεκτικές επιφάνειες να διατάσσονται οριζόντια. Σ' αυτή τη θέση παρουσιάζουν μικρή μετωπική επιφάνεια προς τον άνεμο.

Οι διατάξεις πλήρους παρακολούθησης του ήλιου, με επίπεδα Φ/Β πλαίσια, έχουν εν γένει περιορισμένη χρήση και χρησιμοποιούνται κυρίως σε συγκεντρωτικά συστήματα, τα οποία λειτουργούν, ουσιαστικά, με την απ' ευθείας συνιστώσα της ηλιακής ακτινοβολίας. Σε πολλές περιπτώσεις επιλέγεται η μερική παρακολούθηση, με αζιμουθιακούς συλλέκτες σταθερής γωνίας κλίσης, επειδή είναι απλούστερη, και φθηνότερη, σε σχέση με το ηλιοτρόπιο δύο αξόνων ή αυτό του πολικού άξονα. Η στατική κατασκευή, παρότι σχετίζεται με χαμηλότερη ετήσια ενεργειακή απολαβή ηλιακής ακτινοβολίας από τους συλλέκτες που τοποθετούνται σ' αυτή, αποτελεί απλούστερη και πιο αξιόπιστη κατασκευή. Το ενεργειακό κέρδος της παρακολούθησης του ήλιου, από ένα ηλιοτροπικό σύστημα, μπορεί να αντισταθμιστεί από ένα στατικό

σύστημα με ισχύ αιχμής περίπου 35% μεγαλύτερη του ηλιοτροπικού. Το κόστος των ειδικών μηχανολογικών κατασκευών και ηλεκτρονικών οδήγησης του ηλιοτροπικού συστήματος παραμένει σημαντικό σε σύγκριση με το κόστος των Φ/Β πλαισίων.

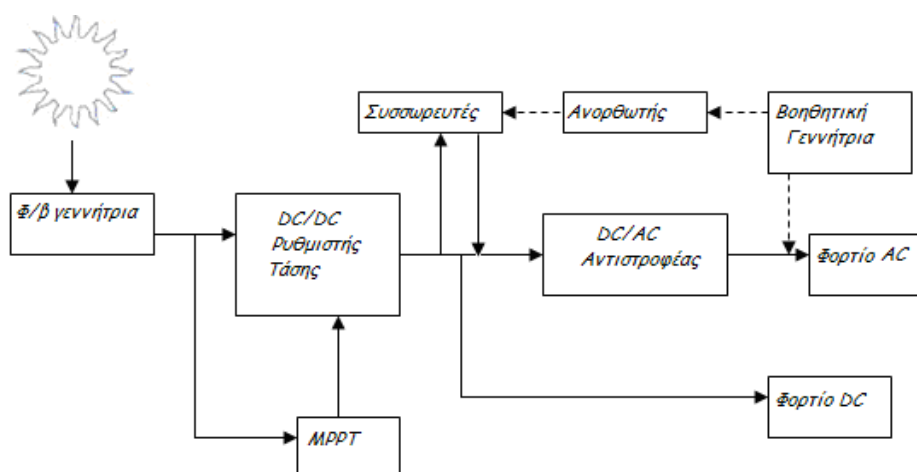
Λαμβάνοντας υπόψη ότι, σε κάθε περίπτωση προέχει η αξιόπιστη και ασφαλής λειτουργία του συστήματος συλλογής της ηλιακής ακτινοβολίας, το στατικό σύστημα αποτελεί, στις περισσότερες των περιπτώσεων, την πιο ενδεδειγμένη λύση, ιδιαίτερα στην περίπτωση εφαρμογών μικρής ισχύος, με χρήση επίπεδων Φ/Β πλαισίων.

3.6 Κατηγορίες Και Σύνθεση Φ/Β Συστημάτων

Τα Φ/Β συστήματα διακρίνονται 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 κατανεμημένα (Distributed).

3.6.1 Αυτόνομο Φωτοβολταϊκό Σύστημα (Stand Alone)

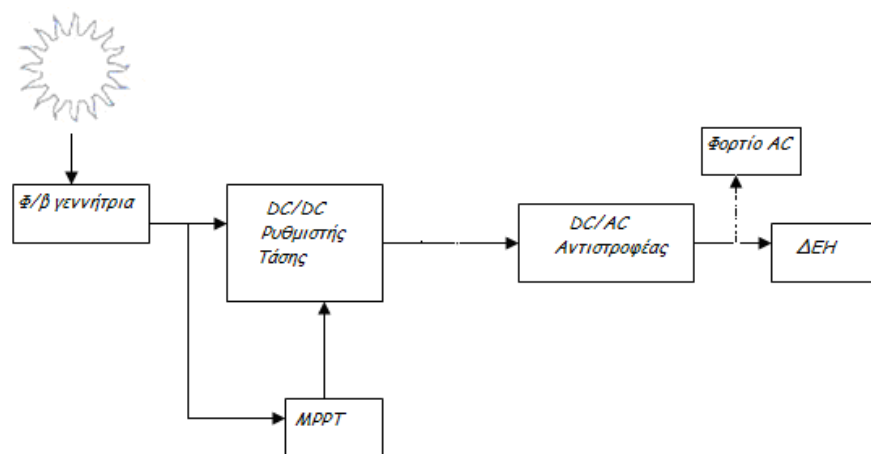


ΕΙΚΟΝΑ 22. ΑΠΛΟΠΟΙΗΜΕΝΟ ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΑΥΤΟΝΟΜΟΥ Φ/Β ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ. ΕΑΝ ΧΡΗΣΙΜΟΠΟΙΗΘΕΙ ΜΙΑ ΒΟΗΘΗΤΙΚΗ ΠΗΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ, ΟΠΩΣ ΦΑΙΝΕΤΑΙ ΣΤΟ ΣΧΗΜΑ ΜΕ ΤΗΝ ΔΙΑΚΕΚΟΜΜΕΝΗ ΓΡΑΜΜΗ, ΤΟΤΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΚΑΛΕΙΤΑΙ ΥΒΡΙΔΙΚΟ Φ/Β ΣΥΣΤΗΜΑ.

Οι αυτόνομες ηλεκτρικές εγκαταστάσεις αποτελούν ίσως τις πληρέστερες 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 ενέργεια ή να στέλνουν την περίσσεια της παραγόμενης. 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 Φ/Β συστήματα έχουν βρει πολλές εφαρμογές, ενώ υπάρχουν ακόμα πολλές δυνατότητες ανάπτυξης.

Στην Εικόνα 22 φαίνεται ένα απλοποιημένο διάγραμμα ενός τέτοιου συστήματος. Αποτελείται καταρχήν από τη Φ/Β γεννήτρια, η οποία είναι και το βασικότερο συστατικό του συστήματος, αφού εκεί γίνεται η μετατροπή της ηλιακής ενέργειας σε ηλεκτρική. Έπειτα περιλαμβάνει συσσωρευτές για την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας, σε περιόδους που η παραγόμενη ενέργεια εμφανίζει περίσσεια και για την χρησιμοποίησή της, όταν η παραγωγή είναι ανεπαρκής. Όπως είναι κατανοητό, η χωρητικότητα των μπαταριών είναι δεδομένη και υπάρχει το ενδεχόμενο να μην καλύπτουν τις ανάγκες του φορτίου σε παρατεταμένες περιόδους συννεφιάς ή σε περίπτωση βλάβης του συστήματος. Από την άλλη, η επιλογή συσσωρευτών πολύ μεγάλης χωρητικότητας κρίνεται οικονομικά ασύμφορη. Η ιδανικότερη λύση είναι μια βοηθητική γεννήτρια (συνήθως νηξελογεννήτρια), η οποία τίθεται σε λειτουργία όταν είναι αναγκαίο. Συχνά τα συστήματα αυτά καλούνται υβριδικά Φ/Β συστήματα και μπορεί να περιέχουν και άλλες εναλλακτικές βοηθητικές πηγές ενέργειας (π.χ. ανεμογεννήτρια). Τα υβριδικά μπορούν επίσης να αποτελέσουν μια λογική προσέγγιση σε καταστάσεις όπου οι περιστασιακές αιχμές ζήτησης είναι σημαντικά υψηλότερες από τη ζήτηση φορτίου βάσης. Τέλος αναπόσπαστα συστατικά ενός αυτόνομου συστήματος είναι οι διατάξεις για την μετατροπή της παραγόμενης ενέργειας των Φ/Β στοιχείων σε μορφή κατάλληλη για την τροφοδότηση των φορτίων, οι οποίες περιέχουν έναν DC/DC μετατροπέα σε συνδυασμό με έναν ανιχνευτή μέγιστης ισχύος (MPPT) και έναν DC/AC αντιστροφέα.

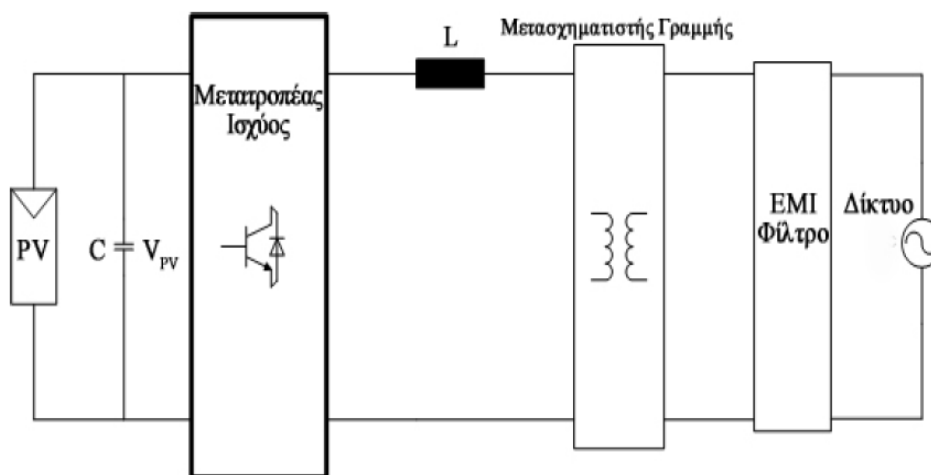
3.6.2 Διασυνδεδεμένο Φωτοβολταϊκό Σύστημα (Grid-Connected)



ΕΙΚΟΝΑ 23. ΑΠΛΟΠΟΙΗΜΕΝΟ ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟΥ Φ/Β ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Μια διαφορετική προσέγγιση της φωτοβολταϊκής τεχνολογίας είναι η εφαρμογή των διασυνδεδεμένων Φ/Β 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 (Εικόνα 23). Σε ένα διασυνδεδεμένο σύστημα το δίκτυο ενεργεί όπως μια μπαταρία με απεριόριστη ικανότητα αποθήκευσης. Επομένως, η συνολική αποδοτικότητα ενός διασυνδεδεμένου Φ/Β 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 αποθηκεύεται. Αντιθέτως, στις αυτόνομες εφαρμογές, οι συσσωρευτές θα είναι ενίοτε πλήρως φορτισμένοι, όποτε η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια θα πρέπει με κάποιο τρόπο να αποβάλλεται.

Ακολούθως φαίνεται ένα τυπικό μοντέλο φωτοβολταϊκού συστήματος συνδεδεμένου στο δίκτυο.



ΕΙΚΟΝΑ 24. ΤΥΠΙΚΟ ΜΟΝΤΕΛΟ Φ/Β ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟΥ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ

Το συνδεδεμένο στο δίκτυο φωτοβολταϊκό σύστημα αποτελείται βασικά από μια φωτοβολταϊκή γεννήτρια (σύνολο πλαισίων) “PV” και μια μονάδα μετατροπής ισχύος (αντιστροφέας). Η παραπάνω Εικόνα 24 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 Φ/Β 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.

3.7 Σύνδεση Φωτοβολταϊκών Με Το Δίκτυο

Η λειτουργία ενός ηλεκτρικού δικτύου ελέγχεται από συσκευές προστασίας και ρύθμισης της τάσης, που έχουν σκοπό την παροχή προς τους καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας αποδεκτής ποιότητας, ελαχιστοποιώντας τον αριθμό των σφαλμάτων και προσφέροντας υψηλό επίπεδο ασφάλειας. Η σύνδεση στο δίκτυο μονάδων παραγωγής πρέπει να συμβαδίζει με αυτές τις γενικές αρχές, ώστε αφενός να μην προκαλούνται ενοχλήσεις στους λοιπούς καταναλωτές και αφετέρου να υπάρχει συμβατότητα μεταξύ του δικτύου διανομής και των εγκαταστάσεων των παραγωγών.

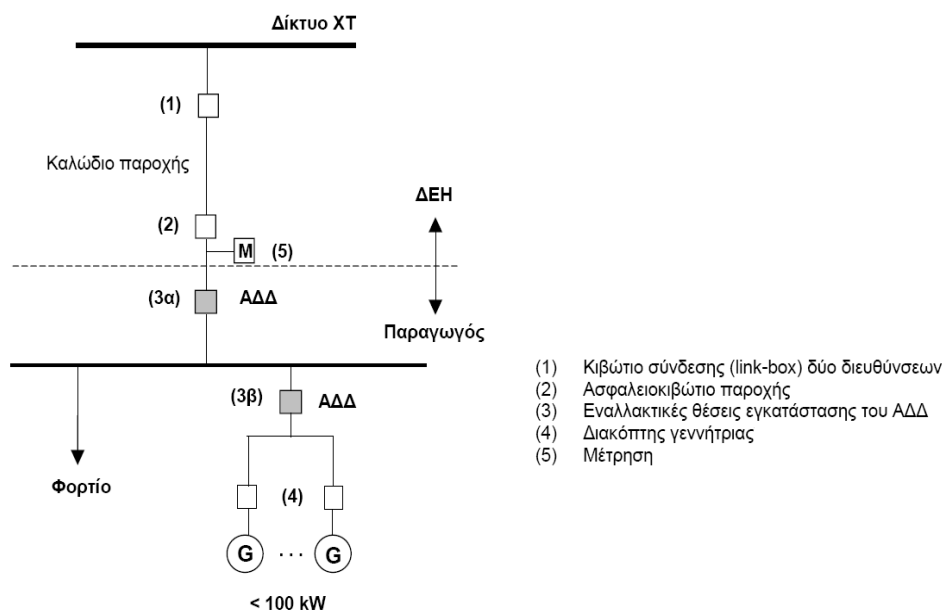
Ο τρόπος σύνδεσης μιας δεδομένης εγκατάστασης παραγωγής δεν προκύπτει μονοσήμαντα από την ονομαστική ισχύ της. Δηλαδή σταθμοί παραγωγής ίδιας ισχύος μπορεί να συνδέονται στο δίκτυο κατά τελείως διαφορετικούς τρόπους, ανάλογα με τα ειδικά τεχνικά τους χαρακτηριστικά, την κατά περίπτωση υφιστάμενη κατάσταση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

- Εγκαταστάσεις συμφωνημένης ισχύος μεγαλύτερης των 100 kW δεν μπορούν να συνδεθούν στο δίκτυο XT.
- Εγκαταστάσεις συμφωνημένης ισχύος μεγαλύτερης των 20 MW δεν μπορούν να συνδεθούν στο δίκτυο MT.

Γενικά η επιλογή του τρόπου σύνδεσης αποτελεί αντικείμενο τεχνικοοικονομικής εξέτασης, λαμβάνοντας υπόψη το κόστος κεφαλαίου των έργων ενίσχυσης και επέκτασης του δικτύου και αφετέρου τις απώλειες ενέργειας κάθε τρόπου διασύνδεσης καθ' όλη τη διάρκεια ζωής της εγκατάστασης, αλλά και άλλους παράγοντες (χρόνος και δυνατότητα κατασκευής των έργων, χρηματοδότησή τους κλπ.).

3.7.1 Σύνδεση Στο Δίκτυο XT

Η σύνδεση παραγωγών στο δίκτυο XT επιτρέπεται για εγκαταστάσεις συνολικής ισχύος μέχρι 100 kW. Ανάλογα με την ισχύ των γεννητριών που θα συνδεθούν στο δίκτυο XT, εξετάζεται αν είναι δυνατή η σύνδεση χωρίς επαύξηση της παροχής του παραγωγού. Αν απαιτείται επαύξηση της παροχής, γίνεται μελέτη επάρκειας του δικτύου.



ΕΙΚΟΝΑ 25. ΤΥΠΙΚΗ ΔΙΑΤΑΞΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΟΥ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΧΤ [6]

Στην Εικόνα 25 φαίνεται μια τυπική διάταξη σύνδεσης παραγωγού στο δίκτυο ΧΤ. Βασική απαίτηση, για λόγους ασφάλειας, είναι η ύπαρξη μέσων διακοπής (με ικανότητα διακοπής ρεύματος φορτίου) και ορατής απόξευξης, προσιτών ανά πάσα στιγμή στο προσωπικό της ΔΕΗ, ώστε να εξασφαλίζεται η απομόνωση του παραγωγού από το δίκτυο όταν αυτό απαιτείται από τη ΔΕΗ. Η απαίτηση ορατής απόξευξης ικανοποιείται τόσο από το κιβώτιο σύνδεσης (1), όσο και από τις ασφάλειες της παροχής (2). Για εγκαταστάσεις μικρής ισχύος τα μέσα αυτά μπορούν, σε έκτακτες περιπτώσεις, να χρησιμοποιηθούν και για τη 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). Μπορεί να τοποθετηθεί εναλλακτικά σε δύο θέσεις, όπως φαίνεται στην Εικόνα 25, 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 τη 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 μετρητικών διατάξεων και συσκευών ρύθμισης καθορίζονται σύμφωνα με τους όρους της 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. Αυτό ισχύει ακόμη και για μονοφασικές εγκαταστάσεις παραγωγής.

- Συνθήκες ζεύξης

Για εγκαταστάσεις παραγωγής με αντιστροφείς AC/DC, η ζεύξη πρέπει να γίνεται στην πλευρά ΕΡ του μετατροπέα χωρίς τάση.

- Προστασία απόζευξης

Η εγκατάσταση παραγωγής πρέπει να διαθέτει προστασία έναντι βραχυκυκλώματος, έναντι υπερφόρτισης και έναντι άμεσης και έμμεσης επαφής. Επιπλέον, για την προστασία 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 εμφανιστούν αποκλίσεις τάσης ή/και συχνότητας άνω των προβλεπόμενων ορίων. Σε εγκαταστάσεις παραγωγής με αντιστροφείς AC/DC η επιτήρηση συχνότητας μπορεί να απουσιάζει, εάν ο αντιστροφέας δεν διαθέτει τη δυνατότητα αυτή. Αντίθετα, η επιτήρηση της τάσης (προστασίες υπότασης και υπέρτασης) είναι πάντοτε αναγκαία, η δε συνιστώμενη ρύθμιση για την προστασία υπέρτασης είναι $1,10 \cdot U_n$.

- Επιπτώσεις στην τάση του δικτύου

Η σύνδεση εγκαταστάσεων παραγωγής σε κάποιο σημείο του δικτύου ΧΤ είναι δυνατή, υπό την προϋπόθεση ότι η λειτουργία τους δεν προκαλεί υπέρβαση της επιτρεπόμενης στάθμης διαταραχών για δημόσια δίκτυα ΧΤ και άρα δεν παρενοχλεί άλλες εγκαταστάσεις και συσκευές του δικτύου. Διαταραχές οι οποίες εξετάζονται είναι οι προκαλούμενες μεταβολές της τάσης στο σημείο κοινής σύνδεσης, το flicker και η αρμονική παραμόρφωση της τάσης εξαιτίας της λειτουργίας των εγκαταστάσεων. Η λειτουργία μιας εγκατάστασης παραγωγής είναι αποδεκτή όταν δεν γίνεται υπέρβαση των ορίων που καθορίζονται από τα θεσπισμένα.

Κεφάλαιο 4: ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ

4.1 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 κατανεμημένη 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 κατανεμημένη 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 καθώς και ο περιορισμός των αποθεμάτων των ορυκτών καυσίμων 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 μικρή 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 συνίστατο 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 κατανεμημένη παραγωγή.

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

- Ανάπτυξη των τεχνολογιών κατανεμημένης 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 διείσδυση 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.

Η ενσωμάτωση των μονάδων Διεσπαρμένης Παραγωγής αλλάζει την παραδοσιακή λειτουργούσα αρχή τους και δημιουργεί νέα προβλήματα, σχετικά με την ποιότητα ισχύος, την αξιοπιστία και την ασφάλεια, με τα οποία οι μονάδες είναι ακόμα άγνωστες και επομένως ανίκανες να ασχοληθούν με έναν συνεπή και αποδοτικό τρόπο. Αν και διάφορα ρυθμιστικά και επιχειρησιακά ζητήματα παραμένουν να επιλυθούν, τα τεχνικά προβλήματα είναι συχνά οι κρίσιμοι παράγοντες που εμποδίζουν την ολοκλήρωση των νέων εγκαταστάσεων. Για να επιταχυνθεί η αξιολόγηση και η διαδικασία σύνδεσης χωρίς συμβιβασμό των απαιτήσεων λειτουργία και ασφάλεια του δικτύου, κατάλληλες τεχνικές διαδικασίες αξιολόγησης απαιτούνται, οι οποίες πρέπει να είναι διαφανής, αντικειμενικές, αποδεκτές ευρέως και εύκολα εφαρμόσιμες. Αυτό αναγνωρίζεται τώρα από όλους τους μηχανικούς και τους διεθνείς οργανισμούς, που λειτουργούν για έγκριση ομοιόμορφων τεχνικών διαδικασιών.

Στην Ελλάδα, διάφορες εγκαταστάσεις Διεσπαρμένης Παραγωγής (κυρίως ανανεώσιμες ενέργειες, όπως ο αέρας και οι μικροί υδροηλεκτρικοί σταθμοί, συχνά στα αυτόνομα νησιωτικά δίκτυα) έχουν εγκατασταθεί και η λειτουργία τους κατά τη διάρκεια των τελευταίων 15 ετών αυξάνει την εμπειρία σχετικά με την ολοκλήρωσή τους στο δίκτυο (στο επίπεδο των MV). Η πρόσφατη άρση των ελέγχων του ελληνικού τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας έχει δημιουργήσει ένα τεράστιο πρόσθετο ενδιαφέρον για την επένδυση στην ανεξάρτητη διανεμημένη παραγωγή. Αυτοί οι παράγοντες απαιτούν μια σημαντική αναπροσαρμογή του ελληνικού οδηγού σύνδεσης, ο οποίος έχει ολοκληρωθεί πρόσφατα από την Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού -ΔΕΗ.

Οι αλλαγές τάσης στο σημείο της κοινής σύζευξης (PCC) στο δίκτυο είναι συνήθως ο κρίσιμος παράγοντας κατά την εξέταση της σύνδεσης των νέων πηγών Διεσπαρμένης Παραγωγής. Παραδοσιακά, οι μονάδες έχουν επιβάλει περιορισμούς στις αποδεκτές αποκλίσεις τάσης από την ονομαστική αξία, και στα επίπεδα των MV και των LV, τα οποία δεν πρέπει να ξεπεραστούν σε κανονική λειτουργία του συστήματος.

Στο επίπεδο χαμηλής τάσης, ένα από τα πιο βασικά ζητήματα είναι η ποιότητα της τάσης που παρέχεται στους καταναλωτές, ιδιαίτερα όσον αφορά φαινόμενα υπερτάσεων που προκαλούνται από συνδέσεις πηγών.

Κατά τη διάρκεια της τελευταίας δεκαετίας, η στατιστική φύση των αλλαγών τάσης έχει αναγνωριστεί και οι σχετικοί κανόνες έχουν εκδοθεί, όπως ο ευρωπαϊκός κανονισμός EN 50160, που επιβάλλει τα στατιστικά όρια, υπό την έννοια ότι μια μικρή πιθανότητα της υπέρβασης τους είναι αποδεκτή.

Κατάλληλοι υπολογισμοί ροής φορτίου απαιτούνται για να εκτιμήσουμε το επιτρεπόμενο επίπεδο διείσδυσης της διανεμημένης ενέργειας για ένα δοσμένο δίκτυο έτσι ώστε να εξασφαλίσουμε ότι δεν θα ξεπεραστούν τα όρια της μέγιστης τάσης στο σημείο κοινής σύζευξης και της χωρητικότητας στις γραμμές μεταφοράς.

Παρόλα αυτά, όταν αναφερόμαστε σε σύνδεση γεννητριών βασισμένη σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (όπως για παράδειγμα ηλιακής ενέργειας), δεν είναι δυνατόν να επιτευχθεί μια ρεαλιστική εκτίμηση για το πού και το πότε μπορούν να εμφανιστούν υπερτάσεις απλά και μόνο από τη χρήση της παραδοσιακής ντετερμινιστικής ανάλυσης ροής φορτίου. Εκ των πραγμάτων, η συγκεκριμένη ανάλυση βασίζεται σε μερικούς επιλεγμένους συνδυασμούς φορτίων καταναλωτών και παραγωγής από φωτοβολταϊκές πηγές. Συνεπώς, η συγκεκριμένη ανάλυση δεν λαμβάνει υπόψη της τη στατιστική διαφοροποίηση των φορτίων και της ηλιακής ακτινοβολίας. Για το λόγο αυτό είναι σκόπιμο να μελετώνται και πιθανοτικές μέθοδοι ροής φορτίου όπως η Monte Carlo (Παράρτημα Β).

Παρά όμως το μεγάλο ενδιαφέρον για την διανεμημένη παραγωγή ο αριθμός των διαχειριστών αγοράς (market operators) παραμένει μικρός σε πολλές χώρες, με αποτέλεσμα η κατανεμημένη παραγωγή, αν και έχει εξαπλωθεί να μην έχει πάρει τις αναμενόμενες διαστάσεις. Όπως προαναφέρθηκε είναι πολλά τα εμπόδια που τίθενται στη εξάπλωση της κατανεμημένης παραγωγής και ειδικότερα στα συστήματα Συμπααραγωγής Ηλεκτρισμού Και Θερμότητας.

4.2 Ορισμός

Ο όρος διανεμημένη ή κατανεμημένη παραγωγή (DG) μπορεί να ορισθεί 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, Συμπααραγωγής 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 [7].

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. Ενδεικτικά αναφέρουμε τους ορισμούς που δίνονται για τη διανεμημένη παραγωγή [8].

Αυστραλία: Συνδεδεμένη παραγωγή στο δίκτυο διανομής (μέχρι 132kV), όπου παρέχεται η δυνατότητα άμεσης παροχής στο φορτίο του πελάτη.

Αυστρία: Παραγωγή συνήθως μέχρι 10MW, συνδεδεμένη στο δίκτυο μέσης τάσης.

Βέλγιο: Δεν συμπεριλαμβάνεται στην εθνική συντονισμένη παραγωγή.

Τσεχία: Συνδεδεμένη στο δίκτυο διανομής (μέχρι 110kV) και μέχρι την ανώτερη επιτρεπτή κατάταξη ισχύος.

Φιλανδία: Συνδεδεμένη σε επίπεδο τάσης από 20kV έως 0,4kV.

Γαλλία: Συνδεδεμένη στο δίκτυο διανομής (μέχρι 132kV), όπου παρέχεται η δυνατότητα άμεσης παροχής στο φορτίο του πελάτη. Παραγωγή που συνδέεται στα εξής επίπεδα τάσης (0,4, 15 και 20kV).

Γερμανία: Δεν υπάρχει αυστηρός ορισμός. Οι κυριότερες τεχνολογίες είναι ήλιου, ανέμου και μικρών υδροηλεκτρικών (σύνδεση μέχρι 20kV, ενώ για αιολικά πάρκα μέχρι 110 kV).

Ελλάδα: Σύνδεση στο σύστημα διανομής, όχι κεντρικά σχεδιασμένο. Η κατανομή φορτίου στις εγκαταστάσεις παραγωγής δε γίνεται κεντρικά.

Ινδία: Νέες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (σύνδεση μέχρι τα 11kV).

Ιταλία: Συνδεδεμένη στο σύστημα διανομής (από 0,4 kV έως 150 kV).

Ολλανδία: Ανήκει σε επιχείρηση δημόσιας ωφέλειας, βιομηχανία ή συνδυασμό αυτών, αλλά δε μετέχει στην βελτιστοποίηση της εθνικής παραγωγής (σύνδεση μέχρι τα 150kV).

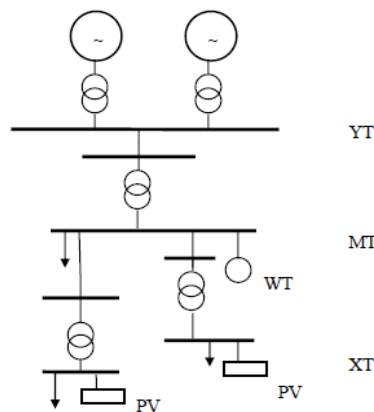
Πολωνία: Δεν γίνεται κεντρική κατανομή φορτίου, και συνδέεται μέχρι τα 110kV.

Πορτογαλία: Όριο ισχύος τα 10MW (εκτός από CHP). Οι τεχνολογίες είναι συμπαραγωγή ή ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Η σύνδεση μπορεί να γίνει σε οποιοδήποτε επίπεδο τάσης.

Ισπανία: Συνδεδεμένη στο σύστημα διανομής.

Μ. Βρετανία: Συνδεδεμένη στο σύστημα διανομής (μέχρι τα 132kV), ενδεχομένως να γίνεται κεντρική κατανομή φορτίου.

Για έναν ενιαίο ορισμό υπάρχουν διάφορα αντικείμενα συζήτησης που πρέπει περαιτέρω να αναλυθούν. Αυτά μπορεί να είναι ο σκοπός για τον οποίο γίνεται η παραγωγή, η τοποθεσία, το φορτίο λειτουργίας, η περιοχή διανομής, η τεχνολογία που χρησιμοποιείται, οι επιπτώσεις στο περιβάλλον, ο τρόπος λειτουργίας, το ιδιοκτησιακό καθεστώς και το ποσοστό διείσδυσης της διανεμημένης παραγωγής. Ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, όπως αυτό διαμορφώνεται από την παρουσία μονάδων Διασπαρμένης Παραγωγής, φαίνεται παρακάτω.



ΕΙΚΟΝΑ 26. ΔΟΜΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΜΕ ΔΙΑΣΠΑΡΜΕΝΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ

4.3 Τεχνολογίες Διανεμημένης Παραγωγής Και Κόστος

Συχνά ο όρος κατανεμημένη παραγωγή χρησιμοποιείται για να περιγράψει παραγωγή με συγκεκριμένη τεχνολογία όπως με ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Είναι όμως δυνατό να χρησιμοποιηθεί οποιαδήποτε τεχνολογία για την υλοποίηση της κατανεμημένης παραγωγής. Οι περισσότερες ανανεώσιμες πηγές αποτελούν γενικά και συστήματα Διασπαρμένης παραγωγής, αν και υπάρχουν και εξαιρέσεις, όπως είναι τα υδροηλεκτρικά μεγάλης κλίμακας και τα παράκτια αιολικά πάρκα. Εκτός όμως από τις ΑΠΕ, στη Διασπαρμένη παραγωγή εντάσσονται και άλλες τεχνολογίες, που η λειτουργία τους βασίζεται στη χρήση ορυκτών καυσίμων, όπως είναι οι τουρμπίνες και οι μικροτουρμπίνες αερίου, οι εμβολοφόρες μηχανές κ.α. Αξίζει να σημειωθεί ότι το κομμάτι της Διασπαρμένης Παραγωγής που λειτουργεί με ορυκτά καύσιμα αποτελεί κυρίως εφαρμογές συμπαραγωγής.

Οι τεχνολογίες της διανεμημένης παραγωγής λοιπόν είναι:

1. Μονάδες με συμβατικά καύσιμα:
 - ✓ Αεριοστρόβιλος συνδυασμένου κύκλου (35-450 MW)
 - ✓ Μηχανή εσωτερικής καύσης (5 kW-10MW)
 - ✓ Γεννήτρια καύσης (1-250MW)
 - ✓ Μικροτουρμπίνα (35kW-1MW)

- ✓ Κυψέλη καυσίμου ανταλλαγής πρωτονίου (1kW-250kW)
- ✓ Κυψέλη καυσίμου στερεού οξειδίου (250kW-5MW)
- ✓ Κυψέλη φωσφορικού οξέος(200kW-2MW)
- ✓ Κυψέλη τηγμένου άνθρακα (250kW-2MW)

2. Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

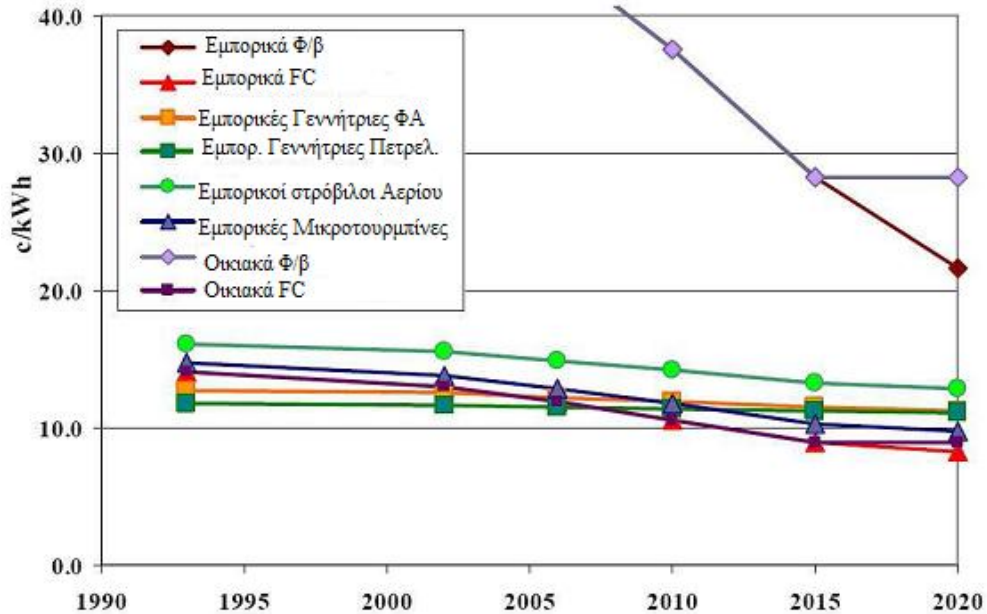
- ✓ Πολύ μικρό υδροηλεκτρικό (25-kW-1MW)
- ✓ Μικρό υδροηλεκτρικό (1-100MW)
- ✓ Ανεμογεννήτρια (200W-3MW)
- ✓ Φωτοβολταϊκή συστοιχία (20W-100kW)
- ✓ Ηλιακό θερμικό, κεντρικός δέκτης (1-10MW)
- ✓ Ηλιακό θερμικό, σύστημα Lutz (10-80MW)
- ✓ Βιομάζα (αεριοποίηση) (100kW-20MW)
- ✓ Γεωθερμική (5-100MW)
- ✓ Ωκεανική ενέργεια (100kW-1MW)
- ✓ Μηχανή Stirling (2-10kW)
- ✓ Συσσωρευτές (500kW-5MW)

Οι τυπικές χρήσεις της Διασπαρμένης Παραγωγής είναι οι εξής:

- ✓ Οικιακή (ηλεκτρισμός και θέρμανση)
- ✓ Εμπορική (ηλεκτρισμός και θέρμανση)
- ✓ Θερμοκήπια
- ✓ Βιομηχανική (ηλεκτρισμός και ατμός)
- ✓ Περιφερειακή θέρμανση
- ✓ Ισχύς δικτύου (μόνο ηλεκτρισμός που παρέχεται στο δίκτυο)

Οι βασικότερες DG τεχνολογίες που χρησιμοποιούνται σήμερα στον οικιστικό τομέα (residential sector) είναι τα φωτοβολταϊκά (PV) και οι κυψέλες καυσίμου, αποδίδοντας ισχύ περίπου 2 και 5 kW αντίστοιχα. Στον εμπορικό τομέα βρίσκουν εφαρμογή, εκτός από τις προαναφερθείσες τεχνολογίες, και άλλες όπως οι παλινδρομικές μηχανές, οι μικροστρόβιλοι, ντιζελογεννήτριες, συμβατικές γεννήτριες άνθρακα, γεννήτριες αστικών στερεών αποβλήτων (municipal solid waste MSW generators), γεννήτριες βιομάζας και μικρά υδροηλεκτρικά. Οι εμπορικές DG τεχνολογίες κυμαίνονται σε μέγεθος από 10 kW, για τα PV, έως 1.500 kW για την τεχνολογία παραγωγής από βιομάζα. Το κόστος των τεχνολογιών PV, κυψελών καυσίμου και μικροστροβίλων εμφανίζει σημαντικά φθίνουσα τάση και αναμένεται να έχει μειωθεί μέχρι το 2020 πάνω από 50% σε σύγκριση με τις τιμές του 2000.

Στο παρακάτω διάγραμμα αποτυπώνεται το ενεργειακό κόστος για διάφορες τεχνολογίες Διεσπαρμένης Παραγωγής. Η πιο ακριβή τεχνολογία είναι τα PV, οικιστικά και εμπορικά, των οποίων το κόστος βρίσκεται εκτός κλίμακας σε σχέση με τις άλλες τεχνολογίες μέχρι το έτος 2010. Το κόστος ενέργειας για τα PV υπολογίζεται σε 53 €/kWh για το έτος 2000, ενώ μειώνεται απότομα στα 22 και 28 €/kWh το έτος 2020, για τα εμπορικά και τα οικιστικά PV αντίστοιχα. Οι πιο ανταγωνιστικές τεχνολογίες DG είναι οι μικροτουρμπίνες, οι κυψέλες καυσίμου, οι συμβατικές γεννήτριες πετρελαίου και οι γεννήτριες φυσικού αερίου με κόστος να υπολογίζεται περίπου στα 10 €/kWh για το 2020.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 19. ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΩΝ ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Τα γενικά δεδομένα που ενδιαφέρουν για όλες τις μονάδες, ανεξάρτητα από τον τύπο τους είναι :

- ✓ Ονομαστική ικανότητα της μονάδας (kVA)
- ✓ Μέγιστη ικανότητα παραγωγής ενεργού ισχύος (kW)
- ✓ Ελάχιστη ικανότητα παραγωγής ενεργού ισχύος (kW)
- ✓ Ονομαστικός συντελεστής ισχύος (cosφ)
- ✓ Λόγος παραγωγής ηλεκτρισμού προς θερμότητα (PHR)

4.3.1 Μονάδες Με Συμβατικά Καύσιμα

Οι μονάδες που καταναλώνουν συμβατικά καύσιμα μπορούν να διακριθούν σε συμβατικής τεχνολογίας και νέων τεχνολογιών. Στην πρώτη κατηγορία ανήκουν οι αεριοστρόβιλοι και οι μηχανές εσωτερικής καύσης ενώ στη δεύτερη οι μικροτουρμπίνες και οι κυψέλες καυσίμου. Μια σύντομη περιγραφή των χαρακτηριστικών γνωρισμάτων και της λειτουργίας των δύο τελευταίων παρουσιάζεται στις ενότητες που ακολουθούν.

Για να εξαχθούν συμπεράσματα για το πόσο οικονομική είναι μια τέτοια μονάδα κατά τη λειτουργία της σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας απαιτούνται τα εξής χαρακτηριστικά δεδομένα:

- ✓ Τύπος καυσίμου
- ✓ Κόστος καυσίμου (χρηματικές μονάδες/kg)
- ✓ Καμπύλη κατανάλωσης καυσίμου (kg/h)

Αξίζει να σημειωθεί ότι η καμπύλη κατανάλωσης καυσίμου ακολουθεί την παρακάτω τετραγωνική μορφή :

$$Fuel_con = a \cdot P^2 + b \cdot P + c, \text{ όπου}$$

a, τετραγωνική παράμετρος κόστους (kg/kWh²)

b, γραμμική παράμετρος κόστους (kg/kWh)

c, σταθερός όρος κόστους (kg/h)

P, παραγόμενη ισχύς από τη μονάδα (kW)

Προκειμένου να εξαχθεί η καμπύλη κόστους καυσίμου, αν δεν είναι απευθείας διαθέσιμη, απαιτούνται τουλάχιστον δεδομένα από την ειδική κατανάλωση της μονάδας για διαφορετικά σημεία λειτουργίας, ώστε με μαθηματικές μεθόδους να υπολογιστούν οι σχετικές παράμετροι.

Οι παράμετροι κόστους που ενδιαφέρουν είναι:

- ✓ Τύπος χρησιμοποιούμενου καυσίμου κατά την εκκίνηση, ο οποίος μπορεί να είναι διαφορετικός από εκείνο της λειτουργίας
- ✓ Κατανάλωση καυσίμου κατά την εκκίνηση (ψυχρή/θερμή) (lt)
- ✓ Κατανάλωση νερού κατά την εκκίνηση (ψυχρή/θερμή) (m³)
- ✓ Τύπος χρησιμοποιούμενου καυσίμου κατά τη σβέση, μπορεί να είναι διαφορετικό από εκείνο της λειτουργίας
- ✓ Κατανάλωση καυσίμου κατά την σβέση (ψυχρή/θερμή) (lt)

Για περισσότερο μακροχρόνιες περιόδους μελέτης, π.χ. ενός έτους, είναι χρήσιμο να είναι γνωστός ο τυπικός χρόνος σε ώρες/έτος κατά τις οποίες η εξεταζόμενη μονάδα είναι εκτός λειτουργίας εξαιτίας συντήρησης ή βλάβης.

4.3.1.1 Μικροτουρμπίνες

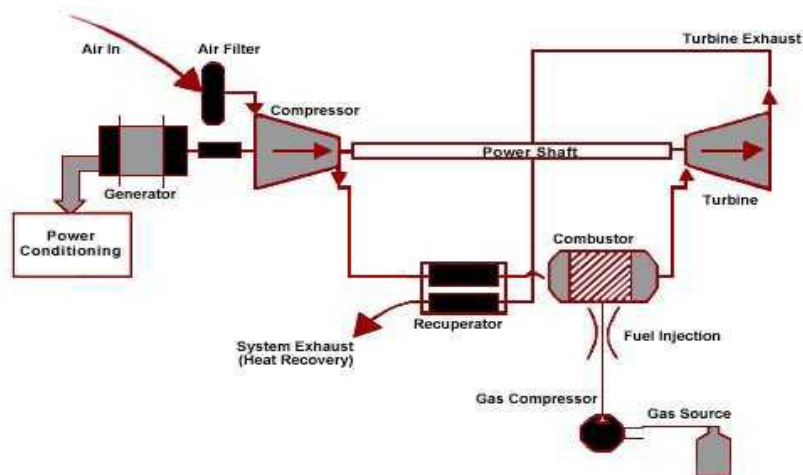
Οι γεννήτριες μικροτουρμπίνων αερίου (MTGs) είναι μια πολλά υποσχόμενη τεχνολογία και θεωρείται πολύ σημαντική για εφαρμογές παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος υψηλής πυκνότητας. Οι μονάδες αυτές είναι μικρού μεγέθους, πολύ υψηλής ταχύτητας και συνήθως συμπεριλαμβάνουν την τουρμπίνα αερίου (gas turbine), το 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 πτητικότητα 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 στροβίλου. 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 θερμαντική στήλη, για την παραγωγή θερμότητας για τους χρήστες.



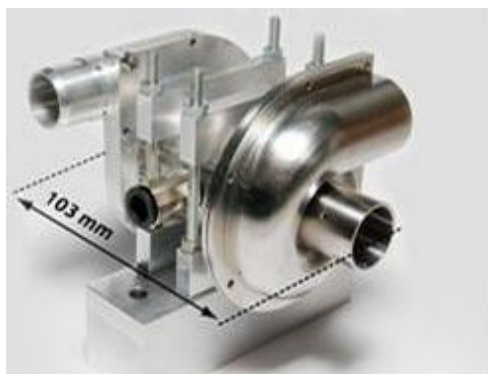
ΕΙΚΟΝΑ 27. ΔΟΜΗ ΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ ΜΕ ΜΙΚΡΟΤΟΥΡΜΠΙΝΑ ΑΕΡΙΟΥ

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 20-30%, υψηλές ταχύτητες της τάξης των 60.000 rpm, 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.



ΕΙΚΟΝΑ 28. ΜΙΚΡΟΤΟΥΡΜΠΙΝΕΣ

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 – 6.0 bar. Η ανάγκη συμπίεσης του αερίου καυσίμου αποτελεί το μεγαλύτερο παρασιτικό φορτίο αυτής της μονάδας. Μονάδες ΜΤ 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.

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 (<9-50 ppm) 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
Ο&Μ Κόστος	0,005-0,016€/kW

Χρόνος Μεταξύ Συντηρήσεων	5.000- 8.000hrs
---------------------------	-----------------

ΠΙΝΑΚΑΣ 7. ΚΥΡΙΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΜΙΚΡΟΤΟΥΡΜΠΙΝΑΣ ΩΣ ΠΡΟΣ ΤΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΚΑΙ ΤΟ ΚΟΣΤΟΣ

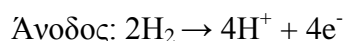
4.3.1.2 Κυψέλες Καυσίμου (Fuel Cell)

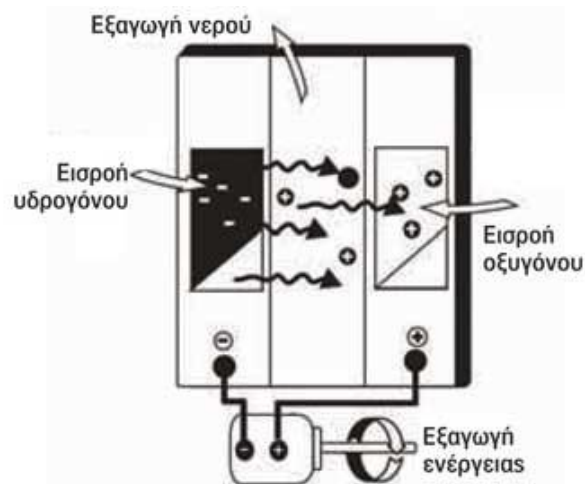
Οι κυψέλες καυσίμου είναι σχετικά μια νέα τεχνολογία παραγωγής ενέργειας καθώς η ηλικία της είναι περίπου 15 χρόνια (διάστημα κατά το οποίο σημειώθηκαν οι πρώτες εφαρμογές). Τα τελευταία χρόνια η εξέλιξη τους είναι ραγδαία και συνεχώς η χρήση τους διευρύνεται.

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 πλεονεκτήματα 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:





ΕΙΚΟΝΑ 29. ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΚΥΨΕΛΗΣ ΚΑΥΣΙΜΟΥ ΥΔΡΟΓΟΝΟΥ

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.



ΕΙΚΟΝΑ 30. ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΚΥΨΕΛΩΝ ΚΑΥΣΙΜΟΥ ΜΙΚΡΗΣ ΙΣΧΥΟΣ



ΕΙΚΟΝΑ 31. ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΚΥΨΕΛΩΝ ΚΑΥΣΙΜΟΥ ΣΤΙΣ ΜΕΤΑΦΟΡΕΣ

Αν και το καταλληλότερο καύσιμο 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 fuel cell: 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 H₂ 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 Συμπαραγωγή	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 περιεκτικότητα 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	Οικιακή και	Φορητές	Εμπορική	Εμπορική	Οικιακή,

	μονάδες. Χρήση σε διαστημικές εφαρμογές	εμπορική παραγωγή Συστήματα κίνησης οχημάτων	συσκευές	παραγωγή. Μεγάλα οχήματα (λεωφορεία)	και βιομηχανική παραγωγή. Μονάδες μεγάλης ισχύος (MW)	εμπορική και βιομηχανική παραγωγή (μεγάλη ισχύς).
Χρόνος Εκκίνησης (h)	<0.1	<0.1	<0.2	1-4	>10	5-10

ΠΙΝΑΚΑΣ 8. ΤΥΠΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΚΥΨΕΛΩΝ ΚΑΥΣΙΜΟΥ

4.3.2 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

Τα τελευταία χρόνια παρατηρείται σε παγκόσμιο επίπεδο μια αυξανόμενη τάση ανάπτυξης των ΑΠΕ. Η διείσδυση των ΑΠΕ, γίνεται με γοργούς ρυθμούς, καθώς νέου τύπου ανεμογεννήτριες εγκαθίσταται βελτιώνοντας αισθητά την απόδοση των αιολικών πάρκων και μειώνοντας τα προβλήματα διασύνδεσης τους με το δίκτυο, ενώ και τα φωτοβολταϊκά συστήματα γνωρίζουν μία εντυπωσιακή άνοδο με αισθητή μείωση του κόστους επένδυσης. Τα υδροηλεκτρικά, η βιοενέργεια και η γεωθερμία χρησιμοποιούνται επίσης σε διάφορες εφαρμογές.

4.3.2.1 Φωτοβολταϊκά Συστήματα

Η αρχή λειτουργίας τους στηρίζεται στην μετατροπή της ηλιακής ακτινοβολίας σε ηλεκτρισμό με τη βοήθεια ημιαγώγιμων υλικών τα οποία ενεργοποιούνται στο φάσμα του ηλιακού φωτός. Η διάρκεια ζωής τους μπορεί να φτάσει τα 25 έτη, με μικρή συντήρηση, κυρίως καθαρισμός από σκόνη και χαρακτηρίζονται από τα υψηλότερα ποσοστά αξιοπιστίας από τις μονάδες ΑΠΕ. Η απόδοση ενός φωτοβολταϊκού κυμαίνεται μεταξύ 8 και 16 % ανάλογα με την τεχνολογία ενώ το κόστος εγκατάστασης ανέρχεται στα 4.200-7.000 €/kW. Η παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται σε DC και μετατρέπεται σε AC με τη βοήθεια ηλεκτρονικών ισχύος και συγκεκριμένα αντιστροφέων (Inverters). Περισσότερα για την κατασκευή, τον τρόπο λειτουργίας, την απόδοση ανά τεχνολογία και τρόπο σύνδεσης τους στο δίκτυο αναφέρονται αναλυτικά στο κεφάλαιο 3.

4.3.2.2 Ανεμογεννήτρια

4.3.2.2.1 Αιολική Ενέργεια

Η αιολική ενέργεια αποτελεί το στυλοβάτη των ΑΠΕ , 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 Β. 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 αντίστοιχα 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).

4.3.2.2 Γενικά Στοιχεία Περί Ανεμογεννητριών

Τα τελευταία χρόνια, η βιομηχανία παραγωγής ανεμογεννητριών έχει γνωρίσει μεγάλη οικονομική άνθηση. Τα αποτελέσματα της άνθησης αυτής είναι να παρουσιάζονται στην αγορά πολλοί τύποι ανεμογεννητριών που διαφέρουν σημαντικά μεταξύ τους και παράλληλα μία ραγδαία αύξηση στα μεγέθη τους.

Ανεξάρτητα από τον τύπο της ανεμογεννήτριας που χρησιμοποιείται σε κάθε εφαρμογή, αυτή αποτελείται από τα παρακάτω τμήματα :

1. Τον πύργο
2. Την έλικα με δύο ή τρία πτερύγια
3. Το μηχανισμό περιστροφής και προσανατολισμού
4. Το μηχανικό φρένο
5. Τη γεννήτρια

6. Τους αισθητήρες ταχύτητας και τον έλεγχο αυτής



ΕΙΚΟΝΑ 32. ΣΥΣΤΟΙΧΙΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΩΝ

1. Ο Πύργος

Ο πύργος της ανεμογεννήτριας στηρίζει την έλικα και την άτρακτο η οποία περιέχει το μηχανικό φρένο, το κιβώτιο ταχυτήτων, τη γεννήτρια και το μηχανισμό περιστροφής. Το ύψος του πύργου κατά το παρελθόν κυμαινόταν στο εύρος των 20-50 μέτρων. Για ανεμογεννήτριες μεσαίου και μεγάλου μεγέθους, ο πύργος είναι ελαφρά ψηλότερος από τη διάμετρο της έλικας. Για ανεμογεννήτριες μικρού μεγέθους ο πύργος είναι συνήθως λίγες φορές μεγαλύτερος από τη διάμετρο της έλικας για να αποφεύγεται το φτωχό αιολικό περιεχόμενο σε μικρά ύψη πάνω από το έδαφος.

Οι πύργοι οι οποίοι χρησιμοποιούνται στις μέρες μας είναι είτε από οπλισμένο σκυρόδεμα, είτε μεταλλικοί. Η κατασκευή τους είναι συνηθέστερα σωληνωτή και πιο σπάνια δικτυωτή.

Το κύριο μέλημα στην κατασκευή του πύργου, είναι η δυναμική του συμπεριφορά. Οι ταλαντώσεις του και οι περιοδικές καταπονήσεις του, που προέρχονται από τις διακυμάνσεις του ανέμου, πρέπει όσο το δυνατό να ελαχιστοποιούνται κατά τη σχεδίασή του. Σε κάθε περίπτωση πρέπει να αποφεύγονται συνθήκες συντονισμού. Ζωτικής σημασίας για την επιλογή του πύργου είναι επίσης ο προβλεπόμενος τρόπος μεταφοράς και εγκατάστασής του.

2. Έλικα Και Πτερύγια

Δύο ή τρία πτερύγια χρησιμοποιούνται στους σύγχρονους ανεμοκινητήρες. Η σταθερή μηχανική καταπόνηση που οφείλεται στις φυγόκεντρες δυνάμεις καθώς και αυτή που οφείλεται στις ταλαντώσεις των πτερυγίων, κάνουν το σχεδιασμό των πτερυγίων τον πιο αδύναμο μηχανικό σύνδεσμο του συστήματος.

Η μηχανική καταπόνηση των πτερυγίων σε συνθήκες πολύ υψηλού ανέμου, περιορίζεται σε ανεκτά επίπεδα. Αυτό επιτυγχάνεται με τον έλεγχο της ταχύτητας περιστροφής, η

οποία περιορίζεται μέσα στα επιθυμητά όρια. Ο έλεγχος αυτός όχι μόνο προστατεύει τα πτερύγια, αλλά και τη χρησιμοποιούμενη ηλεκτρική γεννήτρια από υπερφόρτιση και υπερθέρμανση.

Τα υλικά που χρησιμοποιούνται για τα πτερύγια, διαφέρουν ανάλογα με το μέγεθος του ανεμοκινητήρα. Για τους μεγάλους ανεμοκινητήρες η κατασκευή των πτερυγίων είναι εφάμιλλη με αυτή των ελίκων των αεροπλάνων, για μεσαίου μεγέθους ανεμοκινητήρες χρησιμοποιούνται υαλονήματα σε πολλαπλές στρώσεις και εναλλαγές κατευθύνσεων, ενώ για μικρού μεγέθους χρησιμοποιούνται διάφορα υλικά όπως πολυουρεθάνη, ξύλο και υαλόνημα.

3. Μηχανισμός Περιστροφής Και Προσανατολισμού

Ο μηχανισμός περιστροφής και προσανατολισμού, συνεχώς στρέφει την έλικα προς την κατεύθυνση του ανέμου. Θεωρητικές μελέτες υπαγορεύουν τον ελεύθερο ρυθμό περιστροφή της έλικας, όσο το δυνατόν περισσότερο. Από την άλλη μεριά όμως, τα στρεφόμενα πτερύγια έχοντας μεγάλες σταθερές αδράνειας παράγουν υψηλές γυροσκοπικές ροπές κατά τη διάρκεια του προσανατολισμού, που συχνά έχουν ως αποτέλεσμα υψηλό θόρυβο. Πολύ γρήγορος προσανατολισμός, μπορεί να προκαλέσει θόρυβο που να υπερβαίνει τα τοπικά αποδεκτά όρια. Συνεπώς, ένας ελεγχόμενος ρυθμός προσανατολισμού συχνά απαιτείται και είναι αυτός που εφαρμόζεται στην πράξη.

4. Έλεγχος Ταχύτητας

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)

Σήμερα, μπορούμε να διακρίνουμε τις ανεμογεννήτριες με πάρα πολλά κριτήρια που μπορεί να αφορούν το είδος της χρησιμοποιούμενης γεννήτριας, τη χρήση ή όχι ηλεκτρονικών μετατροπέων, το είδος των πτερυγίων (stall-controlled, pitch-controlled), την τοποθέτηση των πτερυγίων ως προς το έδαφος (οριζοντίου ή κάθετου άξονα), τη φορά πρόσπτωσης του ανέμου (down-stream, up-stream) κτλ.

Τα κύρια κριτήρια για το διαχωρισμό των ανεμογεννητριών της εποχής μας είναι τρία:

- ✓ Η λειτουργία με σταθερές ή μεταβλητές στροφές
- ✓ Το είδος της χρησιμοποιούμενης ηλεκτρικής γεννήτριας (ασύγχρονη, σύγχρονη, συνεχούς ρεύματος)
- ✓ Ο τύπος των πτερυγίων

4.3.2.2.3 Τεχνολογίες Ανεμογεννητριών Αναφορικά Με Την Διαμόρφωση Του Ηλεκτρικού Μέρους

Υπάρχουν διάφοροι τύποι ανεμογεννητριών αναφορικά με την διαμόρφωση του ηλεκτρικού μέρους τους κάθε ένας με διαφορετικά χαρακτηριστικά και διαφορετικά πλεονεκτήματα λειτουργίας. Οι κύριοι τύποι διακρίνονται σε:

- ✓ Σταθερών στροφών, με ασύγχρονη γεννήτρια κλωβού, απ' ευθείας συνδεδεμένη στο δίκτυο
- ✓ Περιορισμένης λειτουργίας μεταβλητών στροφών, με ασύγχρονη γεννήτρια τυλιγμένου δρομέα μεταβλητής αντίστασης, απ' ευθείας συνδεδεμένη στο δίκτυο
- ✓ Μεταβλητών στροφών με ασύγχρονη γεννήτρια διπλής τροφοδότησης
- ✓ Μεταβλητών στροφών με σύγχρονη γεννήτρια με τύλιγμα διεγέρσεως ή μόνιμο μαγνήτη

4.3.2.2.4 Μεγέθη Και Κόστος Τουρμπίνων Αιολικής Ενέργειας

Οι τουρμπίνες αιολικής ενέργειας εμπορικής κλίμακας κυμαίνονται σε μέγεθος από 100 kW έως αρκετά MW. Οι μεγαλύτερες τουρμπίνες τοποθετούνται σε ομάδες στα αιολικά πάρκα, τα οποία παρέχουν μεγάλες ποσότητες ενέργειας στο δίκτυο ηλεκτροδότησης.

Οι μικρές, μονές τουρμπίνες, κάτω των 100 kW, χρησιμοποιούνται για σπίτια και για κεραίες τηλεπικοινωνιών, ή για άντληση νερού. Οι μικρές τουρμπίνες μερικές φορές χρησιμοποιούνται σε συνδυασμό με γεννήτριες πετρελαίου, μπαταρίες και φωτοβολταϊκά συστήματα. Αυτά τα συστήματα ονομάζονται υβριδικά αιολικά συστήματα και συνήθως χρησιμοποιούνται σε μακρινές περιοχές, εκτός δικτύου ηλεκτροδότησης.

Το κόστος εγκατάστασης Α/Γ κυμαίνεται μεταξύ 900-1.300 €/kW αλλά για Α/Γ ισχύος μικρότερης των 100kW μπορεί να φτάσει τα 2.500€/kW. Το λειτουργικό κόστος των Α/Γ ανεξάρτητα από το μέγεθός τους, είναι ιδιαίτερα χαμηλό και δεν ξεπερνά σε ανηγμένες τιμές τα 0.005 €/kWh κυρίως για εργασίες συντήρησης. Συνήθως όμως το ετήσιο κόστος συντήρησης είναι προϊόν συμβολαίου συντήρησης, το οποίο είναι συνήθως ανεξάρτητο από την πραγματική αιολική παραγωγή [9].

4.3.3 Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού Και Θερμότητας

Συμπαραγωγή (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 Συμπαραγωγής λοιπόν

μειώνεται σημαντικά η ολική κατανάλωση καυσίμου και τα ποσοστά εκπομπών καυσαερίων με συνέπεια να αποσπώνται τεράστια περιβαλλοντικά και οικονομικά οφέλη.

Ένα σύστημα συμπαραγωγής αποτελείται κυρίως από τέσσερα στοιχεία :

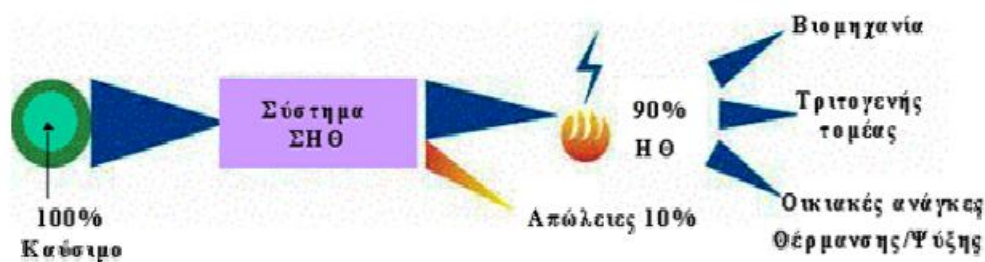
- Τον κινητήρα (prime mover), ο ρόλος του οποίου είναι να κινεί τη γεννήτρια και μπορεί να είναι αμμοστρόβιλος, αεριοστρόβιλος, παλινδρομική μηχανή εσωτερικής καύσης, συνδυασμένου κύκλου, κυψέλες καυσίμου, μηχανή Stirling ή microturbine.
- Το σύστημα ανάκτησης θερμότητας, το οποίο αποτελεί σύστημα που 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 συμπαραγωγής.

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, της συμπαραγωγής με τη χωριστή παραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας παρουσιάζουν οι εικόνες 33 και 34.



ΕΙΚΟΝΑ 33. ΠΑΡΑΔΟΣΙΑΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ



ΕΙΚΟΝΑ 34. ΣΥΣΤΗΜΑ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

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:

1. Θερμικός βαθμός απόδοσης συστήματος συμπαραγωγής (n_{th}):

$$n_{th} = \frac{Q_{CG}}{F_{CG}}, \text{ όπου}$$

Q_{CG} είναι η θερμική ισχύς (kW) που παράγεται από το σύστημα συμπαραγωγής και

F_{CG} είναι η ισχύς καυσίμου (kW) που καταναλώνεται σε αυτό.

2. Ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης συστήματος συμπαραγωγής (n_e):

$$n_e = \frac{P_{CG}}{F_{CG}}, \text{ όπου}$$

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

3. Ολικός βαθμός απόδοσης συστήματος συμπαραγωγής (n_{CG}):

$$n_{CG} = \frac{Q_{CG} + P_{CG}}{F_{CG}}$$

4. Λόγος Θερμότητας προς Ισχύ (HPR):

$$HPR = \frac{\text{ποσό ωφελιμής θερμικής ενέργειας}}{\text{ποσό ηλεκτρικής ισχύος εξόδου}} = \frac{Q_{CG}}{P_{CG}}$$

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.

- 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 αμμοστρόβιλου μειώνει την κατανάλωση καυσίμου κατά 15% περίπου σε σύγκριση με τη χωριστή παραγωγή ηλεκτρισμού -με μονάδα αμμοστρόβιλου- 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 ό,τι 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).

- 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.

Πολλές μικρές μονάδες συμπαραγωγής που λειτουργούν παράλληλα με τους κεντρικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής, αυξάνουν την αξιοπιστία παροχής ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά είναι ενδεχόμενο να δημιουργήσουν προβλήματα ευστάθειας του δικτύου. Τα προβλήματα αυτά περιορίζονται ή και αποφεύγονται, όταν το σύστημα συμπαραγωγής και η σύνδεσή του με το δίκτυο πληρούν ορισμένες προδιαγραφές.

- 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 απ' τον υπόλοιπο κύκλο καυσίμου : εξόρυξη, επεξεργασία, μεταφορά, αποθήκευση.

4.4 Επίδραση Της Διανεμημένης Παραγωγής Σε Ένα Ηλεκτρικό Σύστημα

4.4.1 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 δυσδιάκριτα 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 υπαρχόντων 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 αέργου 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 (SO_x/NO_x), 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.

4.4.2 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 2.000 €/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 μετέχοντας 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 Διασπαρμένη 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. Αφ' ετέρου, μπορεί όμως να γίνει αυτόματη επανόρθωση 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 κατανεμημένης παραγωγής θα έχει ως αποτέλεσμα τη υπολειτουργία των μεγάλων κεντρικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, με αποτέλεσμα να αυξηθούν οι εκπομπές ανά παραγόμενη kWh [10]. 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 [11].

Συμπερασματικά, είναι γεγονός ότι οι εκπομπές ενός τυπικού σταθμού κατανεμημένης παραγωγής είναι σαφώς χαμηλότερες σε σχέση με αυτές των σταθμών που ως καύσιμη ύλη χρησιμοποιούν κάρβουνο. Θεωρώντας αυτό ως δεδομένο, στην ενότητα που ακολουθεί παρουσιάζεται μια μεθοδολογία βάσει της οποίας μπορούν να υπολογιστούν οι συνολικοί ρύποι που αποφεύγονται λόγω της διανεμημένης παραγωγής.

4.5 Μεθοδολογία Υπολογισμού Μεταβολής Ρύπων Συστήματος Λόγω Διεσπαρμένης Παραγωγής

Ο στόχος της ακόλουθης προτεινόμενης μεθοδολογίας [9] είναι η εκτίμηση των μεταβολών των ρύπων του εκάστοτε Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας με βάση διαφορετικού τύπου δεδομένα. Μέσα από τη συγκεκριμένη μεθοδολογία αποδεικνύεται ότι η χρήση μέσων τιμών ρύπων, συνήθως πρακτική για τις αναλύσεις περιβαλλοντικών επιπτώσεων των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής, μπορεί να επιφέρει σημαντικές αποκλίσεις που είναι δυνατόν να οδηγήσουν σε στρεβλή εικόνα για την δυνατότητα

μείωσης ρύπων του εκάστοτε συστήματος. Η αποφυγή των ρύπων σε ένα ΣΗΕ λόγω της διεσπαρμένης παραγωγής υπολογίζεται με βάση την παρακάτω εξίσωση.

$$\text{Αποφυγ_Ρύποι} = \text{Ρύποι_Ηλεκτρ} + \text{Ρύποι_Θέρμανσης} - \text{Ρύποι_ΔΠ}$$

Οι *Αποφυγ_Ρύποι* είναι οι συνολικοί ρύποι που αποφεύγονται, οι *Ρύποι_Ηλεκτρ* δίνουν τους ρύπους που αποφεύγονται στο Ηλεκτρικό δίκτυο από τη μείωση της παραγωγής των μονάδων. Οι *Ρύποι_Θέρμανσης* είναι οι ρύποι που αποφεύγονται λόγω του θερμικού σκέλους παραγωγής της Διεσπαρμένης Παραγωγής, αν κάποιες από τις μονάδες Διεσπαρμένης Παραγωγής του συστήματος είναι και μονάδες Συμπαραγωγής CHP, ενώ πρέπει να ληφθούν υπ' όψιν και οι ρύποι που εκπέμπονται από τη διεσπαρμένη παραγωγή και να αφαιρεθούν από αυτό το ισοζύγιο.

	Μικροτουρμπίνα	Κυψέλη Καυσίμου	Αεριοστρόβιλος	Μονάδα Εσωτερικής Καύσης
CO ₂ (gr/kWh)	724.6	489.4	678.2	650
No _x (gr/kWh)	0.2	0.014	0.521	2.13
SO ₂ (gr/kWh)	0.004	0.003	0.004	0.206
Ιπτάμενα σωματίδια PM10 (gr/kWh)	0.041	0.001	0.039	0.354

ΠΙΝΑΚΑΣ 9. ΤΥΠΙΚΕΣ ΤΙΜΕΣ ΕΚΠΕΜΠΟΜΕΝΩΝ ΡΥΠΩΝ ΓΙΑ ΔΙΑΦΕΡΕΣ ΤΟΠΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ [9]

Για τον υπολογισμό των ρύπων από το σύστημα Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας, κάποιες εταιρίες ηλεκτρισμού, δίνουν πληροφορίες ακόμη και σε μηνιαίο επίπεδο για τους εκπεμπόμενους ρύπους, ειδικά στην περίπτωση του CO₂. Οι διεθνείς οργανισμοί, όπως το IEA (International Energy Agency) [12] παρέχουν πληροφορίες για την εκπομπή ρύπων από τις διάφορες μονάδες παραγωγής που χρησιμοποιούνται στην κεντρική παραγωγή. Μάλιστα ο οργανισμός Environmental Protection Agency (EPA) στις ΗΠΑ έχει δημιουργήσει μια βάση δεδομένων για τους εκπεμπόμενους ρύπους διαφόρων μονάδων στις ΗΠΑ η οποία είναι διαθέσιμη στο κοινό [13]. Η μορφή των δεδομένων στους παραπάνω δικτυακούς τόπους δίνεται συνήθως με τη μορφή gr/kWh. Σε κάποιους άλλους δικτυακούς τόπους οι εκπομπές ρύπων σε αυτήν την μορφή μπορούν να υπολογιστούν έμμεσα. Πιο συγκεκριμένα, το Ευρωπαϊκό συμβούλιο για τη γεωθερμία παραθέτει τους ρύπους των κυριότερων τύπων μονάδων στη μορφή kg/GJ εκλυόμενης θερμότητας. Στο δικτυακό τόπο του προγράμματος «Ανταγωνιστικότητα» [14] οι ρύποι εκφράζονται στη μορφή kg ρύπων ανά kg καυσίμου που καταναλώνεται.

Διαφορετικά δεδομένα μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την αποτίμηση των ρύπων που αποφεύγονται ανάλογα με το επίπεδο λεπτομέρειας γνώσης για τους ρύπους του εξεταζόμενου συστήματος. Τα πιο πιθανά σενάρια διαθέσιμων δεδομένων, τα οποία παρατίθενται και αναλύονται στη συνέχεια, είναι τα ακόλουθα:

- Μέση ετήσια τιμή των εκπεμπόμενων ρύπων του συστήματος είτε απευθείας διαθέσιμη είτε με τη βοήθεια γνώσης της ετήσιας παραγωγής των μονάδων του συστήματος.
- Μέση μηνιαία τιμή των εκπεμπόμενων ρύπων του συστήματος είτε απευθείας διαθέσιμη είτε με τη βοήθεια γνώσης της μηνιαίας παραγωγής των μονάδων του συστήματος.
- Τυπική 24ωρη καμπύλη εκπομπών ρύπων για κάθε μήνα βασιζόμενη στη γνώση για τις κρίσιμες μονάδες του συστήματος ανά μήνα και ώρα.
- Αναλυτική χρόνο-σειρά φόρτισης των μονάδων του υπό εξέταση συστήματος για την περίοδο εξέτασης.

4.5.1 Χρήση Ετήσιων Μέσων Τιμών Εκπομπής Ρύπων Συστήματος

Υπάρχουν ενεργειακά συστήματα που παρέχουν ετήσια δεδομένα για τους εκπεμπόμενους ρύπους του συστήματος, όπως η EdF στη Γαλλία [15], με τη μορφή ετήσιας μέσης τιμής. Παρ' όλα αυτά, τα περισσότερα διαθέτουν ετήσια δεδομένα μόνο για την ενεργειακή παραγωγή των μονάδων παραγωγής. Και στις δύο περιπτώσεις τα ετήσια δεδομένα παρέχονται απευθείας, μέσω δημόσιας γνωστοποίησης, από το Διαχειριστή του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας. Αν τα δεδομένα είναι διαθέσιμα με τη μορφή των ετήσιων ρύπων του συστήματος, τότε αυτή η πληροφορία χρησιμοποιείται ως έχει.

Σε διαφορετική περίπτωση από τον διαχειριστή του συστήματος μπορούμε να αντλήσουμε πληροφορίες σχετικά με το ποσοστό επί της συνολικής ενέργειας που παράγει κάθε μονάδα παραγωγής και να υπολογίσουμε τον Ετήσιο Συντελεστή Εκπομπής του εξεταζόμενου ρύπου ($EΣΕ(ρo)$) για το εκάστοτε δίκτυο από την παρακάτω εξίσωση:

$$EΣΕ(ρo) = \frac{\sum_{i=1}^N (\Sigma νντ.Ρύπου(ρo)_i \cdot Ενέργεια_i)}{\sum_{i=1}^N Ενέργεια_i}, \text{ όπου}$$

$\Sigma νντ.Ρύπου(ρo)_i$, ο συντελεστής εκπομπής του τύπου καυσίμου i για τον ρύπο $ρo$.

$Ενέργεια_i$, είναι η ετήσια παραγόμενη ενέργεια των μονάδων παραγωγής τύπου μονάδας i .

N , οι διαφορετικοί τύποι μονάδων που επηρεάζονται από την διασπαρμένη παραγωγή στο υπό εξέταση σύστημα.

Στους υπολογισμούς αυτούς, αποκλείονται οι μονάδες των οποίων η έξοδος δε μεταβάλλεται από την Διεσπαρμένη Παραγωγή. Εάν για παράδειγμα στο σύστημα υπάρχουν ανανεώσιμες πηγές ενέργειας η παραγωγή των οποίων απορροφάται από το δίκτυο κατά προτεραιότητα, τότε η παραγωγή των ΑΠΕ δε μεταβάλλεται και συνεπώς θα αποκλειστεί αυτός ο τύπος μονάδας από τη διαδικασία αποτίμησης.

Η πληροφορία για τον $\Sigma νντ.Ρύπου(ρo)_i$ μπορεί να είναι διαθέσιμη απ' ευθείας από τους ιδιοκτήτες της μονάδας.

Τέλος, πολλαπλασιάζοντας τον $EΣΕ(ρo)$ με την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από μονάδες Διασπαρμένης Παραγωγής, $Ετήσια \text{ Ενέργεια}_{\Delta \Pi}$, μπορούμε να υπολογίσουμε τους ετήσιους ρύπους, $Ετ \text{ Ρύπ}(ρo)$, που αποφεύγονται από το ΣΗΕ που εξετάζεται. Στους ρύπους αυτούς πρέπει όμως να συμπεριληφθούν και οι ρύποι που εκπέμπουν οι μονάδες Διεσπαρμένης Παραγωγής.

$$Ετ \text{ Ρύπ}(ρo) = Ετήσια \text{ Ενέργεια}_{\Delta \Pi} \times ΕΣΕ(ρo)$$

Επαναλαμβάνοντας την διαδικασία αυτή για όλους τους ρύπους που εξετάζονται προκύπτουν τα αποτελέσματα της αποφυγής ρύπων από την κεντρική παραγωγή.

Η παραπάνω μέθοδος είναι μεν απλή στην εφαρμογή της αλλά δε λαμβάνει υπ' όψη την εποχικότητα των δεδομένων. Σε περίπτωση που το εξεταζόμενο σύστημα αποτελείται από διαφορετικού τύπου μονάδες παραγωγής, αυτή η εποχικότητα είναι ιδιαίτερα σημαντική καθώς κάποιοι τύποι συμβατικών μονάδων αιχμής έχουν σημαντική μείωση της παραγωγής για κάποιους μήνες του έτους. Από την άλλη, κάποιες μονάδες παραγωγής, όπως π.χ. τα φωτοβολταϊκά, έχουν πολύ μεγαλύτερη παραγωγή τους καλοκαιρινούς μήνες σε σχέση με τους υπόλοιπους γεγονός που αμελείται αν χρησιμοποιήσουμε ετήσιες μέσες τιμές για τους ρύπους του υπό εξέταση ΣΗΕ. Με τη χρήση λοιπόν μέσων μηνιαίων τιμών λαμβάνεται υπ' όψη αυτή η εποχικότητα και έχουμε ακριβέστερα αποτελέσματα από ότι με τη χρήση μέσων ετήσιων τιμών, ειδικά σε ΣΗΕ με σημαντικό πλήθος διαφορετικών τύπων μονάδων, όπως περιγράφεται αμέσως παρακάτω.

4.5.2 Χρήση Μηνιαίων Μέσων Τιμών Εκπομπής Ρύπων Συστήματος

Υπάρχουν ενεργειακά συστήματα που παρέχουν μηνιαία δεδομένα για τους εκπεμπόμενους ρύπους του συστήματος με τη μορφή πίνακα μηνιαίων μέσων τιμών, τα περισσότερα όμως διαθέτουν ετήσια δεδομένα μόνο για την ενεργειακή παραγωγή των μονάδων παραγωγής για κάθε μήνα.

Και στις δύο περιπτώσεις αυτού του είδους τα δεδομένα παρέχονται απευθείας, μέσω δημόσιας γνωστοποίησης, από το Διαχειριστή του Συστήματος. Η διαδικασία είναι όμοια με την περίπτωση που μελετήθηκε για τους ετήσιους ρύπους και οι αντίστοιχες εξισώσεις θα έχουν ως εξής.

Για το Μηνιαίο Συντελεστή Ρύπων $ΜΣΕ(mo, ρo)$ για το μήνα mo για τον ρυπαντή $ρo$, αν δεν είναι απευθείας διαθέσιμος χρησιμοποιούμε την εξίσωση:

$$ΜΣΕ(mo, ρo) = \frac{\sum_{i=1}^N (\text{Συντ.Ρύπου}(ρo)_i \cdot \text{Μην} \text{ - Ενέργεια}(mo)_i)}{\sum_{i=1}^N \text{Μην} \text{ - Ενέργεια}(mo)_i}, \text{ όπου}$$

$\text{Μην} \text{ - Ενέργεια}(mo)_i$, είναι η μηνιαία ενέργεια που παράχθηκε από τη μονάδα τύπου i .

Συνεπώς, μπορούμε για κάθε μήνα να υπολογίσουμε τους μηνιαίους ρύπους, μέσα από την τιμή $\text{Μην} \text{ Ρύπος}(ρo, mo)$, που αποφεύγονται από τη μηνιαία παραγωγή από Διασπαρμένη Παραγωγή, $\text{Μην} \text{ Ενέργεια}_{\Delta \Pi}(mo)$, ενώ η συνολική ετήσια μείωση εκπομπών από την κεντρική παραγωγή θα δίνονται από τη σχέση:

$$\text{Μην} \text{ Ρύπος}(ρo, mo) = \text{Μην} \text{ - Ενέργεια}_{\Delta \Pi}(mo) \cdot ΜΣΕ(mo, ρo)$$

$$Et_R\acute{\upsilon}\pi(po) = \sum_{mo=1}^{12} M\eta\nu_R\acute{\upsilon}\pi\omicron\varsigma(po, mo)$$

Η μηνιαία ανάλυση περιλαμβάνει σημαντική πληροφορία για την τάση που παρουσιάζει η παραγωγή στο ΣΗΕ. Παρ' όλα αυτά, θεωρεί ότι και οι μονάδες βάσης μπορούν να επηρεαστούν από την εισαγωγή της διεσπαρμένης παραγωγής (ΔΠ). Ειδικά για την περίπτωση της χαμηλής διείσδυσης παραγωγής από ΔΠ, οι μονάδες που συχνότερα επηρεάζονται είναι οι κρίσιμες μονάδες παραγωγής του ΣΗΕ, δηλαδή οι τελευταίες που εντάσσονται κάθε χρονικό βήμα, και πολύ πιο σπάνια οι μονάδες βάσης.

Το γεγονός ότι η ανάλυση με μέσες τιμές, έστω και σε επίπεδο μήνα, δε λαμβάνει υπ' όψιν την ωριαία διακύμανση ούτε του φορτίου ούτε της πιθανής διακύμανσης της παραγωγής από τη Διεσπαρμένη Παραγωγή, όπως για παράδειγμα στην περίπτωση των φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων, οδηγούν στην αναζήτηση μεθόδων για την αποτελεσματική και δυνατόν ορθότερη εκτίμηση των ρύπων του συστήματος που αποφεύγονται λόγω της Διεσπαρμένης Παραγωγής.

4.5.3 Χρήση Τυπικής 24ώρης Καμπύλης Ανά Μήνα λαμβάνοντας υπ' όψιν τις μονάδες που υποκαθίστανται

Αν η διείσδυση διανεμημένης παραγωγής είναι σχετικά μικρή, τότε η ανάλυση μπορεί να έχει αρκετά ακριβή αποτελέσματα χρησιμοποιώντας δεδομένα για τους ρύπους που αποφεύγονται για κάθε τύπο ώρας κάθε μήνα. Η προτεινόμενη αυτή ανάλυση βοηθάει στο να αποφύγουμε λεπτομερή προσομοίωση του ΣΗΕ με και χωρίς τις μονάδες Διεσπαρμένης Παραγωγής η οποία απαιτεί μεγάλο πλήθος δεδομένων που ενδέχεται να μην είναι διαθέσιμα σε όλους τους ερευνητές.

Για αυτό το σκοπό μπορούμε να χρησιμοποιήσουμε την 24-ωρη καμπύλη ρύπων για κάθε μήνα στο σύστημα. Προκειμένου να εξάγουμε την καμπύλη χρειαζόμαστε δεδομένα για να εκτιμήσουμε πόσο συχνά κάποια μονάδα ή τουλάχιστον κάποιος τύπος μονάδας είναι η κρίσιμη μονάδα του συστήματος για την ώρα και το μήνα που εξετάζουμε. Η μαθηματική διατύπωση των παραπάνω καμπύλων δίνεται από την παρακάτω εξίσωση για κάθε ρυπαντή po .

$$R\acute{\upsilon}\pi\omicron\iota(hour, mo, po) = \frac{\sum_{i=1}^N \Sigma\upsilon\chi\nu_κρ_Μο\nu(hour, mo)_i \cdot \Sigma\upsilon\nu\tau_R\acute{\upsilon}\pi\omicron\upsilon(po)_i}{30}$$

Όπου η $\Sigma\upsilon\chi\nu_κρ_Μο\nu(hour, mo)$ αναφέρεται στο πόσο συχνά η μονάδα τύπου i είναι κρίσιμη μονάδα του συστήματος για την ώρα $hour$ του μήνα mo .

Οι ρύποι που τελικά αποφεύγονται θα υπολογίζονται στη συνέχεια από την εξίσωση

$$Et_R\acute{\upsilon}\pi(po) = \sum_{mo=1}^{12} \sum_{hour=1}^{24} R\acute{\upsilon}\pi\omicron\iota(hour, mo, po) \cdot Pr\omicron\delta\upsilon\kappa_DG(hour, mo)$$

Όπου $Pr\omicron\delta\upsilon\kappa_DG(hour, mo)$ είναι η παραγωγή των μονάδων διεσπαρμένης Παραγωγής ανά ώρα και μήνα. Για παράδειγμα, $Pr\omicron\delta\upsilon\kappa_DG(9,7)$ θα είναι το σύνολο της παραγωγής από τις μονάδες Διεσπαρμένης παραγωγής για της 9 το πρωί του Ιουλίου. Άρα για κάθε μήνα θα έχουμε 24 τιμές για την παραγόμενη ενέργεια που το άθροισμά τους θα δίνει τη μηνιαία παραγωγή της διεσπαρμένης παραγωγής.

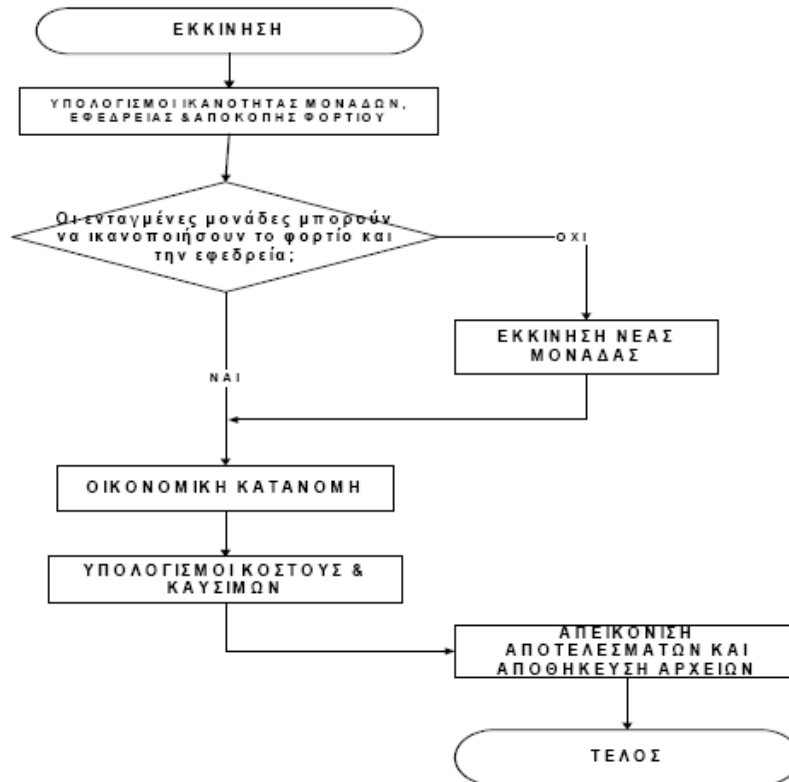
4.5.4 Αναλυτική Χρονοσειρά Φόρτισης Των Μονάδων Του Υπό Εξέταση Συστήματος

Αυτή η περίπτωση προσομοίωσης είναι περισσότερο αναγκαίο να εφαρμοστεί σε περιπτώσεις υψηλής διείσδυσης παραγωγής από Διεσπαρμένη Παραγωγή. Σε μία τέτοια περίπτωση υπάρχει πολύ σημαντικό ενδεχόμενο κάποιες μονάδες του υπό εξέταση ΣΗΕ να μη χρειαστεί να εκκινήσουν καθόλου ή να μετατοπίσουν τη στιγμή της εκκίνησής τους, οπότε να αποφευχθούν οι ρύποι τους.

Επίσης η επίδραση των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής μπορεί να επηρεάσει όχι μόνο τις κρίσιμες ή τις μονάδες αιχμής αλλά και σε κάποιο βαθμό εκείνες του ενδιαμέσου φορτίου. Η φιλοσοφία μίας τέτοιας ανάλυσης απαιτεί να υπάρχει ανάλυση του υπό εξέταση συστήματος με και χωρίς τη σύνδεση της Διεσπαρμένης παραγωγής με αναλυτικά δεδομένα τόσο για την παραγωγή των μονάδων ΣΗΕ όσο και την παραγωγή, πραγματική ή εκτιμώμενη της Διεσπαρμένης παραγωγής. Αν πρόκειται για την αποτίμηση υπάρχουσας μονάδας ΔΠ σε ένα ΣΗΕ τότε θεωρούμε ότι οι ενταγμένες μονάδες τους συστήματος αυξάνουν την παραγωγή τους ώστε να ικανοποιήσουν την επιπλέον ζήτηση αλλά και το επιθυμητό επίπεδο εφεδρείας με το ελάχιστο δυνατό κόστος. Αν η ζήτηση υπερέβαινε την ικανότητα των ενταγμένων μονάδων τότε γίνεται ένταξη της οικονομικότερης ή των οικονομικότερων από τις διαθέσιμες μη ενταγμένες μονάδες ώστε να ικανοποιείται η συνολική ζήτηση και το επιθυμητό επίπεδο εφεδρείας, λαμβάνοντας υπ' όψιν την έναυση και σβέση μονάδων.

Στην εικόνα 35 συνοψίζεται η πορεία επίλυσης του παραπάνω προβλήματος. Ένα λίγο περίπλοκο ζήτημα το οποίο δε λαμβάνεται συχνά υπ' όψιν είναι η αύξηση των εκπομπών του NO_x όταν μειώνεται σημαντικά η παραγωγή των αεριοστροβίλων, είτε σε λειτουργία ανοικτού κύκλου είτε συνδυασμένου κύκλου. Η περιγραφόμενη διαδικασία της εκτίμησης των ρύπων με τη βοήθεια κατάλληλης μοντελοποίησης με κάποια εξίσωση μπορεί να λάβει την παραπάνω παράμετρο υπ' όψιν εάν υπάρχουν σχετικά δεδομένα για του συγκεκριμένου τύπου μονάδες.

Κεφάλαιο 4: ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ



ΕΙΚΟΝΑ 35. Ο ΕΦΑΡΜΟΖΟΜΕΝΟΣ ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΣ ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ ΑΝΑΛΥΤΙΚΗΣ ΔΙΑΘΕΣΙΜΗΣ ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΑΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ.

Για τον εφαρμοζόμενο αλγόριθμο, επιλύεται το παρακάτω πρόβλημα ελαχιστοποίησης της $F(x,t)$,

$$F(x,t) = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{\max_gen_num} f_i(x,t), \text{ όπου}$$

\max_gen_num , ο αριθμός των συμβατικών μονάδων παραγωγής και T η χρονική περίοδος για τη βελτιστοποίηση

Η συνάρτηση κόστους για κάθε μία μονάδα θα δίνεται από την εξίσωση:

$$f_i(x,t) = (cubcoeff_i \cdot (dpg(i,t) + x(i,t))^3 + sqcoeff_i (dpg(i,t) + x(i,t))^2 + lincoeff_i \cdot (dpg(i,t) + x(i,t)) + constcoeff_i + start_up_i) \cdot fuel_cost$$

Η εξίσωση λαμβάνει την προηγούμενη φόρτιση της μονάδας $dpg(i,t)$, τις παραμέτρους κόστους και το εάν η μονάδα έχει εκκινήσει ή όχι. Το πρόβλημα βελτιστοποίησης αναζητά το διάνυσμα $x(i,t)$ που αντιπροσωπεύει την απαιτούμενη πρόσθετη παραγωγή της καθεμιάς μονάδας για να ικανοποιηθεί η μεταβολή της φόρτισης λόγω της μείωσης της παραγωγής της εξεταζόμενης μονάδας ΔΠ. Η λύση του προβλήματος πρέπει να είναι σύμφωνη με τους τεχνικούς περιορισμούς των μονάδων. Πιο συγκεκριμένα, η επιπλέον παραγωγή των μονάδων θα πρέπει να οδηγεί τις μονάδες σε λειτουργία εντός των ορίων τεχνικού μεγίστου Pg_i^{MAX} και τεχνικού ελαχίστου Pg_i^{MIN} .

$$x(i,t) + dpg(i,t) \leq Pg_i^{MAX}$$

$$Pg_i^{min} \leq x(i,t) + dpg(i,t)$$

Επιπλέον η μεταβολή της φόρτισης των μονάδων μεταξύ δύο διαδοχικών διαστημάτων θα πρέπει να ικανοποιεί τους περιορισμούς μεταβολής-μείωσης, ($down_rate_i$), ή αύξησης της φόρτισης, (up_rate_i) σε κάθε μία εξεταζόμενη μονάδα.

$$dpg(i,t) + x(i,t) - dpg(i,t-1) - x(i,t-1) \leq up_rate_i$$

$$dpg(i,t-1) + x(i,t-1) - dpg(i,t) - x(i,t) \leq down_rate_i$$

$$0 \leq x(i,t)$$

Οι μονάδες που λειτουργούν μπορούν μόνο να αυξήσουν την παραγωγή τους και όχι να την μειώσουν, διότι ειδικές συνθήκες, όπως η ικανοποίηση κάποιου τοπικού φορτίου ή η παροχή βοηθητικών υπηρεσιών, μπορεί να οδήγησε τους χειριστές σε αυτήν την φόρτιση των μονάδων που λειτουργούν. Συνάμα η επιπρόσθετη παραγωγή θα πρέπει να είναι σε θέση να μην παραβιάζει τους περιορισμούς στρεφόμενης εφεδρείας ενώ οι μονάδες θα πρέπει να ικανοποιούν το σύνολο της ζήτησης του συστήματος.

$$\sum_{i \in IN} P_i^{MAX} - \sum_{i \in IN} (dpg(i,t) + x(i,t)) \geq Spin_reserve(t) \sum_{i \in IN} (dpg(i,t) + x(i,t)) = Demand(t)$$

Σε περίπτωση κατά την οποία θα θέλαμε να μελετηθεί η επίπτωση έναρξης νέας μονάδας στο σύστημα τότε επιλύεται πάλι πρόβλημα ελαχιστοποίησης, αλλά στις εξισώσεις περιορισμών, που περιγράφηκαν παραπάνω, αντικαθίσταται η μεταβλητή $x(i,t)$ με την $-x(i,t)$.

Η παραπάνω μέθοδος μπορεί, εκτός από την εκτίμηση των ρύπων που αποφεύγονται, να συνεισφέρει στην εκτίμηση της οικονομικής συμβολής της υψηλής διείσδυσης της Διεσπαρμένης Παραγωγής στο υπό εξέταση σύστημα -είτε με τη βοήθεια του υπολογισμού των καυσίμων που αποφεύγονται είτε με χρήση ειδικής συνάρτησης ρύπων για κάθε μονάδα. Η συνάρτηση κόστους, μπορεί να μεταβληθεί ώστε να ζητείται η παραπάνω παραγωγή σε ένα σύστημα το οποίο επιθυμούμε να το λειτουργήσουμε ελαχιστοποιώντας τους ρύπους του συστήματος. Οι περιορισμοί που έχουν να κάνουν με την εύρυθμη λειτουργία των θερμικών μονάδων παραμένουν οι ίδιοι με εκείνους των επτά παραπάνω εξισώσεων.

Η διαδικασία επίλυσης ενός τέτοιου προβλήματος γίνεται με τη χρήση ενός κατάλληλου εργαλείου για την επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης. Στα ΣΗΕ συχνά χρησιμοποιείται η μέθοδος Σειριακού Τετραγωνικού Προγραμματισμού για την επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης.

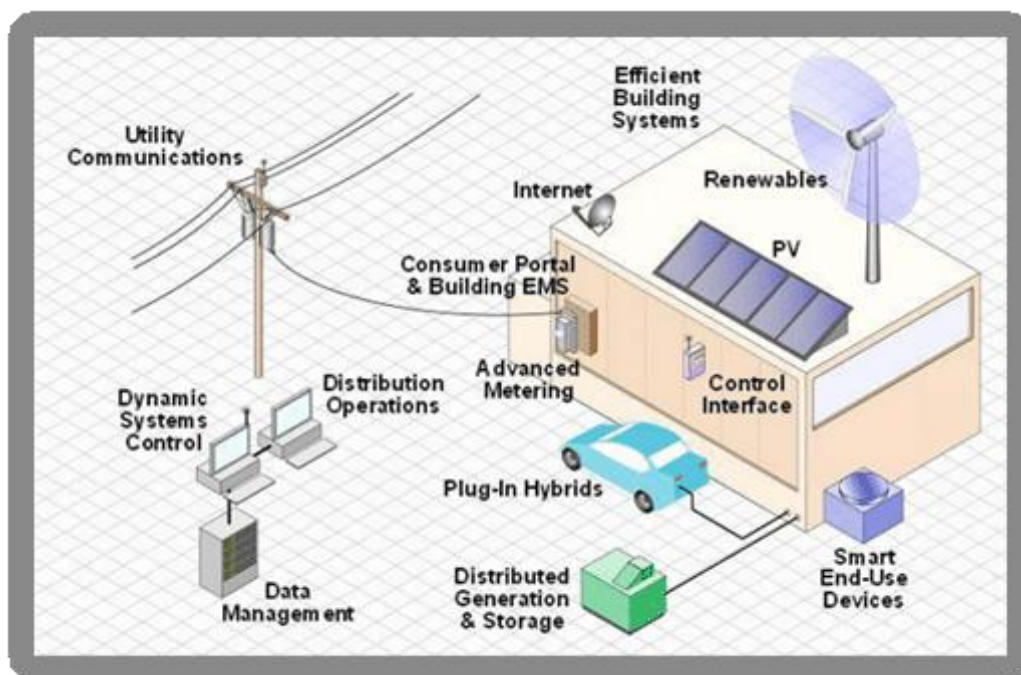
Κεφάλαιο 5: ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΑ

5.1 Έξυπνα Δίκτυα

Ένα έξυπνο δίκτυο μεταφέρει ηλεκτρική ενέργεια από τους παρόχους στους καταναλωτές, χρησιμοποιώντας ψηφιακή τεχνολογία ‘διπλής κατεύθυνσης’. Σκοπός του είναι ο έλεγχος των συσκευών στα οικιστικά φορτία ώστε να εξοικονομείται ενέργεια, να μειώνεται το κόστος και να αυξάνεται η αξιοπιστία. Τέτοιου είδους εκσυγχρονισμένα ηλεκτρικά δίκτυα προωθούνται σήμερα από πολλές κυβερνήσεις ανά τον κόσμο με απώτερο στόχο τη διαχείριση της ενεργειακής ανεξαρτησίας και του φαινομένου της υπερθέρμανσης του πλανήτη. Οι λεγόμενοι «έξυπνοι μετρητές» αποτελούν συνήθως τμήματα ενός έξυπνου δικτύου αλλά από μόνοι τους δεν συγκροτούν ένα έξυπνο δίκτυο.

Τα έξυπνα δίκτυα περιλαμβάνουν ευφυή συστήματα παρακολούθησης που καταγράφουν όλες τις ροές ηλεκτρικής ισχύος που σημειώνονται στο δίκτυο. Εκτός αυτών, χρησιμοποιούνται επίσης υπεραγώγιμες γραμμές μεταφοράς ισχύος για τη μείωση των απωλειών και για την ενσωμάτωση εναλλακτικών μορφών ενέργειας, όπως η ηλιακή και η αιολική.

Ένα παράδειγμα λειτουργίας ενός έξυπνου δικτύου είναι το εξής: Όταν η ηλεκτρική ενέργεια αποκτά φθηνή κοστολόγηση μπορεί να λαμβάνει πρωτοβουλία για την έναρξη οικιακών συσκευών, όπως τα πλυντήρια, ή εργοστασιακών διεργασιών που μπορούν να λειτουργήσουν σε ακανόνιστες ώρες. Αντίστοιχα, σε ώρες αιχμής μπορεί να τερματίζει τη λειτουργία επιλεγμένων ηλεκτρικών συσκευών ώστε να μειώνεται η συνολική ζήτηση.



ΕΙΚΟΝΑ 36. ΈΝΑ ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑ ΈΞΥΠΝΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ

Κατά κανόνα οι τεχνολογίες που απαρτίζουν έξυπνο δίκτυο δεν αποτελούν καινοτομίες αλλά στην πλειοψηφία τους έχουν χρησιμοποιηθεί σε πολλές εφαρμογές παραπλήσιων πεδίων, όπως σε παραγωγικές διαδικασίες, στις τηλεπικοινωνίες κτλ.

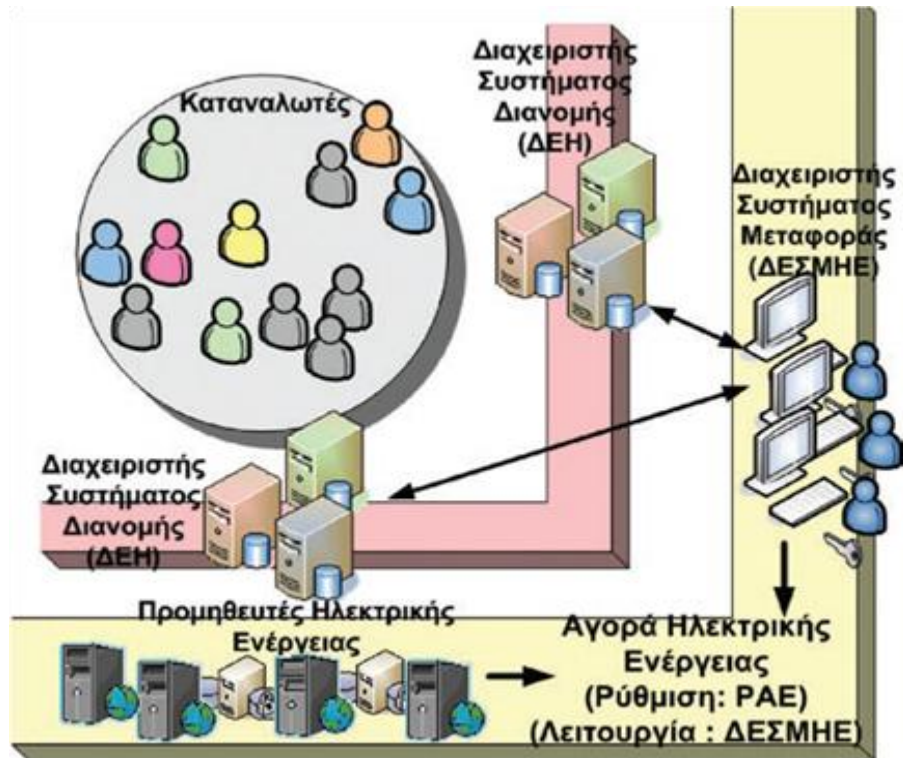
Όλη η φιλοσοφία των έξυπνων δικτύων είναι συνυφασμένη με την έννοια της διανεμημένης παραγωγής δεδομένου ότι βελτιστοποιεί λειτουργικά το δίκτυο σε περιπτώσεις εισαγωγής τοπικής παραγωγής. Διευκολύνει την εξοικονόμηση ενέργειας, τη διαχείριση των ροών ισχύος σε πραγματικό χρόνο και την εγκατάσταση μετρητικών λειτουργιών ‘διπλής κατεύθυνσης’ που απαιτούνται όταν υπάρχει διεσπαρμένη παραγωγή. Παρόλο που τα δίκτυα μεταφοράς είναι ήδη ελέγξιμα σε πραγματικό χρόνο, σε πολλές περιπτώσεις, στις ΗΠΑ και στην Ευρώπη, υπακούουν σε παλαιότερες αρχές λειτουργίας και συνεπώς δεν μπορούν να ανταποκριθούν στις απαιτήσεις που ανακύπτουν από την ενσωμάτωση διακοπτόμενων πηγών ενέργειας και την βρογχοειδή μεταφορά ενέργειας [16],[17].

