



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**Εκτίμηση Κατάστασης Συστημάτων Ηλεκτρικής
Ενέργειας με Συγχρονισμένες Μετρήσεις Φασιθετών**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

του

ΕΥΑΓΓΕΛΟΥ ΚΑΛΚΟΥΝΗ

Επιβλέπων : Γεώργιος Κορρές
Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2011



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

Εκτίμηση Κατάστασης Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας με Συγχρονισμένες Μετρήσεις Φασιθετών

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

του

ΕΥΑΓΓΕΛΟΥ ΚΑΛΚΟΥΝΗ

Επιβλέπων : Γεώργιος Κορρές
Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 19^η Ιουλίου 2011.

(Υπογραφή)

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

(Υπογραφή)

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

(Υπογραφή)

.....
Πάυλος Γεωργιάκης
Λέκτορας Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2011

(Υπογραφή)

.....

ΕΥΑΓΓΕΛΟΣ ΚΑΛΚΟΥΝΗΣ

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

Copyright © Ευάγγελος Καλκούνης, 2011

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

Περίληψη

Η ασφαλής λειτουργία των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας απαιτεί τη συνεχή επιτήρησή τους. Το έργο της εποπτείας αναλαμβάνει το κέντρο ελέγχου ενέργειας, το οποίο συγκεντρώνει δεδομένα από υποσταθμούς του δικτύου και τα χρησιμοποιεί για να υπολογίσει την κατάσταση του δικτύου, δηλαδή το σύνολο των φασιθετών τάσης των ζυγών. Η κύρια διαδικασία που εκτελείται σε ένα κέντρο ελέγχου ενέργειας είναι η εκτίμηση κατάστασης, η οποία παρέχει μια πλήρη απεικόνιση του συστήματος και προωθεί τα αποτελέσματά της σε ένα πλήθος εφαρμογών πραγματικού χρόνου. Η κλασική εκτίμηση κατάστασης βασίζεται σε πλεονάζουσες μετρήσεις που παρέχονται από ένα σύστημα SCADA. Με τη διαρκώς αυξανόμενη χρήση μονάδων μέτρησης φασιθετών (PMU) στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, καθίσταται επιτακτική η ανάγκη βελτίωσης της διαδικασίας αυτής με τη χρήση συγχρονισμένων μετρήσεων φασιθετών. Οι μετρήσεις αυτές διαθέτουν χρονική σήμανση, μεγάλη ακρίβεια και μεταδίδονται με πολύ υψηλό ρυθμό. Παρά τα πλεονεκτήματα που προσφέρουν όμως, δεν είναι δυνατόν να βασιστεί η εκτίμηση κατάστασης αποκλειστικά σε τέτοιες μετρήσεις, καθώς η εγκατάσταση μονάδων PMU σε όλα τα απαιτούμενα σημεία του δικτύου είναι εξαιρετικά δαπανηρή και ασύμφορη με τα σημερινά δεδομένα. Για το λόγο αυτό γίνονται προσπάθειες για την αξιοποίηση συμβατικών μετρήσεων SCADA και μετρήσεων PMU στην εκτίμηση κατάστασης. Ο σκοπός της παρούσας εργασίας είναι να περιγράψει την υβριδική εκτίμηση κατάστασης που χρησιμοποιεί και τα δύο είδη μετρήσεων. Η μέθοδος περιλαμβάνει τη χρήση μετρήσεων φασιθετών τάσης και ρεύματος σε συνδυασμό με τις συμβατικές. Για να ελεγχθεί η διαδικασία στην πράξη αναπτύχθηκε μια εφαρμογή σε περιβάλλον Matlab που υλοποιεί τον αλγόριθμο της εκτίμησης κατάστασης και δοκιμάστηκε σε πρότυπα δίκτυα της IEEE. Από τη μελέτη των αποτελεσμάτων γίνεται φανερό ότι ο αλγόριθμος αυτός βελτιώνει πολύ την ακρίβεια του υπολογισμού της κατάστασης του δικτύου.

Λέξεις Κλειδιά: εκτίμηση κατάστασης, μέθοδος WLS, μονάδες PMU, φασιθέτης, συγχρονισμένες μετρήσεις φασιθετών, συμβατικές μετρήσεις, χρονική σφραγίδα

Abstract

Secure operation of power systems requires constant monitoring. This task is accomplished by a control center, which gathers data from system substations and uses them to estimate the system state, i.e. the bus voltage phasors. The main process in a control center is state estimation, which provides a complete view of the power system and forwards the results to a variety of realtime applications. Traditional state estimation is based on redundant measurements provided by a SCADA system. With the increasing use of phasor measurement units (PMU) in modern power systems, there is an imperative need to improve this process by utilizing synchronized phasor measurements. These measurements provide time stamping, better precision and a high data transmission rate. Despite these advantages, state estimation cannot rely solely on such measurements, because installing PMUs at all required points of a network is very expensive and inadvisable. Thus, there are efforts to exploit both conventional SCADA measurements and PMU measurements in state estimation. The aim of this thesis is to describe this hybrid state estimation, which uses both measurement types. The procedure utilizes voltage and current phasor measurements in combination with conventional measurements. Furthermore, an application was developed in Matlab in order to check the hybrid state estimation. The application was then tested on some IEEE standard power systems. The test results indicate that the proposed algorithm improves the precision of the state estimation process greatly.

Keywords: state estimation, WLS method, PMU, phasor, synchronized phasor measurements, conventional measurements, time stamping

Πίνακας περιεχομένων

1	Κλασική Εκτίμηση Κατάστασης	19
1.1	Εισαγωγή.....	19
1.1.1	Καταστάσεις λειτουργίας.....	19
1.1.2	Ανάλυση ασφάλειας.....	21
1.1.3	Εκτιμητής κατάστασης	21
1.1.4	Η ιδέα της εκτίμησης κατάστασης.....	23
1.2	Παραδοχές - Υποθέσεις	24
1.2.1	Μοντέλο δικτύου	24
1.2.2	Γραμμές μεταφοράς	24
1.2.3	Εγκάρσια στοιχεία	25
1.2.4	Μετασχηματιστές.....	26
1.2.5	Γεννήτριες.....	27
1.2.6	Φορτία.....	27
1.3	Εκτίμηση Μέγιστης Πιθανοφάνειας.....	28
1.3.1	Συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας Κανονικής Κατανομής.....	28
1.3.2	Συνάρτηση πιθανοφάνειας.....	29
1.4	Μοντέλο μετρήσεων	31
1.5	Αλγόριθμος Εκτίμησης Κατάστασης.....	34
1.5.1	Βήματα αλγορίθμου	34
1.5.2	Συναρτήσεις Μέτρησης	35
1.5.3	Ιακωβιανή Μήτρα	37
1.5.4	Πίνακας Κέρδους.....	39
1.5.5	Παραγοντοποίηση LU.....	39
2	Μονάδες Μέτρησης Φασιθετών	41
2.1	Μαθηματική εισαγωγή.....	41
2.1.1	Φασιθέτης	41
2.1.2	Συγχρονισμένη Μέτρηση Φασιθέτη	42
2.2	Ιστορική ανασκόπηση.....	43
2.2.1	Η ιδέα του Steinmetz	43

2.2.2	Το πρώτο ψηφιακό σύστημα προστασίας.....	44
2.2.3	Ταχύτεροι επεξεργαστές, πιο αποδοτικοί αλγόριθμοι	45
2.2.4	Το πρόβλημα του συγχρονισμού	46
2.2.5	Η πρώτη Μονάδα Μέτρησης Φασιθετών	47
2.2.6	Έκδοση προτύπων.....	48
2.3	Σύστημα GPS.....	48
2.4	Εναλλακτικά Δορυφορικά Συστήματα Πλοήγησης.....	52
2.4.1	GLONASS	52
2.4.2	Galileo.....	53
2.4.3	Compass.....	55
2.5	Σύγκριση τεχνολογίας SCADA και PMU	55
2.5.1	Σύστημα SCADA/EMS	55
2.5.2	Τεχνολογία PMU	58
2.6	Εφαρμογές των μονάδων PMU	60
2.6.1	Λειτουργίες πραγματικού χρόνου.....	60
2.6.2	Σχεδίαση συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.....	61
2.6.3	Διεξαγωγή έρευνας	61
2.6.4	Έξυπνο δίκτυο.....	61
2.7	Διάρθρωση συστήματος PMU.....	62
2.7.1	Τα μέρη ενός συστήματος PMU	62
2.7.2	Μονάδα PMU	63
2.7.3	Σταθμός PDC	66
2.7.4	Σταθμός Super PDC.....	67
2.8	Πρότυπα μετάδοσης χρονικών σημάτων	68
2.8.1	Πρότυπο 1PPS	68
2.8.2	Πρότυπο IRIG-B.....	69
2.9	Μορφότυπα δεδομένων	70
2.9.1	Δομή αρχείου συγχρονισμένης μέτρησης φασιθέτη.....	70
2.9.2	Χρονική σφραγίδα	72
3	Εκτίμηση κατάστασης με συγχρονισμένες μετρήσεις.....	73
3.1	Εισαγωγή.....	73
3.1.1	Κλασικός εκτιμητής κατάστασης	73
3.1.2	Συγχρονισμένες μετρήσεις φασιθετών	74
3.1.3	Υβριδικός εκτιμητής κατάστασης.....	74

3.2	Παραδοχές - Υποθέσεις	76
3.2.1	Μοντέλο γενικευμένου ζυγού και κλάδου	76
3.2.2	Διατύπωση ρευμάτων	77
3.3	Αλγόριθμος Εκτίμησης Κατάστασης.....	78
3.3.1	Συναρτήσεις Μέτρησης	78
3.3.2	Ιακωβιανή Μήτρα	82
4	Εφαρμογή Εκτίμησης Κατάστασης	87
4.1	Περιγραφή προγράμματος	87
4.1.1	Εισαγωγή.....	87
4.1.2	Αρχεία εισόδου	88
4.1.3	Παραδοχές.....	92
4.1.4	Σενάρια εκτέλεσης αλγορίθμου	93
4.1.5	Δίκτυο 14 ζυγών IEEE.....	95
4.1.6	Δίκτυο 118 ζυγών IEEE.....	100
5	Επίλογος.....	113
5.1	Σχολιασμός σεναρίων	113
5.2	Μελλοντική εργασία	114
6	Βιβλιογραφία	117
7	Παράρτημα.....	121
7.1	Μορφότυπο αρχείου συστήματος	121
7.2	Μορφότυπο αρχείου μετρήσεων.....	127

Ευρετήριο Εικόνων

Εικόνα 1: Καταστάσεις λειτουργίας	20
Εικόνα 2: Λειτουργικό διάγραμμα ανάλυσης ασφάλειας.....	23
Εικόνα 3: Μοντέλο γραμμής μεταφοράς	25
Εικόνα 4: Μοντέλο εγκάρσιου στοιχείου	25
Εικόνα 5: Αναπαράσταση μετασχηματιστή.....	26
Εικόνα 6: Μοντέλο μετασχηματιστή	27
Εικόνα 7: Αναπαράσταση φασιθέτη τάσης	43
Εικόνα 8: Τα τμήματα του GPS.....	51
Εικόνα 9: Ιεραρχία συστήματος PMU.....	62
Εικόνα 10: Διάγραμμα μονάδας PMU.....	65
Εικόνα 11: Μορφότυπο αρχείων PMU.....	71
Εικόνα 12: Μετρήσεις φασιθετών τάσης και ρεύματος από μονάδα PMU.....	75
Εικόνα 13: Γενικευμένος ζυγός και κλάδος του δικτύου	76
Εικόνα 14: Ορισμός φασικών γωνιών τάσης και ρεύματος με την κοινή αναφορά του GPS	81
Εικόνα 15: Δίκτυο 14 ζυγών IEEE	95
Εικόνα 16: Δίκτυο 118 ζυγών IEEE	101

Ευρετήριο Πινάκων

Πίνακας 1: Σύγκριση συστημάτων SCADA και PMU.....	60
Πίνακας 2: Κατηγορίες Μετρήσεων.....	89
Πίνακας 3: Τυπική απόκλιση για κάθε κατηγορία μετρήσεων.....	93
Πίνακας 4: Μετρήσεις σεναρίων	94
Πίνακας 5: Μετρήσεις σεναρίου IEEE14 A	96
Πίνακας 6: Αποτελέσματα σεναρίου IEEE14 A.....	96
Πίνακας 7: Διάγραμμα κατάστασης για το σενάριο IEEE14 A.....	97
Πίνακας 8: Μετρήσεις σεναρίου IEEE14 B	97
Πίνακας 9: Αποτελέσματα σεναρίου IEEE14 B.....	98
Πίνακας 10: Διάγραμμα κατάστασης για το σενάριο IEEE14 B.....	98
Πίνακας 11: Μετρήσεις σεναρίου IEEE14 C	99
Πίνακας 12: Αποτελέσματα σεναρίου IEEE14 C.....	100
Πίνακας 13: Διάγραμμα κατάστασης για το σενάριο IEEE14 C.....	100
Πίνακας 14: Μετρήσεις σεναρίου IEEE118 A	102
Πίνακας 15: Αποτελέσματα σεναρίου IEEE118 A.....	104
Πίνακας 16: Διάγραμμα κατάστασης για το σενάριο IEEE118 A.....	104
Πίνακας 17: Μετρήσεις σεναρίου IEEE118 B	107
Πίνακας 18: Αποτελέσματα σεναρίου IEEE118 B.....	108
Πίνακας 19: Διάγραμμα κατάστασης για το σενάριο IEEE118 B.....	109
Πίνακας 20: Χρόνοι εκτέλεσης σεναρίων	114
Πίνακας 21: Σφάλματα διανύσματος κατάστασης για κάθε σενάριο.....	114

Πίνακας Ακρωνύμων

1PPS (One Pulse Per Second)
BCD (Binary Coded Decimal)
CF (Control Function)
DCLS (Direct Current Level Shift)
DFR (Digital Fault Recorder)
DFT (Discrete Fourier Transform)
EMS (Energy Management System)
ESA (European Space Agency)
FFT (Fast Fourier Transform)
FRACSEC (FRACTION of a SECOND)
GEO (Geostationary Earth Orbit)
GLONASS (Global Navigation Satellite System)
GNSS (Global Navigation Satellite System)
GPS (Global Positioning System)
GSO (Geosynchronous Orbit)
IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers)
IP (Internet Protocol)
IRIG (Inter Range Instrumentation Group)
LORAN-C (LONG-RANGE Navigation)
LS (Least Squares)
MEO (Medium Earth Orbit)
MEOSAR (Medium Earth Orbit Search And Rescue)
MLE (Maximum Likelihood Estimation)
NGA (National Geospatial-Intelligence Agency)
PAMU (Phase Angle Measurement Unit)
PDC (Phasor Data Concentrator)
PMU (Phasor Measurement Unit)
PTI (Power Technologies Incorporated)
RCC (Range Commanders Council)

RTDMS (Real Time Dynamics Monitoring System)
RTU (Remote Telemetry Unit)
SARSAT (Search And Rescue Satellite-Aided Tracking)
SBS (Straight Binary Seconds)
SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition)
SOC (Second Of Century)
SPDC (Super Phasor Data Concentrator)
SVC (Static Var Compensator)
TCP (Transmission Control Protocol)
TTG (Telecommunications and Timing Group)
UDP (User Datagram Protocol)
UTC (Universal Time Coordinated)
WAMPAC (Wide Area Monitoring Protection And Control)
WAMS (Wide Area Measurement System)
WLS (Weighted Least Squares)

Οργάνωση κειμένου

Η παρούσα διπλωματική εργασία έχει οργανωθεί σε κεφάλαια που περιγράφουν το θεωρητικό πλαίσιο της εκτίμησης κατάστασης και την προσπάθεια αξιοποίησης συγχρονισμένων μετρήσεων για την εποπτεία και τον έλεγχο των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Επιπλέον αναλύονται οι τεχνικές λεπτομέρειες της εφαρμογής που αναπτύχθηκε για να ελεγχθεί η επίδραση από τη χρήση των μετρήσεων αυτών στην εκτίμηση κατάστασης. Τα κεφάλαια που ακολουθούν περιγράφονται συνοπτικά στη συνέχεια.

Στο 1^ο κεφάλαιο πραγματοποιείται μια περιγραφή της κλασικής εκτίμησης κατάστασης που εφαρμόζεται στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Εξηγείται η διαδικασία της ανάλυσης ασφάλειας που έχει ως στόχο τον προσδιορισμό της κατάστασης λειτουργίας του συστήματος. Γίνεται μια περιγραφή του μοντέλου του δικτύου και στη συνέχεια παρουσιάζεται η ακριβής μαθηματική ανάλυση του προβλήματος της εκτίμησης κατάστασης με συμβατικές μετρήσεις.

Στο 2^ο κεφάλαιο παρουσιάζονται αναλυτικά οι μονάδες μέτρησης φασιθετών, οι οποίες έδωσαν τη δυνατότητα λήψης συγχρονισμένων μετρήσεων φασιθετών. Γίνεται μια ιστορική αναδρομή από τη σύλληψη της ιδέας του φασιθέτη μέχρι την κατασκευή της πρώτης μονάδας PMU και αναλύεται ο ρόλος του δορυφορικού συστήματος GPS στη λήψη συγχρονισμένων δεδομένων. Επιπλέον επιχειρείται μια σύγκριση της τεχνολογίας PMU με τα συστήματα SCADA και δίνεται μια ολοκληρωμένη ανάλυση των υποσυστημάτων που περιλαμβάνει ένα σύστημα PMU.

Στο 3^ο κεφάλαιο πραγματοποιείται η ενσωμάτωση συγχρονισμένων μετρήσεων στην εκτίμηση κατάστασης. Ουσιαστικά συμπληρώνεται το μαθηματικό μοντέλο που αναπτύχθηκε στο 1^ο κεφάλαιο με τις σχέσεις που αφορούν τις συγχρονισμένες μετρήσεις φασιθετών. Με αυτό τον τρόπο αναπτύσσεται ο υβριδικός εκτιμητής που αποτελεί ένα ολοκληρωμένο μοντέλο εκτίμησης κατάστασης.

Στο 4^ο κεφάλαιο ακολουθεί η λεπτομερής περιγραφή του προγράμματος που αναπτύχθηκε για τον έλεγχο της υβριδικής εκτίμησης κατάστασης. Αναφέρονται τα ηλεκτρικά δίκτυα της IEEE που χρησιμοποιήθηκαν από το πρόγραμμα και στη συνέχεια παρουσιάζονται τα αποτελέσματα από την εκτέλεση του προγράμματος με πέντε διαφορετικά σενάρια μετρήσεων.

Στο 5^ο κεφάλαιο γίνεται ένας σύντομος σχολιασμός των αποτελεσμάτων από την εκτέλεση των σεναρίων και προτείνονται κάποιες τεχνικές για πιθανή μελλοντική βελτίωση του προγράμματος.

1 *Κλασική Εκτίμηση Κατάστασης*

1.1 *Εισαγωγή*

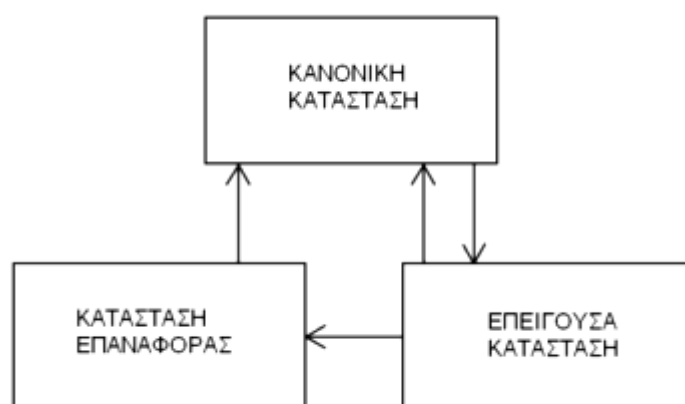
Ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας αποτελείται από τρία διακριτά συστήματα. Αυτά είναι το σύστημα παραγωγής, το σύστημα μεταφοράς και το σύστημα διανομής. Το πρώτο σύστημα περιλαμβάνει ένα σύνολο σταθμών παραγωγής που μετατρέπουν την ενέργεια άλλων μορφών (χημική από καύσιμες ύλες, δυναμική του νερού, πυρηνική, ηλιακή ή αιολική) σε ηλεκτρική. Το σύστημα μεταφοράς αποτελείται από ένα δίκτυο γραμμών που μεταφέρουν την ηλεκτρική ενέργεια από τους σταθμούς παραγωγής στα κέντρα διανομής. Εκτός από τις γραμμές περιλαμβάνει ένα σύνολο υποσταθμών μεταφοράς, μετασχηματιστές και εξοπλισμό προστασίας και ελέγχου του δικτύου. Στο τέλος βρίσκεται το σύστημα διανομής που διανέμει την ηλεκτρική ενέργεια στα κέντρα κατανάλωσης μέσω ενός ακτινικού δικτύου γραμμών και ενός συνόλου υποσταθμών διανομής.

1.1.1 *Καταστάσεις λειτουργίας*

Ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας δεν είναι ποτέ στατικό. Οι μεταβολές στη ζήτηση οδηγούν σε κατάλληλες ρυθμίσεις της παραγωγής από τους χειριστές του συστήματος και από ελεγκτές γεννητριών, ώστε να καλύπτεται το φορτίο σε κάθε περίπτωση. Επιπλέον, στο δίκτυο μπορεί να εμφανιστούν διαταραχές, που είναι απαραίτητο να αντιμετωπιστούν έγκαιρα, διότι τείνουν να απορρυθμίσουν το σύστημα και να το οδηγήσουν σε διακοπές ρεύματος μικρής ή μεγάλης έκτασης. Επομένως οι συνθήκες λειτουργίας ενός συστήματος μεταβάλλονται με το χρόνο. Ο

πλήρης προσδιορισμός των συνθηκών αυτών σε οποιαδήποτε χρονική στιγμή μπορεί να γίνει με γνώση του μοντέλου του δικτύου και των μιγαδικών φασιθετών τάσης των ζυγών. Για το λόγο αυτό το σύνολο των μιγαδικών φασιθετών τάσης ονομάζεται στατική κατάσταση του συστήματος. Καθώς οι συνθήκες λειτουργίας αλλάζουν, το σύστημα μπορεί να περιέλθει σε μια από τις τρεις πιθανές καταστάσεις λειτουργίας: κανονική, επείγουσα, επαναφοράς.

Ένα σύστημα βρίσκεται στην κανονική κατάσταση αν όλα του τα φορτία τροφοδοτούνται με την απαραίτητη ισχύ χωρίς να παραβιάζονται οι περιορισμοί λειτουργίας. Τέτοιοι περιορισμοί είναι συνήθως τα όρια ροών ισχύος στις γραμμές μεταφοράς και τα όρια των τάσεων των ζυγών. Η κανονική κατάσταση μπορεί να είναι ασφαλής ή μη ασφαλής. Στην πρώτη περίπτωση το σύστημα μπορεί να παραμείνει στην κανονική κατάσταση μετά από μια διαταραχή, ενώ στη δεύτερη το σύστημα με την εμφάνιση ορισμένων διαταραχών μεταπίπτει σε επείγουσα κατάσταση. Το σύστημα περιέρχεται σε επείγουσα κατάσταση αν, λόγω απρόσμενων συμβάντων, παραβιαστούν κάποιοι περιορισμοί λειτουργίας. Όλα τα φορτία εξακολουθούν να τροφοδοτούνται. Αν σε αυτό το σημείο εφαρμοστούν άμεσα διορθωτικές κινήσεις από τους χειριστές, το σύστημα μπορεί να επανέλθει στην κανονική κατάσταση. Διαφορετικά, το σύστημα θα μεταβεί πλέον στην κατάσταση επαναφοράς προκειμένου να αποφευχθεί η ολική του κατάρρευση. Οι διορθωτικές ενέργειες στην κατάσταση αυτή περιλαμβάνουν την αποκοπή φορτίου και την αποσύνδεση γραμμών και εξοπλισμού με στόχο την επίτευξη της ευστάθειας, την ικανοποίηση των περιορισμών λειτουργίας και την τροφοδοσία όλων των φορτίων.



Εικόνα 1: Καταστάσεις λειτουργίας

1.1.2 Ανάλυση ασφάλειας

Είναι ευνόητο ότι ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας πρέπει να βρίσκεται συνεχώς στην ασφαλή κανονική κατάσταση. Γι' αυτό απαιτείται συνεχής παρακολούθηση των συνθηκών λειτουργίας από τους χειριστές του, αναγνώριση της κατάστασης στην οποία βρίσκεται και εφαρμογή κατάλληλων διορθωτικών ενεργειών σε περίπτωση που η κατάσταση είναι μη ασφαλής. Αυτή η διαδικασία λέγεται ανάλυση ασφάλειας και περιλαμβάνει τη λήψη μετρήσεων από όλο το σύστημα και την επεξεργασία τους με στόχο τον προσδιορισμό της κατάστασης του συστήματος.

Οι συμβατικές μετρήσεις που λαμβάνονται από ένα τυπικό Σύστημα Εποπτικού Ελέγχου και Συλλογής Δεδομένων (SCADA) είναι ροές ισχύος γραμμών, εγχύσεις ισχύος στους ζυγούς, μέτρα τάσης ζυγών, ισχείς γεννητριών, φορτία, πληροφορίες κατάστασης διακοπών και θέσεων λήψης μετασχηματιστών. Επιπλέον υπάρχουν και οι λεγόμενες ψευδομετρήσεις που περιλαμβάνουν ονομαστικούς συντελεστές ισχύος σε ζυγούς φορτίου, ονομαστικές τάσεις ζυγών παραγωγής και φορτία υπολογισμένα από μεθοδολογίες πρόβλεψης.

Η απευθείας χρήση των δεδομένων αυτών για την εξαγωγή της κατάστασης του συστήματος δεν είναι εφικτή για διάφορους λόγους. Τα δεδομένα δεν είναι πάντα αξιόπιστα, γιατί συνοδεύονται από σφάλματα στις μετρήσεις και τηλεπικοινωνιακό θόρυβο. Δεν είναι δυνατή η μέτρηση σημαντικών μεγεθών όπως οι φασικές γωνίες τάσης των ζυγών. Επιπλέον, δεν είναι πάντα συμφέρουσα από οικονομικής πλευράς η μετάδοση όλων των μετρήσεων που παράγονται στους υποσταθμούς.

Οι δυσκολίες αυτές αίρονται με την εκτέλεση μιας υπολογιστικής διαδικασίας που λέγεται εκτίμηση κατάστασης. Η εισαγωγή της στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας ενίσχυσε δραματικά τις δυνατότητες των συστημάτων SCADA και οδήγησε στην εδραίωση των Συστημάτων Ενεργειακής Διαχείρισης (EMS), που διέθεταν πλέον ένα ισχυρό εργαλείο, τον εκτιμητή κατάστασης.

1.1.3 Εκτιμητής κατάστασης

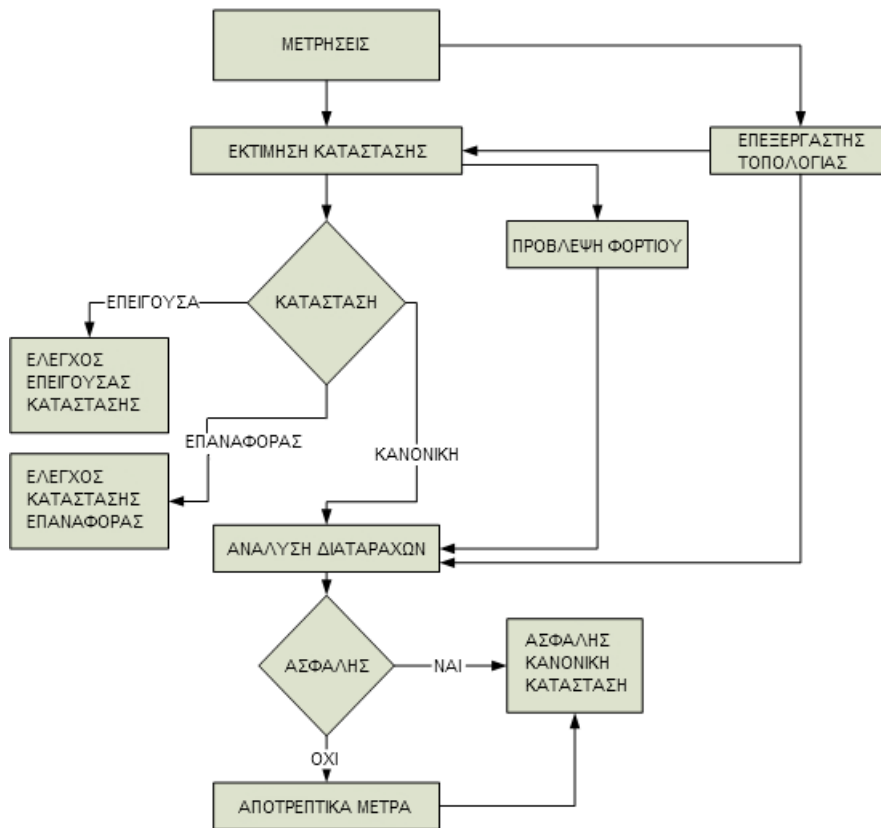
Ο εκτιμητής κατάστασης δέχεται στην είσοδό του τις ακατέργαστες μετρήσεις, απορρίπτει όσες έχουν μεγάλα σφάλματα και υπολογίζει τη βέλτιστη εκτίμηση κατάστασης του συστήματος. Το αποτέλεσμα που προκύπτει στην έξοδο είναι το

διάνυσμα κατάστασης, το σύνολο, δηλαδή, των φασιθετών τάσης (μέτρα και φασικές γωνίες) των ζυγών του συστήματος. Με βάση το διάνυσμα αυτό ο εκτιμητής κατάστασης ελέγχει αν ικανοποιούνται οι περιορισμοί λειτουργίας και προσδιορίζει την τρέχουσα κατάσταση λειτουργίας του συστήματος. Τα αποτελέσματα αυτής της διαδικασίας διατίθενται σε όλες τις εφαρμογές του συστήματος EMS, όπως την ανάλυση ενδεχόμενων διαταραχών, τον αυτόματο έλεγχο παραγωγής, την πρόβλεψη φορτίου και τη βέλτιστη ροή φορτίου.

Οι εκτιμητές κατάστασης περιλαμβάνουν συνήθως τις παρακάτω λειτουργίες:

- Επεξεργασία τοπολογίας: Συγκεντρώνει δεδομένα κατάστασης διακοπών και διαμορφώνει το τρέχον διάγραμμα του συστήματος.
- Ανάλυση παρατηρησιμότητας: Προσδιορίζει αν επαρκεί το διαθέσιμο σύνολο μετρήσεων για να ληφθεί μια λύση από την εκτίμηση κατάστασης. Επίσης, αναγνωρίζει τους μη παρατηρήσιμους κλάδους και τις παρατηρήσιμες νησίδες του συστήματος, αν υπάρχουν.
- Εκτίμηση κατάστασης: Προσδιορίζει τη βέλτιστη εκτίμηση της κατάστασης του συστήματος με βάση το μοντέλο του δικτύου και τις μετρήσεις. Αυτή αποτελείται από τα μέτρα και τις φασικές γωνίες των τάσεων όλων των ζυγών του συστήματος.
- Επεξεργασία εσφαλμένων μετρήσεων: Ανιχνεύει την ύπαρξη μεγάλων σφαλμάτων στο σύνολο των μετρήσεων. Επιπλέον, αναγνωρίζει και εξαλείφει εσφαλμένες μετρήσεις, υπό την προϋπόθεση να υπάρχει αρκετή περίσσεια μετρήσεων.
- Επεξεργασία παραμέτρων και δομικών σφαλμάτων: Εκτιμά διάφορες παραμέτρους του δικτύου, όπως παραμέτρους γραμμών, μετασχηματιστών και εγκάρσιων πυκνωτών. Εντοπίζει δομικά σφάλματα στη διαμόρφωση του δικτύου και αναγνωρίζει εσφαλμένες καταστάσεις διακοπών.

Από τα παραπάνω είναι εμφανές ότι ο εκτιμητής κατάστασης είναι ο πυρήνας της ανάλυσης ασφάλειας. Λειτουργεί ως φίλτρο ανάμεσα στις ακατέργαστες μετρήσεις που λαμβάνονται και στις εφαρμογές του συστήματος, που απαιτούν μια αξιόπιστη βάση δεδομένων.



Εικόνα 2: Λειτουργικό διάγραμμα ανάλυσης ασφάλειας

1.1.4 Η ιδέα της εκτίμησης κατάστασης

Οι πρώτοι που εισήγαγαν την εκτίμηση κατάστασης ήταν οι μαθηματικοί Gauss και Legendre γύρω στο 1800. Η βασική ιδέα ήταν η βέλτιστη ρύθμιση των μεταβλητών κατάστασης μέσω της ελαχιστοποίησης του αθροίσματος των τετραγώνων των υπολοίπων (υπόλοιπο είναι η διαφορά μεταξύ της μετρούμενης τιμής και της τιμής που δημιουργείται από το μοντέλο). Αυτή είναι η γνωστή μέθοδος των ελαχίστων τετραγώνων (LS), που έγινε ο ακρογωνιαίος λίθος της κλασικής στατιστικής και χρησιμοποιείται ακόμη και σήμερα. Ο Gauss εισήγαγε αργότερα την κανονική (ή γκαουσιανή) κατανομή ως την κατανομή σφαλμάτων για την οποία η μέθοδος LS είναι βέλτιστη.

Η εκτίμηση κατάστασης, όπως αναφέρθηκε, είναι θεμελιώδους σημασίας για τον προσδιορισμό της κατάστασης ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας σε πραγματικό χρόνο. Η πρώτη εφαρμογή της εκτίμησης κατάστασης σε ηλεκτρικό δίκτυο και σε περιβάλλον πραγματικού χρόνου έγινε από τους Schweppé και Wildes στα τέλη της δεκαετίας του 60'.

1.2 Παραδοχές - Υποθέσεις

Στις επόμενες παραγράφους επιχειρείται η λεπτομερής περιγραφή του αλγορίθμου εκτίμησης κατάστασης. Για να είναι δυνατή η περιγραφή πρέπει να γίνουν πρώτα ορισμένες γενικές παραδοχές για το μοντέλο του ηλεκτρικού δικτύου και τα μοντέλα των επιμέρους στοιχείων (γραμμές μεταφοράς, εγκάρσια στοιχεία, μετασχηματιστές, γεννήτριες, φορτία).

1.2.1 Μοντέλο δικτύου

Το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας θεωρείται ότι λειτουργεί στη μόνιμη κατάσταση και υπάρχει συμμετρία. Αυτό σημαίνει ότι όλες οι εγχύσεις και οι ροές ισχύος θα είναι τριφασικές συμμετρικές και όλα τα φορτία και οι διατάξεις (εγκάρσιες ή σειράς) του δικτύου θα είναι τριφασικά συμμετρικά. Ακόμη, οι γραμμές μεταφοράς θα είναι γραμμές με αντιμετατεθειμένους αγωγούς.

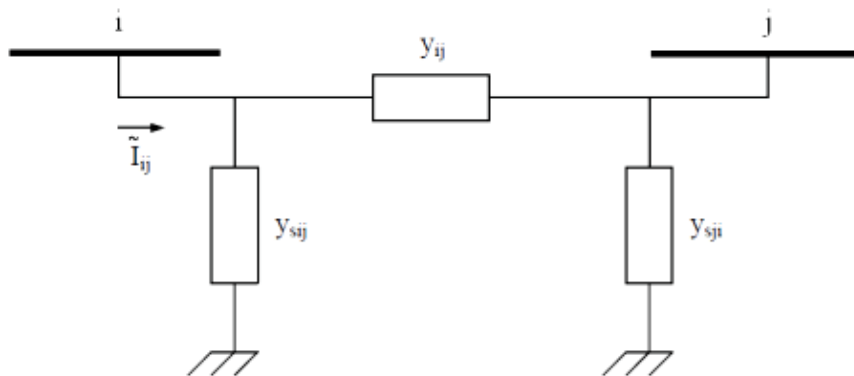
Οι παραπάνω παραδοχές επιτρέπουν τη χρήση του μονοφασικού ισοδύναμου κυκλώματος θετικής ακολουθίας για τη μοντελοποίηση ολόκληρου του συστήματος. Επίσης, η λύση που θα προκύψει τελικά με χρήση αυτού του δικτυακού μοντέλου θα είναι η συνιστώσα θετικής ακολουθίας της κατάστασης του συστήματος κατά τη λειτουργία σε συμμετρική μόνιμη κατάσταση. Όλα τα δεδομένα και οι μεταβλητές του δικτύου εκφράζονται στο ανά μονάδα σύστημα. Ακολούθως περιγράφονται τα μοντέλα στοιχείων που θα χρησιμοποιηθούν για την αναπαράσταση του δικτύου.

