



**ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΚΡΗΤΗΣ**

Σχολή Μηχανικών Παραγωγής & Διοίκησης

Διπλωματική Εργασία

Γιαμαλής Εμμανουήλ

**Τίτλος: Ανάλυση βιωσιμότητας του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος
Κρήτης, και αξιολόγηση σχεδίου διασύνδεσης με το Ηπειρωτικό σύστημα.**

Επιβλέπων: Αραμπατζής Γεώργιος, Επίκουρος Καθηγητής

Χανιά, 2020



Technical
University
of Crete

School of Production Engineering and Management

Diploma Thesis

Giamalis Emmanouil

Title: Sustainability analysis of the autonomous electricity system of Crete, and evaluation of interconnection plan with the Continental system.

Supervisor: Arampatzis George, Assistant Professor

Chania, 2020

Περιεχόμενα

Περιεχόμενα	3
Λίστα Εικόνων & Πινάκων	6
Πρόλογος	9
Περίληψη	11
Abstract	13
Κεφάλαιο 1 ^ο : Εισαγωγή	14
1.1: Ιστορική αναδρομή της Ελληνικής ηλεκτροπαραγωγής.	14
1.2: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα	16
1.3: Περιγραφή των ΣΗΕ.	24
1.4: Δομή των ΣΗΕ.	27
Κεφάλαιο 1.4.1: Σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.	29
1.4.2: σύστημα μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας	31
1.4.3: Υποσταθμοί	39
1.4.3.1: Είδη Υποσταθμών.....	41
1.4.3.2: Κανόνες Εγκατάστασης Υποσταθμών	44
1.5: Περιγραφή των βασικών τεχνολογιών ΑΠΕ.....	47
1.5.1: Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί (ΥΗΣ)	49
1.5.2: Αιολική Ενέργεια.	51
1.5.3: Φωτοβολταϊκά Στοιχεία.	54
Κεφάλαιο 2ο. Μελέτη του κρητικού συστήματος ηλεκτρικής παραγωγής	57
2.1: Περιγραφή της Περιοχής Μελέτης: Κρήτη	57
2.2: Οι μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας Στην Κρήτη.	62
2.2.1 :Ατμοστρόβιλοι Ατμοηλεκτρικές μονάδες.....	70
2.2.2: Μονάδες Diesel.....	71
2.2.3: Αεριοστρόβιλοι	72
2.2.4: Συνδυασμένος Κύκλος.....	75
2.2.5: Υδροστρόβιλοι.....	77
2.3: Η συμβολή των καυσίμων στο κόστος kWh διανομής.	78

2.4: Οι σταθμοί Ηλεκτρικής Παραγωγής της Κρήτης	81
2.4.1: ΑΗΣ Λινοπεραμάτων.	84
2.4.2 : ΑΗΣ Χανίων (Ξηλωκαμάρα)	88
2.4.3: ΑΗΣ Αθρινόλακου.....	91
2.5: Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας στην Κρήτη.....	93
2.5.1: Οι επιπτώσεις των ΑΠΕ στο Αυτόνομο Κρητικό Σύστημα.....	96
2.6: Σύστημα μεταφοράς και διανομής στην Κρήτη	99
Κεφάλαιο 3^ο: Ο τομέας της Κατανομής.	103
3.1: Βασικοί κανόνες λειτουργίας της Κατανομής.	104
3.1.1: Ασφαλή Λειτουργία Συστήματος.	105
3.1.1.1: Στρεφόμενη Εφεδρεία.	109
3.1.2: Οικονομική Λειτουργία του Συστήματος.....	111
3.1.2.1: Περιγραφή της δομής του Προγράμματος	112
3.2: Πρόβλεψη Ζήτησης Φορτίου.....	115
Κεφάλαιο 4^ο : Διασύνδεση Κρητικού Συστήματος με το Ηπειρωτικό.	124
4.1: Εισαγωγή στα Διασυνδεδεμένα συστήματα.	124
4.1.1: Διεθνείς Διασυνδέσεις	126
4.2: Ιστορικό Διασύνδεσης Κρητικού Συστήματος.	130
4.3: Αναγκαιότητα και Κριτήρια Σχεδιασμού των διασυνδέσεων.	134
4.4: Παρόμοιες εφαρμογές στον Ευρωπαϊκό Χώρο.	137
4.5: Ανάλυση Φάσης Ι-Μικρή Διασύνδεση.	138
4.5.1: Τοπολογία Διασύνδεσης	139
4.5.2: Περιγραφή των σταδίων εκτέλεσης Μικρής Διασύνδεσης.	141
4.5.3: Προϋπολογισμός Έργου	145
4.5.4: Τεχνικά Χαρακτηριστικά Καλωδίων.	148
4.5.5: Μελέτες που εκπονήθηκαν κατά τον σχεδιασμό της Φάσης Ι-Μικρή Διασύνδεση.	158
4.6: Δυναμική Συμπεριφορά του Συστήματος μετά την Διασύνδεση.	160
4.6.1: Λειτουργία αυτόνομου συστήματος Κρήτης.	161
4.6.2: Λειτουργία συστήματος Κρήτης με αφόρτιστη τη Διασύνδεση.	163
4.6.3: Λειτουργία συστήματος Κρήτης με φορτισμένη την διασύνδεση.....	166
4.7: Λειτουργία Διασυνδεδεμένου Συστήματος Κρήτης έτος 2025	169

4.7.1: Ανάλυση Σεναρίων και Αποτελεσμάτων	171
4.7.2: Οικονομικό Μεγέθη.....	183
4.7.2.1: οικονομική αξιολόγηση Σεναρίων έτους 2025.	184
4.7.2.2: Οικονομική αξιολόγηση Σεναρίων έτους 2019.	194
4.8: Μέγιστη Φόρτιση Διασύνδεσης-Φάση Ι.	197
4.9: Μεταβολές στην λειτουργία του ΣΗΕ Κρήτης μετά την Διασύνδεση-Φάση Ι.....	200
4.10: Γενική Περιγραφή Φάσης ΙΙ-Μεγάλη Διασύνδεση.	202
<i>Κεφάλαιο 5: Συμπεράσματα</i>	205
<i>Βιβλιογραφία</i>	213

Λίστα Εικόνων & Πινάκων

Εικόνα 1.1: Συμβολή ανά είδος καυσίμου στην παραγωγή της χώρας (ΑΔΜΗΕ 2018)	18
Εικόνα 1.2: Συνολική εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ (Δεκέμβριος 2018-ΛΑΓΗΕ)	19
Εικόνα 1.3: Διασυνδεδεμένο σύστημα Ελλάδας.	22
Πίνακας 1: Μήκος Γραμμών Μεταφοράς Ελλάδας 2018.	23
Εικόνα 1.4: Τα συστατικά μέρη ενός ΣΗΕ	28
Εικόνα 1.5: Τα είδη των πυλώνων.	34
Εικόνα 1.6: Εσωτερικό μέρος ενός Μετασχηματιστή	36
Εικόνα 1.7: Μετασχηματιστής	37
Εικόνα 1.8: Μονωτήρες πυλώνων.	39
Εικόνα 1.9. : Επίγειος υπαίθριος υποσταθμός ΔΕΗ.	42
Εικόνα 1.10. : Εναέριος υποσταθμός ΔΕΗ.	43
Εικόνα 1.11. : Υπόγειος υποσταθμός Διανομής.	43
Εικόνα 1.12: Εγκατάσταση υδροηλεκτρικού σταθμού	49
Εικόνα 1.13: Συστατικά στοιχεία Ανεμογεννήτριας.....	52
Εικόνα 1.14: Βασικά μέρη ενός φωτοβολταϊκού συστήματος	55
Εικόνα 2.1: Ηλεκτρικό σύστημα Κρήτης	58
Πίνακας 2: Σύγκριση στοιχείων παραγωγής 2018-2017 (ΔΕΔΔΗΕ 2018)	60
Πίνακας 3: Εξέλιξη ζήτησης 1964-2018 (ΑΔΜΗΕ 2018)	62
Εικόνα 2.2 : Μονάδες παραγωγής Κρητικού Συστήματος	64
Εικόνα 2.3: Συμβολή στην παραγωγή, ανά μονάδα παραγωγής (ΔΕΔΔΗΕ 2018)	67
Εικόνα 2.4: Χαρακτηριστική καμπύλη βαθμού απόδοσης ατμοστροβίλου ονομαστικής ισχύος 52MW με τεχνικό ελάχιστο 20MW.	68
Εικόνα 2.5: Χαρακτηριστική καμπύλη βαθμού απόδοσης ντιζελογεννήτριας ονομαστικής ισχύος 50MW με τεχνικό ελάχιστο 5MW.	69
Εικόνα 2.6: Χαρακτηριστική καμπύλη βαθμού απόδοσης αεριοστροβίλου ονομαστικής ισχύος 32MW με τεχνικό ελάχιστο 3MW	69
Εικόνα 2.7: Συστατικά μέρη αεριοστροβίλου	74
Εικόνα 2.8: Εγκατάσταση Συνδυασμένου Κύκλου	76
Εικόνα 2.9: Κόστος καυσίμου ανά είδος μονάδας Κρητικού Συστήματος	80
Εικόνα 2.10: Μεταβολές στο κόστος MWh.	81
Εικόνα 2.11: Σταθμοί Παραγωγής- Υποσταθμοί- Αιολικά πάρκα	83
Εικόνα 2.12: ΑΗΣ Λινοπεραμάτων	84
Πίνακας 4: Διαθεσιμότητα και λοιπά στοιχεία Μονάδων 2018	86
Πίνακας 5: Ειδικές καταναλώσεις Λινοπεραμάτων επί καθαρής παραγωγής (ΜΑΖΟΥΤ	

3500: 9766 kcal/kg --- DIESEL: 8514 kcal/lt)	87
Εικόνα 2.13: ΑΗΣ Χανίων	88
Πίνακας 6: Διαθεσιμότητά και λοιπά στοιχεία Μονάδων Χανίων	89
Πίνακας 7: Ειδικές καταναλώσεις ΣΗΕ Χανίων επί καθαρής παραγωγής (MAZOYT 3500: 9766 kcal/kg --- DIESEL: 8514 kcal/lt)	90
Εικόνα 2.13: ΑΗΣ Αθρινόλακκου	91
Πίνακας 8: Διαθεσιμότητά και λοιπά στοιχεία Μονάδων Αθρινόλακκου	92
Πίνακας 9: Ειδικές καταναλώσεις ΣΗΕ Αθρινόλακκου επί καθαρής παραγωγής (MAZOYT 3500: 9766 kcal/kg --- DIESEL: 8514 kcal/lt)	93
Πίνακας 10. :Συνολική παραγωγή ισχύος Φ/Π-Α/Π-ΥΗΣ την τελευταία τριετία.(ΔΕΔΔΗΕ 2018).....	95
Πίνακας 11:Μήκος δικτύων Κρητικού Συστήματος. (σε km)	100
Πίνακας 12: εγκατεστημένη ισχύς μετασχηματισμού συστήματος Κρήτης (ΔΕΔΔΗΕ 2018)	100
Πίνακας 13: Σφάλματα στο σύστημα μεταφοράς, έτους 2018	100
Εικόνα 3.1: Σημαντικότερες καμπύλες ζήτησης φορτίου έτους 2018.	117
Εικόνα 3.2: Ημερήσια καμπύλη ζήτησης φορτίου 8/7/2019	119
Εικόνα 3.3: Εύρεση καμπύλης φορτίου για την 8η Ιουλίου 2019.	121
Εικόνα 3.4: Θερμοκρασιακές μεταβολές- εξέλιξη ζήτησης Κρητικού Συστήματος.	123
Εικόνα 4.1: Ευρωπαϊκές Διασυνδέσεις	125
Εικόνα 4.2: Εισαγωγή Ηλεκτρικής ισχύος στην Ελλάδα από διεθνείς διασυνδέσεις	129
Εικόνα 4.3: Εξαγωγή Ηλεκτρικής ισχύος από την Ελλάδα προς διεθνείς διασυνδέσεις	130
Εικόνα 4.4: Τοπολογία Διασύνδεσης-Φάση Ι	139
Εικόνα 4.5: Παρομοίωση Διασυνδεδεμένου Συστήματος	161
Εικόνα 4.6 :Απομονωμένο σύστημα Κρήτης-Διακύμανση συχνότητας για απώλεια 45MW.....	162
Εικόνα 4.7 : Απομονωμένο σύστημα Κρήτης- Έξοδος Συμβατικών μονάδων	163
Εικόνα 4.8 : Διασυνδεδεμένο σύστημα Κρήτης, Αφόρτιστη Διασύνδεση-Διακύμανση συχνότητας για απώλεια 45MW	164
Εικόνα 4.9 : Διασυνδεδεμένο σύστημα Κρήτης, Αφόρτιστη Διασύνδεση- Έξοδος συμβατικών μονάδων	164
Εικόνα 4.10 : Διασυνδεδεμένο σύστημα Κρήτης, Αφόρτιστη Διασύνδεση-Απόκριση ισχύος διασύνδεσης	165
Εικόνα 4.11 : Διασυνδεδεμένο σύστημα Κρήτης, Αφόρτιστη Διασύνδεση-Διακύμανση συχνότητας για απώλεια 45MW στην Κρήτη	166
Εικόνα 4.12 : Διασυνδεδεμένο σύστημα Κρήτης, Διασύνδεση=150MW- Διακύμανση συχνότητας για απώλεια 45MW	167
Εικόνα 4.13 : Διασυνδεδεμένο σύστημα Κρήτης, Διασύνδεση=150MW- Έξοδος	

συμβατικών μονάδων	168
Εικόνα 4.14 : Διασυνδεδεμένο σύστημα Κρήτης, Διασύνδεση=150MW- Απόκριση ισχύος διασύνδεσης	169
Εικόνα 4.15:Ετήσια παραγωγή ενέργειας ανά κατηγορία Τεχνολογίας έτους 2025	172
Εικόνα 4.16: Ετήσια παραγωγή ενέργειας ανά συμβατικό σταθμό, έτους 2025	173
Εικόνα 4.17:Ετήσια έγχυση ενέργειας ανά είδος μονάδων , έτους 2025.	174
Εικόνα 4.18:Ετήσια παραγωγή ενέργειας ανά κατηγορία Τεχνολογίας έτους 2025	175
Εικόνα 4.19: Ετήσια παραγωγή ενέργειας ανά συμβατικό σταθμό, έτους 2025	176
Εικόνα 4.20: Ετήσια έγχυση ενέργειας ανά είδος μονάδων , έτους 2025.	177
Εικόνα 4.21:Ετήσια παραγωγή ενέργειας ανά κατηγορία Τεχνολογίας έτους 2025	178
Εικόνα 4.22: Ετήσια παραγωγή ενέργειας ανά συμβατικό σταθμό, έτους 2025	179
Εικόνα 4.23: Ετήσια έγχυση ενέργειας ανά είδος μονάδων , έτους 2025.	180
Εικόνα 4.24:Ετήσια παραγωγή ενέργειας ανά κατηγορία Τεχνολογίας έτους 2025	181
Εικόνα 4.25: Ετήσια παραγωγή ενέργειας ανά συμβατικό σταθμό, έτους 2025	182
Εικόνα 4.26: Ετήσια έγχυση ενέργειας ανά είδος μονάδων , έτους 2025.	182
Πίνακας 14: A1. Σενάριο συντηρητικής πρόβλεψης φορτίων και μέγιστη ισχύς διασύνδεσης 150MW.	184
Πίνακας 15: A2. Σενάριο συντηρητικής πρόβλεψης φορτίων και μέγιστη ισχύς διασύνδεσης 160MW.	185
Πίνακας 16: A3. Σενάριο αισιόδοξης πρόβλεψης φορτίων και μέγιστη ισχύς διασύνδεσης 150MW.	187
Πίνακας 17: A4. Σενάριο αισιόδοξης πρόβλεψης φορτίων και μέγιστη ισχύς διασύνδεσης 160MW.	189
Πίνακας 18: A0. Σενάριο αισιόδοξης πρόβλεψης φορτίων και μέγιστη ισχύς διασύνδεσης 130MW (Ασφαλή φόρτιση).	191
Πίνακας 19: Συγκεντρωτικά αποτελέσματα Σεναρίων (α)	192
Πίνακας 20: Συγκεντρωτικά αποτελέσματα Σεναρίων (β)	193
Πίνακας 21: B0. Σενάριο πρόβλεψης φορτίων και μέγιστη ισχύς διασύνδεσης 130MW	195
Πίνακας 22: B1. Σενάριο πρόβλεψης φορτίων χωρίς διασύνδεση.	196

Πρόλογος

Η παρούσα διπλωματική εργασία με τίτλο “_Ανάλυση βιωσιμότητας αυτόνομου συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης και αξιολόγηση σχεδίου διασύνδεσης με το ηπειρωτικό ηλεκτρικό σύστημα” εκπονήθηκε στα πλαίσια της ολοκλήρωσης των προϋποθέσεων, για την λήψη του πτυχίου μου από το Πολυτεχνείο Κρήτης του τμήματος Μηχανικών Παραγωγής & Διοίκησης. Η ανάληψη της της ορίστηκε τον Απρίλιο του 2019, και ολοκληρώθηκε τον Ιανουάριο του 2020, με υπεύθυνο καθηγητή τον κ. Αραμπατζή Γεώργιο.

Σκοπός μου κατά της διάρκειας της συγγραφής, δεν ήταν μόνο η λεπτομερής και πληρέστερη διατύπωση του θέματος, αλλά έγινε προσπάθεια έτσι ώστε το περιεχόμενο της εργασίας να είναι κατανοητό και σαφές σε άτομα τα οποία δεν είναι γνώστες του αντικειμένου. Για την επίτευξη αυτού του στόχου, χρησιμοποιήθηκε πληθώρα εικόνων και διαγραμμάτων.

Για την συλλογή των πληροφοριών, χρειάστηκε να παρευρεθώ ουκ ολίγες φορές, στον υποσταθμό Ηλεκτρικής ενέργειας στον Κατσαμπά, και έζησα από την “πρώτη γραμμή” το αντικείμενο του Ηλεκτρισμού , ώστε να το κατανοήσω και να μπορέσω να το μεταφέρω όσο πιο ορθά γινόταν. Κατά την διάρκεια αυτών των ημερών συναναστράφηκα με άριστους επαγγελματίες, και τεχνίτες στον τομέα της Κατανομής, όπου και θα ήθελα να ευχαριστήσω για την βοήθεια που μου προσέφεραν, ενώ γνώρισα και αρκετούς συναδέλφους, οι οποίοι, ο καθένας ξεχωριστά, με τις γνώσεις τους και την εμπειρία τους με στήριξαν σε αυτήν την προσπάθεια.

Ειδική αναφορά θα ήθελα να κάνω στον κ. Γεώργιο Αραμπατζή, ο οποίος αποτέλεσε τον Επιβλέπων καθηγητή της διπλωματικής μου εργασίας, και μέσα από την άριστη συνεργασία που είχαμε όλον αυτόν τον καιρό καθώς και με την σωστή καθοδήγηση του και την βοήθεια που μου πρόσφερε, καταφέραμε να φέρουμε εις πέρας την εν λόγω διπλωματική εργασία. Επίσης, θα ήθελα να ευχαριστήσω ιδιαιτέρως τον Κ. Θαλασσινάκη Εμμανουήλ και την κα. Γιγαντίδου Αντιόπη για την πολύτιμη βοήθεια τους.

Κατά την διάρκεια αυτής της πενταετούς διαμονής μου στα Χανιά, γνώρισα πλήθος αξιόλογων ατόμων, ορισμένα από τα οποία, είμαι στην ευχάριστη θέση να τα αποκαλώ

πλέον φίλους αλλά και “κολλητούς”, με τα οποία μοιραστήκαμε όλα αυτά τα χρόνια όμορφες και άσχημες στιγμές, τις οποίες θα διηγούμαστε για χρόνια

Τέλος, το μεγαλύτερο ευχαριστώ το οφείλω στην οικογένεια μου και κυρίως στους γονείς μου, όπου με την βοήθεια και την στήριξη τους κατάφερα να εκπληρώσω το όνειρο μου για σπουδές. Κατά την διάρκεια αυτών των 5 ετών, ήταν συνεχώς δίπλα μου, με καθοδήγησαν και με συμβούλευσαν όταν χρειαζόταν, και τελικά οι στόχοι μας πραγματοποιήθηκαν με απόλυτη επιτυχία.

Περίληψη

Το σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ) της Κρήτης είναι το μεγαλύτερο αυτόνομο σύστημα στην Ελλάδα και ένα από τα μεγαλύτερα στην Ευρώπη. Τα τελευταία χρόνια όμως, παρουσιάζει συνεχώς αδυναμίες – αστοχίες, σε τέτοιο βαθμό που να καθίσταται επιτακτική η ανάγκη αντιμετώπισης τους. Στην παρούσα διπλωματική επιχειρείται η αξιολόγηση της βιωσιμότητας του ΣΗΕ της Κρήτης, στη βάση τεχνικών (ευστάθειας) , οικονομικών και περιβαλλοντικών κριτηρίων και η ανάλυση των μεταβολών που θα επιφέρει η διασύνδεσή του με το Ηπειρωτικό Ηλεκτρικό Σύστημα. Αρχικά γίνεται εκτενής περιγραφή του αυτόνομου ΣΗΕ Κρήτης, συμπεριλαμβανομένων των σταθμών, των μονάδων και των λοιπών στοιχείων που το αποτελούν. Παρουσιάζονται αναλυτικά στατιστικά στοιχεία των τελευταίων ετών, σχετικά με την κατανάλωση, την παραγωγή, την ζήτηση και τα κόστη του υπάρχοντος συστήματος. Επίσης, γίνεται εκτενής αναφορά στον τομέα της Κατανομής και τις αρμοδιότητες του, ενώ περιγράφεται η σημαντική συνεισφορά του στην σωστή λειτουργία του συστήματος. Στην συνέχεια παρουσιάζονται και αξιολογούνται οι αστοχίες που εμφανίζονται στην λειτουργία του αυτόνομου συστήματος και οι λόγοι που καθιστούν αναγκαία την διασύνδεση του με το Ηπειρωτικό Ηλεκτρικό Σύστημα. Παρουσιάζονται μελέτες σχετικές με την λειτουργία του ΣΗΕ της Κρήτης μετά την διασύνδεση ενώ, επιχειρείται αξιολόγηση των μεταβολών που θα επιφέρει η διασύνδεση στο ΣΗΕ Κρήτης, μέσω διαφορετικών σεναρίων λειτουργία. Τέλος, με την βοήθεια οικονομικών δεικτών και χρησιμοποιώντας τα στατιστικά στοιχεία των τελευταίων ετών πραγματοποιήθηκε οικονομική αξιολόγηση και σύγκριση των σεναρίων με στόχο την επίτευξη της βέλτιστης οικονομικής και ασφαλέστερης λειτουργίας του διασυνδεδεμένου, πλέον, κρητικού συστήματος.

Abstract

Crete's electricity generation system is the largest autonomous system in Greece and one of the largest in Europe. In recent years, however, it has been experiencing weaknesses - failures to such an extent that it is imperative to address them. The present thesis attempts to evaluate the viability of the SEE of Crete, on the basis of technical (stability), economic and environmental criteria and to analyse the changes that its interconnection with the Continental Electric System will bring. An extensive description of the autonomous SEE of Crete is initially made, including the stations, units and other components that constitute it. Detailed statistics of recent years on consumption, production, demand and costs of the existing system are presented. It also makes extensive reference to the area of Distribution and its responsibilities, and describes its important contribution to the proper functioning of the system. The following are presented and evaluated the failures that occur in the operation of the autonomous system and the reasons that make it necessary to interconnect it with the Continental Electric System. Studies are presented regarding the operation of the Crete Power Plant after interconnection and an attempt is made to evaluate the changes that the interconnection will bring to Crete Power Station through different operation scenarios. Finally, with the help of financial indicators and using the statistics of recent years, a financial evaluation and comparison of the scenarios was carried out in order to achieve the optimum financial and safer operation of the now interconnected Cretan system.

Κεφάλαιο 1^ο : Εισαγωγή

1.1: Ιστορική αναδρομή της Ελληνικής ηλεκτροπαραγωγής.

Η Ελλάδα είχε την πρώτη της επαφή με τον ηλεκτρισμό το έτος 1889. Η πρώτη μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας εγκαταστάθηκε από την Γενική Εταιρία Εργοληψιών στην Αθήνα και πιο συγκεκριμένα στην οδό Αριστείδου. Αυτό ήταν το έναυσμα για την αρχή της ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα. Το επόμενο βήμα ήταν να τροφοδοτηθεί με ηλεκτρισμό τα Ανάκτορα, όπου αποτελεί και το πρώτο κτίριο που ηλεκτροδοτήθηκε, ενώ στην συνέχεια ακολούθησε το κέντρο της πόλης της Αθήνας.

Το ίδιο έτος, η “Βελγική Εταιρία” αναλαμβάνει το έργο ηλεκτροδότησης της οθωμανοκρατούμενης τότε Θεσσαλονίκης. Λαμβάνει τον φωτισμό από τις τουρκικές αρχές και την τροχοδρόμηση της πόλης με την κατασκευή του πρώτου σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην βόρεια Ελλάδα

Τα επόμενα χρόνια γίνονται άλματα στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής στην χώρα, κάνοντας την εμφάνισή τους για πρώτη φορά οι πολυεθνικές εταιρίες ηλεκτρισμού. Η αρχή έγινε με την ίδρυση Ελληνικής Ηλεκτρικής Εταιρίας, η προήλθε ύστερα από την συνεργασία της αμερικάνικης εταιρίας Thomson-Houston και την Εθνικής Τράπεζας. Μέχρι το 1929 η εταιρία είχε τροφοδοτήσει τουλάχιστον 250 πόλεις με ηλεκτρισμό, με πληθυσμό πάνω από 5,000 κατοίκους.

Τα προβλήματα ηλεκτροδότησης εμφανίστηκαν στις πιο απομακρυσμένες και αραιοκατοικημένες περιοχές, όπου το κόστος εγκατάστασης ενός σταθμού παραγωγής ή

ακόμα και η μεταφορά ηλεκτρισμού από τα μεγαλύτερα αστικά κέντρα , ήταν οικονομικά ασύμφορα για τις μεγάλες εταιρίες. Τον ρόλο αυτόν, τον ανέλαβαν ιδιώτες ή δημοτικές και κοινοτικές ενώσεις, με την δημιουργία μικρών εργοστασίων σε εκείνες τις περιοχές.

Ως καύσιμα χρησιμοποιήθηκαν ευρέως το πετρέλαιο και ο γαιάνθρακας, τα οποία ήταν εισαγόμενα. Η εισαγωγή των πρωτογενή καυσίμων ,σε συνδυασμό με την κατάτμηση της παραγωγής σε πολλές μονάδες, είχε ως αποτέλεσμα είχε ως αποτέλεσμα την ιδιαίτερα υψηλή τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία σε ορισμένες περιπτώσεις έφτανε έως και την πενταπλάσια τιμή σε σύγκριση με των άλλων ευρωπαϊκών χωρών. Αποτελούσε λοιπόν ένα είδος πολυτελείας, όπου μόνο λίγοι είχαν πρόσβαση σε αυτό. Ιδιαίτερο χαρακτηριστικό της ηλεκτροπαραγωγής εκείνων των χρόνων, ήταν η ηλεκτροδότηση με βάση ωραρίου, με αποτέλεσμα να υπάρχουν πολύωρες διακοπές μέσα στην ημέρα.

Την δεκαετία του 50'περισσότερες από 400 εταιρίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι ιδρυθεί στην χώρα. Τον Αύγουστο του 1950 ιδρύεται η Δημόσια Εταιρία Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ) και κατά συνέπεια, όλες οι ενέργειες παραγωγής, μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, συγκεντρώθηκαν σε αυτήν.

Βασική της προτεραιότητα αποτέλεσμα η εκμετάλλευση των εγχώριων πηγών καυσίμων, καθώς και η ενοποίηση των συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας που δρούσαν μέχρι εκείνη την περίοδο σε όλη την Ελλάδα, σε ένα ενιαίο εθνικό διασυνδεδεμένο σύστημα. Η ΔΕΗ ξεκίνησε την εξόρυξη των μεγάλων λιγνιτικών αποθεμάτων που υπήρχαν στην χώρα, τα οποία χρησιμοποιήθηκαν ευρέως από τις λιγνιτικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής που διέθετε η δημόσια εταιρία. Επόμενο βήμα ήταν η δημιουργία υδροηλεκτρικών σταθμών με σκοπό την αξιοποίηση της δύναμης των υδάτων, στα μεγάλα ποτάμια της χώρας.

1.2: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα

Στην Ελλάδα σήμερα, η αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας είναι απελευθερωμένη, ακολουθώντας πάντα τους κανόνες που έχουν θεσπιστεί από την ΕΕ. Η Ευρωπαϊκή Ένωση με συντονισμένες προσπάθειες προωθεί την δημιουργία μιας ενιαίας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Παράλληλα, οι στόχοι για μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου οδηγούν στον ριζικό μετασχηματισμό του ηλεκτρικού συστήματος, οπότε τόσο η αγορά όσο και τα ηλεκτρικά δίκτυα βρίσκονται σε μετάβαση .

Πιο συγκεκριμένα, ο νόμος 2.773/99 αποτελεί το κύριο θεσμικό υπόβαθρο της απελευθερωμένης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό σημαίνει , ότι δίνεται και σε άλλους παραγωγούς η δυνατότητα, πέραν της ΔΕΗ, να μπορούν να παράγουν και να πουλήσουν ηλεκτρική ενέργεια, ενώ συγχρόνως δίνει το δικαίωμα στον καταναλωτή να έχει την δυνατότητα επιλογής παραγωγού από όπου θα αποκτήσει την ηλεκτρική ενέργεια για την κάλυψη των αναγκών του. Η ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, τόσο σε επίπεδο χονδρικής όσο και σε επίπεδο λιανικής, βρίσκεται σε πλήρη μετασχηματισμό, επιδιώκοντας μια τελείως ανταγωνιστική και ενοποιημένη δομή αγοράς.

Με την ΔΕΗ, μέχρι πριν λίγα χρόνια, να είχε την αποκλειστικότητα στην παραγωγή, μεταφορά, διανομή και προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας στους τελικούς καταναλωτές, σήμερα ιδιώτες παραγωγοί διαθέτουν δυναμικό άνω των 2.500 MW (χωρίς να υπολογίζονται οι ΑΠΕ), ενώ έχει εγκατασταθεί στρατηγικός επενδυτής στον ΑΔΜΗΕ (μεταφορά), περισσότερες από 15 εταιρείες δραστηριοποιούνται στην προμήθεια (λιανική) και σύντομα αναμένεται να δημιουργηθούν τέσσερις νέες αγορές, μέσω του νεοσύστατου Χρηματιστηρίου Ενέργειας, από τις οποίες θα «περνά» διαδοχικά η

ηλεκτρική ενέργεια πριν καταλήξει στους καταναλωτές. Όλα αυτά συμβαίνουν παράλληλα με τον μετασχηματισμό της ΔΕΗ που περιλαμβάνει την πώληση λιγνιτικών μονάδων, καθώς και με τα μέτρα ενίσχυσης του ανταγωνισμού, κυρίως τις δημοπρασίες λιγνιτικής και υδροηλεκτρικής παραγωγής της ΔΕΗ.

Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) αποτελεί την βασική ανεξάρτητη οργανωτική αρχή στον τομέα της απελευθερωμένης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Στην χώρα μας, το μεγαλύτερο ποσοστό ηλεκτρικής ενέργειας παράγεται στους συμβατικούς θερμικούς ηλεκτρικούς σταθμούς, οι οποίοι ονομάζονται έτσι καθώς η μετατροπή της χημικής ενέργειας των καυσίμων που χρησιμοποιούν, σε ηλεκτρική, απαιτεί την παρουσία θερμότητας.

Οι βασικές πρώτες ύλες που χρησιμοποιούνται στην Ελλάδα για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι ο λιγνίτης, το πετρέλαιο, το φυσικό αέριο, το νερό των φραγμάτων, ο ήλιος και ο άνεμος, ενώ ακόμα δεν έχει κατασκευαστεί στην χώρα μας, θερμοηλεκτρικός σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ,που να λειτουργεί με πυρηνική ενέργεια. Εξαιτίας της χαμηλής θερμιδικής δύναμης που διαθέτει ο λιγνίτης (1200-1500 kcal/kg), γίνονται προσμίξεις με εισαγόμενους λιθάνθρακες της τάξεως του 3-5%, με αποτέλεσμα το μίγμα που προκύπτει να έχει πλέον θερμογόνο δύναμη περίπου 7000 kcal/kg. Ενδεικτικά η θερμογόνο δύναμη το πετρελαίου αγγίζει τα 10000 kcal/kg

Οι εγχώριοι λιγνίτες διαδραμάτισαν ιστορικά σημαντικό ρόλο στην ελληνική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και αντιπροσώπευαν σχεδόν το 70% της συνολικής παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας το 2017. Ωστόσο, η κυριαρχία τους έχει μειωθεί την τελευταία δεκαετία λόγω της μείωσης της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και της αυξανόμενης διείσδυσης των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, κυρίως αιολική και ηλιακή

ενέργεια, και του φυσικού αερίου. Οι ΑΠΕ αντιπροσώπευαν σχεδόν το ένα τρίτο της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας το 2017 , όπως και το 2018.

Επίσης τα τελευταία χρόνια οι ελληνικές κυβερνήσεις έχουν πραγματοποιήσει μια σειρά από σημαντικά βήματα με σκοπό την ενσωμάτωση του δικτύου με τις γειτονικές χώρες (διεθνής διασυνδέσεις) με σκοπό την κάλυψη των υψηλών αναγκών για ηλεκτρική ενέργεια που υπάρχουν στην χώρα, κυρίως τους θερινούς μήνες εξαιτίας του πλήθους του τουρισμού που δέχεται η χώρα εκείνη την περίοδο.