Όσον αφορά στους ‘έξυπνους μετρητές’, που έχουν κεντρικό ρόλο στη δομή των έξυπνων δικτύων, αυτοί αποτελούν αναβαθμισμένους ηλεκτρικούς μετρητές που ταυτοποιούν λεπτομερώς την κατανάλωση και μεταφέρουν τις σχετικές πληροφορίες μέσω του δικτύου για σκοπούς παρακολούθησης και κοστολόγησής της.

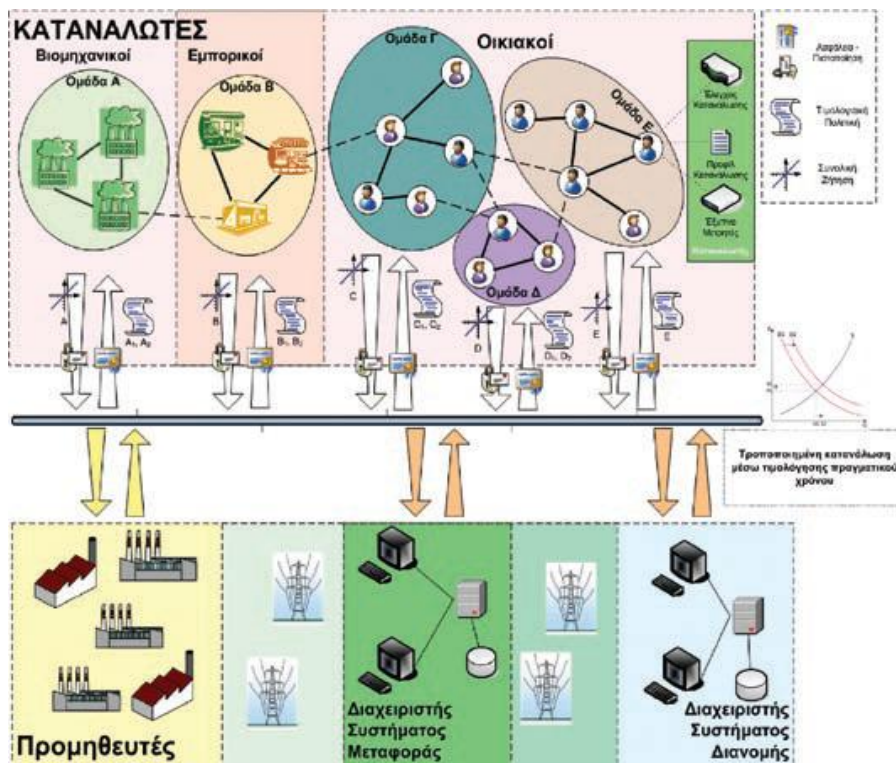
Σημαντικότερο πρόβλημα στη λειτουργία και το συντονισμό των έξυπνων μετρητών είναι η μεταξύ τους επικοινωνία. Κάθε μετρητής θα πρέπει να είναι αξιόπιστος και να επιτυγχάνει ασφαλή μεταφορά της πληροφορίας στον κεντρικό ελεγκτή. Λαμβάνοντας υπόψη το εύρος των περιοχών, στις οποίες μπορεί να είναι εγκατεστημένοι οι έξυπνοι μετρητές, το πρόβλημα επικοινωνίας διογκώνεται με εκθετικούς ρυθμούς. Προοπτικές επίλυσης εμφανίζονται μέσα από την εφαρμογή δικτύων κυψέλης, μέσα από την εκπομπή σε εγκεκριμένες συχνότητες, μέσω PLC κτλ. Ρόλο δεν παίζουν μόνο τα μέσα που χρησιμοποιούνται για επικοινωνιακούς σκοπούς αλλά και ο τύπος του δικτύου. Καταλληλότερος τύπος δικτύου είναι ο βρογχοειδής ή ο ρυθμισμένος ασύρματος ή ακόμα ένας συνδυασμός αυτών. Άλλοι τύποι επικοινωνίας, που είναι υπό μελέτη και πιθανά διευκολύνουν, συνδέονται με τη χρήση Wi-Fi και άλλων εφαρμογών σχετιζόμενων με το διαδίκτυο. Παρόλα αυτά, καμία από τις παραπάνω εκδοχές δεν έχει αποδειχθεί βέλτιστη για το σύνολο των εφαρμογών, τουλάχιστον μέχρι στιγμής.

Συμπερασματικά :

- Στα έξυπνα δίκτυα ενέργειας, ο καταναλωτής είναι ενεργό μέλος της αγοράς και λαμβάνει οικονομικά κίνητρα για να συνεισφέρει στην αποδοτική λειτουργία του συστήματος.
- Στα επόμενα χρόνια η συντριπτική πλειοψηφία των ενεργοβόρων ηλεκτρικών συσκευών θα διαθέτει έξυπνες κάρτες που θα επιτρέπουν την παραμετροποίηση τους και την επικοινωνία με άλλες έξυπνες συσκευές.
- Σύντομα, οι έξυπνες συσκευές θα είναι σε θέση να προγραμματίζουν συντονισμένα τη λειτουργία τους σύμφωνα με τις προτιμήσεις των ιδιοκτητών τους.



ΕΙΚΟΝΑ 37. ΠΑΡΑΔΟΣΙΑΚΗ ΔΟΜΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ – ΟΙ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΕΣ ΣΤΟ ΚΕΝΤΡΟ ΤΗΣ ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΑΚΗΣ ΔΟΜΗΣ ΚΑΙ ΟΙ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΕΣ ΑΠΟΚΟΜΜΕΝΟΙ ΑΠΟ ΑΥΤΗ



ΕΙΚΟΝΑ 38. ΈΞΥΠΝΑ ΔΙΚΤΥΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ – Η ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΑ ΡΕΕΙ ΑΜΦΙΔΡΟΜΑ ΣΕ ΌΛΟΥΣ ΤΟΥΣ ΣΥΜΜΕΤΕΧΟΝΤΕΣ

Το μικροδίκτυο ανήκει στην κατηγορία των έξυπνων δικτύων και θα αναλυθεί στη συνέχεια τόσο σε θεωρητικό όσο και σε επίπεδο εφαρμογής.



ΕΙΚΟΝΑ 39. ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ ΜΕ ΠΑΡΑΔΟΣΙΑΚΟ ΔΙΚΤΥΟ

5.2 Η Έννοια Του Μικροδικτύου

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 1-2 MW, 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.

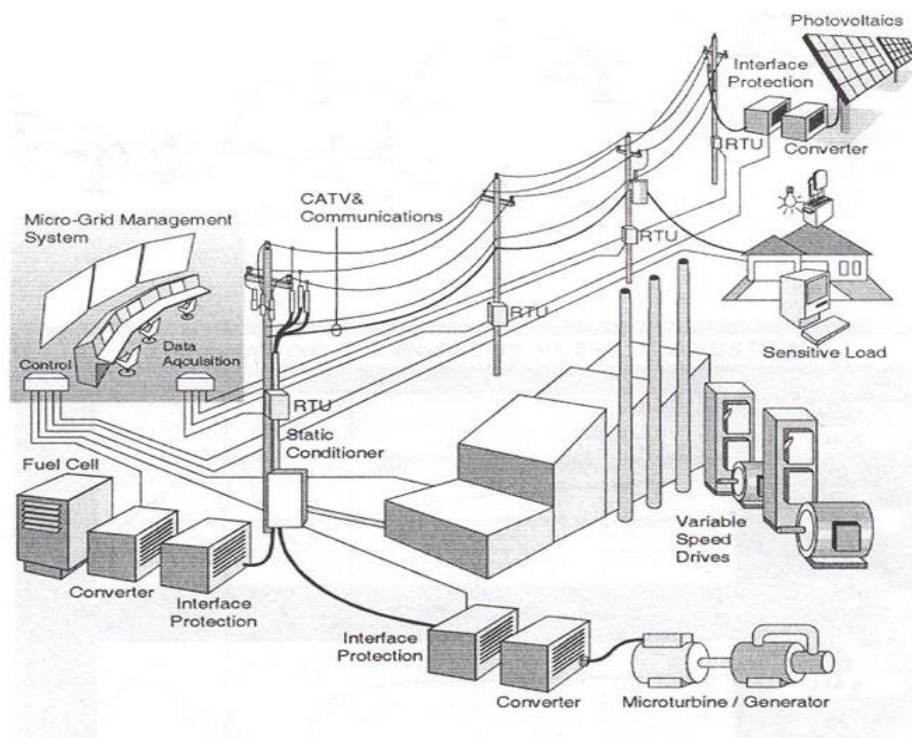
Ο σχεδιασμός του μικροδικτύου είναι ανεξάρτητος από το κεντρικό δίκτυο, ωστόσο μπορεί να υπάρχει διασύνδεση με αυτό, για ανταλλαγή ενέργειας. Τυπικές πηγές ενός μικροδικτύου είναι οι γεννήτριες ντίζελ ή φυσικού αερίου, συμπαραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και ζεστού νερού (γεννήτριες, μικροστρόβιλοι), οι 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. Στην Ιαπωνία κυρίως η σύνδεση γίνεται στο δίκτυο Μέσης Τάσης.

Βασικό γνώρισμα των δικτύων 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 Μέσης Τάσης -συνήθης λειτουργία- αλλά και απομονωμένα –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 και επί προσθέτως ενισχύουν την τοπική αξιοπιστία, μειώνουν τις εκπομπές αερίων, βελτιώνουν την ποιότητα ενέργειας υποστηρίζοντας την τάση και μειώνοντας τις βυθίσεις της. Τέλος δυνητικά «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 άποψη 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.



ΕΙΚΟΝΑ 40. ΈΝΑ ΤΥΠΙΚΟ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟ

5.3 Επιδράσεις Μικροδικτύου Στη Γενικότερη Λειτουργία Ενός Συστήματος

5.3.1 Πλεονεκτήματα Μικροδικτύου

Τα συνολικά 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 CHP– 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 σ' 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.

5.3.2 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 εγχεόμενη 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:

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

5.3.3 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 [18].

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 (AC) 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 αρχαικό 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 αρμοσιότητα προβλεψιμότητα δημιουργεί τεράστιο οικονομικό όφελος στο βαθμό που όλα τα είδη ηλεκτρικού εξοπλισμού μπορούν να κατασκευαστούν βάσει παγκοσμίων 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 Εικόνα 41 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.



ΕΙΚΟΝΑ 41. ΠΥΡΑΜΙΔΑ ΑΥΞΟΥΣΑΣ ΑΠΑΙΤΟΥΜΕΝΗΣ 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 τους 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 που μπορεί εν μέρει να αντιμετωπιστεί από την τεχνολογία του δικτύου. Αυτή η πρόκληση μπορεί σε

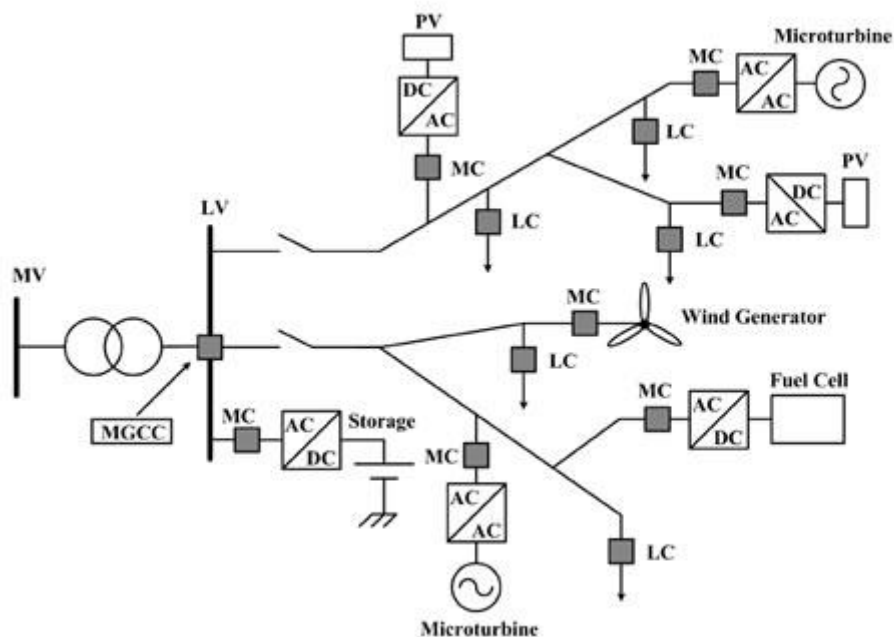
μεγαλύτερο βαθμό να αντιμετωπιστεί από την τεχνολογία των μικροδικτύων, τα οποία συνίστανται σε οντότητες που συντονίζουν τις εκάστοτε πηγές ενέργειας σε ένα σταθερά πιο αποκεντρωμένο πλαίσιο. Η προδιαγραφείσα αυτή λειτουργία μειώνει το «βάρος» ελέγχου σχετικά με το δίκτυο και επιτρέπει στις μικροπηγές να αποδώσουν τα οφέλη τους στο μέγιστο.

Για το λόγο αυτό τα μικροδίκτυα θεωρούνται βασικό συστατικό στοιχείο 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 λειτουργία τους.

5.4 Δομή, Τεχνολογίες Ανάπτυξης Και Αρχιτεκτονική Ελέγχου Στα Μικροδίκτυα

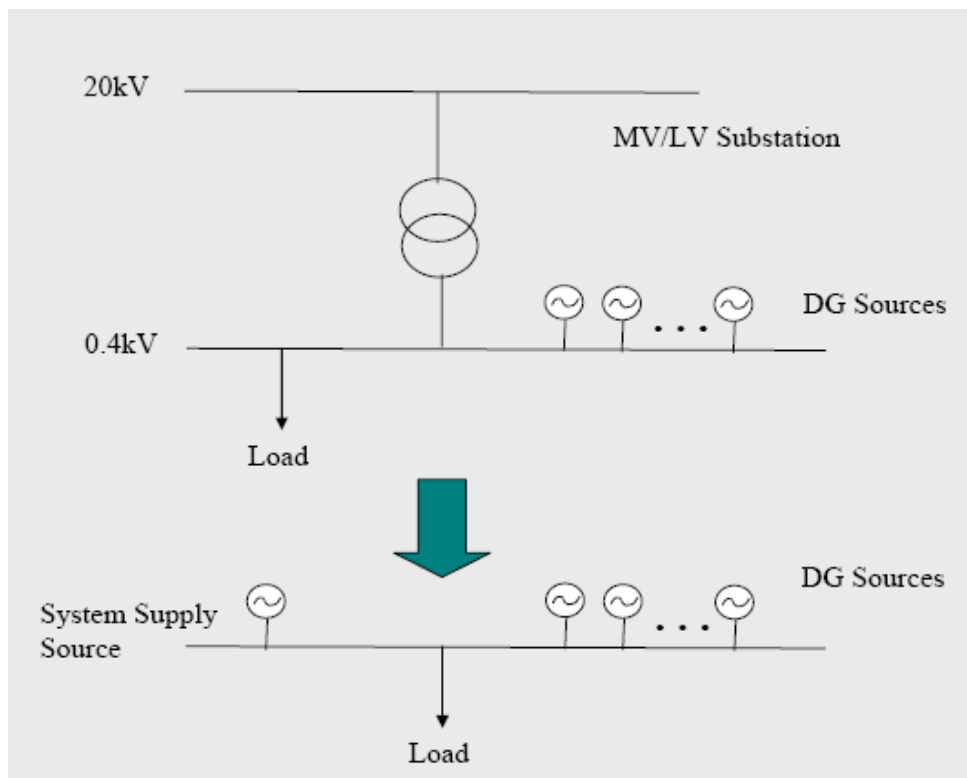
5.4.1 Δομή Μικροδικτύου

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 Εικόνα 42:



ΕΙΚΟΝΑ 42: ΔΟΜΗ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ

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 PV). 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.



ΕΙΚΟΝΑ 43. ΑΠΛΟΠΟΙΗΜΕΝΗ ΤΟΠΟΛΟΓΙΑ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ

Οι βασικές μονάδες που απαρτίζουν ένα μικροδίκτυο είναι οι αντιστροφείς, οι μονάδες αποθήκευσης και οι ελεγκτές. Τα βασικά χαρακτηριστικά και οι λειτουργία τους περιγράφεται στις ενότητες που ακολουθούν.

5.4.1.1 Αντιστροφείς

Οι περισσότερες μικροπηγές του μικροδικτύου συνδέονται στο υπόλοιπο δίκτυο μέσω μετατροπέων. 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.

5.4.1.2 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.

5.4.1.3 Μονάδες Ελέγχου

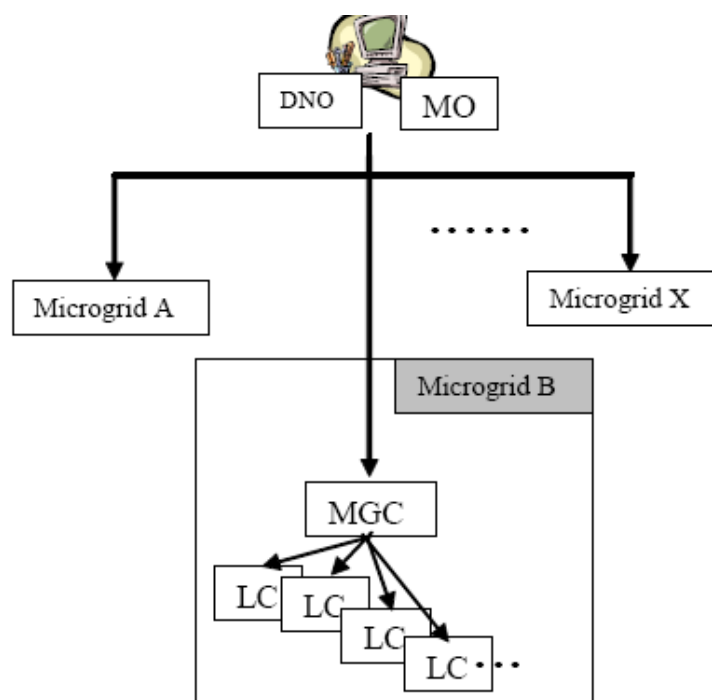
Για να μεγιστοποιηθούν τα οφέλη, το σύστημα ελέγχου του μικροδικτύου θα πρέπει να είναι σε θέση να προσφέρει τα ακόλουθα :

1. Παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στα τοπικά φορτία.
1. Συμμετοχή στις ενεργειακές αγορές με στόχο τη μείωση του λειτουργικού κόστους και την αύξηση των κερδών των ιδιοκτητών διεσπαρμένης παραγωγής.
2. Κατά το δυνατόν αδιάλειπτη παροχή ενέργειας σε κρίσιμα φορτία.
3. Συνεισφορά στη μείωση των ρύπων που οφείλονται στην τοπική ζήτηση.
4. Παροχή βοηθητικών υπηρεσιών στο τοπικό δίκτυο διανομής όπως έλεγχος τάσης και αέργου ισχύος.
5. 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 (EF).

5.4.2 Αρχιτεκτονική Ελέγχου



ΕΙΚΟΝΑ 44. ΤΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΕΛΕΓΧΟΥ ΕΝΟΣ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ

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 μικροδικτύου. 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 MO. 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 A έως X 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.

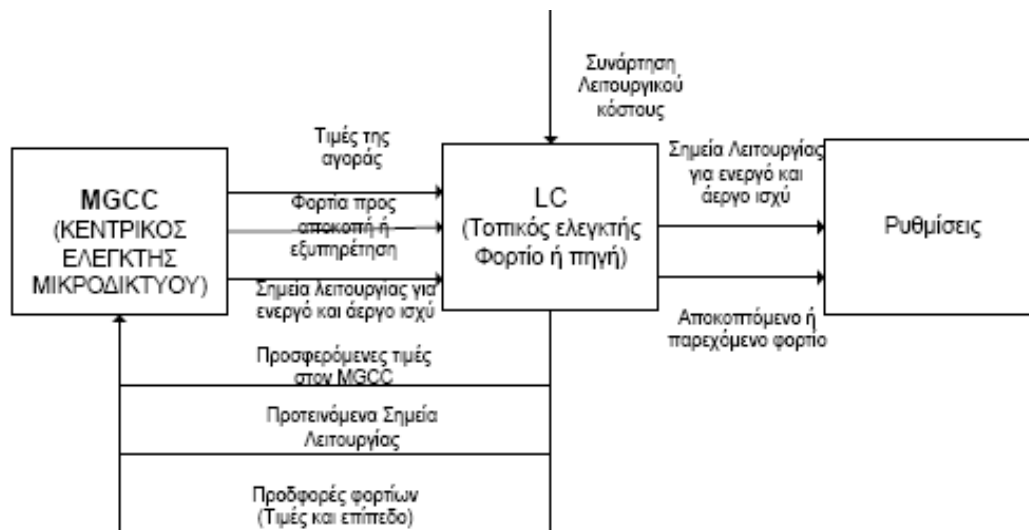
Στο χαμηλότερο επίπεδο ελέγχου ανήκουν οι τοπικοί ελεγκτές - Local Controllers (LC). Οι τοπικοί ελεγκτές μπορούν να ελέγχουν μονάδες παραγωγής - Ελεγκτές Μονάδων (EM) - συμπεριλαμβανομένων των μονάδων αποθήκευσης ενέργειας αλλά και κάποια από τα φορτία - Ελεγκτές Φορτίου (ΕΦ). Ο Ελεγκτής Μονάδας εκμεταλλεύεται 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.

5.4.2.1 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 άεργου 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:



ΕΙΚΟΝΑ 45: Η ΡΟΗ ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΑΣ ΜΕΤΑΞΥ ΤΟΥ ΚΕΝΤΡΙΚΟΥ ΕΛΕΓΚΤΗ ΚΑΙ ΤΩΝ ΤΟΠΙΚΩΝ ΕΛΕΓΚΤΩΝ ΣΕ ΕΝΑ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟ

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, αντίστοιχα 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:

1. Την ακολουθούμενη πολιτική αγοράς.
2. Την ακολουθούμενη πολιτική προσφοράς φορτίων.
3. Τις τιμές της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.
4. Τα τεχνικά όρια των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής.
5. Την πρόβλεψη φορτίου, αν κάτι τέτοιο απαιτείται.
6. Την εκτίμηση παραγωγής από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας.
7. Τους πιθανώς υπάρχοντες περιορισμούς ασφαλείας του δικτύου, όπως είναι π.χ. η ικανότητα της γραμμής διασύνδεσης.
8. Τις προσφορές των μονάδων του μικροδικτύου.
9. Τις προσφορές των καταναλωτών.
10. Τους τυχόν περιορισμούς περιβαλλοντικής πολιτικής.
11. Τα όρια παραγωγής για διατήρηση της τάσης.
12. Το διεθνώς επικαθορισμένο Εμπόριο Ρύπων.
13. 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 :

1. Τις τιμές της αγοράς.
2. Τον αριθμό των προβλεπόμενων εν λειτουργία μονάδων.
3. Τα σημεία λειτουργίας των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής όπου μπορεί να ελεγχθεί η έξοδός τους, π.χ. στην περίπτωση των μικροτουρμπίνων.
4. 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, φερέσυχνων 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:

1. **Πρόβλεψη φορτίου:** Καθώς ο ορίζοντας βελτιστοποίησης είναι μερικές ώρες, μπορούν να χρησιμοποιηθούν απλές μέθοδοι, όπως η persistent και η μέθοδος χρονοσειρών. Λόγω του μικρού αριθμού 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.
2. **Πρόβλεψη παραγωγής από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας:** Λόγω του δεδομένου υψηλού κόστους για την πρόβλεψή τους, δεν αναμένεται να έχουμε αξιόπιστη μετεωρολογική πληροφορία σε τέτοιου βεληγεκούς 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.
3. **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.
4. **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.
5. **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.

6. Ακόμα υλοποιούνται περαιτέρω **Ειδικές Συναρτήσεις** που χρησιμοποιούνται για τη διεκπεραίωση των παρακάτω στόχων:
- Εκτίμηση της πιθανότητας να παραβιάζονται οι τάσεις σε κάποιο κόμβο από τη λειτουργία του μικροδικτύου ή από την παραγωγή κάποιας τοπικής μονάδας παραγωγής.
 - Μεταβολή της λειτουργίας του μικροδικτύου ώστε να ελαχιστοποιείται η συνολική ποσότητα των ρύπων που αποφεύγονται και να συμμετέχει το μικροδίκτυο στο εμπόριο ρύπων.
 - 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.

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.

5.4.2.2 Πλήρως Αποκεντρωμένος Έλεγχος

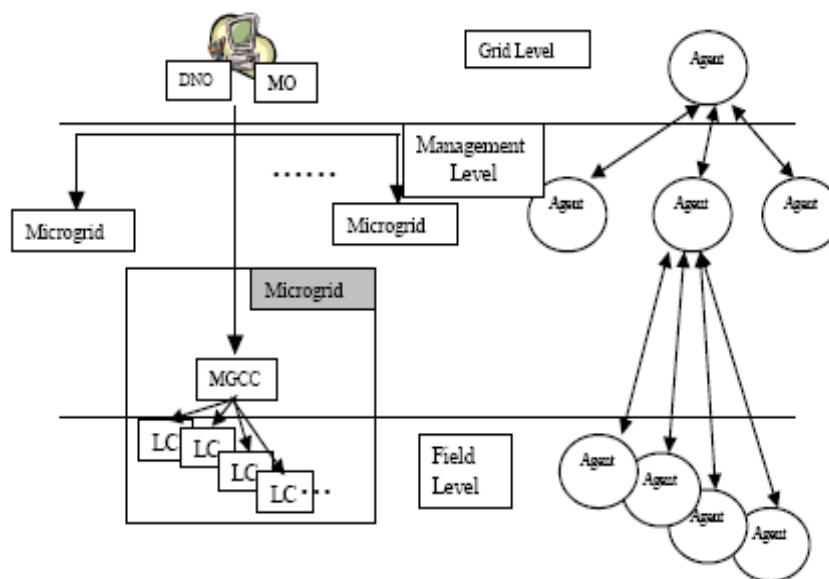
Η ιδέα είναι η απλοποίηση ενός πολύ σύνθετου προβλήματος με μεγάλο αριθμό μεταβλητών, όπως η βελτιστοποίηση της λειτουργίας ενός Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας με πολλές μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής. Γι' αυτό το πρόβλημα διαιρείται σε πολλά επί μέρους προβλήματα τα οποία μπορούν να επιλυθούν το κάθε ένα ξεχωριστά, αξιοποιώντας την κατανομημένη 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 ένα 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 υψηλού επιπέδου 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 ευφύων 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.



ΕΙΚΟΝΑ 46: ΑΝΤΙΣΤΟΙΧΗΣΗ ΕΠΙΠΕΔΩΝ ΕΛΕΓΧΟΥ ΓΙΑ ΤΟ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟ ΚΑΙ ΠΡΟΣΕΓΓΙΣΗ ΜΕ ΣΥΣΤΗΜΑ 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 πολύ-πρακτορικού 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 ζητημάτων 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.

5.4.2.3 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 επιθυμούμε 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 A έρχονται σε αντίθεση με τα συμφέροντα ενός χρήστη B, 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 αλλάζει 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 ευφύων 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 Πίνακα 10.

	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: ΣΥΝΟΨΗ ΙΔΙΟΤΗΤΩΝ ΚΕΝΤΡΙΚΟΥ ΚΑΙ ΑΠΟΚΕΝΤΡΩΜΕΝΟΥ ΕΛΕΓΧΟΥ

5.5 Πολιτικές Συμμετοχής Του Μικροδικτύου Σε Ιδεατή Αγορά Ενέργειας

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 υπ' όψιν 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 κάθε μιας από τις i - μικροπηγές. Η πλήρης μορφή της συνάρτησης προσφοράς προκειμένου για συνεχή συνάρτηση κόστους δίνεται από την ακόλουθη συνάρτηση σε μορφή όχι ασυνήθιστη για μονάδες 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 b_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.

5.5.1 Η Πολιτική Του «Καλού Πολίτη» - Πολιτική 1^η

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 αντανakλούν 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 γίνεται ελαχιστοποίηση του κόστους (cost) όπου:

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

X, η ενεργός ισχύς που αγοράζεται από το δίκτυο

A, είναι οι τιμές αγοράς ενέργειας

Οι περιορισμοί του προβλήματος βελτιστοποίησης ομαδοποιούνται ως προς:

- 1) 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.
- 2) Το ισοζύγιο ισχύος εντός του μικροδικτύου, που δίνεται από την ακόλουθη 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.

5.5.2 Η Πολιτική Του «Ιδανικού Πολίτη» - Πολιτική 2^η

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 παρακάτω παράστασης:

$$\text{Maximize } \{ \text{Income-expenses} \} = \text{Maximize } \{ \text{Revenues} \}$$

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.

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

5.6 Λειτουργία Αγοράς Μικροδικτύου Συμπεριλαμβάνοντας Προσφορές Καταναλωτών - Demand Side Bidding (DSB)

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 €ct/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, 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 κατανάλωσης 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.

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

1. Ενημερώνει τους καταναλωτές για τις τιμές ελεύθερης αγοράς.
2. Δέχεται τις προσφορές από τους καταναλωτές.
3. 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.

5.7 Χρήση Συναρτήσεων Οικονομικής Λειτουργίας Για Το Μικροδίκτυο

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.

5.7.1 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 +1.

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 δίκτυο και να ικανοποιηθεί ο περιορισμός $X + \sum_{i=1}^N x_i + \sum_{y=i}^L y_i = P_demand$. 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 οποία προκύπτει να είναι $x_{opt_i} = \frac{A - b_i}{2a_i}$, 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 αυτό γίνονται οι υπολογισμοί στην $av_cost(x_i) = \frac{active_bid(x_i)}{x_i}$. 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.

5.7.2 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:

1. 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.

2. 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.
3. 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 $b_i x_i + c_i$, η κατάταξη των μονάδων με βάσει 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 εφ' όσον κάτι τέτοιο είναι εφικτό.

5.8 Κόστος Και Οικονομική Αξιολόγηση Για Τη Λειτουργία Του Μικροδικτύου

Για την κατασκευή ενός μικροδικτύου που αναπτύσσεται σε έναν προϋπάρχον δίκτυο χαμηλής τάσης προϋποτίθενται οικονομικά κόστη αναφορικά με τις επενδύσεις για εξοπλισμό ελέγχου και διαχείρισης, για συστήματα επικοινωνίας, για συσκευές ενεργειακής αποθήκευσης και σχεδιασμό προστασίας. Ο εξοπλισμός ελέγχου και διαχείρισης συνίσταται στους προαναφερθέντες τοπικούς ελεγκτές φορτίου και μικροπηγών καθώς και στον κεντρικό ελεγκτή MGCC. Τα συστήματα επικοινωνίας μεταξύ των ελεγκτών δεν είναι υψηλού κόστους συνήθως στο βαθμό που οι χρονικές σταθερές στα ενεργειακά συστήματα είναι χαμηλότερες από τις αντίστοιχες των συστημάτων επικοινωνίας και συνεπώς απαιτείται απλώς ένα σύστημα χαμηλού εύρους ζώνης.

Η ικανότητα ενεργειακής αποθήκευσης είναι συχνά μεγάλης σημασίας για τα μικροδίκτυα στην περίπτωση ανάπτυξης του φαινομένου νησιδοποίησης, το οποίο ωθεί

αναγκαστικά το σύστημα σε απομονωμένη λειτουργία. Εκ των πραγμάτων, η χαμηλή κινητική ενέργεια των μικρό-γεννητριών επιβάλλει μιας μορφής προσωρινή και γοργή ανταπόκριση ως προς την έγχυση ισχύος στο σύστημα για να ρυθμιστεί η τάση και η συχνότητα εντός των επιτρεπόμενων ορίων. Στην αγορά υπάρχουν διαθέσιμοι πολλοί τύποι συσκευών ενεργειακής αποθήκευσης που μπορούν να προσφέρουν τη ζητούμενη βραχύβια υποστήριξη, όπως μπαταρίες, μεγάλοι πυκνωτές ή μαγνητικοί υπεραγωγοί αποθήκευσης ενέργειας. Εν προκειμένω, η αποθηκευμένη ενέργεια αποσκοπεί αποκλειστικά στην υποστήριξη της διαδικασίας ρύθμισης τάσης και συχνότητας, το οποίο σημαίνει ότι δεν προορίζεται για την τροφοδότηση της ζήτησης σε περιπτώσεις ελλείμματος παραγωγής ενέργειας.

Συνήθως, εντός του μικροδικτύου, οι μικροπηγές συνδέονται με το δίκτυο μέσω διεπαφών ηλεκτρονικών ισχύος. Συνεπώς, όταν αυτό βρίσκεται σε απομονωμένη λειτουργία, τα ρεύματα βραχυκυκλώσεως δεν είναι τόσο υψηλά όσο απαιτείται από τα παραδοσιακά συστήματα προστασίας και γι' αυτό χρειάζεται αντίστοιχος σχεδιασμός προστασίας. Κάτι τέτοιο σημαίνει ότι η προστασία που βασίζεται σε ασφάλειες τήξης στους κλάδους χαμηλής τάσης θα πρέπει να αντικατασταθεί από προστασία που βασίζεται σε ασφαλειοδιακόπτες.

Ακόμα, είθισται στα μικροδίκτυα να τοποθετείται ένας στατικός διακόπτης στο σημείο σύζευξης του μικροδικτύου με το δίκτυο μέσης τάσης. Ρόλος του είναι να διασφαλίζει την ταχύτερη απομόνωση του μικροδικτύου σε περιστάσεις που κάτι τέτοιο κρίνεται απαραίτητο. Τα σήματα που λαμβάνει ο στατικός διακόπτης προέρχονται από ηλεκτρονόμους που ελέγχουν το μέγεθος του ρεύματος και την κατεύθυνση του σε κάθε φάση, την τάση και περαιτέρω μεγέθη όσον αφορά την ποιότητα τάσης.

Εκτός από τα κόστη σχεδιασμού και εγκατάστασης, σε μια οικονομική καταγραφή και ανάλυση ενός μικροδικτύου θα πρέπει να λαμβάνονται υπόψη τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης. Τα κόστη λειτουργίας είναι αποτέλεσμα της λειτουργίας του μικροδικτύου συμπεριλαμβανομένων και των απωλειών, την αποθήκευση ενέργειας, του απασχολούμενου προσωπικού κ.ο.κ. Τα κόστη συντήρησης αφορούν τον επιπλέον εξοπλισμό που εγκαθίσταται για την υλοποίηση του μικροδικτύου. Εκτός του προαναφερθέντος προϋπολογισμού τίθενται οι μικροπηγές και τα φορτία που παραμένουν υπεύθυνα τα ίδια για το κόστος τους –καύσιμα, συντήρηση, λειτουργία– όπως και στην προ μικροδικτύου περίοδο. Κάποια περισσότερο απτά οικονομικά στοιχεία σε σχέση με τα λειτουργικά έξοδα του μικροδικτύου παρατίθενται στη συνέχεια.

Η ανάλυση κόστους της υποδομής επικοινωνίας, ελέγχου και πληροφόρησης εντός του μικροδικτύου είναι σχετικά πολύπλοκη και εξαρτάται από μια σειρά παραγόντων. Οι δύο πιο σημαντικοί από αυτούς είναι:

- **Η κλιμάκωση μεγέθους του εκάστοτε δικτύου.** Στο βαθμό που το κόστος του εξοπλισμού είναι άμεσα συνδεδεμένο με τον αριθμό των καταναλωτών, μια ενδεχόμενη αύξηση του συγκεκριμένου αριθμού επιδρά καταλυτικά στη μείωση του κόστους.
- **Επιχειρησιακό πρόγραμμα (Business Case).** Ένας δεύτερος παράγοντας που επικαθορίζει τις απαιτήσεις σε εξοπλισμό software/hardware και κατά συνέπεια το κόστος, είναι το επιλεγμένο επιχειρησιακό πρόγραμμα. Ο Πάροχος Ενέργειας, αφού αναλύσει τα οφέλη που προκύπτουν για κάθε πολιτικής πώλησης της τοπικά παραγόμενης ενέργειας (feed-in-tariff), με την τελική του επιλογή θα καθορίσει και τον αντίστοιχα απαιτούμενο εξοπλισμό software/hardware. Συνεπώς, το κλειδί στο

συγκεκριμένο ζήτημα δεν είναι το κόστος του εξοπλισμού αλλά η περίοδος απόσβεσής του.

Ενδεικτικά αναφέρουμε στο σημείο αυτό ότι το κόστος των «έξυπνων» μετρητών ανέρχεται περίπου στα 200€ και τα τηλεπικοινωνιακά έξοδα λειτουργίας τους κοστολογούνται με 0,1€/MB ανταλλασσόμενης πληροφορίας από κάθε μετρητή. Για ένα δίκτυο εφαρμογής, όπως αυτό το οποίο θα εξετάσουμε στη συνέχεια, όπου υπάρχουν 17 ζυγοί και 18 φορτία και τοπικές παραγωγές συνολικά απαιτούνται 18 «έξυπνοι» μετρητές τοποθετημένοι έκαστος σε μια πηγή ή κατανάλωση. Συνεπώς, το κόστος εγκατάστασης των μετρητών είναι στα 3.600€ ενώ του MGCC είναι 1500€ αντίστοιχα. Τα ετήσια λειτουργικά έξοδα –εάν υποθεθεί ότι για κάθε μήνα ο εκάστοτε μετρητής ανταλλάσσει 50MB πληροφορίας- κυμαίνονται γύρω στα 1.080€. Εάν υπολογιστεί ότι ο χρόνος απόσβεσης της επένδυσης είναι 10 έτη, με την κατάλληλη αναγωγή του συνολικού κόστους σε καθένα από τα δέκα χρόνια, προκύπτουν ετήσια κόστη 1.590€. Μένει λοιπόν να υπολογιστεί το ετήσιο κέρδος που προκύπτει από τη λειτουργία του δικτύου ως μικροδίκτυο εν συγκρίσει με τη ανεξάρτητη λειτουργία της διεσπαρμένης παραγωγής, το οποίο υπολογίζεται πολλαπλάσιο του προαναφερθέντος λειτουργικού κόστους, για να αποδειχθεί το πόσο περισσότερο συμφέρουσα οικονομικά είναι η δημιουργία του μικροδικτύου.

5.9 Ερευνητικές Προσπάθειες Στην Περιοχή Των Μικροδικτύων

Σημαντικές ερευνητικές προσπάθειες για τον τομέα των μικροδικτύων καταβάλλονται σε παγκόσμιο επίπεδο. Τακτικά διοργανώνονται συναντήσεις εκπροσώπων από την Ευρώπη, τις ΗΠΑ, τον Καναδά και την Ιαπωνία, ώστε να παρουσιάζεται η πρόοδος στα ερευνητικά ζητήματα των μικροδικτύων. Οι απόψεις των ερευνητών συγκλίνουν στον αυξημένο και καθοριστικό ρόλο που αναμένεται να διαδραματίσει η ανάπτυξη τεχνικών διαχείρισης της πληροφορίας, στον έλεγχο του τόσο μεγάλου αριθμού πηγών που πρόκειται να εγκατασταθούν στα δίκτυα διανομής.

Σε ευρωπαϊκό επίπεδο, σημαντική έρευνα έχει χρηματοδοτηθεί από την Ε.Ε. Το ερευνητικό πρόγραμμα MICROGRIDS το οποίο έχει ήδη ολοκληρωθεί έχει συνεισφέρει:

- Στην ανάπτυξη στατικών και δυναμικών μοντέλων μονάδων παραγωγής με έμφαση στην ασύμμετρη λειτουργία.
- Στη δημιουργία φιλοσοφιών διασυνδεδεμένης και αυτόνομης λειτουργίας.
- Σε στρατηγικές επανεκκίνησης μετά από σβέση (black start) .
- Στην ανάπτυξη αποκεντρωμένων και κεντρικών αρχιτεκτονικών ελέγχου.
- Στην ανάπτυξη μεθοδολογίας για την αποτίμηση των πλεονεκτημάτων που παρέχουν τα μικροδίκτυα σε οικονομικό κοινωνικό και περιβαλλοντικό επίπεδο.
- Στην ανάπτυξη εργαστηριακών μικροδικτύων.
- Στην ανάπτυξη μεθοδολογιών γείωσης και προστασίας.

5.10 Το Παράδειγμα Της Κύθνου

Η Κύθνος έγινε γνωστή παγκόσμια για την ανάπτυξη της αιολικής και ηλιακής ενέργειας αποτελώντας πρωτοπόρο πρότυπο για την ενσωμάτωση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην ηλεκτροπαραγωγή των νησιωτικών δικτύων. Αρχικά, στην Κύθνο εγκαταστάθηκε και τέθηκε σε λειτουργία το πρώτο Αιολικό Πάρκο στην Ευρώπη στις 15 Απριλίου 1982. Παράλληλα, η ΔΕΗ ξεκίνησε την ανάπτυξη ενός Υβριδικού (αιολικού-ηλιακού) συστήματος στο νησί, το οποίο τέθηκε σε λειτουργία την 1η Ιουλίου 1983. Το 2001 το Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας σε συνεργασία με το Δήμο Κύθνου εγκατέστησε και λειτουργεί αυτόνομο μικροδίκτυο στη θέση Γαϊδουρόμαντρα, το οποίο ηλεκτροδοτεί 12 κατοικίες με διεσπαρμένα φωτοβολταϊκά συστήματα και μπαταρίες μέσω αμφίδρομων μετατροπών ισχύος καλύπτοντας όλες τις ανάγκες τους σε φωτισμό, λειτουργία ψυγείου, τηλεόρασης αλλά και άλλων μικρών ηλεκτρικών συσκευών.

Το μονοφασικό μικροδίκτυο διαρρέεται από εναλλασσόμενο ρεύμα, τάσης 230 V και αποτελείται από εναέριες γραμμές μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας καθώς κι ένα καλώδιο επικοινωνίας (RS 485) που διατρέχει το δίκτυο παράλληλα με τις ηλεκτρικές γραμμές. Το δίκτυο και οι προδιαγραφές ασφάλειας για τη διασύνδεση με τα σπίτια είναι σύμφωνα με τις προδιαγραφές της ΔΕΗ, η οποία είναι και ο πάροχος ηλεκτρικής ενέργειας στο υπόλοιπο νησί. Ο λόγος για τον οποίο επελέγη το μικροδίκτυο να είναι συμβατό με το δίκτυο της ΔΕΗ στο νησί συνίσταται στην πιθανότητα στο μέλλον το μικροδίκτυο να συνδεθεί με το υπόλοιπο δίκτυο. Σε κάθε σπίτι, το ρεύμα που παρέχεται περιορίζεται από μία ασφάλεια των 6 Α. Η όλη εγκατάσταση βρίσκεται σε απόσταση τεσσάρων χιλιομέτρων από την πλησιέστερο κόμβο παροχής μέσης τάσης του νησιού. Στο κέντρο της εγκατάστασης οικοδομήθηκε οίκημα συνολικής επιφάνειας 20 m² για να στεγάσει τις συστοιχίες των μπαταριών, τους αντιστροφείς για τις μπαταρίες, τη γεννήτρια diesel και τη δεξαμενή πετρελαίου της, το hardware για την επικοινωνία καθώς και τον υπόλοιπο εξοπλισμό από υπολογιστικά συστήματα για την εποπτεία του μικροδικτύου.

Το δίκτυο που ηλεκτροδοτεί τους καταναλωτές τροφοδοτείται από τρεις αντιστροφείς μπαταριών Sunny-island συνδεδεμένους παράλληλα ώστε να σχηματίζουν ένα ισχυρό μονοφασικό δίκτυο σε διαμόρφωση master-slave. Με αυτόν τον τρόπο επιτρέπουν τη λειτουργία άνω του ενός αντιστροφέων μόνο όταν απαιτείται παραπάνω ισχύς από τους καταναλωτές. Κάθε αντιστροφέας μπορεί να παρέχει στην έξοδό του μέγιστη ισχύ ίση με 3.6 kW. Οι αντιστροφείς Sunny Boy, οι οποίοι είναι συνδεδεμένοι στα φωτοβολταϊκά έχουν τη δυνατότητα να μετρούν τη συχνότητα του δικτύου, οπότε αναγνωρίζοντας την παραπάνω μεταβολή, περιορίζουν την ισχύ εξόδου τους.

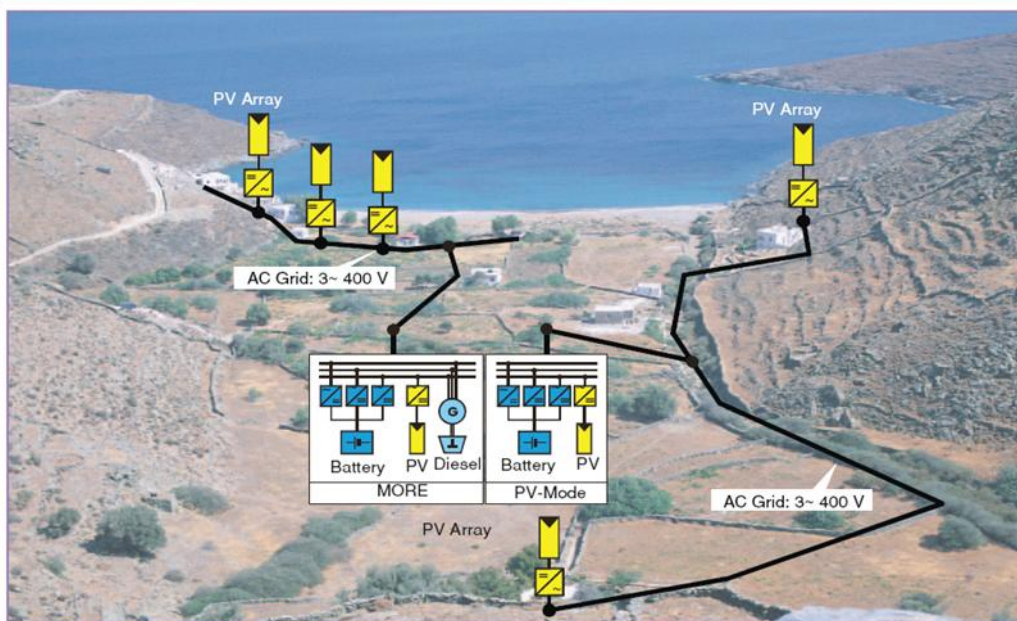
Κάθε σπίτι, στο σημείο σύνδεσής του με το μικροδίκτυο, έχει ήδη εξοπλιστεί με έναν Κατανεμημένο Ευφυή Ελεγκτή Φορτίου (DILC). Αυτοί οι ελεγκτές λειτουργούν με βάση τη συχνότητα του δικτύου, έχουν δηλαδή τη δυνατότητα να μετρούν τη συχνότητα του δικτύου και να αποσυνδέονται από το δίκτυο όταν η συχνότητα πέσει κάτω από μία ορισμένη τιμή (49,14 Hz), καθώς ο αντιστροφέας Sunny Island –ο οποίος στην ουσία δημιουργεί το δίκτυο– αντιλαμβάνεται είτε ότι η κατάσταση φόρτισης των μπαταριών είναι σε χαμηλό επίπεδο είτε ότι υπάρχει υπερφόρτιση από την πλευρά των καταναλωτών. Σε μία τέτοια περίπτωση ο αντιστροφέας Sunny Island μιμείται τη συμπεριφορά μιας υπερφορτισμένης γεννήτριας, η οποία επιβραδύνεται κι έτσι μειώνεται και η συχνότητα του συστήματος. Όταν ο ελεγκτής φορτίου ανιχνεύσει τη μείωση της συχνότητας και αποσυνδεθεί από το δίκτυο, εισέρχεται σε μια περίοδο διακοπής (time-out period) πριν από την επανασύνδεση. Το χρονικό διάστημα αυτής της περιόδου τίθεται τυχαία σε μια τιμή μεταξύ 2 και 4 λεπτών, συμπεριλαμβάνοντας έναν τυχαίο παράγοντα. Αυτό επιτρέπει στα σπίτια να επανασυνδεθούν σταδιακά στο δίκτυο, και να

αποφευχθεί η περίπτωση επανασύνδεσης όλων μαζί, οδηγώντας πάλι το δίκτυο σε υπερφόρτιση.

Το σύστημα των καταναλωτών αποτελείται συγκεκριμένα από φωτοβολταϊκά ισχύος 10 kWp, τα οποία είναι διαμερισμένα σε μικρότερα υποσυστήματα, μια συστοιχία μπαταριών μέγιστης αποδιδόμενης ενέργειας 53 kWh και μια γεννήτρια diesel ονομαστικής ισχύος 5 kW. Ένα δεύτερο σύστημα φωτοβολταϊκών, ισχύος περίπου 2 kWp, έχει εγκατασταθεί στην οροφή του οικήματος και είναι συνδεδεμένο με έναν αντιστροφέα Sunny Island και μία συστοιχία μπαταριών 32 kWh. Αυτό το δεύτερο σύστημα παρέχει την ενέργεια που απαιτείται για την εποπτεία του μικροδικτύου καθώς και την κάλυψη των αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια για τα συστήματα επικοινωνίας. Τα φωτοβολταϊκά συστήματα είναι ενσωματωμένα ως υπόστεγα στα σπίτια που περιλαμβάνει η εγκατάσταση. Σημειώνουμε σε αυτό το σημείο ότι η εγκατάσταση του δικτύου και των συστημάτων που περιλαμβάνει πραγματοποιήθηκε στα πλαίσια δύο Ευρωπαϊκών Προγραμμάτων (PV-MODE και MORE).

Επιπλέον, θεωρείται ιδιαίτερα ωφέλιμη για το μικροδίκτυο η ενσωμάτωση μιας ανεμογεννήτριας εναλλασσόμενου ρεύματος, ισχύος από 2 μέχρι 3 kW έτσι ώστε να ενισχυθεί η παραγωγή ενέργειας, να ελαχιστοποιηθεί η χρήση της γεννήτριας diesel, αλλά και να διευρύνουμε περαιτέρω το φάσμα διαφορετικών πηγών παροχής ενέργειας. Ακόμα δεν έχει εγκατασταθεί μονάδα ανεμογεννήτριας στο μικροδίκτυο, προβλέπεται όμως να γίνει μέσα στα επόμενα έτη.

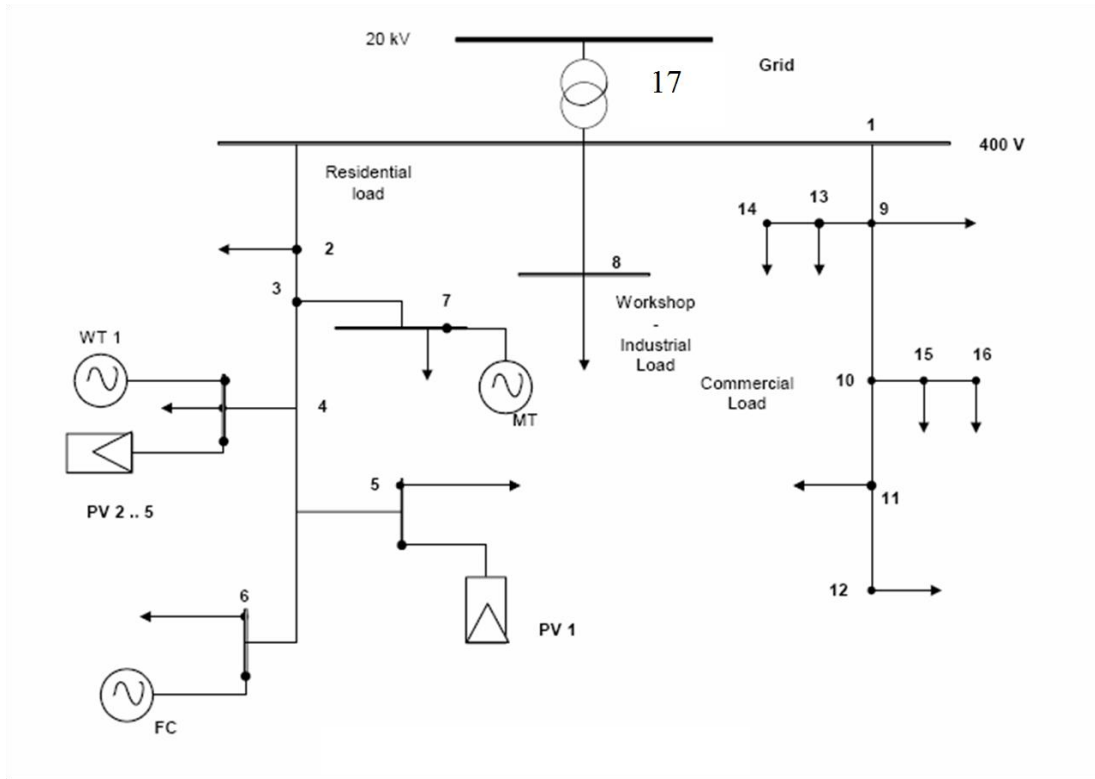
Σήμερα η εκεί εγκατάσταση βρίσκεται σε μια νέα φάση εξέλιξης, υπό την επιστημονική εποπτεία του ΕΜΠ, που στόχο έχει την εφαρμογή εξελιγμένων τεχνικών διαχείρισης της ζήτησης και εξοικονόμησης ενέργειας, με την τοποθέτηση ευφών ελεγκτών φορτίων. Οι ελεγκτές αυτοί μπορούν να διαχειρίζονται μη κρίσιμα φορτία, όπως αντλίες άρδευσης ή συσκευές θέρμανσης νερού, για τη βέλτιστη διαχείριση της διαθέσιμης ηλεκτρικής ενέργειας χωρίς κεντρικό έλεγχο. Η συγκεκριμένη τεχνολογία είναι εξαιρετικά μεγάλης σημασίας όχι μόνο για τα νησιωτικά δίκτυα αλλά και για το σύνολο των ενεργειακών συστημάτων του μέλλοντος, στα οποία προβλέπεται μεγάλη διεύρυνση διεσπαρμένης παραγωγής.



ΕΙΚΟΝΑ 47. Το ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟ ΤΗΣ ΚΥΘΝΟΥ

Κεφάλαιο 6: ΔΙΚΤΥΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ

6.1 Δίκτυο Εφαρμογής με εγκατεστημένη FC,MT,WT,PV ισχύ (I)



ΕΙΚΟΝΑ 48. ΔΙΚΤΥΟ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ (I)

Ο αλγόριθμος για τη μελέτη των μικροδικτύων εφαρμόστηκαν στο δίκτυο του παραπάνω σχήματος. Πρόκειται για ένα τυπικό δίκτυο χαμηλής τάσης. Το δίκτυο διαθέτει τρία τροφοδοτικά, ένα που εξυπηρετεί μια πρώτιστα κατοικήσιμη περιοχή, έναν βιομηχανικό τροφοδότη που εξυπηρετεί μια σχετικά μικρή βιοτεχνία, και έναν εμπορικό τροφοδότη.

Στη συνέχεια ακολουθεί πίνακας που συμπληρώνεται με τα δεδομένα των κλάδων του δικτύου. Ο πίνακας αυτός μαζί με τα δεδομένα ζήτησης και παραγωγής των ζυγών ήταν η είσοδος στο πρόγραμμα επίλυσης της ροής φορτίου. Η πρώτη στήλη δηλώνει τις συνδέσεις που υπάρχουν μεταξύ των ζυγών. Οι στήλες 3, 4 και 5 περιέχουν την αντίσταση, την αντίδραση και το ήμισυ της συνολικής εγκάρσιας επιδεκτικότητας της γραμμής, το φανταστικό δηλαδή μέρος της σύνθετης αγωγιμότητας της γραμμής χρησιμοποιώντας ισοδύναμο μοντέλο Π. Η τελευταία στήλη αναφέρεται σε γραμμή με μετασχηματιστές που έχουν μεταβολή της σχέσης μετασχηματισμού. Εν προκειμένω θεωρούνται ονομαστικές λήψεις με $t=1$. Σημειώνεται ότι όλες οι παρακάτω τιμές είναι σε ανά μονάδα.

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

Κεφάλαιο 6: ΔΙΚΤΥΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ

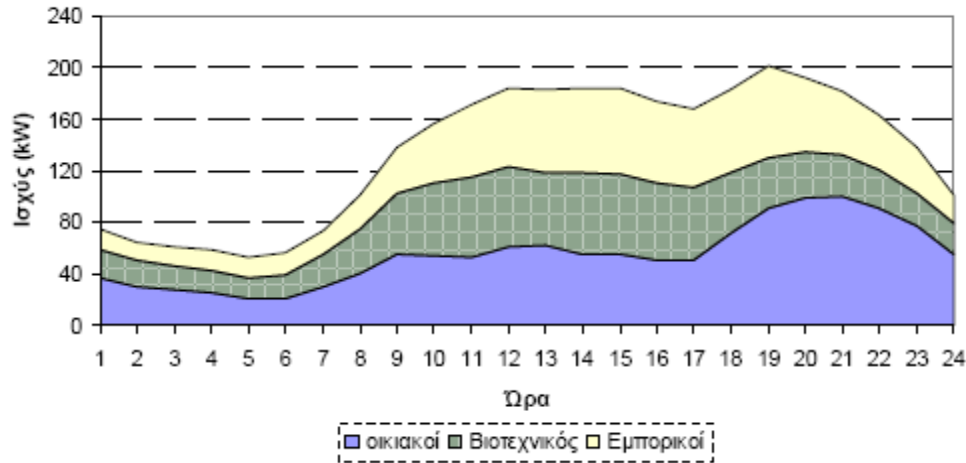
3-4	0,0125	0,00375	0	1
4-5	0,0125	0,00375	0	1
5-6	0,0125	0,00375	0	1
3-7	0,021875	0,004375	0	1
1-8	0,033125	0,00875	0	1
1-9	0,0075	0,005	0	1
9-10	0,015	0,010625	0	1
10-11	0,02125	0,005625	0	1
11-12	0,02125	0,005625	0	1
9-13	0,010625	0,005625	0	1
13-14	0,010625	0,005625	0	1
10-15	0,023125	0,00625	0	1
15-16	0,023125	0,00625	0	1
17-1	0,0025	0,01	0	1

ΠΙΝΑΚΑΣ 11: ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΣΥΝΔΕΣΕΩΝ ΔΙΚΤΥΟΥ

Η ανά μήνα συνολική ζήτηση, βασιζόμενη κατά προσέγγιση στο IEEE-Reliability Test System (IEEE-RTS) για το συγκεκριμένο μικροδίκτυο, παρουσιάζεται στον παρακάτω πίνακα ενώ η επί μέρους ζήτηση ενέργειας για κάθε τύπο καταναλωτή παρουσιάζεται στο γράφημα.

Μήνας	Ζήτηση (MWh)	Μήνας	Ζήτηση (MWh)
Ιανουάριος	104,33	Ιούλιος	104,62
Φεβρουάριος	100,92	Αύγουστος	97,75
Μάρτιος	87,88	Σεπτέμβριος	91,08
Απρίλιος	89,54	Οκτώβριος	87,49
Μάιος	100,38	Νοέμβριος	88,35
Ιούνιος	104,33	Δεκέμβριος	104,36

ΠΙΝΑΚΑΣ 12. ΜΗΝΙΑΙΑ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΦΟΡΤΙΟΥ ΤΟΥ ΥΠΟ ΜΕΛΕΤΗ ΔΙΚΤΥΟΥ



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 20. 24ΩΡΗ ΚΑΜΠΥΛΗ ΖΗΤΗΣΗΣ ΓΙΑ ΤΟ ΤΥΠΙΚΟ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟ ΓΙΑ ΚΑΘΕ ΕΙΔΟΣ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΗ

Μια ποικιλία από μονάδες διανεμημένης παραγωγής, όπως μια μικροτουρμπίνα (MT), μια κυψέλη καυσίμου (FC), μια άμεσα συνδεδεμένη ανεμογεννήτρια (WT) και μερικά φωτοβολταϊκά (PV) έχουν εγκατασταθεί στην τροφοδοσία της κατοικημένης περιοχής. Θεωρείται ότι οι ΑΠΕ παράγουν μόνο ενεργό ισχύ στον παράγοντα ισχύος, δηλαδή ούτε απαιτούν ούτε παράγουν άεργο ισχύ. Ο πίνακας 13 δείχνει τα τεχνικά χαρακτηριστικά των πηγών διανεμημένης παραγωγής για DG διείσδυση 88 kW.

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 13. ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΜΟΝΑΔΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΤΟΥ ΥΠΟ ΜΕΛΕΤΗ ΣΗΕ

Η διαθεσιμότητα των MT και του FC είναι 95% και 90% αντίστοιχα. Ο συντελεστής φόρτισης της ανεμογεννήτριας θεωρήθηκε περίπου ίσος με 40%, 3.504kWh/kW εγκατεστημένης ισχύος- ενώ για τα φωτοβολταϊκά η ετήσια παραγωγή είναι 1.300-1.400 kWh/kWp.

Το κόστος λειτουργίας των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής είναι συνάρτηση του κόστους καυσίμου και της συνάρτηση ειδικής κατανάλωσης. Η μικροτουρμπίνα και η κυψέλη καυσίμου χρησιμοποιούν φυσικό αέριο με απόδοση 8,8 kWh/m³ και τιμή 10 €/m³. Υποτέθηκε μικροτουρμπίνα απλού κύκλου και κυψέλη καυσίμου τύπου PEM

(Proton Exchange Membrane). Συνεπώς οι ηλεκτρικές αποδόσεις τους θεωρήθηκαν αντίστοιχα γύρω στο 25% και 40%. Στον ακόλουθο πίνακα παρατίθενται οι όροι συνάρτησης κόστους παραγωγής της κάθε μικροπηγής του δικτύου.

Μονάδα	Τύπος Μονάδας	Fuel Coeff A [€/kWh ²)	Fuel Coeff B [€/kWh)	Fuel Coeff C [€/h)
1	MT	0,01	4,37	0,01
2	FC	0,033	2,41	0,8415
3	WT	0	0	0
4	PV1	0	0	0
5	PV2	0	0	0
6	PV3	0	0	0
7	PV4	0	0	0
8	PV5	0	0	0

ΠΙΝΑΚΑΣ 14. ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΚΟΣΤΟΥΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ

Για το δίκτυο εφαρμογής των 17 ζυγών μελετήθηκαν και συγκρίθηκαν 3 διαφορετικά σενάρια:

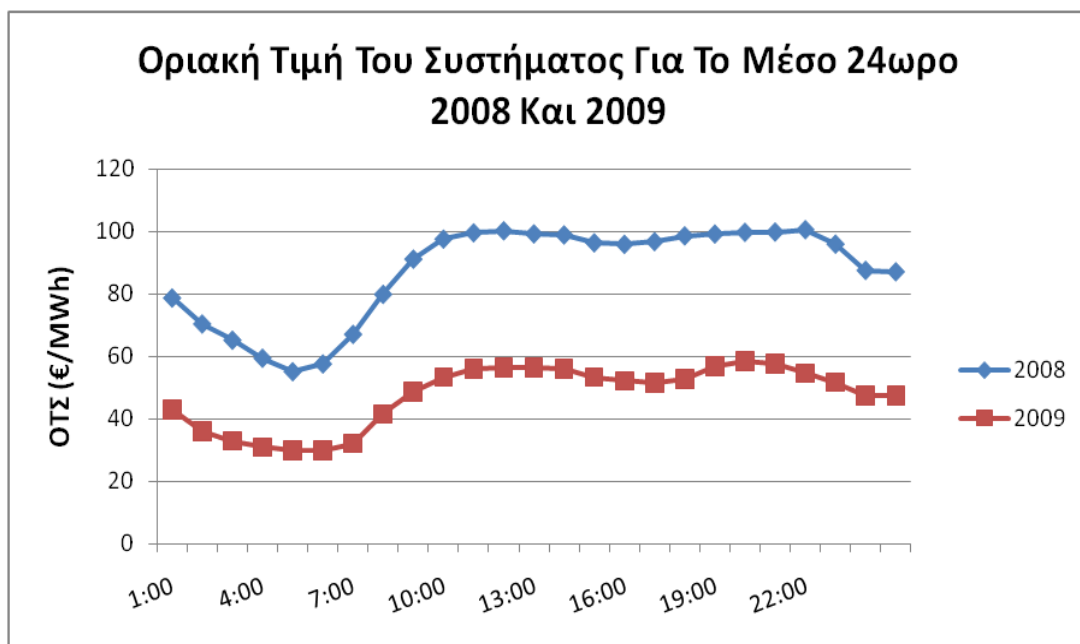
Σενάριο 1: Λειτουργία του δικτύου χωρίς διανεμημένη παραγωγή, όλη δηλαδή η ζήτηση ικανοποιείται από το δίκτυο (no-DG scenario).

Σενάριο 2: Λειτουργία του δικτύου με μονάδες διανεμημένης παραγωγής (Only-DG scenario). Σε αυτή την περίπτωση θεωρήθηκε ότι αξιοποιείται όλη η παραγωγή των μονάδων διανεμημένης παραγωγής σε περίπτωση που αυτή είναι μικρότερη ή ίση της ζήτησης. Σε αντίθετη περίπτωση η επιπλέον ισχύς θεωρείται ότι χάνεται και δεν αποθηκεύεται.

Σενάριο 3: Λειτουργία μικροδικτύου (Microgrid scenario) με σκοπό τη βέλτιστη λειτουργία του δικτύου. Στην περίπτωση του τρίτου σεναρίου, με κάποιες αναπροσαρμογές στον χρησιμοποιούμενο κώδικα, δημιουργήθηκαν τρεις παραλλαγές στη λειτουργία μικροδικτύου όσον αφορά την αξιοποίηση των ΑΠΕ, δηλαδή της φωτοβολταϊκής και αιολικής ενέργειας. Στην πρώτη παραλλαγή, ακολουθήθηκε η κλασική πολιτική όπου η εγκατεστημένη ανανεώσιμη ισχύς δεν συμπεριλήφθηκε στη συνάρτηση οικονομικής βελτιστοποίησης αλλά θεωρήθηκε ότι αξιοποιείται εξ' ολοκλήρου όλη η παραγωγή της. Στη δεύτερη παραλλαγή, η φωτοβολταϊκή και αιολική τοπική παραγωγή συμπεριλήφθηκε στη συνάρτηση οικονομικής βελτιστοποίησης από την αρχή και εξ' ολοκλήρου. Τέλος, στην τρίτη παραλλαγή λειτουργίας μικροδικτύου, υλοποιήθηκε εισαγωγή αποκλειστικά του πλεονάσματος ανανεώσιμης ισχύος στην συνάρτηση βελτιστοποίησης. Με άλλα λόγια, υπολογίσθηκε η ανανεώσιμη ισχύς που παράγεται σε κάθε ζυγό σε ωριαίο επίπεδο και συγκρίθηκε με την ωριαία ζήτηση φορτίου. Στην περίπτωση όπου η τοπική παραγωγή του εκάστοτε ζυγού είναι μεγαλύτερη από την αντίστοιχη ζήτηση, το ωριαίο πλεόνασμα είναι αυτό που εισάγεται στη συνάρτηση βελτιστοποίησης.

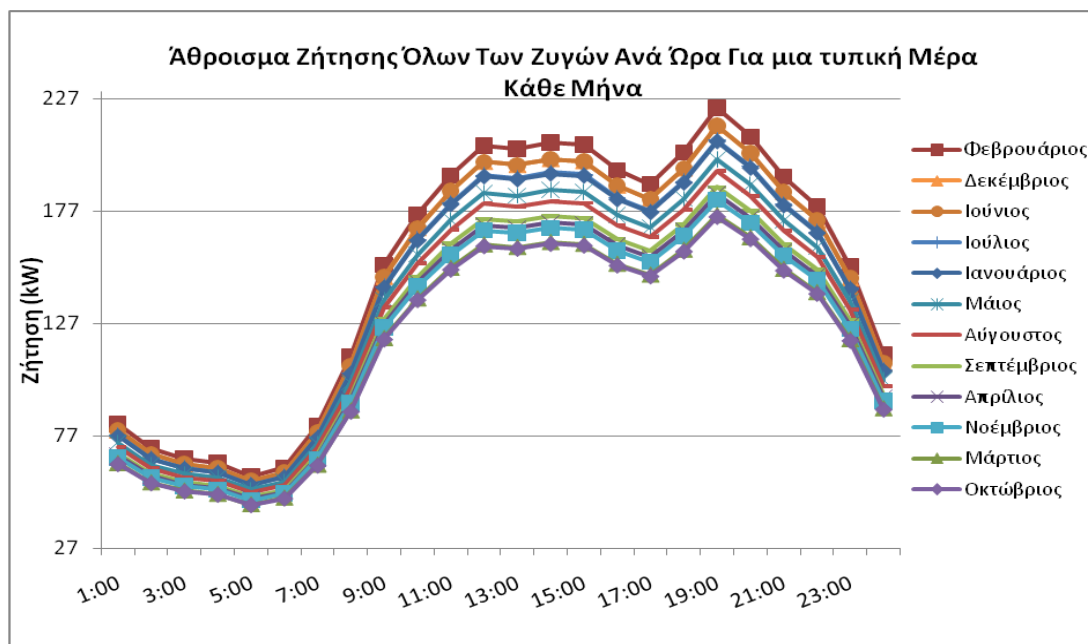
Για την επίλυση των περιπτώσεων των παραπάνω ζητημάτων χρησιμοποιήθηκε ένα λογισμικό στο προγραμματιστικό περιβάλλον Matlab για την διαχείριση αυτών των περιπτώσεων.

Για την εξαγωγή συμπερασμάτων από την εφαρμογή των τριών σεναρίων χρησιμοποιήθηκαν δεδομένα αγοράς από την ελληνική αγορά ηλεκτρισμού (πηγή ΔΕΣΜΗΕ) για τα έτη 2008 και 2009 και πιο συγκεκριμένα θεωρήθηκαν 24ωρες χρονοσειρές τιμών αποτελούμενες από τη μέση ανά μηνά οριακή τιμή του συστήματος για τα έτη 2008 και 2009.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 21. ΟΡΙΑΚΗ ΤΙΜΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΓΙΑ ΕΝΑ ΜΕΣΟ ΕΤΗΣΙΟ 24ΩΡΟ 2008 ΚΑΙ 2009

Για τη ζήτηση χρησιμοποιήθηκαν χρονοσειρές χαρακτηριστικές για κάθε μήνα του χρόνου που παρουσιάζονται στο ακόλουθο διάγραμμα:



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 22. ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΖΗΤΗΣΗ ΣΕ ΜΗΝΙΑΙΟ ΕΠΙΠΕΔΟ ΓΙΑ ΤΟΥΣ 12 ΜΗΝΕΣ ΤΟΥ ΕΤΟΥΣ

Από τις παραπάνω καμπύλες ζήτησης προκύπτει ο ακόλουθος πίνακας που δίνει το μέσο φορτίο του χρόνου, τη μέγιστη και την ελάχιστη τιμή του.

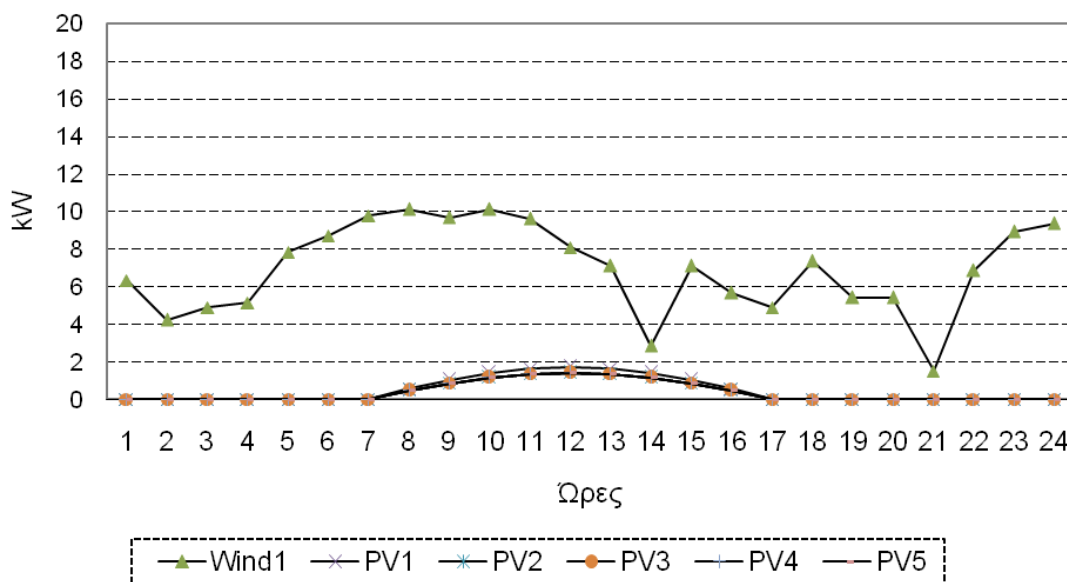
Μέσο Ετήσιο Φορτίο (kW)	Μέγιστη Τιμή Φορτίου (kW)	Ελάχιστη Τιμή Φορτίου (kW)
133,039	222,722	46,2909

ΠΙΝΑΚΑΣ 15. ΜΕΣΟ, ΜΕΓΙΣΤΟ ΚΑΙ ΕΛΑΧΙΣΤΟ ΦΟΡΤΙΟ ΔΙΚΤΥΟΥ ΣΕ kW

Η αιχμή του φορτίου παρατηρείται για το συγκεκριμένο δίκτυο τον Φεβρουάριο στις 19:00 κάτι σχετικά μη αναμενόμενο καθώς συνήθως οι ετήσιες αιχμές των φορτίων παρατηρούνται τους χειμερινούς είτε τους θερινούς μήνες ανάλογα με τα κλιματικά δεδομένα κάθε γεωγραφικής περιοχής. Για τα εγχώρια δεδομένα ισχύει ότι τα τελευταία χρόνια υπάρχει μετατόπιση της ετήσιας αιχμής στους καλοκαιρινούς μήνες λόγω της μεγάλης χρήσης κλιματιστικών. Ως επί το πλείστον, στο υπό μελέτη δίκτυο υπάρχουν τρεις ομάδες φορτίων (οικιακά, εμπορικά και βιομηχανικό) η ζήτηση των οποίων δεν μεταβάλλεται ισότροπα αλλά εξαρτάται από πολλούς διαφορετικούς και θεωρητικά μη προβλέψιμους παράγοντες. Συνεπώς, μια τέτοια αιχμή φορτίου ενδέχεται να οφείλεται και στη συγκεκριμένη ιδιαιτερότητα του δικτύου.

Αντίστοιχες χρονοσειρές με αυτές της ζήτησης χρησιμοποιήθηκαν και για την παραγωγή από ΑΠΕ για κάθε μήνα, στηριζόμενες σε πραγματικές χρονοσειρές ταχύτητας ανέμου από την Κρήτη και εκτιμήσεις ηλιοφάνειας από το φωτοβολταϊκό σύστημα που είναι εγκατεστημένο στο κτίριο Ηλεκτρολόγων του ΕΜΠ. Ακολουθώντας, παρουσιάζεται διαγραμματικά η παραγωγή των μονάδων του μικροδικτύου για ένα τυπικό 24ωρο του Ιανουαρίου, για αρχική εγκατεστημένη ισχύ διανεμημένης παραγωγής 88kW.

Παραγωγή μονάδων ΑΠΕ για τυπικό 24ωρο Ιανουαρίου



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 23. ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΜΟΝΑΔΩΝ ΑΠΕ ΓΙΑ ΤΥΠΙΚΟ 24ΩΡΟ ΤΟΥ ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΥ

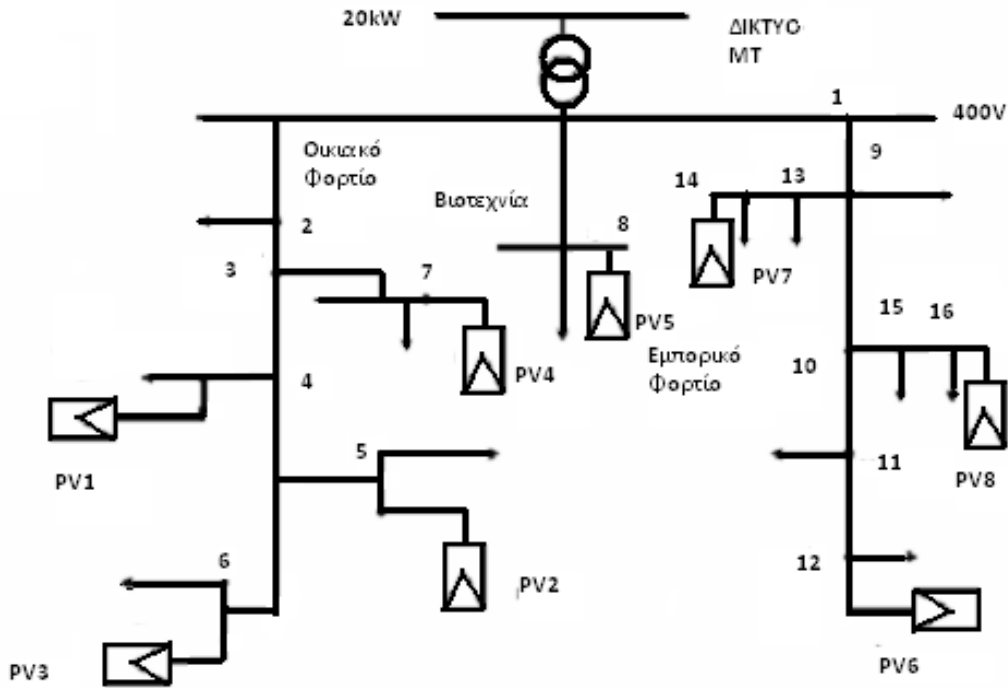
Το δεύτερο και τρίτο σενάριο μελετήθηκαν για διάφορα επίπεδα διείσδυσης διανεμημένης παραγωγής και συγκεκριμένα για εγκατεστημένη ισχύ από 88kW έως 348kW. Για μεγάλα επίπεδα διείσδυσης υποτέθηκε λειτουργία περισσότερων μονάδων

διανεμημένης παραγωγής. Για τα διάφορα επίπεδα διείσδυσης εξετάστηκαν οι εξής περιπτώσεις τιμών πώλησης της φωτοβολταϊκής και αιολικής παραγωγής:

1. Μέση ανά μήνα οριακή τιμή του συστήματος 2008
2. Μέση ανά μήνα οριακή τιμή του συστήματος 2009
3. $0,5 \times (\text{Μέση ανά μήνα οριακή τιμή του συστήματος 2008})$
4. $0,5 \times (\text{Μέση ανά μήνα οριακή τιμή του συστήματος 2009})$
5. $1,4 \times (\text{Μέση ανά μήνα οριακή τιμή του συστήματος 2008})$
6. $1,4 \times (\text{Μέση ανά μήνα οριακή τιμή του συστήματος 2009})$
7. $2 \times (\text{Μέση ανά μήνα οριακή τιμή του συστήματος 2008})$
8. $2 \times (\text{Μέση ανά μήνα οριακή τιμή του συστήματος 2009})$
9. Δωρεάν

Στο σημείο αυτό αξίζει να σημειωθεί ότι στην περίπτωση της μέσης ανά μήνα οριακής τιμής του συστήματος του 2009, λόγω της μικρής της τιμής, εξετάστηκε ένα μεγαλύτερο εύρος επιπέδων διείσδυσης. Αυτό συμπεριλάμβανε επίπεδα από 8-348kW και σκοπό είχε να γίνει αντιληπτή η λειτουργία του μικροδικτύου, όπως θα αναλυθεί στη συνέχεια με τη παράθεση των διαγραμμάτων.

6.2 Δίκτυο Εφαρμογής Με Εγκατεστημένη PV Ισχύ (II)



ΕΙΚΟΝΑ 49. ΔΙΚΤΥΟ 17 ΖΥΓΩΝ ΥΠΟ ΜΕΛΕΤΗ

Οι αλγόριθμοι για τη μελέτη των μικροδικτύων, όπου οι μικροπηγές θα είναι αποκλειστικά φωτοβολταϊκά συστήματα, εφαρμόστηκαν στο δίκτυο του παραπάνω σχήματος. Πρόκειται για ένα τυπικό δίκτυο χαμηλής τάσης. Το δίκτυο διαθέτει τρία τροφοδοτικά, ένα που εξυπηρετεί μια πρώτιστα κατοικήσιμη περιοχή, έναν βιομηχανικό τροφοδότη που εξυπηρετεί ένα σχετικά μικρό εργοστάσιο και έναν εμπορικό τροφοδότη.

Ο πίνακας με τη σύνθετη αντίσταση των κλάδων του δικτύου παραμένει ίδιος. Ο πίνακας αυτός μαζί με τα δεδομένα ζήτησης και παραγωγής των ζυγών ήταν η είσοδος στο πρόγραμμα επίλυσης της ροής φορτίου.

Η συνολική ζήτηση του συστήματος διαμορφώθηκε σε ωριαία κλίμακα για ένα έτος, βασισμένη στα δώδεκα τυπικά 24ωρα ανά μήνα του προηγούμενου δικτύου εφαρμογής. Οι προσεγγίσεις που υλοποιήθηκαν λάμβαναν υπόψη τους τόσο τη μηνιαία διακύμανση της ζήτησης όσο και τις μεταβολές που σημειώνονται στην ενεργειακή κατανάλωση των οικιστικών, των βιομηχανικών και των εμπορικών φορτίων τα Σαββατοκύριακα κατά τη διάρκεια ολόκληρου του έτους. Κάποια στοιχεία σχετικά με τη συνολική ζήτηση του δικτύου συνοψίζονται στον παρακάτω Πίνακα, ενώ η επί μέρους ετήσια αθροιστική ζήτηση ενέργειας για κάθε τύπο καταναλωτή παρουσιάζεται στο γράφημα. Η συνολική ετήσια ζήτηση του υπό μελέτη δικτύου είναι 1.176,9 MW και το μέσο, μέγιστο και ελάχιστο ωριαίο φορτίο ζήτησης για το έτος είναι:

Μέσο Ετήσιο Φορτίο (kW)	Μέγιστη Τιμή Φορτίου (kW)	Ελάχιστη Τιμή Φορτίου (kW)
134,35	276,9	43

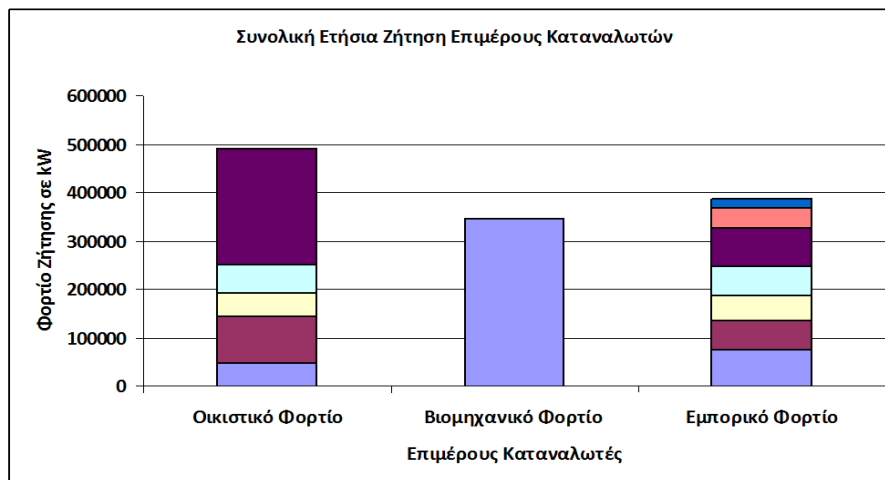
ΠΙΝΑΚΑΣ 16. ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ ΩΡΙΑΙΟΥ ΦΟΡΤΙΟΥ

Κεφάλαιο 6: ΔΙΚΤΥΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ

Μήνας	Μέση Τιμή Ωριαίου Φορτίου (kW)	Μέγιστη Τιμή Ωριαίου Φορτίου (kW)	Ελάχιστη Τιμή Ωριαίου Φορτίου (kW)	Μηνιαίο Άθροισμα Ζήτησης (kW)
Ιανουάριος	172,2	276,9	62,6	128.108,8
Φεβρουάριος	148,1	231,5	54,7	99.525,9
Μάρτιος	116,5	182,1	43	86.637
Απρίλιος	124,5	195,5	46,1	89.613,4
Μάιος	133	208	49,1	98.914,2
Ιούνιος	142,9	223,3	52,8	102.848,9
Ιούλιος	141	221,1	52,1	104.869,9
Αύγουστος	129,5	202,5	47,8	96.322,7
Σεπτέμβριος	124,2	195	46,1	89.442,2
Οκτώβριος	117,9	184,9	43,6	87.699
Νοέμβριος	121,1	189,1	44,7	87.133,1
Δεκέμβριος	142,2	223,4	52,8	105.804,1

ΠΙΝΑΚΑΣ 17. ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΣΧΕΤΙΚΑ ΜΕ ΤΗ ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΖΗΤΗΣΗ ΤΟΥ ΥΠΟ ΜΕΛΕΤΗ ΔΙΚΤΥΟΥ

Η αιχμή του φορτίου παρατηρείται για το συγκεκριμένο δίκτυο στις 17 Ιανουαρίου στις 19:00. Οι ετήσιες αιχμές των φορτίων παρατηρούνται τους χειμερινούς είτε τους θερινούς μήνες ανάλογα με τα κλιματικά δεδομένα κάθε γεωγραφικής περιοχής. Για τα εγχώρια δεδομένα ισχύει ότι τα τελευταία χρόνια υπάρχει μετατόπιση της ετήσιας αιχμής στους καλοκαιρινούς μήνες λόγω μεγάλης χρήσης κλιματιστικών. Στο δίκτυο υπάρχουν τρεις ομάδες φορτίων (οικιακά, εμπορικά και βιομηχανικό) η ζήτηση των οποίων δεν μεταβάλλεται ισότροπα αλλά εξαρτάται από πολλούς θεωρητικά μη προβλέψιμους παράγοντες. Μια τέτοια αιχμή φορτίου ενδέχεται να αιτιολογείται σε αυτή τη βάση της ιδιαιτερότητας του δικτύου.



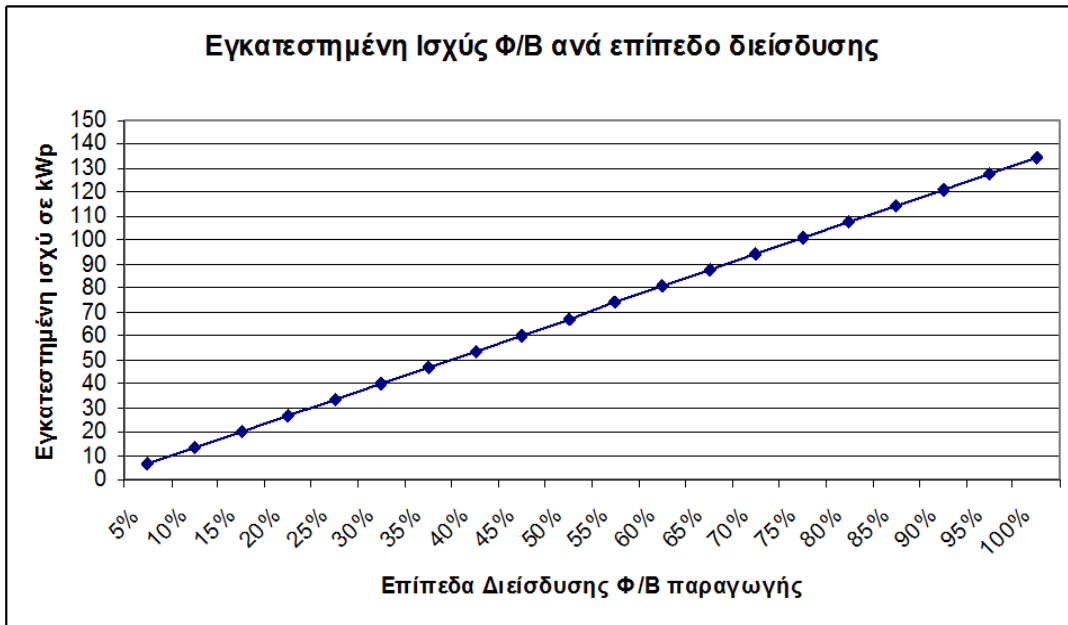
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 24. ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΕΤΗΣΙΑ ΖΗΤΗΣΗ ΕΠΙΜΕΡΟΥΣ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΩΝ ΕΝΤΟΣ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ

Στο υπάρχον δίκτυο τοποθετήθηκαν αποκλειστικά 8 φωτοβολταϊκά συστήματα (PV) διαδοχικά στους ζυγούς 4,5,6,7,8,12,14,16, με διαφορετική εγκατεστημένη ισχύ το καθένα, συνδεδεμένα στην τροφοδοσία της κατοικημένης περιοχής, του μικρού εργοστασίου και των εμπορικών φορτίων. Υποτίθεται ότι τα φωτοβολταϊκά παράγουν μόνο ενεργό ισχύ στον παράγοντα ισχύος, δηλαδή ούτε απαιτούν ούτε παράγουν άεργο ισχύ. Μελετώνται διάφορα επίπεδα διείσδυσης φωτοβολταϊκής ισχύος που εκφράζονται ως ποσοστά επί του μέσου ωριαίου συνολικού φορτίου. Η αρχική διείσδυση είναι 5% και αυξάνεται με βήμα 5% έως και 100%. Ο πίνακας 18 δείχνει τα τεχνικά χαρακτηριστικά των φωτοβολταϊκών πηγών βάσει της εγκατεστημένης ισχύος τους στο αρχικό επίπεδο διείσδυσης.

Μονάδα	Ζυγός Σύνδεσης	Τύπος Μονάδας	Τεχνικό Ελάχιστο (kW)	Τεχνικό Μέγιστο- Εγκατεστημένη Ισχύς (kWp)
1	4	PV1	0	0.7
2	5	PV2	0	0.2
3	6	PV3	0	0.4
4	7	PV4	0	1.8
5	8	PV5	0	2.5
6	12	PV6	0	0.4
7	14	PV7	0	0.6
8	16	PV8	0	0.15

ΠΙΝΑΚΑΣ 18. ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΜΟΝΑΔΩΝ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΤΟΥ ΥΠΟ ΜΕΛΕΤΗ ΣΗΕ

Για τις φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις θεωρήθηκε ότι είναι τοποθετημένες στις γεωγραφικές συντεταγμένες της Αθήνας και αποτελούνται από πάνελ με νότιο προσανατολισμό και γωνία κλίσης 30°. Η ωριαία φωτοβολταϊκή παραγωγή υπολογίζεται βάσει των αποτελεσμάτων του προγράμματος υπολογισμού της προσπίπτουσας ολικής ηλιακής ακτινοβολίας σε κεκλιμένο επίπεδο που περιγράφηκε σε προηγούμενη ενότητα. Βάσει των αποτελεσμάτων του προγράμματος για τις ωριαίες τιμές της ηλιακής ακτινοβολίας και του τύπου του φωτοβολταϊκού υπολογίστηκε η ωριαία παραγωγή του ανά kWp εγκατεστημένης ισχύος, μέγεθος από το οποίο, πολλαπλασιαζόμενο με την εκάστοτε εγκατεστημένη ισχύ, προέκυψαν οι ωριαίες τιμές φωτοβολταϊκής παραγωγής των μονάδων για κάθε επίπεδο διείσδυσης.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 25. ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗΣ Φ/Β ΙΣΧΥΟΣ ΣΤΟ ΥΠΟ ΜΕΛΕΤΗ ΣΗΕ ΑΝΑ ΕΠΙΠΕΔΟ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ

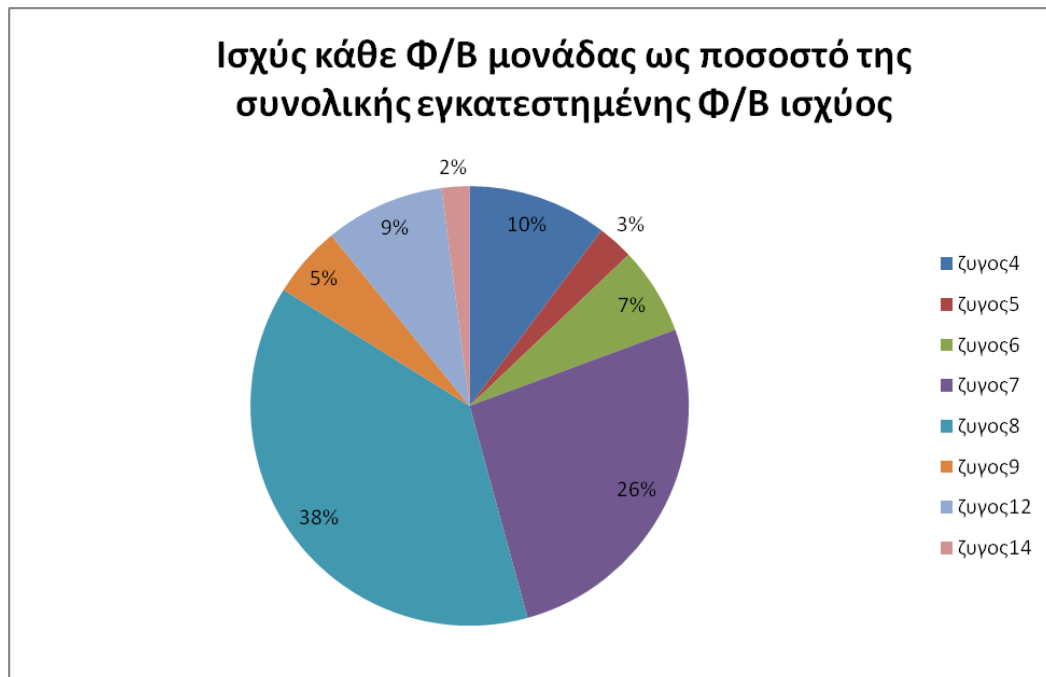
Ακόλουθα παρουσιάζεται ένας πίνακας με τα δεδομένα εγκατεστημένης ισχύος κάθε ζυγού ανά επίπεδο διείσδυσης Φ/Β παραγωγής καθώς και ένα γράφημα με τα ποσοστά ονομαστικής ισχύος κάθε μονάδας σε σχέση με τη συνολική ονομαστική ισχύ.

ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ Φ/Β ΑΝΑ ΕΠΙΠΕΔΟ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ (kWp)								
ΖΥΓΟΙ	4	5	6	7	8	12	14	16
5%	0,7	0,2	0,4	1,8	2,5	0,4	0,6	0,15
10%	1,5	0,4	0,9	3,5	5,1	0,7	1,2	0,3
15%	2,2	0,5	1,3	5,3	7,7	1,1	1,8	0,4
20%	3	0,7	1,8	7	10	1,5	2,4	0,6
25%	3,5	0,9	2,2	9	13	1,8	3	0,7
30%	4,3	1	2,6	11	15	2	3,5	0,9
35%	5	1,2	3	12	18	2,5	4	1
40%	5,7	1,4	3,5	14	20	3	4,7	1,2
45%	6,5	1,6	4	16	23	3,5	5,2	1,3
50%	7	1,8	4,5	17,5	26	3,7	5,8	1,5
55%	7,8	2	4,7	19,3	28	4	6,4	1,6
60%	8,5	2,1	5,2	21	31	4,3	7	1,8

Κεφάλαιο 6: ΔΙΚΤΥΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ

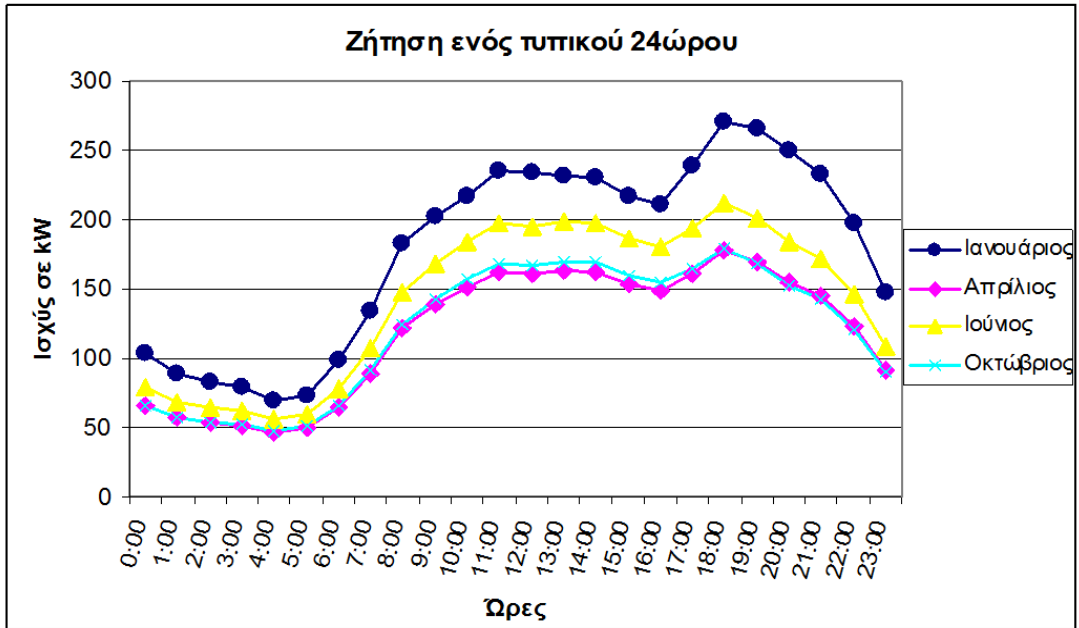
65%	9,2	2,3	5,7	23	33	4,7	7,5	1,9
70%	10	2,5	6,1	24,6	35,7	5	8,2	2
75%	10,6	2,6	6,6	26,3	38,2	5,4	8,8	2,2
80%	11,3	2,8	7	28	40,8	5,8	9,3	2,3
85%	12	3	7,4	29,8	43,4	6,2	9,9	2,5
90%	12,8	3,2	7,8	31,6	46	6,5	10,5	2,6
95%	13,5	3,3	8,3	33,4	48,4	6,9	11,1	2,8
100%	14,2	3,5	8,7	35,1	51	7,3	11,6	2,9
125%	17,7	4,4	10,9	43,9	63,8	9,1	14,6	3,6
150%	21,3	5,2	13,1	52,7	76,5	10,9	17,5	4,4
175%	24,8	6,1	15,3	61,4	89,2	12,7	20,4	5,1
200%	28,3	7	17,5	70,2	102	14,5	23,3	5,8

ΠΙΝΑΚΑΣ 19. ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΚΑΘΕ Φ/Β ΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ

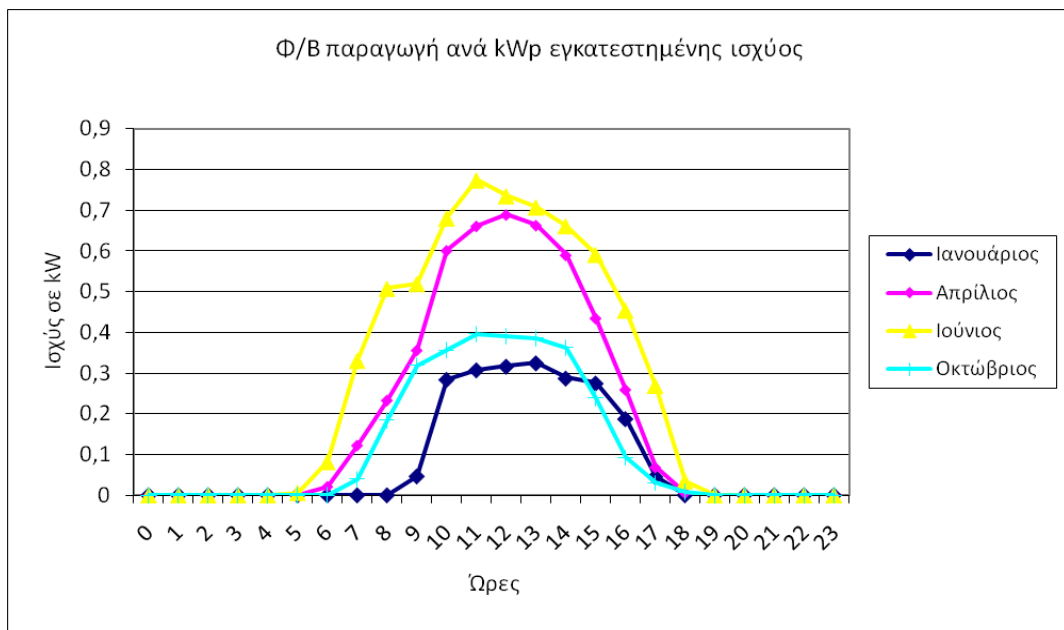


ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 26. ΠΟΣΟΣΤΑ ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΚΑΘΕ ΜΟΝΑΔΑΣ ΩΣ ΠΡΟΣ ΤΗ ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ Φ/Β ΙΣΧΥ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ.

Στη συνέχεια παρατίθενται κάποια ενδεικτικά δεδομένα όσον αφορά τη συνολική ζήτηση του δικτύου και τη χρονοσειρά φωτοβολταϊκής παραγωγής για τέσσερα τυπικά 24ωρα, που είναι αντιπροσωπευτικά για κάθε εποχή του έτους.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 27. ΤΥΠΙΚΑ 24ΩΡΑ ΖΗΤΗΣΗΣ



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 28. ΤΥΠΙΚΑ 24ΩΡΑ Φ/Β ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΑΝΑ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

Για το δίκτυο εφαρμογής των 17 ζυγών μελετήθηκαν και συγκρίθηκαν 3 διαφορετικά σενάρια:

Σενάριο 1: Λειτουργία του δικτύου χωρίς διανεμημένη παραγωγή, όλη δηλαδή η ζήτηση να ικανοποιείται από το δίκτυο (No PV scenario).

