



ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΚΡΗΤΗΣ
ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

**ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ ΚΟΣΤΟΥΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΑΙΟΛΙΚΟΥ
ΠΑΡΚΟΥ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ**



**ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ
Κωνσταντίνος Ε. Μπόνης**

ΕΠΙΒΛΕΠΩΝ: Καλαϊτζάκης Κώστας
Καθηγητής Π.Κ.

Χανιά, Ιανουάριος 2012

Κωνσταντίνος Ε. Μπόνης
Ηλεκτρονικός Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών Π.Κ

Copyright © Κωνσταντίνος Ε. Μπόνης
Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό χωρίς την άδεια του συγγραφέα. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης.

Ευχαριστίες

Αρχικά θα ήθελα να ευχαριστήσω τον Καθηγητή του Πολυτεχνείου Κρήτης κ. Καλαϊτζάκη Κώστα για την εμπιστοσύνη που μου έδειξε και την ευκαιρία που μου έδωσε να ασχοληθώ με ένα θέμα τόσο επίκαιρο και ενδιαφέρον όπως είναι οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας , καθώς και την φοιτήτρια Μεταπτυχιακού, Βασιλομιχελάκη Αριάδνη, για την άριστη συνεργασία μας και την άμεση διευκόλυνση που μου παρείχε σε όλα τα προβλήματα που αντιμετώπισα κατά την εκπόνηση της παρούσης διπλωματικής εργασίας.

Επίσης, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον διευθυντή της τεχνικής υπηρεσίας της Δ.Ε.Η., κ. Σαλβάρη Βασίλη, για το αμέριστο ενδιαφέρον που έδειξε στην προσπάθειά μου για την υλοποίηση της εν λόγω εργασίας.

Τέλος, θα ήθελα να ευχαριστήσω την οικογένεια μου, για την απεριόριστη εμπιστοσύνη και υπομονή που επέδειξε για την ολοκλήρωση των σπουδών μου , καθώς και όλους όσους μου συμπαραστάθηκαν με οποιοδήποτε τρόπο σε αυτή την προσπάθεια.

Περίληψη

Αντικείμενο της παρούσης διπλωματικής εργασίας είναι ο υπολογισμός του βέλτιστου κόστους διασύνδεσης ενός Αιολικού Πάρκου (Α.Π.) στο δίκτυο υψηλής τάσης (Υ.Τ.) 150kV. Αρχικά αναλύονται οι δυνατοί τρόποι σύνδεσης ενός Α.Π. στο σύστημα οι οποίοι καθορίζονται από τον Διαχειριστή Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ). Έπειτα αναφέρονται και αναλύονται οι τεχνικές απαιτήσεις και το κόστος που απαιτείται για την σύνδεση ενός Α.Π. στο σύστημα 150 kV που καθορίζονται από τον ΔΕΣΜΗΕ. Στην συνέχεια αναφέρονται και αναλύονται οι δυνατοί τρόποι σύνδεσης ενός Α.Π. με το σύστημα βάση των αρχικών δεδομένων και των προδιαγραφών της παρούσης διπλωματικής. Τέλος υπολογίζεται το κόστος για κάθε δυνατό τρόπο σύνδεσης και πραγματοποιείται σύγκριση των τιμών του κόστους.

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 : Εισαγωγή	10
1.1 Γενικά περί Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Α.Π.Ε.)	10
1.1.1 Ορισμός	10
1.1.2 Κυριότερα είδη	10
1.1.3 Ιστορικά στοιχεία - Εξέλιξη	11
1.1.4 Πλεονεκτήματα	11
1.1.5 Μειονεκτήματα	11
1.2 Αιολική Ενέργεια	13
1.2.1 Ορισμός	13
1.2.2 Ιστορικά στοιχεία – Εξέλιξη	13
1.2.3 Μετρήσεις Αιολικής Ενέργειας	13
1.3 Αιολικά Πάρκα (Α.Π)	14
1.3.1 Ορισμός	14
1.3.2 Ιστορικά στοιχεία – Εξέλιξη	14
1.3.3 Πλεονεκτήματα	15
1.3.4 Μειονεκτήματα	15
1.3.5 Τρόπος Λειτουργίας	15
1.3.5 Τύποι Ανεμογεννητριών	16
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 : Τρόποι Σύνδεσης	17
2.1 Εισαγωγή	17
2.2 Διαδικασία Σύναψης Σύμβασης Σύνδεσης	17
2.2.1 Υποβολή αιτήματος Σύνδεσης	17
2.2.2 Μελέτες Σύνδεσης	18
2.2.3 Προσφορά Σύνδεσης	18
2.2.4 Αποδοχή Προσφοράς Σύνδεσης	18
2.2.5 Σύμβαση Σύνδεσης	19
2.3 Κριτήρια Επιλογής Τρόπου Σύνδεσης	20
2.3.1 Επιλογή Επιπέδου Τάσης	21
2.3.2 Κριτήριο Σχεδιασμού “N-1”	20
2.3.3 Λοιπά Κριτήρια	20
2.4 Περιγραφή έργων Σύνδεσης	21
2.4.1 Όρια Εγκαταστάσεων	21
2.4.2 Κατηγορίες Έργων Σύνδεσης	21
2.4.3 Γενική Περιγραφή Έργων Επέκτασης Για Σύνδεση	22
2.5 Περιπτώσεις Σύνδεσης ενός Α.Π. στο Σύστημα 150kV	24
2.5.1 Εισαγωγή	24
2.5.2 Σύνδεση νέου Υ/Σ Χρήστη σε Υφιστάμενο Υ/Σ του Συστήματος	24
2.5.3 Σύνδεση σε Ενδιάμεσο Σημείο Υφιστάμενης Γ.Μ. σε Απόσταση Μικρότερη από 5 km	25
2.5.4 Σύνδεση σε Ενδιάμεσο Σημείο Υφιστάμενης Γ.Μ. σε Απόσταση Μεγαλύτερη από 5 km	26
2.5.5 Απευθείας σύνδεση των εγκαταστάσεων του Χρήστη σε υφιστάμενο Υ/Σ του Συστήματος με κατάλληλη τροποποίηση του τελευταίου	28
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 : Τεχνικές Απαιτήσεις	29
3.1 Εισαγωγή	29
3.2 Εύρος Υποχρεωτικής Δυνατότητας Λειτουργίας	30
3.2.1 Περιοχή Λειτουργίας για Τάση και Συχνότητα	30

3.2.2 Υποχρεωτική Δυνατότητα Ρύθμισης Αιολικού Πάρκου	32
3.3 Απαιτήσεις Ρύθμισης Τάσεως, Άεργου Ισχύος και Συντελεστή Ισχύος Αιολικού Σταθμού	34
3.4 Ικανότητα Αδιάλειπτης Λειτουργίας Υπό Χαμηλή Τάση	36
3.5 Συνεισφορά Αιολικών Σταθμών στη Ρύθμιση Φορτίου – Συχνότητας	39
3.5.1 Ρυθμός Μεταβολής της Παραγωγής του Αιολικού Σταθμού	39
3.5.2 Μέγιστη Ισχύς Εξόδου του Αιολικού Σταθμού	39
3.5.3 Έλεγχος της Παραγόμενης ισχύος του Αιολικού Σταθμού Σύμφωνα με την Συχνότητα του Συστήματος	39
3.6 Επικοινωνία με το Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας (ΚΕΕ) της Μεταφοράς	42
3.6.1 Γενικά	42
3.6.2 Ανταλλασσόμενα Σήματα	42
3.6.3 Πρόβλεψη Παραγωγής	43
3.7 Παροχή και Καταγραφή Δεδομένων Λειτουργίας Αιολικών Σταθμών	44
3.7.1 Πιστοποίηση και Έλεγχος Καλής Λειτουργίας	44
3.7.2 Τοπική Καταγραφή Δεδομένων	44
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 : Κόστος Σύνδεσης Χρηστών στο Σύστημα 150kV	45
4.1 Εισαγωγή	45
4.2 Ανάλυση Κόστους Σύνδεσης	45
4.2.1 Εισαγωγή	45
4.2.2 Ύψος Χρεώσεων για Υλοποίηση Έργων Επέκτασης από τον Κύριο του Συστήματος	46
4.2.3 Ύψος Χρεώσεων για Παροχή Υπηρεσιών Μονοπωλιακού Χαρακτήρα ...	48
4.3 Κόστος Σύνδεσης	50
4.3.1 Εισαγωγή	50
4.3.2 Χρεώσεις Εξέτασης Αιτήματος για Σύνδεση και Παρακολούθηση της Υλοποίησης των Έργων	50
4.3.3 Χρεώσεις για Υλοποίηση Έργων Γραμμών Μεταφοράς	50
4.3.4 Χρεώσεις για Υλοποίηση Έργων Υποσταθμών	52
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 : Υπολογισμός Βέλτιστης Διασύνδεσης Α.Π. στο Σύστημα	54
5.1 Εισαγωγή	54
5.2 Αρχικά Δεδομένα και Επεξεργασία Τιμών	55
5.3 Απευθείας Σύνδεση σε Υφιστάμενο Υποσταθμό (Υ/Σ) του Συστήματος με Κατάλληλη Τροποποίηση (Πρώτος Τρόπος Σύνδεσης)	58
5.4 Κατασκευή νέου Υποσταθμού (Υ/Σ) του Χρήστη και Σύνδεση του σε Ενδιάμεσο Σημείο Υφιστάμενης Γραμμής Μεταφοράς (Γ.Μ.) του Συστήματος (Δεύτερος Τρόπος Σύνδεσης)	61
5.5 Κατασκευή νέου Υποσταθμού (Υ/Σ) του Χρήστη και Σύνδεση του με Υφιστάμενο Υποσταθμό (Υ/Σ) του Συστήματος μέσω Γραμμής Μεταφοράς (Γ.Μ.) (Τρίτος Τρόπος Σύνδεσης)	65
5.6 Υπολογισμός Κόστους Πρώτου Τρόπου Σύνδεσης	67
5.7 Υπολογισμός Κόστους Δεύτερου Τρόπου Σύνδεσης	71
5.8 Υπολογισμός Κόστους Τρίτου Τρόπου Σύνδεσης	86
5.9 Υπολογισμός Βέλτιστου Κόστους Σύνδεσης	92
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6 : Αποτελέσματα - Παραδείγματα	93
6.1 Εισαγωγή	93
6.2 Παράδειγμα 1	93
6.3 Παράδειγμα 2	94
6.4 Παράδειγμα 3	94

6.5 Παράδειγμα 4 95

6.6 Παράδειγμα 5 95

6.7 Παράδειγμα 6 96

6.8 Παράδειγμα 7 97

6.9 Παράδειγμα 8 97

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ 98

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1 Γενικά περί Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Α.Π.Ε.)

1.1.1 Ορισμός

Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (Α.Π.Ε) (ή ήπιες μορφές ενέργειας) είναι μορφές εκμεταλλεύσιμης ενέργειας που προέρχονται από διάφορες φυσικές διαδικασίες, όπως ο άνεμος, η γεωθερμία, η κυκλοφορία του νερού και άλλες. Ο όρος «ήπιες» αναφέρεται σε δυο βασικά χαρακτηριστικά τους. Καταρχάς, για την εκμετάλλευσή τους δεν απαιτείται κάποια ενεργητική παρέμβαση, όπως εξόρυξη, άντληση ή καύση, όπως με τις μέχρι τώρα χρησιμοποιούμενες πηγές ενέργειας, αλλά απλώς η εκμετάλλευση της ήδη υπάρχουσας ροής ενέργειας στη φύση. Δεύτερον, πρόκειται για «καθαρές» μορφές ενέργειας, πολύ «φιλικές» στο περιβάλλον, που δεν αποδεδμεύουν υδρογονάνθρακες ή τοξικά και ραδιενεργά, όπως οι υπόλοιπες πηγές ενέργειας που χρησιμοποιούνται σε μεγάλη κλίμακα. Έτσι οι ΑΠΕ θεωρούνται από πολλούς μία αφετηρία για την επίλυση των οικολογικών προβλημάτων που αντιμετωπίζει η Γη.

Ως «ανανεώσιμες πηγές» θεωρούνται γενικά οι εναλλακτικές των παραδοσιακών πηγών ενέργειας (π.χ. του πετρελαίου ή του άνθρακα), όπως η ηλιακή και η αιολική. Ο χαρακτηρισμός «ανανεώσιμες» είναι κάπως καταχρηστικός, μιας και ορισμένες από αυτές τις πηγές, όπως η γεωθερμική ενέργεια δεν ανανεώνονται σε κλίμακα χιλιετιών. Σε κάθε περίπτωση οι ΑΠΕ έχουν μελετηθεί ως λύση στο πρόβλημα της αναμενόμενης εξάντλησης των (μη ανανεώσιμων) αποθεμάτων ορυκτών καυσίμων. Τελευταία από την Ευρωπαϊκή Ένωση, αλλά και από πολλά μεμονωμένα κράτη, υιοθετούνται νέες πολιτικές για τη χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, που προάγουν τέτοιες εσωτερικές πολιτικές και για τα κράτη μέλη. Οι ΑΠΕ αποτελούν τη βάση του μοντέλου οικονομικής ανάπτυξης της πράσινης οικονομίας και κεντρικό σημείο εστίασης της σχολής των οικολογικών οικονομικών, η οποία έχει κάποια επιρροή στο οικολογικό κίνημα.

1.1.2 Κυριότερα είδη

Τα κυριότερα είδη Α.Π.Ε. είναι:

- Αιολική ενέργεια
- Ηλιακή ενέργεια
- Υδατοπτώσεις
- Βιομάζα
- Γεωθερμική ενέργεια
- Ενέργεια από παλίρροιες

- Ενέργεια από κύματα
- Ενέργεια από τους ωκεανούς

1.1.3 Ιστορικά στοιχεία - Εξέλιξη

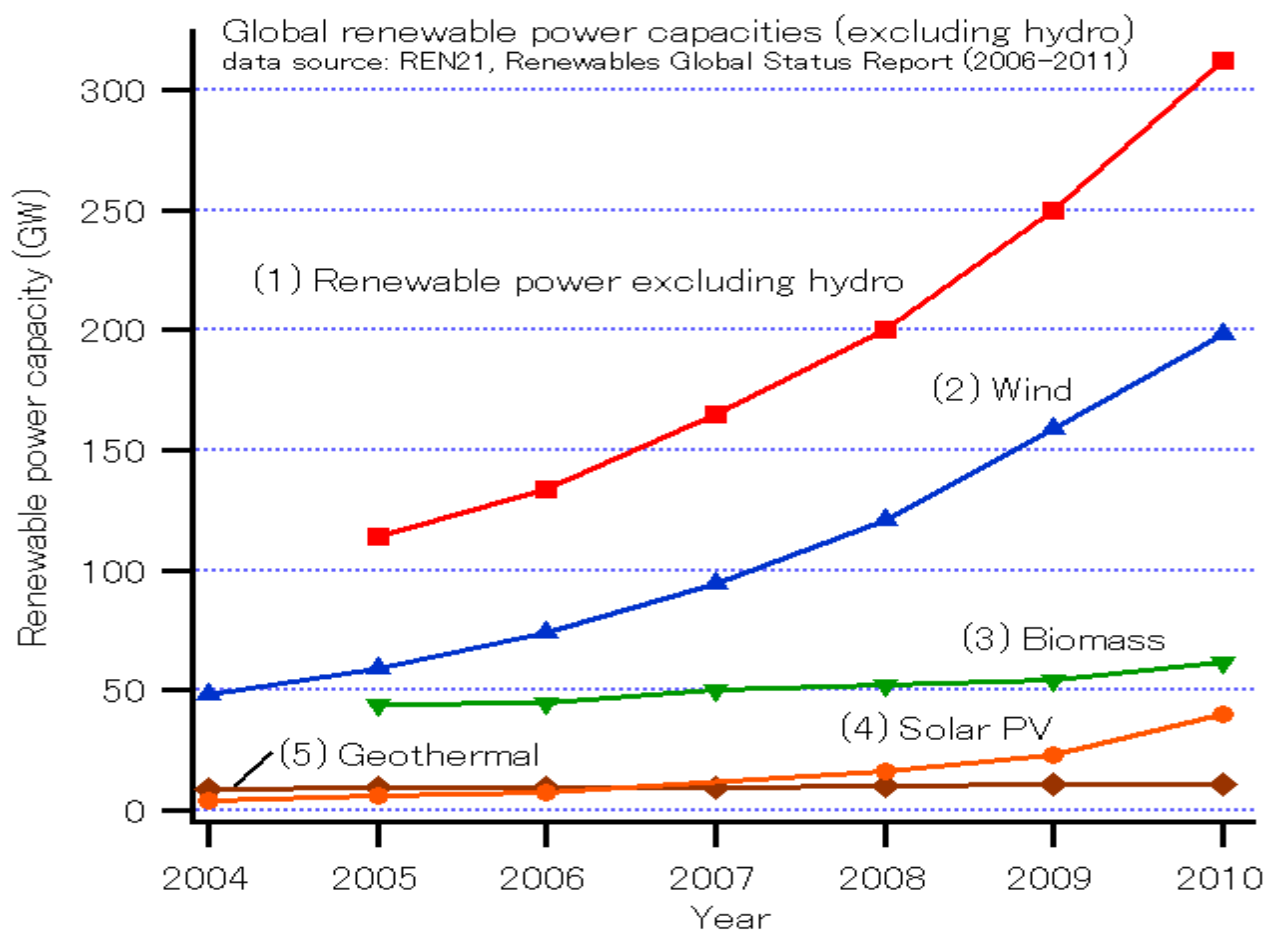
Το ενδιαφέρον για τις ήπιες μορφές ενέργειας ανακινήθηκε τη δεκαετία του 1970, ως αποτέλεσμα κυρίως των απανωτών πετρελαϊκών κρίσεων της εποχής, αλλά και της αλλοίωσης του περιβάλλοντος και της ποιότητας ζωής από τη χρήση κλασικών πηγών ενέργειας. Ιδιαίτερα ακριβές στην αρχή, ξεκίνησαν σαν πειραματικές εφαρμογές. Σήμερα όμως, λαμβάνονται υπόψη στους επίσημους σχεδιασμούς των ανεπτυγμένων κρατών για την ενέργεια και, αν και αποτελούν πολύ μικρό ποσοστό της ενεργειακής παραγωγής, ετοιμάζονται βήματα για περισσότερη αξιοποίησή τους.

1.1.4 Πλεονεκτήματα

- Είναι πολύ φιλικές προς το περιβάλλον, έχοντας ουσιαστικά μηδενικά κατάλοιπα και απόβλητα.
- Δεν πρόκειται να εξαντληθούν ποτέ, σε αντίθεση με τα ορυκτά καύσιμα.
- Μπορούν να βοηθήσουν την ενεργειακή αυτάρκεια μικρών και αναπτυσσόμενων χωρών, καθώς και να αποτελέσουν την εναλλακτική πρόταση σε σχέση με την οικονομία του πετρελαίου.
- Είναι ευέλικτες εφαρμογές που μπορούν να παράγουν ενέργεια ανάλογη με τις ανάγκες του επί τόπου πληθυσμού, καταργώντας την ανάγκη για τεράστιες μονάδες παραγωγής ενέργειας (καταρχήν για την ύπαιθρο) αλλά και για μεταφορά της ενέργειας σε μεγάλες αποστάσεις.
- Ο εξοπλισμός είναι απλός στην κατασκευή και τη συντήρηση και έχει μεγάλο χρόνο ζωής.
- Επιδοτούνται από τις περισσότερες κυβερνήσεις.

1.1.5 Μειονεκτήματα

- Έχουν αρκετά μικρό συντελεστή απόδοσης, της τάξης του 30% ή και χαμηλότερο. Συνεπώς απαιτείται αρκετά μεγάλο αρχικό κόστος εφαρμογής σε μεγάλη επιφάνεια γης. Γι' αυτό το λόγο μέχρι τώρα χρησιμοποιούνται σαν συμπληρωματικές πηγές ενέργειας.
- Για τον παραπάνω λόγο προς το παρόν δεν μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την κάλυψη των αναγκών μεγάλων αστικών κέντρων.
- Η παροχή και απόδοση της αιολικής, υδροηλεκτρικής και ηλιακής ενέργειας εξαρτάται από την εποχή του έτους αλλά και από το γεωγραφικό πλάτος και το κλίμα της περιοχής στην οποία εγκαθίστανται.
- Για τις αιολικές μηχανές υπάρχει η άποψη ότι δεν είναι κομψές από αισθητική άποψη κι ότι προκαλούν θόρυβο και θανάτους πουλιών. Με την εξέλιξη όμως της τεχνολογίας τους και την προσεκτικότερη επιλογή χώρων εγκατάστασης (π.χ. σε πλατφόρμες στην ανοιχτή θάλασσα) αυτά τα προβλήματα έχουν σχεδόν λυθεί.
- Για τα υδροηλεκτρικά έργα λέγεται ότι προκαλούν έκλυση μεθανίου από την αποσύνθεση των φυτών που βρίσκονται κάτω απ' το νερό κι έτσι συντελούν στο φαινόμενο του θερμοκηπίου.



Σχήμα 1 : Εγκατεστημένη ισχύς σε GW ανά τεχνολογία[6]

1.2 Αιολική Ενέργεια

1.2.1 Ορισμός

Γενικά αιολική ενέργεια ονομάζεται η ενέργεια που παράγεται από την εκμετάλλευση του πνέοντος ανέμου. Η ενέργεια αυτή οφείλεται στην κίνηση του ατμοσφαιρικού αέρα. Η γενική ατμοσφαιρική κυκλοφορία(άνεμος) οφείλεται κυρίως στην ηλιακή ακτινοβολία. Η διαφορά της θερμοκρασίας του αέρος δημιουργεί υπό ορισμένες προϋποθέσεις, διαφορές βαρομετρικής πίεσης μεταξύ παρακείμενων τόπων. Η διαφορά της θερμοκρασίας σε δυο περιοχές έχει ως αποτέλεσμα, η ατμοσφαιρική πίεση της περισσότερο ψυχρής περιοχής να είναι μεγαλύτερη της άλλης (της θερμότερης), με αποτέλεσμα να κινηθεί αέρια μάζα από τη ψυχρότερη στη θερμότερη περιοχή.

1.2.2 Ιστορικά στοιχεία - Εξέλιξη

Το όνομα της προήλθε χάρη στην Ελληνική Μυθολογία όπου ο Αίολος ήταν ο θεός του ανέμου. Η ενέργεια του ανέμου χρησιμοποιείται από την ανθρωπότητα εδώ και 3000 χρόνια. Η αρχαιότερη μορφή εκμετάλλευσης της αιολικής ενέργειας ήταν τα ιστία (πανιά) των πρώτων ιστιοφόρων πλοίων και πολύ αργότερα οι ανεμόμυλοι στην ξηρά. Έως τις αρχές του 20ου αιώνα η αιολική ενέργεια χρησιμοποιούνταν για την παροχή μηχανικής ενέργειας σε αντλίες νερού ή για το άλεσμα σιτηρών. Με το ξεκίνημα της μοντέρνας βιομηχανικής εποχής η χρήση της κυμαινόμενης αιολικής ενέργειας αντικαταστάθηκε από τις μηχανές εσωτερικής καύσης και τους ηλεκτρικούς κινητήρες, οι οποίοι παρείχαν μια πιο αξιόπιστη πηγή ενέργειας.

1.2.3 Μετρήσεις Αιολικής ενέργειας

Οι υπολογισμοί για την επιλογή της τοποθέτησης των Αιολικών πάρκων βασίζονται σε στατιστικά στοιχεία μετρήσης της αιολικής ενέργειας σε μια ορισμένη περιοχή, με κύριο χαρακτηριστικό την ανομοιομορφία του ανάγλυφου της γης. Η μετρήσεις του ανέμου πραγματοποιούνται με τα ανεμόμετρα τα οποία υπολογίζουν την ταχύτητα και την διεύθυνση του ανέμου.

1.3 Αιολικά Πάρκα (Α.Π)

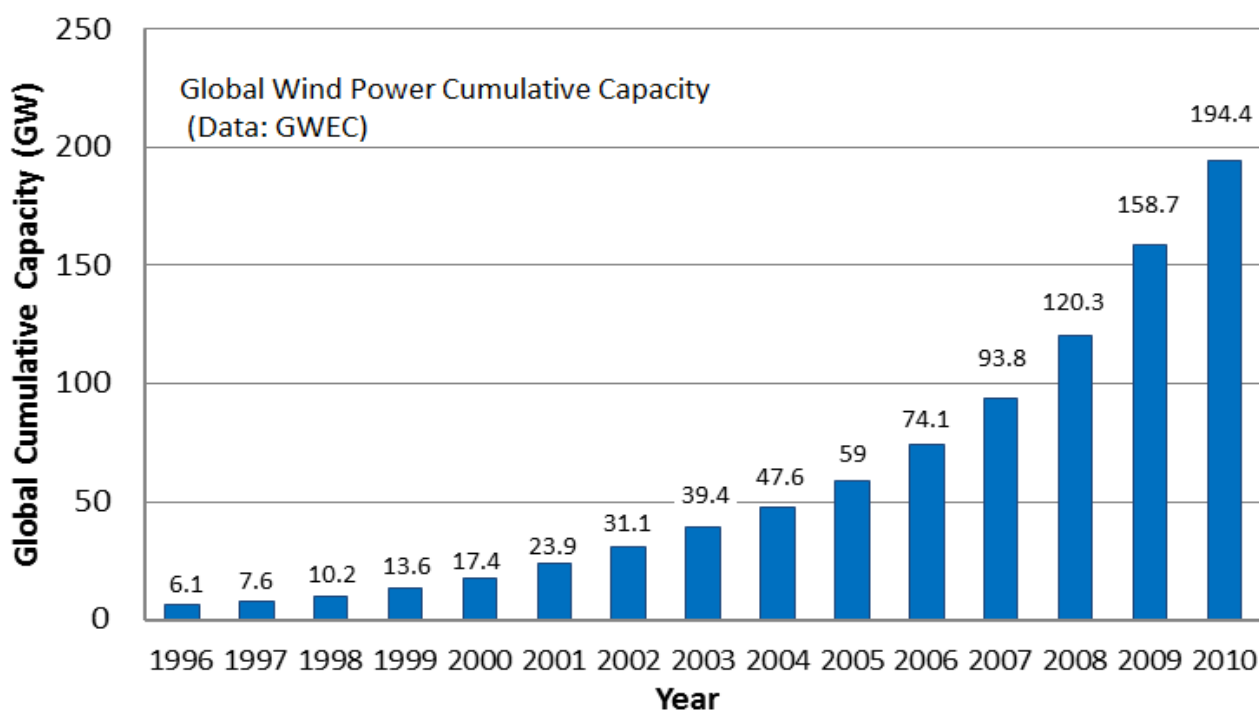
1.3.1 Ορισμός

Ένα αιολικό πάρκο είναι μια ομάδα ανεμογεννητριών (Α/Γ) στην ίδια θέση, που χρησιμοποιείται για να παραγάγει ηλεκτρική ενέργεια. Ένα μεγάλο αιολικό πάρκο μπορεί να αποτελεστεί από αρκετούς μεμονωμένους ανεμοστρόβιλους, και να καλύψει έναν εκτεταμένο τομέα εκατοντάδων τετραγωνικών μιλίων.

1.3.2 Ιστορικά στοιχεία - Εξέλιξη

Οι πρώτες ανεμογεννήτριες για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αναπτύχθηκαν στις αρχές του 20ου αιώνα. Μέχρι τα τέλη της δεκαετίας του 1990, η αιολική ενέργεια εξελίχθηκε ως μία από τις σημαντικότερες Α.Π.Ε. Κατά τη διάρκεια της τελευταίας δεκαετίας, η παγκόσμια εγκατεστημένη αιολική ισχύς διπλασιαζόταν περίπου κάθε 3 χρόνια, και η τάση αυτή δείχνει να συνεχίζεται. Το κόστος της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τον άνεμο έπεσε περίπου στο ένα έκτο του κόστους στις αρχές της δεκαετίας του '80, ενώ αξιοσημείωτο είναι το γεγονός πως μια ανεμογεννήτρια σημερινής τεχνολογίας μπορεί να παράγει ετησίως 180 φορές περισσότερη ηλεκτρική ενέργεια με κόστος ανά Kwh λιγότερο από το μισό συγκριτικά με μια ανεμογεννήτρια τεχνολογίας της δεκαετίας του 1980.

Στην Ελλάδα, μέχρι το Δεκέμβριο του 2009, στο διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς είχαν εγκατασταθεί 855 ανεμογεννήτριες 12 διαφορετικών κατασκευαστών, ισχύος από 105 kW έως 3,0 MW σε 74 αιολικά πάρκα. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς Α.Π. που βρίσκονται σε λειτουργία είναι περίπου 917 MW, ενώ επιπλέον 9 Α.Π. ισχύος 240 MW είχαν συνάψει συμβάσεις σύνδεσης με το ΔΕΣΜΗΕ έως το τέλος του 2009.



Σχήμα 2: Εξέλιξη της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος[7]

1.3.3 Πλεονεκτήματα

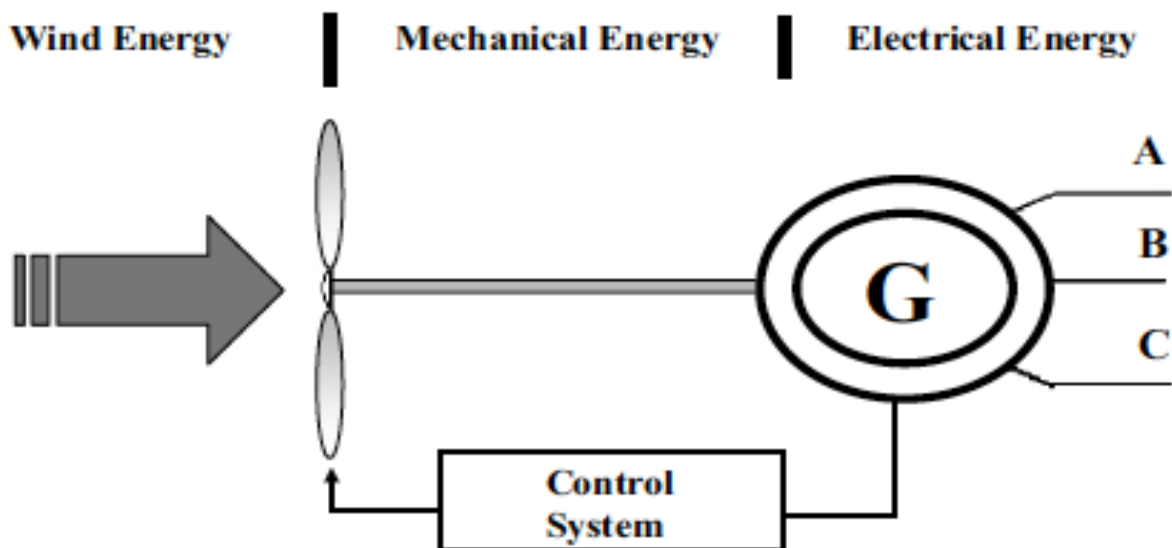
- Μηδενική ρύπανση
- Αξιοπιστία και μεγάλη διάρκεια ζωής (που φθάνει τα 30 χρόνια)
- Δυνατότητα επέκτασης ανάλογα με τις ανάγκες
- Ελάχιστη συντήρηση

1.3.4 Μειονεκτήματα

- Μεγάλο κόστος
- Αρκετός θόρυβος
- Τραυματισμοί ή θανατώσεις πτηνών
- Αντιαισθητικό θέαμα

1.3.5 Τρόπος Λειτουργίας

Οι ανεμογεννήτριες είναι συστήματα τα οποία μετατρέπουν την ενέργεια του ανέμου σε ηλεκτρική ενέργεια. Επειδή ο άνεμος είναι μια πηγή ενέργειας με μεγάλη μεταβλητότητα, ο σχεδιασμός και η λειτουργία μιας Α/Γ πρέπει να γίνεται λαμβάνοντας υπ' όψη το συγκεκριμένο δεδομένο. Η αιολική ενέργεια μετατρέπεται σε μηχανική μέσω μιας ανεμοτουρμπίνας η οποία αποτελείται από έναν αριθμό πτερυγίων, συνήθως τριών. Σε πολλές περιπτώσεις περιλαμβάνεται και ένα κιβώτιο ταχυτήτων το οποίο συμπλέκει τον άξονα χαμηλής ταχύτητας της ανεμοτουρμπίνας με τον δρομέα μεγαλύτερης ταχύτητας της γεννήτριας. Το σύστημα ελέγχου υλοποιεί τον έλεγχο βήματος πτερυγίων. Στη συνέχεια, η ηλεκτρική γεννήτρια μετατρέπει την μηχανική ενέργεια της ανεμοτουρμπίνας σε ηλεκτρική, η οποία εγχέεται στο δίκτυο.



Σχήμα 3: Γενικευμένο μοντέλο μιας ανεμογεννήτριας[7]

1.3.6 Τύποι Ανεμογεννητριών

Υπάρχουν δύο τύποι ανεμογεννητριών, οριζόντιου και κάθετου άξονα, με αυτές του οριζόντιου άξονα να είναι οι πιο διαδεδομένες αυτή τη στιγμή στον κόσμο. Η ονομαστική ισχύς μίας ανεμογεννήτριας έχει εύρος από μερικές δεκάδες watt μέχρι 15 MW σήμερα, ανάλογα με το μέγεθος και τα τεχνικά χαρακτηριστικά κάθε συσκευής. Κάθε ανεμογεννήτρια έχει μια χαρακτηριστική καμπύλη ταχύτητας- ισχύος (power curve) που φανερώνει τη σχέση μεταξύ της παραγόμενης ενέργειας και της ταχύτητας του ανέμου για κάθε τύπο ανεμογεννήτριας. Η καμπύλη αυτή εξαρτάται από διάφορες ιδιότητες της ανεμογεννήτριας όπως η επιφάνεια σάρωσης της φτερωτής, η αεροδυναμική και οι αποδόσεις των κιβωτίων ταχυτήτων και της μηχανής.

Οι ανεμογεννήτριες κατατάσσονται σε δύο βασικές κατηγορίες :

i) Ανεμογεννήτριες Οριζοντίου άξονα, των οποίων ο δρομέας (ρότορας του μοτέρ) είναι τύπου έλικα και βρίσκεται σε θέση παράλληλη με την κατεύθυνση του ανέμου και του εδάφους.



Σχήμα 4: Ανεμογεννήτριες Οριζόντιου Άξονα[7]

ii) Ανεμογεννήτριες Κατακόρυφου άξονα, των οποίων ο δρομέας (ρότορας του μοτέρ) παραμένει σταθερός και είναι κάθετος προς την επιφάνεια του εδάφους.



Σχήμα 5 : Ανεμογεννήτριες Κατακόρυφου Άξονα[7]

ΤΡΟΠΟΙ ΣΥΝΔΕΣΗΣ

2.1 Εισαγωγή

Οι τρόποι σύνδεσης ενός Αιολικού Πάρκου με το δίκτυο πραγματοποιούνται με βάση κάποιους κανόνες που ορίζει η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (Ρ.Α.Ε.) . Για λόγους οι οποίοι αναφέρονται στην “ΓΝΩΜΟΔΟΤΗΣΗ ΡΑΕ ΥΠ’ ΑΡΙΘΜ. 1/2007” η ΡΑΕ είναι υπεύθυνη για την έγκριση των Όρων και των Προϋποθέσεων Σύνδεσης Χρηστών στο Σύστημα Μεταφοράς. Οποιοσδήποτε επιθυμεί να εγχύσει ή να απορροφήσει ενέργεια από το δίκτυο υποχρεούται να συνάψει σύμβαση σύνδεσης με την ΡΑΕ.

2.2 Διαδικασία Σύναψης Σύμβασης Σύνδεσης

Η διαδικασία σύναψης σύμβασης σύνδεσης πραγματοποιείται με την Προσφορά Σύνδεσης σε υποψήφιους Χρήστες για νέα σύνδεση στο Σύστημα και σε υφιστάμενους Χρήστες για τροποποίηση υπάρχουσας σύνδεσης, από τον Διαχειριστή Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ) . Η διαδικασία χορήγησης Προσφοράς Σύνδεσης περιλαμβάνει τα ακόλουθα στάδια :

- Υποβολή αιτήματος σύνδεσης από τον υποψήφιο ή υφιστάμενο Χρήστη
- Εκπόνηση μελετών από το ΔΕΣΜΗΕ για τον καθορισμό του τρόπου σύνδεσης
- Έκδοση Προσφοράς Σύνδεσης από τον ΔΕΣΜΗΕ
- Αποδοχή ή μη της Προσφοράς Σύνδεσης από τον Χρήστη
- Επίλυση τυχόν διαφορών και έκδοση τελικής Προσφοράς Σύνδεσης

Μετά την αποδοχή της τελικής Προσφοράς Σύνδεσης από τον Χρήστη , ακολουθεί η σύναψη Σύμβασης Σύνδεσης.

2.2.1 Υποβολή Αιτήματος Σύνδεσης

Η υποβολή αιτήματος σύνδεσης του υποψήφιου ή υφιστάμενου Χρήστη θα πρέπει να περιλαμβάνει μια γραπτή αίτηση η οποία συνοδεύεται από τα ακόλουθα :

- Περιγραφή της επιδιωκόμενης σύνδεσης ή τροποποίησης του ήδη συνδεδεμένου με το Σύστημα εξοπλισμού του Χρήστη (έργο ανάπτυξης Χρήστη).

- Τα στοιχεία που καθορίζονται στο Κεφάλαιο 56 του ΚΔΣ&ΣΗΕ.
- Την επιθυμητή ημερομηνία σύνδεσης και ημερομηνία λειτουργίας του προτεινόμενου έργου ανάπτυξης Χρήστη.
- Αντίγραφο αποδεικτικού καταβολής στον τραπεζικό λογαριασμό του ΔΕΣΜΗΕ του προβλεπόμενου τιμήματος για την εκπόνηση των βασικών μελετών σύνδεσης.

Για να λάβει ο Χρήστης τα κατάλληλα ερωτηματολόγια θα πρέπει να απευθυνθεί στη Διεύθυνση Σχεδιασμού Συστήματος του ΔΕΣΜΗΕ. Για περιπτώσεις σύνδεσης σταθμών παραγωγής από ΑΠΕ το σχετικό αίτημα σύνδεσης υποβάλλεται μέσω των Περιφερειών στις οποίες ανήκουν γεωγραφικά οι τόποι εγκατάστασης των σταθμών παραγωγής.

2.2.2 Μελέτες Σύνδεσης

Ο ΔΕΣΜΗΕ εξετάζει το φάκελο με τα δικαιολογητικά που συνοδεύουν το παραπάνω αίτημα σύνδεσης. Με βάση τα στοιχεία του φακέλου εκπονεί τις απαραίτητες μελέτες, προκειμένου να αποφασίσει για τον βέλτιστο τεchnοοικονομικά τρόπο σύνδεσης των εγκαταστάσεων του Χρήστη με το Σύστημα.

Για την εκπόνηση των μελετών σύνδεσης ο υποψήφιος Χρήστης καταβάλλει στο ΔΕΣΜΗΕ τίμημα το ύψος του οποίου προσδιορίζεται βάσει του εκάστοτε ισχύοντος Τιμολογίου Σύνδεσης.

