



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

**Επίδραση της καθυστέρησης αποστολής
δεδομένων έξυπνων μετρητών στην εκτίμηση φορτίου
και κατάστασης σε δίκτυα διανομής**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Ισίδωρος Κ. Σιδεράκης

Επιβλέπων : Γεώργιος Κορρές
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιανουάριος 2015



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

Επίδραση της καθυστέρησης αποστολής δεδομένων έξυπνων μετρητών στην εκτίμηση φορτίου και κατάστασης σε δίκτυα διανομής

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Ισίδωρος Κ. Σιδεράκης

Επιβλέπων : Γεώργιος Κορρές
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την Ιανουαρίου 2015

.....
Γεώργιος Κορρές
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Κωνσταντίνος Βουρνάς
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Πάυλος Γεωργιλάκης
Επ. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιανουάριος 2015

.....
Ισίδωρος Κ. Σιδεράκης

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

Copyright © Ισίδωρος Κ. Σιδεράκης, 2015

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.

Πρόλογος

Η παρούσα διπλωματική εργασία εκπονήθηκε κατά το ακαδημαϊκό έτος 2014 στον τομέα Ηλεκτρικής Ισχύος της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου. Θα μπορούσαμε να πούμε ότι είναι μια απόπειρα σύνθεσης θεωριών και διαδικασιών πάνω στην Εκτίμηση Φορτίου και Εκτίμηση Κατάστασης του ηλεκτρικού δικτύου διανομής με αξιοποίηση σύγχρονων τεχνολογιών, όπως των έξυπνων μετρητικών συστημάτων, έχοντας ως στόχο την εξαγωγή μεθόδων ικανών να βελτιώσουν την εποπτεία και διαχείριση του ηλεκτρικού δικτύου διανομής.

Η εκπόνηση της παρούσας εργασίας θα ήταν αδύνατο να υλοποιηθεί χωρίς την σύμπραξη και τη βοήθεια σημαντικών ανθρώπων. Για αυτό το λόγο από τη θέση μου θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον επιβλέποντα καθηγητή μου Γεώργιο Κορρέ, Καθηγητή στη Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του ΕΜΠ, για την εμπιστοσύνη που μου έδειξε με την ανάθεση της εργασίας, καθώς και για την επιστημονική του καθοδήγηση καθόλη τη διάρκεια της μελέτης μου. Επίσης θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον Θεμιστοκλή Ξύγκη, υποψήφιο διδάκτορα της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του ΕΜΠ για τις πολύτιμες συμβουλές του, την επιστημονική καθοδήγηση και την ενθάρρυνσή του, που υπήρξαν καθοριστικοί παράγοντες σε όλη τη διάρκεια της προσπάθειας για την πραγματοποίηση αυτής της μελέτης. Τέλος θα ήθελα να ευχαριστήσω τον Γεώργιο Καρλή, διπλωματούχο της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του ΕΜΠ για την συμπαράσταση και τις συμβουλές του κατά τη διάρκεια της παρούσας διπλωματικής εργασίας.

Περίληψη

Στις μέρες μας, με την εξέλιξη των δικτύων Ηλεκτρικής Ενέργειας δημιουργείται ολοένα και περισσότερο η ανάγκη για συνεχή παρακολούθηση του δικτύου στα Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας. Ένα πρωταρχικό εργαλείο των Κέντρων Ελέγχου, ο αλγόριθμος της εκτίμησης κατάστασης (State Estimation), δίνει τη δυνατότητα για άμεση παρακολούθηση και έλεγχο της κατάστασης του δικτύου διανομής σε πραγματικό χρόνο. Στην πραγματικότητα, στο κλασικό δίκτυο, οι μόνες διαθέσιμες μετρήσεις σε (σχεδόν) πραγματικό χρόνο είναι οι ροές ισχύος στην κορυφή των feeders με κατεύθυνση προς τα φορτία και οι τάσεις στους υποσταθμούς ΥΤ/ΜΤ και όλους τους διεσπαρμένους παραγωγούς. Εξαιτίας της ένδειας πραγματικών μετρήσεων του δικτύου, το έργο της εκτίμησης κατάστασης γίνεται ακόμα δυσκολότερο. Για αυτό το λόγο η εκτίμηση φορτίου (Load Estimation) γίνεται αναπόσπαστο κομμάτι της εκτίμησης κατάστασης και συμβάλει στην κάλυψη του κενού δεδομένων μετρήσεων. Αξιοποιώντας τις δυνατότητες της νέας τεχνολογίας των ευφυών δικτύων (Smart Grid) και συγκεκριμένα δεδομένα μετρήσεων από τους έξυπνους μετρητές, ακόμα και στο επίπεδο του εκάστοτε καταναλωτή, οι αλγόριθμοι εκτίμησης φορτίου μπορούν να γίνουν πιο αποδοτικοί. Συνεπώς στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής παρουσιάζεται η συνδυασμένη λειτουργία ενός αλγορίθμου εκτίμησης φορτίου και του κλασικού εκτιμητή κατάστασης (wls), χρησιμοποιώντας ως υπόβαθρο τις μετρήσεις από τα έξυπνα μετρητικά συστήματα. Για την προσομοίωση της πειραματικής διαδικασίας, αναπτύχθηκε πρόγραμμα σε περιβάλλον Matlab το οποίο έχει ως βάση το Matpower 4.1. Το πρόγραμμα δοκιμάστηκε σε δίκτυο διανομής 55 ζυγών για διάφορες περιπτώσεις. Συμπερασματικά, από την μελέτη αποδεικνύεται ότι τα δεδομένα μετρήσεων από τα έξυπνα μετρητικά συστήματα AMR-AMI μπορούν να συμβάλλουν σαν ψευδομετρήσεις στην βελτίωση της ακρίβειάς της εκτίμησης κατάστασης.

Λέξεις κλειδιά: ευφυή δίκτυα, έξυπνοι μετρητές, σύστημα μετρητών αυτόματης προσπέλασης, σύστημα προηγμένων μετρητικών υποδομών, δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, εκτίμηση φορτίου, εκτίμηση κατάστασης

Abstract

Nowadays, with the development of electricity networks developed are increasingly created the need for continuous monitoring of the network to Energy Control Centers. A primary tool of Control Centers, the algorithm of State estimation allows the direct monitoring and control of distribution systems in real time. In fact, in the classic network, the only measurements available in (almost) real time are power flows to the top of the feeders toward the loads and voltages in the substation HV/MV and all distributed generation systems. Because of the limited number of actual measurements state estimation becomes even more difficult. In this way, the Load Estimation becomes an integral part of state estimation and contribute to bridge the gap in measurement data. By taking advantage of the new technology of Smart Grids and specifically modern measuring systems even at the consumer level, Load Estimation algorithms can be made more efficient. Consequently, in this thesis presents the combined operation of an algorithm of Load Estimation and classic State Estimator (wls), using as background measurements from smart metering systems. To simulate the experimental procedure developed a program in Matlab environment which is based on Matpower 4.1. The program was performed on the distribution network 55 buses for various occasions. In conclusion, the study proved that the AMR-AMI measurement data can contribute as pseudo-measurements to improve the accuracy of the State Estimation.

Key words: smart grids, smart meters, automated meter reading (AMR), advanced metering infrastructure (AMI), distribution system, load estimation, state estimation

Περιεχόμενα

1	Εισαγωγή	17
1.1	Δομή συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.....	17
1.2	Λειτουργία και έλεγχος συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.....	20
1.3	Σκοπός και δομή της διπλωματικής εργασίας	22
2	Μετρητικά συστήματα στη διανομή ηλεκτρικής ενέργειας	23
2.1	Εισαγωγή.....	23
2.2	Είδη μετρητών	24
2.2.1	Κλασικός μετρητής	24
2.2.2	Έξυπνος μετρητής.....	25
2.3	Βασικός τρόπος λειτουργίας.....	26
2.4	Έξυπνα μετρητικά συστήματα.....	29
2.4.1	AMR (Automated Meter Reading).....	29
2.4.2	AMI (Advanced Metering Infrastructure).....	29
2.5	Σύστημα κεντρικής διαχείρισης δεδομένων (MDMS)	33
2.6	Αρχιτεκτονική τηλεπικοινωνιακού δικτύου και πρωτόκολλα επικοινωνίας	34
2.7	Οι εμπλεκόμενοι στη διαδικασία μέτρησης	36
2.8	Οφέλη έξυπνου μετρητή για τον καταναλωτή και το κοινωνικό σύνολο.....	37
2.9	Υπάρχουσα κατάσταση στο Ευρωπαϊκό και Παγκόσμιο δίκτυο.....	39
2.10	Υπάρχουσα κατάσταση στην Ελλάδα.....	41
3	Εκτίμηση κατάστασης	45
3.1	Εισαγωγή.....	45
3.2	Μοντέλα στοιχείων ηλεκτρικού δικτύου	47
3.2.1	Παράσταση γραμμών μεταφοράς.....	47
3.2.2	Παράσταση εγκάρσιων πυκνωτών και αυτεπαγωγών.....	47
3.2.3	Παράσταση μετασχηματιστών.....	48
3.2.4	Παράσταση γεννητριών	49
3.3	Παράσταση φορτίων.....	49
3.3.1	Παράσταση δικτύου	49
3.4	Εκτίμηση μέγιστης πιθανοφάνειας.....	50
3.4.1	Συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας Γκαουσιανής (κανονικής) κατανομής.....	50
3.4.2	Συνάρτηση πιθανοφάνειας	52
3.5	Μοντέλο μετρήσεων και παραδοχές	53
3.6	Αλγόριθμος εκτίμησης κατάστασης.....	55
3.7	Εντοπισμός σφαλμάτων	56

3.8	Εκτιμητής κατάστασης και παρατηρησιμότητα συστήματος	57
4	Εκτίμηση φορτίου	59
4.1	Εισαγωγή	59
4.2	Γενικά χαρακτηριστικά ψευδομετρήσεων	60
4.3	Πιθανοτική ανάλυση κατανομής μεμονωμένων καταναλωτών ΧΤ	60
4.3.1	Κατανομή βήτα	61
4.3.2	Λογαριθμική κανονική κατανομή	64
4.4	Μοντελοποίηση φορτίου	66
4.5	Μέθοδοι εκτίμησης φορτίου	69
4.6	Ο αλγόριθμος της εκτίμησης φορτίου	77
5	Αποτελέσματα προσομοιώσεων	83
5.1	Εισαγωγή	83
5.2	Αποτελέσματα εκτίμησης φορτίου	84
5.3	Σύγκριση μεθόδων εκτίμησης φορτίου	97
5.4	Εκτίμηση κατάστασης	100
5.5	Συνδυασμένη λειτουργία εκτιμητή κατάστασης και εκτιμητή φορτίου	109
5.6	Σύγκριση αποτελεσμάτων εκτίμησης κατάστασης με διαφορετική μέθοδο εκτίμησης φορτίου	112
6	Σχολιασμός αποτελεσμάτων και συμπεράσματα	83
	Βιβλιογραφία	119
	Παράρτημα Α	123
	Παράρτημα Β	127
	Παράρτημα Γ	131

Ευρετήριο Σχημάτων

Σχήμα 1. 1 Δίκτυο Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας	18
Σχήμα 2. 1 Κλασσικός Μετρητής Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	24
Σχήμα 2. 2 Έξυπνος Μετρητής Ηλεκτρικής Ενέργειας	26
Σχήμα 2. 3 Αναλογικός υπολογισμός ενεργού ισχύος	26
Σχήμα 2. 4 Δομικά μέρη έξυπνου μετρητή	27
Σχήμα 2. 5 Υπολογισμός ισχύος με ψηφιακή επεξεργασία	28
Σχήμα 2. 6 Τρόπος λειτουργίας Smart Grid	30
Σχήμα 2. 7 Εξέλιξη του τομέα τεχνολογίας έξυπνων μετρητών	32
Σχήμα 2. 8 Βασική αρχιτεκτονική συστήματος έξυπνων μετρητών	32
Σχήμα 2. 9 Αρχιτεκτονική συστήματος MDMS.....	33
Σχήμα 2. 10 Αρχιτεκτονική συστήματος HAN	35
Σχήμα 2. 11 Αρχιτεκτονικές επικοινωνίας ευφυών δικτύων	36
Σχήμα 2. 12 Ομάδες που εμπλέκονται στη διαδικασία μέτρησης	37
Σχήμα 2. 13 Ανάδραση σε οθόνη υπολογιστή συστήματος έξυπνου δικτύου	38
Σχήμα 2. 14 Ευρωπαϊκός χάρτης έξυπνων δικτύων στο project EEGI	39
Σχήμα 2. 15 Ανάπτυξη του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας με την τοποθέτηση έξυπνων μετρητών	40
Σχήμα 2. 16 Οι 10 χώρες με την μεγαλύτερη επένδυση σε Smart Grid	41
Σχήμα 2. 17 Κατάσταση ανά κατηγορία πελατών και στόχοι υλοποίησης προγράμματος ...	42
Σχήμα 3. 1 Διαγραμματική ροής απεικόνισης της διαδικασίας εκτίμησης κατάστασης	46
Σχήμα 3. 2 Μοντέλο γραμμής μεταφοράς	47
Σχήμα 3. 3 Μοντέλο εγκάρσιου στοιχείου	47
Σχήμα 3. 4 Μοντέλο μετασχηματιστή	48
Σχήμα 3. 5 Ισοδύναμο κύκλωμα μετασχηματιστή	49
Σχήμα 3. 6 Συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας Κανονικής Κατανομής	51
Σχήμα 4. 1 Συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας	61
Σχήμα 4. 2 Αθροιστική συνάρτηση πιθανότητας	62
Σχήμα 4. 3 Διαγράμματα λογαριθμοκανονικής κατανομής ανάλογα τις παραμέτρους μ και σ	65
Σχήμα 4. 4 Μοντελοποίηση φορτίου βασισμένη στο ZIP μοντέλο	66
Σχήμα 4. 5 Διαγραμματική απεικόνιση κατανομής φορτίου ανάλογα με την κλάση του καταναλωτή	69
Σχήμα 4. 6 Κατάτμηση δικτύου σε υπόδεντρα και σημείωση με κόκκινο (M1, M2, M3) των σημείων με πραγματικές μετρήσεις ισχύος	73
Σχήμα 4. 7 Σχηματική απεικόνιση ελαχίστων τετραγώνων για τον ορισμό ευθείας	80
Σχήμα 5. 1 Βασική επιφάνεια εργασίας MATLAB	83
Σχήμα 5. 2 Οικιακό προφίλ (LP ₁) μέσης ωριαίας ισχύος ενός έτους	84
Σχήμα 5. 3 Οικιακό προφίλ νυχτερινού τιμολογίου (LP ₂) μέσης ωριαίας ισχύος ενός έτους	85
Σχήμα 5. 4 Οικιακό προφίλ (LP ₃) μέσης ωριαίας ισχύος ενός έτους	85
Σχήμα 5. 5 Οικιακό προφίλ νυχτερινού τιμολογίου (LP ₄) μέσης ωριαίας ισχύος ενός έτους	85

Σχήμα 5. 6 Εμπορικό προφίλ (LP ₅) μέσης ωριαίας ισχύος ενός έτους.....	86
Σχήμα 5. 7 Εμπορικό προφίλ (LP ₆) μέσης ωριαίας ισχύος ενός έτους.....	86
Σχήμα 5. 8 Βιομηχανικό προφίλ (LP ₇) μέσης ωριαίας ισχύος ενός έτους με συντελεστή ισχύος 0,3	86
Σχήμα 5. 9 Βιομηχανικό προφίλ (LP ₈) μέσης ωριαίας ισχύος ενός έτους με συντελεστή ισχύος 0,5	87
Σχήμα 5. 10 Βιομηχανικό προφίλ (LP ₉) μέσης ωριαίας ισχύος ενός έτους με συντελεστή ισχύος 1	87
Σχήμα 5. 11 Κανονικοποιημένες καμπύλες οικιακού προφίλ για καθημερινές και αργίες μιας εβδομάδας	88
Σχήμα 5. 12 Κανονικοποιημένες καμπύλες εμπορικού προφίλ για καθημερινές και αργίες μιας εβδομάδας	88
Σχήμα 5. 13 Κανονικοποιημένες καμπύλες βιομηχανικού προφίλ για καθημερινές και αργίες μιας εβδομάδας	88
Σχήμα 5. 14 Κανονικοποιημένες καμπύλες ισχύος (προφίλ LP ₁) μιας ημέρας όπου έχουμε την εκτιμώμενη ($P_{estimated}$) με κόκκινο, την πραγματική ισχύ (P_{real}) με μπλε, την καμπύλη ισχύος της προηγούμενης ημέρας (P_{yest}) με πράσινο και της προηγούμενης βδομάδας (P_{prweek}) με μαύρο	90
Σχήμα 5. 15 Κανονικοποιημένες καμπύλες ισχύος (προφίλ LP ₂) μιας ημέρας όπου έχουμε την εκτιμώμενη ($P_{estimated}$) με κόκκινο, την πραγματική ισχύ (P_{real}) με μπλε, την καμπύλη ισχύος της προηγούμενης ημέρας (P_{yest}) με πράσινο και της προηγούμενης βδομάδας (P_{prweek}) με μαύρο	90
Σχήμα 5. 16 Κανονικοποιημένες καμπύλες ισχύος (προφίλ LP ₃) μιας ημέρας όπου έχουμε την εκτιμώμενη ($P_{estimated}$) με κόκκινο, την πραγματική ισχύ (P_{real}) με μπλε, την καμπύλη ισχύος της προηγούμενης ημέρας (P_{yest}) με πράσινο και της προηγούμενης βδομάδας (P_{prweek}) με μαύρο	91
Σχήμα 5. 17 Κανονικοποιημένες καμπύλες ισχύος (προφίλ LP ₄) μιας ημέρας όπου έχουμε την εκτιμώμενη ($P_{estimated}$) με κόκκινο, την πραγματική ισχύ (P_{real}) με μπλε, την καμπύλη ισχύος της προηγούμενης ημέρας (P_{yest}) με πράσινο και της προηγούμενης βδομάδας (P_{prweek}) με μαύρο	91
Σχήμα 5. 18 Κανονικοποιημένες καμπύλες ισχύος (προφίλ LP ₅) μιας ημέρας όπου έχουμε την εκτιμώμενη ($P_{estimated}$) με κόκκινο, την πραγματική ισχύ (P_{real}) με μπλε, την καμπύλη ισχύος της προηγούμενης ημέρας (P_{yest}) με πράσινο και της προηγούμενης βδομάδας (P_{prweek}) με μαύρο	92
Σχήμα 5. 19 Κανονικοποιημένες καμπύλες ισχύος (προφίλ LP ₆) μιας ημέρας όπου έχουμε την εκτιμώμενη ($P_{estimated}$) με κόκκινο, την πραγματική ισχύ (P_{real}) με μπλε, την καμπύλη ισχύος της προηγούμενης ημέρας (P_{yest}) με πράσινο και της προηγούμενης βδομάδας (P_{prweek}) με μαύρο	92
Σχήμα 5. 20 Κανονικοποιημένες καμπύλες ισχύος (προφίλ LP ₇) μιας ημέρας όπου έχουμε την εκτιμώμενη ($P_{estimated}$) με κόκκινο, την πραγματική ισχύ (P_{real}) με μπλε, την καμπύλη ισχύος της προηγούμενης ημέρας (P_{yest}) με πράσινο και της προηγούμενης βδομάδας (P_{prweek}) με μαύρο	93
Σχήμα 5. 21 Κανονικοποιημένες καμπύλες ισχύος (προφίλ LP ₈) μιας ημέρας όπου έχουμε την εκτιμώμενη ($P_{estimated}$) με κόκκινο, την πραγματική ισχύ (P_{real}) με μπλε, την καμπύλη ισχύος της προηγούμενης ημέρας (P_{yest}) με πράσινο και της προηγούμενης βδομάδας (P_{prweek}) με μαύρο	93
Σχήμα 5. 22 Κανονικοποιημένες καμπύλες ισχύος (προφίλ LP ₉) μιας ημέρας όπου έχουμε την εκτιμώμενη ($P_{estimated}$) με κόκκινο, την πραγματική ισχύ (P_{real}) με μπλε, την καμπύλη	

ισχύος της προηγούμενης ημέρας (P_{vest}) με πράσινο και της προηγούμενης βδομάδας (P_{prweek}) με μαύρο	94
Σχήμα 5. 23 Δείγμα καταναλωτών λογαριθμοκανονικής στατιστικής κατανομής για το οικιακό προφίλ LP_1	95
Σχήμα 5. 24 Δείγμα καταναλωτών λογαριθμοκανονικής στατιστικής κατανομής για το εμπορικό προφίλ LP_5	96
Σχήμα 5. 25 Δείγμα καταναλωτών λογαριθμοκανονικής στατιστικής κατανομής για το βιομηχανικό προφίλ LP_9	96
Σχήμα 5. 26 Κανονικοποιημένες καμπύλες ισχύος (προφίλ LP_1 και LP_6) μιας ημέρας όπου έχουμε την εκτιμώμενη ($P_{estimated}$) με κόκκινο, την πραγματική ισχύ (P_{real}) με μπλε, την καμπύλη ισχύος της προηγούμενης ώρας (P_{prev}) με μαύρο και την βασική καμπύλη (P_{basic}) με πράσινο εκτιμώντας με βάση δεδομένα ισχύος σχεδόν πραγματικού χρόνου	98
Σχήμα 5. 27 Κανονικοποιημένες καμπύλες ισχύος (προφίλ LP_1 και LP_6) μιας ημέρας όπου έχουμε την εκτιμώμενη ($P_{estimated}$) με κόκκινο, την πραγματική ισχύ (P_{real}) με μπλε, την καμπύλη ισχύος της προηγούμενης ημέρας (P_{vest}) με πράσινο και της προηγούμενης βδομάδας ($P_{pr week}$) με μαύρο εκτιμώντας με βάση χθεσινά δεδομένα ισχύος.....	98
Σχήμα 5. 28 Συγκεντρωτικό ραβδόγραμμα σφαλμάτων (MAPE) ανά εκτιμώμενο προφίλ και ανά μέθοδο εκτίμησης φορτίου	99
Σχήμα 5. 29 Συγκεντρωτικό ραβδόγραμμα σφαλμάτων (RRMSE) ανά εκτιμώμενο προφίλ και ανά μέθοδο εκτίμησης φορτίου	99
Σχήμα 5. 30 Μονογραμμικό διάγραμμα δικτύου 55 ζυγών.....	102
Σχήμα 5. 31 Διαγραμματική απεικόνιση συνδυασμένης λειτουργίας Εκτίμησης Φορτίου και Κατάστασης.....	109
Σχήμα 5. 32 Σφάλματα (RPE) του εκτιμητή κατάστασης ανά ζυγό για μια ημέρα εκτίμησης	112
Σχήμα 5. 33 Σφάλματα (RPE) εκτιμητή κατάστασης ανά ζυγό εισάγοντας διαφορετικά δεδομένα ψευδομετρήσεων χρησιμοποιώντας τις 2 μεθόδους εκτίμησης φορτίου και πραγματικά δεδομένα της προηγούμενης και της ημέρας εκτίμησης.....	113
Σχήμα 5. 34 Σφάλματα (RPE) εκτιμητή κατάστασης με την εισαγωγή ψευδομετρήσεων μόνο από τους 2 εκτιμητές φορτίου	114

Ευρετήριο πινάκων

Πίνακας 2. 1 Συγκριτικός πίνακας χαρακτηριστικών κλασικής και έξυπνης μέτρησης.....	31
Πίνακας 4. 1 Διαστήματα εμπιστοσύνης μετρήσεων ανάλογα με τον τρόπο αποστολής των δεδομένων	60
Πίνακας 4. 2 Προσεγγιστικός πίνακας της συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας ανάλογα τις τιμές των α, β	63
Πίνακας 4. 3 Πίνακας εύχρηστων μετασχηματισμών της αθροιστικής συνάρτησης πιθανότητας	64
Πίνακας 4. 4 Χαρακτηριστικά υπολογισμού των παραμέτρων της συνάρτησης του ZIP μοντέλου	67
Πίνακας 5. 1 Σφάλματα ανά προφίλ και υποπερίπτωσης επιμερισμού φορτίου	89
Πίνακας 5. 2 Σφάλματα ανά προφίλ και υποπερίπτωσης επιμερισμού φορτίου	94
Πίνακας 5. 3 Σφάλματα ανά προφίλ και υποπερίπτωσης επιμερισμού φορτίου	97
Πίνακας 5. 4 Γραμμικός συνδυασμός προφίλ που χρησιμοποιήθηκαν για την απεικόνιση της κατανάλωσης στους ζυγούς φορτίου	110
Πίνακας 5. 5 Συγκεντρωτικός πίνακας σφαλμάτων RRMSE ανά ζυγό σε σχέση με τα πραγματικά	115

1 Εισαγωγή

Είναι γεγονός ότι οι πρώτες ύλες και τα ενεργειακά αποθέματα του πλανήτη πρέπει να αντλούνται με μέτρο και σύνεση προκειμένου να μην λείψουν από τις επόμενες γενεές. Σήμερα οι ανάγκες για κατανάλωση της ηλεκτρικής ενέργειας αυξάνονται με ταχύτατους ρυθμούς σε όλα τα τεχνολογικά αναπτυσσόμενα κέντρα. Πολλές από τις υπάρχουσες διαδικασίες παραγωγής ενέργειας που βασίζονται στην καύση ορυκτών καυσίμων συνδέονται με ανυπολόγιστες περιβαλλοντικές επιπτώσεις σε τοπική και παγκόσμια κλίμακα. Η βασικότερη επίπτωση, το φαινόμενο του θερμοκηπίου είναι ένα από τα προβλήματα που αναμένεται να επηρεάσουν την ομαλή λειτουργία του παγκόσμιου οικοσυστήματος και κατ'επέκταση των οργανωμένων ανθρώπινων κοινωνιών τον 21^ο αιώνα. Σε αυτό το πλαίσιο υπάρχει περισσότερο από ποτέ η ανάγκη για εξορθολογισμό της κατανάλωσης και διαχείρισης ηλεκτρικής ενέργειας.

Πολλοί είναι εκείνοι που οραματίζονται ένα δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας φιλικό προς το περιβάλλον που θα ήταν υλοποιήσιμο με την διείσδυση ακόμα περισσότερων μονάδων ανανεώσιμων πηγών ηλεκτρικής ενέργειας (ΑΠΕ). Σε αυτήν την πρόκληση οι δυσκολίες που αντιμετωπίζουν οι μηχανικοί είναι πολλές και πηγάζουν από τη δυσχέρεια στη εξέλιξη του τεράστιου δικτύου παραγωγής, μεταφοράς και διανομής από ένα παθητικό δίκτυο σε ενεργητικό δίκτυο. Η αξιοποίηση και εφαρμογή όλης της υπάρχουσας τεχνολογίας στο υπάρχων δίκτυο είναι αυτό που απασχολεί στις μέρες μας τους επιστήμονες που προσπαθούν να θέσουν τα θεμέλια για την δημιουργία μελλοντικά των ευφυών δικτύων (Smart Grids). Η λειτουργία η δομή των Ευφυών Δικτύων είναι αρκετές φορές πολύπλοκη και για να γίνει κατανοητή πρέπει να είναι αντιληπτή η υπάρχουσα εικόνα και δομή του παραδοσιακού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.

1.1 Δομή συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας

Σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας είναι το σύνολο των εγκαταστάσεων και των μέσων που χρησιμοποιούνται για την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στις εξυπηρετούμενες περιοχές κατανάλωσης ενέργειας. Βασικές προϋποθέσεις καλής λειτουργίας ενός ΣΗΕ είναι να παρέχει ηλεκτρική ενέργεια οπουδήποτε υπάρχει ζήτηση με το ελάχιστο δυνατό κόστος και τις ελάχιστες οικολογικές επιπτώσεις, εξασφαλίζοντας σταθερή συχνότητα, σταθερή τάση και υψηλή αξιοπιστία τροφοδότησης [1].

Η τροφοδότηση των καταναλωτών με ηλεκτρική ενέργεια προϋποθέτει τρεις ξεχωριστές λειτουργίες του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας την παραγωγή, την μεταφορά και την διανομή. Οι τρεις αυτοί όροι επεξηγούνται αναλυτικά παρακάτω. Σημειώνεται επίσης ότι η ηλεκτρική ενέργεια από το σημείο που θα παραχθεί μέχρι το σημείο που θα καταναλωθεί, βρίσκεται σε μια συνεχή ροή και επειδή η αποθήκευση της είναι ασύμφορη, πρέπει να παράγεται τη στιγμή ακριβώς που καταναλώνεται.

Η παραγωγή ηλεκτρικής είναι η διαδικασία που απαιτείται για τη μετατροπή μιας μορφής πρωτογενούς ενέργειας σε ηλεκτρική και συντελείται στους σταθμούς παραγωγής. Η σύγχρονη βιομηχανία έχει θεμελιωθεί σε μια σειρά εφευρέσεων και τεχνικών εξελίξεων στη μετατροπή της θερμικής ενέργειας ορυκτών καυσίμων (άνθρακα, πετρελαίου, φυσικού αερίου), της βιομάζας και της μηχανικής ενέργειας των υδάτινων ροών και υδατοπτώσεων σε ηλεκτρική ενέργεια. Εναλλακτικά, ηλεκτρική ενέργεια (ΗΕ) παράγεται με τη βοήθεια της πυρηνικής τεχνολογίας είτε με τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας δηλαδή κυρίως με τα φωτοβολταϊκά και τα αιολικά πάρκα η οποία αποτελεί και τον καθαρότερο τρόπο παραγωγής ενέργειας και γι' αυτό το λόγο ονομάζεται πράσινη ενέργεια.

Με τον όρο μεταφορά ενέργειας νοείται το σύνολο διαδικασιών λειτουργίας και ελέγχου των εγκαταστάσεων και μέσων που χρησιμοποιούνται για τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας από την έξοδο των σταθμών παραγωγής μέχρι τους υποσταθμούς που τροφοδοτούν τα μεγάλα κέντρα κατανάλωσης και απ' όπου ξεκινούν τα δίκτυα διανομής. Ακόμα τροφοδοτούν τους μεγάλους καταναλωτές υψηλής τάσης όπως μεγάλες βιομηχανίες με ισχύ πάνω από 10 MW, οι οποίοι είναι αναγκασμένοι να έχουν δικό τους υποσταθμό υποβιβασμού υψηλής τάσης σε μέση και εσωτερικά δίκτυα υψηλής σε μέση τάση. Γενικότερα η μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας σε μεγάλες ποσότητες γίνεται με τις γραμμές υψηλής και υπερυψηλής τάσης από όπου ξεκινούν οι υποσταθμοί υποβιβασμού τάσης και, εν συνεχεία, τα δίκτυα διανομής.



Σχήμα 1. 1 Δίκτυο Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

Ορίζοντας τον όρο διανομή ηλεκτρικής ενέργειας θα μπορούσαμε να πούμε ότι είναι το σύνολο των διαδικασιών λειτουργίας και ελέγχου με τις οποίες η ηλεκτρική ενέργεια διανέμεται στους καταναλωτές. Τα δίκτυα διανομής περιλαμβάνουν τις γραμμές ηλεκτρικής ενέργειας, μέσω των οποίων αυτή φτάνει στους

καταναλωτές, τις εσωτερικές ηλεκτρικές εγκαταστάσεις και τους υποσταθμούς υποβιβασμού της τάσης, οι οποίοι τις συνδέουν με το σύστημα μεταφοράς.

Οι εγκαταστάσεις παραγωγής και μεταφοράς είναι συνήθως οικονομικά εξαρτημένες μεταξύ τους και για το λόγο αυτόν ο τεχνικός και οικονομικός σχεδιασμός των σταθμών παραγωγής, των γραμμών μεταφοράς και των κεντρικών υποσταθμών πρέπει να είναι ενιαίος με στόχο την ικανοποίηση των ενεργειακών αναγκών της κατανάλωσης με το ελάχιστο δυνατό κόστος και τη μεγαλύτερη δυνατή αξιοπιστία τροφοδότησης. Από την άλλη η διανομή είναι μια διαφορετική λειτουργία η οποία αναπτύσσεται και σχεδιάζεται ανάλογα με τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά της περιοχής και του είδους των καταναλωτών, τους οποίους εξυπηρετεί. Σημειώνεται ότι η δομή του συστήματος επηρεάζεται σημαντικά από το μέγεθος της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, τη χρονική μεταβολή κατά τη διάρκεια του 24ώρου και από τη χωροταξική κατανομή.

Οι πελάτες που είναι συνδεδεμένοι στα δίκτυα υψηλής και μέσης τάσης είναι στην πλειονότητά τους βιομηχανικοί καταναλωτές (τριφασικές παροχές), ενώ στα δίκτυα χαμηλής τάσης συνδέονται πελάτες οικιακής χρήσης και ένα μεγάλο μέρος πελατών εμπορικής χρήσης (μονοφασικές παροχές).

Η ισχύς των εγκαταστάσεων παραγωγής, μεταφοράς και διανομής, που πρέπει να έχει κάθε στιγμή μια επιχείρηση ηλεκτρισμού, καθορίζεται από την συνολική μέγιστη ζήτηση ηλεκτρικής ισχύος, δεδομένου ότι δεν υπάρχει η δυνατότητα αποθήκευσης. Ανάλογα με την συνολική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας καθορίζεται και η ποσότητα καυσίμων που πρέπει να χρησιμοποιηθούν για την λειτουργία των σταθμών παραγωγής. Αυτός είναι και ο λόγος για τον οποίο γίνεται προσπάθεια σήμερα να μειωθεί η αιχμή της ζήτησης που περιγράφεται από την καμπύλη ζήτησης. Με τον όρο καμπύλη ζήτησης ονομάζουμε την καμπύλη η οποία περιγράφει χρονικά την απασχόληση των μονάδων παραγωγής, μεταφοράς και διανομής. Τα χαρακτηριστικά της ζήτησης και η διαδρομή της ηλεκτρικής ενέργειας είναι αυτά που διαμορφώνουν και το τιμολόγιο της επιχείρησης ηλεκτρισμού και διακρίνονται σε τιμολόγια υψηλής τάσης, μέσης και χαμηλής.

Τα τελευταία χρόνια σε χώρες με αναπτυσσόμενη οικονομία, όπως και η Ελλάδα, η μορφή και η οργάνωση των επιχειρήσεων ηλεκτρικής ενέργειας άλλαξε ριζικά. Συγκεκριμένα οι ηλεκτρικές επιχειρήσεις πέρασαν από τη μορφή του ελεγχόμενου μονοπωλίου (επιχείρηση κοινής Ωφέλειας) στη λειτουργία ανταγωνισμού στα πλαίσια μιας ελεύθερης αγοράς. Έτσι οι επιχειρήσεις Παραγωγής προσφέρουν την ηλεκτρική ενέργεια που παράγουν στην χονδρική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, στην τιμή που θεωρητικά αντιστοιχεί στο μεταβλητό κόστος παραγωγής. Την χονδρική αγορά ενέργειας διαχειρίζεται μια ανεξάρτητη αρχή που στην Ελλάδα είναι ο ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε. (Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας). Από την χονδρική αγορά αγοράζουν οι Προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας που είναι ανεξάρτητες επιχειρήσεις. Οι προμηθευτές εν συνεχεία μεταπωλούν στους καταναλωτές την ηλεκτρική ενέργεια. Σύμφωνα με τη νομοθεσία σε περίπτωση που μια εταιρεία κατέχει δεσπόζουσα θέση (πάνω από το 70% της αγοράς) οι τιμές ρυθμίζονται από το κράτος ενώ σε άλλη περίπτωση

ρυθμίζονται από τον ανταγωνισμό. Στην Ελλάδα η σωστή λειτουργία εποπτεύεται από την ανεξάρτητη ρυθμιστική αρχή ενέργειας τον ΡΑΕ.

1.2 Λειτουργία και έλεγχος συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας

Η διαχείριση της λειτουργίας ενός μεγάλου διασυνδεδεμένου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ) συντελείται με κεντρικά συστήματα εποπτείας και αυτόματου ελέγχου, με τα οποία εξασφαλίζεται οικονομική λειτουργία, υψηλός δείκτης ασφάλειας και μεγάλη αξιοπιστία λειτουργίας. Ο έλεγχος της συχνότητας και της τάσης αποτελούν δυο από τις βασικές διαδικασίες λειτουργίας ενός ΣΗΕ. Η συχνότητα είναι ενιαία σε όλο το δίκτυο και σχετίζεται με το ισοζύγιο της πραγματικής (ενεργού) ισχύος. Η συνεχής εξισορρόπηση του ισοζυγίου έχει αποτέλεσμα την σταθερή τιμή στη συχνότητα κάτι που γίνεται αυτόματα ανάλογα με την τιμή του φορτίου από τις γεννήτριες. Βέβαια, στα σύγχρονα συστήματα όπου λειτουργούν πολλές μονάδες παραγωγής το πρόβλημα της συχνότητας γίνεται πιο σύνθετο και περιλαμβάνει την κατανομή των μεταβολών της ζήτησης μεταξύ των διάφορων μονάδων.

Το πρόβλημα της διατήρησης της τάσης μεταξύ των επιτρεπόμενων ορίων είναι αρκετά περίπλοκο δεδομένου ότι η τάση δεν είναι ενιαία σε όλο το σύστημα, όπως η συχνότητα, αλλά ποικίλλει ανάλογα την θέση. Για το λόγο αυτόν η ρύθμιση τάσης δεν γίνεται μόνο από τις γεννήτριες, οι οποίες είναι οι πηγές ισχύος, αλλά και από άλλες θέσεις του δικτύου όπως στους μετασχηματιστές και με τη σύνδεση η αποσύνδεση πηγών, πυκνωτών αλλά και πιο εξειδικευμένων διατάξεων.

Η αύξηση του μεγέθους των συστημάτων δημιουργεί γενικότερα προβλήματα όπως ευστάθειας, εφεδρείας της εγκατεστημένης ισχύος και προστασίας. Παράλληλα τίθεται το θέμα της μεγαλύτερης αξιοποίησης των εγκαταστάσεων, η οποία καθίσταται επιτακτική λόγω των τεράστιων επενδύσεων που απαιτούν νέες εγκαταστάσεις, αλλά και πολλών περιβαλλοντικών περιορισμών. Προς αυτήν την κατεύθυνση είναι αναγκαία η συμβολή της επιστήμης και της σύγχρονης τεχνολογίας με την αξιοποίηση των ηλεκτρονικών υπολογιστών και αλγορίθμων για την επίλυση των πολύπλοκων προβλημάτων.

Η βασικότερη εφαρμογή των ηλεκτρονικών υπολογιστών αφορά τον κεντρικό έλεγχο όλων των λειτουργιών του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, ο οποίος πραγματοποιείται στα Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας, που ανήκουν στους διαχειριστές των ΣΗΕ. Στα ΚΕΕ οι χειριστές χρησιμοποιούν υπολογιστές για την παρακολούθηση και τον έλεγχο του πολύπλοκου συστήματος μεταφοράς. Παράλληλα ελέγχουν την κατανομή του φορτίου ανάμεσα στις γεννήτριες του συστήματος και προετοιμάζονται συνεχώς για την αντιμετώπιση έκτακτων συμβάντων, όπως βλάβες απότομες μεταβολές του φορτίου ή blackout.

Το λογισμικό εφαρμογών του συστήματος περιλαμβάνει τις λειτουργίες του Συστήματος Ενεργειακής Διαχείρισης (Energy Management System) και μέσα σε αυτό υποσυστήματα όπως το υποσύστημα Εποπτικού Ελέγχου και Συλλογής

Πληροφοριών το SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition), το υποσύστημα Ελέγχου παραγωγής και το υποσύστημα Ελέγχου του Δικτύου Μεταφοράς.

Η λειτουργία του SCADA επιτρέπει την επιτήρηση του ηλεκτρικού δικτύου και τους τηλεχειρισμούς. Η επιτήρηση επιτυγχάνεται με τη συλλογή δεδομένων από τερματικές μονάδες (RTU-Remote Terminal Unit) τοποθετημένες σε όλους τους σταθμούς παραγωγής και στους κύριους υποσταθμούς. Η μορφή των δεδομένων είναι είτε σε ψηφιακή μορφή και αφορά την κατάσταση διακοπών, αποζευκτών είτε αναλογικά και αφορά τις μετρήσεις ηλεκτρικών μεγεθών, όπως τάση (Kv), ενεργός ισχύς (MW), άεργος ισχύς (MVA_r), ρεύμα (Ampere). Τα δεδομένα του ελληνικού δικτύου συλλέγονται στο Κέντρο Ελέγχου με περιοδικές σαρώσεις ανά δυο δευτερόλεπτα από τα περίπου εκατό σημεία συλλογής RTU που είναι εγκατεστημένα στο δίκτυο μέχρι σήμερα. Ειδικό σύστημα επεξεργάζεται τα δεδομένα και μέσω του SCADA γίνεται η αποστολή των δεδομένων μέσω τηλεπικοινωνιακού διαύλου υψηλής ασφαλείας με σκοπό τον ορισμό της επιθυμητή παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τους σταθμούς παραγωγής και το συνολικό σύστημα (υδροηλεκτρικά, αιολικά, φωτοβολταϊκά).

Σημαντικό εργαλείο για την επίλυση αρκετών προβλημάτων που αναφέρθηκαν παραπάνω, στην ανάλυση της ισχύος και την παρακολούθηση του δικτύου είναι η ανάλυση ροών φορτίου. Είναι ο αλγόριθμος που περιγράφει την κατάσταση του δικτύου και δίνει πληροφορίες για το δίκτυο με βάση τις μετρήσεις που είναι αξιοποιήσιμες στα ΚΕΕ. Το μειονέκτημα της ροής φορτίου είναι ότι δεν προσφέρει αποτελέσματα για άμεση διαχείριση του δικτύου και γι' αυτό το λόγο στα σημερινά δίκτυα χρησιμοποιείται κατά κόρον η εκτίμηση κατάστασης.

Η εκτίμηση κατάστασης στα ΣΗΕ παρέχει σε πραγματικό χρόνο την κατάσταση του δικτύου σε ένα σύστημα διανομής και μεταφοράς ενέργειας, ενώ παράλληλα, δίνει την δυνατότητα στους διαχειριστές να παρακολουθούν και να ελέγχουν την λειτουργία του συστήματος διανομής. Με τον μετασχηματισμό του δικτύου διανομής από παθητικό σε ενεργητικό, ακολουθώντας τις ανάγκες του μέλλοντος που επιτάσσουν μεγάλες εγκαταστάσεις από διεσπαρμένες παραγωγές (Distributed Generation) και έξυπνους μετρητές (Smart Meters), η εκτίμηση κατάστασης γίνεται το βασικό εργαλείο, η βασική συνιστώσα για την παρακολούθηση των δικτύων. Στην πραγματικότητα, αυτό το εργαλείο έχει χρησιμοποιηθεί ευρέως και για πολύ καιρό σε συστήματα μεταφοράς ενέργειας. Η χρησιμοποίηση αυτού του εργαλείου στα συστήματα διανομής έχει καθυστερήσει για δύο λόγους. Πρώτον, γιατί υπήρχε έλλειψη από διεσπαρμένες μετρήσεις στο δαιδαλώδες δίκτυο διανομής και, κατά δεύτερον, γιατί ήταν μηδαμινή η ανάγκη για άμεση διαχείριση του δικτύου διανομής. Στις μέρες μας, παρόλα αυτά, οι έξυπνοι μετρητές είναι αναγκαίο να εγκατασταθούν στο επίπεδο του καταναλωτή για να μας προσφέρουν καλύτερη εικόνα του δικτύου. Ακόμα, χρησιμοποιούνται για αποτελεσματική χρήση των διεσπαρμένων παραγωγών και για απόκριση εφαρμογών ζήτησης, δηλαδή της γνώσης και της ρύθμισης του επιπέδου τάσης σε κάθε κόμβο κάτι εξαιρετικά σημαντικό στα ευφυή δίκτυα. Κατ' αυτόν τον τρόπο, η

εκτίμηση κατάστασης δίνει πολύ μεγάλο πλεονέκτημα δίνοντας τη δυνατότητα για πλήρη χρησιμοποίηση του δικτύου διανομής.

Υπήρξε επίσης η προσπάθεια για την ανάδειξη του υπάρχοντος φορτίου που εξυπηρετεί τους καταναλωτές και την αύξηση της αποτελεσματικότητας του, χρησιμοποιώντας καινοτόμες ιδέες και τα στοιχεία του δικτύου στην προσπάθεια να παρέχουν πιο οικονομικές υπηρεσίες στους πελάτες. Το αποτέλεσμα όμως ακόμα δεν είναι γνωστό στο επίπεδο του καταναλωτή. Το ερώτημα του πόσο χαμηλά μπορεί να πέσει η αιχμή του φορτίου είναι κάτι που ακόμα δεν έχει απαντηθεί. Γι' αυτό τα εμπειρικά, μη αναδραστικά μοντέλα, πρέπει να δώσουν την θέση τους σε σοφιστικά μοντέλα τα οποία προσομοιώνουν την ανεξάρτητη συμπεριφορά κάθε καταναλωτή στην καμπύλη του φορτίου.

Με την επέκταση της ICT (Information and Communication Technology) τεχνολογίας και την εφεύρεση των έξυπνων μετρητών, οι πληροφορίες του δικτύου όπως η συνδεσιμότητα και τα δεδομένα μέτρησης θεωρούνται ότι είναι διαθέσιμα σε (σχεδόν) πραγματικό χρόνο. Ο AMR-AMI μετρητής χρησιμοποιείται σαν πηγή δεδομένων για να παραχθούν προβλέψεις-εκτιμήσεις φορτίου σε κόμβους χαμηλής τάσης και ισχύος. Τα αποτελέσματα διαφέρουν από κόμβο σε κόμβο ανάλογα με τον τύπο της μοντελοποίησης που χρησιμοποιούμε.

1.3 Σκοπός και δομή της διπλωματικής εργασίας

Η διαδικασία εκτίμησης φορτίου είναι προαπαιτούμενο για κάθε κύκλο εκτίμησης κατάστασης. Η εκτίμηση φορτίου με βάση πραγματικά δεδομένα καταναλώσεων από την προηγούμενη μέρα και προγενέστερα για καταναλωτές χαμηλής τάσης διαφορετικών κατηγοριών και η χρησιμοποίηση των αποτελεσμάτων σαν είσοδο για τον εκτιμητή κατάσταση, είναι αυτό που θα μας απασχολήσει στην παρούσα διπλωματική εργασία.

Συγκεκριμένα, στο Κεφάλαιο 2 γίνεται αναφορά στους ήδη εγκατεστημένους ηλεκτρομηχανικούς μετρητές. Επιπλέον, αναφέρεται η τεχνολογία και δυνατότητες των νέων ηλεκτρονικών μετρητών, πραγματοποιείται μια εισαγωγή στα συστήματα αυτοματισμών AMR-AMI και στις σύγχρονες τεχνολογίες επικοινωνίας που τα υποβαστούν.

Στο Κεφάλαιο 3 αναφέρεται το θεωρητικό υπόβαθρο γύρω από τον κλασικό εκτιμητή κατάσταση και διάφορες λειτουργίες γύρω από αυτόν όπως η παρατηρησιμότητα, η ανίχνευση και ο εντοπισμός σφαλμάτων.

Στο Κεφάλαιο 4 αναδεικνύεται η σπουδαιότητα των ψευδομετρήσεων σε δίκτυα με ελλείψεις μετρήσεις, αναφέρονται τα χαρακτηριστικά που οφείλουν να έχουν οι διαδικασίες εκτίμησης φορτίου και παρατίθεται ο αλγόριθμος που χρησιμοποιήσαμε σε προγραμματιστικό περιβάλλον Matlab για την εκτίμηση φορτίου απευθείας σε έναν μετασχηματιστή διανομής MT/XT ή ανά καταναλωτή.

Τέλος, το Κεφάλαιο 5 περιλαμβάνει τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων για τους εκτιμητές κατάσταση και φορτίου, ενώ στο 6ο κεφάλαιο παρουσιάζονται τα σχετικά συμπεράσματα.

2 Μετρητικά συστήματα στη διανομή ηλεκτρικής ενέργειας

2.1 Εισαγωγή

Η μέτρηση κατέχει κεντρικό ρόλο στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Η συλλογή και η διαχείριση των μετρήσεων είναι οι βασικοί παράγοντες για την πρόβλεψη, τον προγραμματισμό και τη λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Μέχρι σήμερα οι επιχειρήσεις ηλεκτρικής ενέργειας είχαν εγκαταστήσει ηλεκτρομηχανικούς μετρητές σε κάθε τελικό καταναλωτή των δικτύων διανομής. Όμως η ανάγκη για μείωση του ενεργειακού αποτυπώματος και για έξυπνη διαχείριση των ενεργειακών πόρων οδηγούν στην υποχρέωση για εκσυγχρονισμό του δικτύου με τη χρήση ηλεκτρονικών-έξυπνων μετρητών.

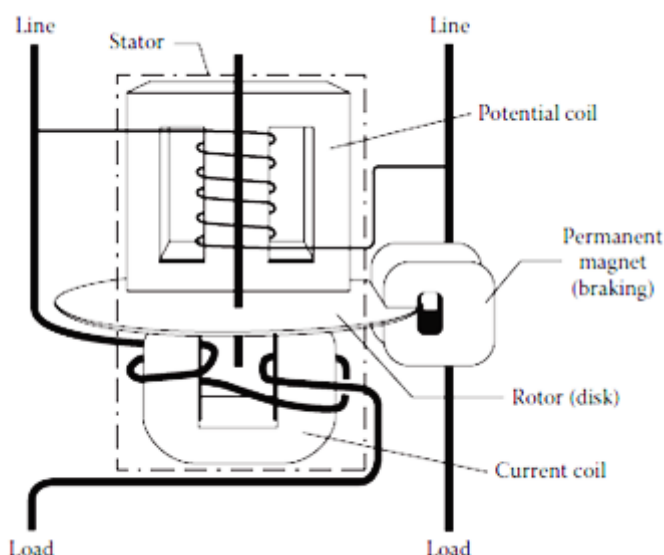
Στόχος των έξυπνων μετρητών είναι να παρέχουν πληροφορίες σχετικά με την ενεργειακή κατανάλωση του εκάστοτε καταναλωτή βραχυπρόθεσμα, με σκοπό από τη μια να αλλάξουν τις καταναλωτικές του συνήθειες και από την άλλη να γίνει ένα σημαντικό βήμα για τη δημιουργία έξυπνων δικτύων στο μέλλον. Η συγκεκριμένη μορφή τεχνολογίας θα βοηθήσει τους καταναλωτές να εξοικονομούν χρήματα στο λογαριασμό τους και να συνεισφέρουν στην μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα. Από την άλλη οι προμηθευτές μελλοντικά, σε μια απελευθερωμένη αγορά και ένα ανταγωνιστικό περιβάλλον ηλεκτρικής ενέργειας είναι αναγκασμένοι να εκμεταλλευτούν την εισαγωγή της διεσπαρμένη παραγωγής με τον καλύτερο τρόπο, με στόχο να προσφέρουν όσο το δυνατόν πιο οικονομική ενέργεια στους καταναλωτές.

Αναμφίβολα ένα από τα βασικότερα εργαλεία που χρησιμοποιείται για την υλοποίηση του ανοίγματος της αγοράς ενέργειας είναι η μετρητική διάταξη σε συνδυασμό με συναφή εξοπλισμό καταγραφής και συγκέντρωσης δεδομένων. Ως εκ τούτου, μετρητική διάταξη ορίζεται το σύνολο του ηλεκτρομηχανικού και ηλεκτρονικού εξοπλισμού που απαιτείται για την ακριβή και αξιόπιστη μέτρηση της ΗΕ. Η μετρητική διάταξη αποτελεί αναπόσπαστο τμήμα του Δικτύου Διανομής και η εξέλιξη τους θεμέλιο λίθο για την ανάπτυξη των ευφυών δικτύων. Η αρμοδιότητα εγκατάστασης και εκμετάλλευσης της μετρητικής διάταξης ανήκει στον κύριο πάροχο του δικτύου διανομής. Αναπόσπαστο τμήμα των μετρητικών διατάξεων αποτελεί επίσης το τηλεπικοινωνιακό και πληροφοριακό σύστημα (Κέντρο Τηλεμέτρησης-Επεξεργασίας Μετρητικών Δεδομένων), που χρησιμοποιείται για την εκμετάλλευση των δεδομένων από τα μετρητικά συστήματα.