1.2.2 Γραμμές μεταφοράς

Οι γραμμές μεταφοράς αναπαρίστανται με το ισοδύναμο μοντέλο «Π». Το μοντέλο αυτό, που συνδέει το ζυγό i με το ζυγό j , αποτελείται από μια εν σειρά σύνθετη αγωγιμότητα y_{ij} και δύο εγκάρσιες σύνθετες αγωγιμότητες y_{sij} , μία συνδεδεμένη στο ζυγό i και μία στο ζυγό j . Οι δύο εγκάρσιες αγωγιμότητες y_{sij} , y_{sji} στο μοντέλο μας θεωρούνται ίσες.

$$y_{ij} = g_{ij} + jb_{ij} \quad (1.1)$$

$$y_{sij} = g_{sij} + jb_{sij} \quad (1.2)$$



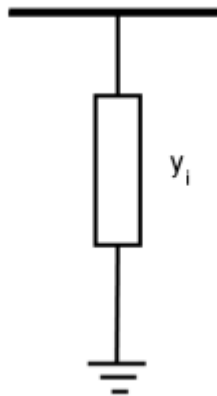
Εικόνα 3: Μοντέλο γραμμής μεταφοράς

1.2.3 Εγκάρσια στοιχεία

Τα εγκάρσια στοιχεία είναι πυκνωτές ή επαγωγικά πηνία και χρησιμοποιούνται συχνά για τον έλεγχο της τάσης ή της αέργου ισχύος. Αναπαρίστανται με μια εγκάρσια φανταστική αγωγιμότητα:

$$y_i = jb_i \quad (1.3)$$

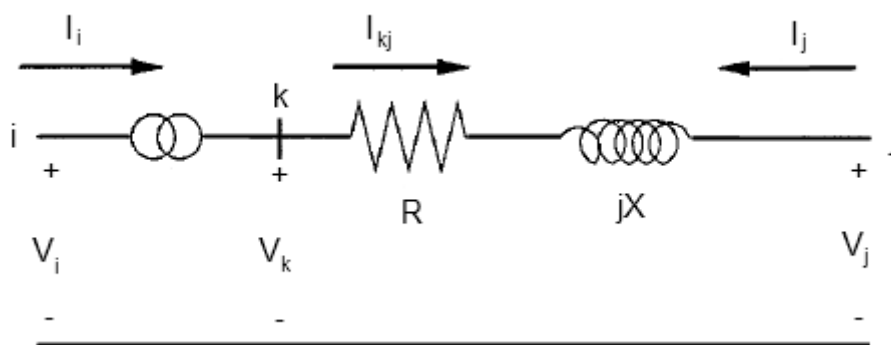
Το πρόσημο της αγωγιμότητας καθορίζει τον τύπο του εγκάρσιου στοιχείου. Μια θετική αγωγιμότητα αντιστοιχεί σε εγκάρσιο πυκνωτή, ενώ μια αρνητική αντιστοιχεί σε εγκάρσιο επαγωγικό πηνίο.



Εικόνα 4: Μοντέλο εγκάρσιου στοιχείου

1.2.4 Μετασχηματιστές

Ο πραγματικός μετασχηματιστής αναπαρίσταται ως ένας ιδανικός μετασχηματιστής με λόγο μετασχηματισμού a σε σειρά με μια ισοδύναμη σύνθετη αντίσταση $Z = R + jX$. Οι ακροδέκτες του πραγματικού μετασχηματιστή αντιστοιχούν στους ζυγούς i και j .



Εικόνα 5: Αναπαράσταση μετασχηματιστή

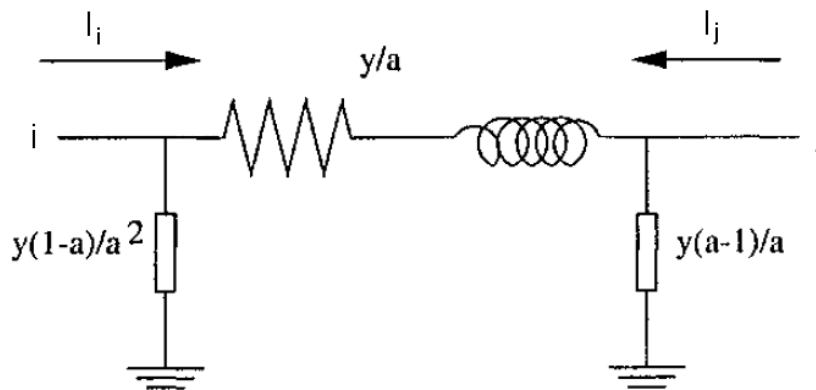
Οι εξισώσεις κόμβων του δίθυρου δικτύου προκύπτουν αν εκφραστούν κατάλληλα τα ρεύματα I_{kj} και I_j στα άκρα του κλάδου της σύνθετης αντίστασης. Αν η σύνθετη αγωγιμότητα του κλάδου $k - j$ είναι $y = 1/Z$, τότε τα ρεύματα συναρτήσει των τάσεων V_k και V_j δίνονται από το σύστημα εξισώσεων:

$$\begin{bmatrix} I_{kj} \\ I_j \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y & -y \\ -y & y \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_k \\ V_j \end{bmatrix} \quad (1.4)$$

Αν αντικατασταθεί το ρεύμα I_{kj} και η τάση V_k με:
$$\begin{cases} I_{kj} = aI_i \\ V_k = \frac{V_i}{a} \end{cases}$$

το σύστημα εξισώσεων γίνεται:

$$\begin{bmatrix} I_i \\ I_j \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{y}{a^2} & -\frac{y}{a} \\ -\frac{y}{a} & y \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_i \\ V_j \end{bmatrix} \quad (1.5)$$



Εικόνα 6: Μοντέλο μετασχηματιστή

1.2.5 Γεννήτριες

Οι γεννήτριες αναπαρίστανται ως ισοδύναμες μιγαδικές εγχύσεις ισχύος με αναφορά σε κάποιο ζυγό. Η γεννήτρια έχει μιγαδική ισχύ:

$$\tilde{S}_{Gi} = P_{Gi} + jQ_{Gi} \quad (1.6)$$

όπου P_{Gi} : ενεργός ισχύς γεννήτριας (θετική)

Q_{Gi} : άεργος ισχύς γεννήτριας

1.2.6 Φορτία

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. Αντίθετα, τα φορτία σταθερής αγωγιμότητας αναπαρίστανται ως εγκάρσιες σύνθετες αγωγιμότητες και έχουν επίδραση στο μοντέλο του δικτύου.

Η αναπαράσταση του φορτίου σταθερής ισχύος είναι:

$$\tilde{S}_{Di} = P_{Di} + jQ_{Di} \quad (1.7)$$

όπου P_{Di} : ενεργός ισχύς φορτίου (αρνητική)

Q_{Di} : άεργος ισχύς φορτίου

Η αναπαράσταση του φορτίου σταθερής αγωγιμότητας είναι:

$$y_i = g_i + jb_i \quad (1.8)$$

1.3 Εκτίμηση Μέγιστης Πιθανοφάνειας

Όπως αναφέρθηκε παραπάνω, η εκτίμηση κατάστασης έχει στόχο τον προσδιορισμό της πιο πιθανής κατάστασης του συστήματος με βάση τις μετρούμενες ποσότητες. Ένας τρόπος για να γίνει αυτό είναι με χρήση μιας ιδιαίτερα διαδεδομένης μεθόδου στη στατιστική, της Εκτίμησης Μέγιστης Πιθανοφάνειας (MLE).

Θεωρούμε ότι τα σφάλματα των μετρήσεων είναι ανεξάρτητες τυχαίες μεταβλητές που ακολουθούν μια γνωστή κατανομή πιθανότητας με άγνωστες παραμέτρους. Η κοινή συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας όλων των μετρήσεων μπορεί να γραφεί ως συνάρτηση των παραμέτρων. Η τελευταία ονομάζεται συνάρτηση πιθανοφάνειας και λαμβάνει τη μέγιστη τιμή της όταν οι άγνωστες παράμετροι επιλεγούν ώστε να είναι πιο κοντά στις πραγματικές τους τιμές. Επομένως μπορεί να οριστεί ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης προκειμένου να μεγιστοποιηθεί η συνάρτηση πιθανοφάνειας. Η λύση του προβλήματος θα μας δώσει την εκτίμηση μέγιστης πιθανοφάνειας για τις ζητούμενες παραμέτρους.

Τα σφάλματα των μετρήσεων θεωρούμε ότι ακολουθούν την κανονική κατανομή (Γκαουσιανή) με παραμέτρους μ (μέση τιμή) και σ^2 (διασπορά). Στη συνέχεια το πρόβλημα επιλύεται για αυτές τις δύο παραμέτρους.

1.3.1 Συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας Κανονικής Κατανομής

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

$$f(z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma}} e^{-\frac{1}{2}\left\{\frac{z-\mu}{\sigma}\right\}^2} \quad (1.9)$$

όπου z : τυχαία μεταβλητή
 μ : μέση τιμή της z (ίση με $E(z)$)
 σ : τυπική απόκλιση της z

Η συνάρτηση $f(z)$ αλλάζει σχήμα ανάλογα με τις τιμές των παραμέτρων μ και σ . Ωστόσο, μπορεί να κανονικοποιηθεί εφαρμόζοντας την αλλαγή μεταβλητής:

$$u = \frac{z - \mu}{\sigma} \quad (1.10)$$

Η νέα συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας είναι:

$$\Phi(u) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{u^2}{2}} \quad (1.11)$$

1.3.2 Συνάρτηση πιθανοφάνειας

Έστω m ανεξάρτητες μετρήσεις με την ίδια κανονική συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας. Η κοινή συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας των μετρήσεων μπορεί να εκφραστεί ως το γινόμενο όλων των συναρτήσεων πυκνότητας πιθανότητας, αφού οι μετρήσεις είναι ανεξάρτητες:

$$f_m(z) = f(z_1)f(z_2)\cdots f(z_m) \quad (1.12)$$

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 . Αποτελεί ένα μέτρο της πιθανότητας να παρατηρηθεί ένα συγκεκριμένο σύνολο μετρήσεων στο διάνυσμα z .

Ο στόχος της εκτίμησης μέγιστης πιθανοφάνειας είναι να μεγιστοποιήσει αυτή τη συνάρτηση πιθανοφάνειας μεταβάλλοντας τις παραμέτρους μ_i (μέση τιμή) και σ_i (τυπική απόκλιση). Για διευκόλυνση η συνάρτηση αντικαθίσταται από το λογάριθμό της. Η νέα συνάρτηση λέγεται συνάρτηση λογαριθμο-πιθανοφάνειας, συμβολίζεται με L και δίνεται από τη σχέση:

$$L = \log f_m(z) = \sum_{i=1}^m \log f(z_i) = -\frac{1}{2} \sum_{i=1}^m \left(\frac{z_i - \mu_i}{\sigma_i} \right)^2 - \frac{m}{2} \log 2\pi - \sum_{i=1}^m \log \sigma_i \quad (1.13)$$

Για να μεγιστοποιηθεί η συνάρτηση λογαριθμο-πιθανοφάνειας πρέπει:

$$\log f_m(z) = \max \quad (1.14)$$

που συνεπάγεται:

$$\sum_{i=1}^m \left(\frac{z_i - \mu_i}{\sigma_i} \right)^2 = \min \quad (1.15)$$

Η παραπάνω συνθήκη μπορεί να επαναδιατυπωθεί συναρτήσει των υπολοίπων r_i των μετρήσεων:

$$r_i = z_i - \mu_i \quad , \quad i = 1, \dots, m \quad (1.16)$$

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 τη μέτρηση z_i . Το τετράγωνο κάθε υπολοίπου r_i^2 πολλαπλασιάζεται με το βάρος $W_{ii} = \sigma_i^{-2}$, που είναι αντιστρόφως ανάλογο με τη διασπορά σφάλματος για τη μέτρηση z_i . Έτσι η ελαχιστοποίηση του παραπάνω αθροίσματος είναι ισοδύναμη με την ελαχιστοποίηση του σταθμικού αθροίσματος των τετραγώνων των υπολοίπων r_i :

$$\sum_{i=1}^m W_{ii} r_i^2 = \min \quad (1.17)$$

όπου:

$$r_i = z_i - h_i(x) \quad , \quad i = 1, \dots, m \quad (1.18)$$

Η λύση του παραπάνω προβλήματος βελτιστοποίησης λέγεται εκτιμήτρια σταθμικών ελαχίστων τετραγώνων (WLS) για το διάνυσμα κατάστασης x .

1.4 Μοντέλο μετρήσεων

Ακολουθώς παρουσιάζεται το μοντέλο των μετρήσεων πάνω στις οποίες εφαρμόζεται η μέθοδος των σταθμικών ελαχίστων τετραγώνων που περιγράφηκε προηγουμένως.

Έστω το διάνυσμα z που περιέχει όλες τις μετρήσεις:

$$z = \begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ \dots \\ z_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ h_2(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ \dots \\ h_m(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ \dots \\ e_m \end{bmatrix} = h(x) + e \quad (1.19)$$

όπου:

$h^T = [h_1(x), h_2(x), \dots, h_m(x)]$: είναι το διάνυσμα των συναρτήσεων μέτρησης (οι μη γραμμικές συναρτήσεις που συσχετίζουν τις μετρήσεις με το διάνυσμα κατάστασης)

$x^T = [x_1, x_2, \dots, x_n]$: είναι το διάνυσμα κατάστασης του συστήματος

$e^T = [e_1, e_2, \dots, e_m]$: είναι το διάνυσμα των σφαλμάτων των μετρήσεων

Σχετικά με τις στατιστικές ιδιότητες των σφαλμάτων γίνονται οι εξής υποθέσεις:

- $E(e_i) = 0 \quad , \quad i = 1, \dots, m$
- $E[e_i e_j] = 0 \quad , \quad \forall i \neq j$

Η τελευταία σχέση σημαίνει ότι τα σφάλματα των μετρήσεων είναι ανεξάρτητα και ασυσχέτιστα. Ο πίνακας συμμεταβλητότητας είναι ο διαγώνιος πίνακας R :

$$Cov(e) = E[ee^T] = R = \text{diag} \{ \sigma_1^2, \sigma_2^2, \dots, \sigma_m^2 \} \quad (1.20)$$

Η τυπική απόκλιση σ_i κάθε μέτρησης παίρνει κατάλληλη τιμή, ώστε να αντανακλά την ακρίβεια του αντίστοιχου οργάνου.

Το πλήθος των μετρήσεων συμπεριλαμβανομένων των ψευδομετρήσεων είναι m , ενώ το πλήθος των μεταβλητών κατάστασης είναι n . Έτσι ορίζεται η περίσσεια, δηλαδή ο λόγος:

$$r = \frac{m}{n} \quad (1.21)$$

Η εκτιμήτρια WLS ελαχιστοποιεί την ακόλουθη συνάρτηση:

$$J(x) = \sum_{i=1}^m \frac{(z_i - h_i(x))^2}{R_{ii}} = [z - h(x)]^T R^{-1} [z - h(x)] \quad (1.22)$$

Για να είναι ελάχιστη η $J(x)$, πρέπει να ικανοποιούνται οι συνθήκες πρώτης τάξης, δηλαδή:

$$g(x) = \frac{\partial J(x)}{\partial x} = -H^T(x)R^{-1}[z - h(x)] = 0 \quad (1.23)$$

όπου

$$H(x) = \left[\frac{\partial h(x)}{\partial x} \right] \quad (1.24)$$

Ο πίνακας $H(x)$ (λέγεται και Ιακωβιανή μήτρα) είναι η παράγωγος του διανύσματος των συναρτήσεων μέτρησης $h(x)$ ως προς το διάνυσμα κατάστασης x και μπορεί να γραφεί σε αναλυτική μορφή:

$$H(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial h_1}{\partial x_1} & \frac{\partial h_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial h_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial h_2}{\partial x_1} & \frac{\partial h_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial h_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial h_m}{\partial x_1} & \frac{\partial h_m}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial h_m}{\partial x_n} \end{bmatrix}$$

Η μη γραμμική συνάρτηση $g(x)$ μπορεί να αναπτυχθεί σε σειρά Taylor γύρω από το διάνυσμα κατάστασης x^k :

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

Αγνοώντας τους όρους υψηλότερης τάξης μπορούμε να απλοποιήσουμε αυτή τη σχέση. Η εξίσωση που προκύπτει μπορεί να λυθεί με μια επαναληπτική μέθοδο γνωστή ως Gauss-Newton:

$$x^{k+1} = x^k - [G(x^k)]^{-1} \cdot g(x^k) \quad (1.25)$$

όπου k είναι ο δείκτης επανάληψης και x^k είναι το διάνυσμα κατάστασης στην επανάληψη k . Επίσης:

$$G(x^k) = \frac{\partial g(x^k)}{\partial x} = H^T(x^k) R^{-1} H(x^k) \quad (1.26)$$

$$g(x^k) = -H^T(x^k) R^{-1} (z - h(x^k)) \quad (1.27)$$

Ο πίνακας $G(x)$ ονομάζεται πίνακας κέρδους. Είναι αραιός, θετικά ορισμένος και συμμετρικός, υπό την προϋπόθεση ότι το σύστημα είναι πλήρως παρατηρήσιμο. Ο $G(x)$ συνήθως δεν αντιστρέφεται κατά την επίλυση, αλλά παραγοντοποιείται σε άνω και κάτω τριγωνικό πίνακα (LU παραγοντοποίηση) και κατόπιν το σύστημα των εξισώσεων επιλύεται με εμπρός και πίσω αντικατάσταση σε κάθε επανάληψη k .

Επομένως, η λύση της εκτίμησης κατάστασης με χρήση της μεθόδου σταθμικών ελαχίστων τετραγώνων υπολογίζεται με την επαναληπτική διαδικασία:

$$G(x^k) \Delta x^{k+1} = H^T(x^k) R^{-1} (z - h(x^k)) \quad (1.28)$$

όπου $\Delta x^{k+1} = x^{k+1} - x^k$.

1.5 Αλγόριθμος Εκτίμησης Κατάστασης

Η επαναληπτική διαδικασία της εξίσωσης (1.27) μας δίνει τη λύση της εκτίμησης κατάστασης με χρήση της μεθόδου WLS. Για να ξεκινήσει η διαδικασία πρέπει να δοθεί αυθαίρετα ένα αρχικό διάνυσμα κατάστασης x^0 . Η συνηθέστερη επιλογή είναι το επίπεδο διάνυσμα (flat start), στο οποίο όλες οι τάσεις ζυγών έχουν μοναδιαίο μέτρο (1 α.μ.) και μηδενική φασική γωνία (0 μοίρες).

1.5.1 Βήματα αλγορίθμου

Στο σημείο αυτό περιγράφεται με λεπτομέρεια ο επαναληπτικός αλγόριθμος για το πρόβλημα εκτίμησης κατάστασης WLS. Τα βήματα του αλγορίθμου είναι τα εξής:

1. Εκκίνηση επαναλήψεων και αρχικοποίηση του δείκτη επανάληψης $k = 0$.
2. Αρχικοποίηση του διανύσματος κατάστασης στην τιμή x^0 (συνήθως επίπεδο διάνυσμα).
3. Υπολογισμός του πίνακα κέρδους $G(x^k)$.
4. Υπολογισμός του δεξιού μέλους $t^k = H^T(x^k) R^{-1}(z - h(x^k))$.
5. Παραγοντοποίηση του $G(x^k)$ και επίλυση για την εύρεση του Δx^{k+1} .
6. Έλεγχος σύγκλισης με τη συνθήκη $\max |\Delta x^{k+1}| \leq \varepsilon$, όπου ε το όριο ανοχής.
7. Αν όχι, $x^{k+1} = x^k + \Delta x^{k+1}$, $k = k + 1$ και επιστροφή στο βήμα 3. Αν ναι, τέλος.

Ο παραπάνω αλγόριθμος περιλαμβάνει βασικά τους ακόλουθους υπολογισμούς σε κάθε επανάληψη k :

- A. Υπολογισμός του δεξιού μέλους $t^k = H^T(x^k) R^{-1}(z - h(x^k))$.
 1. Υπολογισμός του διανύσματος των συναρτήσεων μέτρησης $h(x^k)$.
 2. Δημιουργία της Ιακωβιανής μήτρας $H(x^k)$.
- B. Υπολογισμός του $G(x^k)$ και επίλυση της επαναληπτικής εξίσωσης.
 1. Δημιουργία του πίνακα κέρδους $G(x^k)$.

2. Παραγοντοποίηση LU του $G(x^k)$.
3. Εφαρμογή εμπρός και πίσω αντικατάστασης για την εύρεση του Δx^{k+1} .

1.5.2 Συναρτήσεις Μέτρησης

Ένα σημαντικό βήμα του αλγορίθμου εκτίμησης κατάστασης είναι ο υπολογισμός του διανύσματος των συναρτήσεων μέτρησης $h(x^k)$. Όπως αναφέρθηκε παραπάνω, το διάνυσμα αυτό συσχετίζει τις μετρήσεις του διανύσματος μετρήσεων z με τις μεταβλητές του διανύσματος κατάστασης x . Ουσιαστικά το $h(x^k)$ είναι μια διανυσματική συνάρτηση πολλών μεταβλητών. Έχει ως συνιστώσες τις συναρτήσεις μέτρησης $h_i(x^k)$, οι οποίες αντιστοιχούν σε ισάριθμες μετρήσεις (m το πλήθος) και εξαρτώνται από τις μεταβλητές κατάστασης.

Οι συμβατικές αναλογικές μετρήσεις που λαμβάνονται από ένα σύστημα SCADA είναι ροές ισχύος γραμμών, εγχύσεις ισχύος ζυγών και μέτρα τάσης ζυγών. Οι συναρτήσεις μέτρησης μπορούν να γραφούν με τις μεταβλητές κατάστασης (τάσεις ζυγών) και τις αγωγιμότητες σε καρτεσιανή ή πολική μορφή. Με βάση αυτή την επισήμανση για την παρουσίαση των συναρτήσεων υπάρχουν τρεις επιλογές:

- αγωγιμότητες και τάσεις σε καρτεσιανές συντεταγμένες (καρτεσιανή μορφή)
- αγωγιμότητες και τάσεις σε πολικές συντεταγμένες (πολική μορφή)
- αγωγιμότητες σε καρτεσιανές και τάσεις σε πολικές συντεταγμένες (υβριδική μορφή)

Για τις ανάγκες της παρούσας εργασίας θα χρησιμοποιηθεί η υβριδική μορφή. Έτσι οι αγωγιμότητες και οι τάσεις των ζυγών έχουν τον εξής συμβολισμό:

Τάσεις:

$$\tilde{V}_i = V_i e^{j\delta_i} = V_i \angle \delta_i \quad (1.29)$$

Αγωγιμότητες:

$$y_{ij} = g_{ij} + jb_{ij} \quad (1.30)$$

$$y_{sij} = g_{sij} + jb_{sij} \quad (1.31)$$

$$y_i = g_i + jb_i \quad (1.32)$$

Σε ένα δίκτυο N ζυγών το διάνυσμα κατάστασης x έχει $2N$ στοιχεία. Τα πρώτα N στοιχεία είναι οι φασικές γωνίες τάσης και τα επόμενα N είναι τα μέτρα τάσης των ζυγών. Σε συνοπτική μορφή το διάνυσμα κατάστασης είναι:

$$x^T = [\delta_1, \delta_2, \dots, \delta_N, V_1, V_2, \dots, V_N]$$

Με βάση τους παραπάνω συμβολισμούς οι κατηγορίες μετρήσεων που αναφέρθηκαν προηγουμένως έχουν τις εξής αναλυτικές εκφράσεις:

Έγχυση ενεργού ισχύος:

$$P_i = V_i^2 \sum_{m \in a(i)} (g_{ij} + g_{sij}) + V_i^2 g_i - V_i \sum_{m \in a(i)} V_j \{g_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + b_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)\} \quad (1.33)$$

Έγχυση αέργου ισχύος:

$$Q_i = -V_i^2 \sum_{m \in a(i)} (b_{ij} + b_{sij}) - V_i^2 b_i - V_i \sum_{m \in a(i)} V_j \{g_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - b_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)\} \quad (1.34)$$

Ροή ενεργού ισχύος:

$$P_{ij} = V_i^2 (g_{ij} + g_{sij}) - V_i V_j \{g_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + b_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)\} \quad (1.35)$$

Ροή αέργου ισχύος:

$$Q_{ij} = -V_i^2 (b_{ij} + b_{sij}) - V_i V_j \{g_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - b_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)\} \quad (1.36)$$

Μέτρο τάσης:

$$V_{mag} = V_i \quad (1.37)$$

όπου, το $a(i)$ αντιπροσωπεύει το σύνολο των διασυνδεδεμένων ζυγών με το ζυγό i .

Οι σχέσεις που αφορούν τις ροές και τις εγχύσεις ισχύος μπορούν να πάρουν πιο συμπαγή μορφή αν θέσουμε:

$$\alpha_{ij} = g_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + b_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) \quad (1.38)$$

$$\beta_{ij} = g_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - b_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) \quad (1.39)$$

Τότε οι σχέσεις γίνονται:

$$P_i = V_i^2 \sum_{m \in a(i)} (g_{ij} + g_{sij}) + V_i^2 g_i - V_i \sum_{m \in a(i)} V_j \alpha_{ij} \quad (1.40)$$

$$Q_i = -V_i^2 \sum_{m \in a(i)} (b_{ij} + b_{sij}) - V_i^2 b_i - V_i \sum_{m \in a(i)} V_j \beta_{ij} \quad (1.41)$$

$$P_{ij} = V_i^2 (g_{ij} + g_{sij}) - V_i V_j \alpha_{ij} \quad (1.42)$$

$$Q_{ij} = -V_i^2 (b_{ij} + b_{sij}) - V_i V_j \beta_{ij} \quad (1.43)$$

1.5.3 Ιακωβιανή Μήτρα

Η Ιακωβιανή μήτρα για την κλασική εκτίμηση κατάστασης σε υβριδική μορφή είναι:

$$H = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \delta} & \frac{\partial P_i}{\partial V} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \delta} & \frac{\partial Q_i}{\partial V} \\ \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta} & \frac{\partial P_{ij}}{\partial V} \\ \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta} & \frac{\partial Q_{ij}}{\partial V} \\ \frac{\partial V_i}{\partial \delta} & \frac{\partial V_i}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (1.44)$$

Τα στοιχεία της Ιακωβιανής μήτρας είναι οι μερικές παράγωγοι των μετρήσεων ως προς τις μεταβλητές κατάστασης και δίνονται αναλυτικά παρακάτω:

Παράγωγοι εγχύσεων ενεργού ισχύος:

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = V_i \sum_{m \in a(i)} V_j \beta_{ij} \quad (1.45)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -V_i V_j \beta_{ij} \quad (1.46)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial V_i} = 2V_i \sum_{m \in a(i)} (g_{ij} + g_{sij}) + 2V_i g_i - \sum_{m \in a(i)} V_j \alpha_{ij} \quad (1.47)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial V_j} = -V_i \alpha_{ij} \quad (1.48)$$

Παράγωγοι εγχύσεων αέργου ισχύος:

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = -V_i \sum_{m \in a(i)} V_j \alpha_{ij} \quad (1.49)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = V_i V_j \alpha_{ij} \quad (1.50)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V_i} = -2V_i \sum_{m \in a(i)} (b_{ij} + b_{sij}) - 2V_i b_i - \sum_{m \in a(i)} V_j \beta_{ij} \quad (1.51)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V_j} = -V_i \beta_{ij} \quad (1.52)$$

Παράγωγοι ροών ενεργού ισχύος:

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_i} = V_i V_j \beta_{ij} \quad (1.53)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_j} = -V_i V_j \beta_{ij} \quad (1.54)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial V_i} = 2V_i (g_{ij} + g_{sij}) - V_j \alpha_{ij} \quad (1.55)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial V_j} = -V_i \alpha_{ij} \quad (1.56)$$

Παράγωγοι ροών αέργου ισχύος:

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta_i} = -V_i V_j \alpha_{ij} \quad (1.57)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta_j} = V_i V_j \alpha_{ij} \quad (1.58)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_i} = -2V_i (b_{ij} + b_{sij}) - V_j \beta_{ij} \quad (1.59)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_j} = -V_i \beta_{ij} \quad (1.60)$$

Παράγωγοι μέτρων τάσης:

$$\frac{\partial V_i}{\partial \delta_i} = 0 \quad (1.61)$$

$$\frac{\partial V_i}{\partial \delta_j} = 0 \quad (1.62)$$

$$\frac{\partial V_i}{\partial V_i} = 1 \quad (1.63)$$

$$\frac{\partial V_i}{\partial V_j} = 0 \quad (1.64)$$

1.5.4 Πίνακας Κέρδους

Ο πίνακας κέρδους G σχηματίζεται από την Ιακωβιανή μήτρα H και το διαγώνιο πίνακα R :

$$G(x^k) = H^T(x^k) R^{-1} H(x^k)$$

Ο πίνακας G είναι αραιός και συμμετρικός και έχει μη αρνητικές ιδιοτιμές. Για πλήρως παρατηρήσιμα δίκτυα είναι θετικά ορισμένος.

1.5.5 Παραγοντοποίηση LU

Ο πίνακας κέρδους μπορεί να γραφεί ως το γινόμενο δύο τριγωνικών πινάκων, ενός κάτω τριγωνικού L και ενός άνω τριγωνικού U . Δηλαδή είναι:

$$G = L \cdot U$$

Αφού ο G είναι πλέον παραγοντοποιημένος, το επόμενο βήμα είναι η επίλυση της επαναληπτικής εξίσωσης:

$$LU\Delta x^{k+1} = t^k$$

Η λύση βρίσκεται σε δύο βήματα και δεδομένης της αραιότητας των πινάκων L και U υπολογίζεται πολύ αποδοτικά. Τα βήματα είναι:

1. Εμπρός αντικατάσταση: $U\Delta x^{k+1} = u$
2. Πίσω αντικατάσταση: $Lu = t^k$

2

Μονάδες Μέτρησης Φασιθετών

2.1 Μαθηματική εισαγωγή

2.1.1 Φασιθέτης

Ο φασιθέτης (phasor) είναι μια ποσότητα που διαθέτει μέτρο και φάση (ως προς μια αναφορά) και χρησιμοποιείται για να αναπαραστήσει ένα ημιτονοειδές σήμα. Το μέτρο του φασιθέτη σχετίζεται με το πλάτος του σήματος. Η φάση (ή αλλιώς φασική γωνία) είναι η απόσταση ανάμεσα στην κορυφή του σήματος και σε μια ορισμένη αναφορά και έχει διαστάσεις γωνίας.

Ας δούμε πως προκύπτει ο φασιθέτης ενός ημιτονοειδούς σήματος. Μια ημιτονοειδής κυματομορφή γράφεται στη μορφή:

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \phi) \quad (2.1)$$

όπου ω : γωνιακή συχνότητα του σήματος σε rad/s ($\omega = 2\pi f$)

ϕ : φασική γωνία σε rad

X_m : πλάτος του σήματος

Η εξίσωση (2.1) μπορεί να γραφεί και ως:

$$x(t) = \operatorname{Re}\{X_m e^{j(\omega t + \phi)}\} = \operatorname{Re}\{e^{j\omega t} X_m e^{j\phi}\}$$

Επειδή η συχνότητα σε ένα ιδανικό ηλεκτρικό δίκτυο θεωρείται σταθερή (50 Hz ή 60 Hz ανάλογα με τη χώρα), συνηθίζεται να αποσιωπάται ο όρος $e^{j\omega t}$ στην παραπάνω έκφραση. Επιπλέον είναι επιθυμητό να φαίνεται η ενεργός τιμή του σήματος και γι' αυτό διαιρούμε το πλάτος με $\sqrt{2}$. Έτσι η ημιτονοειδής κυματομορφή (2.1) αναπαρίσταται με ένα μιγαδικό αριθμό X , γνωστό ως φασιθέτη:

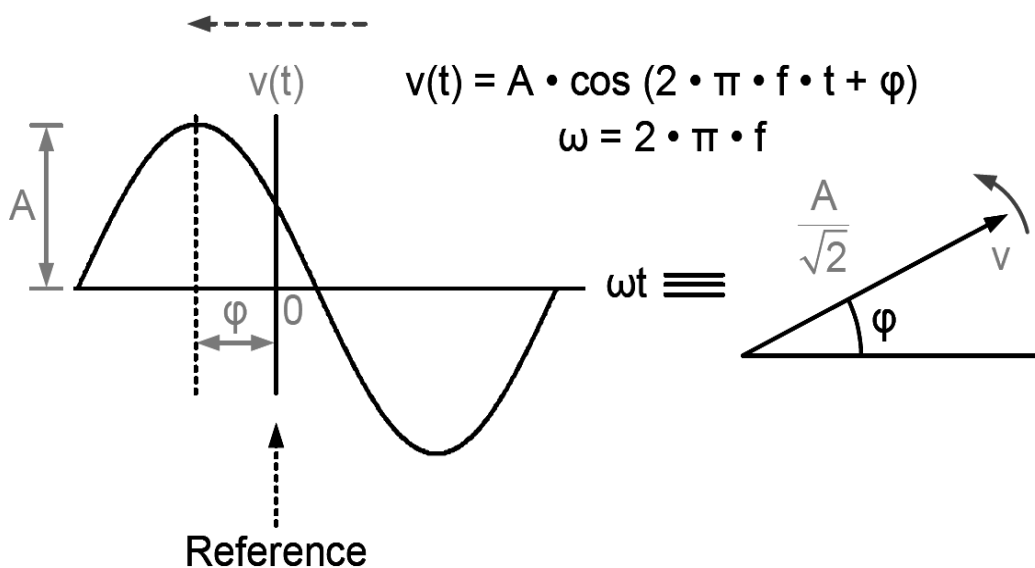
$$x(t) \leftrightarrow X = \frac{X_m}{\sqrt{2}} e^{j\phi} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} \angle \phi \quad (2.2)$$

Αν η κυματομορφή είναι αλλοιωμένη με σήματα άλλων συχνοτήτων (οπότε δεν είναι καθαρά ημιτονοειδής), πρέπει να προηγηθεί η εξαγωγή της κυρίαρχης συχνότητας του σήματος για να ακολουθήσει η αναπαράσταση με φασιθέτη. Η διαδικασία αυτή της εξαγωγής μιας συγκεκριμένης συχνότητας γίνεται με το μετασχηματισμό Fourier.

2.1.2 Συγχρονισμένη Μέτρηση Φασιθέτη

Αν σε κάθε μέτρηση φασιθέτη προστεθεί η χρονική ετικέτα (ή αλλιώς χρονική σφραγίδα), τότε προκύπτει μια συγχρονισμένη μέτρηση φασιθέτη (synchrophasor). Αυτή ουσιαστικά ορίζεται ως η ενεργός τιμή και η φασική γωνία ενός ημιτονοειδούς σήματος με αναφορά ως προς μια απόλυτη χρονική στιγμή. Ας σημειωθεί ότι η φασική γωνία παίρνει τιμές στο διάστημα $[-\pi, \pi]$ και η συχνότητα θεωρείται σταθερή κατά τον απειροελάχιστο χρόνο της μέτρησης.

Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, ένα ιδανικό ηλεκτρικό δίκτυο λειτουργεί σε σταθερή συχνότητα. Σε πραγματικές συνθήκες όμως, η συχνότητα του δικτύου μπορεί να μεταβάλλεται ελαφρώς εξαιτίας των μεταβολών στη ζήτηση. Επομένως για τον ακριβή υπολογισμό της φασικής γωνίας πρέπει να λαμβάνεται υπόψη και η συχνότητα του δικτύου κατά τη στιγμή της μέτρησης.