2.2.3 Προσφορά Σύνδεσης

Με βάση τα αποτελέσματα των παραπάνω μελετών σύνδεσης ο ΔΕΣΜΗΕ καθορίζει το βέλτιστο τεχνικά αποδεκτό τρόπο σύνδεσης, και καταρτίζει την Προσφορά Σύνδεσης εντός των χρονικών προθεσμιών. Με την Προσφορά Σύνδεσης καθορίζεται από το ΔΕΣΜΗΕ το σύνολο των έργων Συστήματος Μεταφοράς που απαιτούνται για τη σύνδεση του Χρήστη (Παραγωγού ή Πελάτη Υ.Τ.) με το Σύστημα. Σε περίπτωση σύνδεσης εγκαταστάσεων ΑΠΕ με το Σύστημα μέσω του Δικτύου, αρμόδιος για τον καθορισμό του τρόπου σύνδεσης στο Δίκτυο είναι ο Διαχειριστής του Δικτύου, ο οποίος προσκομίζει τα σχετικά στοιχεία στον Διαχειριστή του Συστήματος.

Η προσφορά σύνδεσης του ΔΕΣΜΗΕ περιλαμβάνει απαραίτητως τα εξής:

- Περιγραφή του τρόπου υλοποίησης της σύνδεσης
- Γενική περιγραφή του εξοπλισμού που χρησιμοποιείται στη σύνδεση
- Εκτίμηση των δαπανών που συνεπάγεται η υλοποίηση των έργων επέκτασης της προτεινόμενης σύνδεσης.
- Την προθεσμία αποδοχής της Προσφοράς Σύνδεσης από το Χρήστη
- Το χρόνο ισχύος της Προσφοράς Σύνδεσης.
- Ενδεικτική εκτίμηση του απαιτούμενου χρόνου υλοποίησης της σύνδεσης.

2.2.4 Αποδοχή Προσφοράς Σύνδεσης

Ο Χρήστης οφείλει να αποδεχθεί γραπτώς την Προσφορά Σύνδεσης εντός χρονικής προθεσμίας σαράντα πέντε (45) ημερολογιακών ημερών. Μετά την παρέλευση της προθεσμίας αυτής η Προσφορά Σύνδεσης παύει να ισχύει αυτοδικαίως.

2.2.5 Σύμβαση Σύνδεσης

Με την αποδοχή της τελικής Προσφοράς Σύνδεσης, ο Χρήστης αιτείται τη σύναψη της Σύμβασης Σύνδεσης στο Σύστημα. Η Σύμβαση Σύνδεσης αυτή είναι τριμερής και συνάπτεται μεταξύ του ΔΕΣΜΗΕ, του Κυρίου του Συστήματος και του Χρήστη. Στη Σύμβαση καθορίζονται μεταξύ άλλων οι υποχρεώσεις και τα όρια ευθύνης των συμβαλλομένων μερών περιλαμβανομένων των υποχρεώσεων καταβολής των προβλεπόμενων τιμημάτων, το χρονοδιάγραμμα υλοποίησης των έργων επέκτασης για τη σύνδεση ή/και των έργων ενίσχυσης που απαιτούνται λόγω της σύνδεσης, το οποίο είναι δεσμευτικό για έκαστο συμβαλλόμενο για τα τμήματα έργου που αναλαμβάνει να υλοποιήσει και τα θέματα που τον αφορούν, εξαιρουμένων θεμάτων που δεν μπορούν να προβλεφθούν και βρίσκονται εκτός της σφαίρας ελέγχου των μερών, καθώς και οι διαδικασίες ελέγχου και παραλαβής των έργων.

Προϋπόθεση για τη σύναψη της Σύμβασης Σύνδεσης αποτελεί η προσκόμιση γραπτής έγγραφης βεβαίωσης περί της καταλληλότητας του προτεινομένου οικοπέδου του Υ/Σ σε ό,τι αφορά τα θέματα επάρκειας χώρου και της δυνατότητας κατασκευής επαρκούς δικτύου γείωσης.

Επίσης, ειδικά για τη σύνδεση σταθμού παραγωγής, είναι επιπλέον απαραίτητο κατά τη σύναψη της αντίστοιχης Σύμβασης Σύνδεσης να έχουν εκδοθεί και να είναι σε ισχύ οι εξής άδειες:

- Άδεια Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας
- Άδεια Εγκατάστασης Σταθμού Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

2.3 Κριτήρια Επιλογής Τρόπου Σύνδεσης

2.3.1 Επιλογή Επιπέδου Τάσης

Το προτεινόμενο από το ΔΕΣΜΗΕ επίπεδο τάσεως Συστήματος 400 kV ή 150 kV στο οποίο πρόκειται να συνδεθεί ένας μελλοντικός σταθμός παραγωγής εξαρτάται από το μέγεθος και το πλήθος των μονάδων παραγωγής από τις οποίες αποτελούνται οι εγκαταστάσεις του σταθμού παραγωγής, τη συμβατότητα με τη μελλοντική ανάπτυξη του Συστήματος, την εγγύτητα με το υπάρχον Σύστημα και το κόστος της προτεινόμενης σύνδεσης.

Οι συνδεδεμένοι στο Σύστημα Πελάτες συνδέονται κατά κανόνα στο επίπεδο τάσεως μεταφοράς των 150 kV.

2.3.2 Κριτήριο Σχεδιασμού <<N-1>>

Η εφαρμογή του κριτηρίου σχεδιασμού «N-1» διασφαλίζει ότι υπό οποιεσδήποτε συνθήκες λειτουργίας, η απώλεια οποιουδήποτε συστατικού στοιχείου του Συστήματος Μεταφοράς (ιδίως γραμμής μεταφοράς, μετασχηματιστή ή Μονάδας Παραγωγής) δεν θέτει σε κίνδυνο την ασφάλεια λειτουργίας του Συστήματος και δεν οδηγεί σε περαιτέρω απώλεια στοιχείων του Συστήματος ή σε διακοπές τροφοδοσίας. Επιπλέον, η ικανοποίηση του κριτηρίου «N-1» προϋποθέτει τη δυνατότητα αναδιαμόρφωσης του Συστήματος μετά την απώλεια ενός συστατικού του στοιχείου, ώστε να είναι σε θέση κατά το δυνατόν να συμμορφωθεί εκ νέου με το κριτήριο «N-1» μέσα στον ελάχιστο δυνατό χρόνο, προκειμένου η απώλεια ενός περαιτέρω στοιχείου να μη θέσει σε κίνδυνο την ασφάλεια λειτουργίας.

Ειδικά για τη σύνδεση σταθμών παραγωγής από αιολικά πάρκα, λόγω της στοχαστικής φύσης της εν λόγω παραγωγής, μπορεί να μην τυγχάνει εφαρμογής το κριτήριο «N-1» εφόσον τούτο δεν μειώνει την αξιοπιστία του Συστήματος, κατά την κρίση του ΔΕΣΜΗΕ.

Ωστόσο, ο Διαχειριστής του Συστήματος, λαμβάνοντας υπόψη το πρόγραμμα ανάπτυξης του Συστήματος Μεταφοράς (ΜΑΣΜ) καθώς και πιο μακροπρόθεσμα σχέδια ανάπτυξης ή διαφαινόμενες ανάγκες ανάπτυξης του Συστήματος Μεταφοράς ή ακόμη και προκειμένου να εξυπηρετούνται άμεσες ανάγκες του Συστήματος Μεταφοράς, δύναται να επιλέγει τρόπο σύνδεσης ο οποίος διαφοροποιείται από τη Σύνδεση Ελαχίστου Κόστους, εφόσον, κατά την τεκμηριωμένη κρίση του, με την επιλογή αυτή διασφαλίζεται ορθολογικότερη ανάπτυξη και προάγεται η ασφαλής λειτουργία και η οικονομικότητα του Συστήματος Μεταφοράς.

2.3.3 Λοιπά Κριτήρια

Εκτός των ανωτέρω περιγραφομένων κριτηρίων, για την τελική επιλογή του τρόπου σύνδεσης των εγκαταστάσεων του Χρήστη με το Σύστημα λαμβάνονται υπόψη και τα εξής:

- Οι απαιτήσεις που καθορίζονται στον Κώδικα Διαχείρισης Συστήματος
- Στοιχεία που παρέχονται από το Χρήστη
- Τυχόν ειδικές απαιτήσεις του Χρήστη.

2.4 Περιγραφή Έργων Σύνδεσης

2.4.1 Όρια Εγκαταστάσεων

Ως όριο ανάμεσα στο Σύστημα και τις εγκαταστάσεις του Χρήστη καθορίζεται διακοπτική συσκευή (διακόπτης ή αποζεύκτης) που βρίσκεται στην πλευρά της υψηλής τάσης του Μετασχηματιστή ισχύος του Χρήστη. Η εν λόγω συσκευή ανήκει στο Χρήστη. Σύμφωνα με τα ίδια Άρθρα, κάθε επιμέρους θέμα σχετικά με τα όρια καθώς και με τον ειδικότερο προσδιορισμό και την κατανομή της αρμοδιότητας και της ευθύνης μεταξύ των δύο μερών (ΔΕΣΜΗΕ και Χρήστη) καθορίζεται με την αντίστοιχη Σύμβαση Σύνδεσης.

Σε περιπτώσεις σύνδεσης μονάδων παραγωγής από ΑΠΕ, για τον καθορισμό των ορίων μεταξύ Συστήματος και εγκαταστάσεων Χρήστη και τον επιμερισμό των σχετικών ευθυνών και αρμοδιοτήτων λαμβάνονται ειδικότερα υπόψη οι δυνατότητες που παρέχονται βάσει της κείμενης νομοθεσίας περί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και περί της αδειοδότησης των εν λόγω εγκαταστάσεων.

2.4.2 Κατηγορίες Έργων Επέκτασης

Τα έργα που απαιτούνται κατά τη σύνδεση νέων χρηστών στο Σύστημα διακρίνονται σε:

α) Έργα Επέκτασης για Σύνδεση

Τα έργα επέκτασης για τη σύνδεση είναι το σύνολο των εγκαταστάσεων και εξοπλισμού, που απαιτούνται για τη σύνδεση από το όριο των εγκαταστάσεων του Χρήστη μέχρι το υφιστάμενο Σύστημα.

Τα έργα επέκτασης του Συστήματος για τη σύνδεση Χρήστη δύνανται εν γένει να υλοποιούνται είτε από τον Χρήστη είτε από τον Κύριο του Συστήματος και οι σχετικές ευθύνες προσδιορίζονται σε κάθε περίπτωση στη Σύμβαση Σύνδεσης.

Το κόστος υλοποίησης και θέσης σε λειτουργία των έργων επέκτασης για σύνδεση, περιλαμβανομένων των έργων επέκτασης που απαιτείται να υλοποιηθούν σε υφιστάμενο υποσταθμό του Συστήματος, βαρύνει αποκλειστικά το Χρήστη. Ωστόσο, η επιβάρυνση του Χρήστη δεν δύναται να υπερβαίνει τη συνολική δαπάνη που αφορά στην υλοποίηση και θέση σε λειτουργία των έργων επέκτασης της Σύνδεσης Ελαχίστου Κόστους.

β) Έργα Ενίσχυσης Λόγω Σύνδεσης

Τα έργα ενίσχυσης λόγω της σύνδεσης είναι αυτά που απαιτούνται στο Σύστημα λόγω της σύνδεσης νέων χρηστών στο Σύστημα και τα οποία δεν είναι έργα επέκτασης για τη Σύνδεση.

Ο ΔΕΣΜΗΕ υποχρεούται να εκπονεί μελέτη για τα απαιτούμενα έργα ενίσχυσης λόγω σύνδεσης, τα οποία και εντάσσονται στο γενικότερο σχεδιασμό και προγραμματισμό ανάπτυξης του Συστήματος (ΜΑΣΜ) που θα αναθεωρείται αναλόγως.

2.4.3 Γενική Περιγραφή Έργων Επέκτασης

Η σύνδεση των εγκαταστάσεων του Χρήστη με το Σύστημα μπορεί να πραγματοποιηθεί με έναν από τους ακόλουθους τρόπους:

- ✧ Απευθείας σύνδεση των εγκαταστάσεων του Χρήστη σε υφιστάμενο Υ/Σ του Συστήματος με κατάλληλη τροποποίηση του τελευταίου.
- ✧ Σύνδεση του Υ/Σ του Χρήστη σε ενδιάμεσο σημείο υφιστάμενης Γ.Μ. Του Συστήματος. Στην περίπτωση που η Γ.Μ. δεν διέρχεται από το γήπεδο του Υ/Σ του Χρήστη, για τη σύνδεση στη γραμμή αυτή θα απαιτηθεί οπωσδήποτε και ένα νέο τμήμα Γ.Μ.
- ✧ Σύνδεση του Υποσταθμού (Υ/Σ) του Χρήστη σε υφιστάμενο Υ/Σ του Συστήματος μέσω Γραμμής Μεταφοράς (Γ.Μ.).

Από τα παραπάνω συνάγεται το συμπέρασμα ότι στη γενική περίπτωση τα έργα επέκτασης για σύνδεση μπορούν να ομαδοποιηθούν ως ακολούθως:

α) Έργα Γραμμών Μεταφοράς

Στις περιπτώσεις που προβλέπεται σύνδεση του Υ/Σ του Χρήστη με το Σύστημα μέσω Γ.Μ., αυτή πρέπει να γίνεται ως εξής:

- Εφόσον η σύνδεση γίνεται σε υφιστάμενο Υ/Σ του Συστήματος, προβλέπονται μία ή περισσότερες Γ.Μ. που συνδέουν απευθείας τον Υ/Σ του Χρήστη με τον υφιστάμενο Υ/Σ.
- Εφόσον η σύνδεση υλοποιείται σε ένα ή περισσότερα ενδιάμεσα σημεία υφισταμένων Γ.Μ. του Συστήματος, για κάθε ένα από αυτά τα σημεία η εν λόγω σύνδεση πραγματοποιείται κατά κανόνα με είσοδο - έξοδο διπλού κυκλώματος γραμμής μεταφοράς, κατ' ελάχιστον του αυτού τύπου με τη γραμμή μεταφοράς στην οποία πραγματοποιείται η σύνδεση.

Οι Γ.Μ. που προβλέπονται για τη σύνδεση επιλέγονται μεταξύ των τύπων εναερίων Γ.Μ. που έχουν υιοθετηθεί για το Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς:

- E/150 : Γ.Μ. 150 kV ελαφρού τύπου απλού κυκλώματος
- B/150 : Γ.Μ. 150 kV βαρέως τύπου απλού κυκλώματος
- 2B/150 : Γ.Μ. 150 kV βαρέως τύπου διπλού κυκλώματος
- B' B'/400 : Γ.Μ. 400 kV βαρέως τύπου απλού κυκλώματος δίδυμου αγωγού ανά φάση.
- 2B' B'/400 : Γ.Μ. 400 kV βαρέως τύπου διπλού κυκλώματος, διδύμου αγωγού ανά φάση
- B' B' B'/400 : Γ.Μ. 400 kV βαρέως τύπου απλού κυκλώματος, τρίδυμου αγωγού ανά φάση.

Για λόγους ομοιομορφίας σχεδιάσεως του Συστήματος και συντηρήσεώς του από τον Κύριο του Συστήματος, η μελέτη και η κατασκευή των ως άνω έργων πραγματοποιείται βάσει των σχετικών προδιαγραφών που έχουν υιοθετηθεί για το Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς, οι οποίες διατίθενται από τον ΔΕΣΜΗΕ.

β) Έργα Τμήματος Υψηλής και Υπερυψηλής Τάσης Υποσταθμού

Για λόγους ομοιομορφίας σχεδιάσεως του Συστήματος και συντηρήσεώς του από τον Κύριο του Συστήματος, το τμήμα του Υ/Σ που περιλαμβάνεται εντός των ορίων του Συστήματος Μεταφοράς, όπως αυτά καθορίζονται βάσει των διατάξεων του ΚΔΣ&ΣΗΕ (Άρθρο 303) ή προσδιορίζονται ειδικότερα στη Σύμβαση Σύνδεσης κατασκευάζεται σύμφωνα με τις σχετικές προδιαγραφές που έχουν υιοθετηθεί στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς, οι οποίες διατίθενται από τον

ΔΕΣΜΗΕ.

γ) Απαιτούμενα Έργα σε Υφιστάμενο Υποσταθμό ή ΚΥΤ του Συστήματος για τη Σύνδεση Υποσταθμού Χρήστη

Στην κατηγορία αυτή περιλαμβάνονται οι πύλες αναχώρησης 150 kV ή 400 kV που απαιτείται να εγκατασταθούν εντός υφισταμένων Υ/Σ ή ΚΥΤ, όπου αυτό κρίνεται απαραίτητο. Οι πύλες αυτές είναι γενικά όμοιες με τις αντίστοιχες πύλες αναχώρησης που εγκαθίστανται στους ζυγούς 150 kV ή 400 kV του Υ/Σ του Χρήστη

2.5 Περιπτώσεις Σύνδεσης ενός Α.Π. στο Σύστημα 150kV

2.5.1 Εισαγωγή

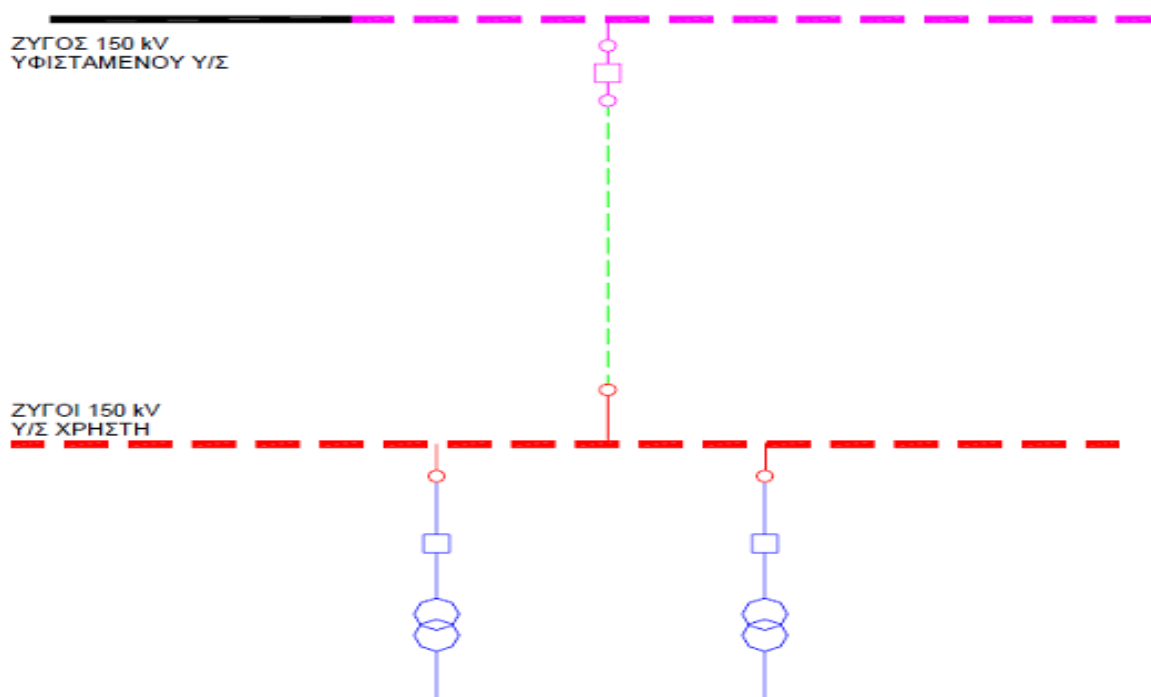
Η παρούσα διπλωματική εργασία ασχολείται με την σύνδεση ενός Α.Π. με το σύστημα στην περιοχή της Κρήτης. Λόγω της γεωγραφικής περιοχής υπάρχουν κάποιοι επιπλέον περιορισμοί για την κατασκευή ενός Α.Π. και την σύνδεση του στο σύστημα. Το σύστημα στην περιοχή της Κρήτης χρησιμοποιεί μόνο συστήματα Υψηλή Τάσης (Υ/Τ) και όχι Υπερυψηλής Τάσης (ΥΥ/Τ) το οποίο σημαίνει ότι η εργασία ασχολείται με την σύνδεση ενός Α.Π. με το σύστημα σε Υ/Τ 150 kV.

Ένας επιπλέον περιορισμός είναι ότι η ισχύς που παράγει το Α.Π. δεν μπορεί να ξεπερνά τα 100 MW κάτι το οποίο σημαίνει ότι η δημιουργία ενός Υποσταθμού του χρήστη δεν είναι μόνο ανάλογη της ισχύος του Α.Π. αλλά και της απόστασης του από τον πλησιέστερο υφιστάμενο Υποσταθμό(Υ/Σ) ή από την πλησιέστερη Γραμμή Μεταφοράς (Γ.Μ). Το γεγονός ότι η ισχύς του Α.Π. δεν μπορεί να ξεπερνά τα 100 MW μας δείχνει επίσης ότι σε κάθε νέο Υ/Σ μπορούν να τοποθετηθούν ως τρεις Μετασχηματιστές (Μ/Σ) ανύψωσης τάσης.

Με βάση τα παραπάνω οι δυνατές συνδέσεις ενός Α.Π. στο σύστημα 150kV αναλύονται στα παρακάτω εδάφια.

2.5.2 Σύνδεση νέου Υ/Σ Χρήστη σε Υφιστάμενο Υ/Σ του Συστήματος

Για τη σύνδεση του νέου Υ/Σ ανύψωσης του Χρήστη σε υφιστάμενο Υ/Σ του Συστήματος απαιτείται μία Γ.Μ. 150 kV απλού κυκλώματος και ο Υ/Σ του Χρήστη να περιλαμβάνει απλό ζυγό 150 kV και απλοποιημένη πύλη αναχώρησης. Τα παραπάνω φαίνονται στο σχήμα 6 που ακολουθεί.

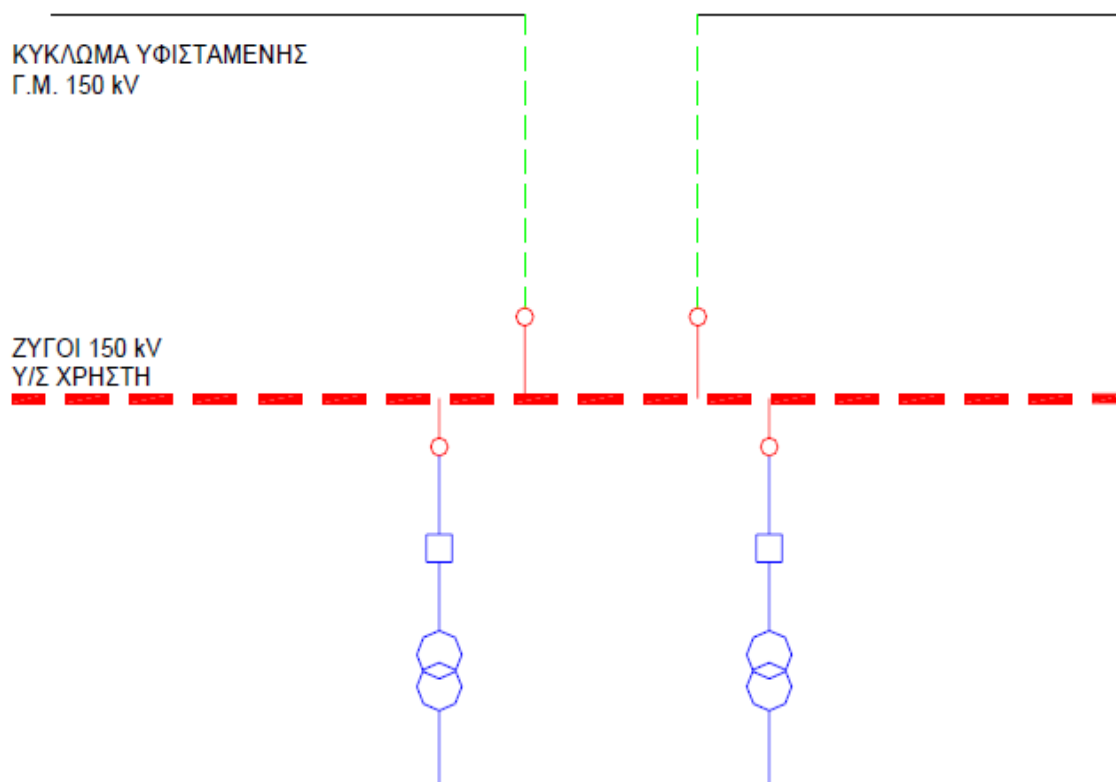


Σχήμα 6 : Σύνδεση Υ/Σ Χρήστη στους ζυγούς 150kV υφιστάμενου Υ/Σ του Συστήματος[6]

2.5.3 Σύνδεση σε Ενδιάμεσο Σημείο Υφιστάμενης Γ.Μ. Σε απόσταση μικρότερη από 5 km.

α) Ο Υ/Σ του Χρήστη περιλαμβάνει μέχρι δυο Μετασχηματιστές

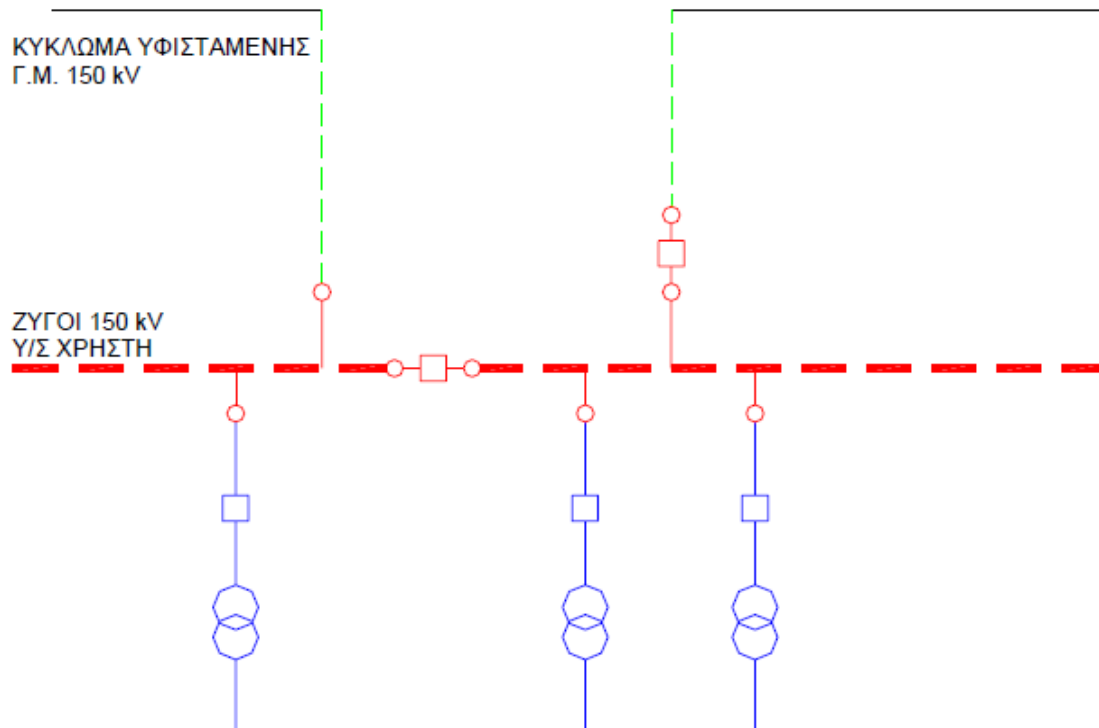
Για την σύνδεση του νέου Υ/Σ ανύψωσης του Χρήστη σε ενδιάμεσο σημείο υφιστάμενης Γ.Μ. 150 kV του Συστήματος, όταν ο Υ/Σ απέχει λιγότερο από περίπου 5 km από τη ζώνη όδευσης της Γ.Μ. και περιλαμβάνει μέχρι δύο Μ/Σ ανύψωσης, οι συνδέσεις γίνονται με είσοδο – έξοδο μέσω μίας Γ.Μ. 150 kV διπλού κυκλώματος, η οποία τερματίζει σε δύο απλοποιημένες πύλες αναχώρησης στον Υ/Σ του Χρήστη. Τα παραπάνω φαίνονται στο σχήμα 7 που ακολουθεί.



Σχήμα 7: Σύνδεση Υ/Σ ανύψωσης σταθμού παραγωγής από ΑΠΕ σε ενδιάμεσο σημείο υφιστάμενης Γ.Μ. 150 kV του Συστήματος και σε απόσταση κάτω των 5 km περίπου από τον Υ/Σ ανύψωσης, ο οποίος περιλαμβάνει μέχρι 2 Μ/Σ ανύψωσης[6]

β) Ο Υ/Σ του Χρήστη περιλαμβάνει τουλάχιστον τρεις Μετασχηματιστές

Για την σύνδεση του νέου Υ/Σ ανύψωσης του Χρήστη σε ενδιάμεσο σημείο υφιστάμενης Γ.Μ. 150 kV του Συστήματος, όταν ο Υ/Σ απέχει λιγότερο από περίπου 5 km από τη ζώνη όδευσης της Γ.Μ. και περιλαμβάνει μέχρι δύο Μ/Σ ανύψωσης, οι συνδέσεις γίνονται με είσοδο – έξοδο μέσω μίας Γ.Μ. 150 kV διπλού κυκλώματος, η οποία τερματίζει σε μία απλοποιημένη και μία πλήρη πύλη αναχώρησης στον Υ/Σ του Χρήστη. Ο ζυγός 150 kV του Υ/Σ του Χρήστη περιλαμβάνει πλήρη πύλη τομής ζυγών μεταξύ των δύο προαναφερομένων πυλών αναχώρησης. Τα παραπάνω φαίνονται στο σχήμα 8 που ακολουθεί.

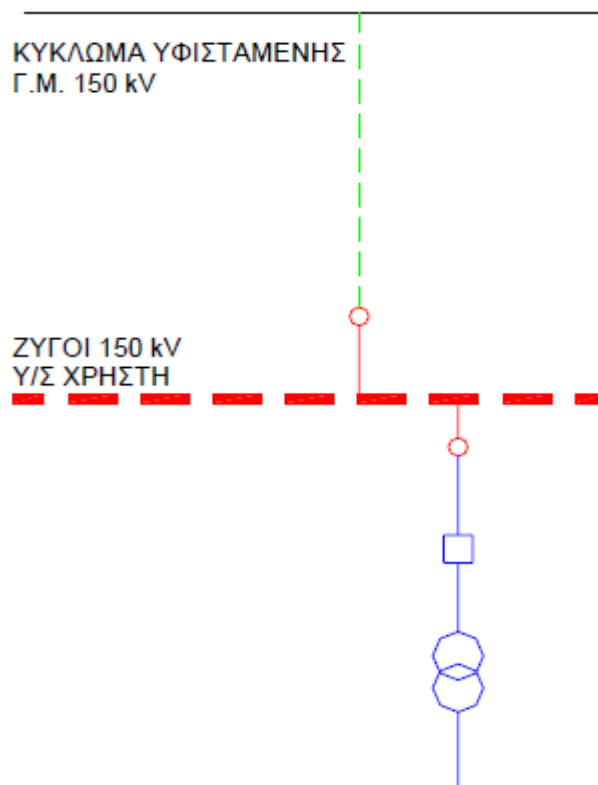


Σχήμα 8 : Σύνδεση Υ/Σ ανύψωσης σταθμού παραγωγής από ΑΠΕ σε ενδιάμεσο σημείο υφιστάμενης Γ.Μ. 150 kV του Συστήματος και σε απόσταση κάτω των 5 km περίπου από τον Υ/Σ ανύψωσης, ο οποίος περιλαμβάνει τουλάχιστον 3 Μ/Σ ανύψωσης[6]

2.5.4 Σύνδεση σε Ενδιάμεσο Σημείο Υφιστάμενης Γ.Μ. σε απόσταση μεγαλύτερη από 5 km

α) Ο Υ/Σ του Χρήστη περιλαμβάνει έναν Μετασχηματιστή

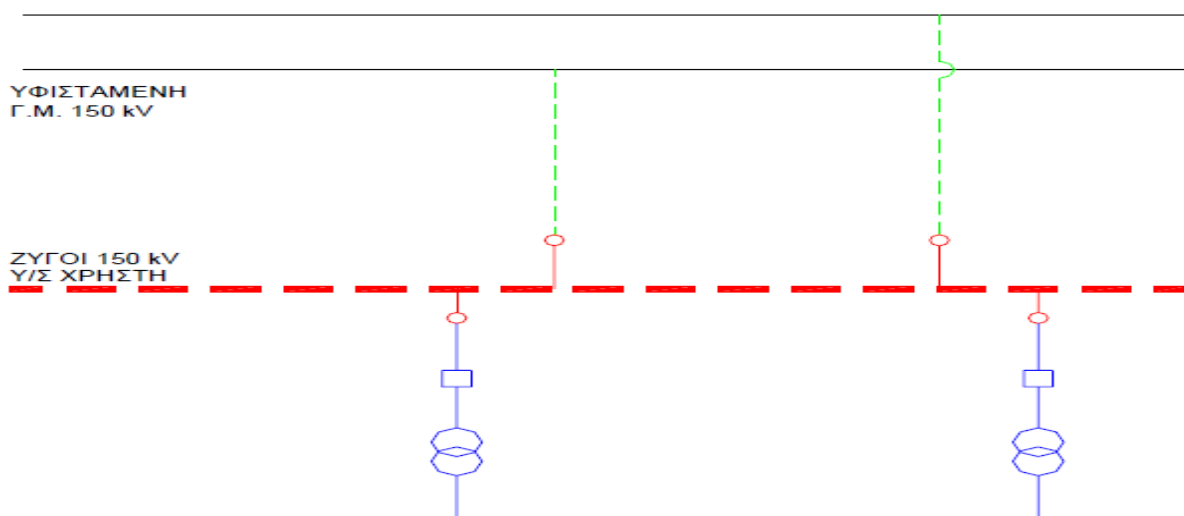
Για την σύνδεση του νέου Υ/Σ ανύψωσης του Χρήστη σε ενδιάμεσο σημείο υφιστάμενης Γ.Μ. 150 kV του Συστήματος, όταν ο Υ/Σ απέχει περισσότερο από περίπου 5 km από τη ζώνη όδευσης της Γ.Μ. και περιλαμβάνει έναν Μ/Σ ανύψωσης, οι συνδέσεις γίνονται με ΤΑΠ μέσω μίας Γ.Μ. 150 kV απλού κυκλώματος, η οποία τερματίζει σε απλοποιημένη πύλη αναχώρησης στον Υ/Σ του Χρήστη. Τα παραπάνω φαίνονται στο σχήμα 9 που ακολουθεί.



Σχήμα 9: Σύνδεση Υ/Σ ανύψωσης σταθμού παραγωγής από ΑΠΕ σε ενδιάμεσο σημείο υφιστάμενης Γ.Μ. 150 kV του Συστήματος και σε απόσταση τουλάχιστον 5 km περίπου από τον Υ/Σ ανύψωσης, ο οποίος περιλαμβάνει έναν Μ/Σ ανύψωσης[6]

β) Ο Υ/Σ του Χρήστη περιλαμβάνει δύο Μετασχηματιστές

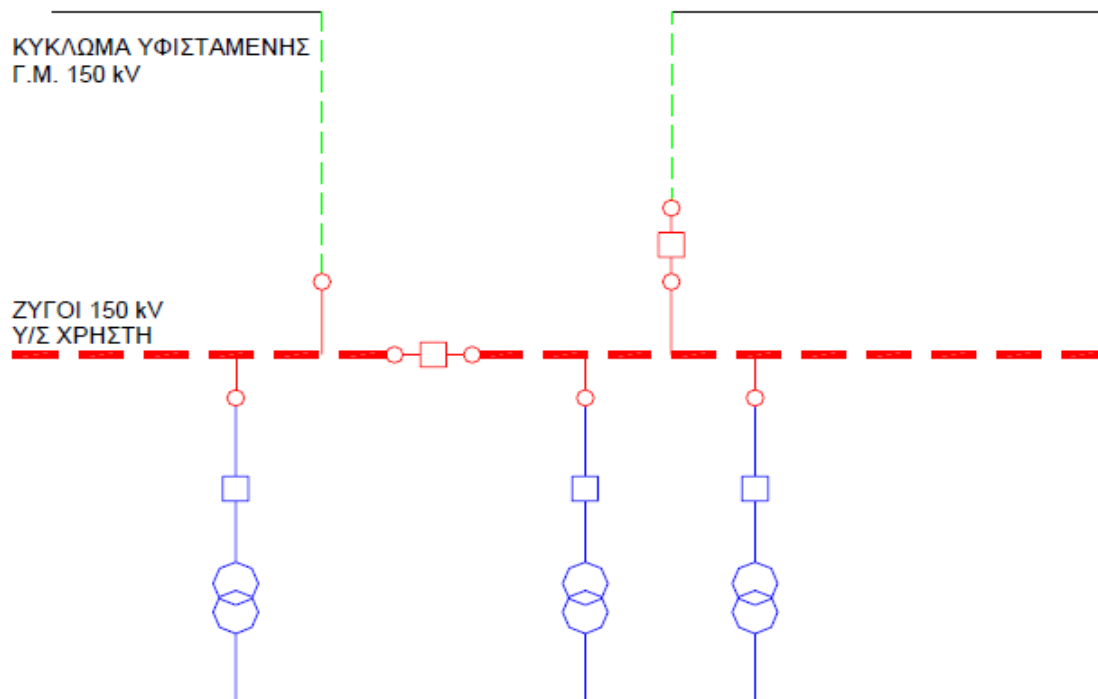
Για τη σύνδεση του νέου Υ/Σ ανύψωσης του Χρήστη σε ενδιάμεσο σημείο υφιστάμενης Γ.Μ. 150 kV του Συστήματος, όταν ο Υ/Σ απέχει περισσότερο από περίπου 5 km από τη ζώνη όδευσης της Γ.Μ. και περιλαμβάνει δύο Μ/Σ ανύψωσης, οι συνδέσεις γίνονται με διπλό ΤΑΠ μέσω μίας Γ.Μ. 150 kV διπλού κυκλώματος, η οποία τερματίζει σε δύο απλοποιημένες πύλες αναχώρησης στον Υ/Σ του Χρήστη. Τα παραπάνω φαίνονται στο σχήμα 10 που ακολουθεί.



Σχήμα 10: Σύνδεση Υ/Σ ανύψωσης σταθμού παραγωγής από ΑΠΕ σε ενδιάμεσο σημείο υφιστάμενης Γ.Μ. 150 kV του Συστήματος και σε απόσταση τουλάχιστον 5 km περίπου από τον Υ/Σ ανύψωσης, ο οποίος περιλαμβάνει 2 Μ/Σ ανύψωσης[6]

γ) Ο Υ/Σ του Χρήστη περιλαμβάνει τρεις Μετασχηματιστές

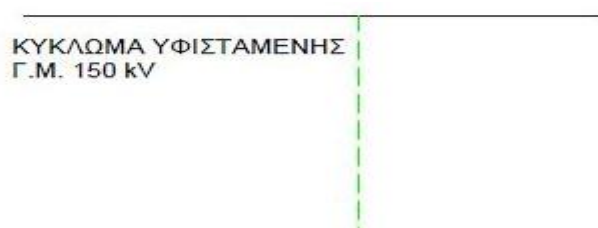
Για τη σύνδεση του νέου Υ/Σ ανύψωσης του Χρήστη σε ενδιάμεσο σημείο υφιστάμενης Γ.Μ. 150 kV του Συστήματος, όταν ο Υ/Σ απέχει περισσότερο από περίπου 5 km από τη ζώνη όδευσης της Γ.Μ. και περιλαμβάνει τρεις Μ/Σ ανύψωσης, οι συνδέσεις γίνονται με είσοδο – έξοδο μέσω μίας Γ.Μ. 150 kV διπλού κυκλώματος, η οποία τερματίζει σε μία απλοποιημένη και μία πλήρη πύλη αναχώρησης στον Υ/Σ του Χρήστη. Ο ζυγός 150 kV του Υ/Σ του Χρήστη περιλαμβάνει πλήρη πύλη τομής ζυγών μεταξύ των δύο προαναφερομένων πυλών αναχώρησης. Τα παραπάνω φαίνονται στο σχήμα 11 που ακολουθεί.