Σενάριο 2: Λειτουργία του δικτύου με μονάδες διανεμημένης παραγωγής (Only PV scenario). Σε αυτή την περίπτωση θεωρήθηκε ότι αξιοποιείται όλη η παραγωγή των μονάδων διανεμημένης παραγωγής.

Σενάριο 3: Λειτουργία μικροδικτύου (Microgrid scenario) με σκοπό τη βέλτιστη λειτουργία του δικτύου. Στην περίπτωση του τρίτου σεναρίου, με κάποιες αναπροσαρμογές στον χρησιμοποιούμενο κώδικα, δημιουργήθηκαν δύο παραλλαγές

σχετικά με τη λειτουργία του μικροδικτύου και την παραγόμενη φωτοβολταϊκή ενέργεια. Ενώ στην πρώτη παραλλαγή, θεωρήθηκε ότι η φωτοβολταϊκή τοπική παραγωγή συμπεριλήφθηκε στη συνάρτηση οικονομικής βελτιστοποίησης από την αρχή και εξ' ολοκλήρου, στη δεύτερη παραλλαγή λειτουργίας μικροδικτύου υλοποιήθηκε εισαγωγή αποκλειστικά του πλεονάσματος φωτοβολταϊκής ισχύος στην συνάρτηση βελτιστοποίησης. Με άλλα λόγια, υπολογίστηκε η ισχύς που παράγεται σε κάθε ζυγό σε ωριαίο επίπεδο και συγκρίθηκε με την ωριαία ζήτηση φορτίου. Στην περίπτωση όπου η τοπική παραγωγή του εκάστοτε ζυγού προέκυπτε μεγαλύτερη από την αντίστοιχη ζήτηση, το ωριαίο πλεόνασμα ήταν αυτό που εισαγόταν στη συνάρτηση βελτιστοποίησης.

Για την επίλυση των περιπτώσεων των παραπάνω ζητημάτων χρησιμοποιήθηκε ένα λογισμικό στο προγραμματιστικό περιβάλλον Matlab.

Για την εξαγωγή συμπερασμάτων από την εφαρμογή των τριών σεναρίων χρησιμοποιήθηκαν δεδομένα από την ελληνική αγορά ηλεκτρισμού (πηγή ΔΕΣΜΗΕ) για τα έτη 2008 και 2009. Πιο συγκεκριμένα, το πρόγραμμα παρήγαγε σε κάθε περίπτωση αποτελέσματα για δύο εκδοχές οριακών τιμών, μια χαμηλή που αντιστοιχεί στην οριακή τιμή του 2009 και μια υψηλή που αντιστοιχεί στην οριακή τιμή του 2008. Στόχος ήταν να καταδειχθεί η διαφορά κόστους και λειτουργίας του μικροδικτύου σε δύο αρκετά διαφοροποιημένες περιόδους σε σχέση με την κοστολόγηση της έγχυσης από το δίκτυο. Στο πρόγραμμα χρησιμοποιήθηκαν ως δεδομένα οι ωριαίες οριακές τιμές του συστήματος για τα παραπάνω δύο έτη.

Το δεύτερο και τρίτο σενάριο, όπως προαναφέρθηκε, μελετήθηκαν διάφορα επίπεδα διείσδυσης διανεμημένης παραγωγής και συγκεκριμένα για συνολική εγκατεστημένη ισχύ από 6,75kW έως 134,3kW. Για μεγάλα επίπεδα διείσδυσης υποθέσαμε ότι αυξάνεται η επιφάνεια και ο αριθμός των φωτοβολταϊκών πάνελ δεδομένης της αντιστοιχίας τους που είναι προσεγγιστικά 8-10m²/kWp ανάλογα με το είδος του φωτοβολταϊκού στοιχείου. Για τα διάφορα επίπεδα διείσδυσης εξετάστηκαν οι εξής περιπτώσεις τιμών πώλησης της φωτοβολταϊκής παραγωγής:

1. Μέση οριακή τιμή του συστήματος 2008
2. Μέση οριακή τιμή του συστήματος 2009
3. 0,5×(Μέση οριακή τιμή του συστήματος 2008)
4. 0,5×(Μέση οριακή τιμή του συστήματος 2009)
5. 1,4×(Μέση οριακή τιμή του συστήματος 2008)
6. 1,4×(Μέση οριακή τιμή του συστήματος 2009)
7. 2×(Μέση οριακή τιμή του συστήματος 2008)
8. 2×(Μέση οριακή τιμή του συστήματος 2009)
9. Δωρεάν

Αξίζει να υπογραμμισθεί σε αυτό το σημείο ότι η τιμή πώλησης της ενέργειας των φωτοβολταϊκών και γενικότερα των ανανεώσιμων πηγών καθορίζεται από τα λεγόμενα feed-in-tariffs (τιμές πώλησης) που ορίζονται από εθνικές ή διεθνείς πολιτικές σχετικά με την προώθηση των εναλλακτικών μορφών ενέργειας, από τη βιομηχανία παραγωγής του εξοπλισμού και το κόστος αυτού καθώς και από τη διεθνή αγορά ενέργειας. Μέχρι

στιγμής, σε εγχώριο επίπεδο η τιμή πώλησης της φωτοβολταϊκής κιλοβατώρας έχει καθοριστεί στα 0.45€/kWh αλλά από το 2015 και έπειτα έχει συμφωνηθεί ότι η τιμή πώλησης θα αναπροσαρμόζεται σε κάθε έτος βάσει της σχέσης $1.4 \times (\text{Μέση Οριακή Τιμή του προηγούμενου έτους})$. Στον παρακάτω πίνακα καταγράφονται διαδοχικά όλες οι τιμές πώλησης που εισάγαμε ως δεδομένα κατά τη μελέτη των σεναρίων.

Συντελεστής Πώλησης Της Ανανεώσιμης Παραγωγής	ΟΤΣ 2008 (€/MWh)	ΟΤΣ 2009 (€/MWh)
0	0	0
0,5	43,55	23,71
1	87,09	47,42
1,4	121,89	66,39
2	174,18	94,84

ΠΙΝΑΚΑΣ 20. FEED-IN-TARIFFS ΟΠΩΣ ΔΙΑΜΟΡΦΩΝΟΝΤΑΙ ΣΤΟ ΥΠΟ ΜΕΛΕΤΗ ΔΙΚΤΥΟ

6.3 Συνοπτική Περιγραφή του Προγράμματος που χρησιμοποιήθηκε

Με βάση τα ωριαία δεδομένα ζήτησης φορτίου, οριακής τιμής και παραγωγής των εγκατεστημένων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας εφαρμόζονται τα σχετικά προγράμματα οικονομικής βελτιστοποίησης και ροής φορτίου, σε περιβάλλον Matlab, όπου προκύπτουν τόσο σε ωριαίο όσο και αθροιστικά σε ημερήσιο, μηνιαίο και ετήσιο επίπεδο τα αποτελέσματα σχετικά με το ενεργειακό κόστος, τις απώλειες, την έγχυση ισχύος από το ανάντη δίκτυο και τις παραγωγές των τοπικών μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής. Τα συγκεκριμένα αποτελέσματα παρουσιάζουν διακυμάνσεις και μεταβολές ανάλογα με τα δεδομένα εισόδου όσον αφορά την οριακή τιμή, την τιμή πώλησης της τοπικά παραγόμενης ενέργειας καθώς και το επίπεδο διείσδυσης της τοπικής παραγωγής.

Στο τμήμα του συνολικού κώδικα, όπου υλοποιείται προσομοίωση της λειτουργίας του μικροδικτύου, η οικονομική κατανομή (Economic Dispatch) υλοποιείται μέσα από την εντολή 'fmincon', η οποία εφαρμόζει την επαναληπτική μέθοδο μη γραμμικής βελτιστοποίησης Lagrange υπό περιορισμούς, για να υπολογίσει τις ανεξάρτητες μεταβλητές x για τις οποίες μια βαθμωτή συνάρτηση $f(x)$, η οποία εν προκειμένω αποτελεί το ενεργειακό κόστος του συστήματος, έχει την ελάχιστη τιμή της. Η μαθηματική διατύπωση του προβλήματος που επιλύει η fmincon είναι η εξής:

$$\min_x f(x) \text{ υπό του περιορισμούς}$$

$$\left. \begin{array}{l} A \cdot x \leq b \\ Aeq \cdot x = beq \end{array} \right\} \text{όπου οι περιορισμοί } A, Aeq, b, beq \text{ είναι πίνακες}$$

$$\left. \begin{array}{l} c(x) \leq 0 \\ ceq(x) = 0 \end{array} \right\} \text{όπου οι περιορισμοί } c, ceq \text{ είναι συναρτήσεις}$$

$lb \leq x \leq ub$, όπου οι περιορισμοί lb, ub είναι αριθμητικά στοιχεία.

Στη συγκεκριμένη περίπτωση βελτιστοποίησης κόστους, στη συνάρτηση $f(x)$ υπεισέρχονται το κόστος της εγχεόμενης ισχύος από το δίκτυο, που καθορίζεται από την εκάστοτε οριακή τιμή του συστήματος καθώς και το κόστος της τοπικά παραγόμενης ενέργειας. Οι συναρτήσεις κόστους ποικίλουν ανάλογα με το είδος της παραγωγής. Για παράδειγμα, για την εγχεόμενη από το δίκτυο ισχύ και για τις ανανεώσιμες πηγές, αιολικά και φωτοβολταϊκά, η συνάρτηση κόστους είναι γραμμική ενώ για τις κυψέλες καυσίμου και τις μικροτουρμπίνες είναι πολυωνυμική δευτέρου βαθμού. Η μεταβλητή x είναι ένας πίνακας που περιέχει αρχικοποιημένες τις μεταβλητές που αντιστοιχούν στις τοπικές παραγωγές και στην έγχυση από το δίκτυο. Οι περιορισμοί που υπεισέρχονται στη `fmipcon` είναι μόνο οι `c` και `ceq` οι οποίοι περιλαμβάνουν αντίστοιχα τους περιορισμούς τεχνικών ελαχίστων και τεχνικών μεγίστων της τοπικής παραγωγής, τον περιορισμό σχετικά με την ροή ισχύος ως προς το δίκτυο και το ισοζύγιο ηλεκτρικής ισχύος στο μικροδίκτυο. Ο περιορισμός σχετικά με την αντίστροφη ροή ισχύος σχετίζεται με το ότι στην εφαρμογή που μελετάμε ακολουθείται η πολιτική 'good citizen' που συνεπάγεται ότι το μικροδίκτυο δεν πουλάει ισχύ στο κεντρικό δίκτυο.

Αφότου έχουν υπολογισθεί οι τοπικές παραγωγές και η έγχυση ισχύος τα ωριαία δεδομένα παραγωγής και ζήτησης για κάθε ζυγό εισάγονται στον αλγόριθμο ροής φορτίου όπου υλοποιείται η επαναληπτική μέθοδος `Newton-Raphson` και προκύπτουν δεδομένα σχετικά με τις απώλειες ισχύος, τη διακύμανση τάσης, τη μέγιστη ροή ισχύος ανά κλάδο και λοιπά λειτουργικά δεδομένα σχετικά με το δίκτυο.

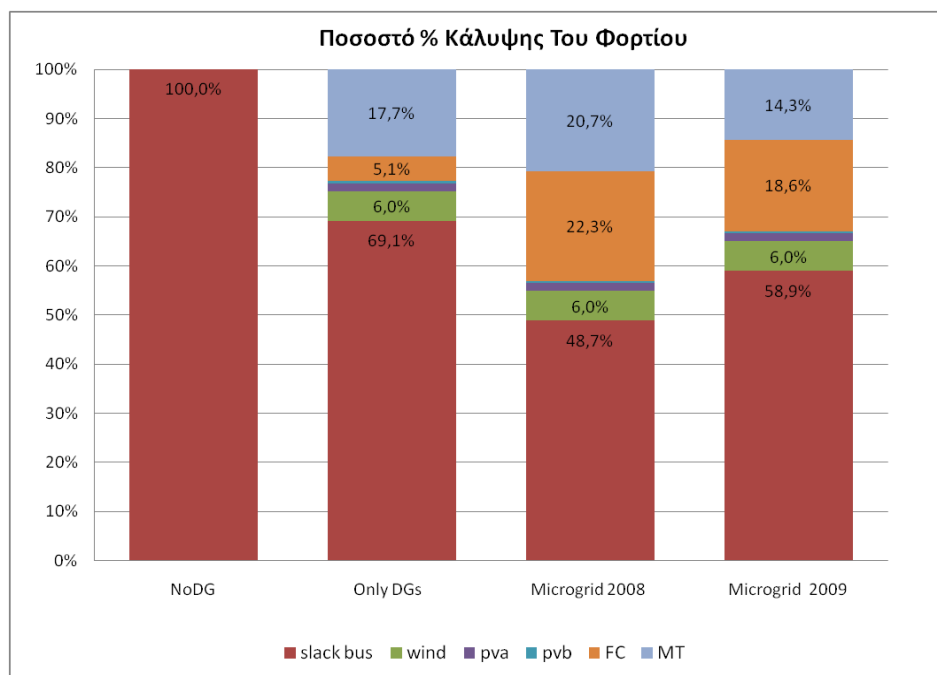
Κεφάλαιο 7: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ I

7.1 Σενάρια No DG, Only DG και Microgrid (1^η Παραλλαγή)

Παρακάτω παρουσιάζονται συγκεντρωτικά, σε διαγράμματα, τα αποτελέσματα της μελέτης σε ετήσιο επίπεδο. Τα αποτελέσματα προέκυψαν ως άθροισμα των μηνιαίων τιμών, οι οποίες ήταν η έξοδος του προγράμματος που ήδη έχει περιγραφεί.

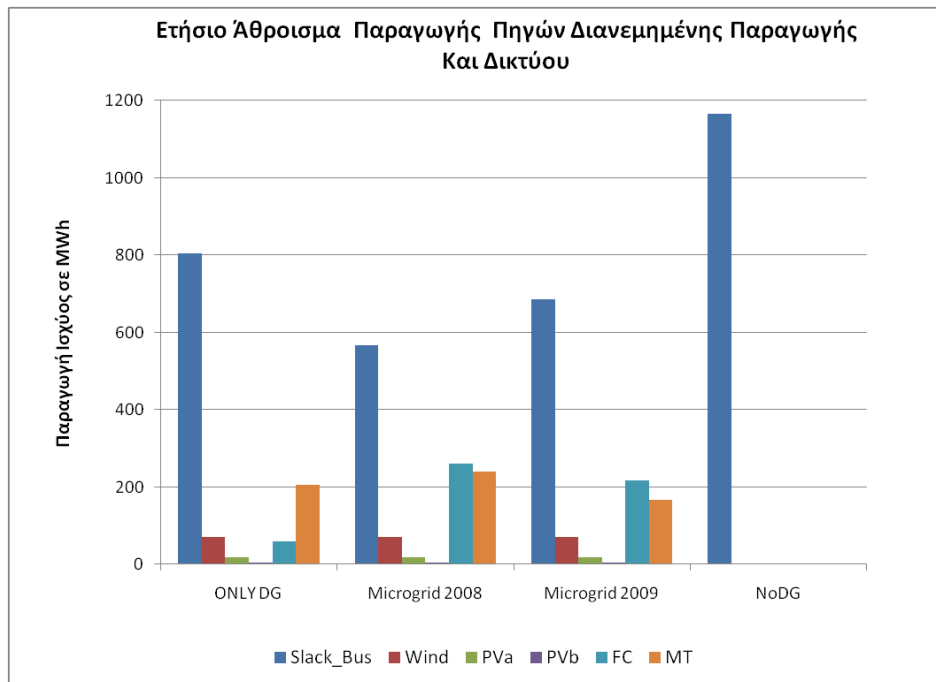
7.1.1 Μελέτη Ως Προς Ένα Επίπεδο DG Διείσδυσης (88kW)

Στα δύο διαγράμματα που ακολουθούν παρουσιάζεται η κάλυψη του φορτίου από τις μονάδες διανεμημένης παραγωγής και από το δίκτυο για εγκατεστημένη DG ισχύ 88kW. Τα αποτελέσματα απεικονίζονται σε ετήσια βάση τόσο σε ποσοστό όσο και σε απόλυτες τιμές για κάθε σενάριο λειτουργίας.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 29. ΠΟΣΟΣΤΟ ΚΑΛΥΨΗΣ ΤΟΥ ΦΟΡΤΙΟΥ ΓΙΑ ΚΑΘΕ ΣΕΝΑΡΙΟ ΓΙΑ ΟΤΣ 2008 & 2009

Όπως παρατηρείται, η μεγαλύτερη παραγωγή μικροπηγών και άρα το μεγαλύτερο ποσοστό κάλυψης του φορτίου επιτυγχάνεται για λειτουργία μικροδικτύου και για υψηλή οριακή τιμή συστήματος (2008). Συγκεκριμένα, η εγχεόμενη ισχύς από το δίκτυο, στην περίπτωση του μικροδικτύου, είναι μειωμένη κατά 51,3% σε σχέση με το No DG σενάριο και κατά 20,4% σε σχέση με το Only DG σενάριο. Επίσης, η μικροτουρμπίνα και η κυψέλη καυσίμου έχουν ετήσια παραγωγή 240,69MWh και 260,4MWh που καλύπτει το 20,7% και 22,3% του φορτίου αντίστοιχα. Κατά τη λειτουργία του μικροδικτύου αξιοποιείται η αυξημένη δυνατότητα παραγωγής της μικροτουρμπίνας και της κυψέλης καυσίμου γεγονός το οποίο συμβάλλει στη μείωση του ενεργειακού κόστους με την προϋπόθεση ότι παράγουν φθηνότερη ενέργεια σε σχέση με την εγχεόμενη από το δίκτυο.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 30. ΕΤΗΣΙΟ ΑΘΡΟΙΣΜΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΑΝΑ ΠΗΓΗ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΕΓΧΕΟΜΕΝΗΣ ΑΠΟ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΙΣΧΥΟΣ ΓΙΑ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ 88kW ΚΑΙ ΓΙΑ ΤΑ ΤΡΙΑ ΣΕΝΑΡΙΑ

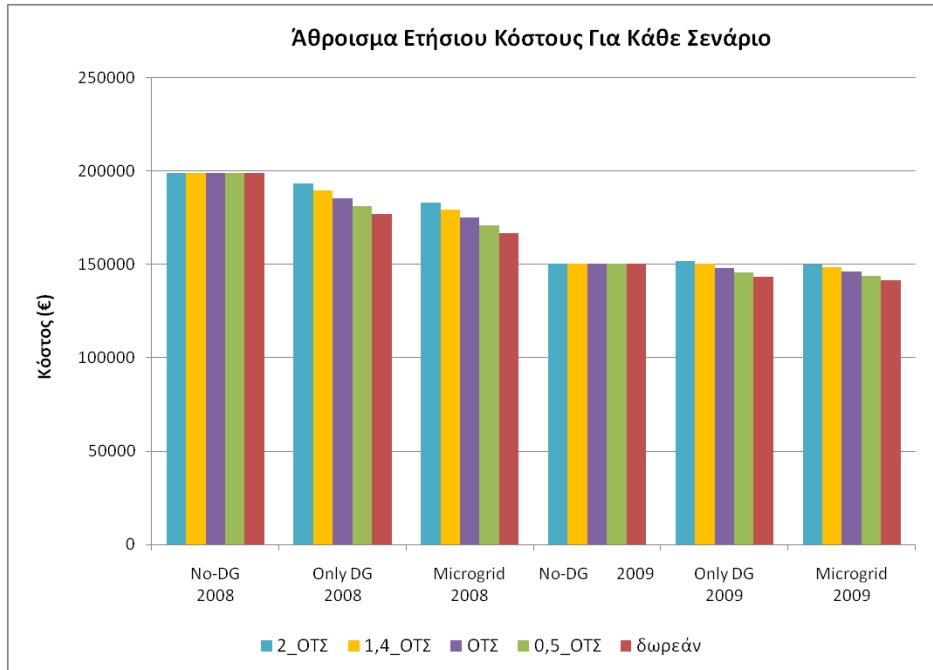
Δεδομένου ότι στη συγκεκριμένη περίπτωση που μελετάται, αξιοποιούνται πλήρως και κατά προτεραιότητα οι ΑΠΕ, η αιολική παραγωγή φτάνει ετησίως τις 70,14 MWh σε όλα τα σενάρια και καλύπτει το 6% της συνολικής ζήτησης. Με ανάλογο τρόπο, το σύνολο της φωτοβολταϊκής παραγωγής είναι 24,1 MWh και καλύπτει το 2,3% του συνολικού ετήσιου φορτίου. Παρ' όλο που η εγκατεστημένη ισχύς της ανεμογεννήτριας και των φωτοβολταϊκών του υπό μελέτη δικτύου είναι η ίδια, η φωτοβολταϊκή παραγωγή καλύπτει σημαντικά μικρότερο ποσοστό σε σχέση με την ανεμογεννήτρια. Αυτό είναι αναμενόμενο καθώς τα φωτοβολταϊκά παράγουν ισχύ μόνο κατά τη διάρκεια της μέρας και συνεπάγεται ότι απαιτείται μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύς για να καλύψει ακόμα και ένα μικρό φορτίο.

Στο διάγραμμα 31 επίσης φαίνεται η διαφορετική συμπεριφορά της μικροτουρμπίνας και της κυψέλης καυσίμου στα σενάρια 2 και 3 και για διαφορετικές ΟΤΣ. Ενώ η παραγωγή της μικροτουρμπίνας δεν παρουσιάζει σημαντική διαφοροποίηση ούτε μεταξύ των 2 σεναρίων αλλά ούτε και στην περίπτωση του σεναρίου 3 για διαφορετικές ΟΤΣ, δεν συμβαίνει το ίδιο και με την κυψέλη καυσίμου. Για το σενάριο 2 η συμμετοχή της στην κάλυψη του φορτίου είναι μόλις 5,1 % και η παραγωγή του 59,47MWh ενώ στην περίπτωση του μικροδικτύου το αντίστοιχο ποσοστό είναι της τάξης του 20% (22,3% και 18,6%). Αυτό συμβαίνει επειδή η παραγωγή της κυψέλης καυσίμου είναι σχετικά φθηνή και συνεπώς το μικροδίκτυο, που βασίζεται στην οικονομική βελτιστοποίηση, επιλέγει τη μεγαλύτερη συμμετοχή της στην κάλυψη του φορτίου. Αντιθέτως, στο σενάριο ανεξάρτητης λειτουργίας της διανεμημένης παραγωγής (OnlyDG) η παραγωγή της κυψέλης περιορίζεται στην εξυπηρέτηση του φορτίου στον τοπικό ζυγό.

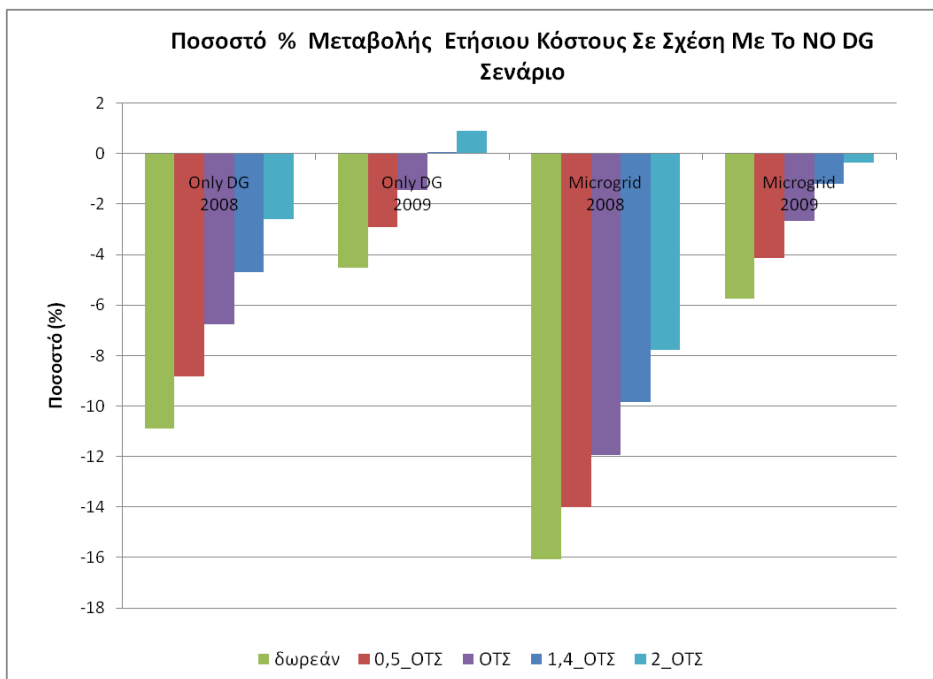
Τέλος, το μικροδίκτυο υπό υψηλή οριακή τιμή επιλέγει την περαιτέρω αύξηση της τοπικής παραγωγής σε σύγκριση με τη λειτουργία του υπό χαμηλή οριακή τιμή, συγκεκριμένα κατά 10,2 %.

Κεφάλαιο 7: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ I

Στο παρακάτω διάγραμμα παρουσιάζεται το άθροισμα του ετήσιου κόστους για όλες τις τιμές πώλησης της ανανεώσιμης παραγωγής και για τα τρία υπό μελέτη σενάρια για εγκατεστημένη DG ισχύ 88kW.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 31. ΆΘΡΟΙΣΜΑ ΕΤΗΣΙΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΓΙΑ ΚΑΘΕ ΣΕΝΑΡΙΟ ΚΑΙ ΓΙΑ ΕΠΙΠΕΔΟ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ 88kW



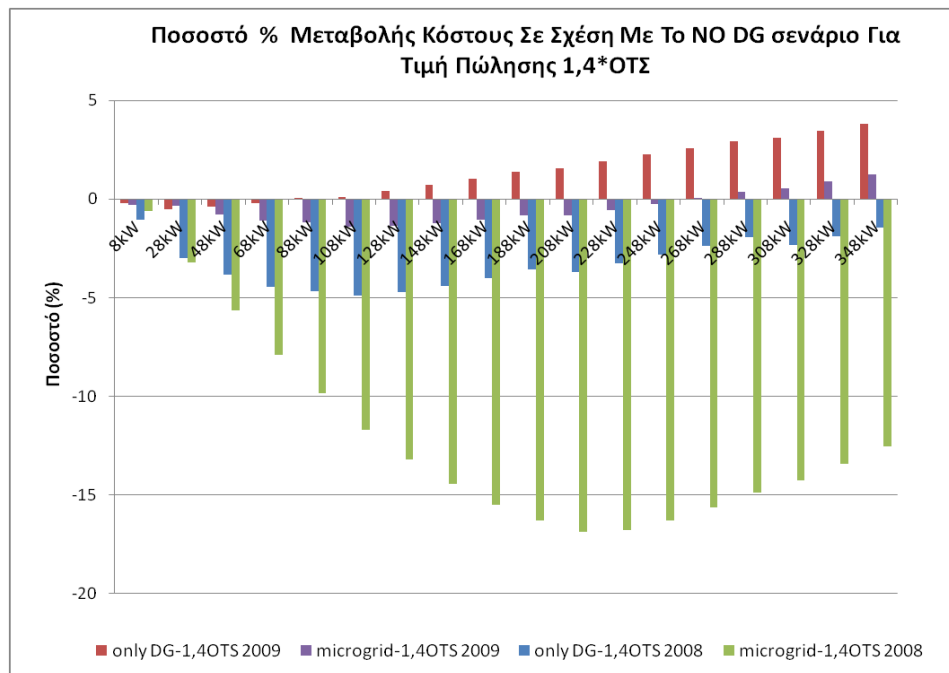
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 32. ΠΟΣΟΣΤΟ % ΜΕΤΑΒΟΛΗΣ ΚΟΣΤΟΥΣ ΓΙΑ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥ 88kW ΚΑΙ ΓΙΑ ΔΙΑΦΟΡΕΣ ΤΙΜΕΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΤΗΣ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Όπως παρατηρείται στο διάγραμμα, το συνολικό ετήσιο κόστος στην περίπτωση που η ζήτηση ικανοποιείται αποκλειστικά από το δίκτυο (No DG σενάριο) ανέρχεται στα 198.784€ για οριακή τιμή του συστήματος 2008 και στα 149.807€ για οριακή τιμή του συστήματος 2009. Αξίζει ενδεικτικά να αναφερθεί ότι το αντίστοιχο κόστος για το σενάριο Only DG και για πώληση της ανανεώσιμης παραγωγής σε τιμή 1,4× ΟΤΣ 2008 είναι 189.478€. Η διαφορά του σε σχέση με το No DG σενάριο είναι 9.306€, που μεταφράζεται σε μείωση του κόστους κατά 4,7% μέσα σε ένα χρόνο. Για το ίδιο σενάριο και για πώληση της ανανεώσιμης παραγωγής σε τιμή 1,4×ΟΤΣ 2009 είναι 150.314€. Η διαφορά σε σύγκριση με το No DG σενάριο είναι -507€ που σημαίνει αύξηση του κόστους κατά 0,34%. Η αύξηση του κόστους κατά το έτος 2009 οφείλεται στην ωριαία διασπορά των τιμών της οριακής τιμής του συστήματος.

Στην περίπτωση του μικροδικτύου, το ετήσιο κόστος για τις προαναφερθείσες τιμολογήσεις της παραγωγής των ΑΠΕ είναι 179.191€ (διαφορά 10.287€ σε σχέση με το Only DG σενάριο) και 148.443€ (διαφορά 1.871€ σε σχέση με το Only DG σενάριο).

Μεγαλύτερη μείωση του ετήσιου κόστους, όπως φαίνεται στο διάγραμμα 34, παρατηρείται για λειτουργία μικροδικτύου και ΟΤΣ 2008. Στην περίπτωση μάλιστα που η ανανεώσιμη παραγωγή παρέχεται δωρεάν, το ποσοστό μείωσης φτάνει το 16,1%.

Επειδή περισσότερο ενδιαφέρει η τιμή πώλησης της ανανεώσιμης παραγωγής ίση με 1,4×ΟΤΣ καθώς είναι η συμφωνημένη τιμή που θα ισχύσει μετά το 2015 στην Ελλάδα παρακάτω παρουσιάζεται το ποσοστό μείωσης του κόστους για αυτή την τιμή και για διάφορα επίπεδα διείσδυσης διανεμημένης παραγωγής.



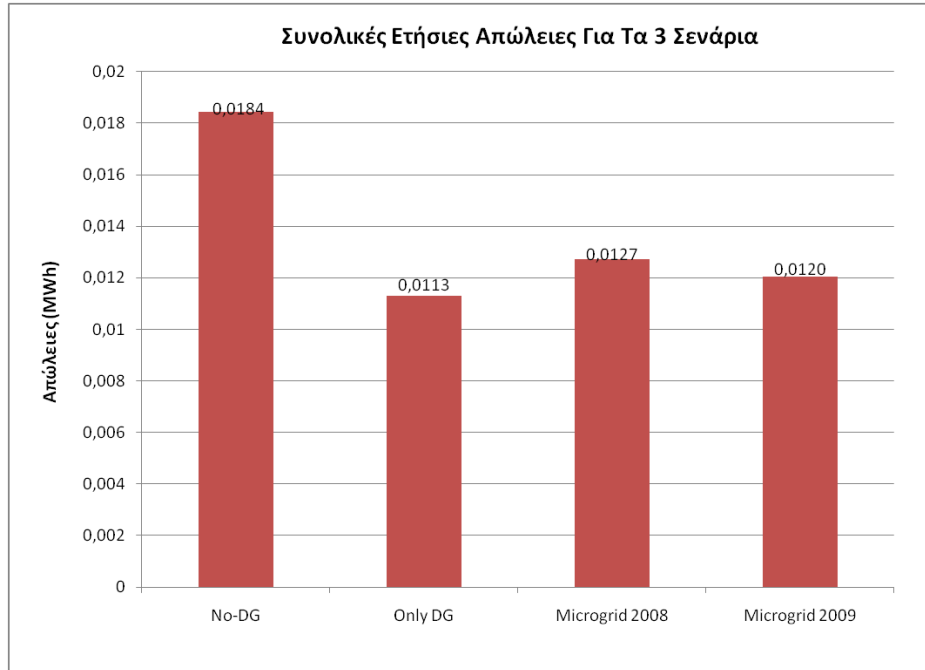
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 33. ΠΟΣΟΣΤΟ % ΜΕΤΑΒΟΛΗΣ ΚΟΣΤΟΥΣ ΣΕ ΣΧΕΣΗ ΜΕ ΤΟ NO DG ΣΕΝΑΡΙΟ ΓΙΑ ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ 1,4×ΟΤΣ ΓΙΑ ΔΙΑΦΟΡΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Η μεγαλύτερη μείωση (16,9%) σε σχέση με το No DG σενάριο παρατηρείται για ποσοστό διείσδυσης 208 kW και για λειτουργία μικροδικτύου σε ΟΤΣ 2008. Η μεγαλύτερη μείωση για το σενάριο Only DG και ΟΤΣ 2008 παρατηρείται για διείσδυση 108 kW και είναι της τάξης του 4,9%. Για ΟΤΣ 2009 μεγαλύτερη μείωση (1,1%) παρουσιάζεται για 128kW διείσδυση και για λειτουργία μικροδικτύου, ενώ η μείωση

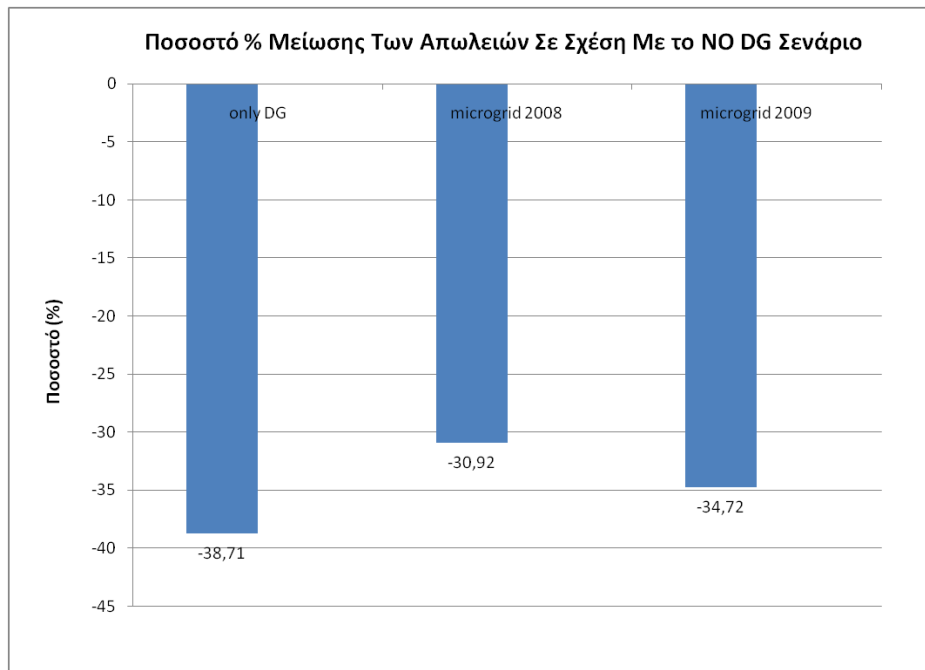
Κεφάλαιο 7: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ I

στην περίπτωση του σεναρίου Only DG είναι αμελητέα και για μεγάλα επίπεδα διείσδυσης οδηγεί τελικά σε αύξηση του ετήσιου ενεργειακού κόστους.

Παρακάτω φαίνονται διαγράμματα που παρουσιάζουν τις ετήσιες απώλειες του δικτύου για τα υπό μελέτη σενάρια για διείσδυση 88kW.



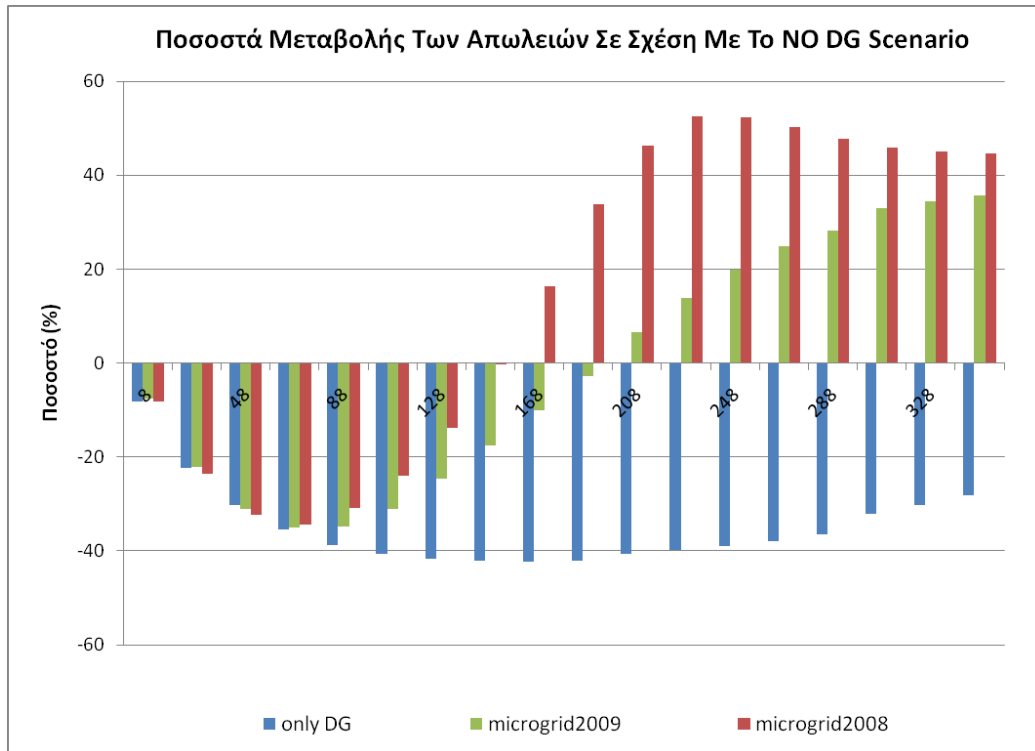
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 34. ΕΤΗΣΙΕΣ ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ ΓΙΑ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥ ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ 88kW ΚΑΙ ΓΙΑ ΤΑ 3 ΣΕΝΑΡΙΑ ΓΙΑ ΟΤΣ 2008 & 2009



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 35. ΠΟΣΟΣΤΟ ΜΕΙΩΣΗΣ ΤΩΝ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΣΕ ΣΧΕΣΗ ΜΕ ΤΟ NO DG ΣΕΝΑΡΙΟ ΓΙΑ 88kW ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Όπως φαίνεται στα παραπάνω διαγράμματα, υπάρχει σημαντική μείωση των απωλειών για όλα τα σενάρια όταν υπεισέρχονται στην παραγωγή μικροπηγές. Τα ποσοστά μείωσης σε σχέση με το No DG σενάριο είναι παραπλήσια σε όλα τα σενάρια και κυμαίνονται από 30,92-38,71%. Η σχετική αύξηση των απωλειών του μικροδικτύου σε σχέση με το Only DG σενάριο οφείλεται στην μεταφορά ισχύος μεταξύ των ζυγών. Πιθανές αλλαγές στην τοπολογία του δικτύου θα δημιουργούσαν σημαντικές μεταβολές στις συνολικές απώλειες. Περαιτέρω ανάλυση πραγματοποιείται σε επόμενη ενότητα.

Το διάγραμμα 38 επεκτείνεται ακολούθως για όλα τα επίπεδα διανεμημένης παραγωγής που εξετάστηκαν.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 36. ΠΟΣΟΣΤΑ % ΜΕΙΩΣΗΣ ΤΩΝ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΣΕ ΣΧΕΣΗ ΜΕ ΤΟ NO DG ΣΕΝΑΡΙΟ ΓΙΑ ΔΙΑΦΟΡΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΤΗΣ ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

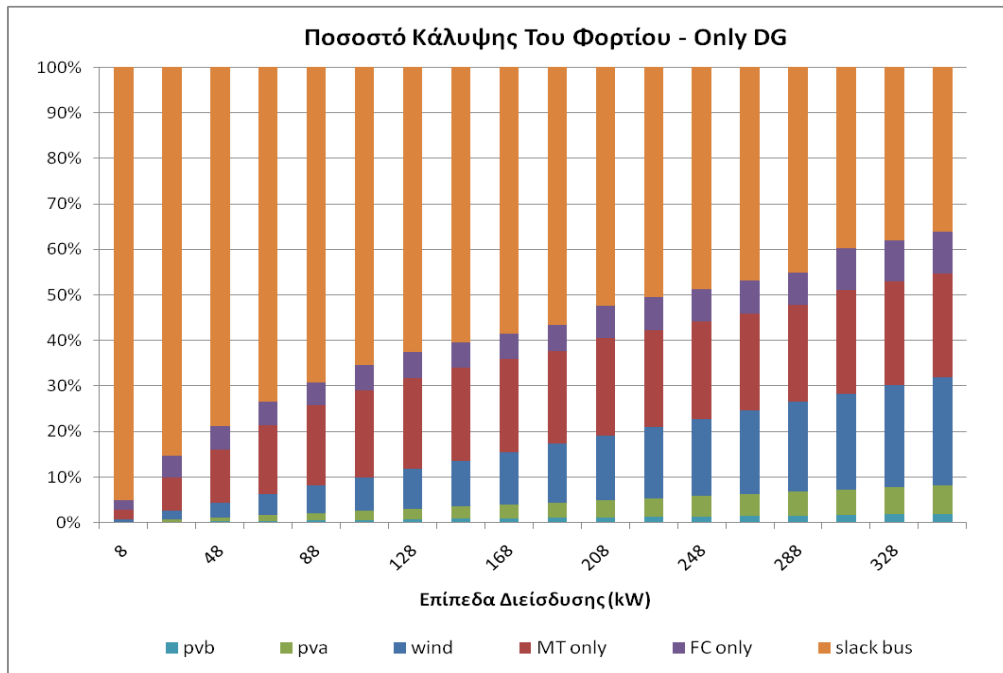
Για χαμηλά επίπεδα διείσδυσης και μέχρι τα 88kW συνολικής εγκατεστημένης μικροδικτυακής παραγωγής παρουσιάζεται μείωση σε όλο και μεγαλύτερα ποσοστά σε σχέση με το No DG σενάριο. Ενώ από 88-168kW η μείωση συνεχίζεται αλλά τα ποσοστά μικραίνουν σταδιακά. Για μεγαλύτερα επίπεδα DG διείσδυσης για την περίπτωση του μικροδικτύου αρχίζει πλέον η αύξηση των απωλειών και μάλιστα σε ποσοστά που διαρκώς αυξάνονται.

7.1.2 Μελέτη Για Διάφορα Επίπεδα DG Διείσδυσης (8-348 kW)

Μέχρι στιγμής έχουν συγκριθεί τα διαφορετικά σενάρια λειτουργίας του δικτύου, σε υψηλή και χαμηλή οριακή τιμή, για ένα επίπεδο διείσδυσης διανεμημένης παραγωγής και συγκεκριμένα για 88 kW. Παρακάτω ακολουθεί μελέτη των σεναρίων και εξέταση μιας σειράς παραμέτρων του δικτύου για διάφορα επίπεδα διείσδυσης.

7.1.2.1 Κάλυψη Φορτίου

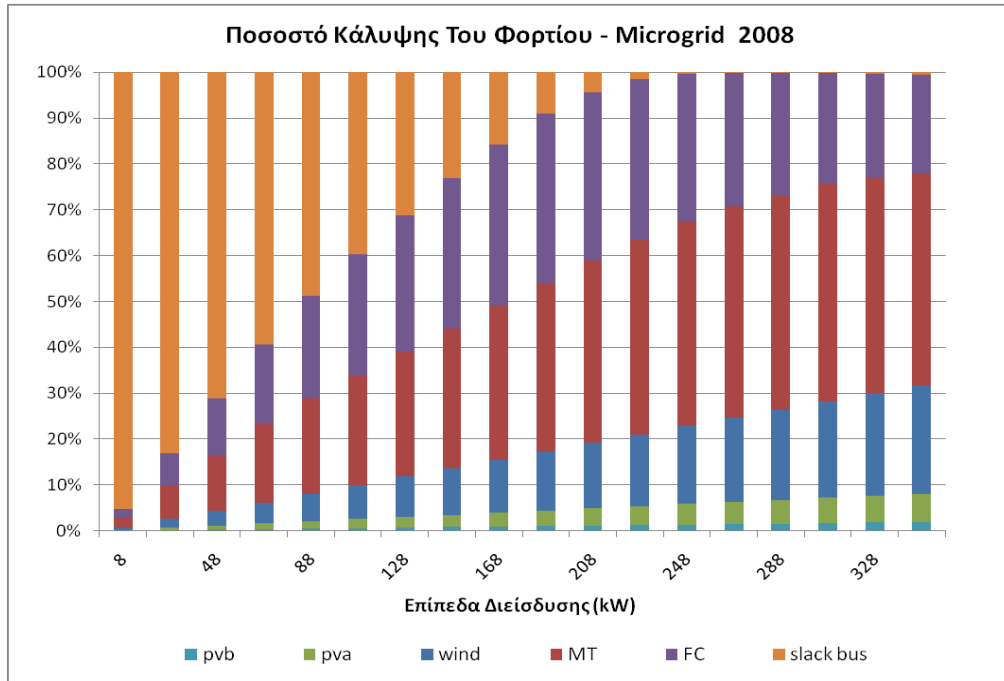
Τα διαγράμματα 39,40,41 αναφέρονται στο ποσοστό κάλυψης της ετήσιας ζήτησης φορτίου από τις μικροπηγές και το δίκτυο για διάφορα σενάρια λειτουργίας και για τις οριακές τιμές 2008 και 2009. Στις περιπτώσεις μεγάλης διείσδυσης διεσπαρμένης παραγωγής χρησιμοποιούνται περισσότερες μονάδες MT και FC.



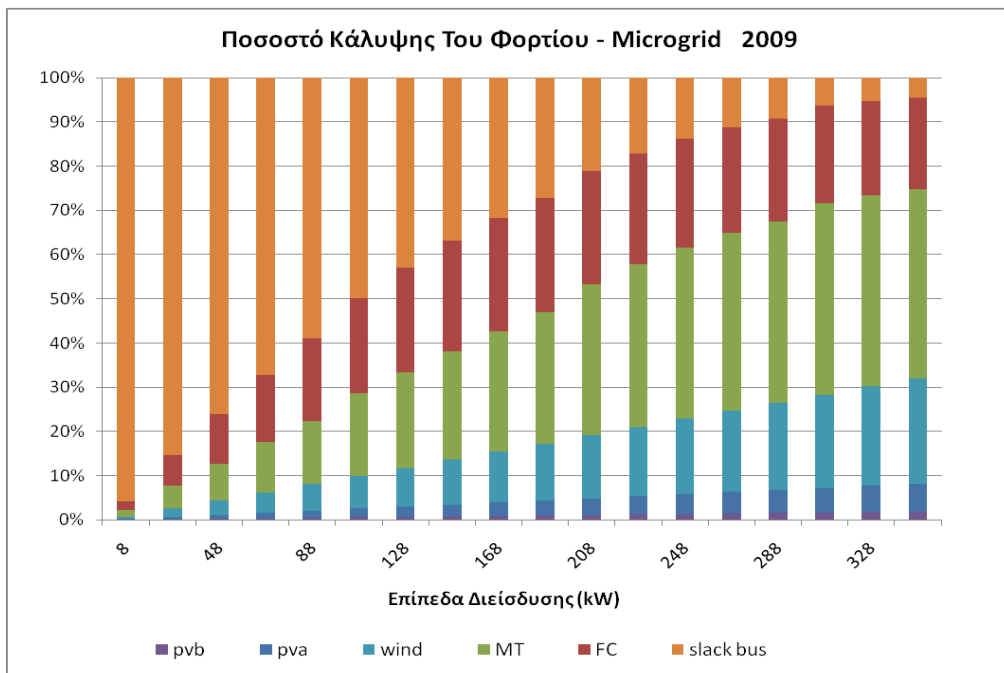
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 37. ΠΟΣΟΣΤΟ ΚΑΛΥΨΗΣ ΤΟΥ ΦΟΡΤΙΟΥ ΑΠΟ ΜΙΚΡΟΠΗΓΕΣ ΓΙΑ ΤΑ ΔΙΑΦΟΡΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΓΙΑ ΤΟ ONLY DG ΣΕΝΑΡΙΟ

Το No DG σενάριο δεν παρουσιάζεται καθώς όλη η ζήτηση ικανοποιείται από το ανάντη δίκτυο. Για το σενάριο Only DG υπάρχει μόνο ένα διάγραμμα που είναι το ίδιο για οριακή τιμή συστήματος 2008 και 2009 καθώς σε αυτό το σενάριο αξιοποιείται όλη η διανεμημένη παραγωγή χωρίς να γίνεται κάποια βελτιστοποίηση κόστους.

Κεφάλαιο 7: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ I



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 38. ΠΟΣΟΣΤΟ ΚΑΛΥΨΗΣ ΤΟΥ ΦΟΡΤΙΟΥ ΑΠΟ ΜΙΚΡΟΠΗΓΕΣ ΓΙΑ ΤΑ ΔΙΑΦΟΡΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΓΙΑ ΤΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ ΚΑΙ ΟΤΣ 2008

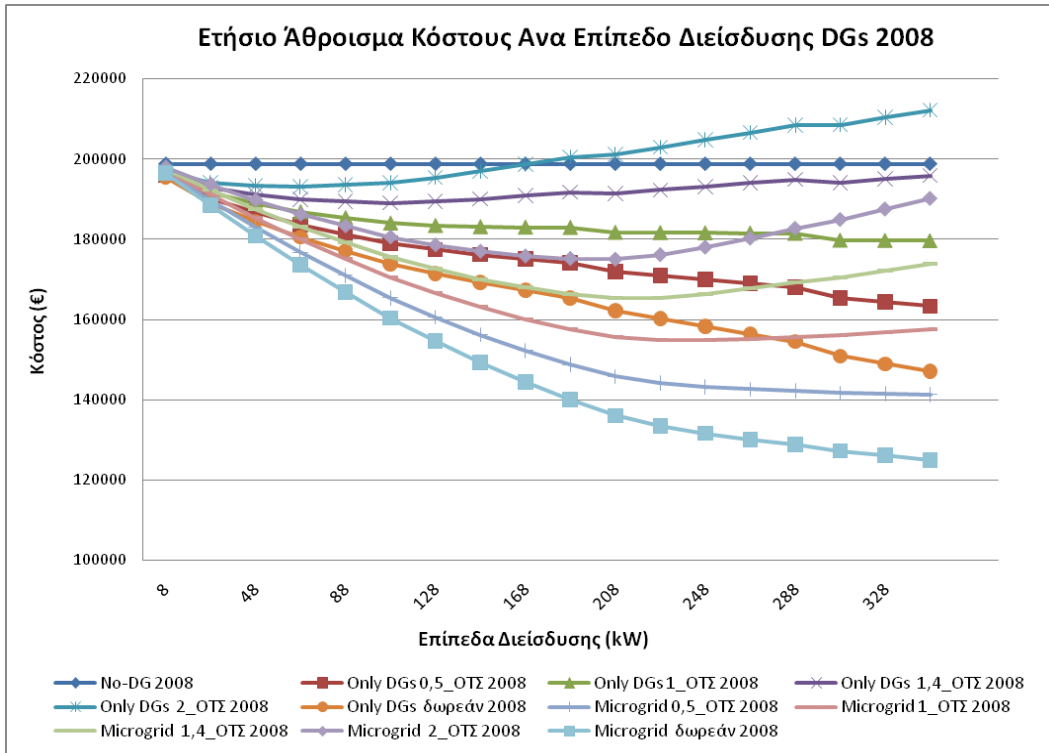


ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 39. ΠΟΣΟΣΤΟ ΚΑΛΥΨΗΣ ΤΟΥ ΦΟΡΤΙΟΥ ΑΠΟ ΜΙΚΡΟΠΗΓΕΣ ΓΙΑ ΤΑ ΔΙΑΦΟΡΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΓΙΑ ΤΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ ΚΑΙ ΟΤΣ 2009

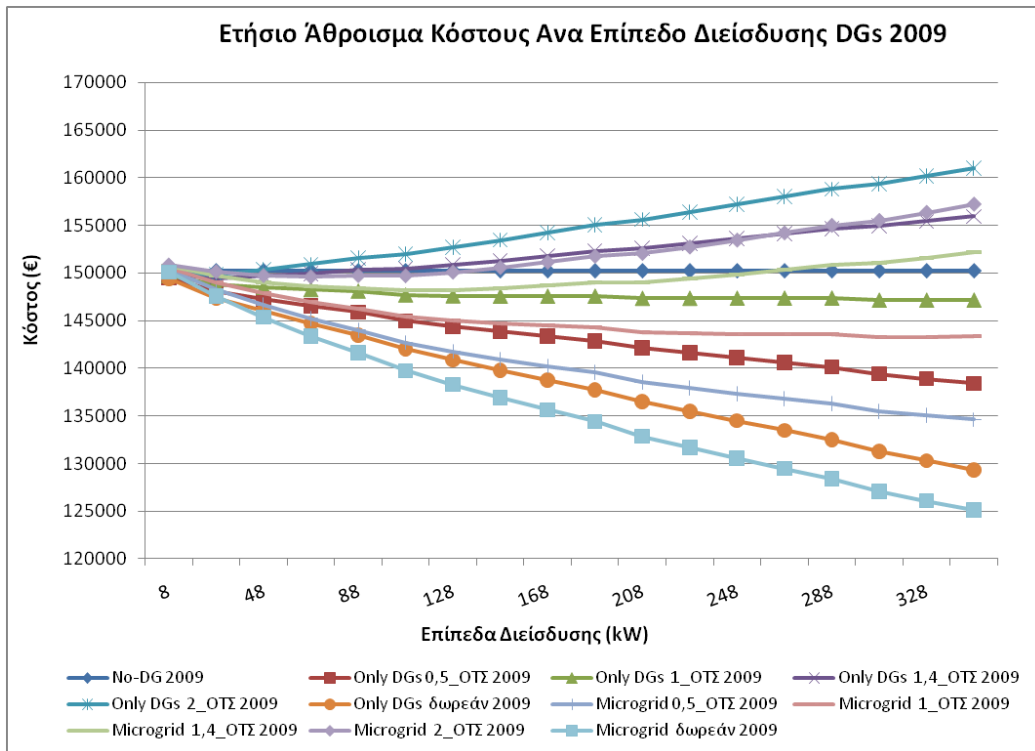
7.1.2.2 Ενεργειακό Κόστος

Τα διαγράμματα που ακολουθούν παρουσιάζουν το ετήσιο ενεργειακό κόστος λειτουργίας του δικτύου για όλα τα σενάρια και τις περιπτώσεις τιμολόγησης της ανανεώσιμης παραγωγής (φωτοβολαϊκής και αιολικής).

Κεφάλαιο 7: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ Ι

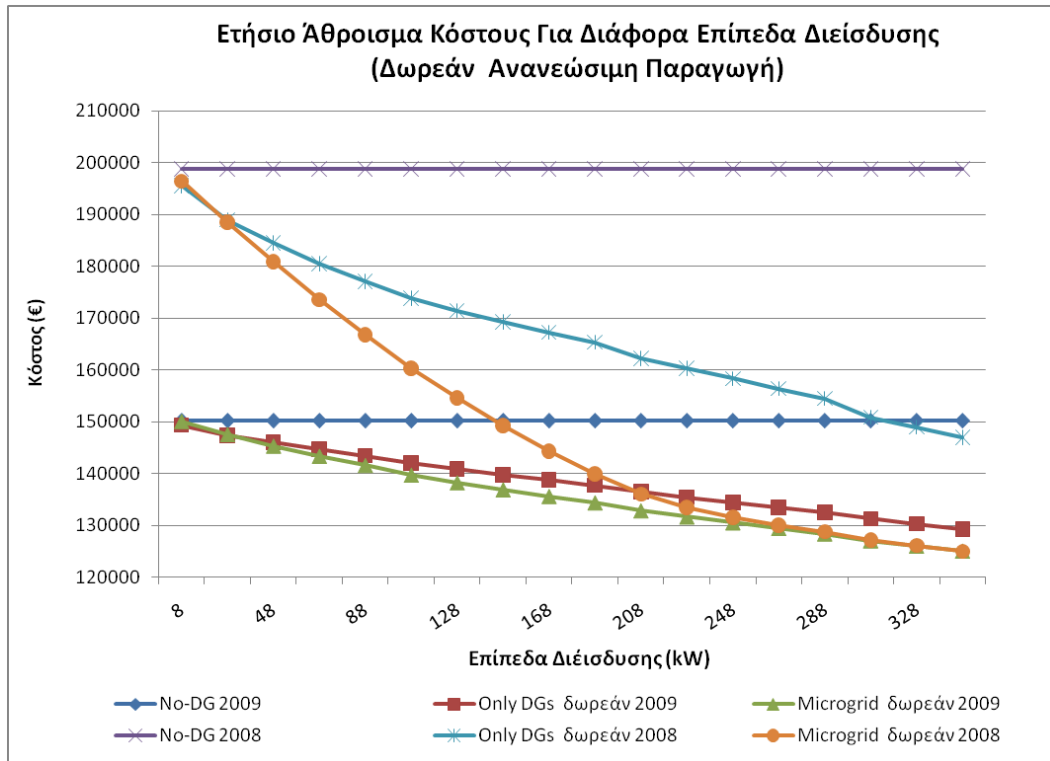


ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 40. ΕΤΗΣΙΟ ΆΘΡΟΙΣΜΑ ΚΟΣΤΟΥΣ ΑΝΑ ΕΠΙΠΕΔΟ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΓΙΑ ΤΙΣ ΔΙΑΦΟΡΕΣ ΠΕΡΙΠΤΩΣΕΙΣ ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗΣ ΤΗΣ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΟΤΣ 2008



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 41. ΕΤΗΣΙΟ ΆΘΡΟΙΣΜΑ ΚΟΣΤΟΥΣ ΑΝΑ ΕΠΙΠΕΔΟ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΓΙΑ ΤΙΣ ΔΙΑΦΟΡΕΣ ΠΕΡΙΠΤΩΣΕΙΣ ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗΣ ΤΗΣ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΟΤΣ 2009

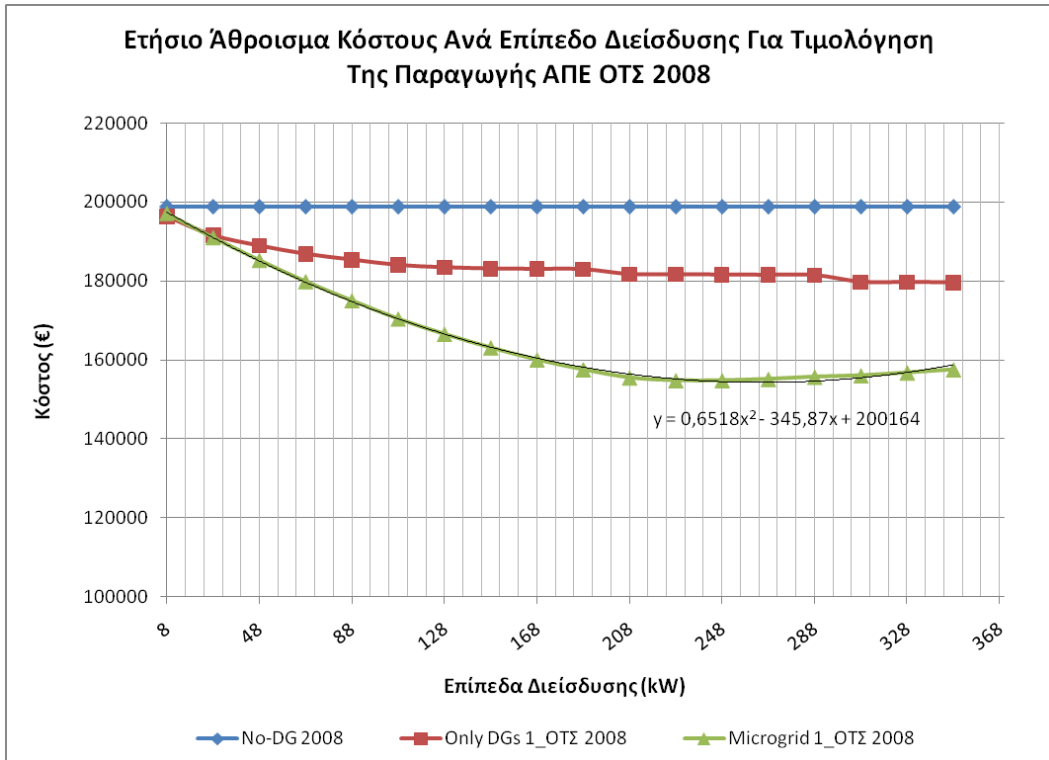
Η παραπάνω παρουσίαση έγινε για μια πρώτη συγκριτική εκτίμηση καθώς λόγω της πληθώρας των διαφορετικών περιπτώσεων η πολυπλοκότητα των διαγραμμάτων αυξάνεται. Για το λόγο αυτό ακολουθούν απλοποιημένα διαγράμματα για τρεις μόνο περιπτώσεις τιμολόγησης (δωρεάν, ΟΤΣ και 1,4×ΟΤΣ), που είναι και οι πιο ενδεικτικές στο εύρος όλων των τιμών που μελετήθηκαν. Από αυτά, χωρίς σφάλμα της γενικότητας, εξάγονται και τα αντίστοιχα συμπεράσματα για τη λειτουργία του δικτύου στις διάφορες περιπτώσεις.



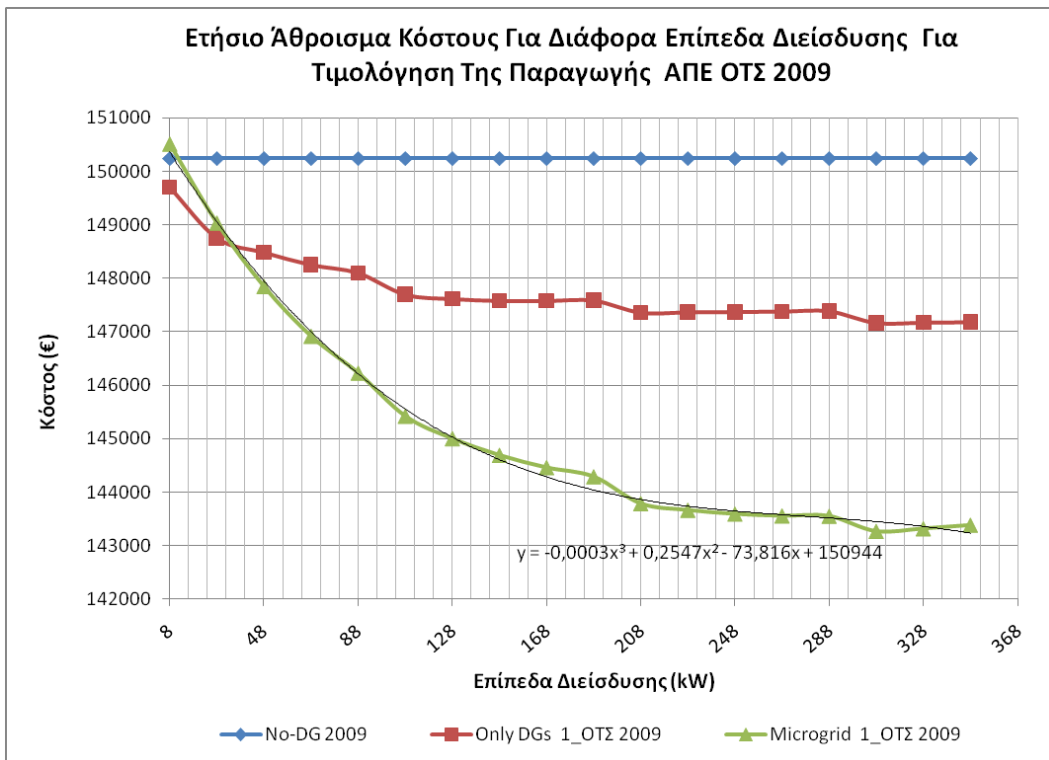
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 42. ΕΤΗΣΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΑΝΑ ΕΠΙΠΕΔΟ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΓΙΑ ΜΗΛΕΝΙΚΗ ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ 2008&2009

Όπως αναμένεται, οι καμπύλες για τιμολόγηση της παραγωγής των αιολικών και φωτοβολταϊκών με 0,5×ΟΤΣ ακολουθούν την ίδια λογική με αυτή του ανωτέρω διαγράμματος.

Κεφάλαιο 7: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ I

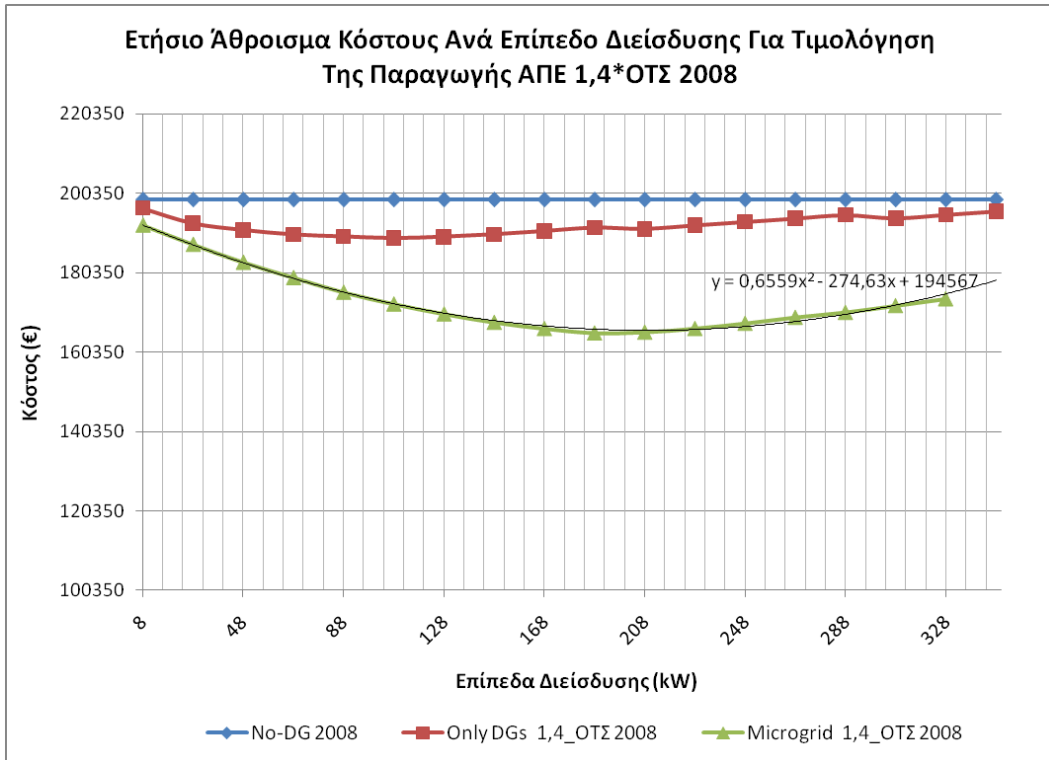


ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 43. ΕΤΗΣΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΑΝΑ ΕΠΙΠΕΔΟ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΓΙΑ ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΟΤΣ 2008

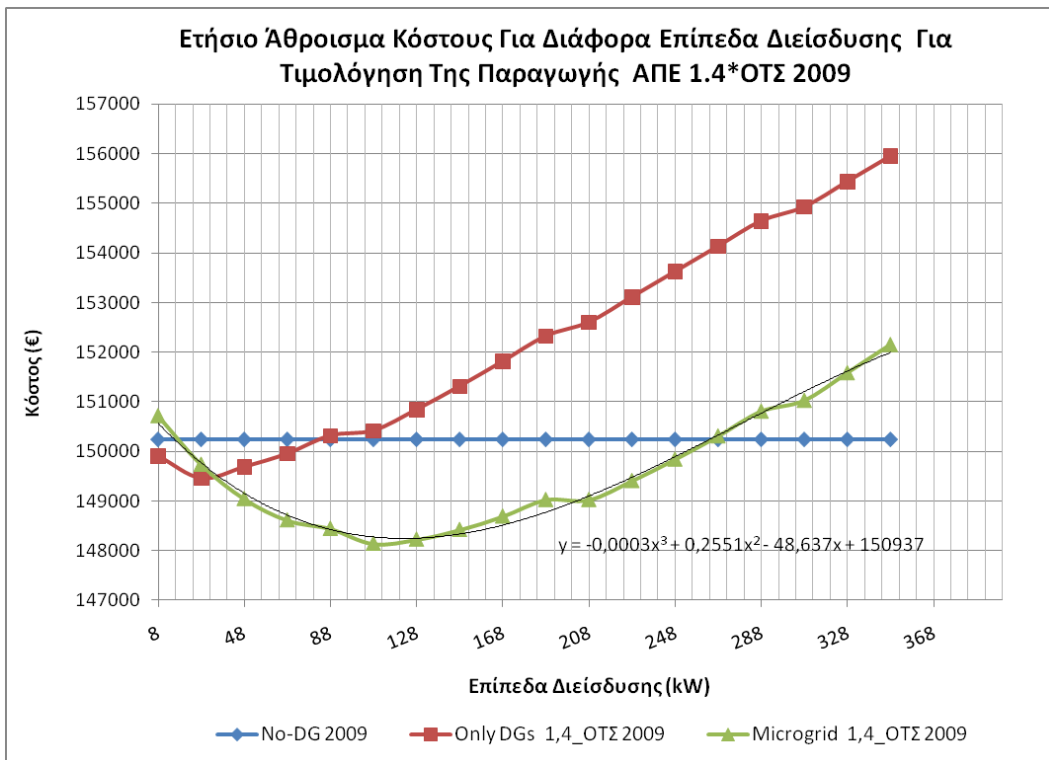


ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 44. ΕΤΗΣΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΑΝΑ ΕΠΙΠΕΔΟ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΓΙΑ ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΟΤΣ 2009

Κεφάλαιο 7: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ Ι



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 45. ΕΤΗΣΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΑΝΑ ΕΠΙΠΕΔΟ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΓΙΑ ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ 1,4×ΟΤΣ 2008



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 46. ΕΤΗΣΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΑΝΑ ΕΠΙΠΕΔΟ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΓΙΑ ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ 1,4×ΟΤΣ 2009

Όπως αναμένεται οι καμπύλες για τιμή πώλησης της ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές 2×ΟΤΣ έχουν την ίδια μορφή με αυτή των διαγραμμάτων 47 και 48.

Καταρχήν, όπως επισημαίνεται στα παραπάνω διαγράμματα, στις περιπτώσεις όπου δεν υπάρχει διείσδυση διανεμημένης παραγωγής στο δίκτυο (No DG scenario), το συνολικό ενεργειακό κόστος δεν μεταβάλλεται με την αλλαγή των DG μονάδων.

Όπως είναι αναμενόμενο, για δωρεάν τιμολόγηση ανανεώσιμης παραγωγής, τόσο στο σενάριο only DG όσο και στο Microgrid DG, το ενεργειακό κόστος μειώνεται συνεχώς. Στο μικροδίκτυο με χαμηλή οριακή τιμή συστήματος, ο ρυθμός μείωσης είναι σταθερά μεγαλύτερος από ότι στο δίκτυο only DG ενώ για υψηλή οριακή τιμή συστήματος ο ρυθμός μείωσης του ελαττώνεται περίπου στα 228kW DG διείσδυσης. Τα αποτελέσματα όλων των συνδυασμών σεναρίων και οριακών τιμών για δωρεάν ανανεώσιμη ενέργεια προκύπτουν ιδανικά. Παρόλα αυτά, ένα τέτοιο ενδεχόμενο τιμολόγησης είναι μη ρεαλιστικό στο βαθμό που υπάρχει, σε κάθε περίπτωση, κόστος κατασκευής, συντήρησης και λειτουργίας των σχετικών εγκαταστάσεων που πρέπει να αποπληρωθεί σε εύλογο χρονικό διάστημα.

Όσον αφορά στην περίπτωση τιμής πώλησης 1,4×ΟΤΣ, παρατηρείται ότι για υψηλή οριακή τιμή συστήματος (2008) η χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας γίνεται αντιοικονομική μετά από κάποιο επίπεδο DG διείσδυσης, τόσο στο μικροδίκτυο όσο και στο only DG. Για τη λειτουργία του μικροδικτύου, συγκεκριμένα, το κόστος μεταβάλλεται πολυωνμικά σε συνάρτηση με το επίπεδο DG διείσδυσης και παρουσιάζει ολικό ελάχιστο. Η εξίσωση που προσεγγίζει καλύτερα το κόστος είναι δευτέρου βαθμού:

$$y = 0,6559x^2 - 274,63x + 194567$$

Όπου x είναι τα διάφορα επίπεδα διείσδυσης και y είναι το κόστος σε €. Η συνάρτηση αυτή έχει ελάχιστο $y=165.820\text{€}$, που αντιστοιχεί σε επίπεδο διείσδυσης $x=209\text{kW}$.

Στην ίδια περίπτωση υπό χαμηλή οριακή τιμή, παρατηρούνται παρόμοιες αυξητικές τάσεις στα σενάρια only DG και Microgrid DG από κάποια επίπεδα διείσδυσης και έπειτα. Η διαφορά είναι ότι εν προκειμένω, οι αυξητικές τάσεις είναι περισσότερο έντονες και εντοπίζονται σε αρκετά αρχικά επίπεδα διείσδυσης. Συγκεκριμένα, στο only DG σενάριο, η καμπύλη παρουσιάζει ελάχιστο κόστος για διείσδυση 28 kW ενώ από τα 108 kW και για υψηλότερα επίπεδα το κόστος φθάνει και ξεπερνά το αντίστοιχο κόστος του No DG σεναρίου. Για το μικροδίκτυο, το κόστος μεταβάλλεται πολυωνμικά και παρουσιάζει ολικό ελάχιστο ενώ φθάνει και ξεπερνά το κόστος του No DG σεναρίου για διείσδυση 328 kW και πάνω. Η εξίσωση που προσεγγίζει καλύτερα το κόστος σε συνάρτηση με τα διάφορα επίπεδα διείσδυσης μικροπηγών είναι τρίτου βαθμού:

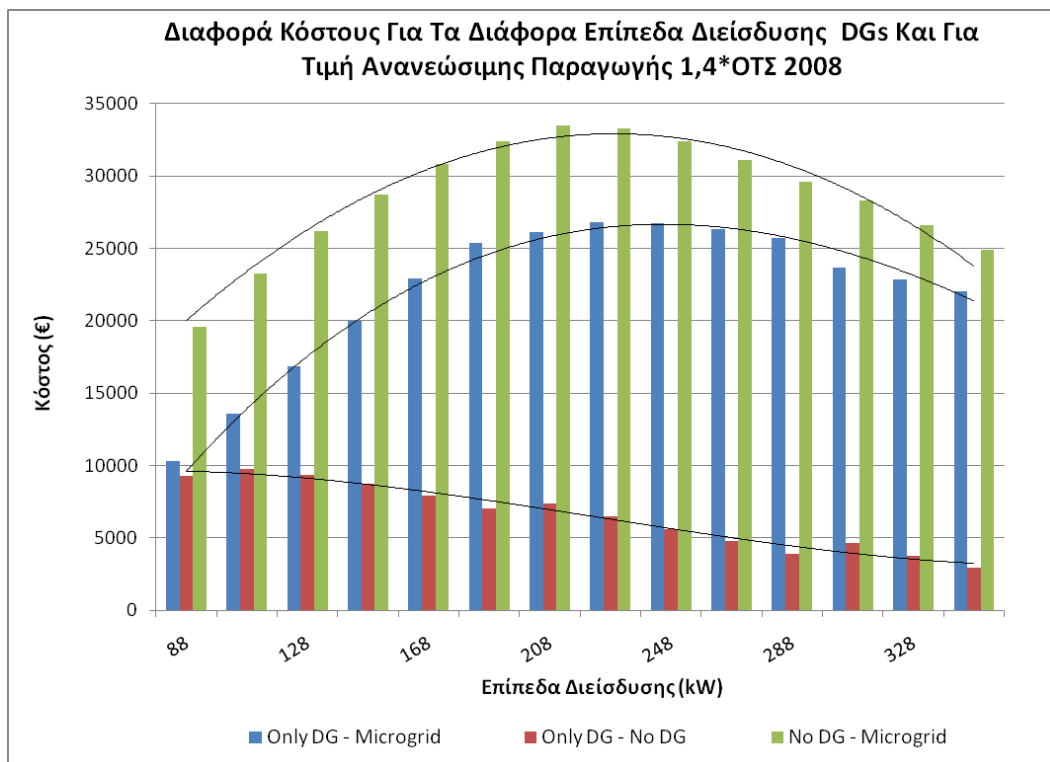
$$y = -0,0003x^3 + 0,255x^2 - 48,637x + 150937$$

Όπου x είναι τα διάφορα επίπεδα διείσδυσης και y είναι το κόστος σε €. Η συνάρτηση αυτή έχει ελάχιστο $y=148.244\text{€}$ που αντιστοιχεί σε επίπεδο διείσδυσης $x=121\text{kW}$.

Μια προφανής αιτιολόγηση για την προαναφερθείσα εξέλιξη του ενεργειακού κόστους του συστήματος είναι η εξής: Κατά κανόνα οι μικροτουρμπίνες και οι κυψέλες καυσίμου παράγουν φθηνότερη ενέργεια από το δίκτυο, ιδιαίτερα σε σχέση με την υψηλή οριακή τιμή του συστήματος. Παράλληλα, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας κοστολογούνται ακριβά σε σχέση με την οριακή τιμή του συστήματος (1,4×ΟΤΣ) αλλά το μικροδίκτυο είναι υποχρεωμένο να ενσωματώσει στο ακέραιο την παραγωγή τους. Όσο αυξάνει η διείσδυση διανεμημένης παραγωγής στο μικροδίκτυο, από τη μία αυξάνεται το

ενεργειακό κόστος λόγω της αύξησης της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ. Από την άλλη πλευρά, είναι δυνατό στη βάση της οικονομικής βελτιστοποίησης που υλοποιείται στο εσωτερικό του δικτύου να επιλέγεται η αύξηση της παραγωγής των ΜΤ και FC και συνεπώς να μειώνεται το συνολικό κόστος. Με τη σταδιακή περαιτέρω αύξηση όμως της εγκατεστημένης DG ισχύος αυξάνεται και η ισχύς των ΑΠΕ και αναγκαστικά, λόγω του ισοζυγίου ισχύος στο δίκτυο, περιορίζεται η δυνατότητα αξιοποίησης της φθηνής παραγωγής των ΜΤ και FC. Επομένως το συνολικό κόστος αυξάνεται. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι, για το μικροδίκτυο υπό υψηλή οριακή τιμή, η DG διείσδυση της τάξεως των 208 kW αντιστοιχεί σε διείσδυση ΑΠΕ περίπου στο 50% της μέσης ζήτησης. Το αρχικό επίπεδο DG διείσδυσης (88 kW) αντιστοιχεί σε ποσοστό διείσδυσης ΑΠΕ ίσο με 21% του μέσου φορτίου.

Στο διάγραμμα που ακολουθεί φαίνεται η διαφορά κόστους μεταξύ των τριών σεναρίων για ένα χρόνο.



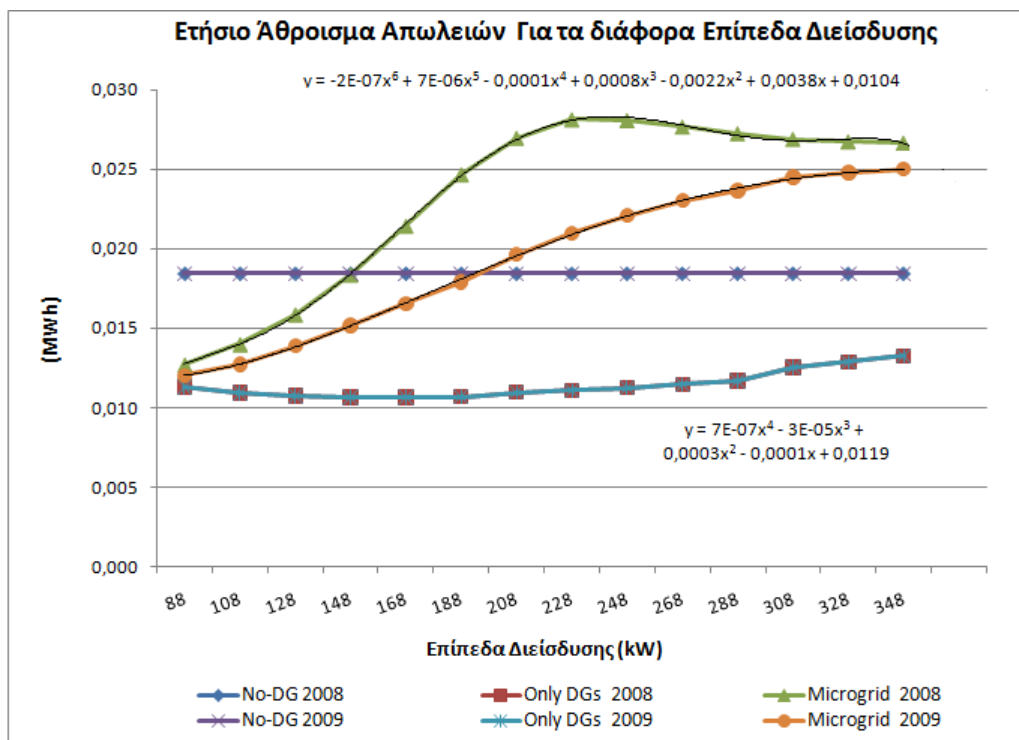
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 47. ΔΙΑΦΟΡΑ ΚΟΣΤΟΥΣ ΓΙΑ ΔΙΑΦΟΡΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΜΙΚΡΟΠΗΓΩΝ ΓΙΑ ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ 1,4×ΟΤΣ 2008, ΦΑΙΝΟΝΤΑΙ ΕΠΙΣΗΣ ΟΙ ΑΝΤΙΣΤΟΙΧΕΣ ΠΟΛΥΩΝΥΜΙΚΕΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙΣ ΠΟΥ ΤΙΣ ΠΡΟΣΟΜΟΙΑΖΟΥΝ ΚΑΛΥΤΕΡΑ

Η μεγαλύτερη διαφορά σημειώνεται μεταξύ των σεναρίων microgrid και No DG για διείσδυση διανεμημένης παραγωγής 208kW και είναι 33.518€, τιμή που αποτελεί και το ολικό μέγιστο της πολυωνυμικής συνάρτησης με την οποία προσεγγίστηκε η καμπύλη διαφοράς κόστους. Αντίστοιχο μέγιστο παρατηρείται και για τη διαφορά των σεναρίων Only DG και Microgrid DG με τιμή 26.817€ και επίπεδο διείσδυσης 228kW διεσπαρμένης παραγωγής. Η μορφή των καμπυλών καταδεικνύει ότι το μικροδίκτυο είναι η πλέον αποδοτική επιλογή από οικονομικής απόψεως στο βαθμό που καταγράφονται σημαντικά κέρδη από τη λειτουργία του σε σχέση με την αντίστοιχη του δικτύου χωρίς διανεμημένη παραγωγή. Σε προηγούμενη ενότητα αναφέρθηκαν τα λειτουργικά κόστη του μικροδικτύου και υπολογίστηκαν γύρω στα 1.590€/έτος για το δίκτυο 17 ζυγών. Προκύπτει σε αυτό το σημείο ότι, το επιπλέον κόστος για την εγκατάσταση μικροδικτύου στην τοπική παραγωγή αντισταθμίζεται από τα ετήσια κέρδη.

Το μέγιστο επιπρόσθετο καθαρό κέρδος για το μικροδίκτυο είναι $26.817\text{€} - 1.590\text{€} = 25.227\text{€}$ για 228kW διείσδυση και το ελάχιστο $10.287\text{€} - 1.590\text{€} = 8.697\text{€}$ για 88kW διείσδυση. Είναι εμφανές λοιπόν ότι, ακόμα και σε χαμηλότερα επίπεδα κάλυψης φορτίου, το μικροδίκτυο είναι κατεξοχήν πιο συμφέρον οικονομικά από ότι η λειτουργία Only DG.

7.1.2.3 Συνολικές Απώλειες

Στα διαγράμματα που ακολουθούν παρουσιάζονται οι συνολικές ετήσιες απώλειες, η αντίστοιχη έγχυση ισχύος από το ανάντη δίκτυο και η ετήσια παραγωγή της μικροτουρμπίνας και της κυψέλης καυσίμου για διάφορα επίπεδα διείσδυσης μικροπηγών τοπικής παραγωγής και για τις δύο οριακές τιμές του συστήματος (2008 και 2009). Όσον αφορά τις πηγές MT και FC, οι μονάδες τους αυξάνονται με την αύξηση των επιπέδων διείσδυσης.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 48. ΕΤΗΣΙΟ ΑΘΡΟΙΣΜΑ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΓΙΑ ΔΙΑΦΟΡΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Όπως παρουσιάζεται στο διάγραμμα 50, όταν δεν υπάρχει λειτουργία μικροδικτύου, οι συνολικές απώλειες δεν επηρεάζονται από την οριακή τιμή του συστήματος. Ο λόγος είναι ότι μόνο στο μικροδίκτυο η παραγωγή της κάθε μονάδας επηρεάζεται από οικονομικά κριτήρια. Σε όλες τις υπόλοιπες περιπτώσεις, η παραγωγή των τοπικών μονάδων είναι ανεξάρτητη του ενεργειακού κόστους και κατ' επέκταση οι απώλειες του δικτύου δεν αλλάζουν. Εξαιτίας αυτού, στο παραπάνω διάγραμμα οι καμπύλες No DG και only DG ταυτίζονται αντίστοιχα για υψηλή και χαμηλή οριακή τιμή. Οι καμπύλες απωλειών στο μικροδίκτυο για τις διαφορετικές τιμές πώλησης των ΑΠΕ δεν παρουσιάζονται αναλυτικά, αφού ταυτίζονται μεταξύ τους για οριακή τιμή 2008 και το ίδιο συμβαίνει για οριακή τιμή 2009.

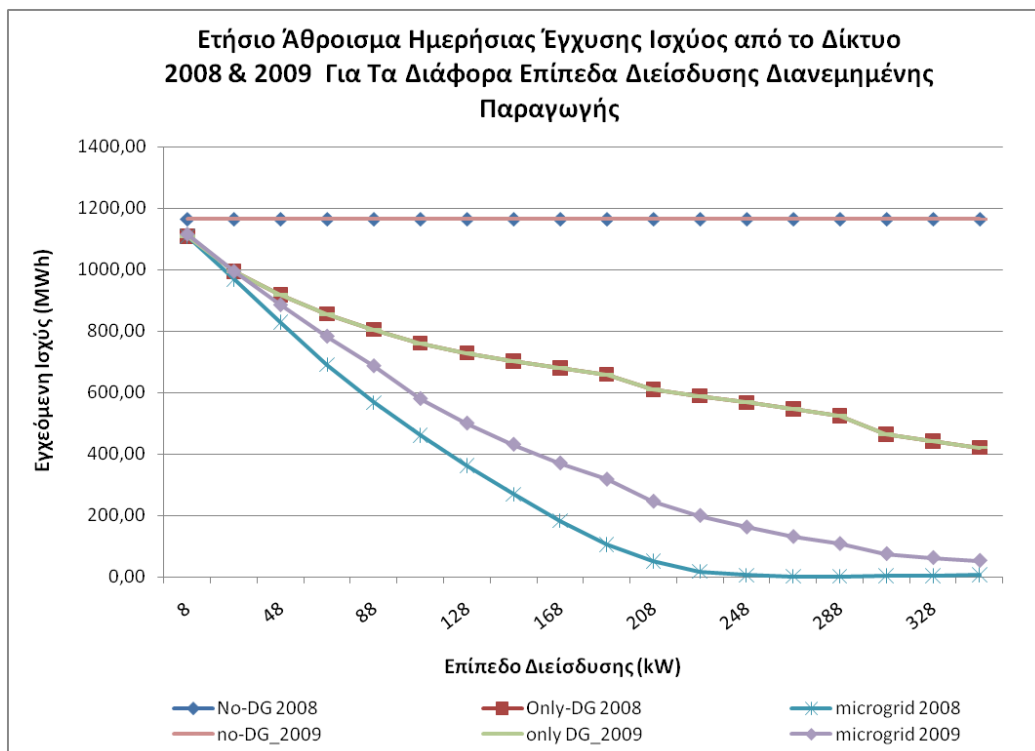
Εκτενέστερα όσον αφορά στη λειτουργία του μικροδικτύου, όταν υπάρχει χαμηλή ισχύς διανεμημένης παραγωγής, οι απώλειες είναι μικρές και παραπλήσιες για 2008 και 2009.

Με την αύξηση των επιπέδων διείσδυσης οι καμπύλες αποκλίνουν και οι απώλειες του μικροδικτύου 2008 είναι σταθερά περισσότερες από τις αντίστοιχες του 2009. Κάτι τέτοιο αιτιολογείται ως εξής: οι μονάδες των MT και FC, λόγω της φθηνής παραγωγής τους, επιλέγονται από το μικροδίκτυο και τροφοδοτούν τους ζυγούς του δικτύου. Επειδή η παραγωγή είναι «δίπλα» στην κατανάλωση είναι φυσικό οι απώλειες να μειώνονται. Παρόλα αυτά, με την αύξηση των επιπέδων διείσδυσης αυξάνει δραματικά η παραγωγή των συγκεκριμένων μονάδων, ιδιαίτερα στην περίπτωση της υψηλής οριακής τιμής. Κάτι τέτοιο συνεπάγεται την αντίστοιχα δραματική αύξηση των συνολικών απωλειών του δικτύου δεδομένου ότι πλέον οι μικροτουρμπίνες και οι κυψέλες καυσίμου τροφοδοτούν ένα μεγαλύτερο κομμάτι του μικροδικτύου και όχι απλά τον τοπικό ζυγό. Αυτό αντιβαίνει στη φύση της διανεμημένης παραγωγής όπως αυτή εφαρμόζεται στο σενάριο Only-DG, που παρατηρούνται σταθερά οι μικρότερες ετήσιες απώλειες.

Βάσει του διαγράμματος 50, ενδεικτικά αναφέρουμε ότι για μικροδίκτυο υπό υψηλή οριακή τιμή συστήματος, οι απώλειες αρχίζουν να ξεπερνούν αυτές του σεναρίου No DG για DG διείσδυση 148kW. Αντίστοιχα για χαμηλή οριακή τιμή συστήματος τις ξεπερνούν για διείσδυση διεσπαρμένης παραγωγής 188kW. Αξίζει να σημειωθεί ότι οι απώλειες στην περίπτωση του No DG σεναρίου είναι 18,43kWh. Η καμπύλη συνολικών απωλειών του μικροδικτύου 2009 είναι αύξουσα μέχρι ενός σημείου ενώ για το 2008 παρουσιάζει μέγιστο 28,13 kWh για διείσδυση μικροπηγών 228kW. Για εγκατεστημένη ισχύ από 328kW και άνω οι δύο καμπύλες τείνουν να συγκλίνουν ανεξάρτητα από την οριακή τιμή του συστήματος. Αυτό οφείλεται στην αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ που αναγκάζει τη μικροτουρμπίνα και την κυψέλη καυσίμου να λειτουργούν κοντά στο τεχνικό τους ελάχιστο αφού ελαττώνεται το διαθέσιμο φορτίο που μπορούν να καλύψουν.

7.1.2.4 Εγγεόμενη Από Το Δίκτυο Ισχύς

Στο διάγραμμα που ακολουθεί παρουσιάζεται η συνολική ετήσια εγγεόμενη ισχύς από το δίκτυο για κάθε σενάριο και οριακή τιμή του συστήματος.



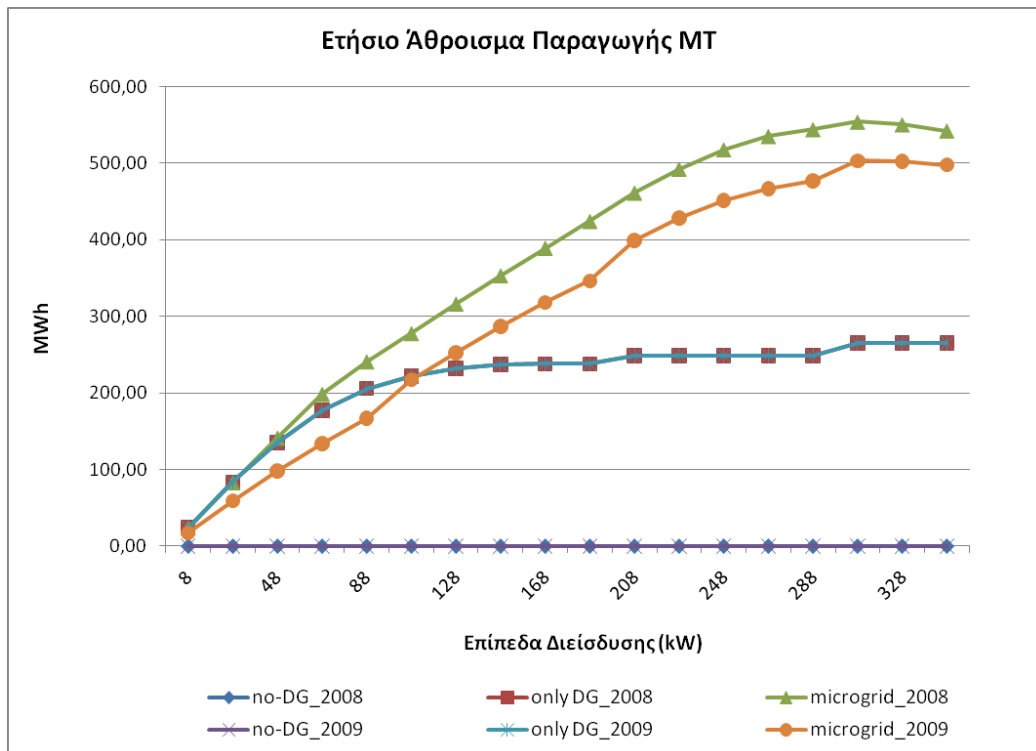
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 49. ΕΤΗΣΙΑ ΤΡΟΦΟΔΟΤΗΣΗ ΤΟΥ ΕΞΕΤΑΖΟΜΕΝΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ ΑΠΟ ΤΟ ΑΝΑΝΤΗ ΔΙΚΤΥΟ ΓΙΑ ΔΙΑΦΟΡΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Η μορφή του διαγράμματος 51 αιτιολογείται με τρόπο ανάλογο του διαγράμματος 50. Προφανώς, για τα σενάρια No DG και Only DG η εγγεόμενη ισχύς δεν εξαρτάται από την οριακή τιμή του συστήματος, όπως συμβαίνει στην περίπτωση του μικροδικτύου. Αυτό είναι λογικό καθώς η οικονομική βελτιστοποίηση πραγματοποιείται μόνο σε λειτουργία μικροδικτύου. Όλες οι καμπύλες είναι φθίνουσες με εξαίρεση το No DG σενάριο, στο οποίο όλη η ζήτηση καλύπτεται από το δίκτυο και γι' αυτό είναι σταθερή. Η μείωση πραγματοποιείται λόγω της τοπικής κάλυψης μέρους του φορτίου από μικροπηγές.

Για λειτουργία μικροδικτύου γενικά παρατηρείται μικρότερη έγχυση από το δίκτυο γιατί η τοπική παραγωγή δεν περιορίζεται μόνο στην κάλυψη του τοπικού φορτίου. Υπό υψηλή μάλιστα οριακή τιμή του συστήματος παρατηρείται ακόμα μικρότερη έγχυση από το δίκτυο, που αγγίζει μηδενικά επίπεδα για μεγάλη εγκατεστημένη μικροδικτυακή παραγωγή, συγκεκριμένα από 248 kW και άνω. Αυτό συνδέεται με την οικονομική λειτουργία που επιλέγει τις φθηνές παραγωγές των MT και FC και απορρίπτει την ακριβή ισχύ του δικτύου.

7.1.2.5 Συνολική Ετήσια Παραγωγή MT Και FC

Παρακάτω παρατίθενται τα διαγράμματα της ετήσιας παραγωγής FC και MT για τα τρία σενάρια και τα διαφορετικά επίπεδα διείσδυσης.

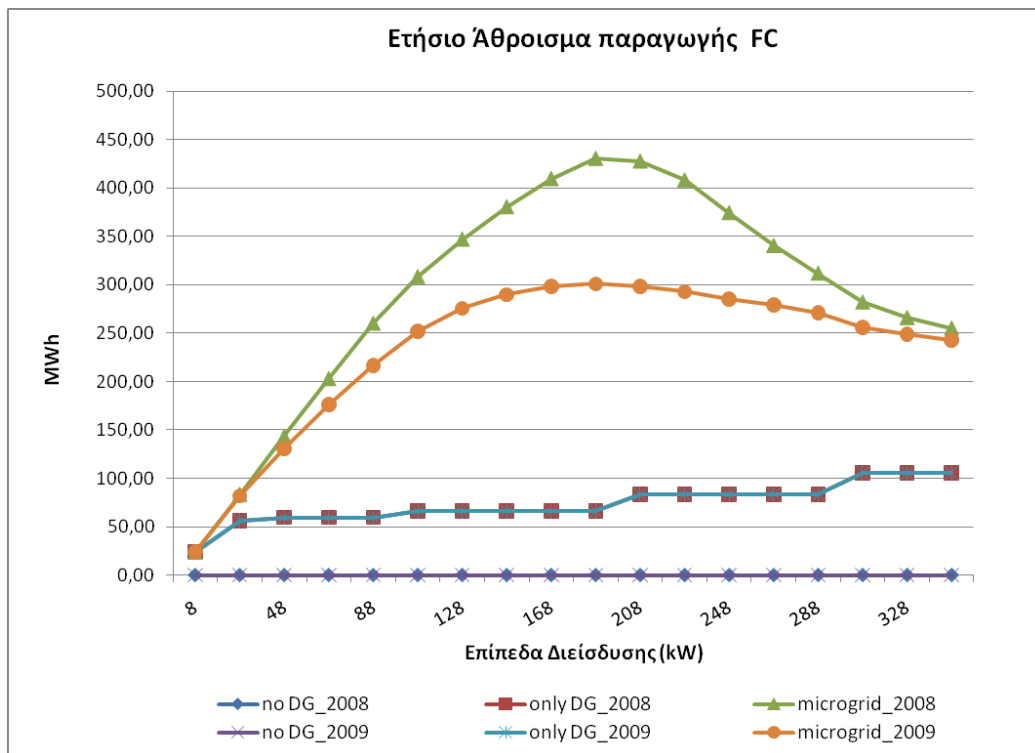


ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 50. ΕΤΗΣΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΜΙΚΡΟΤΟΥΡΜΠΙΝΑΣ ΓΙΑ ΔΙΑΦΟΡΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Σε όλα τα σενάρια εκτός του μικροδικτύου, η παραγωγή των τοπικών μονάδων είναι ανεξάρτητη του ενεργειακού κόστους και κατ' επέκταση η παραγωγή MT δεν αλλάζει.

Εξαιτίας αυτού, στο παραπάνω διάγραμμα οι καμπύλες No DG και only DG ταυτίζονται αντίστοιχα για υψηλή και χαμηλή οριακή τιμή. Οι καμπύλες παραγωγής MT στο μικροδίκτυο για τις διαφορετικές τιμές πώλησης των ΑΠΕ δεν παρουσιάζονται αναλυτικά, αφού ταυτίζονται μεταξύ τους για οριακή τιμή 2008 και το ίδιο συμβαίνει για οριακή τιμή 2009.

Όσο αυξάνεται η διείσδυση διανεμημένης παραγωγής, αυξάνεται και η παραγωγή MT. Αυτό είναι αποτέλεσμα δύο παραγόντων: Πρώτον, αυξάνεται το τεχνικό ελάχιστο της παραγωγής MT καθώς μετά από ένα σημείο προστίθενται νέες μονάδες στον ίδιο ζυγό. Το τεχνικό ελάχιστο είναι κάθε φορά ίσο με το άθροισμα των τεχνικών ελαχίστων των μονάδων. Δεύτερον, επειδή η μικροτουρμπίνα έχει χαμηλό κόστος παραγωγής συγκρινόμενο με τις ΑΠΕ και το κεντρικό δίκτυο, κατά την οικονομική λειτουργία του μικροδικτύου απαιτείται αύξηση της παραγωγής της. Αυτό εντείνεται σε περίπτωση υψηλής οριακής τιμής του συστήματος. Τέλος, στο only DG σενάριο η παραγωγή είναι σχετικά σταθερή καθώς περιορίζεται στην κάλυψη των αναγκών ζήτησης του τοπικού ζυγού.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 51. ΕΤΗΣΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΚΥΣΕΛΗΣ ΚΑΥΣΙΜΟΥ ΓΙΑ ΔΙΑΦΟΡΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Όσα αναφέρθηκαν προηγουμένως σε σχέση με τα σενάρια No DG και Only DG ισχύουν και για την παραγωγή της κυψέλης καυσίμου. Η παραγωγή της δηλαδή δεν αλλάζει για διαφορετικές οριακές τιμές του συστήματος. Στο Only DG σενάριο παρατηρείται μια κλιμακωτή αύξηση της παραγωγής FC που οφείλεται στην προσθήκη νέων μονάδων με την αύξηση των επιπέδων διείσδυσης.