Εικόνα 7: Αναπαράσταση φασιθέτη τάσης

2.2 Ιστορική ανασκόπηση

2.2.1 Η ιδέα του Steinmetz

Η έννοια του φασιθέτη (phasor) παρουσιάστηκε για πρώτη φορά το 1893 σε μια δημοσίευση του Charles Proteus Steinmetz, που περιελάμβανε μαθηματικές τεχνικές για την ανάλυση δικτύων εναλλασσόμενου ρεύματος. Ο Γερμανός μαθηματικός και ηλεκτρολόγος μηχανικός χρησιμοποίησε τον όρο «φασιθέτης» για να δηλώσει την απλοποιημένη μαθηματική αναπαράσταση μιας ηλεκτρικής κυματομορφής. Η ιδέα αυτή συνέβαλε στην απλοποίηση της μελέτης και ανάλυσης των δικτύων και διευκόλυνε τους μηχανικούς στη σχεδίαση ηλεκτρικών μηχανών. Περίπου έναν αιώνα μετά κατασκευάστηκαν οι πρώτες Μονάδες Μέτρησης Φασιθετών (PMU), οι οποίες παρήγαγαν συγχρονισμένες μετρήσεις των φασιθετών τάσης και ρεύματος σε κάποια σημεία ενός ηλεκτρικού δικτύου με σκοπό αρχικά την προστασία του.

Η εισαγωγή των μονάδων PMU στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας αποτέλεσε μέρος της γενικότερης μετάβασης των συστημάτων προστασίας των ηλεκτρικών δικτύων από τις ηλεκτρομηχανικές μεθόδους στις ψηφιακές. Η αλλαγή αυτή δεν ήταν

τυχαία. Συνέπεσε χρονικά με την εξέλιξη των υπολογιστικών συστημάτων, τόσο στο υλικό όσο και στο λογισμικό.

2.2.2 Το πρώτο ψηφιακό σύστημα προστασίας

Ο πρώτος που συνέλαβε την ιδέα της χρήσης υπολογιστή για την προστασία των γραμμών ηλεκτρικού ρεύματος ήταν ο George Rockefeller το 1969. Ένα χρόνο μετά η εταιρεία Westinghouse ξεκίνησε ένα ερευνητικό έργο για να αναδείξει τη δυνατότητα των υπολογιστών να καταγράφουν κυματομορφές, να τις επεξεργάζονται και να λαμβάνουν αποφάσεις. Παράλληλα άλλες εταιρείες, όπως η American Electric Power (AEP) και η General Electric (GE), εκδήλωσαν ενδιαφέρον για την ανάπτυξη υπολογιστικών συστημάτων για την προστασία και τον έλεγχο των ηλεκτρικών δικτύων.

Η AEP σε συνεργασία με την IBM δημιούργησαν ένα σύστημα προστασίας που βασιζόταν στον προηγμένο μινι-υπολογιστή System 7 της IBM, ο οποίος είχε μνήμη 128 kb και σκληρό δίσκο χωρητικότητας 10 MB, ενώ προγραμματιζόταν με διάτρητες κάρτες. Ο μινι-υπολογιστής συνδεόταν με ένα μόντεμ, που επικοινωνούσε με μια μονάδα επεξεργασίας της IBM στην ταχύτητα των 600 bps. Το σύστημα περιελάμβανε επίσης ένα μετατροπέα A/D για την απομόνωση, το φιλτράρισμα και τη δειγματοληψία των κυματομορφών τάσης και ρεύματος με λήψη 12 δειγμάτων ανά κύκλο. Ο αλγόριθμος επεξεργασίας, που αναπτύχθηκε από τους Arun Phadke, Ted Hlibka και Mohamed Ibrahim, υπολόγιζε τους φασιθέτες τάσης και ρεύματος με τη μέθοδο των ελαχίστων τετραγώνων. Τα δεδομένα αυτά στη συνέχεια χρησιμοποιούνταν για τον υπολογισμό σφαλμάτων (βραχυκυκλωμάτων). Με αυτόν τον αλγόριθμο ένα σημαντικό μέρος των υπολογισμών αφιερωνόταν στην επίλυση έξι επαναληπτικών εξισώσεων για κάθε χρονική στιγμή, έτσι ώστε να προσδιοριστεί αν συνέβαινε κάποιος από τους δέκα πιθανούς τύπους σφαλμάτων της τριφασικής γραμμής μεταφοράς.

Το σύστημα αυτό εγκαταστάθηκε το 1972 στον υποσταθμό Matt Funk της εταιρείας Appalachian Power Company. Ο υπολογιστής κατέγραφε τάσεις και ρεύματα της γραμμής Matt Funk - Glen Lynn των 138kV. Με τη βοήθεια ενός ανιχνευτή διαταραχών το σύστημα μπορούσε σε περίπτωση σφάλματος να καταγράψει δείγματα των κυματομορφών λίγο πριν και μετά το συμβάν και να τα στείλει στη μονάδα επεξεργασίας της IBM στη Νέα Υόρκη. Το αρχείο των

δεδομένων μπορούσε να αποτυπωθεί τελικά σε έναν επίπεδο σχεδιογράφο (plotter) της Calcomp. Έτσι δημιουργήθηκε ουσιαστικά ο πρώτος Ψηφιακός Καταγραφέας Σφαλμάτων (DFR) στον κόσμο.

2.2.3 Ταχύτεροι επεξεργαστές, πιο αποδοτικοί αλγόριθμοι

Καθώς οι επιδόσεις των υπολογιστών βελτιώνονταν με τη χρήση καλύτερου υλικού, αναπτύχθηκαν και καλύτεροι αλγόριθμοι για την επεξεργασία των δεδομένων. Ειδικότερα, η εταιρεία Digital Equipment Corporation (DEC) εισήγαγε τον επεξεργαστή PDP 11/70 που σύντομα έγινε η νέα πλατφόρμα της AEP για την έρευνα πάνω στην προστασία των δικτύων. Σε αυτόν τον επεξεργαστή έτρεξε για πρώτη φορά λογισμικό που χρησιμοποιούσε το μετασχηματισμό Fourier για τον υπολογισμό των φασιθετών τάσης και ρεύματος. Επιπλέον, πάνω σε αυτό το υλικό υλοποιήθηκε η ιδέα του ηλεκτρονόμου απόστασης συμμετρικών συνιστωσών. Τα δεδομένα δοκιμής για τον αλγόριθμο δίνονταν από ένα πρότυπο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας χαμηλής ισχύος που είχε την ικανότητα να εκτελεί συνεχόμενα βραχυκυκλώματα. Το σύστημα μπορούσε να διαμορφωθεί για διάφορα επίπεδα τάσης, μήκη γραμμών και διατάξεις ζυγών. Οι τάσεις και τα ρεύματα μετρούνταν με τη βοήθεια απομονωμένων διαιρετών τάσης και παράλληλων αντιστάσεων αντίστοιχα.

Με τη χρήση των συμμετρικών συνιστωσών ο αλγόριθμος υπολογισμού των σφαλμάτων έγινε πιο αποδοτικός, καθώς μπορούσε πλέον να διεκπεραιώσει όλους τους υπολογισμούς με μια μόνο εξίσωση. Ο νέος αυτός αλγόριθμος περιγράφηκε το 1977 σε μια δημοσίευση των A.G Phadke, T. Hlibka, και M. Ibrahim. Η νέα αυτή μέθοδος έδωσε τη δυνατότητα υπολογισμού των συμμετρικών συνιστωσών τριφασικών τάσεων και ρευμάτων και αποτέλεσε το εφαλτήριο για την ανάπτυξη των σύγχρονων συστημάτων μέτρησης φασιθετών.

Το 1979 έγινε το επόμενο βήμα με τη μεταφορά του λογισμικού σε έναν υπολογιστή Miproc της Plessey. Μετά από μερικές δοκιμές του αλγορίθμου και μια λεπτομερή ανάλυση οι Mark Adamiak, Arun Phadke και Jim Thorp παρατήρησαν ότι για μια σταθερή συχνότητα δειγματοληψίας, ο φασιθέτης του μετασχηματισμού Fourier περιστρεφόταν με γωνιακή συχνότητα ίση με τη διαφορά της πραγματικής από την ονομαστική συχνότητα του συστήματος. Έτσι, αν η συχνότητα του συστήματος ήταν μεγαλύτερη από την ονομαστική, ο φασιθέτης του Fourier θα

περιστρεφόταν με την ανθρωπολογιακή φορά, ενώ αν ήταν μικρότερη από την ονομαστική, θα περιστρεφόταν με την ωρολογιακή φορά. Αν πάλι η συχνότητα ήταν ακριβώς ίση με την ονομαστική, ο φασιθέτης θα διατηρούσε σταθερή φασική γωνία. Σε μεταγενέστερες δοκιμές πάνω στο πρότυπο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της AEP επιβεβαιώθηκε ότι ήταν πλέον δυνατός ο υπολογισμός της συχνότητας καθώς και του ρυθμού μεταβολής αυτής. Καρπός αυτών των προσπαθειών ήταν η δημοσίευση των παραπάνω ερευνητών που παρουσιάστηκε το 1983, όπου αναγνωρίστηκε η μεγάλη σημασία της μέτρησης φασιθετών τάσης και ρεύματος θετικής ακολουθίας. Αυτή η χρονική στιγμή μπορεί να θεωρηθεί ως το σημείο έναρξης της σύγχρονης τεχνολογίας συγχρονισμένων μετρήσεων φασιθετών.

2.2.4 Το πρόβλημα του συγχρονισμού

Το επόμενο πρόβλημα που ανέκυψε ήταν ο συγχρονισμός των μετρήσεων. Οι ερευνητές Phadke και Thorp συνειδητοποίησαν ότι αν το ρολόι που οδηγούσε το μετατροπέα A/D ήταν κοινό για μια ολόκληρη περιοχή, θα μπορούσαν να πάρουν συγχρονισμένες μετρήσεις από την περιοχή αυτή. Έτσι ξεκίνησαν την αναζήτηση μιας κοινής ωρολογιακής πηγής. Αρχικά δοκιμάστηκε το χρονικό σήμα WWVB που εκπεμπόταν από τον αντίστοιχο ραδιοσταθμό στο Fort Collins του Colorado. Ο ραδιοσταθμός παρήγαγε με μεγάλη ακρίβεια την ώρα από ένα σύνολο ατομικών ρολογιών. Στη συνέχεια μετέδιδε ένα σήμα με συχνότητα 60 kHz που περιείχε κωδικοποιημένη τη χρονική πληροφορία. Η πηγή αυτή όμως δεν ήταν κατάλληλη, γιατί δεν παρείχε αυτόματη διόρθωση για το σφάλμα χρονικής καθυστέρησης κατά τη μετάδοση. Ένα άλλο χρονικό σήμα που εξετάστηκε ήταν αυτό που εκπεμπόταν από το σύστημα LORAN C. Όμως και αυτό αποδείχθηκε μειωμένης ακρίβειας και επιπλέον η εγκατάσταση ατομικών ρολογιών Καισίου ήταν υπερβολικά δαπανηρή.

Παράλληλα με την ανάπτυξη της έννοιας των συγχρονισμένων μετρήσεων φασιθετών, έκανε την εμφάνισή της μια νέα τεχνολογία χρονισμού, το Παγκόσμιο Σύστημα Προσδιορισμού Θέσης (GPS). Το GPS ήταν ένα σύστημα χρονισμού βασισμένο σε δορυφόρους, με το οποίο οι πληροφορίες χρόνου και τροχιακής θέσης από ένα σύνολο δορυφόρων λαμβάνονταν από ένα μόνο δέκτη. Ο δέκτης μπορούσε να υπολογίσει με ακρίβεια το χρόνο και τη θέση του. Το νέο αυτό σύστημα υποσχόταν μεγάλη χρονική ακρίβεια για κάθε σημείο της γης (της τάξης του

μικροδευτερολέπτου και κάτω). Αυτή ήταν τελικά και η λύση που δόθηκε στο ζήτημα του συγχρονισμού.

2.2.5 Η πρώτη Μονάδα Μέτρησης Φασιθετών

Τη διετία 1987 - 1988 ξεκίνησε στο Πανεπιστήμιο Virginia Tech με τη συνεργασία της ΑΕΡ μια προσπάθεια για την κατασκευή μιας συσκευής λήψης και επεξεργασίας συγχρονισμένων μετρήσεων φασιθετών. Το αποτέλεσμα αυτού του εγχειρήματος ήταν η Μονάδα Μέτρησης Φασικής Γωνίας (PAMU), η οποία αργότερα ονομάστηκε Μονάδα Μέτρησης Φασιθετών (PMU). Οι πρώτες μονάδες PMU κατασκευάστηκαν πάνω σε ένα σύστημα Motorola 68020 VME. Αυτό αποτελούνταν από ένα πλαίσιο VME, ένα τροφοδοτικό και έναν A/D μετατροπέα 16 καναλιών. Επιπλέον, υπήρχε ένα εξωτερικό σύστημα επεξεργασίας σήματος που παρείχε προσαρμογή σήματος, καταστολή υπερτάσεων και αντιαναδιπλωτικό φιλτράρισμα. Ο μετατροπέας A/D είχε συχνότητα δειγματοληψίας 720 Hz και ενεργοποιούνταν με τη βοήθεια ενός ρολογιού GPS της Odetics. Από τα ψηφιακά δεδομένα υπολογίζονταν με το μετασχηματισμό Fourier οι συγχρονισμένοι φασιθέτες τάσης και ρεύματος.

Στη συνέχεια οι συγχρονισμένες μετρήσεις (φασιθέτες και συχνότητα συστήματος) μεταδίδονταν από τον υποσταθμό σε μια κεντρική τοποθεσία μέσω ενός διαύλου 4800 bps της ΑΕΡ. Κατά τις πρώτες υλοποιήσεις το κανάλι μετέδιδε τα δεδομένα σε δυαδική μορφή με ρυθμό 12 πακέτα / δευτερόλεπτο.

Εκτός από τα δεδομένα φασιθετών και συχνότητας το κάθε πακέτο έπρεπε να περιέχει και μια «χρονική σφραγίδα», έτσι ώστε να προσδιορίζεται χρονικά. Η πρώτη υλοποίηση «χρονικής σφραγίδας» βασίστηκε στο μορφότυπο «Έτος - Μήνας - Ημέρα - Ώρα - Λεπτό - Δευτερόλεπτο - Δείγμα». Αργότερα όμως, για λόγους ευκολίας στην ταξινόμηση των μετρήσεων, υιοθετήθηκε το μορφότυπο «δευτερόλεπτο του αιώνα» (SOC) του Network Time Protocol, το οποίο ήταν ένας μετρητής δευτερολέπτων που είχε αρχίσει τη μέτρηση από την 1^η Ιανουαρίου 1970.

Τα δεδομένα των μετρήσεων που μεταδίδονταν από τις μονάδες PMU των υποσταθμών συγκεντρώνονταν σε έναν υπολογιστή (αρχικά PDP 11/73, αργότερα DEC MicroVAX) που ήταν εξοπλισμένος με πολλές σειριακές θύρες και ένα σκληρό δίσκο χωρητικότητας 100 MB. Το σύστημα αυτό, που δημιουργήθηκε από τον Paul Sorenson, ήταν ο πρώτος Συγκεντρωτής Δεδομένων Φασιθετών (PDC).

Η πρώτη εμπορική μονάδα PMU κατασκευάστηκε το 1991 από την εταιρεία Macrodyne σε συνεργασία με το πανεπιστήμιο Virginia Tech και κυκλοφόρησε στην αγορά το 1992 (Model 1620). Σήμερα υπάρχει ένα πλήθος κατασκευαστών PMU στην αγορά και η εγκατάσταση μονάδων PMU σε συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας συνεχίζεται σε πολλές χώρες του κόσμου.

2.2.6 Έκδοση προτύπων

Το 1995, το Ινστιτούτο Ηλεκτρολόγων και Ηλεκτρονικών Μηχανικών (IEEE) εξέδωσε το πρότυπο IEEE 1344 για τους συγχρονισμένους φασιθέτες, το οποίο και επικύρωσε ξανά το 2001. Το 2005 αντικαταστάθηκε από το πρότυπο IEEE C37.118, το οποίο αναθεώρησε πλήρως το προηγούμενο και ρύθμισε θέματα που αφορούν στη χρήση των μονάδων PMU στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Οι προδιαγραφές περιγράφουν τα πρότυπα μετρήσεων, τη μέθοδο ποσοτικοποίησης των μετρήσεων, τις απαιτήσεις δοκιμών και πιστοποίησης για εξασφάλιση ακρίβειας, το μορφότυπο μετάδοσης δεδομένων και το πρωτόκολλο μετάδοσης σε πραγματικό χρόνο.

Άλλα πρότυπα που χρησιμοποιούνται στη διασύνδεση των μονάδων PMU είναι:

- OPC-DA / OPC-HDA: πρωτόκολλο διασύνδεσης βασισμένο στο λειτουργικό Microsoft Windows που τροποποιείται, ώστε να χρησιμοποιεί XML και να τρέχει σε υπολογιστές που δεν χρησιμοποιούν Windows.
- IEC 61850: πρότυπο για αυτοματοποίηση των ηλεκτρικών υποσταθμών.
- BPA PDC Stream: μια παραλλαγή του προτύπου IEEE 1344, η οποία χρησιμοποιείται από τη δημόσια επιχείρηση Bonneville Power Administration (BPA).

2.3 Σύστημα GPS

Το βασικό εργαλείο που χρησιμοποιείται για το συγχρονισμό των μονάδων PMU είναι το Παγκόσμιο Σύστημα Προσδιορισμού Θέσης (GPS). Η ιδέα για τη δημιουργία ενός δορυφορικού συστήματος πλοήγησης ξεκίνησε στις ΗΠΑ τη δεκαετία του '60 με στόχο τον ακριβέστερο έλεγχο στη ρίψη πυρηνικών όπλων (βαλλιστικών πυραύλων και βομβών). Μολονότι το κόστος ήταν τεράστιο, το αμερικανικό Κογκρέσο ενέκρινε

το πρόγραμμα στα πλαίσια του αγώνα εξοπλισμών της ψυχροπολεμικής περιόδου. Το σχέδιο ανάπτυξης του GPS ξεκίνησε με την εκτόξευση του πρώτου δορυφόρου τύπου Block I το 1978 από το Υπουργείο Άμυνας των ΗΠΑ. Μέχρι το 1994 είχε τεθεί σε τροχιά ένα πλήρες σύνολο από 24 σύγχρονους δορυφόρους που κάλυπταν όλη τη γη σε κάθε χρονική στιγμή. Το 1995 το σύστημα ήταν σε πλήρη επιχειρησιακή ικανότητα. Με τα δεδομένα του Ιουνίου του 2011 υπάρχουν 32 ενεργοί δορυφόροι σε τροχιά.

Το σύστημα GPS αναπτύσσεται και συντηρείται από την πολεμική αεροπορία των ΗΠΑ. Αποτελείται από τρία τμήματα, το τμήμα διαστήματος, το τμήμα ελέγχου και το τμήμα τελικού χρήστη.

Το τμήμα διαστήματος αποτελείται από τους δορυφόρους του GPS που βρίσκονται σε τροχιά γύρω από τη γη. Για να μπορεί να γίνει ο υπολογισμός της θέσης πρέπει να είναι ορατοί από το δέκτη τουλάχιστον 4 δορυφόροι του συστήματος. Με αυτή τη βάση έχει υπολογιστεί ότι για να υπάρχει πλήρης κάλυψη σε κάθε σημείο της γης και σε κάθε χρονική στιγμή απαιτούνται τουλάχιστον 24 δορυφόροι. Οι 24 κύριοι δορυφόροι του GPS περιφέρονται σε μέση γήινη τροχιά σε τροχιακό υψόμετρο 20200 km και η περίοδός τους είναι 11hr 58min, δηλαδή μισή αστρική μέρα. Είναι διατεταγμένοι σε 6 τροχιακά επίπεδα (4 δορυφόροι σε κάθε επίπεδο) μετατοπισμένα κατά 60° το ένα από το άλλο και με τροχιακή κλίση 55° (με αναφορά το ισημερινό επίπεδο). Η τοποθέτηση των δορυφόρων στα τροχιακά επίπεδα είναι τέτοια, ώστε τουλάχιστον 6 από αυτούς να είναι ορατοί σχεδόν από κάθε σημείο της επιφάνειας της γης. Οι υπόλοιποι πλεονάζοντες δορυφόροι λειτουργούν επικουρικά για αυξημένη ακρίβεια χωρικών συντεταγμένων.

Το τμήμα ελέγχου περιλαμβάνει τις επίγειες εγκαταστάσεις που παρέχουν υπηρεσίες τηλεμετρίας, ιχνηλάτησης, διοίκησης και ελέγχου, επιτήρησης των δορυφόρων, υπολογισμού αστρονομικής εφημερίδας και αναβάστασης δεδομένων. Τα μέρη που συγκροτούν το τμήμα είναι:

- Ένας κύριος σταθμός ελέγχου στην αεροπορική βάση Schriever στο Colorado
- Ένας εφεδρικός κύριος σταθμός ελέγχου στην αεροπορική βάση Vandenberg στην California
- Έξι σταθμοί επιτήρησης της Πολεμικής Αεροπορίας των ΗΠΑ και δέκα κοινόχρηστοι σταθμοί επιτήρησης της Εθνικής Υπηρεσίας Γεωχωρικών Πληροφοριών (NGA)

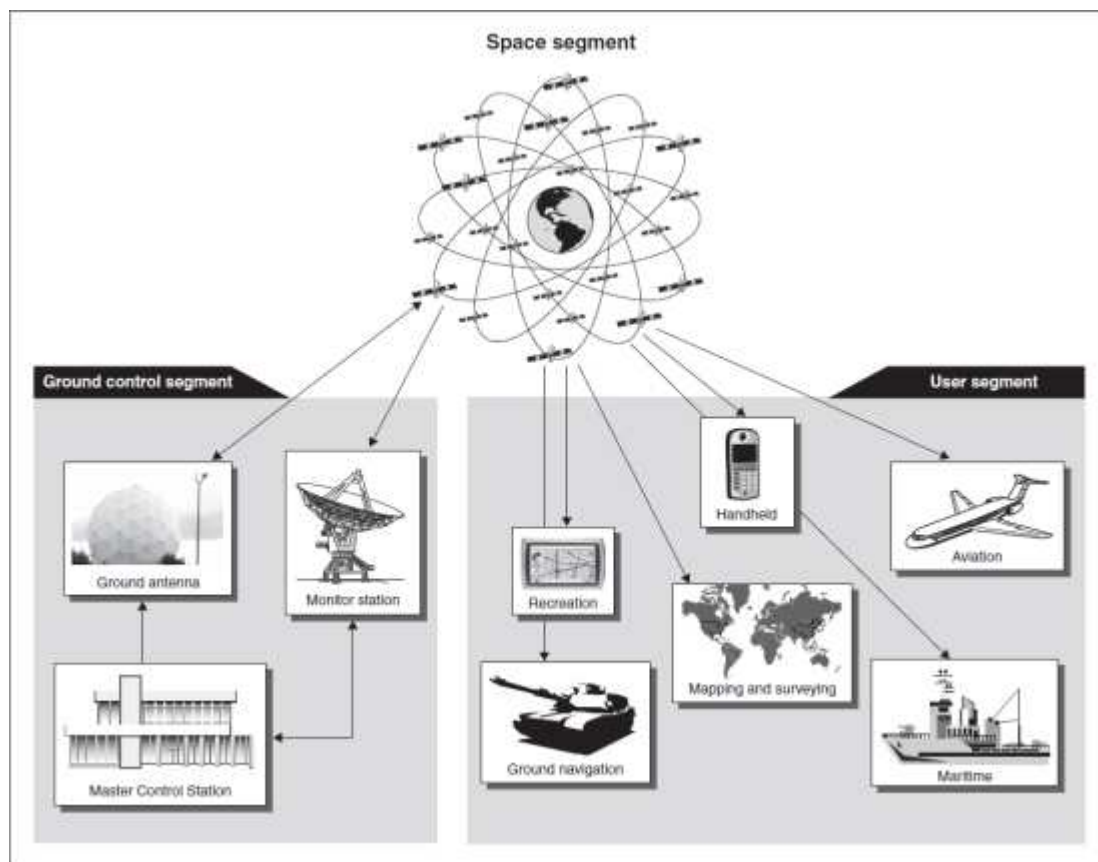
- Τέσσερις επίγειες κεραίες με δυνατότητα συλλογής δεδομένων τηλεμετρίας και αναβίβασης εντολών και δεδομένων στους δορυφόρους

Ο κύριος σταθμός ελέγχου είναι το κέντρο του τμήματος ελέγχου και υλοποιεί όλες τις επιχειρήσεις του τμήματος διαστήματος, όπως κινήσεις ελιγμού των δορυφόρων, κρυπτογράφηση σήματος, χρονισμό δορυφόρων κ.α. Οι σταθμοί επιτήρησης παρακολουθούν συνεχώς τις κινήσεις των δορυφόρων, συλλέγουν δεδομένα ιχνηλάτησης και τα αποστέλλουν στον κύριο σταθμό ελέγχου Schriever. Εκεί γίνεται η επεξεργασία αυτών των δεδομένων και υπολογίζονται οι αστρονομικές εφημερίδες των δορυφόρων και οι διορθώσεις των δορυφορικών ατομικών ρολογιών. Τα δεδομένα χρονισμού παρέχονται από το Ρολόι Αναφοράς του Ναυτικού Παρατηρητηρίου των ΗΠΑ. Στη συνέχεια το προσωπικό του κύριου σταθμού ελέγχου στέλνει ενημερώσεις σε κάθε δορυφόρο χρησιμοποιώντας τις επίγειες κεραίες. Έτσι οι δορυφόροι με τη λήψη των ενημερώσεων συγχρονίζουν τα ατομικά ρολόγια τους και προσαρμόζουν την αστρονομική εφημερίδα του τροχιακού τους μοντέλου.

Το τμήμα τελικού χρήστη αποτελείται από εκατοντάδες χιλιάδες στρατιωτικούς χρήστες καθώς και από δεκάδες εκατομμύρια πολιτικούς, εμπορικούς και επιστημονικούς χρήστες. Οι στρατιωτικοί δέκτες GPS είναι σχεδιασμένοι για να λαμβάνουν τα κρυπτογραφημένα στρατιωτικά σήματα, που διατίθενται μόνο σε εξουσιοδοτημένους χρήστες, δηλαδή αμερικανικές και συμμαχικές στρατιωτικές δυνάμεις καθώς και κάποιες αδειοδοτημένες πολιτικές υπηρεσίες. Οι εμπορικοί δέκτες GPS χρησιμοποιούν το πολιτικό σήμα, που διατίθεται ελεύθερα σε όλο τον κόσμο. Οι δέκτες αποτελούνται από μια κεραία συντονισμένη στις συχνότητες των δορυφόρων, επεξεργαστές και ένα ρολόι μεγάλης ακρίβειας (συνήθως κρυσταλλικό ταλαντωτή). Μπορεί επιπλέον να διαθέτουν οθόνη για να δίνουν πληροφορίες θέσης και ταχύτητας στο χρήστη. Ένα βασικό χαρακτηριστικό των δεκτών GPS είναι ο αριθμός καναλιών, που εκφράζει το πλήθος των δορυφόρων, από τους οποίους μπορούν να λαμβάνουν δεδομένα.

Τα δεδομένα θέσης, χρόνου και ταχύτητας που παρέχει το σύστημα GPS αξιοποιούνται σε ποικίλες στρατιωτικές και πολιτικές εφαρμογές. Στρατιωτικού τύπου δέκτες χρησιμοποιούνται για επιχειρήσεις αναγνώρισης, πλοήγηση και συγχρονισμό μονάδων, ιχνηλάτηση στόχων, έρευνα και διάσωση (SAR) και ανίχνευση πυρηνικών εκρήξεων. Πολιτικού τύπου δέκτες χρησιμοποιούνται ευρέως στην πλοήγηση, στη γεωδαισία, στην κατασκευή χαρτών, στη σεισμολογία, στην κινητή τηλεφωνία, στην παροχή βοήθειας για την αντιμετώπιση φυσικών

καταστροφών ή εκτάκτων περιστατικών και στον υπολογισμό φασιθετών σε ηλεκτρικά δίκτυα.



Εικόνα 8: Τα τμήματα του GPS

Ειδικά όσον αφορά στις μετρήσεις φασιθετών ενός ηλεκτρικού δικτύου, οι μονάδες PMU διαθέτουν δέκτη GPS που λαμβάνει τα μηνύματα πλοήγησης από τους δορυφόρους και αξιοποιεί τη χρονική πληροφορία. Οι δορυφόροι του συστήματος GPS διαθέτουν ατομικά ρολόγια ακριβείας. Αυτά παρακολουθούνται από το τμήμα ελέγχου και συγχρονίζονται με το Ρολόι Αναφοράς, έτσι ώστε ο χρόνος τους (χρόνος GPS) να διαφέρει από το χρόνο UTC το πολύ ένα μικροδευτερόλεπτο. Οι περισσότεροι δέκτες GPS παράγουν ένα χρονικό παλμό που ονομάζεται «ένας παλμός ανά δευτερόλεπτο» (1PPS). Ο παλμός αυτός είναι ουσιαστικά ένα ηλεκτρικό σήμα που δηλώνει με μεγάλη ακρίβεια την αρχή ενός δευτερολέπτου του χρόνου GPS. Έτσι οι δέκτες συγχρονίζονται με τα δορυφορικά ατομικά ρολόγια και κατ' επέκταση με το Ρολόι Αναφοράς, ώστε να δείχνουν το χρόνο UTC.

Το πρόγραμμα εκσυγχρονισμού του συστήματος GPS προβλέπει νέα χαρακτηριστικά που θα επιτρέψουν τη διαλειτουργικότητα του GPS με το αντίστοιχο

ευρωπαϊκό σύστημα Galileo. Έτσι οι σύγχρονοι δέκτες θα μπορούν να χρησιμοποιούν και τα δύο συστήματα για να βελτιώσουν την ακρίβεια των δεδομένων πλοήγησης.

2.4 Εναλλακτικά Δορυφορικά Συστήματα Πλοήγησης

Τα τελευταία χρόνια η Ρωσία, η Ευρωπαϊκή Ένωση και η Κίνα αναπτύσσουν «Παγκόσμια Δορυφορικά Συστήματα Πλοήγησης» (GNSS) με λειτουργία παρόμοια με αυτή του GPS.

2.4.1 GLONASS

Η Ρωσία διαθέτει το δορυφορικό σύστημα GLONASS, που βρίσκεται υπό τη διαχείριση του ρωσικού στρατού. Το σύστημα αυτό αναπτύχθηκε στη Σοβιετική Ένωση το 1976 και η εκτόξευση του πρώτου δορυφόρου με το όνομα Kosmos έγινε το 1982. Σταδιακά προστέθηκαν και άλλοι δορυφόροι μέχρι το 1995, οπότε και ολοκληρώθηκε το έργο. Με την κατάρρευση της Σοβιετικής Ένωσης και την οικονομική κρίση που ακολούθησε το σύνολο των εν λειτουργία δορυφόρων μειώθηκε δραματικά εξαιτίας της ελλιπούς χρηματοδότησης. Το 2000 ξεκίνησε η αποκατάσταση του συστήματος με γενναία αύξηση της κρατικής χρηματοδότησης. Η ανοδική πορεία του προγράμματος συνεχίστηκε σε όλη τη δεκαετία και το 2010 επιτεύχθηκε η κάλυψη κατά 100% της ρωσικής επικράτειας. Με τα δεδομένα του Ιουνίου του 2011, το σύστημα αποτελείται από 23 εν λειτουργία δορυφόρους. Μέσα στο 2011 προγραμματίζεται να φτάσει τους 24, ώστε να παρέχει συνεχή παγκόσμια κάλυψη.

Το τμήμα διαστήματος στην τελική φάση αποτελείται από 24 δορυφόρους που περιφέρονται σε μέση γήινη τροχιά σε τροχιακό υψόμετρο 19100 km και είναι διατεταγμένοι σε 3 τροχιακά επίπεδα (8 δορυφόροι σε κάθε επίπεδο) μετατοπισμένα κατά 120° το ένα από το άλλο και με τροχιακή κλίση $64,8^\circ$ ως προς τον ισημερινό. Η υψηλή τροχιακή κλίση των δορυφόρων καθιστά το GLONASS ιδιαίτερα αξιόπιστο στα βόρεια γεωγραφικά πλάτη, όπου η λήψη σημάτων GPS είναι προβληματική.

Το τμήμα ελέγχου περιλαμβάνει το επίγειο κέντρο ελέγχου στη Μόσχα και ένα δίκτυο επίγειων σταθμών διοίκησης, ιχνηλάτησης, τηλεμετρίας και επιτήρησης που

βρίσκονται στη Ρωσία ή σε πρώην σοβιετικές χώρες. Το δίκτυο αυτό παρακολουθεί την κατάσταση του συνόλου των δορυφόρων του GLONASS, διορθώνει τροχιακές παραμέτρους και αναβιβάζει δεδομένα πλοήγησης.

Στο τμήμα τελικού χρήστη το σύστημα GLONASS παρέχει προσδιορισμό θέσης, χρόνου και ταχύτητας σε πολιτικούς και στρατιωτικούς χρήστες. Οι δορυφόροι της πρώτης γενιάς και δεύτερης γενιάς (GLONASS και GLONASS-M) στέλνουν δύο σήματα πλοήγησης, ένα υψηλής ακρίβειας για στρατιωτική χρήση και ένα χαμηλής ακρίβειας για πολιτική χρήση (ακρίβεια 10m και 30m αντίστοιχα για GLONASS-M). Η τρίτη γενιά δορυφόρων, GLONASS-K, στέλνει πέντε σήματα πλοήγησης, τέσσερα στρατιωτικά και ένα πολιτικό και διπλασιάζει την ακρίβεια του συστήματος.

Το σύστημα βρίσκεται σε φάση εκσυγχρονισμού με στόχο το μελλοντικό δορυφορικό σύνολο να αποτελείται μόνο από δορυφόρους GLONASS-K και το επίγειο τμήμα ελέγχου να επεκτείνεται εκτός των ορίων της Πρώην Σοβιετικής Ένωσης. Ταυτόχρονα επιδιώκεται η διαλειτουργικότητα με τα άλλα συστήματα GNSS. Με αυτή την προοπτική έχουν ήδη κατασκευαστεί δέκτες που μπορούν να χρησιμοποιούν δορυφόρους και των δύο συστημάτων, GLONASS και GPS. Ο συνδυασμός των συστημάτων αυξάνει την πιθανότητα να βρίσκονται δορυφόροι σε ορατά τμήματα του ουρανού. Επομένως η αξιοποίηση του συνόλου των δορυφόρων παρέχει βελτιωμένη κάλυψη και μεγαλύτερη ακρίβεια σε περιοχές με φυσικά ή τεχνητά εμπόδια (π.χ. εσωτερικοί χώροι, αστικά φαράγγια, ορεινές περιοχές).

2.4.2 Galileo

Το αντίστοιχο σύστημα GNSS που αναπτύσσεται στην Ευρωπαϊκή Ένωση από τον Ευρωπαϊκό Οργανισμό Διαστήματος (ESA) είναι το Galileo. Σε πρώτη φάση το σύστημα θα αποτελείται από 18 δορυφόρους που θα τεθούν σε τροχιά μέχρι το 2015 και σε τελική φάση θα φτάσει στο σύνολο των 30 δορυφόρων (27 σε λειτουργία και 3 εφεδρικοί). Οι δορυφόροι θα περιφέρονται σε μέση γήινη τροχιά σε τροχιακό υψόμετρο 23222 km και θα μοιραστούν σε 3 τροχιακά επίπεδα (10 δορυφόροι σε κάθε επίπεδο) μετατοπισμένα κατά 120° το ένα από το άλλο και με τροχιακή κλίση 56° ως προς τον ισημερινό. Η επίβλεψη και υποστήριξη των δορυφόρων θα γίνεται από τα δύο επίγεια κέντρα ελέγχου, ένα στο Oberpfaffenhofen κοντά στο Μόναχο της Γερμανίας και ένα στο Fucino της Ιταλίας, καθώς και από ένα σύνολο επίγειων σταθμών που βρίσκονται σε επιλεγμένα σημεία της γης.

Ο κύριος λόγος δημιουργίας του Galileo είναι η ανεξαρτησία των ευρωπαϊκών κρατών από το αμερικανικό σύστημα GPS και το ρωσικό σύστημα GLONASS, τα οποία μπορεί να απενεργοποιηθούν για τους πολιτικούς / εμπορικούς χρήστες σε περίοδο κρίσης ή πολέμου. Το Galileo θα είναι μεν συμβατό με αυτά τα συστήματα, πράγμα που διευκολύνει την κατασκευή δορυφορικών δεκτών, θα παρουσιάζει όμως αρκετά πλεονεκτήματα και θα προσφέρει πρόσθετες εξελιγμένες υπηρεσίες.