Σχήμα 11 : Σύνδεση Υ/Σ ανύψωσης σταθμού παραγωγής από ΑΠΕ σε ενδιάμεσο σημείο υφιστάμενης Γ.Μ. 150 kV του Συστήματος και σε απόσταση άνω των 5 km περίπου από τον Υ/Σ ανύψωσης, ο οποίος περιλαμβάνει τουλάχιστον 3 Μ/Σ ανύψωσης[6]

2.5.5 Απευθείας σύνδεση των εγκαταστάσεων του Χρήστη σε υφιστάμενο Υ/Σ του Συστήματος με κατάλληλη τροποποίηση του τελευταίου.

Για την απευθείας σύνδεση των εγκαταστάσεων του Χρήστη σε υφιστάμενο Υ/Σ του Συστήματος με κατάλληλη τροποποίηση του τελευταίου, οι συνδέσεις γίνονται με γραμμή μέσης τάσης, η οποία τερματίζει σε μια απλοποιημένη πύλη αναχώρησης στον Υ/Σ του συστήματος. Τα παραπάνω φαίνονται στο σχήμα 12 που ακολουθεί.



Σχήμα 12 : Απευθείας σύνδεση χρήστη σε Υ/Σ του συστήματος

ΤΕΧΝΙΚΕΣ ΑΠΑΙΤΗΣΕΙΣ

3.1 Εισαγωγή

Ο μακροπρόθεσμος στόχος (έτος 2050) που προέκυψε μετά το τέλος της Δημόσιας Διαβούλευσης του ΔΕΣΜΗΕ τον Οκτώβρη του 2010, είναι η διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή με ποσοστό 80%, κατά το οποίο η Αιολική Ενέργεια θα κατέχει το 30%. Η μεγάλη Αιολική Διείσδυση συνεπάγεται σημαντικές αλλαγές στην λειτουργία του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ) και στην λειτουργία της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΗΕ). Αυτό προκύπτει από την αδυναμία ελέγχου της Αιολικής Παραγωγής λόγω της στοχαστικότητας και της υψηλής μεταβλητότητας του ανέμου. Για αυτό το λόγω ο ΔΕΣΜΗΕ βρίσκεται αντιμέτωπος με καινούργια προβλήματα και απαιτήσεις για την λειτουργία και τον σχεδιασμό των ΣΗΕ.

Τα κύρια σημεία στα οποία στάθηκε ο ΔΕΣΜΗΕ για την ικανοποίηση των καινούργιων αναγκών είναι :

- Εύρος Υποχρεωτικής Δυνατότητας Λειτουργίας
- Απαιτήσεις Ρυθμίσεις Τάσεως , Άεργου Ισχύος και Συντελεστή Ισχύος Αιολικού Σταθμού
- Ικανότητα Αδιάλειπτης Λειτουργίας Υπό Χαμηλή Τάση
- Συνεισφορά Αιολικών Σταθμών στην Ρύθμιση Φορτίου-Συχνότητας
- Επικοινωνία με το Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας (ΚΕΕ) της Μεταφοράς
- Παροχή και Καταγραφή Δεδομένων Λειτουργίας Αιολικών Σταθμών
- Υποβολή Τεχνικών Στοιχείων

3.2 Εύρος Υποχρεωτικής Δυνατότητας Λειτουργίας

3.2.1 Περιοχή Λειτουργίας για Τάση και Συχνότητα

i) Τα όρια μεταβολής της τάσης κατά την κανονική λειτουργία του Συστήματος είναι:

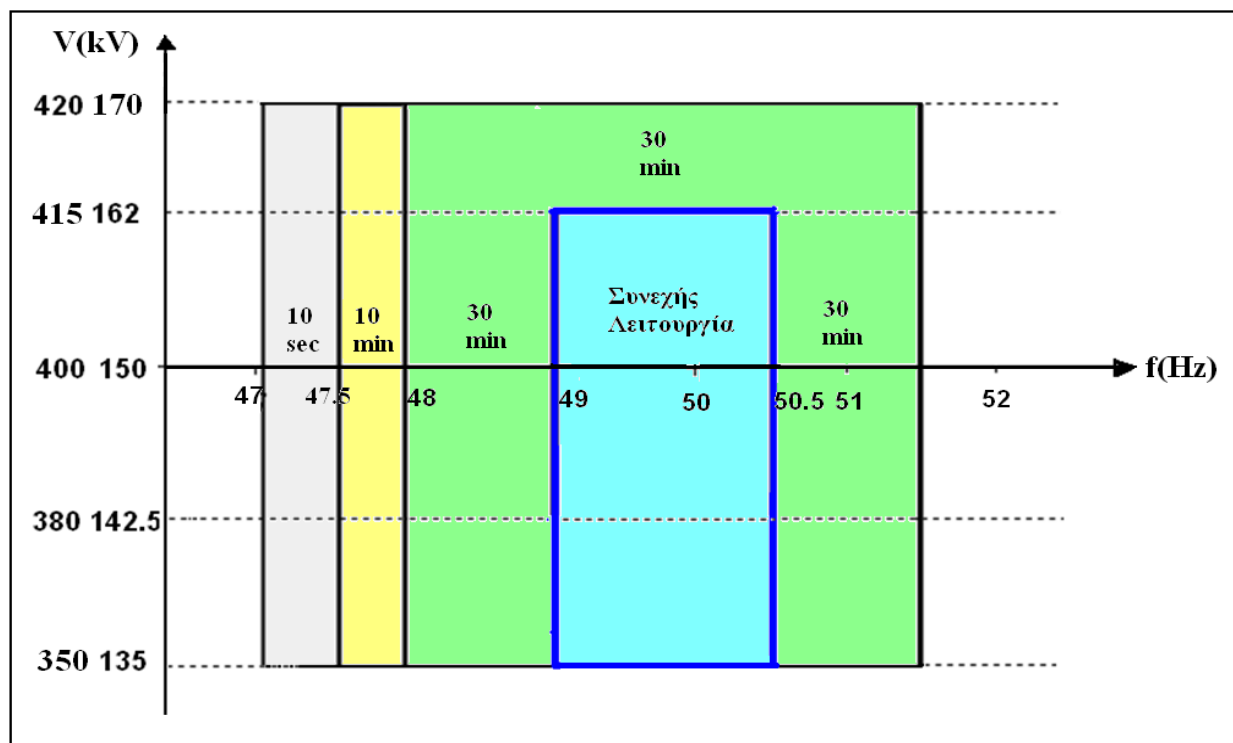
- 380 kV έως 420 kV στο Σύστημα Μεταφοράς 400kV
- 142.5kV έως 162kV στο Σύστημα Μεταφοράς 150 kV

Σε έκτακτες συνθήκες λειτουργίας του Συστήματος τα αντίστοιχα όρια είναι:

- 350kV έως 420kV στο Σύστημα Μεταφοράς 400kV
- 135kV έως 170kV στο Σύστημα Μεταφοράς 150kV

Κατά τη διάρκεια σφαλμάτων η τάση σε κόμβους του Συστήματος κοντινούς στο σφάλμα δύναται να παίρνει τιμές (πλησίον του μηδενός) εκτός των ανωτέρω προβλεπομένων ορίων. Η απόκριση των αιολικών σταθμών κατά τη διάρκεια μεγάλων διαταραχών του Συστήματος θα διέπεται από τις τεχνικές απαιτήσεις της παραγράφου 3.4 .

ii) Οι αιολικοί σταθμοί που συνδέονται στο Σύστημα πρέπει να λειτουργούν κανονικά για διακυμάνσεις συχνότητας και τάσης σε συγκεκριμένα εύρη με συγκεκριμένες χρονικές ανοχές, σύμφωνα με τις απαιτήσεις του διαγράμματος τάσης-συχνότητας. Το παραπάνω διάγραμμα φαίνεται στο σχήμα 13 που ακολουθεί.



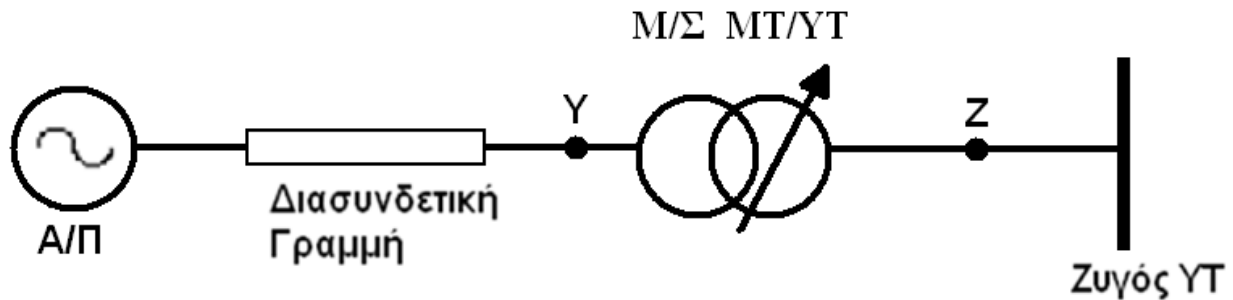
Σχήμα 13 : Περιοχή λειτουργίας για συχνότητα και τάση και απαιτούμενες χρονικές ανοχές[6]

iii) Οι ανεμογεννήτριες πρέπει να παραμένουν συγχρονισμένες σε βυθίσεις συχνότητας έως την τιμή των 47Hz και σε ανυψώσεις μέχρι τα 51.5Hz. Οι ανεμογεννήτριες πρέπει να αποσυνδέονται χωρίς καθυστέρηση σε περίπτωση που η τιμή της συχνότητας είναι μικρότερη των 47Hz. Όταν η

συχνότητα είναι μεγαλύτερη των 51.5Hz η αποσύνδεση των ανεμογεννητριών του αιολικού σταθμού πρέπει να γίνεται σε 4 στάδια. Κάθε στάδιο της αποσύνδεσης πρέπει να απέχει 0.5s από το προηγούμενο και να αποσυνδέεται εντός του, το 25% των ανεμογεννητριών σε λειτουργία.

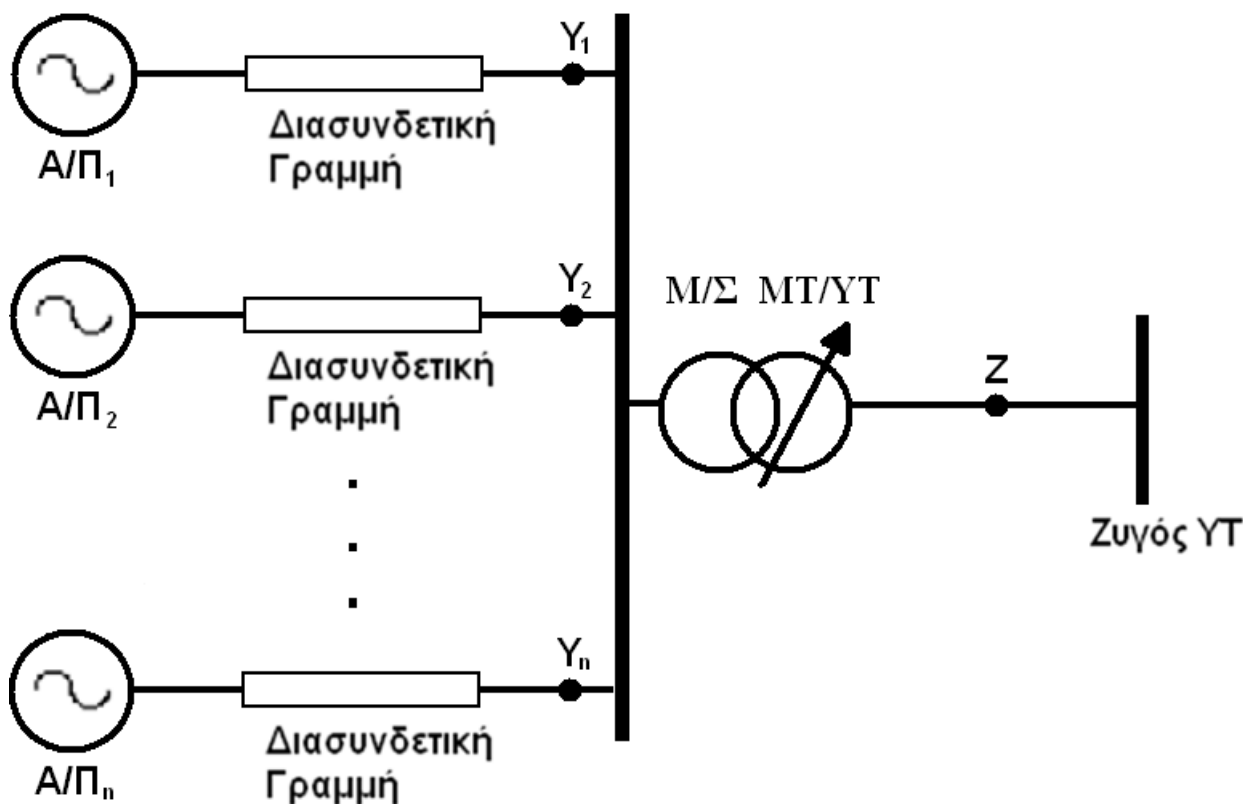
iv) Η τάση του διαγράμματος του σχήματος 8 αναφέρεται στο ζυγό υψηλής τάσης (YT) (σημείο Z) του μετασχηματιστή (M/Σ) ανύψωσης μέσης τάσης (MT)/YT, του αιολικού σταθμού όπως φαίνεται στα σχήματα 14 και 15. Οι πιθανοί τρόποι σύνδεσης του αιολικού σταθμού με το Σύστημα είναι :

α) Ο αιολικός σταθμός συνδέεται σε αποκλειστικό M/Σ ανύψωσης MT/YT. Τα παραπάνω φαίνονται στο σχήμα 14 που ακολουθεί.



Σχήμα 14 : Σύνδεση σε αποκλειστικό M/Σ ανύψωσης MT/YT[6]

β) Ο M/Σ ανύψωσης MT/YT χρησιμοποιείται από κοινού με άλλους γειτονικούς αιολικούς σταθμούς. Τα παραπάνω φαίνονται στο σχήμα 15 που ακολουθεί.



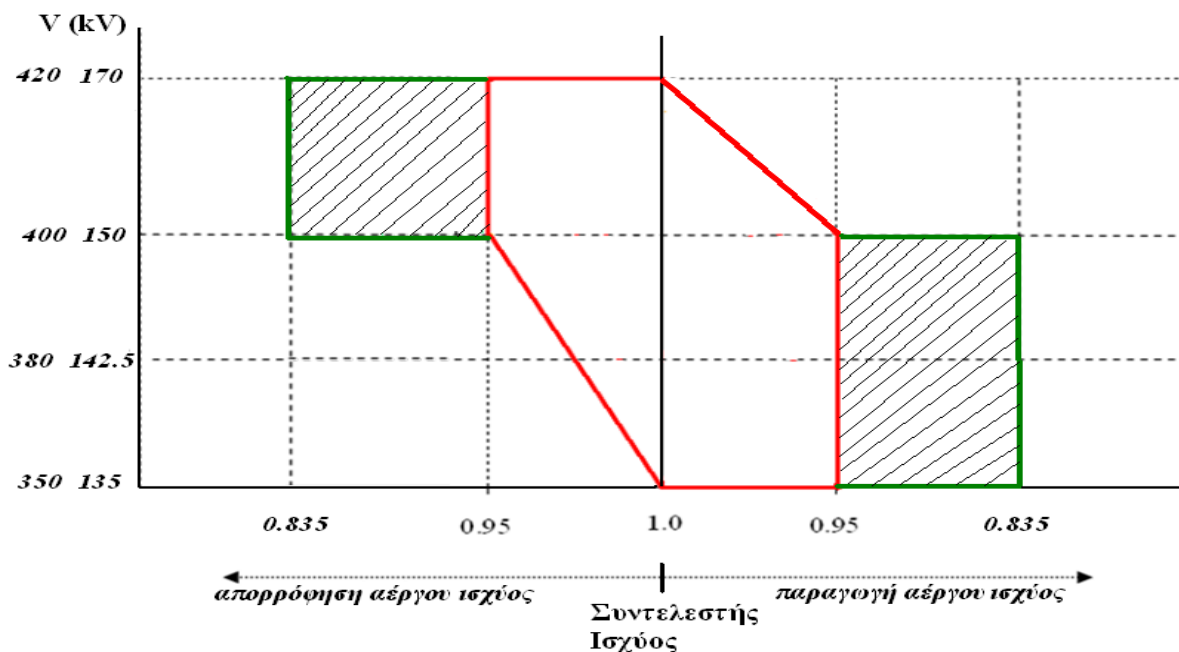
Σχήμα 15 : Ο M/Σ ανύψωσης MT/YT χρησιμοποιείται από κοινού με άλλους γειτονικούς αιολικούς σταθμούς[6]

Και για τους δυο ανωτέρω τρόπους σύνδεσης του αιολικού σταθμού η τάση θα μετρείται και θα ελέγχεται στο ζυγό υψηλής τάσης του Μ/Σ ανύψωσης (σημείο Ζ). Αντίστοιχα, η αέργος ισχύς και ο συντελεστής ισχύος θα μετρούνται και θα ελέγχονται στις αναχωρήσεις των διασυνδεδετικών γραμμών ΜΤ των αιολικών σταθμών, δηλαδή τα σημεία Υ ή Υ1, ..Υn, όπως φαίνονται στα σχήματα 2α και 2β, αντίστοιχα.

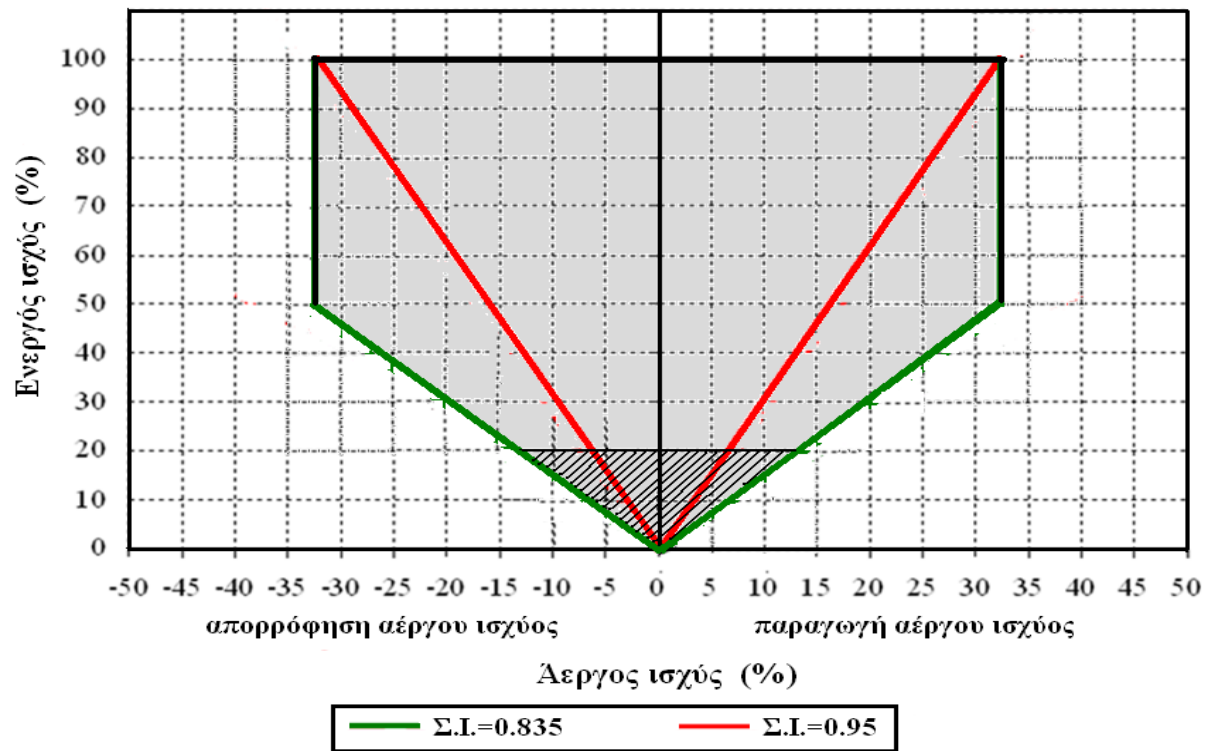
Σε κάθε περίπτωση, πρέπει να εξασφαλίζεται η παροχή μετρήσεων ενεργού, αέργου ισχύος και συντελεστή ισχύος στο ζυγό υψηλής τάσης του ΜΣ ανύψωσης καθώς και στις αναχωρήσεις των διασυνδεδετικών γραμμών ΜΤ του αιολικού σταθμού (Υ1, ..Υn).

3.2.2 Υποχρεωτική Δυνατότητα Ρύθμισης Αιολικού Σταθμού

Η ελάχιστη απαιτούμενη δυνατότητα ρύθμισης του αιολικού σταθμού καθορίζεται από τα διαγράμματα τάσης – συντελεστή ισχύος και ενεργού – αέργου ισχύος των σχημάτων 13 και 14. Στα διαγράμματα των σχημάτων 16 και 17 προσδιορίζονται οι ελάχιστες περιοχές διακύμανσης του συντελεστή ισχύος και της αέργου ισχύος συναρτήσει της τάσης στο σημείο σύνδεσης του αιολικού σταθμού με το Σύστημα και της ενεργού ισχύος του, αντίστοιχα. Τα παραπάνω διαγράμματα φαίνονται στα σχήματα 16 και 17 που ακολουθούν.



Σχήμα 16 : Ελάχιστη υποχρεωτική περιοχή λειτουργίας αιολικού σταθμού, για τάση και συντελεστή ισχύος[6]



Σχήμα 17 : Ελάχιστη υποχρεωτική περιοχή λειτουργίας αιολικού σταθμού για ενεργό και άεργο ισχύ[6]

3.3 Απαιτήσεις Ρύθμισης Τάσεως, Άεργου Ισχύος και Συντελεστή Ισχύος Αιολικού Σταθμού

Οι αιολικές μονάδες πρέπει να έχουν δυνατότητα ρύθμισης της τάσης, της άεργου ισχύος και του συντελεστή ισχύος τους. Επίσης, ο Μ/Σ (MT/YT) σύνδεσης του αιολικού σταθμού με το Σύστημα θα πρέπει να διαθέτει σύστημα αυτόματης αλλαγής τάσης υπό φορτίο (ΣΑΤΥΦ). Ο αιολικός σταθμός πρέπει να πληροί τις παρακάτω αναφερόμενες απαιτήσεις και να έχει λάβει την έγκριση του Διαχειριστή του Συστήματος.

i) Ο αιολικός σταθμός πρέπει να μπορεί να δέχεται εντολή από το Διαχειριστή του Συστήματος για λειτουργία:

- α)** με ρύθμιση τάσης στο σημείο σύνδεσης του με το Σύστημα
- β)** με ρύθμιση της άεργου ισχύος
- γ)** με ρύθμιση του συντελεστή ισχύος (Σ.Ι.)
- δ)** με ρύθμιση της άεργου ισχύος σε σχέση με την τάση στο σημείο σύνδεσης του με το Σύστημα

ii) Το σύστημα αυτόματης ρύθμισης θα πρέπει μέσω συνεχούς μεταβολής της άεργου ισχύος του αιολικού σταθμού να ελέγχει το ρυθμιζόμενο μέγεθος (τάση, Σ.Ι., άεργο ισχύ) και να πληροί τα όρια για προκαλούμενες μεταβολές τάσης.

iii) Το σύστημα αυτόματης ρύθμισης τάσης, άεργου ισχύος, συντελεστή ισχύος θα μπορεί να λειτουργεί με οποιαδήποτε από τις επόμενες επιλογές:

- α)** Συμφωνία μιας συγκεκριμένης ρύθμισης ή χρονοδιαγράμματος ρυθμίσεων.
- β)** Καθορισμός του σημείου λειτουργίας σε πραγματικό χρόνο από το Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας (Κ.Ε.Ε.).
- γ)** Σε περίπτωση απώλειας επικοινωνίας με το Κ.Ε.Ε. τότε το σύστημα αυτόματης ρύθμισης θα μεταπίπτει αυτόματα σε λειτουργία ρύθμισης τάσης.

iv) Το σημείο ρύθμισης της τάσης είναι ο ζυγός YT του Μ/Σ σύνδεσης του αιολικού σταθμού με το Σύστημα, δηλαδή το σημείο (Z) όπως φαίνεται στα σχήματα 13 και 14. Ως σημείο ρύθμισης του συντελεστή ισχύος και της άεργου ισχύος ορίζεται η πλευρά MT (σημεία Y ή Y1, ..Yn των σχημάτων 13 και 14) του Μ/Σ σύνδεσης του αιολικού σταθμού με το Σύστημα.

v) Ο αιολικός σταθμός πρέπει να έχει τη δυνατότητα αυτόματης λειτουργίας είτε σε τοπικό επίπεδο (Local) ή με λήψη εντολής σε πραγματικό χρόνο από το Διαχειριστή (Remote). Σε περίπτωση αδυναμίας λήψης της τιμής αναφοράς ή επιβολή λειτουργίας αυτόματης ρύθμισης σε τοπικό επίπεδο, θα γίνεται ρύθμιση της τάσης στο σημείο Z βάσει της λογικής της χαρακτηριστικής τάσης-άεργου ισχύος.

vi) Η επιθυμητή τιμή του ελεγχόμενου μεγέθους πρέπει να υλοποιείται από τον αιολικό σταθμό εντός 30s μετά τη λήψη του σχετικού σήματος από το Κ.Ε.Ε.. Η ταχύτητα απόκρισης του συστήματος ρύθμισης πρέπει να είναι τέτοια ώστε, μετά από μια βηματική μεταβολή της τάσης στο σημείο Z ή της τιμής αναφοράς του συντελεστή ισχύος ή της τιμής αναφοράς της άεργου ισχύος, η άεργος ισχύς εξόδου του αιολικού σταθμού να φτάνει το 90% της τιμής της στη μόνιμη κατάσταση, σε χρόνο μικρότερο του 1s.

vii) Η ταχύτητα απόκρισης του συστήματος ρύθμισης της τάσης θα είναι ανάλογη με αυτή που

απαιτείται κατά τη λειτουργία εκτέλεσης εντολής από το Κ.Ε.Ε..

viii) Όταν τα χαρακτηριστικά του Συστήματος στο σημείο σύνδεσης του αιολικού σταθμού δεν επιτρέπουν την αποτελεσματική ρύθμιση της τάσης σε αυτό το σημείο, τότε κατόπιν εγκρίσεως του Διαχειριστή του Συστήματος δεν θα προβλέπεται επιβολή εντολής τάσης (voltage setpoint) και θα γίνεται στήριξη της τάσης.

ix) Η λειτουργία οποιουδήποτε άλλου μέσου στήριξης της τάσης π.χ. Αυτόματη σύνδεση/αποσύνδεση πυκνωτών, σύστημα αυτόματης αλλαγής τάσης υπό φορτίο του Μ/Σ σύνδεσης κτλ, πρέπει να λειτουργεί από κοινού αρμονικά με το σύστημα αυτόματης ρύθμισης τάσης/αέργου ισχύος/συντελεστή ισχύος του αιολικού σταθμού. Η καλή λειτουργία των επιπλέον μέσων στήριξης της τάσης πρέπει να αποδεικνύεται από σχετική μελέτη που θα υποβάλει ο Παραγωγός και θα εγκρίνεται από τον αρμόδιο Διαχειριστή.

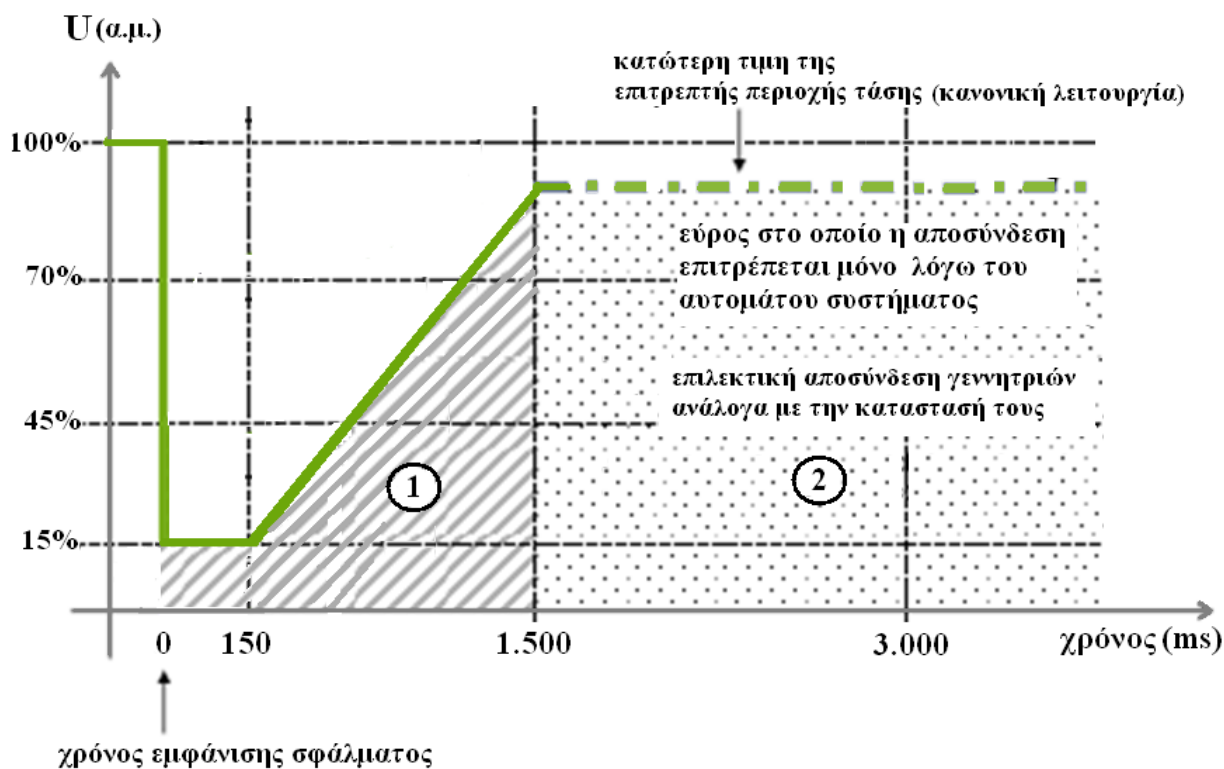
x) Για τη σύναψη Σύμβασης Σύνδεσης αιολικών σταθμών με το Σύστημα, οι Παραγωγοί οφείλουν να προσκομίζουν στο Διαχειριστή του Συστήματος πιστοποιητικά από τα οποία προκύπτει συμμόρφωση με τις προδιαγραφές των υποπαραγράφων i έως ix ανωτέρω. Τα πιστοποιητικά πρέπει να έχουν εκδοθεί από πιστοποιημένους για το σκοπό αυτό φορείς. Σε περίπτωση αδυναμίας πιστοποίησης και κατόπιν εγκρίσεως του Διαχειριστή, οι ανωτέρω περιγραφόμενες τεχνικές δυνατότητες θα πιστοποιούνται με βεβαίωση του Κατασκευαστή των Α/Γ. Σε κάθε περίπτωση ο Παραγωγός φέρει την τελική ευθύνη σε περίπτωση μη συμμόρφωσης με τις προδιαγραφές που καθορίζονται με τις διατάξεις του παρόντος. Ο Διαχειριστής του Συστήματος διατηρεί το δικαίωμα εκτέλεσης δοκιμών για τον έλεγχο της συμβατότητας του αιολικού σταθμού με τις απαιτήσεις. Το κόστος των δοκιμών θα βαρύνει τον Παραγωγό.

xi) Το πεδίο εφαρμογής των διατάξεων περιλαμβάνει τους αιολικούς σταθμούς που συνδέονται στο Σύστημα και έχουν ονομαστική ισχύ μεγαλύτερη των 10MW (Α τρόπος σύνδεσης αιολικού σταθμού). Στην περίπτωση του Β' τρόπου σύνδεσης αιολικού σταθμού με το Σύστημα, το όριο των 10MW αναφέρεται στην συνολική εγκατεστημένη ισχύ των συνδεόμενων αιολικών σταθμών στο Μ/Σ ΜΤ/ΥΤ.

3.4 Ικανότητα Αδιάλειπτης Λειτουργίας Υπό Χαμηλή Τάση

Οι παρακάτω προδιαγραφές εφαρμόζονται σε όλες τις μονάδες παραγωγής με χρήση αιολικής ενέργειας, οι οποίες συνδέονται με το Σύστημα, απ' ευθείας ή μέσω του Δικτύου. Οι προδιαγραφές είναι :

i) Οι ανεμογεννήτριες (Α/Γ) των αιολικών σταθμών παραγωγής πρέπει να εξασφαλίζουν δυνατότητα αδιάλειπτης λειτουργίας σε σφάλματα του δικτύου σύμφωνα με το σχήμα 18 που ακολουθεί.



Σχήμα 18 : Καμπύλη τάσης για αδιάλειπτη λειτουργία Α/Γ[6]

Συμμετρικές ή ασύμμετρες βυθίσεις τάσης λόγω σφαλμάτων ή διαταραχών του Συστήματος δεν πρέπει να οδηγούν σε αστάθεια ή αποσύνδεση του αιολικού σταθμού από το Σύστημα όταν η τάση στο σημείο σύνδεσης του Αιολικού Σταθμού παίρνει τιμές στην περιοχή πάνω από τη γραμμή του διαγράμματος του σχήματος 18.

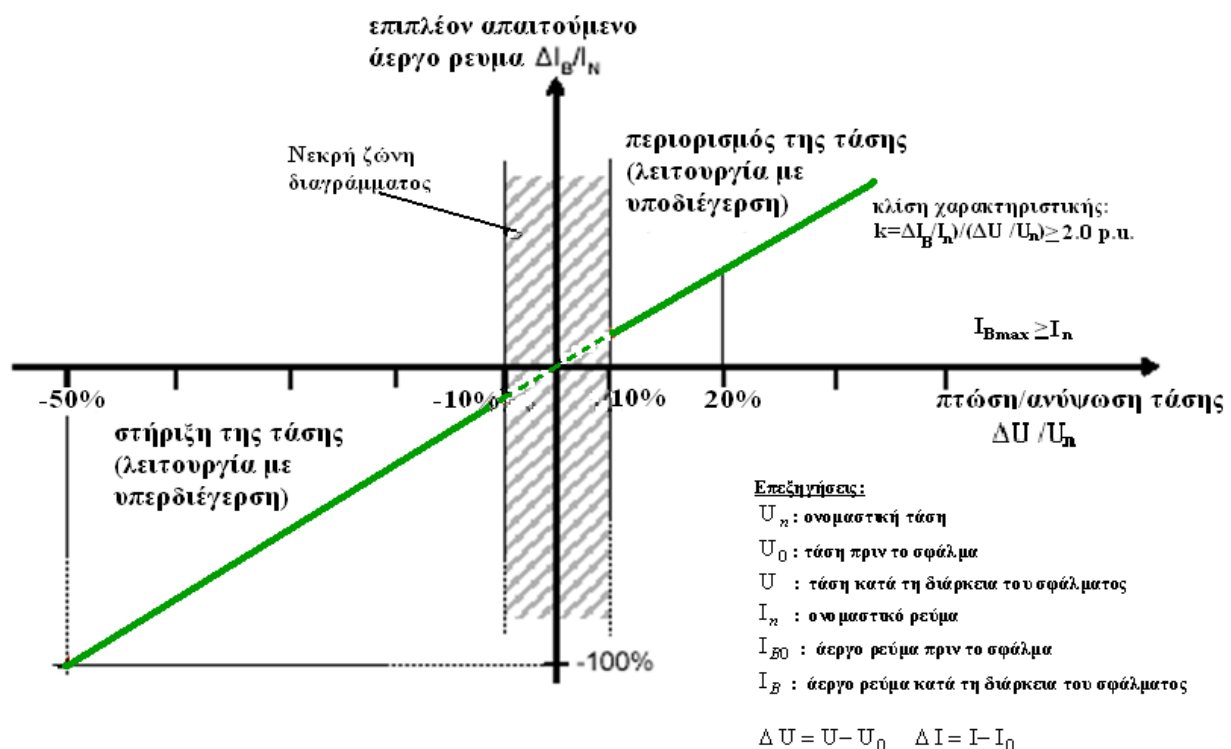
ii) Σύντομη αποσύνδεση από το Σύστημα επιτρέπεται σε κάθε περίπτωση για τάσεις που αντιστοιχούν σε σημεία της περιοχής 1 του διαγράμματος του σχήματος 18. Οι Α/Γ πρέπει να επανασυγχρονίζονται σε λιγότερο από 2 δευτερόλεπτα και με ρυθμό ανάληψης ισχύος μεταξύ 10% και 20% της ονομαστικής τους ισχύος ανά δευτερόλεπτο. Χρόνος επανασυγχρονισμού μεγαλύτερος των 2 δευτερολέπτων και ρυθμός ανάληψης ενεργού ισχύος μικρότερος του 10% της ονομαστικής ισχύος ανά δευτερόλεπτο, είναι επιτρεπτοί κατ' εξαίρεση και μόνο κατόπιν έγκρισης του Διαχειριστή του Συστήματος.

iii) Για βυθίσεις τάσης διάρκειας μεγαλύτερης των 1.5 δευτερολέπτων και εκτός του επιτρεπτού εύρους διακύμανσής (όταν δηλαδή παραμένει κατάσταση δικτύου με χαμηλή τάση, είτε λόγω μόνιμου σφάλματος ή λόγω άλλης διαταραχής – περιοχή 2 του σχήματος 17) επιτρέπεται η αυτόματη αποσύνδεση ανεμογεννητριών του αιολικού σταθμού (προστασία απόζευξης). Η αποσύνδεσή τους πρέπει να γίνεται σε 4 στάδια. Κάθε στάδιο της αποσύνδεσης πρέπει να απέχει

0.3s από το προηγούμενο και να αποσυνδέεται εντός του, το 25% των Α/Γ σε λειτουργία. Σε κάθε περίπτωση, ο επανασυγχρονισμός του αιολικού σταθμού επιτρέπεται να γίνεται όταν η τάση στο σημείο σύνδεσης με το Σύστημα έχει επανέλθει σε τιμές μεγαλύτερες των 142.5kV και 380kV, για τα συστήματα μεταφοράς 150kV και 400kV, αντίστοιχα.

iv) Οι αιολικοί σταθμοί που δεν αποσυνδέονται από το Σύστημα κατά τη διάρκεια βυθίσεων τάσης πρέπει να συνεχίζουν να παράγουν ενεργό ισχύ μετά την εκκαθάριση των σφαλμάτων, με ρυθμό ανάληψης ισχύος μεταξύ 10% και 20% της ονομαστικής τους ισχύος ανά δευτερόλεπτο.

v) Οι αιολικοί σταθμοί πρέπει να υποστηρίζουν την τάση του Συστήματος κατά τη διάρκεια μεγάλων διαταραχών της τάσης με έγχυση/απορρόφηση αέργου ρεύματος σύμφωνα με τη χαρακτηριστική του Σχήματος 19. Ο έλεγχος του αέργου ρεύματος πρέπει να ενεργοποιηθεί σε περίπτωση βύθισης τάσης ή ανύψωσής της άνω του 10% της ονομαστικής τάσης της γεννήτριας. Η στήριξη της τάσης πρέπει να εκκινεί εντός 20ms μετά την αναγνώριση του σφάλματος, παρέχοντας αέργο ρεύμα στη πλευρά χαμηλής τάσης του μετασχηματιστή της γεννήτριας που ανέρχεται τουλάχιστον σε 2% της ονομαστικής έντασης ρεύματος για κάθε ένα τοις εκατό (1%) μεταβολή της τάσης στους ακροδέκτες της γεννήτριας. Παροχή αέργου ρεύματος τουλάχιστον 100% του ονομαστικού ρεύματος της γεννήτριας πρέπει να είναι δυνατή για βυθίσεις τάσης μεγαλύτερες του 50% και να έχει συντελεστεί εντός 70ms μετά την αναγνώριση του σφάλματος.