Όπως και στην περίπτωση της μικροτουρμπίνας, έτσι και εδώ η παραγωγή της κυψέλης καυσίμου αυξάνεται με την αύξηση της DG διείσδυσης στο μικροδίκτυο για τους ίδιους μάλιστα λόγους (αύξηση του τεχνικού ελαχίστου, μικρό κόστος παραγωγής σε σχέση με το δίκτυο). Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει η ύπαρξη μεγίστου στην καμπύλη για εγκατεστημένη DG ισχύ 188kW. Για ΟΤΣ 2008 η τιμή του είναι 430,25MWh και για

ΟΤΣ 2009 είναι 310MWh. Από αυτό το επίπεδο διείσδυσης και έπειτα η παραγωγή FC μειώνεται και για τις δύο οριακές τιμές του συστήματος, με διαφορετικούς όμως ρυθμούς μείωσης. Κάτι τέτοιο συμβαίνει επειδή παράλληλα με την αύξηση της DG διείσδυσης αυξάνεται και η ανανεώσιμη παραγωγή και μειώνεται το διαθέσιμο προς κάλυψη φορτίο από MT και FC. Επειδή όμως η MT παραγωγή είναι φθηνότερη σε σχέση με αυτή της κυψέλης καυσίμου εισέρχεται κατά προτεραιότητα στην ένταξη μονάδων του μικροδικτύου. Συνεπώς, η παραγωγή FC για μεγάλα επίπεδα DG διείσδυσης αγγίζει το τεχνικό της ελάχιστο. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι το τεχνικό ελάχιστο της παραγωγής FC είναι το μισό σε σχέση με το αντίστοιχο της μικροτουρμπίνας. Γίνεται, επομένως, εύκολα κατανοητός ο λόγος για τον οποίο παρατηρείται πτώση στην παραγωγή FC την ίδια στιγμή που η παραγωγή MT παραμένει αύξουσα.

Όλα τα παραπάνω διαγράμματα απωλειών και παραγωγής δεν έχουν σχεδιαστεί για τις διάφορες τιμές πώλησης της ανανεώσιμης παραγωγής γιατί δεν διαφέρουν μεταξύ τους. Ο λόγος εντοπίζεται στην ίδια τη λειτουργία του μικροδικτύου και την πολιτική διαχείρισής του. Ανεξαρτήτως τιμής πώλησης των ΑΠΕ, το μικροδίκτυο είναι υποχρεωμένο να ενσωματώνει όλη την παραχθείσα από αυτές ενέργεια. Στο βαθμό που οι υπόλοιπες συναρτήσεις κόστους παραμένουν σταθερές, η συνάρτηση βελτιστοποίησης του μικροδικτύου εξαρτάται μόνο από την οριακή τιμή του συστήματος. Συνεπώς, η παραγωγή των ΑΠΕ, των MT, των FC και η έγχυση από το δίκτυο παραμένουν σταθερά ανεξαρτήτως τιμών πώλησης ανανεώσιμων για κάθε έτος.

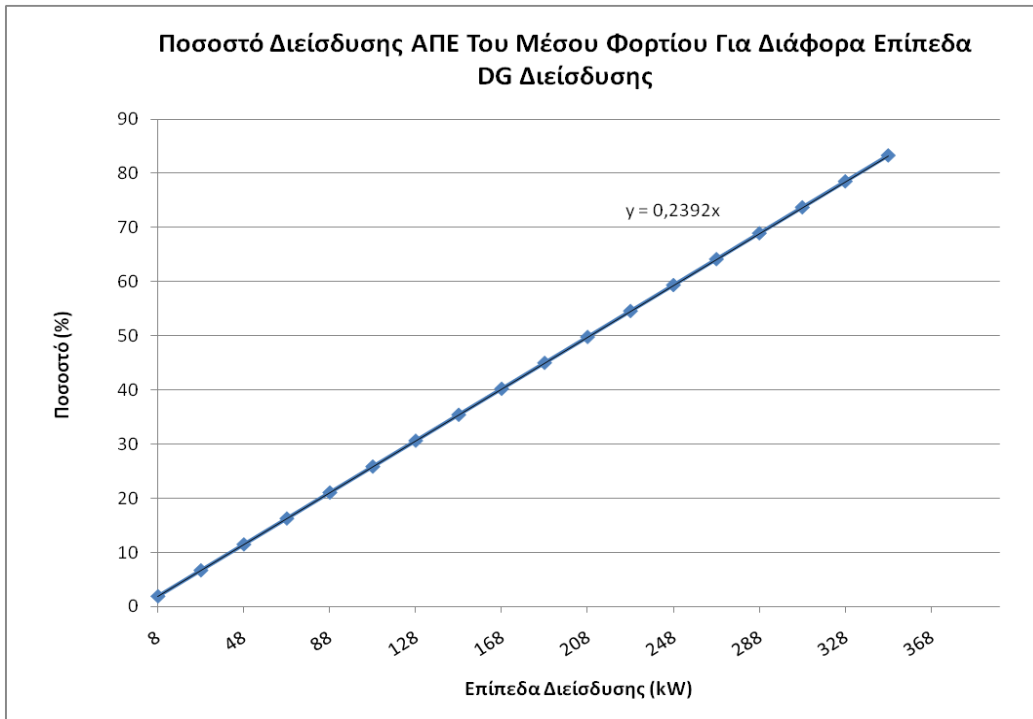
7.1.2.6 Αξιοποίηση Μικροπηγών

Στον πίνακα που παρατίθεται στη συνέχεια φαίνεται η ονομαστική ισχύς των διαφόρων μικροπηγών και η μέγιστη τιμή αυτών για τα διάφορα επίπεδα διείσδυσης της διανεμημένης παραγωγής.

Κεφάλαιο 7: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ Ι

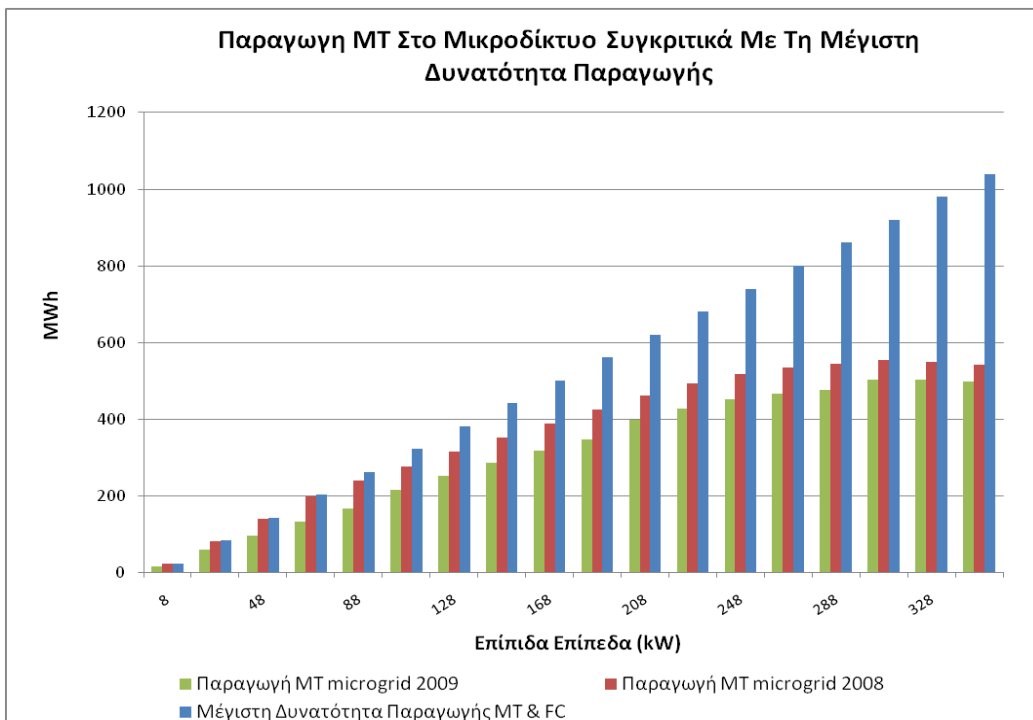
Εγκατεστημένη Ισχύς DGs (kW)	Ονομαστική Ισχύς Φ/β (kW)	Ονομαστική Ισχύς WT (kW)	Μέγιστη Ισχύς ΜΤ (kW)	Ονομαστική Ισχύς Κάθε Μονάδας ΜΤ (kW)	Μέγιστη Ισχύς FC (kW)	Ονομαστική Ισχύς Κάθε Μονάδας FC (kW)	Αριθμός Μονάδων FC& ΜΤ
8	1,18	1,36	2,73	30	2,73	30	1
28	4,14	4,77	9,55	30	9,55	30	1
48	7,09	8,18	16,36	30	16,36	30	1
68	10,05	11,59	23,18	30	23,18	30	1
88	13,00	15,00	30,00	30	30,00	30	1
108	15,95	18,41	36,82	30	36,82	30	2
128	18,91	21,82	43,64	30	43,64	30	2
148	21,86	25,23	50,45	30	50,45	30	2
168	24,82	28,64	57,27	30	57,27	30	2
188	27,77	32,05	64,09	32.05	64,09	32.05	2
208	30,73	35,45	70,91	30	70,91	30	3
228	33,68	38,86	77,73	30	77,73	30	3
248	36,64	42,27	84,55	30	84,55	30	3
268	39,59	45,68	91,36	30.5	91,36	30.5	3
288	42,55	49,09	98,18	32.7	98,18	32.7	3
308	45,50	52,50	105,00	35	105,00	35	3
328	48,45	55,91	111,82	30	111,82	30	4
348	51,41	59,32	118,64	30	118,64	30	4

ΠΙΝΑΚΑΣ 21. ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ ΙΣΧΥΣ ΤΩΝ ΔΙΑΦΟΡΩΝ ΜΙΚΡΟΠΗΓΩΝ ΓΙΑ ΔΙΑΦΟΡΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ



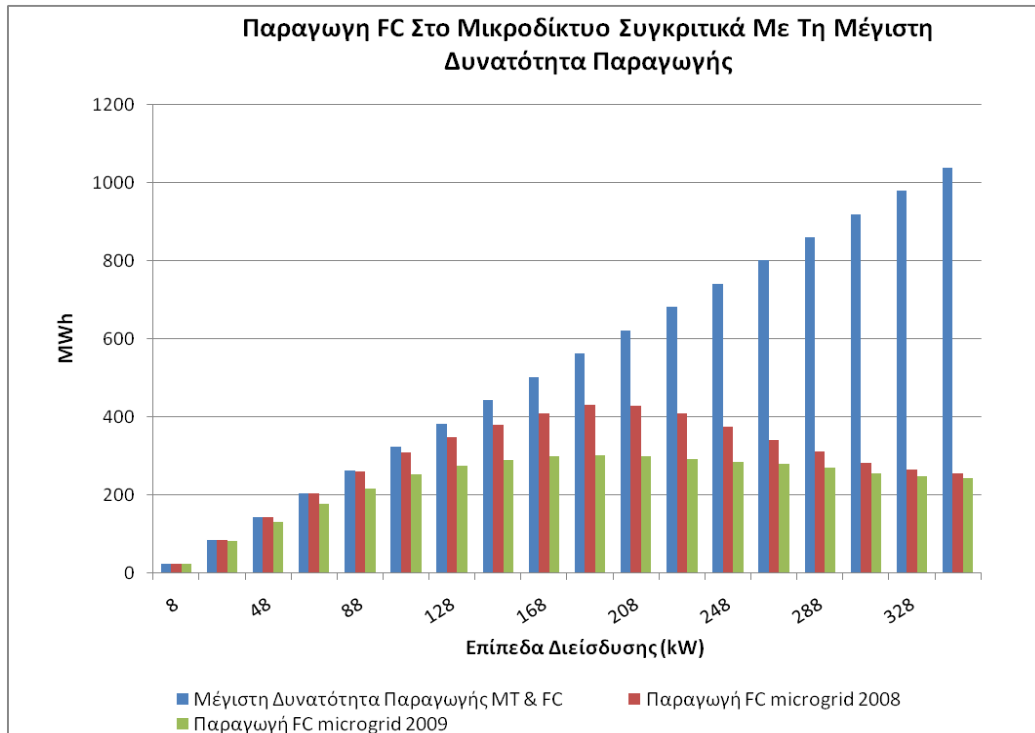
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 52. ΠΟΣΟΣΤΟ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΑΠΕ ΓΙΑ ΔΙΑΦΟΡΑ ΕΠΙΠΕΔΑ DG ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ

Στο διάγραμμα που ακολουθεί παρουσιάζεται η παραγωγή της μικροτουρμπίνας, όταν το δίκτυο λειτουργεί με βέλτιστο και ελεγχόμενο τρόπο, σε σχέση με τη μέγιστη δυνατότητα παραγωγής των μονάδων ΜΤ. Όπως παρατηρείται, μόνο για μικρά ποσοστά διείσδυσης αξιοποιείται μεγάλο ποσοστό της δυνατότητας τους. Για πολύ μεγάλη διείσδυση αξιοποιείται μόλις το 50% της ισχύος που η μονάδα μπορεί να παράγει. Το ποσοστό αξιοποίησης είναι μεγαλύτερο για οριακή τιμή 2008.



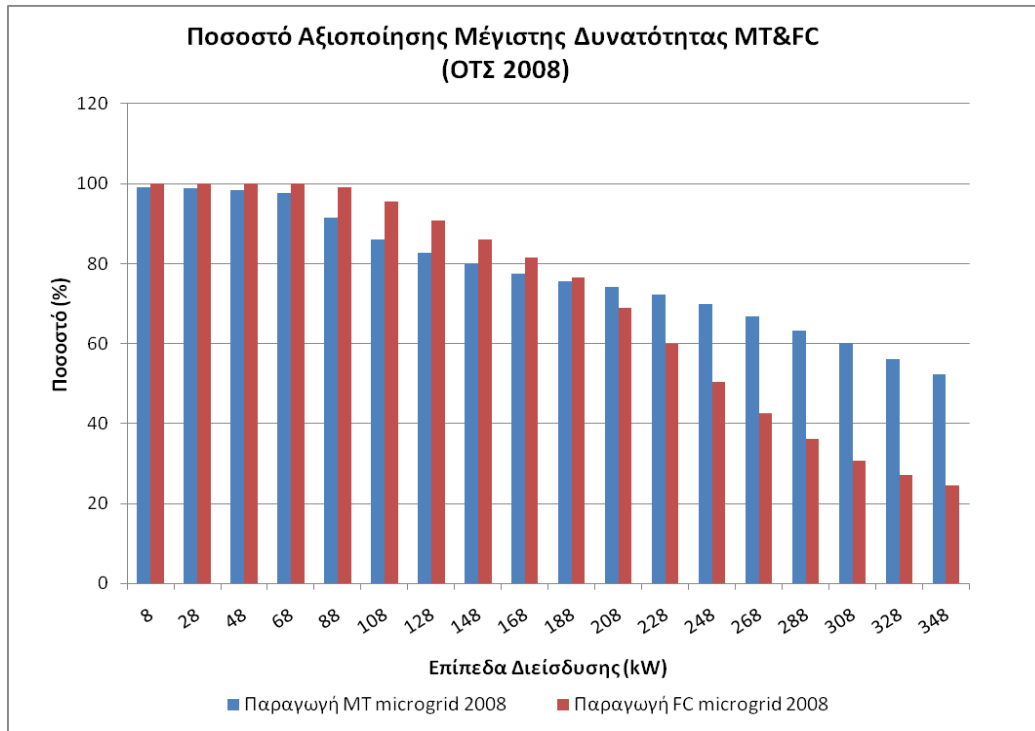
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 53. ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΜΙΚΡΟΤΟΥΡΜΠΙΝΑΣ ΣΕ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟ ΣΕ ΣΧΕΣΗ ΜΕ ΤΗ ΜΕΓΙΣΤΗ ΔΥΝΑΤΟΤΗΤΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Το ίδιο διάγραμμα παρουσιάζεται και για την κυψέλη καυσίμου ακολούθως, όπου παρατηρείται ότι για μεγάλα επίπεδα διείσδυσης αξιοποιείται λιγότερο από 25% της δυνατότητας παραγωγής της μονάδας. Όπως είναι αναμενόμενο, η παραγωγή για ΟΤΣ 2008 υπερσκελίζει αυτή του 2009.



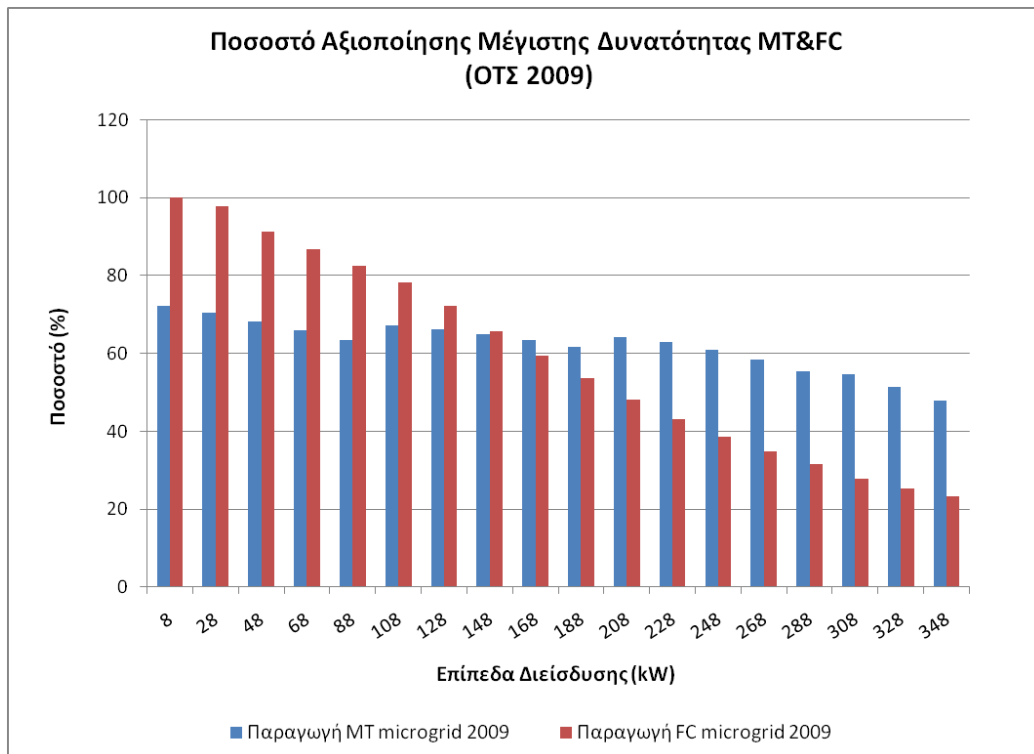
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 54. ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΚΥΨΕΛΗΣ ΚΑΥΣΙΜΟΥ ΣΕ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟ ΣΕ ΣΧΕΣΗ ΜΕ ΤΗ ΜΕΓΙΣΤΗ ΔΥΝΑΤΟΤΗΤΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Τα ποσοστά αξιοποίησης της μέγιστης ικανότητας των δύο μονάδων για λειτουργία μικροδικτύου παρουσιάζονται συγκριτικά στα διαγράμματα που ακολουθούν.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 55. ΠΟΣΟΣΤΟ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΤΗΣ ΜΕΓΙΣΤΗΣ ΔΥΝΑΤΟΤΗΤΑΣ MT&FC ΓΙΑ ΟΛΑ ΤΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ DG ΓΙΑ ΟΤΣ 2008

Για μικρή διείσδυση DG και για υψηλή οριακή τιμή του συστήματος και οι δύο μικροπηγές αξιοποιούν το μεγαλύτερο ποσοστό της ικανότητας τους (της τάξης του 99%). Καθώς αυξάνεται η συνολική εγκατεστημένη ισχύς όλων των μονάδων, συμπεριλαμβανομένων των αιολικών και φωτοβολταϊκών, το ποσοστό αυτό μειώνεται και μάλιστα πολύ περισσότερο για την κυψέλη καυσίμου που όπως προαναφέρθηκε έχει μεγαλύτερο κόστος παραγωγής.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 56. ΠΟΣΟΣΤΟ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΤΗΣ ΜΕΓΙΣΤΗΣ ΔΥΝΑΤΟΤΗΤΑΣ MT&FC ΓΙΑ ΌΛΑ ΤΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ DG ΓΙΑ ΟΤΣ 2009

Τα διαγράμματα αυτά δεν παρουσιάζονται για τα φωτοβολταϊκά και την ανεμογεννήτρια καθώς έχει υποθεθεί πλήρης και κατά προτεραιότητα αξιοποίηση της παραγωγής τους.

7.2 Σύγκριση Σεναρίων Microgrid a, b και c (2^η και 3^η παραλλαγή)

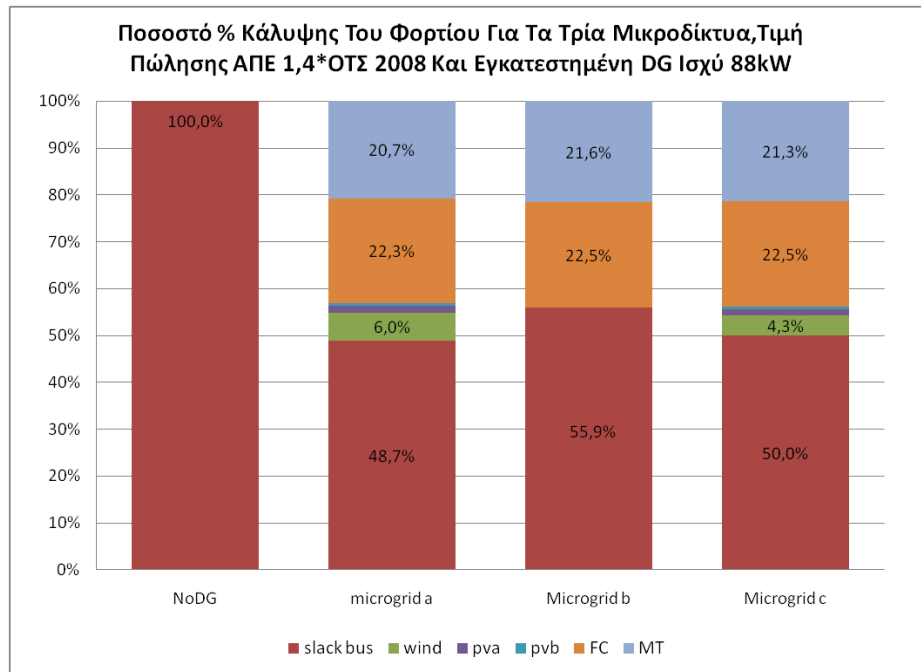
Τα αποτελέσματα του προηγούμενου κεφαλαίου αφορούν στα σενάρια No DG, Only DG και microgrid. Στην προσπάθεια μελέτης του μικροδικτύου και εύρεσης της πιο αποδοτικής λειτουργίας του μελετήθηκαν δύο επιπλέον παραλλαγές μικροδικτύων. Συνολικά μελετήθηκαν οι εξής περιπτώσεις:

1. Microgrid (a): σε αυτή την περίπτωση θεωρήθηκε ότι αξιοποιείται εξ ολοκλήρου και κατά προτεραιότητα όλη η παραγωγή των ΑΠΕ (ανεμογεννήτρια και φωτοβολταϊκά) και για την κάλυψη της επιπλέον ζήτησης γίνεται οικονομική κατανομή, στην οποία μπαίνουν μόνο η μικροτουρμπίνα και η κυψέλη καυσίμου.
2. Microgrid (b): σε αυτήν την περίπτωση η φωτοβολταϊκή και αιολική τοπική παραγωγή συμπεριλήφθηκε στη συνάρτηση οικονομικής βελτιστοποίησης από την αρχή και εξ' ολοκλήρου μαζί βέβαια με τις παραγωγές της μικροτουρμπίνας και της κυψέλης καυσίμου.
3. Microgrid (c): στην τρίτη αυτή παραλλαγή υλοποιήθηκε εισαγωγή αποκλειστικά του πλεονάσματος ανανεώσιμης ισχύος στην συνάρτηση βελτιστοποίησης. Με άλλα λόγια, υπολογίστηκε η ανανεώσιμη ισχύς που παράγεται σε κάθε ζυγό σε ωριαίο επίπεδο και συγκρίθηκε με την ωριαία ζήτηση φορτίου. Στην περίπτωση όπου η τοπική παραγωγή του εκάστοτε ζυγού είναι μεγαλύτερη από την αντίστοιχη ζήτηση, το ωριαίο πλεόνασμα είναι αυτό που εισάγεται στη συνάρτηση βελτιστοποίησης.

Στη συνέχεια τα συγκριτικά αποτελέσματα της μελέτης των τριών μικροδικτύων παρουσιάζονται και σχολιάζονται.

7.2.1 Κάλυψη Φορτίου

Στο διάγραμμα που ακολουθεί παρουσιάζεται το ποσοστό κάλυψης του φορτίου από τις διάφορες μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής και το δίκτυο για τις τρεις παραλλαγές μικροδικτύων. Έχει θεωρηθεί τιμή πώλησης της ανανεώσιμης παραγωγής ίση με $1,4 \times \text{ΟΤΣ}$ για το έτος 2008 και εγκατεστημένη DG ισχύς 88kW.

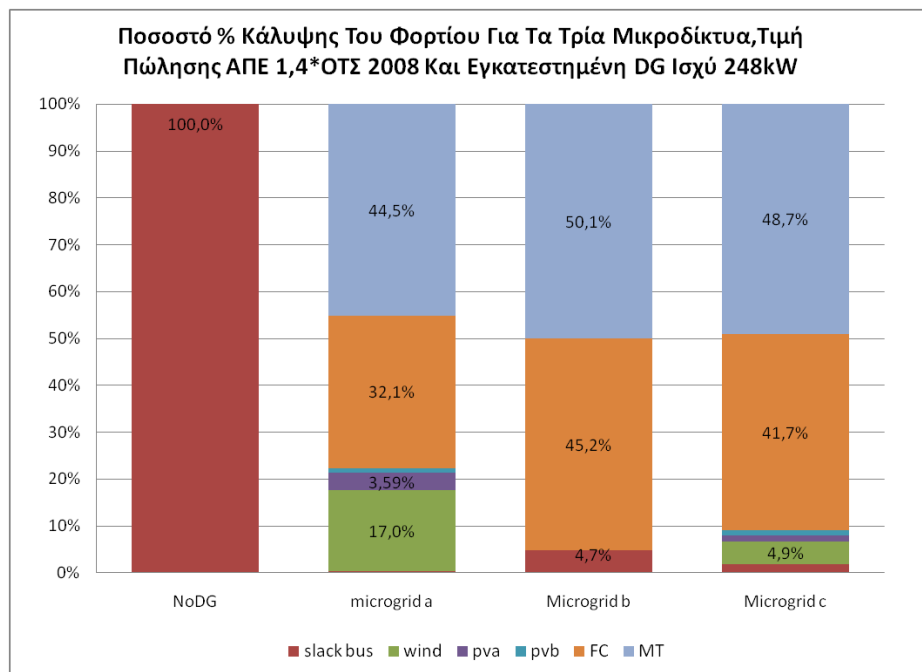


ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 57. ΠΟΣΟΣΤΟ ΚΑΛΥΨΗΣ ΤΟΥ ΦΟΡΤΙΟΥ ΑΠΟ ΜΟΝΑΔΕΣ ΔΙΑΝΕΜΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΓΙΑ ΤΙΣ ΤΡΕΙΣ ΠΑΡΑΛΛΑΓΕΣ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΩΝ ΓΙΑ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ DG ΠΑΡΑΓΩΓΗ 88kW ΚΑΙ

Όπως αναμενόταν τα ποσοστά κάλυψης του φορτίου από τις διάφορες μονάδες τοπικής παραγωγής δεν παρουσιάζουν σημαντικές διαφορές στις τρεις περιπτώσεις. Ειδικά η παραγωγή της μικροτουρμπίνας για τα μικροδίκτυα b και c καλύπτει ακριβώς το ίδιο ποσοστό της ζήτησης ισχύος, το οποίο είναι μόλις 0,2% μεγαλύτερο από το αντίστοιχο για το microgrid a. Παρόμοια συμπεράσματα εξάγονται και για την κυψέλη καυσίμου. Το ποσοστό κάλυψης του φορτίου από την παραγωγή της είναι παραπλήσιο για τις παραλλαγές b και c και λιγότερο από 1% αυξημένο σε σχέση με αυτό του πρώτου μικροδικτύου. Η μεγαλύτερη διαφορά μεταξύ των τριών παραλλαγών, εντοπίζεται στην παραγωγή των ΑΠΕ (αιολικών και φωτοβολταϊκών) και επομένως στη εγχεόμενη από το δίκτυο ισχύ. Στο microgrid a, η ανανεώσιμη παραγωγή καλύπτει το 8,3% της ζήτησης (6% ανεμογεννήτρια και 2,3% φωτοβολταϊκά), τη στιγμή που για το microgrid b είναι μηδενική και για το microgrid c καλύπτει το 6,2% του φορτίου (4,3% ανεμογεννήτρια και 1,95% φωτοβολταϊκά).

Το πρώτο μικροδίκτυο αξιοποιεί πλήρως και κατά προτεραιότητα τις ανανεώσιμες για αυτό και η παραγωγή τους έχει το μεγαλύτερο ποσοστό κάλυψης του φορτίου. Το δεύτερο μικροδίκτυο, που βάζει όλες τις μονάδες από την αρχή σε οικονομική βελτιστοποίηση, επιλέγει να μην χρησιμοποιεί ΑΠΕ. Η μηδενική αξιοποίησή τους οφείλεται στην υψηλή τιμή πώλησης της παραγωγής τους ($1,4 \times \text{ΟΤΣ}$). Η τιμή αυτή

καθιστά το κόστος της ανανεώσιμης παραγωγής ακριβότερο όχι μόνο σε σχέση με το κόστος παραγωγής των άλλων μικροπηγών αλλά και σε σύγκριση με το κόστος της έγχυσης ισχύος από το ανάντη δίκτυο. Τέλος, στο τρίτο μικροδίκτυο, τα ποσοστά κάλυψης της ζήτησης από ΑΠΕ προκύπτουν από το γεγονός ότι στην οικονομική βελτιστοποίηση η παραγωγή των ΑΠΕ υπεισέρχεται αφότου καλυφθεί η ζήτηση του τοπικού ζυγού. Τυπικά μέχρι να καλυφθεί η απαίτηση ισχύος του ζυγού, η ανανεώσιμη παραγωγή αξιοποιείται χωρίς να υπόκειται σε έλεγχο από το μικροδίκτυο. Επομένως, όσο η παραγωγή των μικροπηγών είναι μικρότερη της τοπικής ζήτησης, το microgrid c έχει ίδια συμπεριφορά με αυτή του microgrid a. Όταν όμως η παραγωγή των μικροπηγών ξεπεράσει την τοπική ζήτηση συμπεριφέρεται πλέον όπως το microgrid b. Η συγκεκριμένη παραλλαγή παρουσιάζει ιδιαίτερο ενδιαφέρον για μεγάλα επίπεδα διείσδυσης διανεμημένης παραγωγής. Για το λόγο αυτό παρουσιάζεται στο διάγραμμα 60 η κάλυψη φορτίου για εγκατεστημένη DG ισχύ 248kW.



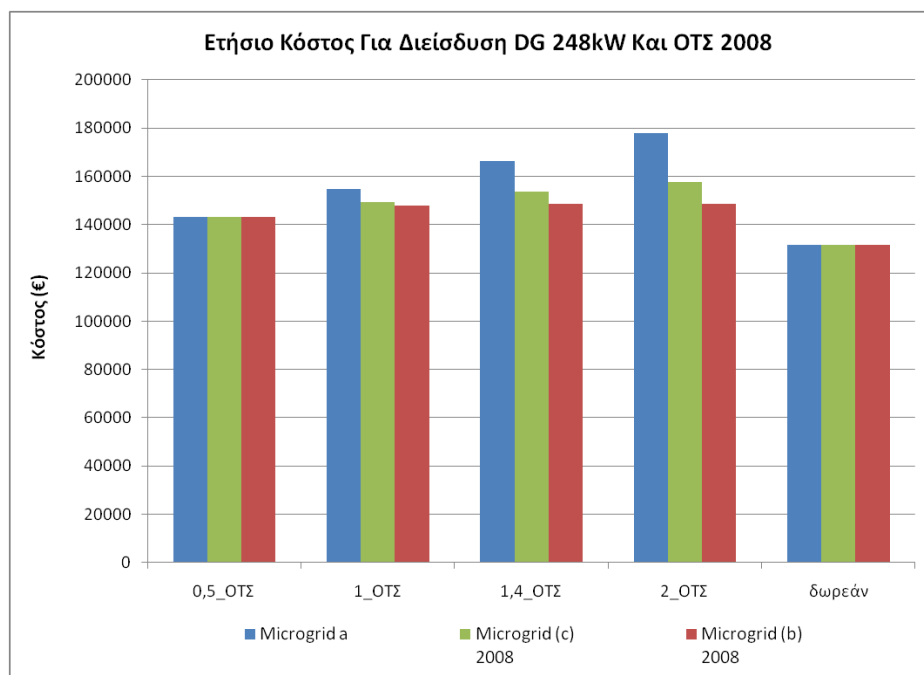
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 58. ΠΟΣΟΣΤΟ ΚΑΛΥΨΗΣ ΤΟΥ ΦΟΡΤΙΟΥ ΑΠΟ ΜΟΝΑΔΕΣ ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΓΙΑ ΤΙΣ ΤΡΕΙΣ ΠΑΡΑΛΛΑΓΕΣ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΩΝ ΓΙΑ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ DG ΠΑΡΑΓΩΓΗ 248kW ΚΑΙ ΠΩΛΗΣΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ 1,4*ΟΤΣ 2008

Όπως ήταν αναμενόμενο, στο πρώτο μικροδίκτυο η κάλυψη του φορτίου από ΑΠΕ, αυξήθηκε ανάλογα με την αύξηση της συνολικής DG διείσδυσης (65% αύξηση της συνολικής DG διείσδυσης- 65% αύξηση της κάλυψης της ζήτησης από ΑΠΕ). Στο δεύτερο μικροδίκτυο, για μεγαλύτερη διείσδυση DG η παραγωγή των ΑΠΕ εξακολουθεί να μην αξιοποιείται. Η αυξημένη DG διείσδυση σε συνάρτηση με την μη αξιοποίηση της ανανεώσιμης παραγωγής αυξάνει το ποσοστό κάλυψης του φορτίου από MT και FC ενώ μειώνει δραματικά το αντίστοιχο ποσοστό κάλυψης από το δίκτυο. Η παραγωγική δυνατότητα των FC και MT έχει επίσης αυξηθεί κατά 65%. Η μικροτουρμπίνα καλύπτει μεγαλύτερο ποσοστό του φορτίου καθώς έχει οικονομικότερη λειτουργία σε σχέση με την κυψέλη καυσίμου. Τέλος, στο τρίτο μικροδίκτυο, η κάλυψη του φορτίου από Φ/Β και Α/Γ παρέμεινε σε παραπλήσια επίπεδα. Η αύξηση, δηλαδή, της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των μικροπηγών στο μικροδίκτυο c, δεν οδήγησε σε αύξηση της αξιοποίησης της παραγωγής ΑΠΕ από το μικροδίκτυο γιατί η πλεονάζουσα παραγωγή των ΑΠΕ υπεισήλθε στην οικονομική

κατανομή του μικροδικτύου και απορρίφθηκε καθότι ακριβότερη. Η τιμή της όμως είναι υψηλή και το μικροδίκτυο καταλήγει να μην την αξιοποιεί. Τη θέση της στην παραγωγή πήραν η μικροτουρμπίνα και η κυψέλη καυσίμου, με μεγαλύτερη τη συμμετοχή της φθηνότερης μικροτουρμπίνας.

7.2.2 Μελέτη Εξέλιξης Ενεργειακού Κόστους Για Όλα Τα Επίπεδα Διείσδυσης Και Τις Τιμές Πώλησης ΑΠΕ

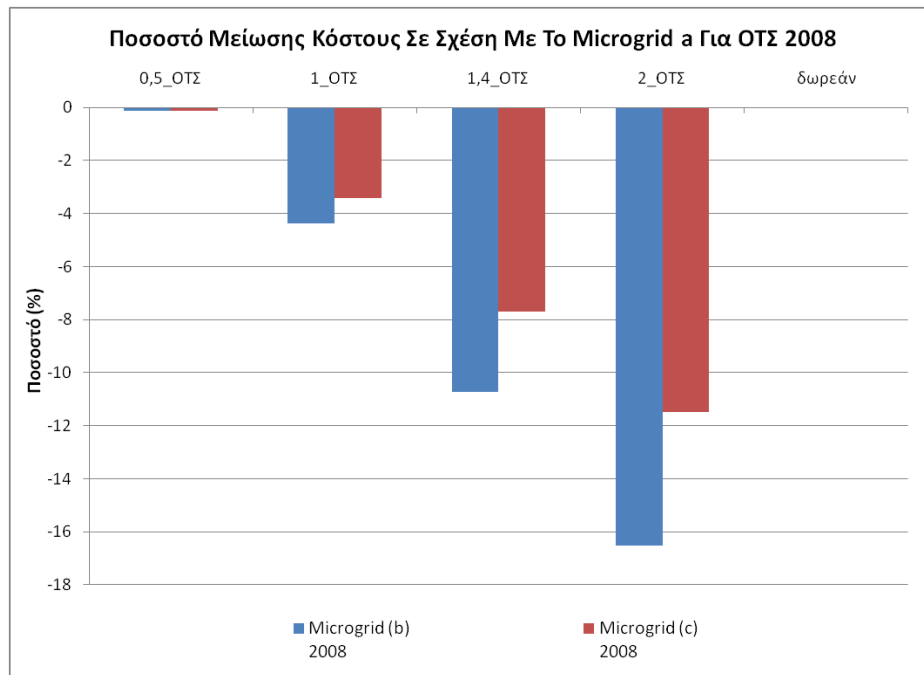
Ενδιαφέρουσα κρίνεται η παρουσίαση μιας οικονομικής προσέγγισης της λειτουργίας του μικροδικτύου στις διάφορες παραλλαγές του. Για το σκοπό αυτό, παρουσιάζεται ακολούθως το ετήσιο κόστος των τριών μικροδικτύων για διείσδυση DG 248kW και για υψηλή οριακή τιμή του συστήματος. Δεδομένα για όλες τις τιμές πώλησης της παραγωγής ΑΠΕ, που έχουν μελετηθεί, χρησιμοποιήθηκαν για τη σχεδίαση του ακόλουθου διαγράμματος.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 59. ΕΤΗΣΙΟ ΚΟΣΤΟΣ ΓΙΑ ΕΠΙΠΕΔΟ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ 248 kW ΓΙΑ ΥΨΗΛΗ ΟΡΙΑΚΗ ΤΙΜΗ

Και στα τρία μικροδίκτυα παρατηρείται αύξηση του κόστους με την αύξηση της τιμής πώλησης της παραγωγής των ΑΠΕ. Για τιμή 1,4×ΟΤΣ το κόστος για το microgrid a ανέρχεται στα 166.403€ και είναι το μεγαλύτερο σε σύγκριση με τις άλλες δύο παραλλαγές, τα κόστη των οποίων είναι 153.596€ και 148.579€ αντίστοιχα. Για δωρεάν παροχή ανανεώσιμης ενέργειας και τιμολόγηση της με 0,5×ΟΤΣ, τα κόστη για τρία μικροδίκτυα είναι ίσα ανά περίπτωση. Ανέρχονται σε 131.629€ και 143.032€ αντίστοιχα.

Στο παρακάτω διάγραμμα παρατίθεται το ποσοστό μείωσης του ετήσιου ενεργειακού κόστους των microgrids b και c σε σχέση με το Microgrid a, που είναι και περισσότερο δαπανηρό στο βαθμό που δεν βελτιστοποιεί αλλά ενσωματώνει το σύνολο της παραγωγής ΑΠΕ. Το διάγραμμα αντιστοιχεί σε επίπεδο διείσδυσης διανεμημένης παραγωγής 248kW, υψηλή οριακή τιμή του συστήματος (2008) και μελετάται για όλες τις τιμές πώλησης της ανανεώσιμης παραγωγής.

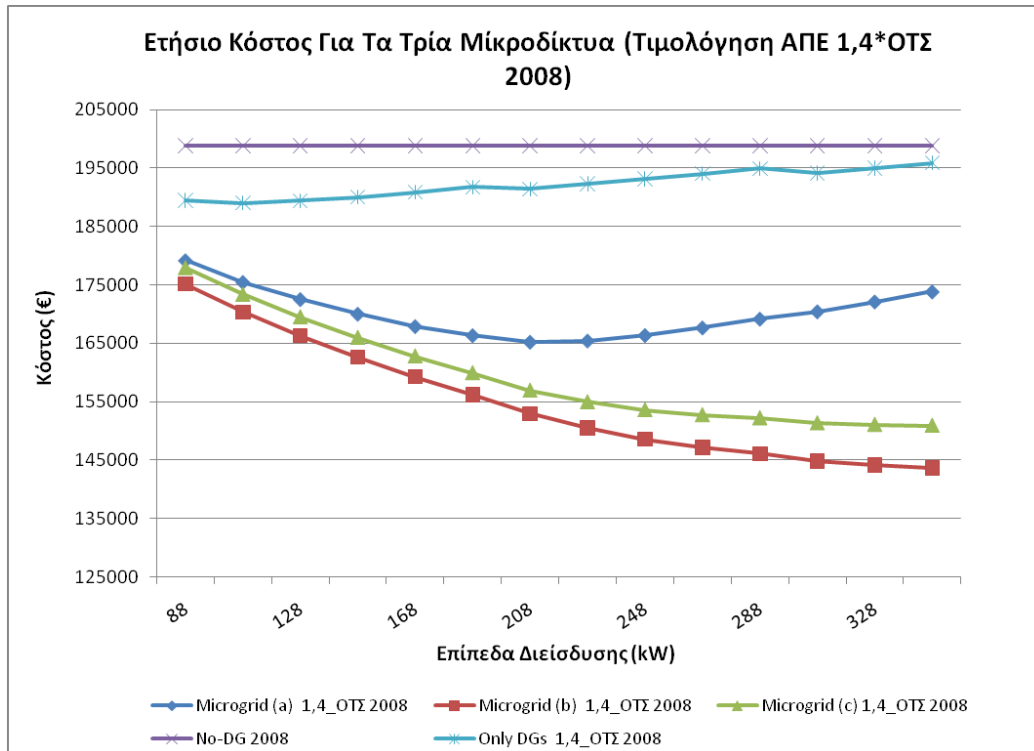


ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 60. ΠΟΣΟΣΤΟ ΜΕΙΩΣΗΣ ΤΩΝ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΣΕ ΣΧΕΣΗ ΜΕ ΤΟ MICROGRID A ΓΙΑ 248kW ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ DG ΙΣΧΥ ΚΑΙ ΟΤΣ 2008 ΓΙΑ ΔΙΑΦΟΡΕΣ ΤΙΜΕΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΤΗΣ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Στο διάγραμμα 62 φαίνεται ότι από άποψη κόστους η περίπτωση του μικροδικτύου b είναι η πιο συμφέρουσα. Αυτό είναι λογικό, καθώς όλες οι πηγές διεσπαρμένης παραγωγής υπόκεινται σε οικονομικό έλεγχο και η συμμετοχή τους στην κάλυψη του φορτίου εξαρτάται από το αποτέλεσμα της βελτιστοποίησης, η οποία πραγματοποιείται από το μικροδίκτυο. Μεγαλύτερη μείωση παρατηρείται για πώληση της ανανεώσιμης παραγωγής με τιμή διπλάσια αυτής της μέσης οριακής τιμής του συστήματος. Η μείωση αυτή αγγίζει το 16,5% σε σχέση με το microgrid a. Κάτι τέτοιο είναι λογικό διότι το microgrid a υποχρεούται να αξιοποιήσει όλη την ανανεώσιμη παραγωγή ενώ το microgrid b επιλέγει να καλύψει τη ζήτηση των ζυγών με την παραγωγή των άλλων φθηνότερων μικροπηγών ή ακόμα και με ισχύ από το δίκτυο, όποτε αυτό συμφέρει. Συνεπώς, το συνολικό κόστος σε σχέση με το πρώτο μικροδίκτυο μειώνεται όσο η τιμολόγηση της παραγωγής των αιολικών και φωτοβολταϊκών αυξάνεται. Την ίδια συμπεριφορά παρουσιάζει και το microgrid c, αλλά τα ποσοστά μείωσης του κόστους είναι μικρότερα, διότι η οικονομική βελτιστοποίηση πραγματοποιείται αφού πρώτα καλυφθεί η ζήτηση του τοπικού ζυγού. Συγκεκριμένα, το ποσοστό μείωσης για τιμή πώλησης 2×ΟΤΣ σε σχέση με το microgrid a είναι 11,5%. Τα αντίστοιχα ποσοστά για τιμή πώλησης 1,4×ΟΤΣ είναι: 10,7% για το microgrid b και 7,7% για το microgrid c. Τέλος, αξίζει να σημειωθεί ότι, για δωρεάν παροχή ανανεώσιμης παραγωγής δεν παρουσιάζονται αλλαγές στο κόστος σε καμία από τις τρεις παραλλαγές. Το γεγονός αυτό είναι αναμενόμενο καθώς η δωρεάν πώληση ανανεώσιμης ισχύος συνεπάγεται ότι οι ανανεώσιμες συμβάλλουν σε κάθε περίπτωση στην πιο οικονομική λειτουργία ενός δικτύου.

Η προηγούμενη ανάλυση κόστους έγινε για ένα μόνο επίπεδο διεξόδου διεσπαρμένης παραγωγής. Ενδιαφέρον όμως παρουσιάζει η συμπεριφορά των τριών μικροδικτύων για διάφορα επίπεδα διεξόδου. Στα διαγράμματα 63 και 64 παρουσιάζεται το ετήσιο ενεργειακό κόστος των τριών παραλλαγών μικροδικτύου καθώς και των σεναρίων Only και No DG για συγκριτικούς λόγους. Εξετάζονται όλα τα επίπεδα διεξόδου από 88-348kW για τιμή πώλησης της φωτοβολταϊκής και

αιολικής παραγωγής ίση με $1,4 \times \text{OT}\Sigma$ και για οριακές τιμές των ετών 2008 και 2009. Για οριακή τιμή του συστήματος 2009 παρατίθενται και μικρότερα επίπεδα διείσδυσης στο βαθμό που βοηθούν ώστε να γίνει εμφανέστερη η λειτουργία του μικροδικτύου.

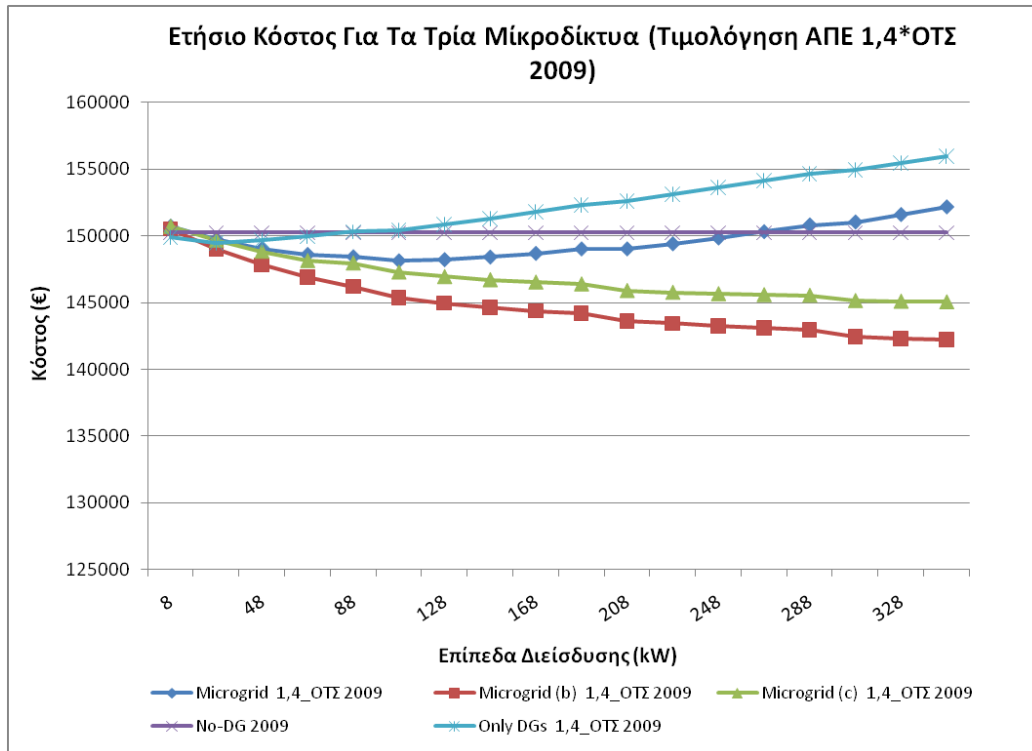


ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 61. ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΕΤΗΣΙΟ ΚΟΣΤΟΣ ΓΙΑ ΌΛΑ ΤΑ ΣΕΝΑΡΙΑ ΚΑΙ ΤΙΣ ΠΑΡΑΛΛΑΓΕΣ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ ΓΙΑ ΔΙΑΦΟΡΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕ ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗ ΤΗΣ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΤΣΗ ΜΕ $1,4 \times \text{OT}\Sigma 2008$

Η μορφή των καμπυλών των σεναρίων No DG, Only DG και Microgrid a έχει περιγραφεί και αναλυθεί σε προηγούμενο κεφάλαιο. Εδώ παρουσιάζονται για καθαρά συγκριτικούς λόγους. Για μικρά επίπεδα DG διείσδυσης δεν παρατηρείται μεγάλη διαφοροποίηση μεταξύ των τριών παραλλαγών μικροδικτύου. Με την αύξηση όμως της διανεμημένης παραγωγής και συγκεκριμένα από εγκατεστημένη DG ισχύ 108kW και άνω αρχίζει να γίνεται εμφανής η οικονομικά αποδοτικότερη λειτουργία των παραλλαγών microgrid b και microgrid c σε σχέση με το microgrid a. Και στα τρία μικροδίκτυα παρατηρείται μείωση του κόστους με αύξηση της DG διείσδυσης. Ενώ για τα μικροδίκτυα b και c η μείωση συνεχίζεται ακόμα και για μεγάλα επίπεδα διείσδυσης DG, για το μικροδίκτυο a υπάρχει ένα όριο πέρα από το οποίο το κόστος αρχίζει να αυξάνεται. Το όριο αυτό είναι το ελάχιστο της συνάρτησης που απεικονίζει το κόστος του μικροδικτύου a. Το ελάχιστο έχει υπολογιστεί ίσο με 165.820€ για DG διείσδυση 209kW, σε προηγούμενο κεφάλαιο. Σε αντίθεση με το πρώτο μικροδίκτυο, τα άλλα δύο συνεχίζουν να παρουσιάζουν φθίνουσα πορεία και για μεγαλύτερη DG διείσδυση μέχρι 308kW όπου φαίνεται να τείνουν σε σταθεροποίηση του κόστους τους.

Όσον αφορά στις παραλλαγές b και c, φθηνότερη είναι η λειτουργία του μικροδικτύου στο οποίο όλες οι μικροπηγές συμμετέχουν από την αρχή στην οικονομική βελτιστοποίηση (microgrid b). Όμως, όπως φαίνεται στα διαγράμματα 59 και 60, ένα τέτοιο σενάριο, για τιμή πώλησης της ανανεώσιμης παραγωγής $1,4 \times \text{OT}\Sigma$, ακυρώνει τη λειτουργία των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας καθώς επιλέγει, στα

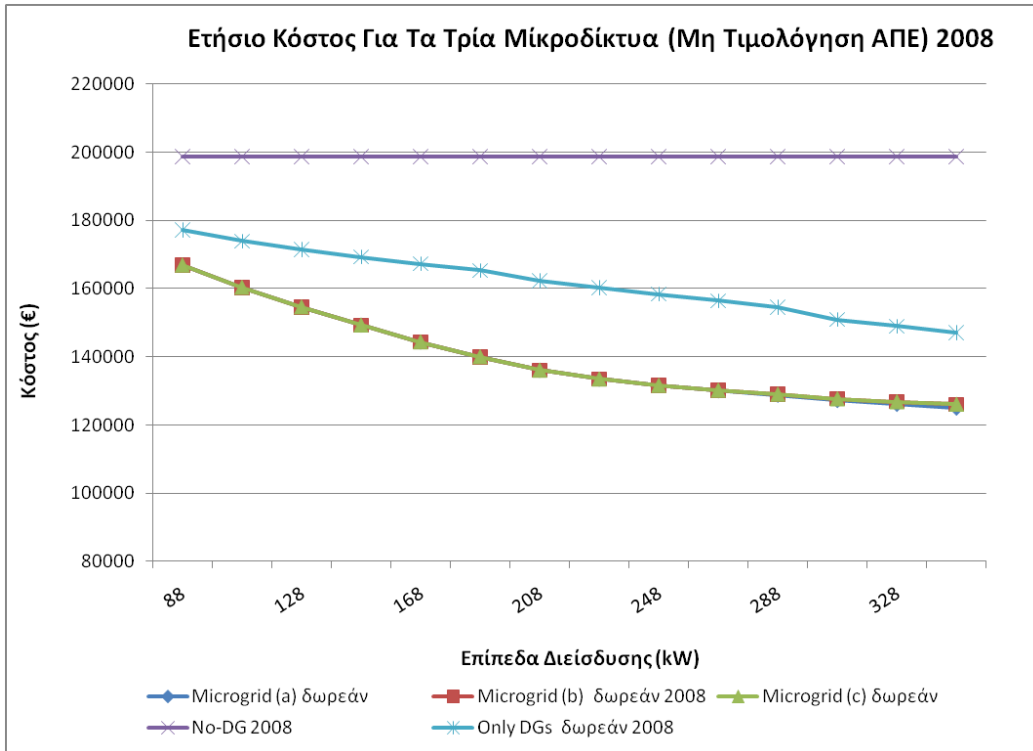
πλαίσια της βέλτιστης οικονομικής λειτουργίας, να μην τις χρησιμοποιεί. Για να είναι εφαρμόσιμο και ‘φιλικό’ προς το περιβάλλον ένα τέτοιο μικροδίκτυο θα πρέπει να επιφορτιστεί και με τον έλεγχο των εκπεμπόμενων ρύπων. Ανάλογη μελέτη παρ’ όλα αυτά δεν εμπίπτει στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής εργασίας.



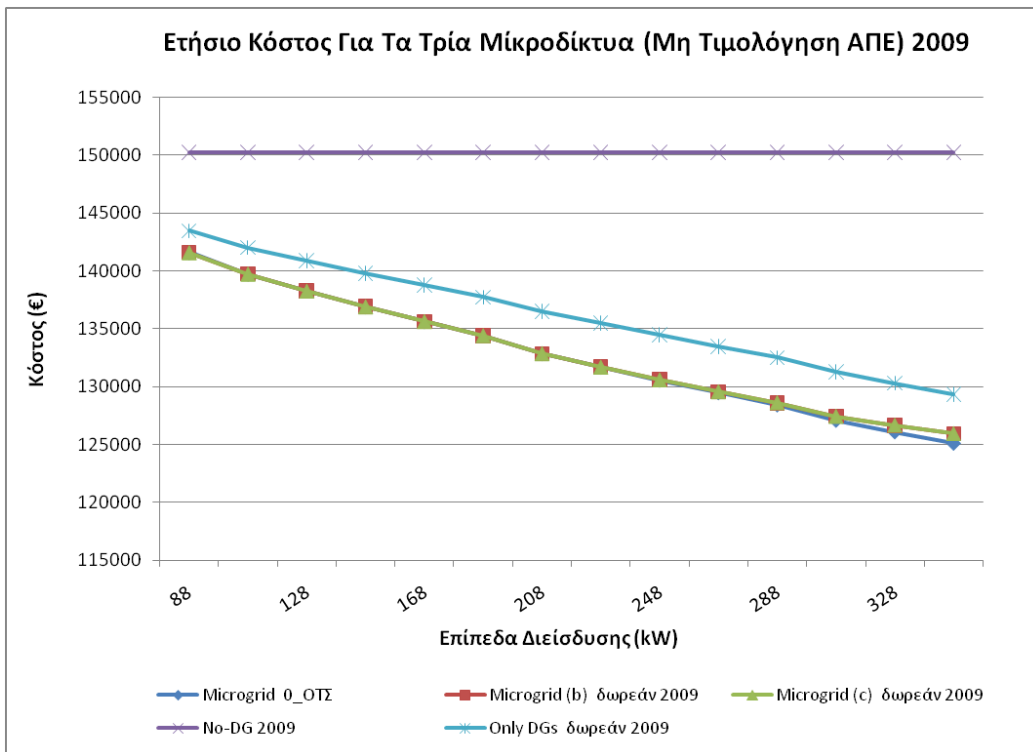
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 62. ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΕΤΗΣΙΟ ΚΟΣΤΟΣ ΓΙΑ ΌΛΑ ΤΑ ΣΕΝΑΡΙΑ ΚΑΙ ΤΙΣ ΠΑΡΑΛΛΑΓΕΣ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ ΓΙΑ ΔΙΑΦΟΡΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗ ΤΗΣ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ 1,4*ΟΤΣ 2009

Στην περίπτωση χαμηλής οριακής τιμής του συστήματος, το υπό μελέτη δίκτυο, συμπεριφέρεται, για τα διάφορα σενάρια λειτουργίας, κατ’ ανάλογο τρόπο με αυτόν που περιγράφηκε για υψηλή οριακή τιμή συστήματος. Σε αυτή την περίπτωση, ισχύει επίσης ότι οικονομικότερη όλων είναι η λειτουργία του microgrid b, για λόγους που έχουν ήδη περιγραφεί. Εδώ η συνολική μείωση του κόστους είναι μικρότερη λόγω χαμηλής οριακής τιμής του συστήματος. Αξίζει να σημειωθεί ότι η κλιμακωτή μείωση που παρουσιάζεται στις δύο παραλλαγές μικροδικτύου για 208kW και 308kW διείδυση DG σχετίζεται με την προσθήκη νέων μονάδων.

Η επίδραση των διαφορετικών παραλλαγών μικροδικτύου μελετήθηκε και παρουσιάζεται για όλα τα DG επίπεδα διείδυσης, για όλες τις περιπτώσεις πώλησης ανανεώσιμης παραγωγής και για δύο οριακές τιμές του συστήματος. Τα αποτελέσματα φαίνονται στα διαγράμματα που ακολουθούν.



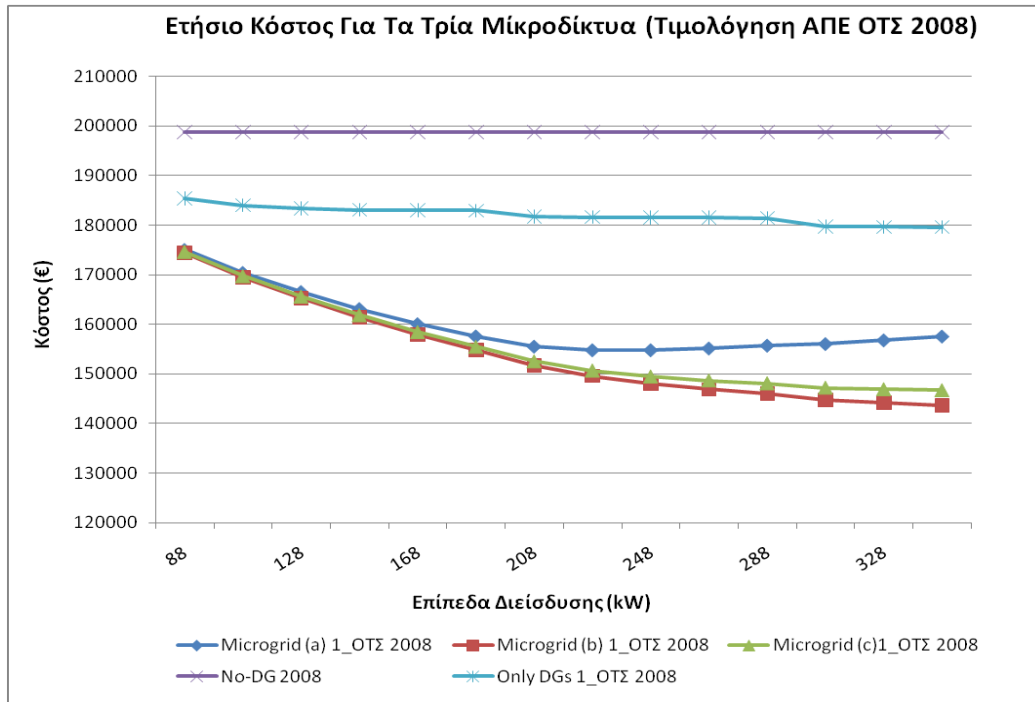
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 63. ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΕΤΗΣΙΟ ΚΟΣΤΟΣ ΓΙΑ ΌΛΑ ΤΑ ΣΕΝΑΡΙΑ ΚΑΙ ΤΙΣ ΠΑΡΑΛΛΑΓΕΣ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ ΓΙΑ ΔΙΑΦΟΡΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΔΩΡΕΑΝ ΠΩΛΗΣΗ ΤΗΣ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (ΟΤΣ 2008)



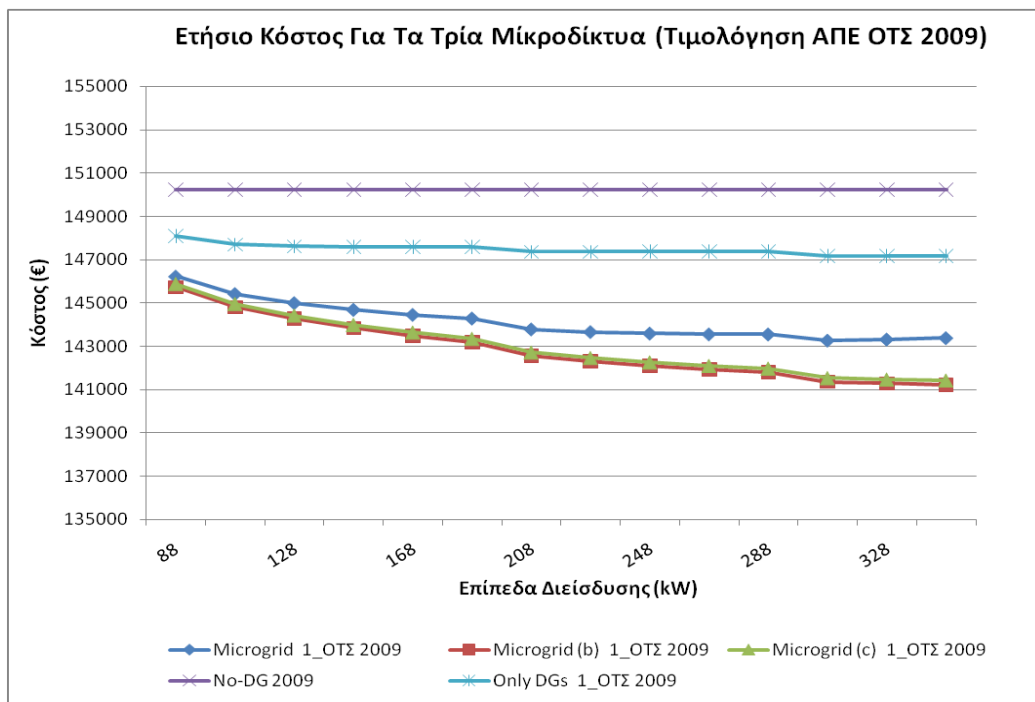
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 64. ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΕΤΗΣΙΟ ΚΟΣΤΟΣ ΓΙΑ ΌΛΑ ΤΑ ΣΕΝΑΡΙΑ ΚΑΙ ΤΙΣ ΠΑΡΑΛΛΑΓΕΣ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ ΓΙΑ ΔΙΑΦΟΡΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΔΩΡΕΑΝ ΠΩΛΗΣΗ ΤΗΣ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (ΟΤΣ 2009)

Κεφάλαιο 7: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ I

Για δωρεάν τιμή πώλησης της αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής, οι καμπύλες κόστους των τριών παραλλαγών μικροδικτύου ταυτίζονται, τόσο για υψηλή όσο και για χαμηλή οριακή τιμή. Παρόμοιας μορφής είναι και τα διαγράμματα για τιμή πώλησης ΑΠΕ $0,5 \times \text{ΟΤΣ}$.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 65. ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΕΤΗΣΙΟ ΚΟΣΤΟΣ ΓΙΑ ΌΛΑ ΤΑ ΣΕΝΑΡΙΑ ΚΑΙ ΤΙΣ ΠΑΡΑΛΛΑΓΕΣ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ ΓΙΑ ΔΙΑΦΟΡΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗ ΤΗΣ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ $1 \times \text{ΟΤΣ}$ 2008



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 66. ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΕΤΗΣΙΟ ΚΟΣΤΟΣ ΓΙΑ ΌΛΑ ΤΑ ΣΕΝΑΡΙΑ ΚΑΙ ΤΙΣ ΠΑΡΑΛΛΑΓΕΣ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ ΓΙΑ ΔΙΑΦΟΡΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗ ΤΗΣ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ $1 \times \text{ΟΤΣ}$ 2009

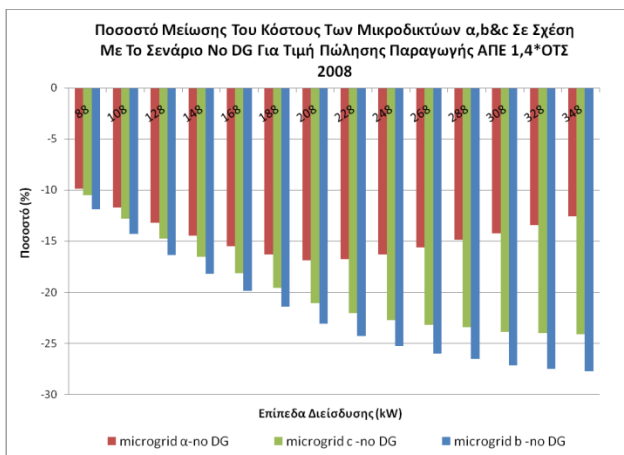
Κεφάλαιο 7: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ Ι

Ανάλογης μορφής με τα διαγράμματα 67 και 68 είναι και οι καμπύλες για πώληση της ανανεώσιμης παραγωγής σε τιμή διπλάσια της οριακής τιμής του συστήματος.

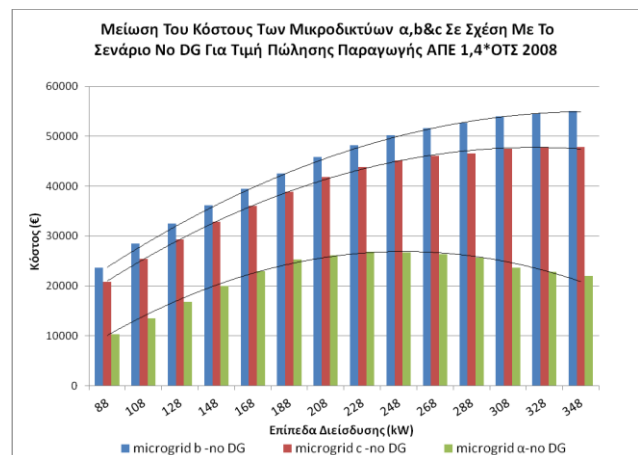
Παρατηρώντας τα διαγράμματα 63-68, συμπεραίνουμε ότι διαφορά κόστους μεταξύ των μικροδικτύων b και c αρχίζει να παρατηρείται για τιμή πώλησης της ανανεώσιμης παραγωγής ίση με την οριακή τιμή του συστήματος 2008. Βέβαια, για τιμή πώλησης της παραγωγής ΑΠΕ ίση με την οριακή τιμή του συστήματος 2009 δεν εντοπίζεται διαφορά στο ενεργειακό κόστος λειτουργίας των δύο μικροδικτύων.

Συμπερασματικά, όταν ο συντελεστής που πολλαπλασιάζεται με τη μέση οριακή τιμή του συστήματος –για να προκύψει η τιμή πώλησης ΑΠΕ- είναι μικρότερος ή ίσος της μονάδας, τα δύο μικροδίκτυα συμπεριφέρονται με παραπλήσιο τρόπο. Αυτό συμβαίνει επειδή η ανανεώσιμη παραγωγή είναι φθηνή, σε σχέση με το δίκτυο, και συνεπώς αποτελεί τη βέλτιστη επιλογή για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του δικτύου.

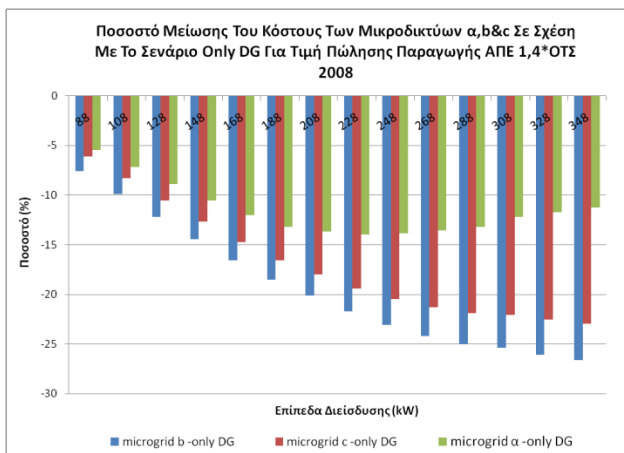
Στα διαγράμματα που ακολουθούν παρουσιάζεται η μείωση του κόστους κάθε παραλλαγής μικροδικτύου σε σχέση με όλα τα λιγότερο αποδοτικά σενάρια τόσο σε ποσοστά όσο και σε απόλυτες τιμές για όλα τα επίπεδα διείσδυσης διανεμημένης παραγωγής. Η τιμή πώλησης της ανανεώσιμης παραγωγής για αυτά τα διαγράμματα είναι $1,4 \times \text{OTS } 2008$.



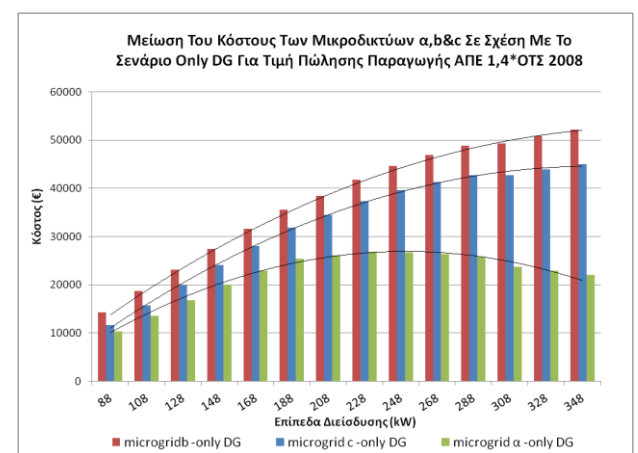
(α)



(β)

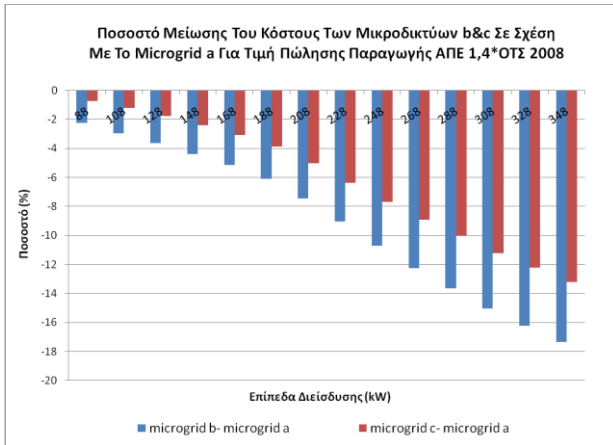


(γ)

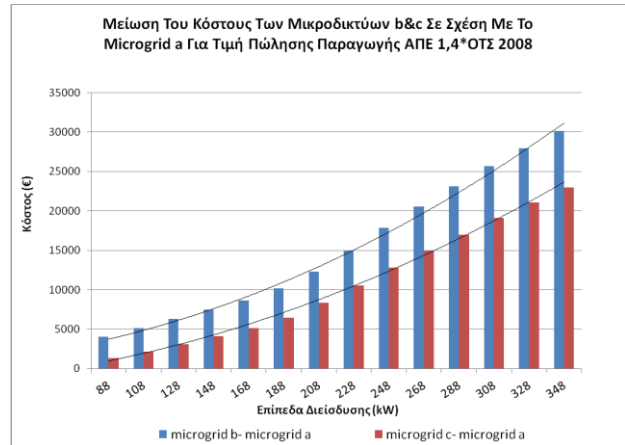


(δ)

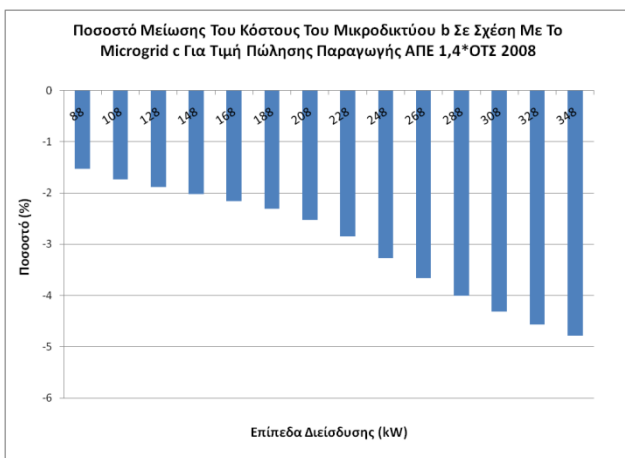
Κεφάλαιο 7: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ Ι



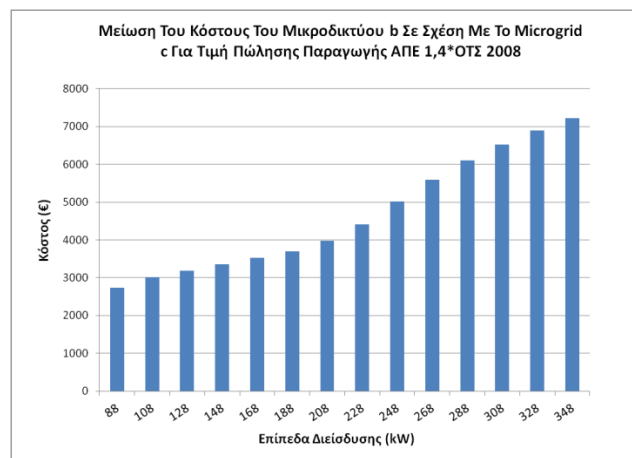
(ε)



(στ)



(ζ)



(η)

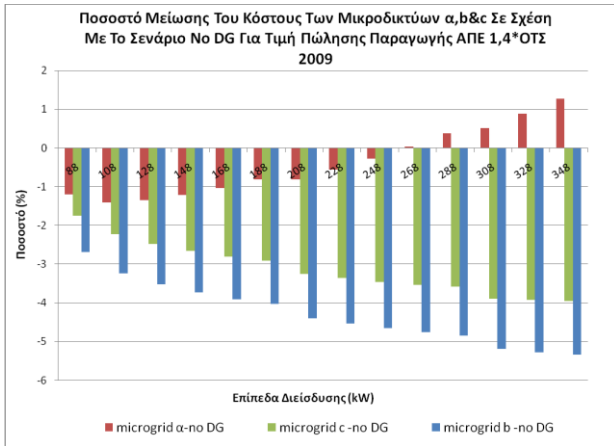
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 67. (Α) ΠΟΣΟΣΤΟ ΜΕΙΩΣΗΣ ΤΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΤΩΝ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΩΝ ΣΕ ΣΧΕΣΗ ΜΕ ΤΟ NO DG ΣΕΝΑΡΙΟ (Β) ΜΕΙΩΣΗ ΤΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΤΩΝ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΩΝ ΣΕ ΣΧΕΣΗ ΜΕ ΤΟ NO DG ΣΕΝΑΡΙΟ ΣΕ ΑΠΟΛΥΤΕΣ ΤΙΜΕΣ (Γ) ΠΟΣΟΣΤΟ ΜΕΙΩΣΗΣ ΤΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΤΩΝ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΩΝ ΣΕ ΣΧΕΣΗ ΜΕ ΤΟ ONLY DG ΣΕΝΑΡΙΟ (Δ) ΜΕΙΩΣΗ ΤΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΤΩΝ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΩΝ ΣΕ ΣΧΕΣΗ ΜΕ ΤΟ ONLY DG ΣΕΝΑΡΙΟ ΣΕ ΑΠΟΛΥΤΕΣ ΤΙΜΕΣ (Ε) ΠΟΣΟΣΤΟ ΜΕΙΩΣΗΣ ΤΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΤΩΝ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΩΝ Β ΚΑΙ C ΣΕ ΣΧΕΣΗ ΜΕ ΤΟ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟ Α (ΣΤ) ΜΕΙΩΣΗ ΤΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΤΩΝ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΩΝ Β ΚΑΙ C ΣΕ ΣΧΕΣΗ ΜΕ ΤΟ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟ Α ΣΕ ΑΠΟΛΥΤΕΣ ΤΙΜΕΣ (Ζ) ΠΟΣΟΣΤΟ ΜΕΙΩΣΗΣ ΤΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΤΟΥ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ Β ΣΕ ΣΧΕΣΗ ΜΕ ΤΟ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟ (Η) ΜΕΙΩΣΗ ΤΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΤΟΥ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ Β ΣΕ ΣΧΕΣΗ ΜΕ ΤΟ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟ C ΣΕ ΑΠΟΛΥΤΕΣ ΤΙΜΕΣ. Όλα τα διαγράμματα σχεδιάζονται για επίπεδα διείσδυσης διεσπάρμενης παραγωγής 88-348kW και τιμή πώλησης της ανανεώσιμης παραγωγής ίση με 1,4*ΟΤΣ 2008

Από όλα τα παραπάνω διαγράμματα είναι εμφανές ότι το microgrid b έχει την πιο οικονομικά αποδοτική λειτουργία για όλα τα επίπεδα διείσδυσης κατανεμημένης παραγωγής. Αμέσως μετά τοποθετείται ως οικονομικά πιο συμφέρον το μικροδίκτυο c. Η διαφορά κόστους των δύο τελευταίων ξεκινά από 2.726€ για 88kW διείσδυση DG και φτάνει έως και τα 7.225€ για τη μεγαλύτερη διείσδυση των 348kW. Τέλος, το μικροδίκτυο a είναι το λιγότερο αποδοτικό από πλευράς κόστους. Όπως αναμενόταν και τα τρία μικροδίκτυα μειώνουν αισθητά το κόστος σε σχέση με τα σενάρια No DG και Only DG για τιμές πώλησης με συντελεστή μεγαλύτερο της μονάδας.

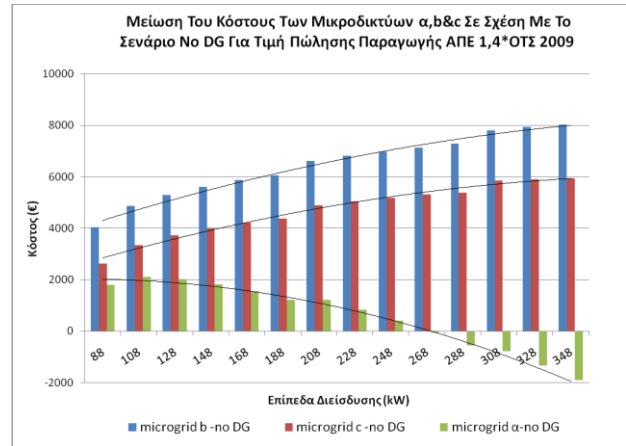
Τα ίδια συμπεράσματα προκύπτουν και για τιμολόγηση της ανανεώσιμης παραγωγής με 1,4*ΟΤΣ 2009 με μικρότερα όμως ποσοστά μείωσης του συνολικού ενεργειακού κόστους για τα ίδια επίπεδα διείσδυσης διανεμημένης παραγωγής. Η διαφορά κόστους των μικροδικτύων b και c ξεκινά από 1.409€ για 88kW διείσδυση DG και

Κεφάλαιο 7: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ Ι

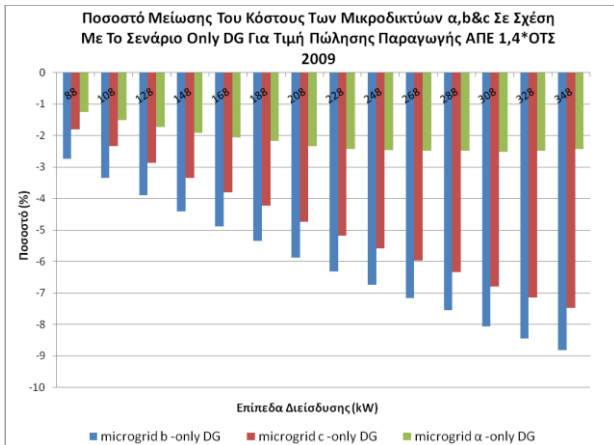
φτάνει έως και τα 2.095€ για τη μεγαλύτερη διείσδυση των 348kW. Το μικροδίκτυο α είναι και σε αυτή την περίπτωση είναι το λιγότερο αποδοτικό από πλευράς κόστους. Τα αντίστοιχα διαγράμματα παρατίθενται στη συνέχεια.



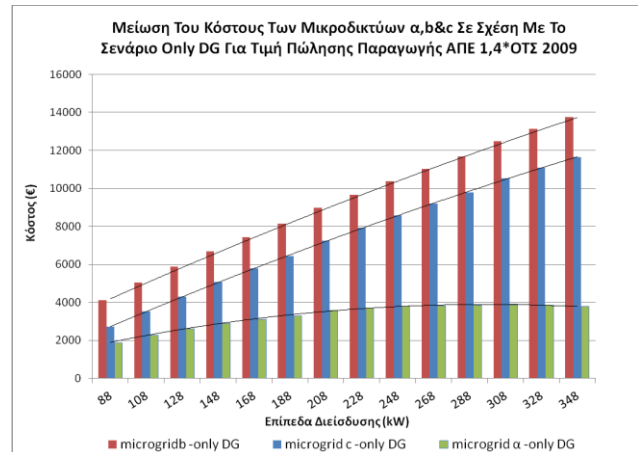
(α)



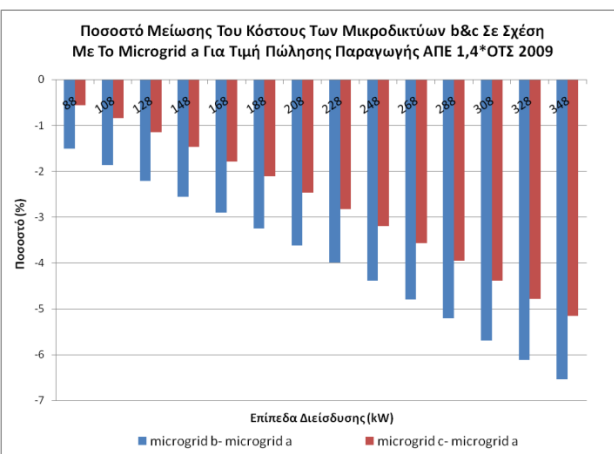
(β)



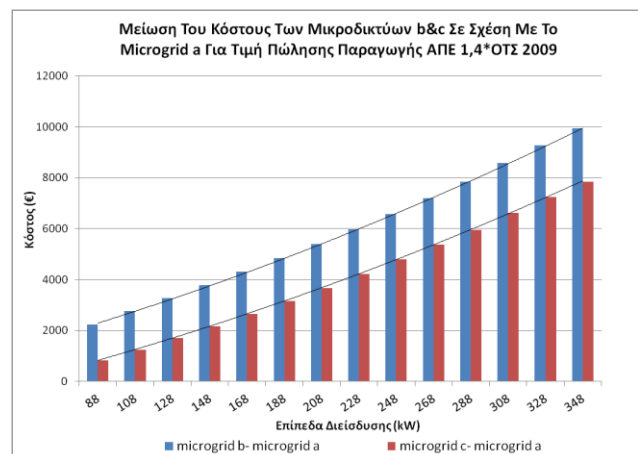
(γ)



(δ)

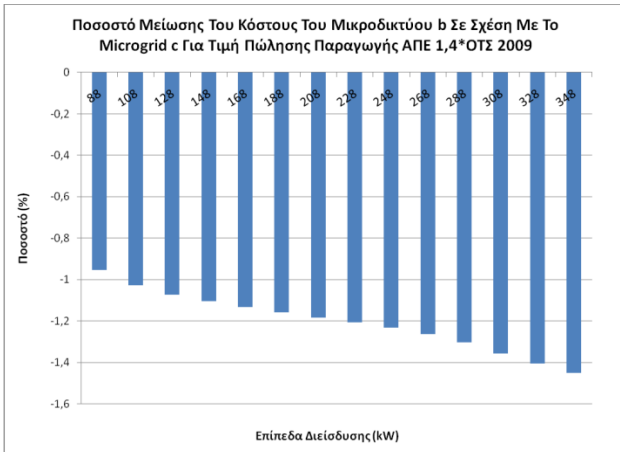


(ε)

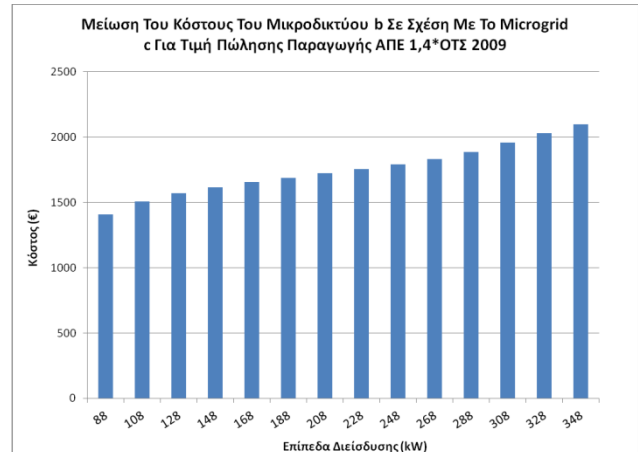


(στ)

Κεφάλαιο 7: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ Ι



(ζ)



(η)

ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 68. (Α) ΠΟΣΟΣΤΟ ΜΕΙΩΣΗΣ ΤΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΤΩΝ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΩΝ ΣΕ ΣΧΕΣΗ ΜΕ ΤΟ No DG ΣΕΝΑΡΙΟ (Β) ΜΕΙΩΣΗ ΤΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΤΩΝ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΩΝ ΣΕ ΣΧΕΣΗ ΜΕ ΤΟ No DG ΣΕΝΑΡΙΟ ΣΕ ΑΠΟΛΥΤΕΣ ΤΙΜΕΣ (Γ) ΠΟΣΟΣΤΟ ΜΕΙΩΣΗΣ ΤΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΤΩΝ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΩΝ ΣΕ ΣΧΕΣΗ ΜΕ ΤΟ ONLY DG ΣΕΝΑΡΙΟ (Δ) ΜΕΙΩΣΗ ΤΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΤΩΝ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΩΝ ΣΕ ΣΧΕΣΗ ΜΕ ΤΟ ONLY DG ΣΕΝΑΡΙΟ ΣΕ ΑΠΟΛΥΤΕΣ ΤΙΜΕΣ (Ε) ΠΟΣΟΣΤΟ ΜΕΙΩΣΗΣ ΤΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΤΩΝ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΩΝ Β ΚΑΙ C ΣΕ ΣΧΕΣΗ ΜΕ ΤΟ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟ Α (ΣΤ) ΜΕΙΩΣΗ ΤΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΤΩΝ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΩΝ Β ΚΑΙ C ΣΕ ΣΧΕΣΗ ΜΕ ΤΟ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟ Α ΣΕ ΑΠΟΛΥΤΕΣ ΤΙΜΕΣ (Ζ) ΠΟΣΟΣΤΟ ΜΕΙΩΣΗΣ ΤΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΤΟΥ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ Β ΣΕ ΣΧΕΣΗ ΜΕ ΤΟ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟ Β ΣΕ ΣΧΕΣΗ ΜΕ ΤΟ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟ C ΣΕ ΑΠΟΛΥΤΕΣ ΤΙΜΕΣ. Όλα τα διαγράμματα σχεδιάζονται για επίπεδα διείσδυσης διεσπάρμενης παραγωγής 88-348kW και τιμή πώλησης της ανανεώσιμης παραγωγής ίση με 1,4*ΟΤΣ 2009

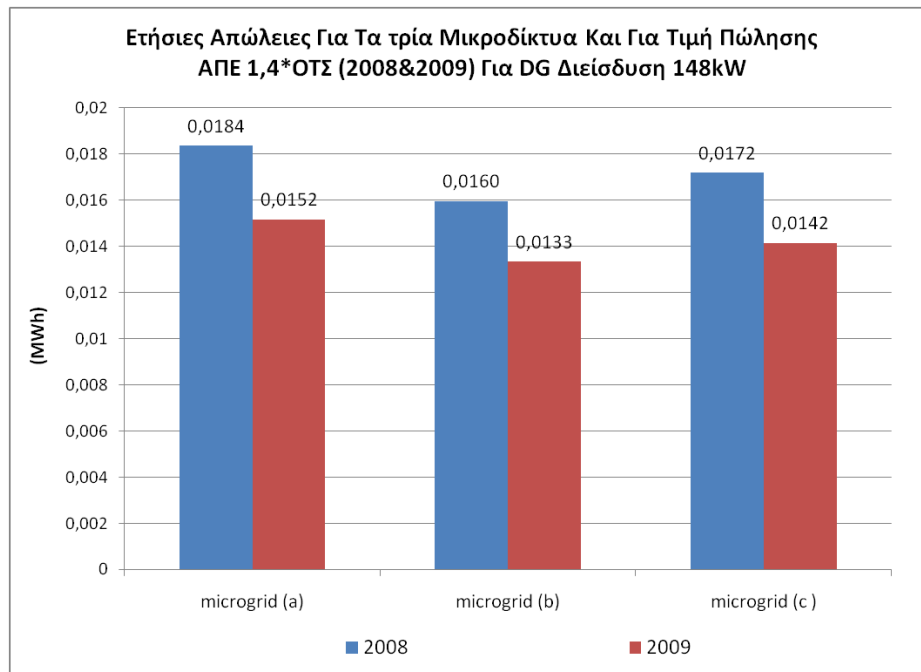
Η μορφή των διαγραμμάτων για υψηλή και χαμηλή οριακή τιμή του συστήματος είναι ίδια με εξαίρεση τα ποσοστά μείωσης του κόστους του πρώτου μικροδικτύου με το No DG σενάριο. Σε αυτή την περίπτωση από ένα επίπεδο DG διείσδυσης και μετά παρατηρείται αύξηση του κόστους. Αυτή η συμπεριφορά έχει ήδη εξεταστεί σε προηγούμενο κεφάλαιο.

Δέον να αναφερθεί, ότι στη μελέτη που διεξήχθη δεν έχουν συμπεριληφθεί τα περιβαλλοντικά οφέλη της λειτουργίας του μικροδικτύου. Τα σενάρια μελετώνται ως προς το ενεργειακό τους κόστος και άλλες παραμέτρους του δικτύου, χωρίς να υπάρχει κάποιος περιορισμός σε σχέση με τους εκπεμπόμενους από το μικροδίκτυο ρύπους.

Το μικροδίκτυο a, αν και λιγότερο αποδοτικό οικονομικά σε σχέση με τα άλλα δύο, αξιοποιεί όλη την δυνατότητα παραγωγής των ΑΠΕ. Το μικροδίκτυο c αξιοποιεί ένα μόνο μέρος της ενώ το μικροδίκτυο b δεν εκμεταλλεύεται καθόλου αυτή την παραγωγή καθώς την κρίνει ακριβότερη. Το μεγαλύτερο, λοιπόν, ποσοστό μείωσης των εκπεμπόμενων ρύπων επιτυγχάνεται με τη λειτουργία του πρώτου μικροδικτύου. Αν όλα αυτά συσχετιστούν με την απαίτηση για μείωση των εκπεμπόμενων ρύπων και με το τέλος που θα ενσωματωθεί στο ενεργειακό κόστος σε περίπτωση μη επίτευξης των στόχων, όπως υπαγορεύεται από το Πρωτόκολλο του Κιότο και τη Συνθήκη της Κοπεγχάγης, τα αποτελέσματα θα είναι πολύ διαφορετικά. Με άλλα λόγια, αν στο συνολικό κόστος λειτουργίας του δικτύου συνυπολογιστεί η ανάγκη για αγορά δικαιωμάτων εκπομπής ρύπων, λόγω υπέρβασης των επιτρεπόμενων ορίων εκπομπής στη χώρα, ενδεχομένως το πρώτο μικροδίκτυο να αποτελεί την πιο βιώσιμη και βέλτιστη οικονομικά και περιβαλλοντικά εκδοχή.

7.2.3 Ενδεικτική Μελέτη Απωλειών Για Επίπεδο Διείσδυσης 148 kW Και Τιμή Πώλησης ΑΠΕ 1,4×ΟΤΣ

Παρακάτω φαίνονται διαγράμματα που παρουσιάζουν τις ετήσιες απώλειες των τριών μικροδικτύων για τα υπό μελέτη σενάρια, σε επίπεδο διείσδυσης 148kW. Το διάγραμμα έγινε για τιμή πώλησης της ανανεώσιμης παραγωγής 1,4×ΟΤΣ τόσο για υψηλή όσο και για χαμηλή οριακή τιμή του συστήματος.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 69. ΕΤΗΣΙΕΣ ΑΠΩΛΕΙΕΣ 2008 ΚΑΙ 2009 ΓΙΑ ΤΑ ΤΡΙΑ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΑ ΚΑΙ ΓΙΑ ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ ΤΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΑΠΕ 1,4×ΟΤΣ

Το μέγεθος των απωλειών του δικτύου, κατά κανόνα, σχετίζεται με τη διαδρομή που διανύει το ηλεκτρικό ρεύμα από την παραγωγή έως την κατανάλωση. Στη διανεμημένη παραγωγή παρατηρούνται μικρότερες απώλειες λόγω τοπικής κάλυψης του φορτίου και συνεπώς η εγχεόμενη ισχύς από το κεντρικό δίκτυο σηματοδοτεί και αύξηση των απωλειών. Σε λειτουργία μικροδικτύου υπάρχουν περιπτώσεις όπου το παραπάνω αναιρείται. Η οικονομική κατανομή επιλέγει τα σημεία λειτουργίας αποκλειστικά με οικονομικά κριτήρια. Για το λόγο αυτό, η παραγωγή των μικροπηγών δυνητικά διανύει μεγάλες διαδρομές προσεγγίζοντας απομακρυσμένους κόμβους εντός μικροδικτύου γεγονός που συνεπάγεται αυξημένες απώλειες.

Όπως φαίνεται στο διάγραμμα 71, τόσο για υψηλή όσο και για χαμηλή οριακή τιμή του συστήματος, το μικροδίκτυο (a) έχει τις μεγαλύτερες απώλειες ενώ το μικροδίκτυο (b) έχει τις μικρότερες. Η αξιοποίηση της παραγωγής των διαφόρων μονάδων από τα μικροδίκτυα και η *τοπολογία* του δικτύου, αιτιολογούν το γεγονός αυτό. Συγκεκριμένα, για την περίπτωση υψηλής οριακής τιμής του συστήματος οι ετήσιες παραγωγές των μικροπηγών για τα τρία μικροδίκτυα φαίνονται στον ακόλουθο πίνακα:

Μονάδες Διανεμημένης Παραγωγής	Παραγωγή (MWh)		
	Microgrid (a)	Microgrid (b)	Microgrid (c)
MT	353	382	374
FC	380	395	391
WT	82,6	0	39,4
PV4	24	0	14
PV5	7,5	0	7,5

ΠΙΝΑΚΑΣ 22. ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΜΙΚΡΟΠΗΓΩΝ ΓΙΑ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ DG ΠΑΡΑΓΩΓΗ 148kW ΚΑΙ ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ ΤΗΣ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ 1,4×ΟΤΣ 2008

Η ετήσια ζήτηση των ζυγών του υπό μελέτη δικτύου στους οποίους έχουν τοποθετηθεί οι μικροπηγές δίνεται στον πίνακα 23.

Ζυγός	Ετήσια Ζήτηση Φορτίου (MWh)
4	53,4
5	23,6
6	59,1
7	236,3

ΠΙΝΑΚΑΣ 23. ΕΤΗΣΙΑ ΖΗΤΗΣΗ ΖΥΓΩΝ 4,5,6,7

Βάσει των παραπάνω πινάκων και για επίπεδο διείσδυσης διανεμημένης παραγωγής 148 kW προκύπτουν τα ακόλουθα συμπεράσματα:

Microgrid (a): Η ανεμογεννήτρια και τα φωτοβολταϊκά στον κόμβο 4 καλύπτουν όλη την τοπική ζήτηση και εγγέουν 53,2 MWh σε γειτονικούς ζυγούς. Η κυψέλη καυσίμου και η μικροτουρμπίνα καλύπτουν επίσης τη ζήτηση των ζυγών στους οποίους έχουν εγκατασταθεί και εγγέουν 320,9MWh και 116,7MWh αντίστοιχως σε διπλανούς ζυγούς. Το φωτοβολταϊκό στον κόμβο 5 καλύπτει μόνο ένα μέρος της ζήτησης του τοπικού ζυγού. Συνεπώς, στο υπό εξέταση μικροδίκτυο έχει καλυφθεί η ζήτηση όλων των ζυγών όπου συνδέονται τα οικιστικά φορτία, με μόνη εξαίρεση τον ζυγό 5, για τον οποίο απαιτούνται επιπλέον 16,1MWh για την πλήρη κάλυψη του φορτίου. Άρα η πλεονάζουσα παραγωγή των μικροπηγών –με δεδομένο ότι πρώτιστα καλύπτουν τη ζήτηση του ζυγού 5- για την κάλυψη του φορτίου άλλων πιο απομακρυσμένων ζυγών του μικροδικτύου είναι της τάξης των 474,7 MWh.

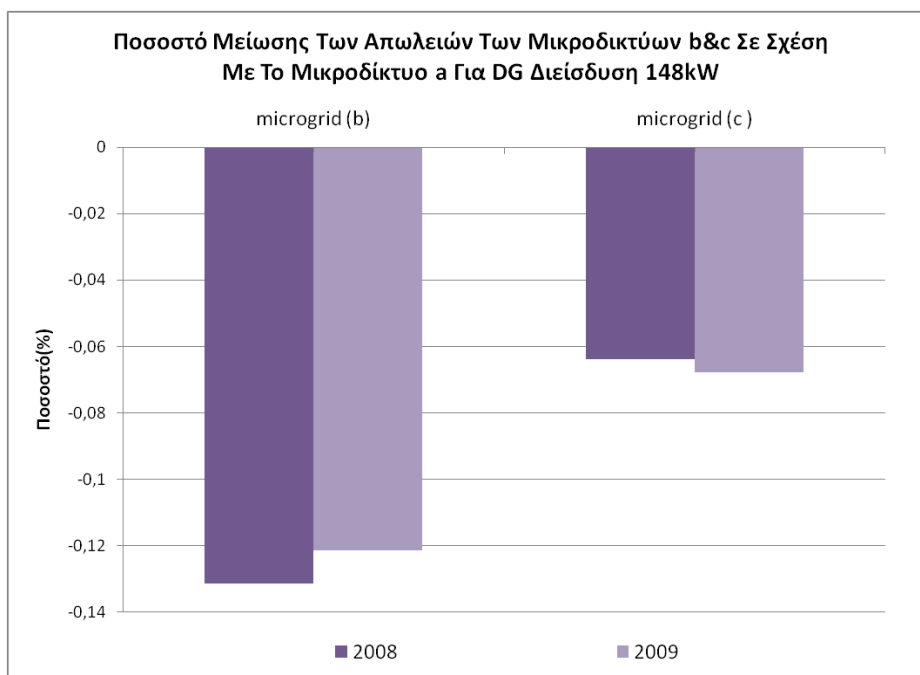
Microgrid (b): Η ανεμογεννήτρια και τα φωτοβολταϊκά όλων των ζυγών έχουν μηδενική παραγωγή στα πλαίσια της οικονομικής βελτιστοποίησης που επιτελεί το μικροδίκτυο. Επομένως, η ζήτηση των ζυγών 4 και 5 πρέπει να καλυφθεί από την παραγωγή άλλων DG μονάδων ή από το δίκτυο. Από την άλλη μεριά, η παραγωγή της μικροτουρμπίνας και της κυψέλης καυσίμου καλύπτει τη ζήτηση των ζυγών 7 και 6 ενώ δημιουργεί πλεονάζουσα ισχύ 145,7MWh και 335,9MWh αντίστοιχα. Έτσι, αφού καλυφθεί η ζήτηση των ζυγών 4 και 5, που είναι γειτονικοί των 6 και 7, απομένουν επιπλέον 404,6 MWh για τροφοδότηση περισσότερο ‘απομακρυσμένων’ ζυγών του μικροδικτύου.

Microgrid (c): Η ανεμογεννήτρια και τα φωτοβολταϊκά καλύπτουν ακριβώς τη ζήτηση του ζυγού 4 και κατά ένα ποσοστό τη ζήτηση του ζυγού 5. Η κυψέλη καυσίμου και η μικροτουρμπίνα καλύπτουν τη ζήτηση ισχύος των ζυγών τους και δίνουν επιπλέον 331,9 MWh και 137,7 MWh. Στην προκειμένη περίπτωση, το μικροδίκτυο καλύπτει όλο το οικιστικό φορτίο από τις DG πηγές με εξαίρεση ένα

μέρος του ζυγού 5. Το περαιτέρω πλεόνασμα ισχύος είναι της τάξεως του 453,5MWh, η οποία καλύπτει τη ζήτηση άλλων πιο μακρινών ζυγών.