Στο επόμενο σχήμα παρουσιάζεται η συμβολή ανά είδος καυσίμου στην συνολική παραγωγή κάθε μήνα για το έτος 2018, σύμφωνα με τα στοιχεία που δημοσιοποίησε τη ΑΔΜΗΕ, χωρίς να συμπεριλαμβάνεται το ισοζύγιο ηλεκτρικής ενέργειας από τις διεθνείς διασυνδέσεις.

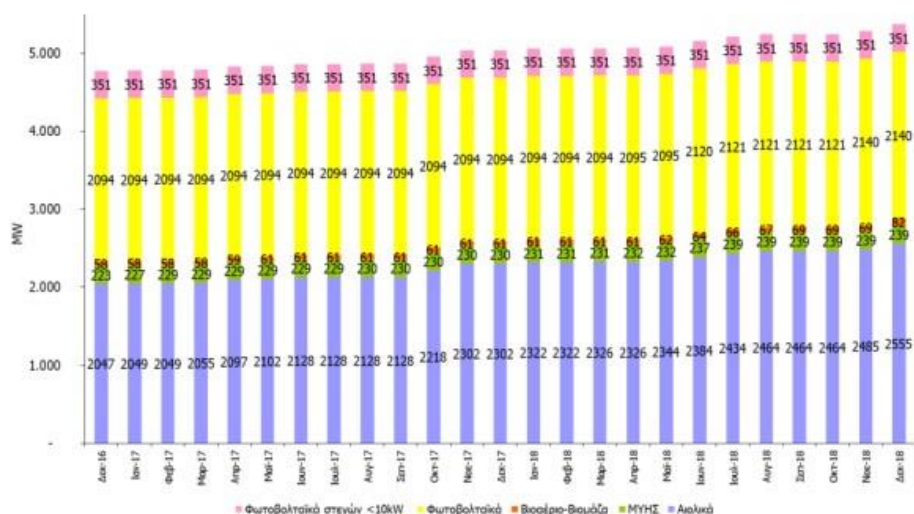


Εικόνα 1.1: Συμβολή ανά είδος καυσίμου στην παραγωγή της χώρας (ΑΔΜΗΕ 2018)

Όσον αφορά τον κλάδο των ΑΠΕ, μέσα στο 2018 αδειοδοτήθηκαν τα πρώτα φωτοβολταϊκά και αιολικά πάρκα με το νέο καθεστώς στήριξης, το οποίο προβλέπει την

αποζημίωση των έργων μέσω προσαύξησης επί της αγοραίας τιμής (feedin premium) και μέσω προγραμματισμένων διαγωνισμών. Εντός του 2019, προγραμματίζεται η εγκατάσταση νέων αιολικών πάρκων σε αδειοδοτημένες περιοχές, τόσο στην ηπειρωτική, όσο και στη νησιωτική χώρα, με προοπτική όπως προστεθούν τουλάχιστον 400 MW νέας ισχύος. Να σημειώσουμε ότι η Ελλάδα, παρά το τεράστιο αιολικό δυναμικό που διαθέτει, έχει αξιοποιήσει μόνο ένα μικρό μέρος, αφού η συνολική εγκατεστημένη αιολική ισχύς δεν ξεπερνά σήμερα τα 3.000 MW.

Με βάση στοιχεία του συνοπτικού πληροφοριακού δελτίου του ΛΑΓΗΕ μηνός Δεκεμβρίου 2018, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ΑΠΕ σε λειτουργία στο διασυνδεδεμένο σύστημα της Ελλάδας και φωτοβολταϊκών σε στέγες μικρότερων των 10 kW ανήλθε σε 5.367 MW το 2018.



Εικόνα 1.2: Συνολική εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ (Δεκέμβριος 2018-ΛΑΓΗΕ)

Τα τελευταία χρόνια έχουν παρουσιαστεί σημαντικές εξελίξεις στον ενεργειακό χώρο τόσο σε ευρωπαϊκό όσο και σε εθνικό επίπεδο, θέτοντας εξαιρετικά φιλόδοξους στόχους σε ό,τι αφορά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα, τον Δεκέμβριο του 2018, η ΕΕ δημοσιοποίησε τις αποφάσεις που πάρθηκαν σε σχέση με την παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας και αφορούν τους νέους κανονισμούς και στόχους, ενώ εξέφρασε την πεποίθησή της ότι οι ευρωπαίοι καταναλωτές θα έχουν ενεργό και πρωταγωνιστικό ρόλο στην ομαλή λειτουργία αυτού του νέου προτύπου. Πιο συγκεκριμένα οι στόχοι που έθεσε η Ευρωπαϊκή Ένωση για το 2030 είναι οι εξής:

- 32% αύξηση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ
- 32,5% αύξηση της ενεργειακής απόδοσης σε ευρωπαϊκό επίπεδο
- 15% περισσότερες εθνικές διασυνδέσεις στην ηλεκτρική αγορά
- 45% μείωση των εκπεμπόμενων ρύπων σε σχέση με το 1990

Ακόμα μία θετική και πολύ ενθαρρυντική εξέλιξη στον τομέα της ενεργειακής πολιτικής (policy) είναι η ολοκλήρωση σε πρώτη φάση του μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού από την Εθνική Επιτροπή για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) του ΥΠΕΝ . Επομένως, η χώρα αποκτά ένα πολύ χρήσιμο εργαλείο για τη χάραξη στρατηγικής στον ενεργειακό τομέα, καθώς το ενεργειακό σύστημα της Ελλάδας, όπως και αυτό πολλών άλλων χωρών, ιδίως στη ΕΕ, εισέρχεται τώρα σε μια μεταβατική περίοδο με απώτερο στόχο την απανθρακοποίηση στην παραγωγή και χρήση ενέργειας και τη μετάβαση σε ένα πλέον καθαρό περιβάλλον, με δραστική μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου.

Τη σπονδυλική στήλη του Διασυνδεδεμένου Συστήματος αποτελούν οι τρεις γραμμές διπλού κυκλώματος των 400 kV, που μεταφέρουν ηλεκτρισμό, κυρίως από το σπουδαιότερο για την χώρα μας ενεργειακό κέντρο παραγωγής της Δυτικής Μακεδονίας. Στη περιοχή αυτή, παράγεται περίπου το 70% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής της χώρας που στη συνέχεια μεταφέρεται στα μεγάλα κέντρα κατανάλωσης της Κεντρικής και Νότιας Ελλάδας, που καταναλώνεται περίπου το 65% της ηλεκτρικής ενέργειας.



Εικόνα 1.3: Διασυνδεδεμένο σύστημα Ελλάδας.

Το Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς διαθέτει επιπλέον γραμμές των 400 kV καθώς επίσης εναέριες, υπόγειες γραμμές και υποβρύχια καλώδια των 150 kV που συνδέουν την Άνδρο και τα νησιά της Δυτικής Ελλάδας, Κέρκυρα, Λευκάδα, Κεφαλονιά και Ζάκυνθο με το διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς, καθώς και μία υποβρύχια διασύνδεση της Κέρκυρας με την Ηγουμενίτσα στα 66 kV.

Την 31η Δεκεμβρίου 2018 το Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς αποτελείτο από 11.807 χλμ. γραμμών μεταφοράς και με 232 υποσταθμούς Υψηλής Τάσης προς Μέση Τάση. Το δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας αποτελείται από γραμμές μέσης τάσης 111.865 χλμ. και χαμηλής τάσης 126.377 χλμ.

Πίνακας 1: Μήκος Γραμμών Μεταφοράς Ελλάδας 2018.

ΤΥΠΟΣ ΓΡΑΜΜΩΝ	400 kV	Σ.Ρ. 400 kV	150 kV	66 kV	ΣΥΝΟΛΟ
ΕΝΑΕΡΙΕΣ ΓΡΑΜΜΕΣ	2.756,41	106,95	8.147,12	39,05	11.049,53
ΥΠΟΒΡΥΧΙΕΣ ΚΑΛ. ΓΡΑΜΜΕΣ			440,37	74,00	514,37
ΥΠΟΒΡΥΧΙΕΣ ΚΑΛ. ΓΡΑΜΜΕΣ (Υ/Γ τμήμα)			20,56	1,27	21,83
ΥΠΟΓΕΙΕΣ ΓΡΑΜΜΕΣ	31,35		189,58		220,92
ΣΥΝΟΛΟ	2.787,76	106,95	8.797,62	114,32	11.806,65

Η δυναμική της χώρας στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής σύμφωνα με την ανακοίνωση του ΑΔΜΗΕ το 2018 ανήλθε στα 17.204 MW. Πιο αναλυτικά, οι θερμικές μονάδες που διαθέτει η Ελλάδα, έχουν εγκατεστημένη ισχύς της τάξεως των 8.819,3 MW (51,2%), οι Υδροηλεκτρικές Μονάδες 3.017,7 MW (17,6%) ενώ οι ΑΠΕ μαζί με ΣΗΘΥΑ φτάνουν τα 5.367 MW (31,19%), χωρίς να υπολογίζονται τα φωτοβολταϊκά σε στέγες <10kW ενώ υπάρχουν αρκετές μελέτες, άλλες σε πιο προχωρημένο στάδιο και άλλες σε πιο πρώιμο, για την αύξηση της δυναμικότητας παραγωγής ισχύος στο μέλλον, καθώς η ζήτηση αυξάνεται χρόνο, με τον χρόνο.

Για το έτος 2018, η μέγιστη ωριαία συνολική ζήτηση που παρουσιάστηκε στο σύστημα ήταν τον Ιούλιο, της τάξεως των 9.062 MW ενώ η ελάχιστη παρουσιάστηκε τον Απρίλιο και ήταν 3.437 MW.

Η συνολική συμμετοχή των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή της Ελλάδας εξελίχθηκε ως εξής από διασυνδεδεμένα στο σύστημα αιολικά ανήλθε σε περίπου 5,6 TWh το 2018, ενώ από μικρά υδροηλεκτρικά και βιοαέριο-βιομάζα έφτασε τα 718,2 GWh και 294,3 GWh αντίστοιχα. Επίσης, η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μονάδων ΣΗΘΥΑ και καταναλωμένων μονάδων ΣΗΘΥΑ διασυνδεδεμένου συστήματος έφτασε τις 183,5 GWh και τις 917,7 GWh αντίστοιχα. Τέλος, η παραγωγή από φωτοβολταϊκά διασυνδεδεμένου συστήματος προσέγγισαν τις 3,08 GWh το 2018. Αξίζει να αναφερθεί ότι τα φωτοβολταϊκά κάλυψαν περίπου το 7,0% των αναγκών της χώρας σε ηλεκτρική ενέργεια το 2018, φέρνοντας την Ελλάδα σε μία από τις πρώτες θέσεις διεθνώς σε ό,τι αφορά στη συμβολή των φωτοβολταϊκών στη συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας.

Ο εμπορικός τομέας ήταν ο κλάδος που κατανάλωσε την περισσότερη ηλεκτρική ενέργεια, αντιπροσωπεύοντας το 38,0% της συνολικής κατανάλωσης το 2018 . Ακολούθησε ο οικιακός τομέας (33,4%) και ο κλάδος της βιομηχανίας (24,2%). Άλλοι τομείς (δηλ. άλλοι ενεργειακοί τομείς, αλλά και οι μεταφορές) αντιπροσώπευαν μόνο ένα μικρό μερίδιο της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας.

1.3: Περιγραφή των ΣΗΕ.

Η ηλεκτρική ενέργεια αποτελεί μια από τις σημαντικότερες μορφές ενέργειας, παρουσιάζοντας πληθώρα πλεονεκτημάτων. Αρχικά έχει την δυνατότητα να μετατρέπεται σε άλλες μορφές ενέργειας με σχετική ευκολία και χωρίς ιδιαίτερες απώλειες, ενώ η εξίσου εύκολη μεταφορά της συγκαταλέγεται στα πλεονεκτήματα που

διαθέτει. Τέλος, αποτελεί μια “καθαρή” μορφή ενέργειας, και πλέον καλύπτει περίπου το 15% των αναγκών τελικής κατανάλωσης σε παγκόσμιο επίπεδο.

Ο ηλεκτρισμός αποτελεί δευτερογενή μορφή ενέργειας, που σημαίνει ότι απαιτείται η παρουσία άλλων ενεργειακών πόρων (πχ λιγνίτης, φυσικό αέριο, ηλιακή η αιολική ενέργεια) ,για να παραχθεί, και στην συνέχεια να μεταφερθεί και να διανεμηθεί προς κατανάλωση. Η ηλεκτρική ενέργεια αποτελεί το πρώτο συστατικό κομμάτι, της αλυσίδας που ονομάζεται Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ). Ως ΣΗΕ ορίζεται το σύνολο ηλεκτρολογικών και μηχανολογικών εγκαταστάσεων με τις οποίες πραγματοποιείται, σε πρώτο στάδιο, η μετατροπή των πρωτογενών μορφών ενέργειας και πόρων σε ηλεκτρική ενέργεια και εν συνεχεία η διανομή της στους καταναλωτές. Στο σύνολο τους τα ΣΗΕ έχουν ως βασικό και अपαραβάτο κανόνα, να λειτουργούν με όσο το δυνατό χαμηλότερο οικονομικό και περιβαλλοντικό κόστος και εκπληρώνουν τις παρακάτω λειτουργίες:

- Εκμετάλλευση άλλων μορφών ενέργειας για την παραγωγή μεγάλων ποσοτήτων ηλεκτρικής ενέργειας
- Κάλυψη ηλεκτρικής ενέργειας οποτεδήποτε χρειαστεί.
- Αξιόπιστη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας από τους σταθμούς παραγωγής στα κέντρα κατανάλωσης
- Κάλυψη της απαιτούμενης ζήτησης οποιασδήποτε ποσότητας ισχύος (kW)
- Διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές, με τις μικρότερες δυνατές απώλειες και την ποιοτικότερη κάλυψη των κριτηρίων της παρεχόμενης ηλεκτρικής ενέργειας όπως σταθερή τάση (V) και σταθερή συχνότητα (Hz)

Σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας , αναλόγως με την τοπολογία του δικτύου του , τις συνθήκες λειτουργίας του, αλλά και τον τύπο των διαταραχών που επίκεινται

να συμβούν σ' αυτό, μπορεί να προκληθούν παρατεταμένες ανισορροπίες σε διάφορους παράγοντες που το χαρακτηρίζουν, γεγονός που μπορεί να οδηγήσει σε διαφορετικούς τύπους αστάθειας. Αυτοί οι τύποι αστάθειας μπορούν να ταξινομηθούν , λαμβάνοντας υπόψιν :

α) την κύρια μεταβλητή του συστήματος που χαρακτηρίζει την αστάθεια (όπως π.χ. την τάση των ζυγών και τη συχνότητα)

β) το μέγεθος της θεωρούμενης διαταραχής που επηρεάζει τον υπολογισμό και την πρόβλεψη της ευστάθειας και

γ) τις συσκευές , διαδικασίες , αλλά και το χρονικό διάστημα που πρέπει να ληφθούν υπόψιν για την εκτίμηση της ευστάθειας.

Σε κάθε χώρα είναι δυνατόν να υπάρχουν περισσότερα από εάν ηλεκτρικά συστήματα παραγωγής, όπως συνέβαινε και στην Ελλάδα τα πρώτα χρόνια. Σκοπός κάθε χώρας είναι να ενώσει τα ξεχωριστά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας που διαθέτει, σε ένα ενιαίο, το οποίο και ονομάζεται Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα (ΕΔΣ). Η Ελλάδα το έχει πετύχει σε μεγάλο βαθμό, και σημαντικό ρόλο στην ενοποίηση του Ελληνικού συστήματος, διετέλεσε η εξέλιξη της τεχνολογίας, καθώς επέτρεπε την κατασκευή μεγάλων σταθμών παραγωγής υψηλής ισχύος, και την μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας σε μεγάλες αποστάσεις. Ο σκοπός που κάθε χώρα προσπαθεί να δημιουργήσει ένα ενιαίο σύστημα παραγωγής είναι το πλήθος πλεονεκτημάτων που παρουσιάζουν τα διασυνδεδεμένα συστήματα έναντι των απομονωμένων όπως:

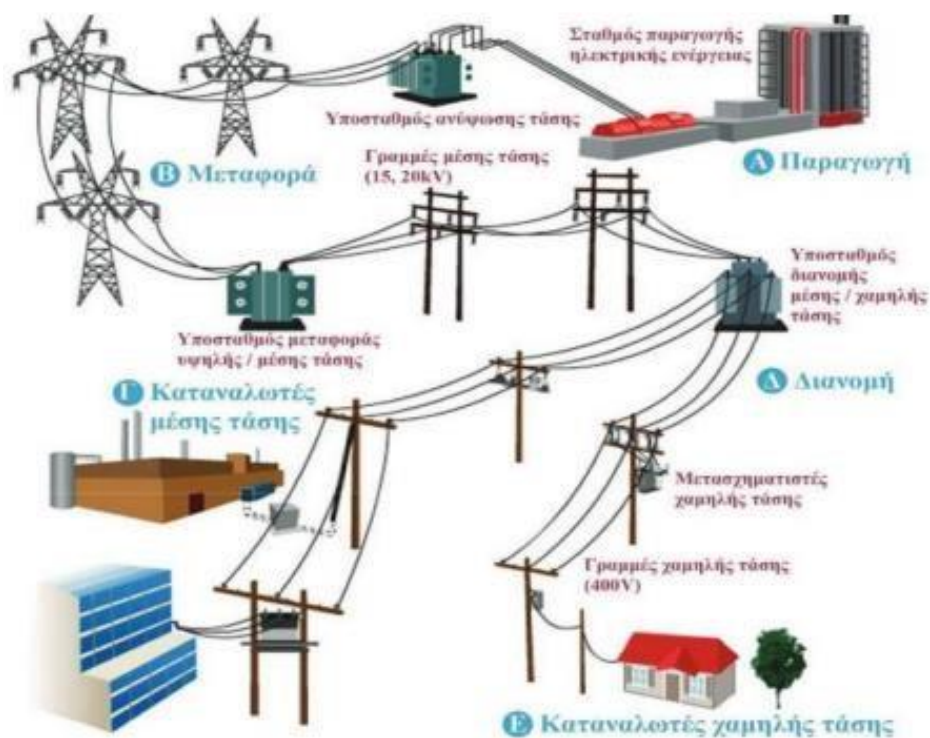
- Η δυνατότητα ένταξης μεγαλύτερων και οικονομικότερων μονάδων ή σταθμών παραγωγής στο σύστημα

- Μείωση των απαιτήσεων εφεδρείας σε κάθε σύστημα που είναι συνδεδεμένο με το ενιαίο
- Οικονομία ισχύος με εποχιακές ανταλλαγές ισχύος μεταξύ των περιοχών ή συστημάτων τα οποία παρουσιάζουν διαφορετικές ανάγκες ανά εποχή
- Οικονομία ισχύος εξαιτίας των διαφορών της ζήτησης φορτίου μεταξύ περιοχών ή συστημάτων κατά την διάρκεια του 24ώρου
- Δυνατότητα αντιμετώπισης απρόβλεπτων ζητήσεων.

1.4: Δομή των ΣΗΕ.

Ένα Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ) αποτελείται από τις ακόλουθες διακριτές συνιστώσες:

- σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας,
- γραμμές μεταφοράς υπερύψηλης, υψηλής και μέσης τάσης,
- γραμμές διανομής μέσης και χαμηλής τάσης,
- υποσταθμοί μετασχηματισμού τάσης,
- καταναλώσεις.



Εικόνα 1.4: Τα συστατικά μέρη ενός ΣΗΕ

Η συνδυασμένη λειτουργία των σταθμών παραγωγής, των υποσταθμών και των γραμμών μεταφοράς και διανομής αποσκοπεί στην αδιάλειπτη ικανοποίηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας από τους καταναλωτές, χωρίς περικοπές παροχής ισχύος και χωρίς παρεκκλίσεις από τις προδιαγραφές λειτουργίας του συστήματος, αναφορικά με την ονομαστική τάση και συχνότητα του εναλλασσόμενου ρεύματος

Κεφάλαιο 1.4.1: Σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Στους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται η μετατροπή της αρχικής πηγής ενέργειας σε τελική ηλεκτρική ενέργεια. Η μετατροπή αυτή καταχρηστικά έχει επικρατήσει να ονομάζεται «παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας», κι αυτό γιατί η ενέργεια προϋπάρχει σε διάφορες μορφές στη φύση, συνεπώς δεν παράγεται, αλλά μετατρέπεται. Οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να είναι:

- **Θερμοηλεκτρικά εργοστάσια**, στα οποία η ηλεκτρική ενέργεια αποτελεί προϊόν μετατροπής θερμικής ενέργειας από κάποιο ενδιάμεσο στάδιο της συνολικής αλληλουχίας ενεργειακών μετατροπών. Η αρχική μορφή ενέργειας, από την οποία ξεκινάει η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, μπορεί να είναι είτε χημική ενέργεια ορυκτών καυσίμων (λιγνίτης, λιθάνθρακας, πετρέλαιο, φυσικό αέριο) είτε πυρηνική ενέργεια ορυκτών καυσίμων (ουράνιο, πλουτώνιο). Στη δεύτερη περίπτωση ο θερμοηλεκτρικός σταθμός έχει επικρατήσει να ονομάζεται πυρηνοηλεκτρικός. Οι θερμοηλεκτρικές γεννήτριες, οι οποίες θα παρουσιαστούν αναλυτικά στη συνέχεια, είναι σύγχρονες γεννήτριες, δηλαδή οι στρόφές τους συμπίπτουν με την ονομαστική συχνότητα του παραγόμενου εναλλασσόμενου ρεύματος (στην Ελλάδα 50Hz). Ανάλογα με το μέσο και τις μηχανές που χρησιμοποιούν για τον θερμοδυναμικό κύκλο, οι θερμοηλεκτρικοί σταθμοί διακρίνονται σε:

- **Ατμοηλεκτρικούς**, που χρησιμοποιούν ατμό ατμοστροβίλους
- **Αεριοστροβιλικούς** που χρησιμοποιούν καυσάερια και αεριοστροβίλους
- **Σταθμούς συνδυασμένου κύκλου**, που αποτελούν τον συνδυασμό των δυο παραπάνω

– **Ντιζελοηλεκτρικούς** σταθμούς, που χρησιμοποιούν εμβολοφόρους κινητήρες ντίζελ.

• **Υδροηλεκτρικά εργοστάσια**, όπου η ηλεκτρική ενέργεια προέρχεται από τη μετατροπή της διαθέσιμης δυναμικής ενέργειας νερού που βρίσκεται σε υψηλότερη υψομετρική στάθμη σε σχέση με τη θέση του υδροηλεκτρικού σταθμού (υδροδυναμική ενέργεια). Οι γεννήτριες στις οποίες υλοποιείται η μετατροπή αυτή ονομάζονται υδροστρόβιλοι και είναι, επίσης, σύγχρονες γεννήτριες. Το κόστος κατασκευής τους έχει υπολογιστεί ότι είναι περίπου το διπλάσιο από εκείνο των θερμικών σταθμών. Οι ΥΗΣ κατατάσσονται σε κατηγορίες ανάλογα με την υψομετρική διαφορά του νερού σε:

- Σταθμούς χαμηλής πίεσης (0 - 20 m)
- Σταθμούς μέσης πίεσης (20 - 100 m)
- Σταθμούς υψηλής πίεσης (πάνω από 100 m)

Στο εξωτερικό όπου υπάρχουν μεγάλα ποτάμια χρησιμοποιούνται υδροηλεκτρικοί σταθμοί φυσικής ροής όπου χρησιμοποιείται η κινητική δύναμη της ροής του ποταμού για την παραγωγή ενέργειας. Στην Ελλάδα οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί είναι κατά κανόνα υδροηλεκτρικοί σταθμοί δεξαμενής με ρυθμιζόμενη ισχύ. Πλεονέκτημα των ΥΗΣ σε σχέση με τους ατμοηλεκτρικούς σταθμούς παραγωγής ενέργειας είναι ο βαθμός απόδοσής τους που κυμαίνεται από 75% έως 92%, ενώ ένα ακόμα πλεονέκτημα που τις χαρακτηρίζει είναι η δυνατότητα που διαθέτουν να παραλαμβάνουν και να απορρίπτουν φορτίο με μεγάλη ταχύτητα, και συνεπώς παρουσιάζουν μεγάλη ευελιξία στην παρακολούθηση των μεταβολών στην ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και την κάλυψη των αιχμών ζήτησης.

Αξίζει να σημειωθεί, ότι το πάγιο κόστος εγκατάστασης ενός μεγάλου υδροηλεκτρικού έργου είναι πολύ μεγάλο συγκριτικά με των άλλων ΑΠΕ.

• **Διάφορες τεχνολογίες αξιοποίησης Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ),** όπως αιολικά πάρκα, φωτοβολταϊκοί σταθμοί, σταθμοί γεωθερμίας, σταθμοί βιομάζας, ηλιοθερμικοί σταθμοί, οι οποίες παρουσιάζουν ολοένα αυξανόμενο ποσοστό συμμετοχής στην κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας παγκοσμίως, από τη δεκαετία του '80 και έπειτα.

1.4.2: σύστημα μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας

Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, το σημαντικότερο πλεονέκτημα της ηλεκτρικής ενέργειας, αποτελεί η εύκολη μεταφορά της σε μεγάλες αποστάσεις με σχετικά χαμηλό συντελεστή απωλειών. Όσων αφορά το κομμάτι της μεταφοράς και διανομής του ηλεκτρισμού, πρωταγωνιστικό ρόλο έχουν τα δίκτυα μεταφοράς και διανομής

Σκοπός των γραμμών μεταφοράς και διανομής είναι να μεταφέρουν την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια, από τους σταθμούς παραγωγής στους καταναλωτές. Η διαδικασία αυτή όμως αποτελείται από ορισμένα διακριτά βήματα. Αρχικά η ηλεκτρική ενέργεια που παράχθηκε στους σταθμούς παραγωγής ολόκληρης της χώρας θα μεταφερθεί στα κέντρα κατανάλωσης (αστικά κέντρα) με την βοήθεια των γραμμών

υψηλής (150kV) και υπερύψηλης (400kV) τάσης. Επόμενο βήμα είναι η τροφοδότηση των καταναλωτών μέσω των γραμμών μέσης και χαμηλής τάσης. Ορισμένοι μεγαλοκαταναλωτές έχουν την δυνατότητα να τροφοδοτηθούν άμεσα από τις γραμμές υψηλής τάσης ενώ άλλοι μεγάλοι καταναλωτές μπορούν να τροφοδοτηθούν με γραμμές μέσης τάσης (20kV). Στην πρώτη ομάδα ανήκουν καταναλωτές όπως εργοστάσια, ενώ στην δεύτερη κατηγορία καταναλωτών ανήκουν οι μεγάλες βιοτεχνίες και ξενοδοχειακές μονάδες καθώς και τα νοσοκομεία κλπ. Τέλος ,οι περισσότεροι καταναλωτές (οικίες) ,ανάλογα με τις ανάγκες τους, τροφοδοτούνται είτε με μονοφασικές παροχές χαμηλής τάσης των 220V ή τριφασικές παροχές των 380V.

Τα συστατικά στοιχεία των δικτύων μεταφοράς είναι:

- πυλώνες ή πύργοι, στους οποίους στηρίζονται οι αγωγοί των εναέριων γραμμών,
- μονωτήρες, μέσω των οποίων αναρτώνται στους πυλώνες οι αγωγοί γραμμών,
- αγωγοί
- Μετασχηματιστές που μετασχηματίζουν την τάση στους υποσταθμούς μεταφοράς και διανομής
- Προστατευτικές διατάξεις

Η πλειονότητα των γραμμών μεταφοράς είναι εναέρια, ενώ υπόγεια ή υποβρύχια δίκτυα μεταφοράς, εγκαθίστανται μόνο σε ειδικές περιπτώσεις. Ένα τέτοιο παράδειγμα αποτελούν οι πυκνοκατοικημένες περιοχές, όπου η δημιουργία υπόγειων γραμμών

είναι αναγκαία, ενώ αντίστοιχο παράδειγμα υποβρύχιας σύνδεσης, αποτελεί η διασύνδεση ενός νησιού με το διασυνδεδεμένο δίκτυο.

Τα εναέρια δίκτυα παρουσιάζουν ένα πλήθος πλεονεκτημάτων σε σύγκριση με τα υπόλοιπα, καθώς απαιτούν μικρό κόστος κατασκευής, ενώ η συντήρηση και η επιθεώρηση τους είναι ιδιαίτερα εύκολη σε σχέση με τα υποβρύχια και υπόγεια δίκτυα. Ενώ πλεονεκτεί έναντι της υπόγειας σε περιπτώσεις που υπάρχει κάποιος ποταμός ή άλλο φυσικό εμπόδιο καθώς και σε εδάφη που έχουν σημαντική φυσική ή περιβαλλοντική κληρονομία και δεν επιτρέπεται η εκσκαφή του εδάφους.

Επίσης οι γραμμές μεταφοράς διακρίνονται και ανάλογα με την απόσταση όδευσης σε:

- Γραμμές μικρού μήκους (240km)
- Γραμμές μέσου μήκους (από 80km έως 240km)
- Γραμμές μεγάλου μήκους (>240km)

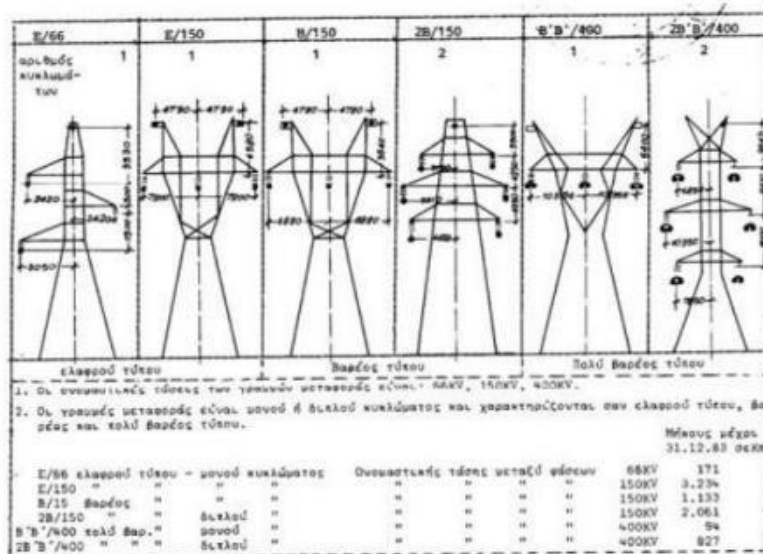
Υποστηρικτικά στοιχεία.

Τα υποστηρικτικά στοιχεία χωρίζονται σε δύο κατηγορίες:

- Μεταλλικοί Πυλώνες
- Τσιμεντένιους ή ξύλινους στύλους

Οι πυλώνες χρησιμοποιούνται για την στήριξη των δικτύων μεταφοράς υψηλής τάσης (150 kV ή 66 kV για νησιωτικά συστήματα), και υπερύψηλης τάσης (400 kV). Οι γραμμές μεταφοράς που στηρίζονται από τους πυλώνες, μεταφέρουν την ηλεκτρική ενέργεια από τους σταθμούς παραγωγής στους υποσταθμούς υποβιβασμού τάσης.

Οι πυλώνες υψηλής τάσης είναι κατασκευασμένοι από γαλβανισμένα ελάσματα και διακρίνονται σε 6 διαφορετικούς τύπους, ενώ η επιλογή της κατάλληλης μορφής που θα έχουν εξαρτώνται από τον συνδυασμό αρκετών παραμέτρων, όπως η τοπογραφία της περιοχής εγκατάσταση, οι καιρικές συνθήκες με τις οποίες θα βρίσκεται αντιμέτωπος ο πυλώνας καθώς και η απόσταση μεταξύ των πυλώνων η οποία μπορεί να ποικίλει από 150μ έως και 1200μ.



Εικόνα 1.5: Τα είδη των πυλώνων.

Αγωγοί

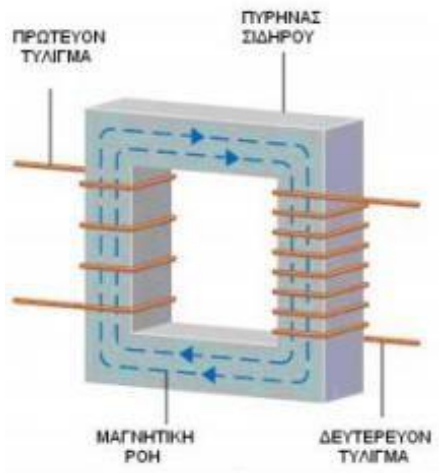
Τα υλικά που επιλέγονται για την κατασκευή των αγωγών κατά κύριο λόγο πρέπει να είναι καλοί αγωγοί του ρεύματος. Εν συνεχεία η δεύτερη συνιστώσα που καθορίζει το υλικό κατασκευής τους, είναι ο τρόπος διασύνδεσης που προορίζεται ο αγωγός. Για παράδειγμα, στις εναέριες διασυνδέσεις προτιμώνται υλικά που να έχουν σχετικά

χαμηλό βάρος ώστε να μειώνονται τα φορτία που δέχονται οι πυλώνες. Για τον λόγο αυτό χρησιμοποιούνται υλικά όπως αλουμίνιο, κράματος αλουμινίου και αλουμίνιο ενισχυμένο με χάλυβα, τα οποία συνδυάζουν τα χαρακτηριστικά και της καλής αγωγιμότητας και του χαμηλού βάρους. Στην παραπάνω περίπτωση της εναέριας διασύνδεσης, επιλέγονται και πολύκλωνοι αγωγοί, έναντι των μονόκλωνων, καθώς είναι περισσότερο εύχρηστοι ενώ παρουσιάζουν και ιδιαίτερα μεγάλη ευκαμψία και μηχανική αντοχή.