Σχήμα 19 : Άεργο ρεύμα εξόδου κατά τη διάρκεια μεγάλων μεταβολών της τάσης[6]

Μετά την επαναφορά της τάσης στη νεκρή ζώνη του διαγράμματος του σχήματος 18, η υποστήριξη της τάσης πρέπει να διατηρηθεί για επιπλέον 500ms, σύμφωνα με τα χαρακτηριστικά του προτεινόμενου διαγράμματος (παραγωγή/απορρόφηση αέργου ρεύματος σύμφωνα με τη διακεκομμένη ευθεία του διαγράμματος εντός της νεκρής ζώνης). Σε περίπτωση που ο αιολικός σταθμός παραγωγής είναι πολύ μακριά από το σημείο σύνδεσης με το Σύστημα, με αποτέλεσμα η υποστήριξη της τάσης είναι αναποτελεσματική, τότε ενδέχεται να απαιτηθεί επιπλέον μέτρηση της τάσης στο σημείο σύνδεσης με το Σύστημα και υποστήριξη της τάσης σύμφωνα με αυτή τη μέτρηση.

vi) Για τη σύναψη Σύμβασης Σύνδεσης αιολικών σταθμών παραγωγής με το Σύστημα, οι Παραγωγοί οφείλουν να προσκομίζουν στο Διαχειριστή του Συστήματος πιστοποιητικά από τα οποία προκύπτει συμμόρφωση των ανεμογεννητριών των σταθμών τους με τις προδιαγραφές των υποπαραγράφων i και ii ανωτέρω. Τα πιστοποιητικά πρέπει να έχουν εκδοθεί από πιστοποιημένους για το σκοπό αυτό φορείς. Σε κάθε περίπτωση ο Παραγωγός φέρει την τελική ευθύνη σε περίπτωση μη συμμόρφωσης με τις προδιαγραφές που καθορίζονται με τις διατάξεις του παρόντος. Ο Διαχειριστής του Συστήματος διατηρεί το δικαίωμα εκτέλεσης δοκιμών για τον έλεγχο της συμβατότητας των Α/Γ του αιολικού σταθμού με τις απαιτήσεις του Κώδικα. Το κόστος των δοκιμών θα βαρύνει τον Παραγωγό.

3.5 Συνεισφορά Αιολικών Σταθμών στη ρύθμιση Φορτίου-Συχνότητας

Κάθε αιολικός σταθμός πρέπει να έχει τη δυνατότητα ελέγχου σε πραγματικό χρόνο της ενεργού ισχύος που παράγει, μέσω εντολής περιορισμού ισχύος που θα αποστέλλεται από το Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας (Κ.Ε.Ε.) ή/και σύμφωνα με τη συχνότητα του Συστήματος, όπως περιγράφονται στις παραγράφους 3.5.2 και 3.5.3, αντίστοιχα. Η παραγόμενη ισχύς από τον αιολικό σταθμό θα καθορίζεται από εντολή με τη μορφή ψηφιακού σήματος που θα αποστέλλεται από το Κ.Ε.Ε. και την τιμή της συχνότητας του Συστήματος, όπως περιγράφεται ακολούθως.

3.5.1 Ρυθμός Μεταβολής της Παραγωγής του Αιολικού Σταθμού

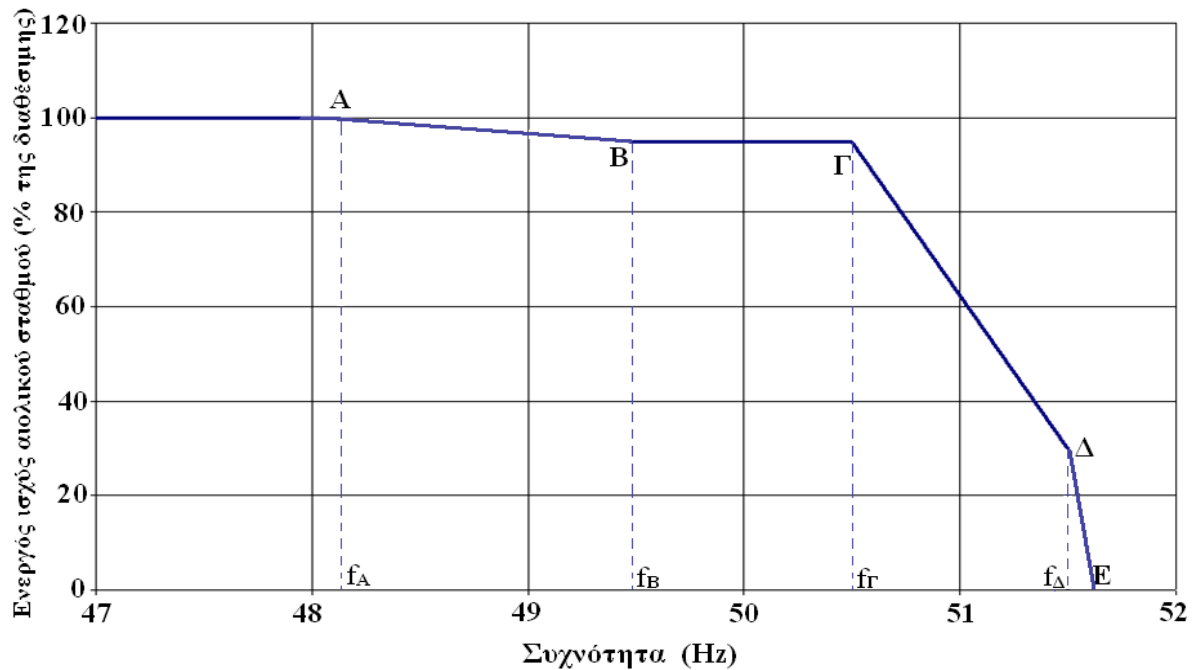
Ο αιολικός σταθμός παραγωγής θα πρέπει να έχει τη δυνατότητα περιορισμού του ρυθμού μεταβολής (αύξηση/μείωση) της παραγόμενης ενεργού ισχύος (μετρούμενη στα σημεία αναφοράς Y ή $Y1$, .. Yn όπως αυτά ορίζονται στα σχήματα 13 και 14) σύμφωνα με συγκεκριμένα όρια μέγιστου και ελάχιστου ρυθμού μεταβολής ($\pm MW/min$) που θα καθορίζονται από το Διαχειριστή του Συστήματος κατά τη σύναψη της Σύμβασης Σύνδεσης του αιολικού σταθμού με το Σύστημα. Τα εν λόγω όρια του ρυθμού μεταβολής θα είναι εφαρμόσιμα σε όλες τις λειτουργικές καταστάσεις του αιολικού σταθμού, δηλαδή εκκίνηση, κανονική λειτουργία, στάση, λειτουργία περιορισμού της παραγωγής. Ο Διαχειριστής του Συστήματος θα αποδέχεται την υπέρβαση των ορίων του ρυθμού μεταβολής της παραγόμενης ισχύος μόνο σε περιπτώσεις απότομης μείωσης της ταχύτητας του ανέμου και κατά την ενεργοποίηση της διάταξης απόκρισης συχνότητας που περιγράφεται στην παράγραφο 3.5.3.

3.5.2 Μέγιστη Ισχύς Εξόδου του Αιολικού Πάρκου

Ο αιολικός σταθμός πρέπει να μπορεί να περιορίζει την παραγόμενη ισχύ του προκειμένου να μην υπερβαίνει τιμή η οποία θα αποστέλλεται από τον Διαχειριστή του Συστήματος (Remote mode). Ο αιολικός σταθμός στον οποίο θα αποστέλλεται το σήμα περιορισμού της ισχύος θα πρέπει να υλοποιεί το σήμα εντός 60s από τη λήψη του. Κατά τη λειτουργία με περιορισμό της παραγόμενης ισχύος, ο ρυθμός μεταβολής της ενεργού ισχύος του αιολικού σταθμού παραγωγής δεν θα πρέπει να υπερβαίνει τα όρια που έχουν καθοριστεί από το Διαχειριστή του Συστήματος κατά τη σύναψη Σύμβασης Σύνδεσης με το Σύστημα.

3.5.3 Έλεγχος Παραγόμενης Ισχύος του Αιολικού Σταθμού σύμφωνα με την Συχνότητα του Συστήματος

i) Για την υλοποίηση της δεύτερης κατάστασης λειτουργίας, δηλαδή ελέγχου της ενεργού ισχύος συναρτήσει της συχνότητας του Συστήματος, ο αιολικός σταθμός θα πρέπει να διαθέτει εξοπλισμό (σύστημα απόκρισης συχνότητας) που θα επιτρέπει τη ρύθμιση της παραγόμενης ενεργού ισχύος σε συνάρτηση με τη συχνότητα του Συστήματος, σύμφωνα με το σχήμα 20. Η λειτουργία αυτή θα ενεργοποιείται σε εκτέλεση εντολής που θα λαμβάνεται από το Κ.Ε.Ε.



Σχήμα 20 : Καμπύλη συχνότητας-ενεργού ισχύος[6]

ii) Το σύστημα απόκρισης συχνότητας θα πρέπει να μπορεί να υλοποιήσει την καμπύλη συχνότητας-παραγόμενης ενεργού ισχύος, του σχήματος 20. Οι παράμετροι που καθορίζουν τα σημεία A, B, Γ, Δ και E (ζεύγη τιμών συχνότητας-ενεργού ισχύος) επεξηγούνται στον πίνακα 1. Η ακρίβεια μέτρησης της συχνότητας πρέπει να είναι τουλάχιστον 10mHz.

Σημείο Χαρακτηριστικής P – f (Σχήμα 15)	Συχνότητα Συστήματος (Hz)	Ισχύς αναφοράς (% διαθέσιμης ενεργού ισχύος)
A	f_A	100,00%
B	f_B	$\min (P_B, \text{σήμα περιορισμού ενεργού ισχύος})$
Γ	f_Γ	$\min (P_\Gamma, \text{σήμα περιορισμού ενεργού ισχύος})$
Δ	f_Δ	$\min (P_\Delta, \text{σήμα περιορισμού ενεργού ισχύος})$
E	f_E	0

Πίνακας 1 : Ζεύγη τιμών συχνότητας – ενεργού ισχύος [6]

α) Υπό κανονικές μεταβολές της συχνότητας του Συστήματος, οι A/Γ του αιολικού σταθμού θα λειτουργούν με ενεργό ισχύ εξόδου που καθορίζεται από το τμήμα ΒΓ. Συνήθως, τα σημεία Β και Γ θα ορίζουν μια νεκρή ζώνη της χαρακτηριστικής ελέγχου συχνότητας-ενεργού ισχύος όπου ο αιολικός σταθμός θα λειτουργεί με σταθερό ποσοστό της διαθέσιμης ισχύος. Ο Διαχειριστής διατηρεί το δικαίωμα να ζητά δυνατότητα ρύθμισης παραγωγής του αιολικού σταθμού σε σχέση με τη συχνότητα και σε αυτή την περιοχή λειτουργίας.

β) Αν η συχνότητα του Συστήματος μειωθεί κάτω από το σημείο Β τότε το σύστημα

απόκρισης συχνότητας θα ενεργοποιηθεί προκειμένου να αυξηθεί η παραγόμενη ενεργός ισχύς του αιολικού σταθμού σύμφωνα με το τμήμα B-A της χαρακτηριστικής ελέγχου συχνότητας- ενεργού ισχύος.

γ) Εάν η συχνότητα του Συστήματος αυξηθεί πέραν του σημείου Γ, το σύστημα απόκρισης συχνότητας θα ενεργήσει έτσι ώστε να μειωθεί η ενεργός ισχύς του αιολικού σταθμού, σύμφωνα με το τμήμα Γ-Δ-E της χαρακτηριστικής συχνότητας-ενεργού ισχύος.

δ) Όπως προκύπτει από τον πίνακα 1, η παραγόμενη από τον αιολικό σταθμό ενεργός ισχύς θα είναι συνάρτηση της συχνότητας του Συστήματος, της τρέχουσας διαθέσιμης ενεργού ισχύος του αιολικού σταθμού και του σήματος περιορισμού ισχύος που θα στέλνει ο Διαχειριστής του Συστήματος στον αιολικό σταθμό. Οι τιμές των παραμέτρων P_B , P_Γ , P_Δ , f_A , f_B , f_Γ , f_Δ του πίνακα 1, θα καθορίζονται κατά την υπογραφή της Σύμβασης Σύνδεσης του αιολικού σταθμού με το Σύστημα και θα μεταβάλλονται σύμφωνα με τις απαιτήσεις του Διαχειριστή του Συστήματος. Κάθε αλλαγή των ανωτέρω παραμέτρων πρέπει να ανακοινώνεται από το Διαχειριστή του Συστήματος στον Παραγωγό τουλάχιστον 2 εβδομάδες πριν την εφαρμογή τους.

iii) Για τη σύναψη Σύμβασης Σύνδεσης αιολικών σταθμών παραγωγής με το Σύστημα, οι Παραγωγοί οφείλουν να προσκομίζουν στο Διαχειριστή του Συστήματος πιστοποιητικά από τα οποία προκύπτει συμμόρφωση των σταθμών τους με τις προδιαγραφές των υποπαραγράφων (3.5.1) έως (3.5.3) ανωτέρω. Τα πιστοποιητικά πρέπει να έχουν εκδοθεί από πιστοποιημένους για το σκοπό αυτό φορείς. Σε περίπτωση αδυναμίας πιστοποίησης και κατόπιν εγκρίσεως του Διαχειριστή, οι ανωτέρω περιγραφόμενες τεχνικές δυνατότητες θα πιστοποιούνται με βεβαίωση του κατασκευαστή των Α/Γ. Σε κάθε περίπτωση ο Παραγωγός φέρει την τελική ευθύνη σε περίπτωση μη συμμόρφωσης με τις προδιαγραφές που καθορίζονται με τις διατάξεις της παρούσας παραγράφου “Συνεισφορά αιολικών σταθμών στη ρύθμιση φορτίου-συχνότητας”. Ο Διαχειριστής διατηρεί το δικαίωμα εκτέλεσης δοκιμών για τον έλεγχο της συμβατότητας του αιολικού σταθμού με τις απαιτήσεις του Κώδικα. Το κόστος των δοκιμών θα βαρύνει τον Παραγωγό.

iv) Το πεδίο εφαρμογής των διατάξεων της παρούσας παραγράφου “Συνεισφορά αιολικών σταθμών στη ρύθμιση φορτίου-συχνότητας”, περιλαμβάνει τους αιολικούς σταθμούς που συνδέονται στο Σύστημα και έχουν ονομαστική ισχύ μεγαλύτερη των 10MW (Α τρόπος σύνδεσης του αιολικού σταθμού). Στην περίπτωση του Β' τρόπου σύνδεσης αιολικού σταθμού με το Σύστημα, το όριο των 10MW αναφέρεται στην συνολική εγκατεστημένη ισχύ των συνδεδεμένων αιολικών σταθμών στο Μ/Σ ΜΤ/ΥΤ.

3.6 Επικοινωνία με το Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας (ΚΕΕ) της Μεταφοράς

3.6.1 Γενικά

Για να επιτευχθεί η παρακολούθηση και ο έλεγχος του αιολικού σταθμού από το ΚΕΕ της Μεταφοράς απαιτείται υποδομή η οποία πρέπει να περιλαμβάνει: τηλεπικοινωνιακό εξοπλισμό (φερέσυχνα, οπτικές ίνες, μισθωμένες γραμμές κτλ.), τα κατάλληλα πρωτόκολλα επικοινωνίας με το ΚΕΕ και ενδεχομένως Απομακρυσμένες Τερματικές Μονάδες (Remote Terminal Units – RTUs).

Η επικοινωνία του ΚΕΕ με τον αιολικό σταθμό και τον αντίστοιχο Υ/Σ θα γίνεται κατά προτίμηση άμεσα μεταξύ του SCADA του ΚΕΕ και του SCADA Υ/Σ και Α.Π. μέσω των πρωτοκόλλων επικοινωνίας που χρησιμοποιεί το ΚΕΕ (πχ: IEC60870-5-101, IEC60870-5-104, HNZ,...) τα οποία θα πρέπει να υλοποιηθούν από τον Παραγωγό. Εναλλακτικά, εάν η ανωτέρω λύση δεν είναι τεχνικά εφικτή, υπάρχει η δυνατότητα να χρησιμοποιείται στον Υ/Σ RTU (σύμφωνη με τις προδιαγραφές του ΔΕΣΜΗΕ) για την επικοινωνία ΚΕΕ - Α.Π. και Υ/Σ. Η απαιτούμενη επικοινωνιακή υποδομή καθώς και τα τοπικά συστήματα SCADA του Υ/Σ και Α.Π. πρέπει να υποστηρίζουν Real-Time ανταλλαγή στοιχείων με το ΚΕΕ (να μπορούν να ανταποκρίνονται σε SCADA με κύκλο λειτουργίας 1 second). Η διαθεσιμότητα όλων των ανωτέρω υποδομών πρέπει να είναι εξαιρετικά υψηλή και να εξασφαλίζεται με διπλά συστήματα και διπλές τηλεπικοινωνιακές οδεύσεις (μεταξύ ΚΕΕ και Υ/Σ και μεταξύ Υ/Σ και Α.Π.).

Επιπλέον, η επικοινωνιακή υποδομή και τα τοπικά συστήματα SCADA Υ/Σ και Α.Π. πρέπει να εξασφαλίζουν υψηλή ακρίβεια στα μεταδιδόμενα προς το ΚΕΕ αναλογικά μεγέθη (πχ σφάλμα ακρίβειας $\leq 0,2\%$ στην πλήρη κλίμακα).

Όλες οι ανωτέρω απαιτήσεις σχετικά με τον τηλεπικοινωνιακό εξοπλισμό και τα πρωτόκολλα επικοινωνίας μεταξύ ΚΕΕ και Α.Π. θα αναλύονται και θα καθορίζονται επακριβώς στις σχετικές Συμβάσεις.

Ακολουθεί λίστα και περιγραφή των ελάχιστων απαιτούμενων ανταλλασσόμενων σημάτων μεταξύ ΚΕΕ και Υ/Σ-Α.Π.

3.6.2 Ανταλλασσόμενα σήματα

Οι πληροφορίες που θα ανταλλάσσονται μεταξύ της RTU και των εγκαταστάσεων του αιολικού σταθμού καθώς και του Υ/Σ θα είναι οι προβλεπόμενες για έναν αντίστοιχο τηλεχειριζόμενο Υ/Σ Μεταφοράς, σύμφωνα με τα οριζόμενα στη σχετική εφαρμοζόμενη Τεχνική Προδιαγραφή Υ/Σ της ΔΕΗ-ΔΝΕΜ. Επιπλέον αυτών πρέπει να ανταλλάσσονται και τα παρακάτω:

i) Είσοδοι προς την RTU

- Τέσσερα αναλογικά σήματα για τα μετεωρολογικά δεδομένα
- Τρία αναλογικά σήματα για τα στοιχεία διαθεσιμότητας του αιολικού σταθμού
- Δύο αναλογικά σήματα για τη δυνατότητα συνεισφοράς του αιολικού σταθμού στη ρύθμιση συχνότητας
- Τέσσερα αναλογικά σήματα για μελλοντική χρήση κατ' ελάχιστο

- Μια ψηφιακή σήμανση η οποία θα δηλώνει εάν ο αιολικός σταθμός έχει τη δυνατότητα αυτόματης εκτέλεσης εντολών από το Κ.Ε.Ε
- Μία ψηφιακή σήμανση η οποία δηλώνει την καλή λειτουργία της Κεντρικής Μονάδας Ελέγχου του αιολικού σταθμού.
- Ψηφιακές σημάνσεις οι οποίες δηλώνουν ότι ο αιολικός σταθμός μπορεί να λειτουργήσει με ή χωρίς δυνατότητα αυτόματης εκτέλεσης των εντολών του Κ.Ε.Ε. σχετικά με τη στήριξη τάσης του συστήματος
- Ψηφιακές σημάνσεις οι οποίες δηλώνουν αντίστοιχα ότι στον αιολικό σταθμό είναι ενεργός ή όχι ένας από τους παραπάνω πέντε τρόπους στήριξης τάσεων του συστήματος
- Ψηφιακές σημάνσεις οι οποίες δηλώνουν ότι ο αιολικός σταθμός μπορεί να λειτουργήσει με ή χωρίς δυνατότητα αυτόματης εκτέλεσης των εντολών του Κ.Ε.Ε. σχετικά με τη στήριξη συχνότητας του συστήματος
- Ψηφιακές σημάνσεις οι οποίες δηλώνουν αντίστοιχα ότι στον αιολικό σταθμό είναι ενεργοί ή όχι οι παραπάνω δύο τρόποι στήριξης συχνότητας του συστήματος
- Μία ψηφιακή σήμανση (Local/Remote), εφόσον υπάρχουν συστοιχίες πυκνωτών 20kV, η οποία να δηλώνει δυνατότητα εκτέλεσης εντολής τηλεχειρισμού από το Κ.Ε.Ε. ή το Κέντρο Διανομής.
- Οκτώ ψηφιακές σημάνσεις για μελλοντική χρήση κατ' ελάχιστο.

ii) Έξοδοι από την RTU

- Ένα αναλογικό σήμα (προς τον αιολικό σταθμό) που ορίζει την μέγιστη επιτρεπτή τιμή ενεργού παραγωγής σε MW του Α.Π.
- Ένα αναλογικό σήμα (προς τον αιολικό σταθμό) που ορίζει την επιθυμητή τιμή τάσης στο σημείο σύνδεσης του αιολικού σταθμού με το σύστημα
- Ένα αναλογικό σήμα (προς τα Α.Π.) που ορίζει την επιθυμητή τιμή άεργου παραγωγής σε MVA_r του αιολικού σταθμού
- Ένα αναλογικό σήμα (προς τον αιολικό σταθμό) που ορίζει την επιθυμητή τιμή συντελεστή ισχύος με τον οποίο θα γίνεται η παραγωγή του αιολικού σταθμού
- Τρία αναλογικά σήματα για μελλοντική χρήση κατ' ελάχιστο
- Μία ψηφιακή σήμανση, που θα δηλώνει την κατάσταση λειτουργίας της RTU.
- Μία ψηφιακή σήμανση, που θα δηλώνει ότι ο Παραγωγός λαμβάνει από ΚΕΕ εντολή για δικαίωμα παραγωγής και σύνδεσης στο σύστημα εφόσον το επιθυμεί.
- Μία ψηφιακή σήμανση που θα δηλώνει εντολή από Κ.Ε.Ε, και υποχρέωση του Παραγωγού για σταδιακή μείωση παραγωγής και αποσύνδεση αυτόματα από το Σύστημα εντός 10min.
- Πέντε ψηφιακές σημάνσεις οι οποίες δηλώνουν αντίστοιχα την εντολή του Κ.Ε.Ε. για να λειτουργήσει ο αιολικός σταθμός με έναν από τους παραπάνω αναφερόμενους τρόπους για τη στήριξη τάσεων του συστήματος:
- Δύο ψηφιακές σημάνσεις οι οποίες δηλώνουν αντίστοιχα την εντολή του Κ.Ε.Ε. Για να λειτουργήσει ο αιολικός σταθμός με έναν από τους παραπάνω αναφερόμενους τρόπους για τη στήριξη συχνότητας του συστήματος
- Τέσσερις μονές ψηφιακές σημάνσεις για μελλοντική χρήση κατ' ελάχιστο.

3.6.3 Πρόβλεψη Παραγωγής

Αιολικοί Σταθμοί με εγκατεστημένη ισχύ μεγαλύτερη των 10MW θα πρέπει να παρέχουν ηλεκτρονικά την πρόβλεψη της παραγωγής τους σε ημερήσια βάση για τις επόμενες 24 ώρες σε μορφή και με τρόπο συμβατό με τις απαιτήσεις του Διαχειριστή του Συστήματος.

3.7 Παροχή και Καταγραφή Δεδομένων Λειτουργίας Αιολικών Σταθμών

3.7.1 Πιστοποίηση και Έλεγχος Καλής Λειτουργίας

i) Οι παραπάνω τεχνικές απαιτήσεις θα πρέπει να αποδεικνύονται από τον Παραγωγό με την παροχή πιστοποιητικών και δοκιμών καλής λειτουργίας των αιολικών μονάδων από έγκριτους φορείς πιστοποίησης. Οι απαιτήσεις πιστοποίησης ανά τεχνική δυνατότητα περιγράφονται αναλυτικά στις αντίστοιχες παραγράφους ανωτέρω.

ii) Κατάλληλα μοντέλα προσομοίωσης της λειτουργίας του αιολικού σταθμού θα πρέπει να παρέχονται στο Διαχειριστή του Συστήματος. Τα παρεχόμενα μοντέλα προσομοίωσης της λειτουργίας των εγκαταστάσεων του αιολικού σταθμού πρέπει να αναπαριστούν με λεπτομέρεια τα χαρακτηριστικά της απόκρισης των συστημάτων ρύθμισης που περιγράφονται ανωτέρω καθώς και εν γένει τους διαφόρους τρόπους λειτουργίας του αιολικού σταθμού. Τα απαιτούμενα μοντέλα προσομοίωσης θα προδιαγράφονται στη Σύμβαση Σύνδεσης.

iii) Πριν τη σύνδεση των αιολικών σταθμών με το Σύστημα θα γίνεται έλεγχος της καλής λειτουργίας τους από εξειδικευμένα κλιμάκια του Διαχειριστή του Συστήματος.

3.7.2 Τοπική Καταγραφή Δεδομένων

i) Ο Διαχειριστής του Συστήματος μπορεί ανά πάσα στιγμή να ζητήσει από τον Παραγωγό καταγραφές δεδομένων για χρονικά διαστήματα εντός των οποίων παρουσιάστηκαν συμβάντα ανώμαλης λειτουργίας και διαταραχές του Συστήματος. Επίσης, ο Διαχειριστής του Συστήματος διατηρεί το δικαίωμα να ζητά καταγραφές δεδομένων για την ποιοτική αξιολόγηση της λειτουργίας του αιολικού σταθμού.

ii) Ο Παραγωγός πρέπει να εξασφαλίζει τη δυνατότητα καταγραφής με κατάλληλο χρόνο δειγματοληψίας συγκεκριμένων κρίσιμων μεγεθών που θα ορίζει ο Διαχειριστής ανάλογα με τις ανάγκες του π.χ. τάσεων, ρευμάτων, ισχύος, κατά τη διάρκεια και αμέσως μετά από διαταραχές της λειτουργίας του Συστήματος π.χ. μεγάλες βυθίσεις τάσης, αλλά και σε περιόδους κανονικής λειτουργίας. Επίσης, θα πρέπει να εξασφαλίζεται δυνατότητα αυτόματης μεταφοράς των δεδομένων (upload) στο Κ.Ε.Ε., όταν ζητηθεί από τον Διαχειριστή του Συστήματος, ώστε να είναι δυνατή η έγκαιρη αξιολόγηση της απόκρισης του αιολικού σταθμού.

iii) Το πεδίο εφαρμογής των διατάξεων της παρούσας παραγράφου, “Τοπική καταγραφή δεδομένων”, περιλαμβάνει τους αιολικούς σταθμούς που συνδέονται στο Σύστημα και έχουν ονομαστική ισχύ μεγαλύτερη των 10MW (Α τρόπος σύνδεσης του αιολικού σταθμού). Στην περίπτωση του Β' τρόπου σύνδεσης, το όριο των 10MW αναφέρεται στην συνολική εγκατεστημένη ισχύ των συνδεόμενων Αιολικών Σταθμών στο Μ/Σ ΜΤ/ΥΤ.

ΚΟΣΤΟΣ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΧΡΗΣΤΩΝ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150kV

4.1 Εισαγωγή

Όπως προαναφέρθηκε, το Α.Π. που επιθυμούμε να συνδέσουμε στο σύστημα βρίσκεται στην περιοχή της Κρήτης. Αυτό μας δημιουργεί τον περιορισμό αναφορικά με την τάση στην οποία πρόκειται να συνδεθεί το Α.Π. , η οποία είναι τα 150 kV. Ο ΔΕΣΜΗΕ κατά την τακτική συνεδρίαση του την 10η Ιανουαρίου 2007 αποφάσισε και εκπόνησε το τιμολόγιο σύνδεσης χρηστών στο σύστημα μεταφοράς. Παρακάτω αναλύεται και παρουσιάζεται το κόστος σύνδεσης στο σύστημα 150kV.

4.2 Ανάλυση Κόστους Σύνδεσης

4.2.1 Εισαγωγή

Όσον αφορά στις χρεώσεις που επιβάλλονται σε Χρήστες για σύνδεση των εγκαταστάσεών τους στα ηλεκτρικά δίκτυα, κρίνεται επομένως ότι οι γενικοί όροι πρέπει να ελέγχονται ως προς τα ακόλουθα:

i) Ως προς το ότι οι χρεώσεις που επιβάλλονται αφορούν σε παροχή υπηρεσιών οι οποίες πράγματι απαιτούνται για τη σύνδεση και δύνανται να παρέχονται αποκλειστικά από φορείς που ασκούν μονοπωλιακές δραστηριότητες της αγοράς, όπως η διαχείριση, η λειτουργία, η ανάπτυξη και η συντήρηση των ηλεκτρικών δικτύων,

ii) Ως προς τη μεθοδολογία υπολογισμού των ως άνω χρεώσεων και το εύλογο ύψος τους

iii) Ως προς το εύλογο ύψος των χρεώσεων που επιβάλλονται για την υλοποίηση των έργων σύνδεσης, στην περίπτωση που η υλοποίησή τους ανατίθεται από το Χρήστη στον Κύριο του Συστήματος. Τα ανωτέρω κρίνονται με γνώμονα το γεγονός ότι οι χρεώσεις που επιβάλλονται πρέπει να μην εισάγουν διακρίσεις μεταξύ Χρηστών, να αντικατοπτρίζουν το κόστος και να επιτρέπουν την πραγματοποίηση των αναγκαίων επενδύσεων ώστε να διασφαλίζεται η ασφαλής και αποτελεσματική λειτουργία του Συστήματος και η επαρκής απόδοση της σχετικής οικονομικής δραστηριότητας.

4.2.2 Ύψος Χρεώσεων για Υλοποίηση Έργων Επέκτασης από τον Κύριο του Συστήματος

i) Το προϋπολογιστικό κόστος υλοποίησης γραμμών μεταφοράς εκτιμάται βάσει μοναδιαίων τιμών (ανά χιλιόμετρο) για διάφορους τύπους γραμμών οι οποίες απαντώνται στο Σύστημα Μεταφοράς. Σχετικά με τις τιμές αυτές από την εισήγηση του ΔΕΣΜΗΕ αναφέρονται τα ακόλουθα:

α) Οι μοναδιαίες τιμές αφορούν στο σύνολο των απαιτούμενων εργασιών (προμελέτες, μελέτες, έλεγχο υλικών, κατασκευή, επίβλεψη κατασκευής και παραλαβή) και δεν περιλαμβάνουν το κόστος χρήσης γης και το κόστος νέων υποδομών που ενδεχομένως θα απαιτηθούν, όπως έργα οδοποιίας.

β) Οι μοναδιαίες τιμές για υλοποίηση γραμμών μήκους από 1,5 έως 5 χλμ είναι υψηλότερες κατά 38 % έως 46 % συγκριτικά με τις αντίστοιχες τιμές υλοποίησης γραμμών μήκους άνω των 10 χλμ. Οι μοναδιαίες τιμές για την υλοποίηση γραμμών μεταφοράς μήκους από 5 έως 10 χλμ προσδιορίζονται με γραμμική παρεμβολή. Οι μοναδιαίες τιμές της εισήγησης δεν ισχύουν για υλοποίηση γραμμών μεταφοράς μήκους μικρότερου του 1,5 χλμ και το κόστος του έργου, το οποίο σε αυτές τις περιπτώσεις είναι υψηλότερο, προσδιορίζεται κατά την οριστική μελέτη του έργου.

γ) Όλες οι μοναδιαίες τιμές αντανakλούν ένα μέσο κόστος υλοποίησης έργων και το τελικό κόστος υλοποίησης ενδέχεται να διαφοροποιείται κατά περίπτωση, λαμβάνοντας υπόψη ιδίως τα χαρακτηριστικά της περιοχής εγκατάστασης (μορφολογία εδάφους) καθώς και τυχόν ειδικές απαιτήσεις του έργου (ειδικές υποδομές και διατάξεις).

ii) Η διαφοροποίηση των μοναδιαίων τιμών υλοποίησης γραμμών μεταφοράς σε σχέση με το μήκος τους κρίνεται ότι σχετίζεται με οικονομίες κλίμακας κυρίως στο κατασκευαστικό κόστος, καθώς η προμήθεια του εξοπλισμού από τον Κύριο του Συστήματος γίνεται σε μεγάλες ποσότητες οι οποίες υπαγορεύονται κατά κύριο λόγο από τις ανάγκες ανάπτυξης του Συστήματος Μεταφοράς. Δεδομένου ωστόσο ότι το κατασκευαστικό κόστος αποτελεί περίπου 40% του συνολικού κόστους υλοποίησης, τεκμαίρεται ότι η προτεινόμενη αύξηση των μοναδιαίων τιμών υλοποίησης γραμμών μεταφοράς μήκους κάτω των 5 χλμ κατά περίπου 40% σε σχέση με τις αντίστοιχες τιμές υλοποίησης γραμμών μήκους άνω των 10 χλμ αντιστοιχεί κατά προσέγγιση σε διπλασιασμό του θεωρούμενου κατασκευαστικού κόστους ανά χιλιόμετρο γραμμής. Μια τέτοια διαφορά στο κατασκευαστικό κόστος μεταξύ γραμμών μήκους 10 και 5 χλμ δεν κρίνεται εύλογη, θα μπορούσε ωστόσο να υφίσταται ενδεχομένως στην κατασκευή γραμμών μικρότερου μήκους. Ενόψει των ανωτέρω, κρίνεται εύλογο οι μοναδιαίες τιμές της εισήγησης του ΔΕΣΜΗΕ για την υλοποίηση γραμμών μήκους μεταξύ 1,5 και 5 χλμ να θεωρηθούν αντιπροσωπευτικές του κόστους υλοποίησης γραμμών μήκους έως 1,5 χλμ και οι μοναδιαίες τιμές για την υλοποίηση γραμμών μήκους μεταξύ 1,5 και 10 χλμ να προσδιορίζονται με γραμμική παρεμβολή.

iii) Σε ότι αφορά τις τιμές της εισήγησης του ΔΕΣΜΗΕ για υλοποίηση έργων με υπόγεια και υποβρύχια καλώδια 150 kV, αναφέρονται τα ακόλουθα:

α) Το μέσο κόστος υλοποίησης μονών και διπλών κυκλωμάτων 150 kV με υπόγεια καλώδια υπολογίζεται κατά 6,5 και αντίστοιχα 8,2 φορές υψηλότερο του κόστους υλοποίησης αντίστοιχων κυκλωμάτων με εναέριες γραμμές μήκους άνω των 10 χλμ (αντίστοιχα 4,5 και 5,6 φορές υψηλότερο από το κόστος υλοποίησης εναέριων γραμμών 150 kV μήκους κάτω των 5 χλμ).

β) Σύμφωνα με έκθεση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής και με σχετική μελέτη η οποία

εκπονήθηκε για λογαριασμό της Επιτροπής, το κόστος κατασκευής υπογείων δικτύων υψηλής τάσης (150 έως 220 kV) σε σχέση με το αντίστοιχο κόστος εναέριων γραμμών εμφανίζει σημαντικές διακυμάνσεις μεταξύ των διαφόρων χωρών της Ευρώπης (ενδεικτικά από 2,2 έως 7,7 φορές υψηλότερο). Άλλες μελέτες αναφέρουν κόστος υλοποίησης γραμμών μεταφοράς 150 kV με υπόγεια καλώδια 3 έως 6 φορές υψηλότερο του αντίστοιχου κόστους εναέριων γραμμών, εκτιμήσεις που επαληθεύονται και από πιο πρόσφατα στοιχεία.

γ) Αναφέρεται επίσης ότι το μοναδιαίο κόστος υλοποίησης γραμμών μεταφοράς με υποβρύχια καλώδια είναι κατά κανόνα σημαντικά χαμηλότερο του αντίστοιχου κόστους υλοποίησης με υπόγεια καλώδια, λόγω χαμηλότερου κόστους εγκατάστασης (δυνατότητα κατασκευής του καλωδίου σε μεγαλύτερα μήκη, μείωση του πλήθους συνδέσμων και της απαιτούμενης εργασίας για εγκατάσταση) και λόγω της μικρότερης απαιτούμενης διατομής του καλωδίου (λόγω καλύτερης απαγωγής θερμότητας μέσω του νερού σε σχέση με τον αέρα). Ωστόσο, στην εισήγηση του ΔΕΣΜΗΕ αναφέρεται κόστος υλοποίησης υποβρυχίων γραμμών περίπου διπλάσιο του κόστους υλοποίησης αντίστοιχων γραμμών με υπόγειο καλώδιο. Περαιτέρω, ο ΔΕΣΜΗΕ αναφέρει ότι το εν λόγω κόστος ενδέχεται να εμφανίζει έντονες αποκλίσεις, αναλόγως του είδους του καλωδίου και του βάθους πόντισης, χωρίς όμως να προσδιορίζει το είδος του καλωδίου και το ενδεικτικό βάθος πόντισης τα οποία αντιστοιχούν στο μέσο μοναδιαίο κόστος της εισήγησής του. Η απουσία των στοιχείων αυτών καθιστά την παράθεση μοναδιαίου κόστους υλοποίησης στην εισήγηση του ΔΕΣΜΗΕ άνευ πρακτικής σημασίας.