Η παραπάνω ανάλυση δικαιολογεί τη μορφή του διαγράμματος 71. Το μικροδίκτυο α εγγείι μεγαλύτερη ισχύ σε απομακρυσμένα φορτία συγκριτικά με τα άλλα δύο μικροδίκτυα. Κατά αντιστοιχία το μικροδίκτυο β εγγείι τη μικρότερη. Συμπερασματικά, οι απώλειες του μικροδικτύου α είναι οι μεγαλύτερες και του c οι μικρότερες ενώ οι απώλειες του μικροδικτύου β είναι μεταξύ των άλλων δύο. Με ανάλογο τρόπο μπορούν να εξηγηθούν οι απώλειες των τριών μικροδικτύων και για το έτος 2009.

Οι επί τις εκατό διαφορά των ετήσιων απωλειών των παραλλαγών b και c σε σχέση με το πρώτο μικροδίκτυο φαίνεται στο διάγραμμα που ακολουθεί. Τα ποσοστά αφορούν την περίπτωση πώλησης της παραγωγής ΑΠΕ 1,4×ΟΤΣ και για τα δύο έτη με εγκατεστημένη DG ισχύ 148kW.

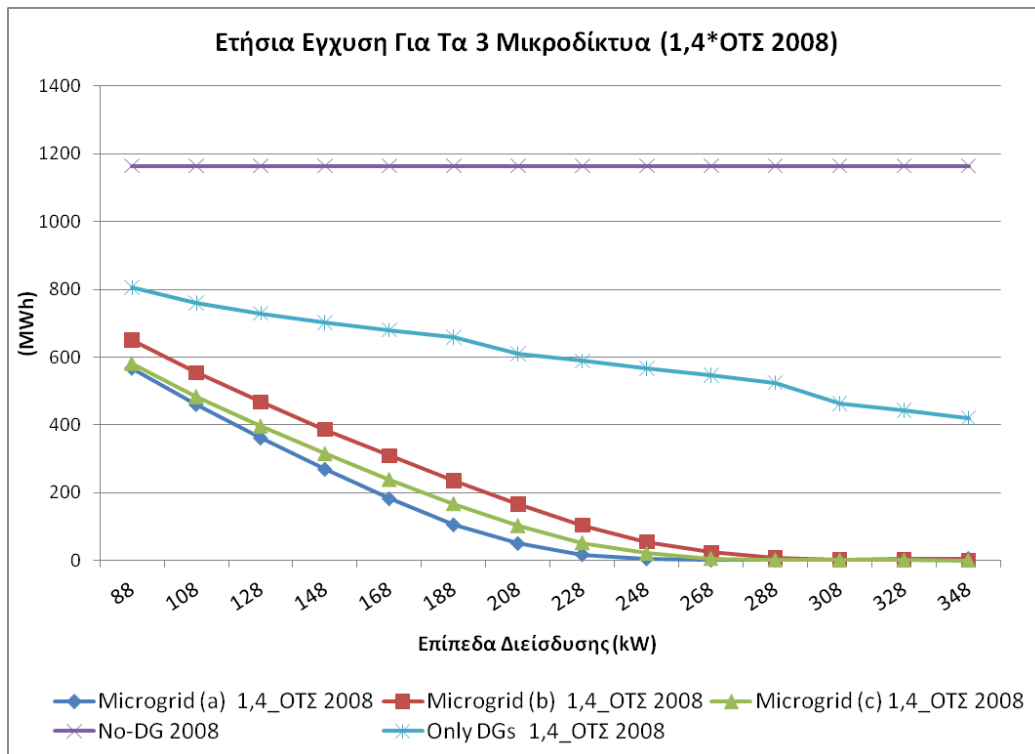


ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 70. ΕΠΙ ΤΙΣ ΕΚΑΤΟ ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΤΩΝ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΤΩΝ ΠΑΡΑΛΛΑΓΩΝ Β ΚΑΙ C ΣΕ ΣΧΕΣΗ ΜΕ ΤΟ ΠΡΩΤΟ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟ ΚΑΙ ΓΙΑ ΤΙΣ ΟΡΙΑΚΕΣ ΤΙΜΕΣ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΑΙ ΠΩΛΗΣΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ 1,4×ΟΤΣ. ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ DG ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ 148kW

Ακολουθώντας παρατίθενται τα αντίστοιχα διαγράμματα συμπεριλαμβανομένων όμως όλων των επιπέδων διείσδυσης διανεμημένης παραγωγής. Παρουσιάζονται και τα αποτελέσματα των λοιπών σεναρίων για καθαρά συγκριτικούς λόγους καθώς η μορφή τους έχει ήδη μελετηθεί σε προηγούμενο κεφάλαιο.

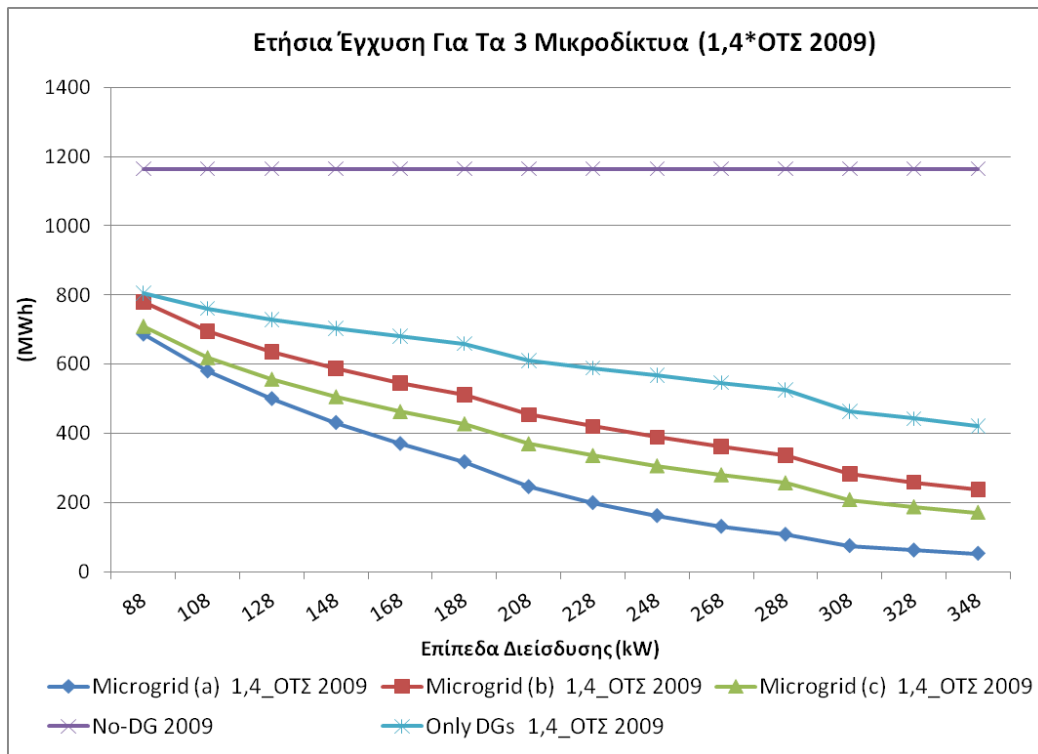
7.2.4 Μελέτη Εγγεόμενης Από Το Δίκτυο Ισχύος Για Όλα Τα Επίπεδα DG Διείσδυσης

Στα διαγράμματα που ακολουθούν παρουσιάζεται η συνολική ετήσια εγγεόμενη ισχύς των τριών μικροδικτύων και των λοιπών σεναρίων για καθαρά συγκριτικούς λόγους. Τα διαγράμματα σχεδιάστηκαν για τιμή πώλησης της ανανεώσιμης παραγωγής ίση με 1,4×ΟΤΣ και για τα δύο έτη και αφορούν όλα τα επίπεδα διείσδυσης τις διανεμημένης παραγωγής.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 71. ΕΤΗΣΙΑ ΕΓΧΥΣΗ ΙΣΧΥΟΣ ΓΙΑ ΤΑ ΤΡΙΑ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΑ ΚΑΙ ΤΑ ΣΕΝΑΡΙΑ NO DG ΚΑΙ ONLY DG ΓΙΑ ΟΛΑ ΤΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΠΩΛΗΣΗΣ ΤΗΣ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕ 1,4×ΟΤΣ 2008

Η εγχεόμενη από το δίκτυο ισχύς είναι ίδιας μορφής και στα τρία σενάρια ενώ οι τιμές της είναι παραπλήσιες. Για επίπεδα διείσδυσης από 88-208kW, το μικροδίκτυο b δέχεται μεγαλύτερη ισχύ από το δίκτυο σε σχέση με το μικροδίκτυο c που με τη σειρά του δέχεται περισσότερη ισχύ από το ανάντη δίκτυο σε σχέση με το μικροδίκτυο a. Το μικροδίκτυο a χρησιμοποιεί όλη την ισχύ που παράγεται από τα φωτοβολταϊκά και την ανεμογεννήτρια για την κάλυψη της ζήτησης οπότε το μέρος του φορτίου που πρέπει να καλυφθεί από τις άλλες μικροπηγές και το δίκτυο είναι σαφώς μικρότερο σε σχέση με τα άλλα μικροδίκτυα. Το γεγονός αυτό αιτιολογεί τις συνολικά λιγότερη έγχυση από το δίκτυο συγκριτικά με τις παραλλαγές b και c. Κατά αντιστοιχία, το μικροδίκτυο c που αξιοποιεί μέρος μόνο της ανανεώσιμης παραγωγής χρειάζεται μεγαλύτερη παραγωγή από τις άλλες μικροπηγές και το δίκτυο για την κάλυψη του φορτίου συγκριτικά με το μικροδίκτυο a και μικρότερη εν συγκρίσει με το μικροδίκτυο b. Για πολύ μεγάλα επίπεδα διείσδυσης DG η εγχεόμενη από το δίκτυο ισχύς μηδενίζεται και στα τρία μικροδίκτυα, αφού η κάλυψη του φορτίου λόγω υψηλής οριακή τιμής του συστήματος γίνεται αποκλειστικά από τις μικροπηγές που είναι φθηνότερες.

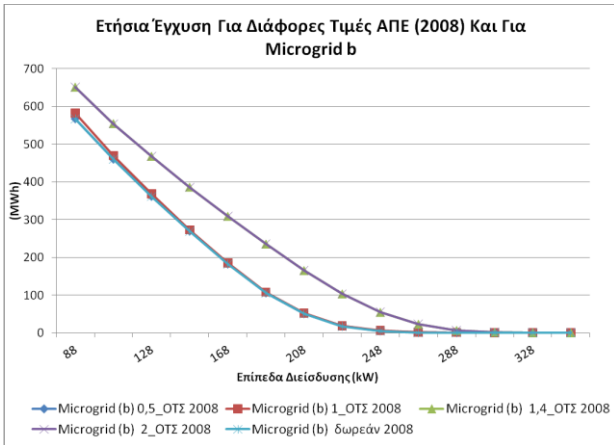


ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 72. ΕΤΗΣΙΑ ΕΓΧΥΣΗ ΙΣΧΥΟΣ ΓΙΑ ΤΑ ΤΡΙΑ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΑ ΚΑΙ ΤΑ ΣΕΝΑΡΙΑ NO DG ΚΑΙ ONLY DG ΓΙΑ ΟΛΑ ΤΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΠΩΛΗΣΗΣ ΤΗΣ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕ 1,4×ΟΤΣ 2009

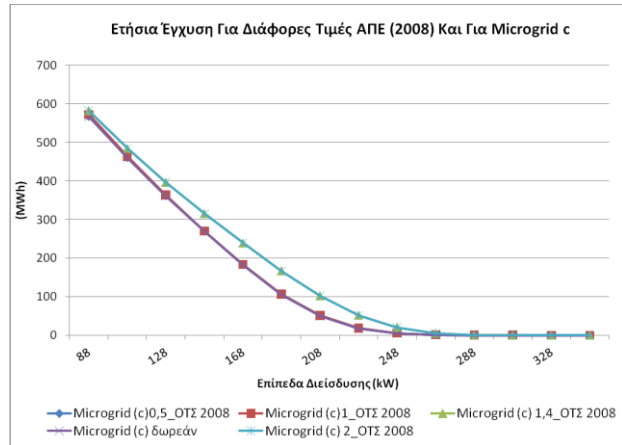
Τα ίδια συμπεράσματα, σχετικά με το ποιο μικροδίκτυο χρησιμοποιεί μεγαλύτερη και ποιο μικρότερη ισχύ από το δίκτυο, εξάγονται από το διάγραμμα 74 και για χαμηλή οριακή τιμή του συστήματος. Η ποσότητα ισχύος που εγχέεται από το δίκτυο και στα τρία μικροδίκτυα είναι μεγαλύτερη σε σχέση με αυτή που εγχέοταν για υψηλή οριακή τιμή του συστήματος. Η ισχύς του δικτύου είναι αρκετά φθηνή και άρα ανταγωνιστική. Για το λόγο αυτό ακόμα και για πολύ μεγάλα επίπεδα DG διείσδυσης η εγχεόμενη ισχύς δεν μηδενίζεται αλλά σταθεροποιείται σε ένα σημείο και στα τρία μικροδίκτυα, που είναι διαφορετικό κάθε φορά.

Στη συνέχεια παρουσιάζονται τα διαγράμματα της συνολικής ετήσιας εγχεόμενης από το δίκτυο ισχύος για διαφορετικές τιμές πώλησης της παραγωγής των ΑΠΕ για τα μικροδίκτυα b και c και για τα δύο έτη.

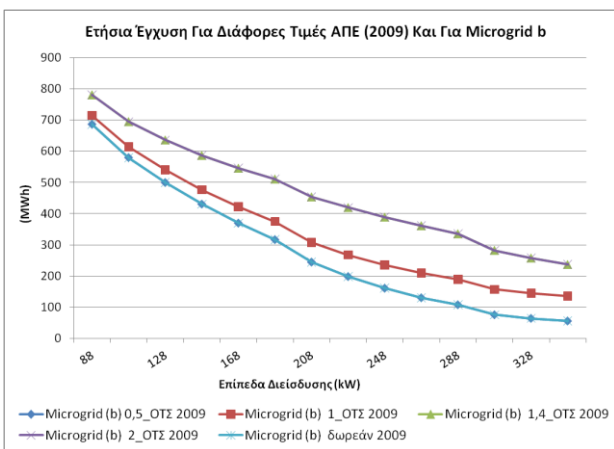
Κεφάλαιο 7: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ Ι



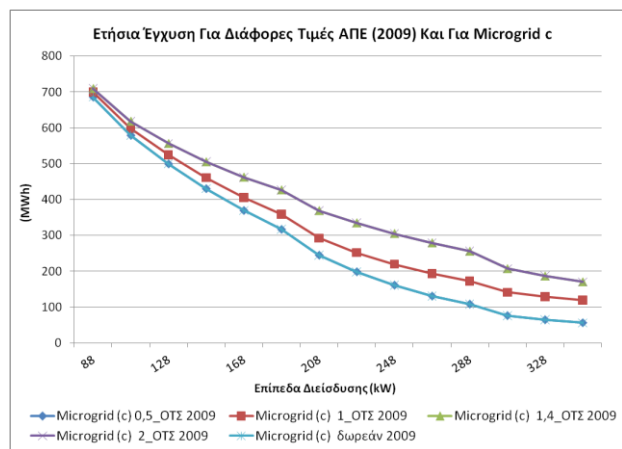
(α)



(β)



(γ)



(δ)

ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 73. (Α) ΕΤΗΣΙΑ ΕΓΧΥΣΗ ΙΣΧΥΟΣ ΣΤΟ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟ Β ΑΝΑ ΕΠΙΠΕΔΟ ΔΙΕΙΔΥΣΗΣ DG ΓΙΑ ΟΛΕΣ ΤΙΣ ΤΙΜΕΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΤΗΣ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΟΤΣ 2008 (Β) ΕΤΗΣΙΑ ΕΓΧΥΣΗ ΙΣΧΥΟΣ ΣΤΟ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟ C ΑΝΑ ΕΠΙΠΕΔΟ ΔΙΕΙΔΥΣΗΣ DG ΓΙΑ ΟΛΕΣ ΤΙΣ ΤΙΜΕΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΤΗΣ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΟΤΣ 2008 (Γ) ΕΤΗΣΙΑ ΕΓΧΥΣΗ ΙΣΧΥΟΣ ΣΤΟ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟ Β ΑΝΑ ΕΠΙΠΕΔΟ ΔΙΕΙΔΥΣΗΣ DG ΓΙΑ ΟΛΕΣ ΤΙΣ ΤΙΜΕΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΤΗΣ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΟΤΣ 2009 (Δ) ΕΤΗΣΙΑ ΕΓΧΥΣΗ ΙΣΧΥΟΣ ΣΤΟ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟ C ΑΝΑ ΕΠΙΠΕΔΟ ΔΙΕΙΔΥΣΗΣ DG ΓΙΑ ΟΛΕΣ ΤΙΣ ΤΙΜΕΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΤΗΣ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΟΤΣ 2009

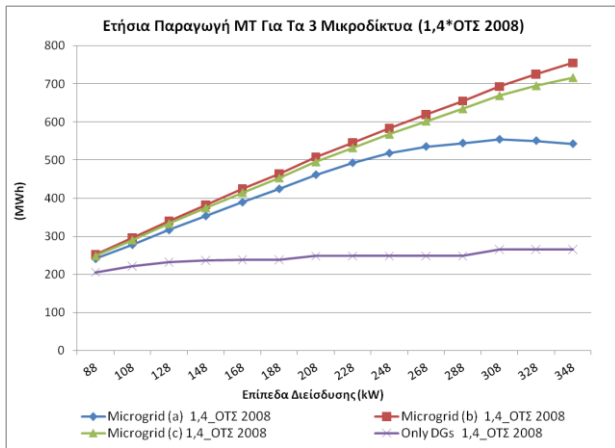
Η καμπύλες που περιγράφουν την εγχεόμενη από το δίκτυο ισχύ είναι ίδιας μορφής για τα δύο μικροδίκτυα για ίδια τιμή πώλησης της ανανεώσιμης παραγωγής ανά έτος. Τα όσα αναφέρθηκαν στη μελέτη των απωλειών σε σχέση με την ταύτιση των καμπυλών για όλες τις μεγαλύτερες (1,4×ΟΤΣ και 2×ΟΤΣ) και μικρότερες (δωρεάν και 0,5×ΟΤΣ) από τη μέση οριακή τιμή του συστήματος τιμές πώλησης της παραγωγής ΑΠΕ, εξηγούν την ταύτιση των αντίστοιχων γραφημάτων της εγχεόμενης ισχύος. Η παρατήρηση αυτή εξηγεί την ανάλογη ταύτιση των ευθειών στα διαγράμματα παραγωγής MT, FC, WT, Pva και PVb που θα ακολουθήσουν. Συνεπώς η ομοιότητα τους θα θεωρείται δεδομένη στο εξής.

Η εγχεόμενη από το δίκτυο ισχύς είναι ελαφρώς μεγαλύτερη για το μικροδίκτυο b γιατί αυτό, στα πλαίσια της οικονομικής βελτιστοποίησης που έχει επιλεγεί να πραγματοποιεί δεν αξιοποιεί την ανανεώσιμη παραγωγή, σε αντίθεση με το μικροδίκτυο c.

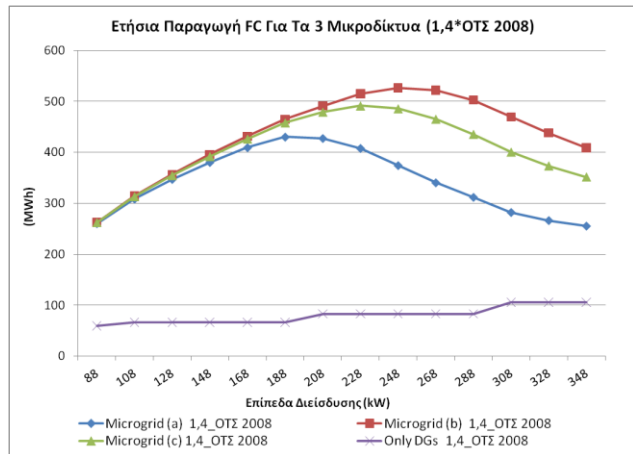
7.2.5 Μελέτη Παραγωγής Μικροπηγών

7.2.5.1 Παραγωγή ΜΤ, FC Σε Μικροδίκτυο Με Τιμή Πώλησης ΑΠΕ 1,4×ΟΤΣ

Παρακάτω παρατίθενται τα διαγράμματα της ετήσιας παραγωγής FC και ΜΤ για τα τρία μικροδίκτυα και τα λοιπά σενάρια για συγκριτικούς λόγους και για όλα τα επίπεδα διείσδυσης της διανεμημένης παραγωγής. Τα διαγράμματα σχεδιάστηκαν για τιμή πώλησης της ανανεώσιμης παραγωγής ίση με 1,4×ΟΤΣ και για τα δύο έτη.



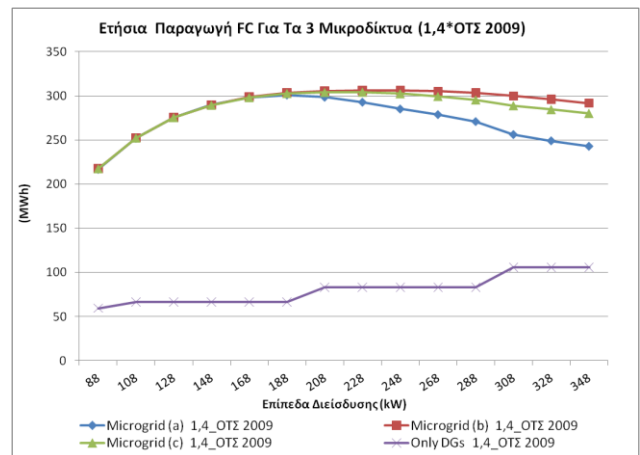
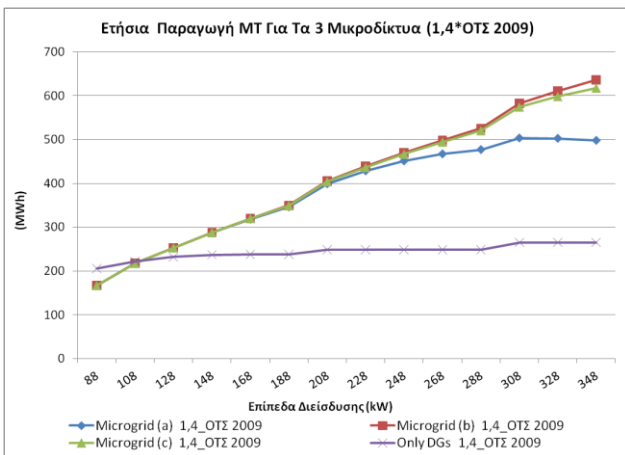
(A)



(B)

ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 74. ΕΤΗΣΙΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΜΤ ΚΑΙ FC ΓΙΑ ΤΑ ΤΡΙΑ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΑ ΚΑΙ ΤΟ ΣΕΝΑΡΙΟ ONLY DG ΓΙΑ ΟΛΑ ΤΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΠΩΛΗΣΗΣ ΤΗΣ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕ 1,4×ΟΤΣ 2008

Για υψηλή οριακή τιμή του συστήματος γενικά οι μορφές των καμπυλών παραγωγής της μικροτουρμπίνας και της κυψέλης καυσίμου έχουν την ίδια μορφή για τα τρία μικροδίκτυα. Μια διαφοροποίηση εντοπίζεται στην παραγωγή της μικροτουρμπίνας. Για τα μικροδίκτυα b και c η παραγωγή της αυξάνεται σχεδόν γραμμικά σε όλο το εύρος διείσδυσης DG. Αντίθετα για το μικροδίκτυο a η καμπύλη παραγωγής ΜΤ είναι αύξουσα με μικρότερους όμως ρυθμούς αύξησης και από επίπεδο διείσδυσης 248kW και άνω τείνει να σταθεροποιηθεί στο τεχνικό της ελάχιστο. Το μικροδίκτυο b όπως φαίνεται στο διάγραμμα 76, χρησιμοποιεί περισσότερο από τα υπόλοιπα την παραγωγή των ΜΤ και FC καθώς είναι οι φθηνότερες μονάδες. Εξίσου μεγάλη είναι η παραγωγή των ΜΤ και FC και για το μικροδίκτυο c. Τα αποτελέσματα αυτά προκύπτουν ως φυσικό επακόλουθο της διαφορετικής οικονομικής λειτουργίας που τα τρία μικροδίκτυα επιτελούν.



(α)

(β)

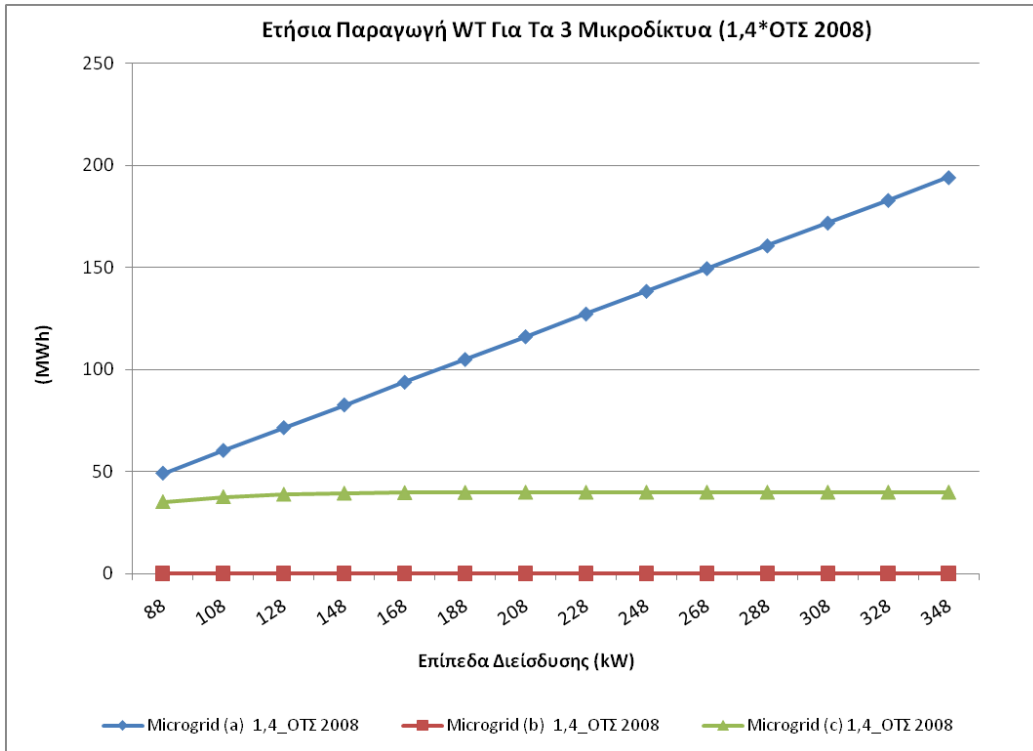
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 75. ΕΤΗΣΙΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΜΤ ΚΑΙ FC ΓΙΑ ΤΑ ΤΡΙΑ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΑ ΚΑΙ ΤΟ ΣΕΝΑΡΙΟ ONLY DG ΓΙΑ ΟΛΑ ΤΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΔΙΑΝΕΜΗΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΠΩΛΗΣΗΣ ΤΗΣ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕ 1,4×ΟΤΣ 2009

Και για το έτος 2009 οι μορφές των καμπύλων παραγωγής ΜΤ και FC των τριών μικροδικτύων έχουν την ίδια μορφή, όπως άλλωστε αναμενόταν. Για χαμηλά επίπεδα διείσδυσης οι καμπύλες ταυτίζονται. Από επίπεδο διείσδυσης μικροδικτυακής παραγωγής 228kW και έπειτα αρχίζει να παρατηρείται διαφορά μεταξύ των μικροδικτύων τόσο για την παραγωγή της μικροτουρμπίνας όσο και της κυψέλης καυσίμου. Σε αυτά τα επίπεδα διείσδυσης τα μικροδίκτυα b και c έχουν μεγαλύτερη παραγωγή των συγκεκριμένων μικροπηγών σε σχέση με το μικροδίκτυο a. Το φαινόμενο αιτιολογείται ως εξής: στα μικρά επίπεδα διείσδυσης η συνολική παραγωγή ΑΠΕ που χρησιμοποιείται από το μικροδίκτυο a είναι επίσης μικρή. Συνεπώς, δεν προκαλεί διαφοροποίηση στην παραγωγή των ΜΤ και FC σε σύγκριση με την αντίστοιχη παραγωγή των συγκεκριμένων μονάδων από τις άλλες δύο παραλλαγές μικροδικτύου. Αντίθετα, σε πολύ μεγάλα επίπεδα DG διείσδυσης η ανανεώσιμη παραγωγή που το μικροδίκτυο a είναι υποχρεωμένο να αξιοποιεί αυξάνει τόσο με αποτέλεσμα να μειώνει αντίστοιχα την παραγωγή των υπόλοιπων μονάδων. Τότε γίνεται εμφανής η διαφοροποίηση των καμπυλών συγκριτικά με τα μικροδίκτυα b και c.

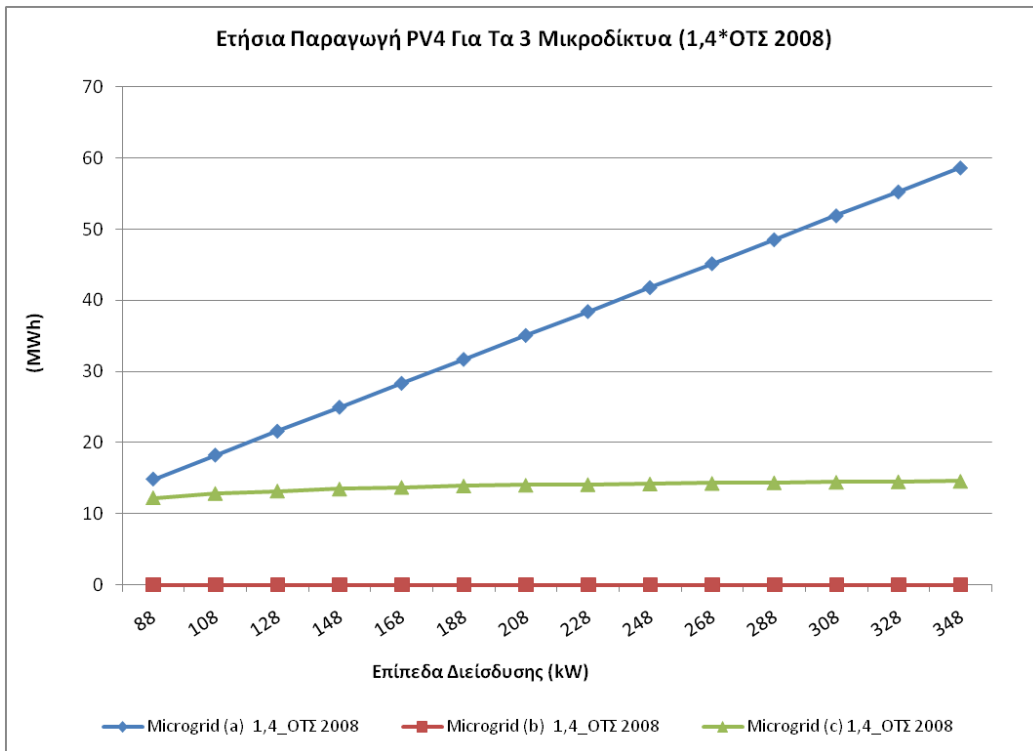
7.2.5.2 Παραγωγή WT, PV Για Όλες Τις Τιμές Πώλησης ΑΠΕ

Ακολούθως, παρουσιάζονται οι παραγωγές των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ανεμογεννήτρια, φωτοβολταϊκά στο ζυγό 4, φωτοβολταϊκό στο ζυγό 5) για τις τρεις παραλλαγές μικροδικτύου και για όλα τα επίπεδα διείσδυσης διεσπαρμένης παραγωγής. Η τιμή πώλησης τους έχει θεωρηθεί 1,4×ΟΤΣ 2008.

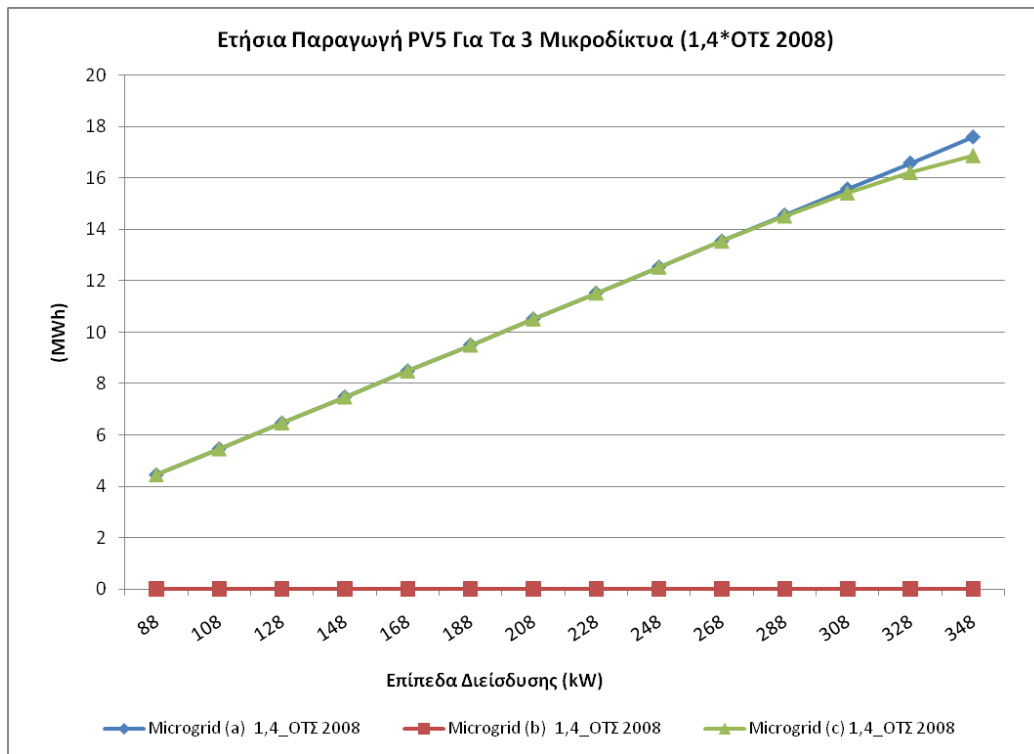
Κεφάλαιο 7: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ Ι



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 76. ΕΤΗΣΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ ΓΙΑ ΤΑ ΤΡΙΑ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΑ ΚΑΙ ΓΙΑ ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ ΤΗΣ ΙΣΗ ΜΕ 1,4×ΟΤΣ



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 77. ΕΤΗΣΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΦΩΤΟΒΟΛΑΪΚΩΝ ΣΤΟ ΖΥΓΟ 4 ΓΙΑ ΤΑ ΤΡΙΑ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΑ ΚΑΙ ΓΙΑ ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ ΤΗΣ ΙΣΗ ΜΕ 1,4×ΟΤΣ



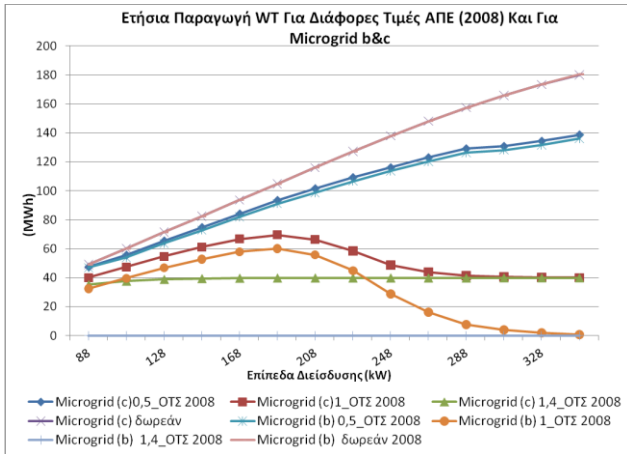
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 78. ΕΤΗΣΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ ΣΤΟ ΖΥΓΟ 5 ΓΙΑ ΤΑ ΤΡΙΑ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΑ ΚΑΙ ΓΙΑ ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ ΤΗΣ ΙΣΗ ΜΕ 1,4×ΟΤΣ

Το μικροδίκτυο a αξιοποιεί όλη την αιολική και φωτοβολταϊκή παραγωγή ανεξάρτητα από την τιμή πώλησής της και την οριακή τιμή του συστήματος. Έτσι για τα δύο έτη οι παραγωγές των ΑΠΕ ακολουθούν την αύξηση των επιπέδων DG διείσδυσης. Το μικροδίκτυο b, λόγω υψηλής τιμής της ανανεώσιμης παραγωγής δεν την χρησιμοποιεί σε κανένα από τα δύο έτη. Τέλος, το μικροδίκτυο c αξιοποιεί την ανανεώσιμη παραγωγή μόνο μέχρι να καλύψει την τοπική ζήτηση. Αυτός είναι ο λόγος που η φωτοβολταϊκή και αιολική παραγωγή των διαγραμμάτων 78 και 79 παρουσιάζει ελάχιστη αύξηση με την αύξηση των επιπέδων DG διείσδυσης. Στην περίπτωση του διαγράμματος 80, η φωτοβολταϊκή παραγωγή του ζυγού 5 δεν έχει την ίδια μορφή με αυτές της ανεμογεννήτριας και των φωτοβολταϊκών του ζυγού 4. Η αιτία είναι ότι η παραγωγή του φωτοβολταϊκού εν προκειμένω είναι τόσο μικρή που σε κανένα από τα επίπεδα διείσδυσης δεν επαρκεί για να καλύψει τη ζήτηση του ζυγού, οπότε δεν υπεισέρχεται στην οικονομική βελτιστοποίηση του μικροδικτύου. Η παραγωγή του λοιπόν αυξάνεται ανάλογα με την αύξηση της DG διείσδυσης και δεν εξαρτάται από την τιμή πώλησης του και την οριακή τιμή του συστήματος.

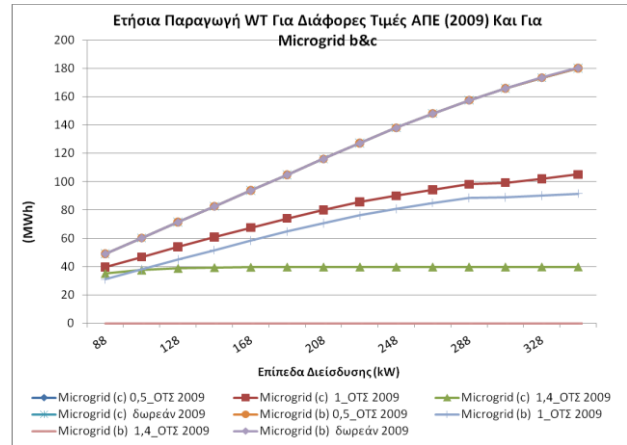
Εύλογα δεν παρουσιάζονται διαφορές μεταξύ των διαγραμμάτων για τα έτη 2008 και 2009. Γι' αυτό και τα διαγράμματα του 2009 παραλείπονται.

Στα διαγράμματα που ακολουθούν παρουσιάζεται η ανανεώσιμη παραγωγή της ανεμογεννήτριας και των φωτοβολταϊκών για τα τρία μικροδίκτυα και για διαφορετικές τιμές πώλησης της για τα έτη 2008 και 2009.

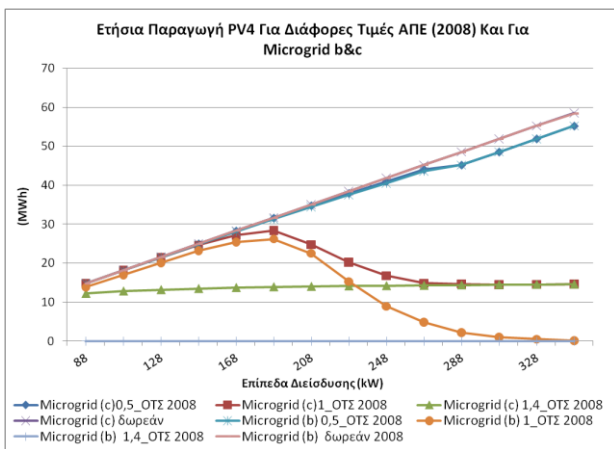
Κεφάλαιο 7: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ Ι



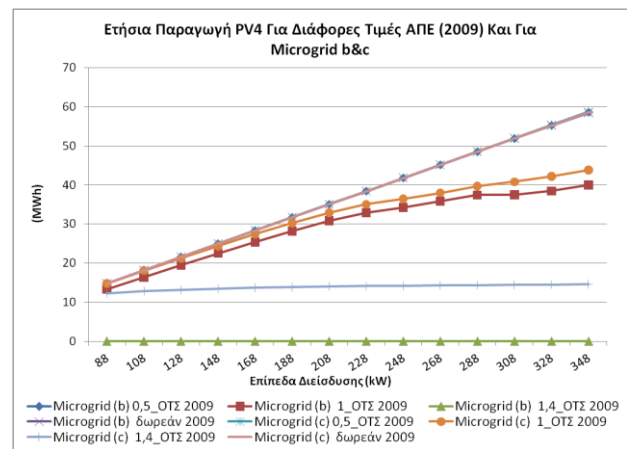
(α)



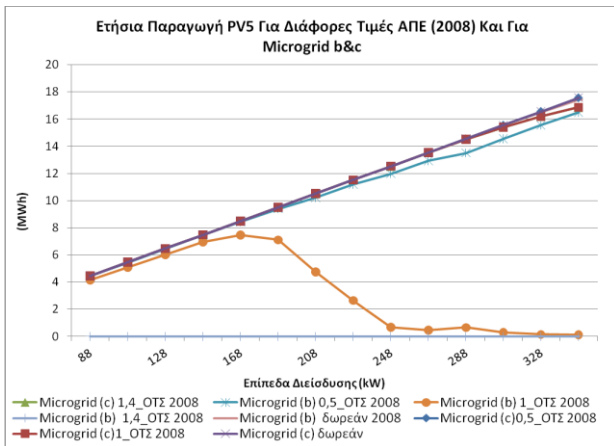
(β)



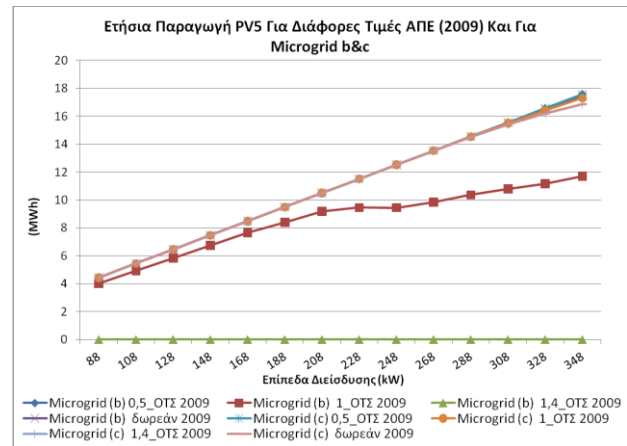
(γ)



(δ)



(ε)



(στ)

ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 79. (Α) ΕΤΗΣΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ ΓΙΑ ΤΑ ΜΙΚΡΟΙΚΤΥΑ Β&C ΓΙΑ ΔΙΑΦΟΡΕΣ ΤΙΜΕΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΤΗΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2008 (Β) ΕΤΗΣΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ ΓΙΑ ΤΑ ΜΙΚΡΟΙΚΤΥΑ Β&C ΓΙΑ ΔΙΑΦΟΡΕΣ ΤΙΜΕΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΤΗΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2009 (Γ) ΕΤΗΣΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ ΣΤΟ ΖΥΓΟ 4 ΓΙΑ ΤΑ ΜΙΚΡΟΙΚΤΥΑ Β&C ΓΙΑ ΔΙΑΦΟΡΕΣ ΤΙΜΕΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΤΗΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2008 (Δ) ΕΤΗΣΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ ΣΤΟ ΖΥΓΟ 4 ΓΙΑ ΤΑ ΜΙΚΡΟΙΚΤΥΑ Β&C ΓΙΑ ΔΙΑΦΟΡΕΣ ΤΙΜΕΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΤΗΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2009 (Ε) ΕΤΗΣΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ ΣΤΟ ΖΥΓΟ 5 ΓΙΑ ΤΑ ΜΙΚΡΟΙΚΤΥΑ Β&C ΓΙΑ ΔΙΑΦΟΡΕΣ ΤΙΜΕΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΤΗΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2008 (ΣΤ) ΕΤΗΣΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ ΣΤΟ ΖΥΓΟ 5 ΓΙΑ ΤΑ ΜΙΚΡΟΙΚΤΥΑ Β&C ΓΙΑ ΔΙΑΦΟΡΕΣ ΤΙΜΕΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΤΗΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2009

Η συμπεριφορά της ανεμογεννήτριας και των φωτοβολταϊκών του ζυγού 4 παρουσιάζουν ομοιομορφία για καθένα από τα εξεταζόμενα έτη. Διαφορά παρατηρείται μόνο στο φωτοβολταϊκό του ζυγού 5, που, όπως προαναφέρθηκε, έχει μικρή παραγωγή που δεν καλύπτει το τοπικό φορτίο. Για το λόγο αυτό η καμπύλη παραγωγής του διαφέρει σε σχέση με αυτή των άλλων ΑΠΕ για το μικροδίκτυο c.

Στο διάγραμμα 81(α), για υψηλή οριακή τιμή του συστήματος, οι καμπύλες των μικροδικτύων b και c ταυτίζονται για δωρεάν πώληση της ανανεώσιμης παραγωγής. Το ίδιο συμβαίνει και για τιμή $0,5 \times \text{ΟΤΣ}$. Διαφορές μεταξύ των δύο μικροδικτύων παρουσιάζονται μόνο για μεγαλύτερες τιμές πώλησης. Συγκεκριμένα, όταν η ανανεώσιμη παραγωγή κοστολογείται ίση με τη μέση οριακή τιμή του συστήματος η ανεμογεννήτρια του μικροδικτύου c αξιοποιείται περισσότερο σε σχέση με το μικροδίκτυο b. Για μικρά επίπεδα διείσδυσης η παραγωγή της ανεμογεννήτριας και για τα δύο μικροδίκτυα αυξάνεται. Μεγαλύτερη είναι η αύξηση για το μικροδίκτυο c. Για μεγάλα επίπεδα διείσδυσης η παραγωγή της αρχίζει να μειώνεται και τελικά για το μικροδίκτυο c σταθεροποιείται στις 40MWh περίπου. Αντίθετα, για το μικροδίκτυο b η τιμή παραγωγής της μηδενίζεται για πολύ υψηλά επίπεδα διείσδυσης διότι κρίνεται μη συμφέρουσα οικονομικά, δεδομένου ότι συμμετέχει στην οικονομική βελτιστοποίηση από την αρχή. Την ίδια ακριβώς συμπεριφορά έχουν για υψηλή οριακή τιμή του συστήματος και τα φωτοβολταϊκά στο ζυγό 4 (διάγραμμα 81γ). Στην περίπτωση του μικροδικτύου c, η τιμή στην οποία σταθεροποιείται η παραγωγή τους σε μεγάλα επίπεδα διείσδυσης και για τιμή πώλησης ίση με την οριακή τιμή του συστήματος είναι 14 MWh. Δεδομένης της σύνδεσης των δύο ανανεώσιμων πηγών στον ίδιο ζυγό, αξίζει να σημειωθεί ότι το άθροισμα των τιμών σταθεροποίησης τους ταυτίζεται με τη συνολική ετήσια ζήτηση του συγκεκριμένου ζυγού. Δηλαδή, η ετήσια ζήτηση του ζυγού 4 είναι 53,4 MWh και ισούται με τη συνολική ετήσια παραγωγή ανεμογεννήτριας και φωτοβολταϊκών στο συγκεκριμένο ζυγό. Αυτό εξηγείται πλήρως από τον τρόπο λειτουργίας του μικροδικτύου c.

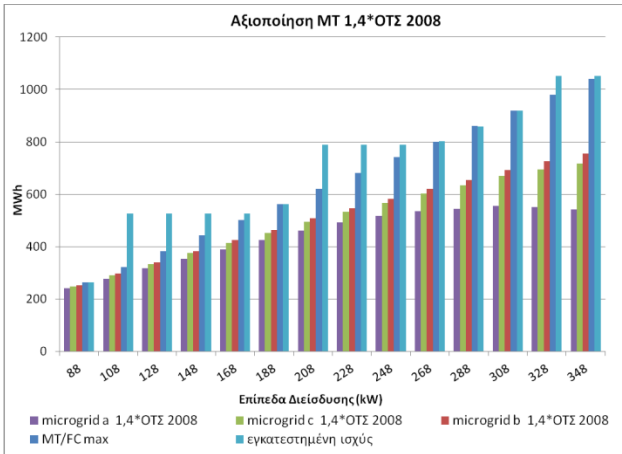
Στα διαγράμματα 81(β) και (δ) παρουσιάζονται οι παραγωγές των αντίστοιχων πηγών για το έτος 2009. Η συμπεριφορά των δύο μικροδικτύων είναι η ίδια με αυτή για το έτος 2008 με μόνη διαφορά σε τιμή πώλησης ίση με την οριακή τιμή του συστήματος. Εδώ η καμπύλες είναι αύξουσες σε όλο το εύρος των επιπέδων διείσδυσης. Στο βαθμό που η οριακή τιμή του συστήματος είναι χαμηλή εξίσου χαμηλή είναι και η τιμή παραγωγής των ΑΠΕ. Κρίνεται λοιπόν οικονομικά συμφέρουσα και στις δυο παραλλαγές μικροδικτύων.

Με ανάλογο τρόπο και σε συνδυασμό με τη πολιτική που ακολουθεί κάθε μικροδίκτυο μπορούν να εξηγηθούν τα διαγράμματα 81 (ε) και (στ).

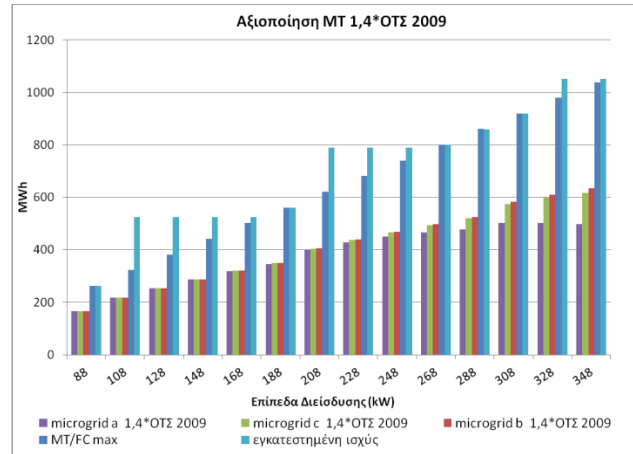
7.2.6 Αξιοποίηση Παραγωγής Μικροπηγών και Συντελεστής Χρησιμοποίησης

Στα επόμενα διαγράμματα παρουσιάζονται οι παραγωγές όλων των μικροπηγών για τα τρία υπό μελέτη μικροδίκτυα σε σχέση με τη μέγιστη δυνατότητα παραγωγής τους και την εγκατεστημένη ισχύ τους. Έχει υποθεθεί για τη σχεδίαση τους τιμή πώλησης ΑΠΕ $1,4 \times \text{ΟΤΣ}$ (και για τα δύο έτη), η οποία είναι και πιο ρεαλιστική.

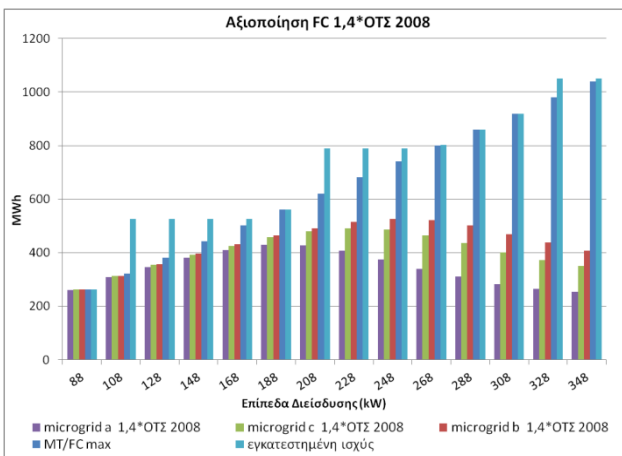
Κεφάλαιο 7: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ Ι



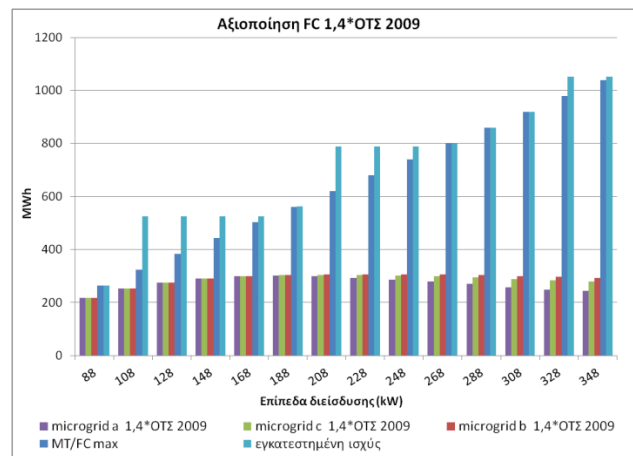
(α)



(β)



(γ)



(δ)

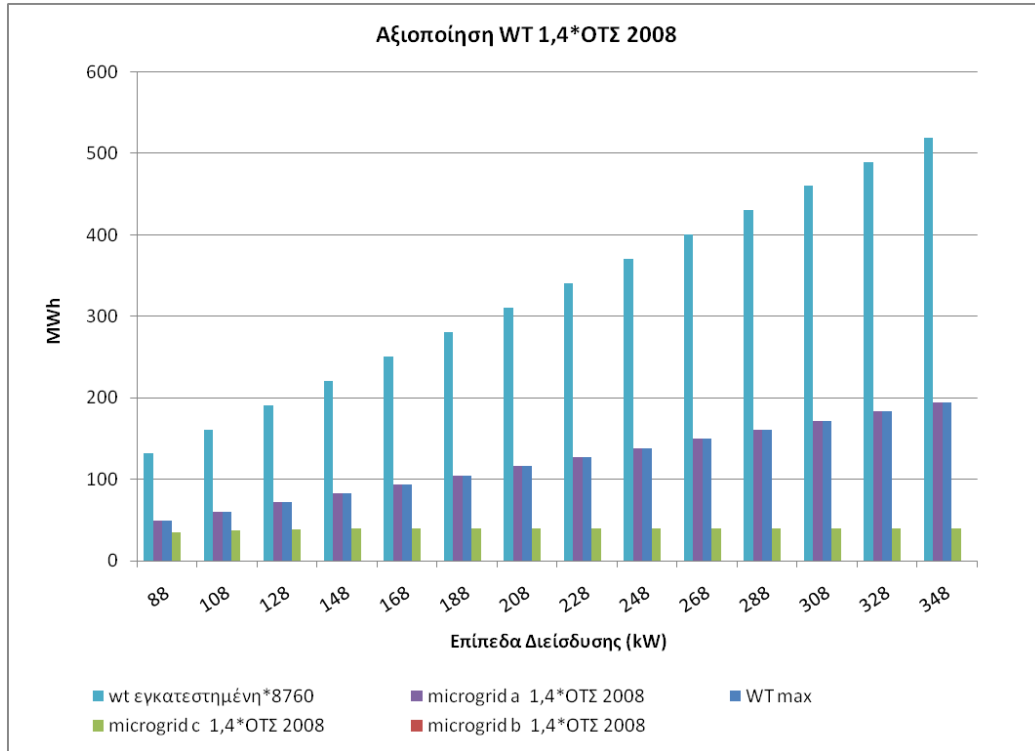
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 80. (Α) ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΜΤ ΓΙΑ ΔΙΑΦΟΡΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ DG ΚΑΙ ΓΙΑ ΤΑ ΤΡΙΑ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΑ ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ ΠΩΛΗΣΗΣ ΤΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΑΠΕ 1,4×ΟΤΣ 2008 (Β) ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΜΤ ΓΙΑ ΔΙΑΦΟΡΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ DG ΚΑΙ ΓΙΑ ΤΑ ΤΡΙΑ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΑ ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ ΠΩΛΗΣΗΣ ΤΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΑΠΕ 1,4×ΟΤΣ 2009 (Γ) ΠΑΡΑΓΩΓΗ FC ΓΙΑ ΔΙΑΦΟΡΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ DG ΚΑΙ ΓΙΑ ΤΑ ΤΡΙΑ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΑ ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ ΠΩΛΗΣΗΣ ΤΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΑΠΕ 1,4×ΟΤΣ 2008 (Δ) ΠΑΡΑΓΩΓΗ FC ΓΙΑ ΔΙΑΦΟΡΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ DG ΚΑΙ ΓΙΑ ΤΑ ΤΡΙΑ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΑ ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ ΠΩΛΗΣΗΣ ΤΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΑΠΕ 1,4×ΟΤΣ 2009

Η μεγαλύτερη αξιοποίηση της μέγιστης δυνατότητας παραγωγής των μονάδων παρατηρείται και για τα δύο έτη για το μικροδίκτυο b. Το δεύτερο στη σειρά είναι το μικροδίκτυο c και τρίτο το a. Η λειτουργία των μικροδικτύων, στα πλαίσια του αν και κατά πόσο συμπεριλαμβάνουν τις ΑΠΕ στην οικονομική βελτιστοποίηση, εξηγεί πλήρως αυτή την κατάταξη. Για μικρά επίπεδα διείσδυσης διανεμημένης παραγωγής και για οριακή τιμή του συστήματος 2008 και τα τρία μικροδίκτυα αξιοποιούν το μεγαλύτερο ποσοστό της μέγιστης δυνατότητας των δύο μονάδων ενώ καθώς τα επίπεδα διείσδυσης μεγαλώνουν η αξιοποίηση αυτή μειώνεται. Αξίζει να σημειωθεί ότι για πολύ μεγάλα επίπεδα διείσδυσης η αξιοποίηση της κυψέλης καυσίμου είναι μικρότερη από το 50% της μέγιστης ικανότητας παραγωγής της και για τρία μικροδίκτυα. Μικρότερα είναι τα ποσοστά αξιοποίησης της μικροτουρμπίνας και της κυψέλης καυσίμου για το έτος 2009. Συγκεκριμένα για την μικροτουρμπίνα για μεγάλα επίπεδα DG διείσδυσης και ΟΤΣ 2009 η παραγωγή της είναι σχεδόν η μισή της μέγιστης ικανότητας της για τα μικροδίκτυα b και c και ακόμα μικρότερη για το μικροδίκτυο a. Για την κυψέλη καυσίμου και για τα ίδια δεδομένα διείσδυσης και

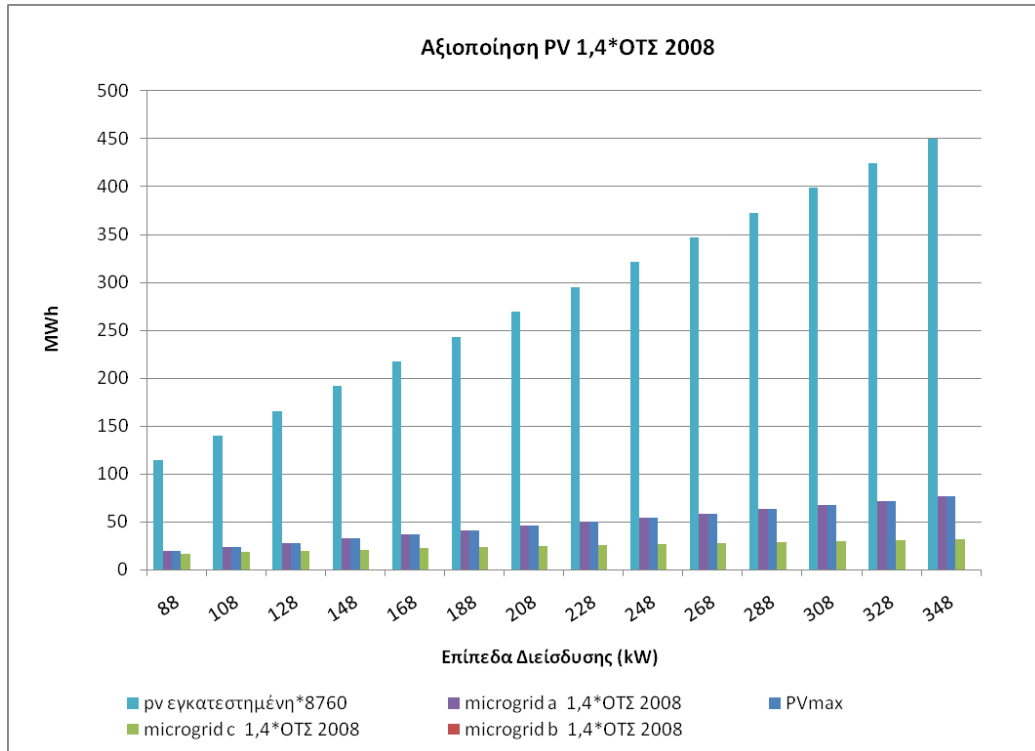
Κεφάλαιο 7: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ Ι

οριακής τιμής του συστήματος η παραγωγή της είναι σχεδόν υποτετραπλάσια της μέγιστης δυνατής και για τα τρία μικροδίκτυα.

Το πώς όμως αξιοποιεί κάθε μικροδίκτυο την παραγωγή της μικροτουρμπίνας και της κυψέλης καυσίμου είναι συνάρτηση και της παραγωγής των ΑΠΕ. Αυτή η παραγωγή είναι που διαφοροποιεί τη λειτουργία των τριών μικροδικτύων και παρουσιάζεται ακολούθως σε σχέση με τη μέγιστη δυνατότητα της και την εγκατεστημένη ισχύ της.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 81. ΕΤΗΣΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ ΣΥΓΚΡΙΤΙΚΑ ΜΕ ΤΗ ΜΕΓΙΣΤΗ ΔΥΝΑΤΟΤΗΤΑ ΤΗΣ ΓΙΑ ΤΑ ΤΡΙΑ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΑ ΚΑΙ ΓΙΑ ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ ΤΗΣ 1,4*ΟΤΣ 2008



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 82. ΕΤΗΣΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΟΛΩΝ ΤΩΝ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ ΣΥΓΚΡΙΤΙΚΑ ΜΕ ΤΗ ΜΕΓΙΣΤΗ ΔΥΝΑΤΟΤΗΤΑ ΤΗΣ ΓΙΑ ΤΑ ΤΡΙΑ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΑ ΚΑΙ ΓΙΑ ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ ΤΗΣ 1,4*ΟΤΣ 2008

Τα διαγράμματα για το 2009 παραλείπονται καθώς είναι ίδια με αυτά του 2008, όπως έχει ήδη αιτιολογηθεί στο σχολιασμό των διαγραμμάτων 83 και 84.

Η παραγωγή της ανεμογεννήτριας όπως και των φωτοβολταϊκών δεν αξιοποιούνται από το δεύτερο μικροδίκτυο.

Όσον αφορά στην παραγωγή της ανεμογεννήτριας το μικροδίκτυο c, σε αντίθεση με το b, αξιοποιεί ένα μέρος της, το οποίο για μικρά επίπεδα διείσδυσης είναι συγκρίσιμο με τη μέγιστη δυνατότητα παραγωγής των ΑΠΕ ενώ για πολύ μεγάλα (348kW) είναι περίπου το 1/5 αυτής. Από την άλλη μεριά, από τη συνολική δυνατότητα παραγωγής των φωτοβολταϊκών για τόσο μεγάλα επίπεδα διείσδυσης αξιοποιεί μεγαλύτερο ποσοστό της τάξεως του 40%.

Στους πίνακες που ακολουθούν φαίνονται τα ποσοστά αξιοποίησης όλων των μικροπηγών για τα μικροδίκτυα a, b και c. Τα ποσοστά αυτά υπολογίζονται τόσο ως προς τη μέγιστη δυνατότητα παραγωγής τους όσο και ως προς τη συνολική εγκατεστημένη τους ισχύ (capacity factor).

ΤΕΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΩΣ ΠΡΟΣ ΤΗ ΜΕΓΙΣΤΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ (%)			
Παραγωγή ΜΤ microgrid a 2008	Παραγωγή ΜΤ microgrid a 2009	Παραγωγή FC microgrid a 2008	Παραγωγή FC microgrid a 2009
91,59	63,43	98,99	82,45

Κεφάλαιο 7: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ Ι

86,05	67,32	95,61	78,12
82,72	66,09	90,78	72,13
79,90	64,92	86,06	65,58
77,56	63,42	81,61	59,43
75,56	61,69	76,63	53,61
74,26	64,21	68,83	48,06
72,34	62,91	59,92	43,02
69,93	60,91	50,53	38,50
66,88	58,34	42,53	34,84
63,27	55,43	36,25	31,50
60,25	54,70	30,66	27,85
56,21	51,29	27,17	25,43
52,20	47,90	24,56	23,37

ΠΙΝΑΚΑΣ 24. ΑΞΙΟΠΟΙΟΥΜΕΝΗ ΑΠΟ ΤΟ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟ Α ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΜΤ ΚΑΙ FC ΠΡΟΣ ΤΗ ΜΕΓΙΣΤΗ ΔΥΝΑΤΟΤΗΤΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΤΟΥΣ ΑΝΑ ΕΠΙΠΕΔΟ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ DG ΙΣΧΥΟΣ ΑΠΟ 8 ΕΩΣ 348 kW. ΛΟΓΟΣ ΤΗΣ ΜΕΓΙΣΤΗΣ ΔΥΝΑΤΟΤΗΤΑΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΠΡΟΣ ΤΗΝ ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ ΙΣΧΥ ΜΤ ΚΑΙ FC.

ΤΕΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΩΣ ΠΡΟΣ ΤΗ ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥ ΤΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ (ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΧΡΗΣΙΜΟΠΟΙΗΣΗΣ) (%)			
Παραγωγή ΜΤ microgrid a 2008	Παραγωγή ΜΤ microgrid a 2009	Παραγωγή FC microgrid a 2008	Παραγωγή FC microgrid a 2009
91,59	63,43	98,99	82,45
52,80	41,31	58,67	47,94
60,16	48,07	66,02	52,46
67,19	54,59	72,37	55,15
74,04	60,54	77,90	56,73
75,55	61,68	76,62	53,60
58,51	50,59	54,23	37,87
62,48	54,33	51,75	37,15
65,69	57,22	47,47	36,17
66,78	58,26	42,46	34,79

Κεφάλαιο 7: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ Ι

63,33	55,48	36,28	31,53
60,25	54,70	30,66	27,85
52,38	47,79	25,32	23,69
51,61	47,35	24,28	23,11

ΠΙΝΑΚΑΣ 25. CAPACITY FACTOR MT ΚΑΙ FC ΓΙΑ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ DG ΙΣΧΥ ΑΠΟ 8 ΕΩΣ 348 kW.

ΤΕΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ MT ΩΣ ΠΡΟΣ ΤΗ ΜΕΓΙΣΤΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ (%)				ΤΕΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ FC ΩΣ ΠΡΟΣ ΤΗ ΜΕΓΙΣΤΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ (%)			
Παραγωγή MT microgrid b 2008	Παραγωγή MT microgrid b 2009	Παραγωγή MT microgrid c 2008	Παραγωγή MT microgrid c 2009	Παραγωγή FC microgrid b 2008	Παραγωγή FC microgrid b 2009	Παραγωγή FC microgrid c 2008	Παραγωγή FC microgrid c 2009
95,72	63,43	94,57	63,43	99,81	82,75	99,81	82,75
91,75	67,42	89,96	67,39	97,52	78,25	97,15	78,23
88,97	66,25	87,12	66,18	93,30	72,09	92,76	72,04
86,58	65,18	84,73	65,07	89,56	65,55	88,69	65,47
84,52	63,81	82,60	63,71	86,01	59,58	84,99	59,41
82,66	62,32	80,67	62,16	82,82	54,08	81,60	53,91
81,78	65,29	79,72	65,03	79,06	49,15	77,15	48,91
80,17	64,44	78,12	64,08	75,64	44,97	72,17	44,68
78,74	63,42	76,63	63,00	71,06	41,31	65,60	40,84
77,38	62,24	75,22	61,76	65,17	38,12	58,14	37,40
76,13	61,11	73,76	60,47	58,45	35,27	50,65	34,35
75,33	63,29	72,73	62,41	51,04	32,59	43,55	31,40
74,06	62,33	70,96	61,05	44,73	30,21	38,15	29,04
72,66	61,16	68,91	59,43	39,34	28,07	33,85	26,95

ΠΙΝΑΚΑΣ 26. ΠΟΣΟΣΤΟ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ MT ΚΑΙ FC ΣΕ ΣΧΕΣΗ ΜΕ ΤΗ ΜΕΓΙΣΤΗ ΙΣΧΥ ΤΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΓΙΑ ΤΑ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΑ Β ΚΑΙ C

ΤΕΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ MT ΩΣ ΠΡΟΣ ΤΗ ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥ ΤΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ (ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΧΡΗΣΙΜΟΠΟΙΗΣΗΣ) (%)				ΤΕΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ FC ΩΣ ΠΡΟΣ ΤΗ ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥ ΤΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ (ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΧΡΗΣΙΜΟΠΟΙΗΣΗΣ) (%)			
Παραγωγή MT microgrid b 2008	Παραγωγή MT microgrid b 2009	Παραγωγή MT microgrid c 2008	Παραγωγή MT microgrid c 2009	Παραγωγή FC microgrid b 2008	Παραγωγή FC microgrid b 2009	Παραγωγή FC microgrid c 2008	Παραγωγή FC microgrid c 2009
95,72	63,43	94,57	63,43	99,81	82,75	99,81	82,75
56,30	41,37	55,20	41,35	59,84	48,01	59,62	48,00
64,71	48,18	63,36	48,13	67,85	52,43	67,46	52,39
72,80	54,81	71,25	54,72	75,31	55,12	74,58	55,06
80,68	60,91	78,85	60,81	82,10	56,87	81,13	56,71

Κεφάλαιο 7: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ Ι

82,65	62,31	80,66	62,15	82,81	54,07	81,59	53,90
64,43	51,44	62,81	51,23	62,29	38,72	60,78	38,54
69,23	55,66	67,47	55,34	65,33	38,84	62,33	38,59
73,96	59,58	71,99	59,18	66,76	38,80	61,62	38,36
77,27	62,14	75,11	61,67	65,08	38,06	58,05	37,34
76,19	61,16	73,82	60,52	58,50	35,30	50,70	34,38
75,33	63,29	72,73	62,41	51,04	32,59	43,55	31,40
69,01	58,08	66,12	56,89	41,68	28,15	35,55	27,06
71,83	60,47	68,12	58,75	38,89	27,75	33,47	26,65

ΠΙΝΑΚΑΣ 27. ΠΟΣΟΣΤΟ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΤΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΤ ΚΑΙ FC ΣΕ ΣΧΕΣΗ ΜΕ ΤΗΝ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥ ΤΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΓΙΑ ΤΑ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΑ Β ΚΑΙ C

ΤΕΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΩΣ ΠΡΟΣ ΤΗ ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥ ΤΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ (ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΧΡΗΣΙΜΟΠΟΙΗΣΗΣ) (%)			ΤΕΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΩΣ ΠΡΟΣ ΤΗ ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥ ΤΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ (ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΧΡΗΣΙΜΟΠΟΙΗΣΗΣ) (%)		
Παραγωγή PV microgrid a 2008&2009	Παραγωγή PV microgrid b 2008&2009	Παραγωγή PV microgrid c 2008&2009	Παραγωγή WT microgrid a 2008&2009	Παραγωγή WT microgrid b 2008&2009	Παραγωγή WT microgrid c 2008&2009
16,92684	0	14,62695	37,36	0,00	26,77
16,92684	0	13,09098	37,36	0,00	23,33
16,92684	0	11,86969	37,36	0,00	20,33
16,92684	0	10,94245	37,36	0,00	17,84
16,92684	0	10,21786	37,36	0,00	15,82
16,92684	0	9,624281	37,36	0,00	14,18
16,92684	0	9,115028	37,36	0,00	12,83
16,92684	0	8,688922	37,36	0,00	11,71
16,92684	0	8,330745	37,36	0,00	10,77
16,92684	0	8,025466	37,36	0,00	9,97
16,92684	0	7,751875	37,36	0,00	9,28
16,92684	0	7,492718	37,36	0,00	8,67
16,92684	0	7,240681	37,36	0,00	8,15
16,92684	0	6,986149	37,36	0,00	7,68

ΠΙΝΑΚΑΣ 28. CAPACITY FACTOR ΤΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΑΠΕ ΓΙΑ ΟΛΕΣ ΤΙΣ ΠΑΡΑΛΛΑΓΕΣ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ ΣΤΑ ΕΤΗ 2008 & 2009

ΤΕΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ WT ΚΑΙ PV ΩΣ ΠΡΟΣ ΤΗ ΜΕΓΙΣΤΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ			
Παραγωγή WT microgrid b 2008-2009	Παραγωγή WT microgrid c 2008-2009	Παραγωγή PV microgrid b 2008-2009	Παραγωγή PV microgrid c 2008-2009
0,00	71,66	0,00	86,41
0,00	62,44	0,00	77,34
0,00	54,41	0,00	70,12
0,00	47,74	0,00	64,65
0,00	42,33	0,00	60,36
0,00	37,95	0,00	56,86
0,00	34,34	0,00	53,85
0,00	31,34	0,00	51,33
0,00	28,82	0,00	49,22
0,00	26,67	0,00	47,41
0,00	24,82	0,00	45,80
0,00	23,22	0,00	44,27
0,00	21,80	0,00	42,78
0,00	20,56	0,00	41,27

ΠΙΝΑΚΑΣ 29. ΠΟΣΟΣΤΟ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΤΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ WT ΚΑΙ PV ΣΕ ΣΧΕΣΗ ΜΕ ΤΗ ΜΕΓΙΣΤΗ ΙΣΧΥ ΤΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΓΙΑ ΟΛΕΣ ΤΙΣ ΕΚΔΟΧΕΣ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΩΝ ΣΤΑ ΕΤΗ 2008 & 2009.

7.2.7 Ενδεικτικός Υπολογισμός Ειδικού Τέλους ΑΠΕ

Σημαντικός παράγοντας, που συνυπολογίζεται στα πλαίσια της στρατηγικής προώθησης της μεγάλης διείσδυσης ΑΠΕ στη χώρα, είναι το τέλος ΑΠΕ. Διείσδυση ανανεώσιμων πηγών σε ποσοστό 20% της συνολικής εγχώριας ηλεκτροπαραγωγής είναι επιβεβλημένη για την Ελλάδα μέχρι το 2020. Παρόλα αυτά ένα δυσθεώρητο τέλος ΑΠΕ θα επιβάρυνε σημαντικά τους καταναλωτές. Στην παρούσα εργασία θα επιχειρηθεί μια, σχετικά απλουστευτική, προσέγγιση υπολογισμού του τέλους ΑΠΕ (σε €/MWh) μέσα από την αναγωγή του στο μελετώμενο μικροδίκτυο.

Χρησιμοποιείται η παρακάτω εξίσωση υπολογισμού για τα δεδομένα ζήτησης του δικτύου και για οριακή τιμή 2008 και 2009. Η τιμή πώλησης ΑΠΕ υποτίθεται $1,4 \times \text{ΟΤΣ}$ και το επίπεδο DG διείσδυσης 108kW, που μεταφράζεται σε διείσδυση ΑΠΕ 25% επί του μέσου φορτίου. Οι σχετικοί υπολογισμοί υλοποιούνται για τα μικροδίκτυα a και c. Δεν υπολογίστηκε το τέλος για το δεύτερο μικροδίκτυο επειδή στα πλαίσια της οικονομικής του λειτουργίας καταλήγει να μην χρησιμοποιεί την παραγωγή των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

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

ΟΤΣ_h , η οριακή τιμή του συστήματος για 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 εγκατεστημένων τεχνολογιών ΑΠΕ.

Παραγωγή_από_ΑΠΕ_{th}, η παραγωγή ενέργεια από ΑΠΕ με τεχνολογία t κατά την ώρα h .

Συνολική_Κατανάλωση, η συνολική ετήσια κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στην χώρα

Τα αποτελέσματα φαίνονται συγκεντρωτικά στον πίνακα που ακολουθεί.

Παραλλαγή Μικροδικτύου	Έτος	Τέλος ΑΠΕ (€/MWh)
Microgrid a	2008	3,26
	2009	1,76
Microgrid c	2008	2,23
	2009	1,21

ΠΙΝΑΚΑΣ 30: ΕΙΔΙΚΟ ΤΕΛΟΣ ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ ΤΩΝ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΩΝ Α&C ΓΙΑ ΕΠΙΠΕΔΟ DG ΔΙΕΙΔΥΣΗΣ 108kW ΚΑΙ ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ ΤΗΣ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ 1,4×ΟΤΣ

Όπως φαίνεται στον πίνακα το ειδικό τέλος ΑΠΕ είναι μεγαλύτερο για υψηλή οριακή τιμή του συστήματος και για τα δύο μικροδίκτυα. Αυτό, είναι αναμενόμενο διότι υψηλότερη οριακή τιμή σημαίνει ακόμα υψηλότερη τιμή πώλησης της ανανεώσιμης παραγωγής.

Επίσης, το τέλος είναι μεγαλύτερο για το μικροδίκτυο a για καθεμία από τις δύο χρονιές, αποτέλεσμα το οποίο οφείλεται στην μεγαλύτερη, συγκριτικά με το μικροδίκτυο c, ανανεώσιμη παραγωγή που αξιοποιείται. Όπως προκύπτει από τον ανωτέρω τύπο, μεγαλύτερη ανανεώσιμη παραγωγή συνεπάγεται αύξηση του τέλους ΑΠΕ.

Κεφάλαιο 8: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ II

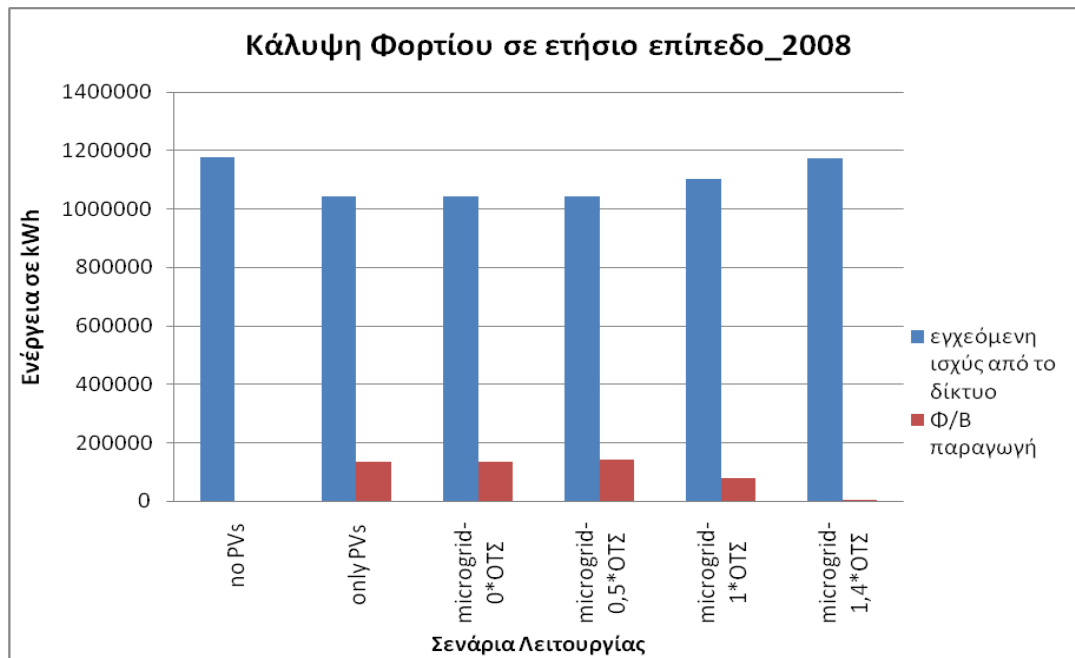
8.1 Σενάρια No DG, Only DG και Microgrid (1^η παραλλαγή)

Σε αυτό το σημείο παρατίθενται συγκεντρωτικά τα αποτελέσματα του υπό μελέτη δικτύου με εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύ από όπου προκύπτουν και τα εξαγόμενα συμπεράσματα σε σχέση με τη συμπεριφορά του ως προς το κόστος, την εγχεόμενη από το δίκτυο ισχύ και τις απώλειες στα τρία επιλεγμένα σενάρια λειτουργίας –No PV, only PV, Microgrid PV. Στα δύο από τα τρία σενάρια, όπου υποτίθεται εγκατάσταση φωτοβολταϊκής διανεμημένης παραγωγής, παρατίθενται αποτελέσματα για τέσσερις διαφορετικές τιμές πώλησης της ανανεώσιμης ισχύος: δωρεάν και σε τιμή ίση με $0,5 \times$ μέση οριακή τιμή του συστήματος, $1 \times$ μέση οριακή τιμή του συστήματος, $1,4 \times$ μέση οριακή τιμή συστήματος. Η μελέτη έγινε σε ετήσιο επίπεδο και για δύο εκδοχές οριακών τιμών, μια υψηλή, όπου χρησιμοποιήθηκαν τα ωριαία δεδομένα οριακών τιμών του 2008, και μια χαμηλή, όπου χρησιμοποιήθηκαν τα ωριαία δεδομένα οριακών τιμών του 2009. Τα αποτελέσματα προέκυψαν ως άθροισμα αντίστοιχων ωριαίων αποτελεσμάτων. Επισημαίνουμε τέλος ότι στην εκδοχή αποτελεσμάτων που μελετάται σε αυτό το σημείο, έχει επιλεγθεί η εισαγωγή της φωτοβολταϊκής παραγωγής στην οικονομική βελτιστοποίηση που διεξάγει το μικροδίκτυο.

8.1.1 Μελέτη Ως Προς Ενδεικτικά Επίπεδα Διείσδυσης Φ/B

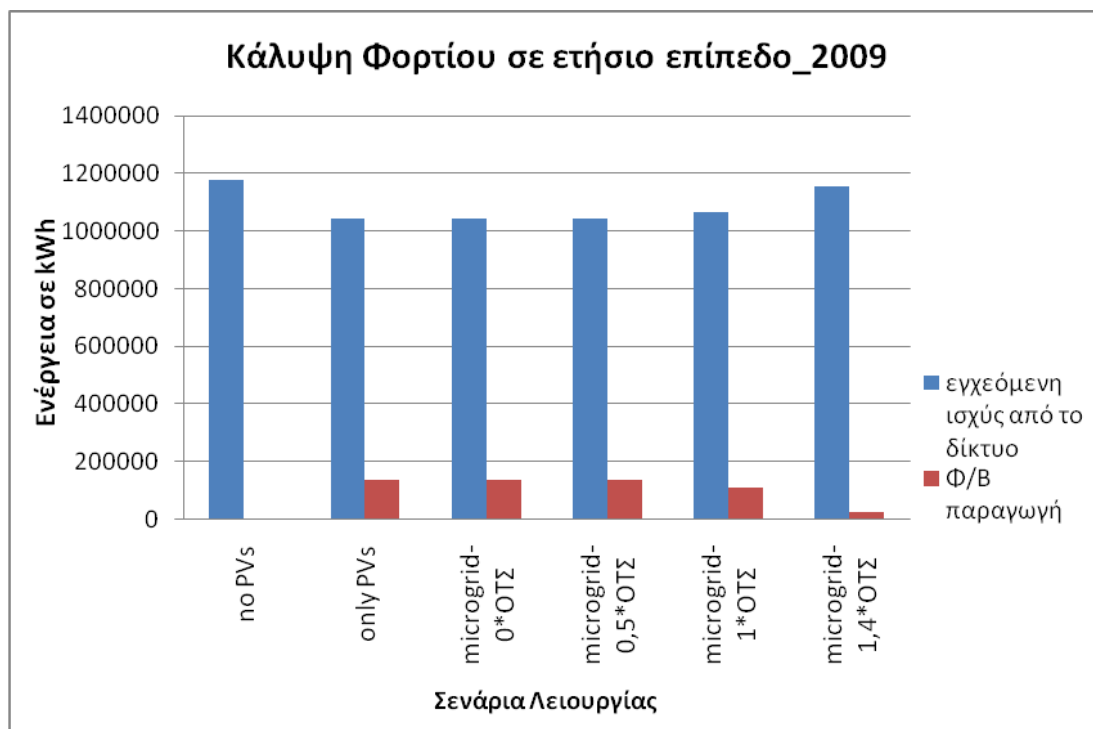
Στο πρώτο διάγραμμα παρουσιάζεται η κάλυψη του φορτίου ζήτησης του δικτύου όπως διαμοιράζεται ανάμεσα στην ισχύ του δικτύου και την φωτοβολταϊκή παραγωγή για τους έξι συνδυασμούς σεναρίων και τιμών πώλησης.

Αντιπαραβάλλοντας τα επίπεδα κάλυψης για τα δύο έτη, προκύπτουν διαφορές για τις λειτουργίες μικροδικτύου σε τιμές $0,5 \times \text{OTΣ}$, $1 \times \text{OTΣ}$, $1,4 \times \text{OTΣ}$. Στο σενάριο No PV, όπου δεν υπάρχει φωτοβολταϊκή παραγωγή και το δίκτυο αναλαμβάνει την κάλυψη της ζήτησης, η εγχεόμενη ισχύς είναι 1.176.938 kW και ισούται με το συνολικό φορτίο.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 83. ΚΑΛΥΨΗ ΦΟΡΤΙΟΥ ΩΣ ΑΘΡΟΙΣΜΑ ΤΗΣ Φ/Β ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΤΗΣ ΕΓΧΕΟΜΕΝΗΣ ΑΠΟ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΙΣΧΥΟΣ ΓΙΑ ΥΨΗΛΗ ΟΡΙΑΚΗ ΤΙΜΗ (2008) ΚΑΙ Φ/Β ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ 70%.

Για τα σενάρια only PV και Microgrid PV σε μηδενική τιμή πώλησης, τα αποτελέσματα διαφέρουν ελάχιστα, γεγονός το οποίο ενδέχεται να οφείλεται ακόμα και σε αποκλίσεις λόγω διαδοχικών υπολογισμών και στρογγυλοποιήσεων. Οι τιμές για οριακή τιμή του 2008 είναι: 1.042.393,3 kWh εγχεόμενη ισχύς από το δίκτυο και 134.525 kWh φωτοβολταϊκή παραγωγή για το σενάριο ‘only PV’ και αντίστοιχα 1.042.408,3 kWh εγχεόμενη ισχύς και 134.510 kWh τοπική παραγωγή για το σενάριο ‘Microgrid PV σε μηδενική τιμή πώλησης’. Οι παραπάνω τιμές είναι ίδιες και για οριακή τιμή του 2009.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 84. ΚΑΛΥΨΗ ΦΟΡΤΙΟΥ ΩΣ ΑΘΡΟΙΣΜΑ ΤΗΣ Φ/Β ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΤΗΣ ΕΓΧΕΟΜΕΝΗΣ ΑΠΟ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΙΣΧΥΟΣ ΓΙΑ ΧΑΜΗΛΗ ΟΡΙΑΚΗ ΤΙΜΗ (2009) ΚΑΙ Φ/Β ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ 70%.

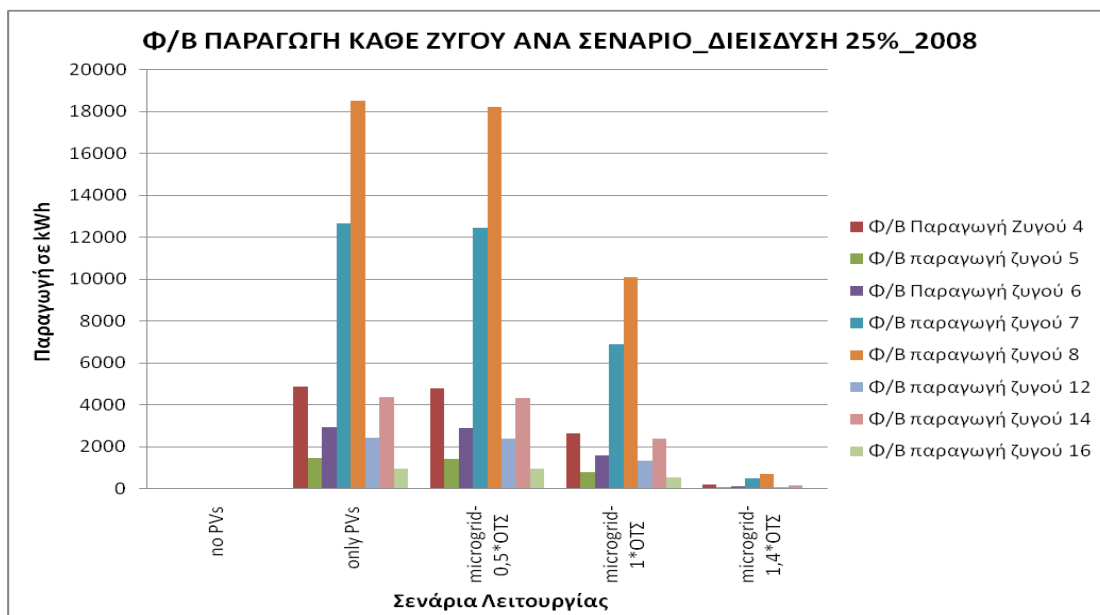
Η σύμπτωση των τιμών για τα έτη 2008 και 2009 στο σενάριο 'only PV' προκύπτει από το γεγονός ότι τα δεδομένα ζήτησης είναι ίδια και οι φωτοβολταϊκές γεννήτριες λειτουργούν ανεξάρτητα εξαντλώντας τη δυνατότητα παραγωγής τους μέχρι την πλήρη κάλυψη του φορτίου. Όσον αφορά το σενάριο 'Microgrid PV σε μηδενική τιμή πώλησης', παρόλο που υπάρχει οικονομική βελτιστοποίηση, η δωρεάν τιμή της φωτοβολταϊκής ισχύος είναι σε κάθε περίπτωση περισσότερο συμφέρουσα από την εγχεόμενη του δικτύου. Για το λόγο αυτό αξιοποιείται η τοπική παραγωγή στον απόλυτο βαθμό. Σε περίπτωση όπου η φωτοβολταϊκή παραγωγή είναι μεγαλύτερη από το φορτίο του ίδιου ζυγού, στο σενάριο 'Microgrid PV σε μηδενική τιμή πώλησης' θα μπορούσε να αξιοποιηθεί η πλεονάζουσα παραγωγή σε αντίθεση με το σενάριο 'only PV'. Συνεπώς, στην πρώτη περίπτωση, η φωτοβολταϊκή παραγωγή θα μπορούσε δυνητικά να συμμετέχει σε μεγαλύτερο ποσοστό στην κάλυψη φορτίου εάν τα επίπεδα Φ/Β διείσδυσης ήταν περισσότερο αυξημένα. Στο παρόν επίπεδο διείσδυσης (70%) προκύπτει ότι το φορτίο σε όλους τους ζυγούς είναι για κάθε ώρα του έτους μεγαλύτερο από την αντίστοιχη Φ/Β παραγωγή.

Για τα σενάρια 'Microgrid PV' με τις υπόλοιπες τιμές πώλησης υπάρχει διαφοροποίηση μεταξύ 2008 και 2009 σε σχέση με τα ποσοστά κάλυψης του φορτίου, η οποία οφείλεται στη μεταβολή της οριακής τιμής του συστήματος που διαμορφώνει διαφορετικά δεδομένα στην οικονομική βελτιστοποίηση του μικροδικτύου κάθε φορά.

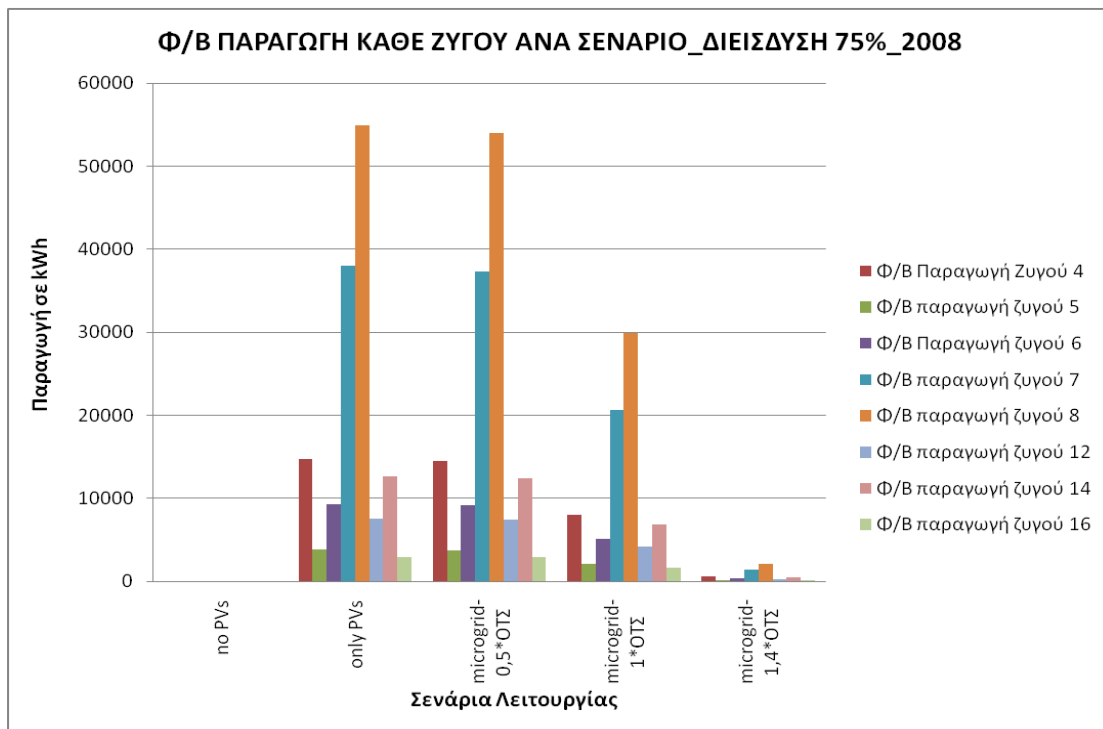
Στο σενάριο 'Microgrid PV με τιμή πώλησης 0,5*OTΣ' οι σχετικές τιμές είναι: για το 2008 1.044.660,5 kWh η εγχεόμενη ισχύς από το δίκτυο και 132.273,7 kWh η φωτοβολταϊκή παραγωγή ενώ για το 2009 1.042.409,2 kWh η εγχεόμενη ισχύς από το δίκτυο και 134.525 kWh η φωτοβολταϊκή παραγωγή. Στο σενάριο 'Microgrid PV με τιμή πώλησης 1*OTΣ' είναι αντίστοιχα: για το 2008 1.103.708,5 kWh η εγχεόμενη ισχύς και 73.227,3 kWh η φωτοβολταϊκή παραγωγή ενώ για το 2009 1.066.470 kWh

η ισχύς του δικτύου και 110.465,8 kWh η τοπική παραγωγή. Τέλος, στο σενάριο ‘Microgrid PV με τιμή πώλησης 1,4*ΟΤΣ’ οι αντίστοιχες τιμές είναι: για το 2008 1.171.860,4 kWh και 5.077,5 kWh ενώ για το 2009 1.154.111,2 kWh και 22.826,7 kWh. Η λογική με βάση την οποία μεταβάλλεται η έγχυση ισχύος και η ανανεώσιμη παραγωγή στις διαφορετικές τιμές πώλησης θα ερμηνευθεί στη συνέχεια.

Στα διαγράμματα 87 και 88 παρουσιάζεται ενδεικτικά η παραγωγή καθεμιάς από τις 8 φωτοβολταϊκές γεννήτριες για οριακές τιμές 2008 και επίπεδα διείσδυσης 25% και 75% του μέσου ωριαίου φορτίου. Οι παραγωγές έχουν υπολογισθεί για όλους τους συνδυασμούς σεναρίων και τιμών πώλησης των ΑΠΕ. Η φωτοβολταϊκή παραγωγή του μικροδικτύου με μηδενική τιμή πώλησης δεν αναγράφεται συμπίπτει με την παραγωγή του σεναρίου ‘only PV’ και για τα δύο επίπεδα διείσδυσης.

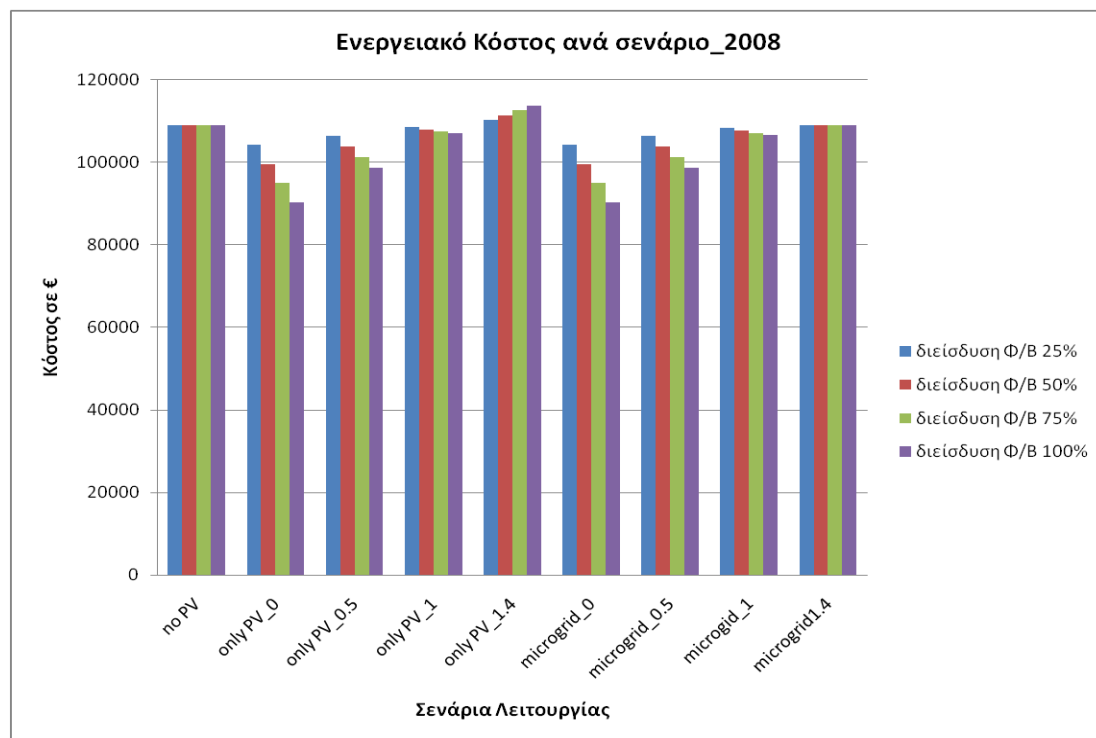


ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 85. Φ/Β ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΚΑΘΕ ΖΥΓΟΥ ΑΝΑ ΣΕΝΑΡΙΟ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΓΙΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ 25% ΚΑΙ ΕΤΟΣ 2008



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 86. Φ/Β ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΚΑΘΕ ΖΥΓΟΥ ΑΝΑ ΣΕΝΑΡΙΟ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΓΙΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ 75% ΚΑΙ ΕΤΟΣ 2008

Στα επόμενα δύο διαγράμματα παρουσιάζεται το ετήσιο ενεργειακό κόστος που περιλαμβάνει η υλοποίηση καθενός από τα εφαρμοζόμενα σενάρια, για υψηλή και χαμηλή οριακή τιμή και για τέσσερα επίπεδα διείσδυσης φωτοβολταϊκής παραγωγής (25%, 50%, 75%, 100%). Ξεκινώντας από το έτος 2008, όπου έχουν σημειωθεί σταθερά υψηλές ωριαίες οριακές τιμές, τα ετήσια ενεργειακά κόστη κυμαίνονται από 113.704,02€ - σενάριο 'only PV με τιμή πώλησης 1,4×OTΣ' και διείσδυση 100% - έως 90.272,06€ - σενάριο 'Only PV με μηδενική τιμή πώλησης' και διείσδυση 100%. Το κόστος του No PV σεναρίου για το 2008, το οποίο υπολογίζεται ανά ώρα για όλο το έτος με βάση την οριακή τιμή του συστήματος και την ωριαία ποσότητα της εγχεόμενης ισχύος, είναι 108.990,9€. Η μοναδική περίπτωση όπου ξεπερνάται το κόστος του αρχικού σεναρίου, είναι για διείσδυση διεσπαρμένης φωτοβολταϊκής παραγωγής με τιμολόγηση 1,4×OTΣ. Κάτι τέτοιο θεωρείται μάλλον αναμενόμενο στο βαθμό που το τοπικό δίκτυο καλύπτει πλέον κομμάτι των αναγκών της ζήτησής του με φωτοβολταϊκή ενέργεια που είναι πιο ακριβή από αυτήν του δικτύου. Εξίσου λογικό είναι το γεγονός ότι με την αύξηση των επιπέδων διείσδυσης στο συγκεκριμένο σενάριο, αυξάνεται και το ενεργειακό κόστος αφού καλύπτεται κάθε φορά μεγαλύτερο τμήμα της ζήτησης.