Η χρήση του θα υπόκειται σε πολιτικό έλεγχο και όχι στρατιωτικό (όπως το GPS ή το GLONASS), εξασφαλίζοντας έτσι συνεχή ροή πληροφοριών θέσης και χρόνου. Με διπλάσιο αριθμό δορυφόρων για τον υπολογισμό θέσης θα επιτρέπει τον ακριβή γεωγραφικό προσδιορισμό στη μεγαλύτερη έκταση του πλανήτη ακόμα και σε «αστικά φαράγγια», περιοχές δηλαδή με πολύ υψηλή δόμηση που εμποδίζουν τη λήψη του δορυφορικού σήματος. Επιπλέον η τροχιακή κλίση που επιλέχθηκε εξασφαλίζει καλή κάλυψη και στις πολικές περιοχές, οι οποίες δεν εξυπηρετούνται επαρκώς με το σύστημα GPS.

Το σύστημα Galileo θα προσφέρει σε παγκόσμια εμβέλεια και ανεξάρτητα από τα υπόλοιπα συστήματα πέντε βασικές δορυφορικές υπηρεσίες:

- Υπηρεσία Ανοικτής Πρόσβασης (Open Service): Ελεύθερη υπηρεσία, χωρίς χρέωση, που παρέχει απλό χρονισμό και προσδιορισμό θέσης με ακρίβεια 1m.
- Υπηρεσία Ασφάλειας της Ζωής (Safety of Life Service): Ελεύθερη υπηρεσία με πιστοποίηση ακρίβειας, που προορίζεται για χρήση στις μεταφορές (αεροπλοΐα, ναυτιλία). Η υπηρεσία, σε περίπτωση αποτυχίας ως προς την ακρίβεια, στέλνει έγκαιρα προειδοποιητικά μηνύματα στους χρήστες.
- Εμπορική υπηρεσία (Commercial Service): Κρυπτογραφημένη υπηρεσία με πιστοποίηση ακρίβειας και χρέωση. Παρέχει υψηλή ακρίβεια προσδιορισμού θέσης (μέχρι 1cm) και μεγαλύτερη διεκπεραιωτική ικανότητα στη μεταφορά δεδομένων και προορίζεται για εμπορικές εφαρμογές με μεγάλες απαιτήσεις.
- Κρατικά Ρυθμιζόμενη Υπηρεσία (Public Regulated Service): Υπηρεσία κρυπτογραφημένη, με πρόσβαση ελεγχόμενη από το κράτος και με συνεχή διαθεσιμότητα υπό οποιεσδήποτε συνθήκες, ακόμα και σε περιόδους κρίσης. Το σήμα της είναι υψηλής ακρίβειας και ιδιαίτερα ανθεκτικό έναντι σημάτων εκούσιας παρεμβολής ή παραπλάνησης (jamming / spoofing).
- Υπηρεσία Έρευνας και Διάσωσης (Search and Rescue Service): Υπηρεσία που θα συνεισφέρει στις δραστηριότητες Έρευνας και Διάσωσης στα πλαίσια του

διεθνούς οργανισμού COSPAS-SARSAT, ειδικά στο σύστημα μέσης γήινης τροχιάς (MEOSAR).

2.4.3 *Compass*

Ένα παρόμοιο δορυφορικό σύστημα πλοήγησης με παγκόσμια εμβέλεια ετοιμάζει και η Κίνα μετά την επιτυχημένη λειτουργία του τοπικού δορυφορικού συστήματος πλοήγησης BeiDou-1. Το νέο παγκόσμιο σύστημα με την ονομασία Compass (γνωστό και ως BeiDou-2) θα αποτελείται στην τελική του μορφή από ένα σύνολο 35 δορυφόρων. Από αυτούς οι 5 θα κινούνται σε γεωστατική τροχιά για λόγους συμβατότητας με το σύστημα BeiDou-1, άλλοι 3 σε γεωσύγχρονη τροχιά υψηλής κλίσης και οι υπόλοιποι 27 σε μέση γήινη τροχιά ώστε να προσφέρουν πλήρη κάλυψη της γης.

Το σύστημα θα προσφέρει δύο επίπεδα υπηρεσιών, μια ελεύθερη υπηρεσία για τους πολίτες και μια περιορισμένη υπηρεσία αυξημένης ακρίβειας για χρήση από την κινέζικη κυβέρνηση και τους στρατιωτικούς χρήστες. Το Compass προγραμματίζεται να λειτουργεί από το 2012 για την περιοχή Ασίας - Ειρηνικού και εκτιμάται ότι θα ολοκληρωθεί το 2020, οπότε και θα προσφέρει υπηρεσίες σε παγκόσμιο επίπεδο.

2.5 *Σύγκριση τεχνολογίας SCADA και PMU*

2.5.1 *Σύστημα SCADA/EMS*

Η λειτουργία των ηλεκτρικών δικτύων κατά τη διάρκεια των τελευταίων δεκαετιών βασίστηκε στα Συστήματα Εποπτικού Ελέγχου και Συλλογής Δεδομένων (SCADA) και στα Συστήματα Ενεργειακής Διαχείρισης (EMS).

Ένα σύστημα SCADA είναι ένα υπολογιστικό σύστημα που συλλέγει δεδομένα μετρήσεων από πολλαπλά σημεία ενός δικτύου και παρέχει στους χειριστές εποπτεία του δικτύου και δυνατότητα ελέγχου του. Τα δομικά στοιχεία που συνθέτουν ένα τέτοιο σύστημα είναι τα παρακάτω:

- Κεντρικός υπολογιστικός σταθμός (Master Station Computer)
- Απομακρυσμένες Μονάδες Τηλεμετρίας (RTU)

- Γραμμές επικοινωνίας (ραδιοκύματα, τηλεφωνικές γραμμές, δίκτυο Ethernet)
- Ελεγχόμενο σύστημα (Field Instrumentation)

Βασικό στοιχείο ενός συστήματος SCADA είναι οι Απομακρυσμένες Μονάδες Τηλεμετρίας (RTU). Οι μονάδες RTU είναι αυτοδύναμες μονάδες συλλογής δεδομένων που εποπτεύουν και ελέγχουν τον εξοπλισμό του δικτύου σε τοποθεσίες που βρίσκονται μακριά από τον κεντρικό σταθμό. Η κύρια λειτουργία τους είναι να συλλέγουν δεδομένα από τα στοιχεία εξοπλισμού και να τα μεταδίδουν στον κεντρικό σταθμό μέσω ενσύρματου ή ασύρματου δικτύου. Επιπλέον μπορούν να λαμβάνουν σήματα ελέγχου από τον κεντρικό σταθμό για να αναλάβουν δράσεις όπως άνοιγμα βαλβίδων, άνοιγμα/κλείσιμο ηλεκτρονόμων και εκκίνηση/διακοπή κινητήρων. Το υλικό μιας μονάδας RTU περιλαμβάνει μικροεπεξεργαστή, πτητική μνήμη, μη πτητική μνήμη (για αποθήκευση προγραμμάτων και δεδομένων), τροφοδοτικό, διεπαφή επικοινωνίας (ενσωματωμένο modem ή σειριακές θύρες) και κάρτες αναλογικών και ψηφιακών εισόδων και εξόδων (AI, AO, DI, DO).

Τα δεδομένα των μετρήσεων που καταγράφονται σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας είναι ψηφιακά ή αναλογικά. Τα ψηφιακά δεδομένα δηλώνουν την κατάσταση μιας συσκευής ή ενός στοιχείου του ηλεκτρικού εξοπλισμού με μια δυαδική ψηφιακή μεταβλητή που λαμβάνει τιμές 1 ή 0 (ON/OFF) και συνήθως περιγράφουν καταστάσεις διακοπών, αποζευκτών και γειωτών σε ένα ηλεκτρικό δίκτυο. Τα αναλογικά δεδομένα αναπαριστούν φυσικά μεγέθη που μετατρέπονται με τη βοήθεια μορφοτροπέων (transducers) ή μετασχηματιστών μέτρησης σε ηλεκτρικά σήματα. Σε ένα ηλεκτρικό δίκτυο καταγράφονται συνήθως ηλεκτρικά μεγέθη όπως kV, A, MW, MVA_r και θέσεις του μεταγωγέα λήψεων των μετασχηματιστών. Το σύστημα μπορεί, επίσης, να συλλέγει μετρήσεις ενέργειας που αφορούν στην παραγωγή από εγχώριους σταθμούς και διεθνείς διασυνδέσεις. Οι μετρήσεις αφού μετατραπούν σε ηλεκτρικά σήματα, αποστέλλονται μέσω των RTU σε έναν κεντρικό υπολογιστικό σταθμό. Τα σήματα αυτά μπορεί να είναι αναλογικά ή ψηφιακά και η μετάδοσή τους γίνεται μέσω τηλεπικοινωνιακού δικτύου ενσύρματα ή ασύρματα.

Ένα σύστημα EMS είναι ένα σύστημα υλικού και λογισμικού που αναλαμβάνει την εποπτεία, τον έλεγχο και τη βελτιστοποίηση της απόδοσης του συστήματος παραγωγής και μεταφοράς. Η εποπτεία και ο έλεγχος του ηλεκτρικού δικτύου ανήκουν ουσιαστικά στο σύστημα SCADA, το οποίο είναι υποσύστημα του EMS. Το σύστημα EMS χρησιμοποιεί ένα κατανεμημένο περιβάλλον επεξεργασίας που

περιλαμβάνει έναν ή περισσότερους διασυνδεδεμένους κόμβους επεξεργασίας που έχουν πρόσβαση σε μια κοινή βάση δεδομένων. Έτσι το σύστημα αποκτά αρθρωτή δομή και παρέχει μεγάλη ευελιξία σε μια επιχείρηση ηλεκτρικής ενέργειας.

Το λογισμικό ενός συστήματος EMS περιλαμβάνει εξειδικευμένες εφαρμογές που χρησιμοποιούνται από τους χειριστές του ηλεκτρικού δικτύου και επιμερίζεται σε τρία υποσυστήματα:

1. Υποσύστημα SCADA
2. Υποσύστημα Παραγωγής
3. Υποσύστημα Μεταφοράς

Το υποσύστημα SCADA, όπως αναφέρθηκε παραπάνω, συλλέγει δεδομένα και παρέχει εποπτεία του ηλεκτρικού δικτύου και δυνατότητα τηλεχειρισμών. Δίνει τη δυνατότητα διατήρησης αρχείου μετρήσεων, ώστε να μπορούν στο μέλλον να εξεταστούν διαταραχές που προέκυψαν και να αναζητηθούν τα αίτια εμφάνισής τους. Επιπλέον, υποστηρίζει λειτουργίες όπως επεξεργασία τοπολογίας υποσταθμών, αποκοπή φορτίου για την άμεση αντιμετώπιση διαταραχών στο δίκτυο και ανάρτηση προστατευτικών εικονικών πινακίδων στον εξοπλισμό του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.

Το υποσύστημα Παραγωγής είναι επιφορτισμένο με τον προγραμματισμό και τον έλεγχο της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Η κύρια λειτουργία του είναι ο έλεγχος της παραγωγής σε πραγματικό χρόνο που περιλαμβάνει τον προγραμματισμό όλων των μονάδων παραγωγής της ελεγχόμενης περιοχής, την οικονομική κατανομή της παραγωγής, τον προγραμματισμό των ανταλλαγών με τις γειτονικές χώρες, τον προγραμματισμό των εφεδρειών και τον προσδιορισμό του κόστους καυσίμων. Στα πλαίσια του ίδιου υποσυστήματος πραγματοποιούνται και άλλες διαδικασίες, όπως η ενεργειακή παρακολούθηση του συστήματος, η βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη φορτίου (για διάστημα μιας εβδομάδας), ο προσδιορισμός του βέλτιστου χρονοδιαγράμματος έναυσης/σβέσης των μονάδων παραγωγής και η αξιολόγηση ανταλλαγών.

Το υποσύστημα Μεταφοράς μοντελοποιεί το σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας και παρέχει λειτουργίες τόσο σε περιβάλλον πραγματικού χρόνου όσο και σε περιβάλλον μελέτης. Αξιοποιεί δεδομένα πραγματικού χρόνου από το υποσύστημα SCADA και παρέχει στους χειριστές πληροφορίες για την ασφαλή και οικονομική διακίνηση ενέργειας μέσω του δικτύου μεταφοράς. Σε περιβάλλον πραγματικού χρόνου εκτελείται εκτίμηση κατάστασης, από την οποία προκύπτουν οι συντελεστές απωλειών μεταφοράς και ανάλυση ενδεχόμενων διαταραχών για τον εντοπισμό των

διαταραχών εκείνων που μπορεί να προκαλέσουν ανωμαλία στην ασφαλή λειτουργία του δικτύου. Σε περιβάλλον μελέτης μπορεί να εκτελεστεί ροή φορτίου για ανάλυση της μόνιμης λειτουργίας του δικτύου μεταφοράς καθώς και βέλτιστη ροή φορτίου, όπου ισχύουν ειδικοί περιορισμοί, έλεγχοι και αντικειμενικές συναρτήσεις. Στο ίδιο περιβάλλον υπάρχει η δυνατότητα για εκτέλεση ανάλυσης ενδεχόμενων διαταραχών με δεδομένα από το πρόγραμμα ροής φορτίου.

2.5.2 Τεχνολογία PMU

Τα τελευταία χρόνια, παρά την ευρεία χρήση των συστημάτων SCADA/EMS, έχουν ανακύψει διάφορα προβλήματα κατά τις μεγάλες διακοπές ρεύματος που συνέβησαν στον κόσμο, όπως τον Αύγουστο του 1996 στη Δυτική Διασύνδεση των Η.Π.Α., τον Αύγουστο του 2003 στην Ανατολική Διασύνδεση των Η.Π.Α. και το καλοκαίρι του 2003 και του 2004 στην Ευρώπη. Η διερεύνηση των περιστατικών αυτών κατέληξε στα ακόλουθα συμπεράσματα σχετικά με τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας:

- Έλλειψη εποπτείας ευρείας περιοχής
- Έλλειψη συγχρονισμένων δεδομένων
- Αδυναμία παρακολούθησης της δυναμικής συμπεριφοράς του συστήματος σε πραγματικό χρόνο

Η τεχνολογία των συγχρονισμένων μετρήσεων φασιθετών μπορεί να λύσει αυτά τα προβλήματα. Οι μετρήσεις που λαμβάνονται από τις μονάδες PMU σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας έχουν ιδιαίτερα χαρακτηριστικά, που τους προσδίδουν μεγάλη αξία σε σχέση με τις συμβατικές μετρήσεις ενός συστήματος SCADA.

Ένα βασικό πλεονέκτημα των μετρήσεων PMU είναι η ταχύτητα. Οι μονάδες PMU μετρούν τάση, ρεύμα και συχνότητα σε πολύ υψηλές ταχύτητες (τυπικά 20 ή 30 ή 60 παρατηρήσεις ανά δευτερόλεπτο) σε σχέση με ένα σύστημα SCADA, όπου το δίκτυο σαρώνεται κάθε 2 δευτερόλεπτα ή πιο αραιά. Η τεχνολογία PMU εγγυάται ότι η πραγματική κατάσταση του συστήματος μεταφοράς μπορεί να μετρηθεί λεπτομερώς με ταχύτητα ανάλογη της ταχύτητας μετάδοσης των δεδομένων. Με τα σημερινά δεδομένα, ο προσδιορισμός της κατάστασης του συστήματος απαιτεί χρόνο μερικών δευτερολέπτων για τη λήψη μετρήσεων και χρόνο της τάξης των δεκάδων δευτερολέπτων για τον υπολογισμό της κατάστασης (εκτέλεση αλγόριθμου). Μια ενδεχόμενη μείωση των παραπάνω χρόνων θα επέτρεπε την ακριβή εκτίμηση των

δυναμικών καταστάσεων του συστήματος. Έτσι οι χειριστές θα είχαν στη διάθεσή τους μια άμεση εικόνα της κατάστασης του συστήματος σχεδόν σε πραγματικό χρόνο. Με την προϋπόθεση αυτή θα ήταν εφικτός ο έλεγχος της ευστάθειας του συστήματος και θα υπήρχε άμεση απόκριση σε καταστάσεις ανάγκης.

Επιπλέον τα δεδομένα των PMU διαθέτουν χρονική σφραγίδα, δηλαδή μια χρονική τιμή μεγάλης ακρίβειας που παράγεται στο σημείο της μέτρησης από ένα δέκτη GPS. Η χρονική πληροφορία ενσωματώνεται στα δεδομένα, έτσι ώστε οι μετρήσεις που λαμβάνονται από διαφορετικές περιοχές ή από διαφορετικούς ιδιοκτήτες ηλεκτρικών δικτύων να μπορούν να συγχρονιστούν και να ταξινομηθούν χρονικά στον κεντρικό σταθμό. Όλες οι μετρήσεις PMU με την ίδια χρονική σφραγίδα χρησιμοποιούνται για να εκτιμηθεί η κατάσταση του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας κατά τη στιγμή που ορίζεται από τη σφραγίδα. Με αυτό τον τρόπο η ταχύτητα μετάδοσης των δεδομένων στα κανάλια επικοινωνίας δεν είναι πλέον σημαντική παράμετρος. Σε ένα σύστημα SCADA αυτό δεν είναι εφικτό, αφού εκεί τα δεδομένα των μετρήσεων ταξινομούνται με βάση το χρόνο άφιξης στον κεντρικό σταθμό, ο οποίος διαφέρει ανάλογα με την απόσταση που διανύουν τα δεδομένα.

Η τεχνολογία PMU προσφέρει εποπτεία ευρείας περιοχής, αφού δίνει μια ακριβή και αναλυτική εικόνα μιας ολόκληρης διασύνδεσης. Ο ακριβής χρονισμός των μετρήσεων φασιθετών δίνει τη δυνατότητα αξιοποίησης των πληροφοριών πέρα από την περιοχή του ζυγού, όπου έγιναν οι μετρήσεις. Αυτό διευκολύνει τη διεσπαρμένη τηλεπισκόπηση και την ανάληψη συντονισμένων δράσεων. Επιπλέον, η ευρεία εποπτεία και η ανάλυση των μετρήσεων επιτρέπει στους χειριστές να αναγνωρίσουν αλλαγές που συμβαίνουν στο δίκτυο, όπως το είδος και το μέγεθος της καταπόνησης, έτσι ώστε να βελτιώσουν την αξιοπιστία του. Το σύστημα SCADA, αντίθετα, σχεδιάστηκε για εποπτεία μιας περιορισμένης γεωγραφικά περιοχής και δεν μπορεί να ανταποκριθεί στη σύγχρονη ανάγκη για έλεγχο ευρύτερων διασυνδέσεων.

Η αξιοποίηση των PMU στα ηλεκτρικά δίκτυα έχει και οικονομικά οφέλη. Η τεχνολογία αυτή επιτρέπει αυξημένη ροή ισχύος πάνω στις ήδη υπάρχουσες γραμμές, γεγονός που αλλάζει τα δεδομένα στην οικονομία της διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Οι πληροφορίες από τις μονάδες PMU θα μπορούσαν να χρησιμοποιηθούν για να επιτρέπουν τη ροή ισχύος μέχρι το δυναμικό όριο μιας γραμμής μεταφοράς αντί για το όριο της χειρότερης περίπτωσης.

Πίνακας 1: Σύγκριση συστημάτων SCADA και PMU

Χαρακτηριστικό	SCADA	PMU
Μετρήσεις	Αναλογικές	Ψηφιακές
Ανάλυση	2 - 4 δείγματα ανά δευτερόλεπτο	Μέχρι 60 δείγματα ανά δευτερόλεπτο
Ορατότητα	Μόνιμη κατάσταση	Μόνιμη και Δυναμική - Μεταβατική κατάσταση
Εποπτεία	Τοπική	Ευρείας περιοχής
Μέτρηση φασικής γωνίας	Όχι	Ναι
Μετρούμενες ποσότητες	Μέτρο τάσης (RMS), MW, MVA _r	Μέτρο τάσης (RMS), MW, MVA _r , Φασική απόκλιση από την κοινή αναφορά, Συχνότητα, Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας

2.6 Εφαρμογές των μονάδων PMU

2.6.1 Λειτουργίες πραγματικού χρόνου

Τα δεδομένα των μετρήσεων PMU μπορούν να χρησιμοποιηθούν από επιχειρήσεις κοινής ωφέλειας για τη διαχείριση του δικτύου σε πραγματικό χρόνο. Αρκετές επιχειρήσεις στις Η.Π.Α., για παράδειγμα, αξιοποιούν τις μετρήσεις των PMU για:

- τον ακριβέστερο υπολογισμό της κατάστασης του συστήματος (λήψη με υψηλή ταχύτητα δεδομένων υψηλής ακρίβειας που χρησιμοποιούνται από τα εργαλεία εκτίμησης κατάστασης)
- τον αυτόματο έλεγχο των στατικών αντισταθμιστών αέργου ισχύος (SVC)
- τον έλεγχο ευστάθειας σε πραγματικό χρόνο

- την αποκατάσταση του δικτύου μετά από περιστατικά απομόνωσης και νησιδοποίησης
- την παρακολούθηση διαλείπουσας παραγωγής σε πραγματικό χρόνο (π.χ. παρακολούθηση φωτοβολταϊκών συστημάτων, ανεμογεννητριών)

2.6.2 Σχεδίαση συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας

Η συλλογή και αποθήκευση συγχρονισμένων μετρήσεων φασιθετών μπορεί να συμβάλει στη σχεδίαση ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Τα δεδομένα που λαμβάνονται από τις μονάδες PMU είναι πολύτιμα για τη βαθμονόμηση των στατικών και δυναμικών μοντέλων προσομοίωσης καθώς και για τη βελτίωση των μοντέλων που μετρούν την απόδοση των γεννητριών.

2.6.3 Διεξαγωγή έρευνας

Η χρήση δεδομένων PMU είναι ουσιώδης για τη διεξαγωγή έρευνας σε περιπτώσεις διαταραχών ή διακοπών ρεύματος στο ηλεκτρικό δίκτυο. Τα δεδομένα μιας ηλεκτρικής διασύνδεσης, που συλλέγονται με μεγάλη ταχύτητα και αποθηκεύονται μαζί στις μονάδες PMU, μπορούν να συγκεντρωθούν και να αναλυθούν για να προσδιοριστεί η αλληλουχία των γεγονότων και η αιτία μιας διαταραχής. Η ιδιαίτερη σημασία τους φάνηκε στις έρευνες που πραγματοποιήθηκαν μετά από τις διακοπές ρεύματος στην Ευρώπη το 2004 και στη Φλόριντα το 2008.

2.6.4 Έξυπνο δίκτυο

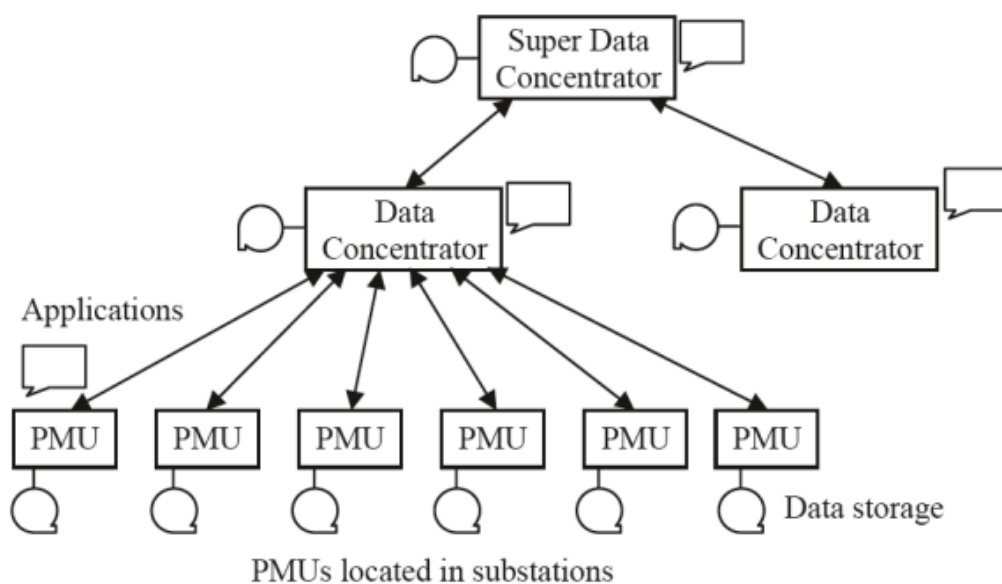
Η εγκατάσταση μονάδων PMU αποτελεί μέρος της υλοποίησης του «έξυπνου δικτύου» (Smart Grid), μιας έννοιας που αφορά στον εκσυγχρονισμό του ηλεκτρικού δικτύου σε επίπεδο παραγωγής, μεταφοράς και διανομής. Το έξυπνο δίκτυο θα συνδυάζει διεσπαρμένους αισθητήρες, ψηφιακά κανάλια επικοινωνίας, ψηφιακό έλεγχο και τεχνολογία υπολογιστών για να βελτιστοποιήσει την απόδοση, την αξιοπιστία και την ασφάλεια του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Σε επίπεδο παραγωγής και μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας, οι μονάδες PMU συνιστούν την πιο αποτελεσματική τεχνολογία για την πραγματοποίηση του «έξυπνου δικτύου», αφού μπορούν να συλλέγουν, να διανέμουν και να αναλύουν κρίσιμα δεδομένα, τα

οποία μετατρέπονται σε χρήσιμη πληροφορία για τη βελτίωση της λειτουργίας του δικτύου. Η χρήση των δεδομένων που συλλέγονται από τις μονάδες PMU αναμένεται να βελτιώσει την απόδοση του συστήματος μεταφοράς με την αύξηση της φόρτισης των γραμμών και τη μείωση των απωλειών τους.

2.7 Διάρθρωση συστήματος PMU

2.7.1 Τα μέρη ενός συστήματος PMU

Ένα σύστημα PMU αποτελείται κυρίως από Μονάδες Μέτρησης Φασιθετών (PMU). Συνήθως σε ένα ηλεκτρικό δίκτυο τοποθετούνται μονάδες PMU σε διάφορους κομβικούς υποσταθμούς για τη λήψη μετρήσεων σε πραγματικό χρόνο. Οι μονάδες αυτές συνδέονται με τον Συγκεντρωτή Δεδομένων Φασιθετών (PDC), ένα σταθμό που βρίσκεται στο κέντρο της επιχείρησης ηλεκτρικής ενέργειας, όπου συλλέγονται όλα τα δεδομένα. Στην έξοδο του σταθμού PDC είναι συνδεδεμένος ένας προσωπικός υπολογιστής που παρέχει στους χειριστές του συστήματος πρόσβαση στο σύνολο των δεδομένων μέσω εξειδικευμένου λογισμικού (π.χ. RTDMS). Το λογισμικό υπολογίζει και εμφανίζει τις μετρούμενες συχνότητες, τάσεις, ρεύματα και ροές ενεργού και αέργου ισχύος.



Εικόνα 9: Ιεραρχία συστήματος PMU

Επιπλέον, πολλοί σταθμοί PDC που ανήκουν σε διαφορετικές γεωγραφικές περιοχές ή διαφορετικές επιχειρήσεις ηλεκτρικής ενέργειας μπορούν να συνδεθούν σε έναν κοινό κεντρικό σταθμό PDC, τον λεγόμενο SuperPDC. Έτσι το σύνολο των δεδομένων που συγκεντρώνονται εκεί δίνει μια εικόνα ολόκληρης της διασύνδεσης.

2.7.2 Μονάδα PMU

Όπως περιγράφηκε στην ιστορική ανασκόπηση ο πρόγονος της μονάδας PMU ήταν ο ηλεκτρονόμος απόστασης συμμετρικών συνιστωσών. Η εξέλιξη του τελευταίου ήταν ο ψηφιακός ηλεκτρονόμος, στον οποίο έχει βασιστεί η σχεδίαση της μονάδας PMU. Μια τυπική μονάδα PMU αποτελείται από φίλτρα αντιαναδίπλωσης, ένα μετατροπέα αναλογικού σε ψηφιακό (A/D converter), ένα μικροεπεξεργαστή, ένα κρυσταλλικό ταλαντωτή, ένα δέκτη GPS και ένα διαποδιαμορφωτή (modem).

Στο χώρο που εγκαθίσταται μια μονάδα PMU, συνήθως σε υποσταθμό του ηλεκτρικού δικτύου, υπάρχουν μετασχηματιστές μέτρησης που υποβιβάζουν την τάση και το ρεύμα για να μπορούν να μετρηθούν. Η μονάδα PMU δέχεται στις αναλογικές εισόδους της ημιτονοειδή σήματα τάσης και ρεύματος από τα δευτερεύοντα τυλίγματα των μετασχηματιστών τάσης και ρεύματος αντίστοιχα. Τα σήματα αυτά λαμβάνονται και από τις τρεις φάσεις για να μπορεί αργότερα να υπολογιστεί η τάση και το ρεύμα θετικής ακολουθίας. Η μονάδα μπορεί επιπλέον να έχει αναλογικές εισόδους για μη ημιτονοειδή αναλογικά σήματα, όπως ενεργό ισχύ, θερμοκρασία μετασχηματιστών και ρύθμιση ελέγχου ευστάθειας, καθώς και ψηφιακές εισόδους για σήματα κατάστασης τύπου Boolean (0 ή 1). Πρέπει να σημειωθεί ότι αντίθετα με έναν ψηφιακό ηλεκτρονόμο, μια μονάδα PMU μπορεί να μετρά ταυτόχρονα ρεύματα από πολλαπλούς αγωγούς τροφοδότησης και τάσεις από πολλαπλούς ζυγούς ενός υποσταθμού.

Τα σήματα τάσης και ρεύματος μετατρέπονται σε τάσεις με χρήση παράλληλων αντιστάσεων ή μετασχηματιστών οργάνων, ώστε να συμφωνούν με τις προδιαγραφές του μετατροπέα A/D της μονάδας. Μετά τη λήψη των σημάτων ακολουθεί η επεξεργασία τους από τα φίλτρα αντιαναδίπλωσης. Τα βαθυπερατά αυτά φίλτρα χρησιμοποιούνται για να μην εμφανιστεί αναδίπλωση φάσματος στα σήματα κατά τη δειγματοληψία και έχουν απόκριση συχνότητας που καθορίζεται από τη συχνότητα δειγματοληψίας. Συγκεκριμένα το κριτήριο του Nyquist ορίζει ότι η συχνότητα αποκοπής των φίλτρων πρέπει να είναι μικρότερη από το μισό της συχνότητας

δειγματοληψίας. Το μειονέκτημά τους είναι ότι εισάγουν στα σήματα μια ολίσθηση φάσης εξαρτώμενη από τη συχνότητα, η οποία πρέπει να αντισταθμιστεί κατά τον υπολογισμό των φασιθετών στο μικροεπεξεργαστή.

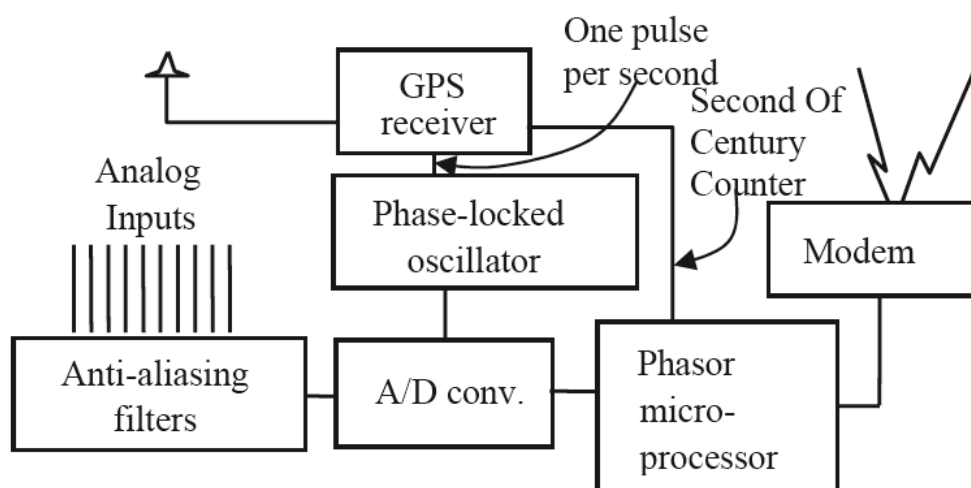
Το επόμενο βήμα είναι η δειγματοληψία, που πραγματοποιείται στο μετατροπέα A/D. Η τιμή των σημάτων καταγράφεται σε χρονικές στιγμές που ορίζονται από τη συχνότητα δειγματοληψίας. Με τη διαδικασία αυτή τα σήματα από αναλογικά (συνεχούς χρόνου) μετατρέπονται σε ψηφιακά (διακριτού χρόνου), δηλαδή σε ακολουθίες δειγμάτων. Η συχνότητα δειγματοληψίας κυμαίνεται από 12 δείγματα ανά κύκλο της ονομαστικής συχνότητας δικτύου για τις πρώτες μονάδες PMU μέχρι 128 δείγματα ανά κύκλο για τις πιο σύγχρονες μονάδες PMU. Η μεγάλη συχνότητα δειγματοληψίας είναι σημαντική γιατί βελτιώνει την ακρίβεια στον υπολογισμό των φασιθετών.

Ο μικροεπεξεργαστής της μονάδας PMU δέχεται ως είσοδο τα ψηφιακά σήματα από το μετατροπέα και για κάθε μονοφασικό σήμα υπολογίζει τον αντίστοιχο φασιθέτη με χρήση του Διακριτού Μετασχηματισμού Fourier (DFT). Για τον καθορισμό της φάσης των φασιθετών χρησιμοποιεί την χρονική αναφορά από το δέκτη GPS. Από τους φασιθέτες που παράγει, υπολογίζει την τάση και το ρεύμα της θετικής ακολουθίας. Εναλλακτικά σε κάποιες περιπτώσεις μπορεί να αρκεί ο υπολογισμός της μίας μόνο φάσης. Επιπλέον ο μικροεπεξεργαστής υπολογίζει και αναφέρει στην έξοδο του PMU τη συχνότητα και το ρυθμό μεταβολής αυτής. Κάθε μέτρηση που παράγεται πρέπει να συνοδεύεται από μια χρονική σφραγίδα, την οποία ο μικροεπεξεργαστής λαμβάνει από δύο σήματα του δέκτη GPS.

Στο τελευταίο τμήμα βρίσκεται η διεπαφή του επικοινωνιακού συστήματος. Αυτή μπορεί να είναι ένας διαποδιαμορφωτής (modem) με έξοδο για τηλεφωνικό καλώδιο ή ένας δρομολογητής (router) με έξοδο για καλώδιο Ethernet. Οι χρονικά προσδιορισμένες μετρήσεις που παράγει η μονάδα PMU μπορεί να αποθηκεύονται τοπικά ή να μεταδίδονται μέσω μιας τηλεπικοινωνιακής ζεύξης (π.χ. δίκτυο Ethernet, οπτικές ίνες) σε ένα κεντρικό σταθμό συλλογής μετρήσεων.

Ένα βασικό τμήμα της μονάδας PMU που τη διαχωρίζει από τον ψηφιακό ηλεκτρονόμο είναι το τμήμα χρονισμού, που περιλαμβάνει το δέκτη GPS, την κεραία του και τον κρυσταλλικό ταλαντωτή. Ο συνδυασμός των στοιχείων αυτών παρέχει στη μονάδα μια αξιόπιστη χρονική αναφορά. Το τμήμα χρονισμού χρησιμοποιείται τόσο από το μετατροπέα A/D για τη δειγματοληψία των σημάτων όσο και από το μικροεπεξεργαστή για την ενσωμάτωση της χρονικής σφραγίδας στις μετρήσεις. Για

την πρώτη διαδικασία ο κρυσταλλικός ταλαντωτής μετατρέπει το σήμα 1PPS, που παράγεται από το δέκτη GPS, σε μια παλμοσειρά υψηλής συχνότητας που χρησιμοποιείται από το μετατροπέα A/D για τη δειγματοληψία. Μάλιστα το ρολόι δειγματοληψίας είναι κλειδωμένο κατά φάση με το ρολόι του δέκτη GPS. Για τη δεύτερη διαδικασία ο δέκτης GPS στέλνει την ακριβή χρονική πληροφορία στο μικροεπεξεργαστή για να κατασκευαστεί η χρονική σφραγίδα. Ο ακριβής χρόνος παράγεται ως εξής. Το σύστημα GPS δίνει τον ακριβή χρόνο GPS στους δέκτες, αυτοί το μετατρέπουν σε χρόνο UTC και σε συνδυασμό με το σήμα 1PPS που παράγουν, δημιουργούν τελικά το δευτερόλεπτο του αιώνα (SOC), το οποίο στέλνεται στο μικροεπεξεργαστή.



