



ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΚΡΗΤΗΣ

Τμήμα Μηχανικών Παραγωγής και Διοίκησης

Τομέας Συστημάτων Παραγωγής

**ΑΠΑΙΤΗΣΕΙΣ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ ΣΤΑ
ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

του

ΚΩΝΣΤΑΝΤΙΝΟΥ ΤΣΙΡΙΓΩΤΑΚΗ

ΕΠΙΒΛΕΨΗ

ΓΕΩΡΓΙΑΚΗΣ ΠΑΥΛΟΣ

Επίκουρος Καθηγητής

ΧΑΝΙΑ

ΜΑΡΤΙΟΣ 2009

*Στους γονείς μου
και στην
οικογένεια μου*

ΠΡΟΛΟΓΟΣ

Η παρούσα εργασία αποτελεί τη Διπλωματική μου Εργασία στα πλαίσια των σπουδών μου στο Τμήμα Μηχανικών Παραγωγής και Διοίκησης του Πολυτεχνείου Κρήτης υπό την επίβλεψη του Επίκουρου Καθηγητή κ. Γεωργιλάκη Παύλου.

Με την ευκαιρία της παρουσίασης της εργασίας μου αυτής, θεωρώ χρέος μου να εκφράσω τις ευχαριστίες μου σε όσους συνέβαλαν αποφασιστικά στην όλη μου προσπάθεια.

Αρχικά επιθυμώ να εκφράσω τις ειλικρινείς ευχαριστίες μου στον Καθηγητή κ. Γεωργιλάκη Παύλο για τη συνεχή και πολύτιμη βοήθεια και καθοδήγησή του κατά τη διάρκεια εκπόνησης της διατριβής. Η άριστη επιστημονική κατάρτιση, η μεθοδικότητα και η απαιτητικότητά του συνέβαλλαν τα μέγιστα στο να ολοκληρωθεί η εργασία αυτή.

Θα ήθελα να εκφράσω την ευγνωμοσύνη μου στην οικογένεια μου, που με στήριζε συνεχώς, κατά την διάρκεια των σπουδών μου στο Πολυτεχνείο και χωρίς την βοήθεια της οποίας, δεν θα είχα καταφέρει να υλοποιήσω τα πλείστα, από τα όσα έχω μέχρι σήμερα επιτύχει.

Τέλος, δε θα μπορούσα να παραλείψω να ευχαριστήσω τους φίλους μου, για τα υπέροχα φοιτητικά χρόνια και τις αξέχαστες στιγμές που περάσαμε μαζί.

Κωνσταντός Γ. Τσιριγωτάκης

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Η διπλωματική αυτή εργασία εξετάζει τις απαιτήσεις για την σύνδεση των αιολικών πάρκων στα υφιστάμενα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Στόχος της εργασίας είναι να συγκεντρωθούν και να μελετηθούν όλοι οι κανονισμοί που εφαρμόζονται σήμερα όταν πρόκειται να μελετηθεί η σύνδεση μιας τέτοιας εγκατάστασης στο δίκτυο, χωρίς την διαταραχή της ευστάθειας και της ασφάλειας του δικτύου..

Μελετά την παρούσα κατάσταση του Ελληνικού συστήματος καθώς και τις επιπτώσεις από την ολοένα μεγαλύτερη διείσδυση σε αυτό των εγκαταστάσεων παραγωγής από ανανεώσιμες μορφές.

Επίσης γίνεται αναφορά στους κώδικες των ξένων χωρών και γίνονται προτάσεις για την βελτίωση του Ελληνικού κώδικα.

ΛΕΞΕΙΣ ΚΛΕΙΔΙΑ

Σύνδεση Αιολικών Πάρκων, Τεχνικές Απαιτήσεις, Ποιότητα Τάσης, Αρμονικές, flicker, Ανεμογεννήτριες, Αιολικά Πάρκα

ABSTRACT

This diploma thesis examines the requirements for the connection of wind parks in the existing systems of electric energy. Objective is the collection and the study all the regulations that are applied today when it is studied the connection of such installation in the grid, without the disturbance of stability and the safety of grid.

Also studies the present situation of Greek electrical system as well as the repercussions from the continuously bigger interconnection in the grid of renewable power plant.

In addition, there is a report in the codes of foreigner countries and become certain proposals for the Greek code.

KEY WORDS

Wind farms connection, technical requirements, voltage quality,
harmonics, flicker, wind turbines, wind farms

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1: ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1	Σκοπός της εργασίας	2
1.2	Περιεχόμενα της εργασίας	3

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΚΑΙ Σ.Η.Ε.

2.1	Εισαγωγή	5
2.2	Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας	5
2.2.1	Μορφές Α.Π.Ε.	6
2.3	Αιολική ενέργεια και αιολικά πάρκα	6
2.4	Επιπτώσεις αύξησης των ΑΠΕ	7
2.5	Συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας	9
2.6	Περιγραφή Ελληνικού Σ.Η.Ε	10
2.7	Διείσδυση ΑΠΕ στο σύστημα	11
2.8	Ευστάθεια Σ.Η.Ε.	12
2.8.1	Ευστάθεια τάσης	14
2.8.2	Ευστάθεια συχνότητας	14
2.8.3	Ευστάθεια γωνίας δρομέα	15
2.9	Επίδραση Α/Γ στην ευστάθεια των Σ.Η.Ε.	15
2.9.1	Επίδραση του πλήθους των ανεμογεννητριών στην ποιότητα της ηλεκτρικής ισχύος	16
2.9.2	Επίδραση της γεωγραφικής κατανομής των ανεμογεννητριών στην ποιότητα της ηλεκτρικής ισχύος	16
2.8	Συμπεράσματα	17
2.8	Βιβλιογραφία	18

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΚΩΔΙΚΩΝ ΞΕΝΩΝ ΧΩΡΩΝ

3.1	Εισαγωγή	19
3.2	Οι κυριότερες τεχνικές απαιτήσεις των κωδίκων	19
3.2.1	Ανοχή σε βυθίσεις τάσης και απόκριση σε καταστάσεις σφαλμάτων του δικτύου	19
3.2.2	Έλεγχος ενεργού ισχύος και συχνότητας	21
3.2.3	Όρια τάσης και συχνότητας	23
3.2.4	Έλεγχος άεργου ισχύος και τάσης	23
3.3	Σύντομη παρουσίαση κωδίκων για σύνδεση Α\Π στο δίκτυο	24
3.3.1	Γερμανικός Κώδικας	24
3.3.2	Βρετανικός Κώδικας	25

3.3.3	Ιρλανδικός Κώδικας	25
3.3.4	Κοινός Κώδικας ανίας/Φινλανδίας/Νορβηγίας/Σουηδίας (Nordic Grid Code)	25
3.3.5	Κώδικας Δανίας	25
3.3.6	Κώδικας Βελγίου	26
3.3.7	Κώδικας Καναδά	26
3.3.8	Κώδικας ΗΠΑ	26
3.3.9	Ελληνικός Κώδικας	27
3.3.10	Κώδικες άλλων χωρών	27
3.4	Προτάσεις εφαρμογής στον Ελληνικό κώδικα	27
3.5	Συμπεράσματα	29
3.6	Βιβλιογραφία	29

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: ΤΕΧΝΙΚΕΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΑΠ ΣΤΑ Σ.Η.Ε.

4.1	Εισαγωγή	31
4.2	Ανάλυση ανεμογεννητριών	31
4.3	Κατάταξη Α/Γ ως προς τη διαμόρφωση του ηλεκτρικού μέρους	34
4.3.1	Ανεμογεννήτριες σταθερών στροφής	34
4.3.2	Ανεμογεννήτριες μεταβλητών στροφών	34
4.3.3	Τύπος Α: Α/Γ με γεννήτρια επαγωγής τύπου κλωβού	35
4.3.4	Τύπος Β: Α/Γ με γεννήτρια επαγωγής τυλιγμένου δρομέα (περιορισμένη λειτουργία μεταβλητών στροφών)	35
4.3.5	Τύπος Γ: Α/Γ με σύστημα μετατροπών μειωμένης ικανότητας και ασύγχρονη γεννήτρια διπλής τροφοδότησης	37
4.3.6	Τύπος Δ: Α/Γ με σύστημα μετατροπών πλήρους ισχύος και σύγχρονη ή ασύγχρονη γεννήτρια	38
4.4	Τεχνολογίες Α/Γ και απαιτήσεις για βυθίσεις τάσης	40
4.4.1	Α/Γ σταθερών στροφών (Τύπος Α,Β)	40
4.4.2	Α/Γ μεταβλητών στροφών	41
4.4.3	Α/Γ μεταβλητών στροφών (Τύπος Γ)	42
4.4.3	Α/Γ μεταβλητών στροφών (Τύπος Δ)	43
4.5	Τεχνολογίες Α/Γ για έλεγχο άεργου ισχύος	43
4.5.1	Α/Γ σταθερών στροφών (Τύπος Α,Β)	43
4.5.2	Α/Γ μεταβλητών στροφών (Τύπος Γ)	44
4.5.3	Α/Γ μεταβλητών στροφών (Τύπος Δ)	44
4.6	Τεχνολογίες Α/Γ και απαιτήσεις για απόκριση συχνότητας	44
4.6.1	Α/Γ σταθερών στροφών (Τύπος Α,Β)	45
4.6.2	Α/Γ μεταβλητών στροφών (Τύπος Γ)	45
4.6.3	Α/Γ μεταβλητών στροφών (Τύπος Δ)	46
4.7	Διαμόρφωση της σύνδεσης εγκαταστάσεων-δικτύου	46

4.7.1	Διατάξεις ζεύξης	46
4.7.2	Σύνδεση ανεμογεννητριών στο δίκτυο	47
4.7.3	Αυτόματος Διακόπτης Διασύνδεσης (ΑΔΔ)	48
4.8	Τεχνικές σύνδεσης Α\Π στο δίκτυο	49
4.8.1	Τρόποι σύνδεσης Α/Π	49
4.8.2	Μεθοδολογία επιλογής	51
4.9	Τεχνικές μεταφοράς ενέργειας από τα Α\Π	51
4.9.1	Αιολικό πάρκο εναλλασσόμενης/συνεχούς τάσης	53
4.9.2	Αιολικό πάρκο συνεχούς Τάσης με έναν Μετατροπέα Ανύψωσης(τοπολογία DC1)	54
4.9.3	Αιολικό πάρκο συνεχούς τάσης με δύο εν σειρά συνδεδεμένους μετατροπείς ανύψωσης (Τοπολογία DC2)	54
4.10	Συμπεράσματα	55
4.11	Βιβλιογραφία	56

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5: ΚΑΝΟΝΙΣΜΟΙ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ ΣΤΑ Σ.Η.Ε.

5.1	Εισαγωγή	57
5.2	Ενεργός ισχύς και έλεγχος ισχύος	57
5.3	Απαιτήσεις και έλεγχος συχνότητας	58
5.4	Έλεγχος άεργου ισχύος	61
5.5	Σύστημα αλλαγής τάσης υπό φορτίο (ΣΑΤΥΦ)	61
5.6	Λειτουργία σε συνθήκες βύθισης τάσης	62
5.7	Εκκίνηση και τερματισμός Α\Π	65
5.8	Προϋποθέσεις παράλληλης λειτουργίας αιολικού πάρκου-δικτύου	66
5.9	Επάρκεια των στοιχείων του δικτύου	66
5.10	Προστασία Α\Π και δικτύου	67
5.11	Συμπεράσματα	68
5.12	Βιβλιογραφία	69

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6: ΤΕΧΝΙΚΕΣ ΑΠΑΙΤΗΣΕΙΣ ΓΙΑ ΤΗ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΩΝ Α\Π ΣΤΑ Σ.Η.Ε.

6.1	Εισαγωγή	71
6.2	Ποιότητα τάσης	72
6.2.1	Αργές μεταβολές της τάσης	72
6.2.1.1	Μεθοδολογία εξέτασης	73
6.2.1.2	Τρόποι επίλυσης των προβλημάτων	75
6.2.2	Ταχείες μεταβολές της τάσης	76
6.2.2.1	Μέγεθος μεταβολών	77
6.2.3	Εκπομπές flicker	77
6.2.4	Εκπομπές αρμονικών	81
6.3	Στάθμη βραχυκύκλωσης	82
6.3.1	Οι κύριοι τύποι βραχυκυκλωμάτων και οι επιπτώσεις τους	83
6.3.2	Υπολογισμοί των ρευμάτων βραχυκύκλωσης σύμφωνα με τους κανονισμούς	84
6.4	Επιπτώσεις σε συστήματα ακουστικής συχνότητας	84
6.5	Συμπεράσματα	85
6.6	Βιβλιογραφία	85

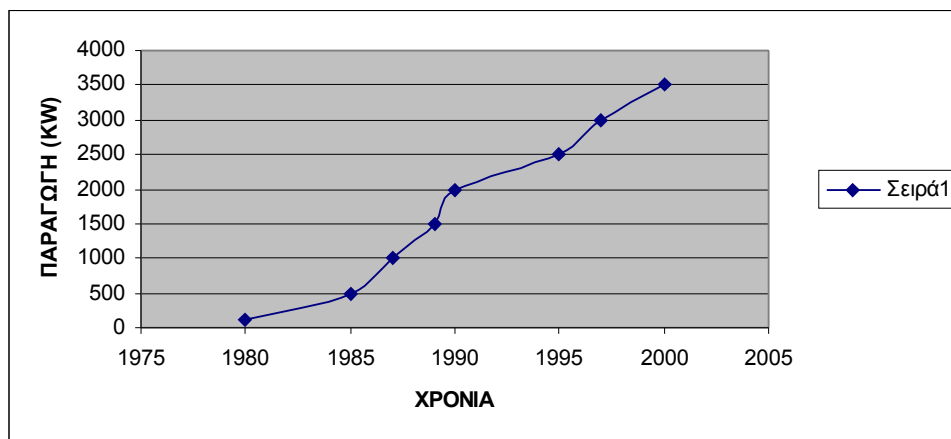
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7: ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

87

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Στο παρελθόν οι μονάδες παραγωγής αιολικής ενέργειας συνδέονταν σπάνια στα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας, ή έστω το ποσοστό διείσδυσης τους ήταν πολύ μικρό σε σύγκριση με τη συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Επομένως δεν είχαν θεσπιστεί επίσημα κανόνες και απαιτήσεις για την σύνδεση των ανεμογεννητριών και των αιολικών πάρκων με τα δίκτυα. Καθώς όμως η αιολική ενέργεια άρχισε στα τέλη της δεκαετίας το 80 να αναπτύσσεται πιο ενεργά, κάθε εταιρία δικτύων και συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, άρχισε να αντιμετωπίζει έναν συνεχώς αυξανόμενο αριθμό αιολικών πάρκων. Αναγκάστηκαν λοιπόν να διαμορφώσουν κάποιους δικούς τους κανόνες σύνδεσης. Στην επόμενη δεκαετία, την δεκαετία του 90, αυτοί οι κανόνες σύνδεσης εναρμονίστηκαν σε εθνικό επίπεδο. Κάθε χώρα δηλαδή θέσπισε ενιαίους κανόνες και συγκεκριμένες απαιτήσεις σύνδεσης.

Στα επόμενα χρόνια η ταχεία ανάπτυξη της τεχνολογίας των ανεμογεννητριών και η αυξανόμενη διείσδυση της αιολικής ενέργειας, όπως φαίνεται στο σχήμα 1.1 και στον πίνακα 1.1, είχαν σαν αποτέλεσμα τη συνεχή αναδιτύπωση των απαιτήσεων σύνδεσης στα δίκτυα, αλλά και στην δημιουργία απαιτήσεων σε άλλους τομείς, όπως για παράδειγμα τον τρόπο μεταφοράς.



Σχήμα 1.1: Η συνεχώς αυξανόμενη διείσδυση της αιολικής ενέργειας από το 1980 και μετά.

Πίνακας 1.1: Αύξηση διείσδυσης της αιολικής ενέργειας (MW) σε διάφορες χώρες.

ΧΩΡΑ	1995	1999	2001	2002	2003
Germany	1136	4445	8734	12001	14609
Spain	145	1530	3550	4830	6202
Denmark	619	1742	2456	2881	3110
Netherlands	236	410	523	678	912
Italy	25	211	700	788	904
UK	200	356	525	552	649
Sweden	67	220	318	328	399

Ορισμένοι χειριστές των συστημάτων μεταφοράς ενοποίησαν τις απαιτήσεις για όλες τις μονάδες παραγωγής, κάτι το οποίο έκανε πολύ δύσκολο στους κατασκευαστές των ανεμογεννητριών και στους ιδιοκτήτες αιολικών πάρκων να εκπληρώσουν όλες αυτούς τις απαιτήσεις. Κάποιοι άλλοι χειριστές συστημάτων μεταφοράς είχαν καθορίσει ειδικές απαιτήσεις σύνδεσης για την αιολική ενέργεια, οι οποίες όμως βασίζονταν στις υπάρχοντες απαιτήσεις για τις συμβατικές μονάδες παραγωγής. Δυστυχώς λοιπόν, οι συνεχείς αλλαγές στις απαιτήσεις αυτές, έκαναν την σύγκριση και την αξιολόγηση των είδη περίπλοκων απαιτήσεων πολύ δύσκολη και μόνο ένας μικρός αριθμός βιβλιογραφίας υπάρχει που κυρίως έχει αναπτυχθεί τα τελευταία χρόνια.

1.2 ΣΚΟΠΟΣ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Η προώθηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) και της εξοικονόμησης ενέργειας καθώς και η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας αποτελούν τα νέα δεδομένα, που έχουν προκαλέσει τις σημαντικότερες αλλαγές στο Ελληνικό ενεργειακό σύστημα κατά την τελευταία δεκαετία.

Η διείσδυση των Α.Π.Ε. συμβάλλει θετικά στη μείωση της εξάρτησης της χώρας από το εισαγόμενο πετρέλαιο με όλα τα συνεπαγόμενα οφέλη στην Εθνική Οικονομία, στην εξοικονόμηση των συμβατικών μη ανανεώσιμων ενεργειακών πόρων και τέλος στην προστασία του περιβάλλοντος.

Οι παραπάνω λόγοι κατέστησαν αναγκαία την χρησιμοποίηση των ΑΠΕ και την αξιοποίηση αυτών των πηγών ενέργειας. Το μεγαλύτερο ενδιαφέρον στρέφεται στον άνεμο και τον ήλιο που αποτελούν τις σημαντικότερες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στην Ελλάδα και ιδιαίτερα στα νησιά της χώρας, όπου το αιολικό δυναμικό και η ηλιακή ακτινοβολία, λόγω της γεωγραφικής θέσης και των καιρικών (κλιματολογικών) συνθηκών, έχουν μεγάλη ισχύ.

Η εκμετάλλευση των πηγών αυτών, μέσω ανεμογεννητριών και φωτοβολταϊκών γεννητριών, που αποτελούν τις κυριότερες υφιστάμενες σήμερα διατάξεις αξιοποίησης των ΑΠΕ, θα αποτελέσουν ένα σημαντικό μέρος της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για την κάλυψη της ζήτησης του νησιωτικού συστήματος καθώς και το λόγο της διερεύνησης που παρουσιάζεται σε αυτή τη διπλωματική εργασία.

Στο πλαίσιο αυτό, σκοπός της παρούσας εργασίας είναι να διερευνηθούν και να εκτιμηθούν οι δυνατότητες διείσδυσης της αιολικής και ηλιακής ενέργειας στα ελληνικά αυτόνομα νησιωτικά συστήματα και να προσδιοριστούν τα όρια της σχετικής διείσδυσης αυτών.

Ο σκοπός της διπλωματικής εργασίας είναι η συγκέντρωση, η ανάλυση και η διερεύνηση όλων των απαιτήσεων για την σύνδεση των αιολικών πάρκων στα συστήματα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Στόχος είναι η διασφάλιση της ομαλής συνεργασίας των εγκαταστάσεων με το δίκτυο, η ασφάλεια προσώπων και εγκαταστάσεων και η εξασφάλιση αποδεκτής ποιότητας

ισχύος. Βασικά κριτήρια και προϋποθέσεις που εξετάζονται προκειμένου να επιτραπεί η σύνδεση νέων εγκαταστάσεων παραγωγής είναι τα ακόλουθα:

Επάρκεια του δικτύου (γραμμών, μετασχηματιστών κλπ)
Συμβολή στη στάθμη βραχυκύκλωσης
Αργές μεταβολές της τάσης (μόνιμης κατάστασης)
Ταχείες μεταβολές της τάσης
Εκπομπές flicker
Εκπομπές αρμονικών
Διαμόρφωση των προστασιών της διασύνδεσης εγκαταστάσεων -δικτύου
Επίπτωση στη λειτουργία συστημάτων Τηλεχειρισμού Ακουστικής Συχνότητας (ΤΑΣ)

1.3 ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Τα κεφάλαια της εργασίας αναπτύσσονται ως εξής:

Στο **Κεφάλαιο 2**, περιγράφονται αναλυτικά, θέματα που αφορούν τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, την συνεχή αύξηση της διείσδυσης σε αυτά των αιολικών πάρκων και τις επιδράσεις στην ευστάθειά τους.

Στο **Κεφάλαιο 3**, γίνεται μία σύγκριση των κωδίκων που ισχύουν σε άλλες χώρες όπως η Γερμανία, η Βρετανία, η Δανία, ο Καναδάς και άλλες και παρουσιάζονται κάποιες προτάσεις για τον Ελληνικό κώδικα.

Στο **Κεφάλαιο 4**, αναλύονται οι ανεμογεννήτριες σταθερής και μεταβλητής ταχύτητας και παρουσιάζονται οι τρόποι σύνδεσης των ΑΠ στα δίκτυα καθώς και οι τρόποι μεταφοράς της ενέργειας σε αυτά.

Στο **Κεφάλαιο 5**, εξετάζονται διάφοροι κανονισμοί για την σύνδεση των ΑΠ στα Σ.Η.Ε. Μερικοί από αυτούς είναι: ο έλεγχος της ισχύος, της συχνότητας, της άεργου ισχύος.

Στο **Κεφάλαιο 6**, θα περιγράφονται αναλυτικά όλες οι τεχνικές απαιτήσεις που πρέπει να πληρούνται. Αφορούν κυρίως την ποιότητα της τάσης, αλλά και τη στάθμη βραχυκύκλωσης και τα συστήματα ακουστικής συχνότητας.

ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΚΑΙ Σ.Η.Ε.

2.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Τα ηλεκτρικά δίκτυα λειτουργούσαν μέχρι πρόσφατα, κατά κανόνα, «ακτινικά», οι πηγές δηλαδή ήταν συγκεντρωμένες σε ένα, και πάντως λίγα σημεία, και ένα ευρύ δίκτυο διανομής αναλάμβανε να φέρει την ηλεκτρική ισχύ στους καταναλωτές[2.1]. Η ηλεκτρική ισχύς «κυκλοφορούσε» δηλαδή, πάντα προς μια κατεύθυνση (αν εξαιρέσουμε περιπτώσεις σφαλμάτων). Η ακτινική λειτουργία επέτρεπε την εύκολη και απλή προστασία των εγκαταστάσεων.

Η σύνδεση όμως στο ηλεκτρικό δίκτυο τα τελευταία χρόνια ολοένα και μεγαλύτερου αριθμού ηλεκτροπαραγωγών σταθμών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, κυρίως αιολικών πάρκων, έχει μεταβάλλει άρδην την ακτινική λειτουργία του δικτύου. Η μεταβολή αυτή έχει κάνει πιο πολύπλοκο το θέμα των επιδράσεων στο σύστημα, οι οποίες προφανώς εξαρτώνται από το βαθμό διεύθυνσης των σταθμών αυτών στο δίκτυο.

Στο κεφάλαιο αυτό αρχικά γίνεται μία αναφορά στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας(ΑΠΕ) επικεντρώνοντας το ενδιαφέρον στην αιολική ενέργεια. Έπειτα παρουσιάζεται το Ελληνικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ) και αναλύεται η διεύθυνση της αιολικής ενεργείας σε αυτό καθώς και οι επιδράσεις στην ευστάθειά του.

2.2 ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Ως ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ) ορίζονται οι ενεργειακές πηγές (ο ήλιος, το νερό, ο άνεμος, η βιομάζα, κλπ.), οι οποίες υπάρχουν σε αφθονία στο φυσικό μας περιβάλλον. Είναι οι πρώτες μορφές ενέργειας που χρησιμοποίησε ο άνθρωπος, σχεδόν αποκλειστικά, μέχρι τις αρχές του 20ου αιώνα, οπότε και στράφηκε στην εντατική χρήση του άνθρακα και των υδρογονανθράκων.

Το ενδιαφέρον για την ευρύτερη αξιοποίηση των ΑΠΕ, καθώς και για την ανάπτυξη αξιόπιστων και οικονομικά αποδοτικών τεχνολογιών που δεσμεύουν το δυναμικό τους παρουσιάστηκε αρχικά μετά την πρώτη πετρελαϊκή κρίση του 1979 και παγιώθηκε την τελευταία δεκαετία, μετά τη συνειδητοποίηση των παγκόσμιων περιβαλλοντικών προβλημάτων. Τα εγγενή πλεονεκτήματα των ΑΠΕ και κυρίως η ουσιαστική συμβολή τους στην ενεργειακή ανεξάρτηση της ανθρωπότητας από τους εξαντλήσιμους ενεργειακούς πόρους, επιτάσσουν αυτήν τη στροφή.

Για πολλές χώρες, οι ΑΠΕ αποτελούν μία σημαντική εγχώρια πηγή ενέργειας, με μεγάλες δυνατότητες ανάπτυξης σε τοπικό και εθνικό επίπεδο. Συνεισφέρουν σημαντικά στο ενεργειακό τους ισοζύγιο, συμβάλλοντας στη μείωση της εξάρτησης από το ακριβό και εισαγόμενο πετρέλαιο και στην ενίσχυση της ασφάλειας του ενεργειακού τους εφοδιασμού. Παράλληλα, συντελούν και στην προστασία του περιβάλλοντος, καθώς έχει πλέον διαπιστωθεί ότι ο ενεργειακός τομέας είναι ο πρωταρχικός υπεύθυνος για τη ρύπανση του περιβάλλοντος.

2.2.1 Μορφές ΑΠΕ

Αιολική Ενέργεια: η κινητική ενέργεια που παράγεται από τη δύναμη του ανέμου και μετατρέπεται σε απολήψιμη μηχανική ενέργεια ή / και σε ηλεκτρική ενέργεια.

Υδραυλική Ενέργεια: αξιοποιεί τις υδατοπτώσεις, με στόχο την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ή και το μετασχηματισμό της σε απολήψιμη μηχανική ενέργεια.

Βιομάζα: είναι αποτέλεσμα της φωτοσυνθετικής δραστηριότητας, που μετασχηματίζει την ηλιακή ενέργεια με μία σειρά διεργασιών των φυτικών οργανισμών χερσαίας ή υδρόβιας προέλευσης

Ηλιακή Ενέργεια: αξιοποιείται μέσω τεχνολογιών που εκμεταλλεύονται και τη θερμότητα και τα ηλεκτρομαγνητικά κύματα του ήλιου. Οι τεχνολογίες που χρησιμοποιούνται για την εκμετάλλευση της ηλιακής ενέργειας, διακρίνονται σε:

Ενεργητικά Ηλιακά Συστήματα: μετατρέπουν την ηλιακή ακτινοβολία σε θερμότητα και

Παθητικά Ηλιακά και Υβριδικά Συστήματα: αφορούν κατάλληλες αρχιτεκτονικές λύσεις και χρήση κατάλληλων δομικών υλικών για τη μεγιστοποίηση της απ' ευθείας εκμετάλλευσης της ηλιακής ενέργειας για θέρμανση, κλιματισμό ή φωτισμό

Φωτοβολταϊκά Ηλιακά Συστήματα: μετατρέπουν την ηλιακή ενέργεια άμεσα σε ηλεκτρική ενέργεια

Γεωθερμική Ενέργεια: η θερμική ενέργεια που προέρχεται από το εσωτερικό της γης και εμπεριέχεται σε φυσικούς ατμούς, σε επιφανειακά ή υπόγεια θερμά νερά και σε θερμά ξηρά πετρώματα.

Αστικά Απορρίμματα: η αξιοποίηση του ενεργειακού περιεχομένου τους.

2.3 ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΚΑΙ ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ

Η κινητική ενέργεια του ανέμου αποτελεί μια ενδιαφέρουσα πηγή ενέργειας, η οποία ονομάζεται αιολική ενέργεια. Ανήκει στις ήπιες ή ανανεώσιμες πηγές ενέργειας δεδομένου ότι αφενός δεν ρυπαίνει το περιβάλλον και αφετέρου είναι θεωρητικά ανεξάντλητη. Είναι μια από τις παλαιότερες μορφές φυσικής ενέργειας, αξιοποιήθηκε από πολύ νωρίς για την παραγωγή μηχανικού έργου και έπαιξε αποφασιστικό ρόλο στην εξέλιξη της ανθρωπότητας. Ο άνθρωπος πρωτοχρησιμοποίησε την αιολική ενέργεια στα ιστιοφόρα πλοία, γεγονός που συνέβαλε αποφασιστικά στην ανάπτυξη της ναυτιλίας. Μια άλλη εφαρμογή της αιολικής ενέργειας είναι οι ανεμόμυλοι και μαζί με τους νερόμυλους συγκαταλέγονται στους αρχικούς κινητήρες που αντικατέστησαν τους μυς των ζώων ως πηγές ενέργειας.

Τα τελευταία είκοσι χρόνια όμως και ιδιαίτερα μετά τις διαδοχικές ενεργειακές κρίσεις και σε συνδυασμό με τα οξυμμένα περιβαλλοντικά προβλήματα, οι άνθρωποι έδειξαν αυξημένο ενδιαφέρον για την αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας. Αξίζει να τονίσουμε μάλιστα ότι τεχνοοικονομικά η αιολική ενέργεια αποτελεί σήμερα την πλέον συμφέρουσα μη επαρκώς αξιοποιήσιμη ανανεώσιμη πηγή ενέργειας, δεδομένου ότι ήδη το κόστος παραγωγής αιολικής

κιλοβατώρας συναγωνίζεται το κόστος συμβατικής κιλοβατώρας, χωρίς μάλιστα να συμπεριληφθεί το κοινωνικό και περιβαλλοντικό κόστος από την παραγωγή ενέργειας[2.1]. Για το λόγο αυτό τα τελευταία χρόνια γίνονται επενδύσεις στον τομέα της αιολικής ενέργειας τόσο από δημόσιους όσο και από ιδιωτικούς φορείς, κυρίως στις πιο ανεπτυγμένες χώρες του πλανήτη.

Η αιολική ενέργεια αποτελεί συνεπώς μία αστείρευτη πηγή ενέργειας με αξιοσημείωτο δυναμικό και με δωρεάν πρώτη ύλη στη διάθεση της ανθρωπότητας και προβάλλει σήμερα ως μία από τις πιο κατάλληλες εναλλακτικές πηγές για την παραγωγή ηλεκτρισμού αλλά και για άλλες χρήσεις.

Η πυκνότητα όμως της αιολικής ενέργειας είναι μικρή με αποτέλεσμα για να παραχθεί μια αξιόλογη ποσότητα ενέργειας, συγκρίσιμη με αυτή συμβατικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής, να απαιτούνται εκατοντάδες αιολικές μηχανές. Λόγω προβλημάτων διαθεσιμότητας γης σε συνδυασμό με ύπαρξη καλού αιολικού δυναμικού, καθώς και την επιδίωξη της ελαχιστοποίησης του κόστους εγκατάστασης, η ηλεκτροπαραγωγή από ανεμογεννήτριες σε μεγάλη κλίμακα γίνεται σε αιολικά πάρκα δηλαδή σε περιοχές λίγων τετραγωνικών χιλιομέτρων όπου εγκαθίστανται σε ορισμένες αποστάσεις μεταξύ τους οι αιολικές μηχανές.

Η θέση εγκατάστασης των αιολικών μηχανών, η διάταξη τόσο μεταξύ τους όσο και ως προς την επικρατούσα κατεύθυνση ανέμου αποτελεί αντικείμενο ερευνητικής προσπάθειας σήμερα με στόχο την ελαχιστοποίηση της αλληλεπίδρασης των ανεμογεννητριών που μπορούν να εγκατασταθούν στη διαθέσιμη γη και της μεγιστοποίησης της ενεργειακής απόδοσης του αιολικού πάρκου[2.4].

Μία συστοιχία λοιπόν πολλών ανεμογεννητριών, ονομάζεται αιολικό πάρκο και μπορεί να λειτουργήσει σαν μια μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Η χώρα μας διαθέτει εξαιρετικά πλούσιο αιολικό δυναμικό και η αιολική ενέργεια μπορεί να γίνει σημαντικός μοχλός ανάπτυξης της. Από το 1982, οπότε εγκαταστάθηκε από τη ΔΕΗ το πρώτο αιολικό πάρκο στην Κύθνο, μέχρι και σήμερα έχουν κατασκευασθεί στην Άνδρο, στην Εύβοια, στη Λήμνο, Λέσβο, Χίο, Σάμο και στην Κρήτη εγκαταστάσεις παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τον άνεμο συνολικής ισχύος πάνω από 30 Μεγαβάτ. Μεγάλο ενδιαφέρον επίσης δείχνει και ο ιδιωτικός τομέας για την εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας, ιδιαίτερα στην Κρήτη, όπου το Υπουργείο Ανάπτυξης έχει εκδώσει άδειες εγκατάστασης για νέα αιολικά πάρκα συνολικής ισχύος δεκάδων Μεγαβάτ.

Υπολογίζεται ότι είναι δυνατό μερικές χιλιάδες ανεμογεννήτριες να παράγουν την ενέργεια που δίνει η καύση μερικών εκατομμυρίων βαρελιών πετρελαίου ή η λειτουργία ενός μικρού πυρηνικού εργοστασίου.

2.4 ΕΠΙΠΤΩΣΕΙΣ ΑΥΞΗΣΗΣ ΤΩΝ Α.Π.Ε.

Τα τελευταία χρόνια λοιπόν λόγω του έντονου προβληματισμού για τη μείωση των αποθεμάτων των συμβατικών μορφών ενέργειας και την αύξηση της ρύπανσης του περιβάλλοντος, οι ΑΠΕ καταλαμβάνουν συνεχώς αυξανόμενο μερίδιο στην παγκόσμια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Τα κύρια πλεονεκτήματα των ΑΠΕ είναι τα ακόλουθα [2.2]:

- Είναι πρακτικά ανεξάντλητες πηγές ενέργειας και συμβάλλουν στη μείωση της εξάρτησης από εξαντλήσιμους συμβατικούς ενεργειακούς πόρους.
- Είναι εγχώριες πηγές ενέργειας και συνεισφέρουν στην ενίσχυση της ενεργειακής ανεξαρτητοποίησης και της ασφάλειας του ενεργειακού εφοδιασμού σε εθνικό επίπεδο.
- Είναι διάσπαρτες γεωγραφικά και οδηγούν στην αποκέντρωση του ενεργειακού συστήματος, δίνοντας τη δυνατότητα κάλυψης των ενεργειακών αναγκών σε τοπικό και

περιφερειακό επίπεδο, ανακουφίζοντας έτσι τα συστήματα υποδομής και μειώνοντας τις απώλειες από τη μεταφορά ενέργειας.

- Έχουν συνήθως χαμηλό λειτουργικό κόστος που δεν επηρεάζεται από τις διακυμάνσεις της διεθνούς οικονομίας και ειδικότερα από τις τιμές των συμβατικών καυσίμων.
- Οι επενδύσεις των ΑΠΕ δημιουργούν σημαντικό αριθμό νέων θέσεων εργασίας, ιδιαίτερα σε τοπικό επίπεδο.
- Μπορούν να αποτελέσουν σε πολλές περιπτώσεις πυρήνα για την αναζωογόνηση οικονομικά και κοινωνικά υποβαθμισμένων περιοχών και πόλο για την τοπική ανάπτυξη, με την προώθηση ανάλογων επενδύσεων (π.χ. θερμοκηπιακές καλλιέργειες με τη χρήση γεωθερμικής ενέργειας).
- Είναι φιλικές προς το περιβάλλον και τον άνθρωπο και η αξιοποίησή τους είναι γενικά αποδεκτή από το κοινό.

Η ένταξη των ανεμογεννητριών στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας, εκτός από τα προαναφερθέντα πλεονεκτήματα, συνεπάγεται και κάποια προβλήματα. Η μεταβλητότητα του ανέμου προκαλεί σημαντικές διακυμάνσεις στην ισχύ που απομαστεύεται από τον άνεμο, με αποτέλεσμα την εμφάνιση μηχανικών και ηλεκτρικών ταλαντώσεων καθώς και τη μείωση της ποιότητας της ηλεκτρικής ισχύος η οποία τροφοδοτείται στο ηλεκτρικό δίκτυο. Το πρόβλημα αυτό είναι ακόμα πιο έντονο στην περίπτωση της διεσπαρμένης παραγωγής, όπου τα δίκτυα με τα οποία συνδέονται τα αιολικά πάρκα είναι συνήθως ασθενή δίκτυα απομακρυσμένων περιοχών [2.3]-[2.6]. Οι κυριότερες επιπτώσεις της διεσπαρμένης παραγωγής στη λειτουργία των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας είναι οι ακόλουθες :

- αλλαγές στο επίπεδο της τάσης των δικτύων
- μειωμένη ποιότητα ηλεκτρικής ισχύος
- μεταβολή των ρευμάτων από σφάλματα του δικτύου- αλλαγή του επιπέδου βραχυκύκλωσης
- αύξηση της αρμονικής παραμόρφωσης των τάσεων και ρευμάτων του δικτύου
- διακύβευση της ευστάθειας του συστήματος

Αρκετά από αυτά τα προβλήματα μπορούν να αντιμετωπισθούν με τη χρήση των ευέλικτων συστημάτων μεταφοράς. Η τεχνολογία τους βασίζεται στη χρήση αξιόπιστων, μεγάλης ταχύτητας ηλεκτρονικών διακοπών ισχύος, προκεχωρημένης θεωρίας ελέγχου και σύγχρονους επεξεργαστές. Στην εξάπλωσή του βοήθησε η τεχνολογία οπτικών ινών, η οποία επέτρεψε την αποστολή και λήψη σημάτων σε επίπεδα υψηλών τάσεων αλλά και η ανάπτυξη της τεχνολογίας κατασκευής διακοπτικών ηλεκτρονικών στοιχείων με διακοπτική ικανότητα στο επίπεδο των MW [2.7]. Οι συσκευές αυτές, συνδεδεμένες στο αιολικό πάρκο, συντελούν στη βελτίωση της ποιότητας της παραγόμενης ηλεκτρικής ισχύος, στον έλεγχο της πραγματικής και άεργου ισχύος, στην ενίσχυση της ευστάθειας του συστήματος και στον περιορισμό του ρεύματος βραχυκύκλωσης με αποτέλεσμα την αποφυγή της αποσύνδεσης του πάρκου από το δίκτυο.

Μια άλλη λύση για την αντιμετώπιση των προβλημάτων που προκαλούν τα αιολικά πάρκα στο ηλεκτρικό δίκτυο είναι η επιλογή ανεμογεννητριών μεταβλητών στροφών, οι οποίες συνδέονται στο δίκτυο με διατάξεις ηλεκτρονικών ισχύος και επιτυγχάνουν τη μεγιστοποίηση της παραγόμενης ισχύος, τη βελτίωση της ποιότητάς της, τη μείωση των μηχανικών καταπονήσεων, τη δυνατότητα ελέγχου της άεργου ισχύος κ.α. Η ιδέα των μεταβλητών στροφών στηρίζεται στις αρχές λειτουργίας ενός σφονδύλου. Όταν παρατηρείται αύξηση της αεροδυναμικής ισχύος, μέρος της μετατρέπεται σε κινητική, αποκόπτοντας με αυτό τον τρόπο τις γρήγορες μεταβολές της. Το αντίθετο συμβαίνει κατά τη μείωση της ταχύτητας του ανέμου. Η μεγιστοποίηση της αεροδυναμικής απόδοσης της ανεμογεννήτριας επιτυγχάνεται προσαρμόζοντας την ταχύτητα

περιστροφής του ρότορα της ανεμογεννήτριας σε κάθε ταχύτητα του ανέμου, με τη χρήση συστημάτων ηλεκτρονικών μετατροπών ισχύος.

Τέλος, όταν το αιολικό πάρκο πρέπει να συνδεθεί σε ένα απομακρυσμένο δίκτυο ΕΡ, μια ενδιαφέρουσα και ταχέως αναπτυσσόμενη τεχνολογία είναι αυτή της διασύνδεσης εναλλασσομένου ρεύματος/ συνεχούς ρεύματος/ εναλλασσομένου ρεύματος (ΕΡ/ΣΡ/ΕΡ) με μετατροπείς πηγής τάσης (ΜΠΤ), γνωστή με το όνομα HVDC light ή HVDC PLUS. Τα κύρια δομικά της στοιχεία είναι δύο ΜΠΤ με διπολικά τρανζίστορ μονωμένης πύλης (IGBT) και αντιπαράλληλες διόδους και δύο καλώδια ΣΡ. Τα κύρια πλεονεκτήματά της είναι ότι, σε αντίθεση με την κλασσική διασύνδεση ΕΡ/ΣΡ/ΕΡ, επιτρέπει τη διασύνδεση ασθενών ή ακόμα και παθητικών δικτύων με τις ανεμογεννήτριες και ότι προσφέρει βελτιωμένη ποιότητα τροφοδοτούμενης ισχύος σε συνδυασμό με ανεξάρτητο έλεγχο της άεργου ισχύος. Η τεχνολογία αυτή εφαρμόζεται σήμερα με επιτυχία σε διάφορες απαιτητικές περιπτώσεις διασύνδεσης δικτύων.

2.5 ΣΥΣΤΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Η υπόσταση ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ) οφείλεται στην ανάγκη παροχής ηλεκτρικής ενέργειας σε μια περιοχή καταναλώσεως. Η λειτουργία ενός ΣΗΕ πρέπει να μελετηθεί έτσι ώστε να λειτουργεί σωστά και να ικανοποιεί κάποιες απαιτήσεις. Ένα ΣΗΕ πρέπει να παρέχει ηλεκτρική ενέργεια όπου υπάρχει ζήτηση. Λόγω της διαρκώς μεταβαλλόμενης με το χρόνο ζήτησης, η παροχή ηλεκτρικής ενέργειας πρέπει να ικανοποιεί τις μεταβολές αυτές καθώς και ορισμένους όρους ποιότητας. Οι τρεις παράγοντες που συνιστούν την ποιότητα της παρεχόμενης ηλεκτρικής ενέργειας είναι:

- 1) σταθερή συχνότητα,
- 2) σταθερή τάση,
- 3) υψηλή αξιοπιστία τροφοδοτήσεως.

Σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας είναι το σύνολο εγκαταστάσεων και μέσων, τα οποία χρησιμεύουν στην εξυπηρέτηση των αναγκών ενός συνόλου καταναλωτών σε ηλεκτρική ενέργεια. Η δομή και η σύνθεση του συστήματος καθορίζεται, κατά κύριο λόγο, από το μέγεθος του. Δεδομένου ότι η εξυπηρέτηση των αναγκών ενός συνόλου καταναλωτών προϋποθέτει τις διακεκριμένες φάσεις της παραγωγής, της μεταφοράς και της διανομής, το ΣΗΕ διαχωρίζεται σε επιμέρους αντίστοιχα συστήματα, τα οποία είναι: το Σύστημα Παραγωγής, το Σύστημα Μεταφοράς και το Σύστημα Διανομής.

Το Σύστημα Παραγωγής περιλαμβάνει τους σταθμούς παραγωγής, όπου παράγεται το ηλεκτρικό ρεύμα, μαζί με τους υποσταθμούς ανύψωσης της τάσης για τη μεταφορά του υπό υψηλή τάση.

Το Σύστημα Μεταφοράς περιλαμβάνει τα δίκτυα των γραμμών υψηλής τάσης που συνδέουν τους σταθμούς παραγωγής μεταξύ τους και τους υποσταθμούς υποβιβασμού της τάσης σε μέση τάση προς τροφοδότηση των δικτύων διανομής.

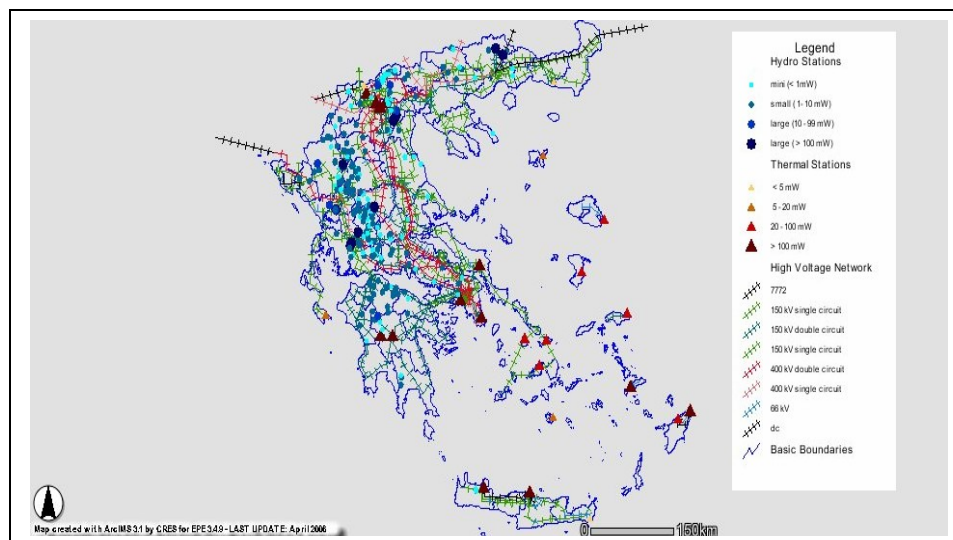
Το Σύστημα Διανομής περιλαμβάνει τα δίκτυα διανομής μέσης και χαμηλής τάσης και οι υποσταθμοί διανομής μέσω των οποίων η μέση τάση υποβιβάζεται σε χαμηλή τάση. Με τα δίκτυα διανομής η ηλεκτρική ενέργεια διανέμεται και παρέχεται στους καταναλωτές μέσης και χαμηλής τάσης. Ένα σύστημα παραγωγής και μεταφοράς μπορεί να λειτουργεί μεμονωμένο ή διασυνδεδεμένο με άλλα γειτονικά συστήματα.

2.6 ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ Σ.Η.Ε.

Κύριο χαρακτηριστικό του ελληνικού συστήματος είναι η μεγάλη συγκέντρωση σταθμών παραγωγής στο βόρειο τμήμα της χώρας (δυτική Μακεδονία, περιοχή Πτολεμαΐδας), όπως φαίνεται και στο σχήμα 2.1, ενώ το κύριο κέντρο κατανάλωσης βρίσκεται στο Νότο (περιοχή Αττικής). Δεδομένου ότι και οι διεθνείς διασυνδέσεις (με Βουλγαρία και ΠΓΔΜ) είναι στον βορρά, υπάρχει μεγάλη γεωγραφική ανισορροπία μεταξύ παραγωγής και φορτίων. Το γεγονός αυτό οδηγεί στην ανάγκη μεταφοράς μεγάλων ποσοτήτων ισχύος κατά το γεωγραφικό άξονα βορρά – νότου, η οποία εξυπηρετείται κυρίως από έναν κεντρικό κορμό 400kV αποτελούμενο από τρεις γραμμές μεταφοράς 400kV διπλού κυκλώματος. Οι γραμμές αυτές συνδέουν το κύριο κέντρο παραγωγής (δυτική Μακεδονία) με τα κέντρα υψηλής τάσης που βρίσκονται περίξ της ευρύτερης περιοχής της πρωτεύουσας. Η μεγάλη γεωγραφική ανισορροπία μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης, που αποτελεί μία εγγενή αδυναμία του συστήματος, έχει σαν συνέπεια την εμφάνιση προβλημάτων ασφάλειας και κυρίως αστάθειας τάσεων και συνακόλουθων δυσκολιών στη διατήρηση ικανοποιητικών επιπέδων τάσεως στο νότιο σύστημα σε περιπτώσεις μειωμένης διαθεσιμότητας παραγωγής στο νότιο σύστημα ή μεγάλων διαταραχών κατά τις ώρες υψηλού φορτίου.

Οι περιοχές της Αττικής και της Πελοποννήσου είναι οι πιο κρίσιμες περιοχές του συστήματος από πλευράς ευστάθειας τάσεων. Η περιοχή της Πελοποννήσου, συνδέεται με την περιοχή της Αττικής μέσω τριών Γ.Μ. 150kV (οι δύο εκ των οποίων είναι διπλού κυκλώματος) και με τη δυτική Ελλάδα μέσω δύο Υ /Β καλωδίων στο στενό Ρίου-Αντιρρίου.

Το ελληνικό σύστημα λειτουργεί παράλληλα και σύγχρονα με τα Ευρωπαϊκά δίκτυα της UCTE. Η παράλληλη λειτουργία επιτυγχάνεται μέσω τριών κυρίων διασυνδεδετικών Γ.Μ. 400kV που συνδέουν το ελληνικό σύστημα με τα συστήματα της Αλβανίας, της Βουλγαρίας και της ΠΓΔΜ. Επίσης, υφίστανται και δύο διασυνδεδετικές Γ.Μ. 150kV (με Αλβανία και ΠΓΔΜ) ελάσσονος όμως σημασίας. Επιπροσθέτως, από το 2002 λειτουργεί μία καινούργια διασύνδεση συνεχούς ρεύματος (Σ.Ρ.) 400kV (ασύγχρονη σύνδεση AC-DC-AC) με την Ιταλία. Η διασύνδεση αυτή καταλήγει στο ΚΥΤ Αράχθου (βορειοδυτική Ελλάδα) μέσω γραμμής μεταφοράς συνεχούς ρεύματος.