2.2 Είδη μετρητών

2.2.1 Κλασικός μετρητής

Ο κλασικός μετρητής είναι το γνωστό ρολόι το οποίο εγκαθίσταται σε κάθε καταναλωτή χαμηλής τάσης. Η πλειονότητα των ήδη υπαρχόντων κτιρίων είναι εξοπλισμένη με ηλεκτρομηχανικούς μονοφασικούς ή τριφασικούς μετρητές. Πρόκειται για έναν επαγωγικό μετρητή ο οποίος αποτελείται από ένα πηνίο τάσης και ένα πηνίο έντασης που διεγείρονται από τη τάση του δικτύου και την ένταση του ρεύματος στο φορτίο του καταναλωτή, ένα δίσκο-δρομέα από αλουμίνιο, του οποίου οι στροφές μεταδίδονται μέσω ενός ελικοειδούς τροχού σε ένα αριθμητήρα, και ένα μαγνήτη πέδησης. Η περιστροφική κίνηση του δίσκου βασίζεται στην αλληλεπίδραση των μαγνητικών ροών (κινητήριες ροές) των πηνίων τάσης και έντασης, που μπορεί να θεωρηθούν ως επαγωγική μηχανή δύο φάσεων. Το ένα πηνίο είναι συνδεδεμένο με τέτοιο τρόπο ώστε να παράγει μαγνητική ροή ανάλογη της τάσης και το άλλο ανάλογη του ρεύματος.



Σχήμα 2. 1 Κλασικός Μετρητής Ηλεκτρικής Ενέργειας

Ο επαγωγικός (κλασικός) μετρητής λειτουργεί μετρώντας τις περιστροφές ενός μη μαγνητικού αλλά ηλεκτρικά αγωγίμου μεταλλικού δίσκου που είναι κατασκευασμένος να περιστρέφεται με ταχύτητα ανάλογη της ισχύος που διέρχεται από το μετρητή. Ο αριθμός των περιστροφών κατά συνέπεια είναι ανάλογος της ΗΕ που καταναλώνεται. Το πηνίο τάσης καταναλώνει μικρή και σχετικά σταθερή ισχύ (τυπικά 2 W) η οποία και δεν καταγράφεται από το μετρητή. Το πηνίο ρεύματος παρομοίως καταναλώνει μικρή ενέργεια ανάλογη του τετραγώνου του ρεύματος που το διαρρέει και επίσης δεν καταγράφεται από το μετρητή.

Με ρύθμιση της εσωτερικής φασικής γωνίας των δύο κινητήριων μαγνητικών ροών και της κυκλωματικής διάταξης, επιτυγχάνεται η ροπή στρέψης να είναι

ανάλογη της πραγματικής ή της άεργου ισχύος. Για συγκεκριμένη ταχύτητα του δίσκου όπου η κινητήριος ροπή αντισταθμίζεται από τη ροπή πέδησης του μαγνήτη, η ταχύτητα του δίσκου είναι ανάλογη της ισχύος και ο αριθμός των περιστροφών του δίσκου είναι το μέτρο της απορροφούμενης από τον καταναλωτή Ηλεκτρικής ενέργειας (HE) η οποία και καταγράφεται στον αριθμητήρα. Η σταθερά (K) του μετρητή είναι ένας σημαντικός συντελεστής, ο οποίος ευρίσκεται στην πινακίδα κάθε μετρητή και εκφράζει τη σχέση της ταχύτητα δίσκου με το φορτίο του καταναλωτή [στροφές/kWh].

2.2.2 Έξυπνος μετρητής

Σύμφωνα με τον ορισμό που δίνεται από την επιτροπή εργασίας της Ευρωπαϊκής Επιτροπής (EU Commission Task Force) για τα ευφυή δίκτυα, ως έξυπνος μετρητής ορίζεται κάθε μετρητική διάταξη με εκτεταμένη λειτουργικότητα, που συλλέγει και αποστέλλει δεδομένα μέσω ενός αυτοματοποιημένου μετρητικού συστήματος σε κεντρικό διαχειριστή ανά τακτά χρονικά διαστήματα [2]. Ονομάζεται έξυπνος, καθώς περιλαμβάνει τις λειτουργίες της επεξεργασίας, της αποστολής και αποθήκευσης δεδομένων για διάφορους σκοπούς οι οποίοι είναι οι ακόλουθοι :

- ❖ παρακολουθεί αν ο μετρητής έχει εγκατασταθεί σωστά και αν λειτουργεί σωστά
- ❖ προσφέρει την επικοινωνία δεδομένων με το μετρητή χρησιμοποιώντας ασφαλή και ανοικτό πρότυπο πρωτοκόλλων
- ❖ παρέχει τη δυνατότητα για την αναβάθμιση της συσκευής εξ αποστάσεως χρησιμοποιώντας το δίκτυο επικοινωνίας
- ❖ παρέχει την πολυμέτρηση κοινής ωφελείας (ηλεκτρισμός, φυσικό αέριο, τη θερμότητα και το νερό)
- ❖ παρέχει τον υπολογισμό και την παρακολούθηση των ποιοτικών χαρακτηριστικών ρεύματος
- ❖ διαθέτει τη λειτουργία της αυτόματης ανάγνωσης των μετρήσεων κατανάλωσης για την τιμολόγηση και διακανονισμού, καθώς και για ανάλυση της τελικής χρήσης ενέργειας
- ❖ παρέχει στοιχεία για την κατανάλωση σε πραγματικό χρόνο σε διάφορους φορείς (διανομέας, πωλητής, τέλος χρήστη) και τα συστήματα διαχείρισης της αυτοματοποίησης και την ενέργειά τους
- ❖ δίνει τη δυνατότητα για την παράδοση και παραλαβή των μηνυμάτων ελέγχου, π.χ., τον έλεγχο έξυπνων συσκευών, απομακρυσμένη αποσύνδεση, κ.λπ.
- ❖ διαχείριση των τιμολογίων
- ❖ παρέχει δεδομένα απόκρισης φορτίου (διαχείριση φορτίου και τον έλεγχο)

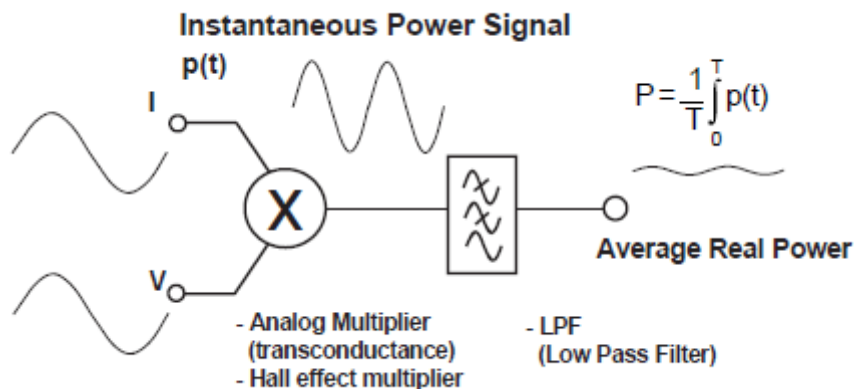


Σχήμα 2. 2 Έξυπνος Μετρητής Ηλεκτρικής Ενέργειας

2.3 Βασικός τρόπος λειτουργίας

Ο ηλεκτρονικός μετρητής είναι συσκευή τεχνολογίας solid-state με τα κυκλώματα να έχουν διαμορφωθεί πάνω σε ενιαίο, συμπαγές υλικό και με φορείς ηλεκτρικού ρεύματος που κυκλοφορούν αποκλειστικά στα όρια του υλικού. Υπάρχει απουσία περιστρεφόμενων μηχανικών μερών, ενώ οι μετρήσεις ισχύος ανακύπτουν μέσω ηλεκτρονικών κυκλωμάτων. Εν γένει, κάθε solid-state ηλεκτρονικός μετρητής ακολουθεί μια εκ των δυο ηλεκτρονικών τεχνολογιών είτε αυτή της αναλογικής επεξεργασίας σήματος είτε της ψηφιακής επεξεργασίας σήματος, με την δεύτερη να υπερισχύει σήμερα. Γενικότερα θα μπορούσαμε να πούμε ότι τα βασικά συστατικά (hardware) για την υλοποίηση ενός έξυπνου μετρητή είναι ένα αισθητήρας τάσης, ένας αισθητήρας ρεύματος, μητρική πλακέτα – μικροεπεξεργαστής (motherboard) και ένας μετατροπέας αναλογικού σε ψηφιακό σήμα [3].

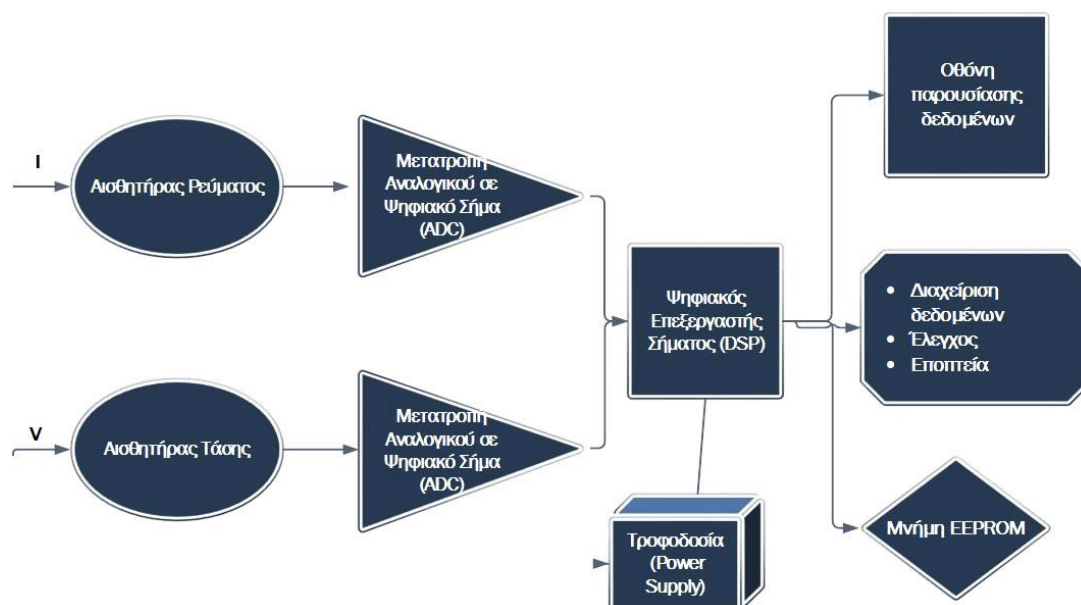
Η αναλογική επεξεργασία αφορά την επεξεργασία αναλογικών σημάτων τάσεως και εντάσεως ηλεκτρικού ρεύματος που υπάρχουν κάθε χρονική στιγμή με σκοπό την μέτρηση της ηλεκτρικής ισχύος. Στο σχήμα 2.3 φαίνεται η αναλογική επεξεργασία σήματος.



Σχήμα 2. 3 Αναλογικός υπολογισμός ενεργού ισχύος

Για να επιτευχθεί η μέτρηση της ισχύος είναι απαραίτητο το γινόμενο τάσεων επί εντάσεως το οποίο επιτυγχάνεται με ηλεκτρονικούς πολλαπλασιαστές. Για τον πολλαπλασιασμό τάσης–ρεύματος, υπάρχουν οι επιλογές της αναλογικής υλοποίησης σε ολοκληρωμένο κύκλωμα (analogue multiplying IC), της χρήσης του φαινομένου Hall και της μεθόδου πολλαπλασιασμού με διαίρεση χρόνου (time division multiplication-TDM) που αποτελεί ένα είδος διαμόρφωσης εύρους παλμών (pulse-width modulation–PWM). Επίσης, έχουν υλοποιηθεί πολλαπλασιαστές με χρήση της ιδιότητας διαγωγιμότητας (transconductance) ή θερμομετατροπών όπως ο TTTC (Three-Terminal Thermo-Converter). Γενικά, η αναλογική επεξεργασία σήματος έστω και σε ορισμένα μόνο στάδια, σε μετρητές solid-state έχει περάσει σε δεύτερη μοίρα, με την αποκλειστική χρήση ψηφιακής επεξεργασίας σήματος να έχει επικρατήσει σε όλα τα στάδια. Σε κάθε περίπτωση, έχουν κατασκευαστεί μετρητές αναλογικής υλοποίησης πολλαπλασιασμού με μεγάλη ακρίβεια και σταθερότητα (φαινόμενο Hall, TDM). Ωστόσο, η αποθήκευση καθώς και οι υπολογισμοί, όπως η ολοκλήρωση για την εξαγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας, γίνονται με ψηφιακό τρόπο.

Η αναλογική επεξεργασία σήματος δεν αποτελεί καθόλου ευέλικτη τεχνολογία και οι μετρητές που την υιοθετούν δεν θα μπορούν να προσαρμόζονται σε συγκεκριμένες απαιτήσεις που εν δυνάμει θα προκύπτουν, ενώ η αναβάθμιση τους καθίσταται αδύνατη. Επίσης, δεν προσφέρουν την ίδια σταθερότητα με το πέρασμα του χρόνου. Ακόμη, λόγω των αναλογικών κυκλωμάτων η τιμή αγοράς ενός μετρητή δεν ακολουθεί την ίδια πτωτική πορεία που μόνο τα ψηφιακά ηλεκτρονικά είθισται να ακολουθούν.

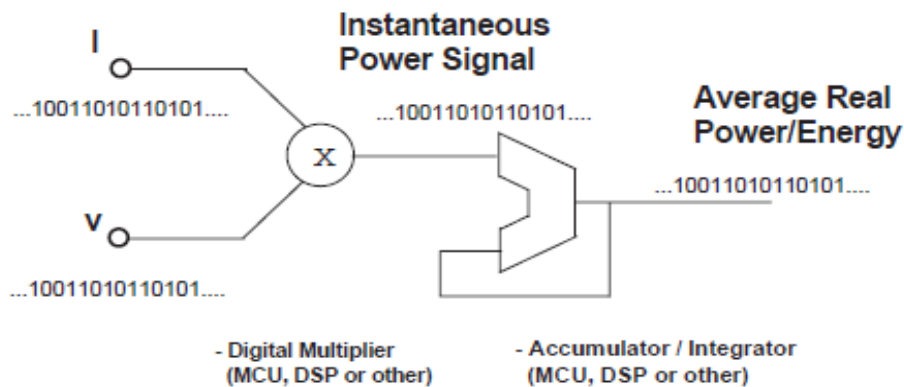


Σχήμα 2. 4 Δομικά μέρη έξυπνου μετρητή

Εξαιτίας όλων των αυτών που αναφέρθηκαν παραπάνω οι περισσότεροι ηλεκτρονικοί μετρητές σήμερα βασίζονται στην ψηφιακή επεξεργασία σήματος (σχήμα 2.5). Η λειτουργία αυτών των μετρητών βασίζεται στην αναλογική –

ψηφιακή μετατροπή σήματος (Analog-to-Digital Conversion, ADC). Το ρεύμα και η τάση μετρούνται από αισθητήρια όργανα και τα αντίστοιχα αναλογικά σήματα τους δειγματολειτουργούνται και ψηφιοποιούνται. Κατόπιν, επεξεργαστής ψηφιακού σήματος–μικροεπεξεργαστής (μP–digital signal processor) υψηλής ταχύτητας, παραλαμβάνει τα ψηφιακά σήματα και πραγματοποιεί υπολογισμούς των παράγωγων ηλεκτρικών μεγεθών (πχ. ενεργός ισχύς) και περαιτέρω επεξεργασία, ενώ τα τελικά δεδομένα μπορούν να προβληθούν σε οθόνη υγρών κρυστάλλων (LCD) επί του μετρητή ή να αποθηκευτούν σε ενσωματωμένες μνήμες ή ακόμα και να αποσταλούν προς απομακρυσμένους χρήστες μέσω τηλεπικοινωνιών.

Η διαδικασία της δειγματοληψίας αποτελεί κύριο παράγοντα διαμόρφωσης της ακρίβειας του μετρητή. Γενικά, η ακρίβεια είναι συνάρτηση της συχνότητας δειγματοληψίας του μετατροπέα ADC. Οι υπολογισμοί γίνονται βάσει ψηφιακών σημάτων τάσης και ρεύματος, ενώ η στιγμιαία ηλεκτρική ενέργεια προκύπτει ως άθροισμα διακριτών συνιστωσών. Στα ψηφιακά κυκλώματα αυτή η διαδικασία γίνεται αριθμητικά με πολλαπλασιασμό της τιμής ισχύος, που ισούται με το γινόμενο συγχρονισμένων δειγμάτων τάσης V_{sp} και ρεύματος I_{sp} με το χρόνο δειγματοληψίας Δt , βάσει του τύπου: $\int p dt = \Delta t \sum V_{sp} I_{sp}$. Εγείρονται διάφορα ζητήματα σχετικά με το ρυθμό δειγματοληψίας, καθώς το ρεύμα δεν είναι καθαρά ημιτονοειδές, με συνέπεια η δειγματοληψία να περιπλέκεται λόγω του παραμορφωμένου φάσματος του σήματος (θεώρημα δειγματοληψίας).



Σχήμα 2. 5 Υπολογισμός ισχύος με ψηφιακή επεξεργασία

Τέλος σημειώνεται ότι οι συγκεκριμένοι ηλεκτρικοί μετρητές αποτελούν μετρητικές συσκευές υψηλής αξιοπιστίας που δεν χάνουν σε ακρίβεια (0.5 s, 0.2 s) ακόμα και μετά από υπερφορτώσεις.

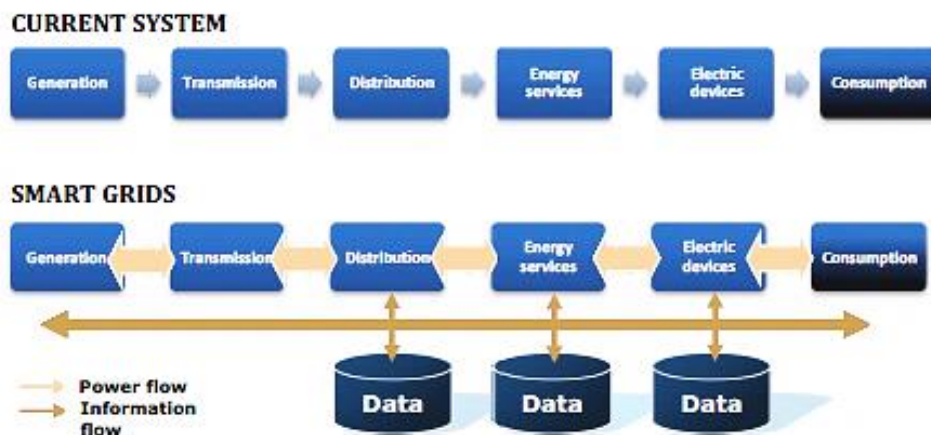
2.4 Έξυπνα μετρητικά συστήματα

2.4.1 Συστήματα μετρητών αυτόματης προσπέλασης (Automated Meter Reading - AMR)

Είναι η τεχνολογία της αυτόματης συλλογής δεδομένων κατανάλωσης με σκοπό τη μεταφορά των δεδομένων σε μια κεντρική βάση δεδομένων για την τιμολόγηση, την αντιμετώπιση προβλημάτων και την ανάλυση των δεδομένων. Η AMR τεχνολογία περιλαμβάνει χρήση χειρός, το κινητό και το δίκτυο που βασίζεται στις πλατφόρμες τηλεφωνίας (ενσύρματες και ασύρματες), ραδιοσυχνοτήτων (RF), ή μετάδοση μέσω της γραμμής ισχύος με τα φέροντα κύματα (Power Line Carrier). Σε σύγκριση με τις άλλες μεθόδους επικοινωνίας, η PLC τεχνολογία έχει αποκτήσει μεγάλο ενδιαφέρον επειδή καμία επιπλέον καλωδίωση δεν είναι απαραίτητη για την λειτουργία της. Ένα πλεονέκτημα των αυτόματων μετρητικών συστημάτων είναι ότι η τιμολόγηση μπορεί να βασίζεται σε κατανάλωση πραγματικού χρόνου και όχι σε εκτιμήσεις που βασίζονται προηγούμενες μετρήσεις ή προβλεπόμενες καταναλώσεις.

2.4.2 Συστήματα προηγμένων μετρητικών υποδομών (Advanced Metering Infrastructure - AMI)

Όταν αναφερόμαστε σε συστήματα προηγμένης μέτρησης (AMI) εννοούμε τα μετρητικά συστήματα 2^{ης} γενιάς που είναι το βασικό προαπαιτούμενο για την δημιουργία των έξυπνων δικτύων. Είναι πιο προηγμένης τεχνολογίας από τον προκάτοχο του, επιτελώντας τις πιο εξελιγμένες λειτουργίες που είναι αυτή τη στιγμή διαθέσιμες. Συνεπώς παρέχει πληροφορίες σχετικά με τη χρήση της ενέργειας (ζήτηση), για τις επιχειρήσεις κοινής ωφέλειας, για τους καταναλωτές αλλά και για το ίδιο δίκτυο. Ένα σύστημα AMI αποτελεί μια σύγχρονη δομημένη πλατφόρμα μέτρησης, τηλεπικοινωνιών, λογισμικού επεξεργασίας δεδομένων και αυτοματισμών. Πρόκειται για ένα σύνθετο και δυναμικό σύστημα που βασίζεται στην από κοινού λειτουργία υφιστάμενων, βελτιωμένων ή μη, και νέων υποδομών σε υλικό και λογισμικό.



Σχήμα 2. 6 Τρόπος λειτουργίας Smart Grid

Δίνεται η δυνατότητα σε όλα τα μέρη να λαμβάνουν καλύτερες αποφάσεις για μείωση του κόστους και την πίεση στο δίκτυο σε περιόδους αιχμής της ζήτησης online. Κατ' αυτόν τον τρόπο εκτός από την AMR τεχνολογία για την ανάγνωση της ηλεκτρικής ενέργειας, ο AMI παρέχει πρόσθετες δυνατότητες δυναμικής τιμολόγησης σε πραγματικό χρόνο (real-time pricing). Τέτοιου είδους δυνατότητες είναι η ώρα της χρήσης (time of use) δηλαδή την δυνατότητα τιμολόγησης της ηλεκτρικής ενέργειας διαφορετικά ανάλογα με την ώρα της ημέρας (critical peak pricing). Αυτό επιτυγχάνεται αφού επιτρέπει την προγραμματισμένη καταγραφή δεδομένων ανά 15m και την αποστολή δεδομένων ανά ώρα. Η καταγραφή και η αποθήκευση αυτής της υπερπληθώρας δεδομένων μπορεί να βοηθήσει στην εξαγωγή μοντέλων για την ακριβέστερη εκτίμηση φορτίου (load estimation) και τη ρύθμιση του φορτίου (load control) σε μετασχηματιστή MT/XT. Σε αυτή τη λογική πραγματοποιούνται ακόμα οι τιμολογήσεις της ηλεκτρικής ενέργειας και η διαχείριση αποθεμάτων ενέργειας για την προσφορά και τη ζήτηση.

Η τεχνολογία του μετρητικού συστήματος AMI συμβάλλει στην επίλυση των δυσλειτουργιών που δημιουργούνται στο δίκτυο κατά τη χρήση του. Παρέχει στο διαχειριστή του δικτύου τη δυνατότητα να παρακολουθεί το δίκτυο σε κάθε επίπεδο κάτι που μπορεί να επιτευχθεί ακόμα καλύτερα με την αμφίδρομη επικοινωνία (two-way communications), μια τεχνολογία που δεν υποστηρίζει ο AMR. Κατ' αυτόν τον τρόπο ελέγχει κάθε έναν καταναλωτή XT ξεχωριστά και έχει τη δυνατότητα να βλέπει που ακριβώς υπάρχει διακοπή ρεύματος, δρομολογώντας άμεσα τις διαδικασίες για την επίλυση της βλάβης. Στη συνέχεια η ίδια η επιχείρηση μπορεί να απαντάει αυτόματα για να επαληθεύσει την αποκατάσταση της βλάβης και την επανασύνδεση του (outage and restoring detection) κάθε ενός καταναλωτή ξεχωριστά. Επιπροσθέτως ο πάροχος ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να αναβαθμίζει και να επαναπρογραμματίζει (remotely upgradeable) ανά πάσα στιγμή το σύστημα των μετρητών μέσω ενός υπερσύγχρονου τηλεπικοινωνιακού δικτύου.

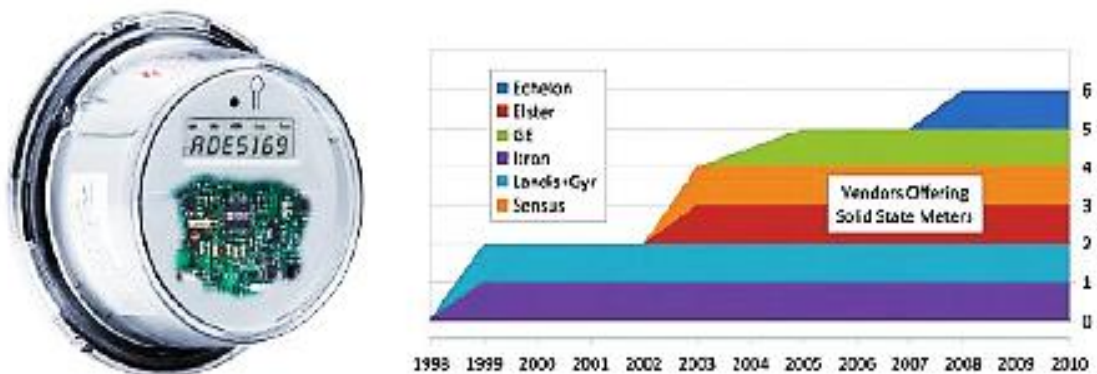
Στην ίδια λογική με στόχο την εξοικονόμηση ενέργειας η εγκατάσταση των AMI σε μια οικία συντελεί στη μείωση στο τιμολόγιο του καταναλωτή. Οι καταναλωτές μπορούν να βλέπουν online αναλυτικά στην οθόνη του υπολογιστή τους το τιμολόγιο ηλεκτρικής ενέργειας αναλυτικά αλλά και σε οθόνη στο σπίτι. Παράλληλα έχουν τη δυνατότητα να ελέγχουν τις οικιακές συσκευές μέσω του κινητού τους τηλεφώνου, του tablet ή του ηλεκτρονικού υπολογιστή .

Παρακάτω παρατίθεται συγκεντρωτικός πίνακας (2.1) που δείχνει καλύτερα τη διαφορά ανάμεσα σε AMR, AMI αλλά και συνολικά του συστήματος έξυπνης μέτρησης σε σχέση με το συμβατικό που χρησιμοποιείται σήμερα.

Πίνακας 2. 1 Συγκριτικός πίνακας χαρακτηριστικών κλασικής και έξυπνης μέτρησης

	Conventional meter reader	AMR	AMI	Smart Meters
Monthly kwh reading	✓	✓	✓	✓
Two way communication		✓	✓	✓
Theft detection		✓	✓	✓
Outage/Restoring detection		✓	✓	✓
On-demand reads			✓	✓
Programmable load intervals			✓	✓
Time of Use			✓	✓
Demand response			✓	✓
Integrated disconnect switch				✓
Power Quality data				✓
Remote programmable				✓
Remotely upgradeable				✓

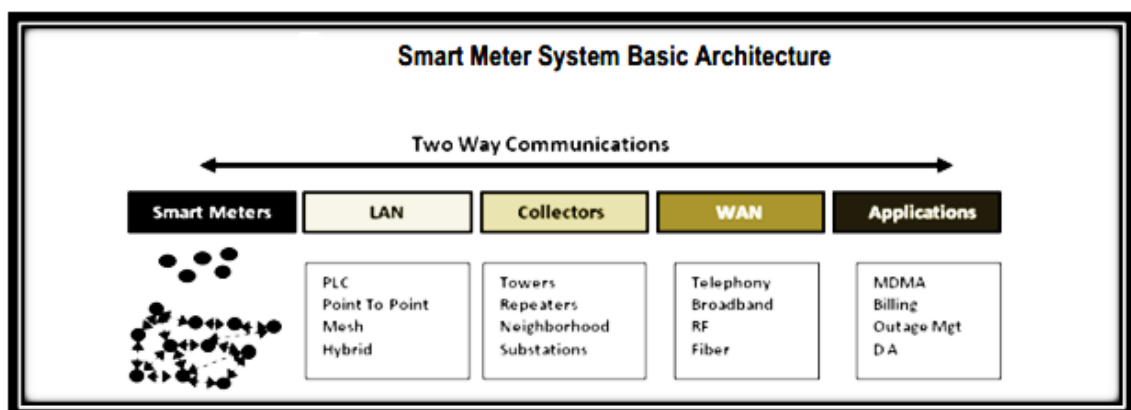
Όσον αφορά του κορυφαίους κατασκευαστές έξυπνων μετρητών ο όμιλος Itron βρίσκεται στην πρώτη θέση με μακρόχρονη πορεία στον τομέα που ξεκίνησε με την παραγωγή μετρητών AMR. Σήμερα θα μπορούσαμε να πούμε ότι πρωτοπορεί και στην ανάπτυξη συστημάτων AMI αναλαμβάνοντας έργα κορυφαίων εταιρειών όπως η CenterPoint Energy και η Southern California Edison. Εξίσου σημαντική θέση κατέχει η ελβετική Landys+Gyr η οποία δραστηριοποιείται σε αυτόν τον τομέα από το 1981. Την κορυφαία πεντάδα συμπληρώνουν εταιρείες όπως η Elster Group, η General Electric και η Schneider Electric.



Σχήμα 2. 7 Εξέλιξη του τομέα τεχνολογίας έξυπνων μετρητών

Τέλος, με την πάροδο τουλάχιστον δεκαπέντε ετών εξέλιξης έχει βγει το συμπέρασμα ότι τα δομικά στοιχεία ενός συστήματος AMI συγκροτούνται από τις εξής τεχνολογίες.

- ✓ Οι συσκευές έξυπνης μέτρησης (smart meters)
- ✓ Οικιακά δίκτυα επικοινωνιών (local area networks)
- ✓ Σταθμοί συγκέντρωσης δεδομένων (data concentrators)
- ✓ Δίκτυα επικοινωνιών μεγάλης εμβέλειας (wide area networks)
- ✓ Σύστημα κεντρικής διαχείρισης δεδομένων (meter data management system)
- ✓ Λειτουργικές θύρες διασύνδεσης με προηγμένες εφαρμογές (operational gateways)



Σχήμα 2. 8 Βασική αρχιτεκτονική συστήματος έξυπνων μετρητών

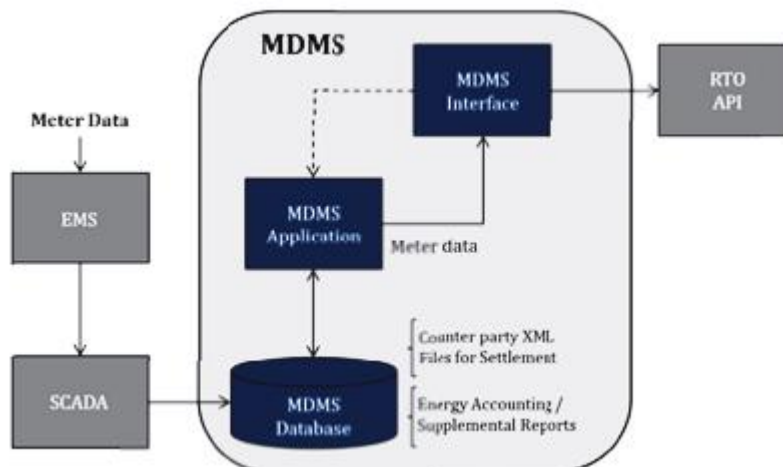
Κάποιες από αυτές τις βασικές λειτουργίες αναπτύσσονται ενδελεχώς στο κεφάλαιο 2.5 και 2.6.

2.5 Σύστημα κεντρικής διαχείρισης δεδομένων (MDMS)

Σχεδιάζοντας ένα άρτιο έξυπνο δίκτυο η ενσωμάτωση των δεδομένων από τα μετρητικά συστήματα είναι επιτακτική. Στο τέλος κάθε ημέρας ο σωστός μετρητής στην κατάλληλη θέση επικοινωνώντας με το σύστημα τιμολόγησης της επιχείρησης ηλεκτρισμού είναι εκείνος που θα διασφαλίζει την παροχή για τις ακριβείς ωριαίες τιμές κατανάλωσης του εκάστοτε καταναλωτή. Αυτό είναι και ο βασικός στόχος της ανάπτυξης των ευφυιών δικτύων.

Η δημιουργία και η ανάπτυξη λογισμικού για την διαχείριση των μετρητών είναι απαραίτητη. Το σύστημα διαχείρισης δεδομένων (MDMS) είναι υπεύθυνο για την συλλογή και αποθήκευση δεδομένων που αποστέλλουν οι μετρητές μέσω των AMR/AMI συστημάτων. Όλα γίνονται έχοντας σαν στόχο την αποδοτικότερη διαχείριση και αξιοποίηση του ηλεκτρικού δικτύου, ενώ παράλληλα το σύστημα MDM ενσωματώνει διάφορες λειτουργίες [4].

Αρχικά το σύστημα είναι υπεύθυνο για την επικύρωση, επεξεργασία και τελική εκτίμηση των εισερχόμενων πληροφοριών πριν αυτές καταχωρηθούν σε βάσεις δεδομένων. Το φιλτράρισμα αυτό είναι αναγκαίο για την αποφυγή λαθών. Παράλληλα τα δεδομένα από τα συστήματα AMI είναι προσβάσιμα ανά πάσα στιγμή (on-demand data), είτε από τον αντίστοιχο προμηθευτή ηλεκτρικής ενέργειας, είτε στο διαχειριστή του δικτύου.



Σχήμα 2. 9 Αρχιτεκτονική συστήματος MDMS

Γεδομένου ότι προέχει η ασφάλεια του δικτύου από κακόβουλες ενέργειες είτε από ατυχήματα υπάρχει δυνατότητα δημιουργίας αντιγράφων ασφαλεία και η επαναφορά του συστήματος σε προγενέστερη ημερομηνία ορθής λειτουργίας (backup and recovery). Επιπλέον, είναι εφικτό να υλοποιηθεί είτε επαναφορά του συστήματος σε έκτακτες περιπτώσεις (disaster recovery) είτε η αρχειοθέτηση με την αποκατάσταση δεδομένων (data archiving and restoration).

Το βασικότερο είναι ότι το λογισμικό είναι εύκολα επεκτάσιμο και κατ' αυτόν τον τρόπο υπάρχει η δυνατότητα παραμετροποίησης και υλοποίησης στην πράξη

χρήσιμων εφαρμογών όπως το προηγμένο σύστημα τιμολόγησης (advanced billing), η επικύρωση των τιμών εκτίμησης (validation estimation editing-VEE), η διαχείριση των διακοπών ηλεκτρικού (outage management system-OMS), το σύστημα πληροφοριών για τους πελάτες (customer information system-CIS) και ο συγχρονισμός των δεδομένων (data synchronization).

Συμπερασματικά θα μπορούσαμε να επισημάνουμε ότι με την επέκταση της τεχνολογίας των ευφυιών δικτύων, ο όγκος των δεδομένων που είναι αναγκαίο να φιλτραριστούν και να χρησιμοποιηθούν αναμένεται να αυξηθεί εκθετικά. Είναι λοιπόν αναγκαία η επεκτασιμότητα τέτοιων συστημάτων, καθώς η μη ασφαλής λειτουργία τους μπορεί να αποτελέσει τροχοπέδη στην μελλοντική ανάπτυξη των έξυπνων δικτύων.

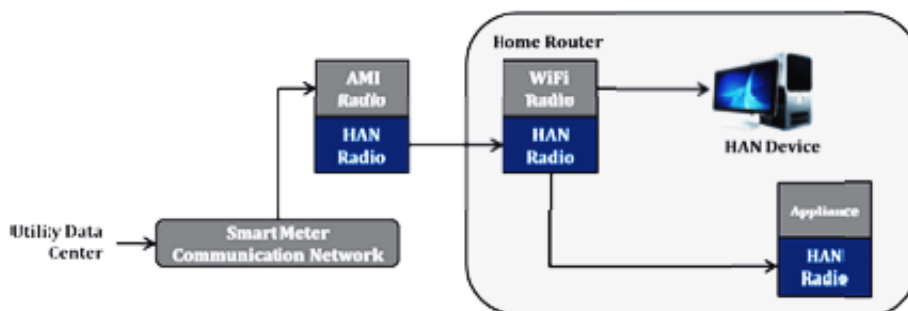
2.6 Αρχιτεκτονική τηλεπικοινωνιακού δικτύου και πρωτόκολλα επικοινωνίας

Το τηλεπικοινωνιακό δίκτυο που υποστηρίζει την αμφίδρομη επικοινωνία είναι η ραχοκοκαλιά ενός ευφυούς δικτύου. Σήμερα αυτή η τεχνολογία απουσιάζει από το δίκτυο ενώ η υποδομή του τηλεπικοινωνιακού δικτύου διαφέρει από περιοχή σε περιοχή και από χώρα σε χώρα, αφού αλλάζουν οι γεωγραφικές συνθήκες, η παραγωγή φορτίου και τα πρωτόκολλα επικοινωνίας. Συνεπώς οι πάροχοι ΗΕ σε μια προσπάθεια εκσυγχρονισμού του δικτύου καλούνται να χρησιμοποιήσουν διάφορες τεχνολογίες ή μίγμα τεχνολογιών (έως 2 κύριες) για να επιτευχθεί καλύτερη αρχιτεκτονική για το τηλεπικοινωνιακό δίκτυο. Οι αρχιτεκτονικές αυτές ιεραρχούνται σε 3 βασικές ανάλογα τη γεωγραφική κάλυψη και τις ανάγκες που θα εξυπηρετούν.

- **Home Area Network (HAN) ή Local Area Network (LAN)**

Στο χαμηλότερο επίπεδο επικοινωνίας του ΗΔ (Ηλεκτρικού δικτύου), δηλαδή στον καταναλωτή απαιτείται ένα τηλεπικοινωνιακό δίκτυο για την παρακολούθηση και τον έλεγχο των έξυπνων ηλεκτρονικών συσκευών αλλά και την εφαρμογή νέων όπως AMI. Οι συσκευές αυτές έχουν μικρότερες απαιτήσεις εύρους ζώνης αλλά προϋποθέτουν τακτική και συνεχή ροή δεδομένων. Κατ' αυτόν τον τρόπο εντός του σπιτιού οι συσκευές όπως θερμοστάτες, συστήματα (heating, ventilating, and air conditioning - HVAC), συστήματα οικιακού αυτοματισμού ή διαχείρισης οικιακής ενέργειας διασυνδέονται και επικοινωνούν για να προσφέρουν την καλύτερη άμεση διαχείριση στην κατανάλωση ενέργειας. Από εκεί και πέρα μπορεί η επιχείρηση κοινής ωφελείας να ελέγχει τις συσκευές του σπιτιού, ο καταναλωτής του σπιτιού ή κάποιος τρίτος. Τέλος όσον αφορά τη δομή των προτύπων για τα HAN χωρίζονται σε τρεις κατηγορίες. Είναι εκείνα που χρειάζονται νέα καλώδια, αυτά που δεν απαιτούν νέα καλώδια και τα ασύρματα. Τα πρότυπα ασύρματης επικοινωνίας είναι το WiFi (IEEE 802.11n) και το ZigBee (IEEE 802.15.4). Στην ενσύρματη δικτύωση που επιβάλλει νέα καλωδίωση, κυρίαρχο πρότυπο αποτελεί το Ethernet (IEEE 802.3), ενώ στην δικτύωση που χρησιμοποιεί την ήδη

υπάρχουσα καλωδίωση του ηλεκτρικού δικτύου της οικίας χρησιμοποιούνται τα πρότυπα PLC (Power Line Communication).



Σχήμα 2. 10 Αρχιτεκτονική συστήματος HAN

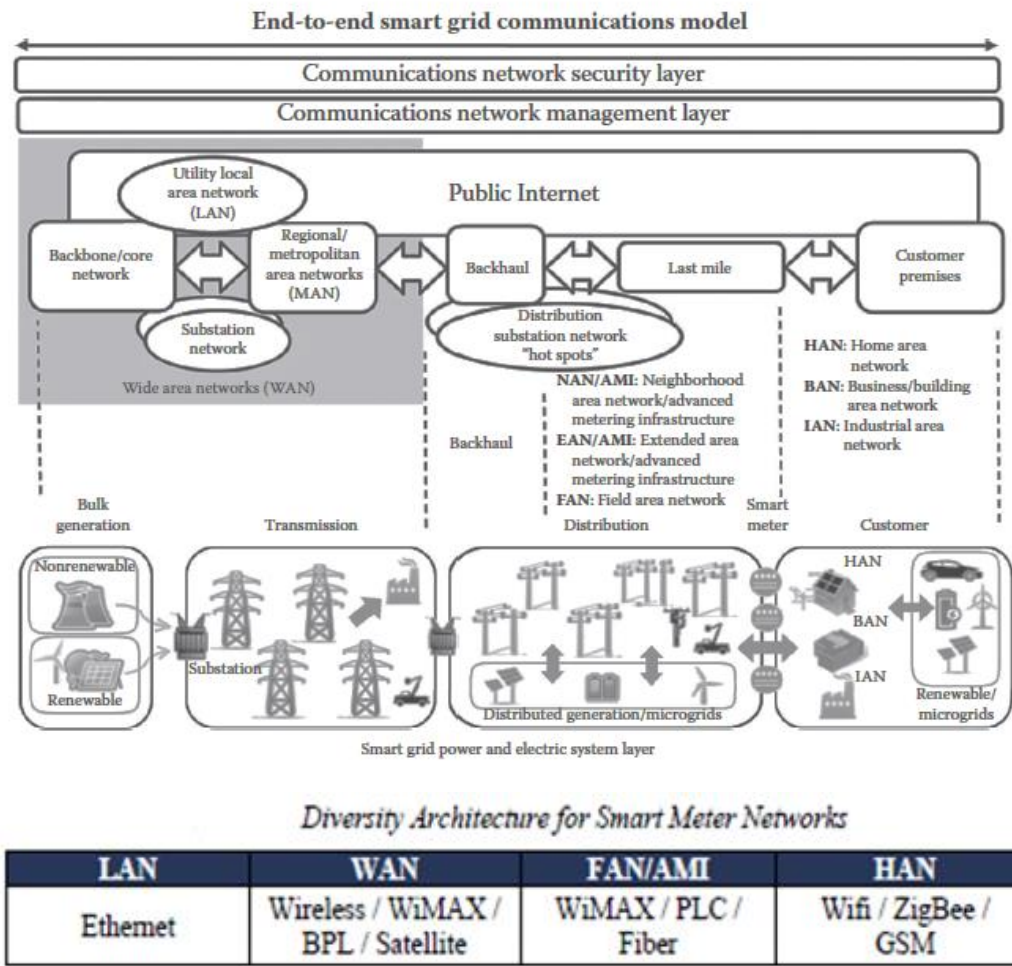
ο **Field Area Network (FAN)**

Η αρχιτεκτονική FAN θα επιτρέψει τη διασύνδεση ανάμεσα στην επιχείρηση κοινής ωφέλειας και τον καταναλωτή, θα είναι δηλαδή ο έξυπνος σύνδεσμος που θα δίνει τη δυνατότητα για αμφίδρομη ροή πληροφοριών ανάμεσα τους. Συνεπώς οι κατανεμημένοι ενεργειακοί πόροι (Distributed Energy Resources-DER) στα δίκτυα διανομής, οι σταθμοί φόρτισης plug-in ηλεκτρικών οχημάτων, οι ασυγκέντρωτες δεδομένων στους μετασχηματιστές διανομής MT/XT, οι έξυπνες ηλεκτρικές συσκευές IEDs (Intelligent Electronic Devices) ικανές να εκτελούν εντολές ελέγχου από τα συστήματα DMS και οι έξυπνοι μετρητές στις εγκαταστάσεις των πελατών αποτελούν τις κύριες πηγές πληροφοριών προς παρακολούθηση και έλεγχο για τα Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας. Για την επικοινωνία χρησιμοποιούνται στις ασύρματες τα πρωτόκολλα IEEE 802 (π.χ. WiMAX) και κυρίως οι τεχνολογίες κινητής τηλεφωνίας (GPRS, EDGE, UMTS, LTE). Στην ενσύρματη επικοινωνία επικρατούν οι τεχνολογίες ευζωνικής μετάδοσης μέσω τηλεφωνικών γραμμών (DSL) και οι τεχνολογίες PLC.

ο **Wide Area Network (WAN)**

Τα δίκτυα ευρείας ζώνης (WAN) είναι δίκτυα που εκτείνονται σε μια τεράστια γεωγραφική περιοχή και μπορούν να φιλοξενήσουν τους τερματικούς σταθμούς και τα τοπικά δίκτυα. Όταν τα κέντρα ελέγχου βρίσκονται μακριά από τους υποσταθμούς ή τους τελικούς καταναλωτές, οι μετρήσεις πραγματικού χρόνου που λαμβάνονται από τις ηλεκτρικές συσκευές μεταφέρονται στα κέντρα ελέγχου μέσω των δικτύων WAN και, κατά την αντίστροφη κατεύθυνση, τα WAN αναλαμβάνουν τη μεταφορά εντολών από τα κέντρα ελέγχου προς τις συσκευές. Ακόμα συντελούν στην επικοινωνία μεταξύ των IEDs και των κέντρων ελέγχου καθώς χρησιμοποιούνται για να στέλνουν από τους υποσταθμούς τις καταγεγραμμένες πληροφορίες από το σύστημα SCADA αλλά και από τα συστήματα PMU που απαιτούν δίκτυο υψηλού εύρους ζώνης. Για την επικοινωνία σε επίπεδο WAN χρησιμοποιούνται κυρίως ασύρματες τεχνολογίες. Το μίγμα ασύρματων επικοινωνιών αποτελείται από τεχνολογίες κυψελωτών δικτύων GSM (Global

System for Mobile, GPRS (General Packet Radio Devices), UMTS (Universal Mobile Telecommunication System), LTE (Long-Term Evolution), από άλλες τεχνολογίες ραδιοσυχνοτήτων (RF technologies) και από το WiMAX (IEEE 802.2.16).



Σχήμα 2. 11 Αρχιτεκτονικές επικοινωνίας ευφρών δικτύων

2.7 Οι εμπλεκόμενοι στη διαδικασία μέτρησης

Σε έναν μεγαλεπήβολο σχέδιο αλλαγής της διαδικασίας τιμολόγησης, διαχείρισης και μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας χρειάζεται περισσότερο από ποτέ η συνδρομή όλων των εμπλεκόμενων κοινωνικών ομάδων, φορέων και επιχειρήσεων. Κάθε ομάδα, φορέας ή επιχείρηση μπορεί να διαδραματίσει το δικό του ρόλο με σκοπό την επίτευξη του κοινού στόχου κάτι που δεν είναι καθόλου εύκολο.



Σχήμα 2. 12 Ομάδες που εμπλέκονται στη διαδικασία μέτρησης

Οι καταναλωτές (customers) γνωρίζοντας την ακριβή κατανάλωσή τους θα είναι υπεύθυνοι για την εξοικονόμηση ενέργειας ενώ από την άλλη οι προμηθευτές (suppliers) είναι υπεύθυνοι για την όσο το δυνατόν μεγαλύτερη ενσωμάτωση της διεσπαρμένης παραγωγής ομαλά στο υπάρχων δίκτυο. Οι ερευνητές (researchers) με τη σειρά τους συνεργαζόμενοι με τα πανεπιστήμια, τα ερευνητικά κέντρα και τις επιχειρήσεις έχουν το δύσκολο έργο της παραγωγής καινοτόμων ιδεών και τεχνολογίας φθηνότερης και πιο αξιόπιστης. Από την άλλη οι εταιρείες διανομής και μεταφοράς ΗΕ (Transfer System Organization (TSO) / Distribution System Organization (DSO)), που μπαίνουν στο παιχνίδι, έχοντας ως στόχο να προσφέρουν υψηλής ποιότητας υπηρεσίες στους πολίτες μεριμνούν για την αξιοπιστία, την ευστάθεια του δικτύου και την ασφάλεια του. Τέλος οι ρυθμιστές (regulators) ηλεκτρικής ενέργειας, οι κυβερνήσεις πρέπει να δώσουν τα απαραίτητα κίνητρα για την εγκατάσταση έξυπνων μετρητών και την εξέλιξη των ευφυών δικτύων.

Τα οφέλη που προσδοκούνται να υπάρξουν από την έξυπνη μέτρηση είναι πολλά για όλους τους εμπλεκόμενους και κάποια από αυτά αναφέρονται αναλυτικά στο κεφάλαιο 2.8.

2.8 Οφέλη έξυπνου μετρητή για τον καταναλωτή και το κοινωνικό σύνολο

Τα πλεονεκτήματα της έξυπνης μέτρησης γενικά είναι προς όφελος του καταναλωτή, αφού έχει σκοπό τη μείωση του κόστους της ενέργειας και της διανομής της. Ο ανταγωνισμός των εταιρειών σε μια απελευθερωμένη αγορά ενέργειας και η ρύθμιση της τιμής ενέργειας σε κλίμακες θα βοηθήσει για να

μεταφερθεί αυτό το είδος των παροχών στον καταναλωτή ενέργειας. Επιπλέον, οι έξυπνοι μετρητές μπορούν να φέρουν άμεσα οφέλη για τους καταναλωτές, όπως :

- Πιο ακριβή και έγκαιρη χρέωση
- Βελτίωση της πρόσβασης στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, μέσω της δυνατότητας να επωφεληθούν από την ευελιξία της ζήτησης
- δυνατότητα διαχείρισης της κατανάλωσης ενέργειας από τους καταναλωτές με τα αυτοματοποιημένα ενεργειακά συστήματα και από ο σπίτι τους με online διαδικτυακά προγράμματα
- Βελτίωση της ασφάλειας των ανθρώπων και του εξοπλισμού μέσω της βελτίωσης της ποιότητας της ισχύος και της αποφυγής λανθασμένης διαχείρισης βλάβης



Σχήμα 2. 13 Ανάδραση σε οθόνη υπολογιστή συστήματος έξυπνου δικτύου

Για το κοινωνικό σύνολο τα οφέλη είναι πολλαπλά, καθώς μειώνονται οι εκπομπές ρύπων που συμβάλουν στο φαινόμενο του θερμοκηπίου και εξοικονομούνται σημαντικοί ενεργειακοί πόροι. Ίσως η πίεση και ο ανταγωνισμός των καταναλωτών μπορεί να αναγκάσει τους φορείς της τοπικής κοινωνίας για βελτιστοποίηση της ενεργειακής εικόνας πρώτα σε τοπικό και στη συνέχεια σε εθνικό επίπεδο, δομώντας τη ραχοκοκαλιά ενός σύγχρονου ενεργειακού δικτύου. Όσον αφορά την κοινωνική πολιτική, δεδομένου ότι υπάρχει η δυνατότητα άμεσης πληροφόρησης και επέμβασης στο δίκτυο σε πραγματικό χρόνο ο προμηθευτής γνωρίζοντας το προφίλ του κάθε καταναλωτή μπορεί να προσφέρει οικονομικότερη ενέργεια για τις ευπαθείς ομάδες του πληθυσμού ανά πάσα στιγμή. Ακόμα κακόβουλες ενέργειες κλοπής ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να αποφευχθούν.