Εικόνα 10: Διάγραμμα μονάδας PMU

Στο τμήμα χρονισμού υπεισέρχονται ορισμένα σφάλματα που προέρχονται από το δορυφορικό σύστημα GPS. Οι ατμοσφαιρικές διαταραχές (κυρίως στο στρώμα της ιονόσφαιρας) μπορεί να προκαλέσουν διακυμάνσεις στο χρόνο άφιξης των δορυφορικών σημάτων, με συνέπεια μια βραχυπρόθεσμη αβεβαιότητα στο χρόνο του ρολογιού GPS της μονάδας. Με τη βοήθεια όμως του κρυσταλλικού ταλαντωτή αυτές οι διακυμάνσεις εξουδετερώνονται με την πάροδο του χρόνου και ελαττώνεται το σφάλμα. Όσο πιο σταθερός είναι ο ταλαντωτής τόσο πιο ακριβής είναι η χρονική αναφορά. Επίσης, ο δέκτης GPS για μια ακριβή μέτρηση του χρόνου UTC πρέπει να διατηρεί άμεση οπτική επαφή με τουλάχιστον τέσσερις δορυφόρους. Η πιθανότητα να συμβαίνει αυτό συνεχώς εξαρτάται από τη θέση εγκατάστασης της κεραίας GPS

και το γεωγραφικό πλάτος της τοποθεσίας. Συνήθως οι δέκτες GPS των μονάδων PMU εκπέμπουν ένα χαρακτηριστικό σήμα που δηλώνει την επάρκεια ή όχι των δορυφορικών σημάτων που λαμβάνουν. Με αυτό τον τρόπο δίνουν ένα μέτρο της ακρίβειας της χρονικής πηγής. Επιπλέον οι περισσότεροι δέκτες παρέχουν ένα δείκτη της έντασης του σήματος που λαμβάνουν από κάθε δορυφόρο.

2.7.3 Σταθμός PDC

Τα δεδομένα μετρήσεων φασιθετών από τη στιγμή που παράγονται στην έξοδο μιας μονάδας PMU είναι διαθέσιμα σε συνεχή ροή για εφαρμογές πραγματικού χρόνου. Σε περίπτωση που εκτελούνται εφαρμογές στο σημείο της εγκατάστασης τα δεδομένα μπορούν άμεσα να χρησιμοποιηθούν τοπικά. Ωστόσο, η αποτελεσματική αξιοποίησή τους γίνεται σε ένα ανώτερο επίπεδο. Τα δεδομένα μετρήσεων μεταδίδονται από τις μονάδες PMU μιας περιοχής σε ένα σταθμό συλλογής μετρήσεων, που ονομάζεται σταθμός PDC.

Ένας σταθμός PDC είναι ένας υπολογιστικός σταθμός που συγκεντρώνει δεδομένα φασιθετών και διακριτά δεδομένα συμβάντων από μονάδες PMU, τα ευθυγραμμίζει και τα προωθεί για επεξεργασία σε εφαρμογές πραγματικού χρόνου και αποθήκευση σε βάσεις δεδομένων. Πρέπει να έχει αρκετή χωρητικότητα για να διατηρεί στην προσωρινή μνήμη τα δεδομένα όσο απαιτείται, ώστε να γίνεται η ευθυγράμμισή τους καθώς και άλλες ζωτικές εργασίες.

Η πρώτη ενέργεια που αναλαμβάνει ο σταθμός PDC μετά τη λήψη των δεδομένων είναι η ευθυγράμμιση. Αυτή ουσιαστικά είναι η συσχέτιση των δεδομένων φασιθετών με βάση τη χρονική σφραγίδα και τον αριθμό δείγματος της κυματομορφής, που έχει ως αποτέλεσμα τη δημιουργία ενός συνόλου συγχρονισμένων μετρήσεων ευρείας περιοχής. Στη συνέχεια διενεργεί ποιοτικούς ελέγχους στα δεδομένα φασιθετών και εισάγει κατάλληλες σημάνσεις ποιότητας σε κάθε σύνολο συσχετισμένων δεδομένων. Ελέγχει τις σημάνσεις και κατόπιν εγγράφει σε αρχεία τα δεδομένα που προορίζονται για ανάλυση από τις εφαρμογές. Επίσης, εποπτεύει το συνολικό σύστημα μετρήσεων και δίνει μια εικόνα της επίδοσης του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, την οποία και καταγράφει.

Σε ένα σταθμό PDC υπάρχουν εγκαταστάσεις αποθήκευσης για μόνιμη διατήρηση των δεδομένων φασιθετών αφού ολοκληρωθούν οι παραπάνω έλεγχοι. Παράλληλα μπορεί τα δεδομένα να διατίθενται άμεσα στις τοπικές εφαρμογές που εκτελούνται σε

πραγματικό χρόνο. Βέβαια το σύστημα επικοινωνίας και το σύστημα διαχείρισης δεδομένων εισάγουν καθυστερήσεις και αυξάνουν το χρόνο αναμονής στα δεδομένα πραγματικού χρόνου, αλλά αυτό μπορεί να αντιμετωπιστεί ως ένα βαθμό. Ο σταθμός μπορεί να διαθέτει ακόμη εξειδικευμένες εξόδους, όπως είναι η άμεση διεπαφή για σύνδεση με ένα σύστημα EMS, κάτι που διευκολύνει την περαιτέρω ανάλυση των δεδομένων από υπάρχοντα συστήματα λογισμικού. Επίσης έχει τη δυνατότητα να ανταλλάσσει εγγραφές δεδομένων με άλλους σταθμούς PDC.

Αξίζει να σημειωθεί ότι ένας σταθμός PDC μπορεί να λαμβάνει δεδομένα φασιθετών από μονάδες PMU διαφορετικών κατασκευαστών. Η ευθυγράμμιση σε αυτή την περίπτωση είναι μια πολύπλοκη εργασία που απαιτεί γνώση των χαρακτηριστικών κάθε μονάδας. Η ομαδοποίηση των δεδομένων με κριτήριο τη χρονική τους σφραγίδα μπορεί να οδηγήσει σε αποκλίσεις της τάξης των μικροδευτερολέπτων. Αυτό το σφάλμα για εφαρμογές συνεχούς ροής δεδομένων και καταγραφής συμβάντων δεν είναι κρίσιμο, για ορισμένες άλλες εφαρμογές όμως είναι μη αποδεκτό.

2.7.4 Σταθμός Super PDC

Ένας σταθμός PDC είναι σχεδιασμένος για να συγκεντρώνει μετρήσεις PMU από μια γεωγραφική έκταση που αντιστοιχεί σε μια περιφέρεια. Για να υπάρχει εποπτεία σε ολόκληρο το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας απαιτείται ένας σταθμός Super PDC. Σε αυτό το ανώτατο επίπεδο ιεραρχίας εκτελούνται λειτουργίες παρόμοιες με αυτές του επιπέδου PDC. Συγκεκριμένα υπάρχουν εγκαταστάσεις για αποθήκευση δεδομένων φασιθετών που έχουν περάσει από τη διαδικασία ευθυγράμμισης και εφαρμογές που λαμβάνουν ως είσοδο μια σταθερή ροή δεδομένων πραγματικού χρόνου από όλο το σύστημα. Από μια ευρεία οπτική γωνία ο σταθμός Super PDC είναι ένας κεντρικός σταθμός PDC που συλλέγει και συσχετίζει δεδομένα φασιθετών από όλους τους σταθμούς PDC και παρέχει πλήρη εποπτεία του συστήματος με τη χρήση λογισμικού οπτικοποίησης.

Συνήθως ένας σταθμός Super PDC συνδέεται με μια κεντρική βάση δεδομένων όπου γίνεται η μακροπρόθεσμη αρχειοθέτηση των δεδομένων του ηλεκτρικού δικτύου. Εδώ ανακύπτει το πρόβλημα της μόνιμης αποθήκευσης των πληροφοριών. Είναι φανερό ότι ακολουθώντας αυτή τη λογική οι μονάδες αποθήκευσης του σταθμού (πχ. σκληροί δίσκοι) γεμίζουν πολύ γρήγορα. Γι' αυτό τα αρχεία πρέπει να

μεταφέρονται από τους πλήρεις δίσκους σε οπτικά μέσα (π.χ. DVD) για μόνιμη αποθήκευση.

Η έννοια του πραγματικού χρόνου για τα δεδομένα που εισέρχονται σε ένα σταθμό PDC ή Super PDC δεν είναι απολύτως ακριβής. Τα κανάλια επικοινωνίας μέχρι το σταθμό και οι διαδικασίες ευθυγράμμισης και ελέγχου κατά τη λήψη των δεδομένων εισάγουν καθυστερήσεις με αποτέλεσμα να υπάρχει κάποιος χρόνος αναμονής. Ο χρόνος αναμονής μάλιστα αυξάνεται όσο ανεβαίνει κανείς σε υψηλότερα επίπεδα ιεραρχίας.

2.8 Πρότυπα μετάδοσης χρονικών σημάτων

Για τη σωστή λειτουργία των μονάδων PMU και τον ακριβή χρονικό προσδιορισμό των μετρήσεων είναι απαραίτητος ο συγχρονισμός των μονάδων. Οι κυριότερες μέθοδοι συγχρονισμού βασίζονται στα πρότυπα μετάδοσης χρονικών σημάτων 1PPS και IRIG-B.

2.8.1 Πρότυπο 1PPS

Το σήμα 1PPS είναι ένας τετραγωνικός παλμός συχνότητας 1Hz που έχει τη θετική του ακμή συγχρονισμένη με την έναρξη ενός δευτερολέπτου του χρόνου GPS. Οι μονάδες PMU που διαθέτουν ενσωματωμένο δέκτη GPS χρησιμοποιούν άμεσα το σήμα 1PPS, που παράγεται από αυτόν, για να συγχρονίσουν τη δειγματοληψία με την αρχή ενός δευτερολέπτου GPS. Ακόμη, ανάλογα με το ρυθμό μετάδοσης δεδομένων (δείγματα ανά δευτερόλεπτο) ορίζεται ένα διάστημα που αντιστοιχεί σε ένα κλάσμα του δευτερολέπτου GPS. Έτσι οι μονάδες PMU μεταδίδουν τις μετρήσεις τους συγχρονισμένες με το χρόνο GPS σε διαστήματα κλασμάτων δευτερολέπτου. Για παράδειγμα, με ένα ρυθμό μετάδοσης 30 δειγμάτων ανά δευτερόλεπτο οι μετρήσεις θα μεταδίδονται κατά την έναρξη κάθε δευτερολέπτου και κάθε 1/30 s μεταξύ διαδοχικών δευτερολέπτων.

Η ακρίβεια του παλμού 1PPS εξαρτάται από το εσωτερικό ρολόι του δέκτη GPS. Το τυπικό σφάλμα για ένα παλμό 1PPS είναι μερικές δεκάδες νανοδευτερόλεπτα και εξαρτάται από την ποιότητα των μετρήσεων των σημάτων GPS. Επιπλέον, ο παλμός

επιηρεάζεται από το μήκος του καλωδίου της κεραίας. Το τελευταίο μπορεί να διορθωθεί με ρύθμιση μιας παραμέτρου που μετατοπίζει τον παλμό κατά μια χρονική σταθερά.

2.8.2 Πρότυπο IRIG-B

Οι μονάδες PMU που δεν έχουν ενσωματωμένο δέκτη GPS χρειάζονται μια σύνδεση IRIG-B. Το IRIG-B είναι ένα από τα πιο διαδεδομένα πρότυπα μετάδοσης χρονικών σημάτων σε υποσταθμούς ηλεκτρικών δικτύων. Το πρότυπο IRIG αναπτύχθηκε από την ομάδα IRIG του συμβουλίου RCC του αμερικανικού στρατού. Δημοσιεύτηκε για πρώτη φορά το 1960 και έκτοτε έχει αναθεωρηθεί αρκετές φορές από την Ομάδα Τηλεπικοινωνιών και Χρονισμού (TTG) του συμβουλίου RCC. Η τελευταία έκδοση του προτύπου είναι το IRIG 200-04 που δημοσιεύτηκε το 2004.

Το πρότυπο IRIG ορίζει μια οικογένεια κωδίκων χρόνου (A, B, D, E, G, H), οι οποίοι διαφέρουν ως προς τη συχνότητα παλμών (ή αλλιώς ρυθμό μετάδοσης bit). Η συχνότητα κυμαίνεται από έναν μέχρι 10000 παλμούς ανά δευτερόλεπτο (pps). Όλοι οι κώδικες χρησιμοποιούν κωδικοποίηση εύρους παλμού. Ορίζονται τρία διαφορετικά είδη παλμών:

- παλμός με διάρκεια ίση με το 20% της περιόδου (δυναμικό 0)
- παλμός με διάρκεια ίση με το 50% της περιόδου (δυναμικό 1)
- παλμός με διάρκεια ίση με το 80% της περιόδου (δείκτης θέσης P)

Ο πλήρης προσδιορισμός του κώδικα γίνεται με ένα γράμμα (μορφότυπο κώδικα) και τρία ψηφία (αριθμοί αναγνώρισης) με τον παρακάτω συμβολισμό:

- Γράμμα: Μορφότυπο (A, B, D, E, G, H)
- 1^ο ψηφίο: Είδος διαμόρφωσης
- 2^ο ψηφίο: Συχνότητα φέροντος κύματος
- 3^ο ψηφίο: Κωδικοποιημένες παραστάσεις

Ένα σήμα IRIG μπορεί να είναι αδιαμόρφωτο (μέθοδος DCLS), διαμορφωμένο κατά πλάτος με ημιτονικό φέρον κύμα ή διαμορφωμένο με κωδικοποίηση Manchester και τετραγωνικό φέρον κύμα. Οι κωδικοποιημένες παραστάσεις του IRIG μπορεί να είναι χρονική πληροφορία (BCD-TOY/BCD-YEAR), λειτουργίες ελέγχου (CF - bit δεσμευμένα για εφαρμογές χρηστών) και δευτερόλεπτα ημέρας σε δυαδική μορφή (SBS).

Ο κώδικας χρόνου IRIG-B είναι διαδεδωμένος στη βιομηχανία ηλεκτρικής ενέργειας. Έχει συχνότητα 100 παλμούς ανά δευτερόλεπτο (pps), άρα σε κάθε χρονικό πλαίσιο που διαρκεί 1 s υπάρχουν 100 παλμοί με περίοδο 10 ms. Η αρχή κάθε πλαισίου δηλώνεται με δύο συνεχόμενους δείκτες θέσης P (αναφορά πλαισίου R). Το πλαίσιο διαιρείται σε 10 ομάδες των 10 στοιχείων. Κάθε ομάδα περιέχει 2 αριθμούς BCD χωρισμένους με ένα μηδενικό και ένα δείκτη θέσης P για τερματισμό (σύνολο 10 στοιχεία).

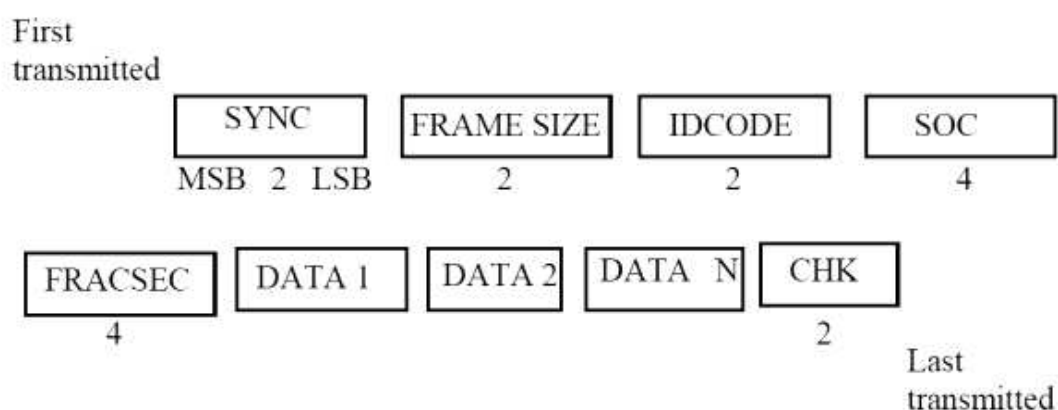
Το σήμα IRIG-B μεταδίδεται είτε αδιαμόρφωτο (DCLS) είτε διαμορφωμένο κατά πλάτος με ημιτονικό φέρον (συχνότητας 1kHz συνήθως) είτε διαμορφωμένο με κωδικοποίηση Manchester. Το αδιαμόρφωτο σήμα είναι το πιο ακριβές, αλλά είναι κατάλληλο μόνο για αποστάσεις μέχρι 100 m περίπου. Δεν απαιτείται η χρήση αποδιαμορφωτή, οπότε το σήμα μπορεί να χρησιμοποιηθεί απευθείας από τις μονάδες PMU. Το διαμορφωμένο σήμα με ημιτονικό φέρον μπορεί να μεταδοθεί σε μεγάλες αποστάσεις. Όμως σε αυτή την περίπτωση η ακρίβεια μειώνεται σε 0,1 ms μέχρι αρκετά ms, τιμές που δεν πληρούν τις προδιαγραφές ενός συστήματος PMU. Επιπλέον επιβάλλει τη χρήση ενός αποδιαμορφωτή σε κάθε μονάδα PMU. Τέλος, η διαμόρφωση με κωδικοποίηση Manchester είναι διαμόρφωση φάσης με τετραγωνικό φέρον κύμα. Είναι καλύτερη μέθοδος από τις προηγούμενες, αφού δίνει μεγάλη ακρίβεια χάρη στον τετραγωνικό παλμό του φέροντος κύματος και προσφέρει τη δυνατότητα μετάδοσης σε μεγάλες αποστάσεις. Παρά τα πλεονεκτήματα αυτά, δε χρησιμοποιείται συνήθως για εφαρμογές PMU.

2.9 Μορφότυπα δεδομένων

2.9.1 Δομή αρχείου συγχρονισμένης μέτρησης φασιθέτη

Οι συγχρονισμένες μετρήσεις φασιθετών που παράγονται από τις μονάδες PMU έχουν μια συγκεκριμένη δομή. Το μορφότυπο των μηνυμάτων που περιέχουν τις μετρήσεις ορίζεται στο πρότυπο IEEE C37.118. Το πρότυπο έχει σχεδιαστεί για να επιτρέπει την επικοινωνία σε πραγματικό χρόνο μεταξύ μιας μονάδας PMU και μιας συσκευής συλλογής δεδομένων, όπως ενός σταθμού PDC. Με το ίδιο σύστημα μπορεί να υλοποιηθεί και η αποστολή δεδομένων μεταξύ σταθμών PDC.

Σύμφωνα με το πρότυπο IEEE C37.118 ορίζονται τέσσερις τύποι αρχείων για μετάδοση δεδομένων προς και από μονάδες PMU. Οι τρεις από αυτούς, δηλαδή τα αρχεία επικεφαλίδας, τα αρχεία ρυθμίσεων και τα αρχεία δεδομένων, δημιουργούνται από τις μονάδες PMU και αποστέλλονται προς τα ανώτερα επίπεδα. Ένας τέταρτος τύπος, τα αρχεία εντολών, δημιουργούνται από σταθμούς PDC και αποστέλλονται στις μονάδες PMU, ακολουθούν δηλαδή την αντίθετη φορά.



Εικόνα 11: Μορφότυπο αρχείων PMU

Όλα τα παραπάνω αρχεία έχουν μια κοινή δομή. Η πρώτη λέξη σε κάθε αρχείο σχετίζεται με το συγχρονισμό της μεταφοράς δεδομένων. Η δεύτερη λέξη ορίζει το μέγεθος της συνολικής εγγραφής. Η τρίτη λέξη αναγνωρίζει κατά μοναδικό τρόπο την πηγή των δεδομένων. Η τέταρτη και η πέμπτη προσδιορίζουν το δευτερόλεπτο SOC και το κλάσμα δευτερολέπτου FRACSEC, κατά το οποίο παράγονται τα δεδομένα. Ακολουθούν δύο ή περισσότερες λέξεις όπου αποθηκεύονται τα δεδομένα, το μήκος των οποίων καθορίζεται στο αρχείο ρυθμίσεων. Η τελευταία λέξη είναι το άθροισμα ελέγχου, που βοηθά στον προσδιορισμό πιθανών σφαλμάτων κατά τη μετάδοση.

Παρακάτω δίνεται μια σύντομη περιγραφή για κάθε τύπο αρχείου:

- Αρχείο επικεφαλίδας: αρχείο αναγνώσιμο από τον άνθρωπο, περιέχει πληροφορίες που ο αποστολέας των δεδομένων θα ήθελε να κοινοποιήσει στον αποδέκτη.
- Αρχείο ρυθμίσεων: αρχείο αναγνώσιμο από τη μηχανή, δίνει πληροφορίες για την ερμηνεία των δεδομένων που περιέχονται στα αρχεία δεδομένων.
- Αρχείο δεδομένων: αρχείο αναγνώσιμο από τη μηχανή, περιέχει δεδομένα φασητετών και άλλες μετρήσεις όπως συχνότητα και ρυθμός μεταβολής της

συχνότητας, που παράγονται στην έξοδο των μονάδων PMU. Τα δεδομένα φασιθετών καταγράφονται στο αρχείο σε καρτεσιανή ή πολική μορφή.

- Αρχείο εντολών: αρχείο που επιτρέπει στο σταθμό PDC να ξεκινήσει ή να σταματήσει τη ροή δεδομένων, να ζητήσει το αρχείο ρυθμίσεων ή το αρχείο επικεφαλίδας. Χρησιμοποιείται από τα ανώτερα επίπεδα ιεραρχίας ενός συστήματος εποπτείας για να ελέγχουν τη λειτουργία των μονάδων PMU.

Πρέπει να σημειωθεί ότι στην πράξη τα αρχεία επικεφαλίδας και ρυθμίσεων αποστέλλονται από τη μονάδα PMU όταν καθορίζεται για πρώτη φορά το είδος των δεδομένων που μεταδίδονται.

2.9.2 Χρονική σφραγίδα

Όλες οι συγχρονισμένες μετρήσεις φασιθετών που καταγράφονται, συνοδεύονται από μια χρονική σφραγίδα (Time Stamp). Αυτή ουσιαστικά είναι ένα μήνυμα μεγέθους 8 bytes που αποτελείται από το δευτερόλεπτο του αιώνα (SOC) μεγέθους 4 bytes, το κλάσμα του δευτερολέπτου (FRACSEC) μεγέθους 3 bytes καθώς και τον δείκτη ποιότητας χρόνου μεγέθους 1 byte.

Ο μετρητής SOC μετράει τον αριθμό των δευτερολέπτων που έχουν περάσει από την 1^η Ιανουαρίου 1970 και τον αποθηκεύει ως ακέραιο μήκους 32 bits. Έτσι ο μετρητής είναι επαρκής για 136 χρόνια, δηλαδή μέχρι το έτος 2106.

Ο μετρητής FRACSEC μετράει το κλάσμα του δευτερολέπτου στο οποίο ελήφθη η μέτρηση. Με διαθέσιμο μήκος 3 bytes ένα δευτερόλεπτο μπορεί να διαιρεθεί σε 16.777.216 κλάσματα (περίπου 59,6 ns/κλάσμα). Εάν δεν είναι επιθυμητή μια τόσο μεγάλη ανάλυση, μπορεί ο διαχειριστής του δικτύου να ορίσει μια άλλη βάση σύμφωνα με το πρότυπο C37.118. Για παράδειγμα, αν οριστεί βάση 1.000.000, το δευτερόλεπτο διαιρείται σε κλάσματα του 1 μs και ο χρόνος της μέτρησης στρογγυλοποιείται στο πλησιέστερο μικροδευτερόλεπτο.

Ο δείκτης ποιότητας χρόνου περιέχει πληροφορίες για την κατάσταση και τη σχετική ακρίβεια του ρολογιού καθώς και για τα εκκρεμή δευτερόλεπτα άλματος (leap seconds) και το πρόσημό τους. Το δευτερόλεπτο άλματος είναι ένα χρονικό διάστημα διάρκειας ενός δευτερολέπτου που προστίθεται (ή αφαιρείται κατά περίπτωση) στο χρόνο UTC, ώστε να συμφωνεί με το μέσο ηλιακό χρόνο.

3

Εκτίμηση κατάστασης με

συγχρονισμένες μετρήσεις

3.1 Εισαγωγή

3.1.1 Κλασικός εκτιμητής κατάστασης

Η εκτίμηση κατάστασης είναι μια διαδικασία θεμελιώδους σημασίας για ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, γιατί προσδιορίζει άμεσα την κατάσταση λειτουργίας του. Το βασικό εργαλείο για την πραγματοποίησή της είναι ο εκτιμητής κατάστασης, ο οποίος λαμβάνει ακατέργαστες μετρήσεις σε πραγματικό χρόνο, απορρίπτει όσες έχουν μεγάλα σφάλματα (με την προϋπόθεση ότι υπάρχει περίσσεια μετρήσεων) και υπολογίζει τη βέλτιστη εκτίμηση κατάστασης του συστήματος. Έτσι προκύπτει τελικά το διάνυσμα κατάστασης με μεταβλητές τα μέτρα και τις φασικές γωνίες όλων των ζυγών του δικτύου. Ο εκτιμητής κατάστασης, με βάση αυτό το διάνυσμα, ελέγχει αν ικανοποιούνται οι περιορισμοί λειτουργίας και προσδιορίζει την τρέχουσα κατάσταση λειτουργίας του συστήματος.

Στον κλασικό εκτιμητή κατάστασης χρησιμοποιούνται συμβατικές μετρήσεις που λαμβάνονται από ένα σύστημα SCADA, όπως ροές ισχύος γραμμών, εγχύσεις ισχύος ζυγών και μέτρα τάσης ζυγών. Όμως η εμπειρία από τη χρήση τέτοιων μετρήσεων σε συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας ανέδειξε ορισμένα προβλήματα. Η μικρή ταχύτητα σάρωσης, η έλλειψη εποπτείας ευρείας περιοχής και η έλλειψη συγχρονισμού των μετρήσεων καθιστά τα κέντρα ελέγχου ενέργειας αδύναμα να παρακολουθήσουν τη

δυναμική συμπεριφορά του συστήματος σε πραγματικό χρόνο και ανεπαρκή ως προς την αντιμετώπιση ενδεχόμενων διαταραχών.

3.1.2 Συγχρονισμένες μετρήσεις φασιθετών

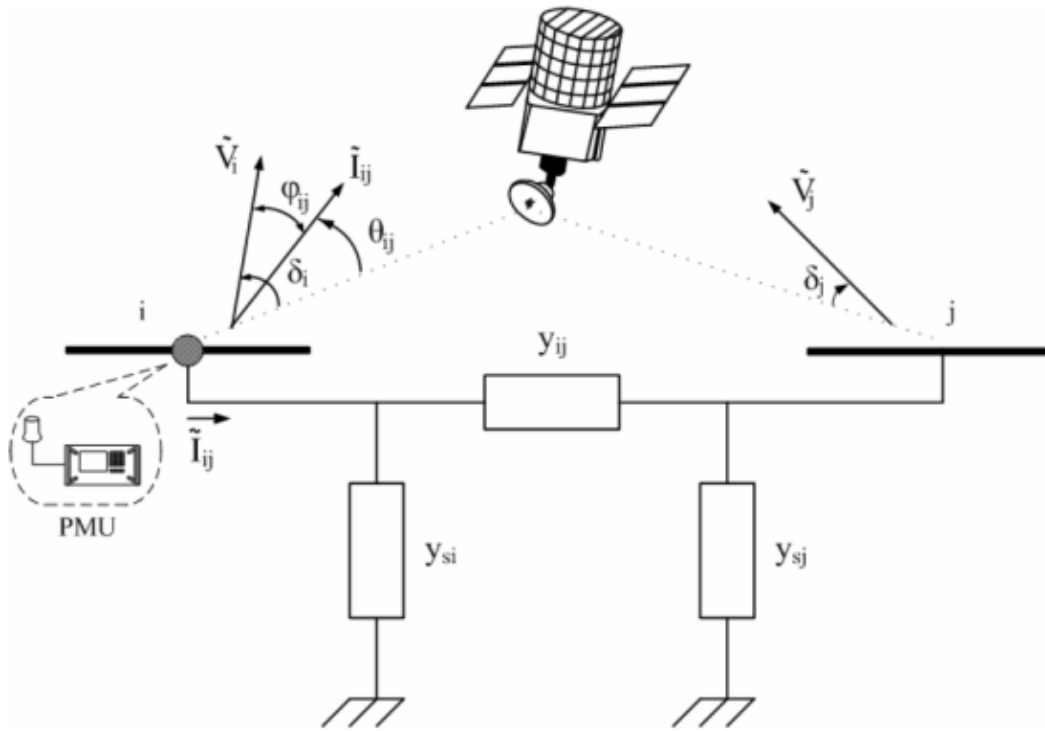
Με την εισαγωγή των μονάδων PMU στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας έγινε δυνατή η λήψη συγχρονισμένων μετρήσεων φασιθετών. Αυτή η εξέλιξη προσέθεσε νέες δυνατότητες στα κέντρα ελέγχου ενέργειας. Πλέον είναι εφικτή η μέτρηση των φασιθετών τάσης των ζυγών και των φασιθετών ρεύματος των γραμμών μεταφοράς. Παράλληλα οι μετρήσεις είναι συγχρονισμένες αφού πριν αποσταλούν στο κέντρο ελέγχου λαμβάνουν χρονική σφραγίδα, που διευκολύνει την ταξινόμησή τους με βάση το χρόνο καταγραφής τους. Τα χαρακτηριστικά αυτά τους δίνουν αρκετά πλεονεκτήματα έναντι των συμβατικών μετρήσεων. Ιδιαίτερη είναι η συμβολή των συγχρονισμένων μετρήσεων φασιθετών στην προστασία του συστήματος, αφού προσφέρουν ευρεία εποπτεία στα κέντρα ελέγχου αλλά και γρήγορη αντίδραση στις διαταραχές που εμφανίζονται. Επίσης το σύνολο των διαθέσιμων δεδομένων βοηθά τους μηχανικούς στη διενέργεια ανάλυσης μετά από μια σημαντική διαταραχή.

3.1.3 Υβριδικός εκτιμητής κατάστασης

Η χρήση συγχρονισμένων μετρήσεων φασιθετών βελτίωσε την ακρίβεια και την αξιοπιστία του εκτιμητή κατάστασης. Όμως η μεγάλη πλειοψηφία των μετρήσεων που χρησιμοποιούνται στους υπάρχοντες εκτιμητές είναι συμβατικές και προέρχονται από το σύστημα SCADA, γεγονός που καθιστά δύσκολη την πλήρη αντικατάστασή τους με συγχρονισμένες μετρήσεις από μονάδες PMU στο άμεσο μέλλον. Επομένως, είναι αναγκαία η ανάπτυξη ενός υβριδικού εκτιμητή κατάστασης που θα συνδυάζει συμβατικές και συγχρονισμένες μετρήσεις.

Ο υβριδικός εκτιμητής κατάστασης είναι μη γραμμικός γιατί περιλαμβάνει μη γραμμικές συναρτήσεις μέτρησης. Βασίζεται στη μέθοδο των σταθμικών ελαχίστων τετραγώνων (WLS), όπως ο κλασικός εκτιμητής κατάστασης. Δέχεται στην είσοδο συμβατικές μετρήσεις ροών και εγχύσεων ισχύος και συγχρονισμένες μετρήσεις φασιθετών τάσης και ρεύματος. Για να έχουν νόημα οι φασικές γωνίες των ζυγών του δικτύου πρέπει να οριστεί μια αναφορά φάσης. Σε περίπτωση που υπάρχουν μόνο συμβατικές μετρήσεις, επιλέγεται αυθαίρετα ένας ζυγός ως ζυγός αναφοράς με

μηδενική φασική γωνία και με βάση αυτόν ορίζονται οι φασικές γωνίες όλων των ζυγών. Αν υπάρχουν διαθέσιμες μετρήσεις φασιθετών, δε χρησιμοποιείται ζυγός αναφοράς. Αντ' αυτού οι φασικές γωνίες των ζυγών υπολογίζονται σε σχέση με τη χρονική αναφορά που υπαγορεύεται από το σύστημα GPS.



Εικόνα 12: Μετρήσεις φασιθετών τάσης και ρεύματος από μονάδα PMU

Οι μετρήσεις φασιθετών τάσης και ρεύματος λαμβάνονται συνήθως σε πολική μορφή, όπως ακριβώς παράγονται από τις μονάδες PMU. Στο κέντρο ελέγχου μπορεί να μετατραπούν για την εκτίμηση κατάστασης σε καρτεσιανή μορφή. Πρέπει όμως να σημειωθεί ότι η πολική αναπαράσταση των φασιθετών είναι πάντα προτιμότερη από την καρτεσιανή, γιατί το μέτρο και η φασική γωνία ενός φασιθέτη, όπως μετρώνται σε μια μονάδα PMU, είναι σε μεγάλο βαθμό ανεξάρτητα μεγέθη και τα σφάλματά τους είναι ασυσχέτιστα.

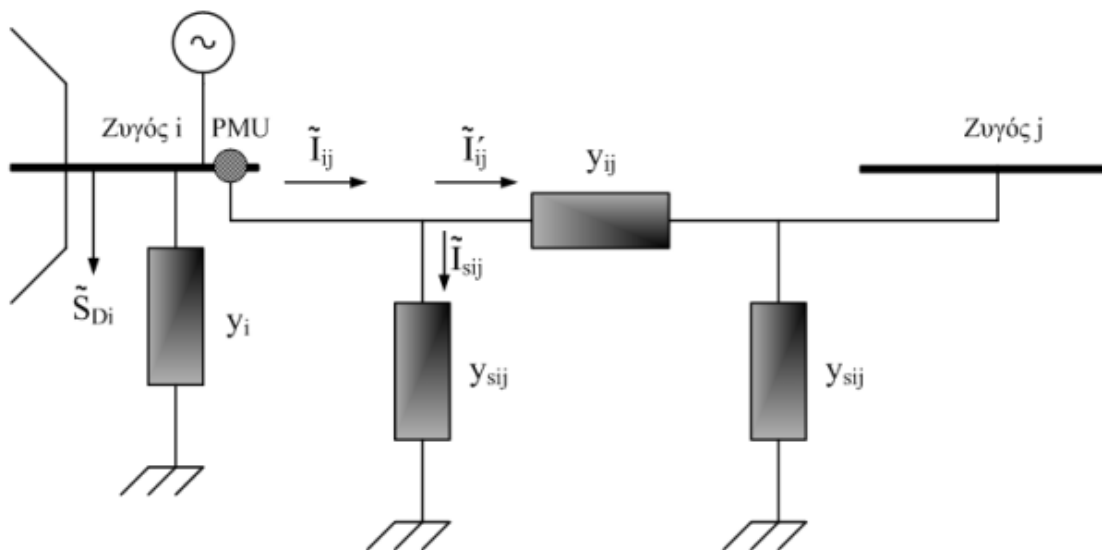
Στην παρούσα υλοποίηση του υβριδικού εκτιμητή οι φασιθέτες τάσης γράφονται σε πολική μορφή, ενώ οι φασιθέτες ρεύματος σε πολική ή καρτεσιανή μορφή. Οι μετρήσεις φασιθετών ρεύματος δημιουργούν ορισμένα αριθμητικά προβλήματα. Συγκεκριμένα, όταν η εκτίμηση κατάστασης εκτελείται με επίπεδο αρχικό διάνυσμα, τα στοιχεία της Ιακωβιανής μήτρας που αντιστοιχούν σε μετρήσεις φασιθετών

ρεύματος γίνονται απροσδιόριστα. Απροσδιοριστία μπορεί να εμφανιστεί και στις συναρτήσεις μέτρησης των φασικών γωνιών ρεύματος. Η εξάλειψη των αριθμητικών προβλημάτων επιτυγχάνεται με την αναπαράσταση των ρευμάτων σε καρτεσιανή μορφή για την πρώτη επανάληψη και σε πολική μορφή για τις επόμενες επαναλήψεις. Στις επόμενες παραγράφους αναπτύσσεται ο αλγόριθμος εκτίμησης κατάστασης που εκτελείται από τον υβριδικό εκτιμητή.