Σχήμα 2.1: Σταθμοί παραγωγής. Το κύριο μέρος των σταθμών παραγωγής της χώρας μας βρίσκεται βόρειο τμήμα της

2.7 ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ Α.Π.Ε. ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ

Το ενδιαφέρον για διείσδυση μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο ελληνικό σύστημα, είναι ιδιαίτερα μεγάλο κατά τα τελευταία χρόνια. Δεδομένου και του εθνικού στόχου για τις ΑΠΕ (διείσδυση στην ηλεκτροπαραγωγή σε ποσοστό 20,1% το 2010), ο ΔΕΣΜΗΕ καταβάλλει κάθε δυνατή προσπάθεια για την υποδοχή της ισχύος μονάδων ΑΠΕ. Το μεγαλύτερο ενδιαφέρον παρουσιάζουν τα αιολικά πάρκα (Α/Π) δεδομένου του υψηλού αιολικού δυναμικού πολλών περιοχών της χώρας. Κατά κοινή πρακτική, τα Α/Π εγκαθίστανται σε αραιοκατοικημένες και μη αστικές περιοχές, για λόγους επάρκειας χώρου, περιβαλλοντικών περιορισμών και, κυρίως, καλύτερης εκμετάλλευσης της αιολικής ενέργειας. Αυτό έχει σαν συνέπεια, τα διερχόμενα πλησίον των περιοχών αυτών δίκτυα να είναι ασθενή, με αποτέλεσμα να απαιτείται η ενίσχυσή τους ή η κατασκευή νέων, προκειμένου να καταστεί δυνατή η σύνδεση των αιολικών πάρκων σε αυτά. Οι μονάδες ΑΠΕ, λόγω της σχετικά μικρής εγκατεστημένης ισχύος τους, αντιμετωπίζονται συνήθως ως αποκεντρωμένη παραγωγή. Ωστόσο, η ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας στη χώρα μας εμφανίζεται κυρίως με την ανάπτυξη μεγάλων Α/Π τα οποία συνδέονται απευθείας στο Σύστημα και το Δίκτυο με αποκλειστικές γραμμές κυρίως και κατά συνέπεια δεν μπορούν να θεωρηθούν «αποκεντρωμένη παραγωγή» εφόσον η ισχύς τους δεν καταναλώνεται τοπικά.

Από τον πίνακα 2.1 φαίνεται το μεγάλο ενδιαφέρον επενδυτών για τον τομέα της αιολικής ενέργειας. Ωστόσο, παρά το έντονο πράγματι ενδιαφέρον, η εγκατεστημένη ισχύς Α/Π στο σύστημα μέχρι το τέλος του 2005 δεν προβλέπεται να ξεπεράσει τα 370 MW (εγκατεστημένα στην πλειοψηφία τους στην Εύβοια και στη Θράκη). Για το σύνολο της υπόλοιπης χώρας, μέχρι τον Ιούλιο του 2005 είχαν εκδοθεί από το ΔΕΣΜΗΕ «προσφορές σύνδεσης» για επιπλέον Α/Π συνολικής ισχύος περίπου 1400 MW. Από τα στοιχεία του ίδιου πίνακα φαίνεται ότι το ενδιαφέρον των επενδυτών επικεντρώνεται στις ανεμώδεις περιοχές της νότιας και κεντρικής Εύβοιας και στα προς διασύνδεση με αυτή νησιά (Ανδρος-Τήνος), της Ανατολικής Πελοποννήσου (Λακωνία και Κυνουρία) και της Θράκης. Εσχάτως, έντονο ενδιαφέρον για την εγκατάσταση Α/Π υπάρχει για τις περιοχές της Στερεάς Ελλάδας (κυρίως Βοιωτία), της Β.Α. Πελοποννήσου και των Ιονίων Νήσων (Λευκάδα – Κεφαλληνία). Στις πιο πάνω περιοχές τα υφιστάμενα δίκτυα είναι ασθενή και δεν επαρκούν για την απορρόφηση μεγάλης ισχύος από Α/Π.

Πίνακας 2.1: Ισχύς Α/Π στο διασυνδεδεμένο σύστημα

ΠΕΡΙΟΧΗ	ΜΕ ΑΔΕΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (MW)	ΜΕ ΠΡΟΣΦΟΡΑ ΣΥΝΔΕΣΗΣ – ΜΗ ΥΛΟΠΟΙΗΜΕΝΑ (MW)	ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ (MW)
Πελοπόννησος			
Κυνουρία	182	148	--
Αργολίδα-Κορινθία- Αρκαδία	348	273	--
Ηλεία-Αχαΐα	100	74	1
Υπόλοιπο Πελάου	70	23	--
Θράκη	328	34	162
Μακεδονία	297	57	--
Κεντρική Ελλάδα			
Εύβοια-Κυκλάδες	817	56	198
Βοιωτία	475	287	2
Ευρυτανία-Φθιώτιδα	264	201	--
Μαγνησία	50	50	--
Υπόλοιπο Κεντρ Ελλάδας	469	50	--
Ν. Ιονίου	159	123	--
Αττική	90	32	3
Ήπειρος	30	--	--
Σύνολο	3680	1412	366

2.8 ΕΥΣΤΑΘΕΙΑ Σ.Η.Ε.

Η ευστάθεια των ΣΗΕ ορίζεται από την ικανότητα του συστήματος, για ένα δεδομένο αρχικό λειτουργικό σημείο, να επανακτά ένα αποδεκτό σημείο λειτουργίας μετά από μία διαταραχή, η οποία οδηγεί τις περισσότερες μεταβλητές του συστήματος κοντά στα όριά τους, ώστε το συνολικό σύστημα να παραμένει πρακτικά αμετάβλητο. Η διατήρηση της ευσταθούς λειτουργίας ενός ΣΗΕ στο ενδεχόμενο μίας διαταραχής εξαρτάται από τις αρχικές λειτουργικές συνθήκες, καθώς επίσης και από τη φύση της διαταραχής. Τα ΣΗΕ υπόκεινται σε ένα μεγάλο πλήθος μικρών και μεγάλων διαταραχών. Οι μικρές διαταραχές συμβαίνουν διαρκώς, αν αναλογιστεί κανείς ότι το ηλεκτρικό φορτίο των διαφόρων καταναλωτών μεταβάλλεται συνεχώς. Στις περιπτώσεις αυτές, το εξεταζόμενο σύστημα θα πρέπει να διαθέτει την ικανότητα της άμεσης προσαρμογής στις εκάστοτε λειτουργικές συνθήκες. Επίσης, είναι επιθυμητή η αντοχή του συστήματος σε ιδιαίτερα κρίσιμες διαταραχές, όπως είναι για παράδειγμα ένα τριφασικό βραχυκύκλωμα σε μία γραμμή μεταφοράς ή η απώλεια μίας μεγάλης μονάδας παραγωγής. Μία κρίσιμη διαταραχή μπορεί να προκαλέσει την ενεργοποίηση ορισμένων διακοπών προστασίας, με αποτέλεσμα τη μεταβολή της τοπολογίας του δικτύου και τη δημιουργία δύο ή περισσότερων νησίδων. Η ευστάθεια μεγάλων διαταραχών αναφέρεται πάντα σε ένα συγκεκριμένο σενάριο διαταραχής[2.8].

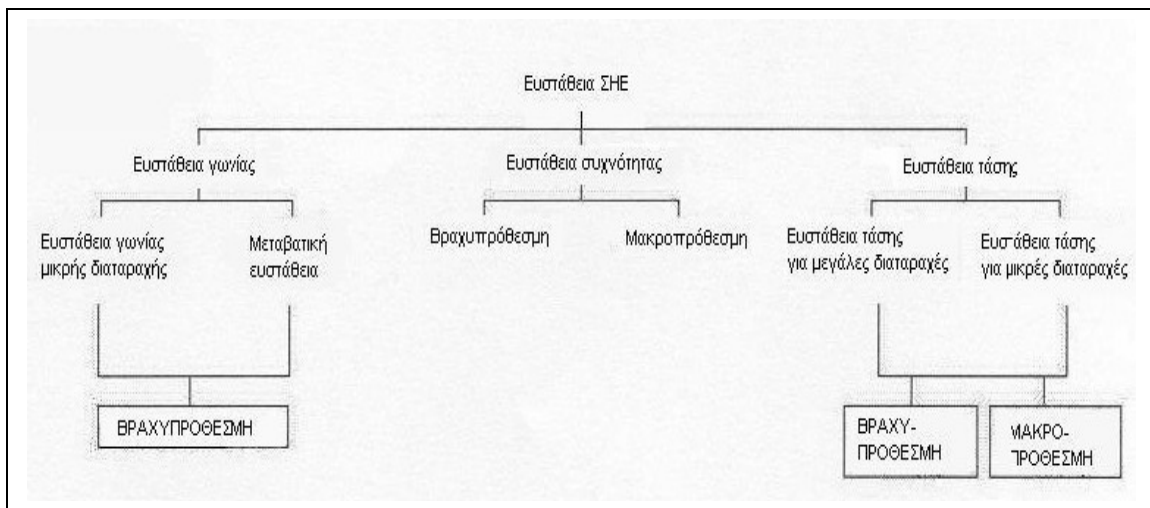
Η απόκριση ενός ηλεκτρικού δικτύου σε μία διαταραχή μπορεί να εμπλέξει ένα μεγάλο μέρος του εξοπλισμού. Για παράδειγμα, ένα σφάλμα σε ένα κρίσιμο στοιχείο και η συνακόλουθη απομόνωσή του λόγω της δράσης του αντίστοιχου εξοπλισμού προστασίας, μπορεί να

προκαλέσει μεταβολές στις ροές ισχύος των γραμμών, στις τάσεις των ζυγών και στις ταχύτητες των δρομέων των στρεφόμενων μηχανών. Οι μεταβολές των τάσεων των ζυγών επηρεάζουν τους ρυθμιστές τάσης των γεννητριών και των δικτύων μεταφοράς. Επίσης, οι μεταβολές στην ταχύτητα των σύγχρονων γεννητριών έχουν αντίκτυπο στη συμπεριφορά των στροβίλων και των ρυθμιστών στροφών. Ταυτόχρονα, οι μεταβολές της τάσης και της συχνότητας επηρεάζουν σε μικρότερο ή μεγαλύτερο βαθμό την κατανάλωση των φορτίων, ανάλογα με την κατά περίπτωση χαρακτηριστική αυτών. Ακολούθως, οι παραπάνω μεταβολές είναι πιθανό να οδηγήσουν στην ενεργοποίηση ορισμένων διατάξεων προστασίας, οι οποίες με τη σειρά τους θα αποσυνδέσουν τις αντίστοιχες διατάξεις από το δίκτυο, με αποτέλεσμα περαιτέρω επιβάρυνση του δικτύου, που ίσως καταλήξει σε εκδήλωση φαινομένων αστάθειας.

Εάν το δίκτυο αποκριθεί ευσταθώς μετά από μία διαταραχή, θα οδηγηθεί σε ένα νέο σημείο ισορροπίας, στο οποίο θα διατηρηθεί η ακεραιότητα του δικτύου. Ένα πλήθος γεννητριών και φορτίων πιθανόν να αποσυνδεθούν από το δίκτυο είτε εξαιτίας της απομόνωσης του εξοπλισμού που συνδέεται με το σφάλμα είτε λόγω σκόπιμης απόρριψης ορισμένων διατάξεων προκειμένου να διατηρηθεί η συνέχεια της λειτουργίας του υπόλοιπου συστήματος. Στις περιπτώσεις σοβαρών διαταραχών σε διασυνδεδεμένα συστήματα, η επερχόμενη απομόνωση ορισμένων στοιχείων μπορεί να οδηγήσει στο διαχωρισμό του συστήματος σε δύο ή περισσότερες νησίδες, προκειμένου να ικανοποιηθεί όσο το δυνατόν μεγαλύτερο μέρος του φορτίου. Στη συνέχεια, η δράση των αυτόματων ελεγκτών του συστήματος σε συνδυασμό με τους χειρισμούς θα αποκαταστήσουν σταδιακά την ομαλή λειτουργία του συστήματος.

Εάν το σύστημα αποδειχθεί ασταθές, θα οδηγηθεί σε διαδοχικές απώλειες των διατάξεων, με αποτέλεσμα τη σβέση ενός μεγάλου μέρους του συστήματος.

Η μελέτη ευστάθειας των ΣΗΕ διευκολύνεται σημαντικά εάν διαχωριστούν τα φαινόμενα της ευστάθειας σε κατάλληλες κατηγορίες[2.9]. Στο σχήμα 2.2 βλέπουμε τις κατηγορίες αυτές.



Σχήμα 2.2 Κατηγοριοποίηση Φαινομένων Ευστάθειας ΣΗΕ
(Πηγή: Definition and classification of power system stability)

2.8.1 Ευστάθεια τάσης

Η ευστάθεια τάσης (Voltage stability) αναφέρεται στην ικανότητα του συστήματος ισχύος να διατηρεί αποδεκτές τάσεις σε όλους τους ζυγούς του συστήματος κάτω από συνθήκες κανονικής λειτουργίας και όταν υπάρχει μια διαταραχή.

Η αστάθεια τάσης προκαλείται από την απόπειρα του φορτίου (μέσω της δυναμικής του συμπεριφοράς) να αυξήσει την ισχύ που καταναλώνει πέρα από τη φυσική ικανότητα μεταφοράς του συνδυασμένου συστήματος παραγωγής και μεταφοράς. Αστάθεια μπορεί να συμβαίνει στη μορφή μιας σταδιακής πτώσης ή αύξησης της τάσης σε κάποιους ζυγούς. Ο κύριος παράγοντας που προκαλεί αστάθεια τάσης είναι η ανικανότητα του συστήματος ισχύος να διατηρεί ένα σωστό ισοζύγιο της άεργου ισχύος. Η ευστάθεια τάσης μεγάλης διαταραχής αναφέρεται στην ικανότητα του συστήματος να διατηρεί σταθερές τάσεις μετά από μεγάλες διαταραχές. Η ευστάθεια τάσης μικρής διαταραχής αναφέρεται στην ικανότητα ενός συστήματος να ελέγξει μικρές διακυμάνσεις της τάσης, τέτοιες όπως αύξηση στο φορτίο του συστήματος.

Σύμφωνα με τον παραπάνω ορισμό, η ευστάθεια τάσης εξαρτάται από την ικανότητα του συστήματος να διατηρεί ή να αποκαθιστά την ισορροπία μεταξύ της παραγωγής και της κατανάλωσης ισχύος των φορτίων. Η αστάθεια τάσης ενός συστήματος μπορεί να διαρκέσει από μερικά δευτερόλεπτα έως και μερικές δεκάδων λεπτών. Η εξέλιξη ενός σεναρίου αστάθειας τάσης μπορεί να έχει μία από τις παρακάτω καταλήξεις:

- Μία μη ομαλή μόνιμη κατάσταση λειτουργίας σε εξαιρετικά χαμηλό επίπεδο τάσεων. Η κατάσταση αυτή εμφανίζεται συνήθως όταν οι μηχανισμοί που συνεισφέρουν στην αστάθεια απενεργοποιούνται επειδή συναντούν τα άνω ή κάτω όρια λειτουργίας τους. Τυπική περίπτωση είναι τα ΣΑΤΥΦ των μετασχηματιστών, των οποίων οι λήψεις έχουν περιορισμένη περιοχή ρύθμισης.

- Μία επιτάχυνση του φαινομένου, η οποία οδηγεί στην απότομη βύθιση των τάσεων στην περιοχή εμφάνισης του προβλήματος. Στην περίπτωση αυτή, το φαινόμενο ονομάζεται κατάρρευση τάσης. Η κατάρρευση τάσης έχει ως αποτέλεσμα τη μερική ή ολική σβέση του συστήματος.

Με τον όρο κατάρρευση εννοούμε μία απότομη καταστροφική μετάβαση (πρακτικά ακαριαία) της κατάστασης ενός συστήματος

Η τελική έκβαση ενός σεναρίου αστάθειας τάσης μπορεί να είναι είτε η απόρριψη φορτίου σε μία περιοχή του δικτύου, είτε η απώλεια μερικών γραμμών μεταφοράς.

Ειδικότερα, μετά από μία διαταραχή, η καταναλισκόμενη ισχύς των φορτίων τείνει να αποκατασταθεί από: α) τη μεταβολή της ολίσθησης των κινητήρων επαγωγής, β) τη δράση των ρυθμιστών τάσης στο δίκτυο διανομής, γ) την ενεργοποίηση των μηχανισμών ΣΑΤΥΦ των μετασχηματιστών, ή δ) τη δυναμική των αυτορυθμιζόμενων φορτίων. Η αποκατάσταση των φορτίων αυξάνει την άεργο φόρτιση του συστήματος στο δίκτυο μεταφοράς, οδηγώντας σε περαιτέρω πτώση των τάσεων.

2.8.2 Ευστάθεια συχνότητας

Η ευστάθεια συχνότητας αναφέρεται στην ικανότητα ενός ΣΗΕ να διατηρεί τη συχνότητά του εντός ενός προκαθορισμένου εύρους τιμών μετά από μία διαταραχή, η οποία διαταράσσει το συνολικό ισοζύγιο μεταξύ παραγόμενης και καταναλισκόμενης ισχύος. Ειδικότερα, η ευστάθεια συχνότητας εξαρτάται από την ικανότητα του συστήματος να διατηρεί ή να επαναφέρει το ισοζύγιο μεταξύ παραγωγής και ζήτησης με τη μικρότερη δυνατή απόρριψη παραγωγής ή φορτίου. Στην περίπτωση αυτή, μία πιθανή αστάθεια εκδηλώνεται με τη μορφή συνεχών ταλαντώσεων στην τιμή της συχνότητας, οι οποίες μπορεί να οδηγήσουν στη διαδοχική αποκοπή μονάδων παραγωγής και φορτίων μέχρι την ολική σβέση του συστήματος.

Τα φαινόμενα ευστάθειας συχνότητας κατατάσσονται στη μακροπρόθεσμη χρονική κλίμακα, διότι στη διέγερσή τους κυρίαρχο ρόλο διαδραματίζουν ορισμένες αργές συνιστώσες του συστήματος, όπως είναι για παράδειγμα οι στρόβιλοι και οι αντίστοιχοι ρυθμιστές στροφών των μονάδων παραγωγής, καθώς επίσης και τα συστήματα ελέγχου και προστασίας των σύγχρονων γεννητριών.

2.8.3 Ευστάθεια γωνίας δρομέα

Η ευστάθεια γωνίας δρομέα (Rotor angle stability) αναφέρεται στην ικανότητα των σύγχρονων μηχανών ενός διασυνδεδεμένου συστήματος να παραμείνουν σε συγχρονισμό κάτω από συνθήκες κανονικής λειτουργίας και μετά από μια διαταραχή. Αυτό εξαρτάται από την ικανότητα να συντηρήσει ή να αποκαταστήσει την ισορροπία μεταξύ ηλεκτρομαγνητικής και μηχανικής ροπής της κάθε σύγχρονης μηχανής στο σύστημα. Η αστάθεια που μπορεί να προκύψει εκδηλώνεται στη μορφή των αυξανόμενων ταλαντώσεων γωνίας κάποιων γεννητριών που οδηγούν στην απώλεια του συγχρονισμού με άλλες γεννήτριες. Για κάθε μία δεδομένη κατάσταση, η διατήρηση της ευστάθειας του συστήματος εξαρτάται από το εάν οι αποκλίσεις των σχετικών γωνιών δρομέα οδηγούν σε ανάπτυξη επαρκών ροπών αποκατάστασης. Η ευστάθεια γωνίας δρομέα υποδιαιρείται σε ευστάθεια μικρού σήματος και μεταβατική ευστάθεια.

Η ευστάθεια μικρού σήματος αναφέρεται στην ικανότητα του συστήματος να διατηρήσει συγχρονισμό κάτω από μικρές διαταραχές. Η ευστάθεια μικρών διαταραχών εξαρτάται από την αρχική λειτουργική κατάσταση του δικτύου. Στην περίπτωση αυτή, η αστάθεια μπορεί να εκδηλωθεί με τους εξής δύο τρόπους: α) την αύξηση της γωνίας δρομέα μέσω ενός απεριοδικού ρυθμού λόγω της έλλειψης ροπής συγχρονισμού, ή β) ταλαντώσεις δρομέα αυξανόμενου πλάτους λόγω της έλλειψης ροπής απόσβεσης.

Η μεταβατική ευστάθεια έχει να κάνει με την ικανότητα του συστήματος να διατηρήσει συγχρονισμό όταν υπόκειται σε σοβαρές μεταβατικές διαταραχές, όπως είναι για παράδειγμα ένα τριφασικό βραχυκύκλωμα σε μία γραμμή μεταφοράς. Η απόκριση ενός δικτύου σε μία τόσο σοβαρή διαταραχή διακρίνεται από μεγάλες μεταβολές των γωνιών δρομέα των γεννητριών, ενώ επηρεάζεται έντονα από τη μη γραμμική χαρακτηριστική ενεργού ισχύος-γωνίας δρομέα. Η απόκριση ενός δικτύου σε μία τόσο σοβαρή διαταραχή διακρίνεται από μεγάλες μεταβολές των γωνιών δρομέα των γεννητριών, ενώ επηρεάζεται έντονα από τη μη γραμμική χαρακτηριστική ενεργού ισχύος-γωνίας δρομέα.

Το χρονικό διάστημα σε μελέτες ευστάθειας γωνίας είναι συνήθως της τάξης λίγων δευτερολέπτων μετά τη διαταραχή. Ωστόσο, σε περιπτώσεις αρκετά μεγάλων ΣΗΕ το διάστημα αυτό μπορεί να επεκταθεί σε λίγες δεκάδες δευτερολέπτων λόγω της κυριαρχίας των ταλαντώσεων διασυνδέσεων.

2.9 ΕΠΙΔΡΑΣΗ Α/Γ ΣΤΗΝ ΕΥΣΤΑΘΕΙΑ ΤΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ

Η διείσδυση αιολικής ισχύος από αιολικά πάρκα σ' ένα ΣΗΕ, είναι βέβαιο ότι θα προκαλέσει μεταβολές τάσεων [2.10] στους ζυγούς, μεταβολές στην συχνότητα αλλά και στην γωνία των μηχανών (δηλ. μεταβολές που αφορούν την ευστάθεια), όπως και φαινόμενα εκπομπών αρμονικών, flicker, βυθίσεις τάσης κ.τ.λ. [2.11], τα οποία θα μελετηθούν στο 6^ο κεφάλαιο.

Υπάρχουν διάφορα είδη ανεμογεννητριών και οι διαφορές στην αρχή λειτουργίας τους και στα ειδικά χαρακτηριστικά τους αντανακλώνται στις διαφορές ως προς την απόκριση σε μια διαταραχή των τερματικών ποσοτήτων της γεννήτριας. Είναι σημαντική λοιπόν η κατανόηση της μεταβατικής συμπεριφοράς των Α/Γ για την εκτίμηση της συμβολής μεμονωμένων Α/Γ αλλά και

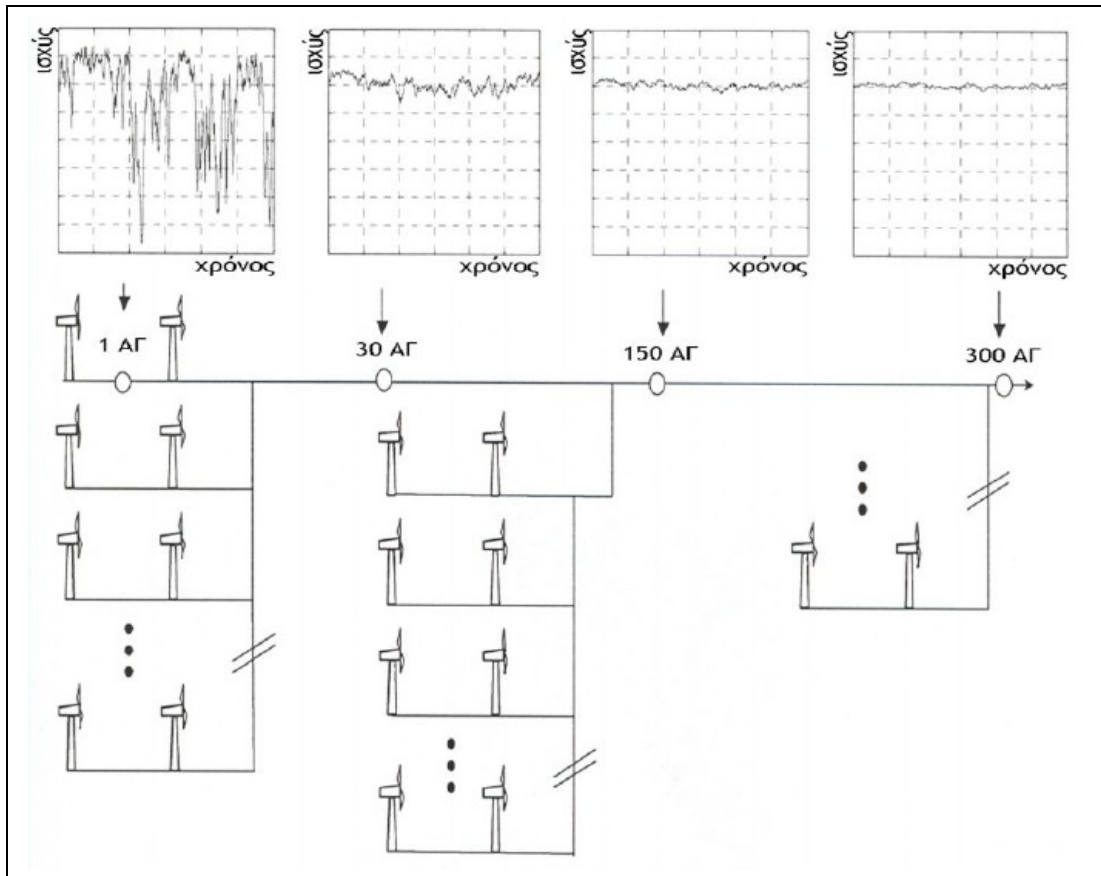
αιολικών πάρκων στην ευστάθεια καθώς και για την έρευνα πάνω στα αίτια οποιασδήποτε αστάθειας μπορεί να παρατηρηθεί.

2.9.1 Επίδραση του πλήθους των ανεμογεννητριών στην ποιότητα της ηλεκτρικής ισχύος

Η συσσώρευση των ανεμογεννητριών σε ένα αιολικό πάρκο έχει θετική επίδραση στη λειτουργία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας και στην ποιότητα ισχύος [2.12]. Το Σχήμα 2.3 παρουσιάζει την αρχή της συσσωρευμένης αιολικής παραγωγής. Όσο αυξάνεται το πλήθος των ανεμογεννητριών σε ένα αιολικό πάρκο μειώνεται η αιχμή του στροβιλισμού, καθώς οι ριπές δεν χτυπούν όλες τις ανεμογεννήτριες ταυτόχρονα. Υπό ιδανικές συνθήκες, η εκατοστιαία μεταβολή της ισχύος εξόδου θα ελαττωθεί κατά $n-1/2$, όπου n το πλήθος των ανεμογεννητριών. Συνεπώς, για να επιτευχθεί αξιοσημείωτη εξομάλυνση, ο αριθμός των ανεμογεννητριών δεν χρειάζεται να είναι πολύ μεγάλος.

2.9.2 Επίδραση της γεωγραφικής κατανομής των ανεμογεννητριών στην ποιότητα της ηλεκτρικής ισχύος

Η πιο ευρεία κατανομή των ανεμογεννητριών στο χώρο ελαττώνει την επίδραση των συνοπτικών και ημερησίων αιχμών, καθώς η αλλαγή των καιρικών φαινομένων δεν επηρεάζει όλες τις ανεμογεννήτριες ταυτόχρονα [2.12]. Το παραπάνω φαινόμενο παρουσιάζεται στο σχήμα 2.3. Η ακριβής εξομαλυντική επίδραση της γεωγραφικής κατανομής εξαρτάται από τα τοπικά καιρικά φαινόμενα και από τη συνολική επιφάνεια που καλύπτουν οι ανεμογεννήτριες.



Σχήμα 2.3: Επίδραση του πλήθους και της γεωμετρικής κατανομής των ανεμογεννητριών στην ποιότητα ηλεκτρικής ισχύος.

2.10 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Στο τέλος λοιπόν του κεφαλαίου επισημαίνεται ξανά πως χρειάζεται ιδιαίτερη προσοχή και εμπεριστατωμένη εξέταση των παραγόντων που μπορούν να διαταράξουν την ευστάθεια του ηλεκτρικού δικτύου. Την ανάγκη αυτή την αυξάνει η ολοένα μεγαλύτερη διείσδυση ΑΠΙ στο δίκτυο, γεγονός που κάνει τα δίκτυα πυκνότερα και πολυπλοκότερα. Το θετικό είναι ότι η τεχνολογία των ανεμογεννητριών έχει αναπτυχθεί πάρα πολύ και υπάρχει πλέον η δυνατότητα επιλογής μεταξύ πολλών διαφορετικών τύπων ανεμοκινητήρων.

2.11 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [2.1] Paul Gipe, Wind Power: Renewable Energy for Home, Farm, and Business (2004)
- [2.2] Manfred Stiebler, Wind Energy Systems for Electric Power Generation (Green Energy and Technology)
- [2.3] J M. A. B. Amora, U. H. Bezerra "Assessment of the Effects of Wind Farms Connected in a Power System"
- [2.4] Y. A. Kazachkov, J.W. Feltes, SeniorMembers, IEEE, and R. Zavadil, Member, IEEE "Modeling Wind Farms for Power System Stability Studies"
- [2.5] Julio Usaola, Pablo Lzdesma. Universidad Carlos de Madrid. "Transient stability studies in grids with great wind power penetration. Modelling issues and operation requirements"
- [2.6] Ν.Α.Βοβός, "Ανάλυση, Έλεγχος και Ευστάθεια Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας", εκδ. ΖΗΤΗ, 2001.
- [2.7] Μ. Π. Παπαδόπουλος, "Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές", Αθήνα, 1997
- [2.8] Διαλυνάς Ε.Ν., "Ανάλυση Αξιοπιστίας Τεχνολογικών Συστημάτων", Εκδόσεις Συμείων, Αθήνα, 1998
- [2.9] Παπαδιάς Β.Κ., Βουρνάς Κ., "Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας Και Έλεγχος Συχνότητας Και Τάσεως", Εκδόσεις Συμμετρία, Αθήνα, 1991
- [2.10] Διαλυνάς Ε.Ν., "Αξιοπιστία Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας", Αθήνα, 1996
- [2.11] G. Strbac-Convenor, "Economic and Technical Interaction between Dispersed Generation and Power System", CIGRE TF 38.06.03, August 2002
- [2.12] T. Van Cutsem, C.Vournas, "Voltage Stability of Electric Power Systems", Kluwer Academic Publishers, 1998.

ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΚΩΔΙΚΩΝ ΞΕΝΩΝ ΧΩΡΩΝ

3.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζονται οι κώδικες συστήματος για τη σύνδεση μεγάλων αιολικών πάρκων στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Αρχικά στην παράγραφο 3.2 αναλύονται οι κυριότερες τεχνικές απαιτήσεις των κωδίκων από τα αιολικά πάρκα ξένων χωρών. Οι κώδικες αφορούν αιολικά πάρκα σημαντικής ισχύος που συνδέονται στα δίκτυα υψηλής και υπερυψηλής τάσης. Οι χώρες των οποίων οι κώδικες εξετάστηκαν χαρακτηρίζονται από υψηλή διείσδυση αιολικής παραγωγής. Οι σημαντικότερες τεχνικές απαιτήσεις που εξετάζονται είναι τέσσερις. Πρώτα εξετάζεται η ανοχή σε βυθίσεις τάσης και η απόκριση σε καταστάσεις σφαλμάτων δικτύου (LVRT). Έπειτα μελετώνται οι απαιτήσεις για έλεγχο της ενεργού ισχύος και της συχνότητας. Επίσης εξετάζονται τα όρια τάσης και συχνότητας που πρέπει να υπακούουν. Τέλος περιγράφονται οι απαιτήσεις που αφορούν τη συμμετοχή τους στον έλεγχο έργου ισχύος και τάσης. Επίσης παρουσιάζονται κάποιες απαιτήσεις που αφορούν τη προστασία και την ανταλλαγή δεδομένων ανάμεσα στα αιολικά πάρκα και το διαχειριστή του συστήματος και κάποιες πρόσθετες απαιτήσεις που δεν εμφανίζονται σε όλους τους κώδικες. Στο τέλος του κεφαλαίου περιγράφονται σύντομα οι κώδικες κάποιων ξένων χωρών.

3.2 ΟΙ ΚΥΡΙΟΤΕΡΕΣ ΤΕΧΝΙΚΕΣ ΑΠΑΙΤΗΣΕΙΣ ΤΩΝ ΚΩΔΙΚΩΝ ΓΙΑ Α/Π

Παρακάτω γίνεται μια γενική αναφορά στις κυριότερες τεχνικές απαιτήσεις που θέτουν οι κώδικες για τα αιολικά πάρκα, οι οποίες θα εξεταστούν σε μεγαλύτερη λεπτομέρεια στα επόμενα δύο κεφάλαια.

3.2.1 Ανοχή σε βυθίσεις τάσης και απόκριση σε καταστάσεις σφαλμάτων του δικτύου

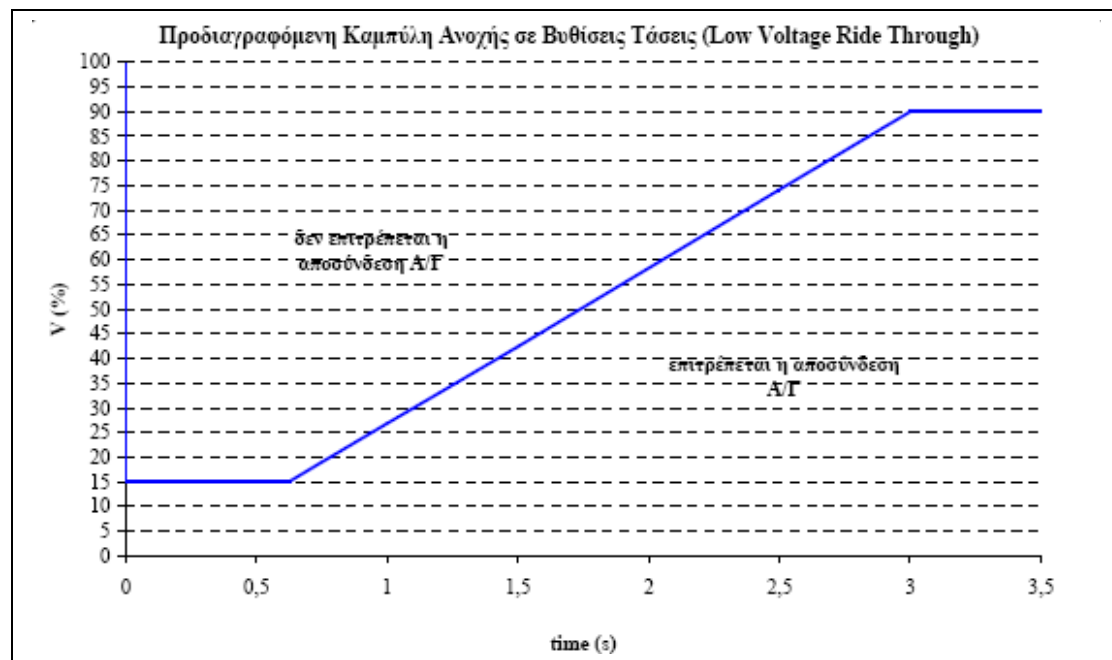
Ένα βραχυκύκλωμα ή μια διαταραχή στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας έχει σαν αποτέλεσμα τη βύθιση τάσης σε μια ή περισσότερες φάσεις ανάλογα με το τύπο του βραχυκυκλώματος (ίσως και ανύψωση τάσης στις υγιείς φάσεις π.χ. μετά από μονοφασικό βραχυκύκλωμα) στο σημείο που συνέβη. Η βύθιση τάσης σε μικρότερο βαθμό μπορεί να εξαπλωθεί και στη γειτονική περιοχή. Η διάρκεια της βύθισης τάσης[3.1] είναι άμεση συνάρτηση του χρόνου λειτουργίας των συστημάτων προστασίας του συστήματος. Αυτοί οι χρόνοι κυμαίνονται από 0.1s ως λίγα δευτερόλεπτα, με συνηθέστερους χρόνους της τάξης των λίγων δεκάτων του δευτερολέπτου.

Η βύθιση τάσης προκαλεί μειωμένη ικανότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στα άκρα της γεννήτριας και έτσι δημιουργείται ανισοροπία ανάμεσα στη μηχανική ισχύ εισόδου και στην ηλεκτρική ισχύ εξόδου. Οι σύγχρονες γεννήτριες με τους ρυθμιστές στροφών που διαθέτουν μπορούν να διαχειριστούν αυτή τη κατάσταση και είναι υποχρεωμένες να παραμείνουν συγχρονισμένες κατά τη διάρκεια της βύθισης. Η συμπεριφορά των Α/Γ όμως είναι διαφορετική κατά τη διάρκεια του σφάλματος. Οι Α/Γ μέχρι τώρα σε περίπτωση σφάλματος αποσυνδέονταν από το σύστημα για να προστατευτούν

οι ίδιες. Αυτό μέχρι τώρα δεν αποτελούσε μεγάλο πρόβλημα αφού τα μεγέθη σε ισχύ ήταν μικρά και οι Α/Γ συνδέονταν κυρίως στο δίκτυο διανομής.

Σήμερα λόγω της υψηλής διείσδυσης της αιολικής ενέργειας και επειδή τα Α/Π συνδέονται περισσότερο στην ΥΤ ή και στην ΥΥΤ η παραπάνω φιλοσοφία δεν είναι αποδεκτή. Αυτό διότι μια σύντομη βύθιση τάσης σε μια ευρεία παραγωγή θα είχε σαν αποτέλεσμα την απώλεια αρκετών εκατοντάδων MW. Όπως είναι κατανοητό μια τέτοια αποσύνδεση είναι αρνητική για την ασφάλεια και την αξιοπιστία του συστήματος.

Για τον λόγο αυτό, οι σύγχρονοι κώδικες προβλέπουν συγκεκριμένες και αυστηρές απαιτήσεις για τη δυνατότητα παραμονής σε λειτουργία των Α/Γ υπό συνθήκες βύθισης της τάσης, οι οποίες είναι γνωστές ως Fault Ride-Through (FRT) ή Low Voltage Ride-Through (LVRT) Capability και εκφράζονται υπό τη μορφή καμπύλων τάσης-χρόνου. Στο Σχήμα 3.1 φαίνεται η τυπική μορφή μιας τέτοιας καμπύλης. Για βυθίσεις τάσεις πάνω από το όριο που ορίζει η καμπύλη στο σχήμα 3.1, τα Α/Π πρέπει να παραμένουν συνδεδεμένα στο δίκτυο, ενώ η αποσύνδεσή τους επιτρέπεται για βυθίσεις κάτω από το όριο αυτό. Η τάση που εμφανίζεται στο διάγραμμα είναι κατά κανόνα η τάση στο σημείο σύνδεσης με το δίκτυο ενώ η βύθιση μπορεί να είναι συμμετρική ή ασύμμετρη (οπότε το διάγραμμα μπορεί να αφορά τη μεγαλύτερη από τις φασικές τάσεις), ανάλογα με τις προδιαγραφές του κάθε κώδικα. Η μορφή των καμπύλων FRT είναι μεν παραπλήσια, αλλά τα ποσοτικά τους χαρακτηριστικά εξαρτώνται από τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του κάθε συστήματος και καθορίζονται από τους αντίστοιχους διαχειριστές, συνεκτιμώντας και τις τεχνικές δυνατότητες των διαθέσιμων Α/Γ.



Σχήμα 3.1. Τυπική καμπύλη προδιαγραφών ανοχής Α/Π σε βυθίσεις τάσης.

Περαιτέρω απαιτήσεις εκτός από αυτές που σχετίζονται με το σχήμα 1 είναι η επαναφορά της ενεργού και αέργου ισχύος μετά την αποκατάσταση της τάσης σε επιτρεπτά επίπεδα. Για αυτό ορίζονται ρυθμοί ανόδου της ενεργού ισχύος μετά την αποκατάσταση της τάσης. Επίσης κάποιοι από τους κώδικες απαιτούν παραγωγή αέργου ρεύματος κατά τη διάρκεια του σφάλματος για να υποστηρίξουν τη τάση.

Οι συμβατικές μονάδες παραγωγής είναι εφοδιασμένες με συστήματα διέγερσης. Επίσης μπορούν να αποθηκεύουν ενέργεια στο μαγνητικό τους πεδίο. Γι' αυτό το λόγο είναι ικανές να παρέχουν υψηλό άεργο ρεύμα στη διάρκεια βραχυκυκλώματος ώστε να εξομαλύνουν τη βύθιση τάσης. Αντίστοιχη λειτουργία καλούνται να παρέχουν και τα Α/Π. Δηλαδή να παρέχουν υποστήριξη τάσης κατά τη διάρκεια του σφάλματος αλλά και μετά από

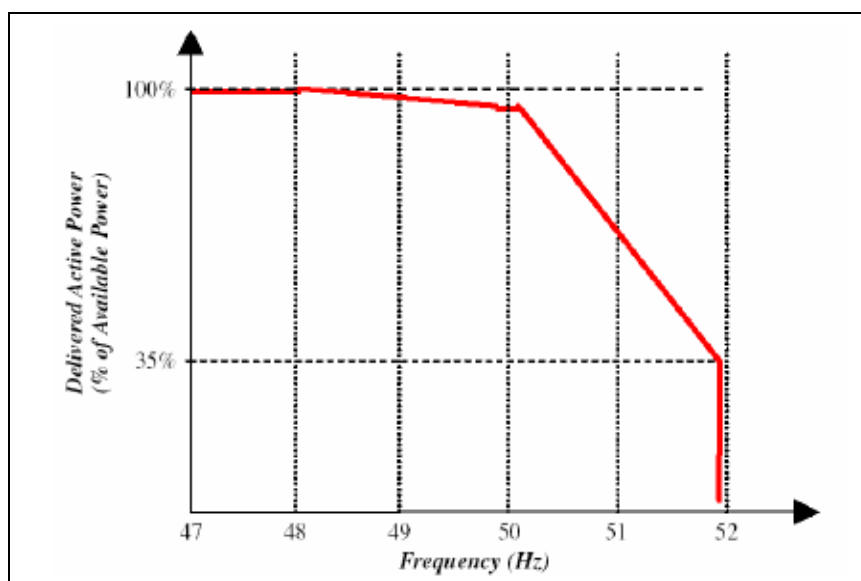
αυτό. Η παραγωγή αέργου ρεύματος μετά το σφάλμα βοηθάει στη γρηγορότερη επαναφορά του συστήματος μετά το σφάλμα.

3.2.2 Έλεγχος ενεργού ισχύος και συχνότητας

Σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας η παραγωγή και η κατανάλωση ενεργού ισχύος πρέπει να βρίσκεται σε ισορροπία[3.2]. Η μη ικανοποίηση του ισοζυγίου παραγωγής και κατανάλωσης ισχύος οδηγεί σε αποκλίσεις από την ονομαστική τιμή της συχνότητας.

Οι συμβατικές σύγχρονες γεννήτριες προσαρμόζουν τη παραγωγή τους στην προβλεπόμενη ζήτηση. Αν για παράδειγμα η ζήτηση είναι μεγαλύτερη από τη παραγωγή, η ενέργεια που έχει αποθηκευτεί στον άξονα της μηχανής με τη μορφή κινητικής ενέργειας χρησιμοποιείται για να καλύψει την επιπλέον ζήτηση. Τότε η περιστροφική ταχύτητα των γεννητριών μειώνεται και άρα η συχνότητα μειώνεται. Η απόκριση των γεννητριών στις μεταβολές του φορτίου συνιστά την πρωτεύουσα ρύθμιση (1-30s). Η πρωτεύουσα ρύθμιση αφήνει ένα μικρό σφάλμα συχνότητας. Η δευτερεύουσα ρύθμιση (10-15 min) αναλαμβάνει να επαναφέρει την συχνότητα στην ονομαστική της τιμή.

Οι Α/Γ χρησιμοποιούν κυρίως ασύγχρονες γεννήτριες και μετατροπείς (converter) για τη σύνδεση στο δίκτυο, γι' αυτό δε διαθέτουν εγγενώς τη συμπεριφορά που περιγράφηκε παραπάνω. Στο παρελθόν, η συνήθης αντιμετώπιση των αιολικών σταθμών προέβλεπε την άμεση αποσύνδεσή τους σε περίπτωση ακόμη και μικρών αποκλίσεων της συχνότητας από την ονομαστική της τιμή, πρακτική που οδηγεί σε απώλεια παραγωγής υπό συνθήκες υπό-συχνότητας, άρα σε μεγαλύτερη καταπόνηση του ηλεκτρικού συστήματος. Οι σύγχρονοι κώδικες απαιτούν από τα Α/Π να παραμένουν συνδεδεμένα σε αποκλίσεις συχνότητας και να παρέχουν απόκριση συχνότητας. Δηλαδή να μεταβάλλουν την ενεργό ισχύ τους σε συνάρτηση με τις διακυμάνσεις της συχνότητας με τρόπο παρόμοιο όπως φαίνεται στο σχήμα 3.2. Στο διάγραμμα αυτό παρατηρείται ότι υπό συνθήκες αυξημένης συχνότητας (πλεόνασμα παραγωγής) επιβάλλεται δραστικός περιορισμός της ισχύος εξόδου του σταθμού, ενώ, αντίθετα, σε συνθήκες υπό-συχνότητας (έλλειμμα παραγωγής) η παραγωγή του αυξάνεται. Για να επιτευχθεί απόκριση αυτού του τύπου σε συνθήκες υπο-συχνότητας, ο σταθμός πρέπει να διαθέτει την απαραίτητη εφεδρεία ισχύος και συνεπώς να λειτουργεί υπό ελαφρώς μειωμένη ισχύ (σε σχέση με αυτή που μπορεί να παράγει για τις επικρατούσες συνθήκες ανέμου) υπό κανονικές συνθήκες συχνότητας. Μια τέτοια συμπεριφορά της ισχύος εξόδου μιμείται την καμπύλη στατισμού των συμβατικών μονάδων και επιτρέπει στο Α/Π να συμμετέχει στην πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας του συστήματος.



Σχήμα 3.2. Ενδεικτική καμπύλη μεταβολής της ενεργού παραγωγής αιολικών σταθμών συναρτήσει της συχνότητας του συστήματος.

Εκτός από την απόκριση συχνότητας οι περισσότεροι κώδικες προδιαγράφουν τη δυνατότητα περιορισμού της ενεργού ισχύος εξόδου (curtailment) των Α/Π σε μια τιμή αναφοράς (setpoint), με συγκεκριμένο ρυθμό μεταβολής της ενεργού ισχύος. Αυτή η απαίτηση είναι ιδιαίτερα σημαντική σε δίκτυα με περιορισμένη ικανότητα μεταφοράς ισχύος (κορεσμένο δίκτυο).

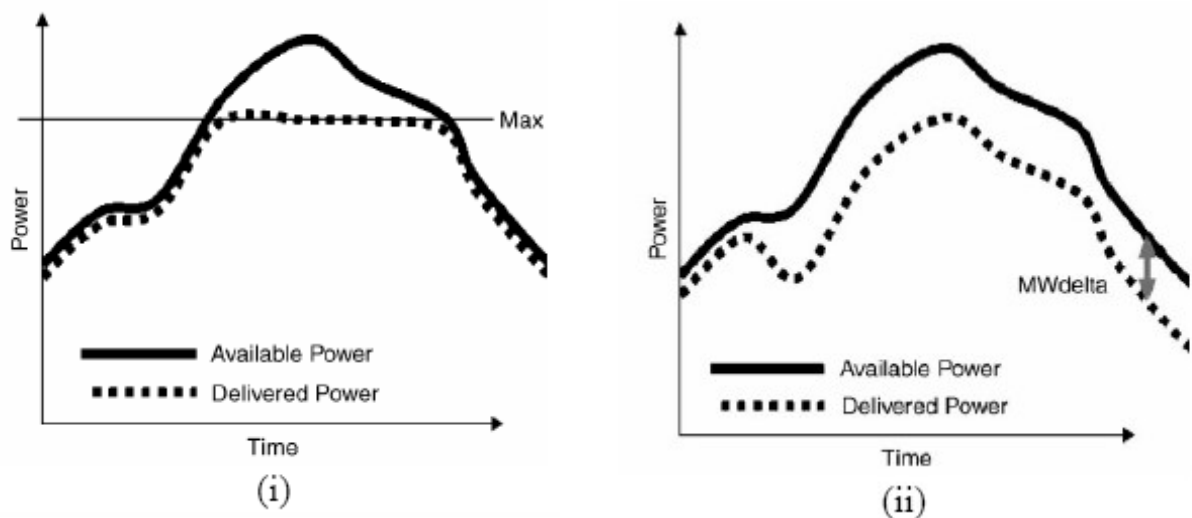
Για να ικανοποιηθούν οι παραπάνω απαιτήσεις μπορούν να εφαρμοστούν στα Α/Π οι παρακάτω στρατηγικές ελέγχου[3.3]:

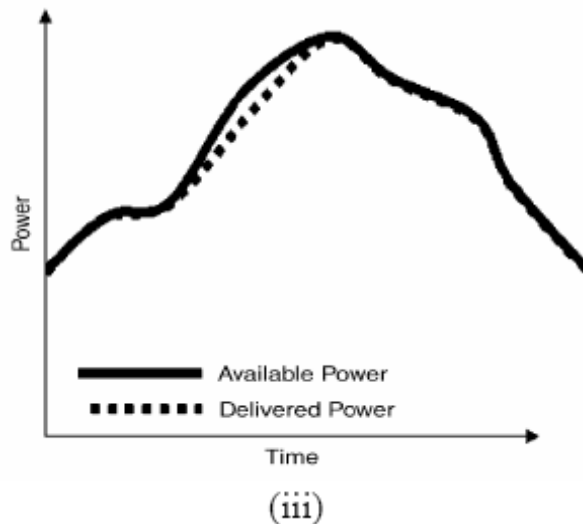
(i) Δυνατότητα περιορισμού της ισχύος εξόδου κάτω από μια εξωτερικά καθοριζόμενη τιμή, όπως δείχνεται στο σχήμα 3.3(i), ώστε να είναι δυνατή η υλοποίηση περικοπών ισχύος, είτε βάσει προγραμματισμού, είτε εκτάκτως, από το κέντρο ελέγχου ενέργειας του συστήματος.