δ) Δεδομένων των ανωτέρω, κρίνονται εύλογες οι ακόλουθες μέσες μοναδιαίες τιμές για την υλοποίηση υπογείων γραμμών 150 kV: α) 500 €/χλμ για υλοποίηση μονών κυκλωμάτων (κόστος πενταπλάσιο του κόστους υλοποίησης με εναέρια γραμμή) και β) 850 €/χλμ για υλοποίηση διπλών κυκλωμάτων (προσαύξηση κατά 6,3 φορές σε σχέση με το αντίστοιχο κόστος υλοποίησης εναέριων γραμμών). Περαιτέρω, καθώς οι μοναδιαίες τιμές της εισήγησης του ΔΕΣΜΗΕ για υλοποίηση γραμμών με υποβρύχια καλώδια είναι σημαντικά υψηλότερες των αντίστοιχων τιμών υπογειοποίησης γραμμών μεταφοράς και ενδέχεται να μην ισχύουν γενικότερα παρά μόνο για πολύ συγκεκριμένες περιπτώσεις, δεδομένου δε ότι η υλοποίηση υποβρυχίων γραμμών μεταφοράς για σύνδεση εγκαταστάσεων χρηστών αναμένεται να είναι σχετικά σπάνια, κρίνεται σκόπιμο το κόστος υλοποίησης γραμμών μεταφοράς με υποβρύχια καλώδια να εκτιμάται από τον Διαχειριστή του Συστήματος κατά περίπτωση κατά τη σύνταξη της σχετικής προσφοράς σύνδεσης και να τεκμηριώνεται στη βάση των ιδιαίτερων αναγκών και συνθηκών κάθε έργου.

iv) Για την εκτίμηση του κόστους υλοποίησης υποσταθμών η εισήγηση του ΔΕΣΜΗΕ περιλαμβάνει επίσης μοναδιαίες τιμές, οι οποίες αφορούν στα κυριότερα τμήματα του απαιτούμενου ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού. Οι τιμές αυτές περιλαμβάνουν εκτός του κόστους προμήθειας και μεταφοράς υλικών και του κόστους κατασκευής (μέσο κόστος έργων πολιτικού μηχανικού και κόστος ανέγερσης Η/Μ εξοπλισμού), το κόστος των απαιτούμενων εργασιών μελέτης, ελέγχου υλικών, επίβλεψης και παραλαβής, καθώς επίσης και το κόστος κατασκευής τυπικής γείωσης, επαρκούς για περιπτώσεις εδάφους με ειδική αντίσταση έως 100 Ωm. Στην εισήγηση του ΔΕΣΜΗΕ δίνονται επιπλέον τιμές για εξοπλισμό που αφορά στο τμήμα του υποσταθμού που αποτελεί κατά κανόνα μέρος των εγκαταστάσεων του Χρήστη, ήτοι για μετασχηματιστές και λοιπό εξοπλισμό μέσης τάσης, έτσι ώστε να είναι δυνατή η εκτίμηση προϋπολογιστικού κόστους κατά το δυνατό για το σύνολο του υποσταθμού μεταφοράς.

4.2.3 Ύψος Χρεώσεων για Παροχή Υπηρεσιών Μονοπωλιακού Χαρακτήρα

i) Για την εκπόνηση των βασικών μελετών που προβλέπονται κατά την εξέταση αιτήματος για σύνδεση, ο ΔΕΣΜΗΕ εισηγείται την καταβολή από τον Χρήστη του ποσού των €20 ανά MW καταχωρημένης ισχύος για τις περιπτώσεις σύνδεσης εγκαταστάσεων Πελατών και μονάδων παραγωγής από ΑΠΕ και του ποσού των €40 ανά MW καταχωρημένης ισχύος για τις λοιπές περιπτώσεις μονάδων παραγωγής. Οι χρεώσεις που εισηγείται ο ΔΕΣΜΗΕ κρίνονται εύλογες καθώς :

α) Συγκρίνονται ικανοποιητικά με αντίστοιχες χρεώσεις που ισχύουν σε άλλα ευρωπαϊκά συστήματα

β) Δεν είναι απαγορευτικά υψηλές για Χρήστες οι οποίοι σκοπεύουν να προχωρήσουν άμεσα σε σύνδεση των εγκαταστάσεών τους με το Σύστημα Μεταφοράς, ενώ παράλληλα δύνανται να λειτουργούν αποτρεπτικά για την υποβολή αιτήσεων σύνδεσης σε πρώιμο στάδιο, κάτι που είναι επιθυμητό.

ii) Για τον υπολογισμό των χρεώσεων λόγω εκπόνησης πρόσθετων εκτεταμένων μελετών από τον ΔΕΣΜΗΕ κατά την εξέταση αιτήματος για σύνδεση, βάσει της μεθοδολογίας που εγκρίθηκε, προβλέπεται ο καθορισμός στο Τιμολόγιο Σύνδεσης τιμής χρέωσης ανά ανθρωπομήνα απασχόλησης. Θεωρώντας :

α) το ποσό των €3.500 ως εύλογο για το συνολικό μηνιαίο κόστος θέσης εργασίας ενός μηχανικού του ΔΕΣΜΗΕ,

β) Το ύψος των λειτουργικών δαπανών και αποσβέσεων του ΔΕΣΜΗΕ εξαιρουμένων των δαπανών για αμοιβές μελών Δ.Σ., το οποίο σύμφωνα με τον προϋπολογισμό δαπανών έτους 2007 ανέρχεται σε € 6.185.000 ετησίως 10 και επομένως σε €2.062 ανά μήνα και υπάλληλο του ΔΕΣΜΗΕ (θεωρώντας προσωπικό 250 ατόμων)

γ) Εύλογο κέρδος 2%, κρίνεται ως εύλογη τιμή χρέωσης ανθρωπομήνα το ποσό των €6.000.

iii) Στον πίνακα που ακολουθεί παρουσιάζονται οι χρεώσεις που προκύπτουν βάσει των τιμών και της μεθοδολογίας της εισήγησης του ΔΕΣΜΗΕ για τις μονοπωλιακές υπηρεσίες που παρέχονται κατά την υλοποίηση εναέριων γραμμών μεταφοράς μήκους από 1,5 έως 20 χλμ. Οι χρεώσεις συγκρίνονται με το προϋπολογιστικό κόστος υλοποίησης των αντίστοιχων έργων, το οποίο εκτιμάται βάσει των μοναδιαίων τιμών της εισήγησης του ΔΕΣΜΗΕ, λαμβάνοντας υπόψη την τροποποίηση που προτείνεται (παρ. 6) όσον αφορά στα μήκη γραμμών στα οποία οι τιμές αυτές αναφέρονται. Οι τύποι γραμμών που επιλέχθηκαν θεωρούνται αντιπροσωπευτικοί των κυριότερων περιπτώσεων σύνδεσης που απαντώνται στο Σύστημα Μεταφοράς, ήτοι μονάδων παραγωγής από ΑΠΕ (B/150 kV και 2B/150 kV), πελατών και συμβατικών μονάδων παραγωγής μικρής ισχύος (2B/150 kV) και μεγάλων θερμοηλεκτρικών μονάδων παραγωγής (2B'Β'/400 kV).

iv) Για την παροχή υπηρεσιών συντονισμού και παρακολούθησης κατά την υλοποίηση έργων επέκτασης για σύνδεση, ο ΔΕΣΜΗΕ εισηγείται τη χρέωση του χρήστη με ποσό ίσο με το 10% του κόστους ελέγχου, επίβλεψης και παραλαβής των έργων σύνδεσης. Για τη σύνδεση σταθμών παραγωγής από ΑΠΕ, ο ΔΕΣΜΗΕ εισηγείται χαμηλότερη χρέωση (7%). Ως ελάχιστη χρέωση ορίζεται σε κάθε περίπτωση το ποσό των €3.000. Το ελάχιστο αυτό όριο ωστόσο δεν έχει πρακτική σημασία, καθώς οι χρεώσεις που υπολογίζονται βάσει της μεθοδολογίας που εισηγείται ο ΔΕΣΜΗΕ είναι σε κάθε περίπτωση υψηλότερες, όπως προκύπτει από τα σχετικά στοιχεία του Πίνακα 3, λαμβάνοντας επιπλέον υπόψη ότι με ανάλογο τρόπο προτείνεται ο υπολογισμός αντίστοιχων

χρεώσεων για τα έργα υλοποίησης υποσταθμών, με αποτέλεσμα οι χρεώσεις που προκύπτουν να υπερβαίνουν το όριο των €3.000.

ν) Λαμβάνοντας υπόψη ότι :

α) Σύμφωνα με τη Μεθοδολογία Κατάρτισης του Τιμολογίου Σύνδεσης Χρηστών στο Σύστημα, η οποία εγκρίθηκε με την υπ' αριθμόν 5/2007 Απόφαση της ΡΑΕ, οι εν λόγω χρεώσεις συνίστανται σε καταβολή από τον Χρήστη πάγιου μηνιαίου τιμήματος, το οποίο αντιστοιχεί στην πραγματική απασχόληση προσωπικού του ΔΕΣΜΗΕ για την παρακολούθηση των έργων επέκτασης για σύνδεση

β) Η συνολική εύλογη χρέωση για έναν ανθρωπομήνα απασχόλησης προσωπικού του ΔΕΣΜΗΕ υπολογίστηκε ανωτέρω (παρ. 11) σε € 6.000

γ) Ως εύλογη απασχόληση στελεχών του ΔΕΣΜΗΕ για την παρακολούθηση της υλοποίησης έργων επέκτασης για σύνδεση κρίνονται κατά μέσο όρο 2 ανθρωποημέρες ανά μήνα (9% του μηνιαίου χρόνου εργασίας για ένα άτομο), το πάγιο τίμημα που καταβάλλεται μηνιαίως από τον Χρήστη στον ΔΕΣΜΗΕ ως αντάλλαγμα για την παροχή υπηρεσιών συντονισμού και παρακολούθησης υπολογίζεται σε € 550.

4.3 ΚΟΣΤΟΣ ΣΥΝΔΕΣΗΣ

4.3.1 Εισαγωγή

Με το παρόν Τιμολόγιο Σύνδεσης καθορίζονται στοιχεία κόστους για τον υπολογισμό των χρεώσεων που επιβάλλονται για την υλοποίηση και θέση σε λειτουργία των έργων επέκτασης για σύνδεση εγκαταστάσεων Χρηστών στο Σύστημα Μεταφοράς και για την παροχή των μονοπωλιακών υπηρεσιών που προβλέπονται σχετικά. Τα στοιχεία που αφορούν σε κατασκευαστικό κόστος αφορούν σε ένα μέσο κόστος υλοποίησης των έργων. Το τελικό κόστος του έργου ενδέχεται να διαφοροποιείται κατά περίπτωση από τα στοιχεία του τιμολογίου, λαμβανομένων υπόψη των χαρακτηριστικών της περιοχής εγκατάστασης που έχουν σχέση ιδίως με τη μορφολογία του εδάφους, τις απαιτούμενες υποδομές, τυχόν ειδική διάταξη της εγκατάστασης, καθώς και το είδος του εδάφους, όσον αφορά στις απαιτούμενες εργασίες για την επίτευξη ικανοποιητικής γείωσης.

4.3.2 Χρεώσεις Εξέτασης Αιτήματος για Σύνδεση και Παρακολούθηση της Υλοποίησης των Έργων

i) Με την υποβολή αιτήματος για σύνδεση στο Σύστημα Μεταφοράς ο Χρήστης καταβάλλει στον Διαχειριστή του Συστήματος τα ακόλουθα ποσά, ως τίμημα για την εκπόνηση των βασικών μελετών σύνδεσης που απαιτούνται:

α) Για την εξέταση αιτήματος σύνδεσης Πελατών και μονάδων παραγωγής από ΑΠΕ: 20 €/MW

β) Για την εξέταση αιτήματος σύνδεσης λοιπών μονάδων παραγωγής: 40 €/MW

Τα ανωτέρω ποσά υπολογίζονται βάσει της καταχωρημένης ισχύος σε MW της επιθυμητής σύνδεσης.

ii) Το ύψος της μοναδιαίας χρέωσης ανθρωπομήνα για την εκπόνηση πρόσθετων εκτεταμένων μελετών, τις οποίες ο Διαχειριστής του Συστήματος κρίνει απαραίτητες για την πληρέστερη αξιολόγηση των επιπτώσεων της προτεινόμενης σύνδεσης στο Σύστημα Μεταφοράς, καθορίζεται σε € 6.000.

iii) Το μηνιαίο πάγιο τίμημα που καταβάλλει ο Χρήστης στον Διαχειριστή του Συστήματος για το συντονισμό και την παρακολούθηση της υλοποίησης των έργων επέκτασης για σύνδεση ανέρχεται σε € 550. Το συνολικό αντάλλαγμα που καταβάλλει ο Χρήστης για την παροχή των εν λόγω υπηρεσιών είναι κατ' ελάχιστο € 3.000.

4.3.3 Χρεώσεις για Υλοποίηση Έργων Γραμμών Μεταφοράς

Το προϋπολογιστικό κόστος για την υλοποίηση γραμμών μεταφοράς (Γ.Μ.) από τον Κύριο του Συστήματος εκτιμάται βάσει των μοναδιαίων τιμών που παρατίθενται στον ακόλουθο Πίνακα 2. Εκτός της κατασκευής του έργου, στο κόστος αυτό συμπεριλαμβάνονται όλες οι απαιτούμενες εργασίες προμελέτης, ελέγχων, επίβλεψης και παραλαβής.

Τύπος Γραμμής Μεταφοράς (Γ.Μ.)	Εκτιμώμενο Κόστος (kE/km)
Γ.Μ. E/150kV μήκους τουλάχιστον 10 km	75
Γ.Μ. E/150kV μήκους έως 1.5 km	110
Γ.Μ. B/150kV μήκους τουλάχιστον 10 km	100
Γ.Μ. B/150kV μήκους έως 1.5 km	145
Γ.Μ. 2B/150kV μήκους τουλάχιστον 10 km	135
Γ.Μ. 2B/150kV μήκους έως 1.5 km	195
Αναβάθμιση Γ.Μ. E σε 2B/150 kV μήκους τουλάχιστον 10 km	160
Αναβάθμιση Γ.Μ. E σε 2B/150 kV μήκους έως 1.5 km	230
Αναβάθμιση Γ.Μ. B σε 2B/150 kV μήκους τουλάχιστον 10 km	170
Αναβάθμιση Γ.Μ. B σε 2B/150 kV μήκους έως 1.5 km	240
Αναβάθμιση Γ.Μ. 2B(E) σε 2B/150 kV μήκους τουλάχιστον 10 km	50
Αναβάθμιση Γ.Μ. 2B(E) σε 2B/150 kV μήκους έως 1.5 km	70
Γ.Μ. 150 kV με χρήση υπογείου καλωδίου – Μονό κύκλωμα	500
Γ.Μ. 150 kV με χρήση υπογείου καλωδίου – Διπλό κύκλωμα	850

Πίνακας 2 : Εκτίμηση συνολικού κόστους υλοποίησης έργων Γ.Μ.[6]

Το εκτιμώμενο κόστος υλοποίησης γραμμής μεταφοράς μήκους μεταξύ 1,5 και 10 χιλιομέτρων υπολογίζεται βάσει της ακόλουθης σχέσης:

$$\text{ΚΟΣΤΟΣ} / \text{km} = X_{10} [1 + (10 - L) (X_{1,5} - X_{10}) / (8,5 X_{10})]$$

όπου :

- X_{10} το ανά km κόστος Γ.Μ. μήκους μεγαλύτερου ή ίσου των 10 km σύμφωνα με τον προηγούμενο πίνακα
- $X_{1,5}$ το ανά km κόστος Γ.Μ. μήκους μικρότερου ή ίσου των 1,5 km σύμφωνα με τον προηγούμενο πίνακα
- L το μήκος της Γ.Μ. μεταξύ 1,5 και 10 km

Αναφορικά με τις τιμές του Πίνακα 2, επισημαίνονται τα ακόλουθα:

i) Τα παραπάνω κόστη περιλαμβάνουν το κόστος εγκατάστασης συνεχούς αγωγού εδάφους μήκους έως 2 km από τους συνδεδεμένους Υ/Σ.

ii) Το χιλιομετρικό κόστος για γραμμή μεταφοράς μήκους τουλάχιστον 10 km αφορά τυπικές Γ.Μ. που περιλαμβάνουν σε ποσοστό 80% πύργους ανάρτησης και σε ποσοστό 20% πύργους τάνυσης, με ύψη ανάρτησης των κάτω αγωγών φάσεως έως 23m.

4.3.4 Χρεώσεις για Υλοποίηση Έργων Υποσταθμών

Το προϋπολογιστικό κόστος για υλοποίηση Υποσταθμών από τον Κύριο του Συστήματος εκτιμάται βάσει των στοιχείων κόστους που παρατίθενται στον ακόλουθο Πίνακα 3. Στο κόστος αυτό περιλαμβάνονται όλες οι απαιτούμενες εργασίες μελέτης, ελέγχων, επίβλεψης και παραλαβής. Διευκρινίζεται ότι στον Πίνακα 3 παρατίθενται για λόγους πληρότητας στοιχεία κόστους και για εξοπλισμό ο οποίος κατά κανόνα δεν περιλαμβάνεται στο τμήμα των υποσταθμών που αποτελεί μέρος του Συστήματος Μεταφοράς (όπως οι μετασχηματιστές και γενικά ο εξοπλισμός μέσης τάσης).

Στοιχείο	Εκτιμώμενο Κόστος (κΕ)
Πύλες Γ.Μ. 150kV	
Απλοποιημένη πύλη Γ.Μ. 150 kV χωρίς διακόπτη	255
Πλήρης πύλη Γ.Μ. 150 kV σε απλό ζυγό	500
Πλήρης πύλη Γ.Μ. 150 kV σε διπλό ζυγό	550
Πλήρης πύλη Γ.Μ. 150 kV σε τριπλό ζυγό	600
Πύλες 30 και 150 kV Αυτομετασχηματιστών (ΑΜ/Σ) και Μετασχηματιστών (Μ/Σ)	
Πλήρης πύλη ΑΜ/Σ 30 kV (χωρίς αυτεπαγωγή)	275
Πλήρης πύλη ΑΜ/Σ 150 kV σε διπλό ζυγό	520
Πλήρης πύλη ΑΜ/Σ 150 kV σε τριπλό ζυγό	580
Πλήρης πύλη Μ/Σ 150 kV σε απλό ζυγό	200
Πλήρης πύλη Μ/Σ 150 kV σε διπλό ζυγό	260
Πλήρης πύλη Μ/Σ 150 kV σε τριπλό ζυγό	320
Τμήμα πύλης Μ/Σ 150 kV εντός των ορίων του Συστήματος	110
Εξοπλισμός Υποσταθμών (Υ/Σ)	
Αυτεπαγωγή 150 kV / 8 Mvar με πλήρη πύλη	560
Αυτεπαγωγή 150 kV /12 Mvar με πλήρη πύλη	590
Αυτεπαγωγή 150 kV / 16 Mvar με πλήρη πύλη	620
Αυτεπαγωγή 30 kV / 50 Mvar με πλήρη πύλη	790
Μ/Σ 150/20 kV ισχύος 20/25 MVA	590
Μ/Σ 150/20 kV ισχύος 40/50 MVA	680
Εξοπλισμός Ζυγών Υ/Σ	
Ζυγός 150 kV (στοιχειώδες τμήμα 1 πύλης – απλός ζυγός)	80
Διασυνδετικός διακόπτης 150kV για διπλό ζυγό	420
Διασυνδετικός διακόπτης 150kV για τριπλό ζυγό	560
Αποξεύκτης τομής ζυγού 150kV για απλό ζυγό	70
Αποξεύκτης τομής ζυγού 150kV για διπλό ζυγό	130
Αποξεύκτης τομής ζυγού 150kV για τριπλό ζυγό	160

Εξοπλισμός Μέσης Τάσης (Μ.Τ.)	
Πλήρης πύλη 20 kV Μ/Σ 150/20 kV - εναέρια	210
Πλήρης πύλη 20 kV Μ/Σ 150/20 kV – υπόγεια	200
Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 8 Mvar	180
Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar	220
Πλήρης πύλη γραμμής 20 kV – εξωτερικού χώρου	100
Πλήρης πύλη γραμμής 20 kV – εσωτερικού χώρου	80
Τηλεπικοινωνιακός Εξοπλισμός και RTU	
Πλήρης μετρητική διάταξη (πρώτη πύλη)	44
Πλήρης μετρητική διάταξη (κάθε επιπλέον πύλη μετά την πρώτη)	28
Πλήρης Τηλεπικοινωνιακός εξοπλισμός 150 kV που περιλαμβάνει κυματοπαγίδα, φίλτρο ζεύξης, φερεσυχνιακή συσκευή, καλώδιο κλπ (πρώτη πύλη)	33
Πλήρης Τηλεπικοινωνιακός εξοπλισμός 150 kV που περιλαμβάνει κυματοπαγίδα, φίλτρο ζεύξης, φερεσυχνιακή συσκευή, καλώδιο κλπ (κάθε επιπλέον πύλη μετά την πρώτη)	23
Συσκευή RTU με σύστημα αδιάλειπτης τροφοδοσίας (UPS) και Modem (πρώτη πύλη)	31
Συσκευή RTU με σύστημα αδιάλειπτης τροφοδοσίας (UPS) και Modem (κάθε επιπλέον πύλη μετά την πρώτη)	9

Πίνακας 3 : Εκτίμηση κόστους υλοποίησης Υποσταθμών[6]

Οι παραπάνω τιμές συμπεριλαμβάνουν το κόστος τυπικής γείωσης Υ/Σ, ήτοι των εργασιών γείωσης που απαιτούνται για την επίτευξη επαρκούς γείωσης δίχως την απαίτηση ειδικών κατασκευών (ειδική αντίσταση εδάφους έως 100 Ωm).

ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΒΕΛΤΙΣΤΗΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ Α.Π. ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150kV

5.1 Εισαγωγή

Ο υπολογισμός της βέλτιστης διασύνδεσης ενός Α.Π. με το σύστημα 150kV έγινε με την βοήθεια του λογισμικού πακέτου της Matlab. Για την εύρεση της βέλτιστης σύνδεσης θα πρέπει αρχικά να εξεταστεί με ποιόν από τους τρόπους που αναφέρθηκαν στην υποπαράγραφο 2.4.3 (Γενική περιγραφή έργων επέκτασης) είναι δυνατή η σύνδεση. Οι δυνατοί τρόποι σύνδεσης μπορεί να είναι παραπάνω από ένας και το πρόγραμμα πρέπει να είναι σε θέση να βρει τον πιο οικονομικό, βάση του τιμολογίου σύνδεσης που αναφέρθηκε στην παράγραφο 4.3 (Κόστος σύνδεσης). Το πρόγραμμα της Matlab που κατασκευάστηκε στην παρούσα διπλωματική παίρνει σαν είσοδο τις παρακάτω τιμές :

- Η ονομαστική τιμή ισχύος εξόδου του Α.Π.
- Η απόσταση Α.Π. από τον πλησιέστερο υποσταθμό (Υ/Σ) υψηλής τάσης (Υ.Τ)
- Η απόσταση Α.Π. από την πλησιέστερη γραμμή μεταφοράς (Γ.Μ) Υ.Τ
- Ο τύπος της ανεμογεννήτριας του Α.Π.
- Ο συντελεστής ισχύος εξόδου του Α.Π.

Μετά από κατάλληλη επεξεργασία εμφανίζει τα αποτελέσματα της βέλτιστης οικονομικά και τεχνικά διασύνδεσης του Α.Π. με το σύστημα. Οι έξοδοι του προγράμματος περιλαμβάνουν :

- Το αν το Α.Π. θα συνδεθεί με Υ/Σ ή με Γ.Μ.
- Τον τύπο μέσης τάσης (Μ.Τ.) που χρησιμοποιείται για την διασύνδεσης
- Το μήκος της Μ.Τ
- Το κόστος της βέλτιστης σύνδεσης (σε χιλιάδες Ευρώ)

5.2 Αρχικά Δεδομένα και Επεξεργασία Τιμών

5.2.1 Εισαγωγή

Οι τιμές, που εισήχθησαν κατά την εκκίνηση του προγράμματος, δεν είναι από μόνες τους ικανές να μας βγάλουν τα αποτελέσματα που ζητάμε. Οι δυνατοί τρόποι σύνδεσης ενός Α.Π. δεν εξαρτώνται μόνο από τις τιμές εισαγωγής αλλά και από άλλες παραμέτρους οι οποίες αναφέρονται παρακάτω :

- Μέγιστη επιτρεπόμενη ισχύς εξόδου του Α.Π.
- Τάση εξόδου του Α.Π.
- Φαινομενική ισχύς του Α.Π.
- Άεργος ισχύς του Α.Π.
- Θερμικά όρια γραμμών υψηλής και μέσης τάσης
- Παράμετροι γραμμών υψηλής και μέσης τάσης

Οι παραπάνω τιμές προκύπτουν με δυο τρόπους, είτε σαν αρχικά δεδομένα λόγω περιορισμών από τον ΔΕΣΜΗΕ, είτε σαν τιμές μετά από επεξεργασία των εισαχθέντων.

5.2.2 Αρχικά Δεδομένα

Η μέγιστη επιτρεπόμενη ισχύς εξόδου του Α.Π. ορίζεται στα 100 MW. Ο λόγος του συγκεκριμένου περιορισμού τίθεται λόγω των γεωγραφικών δεδομένων του Α.Π.. Όπως προαναφέρθηκε, η παρούσα διπλωματική ασχολείται με την σύνδεση ενός Α.Π. στην περιοχή της Κρήτης. Αυτό μας δημιουργεί τον περιορισμό για σύνδεση του Α.Π. με το σύστημα σε υψηλή τάση (Υ.Τ.) . Το γεγονός ότι το Α.Π. μπορεί να συνδεθεί μόνο με Υ.Τ και όχι με υπερύψηλη τάση (Υ.Υ.Τ) μας καθορίζει την μέγιστη επιτρεπόμενη ισχύς εξόδου του Α.Π. και αυτό γιατί ο ΔΕΣΜΗΕ δεν επιτρέπει την σύνδεση παραπάνω από 100 MW στο σύστημα 150 kV για λόγους ασφάλειας.

Η τάση εξόδου του Α.Π. ορίζεται από τον ΔΕΣΜΗΕ στα 20 kV. Αυτό σημαίνει ότι ανεξαρτήτως από την ισχύς εξόδου του Α.Π. η γραμμή μεταφοράς από το πάρκο θα πρέπει να γίνεται με τάση 20 kV. Βάση αυτού του δεδομένου οι πιθανές γραμμές μεταφοράς από το Α.Π. είναι :

- ACSR - 95
- 2 x ACSR - 95

Η εύρεση της δυνατής σύνδεσης γίνεται μετά από υπολογισμό της πτώσης τάσης μεταξύ του Α.Π. και του ορίου του συστήματος που καθορίζεται στην υποπαράγραφο 2.4.1 (Όρια εγκαταστάσεων). Για υπολογισμό της πτώσης τάσης θα χρειαστούν τα θερμικά όρια και οι παράμετροι των γραμμών υψηλής και μέσης τάσης. Οι παραπάνω τιμές αναφέρονται από την Δ.Ε.Η. και βρίσκονται στους πίνακες 4 και 5 που παραθέτονται παρακάτω.

Τα θερμικά όρια και η πτώση τάσης δεν είναι τα μόνα που θα μας καθορίσουν τον δυνατό τρόπο σύνδεσης. Ο ΔΕΣΜΗΕ για λόγους ασφάλειας του συστήματος δεν επιτρέπει την σύνδεση ενός Α.Π. με γραμμή μέσης τάσης, αν η φαινομενική ισχύς του συστήματος ξεπερνά τα 20 MVA. Σε αυτές τις περιπτώσεις είναι υποχρεωτική η κατασκευή νέου Υ/Σ του χρήστη.

Ακόμα μία παράμετρο την οποία πρέπει να λάβουμε υπόψη μας είναι ο τύπος της ανεμογεννήτριας που χρησιμοποιείται από το Α.Π.. Ο τύπος της ανεμογεννήτριας μας καθορίζει εάν και κατά πόσο θα χρησιμοποιήσουμε χωρητική αντιστάθμιση μέσης τάσης για την εξάλυψη της αέργου ισχύος που παράγει το Α.Π.. Τα βασικά είδη ανεμογεννητριών που χρησιμοποιούνται σήμερα κατατάσσονται στους τύπους Α έως Δ ως εξής:

- Α. γεννήτριες επαγωγής (σταθερών στροφών)
- Β. γεννήτριες επαγωγής μεταβλητής αντίστασης δρομέα
- Γ. ασύγχρονες γεννήτριες διπλής τροφοδότησης
- Δ. γεννήτριες με πλήρη μετατροπέα συχνότητας

Οι γεννήτριες τύπου Α και Β καταναλώνουν άεργο ισχύ και χρειάζονται επιπλέον εξοπλισμό προκειμένου να συμμετάσχουν στον έλεγχο της αέργου ισχύος. Βέβαια, το κόστος των συστημάτων αυτών αυτό είναι πολύ μεγάλο. Από την άλλη, οι γεννήτριες τύπου Γ και Δ είναι ικανές να παρέχουν έλεγχο της αέργου ισχύος χάρις στους μετατροπείς ισχύος που διαθέτουν (περιορισμένης ισχύος για τον τύπο Γ και πλήρους ικανότητας για τον τύπο Δ)

Ονομαστική Τάση (kV)	Κύκλωμα	Χαρακτηρισμός Γ.Μ. και γραμμών 20 kV	Αριθμός και διατομή αγωγών σε mm	Θερμικό όριο υπό ονομαστικές συνθήκες (MVA)
20	Απλό	ACSR – 95	1 x 95	15,5
20	Διπλό	2xACSR – 95	2 x 95	2 x 15,5
150	Απλό	E/150	1 x 170	138
150	Απλό	B/150	1 x 322	202
150	Διπλό	2B/150	2 x 322	2 x 202

Πίνακας 4 : Θερμικά όρια γραμμών υψηλής και μέσης τάσης[7]

Είδος γραμμής	R (Ω/km)	X (Ω/km)	B ($\mu\text{mho}/\text{km}$)
ACSR – 95	0,22	0,33	3,42
2xACSR – 95	0,11	0,16	6,59
E/150	0,18	0,45	2,59
B/150	0,09	0,42	2,74
2B/150	0,09	0,39	2,92

Πίνακας 5 : Παράμετροι γραμμών υψηλής και μέσης τάσης[7]

5.2.3 Επεξεργασία Τιμών

Για την τήρηση των περιορισμών του ΔΕΣΜΗΕ που αναφέρονται στην παράγραφο 3.4 (Απαιτήσεις ρύθμισης τάσεως, αέργου ισχύος και συντελεστή ισχύος αιολικού σταθμού), την εύρεση της πτώσης τάσης, τον καθορισμό του μετασχηματιστή (Μ/Σ) και της χωρητικής αντιστάθμισης που θα χρησιμοποιήσουμε θα πρέπει να υπολογίσουμε την άεργο και την φαινομενική ισχύς που παράγει το Α.Π.. Τα παραπάνω υπολογίζονται ως εξής.

i) Η Φαινομενική ισχύς είναι συνολική ισχύς ενός συστήματος και συμβολίζεται με το αγγλικό γράμμα S. Υπολογίζεται από το άθροισμα της πραγματικής και της άεργου ισχύος ή από το γινόμενο της πραγματικής ισχύος (συμβολίζεται με το αγγλικό P) με τον συντελεστή ισχύος (συμβολίζεται με το αγγλικό PF) .

$$S = P/PF$$

ii) Η Άεργος ισχύς συμβολίζεται με το αγγλικό γράμμα Q και είναι μέρος της συνολικής ισχύος σε ένα ηλεκτρικό σύστημα που διαρρέεται από εναλλασσόμενο ρεύμα, η οποία εμφανίζεται όταν η διακύμανση της τάσης δεν ακολουθεί, όμοια στο χρόνο, τη διακύμανση της έντασης σε αυτό, όταν δηλαδή εμφανίζεται διαφορά φάσης μεταξύ των δύο. Η άεργη ισχύς εμφανίζεται στην περίπτωση που υπάρχουν επαγωγικά ή χωρητικά στοιχεία, ως φορτία, στο κύκλωμα που διατρέχει το εναλλασσόμενο ρεύμα. Υπολογίζεται από την τετραγωνική ρίζα της διαφοράς των τετραγώνων της φαινομενικής και της πραγματικής ισχύος.

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2}$$

5.3 Απευθείας Σύνδεση σε Υφιστάμενο Υποσταθμό (Υ/Σ) του Συστήματος με Κατάλληλη Τροποποίηση (1ος Τρόπος Σύνδεσης)

5.3.1 Εισαγωγή

Αυτός είναι ο πρώτος τρόπος σύνδεσης που καθορίζεται από τον ΔΕΣΜΗΕ στην υποπαράγραφο 2.4.3.. Δεδομένου ότι η τάση εξόδου του Α.Π. καθορίζεται από τον ΔΕΣΜΗΕ στα 20 kV θα πρέπει να ελέγξουμε αν είναι δυνατή η απευθείας σύνδεση του πάρκου με τον πλησιέστερο Υ/Σ του συστήματος με γραμμή μέσης τάσης 20 kV. Για τον έλεγχο αυτό θα πρέπει να συγκρίνουμε τις παρακάτω παραμέτρους με τα αρχικά δεδομένα μας.

- Θερμικά όρια γραμμών μέσης τάσης
- Πτώση τάσης

5.3.2 Θερμικά Όρια Γραμμών Μέσης Τάσης

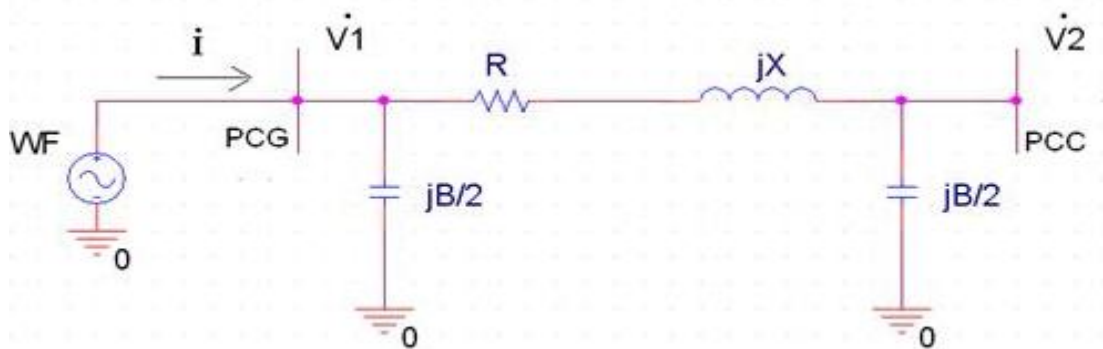
Τα θερμικά όρια των γραμμών καθορίζονται από την συνολική ισχύ που εξάγει το Α.Π., δηλαδή από την φαινομενική ισχύ που υπολογίσαμε παραπάνω. Πρέπει να ελέγξουμε αν η φαινομενική ισχύς είναι μεγαλύτερη ή όχι από τις τιμές που αναγράφονται στον Πίνακα 4 (Θερμικό όριο υπό ονομαστικές συνθήκες). Τα θερμικά όρια των γραμμών μέσης τάσης δεν είναι οι μόνες παράμετροι που πρέπει να ελέγξουμε καθώς ο ΔΕΣΜΗΕ για λόγους ασφαλείας των γραμμών μεταφοράς δεν μας επιτρέπει να συνδέσουμε το Α.Π. με το σύστημα με γραμμή μέσης τάσης, αν η φαινομενική ισχύς ξεπερνά τα 20 MVA.

Αρχικά θα ελέγξουμε αν το Α.Π. μπορεί να συνδεθεί με το σύστημα με την γραμμή μεταφοράς ACSR – 95. Αν είναι δυνατή η σύνδεση αυτή συνεπάγεται ότι είναι δυνατή και η σύνδεση του Α.Π. με γραμμή μεταφοράς 2 x ACSR – 95 καθώς τα θερμικά της όρια, είναι μεγαλύτερα από τα θερμικά όρια της ACSR – 95. Αναλυτικά τα θερμικά όρια είναι:

- Αν (Φαινομενική ισχύς (S) $\leq$ 15.5 MVA) σύνδεση σε υφιστάμενο Υ/Σ του συστήματος με γραμμή μεταφοράς ACSR – 95
- Αν (Φαινομενική ισχύς (S) $>$ 15.5 MVA και Φαινομενική ισχύς (S) $<$ 20 MVA) σύνδεση σε υφιστάμενο Υ/Σ του συστήματος με γραμμή μεταφοράς 2 x ACSR – 95
- Αν (Φαινομενική ισχύς (S) $\geq$ 20 MVA) κατασκευάζεται νέος Υ/Σ χρήστη

5.3.3 Πτώση Τάσης

Τα θερμικά όρια δεν είναι από μόνα τους ικανά να μας καθορίσουν τον τύπο γραμμής μεταφοράς από το Α.Π. έως το όριο του συστήματος. Ο δεύτερος περιορισμός είναι το κατά πόσο ικανοποιείται το κριτήριο της πτώσης τάσης. Για την εύρεση της πτώσης τάσης θα πρέπει να υπολογίσουμε την τάση στο όριο του συστήματος, χρησιμοποιώντας γραμμή μέσης τάσης, δηλαδή την τάση στο σημείο V₂ του σχήματος 21 που φαίνεται παρακάτω.



Σχήμα 21 : Αναπαράσταση κυκλώματος σύνδεσης Α.Π. με το όριο του συστήματος[7]

Γνωρίζοντας την τάση στο σημείο V_1 η οποία είναι 20 kV και τις παραμέτρους των γραμμών μέσης τάσης, από τον Πίνακα 5 υπολογίζουμε με τον παρακάτω τύπο την τάση στο σημείο V_2 .

$$V_2 = [V_1 - L * (P * R / V_1 + Q * X / V_1 + V_1 * L * B * X / 2)] - j * [L * (P * X / V_1 - Q * R / V_1 - V_1 * L * R * B / 2)]$$

Στον παραπάνω τύπο έχουμε :

- V_2 : Τάση στο όριο του συστήματος
- V_1 : Τάση στην έξοδο του Α.Π.
- L : Απόσταση του Α.Π. από τον πλησιέστερο Υ/Σ υψηλής τάσης
- P : Πραγματική ισχύς εξόδου του Α.Π.
- R : Αντίσταση γραμμής μέσης τάσης
- Q : Φαινομενική ισχύς εξόδου του Α.Π.
- X : Αντίδραση γραμμής μέσης τάσης
- B : Αγωγιμότητα μέσης τάσης

Για να είμαστε εντός ορίων διακύμανσης της τάσης, πρέπει $|\varepsilon| \leq 3\%$. Σε αντίθετη περίπτωση, επιλέγεται ενισχυμένη γραμμή που έχει μικρότερη αντίσταση, αντίδραση και αγωγιμότητα ώστε να τηρείται το όριο. Ο τύπος της πτώσης τάσης δίνεται παρακάτω.

$$\varepsilon (\%) = (|V_2| - |V_1|) / V_1 * 100\%$$

5.3.4 Αλγόριθμος για Απευθείας Σύνδεση σε Υφιστάμενο Υ/Σ του Συστήματος

Ο αλγόριθμος που ακολουθήθηκε για τον έλεγχο σύνδεσης του Α.Π. στον πλησιέστερο Υ/Σ με γραμμή μέσης τάσης είναι φαίνεται παρακάτω.