Τελικά η διαδικασία μετρήσεων επηρεάζει την ενεργειακή απόδοση και την αποδοτικότητα του κόστους του συνολικού ενεργειακού συστήματος συμπεριλαμβανομένης της παραγωγής, της διανομής και των φορτίων. Προσφέροντας βελτιωμένη και έγκαιρη πρόσβαση σε αποτελέσματα μέτρησης μπορεί να επιτρέψει στους πελάτες να κάνουν σημαντική εξοικονόμηση ενέργειας και κόστους.

2.9 Υπάρχουσα κατάσταση στο Ευρωπαϊκό και Παγκόσμιο δίκτυο

Οι έξυπνοι μετρητές αποτελούν το θεμέλιο λίθο ενός συστήματος AMI. Σε Ευρωπαϊκό και Παγκόσμιο στερέωμα η εγκατάσταση και η λειτουργία τους σε τελικούς καταναλωτές, έχει μπει στην κορυφή των εταιρειών ηλεκτρισμού και της ενεργειακής ατζέντας των ανεπτυγμένων χωρών.

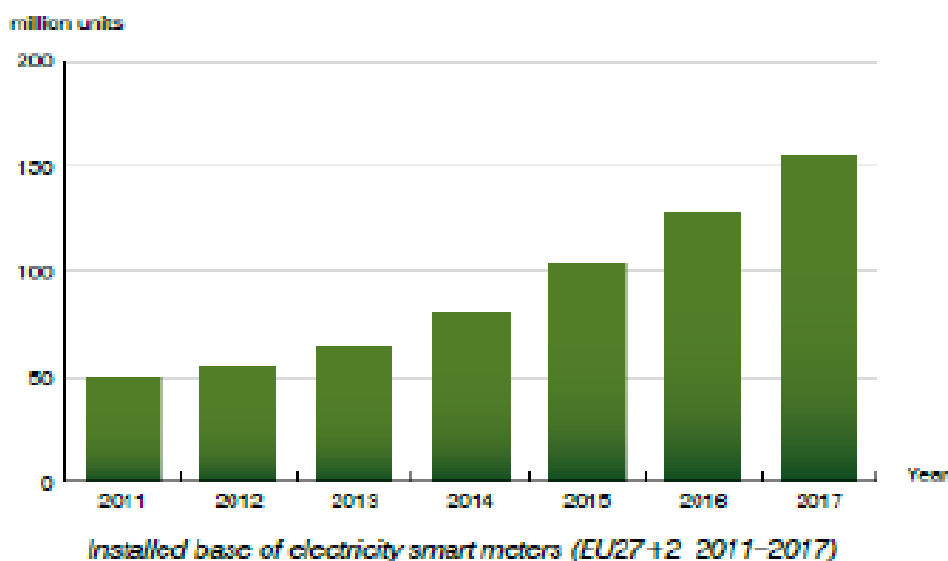
Στην Ευρωπαϊκή Ένωση έχουν υιοθετηθεί αρκετά σχέδια για την ανάπτυξη των έξυπνων δικτύων, με την εγκατάσταση έξυπνων μετρητών στις διάφορες χώρες μέλη. Ένα νέο σενάριο ηλεκτρικού δικτύου αναπτύσσεται μετά από την ίδρυση της Ευρωπαϊκής Πρωτοβουλίας Ηλεκτρικών Δικτύων (European electricity grid initiative) με νέες προκλήσεις για την υλοποίησή του. Στόχος της οργάνωσης είναι κάτω την αιγίδα ενός Στρατηγικού Ενεργειακού Τεχνικού πλάνου (strategic energy technology plan) σε μια περίοδο 9 ετών έρευνας, ανάπτυξης και προβολής του θέματος στην Ευρώπη να επιταχυνθούν οι διαδικασίες για την αλλαγή της υπάρχουσας κατάστασης. Αυτή η διαδικασία θα συνεχισθεί έως το 2030.



Σχήμα 2. 14 Ευρωπαϊκός χάρτης έξυπνων δικτύων στο project EEGI

Το πρόγραμμα αυτό μπορεί να είναι το πιο φιλόδοξα για το μέλλον της Ευρώπης. Αν αναλογισθεί κανείς το δαιδαλώδες δίκτυο των 1,5 δισεκατομμυρίων πελατών που εμπλέκονται, των 50000 χιλιομέτρων γραμμών μεταφοράς ΗΕ και των 20000 υποσταθμών με ένα προϋπολογισμό που ανέρχεται σε 2 δισεκατομμύρια που πρέπει να επενδυθεί από το 2010 έως το 2018. Αναμφίβολα πρόκειται για ένα μεγάλο ποσό αλλά εκτιμάται ότι μπορούν να αποταμιευθούν ενεργειακοί πόροι παραπάνω από 52 δισεκατομμύρια. [5]

Είναι εύκολο να παρατηρήσει κανείς πολλές διαφορές ανάμεσα στις χώρες. Για παράδειγμα, η Νορβηγία είναι μια χώρα όπου η εγκατάσταση έξυπνων μετρητών ποικίλει από μέρος σε μέρος και από περιοχή σε περιοχή. Ο στόχος της είναι να φτάσει στο ποσοστό για του 80% των καταναλωτών με έξυπνα μετρητικά συστήματα, ακολουθώντας τις οδηγίες που έχουν τεθεί από την Ευρωπαϊκή Ένωση. Ειδική μνεία αξίζει να κάνουμε στην Ιταλία η οποία είναι η πρώτη χώρα που εφάρμοσε το πρόγραμμα και εφαρμόζοντας σταθερή πολιτική κατάφερε να έχει το καθολικό ποσοστό του 100% των καταναλωτών της με έξυπνους μετρητές έως το τέλος του 2011. Άλλες προοδευτικές χώρες όπως η Γερμανία, η Ισπανία, η Σουηδία και η Φιλανδία επίσης κάνουν φιλότιμες προσπάθειες για να πετύχουν τους στόχους του προγράμματος.



Σχήμα 2. 15 Ανάπτυξη του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας με την τοποθέτηση έξυπνων μετρητών

Το ίδιο συμβαίνει και σε παγκόσμιο επίπεδο με τις επενδύσεις των χωρών που παραδοσιακά συμβάλουν στο φαινόμενο του θερμοκηπίου, εξαιτίας της βαριάς βιομηχανίας που διαθέτουν, να βρίσκονται αυτή τη στιγμή στις πρώτες θέσεις κατάταξης επενδύσεων όπως φαίνεται και στην εικόνα 2.16.

TOP TEN COUNTRIES FOR FEDERAL SMART GRID INVESTMENT, 2010



Σχήμα 2. 16 Οι 10 χώρες με την μεγαλύτερη επένδυση σε Smart Grid

Συγκεκριμένα οι ΗΠΑ και η Κίνα, που αρνούταν πεισματικά να συμμορφωθούν με τους κανονισμούς του πρωτοκόλλου του Κιότο και είχαν την ευθύνη από κοινού για το 45% των αέριων ρύπων του θερμοκηπίου, προχώρησαν σε μια ιστορική συμφωνία αφού δεσμευτήκαν για την μείωση της εκπομπής αερίων του θερμοκηπίου κατά 28% έως το 2030. Είναι ένα σχέδιο σίγουρα πολύ φιλόδοξο, αλλά διαφαίνεται πλέον ότι υπάρχει η πολιτική βούληση για εναρμονισμό με τις επιταγές της πραγματικότητας και την υιοθέτηση της πράσινης ενέργειας.

2.10 Υπάρχουσα κατάσταση στην Ελλάδα

Την ίδια στιγμή που όλα αυτά συμβαίνουν στην Ευρώπη η Ελλάδα εφαρμόζει τη δική της προσπάθεια με το πιλοτικό σύστημα τηλεμέτρησης και διαχείρισης της ζήτησης παροχών ηλεκτρικής ενέργειας, οικιακών και μικρών εμπορικών καταναλωτών με την εφαρμογή έξυπνων δικτύων.

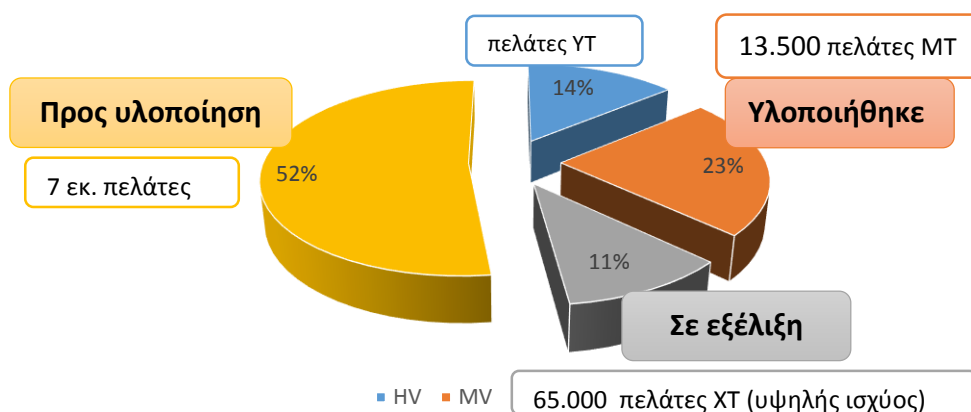
Η ΔΕΗ Α.Ε. σχεδιάζει την εφαρμογή του πιλοτικού συστήματος για την εγκατάσταση, τη δοκιμή και τη λειτουργία 160000 μετρητών σε επιλεγμένες γεωγραφικές περιοχές του δικτύου διανομής, μέσα από το οποίο θα μπορεί να τεκμηριωθεί τεχνοοικονομικά η επιλογή του κατάλληλου συνδυασμού τεχνολογίας μετρητών, τηλεπικοινωνιών και Κέντρου Συλλογής και Επεξεργασίας Μετρητικών Δεδομένων.

Οι περιοχές της χώρας όπου θα πραγματοποιηθεί το πιλοτικό πρόγραμμα είναι οι εξής:

- Νομός Ξάνθης
- Λέσβος
- Λήμνος
- Λευκάδα
- Άγιος Ευστράτιος

Το σύστημα στοχεύει στην επέκταση της υπάρχουσας υποδομής και στη δημιουργία της απαραίτητης νέας υποδομής και οργάνωσης ώστε να επιτευχθεί η αποτελεσματικότερη και έγκυρη συγκέντρωση, επεξεργασία, διαχείριση και αποθήκευση μετρητικών δεδομένων των πελατών και εν γένει των χρηστών του δικτύου διανομής αλλά και η παροχή πρόσβασης σε τέτοιου είδους πληροφορίες στους κατά το νόμο δικαιούχους.

Το Κέντρο Τηλεμέτρησης πρέπει στην παρούσα φάση να υποστηρίξει έως 200000 ανεξάρτητα σημεία μέτρησης. Επίσης θα πρέπει να είναι επεκτάσιμο, για την κάλυψη μελλοντικών απαιτήσεων ολόκληρης της επικράτειας έχοντας τη δυνατότητα να μπορεί να λαμβάνει δεδομένα συνολικά από 7500000 μετρητικά συστήματα. Το πιλοτικό αυτό σύστημα απαιτείται να ικανοποιεί όλες τις λειτουργίες ενός συστήματος AMI, όπως έχουν αναφερθεί παραπάνω, για την κάλυψη των εκάστοτε αναγκών της χώρας και της εταιρείας διανομής.



Σχήμα 2. 17 Κατάσταση ανά κατηγορία πελατών και στόχοι υλοποίησης προγράμματος

Όσον αφορά την αρχιτεκτονική του δικτύου τηλεπικοινωνιών θα πρέπει να εφαρμοσθούν όλες οι προαναφερθείσες τεχνολογίες τηλεμέτρησης όπως:

- Φερέσυχνα σήματα σε Μ.Τ. και Χ.Τ. (PLC)-40%
- Οπτικές ίνες και σταθερή τηλεφωνία (PSTN) μέσω διαδικτυακού πρωτοκόλλου (TCP/IP)-40%
- Ασύρματη τεχνολογία GPRS/GSM-10%
- Ράδιο συχνότητα (RF Mesh)-5%
- Απροσδιόριστο (στην κρίση του προσφέροντος)-5%

Για κάθε μια από τις παραπάνω τεχνολογίες η αρχιτεκτονική του συστήματος θα περιλαμβάνει όλα τα απαραίτητα επικοινωνιακά μέσα (μόντεμ, δρομολογητές, συγκεντρωτές), καθώς και το σύστημα απομάστευσης και διαχείρισης μετρητικών δεδομένων.

Επίσης η αρχιτεκτονική του συστήματος θα διαθέτει:

- Οθόνη απεικόνισης (In home display)
- Διαδικτυακή εφαρμογή (web portal), όπου θα μπορούν οι καταναλωτές να βλέπουν στοιχεία για την ενεργειακή τους κατανάλωση, στατιστικά δεδομένα στοιχεία λογαριασμού και άλλα.

3 Εκτίμηση κατάστασης

3.1 Εισαγωγή

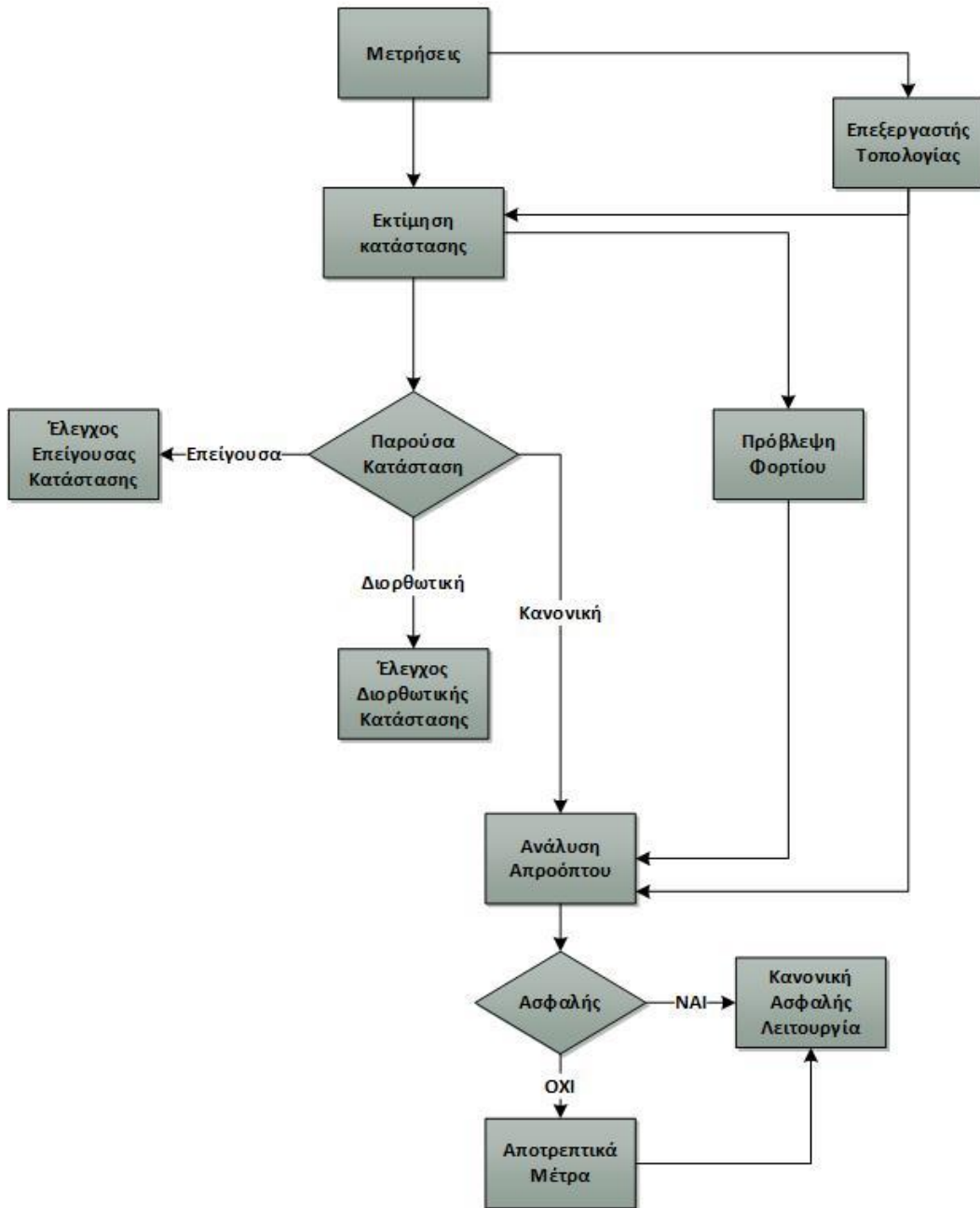
Απαραίτητα συστατικά ενός Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας είναι η ασφαλής και οικονομική λειτουργία του. Γι' αυτό ιδιαίτερη έμφαση δίνεται στον έλεγχο και ρύθμιση του συστήματος. Την τελευταία δεκαετία έχει γίνει αποδεκτό από πολλές επιχειρήσεις ηλεκτρισμού σαν γεγονός ότι απαραίτητη προϋπόθεση για την βελτίωση της ασφαλούς και οικονομικής λειτουργίας των συστημάτων είναι η συγκέντρωση πληροφοριών σε πραγματικό χρόνο.

Οι επιχειρήσεις συγκεντρώνουν τόσες πληροφορίες όσες είναι απαραίτητες για την εκτέλεση προγραμμάτων ροών φορτίων. Η μεθοδολογία όμως αυτή δεν λαμβάνει υπόψη ότι οι μετρήσεις είναι ανακριβής εξαιτίας του υπεισερχόμενου θορύβου και ετεροχρονισμένες εξαιτίας της μη ταυτόχρονης λήψης των μετρήσεων. Για να αναγνωρισθούν οι εσφαλμένες μετρήσεις θα πρέπει να εφαρμοσθούν τεχνικές εκτίμησης κατάστασης.

Με τον όρο εκτίμηση κατάστασης αναφέρεται ο προσδιορισμός των τιμών μέτρου και γωνίας της τάσεως του συνόλου των ζυγών που απαρτίζουν ένα δίκτυο για μια δεδομένη χρονική στιγμή. Αυτό επιτυγχάνεται με την χρήση εξειδικευμένων αλγορίθμων οι οποίοι δέχονται ως είσοδο πραγματικές μετρήσεις ροών ισχύος, τάσεων, εντάσεων, καθώς και το μαθηματικό μοντέλο του συστήματος αλλά και ψευδομετρήσεις. Οι πραγματικές μετρήσεις λαμβάνονται από ειδικά μετρητικά όργανα που είναι διεσπαρμένα σε σημεία του δικτύου και μεταφέρονται μέσω τηλεπικοινωνιών στο κέντρο ελέγχου, όπου και τρέχει και ο εν λόγω αλγόριθμος. Αν ο αλγόριθμος συγκλίνει, μπορεί να θεωρηθεί ότι υπάρχει μια σαφής εικόνα για την κατάσταση επί του συνόλου του ηλεκτρικού δικτύου για ένα συγκεκριμένο χρονικό διάστημα, ή αλλιώς στιγμιότυπο. Ταυτόχρονες μετρήσεις σε διαφορετικά σημεία του δικτύου είναι σχεδόν αδύνατο να γίνουν, επομένως μικρές διαφορές χρόνου μεταξύ των μετρήσεων είναι φυσιολογικές και ανεκτές.

Δεδομένου ότι η εκτίμηση κατάστασης εκτιμά τους φασιθέτες τάσης στους ζυγούς του δικτύου, θα πρέπει η τοπολογία και όλες οι παράμετροι του δικτύου να είναι γνωστές. Παρόλα αυτά, μπορεί να υπάρξουν σφάλματα και σε αυτά τα στοιχεία για διάφορους λόγους, όπως μικρές βλάβες του συστήματος, προβλήματα στις γραμμές μεταφοράς τις θερμές μέρες κ.α. Σε κάποιες περιπτώσεις τα σφάλματα στο τελικό αποτέλεσμα είναι ανεπαίσθητα ενώ σε κάποιες άλλες μπορούν να οδηγήσουν σε λάθος εκτίμηση για την συνολική κατάσταση του δικτύου ή για μεγάλο μέρος του. Γι' αυτό πρέπει να εκτιμώνται και να προσδιορίζονται τυχόν αλλαγές, ώστε να ενημερώνεται καταλλήλως ο αλγόριθμος εκτίμησης κατάστασης.

Διαδικασία Εκτίμησης Κατάστασης



Σχήμα 3. 1 Διαγραμματική ροής απεικόνιση της διαδικασίας εκτίμησης κατάστασης

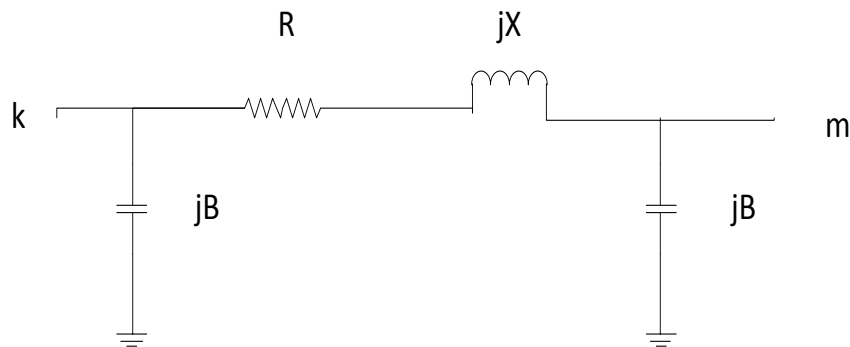
Τέλος σημειώνεται ότι η εκτίμηση κατάστασης έχει σαν σκοπό να βοηθήσει όχι μόνο τη λειτουργία αλλά και την ανάλυση των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Κατ' αυτόν τον τρόπο σε πραγματικό χρόνο γίνεται έλεγχος φορτίου-συχνότητας, ρυθμίζεται η βέλτιστη κατανομή φορτίου, εκτιμάται η ασφαλής λειτουργία του δικτύου και έχουμε βραχυπρόθεσμη εκτίμηση φορτίου. Παράλληλα η ανάλυση των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας βελτιώνεται, καθώς βελτιώνεται η ακρίβεια χρησιμοποιώντας το μοντέλο παραμέτρων δικτύου και ισοδύναμα μοντέλα δικτύου.

3.2 Μοντέλα στοιχείων ηλεκτρικού δικτύου

Για να είναι σε θέση οποιοσδήποτε αλγόριθμος να αναγνωρίσει την ακριβή τοπολογία ενός δικτύου πρέπει να γίνουν κάποιες συμβάσεις και να δημιουργηθεί ένα μοντέλο του δικτύου, αναπαριστώντας τα πραγματικά στοιχεία που συναντώνται στα δίκτυα με μαθηματικές εκφράσεις, οι οποίες μπορούν να αποτελέσουν μέρος εξισώσεων που θα καλείται να επιλύσει ένας ηλεκτρονικός υπολογιστής μέσω κάποιου αλγορίθμου. Εν συνεχεία, παρουσιάζονται τα μοντέλα που χρησιμοποιούνται για να αναπαραστήσουν διάφορα στοιχεία του δικτύου.

3.2.1 Παράσταση γραμμών μεταφοράς

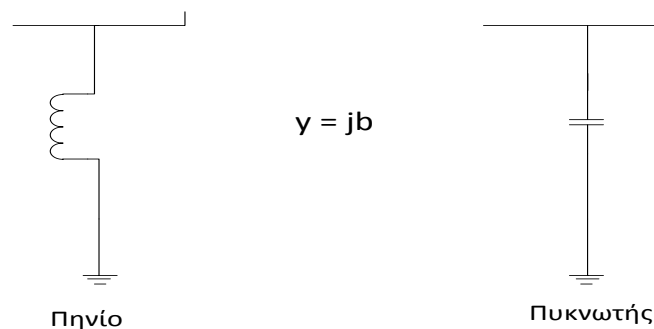
Οι γραμμές μεταφοράς αναπαρίστανται με το ισοδύναμο μοντέλο «Π» του οποίου οι παράμετροι αντιστοιχούν στο ισοδύναμο κύκλωμα θετικής ακολουθίας των γραμμών μεταφοράς. Πιο συγκεκριμένα, μια γραμμή μεταφοράς με σύνθετη αντίσταση θετικής ακολουθίας $R + jx$ και συνολική εγκάρσια αγωγιμότητα ίση με $j2B$ μοντελοποιείται στο εξής κύκλωμα:



Σχήμα 3. 2 Μοντέλο γραμμής μεταφοράς

3.2.2 Παράσταση εγκάρσιων πυκνωτών και αυτεπαγωγών

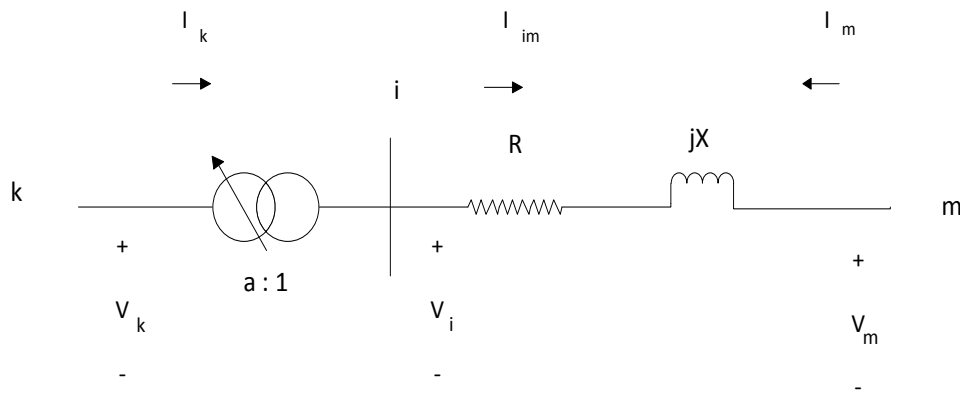
Τα εγκάρσια στοιχεία είναι πυκνωτές ή πηνία που χρησιμοποιούνται για τον έλεγχο της τάσης ή της άεργου ισχύος, και αναπαρίστανται από την ανά φάση ισοδύναμη φανταστική αγωγιμότητα $y = jb$ στον αντίστοιχο ζυγό. Το πρόσημο της αγωγιμότητας δηλώνει το τύπο του στοιχείου. Δηλαδή, αν είναι θετική, είναι εγκάρσιος πυκνωτής, ενώ αν είναι αρνητική είναι εγκάρσιο πηνίο.



Σχήμα 3. 3 Μοντέλο εγκάρσιου στοιχείου

3.2.3 Παράσταση μετασχηματιστών

Οι μετασχηματιστές αναπαρίστανται ως ιδανικοί μετασχηματιστές σε σειρά με την σύνθετη αντίστασή τους, όπως φαίνεται στο παρακάτω σχήμα. Οι δυο ζυγοί στους οποίους συνδέεται ένας μετασχηματιστής m και k , είναι γνωστοί ως πλευρά αντίστασης και πλευρά ρύθμισης της τάσης αντίστοιχα.



Σχήμα 3. 4 Μοντέλο μετασχηματιστή

Οι εξισώσεις του κυκλώματος του μετασχηματιστή εκφράζονται μέσω των ρευμάτων που διαρρέουν τον κλάδο $i - m$, στον οποίο υπάρχει η σύνθετη αντίσταση. Ισχύει ότι

$Z = R + jx$, και η αγωγιμότητα του κλάδου αντίστασης είναι ίση με $Y = 1 / Z$, επομένως έχουμε:

$$\begin{bmatrix} I_{im} \\ I_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y & -Y \\ -Y & Y \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_i \\ V_m \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Αντικαθιστώντας τα I_{im} και V_i με τις εξισώσεις:

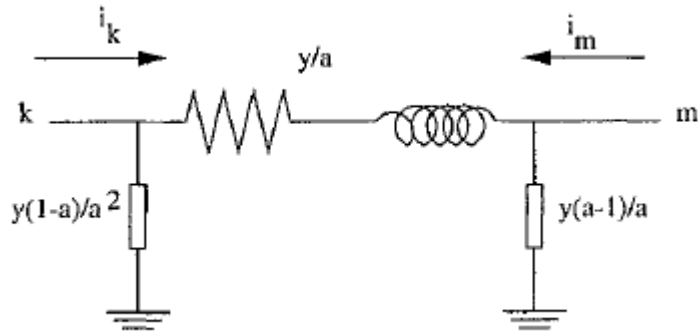
$$I_{im} = a * I_k$$

$$V_i = V_k / a$$

Παίρνουμε τη τελική μορφή της σχέσης (2.1):

$$\begin{bmatrix} I_k \\ I_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y/\alpha^2 & -Y/\alpha \\ -Y/\alpha & Y \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_k \\ V_m \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

όπου α είναι η ρύθμιση τάσης του μετασχηματιστή. Στη συνέχεια φαίνεται το ισοδύναμο κύκλωμα για το παραπάνω σύνολο εξισώσεων:



Σχήμα 3. 5 Ισοδύναμο κύκλωμα μετασχηματιστή

3.2.4 Παράσταση γεννητριών

Οι γεννήτριες αναπαρίστανται με ισοδύναμες μιγαδικές εγχύσεις ισχύος στους αντίστοιχους ζυγούς. Οι ισχύς αυτές έχουν τις παρακάτω εξισώσεις:

$$S = P + jQ \quad (3.3)$$

όπου P η ενεργός ισχύς και Q η άεργος ισχύς της γεννήτριας.

3.3 Παράσταση φορτίων

Τα φορτία διακρίνονται σε σταθερής ισχύος και σταθερής αγωγιμότητας. Τα φορτία σταθερής ισχύος αναπαρίστανται ως ισοδύναμες μιγαδικές εγχύσεις ισχύος στους αντίστοιχους ζυγούς και δεν έχουν επίδραση στο μοντέλο του δικτύου σε αντίθεση με τα φορτία σταθερής αγωγιμότητας που έχουν επίδραση στο μοντέλο του δικτύου και αναπαρίστανται ως εγκάρσιες σύνθετες αγωγιμότητες.

3.3.1 Παράσταση δικτύου

Τα παραπάνω μοντέλα που εξετάστηκαν, χρησιμοποιούνται για την αναπαράσταση ολόκληρου του δικτύου. Αυτό επιτυγχάνεται με ένα σύνολο εξισώσεων που προέρχονται από την εφαρμογή του νόμου του Kirchhoff για το ρεύμα, σε κάθε ζυγό. Έστω λοιπόν ότι το σύνολο των εγχεόμενων ρευμάτων κάθε ζυγού συμβολίζεται με I , και το σύνολο των τάσεων όλων των ζυγών με V , οι εξισώσεις παίρνουν την εξής μορφή:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & \cdots & Y_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_1 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} = Y * V \quad (3.4)$$

όπου

I_k : η έγχυση ρεύματος στον ζυγό k .

V_k : η τάση του ζυγού k .

Y_{km} : το (k,m) στοιχείο της μήτρας αγωγιμοτήτων Y .

Η μήτρα Y αποτελεί την μήτρα αγωγιμοτήτων. Είναι εν γένει μιγαδική μήτρα, αραιή και συμμετρική .

3.4 Εκτίμηση μέγιστης πιθανοφάνειας

Τα δεδομένα εισόδου του αλγορίθμου αποτελούν μετρήσεις μετρητικών οργάνων οι οποίες αποστέλλονται μέσω τηλεπικοινωνιών από απομακρυσμένα σημεία σε ένα κεντρικό προς αξιοποίησή τους. Τόσο κατά τη λήψη μέτρησης (στο όργανο) όσο και κατά τη μεταφορά της (τηλεπικοινωνιακός δίαυλος), υπεισέρχεται σφάλμα στην ακριβή τιμή του ζητούμενου μεγέθους, για το οποίο είναι αδύνατο να προσδιοριστεί η ακριβής τιμή του. Συνεπώς, δεχόμαστε ως δεδομένο ότι οι μετρήσεις που λαμβάνονται περιέχουν σφάλματα άλλοτε σημαντικά και άλλοτε όχι, χωρίς να είναι δυνατή η απομόνωσή τους.

Ο σκοπός της εκτίμησης κατάστασης είναι να προσδιορίσει την πιθανότερη κατάσταση του συστήματος με βάση τα δεδομένα από τις μετρήσεις. Ένας τρόπος να επιτευχθεί ο στόχος, είναι χρησιμοποιώντας την Εκτίμηση Μέγιστης Πιθανοφάνειας (Maximum Likelihood Estimation ή MLE), μια μέθοδο που εφαρμόζεται ευρύτατα στη στατιστική. Τα σφάλματα των μετρήσεων, θεωρείται ότι ακολουθούν μια γνωστή κατανομή πιθανότητας με άγνωστες παραμέτρους. Η κοινή συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας όλων των μετρήσεων μπορεί να γραφεί σαν συνάρτηση παραμέτρων. Αυτή η συνάρτηση ονομάζεται συνάρτηση πιθανοφάνειας και μεγιστοποιείται όταν οι άγνωστοι παράμετροι βρίσκονται όσο πιο κοντά γίνεται στις πραγματικές τους τιμές. Ως εκ τούτου, μπορεί να οριστεί ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης ώστε να μεγιστοποιηθεί η συνάρτηση πιθανοφάνειας. Η λύση θα δώσει την εκτίμηση μέγιστης πιθανοφάνειας για τις ζητούμενες παραμέτρους.

Τα σφάλματα των μετρήσεων συνήθως θεωρείται ότι ακολουθούν την Γκαουσιανή (κανονική) κατανομή και οι παράμετροι αυτής της κατανομής είναι η μέση τιμή της μ και η διασπορά της σ^2 . Το πρόβλημα της εκτίμησης μέγιστης πιθανοφάνειας επιλύεται ως προς αυτές τις παραμέτρους.

3.4.1 Συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας Γκαουσιανής (Κανονικής) κατανομής

Η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας κανονικής κατανομής για μια τυχαία μεταβλητή z ορίζεται ως εξής:

$$f(z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{z-\mu}{\sigma}\right)^2} \quad (3.5)$$

όπου

z : η τυχαία μεταβλητή.

μ : η μέση τιμή της z .

σ : η τυπική απόκλιση της z .

Η συνάρτηση $f(z)$ αλλάζει τη μορφή της ανάλογα με τις τιμές των παραμέτρων μ και σ^2 . Παρόλα αυτά, η μορφή της μπορεί να σταθεροποιηθεί χρησιμοποιώντας την παρακάτω αλλαγή μεταβλητών (σχέση 3.6).

$$u = \frac{z - \mu}{\sigma} \quad (3.6)$$

η οποία συνεπάγεται τα εξής:

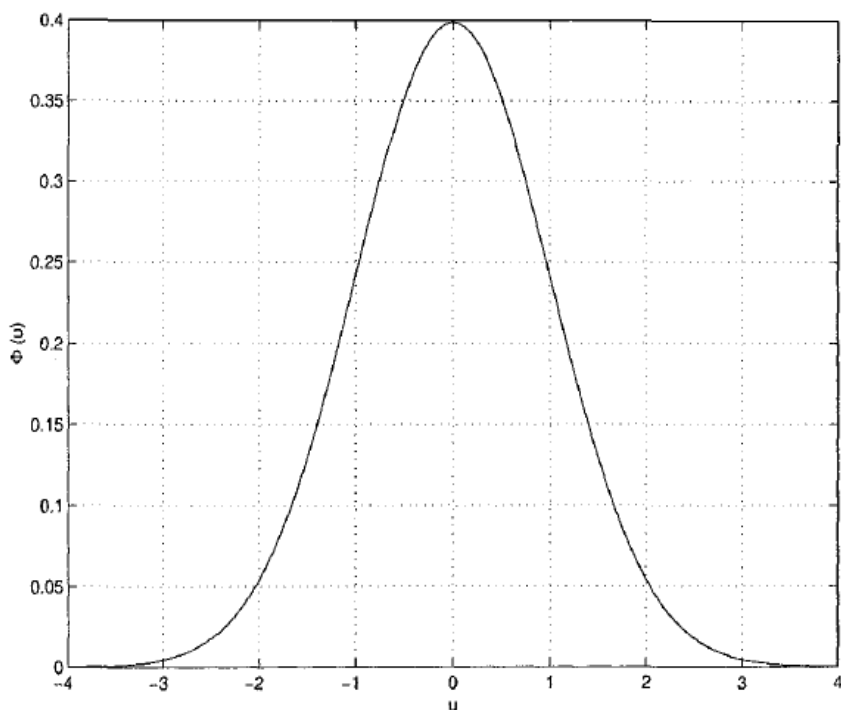
$$E(u) = \frac{1}{\sigma}(E(z) - \mu) = 0 \quad (3.7)$$

$$\text{Var}(u) = \frac{1}{\sigma^2}\text{Var}(z - \mu) = \frac{\sigma^2}{\sigma^2} = 1 \quad (3.8)$$

Επομένως, η νέα συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας είναι η εξής:

$$\Phi(u) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{u^2}{2}} \quad (3.9)$$

Μια γραφική αναπαράσταση της Κανονικής Κατανομής φαίνεται στο παρακάτω σχήμα:



Σχήμα 3. 6 Συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας Κανονικής Κατανομής

3.4.2 Συνάρτηση πιθανοφάνειας

Έστω μια κοινή συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας που αντιπροσωπεύει την πιθανότητα μέτρησης m ανεξάρτητων μετρήσεων, έχοντας η καθεμία την ίδια κανονική κατανομή. Αυτή η συνάρτηση εκφράζεται σαν το γινόμενο των m ξεχωριστών συναρτήσεων πυκνότητας πιθανότητας, εφόσον είναι ανεξάρτητες μεταξύ τους, ως εξής:

$$f_m(z) = f(z_1)f(z_2) \dots \dots \dots f(z_m) \quad (3.10)$$

όπου

z_i : η i -οστή μέτρηση.

z^T : το διάνυσμα μετρήσεων $[z_1, z_2, \dots, z_m]$.

Η συνάρτηση $f_m(z)$ ονομάζεται συνάρτηση πιθανοφάνειας της τυχαίας μεταβλητής z . Ουσιαστικά, είναι ένα μέτρο πιθανότητας παρατήρησης του συγκεκριμένου συνόλου μετρήσεων στο διάνυσμα z .

Σκοπός της εκτίμησης μέγιστης πιθανοφάνειας είναι η μεγιστοποίηση της συνάρτησης πιθανοφάνειας μεταβάλλοντας τις παραμέτρους της συνάρτησης πιθανότητας μ και σ^2 . Για τον προσδιορισμό των βέλτιστων τιμών των παραμέτρων, η συνάρτηση συνήθως αντικαθίσταται από τον λογάριθμό της προκειμένου να απλοποιηθεί η διαδικασία βελτιστοποίησης. Η νέα συνάρτηση ονομάζεται συνάρτηση λογαρίθμου- πιθανοφάνειας, συμβολίζεται με L και δίνεται από το τύπο:

$$\begin{aligned} L = \log f_m(z) &= \sum_{i=1}^m \log f(z_i) = \\ &= -\frac{1}{2} \sum_{i=1}^m \left(\frac{z_i - \mu_i}{\sigma_i} \right)^2 - \frac{m}{2} \log 2\pi - \sum_{i=1}^m \log \sigma_i \end{aligned} \quad (3.11)$$

Η εκτίμηση μέγιστης πιθανοφάνειας μεγιστοποιεί τη συνάρτηση λογαρίθμο-πιθανοφάνειας για ένα δεδομένο διάνυσμα z με τον εξής τρόπο:

$$\max\{\log f_m(z)\} \quad (3.12)$$

ή ισοδύναμα:

$$\min\left\{ \sum_{i=1}^m \left(\frac{z_i - \mu_i}{\sigma_i} \right)^2 \right\} \quad (3.13)$$

Το παραπάνω πρόβλημα ελαχιστοποίησης μπορεί να επαναπροσδιοριστεί με την χρήση των υπολοίπων r_i των μετρήσεων, που ορίζονται ως εξής:

$$r_i = z_i - \mu_i = z_i - E(z_i) \quad i = 1, \dots, m \quad (3.14)$$

όπου η μέση τιμή μ_i της μέτρησης z_i μπορεί να εκφραστεί ως $h_i(x)$, δηλαδή ως μια μη γραμμική συνάρτηση που συσχετίζει το διάνυσμα κατάστασης x με την i -οστή μέτρηση. Το τετράγωνο κάθε υπολοίπου r_i^2 πολλαπλασιάζεται με το βάρος $W_{ii} = \sigma_i^{-2}$, το οποίο είναι αντιστρόφως ανάλογο της διασποράς σφάλματος της μέτρησης z_i . Έτσι λοιπόν, το πρόβλημα ελαχιστοποίησης της εξίσωσης (2.13), ανάγεται σε πρόβλημα ελαχιστοποίησης του σταθμισμένου αθροίσματος των τετραγώνων των υπολοίπων:

$$\min \left\{ \sum_{i=1}^m W_{ii} r_i^2 \right\} \quad (3.15)$$

όπου:

$$r_i = z_i - h_i(x) \quad i = 1, \dots, m \quad (3.16)$$

Η λύση αυτού του προβλήματος βελτιστοποίησης ονομάζεται Εκτίμηση Σταθμισμένων Ελαχίστων Τετραγώνων (Weighted Least Squares ή WLS) για το διάνυσμα κατάστασης x .

3.5 Μοντέλο μετρήσεων και παραδοχές

Θεωρείται το ακόλουθο διάνυσμα z που περιλαμβάνει το σύνολο των διαθέσιμων μετρήσεων προς επεξεργασία. Στη σχέση που ακολουθεί το e παίζει το ρόλο του υπεισερχόμενου σφάλματος στη μέτρηση η πραγματική τιμή του οποίου μας είναι άγνωστη.

$$z = \begin{bmatrix} z_1 \\ \vdots \\ z_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h_1(x_1, x_2, \dots, x_m) \\ \vdots \\ h_m(x_1, x_2, \dots, x_m) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_1 \\ \vdots \\ e_m \end{bmatrix} = h(x) + e \quad (3.17)$$

όπου:

- $h^T = [h_1(x), h_2(x), \dots, h_m(x)]$ η μη γραμμική συνάρτηση που συσχετίζει την i -οστή μέτρηση με το διάνυσμα κατάστασης x .
- $x^T = [x_1, x_2, \dots, x_n]$ το διάνυσμα κατάστασης.
- $e^T = [e_1, e_2, \dots, e_m]$ το διάνυσμα σφαλμάτων των μετρήσεων.

Επίσης, όσον αφορά τις στατιστικές ιδιότητες των σφαλμάτων των μετρήσεων, γίνονται οι εξής παραδοχές:

- $E(e_i) = 0, \quad i = 1, 2, \dots, m$
- Τα σφάλματα των μετρήσεων είναι ανεξάρτητα μεταξύ τους

($E[e_i e_j] = 0$). Επομένως, ισχύουν τα εξής:

$$Cov(e) = E[ee^T] = R = diag\{\sigma_1^2, \sigma_2^2, \dots, \sigma_m^2\} \quad (3.18)$$

Η μήτρα R είναι διαγώνια και ονομάζεται μήτρα συνδιασποράς.

Η τυπική απόκλιση σ_i κάθε μέτρησης z_i εκφράζει την αναμενόμενη ακρίβεια της τιμής της μέτρησης που χρησιμοποιείται.

Ο εκτιμητής WLS ελαχιστοποιεί την ακόλουθη συνάρτηση:

$$J(x) = \sum_{i=1}^m \frac{(z_i - h_i(x))^2}{R_{ii}} = [z - h(x)]^T R^{-1} [z - h(x)] \quad (3.19)$$

Για να πάρει η $J(x)$ την ελάχιστη τιμή της, θα πρέπει να ικανοποιούνται οι συνθήκες πρώτης τάξεως, δηλαδή:

$$g(x) = \frac{\partial J(x)}{\partial x} = -H^T(x)R^{-1}[z - h(x)] = 0 \quad (3.20)$$

Η μήτρα $H(x)$ ονομάζεται Ιακωβιανή μήτρα, περιλαμβάνει τις μερικές παραγώγους της συνάρτησης μέτρησης $h_i(x)$ ως προς το διάνυσμα κατάστασης x , και η αναλυτική της μορφή είναι η εξής:

$$H(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial h_1(x)}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial h_1(x)}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial h_m(x)}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial h_m(x)}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

Αναπτύσσοντας τη μη γραμμική συνάρτηση $g(x)$ σε σειρά Taylor ως προς το διάνυσμα κατάστασης, εξάγεται το εξής αποτέλεσμα:

$$g(x) = g(x^k) + G(x^k)(x - x^k) + \dots = 0 \quad (3.22)$$

Απαλείφοντας τους όρους υψηλότερης τάξης της σειράς, προκύπτει μια επαναληπτική διαδικασία γνωστή ως μέθοδος Gauss-Newton, με την οποία υπολογίζεται η λύση ως εξής:

$$x^{k+1} = x^k - [G(x^k)]^{-1}g(x^k) \quad (3.23)$$

όπου k είναι η δείκτης επανάληψης και x^k το διάνυσμα κατάστασης στην επανάληψη k .

Ακόμα, ισχύουν οι σχέσεις 3.24 και 3.25.

$$G(x^k) = \frac{\partial g(x^k)}{\partial x} = H^T(x^k)R^{-1}H(x^k) \quad (3.24)$$

$$g(x^k) = -H^T(x^k)R^{-1}(z - h(x^k)) \quad (3.25)$$

Η μήτρα $G(x)$ ονομάζεται μήτρα κέρδους. Η μήτρα αυτή είναι αραιή, θετικά ορισμένη και συμμετρική, με την προϋπόθεση ότι το σύστημα είναι παρατηρήσιμο.

Τελικώς, η λύση της εκτίμησης κατάστασης με τη μέθοδο των σταθμισμένων ελαχίστων τετραγώνων προκύπτει από την εξής επαναληπτική διαδικασία:

$$[G(x^k)]\Delta x^{k+1} = H^T(x^k)R^{-1}(z - h(x^k)) \quad (3.26)$$

Στο Παράρτημα Α εμφανίζονται αναλυτικά οι εξισώσεις που χρησιμοποιούνται για την σύνθεση του διανύσματος h καθώς και της Ιακωβιανής μήτρας H .

3.6 Αλγόριθμος εκτίμησης κατάστασης

Η εκτίμηση κατάστασης με τη μέθοδο WLS μας δίνει την λύση των εξισώσεων (3.26) μέσω της επαναληπτικής μεθόδου Gauss – Newton. Κατά την εκκίνηση του αλγορίθμου θεωρείται flat start στο διάνυσμα κατάστασης, δηλαδή θεωρείται μηδενική τιμή γωνιών τάσης και μοναδιαία τιμή μέτρου τάσης. Το όριο σύγκλισης τίθεται από τον χειριστή του αλγορίθμου και η τιμή του επηρεάζει τον συνολικό αριθμό των επαναλήψεων που θα εκτελεστούν.

Ο αλγόριθμος έχει ως εξής :

1. Αρχικά, ο δείκτης επαναλήψεων k τίθεται ίσος με 0, και αρχίζουν οι επαναλήψεις.
2. Αρχικοποιείται το διάνυσμα κατάστασης x^0 συνήθως όπως αναφέρθηκε παραπάνω (flat start).
3. Υπολογίζεται η μήτρα κέρδους $G(x^k)$.
4. Υπολογίζεται το δεξί μέρος της εξίσωσης:

$$t^k = H(x^k)^T R^{-1}(z - h(x^k)) \quad (3.27)$$

5. Παραγοντοποιείται και επιλύεται η $G(x)$ και υπολογίζεται η λύση για Δx^k .
6. Γίνεται έλεγχος για σύγκλιση, μέσω της σχέσης:

$$|\Delta x^k| \leq \varepsilon \quad (3.28)$$

όπου ε είναι το όριο ανοχής και συνήθως τίθεται ίσο με 10^{-3} .

7. Αν δεν έχουμε σύγκλιση, το διάνυσμα κατάστασης και ο δείκτης επαναλήψεων παίρνουν τις παρακάτω τιμές:

$$x^{k+1} = x^k + \Delta x^k \quad (3.29)$$

$$k = k + 1 \quad (3.30)$$

και στη συνέχεια, η μέθοδος επαναλαμβάνεται από το βήμα 3. Διαφορετικά, αν έχουμε σύγκλιση η μέθοδος τερματίζει.

3.7 Εντοπισμός σφαλμάτων

Η σχέση 3.16 δίνει την εξίσωση με την όποια υπολογίζονται τα υπόλοιπα για κάθε μέτρηση, έχοντας υπολογίσει ένα διάνυσμα κατάστασης x . Με την μέθοδο των κανονικοποιημένων υπολοίπων μπορεί να εξακριβωθεί εάν κάποια μέτρηση παρουσιάζει μεγάλο σφάλμα και είναι συνεπώς επιθυμητή η απομάκρυνση της από το σύνολο των μετρήσεων με στόχο τον προσδιορισμό ενός ακριβέστερου διανύσματος κατάστασης.

Η κανονικοποιημένη τιμή του υπολοίπου για την i -οστή μέτρηση μπορεί να αποκτηθεί διαιρώντας την απόλυτη τιμή του, με το αντίστοιχο διαγώνιο στοιχείο του πίνακα διακύμανσης υπολοίπων :

$$r_i^N = \frac{|r_i|}{\sqrt{\Omega_{ii}}} = \frac{|r_i|}{\sqrt{R_{ii}S_{ii}}} \quad (3.31)$$

Συγκρίνοντας τις τιμές των στοιχείων του r_i^N με μια τιμή κατωφλίου μπορεί να αποφασιστεί η ύπαρξη σφάλματος. Έπειτα, η μέτρηση που παρουσιάζει το σφάλμα μπορεί να απομακρυνθεί και να υπολογιστεί εκ νέου το διάνυσμα κατάστασης x .

Ακολουθεί ένας τυπικός αλγόριθμος για τον εντοπισμό και τη διαγραφή των εσφαλμένων-κακών δεδομένων (bad data). Σημειώνεται, ότι η διαδικασία εντοπισμού και διαγραφής εσφαλμένων μετρήσεων με σχετικά μεγάλο σφάλμα λειτουργεί συμπληρωματικά με τον αλγόριθμο εκτίμησης κατάστασης προσδίδοντας στον εκτιμητή αξιοπιστία.

Τα βήματα του αλγορίθμου έχουν ως εξής:

1. Πραγματοποίησε την εκτίμηση κατάστασης με τη μέθοδο των ελάχιστων τετραγώνων με συντελεστές βαρύτητας και σύλλεξε τα στοιχεία του διανύσματος των υπολοίπων των μετρήσεων :

$$r_i = z_i - h_i(\hat{x}), \quad i = 1, \dots, m$$

2. Υπολόγισε τα κανονικοποιημένα υπόλοιπα :

$$r_i^N = \frac{|r_i|}{\sqrt{\Omega_{ii}}}, \quad i = 1, \dots, m$$

3. Βρες το k , έτσι ώστε το r_k^N να είναι το μέγιστο μεταξύ όλων των r_i^N , $i = 1, \dots, m$.
4. Αν $r_k^N > c$, τότε η k -οστή μέτρηση θα θεωρηθεί ότι έχει σφάλμα. Διαφορετικά σταμάτησε, θα θεωρηθεί ότι δεν υπάρχει σε καμία μέτρηση σφάλμα. Εδώ το c είναι το κατώφλι για την αναγνώριση, για παράδειγμα 3.0.
5. Εξάλειψε τη k -οστή μέτρηση από το σύνολο των μετρήσεων και πήγαινε στο βήμα 1.

3.8 Εκτιμητής κατάστασης και παρατηρησιμότητα συστήματος

Όπως έχει γίνει κατανοητό, το σύνολο των δεδομένων που δίνονται ως είσοδοι στον εκτιμητή κατάστασης αποτελεί ένα σύνολο φαινομενικά ασυσχέτιστων τιμών μεγεθών. Ο εκτιμητής κατάστασης έχει την δυνατότητα να φιλτράρει τις ανεπεξέργαστες μετρήσεις δίνοντας σαν έξοδο ένα αξιόπιστο σύνολο δεδομένων. Για να πραγματοποιηθεί το φιλτράρισμα αυτό πρέπει το πλήθος των μετρήσεων να είναι μεγαλύτερο από τον αριθμό των αγνώστων που καλούμαστε να προσδιορίσουμε, δηλαδή από τα στοιχεία του διανύσματος κατάστασης. Ο λόγος του πλήθους μετρήσεων προς το πλήθος των αγνώστων ονομάζεται περίσσεια.