(ii) Λειτουργία του σταθμού υπό δεδομένη εφεδρεία ισχύος (delta control), όπως ενδεικτικά δείχνεται στο σχήμα 3.3(ii), ώστε να είναι δυνατή η συμμετοχή του στην πρωτεύουσα και δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας.

(iii) Εφαρμογή περιορισμού στον ρυθμό ανόδου της ισχύος εξόδου (και δυνητικά στον ρυθμό καθόδου, αν το πάρκο λειτουργεί με επαρκή εφεδρεία ισχύος, δηλαδή αν χρησιμοποιήσει και τη προηγούμενη στρατηγική του delta control), όπως φαίνεται στο σχήμα 3.3(iii). Με τον τρόπο αυτό οι διακυμάνσεις της ισχύος εξόδου των αιολικών σταθμών προσεγγίζουν τις δυνατότητες φόρτισης/αποφόρτισης των συμβατικών μονάδων και μειώνονται οι μεταβολές της ισχύος των τελευταίων.

Οι απαιτήσεις ενεργού ισχύος από Α/Π στοχεύουν στη διατήρηση σταθερής συχνότητας στο σύστημα και στην ικανοποίηση των προδιαγραφών ποιότητας ισχύος. Επίσης σκοπό έχουν την αποφυγή της υπερφόρτωσης γραμμών μεταφοράς και τις μεγάλες βηματικές τάσεις και ρεύματα ζεύξης λόγω εκκίνησης ή παύσης των Α/Γ.





Σχήμα 3.3. Απαιτήσεις ελέγχου της ισχύος εξόδου αιολικών σταθμών. (i) Περιορισμός μεγέθους (set-point). (ii) Διατήρηση εφεδρείας ισχύος (delta control). (iii) Περιορισμός ρυθμού ανόδου.

3.2.3 Όρια τάσης και συχνότητας

Στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας ακόμη και στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας μπορεί να εμφανιστούν τάσεις και συχνότητες που να αποκλίνουν σε κάποιο βαθμό από τις ονομαστικές τιμές. Οι συμβατικοί σταθμοί υποχρεούνται να συνεχίσουν να λειτουργούν μέσα σε συγκεκριμένα όρια τάσης και συχνότητας για να εξασφαλίσουν την αξιοπιστία της παροχής ηλεκτρικής ενέργειας ακόμη και σε μη ονομαστική τάση ή συχνότητα[3.4]. Οι σχετικές απαιτήσεις συσχετίζουν τις αποδεκτές αποκλίσεις τάσεις με τις αποδεκτές αποκλίσεις συχνότητας και καθορίζουν τα όρια τάσης και συχνότητας που ο σταθμός παραγωγής πρέπει να συνεχίσει τη λειτουργία του. Όμως για μεγαλύτερες αποκλίσεις τάσης και συχνότητας επιβάλλεται η αποσύνδεση του σταθμού μετά από κάποιο χρονικό διάστημα για να προστατευτεί ο ίδιος. Επίσης επειδή τα ηλεκτρικά συστήματα είναι συγχρονισμένα οι μεγάλες αποκλίσεις της συχνότητας, πάνω από 1Hz δεν είναι καθόλου επιθυμητές και πρέπει να διαρκούν το ελάχιστο δυνατό. Για κάποιες αποκλίσεις τάσης και συχνότητας δίνεται η δυνατότητα στο σταθμό να μειώνει την ενεργό ισχύ εξόδου του.

Τα Α/Π και οι συνιστάμενες Α/Γ απαιτείται να έχουν παρόμοια χαρακτηριστικά με τους συμβατικούς σταθμούς άρα πρέπει να υπακούουν σε όρια τάσης και συχνότητας όπως περιγράφηκαν παραπάνω. Για αυτό και αρκετοί Κώδικες προδιαγράφουν ξεχωριστά όρια για τα Α/Π, ενώ κάποιοι άλλοι θέτουν κοινά όρια για τους συμβατικούς σταθμούς και τα Α/Π. Η δυσκολία που αντιμετωπίζουν κάποιες τεχνολογίες Α/Γ στην ικανοποίηση τέτοιων απαιτήσεων οφείλεται στην εξάρτηση του μαγνητικού πεδίου από το λόγο V/f . Οι Κώδικες σε γενικές γραμμές απαιτούν από τους σταθμούς παραγωγής (συμβατικούς ή Α/Π) να παραμένουν συνδεδεμένοι για απόκλιση της τάσης $\pm 10\%$ και για ακραίες τιμές της συχνότητας 47-47.5 Hz και 52-53 Hz (για περιορισμένο χρόνο).

3.2.4 Έλεγχος άεργου ισχύος και τάσης

Για τη διατήρηση της τάσης του συστήματος εντός των επιτρεπτών ορίων λειτουργίας είναι αναγκαία η εξασφάλιση του ισοζυγίου παραγωγής και κατανάλωσης άεργου ισχύος[3.5], όχι μόνο σε επίπεδο συνολικού συστήματος, αλλά και τοπικά στις επιμέρους ζώνες του, δεδομένου ότι η άεργος ισχύς δεν μπορεί να μεταφέρεται σε μεγάλες αποστάσεις χωρίς να παραβιάζονται τα όρια τάσης. Η εξασφάλιση του ισοζυγίου άεργου ισχύος σε επίπεδο συστήματος μεταφοράς γίνεται κυρίως από τις σύγχρονες γεννήτριες των

συμβατικών μονάδων παραγωγής και τους ρυθμιστές τάσης που διαθέτουν. Επίσης χρησιμοποιούνται πρόσθετα συστήματα αντιστάθμισης, όπως αποζεύξιμοι πυκνωτές και συσκευές FACTS, τοποθετημένα κυρίως κοντά στο φορτίο (δίκτυο διανομής). Στη ρύθμιση τάσης συμβάλλουν και τα συστήματα αλλαγής λήψεων των μετασχηματιστών ισχύος.

Με την αύξηση της αιολικής διείσδυσης, τόσο τοπικά όσο και συνολικά σε επίπεδο συστήματος, αναπόφευκτα επηρεάζεται η ρύθμιση της τάσης και καθίσταται αναγκαία η ενεργός συμμετοχή των νέων σταθμών στη διατήρηση του ισοζυγίου αέργου ισχύος. Στο παρελθόν η συνήθης απαίτηση αφορούσε τη διατήρηση του συντελεστή ισχύος (ΣΙ) των αιολικών σταθμών σε σχετικά υψηλές τιμές, προκειμένου να αποφεύγεται η αυξημένη κατανάλωση αέργου ισχύος από αυτούς.

Ανάλογες απαιτήσεις εξακολουθούν να υφίστανται, αλλά με μια σημαντική διαφορά. Ενώ παλιότερα υπήρχε η απαίτηση για λειτουργία του αιολικού σταθμού σε σταθερό συντελεστή ισχύος, σήμερα απαιτείται η ικανότητα του για λειτουργία μέσα σε ένα εύρος ΣΙ. Έτσι στους σημερινούς κώδικες τίθενται σημαντικά διευρυμένα όρια δυνατής ρύθμισης του ΣΙ, τόσο σε επαγωγικές όσο και σε χωρητικές τιμές (σε αρκετές περιπτώσεις και πέραν του 0.9 επαγωγικού ή χωρητικού). Επιπλέον, το εύρος ρύθμισης του ΣΙ συχνά συναρτάτε με την ενεργό ισχύ του σταθμού, δεδομένου ότι υπό χαμηλή παραγωγή υφίσταται αυξημένο περιθώριο αέργου φόρτισης των μονάδων. Επίσης, σε αρκετές περιπτώσεις κωδικών τα ζητούμενα περιθώρια ρύθμισης του ΣΙ εξαρτώνται άμεσα από την τάση του συστήματος στο σημείο σύνδεσης του σταθμού, γεγονός απόλυτα δικαιολογημένο αφού π.χ. υπό συνθήκες υψηλής τάσης δεν έχει νόημα (και γενικά αντενδείκνυται) η παραγωγή άεργων από τον σταθμό, και αντίστροφα υπό συνθήκες υπότασης. Το ενδεχόμενο αυτό δεν λαμβάνεται υπόψη σε ορισμένους κώδικες, στους οποίους η απαίτηση για λειτουργία υπό Σ.Ι. 0.9-0.95 επαγωγικό ακόμη και σε τάση συστήματος 1.1 α.μ. μπορεί να οδηγήσει σε περαιτέρω υπερτάσεις και σημαντικές καταπονήσεις.

Η δυνατότητα ελέγχου του ΣΙ εξόδου των αιολικών σταθμών επιτρέπει ποικιλία εναλλακτικών τρόπων ρύθμισης της αέργου παραγωγής τους: Απλή διατήρηση μιας σταθερής τιμής ΣΙ, υλοποίηση χαρακτηριστικής ρύθμισης βάσει της τάσης του συστήματος, μεταβολή της άεργου ισχύος κεντρικά, με εντολές από το κέντρο κατανομής κλπ. Επιπλέον, δίνει τη δυνατότητα στους αιολικούς σταθμούς να πραγματοποιούν ενεργό ρύθμιση της τάσης, στα πρότυπα των συμβατικών μονάδων παραγωγής, είτε στο σημείο σύνδεσής τους, είτε ακόμη και σε περισσότερο απομακρυσμένα σημεία. Η απαίτηση υλοποίησης συστήματος ενεργού ρύθμισης της τάσης από τους αιολικούς σταθμούς περιλαμβάνεται πλέον σε αρκετούς κώδικες.

3.3. ΣΥΝΤΟΜΗ ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΚΩΔΙΚΩΝ ΓΙΑ ΣΥΝΕΣΗ Α/Π ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ

Παρακάτω γίνεται μια σύντομη αναφορά στους κώδικες που περιγράφονται και συγκρίνονται στην εργασία[3.6-3.10]. Γενικά, επιλέχθηκαν Κώδικες χωρών με σημαντική διείσδυση αιολικής ισχύος καθώς και κώδικες και συναφή κείμενα που ήταν διαθέσιμοι σε αγγλικό, γαλλικό ή γερμανικό κείμενο.

3.3.1 Γερμανικός Κώδικας

Η νεότερη έκδοση του γερμανικού Κώδικα της E.ON., περιλαμβάνει γενικές διατάξεις για σταθμούς παραγωγής, οι οποίες ισχύουν ωστόσο και για αιολικά πάρκα (σύνδεση σε 380, 220 και 110 kV). Η τελευταία αναθεώρησή του (Grid Connection Regulations for High and Extra High Voltage, E.ON Netz GmbH, 1η Απριλίου 2006) έχει προκύψει λαμβάνοντας υπόψη την υπάρχουσα εμπειρία από τη μεγάλη διείσδυση αιολικής ισχύος στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, σε συνδυασμό με την αναμενόμενη αύξηση των επόμενων ετών. Ο κώδικας της E.ON. μπορεί να χαρακτηριστεί ο πιο λεπτομερής και πλήρης κώδικας.

3.3.2 Βρετανικός Κώδικας

Ο βρετανικός Κώδικας (Issue 3, Revision 20, 1st April 2007, NATIONAL GRID ELECTRICITY TRANSMISSION plc), παρουσιάζει τις απαιτήσεις για τα αιολικά πάρκα σε συνδυασμό με τις υπόλοιπες απαιτήσεις για σταθμούς παραγωγής. Αναφέρεται σε επίπεδα τάσης 400, 275 και 132 kV (καθώς και 32 kV για τη Σκωτία), αν και σε πολλές από τις διατάξεις του (όπως η ανοχή σε βυθίσεις τάσης) κάνει ειδική αναφορά σε τάσεις άνω των 200 kV μόνο. Επισημαίνεται ότι ο Κώδικας αυτός ισχύει και για την Ουαλία και τη Σκωτία, αντικαθιστώντας τους μέχρι το 2006 ισχύοντες Κώδικες. Η μελέτη του βρετανικού κώδικα αξίζει προσοχής διότι στη Βρετανία υπάρχει υψηλό αιολικό δυναμικό και αναμένεται υψηλή διείσδυση αιολικής ενέργειας.

3.3.3 Ιρλανδικός Κώδικας

Ο ιρλανδικός Κώδικας, περιλαμβάνει ειδικές διατάξεις για σταθμούς παραγωγής με αιολικά πάρκα (Section WPFS1, Wind Farm Power Station Grid Code Provisions). Οι απαιτήσεις αναφέρονται σε επίπεδα τάσης 400, 220 και 110 kV. Οι νεότερες διαθέσιμες αναθεωρήσεις του Κώδικα είναι η έκδοση 1.2, Μάιος 2005 και 2.0, Ιανουάριος 2007 από την ESB National Grid. Στον Κώδικα αυτόν γίνεται αναφορά και από τον διαχειριστή του Συστήματος της Βόρειας Ιρλανδίας (System Operator for Northern Ireland-SONI). Η Ιρλανδία παρουσιάζει ενδιαφέρον επειδή είναι ένα νησιωτικό σχεδόν απομονωμένο σύστημα.

3.3.4 Κοινός Κώδικας Δανίας/Φινλανδίας/Νορβηγίας/Σουηδίας (Nordic Grid Code)

Πρόκειται για κοινό Κώδικα των τεσσάρων σκανδιναβικών χωρών, ο οποίος ωστόσο αναφέρεται σε συμβατικούς σταθμούς και δεν περιλαμβάνει ειδικές απαιτήσεις για Α/Π, αφορά σε επίπεδα τάσης άνω των 110 kV. Γίνεται μόνο αναφορά στις ειδικές απαιτήσεις για τα Α/Π που υπάρχουν στον Κώδικα της Δανίας. Ο Κώδικας είναι διαθέσιμος από τη Nordel (Nordic Grid Code, 18 June 2004). Το Νοέμβριο του 2006 ανακοινώθηκε ο κώδικας που αφορά ειδικά 1 Οποιαδήποτε μεμονωμένη αναφορά στη Σκωτία έχει ληφθεί από τον παλιό κώδικά της. 2 Ειδικότερα, τα επίπεδα τάσης στα οποία αναφέρεται ο κώδικας είναι: 110 και 400 kV για τη Φινλανδία, 132, 150, 220 και 400 kV για τη Δανία, 132, 300 και 400 kV για τη Νορβηγία και 220 και 400 kV για τη Σουηδία τα Α/Π, (Nordel Connection Code Wind Turbines) από τη Nordel. Σαν σημείο σύνδεσης (connection point) ορίζεται το σημείο που το Α/Π συνδέεται με το δίκτυο και το καθορίζει ο κάθε TSO. Οι απαιτήσεις που περιγράφονται στο κώδικα ισχύουν για όλα τα Α/Π που συνδέονται στο Nordic Grid (το διασυνδεδεμένο Σύστημα των 4 χωρών) και μάλιστα εφαρμόζονται στο σημείο σύνδεσης. Σημειώνεται ότι ο διαχειριστής μπορεί κατά περίπτωση να αποφασίσει ότι τα Α/Π ονομαστικής ισχύος μικρότερης των 100MW απαλλάσσονται από κάποιες απαιτήσεις ανάλογα με τις επιπτώσεις πάνω στη λειτουργία και την ασφάλεια του διασυνδεδεμένου Συστήματος Nordic.

3.3.5 Κώδικας Δανίας

Εκτός από τον κοινό Κώδικα των Σκανδιναβικών Χωρών, υπάρχει διαθέσιμη αγγλική έκδοση των διατάξεων που διέπουν τη σύνδεση Α/Π με το δίκτυο στη Δανία, μόνο όμως για σύνδεση σε τάση κάτω των 100 kV. Πρόκειται για την οδηγία English version of Technical Regulations TF 3.2.6, Official translation of Wind turbines connected to grids with voltages below 100 kV (Technical regulations for the properties and the control of wind turbines), 19 May 2004. Η οδηγία αυτή προέκυψε από συνεργασία των δύο διαχειριστών Συστήματος της Δανίας, της Eltra (δυτική Δανία) και της Elkraft (ανατολική Δανία). Από τους δύο αυτούς

διαχειριστές, η Eltra έχει εκδώσει Κώδικα που αναφέρεται σε σύνδεση σε τάση άνω των 100 kV, δεν υπάρχει ωστόσο διαθέσιμη έκδοσή του στην Αγγλική (οι πληροφορίες γι' αυτόν τον Κώδικα, έχουν ληφθεί από τη βιβλιογραφία). Η οδηγία για τάσεις κάτω των 100kV εφαρμόζεται σε Α/Π που συνδέθηκαν μετά την 1/7/2004 και χωρίζεται σε γενικές απαιτήσεις που ικανοποιούνται από όλα τα Α/Π και σε συμπληρωματικές. Οι συμπληρωματικές εφαρμόζονται αν στο σημείο σύνδεσης συνδέονται ή πρόκειται να συνδεθούν Α/Γ συνολικής ονομαστικής ισχύος μεγαλύτερης ή ίσης από 1.5 MW. Ο κώδικας της Δανίας παρουσιάζει ενδιαφέρον επειδή είναι μια μικρή χώρα με υψηλή διείσδυση αιολικής ενέργειας. Επίσης χαρακτηριστικό της Δανίας είναι τα offshore Α/Π μεγάλης ονομαστικής ισχύος. Αξιοσημείωτο χαρακτηριστικό είναι ότι η δυτική Δανία διασυνδέεται με το συγχρονισμένο σύστημα UCTE και η ανατολική με το συγχρονισμένο σύστημα Nordic.

3.3.6 Κώδικας Βελγίου

Στο Βέλγιο υπάρχουν διάφοροι Κώδικες ανά περιοχή (Φλαμανδία, Βαλλονία, Βρυξέλλες) όπως και Ομοσπονδιακός Κώδικας. Από αυτούς, μόνο ο Κώδικας της Βαλλονίας, υπάρχει σε γαλλική μετάφραση και μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως αναφορά. Ο Κώδικας του Συστήματος Μεταφοράς (Wallonia grid code for the local transmission system, CWaPE, Commission Wallone pour l'Energie, 17/8/2006) περιλαμβάνει τις ειδικές απαιτήσεις για διατάξεις διεσπαρμένης παραγωγής και διατάξεις παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές (σε αυτόν γίνεται παραπομπή και από τον Κώδικα του δικτύου διανομής).

3.3.7 Κώδικας Καναδά

Οι απαιτήσεις για τη σύνδεση Α/Π στο δίκτυο του Καναδά που παρουσιάζονται στη συνέχεια περιγράφονται σε ειδικές διατάξεις του Κώδικα της Hydro-Quebec, και του Alberta Electric System Operator, (έκδοση προς δημόσια διαβούλευση). Οι διατάξεις του πρώτου ισχύουν για σύνδεση στο δίκτυο μεταφοράς (τάση άνω των 44 kV) ενώ του τελευταίου ισχύουν για σύνδεση Α/Π συνολικής ισχύος μεγαλύτερης των 5 MW, σε τάση από 69 έως 240 kV. Ο AESO το Νοεμβρίου 2004 εξέδωσε τον τελικό κώδικα, Wind Power Facility Technical Requirements (Revision 0) και ένα συμπληρωματικό οδηγό, Wind Power Facility Guide to the Technical Requirements. Σε αυτό το κώδικα το σημείο σύνδεσης ορίζεται συνήθως ως το υψηλότερο επίπεδο τάσης που συνδέεται το Α/Π. Επίσης αναφέρει ότι εξετάζεται η πιθανότητα ο κώδικας να εφαρμοστεί και για Α/Π μικρότερα των 5 MW.

3.3.8 Κώδικας ΗΠΑ

Λαμβάνοντας υπόψη την ανομοιομορφία των διαφόρων απαιτήσεων και τεχνικών σύνδεσης νέων σταθμών παραγωγής (συμπεριλαμβανομένων και των Α/Π), η Ομοσπονδιακή ρυθμιστική επιτροπή ενέργειας (Federal Energy Regulatory Commission - FERC) εξέδωσε τον Ιούλιο του 2003 την οδηγία 2003 (Order 2003) στην οποία προτείνεται διαδικασία σύνδεσης μεγάλων γεννητριών (Large Generator Interconnection Procedure - LGIP) προς εφαρμογή κατά τη σύνδεση γεννητριών ισχύος μεγαλύτερης των 20 MW στο σύστημα μεταφοράς. Η οδηγία αυτή δεν έκανε καμία διάκριση μεταξύ σταθμών παραγωγής με συμβατικές σύγχρονες γεννήτριες και των άλλων ειδών γεννητριών που χρησιμοποιούνται σε αιολικά πάρκα. Αναγνωρίζοντας τις παραπάνω αδυναμίες, η FERC εξέδωσε την αναθεωρημένη Οδηγία 2003Α τον Μάρτιο του 2004, δίνοντας την ευκαιρία στους κατασκευαστές Α/Γ να προτείνουν μεταβολές ώστε να ληφθούν υπόψη οι τεχνικές ιδιαιτερότητές τους, μέσω της προσθήκης κατάλληλου παραρτήματος (Appendix G). Η AWEA (American Wind Energy Association) ανταποκρίθηκε τον Μάιο του 2004, ζητώντας να ληφθούν υπόψη διάφορα τεχνικά ζητήματα που προκύπτουν κατά τη σύνδεση Α/Π στο δίκτυο. Οι προτάσεις αυτές, σε συνδυασμό με την ανταλλαγή απόψεων σε σχετικό συνέδριο το οποίο διοργανώθηκε τον Σεπτέμβριο του 2004, οδήγησε στην τελική μορφή της οδηγίας για τη σύνδεση Α/Π στο δίκτυο, η οποία εκδόθηκε από τη FERC τον Ιούνιο του 2005, και

παρουσιάζεται στη συνέχεια. Οι απαιτήσεις της FERC εφαρμόζονται σε Α/Π ισχύος πάνω από 20 MW.

3.3.9 Ελληνικός Κώδικας

Ο ελληνικός κώδικας συστήματος περιλαμβάνει ειδικές προδιαγραφές σχεδιασμού και απόδοσης μόνο για θερμικές και υδροηλεκτρικές μονάδες παραγωγής (άρθρο 275 κώδικα διαχείρισης του συστήματος και συναλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας). Στις απαιτήσεις αυτές περιλαμβάνονται λεπτομερή χαρακτηριστικά για τα διάφορα είδη μονάδων (λιγνιτικές, ατμοηλεκτρικές, ανθρακικές, αεριοστροβλικές μη συνδυασμένου κύκλου, μηχανές εσωτερικής καύσης και συνδυασμένου κύκλου) τα οποία δεν παρουσιάζονται αναλυτικότερα στην παρούσα έκθεση. Αντίθετα, παρατίθενται οι γενικές απαιτήσεις ανοχής σε βυθίσεις τάσης, ελέγχου συχνότητας-ενεργού ισχύος και ελέγχου τάσης-άεργου ισχύος, κατ' αντιστοιχία με τους υπόλοιπους εξεταζόμενους κώδικες, παρ' ότι δεν αφορούν άμεσα τους αιολικούς σταθμούς.

3.3.10 Κώδικες άλλων χωρών

Εκτός από τις χώρες που αναφέρθηκαν παραπάνω, ιδιαίτερες απαιτήσεις για Α/Π εμφανίζονται και σε κώδικες άλλων χωρών, όπως η Νέα Ζηλανδία. Ενδιαφέρον παρουσιάζουν οι κώδικες χωρών με σημαντική διείσδυση αιολικής ισχύος, όπως η Ισπανία, η Πορτογαλία και η Ολλανδία. Η Ισπανία μάλιστα είναι η δεύτερη χώρα με τη μεγαλύτερη παραγωγή αιολικής ενέργειας μετά την Γερμανία και ο νέος κώδικας που περιλαμβάνει απαιτήσεις για Α/Π εκδόθηκε το Μάρτιο του 2005. Οι παραπάνω κώδικες όμως δεν είναι διαθέσιμοι σε αγγλικό, γαλλικό ή γερμανικό κείμενο, γι' αυτό γίνεται περιορισμένη αναφορά σε αυτούς με βάση άλλες πηγές της βιβλιογραφίας. Στην τελευταία έκδοση του Κώδικα της Αυστραλίας, διευκρινίζεται ότι η ισχύς ειδικών διατάξεων για τα Α/Π ξεκινά από την 1η Νοεμβρίου 2006 ενώ παρέχονται πληροφορίες για τους σχετικούς υπό ανάπτυξη κανονισμούς. Σε ό,τι αφορά τη Γαλλία, αν και το σύνολο των τεχνικών κανονισμών που αφορούν θέματα διαχείρισης του συστήματος και σύνδεσης χρηστών είναι διαθέσιμο από την EDF, δεν υπάρχουν διατάξεις που να άπτονται των τεχνικών ζητημάτων που περιγράφονται στη συνέχεια, γι' αυτό και δεν γίνεται ειδική αναφορά.

3.4 ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ ΣΤΟΝ ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΚΩΔΙΚΑ

Από την ανάλυση των κωδικών των υπόλοιπων χωρών, που προηγήθηκε, μπορούν να προκύψουν χρήσιμα συμπεράσματα για την εφαρμογή παρόμοιων απαιτήσεων για τα μεγάλα Α/Π που θα συνδέονται στο ελληνικό σύστημα και την ενσωμάτωση των απαιτήσεων στον κώδικα διαχείρισης του συστήματος. Οι 3 βασικές απαιτήσεις στις οποίες πρέπει να δοθεί σημασία είναι η ανοχή σε βυθίσεις τάσης, ο έλεγχος ενεργού ισχύος-συχνότητας και ο έλεγχος άεργου ισχύος και τάσης. Η προσαρμογή απαιτήσεων στον ελληνικό κώδικα πρέπει να γίνει με κριτήριο τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του ελληνικού συστήματος και τις υπάρχουσες τεχνολογίες Α/Γ.

Σχετικά με την ανοχή σε βυθίσεις τάσης χρειάζεται να οριστεί μια καμπύλη βύθισης τάσης-χρονικής διάρκειας ανοχής. Πολύ σημαντικό σημείο της καμπύλης αυτής είναι το κατώτατο επίπεδο τάσης για το οποίο τα Α/Π δε πρέπει να αποσυνδέονται. Πάντως οι συμβατικοί σταθμοί σύμφωνα με τον υπάρχοντα κώδικα πρέπει να αντέχουν πτώση τάσης μέχρι το 5% της ονομαστικής τάσης. Η χρονική διάρκεια της βύθισης τάσης θα καθοριστεί από το χρόνο λειτουργίας των προστασιών του συστήματος. Οι χρόνοι εκκαθάρισης στο ελληνικό σύστημα είναι της τάξεως των 100ms. Η μορφή της καμπύλης LVRT θα καθοριστεί από προσομοιώσεις βραχυκυκλωμάτων που μελετά ο ΔΕΣΜΗΕ. Πρόκειται δηλαδή για προσομοιώσεις βραχυκυκλωμάτων σε διάφορα κρίσιμα σημεία του συστήματος για να παρατηρηθούν τα μεγέθη των βυθίσεων τάσης και οι αντίστοιχες διάρκειες. Ο ΔΕΣΜΗΕ

αυτή τη στιγμή προσανατολίζεται στην προσαρμογή της καμπύλης LVRT του Γερμανικού κώδικα στα δεδομένα του Ελληνικού συστήματος. Επίσης το κατώτατο επίπεδο τάσης που πρέπει να αντέχουν τα Α/Π εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό και από το ποσοστό προβλεπόμενης εγκαταστημένης αιολικής ισχύος επί του φορτίου αιχμής και της εγκατεστημένης ισχύος στο Ελληνικό σύστημα. Η εγκατεστημένη ισχύς από συμβατικούς σταθμούς παραγωγής είναι για το 2007 10646.4 MW και 795 MW από αιολικά πάρκα. Τέλος θα πρέπει να οριστούν ρυθμοί μεταβολής της ενεργού ισχύος μετά την επαναφορά της τάσης και να μελετηθεί η ανάγκη να υποστηρίξουν τα Α/Π το δίκτυο κατά τη διάρκεια του σφάλματος με τη παροχή άεργου ρεύματος.

Εξετάζοντας τις απαιτήσεις ελέγχου ενεργού ισχύος χρειάζεται να μελετηθεί η ανάγκη για δυνατότητα περιορισμού της ενεργού ισχύος εξόδου των Α/Π. Αυτό μπορεί να γίνεται με αυτόματο έλεγχο από τα κέντρα ελέγχου του συστήματος. Αυτή η απαίτηση είναι χρήσιμη για περιοχές του συστήματος που παρουσιάζουν κορεσμό, όπως η Θράκη, και είναι παρόμοια με τον περιορισμό ισχύος που εφαρμόζεται στα Α/Π που βρίσκονται σε μη διασυνδεδεμένα νησιά. Επίσης πρέπει να εξεταστεί η απαίτηση για παροχή πρωτεύουσας ή δευτερεύουσας ρύθμισης από τα Α/Π. Συγκρίνοντας τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του Ελληνικού συστήματος με άλλες χώρες σημειώνεται ότι δεν είναι τόσο ασθενώς διασυνδεδεμένο όσο της Ιρλανδίας ή της Βρετανίας, αφού λειτουργεί σύγχρονα και παράλληλα με το σύστημα UCTE μέσω διασυνδεδετικών γραμμών με τα Συστήματα Αλβανίας, Βουλγαρίας και ΠΓΜ. Από την άλλη μεριά δεν είναι και τόσο ισχυρά διασυνδεδεμένο όσο της Γερμανίας. Οι παραπάνω απαιτήσεις συνεπάγονται και την ανάγκη για ρυθμούς μεταβολής (ramp rate) της ενεργού ισχύος για τη καλύτερη αλληλεπίδραση των Α/Π και του υπόλοιπου συστήματος.

Σχετικά με τον έλεγχο άεργου ισχύος και τάσης η πλειονότητα των ξένων κωδικών απαιτούν τα Α/Π να συμμετέχουν στον έλεγχο άεργου ισχύος και στη ρύθμιση τάσης. Οι απαιτήσεις ορίζουν συνήθως ένα εύρος ΣΙ (και επαγωγικών και χωρητικών) μέσα στο οποίο να μπορεί να λειτουργήσει το Α/Π. Μια τέτοια απαίτηση κρίνεται χρήσιμο να υιοθετήσει και ο Ελληνικός Κώδικας, διότι η ρύθμιση τάσης είναι μείζον πρόβλημα, ειδικά στο Νότιο Σύστημα. Η συμμετοχή του Α/Π στη ρύθμιση τάσης μπορεί να υλοποιηθεί είτε με έλεγχο της τάσης, είτε του ΣΙ, είτε της ανταλασσόμενης άεργου ισχύος (Mvar) στα άκρα του Α/Π κατ'αντιστοιχία με τους κώδικες που αναλύθηκαν παραπάνω. Επίσης οι απαιτήσεις από συμβατικούς σταθμούς διαφοροποιούν τους επιθυμητούς ΣΙ για ενεργό παραγωγή πάνω και κάτω από 35% της ονομαστικής ισχύος. Κάτι παρόμοιο μπορεί να εφαρμοστεί και για τα Α/Π έτσι ώστε η άεργος ισχύς να συσχετίζεται με το επίπεδο ενεργού ισχύος του Α/Π.

Τέλος είναι απαραίτητο να οριστούν όρια τάσης και συχνότητας μέσα στα οποία τα Α/Π θα λειτουργούν συνεχώς ή για περιορισμένο χρόνο με ενδεχόμενη μείωση της ικανότητας παραγωγής ενεργού και άεργου ισχύος. Τα όρια τάσης και συχνότητας του υπάρχοντος κώδικα συστήματος ίσως είναι ικανοποιητικά και για τα Α/Π, αφού ακολουθούν τα όρια που έχει θέσει η πλειονότητα των υπόλοιπων χωρών. Χρειάζεται όμως να εξεταστεί η περίπτωση της μειωμένης ικανότητας παραγωγής των Α/Π για τάσεις και συχνότητες εκτός των ορίων συνεχούς λειτουργίας.

3.5 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάστηκαν οι τεχνικές απαιτήσεις κωδικών ξένων χωρών για τη σύνδεση αιολικών πάρκων στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας. Παρουσιάστηκε ακόμη ο ελληνικός κώδικας συστήματος που δεν εξειδικεύει για σύνδεση αιολικών πάρκων. Οι απαιτήσεις που παρουσιάστηκαν προέρχονται από κώδικες συστήματος ή οδηγίες που αναφέρονται ειδικά σε αιολικά πάρκα ενώ κάποιοι κώδικες θέτουν τις ίδιες απαιτήσεις για συμβατικούς σταθμούς παραγωγής και Α/Π.

Οι 4 απαιτήσεις που είναι κοινές σε όλους τους κώδικες είναι:

1. Ανοχή σε βυθίσεις τάσης και απόκριση κατά τη διάρκεια και μετά την εκκαθάριση σφαλμάτων στο δίκτυο
2. Έλεγχος ενεργού ισχύος και συχνότητας
3. Όρια τάσης και συχνότητας
4. Έλεγχος αέργου ισχύος και τάσης

Έπειτα αναπτύχθηκαν κάποιες προτάσεις εφαρμογής στον ελληνικό κώδικα, στον οποίο πρέπει να υπάρξει κάποια εξειδίκευση για την σύνδεση και την λειτουργία των αιολικών πάρκων.

3.6 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

[3.1]	Wind Power Facility-Guide to the Technical Requirements, Revision 0. Alberta Electric System Operator, Canada, 30 November 2004.
[3.2]	Technical requirements for the connection of generation facilities to the Hydro-Quebec Transmission system. Supplementary requirements for wind generation. Hydro Quebec Transenergie, May 2003 (revised October 2005).
[3.3]	Official translation of Wind turbines connected to grids with voltages below 100 kV – Technical regulations for the properties and the control of wind turbines. Energinet, Denmark, Transmission Lines Department, Approved 19 May 2004.
[3.4]	Interconnection for Wind Energy, Final Rule. Federal Energy Regulatory Commission, USA, 2 June 2005.
[3.5]	Κώδικας διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας. Ανεπίσημη έκδοση Ιουνίου 2006, με ενσωματωμένες τις τροποποιήσεις βάσει του Ν.3426/2005 και της απόφασης του Υπουργού Ανάπτυξης υπ' αριθμό. Δ5/ΗΛ/Φ1/13303/23-06-2006, Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας.
[3.6]	Grid Code - High and extra high voltage. E.ON Netz GmbH, Bayreuth, Germany, 1st April 2006
[3.7]	The Grid Code, Issue 3, Revision 20. NATIONAL GRID ELECTRICITY TRANSMISSION plc, UK, 1st April 2007.
[3.8]	Nordel Connection Code Wind Turbines. Nordel, November 2006
[3.9]	Official translation of Wind turbines connected to grids with voltages below 100 kV – Technical regulations for the properties and the control of wind turbines. Energinet, Denmark, Transmission Lines Department, Approved 19 May 2004.
[3.10]	Grid code for the local transmission system operator (Walloon Decree of 16 October 2003). Walloon Energy Commission (Commission Wallone pour l' Energie-CWaPE), Wallonia, Belgium.

ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ Α\Γ ΚΑΙ ΤΕΧΝΙΚΕΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ Α\Π ΣΤΑ Σ.Η.Ε.

4.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Είναι πλέον ευρέως γνωστό ότι οι τεχνολογίες που εκμεταλλεύονται τον άνεμο για παραγωγή ενέργειας έχουν φτάσει στο απόγειό τους. Αυτό οφείλεται στην συνεχή πρόοδο και ανάπτυξη των ανεμογεννητριών που συμβαίνει τις τελευταίες δεκαετίες. Σαν αποτέλεσμα σήμερα υπάρχουν αρκετοί διαφορετικοί τύποι ανεμογεννητριών(Α\Γ), κάθε ένας από τους οποίους είναι κατάλληλος σε διαφορετικές περιπτώσεις. Επίσης αν και υπάρχουν αυτόνομα συστήματα Α/Γ που χρησιμοποιούν για παράδειγμα σύστημα αποθήκευσης της παραγόμενης ενέργειας σε μπαταρίες, η πλειοψηφία των Α/Γ είναι συνδεδεμένες στο δίκτυο. Επειδή όμως η αιολική ενέργεια είναι μια «ήπια» μορφή ενέργειας, για να μπορέσουμε να πάρουμε από τον άνεμο μία ικανοποιητική ποσότητα ενέργειας, η οποία να είναι συγκρίσιμη με αυτήν έστω ενός μικρού συμβατικού σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, απαιτούνται αρκετές Α/Γ, οι οποίες θα πρέπει να είναι διασυνδεδεμένες μεταξύ τους και να βρίσκονται σε περιοχές με υψηλό αιολικό δυναμικό, δημιουργώντας με τον τρόπο αυτό ένα αιολικό πάρκο.

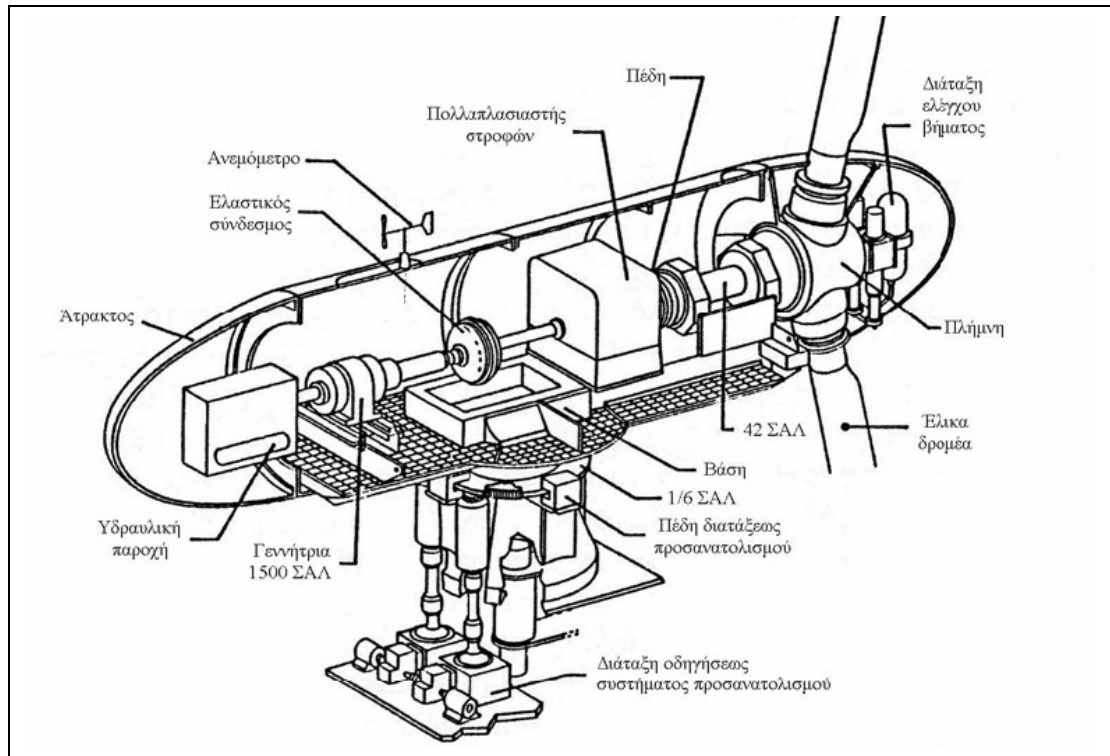
Όταν λοιπόν οι Α/Γ είναι οργανωμένες σε μεγάλα Α/Π, προκύπτουν καινούριες δυνατότητες γιατί είναι εφικτός ο ολοκληρωμένος σχεδιασμός των βασικών υποσυστημάτων του Α/Π: οι ανεμογεννήτριες, η εσωτερική δομή του αιολικού πάρκου η σύνδεσή του στο υφιστάμενο δίκτυο καθώς και η μεταφορά της παραγόμενης ενέργειας.

Στο πρώτο μέρος του κεφαλαίου αναλύονται οι ανεμογεννήτριες με βάση τη διαμόρφωση του ηλεκτρικού τους μέρους, διότι ανάλογα αν είναι σταθερών ή μεταβλητών στροφών παρουσιάζουν διαφορετικές αντιδράσεις στις διαφορές μεταβολές των καταστάσεων των αιολικών πάρκων και των συστημάτων στα οποία συνδέονται. Στο δεύτερο μέρος περιγράφεται η διαμόρφωση της σύνδεσης των εγκαταστάσεων με το δίκτυο, καθώς επίσης οι τρόποι σύνδεσης των Α/Π στο δίκτυο και οι τεχνικές μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας από τα Α/Π.

4.2 ΑΝΑΛΥΣΗ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΩΝ

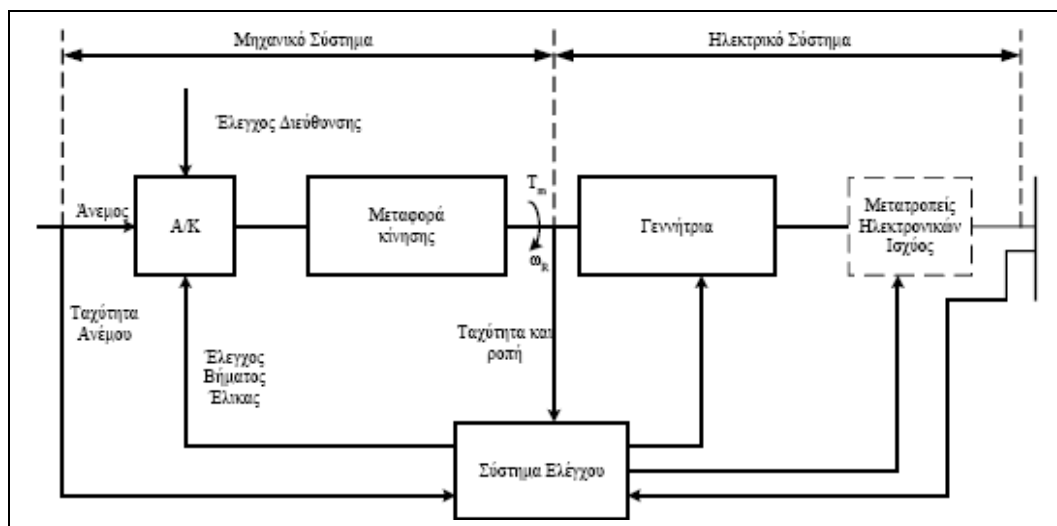
Οι σύγχρονες ανεμογεννήτριες προορίζονται κυρίως για εφαρμογές παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε αντίθεση με τους παλαιούς ανεμόμυλους που χρησιμοποιούνταν κυρίως για άλεση. Η παραγόμενη ενέργεια μπορεί να χρησιμοποιείται για την φόρτιση συσσωρευτών (μικρές μονάδες) ή να διοχετεύεται στο ηλεκτρικό δίκτυο, οπότε στην περίπτωση αυτή γίνεται εξοικονόμηση καυσίμου από τον κεντρικό σταθμό παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Μία άλλη δυνατότητα με πολύ καλές προοπτικές είναι η χρήση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας για ηλεκτρόλυση νερού και η αποθήκευση του παραγόμενου υδρογόνου. Το υδρογόνο θα μπορούσε να μεταφερθεί σε άλλες θέσεις για καύση (π.χ. κινητήρες αυτοκινήτων) με προϊόν καύσης το νερό[4.2].

Η σχηματική παράσταση του χώρου μηχανισμών μίας ανεμογεννήτριας οριζοντίου άξονα φαίνεται στο σχήμα 4.1.



Σχήμα 4.1: Σχηματική παράσταση χώρου μηχανισμών ανεμογεννήτριας.

Η ανεμογεννήτρια λοιπόν αποτελείται από διάφορα τμήματα. Στο σχήμα 4.2 παριστάνεται το δομικό διάγραμμα των κύριων αυτών τμημάτων.



Σχήμα 4.2: Δομικό Διάγραμμα κύριων τμημάτων ανεμογεννήτριας.

Τα ποσά ενέργειας που περικλείονται στις μεγάλες μάζες του ανέμου είναι τεράστια και τουλάχιστον προς το παρόν είναι αυτά που προσφέρονται περισσότερο για μετατροπή και εκμετάλλευση.

Ένα ρεύμα αέρα διατομής A , στιγμιαίας ταχύτητας V ίδιας σε όλη την διατομή και πυκνότητας ρ περικλείει στιγμιαία ισχύ που δίνεται από την σχέση

$$P = 1/2 \rho V^3 A$$

Όμως η ισχύς που παρέχει η έλικα είναι μικρότερη και δίνεται από την σχέση

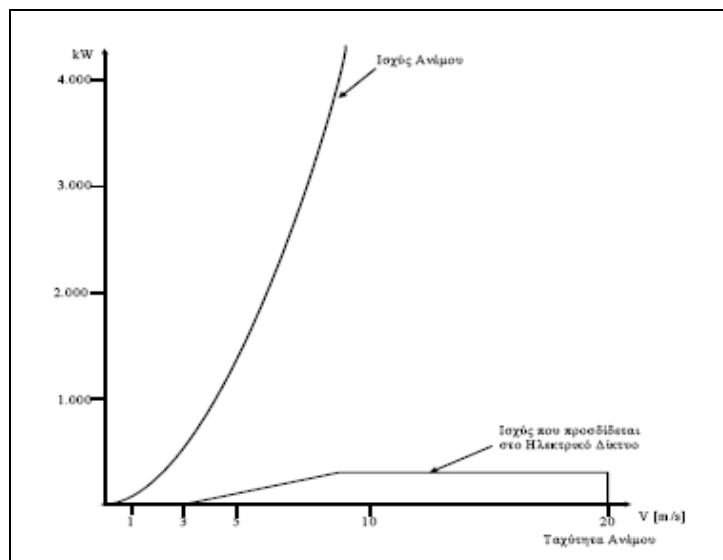
$$P_{\text{AK}} = C_p \cdot \frac{1}{2} \rho V^3 A$$

όπου C_p είναι ο συντελεστής ισχύος. Ο C_p δεν είναι αυστηρά ο βαθμός απόδοσης του δρομέα, αφού αναφέρεται σε μία ισχύ που δεν μπορούμε να εκμεταλλευτούμε ολόκληρη, ακόμα και με μία ιδανική έλικα.

Η ανεμογεννήτρια δεν μπορεί να αξιοποιήσει όλη την ισχύ του ανέμου. Όταν η ταχύτητα του ανέμου είναι μικρή, τότε λόγω τριβών η ανεμογεννήτρια δεν μπορεί να εκκινήσει, ενώ όταν η ταχύτητα του ανέμου φθάνει σε υψηλές ταχύτητες διακόπτεται η λειτουργία της εγκατάστασης για λόγους ασφαλείας. Στο σχήμα 4.3 παρουσιάζεται η τυπική καμπύλη ισχύος ανεμογεννήτριας, διαμέτρου $D = 32$ m, ονομαστικής ισχύος $P_R = 225$ kW, ονομαστικής ταχύτητας $V_R = 9,0$ m/s με ταχύτητα έναρξης και διακοπής λειτουργίας αντίστοιχα ίση με 4,2 m/s και 20 m/s, μετρούμενες στα 10 m από το έδαφος.

Για την παραγωγή μίας ικανοποιητικής ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας από τον άνεμο δεν αρκεί μία μόνο ανεμογεννήτρια, αλλά αρκετές. Όλες αυτές οι ανεμογεννήτριες τοποθετούνται σε αιολικά πάρκα. Στην σημερινή εποχή δεν είναι απαραίτητο το αιολικό πάρκο να βρίσκεται στην στεριά. Πολλές φορές οι κάτοικοι μίας περιοχής αντιδρούν στην δημιουργία αιολικού πάρκου. Άλλες φορές προκύπτουν σοβαρές οικονομικές αξιώσεις για αποζημίωση των χώρων που θα εγκατασταθούν οι ανεμογεννήτριες. Στην περίπτωση αυτή το αιολικό πάρκο δημιουργείται στην θάλασσα. Εκεί οι περίοδοι που επικρατεί άπνοια είναι γενικά εξαιρετικά σπάνιες και μικρής χρονικής διάρκειας.

Εάν οι αποστάσεις που απαιτούνται για την μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας είναι μεγάλες, τότε συμφέρει η μετατροπή της AC τάσης σε DC υψηλής τιμής (HVDC) και στην συνέχεια η μετατροπή της DC τάσης σε AC [4.1]. Εκτιμάται ότι στο μέλλον, με την μείωση του κόστους των ημιαγωγικών στοιχείων μεγάλης ισχύος, που χρησιμοποιούνται για την προαναφερόμενη μετατροπή της τάσης, η παραπάνω τακτική θα βρίσκει ολοένα και μεγαλύτερη εφαρμογή.



Σχήμα 4.3: Ισχύς ανέμου και ανεμογεννήτριας.