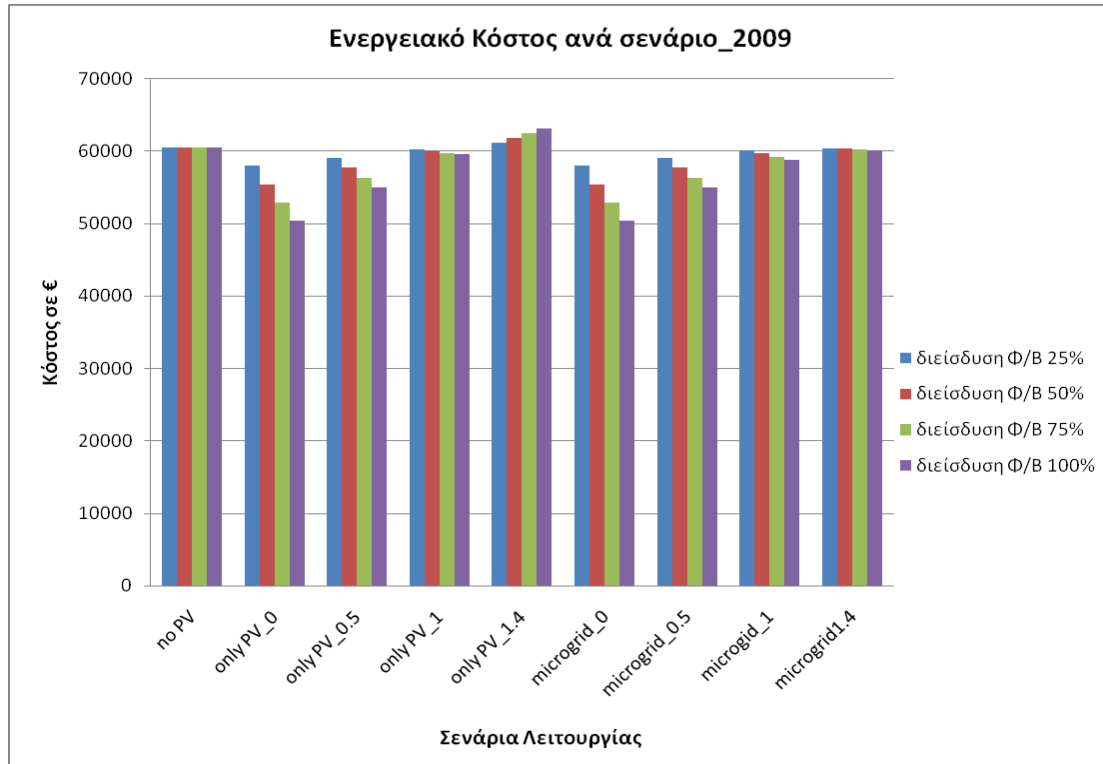
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 87. ΕΤΗΣΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΑΝΑ ΣΕΝΑΡΙΟ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2008 ΚΑΙ ΤΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ 25, 50, 75 ΚΑΙ 100%

Για μηδενική τιμή πώλησης τόσο το σενάριο ‘only PV’ όσο και το μικροδίκτυο λειτουργούν βέλτιστα και επιτυγχάνουν το ελάχιστο δυνατό κόστος για εκάστοτε από τα παρατιθέμενα επίπεδα διείσδυσης. Παρόλα αυτά, ένα σενάριο δωρεάν παροχής φωτοβολταϊκής ισχύος δεν είναι ρεαλιστικό αφού, εκτός των άλλων, έχουν κάποιο κόστος κατασκευής λειτουργίας και συντήρησης το οποίο κατ’ αυτόν τον τρόπο δεν δύναται να αποπληρωθεί.

Για τιμολόγηση $0,5 \times \text{ΟΤΣ}$, τα δυο σενάρια διανεμημένης φωτοβολταϊκής παραγωγής είναι εξίσου οικονομικά αποδοτικότερα από το αρχικό σενάριο κάλυψης της ζήτησης από το δίκτυο. Το ετήσιο κόστος σε διείσδυση 100%, κατά την ανεξάρτητη λειτουργία των γεννητριών είναι 98.640,6€ ενώ κατά τη λειτουργία του μικροδικτύου είναι ελαφρώς μικρότερο, 98.605,9€.

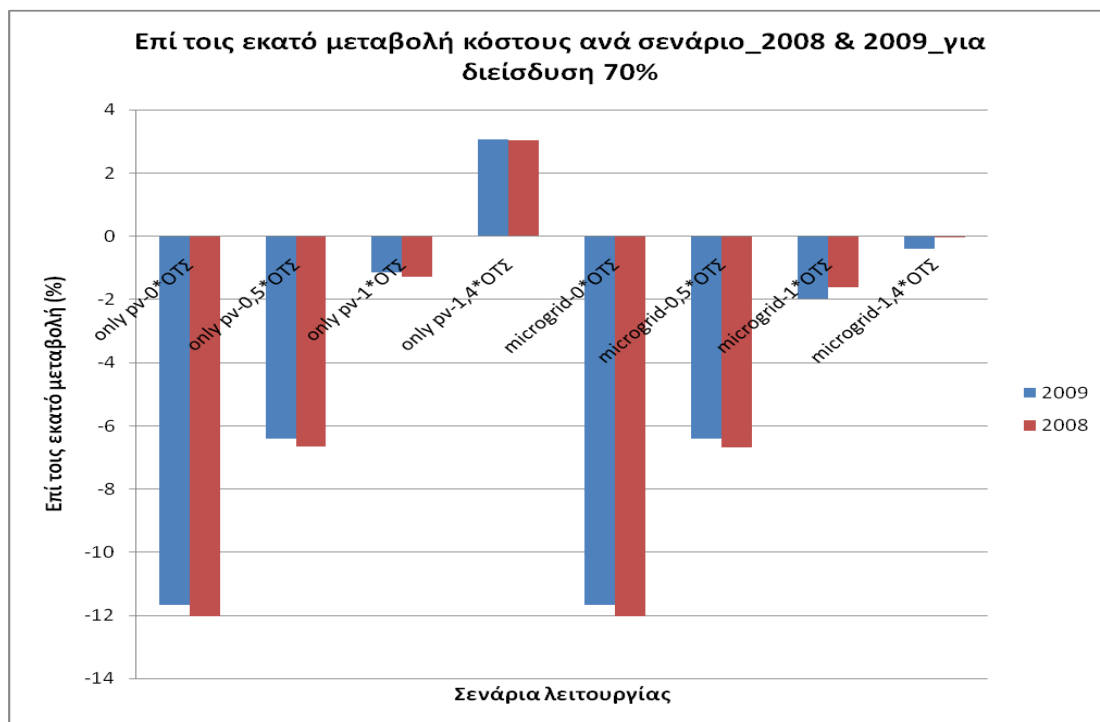
Για τιμή πώλησης ΑΠΕ ίση με τη μέση οριακή τιμή του συστήματος, στο σενάριο ‘only PV’ το ετήσιο κόστος είναι 107.009,2€ ενώ στο σενάριο ‘Microgrid PV’ 106.498,1€. Παρατηρείται και πάλι ελαφρώς αποδοτικότερη λειτουργία στην περίπτωση του μικροδικτύου.

Τέλος, αξίζει να σημειώσουμε ότι στην περίπτωση τιμολόγησης ΑΠΕ $1,4 \times \text{ΟΤΣ}$, το μικροδίκτυο προσεγγίζει από άποψη κόστους το αρχικό σενάριο. Το φαινόμενο αυτό εξηγείται πλήρως από τη συνάρτηση βελτιστοποίησης όπου επιλέγεται πάντοτε η φθηνότερη ενέργεια είτε αυτή είναι από το δίκτυο είτε από την τοπική παραγωγή.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 88. ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΚΟΣΤΟΣ 2009 ΑΝΑ ΣΕΝΑΡΙΟ ΓΙΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ 25, 50, 75 ΚΑΙ 100%

Τα δεδομένα δεν μεταβάλλονται δραματικά στο έτος χαμηλής οριακής τιμής, όπως φαίνεται και στο διάγραμμα 90. Παρόλα αυτά παρατηρείται μια διακύμανση που χρήζει περαιτέρω επεξήγησης. Η διακύμανση ανάμεσα στα έτη 2008 και 2009 που αφορά τη μείωση κόστους σε κάθε σενάριο παρουσιάζεται στο παρακάτω διάγραμμα για επίπεδο διείσδυσης 70%.



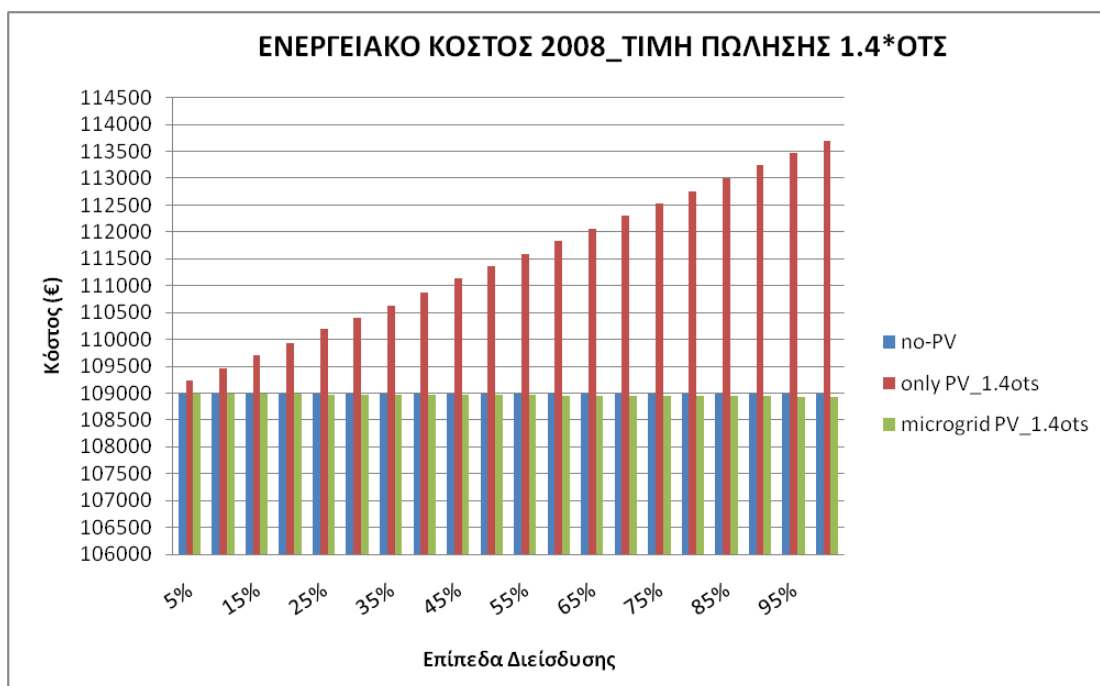
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 89. ΠΟΣΟΣΤΟ ΜΕΤΑΒΟΛΗΣ ΚΟΣΤΟΥΣ ΑΝΑ ΣΕΝΑΡΙΟ 2008-2009 ΓΙΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ Φ/Β 70% ΤΟΥ ΜΕΣΟΥ ΦΟΡΤΙΟΥ

Για δωρεάν φωτοβολταϊκή παραγωγή και για τιμή πώλησης της ίση με $0,5 \times \text{OTS}$ παρατηρείται, τόσο στο only PV όσο και στο μικροδίκτυο, μεγαλύτερη μείωση για οριακή τιμή συστήματος 2008 (υψηλή οριακή τιμή), που είναι μάλιστα της τάξεως του 12% σε σχέση με το No PV σενάριο. Αυτό είναι αναμενόμενο καθώς η εγχεόμενη ισχύς τιμολογείται ακριβώς τη στιγμή που τα φωτοβολταϊκά παράγουν με μικρό ή καθόλου κόστος, ενώ συγχρόνως καλύπτουν τοπικά τη ζήτηση. Το αντίστροφο φαινόμενο παρατηρείται για μεγαλύτερες τιμές πώλησης της φωτοβολταϊκής παραγωγής. Συγκεκριμένα για τιμή 1 και $1,4 \times \text{OTS}$ και λειτουργία μικροδικτύου μεγαλύτερη μείωση σημειώνεται για OTS 2009. Το γεγονός αυτό οφείλεται αποκλειστικά και μόνο στη διαφορετική οριακή τιμή του συστήματος. Ο συντελεστής 1,4 ευθύνεται και για την αύξηση του κόστους κατά 3% περίπου στο only PV σενάριο ($1,4 \times \text{OTS}$) αφού πλέον η τοπική παραγωγή, που αξιοποιείται κατά προτεραιότητα, είναι ακριβότερη από την εγχεόμενη. Καταλυτική είναι η λειτουργία του μικροδικτύου σε μία τέτοια περίπτωση, το οποίο όχι μόνο αποτρέπει την αύξηση του κόστους αλλά το μειώνει κιόλας έστω και για ένα μικρό ποσοστό της τάξης του 0,4%.

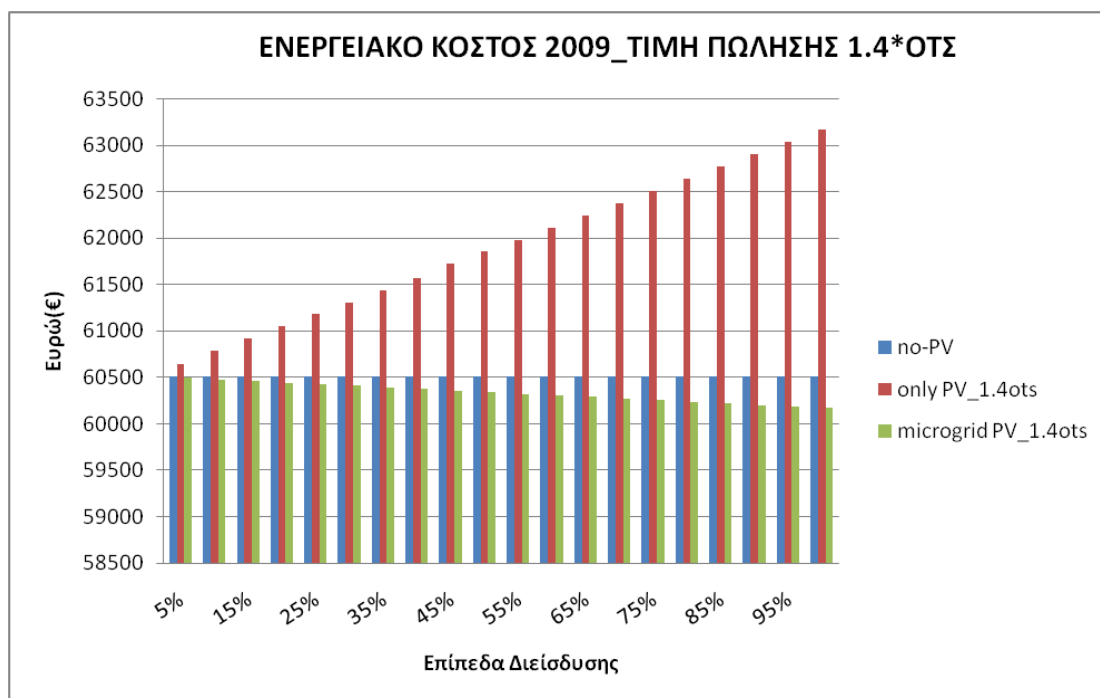
8.1.2 Μελέτη Για Όλα Τα Επίπεδα Διείσδυσης Φ/Β

8.1.2.1 Ενεργειακό Κόστος

Επειδή ένα σενάριο δωρεάν παραγωγής ενέργειας είναι μη ρεαλιστικό, μεγαλύτερη έμφαση δίνεται στην περίπτωση πώλησης της ανανεώσιμης παραγωγής με $1,4 \times \text{OTS}$, που αποτελεί και τη συμφωνημένη τιμή πώλησης που θα ισχύσει στην Ελλάδα μετά το 2015. Στα ακόλουθα, λοιπόν, διαγράμματα εξετάζεται αυτό το ενδεχόμενο και μελετάται αυτή τη φορά το ενεργειακό κόστος για διάφορα επίπεδα διείσδυσης Φ/Β παραγωγής και για τις δύο οριακές τιμές του συστήματος τόσο σε απόλυτες τιμές όσο και σε ποσοστά μείωσης σε σχέση με το No PV σενάριο.



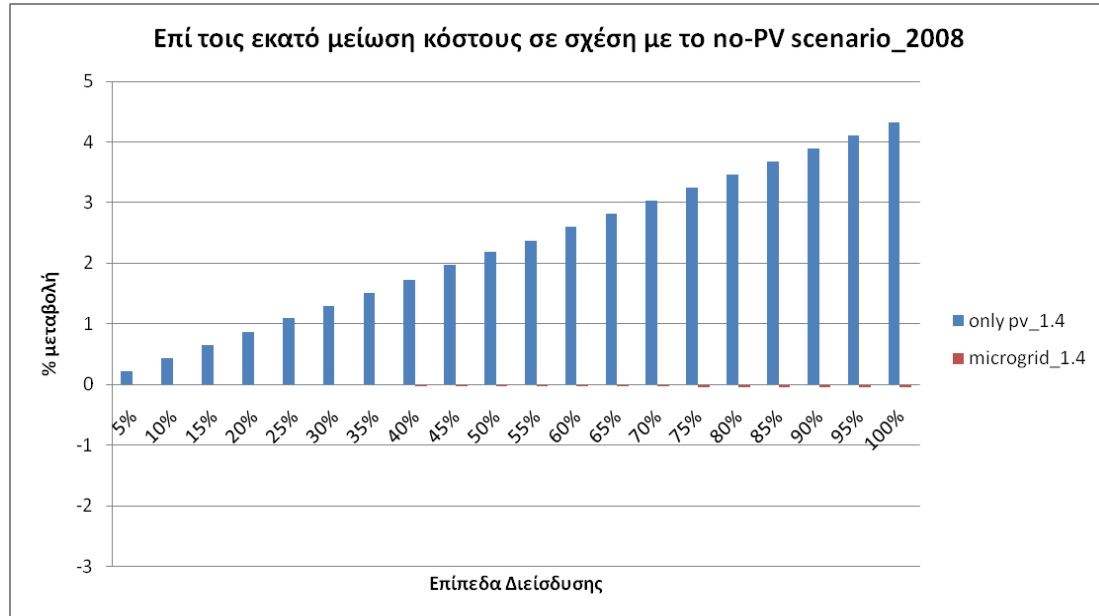
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 90. ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΌΛΩΝ ΤΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΓΙΑ ΌΛΑ ΤΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ Φ/Β ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΓΙΑ ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ ΤΗΣ ΎΣΗ ΜΕ ΤΟ 1,4*ΟΤΣ 2008



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 91. ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΌΛΩΝ ΤΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΓΙΑ ΌΛΑ ΤΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ Φ/Β ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΓΙΑ ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ ΤΗΣ ΎΣΗ ΜΕ ΤΟ 1,4*ΟΤΣ 2008

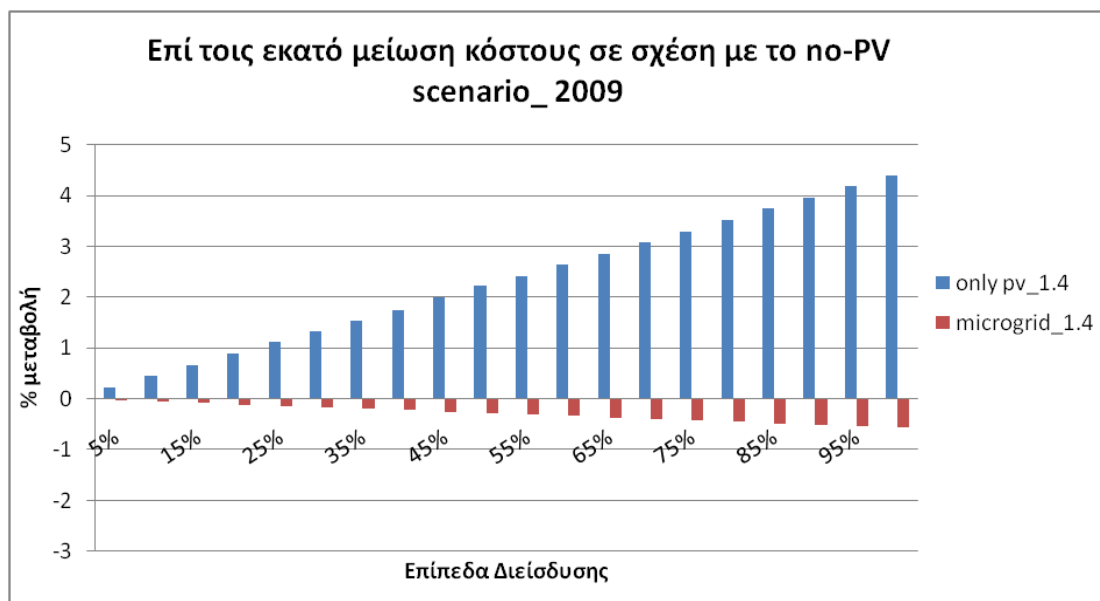
Είναι εμφανής η ασύμφορη λειτουργία του σεναρίου Only PV και για τις δύο οριακές τιμές του συστήματος. Η αύξηση της διείδυσης Φ/Β οδηγεί σε γραμμική αύξηση του ενεργειακού κόστους ενώ για 100% διείδυση PV φτάνει τα 113.704 € για ΟΤΣ 2008 και 63.172€ για ΟΤΣ 2009. Στο No PV σενάριο, όπως αναμενόταν, το κόστος δεν

παρουσιάζει καμία μεταβολή ως προς τα επίπεδα διείσδυσης αφού όλη η ζήτηση φορτίου ικανοποιείται από το δίκτυο. Τέλος, στη λειτουργία μικροδικτύου, για μεν υψηλή οριακή τιμή συστήματος, δεν παρουσιάζεται κάποια ουσιαστική μείωση κόστους ενώ για χαμηλή τιμή το κόστος μειώνεται από 60.495€ στα 60.169€ για 100% διείσδυση.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 92. ΠΟΣΟΣΤΟ ΜΕΙΩΣΗΣ ΤΟΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΓΙΑ ΔΙΑΦΟΡΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ Φ/Β ΚΑΙ ΓΙΑ ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗ ΤΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΤΟΥΣ 1,4×ΟΤΣ 2008

Τα διαγράμματα 94 και 95 καταδεικνύουν τον ελεγχόμενο και βέλτιστο τρόπο λειτουργίας του μικροδικτύου. Φαίνεται να αποτρέπει την αύξηση του κόστους ενώ συγχρόνως πετυχαίνει για χαμηλή οριακή τιμή μία μικρή μείωση, της τάξης του 0,6%, για μεγάλο ποσοστό διείσδυσης Φ/Β (100%), παρά την ακριβή πώληση της Φ/Β παραγωγής. Για υψηλή οριακή τιμή του συστήματος το μικροδίκτυο απλά επιλέγει να μην χρησιμοποιεί την ακριβή σε σχέση με το δίκτυο φωτοβολταϊκή παραγωγή. Εύλογα η μείωση είναι σχεδόν αμελητέα.



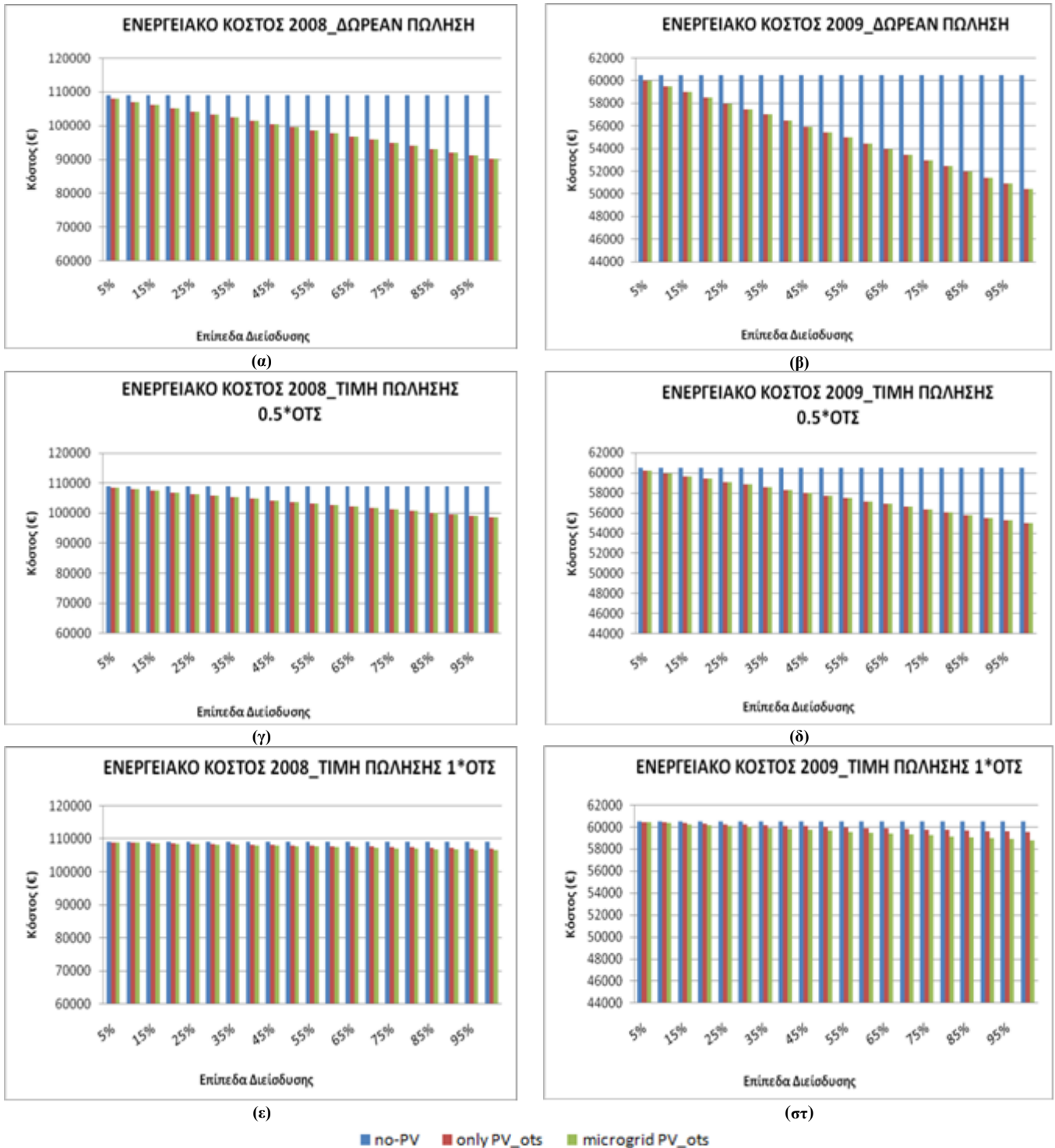
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 93. ΠΟΣΟΣΤΟ ΜΕΙΩΣΗΣ ΤΟΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΓΙΑ ΔΙΑΦΟΡΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ Φ/Β ΚΑΙ ΠΩΛΗΣΗ ΤΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΤΟΥΣ 1,4 × ΟΤΣ 2009

Αξίζει να σημειωθεί ότι το πρόγραμμα που χρησιμοποιήθηκε αναφέρεται σε ωριαία δεδομένα οριακής τιμής συστήματος ενώ η Φ/Β παραγωγή τιμολογείται με ένα συντελεστή επί τη μέση οριακή τιμή του συστήματος κάθε έτους. Συμπεραίνεται λοιπόν ότι, η ωριαία διακύμανση της οριακής τιμής του συστήματος και η κατανομή των τιμών πάνω και κάτω από τη μέση τιμή είναι οι παράγοντες που καθορίζουν την οικονομική βελτιστοποίηση σε ωριαίο επίπεδο. Από αυτό το γεγονός προκύπτουν οι διαφοροποιήσεις στο ενεργειακό κόστος που υπολογίζεται ως άθροισμα των ωριαίων τιμών κόστους. Στην περίπτωση χαμηλής οριακής τιμής του συστήματος παρατηρήθηκε ότι, για 1.116 ώρες ετησίως, οι ωριαίες οριακές τιμές ξεπερνούν την τιμή πώλησης της Φ/Β παραγωγής. Στην περίπτωση υψηλής οριακής τιμής συστήματος, ο αντίστοιχος αριθμός ωρών ετησίως είναι 391. Αυτό εξηγεί το γεγονός ότι για λειτουργία μικροδικτύου το 2009 παρατηρείται μεγαλύτερη μείωση στο κόστος από ότι το 2008, που είναι σχεδόν αμελητέα. Πρέπει να σημειωθεί βέβαια ότι τα φωτοβολταϊκά παράγουν ενέργεια συγκεκριμένες ώρες της ημέρας και το σύνολο αυτών δεν συμπίπτει απαραίτητα με τη συγκεκριμένη διακύμανση οριακής τιμής που προαναφέραμε. Παρόλα αυτά, υπάρχει μια αντιστοιχία μεταξύ των ωρών μέγιστης παραγωγής του Φ/Β και των ωρών αιχμής ζήτησης, που συνεπάγονται μάλιστα αυξημένη οριακή τιμή. Θεωρείται λοιπόν ότι τουλάχιστον μπορούν να προκύψουν κάποια συμπεράσματα από την αναλογία των ωριαίων οριακών τιμών των δύο ετών.

Αντίθετα με το αναμενόμενο για τον τρόπο λειτουργίας του μικροδικτύου με ΑΠΕ και άλλες μικροπηγές (MT, FC κτλ.), όπου θα σημειωνόταν μεγαλύτερη συμβολή των μικροπηγών στην κάλυψη φορτίου και άρα μείωση του κόστους για υψηλή οριακή τιμή του συστήματος, στο εξεταζόμενο δίκτυο κάτι τέτοιο δεν παρατηρείται. Γι' αυτό ευθύνεται η απουσία άλλων μικροπηγών εκτός από τα φωτοβολταϊκά, η συνάρτηση κόστους και η τιμή πώλησης αυτών καθώς και τα ωριαία δεδομένα οριακής τιμής που χρησιμοποιήθηκαν.

Στα επόμενα διαγράμματα παρουσιάζονται τα ενεργειακά κόστη και τα ποσοστά μείωσης κόστους σε σχέση με το αρχικό No PV σενάριο και για τις υπόλοιπες τιμές πώλησης. Το κόστος καταγράφεται για όλα τα επίπεδα διείσδυσης και τις οριακές τιμές 2008 και 2009.

Κεφάλαιο 8: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ II



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 94. ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΑΝΑ ΕΠΙΠΕΔΟ ΔΙΕΙΔΥΣΗΣ ΓΙΑ (Α) ΔΩΡΕΑΝ ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ Φ/Β ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΤΟ 2008 (Β) ΚΑΙ ΤΟ 2009, (Γ) ΓΙΑ ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ 0.5×ΟΤΣ ΓΙΑ ΤΟ 2008 (Δ) ΚΑΙ ΤΟ 2009, (Ε) ΓΙΑ ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ ΙΣΗ ΜΕ ΤΗΝ ΟΡΙΑΚΗ ΤΙΜΗ ΓΙΑ ΤΟ 2008 (ΣΤ) ΚΑΙ ΤΟ 2009.



(α)



(β)



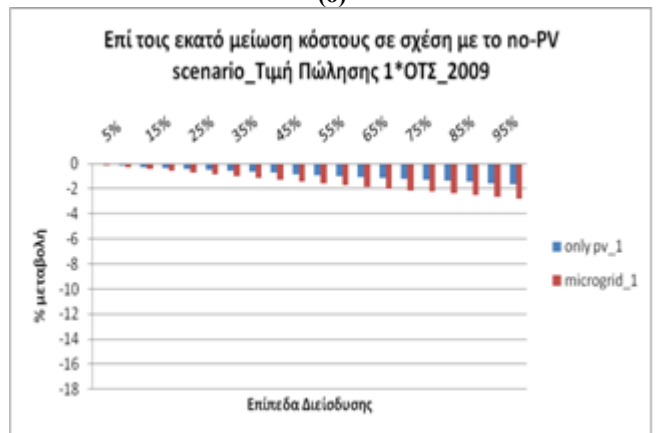
(γ)



(δ)



(ε)

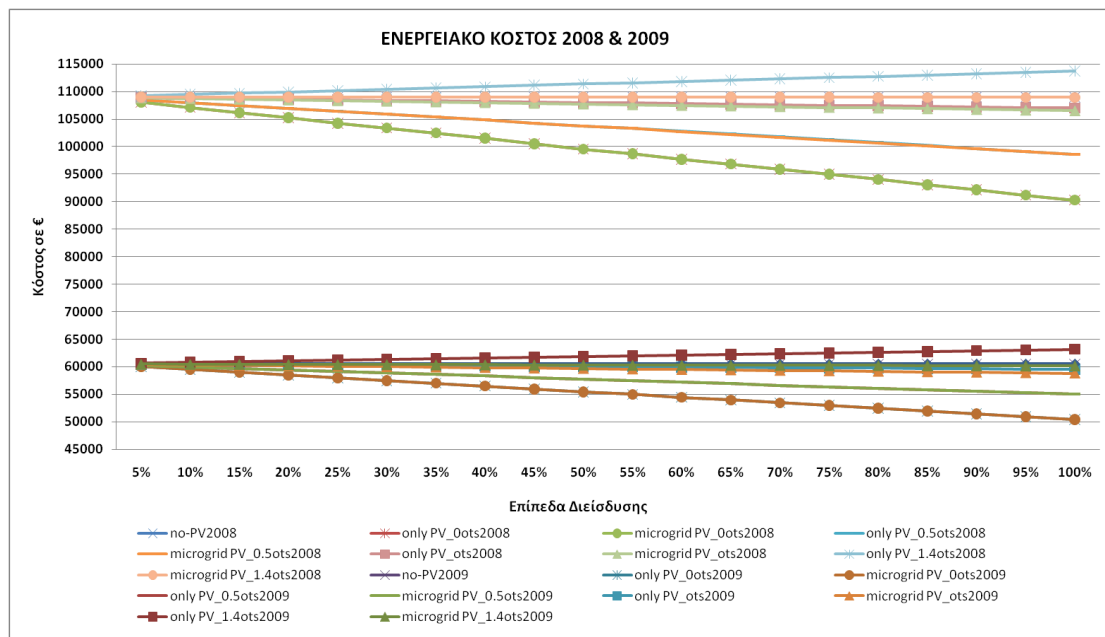


(στ)

ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 95. ΠΟΣΟΣΤΑ ΜΕΤΑΒΟΛΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΑΝΑ ΣΕΝΑΡΙΟ ΣΕ ΣΧΕΣΗ ΜΕ ΤΟ NO PV ΣΕΝΑΡΙΟ. ΓΙΑ ΔΩΡΕΑΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ Φ/Β ΙΣΧΥΟΣ (Α) ΤΟ 2008 ΚΑΙ (Β) ΤΟ 2009. ΓΙΑ ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ ΑΠΕ 0.5*ΟΤΣ (Γ) ΤΟ 2008 ΚΑΙ (Δ) ΤΟ 2009. ΓΙΑ ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ ΑΠΕ ΙΣΗ ΜΕ ΤΗ ΟΤΣ (Ε) ΤΟ 2008 ΚΑΙ (ΣΤ) ΤΟ 2009.

Σε αυτό το σημείο θα εξεταστεί το ζήτημα του ενεργειακού κόστους με περισσότερο συνολικό τρόπο σε σχέση με τα σενάρια και τα επίπεδα διεύθυνσης. Στο επόμενο διάγραμμα περιλαμβάνονται όλες οι καμπύλες κόστους και τίθενται σε σύγκριση τα σενάρια για χαμηλή (2009) και υψηλή οριακή τιμή (2008).

Κεφάλαιο 8: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ II



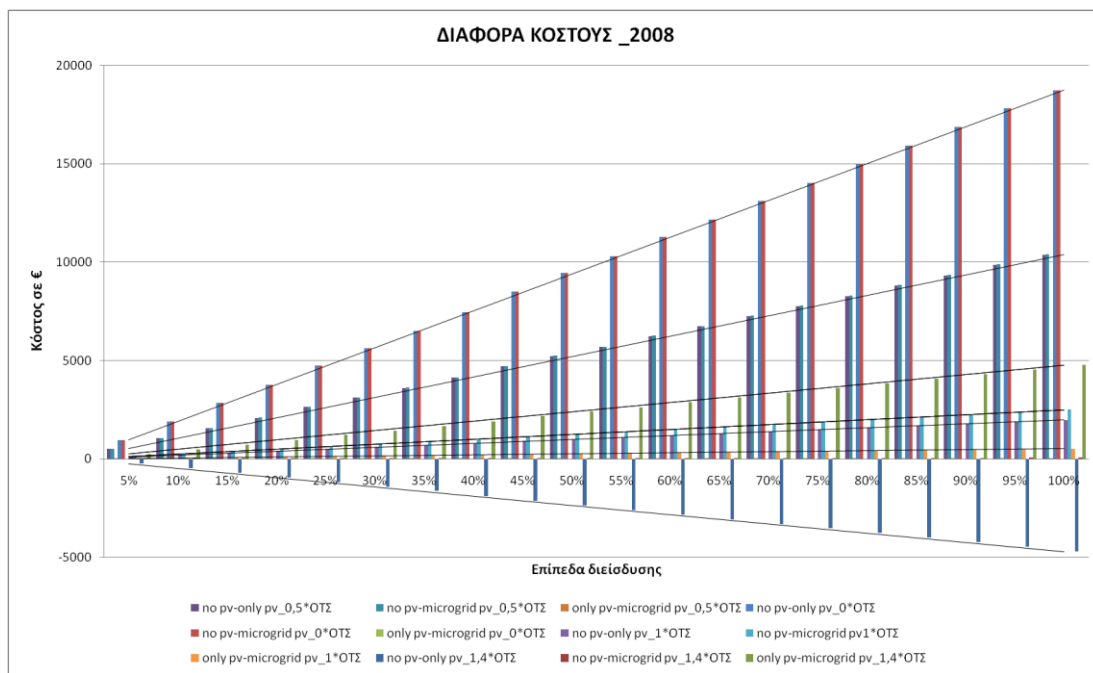
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 96. ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΚΟΣΤΟΣ 2008 & 2009 ΓΙΑ ΟΛΑ ΤΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ Φ/Β ΙΣΧΥΟΣ ΣΤΟ ΥΠΟ ΜΕΛΕΤΗ ΔΙΚΤΥΟ

Κατ' αρχήν, είναι άξια παρατήρησης η διαφορά του ενεργειακού κόστους ανάμεσα στο 2008 και το 2009 όσον αφορά το πρώτο εξεταζόμενο σενάριο που δεν περιλαμβάνει τη διανεμημένη παραγωγή. Για υψηλή οριακή τιμή το ετήσιο συνολικό ενεργειακό κόστος του δικτύου είναι 108.991€ ενώ για χαμηλή μειώνεται σχεδόν στο μισό, 60.513€. Ως προς τα σενάρια Φ/Β διείσδυσης, και για τις δύο οριακές τιμές, το χαμηλότερο ενεργειακό κόστος επιτυγχάνεται για μηδενική πώληση Φ/Β ισχύος είτε από ανεξάρτητες γεννήτριες είτε σε λειτουργία μικροδικτύου. Όλες οι καμπύλες αποδεικνύουν ότι το κόστος μεταβάλλεται γραμμικά σε συνάρτηση με τα επίπεδα διείσδυσης. Ακόμα, είναι γεγονός ότι με την αύξηση της διείσδυσης δεν διαπλέκονται οι καμπύλες κόστους του κάθε σεναρίου. Συνεπώς, το σενάριο που είναι περισσότερο αποδοτικό οικονομικά για μικρή διείσδυση συνεχίζει να είναι εξίσου αποδοτικότερο και για μεγαλύτερη. Αυτό οφείλεται στο ότι χρησιμοποιείται ένα είδος διανεμημένης παραγωγής, τα φωτοβολταϊκά, και άρα μια συνάρτηση κόστους τοπικής παραγωγής, η οποία μάλιστα είναι γραμμική:

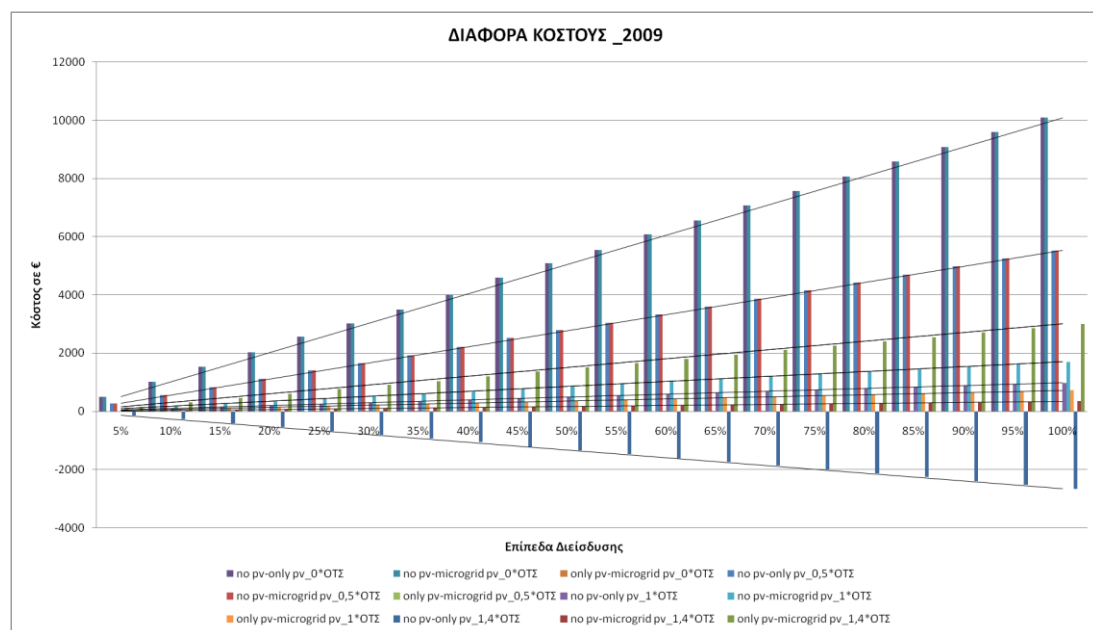
$$\text{Κόστος } \Phi/B \text{ Παραγωγής} = (\text{Τιμή Πώλησης/φωτοβολταϊκή MWh}) \times (\text{Παραγωγή σε MWh})$$

Στο παρακάτω διάγραμμα θα μελετήσουμε τη διαφορά κόστους μεταξύ των διαφόρων σεναρίων για τις οριακές τιμές 2008 και 2009.

Κεφάλαιο 8: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ II



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 97. ΔΙΑΦΟΡΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΜΕΤΑΞΥ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΓΙΑ ΤΟ 2008



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 98. ΔΙΑΦΟΡΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΜΕΤΑΞΥ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΓΙΑ ΤΟ 2009

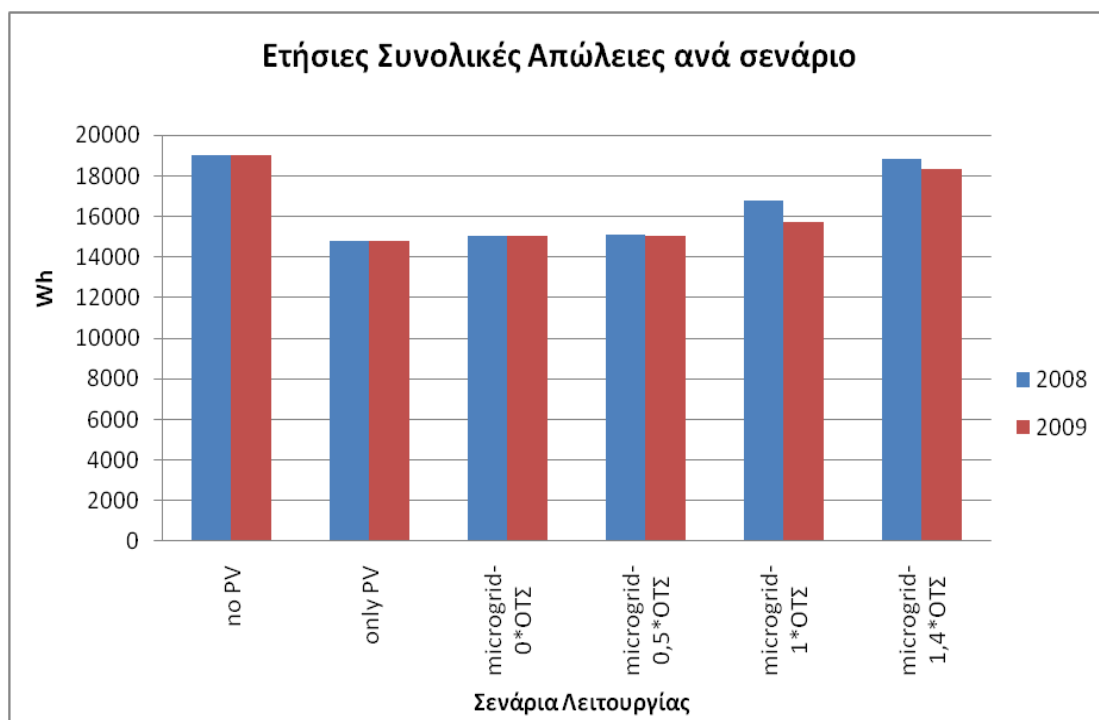
Εστιάζοντας σε ένα μέσο επίπεδο διείσδυσης, το 50%, θα επιχειρήσουμε να αναλύσουμε το κατά πόσο είναι κερδοφόρα τα διάφορα σενάρια μεταξύ τους. Η ίδια αναλογία αντιστοιχεί και στα υπόλοιπα επίπεδα διείσδυσης δεδομένης της γραμμικότητας των καμπυλών διαφοράς κόστους.

Καταρχήν, συγκρίνουμε τη διαφορά κόστους του μικροδικτύου σε σχέση με το αρχικό σενάριο No PV. Προφανώς, για μηδενική τιμή πώλησης η διαφορά κόστους είναι γύρω στις 9.500€ για το 2008 και 5.000€ για το 2009. Αν και είναι το πιο συμφέρον, το συγκεκριμένο σενάριο δεν αποτελεί ρεαλιστική επιλογή όπως έχει προαναφερθεί. Για τιμή πώλησης $0,5 \times OTΣ$, τα κέρδη είναι γύρω στις 5.000€ για το 2008 και 2.800€ για το 2009 τόσο για μικροδίκτυο όσο και για την ανεξάρτητη

λειτουργία γεννητριών. Η διείσδυση φωτοβολταϊκής παραγωγής με αυτή την τιμή πώλησης δημιουργεί οικονομικά οφέλη που είναι ιδιαίτερα μεγάλα σε περίπτωση υψηλής οριακής τιμής. Παρόλα αυτά, το μέγιστο επιπλέον κέρδος που μπορεί να προκύψει από την εγκατάσταση μικροδικτύου στη Φ/Β παραγωγή ετησίως είναι 25€ για το 2008. Το κέρδος αυτό προφανώς είναι ελάχιστο και δεν αντισταθμίζει το ετήσιο κόστος λειτουργίας του. Για το λόγο αυτό, σε τιμή πώλησης $0,5 \times \text{ΟΤΣ}$ είναι προτιμότερη η ανεξάρτητη λειτουργία Φ/Β γεννητριών. Για τιμή πώλησης $1 \times \text{ΟΤΣ}$, το κέρδος από το μικροδίκτυο είναι γύρω στα 800€-1.200€ ετησίως και μόλις 200-400€ μεγαλύτερο από το κέρδος του only PV σεναρίου. Το επιπλέον κέρδος επίσης δεν αντισταθμίζει το ετήσιο κόστος συντήρησης, λειτουργίας και απόσβεσης που ανακύπτει από την εγκατάσταση μικροδικτύου. Τέλος, για τιμή πώλησης $1,4 \times \text{ΟΤΣ}$, το μικροδίκτυο προσφέρει ένα μικρό κέρδος 20-200€ ετησίως αλλά για να το επιτύχει αυτό επιλέγει να μην χρησιμοποιεί το μεγαλύτερο μέρος της διαθέσιμης φωτοβολταϊκής παραγωγής επειδή είναι ακριβότερη από την έγχυση του δικτύου. Υπ' αυτήν την έννοια, αναιρεί την ίδια τη διείσδυση ΑΠΕ στο δίκτυο. Από την άλλη, η λειτουργία Φ/Β γεννητριών ανεξάρτητα μεταξύ τους διογκώνει το ενεργειακό κόστος του συστήματος 1.300€-2.500€ στο βαθμό που το τροφοδοτεί με ρεύμα ακριβότερο από αυτό του δικτύου.

8.1.2.2 Συνολικές Απώλειες

Στα παρακάτω διαγράμματα εξετάζεται το υπό μελέτη δίκτυο ως προς τις απώλειές του για τα διαφορετικά σενάρια λειτουργίας και τις τιμές πώλησης ΑΠΕ. Στο παρόν μικροδίκτυο όπου η διανεμημένη παραγωγή αποτελείται αποκλειστικά από φωτοβολταϊκά, οι απώλειες μεταβάλλονται όταν αλλάζει η τιμή πώλησης της φωτοβολταϊκής κιλοβατώρας. Αυτό συμβαίνει διότι η τοπικά παραγόμενη Φ/Β ισχύς υπεισέρχεται στην οικονομική βελτιστοποίηση στο σύνολό της. Συνεπώς, η τιμολόγησή της κάθε φορά, σε συνδυασμό με την οριακή τιμή του συστήματος, επικαθορίζει το μέγεθος της παραγωγής της που θα αξιοποιηθεί. Διαμορφώνεται λοιπόν ανάλογα η ποσότητα της τοπικά παραγόμενης ισχύος και της έγχυσης από το κεντρικό δίκτυο, που συνολικά καλύπτουν τη ζήτηση του μικροδικτύου. Μεταβάλλεται συνεπώς κάθε φορά η ροή ισχύος και οι συνολικές απώλειες στο μικροδίκτυο.

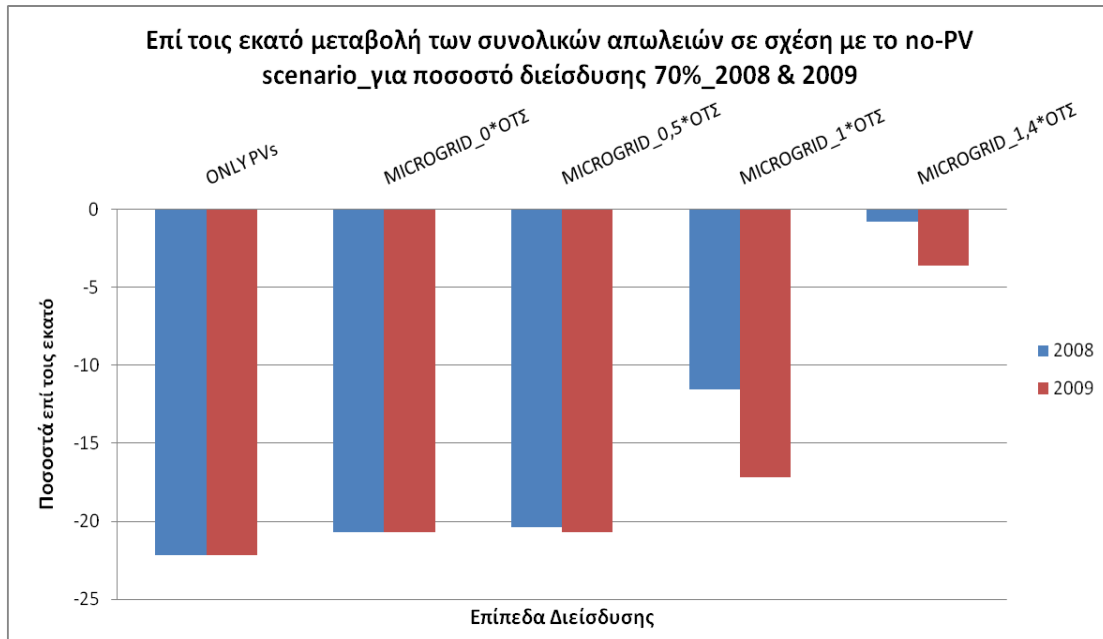


ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 99. ΕΤΗΣΙΕΣ ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΓΙΑ ΟΛΑ ΤΑ ΔΙΑΦΟΡΕΤΙΚΑ ΣΕΝΑΡΙΑ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΚΑΙ ΓΙΑ ΤΙΣ ΟΡΙΑΚΕΣ ΤΙΜΕΣ 2008 ΚΑΙ 2009. ΤΟ ΕΠΙΠΕΔΟ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΓΙΑ ΤΟ ΟΠΟΙΟ ΠΑΡΟΥΣΙΑΖΟΝΤΑΙ ΟΙ ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΕΙΝΑΙ 70% ΤΟΥ ΜΕΣΟΥ ΦΟΡΤΙΟΥ.

Για εγκατεστημένη Φ/Β ισχύ 70% του μέσου φορτίου ζήτησης παρατηρούμε ότι, οι ελάχιστες απώλειες υπάρχουν κατά τη λειτουργία ανεξάρτητων Φ/Β γεννητριών, 14.781,2 W, και αυξάνονται σε μικρό βαθμό στα σενάρια 'Microgrid' με τιμές πώλησης 0 και 0,5×ΟΤΣ. Ενδεχομένως η συγκεκριμένη αύξηση να οφείλεται στο γεγονός ότι υπάρχει ροή φωτοβολταϊκής ισχύος προς άλλους ζυγούς του συστήματος. Η αύξηση εν προκειμένω είναι της τάξης των 280-340 W. Στο αρχικό σενάριο όπου δεν περιλαμβάνεται διανεμημένη παραγωγή οι απώλειες είναι αρκετά υψηλότερες, 18.990 W, καθώς το ρεύμα από το δίκτυο δεν είναι «δίπλα» στην κατανάλωση και διανύει μεγαλύτερες αποστάσεις για να φθάσει στους ζυγούς. Η αύξηση που παρατηρείται στα σενάρια 'Microgrid' με τιμές πώλησης 1 και 1,4×ΟΤΣ είναι της τάξης των 1.500 - 3.000 kW. Είναι προφανές ότι οφείλεται στην αύξηση της έγχυσης από το δίκτυο που επιλέγεται επειδή είναι φθηνότερη από την τοπική παραγωγή. Οι περιπτώσεις τις οποίες μεταβάλλονται οι απώλειες μεταξύ των ετών 2008 και 2009 είναι για τα σενάρια 'Microgrid' με τιμές πώλησης 0,5, 1 και 1,4×ΟΤΣ. Η μεταβολή σχετίζεται με την οικονομική βελτιστοποίηση στο μικροδίκτυο βάσει των διαφορετικών οριακών τιμών του συστήματος και των τιμών πώλησης ΑΠΕ.

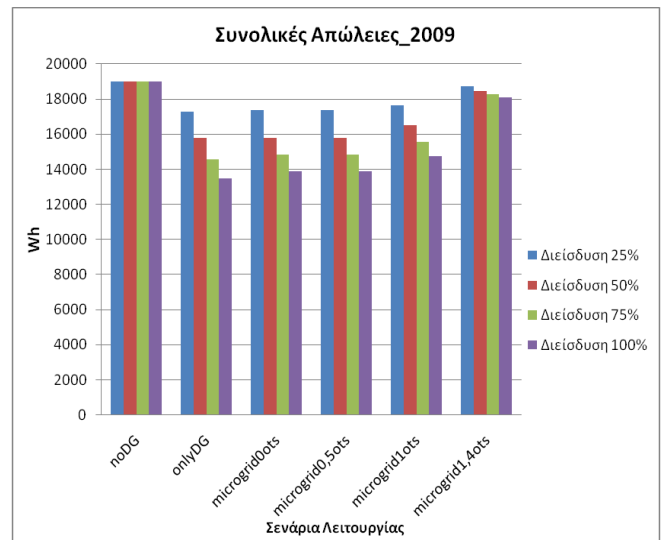
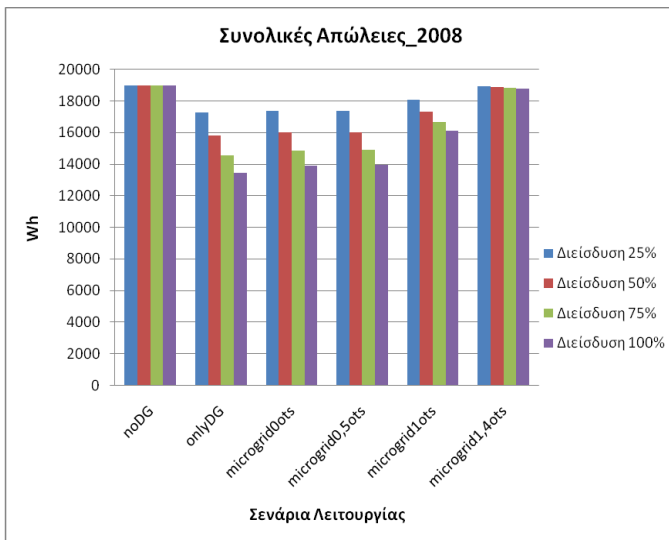
Οι διαφορές μεταξύ των σεναρίων και του αρχικού No PV, για το ίδιο επίπεδο διείσδυσης, παρουσιάζονται παρακάτω πιο ευκρινώς υπό μορφή ποσοστιαίας μείωσης. Τα ποσοστά μείωσης είναι 22,2% και 20,7% αντίστοιχα για τα σενάρια Only PV και 'Microgrid PV με μηδενική τιμή πώλησης'. Δεν παρατηρούνται διαφοροποιήσεις για υψηλή και χαμηλή οριακή τιμή. Για το σενάριο 'Microgrid PV' με τιμή πώλησης 0,5×ΟΤΣ οι απώλειες είναι 20,4% για το 2008 και 20,8% για το 2009. Για το σενάριο 'Microgrid PV' με τιμή πώλησης 1×ΟΤΣ είναι 11,6% για το 2008 και 17,2% για το 2009. Τέλος, για το σενάριο 'Microgrid PV' με τιμή πώλησης 1,4×ΟΤΣ τα ποσοστά είναι 0,8% και 3,6% αντίστοιχα. Υπό τη μορφή ποσοστών μείωσης φαίνεται με πιο ξεκάθαρο τρόπο το μέγεθος της διαφοροποίησης που

σημειώνεται όταν η τιμή της φωτοβολταϊκής ισχύος ανέρχεται στο 1,4 της μέσης οριακής τιμής του συστήματος. Στην προκειμένη περίπτωση το μικροδίκτυο επιλέγει ουσιαστικά την επαναφορά του συστήματος στην αρχική του λειτουργία, γεγονός που είναι ασύμφορο όσον αφορά τις απώλειες αλλά είναι οικονομικά αποδοτικότερο.

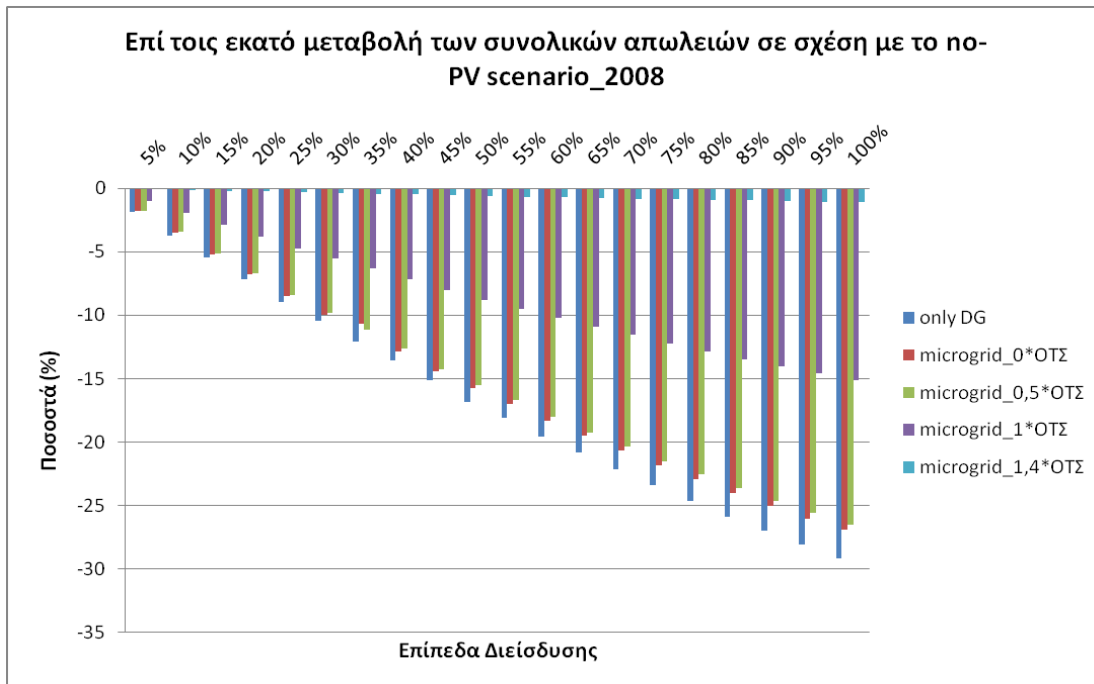


ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 100. ΕΠΙ ΤΟΙΣ ΕΚΑΤΟ ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΤΩΝ ΣΥΝΟΛΙΚΩΝ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΣΕ ΣΧΕΣΗ ΜΕ ΤΟ NO-PV ΣΕΝΑΡΙΟ ΓΙΑ ΤΟ 2008 & 2009 ΚΑΙ ΓΙΑ ΔΕΛΟΜΕΝΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ 70% ΕΠΙ ΤΟΥ ΜΕΣΟΥ ΦΟΡΤΙΟΥ.

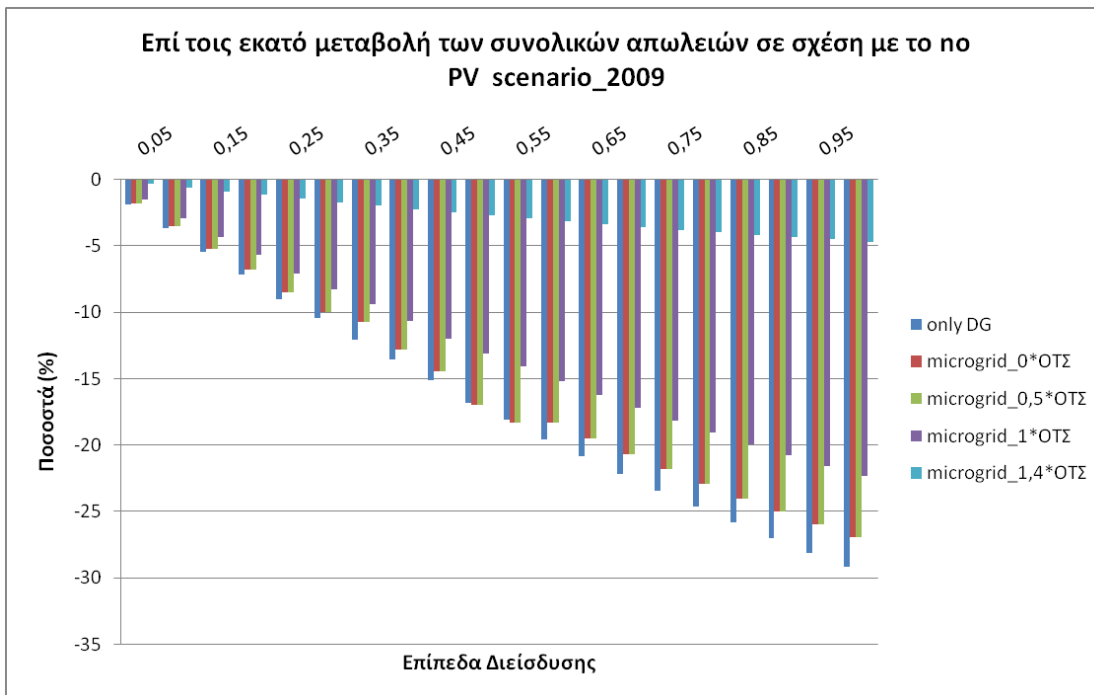
Στη συνέχεια παρουσιάζονται συγκεντρωτικά διαγράμματα συνολικών απωλειών και ποσοστών μεταβολής ανά σενάριο για όλα τα επίπεδα διείσδυσης που έχουν μελετηθεί.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 101. ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΑΠΩΛΕΙΕΣ 2008 & 2009 ΑΝΑ ΣΕΝΑΡΙΟ ΓΙΑ ΤΕΣΣΕΡΑ ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ 25-50-75-100%



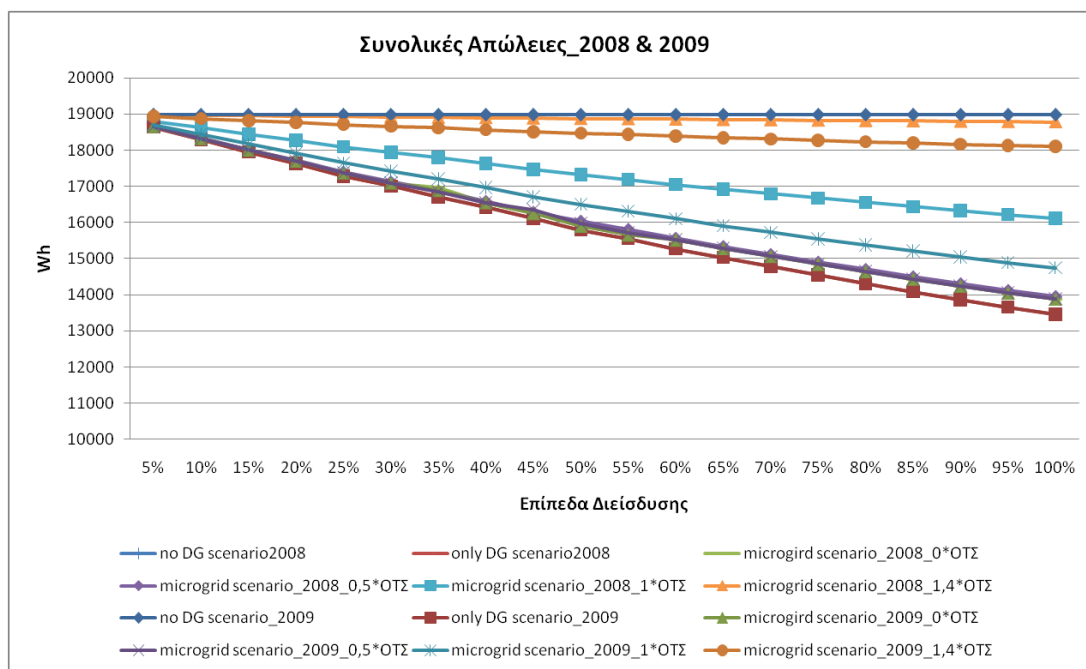
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 102. ΠΟΣΟΣΤΟ ΜΕΤΑΒΟΛΗΣ ΣΥΝΟΛΙΚΩΝ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΣΕ ΣΧΕΣΗ ΜΕ ΤΟ NO-PV ΣΕΝΑΡΙΟ ΓΙΑ ΟΡΙΑΚΗ ΤΙΜΗ 2008



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 103. ΠΟΣΟΣΤΟ ΜΕΤΑΒΟΛΗΣ ΣΥΝΟΛΙΚΩΝ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΣΕ ΣΧΕΣΗ ΜΕ ΤΟ NO-PV ΣΕΝΑΡΙΟ ΓΙΑ ΟΡΙΑΚΗ ΤΙΜΗ 2009

Αυτό που χρήζει σχολιασμού στα παραπάνω διαγράμματα είναι ότι στο σενάριο 'Only PV' τα διαγράμματα απωλειών μεταξύ της χαμηλής και της υψηλής οριακής τιμής δεν διαφέρουν στο βαθμό που καμία παράμετρος κόστους δεν επηρεάζει την παραγωγή των Φ/Β γεννητριών. Το ίδιο ισχύει και για την περίπτωση μικροδικτύου για μηδενική τιμή πώλησης της τοπικής παραγωγής. Παρόλο που στην τελευταία

περίπτωση επισυμβαίνει οικονομική βελτιστοποίηση, η Φ/Β παραγωγή δεν κοστίζει καθόλου και συνεπώς προτιμάται η αξιοποίηση όλης της δυνατότητάς της ανεξαρτήτως οριακής τιμής.

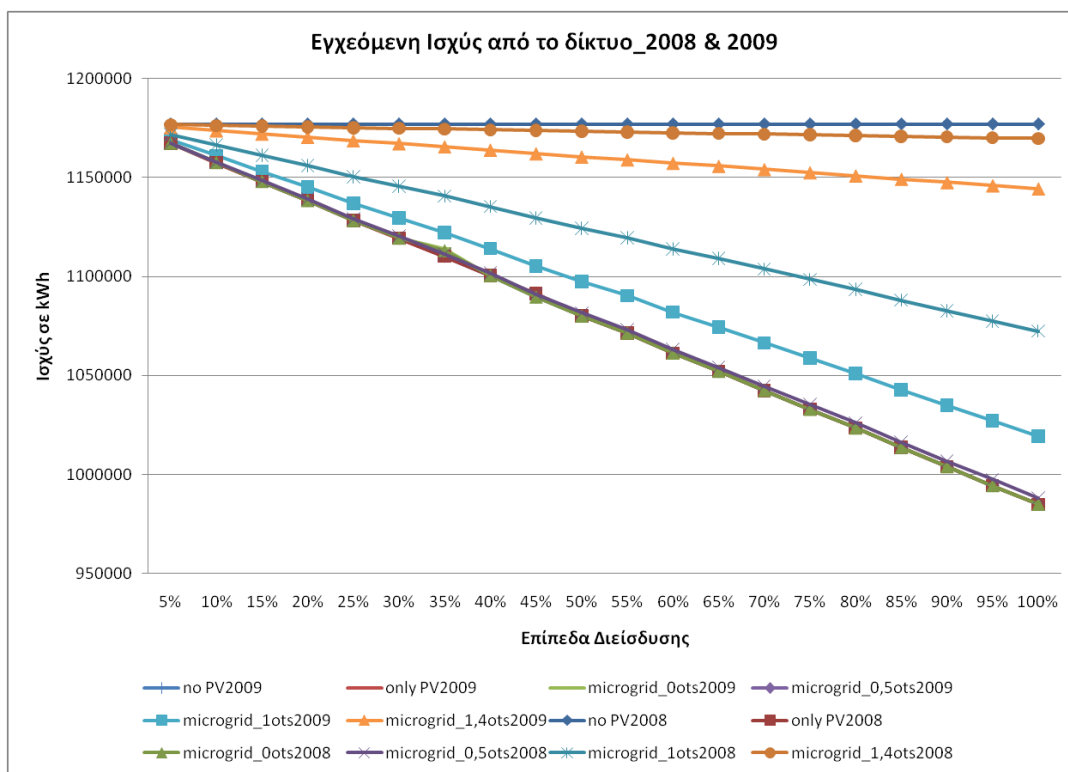


ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 104. ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΔΙΚΤΥΟΥ 2008 ΚΑΙ 2009 ΑΝΑ ΣΕΝΑΡΙΟ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΚΑΙ ΕΠΙΠΕΔΟ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ

Στο διάγραμμα 106 παρατηρούμε ότι οι συνολικές απώλειες είναι ελάχιστες στην περίπτωση του σεναρίου ‘Only PV’ και για τις δύο μελετώμενες οριακές τιμές, χαμηλή και υψηλή. Το συγκεκριμένο είναι αναμενόμενο στο βαθμό που η μεταβολή στην κοστολόγηση του ρεύματος δεν επηρεάζει την ανεξάρτητη παραγωγή των Φ/Β γεννητριών. Οι μεγαλύτερες απώλειες εντοπίζονται στο σενάριο μη διανεμημένης παραγωγής. Με την διείσδυση της ανανεώσιμης ενέργειας, που παράγεται εκεί όπου καταναλώνεται, κατά κανόνα μειώνονται οι απώλειες. Σε κάθε σενάριο παρατηρούμε ότι με την αύξηση των επιπέδων Φ/Β παραγωγής οι απώλειες μειώνονται. Όσον αφορά το μικροδίκτυο, ο ρυθμός μείωσης των απωλειών διαφέρει ανάλογα με το ποσοστό αξιοποίησης της Φ/Β ισχύος στην εκάστοτε εκδοχή λειτουργίας.

Οι απώλειες συσχετίζονται άμεσα με τη ροή ισχύος στους κλάδους και άρα με την τοπολογία κάθε δικτύου. Συνεπώς, μια ολοκληρωμένη μελέτη απωλειών θα πρέπει να περιλαμβάνει ανάλογη ανάλυση βασισμένη στα δεδομένα ζήτησης, παραγωγής και τοπολογίας του δικτύου. Με την εγκατάσταση μικροδικτύου, όπου στην οικονομική κατανομή καθορίζονται τα σημεία λειτουργίας κάθε ανανεώσιμης γεννήτριας, διαμορφώνονται και άλλες διαδρομές ισχύος εντός αυτού. Η ενδεδειγμένη μελέτη απωλειών σε αυτήν την περίπτωση γίνεται σαφώς πιο πολύπλοκη.

8.1.2.3 Εγγεόμενη Από Το Δίκτυο Ισχύς



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 105. ΕΓΧΕΟΜΕΝΗ ΑΠΟ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΙΣΧΥΣ 2008 & 2009 ΓΙΑ ΟΛΑ ΤΑ ΣΕΝΑΡΙΑ ΚΑΙ ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ Φ/Β

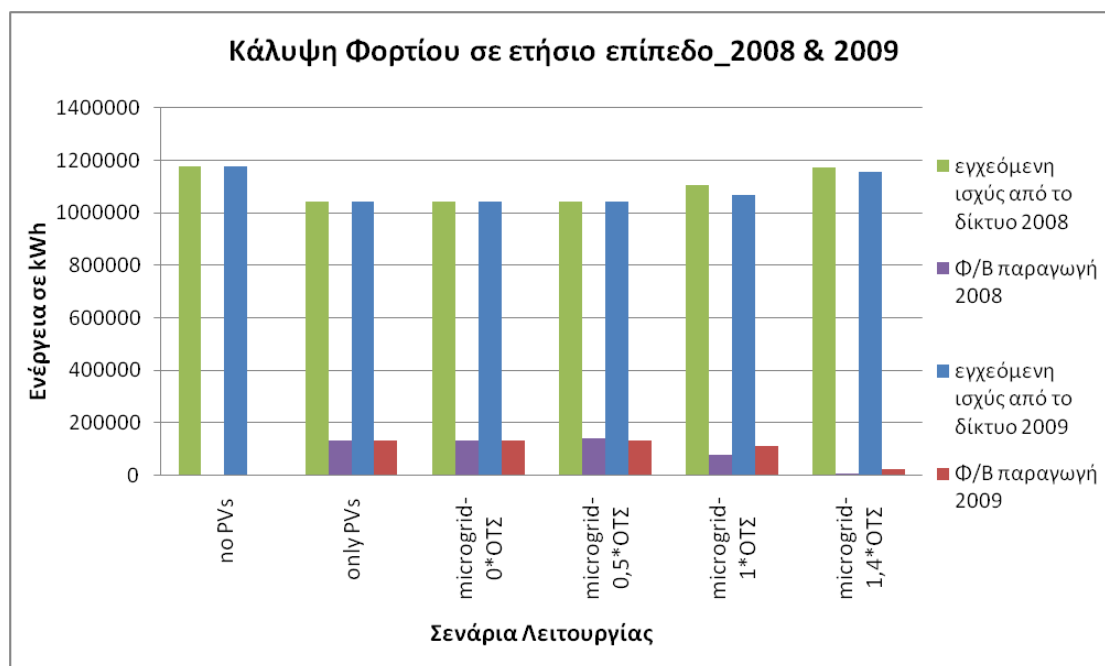
Η μορφή του διαγράμματος 107 αιτιολογείται με τρόπο ανάλογο του διαγράμματος 106. Προφανώς, για τα σενάρια No DG και Only DG η εγγεόμενη ισχύς δεν εξαρτάται από την οριακή τιμή του συστήματος όπως συμβαίνει στην περίπτωση του μικροδικτύου. Αυτό είναι λογικό καθώς η οικονομική βελτιστοποίηση πραγματοποιείται μόνο σε λειτουργία μικροδικτύου. Όλες οι καμπύλες είναι γραμμικές και φθίνουσες, με εξαίρεση το No DG σενάριο στο οποίο όλη η ζήτηση καλύπτεται από το δίκτυο και γι' αυτό είναι σταθερό. Η μείωση αυτή πραγματοποιείται λόγω της τοπικής κάλυψης μέρους του φορτίου από Φ/Β πηγές. Για λειτουργία μικροδικτύου υπό μηδενική οριακή τιμή, ενδεχομένως θα έπρεπε να υπάρχει μικρότερη έγχυση από το δίκτυο σε σύγκριση με το 'only PV' σενάριο, αφού η τοπική παραγωγή αξιοποιείται και δεν περιορίζεται μόνο στην κάλυψη του τοπικού φορτίου. Παρόλα αυτά, στο παρόν δίκτυο έχει διαπιστωθεί ότι πλεόνασμα παρατηρείται για Φ/Β διείσδυση άνω του 80% και αυτό είναι ελάχιστο μέχρι και το επίπεδο της 100% διείσδυσης.

8.1.2.4 Κάλυψη Φορτίου

Στο διάγραμμα 108 παρουσιάζεται η κάλυψη του φορτίου ζήτησης από την τοπική φωτοβολταϊκή ενέργεια και την εγγεόμενη ισχύ από το δίκτυο για δεδομένα οριακής τιμής του 2008 και του 2009. Το ενδεικτικό αυτό διάγραμμα αναφέρεται σε ποσοστό διείσδυσης φωτοβολταϊκής παραγωγής ίσο με 70% του μέσου φορτίου ζήτησης. Δύο σημαντικά συμπεράσματα αντλούνται από το παρακάτω διάγραμμα. Κατ' αρχήν, σε ένα αρκετά υψηλό επίπεδο διείσδυσης, όπως είναι το 70%, το οποίο μεταφράζεται σε εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύ 94,1 kWp, το Φ/Β συμβάλλει κατά ένα μικρό ποσοστό στην κάλυψη φορτίου. Εξετάζοντας μάλιστα την περίπτωση του

μικροδικτύου με μηδενική τιμή πώλησης ΑΠΕ παραγωγής, όπου αξιοποιείται όλη η τοπική παραγωγή, προκύπτει ότι η ετήσια Φ/Β ενέργεια που παράγεται είναι γύρω στις 134 MWh και το αντίστοιχο ποσοστό συμμετοχής της στην κάλυψη του φορτίου ζήτησης είναι περίπου 11,4%. Κάτι τέτοιο είναι αναμενόμενο καθώς τα φωτοβολταϊκά παράγουν ισχύ μόνο κατά τη διάρκεια της μέρας και ανάλογα με τα δεδομένα ηλιοφάνειας. Συνεπώς, απαιτείται μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύς για να καλύψει ακόμα και ένα μικρό φορτίο.

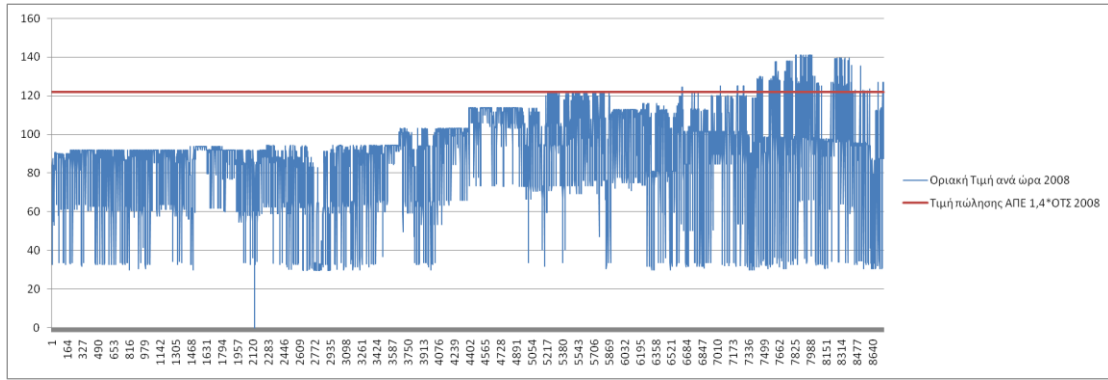
Ως επί το πλείστον αναφέρουμε ότι, για κλιματικά και γεωγραφικά δεδομένα της Ελλάδας, υπολογίζεται ότι η μεγίστη ετήσια φωτοβολταϊκή παραγωγή ανά kWp εγκατεστημένης ισχύος είναι 1350 - 1500 kWh. Το συγκεκριμένο δεδομένο επιβεβαιώνει ότι για εγκατεστημένη ισχύ 94,1 kWp η δυνατότητα παραγωγής του Φ/Β αντιστοιχεί με αυτή που προκύπτει από το πρόγραμμα.



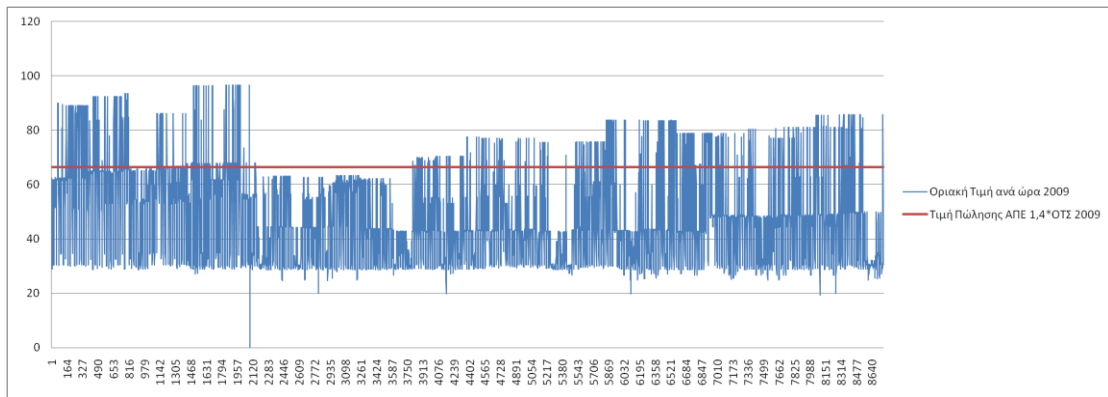
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 106. ΚΑΛΥΨΗ ΦΟΡΤΙΟΥ ΑΠΟ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΚΑΙ ΤΗΝ ΔΙΑΣΠΑΡΜΕΝΗ Φ/Β ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΓΙΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ 70% ΚΑΙ ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΟΡΙΑΚΗΣ ΤΙΜΗΣ 2008 & 2009

Ακόμα, στο διάγραμμα 108 φαίνεται η συμπεριφορά του φωτοβολταϊκού στο μικροδίκτυο ανάλογα με τα οικονομικά δεδομένα που επικρατούν. Παρατηρείται ότι, καθώς αυξάνεται η τιμή πώλησης του, το μικροδίκτυο επιλέγει να αξιοποιεί όλο και μικρότερο μέρος της παραγωγής του στο βαθμό που κάτι ανάλογο συνεπάγεται αύξηση του ενεργειακού κόστους. Παρόλα αυτά, σε υψηλές τιμές πώλησης ΑΠΕ, όπως είναι η 1,4×OTΣ, το μικροδίκτυο φαίνεται να αξιοποιεί κάποιο μικρό τμήμα της φωτοβολταϊκής παραγωγής και μάλιστα αυτό έχει ως αποτέλεσμα μια αντίστοιχα μικρή μείωση του κόστους. Αυτό επιτυγχάνεται μέσα από την οικονομική βελτιστοποίηση που υλοποιείται σε ωριαίο επίπεδο και συγκρίνει κάθε φορά την ωριαία οριακή τιμή με την τιμή πώλησης που είναι σταθερή για ένα έτος. Υλοποιώντας λοιπόν τη σύγκριση επιλέγει κάθε ώρα το συνδυασμό παραγωγής που θα αποφέρει το μικρότερο ενεργειακό κόστος για το δίκτυο. Σε αυτή τη βάση αιτιολογείται και η διαφορά στην τελική αξιοποίηση της Φ/Β παραγωγής με τιμή πώλησης 1,4×OTΣ κατά το 2008 και το 2009, όπως έχει προαναφερθεί. Ενδεικτικά σε σχέση με τη διακύμανση της οριακής τιμής ανά έτος και του ποσοστού αυτής που είναι υψηλότερο από τις τιμές πώλησης παρατίθενται στα διαγράμματα 109 και 110.

Κεφάλαιο 8: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ II



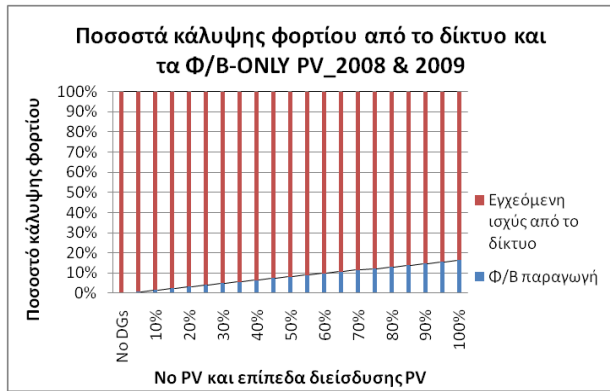
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 107. ΔΙΑΚΥΜΑΝΣΗ ΤΗΣ ΜΕΣΗΣ ΟΡΙΑΚΗΣ ΤΙΜΗΣ 2008



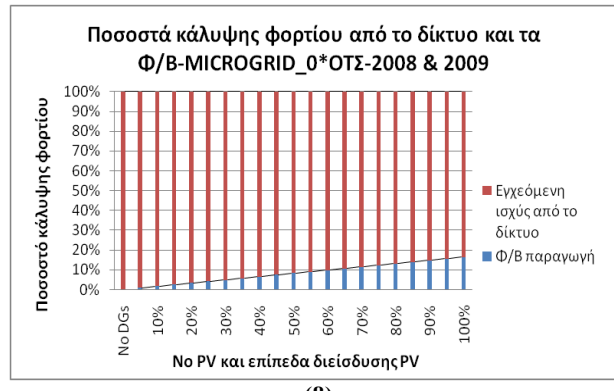
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 108. Η ΔΙΑΚΥΜΑΝΣΗ ΤΗΣ ΜΕΣΗΣ ΟΡΙΑΚΗΣ ΤΙΜΗΣ 2009

Στα παρακάτω διαγράμματα παρουσιάζονται, σε κάθε σενάριο και τιμή πώλησης και για όλα τα επίπεδα διείσδυσης φωτοβολταϊκής εγκατεστημένης ισχύος, τα ποσοστά κάλυψης του φορτίου ζήτησης από την φωτοβολταϊκή και την εγγεόμενη από το δίκτυο ισχύ.

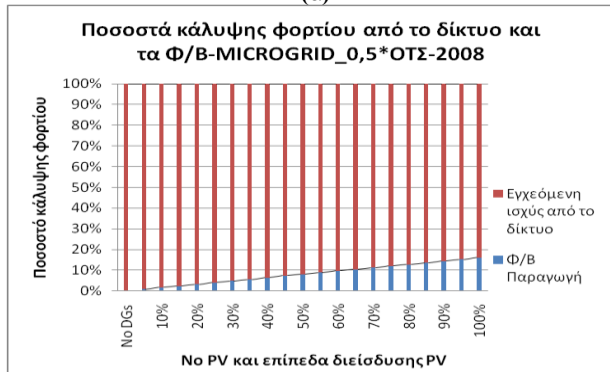
Κεφάλαιο 8: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ II



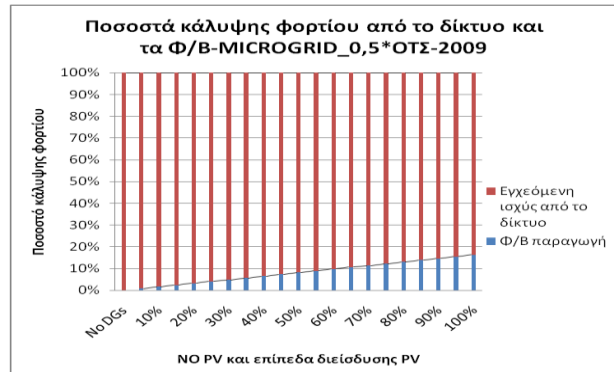
(α)



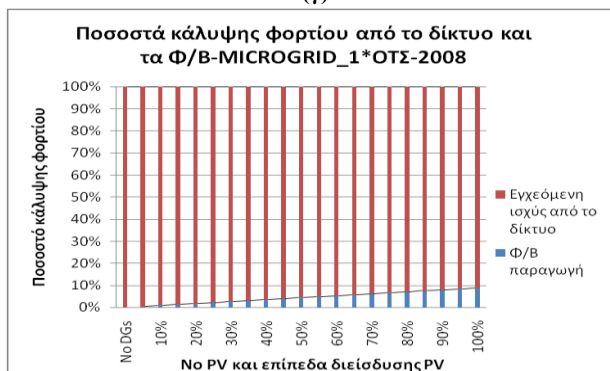
(β)



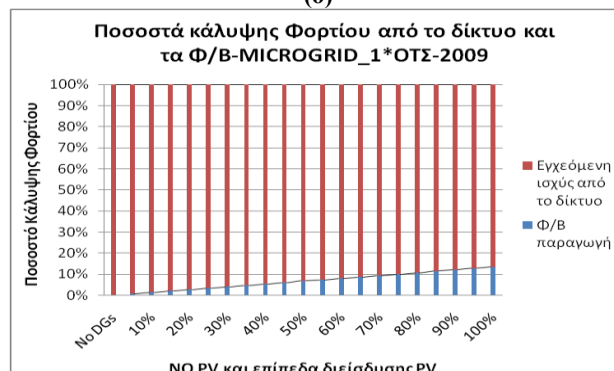
(γ)



(δ)



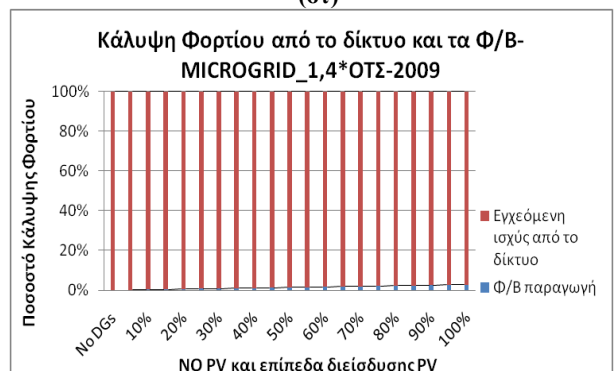
(ε)



(στ)



(ζ)

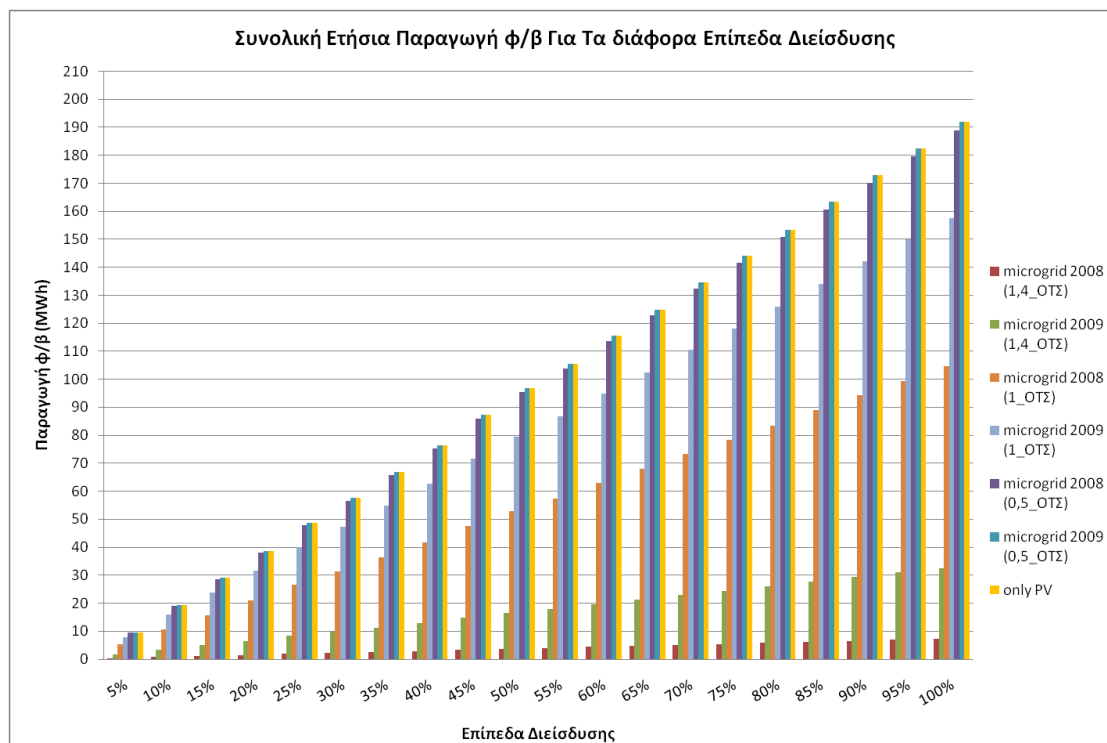


(η)

ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 109. ΠΟΣΟΣΤΑ ΚΑΛΥΨΗΣ ΦΟΡΤΙΟΥ ΑΠΟ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΚΑΙ ΤΗ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΓΙΑ ΟΛΑ ΤΑ ΣΕΝΑΡΙΑ ΚΑΙ ΤΙΣ ΜΕΛΕΤΩΜΕΝΕΣ ΟΡΙΑΚΕΣ ΤΙΜΕΣ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ.

8.1.2.5 Αξιοποίηση Φ/Β Παραγωγής

Τέλος, στο διάγραμμα 112 παρουσιάζεται η συνολική ετήσια παραγωγή για κάθε σενάριο, τιμή πώλησης Φ/Β και οριακή τιμή. Προκύπτει λοιπόν το ποσοστό στο οποίο το μικροδίκτυο επιλέγει να αξιοποιήσει τη συνολική διαθέσιμη φωτοβολταϊκή παραγωγή. Η παραγωγή του μικροδικτύου με μηδενική τιμή πώλησης δεν παρουσιάζεται γιατί ταυτίζεται με την αντίστοιχη του σεναρίου ‘Only PV’.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 110. ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΕΤΗΣΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ Φ/Β ΓΙΑ ΤΑ ΜΕΛΕΤΩΜΕΝΑ ΕΠΙΠΕΔΑ Φ/Β ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ

Τα ποσοστά αξιοποίησης καθώς και ο συντελεστής χρησιμοποίησης για τη λειτουργία του μικροδικτύου υπό τις μελετώμενες τιμές πώλησης Φ/Β παρατίθενται σε επόμενη ενότητα.

8.1.2.6 Διακύμανση Τάσης Στους Ζυγούς Και Μέγιστη Ροή Ισχύος Στους Κλάδους

Σε όλα τα σενάρια λειτουργίας και τα επίπεδα διείσδυσης μελετήθηκε η διακύμανση τάσης κάθε ζυγού του δικτύου για όλες τις ώρες ενός έτους. Εξετάστηκε εάν με τη διείσδυση της φωτοβολταϊκής παραγωγής, παρατηρείται παραβίαση των επιτρεπτών ορίων $\pm 3\%$ στην τάση του κόμβου. Σε καμία από τις μελετώμενες περιπτώσεις δεν προέκυψε υπέρβαση των περιορισμών. Αντίθετα το δίκτυο επέδειξε εξαιρετική ευστάθεια τάσης γεγονός που οφείλεται εν μέρει στη σχετικά μικρή συνολική ζήτησή του.

Όσον αφορά στη μέγιστη ροή ισχύος, αυτή μελετήθηκε για όλους τους κόμβους σε οριαίο επίπεδο. Προέκυψε ότι για κάθε σενάριο λειτουργίας η μέγιστη ροή ισχύος παρατηρήθηκε στον slack bus, ακριβέστερα στον κλάδο 17-1. Κάτι τέτοιο είναι λογικό δεδομένου ότι από το συγκεκριμένο κλάδο διέρχεται η συνολική εγγεόμενη από το δίκτυο ισχύς, η οποία είναι σε κάθε περίπτωση μεγαλύτερη συγκριτικά με τη Φ/Β παραγωγή, και έπειτα διαμοιράζεται στα επιμέρους φορτία ζήτησης.

Συγκεκριμένα, η μέγιστη ροή ανά ώρα, που έχει καταγραφεί για όλα τα σενάρια που περιλαμβάνουν διανεμημένη παραγωγή, είναι της τάξεως των 277 kW και προφανώς εντοπίζεται στον slack bus.

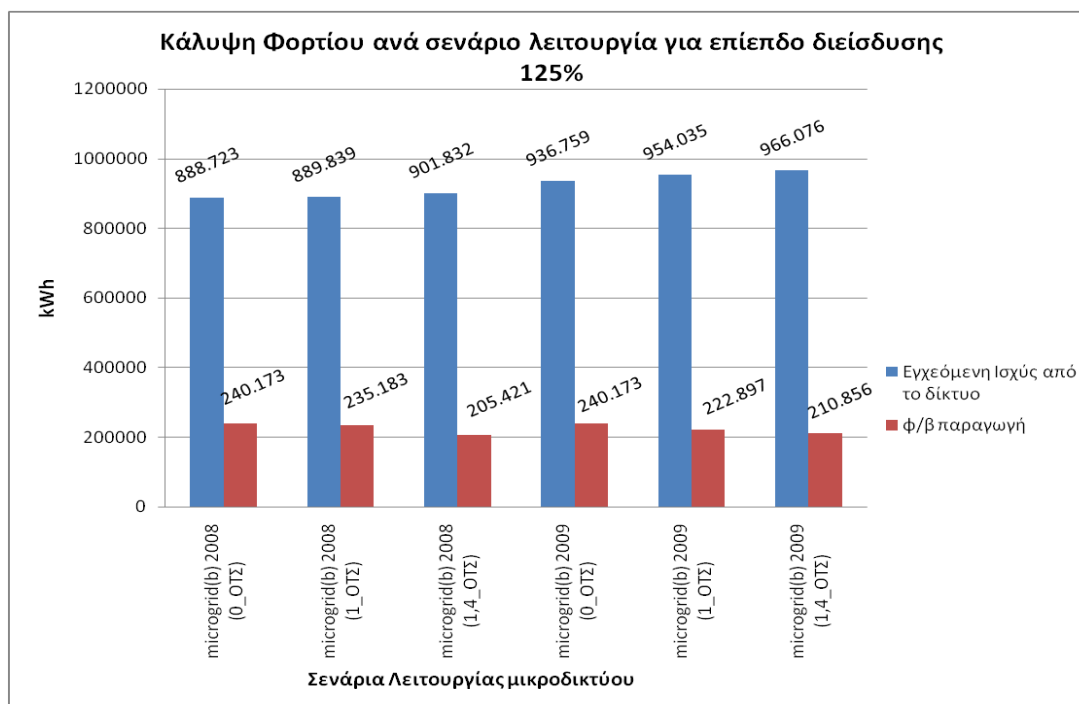
8.2 Σενάρια No DG, Only DG και Microgrid (2^η παραλλαγή)

Σε δεύτερο επίπεδο, στο δίκτυο εφαρμογής με εγκατεστημένη κατ' αποκλειστικότητα φωτοβολταϊκή ισχύ, υλοποιήθηκε μια εκδοχή λειτουργίας μικροδικτύου όπου το πλεόνασμα της φωτοβολταϊκής παραγωγής ανά ζυγό υπεισερχόταν στην οικονομική κατανομή. Συγκεκριμένα, για κάθε ώρα του έτους εξετάστηκε το ισοζύγιο Φ/Β παραγωγής-ζήτησης ανά ζυγό. Στην περίπτωση όπου το φορτίο προέκυπτε μεγαλύτερο από την παραγόμενη ενέργεια, το μικροδίκτυο αξιοποιούσε όλη τη δυνατότητα παραγωγής του φωτοβολταϊκού στον αντίστοιχο κόμβο. Σε αντίθετη περίπτωση, το πλεόνασμα Φ/Β παραγωγής υπεισερχόταν στην οικονομική κατανομή και το μικροδίκτυο επέλεγε να αξιοποιήσει κάποιο ποσοστό αυτού σύμφωνα με τα αποτελέσματα της οικονομικής βελτιστοποίησης. Ο αλγόριθμος λειτουργίας του μικροδικτύου σύμφωνα με την περιγραφείσα πολιτική υλοποιήθηκε για τα ίδια δεδομένα ζήτησης, οριακών τιμών και για τρεις τιμές πώλησης ΑΠΕ: μηδενική, ίση με τη μέση οριακή τιμή του συστήματος και ίση με τη μέση οριακή τιμή του συστήματος πολλαπλασιασμένη με τον παράγοντα 1,4. Δεδομένου ότι δεν παρατηρείται πλεόνασμα Φ/Β παραγωγής σε κανένα ζυγό μέχρι και επίπεδο ΑΠΕ διείσδυσης 85%, ο αλγόριθμος υλοποιήθηκε για διείσδυση μέχρι και 175% του μέσου φορτίου.