Το πόσες και το που βρίσκονται (τοπολογικά) οι μετρήσεις που θα λάβει ο εκτιμητής κατάστασης καθορίζει το εάν θα δώσει αποτέλεσμα επί του συνόλου του δικτύου, δηλαδή, εάν θα είναι σε θέση να εκτιμήσει τα μέτρα και τις γωνίες τάσεως σε όλους τους ζυγούς του συστήματος. Εάν αυτό συμβεί και μπορεί να εκτιμηθεί το διάνυσμα κατάστασης, τότε το δίκτυο θεωρείται παρατηρήσιμο. Σε αντίθετη περίπτωση το σύστημα θεωρείται μη παρατηρήσιμο και εμφανίζονται ολόκληρα τμήματά του ('νησίδες') τα όποια δεν μπορούν να αναλυθούν περαιτέρω. Το πρόβλημα αυτό επιλύεται με την τοποθέτηση συγκεκριμένων τιμών μεγεθών σε συγκεκριμένα σημεία του δικτύου, τα οποία παίζουν το ρόλο μετρήσεων, οι οποίες όμως δεν αποτελούν πραγματικές μετρήσεις, αλλά 'συμβάσεις' που γίνονται ώστε να αρθεί το πρόβλημα της μη παρατηρησιμότητας. Οι μετρήσεις αυτές λέγονται ψευδομετρήσεις (pseudo-measurements) .

Η ανάλυση παρατηρησιμότητας του συστήματος πραγματοποιείται προτού οι μετρήσεις δοθούν στον εκτιμητή, ώστε να διασφαλιστεί η επίτευξη της εκτίμησης κατάστασης του συστήματος. Το αποτέλεσμα της ανάλυσης καθορίζει το εάν θα χρειαστεί εισαγωγή ψευδομετρήσεων ή όχι με στόχο την πλήρη παρατηρησιμότητα του συστήματος και την απολαβή των ζητούμενων αποτελεσμάτων του εκτιμητή κατάστασης.

4 Εκτίμηση φορτίου

4.1 Εισαγωγή

Η εκτίμηση φορτίου είναι μια σημαντική και αναπόσπαστη διαδικασία για το σχεδιασμό και τη λειτουργία των επιχειρήσεων ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό περιλαμβάνει την ακριβή πρόβλεψη των ηλεκτρικών μεγεθών και της γεωγραφικής τοποθεσίας του ηλεκτρικού φορτίου ανά διαφορετική περίοδο (συνήθως ώρες) του υπό μελέτη τμήματος του δικτύου. Το βασικό σημείο ενδιαφέροντος της πρόβλεψης φορτίου είναι το συνολικό ωριαίο φορτίο ηλεκτρικής ενέργειας του συστήματος. Επιστήμονες όπως ο Gross και ο Galiana (1987), επισήμαναν ότι η πρόβλεψη φορτίου μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την ωριαία, την καθημερινή, την εβδομαδιαία και την μηνιαία πρόβλεψη κατανάλωσης ενέργειας και αιχμής του δικτύου. Οι Srinivasan και Lee (1995) ταξινόμησαν την πρόβλεψη φορτίου σε διαστήματα ανάλογα με τον χρονικό ορίζοντα σχεδιασμού με αποτέλεσμα να έχουμε την βραχυπρόθεσμη (short-term load forecasting) όταν αναφερόμαστε για προβλέψεις μέχρι την επόμενη μέρα, την μεσοπρόθεσμη πρόβλεψη (medium-term load forecasting) όταν αναφερόμαστε για προβλέψεις για την επόμενη μέρα έως έναν χρόνο και μακροπρόθεσμες προβλέψεις (long-term load forecasting) όταν γίνεται πρόβλεψη για μια δεκαετία.

Η ακριβής εκτίμηση φορτίου διαδραματίζει πολύ σημαντικό ρόλο στην εξοικονόμηση κερδών των επιχειρήσεων ηλεκτρικής ενέργειας. Με την ανάπτυξη των αυτοματισμών στο δίκτυο διανομής και του συστήματος SCADA πολλοί έξυπνοι μετρητές έχουν εγκατασταθεί στο επίπεδο του καταναλωτή ΧΤ. Η ακριβέστερη εξαγωγή εκτίμησης ζήτησης μπορεί να συμβάλει στην καλύτερη ρύθμιση φορτίου στους μετασχηματιστές ΗΕ. Κατ' αυτόν τον τρόπο με την εισαγωγή καλύτερων δεδομένων πραγματικού χρόνου σαν ψευδομετρήσεις από τον εκτιμητή φορτίου στον εκτιμητή κατάστασης δίνεται η δυνατότητα να εκτελεστεί βέλτιστα ο αλγόριθμος και σωστά οι εφαρμογές ανάλυσης ασφάλειας και παρατηρησιμότητας του συστήματος.

Για την αξιοποίηση όλων αυτών των δεδομένων από τους έξυπνους μετρητές έχουν δημιουργηθεί πολλοί αλγόριθμοι εκτίμησης φορτίου. Από τη μια μέθοδοι πρόβλεψης φορτίου εκμεταλλεύονται δεδομένα ενέργειας, ώρας, καιρού, εποχής και το είδος της ημέρας (αργία-καθημερινή) χρησιμοποιούν μαθηματικά μοντέλα όπως η πολλαπλή παλινδρόμηση, η ασαφής λογική, τα νευρωνικά δίκτυα, η εκθετική εξομάλυνση, την ανάλυση χρονοσειρών είτε υβριδικά μοντέλα. Από την άλλη μέθοδοι εκτίμησης φορτίου που βασίζονται κατά κόρον σε ιστορικά δεδομένα κατανάλωσης, τη στατιστική επεξεργασία τους, μεθόδους κατανομής φορτίου καθώς και την κλάση των καταναλωτών αποτελούν εξίσου σημαντική μεθοδολογία εκτίμησης. Ο αλγόριθμος που χρησιμοποιήθηκε για την εκτίμηση φορτίου στην παρούσα διπλωματική και κάποιοι άλλοι σημαντικοί αλγόριθμοι αναπτύσσονται στα κεφάλαια 4.5 και 4.6.

4.2 Γενικά χαρακτηριστικά ψευδομετρήσεων

Στην πραγματικότητα οι μόνες διαθέσιμες μετρήσεις σε (σχεδόν) πραγματικό χρόνο είναι οι ροές ισχύος στην κορυφή των feeders με κατεύθυνση προς τα φορτία και οι τάσεις στους υποσταθμούς ΥΤ/ΜΤ και όλους τους διεσπαρμένους παραγωγούς. Επιπλέον στην πράξη τα έξυπνα μετρητικά συστήματα στην πλευρά του καταναλωτή έχουν τη δυνατότητα να καταγράφουν δεδομένα ανά 15 λεπτά αλλά δεν μεταδίδουν τα δεδομένα αμέσως μετά την μέτρηση ή σε ωριαία βάση. Για αυτό το λόγο στην εκτίμηση κατάστασης το πιο πιθανό είναι να χρησιμοποιηθεί η μέτρηση της προηγούμενης μέρας με απαραίτητη την εφαρμογή μιας βραχυπρόθεσμης πρόβλεψης για την επόμενη ημέρα. Τα δεδομένα αυτά, που εισάγονται στο εκτιμητή κατάσταση και βασίζονται σε πραγματικά δεδομένα του παρελθόντος ονομάζονται ψευδομετρήσεις. Εμπεριέχουν σφάλμα που αλλάζει ανάλογα με το τρόπο παροχής τους και αντιμετωπίζονται σαν μετρήσεις μειωμένης ακρίβειας σύμφωνα με τον πίνακα 4.1.

Πίνακας 4. 1 Διαστήματα εμπιστοσύνης μετρήσεων ανάλογα με τον τρόπο αποστολής των δεδομένων

Measurement Type	Confidence
Load Kw Kvar (pseudo measurement)	0.1*measured value
Source Kw Kvar (from SCADA)	0.01*measured value
Feeder Kw (from SCADA)	0.01*measured value
Telemetered current	0.02*measured value
Telemetered voltage	0.01*measured value
Zero injection	0.01 Kw

Οι ψευδομετρήσεις, οι οποίες είναι κυρίως τιμές ισχύος, είναι εκείνες που καλούνται να συμβάλουν στο κενό δεδομένων που παρατηρείται εξαιτίας της έλλειψης μετρήσεων πραγματικού χρόνου. Προέρχονται από το σύστημα διαχείρισης και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας (Distribution Management System) και άλλα συστήματα επικουρικά, όπως το γεωγραφικό σύστημα πληροφοριών GIS (Geographical Information System) και το σύστημα πληροφοριών πελατών CIS (Customer Information System). Τέλος σημειώνεται ότι από την στιγμή που είναι αναγκαία η χρήση ψευδομετρήσεων, η εκτίμηση φορτίου αποτελεί αναπόσπαστο κομμάτι της εκτίμησης κατάσταση.

4.3 Πιθανοτική ανάλυση κατανομής μεμονωμένων καταναλωτών ΧΤ

Η διαδικασία επεξεργασίας δεδομένων για την παραγωγή ψευδομετρήσεων εμπεριέχει αρκετές φορές και τη στατιστική ανάλυση των δεδομένων. Πολλές είναι οι υποψήφιες στατιστικές κατανομές για την παραγωγή κατανομών που θα

προσεγγίζουν τη χρονική διακύμανση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας αλλά οι πιο αξιόπιστες είναι οι παρακάτω:

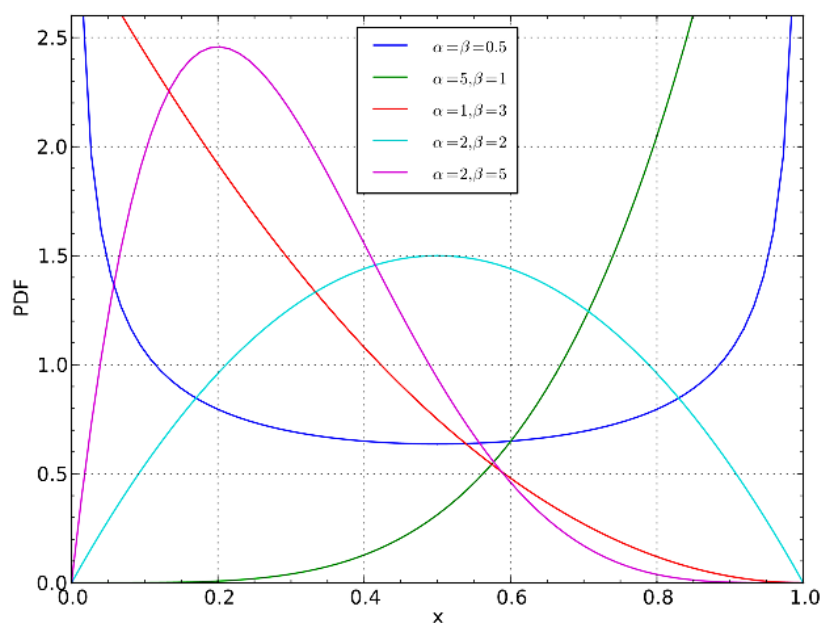
- Κανονική κατανομή (Normal Distribution)
- Κατανομή βήτα (Beta Distribution)
- Λογαριθμική κανονική κατανομή ή Λογαριθμοκανονική κατανομή (Lognormal Distribution)

Η Κανονική κατανομή έχει αναφερθεί στο κεφάλαιο 3

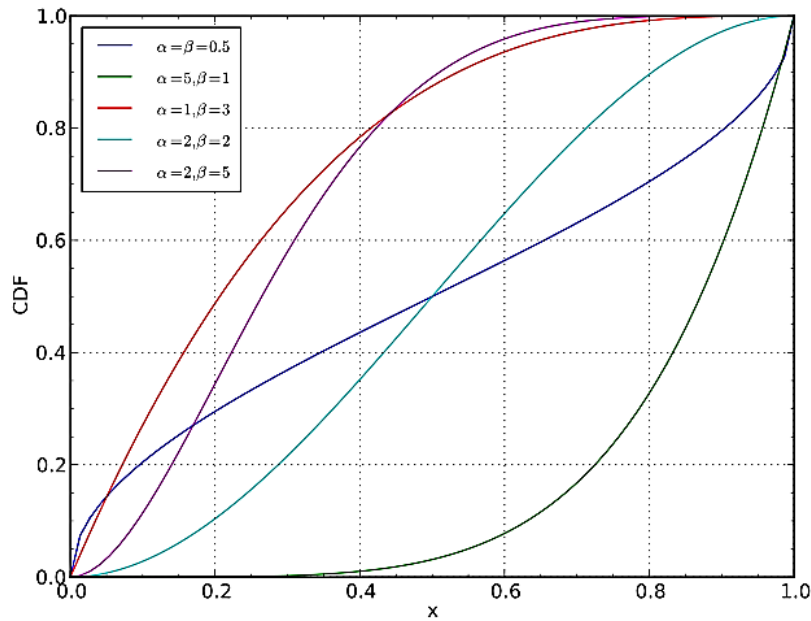
4.3.1 Κατανομή βήτα

Στη θεωρία πιθανοτήτων και τη στατιστική, η κατανομή βήτα είναι μια οικογένεια κατανομής από απόλυτα συνεχείς τυχαίες μεταβλητές, των οποίων το εύρος των τιμών είναι το διάστημα (0,1). Συχνά, η ακριβής μορφή της συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας δεν είναι γνωστή, αλλά υπάρχουν ορισμένες ενδείξεις ότι η πυκνότητα παρουσιάζει μέγιστο κοντά σε κάποια τιμή.

Η κατανομή Βήτα ορίζεται από δύο θετικές παραμέτρους α, β ως εκθέτες, έχει συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας η οποία μπορεί να έχει μία ποικιλία μορφών ανάλογα με την επιλογή των τιμών των παραμέτρων της, όπως φαίνεται στο σχήμα 4.1 και 4.2.



Σχήμα 4. 1 Συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας



Σχήμα 4. 2 Αθροιστική συνάρτηση πιθανότητας

Συνεπώς είναι δυνατόν σε πολλές περιπτώσεις να προσαρμοσθεί η κατάλληλη θεωρητική πυκνότητα στα εμπειρικά δεδομένα. Πολλές από τις μαθηματικές ιδιότητες της κατανομής Βήτα στηρίζονται στο ορισμένο ολοκλήρωμα :

$$B(\alpha, \beta) = \frac{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)}{\Gamma(\alpha + \beta)} = \int_0^1 t^{\alpha-1} (1-t)^{\beta-1} dt \quad \alpha > 0, \beta > 0 \quad (4.1)$$

Πιο συγκεκριμένα θα λέμε ότι η (απόλυτα) συνεχής τυχαία μεταβλητή X , με εύρος τιμών $(0, 1)$ ακολουθεί την κατανομή Βήτα με θετικές παραμέτρους (α, β) και θα συμβολίζουμε με $X \sim \text{beta}(\alpha, \beta)$, αν

$$\begin{aligned} f(x; \alpha, \beta) &= (\text{constant}) x^{\alpha-1}(1-x)^{\beta-1} = \\ &= \frac{x^{\alpha-1}(1-x)^{\beta-1}}{\int_0^1 u^{\alpha-1}(1-u)^{\beta-1} du} = \\ &= \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} x^{\alpha-1}(1-x)^{\beta-1} = \\ &= \frac{1}{B(\alpha, \beta)} x^{\alpha-1}(1-x)^{\beta-1} \end{aligned} \quad (4.2)$$

Ισχύει ότι

$$(\text{Constant}) = \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} \quad (4.3)$$

Αν $\alpha \geq 1, \beta \geq 1$ τα άκρα του διαστήματος περιλαμβάνονται στο εύρος τιμών της κατανομής Βήτα. Αν $\alpha \geq 2, \beta \geq 2$, η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας παρουσιάζει μέγιστο στο σημείο

$$t = t_0 = \frac{\alpha - 1}{(\alpha - 1) + (\beta - 1)} = \frac{\alpha - 1}{\alpha + \beta - 2} \quad (4.4)$$

Αν οι παράμετροι έχουν θετικές ακέραιες τιμές, η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας μπορεί να εκφρασθεί μέσω ενός πολυωνύμου στο διάστημα $[0, 1]$ και έχει τιμή 0 οπουδήποτε αλλού. Για παράδειγμα,

Πίνακας 4. 2 Προσεγγιστικός πίνακας της συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας ανάλογα τις τιμές των α, β

α	β	$f_x(t), 0 \leq t \leq 1$	Μέγιστο στο σημείο
1	1	1	
1	2	$2(1-t)$	
1	5	$5(1-t)^4$	
2	1	$2t$	
2	2	$6t(1-t)$	1/2
2	5	$30t(1-t)^4$	1/5

Η αθροιστική συνάρτηση πιθανότητας F_x δίνεται από τον τύπο:

$$F(x; \alpha, \beta) = \frac{B(x; \alpha, \beta)}{B(\alpha, \beta)} = I_x(\alpha, \beta) \quad (4.5)$$

Χρήσιμες σχέσεις μετασχηματισμών της αθροιστικής συνάρτησης πιθανότητας αναφέρονται στον πίνακα 4.3.

Αντίστοιχα κάνοντας κάποιες θεωρήσεις και πράξεις αποδεικνύεται ότι η μέση τιμή και η διασπορά δίνονται από τους τύπους 4.6 και 4.7 αντίστοιχα.

$$\mu_x = E(x) = \frac{\alpha}{\alpha + \beta} \quad (4.6)$$

$$\sigma_x^2 = E(x^2) - (\mu_x)^2 = \frac{\alpha\beta}{(\alpha + \beta)^2(\alpha + \beta + 1)} \quad (4.7)$$

Πίνακας 4. 3 Πίνακας εύχρηστων μετασχηματισμών της αθροιστικής συνάρτησης πιθανότητας

Πίνακας μετασχηματισμών	
$I_0(\alpha, \beta) = 0$	
$I_1(\alpha, \beta) = 1$	
$I_x(\alpha, 1) = x^\alpha$	
$I_x(1, \beta) = 1 - (1 - x)^\beta$	
$I_x(\alpha, \beta) = 1 - I_{1-x}(\beta, \alpha)$	
$I_x(\alpha + 1, \beta) = I_x(\alpha, \beta) - \frac{x^\alpha(1 - x)^\beta}{\alpha B(\alpha, \beta)}$	
$I_x(\alpha, \beta + 1) = I_x(\alpha, \beta) - \frac{x^\alpha(1 - x)^\beta}{\beta B(\alpha, \beta)}$	

4.3.2 Λογαριθμική κανονική κατανομή

Στη θεωρία πιθανοτήτων η λογαριθμική κανονική κατανομή (log-normal distribution) είναι μια συνεχής πιθανοτική κατανομή μιας τυχαίας μεταβλητής, της οποίας ο λογάριθμος ακολουθεί την κανονική κατανομή. Κατ' αυτόν τον τρόπο αν η τυχαία μεταβλητή X ακολουθεί την λογαριθμοκανονική κατανομή, τότε η $Y = \log(X)$ παρουσιάζει κανονική κατανομή. Αντίστοιχα, εάν η τιμές των Y παρουσιάζουν κανονική κατανομή, τότε η $X = \exp(Y)$ ακολουθεί λογαριθμοκανονική κατανομή. Μια τυχαία μεταβλητή τέτοιου είδους παίρνει μόνο θετικές πραγματικές τιμές.

Η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας δίνεται από τον τύπο :

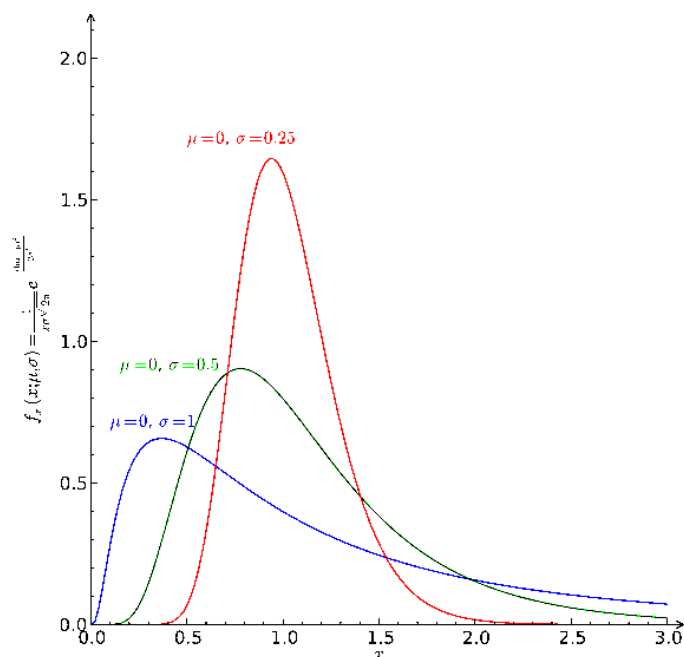
$$f_x(x; \mu, \sigma) = \frac{1}{x\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\ln x - \mu)^2}{2\sigma^2}}, \quad x > 0 \quad (4.8)$$

Ενώ η αθροιστική συνάρτηση πιθανότητας δίνεται από τον τύπο:

$$\begin{aligned} F_x(x; \mu, \sigma) &= \frac{1}{2} \left[1 + \operatorname{erf} \left(\frac{\ln x - \mu}{\sigma\sqrt{2}} \right) \right] = \frac{1}{2} \operatorname{erfc} \left(-\frac{\ln x - \mu}{\sigma\sqrt{2}} \right) \\ &= \Phi \left(\frac{\ln x - \mu}{\sigma} \right) \end{aligned} \quad (4.9)$$

Στην λογαριθμική κανονική κατανομή οι μεταβλητές μ και σ μπορούν να οριστούν σαν η παράμετρος τοποθεσίας και παράμετρος κλίμακας αντίστοιχα. Αυτό μπορεί να γίνει περισσότερο κατανοητό αν παρατηρήσουμε τα παρακάτω

διαγράμματα της κατανομής. Στο παρακάτω σχήμα τη παράμετρος τοποθεσίας παραμένει σταθερή και μεταβάλλεται η παράμετρος κλίμακας.



Σχήμα 4. 3 Διαγράμματα λογαριθμοκανονικής κατανομής ανάλογα τις παραμέτρους μ και σ

Η διάμεσος και η διασπορά της κατανομής δίνονται από τους τύπους 4.10 και 4.11 όπως αυτοί ορίζονται και αποδεικνύονται παρακάτω.

Αν $Y \sim LN(\mu, \sigma^2)$ τότε

$$\begin{aligned} E(Y^r) &= E(e^{rX}) = E\left(e^{\sigma r \left(\frac{X-\mu}{\sigma}\right) + r\mu}\right) = e^{r\mu} E(e^{\sigma r Z}) = e^{r\mu} e^{(\sigma r)^2 / 2} \\ &= e^{r\mu + \frac{1}{2} r^2 \sigma^2}, r = 1, .. \end{aligned}$$

από όπου άμεσα προκύπτει ότι

$$E(T) = e^{\mu + \frac{1}{2} \sigma^2}, \quad (4.10)$$

$$E(T^2) = e^{2\mu + 2\sigma^2},$$

$$\begin{aligned} V(T) &= E(T^2) - E(T)^2 = e^{2\mu + 2\sigma^2} - \left(e^{\mu + \frac{1}{2} \sigma^2}\right)^2 \\ &= e^{2\mu + \sigma^2} (e^{\sigma^2} - 1) \end{aligned} \quad (4.11)$$

4.4 Μοντελοποίηση φορτίου

Γενικότερα μια σύγχρονη μέθοδος πρόβλεψης φορτίου έχει στόχο να :

- παρέχει αξιόπιστες, βραχυπρόθεσμες προβλέψεις φορτίου σε πραγματικό χρόνο, ώστε να επιλύεται χωρίς εμπόδια το πρόβλημα της εκτίμησης κατάστασης του συστήματος.
- αποτυπώνει τις διακυμάνσεις της ζήτησης κατά τη διάρκεια της μέρας, χωρίς να περιορίζεται στη μελέτη αιχμών φορτίου.
- να βελτιστοποιεί τη διαδικασία της λήψης αποφάσεων και διαχείρισης κινδύνου, προσδιορίζοντας το σφάλμα των αποτελεσμάτων κάθε φορά.

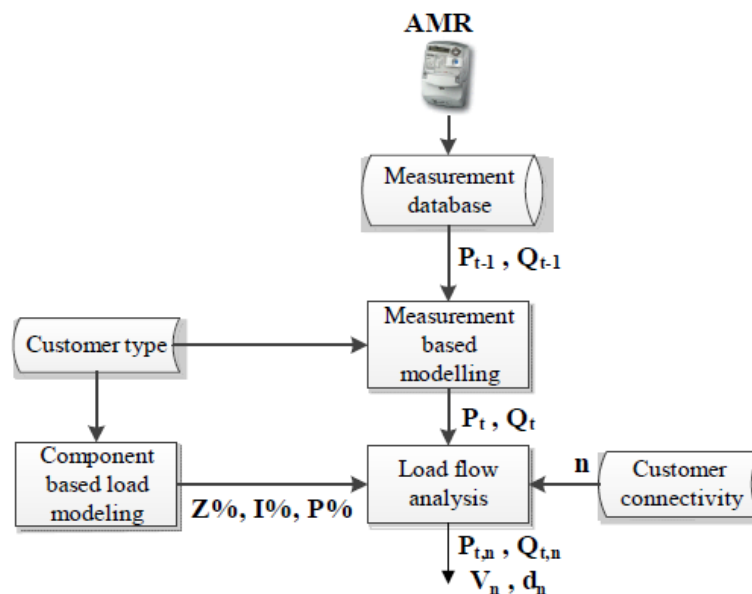
Για να γίνουν όλα αυτά πριν από κάθε εφαρμογή αυτής της διαδικασίας ροής φορτίου ή εκτίμησης και πρόβλεψης φορτίου πρέπει να μοντελοποιήσουμε το καταναλωτικό φορτίο κατάλληλα.

Η εκτίμηση φορτίου διαχωρίζεται σε δυο βασικούς άξονες την κατανομή φορτίου (load allocation) και την μοντελοποίηση φορτίου (load modeling).

Οι μέθοδοι μοντελοποίησης φορτίου που χρησιμοποιούνται αποσαφηνίζονται αναλυτικά παρακάτω:

A. Μοντέλοποίηση βασισμένη στα συστατικά στοιχεία (Component Based Load Modeling) [6]

Με αυτόν τον τρόπο μοντελοποιούνται οι καταναλώσεις των πελατών σαν διαφορετικά ηλεκτρικά είδη φορτίων προσδιορίζοντας τη σχέση ανάμεσα στην ισχύ, την τάση και το ρεύμα. Είναι ένας συνηθισμένος τρόπος να μοντελοποιήσεις την απόκριση φορτίου μιας ηλεκτρικής συσκευής αν θεωρήσεις ότι αποτελείται από σταθερή αντίσταση (Z), σταθερό ρεύμα (I) και συγκεκριμένα στοιχεία ισχύος (Power). Αυτό το μοντέλο αναφέρεται στη βιβλιογραφία και σαν ZIP model.



Σχήμα 4. 4 Μοντελοποίηση φορτίου βασισμένη στο ZIP μοντέλο

Οι σχέσεις 4.12 έως 4.14 περιγράφουν το μοντέλο και ο πίνακας 4.4 περιγράφει τον τρόπο υπολογισμού των σταθερών.

Μοντελοποίηση βασισμένη στα συστατικά στοιχεία

(Component based load modeling)

$$P = P_0(a_0 + a_1V + a_2V^2 + a_3V^{1.38}) \quad (4.12)$$

$$Q = Q_0(b_0 + b_1V + b_2V^2 + b_3V^{1.38}) \quad (4.13)$$

$$a_0 + a_1 + a_2 + a_3 = b_0 + b_1 + b_2 + b_3 = 1 \quad (4.14)$$

Η δυσκολία στη χρήση του μοντέλου έγκειται στο γεγονός του ακριβή υπολογισμού των αντιστάσεων, του ρεύματος και των δεδομένων ισχύος. Για παράδειγμα σε φορτία που χρησιμοποιούνται για θέρμανση είναι ξεκάθαρο ότι το φορτίο αποτελείται εξολοκλήρου από την αντίσταση (Z) με συντελεστή ισχύος μονάδα. Όμως για πιο πολύπλοκα φορτία όπως την τηλεόραση υγρών κρυστάλλων (LCD) ή τα συμπαγή φώτα φθορισμού (CFL) τα σωστά μεγέθη και τα ποσοστά τους δεν είναι ξεκάθαρα.

Πίνακας 4. 4 Χαρακτηριστικά υπολογισμού των παραμέτρων της συνάρτησης του ZIP μοντέλου

Είδος	Εξήγηση	Παραδείγματα φορτίων
Σταθερή αντίσταση (σταθερά Z)	Η ισχύς φορτίου μεταβάλλεται ανάλογα του τετραγώνου του μεγέθους της τάσης	α₀ , b₀ Ηλεκτρική θέρμανση Λάμπες πυρακτώσεως Ηλεκτρικός θερμοσίφωνας Μαγειρική εστία
Σταθερό ρεύμα (σταθερά I)	Η ισχύς φορτίου μεταβάλλεται ανάλογα με την τάση μόνο	α₂ , b₂ λάμπες φθορισμού
Σταθερή ισχύς (σταθερά P και Q)	Η ισχύς φορτίου δεν μεταβάλλεται σε συνάρτηση με την τάση	α₂ , b₂ Ηλεκτρικές μηχανές Ρυθμιζόμενες παροχές ηλεκτρικού ρεύματος

B. Μοντελοποίηση βασισμένη σε μετρήσεις (Measurement Based Load Modeling)

Το συγκεκριμένο μοντέλο αναδεικνύει τη σχέση ανάμεσα σε ανεξάρτητες μεταβλητές όπως ο καιρός, η εποχή, το είδος της ημέρας(καθημερινή-αργία) και το συνολικό καταναλισκόμενο φορτίο. Έχει στόχο να εξάγει τις παραμέτρους του μοντέλου παλινδρόμησης χρησιμοποιώντας τις μετρήσεις από το στατικό παρελθόν, για να παράγει πρόβλεψη στο μέλλον. Οι αλγόριθμοι που χρησιμοποιούνται ενσωματώνουν την δυναμική συμπεριφορά των παραμέτρων και ένα παράδειγμα η πολλαπλή παλινδρόμηση.

$$S_t = c_t x_t + \varepsilon_t \quad (4.15)$$

όπου

S_t : είναι η μετρούμενη τιμή του φορτίου

t : είναι ο χρόνος λήψης των δεδομένων του δείγματος

c_t : είναι οι μεταβλητές της παλινδρόμησης

x_t : είναι ο πίνακας που τροποποιείται με τις κατάλληλες διαστάσεις και τοποθετούνται τα διάφορα δεδομένα ισχύος, εποχικότητας, θερμοκρασίας υγρασίας κτλ.

ε_t : είναι το σφάλμα του μοντέλου

Όσον αφορά την κατανομή φορτίου, είναι η σύμβαση με την οποία επιλέγουμε να κατανείμουμε τα δεδομένα φορτία από τους κεντρικούς κόμβους παροχής ηλεκτρικού ρεύματος. Κάποιοι από τους τρόπους που χρησιμοποιούνται για να κατανείμουμε τα εκάστοτε φορτία είναι οι παρακάτω [7]:

1. Κατανομή στον έξυπνο μετρητή (AMI allocation)

Σε αυτήν την περίπτωση συλλέγονται οι μετρήσεις ανά 15 λεπτά από τα έξυπνα μετρητικά συστήματα για κάθε έναν καταναλωτή ξεχωριστά. Στην συνέχεια χρησιμοποιούνται σαν βάση δεδομένων για να παραχθεί το μοντέλο κατανάλωσης του και μαζί με τα μοντέλα του συνόλου των καταναλωτών γίνεται η πρόβλεψη του φορτίου στο μετασχηματιστή MT/XT από όπου τροφοδοτούνται.

2. Κατανομή στον μετασχηματιστή (Transformer KVA allocation)

Στην συγκεκριμένη κατανομή χρησιμοποιούνται και μοντελοποιούνται οι μετρήσεις που προέρχονται από τους υποσταθμούς ΗΕ. Αφού γίνει η μοντελοποίηση στη συνέχεια παράγεται η πρόβλεψη φορτίου για τον ΜΣ ή για τα ανώτερα επίπεδα φορτίου και τον πρωταρχικό υποσταθμό.

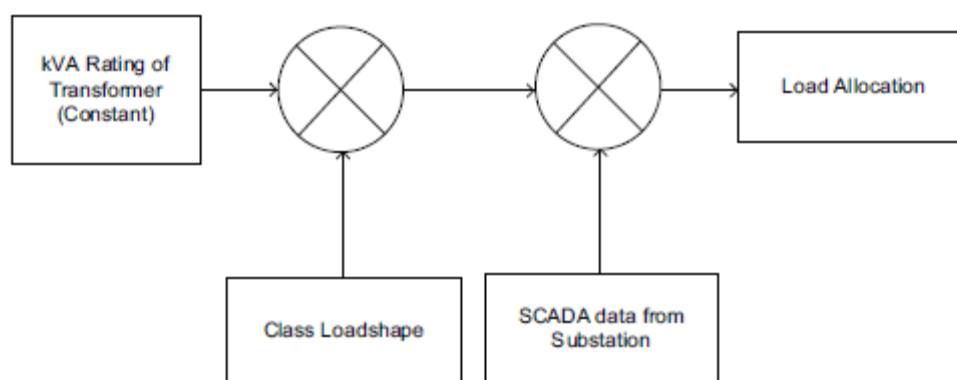
3. Μηνιαία Κατανομή (Monthly usage allocation)

Τα δεδομένα κατανάλωσης ανά καταναλωτή από προηγούμενους μηνιαίους λογαριασμούς χρησιμοποιούνται σαν βάση για να παράγουμε τις καμπύλες

φορτίου και μαζί με τα δεδομένα που προέρχονται από το SCADA των υποσταθμών παράγουμε τις καμπύλες φορτίου και στην συνέχεια την εκτίμηση.

4. Κατανομή ανάλογα την κλάση του καταναλωτή (Class load allocations)

Η κατανομή αυτή χρησιμοποιεί ένα συνδυασμό από ιστορικά δεδομένα διάφορων τύπων κατανάλωσης μαζί με δεδομένα ΜΣ ΜΤ/ΧΤ. Τα ιστορικά δεδομένα περιλαμβάνουν τις βασικές καμπύλες καταναλωτών (οικιακοί, εμπορικοί, βιομηχανικοί) βασισμένες στην εποχή, στην ημέρα της εβδομάδας ή των διακοπών. Κατ' αυτόν τον τρόπο παράγεται η εκτίμηση φορτίου για κάθε μετασχηματιστή όπως φαίνεται στο σχήμα 4.5.



Σχήμα 4. 5 Διαγραμματική απεικόνιση κατανομής φορτίου ανάλογα με την κλάση του καταναλωτή

4.5 Μέθοδοι εκτίμησης φορτίου

Πολλοί είναι οι μέθοδοι εκτίμησης φορτίου που χρησιμοποιήθηκαν σε ερευνητικό επίπεδο ή σε πραγματικές συνθήκες και παράγουν αξιόπιστα αποτελέσματα. Επιλέγοντας κάποιες από αυτές μπορούμε να αναφέρουμε τις παρακάτω μεθόδους.

- Την κλασική μέθοδο που χρησιμοποιώντας τις μετρήσεις καταναλώσεων από τα υπάρχοντα μέσα και εισάγοντας τις έννοιες της μοντελοποίησης και του επιμερισμού φορτίου παράγει αξιόπιστες εκτιμήσεις, μια διαδικασία που προτάθηκε από τους A.K.Ghosh, D.L.Lubkeman και R.H.Jones [8]
- Την εκτίμηση φορτίου βάσει μετρήσεων και δεδομένων από έξυπνους μετρητές παράλληλα με τη χρήση κατάλληλων χρονοσειρών, μια τεχνική που πρότειναν οι H.Wang και N.Schulz [9]
- Την εκτίμηση φορτίου εισάγοντας σαν είσοδο μετρήσεις κατανάλωσης από τα συστήματα AMR, μετρήσεις θερμοκρασίας, την εποχικότητα και χρησιμοποιώντας παράλληλα μαθηματικά μοντέλα πρόβλεψης, μια μέθοδο που πρότειναν οι M.Z.Degefa, R.J.Millar, M.Koivisto, M.Humayun, M.Lehtonen και αποτέλεσε τη βάση για την υλοποίηση της παρούσας διπλωματικής [10]

❖ Οι μελέτες των A.K.Ghosh, D.L.Lubkeman και R.H.Jones

Είναι αναμφίβολα μια από τις πιο ολοκληρωμένες επιστημονικές μελέτες που έθεσαν τα θεμέλια για την παρούσα μελέτη και έδωσαν τροφή για νέες. Με την έρευνά τους εισήγαγαν τα στοχαστικά μοντέλα φορτίου με διακυμάνσεις ανάλογες των πραγματικών κατά τη διάρκεια μιας μέρας μελετώντας παραμέτρους όπως η διασπορά (load dispersion), η συσχέτιση (correlation) και ο ετεροχρονισμός (diversity) στην εκτίμηση φορτίου. Επιπλέον συνδύασαν όλη αυτή τη διαδικασία με την πιθανοτική προσέγγιση ενός εκτιμητή κατάστασης ενώ σε δεύτερη φάση προχώρησαν σε μια πιο κομψή μοντελοποίηση και επιμερισμό φορτίου βάσει τύπων με δυνατότητα αναλυτικού υπολογισμού στατιστικών μεγεθών για κάθε εκτίμηση.

Η βασική ιδέα της μεθόδου τους είναι ότι αφού ο αριθμός των μετρήσιμων κόμβων του δικτύου είναι μικρός, η μοντελοποίηση και ο επιμερισμός του φορτίου είναι βασικοί άξονες της εκτίμησης φορτίου. Ακόμα σημειώνεται ότι η κατανομή ζήτησης δεν ακολουθεί την κανονική κατανομή αλλά επιβάλλεται η μελέτη των φορτίων για να εξεταστεί η συμπεριφορά τους.

Προαπαιτούμενα στοιχεία για την άρτια λειτουργία της μεθόδου είναι ιστορικά δεδομένα καταναλώσεων ηλεκτρικής ενέργειας (KWh), οι λιγιστές μετρήσεις πραγματικού χρόνου και οι τυπικές ημερήσιες καμπύλες ισχύος με εποχικότητα.

Σύμφωνα με τη βασική ιδέα του τρόπου επιμερισμού του φορτίου, ο επιμερισμός γίνεται σύμφωνα με τα ονομαστικά μεγέθη του μετασχηματιστή διανομής. Έτσι εάν έχουμε ένα κόμβο και που τροφοδοτεί κάποιους άλλους κόμβους μικρότερη ισχύς το φορτίο επιμερίζεται ανάλογα με την ισχύ των μετασχηματιστών κάθε κόμβου προς το συνολικό φορτίο σύμφωνα με την παρακάτω σχέση.

$$P_i = P_k \frac{KVA_i}{\sum_{i=1}^N KVA_i} \quad (4.16)$$

όπου

KVA_i : η ονομαστική ισχύς μετασχηματιστή μέσω του οποίου τροφοδοτείται ο κόμβος i

P_i : η εκτιμώμενη ισχύς που παρέχεται στον κόμβο i .

Αναμφίβολα είναι ένας πολύ πρακτικός τρόπος που χρησιμοποιείται και σήμερα όμως αποτελεί μια στατική μέθοδο που δεν αποτυπώνει την εξάρτηση της κατανομής από τις μετρήσεις πραγματικών τιμών ζήτησης. Για αυτό το λόγο αφιέρωσαν μέρος της μελέτης τους στον υπολογισμό και άλλων μεγεθών για να αποτυπώσουν αυτή τη διακύμανση.

Σημαντικό μέρος της μελέτης αφιερώθηκε στην συσχέτιση μεταξύ των διάφορων κατηγοριών φορτίου. Η συσχέτιση υπολογίστηκε από έναν συντελεστή ετεροχρονισμού (diversity factor-DF) όπως προκύπτει εξ ορισμού, από τον λόγο

της μέγιστης ζήτησης ενός καταναλωτή προς τη μέγιστη ισχύ του συστήματος όπως δίνεται από τον παρακάτω τύπο (4.17)

$$DF = \frac{\sum_{i=1}^n D_i}{D_g} \quad (4.17)$$

όπου

D_i : η μέγιστη ζήτηση ισχύος του καταναλωτή i ,

D_g : η μέγιστη σήτηση ισχύος του συστήματος,

n : ο αριθμός των καταναλωτών .

Η στοχαστική φύση των δεδομένων οδήγησε στην ανάγκη στατιστικής περιγραφής της διακύμανσης φορτίου με αποτέλεσμα η έρευνα να επικεντρωθεί στην επιλογή της καταλληλότερης κατανομής πιθανοτήτων για τον προσδιορισμό της διακύμανσης φορτίου των καταναλωτών ΧΤ. Κατ' αυτόν τον τρόπο τα δεδομένα οργανώθηκαν σε ιστογράμματα και οι τιμές των φορτίων χωρίστηκαν σε κλάσεις ανάλογα με τη μελέτη που είχε γίνει. Οι επικρατέστερες κατανομές για την προσέγγιση των ιστογραμμάτων ήταν η κανονική, κανονική λογαριθμική (log-normal) και η κατανομή βήτα (beta distribution). Επιπλέον για την αξιολόγηση κάθε κατανομής χρησιμοποιήθηκε το στατιστικό κριτήριο χ^2 (Chi-Square Test).

Τα αποτελέσματα έδειξαν ότι η λογαριθμική κατανομή πετύχαινε την καλύτερη προσέγγιση με την βήτα να έχει εξίσου καλή συμπεριφορά. Όμως το σημαντικότερο αποτέλεσμα ήταν ότι η βήτα είναι η πλέον ευέλικτη μέθοδος καθώς με κατάλληλη ρύθμιση των παραμέτρων α , β μπορεί να προσεγγίσει μια μεγάλη ποικιλία από ιστογράμματα (καμπύλες) διακύμανσης φορτίου.

Σε δεύτερη φάση εισάγεται ο δείκτης LMF που ορίστηκε ως παράγοντας μοντελοποίησης ζήτησης και είναι ένας παράγοντας σχετικής διακύμανσης της ημερήσιας ζήτησης φορτίου ενός καταναλωτή. Ο δείκτης LMF εισάγει στη μελέτη του επιμερισμού φορτίου τον παράγοντα του χρόνου και την κατηγορία του καταναλωτή, πρωτίστως, και την εποχή την θερμοκρασία και τον καιρό, δευτερευόντως. Ο τύπος του διαμορφώνεται ως εξής:

$$P_{i,j,t} = P_{k,t} \frac{(E[LMF_{j,t}])(ADC_{i,j})}{\sum_{i=1}^N \{ \sum_{j=1}^C (E[LMF_{j,t}])(ADC_{i,j}) \}} \quad (4.18)$$

όπου

ο δείκτης i αντιστοιχεί στον κόμβο που εκτιμάται,

ο δείκτης j στην κατηγορία (κλάση) που ανήκει ο καταναλωτής που μελετάται ,

ο δείκτης t στη χρονική στιγμή της ημέρας που αφορά η εκτίμηση.

Όσον αφορά το μέγεθος $ADC_{i,j}$ είναι ο δείκτης της μέσης ημερήσιας ζήτησης καταναλωτή (Average Daily Customer Demand) και δίνεται από τον τύπο:

$$ADC = \frac{\text{μηνιαία κατανάλωση (KWh)}}{\text{ημέρες κύκλου κατανάλωσης}} \quad (4.19)$$

Σημειώνεται ότι για τον υπολογισμό του συγκεκριμένου δείκτη απαιτείται να είναι πλήρως γνωστά τα στοιχεία συνδεσιμότητας των καταναλωτών καθώς και οι γραμμές διασύνδεσης καταναλωτών και κόμβων προς το μετασχηματιστή ΜΤ/ΧΤ.

Στην τελική της μορφή η σχέση που μας δίνει το αποτέλεσμα για την εκτίμηση ισχύος ζήτησης είναι η παρακάτω:

$$E[P_{i,j,t}] = \{E - E[P_{loss,k,t}]\} \frac{(E[LMF_{j,t}])(ADC_{i,j})}{\sum_{i=1}^N \{ \sum_{j=1}^C (E[LMF_{j,t}])(ADC_{i,j}) \}} \quad (4.20)$$

όπου

$P_{loss,k,t}$: οι απώλειες ισχύος κατά τη διανομή από τον κόμβο k στον κόμβο i .

Αντίστοιχα μεγέθη όπως η διασπορά και η τυπική απόκλιση συνδέονται με τον δείκτη LMF. Η υλοποίησή τους έγινε με την παραδοχή ότι η εκτίμηση φορτίου είναι τόσο ακριβής όσο οι καμπύλες φορτίου που έχουν χρησιμοποιηθεί, δηλαδή ο δείκτης LMF.

Άρα η τυπική απόκλιση εκτίμησης ζήτησης δίνεται από τον τύπο:

$$\sigma[P_{i,j,t}] = \left(\frac{\sigma[LMF_{j,t}]}{E[LMF_{j,t}]} \right) E[P_{i,j,t}] \quad (4.21)$$

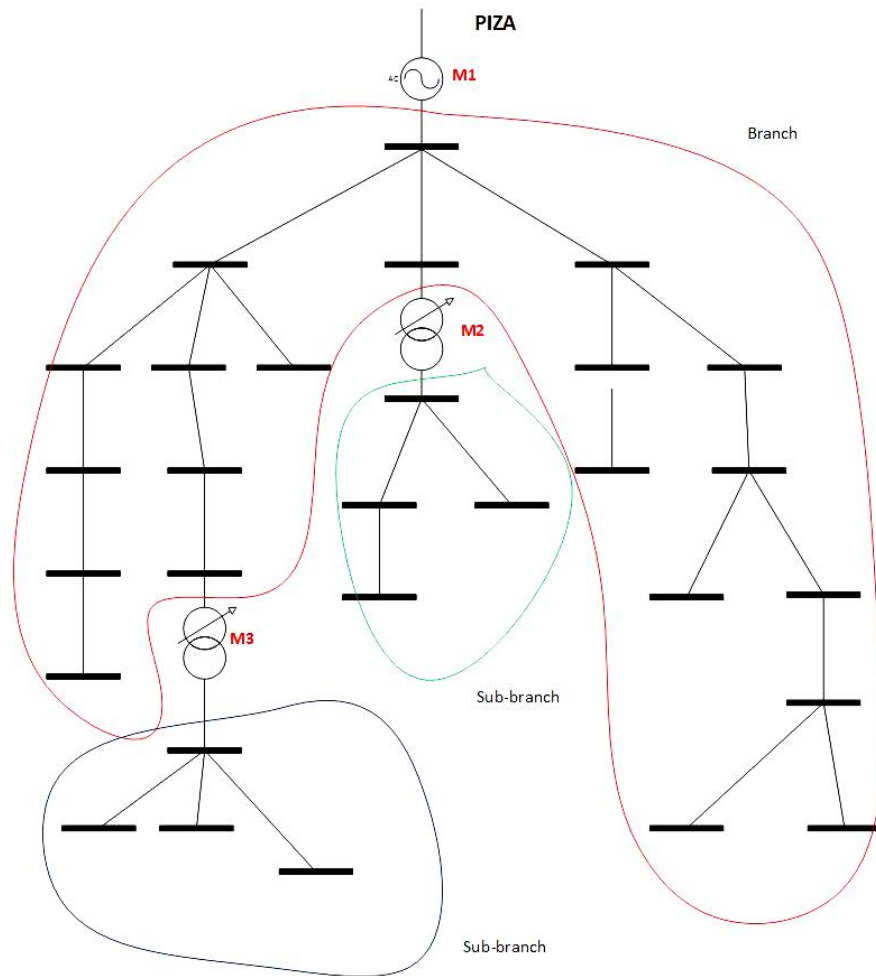
και η διασπορά της εκτίμησης από τον τύπο:

$$\sigma^2[P_{i,t}] = \sum_{j=1}^C \sigma^2[P_{i,j,t}] \quad (4.22)$$

+ όροι συσχέτισης μεταξύ των κλάσεων

Οι τύποι 4.16 έως 4.22 αποτελούν τις βασικές σχέσεις για να γίνει κατανοητή η υλοποίηση του αλγορίθμου εκτίμησης φορτίου.

Αρχικά ένα ηλεκτρικό δίκτυο με n κόμβους και m μετρήσεις ($m < n$) χωρίζεται σε σύνολα από ζυγούς, τα υπόδεντρα, όπου η ρίζα τους είναι ο κόμβος όπου υπάρχει η πραγματική μέτρηση φορτίου και συνολική ρίζα ο υποσταθμός διανομής. Στη συνέχεια ακολουθεί η διαδικασία κατάτμησης του δικτύου σε μικρότερα δίκτυα τα υπόδεντρα με στόχο τον ισοσκελισμό των μετρήσεων έτσι ώστε οι μετρήσεις να αποτελέσουν τη βάση της εκτίμησης (σχήμα 4.6).



Σχήμα 4. 6 Κατάτμηση δικτύου σε υπόδεντρα και σημείωση με κόκκινο ($M1$, $M2$, $M3$) των σημείων με πραγματικές μετρήσεις ισχύος

Με αυτή τη λογική υλοποιείται ο αλγόριθμος σε πέντε απλά βήματα:

- I. Προσδιορίζεται ακριβώς το υπόδεντρο που θέλουμε να εκτιμήσουμε και αφαιρούνται οι κόμβοι που δεν υπεισέρχονται στον υπολογισμό ισχύος (π.χ, αν αναφερόμαστε στον $P_1 \rightarrow P_1' = P_1 - P_2 - P_3$)
- II. Για κάθε έναν ζυγό αντιστοιχίζεται η κλάση φορτίου και μια τιμή για το μέγεθος ADC βάση πραγματικών στοιχείων.
- III. Επιλέγεται η κατάλληλη καμπύλη του δείκτη LMF, η οποία μοντελοποιεί ικανοποιητικά τον τύπο φορτίου και επιλύονται οι σχέσεις του δείκτη.
- IV. Εξάγονται οι τιμές της τυπικής απόκλισης και της διασποράς για κάθε κύκλο εκτίμησης
- V. Επιλύεται η εκτίμηση φορτίου και τα αποτελέσματα υπεισέρχονται στον εκτιμητή κατάστασης μέχρι να συγκλίνει σε επιθυμητές τιμές ο αλγόριθμος

Τέλος αξίζει να σημειωθεί ότι οι εργασίες των *A.K.Ghosh*, *D.L.Lubkeman* και *R.H.Jones* εισήγαγαν μεγάλες καινοτομίες στην παραγωγή ψευδομετρήσεων και ουσιαστικά καθιέρωσαν την τεχνική του επιμερισμού φορτίου. Το κυριότερο

πλεονέκτημα της μεθόδου είναι ότι να εισάγει την παράμετρο της αβεβαιότητας στην εκτίμηση τιμών ενώ παράλληλα τροφοδοτεί την μέθοδο της εκτίμησης κατάστασης με συγκεκριμένα όρια σφάλματος στις εκτιμήσεις χωρίς να δίνει μόνο απόλυτες τιμές.

❖ Μελέτη H.Wang και N.Schulz

Οι *H.Wang* και *N.Schulz* πρότειναν έναν αλγόριθμο ο οποίος μπορεί να εφαρμοσθεί με τη χρήση δεδομένων από τα αυτοματοποιημένα μετρητικά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Η βασική διαφορά σε σχέση με προγενέστερες μελέτες είναι ότι εισάγει την έννοια της εκτίμησης κατάστασης σε πραγματικό χρόνο (real time load estimation).