4.3 ΚΑΤΑΤΑΞΗ Α/Γ ΩΣ ΠΡΟΣ ΤΗ ΔΙΑΜΟΡΦΩΣΗ ΤΟΥ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΜΕΡΟΥΣ

4.3.1 Α/Γ σταθερών στροφών

Στις Α/Γ σταθερών στροφών η ταχύτητα περιστροφής της γεννήτριας είναι σταθερή ανεξάρτητα από τη ταχύτητα του ανέμου και εξαρτάται από τη συχνότητα του δικτύου, το λόγο του κιβωτίου ταχυτήτων και το σχεδιασμό της γεννήτριας. Για αυτό το λόγο είναι ευαίσθητες στη μεταβλητότητα του ανέμου και στις ριπές ανέμου. Λόγω της σταθερής ταχύτητας όλες οι μεταβολές του ανέμου μεταφέρονται σαν μεταβολές στη ροπή του δρομέα και άρα σαν μεταβολές στην ηλεκτρική ισχύ που παρέχεται στο δίκτυο. Ειδικά για τα ασθενή δίκτυα η διακύμανση της ισχύος σημαίνει διακυμάνσεις τάσης και μεγαλύτερες απώλειες στις γραμμές μεταφοράς. Λόγω των σταθερών στροφών η Α/Γ δεν εκμεταλλεύεται με βέλτιστο τρόπο την αεροδυναμική ροπή, συνεπώς έχει χαμηλότερη απόδοση.

Τα πλεονεκτήματα τους είναι: 1) απλότητα, 2) στιβαρότητα, 3) χαμηλότερο κόστος.

Τα μειονεκτήματα τους είναι: 1) μεγαλύτερες μηχανικές καταπονήσεις, 2) μεταβλητότητα της ισχύος εξόδου και άρα χαμηλή ποιότητα ισχύος.

Οι Α/Γ σταθερών στροφών χρησιμοποιούν συνήθως γεννήτριες επαγωγής τύπου κλωβού απευθείας συνδεδεμένες στο δίκτυο. Για τη σύνδεση τους απαιτείται σύστημα ομαλής εκκίνησης (soft starter) και πυκνωτές για αντιστάθμιση ισχύος. Αυτή η τεχνολογία Α/Γ κυριάρχησε στις αρχές της δεκαετίας του 1990.

4.3.2 Α/Γ μεταβλητών στροφών

Τα τελευταία χρόνια έχουν κυριαρχήσει στην αγορά Α/Γ μεταβλητών στροφών. Αυτή η τεχνολογία πετυχαίνει μέγιστη αεροδυναμική απόδοση γύρω από ένα ευρύ φάσμα ταχυτήτων ανέμου. Με τη λειτουργία μεταβλητών στροφών η ταχύτητα περιστροφής της γεννήτριας μπορεί να προσαρμόζεται στην εκάστοτε ταχύτητα ανέμου. Αυτό επιτυγχάνεται με το λόγο tip speed ratio, $\lambda = \omega R/U$ (όπου ω η ταχύτητα περιστροφής, R η ακτίνα της έλικας και U η ταχύτητα ανέμου), ο οποίος διατηρείται σταθερός στη βέλτιστη τιμή ώστε να επιτυγχάνεται μέγιστος αεροδυναμικός συντελεστής C_p . Άρα επιτυγχάνεται καλύτερη απόδοση από ότι με λειτουργία σταθερών στροφών

Σε αντίθεση με την λειτουργία σταθερών στροφών στη λειτουργία μεταβλητών στροφών οι μεταβολές του ανέμου απορροφώνται από τις αλλαγές της ταχύτητας περιστροφής της γεννήτριας. Οι Α/Γ μεταβλητών στροφών συνδέονται στο δίκτυο μέσω μετατροπέα συχνότητας (frequency converter ή power converter). Ο μετατροπέας ελέγχει την ταχύτητα της γεννήτριας ελέγχοντας τη ροπή. Οι μεταβολές του ανέμου απορροφώνται από τις αλλαγές στη ταχύτητα του δρομέα της γεννήτριας και συνεπώς τις αλλαγές στη ταχύτητα του άξονα μετάδοσης κίνησης. Η παραπάνω λειτουργία εξηγείται και με την εξίσωση επιτάχυνσης:

$$T_m - T_e = 2H \frac{d\omega}{dt}$$

όπου T_m : η μηχανική ροπή λόγω του ανέμου

T_e : η ηλεκτρομαγνητική ροπή της γεννήτριας

ω : η ταχύτητα περιστροφής

Τα πλεονεκτήματα των μεταβλητών στροφών είναι: 1) μεγαλύτερη παραγωγή ενέργειας 2) βελτίωση της ποιότητας ισχύος 3) μειώνονται οι μηχανικές καταπονήσεις και αποφεύγεται η υπερδιαστασιολόγηση των μηχανικών μερών της Α/Γ.

Όπως θα διαπιστωθεί και παρακάτω η ύπαρξη μετατροπέων ισχύος και οι αυξημένες δυνατότητες ελέγχου που αυτοί παρέχουν βελτιώνουν καθοριστικά τη συμπεριφορά της Α/Γ

σε διαταραχές του δικτύου και επιτρέπουν ευκολότερη συμμόρφωση προς τις τεχνικές απαιτήσεις των κωδίκων.

Τα μειονεκτήματα είναι: 1) απώλειες στα ηλεκτρονικά ισχύος που αποτελούν το μετατροπέα 2) υψηλό κόστος 3) πολυπλοκότητα.

4.3.3 Τύπος Α: Α/Γ με γεννήτρια επαγωγής τύπου κλωβού

Αυτός ο τύπος λειτουργεί με σταθερές στροφές και η Α/Γ είναι απευθείας συνδεδεμένη στο δίκτυο (χωρίς να παρεμβάλλεται μετατροπέας). Η γεννήτρια που χρησιμοποιείται είναι επαγωγής τύπου κλωβού. Η αρχή λειτουργίας της μηχανής επαγωγής είναι: ο στάτης διαθέτει τριφασικά τυλίγματα και το μαγνητικό του πεδίο στρέφεται με τη σύγχρονη ταχύτητα, $n_s=120f/p$. Ο δρομέας στρέφεται με ταχύτητα n λίγο μεγαλύτερη από τη σύγχρονη κατά το μέγεθος της ολίσθησης. Η ολίσθηση ορίζεται

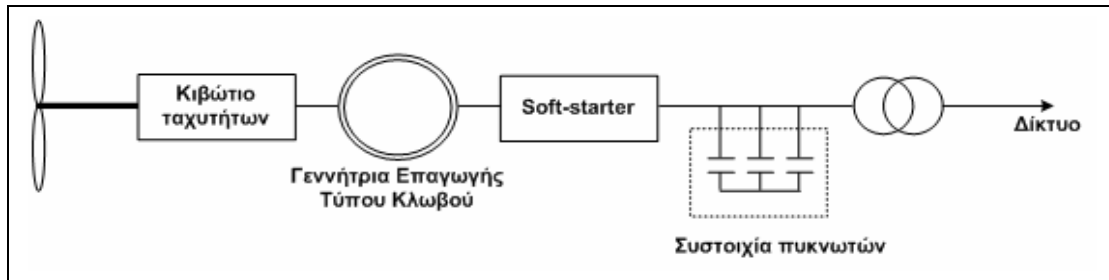
$$s = \frac{n_s - n}{n}$$

και σε αυτή τη περίπτωση είναι της τάξης 1%. Στο δρομέα επάγονται ρεύματα συχνότητας $s \cdot f$. Από την αλληλεπίδραση του μαγνητικού πεδίου του στάτη και του δρομέα δημιουργείται ηλεκτρομαγνητική ροπή. Στη μηχανή επαγωγής τύπου κλωβού το τύλιγμα δρομέα αποτελείται από ράβδους βραχυκυκλωμένες στα άκρα τους. Δεν απαιτείται η χρήση δακτυλίων και ψηκτρών. Σε αυτό το τύπο Α/Γ η ταχύτητα της γεννήτριας αλλάζει πολύ λίγο λόγω ολίσθησης. Για αυτό χρησιμοποιείται σαν σταθερών στροφών. Το ρεύμα εκκίνησης κατά τη ζεύξη είναι υψηλό της τάξης 7-8 φορές το ονομαστικό.

Όπως φαίνεται από την αρχή λειτουργίας οι γεννήτριες επαγωγής απαιτούν τη σύνδεση τους σε τριφασικό εναλλασσόμενο δίκτυο. Αυτό διότι για την εγκατάσταση του πεδίου διέγερσής της απαιτείται να απορροφά άεργο ισχύ από το δίκτυο. Γι αυτό το λόγο ανάμεσα στη γεννήτρια και το δίκτυο εγκαθίστανται συστοιχίες πυκνωτών που παρέχουν όλη ή μέρος της απαιτούμενης άεργου ισχύος για τη διέγερση της γεννήτριας. Έτσι βελτιώνεται ο συντελεστής ισχύος. Οι πυκνωτές όμως έχουν αργή απόκριση και προκαλούν βηματικές μεταβολές της άεργου ισχύος. Επίσης δημιουργούνται μεταβατικά φαινόμενα κατά τη ζεύξη των πυκνωτών. Γι αυτό το λόγο η αντιστάθμιση μπορεί να γίνεται και με κεντρικά μέσα αντιστάθμισης (για το σύνολο του αιολικού πάρκου ή ομάδες επιμέρους Α/Γ), όπως SVCs ή STATCOMs που επιτυγχάνουν γρήγορη απόκριση και ομαλότερη ροή άεργου ισχύος.

Ένα ακόμη πρόβλημα είναι το υψηλό ρεύμα ζεύξης. Για να αντιμετωπιστεί μετά τη γεννήτρια εγκαθίσταται διάταξη ομαλής εκκίνησης (soft starter). Ο soft starter είναι ουσιαστικά ένας ac ρυθμιστής (σύστημα αντιπαράλληλων θυρίστορ) που χρησιμοποιεί θυρίστορ για τη μείωση του ρεύματος ζεύξης. Επίσης διαθέτει ένα διακόπτη bypass για να παρακάμπτεται ο ρυθμιστής όταν έχει παρέλθει η μεταβατική περίοδος της εκκίνησης. Πετυχαίνει ρεύμα ζεύξης 2-4 φορές το ονομαστικό.

Ο έλεγχος της ενεργού ισχύος για ταχύτητες ανέμου πάνω από την ονομαστική γίνεται με αεροδυναμικό έλεγχο τύπου stall ή με έλεγχο βήματος έλικας (pitch control). Στη περίπτωση pitch control ο έλεγχος βήματος δεν είναι πολύ γρήγορος για αυτό οι απότομες μεταβολές του ανέμου προκαλούν μεταβλητότητα στην ισχύ εξόδου.



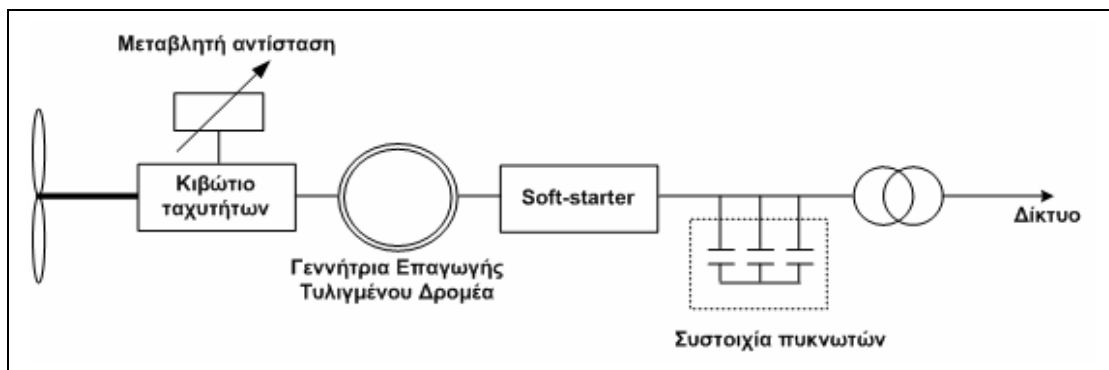
Σχήμα 4.4: Διάγραμμα της Α/Γ τύπου Α σύμφωνα με τη διαμόρφωση του ηλεκτρικού μέρους.

4.3.4 Τύπος Β: Α/Γ με γεννήτρια επαγωγής τυλιγμένου δρομέα (περιορισμένη λειτουργία μεταβλητών στροφών)

Αυτός ο τύπος έχει αναπτυχθεί από την εταιρία Vestas με το σύστημα ελέγχου ολίσθησης Optislip. Βασίζεται στη προσθήκη εξωτερικών αντιστάσεων στο δρομέα ελεγχόμενες από κύκλωμα ηλεκτρονικών ισχύος (ανορθωτής και απλός μετατροπέας DC/DC). Γι αυτό το λόγο η χρησιμοποιούμενη γεννήτρια είναι επαγωγής τυλιγμένου δρομέα. Οι μηχανές επαγωγής τυλιγμένου δρομέα διαθέτουν στο δρομέα τριφασικό τύλιγμα όπως και ο στάτης. Ο δρομέας απαιτεί την ύπαρξη δακτυλίων και ψηκτρών. Σύμφωνα με το σύστημα Optislip η εξωτερική αντίσταση μεταβάλλεται ώστε να έχω δυναμικό έλεγχο της ολίσθησης. Αυτό συνεπάγεται μεγαλύτερη δυνατότητα για έλεγχο της ισχύος εξόδου (μικρότερες διακυμάνσεις). Επίσης η ταχύτητα του δρομέα της γεννήτριας μπορεί να μεταβάλλεται μέχρι και 10% πάνω από τη σύγχρονη ταχύτητα. Έτσι αυτός ο τύπος έχει δυνατότητα για περιορισμένη λειτουργία μεταβλητών στροφών. Ένα μειονέκτημα αυτής της γεννήτριας είναι ότι αυξάνονται οι απώλειες θερμότητας πάνω στις εξωτερικές αντιστάσεις.

Ο στάτης της γεννήτριας συνδέεται απ' ευθείας στο δίκτυο. Απαιτείται όμως διάταξη ομαλής εκκίνησης για τη μείωση του ρεύματος ζεύξης. Επίσης απαιτούνται πυκνωτές για την αντιστάθμιση άεργου ισχύος αφού η χρησιμοποιούμενη γεννήτρια είναι επαγωγής (απορροφά την άεργο ισχύ για τη διέγερσή της από το δίκτυο όπως αναλύθηκε παραπάνω).

Σε αυτό το τύπο Α/Γ ο έλεγχος ισχύος για ταχύτητες ανέμου πάνω από την ονομαστική γίνεται με έλεγχο βήματος έλικας.



Σχήμα 4.5: Διάγραμμα της Α/Γ τύπου Β σύμφωνα με τη διαμόρφωση του ηλεκτρικού μέρους.

4.3.5 Τύπος Γ: Α/Γ με σύστημα μετατροπών μειωμένης ικανότητας και ασύγχρονη γεννήτρια διπλής τροφοδότησης

Ο τύπος Γ ανήκει στη κατηγορία μεταβλητών στροφών χρησιμοποιεί γεννήτρια επαγωγής με τυλιγμένο δρομέα. Ο στάτης της γεννήτριας συνδέεται απ' ευθείας στο δίκτυο. Ο δρομέας συνδέεται μέσω μετατροπέα συχνότητας (frequency converter ή power converter) AC/DC/AC η ισχύς του οποίου είναι περίπου 30% της ονομαστικής ισχύος της Α/Γ (γενικά ο μετατροπέας διακινεί ισχύ ανάλογη της ολίσθησης λειτουργίας). Ο μετατροπέας συνδέεται στο δίκτυο μέσω αυτομετασηματιστή για λόγους προσαρμογής των διαφορετικών επιπέδων τάσης. Ο μετατροπέας παρέχει τη διέγερση της γεννήτριας και φροντίζει για την ομαλή εκκίνηση πετυχαίνοντας ρεύμα ζεύξης περίπου ίσο με το ονομαστικό. Επίσης υλοποιεί τη λειτουργία μεταβλητών στροφών μέσω του ελέγχου του ρεύματος δρομέα με μεταβλητή συχνότητα. Πετυχαίνει μεγαλύτερο εύρος ταχυτήτων σε σχέση με το σύστημα Optislip (-40% ως 30% της σύγχρονης ταχύτητας). Ο μετατροπέας μπορεί να ελέγχει το συντελεστή ισχύος στη μεριά του δικτύου. Ακόμη ελέγχει τη συχνότητα αποσυνδέοντας τη συχνότητα της γεννήτριας από τη συχνότητα του δικτύου.

Η συνολική ισχύς προς το δίκτυο προέρχεται κατά ένα μέρος από το στάτη και κατά ένα μέρος από το δρομέα. Η προηγούμενη πρόταση εκφράζεται από τους τύπους:

$$\text{Ισχύς στάτη} \quad P_{s,nom} = \frac{1}{1+|s|} P_{WT,nom}$$

$$\text{Ισχύς δρομέα} \quad P_{s,nom} = \frac{|s|}{1+|s|} P_{WT,nom} \cdot P_{WT,nom} \quad ; \text{ η ονομαστική ενεργός ισχύς της Α/Γ.}$$

Για υπερσύγχρονη ταχύτητα ο δρομέας παράγει ενεργό ισχύ, ενώ για υποσύγχρονη ο δρομέας απορροφά ισχύ.

Μετατροπείς συχνότητας

Οι μετατροπείς που χρησιμοποιούνται στο τύπο Γ αλλά και στο τύπο Δ έχουν τα παρακάτω χαρακτηριστικά. Στη μεριά της γεννήτριας υπάρχει ένας ανορθωτής AC/DC και στη μεριά του δικτύου ένας αντιστροφέας DC/AC που παρέχει τριφασικό εναλλασσόμενο ρεύμα στο δίκτυο. Όταν ο μετατροπέας συνδυάζεται με γεννήτρια επαγωγής ο ανορθωτής και ο αντιστροφέας είναι μετατροπείς πηγής τάσης. Οι ημιαγωγικοί διακόπτες που χρησιμοποιούνται είναι αυτομεταγόμενοι (self commutated). Τέτοιοι διακόπτες είναι τα IGBTs και τα transistors. Άρα δεν απορροφούν άεργο ισχύ από το δίκτυο. Συνολικά ο μετατροπέας λόγω των διακοπών που χρησιμοποιεί έχει τη δυνατότητα για αμφίδρομη ανταλλαγή ενεργού και άεργου ισχύος. Ο μετατροπέας στη μεριά της γεννήτριας παρέχει την απαιτούμενη άεργο ισχύ στο δρομέα της γεννήτριας. Ο μετατροπέας στη μεριά του δικτύου είναι μια πηγή εναλλασσόμενης τάσης ελεγχόμενου μέτρου και συχνότητας. Επίσης ελέγχει τη DC τάση ανάμεσα στον ανορθωτή και τον αντιστροφέα. Γι αυτό έχει τα εξής χαρακτηριστικά:

- Ρυθμιζόμενος συντελεστής ισχύος
- Δυνατότητα ελέγχου της τάσης εξόδου
- Δυνατότητα ελέγχου της συχνότητας
- Χαμηλή αρμονική παραμόρφωση-μικρά φίλτρα

Η τελευταία ιδιότητα επιτυγχάνεται με έλεγχο PWM. Σαν αποτέλεσμα οι ισχυρές αρμονικές βρίσκονται σε συχνότητες που πλησιάζουν τις υψηλές διακοπτικές συχνότητες των IGBTs, άρα απαιτούνται μικρά και φθηνά φίλτρα.

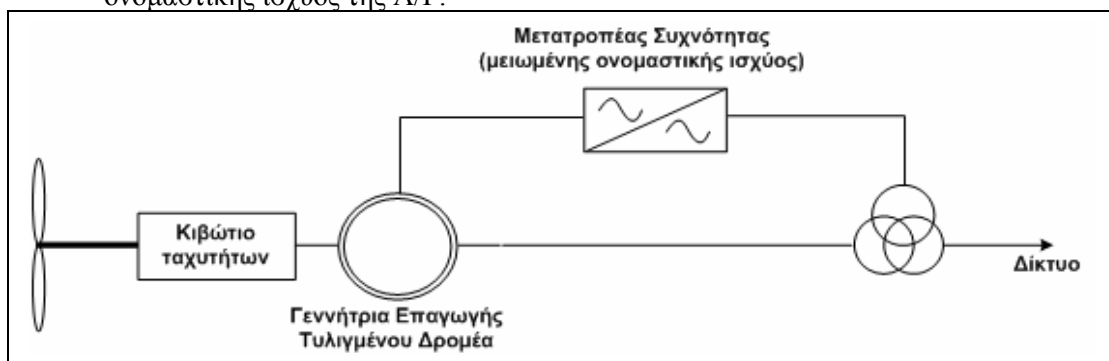
Στην έξοδο των κυκλωμάτων του δρομέα είναι εγκατεστημένη διάταξη προστασίας των μετατροπών από υπερτάσεις και υπερεντάσεις, η οποία είναι γνωστή ως crowbar. Η διάταξη αυτή βραχυκυκλώνει τους ακροδέκτες του δρομέα, προστατεύοντας έτσι τον

μετατροπέα AC/DC από τις αυξημένες τιμές μεταβατικών εντάσεων και τάσεων που εμφανίζονται σε περιπτώσεις βραχυκυκλωμάτων στο δίκτυο και εν γένει απότομων μεταβολών της τάσης του στάτη. Η λειτουργία του crowbar είναι σημαντικότερη για την απόκριση της Α/Γ σε διαταραχές του δικτύου και την ικανοποίηση απαιτήσεων LVRT και σχολιάζεται αναλυτικά σε επόμενη παράγραφο. Ο μετατροπέας εξόδου του δρομέα συνδέεται στο δίκτυο μέσω φίλτρων (που απεικονίζονται ως αυτεπαγωγές στο σχήμα).

Σε αυτό το τύπο Α/Γ ο έλεγχος ισχύος για ταχύτητες ανέμου πάνω από την ονομαστική γίνεται με έλεγχο βήματος έλικας.

Πλεονεκτήματα Α/Γ τύπου Γ

- Έλεγχος άεργου ισχύος και τάσης.
- Ανεξάρτητος έλεγχος ενεργού και άεργου ισχύος.
- Συνήθως ο Σ.Ι. στη μεριά του δικτύου διατηρείται ίσος με 1.
- Ο μετατροπέας είναι πιο φθηνός αφού η ονομαστική του ισχύς είναι ένα ποσοστό της ονομαστικής ισχύος της Α/Γ.



Σχήμα 4.6: Διάγραμμα της Α/Γ τύπου Γ σύμφωνα με τη διαμόρφωση του ηλεκτρικού μέρους.

4.3.6 Τύπος Δ: Α/Γ με σύστημα μετατροπέων πλήρους ισχύος και σύγχρονη ή ασύγχρονη γεννήτρια

Ο τύπος Δ κατατάσσεται επίσης στις Α/Γ μεταβλητών στροφών με έλεγχο βήματος έλικας. Η γεννήτρια που χρησιμοποιείται μπορεί να είναι σύγχρονη ή ασύγχρονη. Ο στάτης της γεννήτριας συνδέεται στο δίκτυο μέσω μετατροπέα συχνότητας πλήρους ισχύος. Δηλαδή ο μετατροπέας μεταφέρει το σύνολο της ισχύος της Α/Γ προς το δίκτυο. Ο μετατροπέας έχει τις ιδιότητες και τη δομή που περιγράφηκε και στο τύπο Γ. Για σύγχρονη γεννήτρια υπάρχουν κάποιες διαφοροποιήσεις. Η σύγχρονη γεννήτρια διαθέτει δικό της σύστημα διέγερσης. Συνεπώς ο μετατροπέας γεννήτριας αρκεί να είναι ένας ανορθωτής με διόδους ή θυρίστορ αφού δε χρειάζεται να παρέχει άεργο ισχύ στη γεννήτρια. Ο μετατροπέας στη πλευρά του δικτύου είναι μετατροπέας πηγής τάσης όπως περιγράφηκε και παραπάνω. Επίσης ανάμεσα στον ανορθωτή και το μετατροπέα παρεμβάλλεται ένας DC/DC μετατροπέας ανύψωσης (τύπου boost). Ο ρόλος του είναι η προσαρμογή της DC τάσης του ανορθωτή που είναι μεταβαλλόμενη στη σταθερή DC τάση του πυκνωτή. Η τάση εξόδου του ανορθωτή είναι μεταβαλλόμενη επειδή εξαρτάται από τη ταχύτητα περιστροφής της γεννήτριας. Ο μετατροπέας DC/DC δεν χρειάζεται όταν ο ανορθωτής και ο αντιστροφείας συνδέονται στον ίδιο ζυγό συνεχούς τάσης (back-to-back). Ο έλεγχος ροπής της γεννήτριας υλοποιείται είτε από τον μετατροπέα DC/DC, ο οποίος ελέγχει το συνεχές ρεύμα εξόδου του ανορθωτή, το οποίο είναι ανάλογο του ρεύματος στάτη και άρα της ροπής της γεννήτριας, είτε μέσω του ανορθωτή πηγής τάσης. Ο μετατροπέας εξόδου, όπως και στη μηχανή διπλής τροφοδότησης, ελέγχει τη συνεχή τάση εισόδου του μέσω της ρύθμισης της ενεργού ισχύος που παρέχεται στο δίκτυο, καθώς και την άεργο ισχύ εξόδου. Γενικά ισχύουν τα αναφερθέντα στην προηγούμενη παράγραφο για τον έλεγχο μετατροπέων αυτού του τύπου.

Η σύγχρονη γεννήτρια μπορεί να χωριστεί σε 2 κατηγορίες:

Με τύλιγμα πεδίου

Το τύλιγμα πεδίου βρίσκεται στο δρομέα και τροφοδοτείται με συνεχές ρεύμα από το σύστημα διέγερσης. Ο δρομέας προκαλεί στρεφόμενο μαγνητικό πεδίο με ταχύτητα περιστροφής τη σύγχρονη. Το στρεφόμενο πεδίο του δρομέα επάγει τριφασική εναλλασσόμενη τάση στο τριφασικό τύλιγμα του στάτη. Ουσιαστικά το τύλιγμα του δρομέα παρέχει τη διέγερση της γεννήτριας. Το πλεονέκτημα αυτής της κατηγορίας είναι ότι η τάση στα άκρα της γεννήτριας μπορεί να ελέγχεται από το σύστημα διέγερσης.

Με μόνιμους μαγνήτες

Πρόκειται για αυτοδιεγειρόμενη γεννήτρια. Τη κατάλληλη διέγερση τη παρέχουν μόνιμοι μαγνήτες στο δρομέα. Συνήθως αυτές οι γεννήτριες είναι έκτυπων πόλων. Το τύλιγμα του στάτη είναι και σε αυτή τη κατηγορία τριφασικό. Το μειονέκτημα αυτής της κατηγορίας σύγχρονων γεννητριών είναι ότι δεν υπάρχει έλεγχος της διέγερσης με αποτέλεσμα την αδυναμία διατήρησης σταθερής τάσης. Επίσης παρουσιάζονται προβλήματα κατά το συγχρονισμό με το δίκτυο. Η συμπεριφορά του σε περίπτωση σφάλματος είναι πιο δύσκαμπτη. Στη περίπτωση μόνιμων μαγνητών ο μετατροπέας στην έξοδο της γεννήτριας πρέπει να είναι τύπου πηγής τάσης με ελεγχόμενα στοιχεία (IGBTs). Η παρεμβολή του μετατροπέα αντισταθμίζει τα προηγούμενα μειονεκτήματα.

Τα πλεονεκτήματα του τύπου Δ είναι:

- Ρύθμιση του συντελεστή ισχύος σε μεγαλύτερο εύρος τιμών.
- Επειδή ο μετατροπέας είναι πλήρους ισχύος η γεννήτρια απομονώνεται από το δίκτυο. Αυτό είναι ιδιαίτερα θετικό σε περίπτωση βραχυκυκλώματος στο δίκτυο.
- Έλεγχος της συχνότητας.
- Απόζευξη της ταχύτητας της γεννήτριας από τη συχνότητα δικτύου.

Το μειονέκτημα του τύπου Δ είναι ο ακριβός μετατροπέας.



Σχήμα 4.7: Διάγραμμα της A/Γ τύπου Δ σύμφωνα με τη διαμόρφωση του ηλεκτρικού μέρους. Η διακεκομμένη γραμμή στο κιβώτιο ταχυτήτων υποδεικνύει ότι στη περίπτωση σύγχρονης μηχανής μπορεί να παραλείπεται.

4.4 ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ Α/Γ ΚΑΙ ΑΠΑΙΤΗΣΕΙΣ ΓΙΑ ΒΥΘΙΣΗ ΤΑΣΗΣ

4.4.1 Α/Γ σταθερών στροφών (Τύπος Α,Β)

Πριν τεθούν σε ισχύ οι κώδικες που ισχύουν σήμερα κυρίαρχη τακτική ήταν να αποσυνδέονται οι Α/Γ από το δίκτυο σε περίπτωση που η τάση στα άκρα τους έπεφτε κάτω από ένα επίπεδο (συνήθως 80% της ονομαστικής)[4.5]. Αυτή η απαίτηση υπήρχε για τους παρακάτω λόγους:

- Οι Α/Γ αρχικά αντιμετωπίζονταν ως «αρνητικά φορτία» του ηλεκτρικού συστήματος και όχι ως σταθμοί παραγωγής, οι οποίοι συμβάλλουν στον έλεγχο και την ευστάθειά του. Έτσι, όσο οι αιολικές διεισδύσεις ήταν σχετικά μικρές, η άμεση αποσύνδεση των Α/Γ σε μη κανονικές συνθήκες λειτουργίας του δικτύου θεωρούνταν η καλύτερη λύση και δεν αποτελούσε ουσιαστικό κίνδυνο για το υπόλοιπο σύστημα.

- Οι Α/Γ και τα αιολικά πάρκα ήταν σχετικά μικρού μεγέθους και συνήθως συνδέονταν στο δίκτυο ΜΤ. Όμως το δίκτυο ΜΤ διαθέτει προστασίες απόξενξης έναντι σφαλμάτων. Αν μια τέτοια προστασία λειτουργήσει δημιουργείται ένα νησιδοποιημένο τμήμα. Στη περίπτωση που αυτό περιέχει φορτία και Α/Π η μη αποσύνδεση των τελευταίων δημιουργεί περαιτέρω διαταραχές τάσης και συχνότητας και ενέχει κίνδυνο για τα φορτία.

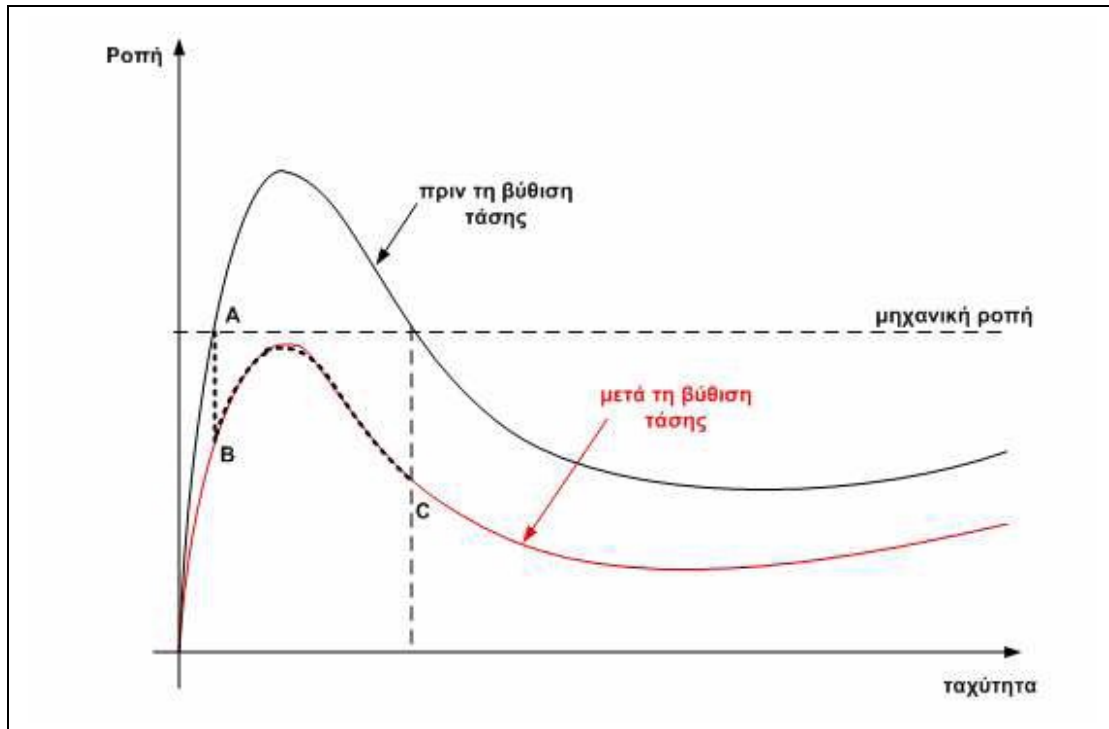
- Οι Α/Γ δεν διέθεταν τη δυνατότητα παραμονής σε λειτουργία υπό συνθήκες σημαντικών βυθίσεων τάσης, όχι μόνο για λόγους ευστάθειας, αλλά κυρίως διότι διακόπτονταν η παροχή σε κρίσιμα βοηθητικά τους υποσυστήματα (κεντρικός ελεγκτής, υδραυλικά συστήματα, διάφοροι σερβοκινητήρες κλπ.), τα οποία δεν τροφοδοτούνταν από σύστημα αδιάλειπτης παροχής (UPS). Η απώλεια τάσης στα συστήματα αυτά οδηγούσε άμεσα σε εντολή στάσης, σε χρόνο μικρότερο των 100 ms.

- Το περιθώριο ευστάθειας των Α/Γ σταθερών στροφών με γεννήτρια επαγωγής (τύπου Α,Β) είναι πολύ περιορισμένο, λόγω υπερτάχυνσης του δρομέα, ιδιαίτερα για λειτουργία υπό πλήρη ισχύ και σημαντικές τριφασικές βυθίσεις της τάσης του δικτύου. Επίσης αν η Α/Γ παραμείνει συνδεδεμένη μετά την εκκαθάριση του σφάλματος απορροφά άεργο ισχύ με αποτέλεσμα αργή επαναφορά της τάσης, κίνδυνο για αποσυγχρονισμό των Α/Γ και περαιτέρω καταπόνηση του δικτύου.

Στη παρούσα κατάσταση λόγω της υψηλής διείσδυσης της αιολικής ενέργειας και της σύνδεσης των Α/Π στο δίκτυο ΥΤ οι Α/Γ των Α/Π καλούνται να υποστηρίξουν την ευστάθεια και την αξιοπιστία του δικτύου. Η συμπεριφορά όμως των Α/Γ στη βύθιση τάσης διαφοροποιείται ανάμεσα στις διάφορες τεχνολογίες.

Στις Α/Γ σταθερών στροφών (τύπου Α,Β) η πτώση τάσης σημαίνει ότι η γεννήτρια παράγει ένα μέρος της ηλεκτρικής της ισχύος διότι η ισχύς είναι ανάλογη με τη τάση. Εξαιτίας αυτής της μείωσης ενεργού ισχύος δημιουργείται ανισοροπία ανάμεσα στη μηχανική ισχύ εισόδου και την ηλεκτρική ισχύ εξόδου. Άρα η γεννήτρια επιταχύνεται. Μετά την εκκαθάριση του σφάλματος η γεννήτρια καταναλώνει αυξημένη άεργο ισχύ λόγω αυξημένης ταχύτητας (αυξημένη ταχύτητα σημαίνει μεγαλύτερη ολίσθηση και άρα μεγαλύτερη κατανάλωση άεργου ισχύος. Συνέπεια αυτού είναι η αργή αποκατάσταση της τάσης μετά το σφάλμα.

Η συμπεριφορά αυτή μπορεί αν εξηγηθεί και από το σχήμα 4.8 Έστω ότι πριν τη βύθιση τάσης η γεννήτρια βρίσκεται στο σημείο λειτουργίας Α. Κατά τη διάρκεια της βύθισης τάσης η χαρακτηριστική ροπής φαίνεται με κόκκινο. Επειδή η ροπή εξαρτάται από το τετράγωνο της τάσης θα είναι μειωμένη. Επειδή η ηλεκτρική ροπή είναι μειωμένη η ταχύτητα αυξάνεται και το σημείο λειτουργίας μετατοπίζεται προς το C. Αν ξεπεραστεί το σημείο C όταν επανέλθει η τάση η επιβραδύνουσα ροπή θα είναι μικρότερη από την επιταχύνουσα (μηχανική) και η Α/Γ αποσυγχρονίζεται. Ακόμη και αν δε ξεπεραστεί το σημείο C με την επαναφορά της τάσης η γεννήτρια θα λειτουργεί σε αυξημένη ταχύτητα και όπως εξηγήσαμε παραπάνω αυτό σημαίνει μεγαλύτερη απορρόφηση άεργου ισχύος.



Σχήμα 4.8: Χαρακτηριστική ροπής-στροφών για γεννήτρια επαγωγής βραχυκυκλωμένου δρομέα.

Επίσης η κατανάλωση άεργου ισχύος οδηγεί σε περαιτέρω μείωση της τάσης και μπορεί να οδηγήσει σε κατάρρευση τάσης και αποσύνδεση της Α/Γ.

Παρακάτω παρουσιάζονται κάποια μέτρα για τη βελτίωση της παραπάνω απόκρισης:

- Έλεγχος τύπου pitch γρήγορης απόκρισης ώστε όταν η Α/Γ αντιλαμβάνεται υπερτάχυνση να αυξάνεται η γωνία pitch και να μειώνεται η μηχανική ισχύς εισόδου. Να σημειωθεί ότι η διάρκεια των σφαλμάτων είναι μερικά δέκατα του δευτερολέπτου, ενώ η απόκριση του ελέγχου pitch επειδή εμπλέκει μηχανικά μέρη είναι πιο αργή.
- Ύπαρξη μιας ελεγχόμενης πηγής τάσης (π.χ. STATCOM) για την παροχή της άεργου ισχύος που απαιτείται κατά την αποκατάσταση της τάσης.

Αυτά τα μέτρα παρότι βελτιώνουν τη συμπεριφορά των Α/Γ Τύπου Α,Β και τις βοηθούν στην ικανοποίηση των απαιτήσεων κωδίκων δε λύνουν οριστικά το πρόβλημα. Συγκρινόμενες με του άλλους 2 τύπους δε μπορούν να ικανοποιήσουν αυξημένες απαιτήσεις LVRT και υποστήριξη της τάσης κατά τη διάρκεια και μετά το σφάλμα. Η εγγενής έλλειψη ελέγχου της άεργου ισχύος κάνει ακόμη πιο δύσκολη την ικανοποίηση απαιτήσεων για παροχή άεργου ισχύος κατά τη διάρκεια του σφάλματος, ακόμη και με τη προσθήκη STATCOM.

4.4.2 Α/Γ μεταβλητών στροφών

Η δυναμική συμπεριφορά των Α/Γ μεταβλητών στροφών είναι εντελώς διαφορετική σε σχέση με τις Α/Γ σταθερών στροφών. Ο μετατροπέας χρησιμοποιείται για να αποζεύξει τη γεννήτρια από το δίκτυο. Αυτή η απόζευξη ισχύει και στη μόνιμη κατάσταση και στις διαταραχές, άρα η γεννήτρια παραμένει γενικά ανεπηρέαστη από τις διαταραχές του δικτύου.

Στις Α/Γ μεταβλητών στροφών δεν υπάρχει ο κίνδυνος επιτάχυνσης αφού δεν ισχύει η καμπύλη ροπής των μηχανών επαγωγής. Ο έλεγχος ενεργού ισχύος γίνεται με τον έλεγχο pitch και με έλεγχο της ροπής από το μετατροπέα. Παρόλα αυτά σε μεγάλες βυθίσεις τάσης η ανισόροπα ισχύος εισόδου και ισχύος προς το δίκτυο προκαλεί ανύψωση τάσης στους πυκνωτές στο ζυγό συνεχούς τάσης. Για να αντιμετωπιστεί το πρόβλημα μπορούν να τοποθετηθούν μεγαλύτεροι πυκνωτές και να αυξηθεί η ταχύτητα απόκρισης του ελέγχου pitch. Επίσης η υπερτάχυνση του δρομέα της γεννήτριας μπορεί να περιοριστεί γιατί η αδράνεια του μπορεί να λειτουργήσει σαν αποθήκη της πλεονάζουσας ενέργειας (buffer). Σε ορισμένες περιπτώσεις στο ζυγό συνεχούς τάσης εγκαθίσταται φορτίο ελεγχόμενο από chopper που καταναλώνει τη πλεονάζουσα ισχύ.

Η άεργος ισχύς κατά τη βύθιση αλλά και μετά παρέχεται από τους μετατροπέις. Όμως η ονομαστική ικανότητα και τα όρια φόρτισης του μετατροπέα θέτουν περιορισμούς στη παροχή άεργου ισχύος ειδικά στη περίπτωση των Α/Γ τύπου Γ.

4.4.3 Α/Γ μεταβλητών στροφών (Τύπος Γ)

Στις Α/Γ διπλής τροφοδότησης ο δρομέας συνδέεται στο δίκτυο μέσω μετατροπέα, ο στάτης όμως είναι άμεσα συνδεδεμένος με το δίκτυο. Ένα σφάλμα στο δίκτυο προκαλεί υψηλά ρεύματα στο στάτη. Λόγω της μαγνητικής αλληλεπίδρασης στάτη και δρομέα (η πεπλεγμένη ροή των τυλιγμάτων τείνει να διατηρείται σταθερή) επάγονται υψηλές τάσεις στα τυλίγματα δρομέα συνεπώς αναπτύσσονται υψηλά ρεύματα δρομέα. Τα υψηλά ρεύματα του δρομέα μπορεί να καταστρέψουν τα ευαίσθητα ηλεκτρονικά ισχύος του μετατροπέα. Η υπερδιαστασιολόγηση του μετατροπέα είναι πολύ ακριβή λύση για αυτό χρειάζεται διάταξη προστασίας των ηλεκτρονικών ισχύος. Στις σύγχρονες υλοποιήσεις η διάταξη προστασίας ονομάζεται crowbar. Με τη χρήση του crowbar δεν επιτρέπεται η αποσύνδεση της Α/Γ κατά τη διάρκεια της βύθισης τάσης.

Παθητικό crowbar

Το παθητικό crowbar βραχυκυκλώνει τα τυλίγματα του δρομέα απάγοντας τις υπερεντάσεις ώστε να προστατέψει τον μετατροπέα. Μπορεί να υλοποιηθεί με ανορθωτή διόδων η έξοδος του οποίου βραχυκυκλώνεται με θυρίστορ. Επίσης υλοποιείται με ac ρυθμιστή στους ακροδέκτες του δρομέα που προκαλούν βραχυκύκλωση του. Για όσο λειτουργεί το crowbar η Α/Γ συμπεριφέρεται σαν σταθερών στροφών. Δηλαδή σα γεννήτρια επαγωγής τύπου κλωβού που απορροφά άεργο ισχύ και δεν υπάρχει δυνατότητα ελέγχου της. Επίσης μετά την αποκατάσταση της τάσης δημιουργούνται μεταβατικά φαινόμενα όπως ταλαντώσεις στη ενεργό ισχύ και στη ροπή. Η ανάκτηση του ελέγχου είναι δυνατή μετά τον μηδενισμό των ρευμάτων του δρομέα, γεγονός που προϋποθέτει αποσύνδεση του στάτη από το δίκτυο, αποδιέγερση της μηχανής και ακολούθως διέγερση και επανασυγχρονισμό της.

Ενεργό crowbar

Το ενεργό crowbar αμβλύνει τα μειονεκτήματα του παθητικού. Κάνει χρήση IGBT (ελεγχόμενης σβέσης) αντί για θυρίστορ. Κατά τη λειτουργία του crowbar ο δρομέας βραχυκυκλώνεται μέσω ελεγχόμενης αντίστασης και μειώνονται τα ρεύματα δρομέα και η dc τάση. Η χρήση IGBT βοηθάει ώστε να απάγεται σύντομα το βραχυκύκλωμα και στην ανάκτηση του ελέγχου της γεννήτριας. Παρόλα αυτά κατά τη λειτουργία του crowbar η γεννήτρια μένει χωρίς έλεγχο (περίπου για 100ms μετά την έναρξη της βύθισης τάσης). Κατά το υπόλοιπο διάστημα της διαταραχής, όπως και μετά την εκκαθάρισή της, η Α/Γ μπορεί

πάντως να διατηρήσει τα ελέγξιμα χαρακτηριστικά της, ικανοποιώντας έτσι τις απαιτήσεις που θέτουν οι κώδικες.

Μια βελτιωμένη λύση που προτείνεται είναι η ταχεία αποσύνδεση του στάτη (STI=Short Term Interruption) με ταυτόχρονη λειτουργία του μετατροπέα δικτύου ώστε να παρέχει την απαιτούμενη άεργο ισχύ για την υποστήριξη τάσης. Τα θυρίστορ στη μεριά του στάτη (SSW) διακόπτουν το ρεύμα βραχυκύκλωσης μέσα σε 10ms, ώστε να μη φτάσει στη μέγιστη τιμή του. Ταυτόχρονα η διάταξη μεταγωγής (CU) ενεργοποιείται και σταματά τη λειτουργία του μετατροπέα γεννήτριας. Έτσι η γεννήτρια απομαγνητίζεται, αλλά ο μετατροπέας δικτύου παραμένει συνδεδεμένος και παρέχει το μέγιστο άεργο ρεύμα. Μετά την απομαγνήτιση ο μετατροπέας της γεννήτριας επαναλειτουργεί και τα θυρίστορ στη μεριά του στάτη συγχρονίζουν ξανά τη μηχανή. Αφού ο στάτης είναι συνδεδεμένος η Α/Γ μπορεί να αποδώσει σε πλήρη ικανότητα. Σε αυτή τη φάση ο μετατροπέας γεννήτριας χρησιμοποιείται για τον έλεγχο της άεργου ισχύος.

Με τις παραπάνω λύσεις είναι δυνατή η ικανοποιητική συμπεριφορά και η ελεγχιμότητα των Α/Γ Τύπου Γ στην περίπτωση συμμετρικών διαταραχών της τάσης του δικτύου, ακόμη και μεγάλου εύρους και διάρκειας. Παρ' όλα αυτά, η άμεση σύνδεση του στάτη της γεννήτριας με το δίκτυο αποτελεί ιδιαίτερο πρόβλημα για τις Α/Γ αυτού του τύπου στην περίπτωση ασύμμετρων διαταραχών της τάσης. Συγκεκριμένα, η εμφάνιση υψηλής συνιστώσας αρνητικής ακολουθίας στην τάση ακροδεκτών προκαλεί ρεύματα αρνητικής ακολουθίας στα τυλίγματα του στάτη και του δρομέα της γεννήτριας, τα οποία παίρνουν μεγάλες τιμές λόγω της χαμηλής φαινόμενης σύνθετης αντίστασης αρνητικής ακολουθίας της γεννήτριας και δεν ελέγχονται από το σύστημα ελέγχου των μετατροπέων. Το γεγονός αυτό μπορεί να έχει ως αποτέλεσμα την ενεργοποίηση του crowbar, θέτοντας τη γεννήτρια εκτός ελέγχου, χωρίς δυνατότητα επαναφοράς της, για όσο διάστημα υφίσταται η ασυμμετρία της τάσης. Σε τέτοιες καταστάσεις και εφόσον η ασυμμετρία είναι έντονη, ο στάτης της γεννήτριας αναγκαστικά παραμένει αποσυνδεδεμένος από το δίκτυο μέχρι την εκκαθάριση της διαταραχής.

4.4.4 Α/Γ μεταβλητών στροφών (Τύπος Δ)

Στις Α/Γ τύπου Δ ο μετατροπέας πλήρους ισχύος πετυχαίνει την απόζευξη της γεννήτριας και του δικτύου. Έτσι οποιαδήποτε διαταραχή στο δίκτυο δεν επηρεάζει τη γεννήτρια και δεν προκαλεί τη παραγωγή ρεύματος βραχυκύκλωσης από τη γεννήτρια. Όπως εξηγήθηκε και παραπάνω η ανισόροπα ισχύος εισόδου και ισχύος εξόδου υπερφορτώνει τους πυκνωτές στο ζυγό συνεχούς και προκαλεί υπερτάσεις. Παραπάνω αναφέρθηκαν κάποιες λύσεις για αυτό το πρόβλημα. Επίσης ο DC/DC μετατροπέας που υπάρχει στο ζυγό συνεχούς προσπαθεί να διατηρεί σταθερή τη συνεχή τάση. Τη παροχή άεργου ισχύος και τον έλεγχο τάσης κατά τη διάρκεια και μετά τη βύθιση αναλαμβάνει ο μετατροπέας στη πλευρά του δικτύου. Εδώ όμως τίθενται κάποιοι περιορισμοί από την ικανότητα του μετατροπέα. Για να ανταποκριθεί στις απαιτήσεις για παροχή επιπλέον άεργου ρεύματος κατά τη βύθιση τάσης ίσως χρειαστεί να μειώσει τη μεταφερόμενη ενεργό ισχύ για να μη ξεπεράσει τα όρια φόρτισης. Για αυτό ο μετατροπέας στη πλευρά του δικτύου μπορεί να είναι υπερδιαστασιοποιημένος μέσα στα πλαίσια του λογικού κόστους. Έτσι, κατά τη διάρκεια βυθίσεων τάσης η Α/Γ μπορεί να παραμείνει σε λειτουργία, τροφοδοτώντας το δίκτυο με άεργο ρεύμα μέχρι την ονομαστική ικανότητα του μετατροπέα εξόδου. Μετά την επαναφορά της τάσης η μηχανή επανέρχεται άμεσα στην κανονική της λειτουργία, χωρίς πρόσθετα μεταβατικά φαινόμενα και καταπονήσεις.

4.5 ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ Α/Γ ΚΑΙ ΑΠΑΙΤΗΣΕΙΣ ΓΙΑ ΕΛΕΓΧΟ ΑΕΡΓΟΥ ΙΣΧΥΟΣ

4.5.1 Α/Γ σταθερών στροφών (Τύπος Α,Β)

Η τάση και η άεργος ισχύς σχετίζονται άμεσα[4.6]. Γι αυτό η τάση μπορεί να ρυθμιστεί με μεταβολή της άεργου ισχύος που παράγεται ή καταναλώνεται από τα Α/Π.