Στη συνέχεια παρατίθενται τα αποτελέσματα για το κόστος, τις απώλειες, την τοπική παραγωγή και την έγχυση από το δίκτυο εν συγκρίσει με τα αντίστοιχα για λειτουργία μικροδικτύου όπου όλη η Φ/Β ισχύς υπεισέρχεται στην οικονομική κατανομή.

8.2.1 Κάλυψη Φορτίου

Στο πρώτο διάγραμμα παρουσιάζεται η κάλυψη του φορτίου ζήτησης από την εγχέομενη ισχύ του δικτύου και την τοπική ανανεώσιμη παραγωγή. Η κάθε στήλη αναφέρεται και σε διαφορετικό συνδυασμό τιμής πώλησης ΑΠΕ και οριακής τιμής του συστήματος (2008 και 2009). Το επίπεδο διείσδυσης επιλέχθηκε να είναι μεγάλο ώστε να προκύπτει πλεόνασμα σε κάποιους ζυγούς.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 111. ΚΑΛΥΨΗ ΦΟΡΤΙΟΥ ΑΠΟ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΚΑΙ ΤΙΣ Φ/Β ΜΙΚΡΟΠΗΓΕΣ ΓΙΑ ΕΠΙΠΕΔΟ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ 125% ΤΟΥ ΜΕΣΟΥ ΦΟΡΤΙΟΥ

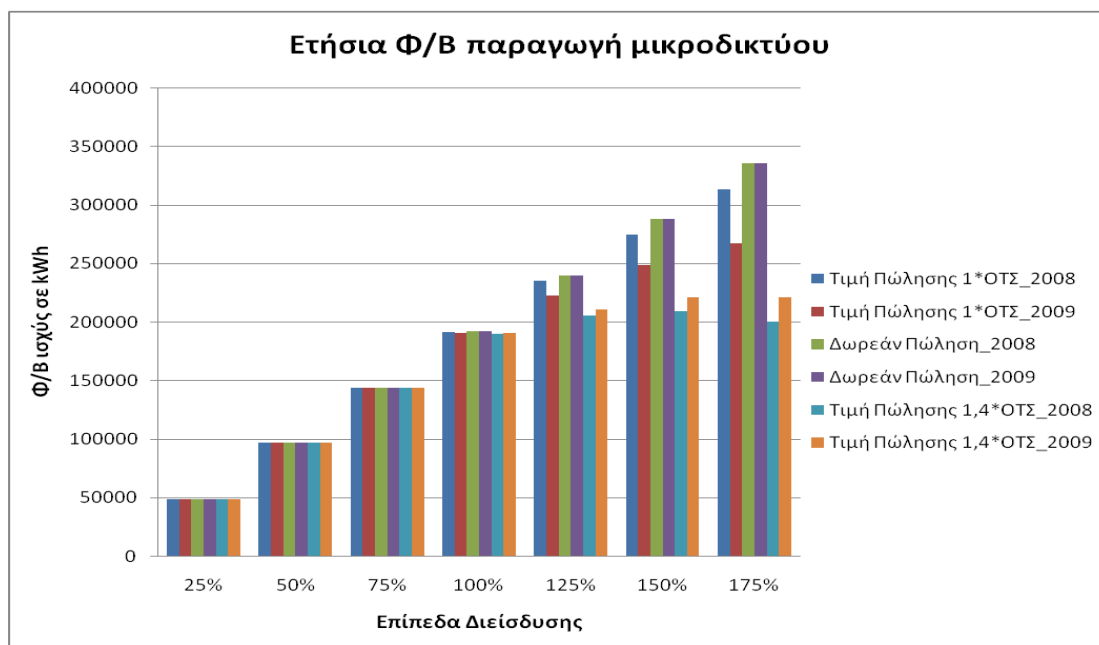
Παρατηρείται ότι για μηδενική τιμή πώλησης Φ/Β ενέργειας, τόσο το 2008 όσο και το 2009, αξιοποιείται από το μικροδίκτυο τοπική παραγωγή μεγέθους 240.173 kWh που ισοδυναμεί με το 100% της δυνατότητας παραγωγής των Φ/Β γεννητριών του υπό μελέτη δικτύου. Κάτι τέτοιο είναι λογικό στο βαθμό που το πλεόνασμα της ανανεώσιμης ενέργειας είναι δωρεάν και άρα σε κάθε περίπτωση φθηνότερο από το ρεύμα του κεντρικού δικτύου. Είναι επόμενο να αξιοποιείται όλη η ποσότητά του. Για Φ/Β διείσδυση 125% του μέσου φορτίου ζήτησης έχει υπολογιστεί ότι η Φ/Β παραγωγή που το μικροδίκτυο υποχρεώνεται να ενσωματώσει είναι περίπου 205 MWh, δηλαδή το 85% της συνολικής ετήσιας τοπικά παραγόμενης ενέργειας. Το υπόλοιπο 15% της Φ/Β παραγωγής αποτελεί πλεόνασμα. Για τιμή πώλησης ΑΠΕ ίση με την οριακή τιμή του συστήματος φαίνεται ότι το 2008 το μικροδίκτυο καταναλώνει 235.183 kWh Φ/Β παραγωγής, αξιοποιώντας το 86% του πλεονάσματος, ενώ το 2009 καταναλώνει 222.897 kWh, αξιοποιώντας μόλις το 51% του πλεονάσματος. Για τιμή πώλησης ίση με τη μέση οριακή τιμή του συστήματος επί τον παράγοντα 1,4, τα ποσοστά του πλεονάσματος που ενσωματώνονται στην κατανάλωση αντιστρέφονται για τα δύο έτη. Το 2008 καταναλώνεται μόλις το 1,4% του πλεονάσματος ενώ το 2009 το 16%.

Καταρχήν είναι σαφές ότι με την αύξηση της feed-in-tariff των φωτοβολταϊκών, η χρησιμοποίησή τους γίνεται αντικοινωνική και γι' αυτό τείνει να καταναλώνεται όλο και λιγότερο μέρος της περισευούμενης κάθε φορά Φ/Β ενέργειας.

Αποδεικνύεται ακόμα ότι στο συγκεκριμένο δίκτυο, οι διαφορές ανάμεσα στα δύο έτη, που αντιπροσωπεύουν και διαφορετικά επίπεδα οριακών τιμών, δεν σχετίζονται με το αν η οριακή τιμή είναι υψηλή ή χαμηλή. Έχουν να κάνουν με τη διακύμανση των ωριαίων τιμών του έτους που σημειώνεται γύρω από τη μέση οριακή τιμή. Για παράδειγμα, σε τιμή πώλησης 1×ΟΤΣ και δεδομένα οριακής τιμής 2008, διαπιστώθηκε ότι σε 5.392 ώρες του έτους η οριακή τιμή είναι μεγαλύτερη της μέσης και γι' αυτό υπάρχει μεγαλύτερη ενσωμάτωση του πλεονάσματος. Αντίθετα, το 2009

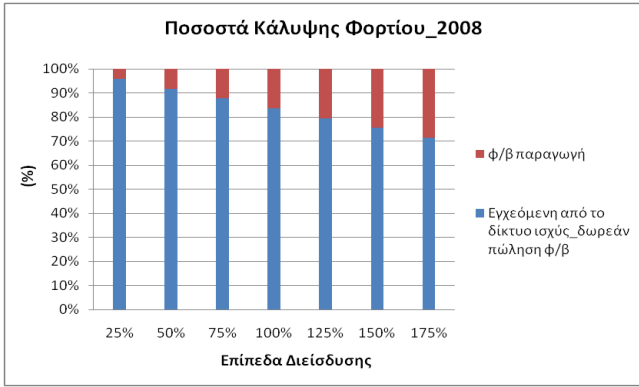
τιμές μεγαλύτερες της μέσης οριακής τιμής σημειώνονται σε 3.784 ώρες ετησίως όπου η φωτοβολταϊκή ενέργεια κρίνεται πιο συμφέρουσα οικονομικά. Αντίστοιχα λιγότερο είναι και το ποσοστό αξιοποίησης του πλεονάσματος. Πρέπει να σημειώσουμε βέβαια ότι τα φωτοβολταϊκά παράγουν ενέργεια συγκεκριμένες ώρες της ημέρας και το σύνολο αυτών δεν συμπίπτει απαραίτητα με τη συγκεκριμένη διακύμανση οριακής τιμής που προαναφέραμε. Παρόλα αυτά, υπάρχει μια σχετική σύμπτωση μεταξύ των ωρών μέγιστης παραγωγής του Φ/Β και των ωρών αιχμής ζήτησης, που συνεπάγονται αυξημένη οριακή τιμή. Συμπεραίνουμε λοιπόν ότι σημειώνεται αντιστοιχία ανάμεσα στη διασπορά των οριακών τιμών και την αξιοποίηση του πλεονάσματος Φ/Β παραγωγής.

Στο διάγραμμα 114 παρουσιάζεται το ετήσιο άθροισμα της Φ/Β παραγωγής των μικροπηγών για όλα τα επίπεδα διείσδυσης, τις οριακές τιμές και τις τιμές πώλησης ανανεώσιμης ισχύος. Φαίνεται ότι οι αναλογίες στην αξιοποίηση της τοπικής παραγωγής που παρατηρήθηκαν ανάμεσα στα δύο έτη για επίπεδο διείσδυσης 125%, επαναλαμβάνονται για όλα τα επίπεδα Φ/Β διείσδυσης. Στο διάγραμμα 115 παρουσιάζονται συγκεντρωτικά όλα τα ποσοστά κάλυψης φορτίου από τις δύο πηγές ισχύος στο σύστημα.

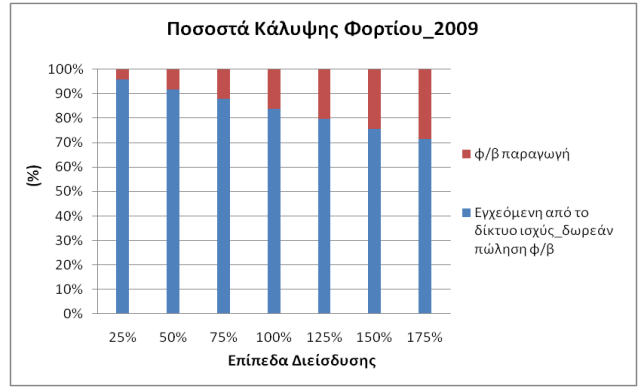


ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 112. ΕΤΗΣΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ Φ/Β ΜΙΚΡΟΠΗΓΩΝ ΑΝΑ ΕΠΙΠΕΔΟ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΚΑΙ ΓΙΑ ΟΛΕΣ ΤΙΣ ΤΙΜΕΣ ΠΩΛΗΣΗΣ

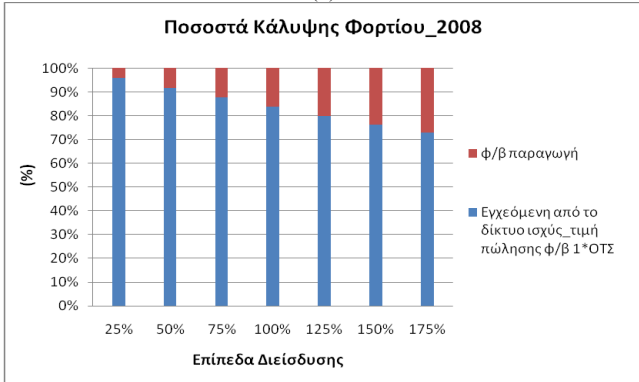
Κεφάλαιο 8: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ II



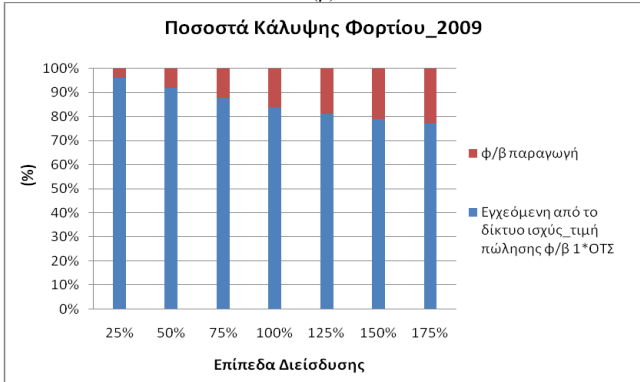
(α)



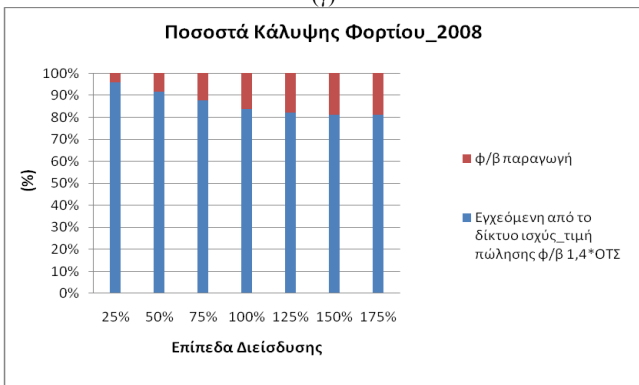
(β)



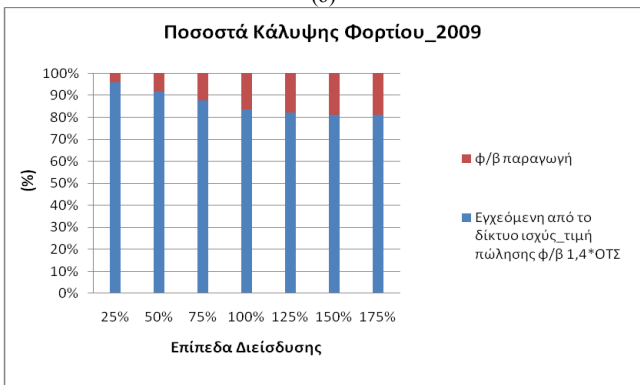
(γ)



(δ)



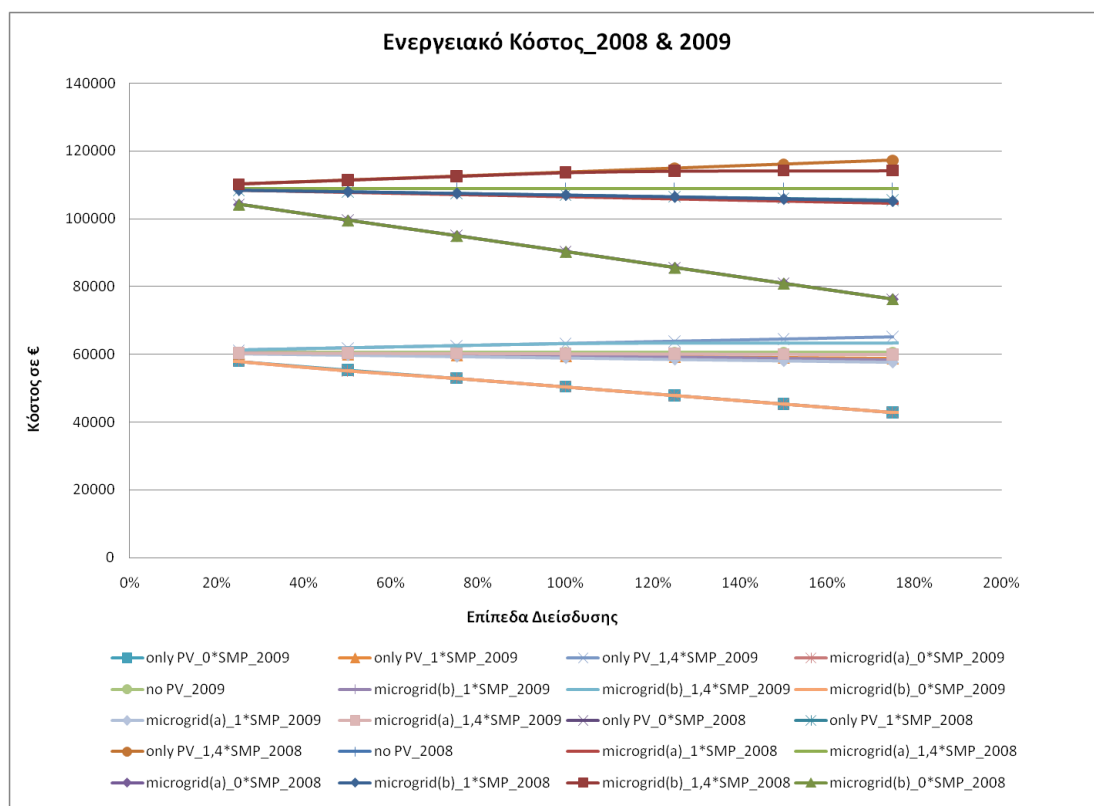
(ε)



(στ)

ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 113. ΠΟΣΟΣΤΟ ΚΑΛΥΨΗΣ ΦΟΡΤΙΟΥ ΓΙΑ ΟΛΑ ΤΑ ΣΕΝΑΡΙΑ ΚΑΙ ΤΙΣ ΟΡΙΑΚΕΣ ΤΙΜΕΣ

8.2.2 Μελέτη Κόστους



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 114. ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΑΝΑ ΣΕΝΑΡΙΟ ΚΑΙ ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ Φ/Β ΙΣΧΥΟΣ 2008 ΚΑΙ 2009. ΤΟ MICROGRID(A) ΕΙΝΑΙ ΤΟ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟ ΣΤΟ ΟΠΟΙΟ ΟΛΗ Η ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ Φ/Β ΙΣΧΥΣ ΕΙΣΕΡΧΕΤΑΙ ΣΤΗΝ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΕΝΩ ΣΤΟ MICROGRID(B) ΕΙΣΕΡΧΕΤΑΙ ΜΟΝΟ ΤΟ ΠΛΕΟΝΑΣΜΑ.

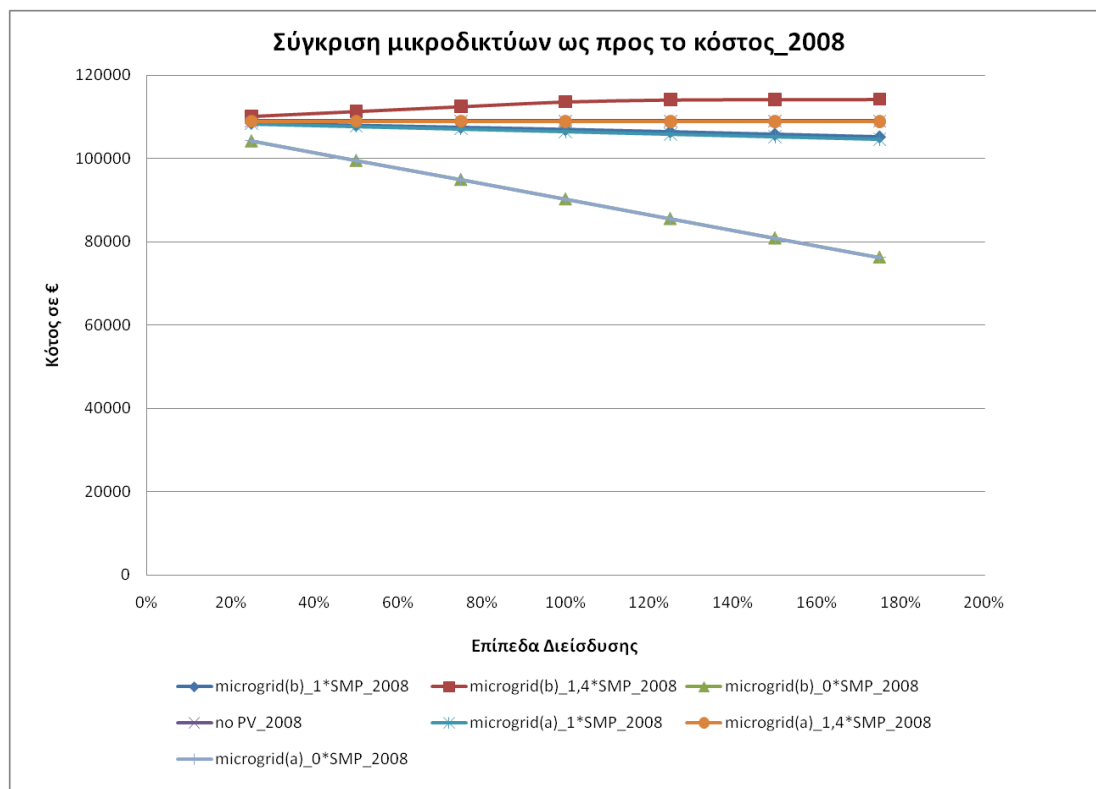
Στο παραπάνω διάγραμμα παρουσιάζονται συγκεντρωτικά τα διαγράμματα ενεργειακού κόστους σε κάθε περίπτωση δεδομένων που έχει μελετηθεί. Τα επίπεδα διείσδυσης φωτοβολταϊκής ισχύος που εξετάζονται είναι από 25% έως 175% του μέσου φορτίου.

Είναι εμφανής η διαφορά στο επίπεδο κόστους ανάμεσα στη χαμηλή και την υψηλή οριακή τιμή, που είναι της τάξεως των 50.000€ για ένα δίκτυο 17 ζυγών. Παρατηρείται επίσης ότι για δωρεάν πώληση φωτοβολταϊκής παραγωγής, ο ρυθμός μείωσης του κόστους είναι σαφώς μεγαλύτερος για υψηλότερα επίπεδα οριακής τιμής, αφού το κέρδος είναι σε απόλυτα νούμερα πολύ περισσότερο.

Στα επόμενα δύο διαγράμματα εξετάζεται η εξέλιξη του κόστους για κάθε τιμή πώλησης ΑΠΕ ξεχωριστά για τα δύο έτη και γίνεται η σύγκριση ανάμεσα στα δυο μικροδίκτυα και τις πολιτικές που ακολουθούν.

Στο διάγραμμα 117 που αφορά στο ενεργειακό κόστος για οριακή τιμή συστήματος του έτους 2008 παρατηρούμε τα εξής: Για δωρεάν τιμή πώλησης οι καμπύλες κόστους των δύο μικροδικτύων ταυτίζονται. Και στα δύο επιλέγεται να χρησιμοποιηθεί όλη η παραγόμενη φωτοβολταϊκή ισχύς είτε υπεισέρχεται εξ' ολοκλήρου είτε τμηματικά στην οικονομική κατανομή. Για τιμή πώλησης ίση με τη μέση ετήσια οριακή τιμή παρατηρείται ελαφρώς μεγαλύτερη μείωση στο πρώτο μικροδίκτυο που είναι ρυθμισμένο να επιλέγει την ποσότητα της Φ/Β ισχύος που θα

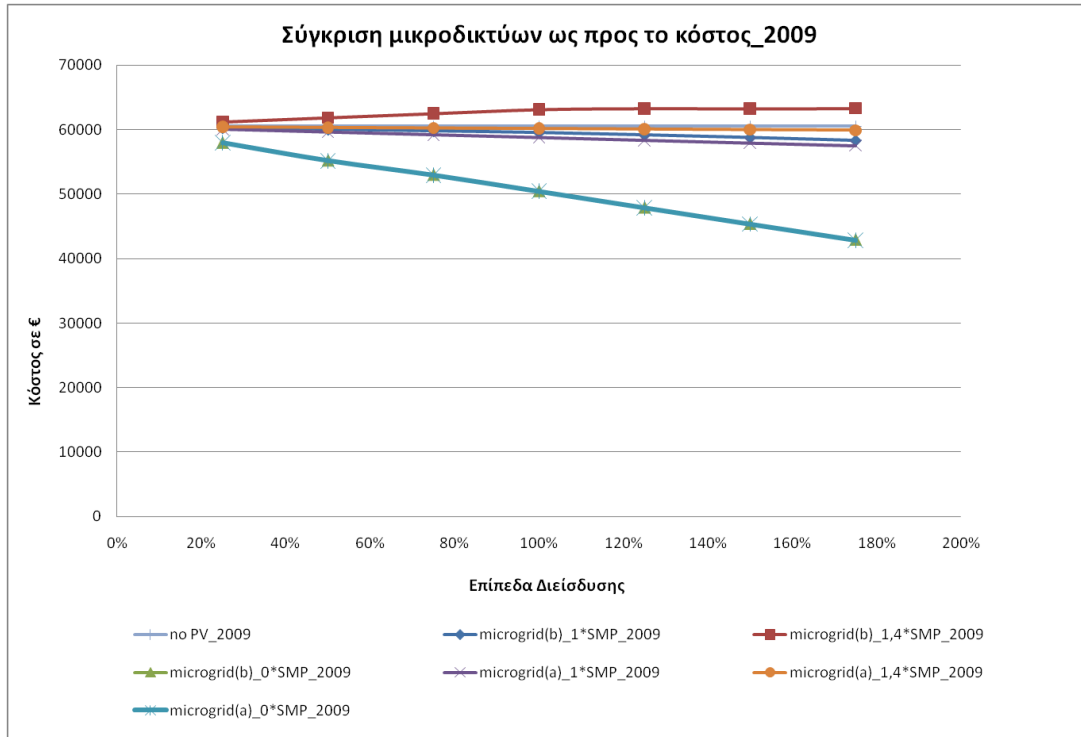
αξιοποιηθεί από την αρχή και μόνο βάσει οικονομικών κριτηρίων. Η απόσταση ανάμεσα στις δύο καμπύλες αντιστοιχεί στο κόστος της Φ/Β ισχύος η οποία ενσωματώνεται στο δίκτυο επειδή δεν πλεονάζει στο εκάστοτε ζυγό αν και δε συμφέρει οικονομικά. Τέλος, για τιμή πώλησης ανανεώσιμης ενέργειας $1,4 \times \text{OT}\Sigma$, για το μεν πρώτο σενάριο μικροδικτυακής λειτουργίας αξιοποιείται στο ελάχιστο η Φ/Β ισχύς ενώ για το δεύτερο το κόστος ξεπερνά ακόμα και αυτό του αρχικού no PV σεναρίου.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 115. ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΚΟΣΤΟΣ 2008 ΑΝΑ ΣΕΝΑΡΙΟ ΚΑΙ ΕΠΙΠΕΔΟ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ

Χαρακτηριστική είναι η καμπύλη ‘Microgrid(b)_1,4×OTΣ’, η οποία εμφανίζει κάποιες τάσεις σταθεροποίησης μετά από ποσοστό διείσδυσης 100%. Πιθανώς οι τάσεις αυτές σχετίζονται με το γεγονός ότι η Φ/Β παραγωγή σταδιακά ισοσκελίζει τη ζήτηση σε ακόμα περισσότερες ώρες ετησίως και το πλεόνασμα, όσο και αν αυξάνεται, απορρίπτεται λόγω ακριβής τιμής πώλησης. Από τη μορφή της καμπύλης δεν είναι ξεκάθαρο εάν εμφανίζονται τάσεις οριστικής σταθεροποίησης ή απλά μειωμένοι ρυθμοί αύξησης. Παρόλα αυτά με την υλοποίηση του κώδικα για επίπεδο διείσδυσης της τάξης του 300% το κόστος υπολογίσθηκε αυξημένο συγκριτικά. Συνεπώς, θα μπορούσε να θεωρηθεί ότι υπάρχει μια ελάττωση των ρυθμών αύξησης αλλά η εξέλιξη του κόστους με την άνοδο της Φ/Β διείσδυσης είναι γενικά αύξουσα. Κάτι τέτοιο είναι μάλλον αναμενόμενο αφού για μεγαλύτερα επίπεδα εγκατεστημένης Φ/Β ισχύς αυξάνονται οι περιπτώσεις πλεονάσματος στους ζυγούς αλλά παρόλα αυτά, λόγω των χαρακτηριστικών και της απόδοσης των φωτοβολταϊκών, ακόμα και μεγάλα επίπεδα διείσδυσης δεν επαρκούν για την κάλυψη του φορτίου. Συνεπώς, με τη αλλαγή των επιπέδων διείσδυσης θα παρατηρείται αύξηση της χρησιμοποιούμενης Φ/Β ισχύος από το μικροδίκτυο. Αυτή η πορεία ανακόπτεται και εν τέλει σταθεροποιείται για πάρα πολύ μεγάλη ονομαστική ισχύ, η εγκατάσταση της οποίας ενδεχομένως να μην είναι ρεαλιστική για τα δεδομένα μια κατοικημένης περιοχής εξαιτίας της απαιτούμενης έκτασης.

Για το ενεργειακό κόστος σε οριακές τιμές του 2009, οι καμπύλες έχουν γενικά την ίδια μορφή. Παρατηρούμε μια μεγαλύτερη απόκλιση μεταξύ των δύο μικροδικτύων για τιμή πώλησης ΑΠΕ 1×ΟΤΣ σε σχέση με το προηγούμενο διάγραμμα. Το γεγονός ότι, κατά το 2009 η ενσωμάτωση ανανεώσιμης ισχύος με κόστος τη μέση ΟΤΣ/MWh είναι περισσότερο ασύμφορη οικονομικά οδηγεί το μεν πρώτο μικροδίκτυο να την απορρίπτει και το δεύτερο να αυξάνει το κόστος του από τη μερική αξιοποίησή της.

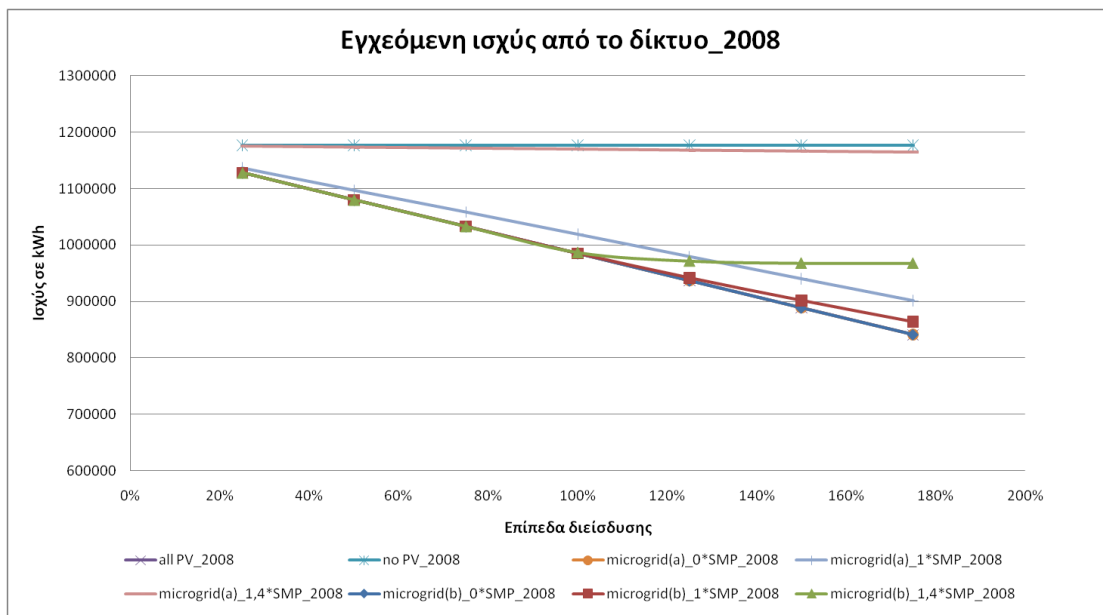


ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 116. ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΚΟΣΤΟΣ 2009 ΑΝΑ ΣΕΝΑΡΙΟ ΚΑΙ ΕΠΙΠΕΔΟ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ

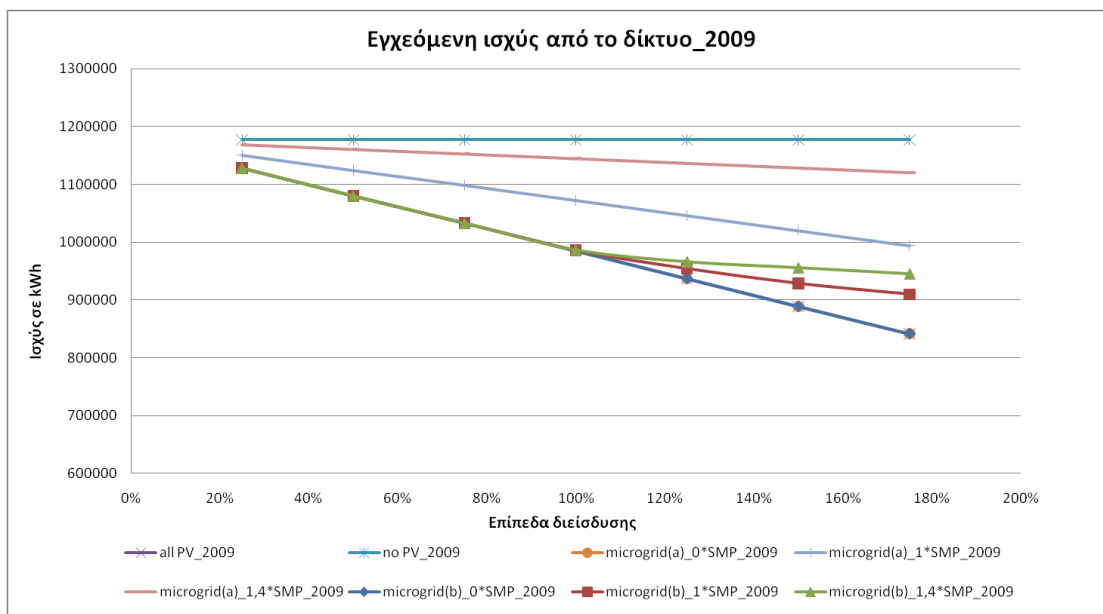
8.2.3 Μελέτη Εγγεόμενης Από Το Δίκτυο Ισχύος

Σε αυτό το σημείο, θα ασχοληθούμε με την εγγεόμενη ισχύ από το κεντρικό δίκτυο για τα δύο επίπεδα οριακών τιμών.

Κεφάλαιο 8: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ II



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 117. ΕΓΓΕΟΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΑΠΟ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΑΝΑ ΣΕΝΑΡΙΟ ΚΑΙ ΕΠΙΠΕΔΟ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΓΙΑ ΤΟ 2008



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 118. ΕΓΓΕΟΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΑΠΟ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΑΝΑ ΣΕΝΑΡΙΟ ΚΑΙ ΕΠΙΠΕΔΟ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΓΙΑ ΤΟ 2009

Τα παραπάνω διαγράμματα δείχνουν το ετήσιο ποσό της έγχυσης ισχύος από το δίκτυο που ικανοποιεί το υπόλοιπο της ζήτησης που δεν καλύπτεται από την τοπική Φ/Β παραγωγή. Στο σενάριο No PV, όπου δεν υπάρχει εγκατεστημένη ανανεώσιμη ισχύς, η εγγεόμενη ισχύς του δικτύου είναι ίση με την συνολική ετήσια ζήτηση. Προφανώς, στο βαθμό που χρησιμοποιούνται ίδια δεδομένα ζήτησης το 2008 και το 2009, το ποσό της έγχυσης είναι ίδιο και ίσο με 1.176.938 kWh. Με την εγκατάσταση Φ/Β διεσπαρμένης παραγωγής στα υπόλοιπα σενάρια, η ισχύς του κεντρικού δικτύου μειώνεται όσο αυξάνεται η τοπική παραγόμενη ισχύς. Κάτι τέτοιο συντελείται απερίσπαστα για την ανεξάρτητη λειτουργία Φ/Β γεννητριών. Σε λειτουργία μικροδικτύου, και στις δύο εκδοχές που εξετάζονται, υπάρχει έλεγχος ως προς τη διάθεση της Φ/Β παραγωγής, όλης ή του πλεονάσματος. Για να υλοποιηθεί ο

συγκεκριμένος έλεγχος, προσμετρούνται οικονομικά δεδομένα όπως η οριακή τιμή του συστήματος και οι συναρτήσεις κόστους των Φ/Β. Συνεπώς, στα σενάρια του μικροδικτύου, η έγχυση από το δίκτυο προσαρμόζεται ανάλογα με τις υφιστάμενες τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας.

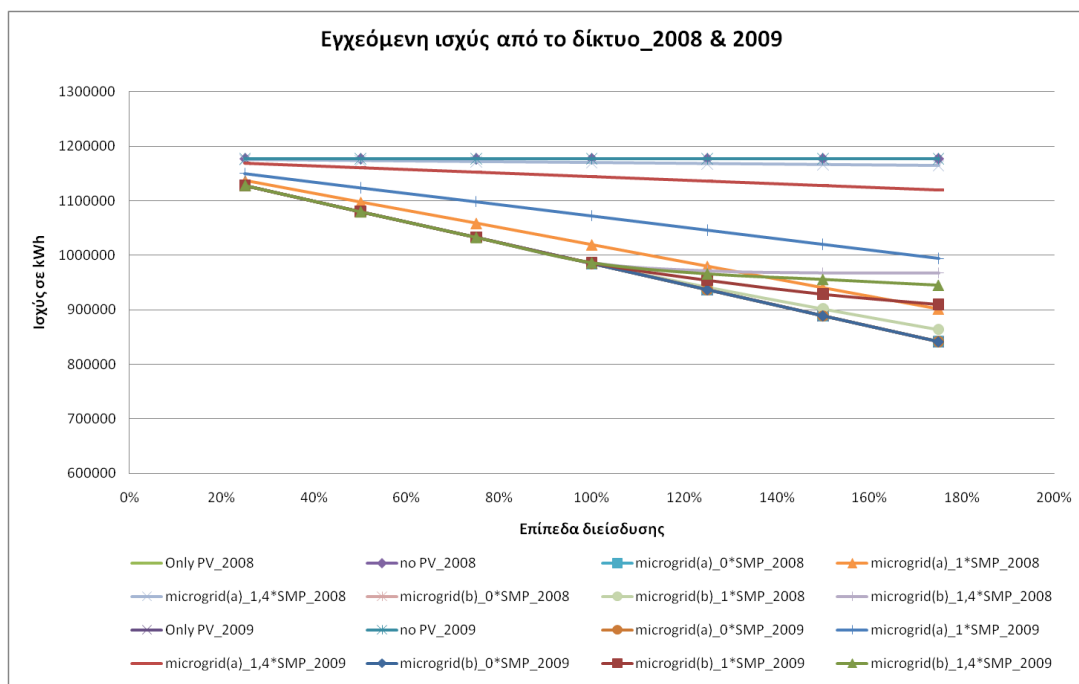
Για δωρεάν πώληση της Φ/Β παραγωγής, οι καμπύλες έγχυσης και των δύο εκδοχών μικροδικτύου ταυτίζονται για το 2008 και 2009. Η μορφή τους είναι γραμμική και φθίνουσα όσο αυξάνονται τα επίπεδα διείσδυσης. Αυτό συνδέεται με την αξιοποίηση του συνόλου της εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος που σταδιακά μειώνει όλο και περισσότερο τη φαινόμενη ζήτηση του δικτύου και άρα την εγχεόμενη ισχύ.

Για τιμή πώλησης ίση με τη μέση οριακή τιμή του συστήματος, το τοπικά παραγόμενο ρεύμα δεν είναι πάντοτε φθηνότερο από αυτό του κεντρικού δικτύου. Σε προηγούμενο σημείο του κειμένου έχει αναφερθεί ότι η Φ/Β ενέργεια είναι οικονομικότερη σε σχέση με την οριακή τιμή του συστήματος για περισσότερες ώρες το 2008. Επομένως, απορροφάται από το μικροδίκτυο μεγαλύτερη ποσότητα Φ/Β ισχύος το 2008. Στο διάγραμμα 119 φαίνεται ότι το μικροδίκτυο(α) καταναλώνει σημαντικό μέρος της τοπικής παραγωγής και συνεπώς η μείωση της έγχυσης από το δίκτυο είναι εξίσου σημαντική ακολουθώντας φθίνουσα πορεία με την αύξηση της διείσδυσης, τουλάχιστον όσον αφορά τα μελετώμενα επίπεδα. Το μικροδίκτυο(β), που υποχρεώνεται να αξιοποιήσει το μη πλεονάζον τμήμα της Φ/Β παραγωγής αλλά αξιοποιεί και ένα κομμάτι του πλεονάσματος, όταν κάτι τέτοιο συμφέρει, παρουσιάζει ακόμα μικρότερη ποσότητα απαιτούμενης έγχυσης. Η καμπύλη του είναι επίσης φθίνουσα στα υπό μελέτη επίπεδα διείσδυσης.

Όσον αφορά το 2009, στο διάγραμμα 120 παρατηρείται ότι η καμπύλη του μικροδικτύου(α) είναι μεν γραμμική, όπως η αντίστοιχη του διαγράμματος 119, αλλά έχει μικρότερο συντελεστή διεύθυνσης που μεταφράζεται σε μικρότερο ρυθμό μείωσης της έγχυσης κατά την αύξηση των επιπέδων διείσδυσης. Αυτό εξηγείται δεδομένου ότι η αξιοποίηση της Φ/Β ισχύος είναι συχνότερα αντιοικονομική το 2009. Το μικροδίκτυο(β) εμφανίζει καταρχήν μια απόκλιση σε σχέση με το μικροδίκτυο(α) για επίπεδα διείσδυσης μέχρι και 100%. Η απόκλιση οφείλεται στο γεγονός ότι στην πρώτη περίπτωση ενσωματώνεται ανεξαρτήτως οικονομικών κριτηρίων η παραγόμενη Φ/Β ισχύς. Φανερώνει μάλιστα το ποσό της παραγόμενης ισχύος που ενσωματώνεται αν και είναι αντιοικονομικό και η ίδια απόκλιση είναι λογικό να εμφανίζεται υπό άλλους όρους στο αντίστοιχο διάγραμμα ενεργειακού κόστους. Παρατηρείται ακόμα ότι, για ποσοστά διείσδυσης άνω του 100% η καμπύλη σταματά να είναι γραμμική και η έγχυση σταματά να μειώνεται με τους προηγούμενους ρυθμούς. Το υπαρκτό πλέον πλεόνασμα Φ/Β ισχύος δεν ενσωματώνεται στο ακέραιο αλλά τις ανάγκες κατανάλωσης καλύπτει κατά πλειοψηφία η εγχεόμενη ισχύς και όχι αυτό. Ενδεικτικά, για επίπεδο διείσδυσης 25% το μικροδίκτυο(β) απαιτεί 1.150.401 kWh έγχυσης από το δίκτυο, για επίπεδο 100% 1.072.425 kWh ενώ για 175% 994.199,5 kWh. Εάν αξιοποιούνταν όλο το πλεόνασμα στο επίπεδο διείσδυσης 175%, η έγχυση θα έπρεπε να είναι μειωμένη κατά 153 MWh σε σχέση με την υπάρχουσα.

Τέλος, για τιμή πώλησης Φ/Β ενέργειας ίση με 1,4 επί τη μέση οριακή τιμή του συστήματος, κατά το 2008 παρατηρούνται τα εξής: για το μικροδίκτυο(α) δεν καταναλώνεται Φ/Β παραγωγή στο βαθμό που είναι αντιοικονομική και τα δεδομένα έγχυσης πλησιάζουν το αρχικό σενάριο no PV. Το μικροδίκτυο(β) καταναλώνει τη Φ/Β ισχύ που είναι μικρότερη από το εκάστοτε φορτίο και για επίπεδα διείσδυσης άνω του 100% κράτα ένα αρκετά μικρό μέρος του πλεονάσματος και γι' αυτό ανακόπτεται η φθίνουσα πορεία της εγχεόμενης ισχύος από το δίκτυο. Για το 2009,

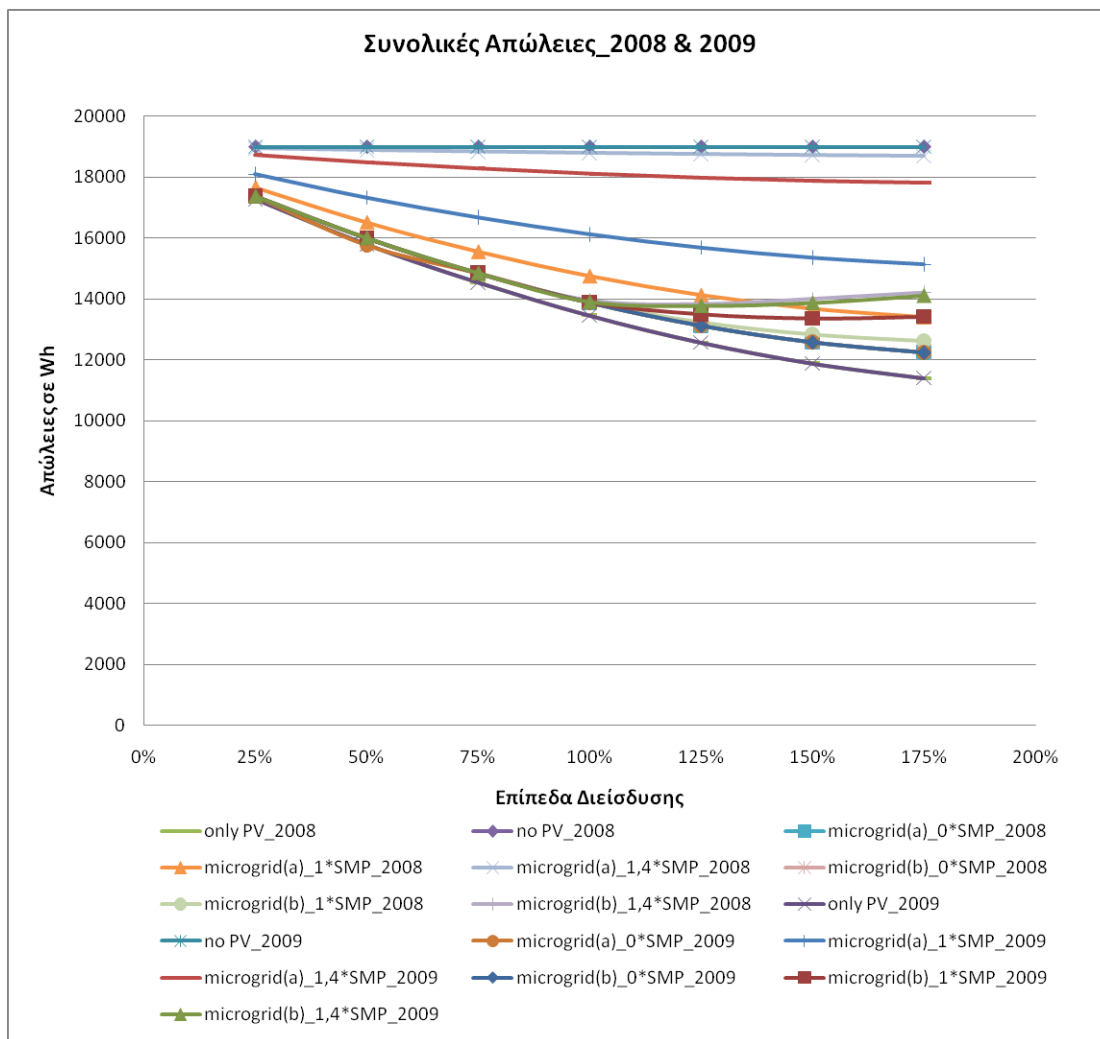
όπως έχει ήδη αναλυθεί, η συγκεκριμένη τιμή πώλησης Φ/Β ενέργειας είναι συμφέρουσα, συγκρινόμενη με την οριακή τιμή του συστήματος, για περισσότερες ώρες ετησίως από ότι για το 2008. Για το λόγο αυτό, παρατηρείται περισσότερο μειωμένη η εγχεόμενη ισχύς στο μικροδίκτυο(α) και μεγαλύτερη αξιοποίηση του πλεονάσματος στην περίπτωση του μικροδικτύου(β). Από ότι παρατηρούμε και στο παρακάτω συγκεντρωτικό διάγραμμα εγχεόμενης ισχύος, το μικροδίκτυο(β) ταυτίζεται το 2008 και το 2009 μέχρι διεύθυνση 100% ενώ παρουσιάζει μικρότερη εγχεόμενη ισχύ το 2009 για επίπεδα διεύθυνσης άνω του 100%. Η διαφορά αυτή υποδηλώνει διαφορετική διαχείριση του πλεονάσματος στην οικονομική κατανομή.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 119. ΕΓΧΕΟΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ 2008 & 2009 ΑΝΑ ΣΕΝΑΡΙΟ ΚΑΙ ΕΠΙΠΕΔΟ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ

8.2.4 Μελέτη Απωλειών

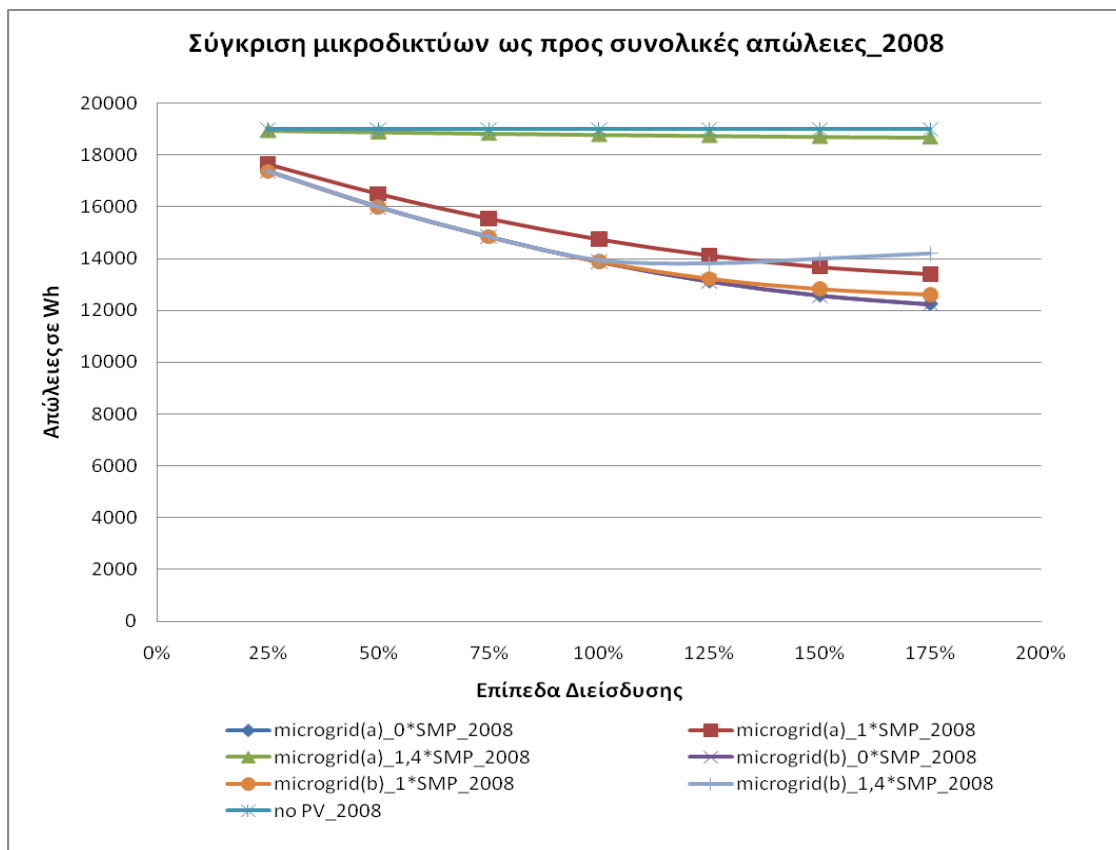
Στη συνέχεια εξετάζονται τα σενάρια μικροδικτύων ως προς τις συνολικές ετήσιες απώλειες. Αυτές αναλύονται κατ' ανάλογο τρόπο με την έγχυση του δικτύου αφού σε ένα μεγάλο βαθμό εξαρτώνται από αυτή. Συνοπτικά αναφέρουμε ότι οι απώλειες μειώνονται όταν η παραγωγή τοποθετείται «δίπλα» στην κατανάλωση, δηλαδή στη διανεμημένη παραγωγή. Σε καμία περίπτωση λοιπόν στο σενάριο 'only PV' δεν αυξάνονται κατά την άνοδο του επιπέδου διεύθυνσης. Παρατηρείται απλώς ότι σε αυξημένα επίπεδα διεύθυνσης τείνει να μειωθεί ο ρυθμός μείωσης απωλειών με ορίζοντα σταθεροποίησης στο επίπεδο εγκατεστημένης ισχύος όπου θα πληρείται η ζήτηση στους τοπικούς ζυγούς σύνδεσης και το καθορισμένο υπόλοιπο της ζήτησης θα τροφοδοτείται από το δίκτυο. Παρόλα αυτά, ακόμα και τότε ενδέχεται να υπάρχει μια μικρή ίσως διακύμανση της εγχεόμενης ισχύος για διαφορετικά έτη εάν αυτά συνεπάγονται διαφορετικά δεδομένα ηλιοφάνειας ή χρόνου ζωής της εγκατάστασης και συνεπώς διαφορετική Φ/Β παραγωγή. Αυτό βέβαια δεν εμπίπτει στα πλαίσια της παρούσας μελέτης και δεν θα εξετασθεί. Εν προκειμένω και στο βαθμό που τα έτη 2008 και 2009 εξετάζονται ως προς τη διαφορετικότητα οριακής τιμής, οι συνολικές ετήσιες απώλειες του σεναρίου 'only PV' δε μεταβάλλονται.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 120. ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΕΤΗΣΙΕΣ ΑΠΩΛΕΙΕΣ 2008 & 2009 ΚΑΙ ΕΠΙΠΕΔΟ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ. ΓΙΝΕΤΑΙ ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΚΑΙ ΤΩΝ ΤΕΣΣΑΡΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ NO PV, ONLY PV, MICROGRID(A), MICROGRID(B) ΓΙΑ ΟΛΕΣ ΤΙΣ ΤΙΜΕΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ.

Δεδομένου ότι οι απώλειες εξαρτώνται γενικά από την «πορεία» που διανύει το ρεύμα από την παραγωγή στην κατανάλωσή του, στο μικροδίκτυο δύο είναι οι καθοριστικοί παράγοντες σε σχέση με το συγκεκριμένο μέγεθος: η έγχυση από του ανάντη δικτύου και η διαδρομή που ακολουθούν οι τοπικές παραγωγές για την πλήρωση της κατανάλωσης σε κοντινούς ζυγούς.

Το διάγραμμα 122 περιλαμβάνει όλες τις περιπτώσεις που μελετήθηκαν συγκεντρωτικά αλλά δεν παρουσιάζεται με μεγάλη ευκρίνεια η κάθε καμπύλη λόγω πληθώρας δεδομένων. Για τη συγκριτική μελέτη των δύο μικροδικτύων ως προς τις απώλειες παρατίθενται τα παρακάτω διαγράμματα ξεχωριστά για το 2008 και το 2009.



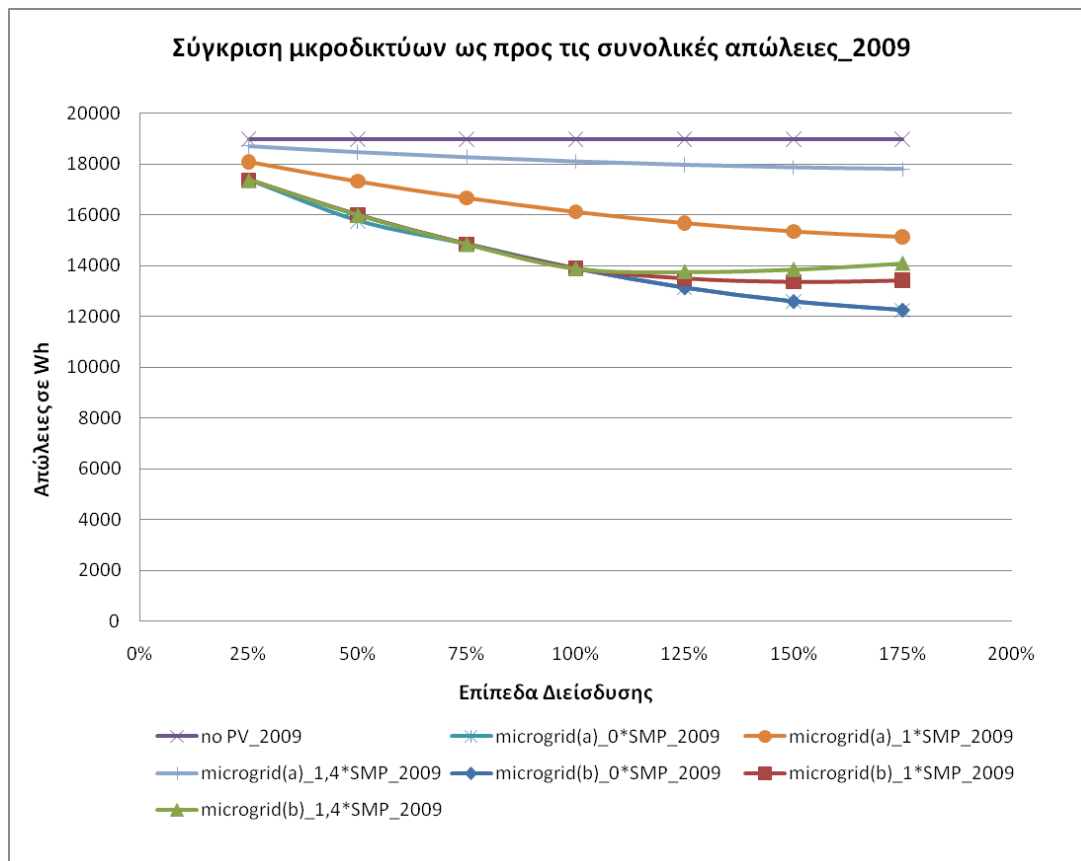
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 121. ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΤΩΝ ΔΥΟ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΩΝ (Α) ΚΑΙ (Β) ΩΣ ΠΡΟΣ ΤΙΣ ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2008

Για δωρεάν παροχή Φ/Β ισχύος, όπου αξιοποιείται το σύνολο της ανανεώσιμης παραγωγής, οι συνολικές απώλειες μειώνονται με την αύξηση της διείσδυσης αλλά από κάποιο σημείο και έπειτα τείνουν να σταθεροποιηθούν. Στην προκειμένη κατάσταση μειώνεται δραματικά η έγχυση από το δίκτυο, που είναι αιτία μεγάλων απωλειών. Παρόλα αυτά, δεν μειώνονται αντίστοιχα και οι τελικές απώλειες του μικροδικτύου διότι δημιουργούνται νέες λόγω μεταφοράς της πλεονάζουσας Φ/Β ισχύος σε κοντινούς ζυγούς για την κάλυψη της ζήτησής τους.

Για τιμή πώλησης ίση με τη μέση οριακή τιμή του συστήματος, οι απώλειες του μικροδικτύου(α) είναι μειωμένες σε σχέση με το No PV σενάριο. Συγκεκριμένα, για μεγάλη διείσδυση Φ/Β ίση με το 175% του μέσου φορτίου οι απώλειες είναι μειωμένες κατά 5,6 kWh. Είναι αυξημένες όμως ως προς το σενάριο μικροδικτύου με μηδενική τιμή πώλησης διότι η πλεονάζουσα Φ/Β ισχύς δεν αξιοποιείται στον ίδιο βαθμό και συνεπώς το κεντρικό δίκτυο καλύπτει την περαιτέρω κατανάλωση δημιουργώντας περισσότερες απώλειες. Στο μικροδίκτυο(β), όσο η Φ/Β δεν πλεονάζει και καλύπτει τοπικά φορτία, η καμπύλη απωλειών ταυτίζεται με τα σενάρια μηδενικής πώλησης, αφού αξιοποιείται ίδιο ποσοστό τοπικά παραγόμενης ισχύος. Όταν δημιουργείται πλεόνασμα για μεγαλύτερη συνολική εγκατεστημένη ισχύ, η μερική διανομή του σε συνδυασμό με την εγγεόμενη ισχύ που το συμπληρώνει αυξάνουν τις ετήσιες απώλειες. Γι' αυτό η καμπύλη απωλειών, για επίπεδα διείσδυσης άνω του 100%, υπερσκελίζει την αντίστοιχη των σεναρίων μηδενικής πώλησης.

Για τιμή πώλησης 1,4 επί τη μέση οριακή τιμή του συστήματος, οι συνολικές απώλειες του μικροδικτύου(α) προσεγγίζουν τις αντίστοιχες του No PV σεναρίου

αφού όλη η ροή ισχύος τείνει να ταυτιστεί με αυτό. Το μικροδίκτυο(β), στα επίπεδα διείσδυσης όπου δεν παρουσιάζεται πλεόνασμα, ταυτίζεται με τα σενάρια μηδενικής πώλησης. Η ταύτιση αυτή συντελείται διότι στα συγκεκριμένα επίπεδα η Φ/Β ισχύος που καταναλώνεται είναι ισόποση και δεν περισσεύει ώστε να διακινηθεί σε άλλους κόμβους του μικροδικτύου. Για διεισδύσεις όπου παρατηρείται πλεόνασμα, αφού αυτό αξιοποιείται μερικώς λόγω υψηλής τιμής πώλησής του, συνυπολογίζονται οι απώλειες από την κατανομή του πλεονάσματος και από την έγχυση του κεντρικού δικτύου. Συνεπώς οι συνολικές απώλειες αυξάνονται. Ενδεικτικά, για διείσδυση ποσοστού 175%, οι συνολικές ετήσιες απώλειες του μικροδικτύου είναι 14.194,16 kWh.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 122. ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΤΩΝ ΔΥΟ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΩΝ (Α) ΚΑΙ (Β) ΩΣ ΠΡΟΣ ΤΙΣ ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ 2009

Η διαμόρφωση των καμπυλών απωλειών για το 2009 κινείται στην ίδια λογική με το 2008. Δύο σημεία όμως χρήζουν περαιτέρω ανάλυσης. Πρώτον, στις καμπύλες του μικροδικτύου(β) με τιμή πώλησης $1 \times \text{ΟΤΣ}$ για το 2009 σημειώνονται αυξημένες απώλειες σε σχέση με το 2008 για υψηλά επίπεδα διείσδυσης. Στη βάση της ανάλυσης που έγινε σε πρότερο σημείο του κειμένου, η ενσωμάτωση Φ/Β ισχύος με την προκειμένη τιμή πώλησης είναι περισσότερο δαπανηρή το 2009 σε σχέση το 2008. Με γνώμονα το παραπάνω στοιχείο υλοποιείται και η διαχείριση του πλεονάσματος. Συνεπώς, το 2009 ενσωματώνεται λιγότερη Φ/Β παραγωγή και η υπόλοιπη ζήτηση εκπληρώνεται από το δίκτυο αυξάνοντας τις απώλειες από ένα σημείο και μετά. Δεύτερον, στις καμπύλες του μικροδικτύου(β) με τιμή πώλησης $1,4 \times \text{ΟΤΣ}$ για το 2009 σημειώνεται μειωμένες απώλειες σε σχέση με το 2008. Σε πρότερη ανάλυση είχε αναφερθεί ότι, για τη συγκεκριμένη τιμή πώλησης, η ενσωμάτωση Φ/Β ισχύος είναι φθηνότερη επιλογή σε περισσότερες ώρες το 2009 από

ότι το 2008. Συνεπώς, μεγαλύτερο μέρος του πλεονάσματος αξιοποιείται κατά το 2009 γεγονός που συνεπάγεται συγκριτικά μειωμένη έγχυση και αντίστοιχα μειωμένες απώλειες.

Σημαντικός παράγοντας που θα πρέπει να λαμβάνεται υπόψη στη μελέτη απωλειών είναι και η τοπολογία του δικτύου. Όταν υπάρχει διανεμημένη παραγωγή, με μια αλλαγή στην τοπολογία είναι πιθανό να αλλάξουν τα δεδομένα συνολικών απωλειών εντός του δικτύου.

8.2.5 Μελέτη Αξιοποίησης Και Συντελεστής Χρησιμοποίησης

Στα επόμενα διαγράμματα παρουσιάζεται για τα μικροδίκτυα (a) και (b) η αξιοποίηση της φωτοβολταϊκής παραγωγής σε σύγκριση με τη μέγιστη δυνατότητα παραγωγής των φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων, η οποία υπολογίστηκε από τον τύπο:

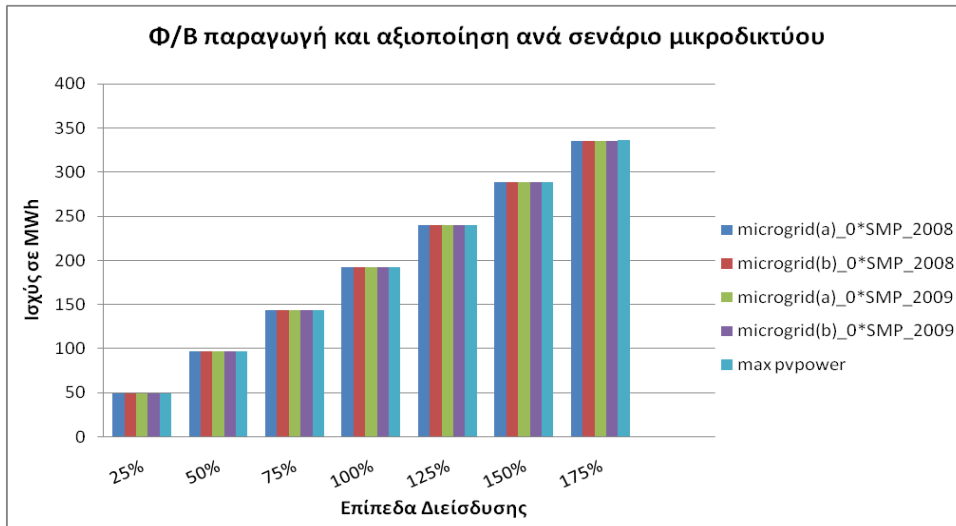
$$\text{Μέγιστη Ετήσια Παραγωγή } \Phi/\beta = \sum_{h=1}^{8760} \left(\omega_{\text{ωριαία}} \frac{\text{παραγωγή}}{\text{kWp}} \right) \times (\text{συνολική kWp εγκατάσταση})$$

, όπου η ωριαία παραγωγή υπολογίστηκε από το σχετικό πρόγραμμα.

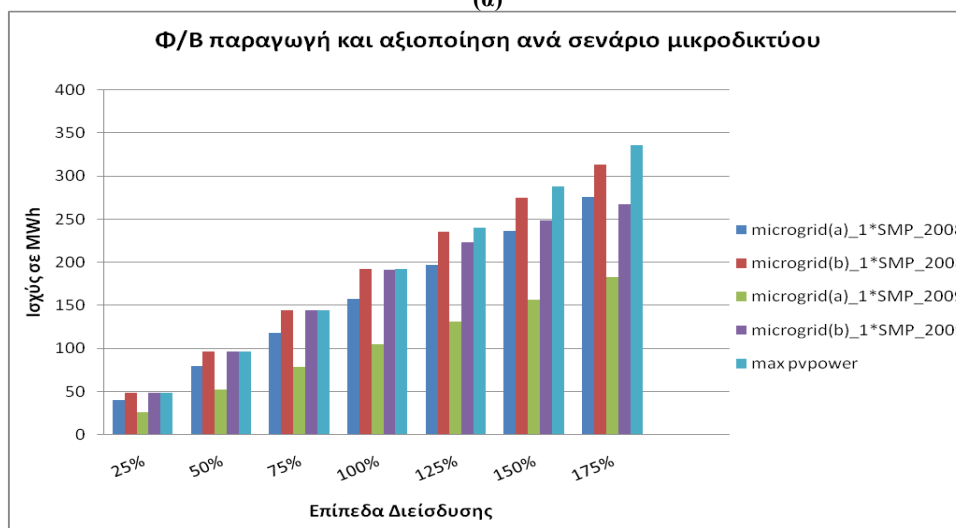
Στον πίνακα 31 παρουσιάζονται οι αντίστοιχοι λόγοι για το εξεταζόμενο δίκτυο.

Ο συντελεστής χρησιμοποίησης (capacity factor) είναι ο λόγος της τελικής παραγωγής προς την ενέργεια που θα παραγόταν ιδανικά εάν τα Φ/Β αξιοποιούσαν όλη την εγκατεστημένη ισχύ τους σε 24ωρη βάση για όλο το έτος. Στον πίνακα 32 παρουσιάζονται οι σχετικοί λόγοι.

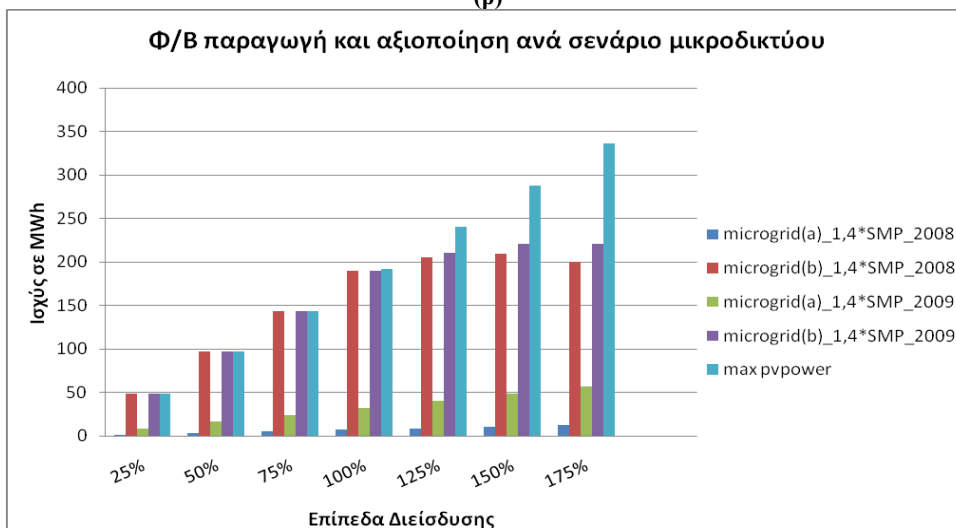
Κεφάλαιο 8: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ II



(α)



(β)



(γ)

ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 123. ΜΕΓΕΘΟΣ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΤΗΣ ΔΥΝΑΤΟΤΗΤΑΣ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΤΩΝ Φ/Β ΓΕΝΗΤΡΙΩΝ 2008 ΚΑΙ 2009 ΑΝΑ ΣΕΝΑΡΙΟ ΚΑΙ ΓΙΑ ΤΡΕΙΣ ΤΙΜΕΣ ΠΩΛΗΣΗΣ (Α) ΜΗΛΕΝΙΚΗ, (Β) ΪΣΗ ΜΕ ΤΗ ΜΕΣΗ ΟΡΙΑΚΗ ΤΙΜΗ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ, (Γ) ΪΣΗ ΜΕ ΤΗ ΜΕΣΗ ΟΡΙΑΚΗ ΤΙΜΗ ΕΠΙ 1,4.

Τέλος, στον επόμενο πίνακα παρατίθενται συγκεντρωτικά οι σχετικοί συντελεστές αξιοποίησης της φωτοβολταϊκής παραγωγής για τα δύο είδη μικροδικτύων.

Κεφάλαιο 8: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ II

Σενάριο Λειτουργίας Δικτύου	Τιμή Πώλησης Φ/Β ανά MWh	Έτος Οριακής Τιμής	ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΣΕ ΠΟΣΟΣΤΑ ΕΠΙ ΤΟΥ ΜΕΣΟΥ ΦΟΡΤΙΟΥ						
			25%	50%	75%	100%	125%	150%	175%
ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟ(Α)	0×ΟΤΣ	2008	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	0×ΟΤΣ	2009	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	1×ΟΤΣ	2008	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82
	1×ΟΤΣ	2009	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
	1,4×ΟΤΣ	2008	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
	1,4×ΟΤΣ	2009	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟ(Β)	0×ΟΤΣ	2008	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	0×ΟΤΣ	2009	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	1×ΟΤΣ	2008	1,00	1,00	1,00	1,00	0,98	0,95	0,93
	1×ΟΤΣ	2009	1,00	1,00	1,00	0,99	0,93	0,86	0,80
	1,4×ΟΤΣ	2008	1,00	1,00	1,00	0,99	0,86	0,73	0,60
	1,4×ΟΤΣ	2009	1,00	1,00	1,00	0,99	0,88	0,77	0,66

ΠΙΝΑΚΑΣ 31. ΠΟΣΟΣΤΑ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΤΗΣ ΔΥΝΑΤΟΤΗΤΑΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΤΩΝ Φ/Β ΓΕΝΗΤΡΙΩΝ ΤΟΥ ΥΠΟ ΜΕΛΕΤΗ ΔΙΚΤΥΟΥ 2008 ΚΑΙ 2009 ΑΝΑ ΣΕΝΑΡΙΟ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ ΚΑΙ ΕΠΙΠΕΔΟ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ.

ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΧΡΗΣΙΜΟΠΟΙΗΣΗΣ			ΕΠΙΠΕΔΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΣΕ ΠΟΣΟΣΤΑ ΕΠΙ ΤΟΥ ΜΕΣΟΥ ΦΟΡΤΙΟΥ						
Σενάριο Λειτουργίας Δικτύου	Τιμή Πώλησης Φ/Β ανά MWh	Έτος Οριακής Τιμής	25%	50%	75%	100%	125%	150%	175%
ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟ(Α)	0×ΟΤΣ	2008	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
	0×ΟΤΣ	2009	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
	1×ΟΤΣ	2008	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
	1×ΟΤΣ	2009	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
	1,4×ΟΤΣ	2008	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	1,4×ΟΤΣ	2009	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟ(Β)	0×ΟΤΣ	2008	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
	0×ΟΤΣ	2009	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
	1×ΟΤΣ	2008	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,15
	1×ΟΤΣ	2009	0,16	0,16	0,16	0,16	0,15	0,14	0,13
	1,4×ΟΤΣ	2008	0,16	0,16	0,16	0,16	0,14	0,12	0,10

	1,4×ΟΤΣ	2009	0,16	0,16	0,16	0,16	0,14	0,13	0,11
--	---------	------	------	------	------	------	------	------	------

ΠΙΝΑΚΑΣ 32. ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΕΣ ΧΡΗΣΙΜΟΠΟΙΗΣΗΣ ΑΝΑ ΕΠΙΠΕΔΟ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΓΙΑ ΟΛΑ ΤΑ ΣΕΝΑΡΙΑ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ.

8.2.6 Ενδεικτικός Υπολογισμός Ειδικού Τέλους ΑΠΕ

Στο δίκτυο εφαρμογής με εγκατεστημένη κατ' αποκλειστικότητα φωτοβολταϊκή ισχύ, το τέλος ΑΠΕ μελετήθηκε για δύο σενάρια μικροδικτύου, μικροδίκτυο (β) με τιμή πώλησης 1×ΟΤΣ και αντίστοιχα με τιμή 1,4×ΟΤΣ. Οι τιμές πώλησης επιλέχθηκαν ώστε να είναι ρεαλιστικές και το μικροδίκτυο (β), όπου μόνο το πλεόνασμα τοπικής παραγωγής υπεισέρχεται στην οικονομική κατανομή, επιλέχθηκε επειδή αξιοποιεί μεγαλύτερο μέρος της Φ/Β ενέργειας. Αντίθετα, στο μικροδίκτυο (α) για τις προαναφερθείσες τιμές πώλησης αξιοποιείται αρκετά μικρότερο τμήμα και συνεπώς καθίσταται μη εφαρμόσιμο το σενάριο αποκλειστικά για φωτοβολταϊκές πηγές. Η διείσδυση επιλέχθηκε στο 25% του μέσου φορτίου, που αποτελεί μια ρεαλιστική διείσδυση ΑΠΕ για τη χώρα ώστε να μην προκαλούνται μείζονα τεχνικά προβλήματα στο δίκτυο διανομής. Επισημαίνεται σε αυτό το σημείο ότι η προσέγγιση του τέλους ΑΠΕ είναι απλουστευτική καθώς χρησιμοποιείται ο παρακάτω τύπος με αναγωγή στα δεδομένα ζήτησης και οριακών τιμών του δικτύου.

$$Τελος_ΑΠΕ = \frac{\sum_{t=1}^n \sum_{h=1}^{8760} (ΟΤΣ_h - FIT_t) \times Παραγωγή_απο_ΑΠΕ_t^h}{Συνολικη_Καταναλωση}, \text{ όπου}$$

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 εγχύουν ενέργεια.

Παραγωγή_από_ΑΠΕ, η παραγωγή ενέργεια από ΑΠΕ με τεχνολογία t κατά την ώρα h.

Συνολική_Κατανάλωση, η συνολική ετήσια κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στην χώρα.

Αν η τιμή πώλησης ΑΠΕ, ή γενικά ο σταθμισμένος μέσος όρος της σε περίπτωση διαφοροποίησής της ανά τεχνολογία, είναι μικρότερη από την Οριακή Τιμή την εκάστοτε ώρα, ο ΔΕΣΜΗΕ κερδίζει. Αν είναι μεγαλύτερη από την Οριακή Τιμή, ο ΔΕΣΜΗΕ χάνει. Γενικά η Οριακή Τιμή είναι μικρότερη από τη FIT, ο ΔΕΣΜΗΕ αντιμετωπίζει ένα έλλειμμα που το καλύπτει, κατανέμοντάς το σε όλους τους καταναλωτές μέσω των προμηθευτών. Για τιμή πώλησης ίση με τη μέση οριακή τιμή του συστήματος προέκυψε κέρδος για τον ΔΕΣΜΗΕ που συνεπάγεται μηδενικό τέλος ΑΠΕ. Παρακάτω παρουσιάζονται τα τέλη που προέκυψαν σε κάθε καταναλωτή για τιμή πώλησης 1,4×ΟΤΣ, σε E/MWh κατανάλωσης.

Στην προκειμένη προσέγγιση τα αποτελέσματα είναι τα εξής:

ΠΑΡΑΛΛΑΓΗ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ	ΕΤΟΣ ΟΡΙΑΚΗΣ ΤΙΜΗΣ	ΤΕΛΟΣ ΑΠΕ (€/MWh)
Μικροδίκτυο(β)	2008	1,02
Μικροδίκτυο(β)	2009	0,57

ΠΙΝΑΚΑΣ 33. ΕΙΔΙΚΟ ΤΕΛΟΣ ΑΠΕ

Κεφάλαιο 9: ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΠΕΡΑΙΤΕΡΩ ΕΡΕΥΝΑ

9.1 Συμπεράσματα

Τα αποτελέσματα της μελέτης που διεξήχθη αναλύονται και σχολιάζονται ενδελεχώς στα κεφάλαια 7 και 8. Στο παρόν κεφάλαιο συνοψίζονται σε γενικές γραμμές τα βασικά εξαγόμενα:

Σενάρια Στα Οποία Συμμετέχουν Όλες Οι ΑΠΕ

- Από πλευράς κόστους, οικονομικότερη όλων των σεναρίων είναι η περίπτωση του μικροδικτύου, για όλες τις τιμές πώλησης της ανανεώσιμης παραγωγής.
- Στο σενάριο του μικροδικτύου και για τιμολόγηση της παραγωγής των ΑΠΕ με $1,4 \times \mu\text{OT}\Sigma$, η συνάρτηση κόστους είναι δευτέρου βαθμού και παρουσιάζει ελάχιστο κόστος για ένα επίπεδο διείσδυσης διανεμημένης παραγωγής, το οποίο είναι το βέλτιστο σημείο λειτουργίας του. Πέρα από το βέλτιστο επίπεδο, η αύξηση της DG διείσδυσης οδηγεί σε υψηλότερα επίπεδα κόστους αποβαίνοντας αντιοικονομική. Στο βαθμό που η αύξηση του ενεργειακού κόστους συνδυαστεί με μεγαλύτερο κόστος εγκατάστασης και συντήρησης, λόγω της αυξημένης διείσδυσης, το όλο σύστημα κρίνεται άκρως ασύμφορο οικονομικά.
- Μεγαλύτερη μείωση του κόστους παρατηρείται όταν η οριακή τιμή του συστήματος είναι υψηλή. Σε αυτό το ενδεχόμενο, η οικονομική βελτιστοποίηση που πραγματοποιεί το μικροδίκτυο μειώνει σημαντικά το ενεργειακό κόστος του συστήματος.
- Οι τιμές πώλησης δωρεάν και $0,5 \times \mu\text{OT}\Sigma$, αν και μη ρεαλιστικές, είναι οικονομικά πιο συμφέρουσες. Η αύξηση της τιμής των ΑΠΕ συνεπάγεται αύξηση του ετήσιου ενεργειακού κόστους.
- Τα χαμηλά επίπεδα κόστους που παρατηρούνται σε ένα μικροδίκτυο οφείλονται στην οικονομική λειτουργία του. Συγκεκριμένα, οφείλεται στις διαδικασίες της ένταξης μονάδων και της οικονομικής κατανομής.
- Η αξιοποίηση της παραγωγής των ΑΠΕ στην κάλυψη του φορτίου σε ένα μικροδίκτυο εξαρτάται από την πολιτική που ακολουθείται από το μικροδίκτυο σχετικά με την ένταξη των ΑΠΕ στην οικονομική βελτιστοποίηση.
- Από τις τρεις παραλλαγές μικροδικτύων που μελετήθηκαν, οικονομικότερη όλων είναι η εκδοχή όπου όλη η τοπική παραγωγή συμμετέχει στην οικονομική βελτιστοποίηση, συμπεριλαμβανομένων και των ΑΠΕ. Για τιμή πώλησης ΑΠΕ ίση με $1,4 \times \mu\text{OT}\Sigma$, ένα τέτοιο σενάριο ακυρώνει την ίδια την ανανεώσιμη παραγωγή στο βαθμό που επιλέγει να αξιοποιεί μηδαμινά ποσοστά αυτής. Το γεγονός αυτό συνεπάγεται ότι αφενός δεν μπορεί να υπάρξει απόσβεση του κόστους εγκατάστασης, συντήρησης και λειτουργίας των μονάδων ΑΠΕ και αφετέρου το μικροδίκτυο είναι λιγότερο 'φιλικό' ως προς το περιβάλλον.
- Το αντίθετο ακριβώς συμβαίνει στην παραλλαγή όπου όλη η παραγωγή ΑΠΕ ενσωματώνεται κατά προτεραιότητα στην οικονομική κατανομή. Αν και το συγκεκριμένο αποτελεί το λιγότερο οικονομικό από τα τρία σενάρια λειτουργίας

μικροδικτύου, αξιολογεί με πιο ορθολογικό τρόπο το δυναμικό ανανεώσιμης ενέργειας και συνεπάγεται τις λιγότερες εκπομπές ρύπων.

- Ως προς το μέγεθος των απωλειών, αποδοτικότερο είναι το ‘Only DG’ σενάριο όπου η παραγωγή καλύπτει το τοπικό φορτίο στον εκάστοτε ζυγό και δεν σημειώνονται ροές ισχύος μεταξύ των ζυγών εντός του μικροδικτύου. Οι απώλειες, όπως προκύπτει και λογικά, μειώνονται όσο αυξάνονται τα επίπεδα διείσδυσης της διανεμημένης παραγωγής.
- Οι απώλειες σε ένα μικροδίκτυο, για μεγάλα επίπεδα DG διείσδυσης, αυξάνονται σε μεγάλο βαθμό και από ένα σημείο έπειτα ξεπερνούν ακόμα και τις απώλειες του No DG σεναρίου. Κάτι τέτοιο αντιτίθενται στην ίδια τη φύση της διανεμημένης παραγωγής.
- Οι απώλειες λοιπόν, σε λειτουργία μικροδικτύου, αυξάνονται με την αύξηση της εγκατεστημένης DG ισχύος γιατί η υψηλή παραγωγή των μικροπηγών οδηγεί σε ροή ισχύος σε απομακρυσμένους ζυγούς. Η τοπολογία είναι ακόμα ένας καθοριστικός παράγοντας που πρέπει να λαμβάνεται υπόψη σε μια μελέτη απωλειών.
- Η παραγωγή των μικροπηγών εξαρτάται αποκλειστικά από την οικονομική βελτιστοποίηση που επιτελεί το μικροδίκτυο. Η εγχεόμενη από το δίκτυο ισχύς έρχεται να τροφοδοτήσει το υπόλοιπο της ζήτησης, που δεν καλύπτεται από την παραγωγή των μικροπηγών, στο υπό μελέτη ΣΗΕ.

Σενάρια Στα Οποία Συμμετέχουν Μόνο Φωτοβολταϊκές Μικροπηγές

Τα σενάρια στα οποία συμμετέχουν στην παραγωγή μόνο φωτοβολταϊκές γεννήτριες δεν παρουσιάζουν μεγάλο ενδιαφέρον καθώς δύο είναι τα πιθανά ενδεχόμενα λειτουργίας:

1. Πλήρης αξιοποίηση της παραγωγής τους για χαμηλή τιμή πώλησης ΑΠΕ (0 και 0,5 ×μΟΤΣ) και παράλληλη μείωση του ενεργειακού κόστους.
2. Μικρότερη έως ελάχιστη αξιοποίηση της παραγωγής ΑΠΕ για υψηλές τιμές πώλησης ΑΠΕ καθώς κρίνεται οικονομικά ασύμφορη και στην πλειοψηφία των περιπτώσεων δεν επιλέγεται από το μικροδίκτυο. Στη δεύτερη παραλλαγή, όπου θεωρείται ότι το πλεόνασμα της Φ/Β παραγωγής υπεισέρχεται στην οικονομική κατανομή, για υψηλές τιμολογήσεις ΑΠΕ, παρατηρείται αύξηση του ενεργειακού κόστους και σταθεροποίηση σε πολύ μεγάλα επίπεδα διείσδυσης όπου σταθεροποιείται και το πλεόνασμα στους ζυγούς.

Η συνάρτηση κόστους της φωτοβολταϊκής παραγωγής είναι γραμμική, με συντελεστή τη Feed-in-Tariff που ισχύει κάθε φορά. Συνεπώς, η οικονομική βελτιστοποίηση εκφυλίζεται στη σύγκριση κάθε φορά της τιμολόγησης ΑΠΕ με την Οριακή Τιμή του Συστήματος. Η χρησιμοποίηση λοιπόν της ανανεώσιμης παραγωγής, όταν αυτή υπεισέρχεται εξ’ ολοκλήρου στην οικονομική κατανομή σχετίζεται με τη διασπορά των ωριαίων Οριακών Τιμών γύρω από την εκάστοτε τιμή πώλησης, που είναι η μέση ετήσια ΟΤΣ πολλαπλασιασμένη επί κάποιον παράγοντα (0, 0,5, 1, 1,4, 2).

Για τους παραπάνω λόγους κρίνεται σαφώς πιο ενδιαφέρουσα και οικονομική η συμμετοχή πολλών διαφορετικών μικροπηγών, με ποικίλες συναρτήσεις κόστους, κατά τη μελέτη ενός μικροδικτύου.

9.2 Προτεινόμενα Θέματα Για Περαιτέρω Έρευνα

Στην παρούσα διπλωματική εργασία μελετήθηκε η οικονομική λειτουργία των μικροδικτύων και τα αποτελέσματα της σε σχέση με την οριακή τιμή του συστήματος, τις τιμές πώλησης της ανανεώσιμης παραγωγής και τα επίπεδα διείσδυσης διανεμημένης παραγωγής. Ενδιαφέρον όμως θα παρουσίαζε μια μελέτη των μικροδικτύων που θα χρησιμοποιούσαν επιπλέον παραμέτρους, ικανές να αναδείξουν επιπρόσθετα οφέλη ή προβλήματα που ανακύπτουν από τη λειτουργία τους. Στα πλαίσια αυτά προτείνεται η εξέταση των ακόλουθων θεμάτων:

- Προσομοίωση λειτουργίας μικροδικτύου με συμμετοχή μονάδων Συμπααραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού. Η Συμπααραγωγή συνδέεται σε κάθε περίπτωση με τη διανεμημένη παραγωγή και μπορεί να ενταχθεί στη λειτουργία της μικροτουρμπίνας και άλλων τεχνολογιών DG. Μέσα από τη διαδικασία της Συμπααραγωγής μειώνεται σημαντικά η ολική κατανάλωση καυσίμου και τα ποσοστά εκπομπών καυσαερίων με συνέπεια να αποσπώνται μεγάλα περιβαλλοντικά και οικονομικά οφέλη. Η ενσωμάτωση μονάδων CHP σε ένα μικροδίκτυο επομένως θα δημιουργούσε επιπλέον πλεονεκτήματα. Μια μελέτη σχετικά με το κόστος και τα λοιπά μεγέθη του δικτύου θα κρινόταν σκόπιμη.
- Στα πλαίσια της μελέτης μικροδικτύου με διεργασίες Συμπααραγωγής, ενδιαφέρουσα κρίνεται και η εξέταση της εισαγωγής των ενεργειακών διανομών και ενεργειακών διασυνδετών. Οι αποκαλούμενοι ενεργειακοί διανομείς περιλαμβάνουν την είσοδο και την έξοδο, τη μετατροπή της ισχύος σε άλλες μορφές και την αποθήκευση. Βρίσκονται στο επίκεντρο μιας νέας γενικής προσέγγισης που εστιάζει στο συνδυασμό μεταξύ της ηλεκτρικής, χημικής, και θερμικής ενέργειας. Επιτρέπουν μεγαλύτερη ευελιξία στη χρήση του ηλεκτρισμού, του φυσικού αερίου και άλλων ενεργειακών φορέων, προσφέροντας έτσι συγκριτικά πλεονεκτήματα σε σχέση με την παραδοσιακή τροφοδότηση των καταναλωτών. Ενεργειακός διασυνδετής είναι μια υπόγεια συσκευή που επιτρέπει την ενσωματωμένη μεταφορά της ηλεκτρικής, χημικής, και θερμικής ενέργειας. Μέχρι τώρα, ο πιο ελπιδοφόρος σχεδιασμός φαίνεται να είναι ένας κοίλος ηλεκτρικός αγωγός που φέρει ένα αέριο στο εσωτερικό του. Χρήζει, συνεπώς, περαιτέρω έρευνας το αν και κατά πόσο η παρουσία ενεργειακών διανομών και ενεργειακών διασυνδετών είναι εφικτή και μπορεί να πραγματοποιηθεί με το μικρότερο δυνατό κόστος και χωρίς να δημιουργηθούν προβλήματα στη ομαλή λειτουργία του συστήματος.
- Ζήτημα προς μελέτη μπορεί να αποτελέσει και η ανάλυση των τηλεπικοινωνιακών ηλεκτρονικών συστημάτων που εγκαθίστανται σε ένα μικροδίκτυο. Όσον αφορά δηλαδή στις τεχνολογίες καταγραφής και ελέγχου των ροών ισχύος καθώς και στην επικοινωνία μεταξύ των ευφών πρακτόρων. Η εμπάθυνση στη λειτουργία και το κόστος των συγκεκριμένων διατάξεων είναι κρίσιμα και οδηγούν σε συμπεράσματα σε σχέση με το αν είναι αποδοτικότερη οικονομικά η λειτουργία μικροδικτύου σε σχέση με την ανεξάρτητη λειτουργία DG γεννητριών.
- Εξίσου σκόπιμη κρίνεται και η μελέτη εκπομπών αέριων ρύπων σε ένα μικροδίκτυο. Είναι δεδομένη η γενικότερη παγκόσμια ανησυχία για την υπερθέρμανση του πλανήτη. Κατ' επέκταση η ανάγκη αντικατάστασης της παραγωγής ενέργειας από συμβατικά καύσιμα με ανανεώσιμη παραγωγή είναι

δεσπόζουσα. Κρίνεται, επομένως, σκόπιμο κατά τη λειτουργία ενός μικροδικτύου να λαμβάνονται υπόψη, εκτός των περιορισμών που στοχεύουν στην μείωση του ενεργειακού κόστους, και περιορισμοί σχετικά με τη μείωση των αερίων του θερμοκηπίου. Προτεινόμενη μελέτη ενσωματώνεται στην παρούσα εργασία στο κεφάλαιο 4. Παράμετροι που μπορούν να συμπεριληφθούν σε μια περιβαλλοντική μελέτη είναι οι απώλειες, καθώς και οι έμμεσες εκπομπές κάθε DG μονάδας (π.χ. περιβαλλοντική επιβάρυνση κατά τις διεργασίες κατασκευής, αναζήτησης ή μεταφοράς των πηγών ενέργειας). Μέσα από μια ολοκληρωμένη και εμπειριστατωμένη μελέτη μπορεί να αποδειχθεί εάν τελικά η μικροδικτυακή τεχνολογία βελτιώνει το περιβαλλοντικό ισοζύγιο.

- Προτείνεται ακόμα η μελέτη μικροδικτύου με λειτουργίες αποθήκευσης της παραγωγής των μικροπηγών.

BIBΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

1. **Rogger A. Messenger, Jerry Ventre.** *"Photovoltaic Systems Engineering - Second Edition"*. CRC Press, 2004.
2. **Ανδρέας Ε., Μοσχάτος.** *"Ηλιακή Ενέργεια: Συνιστώσες της ηλιακής θερμικής διαδικασίας"*. Έκδοση Τεχνικού Επιμελητηρίου Ελλάδος, 1992.
3. **PVsys 5.06, Software for photovoltaic systems,.** www.pvsys.com.
4. **Chris Manray, Michael Stadler, Goncalo Cardoso, Oliver Megel, Judy Lai, and Afzal Siddiqui,.** "The Added Economic and Environmental Value of Solar Thermal Systems in Microgrids with Combined Heat and Power". *Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, LBNL-2629E*. August 2009.
5. **Selas (Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας).** www.selasenergy.gr/fv_systems.php.
6. **Γεώργιος Α. Κτενίδης.** *"Μελέτη Διασυνδεδεμένου Φωτοβολταϊκού Σταθμού Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας των 100kW"*. Διπλωματική Εργασία, Αθήνα, Μάρτιος 2008.
7. **CIGRE (International Council on Large Electric Systems).** "Development of Dispersed Generation and Consequences for Power Systems". *WG C6.01 (ex 37.33) final report*. July 2003.
8. **CIRED (International Research Center on the Environment and Development).** "Dispersed Generation; Preliminary Report for Discussion at CIRED Working Group No. 4". June 1999.
9. **Αντώνιος Γ. Τσικαλάκης.** "Συμβολή στον Προγραμματισμό Λειτουργίας Δικτύων Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας με Μεγάλη Διείσδυση Διεσπαρμένης και Ανανεώσιμης Παραγωγής και Συσκευών Αποθήκευσης". *Διδακτορική Διατριβή*. Αθήνα, Ιούλιος 2008.
10. **T. Ackerman, G. Andersson, L. Soder,.** "Distributed Generation: A definition". *Electric Power Systems Research 57, pp. 195-204*. 2001.
11. **Μήλιας - Αργεΐτης Ι.** "Εισαγωγή στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας Ι". *Εκδόσεις Πανεπιστημίου Πατρών*. 1993.
12. **International Energy Association.** www.iea.org.
13. **EPA (U.S. Environmental Protection Agency).** "The Emissions & Generation Resource Integrated". www.epa.gov/cleanerenergy/egrid/index.htm. 2006.
14. **Υπουργείο Ανάπτυξης.** www.ypan.gr.
15. **EdF (Electricite de France).** "On-line data providing information on the environmental impact of EDF' s generating facilities". 2006.
16. **European SmartGrids Technology Platform.** www.smartgrids.eu/documents/vision.pdf.
17. **The Energy Lab (NETL).** www.netl.doe.gov/smartgrid/.

18. **Chris Marnay, Judy Lai, Michael Stadler, and Afzal Siddiqui.** "Added Value of Reliability to a Microgrid: Simulations of Three California Buildings". *Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, LBNL-1853E*. April 2009.
19. **Anne-Marie Borbely, and Jan E. Kreider.** "*Distributed Generation: The paradigm of the new millenium*". CRC Press LLC, 2001.
20. **C., Protogeropoulos.** "The New Law for Renewable Energy Sources in Greece and Measures for the Development of Photovoltaic Applications in the Country". *21st European Photovoltaic Solar Energy Conference, Dresden, Germany*. 4-8 September 2006.
21. **ETH, Swiss Federal Institute of Technology Zurich.** "Energy Policy for the PV Market in Greece".
22. **Hatziargyriou, Nikos.** "Microgrids: The secret to unlock the power of distributed energy sources". *Enertech'09, 4th International Conference*. 23-24 October 2009.
23. **Mantzou, Pantelis Capros and Leonidas.** "European Union post-Kyoto scenarios: benefits from accelerated technology progress". *Int. J. Global Energy Issues, Vol. 14, Nos. 1-4*. 2000.
24. **Marnay, Chris.** "Microgrids and Heterogeneous Security, Quality, Reliability, and Availability". *Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, LBNL-62460*. January 2007.
25. **Nikos D. Hatziargyriou, Anestis Anastasiadis, Julija Vasiljevska, and Antonis G. Tsikalakis.** "Quantification of Economic, Environmental and Operational Benefits of Microgrids". "*More Microgrids*" *EU Contract No. SES6-019864*.
26. **Nikos Hatziargyriou, Hiroshi Asano, Reza Iravani, and Chris Manray.** "Microgrids: An overview of Ongoing Research, Development, and Demonstration Projects". *Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, LBNL-62937*. July 2007.
27. **Paulo Moises Costa, Manuel A. Matos.** "Economic Analysis of Microgrids Including Reliability Aspects". *9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*". KTH, Stockholm, Sweden - June 11-15, 2006.
28. **Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS).** re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/.
29. **Resource Dynamics Corporation.** "Assessment of Distributed Generation Technology Applications". February 2001.
30. **S., Tselepis.** "The Current State of the PV Market and Industrial Activities in Greece". *24th EU PVSEC, Hamburg, 6DV.2.4*. 2009.
31. **S. Conti, and S. Raiti.** "Probabilistic Load Flow for Distribution Networks with Photovoltaic Generators Part 1: Theoretical Concepts and Models". *Solar Energy 81*. 2007.
32. **S. Conti, S. Raiti, and C. Di Gregorio.** "Probabilistic Load Flow for Distribution Networks with Photovoltaic Generators Part2: Application to a Case Study". *Solar Energy 81*. 2007.

33. **S. Conti, S. Raiti.** "Probabilistic load flow using Monte Carlo techniques for distribution networks with photovoltaic generators". *Solar Energy* 81, pp. 1473-1481. 2007.
34. **W. El-Khattan, M.M.A. Salama.** "Distributed Generation Technologies, definitions and benefits". *Electric Power Systems Research* 71, pp. 119-128. 2004.
35. **Α. Νέρης, Σ. Τσελέπης, Χ. Πρωτογερόπουλος, Ι. Νικολετάτος.** "Πειραματική Διάταξη για την Προσομοίωση της Λειτουργίας Μικροδικτύων με Δυείσδυση από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας". *Ηλεκτρονικά Ισχύος, Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας και Βιομηχανικές Εφαρμογές, ΤΕΕ, Αθήνα*. Απρίλιος 2006.
36. **Άγγελος Ι. Τσουχνίκας.** "Ανάπτυξη Μοντέλων Ανεμογεννητριών Σταθερών Στροφών με Γεννήτρια Επαγωγής και Φωτοβολταϊκών Γεννητριών σε Συνεχή Λειτουργία Μέγιστης Ισχύος". *Διπλωματική Εργασία*. Αθήνα, Μάρτιος 2004.
37. **Βασιλείου Κ., Παπαδιά.** "Ανάλυση Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας, Τόμος Ι: Μόνιμη Κατάσταση Λειτουργίας". Ε.Μ.Π., Αθήνα 1985.
38. **ΔΕΗ.** "Μεταφορά". Δεκέμβριος 2009.
39. **Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ).** www.dei.gr.
40. **Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε.).** www.desmie.gr.
41. **Ελένη Γ. Καραμάνου.** "Διείσδυση Δυνατοτήτων Διείσδυσης Φωτοβολταϊκής Παραγωγής σε Αυτόνομα Νησιωτικά Συστήματα με Εγκατεστημένη Αιολική Ισχύ". Διπλωματική Εργασία, Αθήνα, Ιούλιος 2006.
42. **Ελένη Π. Νταβέλου.** Κάλυψη Ενεργειακών Αναγκών Οικιστικού Συγκροτήματος με Μονάδα Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας". *Διπλωματική Εργασία*. Ιούλιος 2009.
43. **Κ. Βουρνάς, Γ. Κονταξής.** "Εισαγωγή στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας". Ε.Μ.Π., Αθήνα 2001.
44. **Κ. Θ., Δέρβος.** "Εισαγωγή στα Ημιαγώγιμα Υλικά και Φωτοβολταϊκές Διατάξεις". Ε.Μ.Π., Αθήνα 2008.
45. **Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΚΑΠΕ).** www.cres.gr.
46. **Λαθούρης Δημήτριος - ΔΕΗ - Γενική Διεύθυνση Διανομής.** "Ποιότητα των Υπηρεσιών Δικτύου της ΔΕΗ Α.Ε.". Μάρτιος 2009.
47. **Μιχ. Π., Παπαδόπουλος.** "Δίκτυα Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας, Τόμος Ι". Ε.Μ.Π., Αθήνα 1994.
48. "Περι της Αρχής του Τέλους ΑΠΕ". **Παναγιώτης Γ., Παπασταματίου.** ΤΟ ΒΗΜΑ online, pp. 34-36, Πέμπτη 30 Ιουλίου 2009.
49. **Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ).** www.rae.gr.
50. **Σύνδεσμος Εταιρειών Φωτοβολταϊκών (ΣΕΦ).** www.helapco.gr.
51. **Υπουργείο Ανάπτυξης.** "Το Ελληνικό Ενεργειακό Σύστημα". Φεβρουάριος 2009.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

52. **Ευστράτιος, Μουφλουζέλλης.** "Κατανεμημένη Παραγωγή Ενέργειας". *Μεταπτυχιακή Διατριβή*. Σεπτέμβριος 2005.
53. **Μιχ. Π., Παπαδόπουλος.** "Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές". Ε.Μ.Π., Αθήνα 1997.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α

Σ' αυτό το παράρτημα παρατίθενται τα κομμάτια του κώδικα που χρησιμοποιήθηκαν για τον υπολογισμό της ολικής ηλιακής ακτινοβολίας στα γεωγραφικά και κλιματολογικά δεδομένα της Αθήνας για φωτοβολταϊκή επιφάνεια με κλίση 30° και νότιο προσανατολισμό.