Η διαδικασία για την υλοποίηση της μεθόδου μπορεί να περιγραφεί σε τρία απλά βήματα:

I. Εξαγωγή ημερήσιων καμπυλών ζήτησης ανά κατηγορία κατανάλωσης

Οι μετρητές μπορούν να μεταδώσουν τα δεδομένα στα κέντρα ελέγχου σε πολύ κοντινά χρονικά διαστήματα. Με την δυνατότητα της αμφίδρομης επικοινωνίας (two-way communication) ανάμεσα στους μετρητές και την επιχείρηση κοινής ωφέλειας, μπορούμε να εκτιμήσουμε την μέση κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στο αντίστοιχο χρονικό διάστημα. Αυτή είναι μια σχέση που δίνεται από τον τύπο:

$$P_t \cong \frac{kWh_t - kWh_{t-\Delta t}}{\Delta t} \quad (4.23)$$

όπου:

kWh_t : είναι η κατανάλωση την χρονική στιγμή που δείχνει ο δείκτης

Δt : το σταθερό χρονικό διάστημα μεταξύ των δυο μετρήσεων

Με αυτόν τον τρόπο αποκτάμε την καμπύλη της πραγματικής κατανάλωσης ανά ημέρα. Το ίδιο συμβαίνει και με άλλους καταναλωτές για περισσότερες ημέρες για να παράγουμε αργότερα, μια καμπύλη, ένα μέσο όρο για όλα τα δεδομένα. Εξαιτίας του ότι οι καμπύλες διαφέρουν ανάλογα με είδος του καταναλωτή, το είδος της ημέρας και με την εποχή τα δεδομένα χωρίζονται σε τρεις κλάσεις (βιομηχανικό, εμπορικό και οικιακό), δυο είδη ημέρας (καθημερινές-σαββατοκύριακα) και τρεις εποχές (άνοιξη/φθινόπωρο, καλοκαίρι, χειμώνα). Συνδυάζοντας όλα αυτά μπορούν να παραχθούν 18 καμπύλες φορτίου που στη συνέχεια κανονικοποιούνται και αποτελούν της κανονικοποιημένες καμπύλες της κλάσης.

II. Εκτίμηση φορτίου ανά καταναλωτή

Για να υπολογίσουμε το ακριβές φορτίο αρχικά πρέπει να διαπιστωθεί εάν ο εκάστοτε καταναλωτής συνεισφέρει στο δίκτυο.

Συνεπώς υπάρχουν δυο περιπτώσεις.

A. Ο καταναλωτής να είναι ενεργός οπότε σε ένα συγκεκριμένο χρονικό διάστημα i ($1 \leq i \leq n$) οπότε μπορούμε να υπολογίσουμε με τη βοήθεια των δεδομένων την ενέργεια που καταναλώθηκε στο αντίστοιχο διάστημα σύμφωνα με τους τύπους:

$$kWh_{i, today} = \frac{kWh_{i-1, today}}{kWh_{i-1, day_before}} kWh_{i, day_before} \quad (4.24)$$

όπου:

day_before : είναι η προηγούμενη ημέρα ανάλογα με το είδος της (καθημερινή-αργία)

$$P_t = \frac{kWh_{i, today}}{S_i} P_{t, norm} \quad (4.25)$$

όπου:

S_i : είναι η καταναλισκόμενη ενέργεια στο διάστημα i

$P_{t, norm}$: είναι η στιγμιαία ισχύς σε χρόνο t όπως αυτή προκύπτει από τις καμπύλες του πρώτου βήματος

B. Ο καταναλωτής είναι ανενεργός οπότε αυτόματα η ισχύς του δίνεται από τον τύπο:

$$P_t = 0 \quad (4.26)$$

III. Εκτίμηση φορτίου μετασχηματιστή διανομής

Στο τρίτο και τελευταίο βήμα αφού γνωρίζουμε την συνδεσιμότητα και όλα τα στοιχεία του δικτύου αθροίζουμε τις εκτιμήσεις όλων των καταναλωτών για να βρούμε την εκτίμηση ανά μετασχηματιστή τροφοδοσίας.

Θα μπορούσαμε να πούμε ότι συνυφασμένα με τη μέθοδο είναι το υψηλό υλικό και υπολογιστικό κόστος αφού τα υπολογιστικά συστήματα καλούνται να επεξεργαστούν αλληπάλληλες πληροφορίες που προέρχονται από τα συστήματα AMR. Ακόμα εξαιτίας του ότι βασίζεται σε δεδομένα πραγματικού χρόνου η εύρυθμη λειτουργία του μπορεί να διασφαλισθεί μόνο σε ένα άρτιο, αξιόπιστο και υψηλής τεχνολογίας τηλεπικοινωνιακό δίκτυο.

❖ Η μελέτη των M.Z.Degefa,R.J.Millar,M.Koivisto,M.Humayun,M.Lehtonen

Αρκετά ενδιαφέρουσα θα μπορούσε να χαρακτηρισθεί η μελέτη των M.Z.Degefa, R.J.Millar, M.Koivisto, M.Humayun, M.Lehtonen οι οποίοι κάνουν μια προσπάθεια να προτείνουν μια νέα τεχνική εκτίμησης φορτίου. Στόχος τους είναι, συνδυάζοντας την προγενέστερη γνώση με ένα ευρύ φάσμα πληροφοριών που προσφέρουν οι νέες τεχνολογίες και συγκεκριμένα οι AMR, η όσο το δυνατόν ακριβέστερη και πιο ρεαλιστική διαδικασία εκτίμησης φορτίου.

Στην συγκεκριμένη μελέτη όπως και την παραπάνω τα δεδομένα από τα μετρητικά συστήματα AMR που βρίσκονται στο επίπεδο του καταναλωτή χρησιμοποιούνται για να παραχθούν οι καμπύλες τάσης και ισχύος έχοντας ως βάση ένα στατιστικό μοντέλο πρόβλεψης το μοντέλο της παλινδρόμησης. Τα οικιακά φορτία μοντελοποιούνται λαμβάνοντας υπόψη τις δυο τεχνικές μοντελοποίησης φορτίου που έχουν προαναφερθεί και σε αυτή την λογική ομαδοποιούνται ανάλογα με τον βασικό τρόπο θέρμανσης που χρησιμοποιεί κάθε καταναλωτής ΧΤ. Με τη χρήση της μεθόδου της παλινδρόμησης (regression) και πιο συγκεκριμένα της μεθόδου των ελαχίστων τετραγώνων (ordinary least square) παράγεται η ωριαία πρόβλεψη φορτίου για την επόμενη μέρα χρησιμοποιώντας δεδομένα κατανάλωσης, της ίδιας ώρας την προηγούμενη ημέρα και της ίδιας ώρας και μέρας την προηγούμενη εβδομάδα. Εκτός από τα δεδομένα ισχύος εκμεταλλεύεται ωριαία δεδομένα θερμοκρασίας, εποχής καθώς και το είδος και τη διάρκεια της ημέρας που προέρχονται από αξιόπιστες βάσεις δεδομένων μετεωρολογικών υπηρεσιών, κρατικών υπηρεσιών ή ιδιωτικών εταιρειών. Κατ' αυτόν τον τρόπο υπάρχει τρόπος όντας στο σήμερα να γνωρίζουμε με αρκετά καλή ακρίβεια την κατανάλωση ,σε έναν M/Σ ΜΤ/ΧΤ, για την επόμενη μέρα ή την επόμενη βδομάδα.

Σε δεύτερη φάση έχουμε τη συλλογή των προβλέψεων φορτίου που προκύπτουν ανάλογα με τον κόμβο τον οποίο χρησιμοποιούμε σαν πρωταρχικό. Διακρίνοντας τρεις περιπτώσεις στη μελέτη τους, στην πρώτη περίπτωση πρωταρχικός κόμβος θεωρείται ο κόμβος του εκάστοτε καταναλωτή, στη δεύτερη περίπτωση χρησιμοποιείται σαν πρωταρχικός ο κόμβος του M/Σ ενώ στην τρίτη περίπτωση σαν πρωταρχικός θεωρείται ο κόμβος του αρχικού υποσταθμού παραγωγής. Η διαδικασία επιμερισμού φορτίου σε αυτή τη μελέτη αποδεικνύεται ότι η πρόβλεψη απευθείας στον μετασχηματιστή(δεύτερη περίπτωση) είναι πιο αξιόπιστη με αρκετά μικρότερο περιθώριο σφάλματος. Η μοντελοποίηση και η εκτίμηση του φορτίου κάθε καταναλωτή ξεχωριστά και εν συνεχεία η άθροιση των εκτιμήσεων(αποτελεσμάτων) για να γίνει η πρόβλεψη στο επίπεδο του μετασχηματιστή ήταν πιο ανακριβής από τα πραγματικά, σε σύγκριση με την απευθείας εκτίμηση, σε ποσοστό 3-4% ενώ σε σύγκριση με την τρίτη περίπτωση σε ποσοστό 1%.

Με την έρευνά τους αποδεικνύουν ότι με την κατάλληλη αξιοποίηση τα δεδομένα των AMR συστημάτων στο επίπεδο του καταναλωτή μπορούν να βοηθήσουν στη πρόβλεψη φορτίου και γενικότερα στη διαδικασία εκτίμησης κατάστασης στα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας.

4.6 Ο αλγόριθμος της εκτίμησης φορτίου

Η λογική του παραπάνω αλγορίθμου αποτέλεσε την βάση για την παρούσα διπλωματική. Στο κεφάλαιο αυτό αναφέρονται συνοπτικά η λογική του αλγορίθμου και εξηγείται ενδελεχώς η λειτουργία του.

Για την καλύτερη κατανόηση του ορίστηκαν κάποια βήματα τα οποία είναι τα εξής:

- α. Εξασφάλιση πραγματικών δεδομένων με την ωριαία κατανάλωση φορτίου (kWh) καταναλωτών χαμηλής τάσης για χρονικό διάστημα ενός έτους. Διαχωρισμός των καταναλωτικών προφίλ ανάλογα την κατηγορία στην οποία ανήκουν (οικιακοί, εμπορικοί, βιομηχανικό) και του κόμβου μετασχηματιστή στον οποίο συνδέονται.
- β. Εξασφάλιση δεδομένων θερμοκρασίας ανά ώρα για το ίδιο χρονικό διάστημα, δεδομένα για τη διάρκεια τη ημέρας και του είδους της ημέρας (αργία-εργάσιμη).
- γ. Υπολογισμός σταθερών παραμέτρων της εξίσωσης παλινδρόμησης που χρησιμοποιείται για την πρόβλεψη με τη χρήση της μεθόδου των ελαχίστων τετραγώνων.
- δ. Μοντελοποίηση ανάλογα με την περίπτωση, δηλαδή ποιόν κόμβο θεωρούμε σαν πρωταρχικό. Έτσι μοντελοποιείται ο εκάστοτε καταναλωτής ξεχωριστά, είτε οι καταναλωτές συνολικά «κάτω» από τον κόμβο του Μ/Σ, είτε συνολικά όλοι οι καταναλωτές «κάτω» από τον υποσταθμό ΗΕ
- ε. Εξαγωγή εκτίμησης φορτίου και σφαλμάτων εκτίμησης ανά περίπτωση

Βήμα 1ο

Τα δεδομένα από τα μετρητικά συστήματα AMR στο επίπεδο κάθε καταναλωτή συλλέγονται από αξιόπιστες βάσεις δεδομένων για ένα ολόκληρο έτος. Όλες αυτές οι μετρήσεις υψηλής ακρίβειας ομαδοποιούνται ανάλογα με το είδος του καταναλωτή και τη διακύμανση που παρατηρείται με σκοπό να παραχθούν τα βασικά καταναλωτικά προφίλ όπως το οικιακό, το βιομηχανικό και το εμπορικό αλλά και κάποια άλλα. Στη συνέχεια οι καμπύλες που προκύπτουν για κάθε μια κλάση καταναλωτή κανονικοποιούνται, πρώτον για να είναι πιο εύκολη η επεξεργασία και η σύγκριση των δεδομένων και δεύτερον για να προστεθεί ο θόρυβος σε κάθε μέτρηση από το τηλεπικοινωνιακό δίκτυο. Τέλος σημειώνεται ότι οι μετρήσεις είναι ανά 15 λεπτά και για τον συγκεκριμένο αλγόριθμο κρατάμε μόνο τα δεδομένα καταναλώσεων ανά μια ώρα.

Τα στοιχεία της τοπολογίας και διασύνδεσης δικτύου θεωρούνται γνωστά. Ο καθένας καταναλωτής συνδέεται με έναν συγκεκριμένο Μ/Σ ΜΤ/ΧΤ και το σύνολο των καταναλωτών θα δώσουν το αποτέλεσμα της εκτίμησης φορτίου σε κάθε κύκλο ανάλογα την περίπτωση.

Βήμα 2ο

Για την άρτια λειτουργία της μεθόδου απαραίτητα είναι τα στοιχεία θερμοκρασίας. Μας ενδιαφέρει η θερμοκρασία την ώρα της πρόβλεψης φορτίου, μια ώρα πριν, και δυο ώρες πριν. Συνεπώς αναγκαία είναι η αξιοποίηση δεδομένων από μετεωρολογικούς σταθμούς.

Επιπροσθέτως για κάθε μια μέρα του έτους χρησιμοποιούμε τη διάρκεια ημέρας (day length) που σε μια μέθοδο ανάλυσης χρονοσειρών σαν την παλινδρόμηση καλείται να αποτυπώσει την εποχικότητα. Ακόμα κάθε μια μέτρηση σημειώνεται ανάλογα με το αν η ημέρα είναι καθημερινή ή αργία, με τη λογική ότι παρουσιάζεται σημαντική διαφορά στη διακύμανση ανάλογα με το είδος της ημέρας.

Βήμα 3ο

Όλα τα παραπάνω δεδομένα εισάγονται στον τύπο παλινδρόμησης ο οποίος είναι ο εξής:

$$Y_t = c + a_1 Y_{t-24} + a_2 Y_{t-168} + a_3 T_t + a_4 T_{t-1} + a_5 T_{t-2} + a_6 DL_d + a_7 WD + a_8 WE + \varepsilon_t \quad (4.27)$$

όπου:

Y_t : είναι η κατανάλωση την ώρα t

T_t : είναι η θερμοκρασία την ώρα t ($^{\circ}C$)

DL_d : είναι η διάρκεια της ημέρας σε ώρες

WE : είναι η μεταβλητή (0 ή 1) που αποτυπώνει τις αργίες-σαββατοκύριακα

WD : είναι η μεταβλητή (0 ή 1) που αποτυπώνει τις καθημερινές

c : σταθερά

ε_t : θόρυβος

Για την υλοποίηση της μεθόδου προαπαιτούμενο είναι ο υπολογισμός των σταθερών c, a_1, a_2, \dots, a_8 και η θεώρηση της μεταβλητής θορύβου τον οποίο μπορούμε να θεωρήσουμε εμείς ανάλογα με την αξιοπιστία των δεδομένων που αποστέλλονται από τα τηλεπικοινωνιακά συστήματα. Σημειώνεται ότι ο ακριβής υπολογισμός των σταθερών είναι προαπαιτούμενο για την αξιόπιστη παραγωγή αποτελεσμάτων από τη μέθοδο.

Σε αυτό το σημείο αξίζει να γίνει πιο αναλυτική αναφορά στην μέθοδο της πολλαπλής παλινδρόμησης (multiple regression). Ο υπολογισμός των σταθερών ποσοτήτων γίνεται με τη χρήση της πολλαπλής παλινδρόμησης και συγκεκριμένα με τη μέθοδο των ελαχίστων τετραγώνων. Τα ωριαία δεδομένα για όλες τις ημέρες ενός ολόκληρου χρόνου οργανώνονται σε πίνακες x, y όπως φαίνεται παρακάτω.

$$\begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ y_3 \\ \vdots \\ y_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & x_{1,1} & x_{2,1} & \cdots & x_{m,1} \\ 1 & x_{1,2} & x_{2,2} & \cdots & x_{m,2} \\ 1 & x_{1,3} & x_{2,3} & \cdots & x_{m,3} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 1 & x_{1,n} & x_{2,n} & \cdots & x_{m,n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} b_0 \\ b_1 \\ b_2 \\ \vdots \\ b_m \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 \\ \varepsilon_3 \\ \vdots \\ \varepsilon_n \end{bmatrix} \quad (4.28)$$

Η βασική αρχή της μεθόδου των ελαχίστων τετραγώνων είναι ότι επιλέγονται οι παράμετροι $b_0, b_1, b_2, \dots, b_m$ που ελαχιστοποιούν το άθροισμα των τετραγώνων των παρατημένων υπολοίπων ε_i όπου $i=1,2,\dots,n$. Ας υποθέσουμε λοιπόν ότι η $S(b)$ είναι η συνάρτηση ελαχίστων τετραγώνων για την οποία ισχύει:

$$S(b) = \sum_{i=1}^n e_i^2 \quad (4.29)$$

όπου b το διάνυσμα παραμέτρων του μοντέλου.

Στόχος της μεθόδου είναι η εύρεση εκείνου του b για το οποίο η σχέση (4.29) συνάρτηση λαμβάνει την ελάχιστη τιμή της. Ειδικότερα:

$$\begin{aligned} S(b) &= \sum_{i=1}^n e_i^2 = \varepsilon^T \varepsilon = (Y - Xb)^T (Y - Xb) \\ &= Y^T Y - b^T X^T X b - 2Y^T X b \end{aligned} \quad (4.30)$$

όπου

y το $(n \times 1)$ διάνυσμα στήλης της μεταβλητής απόκρισης.

Απαραίτητη προϋπόθεση για την ελαχιστοποίηση της $S(b)$ είναι:

$$\frac{dS(b)}{db} = 0 \quad (4.31)$$

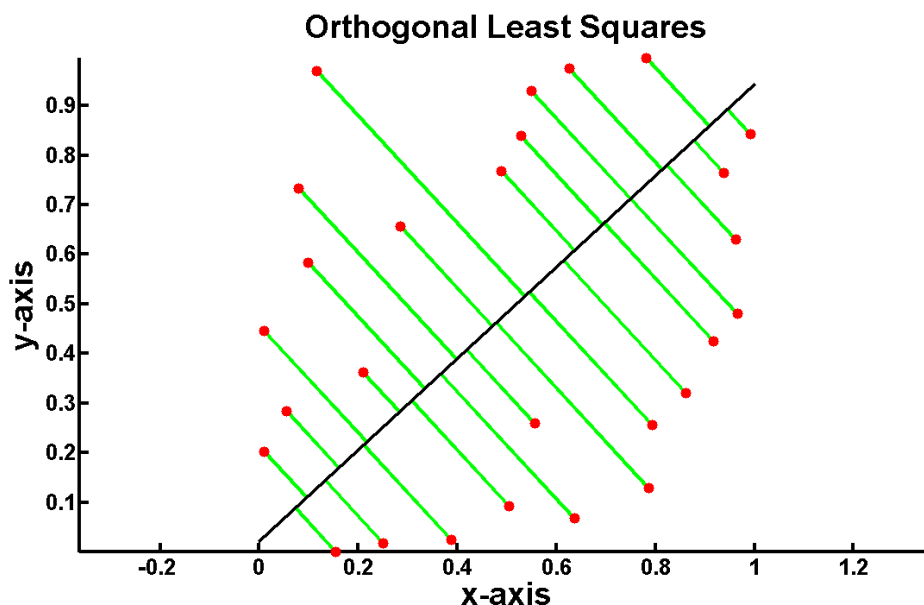
δηλαδή:

$$2(X^T X)b - 2X^T Y = 0 \Leftrightarrow (X^T X)b = X^T Y \quad (4.32)$$

Εάν ο πίνακας $X^T X$ είναι αντιστρέψιμος, δηλαδή εάν ισχύει ότι $|X^T X| \neq 0$, τότε η εκτιμήτρια των διανυσμάτων των παραμέτρων ισούται με:

$$\bar{b} = (X^T X)^{-1} X^T Y \quad (4.33)$$

Επομένως η χρήση της μεθόδου των ελαχίστων τετραγώνων προϋποθέτει την ύπαρξη του πίνακα $(X^T X)^{-1}$. Αυτό παρατηρείται όταν οι μεταβλητές X_j είναι μεταξύ τους γραμμικά ανεξάρτητες δηλαδή αν καμία στήλη του πίνακα X δεν μπορεί να γραφτεί σαν γραμμικός συνδυασμός των υπόλοιπων, κάτι που ισχύει και στην περίπτωση μας. Τέλος αξίζει να αναφερθεί ότι τα υπόλοιπα ϵ_i είναι ανεξάρτητες τυχαίες μεταβλητές και ακολουθούν την $N(0, \sigma^2)$.



Σχήμα 4. 7 Σχηματική απεικόνιση ελαχίστων τετραγώνων για τον ορισμό ευθείας

Βήμα 4ο

Η μοντελοποίηση των καταναλώσεων ηλεκτρικής ενέργειας και εν συνεχεία η εκτίμηση φορτίου μπορεί να επιτευχθεί λαμβάνοντας υπόψη δυο διαφορετικές περιπτώσεις.

1) Σε αυτήν την περίπτωση ο κάθε καταναλωτής μοντελοποιείται ξεχωριστά, δηλαδή για κάθε έναν καταναλωτή υπολογίζονται εκ νέου οι παράμετροι c, a_1, \dots, a_8 . Στη συνέχεια οι ωριαίες προβλέψεις για την κατανάλωση της επόμενης ημέρας κάθε καταναλωτή προστίθενται ιεραρχικά έτσι ώστε να παραχθεί η εκτίμηση φορτίου στο μετασχηματιστή ΜΤ/ΧΤ.

2) Σε αυτήν την περίπτωση τα στοιχεία κατανάλωσης του κάθε καταναλωτή προστίθενται ιεραρχικά έχοντας αποτέλεσμα την συνολική κατανάλωση του μετασχηματιστή ΜΤ/ΧΤ. Στη συνέχεια υπολογίζονται οι παράμετροι και η πρόβλεψη φορτίου γίνεται απευθείας στον μετασχηματιστή.

Βήμα 5ο

Η διαδικασία σύγκρισης αποτελεσμάτων γίνεται με τη χρήση δεικτών που χρησιμοποιούνται στη στατιστική για τον έλεγχο αξιοπιστίας μια μεθόδου. Τέτοιοι δείκτες είναι το μέσο απόλυτο ποσοστιαίο σφάλμα (Mean Absolute Percentage Error) και το μέσο τετραγωνικό σφάλμα (Root Mean Square Error) και οι τύποι τους δίνονται από τις εξής σχέσεις:

$$RRMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{24} (P_{i,est} - P_{i,real})^2}{\sum_{i=1}^{24} (P_{i,real})^2}} \quad (4.34)$$

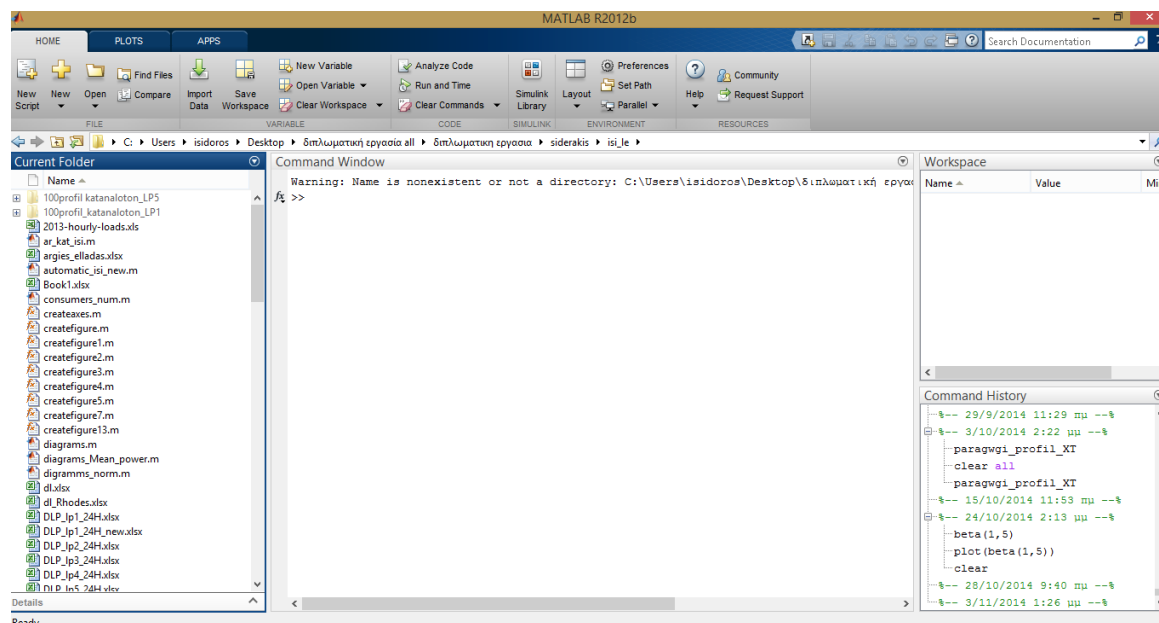
$$MAPE = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} \frac{|P_{i,est} - P_{i,real}|}{|P_{i,real}|} \quad (4.35)$$

Αναμφίβολα πρόκειται για μια μέθοδο η οποία μπορεί να αποτελέσει την βάση για την αξιοποίηση των συστημάτων AMR και να θέσει τα θεμέλια για την δημιουργία των μελλοντικών ευφυών δικτύων στα δίκτυα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Είναι μια σύγχρονη μέθοδος που μαζί με άλλες ιδέες αλγορίθμων όπως αυτή των Wang και Schulz δίνουν τη δυνατότητα βέλτιστης αξιοποίησης του δικτύου παρέχοντας πληθώρα ψευδομετρήσεων σαν είσοδο στην εκτίμηση φορτίου και την εκτίμηση κατάστασης. Η δυνατότητα άμεσης υλοποίησης στην πράξη με την υπάρχουσα τεχνολογία είναι αυτό που της δίνει προτέρημα έναντι άλλων εξίσου σημαντικών μελετών.

5 Αποτελέσματα προσομοιώσεων

5.1 Εισαγωγή

Πολλά είναι τα υπολογιστικά πακέτα λογισμικού με τα οποία θα μπορούσε να αναπτυχθεί ο κώδικας για την υλοποίηση της παρούσας διπλωματικής. Στην παρούσα διπλωματική εργασία χρησιμοποιείται το Matlab (R2012b) για την πραγματοποίηση των προσομοιώσεων και την εξαγωγή αποτελεσμάτων.



Σχήμα 5. 1 Βασική επιφάνεια εργασίας MATLAB

Αρχικά, ο κώδικας που αναπτύχθηκε για την υλοποίηση της εκτίμησης φορτίου δοκιμάστηκε για τα διάφορα σενάρια που αναφέρθηκαν στο κεφάλαιο 4 και εξήχθησαν όλα τα μοντέλα εκτίμησης με τα αντίστοιχα σφάλματά τους. Στη συνέχεια, αφού εξετάστηκε η αρτιότητα της μεθόδου και η αξιοπιστία των αποτελεσμάτων, έγινε σύγκριση αποτελεσμάτων από κοινή βάση με εκείνα των Wang και Schulz με στόχο την εξαγωγή χρήσιμων συμπερασμάτων.

Όσον αφορά την εκτίμηση κατάστασης χρησιμοποιήθηκαν οι κώδικες που προσφέρει το πακέτο Matpower (version 4.1), το οποίο τρέχει σε περιβάλλον Matlab και δίνει το πρόσφορο έδαφος για την βέλτιστη επίλυση προβλημάτων ροής φορτίου και εκτίμησης κατάστασης. Ο υπάρχων κώδικας τροποποιήθηκε και παραμετροποιήθηκε έτσι ώστε να ταιριάζει με τις απαιτήσεις του προγράμματος, βασισμένος πάντα στα στοιχεία της θεωρία που αναφέρθηκαν στο 3ο κεφάλαιο.

Οι δυο έννοιες εκτίμηση φορτίου και εκτίμηση κατάστασης είναι αλληλένδετες καθώς δεδομένα αποτελεσμάτων εισάγονται στον εκτιμητή κατάστασης σαν ψευδομετρήσεις μαζί με άλλα πραγματικά δεδομένα. Για το λόγο αυτό παρουσιάζονται προσομοιώσεις ξεχωριστά για κάθε αλγόριθμο αλλά και όταν

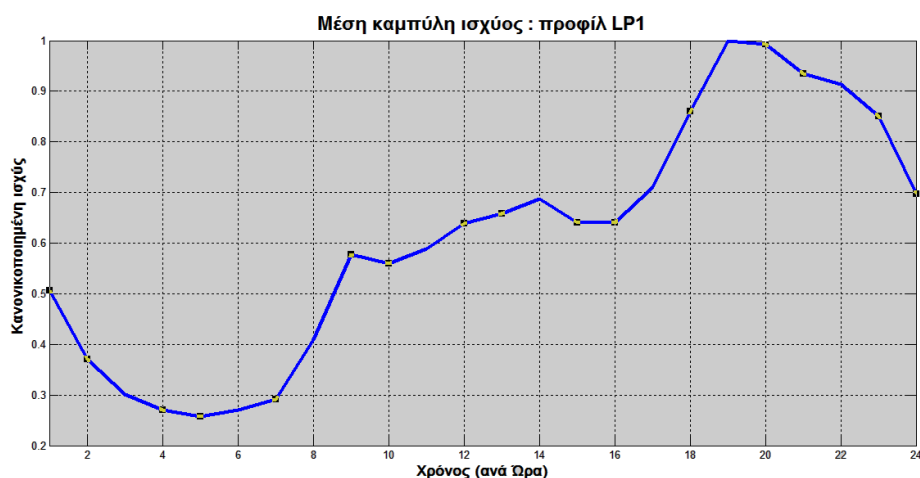
λειτουργούν ταυτόχρονα μεταξύ τους. Κατ' αυτόν τον τρόπο όλα τα αποτελέσματα οργανώνονται σε κεφάλαια.

Το κεφάλαιο 5.2 αναφέρει τα αποτελέσματα της εκτίμησης φορτίου. Στο κεφάλαιο 5.3 παρουσιάζεται η σύγκριση της μεθόδου εκτίμησης φορτίου με εκείνη που είναι βασισμένη σε αυτήν των Wang και Schulz. Στο 5.4 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του εκτιμητή κατάστασης και το δίκτυο ενώ στη συνέχεια στο κεφάλαιο 5.5 έχουμε την συνδυασμένη λειτουργία εκτίμησης φορτίου και κατάστασης. Στο κεφάλαιο 5.6 έχουμε τη σύγκριση αποτελεσμάτων της εκτίμησης κατάστασης όταν εισάγουμε δεδομένα ψευδομετρήσεων και από τις δυο μεθόδους εκτίμησης φορτίου που συγκρίθηκαν στο 5.3. Τέλος στο κεφάλαιο 5.7 έχουμε τον σχολιασμό των αποτελεσμάτων και τα συμπεράσματα.

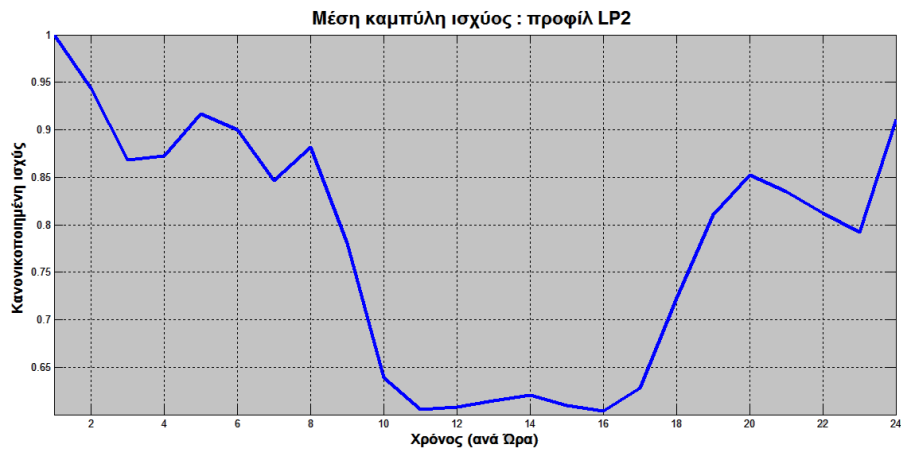
5.2 Αποτελέσματα εκτίμησης φορτίου

Το πρόγραμμα δέχεται σαν εισόδους τα ωριαία δεδομένα κατανάλωσης της χθεσινής ημέρας και της ίδιας ημέρας μια βδομάδα πριν. Η κλάση στη οποία ανήκει ο καταναλωτής διαδραματίζει σημαντικό ρόλο στην εκτίμηση φορτίου.

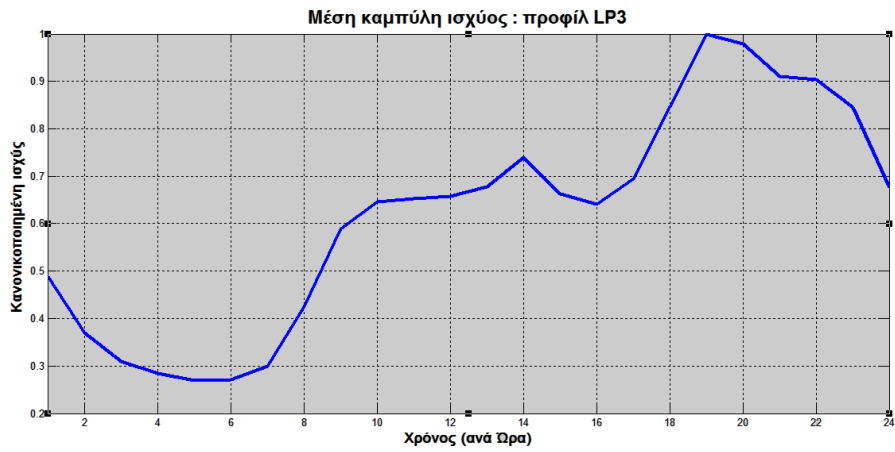
Ακολουθώντας κατά γράμμα τα βήματα υλοποίησης του αλγορίθμου που έχουν αναφερθεί στο κεφάλαιο 4 αξιοποιούμε τα δεδομένα από διαδικτυακή βάση δεδομένων και συγκεκριμένα από το Ιρλανδικό δίκτυο για το έτος 2013. Επισημαίνεται ότι πρόκειται για δεδομένα ισχύος ανά τέταρτο που περιέχουν διάφορα καταναλωτικά προφίλ, που προέρχονται από μετασχηματιστές ΜΤ/ΧΤ που εξυπηρετούν οικιακούς, εμπορικούς ή βιομηχανικούς καταναλωτές. Αρχικά χωρίζουμε τα δεδομένα σε κλάσεις ανάλογα με το προφίλ κατανάλωσης κάθε πελάτη ηλεκτρικής ενέργειας. Θεωρώντας 9 καταναλωτικά προφίλ παράγουμε τις βασικές καμπύλες οι οποίες κανονικοποιούνται για να είναι πρώτον πιο εμφανής η διακύμανση ισχύος στη διάρκεια της ημέρας και δεύτερον πιο εύκολη η επεξεργασία τους. Οι εννέα κανονικοποιημένες καμπύλες φορτίου στα σχήματα 5.2 έως 5.10 αποτυπώνουν την μέση κατανάλωση ΗΕ για μια ημέρα κάθε κλάσης καταναλωτή λαμβάνοντας υπόψη στοιχεία ενός ολόκληρου χρόνου.



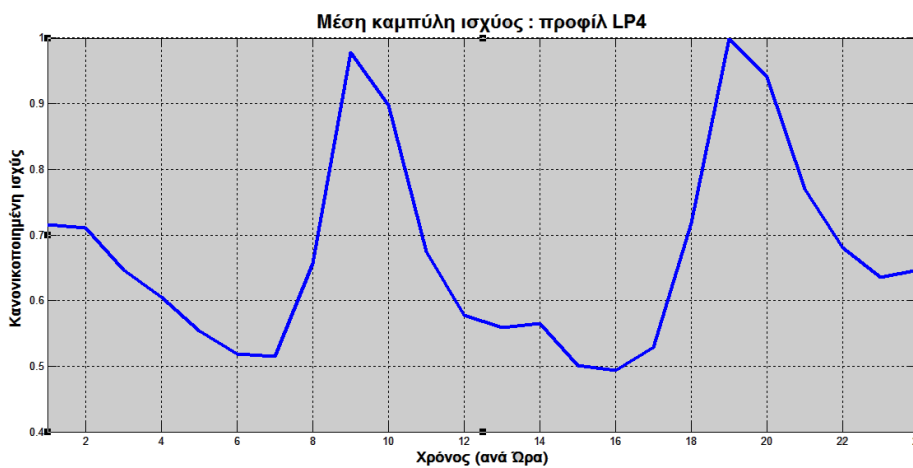
Σχήμα 5. 2 Οικιακό προφίλ (LP_1) μέσης ωριαίας ισχύος ενός έτους



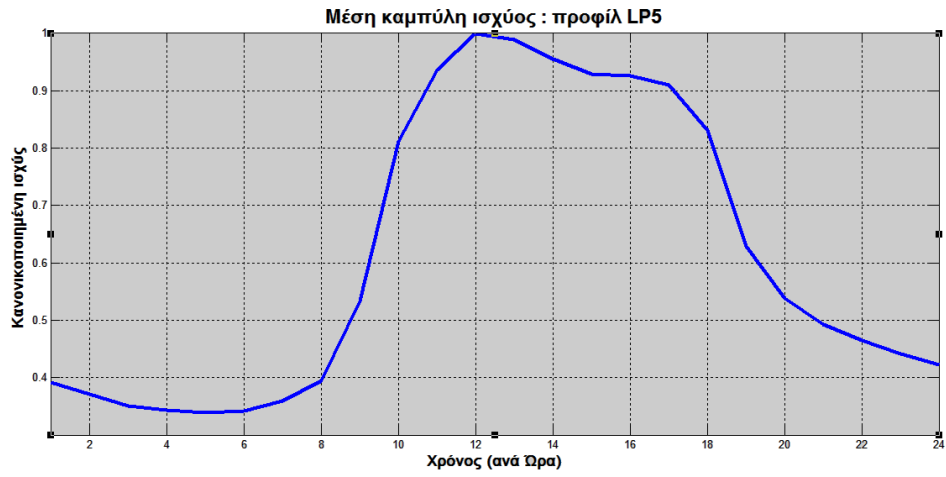
Σχήμα 5. 3 Οικιακό προφίλ νυχτερινού τιμολογίου (LP_2) μέσης ωριαίας ισχύος ενός έτους



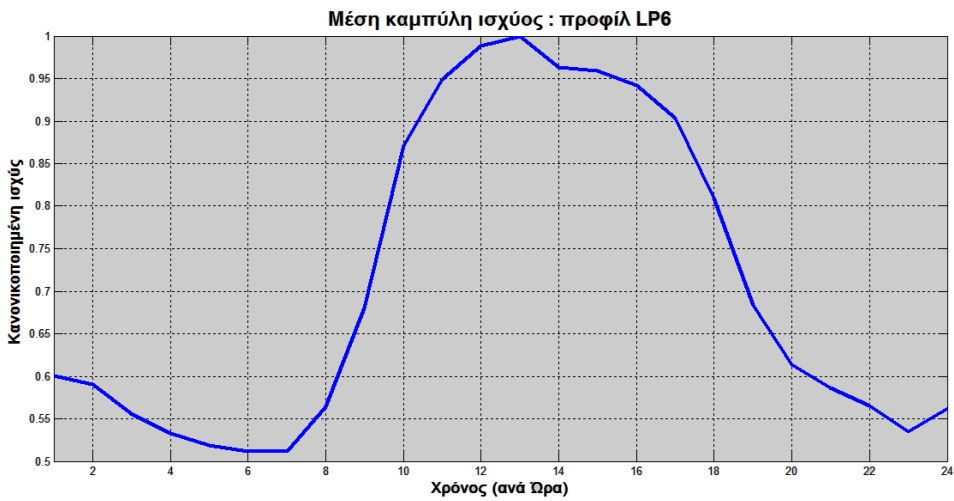
Σχήμα 5. 4 Οικιακό προφίλ (LP_3) μέσης ωριαίας ισχύος ενός έτους



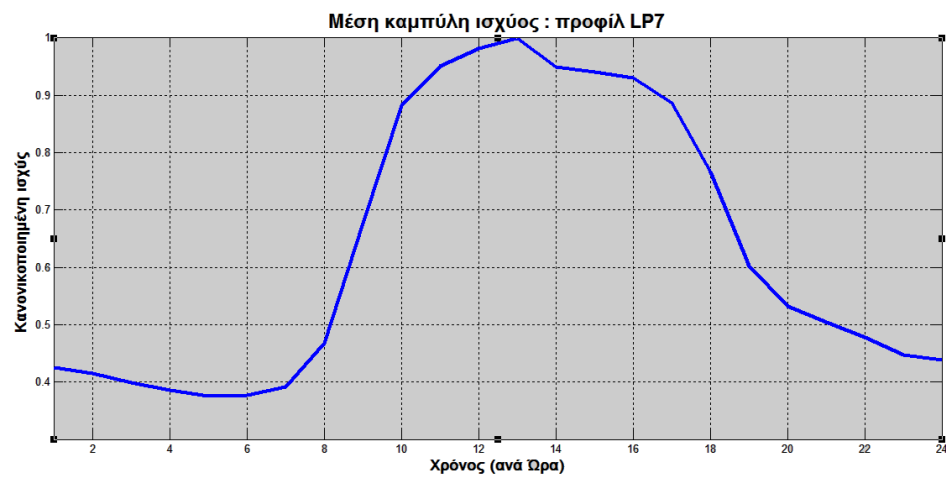
Σχήμα 5. 5 Οικιακό προφίλ νυχτερινού τιμολογίου (LP_4) μέσης ωριαίας ισχύος ενός έτους



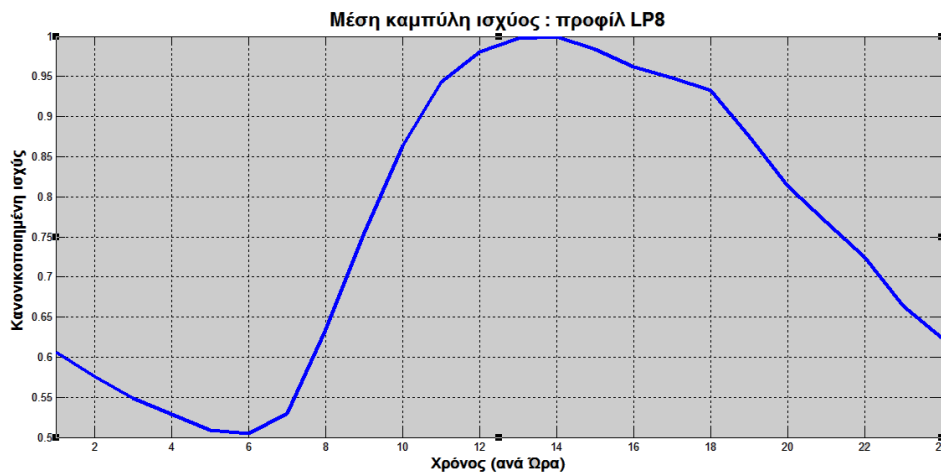
Σχήμα 5. 6 Εμπορικό προφίλ (LP_5) μέσης ωριαίας ισχύος ενός έτους



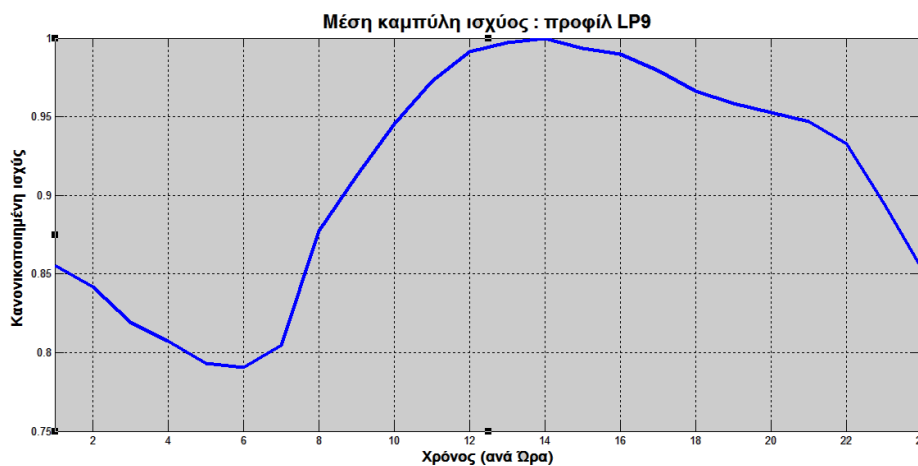
Σχήμα 5. 7 Εμπορικό προφίλ (LP_6) μέσης ωριαίας ισχύος ενός έτους



Σχήμα 5. 8 Βιομηχανικό προφίλ (LP_7) μέσης ωριαίας ισχύος ενός έτους με συντελεστή ισχύος 0,3

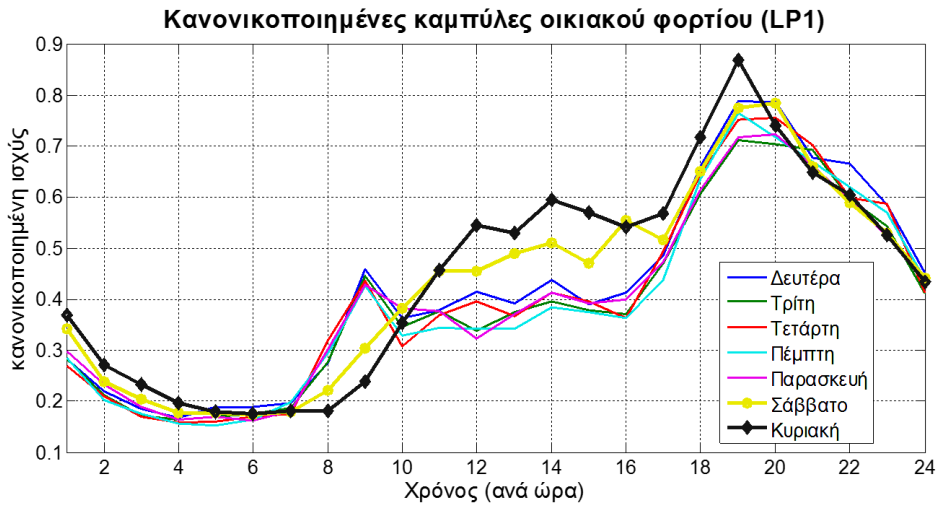


Σχήμα 5. 9 Βιομηχανικό προφίλ (LP_8) μέσης ωριαίας ισχύος ενός έτους με συντελεστή ισχύος 0,5

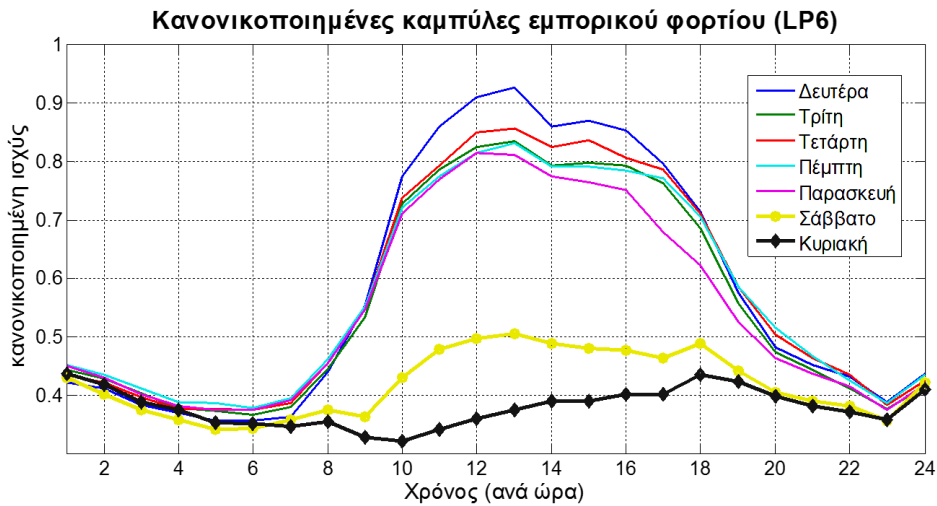


Σχήμα 5. 10 Βιομηχανικό προφίλ (LP_9) μέσης ωριαίας ισχύος ενός έτους με συντελεστή ισχύος 1

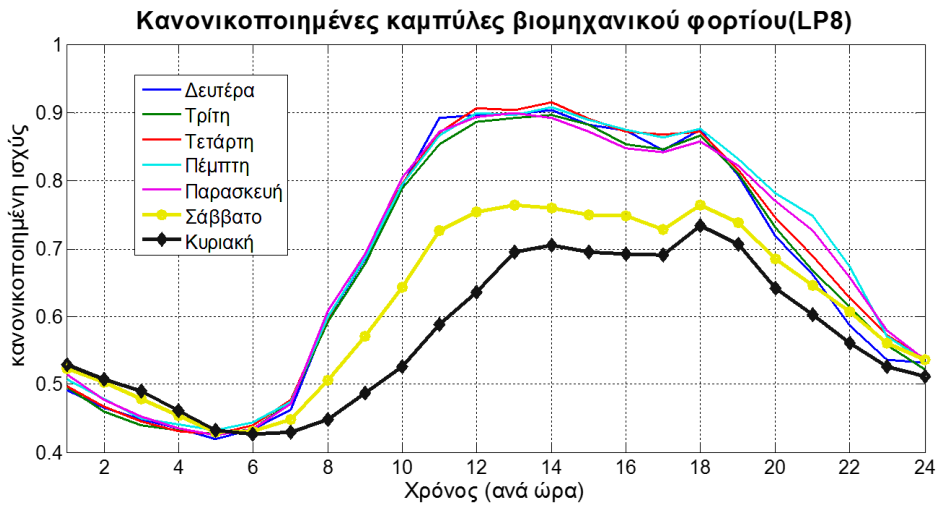
Σε δεύτερη φάση, μετά από ενδελεχή μελέτη και συνεχείς προσομοιώσεις αποδείχθηκε αυτό που αναμέναμε σύμφωνα με τη θεωρία από την αρχή. Παρατηρώντας την διακύμανση και τη διαφοροποίηση των ημερήσιων δεδομένων ισχύος από τις καμπύλες παρατηρούμε ότι στις ημέρες των αργιών ή σαββατοκύριακα, οι καμπύλες ισχύος εμφανίζουν επί το πλείστον μικρότερες αιχμές και διαφορετική συμπεριφορά. Επιλέγοντας τα 3 βασικά προφίλ δείχνουμε αυτή την τάση επιλέγοντας τυχαία μια εβδομάδα του Νοεμβρίου (σχήματα 5.11 έως 5.13).



Σχήμα 5. 11 Κανονικοποιημένες καμπύλες οικιακού προφίλ για καθημερινές και αργίες μιας εβδομάδας



Σχήμα 5. 12 Κανονικοποιημένες καμπύλες εμπορικού προφίλ για καθημερινές και αργίες μιας εβδομάδας



Σχήμα 5. 13 Κανονικοποιημένες καμπύλες βιομηχανικού προφίλ για καθημερινές και αργίες μιας εβδομάδας

Όσον αφορά τα δεδομένα θερμοκρασίας, σημειώνεται ότι ελήφθησαν από διαδικτυακή βάση δεδομένων. Αξιοποιούνται σε αυτή την περίπτωση και με τη βοήθεια του κριτηρίου της γραμμικής παρεμβολής καθώς προσαρμόστηκαν στις απαιτήσεις του αλγορίθμου για ωριαίες τιμές θερμοκρασίας. Επιπλέον αξιοποιούνται οι πληροφορίες για τη διάρκεια και το είδος των ημερών του χρόνου.

Με τη βοήθεια όλων αυτών των πληροφοριών σαν δεδομένα εισόδου παράγεται η εκτίμηση φορτίου για κάθε σενάριο ξεχωριστά και για κάθε περίπτωση κατανομής φορτίου, σύμφωνα με τον πίνακα 5.1.