Στην επιφάνεια των γραμμών μεταφοράς υψηλής και υπερύψηλης τάσης, παρουσιάζονται ισχυρά ηλεκτρικά πεδία με αποτέλεσμα να ιονίζεται ο αέρας γύρω από αυτά. Αν η τάση στα καλώδια μεταφοράς αυξηθεί πάνω από μια ορισμένη τιμή, ο ιονισμός είναι αυξανόμενος με αποτέλεσμα να εμφανίζεται το φαινόμενο corona. Για τον λόγο αυτό, χρησιμοποιούνται αγωγοί με μεγάλη διάμετρο ώστε να μειωθούν τα ηλεκτρικά πεδία που εμφανίζονται με στόχο την αντιμετώπιση του φαινομένου.

Μετασχηματιστές

Ο μετασχηματιστή (Μ/Σ) είναι μια ηλεκτρική συσκευή που μετατρέπει εναλλασσόμενη ηλεκτρική ενέργεια ενός επιπέδου τάσης σε εναλλασσόμενη ηλεκτρική ενέργεια διαφορετικού επιπέδου τάσης μέσω της επίδρασης ενός μαγνητικού πεδίου. Αυτή η συσκευή αποτελείται από δύο ή περισσότερα πηνία που τυλίγονται γύρω από έναν σιδηρογεννητικό πυρήνα. Τα πηνία αυτά, συνήθως, δεν είναι συνδεδεμένα μεταξύ τους. Το ένα πηνίο συνδέεται με μια πηγή εναλλασσόμενης τάσης ενώ το άλλο συνδέεται με το φορτίο. Στο παρακάτω σχήμα εμφανίζεται το πρωτεύον τύλιγμα ή τύλιγμα εισόδου και το δεύτερο ονομάζεται δευτερεύον ή τύλιγμα εξόδου



Εικόνα 1.6: Εσωτερικό μέρος ενός Μετασχηματιστής

Υπάρχουν δύο βασικοί τύποι μετασχηματιστών, οι Μ/Σ ανύψωσης τάσης και οι Μ/Σ υποβιβασμού τάσης, οι οποίοι μπορεί να ζυγίζουν από μερικά εκατοντάδες κιλά, όπως είναι εκείνοι που βρίσκονται τοποθετημένοι στους στύλους της ΔΕΗ, μέχρι και μερικούς τόνους, όπως εκείνοι που βρίσκονται στους υποσταθμούς εδάφους.

Ένας μετασχηματιστής διατελεί σημαντικότερο ρόλο σε ένα ηλεκτρικό σύστημα, καθώς χωρίς αυτόν οι απώλειες κατά την μεταφορά της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, θα ήταν τεράστιες. Η ανύψωση της τάσης του εναλλασσόμενου ρεύματος είναι απαραίτητη για τη μεταφορά του σε μεγάλες αποστάσεις, προκειμένου να περιοριστούν οι απώλειες μεταφοράς. Ο υποβιβασμός απαιτείται για τη διάθεση της ηλεκτρικής ισχύος στους τελικούς καταναλωτές.

Ανάλογα με την λειτουργία τους στο σύστημα ισχύος, οι μετασχηματιστές παίρνουν διάφορες ονομασίες.

- **Μετασχηματιστές μονάδας:** είναι εκείνοι οι οποίοι συνδέονται με την έξοδο μια μονάδας παραγωγής και ανυψώνουν το επίπεδο της τάσης (πχ 150kV) με σκοπό την μεταφορά της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας
- **Μετασχηματιστές υποσταθμού:** βρίσκονται στο άλλο άκρο των γραμμών μεταφοράς, και υποβιβάζουν την τάση της γραμμής στα επίπεδα της διανομής.
- **Μετασχηματιστές διανομής:** υποβιβάζουν την τάση της διανομής σε τάση χρησιμοποίησης.



Εικόνα 1.7: Μετασχηματιστής

Σε πλήρη αντίθεση με τον σπουδαίο ρόλο που έχουν οι μετασχηματιστές ανύψωσης και υποβιβασμού τάσης στην μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας, έρχονται οι σημαντικές επιπτώσεις που προκαλεί η χρήση τους, όπου σύμφωνα με επιστημονικές έρευνες είναι ιδιαίτερα επικίνδυνα τόσο για τον άνθρωπο όσο και για το περιβάλλον.

– Αρχικά, μέχρι πρόσφατα χρησιμοποιούταν το clophen ως διηλεκτρικό υγρό απαγωγής της θερμότητας των Μ/Σ, το οποίο είναι μια ομάδα χημικών ενώσεων (πολυχλωριωμένων διφαινυλίων), οι οποίες έχουν ενοχοποιηθεί για σημαντικές επιπτώσεις τόσο στην ανθρώπινη υγεία όσο και στο περιβάλλον. Η εισαγωγή τους στην ΕΕ έχει πλέον απαγορευτεί.

– Στους αυτόματους διακόπτες που διαθέτουν οι Μ/Σ χρησιμοποιείται το αέριο εξαφθορίδιο του θείου το οποίο αποτελεί ένα ιδιαίτερα επικίνδυνο συστατικό του φαινομένου του θερμοκηπίου. Πλέον, κατά την συντήρηση των μετασχηματιστών λαμβάνονται μέτρα ασφαλούς ανάκτησης του συγκεκριμένου αερίου.

Μονωτήρες

Οι μονωτήρες είναι διατάξεις παρασκευασμένες από πορσελάνη. Το υλικό παραγωγής τους καθώς και το σχήμα τους έχει επιλεγεί με στόχο την ανθεκτικότητα στην υγρασία καθώς και την παρεμπόδιση κατακάθησης σκόνης. Τοποθετούνται στους μετασχηματιστές, τους πυλώνες και στους στύλους με σκοπό την συγκράτηση των αγωγών και έχουν την ικανότητα να προσαρμόζονται στις ταλαντώσεις και στους κραδασμούς. Το μέγεθος τους ποικίλει ανάλογα με τον τύπο αγωγών που συγκρατούν



Εικόνα 1.8: Μονωτήρες πυλώνων.

1.4.3: Υποσταθμοί

Στα δίκτυα μεταφοράς και διανομής παρεμβάλλονται οι υποσταθμοί μεταφοράς και διανομής. Οι υποσταθμοί είναι κόμβοι, στους οποίους καταλήγουν και ξεκινάνε γραμμές μεταφοράς και διανομής. Υποσταθμό ονομάζουμε την ηλεκτρική εγκατάσταση στην οποία γίνεται η μετατροπή, η κατανομή ή η διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας.

Η ανύψωση της τάσης του εναλλασσόμενου ρεύματος είναι απαραίτητη για τη μεταφορά του σε μεγάλες αποστάσεις, προκειμένου να περιοριστούν οι απώλειες μεταφοράς. Ο υποβιβασμός απαιτείται για τη διάθεση της ηλεκτρικής ισχύος στους τελικούς καταναλωτές. Υπενθυμίζεται ότι οι απώλειες μεταφοράς P_L ενεργού ισχύος P υπό τάση V δίνονται από τη σχέση:

$$P_L = I^2 \cdot R$$

όπου I η ένταση του εναλλασσόμενου ρεύματος και R η συνολική ωμική αντίσταση του αγωγού μεταφοράς.

Η συνολική αντίσταση του αγωγού μεταφοράς δίνεται από τη σχέση:

$$R = L \cdot \rho$$

όπου L το μήκος του αγωγού και ρ η ειδική αντίσταση του αγωγού (σε Ω/km).

Η ένταση του εναλλασσόμενου ρεύματος δίνεται από τη σχέση:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V}$$

Και από τις 3 παραπάνω σχέσεις προκύπτει:

$$P_L = \frac{P^2}{3 \cdot V^2} \cdot L \cdot \rho$$

από όπου καταλήγουμε στο συμπέρασμα ότι οι απώλειες μεταφοράς ηλεκτρικής ισχύος είναι αντιστρόφως ανάλογες του τετραγώνου της τάσης υπό την οποία γίνεται η μεταφορά.

Από τα ανωτέρω συνάγεται το συμπέρασμα ότι η βασική συνιστώσα που απαντάται στους υποσταθμούς είναι οι μετασχηματιστές ανύψωσης ή υποβιβασμού τάσης. Πέραν αυτών, σε ένα υποσταθμό απαντώνται ζυγοί, διακόπτες, ασφάλειες κλπ.

1.4.3.1: Είδη Υποσταθμών

Σε ένα ΣΗΕ οι υποσταθμοί μεταφοράς μπορεί να είναι:

- υποσταθμοί ανύψωσης της τάσης παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος από τους σταθμούς παραγωγής στην τάση του δικτύου μεταφοράς (για την Ελλάδα 66, 150, 400kV,)
- υποσταθμοί υποβιβασμού τάσης από την τάση του δικτύου μεταφοράς στη μέση τάση του δικτύου διανομής (για την Κρήτη 15, 20kV).

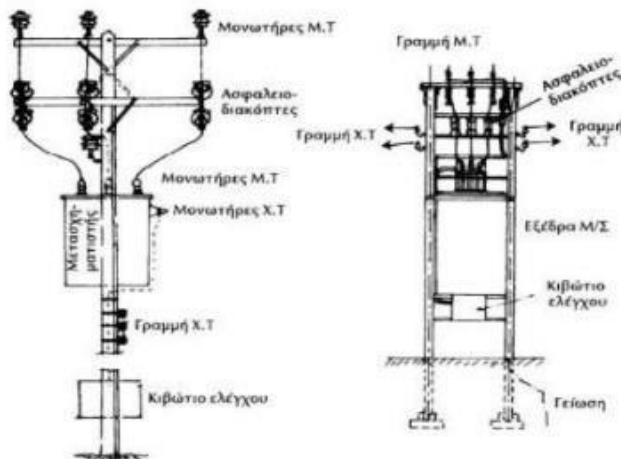
Στους σταθμούς υποβιβασμού γίνεται ο υποβιβασμός της τάσης από μέση σε χαμηλή και διακρίνονται σε εναέριους, επίγειους και υπόγειους υποσταθμούς, ενώ το είδος του υποσταθμού εξαρτάται από την περιοχή που πρέπει να εξυπηρετηθεί καθώς και από το φορτίο.

– Οι **επίγειοι υποσταθμοί** διανομής κατασκευάζονται σε δύο τύπους, τους κλειστούς και τους υπαίθριους, και εγκαθίστανται στην επιφάνεια του εδάφους. Στους κλειστούς υποσταθμούς, όλα τα τμήματα της εγκατάστασης είναι τοποθετημένα σε κατάλληλα διαμορφωμένα κτήρια. Τα οποία εσωτερικά χωρίζονται συνήθως με μεταλλικά πλέγματα σε δύο τμήματα, το τμήμα μέσης τάσης και το τμήμα χαμηλής τάσης. Η ψύξη είναι ένας πολύ σημαντικός παράγοντας για αυτούς τους υποσταθμούς καθώς αναπτύσσονται μεγάλες θερμοκρασίες στις εγκαταστάσεις. Οι υπαίθριοι υποσταθμοί πρέπει να είναι ανθεκτικοί σε δυσμενείς καιρικές συνθήκες.



Εικόνα 1.9. : Επίγειος υπαίθριος υποσταθμός ΔΕΗ.

– Τους **εναέριους υποσταθμούς** τους συναντάμε σε διάφορες γειτονιές. Ο μετασχηματιστής υποβιβασμού τάσης και όλα τα εξαρτήματα βρίσκονται πάνω σε πυλώνες και επομένως το βάρος τους και το μέγεθός τους είναι μικρότερα από εκείνα των επίγειων. Η γραμμή στηρίζεται σε μονωτήρες, μια διακλάδωση της φτάνει στον μετασχηματιστή μέσω αλεξικέραυνων και διακοπών ασφαλείας. Από τον μετασχηματιστή ξεκινούν και οι γραμμές χαμηλής τάσης.



Εικόνα 1.10. : Εναέριος υποσταθμός ΔΕΗ.

– Οι **υπόγειοι υποσταθμοί** χρησιμοποιούνται σε περιπτώσεις πυκνοκατοικημένων περιοχών, όπου οι αποστάσεις μεταξύ των γειτονικών κτιρίων είναι μικρότερες από τις αποστάσεις ασφαλείας. Σημαντικό πρόβλημα στους υπόγειους Υ/Σ αποτελεί ο εξαερισμός των εγκαταστάσεων, με αποτέλεσμα να δημιουργούνται οπές στο έδαφος για την κάλυψη των αναγκών. Το πλεονέκτημα που διαθέτουν, είναι η εύκολη διασύνδεση τους με τις υπόγειες γραμμές μέσης τάσης.



Εικόνα 1.11. : Υπόγειος υποσταθμός Διανομής.

1.4.3.2: Κανόνες Εγκατάστασης Υποσταθμών

Σε κάθε κτίριο ή χώρο ειδικής χρήσης που πρόκειται να συνδεθεί με το δίκτυο μέσης τάσης (MT) της ΔΕΗ πρέπει να προβλέπονται οι αναγκαίοι χώροι για το σκοπό αυτό. Ο χώρος μέσα στον οποίο προορίζεται να εγκατασταθούν τα μηχανήματα της ΔΕΗ (κυψέλη εισόδου, εξόδου καλωδίου, κυψέλη προστασίας και κυψέλη μέτρησης) πρέπει να είναι κατασκευασμένο σύμφωνα με τις τεχνικές οδηγίες της ΔΕΗ. Οι ιδιωτικοί

χώροι που προορίζονται για την εγκατάσταση μηχανημάτων (πινάκων διανομής, μετασχηματιστών κλπ.) πρέπει να παρέχουν ευχερή προσπέλαση για ανθρώπους σε περίπτωση ανάγκης και δυνατότητα προσκόμισης μηχανημάτων. Για την εγκατάσταση του υποσταθμού υποβιβασμού τάσης πρέπει να προβλεφθούν οι κατάλληλοι χώροι για την εγκατάσταση:

- διακοπών μέσης τάσης (MT)
- μετασχηματιστών (Μ/Σ)
- διανομής χαμηλής τάσης (ΧΤ)

Από αυτούς, οι χώροι διακοπών MT και μετασχηματιστών πρέπει να είναι κλειστοί και κατασκευασμένοι από άκαυστα υλικά με μεταλλικές πόρτες από χαλυβδοέλασμα πάχους 1 χλστ. το ελάχιστο με ανοίγματα αερισμού (περσίδες). Το ελάχιστο ύψος του χώρου κάτω από δοκούς κλπ. πρέπει να είναι 3 μ.

β. Η διάταξη των συσκευών μέσα στους παραπάνω χώρους πρέπει να είναι τέτοια, ώστε να εξασφαλίζεται η ευχερής συντήρηση και λειτουργία τους. Ειδικά για τον πίνακα MT, η απόσταση από τον απέναντι τοίχο πρέπει να είναι τουλάχιστο 1,20 μ.

γ. Η διάταξη των Μ/Σ μέσα στο χώρο Μ/Σ πρέπει να είναι τέτοια, ώστε για οποιοδήποτε Μ/Σ η οριζόντια απόσταση μεταξύ του κελύφους της ΧΤ του απέναντι τοίχου ή διαχωριστικού πλέγματος να είναι τουλάχιστον 1,20 μ. Η αντίστοιχη απόσταση μεταξύ του κελύφους του Μ/Σ και του απέναντι τοίχου από την πλευρά της MT πρέπει να είναι 0,40 μ. Οι άλλες δύο πλευρές εκατέρωθεν του Μ/Σ πρέπει να απέχουν από τον απέναντι τοίχο τουλάχιστο 0,80 μ. η κάθε μία. Η ελάχιστη κατακόρυφη απόσταση του ψηλότερου σημείου του Μ/Σ και του χαμηλότερου σημείου της οροφής να είναι 0,40 μ.

δ. Ο υποσταθμός μετασχηματισμού τάσης θεωρείται διαμέρισμα ηλεκτρικής

υπηρεσίας, υπό την έννοια του ΚΕΗΕ (ορισμός με αριθμό 38) και η πρόσβαση στους χώρους του επιτρέπεται μόνο στο αρμόδιο προσωπικό. Οι χώροι του υποσταθμού σημαίνονται υποχρεωτικά με επιγραφές απαγόρευσης εισόδου, αναγγελίας κινδύνου και αναγγελίας ψηλής τάσης.

ε. Ο χώρος του ή των Μ/Σ πρέπει να εξασφαλίζει επαρκή αερισμό (φυσικό ή τεχνητό) για την απαγωγή της θερμότητας των αυτόψυκτων Μ/Σ ισχύος. Συνιστάται η κατασκευαστική διαμόρφωση του χώρου, ώστε η ψύξη να επιτυγχάνεται με φυσικό εξαερισμό. Απαγορεύεται η μεταβολή των οποιωνδήποτε ανοιγμάτων αερισμού από τον κατασκευαστή ή τους χρήστες του κτιρίου, καθώς και η παρεμπόδιση του αερισμού με έμφραξη ή κάλυψη των ανοιγμάτων αυτών με οποιαδήποτε αντικείμενα. Ο χώρος του Μ/Σ πρέπει να διαθέτει είτε λεκάνη επαρκούς χωρητικότητας για την περισυλλογή του λαδιού σε περίπτωση διαρροής, χωρίς όμως να αφήνει στο λάδι ελεύθερη επιφάνεια προς αποφυγή πυρκαγιάς (π.χ. με τοποθέτηση στη λεκάνη στρώματος σκύρων κατάλληλου πάχους) είτε κατάλληλη διάταξη απαγωγής του λαδιού από το χώρο. Ακόμα να ληφθούν τα κατάλληλα μέτρα για την πυρόσβεση με βάση τους ισχύοντες κανονισμούς.

στ. Οι χώροι ΜΤ (διακοπών και μετασχηματιστών) απαγορεύεται να έχουν οποιοδήποτε άνοιγμα προς κλιμακοστάσιο (άνοιγμα κουφώματος, αεραγωγό, γρίλιες κλπ.). Κατ' εξαίρεση, επιτρέπεται πόρτα που είναι αναγκαία για την πρόσβαση προς αυτό, εφόσον έχει τα ακόλουθα χαρακτηριστικά:

αα. Είναι στο σύνολό της σιδερένια και όπου έχει λαμαρίνα το πάχος της είναι τουλάχιστο 1,5 χλστ.

ββ. Δεν έχει γρίλιες ή οποιοδήποτε άλλο άνοιγμα.

γγ. Εφάπτεται σε πατούρες της κάσας σε πλάτος τουλάχιστο 25 χλστ.

δδ. Έχει μηχανισμό επαναφοράς στην κλειστή θέση. Εναλλακτικά, η πόρτα αυτή

αρκεί να έχει δείκτη πυραντίστασης τουλάχιστο μισής ώρας, όπως προκύπτει από πιστοποιητικό αναγνωρισμένου εργαστηρίου.

ζ. Κατ' εξαίρεση, επιτρέπεται η κατασκευή υπαίθριου υποσταθμού ή η τοποθέτηση προκατασκευασμένου υποσταθμού επί του γηπέδου, ύστερα από άδεια της αρμόδιας πολεοδομικής υπηρεσίας και εφόσον ληφθούν όλα τα απαραίτητα μέτρα, ώστε να μην προκαλείται ενόχληση στους γείτονες.

η. Οι αναφερόμενες ελάχιστες αποστάσεις των συσκευών του υποσταθμού από τα οικοδομικά στοιχεία δεν ισχύουν προκειμένου περί εγκεκριμένων τυποποιημένων υποσταθμών κάθε είδους.

θ. Σε περίπτωση που ένα κτίριο διαθέτει ίδια πηγή ηλεκτροπαραγωγής, για την τροφοδότηση ζωτικών φορτίων σε περίπτωση διακοπής της τροφοδότησης από το δίκτυο (ΔΕΗ), πρέπει να προβλέπονται αντίστοιχοι χώροι. Οι χώροι αυτοί, που κατατάσσονται επίσης σε χώρους ηλεκτρικής υπηρεσίας, πρέπει να είναι κλειστοί, κατασκευασμένοι από άκαυστα υλικά και με επαρκή αερισμό φυσικό ή τεχνητό και να σημαίνονται κατάλληλα.

ι. Ειδικότερα, χώροι που προορίζονται για τοποθέτηση συσσωρευτών πρέπει να έχουν επαρκή εξαερισμό και εφόσον το απαιτούν οι κανονισμοί αντιακρηκτική ηλεκτρική εγκατάσταση.

ια. Τα δάπεδα των χώρων ηλεκτρικής υπηρεσίας εκτός από τους χώρους μετασχηματιστών και ηλεκτροπαραγωγών ζευγών, πρέπει να υπολογίζονται για φορτίο 500 Κρ/τ.μ. Τα δάπεδα των χώρων Μ/Σ πρέπει να ελέγχονται επιπλέον και βάσει των πραγματικών συνθηκών φόρτισης με το συγκεκριμένο μηχάνημα (βάρος, τρόπος στήριξης, ταλαντώσεις κλπ.). Το ίδιο ισχύει και για τους χώρους από τους οποίους προβλέπεται διέλευση των πιο πάνω μηχανημάτων.

ιβ. Οι περιμετρικοί τοίχοι των χώρων των υποσταθμών πρέπει να είναι μπατικοί ή,

σε περίπτωση στοιχείων οπλισμένου σκυροδέματος, να έχουν πάχος τουλάχιστο 15 εκ.

ιγ. Μέσα στο χώρο του υποσταθμού, στο πάχος των περιμετρικών τοίχων, κάτω από το δάπεδο και στην πλάκα επικάλυψης του Υ/Σ δεν πρέπει να περνά εγκατάσταση ξένη προς τον προορισμό του Υ/Σ (π.χ. σωληνώσεις παροχών, αποχετεύσεων, σωλήνες θέρμανσης κλπ.).

1.5: Περιγραφή των βασικών τεχνολογιών ΑΠΕ

Σύμφωνα με το Υπουργείο περιβάλλοντος & Ενέργειας, ως Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) χαρακτηρίζονται οι μη ορυκτές ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, δηλαδή η αιολική, η ηλιακή και η γεωθερμική ενέργεια, η ενέργεια κυμάτων, η παλιρροϊκή ενέργεια, υδραυλική ενέργεια, τα αέρια τα ελκυόμενα από χώρους υγειονομικής ταφής, από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού και τα βιοαέρια, όπως ορίζει η οδηγία 2001/77/ΕΚ. Ενώ παράλληλα ως παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ σύμφωνα με τον νόμο 2773/1999, είναι η ηλεκτρική ενέργεια προερχόμενη από:

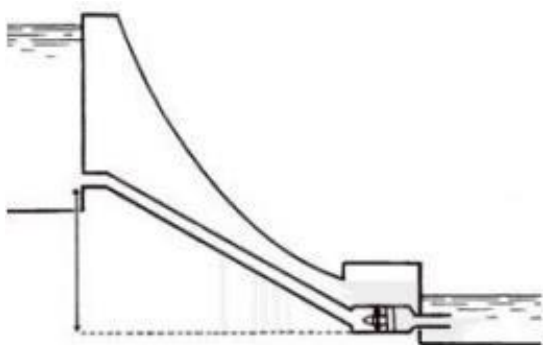
- Την εκμετάλλευση Αιολικής ή Ηλιακής Ενέργειας ή βιομάζας ή βιοαερίου
- Την εκμετάλλευση γεωθερμικής ενέργειας, εφόσον το δικαίωμα εκμετάλλευσης του σχετικού γεωθερμικού δυναμικού έχει παραχωρηθεί στον ενδιαφερόμενο, σύμφωνα με τις ισχύουσες κάθε φορά διατάξεις.

- Την εκμετάλλευση της ενέργειας από την θάλασσα
- Την εκμετάλλευση υδάτινου δυναμικού με μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς μέχρι 10 MW
- Τον συνδυασμό των ανωτέρων
- Τη συμπαραγωγή, με χρήση πηγών ενέργειας των (1) και (2) και συνδυασμό τους.

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ είναι τεχνολογικά αρκετά παλιά, καθώς η υδροδυναμική ενέργεια έχει μπει στην παγκόσμια ενεργειακή εικόνα περισσότερο από έναν αιώνα. Παρόλα αυτά, η συνεισφορά των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή έχει αποκτήσει στις μέρες μας βαρύνουσα σημασία, καθώς συμβάλει και την αντιμετώπιση της παγκόσμιας κλιματικής μεταβολής. Στην συνέχεια, εξετάζονται οι σημαντικότερες ΑΠΕ που χρησιμοποιούνται στις ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα.

1.5.1: Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί (ΥΗΣ)

Η υδροδυναμική ενέργεια αποτελεί ιστορικά την πρώτη από τις ανανεώσιμες πηγές που χρησιμοποιήθηκαν για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Ένα τυπικό υδροηλεκτρικό εργοστάσιο περιλαμβάνει ένα φράγμα το οποίο ουσιαστικά οριοθετεί μια υπερυψωμένη δεξαμενή νερού και έναν υδροηλεκτρικό σταθμό (τουρμπίνες, γεννήτριες και μετασχηματιστές(στην βάση του φράγματος, εκεί όπου γίνεται και η παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας από την υδατόπτωση, όπως φαίνεται στο παρακάτω σχήμα.



Εικόνα 1.12: Εγκατάσταση υδροηλεκτρικού σταθμού

Στους υδροηλεκτρικούς σταθμούς με φράγμα, η δυναμική ενέργεια του υποθηκευμένου νερού μετατρέπεται αρχικά σε κινητική ενέργεια του νερού. Στην συνέχεια η κινητική ενέργεια, μέσω του υδροστροβίλου μετατρέπεται σε μηχανική, η οποία κινεί την γεννήτρια η οποία με την σειρά της παράγει τελικά την ηλεκτρική ενέργεια. Η ποσότητα της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας είναι ανάλογη της ογκομετρικής παροχής του νερού που πέφτει και του ύψους από το οποίο πέφτει.

Ανάμεσα στις ΑΠΕ, η υδροηλεκτρική ενέργεια είναι αυτή με το μεγαλύτερο μερίδιο στο παγκόσμιο ισοζύγιο ηλεκτρικής ενέργειας, συνεισφέροντας περίπου το 15%. Ενδεικτικά, στον Καναδά η υδροηλεκτρική ενέργεια συνεισφέρει περίπου το 60% της συνολικής ηλεκτρικής παραγωγής.

Τέλος, το μεγαλύτερο υδροηλεκτρικό έργο παγκοσμίως, βρίσκεται στην Βραζιλία με ονομαστική ισχύ που αγγίζει τα 13.000MW.

Οι υδροηλεκτρικές μονάδες μεγάλης κλίμακας, απαιτούν την δημιουργία φραγμάτων, υδροταμιευτήρα κλειστού αγωγού πτώσεως, υδροστρόβιλους, ηλεκτρογεννήτριες, μετασχηματιστή καθώς και διώρυγα ή σήραγγα διαφυγής.

Το σημαντικότερο πλεονέκτημα των ΥΗΣ είναι η δυνατότητα πολύ γρήγορης παραλαβής και απόρριψης φορτίου, κάτι το οποίο τα καθιστά εξαιρετικά ευέλικτα στις μεταβολές της ζήτησης ηλεκτρικής ισχύος και στην κάλυψη των αιχμών ζήτησης ενός συστήματος.

Παρόλο την σημαντική τους συνεισφορά στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, οι μεγάλες υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις παρουσιάζουν ένα πλήθος αρνητικών παρεμβολών κυρίως στο περιβάλλον, όπως είναι:

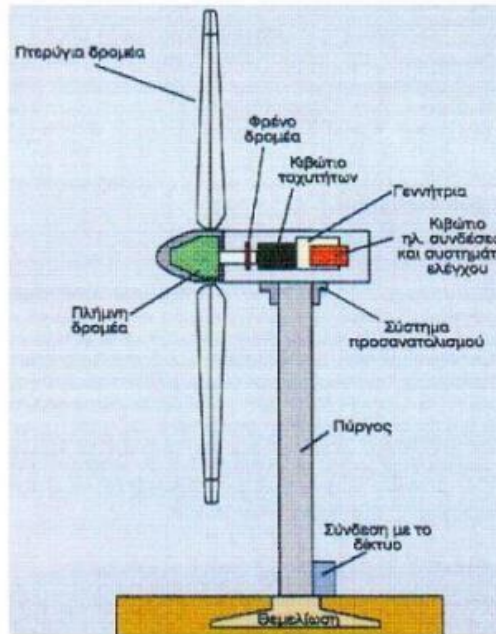
- Η έντονη διαταραχή της χλωρίδας και της πανίδας, όπου κατασκευάζεται μία μεγάλη υδροηλεκτρική εγκατάσταση
- Οι μεταβολές στις μικροκλιματικές συνθήκες της περιοχής, εξαιτίας της αυξημένης υγρασίας

1.5.2: Αιολική Ενέργεια.

Στην σύγχρονη εποχή, η εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας για ηλεκτροπαραγωγή γίνεται με την χρήση ανεμογεννητριών (Α/Γ). Συνήθως, για την καλύτερη εκμετάλλευση του αιολικού δυναμικού μιας συγκεκριμένης περιοχής, τοποθετούνται πολλές Α/Γ κοντά ή μια στην άλλη, οπότε δημιουργείται ένα αιολικό πάρκο. Οι Α/Γ μετατρέπουν την κίνηση του αέρα σε μηχανική ενέργεια που αποδίδεται μέσω ενός περιστρεφόμενου άξονα. Υπάρχουν δύο ειδών ανεμογεννήτριες: με κάθετο

άξονα και με οριζόντιο άξονα. Πρακτικά, το σύνολο των Α/Γ που χρησιμοποιούνται παγκοσμίως για ηλεκτροπαραγωγή είναι εκείνες με τον οριζόντιο άξονα. Μια τυπική σύγχρονη ανεμογεννήτρια οριζοντίου άξονα αποτελείται από:

- Τον δρομέα, ο οποίος έχει 3 πτερύγια κατασκευασμένα από ενισχυμένο πολυεστέρα ή ανθρακονήματα. Η διάμετρος των πτερυγίων μιας τυπικής μεσαίου μεγέθους Α/Γ των 600kW είναι 43-44 μέτρα, δηλαδή η ωφέλιμη επιφάνειας της πτερωτής είναι περίπου 1.500m². Τα πτερύγια προσδένονται πάνω σε μια πλήμνη, είτε σταθερά είτε με την δυνατότητα να περιστρέφονται γύρω από τον διαμήκη άξονα τους.
- Το σύστημα μετάδοσης της κίνησης , αποτελούμενο από τον κύριο άξονα, τα έδρανα του και το σύστημα πολλαπλασιασμού στροφών, το οποίο προσαρμόζει την ταχύτητα περιστροφής του δρομέα στην σύγχρονη ταχύτητα της ηλεκτρογεννήτριας.
- Την ηλεκτρογεννήτρια, σύγχρονη ή επαγωγική.
- Το σύστημα πέδης (φρεναρίσματος) το οποίο είναι ένα συνηθισμένο δισκόφρενο το οποίο τοποθετείται στον κύριο άξονα ή στον άξονα της γεννήτριας
- Το σύστημα προσανατολισμού, το οποίο υποχρεώνει τον άξονα περιστροφής του δρομέα να βρίσκεται παράλληλα με την διεύθυνση του ανέμου
- Τον πύργο, πάνω στον οποίο βρίσκεται όλος ο μηχανισμός εγκατάστασης. Είναι συνήθως μεταλλικός, σωληνωτός ή δικτυωτός.
- Τον ηλεκτρονικό πίνακα και τον πίνακα ελέγχου. Το σύστημα ελέγχου ρυθμίζει όλες τις λειτουργίες της Α/Γ.



Εικόνα 1.13: Συστατικά στοιχεία Ανεμογεννήτριας.

Σε κάθε ανεμογεννήτρια, η κινητική ενέργεια του ανέμου μετατρέπεται καταρχήν σε μηχανική ενέργεια του άξονα των πτερυγίων και στην συνέχεια, σε ηλεκτρική στην γεννήτρια. Η ποσότητα ενέργεια που μεταφέρεται από τον αέρα στην ανεμογεννήτρια είναι ευθέως ανάλογη:

- Της ταχύτητας του ανέμου
- Της κυκλικής ωφέλιμης επιφάνειας της πτερωτής
- Της πυκνότητας του αέρα, η οποία σχετίζεται με την χωροθέτηση του αιολικού πάρκου, δηλαδή με την επιλογή εάν θα τοποθετηθεί πάνω σε βουνό, δίπλα ή μέσα στην θάλασσα.

Η μέγιστη παραγόμενη ισχύς P_{max} που παράγεται από μια Α/Γ είναι ανάλογη της τρίτης δύναμης της ταχύτητας του ανέμου και του τετραγώνου της επιφάνειας που καλύπτουν οι έλικες.

$$P_{\max} \text{ (σε kW)} = 2,83 \cdot 10^{-4} \cdot D^2 \cdot v^3$$

Όπου: D (σε m) είναι η διάμετρος των πτερυγίων και v (σε m/s) είναι η ταχύτητα του ανέμου.

Το ετήσιο λειτουργικό κόστος ενός αιολικού πάρκου εκτιμάται σε 1,5-2% του πάγιου κόστους.

Μερικά από τα μειονεκτήματα που παρουσιάζουν τα αιολικά πάρκα είναι, η θορυβώδης λειτουργία των Α/Γ, η οποία τείνει να εκλείψει με τις ανεμογεννήτριες νέου τύπου. Άλλες επιπτώσεις των αιολικών πάρκων που αναφέρονται στην βιβλιογραφία είναι οι παρεμβολές στις επικοινωνίες και η αυξημένη πτώση κεραυνών στην περιοχή εγκατάστασης.