3.2 Παραδοχές - Υποθέσεις

3.2.1 Μοντέλο γενικευμένου ζυγού και κλάδου

Το μοντέλο του δικτύου και των επιμέρους στοιχείων στο οποίο βασίζεται ο αλγόριθμος του υβριδικού εκτιμητή είναι όμοιο με αυτό που χρησιμοποιείται από τον κλασικό εκτιμητή. Η γραμμή μεταφοράς (ή αλλιώς κλάδος) μεταξύ των ζυγών i και j ενός δικτύου παριστάνεται με το ισοδύναμο μοντέλο «Π». Στο ζυγό i είναι συνδεδεμένη μια εγκάρσια σύνθετη αγωγιμότητα y_i που παριστάνει ένα εγκάρσιο στοιχείο ή ένα φορτίο σταθερής αγωγιμότητας. Στον ίδιο ζυγό έχει συνδεθεί μια γεννήτρια που εγχύει ρεύμα \tilde{I}_{Gi} και ένα φορτίο σταθερής ισχύος \tilde{S}_{Di} που απορροφά ρεύμα \tilde{I}_{Di} .



Εικόνα 13: Γενικευμένος ζυγός και κλάδος του δικτύου

Η τάση του ζυγού i συμβολίζεται με \tilde{V}_i και η τάση του ζυγού j με \tilde{V}_j . Το ρεύμα που διαρρέει τη γραμμή μεταξύ των ζυγών i και j συμβολίζεται με \tilde{I}_{ij} . Στην αρχή της γραμμής, κοντά στο ζυγό i , έχει τοποθετηθεί μια μονάδα PMU που μετρά την τάση \tilde{V}_i και το ρεύμα \tilde{I}_{ij} .

3.2.2 Διατύπωση ρευμάτων

Με βάση το προηγούμενο μοντέλο το ρεύμα \tilde{I}_{ij} διαιρείται σε δύο ρεύματα, το \tilde{I}_{sij} και το \tilde{I}'_{ij} . Επομένως μπορεί να γραφεί:

$$\tilde{I}_{ij} = \tilde{I}_{sij} + \tilde{I}'_{ij} \quad (3.1)$$

Τα δύο ρεύματα μπορούν να γραφούν συναρτήσει των τάσεων των ζυγών και των αγωγιμοτήτων ως εξής:

$$\tilde{I}_{ij} = \tilde{V}_i y_{sij} + (\tilde{V}_i - \tilde{V}_j) y_{ij} = \tilde{V}_i (y_{sij} + y_{ij}) - \tilde{V}_j y_{ij} \quad (3.2)$$

Για τις αγωγιμότητες και τις τάσεις των ζυγών θα χρησιμοποιηθεί η υβριδική μορφή:

Τάσεις:

$$\tilde{V}_i = V_i e^{j\delta_i} = V_i \angle \delta_i = V_i \cos \delta_i + jV_i \sin \delta_i \quad (3.3)$$

$$\tilde{V}_j = V_j e^{j\delta_j} = V_j \angle \delta_j = V_j \cos \delta_j + jV_j \sin \delta_j \quad (3.4)$$

Αγωγιμότητες:

$$y_{ij} = g_{ij} + jb_{ij} \quad (3.5)$$

$$y_{sij} = g_{sij} + jb_{sij} \quad (3.6)$$

$$y_i = g_i + jb_i \quad (3.7)$$

Αντικαθιστώντας τις σχέσεις (3.3) - (3.6) στη σχέση (3.2) έχουμε την αναλυτική έκφραση του ρεύματος \tilde{I}_{ij} :

$$\begin{aligned}
\tilde{I}_{ij} &= V_i (\cos \delta_i + j \sin \delta_i) (g_{ij} + jb_{ij} + g_{sij} + jb_{sij}) - V_j (\cos \delta_j + j \sin \delta_j) (g_{ij} + jb_{ij}) \Rightarrow \\
\tilde{I}_{ij} &= V_i (\cos \delta_i + j \sin \delta_i) ((g_{ij} + g_{sij}) + j(b_{ij} + b_{sij})) - V_j (\cos \delta_j + j \sin \delta_j) (g_{ij} + jb_{ij}) \Rightarrow \\
\tilde{I}_{ij} &= V_i \left\{ (g_{ij} + g_{sij}) \cos \delta_i + j(b_{ij} + b_{sij}) \cos \delta_i + j(g_{ij} + g_{sij}) \sin \delta_i - (b_{ij} + b_{sij}) \sin \delta_i \right\} - \\
&\quad - V_j \left\{ g_{ij} \cos \delta_j + jb_{ij} \cos \delta_j + jg_{ij} \sin \delta_j - b_{ij} \sin \delta_j \right\} \Rightarrow \\
\tilde{I}_{ij} &= \left\{ V_i \left[(g_{ij} + g_{sij}) \cos \delta_i - (b_{ij} + b_{sij}) \sin \delta_i \right] - V_j \left[g_{ij} \cos \delta_j - b_{ij} \sin \delta_j \right] \right\} + \\
&\quad + j \left\{ V_i \left[(b_{ij} + b_{sij}) \cos \delta_i + (g_{ij} + g_{sij}) \sin \delta_i \right] - V_j \left[b_{ij} \cos \delta_j + g_{ij} \sin \delta_j \right] \right\} \tag{3.8}
\end{aligned}$$

3.3 Αλγόριθμος Εκτίμησης Κατάστασης

Στην περίπτωση του υβριδικού εκτιμητή η εκτίμηση κατάστασης υλοποιείται με τη μέθοδο WLS λύνοντας τη γνωστή επαναληπτική εξίσωση, ακριβώς όπως και στον κλασικό εκτιμητή. Επομένως ο αλγόριθμος εκτίμησης κατάστασης είναι ο ίδιος. Δίνεται αρχικό διάνυσμα κατάστασης x^0 , που συνήθως είναι το επίπεδο διάνυσμα. Όπως αναλύθηκε στην εισαγωγή, ο ορισμός του αρχικού διανύσματος δημιουργεί αριθμητικά προβλήματα, γεγονός που μας οδηγεί στη δυϊκή γραφή των ρευμάτων (σε καρτεσιανή και πολική μορφή). Στις επόμενες παραγράφους παρουσιάζονται οι συναρτήσεις μέτρησης και τα στοιχεία της Ιακωβιανής μήτρας για τον υβριδικό εκτιμητή.

3.3.1 Συναρτήσεις Μέτρησης

Οι μετρήσεις στον υβριδικό εκτιμητή είναι συμβατικές από σύστημα SCADA και συγχρονισμένες από μονάδες PMU. Οι συμβατικές μετρήσεις περιλαμβάνουν ροές ισχύος γραμμών και εγχύσεις ισχύος ζυγών. Οι συγχρονισμένες μετρήσεις μπορεί να είναι φασιθέτες τάσης ή ρεύματος. Πρέπει να επισημανθεί ότι οι φασιθέτες τάσης δίνονται πάντα σε πολική μορφή (για όλες τις επαναλήψεις του αλγορίθμου), ενώ οι φασιθέτες ρεύματος δίνονται σε καρτεσιανή μορφή για την πρώτη επανάληψη και σε πολική μορφή για τις υπόλοιπες επαναλήψεις.

Οι συναρτήσεις μέτρησης για τις ενεργές και άεργες ροές και εγχύσεις ισχύος έχουν παρουσιαστεί στο κεφάλαιο της κλασικής εκτίμησης κατάστασης. Παρακάτω γίνεται η παρουσίαση των συναρτήσεων μέτρησης μόνο για τις τάσεις και τα ρεύματα, δηλαδή μόνο για τους φασιθέτες των μονάδων PMU.

Οι συναρτήσεις μέτρησης για τους φασιθέτες τάσης είναι γραμμικές συναρτήσεις των μεταβλητών κατάστασης. Έτσι η συνάρτηση μέτρου τάσης ενός ζυγού είναι ίση με V_i και η συνάρτηση της αντίστοιχης φασικής γωνίας ίση με δ_i .

Οι συναρτήσεις μέτρησης για τους φασιθέτες ρεύματος γράφονται σε καρτεσιανή και πολική μορφή.

Καρτεσιανή μορφή ρευμάτων

Με βάση τη σχέση (3.8) το ρεύμα ενός κλάδου του δικτύου έχει πραγματικό και φανταστικό μέρος με τις εξής αναλυτικές εκφράσεις:

$$I_{ij,r} = V_i [(g_{ij} + g_{sij}) \cos \delta_i - (b_{ij} + b_{sij}) \sin \delta_i] - V_j [g_{ij} \cos \delta_j - b_{ij} \sin \delta_j] \quad (3.9)$$

$$I_{ij,i} = V_i [(b_{ij} + b_{sij}) \cos \delta_i + (g_{ij} + g_{sij}) \sin \delta_i] - V_j [b_{ij} \cos \delta_j + g_{ij} \sin \delta_j] \quad (3.10)$$

Πολική μορφή ρευμάτων

Χρησιμοποιώντας τις σχέσεις (3.9), (3.10) υπολογίζουμε το μέτρο και τη φασική γωνία για την πολική αναπαράσταση του ρεύματος:

$$I_{ij} = \sqrt{I_{ij,r}^2 + I_{ij,i}^2} \Rightarrow$$

$$I_{ij} = \sqrt{\left\{ V_i [(g_{ij} + g_{sij}) \cos \delta_i - (b_{ij} + b_{sij}) \sin \delta_i] - V_j [g_{ij} \cos \delta_j - b_{ij} \sin \delta_j] \right\}^2 + \left\{ V_i [(b_{ij} + b_{sij}) \cos \delta_i + (g_{ij} + g_{sij}) \sin \delta_i] - V_j [b_{ij} \cos \delta_j + g_{ij} \sin \delta_j] \right\}^2} \quad (3.11)$$

Η σχέση (3.11) απλοποιείται αν αναπτύξουμε την υπόρριζη ποσότητα:

$$\left\{ V_i [(g_{ij} + g_{sij}) \cos \delta_i - (b_{ij} + b_{sij}) \sin \delta_i] - V_j [g_{ij} \cos \delta_j - b_{ij} \sin \delta_j] \right\}^2 +$$

$$+ \left\{ V_i [(b_{ij} + b_{sij}) \cos \delta_i + (g_{ij} + g_{sij}) \sin \delta_i] - V_j [b_{ij} \cos \delta_j + g_{ij} \sin \delta_j] \right\}^2 =$$

$$\begin{aligned}
&= V_i^2 \left[(g_{ij} + g_{sij}) \cos \delta_i - (b_{ij} + b_{sij}) \sin \delta_i \right]^2 + V_j^2 \left[g_{ij} \cos \delta_j - b_{ij} \sin \delta_j \right]^2 - \\
&\quad - 2V_i V_j \left[(g_{ij} + g_{sij}) \cos \delta_i - (b_{ij} + b_{sij}) \sin \delta_i \right] \left[g_{ij} \cos \delta_j - b_{ij} \sin \delta_j \right] + \\
&\quad + V_i^2 \left[(b_{ij} + b_{sij}) \cos \delta_i + (g_{ij} + g_{sij}) \sin \delta_i \right]^2 + V_j^2 \left[b_{ij} \cos \delta_j + g_{ij} \sin \delta_j \right]^2 - \\
&\quad - 2V_i V_j \left[(b_{ij} + b_{sij}) \cos \delta_i + (g_{ij} + g_{sij}) \sin \delta_i \right] \left[b_{ij} \cos \delta_j + g_{ij} \sin \delta_j \right] = \\
&= V_i^2 \left[(g_{ij} + g_{sij})^2 \cos^2 \delta_i + (b_{ij} + b_{sij})^2 \sin^2 \delta_i + (b_{ij} + b_{sij})^2 \cos^2 \delta_i + (g_{ij} + g_{sij})^2 \sin^2 \delta_i \right] + \\
&\quad + V_j^2 \left[g_{ij}^2 \cos^2 \delta_j + b_{ij}^2 \sin^2 \delta_j + b_{ij}^2 \cos^2 \delta_j + g_{ij}^2 \sin^2 \delta_j \right] - \\
&\quad - 2V_i V_j (g_{ij} + g_{sij}) \left[g_{ij} \cos \delta_i \cos \delta_j - b_{ij} \cos \delta_i \sin \delta_j + b_{ij} \sin \delta_i \cos \delta_j + g_{ij} \sin \delta_i \sin \delta_j \right] - \\
&\quad - 2V_i V_j (b_{ij} + b_{sij}) \left[b_{ij} \cos \delta_i \cos \delta_j + g_{ij} \cos \delta_i \sin \delta_j - g_{ij} \sin \delta_i \cos \delta_j + b_{ij} \sin \delta_i \sin \delta_j \right] = \\
&= V_i^2 \left[(g_{ij} + g_{sij})^2 + (b_{ij} + b_{sij})^2 \right] + V_j^2 (g_{ij}^2 + b_{ij}^2) - \\
&\quad - 2V_i V_j (g_{ij} + g_{sij}) \left[g_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + b_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) \right] - \\
&\quad - 2V_i V_j (b_{ij} + b_{sij}) \left[b_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) - g_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) \right]
\end{aligned}$$

Αν θέσουμε:

$$\alpha_{ij} = g_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + b_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) \quad (3.12)$$

$$\beta_{ij} = g_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - b_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) \quad (3.13)$$

η σχέση (3.11) γίνεται:

$$\begin{aligned}
I_{ij} &= \sqrt{V_i^2 \left[(g_{ij} + g_{sij})^2 + (b_{ij} + b_{sij})^2 \right] + V_j^2 (g_{ij}^2 + b_{ij}^2) -} \\
&\quad \sqrt{-2V_i V_j \left[(g_{ij} + g_{sij}) \alpha_{ij} - (b_{ij} + b_{sij}) \beta_{ij} \right]} \Rightarrow \\
I_{ij} &= \sqrt{V_i^2 \left[(g_{ij} + g_{sij})^2 + (b_{ij} + b_{sij})^2 \right] + V_j^2 (g_{ij}^2 + b_{ij}^2) +} \\
&\quad \sqrt{+2V_i V_j \left[(b_{ij} + b_{sij}) \beta_{ij} - (g_{ij} + g_{sij}) \alpha_{ij} \right]} \quad (3.14)
\end{aligned}$$

Το μέτρο του ρεύματος σε πιο συμπαγή μορφή γράφεται:

$$I_{ij} = \sqrt{A_{ij}V_i^2 + B_{ij}V_j^2 + 2C_{ij}V_iV_j} \quad (3.15)$$

όπου

$$A_{ij} = (g_{ij} + g_{sij})^2 + (b_{ij} + b_{sij})^2$$

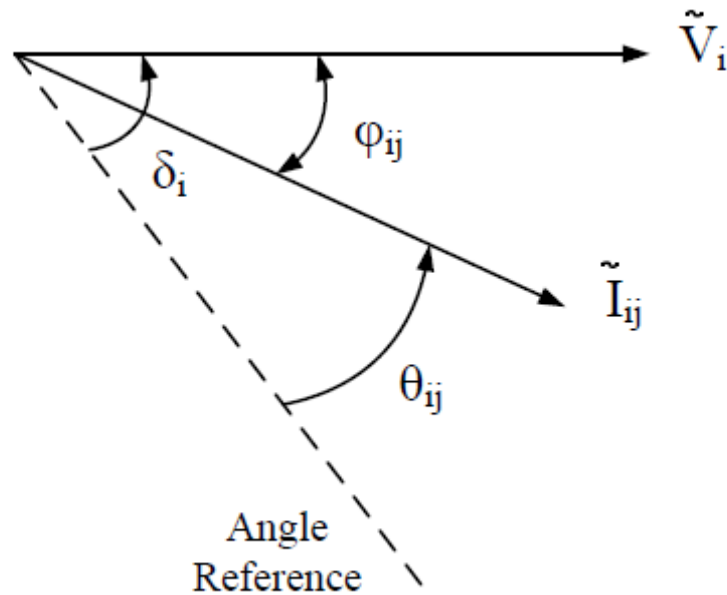
$$B_{ij} = g_{ij}^2 + b_{ij}^2$$

$$C_{ij} = (b_{ij} + b_{sij})\beta_{ij} - (g_{ij} + g_{sij})\alpha_{ij}$$

Η φασική γωνία του ρεύματος είναι:

$$\theta_{ij} = \arctan\left(\frac{I_{ij,i}}{I_{ij,r}}\right) \Rightarrow$$

$$\theta_{ij} = \arctan\left(\frac{V_i[(b_{ij} + b_{sij})\cos\delta_i + (g_{ij} + g_{sij})\sin\delta_i] - V_j[b_{ij}\cos\delta_j + g_{ij}\sin\delta_j]}{V_i[(g_{ij} + g_{sij})\cos\delta_i - (b_{ij} + b_{sij})\sin\delta_i] - V_j[g_{ij}\cos\delta_j - b_{ij}\sin\delta_j]}\right) \quad (3.16)$$



Εικόνα 14: Ορισμός φασικών γωνιών τάσης και ρεύματος με την κοινή αναφορά του GPS

3.3.2 Ιακωβιανή Μήτρα

Η Ιακωβιανή μήτρα του υβριδικού εκτιμητή έχει δύο διαφορετικές διαμορφώσεις, μια για την περίπτωση όπου τα ρεύματα είναι σε καρτεσιανή μορφή και μια όπου τα ρεύματα είναι σε πολική μορφή. Στη συνέχεια παρουσιάζεται για κάθε περίπτωση η Ιακωβιανή μήτρα σε συνοπτική μορφή και δίνονται τα στοιχεία της αναλυτικά μόνο για τις μετρήσεις τάσεων και ρευμάτων.

Καρτεσιανή μορφή ρευμάτων

$$H_r = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \delta} & \frac{\partial P_i}{\partial V} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \delta} & \frac{\partial Q_i}{\partial V} \\ \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta} & \frac{\partial P_{ij}}{\partial V} \\ \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta} & \frac{\partial Q_{ij}}{\partial V} \\ \frac{\partial V_i}{\partial \delta} & \frac{\partial V_i}{\partial V} \\ \frac{\partial \delta_i}{\partial \delta} & \frac{\partial \delta_i}{\partial V} \\ \frac{\partial I_{ij,r}}{\partial \delta} & \frac{\partial I_{ij,r}}{\partial V} \\ \frac{\partial I_{ij,i}}{\partial \delta} & \frac{\partial I_{ij,i}}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

Τα στοιχεία της Ιακωβιανής μήτρας δίνονται αναλυτικά παρακάτω:

Παράγωγοι μέτρων τάσης:

$$\frac{\partial V_i}{\partial \delta_i} = 0 \quad (3.18)$$

$$\frac{\partial V_i}{\partial \delta_j} = 0 \quad (3.19)$$

$$\frac{\partial V_i}{\partial V_i} = 1 \quad (3.20)$$

$$\frac{\partial V_i}{\partial V_j} = 0 \quad (3.21)$$

Παράγωγοι φασικών γωνιών τάσης:

$$\frac{\partial \delta_i}{\partial \delta_i} = 1 \quad (3.22)$$

$$\frac{\partial \delta_i}{\partial \delta_j} = 0 \quad (3.23)$$

$$\frac{\partial \delta_i}{\partial V_i} = 0 \quad (3.24)$$

$$\frac{\partial \delta_i}{\partial V_j} = 0 \quad (3.25)$$

Παράγωγοι πραγματικών μερών ρεύματος:

$$\frac{\partial I_{ij,r}}{\partial \delta_i} = -V_i \left[(b_{ij} + b_{sij}) \cos \delta_i + (g_{ij} + g_{sij}) \sin \delta_i \right] \quad (3.26)$$

$$\frac{\partial I_{ij,r}}{\partial \delta_j} = V_j (b_{ij} \cos \delta_j + g_{ij} \sin \delta_j) \quad (3.27)$$

$$\frac{\partial I_{ij,r}}{\partial V_i} = (g_{ij} + g_{sij}) \cos \delta_i - (b_{ij} + b_{sij}) \sin \delta_i \quad (3.28)$$

$$\frac{\partial I_{ij,r}}{\partial V_j} = -g_{ij} \cos \delta_j + b_{ij} \sin \delta_j \quad (3.29)$$

Παράγωγοι φανταστικών μερών ρεύματος:

$$\frac{\partial I_{ij,i}}{\partial \delta_i} = V_i \left[(g_{ij} + g_{sij}) \cos \delta_i - (b_{ij} + b_{sij}) \sin \delta_i \right] \quad (3.30)$$

$$\frac{\partial I_{ij,i}}{\partial \delta_j} = -V_j (g_{ij} \cos \delta_j - b_{ij} \sin \delta_j) \quad (3.31)$$

$$\frac{\partial I_{ij,i}}{\partial V_i} = (b_{ij} + b_{sij}) \cos \delta_i + (g_{ij} + g_{sij}) \sin \delta_i \quad (3.32)$$

$$\frac{\partial I_{ij,i}}{\partial V_j} = -b_{ij} \cos \delta_j - g_{ij} \sin \delta_j \quad (3.33)$$

Πολική μορφή ρευμάτων

$$H_p = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \delta} & \frac{\partial P_i}{\partial V} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \delta} & \frac{\partial Q_i}{\partial V} \\ \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta} & \frac{\partial P_{ij}}{\partial V} \\ \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta} & \frac{\partial Q_{ij}}{\partial V} \\ \frac{\partial V_i}{\partial \delta} & \frac{\partial V_i}{\partial V} \\ \frac{\partial \delta_i}{\partial \delta} & \frac{\partial \delta_i}{\partial V} \\ \frac{\partial I_{ij}}{\partial \delta} & \frac{\partial I_{ij}}{\partial V} \\ \frac{\partial \theta_{ij}}{\partial \delta} & \frac{\partial \theta_{ij}}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

Για την καλύτερη παρουσίαση των στοιχείων της Ιακωβιανής σε αυτή την περίπτωση ορίζουμε τις παρακάτω παραστάσεις:

$$A_{ij} = (g_{ij} + g_{sij})^2 + (b_{ij} + b_{sij})^2 \quad (3.35)$$

$$B_{ij} = g_{ij}^2 + b_{ij}^2 \quad (3.36)$$

$$C_{ij} = (b_{ij} + b_{sij})\beta_{ij} - (g_{ij} + g_{sij})\alpha_{ij} \quad (3.37)$$

$$D_{ij} = (g_{ij} + g_{sij})\beta_{ij} + (b_{ij} + b_{sij})\alpha_{ij} \quad (3.38)$$

$$E_{ij} = A_{ij}V_i^2 + B_{ij}V_j^2 + 2C_{ij}V_iV_j \quad (3.39)$$

Στην περίπτωση αυτή τα στοιχεία της Ιακωβιανής μήτρας που διαφοροποιούνται είναι μόνο τα ρεύματα. Όλα τα υπόλοιπα στοιχεία παραμένουν ίδια. Τα στοιχεία της Ιακωβιανής μήτρας δίνονται αναλυτικά παρακάτω:

Παράγωγοι μέτρων ρεύματος:

$$\frac{\partial I_{ij}}{\partial \delta_i} = \frac{D_{ij} V_i V_j}{\sqrt{E_{ij}}} \quad (3.40)$$

$$\frac{\partial I_{ij}}{\partial \delta_j} = -\frac{D_{ij} V_i V_j}{\sqrt{E_{ij}}} \quad (3.41)$$

$$\frac{\partial I_{ij}}{\partial V_i} = \frac{A_{ij} V_i + C_{ij} V_j}{\sqrt{E_{ij}}} \quad (3.42)$$

$$\frac{\partial I_{ij}}{\partial V_j} = \frac{B_{ij} V_j + C_{ij} V_i}{\sqrt{E_{ij}}} \quad (3.43)$$

Παράγωγοι φασικών γωνιών ρεύματος:

$$\frac{\partial \theta_{ij}}{\partial \delta_i} = \frac{A_{ij} V_i^2 + C_{ij} V_i V_j}{E_{ij}} \quad (3.44)$$

$$\frac{\partial \theta_{ij}}{\partial \delta_j} = \frac{B_{ij} V_j^2 + C_{ij} V_i V_j}{E_{ij}} \quad (3.45)$$

$$\frac{\partial \theta_{ij}}{\partial V_i} = -\frac{D_{ij} V_j}{E_{ij}} \quad (3.46)$$

$$\frac{\partial \theta_{ij}}{\partial V_j} = \frac{D_{ij} V_i}{E_{ij}} \quad (3.47)$$

4

Εφαρμογή Εκτίμησης Κατάστασης

4.1 Περιγραφή προγράμματος

4.1.1 Εισαγωγή

Στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας δημιουργήθηκε ένα πρόγραμμα σε περιβάλλον Matlab προκειμένου να ελεγχθεί στην πράξη η υβριδική εκτίμηση κατάστασης. Η διαδικασία αυτή εκτελείται από τον υβριδικό εκτιμητή σε συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας που έχουν εγκατεστημένες μονάδες PMU. Το πρόγραμμα αυτό υλοποιεί ουσιαστικά τον αλγόριθμο εκτίμησης κατάστασης με τη μέθοδο των σταθμικών ελαχίστων τετραγώνων που αναλύθηκε σε προηγούμενο κεφάλαιο. Ο στόχος του προγράμματος, ο οποίος και επιτεύχθηκε, ήταν να συνδυάσει συμβατικές μετρήσεις από σύστημα SCADA και συγχρονισμένες μετρήσεις από μονάδες PMU και να τις ενσωματώσει στους υπολογισμούς του αλγορίθμου με σκοπό την εξαγωγή του διανύσματος κατάστασης.

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, στην υβριδική εκτίμηση κατάστασης χρησιμοποιούνται μετρήσεις ενεργών και αέργων εγχύσεων και ροών ισχύος (SCADA) και μετρήσεις φασιθετών τάσης και ρεύματος (PMU). Οι τελευταίες μπορούν να ενταχθούν στο σύνολο μετρήσεων είτε άμεσα σε πολική μορφή είτε έμμεσα μετά από μετατροπή τους σε καρτεσιανή μορφή. Για λόγους ακρίβειας όμως προτιμάται συνήθως η πολική μορφή για τους φασιθέτες.

Το πρόγραμμα επιτυγχάνει να χρησιμοποιήσει μετρήσεις τάσης και ρεύματος σε πολική μορφή διατηρώντας την αυξημένη ακρίβεια που αυτές προσφέρουν. Η δυσκολία του εγχειρήματος έγκειται στο γεγονός ότι οι μετρήσεις των φασιθετών

ρεύματος δημιουργούν αριθμητικά προβλήματα. Συγκεκριμένα, οι μερικές παράγωγοι της Ιακωβιανής μήτρας που αντιστοιχούν σε μετρήσεις ρεύματος πολικής μορφής γίνονται απροσδιόριστες όταν υπολογίζονται με επίπεδο αρχικό διάνυσμα ή όταν υπάρχουν στο δίκτυο γραμμές μεταφοράς με χαμηλή φόρτιση. Το πρόγραμμα λύνει το πρόβλημα αυτό χρησιμοποιώντας τις μετρήσεις ρεύματος σε καρτεσιανή μορφή για την πρώτη επανάληψη και σε πολική μορφή για τις υπόλοιπες επαναλήψεις. Να σημειωθεί ότι οι μετρήσεις τάσης χρησιμοποιούνται σε πολική μορφή σε όλο το πρόγραμμα.

4.1.2 Αρχεία εισόδου

Το πρόγραμμα λαμβάνει τα δεδομένα για το δίκτυο, τις μετρήσεις και τις παραμέτρους εκτέλεσης του αλγορίθμου από τρία ξεχωριστά αρχεία εισόδου (η ακριβής μορφή τους δίνεται στο παράρτημα Β):

- Αρχείο συστήματος
- Αρχείο μετρήσεων
- Αρχείο παραμέτρων

Το αρχείο συστήματος είναι ένα αρχείο δεδομένων διαμορφωμένο κατά το μορφότυπο PTI (PTI format) που περιλαμβάνει όλα τα δεδομένα σχετικά με το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας που εξετάζεται. Δίνει πληροφορίες για τους ζυγούς, τους κλάδους, τις γεννήτριες, τους μετασχηματιστές, τις γραμμές συνεχούς ρεύματος και τα εγκάρσια στοιχεία του δικτύου. Στα δεδομένα που αφορούν τους ζυγούς περιλαμβάνονται και τα αποτελέσματα από τη μελέτη ροής φορτίου για το δίκτυο.

Το αρχείο μετρήσεων είναι ένα αρχείο δεδομένων διαμορφωμένο και αυτό κατά το μορφότυπο PTI που περιέχει τις μετρήσεις που λαμβάνονται από το ηλεκτρικό δίκτυο. Συγκεκριμένα, οι κατηγορίες μετρήσεων που μπορεί να περιέχονται είναι ενεργές και άεργες εγχύσεις ισχύος, ενεργές και άεργες ροές ισχύος, μέτρα και φασικές γωνίες τάσης ζυγών, μέτρα και φασικές γωνίες ρεύματος. Συνολικά δηλαδή παρουσιάζει οκτώ κατηγορίες μετρήσεων που αξιοποιούνται από το πρόγραμμα. Στο τέλος υπάρχουν και διαθέσιμες ψευδομετρήσεις, δηλαδή ονομαστικές τιμές για στοιχεία του δικτύου (π.χ ονομαστικές τάσεις ζυγών παραγωγής), που όμως δε χρησιμοποιούνται από το πρόγραμμα. Είναι σημαντικό να τονιστεί ότι στο αρχείο δε

δίνονται οι τιμές των μετρήσεων αλλά μόνο το είδος και η θέση τους στο δίκτυο. Η μορφή του αρχείου δίνεται στο παράρτημα Β.

Το αρχείο παραμέτρων είναι ένα συμπληρωματικό αρχείο που δίνει τις τιμές κάποιων παραμέτρων που σχετίζονται με την εκτέλεση του αλγορίθμου εκτίμησης κατάστασης. Σε αυτό δηλώνεται η μέθοδος εκτέλεσης του αλγορίθμου, το αρχικό διάνυσμα κατάστασης και το όριο ανοχής για την επαναληπτική διαδικασία (παράμετροι «Method», «Initial Vector» και «Tolerance» αντίστοιχα). Στο ίδιο αρχείο εμφανίζονται και οι διαθέσιμες τιμές των παραμέτρων. Η διαφοροποίηση των παραμέτρων αυτών αλλάζει τις συνθήκες εκτέλεσης και επηρεάζει ορισμένα στοιχεία, όπως το πλήθος των επαναλήψεων που απαιτούνται για τη σύγκλιση.

Πίνακας 2: Κατηγορίες Μετρήσεων

Κατηγορία μετρήσεων	Συμβολισμός
Ενεργός έγχυση ισχύος	P_i
Άεργος έγχυση ισχύος	Q_i
Ενεργός ροή ισχύος	P_{ij}
Άεργος ροή ισχύος	Q_{ij}
Μέτρο τάσης	V_i
Φασική γωνία τάσης	δ_i
Μέτρο ρεύματος	I_{ij}
Φασική γωνία ρεύματος	θ_{ij}

Συναρτήσεις - Scripts

Στη συνέχεια γίνεται μια σύντομη περιγραφή των συναρτήσεων και των scripts που συνθέτουν το πρόγραμμα εκτίμησης κατάστασης.

read_parfile: Διαβάζει το αρχείο παραμέτρων και αποθηκεύει τις παραμέτρους «Method», «Initial Vector» και «Tolerance».

read_sysfile: Διαβάζει το αρχείο συστήματος και αποθηκεύει τα δεδομένα των ζυγών, των γεννητριών και των κλάδων σε τρεις δομές δεδομένων. Αποθηκεύει ακόμη το πλήθος των ζυγών, των γεννητριών και των κλάδων.

read_sesfile: Διαβάζει το αρχείο μετρήσεων και αποθηκεύει τα δεδομένα από κάθε κατηγορία μετρήσεων σε μια ξεχωριστή δομή δεδομένων. Επίσης αποθηκεύει το πλήθος των μετρήσεων από κάθε κατηγορία.

timing: Κύριο script του προγράμματος. Καλεί τα script που διαβάζουν τα αρχεία εισόδου, εκτελεί τον αλγόριθμο υβριδικής εκτίμησης με βάση την επιλεγμένη μέθοδο εκτέλεσης και τυπώνει στην έξοδο (παράθυρο εντολών) τα αποτελέσματα. Τα αποτελέσματα αυτά περιλαμβάνουν το διάνυσμα κατάστασης, το πλήθος των επαναλήψεων, το σφάλμα εκτίμησης για τα μέτρα και τις φασικές γωνίες τάσης (δείκτες ακρίβειας του διανύσματος κατάστασης) και το συνολικό χρόνο εκτέλεσης του αλγορίθμου. Πρέπει να επισημανθεί ότι παρότι η περίπτωση που μελετάται είναι η συνδυαστική μέθοδος (εκτέλεση πρώτης επανάληψης με ρεύματα σε καρτεσιανή μορφή και όλων των υπολοίπων με ρεύματα σε πολική μορφή), υπάρχει η δυνατότητα εκτέλεσης με ρεύματα μόνο σε καρτεσιανή μορφή και με ρεύματα μόνο σε πολική μορφή, αν και δεν έχουν χρησιμοποιηθεί για την εργασία. Η παράμετρος «Method» του αρχείου παραμέτρων ορίζει τη μέθοδο εκτέλεσης και μπορεί να πάρει μια από τις ακόλουθες τιμές:

- COMBO: συνδυαστική μέθοδος (η πρώτη επανάληψη εκτελείται με ρεύματα σε καρτεσιανή μορφή και οι επόμενες με ρεύματα σε πολική μορφή)
- RECT: μέθοδος με ρεύματα σε καρτεσιανή μορφή (για όλες τις επαναλήψεις)
- POL: μέθοδος με ρεύματα σε πολική μορφή (για όλες τις επαναλήψεις)

mainprogram_combo: Script που εκτελεί τον αλγόριθμο εκτίμησης κατάστασης με τη συνδυαστική μέθοδο. Η πρώτη επανάληψη εκτελείται με ρεύματα σε καρτεσιανή μορφή και το διάνυσμα κατάστασης που υπολογίζεται δίνεται ως αρχικό στη συνέχεια για την εκτέλεση των επόμενων επαναλήψεων με ρεύματα σε πολική μορφή. Η επαναληπτική διαδικασία τερματίζει όταν επιτευχθεί η σύγκλιση ή όταν ξεπεραστεί ένα ανώτατο πλήθος επαναλήψεων. Στο τέλος αποθηκεύει το διάνυσμα κατάστασης και το διάνυσμα υπολοίπων. Αντίστοιχα λειτουργούν και τα script *mainprogram_rect* και *mainprogram_pol* που εκτελούν τον αλγόριθμο με τις άλλες δύο μεθόδους.

addfields: Υπολογίζει τις αγωγιμότητες των γραμμών και τις τιμές των παραστάσεων α και β και τις αποθηκεύει στην υπάρχουσα δομή των κλάδων.

measurements: Υπολογίζει τις ιδανικές τιμές των μετρήσεων και τις αποθηκεύει στις δομές μετρήσεων. Πρέπει να σημειωθεί ότι οι μετρήσεις δε λαμβάνονται έτοιμες, αλλά κατασκευάζονται από το πρόγραμμα με βάση τα στοιχεία του δικτύου και τα δεδομένα ροής φορτίου του αρχείου συστήματος.

construct_zr_combo: Κατασκευάζει το διάνυσμα μετρήσεων z και τον πίνακα διασποράς των σφαλμάτων R σε δύο εκδοχές (περίπτωση ρευμάτων σε καρτεσιανή και πολική μορφή). Κάθε μέτρηση προκύπτει με προσθήκη γκαουσιανού θορύβου στην ιδανική τιμή. Αντίστοιχα έχουν σχεδιαστεί και τα *construct_zr_rect* και *construct_zr_pol* που αφορούν τις άλλες δύο μεθόδους.

initialization: Κατασκευάζει το αρχικό διάνυσμα κατάστασης x^0 . Η παράμετρος «Initial Vector» του αρχείου παραμέτρων καθορίζει το διάνυσμα αυτό και μπορεί να πάρει μία από τις ακόλουθες τιμές:

- FLAT: επίπεδο διάνυσμα (flat start)
- RFLAT: επίπεδο διάνυσμα με θόρυβο
- SOL: διάνυσμα λύσης ροής φορτίου
- MIXED: μικτό διάνυσμα με τιμές ροής φορτίου στους ζυγούς όπου υπάρχει μονάδα PMU και τιμές επιπέδου διανύσματος στους υπόλοιπους ζυγούς
- MAN: διάνυσμα που δίνεται από το χρήστη (χειροκίνητα)

calculate_h: Κατασκευάζει το διάνυσμα $h(x^k)$ σε κάθε επανάληψη χρησιμοποιώντας εξισώσεις ρευμάτων σε πολική μορφή.

calculate_h1: Όμοια με την προηγούμενη με τη μόνη διαφορά ότι χρησιμοποιεί εξισώσεις ρευμάτων σε καρτεσιανή μορφή.

calculate_J: Κατασκευάζει την Ιακωβιανή μήτρα $H(x^k)$ σε κάθε επανάληψη με εξισώσεις ρευμάτων σε πολική μορφή.

calculate_J1: Όμοια με την προηγούμενη με εξισώσεις ρευμάτων σε καρτεσιανή μορφή.

errorsums: Υπολογίζει το σφάλμα εκτίμησης για τα μέτρα και τις φασικές γωνίες τάσης. Εκφράζει την απόκλιση των μέτρων και φασικών γωνιών του διανύσματος κατάστασης από τα αντίστοιχα μεγέθη του διανύσματος ροής φορτίου. Αποτελεί ένα δείκτη της ακρίβειας του διανύσματος κατάστασης.

results: Αποθηκεύει σε ένα αρχείο Excel τα αποτελέσματα της εκτέλεσης του προγράμματος υβριδικής εκτίμησης κατάστασης. Ειδικότερα αποθηκεύει το πλήθος των επαναλήψεων, το διάνυσμα κατάστασης, το διάνυσμα ροής φορτίου (για σύγκριση), τα σφάλματα εκτίμησης και το διάνυσμα των υπολοίπων.