Πίνακας 5. 1 Σφάλματα ανά προφίλ και υποπερίπτωσης επιμερισμού φορτίου

Περίπτωση 1:	Κάθε ένας καταναλωτής μοντελοποιείται ξεχωριστά και υπολογίζονται οι σταθερές του τύπου της παλινδρόμησης. Στη συνέχεια ανάλογα τα στοιχεία σύνδεσης αθροίζονται οι εκτιμήσεις και υπολογίζεται η συνολική ωραία εκτίμηση ισχύος στον εκάστοτε Μ/Σ.
Περίπτωση 2:	Τα δεδομένα των καταναλωτών προστίθεται ιεραρχικά ανάλογα με τον Μ/Σ από τον οποίο τροφοδοτούνται. Στη συνέχεια υπολογίζεται το μοντέλο εκτίμησης και οι σταθερές για να προκύψει η συνολική ωραία εκτίμηση ισχύος στον εκάστοτε Μ/Σ.

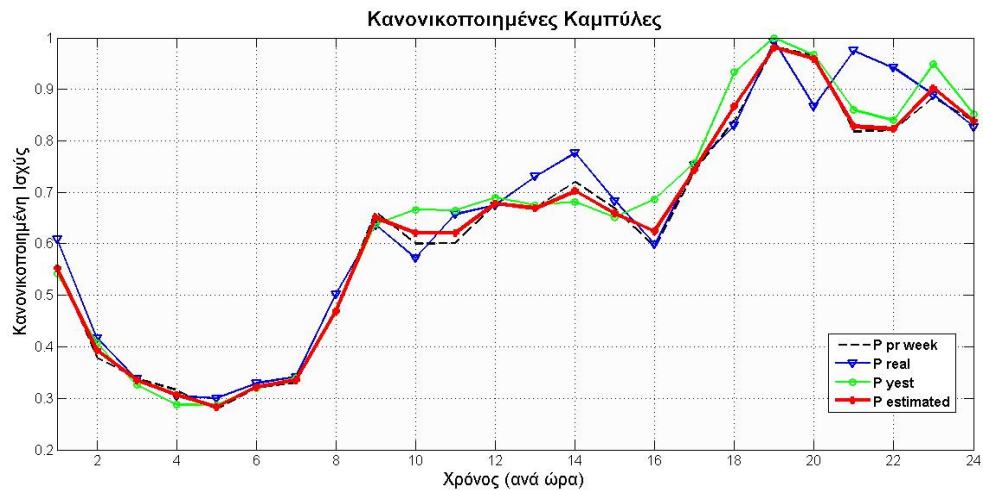
Για να διαπιστωθεί η ακρίβεια και η αξιοπιστία της μελέτης υλοποιήθηκαν 2 βασικές πειραματικές διαδικασίες (σενάρια) αξιοποίησης των δεδομένων, οι οποίες αναφέρονται αναλυτικά παρακάτω.

▪ Σενάριο 1

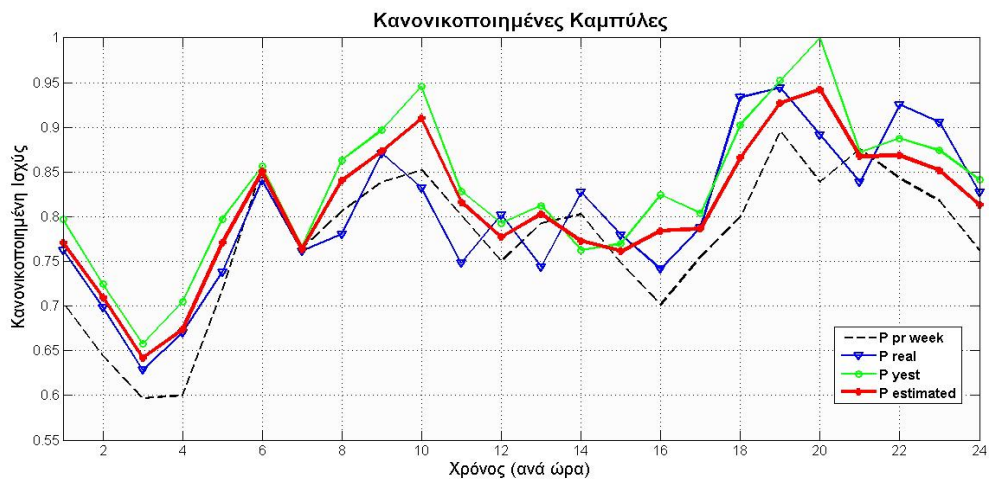
Σε αυτήν την περίπτωση, εξαιτίας της έλλειψης δεδομένων από μετρητικές διατάξεις που είναι εγκατεστημένες στο επίπεδο του κάθε καταναλωτή αξιοποιούνται τα δεδομένα που αφορούν το συνολική των δεδομένων για μετασχηματιστές ΜΤ/ΧΤ επιμερίζοντάς τα κατάλληλα. Πιο αναλυτικά θεωρείται ότι το φορτίο του μετασχηματιστή επιμερίζεται ισόποσα στους καταναλωτές θεωρώντας έναν αριθμό καταναλωτών που εξυπηρετεί ο εκάστοτε μετασχηματιστής ανάλογα με τα ονομαστικά του στοιχεία. Έτσι η μέση καμπύλη ισχύος του κάθε μετασχηματιστή (προφίλ) κανονικοποιείται και μπορεί να θεωρηθεί καμπύλη καταναλωτή αν πολλαπλασιαστεί με το κατάλληλο φορτίο.

Για να αποτυπώσουμε διαγραμματικά τη συμπεριφορά του αλγορίθμου εξάγονται τα σχήματα (5.14 έως 5.22). Πιο αναλυτικά επιλέγοντας τυχαία μια ημέρα του χρόνου (24 Ιουλίου) εξάγονται τα αποτελέσματα για το κάθε ένα προφίλ ξεχωριστά και συγκρίνονται οι καμπύλες ισχύος, η εκτιμώμενη καμπύλη ($P_{estimated}$) με κόκκινο, η πραγματική καμπύλη ισχύος (P_{real}) με μπλε, η καμπύλη ισχύος της

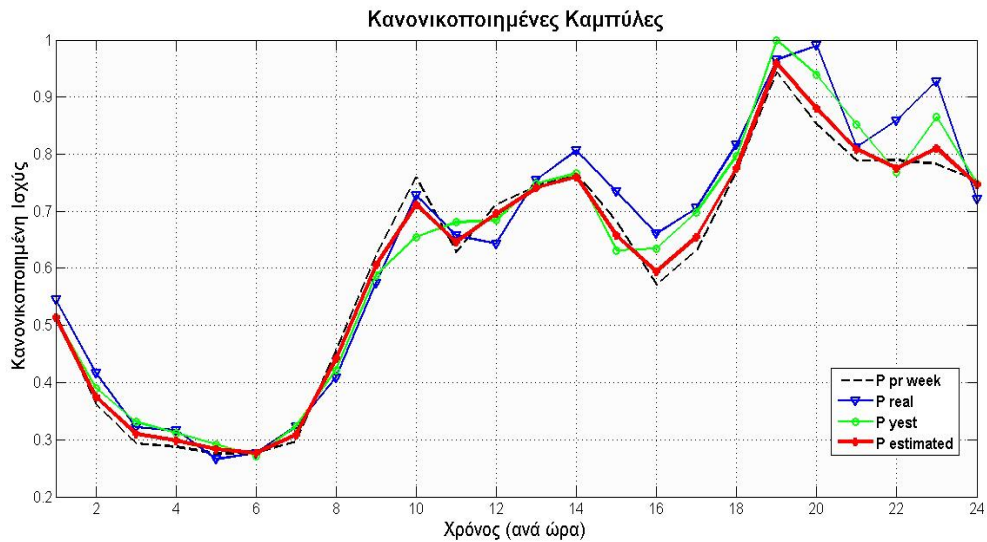
προηγούμενης ημέρας (P_{yest}) με πράσινο και η καμπύλη ισχύος της προηγούμενης εβδομάδας (P_{pr_week}) με μαύρο.



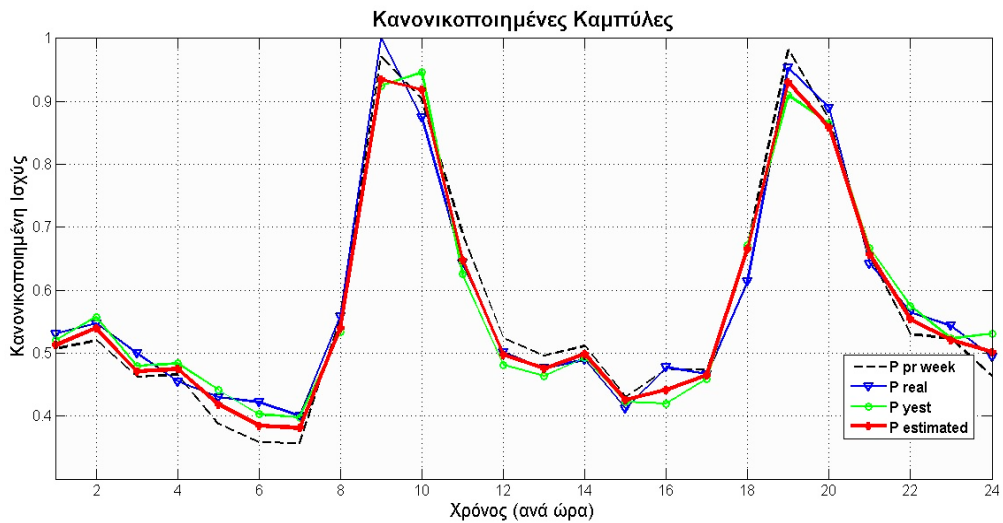
Σχήμα 5. 14 Κανονικοποιημένες καμπύλες ισχύος (προφίλ LP_1) μιας ημέρας όπου έχουμε την εκτιμώμενη ($P_{estimated}$) με κόκκινο, την πραγματική ισχύ (P_{real}) με μπλε, την καμπύλη ισχύος της προηγούμενης ημέρας (P_{yest}) με πράσινο και της προηγούμενης βδομάδας (P_{prweek}) με μαύρο



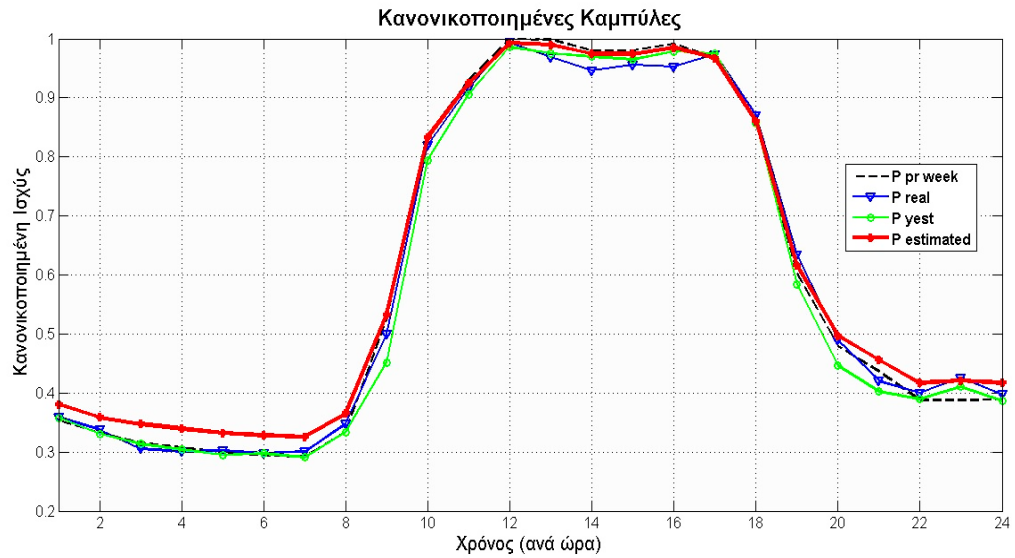
Σχήμα 5. 15 Κανονικοποιημένες καμπύλες ισχύος (προφίλ LP_2) μιας ημέρας όπου έχουμε την εκτιμώμενη ($P_{estimated}$) με κόκκινο, την πραγματική ισχύ (P_{real}) με μπλε, την καμπύλη ισχύος της προηγούμενης ημέρας (P_{yest}) με πράσινο και της προηγούμενης βδομάδας (P_{prweek}) με μαύρο



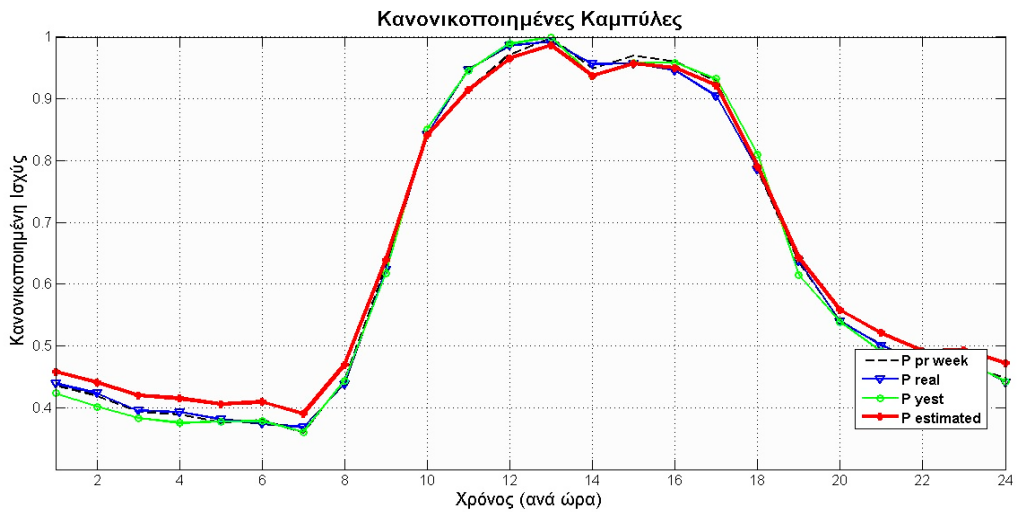
Σχήμα 5. 16 Κανονικοποιημένες καμπύλες ισχύος (προφίλ LP_3) μιας ημέρας όπου έχουμε την εκτιμώμενη ($P_{estimated}$) με κόκκινο, την πραγματική ισχύ (P_{real}) με μπλε, την καμπύλη ισχύος της προηγούμενης ημέρας (P_{yest}) με πράσινο και της προηγούμενης εβδομάδας (P_{prweek}) με μαύρο



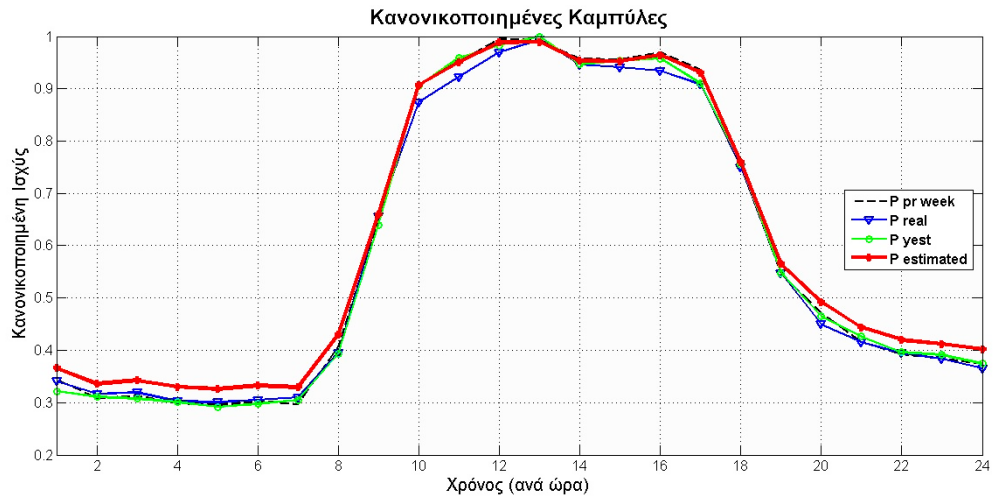
Σχήμα 5. 17 Κανονικοποιημένες καμπύλες ισχύος (προφίλ LP_4) μιας ημέρας όπου έχουμε την εκτιμώμενη ($P_{estimated}$) με κόκκινο, την πραγματική ισχύ (P_{real}) με μπλε, την καμπύλη ισχύος της προηγούμενης ημέρας (P_{yest}) με πράσινο και της προηγούμενης εβδομάδας (P_{prweek}) με μαύρο



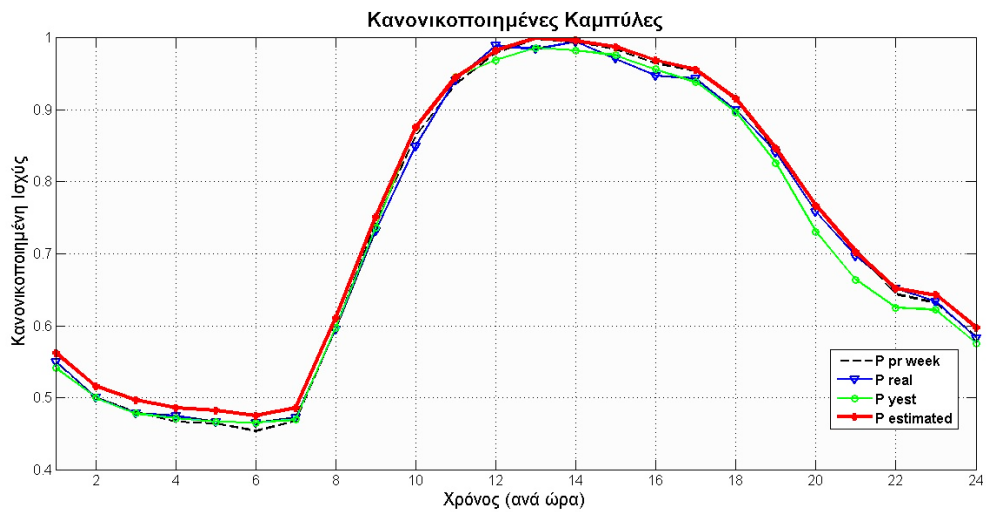
Σχήμα 5. 18 Κανονικοποιημένες καμπύλες ισχύος (προφίλ LP_3) μιας ημέρας όπου έχουμε την εκτιμώμενη ($P_{estimated}$) με κόκκινο, την πραγματική ισχύ (P_{real}) με μπλε, την καμπύλη ισχύος της προηγούμενης ημέρας (P_{yest}) με πράσινο και της προηγούμενης βδομάδας (P_{prweek}) με μαύρο



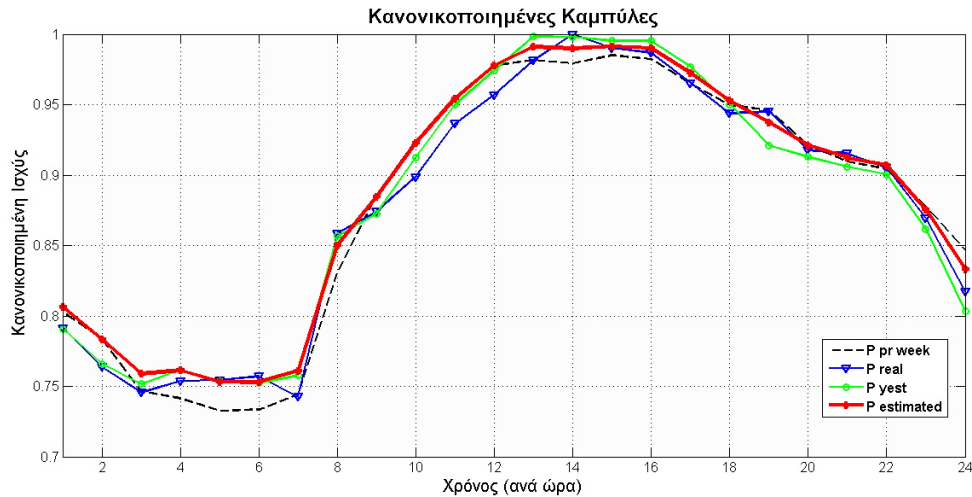
Σχήμα 5. 19 Κανονικοποιημένες καμπύλες ισχύος (προφίλ LP_6) μιας ημέρας όπου έχουμε την εκτιμώμενη ($P_{estimated}$) με κόκκινο, την πραγματική ισχύ (P_{real}) με μπλε, την καμπύλη ισχύος της προηγούμενης ημέρας (P_{yest}) με πράσινο και της προηγούμενης βδομάδας (P_{prweek}) με μαύρο



Σχήμα 5. 20 Κανονικοποιημένες καμπύλες ισχύος (προφίλ LP_7) μιας ημέρας όπου έχουμε την εκτιμώμενη ($P_{estimated}$) με κόκκινο, την πραγματική ισχύ (P_{real}) με μπλε, την καμπύλη ισχύος της προηγούμενης ημέρας (P_{yest}) με πράσινο και της προηγούμενης εβδομάδας (P_{prweek}) με μαύρο



Σχήμα 5. 21 Κανονικοποιημένες καμπύλες ισχύος (προφίλ LP_8) μιας ημέρας όπου έχουμε την εκτιμώμενη ($P_{estimated}$) με κόκκινο, την πραγματική ισχύ (P_{real}) με μπλε, την καμπύλη ισχύος της προηγούμενης ημέρας (P_{yest}) με πράσινο και της προηγούμενης εβδομάδας (P_{prweek}) με μαύρο



Σχήμα 5. 22 Κανονικοποιημένες καμπύλες ισχύος (προφίλ LP₉) μιας ημέρας όπου έχουμε την εκτιμώμενη ($P_{estimated}$) με κόκκινο, την πραγματική ισχύ (P_{real}) με μπλε, την καμπύλη ισχύος της προηγούμενης ημέρας (P_{yest}) με πράσινο και της προηγούμενης βδομάδας (P_{prweek}) με μαύρο

Εν συνέχεια για να εξακριβωθεί με βεβαιότητα η λειτουργία του αλγορίθμου εκτίμησης παρατίθεται ένας πίνακας σφαλμάτων ανάμεσα στα πραγματικά και τα εκτιμώμενα φορτία που απεικονίζει το μέσο όρο σφάλματος για έναν ολόκληρο χρόνο (πίνακας 5.2).

$$RRMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{24} (P_{i,est} - P_{i,real})^2}{\sum_{i=1}^{24} (P_{i,real})^2}} \quad (5.1)$$

$$MAPE = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} \frac{|P_{i,est} - P_{i,real}|}{|P_{i,real}|} \quad (5.2)$$

Πίνακας 5. 2 Σφάλματα ανά προφίλ και υποπερίπτωσης επιμερισμού φορτίου

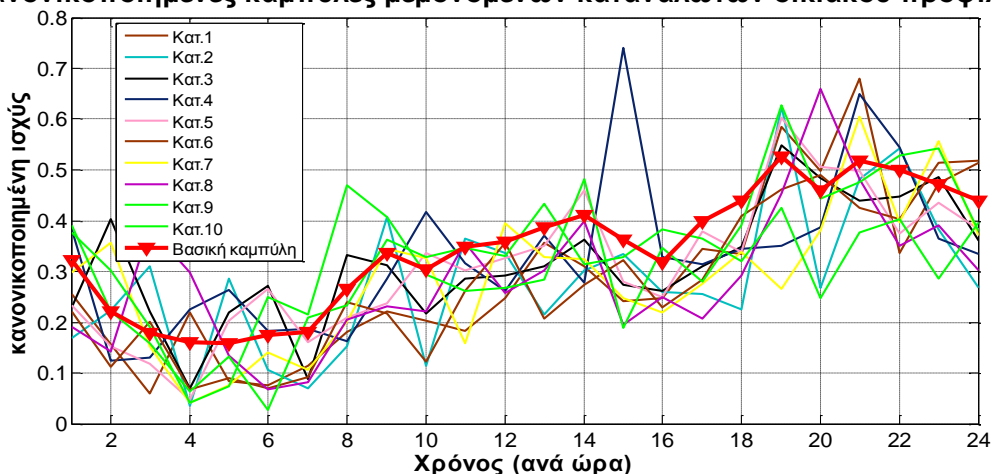
Προφίλ	MAPE	RRMSE
LP ₁	0.0638	0.0762
LP ₂	0.0581	0.0699
LP ₃	0.0672	0.0814
LP ₄	0.0476	0.0568
LP ₅	0.0900	0.1047
LP ₆	0.0629	0.0757
LP ₇	0.0751	0.0872
LP ₈	0.0328	0.0385
LP ₉	0.0175	0.0216

Σημειώνεται ότι υπολογίζουμε το σφάλμα με τον τύπο του MAPE και του RRMS για κάθε ένα από τα προφίλ για έναν ολόκληρο χρόνο απευθείας στον μετασχηματιστή (περίπτωση 2). Ακόμα το MAPE υπολογίζεται ωριαία για κάθε ημέρα, στη συνέχεια υπολογίζεται ο μέσος όρος κάθε ώρας του χρόνου και στη συνέχεια ο μέσος όρος για τον χρόνο, ενώ το RRMS υπολογίζεται σαν συνολικός μέσος όρος κάθε ημέρα και στη συνέχεια ο μέσος όρος για έναν χρόνο.

▪ Σενάριο 2

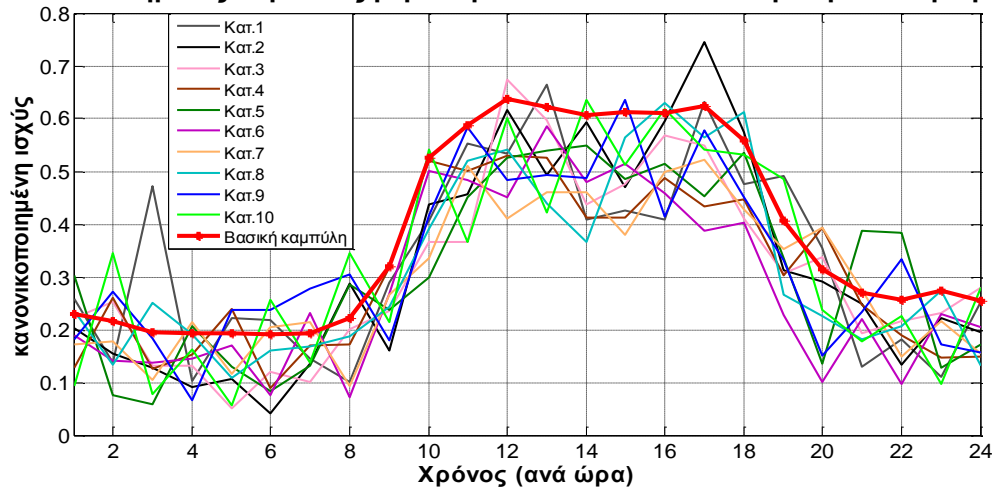
Στην δεύτερη πειραματική διαδικασία, λόγω έλλειψης δεδομένων από συστήματα AMR ενός έτους που αφορούν τους εκάστοτε καταναλωτές χαμηλής τάσης θεωρήθηκε αναγκαίο να προσαρμοσθούν τα υπάρχοντα δεδομένα για αυτό το σκοπό. Ανατρέχοντας στο κεφάλαιο των ψευδομετρήσεων και της πιθανοτικής ανάλυσης μεμονωμένων καταναλωτών ΧΤ παράγουμε ψευδομετρήσεις ακολουθώντας την λογαριθμοκανονική κατανομή. Με αυτόν τον τρόπο αποτυπώνεται η διακύμανση στα δεδομένα και την καμπύλη του κάθε καταναλωτή ΧΤ. Κάποια από τα αποτελέσματα που προέκυψαν παρουσιάζονται σχηματικά στα σχήματα 5.23-5.25, για να γίνει αντιληπτή η επίδραση της λογαριθμοκανονικής κατανομής στα βασικά δεδομένα ισχύος των Μ/Σ.

Κανονικοποιημένες καμπύλες μεμονωμένων καταναλωτών οικιακού προφίλ (LP1)



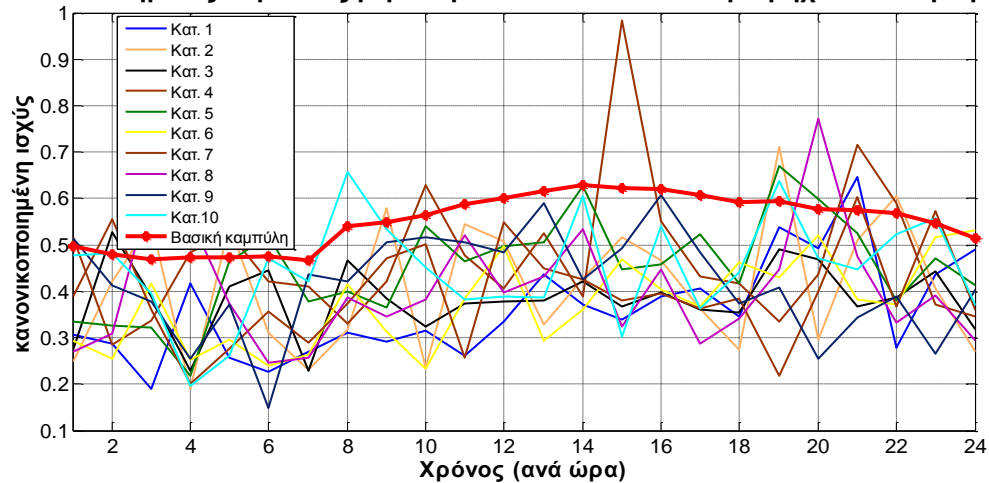
Σχήμα 5. 23 Δείγμα καταναλωτών λογαριθμοκανονικής στατιστικής κατανομής για το οικιακό προφίλ LP₁

Κανονικοποιημένες καμπύλες μεμονομένων καταναλωτών εμπορικού προφίλ (LP5)



Σχήμα 5. 24 Δείγμα καταναλωτών λογαριθμοκανονικής στατιστικής κατανομής για το εμπορικό προφίλ LP₅

Κανονικοποιημένες καμπύλες μεμονομένων καταναλωτών βιομηχανικού προφίλ (LP9)



Σχήμα 5. 25 Δείγμα καταναλωτών λογαριθμοκανονικής στατιστικής κατανομής για το βιομηχανικό προφίλ LP₉

Στα σχήματα 5.23 έως 5.25 παρατηρούμε καμπύλες για μια τυχαία ημέρα (25 Ιουλίου) του έτους για 10 τυχαίους καταναλωτές των προφίλ LP₁, LP₅ και LP₉ αντίστοιχα. Με κόκκινο χρώμα απεικονίζεται η βασική καμπύλη και με τα άλλα χρώματα οι καμπύλες με τη λογαριθμική κανονική κατανομή που παρουσιάζουν εμφανώς πιο έντονη διακύμανση από τη βασική καμπύλη εκείνης της ημέρας.

Με την ίδια λογική έγινε επεξεργασία των δεδομένων για τα προφίλ επιλέγοντας τυχαία τα προφίλ LP₁, LP₅ και LP₉. Παρήχθησαν δεδομένα 1 έτους αφού λάβαμε υπόψη μας ότι κάθε προφίλ αποτελείται από 25 καταναλωτές. Στη συνέχεια συγκρίθηκαν τα αποτελέσματα για κάθε μια από τις δυο περιπτώσεις (πίνακας 5.1) του αλγορίθμου εκτίμησης φορτίου και εξήχθησαν οι μέσοι όροι των δεικτών σφάλματος RRMSE και MAPE για έναν χρόνο.

Πίνακας 5. 3 Σφάλματα ανά προφίλ και υποπερίπτωσης επιμερισμού φορτίου

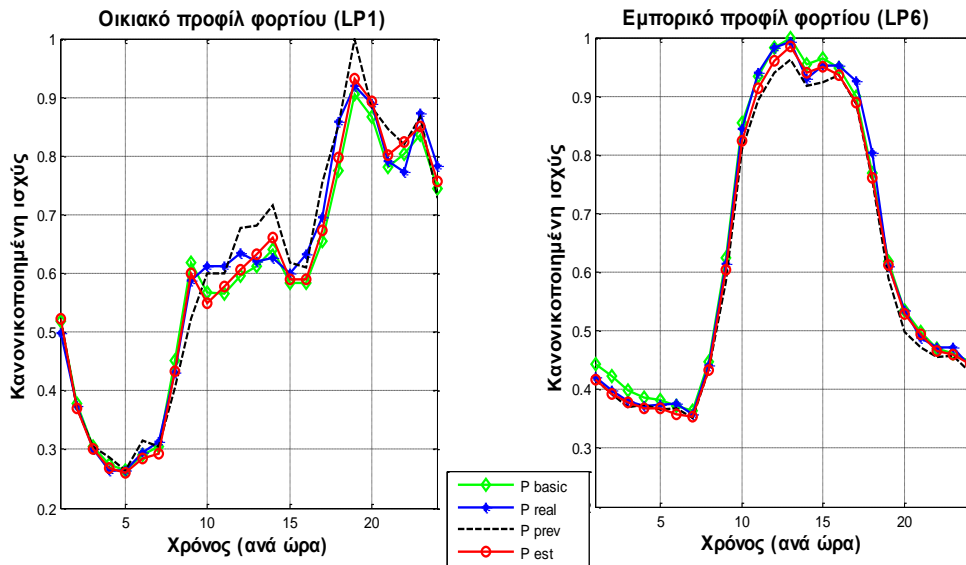
Καταναλωτικό προφίλ	Περίπτωση 1		Περίπτωση 2	
	MAPE	RRMS	MAPE	RRMS
Οικιακό (LP ₁)	0.1243	0.1145	0.0959	0.0994
Εμπορικό (LP ₅)	0.1447	0.1492	0.1166	0.1316
Βιομηχανικό (LP ₉)	0.0750	0.0883	0.0540	0.0664

5.3 Σύγκριση μεθόδων εκτίμησης φορτίου

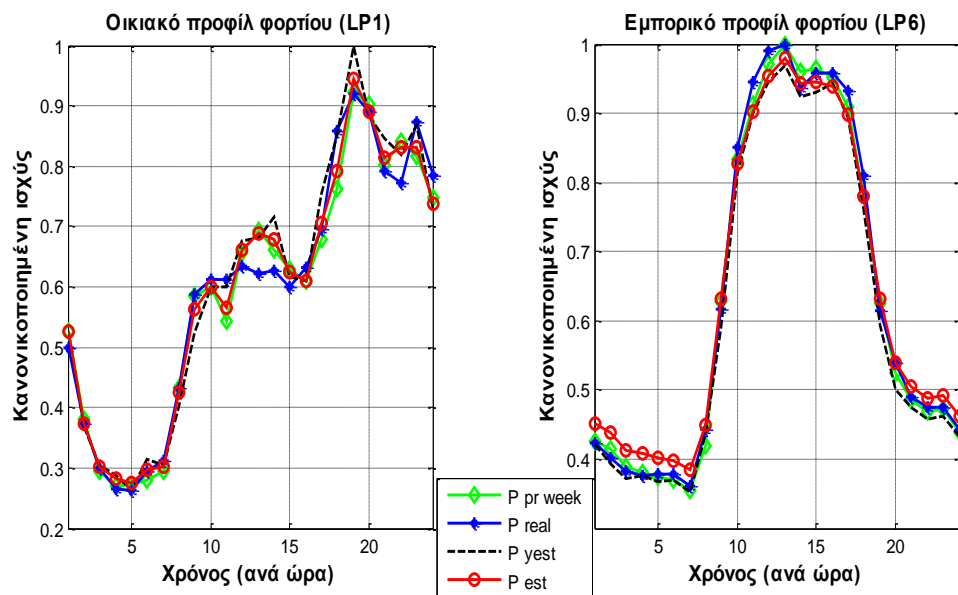
Μια μέθοδος πολλές φορές είναι χρήσιμη όταν μπορεί να συνδυαστεί και να συγκριθεί με άλλες για να εξαχθούν χρήσιμα συμπεράσματα και να γίνει περισσότερο κατανοητός ο τρόπος λειτουργίας της στην πράξη. Για αυτό το λόγο σε αυτό το κεφάλαιο συγκρίνονται τα αποτελέσματα εκτίμησης φορτίου και κατάστασης που παρήχθησαν από την προγενέστερη διπλωματική εργασία του Γιώργου Καρλή [3].

Ο αλγόριθμος εκτίμησης φορτίου που χρησιμοποιήθηκε στην διπλωματική του Καρλή βασίστηκε στην μέθοδο των Wang και Schulz που αναφέρθηκε στο κεφάλαιο 4.5. Συγκρίνοντας συνοπτικά τις δυο τεχνικές εκτίμησης φορτίου μπορούμε να πούμε ότι και οι δυο χρησιμοποιούν μοντέλα χρονοσειρών που βασίζονται σε πραγματικά δεδομένα. Και οι δυο δέχονται τα δεδομένα σε συγκεκριμένα χρονικά διαστήματα, ενώ παράλληλα υιοθετούν την διάκριση μεταξύ των ημερών σε καθημερινές, σαββατοκύριακα και αργίες. Η βασική διαφοροποίηση τους έγκειται στο γεγονός ότι ο αλγόριθμος των Wang και Schulz βασίζεται σε δεδομένα ισχύος σχεδόν πραγματικού χρόνου (1 ώρας πριν) ενώ ο αλγόριθμος της παρούσας διπλωματικής σε δεδομένα θερμοκρασίας πραγματικού χρόνου και χθεσινά δεδομένα ισχύος (24 ώρες πριν) και προγενέστερα (168 ώρες πριν).

Στο σχήμα 5.26 και 5.27 φαίνονται οι καμπύλες εκτίμησης φορτίου με τις δυο μεθόδους για μια ημέρα του έτους την 23η Ιουλίου. Στο 5.26 παράγονται εκτιμήσεις βάση δεδομένων σχεδόν πραγματικού χρόνου (1 ώρας πριν και προγενέστερα δεδομένα) ενώ στο 5.27 παράγονται εκτιμήσεις βάση χθεσινών δεδομένων (24 ώρες πριν και προγενέστερα δεδομένα).



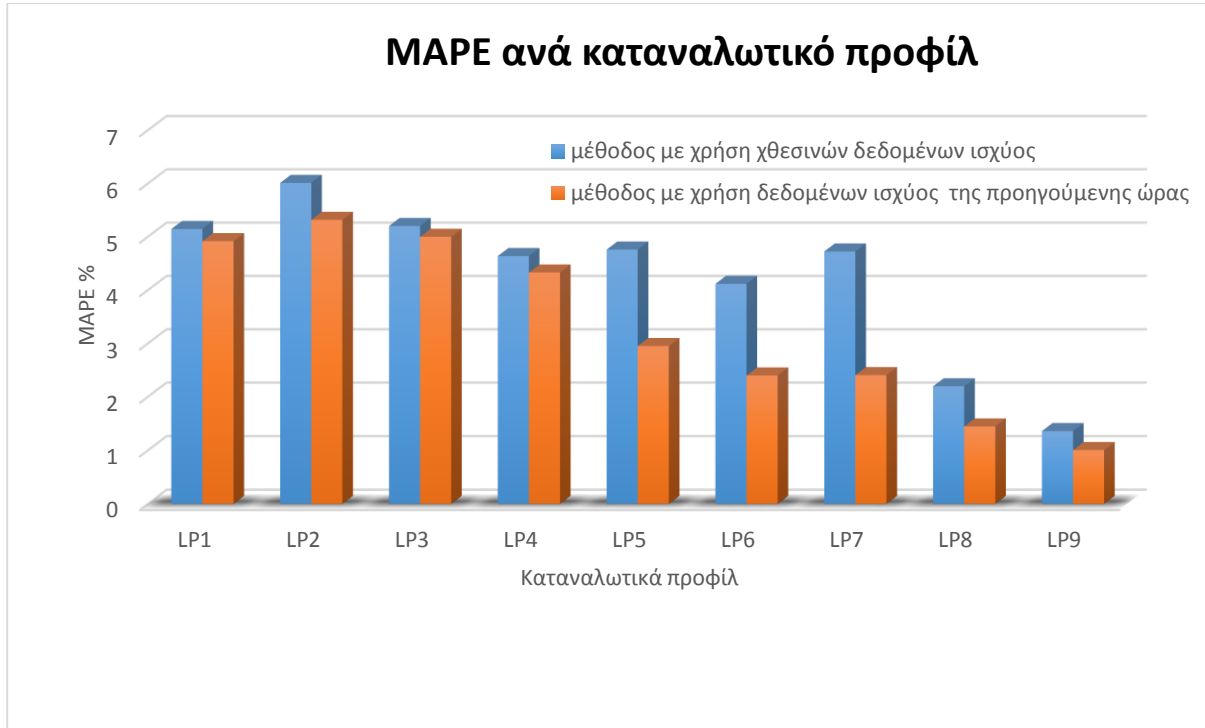
Σχήμα 5. 26 Κανονικοποιημένες καμπύλες ισχύος (προφίλ LP_1 και LP_6) μιας ημέρας όπου έχουμε την εκτιμώμενη ($P_{estimated}$) με κόκκινο, την πραγματική ισχύ (P_{real}) με μπλε, την καμπύλη ισχύος της προηγούμενης ώρας (P_{prev}) με μαύρο και την βασική καμπύλη (P_{basic}) με πράσινο εκτιμώντας με βάση δεδομένα ισχύος σχεδόν πραγματικού χρόνου



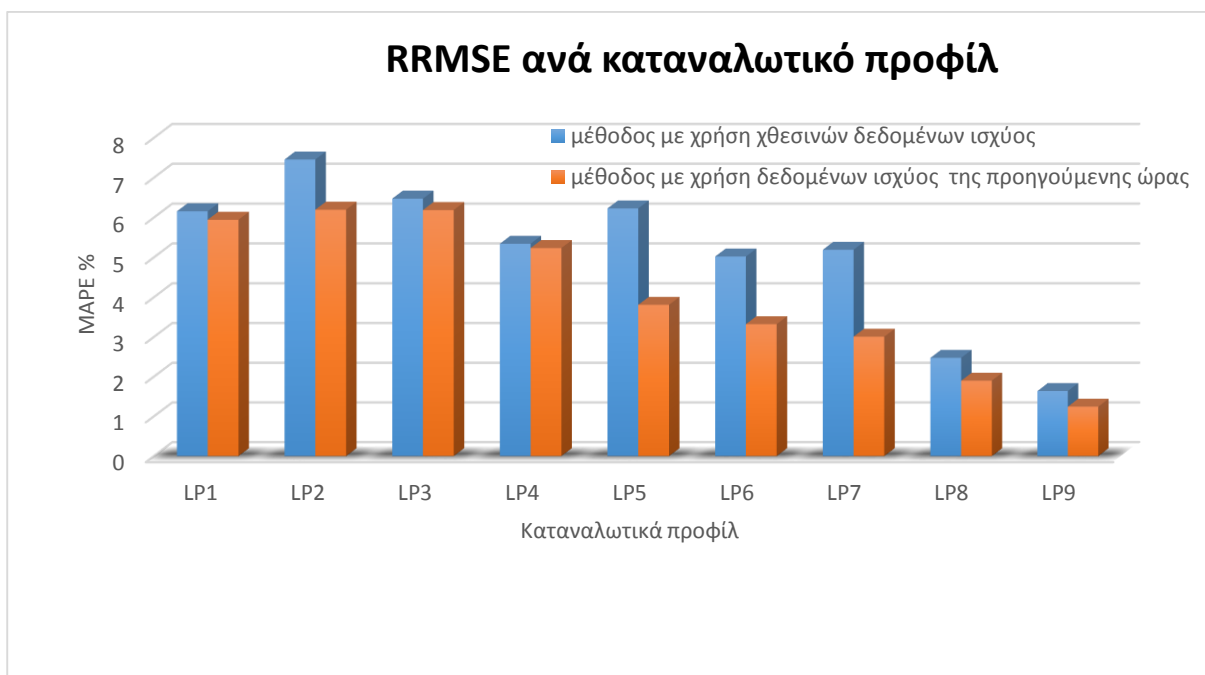
Σχήμα 5. 27 Κανονικοποιημένες καμπύλες ισχύος (προφίλ LP_1 και LP_6) μιας ημέρας όπου έχουμε την εκτιμώμενη ($P_{estimated}$) με κόκκινο, την πραγματική ισχύ (P_{real}) με μπλε, την καμπύλη ισχύος της προηγούμενης ημέρας (P_{yest}) με πράσινο και της προηγούμενης βδομάδας ($P_{pr\ week}$) με μαύρο εκτιμώντας με βάση χθεσινά δεδομένα ισχύος

Συγκρίνοντας τα αποτελέσματα των δυο μεθόδων εκτίμησης, λαμβάνουμε τα συγκεντρωτικά μέσα σφάλματα για έναν ολόκληρο χρόνο ανά προφίλ και ανά μέθοδο. Με μπλε χρώμα απεικονίζονται τα σφάλματα των προφίλ που προκύπτουν με τη μέθοδο εκτίμησης που αναπτύχθηκε στην παρούσα διπλωματική (εκτίμηση βάση χθεσινών δεδομένων κατανάλωσης φορτίου-

μέθοδος 1) και με πορτοκαλί χρώμα τα σφάλματα των προφίλ σύμφωνα με τη μέθοδο εκτίμησης του Καρλή (εκτίμηση βάση δεδομένων σχεδόν πραγματικού χρόνου κατανάλωσης φορτίου-μέθοδος 2). Τα μέσα σφάλματα ανά προφίλ για έναν χρόνο υπολογίζονται σύμφωνα με τον τύπο 5.1 και 5.2 και απεικονίζονται στα σχήματα 5.28 και 5.29 .



Σχήμα 5. 28 Συγκεντρωτικό ραβδόγραμμα σφαλμάτων (MAPE) ανά εκτιμώμενο προφίλ και ανά μέθοδο εκτίμησης φορτίου



Σχήμα 5. 29 Συγκεντρωτικό ραβδόγραμμα σφαλμάτων (RRMSE) ανά εκτιμώμενο προφίλ και ανά μέθοδο εκτίμησης φορτίου

Παρατηρούμε ότι οι δυο μέθοδοι εκτίμησης παράγουν αρκετά ακριβείς εκτιμήσεις όλο το 24ωρο. Αποδεικνύεται ότι η μέθοδος που χρησιμοποιεί δεδομένα σχεδόν πραγματικού χρόνου (μέθοδος 2) είναι σίγουρα ακριβέστερη από αυτήν που χρησιμοποιεί χθεσινά δεδομένα φορτίου και προγενέστερα (μέθοδος 1).

Σε δεύτερη φάση αν λάβουμε υπόψη ότι τα στοιχεία ισχύος από τους εκτιμητές φορτίου αποστέλλονται με το υπάρχον τηλεπικοινωνιακό σύστημα στους εκτιμητές ανά δυο ώρες και για τις δυο μεθόδους, μπορούμε να τα χρησιμοποιήσουμε σαν πηγή ψευδομετρήσεων για την εκτίμηση κατάστασης.

5.4 Εκτίμηση κατάστασης

Σε αυτό το σημείο αξίζει να γίνει εκτενέστερη αναφορά στο πακέτο λογισμικού Matpower 4.1 το οποίο χρησιμοποιήθηκε με κατάλληλη παραμετροποίηση για την υλοποίηση της εκτίμησης κατάστασης.

Το πακέτο λογισμικού matpower είναι κατάλληλο για την προσομοίωση διαδικασιών που αφορούν τα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας. Συγκεκριμένα προσφέρει το κατάλληλο περιβάλλον για την εκτέλεση διαδικασιών ροής φορτίου, βέλτιστης ροής φορτίου και εκτίμησης κατάστασης με δυνατότητες παραμετροποίησης του κώδικα. Δημιουργήθηκε από τους Ray D. Zimmerman, Carlos E. Murillo-Sanchez και Deqiang Gan του PSERC (Power Systems Engineering Research Center) στο πανεπιστήμιο του Cornell υπό την εποπτεία του Robert J. Thomas [33].

Αναφορικά με τη διαδικασία λειτουργίας του θα μπορούσαμε να πούμε ότι είναι σχετικά απλή αν λάβει κανείς υπόψη του τις εξισώσεις του αλγορίθμου της εκτίμησης κατάστασης. Συνεπώς ο χρήστης αρχικά επιλέγει τα δεδομένα εισόδου της διαδικασίας (στοιχεία ενεργού και άεργου ισχύος, στοιχεία τοπολογίας και του ηλεκτρικού δικτύου). Έπειτα καλεί όποια διαδικασία επιθυμεί και στη συνέχεια παράγει τα αποτελέσματα.

Τα δεδομένα εισόδου ορίζονται ως ένα σύνολο δεδομένων από πίνακες, οι οποίοι αποτελούν μια δομή της Matlab. Τα δεδομένα της *mpc* δομής είναι τόσο στατικά στοιχεία του δικτύου όπως είναι η τοπολογία του δικτύου όσο και δυναμικά όπως είναι οι καταναλώσεις ενεργού και άεργου ισχύος. Για περισσότερη ευχέρεια στο τρέξιμο των αλγορίθμων υπάρχουν δίκτυα της IEEE και συναρτήσεις με όνομα *case* (*case14.m*, *case30.m*...) οι οποίες αποτελούνται από τα πεδία της δομής και συγκεκριμένα από τα *baseMVA*, *bus*, *branch*, *gen*, *gencost*. Αναλυτικά η κάθε μια δομή αναλύεται παρακάτω.

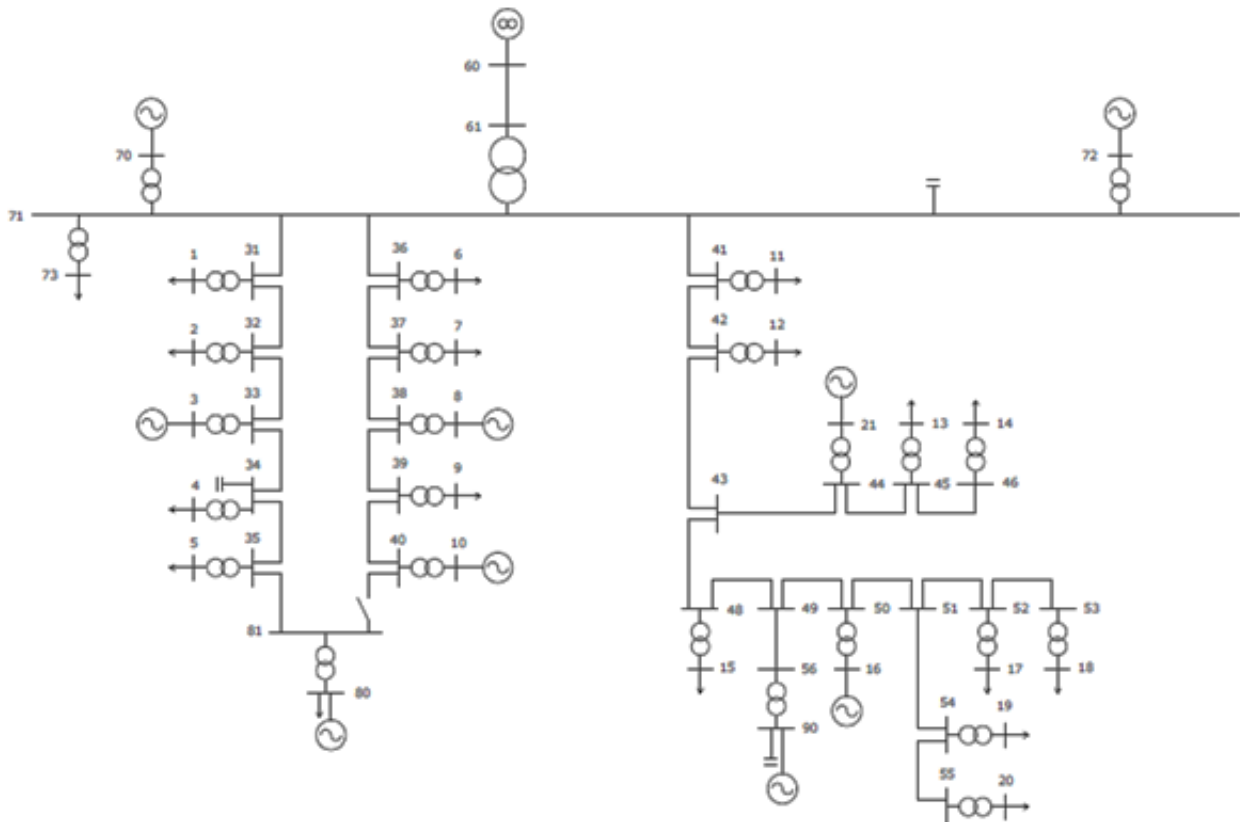
- *mpc.version*: Αυτό το πεδίο είναι μια γραμματοσειρά που ορίζει την έκδοση του αρχείου *case* και τίθεται ίσο με '2' καθώς χρησιμοποιείται η δεύτερη έκδοση στη χρησιμοποιούμενη έκδοση του Matpower. Η παλαιότερη έκδοση δεν όριζε τα δεδομένα σαν στοιχεία μιας δομής αλλά σαν ανεξάρτητες μεταβλητές.
- *mpc.baseMVA* : Το πεδίο αυτό είναι βαθμωτό και ορίζει την βάση του συστήματος σε MVA ώστε να μπορεί να γίνει η μετατροπή στο ανά μονάδα σύστημα.