Η γεννήτρια επαγωγής όπως περιγράφηκε και παραπάνω καταναλώνει συνεχώς άεργο ισχύ. Χαρακτηριστικό της είναι η απουσία δυνατότητας για έλεγχο άεργου ισχύος και τάσης. Η τιμή της καταναλισκόμενης άεργου ισχύος εξαρτάται από τη τάση στα άκρα της Α/Γ, τη παραγωγή ενεργού ισχύος και την ολίσθηση. Για την αντιστάθμιση ισχύος χρησιμοποιούνται συστοιχίες πυκνωτών τοποθετημένες εγκάρσια στα άκρα της Α/Γ. Οι πυκνωτές όμως είναι μη ελεγχόμενη πηγή τάσης. Η άεργος ισχύς των πυκνωτών δίνεται από τη σχέση $Q=V^2\omega C$, άρα σε περίπτωση μειωμένης τερματικής τάσης ο πυκνωτής παρουσιάζει μειωμένη ικανότητα να παράγει άεργο ισχύ. Επίσης οι πυκνωτές προκαλούν βηματικές μεταβολές της τάσης και της άεργου ισχύος. Συνεπώς είναι μειωμένη η δυναμική ικανότητα άεργου ισχύος των Α/Γ σταθερών στροφών.

Για την εναρμόνιση των Α/Γ σταθερών στροφών με τις απαιτήσεις άεργου ισχύος και ρύθμισης τάσης απαιτούνται πιο εξελιγμένες τεχνικές έλεγχου τάσης. Αυτές προσφέρονται από ελεγχόμενες πηγές τάσης όπως τα SVC και STATCOM. Το SVC αποτελείται από πυκνωτές και πηνία ελεγχόμενα από θυρίστορ. Σκοπός του είναι να ρυθμίζει τη τάση σε ένα κόμβο του ηλεκτρικού συστήματος. Το STATCOM είναι ένας μετατροπέας πηγής τάσης, δηλαδή μια ελεγχόμενη πηγή τάσης. Σε σχέση με το SVC έχει καλύτερη απόκριση σε δυναμικές διαταραχές και τη δυνατότητα για ροή ενεργού και άεργου ισχύος. Συνήθως πρακτική είναι οι παραπάνω διατάξεις να τοποθετούνται στο σημείο σύνδεσης του Α/Π με το δίκτυο και να ελέγχουν κεντρικά την άεργο ισχύ και τη τάση. Αυτή η πρακτική πλησιάζει περισσότερο την ιδέα που θέλει τους αιολικούς σταθμούς να συμμετέχουν στον έλεγχο του ηλεκτρικού συστήματος όπως οι συμβατικοί σταθμοί.

4.5.2 Α/Γ μεταβλητών στροφών (Τύπος Γ)

Οι Α/Γ αυτού του τύπου μπορούν να ρυθμίσουν σε μεγαλύτερο εύρος την άεργο ισχύ λόγω του μετατροπέα που συνδέει το δρομέα στο δίκτυο. Η άεργος ισχύς μπορεί να ελέγχεται μέσω του ρεύματος δρομέα. Έτσι η άεργος ισχύς αποσυσχετίζεται μερικώς με τη ταχύτητα περιστροφής και την ενεργό ισχύ. Παραμένει όμως μια μικρή σχέση ανάμεσα στο ρεύμα δρομέα, τη ροπή (άρα και τη ταχύτητα) και την άεργο ισχύ. Επίσης στις τεχνολογίες μεταβλητών στροφών η ικανότητα για παροχή άεργου εξαρτάται από την ικανότητα ρεύματος του μετατροπέα στη πλευρά δικτύου. Είναι χαρακτηριστικό ότι στις Α/Γ διπλής τροφοδότησης απαιτείται μεγαλύτερη τιμή ρεύματος μετατροπέα για παραγωγή άεργου απ' ό,τι για κατανάλωση. Αυτό συμβαίνει διότι ο στάτης συνδέεται απευθείας στο δίκτυο. Έτσι το ρεύμα μαγνήτισης μπορεί να απορροφάται από το δίκτυο, αντί από το μετατροπέα. Άρα στη κατανάλωση άεργου χρειάζεται μικρότερο ρεύμα μετατροπέα σε σχέση με τη παραγωγή άεργου. Γενικά η απευθείας σύνδεση του στάτη στο δίκτυο κατατάσσει τις Α/Γ αυτού του τύπου σε μειονεκτική θέση σε σχέση με τις Α/Γ τύπου Δ ως προς τον έλεγχο άεργου ισχύος.

4.5.3 Α/Γ μεταβλητών στροφών (Τύπος Δ)

Σε αυτό το τύπο Α/Γ λόγω του μετατροπέα πλήρους ισχύος η άεργος ισχύς δε σχετίζεται με χαρακτηριστικά της γεννήτριας. Η άεργος ισχύς σχετίζεται αποκλειστικά με τα χαρακτηριστικά του μετατροπέα στη πλευρά του δικτύου. Γι αυτό το λόγο η ανταλλαγή άεργου ισχύος ανάμεσα στη γεννήτρια και το μετατροπέα της και η ανταλλαγή άεργου ισχύος ανάμεσα στο μετατροπέα δικτύου και το δίκτυο είναι αποσυνδεδεμένες. Η παραγωγή και κατανάλωση άεργου ισχύος εξαρτάται από την ικανότητα ρεύματος του μετατροπέα. Για αυτό η απαίτηση για ευρύ έλεγχο της άεργου ισχύος ακόμη και σε ονομαστική τάση μπορεί να επιτευχθεί με αύξηση της ικανότητας ρεύματος του μετατροπέα. Πάντως η απαιτούμενη ικανότητα του μετατροπέα είναι ανεξάρτητη από τη λειτουργία σε επαγωγικό ή χωρητικό

συντελεστή. Συμπερασματικά οι Α/Γ τύπου Δ έχουν τη καλύτερη συμπεριφορά ως προς τον έλεγχο άεργου ισχύος και μπορούν να προσαρμοστούν ευκολότερα στις απαιτήσεις των κωδίκων δε παύουν όμως να επηρεάζονται από την ικανότητα του μετατροπέα στη πλευρά του δικτύου (σε μικρότερο βαθμό σε σχέση με τις Α/Γ διπλής τροφοδότησης).

4.6 ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ Α/Γ ΚΑΙ ΑΠΑΙΤΗΣΕΙΣ ΓΙΑ ΑΠΟΚΡΙΣΗ ΣΥΧΝΟΤΗΤΑΣ

Τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας έχουν στηρίξει την ευστάθεια συχνότητας στις σύγχρονες μηχανές που συνιστούν τους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής. Οι σύγχρονες γεννήτριες έχουν σαν έμφυτο χαρακτηριστικό αυξημένη αδράνεια και συμβάλουν στην αυξημένη αδράνεια του συστήματος. Η στρεφόμενη εφεδρεία τους και οι ρυθμιστές στροφών μπορούν να εξασφαλίσουν μικρές μεταβολές της συχνότητας συστήματος μέσα στα τιθέμενα όρια. Η υψηλή διεύθυνση της αιολικής παραγωγής όμως μπορεί να επιφέρει μεγαλύτερες μεταβολές στη συχνότητα συστήματος. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι οι Α/Γ χρησιμοποιούν ασύγχρονες γεννήτριες και μετατροπείς για τη σύνδεση στο δίκτυο. Παρακάτω εξετάζεται η απόκριση συχνότητας και η αδρανειακή συμπεριφορά των εξεταζόμενων τεχνολογιών Α/Γ.

Σχετικά με τις απαιτήσεις για περικοπή ενεργού ισχύος αυτές μπορούν να επιτευχθούν με μεταβολή της γωνίας pitch στις Α/Γ σταθερών στροφών ενώ οι Α/Γ μεταβλητών στροφών έχουν επιπλέον τη δυνατότητα να μειώνουν την ενεργό ισχύ μέσω του ελέγχου του ηλεκτρονικού μετατροπέα τους.

4.6.1 Α/Γ σταθερών στροφών (Τύπος Α,Β)

Οι Α/Γ σταθερών στροφών συνδέονται απευθείας στο δίκτυο γι' αυτό η συχνότητα του δικτύου και η ταχύτητα περιστροφής της γεννήτριας είναι άμεσα συζευγμένες. Δηλαδή οι μεταβολές της συχνότητας γίνονται άμεσα αντιληπτές από τη ταχύτητα περιστροφής. Σε περίπτωση που η συχνότητα μειωθεί δημιουργείται περίσσειμα ενέργειας στη στρεφόμενη μάζα του δρομέα που αποδίδεται στο δίκτυο. Ελλείψει ρυθμιστών στροφών η απόκριση συχνότητας, δηλαδή η μεταβολή της ενεργού ισχύος ανάλογα με τις μεταβολές συχνότητας, είναι μη ελεγχόμενη. Η μόνη δυνατότητα ελέγχου σε αυτή τη τεχνολογία είναι ο έλεγχος της γωνίας pitch. Μέσω αυτού του ελέγχου υπάρχει η δυνατότητα ελέγχου της παραγόμενης ενεργού ισχύος. Έτσι αυτή η τεχνολογία μπορεί να ικανοποιήσει τις απαιτήσεις για απόκριση συχνότητας. Επίσης με τη τοποθέτηση ενός κεντρικού ελεγκτή συχνότητας μπορεί να δέχεται τιμές αναφοράς (setpoint) για τη συχνότητα.

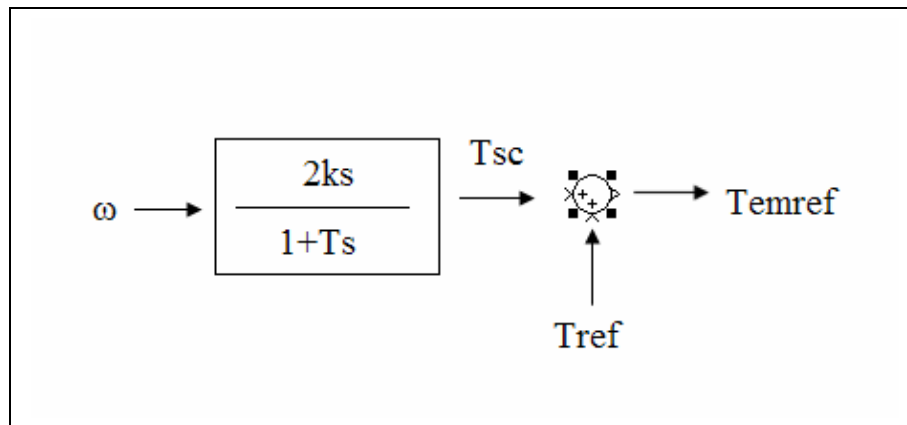
4.6.2 Α/Γ μεταβλητών στροφών (Τύπος Γ)

Στις Α/Γ τύπου Γ η απόκριση συχνότητας εξαρτάται από τη σχέση ανάμεσα στην ηλεκτρομαγνητική ροπή και τη συχνότητα. Σε αυτή τη τεχνολογία η συχνότητα δεν είναι άμεσα συζευγμένη με την ταχύτητα της γεννήτριας επειδή ο μετατροπέας παρεμβάλλεται ανάμεσα στο δρομέα και το δίκτυο. Συνεπώς δε μπορεί να παρέχει απόκριση συχνότητας και μειονεκτεί ως προς αυτή την απαίτηση σε σχέση με τις Α/Γ σταθερών στροφών όπως θα φανεί και στη συγκριτική παρουσίαση.

Για να βελτιωθεί αυτό το χαρακτηριστικό μπορεί να εισαχθεί ένας πρόσθετος έλεγχος της ηλεκτρομαγνητικής ροπής συναρτήσει της συχνότητας του δικτύου. Αυτός ο πρόσθετος

$$T_{sc} + \tau \frac{d\omega}{dt} T_{sc} = 2k \frac{d\omega}{dt}$$

βρόχος ελέγχου ορίζεται από τη σχέση: όπου T_{sc} η ροπή του πρόσθετου ελέγχου. Ο πρόσθετος βρόχος ελέγχου απεικονίζεται στο σχήμα 4.9 σαν λειτουργικό διάγραμμα.



Σχήμα 4.9: Πρόσθετος βρόχος ελέγχου για τη βελτίωση της απόκρισης συχνότητας (ή αδρανειακής απόκρισης) Α/Γ διπλής τροφοδότησης (τύπου Γ).

Η ροπή του πρόσθετου ελέγχου T_{sc} προστίθεται στη ροπή αναφοράς T_{ref} ώστε να παραχθεί η ηλεκτρομαγνητική ροπή αναφοράς T_{emref} . Το σήμα της T_{emref} θα έχει σαν αποτέλεσμα η Α/Γ διπλής τροφοδότησης να εγγχεί ενεργό ισχύ στο δίκτυο όταν η συχνότητα πέφτει και να απορροφά ισχύ όταν η συχνότητα αυξάνεται. Συνεπώς θα έχει τη δυνατότητα για απόκριση συχνότητας παρόμοια με την απόκριση των Α/Γ σταθερών στροφών. Το μέγεθος της απόκρισης εξαρτάται από τις παραμέτρους του βρόχου ελέγχου, το κέρδος k και τη σταθερά χρόνου τ . Πρέπει πάντως να σημειωθεί ότι η επιτυγχανόμενη απόκριση περιορίζεται από την ικανότητα ρεύματος του μετατροπέα.

4.6.3 Α/Γ μεταβλητών στροφών (Τύπος Δ)

Οι Α/Γ τύπου Δ χαρακτηρίζονται από πλήρη αποσύνδεση τις συχνότητας συστήματος και τις ταχύτητας περιστροφής τις γεννήτριας. Συνεπώς οι μεταβολές τις συχνότητας δεν επηρεάζουν τη πλευρά τις γεννήτριας και δεν οδηγούν σε μεταβολή παραγόμενης ενεργού ισχύος. Συνεπώς αυτή η τεχνολογία δε προσφέρει τη δυνατότητα για απόκριση συχνότητας. Παρόλα αυτά με τη τοποθέτηση τις κεντρικού ελεγκτή συχνότητας μπορεί να εκτελέσει έλεγχο τις ενεργού ισχύος σε σχέση με τη συχνότητα και να δέχεται τιμή αναφοράς (setpoint) για τη συχνότητα. Για τη μεταβολή τις ενεργού ισχύος οι Α/Γ τύπου Γ και Δ μπορούν να χρησιμοποιήσουν εκτός από τον έλεγχο τις γωνίας pitch και τις δυνατότητες ελέγχου του ηλεκτρονικού μετατροπέα που χρησιμοποιούν αυτές οι τεχνολογίες. Άρα οι Α/Γ μεταβλητών στροφών διαθέτουν ένα παραπάνω τρόπο ελέγχου τις ενεργού ισχύος σε σχέση με τις Α/Γ σταθερών στροφών.

4.7 ΔΙΑΜΟΡΦΩΣΗ ΤΗΣ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΩΝ-ΔΙΚΤΥΟΥ

Στην ενότητα αυτή, θα γίνει μια παρουσίαση για το πώς συνδέεται η αιολική παραγωγή στο δίκτυο διανομής[4.6], καθώς επίσης και καταγραφή των ορισμών και βασικών εννοιών, που πρέπει να λαμβάνονται υπόψιν κατά την διασύνδεση των αιολικών πάρκων στο σύστημα.

4.7.1 Διατάξεις ζεύξης

Η σύνδεση αιολικών πάρκων στο δίκτυο γίνεται μέσω διάταξης ζεύξης, η οποία πρέπει να διαθέτει τη δυνατότητα άμεσης διακοπής της ενέργειας, να περιλαμβάνει μέσο ορατής απόζεύξης και να είναι ανά πάσα στιγμή προσιτή στο προσωπικό της ΔΕΗ. Η διάταξη ζεύξης πρέπει να διαθέτει τα αναγκαία μέσα προστασίας έναντι βραχυκυκλωμάτων στο εσωτερικό

των εγκαταστάσεων, τα οποία πρέπει να συνεργάζονται με τα μέσα προστασίας του δικτύου της ΔΕΗ.

Στα αιολικά πάρκα επειδή είναι εγκαταστάσεις παραγωγής με περισσότερες από μία μοναδιαίες εγκαταστάσεις, οι οποίες συνδέονται στον υποσταθμό ζεύξης μέσω εσωτερικού δικτύου ΜΤ, συνιστάται η εγκατάσταση προτασσομένης προστασίας απόζευξης, η οποία αποσυνδέει κεντρικά το σύνολο των εγκαταστάσεων παραγωγής. Η προστασία αυτή πρέπει να επενεργεί σε διακόπτη ισχύος, ο οποίος μπορεί να αναλάβει και τη λειτουργία της διάταξης ζεύξης.

Επιπλέον η ζεύξη των εγκαταστάσεων παραγωγής στο δίκτυο είναι δυνατή μόνον όταν η τάση και συχνότητα του δικτύου είναι κοντά στις ονομαστικές τους τιμές και συγκεκριμένα διαφέρουν από αυτές λιγότερο από τα όρια ρύθμισης των σχετικών προστασιών τάσης και συχνότητας.

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

$$\text{Διαφορά τάσης } \Delta U < \pm 10 \%$$

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

$$\text{Διαφορά φασικής γωνίας } \Delta \phi < \pm 10^\circ$$

Ανάλογα με τα χαρακτηριστικά του δικτύου, είναι δυνατό να απαιτούνται στενότερα όρια ρύθμισης. Γενικά, ο παραλληλισμός σύγχρονων γεννητριών πρέπει να πραγματοποιείται μέσω αυτόματης διάταξης συγχρονισμού ακριβείας. Για εγκαταστάσεις παραγωγής με αντιστροφείς ΣΡ/ΕΡ, η ζεύξη πρέπει να γίνεται με την πλευρά ΕΡ του μετατροπέα χωρίς τάση. Εάν προβλέπεται δυνατότητα απομονωμένης λειτουργίας της όλης εγκατάστασης, τότε ο ΑΔΔ πρέπει να διαθέτει διάταξη συγχρονισμού ακριβείας.

Ο χρόνος καθυστέρησης κατά την επανάζευξη μιας γεννήτριας και η διαβάθμιση των χρόνων επανάζευξης περισσότερων γεννητριών πρέπει να επαρκούν ώστε να έχουν αποκατασταθεί πλήρως τα μεταβατικά φαινόμενα και οι διαδικασίες ρύθμισης που σχετίζονται αφενός με την αποκατάσταση της τάσης του δικτύου και αφετέρου με την ένταξη των γεννητριών. Συνήθως, χρόνοι της τάξης των λίγων λεπτών της ώρας είναι επαρκείς.

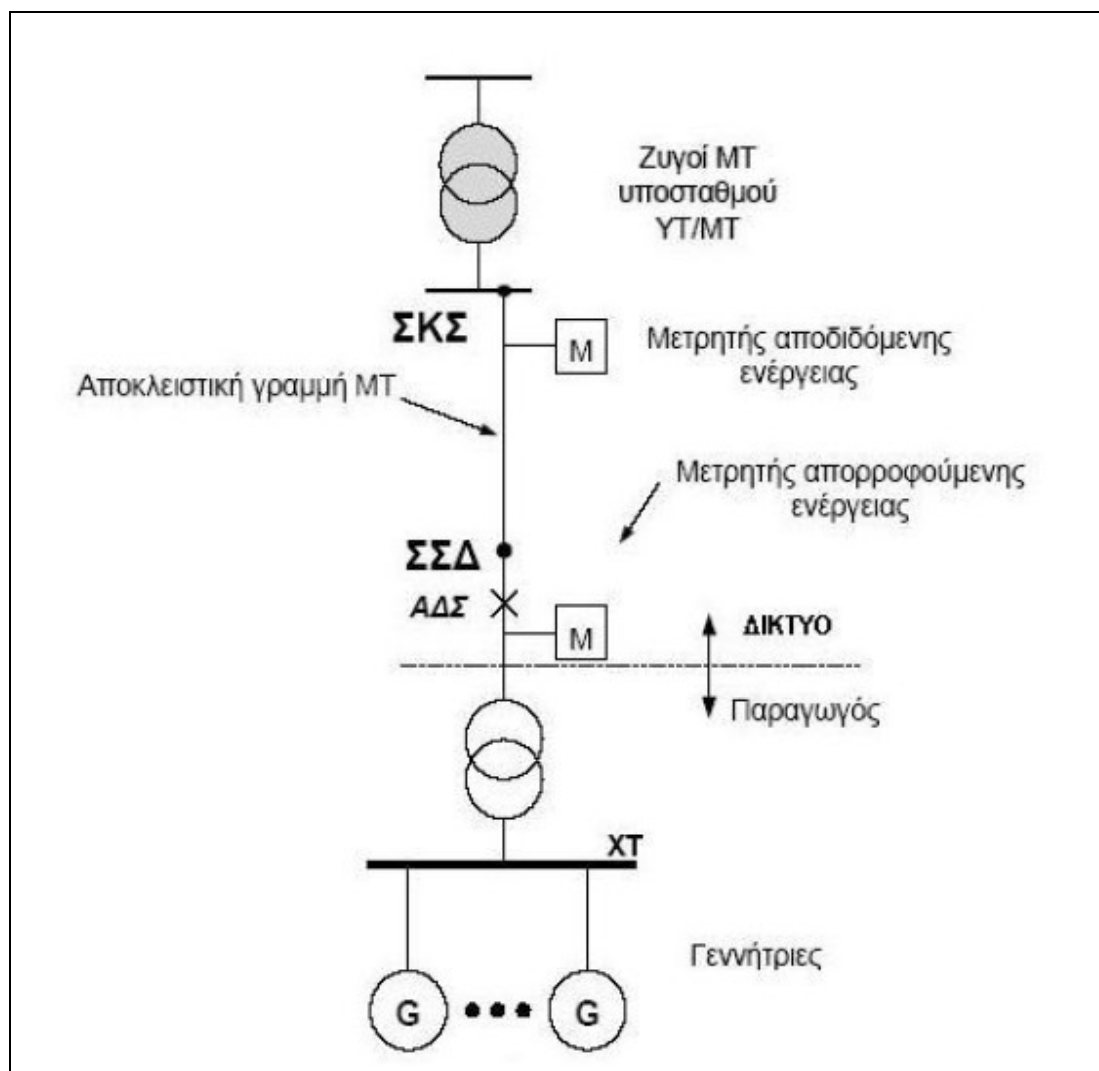
4.7.2 Σύνδεση ανεμογεννητριών στο δίκτυο

Όταν μιλάμε για συνδεδεμένη λειτουργία του αιολικού πάρκου στο δίκτυο, δεν μπορούμε παρά να αναφερθούμε στους βασικούς ορισμούς του σημείου σύνδεσης στο δίκτυο (ΣΣΔ) και σημείο κοινής σύνδεσης (ΣΚΣ)[4.7]:

Το σημείο σύνδεσης στο δίκτυο (ΣΣΔ) (σχήμα 4.10) είναι το σημείο του δικτύου ΜΤ ή ΧΤ, όπου συνδέονται οι εγκαταστάσεις του παραγωγού και βρίσκεται πάντοτε στην έξοδο των εγκαταστάσεων αυτών. Στο ΣΣΔ εγκαθίσταται η διάταξη μέτρησης της ενέργειας, την οποία απορροφούν οι αιολικές εγκαταστάσεις από το δίκτυο. Η ενέργεια που αποδίδει ο παραγωγός στο δίκτυο και αυτή που απορροφά από το δίκτυο ως καταναλωτής, μεταφέρεται πάντοτε μέσω του ΣΣΔ.

Το σημείο κοινής σύνδεσης (ΣΚΣ) (σχήμα 4.10) είναι το πλησιέστερο σημείο του δικτύου προς τις εγκαταστάσεις του παραγωγού, στο οποίο συνδέεται (ή μπορεί να συνδεθεί μελλοντικά), άλλος καταναλωτής ή παραγωγός. Το ΣΚΣ αποτελεί το σημείο αναφοράς, για τον προσδιορισμό των επιπτώσεων στο δίκτυο, οι οποίες προκαλούνται από τις εγκαταστάσεις αιολικής παραγωγής.

Τα ΣΣΔ και ΣΚΣ μπορεί να ταυτίζονται, αλλά μπορεί και να είναι διαφορετικά, όπως π.χ στην περίπτωση παραγωγών οι οποίοι συνδέονται μέσω αποκλειστικής γραμμής (σχήμα 4.10).



Σχήμα 4.10: ΣΣΔ και ΣΚΣ για μία τυπική περίπτωση σύνδεσης παραγωγού σε δίκτυο ΜΤ

Παρατηρώντας το προηγούμενο σχήμα, θα πρέπει να τονιστεί ότι το σημείο που γίνεται ο διαχωρισμός των αρμοδιοτήτων και ευθύνης μεταξύ της αρχής παροχής ηλεκτρικής ενέργειας και του παραγωγού, είναι συνήθως οι ακροδέκτες των Μ/Σ εντάσεως προς την πλευρά του παραγωγού. Το στοιχείο εκείνο που επιτρέπει τη ζεύξη ή απομόνωση των εγκαταστάσεων παραγωγής από το δίκτυο, είναι ο αυτόματος διακόπτης διασύνδεσης (ΑΔΔ)

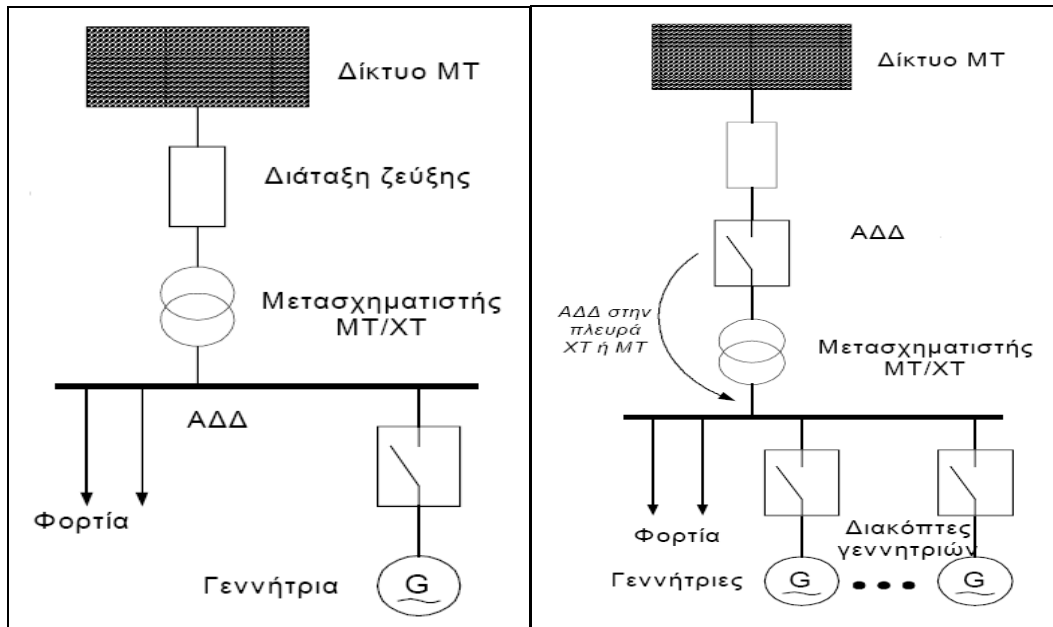
4.7.3 Αυτόματος διακόπτης διασύνδεσης (ΑΔΔ)

Για τη σύνδεση των μονάδων παραγωγής με το δίκτυο της ΔΕΗ, ή με την υπόλοιπη εγκατάσταση, πρέπει να εγκατασταθεί διακόπτης με ικανότητα διακοπής της ισχύος. Ο διακόπτης αυτός αναφέρεται ως Αυτόματος Διακόπτης Διασύνδεσης (ΑΔΔ) και σε αυτόν επενεργεί το σύστημα προστασίας απόζευξης.

Ως ΑΔΔ μπορεί να χρησιμοποιηθεί ο διακόπτης που συνδέει την όλη εγκατάσταση με το δίκτυο (οπότε και είναι εγκατεστημένος στον Υ/Σ ζεύξης), ή διακόπτης που συνδέει τις εγκαταστάσεις παραγωγής με την υπόλοιπη εγκατάσταση. Σε εγκαταστάσεις που δεν διαθέτουν τη δυνατότητα απομονωμένης λειτουργίας, τον ρόλο του ΑΔΔ μπορεί να παίξει ο διακόπτης της γεννήτριας (ή των γεννητριών), εφόσον διαθέτει την απαιτούμενη προστασία

απόξευξης. Εάν προβλέπεται η δυνατότητα απομονωμένης λειτουργίας των εγκαταστάσεων, τότε ο ΑΔΔ εγκαθίσταται στο όριο των εγκαταστάσεων που λειτουργούν απομονωμένα και πρέπει να διαθέτει σύστημα συγχρονισμού ακριβείας για τον παραλληλισμό με το δίκτυο.

Στο σχήμα 4.11 παρατίθενται παραδείγματα συνδέσεων εγκαταστάσεων παραγωγής, μίας ή περισσότερων γεννητριών, με και χωρίς δυνατότητα απομονωμένης λειτουργίας. Στα παραδείγματα αυτά σημειώνονται οι εναλλακτικές θέσεις εγκατάστασης του ΑΔΔ.



Σχήμα 4.11: (i) Μία γεννήτρια χωρίς δυνατότητα απομονωμένης λειτουργίας
(ii) Περισσότερες γεννήτριες με δυνατότητα απομονωμένης λειτουργίας.

4.8 ΤΕΧΝΙΚΕΣ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Α\Π ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ

Στην ενότητα αυτήν θα παρουσιάσουμε τους τρόπους σύνδεσης των Α\Π στο υφιστάμενο δίκτυο μεταφοράς. Τα κριτήρια που λαμβάνονται υπόψη σε μία μελέτη για την επιλογή του καταλληλότερου τρόπου σύνδεσης είναι οικονομικά και τεχνικά [4.8-4.9]:

Οικονομικά κριτήρια:

Ελαχιστοποίηση του κόστους του απαιτούμενου εξοπλισμού σύνδεσης (υποσταθμός, Μ/Σ, γραμμές μεταφοράς) και του κόστους απωλειών σύνδεσης.

Τεχνικά Κριτήρια:

- Εξασφάλιση ικανότητας μεταφοράς της παραγόμενης από το Α\Π ισχύος, τόσο από το Α\Π στο σύστημα μεταφοράς, όσο και μέσα στο σύστημα προς τα σημεία κατανάλωσης.
- Εξασφάλιση επιπέδων τάσεων στα σημεία σύνδεσης εντός προκαθορισμένων ορίων.
- Εξασφάλιση της ποιότητας ισχύος στα σημεία σύνδεσης.

4.8.1 Τρόποι σύνδεσης Α/Π

Οι πιθανοί τρόποι σύνδεσης ενός Α/Π καθορίζονται κυρίως από το μέγεθος του Α/Π, την απόσταση που αυτό βρίσκεται από το υφιστάμενο σύστημα μεταφοράς καθώς και από τη δομή και τα χαρακτηριστικά του ίδιου του συστήματος μεταφοράς[4.10]. Στη γενική περίπτωση, οι τρόποι που εξετάζονται παρουσιάζονται παρακάτω και φαίνονται στο σχήμα 4.12.

Τρόπος Σύνδεσης Α1

Απευθείας σύνδεση στο πλησιέστερο σημείο του δικτύου Μ.Τ. μέσω γραμμής Μ.Τ. Αποτελεί τον οικονομικότερο τρόπο σύνδεσης καθώς το κόστος εγκατάστασης περιλαμβάνει μόνο το κόστος των γραμμών μεταφοράς. Είναι κατάλληλος για μικρά Α/Π εγκατεστημένης ισχύος έως 1 MW που βρίσκονται κοντά στο υφιστάμενο δίκτυο.

Τρόπος Σύνδεσης Α2

Σύνδεση σε υφιστάμενο Υ/Σ ΜΤ/ΥΤ, σε ζυγό φορτίου, μέσω γραμμής μεταφοράς Μ.Τ.

Τρόπος Σύνδεσης Α3

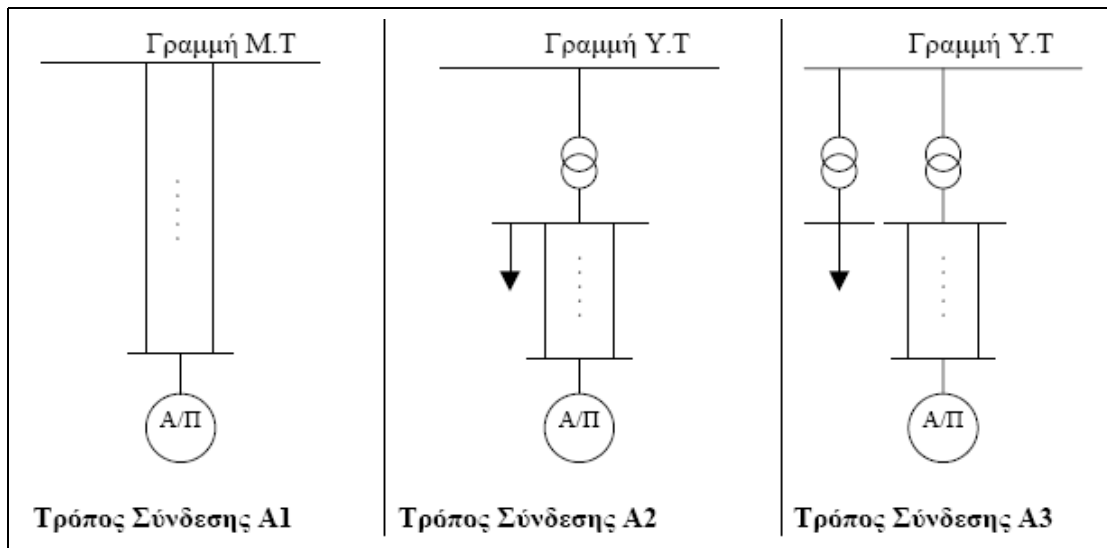
Σύνδεση σε υφιστάμενο Υ/Σ ΜΤ/ΥΤ, σε νέο Μ/Σ, μέσω γραμμής μεταφοράς Μ.Τ.

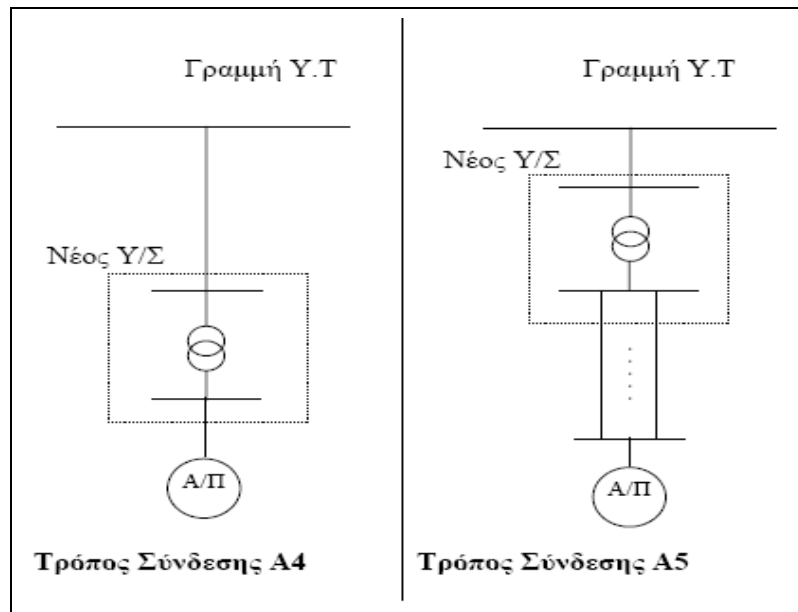
Τρόπος Σύνδεσης Α4

Σύνδεση σε νέο Υ/Σ ΜΤ/ΥΤ μέσω γραμμής μεταφοράς Υ.Τ. Κατάλληλος για μεγάλα Α/Π που βρίσκονται σε απομονωμένες περιοχές μακριά από το υφιστάμενο δίκτυο Υ.Τ. Αποτελεί τον πλέον ακριβό αλλά και ασφαλή τρόπο σύνδεσης.

Τρόπος Σύνδεσης Α5

Σύνδεση σε νέο Υ/Σ ΜΤ/ΥΤ μέσω γραμμής μεταφοράς Μ.Τ. Κατάλληλος για μεγάλα Α/Π εγκατεστημένης ισχύος της τάξεως μερικών δεκάδων MW, που βρίσκονται σχετικά κοντά στο δίκτυο ΥΤ.





Σχήμα 4.12: Τρόποι σύνδεσης Α/Π

4.8.2 Μεθοδολογία επιλογής

Η επιλογή των υποψηφίων σημείων σύνδεσης για κάθε Α/Π δεν μπορεί να γίνει κατά τρόπο συστηματικό[4.14] και για το λόγο αυτό θα πρέπει να αντιμετωπίζεται κατά περίπτωση για το συγκεκριμένο δίκτυο και σενάριο ανάπτυξης Α/Π που εξετάζεται κάθε φορά.

Κάθε Α/Π μπορεί να συνδεθεί εναλλακτικά στα εξής τύπου σημεία (Σ) του δικτύου μεταφοράς όπως αυτά προκύπτουν από τους τρόπους σύνδεσης που περιγράφηκαν στην ενότητα 4.8.1:

Σ1: Γραμμή ΜΤ (τρόπος σύνδεσης Α1)

Σ2: Υπάρχων Υποσταθμός ΜΤ/ΥΤ (τρόποι σύνδεσης Α2 και Α3)

Σ3: Γραμμή ΥΤ (μέσω νέου Υποσταθμού ΜΤ/ΥΤ (τρόποι σύνδεσης Α4 και Α5)

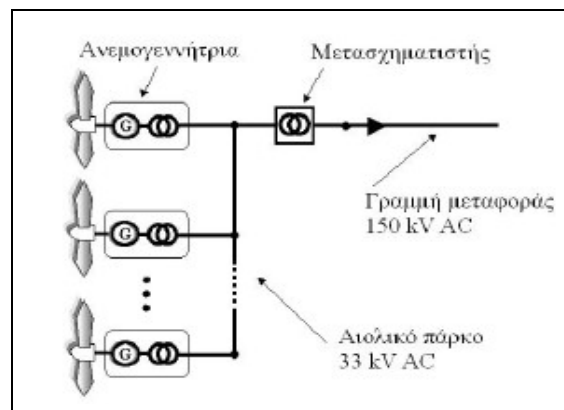
Έτσι, για κάθε Α/Π καθορίζονται τα πιθανά σημεία σύνδεσης τύπου Σ1, Σ2 και Σ3. Για τα σημεία τύπου Σ1 και Σ2 θα πρέπει να ελέγχεται αν ικανοποιούν το κριτήριο ποιότητας ισχύος. Στην περίπτωση που ένα υποψήφιο σημείο τύπου Σ1 δεν ικανοποιεί το κριτήριο αυτό για το συγκεκριμένο Α/Π για το οποίο δοκιμάστηκε δεν θεωρείται αποδεκτό. Αν αυτό συμβαίνει για ένα σημείο τύπου Σ2 τότε το σημείο αυτό δεν είναι αποδεκτό για τον τρόπο σύνδεσης Α2 (σύνδεση σε Μ/Σ φορτίου) αλλά μόνο για τρόπο σύνδεσης Α3 (σε νέο Μ/Σ).

Αν για κάποιο Α/Π υπάρχει σημείο τύπου Σ1 κατάλληλο για σύνδεση με τον Τρόπο Σύνδεσης Α1, τότε δεν εξετάζονται πιθανά σημεία τύπου Σ2 και Σ3 και θεωρούμε ότι το προς εξέταση Α/Π συνδέεται με τον τρόπο σύνδεσης Α1. Αν όχι, τότε εξετάζεται αν υπάρχει σημείο τύπου Σ2 κατάλληλο για τον τρόπο σύνδεσης Α2. Αν δεν υπάρχει τότε εξετάζονται οι τρόποι σύνδεσης Α3, Α4 και Α5 και επιλέγεται ο τρόπος σύνδεσης που οδηγεί στο ελάχιστο συνολικό κόστος νέων έργων και απωλειών για το χρονικό ορίζοντα της μελέτης.

4.9 ΤΕΧΝΙΚΕΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΤΑ ΑΠΙ

Τα μεγάλα Α/Π παράγουν μεγαλύτερες ποσότητες ηλεκτρικής ενέργειας και συνδέονται σε υψηλότερα επίπεδα τάσης από ότι οι μεμονωμένες Α/Γ. Επειδή όμως τα δίκτυα Υ.Τ. είναι λιγότερα πυκνά από τα δίκτυα Χ.Τ, συχνά πρέπει να καλυφθεί μεγάλη απόσταση μέχρι το σημείο σύνδεσης στο δίκτυο[4.10-4.15]. Είναι λοιπόν πολύ σημαντικό να μελετήσουμε τους τρόπους μεταφοράς.

Ένας παραδοσιακός τρόπος μεταφοράς ενέργειας από αιολικό πάρκο προς το δίκτυο φαίνεται στο σχήμα 4.13. Στην περίπτωση αυτή η μεταφορά της ενέργειας γίνεται με εναλλασσόμενη τάση υψηλής τιμής.



Σχήμα 4.13: Σύστημα μεταφοράς ενέργειας με εναλλασσόμενη τάση από αιολικό πάρκο.

Ένας άλλος τρόπος μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας είναι με μετατροπή της τάσης του αιολικού πάρκου σε συνεχή τάση υψηλής τιμής (HVDC), μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας με συνεχή τάση DC και στην συνέχεια μετατροπή της σε εναλλασσόμενη AC κοντά στο φορτίο ή στο σύστημα διασύνδεσης[4.15]. Η μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας με συνεχή τάση υψηλής τιμής (HVDC) έχει τα παρακάτω πλεονεκτήματα:

Δεν παρουσιάζονται τα προβλήματα που προκύπτουν από την δημιουργία των ηλεκτρομαγνητικών πεδίων όταν η μεταφορά γίνεται με τάση AC. Τα πεδία αυτά προκαλούν παρεμβολές και δυσλειτουργίες στον χώρο των τηλεπικοινωνιών.

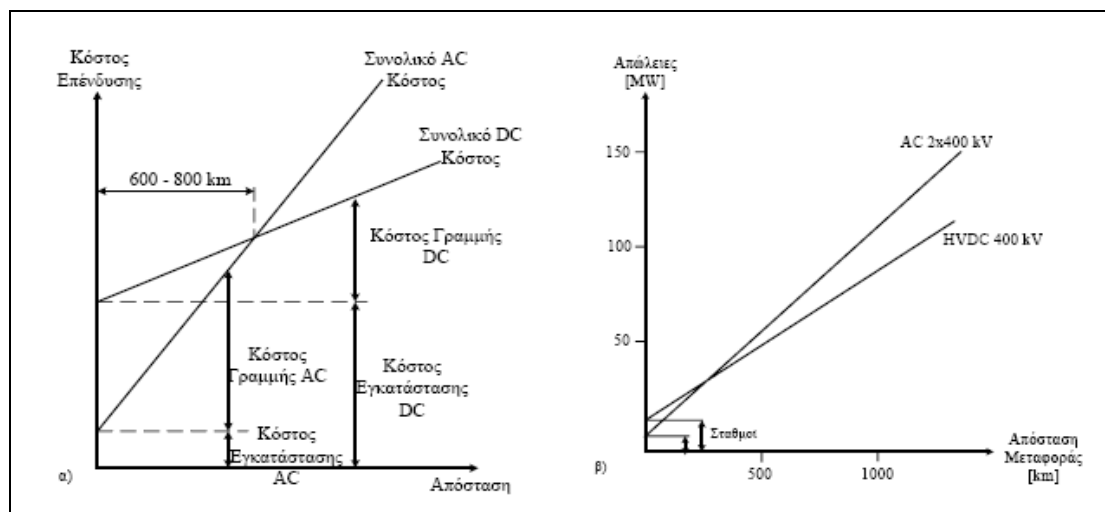
- Η ροή της ισχύος είναι ελέγξιμη σε αντίθεση με τα συστήματα μεταφοράς AC.
- Δεν απαιτούνται ενεργά φίλτρα και πυκνωτές για αντιστάθμιση ισχύος.
- Καθιστά δυνατή την διασύνδεση δύο ηλεκτρικών συστημάτων, όταν αυτά έχουν διαφορετική συχνότητα ή διαφορετική φιλοσοφία ελέγχου της συχνότητας.
- Για μεγάλες αποστάσεις μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας οι απώλειες ισχύος είναι μικρότερες από ότι με μεταφορά με τάση AC.
- Χρησιμοποιείται όταν η μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται με καλώδια, τα οποία τοποθετούνται υποθαλάσσια και έχουν μεγάλο μήκος.
- Τα καλώδια δεν παρουσιάζουν την μεγάλη παρασιτική χωρητικότητα που δημιουργείται κατά την μεταφορά με AC τάση.
- Επιτρέπει αποτελεσματικά τον διαχωρισμό δύο συστημάτων με διατήρηση της ευστάθειάς τους.

Τα μειονεκτήματα της μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας με συνεχή τάση υψηλής τιμής (HVDC) είναι τα παρακάτω:

- το κόστος των συστημάτων συνεχούς τάσης είναι τώρα μεγαλύτερο από το αντίστοιχο των παραδοσιακών συστημάτων που χρησιμοποιούν εναλλασσόμενη τάση, αλλά με την πάροδο του χρόνου και την ωρίμανση της τεχνολογίας των ημιαγωγών σε περιοχές υψηλής ισχύος, αναμένεται στο μέλλον το κόστος αυτό να μειωθεί σημαντικά, καθιστώντας ανταγωνιστική την διασύνδεση με συνεχή τάση.
- Η χρησιμοποίηση μετατροπέων ισχύος αυξάνουν τις συνολικές απώλειες ισχύος.

Στο σχήμα 4.14 παρουσιάζονται δύο γραφικές παραστάσεις που συγκρίνουν τους δύο δυνατούς τρόπους μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας με AC και DC τάση, με κριτήριο το κόστος της επένδυσης και τις συνολικές απώλειες που παρουσιάζονται. Παρατηρούμε ότι για μεγάλες αποστάσεις μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας, η μεταφορά με σταθερή τάση υψηλής τιμής (HVDC) είναι πιο συμφέρουσα.

Στις επόμενες παραγράφους παρουσιάζονται τρεις διαφορετικοί τρόποι μεταφοράς ενέργειας με συνεχή τάση.



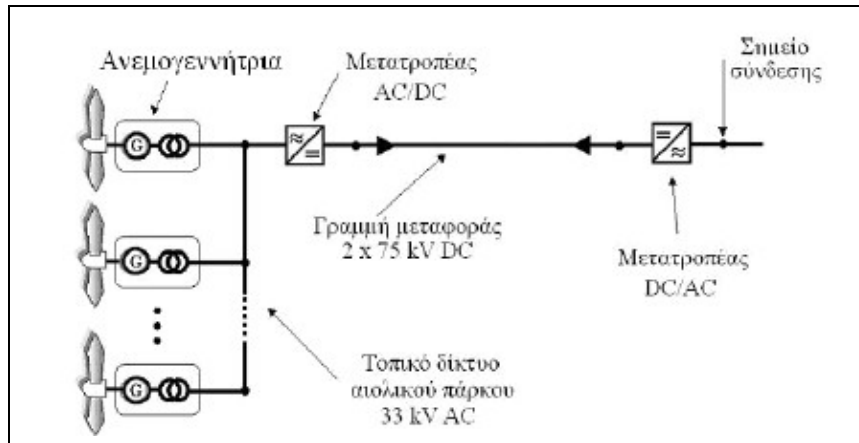
Σχήμα 4.14: Σύγκριση μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας με AC και DC τάση.

α) Σύγκριση με κριτήριο το κόστος της επένδυσης.

β) Σύγκριση με κριτήριο τις συνολικές απώλειες ισχύος.

4.9.1 Αιολικό πάρκο εναλλασσόμενης/συνεχούς τάσης

Στο αιολικό πάρκο εναλλασσόμενης/συνεχούς τάσης του σχήματος 4.15, κάθε ανεμογεννήτρια διαθέτει έναν μετασχηματιστή 33 kV, οπότε η τάση εξόδου είναι 33kV AC. Η κάθε ανεμογεννήτρια είναι συνδεδεμένη σε ένα τοπικό δίκτυο εναλλασσόμενης τάσης, το οποίο συνδέεται με τον κύριο μετατροπέα 33/150 kV AC/DC.

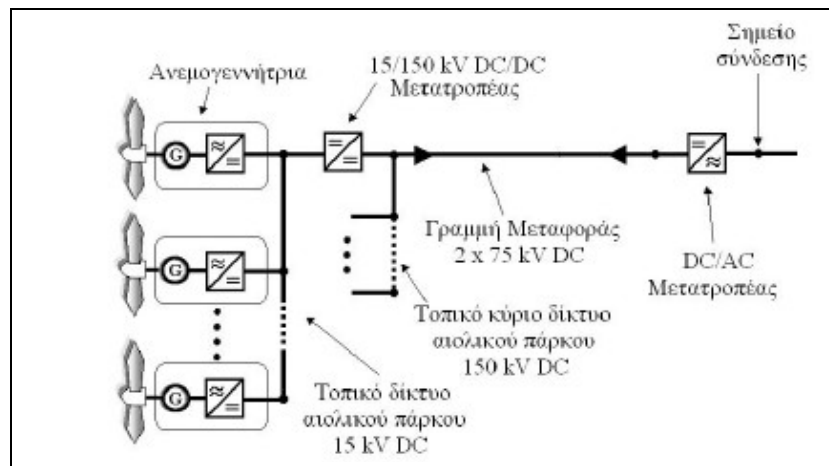


Σχήμα 4.15: Σχηματικό διάγραμμα αιολικού πάρκου εναλλασσόμενης/συνεχούς τάσης που αποτελείται από ανεμογεννήτριες, τοπικό δίκτυο AC τάσης, μετατροπέα AC/DC, καλώδια μεταφοράς DC τάσης και μετατροπέα DC/AC στο σημείο σύνδεσης με το δίκτυο.