Η αιολική ενέργεια είναι δεύτερη (πίσω από την υδροηλεκτρική) σε διείσδυση στην συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, ενώ μέχρι το 2015 είχαν εγκατασταθεί παγκοσμίως αιολικά πάρκα συνολικής ισχύος 113,3GW. Το μεγαλύτερο αιολικό δυναμικό στην Ελλάδα επικεντρώνεται στο Αιγαίο Πέλαγος και τις ανατολικές ακτές της Πελοποννήσου και της Στερεάς Ελλάδας.

1.5.3: Φωτοβολταϊκά Στοιχεία.

Τα φωτοβολταϊκά (Φ/Β) στοιχεία, μετατρέπουν άμεσα την ηλιακή ακτινοβολία σε ηλεκτρική ενέργεια. Η λειτουργία τους στηρίζεται στο φωτοβολταϊκό φαινόμενο, δηλαδή την ιδιότητα που παρουσιάζουν κάποια στερεά υλικά να παράγουν ηλεκτρικό ρεύμα, όταν εκτίθενται στον ήλιο. Τα στερεά αυτά υλικά είναι ημιαγωγοί. Τα φωτόνια

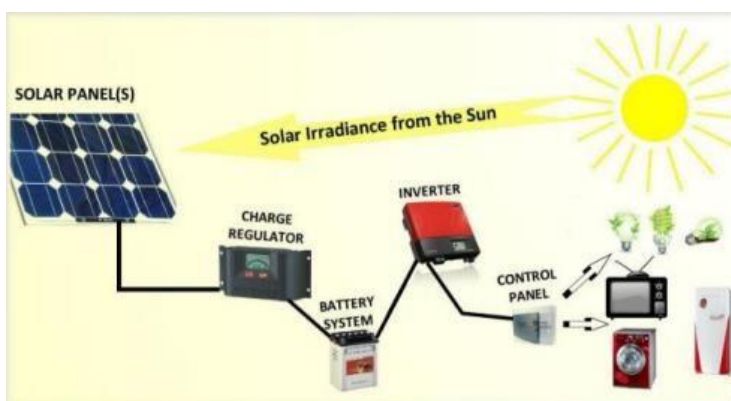
του ηλιακού φωτός που απορροφούνται από τον ημιαγωγό, διεγείρουν τα ηλεκτρόνια των ατόμων του ημιαγωγού. Η κίνηση αυτή των ηλεκτρονίων δημιουργεί το ηλεκτρικό ρεύμα.

Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από κάθε φωτοβολταϊκό στοιχείο είναι περιορισμένη. Για τον λόγο αυτό, προκειμένου να παραχθεί μια σημαντική ποσότητα ηλεκτρικού ρεύματος, πολλά φωτοβολταϊκά συνδέονται μεταξύ τους ηλεκτρονικά, σχηματίζοντας έτσι μια φωτοβολταϊκή γεννήτρια. Η συνολική ηλεκτρική ισχύς μιας Φ/Β γεννήτριας είναι ίση με το άθροισμα ισχύος των Φ/Β στοιχείων που την αποτελούν. Σε ορισμένες περιπτώσεις τα Φ/Β πλαίσια τοποθετούνται πάνω σε περιστρεφόμενες βάσεις που ακολουθούν την τροχιά του ήλιου. Έτσι επιτυγχάνεται η μεγιστοποίηση της προσπίπτουσας ηλιακής ακτινοβολίας στα Φ/Β πλαίσια και συνεπακόλουθα η μεγιστοποίηση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας. Σε ένα Φ/Β πάρκο δίνεται ιδιαίτερη έμφαση στην διάταξη των Φ/Β συστοιχιών έτσι ώστε να μην προκύπτουν προβλήματα σκίασης μεταξύ των Φ/Β στοιχείων.

Οι Φ/Β γεννήτριες, όπως εξάλλου και τα Φ/Β συστήματα, παράγουν συνεχές ρεύμα. Όταν οι γεννήτριες συνδυάζονται με άλλες κύριες ή βοηθητικές ηλεκτρονικές συσκευές, σχηματίζουν ένα Φ/Β σύστημα. Από πλευράς σχεδιασμού και εγκατάστασης, τα Φ/Β συστήματα διακρίνονται σε αυτόνομα και διασυνδεδεμένα. Ένα τυπικό Φ/Β σύστημα παράγει συνεχές ρεύμα, με μια απόδοση που δεν ξεπερνά τα 20%. Επειδή οι ώρες ηλιοφάνειας δεν συμπίπτουν απαραίτητα με τις ώρες που χρειαζόμαστε η ηλεκτρική ενέργεια, το παραγόμενο ρεύμα, στα αυτόνομα συστήματα, πρέπει να αποθηκεύεται εύκολα σε επαναφορτιζόμενους συσσωρευτές (μπαταρίες) ώστε να είναι διαθέσιμο, όταν χρειαστεί. Οι απώλειες σε ρεύμα λόγω της χρησιμοποίησης των συσσωρευτών είναι της τάξεως του 20%, ένα τυπικό Φ/Β σύστημα αποτελείται από:

- Το Φ/Β πλαίσιο (δηλαδή τον ηλιακό συλλέκτη)

- το σύστημα αποθήκευσης της ενέργειας (για τα αυτόνομα συστήματα)
- Τα ηλεκτρονικά υποσυστήματα που διαχειρίζονται την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια



Εικόνα 1.14: Βασικά μέρη ενός φωτοβολταϊκού συστήματος

Στον οικιακό χώρο, όπου οι περισσότερες ηλεκτρικές συσκευές λειτουργούν με εναλλασσόμενο ρεύμα, το ηλεκτρικό ρεύμα που έχει παραχθεί από τα Φ/Β δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την κάλυψη των αναγκών, χωρίς την βοήθεια μιας ειδικά σχεδιασμένης συσκευής ηλεκτρονικής ισχύος, τον μετατροπέα ισχύος. Η χρήση του, όπως και η χρήση των συσσωρευτών, συνεπάγεται με απώλειες.

Τα Φ/Β συστήματα χαρακτηρίζονται από την αθόρυβη λειτουργία τους, ενώ λόγω των επίπεδων χαρακτηριστικών τους, μπορούν να ενσωματώνονται εύκολα σε διάφορες κτιριακές κατασκευές. Το κύριο μειονέκτημα τους, είναι το ιδιαίτερα υψηλό κόστος.

Τα διασυνδεδεμένα Φ/Β συστήματα είναι κατάλληλα για εφαρμογές όπου υπάρχει πρόσβαση στο διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό δίκτυο, έτσι ώστε η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια να διοχετεύεται εκεί. Τα συστήματα αυτά δεν απαιτούν την ύπαρξη κάποιας διάταξης αποθήκευσης, με αποτέλεσμα να περιορίζεται το κόστος κατασκευής και λειτουργίας τους, καθώς το συνεχές ρεύμα που παράγεται, μεταφέρεται στους διασυνδεδεμένους αντιστραφείς και αυτοί με την σειρά τους το μετατρέπουν σε εναλλασσόμενο, συγχρονισμένο με αυτό του κεντρικού δικτύου.

Κεφάλαιο 2ο. Μελέτη του κρητικού συστήματος ηλεκτρικής παραγωγής

2.1: Περιγραφή της Περιοχής Μελέτης: Κρήτη

Η Κρήτη αποτελεί το μεγαλύτερο νησί στον Ελλαδικό χώρο και το πέμπτο μεγαλύτερο στην Μεσόγειο, με πρωτεύουσα το Ηράκλειο. Έχει έκταση 8.336 km² και

πληθυσμό που ξεπερνάει τις 630.000 κατοίκους. Οι διαστάσεις του νησιού αναλύονται σε 225χλμ μήκος και πλάτος που κυμαίνεται από 12χλμ έως και 33χμλ, ενώ η ακτογραμμή της ξεπερνά τα 1000χλμ. Το νησί χαρακτηρίζεται από έντονη μορφολογία με ορεινές και ημιορεινές επιφάνειες, ενώ τα παράλια του νησιού βρέχονται στα βόρεια από το κρητικό πέλαγος, ενώ τα νότια από το Λυβικό. Η μεγαλύτερη πεδιάδα του νησιού, είναι η πεδιάδα της Μεσαράς, στα νότια του νησιού, ενώ τα κυριότερα ορεινά συγκροτήματα είναι τα Λευκά Όρη (2453μ), ο Ψηλορείτης (2.456 μ) τα Λασιθιώτικα βουνά και τα Αστερούσια. (WWF 2012).

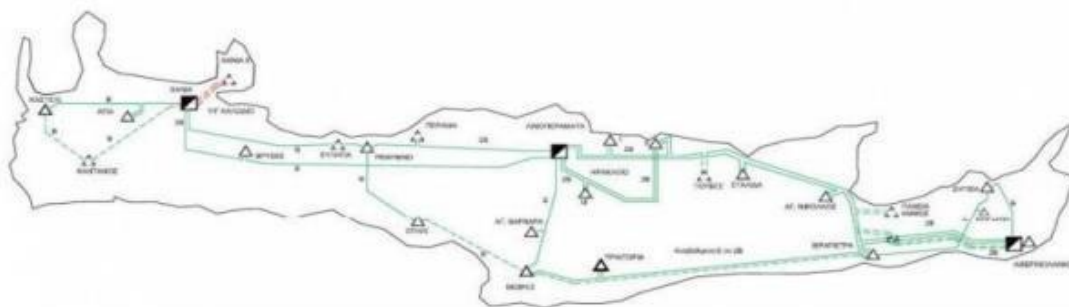
Το έντονο ανάγλυφο του νησιού οφείλεται στην έντονη τεκτονική δραστηριότητα της περιοχής που δημιούργησε πολλά φαράγγια (230) και σπήλαια (>5000) . Το υδρογραφικό δίκτυο του νησιού παρουσιάζει έντονη πυκνότητα στα δυτικά, ενώ λόγου του ανάγλυφου του νησιού δεν υπάρχουν μεγάλοι ποταμοί, ενώ αντίθετα υπάρχουν πολλοί χείμαρροι και πηγές, λίγα ρέματα και πολλές μικρές υδρολογικές λεκάνες (WWF 2012).

Το κλίμα της Κρήτης αποτελεί τύπου χερσαίου μεσογειακού κλίματος, το οποίο χαρακτηρίζεται από ήπιους χειμώνες και ζεστά καλοκαίρια στα οποία η θερμοκρασία κυμαίνεται μεταξύ 22 βαθμών Κελσίου (ελάχιστη) και 30 βαθμών Κελσίου (μέγιστη). Το καλοκαίρι στο νησί διαρκεί από τον Ιούνιο μέχρι και τον Σεπτέμβρη, ενώ οι μήνες Ιούλιος- Αύγουστος να χαρακτηρίζονται από ιδιαίτερη ανομβρία. Η ηλιοφάνεια στην Κρήτη αγγίζει τις 300 μέρες τον χρόνο. Πιο συγκεκριμένα, στο νησί η παρουσία ηλιοφάνειας αγγίζει κατά μέσο όρο τις 2.700 ώρες τον χρόνο στα βόρεια, ενώ στα νότια φτάνει μέχρι και τις 3.000 ώρες.

Ο χειμώνας ξεκινάει περίπου τον Δεκέμβρη και διαρκεί μέχρι και αρχές Μαρτίου. Ο χειμώνας στις πεδινές και ημιορεινές περιοχές χαρακτηρίζεται ως ήπιος ή και ως θερμός ορισμένες φορές, ενώ στα ορεινά χαρακτηρίζεται ως ήπιος ή και ψυχρός. Αντίθετα, υπάρχει ένα μικρό μέρος ορεινών περιοχών όπου χαρακτηρίζονται από

έντονες χιονοπτώσεις και χαρακτηριστικά αλπικού τοπίου. Η περίοδος μεταξύ Δεκεμβρίου και Ιανουαρίου χαρακτηρίζεται ως η πιο βροχερή τους έτους. Η θερμοκρασία των χειμώνα κυμαίνεται από 9 έως και 16 βαθμούς.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2.2: Εισαγωγή και περιγραφή του Κρητικού συστήματος.



Εικόνα 2.1: Ηλεκτρικό σύστημα Κρήτης

Αντίθετα με το εθνικό διασυνδεδεμένο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, υπάρχουν και τα αυτόνομα συστήματα, και κυρίως σε νησιωτικές χώρες, όπως η Ελλάδα. Στην χώρα μας σήμερα υπάρχουν 32 νησιά, κατά κύριο λόγο στο Αιγαίο, τα οποία διαθέτουν αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα για την κάλυψη των αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια. Διαθέτουν τοπικούς θερμικούς σταθμούς παραγωγής, οι οποίοι χρησιμοποιούν ως καύσιμη ύλη κατά κύριο λόγο το πετρέλαιο και παράγωγα πετρελαίου. Συγχρόνως, για την κάλυψη των αναγκών τους, αλλά και για εξοικονόμηση χρημάτων διαθέτουν και σταθμούς ΑΠΕ. Οι λόγοι για τους οποίους αυτά τα νησιά δεν έχουν διασυνδεθεί ακόμα με το ηπειρωτικό σύστημα είναι κυρίως τεχνικοί και τεχνολογικοί καθώς και εξαιτίας

του υψηλού κόστους που παρουσιάζει μια τέτοια διασύνδεση. Τέτοιου είδους αυτόνομα συστήματα είναι εκείνα της Κρήτης και της Ρόδου.

Η Μεγαλόνησος διαθέτει το μεγαλύτερο αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα στην Ελλάδα, το οποίο έχει το ιδιαίτερο χαρακτηριστικό ότι παρουσιάζει πολλά κοινά χαρακτηριστικά, τόσο με τα αυτόνομα νησιωτικά ηλεκτρικά συστήματα όσο και με μεγαλύτερα, διασυνδεδεμένα συστήματα, κάτι το οποίο το κατατάσσει εάν από τα πιο πολύπλοκα συστήματα και άξιο παρακολούθησης και μελέτης από πολλούς μηχανικούς.

Όπως όλα τα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα, διαθέτει τους δικούς του σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, το δίκτυο μεταφοράς, το δίκτυο διανομής, τους κατάλληλους μετασχηματιστές ανύψωσης και υποβιβασμού τάσης καθώς και ένα κέντρο ελέγχου το οποίο βρίσκεται στο Ηράκλειο.

Το αυτόνομο σύστημα της Κρήτης κατά το έτος 2018 είχε συνολική καθαρή παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας 3.042.805 MWh, ενώ η αντίστοιχη παραγωγή για το έτος 2017 ήταν 3.019.581,4 MWh. Η αιχμή του έτους εμφανίστηκε στις 23/7/18 και ώρα 13:00-14:00 και ήταν 684,6 MW, ενώ η ελάχιστη ήταν 185MW.

Πίνακας 2: Σύγκριση στοιχείων παραγωγής 2018-2017 (ΔΕΔΔΗΕ 2018)

	2018	2017	ΑΥΞ %
Αιχμή φορτίου. Στιγμ. Ακαθαριστο (MW)	708,0	656,0	+7,9
Αιχμή φορτίου.Μ.Ω. Καθαρο (MW)	684,6	637,9	+7,3
Καθαρή Παραγωγή Συστήματος (MWh)	3.042.805,2	3.019.581,4	+0,8
Καθαρή Παραγωγή ΑΤΜ (MWh)	998.723,8	1.030.589,0	-3,1
Καθαρή Παραγωγή DIESEL (MWh)	777.641,1	719.602,2	+8,1
Καθαρή Παραγωγή ΑΕΡ (MWh)	621.317,0	616.231,2	+0,8
Καθαρή Παραγωγή ΥΗΣ (MWh)	256,8	295,4	-13,1

Αν και η Κρήτη τα τελευταία χρόνια έχει κάνει σημαντικά βήματα μετάβασης προς την καθαρή ενέργεια, το πετρέλαιο και τα παράγωγα πετρελαίου συνεχίζουν να είναι οι βασικές ύλες καύσης στους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο νησί

Εξαιτίας της γεωγραφικής θέσης του νησιού, καθώς και του κλίματος που επικρατεί, τα τελευταία χρόνια παρουσιάζεται μεγάλη ανάπτυξη των ΑΠΕ, με τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά πάρκα ολοένα και να πληθαίνουν και σύμφωνα με μελέτες, χρόνο με το χρόνο θα παρουσιάσουν μεγαλύτερο βαθμό διείσδυσης, στο οποίο θα συντελέσει και σημαντικό ρόλο η διασύνδεση της Κρήτης με την ηπειρωτική Ελλάδα, η οποία θα “ελευθερώσει” τις ΑΠΕ, το οποίο θα αναλυθεί λεπτομερώς σε επόμενη ενότητα.

Αυτήν την στιγμή, ποσοστό 75% της ηλεκτρικής ενέργειας του νησιού παράγεται από:

- Συμβατικούς ατμοστροβίλους
- Μονάδες εσωτερικής καύσης (diesel)
- Αεριοστροβίλοι
- Μονάδα συνδυασμένου κύκλου

Επίσης στο ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης, σημαντικό ρόλο και έργο διατελούν τα αιολικά πάρκα τα οποία συμμετέχουν με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 200,3 MW, καθώς εξίσου σημαντική είναι και η συμβολή των φωτοβολταϊκών πάρκων όπου η εγκατεστημένη ισχύ είναι της τάξεως των 95.79 MW, ενώ υπάρχει και μια μικρή υδροηλεκτρική μονάδα στο φράγμα της Γεωργιούπολη δυναμικότητας 0.6 MW.

Τα τελευταία χρόνια, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη έχει παρουσιάσει ένα πλήθος προβλημάτων, με το σημαντικότερο όλων, της αδυναμίας του

να καλύψει την ζήτηση που υπάρχει. Αυτό οφείλεται κυρίως σε δύο παράγοντες. Αρχικά, η σημαντικότερη αιτία εμφάνισης του φαινομένου αυτού είναι τα μεγάλα πλήθη τουριστών που επισκέπτονται το νησί κατά τους θερινούς μήνες. Ο καλοκαιρινός τουρισμός έχει αυξηθεί κατακόρυφα τα τελευταία χρόνια και συγχρόνως έχουν αυξηθεί και οι ξενοδοχειακές μονάδες, το οποίο συνεπάγεται αύξηση των καταναλωτών.

Συγχρόνως έχει παρατηρηθεί και σημαντική αύξηση της θερμοκρασίας του περιβάλλοντος στο νησί, το οποίο σε συνδυασμό με την εξέλιξη της τεχνολογίας ,πρόσθεσε τις μηχανές ψύξης (air condition) στην καθημερινότητα μας, στα οποία οφείλεται κατά εάν μεγάλο ποσοστό η συνεχώς αυξανόμενη ζήτηση το καλοκαίρι. Για την καλύτερη κατανόηση της αύξησης που παρατηρείται τα τελευταία χρόνια, παρακάτω παρουσιάζεται η παραγωγή ενέργειας από το 1964 έως το 2018, σύμφωνα με τα στοιχεία του ΑΔΜΗΕ

Πίνακας 3: Εξέλιξη ζήτησης 1964-2018 (ΑΔΜΗΕ 2018)

ΕΤΟΣ	GWh	ΕΤΟΣ	GWh
<u>1964</u>	<u>62,1</u>	<u>1992</u>	<u>1.230,6</u>
<u>1966</u>	<u>87,3</u>	<u>1994</u>	<u>1.393,2</u>
<u>1968</u>	<u>119,1</u>	<u>1996</u>	<u>1.562,3</u>
<u>1970</u>	<u>153,3</u>	<u>1998</u>	<u>1.800,6</u>
<u>1972</u>	<u>207,3</u>	<u>2000</u>	<u>2.078,6</u>
<u>1974</u>	<u>248,8</u>	<u>2002</u>	<u>2.301,4</u>
<u>1976</u>	<u>319,9</u>	<u>2004</u>	<u>2.544,4</u>
<u>1978</u>	<u>411,9</u>	<u>2006</u>	<u>2.832,2</u>
<u>1980</u>	<u>484,6</u>	<u>2008</u>	<u>3.046,9</u>
<u>1982</u>	<u>559,8</u>	<u>2010</u>	<u>3.011,9</u>
<u>1984</u>	<u>645,0</u>	<u>2012</u>	<u>2.936,7</u>
<u>1986</u>	<u>768,8</u>	<u>2014</u>	<u>2.861,6</u>
<u>1988</u>	<u>907,8</u>	<u>2016</u>	<u>2.967,7</u>
<u>1990</u>	<u>1.068,8</u>	<u>2018</u>	<u>3.042,8</u>

2.2: Οι μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας Στην Κρήτη.

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας επιτυγχάνεται μέσω της μετατροπής κάποιας αρχικής, πρωτογενούς μορφής ενέργειας. Ανάλογα με την αρχική διαθέσιμη μορφή ενέργειας, για τη μετατροπή της σε ηλεκτρική χρησιμοποιούνται διαφορετικές μηχανές. Επιγραμματικά οι βασικοί τύποι μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, που χρησιμοποιούνται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, είναι:

1. Θερμικές μηχανές ή θερμοηλεκτρικές μονάδες. Ονομάζονται έτσι, γιατί, κατά τη μετατροπή της αρχικής διαθέσιμης πηγής ενέργειας έως την τελική ηλεκτρική, σε κάποιο στάδιο μετατροπής εμφανίζεται θερμική ενέργεια, η οποία μέσω της εφαρμογής κάποιου θερμοδυναμικού κύκλου, αξιοποιείται για την παραγωγή μηχανικού έργου, το οποίο τελικά μετατρέπεται σε ηλεκτρική ενέργεια μέσω μίας γεννήτριας επαγωγής. Η αρχική μορφή ενέργειας στις θερμοηλεκτρικές μηχανές είναι, συνήθως, η χημική ενέργεια στερεών, υγρών ή αερίων ορυκτών καυσίμων (άνθρακες, πετρέλαιο, φυσικό αέριο) και, σπανιότερα, η πυρηνική ενέργεια σχάσιμων στοιχείων. Μετά το 2000 αναπτύχθηκαν οι πρώτοι ηλιοθερμικοί σταθμοί, στους οποίους η θερμική ενέργεια προέρχεται από τη συγκέντρωση ηλιακής ακτινοβολίας σε παραβολικά κάτοπτρα. Ανεξάρτητα από τη μορφή της αρχικής πρωτογενούς ενέργειας, για τη μετατροπή της σε ηλεκτρική χρησιμοποιούνται οι ακόλουθοι τύποι θερμοηλεκτρικών μονάδων:

- Ατμοστρόβιλοι,
- ντιζελογεννήτριες,
- αεριοστρόβιλοι,

- συνδυασμένοι κύκλοι των ανωτέρω τύπων.

2. Υδροστρόβιλοι. Χρησιμοποιούνται σε υδροηλεκτρικούς σταθμούς για τη μετατροπή υδροδυναμικής ενέργειας (δυναμική ενέργεια νερού λόγω του βαρυτικού πεδίου της γης) σε ηλεκτρική.

3. Ανεμογεννήτριες. Χρησιμοποιούνται για τη μετατροπή της αιολικής ενέργειας (κινητική ενέργεια ανέμου) σε ηλεκτρική.

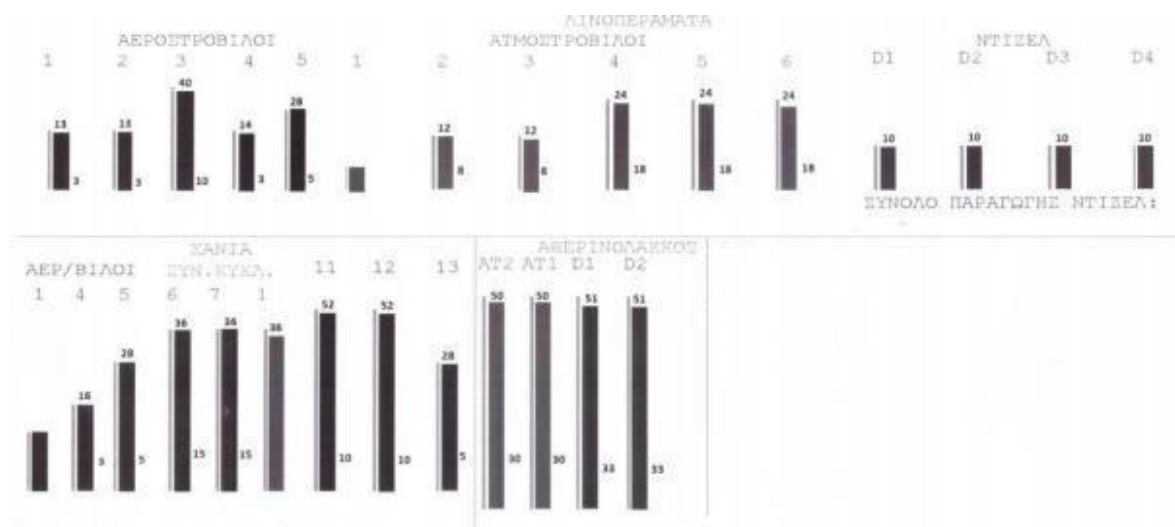
4. Φωτοβολταϊκά. Χρησιμοποιούνται για την απευθείας μετατροπή της ηλιακής ακτινοβολίας, χωρίς δηλαδή την ενδιάμεση εμφάνιση κάποιας άλλης μορφής ενέργειας, σε ηλεκτρική.

Εκτός των ανωτέρω εφαρμογών, στα πλαίσια της προσπάθειας αξιοποίησης επιπλέον διαθέσιμων πρωτογενών μορφών ενέργειας, έχουν αναπτυχθεί μία σειρά από τεχνολογίες για την αξιοποίηση της κυματικής και παλιρροιακής ενέργειας, όπως και οι κυψέλες καυσίμου (fuel cells), για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από υδρογόνο. Οι τεχνολογίες αυτές βρίσκονται ακόμα σε εμβρυϊκό στάδιο, χαρακτηρίζονται από υψηλό κόστος παραγωγής, χαμηλό βαθμό ωριμότητας και οι εγκαταστάσεις ανά τον κόσμο είναι λίγες και χαμηλής ισχύος, κυρίως πιλοτικού και επιδεικτικού χαρακτήρα

Στο αυτόνομο νησιωτικό σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης, υπάρχουν 3 τύποι θερμικών μονάδων παραγωγής:

1. Αεριοστρόβιλοι (452.9 MW)
2. Ατμοστρόβιλοι (20.3 MW)
3. Diesel (167.4 MW)

Παρακάτω παρουσιάζονται αναλυτικά οι μονάδες παραγωγής που διαθέτει στο δυναμικό της το κρητικό σύστημα, χωρίς να περιλαμβάνονται οι ΑΠΕ και οι μονάδες υδροστρόβιλων.



Εικόνα 2.2 : Μονάδες παραγωγής Κρητικού Συστήματος

Από το παραπάνω σχήμα μπορούμε να αντλήσουμε πλήθος σημαντικών πληροφοριών σχετικά με την λειτουργία του αυτόνομου κρητικού συστήματος.

- Αρχικά, παρατηρούμαι ότι το άθροισμα των μέγιστων τιμών που αναγράφονται στο ραβδόγραμμα είναι της τάξεως των 732 MW, ενώ η επίσημη εγκατεστημένη ισχύς είναι 824,6 MW. Αυτό συμβαίνει γιατί οι τιμές που αναγράφονται παραπάνω αντιστοιχούν στα επίπεδα λειτουργίας, που χρησιμοποιούνται από τους τεχνικούς σύμφωνα με τα πρωτόκολλα ασφαλείας. Η τιμή των 824,6 MW ονομάζεται εγκατεστημένη ισχύ και είναι το ανώτατο όριο λειτουργίας της μονάδας, αναφορικά με την ολική εξερχόμενη ισχύ κατά την αγορά της. Η μονάδα δεν έχει τη δυνατότητα να παράγει ισχύ πάνω από τη μέγιστη. Συνήθως η μέγιστη ισχύς μιας θερμοηλεκτρικής

μονάδας συμπίπτει με την ονομαστική. Δεν είναι, ωστόσο, σπάνιες οι περιπτώσεις στις οποίες θερμοηλεκτρικές μονάδες δύνανται να παράγουν σε τιμές μεγαλύτερες της ονομαστικής, συνήθως κατά ένα ποσοστό της τάξης του 110% που όμως, ποτέ δεν λειτουργούν σε αυτά τα επίπεδα, καθώς αυτό θα είχε ως αποτέλεσμα την γρηγορότερη φθορά τους. Ένας ακόμα λόγος είναι, ότι με το πέρασμα των χρόνων, και την φθορά εξαιτίας της χρήσης, η αποδοτικότητα τους πέφτει σε σχέση με την αρχική εγκατεστημένη ισχύ. Για αυτόν τον λόγο οι αρμόδιοι έχουν καταλήξει στο συμπέρασμα, ότι οι μονάδες πρέπει να λειτουργούν σε ένα ποσοστό κοντά στο 80% της δυναμικότητάς τους, και αυτές είναι οι τιμές που αναγράφονται παραπάνω. Εννοείται, ότι κατά την διάρκεια του έτους, αυτές οι τιμές ξεπεράστηκαν ορισμένες φορές, για την κάλυψη των αναγκών ζήτησης.

- Τα τελευταία χρόνια έχει αποφασιστεί από τους αρμόδιους μηχανικούς, για λόγους ασφαλείας αλλά και οικονομίας να τεθούν εκτός λειτουργίας ο Ατμοστρόβιλος 1 των Λινοπεραμάτων (6,3 MW εγκατεστημένη ισχύ) και ο Ατμοστρόβιλος 1 των Χανίων (42,5 MW εγκατεστημένη ισχύ) λόγω παλαιότητας, και αυτός είναι ο λόγος για τον οποίο δεν αναγράφονται οι τιμές τους στο παραπάνω ραβδόγραμμα.

Αυτό έχει ως αποτέλεσμα η συνολική δυναμικότητα του συστήματος να πέφτει στα 775.8MW (εγκατεστημένης ισχύος) από την αρχική τιμή των 824,6 MW, χωρίς να λαμβάνεται υπόψιν η παραγόμενη ισχύς από τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά πάρκα.

- Η ελάχιστη παραγωγή ισχύος από τη θερμοηλεκτρική μονάδα ονομάζεται τεχνικό ελάχιστο και αποτελεί το κατώτατο όριο παραγωγής ισχύος από τη μονάδα. Δηλαδή κάτω από αυτή την τιμή η μονάδα δεν μπορεί να λειτουργήσει. Αν για κάποιο λόγο η μονάδα πρέπει να είναι σε λειτουργία, το τεχνικό ελάχιστο είναι η ελάχιστη δυνατή ισχύ που μπορεί να παράγει.

- Στο σύστημα υπάρχουν ορισμένες μονάδες οι οποίες αναφέρονται ως μονάδες βάσης. Τα χαρακτηριστικά αυτών των μονάδων είναι τα εξής:
 - i. Λειτουργούν καθ' όλη την διάρκεια του έτους, και 24 ώρες το 24ώρο
 - ii. Τίθενται εκτός λειτουργίας για έναν περίπου μήνα κάθε έτος για λόγους συντήρησης.
 - iii. Έχουν μεγάλο χρόνο επανένταξης. Μπορεί να χρειαστούν από 1 έως 4 ημέρες από την στιγμή που θα τεθούν σε λειτουργία μέχρι να φτάσουν σε επίπεδο λειτουργίας που να μπορούν να παράγουν φορτίο, την στιγμή που οι υπόλοιπες μονάδες χρειάζονται από λίγα λεπτά μέχρι κάποιες ώρες
 - iv. Δεν είναι ευέλικτες. Με τον όρο ευέλικτη, εννοούμε την δυνατότητα της μονάδας παραγωγής να αυξάνει ή να μειώνει την απόδοση της σύμφωνα με την ζήτηση που υπάρχει κάθε στιγμή
 - v. Η συνολική τους απόδοση μπορεί να υπερκάλυψη την ελάχιστη ζήτηση κάθε ημέρας. Οι μονάδες παραγωγής που επιτελούν αυτόν τον ρόλο στο αυτόνομο σύστημα της Κρήτης είναι οι Ατμοηλεκτρικές, οι ντίζελ και ο Συνδυασμένος Κύκλος.

- Οι μονάδες ΑΕΡ4 Χανίων και ΑΕΡ1 Λινοπεραμάτων, μετά από υπουργική απόφαση έχουν τεθεί σε ψυχρή εφεδρεία.

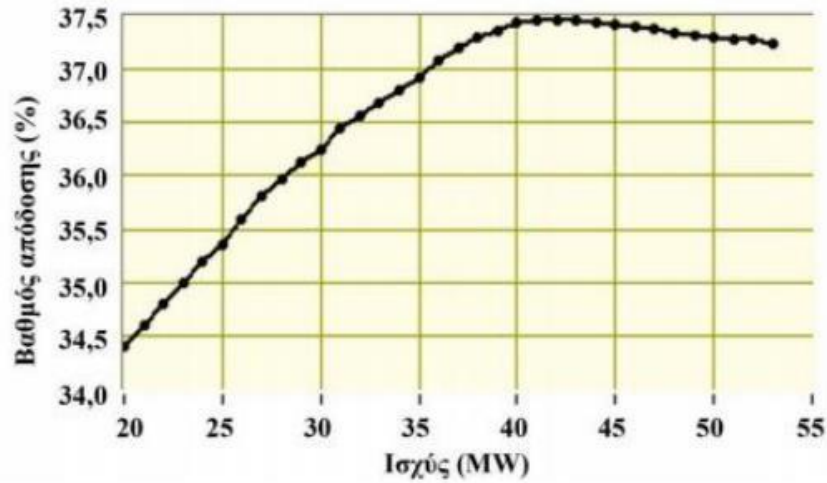
Οι μονάδες παραγωγής τύπου ατμοστροβίλων και ντίζελ λειτουργούν με καύσιμο μαζούτ ενώ για τις μονάδες αεροστροβίλων, απαιτείται η καύση πετρελαίου για την λειτουργία τους.

Στο επόμενο ραβδόγραμμα, παρουσιάζεται αναλυτικά η συμβολή στην συνολική παραγωγή του έτους 2018 κατά είδος Μονάδας.