1. Αν η φαινομενική ισχύς (S) ≤ 15.5
 Ελέγχω πτώση τάσης για γραμμή μέσης τάσης ACSR – 95
 - 1.1. Αν πτώση τάσης (ε) $\leq 3\%$
 Υπάρχει δυνατή σύνδεση με γραμμή μέσης τάσης ACSR – 95
 - 1.2. Αν πτώση τάσης (ε) $> 3\%$
 Ελέγχω πτώση τάσης για γραμμή μέσης τάσης 2 x ACSR – 95
 - 1.2.1. Αν πτώση τάσης (ε) $\leq 3\%$
 Υπάρχει δυνατή σύνδεση με γραμμή μέσης τάσης 2 x ACSR – 95
 - 1.2.2. Αν πτώση τάσης (ε) $> 3\%$

Κατασκευή νέου Υ/Σ χρήστη

2. Αν η φαινομενική ισχύς (S) > 15.5 και φαινομενική ισχύς < 20
Ελέγχω πτώση τάσης για γραμμή μέσης τάσης 2 x ACSR – 95
 - 2.1. Αν πτώση τάσης (ϵ) $\leq 3\%$
Υπάρχει δυνατή σύνδεση με γραμμή μέσης τάσης 2 x ACSR – 95
 - 2.2. Αν πτώση τάσης (ϵ) $> 3\%$
Κατασκευή νέου Υ/Σ χρήστη
3. Αν η φαινομενική ισχύς (S) ≥ 20
Κατασκευή νέου Υ/Σ χρήστη

5.4 Κατασκευή νέου Υποσταθμού (Υ/Σ) του Χρήστη και Σύνδεση του σε Ενδιάμεσο Σημείο Υφιστάμενης Γραμμής Μεταφοράς (Γ.Μ.) του Συστήματος (2ος Τρόπος Σύνδεσης)

5.4.1 Εισαγωγή

Ο δεύτερος τρόπος σύνδεσης ενός Α.Π. με το σύστημα μεταφοράς καθορίζεται από τον ΔΕΣΜΗΕ και αναφέρεται στην υποπαράγραφο 2.4.3 (Γενική περιγραφή έργων επέκτασης). Ο χρήστης θα συνδεθεί σε ενδιάμεσο σημείο της υφιστάμενης Γ.Μ. του συστήματος κατασκευάζοντας ένα νέο Υ/Σ. Η κατασκευή του νέου Υ/Σ του χρήστη μπορεί να πραγματοποιηθεί στις παρακάτω τοποθεσίες.

- Εντός της ζώνης όδευσης της Γ.Μ.
- Εντός γηπέδου του Α.Π..

5.4.2 Κατασκευή νέου Υποσταθμού (Υ/Σ) του Χρήστη εντός της Ζώνης Όδευσης της Γραμμής Μεταφοράς (Γ.Μ.)

Για την κατασκευή νέου Υ/Σ εντός της ζώνης όδευσης της Γ.Μ. θα πρέπει να ελέγξουμε αν είναι εφικτή η σύνδεση του Α.Π. με γραμμή μέσης τάσης έως την πλησιέστερη Γ.Μ.. Για τον έλεγχο αυτό θα πρέπει να συγκρίνουμε τις παρακάτω παραμέτρους με τα αρχικά δεδομένα μας.

- Θερμικά όρια γραμμών μέσης τάσης
- Πτώση τάσης

i) Θερμικά Όρια Γραμμών Μέσης Τάσης

Αρχικά θα ελέγξουμε αν το Α.Π. μπορεί να συνδεθεί με το σύστημα με την γραμμή μεταφοράς ACSR – 95. Αν είναι δυνατή η σύνδεση αυτή συνεπάγεται ότι είναι δυνατή και η σύνδεση του Α.Π. με γραμμή μεταφοράς 2 x ACSR – 95 καθώς τα θερμικά της όρια, είναι μεγαλύτερα από τα θερμικά όρια της ACSR – 95. Αναλυτικά τα θερμικά όρια είναι:

- Αν (Φαινομενική ισχύς (S) $\leq$ 15.5 MVA) κατασκευάζεται νέος Υ/Σ του χρήστη εντός της ζώνης όδευσης της Γ.Μ. και σύνδεση του Α.Π. με γραμμή μέσης τάσης ACSR – 95
- Αν (Φαινομενική ισχύς (S) $>$ 15.5 MVA και Φαινομενική ισχύς (S) $<$ 20 MVA) κατασκευάζεται νέος Υ/Σ του χρήστη εντός της ζώνης όδευσης της Γ.Μ. και σύνδεση του Α.Π. με γραμμή μέσης τάσης 2 x ACSR – 95
- Αν (Φαινομενική ισχύς (S) $\geq$ 20 MVA) κατασκευάζεται νέος Υ/Σ χρήστη

ii) Πτώση Τάσης

Τα θερμικά όρια δεν είναι από μόνα τους ικανά να μας καθορίσουν τον τύπο γραμμής μεταφοράς από το Α.Π. έως την Γ.Μ.. Ο δεύτερος περιορισμός είναι το κατά πόσο ικανοποιείται το κριτήριο της πτώσης τάσης. Για την εύρεση της πτώσης τάσης θα πρέπει να υπολογίσουμε την τάση στην πλησιέστερη Γ.Μ. , χρησιμοποιώντας γραμμή μέσης τάσης, όπως υπολογίστηκε στην

υποπαράγραφο 5.3.3 (Πτώση τάσης) .

Για να είμαστε εντός ορίων διακύμανσης της τάσης, πρέπει $|ε| \leq 3\%$. Σε αντίθετη περίπτωση, επιλέγεται ενισχυμένη γραμμή που έχει μικρότερη αντίσταση , αντίδραση και αγωγιμότητα ώστε να τηρείται το όριο. Ο τύπος της πτώσης τάσης δίνεται παρακάτω.

$$\varepsilon (\%) = (|V_2| - |V_1|) / V_1 * 100\%$$

iii) Αλγόριθμος για σύνδεση νέου Υ/Σ του χρήστη, ο οποίος κατασκευάστηκε εντός ζώνης όδευσης της Γ.Μ. , με γραμμή μέσης τάσης σε υφιστάμενη Γ.Μ. του συστήματος

Ο αλγόριθμος που ακολουθήθηκε για τον έλεγχο σύνδεσης του Α.Π. στην πλησιέστερη Γ.Μ. με γραμμή μέσης τάσης είναι φαίνεται παρακάτω.

1. Αν η φαινομενική ισχύς (S) ≤ 15.5
Ελέγχω πτώση τάσης για γραμμή μέσης τάσης ACSR – 95
 - 1.1. Αν πτώση τάσης (ε) $\leq 3\%$
Κατασκευή νέου Υ/Σ του χρήστη εντός της ζώνης όδευσης της Γ.Μ. και σύνδεση με γραμμή μέσης τάσης ACSR – 95
 - 1.2. Αν πτώση τάσης (ε) $> 3\%$
Ελέγχω πτώση τάσης για γραμμή μέσης τάσης 2 x ACSR – 95
 - 1.2.1. Αν πτώση τάσης (ε) $\leq 3\%$
Κατασκευή νέου Υ/Σ του χρήστη εντός της ζώνης όδευσης της Γ.Μ. και σύνδεση με γραμμή μέσης τάσης 2 x ACSR – 95
 - 1.2.2. Αν πτώση τάσης (ε) $> 3\%$
Κατασκευή νέου Υ/Σ χρήστη
2. Αν η φαινομενική ισχύς (S) > 15.5 και φαινομενική ισχύς < 20
Ελέγχω πτώση τάσης για γραμμή μέσης τάσης 2 x ACSR – 95
 - 2.1. Αν πτώση τάσης (ε) $\leq 3\%$
Κατασκευή νέου Υ/Σ του χρήστη εντός της ζώνης όδευσης της Γ.Μ. και σύνδεση με γραμμή μέσης τάσης 2 x ACSR – 95
 - 2.2. Αν πτώση τάσης (ε) $> 3\%$
Κατασκευή νέου Υ/Σ χρήστη
3. Αν η φαινομενική ισχύς (S) ≥ 20
Κατασκευή νέου Υ/Σ χρήστη

5.4.3 Κατασκευή νέου Υποσταθμού (Υ/Σ) του Χρήστη εντός Γηπέδου του Α.Π. και Σύνδεση με Υφιστάμενη Γραμμή Μεταφοράς (Γ.Μ.)

Για την κατασκευή του νέου Υ/Σ εντός γηπέδου του Α.Π. θα πρέπει οι παρακάτω παράμετροι να μην ικανοποιούν τις απαιτήσεις του ΔΕΣΜΗΕ, δηλαδή θα πρέπει να μην είναι εφικτή η σύνδεση του Α.Π. με γραμμή μέσης τάσης ως την πλησιέστερη Γ.Μ.. Για τον έλεγχο αυτό θα πρέπει να συγκρίνουμε τις παρακάτω παραμέτρους με τα αρχικά δεδομένα μας.

- Θερμικά όρια γραμμών μέσης τάσης
- Πτώση τάσης

i) Θερμικά Όρια Γραμμών Μέσης Τάσης

Αρχικά θα ελέγξουμε αν το Α.Π. μπορεί να συνδεθεί με το σύστημα με την γραμμή μεταφοράς ACSR – 95. Αν είναι δυνατή η σύνδεση αυτή συνεπάγεται ότι είναι δυνατή και η σύνδεση του Α.Π. με γραμμή μεταφοράς 2 x ACSR – 95 καθώς τα θερμικά της όρια, είναι μεγαλύτερα από τα θερμικά όρια της ACSR – 95. Αναλυτικά τα θερμικά όρια είναι:

- Αν (Φαινομενική ισχύς (S) < 20 MVA) κατασκευάζεται νέος Υ/Σ του χρήστη εντός της ζώνης όδευσης της Γ.Μ. και σύνδεση του Α.Π. με γραμμή μέσης τάσης (Υποπαράγραφος 5.4.2)
- Αν (Φαινομενική ισχύς (S) >= 20 MVA) κατασκευάζεται νέος Υ/Σ του χρήστη εντός γηπέδου του Α.Π. και σύνδεση του με Γ.Μ, με την πλησιέστερη Γ.Μ.

ii) Πτώση Τάσης

Τα θερμικά όρια δεν είναι από μόνα τους ικανά να μας καθορίσουν αν θα χρησιμοποιηθεί γραμμή μέσης τάσης από το Α.Π. έως την πλησιέστερη Γ.Μ.. Ο δεύτερος περιορισμός είναι το κατά πόσο ικανοποιείται το κριτήριο της πτώσης τάσης. Για την εύρεση της πτώσης τάσης θα πρέπει να υπολογίσουμε την τάση στην πλησιέστερη Γ.Μ. , χρησιμοποιώντας γραμμή μέσης τάσης, όπως υπολογίστηκε στην υποπαράγραφο 5.3.3 (Πτώση τάσης) .

Για να είμαστε εντός ορίων διακύμανσης της τάσης, πρέπει $|ε| \leq 3\%$. Σε αντίθετη περίπτωση, επιλέγεται ενισχυμένη γραμμή που έχει μικρότερη αντίσταση , αντίδραση και αγωγιμότητα ώστε να τηρείται το όριο. Ο τύπος της πτώσης τάσης δίνεται παρακάτω.

$$\varepsilon (\%) = (|V_2| - |V_1|) / V_1 * 100\%$$

iii) Αλγόριθμος για σύνδεση νέου Υ/Σ του χρήστη, ο οποίος κατασκευάστηκε εντός γηπέδου του Α.Π. , με Γ.Μ. σε υφιστάμενη Γ.Μ. του συστήματος

Ο αλγόριθμος που ακολουθήθηκε για τον έλεγχο σύνδεσης του Α.Π. στην πλησιέστερη Γ.Μ. με γραμμή μέσης τάσης είναι φαίνεται παρακάτω.

1. Αν η φαινομενική ισχύς (S) <= 15.5
Ελέγχω πτώση τάσης για γραμμή μέσης τάσης ACSR – 95
 - 1.1. Αν πτώση τάσης (ε) <= 3 %
Κατασκευή νέου Υ/Σ του χρήστη εντός της ζώνης όδευσης της Γ.Μ. και σύνδεση με γραμμή μέσης τάσης ACSR – 95
 - 1.2. Αν πτώση τάσης (ε) > 3 %
Ελέγχω πτώση τάσης για γραμμή μέσης τάσης 2 x ACSR – 95
 - 1.2.1. Αν πτώση τάσης (ε) <= 3%
Κατασκευή νέου Υ/Σ του χρήστη εντός της ζώνης όδευσης της Γ.Μ. και σύνδεση με γραμμή μέσης τάσης 2 x ACSR – 95
 - 1.2.2. Αν πτώση τάσης (ε) > 3%
Κατασκευή νέου Υ/Σ χρήστη εντός γηπέδου του Α.Π. και σύνδεση του σε υφιστάμενη Γ.Μ. του συστήματος με Γ.Μ.
2. Αν η φαινομενική ισχύς (S) > 15.5 και φαινομενική ισχύς < 20
Ελέγχω πτώση τάσης για γραμμή μέσης τάσης 2 x ACSR – 95
 - 2.1. Αν πτώση τάσης (ε) <= 3%
Κατασκευή νέου Υ/Σ του χρήστη εντός της ζώνης όδευσης της Γ.Μ. και σύνδεση με

γραμμή μέσης τάσης 2 x ACSR – 95

2.2. Αν πτώση τάσης (ε) $> 3\%$

Κατασκευή νέου Υ/Σ χρήστη εντός γηπέδου του Α.Π. και σύνδεση του σε υφιστάμενη Γ.Μ. του συστήματος με Γ.Μ.

3. Αν η φαινομενική ισχύς (S) ≥ 20

Κατασκευή νέου Υ/Σ χρήστη εντός γηπέδου του Α.Π. και σύνδεση του σε υφιστάμενη Γ.Μ. του συστήματος με Γ.Μ.

5.5 Κατασκευή νέου Υποσταθμού (Υ/Σ) του Χρήστη και Σύνδεση του με Υφιστάμενο Υποσταθμό (Υ/Σ) του Συστήματος μέσω Γραμμής Μεταφοράς (Γ.Μ.) (3ος Τρόπος Σύνδεσης)

5.5.1 Εισαγωγή

Ο τρίτος τρόπος σύνδεσης ενός Α.Π. με το σύστημα μεταφοράς καθορίζεται από τον ΔΕΣΜΗΕ και αναφέρεται στην υποπαράγραφο 2.4.3 (Γενική περιγραφή έργων επέκτασης). Ο χρήστης θα κατασκευάσει έναν νέο Υ/Σ εντός του γηπέδου του Α.Π. και θα συνδεθεί σε υφιστάμενο Υ/Σ του συστήματος μέσω Γ.Μ.. Για την κατασκευή του νέου Υ/Σ εντός γηπέδου του Α.Π. θα πρέπει οι παρακάτω παράμετροι να μην ικανοποιούν τις απαιτήσεις του ΔΕΣΜΗΕ, δηλαδή θα πρέπει να μην είναι εφικτή η σύνδεση του Α.Π. με γραμμή μέσης τάσης ως το όριο του συστήματος. Για τον έλεγχο αυτό θα πρέπει να συγκρίνουμε τις παρακάτω παραμέτρους με τα αρχικά δεδομένα μας.

- Θερμικά όρια γραμμών μέσης τάσης
- Πτώση τάσης

5.5.2 Θερμικά Όρια Γραμμών Μέσης Τάσης

Αρχικά θα ελέγξουμε αν το Α.Π. μπορεί να συνδεθεί με το σύστημα με την γραμμή μεταφοράς ACSR – 95. Αν είναι δυνατή η σύνδεση αυτή συνεπάγεται ότι είναι δυνατή και η σύνδεση του Α.Π. με γραμμή μεταφοράς 2 x ACSR – 95 καθώς τα θερμικά της όρια, είναι μεγαλύτερα από τα θερμικά όρια της ACSR – 95. Αναλυτικά τα θερμικά όρια είναι:

- Αν (Φαινομενική ισχύς (S) < 20 MVA) παράγραφοι 5.3 και 5.4
- Αν (Φαινομενική ισχύς (S) >= 20 MVA) κατασκευάζεται νέος Υ/Σ του χρήστη εντός γηπέδου του Α.Π. και σύνδεση του με Γ.Μ., με υφιστάμενο Υ/Σ του συστήματος

5.5.3 Πτώση Τάσης

Τα θερμικά όρια δεν είναι από μόνα τους ικανά να μας καθορίσουν αν θα χρησιμοποιηθεί γραμμή μέσης τάσης από το Α.Π. έως την πλησιέστερη Γ.Μ.. Ο δεύτερος περιορισμός είναι το κατά πόσο ικανοποιείται το κριτήριο της πτώσης τάσης. Για την εύρεση της πτώσης τάσης θα πρέπει να υπολογίσουμε την τάση στην πλησιέστερη Γ.Μ. , χρησιμοποιώντας γραμμή μέσης τάσης, όπως υπολογίστηκε στην υποπαράγραφο 5.3.3 (Πτώση τάσης) .

Για να είμαστε εντός ορίων διακύμανσης της τάσης, πρέπει $|ε| \leq 3\%$. Σε αντίθετη περίπτωση, επιλέγεται ενισχυμένη γραμμή που έχει μικρότερη αντίσταση , αντίδραση και αγωγιμότητα ώστε να τηρείται το όριο. Ο τύπος της πτώσης τάσης δίνεται παρακάτω.

$$\varepsilon (\%) = (|V_2| - |V_1|) / V_1 * 100\%$$

5.5.4 Αλγόριθμος για σύνδεση νέου Υ/Σ του χρήστη, ο οποίος κατασκευάστηκε εντός γηπέδου του Α.Π. , με Γ.Μ. σε υφιστάμενο Υ/Σ του συστήματος

Ο αλγόριθμος που ακολουθήθηκε για τον έλεγχο σύνδεσης του Α.Π. στον πλησιέστερο υφιστάμενο Υ/Σ του συστήματος, με Γ.Μ. είναι φαίνεται παρακάτω.

1. Αν η φαινομενική ισχύς (S) ≤ 15.5
Ελέγχω πτώση τάσης για γραμμή μέσης τάσης ACSR – 95
 - 1.1. Αν πτώση τάσης (ϵ) $\leq 3 \%$
Υπάρχει δυνατή σύνδεση με ACSR – 95
 - 1.2. Αν πτώση τάσης (ϵ) $> 3 \%$
Ελέγχω πτώση τάσης για γραμμή μέσης τάσης 2 x ACSR – 95
 - 1.2.1. Αν πτώση τάσης (ϵ) $\leq 3\%$
Υπάρχει δυνατή σύνδεση με 2 x ACSR – 95
 - 1.2.2. Αν πτώση τάσης (ϵ) $> 3\%$
Κατασκευή νέου Υ/Σ χρήστη εντός γηπέδου του Α.Π. και σύνδεση του με Γ.Μ. σε υφιστάμενο Υ/Σ του συστήματος
2. Αν η φαινομενική ισχύς (S) > 15.5 και φαινομενική ισχύς < 20
Ελέγχω πτώση τάσης για γραμμή 2 x ACSR – 95
 - 2.1. Αν πτώση τάσης (ϵ) $\leq 3\%$
Υπάρχει δυνατή σύνδεση με 2 x ACSR – 95
 - 2.2. Αν πτώση τάσης (ϵ) $> 3\%$
Κατασκευή νέου Υ/Σ χρήστη εντός γηπέδου του Α.Π. και σύνδεση του με Γ.Μ. σε υφιστάμενο Υ/Σ του συστήματος
3. Αν η φαινομενική ισχύς (S) ≥ 20
Κατασκευή νέου Υ/Σ χρήστη εντός γηπέδου του Α.Π. και σύνδεση του με Γ.Μ. σε υφιστάμενο Υ/Σ του συστήματος

5.6 Υπολογισμός Κόστους Πρώτου Τρόπου Σύνδεσης

5.6.1 Εισαγωγή

Για τον υπολογισμό κόστους του πρώτου τρόπου σύνδεσης, θα πρέπει να λάβουμε υπόψη μας τους τρόπους σύνδεσης ενός Α.Π. στο σύστημα 150 kV που καθορίζονται από τον ΔΕΣΜΗΕ και αναφέρονται στην παράγραφο 2.5 (Περιπτώσεις σύνδεσης ενός Α.Π. στο σύστημα 150kV), το κοστολόγιο του ΔΕΣΜΗΕ που αναφέρεται στην παράγραφο 4.3 (Κόστος σύνδεσης) και την ανάλυση του αλγόριθμου του πρώτου τρόπου σύνδεσης που αναλύεται στην παράγραφο 5.3 (Απευθείας σύνδεση σε υφιστάμενο υποσταθμό (Υ/Σ) του συστήματος με κατάλληλη τροποποίηση).

Ο πρώτος τρόπος σύνδεσης αναφέρεται στην απευθείας σύνδεση του Α.Π. σε υφιστάμενο Υ/Σ του συστήματος, με κατάλληλη τροποποίηση, με γραμμή μέσης τάσης. Οι γραμμές μέσης τάσης που χρησιμοποιούνται για την σύνδεση αναφέρονται παρακάτω.

- ACSR – 95
- 2 x ACSR – 95

5.6.2 Υπολογισμός Κόστους Σύνδεσης σε Υφιστάμενο Υποσταθμό του Συστήματος με Γραμμή Μέσης Τάσης ACSR - 95

i) Υπολογισμός Κόστους

Αρχικά θα πρέπει να ελέγξουμε αν η σύνδεση με την γραμμή μέσης τάσης ACSR – 95 είναι εφικτή, το οποίο προκύπτει από την παράγραφο 5.3. Αν είναι εφικτή η σύνδεση το κόστος φαίνεται παρακάτω.

- Χρεώσεις για εξέταση αιτήματος για σύνδεση
 - ο Για εξέταση αιτήματος από χρήστη Α.Π.Ε. = Ισχύς Εξόδου Α.Π. * 20 / 1000
 - ο Μοναδιαία χρέωση ανθρωπομήνα = 6
 - ο Πάγιο τίμημα = 3
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων γραμμών μεταφοράς
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων υποσταθμών
 - ο Πλήρης πύλη μετασχηματιστή 150 kV σε απλό ζυγό = 200
 - ο Μετασχηματιστής 150/20 kV ισχύος 20/25 MVA = 590
 - ο Πλήρης πύλη 20 kV μετασχηματιστή 150/20 kV – υπόγεια = 200
 - ο Πλήρης μετρητική διάταξη (πρώτη πύλη) = 44
 - ο Πλήρης τηλεπικοινωνιακός εξοπλισμός (πρώτη πύλη) = 33
 - ο Συσκευή RTU (πρώτη πύλη) = 31

Το άθροισμα αυτών των χρεώσεων αποτελεί το κόστος σύνδεσης σε υφιστάμενο υποσταθμό του συστήματος με γραμμή μέσης τάσης ACSR – 95. Το κόστος αυτό αναγράφεται σε χιλιάδες ευρώ και είναι περίπου :

Κόστος σύνδεσης σε υφιστάμενο Υ/Σ του συστήματος με ACSR – 95 = 1107

Αυτή την στιγμή δεν γνωρίζουμε την ακριβή τιμή του, γιατί εξαρτάτε από την ισχύ εξόδου του Α.Π. του εισάγεται στο πρόγραμμα.

ii) Ανάλυση Κόστους

Για την ανάλυση του κόστους σύνδεσης με την γραμμή μέσης τάσης ACSR – 95 θα πρέπει να ξεχωρίσουμε τρεις κατηγορίες χρεώσεων οι οποίες αναφέρονται παρακάτω.

- Χρεώσεις για εξέταση αιτήματος για σύνδεση
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων γραμμών μεταφοράς
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων υποσταθμών

α) Ανάλυση χρεώσεων για εξέταση αιτήματος για σύνδεση

Οι χρεώσεις αυτές καθορίζονται από τον ΔΕΣΜΗΕ για την εξέταση αιτήματος για σύνδεση και παρακολούθηση των έργων. Οι τιμές αυτές δεν αλλάζουν ανάλογα με τον τρόπο σύνδεσης παρά μόνο από την τιμή της ονομαστικής ισχύος εξόδου του Α.Π..

β) Ανάλυση χρεώσεων για υλοποίηση έργων γραμμών μεταφοράς

Οι χρεώσεις αυτές καθορίζονται από τον ΔΕΣΜΗΕ για την υλοποίηση έργων γραμμών μεταφοράς. Για την συγκεκριμένη σύνδεση δεν απαιτούνται έργα γραμμών μεταφοράς.

γ) Ανάλυση χρεώσεων για υλοποίηση έργων Υ/Σ

Οι χρεώσεις αυτές καθορίζονται από τον ΔΕΣΜΗΕ για την υλοποίηση έργων Υ/Σ. Τα έργα υποσταθμών για την συγκεκριμένη σύνδεση αναφέρονται παρακάτω

- Πλήρης πύλη μετασχηματιστή 150 kV σε απλό ζυγό

Από την στιγμή που θα διοχετεύσουμε ρεύμα με τάση 20 kV στο σύστημα 150 kV θα πρέπει να ανυψώσουμε την τάση του ρεύματος. Αρχικά θα εγκαταστήσουμε μια πλήρης πύλη μετασχηματιστή 150 kV σε απλό ζυγό, στον υφιστάμενο Υ/Σ του συστήματος.

- Μετασχηματιστής 150/20 kV ισχύος 20/25 MVA

Ο μετασχηματιστής ανύψωσης που θα χρησιμοποιήσουμε θα είναι ο 150/20 kV με ανόρθωση φαινομενικής ισχύος 20/25 MVA. Η φαινομενική ισχύς του μετασχηματιστή θα είναι 20/25 γιατί στην πρώτη περίπτωση σύνδεσης, η φαινομενική ισχύς δεν μπορεί να ξεπερνά τα 20 MVA.

- Πλήρης πύλη 20 kV μετασχηματιστή 150/20 kV – υπόγεια

Θα πρέπει να εγκαταστήσουμε μια πλήρης πύλη 20 kV μετασχηματιστή 150/20 kV για να μπορέσουμε να συνδέσουμε την γραμμή μέσης τάσης ACSR – 95 με τον μετασχηματιστή. Η πύλη αυτή θα είναι υπόγεια γιατί κοντά σε Υ/Σ δεν υπάρχουν εναέρια καλώδια.

- Πλήρης μετρητική διάταξη (πρώτη πύλη)

Θα πρέπει να εγκαταστήσουμε μια πλήρης μετρική διάταξη για την ανά πάσα στιγμή μέτρηση της τάσης εξόδου, της ισχύος εξόδου κτλ.

- Πλήρης τηλεπικοινωνιακός εξοπλισμός (πρώτη πύλη)
Θα πρέπει να εγκαταστήσουμε έναν πλήρη τηλεπικοινωνιακό εξοπλισμό για την γραφική αναπαράσταση της τάσης εξόδου , της ισχύς εξόδου κτλ.
- Συσκευή RTU (πρώτη πύλη)
Θα πρέπει να εγκαταστήσουμε μια συσκευή RTU για την σύνδεση με υπολογιστή.

5.6.3 Υπολογισμός Κόστους Σύνδεσης σε Υφιστάμενο Υποσταθμό του Συστήματος με Γραμμή Μέσης Τάσης 2 x ACSR - 95

i) Υπολογισμός Κόστους

Αρχικά θα πρέπει να ελέγξουμε αν η σύνδεση με την γραμμή μέσης τάσης 2xACSR – 95 είναι εφικτή , το οποίο προκύπτει από την παράγραφο 5.3. Αν είναι εφικτή η σύνδεση το κόστος φαίνεται παρακάτω.

- Χρεώσεις για εξέταση αιτήματος για σύνδεση
 - Για εξέταση αιτήματος από χρήστη Α.Π.Ε. = Ισχύς Εξόδου Α.Π. * 20 / 1000
 - Μοναδιαία χρέωση ανθρωπομήνα = 6
 - Πάγιο τίμημα = 3
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων γραμμών μεταφοράς
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων υποσταθμών
 - Πλήρης πύλη μετασχηματιστή 150 kV σε απλό ζυγό = 200
 - Μετασχηματιστής 150/20 kV ισχύος 20/25 MVA = 590
 - 2 x Πλήρης πύλη 20 kV μετασχηματιστή 150/20 kV – υπόγεια = 400
 - Πλήρης μετρητική διάταξη (πρώτη πύλη) = 44
 - Πλήρης τηλεπικοινωνιακός εξοπλισμός (πρώτη πύλη) = 33
 - Συσκευή RTU (πρώτη πύλη) = 31

Το άθροισμα αυτών των χρεώσεων αποτελεί το κόστος σύνδεσης σε υφιστάμενο υποσταθμό του συστήματος με γραμμή μέσης τάσης 2xACSR – 95. Το κόστος αυτό αναγράφεται σε χιλιάδες ευρώ και είναι περίπου :

Κόστος σύνδεσης σε υφιστάμενο Υ/Σ του συστήματος με 2xACSR – 95 = 1307

Αυτή την στιγμή δεν γνωρίζουμε την ακριβή τιμή του, γιατί εξαρτάτε από την ισχύ εξόδου του Α.Π. του εισάγεται στο πρόγραμμα.

ii) Ανάλυση Κόστους

Τα στοιχεία που χρησιμοποιήθηκαν για την σύνδεση του Α.Π. με γραμμή μέσης τάσης 2xACSR – 95 αναφέρονται και αναλύονται στην υποπαράγραφο 5.6.2 (Υπολογισμός κόστους σύνδεσης σε υφιστάμενο Υ/Σ του Συστήματος με γραμμή μέσης τάσης ACSR – 95). Τα επιπλέον στοιχεία που εγκαταστάθηκαν για την παρούσα σύνδεση φαίνονται και αναλύονται παρακάτω.

- Χρεώσεις για εξέταση αιτήματος για σύνδεση
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων γραμμών μεταφοράς
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων υποσταθμών

- 2 x Πλήρης πύλη 20 kV μετασχηματιστή 150/20 kV – υπόγεια

Θα πρέπει να εγκαταστήσουμε δύο πλήρης πύλες 20 kV μετασχηματιστή 150/20 kV για να μπορέσουμε να συνδέσουμε την γραμμή μέσης τάσης 2xACSR – 95 με τον μετασχηματιστή. Οι πύλες αυτές θα είναι υπόγειες γιατί κοντά σε Υ/Σ δεν υπάρχουν εναέρια καλώδια.

5.7 Υπολογισμός Κόστους Δεύτερου Τρόπου Σύνδεσης

5.7.1 Εισαγωγή

Για τον υπολογισμό κόστους του δεύτερου τρόπου σύνδεσης, θα πρέπει να λάβουμε υπόψη μας τους τρόπους σύνδεσης ενός Α.Π. στο σύστημα 150 kV που καθορίζονται από τον ΔΕΣΜΗΕ και αναφέρονται στην παράγραφο 2.5 (Περιπτώσεις σύνδεσης ενός Α.Π. στο σύστημα 150kV), το κοστολόγιο του ΔΕΣΜΗΕ που αναφέρεται στην παράγραφο 4.3 (Κόστος σύνδεσης) και την ανάλυση του αλγόριθμου του δεύτερου τρόπου σύνδεσης που αναλύεται στην παράγραφο 5.4 (Κατασκευή νέου Υ/Σ του χρήστη και σύνδεση του σε ενδιάμεσο σημείο υφιστάμενης γραμμής μεταφοράς(Γ.Μ.) του συστήματος).

Ο χρήστης θα συνδεθεί σε ενδιάμεσο σημείο της υφιστάμενης Γ.Μ. του συστήματος κατασκευάζοντας ένα νέο Υ/Σ. Η κατασκευή του νέου Υ/Σ του χρήστη μπορεί να πραγματοποιηθεί στις παρακάτω τοποθεσίες.

- Εντός της ζώνης όδευσης της Γ.Μ.
- Εντός γηπέδου του Α.Π..

Αν η κατασκευή του νέου Υ/Σ του χρήστη πραγματοποιηθεί εντός της ζώνης όδευσης της Γ.Μ. οι δυνατοί τρόποι σύνδεσης του Α.Π. με τον νέο Υ/Σ χρήστη φαίνονται παρακάτω.

- ACSR – 95
- 2 x ACSR – 95

Αν η κατασκευή του νέου Υ/Σ του χρήστη πραγματοποιηθεί εντός του γηπέδου του Α.Π. , το κόστος της σύνδεσης εξαρτάτε από την απόσταση που έχει ο νέος Υ/Σ από την Γ.Μ. και από την τιμή της φαινομενικής ισχύος του Α.Π.. Οι περιπτώσεις κατασκευής του νέου Υ/Σ φαίνονται παρακάτω.

- Απόσταση νέου Υ/Σ χρήστη από υφιστάμενη Γ.Μ. μικρότερη 5 km και φαινομενική ισχύς μικρότερη από 20 MVA
- Απόσταση νέου Υ/Σ χρήστη από υφιστάμενη Γ.Μ. μικρότερη 5 km και φαινομενική ισχύς μικρότερη από 40 MVA
- Απόσταση νέου Υ/Σ χρήστη από υφιστάμενη Γ.Μ. μικρότερη 5 km και φαινομενική ισχύς μικρότερη από 65 MVA
- Απόσταση νέου Υ/Σ χρήστη από υφιστάμενη Γ.Μ. μικρότερη 5 km και φαινομενική ισχύς μικρότερη από 80 MVA
- Απόσταση νέου Υ/Σ χρήστη από υφιστάμενη Γ.Μ. μικρότερη 5 km και φαινομενική ισχύς μικρότερη από 105 MVA
- Απόσταση νέου Υ/Σ χρήστη από υφιστάμενη Γ.Μ. μεγαλύτερη 5 km και φαινομενική ισχύς μικρότερη από 20 MVA
- Απόσταση νέου Υ/Σ χρήστη από υφιστάμενη Γ.Μ. μεγαλύτερη 5 km και φαινομενική ισχύς μικρότερη από 40 MVA
- Απόσταση νέου Υ/Σ χρήστη από υφιστάμενη Γ.Μ. μεγαλύτερη 5 km και φαινομενική ισχύς μικρότερη από 65 MVA
- Απόσταση νέου Υ/Σ χρήστη από υφιστάμενη Γ.Μ. μεγαλύτερη 5 km και φαινομενική ισχύς μικρότερη από 80 MVA

- Απόσταση νέου Υ/Σ χρήστη από υφιστάμενη Γ.Μ. μεγαλύτερη 5 km και φαινομενική ισχύς μικρότερη από 105 MVA

5.7.2 Υπολογισμός Κόστους Σύνδεσης σε νέο Υποσταθμό (Υ/Σ) Χρήστη, εντός Ζώνης Όδευσης Γ.Μ. , με Γραμμή Μέσης Τάσης ACSR - 95

i) Υπολογισμός Κόστους

Αρχικά θα πρέπει να ελέγξουμε αν η σύνδεση με την γραμμή μέσης τάσης ACSR – 95 είναι εφικτή, το οποίο προκύπτει από την υποπαράγραφο 5.4.2. Αν είναι εφικτή η σύνδεση το κόστος φαίνεται παρακάτω.

- Χρεώσεις για εξέταση αιτήματος για σύνδεση
 - ο Για εξέταση αιτήματος από χρήστη Α.Π.Ε. = Ισχύς Εξόδου Α.Π. * 20 / 1000
 - ο Μοναδιαία χρέωση ανθρωπομήνα = 6
 - ο Πάγιο τίμημα = 3
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων γραμμών μεταφοράς
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων υποσταθμών
 - ο 2 x Απλοποιημένη πύλη Γ.Μ. 150 kV χωρίς διακόπτη = 510
 - ο Πλήρης πύλη μετασχηματιστή 150 kV σε απλό ζυγό = 200
 - ο Μετασχηματιστής 150/20 kV ισχύος 20/25 MVA = 590
 - ο Πλήρης πύλη 20 kV μετασχηματιστή 150/20 kV – υπόγεια = 200
 - ο Πλήρης μετρητική διάταξη (πρώτη πύλη) = 44
 - ο Πλήρης τηλεπικοινωνιακός εξοπλισμός (πρώτη πύλη) = 33
 - ο Συσκευή RTU (πρώτη πύλη) = 31

Οι παραπάνω χρεώσεις για υλοποίηση έργων Υ/Σ περιλαμβάνουν και την Χωρητική Αντιστάθμιση Μέσης Τάσης ανάλογα με την τιμή της άεργου ισχύος του Α.Π. Το κόστος ανάλογα με την χωρητική αντιστάθμιση που χρησιμοποιούμε φαίνεται παρακάτω.

- ο Χωρίς χωρητική αντιστάθμιση (άεργος ισχύς = 0) = 0
- ο Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 8 Mvar (άεργος ισχύς < 8 Mvar) = 180
- ο Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 12 Mvar) = 220
- ο 2 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 8 Mvar (άεργος ισχύς < 16 Mvar) = 360
- ο Χωρητικές αντισταθμίσεις Μ.Τ. 8 και 12 Mvar (άεργος ισχύς < 20 Mvar) = 400
- ο 2 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 24 Mvar) = 440
- ο 3 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 36 Mvar) = 660

Το άθροισμα αυτών των χρεώσεων αποτελεί το κόστος σύνδεσης σε νέο υποσταθμό χρήστη με γραμμή μέσης τάσης ACSR – 95. Το κόστος αυτό αναγράφεται σε χιλιάδες ευρώ, και δεν μπορεί να υπολογιστεί εδώ, αφού εξαρτάται από την τιμή της άεργου ισχύος και από την ισχύ εξόδου του Α.Π. του εισάγεται στο πρόγραμμα.

ii) Ανάλυση Κόστους

Τα στοιχεία που χρησιμοποιήθηκαν για την σύνδεση του Α.Π. αναφέρονται και αναλύονται στις

παραπάνω υποπαραγράφους. Τα επιπλέον στοιχεία που εγκαταστάθηκαν για την παρούσα σύνδεση φαίνονται και αναλύονται παρακάτω.

- Χρεώσεις για εξέταση αιτήματος για σύνδεση
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων γραμμών μεταφοράς
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων υποσταθμών
 - 2 x Απλοποιημένη πύλη Γ.Μ. 150 kV χωρίς διακόπτη
Θα πρέπει να εγκαταστήσουμε 2 απλοποιημένες πύλες Γ.Μ 150 kV χωρίς διακόπτη για να μπορέσουμε να συνδέσουμε τον νέο Υ/Σ χρήστη με την υφιστάμενη Γ.Μ. του συστήματος.
 - Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ.
Θα πρέπει να εγκαταστήσουμε χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. για να εξαλείψουμε την άεργο ισχύ του Α.Π.

5.7.3 Υπολογισμός Κόστους Σύνδεσης σε νέο Υποσταθμό (Υ/Σ) Χρήστη, εντός Ζώνης Ώδευσης Γ.Μ. , με Γραμμή Μέσης Τάσης 2xACSR - 95

i) Υπολογισμός Κόστους

Αρχικά θα πρέπει να ελέγξουμε αν η σύνδεση με την γραμμή μέσης τάσης 2xACSR – 95 είναι εφικτή , το οποίο προκύπτει από την υποπαράγραφο 5.4.3. Αν είναι εφικτή η σύνδεση το κόστος φαίνεται παρακάτω.

- Χρεώσεις για εξέταση αιτήματος για σύνδεση
 - Για εξέταση αιτήματος από χρήστη Α.Π.Ε. = Ισχύς Εξόδου Α.Π. * 20 / 1000
 - Μοναδιαία χρέωση ανθρωπομήνα = 6
 - Πάγιο τίμημα = 3
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων γραμμών μεταφοράς
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων υποσταθμών
 - 2 x Απλοποιημένη πύλη Γ.Μ. 150 kV χωρίς διακόπτη = 510
 - Πλήρης πύλη μετασχηματιστή 150 kV σε απλό ζυγό = 200
 - Μετασχηματιστής 150/20 kV ισχύος 20/25 MVA = 590
 - 2 x Πλήρης πύλη 20 kV μετασχηματιστή 150/20 kV – υπόγεια = 400
 - Πλήρης μετρητική διάταξη (πρώτη πύλη) = 44
 - Πλήρης τηλεπικοινωνιακός εξοπλισμός (πρώτη πύλη) = 33
 - Συσκευή RTU (πρώτη πύλη) = 31

Οι παραπάνω χρεώσεις για υλοποίηση έργων Υ/Σ περιλαμβάνουν και την Χωρητική Αντιστάθμιση Μέσης Τάσης ανάλογα με την τιμή της άεργου ισχύος του Α.Π. Το κόστος ανάλογα με την χωρητική αντιστάθμιση που χρησιμοποιούμε φαίνεται παρακάτω.