Η μεταφορά μπορεί να γίνει με δύο ομάδες καλωδίων 75 kV DC. Στο σημείο σύνδεσης με το δίκτυο υπάρχει ένας DC/AC μετατροπέας για την σύνδεση τελικά της εγκατάστασης στο δίκτυο.

4.9.2 Αιολικό πάρκο συνεχούς τάσης με έναν μετατροπέα ανύψωσης(τοπολογία DC1)

Στο αιολικό πάρκο του σχήματος 4.16 κάθε ανεμογεννήτρια έχει έναν μετατροπέα 15 kV AC/DC και επομένως μια τάση εξόδου των 15 kV DC. Ανά πέντε οι ανεμογεννήτριες συνδέονται μεταξύ τους δημιουργώντας ένα τοπικό υποδίκτυο 15 kV DC, το οποίο συνδέεται σε έναν 15/150 kV DC/DC μετατροπέα.



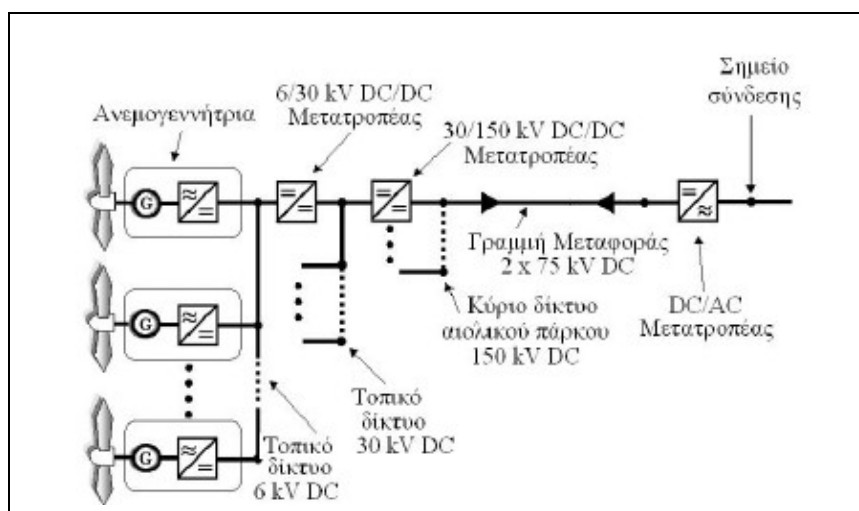
Σχήμα 4.16: Σχηματικό διάγραμμα αιολικού πάρκου συνεχούς τάσης DC1 αποτελούμενο από ανεμογεννήτριες, τοπικό δίκτυο συνεχούς τάσης, μετατροπείς DC/DC, καλώδια μεταφοράς DC τάσης και μετατροπέα DC/AC στο σημείο σύνδεσης με το δίκτυο.

Όλοι αυτοί οι 15/150 kV DC/DC μετατροπείς συνδέονται μεταξύ τους αποτελώντας έτσι το τοπικό κύριο δίκτυο του αιολικού πάρκου. Στην συνέχεια μέσω δύο ομάδων καλωδίων 75 kV μεταφέρεται η ηλεκτρική ενέργεια σε μετατροπέα DC/AC που υπάρχει στο σημείο σύνδεσης με το δίκτυο.

4.9.3 Αιολικό Πάρκο Συνεχούς Τάσης με Δύο Εν Σειρά Συνδεδεμένους Μετατροπείς Ανύψωσης (Τοπολογία DC2)

Στο αιολικό πάρκο του σχήματος 4.17 κάθε ανεμογεννήτρια έχει τάση εξόδου 6 kV DC. Ανά πέντε οι ανεμογεννήτριες συνδέονται μεταξύ τους, δημιουργώντας ένα τοπικό δίκτυο το οποίο συνδέεται με έναν 6/30 kV DC/DC μετατροπέα.

Σε ομάδες οι μετατροπείς 6/30 kV DC/DC είναι συνδεδεμένοι με μετατροπείς 30/150 kV DC/DC. Όλοι αυτοί οι μετατροπείς 30/150 kV συνδέονται μεταξύ τους δημιουργώντας το κύριο δίκτυο του αιολικού πάρκου. Από εκεί η ηλεκτρική ενέργεια μεταφέρεται μέσω δύο ομάδων καλωδίων 75 kV DC σε έναν μετατροπέα DC/AC που βρίσκεται στο σημείο σύνδεσης με το δίκτυο.



Σχήμα 4.17: Σχηματικό διάγραμμα αιολικού πάρκου συνεχούς τάσης DC2 αποτελούμενο από ανεμογεννήτριες, τοπικά δίκτυα συνεχούς τάσης, μετατροπείς DC/DC, καλώδια μεταφοράς συνεχούς τάσης και DC/AC μετατροπέα στο σημείο σύνδεσης με το δίκτυο.

Παραπάνω παρουσιάστηκαν τέσσερις διαφορετικοί τρόποι μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας από το αιολικό πάρκο προς το δίκτυο. Ο πρώτος είναι το παραδοσιακό σύστημα μεταφοράς με εναλλασσόμενη τάση AC. Ο δεύτερος είναι με μεταφορά συνεχούς τάσης, από το δίκτυο του αιολικού πάρκου, στο οποίο η τάση είναι εναλλασσόμενη. Οι δύο άλλοι τρόποι χρησιμοποιούν σταθερή τάση DC για την μεταφορά, αλλά επιπλέον η τάση του τοπικού δικτύου του αιολικού πάρκου είναι σταθερή DC.

Με τον δεύτερο τρόπο υπάρχει η δυνατότητα οι ανεμογεννήτριες να δουλεύουν με μεταβλητή ταχύτητα περιστροφής, αφού το πρόβλημα της μεταβολής της συχνότητας λύνεται με την βοήθεια των ηλεκτρονικών ισχύος. Ωστόσο οι μηχανικές καταπονήσεις των ανεμοκινητήρων θα είναι για όλες οι ίδιες από την στιγμή που είναι συνδεδεμένες όλες μαζί.

Οι δύο τελευταίοι τρόποι σύνδεσης (DC1 και DC2) δίνουν την δυνατότητα οι ανεμογεννήτριές τους να εργάζονται μεταξύ τους με διαφορετική ταχύτητα και επομένως οι μηχανικές καταπονήσεις να είναι μικρότερες, η δε εκμετάλλευση ενέργειας από τον άνεμο μεγαλύτερη.

Σε όλους τους παραπάνω τρόπους μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, εκτός από τον παραδοσιακό AC, χρησιμοποιούνται μετατροπείς συνεχούς τάσης σε συνεχή (DC→DC) και για αυτό τον λόγο στα επόμενα κεφάλαια θα αναλύσουμε και θα συγκρίνουμε δύο βασικούς DC→DC μετατροπείς, οι οποίοι χρησιμοποιούνται σε αυτές τις εφαρμογές.

4.10 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Στο κεφάλαιο αυτό διαπιστώθηκε πως ανάλογα το μέγεθος του ΑΠ υπάρχουν διαφορετικοί τρόποι σύνδεσής τους με το δίκτυο. Επιπλέον επειδή οι περισσότερες εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας βρίσκονται μακριά από τα μεγάλα κέντρα κατανάλωσης απαιτείται η μεταφορά μεγάλων ποσών ενέργειας σε μεγάλες αποστάσεις. Έτσι είναι προτιμότερο η μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας να γίνεται με συνεχή τάση DC και στην συνέχεια μετατροπή της σε εναλλασσόμενη AC κοντά στο φορτίο ή στο σύστημα διασύνδεσης. Με αυτόν τον τρόπο υπάρχουν μικρότερες απώλειες και λιγότερο κόστος.

4.11 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [4.1] Σωκράτης Παστρωμάς Αθανάσιος Σαφάκας «Τρόποι διασύνδεσης αιολικών πάρκων με το εθνικό διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση ηλεκτρονικών ισχύος»
- [4.2] Ν.Γ.Μπουλαξής Σ.Α.Παπαθανασίου Μ.Π.Παπαδόπουλος, «Διαμόρφωση υποσταθμών ΥΤ/ΜΤ στους οποίους συνδέονται μεγάλα αιολικά πάρκα»
- [4.3] Rajesh Karki «Wind power in power generation planning»
- [4.4] I Johan H.R. Enslin, Senior Member, IEEE « Interconnection of Distributed Power to the Distribution Network»
- [4.5] Z. Chen, Senior Member, IEEE, «Issues of Connecting Wind Farms into Power Systems»
- [4.6] Grid Code - High and extra high voltage. E.ON Netz GmbH, Bayreuth, Germany, 1st April 2006.
- [4.7] The Grid Code, Issue 3, Revision 20. NATIONAL GRID ELECTRICITY TRANSMISSION plc, UK, 1st April 2007.
- [4.8] Grid Code – Version 2. ESB National Grid, Ireland, January 2007.
- [4.9] Grid Code - Wind Farm Power Station Settings Schedule. System Operator for Northern Ireland (SONI), Ireland, 15 March 2006.
- [4.10] Interconnection for Wind Energy, Final Rule. Federal Energy Regulatory Commission, USA, 2 June 2005.
- [4.11] Κώδικας διαχείρισης του συστήματος και συναλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας. Ανεπίσημη έκδοση Ιουνίου 2006, με ενσωματωμένες τις τροποποιήσεις βάσει: του Ν.3426/2005 και της απόφασης του Υπουργού Ανάπτυξης υπ' αριθμ.5/ΗΛ/Φ1/13303/23-06-2006, Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας.
- [4.12] Large Scale Integration of Wind Energy in the European Power Supply: analysis, issues and recommendations, a report by EWEA, December 2005.
- [4.13] S. Papathanassiou, M. Papadopoulos, “Dynamic Behavior of Variable Speed Wind Turbines under Stochastic Wind,” IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol.14, No 4, pp. 1617-1623, December 1999.
- [4.14] Gillian Lallor, Allan Mullane, Mark O'Malley, “Frequency Control and Wind Turbine Technologies”, IEEE Transactions on Power Systems, November 2005.
- [4.15] Siegfried Heier, Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems, John Wiley & Sons, 1998.

ΚΑΝΟΝΙΣΜΟΙ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ ΣΤΑ Σ.Η.Ε.

5.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Η διείσδυση μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής στα δίκτυα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας αυξάνεται συνεχώς, ως αποτέλεσμα της εξέλιξης των σχετικών τεχνολογιών, αλλά και των ριζικών ανακατατάξεων στο θεσμικό πλαίσιο των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίες ευνοούν την ανάπτυξη σχετικών επιχειρηματικών πρωτοβουλιών. Κατά τη σύνδεση νέων εγκαταστάσεων παραγωγής στα δίκτυα πρέπει να τηρούνται μια σειρά από τεχνικούς όρους και προϋποθέσεις ώστε να εξασφαλίζεται ότι η λειτουργία των μονάδων δεν προκαλεί ανεπίτρεπτες διαταραχές στην τάση του δικτύου και άρα δεν επηρεάζει τη λειτουργία των λοιπών συνδεδεμένων στο δίκτυο.

Σε αυτό το κεφάλαιο παρουσιάζονται κατάλληλες μεθοδολογίες εξέτασης καθώς και τα όρια μέσα στα οποία πρέπει να κυμαίνονται κάποιοι σημαντικοί παράγοντες όπως η τάση, η συχνότητα η ενεργός και η άεργος ισχύς, ώστε να είναι δυνατή η παράλληλη λειτουργία Α\ Π και δικτύου.

5.2 ΕΝΕΡΓΟΣ ΙΣΧΥΣ ΚΑΙ ΕΛΕΓΧΟΣ ΙΣΧΥΟΣ

Η δυνατότητα να ελέγχεται η παραγωγή ενεργού ισχύος του αιολικού πάρκου είναι σημαντική για δύο λόγους: Πρώτον για να αποφεύγονται οι συχνές διακυμάνσεις της παραγόμενης ισχύς κατά τη διάρκεια της κανονικής λειτουργίας και δεύτερον για να είναι δυνατό κατά τη διάρκεια κάποιων παροδικών σφαλμάτων να εγγυάται η σταθερότητα τάσης[5.1].

Για να εξασφαλισθεί η σταθερή λειτουργία των συστημάτων παραγωγής πρέπει η παραγωγή της ενέργειας και η μεταφορά της στο δίκτυο να βρίσκονται σε ισορροπία. Αλλαγές στην παροχή ηλεκτρικού ρεύματος ή στην απαίτηση ενέργειας από το δίκτυο μπορεί να οδηγήσει σε μια προσωρινή δυσαναλογία στο σύστημα και σαν αποτέλεσμα να υπάρξουν επιπτώσεις τόσο στις εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας όσο και στους καταναλωτές. Για να αποφύγουμε τις μεγάλες σε διάρκεια καταστάσεις ανισορροπίας προσπαθούμε να κάνουμε κάποιες προβλέψεις της ανάγκης για παροχή ισχύος και ρυθμίζουμε την παραγωγή της από τις εγκαταστάσεις παραγωγής αναλόγως. Διασφαλίζουμε έτσι τη σταθερότητα στο σύστημα, αποτρέπουμε την υπερφόρτωση στις γραμμές μεταφοράς, εξασφαλίζουμε την ποιότητα της παραγόμενης ενέργειας και αποφεύγουν τις μεγάλες διακυμάνσεις της τάσης και της ενέργειας στο ξεκίνημα και κλείσιμο των αιολικών πάρκων.

Ο έλεγχος ισχύος είναι επίσης σημαντικός για τη μεταφορά της ενέργειας και για τη σταθερότητα της τάσης κατά τη διάρκεια πιθανών σφαλμάτων. Εάν έχουμε τη δυνατότητα να μειώσουμε αποτελεσματικά την παραγωγή μόλις εμφανιστεί ένα ελάττωμα, ο στρόβιλος μπορεί να προστατευτεί και να μην επιταχύνει υπερβολικά.

Ο έλεγχος της παραγόμενης ισχύος απαιτείται από τους κανονισμούς σύνδεσης στο δίκτυο, όλων των χωρών. Οι απαιτήσεις ποικίλλουν και εξαρτώνται από πολλούς παράγοντες. Θα αναφέρουμε χαρακτηριστικά κάποια παραδείγματα[5.2].

Το Eltra και το Eltra&Elkraft απαιτούν η ενεργός ισχύς να μην υπερβαίνει για περισσότερο από ένα λεπτό το 5% της μέγιστης δύναμης του Α\Π. Ενώ το E.ON και το ESBNG απαιτούν να είναι μικρότερη από την ονομαστική ικανότητα του Α\Π οποιαδήποτε στιγμή. Το Scot δηλώνει ότι η ονομαστική ικανότητα πρέπει να μην ξεπεραστεί κατά τη διάρκεια μιας κατάλληλης υπολογιζόμενης κατά μέσο όρο περιόδου.

Επιπλέον το Eltra και το SvK απαιτούν την τεχνική δυνατότητα να μειωθεί η ενεργός δύναμη κατά 20% της μέγιστης τιμής της σε 2 δευτερόλεπτα (Eltra) και σε 5 (SvK) όταν απαιτείται. Σύμφωνα με το Eltra&Elkraft, το ποσοστό αλλαγής της ενεργούς δύναμης πρέπει να είναι διευθετήσιμο 10% με 100% της καταχωρημένης ικανότητας ανά λεπτό. Το E.ON απαιτεί την ενεργό μείωση της δύναμης τουλάχιστον κατά 10% της καταχωρημένης ικανότητας ανά λεπτό.

Επίσης το ESBNG απαιτεί ότι, σε οποιαδήποτε ελάχιστη περίοδο 15 λεπτών, η αλλαγή της παραγόμενης δύναμης να είναι περιορισμένη ως εξής: 5% της καταχωρημένου ικανότητα ανά λεπτό για Α\Π<100 MW, 4% για Α\Π<200 MW και 2% για Α\Π>200 MW. Σύμφωνα με το Scot η μέγιστη αλλαγή δύναμης ορίζεται ως η τέσσερις φορές καταχωρημένη ικανότητα του Α\Π ανά ώρα. Για Α\Π κάτω από 15 MW το όριο είναι 60 MW ανά ώρα, ενώ για Α\Π πάνω από 150 MW το όριο είναι 600 MW ανά ώρα.

5.3 ΑΠΑΙΤΗΣΕΙΣ ΚΑΙ ΕΛΕΓΧΟΣ ΣΥΧΝΟΤΗΤΑΣ

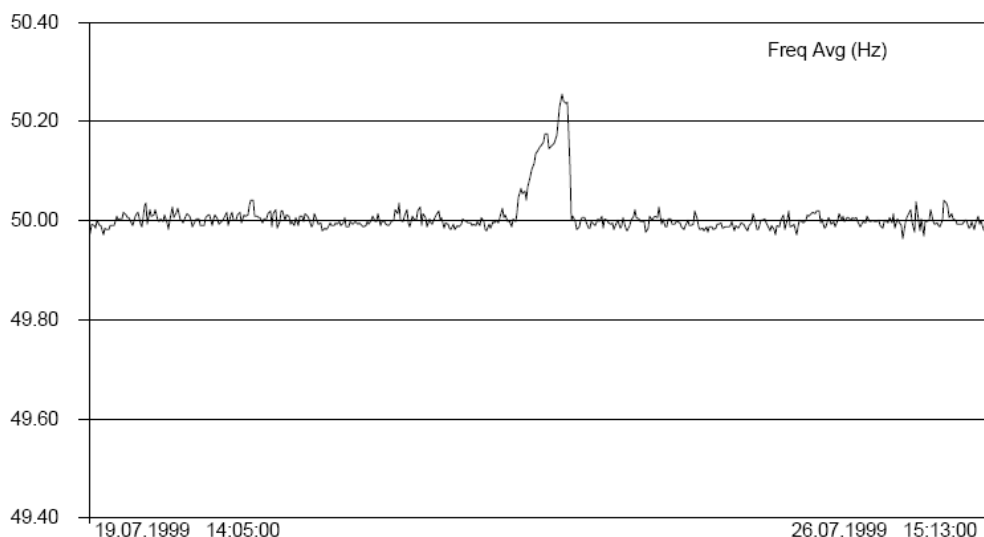
Η συχνότητα στα ηλεκτρικά συστήματα αποτελεί έναν δείκτη της ισορροπίας μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης και κατά τη διάρκεια της κανονικής τους λειτουργίας πρέπει να είναι σταθερή και κοντά στις προκαθορισμένες τιμές. Στην Ευρώπη η συχνότητα είναι συνήθως $50 \pm 0,1$ Hz και πέφτει στα 49-50.3 Hz πολύ σπάνια[5.3].

Οι διακυμάνσεις στην συχνότητα τροφοδοσίας δημιουργούνται όταν η ισορροπία μεταξύ της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και των φορτίων αλλάξει. Σε κανονικές συνθήκες, δεν είναι και πολύ πιθανό να παρατηρηθεί σημαντική διακύμανση. Διακυμάνσεις στην συχνότητα αναμένεται να παρατηρηθούν όταν το σύστημα λειτουργεί σε 'απομόνωση' από το υπόλοιπο διασυνδεδεμένο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας. Σε αυτή τη περίπτωση η συχνότητα μπορεί να κυμαίνεται εξαιτίας της συνεχούς ζεύξης και απόζεύξης μεγάλων φορτίων στο σύστημα ή λόγω της έλλειψης κανονισμών για τα φορτία που συνδέονται (π.χ. τα φορτία που συνδέονται δεν ικανοποιούν τα όρια για καλή ποιότητα ισχύος όπως δίνονται από τα διεθνή πρότυπα, όμως δεν υπάρχει κάποιος κανονισμός που να απαγορεύει σε ένα τέτοιο καταναλωτή να συνδεθεί στο σύστημα).

Τυχόν λοιπόν δυσαναλογία θα φροντίσουμε να διορθωθεί ρυθμίζοντας την παραγωγή γιατί δεν είναι εύκολο να ελέγξουμε την ανάγκη για κατανάλωση. Για αυτόν το λόγο χρησιμοποιούμε δύο βαθμούς ελέγχου της συχνότητας. Οι αρχικές μονάδες ελέγχου αυξάνουν ή μειώνουν την παραγωγή ενέργειας έως ότου αποκατασταθεί η ισορροπία μεταξύ της παραγωγής και της κατανάλωσης και σταθεροποιηθεί η συχνότητα. Η χρονική έκταση για αυτόν τον έλεγχο είναι 1-30 δευτερόλεπτα. Η συχνότητα βέβαια στο σημείο αυτό δεν έχει σταθεροποιηθεί σίγουρα μέσα στις τιμές των προδιαγραφών. Προκειμένου λοιπόν να διορθωθεί, χρησιμοποιείτε ο δεύτερος έλεγχος με μια χρονική έκταση 10-15 λεπτών. Ο έλεγχος αυτός οδηγεί σε πιο αργές αυξήσεις ή μειώσεις της παραγωγής. Σε μερικές χώρες χρησιμοποιείται αυτόματα ο έλεγχος παραγωγής, ενώ σε άλλες ο δευτεροβάθμιος έλεγχος γίνεται μόνο κατόπιν αιτήματος του χειριστή του συστήματος.

Σε κανονικές συνθήκες λειτουργίας η παραγωγή ενός αιολικού πάρκου μπορεί να ποικίλει 10% με 15% της ονομαστικής του δυνατότητας μέσα σε 15 λεπτά. Αυτό θα μπορούσε να οδηγήσει στις πρόσθετες δυσαναλογίες μεταξύ της παραγωγής και της κατανάλωσης στο σύστημα. Αρκετά μεγάλες διακυμάνσεις στην παραγωγή δύναμης μπορούν να εμφανιστούν και κατά τη διάρκεια και μετά από ακραίες συνθήκες αέρα.

Για την καλύτερη κατανόηση του φαινομένου παρατίθεται μία εικόνα που παρουσιάζει μία μικρή διαταραχή στην συχνότητα. Το σχήμα 5.1. παρουσιάζει την μέτρηση της συχνότητας τροφοδοσίας για διάστημα μεγαλύτερο από μια εβδομάδα. Κατά την διάρκεια των μετρήσεων μία καταιγίδα προκάλεσε σφάλμα σε μια γραμμή των 35kV. Η διακύμανση είναι εμφανής κατά την απομονωμένη λειτουργία



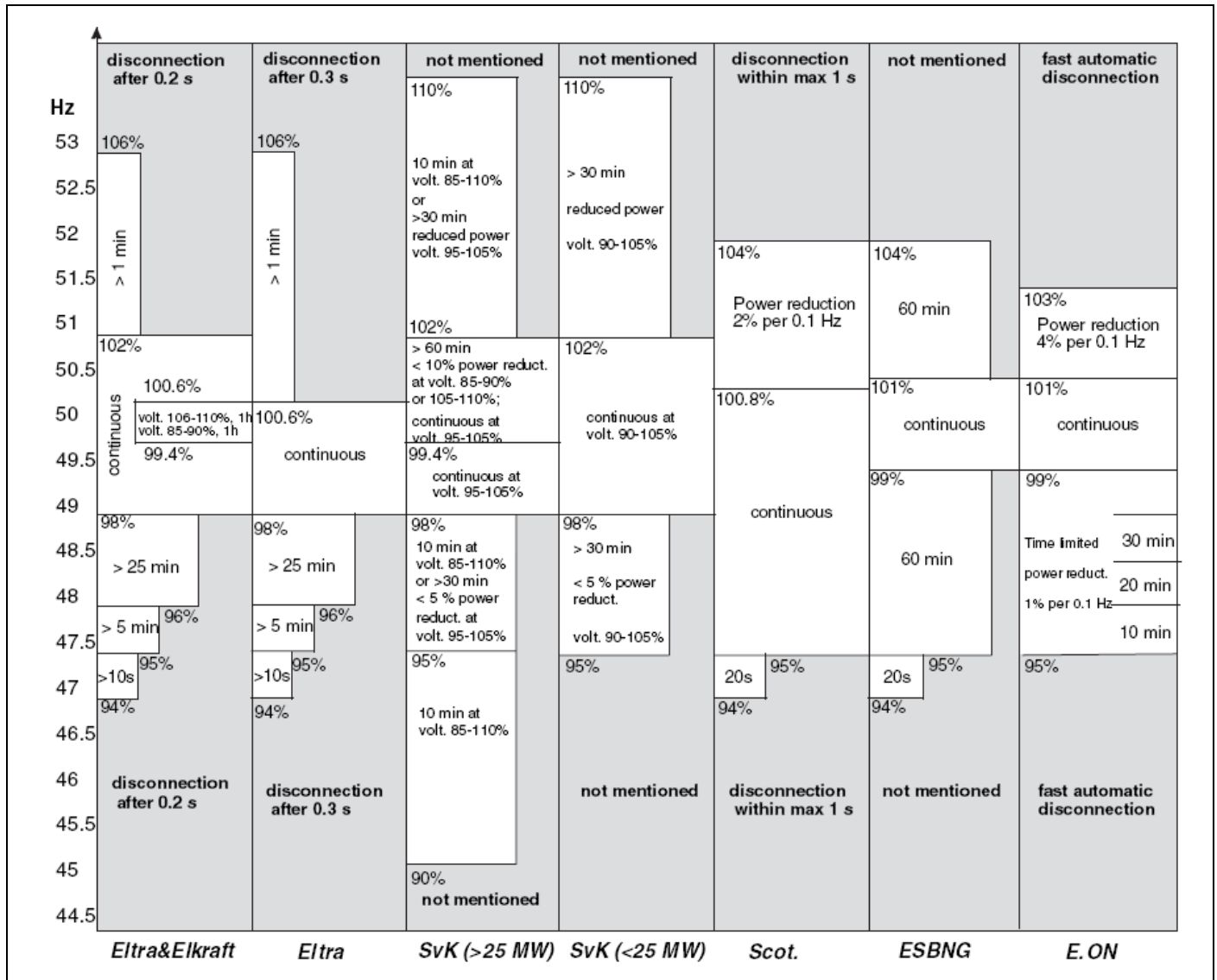
Σχήμα 5.1: Καταγραφή από ένα πραγματικό δίκτυο όπου φαίνεται χαρακτηριστικά ένα παράδειγμα διακύμανσης της συχνότητας που δεν ξεφεύγει βέβαια από τα επιτρεπτά όρια

Κατά τη μελέτη του εύρους των τιμών της συχνότητας πρέπει να σκεφτούμε και τη δυνατότητα των δικτύων. Τα μικρά συστήματα είναι πιο επιρρεπή από τα μεγάλα συστήματα για να παρεκκλίνουν από τα όρια των επιτρεπόμενων συχνοτήτων σε περιπτώσεις της δυσαναλογίας μεταξύ του φορτίου και της παραγωγής. Το δανέζικο και το σκοτσέζικο σύστημα γίνονται μικρά όταν οι συνδέσεις τους με τα γειτονικά τους συστήματα χάνονται. Επιπλέον, το δανέζικο σύστημα αποδυναμώνεται εξ αιτίας των πολλών μικρών διασκορπισμένων γεννητριών.

Στο σχήμα 5.2 βλέπουμε τις απαιτήσεις για τα όρια συχνότητας και τον έλεγχο συχνότητας στα συστήματα διαφόρων χωρών. Το *ESBNG* απαιτεί τα Α\Π να περιλαμβάνουν τον αρχικό έλεγχο συχνότητας στο σύστημα ελέγχου τους. Το *ESBNG* και μερικοί άλλοι κανονισμοί απαιτούν επίσης τα Α\Π να μπορούν να διενεργούν και τον δευτεροβάθμιο έλεγχο συχνότητας. Το *SvK* συγκεκριμένα σημειώνει ότι οι γεννήτριες δεν είναι υποχρεωμένες για να ικανοποιήσουν τις απαιτήσεις που δίνονται στο σχήμα 5.2 στην περίπτωση ανεπαρκούς ταχύτητα αέρα.

Ένα παροδικό ελάττωμα σε ένα διασυνδεδεμένο σύστημα ισχύος μπορεί να οδηγήσει σε ταλάντωση της συχνότητας των συστημάτων. Είναι επιθυμητό λοιπόν το εύρος συχνοτήτων να είναι όσο το δυνατόν ευρύτερο ώστε να αποφεύγετε σε τέτοιες συνθήκες να χειροτερεύει η κατάσταση επειδή η παραγωγή σταματά για τον έλεγχο.

Για την Ελλάδα ισχύουν οι κανόνες μεταφοράς και διανομής που έχει καθορίσει η ΔΕΗ. Τα όρια αυτά συνοψίζονται στον πίνακα 5.1 που ακολουθεί.



Σχήμα 5.2: Απαιτήσεις για τον έλεγχο της συχνότητας όπως εμφανίζονται στο κώδικες μερικών χωρών του εξωτερικού.

Πίνακας 5.1: Απαιτήσεις από τα αιολικά πάρκα ανάλογα με την διακύμανση του εύρους της συχνότητας

Εύρος Συχνότητας Συστήματος	Απαίτηση για το Αιολικό Πάρκο
49,5 - 50,5 Hz	Συνεχής λειτουργία
49,0 - 51,0 Hz	Να παραμένει σε λειτουργία με ελάχιστη παραγωγή
47,5 - 52,0 Hz	Να παραμένει συγχρονισμένο για διάρκεια 60 λεπτών
47,0 - 47,5 Hz	Να παραμένει συγχρονισμένο για τουλάχιστο 5sec, κάθε φορά που η συχνότητα είναι μικρότερη από 47,5 Hz
Όταν ο ρυθμός μεταβολής συχνότητας του συστήματος μεταφοράς είναι μικρότερος ή ίσος με 0,6 Hz/s	Να παραμένει συγχρονισμένο με το σύστημα.

5.4 ΕΛΕΓΧΟΣ ΑΕΡΓΟΥ ΙΣΧΥΟΣ

Ο συντελεστής ισχύος στην έξοδο της εγκατάστασης πρέπει να ανταποκρίνεται στα συμφωνημένα στη σύμβαση πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας. Συνήθως περιοχή αποδεκτών τιμών του είναι μεταξύ 0.95 επαγωγικού και 0.95 χωρητικού[5.4].

Δεδομένου ότι η απορρόφηση σημαντικής άεργου ισχύος από μια εγκατάσταση συνεπάγεται αυξημένες απώλειες και πτώσεις τάσεως στο δίκτυο, μπορεί να είναι αναγκαία η αντιστάθμιση της καταναλισκόμενης άεργου ισχύος, συνήθως με τη βοήθεια αποζευξίμων συστοιχιών πυκνωτών. Η αντιστάθμιση μπορεί να πραγματοποιείται τοπικά για κάθε μονάδα γεννήτριας ή ομάδα γεννητριών, ή/και κεντρικά για το σύνολο της εγκατάστασης. Όταν η ενεργός ισχύς εξόδου της εγκατάστασης παραγωγής παρουσιάζει σημαντικές διακυμάνσεις (όπως π.χ. στις αιολικές εγκαταστάσεις), τότε είναι συνήθως αναγκαία η αυτόματη ρύθμιση της αντιστάθμισης, προκειμένου να διατηρείται ο συντελεστής ισχύος κοντά στην επιθυμητή τιμή. Η αναγκαία αντιστάθμιση γενικά καθορίζεται από το είδος και τον τρόπο λειτουργίας των εγκαταστάσεων, αλλά και από τις προκαλούμενες επιπτώσεις στην τάση του δικτύου.

Οι ασύγχρονες γεννήτριες καταναλώνουν άεργο ισχύ, η οποία ανέρχεται περίπου στο 50% της φαινόμενης ισχύος εξόδου υπό ονομαστικές συνθήκες λειτουργίας. Συνεπώς, σε εγκαταστάσεις αυτού του τύπου είναι αναγκαία η εγκατάσταση πυκνωτών αντιστάθμισης. Κατά την απόζευξη της γεννήτριας, οι πυκνωτές πρέπει να αποσυνδέονται ταυτόχρονα με το άνοιγμα του διακόπτη, προκειμένου να αποφευχθούν φαινόμενα αυτοδιέγερσης. Επίσης, οι πυκνωτές δεν πρέπει να συνδέονται πριν από τη ζεύξη της γεννήτριας.

Οι σύγχρονες γεννήτριες διαθέτουν τη δυνατότητα ελέγχου της διέγερσής τους, η οποία μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τη ρύθμιση του συντελεστή ισχύος εξόδου τους και άρα γενικά δεν απαιτείται η εγκατάσταση πυκνωτών αντιστάθμισης.

Οι ανάγκες άεργου ισχύος των μετατροπέων ισχύος εξαρτώνται από τον τύπο του μετατροπέα. Μετατροπείς με μεταγωγή από την τάση του δικτύου (όπως οι ανορθωτές/αντιστροφείς γέφυρας με θυρίστορ) καταναλώνουν σημαντική άεργο ισχύ και απαιτούν την εγκατάσταση διατάξεων αντιστάθμισης. Οι σύγχρονοι αυτομεταγόμενοι μετατροπείς (όπως οι μετατροπείς τύπου πηγής τάσης με IGBTs που χρησιμοποιούνται ευρέως σε διατάξεις διεσπαρμένης παραγωγής) παρουσιάζουν ελάχιστες ανάγκες άεργου ισχύος και συνήθως παρέχουν τη δυνατότητα ρύθμισης του συντελεστή ισχύος στην έξοδο τους εντός μιας περιορισμένης περιοχής (π.χ. 0.95 επαγωγικό - 0.95 χωρητικό).

Κατά τη μελέτη των πυκνωτών αντιστάθμισης πρέπει να λαμβάνεται υπόψη η επίπτωσή τους στις αρμονικές του δικτύου[5.6]. Συγκεκριμένα οι εγκάρσιες χωρητικότητες σε συνδυασμό με τις επαγωγικές αντιδράσεις σειράς του δικτύου (π.χ. αντιδράσεις σκεδάσεως των Μ/Σ) δημιουργούν συχνότητες συντονισμού οι οποίες μπορεί να οδηγήσουν σε αύξηση της αρμονικής παραμόρφωσης της τάσης. Για τον λόγο αυτό μπορεί να απαιτηθεί, κατόπιν ειδικής μελέτης και σε συνεννόηση με τη ΔΕΗ, η εγκατάσταση στραγγαλιστικών πηνίων σε σειρά με τους πυκνωτές. Επίσης πρέπει να εξετάζεται και ενδεχόμενη επίπτωση στη λειτουργία του συστήματος ΤΑΣ του δικτύου.

Γενικά, η επιλογή και ο τρόπος ρύθμισης και ζεύξης της εγκατάστασης αντιστάθμισης άεργου ισχύος πρέπει να συμφωνούνται με τη ΔΕΗ. Σημειώνεται ακόμη ότι στα νησιωτικά συστήματα όπου λειτουργούν αυτόνομα συστήματα παραγωγής, πιθανόν να απαιτείται πρόσθετη αντιστάθμιση στους ζυγούς ΜΤ αυτών λόγω της λειτουργίας ασύγχρονων γεννητριών παραγωγών.

5.5 ΣΥΣΤΗΜΑ ΑΛΛΑΓΗΣ ΤΑΣΗΣ ΥΠΟ ΦΟΡΤΙΟ (ΣΑΤΥΦ)

Τα συστήματα αλλαγής τάσεως υπό φορτίο (ΣΑΤΥΦ), με τα οποία εξοπλίζονται συνήθως οι μετασχηματιστές διανομής ΥΤ/ΜΤ, λειτουργούν με διακριτό τρόπο προσπαθώντας να διατηρήσουν την τάση σε έναν ελεγχόμενο ζυγό (που είναι συνήθως ο ζυγός μέσης τάσης) σε ένα επιθυμητό εύρος τιμών. Ο τρόπος λειτουργίας τους έχει ως εξής: κάθε φορά που η τάση στον ελεγχόμενο ζυγό απομακρύνεται από τα επιθυμητά όρια, το

ΣΑΤΥΦ μεταβάλλει το λόγο των σπειρών του μετασχηματιστή, προκειμένου η τάση να επανέλθει στα αποδεκτά όρια[5.5]. Το χρονικό διάστημα επαναφοράς της ελεγχόμενης τάσης εντός των επιθυμητών ορίων κυμαίνεται από μερικές δεκάδες δευτερολέπτων έως λίγα λεπτά.

Η λειτουργία του ΣΑΤΥΦ, υπό ορισμένες συνθήκες, μπορεί να καταστεί ασταθής, δηλαδή αντί να επαναφέρει την τάση του ελεγχόμενου ζυγού στα επιθυμητά όρια, να την απομακρύνει ολοένα και περισσότερο. Το φαινόμενο αυτό συμβαίνει όταν το σημείο λειτουργίας του συστήματος ξεπεράσει το όριο μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος. Η ασταθής αυτή λειτουργία του ΣΑΤΥΦ μπορεί να οδηγήσει σε κατάρρευση τάσεως του συστήματος.

Ειδικότερα[5.8]:

- Ο γερμανικός Κώδικας απαιτεί την ύπαρξη συστήματος αλλαγής λήψεων (tap changer) ώστε η τάση στο σημείο της σύνδεσης στο δίκτυο να μπορεί ελεγχθεί, εναρμονισμένου με τα χαρακτηριστικά του σταθμού (εύρος ελέγχου και βήμα).

- Ο κώδικας της Βρετανίας αναφέρει ότι ο διαχειριστής μπορεί δίνει εντολές για τη θέση του συστήματος αλλαγής λήψεως σε Μ/Σ ΣΑΤΦ που συνδέουν το Α/Π με το δίκτυο.

- Ο κώδικας της Σκωτίας προδιαγράφει χειροκίνητο σύστημα αλλαγής λήψεων (manual control tap changing transformers) σε Α/Π άνω των 100 MW (για μικρότερες ισχύεις μπορεί να χρησιμοποιείται εναλλακτικός τρόπος ρύθμισης της τάσης).

- Ο ιρλανδικός κώδικας προδιαγράφει ότι ο Μ/Σ πρέπει να είναι εφοδιασμένος με σύστημα αλλαγής τάσης υπό φορτίο (ΣΑΤΦ - OLTC) με μέγιστο βήμα 2.5% στο σύστημα των 110 kV και 1.6% στο σύστημα των 220 και 400 kV. Οι Μ/Σ πρέπει να συνδέονται σε συνδεσμολογία τριγώνου στη ΧΤ και αστέρα στην ΥΤ, είτε σε αστέρα και στις 2 πλευρές και να διαθέτει ένα τριτεύον τύλιγμα σε τρίγωνο.

- Ο κώδικας του AESO αναφέρει ότι οι Μ/Σ σύνδεσης με το δίκτυο πρέπει να έχουν τέτοιο λόγο μετασχηματισμού και σύστημα αλλαγής λήψεων έτσι ώστε να μπορούν να ικανοποιηθούν πλήρως οι απαιτήσεις άεργου ισχύος στο εύρος τάσεων που ορίζει ο κώδικας. Επίσης οι Μ/Σ σύνδεσης με το δίκτυο πρέπει να σχεδιάζονται έτσι ώστε:

- 1) να απαγορεύουν τη μεταφορά των αρμονικών του ρεύματος.

- 2) να απομονώνουν τα σφάλματα ως προς γη στη πλευρά της παραγωγής και στη πλευρά του δικτύου μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

- Ο ελληνικός κώδικας προδιαγράφει ότι οι μετασχηματιστές μονάδων πρέπει να διαθέτουν σύστημα αλλαγής τάσης υπό φορτίο (ΣΑΤΦ). Το βήμα ρύθμισης δεν επιτρέπεται να μεταβάλλει τον λόγο της τάσης στους τερματικούς ζυγούς περισσότερο από 2.5% στο Σύστημα 150 kV και από 1.6% στο σύστημα 400 kV, εκτός εάν υπάρχει διαφορετική σχετική συμφωνία με τον διαχειριστή του συστήματος.

5.6 ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΣΕ ΣΥΝΘΗΚΕΣ ΒΥΘΙΣΗΣ ΤΑΣΕΩΣ

Το αιολικό πάρκο πρέπει να παραμένει συνδεδεμένο με το σύστημα για βυθίσεις τάσεις μέχρι και 50% επί της ονομαστικής τάσης για χρόνο μέχρι 500ms, που συμβαίνουν σε μια ή και στις τρεις φάσεις στο σημείο σύνδεσης[5.6], χωρίς η ισχύς του αιολικού πάρκου να έχει μεταβληθεί μετά την αποδρομή της διαταραχής.

Ο αριθμός των εγκαταστάσεων αιολικών πάρκων έχει αυξηθεί παγκοσμίως με πρωτοφανείς ρυθμούς. Σαν επακόλουθο, το μέσο μέγεθος των εγκαταστάσεων έχει αυξηθεί λόγω των μεγαλύτερων μηχανών. Το γεγονός αυτό αναγείρει την ανησυχία πώς εκτεταμένη απώλεια μηχανών μετά από μεγάλες διαταραχές στο δίκτυο θα μπορούσε να οδηγήσει σε διάδοση των ασταθειών και δυνητικά να προκαλέσει τοπικά ή ολικά κατάρρευση του συστήματος. Αυτό ανάγκασε πολλούς παραγωγούς να υιοθετήσουν την κατάλληλη τεχνολογία ώστε η Α/Γ να παραμένει σε λειτουργία σε συνθήκες βύθισης τάσης (στη διεθνή βιβλιογραφία χρησιμοποιείται ο όρος Low Voltage Ride Through - LVRT)[5.7]. Η απαίτηση αυτή προσθέτει βέβαια ένα επιπλέον κόστος διασύνδεσης στον κατασκευαστή και επηρεάζει τη συνολική επένδυση. Θα αναλυθεί παρακάτω πως οι βυθίσεις τάσης επηρεάζουν τη λειτουργία των γεννητριών καθώς οι τεχνικές απαιτήσεις για την αντιμετώπιση των δυσκολιών αυτών. Καθώς η αιολική ενέργεια αυξάνει συνεχώς το ρόλο της στο ηλεκτρικό

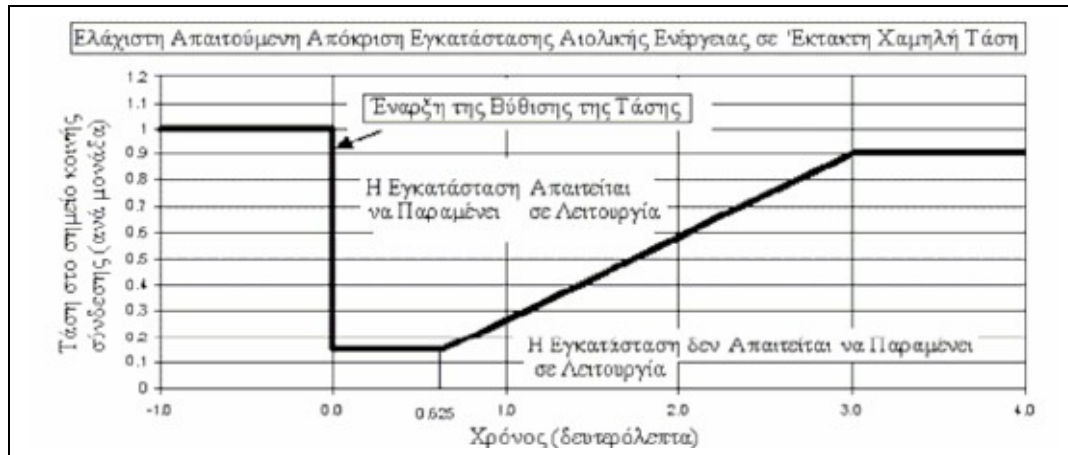
σύστημα επιφέρει σημαντικές μεταβολές στη μελέτη του τελευταίου. Ενώ λοιπόν σε χαμηλά επίπεδα διείσδυσης η επίδραση των αιολικών στη λειτουργία και την ευστάθεια του ηλεκτρικού συστήματος θεωρούνταν αμελητέα, η είσοδος νέων μεγάλων αιολικών πάρκων οδήγησε τους μελετητές στο να αναθεωρήσουν τις επιδράσεις. Αυτές οι αλλαγές καταλήγουν σταδιακά στην γενική απαίτηση, καθώς η βιομηχανία παγκοσμίως αυξάνεται, τα αιολικά πάρκα να υιοθετήσουν τις ίδιες λειτουργικές προδιαγραφές οι οποίες προς το παρόν αναφέρονται μόνο στους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής.

Παραδοσιακά οι Α/Γ έχουν αντιμετωπιστεί ως διανεμημένη παραγωγή και επομένως είχε υιοθετηθεί η απαίτηση να βγαίνει η μηχανή εκτός λειτουργίας ακόμα και σε πολύ μικρές διαταραχές. Πρόσφατα, με λόγο την αύξηση στο μέγεθος και τον αριθμό των εγκαταστάσεων, πολλές εφαρμογές έχουν αναθεωρήσει την τακτική τους και πλέον απαιτούν από τις Α/Γ να υποστηρίξουν τις διαταραχές στο δίκτυο. Γενικά, οι κώδικες που ισχύουν προς το παρόν και καθορίζουν τη σύνδεση των Α/Γ μπορούν να περιγραφούν από τις παρακάτω απαιτήσεις: (α) δυνατότητα της Α/Γ να παραμένει σε λειτουργία σε συνθήκες βύθισης τάσης (β) δυνατότητα ελέγχου της αέργου ισχύος, και (γ) σε μικρότερο βαθμό τη δυνατότητα ελέγχου της ισχύος εξόδου του πάρκου. Πολλές Α/Γ είναι βασισμένες στις ασύγχρονες μηχανές, με ένα μεγάλο αριθμό να ακολουθεί την τοπολογία της απ' ευθείας σύνδεσης μηχανής επαγωγής τύπου κλωβού. Επομένως η άεργος ισχύς είναι ένα θέμα μεγάλου ενδιαφέροντος, όχι μόνο για λόγους αντιστάθμισης των απαιτήσεων του ίδιου του αιολικού πάρκου αλλά και με στόχο τη στήριξη της τάσης του δικτύου. Οι περισσότερες από τις απαιτήσεις ορίζουν τυπικά όρια μέσα στα οποία πρέπει να λειτουργεί το Α/Π. Οι μέθοδοι ελέγχου της αέργου ισχύος αφήνονται στους σχεδιαστές και μπορεί να έχουν τη μορφή χωρητικών στοιχείων αντιστάθμισης, συσκευές βασισμένες σε μετατροπείς στατικής ισχύος (SVC, TSC, ή STATCOM) ή χρησιμοποιώντας μηχανές κατάλληλες για έλεγχο αέργου ισχύος, όπως η τοπολογία της γεννήτριας επαγωγής διπλής τροφοδότησης (DFIG).

Το θέμα του LVRT φαίνεται να είναι ιδιαίτερα σημαντικό σε θέματα διατήρησης ευστάθειας, ειδικά σε περιοχές με μεγάλη διείσδυση των αιολικών πάρκων. Πρόωρη έξοδος Α/Γ από τη λειτουργία λόγω ενεργοποίησης του συστήματος προστασίας σε περίπτωση τοπικών διαταραχών του δικτύου μπορεί να οδηγήσει με τη σειρά του σε ενίσχυση των αποτελεσμάτων της διαταραχής. Αυτό υποδεικνύει και την έντονη ανησυχία για διατήρηση της ευστάθειας του Α/Π και του συνδεδεμένου συστήματος κατά τη διάρκεια των εμφανιζόμενων διαταραχών του ηλεκτρικού συστήματος.

Το θέμα του ελέγχου της ισχύος εξόδου των Α/Π γίνεται ολοένα και πιο σημαντικό και η τάση είναι προς την κατεύθυνση ώστε οι εφαρμογές τελικά να απαιτούν από τις Α/Γ να λειτουργούν σε τρόπο ανάλογο των συμβατικών μονάδων παραγωγής. Αυτή η είναι μια απαίτηση που είναι ακόμα υποκείμενη σε πολύ έρευνα και ανάλυση καθώς η αιολική ενέργεια συχνά αντιμετωπίζεται, μάλλον άδικα, σαν αναξιόπιστη από πλευράς παραγωγής ισχύος και ότι πρέπει να τηρείται μια μεγάλη στρεφόμενη εφεδρεία, σχεδόν ισοδύναμη με την εγκαταστημένη ισχύ. Παρ'όλα αυτά, μεγάλο κομμάτι από την έρευνα στην Ευρώπη προσπαθεί να αποδείξει το αντίθετο, ίσως σαν αποτέλεσμα αυστηρών προδιαγραφών πάνω στις απαιτήσεις του ελέγχου της ισχύος των Α/Γ εκεί.

Συνεχώς διαμορφώνονται τεχνικοί κανονισμοί που πρέπει να τηρούν οι εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας ως προς τη συμπεριφορά των Α/Γ σε περιπτώσεις βύθισης της τάσης λόγω σφάλματος στο δίκτυο. Η συνήθης μορφή αυτών περιλαμβάνει κάποιους περιορισμούς επιπέδου τάσης και χρονικών περιόδων με τη μορφή της καμπύλης που ακολουθεί. Κάθε εγκατάσταση, λοιπόν, αιολικής ενέργειας θα πρέπει να είναι σε θέση να παραμένει σε λειτουργία κατά τη διάρκεια διαταραχών της τάσης μέχρι τους χρόνους εκείνους και τα αντίστοιχα επίπεδα τάσης που δίνονται στο σχήμα 5.3. Οι κανονισμοί αυτοί εφαρμόζονται σε τάση που μετράται στο σημείο κοινής σύνδεσης (PCC: point of common coupling).



Σχήμα 5.3. Συνήθης μορφή καμπύλης περιορισμού LVRT.