4.1.3 Παραδοχές

Στο πρόγραμμα έγιναν κάποιες παραδοχές για το σύστημα που εξετάζεται για να απλοποιηθεί η διαδικασία εκτέλεσης του αλγορίθμου:

- Από το αρχείο μετρήσεων λαμβάνονται υπόψη μόνο οι πραγματικές μετρήσεις και όχι οι ψευδομετρήσεις.
- Τα μέτρα τάσης που δίνονται στο αρχείο μετρήσεων θεωρείται ότι είναι μετρήσεις από μονάδες PMU με την αντίστοιχη ακρίβεια.
- Οι εγκάρσιες αγωγιμότητες των γραμμών μεταφοράς έχουν μόνο φανταστικό μέρος, δηλαδή $y_{sij} = jb_{sij}$, $g_{sij} = 0$.
- Το σφάλμα κάθε οργάνου προσομοιώνεται με θόρυβο Gauss μηδενικής μέσης τιμής και τυπικής απόκλισης ίσης με το σ_i της μέτρησης. Έτσι κάθε μέτρηση δίνεται από την παρακάτω σχέση:

$$z_i = z_{i,ideal} + \sigma_i \cdot n \quad (4.1)$$

όπου $z_{i,ideal}$: ιδανική τιμή της μέτρησης

σ_i : τυπική απόκλιση της μέτρησης

n : τυχαία μεταβλητή που ακολουθεί κατανομή Gauss (0, 1)

Για να προσομοιωθεί η διαφορετική ακρίβεια στις μετρήσεις δίνεται διαφορετική τιμή του σ για κάθε κατηγορία μετρήσεων. Οι τιμές αυτές φαίνονται στον παρακάτω πίνακα:

Πίνακας 3: Τυπική απόκλιση για κάθε κατηγορία μετρήσεων

Κατηγορία μετρήσεων	P_i	Q_i	P_{ij}	Q_{ij}	V_i	δ_i	I_{ij}	θ_{ij}
Τυπική απόκλιση	0.02	0.02	0.02	0.02	0.002	0.0017	0.002	0.0017

4.1.4 Σενάρια εκτέλεσης αλγορίθμου

Με το πρόγραμμα που αναλύθηκε προηγουμένως εκτελέστηκαν 5 διαφορετικά σενάρια για να ελεγχθεί η επίδραση των μονάδων PMU στην ακρίβεια της εκτίμησης κατάστασης. Τα πρώτα 3 σενάρια εκτελέστηκαν πάνω στο δίκτυο 14 ζυγών της IEEE και τα επόμενα 2 σενάρια στο δίκτυο 118 ζυγών της IEEE. Η επιλογή αυτή έγινε για να δοκιμαστεί η απόδοση του προγράμματος στην περίπτωση ενός μικρού και ενός αρκετά μεγαλύτερου δικτύου. Το πρόγραμμα αναπτύχθηκε και εκτελέστηκε στην έκδοση MATLAB 7.6 - R2008a σε υπολογιστή με επεξεργαστή Pentium 4 στα 3.2GHz και μνήμη RAM 1GB. Ο αλγόριθμος εκτελέστηκε με τη συνδυαστική μέθοδο (COMBO), με επίπεδο αρχικό διάνυσμα (FLAT) και με όριο ανοχής $tolerance = 10^{-4}$.

Για κάθε δίκτυο τα σενάρια διαφέρουν ως προς το σύνολο των διαθέσιμων μετρήσεων, οι οποίες είναι ένας συνδυασμός συμβατικών και συγχρονισμένων. Το πλήθος των μετρήσεων για κάθε σενάριο συμβολίζεται με m και το πλήθος των μεταβλητών του διανύσματος κατάστασης με n . Αν N είναι το πλήθος των ζυγών του δικτύου, τότε ισχύει:

$$n = 2N \quad (4.2)$$

Η περίσσεια (redundancy) των μετρήσεων δίνεται από το λόγο:

$$r = \frac{m}{n} \quad (4.3)$$

Στον παρακάτω πίνακα δίνονται τα μεγέθη m , n και r για κάθε ένα από τα 5 σενάρια που εκτελέστηκαν:

Πίνακας 4: Μετρήσεις σεναρίων

Σενάριο	P_i	Q_i	P_{ij}	Q_{ij}	V_i	δ_i	I_{ij}	θ_{ij}	m	n	r
IEEE14 A	4	4	7	7	3	3	11	11	50	28	1,79
IEEE14 B	3	3	3	3	4	4	15	15	50	28	1,79
IEEE14 C	0	0	0	0	4	4	15	15	38	28	1,36
IEEE118 A	5	5	51	51	32	32	125	125	426	236	1,81
IEEE118 B	0	0	0	0	32	32	125	125	314	236	1,33

Σε κάθε σενάριο στο τέλος της επαναληπτικής διαδικασίας υπολογίζονται τα σφάλματα εκτίμησης από τα οποία φαίνεται πόσο αποκλίνει το εκτιμώμενο διάνυσμα κατάστασης από το πραγματικό. Ο πρώτος δείκτης ακρίβειας είναι τα δύο παρακάτω αθροίσματα (ένα για τα μέτρα και ένα για τις φασικές γωνίες τάσης):

$$E_{ang} = \sum_1^N (\delta_{i,est} - \delta_{i,pf})^2 \quad (4.4)$$

$$E_{mag} = \sum_1^N (V_{i,est} - V_{i,pf})^2 \quad (4.5)$$

όπου $\delta_{i,est}$: φασική γωνία ζυγού i του εκτιμώμενου διανύσματος κατάστασης

$\delta_{i,pf}$: φασική γωνία ζυγού i του πραγματικού διανύσματος κατάστασης

$V_{i,est}$: μέτρο τάσης ζυγού i του εκτιμώμενου διανύσματος κατάστασης

$V_{i,pf}$: μέτρο τάσης ζυγού i του πραγματικού διανύσματος κατάστασης

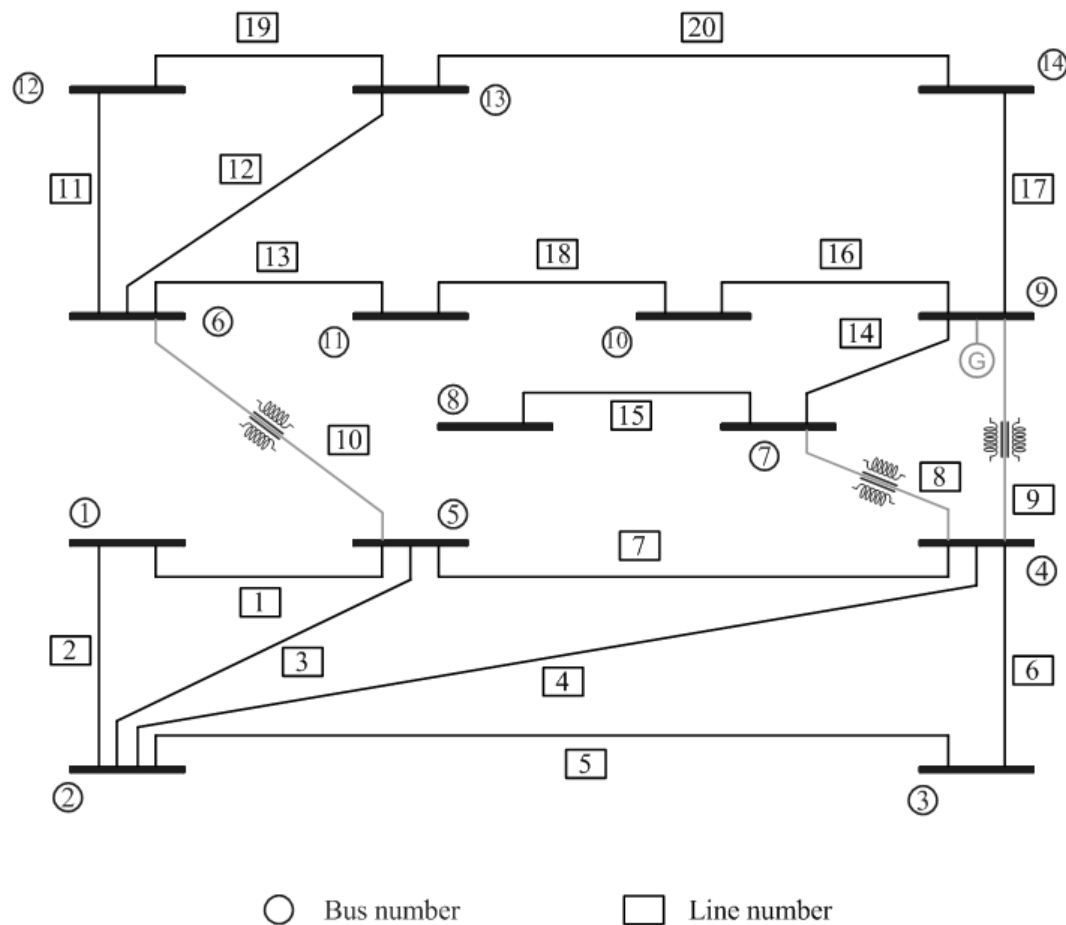
Επιπλέον υπολογίζεται και ένα πρόσθετο μέτρο ακρίβειας, το κανονικοποιημένο σφάλμα, το οποίο είναι ουσιαστικά το σχετικό σφάλμα του διανύσματος κατάστασης ως προς το πραγματικό διάνυσμα υπολογισμένο με την ευκλείδεια νόρμα. Το σφάλμα αυτό δίνεται ξεχωριστά για τα μέτρα και τις φασικές γωνίες από τις σχέσεις:

$$NE_{ang} = \left(\frac{\sqrt{\sum_1^N (\delta_{i,est} - \delta_{i,pf})^2}}{\sqrt{\sum_1^N \delta_{i,pf}^2}} \right) \cdot 100\% \quad (4.6)$$

$$NE_{mag} = \left(\frac{\sqrt{\sum_1^N (v_{i,est} - v_{i,pf})^2}}{\sqrt{\sum_1^N v_{i,pf}^2}} \right) \cdot 100\% \quad (4.7)$$

4.1.5 Δίκτυο 14 ζυγών IEEE

Το δίκτυο 14 ζυγών IEEE είναι το μικρότερο από μια σειρά πρότυπων δικτύων που έχουν σχεδιαστεί για τη μελέτη των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Το διάγραμμα του δικτύου παρουσιάζεται στο επόμενο σχήμα:



Εικόνα 15: Δίκτυο 14 ζυγών IEEE

Σενάριο IEEE14 A

Το σενάριο IEEE14 A εκτελείται στο δίκτυο 14 ζυγών IEEE και περιλαμβάνει συμβατικές μετρήσεις και συγχρονισμένες μετρήσεις από 3 μονάδες PMU, οι οποίες φαίνονται στον επόμενο πίνακα.

Πίνακας 5: Μετρήσεις σεναρίου IEEE14 A

Κατηγορία μετρήσεων	Μετρήσεις
Ενεργές εγχύσεις ισχύος	P_3, P_5, P_{13}, P_{14}
Άεργες εγχύσεις ισχύος	Q_3, Q_5, Q_{13}, Q_{14}
Ενεργές ροές ισχύος	$P_{4-5}, P_{4-7}, P_{4-9}, P_{7-9}, P_{10-11}, P_{12-13}, P_{13-14}$
Άεργες ροές ισχύος	$Q_{4-5}, Q_{4-7}, Q_{4-9}, Q_{7-9}, Q_{10-11}, Q_{12-13}, Q_{13-14}$
Μέτρα τάσης	V_2, V_7, V_9
Φασικές γωνίες τάσης	$\delta_2, \delta_7, \delta_9$
Μέτρα ρεύματος	$I_{2-1}, I_{2-3}, I_{2-4}, I_{2-5}, I_{7-4}, I_{7-8}, I_{7-9}, I_{9-4}, I_{9-7}, I_{9-10}, I_{9-14}$
Φασικές γωνίες ρεύματος	$\theta_{2-1}, \theta_{2-3}, \theta_{2-4}, \theta_{2-5}, \theta_{7-4}, \theta_{7-8}, \theta_{7-9}, \theta_{9-4}, \theta_{9-7}, \theta_{9-10}, \theta_{9-14}$

Στους επόμενους πίνακες δίνονται τα αποτελέσματα της εκτέλεσης του σεναρίου. Παρουσιάζονται τα σφάλματα, το πλήθος επαναλήψεων, ο χρόνος εκτέλεσης καθώς και το εκτιμώμενο διάνυσμα κατάστασης σε σύγκριση με το πραγματικό από τη ροή φορτίου.

Πίνακας 6: Αποτελέσματα σεναρίου IEEE14 A

Πλήθος επαναλήψεων	5
E_{ang}	0,000011
E_{mag}	0,000040
NE_{ang} (%)	0,393270
NE_{mag} (%)	0,161468
Χρόνος εκτέλεσης (s)	0,3997

Πίνακας 7: Διάνυσμα κατάστασης για το σενάριο IEEE14 A

Ζυγός	δ (deg)		V (pu)	
	δ_{est}	δ_{pf}	V_{est}	V_{pf}
1	-0,014	0,000	1,060	1,060
2	-4,991	-4,980	1,045	1,045
3	-12,728	-12,720	1,010	1,010
4	-10,324	-10,330	1,019	1,019
5	-8,784	-8,780	1,021	1,020
6	-14,329	-14,220	1,075	1,070
7	-13,359	-13,370	1,062	1,062
8	-13,350	-13,360	1,090	1,090
9	-14,929	-14,940	1,056	1,056
10	-15,083	-15,100	1,052	1,051
11	-14,879	-14,790	1,055	1,057
12	-14,949	-15,070	1,057	1,055
13	-15,171	-15,160	1,053	1,050
14	-16,053	-16,040	1,036	1,036

Σενάριο IEEE14 B

Το σενάριο IEEE14 B εκτελείται στο δίκτυο 14 ζυγών IEEE και περιλαμβάνει συμβατικές μετρήσεις και συγχρονισμένες μετρήσεις από 4 μονάδες PMU, οι οποίες φαίνονται στον επόμενο πίνακα.

Πίνακας 8: Μετρήσεις σεναρίου IEEE14 B

Κατηγορία μετρήσεων	Μετρήσεις
Ενεργές εγχύσεις ισχύος	P_3, P_5, P_{14}
Αεργές εγχύσεις ισχύος	Q_3, Q_5, Q_{14}
Ενεργές ροές ισχύος	$P_{4-9}, P_{10-11}, P_{12-13}$
Αεργές ροές ισχύος	$Q_{4-9}, Q_{10-11}, Q_{12-13}$
Μέτρα τάσης	V_2, V_6, V_7, V_9
Φασικές γωνίες τάσης	$\delta_2, \delta_6, \delta_7, \delta_9$

Μέτρα ρεύματος	$I_{2-1}, I_{2-3}, I_{2-4}, I_{2-5}, I_{6-5}, I_{6-11}, I_{6-12}, I_{6-13},$ $I_{7-4}, I_{7-8}, I_{7-9}, I_{9-4}, I_{9-7}, I_{9-10}, I_{9-14}$
Φασικές γωνίες ρεύματος	$\theta_{2-1}, \theta_{2-3}, \theta_{2-4}, \theta_{2-5}, \theta_{6-5}, \theta_{6-11}, \theta_{6-12}, \theta_{6-13},$ $\theta_{7-4}, \theta_{7-8}, \theta_{7-9}, \theta_{9-4}, \theta_{9-7}, \theta_{9-10}, \theta_{9-14}$

Στους επόμενους πίνακες δίνονται τα αποτελέσματα της εκτέλεσης του σεναρίου. Παρουσιάζονται τα σφάλματα, το πλήθος επαναλήψεων, ο χρόνος εκτέλεσης καθώς και το εκτιμώμενο διάνυσμα κατάστασης σε σύγκριση με το πραγματικό από τη ροή φορτίου.

Πίνακας 9: Αποτελέσματα σεναρίου IEEE14 B

Πλήθος επαναλήψεων	5
E_{ang}	0,00000031
E_{mag}	0,00000097
NE_{ang} (%)	0,066388
NE_{mag} (%)	0,025034
Χρόνος εκτέλεσης (s)	0,3497

Πίνακας 10: Διάνυσμα κατάστασης για το σενάριο IEEE14 B

Ζυγός	δ (deg)		V (pu)	
	δ_{est}	δ_{pf}	V_{est}	V_{pf}
1	-0,008	0,000	1,060	1,060
2	-4,978	-4,980	1,045	1,045
3	-12,697	-12,720	1,010	1,010
4	-10,326	-10,330	1,019	1,019
5	-8,770	-8,780	1,020	1,020
6	-14,218	-14,220	1,070	1,070
7	-13,365	-13,370	1,062	1,062
8	-13,355	-13,360	1,091	1,090
9	-14,942	-14,940	1,056	1,056
10	-15,105	-15,100	1,051	1,051

11	-14,803	-14,790	1,057	1,057
12	-15,075	-15,070	1,055	1,055
13	-15,158	-15,160	1,050	1,050
14	-16,036	-16,040	1,036	1,036

Σενάριο IEEE14 C

Το σενάριο IEEE14 C εκτελείται στο δίκτυο 14 ζυγών IEEE και περιλαμβάνει αποκλειστικά συγχρονισμένες μετρήσεις από 4 μονάδες PMU, οι οποίες φαίνονται στον επόμενο πίνακα.

Πίνακας 11: Μετρήσεις σεναρίου IEEE14 C

Κατηγορία μετρήσεων	Μετρήσεις
Ενεργές εγχύσεις ισχύος	-
Άεργες εγχύσεις ισχύος	-
Ενεργές ροές ισχύος	-
Άεργες ροές ισχύος	-
Μέτρα τάσης	V_2, V_6, V_7, V_9
Φασικές γωνίες τάσης	$\delta_2, \delta_6, \delta_7, \delta_9$
Μέτρα ρεύματος	$I_{2-1}, I_{2-3}, I_{2-4}, I_{2-5}, I_{6-5}, I_{6-11}, I_{6-12}, I_{6-13},$ $I_{7-4}, I_{7-8}, I_{7-9}, I_{9-4}, I_{9-7}, I_{9-10}, I_{9-14}$
Φασικές γωνίες ρεύματος	$\theta_{2-1}, \theta_{2-3}, \theta_{2-4}, \theta_{2-5}, \theta_{6-5}, \theta_{6-11}, \theta_{6-12}, \theta_{6-13},$ $\theta_{7-4}, \theta_{7-8}, \theta_{7-9}, \theta_{9-4}, \theta_{9-7}, \theta_{9-10}, \theta_{9-14}$

Στους επόμενους πίνακες δίνονται τα αποτελέσματα της εκτέλεσης του σεναρίου. Παρουσιάζονται τα σφάλματα, το πλήθος επαναλήψεων, ο χρόνος εκτέλεσης καθώς και το εκτιμώμενο διάνυσμα κατάστασης σε σύγκριση με το πραγματικό από τη ροή φορτίου.

Πίνακας 12: Αποτελέσματα σεναρίου IEEE14 C

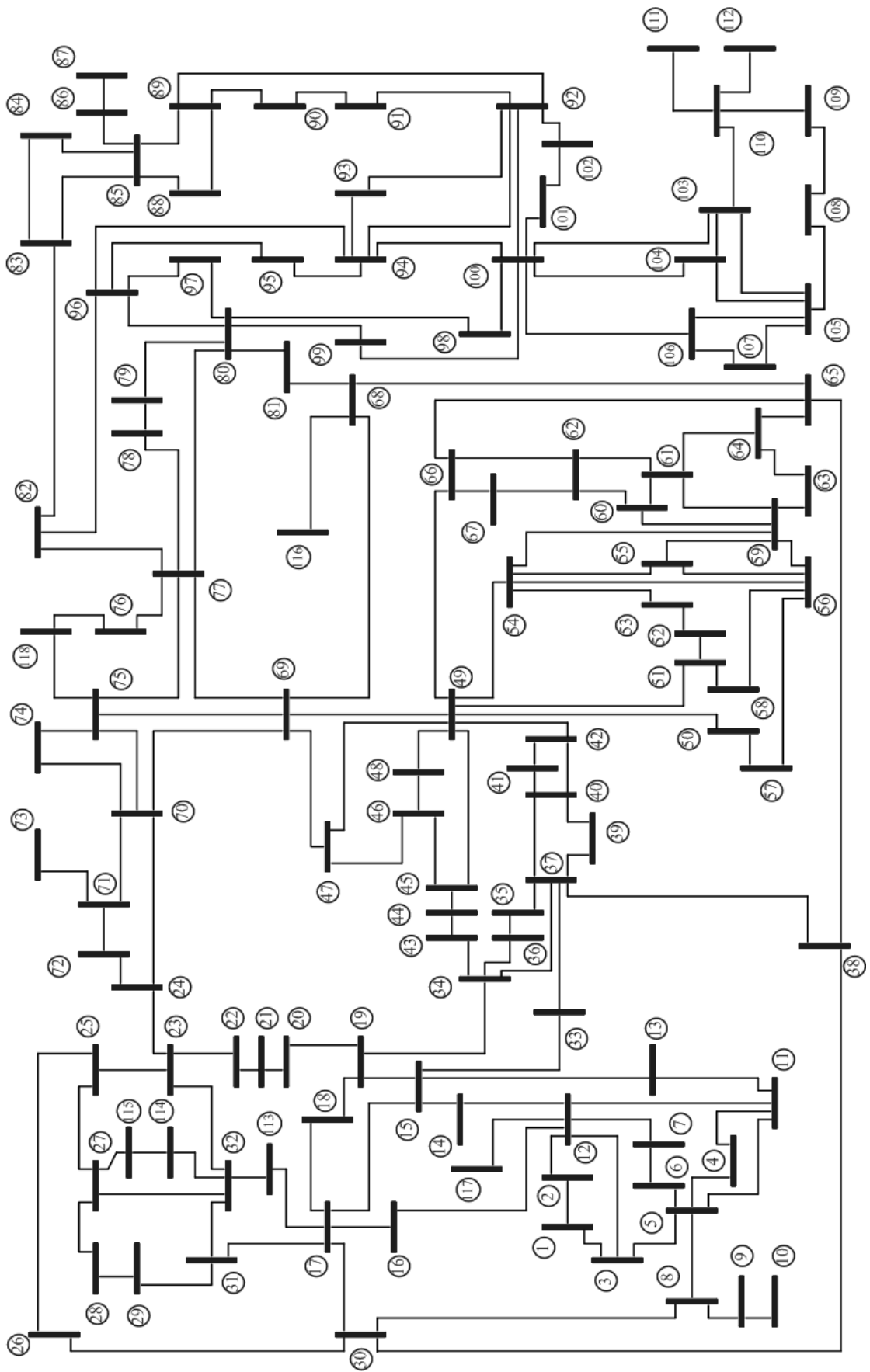
Πλήθος επαναλήψεων	5
E_{ang}	0,00000063
E_{mag}	0,00000029
NE_{ang} (%)	0,094166
NE_{mag} (%)	0,013741
Χρόνος εκτέλεσης (s)	0,1849

Πίνακας 13: Διάγραμμα κατάστασης για το σενάριο IEEE14 C

Ζυγός	δ (deg)		V (pu)	
	δ_{est}	δ_{pf}	V_{est}	V_{pf}
1	-0,002	0,000	1,060	1,060
2	-4,983	-4,980	1,045	1,045
3	-12,706	-12,720	1,010	1,010
4	-10,328	-10,330	1,019	1,019
5	-8,803	-8,780	1,020	1,020
6	-14,244	-14,220	1,070	1,070
7	-13,367	-13,370	1,062	1,062
8	-13,357	-13,360	1,090	1,090
9	-14,937	-14,940	1,056	1,056
10	-15,100	-15,100	1,051	1,051
11	-14,814	-14,790	1,057	1,057
12	-15,073	-15,070	1,055	1,055
13	-15,169	-15,160	1,050	1,050
14	-16,042	-16,040	1,036	1,036

4.1.6 Δίκτυο 118 ζυγών IEEE

Το δίκτυο 118 ζυγών IEEE είναι ένα από τα μεγαλύτερα δίκτυα της IEEE για τη μελέτη των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Το διάγραμμα του δικτύου παρουσιάζεται στο επόμενο σχήμα:



Εικόνα 16: Δίκτυο 118 ζυγών IEEE

Σενάριο IEEE118 A

Το σενάριο IEEE118 A εκτελείται στο δίκτυο 118 ζυγών IEEE και περιλαμβάνει συμβατικές μετρήσεις και συγχρονισμένες μετρήσεις από 32 μονάδες PMU, οι οποίες φαίνονται στον επόμενο πίνακα.

Πίνακας 14: Μετρήσεις σεναρίου IEEE118 A

Κατηγορία μετρήσεων	Μετρήσεις
Ενεργές εγχύσεις ισχύος	$P_{30}, P_{38}, P_{64}, P_{71}, P_{81}$
Άεργες εγχύσεις ισχύος	$Q_{30}, Q_{38}, Q_{64}, Q_{71}, Q_{81}$
Ενεργές ροές ισχύος	$P_{1-2}, P_{2-12}, P_{3-5}, P_{3-12}, P_{4-5}, P_{4-11}, P_{5-11}, P_{7-12}, P_{8-9}, P_{11-12},$ $P_{15-17}, P_{16-17}, P_{19-34}, P_{20-21}, P_{23-24}, P_{23-25}, P_{27-28}, P_{32-114},$ $P_{33-37}, P_{34-37}, P_{35-37}, P_{39-40}, P_{42-49}, P_{44-45}, P_{45-49}, P_{47-49},$ $P_{48-49}, P_{51-52}, P_{54-56}, P_{55-56}, P_{59-63}, P_{60-62}, P_{61-62}, P_{65-68},$ $P_{69-75}, P_{69-77}, P_{70-75}, P_{71-73}, P_{74-75}, P_{76-77}, P_{79-80}, P_{83-85},$ $P_{84-85}, P_{89-90}, P_{92-94}, P_{93-94}, P_{100-101}, P_{103-105}, P_{103-110},$ $P_{104-105}, P_{109-110}$
Άεργες ροές ισχύος	$Q_{1-2}, Q_{2-12}, Q_{3-5}, Q_{3-12}, Q_{4-5}, Q_{4-11}, Q_{5-11}, Q_{7-12}, Q_{8-9}, Q_{11-12},$ $Q_{15-17}, Q_{16-17}, Q_{19-34}, Q_{20-21}, Q_{23-24}, Q_{23-25}, Q_{27-28}, Q_{32-114},$ $Q_{33-37}, Q_{34-37}, Q_{35-37}, Q_{39-40}, Q_{42-49}, Q_{44-45}, Q_{45-49}, Q_{47-49},$ $Q_{48-49}, Q_{51-52}, Q_{54-56}, Q_{55-56}, Q_{59-63}, Q_{60-62}, Q_{61-62}, Q_{65-68},$ $Q_{69-75}, Q_{69-77}, Q_{70-75}, Q_{71-73}, Q_{74-75}, Q_{76-77}, Q_{79-80}, Q_{83-85},$ $Q_{84-85}, Q_{89-90}, Q_{92-94}, Q_{93-94}, Q_{100-101}, Q_{103-105}, Q_{103-110},$ $Q_{104-105}, Q_{109-110}$
Μέτρα τάσης	$V_2, V_5, V_9, V_{11}, V_{12}, V_{17}, V_{21}, V_{24}, V_{25}, V_{28}, V_{34}, V_{37}, V_{40}, V_{45},$ $V_{49}, V_{52}, V_{56}, V_{62}, V_{63}, V_{68}, V_{73}, V_{75}, V_{77}, V_{80}, V_{85}, V_{86}, V_{90},$ $V_{94}, V_{101}, V_{105}, V_{110}, V_{114}$
Φασικές γωνίες τάσης	$\delta_2, \delta_5, \delta_9, \delta_{11}, \delta_{12}, \delta_{17}, \delta_{21}, \delta_{24}, \delta_{25}, \delta_{28}, \delta_{34}, \delta_{37}, \delta_{40}, \delta_{45},$ $\delta_{49}, \delta_{52}, \delta_{56}, \delta_{62}, \delta_{63}, \delta_{68}, \delta_{73}, \delta_{75}, \delta_{77}, \delta_{80}, \delta_{85}, \delta_{86}, \delta_{90},$ $\delta_{94}, \delta_{101}, \delta_{105}, \delta_{110}, \delta_{114}$

<p>Μέτρα ρεύματος</p>	$I_{2-1}, I_{2-12}, I_{5-3}, I_{5-4}, I_{5-6}, I_{5-8}, I_{5-11}, I_{9-8}, I_{9-10}, I_{11-4}, I_{11-5},$ $I_{11-12}, I_{11-13}, I_{12-2}, I_{12-3}, I_{12-7}, I_{12-11}, I_{12-14}, I_{12-16}, I_{12-117},$ $I_{17-15}, I_{17-16}, I_{17-18}, I_{17-30}, I_{17-31}, I_{17-113}, I_{21-20}, I_{21-22}, I_{24-23},$ $I_{24-70}, I_{24-72}, I_{25-23}, I_{25-26}, I_{25-27}, I_{28-27}, I_{28-29}, I_{34-19}, I_{34-36},$ $I_{34-37}, I_{34-43}, I_{37-33}, I_{37-34}, I_{37-35}, I_{37-38}, I_{37-39}, I_{37-40}, I_{40-37},$ $I_{40-39}, I_{40-41}, I_{40-42}, I_{45-44}, I_{45-46}, I_{45-49}, I_{49-42}, I_{49-45}, I_{49-47},$ $I_{49-48}, I_{49-50}, I_{49-51}, I_{49-54}, I_{49-66}, I_{49-69}, I_{52-51}, I_{52-53}, I_{56-54},$ $I_{56-55}, I_{56-57}, I_{56-58}, I_{56-59}, I_{62-60}, I_{62-61}, I_{62-66}, I_{62-67}, I_{63-59},$ $I_{63-64}, I_{68-65}, I_{68-69}, I_{68-81}, I_{68-116}, I_{73-71}, I_{75-69}, I_{75-70}, I_{75-74},$ $I_{75-77}, I_{75-118}, I_{77-69}, I_{77-75}, I_{77-76}, I_{77-78}, I_{77-80}, I_{77-82}, I_{80-77},$ $I_{80-79}, I_{80-81}, I_{80-96}, I_{80-97}, I_{80-98}, I_{80-99}, I_{85-83}, I_{85-84}, I_{85-86},$ $I_{85-88}, I_{85-89}, I_{86-85}, I_{86-87}, I_{90-89}, I_{90-91}, I_{94-92}, I_{94-93}, I_{94-95},$ $I_{94-96}, I_{94-100}, I_{101-100}, I_{101-102}, I_{105-103}, I_{105-104}, I_{105-106}, I_{105-107},$ $I_{105-108}, I_{110-103}, I_{110-109}, I_{110-111}, I_{110-112}, I_{114-32}, I_{114-115}$
<p>Φασικές γωνίες ρεύματος</p>	$\theta_{2-1}, \theta_{2-12}, \theta_{5-3}, \theta_{5-4}, \theta_{5-6}, \theta_{5-8}, \theta_{5-11}, \theta_{9-8}, \theta_{9-10}, \theta_{11-4}, \theta_{11-5},$ $\theta_{11-12}, \theta_{11-13}, \theta_{12-2}, \theta_{12-3}, \theta_{12-7}, \theta_{12-11}, \theta_{12-14}, \theta_{12-16}, \theta_{12-117},$ $\theta_{17-15}, \theta_{17-16}, \theta_{17-18}, \theta_{17-30}, \theta_{17-31}, \theta_{17-113}, \theta_{21-20}, \theta_{21-22}, \theta_{24-23},$ $\theta_{24-70}, \theta_{24-72}, \theta_{25-23}, \theta_{25-26}, \theta_{25-27}, \theta_{28-27}, \theta_{28-29}, \theta_{34-19}, \theta_{34-36},$ $\theta_{34-37}, \theta_{34-43}, \theta_{37-33}, \theta_{37-34}, \theta_{37-35}, \theta_{37-38}, \theta_{37-39}, \theta_{37-40}, \theta_{40-37},$ $\theta_{40-39}, \theta_{40-41}, \theta_{40-42}, \theta_{45-44}, \theta_{45-46}, \theta_{45-49}, \theta_{49-42}, \theta_{49-45}, \theta_{49-47},$ $\theta_{49-48}, \theta_{49-50}, \theta_{49-51}, \theta_{49-54}, \theta_{49-66}, \theta_{49-69}, \theta_{52-51}, \theta_{52-53}, \theta_{56-54},$ $\theta_{56-55}, \theta_{56-57}, \theta_{56-58}, \theta_{56-59}, \theta_{62-60}, \theta_{62-61}, \theta_{62-66}, \theta_{62-67}, \theta_{63-59},$ $\theta_{63-64}, \theta_{68-65}, \theta_{68-69}, \theta_{68-81}, \theta_{68-116}, \theta_{73-71}, \theta_{75-69}, \theta_{75-70}, \theta_{75-74},$ $\theta_{75-77}, \theta_{75-118}, \theta_{77-69}, \theta_{77-75}, \theta_{77-76}, \theta_{77-78}, \theta_{77-80}, \theta_{77-82}, \theta_{80-77},$ $\theta_{80-79}, \theta_{80-81}, \theta_{80-96}, \theta_{80-97}, \theta_{80-98}, \theta_{80-99}, \theta_{85-83}, \theta_{85-84}, \theta_{85-86},$ $\theta_{85-88}, \theta_{85-89}, \theta_{86-85}, \theta_{86-87}, \theta_{90-89}, \theta_{90-91}, \theta_{94-92}, \theta_{94-93}, \theta_{94-95},$ $\theta_{94-96}, \theta_{94-100}, \theta_{101-100}, \theta_{101-102}, \theta_{105-103}, \theta_{105-104}, \theta_{105-106}, \theta_{105-107},$ $\theta_{105-108}, \theta_{110-103}, \theta_{110-109}, \theta_{110-111}, \theta_{110-112}, \theta_{114-32}, \theta_{114-115}$

Στους επόμενους πίνακες δίνονται τα αποτελέσματα της εκτέλεσης του σεναρίου. Παρουσιάζονται τα σφάλματα, το πλήθος επαναλήψεων, ο χρόνος εκτέλεσης καθώς και το εκτιμώμενο διάνυσμα κατάστασης σε σύγκριση με το πραγματικό από τη ροή φορτίου.