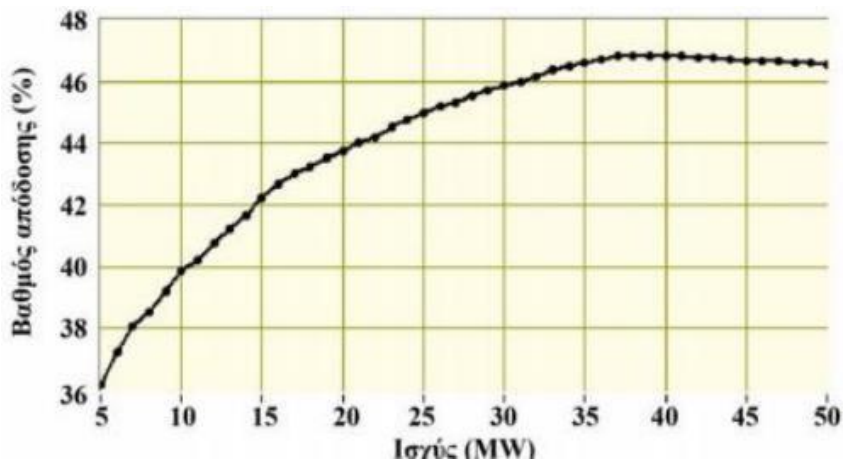


Εικόνα 2.3: Συμβολή στην παραγωγή, ανά μονάδα παραγωγής (ΔΕΔΔΗΕ 2018)

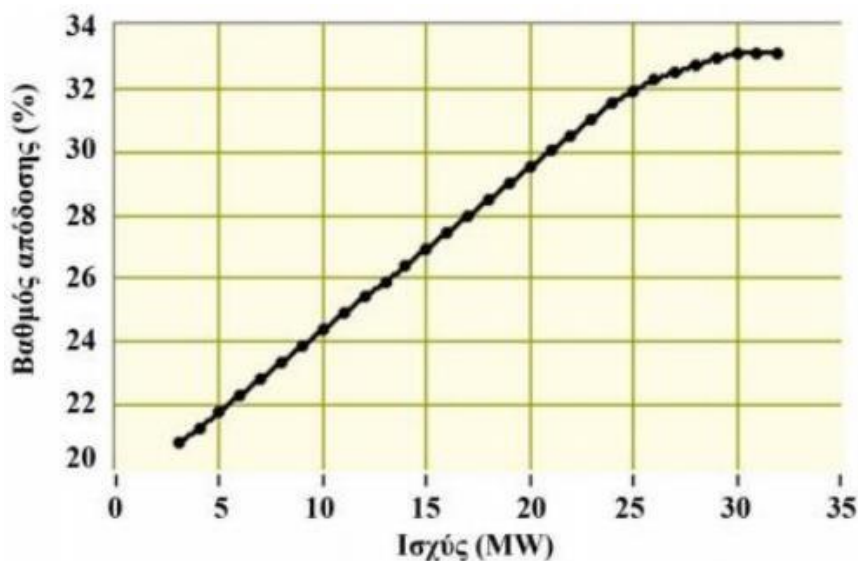
Τέλος, είναι σημαντικό να αναφερθεί ότι, συνολικός βαθμός απόδοσης μιας θερμοηλεκτρικής μονάδας δεν παραμένει σταθερός σε όλο το εύρος λειτουργίας της μονάδας. Για λειτουργία της μονάδας κοντά στο τεχνικό ελάχιστό της, ο βαθμός απόδοσης ελαχιστοποιείται, ενώ, όσο η παραγωγή της μονάδας προσεγγίζει την ονομαστική ισχύ, ο βαθμός απόδοσης αυξάνει και μεγιστοποιείται είτε στην ονομαστική ισχύ, για την περίπτωση στροβιλομηχανών (ατμοστροβίλων και αεριοστροβίλων), είτε λίγο πριν από αυτή, για την περίπτωση εμβολοφόρων ΜΕΚ. Για να γίνει πιο κατανοητή η μεταβολή στην απόδοση των μονάδων, παρουσιάζονται παρακάτω οι καμπύλες του βαθμού απόδοσης ενός ατμοστροβίλου, μιας ντιζελομηχανής και ενός αεριοστροβίλου.



Εικόνα 2.4: Χαρακτηριστική καμπύλη βαθμού απόδοσης ατμοστρόβιλου ονομαστικής ισχύος 52MW με τεχνικό ελάχιστο 20MW.



Εικόνα 2.5: Χαρακτηριστική καμπύλη βαθμού απόδοσης ντιζελογεννήτριας ονομαστικής ισχύος 50MW με τεχνικό ελάχιστο 5MW.



Εικόνα 2.6: Χαρακτηριστική καμπύλη βαθμού απόδοσης αεριοστρόβιλου ονομαστικής ισχύος 32MW με τεχνικό ελάχιστο 3MW

2.2.1 :Ατμοστρόβιλοι-Ατμοηλεκτρικές μονάδες

Η χρήση των ατμοστροβίλων είναι εξαιρετικά διαδεδομένη στον τομέα της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Το μέγεθος των ατμοστροβίλων ποικίλλει από μονάδες με ισχύ μικρότερη των 0,75 kW για κίνηση αντλιών, συμπιεστών και μικρών γεννητριών ηλεκτρικής ισχύος, έως μονάδες με ισχύ 1,5GW για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι ατμοστρόβιλοι αποτελούν ακόμα και σήμερα μια από τις πιο σημαντικές τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας παγκοσμίως. Περισσότερο από το 85% της παγκόσμιας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας παράγεται από ατμοστρόβιλους. Αυτό οφείλεται στα λειτουργικά και οικονομικά πλεονεκτήματα που παρουσιάζουν αυτές οι μονάδες, κυρίως για τον λόγο ότι μπορούν να βρίσκονται σε λειτουργία συνέχεια, για αρκετούς μήνες, χωρίς να απαιτείται η συντήρησή τους, εκτός αν υπάρξει

κάποιο απρόσμενο γεγονός. Η βασικές αρχές λειτουργίας τους είναι παρόμοιες με εκείνες των πρώτων ατμομηχανών. Πιο συγκεκριμένα:

- Η καύση των καυσίμων γίνεται μέσα στον λέβητα
- Η θερμότητα που παράγεται κατά την διάρκεια της καύσης, περνά στον ατμοπαραγωγό, εκεί όπου το νερό μετατρέπεται σε ατμό υψηλής θερμοκρασίας και πίεσης
- Η διαδικασία συνεχίζεται στον ατμοστρόβιλο, στον οποίο γίνεται εκτόνωση του ατμού υπέρθερμου ατμού. Ο στρόβιλος είναι υπεύθυνος για την μετατροπή της εσωτερικής ενέργειας του ατμού, σε μηχανική.
- Στην συνέχεια, ο ατμός ο οποίος έχει επέλθει σε εκτόνωση, οδηγείται από τον στρόβιλο στο ψυγείο όπου συμπυκνώνεται σε νερό, το οποίο στην συνέχεια θα οδηγηθεί στον ατμοπαραγωγό , για να επαναληφθεί ο κύκλος
- Η μηχανική ενέργεια που παράγεται στον ατμοστρόβιλο μετατρέπεται σε ηλεκτρική με την χρήση ηλεκτρικών γεννητριών. Στην συνέχεια η ηλεκτρική ενέργεια πηγαίνει στον υποσταθμό μεταφοράς, όπου από εκεί θα προσφερθεί για κατανάλωση.

2.2.2: Μονάδες Diesel

Οι μονάδες diesel είναι κινητήρες, στους οποίους η καύση που λαμβάνει μέρος ,μέσα σε κλειστούς κυλίνδρους έχει ως αποτέλεσμα την παραγωγή θερμότητας, σε αντίθεση με τους ατμοστρόβιλους, στους οποίους η απαιτούμενη θερμότητα προσφέρεται από τον λέβητα. Οι Diesel μονάδες είναι αρκετά διαδεδομένες στα αυτόνομα συστήματα, τα οποία δεν είναι διασυνδεδεμένα με το εθνικό σύστημα.

Συνεπώς, τις συναντάμε πολύ συχνά στα νησιά, όπως η Κρήτη. Ο λόγος που συμβαίνει αυτός, είναι η χαμηλή ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας που υπάρχει στα νησιά και ειδικότερα τους χειμερινούς μήνες, σε συνδυασμό με την ασύμφορη λειτουργία των ατμοστροβίλων σε χαμηλά επίπεδα ζήτησης.

Στις συγκεκριμένες μονάδες, το καύσιμο καίγεται στον ίδιο χώρο όπου η θερμότητα μετατρέπεται σε μηχανικό έργο, χωρίς να απαιτείται η παρουσία κάποιου δευτερεύοντα μέσου, όπως για παράδειγμα ο ατμός.

Τα στοιχεία που χαρακτηρίζουν και διαμορφώνουν τη χρήση των ντιζελογεννητριών σε ένα ΣΗΕ είναι τα ακόλουθα:

- Παρουσιάζουν τον υψηλότερο βαθμό απόδοσης από όλες τις βασικές θερμοηλεκτρικές μονάδες. Ο βαθμός αυτός διαμορφώνεται σε τιμές άνω του 40% σε περιπτώσεις λειτουργίας κοντά στο ονομαστικό φορτίο.
- Έχουν τη δυνατότητα να καταναλώσουν όλα τα υγρά και αέρια καύσιμα (πετρέλαιο κίνησης, φυσικό αέριο) και με ειδική προθέρμανση δύνανται να καταναλώσουν και μαζούτ, όπως γίνεται στην Κρήτη.
- Η κατανάλωσης μαζούτ έχει ως αποτέλεσμα η χρήση τους να έχει υψηλό κόστος, καθώς δεν λειτουργούν με χρήση του σημαντικά πιο οικονομικού, εγχώριου λιγνίτη
- Σε μικρά μεγέθη έχουν μεγάλη ευελιξία αναφορικά με την ικανότητά τους να παρακολουθήσουν τις μεταβολές του φορτίου. Η ικανότητα αυτή περιορίζεται σχετικά, όσο το μέγεθος της ντιζελομονάδας αυξάνει.
- Έχουν άμεση και ταχεία διαδικασία εκκίνησης, της οποίας η διάρκεια ελαχιστοποιείται για μηχανές ντίζελ μικρού μεγέθους.

- Λόγω της παλινδρομικής κίνησης των τμημάτων τους παρουσιάζουν έντονο θόρυβο περισσότερες φθορές και χρήζουν συχνότερης συντήρησης, εμφανίζοντας έτσι σχετικά υψηλότερο κόστος συντήρησης σε σχέση με τις υπόλοιπες θερμικές μονάδες.

2.2.3: Αεριοστροβίλοι

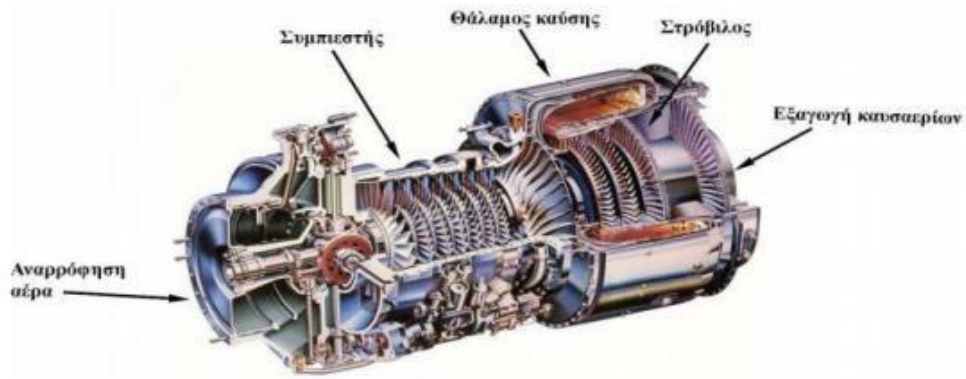
Οι μονάδες τύπου αεριοστροβίλων είναι περιστροφικές μηχανές όπως οι ατμοστροβίλοι, ενώ συγχρόνως συγκαταλέγονται και στην κατηγορία των ΜΕΚ (μονάδες εσωτερικής καύσης). Στις μονάδες αυτές, δημιουργείται ένα μίγμα από αέρα και καύσιμο όπου μετά την καύση περνά στον στροβίλο, μέσα στον οποίο εκτονώνεται και προκαλεί την περιστροφή του με αποτέλεσμα να έχουμε παραγωγή μηχανικού έργου. Το παραγόμενο μηχανικό έργο, μέσω γεννήτριας που είναι εγκατεστημένη στον κεντρικό άξονα του στροβίλου, θα μετατραπεί σε ηλεκτρική ισχύς.

Οι αεριοστροβίλοι, παρόλο που συγκαταλέγονται και στις ΜΕΚ, παρουσιάζουν σημαντικές διαφοροποιήσεις στην λειτουργία τους, κάτι το οποίο μας υποχρεώνει να τις εξετάσουμε ανεξάρτητα από εκείνες της εσωτερικής καύσεως. Αρχικά, δεν υπάρχει σύστημα νερού-ατμού, ενώ αντιθέτως διαθέτουν έναν στροβίλο, τον αεριοστροβίλο, ο οποίος εξαιτίας της μεγάλης ταχύτητας που κινούνται τα καυσαέρια και της κινητικής ενέργειας που διαθέτουν, περιστρέφεται. Η περιστροφή αυτή του στροβίλου σε συνδυασμό με την απαιτούμενη ηλεκτρογεννήτρια, παράγει την ηλεκτρική ενέργεια. Με παρόμοιο τρόπο λειτουργούν και οι στροβίλοι στους κινητήρες των αεροπλάνων. Τα πλεονεκτήματα αυτού του τύπου μηχανής είναι τα παρακάτω:

- Έχουν μικρό κόστος κατασκευής και είναι εύκολες στην εγκατάσταση
- Χαμηλές δαπάνες για συντήρηση
- Είναι αρκετά ευέλικτες. Αυτό σημαίνει ότι έχουν την δυνατότητα να ξεκινούν μέσα σε διάστημα λίγων λεπτών, σε αντίθεση με τους ατμοηλεκτρικούς, οι οποίοι απαιτούν μεγάλο χρόνο προθέρμανσης. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα, να έχουν ταχύτατη προσαρμογή στο σύστημα, και να αντιμετωπίζουν με ευκολία τις διακυμάνσεις της ζήτησης.

Παράλληλα όμως η χρήση τους παρουσιάζει και ορισμένα μειονεκτήματα. Αρχικά έχουν μικρότερο βαθμού απόδοσης από τις ατμοηλεκτρικές μονάδες, ένα ποσοστό της τάξεως του 20-30%. Επίσης, υπάρχει και μια σημαντική διακύμανση της απόδοσής τους, ανάλογα τις θερμοκρασιακές συνθήκες που επικρατούν στο περιβάλλον στο οποίο βρίσκονται οι μονάδες μας. Τους θερινούς μήνες όπου η θερμοκρασία του περιβάλλοντος ανεβαίνει, η απόδοση των αεριοστροβίλων ,μειώνεται. Επίσης χρησιμοποιούν ως καύσιμο το ντίζελ ή το φυσικό αέριο (όχι στην Κρήτη) τα οποία είναι εισαγόμενα και συνεπώς πιο ακριβά από τον εγχώριο λιγνίτη.

Συγχρόνως όμως αυτό αποτελεί και ένα πλεονέκτημα από περιβαλλοντικής απόψεως, καθώς τα συγκεκριμένα καύσιμα εκπέμπουν χαμηλότερα επίπεδα διοξειδίου του άνθρακα, το οποίο είναι εάν από τα σημαντικότερα αέρια που συμβάλουν στο φαινόμενο του θερμοκηπίου. Παρακάτω παρουσιάζονται τα βασικά μέρη ενός αεριοστροβίλου.



Εικόνα 2.7: Συστατικά μέρη αεριοστροβίλου

2.2.4: Συνδυασμένος Κύκλος.

Πέρα από τους ανωτέρω τρεις βασικούς τύπους θερμοηλεκτρικών μονάδων, είναι δυνατή η συνδυασμένη λειτουργία κάποιων από αυτών, με απώτερο στόχο την αύξηση της συνολικής απόδοσης του συνολικού συστήματος. Οι υλοποιήσεις που προκύπτουν από τη συνδυασμένη λειτουργία των βασικών θερμοηλεκτρικών μονάδων ονομάζονται συνδυασμένοι κύκλοι. Ένας συνδυασμένος κύκλος διακρίνεται σε δύο μέρη:

ατμόσφαιρα, διέρχονται από δύο συστήματα ανάκτησης θερμότητας, στα οποία οδηγείται συμπυκνωμένο νερό. Στα συστήματα ανάκτησης θερμότητας, η θερμότητα των καυσαερίων αξιοποιείται, θερμαίνοντας το νερό, το οποίο ατμοποιείται. Τα καυσαέρια χαμηλής πλέον ενθαλπίας απορρίπτονται στην ατμόσφαιρα, ενώ ο παραγόμενος ατμός οδηγείται σε ατμοστρόβιλο για την παραγωγή πρόσθετης ηλεκτρικής ισχύος, η οποία αθροίζεται στην παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος, που γίνεται ανεξάρτητα από τους δύο αεριοστρόβιλους.

Είναι προφανές ότι η επιπρόσθετη παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος από τον ατμοστρόβιλο επιτυγχάνεται χωρίς την κατανάλωση επιπλέον ποσότητας καυσίμου.

Τα χαρακτηριστικά που διαμορφώνουν και καθορίζουν το ρόλο ενός συνδυασμένου κύκλου σε ένα ΣΗΕ είναι τα ακόλουθα:

- Παρουσιάζει υψηλούς βαθμούς απόδοσης, οι οποίοι είναι της τάξης του 50 – 55%.
- Σαφώς παρουσιάζει χαμηλότερο ειδικό κόστος παραγωγής από τους αεριοστρόβιλους
- Ως σύνολο ο συνδυασμένος κύκλος, δεδομένης της παρουσίας του ατμοστρόβιλου, είναι μονάδα με αργή διαδικασία εκκίνησης. Ωστόσο, μέσω της επιμέρους παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος από τους αεριοστρόβιλους επιτυγχάνεται η υψηλή απόκριση στις μεταβολές του φορτίου.

2.2.5: Υδροστρόβιλοι.

Οι υδροστρόβιλοι δεν είναι ιδιαίτερα ανεπτυγμένοι στο σύστημα της Κρήτης, Το 1948 δημιουργήθηκε εάν μικρό ιδιωτικό υδροηλεκτρικό εργοστάσιο στη Γεωργιούπολη για την κάλυψη των τοπικών αναγκών που λειτουργεί ακόμη σήμερα, αφού βέβαια εξαγοράστηκε από τη Δ.Ε.Η. το 1959. Αξιοποιούσε μέρος από τις απορροές των Λευκών Ορέων, οι οποίες συγκεντρώνονται στη λίμνη του Αλμυρού, ενώ η δυναμική του είναι μόλις 0,6MW.

Οι υδροστρόβιλοι είναι οι μηχανές μέσω των οποίων μετατρέπεται η ενέργεια του υγρού σε μηχανική ενέργεια, δηλαδή σε κινητήρια ροπή στη στρεφόμενη άτρακτο του δρομέα. Σε όλες σχεδόν τις εφαρμογές, εκτός ειδικών περιπτώσεων, το διακινούμενο υγρό είναι το φυσικό νερό της επιφανειακής απορροής ενός υδατορεύματος και η ενέργεια την οποία διαθέτει είναι η δυναμική ενέργεια που εκφράζεται από τη στάθμη του z ως προς τη στάθμη της θάλασσας. Σε ορισμένες περιόδους, όταν το νερό στον ταμιευτήρα είναι λίγο, είναι δυνατόν να χρησιμοποιηθεί η γεννήτρια του υδροηλεκτρικού σταθμού σαν κινητήρας και να αντληθεί νερό από την έξοδο του υδροστροβίλου με σκοπό να μεταφερθεί στον κινητήρα. Στους σταθμούς αυτούς θα πρέπει να έχει προηγηθεί ανάλογη μελέτη ώστε ο υδροστρόβιλος να μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως αντλιοστρόβιλοι.

Χρησιμοποιούνται διάφοροι τύποι στροβίλων ανάλογα με την υψομετρική διαφορά που υπάρχει σε κάθε σταθμό και με την παροχή νερού σε κάθε στρόβιλο. Υπάρχουν δηλαδή :

1. Στρόβιλοι ελεύθερης δέσμης ή τύπου Pelton οι οποίοι χρησιμοποιούνται σε μεγάλες υψομετρικές διαφορές (μεγαλύτερες από 100 m).

2. Στρόβιλοι τύπου Francis οι οποίοι χρησιμοποιούνται για μεσαίες υψομετρικές διαφορές (από 30 έως 800 m).

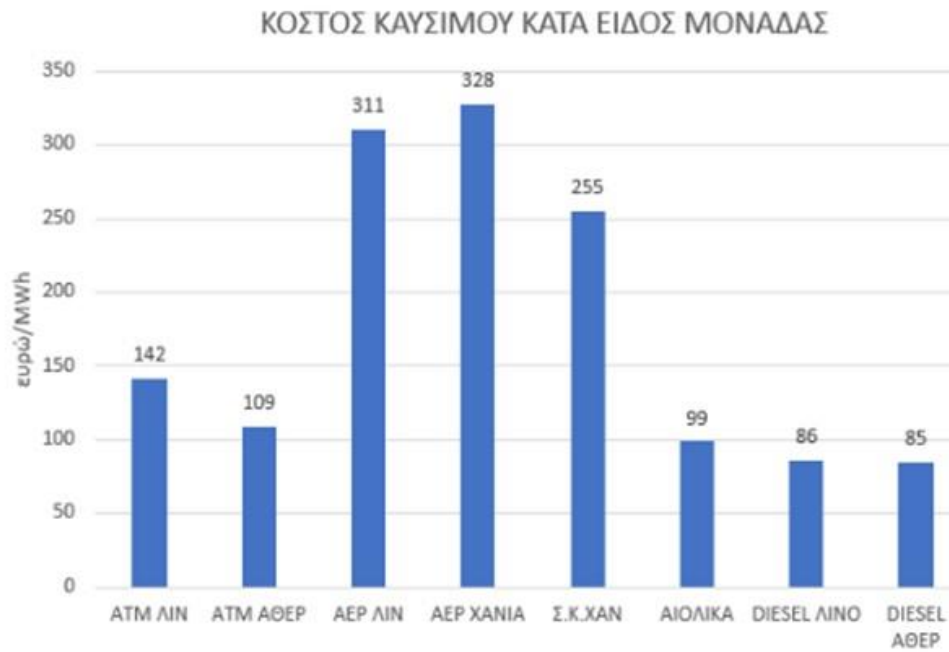
3. Στρόβιλοι τύπου Kaplan οι οποίοι χρησιμοποιούνται σε χαμηλές υψομετρικές διαφορές (από 2 έως 80 m).

2.3: Η συμβολή των καυσίμων στο κόστος kWh διανομής.

Η συμβολή των καυσίμων στο κόστος κάθε kWh που διατέθηκε στους ζυγούς Μέσης Τάσεως ανήλθε στα 119,83 Euro/MWh με μέση σταθμική τιμή καυσίμων. Όπως θα δούμε και παρακάτω, είναι προφανές ότι το Diesel αποτελεί ένα “αγκάθι” στην ηλεκτροπαραγωγή στο νησί εξαιτίας της υψηλής τιμής του. Το υψηλό κόστος των απαιτούμενων καυσίμων, είναι και ένας από τους πιο σημαντικούς λόγους, που καθιστά την διασύνδεση της Κρήτης με το ηπειρωτικό σύστημα, πιο αναγκαία από ποτέ.

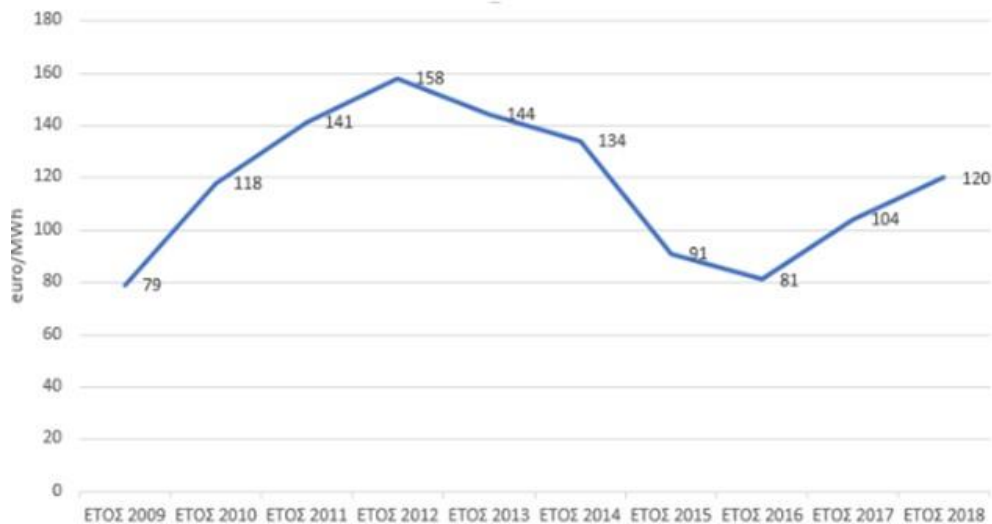
- Η αντίστοιχη συμβολή του καυσίμου το 2017 ήταν 103.9 Euro/tn με τις τότε τιμές καυσίμων ενώ για το 2016 ήταν 79.02 Euro/MWh.

Στο κρητικό σύστημα, το πιο υψηλό κόστος για κάθε MWh παραγωγής το κατέχουν οι αεροστρόβιλοι των Χανίων και των Λινοπεραμάτων, οι οποίες χρησιμοποιούν σαν καύσιμη ύλη το diesel. Στην συνέχεια ακολουθεί ο Συνδυασμένος κύκλος, ενώ χαμηλότερο κόστος παραγωγής έχουν οι ατμοηλεκτρικές μηχανές και οι μηχανές diesel που είναι εγκατεστημένες στα εργοστάσια των Λινοπεραμάτων και του Αθερινόλακου. Αυτό μπορεί να γίνει πιο εύκολα κατανοητό με την χρήση ενός ραβδογράμματος σύμφωνα με τα στοιχεία της ΔΕΔΔΗΕ.



Εικόνα 2.9: Κόστος καυσίμου ανά είδος μονάδας Κρητικού Συστήματος

Ενώ στο επόμενο διάγραμμα παρουσιάζεται η μεταβολή στο κόστος ανά MWh, την τελευταία δεκαετία.



Εικόνα 2.10: Μεταβολές στο κόστος MWh.

2.4: Οι σταθμοί Ηλεκτρικής Παραγωγής της Κρήτης

Οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που διαθέτει η Κρήτη, έχουν δυναμικότητα της τάξεως των 824.6 MW (Εγκατεστημένη ισχύς) και μέγιστη αποδιδόμενη καθαρή ισχύ θέρους 695,86 MW ,η οποία παράγεται από 28 μονάδες παραγωγής.

- ΑΗΣ Χανίων: 9 μονάδες με καύσιμο diesel
- ΑΗΣ Λινοπεραμάτων: 15 μονάδες με καύσιμο μαζούτ και diesel
- ΑΗΣ Αθρινόλακκου: 4 μονάδες με καύσιμο μαζούτ

Ένας από τους σημαντικότερους παράγοντες στην δημιουργία ενός θερμοηλεκτρικού σταθμού, αποτελεί η τοποθεσία κατασκευής του. Η επιλογή της τοποθεσίας γίνεται με βάση δυο πολύ σημαντικούς παράγοντες. Πρώτων, ο θερμικός

σταθμός πρέπει να βρίσκεται κοντά στα κέντρα με την μεγαλύτερη κατανάλωση, δηλαδή στις πόλεις με την μεγαλύτερη ζήτηση. Δεύτερο σημαντικότερο παράγοντα, αποτελεί τόσο το κόστος μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας, όσο και το κόστος μεταφοράς της καύσιμης ύλης που χρησιμοποιείται. Για τον λόγο αυτό, επιλέγεται να κατασκευάζονται κυρίως κοντά σε περιοχές όπου παράγονται οι πρώτες ύλες που χρησιμοποιούνται ώστε να ελαχιστοποιείται το κόστος μεταφοράς τους αλλά και να υπάρχει εύκολη πρόσβαση σε αυτό. Τέλος, οι θερμοηλεκτρικοί σταθμοί απαιτούν μεγάλες ποσότητες νερού για την ψύξη των μονάδων παραγωγής που διαθέτουν. Επομένως, ένας ακόμα παράγοντας στην τοποθεσία κατασκευής τους, αποτελεί η ύπαρξη κάποιας πηγής νερού, σε κοντινή απόσταση. Στην Κρήτη, τον ρόλο του ψυκτικού μέσου τον έχει κατά κύριο λόγο το θαλασσινό νερό, το οποίο αφού περάσει από διαδικασία αφαλάτωσης, οδηγείται σε δεξαμενές αποθήκευσης, από όπου θα αντληθεί στην συνέχεια με επόμενο προορισμό την ψύξη των μονάδων.

Οι 3 θερμικοί σταθμοί παραγωγής έχουν τοποθετηθεί σε όλη την έκταση της Κρήτης με τέτοιο τρόπο ώστε να διασφαλίζεται η κάλυψη των αναγκών των κατοίκων όσο των δυνατών καλύτερα και με τις μικρότερες απώλειες ισχύος κατά την μεταφορά, κάτι το οποίο προϋποθέτει τον σωστό διαχωρισμό των γεωγραφικών αποστάσεων του νησιού.

Σε αυτό το σημείο πρέπει να τονιστεί, ότι και οι 3 σταθμοί αποτελούν εάν ενιαίο σύστημα και λειτουργούν συνδυαστικά ώστε να καλύψουν την ζήτησή, και όχι μεμονωμένα για ένα συγκεκριμένο γεωγραφικό κομμάτι του νησιού ο κάθε ένας.



Εικόνα 2.11: Σταθμοί Παραγωγής- Υποσταθμοί- Αιολικά πάρκα

Οι σταθμοί βρίσκονται στην Ξυλοκαμάρα (νομός Χανίων), στα Λινοπεράματα (νομός Ηρακλείου) και στον Αθερινόλακο (νομός Λασιθίου) όπως φαίνεται στον παραπάνω χάρτη με γαλάζια τετράγωνα, ενώ με τρίγωνο παρουσιάζονται οι υποσταθμοί υποβιβασμού τάσης και με πράσινο τα αιολικά πάρκα του νησιού.

2.4.1: ΑΗΣ Λινοπεραμάτων.



Εικόνα 2.12: ΑΗΣ Λινοπεραμάτων

Ο σταθμός παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος στα Λινοπεράματα αποτελεί έναν από τους κύριους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής της ΔΕΗ στην Κρήτη. Βρίσκεται περίπου 10km δυτικά της πόλης του Ηρακλείου, μεταξύ της θάλασσας και του βόρειου οδικού άξονα της Κρήτης και καταλαμβάνει έκταση 172 στρεμμάτων.

Θεμελιώθηκε στο 1963 και η πρώτη μονάδα που λειτούργησε ήταν το 1965 και ήταν ατμοηλεκτρική. Αυτήν την στιγμή ο σταθμός έχει συνολική εγκατεστημένη ισχύ 279,1 MW η οποία παράγεται από τις παρακάτω μονάδες

- 5 αεροστροβίλους (118,6 MW)
- 6 ατμοηλεκτρικές μονάδες (111,3 MW)
- 4 μονάδες Diesel (49,2 MW)

– Η ατμομονάδα 1 του σταθμού έχει τεθεί εκτός λειτουργίας λόγω παλαιότητας.

Σύμφωνα με υπουργική απόφαση το 2017, είχε δοθεί εντολή ώστε δυο αεριοστροβιλικές μονάδες ισχύος 27,95MW στου σταθμού, να τεθούν εκτός λειτουργίας. Η συγκεκριμένη απόφαση όμως, πήρε παράταση για το 2022 από την Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, καθώς έκριναν ότι κάτι τέτοιο θα δημιουργούσε ακόμα μεγαλύτερη δυσκολία στην κάλυψη της ζήτησης των κρητικών καταναλωτών.

Τον Μάρτιο του 2019, ο σταθμός των Λινοπεραμάτων έγινε γνωστός σε όλη την Ελλάδα εξαιτίας της μεγάλης έκρηξης που έγινε, με αποτέλεσμα να υποστεί η Κρήτη ολικό μπλακ άουτ για τουλάχιστον μια ώρα.

Η έκρηξη προκλήθηκε μετά από βραχυκύκλωμα που έγινε σε ένα μετασχηματιστή ενώ παράλληλα σε συνδυασμό με την μη λειτουργία των συστημάτων ασφαλείας που είναι υπεύθυνα να απομονώσουν το κομμάτι όπου παρουσιάστηκε το σφάλμα, η ανωμαλία αυτή εισήλθε στο σύστημα με αποτέλεσμα εντός ολίγων δευτερολέπτων το ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης να καταρρεύσει.

Αυτό το συμβάν έφερε στην επιφάνεια κάποια επιπλέον ζητήματα τα οποία αφορούν την λειτουργία του σταθμού, ο οποίος λόγω παλαιότητας, αποτελεί τον πρώτο υποψήφιο να τεθεί εκτός λειτουργίας εάν μεγάλο κομμάτι του, μετρά την διασύνδεση

Αυτήν την στιγμή όμως, ο ΗΣ Λινοπεραμάτων έχει μείζον ειδικό βάρος στην ηλεκτροπαραγωγή της περιφέρειας Κρήτης, καθώς το 38% της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται ετησίως στο νησί, προέρχεται από τον συγκεκριμένο σταθμό.

Στην συνέχεια παρουσιάζεται αναλυτικά, η συμβολή κάθε μονάδας του σταθμού των Λινοπεραμάτων, στην συνολική παραγωγή για το έτος 2018, σύμφωνα με τα στοιχεία της ΔΕΔΔΗΕ.