- Χωρίς χωρητική αντιστάθμιση (άεργος ισχύς = 0) = 0
- Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 8 Mvar (άεργος ισχύς < 8 Mvar) = 180
- Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 12 Mvar) = 220
- 2 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 8 Mvar (άεργος ισχύς < 16 Mvar) = 360

- Χωρητικές αντισταθμίσεις Μ.Τ. 8 και 12 Mvar (άεργος ισχύς < 20 Mvar) = 400
- 2 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 24 Mvar) = 440
- 3 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 36 Mvar) = 660

Το άθροισμα αυτών των χρεώσεων αποτελεί το κόστος σύνδεσης σε νέο υποσταθμό χρήστη με γραμμή μέσης τάσης 2xACSR – 95. Το κόστος αυτό αναγράφεται σε χιλιάδες ευρώ, και δεν μπορεί να υπολογιστεί εδώ, αφού εξαρτάται από την τιμή της άεργου ισχύος και από την ισχύ εξόδου του Α.Π. του εισάγεται στο πρόγραμμα.

ii) Ανάλυση Κόστους

Τα στοιχεία που χρησιμοποιήθηκαν για την σύνδεση του Α.Π. αναφέρονται και αναλύονται στις παραπάνω υποπαραγράφους.

5.7.4 Υπολογισμός Κόστους Σύνδεσης σε νέο Υποσταθμό (Υ/Σ) Χρήστη, εντός Γηπέδου Α.Π. , με Γραμμή Μεταφοράς (Γ.Μ.) σε Απόσταση Μικρότερη των 5 km και Φαινομενική Ισχύς Μικρότερη από 20 MVA

i) Υπολογισμός Κόστους

Αρχικά θα πρέπει να ελέγξουμε αν η απόσταση του νέου Υ/Σ του χρήστη και της υφιστάμενης Γ.Μ. είναι μικρότερη από 5 km και αν η φαινομενική ισχύς του Α.Π. είναι μικρότερη από 20 MVA. Αν τηρούνται τα παραπάνω το κόστος σύνδεσης υπολογίζεται παρακάτω.

- Χρεώσεις για εξέταση αιτήματος για σύνδεση
 - Για εξέταση αιτήματος από χρήστη Α.Π.Ε. = Ισχύς Εξόδου Α.Π. * 20 / 1000
 - Μοναδιαία χρέωση ανθρωπομήνα = 6
 - Πάγιο τίμημα = 3
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων γραμμών μεταφοράς
 - Γ.Μ. διπλού κυκλώματος = Απόσταση Γ.Μ. από Α.Π. * Κόστος Γ.Μ.
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων υποσταθμών
 - 2 x Απλοποιημένη πύλη Γ.Μ. 150 kV χωρίς διακόπτη = 510
 - Πλήρης πύλη μετασχηματιστή 150 kV σε απλό ζυγό = 200
 - Μετασχηματιστής 150/20 kV ισχύος 20/25 MVA = 590
 - Πλήρης πύλη 20 kV μετασχηματιστή 150/20 kV – υπόγεια = 200
 - Πλήρης μετρητική διάταξη (πρώτη πύλη) = 44
 - Πλήρης τηλεπικοινωνιακός εξοπλισμός (πρώτη πύλη) = 33
 - Συσκευή RTU (πρώτη πύλη) = 31

Οι παραπάνω χρεώσεις για υλοποίηση έργων Υ/Σ περιλαμβάνουν και την Χωρητική Αντιστάθμιση Μέσης Τάσης ανάλογα με την τιμή της άεργου ισχύος του Α.Π. Το κόστος ανάλογα με την χωρητική αντιστάθμιση που χρησιμοποιούμε φαίνεται παρακάτω.

- Χωρίς χωρητική αντιστάθμιση (άεργος ισχύς = 0) = 0
- Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 8 Mvar (άεργος ισχύς < 8 Mvar) = 180

- Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 12 Mvar) = 220
- 2 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 8 Mvar (άεργος ισχύς < 16 Mvar) = 360
- Χωρητικές αντισταθμίσεις Μ.Τ. 8 και 12 Mvar (άεργος ισχύς < 20 Mvar) = 400
- 2 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 24 Mvar) = 440
- 3 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 36 Mvar) = 660

Το άθροισμα αυτών των χρεώσεων αποτελεί το κόστος σύνδεσης του Α.Π.. Το κόστος αυτό αναγράφεται σε χιλιάδες ευρώ, και δεν μπορεί να υπολογιστεί εδώ, αφού εξαρτάται από την τιμή της άεργου ισχύος, από την απόσταση του νέου Υ/Σ χρήστη από την υφιστάμενη Γ.Μ. και από την ισχύ εξόδου του Α.Π. του εισάγεται στο πρόγραμμα.

ii) Ανάλυση Κόστους

Τα στοιχεία που χρησιμοποιήθηκαν για την σύνδεση του Α.Π. αναφέρονται και αναλύονται στις παραπάνω υποπαραγράφους. Τα επιπλέον στοιχεία που εγκαταστάθηκαν για την παρούσα σύνδεση φαίνονται και αναλύονται παρακάτω.

- Χρεώσεις για εξέταση αιτήματος για σύνδεση
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων γραμμών μεταφοράς
 - Θα πρέπει να χρησιμοποιήσουμε Γ.Μ. για την σύνδεση του νέου Υ/Σ του χρήστη με την υφιστάμενη Γ.Μ του συστήματος
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων υποσταθμών

5.7.5 Υπολογισμός Κόστους Σύνδεσης σε νέο Υποσταθμό (Υ/Σ) Χρήστη, εντός Γηπέδου Α.Π. , με Γραμμή Μεταφοράς (Γ.Μ.) σε Απόσταση Μικρότερη των 5 km και Φαινομενική Ισχύς Μικρότερη από 40 MVA

i) Υπολογισμός Κόστους

Αρχικά θα πρέπει να ελέγξουμε αν η απόσταση του νέου Υ/Σ του χρήστη και της υφιστάμενης Γ.Μ. είναι μικρότερη από 5 km και αν η φαινομενική ισχύς του Α.Π. είναι μικρότερη από 40 MVA. Αν τηρούνται τα παραπάνω το κόστος σύνδεσης υπολογίζεται παρακάτω.

- Χρεώσεις για εξέταση αιτήματος για σύνδεση
 - Για εξέταση αιτήματος από χρήστη Α.Π.Ε. = Ισχύς Εξόδου Α.Π. * 20 / 1000
 - Μοναδιαία χρέωση ανθρωπομήνα = 6
 - Πάγιο τίμημα = 3
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων γραμμών μεταφοράς
 - Γ.Μ. διπλού κυκλώματος = Απόσταση Γ.Μ. από Α.Π. * Κόστος Γ.Μ.
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων υποσταθμών
 - 2 x Απλοποιημένη πύλη Γ.Μ. 150 kV χωρίς διακόπτη = 510
 - Πλήρης πύλη μετασχηματιστή 150 kV σε απλό ζυγό = 200
 - Μετασχηματιστής 150/20 kV ισχύος 40/50 MVA = 680

- ο Πλήρης πύλη 20 kV μετασχηματιστή 150/20 kV – υπόγεια = 200
- ο Πλήρης μετρητική διάταξη (πρώτη πύλη) = 44
- ο Πλήρης τηλεπικοινωνιακός εξοπλισμός (πρώτη πύλη) = 33
- ο Συσκευή RTU (πρώτη πύλη) = 31

Οι παραπάνω χρεώσεις για υλοποίηση έργων Υ/Σ περιλαμβάνουν και την Χωρητική Αντιστάθμιση Μέσης Τάσης ανάλογα με την τιμή της άεργου ισχύος του Α.Π. Το κόστος ανάλογα με την χωρητική αντιστάθμιση που χρησιμοποιούμε φαίνεται παρακάτω.

- ο Χωρίς χωρητική αντιστάθμιση (άεργος ισχύς = 0) = 0
- ο Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 8 Mvar (άεργος ισχύς < 8 Mvar) = 180
- ο Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 12 Mvar) = 220
- ο 2 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 8 Mvar (άεργος ισχύς < 16 Mvar) = 360
- ο Χωρητικές αντισταθμίσεις Μ.Τ. 8 και 12 Mvar (άεργος ισχύς < 20 Mvar) = 400
- ο 2 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 24 Mvar) = 440
- ο 3 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 36 Mvar) = 660

Το άθροισμα αυτών των χρεώσεων αποτελεί το κόστος σύνδεσης του Α.Π.. Το κόστος αυτό αναγράφεται σε χιλιάδες ευρώ, και δεν μπορεί να υπολογιστεί εδώ, αφού εξαρτάται από την τιμή της άεργου ισχύος, από την απόσταση του νέου Υ/Σ χρήστη από την υφιστάμενη Γ.Μ. και από την ισχύ εξόδου του Α.Π. του εισάγεται στο πρόγραμμα.

ii) Ανάλυση Κόστους

Τα στοιχεία που χρησιμοποιήθηκαν για την σύνδεση του Α.Π. αναφέρονται και αναλύονται στις παραπάνω υποπαραγράφους. Τα επιπλέον στοιχεία που εγκαταστάθηκαν για την παρούσα σύνδεση φαίνονται και αναλύονται παρακάτω.

- Χρεώσεις για εξέταση αιτήματος για σύνδεση
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων γραμμών μεταφοράς
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων υποσταθμών
 - ο Μετασχηματιστής 150/20 kV ισχύος 40/50 MVA
 Ο μετασχηματιστής ανύψωσης που θα χρησιμοποιήσουμε θα είναι ο 150/20 kV ισχύος 40/50 MVA. Η ισχύς του μετασχηματιστή θα είναι 40/50 γιατί η φαινομενική ισχύς δεν μπορεί να ξεπερνά τα 40 MVA.

5.7.6 Υπολογισμός Κόστους Σύνδεσης σε νέο Υποσταθμό (Υ/Σ) Χρήστη, εντός Γηπέδου Α.Π. , με Γραμμή Μεταφοράς (Γ.Μ.) σε Απόσταση Μικρότερη των 5 km και Φαινομενική Ισχύς Μικρότερη από 65 MVA

i) Υπολογισμός Κόστους

Αρχικά θα πρέπει να ελέγξουμε αν η απόσταση του νέου Υ/Σ του χρήστη και της υφιστάμενης Γ.Μ. είναι μικρότερη από 5 km και αν η φαινομενική ισχύς του Α.Π. είναι μικρότερη από 65 MVA. Αν τηρούνται τα παραπάνω το κόστος σύνδεσης υπολογίζεται παρακάτω.

- Χρεώσεις για εξέταση αιτήματος για σύνδεση
 - ο Για εξέταση αιτήματος από χρήστη Α.Π.Ε. = Ισχύς Εξόδου Α.Π. * 20 / 1000
 - ο Μοναδιαία χρέωση ανθρωπομήνα = 6
 - ο Πάγιο τίμημα = 3
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων γραμμών μεταφοράς
 - ο Γ.Μ. διπλού κυκλώματος = Απόσταση Γ.Μ. από Α.Π. * Κόστος Γ.Μ.
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων υποσταθμών
 - ο 2 x Απλοποιημένη πύλη Γ.Μ. 150 kV χωρίς διακόπτη = 510
 - ο 2 x Πλήρης πύλη μετασχηματιστή 150 kV σε απλό ζυγό = 400
 - ο Μετασχηματιστής 150/20 kV ισχύος 20/25 MVA = 590
 - ο Μετασχηματιστής 150/20 kV ισχύος 40/50 MVA = 680
 - ο 2 x Πλήρης πύλη 20 kV μετασχηματιστή 150/20 kV – υπόγεια = 400
 - ο Πλήρης μετρητική διάταξη (πρώτη πύλη) = 44
 - ο Πλήρης τηλεπικοινωνιακός εξοπλισμός (πρώτη πύλη) = 33
 - ο Συσκευή RTU (πρώτη πύλη) = 31

Οι παραπάνω χρεώσεις για υλοποίηση έργων Υ/Σ περιλαμβάνουν και την Χωρητική Αντιστάθμιση Μέσης Τάσης ανάλογα με την τιμή της άεργου ισχύος του Α.Π. Το κόστος ανάλογα με την χωρητική αντιστάθμιση που χρησιμοποιούμε φαίνεται παρακάτω.

- ο Χωρίς χωρητική αντιστάθμιση (άεργος ισχύς = 0) = 0
- ο Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 8 Mvar (άεργος ισχύς < 8 Mvar) = 180
- ο Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 12 Mvar) = 220
- ο 2 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 8 Mvar (άεργος ισχύς < 16 Mvar) = 360
- ο Χωρητικές αντισταθμίσεις Μ.Τ. 8 και 12 Mvar (άεργος ισχύς < 20 Mvar) = 400
- ο 2 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 24 Mvar) = 440
- ο 3 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 36 Mvar) = 660

Το άθροισμα αυτών των χρεώσεων αποτελεί το κόστος σύνδεσης του Α.Π.. Το κόστος αυτό αναγράφεται σε χιλιάδες ευρώ, και δεν μπορεί να υπολογιστεί εδώ, αφού εξαρτάται από την τιμή της άεργου ισχύος, από την απόσταση του νέου Υ/Σ χρήστη από την υφιστάμενη Γ.Μ. και από την ισχύ εξόδου του Α.Π. του εισάγεται στο πρόγραμμα.

ii) Ανάλυση Κόστους

Τα στοιχεία που χρησιμοποιήθηκαν για την σύνδεση του Α.Π. αναφέρονται και αναλύονται στις παραπάνω υποπαραγράφους.

5.7.7 Υπολογισμός Κόστους Σύνδεσης σε νέο Υποσταθμό (Υ/Σ) Χρήστη, εντός Γηπέδου Α.Π. , με Γραμμή Μεταφοράς (Γ.Μ.) σε Απόσταση Μικρότερη των 5 km και Φαινομενική Ισχύς Μικρότερη από 80 MVA

i) Υπολογισμός Κόστους

Αρχικά θα πρέπει να ελέγξουμε αν η απόσταση του νέου Υ/Σ του χρήστη και της υφιστάμενης Γ.Μ. είναι μικρότερη από 5 km και αν η φαινομενική ισχύς του Α.Π. είναι μικρότερη από 80 MVA. Αν

τηρούνται τα παραπάνω το κόστος σύνδεσης υπολογίζεται παρακάτω.

- Χρεώσεις για εξέταση αιτήματος για σύνδεση
 - ο Για εξέταση αιτήματος από χρήστη Α.Π.Ε. = Ισχύς Εξόδου Α.Π. * 20 / 1000
 - ο Μοναδιαία χρέωση ανθρωπομήνα = 6
 - ο Πάγιο τίμημα = 3
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων γραμμών μεταφοράς
 - ο Γ.Μ. διπλού κυκλώματος = Απόσταση Γ.Μ. από Α.Π. * Κόστος Γ.Μ.
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων υποσταθμών
 - ο 2 x Απλοποιημένη πύλη Γ.Μ. 150 kV χωρίς διακόπτη = 510
 - ο 2 x Πλήρης πύλη μετασχηματιστή 150 kV σε απλό ζυγό = 400
 - ο 2 x Μετασχηματιστής 150/20 kV ισχύος 40/50 MVA = 1360
 - ο 2 x Πλήρης πύλη 20 kV μετασχηματιστή 150/20 kV – υπόγεια = 400
 - ο Πλήρης μετρητική διάταξη (πρώτη πύλη) = 44
 - ο Πλήρης τηλεπικοινωνιακός εξοπλισμός (πρώτη πύλη) = 33
 - ο Συσκευή RTU (πρώτη πύλη) = 31

Οι παραπάνω χρεώσεις για υλοποίηση έργων Υ/Σ περιλαμβάνουν και την Χωρητική Αντιστάθμιση Μέσης Τάσης ανάλογα με την τιμή της άεργου ισχύος του Α.Π. Το κόστος ανάλογα με την χωρητική αντιστάθμιση που χρησιμοποιούμε φαίνεται παρακάτω.

- ο Χωρίς χωρητική αντιστάθμιση (άεργος ισχύς = 0) = 0
- ο Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 8 Mvar (άεργος ισχύς < 8 Mvar) = 180
- ο Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 12 Mvar) = 220
- ο 2 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 8 Mvar (άεργος ισχύς < 16 Mvar) = 360
- ο Χωρητικές αντισταθμίσεις Μ.Τ. 8 και 12 Mvar (άεργος ισχύς < 20 Mvar) = 400
- ο 2 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 24 Mvar) = 440
- ο 3 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 36 Mvar) = 660

Το άθροισμα αυτών των χρεώσεων αποτελεί το κόστος σύνδεσης του Α.Π.. Το κόστος αυτό αναγράφεται σε χιλιάδες ευρώ, και δεν μπορεί να υπολογιστεί εδώ, αφού εξαρτάται από την τιμή της άεργου ισχύος, από την απόσταση του νέου Υ/Σ χρήστη από την υφιστάμενη Γ.Μ. και από την ισχύ εξόδου του Α.Π. του εισάγεται στο πρόγραμμα.

ii) Ανάλυση Κόστους

Τα στοιχεία που χρησιμοποιήθηκαν για την σύνδεση του Α.Π. αναφέρονται και αναλύονται στις παραπάνω υποπαραγράφους.

5.7.8 Υπολογισμός Κόστους Σύνδεσης σε νέο Υποσταθμό (Υ/Σ) Χρήστη, εντός Γηπέδου Α.Π. , με Γραμμή Μεταφοράς (Γ.Μ.) σε Απόσταση Μικρότερη των 5 km και Φαινομενική Ισχύς Μικρότερη από 105 MVA

i) Υπολογισμός Κόστους

Αρχικά θα πρέπει να ελέγξουμε αν η απόσταση του νέου Υ/Σ του χρήστη και της υφιστάμενης Γ.Μ. είναι μικρότερη από 5 km και αν η φαινομενική ισχύς του Α.Π. είναι μικρότερη από 105 MVA. Αν τηρούνται τα παραπάνω το κόστος σύνδεσης υπολογίζεται παρακάτω.

- Χρεώσεις για εξέταση αιτήματος για σύνδεση
 - ο Για εξέταση αιτήματος από χρήστη Α.Π.Ε. = Ισχύς Εξόδου Α.Π. * 20 / 1000
 - ο Μοναδιαία χρέωση ανθρωπομήνα = 6
 - ο Πάγιο τίμημα = 3
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων γραμμών μεταφοράς
 - ο Γ.Μ. διπλού κυκλώματος = Απόσταση Γ.Μ. από Α.Π. * Κόστος Γ.Μ.
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων υποσταθμών
 - ο Απλοποιημένη πύλη Γ.Μ. 150 kV χωρίς διακόπτη = 255
 - ο Πλήρης πύλη Γ.Μ. 150 kV σε απλό ζυγό = 500
 - ο Αποζεύκτη τομής ζυγού 150 kV για απλό ζυγό = 70
 - ο 3 x Πλήρης πύλη μετασχηματιστή 150 kV σε απλό ζυγό = 600
 - ο Μετασχηματιστής 150/20 kV ισχύος 20/25 MVA = 590
 - ο 2 x Μετασχηματιστής 150/20 kV ισχύος 40/50 MVA = 1360
 - ο 3 x Πλήρης πύλη 20 kV μετασχηματιστή 150/20 kV – υπόγεια = 600
 - ο Πλήρης μετρητική διάταξη (πρώτη πύλη) = 44
 - ο Πλήρης τηλεπικοινωνιακός εξοπλισμός (πρώτη πύλη) = 33
 - ο Συσκευή RTU (πρώτη πύλη) = 31

Οι παραπάνω χρεώσεις για υλοποίηση έργων Υ/Σ περιλαμβάνουν και την Χωρητική Αντιστάθμιση Μέσης Τάσης ανάλογα με την τιμή της άεργου ισχύος του Α.Π. Το κόστος ανάλογα με την χωρητική αντιστάθμιση που χρησιμοποιούμε φαίνεται παρακάτω.

- ο Χωρίς χωρητική αντιστάθμιση (άεργος ισχύς = 0) = 0
- ο Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 8 Mvar (άεργος ισχύς < 8 Mvar) = 180
- ο Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 12 Mvar) = 220
- ο 2 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 8 Mvar (άεργος ισχύς < 16 Mvar) = 360
- ο Χωρητικές αντισταθμίσεις Μ.Τ. 8 και 12 Mvar (άεργος ισχύς < 20 Mvar) = 400
- ο 2 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 24 Mvar) = 440
- ο 3 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 36 Mvar) = 660

Το άθροισμα αυτών των χρεώσεων αποτελεί το κόστος σύνδεσης του Α.Π.. Το κόστος αυτό αναγράφεται σε χιλιάδες ευρώ, και δεν μπορεί να υπολογιστεί εδώ, αφού εξαρτάται από την τιμή της άεργου ισχύος, από την απόσταση του νέου Υ/Σ χρήστη από την υφιστάμενη Γ.Μ. και από την ισχύ εξόδου του Α.Π. του εισάγεται στο πρόγραμμα.

ii) Ανάλυση Κόστους

Τα στοιχεία που χρησιμοποιήθηκαν για την σύνδεση του Α.Π. αναφέρονται και αναλύονται στις παραπάνω υποπαραγράφους. Τα επιπλέον στοιχεία που εγκαταστάθηκαν για την παρούσα σύνδεση φαίνονται και αναλύονται παρακάτω.

- Χρεώσεις για εξέταση αιτήματος για σύνδεση
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων γραμμών μεταφοράς

- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων υποσταθμών
 - ο Αποζεύκτη τομής ζυγού 150 kV για απλό ζυγό
Θα πρέπει να χρησιμοποιήσουμε αποζεύκτη τομής ζυγού για απλό ζυγό μεταξύ των δυο πυλών αναχώρησης που εγκαταστάθηκαν.

5.7.9 Υπολογισμός Κόστους Σύνδεσης σε νέο Υποσταθμό (Υ/Σ) Χρήστη, εντός Γηπέδου Α.Π. , με Γραμμή Μεταφοράς (Γ.Μ.) σε Απόσταση Μεγαλύτερη των 5 km και Φαινομενική Ισχύς Μικρότερη από 20 MVA

i) Υπολογισμός Κόστους

Αρχικά θα πρέπει να ελέγξουμε αν η απόσταση του νέου Υ/Σ του χρήστη και της υφιστάμενης Γ.Μ. είναι μεγαλύτερη από 5 km και αν η φαινομενική ισχύς του Α.Π. είναι μικρότερη από 20 MVA. Αν τηρούνται τα παραπάνω το κόστος σύνδεσης υπολογίζεται παρακάτω.

- Χρεώσεις για εξέταση αιτήματος για σύνδεση
 - ο Για εξέταση αιτήματος από χρήστη Α.Π.Ε. = $\text{Ισχύς Εξόδου Α.Π.} \cdot 20 / 1000$
 - ο Μοναδιαία χρέωση ανθρωπομήνα = 6
 - ο Πάγιο τίμημα = 3
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων γραμμών μεταφοράς
 - ο Γ.Μ. απλού κυκλώματος = $\text{Απόσταση Γ.Μ. από Α.Π.} \cdot \text{Κόστος Γ.Μ.}$
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων υποσταθμών
 - ο Απλοποιημένη πύλη Γ.Μ. 150 kV χωρίς διακόπτη = 255
 - ο Πλήρης πύλη μετασχηματιστή 150 kV σε απλό ζυγό = 200
 - ο Μετασχηματιστής 150/20 kV ισχύος 20/25 MVA = 590
 - ο Πλήρης πύλη 20 kV μετασχηματιστή 150/20 kV – υπόγεια = 200
 - ο Πλήρης μετρητική διάταξη (πρώτη πύλη) = 44
 - ο Πλήρης τηλεπικοινωνιακός εξοπλισμός (πρώτη πύλη) = 33
 - ο Συσκευή RTU (πρώτη πύλη) = 31

Οι παραπάνω χρεώσεις για υλοποίηση έργων Υ/Σ περιλαμβάνουν και την Χωρητική Αντιστάθμιση Μέσης Τάσης ανάλογα με την τιμή της άεργου ισχύος του Α.Π. Το κόστος ανάλογα με την χωρητική αντιστάθμιση που χρησιμοποιούμε φαίνεται παρακάτω.

- ο Χωρίς χωρητική αντιστάθμιση (άεργος ισχύς = 0) = 0
- ο Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 8 Mvar (άεργος ισχύς < 8 Mvar) = 180
- ο Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 12 Mvar) = 220
- ο 2 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 8 Mvar (άεργος ισχύς < 16 Mvar) = 360
- ο Χωρητικές αντισταθμίσεις Μ.Τ. 8 και 12 Mvar (άεργος ισχύς < 20 Mvar) = 400
- ο 2 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 24 Mvar) = 440
- ο 3 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 36 Mvar) = 660

Το άθροισμα αυτών των χρεώσεων αποτελεί το κόστος σύνδεσης του Α.Π.. Το κόστος αυτό αναγράφεται σε χιλιάδες ευρώ, και δεν μπορεί να υπολογιστεί εδώ, αφού εξαρτάται από την τιμή της άεργου ισχύος, από την απόσταση του νέου Υ/Σ χρήστη από την υφιστάμενη Γ.Μ. και από την ισχύ εξόδου του Α.Π. του εισάγεται στο πρόγραμμα.

ii) Ανάλυση Κόστους

Τα στοιχεία που χρησιμοποιήθηκαν για την σύνδεση του Α.Π. αναφέρονται και αναλύονται στις παραπάνω υποπαραγράφους.

5.7.10 Υπολογισμός Κόστους Σύνδεσης σε νέο Υποσταθμό (Υ/Σ) Χρήστη, εντός Γηπέδου Α.Π. , με Γραμμή Μεταφοράς (Γ.Μ.) σε Απόσταση Μεγαλύτερη των 5 km και Φαινομενική Ισχύς Μικρότερη από 40 MVA

i) Υπολογισμός Κόστους

Αρχικά θα πρέπει να ελέγξουμε αν η απόσταση του νέου Υ/Σ του χρήστη και της υφιστάμενης Γ.Μ. είναι μεγαλύτερη από 5 km και αν η φαινομενική ισχύς του Α.Π. είναι μικρότερη από 40 MVA. Αν τηρούνται τα παραπάνω το κόστος σύνδεσης υπολογίζεται παρακάτω.

- Χρεώσεις για εξέταση αιτήματος για σύνδεση
 - ο Για εξέταση αιτήματος από χρήστη Α.Π.Ε. = Ισχύς Εξόδου Α.Π. * 20 / 1000
 - ο Μοναδιαία χρέωση ανθρωπομήνα = 6
 - ο Πάγιο τίμημα = 3
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων γραμμών μεταφοράς
 - ο Γ.Μ. απλού κυκλώματος = Απόσταση Γ.Μ. από Α.Π. * Κόστος Γ.Μ.
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων υποσταθμών
 - ο Απλοποιημένη πύλη Γ.Μ. 150 kV χωρίς διακόπτη = 255
 - ο Πλήρης πύλη μετασχηματιστή 150 kV σε απλό ζυγό = 200
 - ο Μετασχηματιστής 150/20 kV ισχύος 40/50 MVA = 680
 - ο Πλήρης πύλη 20 kV μετασχηματιστή 150/20 kV – υπόγεια = 200
 - ο Πλήρης μετρητική διάταξη (πρώτη πύλη) = 44
 - ο Πλήρης τηλεπικοινωνιακός εξοπλισμός (πρώτη πύλη) = 33
 - ο Συσκευή RTU (πρώτη πύλη) = 31

Οι παραπάνω χρεώσεις για υλοποίηση έργων Υ/Σ περιλαμβάνουν και την Χωρητική Αντιστάθμιση Μέσης Τάσης ανάλογα με την τιμή της άεργου ισχύος του Α.Π. Το κόστος ανάλογα με την χωρητική αντιστάθμιση που χρησιμοποιούμε φαίνεται παρακάτω.

- ο Χωρίς χωρητική αντιστάθμιση (άεργος ισχύς = 0) = 0
- ο Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 8 Mvar (άεργος ισχύς < 8 Mvar) = 180
- ο Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 12 Mvar) = 220
- ο 2 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 8 Mvar (άεργος ισχύς < 16 Mvar) = 360
- ο Χωρητικές αντισταθμίσεις Μ.Τ. 8 και 12 Mvar (άεργος ισχύς < 20 Mvar) = 400
- ο 2 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 24 Mvar) = 440
- ο 3 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 36 Mvar) = 660

Το άθροισμα αυτών των χρεώσεων αποτελεί το κόστος σύνδεσης του Α.Π.. Το κόστος αυτό αναγράφεται σε χιλιάδες ευρώ, και δεν μπορεί να υπολογιστεί εδώ, αφού εξαρτάται από την τιμή της άεργου ισχύος, από την απόσταση του νέου Υ/Σ χρήστη από την υφιστάμενη Γ.Μ. και από την ισχύ εξόδου του Α.Π. του εισάγεται στο πρόγραμμα.

ii) Ανάλυση Κόστους

Τα στοιχεία που χρησιμοποιήθηκαν για την σύνδεση του Α.Π. αναφέρονται και αναλύονται στις παραπάνω υποπαραγράφους.

5.7.11 Υπολογισμός Κόστους Σύνδεσης σε νέο Υποσταθμό (Υ/Σ) Χρήστη, εντός Γηπέδου Α.Π. , με Γραμμή Μεταφοράς (Γ.Μ.) σε Απόσταση Μεγαλύτερη των 5 km και Φαινομενική Ισχύς Μικρότερη από 65 MVA

i) Υπολογισμός Κόστους

Αρχικά θα πρέπει να ελέγξουμε αν η απόσταση του νέου Υ/Σ του χρήστη και της υφιστάμενης Γ.Μ. είναι μεγαλύτερη από 5 km και αν η φαινομενική ισχύς του Α.Π. είναι μικρότερη από 65 MVA. Αν τηρούνται τα παραπάνω το κόστος σύνδεσης υπολογίζεται παρακάτω.

- Χρεώσεις για εξέταση αιτήματος για σύνδεση
 - ο Για εξέταση αιτήματος από χρήστη Α.Π.Ε. = Ισχύς Εξόδου Α.Π. * 20 / 1000
 - ο Μοναδιαία χρέωση ανθρωπομήνα = 6
 - ο Πάγιο τίμημα = 3
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων γραμμών μεταφοράς
 - ο Γ.Μ. διπλού κυκλώματος = Απόσταση Γ.Μ. από Α.Π. * Κόστος Γ.Μ.
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων υποσταθμών
 - ο 2 x Απλοποιημένη πύλη Γ.Μ. 150 kV χωρίς διακόπτη = 510
 - ο 2 x Πλήρης πύλη μετασχηματιστή 150 kV σε απλό ζυγό = 400
 - ο Μετασχηματιστής 150/20 kV ισχύος 20/25 MVA = 590
 - ο Μετασχηματιστής 150/20 kV ισχύος 40/50 MVA = 680
 - ο 2 x Πλήρης πύλη 20 kV μετασχηματιστή 150/20 kV – υπόγεια = 400
 - ο Πλήρης μετρητική διάταξη (πρώτη πύλη) = 44
 - ο Πλήρης τηλεπικοινωνιακός εξοπλισμός (πρώτη πύλη) = 33
 - ο Συσκευή RTU (πρώτη πύλη) = 31

Οι παραπάνω χρεώσεις για υλοποίηση έργων Υ/Σ περιλαμβάνουν και την Χωρητική Αντιστάθμιση Μέσης Τάσης ανάλογα με την τιμή της άεργου ισχύος του Α.Π. Το κόστος ανάλογα με την χωρητική αντιστάθμιση που χρησιμοποιούμε φαίνεται παρακάτω.

- ο Χωρίς χωρητική αντιστάθμιση (άεργος ισχύς = 0) = 0
- ο Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 8 Mvar (άεργος ισχύς < 8 Mvar) = 180
- ο Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 12 Mvar) = 220
- ο 2 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 8 Mvar (άεργος ισχύς < 16 Mvar) = 360
- ο Χωρητικές αντισταθμίσεις Μ.Τ. 8 και 12 Mvar (άεργος ισχύς < 20 Mvar) = 400
- ο 2 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 24 Mvar) = 440
- ο 3 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 36 Mvar) = 660

Το άθροισμα αυτών των χρεώσεων αποτελεί το κόστος σύνδεσης του Α.Π.. Το κόστος αυτό αναγράφεται σε χιλιάδες ευρώ, και δεν μπορεί να υπολογιστεί εδώ, αφού εξαρτάται από την τιμή της άεργου ισχύος, από την απόσταση του νέου Υ/Σ χρήστη από την υφιστάμενη Γ.Μ. και από την ισχύ εξόδου του Α.Π. του εισάγεται στο πρόγραμμα.

ii) Ανάλυση Κόστους

Τα στοιχεία που χρησιμοποιήθηκαν για την σύνδεση του Α.Π. αναφέρονται και αναλύονται στις παραπάνω υποπαραγράφους.

5.7.12 Υπολογισμός Κόστους Σύνδεσης σε νέο Υποσταθμό (Υ/Σ) Χρήστη, εντός Γηπέδου Α.Π. , με Γραμμή Μεταφοράς (Γ.Μ.) σε Απόσταση Μεγαλύτερη των 5 km και Φαινομενική Ισχύς Μικρότερη από 80 MVA

i) Υπολογισμός Κόστους

Αρχικά θα πρέπει να ελέγξουμε αν η απόσταση του νέου Υ/Σ του χρήστη και της υφιστάμενης Γ.Μ. είναι μεγαλύτερη από 5 km και αν η φαινομενική ισχύς του Α.Π. είναι μικρότερη από 80 MVA. Αν τηρούνται τα παραπάνω το κόστος σύνδεσης υπολογίζεται παρακάτω.

- Χρεώσεις για εξέταση αιτήματος για σύνδεση
 - ο Για εξέταση αιτήματος από χρήστη Α.Π.Ε. = Ισχύς Εξόδου Α.Π. * 20 / 1000
 - ο Μοναδιαία χρέωση ανθρωπομήνα = 6
 - ο Πάγιο τίμημα = 3
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων γραμμών μεταφοράς
 - ο Γ.Μ. διπλού κυκλώματος = Απόσταση Γ.Μ. από Α.Π. * Κόστος Γ.Μ.
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων υποσταθμών
 - ο 2 x Απλοποιημένη πύλη Γ.Μ. 150 kV χωρίς διακόπτη = 510
 - ο 2 x Πλήρης πύλη μετασχηματιστή 150 kV σε απλό ζυγό = 400
 - ο 2 x Μετασχηματιστής 150/20 kV ισχύος 40/50 MVA = 680
 - ο 2 x Πλήρης πύλη 20 kV μετασχηματιστή 150/20 kV – υπόγεια = 400
 - ο Πλήρης μετρητική διάταξη (πρώτη πύλη) = 44
 - ο Πλήρης τηλεπικοινωνιακός εξοπλισμός (πρώτη πύλη) = 33
 - ο Συσκευή RTU (πρώτη πύλη) = 31

Οι παραπάνω χρεώσεις για υλοποίηση έργων Υ/Σ περιλαμβάνουν και την Χωρητική Αντιστάθμιση Μέσης Τάσης ανάλογα με την τιμή της άεργου ισχύος του Α.Π. Το κόστος ανάλογα με την χωρητική αντιστάθμιση που χρησιμοποιούμε φαίνεται παρακάτω.

- ο Χωρίς χωρητική αντιστάθμιση (άεργος ισχύς = 0) = 0
- ο Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 8 Mvar (άεργος ισχύς < 8 Mvar) = 180
- ο Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 12 Mvar) = 220
- ο 2 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 8 Mvar (άεργος ισχύς < 16 Mvar) = 360
- ο Χωρητικές αντισταθμίσεις Μ.Τ. 8 και 12 Mvar (άεργος ισχύς < 20 Mvar) = 400
- ο 2 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 24 Mvar) = 440
- ο 3 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 36 Mvar) = 660

Το άθροισμα αυτών των χρεώσεων αποτελεί το κόστος σύνδεσης του Α.Π.. Το κόστος αυτό αναγράφεται σε χιλιάδες ευρώ, και δεν μπορεί να υπολογιστεί εδώ, αφού εξαρτάται από την τιμή της άεργου ισχύος, από την απόσταση του νέου Υ/Σ χρήστη από την υφιστάμενη Γ.Μ. και από την ισχύ εξόδου του Α.Π. του εισάγεται στο πρόγραμμα.

ii) Ανάλυση Κόστους

Τα στοιχεία που χρησιμοποιήθηκαν για την σύνδεση του Α.Π. αναφέρονται και αναλύονται στις παραπάνω υποπαραγράφους.

5.7.13 Υπολογισμός Κόστους Σύνδεσης σε νέο Υποσταθμό (Υ/Σ) Χρήστη, εντός Γηπέδου Α.Π. , με Γραμμή Μεταφοράς (Γ.Μ.) σε Απόσταση μεγαλύτερη των 5 km και Φαινομενική Ισχύς Μικρότερη από 105 MVA

i) Υπολογισμός Κόστους

Αρχικά θα πρέπει να ελέγξουμε αν η απόσταση του νέου Υ/Σ του χρήστη και της υφιστάμενης Γ.Μ. είναι μεγαλύτερη από 5 km και αν η φαινομενική ισχύς του Α.Π. είναι μικρότερη από 105 MVA. Αν τηρούνται τα παραπάνω το κόστος σύνδεσης υπολογίζεται παρακάτω.

- Χρεώσεις για εξέταση αιτήματος για σύνδεση
 - ο Για εξέταση αιτήματος από χρήστη Α.Π.Ε. = Ισχύς Εξόδου Α.Π. * 20 / 1000
 - ο Μοναδιαία χρέωση ανθρωπομήνα = 6
 - ο Πάγιο τίμημα = 3
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων γραμμών μεταφοράς
 - ο Γ.Μ. διπλού κυκλώματος = Απόσταση Γ.Μ. από Α.Π. * Κόστος Γ.Μ.
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων υποσταθμών
 - ο Απλοποιημένη πύλη Γ.Μ. 150 kV χωρίς διακόπτη = 255
 - ο Πλήρης πύλη Γ.Μ. 150 kV σε απλό ζυγό = 500
 - ο Αποζεύκτη τομής ζυγού 150 kV για απλό ζυγό = 70
 - ο 3 x Πλήρης πύλη μετασχηματιστή 150 kV σε απλό ζυγό = 600
 - ο Μετασχηματιστής 150/20 kV ισχύος 20/25 MVA = 590
 - ο 2 x Μετασχηματιστής 150/20 kV ισχύος 40/50 MVA = 1360
 - ο 3 x Πλήρης πύλη 20 kV μετασχηματιστή 150/20 kV – υπόγεια = 600
 - ο Πλήρης μετρητική διάταξη (πρώτη πύλη) = 44
 - ο Πλήρης τηλεπικοινωνιακός εξοπλισμός (πρώτη πύλη) = 33
 - ο Συσκευή RTU (πρώτη πύλη) = 31

Οι παραπάνω χρεώσεις για υλοποίηση έργων Υ/Σ περιλαμβάνουν και την Χωρητική Αντιστάθμιση Μέσης Τάσης ανάλογα με την τιμή της άεργου ισχύος του Α.Π. Το κόστος ανάλογα με την χωρητική αντιστάθμιση που χρησιμοποιούμε φαίνεται παρακάτω.