- *mpc.bus* : Το πεδίο αυτό είναι μία μήτρα με 13 στήλες και γραμμές όσες και ο αριθμός των ζυγών του συστήματος και περιλαμβάνει τα δεδομένα των ζυγών. Στις στήλες του περιλαμβάνονται ο αριθμός του ζυγού, ο τύπος του (ζυγός αναφοράς, ζυγός παραγωγής, ζυγός φορτίου), οι ενεργές και άεργες ζητήσεις στο ζυγό, η εγκάρσια ωμική και χωρητική αγωγιμότητα στο ζυγό και η βάση της τάσης. Αναλυτικά στο τι αντιστοιχεί κάθε στήλη της μήτρας φαίνεται στο παράρτημα 2.
- *mpc.gen* : Το πεδίο αυτό είναι μία μήτρα με 21 στήλες και γραμμές όσες οι γεννήτριες στο σύστημα και περιλαμβάνει τα δεδομένα των γεννητριών του συστήματος. Στις στήλες του περιλαμβάνονται ο ζυγός στον οποίο είναι συνδεδεμένη η γεννήτρια, η ενεργός και άεργος παραγωγής της, η μέγιστη και ελάχιστη ενεργός παραγωγή της, η μέγιστη και ελάχιστη άεργος παραγωγή της και η βασική τιμή της γεννήτριας. Αναλυτικά στο τι αντιστοιχεί κάθε στήλη της μήτρας φαίνεται στο παράρτημα 2.
- *mpc.branch* : Το πεδίο αυτό είναι μία μήτρα με 13 στήλες και γραμμές όσες ο αριθμός των κλάδων του συστήματος και περιλαμβάνει τα δεδομένα αυτών των κλάδων. Στις στήλες του περιλαμβάνονται οι ζυγοί που συνδέει ο κλάδος (για κάθε κλάδο ο ένας ζυγός αναφέρεται σαν «από» (from) και ο άλλος σαν «προς» (to) ζυγός), η αντίσταση, η επαγωγική αντίδραση, η εγκάρσια χωρητική αγωγιμότητα του κλάδου και ο λόγος μετασχηματισμού του μετασχηματιστή(αν υπάρχει στον κλάδο).Αναλυτικά στο τι αντιστοιχεί κάθε στήλη της μήτρας φαίνεται στο παράρτημα 2.
- *mpc.gencost* : Το πεδίο αυτό είναι ένας μία μήτρα με 7 στήλες και γραμμές όσες και ο αριθμός των γεννητριών και περιλαμβάνει δεδομένα για τα κόστη των γεννητριών χρήσιμα στο πρόβλημα της βέλτιστης ροής φορτίου.

Τέλος σημειώνεται ότι υπάρχουν βασικές εντολές για το τρέξιμο των αλγορίθμων όπως είναι η εντολή *runpf()* που τρέχει μια ροή φορτίου τοποθετώντας μέσα στην παρένθεση το αντίστοιχο case. Ακόμα υπάρχει η εντολή *runopf()* που τρέχει βέλτιστα τη ροή φορτίου.

Δίκτυο προσομοίωσης

Το δίκτυο αποτελείται από ένα υποσύστημα διανομής 15 kV Μέσης Τάσης (Μ.Τ.) με τρεις κλάδους (feeders), το οποίο συνδέεται στο κύριο δίκτυο Υψηλής Τάσης (Υ.Τ.) μέσω του βασικού μετασχηματιστή του υποσταθμού και μίας γραμμής 150 kV. Το κυρίως δίκτυο στο άκρο της γραμμής 150 kV αντιπροσωπεύεται από μία τριφασική πηγή 150 kV (άπειρος ζυγός) με ικανότητα βραχυκύκλωσης 3000 MVA. Το δίκτυο διαθέτει 5 Μικροδίκτυα (Παραγωγούς). Ένας συνδυασμός φορτίων Χ.Τ. παρέχεται μέσω των τριών ακτινικών feeders του υποσυστήματος. Το δίκτυο περιλαμβάνει 55 κόμβους, 10 κόμβους γεννητριών (συμπεριλαμβανομένου του άπειρου ζυγού), 27 γραμμές, 27 μετασχηματιστές, 16 κόμβους φορτίων και 3 συστοιχίες πυκνωτών.



Σχήμα 5. 30 Μονογραμμικό διάγραμμα δικτύου 55 ζυγών

Θεωρείται στιγμιότυπο του δικτύου, όπου όλα τα στοιχεία της τοπολογίας του έχουν δομή *trsc*. Επίσης, υπάρχουν συγκεκριμένες μετρήσεις επί αυτού σε ορισμένα σημεία του. Οι μετρήσεις έχουν παραχθεί από τη ροή φορτίου με προσθήκη τυχαίου σφάλματος. Εισάγοντας στον εκτιμητή τις μετρήσεις και την σχετική τοπολογία λαμβάνουμε σε ένα τρέξιμο τα ακόλουθα αποτελέσματα.

MATPOWER Version 4.1, 14-Dec-2011 -- AC Power Flow (Newton)

Newton's method power flow converged in 3 iterations.

Converged in 0.02 seconds

```

=====
|      System Summary      |
=====

```

How many?		How much?	P (MW)	Q (MVar)
Buses	55	Total Gen Capacity	99990.0	-99990.0 to 99990.0
Generators	10	On-line Capacity	99990.0	-99990.0 to 99990.0
Committed Gens	10	Generation (actual)	5.0	-0.9
Loads	21	Load	5.0	-1.1
Fixed	21	Fixed	5.0	-1.1
Dispatchable	0	Dispatchable	-0.0 of -0.0	-0.0
Shunts	0	Shunt (inj)	-0.0	0.0
Branches	54	Losses ($I^2 * Z$)	0.00	0.25
Transformers	27	Branch Charging (inj)	-	0.0
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0
Areas	1			

```

-----
|      Minimum      |      Maximum      |
-----
Voltage Magnitude  0.991 p.u. @ bus 18      1.001 p.u. @ bus 71

```

Voltage Angle -1.78 deg @ bus 5 2.84 deg @ bus 90
P Losses (I²*R) - 0.00 MW @ line 49-56
Q Losses (I²*X) - 0.06 MVar @ line 90-56

Bus Data						
Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag (pu)	Ang (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
60	1.000	0.000*	0.30	-0.28	-	-
72	1.000	0.141	0.80	-0.28	-	-
70	1.000	0.412	0.70	-0.11	-	-
61	1.000	-0.001	-	-	-	-
1	0.992	-1.709	-	-	0.70	0.23
2	0.992	-1.661	-	-	0.67	0.22
3	1.000	1.667	0.25	-0.01	-	-
4	0.997	-0.844	-	-	0.16	0.05
5	0.991	-1.783	-	-	0.36	0.12
6	0.992	-1.642	-	-	0.67	0.22
7	0.992	-1.704	-	-	0.70	0.23
8	1.000	1.692	0.25	-0.01	-	-
9	0.997	-0.811	-	-	0.16	0.05
10	1.000	1.695	0.25	-0.01	-	-
11	0.991	-1.078	-	-	0.15	0.07
12	0.991	-0.937	-	-	0.09	0.05
13	0.991	-0.797	-	-	0.09	0.05
14	0.995	-0.288	-	-	0.03	0.02
15	0.991	-0.674	-	-	0.15	0.07
16	1.000	2.344	0.25	0.00	-	-
17	0.991	-0.538	-	-	0.09	0.04
18	0.991	-0.543	-	-	0.06	0.03
19	0.991	-0.548	-	-	0.09	0.04
20	0.995	-0.062	-	-	0.03	0.02
21	1.000	2.095	0.25	0.00	-	-
71	1.001	-0.088	-	-	0.00	-2.00
80	1.000	-0.601	0.40	0.30	0.72	0.35
90	1.000	2.837	1.50	-0.51	0.00	-0.50
31	1.001	-0.105	-	-	-	-
32	1.001	-0.116	-	-	-	-
33	1.001	-0.121	-	-	-	-
34	1.001	-0.129	-	-	0.00	-0.50
35	1.001	-0.135	-	-	-	-
36	1.001	-0.097	-	-	-	-
37	1.001	-0.099	-	-	-	-
38	1.001	-0.096	-	-	-	-
39	1.001	-0.095	-	-	-	-
40	1.001	-0.093	-	-	-	-
41	1.001	0.028	-	-	-	-
42	1.001	0.156	-	-	-	-
43	1.001	0.293	-	-	-	-
44	1.000	0.305	-	-	-	-
45	1.000	0.295	-	-	-	-
46	1.000	0.292	-	-	-	-
48	1.000	0.417	-	-	-	-
49	1.001	0.553	-	-	-	-
50	1.000	0.554	-	-	-	-
51	1.000	0.531	-	-	-	-
52	1.000	0.526	-	-	-	-
53	1.000	0.521	-	-	-	-
54	1.000	0.521	-	-	-	-
55	1.000	0.518	-	-	-	-
56	1.001	0.690	-	-	-	-
81	1.001	-0.137	-	-	-	-
73	1.001	-0.089	-	-	0.00	0.00
Total:			4.95	-0.89	4.95	-1.14

Branch Data									
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection		Loss (I ² * Z)		
			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	
1	31	71	-1.97	-0.25	1.97	0.25	0.000	0.00	
2	32	31	-1.27	0.01	1.27	-0.01	0.000	0.00	
3	33	32	-0.59	0.25	0.59	-0.25	0.000	0.00	

4	34	33	-0.84	0.26	0.84	-0.26	0.000	0.00
5	35	34	-0.68	-0.18	0.68	0.18	0.000	0.00
6	35	81	0.32	0.05	-0.32	-0.05	0.000	0.00
7	36	37	0.36	0.33	-0.36	-0.33	0.000	0.00
8	36	71	-1.03	-0.58	1.03	0.58	0.000	0.00
9	37	38	-0.34	0.08	0.34	-0.08	0.000	0.00
10	38	39	-0.09	0.07	0.09	-0.07	0.000	0.00
11	39	40	-0.25	0.01	0.25	-0.01	0.000	0.00
12	41	42	-1.35	0.42	1.35	-0.42	0.001	0.00
13	41	71	1.20	-0.50	-1.20	0.50	0.000	0.00
14	42	43	-1.44	0.37	1.44	-0.37	0.001	0.00
15	43	44	-0.12	0.07	0.12	-0.07	0.000	0.00
16	43	48	-1.32	0.30	1.32	-0.29	0.001	0.00
17	44	45	0.13	0.06	-0.13	-0.06	0.000	0.00
18	45	46	0.03	0.02	-0.03	-0.02	0.000	0.00
19	48	49	-1.47	0.22	1.47	-0.21	0.001	0.00
20	49	50	0.03	0.15	-0.03	-0.15	0.000	0.00
21	49	56	-1.50	0.07	1.50	-0.06	0.001	0.00
22	50	51	0.28	0.14	-0.28	-0.14	0.000	0.00
23	51	52	0.06	0.03	-0.06	-0.03	0.000	0.00
24	51	54	0.12	0.06	-0.12	-0.06	0.000	0.00
25	52	53	0.06	0.03	-0.06	-0.03	0.000	0.00
26	54	55	0.03	0.02	-0.03	-0.02	0.000	0.00
27	60	61	0.30	-0.28	-0.30	0.28	0.000	0.00
28	3	33	0.25	-0.01	-0.25	0.01	0.000	0.01
29	19	54	-0.09	-0.04	0.09	0.05	0.000	0.00
30	20	55	-0.03	-0.02	0.03	0.02	0.000	0.00
31	31	1	0.70	0.25	-0.70	-0.23	0.000	0.02
32	32	2	0.67	0.24	-0.67	-0.22	0.000	0.02
33	34	4	0.16	0.05	-0.16	-0.05	0.000	0.00
34	35	5	0.36	0.13	-0.36	-0.12	0.000	0.01
35	36	6	0.67	0.24	-0.67	-0.22	0.000	0.02
36	37	7	0.70	0.25	-0.70	-0.23	0.000	0.02
37	38	8	-0.25	0.01	0.25	-0.01	0.000	0.01
38	39	9	0.16	0.05	-0.16	-0.05	0.000	0.00
39	40	10	-0.25	0.01	0.25	-0.01	0.000	0.01
40	41	11	0.15	0.08	-0.15	-0.07	0.000	0.00
41	42	12	0.09	0.05	-0.09	-0.05	0.000	0.00
42	44	21	-0.25	0.01	0.25	0.00	0.000	0.01
43	45	13	0.09	0.05	-0.09	-0.05	0.000	0.00
44	46	14	0.03	0.02	-0.03	-0.02	0.000	0.00
45	48	15	0.15	0.08	-0.15	-0.07	0.000	0.00
46	50	16	-0.25	0.01	0.25	0.00	0.000	0.01
47	51	17	0.09	0.05	-0.09	-0.04	0.000	0.00
48	53	18	0.06	0.03	-0.06	-0.03	0.000	0.00
49	61	71	0.30	-0.28	-0.30	0.28	0.000	0.00
50	70	71	0.70	-0.11	-0.70	0.12	0.000	0.01
51	71	72	-0.80	0.28	0.80	-0.28	0.000	0.00
52	71	73	0.00	0.00	-0.00	-0.00	0.000	0.00
53	81	80	0.32	0.05	-0.32	-0.05	0.000	0.00
54	90	56	1.50	-0.01	-1.50	0.06	0.000	0.06
							-----	-----
Total:							0.004	0.25

Newton's method is chosen to solve Power Flow.

Converged in 0.00 seconds

[iteration number]: 2

Generator Data				
Gen #	Bus #	Status	Pg (MW)	Qg (MVar)
1	60	1	0.30	-0.28
2	72	1	0.80	-0.28
3	70	1	0.70	-0.11
4	3	1	0.25	-0.01
5	8	1	0.25	-0.01
6	10	1	0.25	-0.01
7	16	1	0.25	0.00
8	21	1	0.25	0.00
9	80	1	0.40	0.30
10	90	1	1.50	-0.51

Total: 4.95 -0.89

Bus Data						
Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag (pu)	Ang (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
60	1.000	0.000	0.30	-0.28	-	-
72	1.000	0.141	0.80	-0.28	-	-
70	1.000	0.412	0.70	-0.11	-	-
61	1.000	-0.001	-	-	-	-
1	0.991	-1.712	-	-	0.70	0.23
2	0.992	-1.666	-	-	0.67	0.22
3	1.000	1.668	0.25	-0.01	-	-
4	0.997	-0.847	-	-	0.16	0.05
5	0.991	-1.780	-	-	0.36	0.12
6	0.992	-1.646	-	-	0.67	0.22
7	0.991	-1.706	-	-	0.70	0.23
8	1.000	1.691	0.25	-0.01	-	-
9	0.997	-0.808	-	-	0.16	0.05
10	1.000	1.702	0.25	-0.01	-	-
11	0.991	-1.080	-	-	0.15	0.07
12	0.991	-0.935	-	-	0.09	0.05
13	0.991	-0.797	-	-	0.09	0.05
14	0.995	-0.287	-	-	0.03	0.02
15	0.991	-0.673	-	-	0.15	0.07
16	1.000	2.346	0.25	0.00	-	-
17	0.990	-0.538	-	-	0.09	0.04
18	0.990	-0.543	-	-	0.06	0.03
19	0.990	-0.549	-	-	0.09	0.04
20	0.994	-0.061	-	-	0.03	0.02
21	1.000	2.091	0.25	0.00	-	-
71	1.001	-0.088	-	-	0.00	-2.00
80	1.000	-0.602	0.40	0.30	0.72	0.35
90	1.000	2.844	1.50	-0.51	0.00	-0.50
31	1.001	-0.105	-	-	-	-
32	1.001	-0.116	-	-	-	-
33	1.001	-0.121	-	-	-	-
34	1.001	-0.129	-	-	0.00	-0.50
35	1.001	-0.135	-	-	-	-
36	1.001	-0.097	-	-	-	-
37	1.001	-0.099	-	-	-	-
38	1.001	-0.096	-	-	-	-
39	1.001	-0.095	-	-	-	-
40	1.001	-0.093	-	-	-	-
41	1.001	0.028	-	-	-	-
42	1.000	0.157	-	-	-	-
43	1.000	0.294	-	-	-	-
44	1.000	0.306	-	-	-	-
45	1.000	0.295	-	-	-	-
46	1.000	0.293	-	-	-	-
48	1.000	0.418	-	-	-	-
49	1.000	0.555	-	-	-	-
50	1.000	0.555	-	-	-	-
51	1.000	0.532	-	-	-	-
52	1.000	0.527	-	-	-	-
53	0.999	0.523	-	-	-	-
54	0.999	0.522	-	-	-	-
55	0.999	0.519	-	-	-	-
56	1.000	0.691	-	-	-	-
81	1.001	-0.137	-	-	-	-
73	1.001	-0.089	-	-	0.00	0.00
Total:			4.95	-0.89	4.95	-1.14

Branch Data									
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection		Loss (I ² * Z)		
			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	
1	31	71	-1.97	-0.25	1.97	0.25	0.000	0.00	
2	32	31	-1.27	0.01	1.27	-0.01	0.000	0.00	
3	33	32	-0.59	0.25	0.59	-0.25	0.000	0.00	
4	34	33	-0.84	0.26	0.84	-0.26	0.000	0.00	

5	35	34	-0.68	-0.18	0.68	0.18	0.000	0.00	
6	35	81	0.32	0.05	-0.32	-0.05	0.000	0.00	
7	36	37	0.36	0.33	-0.36	-0.33	0.000	0.00	
8	36	71	-1.03	-0.57	1.03	0.57	0.000	0.00	
9	37	38	-0.34	0.08	0.34	-0.08	0.000	0.00	
10	38	39	-0.09	0.07	0.09	-0.07	0.000	0.00	
11	39	40	-0.25	0.01	0.25	-0.01	0.000	0.00	
12	41	42	-1.35	0.42	1.35	-0.42	0.001	0.00	
13	41	71	1.20	-0.50	-1.20	0.50	0.000	0.00	
14	42	43	-1.45	0.37	1.45	-0.37	0.001	0.00	
15	43	44	-0.12	0.07	0.12	-0.07	0.000	0.00	
16	43	48	-1.32	0.30	1.32	-0.29	0.001	0.00	
17	44	45	0.13	0.06	-0.13	-0.06	0.000	0.00	
18	45	46	0.03	0.02	-0.03	-0.02	0.000	0.00	
19	48	49	-1.48	0.22	1.48	-0.21	0.001	0.00	
20	49	50	0.03	0.15	-0.03	-0.15	0.000	0.00	
21	49	56	-1.50	0.07	1.50	-0.06	0.001	0.00	
22	50	51	0.28	0.14	-0.28	-0.14	0.000	0.00	
23	51	52	0.06	0.03	-0.06	-0.03	0.000	0.00	
24	51	54	0.12	0.06	-0.12	-0.06	0.000	0.00	
25	52	53	0.06	0.03	-0.06	-0.03	0.000	0.00	
26	54	55	0.03	0.02	-0.03	-0.02	0.000	0.00	
27	60	61	0.30	-0.28	-0.30	0.28	0.000	-0.00	
28	3	33	0.25	-0.01	-0.25	0.01	0.000	0.01	
29	19	54	-0.09	-0.04	0.09	0.05	0.000	0.00	
30	20	55	-0.03	-0.02	0.03	0.02	0.000	0.00	
31	31	1	0.70	0.25	-0.70	-0.23	0.000	0.02	
32	32	2	0.68	0.24	-0.68	-0.22	0.000	0.02	
33	34	4	0.16	0.05	-0.16	-0.05	0.000	0.00	
34	35	5	0.36	0.13	-0.36	-0.12	0.000	0.01	
35	36	6	0.68	0.24	-0.68	-0.22	0.000	0.02	
36	37	7	0.70	0.25	-0.70	-0.23	0.000	0.02	
37	38	8	-0.25	0.01	0.25	-0.01	0.000	0.01	
38	39	9	0.16	0.05	-0.16	-0.05	0.000	0.00	
39	40	10	-0.25	0.01	0.25	-0.01	0.000	0.01	
40	41	11	0.15	0.08	-0.15	-0.07	0.000	0.00	
41	42	12	0.09	0.05	-0.09	-0.05	0.000	0.00	
42	44	21	-0.25	0.01	0.25	0.00	0.000	0.01	
43	45	13	0.09	0.05	-0.09	-0.05	0.000	0.00	
44	46	14	0.03	0.02	-0.03	-0.02	-0.000	0.00	
45	48	15	0.15	0.08	-0.15	-0.07	0.000	0.00	
46	50	16	-0.25	0.01	0.25	0.00	0.000	0.01	
47	51	17	0.09	0.05	-0.09	-0.04	-0.000	0.00	
48	53	18	0.06	0.03	-0.06	-0.03	0.000	0.00	
49	61	71	0.30	-0.28	-0.30	0.28	-0.000	0.00	
50	70	71	0.70	-0.11	-0.70	0.12	0.000	0.01	
51	71	72	-0.80	0.28	0.80	-0.28	0.000	0.00	
52	71	73	0.00	0.00	-0.00	-0.00	0.000	0.00	
53	81	80	0.32	0.05	-0.32	-0.05	0.000	0.00	
54	90	56	1.50	-0.01	-1.50	0.06	-0.000	0.06	
							Total:	0.004	0.25

Comparison of measurements and their estimations			
NOTE: In the order of PF, PT, P, Va, QF, QT, Q, Vm (if applicable)			
Type	Index (#)	Measurement (pu)	Estimation (pu)
PF	51	-0.7985	-0.8013
PF	52	0.0001	0.0001
PT	50	-0.6973	-0.6990
PT	49	-0.3040	-0.3043
PT	1	1.9756	1.9681
PT	8	1.0339	1.0330
PT	13	-1.1936	-1.1967
P	72	0.8026	0.8013
P	70	0.6996	0.6990
P	3	0.2499	0.2500
P	8	0.2494	0.2496
P	10	0.2505	0.2507
P	16	0.2499	0.2500
P	21	0.2490	0.2491
P	90	1.4984	1.5024
P	80	-0.3243	-0.3242
P	60	0.3042	0.3042

P	14	-0.0322	-0.0322
P	18	-0.0589	-0.0589
P	20	-0.0322	-0.0322
P	12	-0.0944	-0.0944
P	13	-0.0944	-0.0944
P	17	-0.0925	-0.0925
P	19	-0.0925	-0.0925
P	11	-0.1534	-0.1534
P	15	-0.1509	-0.1509
P	4	-0.1576	-0.1576
P	5	-0.3589	-0.3588
P	9	-0.1564	-0.1564
P	1	-0.7014	-0.7011
P	2	-0.6770	-0.6767
P	6	-0.6771	-0.6764
P	7	-0.7016	-0.7010
P	61	0.0001	0.0001
P	71	0.0000	0.0000
P	31	0.0002	0.0002
P	32	0.0001	0.0001
P	33	0.0000	0.0000
P	34	0.0001	0.0001
P	35	0.0001	0.0001
P	36	0.0001	0.0002
P	37	-0.0000	-0.0000
P	38	0.0001	0.0001
P	39	0.0001	0.0001
P	40	0.0001	0.0001
P	41	0.0001	0.0001
P	42	-0.0000	-0.0000
P	43	0.0001	0.0001
P	44	0.0001	0.0001
P	45	-0.0000	-0.0000
P	46	-0.0001	-0.0001
P	48	0.0001	0.0001
P	49	0.0000	0.0000
P	50	0.0000	0.0000
P	51	-0.0000	-0.0000
P	52	-0.0001	-0.0001
P	53	0.0000	0.0000
P	54	0.0001	0.0001
P	55	0.0000	0.0000
P	56	-0.0000	-0.0000
P	81	-0.0000	-0.0000
P	73	-0.0001	-0.0001
QF	51	0.2809	0.2809
QF	52	0.0002	0.0002
QT	50	0.1150	0.1152
QT	49	0.2787	0.2785
QT	1	0.2470	0.2471
QT	8	0.5767	0.5749
QT	13	0.5061	0.5029
Q	72	-0.2771	-0.2773
Q	70	-0.1090	-0.1089
Q	3	-0.0066	-0.0066
Q	8	-0.0059	-0.0059
Q	10	-0.0059	-0.0059
Q	16	0.0015	0.0015
Q	21	0.0004	0.0004
Q	90	-0.0070	-0.0070
Q	80	-0.0503	-0.0503
Q	60	-0.2777	-0.2779
Q	14	-0.0158	-0.0158
Q	18	-0.0287	-0.0287
Q	20	-0.0157	-0.0157
Q	12	-0.0455	-0.0456
Q	13	-0.0455	-0.0455
Q	17	-0.0445	-0.0445
Q	19	-0.0445	-0.0445
Q	11	-0.0744	-0.0744
Q	15	-0.0733	-0.0733
Q	4	-0.0515	-0.0515
Q	5	-0.1187	-0.1187
Q	9	-0.0517	-0.0517
Q	1	-0.2304	-0.2304
Q	2	-0.2219	-0.2219
Q	6	-0.2204	-0.2206

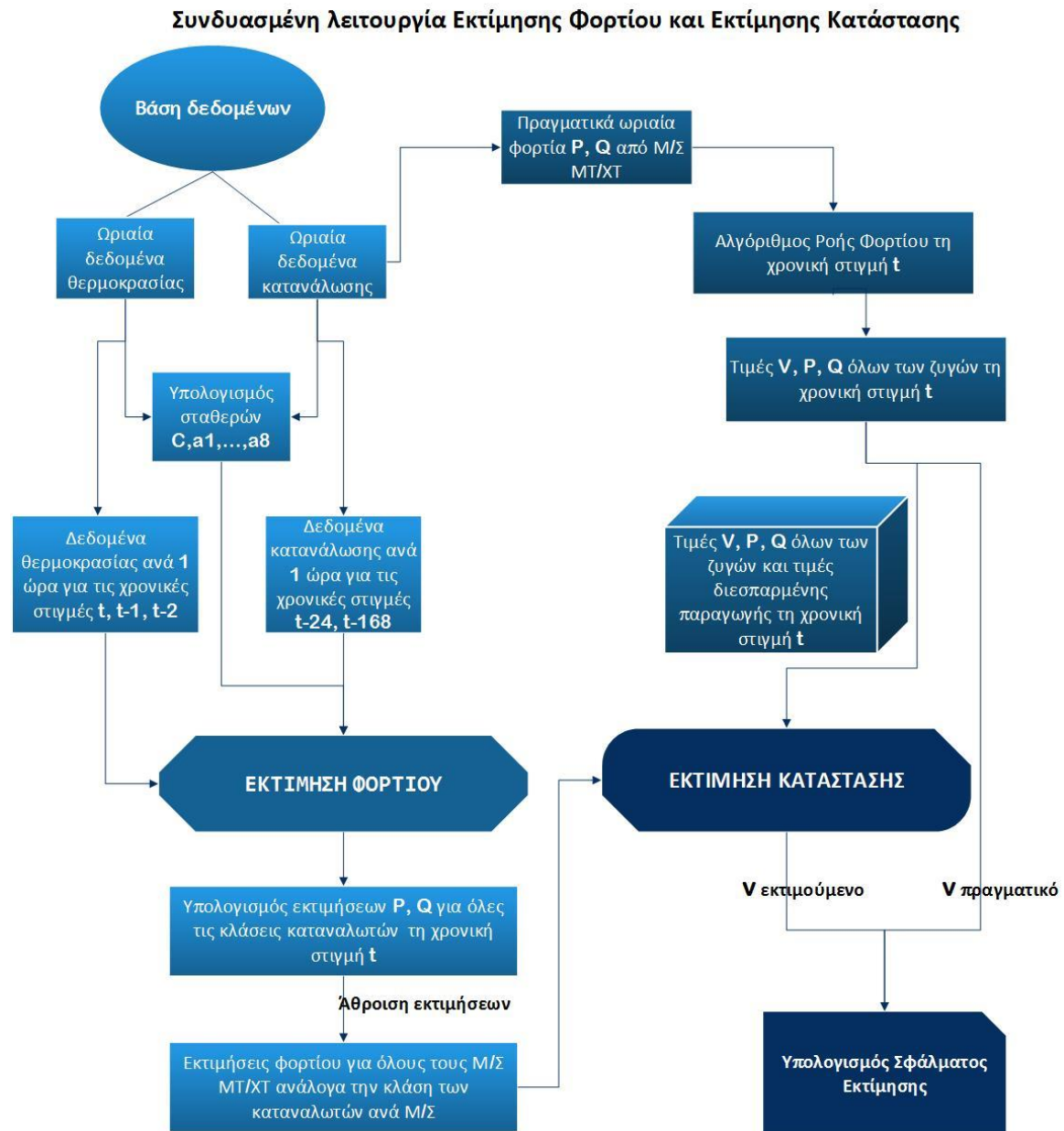
Q	7	-0.2299	-0.2302
Q	61	0.0002	0.0002
Q	71	2.0063	1.9998
Q	31	-0.0000	-0.0000
Q	32	-0.0000	-0.0001
Q	33	-0.0000	-0.0000
Q	34	0.5005	0.5002
Q	35	0.0000	0.0000
Q	36	-0.0001	-0.0001
Q	37	-0.0000	-0.0001
Q	38	-0.0000	-0.0000
Q	39	0.0001	0.0001
Q	40	0.0001	0.0001
Q	41	0.0000	0.0000
Q	42	-0.0001	-0.0001
Q	43	0.0000	0.0000
Q	44	0.0001	0.0001
Q	45	-0.0000	-0.0000
Q	46	-0.0001	-0.0001
Q	48	-0.0001	-0.0001
Q	49	0.0001	0.0001
Q	50	-0.0000	-0.0000
Q	51	0.0000	0.0000
Q	52	0.0000	0.0000
Q	53	0.0001	0.0001
Q	54	0.0001	0.0001
Q	55	0.0000	0.0000
Q	56	0.0001	0.0001
Q	81	0.0000	0.0000
Q	73	-0.0002	-0.0002
Vm	60	0.9992	0.9996
Vm	72	0.9999	0.9996
Vm	70	0.9984	0.9996
Vm	3	1.0003	0.9996
Vm	8	1.0006	0.9996
Vm	10	1.0001	0.9996
Vm	16	0.9987	0.9996
Vm	21	0.9984	0.9996
Vm	80	1.0014	0.9996
Vm	90	0.9990	0.9996

[Weighted sum of squared errors]: 26.557671

Όπως είναι φανερό παράγονται ως αποτέλεσμα τα ζητούμενα στοιχεία για τις τάσεις των ζυγών (μέτρα και γωνίες), αλλά και αναλυτική σύγκριση των μετρούμενων μεγεθών και των εκτιμήσεων τους, καθώς και ένας δείκτης ορισμού της ακρίβειας της εκτίμησης (Weighted sum of squared errors) στο τέλος.

5.5 Συνδυασμένη λειτουργία εκτιμητή κατάστασης και εκτιμητή φορτίου

Σε αυτό το σημείο πραγματοποιείται συνδυασμένη λειτουργία των προγραμμάτων του εκτιμητή φορτίου και του εκτιμητή κατάστασης (σχήμα 5.31) όταν ο χρόνος μετάδοσης των δεδομένων από τους μετρητές προς το κέντρο ελέγχου και διαχείρισης του δικτύου είναι κάθε 2 ώρες. Οι προσομοιώσεις αφορούν το δίκτυο διανομής 55 ζυγών που αναλύσαμε προηγουμένως.



Σχήμα 5. 31 Διαγραμματική απεικόνιση συνδυασμένης λειτουργίας Εκτίμησης Φορτίου και Κατάστασης

Για την υλοποίηση της εκτίμησης κατάστασης εισάγονται οι εκτιμώμενες ημερήσιες καμπύλες φορτίου (συνολικά 24 ωριαίες τιμές) για κάθε ένα μετασχηματιστή που αποτελεί ζυγό φορτίου. Οι τιμές αυτές αποτελούν τις

ψευδομετρήσεις και εισάγονται στον εκτιμητή με κατάλληλο σφάλμα και διασπορά. Ο κάθε ένας ζυγός φορτίου αποτελείται από γραμμικό συνδυασμό των προφίλ LP_1, \dots, LP_9 που ανταποκρίνεται στην πραγματικότητα για το δίκτυο των 55 ζυγών δεδομένου των στοιχείων του δικτύου όπως παρουσιάζεται στον πίνακα. Σημειώνεται ότι για την υλοποίηση του αλγορίθμου εισήχθησαν οι τιμές εκτίμησης από τον εκτιμητή φορτίου σύμφωνα με το Σενάριο 1.

Αναλυτικά για κάθε ένα μετασχηματιστή σε απλά βήματα έχουμε :

1. Θεωρείται ο κατάλληλος γραμμικός συνδυασμός προφίλ ανά Μ/Σ φορτίου, ανάλογα με τα ονομαστικά του στοιχεία, την τοπολογία του δικτύου και την κατηγορία καταναλωτών στη οποία απευθύνεται (πίνακας 5.4).
2. Για κάθε έναν Μ/Σ έχοντας τα στοιχεία έγχυσης ισχύος για ένα έτος (2013), στοιχεία θερμοκρασίας και διάρκειας ημέρας υπολογίζονται οι σταθερές c, a_1, \dots, a_n με την μέθοδο των ελαχίστων τετραγώνων όπως αναφέρθηκε στο κεφάλαιο 4.6. Γνωρίζοντας τις παραμέτρους αυτές υπάρχει η δυνατότητα επιλέγοντας οποιαδήποτε ημέρα του χρόνου να παραχθούν οι τιμές εκτίμησης φορτίου, συνολικά 24 ωριαίες τιμές.
3. Για τον έλεγχο των εκτιμήσεων εισάγεται δείκτης σφάλματος το σχετικό μέσο τετραγωνικό σφάλμα (RRMSE) και το μέσο απόλυτο σφάλμα (MAPE) ανάμεσα στις πραγματικές και τις εκτιμώμενες τιμές όπως περιγράφεται στις σχέσεις 5.1 και 5.2.
4. Οι εκτιμήσεις αυτές για κάθε έναν Μ/Σ αποτελούν τις ψευδομετρήσεις και εισάγονται στον εκτιμητή, μαζί με τις πραγματικές, με κατάλληλο σφάλμα και διασπορά.

Τα βήματα 1 έως 4 επαναλαμβάνονται για όλους τους ζυγούς που φέρουν φορτίο. Ως αποτέλεσμα του αλγορίθμου λαμβάνονται οι εκτιμώμενες καμπύλες ενεργού και άεργου ισχύος των ζυγών φορτίου (24 ωριαίες τιμές). Σημειώνεται ότι τα δεδομένα αποστέλλονται στον εκτιμητή ανά 2 ώρες.

Πίνακας 5. 4 Γραμμικός συνδυασμός προφίλ που χρησιμοποιήθηκαν για την απεικόνιση της κατανάλωσης στους ζυγούς φορτίου

Ζυγοί φορτίου (όπως αναφέρονται στο δίκτυο)	Γραμμικός συνδυασμός προφίλ
1,7	LP_1, LP_2, LP_6
2,6	LP_1, LP_2, LP_5
73	LP_8
4,9,14,20	LP_7
80	LP_9
5	LP_1, LP_2
13,15	LP_3, LP_4
11	LP_3, LP_4, LP_6
12	LP_3, LP_4, LP_5
17,18,19	LP_8, LP_9

Αναφορικά με τον εκτιμητή κατάστασης, επιλέχθηκε η χρήση του κλασικού εκτιμητή WLS, όπως παρουσιάστηκε στο προηγούμενο μέρος. Ως είσοδοι του εκτιμητή κατάστασης παρέχονται τα δεδομένα από την εκτίμηση φορτίου, σαν

ψευδομετρήσεις, καθώς και πραγματικές μετρήσεις που θεωρούμε σε συγκεκριμένα σημεία του δικτύου. Κατ' αυτόν τον τρόπο για κάθε μια ώρα τρέχει ο αλγόριθμος ροής φορτίου και παράγει για το δίκτυο τις εκτιμήσεις έγχυσης και ροής ενεργού και άεργου ισχύος αλλά και της τάσης.

Συνεπώς για κάθε μια ώρα πραγματοποιείται μια εκτίμηση κατάστασης του δικτύου με τα άνω δεδομένα. Το σφάλμα για τα μέτρα των τάσεων των ζυγών που εκτιμώνται λαμβάνεται ως σχετικό ποσοστιαίο σφάλμα επί τοις εκατό (Relative Percent Error– *RPE*):

$$RPE_{V,i} = \frac{V_{i,real} - V_{i,est}}{V_{i,real}} * 100\% \quad (5.3)$$

όπου V_{est} οι εκτιμώμενες τάσεις (μέτρα) ζυγών και V_{real} οι πραγματικές τάσεις (μέτρα) ζυγών .

Ένα επιπλέον είδος σφάλματος που υπολογίζεται είναι το σχετικό σφάλμα επί τοις εκατό όπως ορίζεται από την ακόλουθη σχέση:

$$RPE_p = \frac{P_{real} - P_{est}}{P_{real}} * 100 \quad (5.4)$$

όπου,

P_{est} η εκτίμηση φορτίου ζυγού

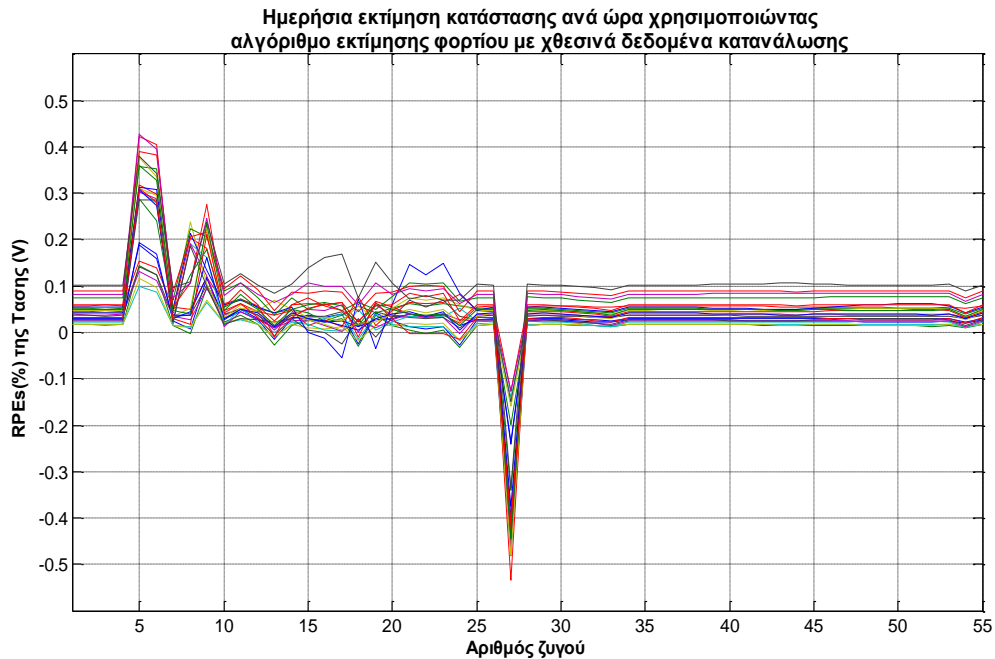
P_{real} η πραγματική ζήτηση φορτίου ζυγού.

Το σφάλμα αυτό λαμβάνεται για κάθε μια ώρα προσομοίωσης και για κάθε μετασχηματιστή και αποτυπώνει μια σαφέστερη εικόνα για την ακρίβεια της ημερήσιας εκτίμησης φορτίου όλων των ζυγών του συστήματος, όπως θα διαπιστωθεί και στο σχήμα .

Σημειώνεται ότι για τις μετρήσεις έγχυσης ενεργού και άεργου ισχύος που εισήχθησαν στον αλγόριθμο θεωρήθηκε ποσοστιαίο σφάλμα (error) 5%, για τις μετρήσεις ροής ενεργού και άεργου ισχύος 1% ενώ για τις μετρήσεις τάσης 0,2%.

Η τυπική απόκλιση των δεδομένων που εισήχθησαν στον εκτιμητή κατάστασης δίνεται από τον τύπο 5.5 και αλλάζει ανάλογα με το σφάλμα (error).

$$\sigma_i = \frac{(measurement) * (error)}{3} \quad (5.5)$$



Σχήμα 5. 32 Σφάλματα (RPE) του εκτιμητή κατάστασης ανά ζυγό για μια ημέρα εκτίμησης

Στο σχήμα 5.32 παρουσιάζονται διαγραμματικά τα σφάλματα RPE των τάσεων ανάμεσα στην πραγματική και την εκτιμώμενη (τύπος 5.3) και για τους 55 ζυγούς του δικτύου για μια ολόκληρη ημέρα (24 ώρες).

5.6 Σύγκριση αποτελεσμάτων εκτίμησης κατάστασης με διαφορετική μέθοδο εκτίμησης φορτίου

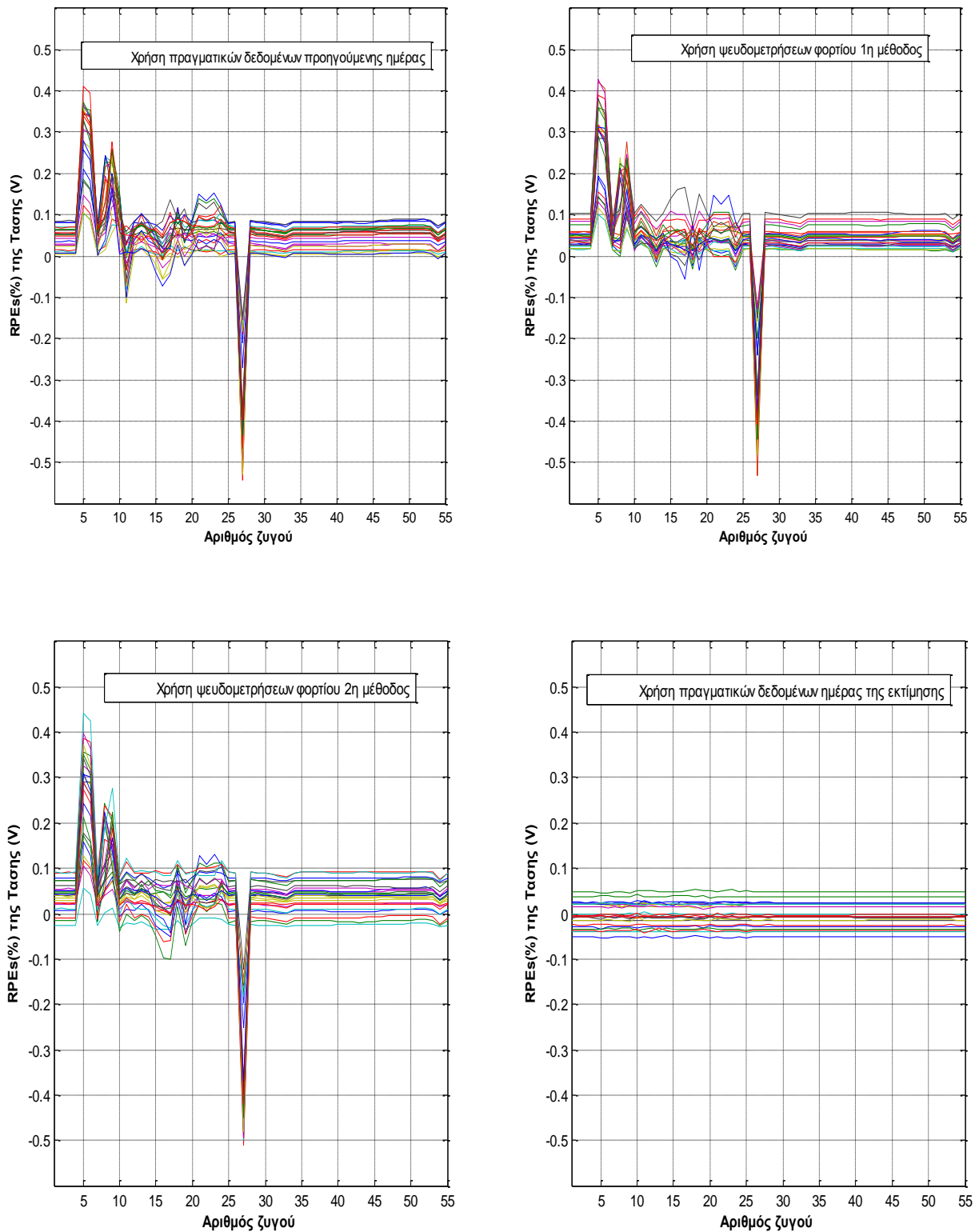
Όπως αναφέρθηκε και στο κεφάλαιο 5.3 εισάγοντας τα αποτελέσματα των εκτιμητών φορτίου σαν ψευδομετρήσεις στον εκτιμητή κατάστασης παράγονται οι εκτιμήσεις για κάθε μια ώρα. Δεδομένου ότι και οι δυο εκτιμητές φορτίου που αναφέρθηκαν στο κεφάλαιο 5.3 μπορούν να παράγουν ωριαίες εκτιμήσεις και λαμβάνοντας υπόψη ότι τα δεδομένα αποστέλλονται ανά δυο ώρες μπορούμε να συγκρίνουμε τις δυο μεθόδους εκτίμησης φορτίου δοκιμάζοντας τις στον κλασικό εκτιμητή κατάστασης (WLS estimator) για το δίκτυο των 55 ζυγών μια ημέρα του έτους.

Επιλέγοντας την 23η Ιουλίου υπολογίστηκε το σχετικό ποσοστιαίο σφάλμα (RPE) της τάσης ανάμεσα στα πραγματικά και τα εκτιμώμενα του εκτιμητή κατάστασης για κάθε έναν ζυγό αυτή την ημέρα. Για να γίνει καλύτερα κατανοητή η ακρίβεια των μεθόδων παρήχθησαν 4 διαγράμματα όπως φαίνεται στο σχήμα 5.33.

Όσον αφορά το σχήμα 5.33 στο πρώτο διάγραμμα παρουσιάζονται τα σφάλματα που δίνει ο εκτιμητής όταν εισάγονται σαν ψευδομετρήσεις πραγματικά χθεσινά (22 Ιουλίου) δεδομένα κατανάλωσης. Στο δεύτερο και στο τρίτο διάγραμμα αντίστοιχα, παρουσιάζονται τα σφάλματα όταν εισάγονται στον εκτιμητή τα αποτελέσματα της εκτίμησης φορτίου βάση χθεσινών 1η μέθοδος και βάση δεδομένων σχεδόν πραγματικού χρόνου 2η μέθοδος. Τέλος στο τέταρτο

διάγραμμα παρουσιάζονται τα σφάλματα όταν εισάγονται στον εκτιμητή τα πραγματικά δεδομένα της ημέρας της οποίας εκτιμάμε.

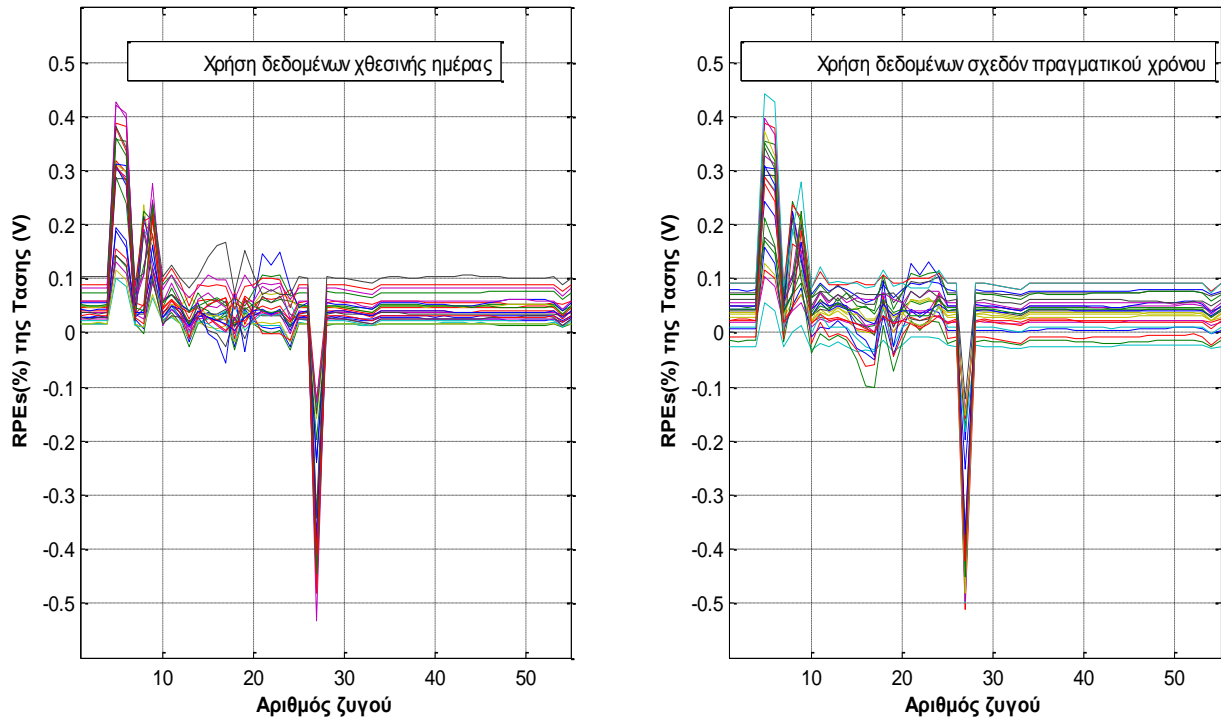
Ημερήσια εκτίμηση κατάστασης ανά ώρα χρησιμοποιώντας ψευδομετρήσεις και πραγματικά δεδομένα κατανάλωσης



Σχήμα 5. 33 Σφάλματα (RPE) εκτιμητή κατάστασης ανά ζυγό εισάγοντας διαφορετικά δεδομένα ψευδομετρήσεων χρησιμοποιώντας τις 2 μεθόδους εκτίμησης φορτίου και πραγματικά δεδομένα της προηγούμενης και της ημέρας εκτίμησης

Στο σχήμα (5.34) φαίνονται σε ευθεία αντιπαραβολή τα διαγράμματα σφαλμάτων ανά μέθοδο εκτίμησης, με την 1η μέθοδο αριστερά και την 2η μέθοδο δεξιά. Είναι προφανές ότι η μέθοδος εκτίμησης που χρησιμοποιεί δεδομένα σχεδόν πραγματικού χρόνου είναι ακριβέστερη.

Ημερήσια εκτίμηση κατάστασης ανά ώρα με χρήση ψευδομετρήσεων φορτίου



Σχήμα 5. 34 Σφάλματα (RPE) εκτιμητή κατάστασης με την εισαγωγή ψευδομετρήσεων μόνο από τους 2 εκτιμητές φορτίου

Τέλος, για να γίνει ακόμα πιο κατανοητή η σαφής διαφορά ακρίβειας ανάμεσα στις τιμές που χρησιμοποιήθηκαν σαν ψευδομετρήσεις δίνεται ο πίνακας (5.5) που απεικονίζει το μέσο τετραγωνικό σφάλμα (RRMSE) της τάσης ανά ζυγό (55 ζυγοί) για την ημέρα εκτίμησης. Όπως είναι προφανές η μέθοδος εκτίμησης 2 που χρησιμοποιεί δεδομένα σχεδόν πραγματικού χρόνου έχει τη δυνατότητα να παράγει τις καλύτερες εκτιμήσεις.