Πίνακας 4: Διαθεσιμότητα και λοιπά στοιχεία Μονάδων 2018

Μονάδες παραγ.	Εγκατ. Ισχύς (MW)	Μεγ,φο ρ Καθ. (MW)	Ώρες λειτουργ.	Ακαθαρ. Παραγ. (MWh)	Εσωτερ. Καταναλ. (MWh)	Καταν αλ%	Καθαρη Παραγ. (MWh)
ATM 1	6,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0%	0,0
ATM 2	15,0	12,3	6.483,4	69.465,8	4.599,8	6.6%	64.866,0
ATM 3	15,0	12,1	6.733,1	67.841,3	4.860,5	7.2%	62.980,8
ATM 4	25,0	22,9	6.260,9	129.715,6	11.171,9	8.6%	118.543,6
ATM 5	25,0	22,9	5.831,9	102.584,1	7.471,9	7.3%	95.112,3
ATM 6	25,0	23,3	8.215,3	145.887,3	9.359,7	6.4%	136.527,6
Diesel 1	12,3	10,4	4.309,0	54.726,5	2.191,7	4.0%	52.534,8
Diesel 2	12,3	10,5	6.327,6	52.794,0	2.046,7	3.9%	50.747,6
Diesel 3	12,3	10,4	5.896,8	52.172,5	1.842,8	3.5%	50.329,7
Diesel 4	12,3	10,5	5.695,0	61.313,8	2.775,6	4.5%	58.538,2
AEP 1	16,3	4,0	9,4	16,4	0,7	4.3%	15,7
AEP 2	16,3	12,5	430,5	192,1	1,9	1.0%	100,3
AEP 3	43,3	33,1	995,0	39.500,7	571,2	1.4%	38.754,4
AEP 4	14,7	14,2	819,0	2.584,3	20,9	0.8%	2.433,4
AEP 5	28,0	25,7	732,9	13.728,8	148,3	1.1%	13.407,5

Όπως εύκολα μπορεί να διακρίνει κανείς, οι ατμοηλεκτρικές μονάδες και οι μονάδες diesel του σταθμού, έχουν ιδιαίτερα υψηλές ώρες λειτουργίας αλλά και μεγάλη παραγωγή, καθώς συγκαταλέγονται στις μονάδες βάσεως του συστήματος της Κρήτης.

Πίνακας 5: Ειδικές καταναλώσεις Λινοπεραμάτων επί καθαρής παραγωγής (MAZOYT 3500: 9766 kcal/kg --- DIESEL: 8514 kcal/lt)

	ATM 2	ATM 3	ATM 4	ATM 5	ATM 6	DSL 1	DSL 2	DSL 3	DSL 4	AEP 1	AEP 2	AEP 3	AEP 4	AEP 5
Kg/ kWh	0.361	0.367	0.364	0.319	0.315	0.210	0.208	0.208	0.206	-	-	-	-	-
Lt/ kWh	-	-	-	-	-	0.242	0.240	0.240	0.236	0.736	0.768	0.337	0.399	0.334

2.4.2 : ΑΗΣ Χανίων (Ξηλωκαμάρα)



Εικόνα 2.13: ΑΗΣ Χανίων

Ο ατμοηλεκτρικός σταθμός Χανίων βρίσκεται στην περιοχή της Ξυλοκαμάρας, του Δήμου Ελευθερίου Βενιζέλου και ξεκίνησε να λειτουργεί το 1967. Χρονικά, ήταν ο δεύτερος μεγάλος σταθμός παραγωγής που κατασκευάστηκε στην Κρήτη, μετρά εκείνον του Αθρινόλακου.

Οι πρώτες μονάδες που διέθετε, και εγκαταστάθηκαν το 1967, ήταν 3 ατμοστρόβιλοι, ενώ στα μέσα του 1980 έγινε αναβάθμιση του σταθμού, ενισχύοντας τον με 2 επιπλέον αεροστροβίλους (ΑΕΡ4, ΑΕΡ5). Την δεκαετία του 90, πάρθηκε η απόφαση για μια επιπλέον αναβάθμιση του ΑΗΣ Χανίων η οποία συνοδεύτηκε και με την επέκταση του στα 136MW. Η δεύτερη αναβάθμιση προϋπέθετε, την απεγκατάσταση των αεροστροβίλων 2 και 3, και την δημιουργία της Μονάδας Συνδυασμένου Κύκλου, η οποία θα αποτελείτο από τους Α/Σ 6 και 7 και τον ατμοστρόβιλο 8. Ο συνδυασμένος κύκλος των Χανίων αποτελεί μέχρι και σήμερα τον

μοναδικό στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής της Κρήτης. Το 1998 έγινε η προσθήκη των αεροστροβίλων 11 και 12, ενώ το 2003 πραγματοποιήθηκε η τελευταία εγκατάσταση μονάδας στον σταθμό μέχρι και σήμερα, εκείνη του αεροστροβίλου 13.

Ο σταθμός αυτήν την στιγμή διαθέτει 6 αεροστροβίλους, και μια μονάδα Συνδυασμένου Κύκλου η οποία αποτελείτε από 2 αεροστροβίλους και 1 ατμοστρόβιλο. Αξίζει να σημειωθεί, ότι τα τελευταία χρόνια ,ο αεροστρόβιλος 1 των Χανίων βρίσκεται εκτός λειτουργίας με αποτέλεσμα η συνολική εγκατεστημένη ισχύς του σταθμού να ανέρχεται στα 321,27 MW. Ο αεροστρόβιλος 4 βρίσκεται σε ψυχρή εφεδρεία.

Πίνακας 6: Διαθεσιμότητα και λοιπά στοιχεία Μονάδων Χανίων

Μονάδες παραγ.	Εγκατ. Ισχύς (MW)	Μέγ. Φορ. Καθαρό (MW)	Ώρες λειτουργ.	Ακαθαρ. Παραγ. (MWh)	Εσωτερ. Καταναλ (MWh)	Καταναλ. (%)	Καθαρή Παραγ. (MWh)
ΑΕΡ 4	20,0	17,0	131,9	545,5	2,7	0,5%	13.407,5
ΑΕΡ 5	30,0	27,6	1.690,9	2.522,0	43,5	1,7%	453,0
ΑΕΡ 11	59,4	60,8	2.002,7	66.831,0	1.726,5	2,6%	63.905,5
ΑΕΡ 12	59,4	57,4	1.777,0	71.178,0	1.400,4	2,0%	69.378,9
ΑΕΡ 13	27,95	28,1	3.307,6	2.893,2	62,4	2,2%	2.675,5
ΑΕΡ 6 (ΣΚ)	41,76	40,4	5.028,4	171.096,3	452,0	0,3%	2.123,1
ΑΕΡ 7 (ΣΚ)	41,76	41,5	7.456,1	108.733,0	394,3	0,4%	108.209,4
ΑΤΜ 1 (ΣΚ)	41,0	34,7	6.618,5	158.927,0	9.648,5	6,1%	149.238,4

Ο συνδυασμένος κύκλος συγκαταλέγεται στις Μονάδες Βάσεως του Κρητικού συστήματος, για τον λόγο αυτό οι ώρες λειτουργίας του είναι ιδιαίτερα υψηλές συγκριτικά με τις υπόλοιπες μονάδες.

Πίνακας 7: Ειδικές καταναλώσεις ΣΗΕ Χανίων επί καθαρής παραγωγής (MAZOYT 3500: 9766 kcal/kg --- DIESEL: 8514 kcal/lt)

	ΑΕΡ 4	ΑΕΡ 5	ΑΕΡ 11	ΑΕΡ 12	ΑΕΡ 13	ΑΕΡ 6 (ΣΚ)	ΑΕΡ 7 (ΣΚ)	ΑΤΜ 1 (ΣΚ)
kg/kWh	-	-	-	-	-	-	-	-
Lt/kWh	0.604	0.610	0.362	0.343	0.390	0.433	0.456	0.288

Ο σταθμός βρίσκεται στον χώρο ανάμεσα στο λιμάνι της σούδας και της πόλης των Χανίων (3,5km νότια της πόλης), ενώ η απόσταση σου του από την κοντινότερη συνοικία είναι 700m, και καταλαμβάνει συνολική έκταση 76 στρεμμάτων.

Με βάση τον νόμο 3010/ΦΕΚ 91Α/25.04.02 ο ΑΗΣ Χανίων κατατάσσεται στην κατηγορία πρώτη-Α' (έργα που μπορεί να προκαλέσουν σοβαρές επιπτώσεις στο περιβάλλον)

Με βάση τις διατάξεις της απόφασης Η.Π 15393/2332/ ΦΕΚ 1022-05.08.02 κατατάσσεται στην 9η ομάδα (Βιομηχανικές εγκαταστάσεις), στις εγκαταστάσεις παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, " με υγρά και αέρια καύσιμα" με αύξοντα αριθμό 273 και συγκεκριμένα στην κατηγορία πρώτη (Α') και υποκατηγορία 1η (ισχύς> 50MW) Ο σταθμός χρησιμοποιεί ως κύριο καύσιμο, πετρέλαιο κίνησης diesel Ελληνικών κρατικών προδιαγραφών των Ελληνικών διυλιστηρίων, μέγιστης περιεκτικότητας 0.005ppm σε θείο.

2.4.3: ΑΗΣ Αθερινόλακου



Εικόνα 2.13: ΑΗΣ Αθερινόλακου

Ο τρίτος σταθμός που διαθέτει το κρητικό σύστημα, βρίσκεται στον νομό Λασιθίου και είναι ο ΑΗΣ Αθερινόλακου. Βρίσκεται νοτιο-ανατολικά στα παράλια της Κρήτης και σε απόσταση 45 περίπου χιλιομέτρων νοτιο-ανατολικά της Σητείας ενώ απέχει μόλις 6 μέτρα από την επιφάνεια της θάλασσας. Αποτελεί τον νεότερο και πιο σύγχρονο σταθμό που έχει στη δυναμική της η Κρήτη στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής.

Η κατασκευή άρχισε τον Σεπτέμβριο του 2006 με προβλεπόμενο χρόνο περάτωσης τους 30 μήνες, και τα εγκαίνια πραγματοποιήθηκαν τον Μάιο του 2009.

Ο σταθμός αυτήν σήμερα διαθέτει συνολική εγκατεστημένη ισχύ 195,2MW, η οποία παράγεται από:

- Δύο Μηχανές Εσωτερικής Καύσης, συνολικής ισχύος 102,2 MW, με καύσιμο Μαζούτ Χαμηλού Θείου και δυνατότητα καύσης φυσικού αερίου, συνολικού ύψους επένδυσης 114 εκατ. ευρώ.
- Δύο ατμοστροβλικές Μονάδες, συνολικής ισχύος 93 MW με καύσιμο Μαζούτ Χαμηλού Θείου και δυνατότητα καύσης φυσικού αερίου, με συνολικό ύψος επένδυσης 86,6 εκατ. Ευρώ.

Το Επιχειρησιακό Σχέδιο της ΔΕΗ προβλέπει την περαιτέρω ενίσχυση του παραγωγικού δυναμικού του Ατμοηλεκτρικού Σταθμού Αθρινόλακκου με την προσθήκη νέας ισχύος 100 MW με την προσθήκη Μηχανών Εσωτερικής Καύσης (ΜΕΚ), με καύσιμο Μαζούτ Χαμηλού Θείου και δυνατότητα καύσης φυσικού αερίου, όταν αυτό θα είναι διαθέσιμο. Επισημαίνεται ότι και οι 4 νέες Μονάδες είναι σύγχρονες και εξασφαλίζουν εξαιρετικές περιβαλλοντικές, λειτουργικές και ενεργειακές επιδόσεις:

- Λειτουργούν με καύσιμο μαζούτ χαμηλού θείου (με ποσοστό μικρότερο του 1%), ενώ τα εγκατεστημένα ηλεκτροστατικά φίλτρα εξασφαλίζουν τη συγκράτηση των αιωρούμενων σωματιδίων, συντελώντας, έτσι, στην αποτελεσματική προστασία του περιβάλλοντος.

Πίνακας 8: Διαθεσιμότητα και λοιπά στοιχεία Μονάδων Αθρινόλακκου

Μονάδες Παραγ.	Εγκατ. Ισχύς (MW)	Μεγ. Φορ. Καθαρό (MW)	Ωρες λειτουργ.	Ακαθαρ. Παραγ. (MWh)	Εσωτερ. Καταναλ. (MWh)	Καταναλ. %	Καθαρή Παραγ. (MWh)
ATM 1	46,5	44,7	6.614,1	271.258,3	17.699,8	6,5%	252.880,4
ATM 2	46,5	44,3	8.430,6	285.937,2	17.476,3	6,1%	264.813,2
Diesel 1	51,12	49,4	6.271,9	289.464,9	10.971,7	3,8%	277.431,6
Diesel 2	51,12	49,6	2.880,0	286.309,3	9.841,3	3,4%	275.335,1

Οι μονάδες ATM1 και ATM2 συγκαταλέγονται στις Μονάδες Βάσης του κρητικού συστήματος.

Πίνακας 9: Ειδικές καταναλώσεις ΣΗΕ Αθρινόλακκου επί καθαρής παραγωγής (MAZOYT 3500: 9766 kcal/kg --- DIESEL: 8514 kcal/lt)

	ATM 1	ATM 2	Diesel 1	Diesel 2
kg/kWh	0.261	0.260	0.206	0.203
lt/kWh	-	-	0.237	-

2.5: Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας στην Κρήτη

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, παρουσιάζει ιδιαίτερα μεγάλη ανάπτυξη τα τελευταία χρόνια στο νησί, καθώς η γεωγραφική θέση της Κρήτης και σε συνδυασμό με την έντονη ηλιοφάνεια αλλά και τους ανέμους που επικρατούν στο νησί ευνοούν την ανάπτυξη τέτοιων τεχνολογιών.

Όπως αναφέρθηκε σε προηγούμενη ενότητα ως ΑΠΕ χαρακτηρίζονται (όλοι οι ανανεώσιμοι πόροι που μπορούν να αναγεννηθούν μέσα από φυσικές διαδικασίες,

όπως το έδαφος, το νερό ο αέρας και η άγρια ζωή. Εννοείται πως το γεγονός ότι είναι ανανεώσιμοι δεν τους καθιστά συγχρόνως και ανεξάντλητους. Αναγκαίος όρος για να μην εκλείψουν είναι η σωστή (ορθολογική, βιώσιμη αειφορική) διαχείριση τους. (Γεωργόπουλος 2006). Γενικά ως ανανεώσιμες πηγές ενέργεια λαμβάνουμε τις εναλλακτικές των παραδοσιακών πηγών ενέργειας όπως είναι το πετρέλαιο, ο άνθρακας ή το φυσικό αέριο, που εκ φύσεως είναι διαρκώς διαθέσιμες και ανανεώνονται οι πιο σημαντικές τεχνολογίες ΑΠΕ είναι η αιολική ενέργεια, η ηλιακή ενέργεια, η υδραυλική ενέργεια, η ενέργεια από βιοκαύσιμα και η γεωθερμική ενέργεια. Στην μεγαλόνησο έχουν αναπτυχθεί κυρίως οι δύο πρώτες τεχνολογίες καθώς η έλλειψη μεγάλων ποταμών και φραγμάτων εξαιτίας της λειψυδρίας που γνωρίζει το νησί τα τελευταία χρόνια, δεν βοηθούν στην ανάπτυξη σταθμών υδροηλεκτρικής ενέργειας.

Την δεδομένη στιγμή, το νησί φιλοξενεί 29 αιολικά πάρκα, ορισμένα εκ των οποίων ανήκουν σε ιδιώτες ενώ άλλα αποτελούν ιδιοκτησία της ΔΕΗ. Τα πλήθος των φωτοβολταϊκών πάρκων είναι εξαιρετικά μεγάλο, καθώς αν συνυπολογιστούν οι φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις σε ταράτσες σπιτιών, το πλήθος ξεπερνάει τα 1000. Το πρώτο δημόσιο Αιολικό Πάρκο στην Κρήτη, τέθηκε σε λειτουργία το 1993, άνηκε στην ΔΕΗ και ήταν κατασκευασμένο στο Τοπλού Σητείας, ενώ αντίστοιχα το πρώτο ιδιωτικό Αιολικό πάρκο με ισχύς 10MW, δημιουργήθηκε και αυτό στην Σητεία, μετά την ψήφιση του νόμου 2244/94 και άνηκε στην ιδιωτική εταιρία "ΡΟΚΑΣ".

Κατά την διάρκεια του περασμένου έτους η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών πάρκων στην Κρήτη παρέμεινε στα 200,3 MW (ίδια με το 2017), ενώ η εγκατεστημένη ισχύς των φωτοβολταϊκών πάρκων ανήλθε σε 75,79MW στα χωράφια και 17,5MW σε στέγες. Σύνολο Φ/Β πάρκων 95,79 MW. Το σύνολο των ΑΠΕ στο νησί, άμα συνυπολογιστεί και η μικρή υδροηλεκτρική μονάδα των Χανίων φτάνει τα 296MW, ήτοι το 30% την συνολικής εγκατεστημένης ισχύος του Κρητικού Συστήματος. Η καθαρή

παραγωγή από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας για το έτος 2018 ,ανήλθε στο 21% την συνολικής παραγωγής του συστήματος, ενώ για το έτος 2017 ήταν 21,63%.

Οι Ανηγγμένες Ώρες για όλα τα Αιολικά Πάρκα που δόθηκαν κατά την διάρκεια του 2018 ήταν 7859 για το σύνολο των 8760 ωρών του έτους, με συμβατική υποχρέωση 5578 ώρες και 5194 ώρες για τα Αιολικά Πάρκα που εγκαταστάθηκαν πριν και μετρά το 2004, αντίστοιχα.

Τέλος, από το δεύτερο εξάμηνο του 2017,καταργήθηκετο καθεστώς LOAD DISPATCH που ίσχυε για 11 Α/Π και πλέον όλα τα αιολικά πάρκα λαμβάνουν το ίδιο setpoint σε ποσοστό εγκατεστημένης ισχύς.

Σύμφωνα με το καθεστώς LOAD DISPATCH , δίνεται προτεραιότητα στα παλαιότερα Αιολικά πάρκα όσων αφορά την συμμετοχή τους στην συνολική παραγωγή ισχύος, ενώ τα πάρκα, για τα οποία ισχύει το καθεστώς, τίθενται σε λειτουργία εφόσον θα υπάρξει περιθώριο απορρόφησης από το σύστημα.

Πίνακας 10. :Συνολική παραγωγή ισχύος Φ/Π-Α/Π-ΥΗΣ την τελευταία τριετία., ΔΕΔΔΗΕ 2018

	2018	2017	Αύξηση (%)	2016
Καθαρή παραγ. ΥΗΣ (MWh)	256,8	295,4	-13,1	475,0
Καθαρή παραγ. Α/Π (MWh)	510.059,0	512.832,1	-0,5	553.709,5
Καθαρή παραγ. Φ/Β (MWh)	134.807,6	140.032,6	-3,7	143.225,0

Από το 1997, έχει εγκατασταθεί ένα σύστημα real time στο Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας Κρήτης με σκοπό την διαχείριση των Αιολικών Πάρκων. Το πρόγραμμα παρακολουθεί το φορτίο της Κρήτης, την διείσδυση την οποία την αποφασίζουν οι

χειριστές (30%-40% ή πολύ χαμηλή κατά την διάρκεια καταιγίδων), και τα τεχνικά ελάχιστα των μονάδων, και μοιράζει την μέγιστη επιτρεπόμενη αιολική ισχύ σε όλα τα Α/Π, ανάλογα με την εγκατεστημένη ισχύ που διαθέτουν. Το πρόγραμμα στέλνει κάθε 5 λεπτά εάν SET-POINT, το οποίο αντιστοιχεί στο μέγιστο επιτρεπτό όριο για κάθε Α/Π, ενώ η επικοινωνία γίνεται με μισθωμένες ευθείες ΟΤΕ, δορυφορική επικοινωνία, ADSL και φερέσυχνα της ΔΕΗ (Γιγαντίδου 2009).

2.5.1: Οι επιπτώσεις των ΑΠΕ στο Αυτόνομο Κρητικό Σύστημα.

Οι μονάδες μη εγγυημένης παραγωγής παρουσιάζουν ιδιαίτερη επίδραση στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας καθώς και ασφαλή λειτουργία τους. Έτσι χαρακτηρίζονται οι μονάδες των οποίων η παραγωγή ισχύος τους, δεν μπορεί να ρυθμιστεί από κάποιον τεχνικό, αλλά εξαρτάται άμεσα από την διαθεσιμότητα της πρωτογενούς πηγής ισχύος και κατά συνέπεια είναι μεταβαλλόμενη. Τέτοιο είδους μονάδες αποτελούν οι τεχνολογίες Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας όπως είναι τα Αιολικά και Φωτοβολταϊκά Πάρκα. Η σημαντική επίδραση των μονάδων αυτών, προκύπτει στο γεγονός της μεταβαλλόμενης παραγωγής ισχύος που παρουσιάζουν, ανάλογα με την διαθεσιμότητα του δυναμικού ΑΠΕ, η οποία θα πρέπει να υπάρχει η δυνατότητα να καλυφθεί από τις υπόλοιπες μονάδες εγγυημένης ισχύος που είναι ενταγμένες στο σύστημα (π.χ. θερμοηλεκτρικές μονάδες), ώστε η τελική παραγωγή ισχύος να συμπίπτει πάντα με την ζήτηση.

Οι μεταβολές στην παραγόμενη ισχύ των συγκεκριμένων μονάδων εξαρτώνται από διάφορες μεταβλητές, που μπορεί να έχουν άμεσης σχέση με τις καιρικές συνθήκες που μεταβάλλονται συνεχώς, όπως είναι η απότομη μείωση ηλιακής ακτινοβολίας λόγω νέφωσης ή η ελαχιστοποίηση του ανέμου, καθώς και με βλάβες των μονάδων παραγωγής, όπως είναι η θραύση πτερυγίου μιας ανεμογεννήτριας εξαιτίας κεραυνού. Αυτό έχει ως συνέπεια την ξαφνική απώλεια μέρους ή ολόκληρης, της παραγωγής μη εγγυημένης ισχύος, ενώ όσο υψηλότερη είναι η αρχική συμμετοχή των μονάδων ΑΠΕ στην παραγωγή, τόσο δυσκολότερα θα αντιμετωπιστεί από τις υπόλοιπες μονάδες εγγυημένης παραγωγής η απώλεια ισχύος.

Γενικά, η επίδραση της λειτουργίας μονάδων ΑΠΕ στη δυναμική ισορροπία ενός συστήματος παραγωγής και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας εξαρτάται από τα εξής:

- το ποσοστό στιγμιαίας διείσδυσης μη εγγυημένης ισχύος στην παραγωγή,
- τα χαρακτηριστικά των ενταγμένων θερμοηλεκτρικών μονάδων, ειδικότερα δε, τους ρυθμούς απόκρισής τους σε ταχείς μεταβολές του φορτίου,
- το ποσοστό επί του φορτίου και το είδος της στρεφόμενης εφεδρείας,
- τα όρια ανοχής σε διαταραχές τάσης και συχνότητας των εγκατεστημένων ανεμογεννητριών.

Οι παράγοντες που καθορίζουν το κατά πόσο είναι ασφαλές το ποσοστό στιγμιαίας διείσδυσης μονάδων μη εγγυημένης ισχύος είναι:

- οι θερμοηλεκτρικές μηχανές που είναι εντός παραγωγής (είδος μηχανών και χαρακτηριστικά τους),
- η δομή του δικτύου διανομής (ύπαρξη εφεδρικών γραμμών),

- η διατήρηση στρεφόμενης εφεδρείας και το είδος της,
- οι καιρικές συνθήκες.

Συνεπώς, είναι εύκολο να κατανοήσει κανείς, ότι σε ένα αυτόνομο σύστημα, όπως το Κρητικό, όπου η δυναμική του συστήματος είναι πολύ μικρότερη σε σύγκριση με το διασυνδεδεμένο σύστημα, η δυνατότητα αντιμετώπισης τέτοιων φαινομένων είναι ιδιαίτερα δύσκολη. Για τον λόγο αυτό, έχει αποφασιστεί από τους αρμόδιους τεχνικούς, η συμβολή των ΑΠΕ στο Κρητικό σύστημα να κυμαίνεται μεταξύ 20% και 30%, καθώς σε υψηλότερα επίπεδα διείσδυσης και σε περίπτωση βλάβης στις ΑΠΕ, παρουσιάζεται αδυναμία υποστήριξης του συστήματος από τις υπάρχων συμβατικές μονάδες, καθώς δεν επαρκούν για την διατήρηση υψηλότερης στρεφόμενης εφεδρείας, με κίνδυνο κατάρρευσης ολόκληρου του ΣΗΕ του νησιού.

Πέραν της μεταβαλλόμενης μη εγγυημένης παραγωγής ισχύος, ειδικά για τις ανεμογεννήτριες, η επίδραση τους στην ασφάλεια του κρητικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας συνδέεται άμεσα με τα χαμηλά όρια ανοχής που παρουσιάζουν στις μεταβολές τάσης ή συχνότητας του δικτύου. Τα όρια αυτά χαρακτηρίζουν τις ανεμογεννήτριες ως ευαίσθητες γεννήτριες και τις κατατάσσουν πρώτες στην σειρά των γεννητριών που τίθενται εκτός λειτουργίας σε περιπτώσεις ανωμαλίας στην τάση ή στην συχνότητα του δικτύου.

Το αυτόνομο σύστημα της Κρήτης, παρουσιάζει συχνά τέτοιου είδους ανωμαλίες, με αποτέλεσμα οι παραγωγοί πλέον να υποχρεούνται να εγκαθιστούν μόνο νέου τύπου ανεμογεννήτριες, οι οποίες είναι εφοδιασμένες με συστήματα αντοχής. Παρόλα αυτά, στο υπάρχον δυναμικό των κρητικών ΑΠΕ, υπάρχει πλήθος παλαιών τύπου ανεμογεννητριών κάτι το οποίο καθιστά ιδιαίτερα επικίνδυνο, βαθμό διείσδυσης των ΑΠΕ στην συνολική παραγωγή, μεγαλύτερο του 30%.

Συνεπώς, οι παράγοντες που καθορίζουν το κατά πόσο είναι ασφαλές το ποσοστό στιγμιαίας διείσδυσης μονάδων μη εγγυημένης ισχύος είναι:

- οι θερμοηλεκτρικές μηχανές που είναι εντός παραγωγής (είδος μηχανών και χαρακτηριστικά τους),
- η δομή του δικτύου διανομής (ύπαρξη εφεδρικών γραμμών),
- η διατήρηση στρεφόμενης εφεδρείας και το είδος της,
- οι καιρικές συνθήκες.

Όπως μπορεί να γίνει εύκολα κατανοητό, το σύστημα της Κρήτης δεν έχει την δυνατότητα πλέον να “απορροφήσει” επιπλέον συστήματα Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, καθώς τα ήδη υπάρχον, υπερκαλύπτουν το ημερήσιο ποσοστό των 30% διείσδυσης ΑΠΕ που μπορεί να έχει ένα αυτόνομο σύστημα, με αποτέλεσμα να υπάρχει στασιμότητα σε μελέτες ανάπτυξης του τομέα. Με την πραγματοποίηση του μεγάλου έργου της διασύνδεσης, ο τομέας των ΑΠΕ, θα ελευθερωθεί στο νησί, ενώ ήδη υπάρχουν ιδιώτες οι οποίοι έχουν πραγματοποιήσει μελέτες για εγκατάσταση μεγάλων αιολικών και φωτοβολταϊκών πάρκων, τα οποία θα υπερδιπλασιάσουν την υπάρχουσα εγκατεστημένη ισχύ από ΑΠΕ.

Ο τρόπος με τον οποίο η διασύνδεση θα μεταβάλλει τις συνθήκες που επικρατούν στο νησί, και θα βοηθήσει τον τομέα των ΑΠΕ να αναπτυχθεί, μπορεί να γίνει εύκολα κατανοητό με την βοήθεια ενός παραδείγματος.

Αρκεί να σκεφτεί κάποιος ένα ποτήρι νερό, μέσα στο οποίο θέλουμε να “διαλύσουμε” μια ποσότητα ζάχαρης. Επειδή το νερό που υπάρχει μέσα στο ποτήρι, είναι μικρής ποσότητας, μας δίνεται η δυνατότητα να διασπάσουμε περιορισμένα γραμμάρια ζάχαρης. Αν το ποτήρι αντικατασταθεί από μια λίμνη, η ζάχαρη που πλέον

μπορεί να διαλυθεί, πολλαπλασιάζεται. Ακριβώς με τον ίδιο τρόπο λειτουργούν και τα ΣΗΕ, όπου το ποτήρι με το νερό αντιστοιχεί στο περιορισμένο αυτόνομο σύστημα της Κρήτης, η λίμνη με το διασυνδεδεμένο Ηπειρωτικό Σύστημα και η ζάχαρη με τις ΑΠΕ.

2.6: Σύστημα μεταφοράς και διανομής στην Κρήτη

Το σύστημα μεταφοράς και διανομής της Κρήτης διαθέτει μόνο γραμμές μεταφοράς υψηλής τάσης των 150kV σε αντίθεση με το διασυνδεδεμένο Ελληνικό σύστημα που κατέχει στο δυναμικό του και γραμμές μεταφοράς των 400kV (υπερηψηλή τάση), ενώ οι γραμμές διανομής που υπάρχουν στο νησί είναι των 15kV ή των 21kV.

Πίνακας 11: Μήκος δικτύων Κρητικού Συστήματος. (σε km)

Γραμμές Μεταφοράς 150kV απλού κυκλώματος (Ελαφρύς Τύπος)	119,5 km
Γραμμές Μεταφοράς 150kV απλού κυκλώματος (Βαρύς Τύπος)	225,2 km
Γραμμές Μεταφοράς 150kV διπλού κυκλώματος (Βαρύς Τύπος)	151,1 km
Γραμμές Μεταφοράς 150kV απλού κυκλώματος (Ελαφρύς Τύπος Υπεραγώγιμο)	42,5 km
ΣΥΝΟΛΟ	568,3 km

Πίνακας 12: εγκατεστημένη ισχύς μετασχηματισμού συστήματος Κρήτης (ΔΕΔΔΗΕ 2018)

ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΜΕΤΑΣΧΗΜΑΤΙΣΜΟΥ (MVA)	
Εγκατεστημένη Ισχύς Μεταχημάτων Ανυψώσεως Τάσεως	1.050,8
Εγκατεστημένη Ισχύς Μεταχημάτων Υποβιβασμού Τάσεως	1.525,0
Εγκατεστημένη Ισχύς Μεταχημάτων Ζεύξεως	100,0

Πίνακας 13: Σφάλματα στο σύστημα μεταφοράς, έτους 2018

	Πλήθος διακοπών	Σύνολο (MWh)
Απο πτώσεις Μονάδων	25	175,5
Απο σφάλματα σε Μ/Σ	1	2,0
Απο σφάλματα σε λοιπές εγκαταστάσεις ΥΣ	13	188,4
Απο πτώσεις γραμμών Μεταφοράς	6	43,9
Διακοπές καταναλωτών (ελλειψη ικανότητας)	1	17,8
Διακοπές καταναλωτών (προγραμματισμένες)	4	92,6
Απεργίες	1	29,7
ΣΥΝΟΛΟ ΔΙΑΚΟΠΩΝ έτους 2018	51	550,3

Το κρητικό σύστημα μεταφοράς και διανομής διαθέτει 19 υποσταθμούς υποβιβασμού υψηλής τάσης σε μέση, οι οποίοι βρίσκονται διασκορπισμένοι σε όλο το μήκος και πλάτος του νησιού με στόχο τον καταμερισμό των αποστάσεων, για όσο των δυνατών μικρότερες απώλειες κατά την μεταφορά της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα στον Νομό Αγίου Νικολάου υπάρχουν 5 Υ/Σ υποβιβασμού, στον Νομό Ηρακλείου 7 Υ/Σ, στον Νομό Ρεθύμνης 3 Υ/Σ ενώ τέλος ο νομός Χανίων διαθέτει 4 Υ/Σ.

Οι υποσταθμοί ανύψωσης τάσης βρίσκονται έξω από τους 3 σταθμούς παραγωγής της Κρήτης, από όπου και παραλαμβάνουν το ηλεκτρικό ρεύμα και το ανυψώνουν στα 150kV (οι 3 σταθμοί παραγωγής στο νησί παράγουν 6,3-11kV), ώστε να μεταφερθεί μέσω των γραμμών μεταφοράς, με όσο γίνεται μικρότερες απώλειες.

Στην συνέχεια, η παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς φτάνει μέσω των γραμμών μεταφοράς στους επίγειους υποσταθμούς υποβιβασμού τάσης, όπου με την βοήθεια

των μετασχηματιστών υποβιβασμό η τάση μετατρέπεται από τα 150kV στα 15kV ή 21kV. Στην συνέχεια, με την βοήθεια των γραμμών διανομής, το ηλεκτρικό ρεύμα μοιράζεται στις πόλεις και τα χωρία του νησιού, από που το παραλαμβάνουν οι εναέριοι υποσταθμοί που διαθέτουν μετασχηματιστές υποβιβασμού, και υποβιβάζουν την τάση από τα 15 ή 21kV, στα 220V ή 380V όπου πλέον μπορεί να χρησιμοποιηθεί για οικιακή χρήση.