1^η Μεθοδολογία Για τον Υπολογισμό Της Ολικής Προσπίπτουσας Ακτινοβολίας σε Κεκλιμένη Συλλεκτική Επιφάνεια Βάσει Των Προσεγγιστικών Εξισώσεων Του Page

```
%Calculation of total solar irradiation over tilted plane
%Equations and approximations with reference to
%'Solar Energy', Andreas E. Mosxatos

clear all;
clc;

lamda=38;    %latitude in degrees (Athens)
beta=30;     %angle of inclination in degrees
Go=1376;    %solar constant in W/(m^2)
a=0;        %azimuth angle of PV surface in degrees, a=0 for South
orientation
p=0.2;      %albedo
GMT=+2;     %time zone
l=24;       %longitude in degrees (Athens)

hour=1:1:24;

month=[31 28 31 30 31 30 31 31 30 31 30 31];
%days of each month

for i=1:size(month,2)
    for j=1:month(i)
        for k=1:24                %index of hours of the day
            index=sum(month(1:(i-1)))+j;
%index of days of the year

            B(index,k)=360*(index-1)/365;

            E(index,k)=3.82*(0.000075+0.001868*cosd(B(index,k)))...
```

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α

```

-0.032077*sind(B(index,k))-
0.014615*cosd(2*(B(index,k)))...
-0.04089*sind(2*(B(index,k)));

ts(index,k)=k+1/15-GMT+E(index,k);    %solar time

w(index,k)=(ts(index,k)-12)*15;       %hour angle

w1(index,k)=(ts(index,k)-0.5-12)*15;
%hour angle in the beginning of the hour
w2(index,k)=(ts(index,k)+0.5-12)*15;
%hour angle in the end of the hour
end
end
end

n=[3.97 4.96 5.81 7.75 9.77 11.15 12.02 11.50 9.22 6.81 5.39 4.1];
%sunlight hours for each month

for i=1:size(month,2)
    for j=1:month(i)
        index=sum(month(1:(i-1)))+j;

        d{i}(j)=23.45*sind(360*((284+index)/365));
        %solar declination in degrees
        %variation between [-23.5,+23.5]
    end
end

for i=1:size(month,2)
    for j=1:month(i)
        for k=1:24
            index=sum(month(1:(i-1)))+j;

            cos8(index,k)=sind(d{i}(j))*sind(lamda)*cosd(beta)...
            %angle of incidence in degrees
            -sind(d{i}(j))*cosd(lamda)*sind(beta)*cosd(a)...
            +cosd(d{i}(j))*cosd(lamda)*cosd(beta)*cosd(w(index,k))...
            +cosd(d{i}(j))*sind(lamda)*sind(beta)*cosd(a)*cosd(w(index,k))...
            +cosd(d{i}(j))*sind(beta)*sind(a)*sin(w(index,k));

```

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α

```

ws{i}(j)=acosd(-tand(lamda)*(tand(d{i}(j)))));
%sunset angle in degrees

N{i}(j)=(2*ws{i}(j))/15;
%maximum sunlight hours of a day

Io(index,k)=(12*Go/pi)*(1+0.033*cosd((360*index)/365)) ...
.
*(cosd(d{i}(j))*cosd(lamda)*(sind(w2(index,k))...
-sind(w1(index,k)))+(2*pi*(w2(index,k)...
w1(index,k))/360)*sind((d{i}(j))*sind(lamda)));
%extraterrestrial solar radiation over horizontal plane (W/m^2)

I(index,k)=Io(index,k)*(0.1992+0.5165*n(1,i)/N{i}(j));
%solar radiation on horizontal surface
I(I<0)=0;

if (k>5) & (k<21)
    Kt(index,k)=I(index,k)/Io(index,k);    %clearness index
else
    Kt(index,k)=0;
end

if Kt(index,k)<=0.22;
    Id(index,k)=I(index,k)*(1-0.09*Kt(index,k));
%diffuse radiation
elseif Kt>0.8
    Id(index,k)=0.165*I(index,k);
else Id(index,k)=I(index,k)*(0.9511-0.1604*Kt(index,k)...
+4.388*(Kt(index,k)^2)-
16.638*(Kt(index,k)^3)+12.336*(Kt(index,k)^4));
end

Ib(index,k)=I(index,k)-Id(index,k);    %beam radiation

Rb(index,k)=cos8(index,k);

Rd(index,k)=(1+cosd(beta))/2;

It(index,k)=Ib(index,k)*Rb(index,k)+Id(index,k)*((cosd(beta/2))^2)...
+I(index,k)*p*((sind(beta/2))^2);

```

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α

```
%Total solar irradiation on tilted plane according to %approximation  
of Klein and Kreider
```

```
end
```

```
end
```

```
end
```

2^η Μεθοδολογία Για τον Υπολογισμό Της Ολικής Προσπίπτουσας Ακτινοβολίας σε Κεκλιμένη Συλλεκτική Επιφάνεια Με δεδομένα Τις Ωριαίες Τιμές Της Ηλιακής Ακτινοβολίας Σε Οριζόντιο Επίπεδο

```
%Programme for calculation of Total Solar Irradiation (W/m^2)  
over tilted plane
```

```
%in Athens. Input data: measurements of solar radiation on  
horizontal plane
```

```
%from meteonet.chi.civil.ntua.gr, location: Zografou
```

```
clear all;
```

```
clc;
```

```
lamda=38; %latitude in degrees (Athens)
```

```
beta=30; %angle of inclination in degrees
```

```
Go=1376; %solar constant in W/(m^2)
```

```
a=0; %azimuth angle of PV surface in degrees, a=0 for  
South orientation
```

```
p=0.2; %albedo
```

```
GMT=+2; %time zone
```

```
l=24; %longitude in degrees (Athens)
```

```
hour=1:1:24;
```

```
month=[31 28 31 30 31 30 31 31 30 31 30 31];
```

```
%days of each month
```

```
Measurements;
```

```
%measurements of solar radiation over horizontal plane, location  
zografou
```

```
%array (1x8760)
```

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α

```

index=0;
for i=1:24:8760
    index=index+1;
    k=0;
    for j=i:i+23
        k=k+1;
        I(index,k)=Iq(:,j);
    %solar radiation on horizontal plane
    %array (365x24)
    end
end

for i=1:size(month,2)
    for j=1:month(i)
        for k=1:24 %index of hours of the day
            index=sum(month(1:(i-1)))+j;%index of days of the year

            B(index,k)=360*(index-1)/365;

            E(index,k)=3.82*(0.000075+0.001868*cosd(B(index,k))...
                -0.032077*sind(B(index,k))-
0.014615*cosd(2*(B(index,k)))...
                -0.04089*sind(2*(B(index,k))));

            ts(index,k)=k+1/15-GMT+E(index,k);
        %solar time
            w(index,k)=(ts(index,k)-12)*15;
        %hour angle in degrees
            w1(index,k)=(ts(index,k)-0.5-12)*15;
        %hour angle in the beginning of the hour
            w2(index,k)=(ts(index,k)+0.5-12)*15;
        %hour angle in the end of the hour
            d{i}(j)=23.45*sind(360*((284+index)/365));
        %solar declination in degrees
            ws(index,k)=acosd(-tand(lamda)*tand(d{i}(j)));
        %sunset angle in degrees
            Go=Gsc*(1+0.033*cosd(360*index/365));
        %extraterrestrial solar radiation (W/m^2)

```

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α

```

        end
    end
end

for i=1:size(month,2)
    for j=1:month(i)
        for k=1:24
            index=sum(month(1:(i-1)))+j;

            costh(index,k)=sind(d{i}(j))*sind(lamda)*cosd(beta)...
            -
            sind(d{i}(j))*cosd(lamda)*sind(beta)*cosd(a)...
            +cosd(d{i}(j))*cosd(lamda)*cosd(beta)*cosd(w(index,k))...
            +cosd(d{i}(j))*sind(lamda)*sind(beta)*cosd(a)*cosd(w(index,k))..
            .
            +cosd(d{i}(j))*sind(beta)*sind(a)*sin(w(index,k));
            th(index,k)=acosd(costh(index,k));
            %angle of incidence in degrees

            costhz(index,k)=cosd(d{i}(j))*cosd(lamda)*cosd(w(index,k))...
            +sind(d{i}(j))*sind(lamda);
            thz(index,k)=acosd(costhz(index,k));
            %zenith angle in degrees

            Io(index,k)=(12/pi)*Go*(cosd(d{i}(j))*cosd(lamda)...
            *(sind(w2(index,k))-sind(w(index,k)))...
            +(2*pi*(w2(index,k))...
            -
            w(index,k))/360)*sind((d{i}(j))*sind(lamda));
            Io(Io<0)=0;

            %solar radiation over horizontal plane on hourly basis without
            accounting the atmosphere's impact (W/m^2)

            if (Io(index,k)==0 || Io(index,k)<I(index,k))
                Kt(index,k)=0;
            else

```

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α

```

        Kt(index,k)=I(index,k)/Io(index,k);
%clearness index
    end

    if Kt(index,k)<=0.22;
        Id(index,k)=I(index,k)*(1-0.09*Kt(index,k));
%diffuse radiation (W/m^2)
    elseif Kt>0.8
        Id(index,k)=0.165*I(index,k);
    else Id(index,k)=I(index,k)*(0.9511-
0.1604*Kt(index,k)...
                                +4.388*(Kt(index,k)^2)...
                                -
16.638*(Kt(index,k)^3)+12.336*(Kt(index,k)^4));
    end

    Ib(index,k)=I(index,k)-Id(index,k);
%beam radiation(W/m^2)

    if (th(index,k)>=89 || thz(index,k)>=89)
        Rb(index,k)=0;
    else
        Rb(index,k)=costh(index,k)/costhz(index,k);
    end

    if Io(index,k)==0
        Ai(index,k)=0;
    else
        Ai(index,k)=Ib(index,k)/Io(index,k);
%anisotropy index
    end

    if I(index,k)==0
        f(index,k)=0;
    else
        f(index,k)=sqrt(Ib(index,k)/I(index,k));
    end

    Ibt(index,k)=Ib(index,k)*Rb(index,k);

```

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α

```
%beam radiation on tilted plane (W/m^2)

Idt(index,k)=Id(index,k)*(1-Ai(index,k))*((1+cosd(beta))/2)...
*(1+f(index,k)*((sind(beta/2))^3))+Ai(index,k)*Rb(index,k);
%diffuse radiation on tilted plane(W/m^2)

        Irft(index,k)=I(index,k)*p*((1-cosd(beta))/2);
%ground reflected radiation on tilted plane (W/m^2)

        It(index,k)=Ibt(index,k)+Idt(index,k)+Irft(index,k);
%total radiation on tilted plane (W/m^2)
        end
    end
end
```


ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β

ΠΙΘΑΝΟΤΙΚΗ ΡΟΗ ΦΟΡΤΙΟΥ ΧΡΗΣΙΜΟΠΟΙΩΝΤΑΣ ΤΕΧΝΙΚΕΣ MONTE CARLO ΓΙΑ ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΜΕ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΕΣ ΠΗΓΕΣ

Οι συνδέσεις συστημάτων διανεμημένης παραγωγής σε δίκτυα διανομής αυξάνονται σε αριθμό αν και συχνά μπορεί να σχετίζονται με δαπανηρές ενισχύσεις δικτύων ή νέες εξόδους ελέγχου για να επιτυγχάνεται η βέλτιστη λειτουργία. Κατάλληλα εργαλεία ανάλυσης απαιτούνται για τον έλεγχο των συνθηκών λειτουργίας των δικτύων διανομής στο αναπτυσσόμενο σενάριο. Οι υπολογισμοί της ροής φορτίου συνήθως χρειάζονται για τον προσδιορισμό της διείσδυσης του επιτρεπτού επιπέδου διανεμημένης παραγωγής για ένα δοσμένο δίκτυο για να επιβεβαιωθεί, για παράδειγμα, ότι τα όρια της τάσης και του ρεύματος δεν παραβιάζονται.

Κατάλληλα μοντέλα πρόβλεψης της ενεργού ισχύος που παράγεται από φωτοβολταϊκές μονάδες και της ηλεκτρικής ενέργειας που απορροφάται από τα φορτία χρησιμοποιούνται για να αναπαραστήσουν την αβεβαιότητα της διαθεσιμότητας της ηλιακής ενέργειας και την ποικιλία των φορτίων. Τα προτεινόμενα μοντέλα έχουν ενσωματωθεί σε ένα πρόγραμμα πιθανοτικής ροής φορτίου (PLF) με ακτινική διανομή το οποίο έχει αναπτυχθεί με τη χρήση τεχνικών Monte Carlo. Το συγκεκριμένο πρόγραμμα επιτρέπει πιθανοτικές προβλέψεις ροών ισχύος σε διάφορα τμήματα των πηγών διανομής και των τάσεων σε όλους τους κόμβους ενός δικτύου.

Μετά την παρουσίαση θεωρητικών όψεων και εφαρμογών λογισμικού, ένα πρακτικό παράδειγμα αναλύεται για να καταδείξει τη μέγιστη PV αιχμή ισχύος που δύναται να εγκατασταθεί σε ένα δίκτυο μεταφοράς χωρίς να παραβιαστούν οι περιορισμοί τάσης και ρεύματος. Παρουσιάζεται επίσης μια σύγκριση μεταξύ των αναλύσεων ντετερμινιστικής και πιθανοτικής ροής φορτίου.

Τα δίκτυα DG αναμένεται να παίξουν σημαντικό ρόλο στα μελλοντικά Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας. Δύο βασικοί λόγοι για την αυξανόμενη χρήση των δικτύων DG είναι οι απελευθερωμένες αγορές και η παγκόσμια τάση της ελάττωσης των εκπομπών αερίων που προκαλούν το φαινόμενο του θερμοκηπίου, τάση που οδηγεί στην αξιοποίηση περισσότερων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

Αναφερόμενοι στα δίκτυα διανομής Χαμηλής Τάσης (LV), ένα παράδειγμα ανανεώσιμων γεννητριών συνδεδεμένων σε πλέγμα έχει εφαρμοστεί σε πολλές ευρωπαϊκές χώρες, περιλαμβάνοντας προγράμματα «Φωτοβολταϊκά στη στέγη» που υποστηρίζονται από τις εθνικές κυβερνήσεις.

Στο επίπεδο χαμηλής τάσης, ένα από τα πιο βασικά ζητήματα είναι η ποιότητα της τάσης που παρέχεται στους καταναλωτές σύμφωνα με το European Standard EN 50160 (European Standard EN 50160,1999), ιδιαίτερα όσον αφορά φαινόμενα υπερτάσεων που προκαλούνται από συνδέσεις πηγών.

Κατάλληλοι υπολογισμοί ροής φορτίου απαιτούνται για να εκτιμηθεί το επιτρεπόμενο επίπεδο διείσδυσης της διανεμημένης ενέργειας για ένα δοσμένο δίκτυο έτσι ώστε να εξασφαλιστεί ότι δεν θα ξεπεραστούν τα όρια της μέγιστης τάσης στο σημείο κοινής σύζευξης και της χωρητικότητας στις γραμμές μεταφοράς.

Παρόλα αυτά, όταν γίνεται αναφορά σε σύνδεση γεννητριών βασισμένη σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (όπως για παράδειγμα ηλιακής ενέργειας), δεν είναι

δυνατόν να επιτευχθεί μια ρεαλιστική εκτίμηση για το που και το πότε μπορούν να εμφανιστούν υπερτάσεις απλά και μόνο από τη χρήση της παραδοσιακής ντετερμινιστικής ανάλυσης ροής φορτίου. Εκ των πραγμάτων, η συγκεκριμένη ανάλυση βασίζεται σε μερικούς επιλεγμένους συνδυασμούς φορτίων καταναλωτών και παραγωγής από φωτοβολταϊκές πηγές. Συνεπώς, η συγκεκριμένη ανάλυση δεν λαμβάνει υπόψη της τη στατιστική διαφοροποίηση των φορτίων και της ηλιακής ακτινοβολίας.

Για τη λύση του συγκεκριμένου προβλήματος, παρουσιάζεται μια πιθανοτική ροή φορτίου βασισμένη σε τεχνικές Monte Carlo, για δίκτυα ακτινικής διανομής με διείσδυση φωτοβολταϊκών πηγών. Η διαδικασία ενσωματώνει κατάλληλα μοντέλα για την παραγόμενη ενεργό ισχύ από τις μονάδες PV DG και για την απορροφούμενη από τα φορτία ηλεκτρική ενέργεια έτσι ώστε να αναπαριστά την αβεβαιότητα σχετικά με τη διαθεσιμότητα της ηλιακής ενέργειας και την ποικιλία των φορτίων.

Παρουσιάζεται, επίσης, ένα εργαλείο λογισμικού στο οποίο έχει εφαρμοστεί η προτεινόμενη μέθοδος για να εκτιμηθούν τάσεις και ρεύματα σε ένα δίκτυο διανομής, υπολογισμένα ανά ώρα κατά τη διάρκεια ενός χρόνου. Στη συνέχεια συγκρίνονται τα αποτελέσματα που ανακτώνται από τη ντετερμινιστική και την πιθανοτική ροή φορτίου για ένα πραγματικό δίκτυο διανομής με φωτοβολταϊκά. Οι δύο αναλύσεις ροής φορτίου χρησιμοποιήθηκαν για να εκτιμηθεί η μέγιστη κορυφή της PV ηλεκτρικής ενέργειας που μπορεί να εγκατασταθεί σε ένα δίκτυο χωρίς την παραβίαση των περιορισμών τάσης και ρεύματος.

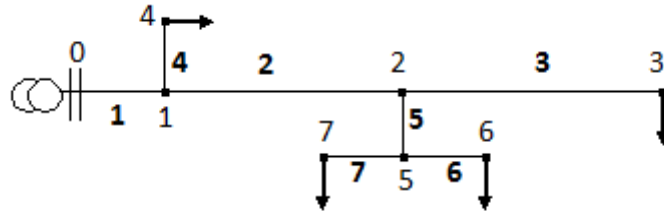
Καταδεικνύεται ότι η χρήση εν προκειμένω μιας παραδοσιακής ροής φορτίου οδηγεί σε μια υπερεκτίμηση της μέγιστης αιχμής της PV ηλεκτρικής ενέργειας που μπορεί να εγκατασταθεί σύμφωνα με την εκτίμηση που προκύπτει από την πιθανοτική ροή φορτίου.

Ντετερμινιστική Ροή Φορτίου (DLF)

Θεωρείται ένα τριφασικό, συμμετρικό, ακτινωτό δίκτυο διανομής με n κόμβους και n κλάδους. Ως «κόμβοι» ορίζονται τα σημεία των συνδέσεων των φορτίων, τα σημεία αλλαγών στα χαρακτηριστικά των γραμμών μεταφοράς και στις διακλαδώσεις. Ως «κλάδοι» ορίζονται τα τμήματα των αγωγών μεταξύ δύο κόμβων.

Οι κόμβοι μπορούν να απαριθμούνται σύμφωνα με τον εξής κανόνα: ο κόμβος «προέλευσης» του δικτύου παίρνει τον αριθμό '0' και δεν συμπεριλαμβάνεται στον ακόλουθο υπολογισμό αφού υποθέτουμε ότι η τάση V_0 στον συγκεκριμένο κόμβο είναι γνωστή. Οι άλλοι κόμβοι αριθμούνται ακολούθως επιβάλλοντας ότι ένας «κόμβος-αποδέκτης» παίρνει έναν αριθμό μεγαλύτερο από τον κοντινότερο «κόμβο-αποστολέα» αντίστοιχα. Οι όροι «αποδέκτης» και «αποστολέας» χρησιμοποιούνται υπό την αίρεση ότι σε ένα παραδοσιακό ακτινωτό δίκτυο, π.χ. στις γεννήτριες διανομής, η ηλεκτρική ενέργεια έχει κατεύθυνση από ένα χαμηλότερο σε ένα υψηλότερο αριθμό. Οι κλάδοι ταυτοποιούνται από τον ίδιο αριθμό με τον κόμβο-αποδέκτη, όπως παρουσιάζεται και στην εικόνα 50.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β



ΕΙΚΟΝΑ 50. ΜΟΝΟΓΡΑΜΜΙΚΟ ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΤΡΙΦΑΣΙΚΟΥ, ΣΥΜΜΕΤΡΙΚΟΥ, ΑΚΤΙΝΙΚΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ ΔΙΑΝΟΜΗΣ

Η αριθμητική μέθοδος επιτρέπει μια απλή αποθήκευση της δομής του δικτύου σε έναν τετράγωνο πίνακα (που ονομάζεται πίνακας συμβάντων $[A]$) του οποίου οι διαστάσεις είναι $n \times n$. Πιο συγκεκριμένα, οι γραμμές του πίνακα αντιστοιχούν στους n κλάδους και οι στήλες του στους n κόμβους. Τα στοιχεία του πίνακα $[A]$ περιγράφουν την τοπολογία του δικτύου και είναι ίσα με 1 αν ο κόμβος που αντιστοιχεί στη στήλη j τροφοδοτείται από τον κλάδο που αντιστοιχεί στη γραμμή i , σε διαφορετική περίπτωση τα στοιχεία ισούνται με 0.

Ο υπολογισμός των ροών του κλάδου εύκολα αποκτάται με τη ‘μέθοδο των βρόχων’ για την ανάλυση του δικτύου. Μπορεί εύκολα να καταδειχθεί ότι

$$[\bar{J}] = [A][\bar{I}], \quad \text{όπου}$$

$[\bar{I}]$ είναι το άνωσμα των ρευμάτων φορτίου, διάστασης $(n \times 1)$

$[\bar{J}]$ είναι το άνωσμα των ρευμάτων του κλάδου, διάστασης $(n \times 1)$

Η σύνθετη αντίσταση του δικτύου δίνεται από τον τύπο:

$$[\bar{Z}] = [A]'[\bar{Z}_b][A], \quad \text{όπου}$$

$[\bar{Z}_b]$ είναι ο διαγώνιος πίνακας $(n \times n)$ του οποίου τα στοιχεία είναι οι σύνθετες αντιστάσεις των αντίστοιχων κλάδων.

Για τον i -οστο κόμβο η φαινόμενη ισχύς είναι S_i και ορίζεται ως

$$\bar{S}_i = \bar{V}_i \cdot \bar{I}_i^* = P_i + jQ_i, \quad \text{όπου}$$

\bar{V}_i είναι ο παραστατικός μιγαδικός τάσης τον κόμβο i

\bar{I}_i είναι ο παραστατικός μιγαδικός του ρεύματος στον κόμβο i

\bar{I}_i^* είναι ο συζυγής μιγαδικός του \bar{I}_i

P_i είναι η ενεργός ισχύς του δικτύου στον κόμβο i

Q_i είναι η άεργος ισχύς του δικτύου στον κόμβο i

Η ενεργός και η άεργος ισχύς στον κόμβο i μπορεί να θεωρηθεί και ως η διαφορά μεταξύ της ηλεκτρικής ενέργειας που απορροφά το φορτίο (P_{Li} , Q_{Li}) και αυτής που αποδίδεται από τις γεννήτριες (P_{Gi} , Q_{Gi}) στον κόμβο i :

$$\begin{aligned} P_i &= P_{Li} - P_{Gi} \\ Q_i &= Q_{Li} - Q_{Gi} \end{aligned}$$

Έπειτα, η τάση στον i -στό κόμβο μπορεί να εκτιμηθεί μέσω της ακόλουθης εξίσωσης:

$$\bar{V}_i = \bar{V}_o - \sum_{j=1}^n \bar{z}_{ij} \cdot \frac{(P_{Lj} - P_{Gj}) - j(Q_{Lj} - Q_{Gj})}{\bar{V}_j^*}$$

Με την υπόθεση ότι ο παραστατικός μιγαδικός \bar{V}_o βρίσκεται στον πραγματικό άξονα, παραλείποντας τη διαφορά φάσης μεταξύ της τάσης των κόμβων (κάτι το οποίο συνήθως συμβαίνει στην ανάλυση δικτύων διανομής Υψηλής και Χαμηλής Τάσης) και συμπεριλαμβάνοντας τα πραγματικά μέρη της παραπάνω συνάρτησης, καταλήγουμε στην παρακάτω εξίσωση:

$$\bar{V}_i = \bar{V}_o - \sum_{j=1}^n \left\{ \frac{1}{V_j} \cdot [R_{ij}(P_{Lj} - P_{Gj}) + X_{ij} \cdot (Q_{Lj} - Q_{Gj})] \right\}, \text{ για } i=1 \dots n$$

ενώ τα R_{ij} και X_{ij} είναι αντίστοιχα το πραγματικό και φανταστικό μέρος του \bar{Z}_{ij} , δηλαδή του στοιχείου που περιλαμβάνεται στον πίνακα $[\bar{Z}]$.

Μια πιθανή χρήση των παραπάνω εξισώσεων είναι ο υπολογισμός του επιτρεπτού επιπέδου διείσδυσης της διανεμημένης ενέργειας που βασίζεται σε φωτοβολταϊκές πηγές (PV DG) για ένα δοσμένο δίκτυο, με σκοπό τη διασφάλιση ότι στο σημείο κοινής σύζευξης δεν θα ξεπεραστούν τόσο τα όρια της τάσης όσο και η χωρητικότητα των γραμμών μεταφοράς.

Για να επιτευχθεί το παραπάνω, οι τιμές των φορτίων και των γεννητριών σε κάθε κόμβο, για παράδειγμα για κάθε ώρα της μέρας, πρέπει να είναι γνωστές και να παρέχονται ως είσοδοι στο πρόγραμμα επίλυσης της ροής φορτίου. Χαρακτηριστικά, οι διαθέσιμες είσοδοι είναι οι μέσες τιμές των φορτίων και της παραγωγής για κάθε ώρα, π.χ. οι πιθανές στοχαστικές διαφοροποιήσεις που μπορούν να εισαχθούν στην απορροφούμενη και την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από την συμπεριφορά των καταναλωτών ή τις μετεωρολογικές συνθήκες δεν λαμβάνονται υπόψη.

Κατά συνέπεια, ειδικά στην παρουσία της διανεμημένης ενέργειας που βασίζεται στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, όπως η ηλιακή ενέργεια, δεν γίνεται να επιτευχθεί μια ρεαλιστική εκτίμηση του τόπου και του χρόνου εμφάνισης υπερτάσεων ή υπερρευμάτων σε ένα δίκτυο διανομής κατά τη διάρκεια ενός χρόνου απλά και μόνο με τη χρήση της ανάλυσης ντετερμινιστικής ροής φορτίου, η οποία βασίζεται σε επιλεγμένους συνδυασμούς φορτίων καταναλωτών και PV παραγωγής ενέργειας.

Πιθανοτική Ροή Φορτίου (PLF)

Μια ρεαλιστική έρευνα σχετικά με τις τάσεις των κόμβων είναι δυνατή εάν ληφθούν υπόψη οι στατιστικές διαφοροποιήσεις των φορτίων και των παραγωγών. Κάτι τέτοιο μπορεί να γίνει μέσω κατάλληλων στατιστικών μοντέλων για φορτία και

φωτοβολταϊκές πηγές. Τα φορτία κατανάλωσης και οι παραγωγές των φωτοβολταϊκών πηγών υποτίθενται ότι είναι αμοιβαίως ανεξάρτητα.

Μόλις ορισθούν τα στατιστικά μοντέλα αναφορικά με τη συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας (pdf), οι προσομοιώσεις Monte Carlo προϋποθέτουν την επανάληψη της διαδικασίας προσομοίωσης χρησιμοποιώντας σε κάθε προσομοίωση μια συγκεκριμένη ομάδα από τιμές των τυχαίων μεταβλητών (φορτία και PV παραγωγές σε κάθε κόμβο του θεωρούμενου δικτύου διανομής για την κάθε ώρα) που προκύπτουν σε αντιστοιχία με την ισοδύναμη pdf.

Ένα δείγμα προσομοίωσης Monte Carlo (MCS) είναι παρόμοιο με ένα δείγμα πειραματικών παρατηρήσεων. Συνεπώς, τα αποτελέσματα μιας πιθανοτικής ροής φορτίου βασισμένα σε τεχνικές Monte Carlo για την ροή ενέργειας σε ποικίλα τμήματα από τροφοδότες και προφίλ τάσης σε όλους τους κόμβους του δικτύου, μπορούν να αντιμετωπίζονται στατιστικά ενώ οι μέθοδοι στατιστικής εκτίμησης και συμπερασμάτων είναι εφαρμόσιμες.

Μοντέλο Πιθανοτικού Φορτίου

Θεωρείται ότι το φορτίο είναι μια τυχαία μεταβλητή (PL) διανεμημένη κατά κανόνα μέσα σε κάθε ώρα ενός δοσμένου μήνα. Η πυκνότητα πιθανότητας της μεταβλητής δίνεται από την ακόλουθη έκφραση:

$$f_{P_L}(P_L) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{(P_L - \bar{P}_L)^2}{2\sigma^2}}, \text{ όπου}$$

\bar{P}_L είναι η μέση τιμή

σ είναι η τυπική απόκλιση

Κάτι τέτοιο σημαίνει ότι για μια προσδοκώμενη τιμή και μια κανονική τυπική απόκλιση, προσδιορίζεται το φορτίο σε ένα σημείο για κάθε ώρα. Όλα τα φορτία είναι πλήρως συνυφασμένα και ακολουθούν την ίδια pdf. Άρα, μια μοναδική pdf μπορεί να χρησιμοποιηθεί για το συνολικό φορτίο του δικτύου. Το φορτίο τροφοδοσίας διανέμεται τότε μεταξύ των κόμβων κατ' αναλογία με συμβατική χωρητικότητά του.

Πιθανοτικό Μοντέλο Φωτοβολταϊκής Γεννήτριας

Η συνολική ποσότητα της ηλιακής ακτινοβολίας που φθάνει στο έδαφος, πέρα από την ημερήσια και ετήσια εμφανή κίνηση του ηλίου, εξαρτάται από τη γεωγραφική θέση (γεωγραφικό μήκος και πλάτος) και τις κλιματικές συνθήκες (π.χ. παρουσία σύννεφων). Πολλές μελέτες έχουν αποδείξει ότι η συννεφιά αποτελεί τον κύριο παράγοντα που επηρεάζει τη διαφορά μεταξύ των τιμών μέτρησης της ηλιακής ακτινοβολίας έξω από την ατμόσφαιρα και στην γήινη επιφάνεια. Για να αιτιολογηθεί η διαφορά μεταξύ των δύο διαφορετικών τιμών μέτρησης χρησιμοποιούνται κάποιοι ημερήσιοι ή ωριαίοι δείκτες καθαρότητας. Ο ωριαίος δείκτης καθαρότητας, K_t , ορίζεται ως εξής:

$$K_t = \frac{I_t}{I_o}, \text{ όπου}$$

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β

I_t είναι η ακτινοβολία στο οριζόντιο επίπεδο [kW/m^2]

I_o είναι η συνολική ‘εξωγήινη’ ηλιακή ακτινοβολία [kW/m^2]

Με τη γνώση του k_t , είναι δυνατός ο προσδιορισμός της ακτινοβολίας σε μια επιφάνεια με κλίση β στο οριζόντιο επίπεδο, I_β [kW/m^2]. Δεδομένου ότι (1) το φωτοβολταϊκό σύστημα είναι εφοδιασμένο με έναν Ιχνηλάτη Σημείου Μέγιστης Ισχύος (MPPT) και (2) η σχέση μεταξύ της μέγιστης ισχύος ανά μονάδα επιφάνειας στη διάταξη επιφάνειας που είναι διαθέσιμη στο φωτοβολταϊκό σύστημα και της I_β είναι γραμμική, η ισχύς εξόδου στο φωτοβολταϊκό σύστημα P_{PV} δίνεται από τον τύπο:

$$P_{pv} = A_c \cdot n \cdot I_\beta = A_c \cdot n \cdot (T \cdot k_t - T' \cdot k_t^2), \text{ όπου}$$

A_c είναι η επιφάνεια διάταξης [m^2]

n είναι η αποδοτικότητα του φωτοβολταϊκού συστήματος σε πραγματικές συνθήκες αναφοράς

T και T' είναι παράμετροι που εξαρτώνται από την κλίση β , την απόκλιση δ , την αντανάκλαση του εδάφους ρ , το γεωγραφικό πλάτος ϕ , τη χρονική γωνία ω , την ημέρα του χρόνου γ .

Από την τελευταία εξίσωση, εάν η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας $f_{k_t}(k_t)$ για την τυχαία μεταβλητή k_t είναι γνωστό μέγεθος, μπορεί να υπολογιστεί η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας $f_{P_{PV}}(P_{PV})$ για την P_{PV} μέσα από την εφαρμογή του θεμελιώδους θεωρήματος για τη συνάρτηση μιας θεμελιώδους μεταβλητής (Papoulis, 1982). Η έκφραση που χρησιμοποιείται εδώ για τη συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας του k_t είναι αυτή που προτείνεται από το Hollands and Huget (1983).

Ανάλογα με το πρόσημο των παραμέτρων T και T' , η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας $f_{P_{PV}}(P_{PV})$ έχει τέσσερις διαφορετικές εκφράσεις, αλλά μόνο δύο από αυτές έχουν φυσική σημασία. Συγκεκριμένα, εάν $T > 0$ και $T' < 0$ προκύπτει

$$f_{P_{PV}}(P_{PV}) = \begin{cases} \frac{C \cdot (k_m - \frac{1}{2} \cdot (a + a'))}{-k_m \cdot A_c \cdot n \cdot T' \cdot a'} \cdot e^{\frac{1}{2} \cdot (a + a')}, & \text{αν } P_{PV} \in [0, P_{PV}(k_m)] \\ 0, & \text{αλλιώς} \end{cases}$$

ενώ εάν $T > 0$ και $T' > 0$ προκύπτει

$$f_{P_{PV}}(P_{PV}) = \begin{cases} \frac{C \cdot (k_{tu} - \frac{1}{2} \cdot (a - a'))}{k_{tu} \cdot A_C \cdot n \cdot T' \cdot a'} \cdot e^{\frac{1}{2} \cdot (a - a')}, & \alpha \nu P_{PV} \in [0, P_{PV}(k_{tu})] \\ 0, & \alpha \lambda \lambda \iota \omega \varsigma \end{cases}$$

όπου

$$a = \frac{T}{T'} \quad \text{και} \quad a' = \sqrt{a^2 - 4 \cdot \frac{P_{PV}}{n \cdot T' \cdot A_C}}$$

k_{tu} είναι το άνω όριο του k_t

C, λ είναι παράμετροι για τη συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας του k_t .

Στο παράδειγμα που παρουσιάζεται, η ηλιακή ακτινοβολία σε όλους τους κόμβους είναι πλήρως συσχετισμένη και ακολουθεί την ίδια pdf.

Εφαρμογή Λογισμικού του αλγόριθμου της Πιθανοτικής Ροής Φορτίου

Οι συγγραφείς του κειμένου S.Conti και S.Raiti ανέπτυξαν ένα εργαλείο λογισμικού στο MATLAB για να εφαρμόσουν τους υπολογισμούς για την πιθανοτική ροή φορτίου. Το συγκεκριμένο πρόγραμμα εκτελεί μια ΠΡΦ βασισμένη σε προσομοίωση Monte Carlo, στην οποία από τα παραγόμενα φορτία και τις χρονικές αλληλουχίες φωτοβολταϊκής παραγωγής ισχύος ανακτώνται οι αντίστοιχες τάσεις κόμβων και οι χρονικές αλληλουχίες των ρευμάτων κλάδων, με την εκτέλεση ακόλουθων υπολογισμών ροής φορτίου.

Εν τέλει, η υπολογισμένη τάση και οι χρονικές αλληλουχίες ρευμάτων χρησιμοποιούνται για την εξαγωγή της πιθανότητας διανομής της τάσης σε κάθε κόμβο και του ρεύματος σε κάθε κλάδο. Η εφαρμογή του European Standard EN 50160 είναι εξίσου πιθανή αφού αναγνωρίζει τη στατιστική φύση της διακύμανσης τάσης.

Μια από τις πιο σημαντικές εφαρμογές της προτεινόμενης μεθόδου είναι η εκτίμηση της μέγιστης τιμής κορυφής της συνολικής PV ενέργειας που μπορεί να εγκατασταθεί στους κόμβους του δικτύου χωρίς να παραβιάζονται οι περιορισμοί τάσεις και ρεύματος.

Για να εκτελεστεί αυτό, είναι χρήσιμο σε προκαταρκτικό στάδιο να εκτιμηθεί η μέση τιμή των ωρών μέσα στο έτος όπου εμφανίζεται υπό- ή υπέρταση και υπέρρευμα.

Τα δεδομένα εισόδου που παρέχονται στο πρόγραμμα είναι τα εξής:

- παράμετροι των συναρτήσεων πυκνότητας πιθανότητας για την ενέργεια που απαιτείται από τα φορτία και παράγεται από τις φωτοβολταϊκές γεννήτριες για κάθε ώρα.
- ηλεκτρικές και γεωμετρικές παράμετροι του δικτύου διανομής.
- αρχικές τιμές κομβικών τάσεων.
- μέγιστη και ελάχιστη τιμή τάσης (V_{\min}, V_{\max}) που επιτρέπεται από το EN 50160.
- τιμές του μέγιστου ρεύματος (I_{\max}) που επιτρέπεται σε κάθε κλάδο που προκύπτει από τη χωρητικότητα της γραμμής μεταφοράς.

Βασισμένοι στην προαναφερθείσα λεπτομερή είσοδο αλλά και στην συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας, το πρόγραμμα παράγει για κάθε ώρα του χρόνου ($h, h=1 \dots H$ με $H=8760$ και y το έτος με $y=1 \dots Y$) στατιστικές τιμές φορτίων και παραγωγής (για να διασφαλιστεί λογική ακρίβεια των υπολογισμών από την προσομοίωση Monte Carlo πρέπει να εκτελεσθεί ένας τυχαίος αριθμός από επαναλήψεις Y).

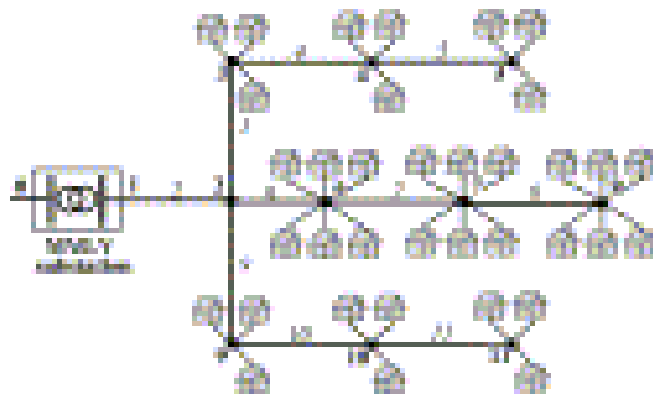
Για κάθε ώρα εκτελούνται τα επόμενα βήματα:

1. Ένας υπολογισμός ροής φορτίου εκτελείται χρησιμοποιώντας ως εισόδους τις τιμές-δείγματα των φορτίων και της φωτοβολταϊκής παραγωγής. Κατ' αυτόν τον τρόπο είναι δυνατό να αποκτηθεί για κάθε ώρα το δείγμα τιμών των τάσεων των κόμβων ($V_{h,i}, i=1 \dots n$) και των ρευμάτων των κλάδων ($I_{h,b}, b=1 \dots n$).
2. Πραγματοποιείται ένας έλεγχος με σκοπό την ανίχνευση των υποτάσεων ($V_{h,i} < V_{min}$), των υπερτάσεων ($V_{h,i} > V_{max}$) και των υπερρευμάτων ($I_{h,b} > I_{max}$).
3. Τα αποτελέσματα αποθηκεύονται και είναι διαθέσιμα για ακόλουθες αναλύσεις.
4. Αν ο μετρητής h είναι μικρότερος από H αυξάνεται κατά 1, ενώ σε διαφορετική περίπτωση ο μετρητής y αυξάνεται κατά 1 και τα νέα στατιστικά δεδομένα παράγονται για το τελευταίο έτος.

Για να μειωθεί ο χρόνος υπολογισμού είναι αναγκαίο να επιλεγεί μια κατάλληλη αρχική τιμή για τις τάσεις των κόμβων. Η αρχική τιμή υπολογίζεται με την εκτέλεση μιας ταχείας ντετερμινιστικής ροής φορτίου (με γραμμικές εξισώσεις) που θεωρεί μοντέλο σταθερού ρεύματος για φορτία και γεννήτριες.

Ακτινωτά δίκτυα διανομής με διανεμημένη φωτοβολταϊκή παραγωγή

Σε αυτό το σημείο παρουσιάζεται η εφαρμογή του προτεινόμενου αλγορίθμου στη μελέτη ενός πραγματικού τριφασικού δικτύου διανομής χαμηλής τάσης. Η δομή του θεωρούμενου δικτύου αναπαρίσταται στην εικόνα 51.



ΕΙΚΟΝΑ 51. ΔΟΜΗ ΤΟΥ ΘΕΩΡΟΥΜΕΝΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ

Το δίκτυο υποστηρίζει 36 οικιστικά φορτία συνδεδεμένα σε 9 σημεία φόρτισης (LPs), με σειριακή ονομασία από 3 έως 11. Το κάθε φορτίο μπορεί να απορροφήσει μια μέγιστη συμβατική ισχύ των 3.3 kW και είναι συνδεδεμένο στο σημείο φόρτισής του μέσω μιας μικρής γραμμής (που αποκαλείται εδώ «καλώδιο πελάτη»).

Η απαίτηση φορτίου που χρησιμοποιείται στους υπολογισμούς ντετερμινιστικής ροής φορτίου καθορίζεται στα πλαίσια της μέσης τιμής για κάθε ώρα και προκύπτει από αντιπροσωπευτικά προφίλ οικιστικών καταναλωτών.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β

Με σκοπό την εφαρμογή των υπολογισμών πιθανοτικής ροής φορτίου, η απαίτηση για φορτίο PL σε μια δοσμένη ώρα αναπαρίσταται από μια κανονική συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας μιας τυχαίας μεταβλητής, που χαρακτηρίζεται από μια αναμενόμενη τιμή \bar{P}_L και μια τυπική απόκλιση σ . Οι αναμενόμενες τιμές φορτίου

για κάθε ώρα είναι παρόμοιες με τις μέσες τιμές στους υπολογισμούς της ντετερμινιστικής ροής φορτίου. Η τυπική απόκλιση θα τοποθετηθεί στο 15% της αναμενόμενης τιμής. Οι ηλεκτρικές και γεωμετρικές παράμετροι του δικτύου παρουσιάζονται στον πίνακα 34.

Κλάδοι	Φάση και ουδέτερος (mm ²)	R (Ω/km)	x (Ω/km)	Μήκος γραμμής (m)	Ρεύμα γραμμής (A)
2	3×50+25 Cu	0,391	0,078	100	166
3-4-5-9-10-11	3×50+25 Cu	0,391	0,078	300	166
6-7-8	3×50+25 Cu	0,391	0,078	240	166

ΠΙΝΑΚΑΣ 34. ΗΛΕΚΤΡΙΚΕΣ ΚΑΙ ΓΕΩΜΕΤΡΙΚΕΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ

Τρεις διαφορετικές περιπτώσεις μελετώνται με αναφορά στην τοποθεσία των φωτοβολταϊκών γεννητριών που είναι σε σύνδεση με τα ‘σημεία φόρτισης’:

Περίπτωση 1. Φωτοβολταϊκές γεννήτριες εγκατεστημένες στα τερματικά σημεία φόρτισης (5,8,11).

Περίπτωση 2. Φωτοβολταϊκές γεννήτριες εγκατεστημένες στα αρχικά σημεία φόρτισης (3,6,9).

Περίπτωση 3. Φωτοβολταϊκές γεννήτριες εγκατεστημένες σε όλα τα σημεία φόρτισης.

Σε όλες τις παραπάνω περιπτώσεις, υποτίθεται ότι σε κάθε τροφοδότη εγκαθίσταται το ίδιο ποσοστό φωτοβολταϊκής κορυφής ισχύος με ανοχή στο συνολικό συμβατικό φορτίο του τροφοδότη.

Υπολογισμοί Ντετερμινιστικής Ροής Φορτίου

Σε πρώτο επίπεδο, η μέγιστη τιμή της συνολικής κορυφής της φωτοβολταϊκής ισχύος ($\bar{P}_{PV_{peak(max)DLF}}$) που μπορεί να εγκατασταθεί στο δίκτυο χωρίς να παραβιάζει τους

περιορισμούς τάσεως και ρεύματος έχει υπολογισθεί μέσω ντετερμινιστικής ροής φορτίου και για τις τρεις προαναφερθείσες περιπτώσεις. Για το σκοπό αυτό, ο εφαρμοσμένος αλγόριθμος αυξάνει διαδοχικά την εγκατεστημένη κορυφή της φωτοβολταϊκής ισχύος μέχρι να εμφανιστούν στο δίκτυο διανομής φαινόμενα υποτάσεων-υπερτάσεων ή υπερρευματών κατά τη διάρκεια της χρονιάς.

Τα αποτελέσματα εκφράζονται σε ποσοστά επί τοις εκατό της $\bar{P}_{PV_{peak(max)DLF}}$, λαμβάνοντας υπόψη το συνολικό συμβατικό φορτίο του δικτύου ($P_{L,TOT}=118.8$ kW):

$$P_{PV_{peak(max)DLF}} \% = \frac{P_{PV_{peak(max)DLF}}}{P_{L,TOT}} \cdot 100$$

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β

όπως συνοψίζεται και στους πίνακες 35-37.

$P_{PV_{peak(max)DLF}}\%$							
$V_0[V]$	440	430	420	410	400	390	382
Περίπτωση 1 ^η	29 ⁺	55 ⁺	82 ⁺	109 ⁺	113 ^ο	110 ^ο	107 ⁻
Περίπτωση 2 ^η	33 ⁺	66 ⁺	100 ⁺	114 ^ο	111 ^ο	108 ^ο	105 ⁻
Περίπτωση 3 ^η	32 ⁺	62 ⁺	92 ⁺	121 ⁺	150 ⁺	150 ^ο	148 ⁻

ΠΙΝΑΚΑΣ 35. $PPV_{PEAK(MAX)DLF}\%$ ΩΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗ ΤΟΥ V_0 ΧΩΡΙΣ ΤΗΝ ΕΠΙΔΡΑΣΗ ΤΟΥ ΚΑΛΩΔΙΟΥ ΤΟΥ ΠΕΛΑΤΗ

$P_{PV_{peak(max)DLF}}\%$							
$V_0[V]$	434	430	420	410	400	390	388
Περίπτωση 1 ^η	29 ⁺	39 ⁺	66 ⁺	92 ⁺	113 ^ο	110 ^ο	109 ⁻
Περίπτωση 2 ^η	33 ⁺	46 ⁺	79 ⁺	112 ⁺	111 ^ο	108 ^ο	106 ⁻
Περίπτωση 3 ^η	32 ⁺	44 ⁺	73 ⁺	102 ⁺	131 ^ο	150 ^ο	149 ⁻

ΠΙΝΑΚΑΣ 36. $PPV_{PEAK(MAX)DLF}\%$ ΩΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗ ΤΟΥ V_0 ΜΕ ΤΗΝ ΕΠΙΔΡΑΣΗ ΤΟΥ ΚΑΛΩΔΙΟΥ ΤΟΥ ΠΕΛΑΤΗ $m.v.v.=1,5\%$

$P_{PV_{peak(max)DLF}}\%$					
$V_0[V]$	428	420	410	400	393
Περίπτωση 1 ^η	29 ⁺	49 ⁺	75 ⁺	101 ⁺	110 ^ο
Περίπτωση 2 ^η	33 ⁺	59 ⁺	91 ⁺	111 ⁺	109 ^ο
Περίπτωση 3 ^η	32 ⁺	55 ⁺	84 ⁺	113 ⁺	133 ^ο

ΠΙΝΑΚΑΣ 37. $PPV_{PEAK(MAX)DLF}\%$ ΩΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗ ΤΟΥ V_0 ΜΕ ΤΗΝ ΕΠΙΔΡΑΣΗ ΤΟΥ ΚΑΛΩΔΙΟΥ ΤΟΥ ΠΕΛΑΤΗ $m.v.v.=3\%$

Από τους συγκεκριμένους πίνακες, πρέπει να σημειωθεί ότι η $P_{PV_{peak(max)DLF}}\%$ είναι μια συνάρτηση των υποσταθμών χαμηλής τάσης (V_0) και της μέγιστης διακύμανσης τάσης (m.v.v.) που επιτρέπεται στο καλώδιο του πελάτη.

Για να εξηγηθεί η σημασία και το νόημα της παραμέτρου της μέγιστης διακύμανσης τάσης, πρέπει να ληφθεί υπόψη ότι τα όρια της ισχύος σε συνθήκες υπέρτασης και υπότασης εκτιμούνται στα ‘σημεία φόρτισης’, που δεν αποτελούν το πραγματικό σημείο διασύνδεσης των οικιστικών φορτίων (σημεία από κοινού σύζευξης – PCC – με τις γεννήτριες). Τα οικιστικά φορτία επηρεάζουν την αύξηση ή τη μείωση της τάσης στο σημείο PCC ανάλογα με το πρόσημο της διακύμανσης τάσης σε αυτά (ανάλογα π.χ. με την κατεύθυνση της ροής ενέργειας). Κατά συνέπεια, τα όρια της τάσης που δεν υπερβαίνονται στα σημεία φόρτισης μπορεί όντως να υπερβαίνονται στα σημεία από κοινού σύζευξης.

Στο σημείο αυτό θα πρέπει να σημειωθεί ότι το τμήμα της γραμμής του καλωδίου διαλέγεται με την επιβολή της μέγιστης επιθυμητής διακύμανσης τάσης (που αποτελεί μια σχεδιαστική παράμετρο της οποίας το όριο τιμών επιβάλλεται από τα πρότυπα ως τιμή επί τοις εκατό της ονομαστικής τάσης). Συνεπώς, είναι δυνατό να

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β

εμπεδωθεί το πόσο σημαντική μπορεί να είναι η διακύμανση τάσης στα σημεία σύνδεσης λαμβάνοντας υπόψη την αντίστοιχη τάση των ‘σημείων φόρτισης’ (LP).

Τα αποτελέσματα αφορούν τρία ενδεχόμενα που φανερώνουν τη λειτουργία του καλωδίου του πελάτη. Συγκεκριμένα υποτέθηκαν οι εξής τιμές:

- m.v.v. = 0% (πίνακας 35)
- m.v.v. = 1.5% (πίνακας 36)
- m.v.v. = 3% (πίνακας 47).

Η τιμή της $\bar{P}_{PV_{peak(max)DLF}}$ υπολογίζεται υποθέτοντας ότι στα ‘σημεία φόρτισης’ η μέγιστη τιμή τάσης που μπορεί να επιτευχθεί (V_{sup}) είναι μικρότερη ίση με τη μέγιστη τιμή τάσης σύμφωνα με το European Standard EN 50160 (V_{max}):

$$V_{sup} = V_{max} - |m.v.v.|$$

Ομοίως, η ελάχιστη τιμή τάσης που μπορεί να επιτευχθεί (V_{inf}) πρέπει είναι μεγαλύτερη ίση από την ελάχιστη τιμή τάσης σύμφωνα με το European Standard EN 50160 (V_{min}):

$$V_{inf} = V_{min} + |m.v.v.|$$

Όσον αφορά το μήνυμα των εκθετών που χρησιμοποιούνται στους πίνακες 35-37:

- ✓ το σύμβολο “+” αναφέρεται στις τιμές της $P_{PV_{peak(max)DLF}}$ % για τις οποίες το υψηλότερο όριο τάσης (V_{sup}) έχει επιτευχθεί τουλάχιστον σε ένα LP.
- ✓ Το σύμβολο “o” αναφέρεται στις τιμές της $P_{PV_{peak(max)DLF}}$ % για τις οποίες το όριο ρεύματος (θερμικό όριο) έχει επιτευχθεί τουλάχιστον σε έναν κλάδο του δικτύου.
- ✓ Το σύμβολο “-” αναφέρεται στις τιμές ενέργειας για τις οποίες έχει προσεγγιστεί το θερμικό όριο αλλά δεν είναι δυνατή η περαιτέρω μείωση τάσης Νο ή η μείωση της διείσδυσης της διανεμημένης ενέργειας χωρίς την πρόκληση υποτάσεων.

Υπολογισμοί Πιθανοτικής Ροής Φορτίου

Οι αναμενόμενες τιμές της συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας που χρησιμοποιήθηκαν για την ισχύ φορτίων και γεννητριών είναι τα ίδια με τις μέσες τιμές στους υπολογισμούς της ντετερμινιστικής ροής φορτίου. Αυτό επιτρέπει την σωστή σύγκριση μεταξύ των αποτελεσμάτων της πιθανοτικής και της ντετερμινιστικής ροής φορτίου.

$V_0[V]$	$P_{PV_{peak(max)DLF}}\%$	μ_{ov}	σ_{ov}	μ_{ov}	σ_{ov}	μ_{oc}	σ_{oc}
434	32	430,3	33,97	0	0	0	0
430	44	166,7	21,00	0	0	0	0
420	73	32,5	7,27	0	0	0	0

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β

410	102	18,8	3,27	0	0	0	0
400	131	13,7	2,24	0	0	0	0
390	150	0	0	11,7	2,4	1,9	1,6
388	149	0	0	9,3	2,5	91,4	13,97

ΠΙΝΑΚΑΣ 38. ΜΕΣΟΣ ΑΡΙΘΜΟΣ ΩΡΩΝ ΜΕ ΥΠΕΡΤΑΣΗ, ΥΠΟΤΑΣΗ ΚΑΙ ΥΠΕΡΡΕΥΜΑ ΓΙΑ ΕΝΑ ΧΡΟΝΟ ΣΤΗΝ ΤΡΙΤΗ ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ ΓΙΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ Φ/Β ΠΟΥ ΔΙΝΕΤΑΙ ΑΠΟ ΤΟ $P_{PV_{peak(max)DLF}}$

Ο πίνακας 38 αναφέρεται στην περίπτωση 3 θεωρώντας καλώδιο πελάτη με μέγιστη διακύμανση τάσης 1.5%. Ο υπολογισμός εκτελείται υποθέτοντας ότι το επίπεδο διείσδυσης διανεμημένης παραγωγής από φωτοβολταϊκά δεν προκαλεί παραβιάσεις τάσης και θερμικούς περιορισμούς σύμφωνα με τα αποτελέσματα της ντετερμινιστικής ΡΦ ($P_{PV_{peak(max)DLF}}$ %).

Ο πίνακας 38 αναπαριστά τον αριθμό των ωρών με υπόταση (UV), υπέρταση (OV) και υπέρρευμα (OC) που εμφανίζονται στο δίκτυο στα πλαίσια του ετήσιο μέσου όρου (μ_{OV} , μ_{UV} , μ_{OC}) και τον ετήσιο μέσο όρο σταθερών τυπικών αποκλίσεων (σ_{OV} , σ_{UV} , σ_{OC}).

Από τον πίνακα 38 φαίνεται ότι η πιθανοτική μέθοδος αναδεικνύει την πιθανότητα να υπάρχουν περιορισμοί θερμικοί και τάσης εξαιτίας της τιμής αιχμής της φωτοβολταϊκής ισχύος, οι οποίοι σύμφωνα με την διαδικασία ΝΡΦ δεν θα υπήρχαν (αυτό εντοπίζεται ιδιαίτερα έντονα για υψηλές τιμές της V_o).

Σε όλες τις περιπτώσεις, τα όρια διείσδυσης που υπολογίζονται από την ΝΡΦ είναι υψηλότερα από αυτά που υπολογίζονται από την πιθανοτική ροή φορτίου, που παρέχει μια πιο ρεαλιστική και περιοριστική εκτίμηση.

Για όλες τις προσομοιώσεις που έγιναν, ο αριθμός των επαναλήψεων που χρησιμοποιήθηκε για να επιτευχθεί μια καλή ακρίβεια είναι 100. Η μέγιστη κορυφή φωτοβολταϊκής τάσης που μπορεί να εγκατασταθεί χωρίς να παραβιάζει τους περιορισμούς τάσης και ρεύματος ($P_{PV_{peak(max)PLF}}$ %) έχει υπολογιστεί από την ΠΡΦ.

Ο αλγόριθμος της ΠΡΦ έχει αναπτυχθεί σε αντιστοιχία με το European Standard EN 50160, που καθορίζει τις κανονικές συνθήκες λειτουργίας, εξαιρώντας καταστάσεις που εγείρονται από σφάλματα ή διακοπές τάσης:

Κατά τη διάρκεια της κάθε περιόδου της μιας εβδομάδας, 95% των 10λεπτων μέσων rms τιμών του αποθέματος τάσης θα είναι εντός του εύρους του φάσματος $U_n \pm 10\%$ (όπου U_n είναι η ονομαστική τάση).

Οι μέσες rms τιμές του αποθέματος τάσης στα 10 λεπτά θα είναι μέσα στο εύρος $U_n + 10\% \pm 15\%$.

Σε περιπτώσεις αποθεμάτων ηλεκτρισμού σε μακρινές περιοχές με μεγάλο μήκος γραμμής, η τάση θα μπορούσε να βρίσκεται εκτός φάσματος $U_n + 10\% \pm 15\%$.

Οι προαναφερθείσες συνθήκες είναι ισοδύναμες με τις ακόλουθες εκφράσεις:

$$P(U_n - 10\% \leq v \leq U_n + 10\%) = F_v(U_n + 10\%) - F_v(U_n - 10\%) \geq 0.95$$

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β

$$P(U_n - 15\% \leq v \leq U_n + 10\% = F_v(U_n + 10\%) - F_v(U_n - 15\%) = 1$$

όπου:

v είναι η τυχαία μεταβλητή της “τάσης”

P είναι η πιθανότητα

F_v είναι η αθροιστική συνάρτηση διανομής της τυχαίας μεταβλητής “τάσης” v.

Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στους πίνακες 39-41, που παρέχουν την ποσότητα

$P_{PV_{peak(max)PLF}}$ % ως συνάρτηση της V₀. Από τους συγκεκριμένους πίνακες

συμπεραίνεται ότι η χρήση της παραδοσιακής ντετερμινιστικής ροής φορτίου οδηγεί σε μια υπερεκτίμηση της μέγιστης κορυφής της φωτοβολταϊκής ισχύος που μπορεί να εγκατασταθεί σε σύγκριση με την εκτίμηση από την πιθανοτική ροή φορτίου.

P_{PVpeak(max)DLF}%								
V₀[V]	440	430	420	410	400	390	382	367
Περίπτωση 1^η	24 ⁺	50 ⁺	77 ⁺	104 ⁺	108 ⁰	105 ⁰	102 ⁰	99 ⁻
Περίπτωση 2^η	27 ⁺	61 ⁺	95 ⁺	109 ⁰	106 ⁰	103 ⁰	100 ⁰	97 ⁻
Περίπτωση 3^η	27 ⁺	57 ⁺	87 ⁺	116 ⁺	145 ⁺	145 ⁰	140 ⁻	140 ⁻

ΠΙΝΑΚΑΣ 39. PPVPEAK(MAX)DLF% ΩΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗ ΤΟΥ V₀ ΧΩΡΙΣ ΤΗΝ ΕΠΙΡΑΣΗ ΤΟΥ ΚΑΛΩΔΙΟΥ ΤΟΥ ΠΕΛΑΤΗ

P_{PVpeak(max)DLF}%								
V₀[V]	434	430	420	410	400	390	388	373
Περίπτωση 1^η	24 ⁺	34 ⁺	61 ⁺	87 ⁺	108 ⁰	105 ⁰	104 ⁰	100 ⁻
Περίπτωση 2^η	27 ⁺	41 ⁺	74 ⁺	107 ⁺	106 ⁰	103 ⁰	101 ⁰	97 ⁻
Περίπτωση 3^η	27 ⁺	39 ⁺	67 ⁺	97 ⁺	126 ⁺	145 ⁰	144 ⁰	140 ⁻

ΠΙΝΑΚΑΣ 40. PPVPEAK(MAX)DLF% ΩΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗ ΤΟΥ V₀ ΜΕ ΤΗΝ ΕΠΙΡΑΣΗ ΤΟΥ ΚΑΛΩΔΙΟΥ ΤΟΥ ΠΕΛΑΤΗ Μ.Β.Β.=1,5

P_{PVpeak(max)DLF}%						
V₀[V]	428	420	410	400	393	379
Περίπτωση 1^η	24 ⁺	44 ⁺	70 ⁺	96 ⁺	105 ⁰	102 ⁻
Περίπτωση 2^η	27 ⁺	54 ⁺	86 ⁺	106 ⁺	104 ⁰	101 ⁻
Περίπτωση 3^η	27 ⁺	50 ⁺	79 ⁺	108 ⁺	127 ⁰	124 ⁻

ΠΙΝΑΚΑΣ 41. PPVPEAK(MAX)DLF% ΩΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗ ΤΟΥ V₀ ΜΕ ΤΗΝ ΕΠΙΡΑΣΗ ΤΟΥ ΚΑΛΩΔΙΟΥ ΤΟΥ ΠΕΛΑΤΗ Μ.Β.Β.=3%

Συμπερασματικά, πρέπει να σημειωθεί επίσης ότι, μέχρι στιγμής, το πρόβλημα της πιθανής υπέρτασης στους κόμβους των συνδέσεων της διανεμημένης παραγωγής έχει επιλυθεί από χειριστές δικτύων απλώς μέσα από τη χρήση προστασίας μέγιστης τάσης, η οποία ενσωματώνεται στα συστήματα παραγωγής και η οποία διαχειρίζεται

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β

το κλείσιμο της μονάδας παραγωγής (με έλεγχο on/off) όταν η τάση του κόμβου είναι κοντά ή ακριβώς στο προβλεπόμενο όριο. Κάτι τέτοιο έχει και μια πιθανή αρνητική επίπτωση ως προς την ορθή εκμετάλλευση της διαθέσιμης ενέργειας από τις εγκατεστημένες φωτοβολταϊκές διατάξεις. Έτσι, οι ηλεκτρονόμοι τάσης για το σταμάτημα των φωτοβολταϊκών γεννητριών θα πρέπει μόνο έπειτα από προσεκτική ανάλυση να χρησιμοποιούνται ως εναλλακτική ενίσχυσης του δικτύου, λαμβάνοντας υπόψη τα κριτήρια πιθανότητας τροποποίησης της κανονικής τάσης του δικτύου.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ

ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΔΙΑΓΡΑΜΜΑΤΩΝ

Διάγραμμα 1. Τελική Κατανάλωση Ενέργειας Ανά Τομέα (2006).....	18
Διάγραμμα 2: Τελική Κατανάλωση Ενέργειας Ανά Καύσιμο (2006).....	19
Διάγραμμα 3: Συνεισφορά στις εκπομπές CO ₂ δραστηριοτήτων που συνδέονται με τη χρήση ορυκτών καυσίμων για το 2006.....	32
Διάγραμμα 4. Διακύμανση φορτίου Θέρος 2007-Ιανουάριο 2009.....	35
Διάγραμμα 5. (α) Σύγκριση Ηλιακών Φασμάτων για διαφορετικές αέριες μάζες. Η διακεκομμένη γραμμή περιγράφει το φάσμα μέλανος σώματος θερμοκρασίας T=5800K, που προσεγγίζει καλύτερα το φάσμα AM0. (β) Τα φάσματα απορρόφησης των διαφόρων αερίων της ατμόσφαιρας.....	66
Διάγραμμα 6. Η πυκνότητα ισχύος της ηλιακής ακτινοβολίας μέσα στο 24ωρο της ημέρας. Η καμπύλες με τις διακεκομμένες αναπαριστούν τη διάχυτη και την απευθείας ακτινοβολία. η μεγαλύτερη καμπύλη παρουσιάζει την ολική οριζόντια ακτινοβολία.....	69
Διάγραμμα 7. Ολική Ακτινοβολία σε οριζόντιο (α) και κεκλιμένο επίπεδο (β).....	76
Διάγραμμα 8. Άμεση ακτινοβολία σε οριζόντιο (α) και κεκλιμένο (β) επίπεδο.....	77
Διάγραμμα 9. Διάχυτη ακτινοβολία σε οριζόντιο (α) και κεκλιμένο (β) επίπεδο.....	78
Διάγραμμα 10. Το ύψος του Ηλίου την 21 ^η ημέρα κάθε μήνα του έτους.....	79
Διάγραμμα 11. Το αζιμούθιο του Ηλίου για τις γεωγραφικές συντεταγμένες της Αθήνας συναρτήσει των ωρών μιας ημέρας και του ημερήσιου ηλιακού ύψους για ένα χρόνο.....	80
Διάγραμμα 12. Το Ύψος του Ηλίου για τις γεωγραφικές συντεταγμένες της Αθήνας συναρτήσει της αζιμουθιακής Γωνίας για ένα χρόνο.....	80
Διάγραμμα 13. Ο δείκτης καθαρότητας K_T σε ημερήσια (α) και μηνιαία (β) βάση..	81
Διάγραμμα 14. Ημερήσιες Καμπύλες Πυκνότητας Ισχύος Ηλιακής Ακτινοβολίας Σε Κεκλιμένο Επίπεδο 30° για όλες τις ημέρες ενός έτους (Μεθοδολογία 1 ^η).....	85
Διάγραμμα 15. Ημερήσιες Καμπύλες Πυκνότητας Ισχύος Ηλιακής Ακτινοβολίας Σε Κεκλιμένο Επίπεδο 30° για όλες τις ημέρες ενός έτους (Μεθοδολογία 2 ^η). Ημερήσια Διακύμανση των Καμπυλών.....	88
Διάγραμμα 16. Ημερήσιες Καμπύλες Πυκνότητας Ισχύος Ηλιακής Ακτινοβολίας Σε Κεκλιμένο Επίπεδο 30° για όλες τις ημέρες ενός έτους (Μεθοδολογία 2 ^η). Διακύμανση των Καμπυλών Μέσα Στο Έτος.....	88
Διάγραμμα 17. Συντελεστής Πλήρωσης.....	101
Διάγραμμα 18. Χαρακτηριστική I-V. V_m Και I_m Είναι Η Τάση Και Η Ένταση Που Αντιστοιχούν Στη Μέγιστη Παραγόμενη Ισχύ P_m	102
Διάγραμμα 19. Ενεργειακό Κόστος Τεχνολογιών Διανεμημένης Παραγωγής.....	121
Διάγραμμα 22. 24ωρη καμπύλη ζήτησης για το τυπικό μικροδίκτυο για κάθε είδος καταναλωτή.....	183
Διάγραμμα 23. Οριακή Τιμή Συστήματος για ένα μέσο ετήσιο 24ωρο 2008 και 2009.....	185
Διάγραμμα 24. Συνολική Ζήτηση σε μηνιαίο επίπεδο για τους 12 μήνες του έτους	185
Διάγραμμα 25. Παραγωγή Μονάδων Μικροδικτύου για τυπικό 24ωρο του Ιανουαρίου.....	186
Διάγραμμα 26. Συνολική Ετήσια Ζήτηση Επιμέρους Καταναλωτών εντός του Δικτύου.....	189
Διάγραμμα 27. Διάγραμμα εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος στο υπό μελέτη ΣΗΕ ανά Επίπεδο Διείσδυσης.....	191

Διάγραμμα 28. Ποσοστά ονομαστικής ισχύος κάθε μονάδας ως προς τη συνολική εγκατεστημένη Φ/Β ισχύ του δικτύου.....	192
Διάγραμμα 29. Τυπικά 24ωρα ζήτησης.....	193
Διάγραμμα 30. Τυπικά 24ωρα Φ/Β παραγωγής ανά εγκατεστημένης ισχύος.....	193
Διάγραμμα 31. Ποσοστό Κάλυψης Του Φορτίου Για Κάθε Σενάριο Για ΟΤΣ 2008 & 2009.....	197
Διάγραμμα 32. Ετήσιο Άθροισμα Παραγωγής Ανά Πηγή Διεσπαρμένης Παραγωγής Και Εγγεόμενης από το Δίκτυο Ισχύος για εγκατεστημένη Ισχύ Διεσπαρμένης Παραγωγής 88kW Και Για Τα Τρία Σενάρια.....	198
Διάγραμμα 33 Άθροισμα Ετήσιου Κόστους Για Κάθε Σενάριο Και Για Επίπεδο Διείσδυσης Διανεμημένης Παραγωγής 88kW.....	199
Διάγραμμα 34. Ποσοστό % Μεταβολής Κόστους Για Εγκατεστημένη Ισχύ 88kW Και Για Διάφορες Τιμές Πώλησης Της Ανανεώσιμης Παραγωγής.....	199
Διάγραμμα 35. Ποσοστό % Μεταβολής Κόστους Σε Σχέση Με Το NO DG σενάριο Για Τιμή Πώλησης 1,4×ΟΤΣ Για Διάφορα Επίπεδα Διείσδυσης Διανεμημένης Παραγωγής.....	200
Διάγραμμα 36. Ετήσιες Απώλειες Του Δικτύου Για εγκατεστημένη Ισχύ Διανεμημένης Παραγωγής 88kW Και Για Τα 3 Σενάρια Για ΟΤΣ 2008 & 2009.....	201
Διάγραμμα 37. Ποσοστό Μείωσης Των Απωλειών Σε Σχέση Με Το NO DG Σενάριο Για 88kW Διείσδυση Διανεμημένης Παραγωγής.....	201
Διάγραμμα 38. Ποσοστά % Μείωσης Των Απωλειών Σε Σχέση Με Το NO DG Σενάριο Για Διάφορα Επίπεδα Διείσδυσης Της Διανεμημένης Παραγωγής.....	202
Διάγραμμα 39. Ποσοστό Κάλυψης Του φορτίου Από Μικροπηγές Για Τα διάφορα Επίπεδα Διείσδυσης Διανεμημένης Παραγωγής Για Το Only DG σενάριο.....	203
Διάγραμμα 40. Ποσοστό Κάλυψης Του φορτίου Από Μικροπηγές Για Τα διάφορα Επίπεδα Διείσδυσης Διανεμημένης Παραγωγής Για Τη Λειτουργία Μικροδικτύου Και ΟΤΣ 2008.....	204
Διάγραμμα 41. Ποσοστό Κάλυψης Του φορτίου Από Μικροπηγές Για Τα διάφορα Επίπεδα Διείσδυσης Διανεμημένης Παραγωγής Για Τη Λειτουργία Μικροδικτύου Και ΟΤΣ 2009.....	204
Διάγραμμα 42. Ετήσιο Άθροισμα Κόστους Ανά Επίπεδο Διείσδυσης Διανεμημένης Παραγωγής Για Τις Διάφορες Περιπτώσεις Τιμολόγησης Της Ανανεώσιμης Παραγωγής Και ΟΤΣ 2008.....	205
Διάγραμμα 43. Ετήσιο Άθροισμα Κόστους Ανά Επίπεδο Διείσδυσης Διανεμημένης Παραγωγής Για Τις Διάφορες Περιπτώσεις Τιμολόγησης Της Ανανεώσιμης Παραγωγής Και ΟΤΣ 2009.....	205
Διάγραμμα 44. Ετήσιο Ενεργειακό Κόστος Ανά Επίπεδο Διείσδυσης Για Μηδενική Τιμολόγηση Ανανεώσιμης Παραγωγής 2008&2009.....	206
Διάγραμμα 45. Ετήσιο Ενεργειακό Κόστος Ανά Επίπεδο Διείσδυσης Για Τιμολόγηση Ανανεώσιμης Παραγωγής ΟΤΣ 2008.....	207
Διάγραμμα 46. Ετήσιο Ενεργειακό Κόστος Ανά Επίπεδο Διείσδυσης Για Τιμολόγηση Ανανεώσιμης Παραγωγής ΟΤΣ 2009.....	207
Διάγραμμα 47. Ετήσιο Ενεργειακό Κόστος Ανά Επίπεδο Διείσδυσης Για Τιμολόγηση Ανανεώσιμης Παραγωγής 1,4×ΟΤΣ 2008.....	208
Διάγραμμα 48. Ετήσιο Ενεργειακό Κόστος Ανά Επίπεδο Διείσδυσης Για Τιμολόγηση Ανανεώσιμης Παραγωγής 1,4×ΟΤΣ 2009.....	208
Διάγραμμα 49. Διαφορά Κόστους Για Διάφορα Επίπεδα Διείσδυσης Μικροπηγών Για Τιμή Πώλησης Ανανεώσιμης Ενέργειας 1,4×ΟΤΣ 2008, Φαίνονται Επίσης Οι Αντίστοιχες Πολυωνυμικές Συναρτήσεις Που Τις Προσομοιάζουν Καλύτερα.....	210

Διάγραμμα 50. Ετήσιο Άθροισμα Απωλειών Για Διάφορα Επίπεδα Διείσδυσης Διεσπαρμένης Παραγωγής.....	211
Διάγραμμα 51. Ετήσια Τροφοδότηση Του Εξεταζόμενου Δικτύου Από Το Ανάντη Δίκτυο Για Διάφορα Επίπεδα Διείσδυσης Διεσπαρμένης Παραγωγής	213
Διάγραμμα 52. Ετήσια Παραγωγή Μικροτουρμπίνας Για Διάφορα Επίπεδα Διείσδυσης Διεσπαρμένης Παραγωγής	213
Διάγραμμα 53. Ετήσια Παραγωγή Κυψέλης Καυσίμου Για Διάφορα Επίπεδα Διείσδυσης Διεσπαρμένης Παραγωγής	214
Διάγραμμα 54. Ποσοστό Διείσδυσης ΑΠΕ Για Διάφορα Επίπεδα DG Διείσδυσης ..	217
Διάγραμμα 55. Παραγωγή Μικροτουρμπίνας Σε Μικροδίκτυο Σε Σχέση Με Τη Μέγιστη Δυνατότητα Παραγωγής	217
Διάγραμμα 56. Παραγωγή Κυψέλης Καυσίμου Σε Μικροδίκτυο Σε Σχέση Με Τη Μέγιστη Δυνατότητα Παραγωγής	218
Διάγραμμα 57. Ποσοστό Αξιοποίησης Της Μέγιστης Δυνατότητας MT&FC Για Όλα Τα Επίπεδα Διείσδυσης DG Για ΟΤΣ 2008.....	219
Διάγραμμα 58. Ποσοστό Αξιοποίησης Της Μέγιστης Δυνατότητας MT&FC Για Όλα Τα Επίπεδα Διείσδυσης DG Για ΟΤΣ 2009.....	220
Διάγραμμα 59. Ποσοστό κάλυψης του φορτίου από μονάδες διανεμημένης παραγωγής και το δίκτυο για τις τρεις παραλλαγές μικροδικτύων για εγκατεστημένη DG παραγωγή 88kW και	221
Διάγραμμα 60. Ποσοστό κάλυψης του φορτίου από μονάδες διανεμημένης παραγωγής και το δίκτυο για τις τρεις παραλλαγές μικροδικτύων για εγκατεστημένη DG παραγωγή 248kW και πώληση ανανεώσιμης παραγωγής 1,4×ΟΤΣ 2008	222
Διάγραμμα 61. Ετήσιο κόστος για επίπεδο διείσδυσης διανεμημένης παραγωγής 248 kW για υψηλή οριακή τιμή	223
Διάγραμμα 62. Ποσοστό Μείωσης Των Απωλειών Σε Σχέση Με Το Microgrid a Για 248kW εγκατεστημένη DG ισχύ και ΟΤΣ 2008 Για διάφορες Τιμές Πώλησης Της Φωτοβολταϊκής Παραγωγής.....	224
Διάγραμμα 63. Συνολικό Ετήσιο Κόστος Για Όλα Τα Σενάρια Και Τις Παραλλαγές Μικροδικτύου Για Διάφορα Επίπεδα Διείσδυσης Διανεμημένης Παραγωγής Με Τιμολόγηση Της Ανανεώσιμης Παραγωγής Ίση Με 1,4×ΟΤΣ2008.....	225
Διάγραμμα 64. Συνολικό Ετήσιο Κόστος Για Όλα Τα Σενάρια Και Τις Παραλλαγές Μικροδικτύου Για Διάφορα Επίπεδα Διείσδυσης Διανεμημένης Παραγωγής Και Τιμολόγηση Της Ανανεώσιμης Παραγωγής 1,4×ΟΤΣ 2009	226
Διάγραμμα 65. Συνολικό Ετήσιο Κόστος Για Όλα Τα Σενάρια Και Τις Παραλλαγές Μικροδικτύου Για Διάφορα Επίπεδα Διείσδυσης Διανεμημένης Παραγωγής Και Δωρεάν Πώληση Της Ανανεώσιμης Παραγωγής (ΟΤΣ 2008).....	227
Διάγραμμα 66. Συνολικό Ετήσιο Κόστος Για Όλα Τα Σενάρια Και Τις Παραλλαγές Μικροδικτύου Για Διάφορα Επίπεδα Διείσδυσης Διανεμημένης Παραγωγής Και Δωρεάν Πώληση Της Ανανεώσιμης Παραγωγής (ΟΤΣ 2009).....	227
Διάγραμμα 67. Συνολικό Ετήσιο Κόστος Για Όλα Τα Σενάρια Και Τις Παραλλαγές Μικροδικτύου Για Διάφορα Επίπεδα Διείσδυσης Διανεμημένης Παραγωγής Και Τιμολόγηση Της Ανανεώσιμης Παραγωγής 1×ΟΤΣ 2008	228
Διάγραμμα 68. Συνολικό Ετήσιο Κόστος Για Όλα Τα Σενάρια Και Τις Παραλλαγές Μικροδικτύου Για Διάφορα Επίπεδα Διείσδυσης Διανεμημένης Παραγωγής Και Τιμολόγηση Της Ανανεώσιμης Παραγωγής 1×ΟΤΣ 2009	228
Διάγραμμα 69. (α) ποσοστό μείωσης του κόστους των μικροδικτύων σε σχέση με το No DG σενάριο (β) μείωση του κόστους των μικροδικτύων σε σχέση με το No DG σενάριο σε απόλυτες τιμές (γ) ποσοστό μείωσης του κόστους των μικροδικτύων σε σχέση με το Only DG σενάριο (δ) μείωση του κόστους των μικροδικτύων σε σχέση	

με το Only DG σενάριο σε απόλυτες τιμές (ε) ποσοστό μείωσης του κόστους των μικροδικτύων b και c σε σχέση με το μικροδίκτυο a (στ) μείωση του κόστους των μικροδικτύων b και c σε σχέση με το μικροδίκτυο a σε απόλυτες τιμές (ζ) ποσοστό μείωσης του κόστους του μικροδικτύου b σε σχέση με το μικροδίκτυο (η) μείωση του κόστους του μικροδικτύου b σε σχέση με το μικροδίκτυο c σε απόλυτες τιμές. Όλα τα διαγράμματα σχεδιάζονται για επίπεδα διείσδυσης διεσπαρμένης παραγωγής 88-348kW και τιμή πώλησης της ανανεώσιμης παραγωγής ίση με $1,4 \times \text{ΟΤΣ } 2008$. 230	
Διάγραμμα 70. (α) ποσοστό μείωσης του κόστους των μικροδικτύων σε σχέση με το No DG σενάριο (β) μείωση του κόστους των μικροδικτύων σε σχέση με το No DG σενάριο σε απόλυτες τιμές (γ) ποσοστό μείωσης του κόστους των μικροδικτύων σε σχέση με το Only DG σενάριο (δ) μείωση του κόστους των μικροδικτύων σε σχέση με το Only DG σενάριο σε απόλυτες τιμές (ε) ποσοστό μείωσης του κόστους των μικροδικτύων b και c σε σχέση με το μικροδίκτυο a (στ) μείωση του κόστους των μικροδικτύων b και c σε σχέση με το μικροδίκτυο a σε απόλυτες τιμές (ζ) ποσοστό μείωσης του κόστους του μικροδικτύου b σε σχέση με το μικροδίκτυο (η) μείωση του κόστους του μικροδικτύου b σε σχέση με το μικροδίκτυο c σε απόλυτες τιμές. Όλα τα διαγράμματα σχεδιάζονται για επίπεδα διείσδυσης διεσπαρμένης παραγωγής 88-348kW και τιμή πώλησης της ανανεώσιμης παραγωγής ίση με $1,4 \times \text{ΟΤΣ } 2009$. 232	
Διάγραμμα 71. Ετήσιες απώλειες 2008 και 2009 για τα τρία μικροδίκτυα και για τιμή πώλησης της παραγωγής ΑΠΕ $1,4 \times \text{ΟΤΣ}$	233
Διάγραμμα 72. Επί τις εκατό μεταβολή των απωλειών των παραλλαγών b και c σε σχέση με το πρώτο μικροδίκτυο και για τις οριακές τιμές του συστήματος και πώληση ανανεώσιμης παραγωγής $1,4 \times \text{ΟΤΣ}$. Εγκατεστημένη DG διείσδυση 148kW.....	235
Διάγραμμα 73. Ετήσια έγχυση ισχύος για τα τρία μικροδίκτυα και τα σενάρια No DG και Only DG για όλα τα επίπεδα διείσδυσης διανεμημένης παραγωγής και πώλησης της ανανεώσιμης παραγωγής με $1,4 \times \text{ΟΤΣ } 2008$	236
Διάγραμμα 74. Ετήσια έγχυση ισχύος για τα τρία μικροδίκτυα και τα σενάρια No DG και Only DG για όλα τα επίπεδα διείσδυσης διανεμημένης παραγωγής και πώλησης της ανανεώσιμης παραγωγής με $1,4 \times \text{ΟΤΣ } 2009$	237
Διάγραμμα 75. (α) ετήσια έγχυση ισχύος στο μικροδίκτυο b ανά επίπεδο διείσδυσης DG για όλες τις τιμές πώλησης της ανανεώσιμης παραγωγής και $\text{ΟΤΣ } 2008$ (β) ετήσια έγχυση ισχύος στο μικροδίκτυο c ανά επίπεδο διείσδυσης DG για όλες τις τιμές πώλησης της ανανεώσιμης παραγωγής και $\text{ΟΤΣ } 2008$ (γ) ετήσια έγχυση ισχύος στο μικροδίκτυο b ανά επίπεδο διείσδυσης DG για όλες τις τιμές πώλησης της ανανεώσιμης παραγωγής και $\text{ΟΤΣ } 2009$ (δ) ετήσια έγχυση ισχύος στο μικροδίκτυο c ανά επίπεδο διείσδυσης DG για όλες τις τιμές πώλησης της ανανεώσιμης παραγωγής και $\text{ΟΤΣ } 2009$	238
Διάγραμμα 76. Ετήσιο παραγωγή MT και FC για τα τρία μικροδίκτυα και το σενάριο Only DG για όλα τα επίπεδα διείσδυσης διανεμημένης παραγωγής και πώλησης της ανανεώσιμης παραγωγής με $1,4 \times \text{ΟΤΣ } 2008$	239
Διάγραμμα 77. Ετήσιο παραγωγή MT και FC για τα τρία μικροδίκτυα και το σενάριο Only DG για όλα τα επίπεδα διείσδυσης διανεμημένης παραγωγής και πώλησης της ανανεώσιμης παραγωγής με $1,4 \times \text{ΟΤΣ } 2009$	240
Διάγραμμα 78. Ετήσια παραγωγή ανεμογεννήτριας για τα τρία μικροδίκτυα και για τιμή πώλησης της ίση με $1,4 \times \text{ΟΤΣ}$	241
Διάγραμμα 79. Ετήσια παραγωγή φωτοβολταϊκών στο ζυγό 4 για τα τρία μικροδίκτυα και για τιμή πώλησης της ίση με $1,4 \times \text{ΟΤΣ}$	241
Διάγραμμα 80. Ετήσια παραγωγή φωτοβολταϊκών στο ζυγό 5 για τα τρία μικροδίκτυα και για τιμή πώλησης της ίση με $1,4 \times \text{ΟΤΣ}$	242

Διάγραμμα 81. (α) Ετήσια παραγωγή ανεμογεννήτριας για τα μικροδίκτυα b&c για διάφορες τιμές πώλησης της για το έτος 2008 (β) Ετήσια παραγωγή ανεμογεννήτριας για τα μικροδίκτυα b&c για διάφορες τιμές πώλησης της για το έτος 2009 (γ) Ετήσια παραγωγή φωτοβολταϊκών στο ζυγό 4 για τα μικροδίκτυα b&c για διάφορες τιμές πώλησης της για το έτος 2008 (δ) Ετήσια παραγωγή φωτοβολταϊκών στο ζυγό 4 για τα μικροδίκτυα b&c για διάφορες τιμές πώλησης της για το έτος 2009 (ε) Ετήσια παραγωγή φωτοβολταϊκών στο ζυγό 5 για τα μικροδίκτυα b&c για διάφορες τιμές πώλησης της για το έτος 2008 (στ) Ετήσια παραγωγή φωτοβολταϊκών στο ζυγό 5 για τα μικροδίκτυα b&c για διάφορες τιμές πώλησης της για το έτος 2009	243
Διάγραμμα 82. (α) παραγωγή MT για διάφορα επίπεδα διείσδυσης DG και για τα τρία μικροδίκτυα στην περίπτωση πώλησης της παραγωγής ΑΠΕ 1,4×ΟΤΣ 2008 (β) παραγωγή MT για διάφορα επίπεδα διείσδυσης DG και για τα τρία μικροδίκτυα στην περίπτωση πώλησης της παραγωγής ΑΠΕ 1,4×ΟΤΣ 2009 (γ) παραγωγή FC για διάφορα επίπεδα διείσδυσης DG και για τα τρία μικροδίκτυα στην περίπτωση πώλησης της παραγωγής ΑΠΕ 1,4×ΟΤΣ 2008 (δ) παραγωγή FC για διάφορα επίπεδα διείσδυσης DG και για τα τρία μικροδίκτυα στην περίπτωση πώλησης της παραγωγής ΑΠΕ 1,4×ΟΤΣ 2009	245
Διάγραμμα 83. Ετήσια παραγωγή ανεμογεννήτριας συγκριτικά με τη μέγιστη δυνατότητα της για τα τρία μικροδίκτυα και για τιμή πώλησης της 1,4×ΟΤΣ 2008	246
Διάγραμμα 84. Ετήσια παραγωγή όλων των φωτοβολταϊκών συγκριτικά με τη μέγιστη δυνατότητα της για τα τρία μικροδίκτυα και για τιμή πώλησης της 1,4×ΟΤΣ 2008.....	247
Διάγραμμα 85. Κάλυψη Φορτίου ως άθροισμα της Φ/Β παραγωγής και της εγγεόμενης από το δίκτυο ισχύος για υψηλή οριακή τιμή (2008) και Φ/Β διείσδυση 70%.....	254
Διάγραμμα 86. Κάλυψη Φορτίου ως άθροισμα της Φ/Β παραγωγής και της εγγεόμενης από το δίκτυο ισχύος για χαμηλή οριακή τιμή (2009) και Φ/Β διείσδυση 70%.....	255
<i>ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 87. Φ/Β ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΚΑΘΕ ΖΥΓΟΥ ΑΝΑ ΣΕΝΑΡΙΟ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΓΙΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ 25% ΚΑΙ ΕΤΟΣ 2008.....</i>	<i>256</i>
Διάγραμμα 88. Φ/Β παραγωγή κάθε ζυγού ανά σενάριο λειτουργίας για διείσδυση 75% και έτος 2008	257
Διάγραμμα 89. Ετήσιο ενεργειακό κόστος ανά σενάριο για το έτος 2008 και τα επίπεδα διείσδυσης 25, 50, 75 και 100%.....	258
Διάγραμμα 90. Ενεργειακό κόστος 2009 ανά σενάριο για επίπεδα διείσδυσης 25, 50, 75 και 100%.....	259
Διάγραμμα 91. Ποσοστό μεταβολής κόστους ανά σενάριο 2008-2009 για διείσδυση Φ/Β 70% του μέσου φορτίου.....	260
Διάγραμμα 92. Ενεργειακό Κόστος Όλων Των Σεναρίων Για Όλα Τα επίπεδα Διείσδυσης Φ/Β Παραγωγής Και Για Τιμή Πώλησης Της Ίση Με το 1,4×ΟΤΣ 2008	261
Διάγραμμα 93. Ενεργειακό Κόστος Όλων Των Σεναρίων Για Όλα Τα επίπεδα Διείσδυσης Φ/Β Παραγωγής Και Για Τιμή Πώλησης Της Ίση Με το 1,4×ΟΤΣ 2008	261
Διάγραμμα 94. ποσοστό μείωσης του ενεργειακού κόστους για διάφορα επίπεδα διείσδυσης Φ/Β και για τιμή πώληση της παραγωγής τους 1,4×ΟΤΣ 2008.....	262
Διάγραμμα 95. ποσοστό μείωσης του ενεργειακού κόστους για διάφορα επίπεδα διείσδυσης Φ/Β και πώληση της παραγωγής τους 1,4 ×ΟΤΣ 2009.....	263
Διάγραμμα 96. Ενεργειακό Κόστος ανά επίπεδο διείσδυσης για (α) δωρεάν τιμή πώλησης Φ/Β παραγωγής το 2008 (β) και το 2009, (γ) για τιμή πώλησης 0.5×ΟΤΣ	

για το 2008 (δ) και το 2009, (ε) για τιμή πώλησης ίση με την οριακή τιμή για το 2008 (στ) και το 2009.	264
Διάγραμμα 97. Ποσοστά μεταβολής ενεργειακού κόστους ανά σενάριο σε σχέση με το No PV σενάριο. Για δωρεάν παραγωγή Φ/Β ισχύος (α) το 2008 και (β) το 2009. Για τιμή πώλησης ΑΠΕ 0.5×ΟΤΣ (γ) το 2008 και (δ) το 2009. Για τιμή πώλησης ΑΠΕ ίση με τη ΟΤΣ (ε) το 2008 και (στ) το 2009.	265
Διάγραμμα 98. Ενεργειακό κόστος 2008 & 2009 για όλα τα επίπεδα διείσδυσης Φ/Β ισχύος στο υπό μελέτη δίκτυο	266
Διάγραμμα 99. Διαφορά Ενεργειακού κόστους μεταξύ σεναρίων για το 2008	267
Διάγραμμα 100. Διαφορά Ενεργειακού κόστους μεταξύ σεναρίων για το 2009	267
Διάγραμμα 101. Ετήσιες συνολικές απώλειες για όλα τα διαφορετικά σενάρια λειτουργίας και για τις οριακές τιμές 2008 και 2009. Το επίπεδο διείσδυσης για το οποίο παρουσιάζονται οι συνολικές απώλειες είναι 70% του μέσου φορτίου.	269
Διάγραμμα 102. Επί τοις εκατό μεταβολή των συνολικών απωλειών σε σχέση με το No-PV σενάριο για το 2008 & 2009 και για δεδομένα διείσδυσης 70% επί του μέσου φορτίου.....	270
Διάγραμμα 103. Συνολικές Απώλειες 2008 & 2009 ανά σενάριο για τέσσερα επίπεδα διείσδυσης 25-50-75-100%	270
Διάγραμμα 104. Ποσοστό μεταβολής συνολικών απωλειών σε σχέση με το No-PV σενάριο για οριακή τιμή 2008.....	271
Διάγραμμα 105. Ποσοστό μεταβολής συνολικών απωλειών σε σχέση με το No-PV σενάριο για οριακή τιμή 2009.....	271
Διάγραμμα 106. Συνολικές απώλειες δικτύου 2008 και 2009 ανά σενάριο λειτουργίας και επίπεδο διείσδυσης	272
Διάγραμμα 107. Εγγεόμενη από το δίκτυο ισχύς 2008 & 2009 για όλα τα σενάρια και επίπεδα διείσδυσης Φ/Β.....	273
Διάγραμμα 108. Κάλυψη φορτίου από το δίκτυο και την διασπαρμένη Φ/Β παραγωγή για διείσδυση 70% και δεδομένα οριακής τιμής 2008 & 2009	274
Διάγραμμα 109. διακύμανση της μέσης οριακής τιμής 2008.....	275
Διάγραμμα 110. Η διακύμανση της μέσης οριακής τιμής 2009	275
Διάγραμμα 111. Ποσοστά κάλυψης φορτίου από το δίκτυο και τη φωτοβολταϊκή παραγωγή για όλα τα σενάρια και τις μελετώμενες οριακές τιμές του συστήματος.	276
Διάγραμμα 112. Συνολική ετήσια παραγωγή Φ/Β για τα μελετώμενα επίπεδα Φ/Β διείσδυσης.....	277
Διάγραμμα 113. Κάλυψη φορτίου από το δίκτυο και τις Φ/Β μικροπηγές για επίπεδο διείσδυσης 125% του μέσου φορτίου	279
Διάγραμμα 114. Ετήσια παραγωγή Φ/Β μικροπηγών ανά επίπεδο διείσδυσης και για όλες τις τιμές πώλησης	280
Διάγραμμα 115. Ποσοστό κάλυψης φορτίου για όλα τα σενάρια και τις οριακές τιμές	281
Διάγραμμα 116. Ενεργειακό κόστος ανά σενάριο και τιμή πώλησης Φ/Β ισχύος 2008 και 2009. Το microgrid(a) είναι το μικροδίκτυο στο οποίο όλη η παραγόμενη Φ/Β ισχύς εισέρχεται στην οικονομική κατανομή ενώ στο microgrid(b) εισέρχεται μόνο το πλεόνασμα.....	282
Διάγραμμα 117. Ενεργειακό κόστος 2008 ανά σενάριο και επίπεδο διείσδυσης.....	283
Διάγραμμα 118. Ενεργειακό κόστος 2009 ανά σενάριο και επίπεδο διείσδυσης.....	284
Διάγραμμα 119. Εγγεόμενη ισχύς από το δίκτυο ανά σενάριο και επίπεδο διείσδυσης για το 2008.....	285
Διάγραμμα 120. Εγγεόμενη ισχύς από το δίκτυο ανά σενάριο και επίπεδο διείσδυσης για το 2009.....	285

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ

Διάγραμμα 121. Εγγεόμενη ισχύς 2008 & 2009 ανά σενάριο και επίπεδο διείσδυσης	287
Διάγραμμα 122. Συνολικές ετήσιες απώλειες 2008 & 2009 και επίπεδο διείσδυσης. Γίνεται σύγκριση και των τεσσάρων σεναρίων no PV, only PV, microgrid(a), microgrid(b) για όλες τις τιμές πώλησης φωτοβολταϊκής ισχύος.	288
Διάγραμμα 123. Σύγκριση των δύο μικροδικτύων (α) και (β) ως προς τις συνολικές απώλειες για το έτος 2008	289
Διάγραμμα 124. Σύγκριση των δύο μικροδικτύων (α) και (β) ως προς τις συνολικές απώλειες για το έτος 2009	290
Διάγραμμα 125. Μέγεθος αξιοποίησης της δυνατότητας ηλεκτροπαραγωγής των Φ/Β γεννητριών 2008 και 2009 ανά σενάριο και για τρεις τιμές πώλησης (α)μηδενική,(β)ίση με τη μέση οριακή τιμή του συστήματος,(γ)ίση με τη μέση οριακή τιμή επί 1,4.....	292

ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΠΙΝΑΚΩΝ

Πίνακας 1. Feed-in-Tariffs για όλα τα είδη ΑΠΕ.....	48
Πίνακας 2. Τα Feed-in-tariffs που ισχύουν από το 2009 και έπειτα	53
Πίνακας 3. Οι πρότυπες τιμές της ηλιακής ακτινοβολίας στην κλίμακα μάζας αέρα. 66	
Πίνακας 4. Πίνακας με ενδεικτικές τιμές του συντελεστή ανάκλασης για διάφορες κατηγορίες συλλεκτικής επιφάνειας.	70
Πίνακας 5. Μετεωρολογικά και κλιματικά χαρακτηριστικά Αθήνας.....	75
Πίνακας 6. Βέλτιστη Γωνία Κλίσης Συλλέκτη Για Διαφορετικά Γεωγραφικά Πλάτη	106
Πίνακας 7. Κύρια Χαρακτηριστικά Μικροτουρμπίνας Ως Προς Τη Λειτουργία Και Το Κόστος.....	125
Πίνακας 8. Τυπικά Χαρακτηριστικά Κυψελών Καυσίμου.....	128
Πίνακας 9. Τυπικές τιμές εκπεμπόμενων ρύπων για διάφορες τοπικές μονάδες παραγωγής [9].....	139
Πίνακας 10: Σύνοψη ιδιοτήτων κεντρικού και αποκεντρωμένου ελέγχου.....	168
Πίνακας 11: Δεδομένα Συνδέσεων Δικτύου.....	182
Πίνακας 12. Μηνιαία Κατανάλωση Φορτίου Του Υπό Μελέτη Δικτύου	182
Πίνακας 13. Χαρακτηριστικά μονάδων παραγωγής του υπό μελέτη ΣΗΕ	183
Πίνακας 14. Στοιχεία κόστους για την παραγωγή του δικτύου.....	184
Πίνακας 15. Μέσο, Μέγιστο και ελάχιστο φορτίο δικτύου σε kW	186
Πίνακας 16. Χαρακτηριστικά μεγέθη ωριαίου φορτίου	188
Πίνακας 17. Στοιχεία σχετικά με τη Συνολική Ζήτηση του υπό μελέτη δικτύου	189
Πίνακας 18. Χαρακτηριστικά μονάδων φωτοβολταϊκής παραγωγής του υπό μελέτη ΣΗΕ.....	190
Πίνακας 19. Δεδομένα εγκατεστημένης ισχύος κάθε Φ/Β γεννήτριας στο δίκτυο ...	192
Πίνακας 20. Feed-in-tariffs όπως διαμορφώνονται στο υπό μελέτη δίκτυο.....	195
Πίνακας 21. Ονομαστική Ισχύς Των Διαφόρων Μικροπηγών Για Διάφορα επίπεδα Διείσδυσης Διανεμημένης παραγωγής	216
Πίνακας 22. Παραγωγή μικροπηγών για εγκατεστημένη DG παραγωγή 148kW και τιμή πώλησης της ανανεώσιμης παραγωγής 1,4×ΟΤΣ 2008.....	234
Πίνακας 23. Ετήσια Ζήτηση ζυγών 4,5,6,7	234
Πίνακας 24. Αξιοποιούμενη από το μικροδίκτυο a παραγωγή MT και FC προς τη μέγιστη δυνατότητα παραγωγής τους ανά επίπεδο διείσδυσης DG ισχύος από 8 έως 348 kW. Λόγος της μέγιστης δυνατότητας παραγωγής προς την ονομαστική ισχύ MT και FC.	248
Πίνακας 25. Capacity factor MT και FC για εγκατεστημένη DG ισχύ από 8 έως 348 kW.....	249
Πίνακας 26. Ποσοστό αξιοποίησης παραγωγής MT και FC σε σχέση με τη μέγιστη ισχύ των μονάδων για τα μικροδίκτυα b και c.....	249
Πίνακας 27. ποσοστό αξιοποίησης της παραγωγής MT και FC σε σχέση με την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων για τα μικροδίκτυα b και c	250
Πίνακας 28. Capacity factor των μονάδων ΑΠΕ για όλες τις παραλλαγές μικροδικτύου στα έτη 2008 & 2009	250
Πίνακας 29. Ποσοστό αξιοποίησης της παραγωγής WT και PV σε σχέση με τη μέγιστη ισχύ των μονάδων για όλες τις εκδοχές μικροδικτύων στα έτη 2008 & 2009.	251
Πίνακας 30: Ειδικό τέλος ΑΠΕ στην περίπτωση των μικροδικτύων a&c για επίπεδο DG διείσδυσης 108kW και τιμή πώλησης της ανανεώσιμης παραγωγής 1,4×ΟΤΣ .	252

Πίνακας 31. Ποσοστά αξιοποίησης της δυνατότητας παραγωγής των Φ/Β γεννητριών του υπό μελέτη δικτύου 2008 και 2009 ανά σενάριο μικροδικτύου και επίπεδο διείσδυσης.....	293
Πίνακας 32. Συντελεστές χρησιμοποίησης ανά επίπεδο διείσδυσης για όλα τα σενάρια λειτουργίας του δικτύου.....	294
Πίνακας 33. Ειδικό Τέλος ΑΠΕ.....	295
Πίνακας 34. Ηλεκτρικές και γεωμετρικές παράμετροι του δικτύου.....	321
Πίνακας 35. PPV _{peak(max)} DLF% ως συνάρτηση του V ₀ χωρίς την επίδραση του καλωδίου του πελάτη.....	322
Πίνακας 36. PPV _{peak(max)} DLF% ως συνάρτηση του V ₀ με την επίδραση του καλωδίου του πελάτη m.v.v.=1,5%.....	322
Πίνακας 37. PPV _{peak(max)} DLF% ως συνάρτηση του V ₀ με την επίδραση του καλωδίου του πελάτη m.v.v.=3%.....	322
Πίνακας 38. Μέσος αριθμός ωρών με υπέρταση, υπόταση και υπερρεύμα για ένα χρόνο στην τρίτη περίπτωση για διείσδυση φ/β που δίνεται από το PPV _{peak(max)} DLF%.....	324
Πίνακας 39. PPV _{peak(max)} DLF% ως συνάρτηση του V ₀ χωρίς την επίδραση του καλωδίου του πελάτη.....	325
Πίνακας 40. PPV _{peak(max)} DLF% ως συνάρτηση του V ₀ με την επίδραση του καλωδίου του πελάτη m.v.v.=1,5.....	325
Πίνακας 41. PPV _{peak(max)} DLF% ως συνάρτηση του V ₀ με την επίδραση του καλωδίου του πελάτη m.v.v.=3%.....	325