Η καμπύλη δείχνει το λόγο της πραγματικής προς την ονομαστική τιμή της τάσης στον κατακόρυφο άξονα, και το χρόνο στον οριζόντιο. Πριν το χρόνο 0.0, η τάση στο μετασχηματιστή είναι η ονομαστική τάση. Στο χρόνο 0.0 η τάση πέφτει. Αν η τάση παραμείνει σε επίπεδο μεγαλύτερο από 15 επί τοις εκατό της ονομαστικής τάσης για μια περίοδο που δεν υπερβαίνει τα 0.625 δευτερόλεπτα, η εγκατάσταση πρέπει να παραμείνει σε λειτουργία. Επιπλέον, αν η τάση επιστρέψει στο 90 επί τοις εκατό της ονομαστικής τάσης μέσα σε 3 δευτερόλεπτα από τη βύθιση της τάσης η εγκατάσταση πρέπει να παραμείνει σε λειτουργία. Ο πελάτης που συνδέεται δεν έχει το δικαίωμα να απενεργοποιήσει τον εξοπλισμό που εξασφαλίζει ότι η Α/Γ θα παραμείνει σε λειτουργία κατά τη διάρκεια βύθισης τάσης, όσο η αιολική εγκατάσταση είναι σε λειτουργία. Δύο χαρακτηριστικά-κλειδιά αυτού του κανονισμού είναι:

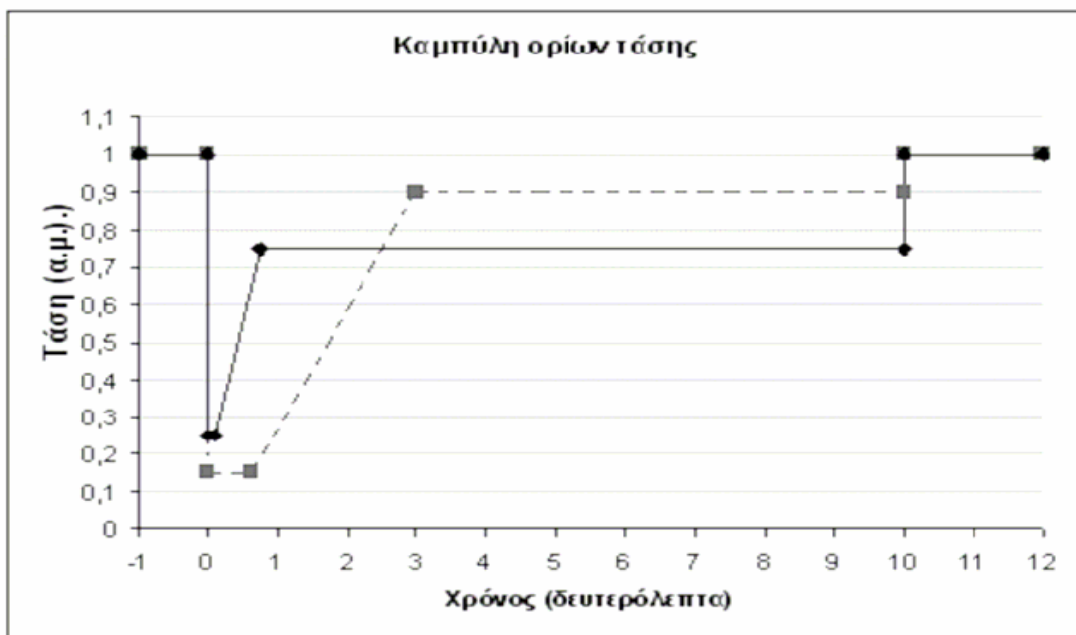
1. Μια εγκατάσταση αιολικής ενέργειας πρέπει να έχει δυνατότητα παραμονής σε λειτουργία για τάση μέχρι και 15 επί τοις εκατό της ονομαστικής τάσης γραμμής για 0.625 δευτερόλεπτα.

2. Μια εγκατάσταση αιολικής ενέργειας πρέπει να είναι σε θέση να λειτουργεί συνεχώς σε τάση 90 επί τοις εκατό της ονομαστικής τάσης γραμμής, μετρούμενη στην πλευρά υψηλής τάσης του μετασχηματιστή του υποσταθμού.

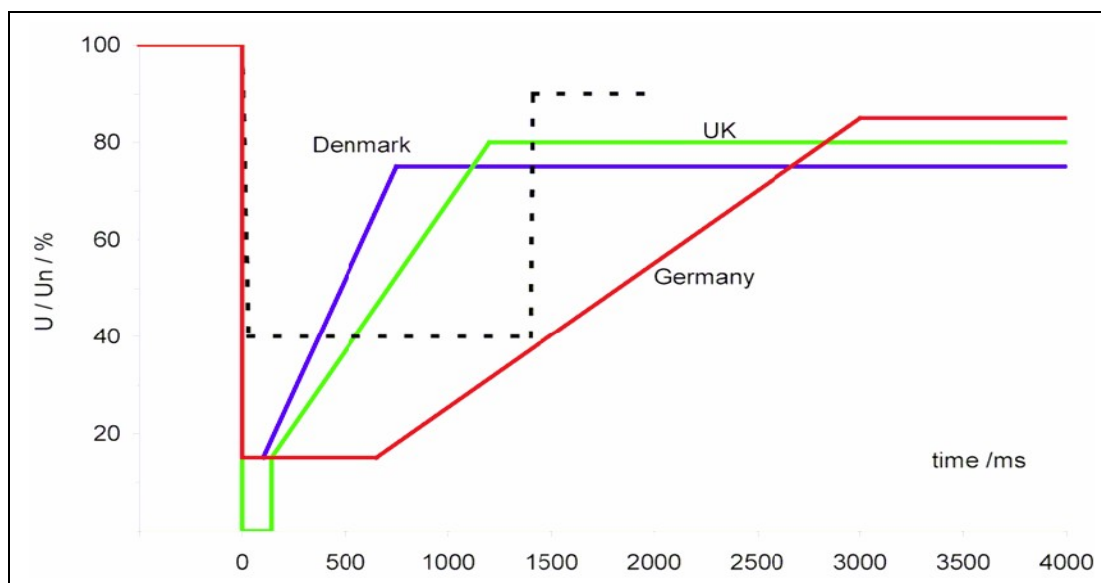
Σημειώνεται στο σημείο αυτό ότι οι τιμές που αναφέρονται παραπάνω ως προς το χρόνο και τα επίπεδα τάσης ανανεώνονται συνεχώς. Παρακάτω επισυνάπτονται δύο παραδείγματα κανονισμών της Δανίας και της Ιρλανδίας και οι καμπύλες που ισχύουν σε Ην. Βασίλειο, Γερμανία, Δανία καθώς και μία τυπική καμπύλη που χρησιμοποιείται σε προσομοιώσεις

Πίνακας 5.2 Κανονισμοί Δανίας και Ιρλανδίας για τον χρόνο και την τάση.

Κανονισμός Δανίας		Κανονισμός Ιρλανδίας	
Χρόνος[s]	Τάση[αμ]	Χρόνος[s]	Τάση[αμ]
0	1	0	1
0.1	0.25	0.625	0.15
0.75	0.75	3	0.9
10	0.75	10	0.9
10.01	1	10.01	1



Σχήμα 5.4: Καμπύλη ορίων τάσης – Κανονισμοί Δανίας (συνεχής καμπύλη) και Ιρλανδίας (διακεκομμένη καμπύλη).



Σχήμα 5.5: Καμπύλη ορίων τάσης – Κανονισμοί Δανίας – Μ.Βρετανίας – Γερμανίας.

5.7 ΕΚΚΙΝΗΣΗ ΚΑΙ ΤΕΡΜΑΤΙΣΜΟΣ Α/Π

Οι ανεμογεννήτριες κατά τη διάρκεια θέσης τους σε λειτουργία, δεν θα πρέπει να υπερβαίνουν τον μέγιστο ρυθμό ανόδου τους (Max Power Ramp Rate).

Κατά τη διάρκεια θέσης εκτός λειτουργίας, οι ανεμογεννήτριες του Αιολικού Πάρκου δεν θα πρέπει να τίθενται εκτός λειτουργίας ταυτόχρονα, αλλά να υπάρχει μια σταδιακή μείωση της εξόδου ενεργού ισχύος.

Σε μερικούς κανονισμούς υπάρχουν επίσης απαιτήσεις σχετικά με το ξεκίνημα και το κλείσιμο των Α\Π. Το Eltra απαιτεί τα Α\Π να έχουν ένα σήμα που τεκμηριώνει την αιτία των προηγούμενων κλεισιμάτων τους. Το Scot, το Eltra και το E.ON απαιτούν το ξεκίνημα

και το κλείσιμο των Α\Π να συμφωνεί με τις ποιοτικές απαιτήσεις τάσης. Το SvK δηλώνει ότι η ταχύτητα υψηλού αέρα δεν πρέπει να προκαλέσει την ταυτόχρονη στάση όλων των Α\Γ μέσα σε ένα Α\Π, η μέγιστη επιτρεπόμενη μείωση δύναμης είναι 30 MW[5.8].

5.8 ΠΡΟΥΠΟΘΕΣΕΙΣ ΠΑΡΑΛΛΗΛΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ Α\Π ΔΙΚΤΥΟΥ

- Η παρουσία αυτοπαραγωγών στο δίκτυο διανομής δεν θα επηρεάζει την κανονική λειτουργία, όπως τον κύκλο πτώσεων-επαναφορών των μέσων προστασίας των εναέριων γραμμών ΜΤ, την ζεύξη-απόζευξη συστοιχιών πυκνωτών για διόρθωση του συντελεστή ισχύος, κ.λ.π [5.9].
- Το σύστημα προστασίας του αυτοπαραγωγού θα συνεργάζεται με το σύστημα προστασίας του δικτύου, ώστε σφάλματα σε οποιαδήποτε πλευρά να ανιχνεύονται σωστά και να διορθώνονται.
- Η είσοδος αρμονικών στο δίκτυο δεν πρέπει να υπερβαίνει προκαθορισμένα όρια.
- Οι διαταραχές που προκαλούνται κατά την ζεύξη και απόζευξη των αυτοπαραγωγών δεν θα υπερβαίνουν προκαθορισμένα όρια.
- Εξασφάλιση ανά πάσα στιγμή αυτόματης ή χειροκίνητης απομόνωσης του παραγωγού για να αποφευχθούν κίνδυνοι για το προσωπικό που εκτελεί εργασίες σε κάποιο τμήμα του δικτύου.
- Ο παραγωγός θα παρέχει στις αρμόδιες υπηρεσίες πληροφορίες για το μέγεθος και τον τύπο των γεννητριών που πρόκειται να συνδεθούν με το δίκτυο και για το μέγεθος της ισχύος που θα τροφοδοτεί το δίκτυο.
- Ο διαχειριστής του δικτύου θα παρέχει στους παραγωγούς πληροφορίες για την δυνατότητα παράλληλης λειτουργίας των μονάδων τους με το δίκτυο και για τον απαιτούμενο εξοπλισμό προστασίας.

5.9 ΕΠΑΡΚΕΙΑ ΤΩΝ ΣΤΟΙΧΕΙΩΝ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ

Οι εγκαταστάσεις παραγωγής είναι δυνατό να προκαλέσουν υψηλότερες από τις επιτρεπόμενες φορτίσεις σε αγωγούς, μετασχηματιστές και άλλα στοιχεία του δικτύου. Επομένως είναι απαραίτητος ο επανέλεγχος της ικανότητας φόρτισής τους, λαμβάνοντας υπόψη τις συνδεδεμένες εγκαταστάσεις παραγωγής[5.10].

Σαν βάση του θερμικού υπολογισμού των στοιχείων του δικτύου λαμβάνεται η μέγιστη φαινόμενη ισχύς εξόδου της εγκατάστασης παραγωγής. Όταν η ισχύς αυτή εξαρτάται από το διάστημα υπολογισμού της (όπως π.χ. για τις αιολικές εγκαταστάσεις), μπορεί να χρησιμοποιείται η μέγιστη φαινόμενη ισχύς περιόδου 10 λεπτών, S_{mcA}, αν και συνιστάται η χρήση της μέγιστης ισχύος 1 λεπτού, S_{60A}, (η οποία είναι γενικά υψηλότερη της S_{mcA}).

Με τη σύνδεση της εγκατάστασης παραγωγής, το ρεύμα βραχυκυκλώσεως του δικτύου αυξάνεται κατά το ρεύμα βραχυκυκλώσεως της εγκατάστασης παραγωγής. Η συμβολή των εγκαταστάσεων μεγιστοποιείται για σφάλματα κοντά στο σημείο σύνδεσης. Εάν δεν είναι γνωστή η ένταση βραχυκυκλώσεως της εγκατάστασης παραγωγής, τότε μπορεί να ληφθεί σαν προσεγγιστική ενεργός τιμή το ακόλουθο πολλαπλάσιο του αθροίσματος των ονομαστικών εντάσεων των συνδεδεμένων γεννητριών:

- 1• Για σύγχρονες γεννήτριες, 8 φορές
- 2• Για ασύγχρονες γεννήτριες, 6 φορές
- 3• Για γεννήτριες με μετατροπείς ισχύος, 1 φορά

Η παραπάνω θεώρηση είναι καθαρά προσεγγιστική, καθώς αγνοεί τα στοιχεία του δικτύου που παρεμβάλλονται μεταξύ γεννητριών και της θέσης του σφάλματος, τις διαφορετικές φασικές γωνίες των ρευμάτων βραχυκύκλωσης, όπως επίσης και το γεγονός ότι η συμβολή ορισμένων τύπων γεννητριών αποσβένεται ταχύτατα (π.χ. ασύγχρονες γεννήτριες

και μετατροπείς ισχύος με ταχείες προστασίες). Ακριβέστεροι υπολογισμοί είναι δυνατοί με εφαρμογή των σχετικών προτύπων και κανονισμών και με τη χρήση εξειδικευμένου λογισμικού.

Εάν η υπολογιζόμενη στάθμη βραχυκύκλωσης αυξηθεί πάνω από την προδιαγεγραμμένη τιμή αντοχής των στοιχείων του δικτύου (250 MVA για τα δίκτυα ΜΤ της ΔΕΗ) εξ αιτίας της εγκατάστασης παραγωγής, τότε πρέπει να συμφωνηθούν κατάλληλα μέτρα μεταξύ του συνδεδεμένου και της ΔΕΗ, τα οποία θα περιορίζουν το μέγεθος της έντασης βραχυκυκλώσεως, ή συνηθέστερα να επιλεγεί η απ' ευθείας σύνδεση στο σύστημα ΥΤ.

5.10 ΠΡΟΣΤΑΣΙΑ Α\Π ΚΑΙ ΔΙΚΤΥΟΥ

Η προστασία του αιολικού πάρκου είναι ευθύνη του παραγωγού και αυτός πρέπει λάβει προφυλάξεις έναντι διαταραχών που συμβαίνουν στο σύστημα μεταφοράς και διανομής και να εγκαταστήσει κατάλληλη προστασία. Το βέβαιο είναι ότι τυχόν σφάλματα στις εγκαταστάσεις και στα μηχανήματα που συνδέονται με το σύστημα μεταφοράς πρέπει να εκκαθαρίζονται όσο το δυνατόν νωρίτερα.

Μετά από μεγάλες διαταραχές του δικτύου, είναι πολύ πιθανόν κάποιες γραμμές μεταφοράς να σταματήσουν να λειτουργούν και έτσι να απομονωθεί κάποιο μέρος του δικτύου. Η παρατεταμένη λειτουργία λοιπόν του αιολικού πάρκου υπό μορφή νησίδας (δηλαδή το αιολικό πάρκο να τροφοδοτεί ένα απομονωμένο μέρος του συστήματος διανομής) δεν είναι επιτρεπτή, γιατί μπορεί να προκληθεί ανισορροπία μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης ενέργειας σε αυτό το κομμάτι του δικτύου. Ο παραγωγός λοιπόν θα πρέπει να εγκαταστήσει κατάλληλη προστασία ώστε να αποφεύγεται ο σχηματισμός νησίδων. Επίσης το αιολικό πάρκο πρέπει να αποσυνδέεται αυτόματα από το δίκτυο στις περιπτώσεις που υπάρχει βλάβη στους ζυγούς του υποσταθμού εισόδου. Απαιτείται λοιπόν η τοποθέτηση συστήματος προστασίας απόζευξης, το οποίο επενεργεί στον ΑΔΔ της εγκατάστασης παραγωγής και εξασφαλίζει την άμεση απόζευξή της όταν εμφανιστούν ανεπιτρεπτες διακυμάνσεις της τάσης και της συχνότητας.

Μέσω της προστασίας απόζευξης αποτρέπεται η νησιδοποίηση τμήματος του δικτύου που έχει απομονωθεί από το υπόλοιπο δίκτυο, τα φορτία του οποίου τροφοδοτούνται από την εγκατάσταση παραγωγής. Τέτοιες καταστάσεις απομονωμένης λειτουργίας μπορούν να προκαλέσουν την εμφάνιση σοβαρών υπερτάσεων (ιδιαίτερα στην περίπτωση ασύγχρονων γεννητριών, λόγω αυτοδιέγερσής τους), αλλά και εγκυμονούν κινδύνους για την ασφάλεια του προσωπικού που εργάζεται στο δίκτυο.

Το σύστημα προστασίας απόζευξης περιλαμβάνει κατ' ελάχιστον προστασίες υπότασης, υπέρτασης, υποσυχνότητας και υπερσυχνότητας, περιοχές ρύθμισης και ενδεικτικές ρυθμίσεις των οποίων δίνονται στον πίνακα 5.3. Η επιτήρηση της τάσης πρέπει να γίνεται και στις τρεις φάσεις, ώστε να ανιχνεύονται ακόμη και μονοφασικές διαταραχές. Η επιτήρηση της συχνότητας αρκεί να γίνεται σε μία φάση. Το σύστημα προστασίας απόζευξης μπορεί να περιλαμβάνει, επιπλέον των προστασιών του πίνακα 5.3, και επιτήρηση της ομοπολικής συνιστώσας της τάσης, U_0 , για την ανίχνευση σφαλμάτων γης επί της γραμμής όπου συνδέεται η εγκατάσταση παραγωγής. Μπορεί ακόμη να διαθέτει ηλεκτρονόμο υπερέντασης για την ανίχνευση της τροφοδότησης εξωτερικών σφαλμάτων από την εγκατάσταση παραγωγής, εφόσον όμως μπορεί να εξασφαλιστεί η επιλογική του συνεργασία με τα λοιπά μέσα προστασίας έναντι υπερεντάσεων της εγκατάστασης και η μη διέγερσή του από τα ρεύματα ζεύξης αυτής.

Πίνακας 5.3: ενδεικτικές ρυθμίσεις της υπότασης, υπέρτασης, υποσυχνότητας και υπερσυχνότητας.
Όπου U_n ονομαστική τάση δικτύου

Τύπος Ηλεκτρονόμου	Περιοχή Ρύθμισης Τιμής Διέγερσης	Ενδεικτική Ρύθμιση	
		Τιμή Διέγερσης	Χρονική Καθυστέρηση
Υπότασης (mV)	$0.70U_n \div 1.00U_n$	$0.90U_n$	0.3 s
Υπέρτασης(MV)	$1.00U_n \div 1.15U_n$	$1.10U_n$	0.3 s
Υποσυχνότητας(mf)	48÷50 Hz	49.5 Hz	0.3 s
Υπερσυχνότητας(Mf)	50÷52 Hz	50.5 Hz	0.3 s

Οι συγκεκριμένες ρυθμίσεις των τιμών διέγερσης και των χρονικών καθυστερήσεων του συστήματος προστασίας επιλέγονται κατά περίπτωση, λαμβάνοντας υπόψη την ανάγκη κατά το δυνατόν ταχύτερης απόζευξης της εγκατάστασης παραγωγής μετά από την εμφάνιση σφάλματος ή άλλης διαταραχής στο δίκτυο MT όπου αυτή συνδέεται. Συνεπώς πρέπει να επιλέγονται στενά όρια μεταβολής της τάσης και της συχνότητας και μικροί χρόνοι ενεργοποίησης. Για μονάδες παραγωγής που εγκαθίστανται σε αυτόνομα νησιωτικά συστήματα απαιτείται γενικά ελαστικότερη ρύθμιση των ορίων τάσης και κυρίως συχνότητας, λόγω των αυξημένων διακυμάνσεών τους, αλλά και για την αποφυγή συχνής απώλειας σημαντικού ποσοστού παραγωγής.

Επιπρόσθετα από οποιοδήποτε σύστημα προστασίας του αιολικού πάρκου που εγκαθίσταται από τον παραγωγό, ο παραγωγός θα πρέπει να εγκαταστήσει συστήματα προστασίας του δικτύου. Συνήθως προτείνεται το αιολικό πάρκο να αποσυνδέεται από το δίκτυο σε συνθήκες μη κανονικής λειτουργίας του δικτύου. Βέβαια όταν πρόκειται για μεγάλα αιολικά πάρκα η άμεση διακοπή της σύνδεσής τους από το δίκτυο, θα προσθέσει επιπλέον προβλήματα στο ήδη προβληματικό δίκτυο.

Επίσης κατά τη διάρκεια και μετά από κάποια μη κανονική λειτουργία του συστήματος μπορεί να προκληθούν κάποιες υπερεντάσεις και βραχυκυκλώσεις, οι οποίες ίσως οδηγήσουν σε προβλήματα στο αιολικό πάρκο και στις ανεμογεννήτριες. Το σύστημα λοιπόν προστασίας του αιολικού πάρκου θα πρέπει να σχεδιαστεί με τέτοιο τρόπο ώστε να εκπληρεί δύο στόχους:

1. Να ελέγχει αν πληρούνται οι απαιτήσεις κανονικής λειτουργίας του δικτύου και να το στηρίζει κατά τη διάρκεια εσφαλμένων λειτουργιών και μετά από αυτές.
2. Να εξασφαλίζει την προστασία του αιολικού πάρκου από προβλήματα που ξεκινούν από σφάλματα στο δίκτυο.

Τα αιολικά πάρκα πρέπει λοιπόν να εξοπλίζονται με προστασία για βλάβες της τάσης, της συχνότητας, των γεννητριών αλλά και των μετασχηματιστών καθώς επίσης και προστασίες θερμοκρασίας τυλιγμάτων και ψυκτικού λαδιού των μετασχηματιστών.

5.11 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Τα τελευταία χρόνια παρατηρείται μια θεαματική άνοδος της εγκατεστημένης ηλεκτρικής ισχύος από ανεμογεννήτριες στη χώρα μας (Κρήτη, Εύβοια, νησιωτική χώρα). Ο μεγάλος ρυθμός ανάπτυξης της αιολικής ενέργειας συνοδεύτηκε, όπως ήταν επόμενο από μία σειρά απαιτήσεων που αφορούν την ασφαλή σύνδεση των εγκαταστάσεων παραγωγής στα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά ταυτόχρονα να διασφαλίζουν και την ομαλή παράλληλη λειτουργία τους. Για να επιτευχθεί αυτή η παράλληλη λειτουργία και να είναι δυνατή η γρήγορη αντίδραση σε όποιες διαταραχές προκύψουν πρέπει να είναι δυνατός ο έλεγχος και η

ρύθμιση εντός κάποιων ορίων της ενεργού ισχύος, της τάσης, της συχνότητας της άεργου ισχύος καθώς και διάφορους άλλους παράγοντες που μελετήθηκαν αναλυτικά σε αυτό το κεφάλαιο.

5.12 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [5.1] EWEA, «Integration of Wind Energy into the Grid»
- [5.2] Remus Teodorescu and Marco Liserre, «Grid Requirements, Monitoring, Synchronization and Control of Wind Turbines under Grid Faults»
- [5.3] Σ. Παπαθανασίου Γ. Τσιτίλος Γ. Αντωνόπουλος Δ. Σταυρόπουλος «Τεχνικές προϋποθέσεις για τη σύνδεση παραγωγών στα δίκτυα διανομής»
- [5.4] Chai Chomproo-inwai, *Student Member, IEEE*, Chitra Yingvivanapong, «Reactive Compensation Techniques to Improve the Ride-Through Capability of Wind Turbine During Disturbance»
- [5.5] I. Erlich, Senior Member, IEEE, F. Shewarega «Interaction of Large Wind Power Generation Plants with the Power System»
- [5.6] Z. Chen, *Senior Member, IEEE*, «Issues of Connecting Wind Farms into Power Systems»
- [5.7] I. Erlich, *Member, IEEE*, W. Winter, A. Dittrich, «Advanced Grid Requirements for the Integration of Wind Turbines into the German Transmission System»
- [5.8] Paula Souto Perez, Dirk Van Hertem, *student member, IEEE*, Johan Driesen *member, IEEE* «Wind power in the European Union: grid connection and regulatory issues»
- [5.9] G. Di Marzio, J. Eek, J. O. Tande and O. B. Fosso «Implication of Grid Code Requirements on Reactive Power Contribution and Voltage Control Strategies for Wind Power Integration»
- [5.10] I. Erlich, *Senior Member, IEEE*, and H. Brakelmann, *Member, CIGRE* «Integration of Wind Power into the German High Voltage Transmission Grid»

ΤΕΧΝΙΚΕΣ ΑΠΑΙΤΗΣΕΙΣ ΓΙΑ ΤΗ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΩΝ Α\Π ΣΤΑ Σ.Η.Ε.

6.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Η πρόσφατη αναμόρφωση του θεσμικού πλαισίου της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας έχει συμβάλει στην εμφάνιση ενός εξαιρετικά αυξημένου επενδυτικού ενδιαφέροντος για μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, από την ισχύ του ανέμου, μεγάλο ποσοστό των οποίων πρόκειται να συνδεθεί στα δίκτυα διανομής. Η συνεχώς αυξανόμενη διείσδυση της διεσπαρμένης παραγωγής στα δίκτυα επιβάλλει την ανάπτυξη και καθιέρωση τεχνικών προϋποθέσεων σύνδεσης και παράλληλης λειτουργίας των μονάδων αυτών. Έτσι λοιπόν όλες οι εταιρίες παραγωγής ενέργειας καθώς και οι διαχειριστές των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας προχώρησαν στην επανεξέταση και αναθεώρηση των υφιστάμενων μεθοδολογιών.

Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζονται συνοπτικά οι τεχνικές προδιαγραφές που αφορούν τη σύνδεση παραγωγών στο δίκτυο μέσης τάσης. Βασικά κριτήρια και προϋποθέσεις που εξετάζονται προκειμένου να επιτραπεί η σύνδεση νέων εγκαταστάσεων παραγωγής σε συγκεκριμένο σημείο του δικτύου είναι τα ακόλουθα.

Αρχικά στην παράγραφο 6.2 αναλύονται όλα τα θέματα που αφορούν την ποιότητα τάσης (αργές και ταχείς μεταβολές της τάσης, flicker και αρμονικές). Έπειτα στην παράγραφο 6.3 παρουσιάζονται οι κανόνες που αφορούν την στάθμη των ρευμάτων βραχυκύκλωσης. Τέλος στην παράγραφο 6.4 αναφέρονται οι επιπτώσεις σε συστήματα ακουστικής συχνότητας (Σ.Α.Σ.).

Στο κεφάλαιο αυτό λοιπόν το ενδιαφέρον επικεντρώνεται στις τεχνικές προϋποθέσεις για τη σύνδεση των αιολικών πάρκων στα δίκτυα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας[6.1]. Για όλα τα κριτήρια παρουσιάζονται συνοπτικά προτεινόμενες μεθοδολογίες εξέτασης. Τα κριτήρια, οι μέθοδοι εξέτασης και τα όρια που υιοθετούνται όσον αφορά την ποιότητα ισχύος στηρίζονται σε σημαντικό βαθμό στη σειρά προτύπων 6000 της IEC (ηλεκτρομαγνητικής συμβατότητας), μεγάλο μέρος των οποίων έχει υιοθετηθεί από τη CENELEC ως Ευρωπαϊκοί Κανονισμοί και συνεπώς έχουν δεσμευτική ισχύ και για την Ελλάδα. Ταυτόχρονα έχει αξιοποιηθεί και η εμπειρία άλλων κρατών, όπως της Γερμανίας, η οποία κωδικοποιείται στις σχετικές οδηγίες σύνδεσης στα δίκτυα MT της VDEW, της Δανίας, της Νορβηγίας και της Σκωτίας.

6.2 ΠΟΙΟΤΗΤΑ ΤΑΣΗΣ

Όταν γίνεται αναφορά στα χαρακτηριστικά της ποιότητας ισχύος τότε εννοούνται τα χαρακτηριστικά εκείνα της παρερχόμενης τάσης, η απόκλιση των οποίων από τις ονομαστικές τους τιμές, προκαλεί δυσλειτουργία στον ηλεκτρικό εξοπλισμό. Ιδανική μορφή της τάσης θα ήταν ένα καθαρό συνημίτονο με σταθερή συχνότητα και πλάτος. Κάθε απόκλιση από αυτή την μορφή, την ονομάζουμε διαταραχή[6.2].

6.2.1 Αργές μεταβολές της τάσης

Κατά τη σύνδεση ΑΠ σε δίκτυα διανομής, ο καθοριστικότερος περιορισμός είναι συνήθως οι προκαλούμενες διακυμάνσεις της τάσης. Παραδοσιακά, οι ηλεκτρικές εταιρείες επιβάλλουν όρια μέγιστης διακύμανσης της τάσης τα οποία δεν πρέπει να υπερβαίνονται κατά την κανονική λειτουργία. Την τελευταία δεκαετία έχει αναγνωριστεί ο στατιστικός χαρακτήρας της τάσης, θεώρηση που ενσωματώθηκε στο πρότυπο EN 50160 της CENELEC, το οποίο έχει υιοθετηθεί από τη ΔΕΗ[6.1]. Σύμφωνα με το πρότυπο αυτό, η τάση δημοσίων δικτύων πρέπει να μην αποκλίνει περισσότερο από $\pm 10\%$ της ονομαστικής τιμής για το 95% του χρόνου, μετρούμενη ως μέση τιμή 10 min κατά τη διάρκεια μιας εβδομάδας. Η τήρηση του παραπάνω στατιστικού ορίου (το οποίο αποτελεί το ανεκτό όριο διακυμάνσεων και έχει χαρακτήρα ορίου συμβατότητας) κατά την κανονική λειτουργία των δικτύων συνιστά υποχρέωση των ηλεκτρικών εταιρειών. Παρ' όλα αυτά, ο σχεδιασμός των δικτύων βασίζεται σε επιθυμητά όρια διαταραχών (όρια σχεδιασμού), τα οποία λαμβάνονται πάντοτε αρκετά αυστηρότερα από τα όρια συμβατότητας, ώστε να αντιμετωπίζονται αβεβαιότητες της πράξης και να δίνεται επαρκές περιθώριο ασφαλείας κατά τη λειτουργία του δικτύου.

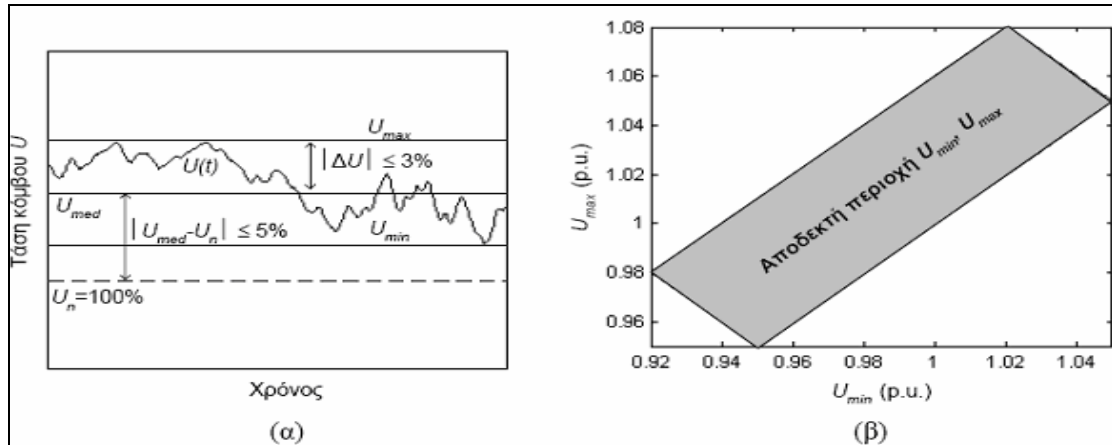
Τα επιθυμητά όρια διακύμανσης της τάσης κατά τη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας (όρια σχεδιασμού) που θέτει η ΔΕΗ κατά την ανάπτυξη των δικτύων διανομής ΜΤ είναι τα ακόλουθα, με αναφορά και στο σχήμα 6.1(α):

- Η μέση τιμή της τάσης οποιουδήποτε κόμβου δεν πρέπει να αποκλίνει άνω του $\pm 5\%$ από την ονομαστική τιμή, ώστε να είναι δυνατή η διόρθωσή της μέσω των μεταβλητών λήψεων (taps) των μετασχηματιστών διανομής ΜΤ/ΧΤ (ρύθμιση από -5% έως +5%, σε βήματα 2.5%).
- Η διακύμανση της τάσης περί τη μέση τιμή δεν πρέπει να υπερβαίνει το $\pm 3\%$ της ονομαστικής τιμής. Με την απαίτηση αυτή γενικά εξασφαλίζεται ότι η διακύμανση της τάσης σε οποιοδήποτε σημείο του δικτύου ΧΤ δεν θα υπερβαίνει το όριο του $\pm 10\%$.

Οι απαιτήσεις αυτές εκφράζονται μέσω των ακόλουθων σχέσεων (6.1) και (6.2) και ορίζουν την αποδεκτή περιοχή του σχήματος 6.1(β):

$$0.95 \cdot U_n \leq U_{med,j} = \frac{U_{min,j} + U_{max,j}}{2} \leq 1.05 U_n \quad (6.1)$$

$$2 \cdot \Delta U_j = U_{max,j} - U_{min,j} \leq 0.06 \cdot U_n \quad (6.2)$$



Σχήμα 6.1: (α) Ορισμοί μέγιστης και ελάχιστης τάσης, μέσης τάσης και απόκλισης από την μέση τάση για κάποιον κόμβο (μέσες τιμές 10 λεπτών). (β) Διάγραμμα αποδεκτών τιμών ελάχιστης-μέγιστης τάσης κόμβου.

6.2.1.1 Μεθοδολογία εξέτασης

Για την ακριβή και αξιόπιστη εξέταση των επιπέδων της τάσης μετά τη σύνδεση των εγκαταστάσεων παραγωγής απαιτείται ο υπολογισμός ροής φορτίου στο δίκτυο ΜΤ λαμβάνοντας υπόψη τα υφιστάμενα και προβλεπόμενα φορτία των υποσταθμών διανομής, όπως επίσης και άλλες εγκαταστάσεις παραγωγής που ενδεχομένως συνδέονται ή πρόκειται να συνδεθούν[6.4]. Παρ’ όλα αυτά, όταν εξετάζεται η σύνδεση μιας εγκατάστασης παραγωγής σε συγκεκριμένο σημείο του δικτύου (ή περισσότερων εγκαταστάσεων στο ίδιο ή σε πολύ κοντινά σημεία), η διαδικασία εξέτασης μπορεί να διαμορφωθεί σε δύο διαδοχικά βήματα, προκειμένου να απλουστευθούν οι σχετικοί υπολογισμοί. Αν από τους προσεγγιστικούς υπολογισμούς του πρώτου επιπέδου εξέτασης προκύπτει ότι τα τιθέμενα όρια παραβιάζονται, τότε απαιτείται η εξέταση σύμφωνα με τη λεπτομερέστερη διαδικασία του δεύτερου επιπέδου. Διαφορετικά, επιτρέπεται η σύνδεση του παραγωγού, εφόσον βέβαια ικανοποιούνται και οι υπόλοιπες προϋποθέσεις.

Προσεγγιστική μέθοδος:

Υπολογίζεται ο λόγος βραχυκυκλώσεως \$R_k\$ στο ΣΚΣ:

$$R_k = \frac{S_k}{S_{m c A}} \tag{6.3}$$

όπου \$S_k\$ είναι η ισχύς βραχυκυκλώσεως του δικτύου στο ΣΚΣ και \$S_{m c A}\$ η μέγιστη τιμή μόνιμης κατάστασης της φαινόμενης ισχύος εξόδου της εγκατάστασης παραγωγής (μέση τιμή 10 min).

Εάν ικανοποιείται η συνθήκη

$$R_k \geq 33 \tag{6.4}$$

τότε οι προκαλούμενες μεταβολές της τάσης θεωρούνται αποδεκτές και η σύνδεση επιτρέπεται.

Όταν η σύνθετη αντίσταση του δικτύου είναι σημαντικά επαγωγική, ο υπολογισμός με τον λόγο βραχυκυκλώσεως \$R_k\$ είναι πολύ συντηρητικός, δηλαδή η επιτρεπόμενη ισχύς των εγκαταστάσεων περιορίζεται περισσότερο από όσο πραγματικά απαιτείται. Στην περίπτωση αυτή, η αναμενόμενη μεταβολή της τάσης στο ΣΚΣ μπορεί να εκτιμηθεί χρησιμοποιώντας την προσεγγιστική σχέση:

$$\varepsilon (\%) = 100 \cdot \frac{S_{mcA}}{S_k} \cos(\psi_k + \phi_A) = \frac{100}{R_k} \cdot \cos(\psi_k + \phi_A) \quad (6.5)$$

όπου $\varepsilon(\%)$ είναι η αναμενόμενη μέγιστη μεταβολή της τάσης στο ΣΚΣ εξαιτίας των εγκαταστάσεων παραγωγής, κατά την κανονική τους λειτουργία, εκφρασμένη επί τοις εκατό της ονομαστικής τάσης του δικτύου, Ψ_k η φασική γωνία της σύνθετης αντίστασης βραχυκυκλώσεως του δικτύου και Φ_A η φασική γωνία του ρεύματος στην έξοδο των εγκαταστάσεων παραγωγής.

Η υπολογιζόμενη από τη σχέση (6.5) μεταβολή της τάσης πρέπει να είναι κατ' απόλυτη τιμή μικρότερη του 3%. Άρα:

$$|\varepsilon| \leq 3\% \Leftrightarrow R_k \geq 33 \cdot |\cos(\psi_k + \phi_A)| \Leftrightarrow S_{mcA} \leq \frac{S_k}{33 \cdot |\cos(\psi_k + \phi_A)|} \quad (6.6)$$

Εάν στους παραπάνω υπολογισμούς προκύψει για το συνημίτονο τιμή μικρότερη του 0.15, τότε, λαμβάνοντας υπόψη τον προσεγγιστικό χαρακτήρα του υπολογισμού, θα χρησιμοποιηθεί η τιμή 0.15.

Ακριβής μέθοδος:

Σε σύνθετες ή ειδικές περιπτώσεις δικτύων, όταν εξετάζεται η δυνατότητα σύνδεσης περισσότερων του ενός παραγωγών, καθώς και όταν παραβιάζονται τα όρια της προσεγγιστικής μεθόδου, η εξέταση πρέπει να γίνει με τον υπολογισμό ροής φορτίου στο εξεταζόμενο δίκτυο. Σε σχετικά απλές περιπτώσεις, οι υπολογισμοί που απαιτούνται μπορούν να γίνουν αναλυτικά, αλλά συνήθως είναι αναγκαία η χρήση κατάλληλου λογισμικού.

Ο υπολογισμός ροών φορτίου αποσκοπεί στην ακριβέστερη εκτίμηση των επιπέδων τάσης στα διάφορα σημεία του δικτύου, σε όλες τις πιθανές ακραίες λειτουργικές καταστάσεις, συνεκτιμώντας την επίδραση φορτίων και παραγωγών. Συνιστάται η πραγματοποίηση τεσσάρων ροών φορτίου, για τις ακραίες λειτουργικές καταστάσεις του συστήματος:

- A. Μέγιστο φορτίο – Ελάχιστη παραγωγή
- B. Μέγιστο φορτίο – Μέγιστη παραγωγή
- Γ. Ελάχιστο φορτίο – Ελάχιστη παραγωγή
- Δ. Ελάχιστο φορτίο – Μέγιστη παραγωγή

Οι καταστάσεις «ελάχιστης παραγωγής» και «μέγιστης παραγωγής» αφορούν το σύνολο των εγκαταστάσεων παραγωγής που είναι συνδεδεμένες ή πρόκειται να συνδεθούν στο δίκτυο. Οι χρησιμοποιούμενες ισχύεις εξόδου των εγκαταστάσεων πρέπει να είναι οι μέγιστες τιμές ισχύος μόνιμης κατάστασης (τιμές 10 λεπτών, P_{mcA} και Q_{mcA} , για κάθε εγκατάσταση). Για την κατάσταση ελάχιστης παραγωγής μπορεί να θεωρηθεί ότι οι εγκαταστάσεις παραγωγής είναι εκτός λειτουργίας, εφόσον η άεργος ισχύς εξόδου τους είναι μικρή όταν αυτές λειτουργούν υπό χαμηλή ενεργό ισχύ εξόδου.

Στις καταστάσεις «μέγιστου φορτίου» και «ελάχιστου φορτίου» χρησιμοποιούνται οι μέγιστες και ελάχιστες τιμές 10 min του φορτίου του υπό εξέταση δικτύου κατά τη διάρκεια ενός έτους. (Π.χ. το ετήσιο ελάχιστο φορτίο μπορεί να αντιστοιχεί στο ημερήσιο ελάχιστο φορτίο κατά τη διάρκεια ενός 24ώρου του χειμώνα, ενώ το ετήσιο μέγιστο φορτίο στο μέγιστο φορτίο κατά τη διάρκεια ενός θερινού 24ώρου).

Οι καταστάσεις A και Δ δίνουν γενικά τα ελάχιστα και μέγιστα αναμενόμενα επίπεδα τάσεων στο δίκτυο. Η σύγκριση των υπολογιζόμενων τάσεων για τις καταστάσεις A και B, ή για τις Γ και Δ, δίνει τη μέγιστη μεταβολή των τάσεων στους κόμβους του δικτύου εξαιτίας μεταβολών της ισχύος εξόδου των εγκαταστάσεων παραγωγής, για δεδομένο φορτίο.

Από τις ροές φορτίου για τις 4 καταστάσεις προκύπτουν η ελάχιστη και η μέγιστη τιμή της τάσης κάθε κόμβου j , $U_{\min,i}$ και $U_{\max,i}$:

$$U_{\max,j} = \max \{U_{A,j}, U_{B,j}, U_{\Gamma,j}, U_{\Delta,j}\} \quad (6.7)$$

$$U_{\min,j} = \min \{U_{A,j}, U_{B,j}, U_{\Gamma,j}, U_{\Delta,j}\} \quad (6.8)$$

όπου $U_{A,j}$, $U_{B,j}$, $U_{\Gamma,j}$, $U_{\Delta,j}$ είναι οι τιμές των τάσεων του κόμβου j , οι οποίες υπολογίστηκαν από τις ροές φορτίου των καταστάσεων Α, Β, Γ και Δ.

Αν, όπως αναφέραμε και προηγουμένως, εξετάζεται η σύνδεση στο δίκτυο περισσότερων του ενός παραγωγών με διαφορετικά σημεία σύνδεσης, τότε η εξέταση πρέπει να γίνεται απ' ευθείας με εφαρμογή της λεπτομερούς διαδικασίας. Επίσης, σε περιπτώσεις δικτύων με σημαντικά μήκη υπόγειων ή υποβρύχιων καλωδίων, η τάση μπορεί να είναι ήδη σημαντικά αυξημένη, με αποτέλεσμα η σύνδεση εγκαταστάσεων παραγωγής να προκαλεί ανεπίτρεπτη περαιτέρω ανύψωση. Στην περίπτωση αυτή η εξέταση πρέπει επίσης να γίνεται με τη λεπτομερή διαδικασία.

Κατά τον υπολογισμό των ροών φορτίου πρέπει να λαμβάνονται υπόψη τα μέσα ρύθμισης της τάσης του δικτύου (ΣΑΤΦ των Μ/Σ, ρυθμιστές τάσης γραμμών, πυκνωτές). Επίσης, για εγκαταστάσεις παραγωγής οι οποίες μπορούν να λειτουργούν υπό μεταβλητό συντελεστή ισχύος (Σ.Ι.) εξόδου (σύγχρονες γεννήτριες και ορισμένοι τύποι μετατροπέων ισχύος), η δυνατότητα αυτή πρέπει να ληφθεί υπόψη στους υπολογισμούς, δεδομένου ότι ακόμη και μικρές μεταβολές του Σ.Ι. μπορεί να έχουν σημαντική επίπτωση στην τάση.

Σημειώνεται τέλος ότι η παραπάνω μέθοδος εξέτασης σε ορισμένες περιπτώσεις είναι σημαντικά ελαστικότερη από την προσεγγιστική αξιολόγηση που περιγράφηκε προηγουμένως (π.χ. για εγκατάσταση παραγωγής συνδεδεμένη σε δίκτυο με ασθενή φόρτιση, το περιθώριο μεταβολής της τάσης στο ΣΚΣ μπορεί να είναι έως και 6%). Κατά την εφαρμογή της πρέπει να λαμβάνονται υπόψη όχι μόνο οι υφιστάμενες εγκαταστάσεις παραγωγής, αλλά και άλλες οι οποίες αναμένεται να συνδεθούν, όπως επίσης και η εξέλιξη του φορτίου του δικτύου για ένα εύλογο χρονικό διάστημα.

Εάν από την προηγούμενη εξέταση προκύπτουν μεταβολές της τάσης εκτός των τιθέμενων ορίων, τότε πρέπει να ληφθούν μέτρα για την ενίσχυση του δικτύου. Στην απλούστερη περίπτωση πρέπει να επιλεγεί σημείο σύνδεσης με μεγαλύτερη ισχύ βραχυκυκλώσεως. Εάν αυτό δεν είναι δυνατό, τότε εξετάζονται κατά σειρά η ενίσχυση του υπάρχοντος δικτύου, η κατασκευή αποκλειστικής γραμμής για τη σύνδεση των εγκαταστάσεων στους ζυγούς ΜΤ του υποσταθμού ΥΤ/ΜΤ, η εγκατάσταση νέου μετασχηματιστή στον υποσταθμό και τελικά η κατασκευή νέου υποσταθμού ΥΤ/ΜΤ για απ' ευθείας σύνδεση στο δίκτυο ΥΤ.

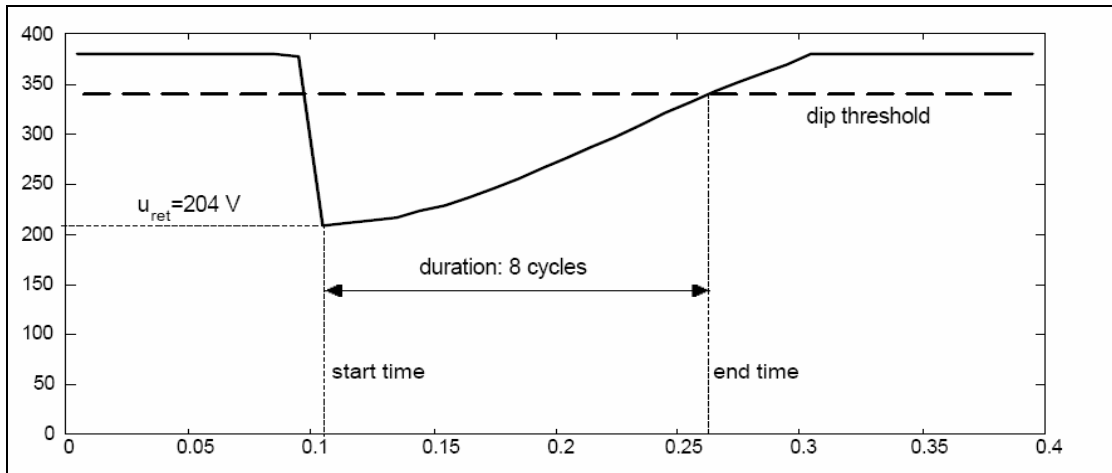
6.2.1.2 Τρόποι επίλυσης των προβλημάτων

- Ο καλύτερος τρόπος επίλυσης των προβλημάτων που δημιουργούνται εξαιτίας των αργών μεταβολών της τάσης είναι η χρήση μικρότερων γραμμών από τους παραγωγούς προς τους καταναλωτές. Αυτό μπορεί να βοηθήσει στην μείωση της πτώσης τάσης από την παραγωγή στην κατανάλωση.
- Άλλος τρόπος είναι η χρήση των ΑΡΤ (Αυτόματων Ρυθμιστών Τάσης) που ήδη γίνεται στις μονάδες παραγωγής.
- Τέλος είναι γνωστή και η μέθοδος χρήσης μετασχηματιστών με μεταβλητό λόγο μετασχηματισμού, ώστε να διορθώνεται πιθανή μακρά διακύμανση στην τάση (αυτή την μέθοδο την χρησιμοποιούν εκτός της ΔΕΗ και αρκετοί μεγάλοι καταναλωτές).
- Μία άλλη μέθοδος που χρησιμοποιείται από τους παροχείς είναι η αντιστάθμιση της τάσης σε πολλούς ζυγούς χωριστά και όχι σε κεντρικό επίπεδο.

6.2.2 Ταχείες μεταβολές της τάσης

Ταχεία μεταβολή της τάσης καλείται μία γρήγορη μεταβολή στη τάση μεταξύ δύο κανονικών συνθηκών οι οποίες συμβαίνουν σε χρονικές κλίμακες από 1 κύκλο έως αρκετά δευτερόλεπτα και οπωσδήποτε εντός διαστήματος μικρότερου των 10 λεπτών και παρουσιάζονται σε δύο κατηγορίες μία είναι η παροδική πτώση τάσης (βύθιση) και μία η παροδική υπέρταση[6.3]. Στο σχήμα 6.2 βλέπουμε κάποια χαρακτηριστικά της βύθισης τάσης.