Αξίζει να σημειωθεί, ότι το σύστημα των υποσταθμών στο νησί είναι κατά το μεγαλύτερο του μέρος, βρογχοειδές. Αυτό σημαίνει ότι κάθε υποσταθμός υποβιβασμού συνδέεται με τουλάχιστον 2 άλλους υποσταθμούς του συστήματος. Οι διασυνδέσεις αυτές εξυπηρετούν την καλύτερη λειτουργία του συστήματος μεταφοράς και διανομής, σε περίπτωση βλάβης κάποιας γραμμής. Με τον τρόπο αυτό, κανένας υποσταθμός δεν μένει εκτός συστήματος, αν για κάποια αιτία (πχ καιρικές συνθήκες) κοπεί η διασύνδεση μεταξύ δύο υποσταθμών, καθώς θα έχουν την δυνατότητα να τροφοδοτηθούν από κάποιον άλλον γειτονικό Υ/Σ.

Τέλος, έπειτα από μελέτες που έχουν πραγματοποιηθεί, έχει αποφασιστεί να δημιουργηθούν μέχρι το 2021, τέσσερις επιπλέον υποσταθμοί υποβιβασμού στις Γούβες, το Καστέλι Ηρακλείου, το Πυράθι Χανίων και στην Κάνδανο, ενώ μέσα στο έτος θα πραγματοποιηθεί και διασύνδεση μεταξύ των υποσταθμών των Μοιρών και του Σπηλίου

Κεφάλαιο 3^ο: Ο τομέας της Κατανομής.

Ο τομέας της Κατανομής αποτελεί το κέντρο ελέγχου ολόκληρου του συστήματος της Κρήτης, και βρίσκεται στον υποσταθμό της ΔΕΗ στον Κατσαμπά Ηρακλείου. Αποτελεί ουσιαστικά τον “εγκέφαλο” του κρητικού συστήματος αφού από κει παρατηρούνται για 24 ώρες το 24ώρο όλες οι μονάδες παραγωγής και όλοι οι υποσταθμοί του νησιού της Κρήτης. Απαρτίζεται από έμπειρους μηχανικούς, με χρόνια εμπειρίας στον χώρο της ηλεκτροπαραγωγής, οι οποίοι όμως απαιτείται να βρίσκονται σε συνεχή επικοινωνία με τους τεχνικούς που βρίσκονται σε κάθε σταθμό παραγωγής, για την καλύτερη λειτουργία του συστήματος.

Εργάζονται σε 3 βάρδιες των οχτώ ωρών, ενώ σε κάθε βάρδια απαιτείται η παρουσία τουλάχιστον δυο μηχανικών. Στον χώρο της κατανομής, υπάρχει ένας μεγάλος πίνακας, ο οποίος αντικατοπτρίζει ολόκληρο το ΣΗΕ του νησιού, περιλαμβάνοντας τους 3 σταθμούς παραγωγής, τους 19 υποσταθμούς υποβιβασμού καθώς και τις γραμμές υψηλής τάσης μεταφοράς. Στον πίνακα υπάρχουν φωτεινά

στοιχεία τα οποία αντιστοιχούν στις μονάδες παραγωγής, τους μετασχηματιστές και τις γραμμές μεταφοράς, και τα οποία όταν γίνουν κόκκινα σημαίνει ότι το εν λόγω στοιχείο βρίσκεται εκτός λειτουργίας. Στον χώρο επίσης υπάρχει ένας μετρητής συχνότητας, ο οποίος υπό κανονικές συνθήκες θα πρέπει να έχει ένδειξη τα 50Hz (φυσιολογικά επίπεδα 49,8-50,2), καθώς και ορισμένοι ηλεκτρονικοί υπολογιστές, από τους οποίους κάποιος παρουσιάζει την φόρτιση των μονάδων για κάθε δεδομένη στιγμή, άλλος εμφανίζει την καμπύλη της ζήτησης και πώς αυτή μεταβάλλεται κατά την διάρκεια της μέρας, ενώ ένας τρίτος εμφανίζει την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια που διεισδύει από τις ΑΠΕ.

Ουσιαστικά, κύριο μέλημα των εργαζομένων του τομέα της Κατανομής, είναι η διατήρηση της ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος και η κάλυψη της ζήτησης των καταναλωτών. Αυτό απαιτεί την τήρηση ορισμένων κανόνων ασφαλείας καθώς και τον συνδυασμό ορισμένων παραμέτρων που καθορίζουν τον ασφαλή τρόπο λειτουργίας του ΣΗΕ. Τέτοιου είδους παράμετροι μπορεί να είναι η διαθεσιμότητα των μονάδων, η εξέλιξη της ζήτησης κατά την διάρκεια της μέρας καθώς και οι καιρικές συνθήκες που καθορίζουν τον βαθμό διείσδυσης των ΑΠΕ.

3.1: Βασικοί κανόνες λειτουργίας της Κατανομής.

Ο τομέας της Κατανομής, εργάζεται για την επιτήρηση του συστήματος βασιζόμενος σε δύο βασικούς κανόνες, οι οποίοι είναι οι εξής:

- **Ασφαλή** λειτουργία του συστήματος
- **Οικονομική** λειτουργία του συστήματος

Αξίζει να σημειωθεί σε αυτό το σημείο, ότι όλες οι ενέργειες που γίνονται από τους αρμόδιους μηχανικούς του τομέα της Κατανομής του Κρητικού συστήματος, είναι βασισμένοι στην πολύχρονη εμπειρία που κατέχουν, και χωρίς την χρήση κάποιου καταρτισμένου προγράμματος. Στο παρελθόν, είχαν πραγματοποιηθεί ορισμένες απόπειρες εγκατάστασης προγραμμάτων που θα βοηθούσαν στην οικονομικότερη ένταξη των μονάδων στο σύστημα, τα οποία όμως τέθηκαν εκτός λειτουργίας, για λόγους που θα αναλυθούν σε επόμενο κεφάλαιο. Η μόνη περίπτωση, κατά την οποία γίνεται χρήση ειδικού προγράμματος, είναι εκείνη της πρόβλεψης ζήτησης φορτίου.

3.1.1: Ασφαλή Λειτουργία Συστήματος.

Με τον όρο ασφάλεια ηλεκτρικού συστήματος αναφερόμαστε στην εξασφάλιση της δυναμικής ισορροπίας συστήματος παραγωγής και φορτίου, δηλαδή στη δυνατότητα παρακολούθησης από το σύστημα παραγωγής των μεταβολών του ηλεκτρικού φορτίου, διατηρώντας την τάση και τη συχνότητα του δικτύου εντός των προδιαγεγραμμένων ορίων. Η συχνότητα ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας σχετίζεται με τη ζήτηση ενεργού ισχύος από την κατανάλωση, ενώ η τάση ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας σχετίζεται με τη ζήτηση άεργου ισχύος από την κατανάλωση. Στις παρακάτω σχέσεις περιγράφονται αναλυτικά οι εξαρτήσεις αυτές.

$$\Delta f = -\frac{\Delta P_L}{P_n} \cdot f_n \cdot R$$

$$\Delta Q = E_i \frac{\Delta V}{X_d} \cdot \cos(\delta) - \frac{(\Delta V)^2}{X_d}$$

Όπου

Δf : η προκαλούμενη μεταβολή συχνότητας εξαιτίας μεταβολής ενεργού ισχύος

ΔP_L : η μεταβολή ενεργού ισχύος

P_n : η αρχική συνολική παραγωγής ισχύος f_n : η συχνότητα μόνιμης κατάστασης λειτουργίας

R : ο στατισμός του συστήματος

ΔQ : η μεταβολή άεργου ισχύος

E_i : η τάση διέγερσης γεννήτριας

V : η προκαλούμενη μεταβολή τάσης εξαιτίας μεταβολής άεργου

ισχύος X_d : η επαγωγική αντίδραση γεννήτριας δ : η γωνία ισχύος

γεννήτριας

Η διατήρηση δυναμικής ασφάλειας σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας ουσιαστικά ανάγεται στην εξασφάλιση των απαιτούμενων από την κατανάλωση ροών ενεργού και άεργου ισχύος, με ρυθμούς απόκρισης μεταβολών φορτίου τέτοιους, ώστε οι προκαλούμενες μεταβολές συχνότητας και τάσης, βάσει των παραπάνω σχέσεων, να διατηρούνται πάντα εντός των ανεκτών ορίων λειτουργίας των γεννητριών. Στα διασυνδεδεμένα ενεργειακά συστήματα, όπου συνυπάρχουν μεγάλα συστήματα

παραγωγής και διανομής ηλεκτρικής ισχύος, η διατήρηση της ασφάλειας είναι πολύ πιο απλή υπόθεση από ό,τι στα μη διασυνδεδεμένα. Τούτο προκύπτει εξαιτίας των ακόλουθων χαρακτηριστικών:

- Οι σχετικές μεταβολές φορτίου σε μεγάλα συστήματα δεν είναι το ίδιο έντονες όσο σε μικρά συστήματα, ή τουλάχιστον δε γίνονται αντιληπτές, αφού η μείωση ζήτησης ισχύος σε κάποια γεωγραφική περιοχή μπορεί να καλύπτεται από την ταυτόχρονη αύξηση κάπου αλλού. Συνεπώς στα συστήματα αυτά οι γεννήτριες ηλεκτρικής ισχύος συνήθως δεν καλούνται να υποστηρίξουν απότομες μεταβολές φορτίου.
- Στην περίπτωση ακραίων καταστάσεων (απότομες μεταβολές φορτίων, βλάβες γεννητριών ή δικτύων), υπάρχει πάντα η δυνατότητα αλληλοϋποστήριξης, της διάθεσης δηλαδή ισχύος από το ένα σύστημα στο άλλο.

Τα ανωτέρω χαρακτηριστικά των διασυνδεδεμένων συστημάτων δεν υφίστανται στα απομονωμένα ενεργειακά συστήματα. Όσο αυξάνει το μέγεθος ενός απομονωμένου ενεργειακού συστήματος, η ασφάλειά του εξαρτάται από τη λειτουργία ενός συνόλου γεννητριών. Συνήθως, σε μεγάλα απομονωμένα ενεργειακά συστήματα, όπως της Κρήτης, η λειτουργία κάποιων γεννητριών αποσκοπεί στη ρύθμιση της συχνότητας – συνήθως συμπίπτουν με τις μηχανές βάσης – ενώ η λειτουργία κάποιων άλλων γεννητριών παρακολουθεί τις μεταβολές του φορτίου. Στο κρητικό σύστημα τον ρόλο αυτό τον έχει ο ΣΚ Χανίων. στις περισσότερες περιπτώσεις, ο μόνος τρόπος εξασφάλισης της δυναμικής ισορροπίας μεταξύ παραγωγής και φορτίου είναι η διατήρηση στρεφόμενης εφεδρείας, το οποίο συνεπάγεται με αύξηση του κόστους λειτουργίας.

Πρακτικά τα προβλήματα ισχύος που μπορούν να προκαλέσουν σοβαρά προβλήματα στη δυναμική ισορροπία ενός ΣΗΕ είναι η εμφάνιση υπότασης και υποσυχνότητας. Η υπόταση και η υποσυχνότητα μπορεί να είναι συνέπεια κάποιας ξαφνικής αύξησης φορτίου, ή κάποιας ξαφνικής απώλειας παραγωγής, λόγω βλάβης κάποιας γεννήτριας ενταγμένης στην παραγωγή. Η αντίδραση του συστήματος παραγωγής κατά την εμφάνιση ενός τέτοιου συμβάντος εξαρτάται από:

- το ποσοστό στιγμιαίας διείσδυσης μονάδων μη εγγυημένης ισχύος στην παραγωγή,
- τα χαρακτηριστικά των διαθέσιμων θερμοηλεκτρικών μηχανών, ειδικότερα δε, τους ρυθμούς απόκρισής τους σε ταχείς μεταβολές του φορτίου,
- το ποσοστό επί του φορτίου και το είδος της στρεφόμενης εφεδρείας (αναλύεται στην επόμενη ενότητα),
- τα όρια ανοχής σε διαταραχές τάσης και συχνότητας των ενταγμένων μονάδων παραγωγής.

Τα θεωρητικά ενδεχόμενα στην περίπτωση εμφάνισης υπότασης ή υποσυχνότητας σε ένα ΣΗΕ είναι τα εξής:

- Το σύστημα αντιμετωπίζει το πρόβλημα επιτυχώς χωρίς διακοπή τροφοδοσίας ισχύος. Η περίπτωση αυτή μπορεί να συμβεί, όταν η διαταραχή δεν είναι έντονη, όταν υπάρχει διαθεσιμότητα γεννητριών με γρήγορη απόκριση ή όταν διατηρείται ικανή στρεφόμενη εφεδρεία
- Το σύστημα αντιμετωπίζει τη διαταραχή με μερική διακοπή τροφοδοσίας ισχύος σε περιορισμένους καταναλωτές. Στην περίπτωση αυτή οι διαθέσιμες γεννήτριες, ή η στρεφόμενη εφεδρεία, δεν είναι σε θέση να αντιμετωπίσουν την

ξαφνική αύξηση φορτίου ή την απώλεια παραγωγής. Οι διατάξεις προστασίας δικτύου (Ηλεκτρονόμος Συχνότητας) αποκόπτουν την παροχή ισχύος σε κάποιο τμήμα καταναλωτών, έως ότου η δυναμική ισορροπία αποκατασταθεί στο υπόλοιπο δίκτυο. Η παροχή στο αποκομμένο τμήμα αποκαθίσταται εφόσον προκύψει η απαιτούμενη παραγωγή ισχύος από νέες γεννήτριες.

- Το σύστημα καταρρέει (**black-out**). Η περίπτωση αυτή προκύπτει, συνήθως, μετά από σοβαρά σφάλματα που θέτουν εκτός παραγωγής γεννήτριες με μεγάλη ποσοστιαία παραγωγή ισχύος τη στιγμή του συμβάντος. Η κατάρρευση επέρχεται κυρίως λόγω αλυσιδωτών απωλειών παραγωγής από γεννήτριες που τίθενται εκτός λειτουργίας μετά από ενεργοποίηση των προστατευτικών διατάξεών τους (generators' tripping). Οι απώλειες παραγωγής ξεκινούν από τις περισσότερο ευαίσθητες μηχανές στις μεταβολές των βασικών χαρακτηριστικών του δικτύου (τάση, συχνότητα), οι οποίες σειριακά συμπαρασύρουν και τις υπόλοιπες.

Θα πρέπει να σημειωθεί εδώ ότι όλες οι μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζουν μέγιστα όρια ανοχής στις μεταβολές της συχνότητας και της τάσης του εναλλασσόμενου ρεύματος του δικτύου, τόσο ως προς το μέγεθος των μεταβολών αυτών, όσο και ως προς τη χρονική διάρκειά τους. Όταν τα όρια αυτά παραβιασθούν, οι θερμοηλεκτρικές γεννήτριες τίθενται εκτός λειτουργίας, για λόγους αυτοπροστασίας.

3.1.1.1: Στρεφόμενη Εφεδρεία.

Κάθε θερμοηλεκτρική γεννήτρια χαρακτηρίζεται από δύο όρια που καθορίζουν το πεδίο τιμών της παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος από αυτήν. Το κατώτατο όριο παραγωγής της γεννήτριας ονομάζεται τεχνικό ελάχιστο και αντιστοιχεί στην ελάχιστη ισχύ με την οποία η μονάδα μπορεί να λειτουργήσει. Το κατώτατο όριο παραγωγής ονομάζεται μέγιστη ικανότητα της μονάδας, η οποία είτε συμπίπτει με την ονομαστική ισχύ της μονάδας είτε εμφανίζεται λίγο υψηλότερη από αυτή (συνήθως έως 10%)

Δύο βασικά είδη τεχνικών στρεφόμενης εφεδρείας αναγράφονται στην βιβλιογραφία:

– **Η ντετερμινιστικά** καθοριζόμενη στρεφόμενη εφεδρεία –

Η πιθανοτικά καθοριζόμενη στρεφόμενη εφεδρεία.

Η ντετερμινιστικά καθοριζόμενη στρεφόμενη εφεδρεία, είναι αυτή η οποία εκτελείται στο κρητικό σύστημα, και σύμφωνα με την οποία θα πρέπει να διατηρείται στο σύστημα ένα ποσοστό στρεφόμενης εφεδρείας, ανάλογο με το φορτίο, ούτως ώστε οι μονάδες που θα ενταχθούν θα πρέπει να μπορούν να ικανοποιήσουν όχι μόνο το καθορισμένο φορτίο του συστήματος αλλά και το επιπλέον αυτό ποσοστό. Η τεχνική που επιλέγεται κυρίως από τους μηχανικούς είναι η διατήρηση στρεφόμενης εφεδρείας στο σύστημα, ίση με την ισχύ της μεγαλύτερης μονάδας που είναι ενταγμένη στο σύστημα, έτσι ώστε ακόμα και σε περίπτωση βλάβης της, οι υπόλοιπες να μπορέσουν να αναλάβουν το φορτίο. Είναι προφανές ότι, ακόμα και αν τηρείται ο κανόνας αυτός, δε συνεπάγεται ότι το σύστημα είναι ασφαλές. Η ασφάλεια του συστήματος, όπως ήδη αναφέρθηκε, εξαρτάται πέραν από τη στρεφόμενη εφεδρεία, από την ικανότητα απόκρισης των ενταγμένων μονάδων στις μεταβολές του φορτίου

και, κατ' επέκταση, στην απώλεια παραγωγής ισχύος, από τις καιρικές συνθήκες, από τις ενταγμένες μονάδες ΑΠΕ, όπως θα δούμε στη συνέχεια κλπ.

Όπως είδαμε στο πρώτο κεφάλαιο, ο βαθμός απόδοσης των θερμοηλεκτρικών μονάδων μειώνεται για παραγωγή ισχύος χαμηλότερη της ονομαστικής. Συνεπώς η διατήρηση στρεφόμενης εφεδρείας, καθώς επιτυγχάνεται με παραγωγή θερμοηλεκτρικών μονάδων χαμηλότερη της ονομαστικής τους, συνεπάγεται λειτουργία των μονάδων με χαμηλότερο βαθμό απόδοσης και αυξημένο κόστος παραγωγής. αυτό σημαίνει ότι οι εργαζόμενοι της Κατανομής, έχουν ως πρώτη προτεραιότητα την ασφαλή λειτουργία του συστήματος, το οποίο συνεπάγεται επαρκής στρεφόμενη εφεδρεία, και εν συνεχεία, πως θα λειτουργήσουν τις μονάδες παραγωγής ώστε να έχουν την οικονομικότερη στρεφόμενη εφεδρεία.

3.1.2: Οικονομική Λειτουργία του Συστήματος.

Όπως αναφέρθηκε και στην εισαγωγή του κεφαλαίου, οι αρμόδιοι της Κατανομή στο Κρητικό σύστημα βασίζονται στην πολύχρονη εμπειρία που κατέχουν για την ένταξη των απαραίτητων μονάδων στο σύστημα. Έχοντας τροφοδοτηθεί με τα στατιστικά στοιχεία της ΔΕΔΔΗΕ για τις ειδικές καταναλώσεις που παρουσιάζει κάθε μονάδα παραγωγής του συστήματος, καθώς και με την τρέχουσα τιμή του κάθε καυσίμου, έχουν αναπτύξει ένα πλάνο με την προτεραιότητα ένταξης των μονάδων, με βάση την οικονομικότερη λειτουργία τους, και αφού πρώτα έχουν διασφαλίσει την ασφάλεια του συστήματος με την κατάλληλη στρεφόμενη εφεδρεία

Τα προγράμματα που αναπτύχθηκαν και τέθηκαν σε λειτουργία στο κρητικό σύστημα κατά το παρελθόν, με σκοπό να αντικαταστήσουν την χειροκίνητη ένταξη των μονάδων, απέτυχαν, κυρίως για δύο λόγους. Αρχικά, εξαιτίας της συνεχούς μεταβολής των συνθηκών λειτουργίας. Τα εν λόγω προγράμματα, όπως θα δούμε παρακάτω, δέχονταν κάποιες αρχικές συνθήκες λειτουργίας κάθε μονάδας, την ζήτηση κλπ. Κατά την διάρκεια της μέρας, και από λεπτό σε λεπτό, ορισμένες μεταβλητές του συστήματος άλλαζαν, με αποτέλεσμα το πρόγραμμα να χρειάζεται συνεχώς ενημερώσεις για τις νέες συνθήκες λειτουργίας που επικρατούσαν στο σύστημα. Τέτοιου είδους μεταβλητές μπορεί να είναι η απόδοση μιας μονάδας παραγωγής, η οποία εξαιτίας μια στιγμιαίας υπερθέρμανσης ενδεχομένως να μειωνότανε η απόδοση της ή ακόμα και εξαιτίας καιρικών συνθηκών να υπήρχαν βλάβες στις γραμμές μεταφοράς. Επομένως, απαιτούσε καταρτισμένο προσωπικό το οποίο θα ενημέρωνε συνεχώς το πρόγραμμα με βάση τις νέες συνθήκες. Αυτό μας οδηγεί στην δεύτερη αιτία αποτυχίας του προγράμματος, η οποία δεν είναι άλλη, από την έλλειψη προσωπικού που παρουσιάζεται τα τελευταία χρόνια.

3.1.2.1: Περιγραφή της δομής του Προγράμματος

Το πρόγραμμα δεχόταν ως πρώτες μεταβλητές την καμπύλη που αντιστοιχούσε στην ζήτηση φορτίου κατά την διάρκεια της μέρας, καθώς και την απαραίτητη εφεδρεία που απαιτούσε το σύστημα. Το επόμενο βήμα ήταν ο καθορισμός των θερμικών ή και των μονάδων ΑΠΕ οι οποίες έπρεπε να λειτουργήσουν σε κάθε υποδιάστημα t της εξεταζόμενης περιόδου βελτιστοποίησης T .

Σκοπός του αλγορίθμου ήταν να λύνει το πρόβλημα του καθορισμού της ένταξης των μονάδων παραγωγής στο εξεταζόμενο δίκτυο ώστε να ελαχιστοποιείται το κόστος παραγωγής του, ικανοποιώντας συνάμα τους περιορισμούς τόσο των μονάδων όσο και της λειτουργίας του δικτύου για δεδομένο επίπεδο ασφάλειας δικτύου. Το παραπάνω πρόβλημα είναι γνωστό ως πρόβλημα ένταξης μονάδων και στη διεθνή βιβλιογραφία αναφέρεται ως Univ Commitment (UC). Συνεπώς ο αλγόριθμος δεν έκανε τίποτα περισσότερο, από την λύση ενός προβλήματος βελτιστοποίησης, το οποίο δεχόταν με την μορφή μαθηματικής διατύπωσης.

Ουσιαστικά ο αλγόριθμος που δημιουργήθηκε, έλυνε το πρόβλημα σε 2 σκέλη. Το πρώτο σκέλος αφορούσε την κάλυψη του φορτίου με την διατήρηση της ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος, και στην συνέχεια, κατέληγε στον τρόπο λειτουργίας που θα συνδυάζει την ασφαλέστερη λειτουργία του συστήματος, με το δυνατότερο χαμηλό κόστος.

Για την σωστή επίλυση του προβλήματος, ήταν υποχρεωτικό να υπάρχουν και οι ανάλογοι περιορισμοί, εκφρασμένοι με μαθηματικές διατυπώσεις, όπως.

1. Η ικανοποίηση του φορτίου και της στρεφόμενης εφεδρείας
2. Ικανοποίηση του αθροίσματος των τεχνικών ελαχίστων των μονάδων.
3. Τα όρια φόρτισης των μονάδων δηλαδή το μέγιστο και το ελάχιστο της κάθε μονάδας για ένα διάστημα t .
4. Περιορισμοί για τις μονάδες οι οποίες πάντα πρέπει να είναι ενταγμένες, όπως οι μονάδες Βάσεως (Must run) ή μονάδες που πρέπει να είναι εκτός – πιθανόν λόγω συντήρησης (Must out).

5. Η ικανοποίηση περιορισμών όπως ο ρυθμός μεταβολής φορτίου .
Δηλαδή πόσο μπορεί να μεταβάλλει η κάθε μονάδα τη φόρτιση της σε σχέση με το προηγούμενο διάστημα.

6. Περιορισμοί φόρτισης γραμμών.

Στην συνέχεια, και αφού είχε βρεθεί ο τρόπος με τον οποίο το σύστημα θα διατηρούνταν ασφαλές, με την ικανοποίηση των περιορισμών που του είχε θέσει ο προγραμματιστής, ήταν σειρά να καθοριστεί το σημείο λειτουργίας κάθε μιας από τις k μονάδες οι οποίες εντάχθηκαν μετά από την επίλυση του προβλήματος το οποίο διατυπώθηκε παραπάνω, με ταυτόχρονη ικανοποίηση κάποιων τεχνικών περιορισμών των μονάδων και λειτουργικών περιορισμών του δικτύου καθώς και την εύρεση της οικονομικότερης λύσης, που μπορεί να γίνει αυτό. Το πρόβλημα αυτό της οικονομικής κατανομής είναι γνωστό στη διεθνή βιβλιογραφία με τον όρο **Economic Dispatch**. Ο στόχος ήταν να βρεθεί εκείνο το ύψος παραγωγής της κάθε μονάδας το οποίο ελαχιστοποιεί το λειτουργικό κόστος παραγωγής του συστήματος σύμφωνα με τους περιορισμούς του συστήματος, για κάθε χρονικό διάστημα t για τα οποία υπάρχει πρόγραμμα ένταξης μονάδων.

Στο σημείο αυτό, χρειαζόταν ο ορισμός νέων τεχνικών και λειτουργικών περιορισμών, ορισμένοι από τους οποίους είναι κοινοί με το πρώτο σκέλος της επίλυσης του προβλήματος.

1. Το ισοζύγιο ενεργού ισχύος στο δίκτυο, η οποία περιλαμβάνει και το τυχόν αποκοπτόμενο φορτίο.

2. Τα όρια φόρτισης των μονάδων δηλαδή το τεχνικό μέγιστο και το τεχνικό ελάχιστο της κάθε μονάδας.

3. Η ικανοποίηση περιορισμών όπως ο ρυθμός ανάληψης φορτίου, το οποίο αναφέρεται στην ικανοποίηση του περιορισμού (5) του πρώτου σκέλους.

4. Τυχόν ειδικοί περιορισμοί του δικτύου, όπως

- Ανάγκη για τοπική παραγωγή
- Ανάγκη για υποστήριξη άεργου ισχύος

Είναι λοιπόν εύκολο να κατανοήσει κανείς, ότι η λειτουργία ενός τέτοιου προγράμματος, απαιτούσε συνεχή μεταβολή των περιορισμών, οι οποίοι άλλαζαν συνεχώς μέσα στην μέρα, και γνώσεις προγραμματισμού, τις οποίες οι μηχανικοί δεν κατείχαν. Επομένως το πρόγραμμα αποσύρθηκε.

3.2: Πρόβλεψη Ζήτησης Φορτίου.

Ένας από τους βασικότερους παράγοντες για την σωστή λειτουργία ενός συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, είναι η σωστή πρόβλεψη της ζήτησης. Όπως είδαμε, ο τομέας της Κατανομής πραγματοποιεί καθημερινά μια σειρά από ενέργειες με σκοπό να διασφαλίσει την ασφαλή και οικονομική λειτουργία του συστήματος καθώς και να ικανοποιήσει τις απαιτήσεις σε φορτίο των καταναλωτών. Για να λειτουργήσει σωστά αυτή η αλυσίδα από ενέργειες, είναι απαραίτητο οι αρμόδιοι μηχανικοί της Κατανομής να γνωρίζουν ποια θα είναι η ζήτηση του φορτίου που θα

παρουσιαστεί κατά την διάρκεια κάθε ημέρας, με σκοπό να πραγματοποιηθεί η κατάλληλη προετοιμασία

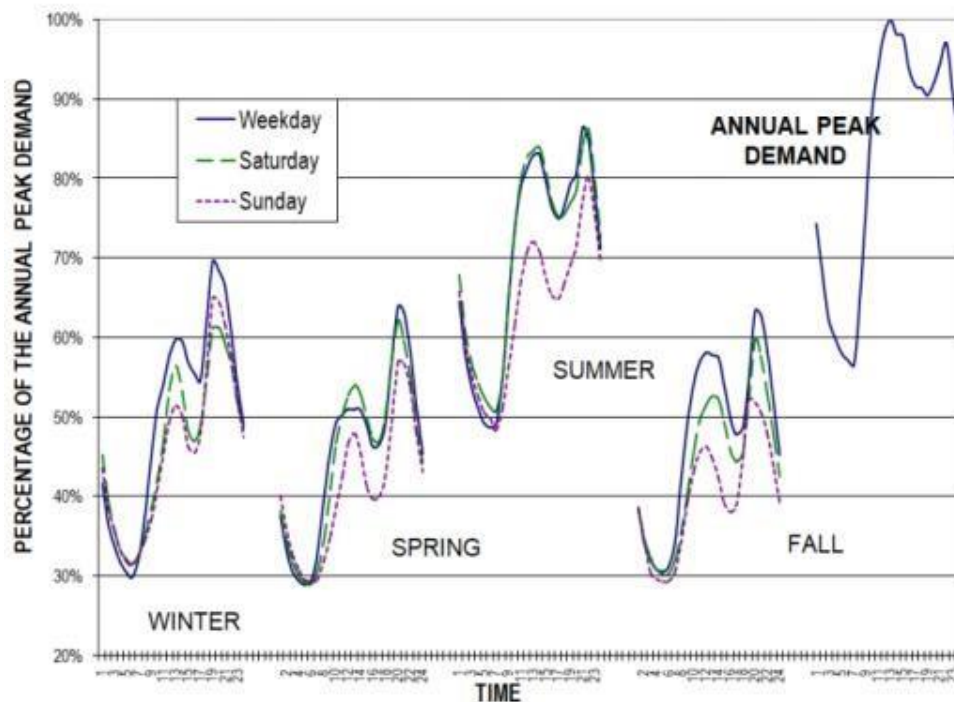
Γνωρίζοντας οι αρμόδιοι, ποια θα είναι η ζήτηση μιας δεδομένης στιγμής, προετοιμάζουν και τις κατάλληλες μονάδες οι οποίες θα αναλάβουν το φορτίο. Η προετοιμασία αυτή είναι απαραίτητη, καθώς όπως αναφέρθηκε σε προηγούμενο κεφάλαιο, οι μονάδες παραγωγής, χρειάζονται έναν συγκεκριμένο χρόνο εκκίνησης μέχρι να είναι σε θέση παραγωγής, και συνεπώς είναι υποχρεωτικό, όταν παρουσιάζεται αύξηση στην ζήτηση, οι μονάδες να είναι ήδη έτοιμες. Ένας ακόμα παράγοντας, που καθιστά την πρόβλεψη ζήτησης αναγκαία, είναι οι διακυμάνσεις που παρουσιάζονται σε ένα σύστημα, οι οποίες γίνονται ακόμα πιο έντονες στα αυτόνομα συστήματα όπως της Κρήτης, το οποίο βοηθάει σημαντικά την Κατανομή, να προετοιμάσει την κατάλληλη στρεφόμενη εφεδρεία η οποία και θα διασφαλίσει την ασφάλεια του συστήματος κατά την διάρκεια των διακυμάνσεων.

Γενικά, η πρόβλεψη φορτίου έχει σημαντική συμβολή στην λειτουργία ενός ΣΗΕ, όχι μόνο εξαιτίας της εξασφάλισης ασφαλής λειτουργίας του, αλλά και για την εξασφάλιση οικονομικής λειτουργίας, καθώς γνωρίζοντας την ζήτηση κάθε στιγμής, εκκινούν τις απαραίτητες μόνο μονάδες που επαρκούν για την κάλυψη του φορτίου (υπολογίζοντας την στρεφόμενη εφεδρεία) , όταν η ζήτηση ανεβαίνει, ενώ όταν η ζήτηση παρουσιάζει καθοδικές τάσεις, θέτουν εκτός λειτουργίας τις περιττές μονάδες με αποτέλεσμα την οικονομικότερη λειτουργία του συστήματος.

Η ζήτηση όμως δεν παρουσιάζει τις ίδιες διακυμάνσεις κάθε μέρα. Η καμπύλη της ζήτησης ενός συστήματος, επηρεάζεται από διάφορους παράγοντες, όπως μπορεί να είναι η εποχή (χειμώνας, καλοκαίρι κλπ.), επίσης μπορεί να εξαρτάται από την ίδια την

ημέρα, αν είναι δηλαδή καθημερινή, σαββατοκύριακο ή αργία, ενώ μπορεί να εξαρτάται και το είδος της περιοχής του συστήματος, αν δηλαδή αναφερόμαστε σε βιομηχανική περιοχή ή μη, καθώς και ο συνδυασμός όλων αυτών.

Παρακάτω παρουσιάζονται μερικές από τις τυπικές καμπύλες του έτους του Κρητικού συστήματος.