- ο Χωρίς χωρητική αντιστάθμιση (άεργος ισχύς = 0) = 0
- ο Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 8 Mvar (άεργος ισχύς < 8 Mvar) = 180
- ο Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 12 Mvar) = 220
- ο 2 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 8 Mvar (άεργος ισχύς < 16 Mvar) = 360
- ο Χωρητικές αντισταθμίσεις Μ.Τ. 8 και 12 Mvar (άεργος ισχύς < 20 Mvar) = 400
- ο 2 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 24 Mvar) = 440
- ο 3 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 36 Mvar) = 660

Το άθροισμα αυτών των χρεώσεων αποτελεί το κόστος σύνδεσης του Α.Π.. Το κόστος αυτό αναγράφεται σε χιλιάδες ευρώ, και δεν μπορεί να υπολογιστεί εδώ, αφού εξαρτάται από την τιμή

της άεργου ισχύος, από την απόσταση του νέου Υ/Σ χρήστη από την υφιστάμενη Γ.Μ. και από την ισχύ εξόδου του Α.Π. του εισάγεται στο πρόγραμμα.

ii) Ανάλυση Κόστους

Τα στοιχεία που χρησιμοποιήθηκαν για την σύνδεση του Α.Π. αναφέρονται και αναλύονται στις παραπάνω υποπαραγράφους.

5.8 Υπολογισμός Κόστους Τρίτου Τρόπου Σύνδεσης

5.8.1 Εισαγωγή

Για τον υπολογισμό κόστους του τρίτου τρόπου σύνδεσης, θα πρέπει να λάβουμε υπόψη μας τους τρόπους σύνδεσης ενός Α.Π. στο σύστημα 150 kV που καθορίζονται από τον ΔΕΣΜΗΕ και αναφέρονται στην παράγραφο 2.5 (Περιπτώσεις σύνδεσης ενός Α.Π. στο σύστημα 150kV), το κοστολόγιο του ΔΕΣΜΗΕ που αναφέρεται στην παράγραφο 4.3 (Κόστος σύνδεσης) και την ανάλυση του αλγόριθμου του τρίτου τρόπου σύνδεσης που αναλύεται στην παράγραφο 5.5 (Κατασκευή νέου Υ/Σ του χρήστη και σύνδεση του με υφιστάμενο Υ/Σ του Συστήματος μέσω Γραμμής Μεταφοράς).

Το κόστος της σύνδεσης εξαρτάτε από την τιμή της φαινομενικής ισχύος του Α.Π.. Οι περιπτώσεις κατασκευής του νέου Υ/Σ φαίνονται παρακάτω.

- Φαινομενική ισχύς μικρότερη από 20 MVA
- Φαινομενική ισχύς μικρότερη από 40 MVA
- Φαινομενική ισχύς μικρότερη από 65 MVA
- Φαινομενική ισχύς μικρότερη από 80 MVA
- Φαινομενική ισχύς μικρότερη από 105 MVA

5.8.2 Υπολογισμός Κόστους Σύνδεσης σε νέο Υποσταθμό (Υ/Σ) Χρήστη, εντός Γηπέδου Α.Π. , σε Υφιστάμενη Γ.Μ. του Συστήματος με Γ.Μ. , με Φαινομενική Ισχύς Μικρότερη από 20 MVA

ι) Υπολογισμός Κόστους

Αρχικά θα πρέπει να ελέγξουμε αν η φαινομενική ισχύς του Α.Π. είναι μικρότερη από 20 MVA. Αν ισχύει ο παραπάνω περιορισμός το κόστος σύνδεσης υπολογίζεται παρακάτω.

- Χρεώσεις για εξέταση αιτήματος για σύνδεση
 - ο Για εξέταση αιτήματος από χρήστη Α.Π.Ε. = $\text{Ισχύς Εξόδου Α.Π.} \cdot 20 / 1000$
 - ο Μοναδιαία χρέωση ανθρωπομήνα = 6
 - ο Πάγιο τίμημα = 3
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων γραμμών μεταφοράς
 - ο Γ.Μ. απλού κυκλώματος = Απόσταση Γ.Μ. από Α.Π. * Κόστος Γ.Μ.
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων υποσταθμών
 - ο Απλοποιημένη πύλη Γ.Μ. 150 kV χωρίς διακόπτη = 255
 - ο Πλήρης πύλη μετασχηματιστή 150 kV σε απλό ζυγό = 200
 - ο Μετασχηματιστής 150/20 kV ισχύος 20/25 MVA = 590
 - ο Πλήρης πύλη 20 kV μετασχηματιστή 150/20 kV – υπόγεια = 200
 - ο Πλήρης μετρητική διάταξη (πρώτη πύλη) = 44
 - ο Πλήρης τηλεπικοινωνιακός εξοπλισμός (πρώτη πύλη) = 33
 - ο Συσκευή RTU (πρώτη πύλη) = 31

Οι παραπάνω χρεώσεις για υλοποίηση έργων Υ/Σ περιλαμβάνουν και την Χωρητική Αντιστάθμιση Μέσης Τάσης ανάλογα με την τιμή της άεργου ισχύος του Α.Π. Το κόστος ανάλογα με την χωρητική αντιστάθμιση που χρησιμοποιούμε φαίνεται παρακάτω.

- Χωρίς χωρητική αντιστάθμιση (άεργος ισχύς = 0) = 0
- Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 8 Mvar (άεργος ισχύς < 8 Mvar) = 180
- Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 12 Mvar) = 220
- 2 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 8 Mvar (άεργος ισχύς < 16 Mvar) = 360
- Χωρητικές αντισταθμίσεις Μ.Τ. 8 και 12 Mvar (άεργος ισχύς < 20 Mvar) = 400
- 2 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 24 Mvar) = 440
- 3 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 36 Mvar) = 660

Το άθροισμα αυτών των χρεώσεων αποτελεί το κόστος σύνδεσης του Α.Π.. Το κόστος αυτό αναγράφεται σε χιλιάδες ευρώ, και δεν μπορεί να υπολογιστεί εδώ, αφού εξαρτάται από την τιμή της άεργου ισχύος, από την απόσταση του νέου Υ/Σ χρήστη από την υφιστάμενη Γ.Μ. και από την ισχύ εξόδου του Α.Π. του εισάγεται στο πρόγραμμα.

ii) Ανάλυση Κόστους

Τα στοιχεία που χρησιμοποιήθηκαν για την σύνδεση του Α.Π. αναφέρονται και αναλύονται στις παραπάνω υποπαραγράφους.

5.8.3 Υπολογισμός Κόστους Σύνδεσης σε νέο Υποσταθμό (Υ/Σ) Χρήστη, εντός Γηπέδου Α.Π. , με Υφιστάμενη Γ.Μ. του Συστήματος με Γ.Μ. , με Φαινομενική Ισχύς Μικρότερη από 40 MVA

i) Υπολογισμός Κόστους

Αρχικά θα πρέπει να ελέγξουμε αν η φαινομενική ισχύς του Α.Π. είναι μικρότερη από 40 MVA. Αν ισχύει ο παραπάνω περιορισμός το κόστος σύνδεσης υπολογίζεται παρακάτω.

- Χρεώσεις για εξέταση αιτήματος για σύνδεση
 - Για εξέταση αιτήματος από χρήστη Α.Π.Ε. = Ισχύς Εξόδου Α.Π. * 20 / 1000
 - Μοναδιαία χρέωση ανθρωπομήνα = 6
 - Πάγιο τίμημα = 3
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων γραμμών μεταφοράς
 - Γ.Μ. απλού κυκλώματος = Απόσταση Γ.Μ. από Α.Π. * Κόστος Γ.Μ.
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων υποσταθμών
 - Απλοποιημένη πύλη Γ.Μ. 150 kV χωρίς διακόπτη = 255
 - Πλήρης πύλη μετασχηματιστή 150 kV σε απλό ζυγό = 200
 - Μετασχηματιστής 150/20 kV ισχύος 40/50 MVA = 680
 - Πλήρης πύλη 20 kV μετασχηματιστή 150/20 kV – υπόγεια = 200
 - Πλήρης μετρητική διάταξη (πρώτη πύλη) = 44
 - Πλήρης τηλεπικοινωνιακός εξοπλισμός (πρώτη πύλη) = 33
 - Συσκευή RTU (πρώτη πύλη) = 31

Οι παραπάνω χρεώσεις για υλοποίηση έργων Υ/Σ περιλαμβάνουν και την Χωρητική Αντιστάθμιση Μέσης Τάσης ανάλογα με την τιμή της άεργου ισχύος του Α.Π. Το κόστος ανάλογα με την χωρητική αντιστάθμιση που χρησιμοποιούμε φαίνεται παρακάτω.

- Χωρίς χωρητική αντιστάθμιση (άεργος ισχύς = 0) = 0
- Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 8 Mvar (άεργος ισχύς < 8 Mvar) = 180
- Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 12 Mvar) = 220
- 2 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 8 Mvar (άεργος ισχύς < 16 Mvar) = 360
- Χωρητικές αντισταθμίσεις Μ.Τ. 8 και 12 Mvar (άεργος ισχύς < 20 Mvar) = 400
- 2 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 24 Mvar) = 440
- 3 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 36 Mvar) = 660

Το άθροισμα αυτών των χρεώσεων αποτελεί το κόστος σύνδεσης του Α.Π.. Το κόστος αυτό αναγράφεται σε χιλιάδες ευρώ, και δεν μπορεί να υπολογιστεί εδώ, αφού εξαρτάται από την τιμή της άεργου ισχύος, από την απόσταση του νέου Υ/Σ χρήστη από την υφιστάμενη Γ.Μ. και από την ισχύ εξόδου του Α.Π. του εισάγεται στο πρόγραμμα.

ii) Ανάλυση Κόστους

Τα στοιχεία που χρησιμοποιήθηκαν για την σύνδεση του Α.Π. αναφέρονται και αναλύονται στις παραπάνω υποπαραγράφους.

5.8.4 Υπολογισμός Κόστους Σύνδεσης σε νέο Υποσταθμό (Υ/Σ) Χρήστη, εντός Γηπέδου Α.Π. , με Υφιστάμενη Γ.Μ. του Συστήματος με Γ.Μ. , με Φαινομενική Ισχύς Μικρότερη από 65 MVA

i) Υπολογισμός Κόστους

Αρχικά θα πρέπει να ελέγξουμε αν η φαινομενική ισχύς του Α.Π. είναι μικρότερη από 65 MVA. Αν ισχύει ο παραπάνω περιορισμός το κόστος σύνδεσης υπολογίζεται παρακάτω.

- Χρεώσεις για εξέταση αιτήματος για σύνδεση
 - Για εξέταση αιτήματος από χρήστη Α.Π.Ε. = Ισχύς Εξόδου Α.Π. * 20 / 1000
 - Μοναδιαία χρέωση ανθρωπομήνα = 6
 - Πάγιο τίμημα = 3
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων γραμμών μεταφοράς
 - Γ.Μ. απλού κυκλώματος = Απόσταση Γ.Μ. από Α.Π. * Κόστος Γ.Μ.
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων υποσταθμών
 - Απλοποιημένη πύλη Γ.Μ. 150 kV χωρίς διακόπτη = 255
 - 2 x Πλήρης πύλη μετασχηματιστή 150 kV σε απλό ζυγό = 400
 - Μετασχηματιστής 150/20 kV ισχύος 20/25 MVA = 590
 - Μετασχηματιστής 150/20 kV ισχύος 40/50 MVA = 680
 - 2 x Πλήρης πύλη 20 kV μετασχηματιστή 150/20 kV – υπόγεια = 400
 - Πλήρης μετρητική διάταξη (πρώτη πύλη) = 44
 - Πλήρης τηλεπικοινωνιακός εξοπλισμός (πρώτη πύλη) = 33

- Συσκευή RTU (πρώτη πύλη) = 31

Οι παραπάνω χρεώσεις για υλοποίηση έργων Υ/Σ περιλαμβάνουν και την Χωρητική Αντιστάθμιση Μέσης Τάσης ανάλογα με την τιμή της άεργου ισχύος του Α.Π. Το κόστος ανάλογα με την χωρητική αντιστάθμιση που χρησιμοποιούμε φαίνεται παρακάτω.

- Χωρίς χωρητική αντιστάθμιση (άεργος ισχύς = 0) = 0
- Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 8 Mvar (άεργος ισχύς < 8 Mvar) = 180
- Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 12 Mvar) = 220
- 2 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 8 Mvar (άεργος ισχύς < 16 Mvar) = 360
- Χωρητικές αντισταθμίσεις Μ.Τ. 8 και 12 Mvar (άεργος ισχύς < 20 Mvar) = 400
- 2 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 24 Mvar) = 440
- 3 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 36 Mvar) = 660

Το άθροισμα αυτών των χρεώσεων αποτελεί το κόστος σύνδεσης του Α.Π.. Το κόστος αυτό αναγράφεται σε χιλιάδες ευρώ, και δεν μπορεί να υπολογιστεί εδώ, αφού εξαρτάται από την τιμή της άεργου ισχύος, από την απόσταση του νέου Υ/Σ χρήστη από την υφιστάμενη Γ.Μ. και από την ισχύ εξόδου του Α.Π. του εισάγεται στο πρόγραμμα.

ii) Ανάλυση Κόστους

Τα στοιχεία που χρησιμοποιήθηκαν για την σύνδεση του Α.Π. αναφέρονται και αναλύονται στις παραπάνω υποπαραγράφους.

5.8.5 Υπολογισμός Κόστους Σύνδεσης σε νέο Υποσταθμό (Υ/Σ) Χρήστη, εντός Γηπέδου Α.Π. , με Υφιστάμενη Γ.Μ. του Συστήματος με Γ.Μ. , με Φαινομενική Ισχύς Μικρότερη από 80 MVA

i) Υπολογισμός Κόστους

Αρχικά θα πρέπει να ελέγξουμε αν η φαινομενική ισχύς του Α.Π. είναι μικρότερη από 80 MVA. Αν ισχύει ο παραπάνω περιορισμός το κόστος σύνδεσης υπολογίζεται παρακάτω.

- Χρεώσεις για εξέταση αιτήματος για σύνδεση
 - Για εξέταση αιτήματος από χρήστη Α.Π.Ε. = Ισχύς Εξόδου Α.Π. * 20 / 1000
 - Μοναδιαία χρέωση ανθρωπομήνα = 6
 - Πάγιο τίμημα = 3
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων γραμμών μεταφοράς
 - Γ.Μ. απλού κυκλώματος = Απόσταση Γ.Μ. από Α.Π. * Κόστος Γ.Μ.
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων υποσταθμών
 - Απλοποιημένη πύλη Γ.Μ. 150 kV χωρίς διακόπτη = 255
 - 2 x Πλήρης πύλη μετασχηματιστή 150 kV σε απλό ζυγό = 400
 - 2 x Μετασχηματιστής 150/20 kV ισχύος 40/50 MVA = 1360
 - 2 x Πλήρης πύλη 20 kV μετασχηματιστή 150/20 kV – υπόγεια = 400
 - Πλήρης μετρητική διάταξη (πρώτη πύλη) = 44

- ο Πλήρης τηλεπικοινωνιακός εξοπλισμός (πρώτη πύλη) = 33
- ο Συσκευή RTU (πρώτη πύλη) = 31

Οι παραπάνω χρεώσεις για υλοποίηση έργων Υ/Σ περιλαμβάνουν και την Χωρητική Αντιστάθμιση Μέσης Τάσης ανάλογα με την τιμή της άεργου ισχύος του Α.Π. Το κόστος ανάλογα με την χωρητική αντιστάθμιση που χρησιμοποιούμε φαίνεται παρακάτω.

- ο Χωρίς χωρητική αντιστάθμιση (άεργος ισχύς = 0) = 0
- ο Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 8 Mvar (άεργος ισχύς < 8 Mvar) = 180
- ο Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 12 Mvar) = 220
- ο 2 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 8 Mvar (άεργος ισχύς < 16 Mvar) = 360
- ο Χωρητικές αντισταθμίσεις Μ.Τ. 8 και 12 Mvar (άεργος ισχύς < 20 Mvar) = 400
- ο 2 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 24 Mvar) = 440
- ο 3 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 36 Mvar) = 660

Το άθροισμα αυτών των χρεώσεων αποτελεί το κόστος σύνδεσης του Α.Π.. Το κόστος αυτό αναγράφεται σε χιλιάδες ευρώ, και δεν μπορεί να υπολογιστεί εδώ, αφού εξαρτάται από την τιμή της άεργου ισχύος, από την απόσταση του νέου Υ/Σ χρήστη από την υφιστάμενη Γ.Μ. και από την ισχύ εξόδου του Α.Π. του εισάγεται στο πρόγραμμα.

ii) Ανάλυση Κόστους

Τα στοιχεία που χρησιμοποιήθηκαν για την σύνδεση του Α.Π. αναφέρονται και αναλύονται στις παραπάνω υποπαραγράφους

5.8.6 Υπολογισμός Κόστους Σύνδεσης σε νέο Υποσταθμό (Υ/Σ) Χρήστη, εντός Γηπέδου Α.Π. , με Υφιστάμενη Γ.Μ. του Συστήματος με Γ.Μ. , με Φαινομενική Ισχύς Μικρότερη από 105 MVA

i) Υπολογισμός Κόστους

Αρχικά θα πρέπει να ελέγξουμε αν η φαινομενική ισχύς του Α.Π. είναι μικρότερη από 105 MVA. Αν ισχύει ο παραπάνω περιορισμός το κόστος σύνδεσης υπολογίζεται παρακάτω.

- Χρεώσεις για εξέταση αιτήματος για σύνδεση
 - ο Για εξέταση αιτήματος από χρήστη Α.Π.Ε. = Ισχύς Εξόδου Α.Π. * 20 / 1000
 - ο Μοναδιαία χρέωση ανθρωπομήνα = 6
 - ο Πάγιο τίμημα = 3
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων γραμμών μεταφοράς
 - ο Γ.Μ. απλού κυκλώματος = Απόσταση Γ.Μ. από Α.Π. * Κόστος Γ.Μ.
- Χρεώσεις για υλοποίηση έργων υποσταθμών
 - ο Απλοποιημένη πύλη Γ.Μ. 150 kV χωρίς διακόπτη = 255
 - ο 3 x Πλήρης πύλη μετασχηματιστή 150 kV σε απλό ζυγό = 600
 - ο Μετασχηματιστής 150/20 kV ισχύος 20/25 MVA = 590
 - ο 2 x Μετασχηματιστής 150/20 kV ισχύος 40/50 MVA = 1360

- 3 x Πλήρης πύλη 20 kV μετασχηματιστή 150/20 kV – υπόγεια = 600
- Πλήρης μετρητική διάταξη (πρώτη πύλη) = 44
- Πλήρης τηλεπικοινωνιακός εξοπλισμός (πρώτη πύλη) = 33
- Συσκευή RTU (πρώτη πύλη) = 31

Οι παραπάνω χρεώσεις για υλοποίηση έργων Υ/Σ περιλαμβάνουν και την Χωρητική Αντιστάθμιση Μέσης Τάσης ανάλογα με την τιμή της άεργου ισχύος του Α.Π. Το κόστος ανάλογα με την χωρητική αντιστάθμιση που χρησιμοποιούμε φαίνεται παρακάτω.

- Χωρίς χωρητική αντιστάθμιση (άεργος ισχύς = 0) = 0
- Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 8 Mvar (άεργος ισχύς < 8 Mvar) = 180
- Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 12 Mvar) = 220
- 2 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 8 Mvar (άεργος ισχύς < 16 Mvar) = 360
- Χωρητικές αντισταθμίσεις Μ.Τ. 8 και 12 Mvar (άεργος ισχύς < 20 Mvar) = 400
- 2 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 24 Mvar) = 440
- 3 x Χωρητική αντιστάθμιση Μ.Τ. 12 Mvar (άεργος ισχύς < 36 Mvar) = 660

Το άθροισμα αυτών των χρεώσεων αποτελεί το κόστος σύνδεσης του Α.Π.. Το κόστος αυτό αναγράφεται σε χιλιάδες ευρώ, και δεν μπορεί να υπολογιστεί εδώ, αφού εξαρτάται από την τιμή της άεργου ισχύος, από την απόσταση του νέου Υ/Σ χρήστη από την υφιστάμενη Γ.Μ. και από την ισχύ εξόδου του Α.Π. του εισάγεται στο πρόγραμμα.

ii) Ανάλυση Κόστους

Τα στοιχεία που χρησιμοποιήθηκαν για την σύνδεση του Α.Π. αναφέρονται και αναλύονται στις παραπάνω υποπαραγράφους

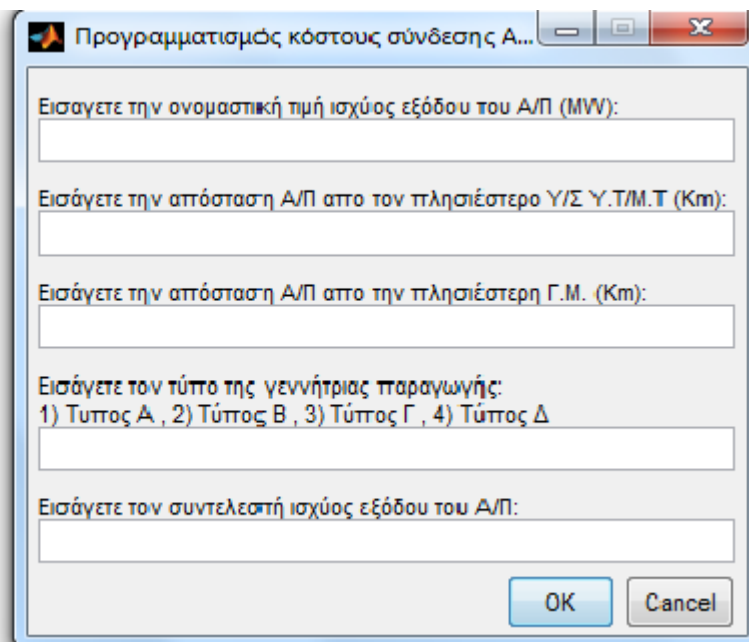
5.9 Υπολογισμός Βέλτιστου Κόστους Σύνδεσης

Η Σύνδεση του Α.Π. με το σύστημα μπορεί να επιτυγχάνεται με παραπάνω από ένα τρόπους. Αυτό εξαρτάται από τις τιμές εισαγωγής του προγράμματος. Στις παραγράφους 5.6 , 5.7 και 5.8 υπολογίζεται το κόστος για κάθε δυνατό τρόπο σύνδεσης. Η τιμή που πρέπει να εξάγει το πρόγραμμα είναι η οικονομικότερη. Για αυτό το λόγο γίνεται σύγκριση των τιμών που υπολογίστηκαν και εμφανίζεται η τελική τιμή κόστους σύνδεσης του Α.Π. με το σύστημα 150 kV όπως και τα τεχνικά χαρακτηριστικά της σύνδεσης αυτής..

ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ - ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑΤΑ

6.1 Εισαγωγή

Στο παρόν κεφάλαιο θα τρέξουμε το πρόγραμμα της Matlab που δημιουργήθηκε και θα παραθέσουμε παρακάτω κάποια παραδείγματα. Κατά την εκκίνηση του προγράμματος εμφανίζεται η εικόνα του σχήματος 22 παρακάτω.



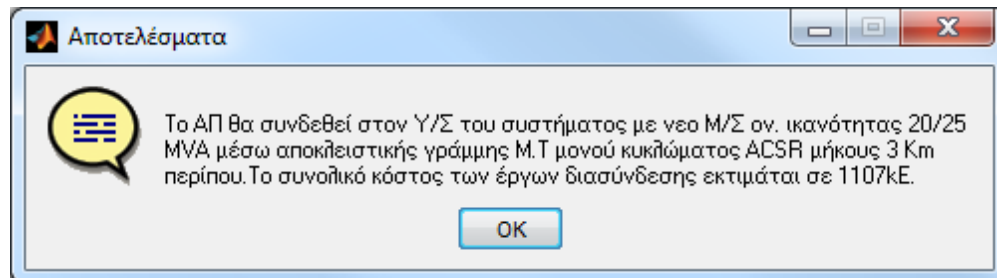
Σχήμα 22 : Εισαγωγή τιμών στο πρόγραμμα της Matlab

6.2 Παράδειγμα 1

Οι τιμές που θα εισάγουμε για το πρώτο παράδειγμα βρίσκονται παρακάτω :

- Η ονομαστική τιμή ισχύος εξόδου του Α.Π. = 5
- Η απόσταση Α.Π. από τον πλησιέστερο Υ/Σ Υ.Τ = 3
- Η απόσταση Α.Π. από την πλησιέστερη Γ.Μ Υ.Τ = 12
- Τύπος γεννήτριας παραγωγής = 4
- Ο συντελεστής ισχύος εξόδου του Α.Π. = 0,98

Τα αποτελέσματα που θα βγάλει το πρόγραμμα για τις παραπάνω τιμές φαίνονται στο σχήμα 23 παρακάτω.



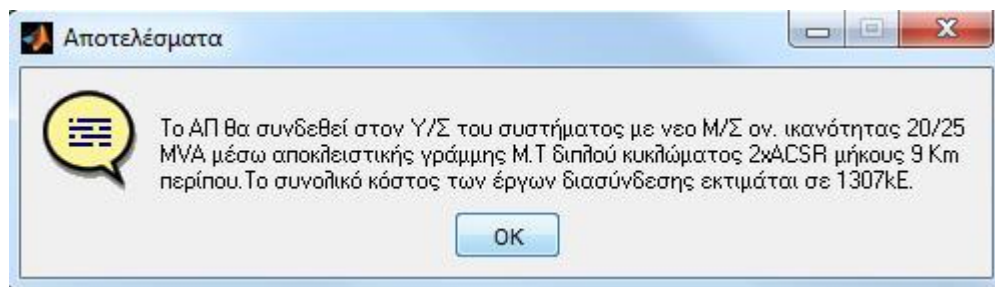
Σχήμα 23 : Παράδειγμα 1

6.3 Παράδειγμα 2

Οι τιμές που θα εισάγουμε για το δεύτερο παράδειγμα βρίσκονται παρακάτω :

- Η ονομαστική τιμή ισχύος εξόδου του Α.Π. = 7
- Η απόσταση Α.Π. από τον πλησιέστερο Υ/Σ Υ.Τ = 9
- Η απόσταση Α.Π. από την πλησιέστερη Γ.Μ Υ.Τ = 16
- Τύπος γεννήτριας παραγωγής = 3
- Ο συντελεστής ισχύος εξόδου του Α.Π. = 0,95

Τα αποτελέσματα που θα βγάλει το πρόγραμμα για τις παραπάνω τιμές φαίνονται στο σχήμα 24 παρακάτω.



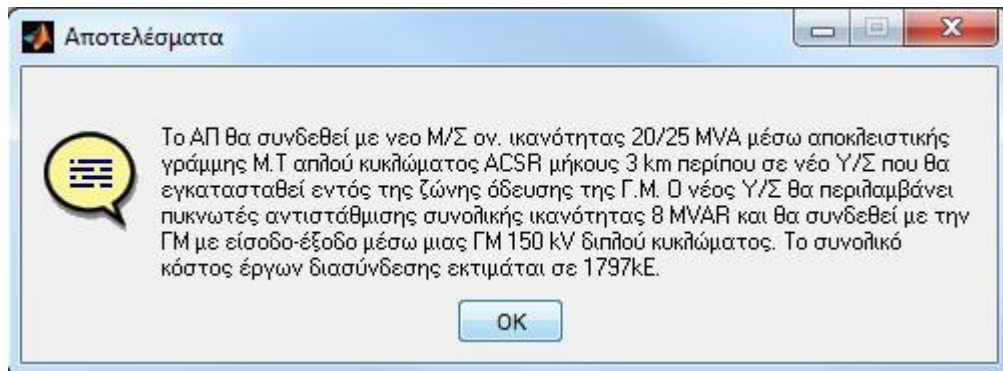
Σχήμα 24 : Παράδειγμα 2

6.4 Παράδειγμα 3

Οι τιμές που θα εισάγουμε για το τρίτο παράδειγμα βρίσκονται παρακάτω :

- Η ονομαστική τιμή ισχύος εξόδου του Α.Π. = 13
- Η απόσταση Α.Π. από τον πλησιέστερο Υ/Σ Υ.Τ = 18
- Η απόσταση Α.Π. από την πλησιέστερη Γ.Μ Υ.Τ = 13
- Τύπος γεννήτριας παραγωγής = 1
- Ο συντελεστής ισχύος εξόδου του Α.Π. = 0,98

Τα αποτελέσματα που θα βγάλει το πρόγραμμα για τις παραπάνω τιμές φαίνονται στο σχήμα 25 παρακάτω.



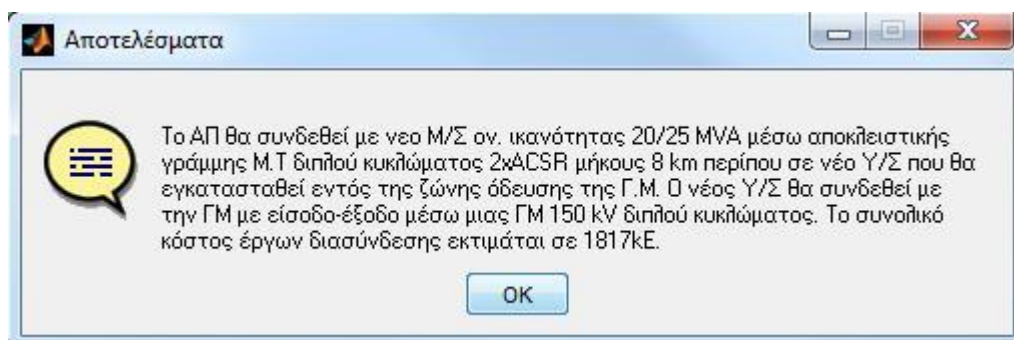
Σχήμα 25 : Παράδειγμα 3

6.5 Παράδειγμα 4

Οι τιμές που θα εισάγουμε για το τέταρτο παράδειγμα βρίσκονται παρακάτω :

- Η ονομαστική τιμή ισχύος εξόδου του Α.Π. = 12
- Η απόσταση Α.Π. από τον πλησιέστερο Υ/Σ $Υ.T = 19$
- Η απόσταση Α.Π. από την πλησιέστερη Γ.Μ $Υ.T = 8$
- Τύπος γεννήτριας παραγωγής = 3
- Ο συντελεστής ισχύος εξόδου του Α.Π. = 1

Τα αποτελέσματα που θα βγάλει το πρόγραμμα για τις παραπάνω τιμές φαίνονται στο σχήμα 26 παρακάτω.



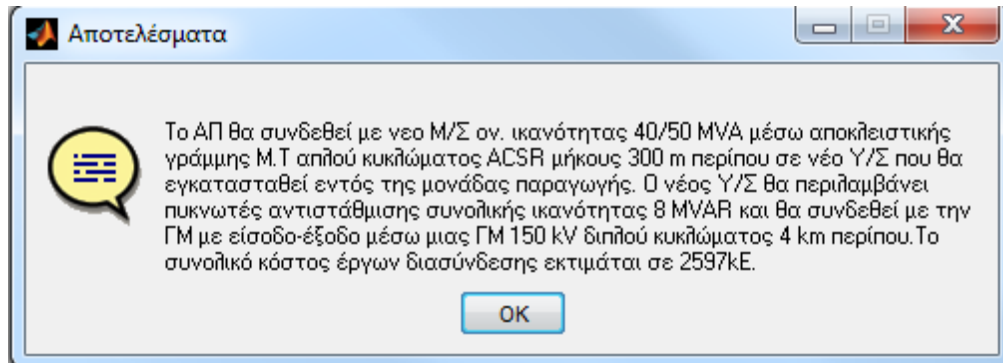
Σχήμα 26 : Παράδειγμα 4

6.6 Παράδειγμα 5

Οι τιμές που θα εισάγουμε για το πέμπτο παράδειγμα βρίσκονται παρακάτω :

- Η ονομαστική τιμή ισχύος εξόδου του Α.Π. = 24
- Η απόσταση Α.Π. από τον πλησιέστερο Υ/Σ Υ.Τ = 19
- Η απόσταση Α.Π. από την πλησιέστερη Γ.Μ Υ.Τ = 4
- Τύπος γεννήτριας παραγωγής = 2
- Ο συντελεστής ισχύος εξόδου του Α.Π. = 0,98

Τα αποτελέσματα που θα βγάλει το πρόγραμμα για τις παραπάνω τιμές φαίνονται στο σχήμα 27 παρακάτω.



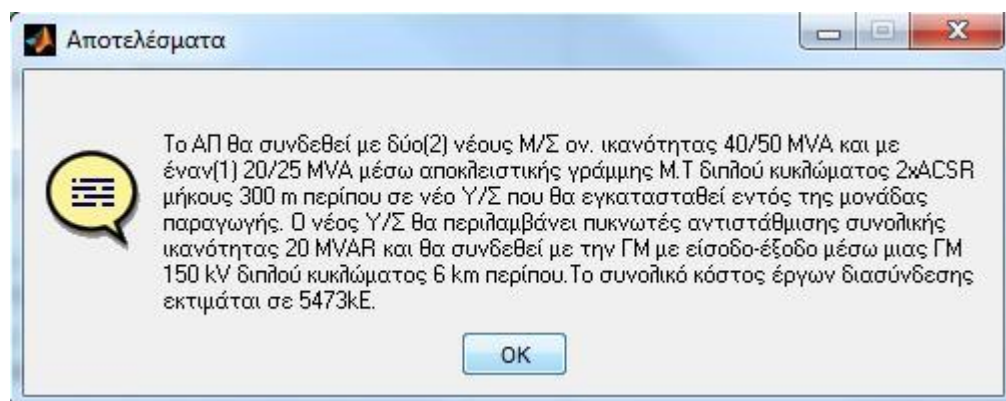
Σχήμα 27 : Παράδειγμα 5

6.7 Παράδειγμα 6

Οι τιμές που θα εισάγουμε για το έκτο παράδειγμα βρίσκονται παρακάτω :

- Η ονομαστική τιμή ισχύος εξόδου του Α.Π. = 98
- Η απόσταση Α.Π. από τον πλησιέστερο Υ/Σ Υ.Τ = 14
- Η απόσταση Α.Π. από την πλησιέστερη Γ.Μ Υ.Τ = 6
- Τύπος γεννήτριας παραγωγής = 1
- Ο συντελεστής ισχύος εξόδου του Α.Π. = 0,98

Τα αποτελέσματα που θα βγάλει το πρόγραμμα για τις παραπάνω τιμές φαίνονται στο σχήμα 28 παρακάτω.



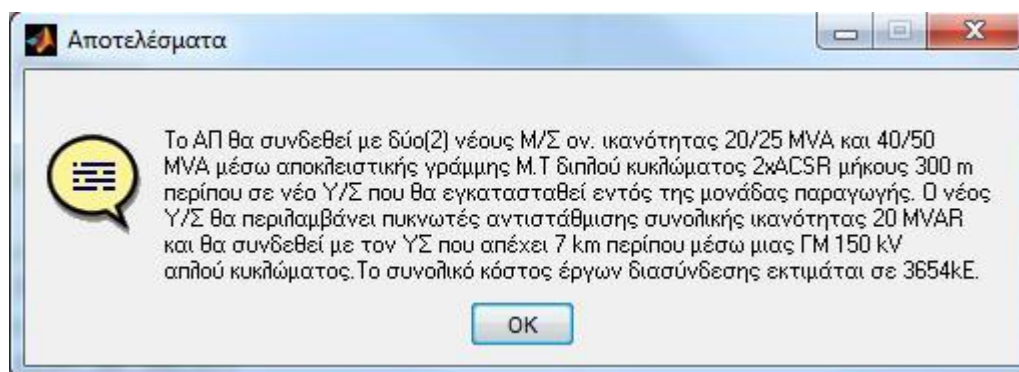
Σχήμα 28 : Παράδειγμα 6

6.8 Παράδειγμα 7

Οι τιμές που θα εισάγουμε για το έβδομο παράδειγμα βρίσκονται παρακάτω :

- Η ονομαστική τιμή ισχύος εξόδου του Α.Π. = 56
- Η απόσταση Α.Π. από τον πλησιέστερο Υ/Σ Υ.Τ = 7
- Η απόσταση Α.Π. από την πλησιέστερη Γ.Μ Υ.Τ = 24
- Τύπος γεννήτριας παραγωγής = 2
- Ο συντελεστής ισχύος εξόδου του Α.Π. = 0,95

Τα αποτελέσματα που θα βγάλει το πρόγραμμα για τις παραπάνω τιμές φαίνονται στο σχήμα 29 παρακάτω.



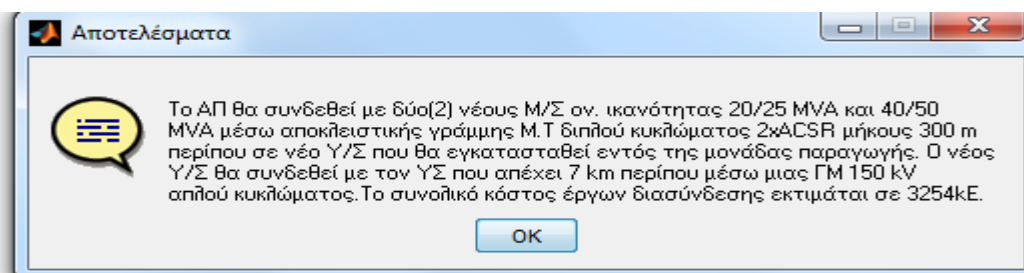
Σχήμα 29 : Παράδειγμα 7

6.9 Παράδειγμα 8

Οι τιμές που θα εισάγουμε για το όγδοο παράδειγμα βρίσκονται παρακάτω :

- Η ονομαστική τιμή ισχύος εξόδου του Α.Π. = 56
- Η απόσταση Α.Π. από τον πλησιέστερο Υ/Σ Υ.Τ = 7
- Η απόσταση Α.Π. από την πλησιέστερη Γ.Μ Υ.Τ = 24
- Τύπος γεννήτριας παραγωγής = 3
- Ο συντελεστής ισχύος εξόδου του Α.Π. = 0,95

Τα αποτελέσματα που θα βγάλει το πρόγραμμα για τις παραπάνω τιμές φαίνονται στο σχήμα 29 παρακάτω.



Σχήμα 30 : Παράδειγμα 8

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

Βιβλία:

[1] Ντοκόπουλος Πέτρος, Εισαγωγή στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, Εκδ. Παρατηρητής, Θεσσαλονίκη 1986

Επιστημονικά Άρθρα :

[2] Investigation of the distributed generation penetration in a medium voltage power distribution network , 30 June 2009

[3] Analysis of the Introduction of Large Scale Wind Energy into the Greek Electricity System, October 2008

Διπλωματικές Εργασίες :

[4] Κώτη Α. , Νούσιας Γ. , Ξερομερίσιος Ν. , Σενάρια διείσδυσης φωτοβολταϊκών συστημάτων σε δίκτυα χαμηλής τάσης, Διπλωματική Εργασία, Επιβλ. Καθηγητής Αλεξιάδης Μηνάς, THMMY, ΑΠΘ, Θεσσαλονίκη 2010

[5] Τσιφούτης Κ. , Εφαρμογή τεχνικής διαμόρφωσης διανύσματος χώρου στην διασύνδεση ανεμογεννητριών μικρής ισχύος στο δίκτυο, Διπλωματική Εργασία, Επιβλ. Καθηγητής Μαδεμλής Χρήστος, THMMY, ΑΠΘ, Θεσσαλονίκη 2011

Ιστοσελίδες :

[6] <http://www.desmie.gr/>

[7] <http://www.dei.gr/>

[8] <http://www.wikipedia.org/>

[9] www.google.com

[10] www.georythmiki.gr