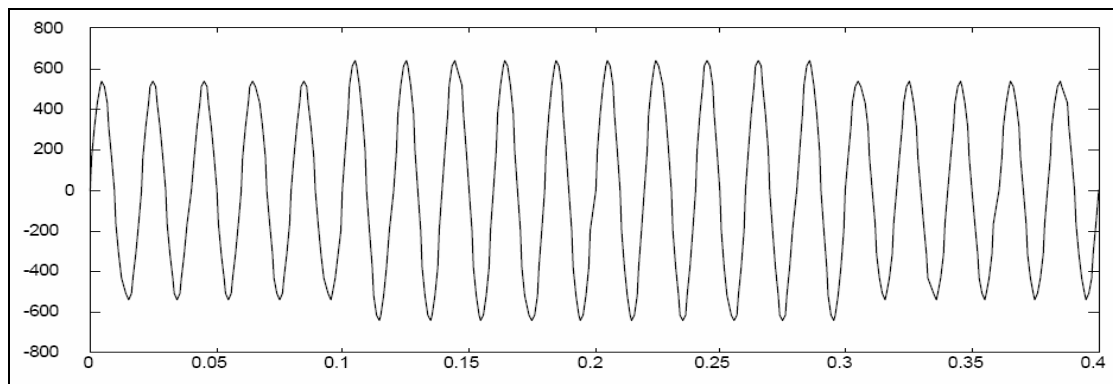
Βύθιση είναι ο όρος που χρησιμοποιείται διεθνώς για να ορίσει μία παροδική μείωση της παρερχόμενης τάσης κάτω από ένα κατώφλι για χρόνο μικρότερο του ενός λεπτού.



Σχήμα 6.2: Χαρακτηριστικά της βύθισης τάσεως

Η βύθιση ξεκινάει όταν η τάση πέσει κάτω από το κατώφλι. Τερματίζεται όταν η τάση πάρει τιμή μεγαλύτερη από το κατώφλι. Η χρονική διαφορά μεταξύ της εκκίνησης και του τερματισμού είναι η διάρκεια της βύθισης και καταγράφεται συνήθως σε δευτερόλεπτα ή περιόδους. Το βάθος της βύθισης είναι η μικρότερη τιμή τάσης που παρατηρείται στην συγκεκριμένη βύθιση (βάθος της βύθισης καλούμε την μέγιστη διαφορά που θα έχει η τάση κατά την βύθιση από την ονομαστική).

Οι παροδικές υπερτάσεις (**swells**) είναι στιγμιαίες ανυψώσεις της τάσης (αντίθετα στις βυθίσεις). Η γραφική αναπαράσταση μιας παροδικής υπέρτασης φαίνεται στο σχήμα 6.3. Οι ίδιοι παράμετροι για κατηγοριοποίηση των βυθίσεων χρησιμοποιούνται και για την κατηγοριοποίηση των παροδικών ανυψώσεων.



Σχήμα 6.3: Γραφική αναπαράσταση παροδικής υπέρτασης (swells)

6.2.2.1 Μέγεθος μεταβολών

Ταχείες μεταβολές της τάσης μπορούν να προκληθούν με την ζεύξη ή απόζευξη μεγάλων φορτίων στο δίκτυο. Ένα τυπικό παράδειγμα μία ταχείας μεταβολής στην τάση μπορεί να παρατηρηθεί με την εκκίνηση ενός μεγάλου κινητήρα. Ταχείες μεταβολές λοιπόν συμβαίνουν λόγω χειρισμών στις εγκαταστάσεις παραγωγής (συνηθέστερες οι ζεύξεις/αποζεύξεις γεννητριών και πυκνωτών) ή και εξαιτίας της μεταβλητότητας της ισχύος εξόδου των εγκαταστάσεων (π.χ. ανεμογεννήτριες)

Προκειμένου λοιπόν να μην παρενοχλούνται οι καταναλωτές, το μέγεθός των μεταβολών αυτών στο ΣΚΣ και η συχνότητά τους πρέπει να περιορίζεται κατάλληλα. Με βάση τα σχετικά πρότυπα της IEC διαμορφώνονται τα όρια του πίνακα 6.1.

Πίνακας 6.1: Μέγιστη επιτρεπόμενη μεταβολή της τάσης στο ΣΚΣ, $d_{\max}(\%)$, εξαιτίας χειρισμών στις εγκαταστάσεις παραγωγής.

Συχνότητα χειρισμών, r (h^{-1} : ανά ώρα)	Επιτρεπόμενη μεταβολή της τάσης, $d_{\max}(\%)$
$r > 10 \text{ h}^{-1}$	$\leq 2\%$
$1 \text{ h}^{-1} < r \leq 10 \text{ h}^{-1}$	$\leq 3\%$
$r \leq 1 \text{ h}^{-1}$	$\leq 4\%$

Ο υπολογισμός της προκαλούμενης μεταβολής, $d_{\max}(\%)$, γίνεται με εφαρμογή της σχέσης

$$d_{\max}(\%) = 100 \cdot k \cdot \frac{S_{nE}}{S_k} \quad (6.9)$$

όπου S_{nE} είναι η ονομαστική φαινόμενη ισχύς των μονάδων που εκκινούν ταυτόχρονα και S_k η ισχύς βραχυκυκλώσεως στο ΣΚΣ. k ο συντελεστής ρεύματος ζεύξης (λόγος του ρεύματος ζεύξης προς το ονομαστικό ρεύμα. Με ενδεικτικές τιμές: $k \approx 1$ για σύγχρονες γεννήτριες με διατάξεις συγχρονισμού ακριβείας και για μετατροπείς ισχύος, $k \approx 4$ για ασύγχρονες γεννήτριες που παραλληλίζονται μέσω διατάξεων ομαλής εκκίνησης, $k \approx 8$ σε περίπτωση που το ρεύμα εκκίνησης δεν είναι γνωστό).

6.2.3 Εκπομπές flicker

Με τον όρο flicker ορίζεται η προκαλούμενη οπτική ενόχληση από τις διακυμάνσεις της φωτεινότητας λαμπτήρων πυρακτώσεως, εξαιτίας αντίστοιχων διακυμάνσεων της τάσης τροφοδοσίας τους. Κατά τη λειτουργία εγκαταστάσεων παραγωγής προκαλούνται μεταβολές της τάσης στο ΣΚΣ, λόγω διακυμάνσεων της ισχύος εξόδου κατά την κανονική λειτουργία των εγκαταστάσεων, αλλά και εξαιτίας χειρισμών, οι οποίες μπορεί να προκαλέσουν παρενόχληση λόγω flicker σε άλλους καταναλωτές. Το φαινόμενο αυτό χαρακτηρίζεται ως εκπομπή flicker από τις εγκαταστάσεις.

Μέτρο του flicker που προκαλείται από τις διακυμάνσεις της τάσης είναι οι δείκτες flicker βραχείας και μακράς διάρκειας, P_{st} και Plt , οι οποίοι αποτιμούν το αίσθημα οπτικής διαταραχής για χρονικό διάστημα παρατήρησης 10 min και 120 min, αντίστοιχα (γενικά, το όριο της οπτικής ενόχλησης είναι η τιμή $P_{st}=1$). Οι τιμές των δεικτών αυτών εξαρτώνται από το μέγεθος, τη μορφή και τη συχνότητα των διαταραχών της ενδεικνυόμενης τιμής της τάσης, ο δε υπολογισμός τους είναι δυνατός μέσω μετρήσεων με τη βοήθεια ειδικού οργάνου (φλικερόμετρου) ή με τη χρήση ημιεμπειρικών σχέσεων.

Ο συντελεστής flicker θα πρέπει να εξετάζεται τόσο για την κανονική λειτουργία της εγκατάστασης, όσο και για την πραγματοποίηση χειρισμών (εκκινήσεις-στάσεις κλπ.).

Flicker λόγω χειρισμών:

πρέπει να εξασφαλίζεται και ότι το προκαλούμενο flicker εξαιτίας χειρισμών στις εγκαταστάσεις παραγωγής δεν υπερβαίνει το επιτρεπόμενο όριο για τη συγκεκριμένη εγκατάσταση:

$$P_{st} \leq E_{Pst} \quad (6.10)$$

$$P_{lt} \leq E_{Plt} \quad (6.11)$$

όπου Pst και Plt είναι οι δείκτες flicker βραχείας και μακράς διάρκειας της εγκατάστασης παραγωγής εξαιτίας χειρισμών και EPst, EPlt είναι τα αντίστοιχα όρια για τη συγκεκριμένη εγκατάσταση. Στη συνέχεια δίνεται συνοπτικά ο τρόπος υπολογισμού των δεικτών flicker και ο καθορισμός των σχετικών ορίων.

Όρια εκπομπών flicker, EPst και EPlt:

Για δίκτυα MT, το συνολικά διαθέσιμο όριο flicker (για το σύνολο των εγκαταστάσεων που συνδέονται στο συγκεκριμένο τμήμα του δικτύου) είναι το:

$$GPst = 0.79$$

$$GPlt = 0.63$$

Εάν στο δίκτυο MT δεν συνδέονται (ή αναμένεται να συνδεθούν) άλλες εγκαταστάσεις παραγωγών ή καταναλωτών οι οποίες προκαλούν διαταραχή flicker, τότε το παραπάνω όριο μπορεί να διατεθεί εξ ολοκλήρου στην υπό εξέταση εγκατάσταση:

$$EPst = GPst = 0.79$$

$$EPlt = GPlt = 0.63$$

Διαφορετικά, το συνολικά διαθέσιμο όριο, GPst και GPlt, πρέπει να κατανεμηθεί μεταξύ των επιμέρους εγκαταστάσεων, ανάλογα προς την ονομαστική τους ισχύ. Αυτό γίνεται χρησιμοποιώντας τις σχέσεις:

$$E_{Pst,i} = G_{Pst} \cdot \sqrt[3]{\frac{S_{n,i}}{S_t}} \geq 0.35 \quad (6.12)$$

$$E_{Plt,i} = G_{Plt} \cdot \sqrt[3]{\frac{S_{n,i}}{S_t}} \geq 0.25 \quad (6.13)$$

όπου EPst,i και EPlt,i είναι τα επιτρεπόμενα όρια εκπομπών flicker της υπό εξέταση εγκατάστασης i, ονομαστικής (ή συμφωνημένης) ισχύος Sn,i, και St η συνολική ισχύς των εγκαταστάσεων του δικτύου οι οποίες προκαλούν flicker. Τα υπολογιζόμενα με τον τρόπο αυτόν όρια EPst,i και EPlt,i δεν πρέπει να είναι μικρότερα από 0.35 και 0.25, αντιστοίχως.

Για πρόχειρους υπολογισμούς, ή όταν υπάρχει δυσκολία εκτίμησης των διαθέσιμων ορίων για μια συγκεκριμένη εγκατάσταση, συνιστάται να χρησιμοποιούνται τα εξής όρια για τη συγκεκριμένη εγκατάσταση παραγωγής:

$$EPst = 0.60$$

$$EPlt = 0.45$$

Στη συνέχεια παρουσιάζουμε τις σχέσεις υπολογισμού των εκπομπών flicker εξαιτίας χειρισμών, για την περίπτωση ανεμογεννητριών. Οι σχέσεις αυτές εφαρμόζονται άμεσα και για άλλου τύπου εγκαταστάσεις, εφόσον υπάρχουν τα αναγκαία στοιχεία.

Το flicker που προκαλείται εξαιτίας των χειρισμών μίας Α/Γ δίνεται από τις σχέσεις

$$P_{st} = 18 \cdot N_{10}^{0.31} \cdot k_f(\psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k} \quad (6.14)$$

$$P_{lt} = 8 \cdot N_{120}^{0.31} \cdot k_f(\psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k} \quad (6.15)$$

όπου N_{10} και N_{120} είναι ο μέγιστος αριθμός χειρισμών εντός περιόδου 10 min και 120 min (δίνονται στο πιστοποιητικό δοκιμών της Α/Γ), S_n η ονομαστική φαινόμενη ισχύς της Α/Γ, S_k η ισχύς βραχυκυκλώσεως στο ΣΚΣ και $k_f(\psi_k)$ ο συντελεστής flicker χειρισμών της Α/Γ, ο οποίος δίνεται στο πιστοποιητικό δοκιμών ως συνάρτηση της γωνίας ψ_k της σύνθετης αντίστασης βραχυκυκλώσεως του δικτύου.

Εάν εξετάζεται εγκατάσταση η οποία περιλαμβάνει περισσότερες Α/Γ (αιολικό πάρκο), τότε μπορούν να χρησιμοποιούνται οι εξής σχέσεις για τον υπολογισμό των συνολικών δεικτών flicker του πάρκου, $P_{st\Sigma}$ και $P_{lt\Sigma}$:

$$P_{st\Sigma} = \frac{18}{S_k} \cdot \left[\sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{10,i} \cdot (k_{f,i}(\psi_k) \cdot S_{n,i})^{3.2} \right]^{0.31} \quad (6.16)$$

$$P_{lt\Sigma} = \frac{8}{S_k} \cdot \left[\sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{120,i} \cdot (k_{f,i}(\psi_k) \cdot S_{n,i})^{3.2} \right]^{0.31} \quad (6.17)$$

όπου N_{wt} είναι ο αριθμός των Α/Γ του πάρκου. Ο δείκτης i υποδηλώνει μεγέθη της Α/Γ i .

Εάν το πάρκο περιλαμβάνει N_{wt} όμοιες Α/Γ, τότε οι παραπάνω σχέσεις απλοποιούνται στις:

$$P_{st\Sigma} = 18 \cdot N_{wt}^{0.31} \cdot N_{10}^{0.31} \cdot k_f(\psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k} \Rightarrow P_{st\Sigma} = N_{wt}^{0.31} \cdot P_{st} \approx \sqrt[3]{N_{wt}} \cdot P_{st} \quad (6.18)$$

$$P_{lt\Sigma} = 8 \cdot N_{wt}^{0.31} \cdot N_{120}^{0.31} \cdot k_f(\psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k} \Rightarrow P_{lt\Sigma} = N_{wt}^{0.31} \cdot P_{lt} \approx \sqrt[3]{N_{wt}} \cdot P_{lt} \quad (6.19)$$

όπου P_{st} και P_{lt} είναι οι δείκτες flicker μίας ανεμογεννήτριας.

Εάν πρόκειται για άλλου είδους εγκαταστάσεις, για τις οποίες δίνεται ο συντελεστής flicker χειρισμών, $k_f(\psi_k)$, τότε οι παραπάνω σχέσεις (6.16)-(6.19) είναι άμεσα εφαρμόσιμες.

Οι υπολογιζόμενες τιμές των δεικτών P_{st} και P_{lt} της όλης εγκατάστασης παραγωγής πρέπει να είναι μικρότερες από τα αντίστοιχα όρια, $E_{P_{st}}$ και $E_{P_{lt}}$.

Εάν δεν είναι εφικτός ο υπολογισμός των εκπομπών flicker της εγκατάστασης (τιμές δεικτών P_{st} και P_{lt}), τότε ο περιορισμός των εκπομπών flicker κάτω από τα επιτρεπόμενα όρια επιτυγχάνεται περιορίζοντας τη συχνότητα των χειρισμών που πραγματοποιούνται εντός των εγκαταστάσεων παραγωγής, σύμφωνα με την παρακάτω σχέση, η οποία γενικά δίνει συντηρητικά αποτελέσματα:

$$r \leq \frac{3.5}{d_{\max}^3} \text{ χειρισμοί / λεπτό} \quad (6.20)$$

όπου τ ο αριθμός χειρισμών ανά λεπτό εντός της εγκατάστασης και $d_{\max}(\%)$ η προκαλούμενη μέγιστη σχετική μεταβολή της τάσης (από τη σχέση (6.9)). Επιπλέον, διαδοχικοί χειρισμοί πρέπει να απέχουν τουλάχιστον 1.5 min.

Flicker κατά την κανονική λειτουργία:

Όπως και για τους χειρισμούς, έτσι και για την κανονική λειτουργία της εγκατάστασης πρέπει να εξασφαλίζεται ότι οι εκπομπές flicker διατηρούνται εντός των τιθέμενων ορίων, δηλαδή ικανοποιούνται οι σχέσεις (6.10) και (6.11), όπου τα όρια E_{Pst} και E_{Plt} είναι ακριβώς ίδια με αυτά των χειρισμών. Ο υπολογισμός των δεικτών P_{st} και P_{lt} για την κανονική λειτουργία γίνεται με τη βοήθεια του συντελεστή flicker $c(\psi_k)$, ο οποίος δίνεται στο πιστοποιητικό μετρήσεων που συνοδεύει την εγκατάσταση. Οι σχέσεις που δίνονται στη συνέχεια αναφέρονται στην περίπτωση των Α/Γ, που είναι και η συνηθέστερη πηγή flicker μεταξύ των διαφόρων τύπων εγκαταστάσεων παραγωγής. Παρ' όλα αυτά, οι εξισώσεις και ο τρόπος υπολογισμού επεκτείνονται άμεσα σε οποιονδήποτε τύπο εγκατάστασης, αν υπάρχουν τα αναγκαία στοιχεία, τα οποία οφείλει να προσκομίζει ο παραγωγός.

Στην περίπτωση εγκατάστασης μίας ανεμογεννήτριας ο υπολογισμός γίνεται μέσω της σχέσης:

$$P_{st} = P_{lt} = c(\psi_k, v_a) \cdot \frac{S_n}{S_k} \quad (6.21)$$

όπου S_n είναι η ονομαστική ισχύς της Α/Γ, S_k η ισχύς βραχυκυκλώσεως στο ΣΚΣ και $c(\psi_k, v_a)$ ο συντελεστής flicker της Α/Γ, ο οποίος δίνεται στο πιστοποιητικό μετρήσεων της Α/Γ υπό μορφή πίνακα, για μια σειρά τιμών της γωνίας της σύνθετης αντίστασης ψ_k του δικτύου στο ΣΚΣ και της μέσης ετήσιας ταχύτητας να του ανέμου (μετρούμενης στο ύψος της πλήμνης της Α/Γ). Σημειώνεται ότι για την κανονική λειτουργία Α/Γ, οι δείκτες flicker βραχείας και μακράς διάρκειας θεωρούνται πάντοτε ίσοι μεταξύ τους ($P_{st} = P_{lt}$).

Εάν εξετάζεται εγκατάσταση αιολικού πάρκου με περισσότερες Α/Γ (όχι υποχρεωτικά του ίδιου τύπου), τότε ο συνολικός δείκτης flicker στο ΣΚΣ προκύπτει με τετραγωνική άθροιση των επιμέρους συμβολών:

$$P_{st\Sigma} = P_{lt\Sigma} = \frac{1}{S_k} \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{wt}} (c_i(\psi_k, v_a) \cdot S_{n,i})^2} \quad (6.22)$$

όπου N_{wt} είναι ο αριθμός Α/Γ του αιολικού πάρκου και $S_{n,i}$ η ονομαστική ισχύς της Α/Γ i . Για N_{wt} όμοιες Α/Γ η παραπάνω σχέση γίνεται:

$$P_{st\Sigma} = P_{lt\Sigma} = \sqrt{N_{wt}} \cdot c_i(\psi_k, v_a) \cdot \frac{S_{n,i}}{S_k} = \sqrt{N_{wt}} \cdot P_{st} \quad (6.23)$$

Συχνά παλαιότερα πιστοποιητικά δοκιμών Α/Γ, όπως επίσης και άλλων ειδών εγκαταστάσεων παραγωγής, δίνουν μια μοναδική τιμή του συντελεστή flicker c (ανεξαρτήτως γωνίας δικτύου και μέσης ταχύτητας ανέμου). Στην περίπτωση αυτή ο υπολογισμός των δεικτών flicker γίνεται μέσω της προσεγγιστικής σχέσης

$$P_{st} = P_{lt} = c \cdot \frac{S_n}{S_k} \quad (6.24)$$

Αν η τιμή που προκύπτει είναι υψηλότερη του ορίου, τότε μπορεί να χρησιμοποιείται η ακόλουθη ακριβέστερη σχέση:

$$P_{st} = P_{lt} = c \cdot \frac{S_n}{S_k} \cdot \left| \cos(\psi_k + \phi_f) \right| \quad (6.25)$$

όπου η ϕ_f είναι η φασική γωνία της εγκατάστασης παραγωγής η σχετιζόμενη με το flicker, η οποία πρέπει να δίνεται στο πιστοποιητικό της εγκατάστασης, προκειμένου να εφαρμοστεί η σχέση (6.25).

6.2.4 Εκπομπές αρμονικών

Η σύνδεση των εγκαταστάσεων στο δίκτυο ΜΤ είναι εφικτή όταν η προκαλούμενη από τη λειτουργία τους αρμονική παραμόρφωση της τάσης του δικτύου δεν υπερβαίνει τα τιθέμενα όρια. Σε αντίθεση με τον εξοπλισμό ΧΤ, όπου διεθνείς κανονισμοί ορίζουν συγκεκριμένα όρια εκπομπών αρμονικών του ρεύματος, για σύνδεση στη ΜΤ δεν υπάρχει αντίστοιχη τυποποίηση και οι κανονισμοί γενικά συνιστούν την κατά περίπτωση εξέταση.

Έλεγχος των εκπομπών αρμονικών απαιτείται όταν ο προς σύνδεση εξοπλισμός διαθέτει διατάξεις ηλεκτρονικών ισχύος (ανεμογεννήτριες μεταβλητών στροφών, φωτοβολταϊκά κλπ.). Στην περίπτωση της απ' ευθείας σύνδεσης συμβατικών γεννητριών (σύγχρονων ή ασύγχρονων), χωρίς την παρεμβολή μετατροπών ισχύος, δεν αναμένονται προβλήματα εκπομπών αρμονικών, εφόσον η τάση διατηρείται εντός των προβλεπόμενων ορίων [6.7]. Επίσης, ενδιαφέρουν οι εκπομπές αρμονικών μόνο κατά την κανονική λειτουργία των εγκαταστάσεων και όχι για μεταβατικές περιόδους διάρκειας λίγων δευτερολέπτων (π.χ. κατά τον παραλληλισμό με το δίκτυο).

Η τήρηση των ορίων αρμονικής παραμόρφωσης της τάσης εξασφαλίζεται όταν ικανοποιείται ο παρακάτω περιορισμός για όλες τις αρμονικές συνιστώσες (τάξης $h \leq 40$) του ρεύματος εξόδου:

$$I_h \leq L_h \cdot S_k \cdot \frac{S_A}{S_t} \quad (6.26)$$

όπου I_h η μέγιστη τιμή της αρμονικής συνιστώσας τάξης h του ρεύματος εξόδου κατά την κανονική λειτουργία της εγκατάστασης (σε Α), η οποία δίνεται στο πιστοποιητικό δοκιμών του προς εγκατάσταση εξοπλισμού

L_h το ανοιγμένο όριο εκπομπών αρμονικών ρεύματος (σε Α/MVA), το οποίο δίνεται στον πίνακα 6.2

S_k η ισχύς βραχυκυκλώσεως (σε MVA) στο ΣΚΣ της εγκατάστασης

S_A η ονομαστική (ή συμφωνημένη) φαινόμενη ισχύς της εγκατάστασης και

S_t η συνολική ισχύς εγκαταστάσεων που συνδέονται (ή αναμένεται να συνδεθούν) στο δίκτυο ΜΤ και οι οποίες προκαλούν αρμονική παραμόρφωση

Πίνακας 6.2: Ανοιγμένα όρια αρμονικών συνιστωσών του ρεύματος ανά MVA ισχύος βραχυκύκλωσης του δικτύου, για σύνδεση εγκαταστάσεων στο δίκτυο ΜΤ

Τάξη h	Όριο εκπομπών αρμονικών του ρεύματος, $I_{h,}$ (A/MVA)	
	Δίκτυο 15 kV	Δίκτυο 20 kV
3	0.070	0.050
5	0.080	0.060
7	0.053	0.040
9	0.010	0.008
11	0.033	0.025
13	0.023	0.017
17	0.013	0.010
19	0.011	0.008
23	0.007	0.005
25	0.005	0.004
h άρτιος ή $h=15,21$ ή $h>25$	0.04/ h	0.03/ h
ΣΗΜΕΙΩΣΗ: Για άλλες ονομαστικές τάσεις δικτύου τα όρια υπολογίζονται κατ' αντίστροφη αναλογία προς την τάση.		

Εάν η εγκατάσταση παραγωγής περιλαμβάνει περισσότερες της μιας μοναδιαίες εγκαταστάσεις οι οποίες προκαλούν αρμονική παραμόρφωση, τότε το ρεύμα I_h της σχέσης (6.26) πρέπει να είναι το συνολικό αρμονικό ρεύμα εξόδου τάξης h της εγκατάστασης παραγωγής. Αυτό προκύπτει από τις αρμονικές εντάσεις των επιμέρους εγκαταστάσεων. Π.χ. για αιολικό πάρκο Nwt όμοιων Α/Γ ισχύει

$$I_{h\Sigma} = \alpha \sqrt{N_{wt}} \cdot I_{h,i} \quad (6.27)$$

όπου α είναι ο εκθέτης του κανόνα άθροισης, εξαρτώμενος από την τάξη h .

Το ρεύμα I_h της σχέσης (6.26) πρέπει να αναφέρεται στην πλευρά ΜΤ. Αν τα πιστοποιητικά δοκιμών του εξοπλισμού περιλαμβάνουν μετρήσεις ρευμάτων στην πλευρά ΧΤ, αυτές ανάγονται στη ΜΤ μέσω του λόγου ανύψωσης του μετασχηματιστή ΧΤ/ΜΤ, ακριβώς όπως και η θεμελιώδης συνιστώσα του ρεύματος. Εάν η συνδεσμολογία του Μ/Σ ΜΤ/ΧΤ της εγκατάστασης (ή των μονάδων γεννητριών) είναι τέτοια ώστε να διακόπτεται το κύκλωμα μηδενικής ακολουθίας (π.χ. τριγώνου-αστέρα), τότε για τις περιττές αρμονικές τάξης $h = 3 \cdot k$ (3η, 9η, 15η κλπ.) μπορούν να χρησιμοποιούνται τα όρια της αμέσως μεγαλύτερης περιττής αρμονικής (π.χ. για την 3η αρμονική χρησιμοποιείται το όριο της 5ης, για την 9η το όριο της 11ης κ.ο.κ.). Αν το πιστοποιητικό δοκιμών του εξοπλισμού περιλαμβάνει πληροφορίες για τις ακολουθιακές συνιστώσες (θετική-αρνητική-μηδενική ακολουθία) των αρμονικών ρευμάτων, αυτό μπορεί και πρέπει να λαμβάνεται υπόψη. Αν οι μετρήσεις αρμονικών του πιστοποιητικού δοκιμών έχουν διεξαχθεί στην πλευρά ΜΤ (π.χ. για Α/Γ με ενσωματωμένο Μ/Σ ΜΤ/ΧΤ), τότε η όποια συμβολή του μετασχηματιστή στην αποκοπή αρμονικών έχει ήδη ληφθεί υπόψη και εφαρμόζονται τα όρια του πίνακα 6.2.

Εάν το όριο της σχέσης (6.26) δεν ικανοποιείται, τότε πρέπει να πραγματοποιείται κατά περίπτωση εξέταση. Σε ειδικές περιπτώσεις δικτύων όπου είναι αναγκαίοι ακριβέστεροι υπολογισμοί, συνιστάται η εφαρμογή των αρχών του προτύπου IEC 61000-3-6, σε συνδυασμό ενδεχομένως με τη χρήση κατάλληλου λογισμικού αρμονικής ροής φορτίου.

Στην περίπτωση που τα τιθέμενα όρια αρμονικής παραμόρφωσης παραβιάζονται, ο παραγωγός πρέπει να λάβει μέτρα περιορισμού των εκπομπών αρμονικών από τις εγκαταστάσεις του (εγκατάσταση φίλτρων, συνοδευόμενη από σχετική μελέτη), ή να επιλεγεί σημείο σύνδεσης με υψηλότερη ισχύ βραχυκυκλώσεως. Η υποχρέωση αυτή υφίσταται ακόμα

και όταν διαπιστώνεται αυξημένη αρμονική παραμόρφωση της τάσης μετά τη σύνδεση και θέση σε λειτουργία των εγκαταστάσεων.

6.3 ΣΤΑΘΜΗ ΒΡΑΧΥΚΥΚΛΩΣΗΣ

Η σύνδεση ενός αιολικού πάρκου σε κάποιο ηλεκτρικό σύστημα αναμένεται να αυξήσει τα επίπεδα βραχυκύκλωσης του δικτύου στον υποσταθμό δικτύου ή και βαθύτερα στο δίκτυο[6.5]. Αν μετά από έρευνες, που εκπονήθηκαν πριν τη σύνδεση, αποδειχτεί ότι το αιολικό πάρκο αυξάνει τα επίπεδα σφάλματος στο δίκτυο πέραν των επιθυμητών ή πέραν της ικανότητας ισχύος βραχυκύκλωσης του εξοπλισμού διακοπής, τότε ο παραγωγός και ο ΔΣΜ θα πρέπει να έρθουν σε συμφωνία για τη λήψη κατάλληλων αντισταθμιστικών μέτρων για περιορισμό των επιπέδων βραχυκύκλωσης. Είναι λοιπόν σημαντική η γνώση των αναμενόμενων ρευμάτων βραχυκύκλωσης. Για λόγους προστασίας της ζωής είναι, επίσης, αναγκαία η γνώση των ρευμάτων βραχυκύκλωσης σε κάθε σημείο της εγκατάστασης. Για τους παραπάνω λόγους, και για τη σωστή επιλογή και ρύθμιση των προστατευτικών διατάξεων, πρέπει να είναι γνωστές δύο τιμές των ρευμάτων βραχυκύκλωσης σε κάθε σημείο σφάλματος:

A)Το μέγιστο ρεύμα βραχυκύκλωσης, το οποίο είναι αναγκαίο να υπολογισθεί προκειμένου να:

1. επιλεγεί η ικανότητα διακοπής των διακοπτικών και ασφαλιστικών στοιχείων, και
2. επιλεγεί η μηχανική αντοχή του εξοπλισμού, ο οποίος καταπονείται λόγω των ηλεκτροδυναμικών φαινομένων που προκαλούνται από τα ισχυρά ρεύματα του βραχυκυκλώματος

B)Το ελάχιστο ρεύμα βραχυκύκλωσης, το οποίο είναι απαραίτητο να εκτιμηθεί προκειμένου να:

1. επιλεγούν ασφαλιστικά στοιχεία με την επιθυμητή συμπεριφορά (κατάλληλες καμπύλες ρεύματος σε ασφάλειες, αυτόματους διακόπτες κ.λ.π.)
2. προστατευθεί η ζωή, σε σχέση και με το τύπο του ηλεκτρικού δικτύου (δίκτυα TN ή TT κ.λ.π.).

Πρέπει να επισημάνουμε ότι, σε κάθε περίπτωση, τα ασφαλιστικά στοιχεία πρέπει να είναι σε θέση να εκκαθαρίσουν το σφάλμα, είτε το ρεύμα σφάλματος είναι μεγάλο είτε μικρό.

6.3.1 Οι κύριοι τύποι βραχυκυκλωμάτων και οι επιπτώσεις τους

Υπάρχουν διάφοροι τύποι βραχυκυκλωμάτων τα οποία μπορούν να συμβούν στα ηλεκτρικά δίκτυα. Τα βασικά τους χαρακτηριστικά είναι:

A)Η διάρκεια (μεταβατικά ή μόνιμης κατάστασης)

B)Η προέλευση:

1. Μηχανική αιτία (σπάσιμο αγωγών, τυχαία ηλεκτρική επαφή μεταξύ στοιχείων υπό τάση κ.λ.π.)
2. Από υπερτάσεις χειρισμών ή ατμοσφαιρικές υπερτάσεις (κεραυνοπτώσεις)
3. Υποβάθμιση και αστοχία της μόνωσης λόγω υπερθέρμανσης, υγρασίας ή διαβρωτικού περιβάλλοντος

Τα βραχυκυκλώματα μπορούν να είναι:

A)Μονοφασικά (μεταξύ φάσης και γης) τα οποία αποτελούν περίπου το 80% των σφαλμάτων,

- Β) Διφασικά (μεταξύ φάσεων, με ή χωρίς επαφή γης) τα οποία αποτελούν περίπου το 15% των σφαλμάτων, και
 Γ) Τριφασικά τα οποία αποτελούν περίπου το 5% των σφαλμάτων.

Οι επιπτώσεις των βραχυκυκλωμάτων ποικίλουν και εξαρτώνται από τον τύπο, τη θέση και τη διάρκεια του βραχυκυκλώματος. Στη γενική περίπτωση μπορεί να συμβούν τα παρακάτω:

- ❖ Στη θέση του βραχυκυκλώματος να προκληθεί ηλεκτρικό τόξο το οποίο είναι δυνατό να προκαλέσει καταστροφή των μονώσεων, λιώσιμο των αγωγών, πυρκαγιά ή ατυχήματα (πιθανόν και θανατηφόρα)
- ❖ Στο ηλεκτρικό κύκλωμα στο οποίο εκδηλώθηκε το σφάλμα, τα ισχυρά ρεύματα προκαλούν μηχανικές καταπονήσεις στον εξοπλισμό με αποτέλεσμα την καταστροφή των ηλεκτρικών ζυγών, την αποσύνδεση των καλωδίων και την υπερθέρμανση του ηλεκτρικού εξοπλισμού λόγω των αυξημένων απωλειών Joule. Το τελευταίο μπορεί να προκαλέσει καταστροφή των μονώσεων.
- ❖ Στα υπόλοιπα κυκλώματα του δικτύου μπορεί να προκληθούν διαταραχές και παράσιτα σε κυκλώματα τηλεπικοινωνιών και ελέγχου, βυθίσεις ή διακοπές της τάσης (μέχρι να γίνει η εκκαθάριση του σφάλματος): διακοπή ηλεκτροδότησης (λόγω της λειτουργίας των ασφαλιστικών διατάξεων) και, στις χειρότερες περιπτώσεις, αστάθεια στο συνολικό ηλεκτρικό σύστημα με ενδεχόμενη τη συνολική κατάρρευσή του (black out).

6.3.2 Υπολογισμοί των ρευμάτων βραχυκύκλωσης σύμφωνα με τους κανονισμούς

Δεν διαθέτουμε ελληνικό κανονισμό για τον υπολογισμό των ρευμάτων βραχυκύκλωσης στα ηλεκτρικά δίκτυα. Στις περιπτώσεις που είναι αναγκαίο ανατρέχουμε σε αντίστοιχα διεθνή πρότυπα ή κανονισμούς. Γενικής αποδοχής και εφαρμογής είναι ο διεθνής κανονισμός IEC 909 (ισοδύναμος με το VDE 0102). Το πρότυπο αυτό εφαρμόζεται σε όλα τα ηλεκτρικά δίκτυα, ακτινικά ή μη, μέχρι 230 kV. Η μέθοδος που προδιαγράφει το πρότυπο αυτό στηρίζεται στο γνωστό θεώρημα Thevenin. Υπολογίζει μια ισοδύναμη πηγή στο σημείο του σφάλματος και στη συνέχεια υπολογίζει τα αντίστοιχα ρεύματα βραχυκύκλωσης. Όλα τα στοιχεία του δικτύου αντικαθίστανται από τις ισοδύναμες τους σύνθετες αντιστάσεις. Σε αυτά περιλαμβάνονται οι στρεφόμενες μηχανές, σύγχρονες και ασύγχρονες, καθώς και οι γραμμές και οι μετασχηματιστές. Η μέθοδος του προτύπου IEC 909 είναι μοναδική σε ακρίβεια και η μόνη που μπορεί να εφαρμοσθεί με επιτυχία σε πολύπλοκα δίκτυα. Όμως είναι μέθοδος δύσχρηστη και απαιτεί μεγάλο όγκο υπολογισμών. Στην περίπτωση των διασυνδεδεμένων, με το ηλεκτρικό σύστημα, αιολικών μηχανών η μέθοδος αυτή είναι η κατάλληλη για χρησιμοποίηση. Στην επόμενη παράγραφο θα παρουσιάσουμε μια απλοποιημένη εκδοχή αυτής της μεθόδου. Η απλοποιημένη αυτή μέθοδος δίνει ικανοποιητικά αποτελέσματα όσον αφορά τα ρεύματα σφάλματος και, το κυριότερο, δεν απαιτεί ιδιαίτερα πολύπλοκους υπολογισμούς.

6.4 ΕΠΙΠΤΩΣΕΙΣ ΣΕ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΤΗΛΕΧΕΙΡΙΣΜΩΝ ΑΚΟΥΣΤΙΚΗΣ ΣΥΧΝΟΤΗΤΑ

Οι εγκαταστάσεις τηλεχειρισμού ακουστικής συχνότητας (ΤΑΣ) της ΔΕΗ λειτουργούν στη συχνότητα των 175 Hz και η τάση του σήματος των ακουστικών παλμών κυμαίνεται κανονικά μεταξύ 1% έως 2% της ονομαστικής τάσης U_n του δικτύου. Τα αιολικά πάρκα που συνδέονται στο δίκτυο είναι δυνατό να επηρεάσουν τη λειτουργία των συστημάτων ΤΑΣ κατά δύο τρόπους [6.8]: Είτε προκαλώντας αρμονική παραμόρφωση της τάσης στην ακουστική συχνότητα των 175 Hz (η οποία υπερτίθεται και αλλοιώνει το ακουστικό σήμα

ελέγχου), είτε εξασθενώντας το σήμα ελέγχου (π.χ. λόγω της χαμηλής σύνθετης αντίστασης των εγκαταστάσεων στη συχνότητα των 175 Hz).

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

- A. Η προκαλούμενη αρμονική παραμόρφωση της τάσης από τις συνδεδεμένες εγκαταστάσεις σε συχνότητα παραπλήσια των 175 Hz δεν πρέπει να υπερβαίνει το 0.1% της ονομαστικής τάσης U_n . Επίσης, η παραμόρφωση της τάσης σε συχνότητες που απέχουν 100 Hz εκατέρωθεν της ακουστικής συχνότητας (75 και 275 Hz) δεν πρέπει να υπερβαίνει το 0.3% της U_n .
- B. Η εξασθένιση ή ενίσχυση του ακουστικού σήματος ελέγχου που προκαλείται από τη σύνδεση των εγκαταστάσεων πρέπει να περιορίζεται, έτσι ώστε το σήμα να διατηρείται μεταξύ του 85% και 150% της κανονικής του τιμής.

6.5 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάστηκαν συνοπτικά μεθοδολογίες εξέτασης των τεχνικών όρων και προϋποθέσεων για τη σύνδεση εγκαταστάσεων παραγωγής στα δίκτυα διανομής. Οι προϋποθέσεις που τίθενται αφορούν κυρίως τις προκαλούμενες επιπτώσεις στην ποιότητα της τάσης του δικτύου από τη λειτουργία των εγκαταστάσεων και περιλαμβάνουν μεταξύ των άλλων τις αργές και ταχείες μεταβολές της τάσης, το flicker και τις εκπομπές αρμονικών. Οι μεθοδολογίες εξέτασης και τα σχετικά όρια στηρίζονται σε σημαντικό βαθμό στα πρότυπα της IEC, αλλά και στην εμπειρία που έχει συσσωρευθεί τα τελευταία χρόνια σε εθνικό και διεθνές επίπεδο από τη σύνδεση και παράλληλη λειτουργία μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής στα δίκτυα διανομής.

Είναι άξιο λόγου ότι οι διαταραχές που προκαλούνται από τη σύνδεση μονάδων παραγωγής είναι σε σημαντικό βαθμό παρόμοιες με αυτές που προκαλούν εγκαταστάσεις καταναλωτών αντίστοιχου μεγέθους (διακυμάνσεις της τάσης, βυθίσεις λόγω χειρισμών ζεύξης, flicker, αρμονικές κλπ.). Συνεπώς, οι προϋποθέσεις που τίθενται όσον αφορά τη διατήρηση της ποιότητας της τάσης του δικτύου μπορούν επίσης να εφαρμόζονται και κατά την εξέταση της δυνατότητας σύνδεσης μεγάλων καταναλωτών. Αυτό αφορά ιδιαίτερα την περίπτωση των αυτοπαραγωγών, οι εγκαταστάσεις των οποίων περιλαμβάνουν μονάδες παραγωγής και φορτία.

6.6 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [6.1] Οδηγίες ΔΕΗ, «Κανονισμοί Σύνδεσης Α/Π»
- [6.2] T.T. Madangombe, K.A. Folly, A.B. Sebitosi, and P. Pillay (South Africa)
«Technical Integration Requirements for Grid Connected Wind Farms»
- [6.3] Parthan, B. «Technical standards and legal requirements for wind turbines»
- [6.4] Σ. Παπαθανασίου Γ. Τσιτίλος Γ. Αντωνόπουλος Δ. Σταυρόπουλος «Τεχνικές προϋποθέσεις για τη σύνδεση παραγωγών στα δίκτυα διανομής»
- [6.5] Θ. Μπούτσικα Ν. Δρόσος Σ. Παπαθανασίου, «Διερεύνηση της στάθμης βραχυκύκλωσης στους ζυγούς ΜΤ των υποσταθμών ΥΤ/ΜΤ με μετασχηματιστές 40/50 ΜVΑ»
- [6.6] Σταύρος Αθ. Παπαθανασίου «Σύνδεση εγκαταστάσεων παραγωγής στα δίκτυα διανομής »
- [6.7] Gianfranco Chicco, Paolo Di Leo, Federico Scapino and Filippo Spertino
«Experimental Analysis of Wind Farms connected to the High Voltage Grid: the Viewpoint of Power Quality»
- [6.8] I. Erlich, Senior Member, IEEE, F. Shewarega «Interaction of Large Wind Power Generation Plants with the Power System»

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Στη παρούσα διπλωματική εργασία μελετήθηκαν οι απαιτήσεις που πρέπει να ικανοποιούνται για την σύνδεση των αιολικών πάρκων στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ). Οι απαιτήσεις που παρουσιάστηκαν προέρχονται από ξένους κώδικες και από οδηγίες που αναφέρονται ειδικά σε αιολικά πάρκα ενώ κάποιοι κώδικες θέτουν τις ίδιες απαιτήσεις για συμβατικούς σταθμούς παραγωγής και Α/Π.

Οι απαιτήσεις που εξετάστηκαν είναι:

- Τεχνικές σύνδεσης Α\Π στο δίκτυο
- Τεχνικές μεταφοράς ενέργειας από τα Α\Π
- Επάρκεια των στοιχείων του δικτύου
- Ενεργός ισχύς και έλεγχος ισχύος
- Απαιτήσεις και έλεγχος συχνότητας
- Έλεγχος άεργου ισχύος
- Λειτουργία σε συνθήκες βύθισης τάσης
- Σύστημα αλλαγής τάσης υπό φορτίο (ΣΑΤΥΦ)
- Εκκίνηση και τερματισμός Α\Π
- Προϋποθέσεις παράλληλης λειτουργίας αιολικού πάρκου-δικτύου
- Προστασία Α\Π και δικτύου
- Ποιότητα τάσης
- Στάθμη βραχυκύκλωσης
- Επιπτώσεις σε συστήματα ακουστικής συχνότητας

Επιπρόσθετα αναλύθηκαν οι επιδράσεις που προκύπτουν από τη σύνδεση στην ευστάθεια των δικτύων. Μετά την ολοκλήρωσή της προέκυψαν κάποια χρήσιμα συμπεράσματα που μπορούν να αξιοποιηθούν στο μέλλον.

Είναι δεδομένο πως η εγκατάσταση των μονάδων παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αλλάζει σημαντικά την δομή των παραδοσιακών συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας συμβάλλοντας έτσι δραστικά στη μείωση των εκπομπών του διοξειδίου του άνθρακα και άλλων αερίων ρύπων. Προκύπτουν όμως κάποια τεχνικά προβλήματα, κυρίως στα μικρές και μεσαίας κλίμακας δίκτυα, αυτά μπορούν να ταξινομηθούν ως εξής:

- Προβλήματα καλής και ασφαλούς λειτουργίας
- Προβλήματα ποιότητας ισχύος

Η επίδραση της διείσδυσης αιολικής ενέργειας στην ανάπτυξη και τη λειτουργία των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας οφείλεται στη στοχαστικότητα της ταχύτητας ανέμου και άρα και της παραγωγής ενεργού ισχύος των ανεμογεννητριών. Έκτος όμως από το πρόβλημα της αβεβαιότητας της αιολικής παραγωγής υπάρχει και το πρόβλημα που θα διοχετευτεί πιθανή περίσσεια ενέργειας. Για αυτό το λόγο χρειάζονται ισχυρές διασυνδέσεις με γειτονικές χώρες έτσι ώστε και να μπορεί να διοχετευτεί η περίσσεια ενέργειας, αλλά και να είναι ικανές να σταθεροποιήσουν το σύστημα σε ξαφνικές διακυμάνσεις της παραγωγής, οι οποίες θα είναι ολοένα και πιο πιθανές όσο η αιολική διείσδυση αυξάνει.

Η καλή και ασφαλής λειτουργία των Σ.Η.Ε με διείσδυση Α/Π αφορά στην επίλυση προβλημάτων μόνιμης κατάστασης λειτουργίας (ικανότητα του δικτύου μεταφοράς να μεταφέρει την παραγόμενη ισχύ, διατήρηση των τάσεων των ζυγών του συστήματος σε κανονικές και έκτακτες καταστάσεις λειτουργίας εντός προκαθορισμένων ορίων κ.λ.π.) και μεταβατικής συμπεριφοράς του συστήματος σε περιπτώσεις σημαντικών διαταραχών.

Η ανάλυση των παραπάνω οδηγεί στη διατύπωση κανόνων λειτουργίας που εξασφαλίζουν την καλή και ασφαλή λειτουργία του συστήματος. Οι κανόνες αυτοί επικεντρώνονται κυρίως στα εξής:

1. Στον καθορισμό του τρόπου ένταξης των συμβατικών μονάδων παραγωγής, δηλαδή ποιες μονάδες θα πρέπει να βρίσκονται κάθε στιγμή εντός λειτουργίας προκειμένου να εξασφαλίζεται η ομαλή και ασφαλής λειτουργία του συστήματος
2. Στον καθορισμό της μέγιστης επιτρεπόμενης αιολικής διείσδυσης, στην μέγιστη δηλαδή παραγόμενη ισχύ από τα Α/Π που μπορεί ασφαλώς να απορροφηθεί από το δίκτυο κάθε χρονική στιγμή.

Οι δύο παραπάνω κανόνες οι οποίοι καθορίζουν τον ασφαλή τρόπο ένταξης των Α/Π στα ΣΗΕ καθορίζουν σε μεγάλο βαθμό το ποσοστό της ενέργειας από Α/Π που εγγέεται στα δίκτυα και άρα το ανά μονάδα κόστος της παραγόμενης από αυτά ενέργειας.

Τα προβλήματα ποιότητας ισχύος κυρίως αφορούν τις μεταβολές της τάσης που παρατηρούνται τόσο κατά την σύνδεση και αποσύνδεση των Α/Γ στο δίκτυο όσο και από την διακυμάνσεις στην παραγωγή τους λόγω της μεταβολής της ταχύτητας του ανέμου, καθώς και προβλήματα ηλεκτρομαγνητικής συμβατότητας.

Τα προβλήματα αυτά γίνονται εμφανή στους καταναλωτές που τροφοδοτούνται από σημεία του δικτύου που είναι ηλεκτρικά "κοντά" με τα σημεία σύνδεσης των Α/Π. Τα προβλήματα αυτά λαμβάνονται υπόψη κατά την διαδικασία επιλογής του τρόπου σύνδεσης των Α/Π στο δίκτυο και καθορίζουν τελικά τον αντίστοιχο εξοπλισμό και το κόστος σύνδεσης.

Ένα σαφέστατο συμπέρασμα είναι και η ύπαρξη μιας τάσης ώστε τα Α/Π να συμπεριφέρονται και να υποστηρίζουν τα συστήματα σε συμβατικοί σταθμοί. Τα Α/Π βέβαια δε μπορούν να θεωρηθούν τόσο αξιόπιστα όσο οι συμβατικοί σταθμοί λόγω της μεταβλητότητας του ανέμου. Επίσης ο τρόπος λειτουργίας του ηλεκτρικού μέρους και του ελέγχου τους διαφέρει. Παρόλα αυτά εξετάζοντας τις τεχνολογίες των Α/Γ παρατηρούνται βελτιωμένα χαρακτηριστικά που οφείλονται στη χρήση ηλεκτρονικών μετατροπέων και σε εξελιγμένες μεθόδους ελέγχου. Έτσι οι Α/Γ μέσα από τη τεχνολογική εξέλιξή τους προσπαθούν να ικανοποιούν όλο και αυστηρότερες απαιτήσεις. Η Α/Γ με μετατροπέα πλήρους ισχύος (αν και θεωρείται πιο ακριβή λύση) αποδεικνύεται και από προσομοιώσεις η πιο κατάλληλη για την ικανοποίηση των τιθέμενων απαιτήσεων, ειδικά για απόκριση κατά τη διάρκεια σφαλμάτων.

Τέλος θα πρέπει να ληφθεί υπόψη ότι οι κανονισμοί για την σύνδεση Α/Π είναι σε συνεχή εξέλιξη και μπορούν να αναπροσαρμοστούν. Λόγω της αυξανόμενης διείσδυσης της αιολικής ενέργειας, της πολιτικής προώθησης των ΑΠΕ και της στρατηγικής κάποιων χωρών να αντικαταστήσουν κάποιες συμβατικές μονάδες τους με αιολική παραγωγή (και γενικότερα με ΑΠΕ) στο μέλλον οι κώδικες συστήματος θα περιέχουν πιο εξειδικευμένες απαιτήσεις από Α/Π (αλλά και γενικά από ΑΠΕ). Σε αυτό το πλαίσιο διατυπώνονται και κάποιες προτάσεις για τη προσαρμογή συναφών απαιτήσεων στον Ελληνικό κώδικα.