Πίνακας 15: Αποτελέσματα σεναρίου IEEE118 A

Πλήθος επαναλήψεων	5
E_{ang}	0,000012
E_{mag}	0,000090
NE_{ang} (%)	0,327010
NE_{mag} (%)	0,088227
Χρόνος εκτέλεσης (s)	7,2709

Πίνακας 16: Διάνυσμα κατάστασης για το σενάριο IEEE118 A

Ζυγός	δ (deg)		V (pu)	
	δ_{est}	δ_{pf}	V_{est}	V_{pf}
1	-10,659	-10,613	0,958	0,957
2	-9,515	-9,492	0,973	0,972
3	-9,977	-9,955	0,970	0,968
4	-7,476	-7,460	1,000	0,998
5	-7,101	-7,084	1,003	1,001
6	-8,381	-8,363	0,991	0,990
7	-8,448	-8,431	0,991	0,989
8	-3,865	-3,846	1,016	1,015
9	0,005	0,030	1,051	1,049
10	4,136	4,161	1,051	1,050
11	-8,477	-8,461	0,987	0,985
12	-8,186	-8,170	0,991	0,990
13	-9,391	-9,379	0,970	0,969
14	-8,579	-8,574	0,985	0,984
15	-8,008	-7,991	0,971	0,970
16	-8,242	-8,223	0,985	0,984
17	-5,901	-5,881	0,996	0,994
18	-6,804	-6,782	0,974	0,973
19	-7,812	-7,809	0,966	0,965
20	-8,153	-8,157	0,964	0,962
21	-7,473	-7,473	0,966	0,964
22	-5,959	-5,948	0,977	0,975
23	-2,655	-2,651	1,003	1,003
24	-3,983	-3,982	0,992	0,992
25	3,185	3,201	1,050	1,050
26	4,465	4,482	1,015	1,015
27	-5,976	-5,957	0,968	0,968
28	-6,864	-6,839	0,962	0,961
29	-6,911	-6,891	0,963	0,963

30	-3,566	-3,546	0,993	0,992
31	-6,467	-6,439	0,968	0,967
32	-5,387	-5,386	0,968	0,969
33	-8,739	-8,739	0,974	0,974
34	-7,995	-7,992	0,992	0,991
35	-7,965	-7,963	0,988	0,987
36	-7,818	-7,815	0,987	0,987
37	-7,779	-7,776	0,997	0,996
38	-5,042	-5,038	0,972	0,972
39	-9,591	-9,578	0,973	0,973
40	-9,756	-9,743	0,970	0,970
41	-9,972	-9,956	0,967	0,967
42	-7,712	-7,725	0,986	0,985
43	-8,985	-8,976	0,984	0,984
44	-7,865	-7,885	0,990	0,989
45	-6,546	-6,566	0,990	0,990
46	-3,111	-3,151	1,006	1,005
47	-3,465	-3,482	1,019	1,019
48	-3,655	-3,685	1,022	1,021
49	-3,179	-3,205	1,026	1,025
50	-4,226	-4,259	1,004	1,003
51	-5,555	-5,580	0,971	0,970
52	-6,149	-6,167	0,960	0,960
53	-6,123	-6,142	0,948	0,947
54	-4,460	-4,492	0,956	0,955
55	-4,509	-4,539	0,956	0,955
56	-4,714	-4,744	0,958	0,957
57	-4,907	-4,939	0,974	0,973
58	-5,518	-5,522	0,963	0,962
59	-5,090	-5,118	0,986	0,985
60	-3,119	-3,126	0,993	0,993
61	-2,385	-2,397	0,995	0,995
62	-2,852	-2,859	0,998	0,998
63	-3,110	-3,138	0,972	0,971
64	-2,108	-2,132	0,986	0,985
65	-0,350	-0,354	1,006	1,005
66	-1,175	-1,199	1,051	1,050
67	-2,749	-2,756	1,020	1,020
68	-0,555	-0,560	1,004	1,003
69	0,003	0,000	1,036	1,035
70	-5,176	-5,176	0,985	0,985
71	-6,029	-5,998	0,987	0,987

72	-5,319	-5,290	0,980	0,980
73	-7,213	-7,175	0,991	0,991
74	-6,444	-6,439	0,964	0,964
75	-5,414	-5,419	0,974	0,974
76	-5,206	-5,210	0,954	0,954
77	-3,219	-3,226	1,017	1,017
78	-3,728	-3,735	1,013	1,013
79	-3,854	-3,860	1,017	1,016
80	-2,795	-2,803	1,041	1,040
81	-1,377	-1,386	0,996	0,995
82	-4,319	-4,327	1,001	1,000
83	-4,236	-4,250	0,995	0,995
84	-3,487	-3,499	0,986	0,987
85	-2,808	-2,810	0,989	0,990
86	-0,451	-0,458	0,992	0,993
87	5,730	5,694	1,015	1,015
88	-3,476	-3,477	0,991	0,991
89	-2,036	-2,031	1,004	1,005
90	-5,758	-5,733	0,984	0,985
91	-5,971	-5,934	0,979	0,980
92	-2,807	-2,840	1,003	1,002
93	-3,706	-3,729	0,996	0,996
94	-4,034	-4,058	0,997	0,997
95	-4,725	-4,740	0,988	0,988
96	-4,545	-4,556	1,000	1,000
97	-4,017	-4,031	1,016	1,015
98	-3,954	-3,955	1,024	1,024
99	-4,455	-4,436	1,010	1,010
100	-2,631	-2,644	1,017	1,017
101	-3,576	-3,587	0,998	0,998
102	-3,152	-3,191	1,001	1,000
103	-2,366	-2,374	1,011	1,010
104	-2,089	-2,091	1,001	1,000
105	-1,858	-1,861	0,995	0,994
106	-3,140	-3,146	0,983	0,982
107	-3,501	-3,487	0,952	0,952
108	-0,776	-0,773	0,985	0,984
109	-0,275	-0,288	0,981	0,980
110	1,353	1,349	0,974	0,974
111	3,737	3,737	0,981	0,980
112	2,645	2,634	0,976	0,975
113	-4,650	-4,632	0,994	0,993

114	-6,186	-6,185	0,963	0,963
115	-6,274	-6,273	0,962	0,963
116	-0,514	-0,519	1,006	1,005
117	-8,230	-8,213	0,984	0,982
118	-5,775	-5,778	0,959	0,958

Σενάριο IEEE118 B

Το σενάριο IEEE118 B εκτελείται στο δίκτυο 118 ζυγών IEEE και περιλαμβάνει μόνο συγχρονισμένες μετρήσεις από 32 μονάδες PMU, οι οποίες φαίνονται στον επόμενο πίνακα.

Πίνακας 17: Μετρήσεις σεναρίου IEEE118 B

Κατηγορία μετρήσεων	Μετρήσεις
Ενεργές εγχύσεις ισχύος	-
Άεργες εγχύσεις ισχύος	-
Ενεργές ροές ισχύος	-
Άεργες ροές ισχύος	-
Μέτρα τάσης	$V_2, V_5, V_9, V_{11}, V_{12}, V_{17}, V_{21}, V_{24}, V_{25}, V_{28}, V_{34}, V_{37}, V_{40}, V_{45}, V_{49}, V_{52}, V_{56}, V_{62}, V_{63}, V_{68}, V_{73}, V_{75}, V_{77}, V_{80}, V_{85}, V_{86}, V_{90}, V_{94}, V_{101}, V_{105}, V_{110}, V_{114}$
Φασικές γωνίες τάσης	$\delta_2, \delta_5, \delta_9, \delta_{11}, \delta_{12}, \delta_{17}, \delta_{21}, \delta_{24}, \delta_{25}, \delta_{28}, \delta_{34}, \delta_{37}, \delta_{40}, \delta_{45}, \delta_{49}, \delta_{52}, \delta_{56}, \delta_{62}, \delta_{63}, \delta_{68}, \delta_{73}, \delta_{75}, \delta_{77}, \delta_{80}, \delta_{85}, \delta_{86}, \delta_{90}, \delta_{94}, \delta_{101}, \delta_{105}, \delta_{110}, \delta_{114}$
Μέτρα ρεύματος	$I_{2-1}, I_{2-12}, I_{5-3}, I_{5-4}, I_{5-6}, I_{5-8}, I_{5-11}, I_{9-8}, I_{9-10}, I_{11-4}, I_{11-5}, I_{11-12}, I_{11-13}, I_{12-2}, I_{12-3}, I_{12-7}, I_{12-11}, I_{12-14}, I_{12-16}, I_{12-117}, I_{17-15}, I_{17-16}, I_{17-18}, I_{17-30}, I_{17-31}, I_{17-113}, I_{21-20}, I_{21-22}, I_{24-23}, I_{24-70}, I_{24-72}, I_{25-23}, I_{25-26}, I_{25-27}, I_{28-27}, I_{28-29}, I_{34-19}, I_{34-36}, I_{34-37}, I_{34-43}, I_{37-33}, I_{37-34}, I_{37-35}, I_{37-38}, I_{37-39}, I_{37-40}, I_{40-37}, I_{40-39}, I_{40-41}, I_{40-42}, I_{45-44}, I_{45-46}, I_{45-49}, I_{49-42}, I_{49-45}, I_{49-47}, I_{49-48}, I_{49-50}, I_{49-51}, I_{49-54}, I_{49-66}, I_{49-69}, I_{52-51}, I_{52-53}, I_{56-54}, I_{56-55}, I_{56-57}, I_{56-58}, I_{56-59}, I_{62-60}, I_{62-61}, I_{62-66}, I_{62-67}, I_{63-59}, I_{63-64}, I_{68-65}, I_{68-69}, I_{68-81}, I_{68-116}, I_{73-71}, I_{75-69}, I_{75-70}, I_{75-74}, I_{75-77}, I_{75-118}, I_{77-69}, I_{77-75}, I_{77-76}, I_{77-78}, I_{77-80}, I_{77-82}, I_{80-77}, I_{80-79}, I_{80-81}, I_{80-96}, I_{80-97}, I_{80-98}, I_{80-99}, I_{85-83}, I_{85-84}, I_{85-86}, I_{85-88}, I_{85-89}, I_{86-85}, I_{86-87}, I_{90-89}, I_{90-91}, I_{94-92}, I_{94-93}, I_{94-95}, I_{94-96}, I_{94-100}, I_{101-100}, I_{101-102}, I_{105-103}, I_{105-104}, I_{105-106}, I_{105-107}, I_{105-108}, I_{110-103}, I_{110-109}, I_{110-111}, I_{110-112}, I_{114-32}, I_{114-115}$

Φασικές γωνίες ρεύματος	$\theta_{2-1}, \theta_{2-12}, \theta_{5-3}, \theta_{5-4}, \theta_{5-6}, \theta_{5-8}, \theta_{5-11}, \theta_{9-8}, \theta_{9-10}, \theta_{11-4}, \theta_{11-5},$ $\theta_{11-12}, \theta_{11-13}, \theta_{12-2}, \theta_{12-3}, \theta_{12-7}, \theta_{12-11}, \theta_{12-14}, \theta_{12-16}, \theta_{12-117},$ $\theta_{17-15}, \theta_{17-16}, \theta_{17-18}, \theta_{17-30}, \theta_{17-31}, \theta_{17-113}, \theta_{21-20}, \theta_{21-22}, \theta_{24-23},$ $\theta_{24-70}, \theta_{24-72}, \theta_{25-23}, \theta_{25-26}, \theta_{25-27}, \theta_{28-27}, \theta_{28-29}, \theta_{34-19}, \theta_{34-36},$ $\theta_{34-37}, \theta_{34-43}, \theta_{37-33}, \theta_{37-34}, \theta_{37-35}, \theta_{37-38}, \theta_{37-39}, \theta_{37-40}, \theta_{40-37},$ $\theta_{40-39}, \theta_{40-41}, \theta_{40-42}, \theta_{45-44}, \theta_{45-46}, \theta_{45-49}, \theta_{49-42}, \theta_{49-45}, \theta_{49-47},$ $\theta_{49-48}, \theta_{49-50}, \theta_{49-51}, \theta_{49-54}, \theta_{49-66}, \theta_{49-69}, \theta_{52-51}, \theta_{52-53}, \theta_{56-54},$ $\theta_{56-55}, \theta_{56-57}, \theta_{56-58}, \theta_{56-59}, \theta_{62-60}, \theta_{62-61}, \theta_{62-66}, \theta_{62-67}, \theta_{63-59},$ $\theta_{63-64}, \theta_{68-65}, \theta_{68-69}, \theta_{68-81}, \theta_{68-116}, \theta_{73-71}, \theta_{75-69}, \theta_{75-70}, \theta_{75-74},$ $\theta_{75-77}, \theta_{75-118}, \theta_{77-69}, \theta_{77-75}, \theta_{77-76}, \theta_{77-78}, \theta_{77-80}, \theta_{77-82}, \theta_{80-77},$ $\theta_{80-79}, \theta_{80-81}, \theta_{80-96}, \theta_{80-97}, \theta_{80-98}, \theta_{80-99}, \theta_{85-83}, \theta_{85-84}, \theta_{85-86},$ $\theta_{85-88}, \theta_{85-89}, \theta_{86-85}, \theta_{86-87}, \theta_{90-89}, \theta_{90-91}, \theta_{94-92}, \theta_{94-93}, \theta_{94-95},$ $\theta_{94-96}, \theta_{94-100}, \theta_{101-100}, \theta_{101-102}, \theta_{105-103}, \theta_{105-104}, \theta_{105-106}, \theta_{105-107},$ $\theta_{105-108}, \theta_{110-103}, \theta_{110-109}, \theta_{110-111}, \theta_{110-112}, \theta_{114-32}, \theta_{114-115}$
----------------------------	---

Στους επόμενους πίνακες δίνονται τα αποτελέσματα της εκτέλεσης του σεναρίου. Παρουσιάζονται τα σφάλματα, το πλήθος επαναλήψεων, ο χρόνος εκτέλεσης καθώς και το εκτιμώμενο διάνυσμα κατάστασης σε σύγκριση με το πραγματικό από τη ροή φορτίου.

Πίνακας 18: Αποτελέσματα σεναρίου IEEE118 B

Πλήθος επαναλήψεων	5
E_{ang}	0,000008
E_{mag}	0,000058
NE_{ang} (%)	0,258751
NE_{mag} (%)	0,070583
Χρόνος εκτέλεσης (s)	2,5950

Πίνακας 19: Διάνυσμα κατάστασης για το σενάριο IEEE118 B

Ζυγός	δ (deg)		V (pu)	
	δ_{est}	δ_{pf}	V_{est}	V_{pf}
1	-10,608	-10,613	0,957	0,957
2	-9,485	-9,492	0,972	0,972
3	-9,947	-9,955	0,969	0,968
4	-7,457	-7,460	0,998	0,998
5	-7,082	-7,084	1,001	1,001
6	-8,368	-8,363	0,990	0,990
7	-8,423	-8,431	0,989	0,989
8	-3,846	-3,846	1,015	1,015
9	0,030	0,030	1,049	1,049
10	4,162	4,161	1,050	1,050
11	-8,454	-8,461	0,986	0,985
12	-8,164	-8,170	0,990	0,990
13	-9,361	-9,379	0,969	0,969
14	-8,574	-8,574	0,984	0,984
15	-8,017	-7,991	0,970	0,970
16	-8,216	-8,223	0,984	0,984
17	-5,909	-5,881	0,994	0,994
18	-6,810	-6,782	0,973	0,973
19	-7,789	-7,809	0,965	0,965
20	-8,157	-8,157	0,960	0,962
21	-7,469	-7,473	0,962	0,964
22	-5,921	-5,948	0,973	0,975
23	-2,657	-2,651	1,003	1,003
24	-3,995	-3,982	0,992	0,992
25	3,200	3,201	1,050	1,050
26	4,481	4,482	1,015	1,015
27	-5,950	-5,957	0,968	0,968
28	-6,840	-6,839	0,961	0,961
29	-6,887	-6,891	0,962	0,963
30	-3,565	-3,546	0,992	0,992
31	-6,468	-6,439	0,967	0,967
32	-5,383	-5,386	0,968	0,969
33	-8,706	-8,739	0,974	0,974
34	-7,974	-7,992	0,991	0,991
35	-7,945	-7,963	0,988	0,987
36	-7,799	-7,815	0,987	0,987
37	-7,758	-7,776	0,997	0,996
38	-5,017	-5,038	0,972	0,972
39	-9,552	-9,578	0,973	0,973

40	-9,720	-9,743	0,970	0,970
41	-9,933	-9,956	0,967	0,967
42	-7,713	-7,725	0,985	0,985
43	-8,936	-8,976	0,984	0,984
44	-7,897	-7,885	0,989	0,989
45	-6,571	-6,566	0,990	0,990
46	-3,148	-3,151	1,005	1,005
47	-3,470	-3,482	1,019	1,019
48	-3,664	-3,685	1,021	1,021
49	-3,195	-3,205	1,025	1,025
50	-4,255	-4,259	1,003	1,003
51	-5,588	-5,580	0,970	0,970
52	-6,172	-6,167	0,960	0,960
53	-6,147	-6,142	0,947	0,947
54	-4,488	-4,492	0,955	0,955
55	-4,536	-4,539	0,956	0,955
56	-4,739	-4,744	0,957	0,957
57	-4,934	-4,939	0,973	0,973
58	-5,536	-5,522	0,962	0,962
59	-5,119	-5,118	0,985	0,985
60	-3,128	-3,126	0,993	0,993
61	-2,390	-2,397	0,995	0,995
62	-2,853	-2,859	0,998	0,998
63	-3,137	-3,138	0,971	0,971
64	-2,133	-2,132	0,986	0,985
65	-0,362	-0,354	1,005	1,005
66	-1,191	-1,199	1,050	1,050
67	-2,749	-2,756	1,021	1,020
68	-0,569	-0,560	1,003	1,003
69	-0,010	0,000	1,035	1,035
70	-5,188	-5,176	0,985	0,985
71	-6,010	-5,998	0,987	0,987
72	-5,296	-5,290	0,980	0,980
73	-7,173	-7,175	0,991	0,991
74	-6,443	-6,439	0,964	0,964
75	-5,421	-5,419	0,974	0,974
76	-5,214	-5,210	0,954	0,954
77	-3,238	-3,226	1,017	1,017
78	-3,750	-3,735	1,013	1,013
79	-3,868	-3,860	1,017	1,016
80	-2,812	-2,803	1,040	1,040
81	-1,395	-1,386	0,995	0,995

82	-4,340	-4,327	1,000	1,000
83	-4,277	-4,250	0,995	0,995
84	-3,517	-3,499	0,986	0,987
85	-2,818	-2,810	0,989	0,990
86	-0,459	-0,458	0,992	0,993
87	5,678	5,694	1,014	1,015
88	-3,492	-3,477	0,991	0,991
89	-2,040	-2,031	1,004	1,005
90	-5,731	-5,733	0,985	0,985
91	-5,931	-5,934	0,980	0,980
92	-2,873	-2,840	1,002	1,002
93	-3,753	-3,729	0,996	0,996
94	-4,081	-4,058	0,997	0,997
95	-4,765	-4,740	0,988	0,988
96	-4,585	-4,556	1,000	1,000
97	-4,033	-4,031	1,015	1,015
98	-3,979	-3,955	1,024	1,024
99	-4,453	-4,436	1,010	1,010
100	-2,673	-2,644	1,017	1,017
101	-3,617	-3,587	0,998	0,998
102	-3,223	-3,191	1,000	1,000
103	-2,365	-2,374	1,012	1,010
104	-2,092	-2,091	1,002	1,000
105	-1,862	-1,861	0,996	0,994
106	-3,149	-3,146	0,984	0,982
107	-3,502	-3,487	0,954	0,952
108	-0,762	-0,773	0,986	0,984
109	-0,292	-0,288	0,982	0,980
110	1,349	1,349	0,976	0,974
111	3,735	3,737	0,982	0,980
112	2,638	2,634	0,977	0,975
113	-4,658	-4,632	0,993	0,993
114	-6,184	-6,185	0,963	0,963
115	-6,274	-6,273	0,962	0,963
116	-0,527	-0,519	1,005	1,005
117	-8,206	-8,213	0,983	0,982
118	-5,779	-5,778	0,959	0,958

5 *Επίλογος*

5.1 Σχολιασμός σεναρίων

Στο κεφάλαιο 4 έγινε η παρουσίαση του προγράμματος που αναπτύχθηκε στο πλαίσιο της εργασίας για την υλοποίηση του αλγορίθμου της υβριδικής εκτίμησης κατάστασης. Με τη βοήθεια του προγράμματος εκτελέστηκαν πέντε σενάκια πάνω σε πρότυπα δίκτυα της IEEE. Τα πρώτα τρία αφορούσαν στο δίκτυο 14 ζυγών IEEE και τα επόμενα δύο στο δίκτυο 118 ζυγών IEEE. Στη συνέχεια γίνεται ένας σύντομος σχολιασμός των σεναρίων.

Το πλήθος επαναλήψεων είναι ακριβώς το ίδιο σε όλα τα σενάκια και στα δύο δίκτυα. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι χρησιμοποιήθηκε η ίδια ακριβώς μέθοδος (συνδυαστική), το ίδιο αρχικό διάλυμα (επίπεδο) και το ίδιο όριο ανοχής (0,0001).

Ο χρόνος εκτέλεσης της επαναληπτικής διαδικασίας διαφοροποιείται τόσο μεταξύ των δικτύων όσο και μεταξύ των σεναρίων κάθε δικτύου. Είναι προφανές ότι ο χρόνος εκτέλεσης αυξάνεται όσο αυξάνεται το μέγεθος του δικτύου, αφού μεγαλώνει το μέγεθος της Ιακωβιανής μήτρας και των άλλων πινάκων που υπολογίζονται στη διαδικασία. Επιπλέον για κάθε δίκτυο παρατηρείται μικρή μείωση του χρόνου όταν αυξάνεται το ποσοστό των μετρήσεων PMU επί του συνόλου των μετρήσεων. Η δραματική όμως μείωση του χρόνου εκτέλεσης επιτυγχάνεται με την αποκλειστική χρήση μετρήσεων PMU, κάτι που είναι εμφανές και στα δύο δίκτυα. Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται συνοπτικά οι χρόνοι εκτέλεσης των σεναρίων:

Πίνακας 20: Χρόνοι εκτέλεσης σεναρίων

Σενάριο	Χρόνος εκτέλεσης (s)
IEEE14 A	0,3997
IEEE14 B	0,3497
IEEE14 C	0,1849
IEEE118 A	7,2709
IEEE118 B	2,5950

Παρατηρώντας τα σφάλματα που υπολογίστηκαν για το διάνυσμα κατάστασης, μπορούμε να εξάγουμε συμπεράσματα για την ακρίβεια της εκτίμησης κατάστασης σε κάθε περίπτωση. Σε κάθε δίκτυο τόσο τα απόλυτα όσο και τα κανονικοποιημένα σφάλματα τεκμηριώνουν ότι η εισαγωγή μονάδων PMU σε ένα σύστημα αυξάνει την ακρίβεια του εκτιμώμενου διανύσματος κατάστασης. Στον επόμενο πίνακα φαίνονται ευκρινώς τα κανονικοποιημένα σφάλματα για κάθε σενάριο:

Πίνακας 21: Σφάλματα διανύσματος κατάστασης για κάθε σενάριο

Σενάριο	NE_{ang} (%)	NE_{mag} (%)
IEEE14 A	0,3933	0,1615
IEEE14 B	0,0664	0,0250
IEEE14 C	0,0942	0,0137
IEEE118 A	0,3270	0,0882
IEEE118 B	0,2588	0,0706

5.2 Μελλοντική εργασία

Η μελέτη που πραγματοποιήθηκε στην παρούσα εργασία αποδεικνύει ότι η εισαγωγή μονάδων PMU σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας και η αξιοποίηση των συγχρονισμένων μετρήσεων που προκύπτουν από αυτές αυξάνει την ακρίβεια και την ταχύτητα της εκτίμησης κατάστασης. Επιπλέον, η υλοποίηση του υβριδικού εκτιμητή τεκμηριώνει ότι είναι δυνατή η απευθείας χρήση μετρήσεων ρευμάτων σε πολιτική μορφή.

Το πρόγραμμα που αναπτύχθηκε επιτυγχάνει το βασικό στόχο, δηλαδή τον υπολογισμό του διανύσματος κατάστασης χρησιμοποιώντας τον αλγόριθμο υβριδικής

εκτίμησης κατάστασης. Ένα σημείο στο οποίο θα μπορούσε να βελτιωθεί η εφαρμογή είναι η ταχύτητα του αλγορίθμου. Για μεγάλα δίκτυα απαιτείται η χρήση της τεχνικής αραιών πινάκων, ώστε να μειωθεί ο χρόνος υπολογισμού της Ιακωβιανής μήτρας. Ένα άλλο σημείο πιθανής βελτίωσης είναι η αποθήκευση και η προσπέλαση των δεδομένων του δικτύου. Θα μπορούσε να γίνει χρήση του πίνακα πρόσπτωσης ενός δικτύου για τη δεικτοδότηση των κλάδων, ώστε να μειωθεί ο χρόνος προσπέλασης των δεδομένων του δικτύου κατά την επίλυση των εξισώσεων.

6

Βιβλιογραφία

- [1] Γ. Κορρές, *Εποπτεία και Διαχείριση Ενεργειακών Συστημάτων*, ΕΜΠ, Αθήνα, 2008.
- [2] Γ. Κονταξής, Ν. Χατζηαργυρίου, *Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας*, ΕΜΠ, Αθήνα, 2003.
- [3] A.G. Phadke, J.S. Thorp, *Synchronized Phasor Measurements and Their Applications*, New York: Springer, 2008.
- [4] A. Abur, A. Gómez-Expósito, *Power System State Estimation: Theory and Implementation*, New York: Marcel Dekker, 2004.
- [5] A.G. Phadke, J.S. Thorp, K.J. Karimi, “State Estimation with Phasor Measurements,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 1, No. 1, pp. 233-241, February 1986.
- [6] M. Zhou, V.A. Centeno, J.S. Thorp, A.G. Phadke, “An Alternative for Including Phasor Measurements in State Estimators,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21, No. 4, pp. 1930-1937, November 2006.

- [7] K.E Martin, G. Benmouyal, M.G. Adamiak, M. Begovic, R.O. Burnett, K.R. Carr, A. Cobb, J.A. Kusters, S.H. Horowitz, G.R. Jensen, G.L. Michel, R.J. Murphy, A.G. Phadke, M.S. Sachdev, J.S. Thorp, "IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 13, No. 1, pp. 73-77, January 1998.
- [8] T.S. Bi, X.H. Qin, Q.X. Yang, "A novel hybrid state estimator for including synchronized phasor measurements," *Electric Power Systems Research*, 78, pp. 1343-1352, 2008.
- [9] G.N. Korres, N.M. Manousakis, "State Estimation and Bad Data Processing for Systems including PMU and SCADA Measurements," *Electric Power Systems Research*, Vol. 81, No. 7, pp. 1514-1524, July 2011.
- [10] "Performance Requirements, Part II - Targeted Applications: State Estimation," EIPP - PRTT, 2006.
- [11] "A Guide for PMU Installation, Commissioning and Maintenance, Part II - PMU Installation Procedures," NASPI - PSTT, 2007.
- [12] A. Abur, B. Xu, "Optimal Placement of Phasor Measurement Units for State Estimation," PSERC, Publication 05-58, Oct. 2005.
- [13] History of Synchrophasors
http://www.pacw.org/fileadmin/doc/AutumnIssue07/wide_area_protection_autumn07.pdf
- [14] Remote Telemetry Unit - RTU
<http://www.controlscada.com>
- [15] IRIG-B Standard
<http://www.wsmr.army.mil/RCCsite/Pages/Publications.aspx>
- [16] European Space Agency - Navigation

<http://www.esa.int/esaNA>

[17] GPSWorld Magazine

<http://www.gpsworld.com>

[18] The GPS System

<http://www.kowoma.de/en/gps>

[19] Principles and Practice of GPS Surveying

http://www.gmat.unsw.edu.au/snap/gps/gps_survey/principles_gps.htm

7 Παράρτημα

Στο παράρτημα δίνεται το μορφότυπο PTI με το οποίο είναι διαμορφωμένα τα αρχεία εισόδου του προγράμματος. Παρουσιάζεται το μορφότυπο για τα αρχεία συστήματος και στη συνέχεια για τα αρχεία μετρήσεων.

7.1 Μορφότυπο αρχείου συστήματος

Description of the PTI Load Flow Data Format (Data file SYS)

=====

Case Identification Data

=====

First record: IC,SBASE

IC - 0 for base case, 1 for change data to be added

SBASE - System MVA base

Records 2 and 3 - two lines of heading, up to 60 characters per line

Bus Data

=====

Bus data records, terminated by a record with a bus number of zero.

I,IDE,PL,QL,GL,BL,IA,VM,VA,'NAME',BASKL,ZONE

I - Bus number (1 to 29997)

IDE - Bus type

1 - Load bus (no generation)

2 - Generator or plant bus

3 - Swing bus

4 - Isolated bus

PL - Load MW

QL - Load MVAR

GL - Shunt conductance, MW at 1.0 per unit voltage

BL - Shunt susceptance, MVAR at 1.0 per unit voltage. (- = reactor)

IA - Area number, 1-100

VM - Voltage magnitude, per unit

VA - Voltage angle, degrees

NAME - Bus name, 8 characters, must be enclosed in quotes

BASKV - Base voltage, KV

ZONE - Loss zone, 1-999

Generator Data

=====

Generator data records, terminated by a generator with an index of zero.

**I,ID,PG,QG,QT,QB,VS,IREG,MBASE,ZR,ZX,RT,XT,GTAP,STAT,RMPCT,
PT,PB**

I - Bus number

ID - Machine identifier (0-9, A-Z)

- PG - MW output
- QG - MVAR output
- QT - Max MVAR
- QB - Min MVAR
- VS - Voltage setpoint
- IREG - Remote controlled bus index (must be type 1), zero to control own voltage, and must be zero for gen at swing bus
- MBASE - Total MVA base of this machine (or machines), defaults to system MVA base.
- ZR,ZX - Machine impedance, pu on MBASE
- RT,XT - Step up transformer impedance, p.u. on MBASE
- GTAP - Step up transformer off nominal turns ratio
- STAT - Machine status, 1 in service, 0 out of service
- RMPCT - Percent of total VARS required to hold voltage at bus IREG to come from bus I - for remote buses controlled by several generators
- PT - Max MW
- PB - Min MW

Branch Data

=====

Branch records, ending with a record with from bus of zero

I,J,CKT,R,X,B,RATEA,RATEB,RATEC,RATIO,ANGLE,GI,BI,GJ,BJ,ST

- I - From bus number
- J - To bus number
- CKT - Circuit identifier (two character) not clear if integer or alpha
- R - Resistance, per unit
- X - Reactance, per unit
- B - Total line charging, per unit
- RATEA - MVA rating A
- RATEB,

- RATEC - Higher MVA ratings
- RATIO - Transformer off nominal turns ratio
- ANGLE - Transformer phase shift angle
- GI,BI - Line shunt complex admittance for shunt at from end (I) bus, pu.
- GJ,BJ - Line shunt complex admittance for shunt at to end (J) bus, pu.
- ST - Initial branch status, 1 - in service, 0 - out of service

Transformer Adjustment Data

=====

Ends with record with from bus of zero

I,J,CKT,ICONT,RMA,RMI,VMA,VMI,STEP,TABLE

- I - From bus number
- J - To bus number
- CKT - Circuit number
- ICONT - Number of bus to control. If different from I or J, sign of ICONT determines control. Positive sign, close to impedance (untapped) bus of transformer. Negative sign, opposite.
- RMA - Upper limit of turns ratio or phase shift
- RMI - Lower limit of turns ratio or phase shift
- VMA - Upper limit of controlled volts, MW or MVAR
- VMI - Lower limit of controlled volts, MW or MVAR
- STEP - Turns ratio step increment
- TABLE - Zero, or number of a transformer impedance correction table 1-5

Area Interchange Data

=====

Ends with I of zero

I,ISW,PDES,PTOL,'ARNAM'

- I - Area number (1-100)
- ISW - Area interchange slack bus number
- PDES - Desired net interchange, MW + = out.
- PTOL - Area interchange tolerance, MW
- ARNAM - Area name, 8 characters, enclosed in single quotes.

DC Line Data

=====

Ends with I of zero

Each DC line has three consecutive records

I,MDC,RDC,SETVL,VSCHD,VCMOD,RCOMP,DELTI,METER
 IPR,NBR,ALFMAX,ALFMN,RCR,XCR,EBASR,TRR,TAPR,TPMXR,TPMNR,
 TSTPR,IPI,NBI,GAMMX,GAMMN,RCL,XCL,EBASI,TRI,TAPI,TPMXI,TPMNI,
 TSTPI

- I - DC Line number
- MDC - Control mode 0 - blocked 1 - power 2 - current
- RDC - Resistance, ohms
- SETVL - Current or power demand
- VSCHD - Scheduled compounded DC voltage, KV
- VCMOD - Mode switch DC voltage, KV, switch to current control mode below this
- RCOMP - Compounding resistance, ohms
- DELTI - Current margin, per unit of desired current
- METER - Metered end code, R - rectifier I - Inverter
- IPR - Rectifier converter bus number
- NBR - Number of birdges is series rectifier
- ALFMAX - Maximum rectifier firing angle, degrees
- ALFMN - Minimum rectifier firing angle, degrees
- RCR - Rectifier commutating transformer resistance, per bridge, ohms
- XCR - Rectifier commutating transformer reactance, per bridge, ohms

- EBASR - Rectifier primary base AC volts, KV
- TRR - Rectifier transformer ratio
- TAPR - Rectifier tap setting
- TPMXR - Maximum rectifier tap setting
- TPMNR - Minimum rectifier tap setting
- TSTPR - Rectifier tap step

Third record contains inverter quantities corresponding to rectifier quantities above.

Switch Shunt Data

=====

Ends with I = 0.

I,MODSW,VSWHI,VSWLO,SWREM,BINIT,N1,B1,N2,B2...N8,B8

- I - Bus number
- MODSW - Mode 0 - fixed 1 - discrete 2 - continuous
- VSWHI - Desired voltage upper limit, per unit
- VSWLO - Desired voltage lower limit, per unit
- SWREM - Number of remote bus to control. 0 to control own bus.
- VDES - Desired voltage setpoint, per unit
- BINIT - Initial switched shunt admittance, MVAR at 1.0 per unit volts
- N1 - Number of steps for block 1, first 0 is end of blocks
- B1 - Admittance increment of block 1 in MVAR at 1.0 per unit volts.
- N2, B2, etc, as N1, B1

7.2 Μορφότυπο αρχείου μετρήσεων

Description of the State Estimation Data Format (Data file SES)

=====

Case Identification Data

=====

Record 1 - one line of heading, up to 60 characters

Voltage Magnitude Measurement Data

=====

Voltage magnitude measurement data records, terminated by a record with a bus number of zero.

I,SNM,FS,ST,RTU

I	- Bus number (1 to 29997)
SNM	- Error multiplier
FS	- The full scale of the meter
ST	- Measurement status, 1 - in service, 0 - out of service
RTU	- Index of the RTU where this measurement is assigned

Voltage Angle Measurement Data

=====

Similar data structure as that of the voltage magnitude measurement data.

Active Flow Measurement Data

=====

Active flow measurement data records, terminated by a record with from bus of zero.

I,J,CKT,SNM,FS,ST,RTU

I	- From bus number
J	- To bus number
CKT	- Circuit identifier (integer)
SNM	- Error multiplier
FS	- The full scale of the meter
ST	- Measurement status, 1 - in service, 0 - out of service
RTU	- Index of the RTU where this measurement is assigned

Reactive Flow Measurement Data

=====

Similar data structure as that of the active flow measurement data.

Active Injection Measurement Data

=====

Active injection measurement data records, terminated by a record with a bus number of zero.

I,SNM,FS,ST,RTU

I	- Bus number (1 to 29997)
SNM	- Error multiplier
FS	- The full scale of the meter
ST	- Measurement status, 1 - in service, 0 - out of service
RTU	- Index of the RTU where this measurement is assigned

Similar data records are assumed for reactive flow and injection measurements.

Reactive Injection Measurement Data

=====

Similar data structure as that of the active injection measurement data.

Current Magnitude Measurement Data

=====

Current magnitude measurement data records, terminated by a record with from bus of zero.

I,J,CKT,SNM,FS,ST,RTU

I	- From bus number
J	- To bus number
CKT	- Circuit identifier (integer)
SNM	- Error multiplier
FS	- The full scale of the meter
ST	- Measurement status, 1 - in service, 0 - out of service
RTU	- Index of the RTU where this measurement is assigned

Current Angle Measurement Data

=====

Similar data structure as that of the current magnitude measurement data.

Description of the Switching Device Data Format (Data file REC)

=====

Switching Device Data

=====

Switching device records, ending with a record with from bus of zero.

I,J,ST

- I - From bus number
- J - To bus number
- ST - Initial Switching device status, 1 - in service, 0 - out of service

The error multiplier variable may have one of the following values:

- $SNM = 0$: Load flow (exact) value is used (no error is added)
- $|SNM| < 1$: Predefined measurement value ($= SNM * 100$) is used
- $|SNM| = 1$: Gaussian random error is added at load flow value
- $|SNM| > 1$: Gross error ($= SNM * \sigma$) is added at load flow value, where σ
 is the measurement standard deviation.

All measurement values or errors are in per unit. Multiplier SNM is always positive for voltage measurements.