Πίνακας 5. 5 Συγκεντρωτικός πίνακας σφαλμάτων RRMSE ανά ζυγό σε σχέση με τα πραγματικά

Αριθμός ζυγού	πραγματικά δεδομένα προηγούμενης ημέρας	εκτίμηση φορτίου με χθεσινά δεδομένα	εκτίμηση φορτίου με δεδομένα σχεδόν πραγματικού χρόνου
1	0,0462	0,0456	0,0390
2	0,0464	0,0455	0,0390
3	0,0462	0,0455	0,0389
4	0,0462	0,0456	0,0390
5	0,2827	0,2758	0,2665
6	0,2602	0,2540	0,2429
7	0,0428	0,0419	0,0358
8	0,1220	0,1010	0,1214
9	0,1775	0,1573	0,1450
10	0,0957	0,0445	0,0288
11	0,0133	0,0648	0,0525
12	0,0460	0,0459	0,0390
13	0,0606	0,0198	0,0461
14	0,0460	0,0456	0,0390
15	0,0320	0,0432	0,0262
16	0,0102	0,0409	0,0156
17	0,0410	0,0376	0,0110
18	0,0628	0,0260	0,0597
19	0,0458	0,0427	0,0186
20	0,0487	0,0455	0,0398
21	0,0657	0,0528	0,0535
22	0,0619	0,0486	0,0474
23	0,0660	0,0528	0,0538
24	0,0654	0,0266	0,0622
25	0,0471	0,0446	0,0380
26	0,0461	0,0455	0,0388
27	0,3628	0,3439	0,3509
28	0,0480	0,0449	0,0387
29	0,0461	0,0454	0,0388
30	0,0449	0,0442	0,0376
31	0,0426	0,0420	0,0354
32	0,0404	0,0398	0,0333
33	0,0377	0,0373	0,0307
34	0,0461	0,0455	0,0389
35	0,0459	0,0455	0,0390
36	0,0459	0,0455	0,0390
37	0,0460	0,0454	0,0390
38	0,0460	0,0454	0,0390
39	0,0461	0,0452	0,0384
40	0,0463	0,0451	0,0382
41	0,0469	0,0450	0,0383
42	0,0470	0,0448	0,0381

Πίνακας 5. 5 (συνέχεια)

Αριθμός ζυγού	πραγματικά δεδομένα προηγούμενης ημέρας	εκτίμηση φορτίου με χθεσινά δεδομένα	εκτίμηση φορτίου με δεδομένα σχεδόν πραγματικού χρόνου
43	0,0470	0,0446	0,0380
44	0,0471	0,0444	0,0381
45	0,0475	0,0450	0,0385
46	0,0481	0,0452	0,0391
47	0,0487	0,0452	0,0396
48	0,0492	0,0453	0,0401
49	0,0493	0,0453	0,0401
50	0,0494	0,0453	0,0402
51	0,0495	0,0452	0,0404
52	0,0496	0,0451	0,0405
53	0,0482	0,0453	0,0393
54	0,0348	0,0345	0,0279
55	0,0461	0,0454	0,0388

6 Σχολιασμός αποτελεσμάτων και συμπεράσματα

Οι δυο αλγόριθμοι εκτίμησης φορτίου που προτάθηκαν βασίζονται στην απλότητα, είναι εύκολα υλοποιήσιμοι και προσφέρουν υψηλή ακρίβεια. Σε δεύτερη φάση εξετάζεται η συνδυασμένη λειτουργία εκτίμησης φορτίου και κατάστασης. Τα αποτελέσματα των αλγορίθμων εκτίμησης φορτίου συνδέονται άρρηκτα με την εκτίμηση κατάστασης και συμβάλλουν σαν ψευδομετρήσεις στην κάλυψη του κενού των δεδομένων φορτίου. Συνεπώς, θα μπορούσαμε να πούμε ότι αρκετά είναι τα χρήσιμα συμπεράσματα που μπορούν να εξαχθούν παρατηρώντας και αναλύοντας τα διαγράμματα και τους πίνακες αποτελεσμάτων της παρούσας μελέτης.

Αρχικά, αξίζει να σημειωθεί ότι η εγκατάσταση έξυπνων μετρητών και η πλαίσίωση τους από μετρητικά συστήματα AMR/AMI τελευταίας τεχνολογίας για τη συγκέντρωση των δεδομένων φορτίου σε ένα κεντρικό σύστημα (MDMS) μπορεί να αποτελέσει σημαντική πηγή πληροφοριών και να διαδραματίσει καθοριστικό ρόλο στην πρόβλεψη-εκτίμηση φορτίου και εν συνεχεία σε αλγορίθμους εκτίμησης κατάστασης.

Ξεκινώντας από το κεφάλαιο της εκτίμησης φορτίου 5.2 λαμβάνοντας υπόψη και τα δυο σενάρια της μελέτης μπορεί να εξαχθεί με βεβαιότητα το συμπέρασμα ότι η ακρίβεια της εκτίμησης φορτίου αυξάνει όσο πιο κοντά στον υποσταθμό MT/XT γίνεται η εκτίμηση. Αυτό μπορεί να εξηγηθεί με το γεγονός ότι η καμπύλη φορτίου μεμονωμένα για κάθε καταναλωτή εμπεριέχει πολλές διακυμάνσεις. Είναι κάτι που φαίνεται στα διαγράμματα 5.23, 5.24 και 5.25 και επιβεβαιώνεται αριθμητικά στο δείκτη σφάλματος (MAPE ή RRMSE) του πίνακα 5.3 για τις δυο διαφορετικές περιπτώσεις.

Όσον αφορά τη σύγκριση των μεθόδων (κεφάλαιο 5.3) παρατηρούμε ότι και οι δυο αλγόριθμοι εκτίμησης φορτίου μπορούν να παράγουν αρκετά ακριβή αποτελέσματα κάτι που φαίνεται ξεκάθαρα από τα σχήματα 5.28 και 5.29. Το σφάλμα του MAPE και του RRMSE κυμαίνεται σε άκρως ικανοποιητικά επίπεδα, ενώ η μόνη μεγάλη διαφοροποίηση που παρατηρείται είναι στα σφάλματα των εμπορικών προφίλ LP₅, LP₆ και του βιομηχανικού LP₇. Η εξήγηση που θα μπορούσε να δοθεί σε αυτό είναι ότι το φορτίο στα εμπορικά καταστήματα είτε σε μια βιομηχανία δεν μεταβάλλεται ανάλογα με εξωγενείς παράγοντες όπως με την θερμοκρασία αλλά μένει πάγια σταθερό για την εξυπηρέτηση του καταναλωτικού κοινού. Κατ' αυτόν τον τρόπο, η μέθοδος εκτίμησης φορτίου που χρησιμοποιεί χθεσινά δεδομένα ισχύος και δεδομένα θερμοκρασίας πραγματικού χρόνου παράγει χειρότερα αποτελέσματα από την μέθοδο εκτίμησης που βασίζεται μόνο σε δεδομένα φορτίων σχεδόν πραγματικού χρόνου.

Αξιοποιώντας τα δεδομένα των εκτιμήσεων φορτίου σαν ψευδομετρήσεις και εισάγοντας τα στον εκτιμητή (κεφάλαιο 5.5) γίνεται κατανοητό ότι ο κλασικός αλγόριθμος της εκτίμησης κατάστασης μπορεί να παράγει αξιόπιστα

αποτελέσματα αφού το σχετικό ποσοστιαίο σφάλμα του διανύσματος τάσεων και των 55 ζυγών κυμαίνεται από -0,5334% έως 0,4274% (σχήμα 5.32).

Με τη σύγκριση αποτελεσμάτων, όταν εισήχθησαν οι εκτιμήσεις των δυο μεθόδων εκτίμησης φορτίου αλλά και με πραγματικά δεδομένα φορτίου (κεφάλαιο 5.6) εξάγεται το συμπέρασμα ότι η ακρίβεια της εκτίμησης κατάστασης αυξάνει όσο αυξάνει η ακρίβεια των ψευδομετρήσεων που εισάγονται στον εκτιμητή κατάστασης. Αυτό επιβεβαιώνεται ξεκάθαρα και στα σχήματα 5.33 και 5.34 ενώ στον πίνακα 5.5 επιβεβαιώνεται και αριθμητικά με ακρίβεια, καθώς η εκτίμηση φορτίου που χρησιμοποιεί δεδομένα σχεδόν πραγματικού χρόνου έχει μικρότερο σφάλμα και από τις δυο άλλες περιπτώσεις.

Αναμφίβολα, η παρούσα διπλωματική παρουσιάζει μια μέθοδο εκτίμησης φορτίου η οποία είναι ρεαλιστική και μπορεί να υλοποιηθεί από τη στιγμή που οι έξυπνοι μετρητές είναι σε θέση να συλλέγουν δεδομένα και να τα στέλνουν ακόμα και με καθυστέρηση στο κέντρο καταγραφής τους. Παρόλο που η μέθοδος εκτίμησης που βασίζεται σε δεδομένα φορτίου σχεδόν πραγματικού χρόνου, με την οποία έγινε ευθεία σύγκριση παρουσίασε πιο ακριβή αποτελέσματα, απαιτεί ένα πολύ αξιόπιστο τηλεπικοινωνιακό δίκτυο τελευταίας τεχνολογίας, τεράστια υπολογιστική δύναμη και προηγμένα συστήματα μετρητικών υποδομών (AMI) για να λειτουργήσει. Συνεπώς έχει μεν μεγαλύτερη ακρίβεια αλλά απαιτεί μετρήσεις σχεδόν πραγματικού χρόνου και μεγάλη ακρίβεια των δεδομένων ισχύος που εισάγονται στον εκτιμητή. Παραδείγματος χάρη, σε ένα δίκτυο όπως είναι το ελληνικό είναι ανέφικτο να υλοποιηθεί αυτή τη στιγμή δεδομένου της υφιστάμενης τεχνολογίας και του τηλεπικοινωνιακού δικτύου. Για αυτό το λόγο, προτείνεται το μοντέλο της πολλαπλής παλινδρόμησης στην παρούσα μελέτη καθώς είναι άμεσα υλοποιήσιμο σε ελληνικά δίκτυα διανομής, ενώ μελλοντικά θα μπορούσε να εξελιχθεί συμπεριλαμβάνοντας παραμέτρους με σκοπό την παραγωγή εκτιμήσεων φορτίου και σε ζυγούς φορτίου που εμπεριέχουν διεσπαρμένη παραγωγή και ΑΠΕ.

Η ακριβής εκτίμηση κατάστασης στα σύγχρονα δίκτυα είναι το ζητούμενο για κάθε επιχείρηση ηλεκτρισμού από την στιγμή που τα σύγχρονα δίκτυα διανομής γίνονται ολοένα και πιο περίπλοκα, την ίδια στιγμή οι ανάγκες για ενέργεια πολλαπλασιάζονται και οι ενεργειακοί πόροι λιγοστεύουν. Ο βασικός στόχος, να γίνει το δίκτυο παρατηρήσιμο σε πραγματικό χρόνο μπορεί να επιλυθεί χρησιμοποιώντας ευέλικτες μεθόδους πρόβλεψης φορτίου με σκοπό σε πρώτη φάση την αύξηση της ακρίβειας των εκτιμήσεων φορτίου και εν συνεχεία της ακρίβειας του εκτιμητή κατάστασης .

Είναι αναγκαία η όσο το δυνατόν ακριβέστερη εκτίμηση φορτίου και κατάστασης με στόχο την εξοικονόμηση πόρων και μείωση του ενεργειακού αποτυπώματος. Συμπερασματικά, σαν μελλοντική σκέψη, θα μπορούσαμε να πούμε ότι από τη στιγμή που και οι δυο μέθοδοι εκτίμησης φορτίου είναι ακριβείς στις προβλέψεις τους, θα ήταν εφικτό να χρησιμοποιηθούν από κοινού για να καλύψουν ξεχωριστά επίπεδα του δικτύου διανομής ανάλογα με το ποιο σημείο του δικτύου είναι άμεσα προσβάσιμο και παρέχει μετρήσεις σχεδόν πραγματικού χρόνου ή χθεσινά δεδομένα μετρήσεων ισχύος.

Βιβλιογραφία

- [1] Κ. Βουρνάς και Γ. Κονταξής, *Εισαγωγή στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας*, Αθήνα: Εκδ. Συμμετρία, 2010.
- [2] EU Commission Task Force for Smart Grids, "Expert Group 1: Functionalities of smart grids and smart meters," *Final deliverable*, Dec. 2010.
- [3] Γ. Δ. Καρλής, "Εκτίμηση φορτίου και κατάστασης σε δίκτυα διανομής με χρήση δεδομένων από έξυπνους μετρητές," διπλωματική εργασία, Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, ΕΜΠ, Αθήνα, 2014.
- [4] Edison Electric Institute, "Smart Meters and Smart Meter Systems: A Metering Industry Perspective," an Edison Electric Institute-Association of Edison Illuminating Companies - Utilities Telecom Council white paper, Washington, March 2011.
- [5] Y. M. Parrondo, "Smart Meters: Basic elements in the development of smart grids, Master of Science in Electric Power Engineering", Norwegian University of Science and Technology, Norway, May 2011.
- [6] K. P. Schneider and J. C. Fuller, "Detailed End Use Load Modeling for Distribution system Analysis," *in the Proc. of the 2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp.1-8, Minneapolis, July 2010.
- [7] R. F. Arrit, R. C. Dugan, R. W. Uluski and T. F. Wever, "Investigating Load Estimating Methods with the use of AMI metering for Distribution System Analysis", *in the Proc. of the 2012 IEEE Rural Electric Power Conference*, pp. B3-1- B3-9, 2012.
- [8] A. Ghosh, D. Lubkeman, M. Downey and R. Jones, "Load Modeling for Distribution Circuit State Estimation", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 12, No. 2, April 1997.
- [9] H. Wang and N. N. Schulz, "A Load Modeling Algorithm for Distribution System State Estimation", *in Proc. of the 2001 IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference and Exposition*, pp. 102–106, Atlanta, Oct. 2001.
- [10] M. Z. Degefa, R. J. Millar, M. Koivisto, M. Humayun and M. Lehtonen, "Load Flow Analysis Framework for Active Distribution Networks Based on Smart Meter Reading System", *Scientific Research*, Vol. 5, pp. 1-8, Oct. 2013.
- [11] Γ. Κονταξής και Ν. Χατζηαργυρίου, *Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας*, Αθήνα: Πανεπιστημιακές εκδόσεις ΕΜΠ, 2003.
- [12] A. Monticelli, *State Estimation in Electric Power Systems: A Generalized Approach*, Boston: Kluwer Academic Publishers, 1999.
- [13] A. Abur and A. G. Exposito, *Power system state estimation: Theory and Implementation*, Power engineering series, New York: Marcel Dekker, 2004.

- [14] H. K. Alfares and M. Nazeeruddin, "Electric load forecasting: literature survey and classification of methods", *International Journal of Systems Science*, Vol. 33, No. 1, pp. 23-24, 2002.
- [15] Θ. Ξύγκης, Γ. Κορρές και Γ. Καρλής, "Εφαρμογες των έξυπνων μετρητών ηλεκτρικής ενέργειας στα δίκτυα διανομής", *συνέδριο της ελληνικής επιτροπής του Διεθνούς Συμβουλίου Μεγάλων Ηλεκτρικών Δικτύων CIGRE*, Αθήνα, 2014.
- [16] V. C. Güngör, D. Sahin, T. Kocak, S. Ergüt, C. Buccella, C. Cecati and G. P. Hancke, "Smart Grid Technologies: Communication Technologies and Standards", *IEEE Transactions on industrial informatics*, Vol. 7, No. 4, pp. 529-539, Nov. 2011.
- [17] T. Zhang, W. Sheng, X. Song, X. Meng and C. Shi, "Probabilistic Modelling and Simulation of Stochastic Load for Power System studies", *IEEE 2013 UKSim 15th International Conference on Computer Modelling and Simulation*, pp.519-524, Cambridge, April 2013.
- [18] L. G. Swan and V. I. Ugursal, "Modeling of end-use energy consumption in the residential sector: A review of modeling techniques", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 13, No.8, pp. 1819-1835, Canada, Oct. 2009.
- [19] A. Seppälä, "Statistical Distribution of Customer Load Profiles", *IEEE Energy Management and Power Delivery*, Vol. 2, pp.696-701, Finland, Nov. 1995.
- [20] C. Carmona-Delgado, E. Romero-Ramos and J. Riquelme-Santos, "Fast and reliable distribution load and state estimator", *Electric Power Systems Research*, Vol. 101, pp. 110-124, Aug. 2013.
- [21] Ε. Θ. Ζώτου, "Σύγχρονες Τεχνολογίες Πρόσβασης και Διαδικτύου σε Έξυπνα Δίκτυα (Smart Grids)", διπλωματική εργασία, ΕΜΠ, Αθήνα, Οκτώβριος 2012.
- [22] D. Bakken, "Smart Grids : Cloud, Communication, Open source and Automation", *CRC Press Taylor & Francis Group*, 2014.
- [23] P. Koronen, "Definition of Smart Metering and Applications and Identification of Benefits", *European Smart Metering Alliance*, Finland, May 2008.
- [24] ΑΔΜΗΕ, "Εγχειρίδιο Μετρητών & Μετρήσεων", ΑΔΜΗΕ, έκδ. 6, Νοεμβριος 2012.
- [25] Μ. Θαλασσινού, "Έξυπνοι Ψηφιακοί Μετρητές Ηλεκτρισμού", διπλωματική εργασία, Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο, Θεσσαλονίκη, Δεκέμβριος 2010.
- [26] K. Samarakoon, J. Wu, J. Ekanayake and N. Jenkins, "Use of Delayed Smart Meter Measurement for Distribution State Estimation", *in Proc. of the 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1-6, Detroit, July 2011.
- [27] Ν. Μανωλάς, "Σχεδίαση Έξυπνου Μετρητή Ηλεκτρικής Ενέργειας", διπλωματική εργασία, Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο, Θεσσαλονίκη, Ιούλιος 2012.
- [28] C. King, "Advanced Metering Infrastructure (AMI) Overview of System Features and Capabilities", Sept. 2004.

- [29] Derived Load Profiles 2013-Guidance Section-Retail Market Design Service (Online)
Available:http://www.rmdservice.com/guidance/standard_load_profiles.htm
- [30] "Μερικές ειδικές συνεχείς κατανομές" , ΑΣΟΕΕ,
Available:www.statathens.aueb.gr/~jpanstatistiki...chapter8.pdf.
- [31] Σ. Σταυρινίδης, "Παλινδρόμηση μερικών ελάχιστων τετραγώνων", διπλωματική εργασία, ΕΜΠ, Αθήνα, 2011.
- [32] S. H. Brown, "Multiple linear regression analysis: a matrix approach with matlab", Alabama, Spring/Fall 2009.
- [33] R. D. Zimmerman and C. E. Murillo-Sanchez, *Matpower 4.1 user's manual*, Power Systems Engineering Research Center (PSERC), Dec. 2011.
- [34] A. Kanchan and K. B. Singh, "Load Modeling, Estimation and Forecasting", *45th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)* , pp. 1–4, Cardiff, Sept. 2010.

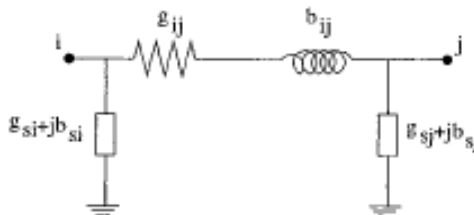
Παράρτημα Α

Η Συνάρτηση Μετρήσεων, $h(x^A)$

Οι μετρήσεις μπορεί να είναι διαφόρων ειδών. Οι μετρήσεις που χρησιμοποιούνται βασικά είναι οι ροές ισχύος γραμμών, οι εγχύσεις ισχύος στους ζυγούς, το μέτρο των τάσεων των ζυγών και το μέτρο της ροής ρεύματος στις γραμμές. Αυτές οι μετρήσεις μπορούν να εκφραστούν συναρτήσει των μεταβλητών κατάστασης, χρησιμοποιώντας καρτεσιανές ή πολικές συντεταγμένες. Όταν χρησιμοποιούνται οι πολικές συντεταγμένες για ένα σύστημα που περιέχει n ζυγούς, το διάνυσμα κατάστασης θα έχει $(2n-1)$ στοιχεία, n μέτρα τάσεων των ζυγών και $n-1$ φασικές γωνίες, όπου η φασική γωνία ενός ζυγού αναφοράς τίθεται αυθαίρετα ίση με μία τιμή, π.χ. 0. Το διάνυσμα κατάστασης έχει την ακόλουθη μορφή, αν θεωρήσουμε ως ζυγό αναφοράς το ζυγό νούμερο 1 :

$$x^T = [\theta_2 \quad \theta_3 \quad \dots \quad \theta_n \quad V_1 \quad V_2 \quad \dots \quad V_n]$$

Οι εκφράσεις για κάθε ένα από τα παραπάνω είδη μετρήσεων δίνονται στη συνέχεια, θεωρώντας το γενικό δίθυρο μοντέλο π για τους κλάδους του δικτύου, όπως φαίνεται και στο επόμενο σχήμα



Σχ. Β-1 : Δίθυρο μοντέλο π για τους κλάδους του δικτύου

- Πραγματική και άεργος έγχυση ισχύος στο ζυγό i :

$$P_i = V_i \sum_{j \in N_i} V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij})$$

$$Q_i = V_i \sum_{j \in N_i} V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij})$$

- Πραγματική και άεργος ροή ισχύος από το ζυγό i στο ζυγό j :

$$P_{ij} = V_i^2 (g_{si} + g_{ij}) - V_i V_j (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij})$$

$$Q_{ij} = -V_i^2 (b_{si} + b_{ij}) - V_i V_j (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij})$$

- Μέτρο ροής ρεύματος γραμμής από το ζυγό i στο ζυγό j :

$$I_{ij} = \frac{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}{V_i}$$

ή αγνοώντας την εγκάρσια σύνθετη αγωγιμότητα ($g_{si} + jb_{si}$):

$$I_{ij} = \sqrt{(g_{ij}^2 + b_{ij}^2)(V_i^2 + V_j^2 - 2V_iV_j \cos\theta_{ij})}$$

όπου V_i, θ_i το μέτρο τάσης και η φασική γωνία στο ζυγό i

$$\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$$

$G_{ij} + jB_{ij}$ είναι το ij -οστό στοιχείο της μήτρας σύνθετων αντιστάσεων

ζυγών

$g_{ij} + jb_{ij}$ η σύνθετη αγωγιμότητα του κλάδου εν σειρά που συνδέει τους ζυγούς i και j

$g_{si} + jb_{si}$ η σύνθετη αγωγιμότητα του παράλληλου κλάδου που συνδέεται στο ζυγό i

N_i το σύνολο των ζυγών που συνδέονται άμεσα με το ζυγό i .

Η Ιακωβιανή των Μετρήσεων, H

Η δομή της Ιακωβιανής των μετρήσεων H έχει ως εξής :

$$H = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{inj}}{\partial \theta} & \frac{\partial P_{inj}}{\partial V} \\ \frac{\partial P_{flow}}{\partial \theta} & \frac{\partial P_{flow}}{\partial V} \\ \frac{\partial Q_{inj}}{\partial \theta} & \frac{\partial Q_{inj}}{\partial V} \\ \frac{\partial Q_{flow}}{\partial \theta} & \frac{\partial Q_{flow}}{\partial V} \\ \frac{\partial I_{mag}}{\partial \theta} & \frac{\partial I_{mag}}{\partial V} \\ 0 & \frac{\partial V_{mag}}{\partial V} \end{bmatrix}$$

Οι εκφράσεις για κάθε στοιχείο δίνονται παρακάτω :

- Στοιχεία που αντιστοιχούν σε μετρήσεις εγχύσεως πραγματικής ισχύος:

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} = \sum_{j=1}^{N_i} V_i V_j (-G_{ij} \sin \theta_{ij} + B_{ij} \cos \theta_{ij}) - V_i^2 B_{ii}$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} = V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij})$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial V_i} = \sum_{j=1}^{N_i} V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) + V_i G_{ii}$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial V_j} = V_i (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij})$$

- Στοιχεία που αντιστοιχούν σε μετρήσεις εγχύσεως άεργου ισχύος :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} = \sum_{j=1}^{N_i} V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) - V_i^2 G_{ii}$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} = V_i V_j (-G_{ij} \cos \theta_{ij} - B_{ij} \sin \theta_{ij})$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V_i} = \sum_{j=1}^{N_i} V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) - V_i B_{ii}$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V_j} = V_i (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij})$$

- Στοιχεία που αντιστοιχούν σε μετρήσεις ροής πραγματικής ισχύος :

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta_i} = V_i V_j (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij})$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta_j} = -V_i V_j (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij})$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial V_i} = -V_j (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij}) + 2(g_{ij} + g_{si})V_i$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial V_j} = -V_i (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij})$$

- Στοιχεία που αντιστοιχούν σε μετρήσεις ροής άεργου ισχύος :

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \theta_i} = -V_i V_j (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij})$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \theta_j} = V_i V_j (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij})$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_i} = -V_j (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij}) - 2(b_{ij} + b_{si})V_i$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_j} = -V_i (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij})$$

- Στοιχεία που αντιστοιχούν σε μετρήσεις μέτρου τάσεων :

$$\frac{\partial V_i}{\partial V_i} = 1, \frac{\partial V_i}{\partial V_j} = 0, \frac{\partial V_i}{\partial \theta_i} = 0, \frac{\partial V_i}{\partial \theta_j} = 0$$

- Στοιχεία που αντιστοιχούν σε μετρήσεις ροής ρεύματος (αγνοώντας την παράλληλη σύνθετη αγωγιμότητα του κλάδου) :

$$\frac{\partial I_{ij}}{\partial \theta_i} = \frac{g_{ij}^2 + b_{ij}^2}{I_{ij}} V_i V_j \sin \theta_{ij}$$

$$\frac{\partial I_{ij}}{\partial \theta_j} = -\frac{g_{ij}^2 + b_{ij}^2}{I_{ij}} V_i V_j \sin \theta_{ij}$$

$$\frac{\partial I_{ij}}{\partial V_i} = \frac{g_{ij}^2 + b_{ij}^2}{I_{ij}} (V_i - V_j \cos \theta_{ij})$$

$$\frac{\partial I_{ij}}{\partial V_j} = \frac{g_{ij}^2 + b_{ij}^2}{I_{ij}} (V_j - V_i \cos \theta_{ij})$$

Παράρτημα Β

Η δομή mpc για το δίκτυο των 55 ζυγών που χρησιμοποιήθηκε στις προσομοιώσεις.

```
function mpc = testcase
%CASE9      Power flow data for 9 bus, 3 generator case.
%   Please see CASEFORMAT for details on the case file format.
%
%   Based on data from Joe H. Chow's book, p. 70.

%   MATPOWER
%   $Id: case9.m,v 1.11 2010/03/10 18:08:14 ray Exp $

%% MATPOWER Case Format : Version 2
mpc.version = '2';

%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
mpc.baseMVA = 10;

%% bus data
% bus_i  type  Pd  Qd  Gs  Bs  area  Vm  Va  baseKV  zone  Vmax
Vmin
mpc.bus = [
60 3 0 0 0 0 1 1.00 0.00 150 1 1.1 0.9;
72 2 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
70 2 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
61 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 150 1 1.1 0.9;
1 1 0.838 0.275 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
2 1 0.838 0.275 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
3 2 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
4 1 0.419 0.138 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
5 1 0.419 0.138 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
6 1 0.838 0.275 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
7 1 0.838 0.275 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
8 2 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
9 1 0.419 0.138 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
10 2 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
11 1 0.216 0.105 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
12 1 0.135 0.065 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
13 1 0.135 0.065 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
14 1 0.086 0.042 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
15 1 0.216 0.105 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
16 2 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
17 1 0.135 0.065 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
18 1 0.086 0.042 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
19 1 0.135 0.065 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
20 1 0.086 0.042 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
21 2 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
71 1 0 -2.0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
80 2 0.900 0.436 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
90 2 0 -0.5 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
31 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
32 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
33 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
34 1 0 -0.5 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
35 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
36 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
37 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
38 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
39 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
40 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
41 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
42 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
43 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
44 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
```

```

45 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
46 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
48 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
49 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
50 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
51 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
52 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
53 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
54 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
55 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
56 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
81 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
73 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
%9 1 125 50 0 0 1 1 0 345 1 1.1 0.9;
];

%% generator data
% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin Pcl Pc2
Qc1min Qc1max Qc2min Qc2max ramp_agc ramp_10 ramp_30 ramp_q apf
mpc.gen = [
60 0.000 0.000 50.000 -50.000 1.000 10 1 40 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0;
72 0.800 0.000 50.000 -50.000 1.000 10 1 40 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0;
70 0.700 0.000 50.000 -50.000 1.000 10 1 40 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0;
3 0.250 0.000 50.000 -50.000 1.000 10 1 40 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0;
8 0.250 0.000 50.000 -50.000 1.000 10 1 40 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0;
10 0.250 0.000 50.000 -50.000 1.000 10 1 40 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0;
16 0.250 0.000 50.000 -50.000 1.000 10 1 40 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0;
21 0.250 0.000 50.000 -50.000 1.000 10 1 40 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0;
80 0.400 0.500 50.000 -50.000 1.000 10 1 40 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0;
90 1.500 -0.893 50.000 -50.000 1.000 10 1 40 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0;
%3 85 0 300 -300 1 100 1 270 10 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 ;
];

%% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle
status angmin angmax
mpc.branch = [
31 71 0.00204 0.00151 0.0000055 200 200 200 0 0 1 -360 360;
32 31 0.00204 0.00151 0.0000055 200 200 200 0 0 1 -360 360;
33 32 0.00204 0.00151 0.0000055 200 200 200 0 0 1 -360 360;
34 33 0.00204 0.00151 0.0000055 200 200 200 0 0 1 -360 360;
35 34 0.00204 0.00151 0.0000055 200 200 200 0 0 1 -360 360;
35 81 0.00204 0.00151 0.0000055 200 200 200 0 0 1 -360 360;
36 37 0.00204 0.00151 0.0000055 200 200 200 0 0 1 -360 360;
36 71 0.00204 0.00151 0.0000055 200 200 200 0 0 1 -360 360;
37 38 0.00204 0.00151 0.0000055 200 200 200 0 0 1 -360 360;
38 39 0.00204 0.00151 0.0000055 200 200 200 0 0 1 -360 360;
39 40 0.00204 0.00151 0.0000055 200 200 200 0 0 1 -360 360;
41 42 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
41 71 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
42 43 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
43 44 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
43 48 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
44 45 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
45 46 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
48 49 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
49 50 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
];

```


49	56	0.02924	0.01576	0.0000006	200	200	200	0	0	1	-360	360;
50	51	0.02924	0.01576	0.0000006	200	200	200	0	0	1	-360	360;
51	52	0.02924	0.01576	0.0000006	200	200	200	0	0	1	-360	360;
51	54	0.02924	0.01576	0.0000006	200	200	200	0	0	1	-360	360;
52	53	0.02924	0.01576	0.0000006	200	200	200	0	0	1	-360	360;
54	55	0.02924	0.01576	0.0000006	200	200	200	0	0	1	-360	360;
60	61	0.00017	0.00058	0.0001900	200	200	200	0	0	1	-360	360;
3	33	0.00	1.200000	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
19	54	0.00	2.000000	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
20	55	0.00	3.120000	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
31	1	0.00	0.396825	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
32	2	0.00	0.396825	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
34	4	0.00	0.793651	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
35	5	0.00	0.793651	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
36	6	0.00	0.396825	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
37	7	0.00	0.396825	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
38	8	0.00	1.200000	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
39	9	0.00	0.793651	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
40	10	0.00	1.200000	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
41	11	0.00	1.200000	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
42	12	0.00	2.000000	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
44	21	0.00	1.200000	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
45	13	0.00	2.000000	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
46	14	0.00	3.120000	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
48	15	0.00	1.200000	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
50	16	0.00	1.200000	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
51	17	0.00	2.000000	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
53	18	0.00	3.120000	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
61	71	0.00	0.050000	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
70	71	0.00	0.125	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
71	72	0.00	0.05	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
71	73	0.00	0.200000	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
81	80	0.00	0.200000	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
90	56	0.00	0.200000	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
%	9	4	0.01	0.085	0.176	200	200	200	0	0	1	-360 360;

];

Αρχείο SYS

```

0, 1
55-BUSES
55-BUSES
60 3 0 0 0 0 1 1.00 0.00 ' NBASE' 150 0
72 2 0 0 0 0 1 1.00 0.00 ' NDFIM' 15 0
70 2 0 0 0 0 1 1.00 0.00 ' NDIESEL' 15 0
61 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 ' NHV' 150 0
1 1 0.838 0.275 0 0 1 1.00 0.00 ' NLV1' 0.4 0
2 1 0.838 0.275 0 0 1 1.00 0.00 ' NLV2' 0.4 0
3 2 0 0 0 0 1 1.00 0.00 ' NLV3' 0.4 0
4 1 0.419 0.138 0 0 1 1.00 0.00 ' NLV4' 0.4 0
5 1 0.419 0.138 0 0 1 1.00 0.00 ' NLV5' 0.4 0
6 1 0.838 0.275 0 0 1 1.00 0.00 ' NLV6' 0.4 0
7 1 0.838 0.275 0 0 1 1.00 0.00 ' NLV7' 0.4 0
8 2 0 0 0 0 1 1.00 0.00 ' NLV8' 0.4 0
9 1 0.419 0.138 0 0 1 1.00 0.00 ' NLV9' 0.4 0
10 2 0 0 0 0 1 1.00 0.00 ' NLV10' 0.4 0
11 1 0.216 0.105 0 0 1 1.00 0.00 ' NLVR1' 0.4 0
12 1 0.135 0.065 0 0 1 1.00 0.00 ' NLVR2' 0.4 0
13 1 0.135 0.065 0 0 1 1.00 0.00 ' NLVR3' 0.4 0
14 1 0.086 0.042 0 0 1 1.00 0.00 ' NLVR4' 0.4 0
15 1 0.216 0.105 0 0 1 1.00 0.00 ' NLVR5' 0.4 0
16 2 0 0 0 0 1 1.00 0.00 ' NLVR6' 0.4 0
17 1 0.135 0.065 0 0 1 1.00 0.00 ' NLVR7' 0.4 0
18 1 0.086 0.042 0 0 1 1.00 0.00 ' NLVR8' 0.4 0
19 1 0.135 0.065 0 0 1 1.00 0.00 ' NLVR9' 0.4 0

```

20	1	0.086	0.042	0	0	1	1.00	0.00	' NLVR10'	0.4	0
21	2	0	0	0	0	1	1.00	0.00	' NLVR11'	0.4	0
71	1	0	-2.0	0	0	1	1.00	0.00	' NMV'	15	0
80	2	0.900	0.436	0	0	1	1.00	0.00	' NMVCHP'	15	0
90	2	0	-0.5	0	0	1	1.00	0.00	' NMVHYD'	15	0
31	1	0	0	0	0	1	1.00	0.00	' NMVL1'	15	0
32	1	0	0	0	0	1	1.00	0.00	' NMVL2'	15	0
33	1	0	0	0	0	1	1.00	0.00	' NMVL3'	15	0
34	1	0	-0.5	0	0	1	1.00	0.00	' NMVL4'	15	0
35	1	0	0	0	0	1	1.00	0.00	' NMVL5'	15	0
36	1	0	0	0	0	1	1.00	0.00	' NMVL6'	15	0
37	1	0	0	0	0	1	1.00	0.00	' NMVL7'	15	0
38	1	0	0	0	0	1	1.00	0.00	' NMVL8'	15	0
39	1	0	0	0	0	1	1.00	0.00	' NMVL9'	15	0
40	1	0	0	0	0	1	1.00	0.00	' NMVL10'	15	0
41	1	0	0	0	0	1	1.00	0.00	' NMVR1'	15	0
42	1	0	0	0	0	1	1.00	0.00	' NMVR2'	15	0
43	1	0	0	0	0	1	1.00	0.00	' NMVR3'	15	0
44	1	0	0	0	0	1	1.00	0.00	' NMVR4'	15	0
45	1	0	0	0	0	1	1.00	0.00	' NMVR5'	15	0
46	1	0	0	0	0	1	1.00	0.00	' NMVR6'	15	0
48	1	0	0	0	0	1	1.00	0.00	' NMVR8'	15	0
49	1	0	0	0	0	1	1.00	0.00	' NMVR9'	15	0
50	1	0	0	0	0	1	1.00	0.00	' NMVR10'	15	0
51	1	0	0	0	0	1	1.00	0.00	' NMVR11'	15	0
52	1	0	0	0	0	1	1.00	0.00	' NMVR12'	15	0
53	1	0	0	0	0	1	1.00	0.00	' NMVR13'	15	0
54	1	0	0	0	0	1	1.00	0.00	' NMVR14'	15	0
55	1	0	0	0	0	1	1.00	0.00	' NMVR15'	15	0
56	1	0	0	0	0	1	1.00	0.00	' NMVR16'	15	0
81	1	0	0	0	0	1	1.00	0.00	' NVMTCHP'	15	0
73	1	0	0	0	0	1	1.00	0.00	' NVSI'	15	0

Παράστημα Γ

Βασικά κομμάτια κώδικα

❖ Εκτίμηση φορτίου

-Load estimation 1

```
%υπολογισμός σταθερών εξίσωσης πολλαπλής παλινδρόμησης  
%φόρτωση δεδομένων για υπολογισμό συγκεντρωτικού πίνακα δεδομένων
```

```
clear all;clc
```

```
for i=1:358;
```

```
x=[ones(1,24);data((i+6),2:25)/1000;data(i,2:25)/1000;data1(i+7,3:26);data1(i  
+7,2:25);data1(i+7,1:24);ones(1,24)*data2(i+7,1);ones(1,24)*data(i+7,1);data(  
i+7,28)*ones(1,24)];
```

```
y=[data(i+7,2:25)];
```

```
eval(['x_' ,num2str(i), '=x']);
```

```
eval(['y_' ,num2str(i), '=y']);
```

```
end
```

```
l=[x_1;x_2;x_3;x_4;...;x_358];
```

```
m=[y_1;y_2;y_3;y_4;...;y_358];
```

```
b=regress(m,l);
```

-Παραγωγή προφίλ ΧΤ

```
clear all;clc
```

```
%εισαγωγή καταναλωτικού προφίλ για παραγωγή καμπυλών μεμονωμένων  
καταναλωτών
```

```
importfile1_lp1('DLP_lp5_24H');
```

```
for i=1:365;
```

```
data(i,2:25)=data(i,2:25)*1000000000;
```

```
end
```

```
% εάν θεωρήσουμε ότι έχουμε 25 καταναλωτές έχουμε 1 αιχμή φορτίου για  
τον καθένα
```

```

peak_factor=[0.04 0.02 0.04 0.05 0.05 0.07 0.03 0.02 0.02 0.06 0.01 0.04
0.05 0.06 0.04 0.035 0.035 0.035 0.035 0.06 0.03 0.03 0.07 0.02 0.05 ];
l=sum(peak_factor');

for i=1:365
    for j=2:25
        m = data(i,j);
        v = 0.05 *1000000000;
        mu = log((m^2)/sqrt(v+m^2));
        sigma = sqrt(log(v/(m^2)+1));
        R = lognrnd(mu,sigma,1,25);
        for w=1:25
            derived_data(i,j-1,w) = peak_factor(w)*R(w);
        end
    end
end
end

```

❖ Εκτίμηση κατάστασης

- Run state estimation standard

```

function [baseMVA, bus, gen, branch, success, et, z, z_est, error_sqrsum] =
run_se_stand(casename, measure, idx, sigma, type_initialguess, fname)

%% read data & convert to internal bus numbering
[baseMVA, bus, gen, branch] = loadcase(casename);
[i2e, bus, gen, branch] = ext2int(bus, gen, branch);
nn=length(i2e);
idxchan=[1:nn]';
dd=[i2e idxchan];

idx.idx_zP=change_idx_int(idx.idx_zP ,dd);
idx.idx_zVa=change_idx_int(idx.idx_zVa ,dd);

idx.idx_zQ=change_idx_int(idx.idx_zQ ,dd);
idx.idx_zVm=change_idx_int(idx.idx_zVm ,dd);

%% get bus index lists of each type of bus
[ref, pv, pq] = bustypes(bus, gen);

%% build admittance matrices
[Ybus, Yf, Yt] = makeYbus(baseMVA, bus, branch);
% Ybus = full(Ybus);
% Yf = full(Yf);
% Yt = full(Yt);

%% prepare initial guess
% if nargin < 6
    V0 = getV0(bus, gen, type_initialguess);

```

```

% else
%   V0 = getV0(bus, gen, type_initialguess, V0);
% end

%% run state estimation
t0 = clock;
[V, success, iterNum, z, z_est, error_sqrsum] = doSE_stand(baseMVA, bus,
gen, branch, Ybus, Yf, Yt, V0, ref, pv, pq, measure, idx, sigma);
%% update data matrices with solution, ie, V
% [bus, gen, branch] = updatepfsoln(baseMVA, bus, gen, branch, Ybus, V,
ref, pv, pq);
[bus, gen, branch] = pfsoln(baseMVA, bus, gen, branch, Ybus, Yf, Yt, V, ref,
pv, pq);
et = etime(clock, t0);

%%----- output results -----
%% convert back to original bus numbering & print results
[bus, gen, branch] = int2ext(i2e, bus, gen, branch);
%% output power flow solution
outputpfsoln(baseMVA, bus, gen, branch, success, et, 1, iterNum,1);
%% output state estimation solution

idx.idx_zP=change_idx_ext(idx.idx_zP ,dd);
idx.idx_zVa=change_idx_ext(idx.idx_zVa ,dd);

idx.idx_zQ=change_idx_ext(idx.idx_zQ ,dd);
idx.idx_zVm=change_idx_ext(idx.idx_zVm ,dd);
outputsoln(idx, sigma, z, z_est, error_sqrsum,1);

if fname
    [fd, msg] = fopen(fname, 'at');
    if fd == -1
        error(msg);
    else
        outputpfsoln(baseMVA, bus, gen, branch, success, et, 1, iterNum,fd);
        outputsoln(idx, sigma, z, z_est, error_sqrsum,fd);
        fclose(fd);
    end
end
end

```

-Do state estimation standard

```

function [V, converged, i, z, z_est, error_sqrsum] = doSE_stand(baseMVA,
bus, gen, branch, Ybus, Yf, Yt, V0, ref, pv, pq, measure, idx, sigma)
%% define named indices into bus, gen, branch matrices
[PQ, PV, REF, NONE, BUS_I, BUS_TYPE, PD, QD, GS, BS, BUS_AREA,
VM, ...
    VA, BASE_KV, ZONE, VMAX, VMIN, LAM_P, LAM_Q, MU_VMAX,
MU_VMIN] = idx_bus;
[F_BUS, T_BUS, BR_R, BR_X, BR_B, RATE_A, RATE_B, ...
    RATE_C, TAP, SHIFT, BR_STATUS, PF, QF, PT, QT, MU_SF, MU_ST] =
idx_brch;
[GEN_BUS, PG, QG, QMAX, QMIN, VG, MBASE, ...

```

```

    GEN_STATUS, P_MAX, P_MIN, MU_P_MAX, MU_P_MIN, MU_Q_MAX,
    MU_Q_MIN] = idx_gen;
%% options
tol = 10e-4; % mpopt(2);
max_it = 100; % mpopt(3);
verbose = 0; % mpopt(31);
%% initialize
format long
converged = 0;
i = 0;
nb = length(V0);
nbr = size(Yf, 1);
nonref = [pv;pq]; %% indices of all non-reference buses
f = branch(:, F_BUS); %% list of "from" buses
t = branch(:, T_BUS); %% list of "to" buses
V=V0;
Vm=abs(V);
Va=angle(V);
%% form measurement index vectors
idx_zPF = idx.idx_zPF;
idx_zPT = idx.idx_zPT;
idx_zP = idx.idx_zP;
idx_zVa = idx.idx_zVa;
idx_zQF = idx.idx_zQF;
idx_zQT = idx.idx_zQT;
idx_zQ = idx.idx_zQ;
idx_zVm = idx.idx_zVm;

%% form measurement vector 'z'. NOTE: all are p.u. values
z=[
    measure.PF
    measure.PT
    measure.P
    measure.Va
    measure.QF
    measure.QT
    measure.Q
    measure.Vm];

ssigma = [
    sigma.sigma_PF
    sigma.sigma_PT
    sigma.sigma_P
    sigma.sigma_Va
    sigma.sigma_QF
    sigma.sigma_QT
    sigma.sigma_Q
    sigma.sigma_Vm
    ];
if
~((length(sigma.sigma_PF)>1)||length(sigma.sigma_PT)>1)||length(sigma.si
gma_P)>1)||length(sigma.sigma_Va)>1)||length(sigma.sigma_QF)>1)||length
h(sigma.sigma_QT)>1)||length(sigma.sigma_Q)>1)||length(sigma.sigma_V
m)>1))
ssigma = [

```

```

sigma.sigma_PF*ones(length(measure.PF),1)
sigma.sigma_PT*ones(length(measure.PT),1)
sigma.sigma_P*ones(length(measure.P),1)
sigma.sigma_Va*ones(length(measure.Va),1)
sigma.sigma_QF*ones(length(measure.QF),1)
sigma.sigma_QT*ones(length(measure.QT),1)
sigma.sigma_Q*ones(length(measure.Q),1)
sigma.sigma_Vm*ones(length(measure.Vm),1)
];
end

V = ones(length(V0),1);
%% create inverse of covariance matrix with all measurements
ns = length(ssigma);
R = sparse(1:ns, 1:ns , ssigma .^ 2, ns, ns );
R_inv = sparse(1:ns, 1:ns , 1 ./ ssigma .^ 2, ns, ns );
vv=(1:length(z))';
%% Zest creation
one_at_a_time = 1; max_it_bad_data = 50;
% one_at_a_time = 0; max_it_bad_data = 5;
ibd = 1;

Sfe = V(f) .* conj(Yf * V);
Ste = V(t) .* conj(Yt * V);
Sbuse = V .* conj(Ybus * V);
z_est = [ % NOTE: all are p.u. values
    real(Sfe(idx_zPF));
    real(Ste(idx_zPT));
    real(Sbuse(idx_zP));
    angle(V(idx_zVa));
    imag(Sfe(idx_zQF));
    imag(Ste(idx_zQT));
    imag(Sbuse(idx_zQ));
    abs(V(idx_zVm));
];
while (~converged && ibd <= max_it_bad_data)
    % nm = length(vv);
    baddata = 0;
    V = ones(length(V0),1);
    max_it = 100;
    i = 0;
    while (~converged && i < max_it)
        %% update iteration counter
        i = i + 1;
        %% --- get H matrix ---
        [dSbus_dVm, dSbus_dVa] = dSbus_dV(Ybus, V); %merikes paragwgoi
        egxysewn
        [dSf_dVa, dSf_dVm, dSt_dVa, dSt_dVm, Sf, St] = dSbr_dV(branch, Yf, Yt, V);
        %merikes paragwgoi rown
        d_d=speye(nb);
        d_v=sparse(nb,nb);
        v_d=sparse(nb,nb);
        v_v=speye(nb);
        H = [
            real(dSf_dVa(idx_zPF, nonref)) real(dSf_dVm(idx_zPF, (1:nb)))];

```

```

real(dSt_dVa(idx_zPT, nonref)) real(dSt_dVm(idx_zPT, (1:nb)));
real(dSbus_dVa(idx_zP, nonref)) real(dSbus_dVm(idx_zP, (1:nb)));
d_d(idx_zVa, nonref) d_v(idx_zVa, (1:nb));
imag(dSf_dVa(idx_zQF, nonref)) imag(dSf_dVm(idx_zQF, (1:nb)));
imag(dSt_dVa(idx_zQT, nonref)) imag(dSt_dVm(idx_zQT, (1:nb)));
imag(dSbus_dVa(idx_zQ, nonref)) imag(dSbus_dVm(idx_zQ, (1:nb)));
v_d(idx_zVm, nonref) v_v(idx_zVm, (1:nb));
]; %1h stlh Va, 2h stlh ws pros Vm

%% compute update step
J = H(vv,:)*R_inv(vv,vv)*H(vv,:);
F = H(vv,:)*R_inv(vv,vv)*(z(vv)-z_est(vv)); % evaluate F(x)
% H=full(H);
%
% if ~isobservable(H, pv, pq)
% error('doSE: system is not observable');
% end
% H=sparse(H)
dx = (J \ F);

%% update voltage
Va(nonref) = Va(nonref) + dx(1:nb-1);
% VVm(nref) = VVm(nref) + dx(nb:end);
Vm = Vm + dx(nb:end);
V = Vm .* exp(1j * Va);
V1=abs(V);
A1=angle(V)*180/pi;

%% compute estimated measurement
Sfe = V(f) .* conj(Yf * V);
Ste = V(t) .* conj(Yt * V);
Sbuse = V .* conj(Ybus * V);
z_est = [ % NOTE: all are p.u. values
real(Sfe(idx_zPF));
real(Ste(idx_zPT));
real(Sbuse(idx_zP));
angle(V(idx_zVa));
imag(Sfe(idx_zQF));
imag(Ste(idx_zQT));
imag(Sbuse(idx_zQ));
abs(V(idx_zVm));
];
%% measurement residual
delz = z(vv) - z_est(vv);
normF = delz' * R_inv(vv,vv) * delz;

%% check for convergence
% step = dx' * dx;
step=max(abs(dx));

if verbose > 1
fprintf('\n%3d %10.3e %10.3e', i, normF, step);
end
if (step < tol)
converged = 1;

```



```

        if verbose
            fprintf('\nState estimator converged in %d iterations.\n', i);
        end
    end
end
if verbose
    if ~converged
        fprintf('\nState estimator did not converge in %d iterations.\n', i);
    end
end
%% get weighted sum of squared errors
error_sqrsum = sum((z(vv) - z_est(vv)).^2./ssigma(vv).^2);

%%----- Chi squared test for bad data and bad data rejection -----

% result = input(prompt) ;
%%
prompt=' for no bad data detection press <enter> ';
%str = input(prompt,'s');
str="";
%%
if ~isempty(str)
    B = zeros(length(z(vv)),1);
    bad_threshold = 3;    %% the threshold for bad data = sigma squared
    HH=H(vv,:);
    RR_inv=R_inv(vv,vv);
    RR=R(vv,vv);
    sx=inv(HH' *RR_inv* HH);
    SRR = (eye(length(HH),length(HH)) - HH*sx*HH'*RR_inv)*RR;
    rr = diag(SRR);
    B=delz./sqrt(rr);
    [maxB,i_maxB] = max(B);

    if one_at_a_time
        if maxB >= bad_threshold
            rejected = i_maxB;
        else
            rejected = [];
        end
    else
        rejected = find( B >= bad_threshold );
    end
    if length(rejected)
        baddata = 1;
        converged = 0;
        if verbose
            fprintf('\nRejecting %d measurement(s) as bad data:\n',
length(rejected));
            fprintf('\tindex\t    B\n');
            fprintf('\t----\t-----\n');
            fprintf('\t%4dt%10.2f\n', [ vv(rejected), B(rejected) ]' );
        end
        %% update measurement index vector
        k = find( B < bad_threshold );
        vv=k;
    end
end

```

```
    nm = length(vv);
end
if (baddata == 0)
    converged = 1;
    if verbose
        fprintf('\nNo remaining bad data, after discarding data %d time(s).\n',
ibd-1);
        fprintf('Largest value of B = %.2f\n', maxB);
    end
end
else
    converged = 1;
end
converged = 1;
ibd = ibd + 1;
end
```