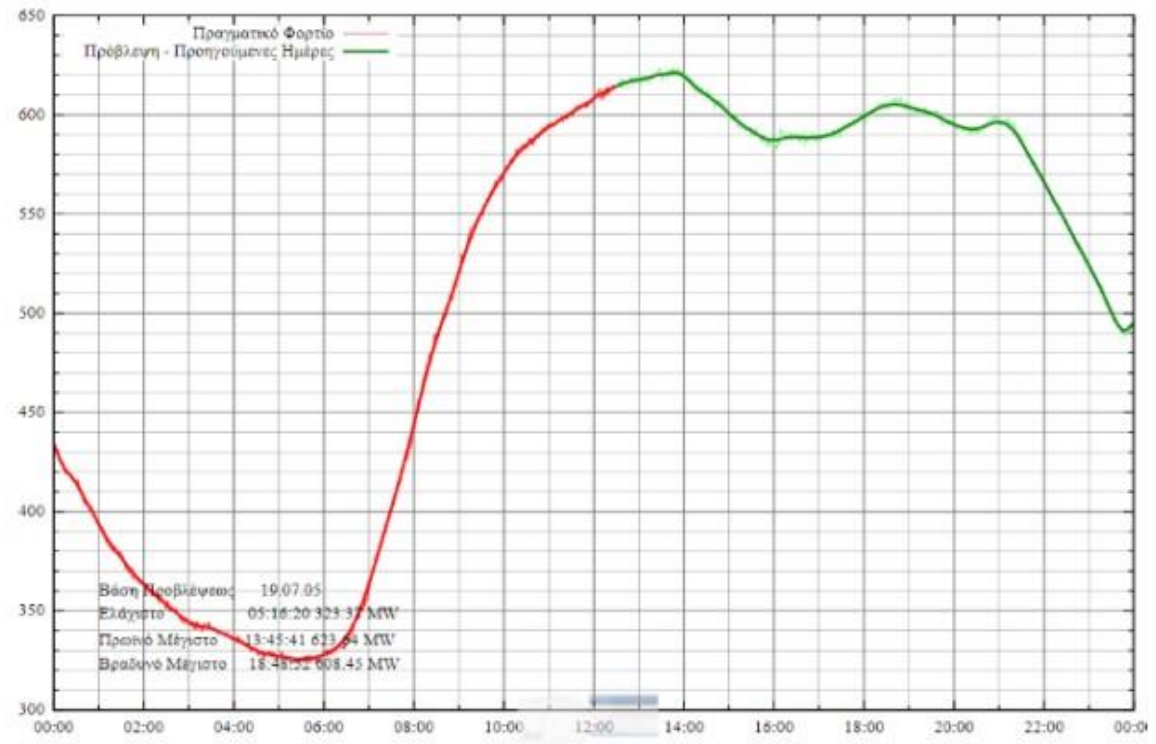


Εικόνα 3.1: Σημαντικότερες καμπύλες ζήτησης φορτίου έτους 2018.

Σύμφωνα με το παραπάνω διάγραμμα, παρατηρούμαι ότι το καλοκαίρι είναι η εποχή που παρουσιάζεται η μεγαλύτερη ζήτηση φορτίου στο νησί, και αυτό είναι απολύτως φυσιολογικό αν σκεφτεί κανείς ότι η Κρήτη αντιμετωπίζει ιδιαίτερα ζεστά καλοκαίρια με αποτέλεσμα την καθημερινή χρήση μηχανών ψύξης όπως τα aircondition.

Αντίθετα, ο χειμώνας και η Άνοιξη στο νησί είναι πιο ήπιοι, με αποτέλεσμα η ζήτηση φορτίου να είναι χαμηλότερη, ενώ αντίστοιχα, σε μια ορεινή περιοχή, όπως της Βόρειας Ελλάδας, η αντίστοιχη χειμερινή καμπύλη θα ήταν υψηλότερη από εκείνη του καλοκαιριού. Η τελευταία καμπύλη, αναφέρεται στην μέρα που παρουσιάστηκε η υψηλότερη ζήτηση του έτους 2018, και όπως αναφέρθηκε σε προηγούμενο κεφάλαιο, ήταν τον Ιούλιο.

Επίσης, υπάρχουν και ορισμένες σημαντικές πληροφορίες που μπορούμε να αντλήσουμε από το παραπάνω διάγραμμα, όπως την ιδιαίτερα χαμηλή ζήτηση που παρουσιάζουν οι Κυριακές κατά την διάρκεια όλων των εποχών. Αυτό οφείλεται στο γεγονός, ότι τις Κυριακές τα μαγαζιά και οι βιοτεχνίες της Κρήτης είναι κλειστές και αρκετοί κάτοικοι του νησιού βρίσκονται ενδεχομένως σε κάποια εκδρομή, με αποτέλεσμα η ζήτηση φορτίου να πέφτει. Παρακάτω παρουσιάζεται η καμπύλη φορτίου που χρησιμοποιείται στον τομέα της Κατανομής, για τον προγραμματισμό του συστήματος.



Εικόνα 3.2: Ημερήσια καμπύλη ζήτησης φορτίου 8/7/2019

Το παραπάνω σχήμα παρουσιάζει την καμπύλη του φορτίου κατά την διάρκεια μιας ημέρα του Ιουλίου του 2019 και σύμφωνα με αυτήν την καμπύλη προγραμματίζεται η λειτουργία του συστήματος της Κρήτης. Η κόκκινη γραμμή αναφέρεται στην καμπύλη του φορτίου η οποία ήδη είχε ικανοποιηθεί, ενώ η πράσινη γραμμή αναφερόταν στην ζήτηση φορτίου που θα παρουσιαζόταν κατά την υπόλοιπη μέρα.

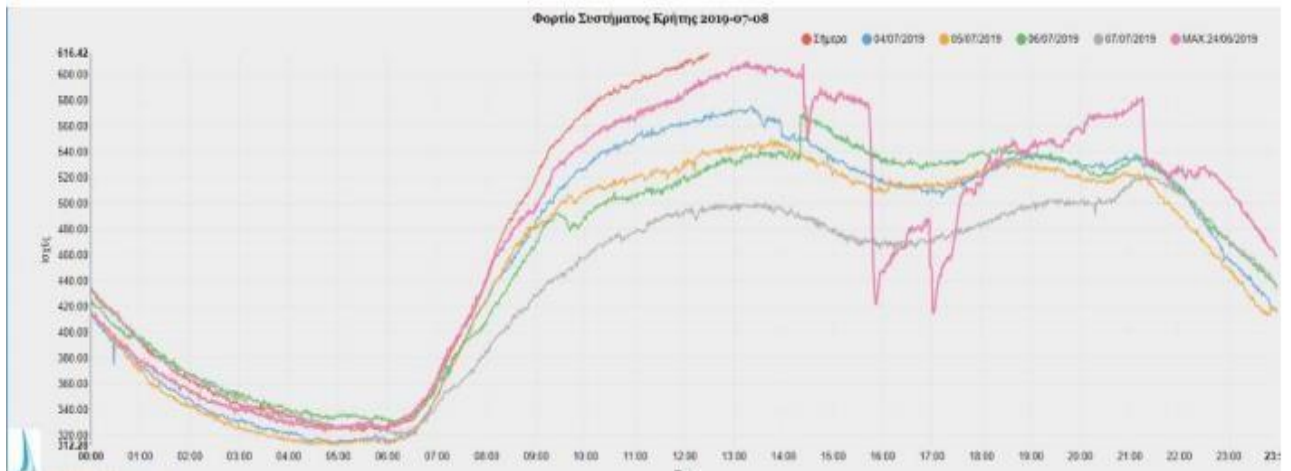
Όπως παρατηρούμαι η ζήτηση σε φορτίο ξεκινάει να έχει ανοδική τάση από τις 6:00 το πρωί, όπου και ο περισσότερος κόσμος ξεκινάει να κάνει τις απαραίτητες προετοιμασίες στην οικεία του, πριν ξεκινήσει για την εργασία του, ενώ η μέγιστη ζήτηση παρουσιάζεται στις 14:00 το μεσημέρι, όπου πλέον έχουν επιστρέψει από τον χώρο εργασίας και τίθενται σε λειτουργία οι οικιακές συσκευές όπως η κουζίνα, το aircodition κλπ.

Η μέθοδος η οποία χρησιμοποιείται στον τομέα της Κατανομής για την πρόβλεψη φορτίου δεν είναι ιδιαίτερα πολύπλοκη καθώς οι μόνες πληροφορίες που χρειάζονται είναι οι καμπύλες φορτίων των τριών προηγούμενων ημερών, καθώς και η καμπύλη του φορτίου της ίδιας ημέρας της προηγούμενης εβδομάδας. Επίσης εάν για παράδειγμα η ώρα είναι 5 πμ το πρόγραμμα συγκρίνει το μέσο όρο φορτίων της τελευταίας ώρας με την αντίστοιχη ώρα των προηγούμενων ημερών. Και βρίσκει την ημέρα με την μικρότερη διαφορά.

Ξεκινώντας από το τρέχον φορτίο επιλέγει την καμπύλη της ημέρας με την μικρότερη διαφορά και την προβάλλει στο μέλλον δημιουργώντας μια ημερήσια καμπύλη όπου τελικά φαίνεται η Αιχμή. Ο αλγόριθμος τρέχει κάθε 5 λεπτά και αλλάζει εφόσον αλλάζει το τρέχον φορτίο

Την πρωινή και βραδινή αιχμή τις χρειάζονται για να προγραμματίσουν έγκαιρα την εκκίνηση των απαραίτητων μονάδων έτσι ώστε την ώρα της Αιχμής να μπορούν να καλύψουν το φορτίο και να υπάρχει στρεφόμενη εφεδρεία ώστε σε περίπτωση πτώσης μονάδας να μπορούν οι άλλες να καλύψουν το φορτίο, όπως αναφέρθηκε προηγουμένως.

Παρακάτω παρουσιάζονται οι καμπύλες φορτίου, μέσω των οποίων υπολογίζεται η καμπύλη της τρέχουσας ημέρας.



Εικόνα 3.3: εύρεση καμπύλης φορτίου για την 8η Ιουλίου 2019.

Γενικά, οι τύποι πρόβλεψης φορτίου διακρίνονται σε τέσσερις κατηγορίες:

- **Πολύ βραχυπρόθεσμη**
- **Βραχυπρόθεσμη**
- **Μεσοπρόθεσμη**
- **Μακροπρόθεσμη**

Η διαδικασία που περιγράψαμε, και χρησιμοποιείται στα ΣΗΕ για τον προγραμματισμό της λειτουργίας τους είναι η βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη, η οποία μπορεί να αναφέρεται σε 24ωρη πρόβλεψη.

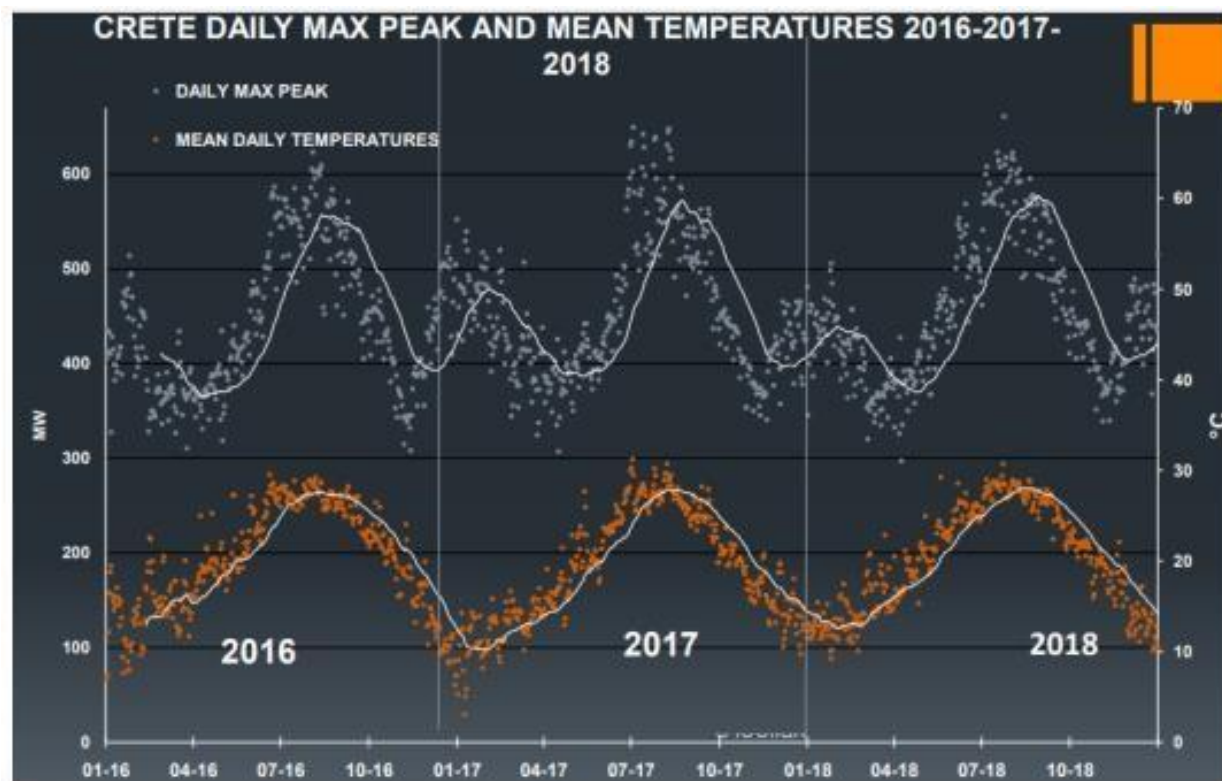
Για πρόβλεψη περισσότερων ημερών χρειάζονται:

- Πρόβλεψη θερμοκρασίας δεδομένου ότι η ηλεκτρική κατανάλωση εξαρτάται σημαντικά από τη θερμοκρασία διότι το καλοκαίρι χρησιμοποιούνται κλιματιστικά και τον χειμώνα θερμάνσεις.
- Είναι σημαντική η ημέρα της βδομάδας διότι Σάββατο και Κυριακή τα φορτία είναι χαμηλότερα από τις εργάσιμες ημέρες, και γενικά οι όμοιες ημέρες παρουσιάζουν κοινά χαρακτηριστικά σε φορτίο διότι επαναλαμβάνονται ορισμένες ανθρώπινες δραστηριότητες (πχ Δευτέρα Τετάρτη απόγευμα κλειστά τα μαγαζιά που συνεπάγεται πτώση των φορτίων το απόγευμα.) Τα τελευταία χρόνια αυτές οι διαφορές είναι πολύ μικρότερες σε σχέση με την επιρροή της θερμοκρασίας.
- Οι Αργίες επηρεάζουν πολύ την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας δηλαδή το Φορτίο Συστήματος διότι την παραμονή της αργίας υπάρχει μεγάλη ζήτηση λόγω προετοιμασιών και ανήμερα των Αργιών το φορτίο είναι πολύ χαμηλό διότι παραμένουν κλειστά οι βιοτεχνίες τα μαγαζιά κλπ.

Μετά τα παραπάνω η πρόβλεψη περισσότερων ημερών από 5 περίπου δεν έχει αξιοπιστία. Γίνεται όπως ακριβώς η ημερήσια πρόβλεψη, η καμπύλη επαναλαμβάνεται αλλά το φορτίο των επόμενων ημερών πολλαπλασιάζεται με εμπειρικούς συντελεστές :

- Συντελεστής θερμοκρασίας: $\pm 0,5$ αύξηση ή μείωση μέσης ημερήσιας θερμοκρασίας
- Συντελεστής ημέρας βδομάδας : $+0,5\%$ Δευτέρα Παρασκευή, -2% Σάββατο, -3% Κυριακή
- Οι συντελεστές μπορούν να αλλάξουν εάν τα αποτελέσματα δεν είναι ικανοποιητικά.

Στο επόμενο σχήμα παρουσιάζονται οι θερμοκρασιακές διακυμάνσεις καθώς και οι μεταβολές στην ζήτηση φορτίου σε βάθος 3ετίας στο Κρητικό Σύστημα



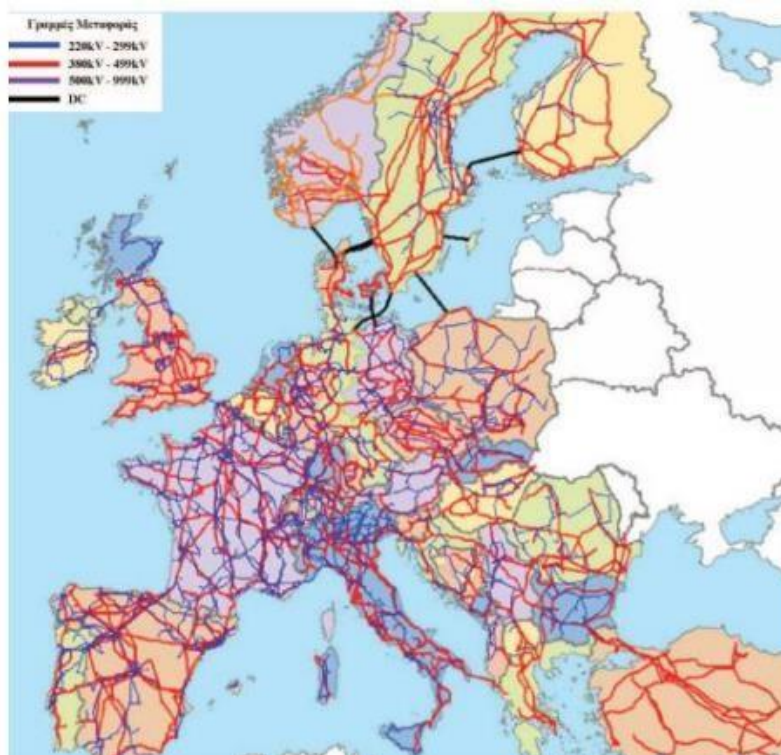
Εικόνα 3.4: Θερμοκρασιακές μεταβολές- εξέλιξη ζήτησης Κρητικού Συστήματος.

Με βάση με το παραπάνω σχήμα, είναι εύκολα διακριτό το πόσο πολύ επηρεάζει η θερμοκρασιακή διακύμανση στην καθημερινή ζήτηση φορτίου και εξαιτίας αυτού, αποτελεί και την μοναδική ανάμεσα από τις καιρικές συνθήκες, όπως για παράδειγμα βροχή, αέρα ή συννεφιά, που λαμβάνεται σοβαρά υπόψιν κατά την διαδικασία πρόβλεψης της ζήτησης.

Κεφάλαιο 4^ο : Διασύνδεση Κρητικού Συστήματος με το Ηπειρωτικό.

4.1: Εισαγωγή στα Διασυνδεδεμένα συστήματα.

Ως διασυνδεδεμένο ορίζεται ένα ΣΗΕ, όταν είναι ηλεκτρικά διασυνδεδεμένο με γειτονικά ΣΗΕ, π.χ. άλλων κρατών ή γεωγραφικών ενοτήτων. Έτσι όλα τα ηπειρωτικά ευρωπαϊκά εθνικά δίκτυα είναι διασυνδεδεμένα μεταξύ τους. Επίσης τα Επτάνησα, και κάποια ακόμα από τα ελληνικά νησιά, έχουν διασυνδεθεί με το ηπειρωτικό εθνικό σύστημα μεταφοράς. Στο παρακάτω χάρτη παρουσιάζεται το διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ισχύος στην Ελλάδα και το αυτόνομο σύστημα της Κρήτης. Αντίστοιχα στο χάρτη 2.2. παρουσιάζονται οι διασυνδέσεις των εθνικών συστημάτων μεταφοράς στην Ευρωπαϊκή ήπειρο.



Εικόνα 4.1: Ευρωπαϊκές Διασυνδέσεις

Στην Ελλάδα τα περισσότερα νησιά του Αιγαίου αποτελούν αυτόνομα ενεργειακά συστήματα, τα περισσότερα μικρού και μέσου μεγέθους. Απομονωμένα συστήματα μεγάλου αποτελούν τα μεγάλα νησιά της Μεσογείου (εκτός Σαρδηνίας και Σικελίας), η Ισλανδία, η Ιαπωνία κλπ.

Γίνεται αντιληπτό ότι τα διασυνδεδεμένα ΣΗΕ δύνανται να αλληλοϋποστηρίχουν μεταξύ τους, μέσω της έγχυσης ηλεκτρικής ισχύος από το ένα στο άλλο. Η εξαγωγή και εισαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανάμεσα σε εθνικά δίκτυα μεταφοράς είναι μία διαδικασία διαδεδομένη και συχνά εφαρμοσμένη στα πλαίσια εμπορικών συμφωνιών

μεταξύ κρατών, με σκοπό, κυρίως, τη μείωση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Πολύ σημαντικότερη όμως είναι η δυνατότητα υποστήριξης ενός ΣΗΕ από τα συστήματα με τα οποία είναι διασυνδεδεμένο, στις περιπτώσεις εμφάνισης σφαλμάτων ή ανωμαλιών στην παραγωγή, που θέτουν σε κίνδυνο τη διατήρηση της δυναμικής ισορροπίας μεταξύ παραγωγής και ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Σε τέτοιες οριακές καταστάσεις, η δυνατότητα έγχυσης ισχύος από γειτονικά ΣΗΕ είναι δυνατό να αποτρέψει πιθανή κατάρρευση του συστήματος.

4.1.1: Διεθνείς Διασυνδέσεις

Από τον Οκτώβρη του 2004, το Ελληνικό Σύστημα λειτουργεί σύμφωνα με το Ευρωπαϊκό Διασυνδεδεμένο Σύστημα. Τον συντονισμό και την επίβλεψη της ομαλής λειτουργίας του συστήματος έχει αναλάβει η ENTSO-E η οποία αποτελεί διάδοχο και ευρύτερο σχήμα της UCTE σε ότι αφορά θέματα συντονισμού και ομαλής λειτουργίας του Συστήματος, από τον Ιούνιο του 2009.

Η Ελλάδα με το εθνικό σύστημα μεταφοράς έχει αναπτύξει ισχυρές ηλεκτρικές διασυνδέσεις με τις γειτονικές της χώρες, αποτελώντας μέρος του Ευρωπαϊκού διασυνδεδεμένου ηλεκτρικού συστήματος και λειτουργεί συγχρονισμένα. Οι διασυνδέσεις αυτές είναι στη βόρεια περιοχή της χώρας, με την Βουλγαρία, FYROM και Αλβανία, ανατολικά της Θράκης με την Τουρκία με εναέριες γραμμές και Δυτικά της Ηπείρου με την Ιταλία χρησιμοποιώντας υποβρύχιο καλώδιο και τεχνολογία HVDC.

Η παράλληλη λειτουργία επιτυγχάνεται μέσω διασυνδετικών γραμμών μεταφοράς

400 kV και 150 kV με τα Συστήματα της Αλβανίας, της Βουλγαρίας και της ΠΓΔΜ (FYROM). Επιπλέον, το Ελληνικό Σύστημα συνδέεται με το σύστημα της Τουρκίας και μέσω υποβρυχίου συνδέσμου συνεχούς ρεύματος, HVDC με το σύστημα της Ιταλίας.

Ελλάδα – Βουλγαρία

Με το Βουλγαρικό Σύστημα η Ελλάδα συνδέεται μέσω:

- μίας **Γ.Μ. 400 kV** (τύπου B'B'), μεταξύ ΚΥΤ Θεσσαλονίκης και Blagoevgrad στην Βουλγαρία.

Ελλάδα - Ιταλία

Με το Ιταλικό Σύστημα η Ελλάδα συνδέεται από τα τέλη του 2002 μέσω:

- ενός **υποβρυχίου καλωδίου DC 400 kV** ισχύος 500 MW και μήκους 200 km

Η διασύνδεση αυτή συνδέει το ΚΥΤ Αράχθου με τον Υ/Σ Galatina στην Ιταλία. Είναι σύνδεση συνεχούς ρεύματος 400kV και περιλαμβάνει 2 σταθμούς μετατροπής ΕΡ σε ΣΡ και αντίστροφα ικανότητας 500 MW, υποβρύχιο καλώδιο μήκους 200km και τμήματα εναερίων Γ.Μ. συνεχούς ρεύματος εκατέρωθεν μήκους 45km επί Ιταλικού εδάφους και 120km επί ελληνικού εδάφους.

Ελλάδα - Αλβανία

Το Ελληνικό Σύστημα συνδέεται με τα Δυτικά Βαλκάνια μέσω του Συστήματος της

Αλβανίας το οποίο είναι εξαιρετικά ασθενές και θέτει σημαντικούς περιορισμούς στη διακίνηση ισχύος. Μέσω των παρακάτω διασυνδετικών γραμμών το Αλβανικό Σύστημα λειτουργεί σύγχρονα και παράλληλα με το Ελληνικό Σύστημα:

- μίας γραμμής **400 kV απλού κυκλώματος** με δίδυμο αγωγό, μεταξύ ΚΥΤ Καρδιάς και Elbasan (Αλβανία).

Η ικανότητα μεταφοράς ισχύος μέσω της γραμμής αυτής περιορίζεται στα 250 MVA λόγω περιορισμών στο Αλβανικό Σύστημα. Τούτο οφείλεται στη δομή του Αλβανικού Συστήματος, δεδομένου ότι η Αλβανία δεν διαθέτει σύστημα 400 kV πέραν της Γ.Μ. Elbasan – Καρδιά, παρά μόνο σύστημα 220 kV με χαλαρές συνδέσεις με τη Σερβία και το Μαυροβούνιο.

- μίας γραμμής **150 kV ελαφρού τύπου** μεταξύ Υ/Σ Μούρτου και ΥΗΣ Bistrica στην Αλβανία, ονομαστικής ικανότητας μεταφοράς 100 MW περίπου.

Ελλάδα – ΠΓΔΜ

Το Ελληνικό Σύστημα συνδέεται με το Σύστημα της ΠΓΔΜ μέσω:

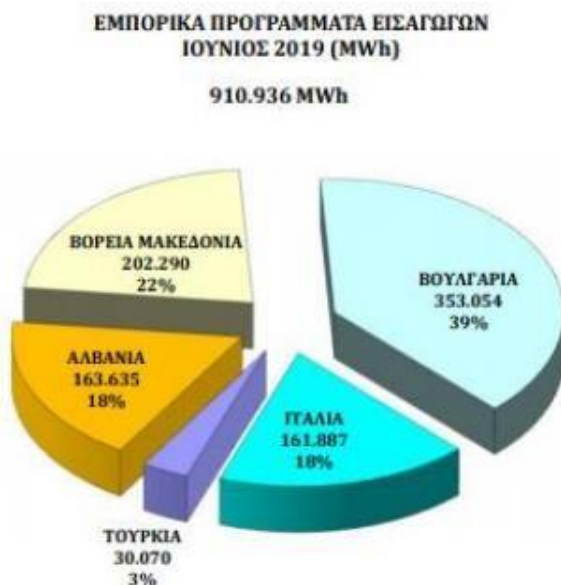
- μίας γραμμής 400 kV απλού κυκλώματος με δίδυμο αγωγό, μεταξύ ΚΥΤ Θεσσαλονίκης και Dubrono
- μίας γραμμής **400 kV απλού κυκλώματος με δίδυμο αγωγό**, μεταξύ ΚΥΤ Μελίτης και Bitola

Ελλάδα - Τουρκία

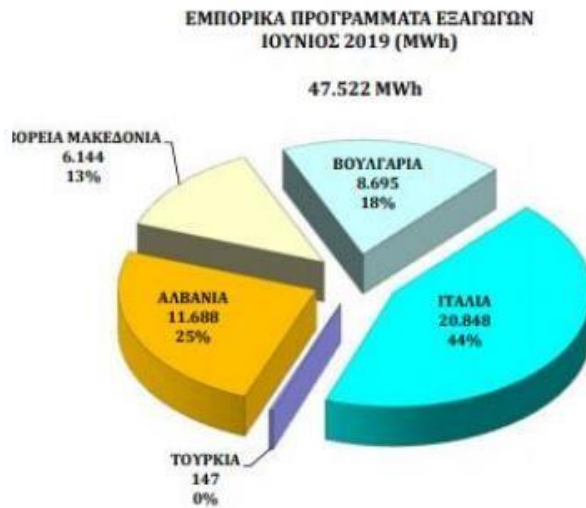
Η διασύνδεση μεταξύ της Ελλάδας και της Τουρκίας γίνεται μέσω:

- μίας γραμμής **400 kV ΚΥΤ** Φιλίππων – ΚΥΤ Ν. Σάντας – Babaeski (Τουρκία). Η γραμμή μεταφοράς είναι διπλού κυκλώματος (τύπου 2Β'Β') στο τμήμα ΚΥΤ Φιλίππων – Ν. Σάντα και μονού κυκλώματος (τύπου Β'Β'Β') στο τμήμα Ν. Σάντα - Babaeski.

Σύμφωνα με τα μηνιαίο δελτίο παραγωγής του ΕΣΜΗΕ, την μεγαλύτερη εισαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, γίνεται από την Βουλγαρία, ενώ η μεγαλύτερη εξαγωγή από το Ελληνικό Σύστημα, γίνεται προς εκείνο της Ιταλίας. Παρακάτω παρουσιάζονται τα εμπορικά προγράμματα εισαγωγών και εξαγωγών του Ελληνικού Συστήματος, για τον Ιούνιο του 2019.



Εικόνα 4.2: Εισαγωγή Ηλεκτρικής ισχύος στην Ελλάδα από διεθνείς διασυνδέσεις



Εικόνα 4.3: Εξαγωγή Ηλεκτρικής ισχύος από την Ελλάδα προς διεθνείς διασυνδέσεις

4.2: Ιστορικό Διασύνδεσης Κρητικού Συστήματος.

Το ενεργειακό πρόβλημα της Κρήτης και η συζήτηση για την επίλυση του κατέχει ένα διαχρονικό χαρακτήρα. Οι προτάσεις διασύνδεσης που μελετήθηκαν αρκετές φορές σε παλαιότερες περιόδους δεν υλοποιήθηκαν, ενώ ταυτόχρονα οι προσπάθειες για την ανάπτυξη νέων σταθμών παραγωγής στο νησί συναντούν κάθε φορά μεγάλες αντιδράσεις που έχουν σαν αποτέλεσμα την πολυετή καθυστέρηση κατασκευής τους επιτείνοντας τα προβλήματα ενεργειακής επάρκειας της νήσου. Στο πλαίσιο αυτό το θέμα της διασύνδεσης της νήσου Κρήτης με το Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα μέσω υποβρυχίων καλωδίων έχει επανειλημμένα απασχολήσει τις αρμόδιες υπηρεσίες

παλαιότερα της καθετοποιημένης ΔΕΗ, του ΔΕΣΜΗΕ, της ΡΑΕ και τα τελευταία χρόνια του ΑΔΜΗΕ με την εκπόνηση κατά καιρούς σχετικών τεχνικοοικονομικών μελετών.

Η πρώτη μελέτη για την υποβρύχια διασύνδεση της Κρήτης έγινε από τη ΔΜΣ το 1968. Η μελέτη αυτή απέδειξε με τα δεδομένα της εποχής ότι η διασύνδεση δεν συμφέρει οικονομικά να πραγματοποιηθεί στον ορίζοντα τουλάχιστον της επόμενης δεκαετίας. Την περίοδο 1979- 1981 όπου ξανατέθηκε το θέμα της διασύνδεσης, εκπονήθηκαν εκ νέου μελέτες από τη ΔΜΣ (1981) που κατέληξαν στο συμπέρασμα ότι η διασύνδεση θα ήταν οικονομικώς συμφέρουσα, έναντι της λύσεως της αυτοδύναμης ανάπτυξης της παραγωγής στη ν. Κρήτη με μονάδες των 50 MW για την μετά το 1993 περίοδο, με προτεινόμενη ημερομηνία εντάξεως τη διασύνδεση τη διετία 1994-95. Ακολούθως στα τέλη της δεκαετίας του '80 εκπονήθηκαν νέες μελέτες που αφενός αναθεωρούσαν τα στοιχεία κόστους και αφετέρου λάμβαναν υπόψη τα δεδομένα των μελετών μορφολογίας βυθού που είχαν γίνει στο μεταξύ, ενώ περιλάμβαναν επίσης την περισσότερο εκτεταμένη διερεύνηση πολλών εναλλακτικών λύσεων ως προς την ισχύ και το επίπεδο τάσης του συνδέσμου συνεχούς ρεύματος, την εκτίμηση των απωλειών κλπ. Για παράδειγμα σύμφωνα με το σχέδιο Κρήτη 600 η προτεινόμενη διασύνδεση περιελάμβανε την πόντιση δύο υποβρυχίων καλωδίων συνεχούς ρεύματος υψηλής τάσης με συνολική ικανότητα μεταφοράς 500-600 MW. Στην Πελοπόννησο κοντά στο Ενεργειακό κέντρο της ΔΕΗ στη Μεγαλόπολη προβλέπονταν η εγκατάσταση Σταθμού Μετατροπής εναλλασσόμενου ρεύματος σε συνεχές Α.Σ./Δ.Σ. κατάλληλης ισχύος. Η μεταφορά της ισχύος θα πραγματοποιούνταν μέσω εναέριων γραμμών μεταφοράς (Γ.Μ.) υψηλής τάσης (ΥΤ) συνεχούς ρεύματος προς το σημείο της Πελοποννήσου (Μονεμβασιά) απ' όπου θα Κρήτης από το σημείο αφίξεως των υποβρυχίων καλωδίων προβλέπονταν εναέριες Γ.Μ. ΥΤ συνεχούς ρεύματος που θα κατέληγαν στο Σταθμό

Μετατροπής Συνεχούς - Εναλλασσόμενου Κρήτης απ' όπου θα εγγεόταν η ισχύς στο υφιστάμενο δίκτυο ΥΤ της Κρήτης.

Επιπλέον η ΔΕΗ με τη συνεργασία του τομέα θαλάσσιας γεωλογίας του Πανεπιστημίου Πάτρας είχε προχωρήσει στην εκτέλεση εκτεταμένης γεωλογικής έρευνας του βυθού, στην θαλάσσια περιοχή μεταξύ του ακρωτηρίου Μαλέας και της βορειοδυτικής ακτής της Κρήτης. Η μελέτη αυτή ανέδειξε ότι παρά τα γεωλογικά προβλήματα της ευρύτερης περιοχής είναι δυνατή η όδευση των υποβρυχίων καλωδίων σε ομαλό ανάγλυφο και σταθερό υπόβαθρο πυθμένα με κατάληξη το ακρωτήριο Σπάθα. Η όδευση αυτή προσδιορίστηκε να έχει μήκος περίπου 150 km με μέγιστο βάθος θαλάσσης 1100 m. Παράλληλα για την τεχνική αξιολόγηση του προτεινόμενου σχεδίου εκπονήθηκαν μελέτες ανάλυσης της στατικής και της δυναμικής συμπεριφοράς της προτεινόμενης διασύνδεσης .

Με βάση τα συμπεράσματα των μελετών αυτών η αρμόδια Διεύθυνση Μελετών – Κατασκευών Μεταφοράς της ΔΕΗ προχώρησε σε λεπτομερή τεχνική μελέτη του έργου, με ισχύ 2x150 MW. Όμως η Γενική Διεύθυνση Παραγωγής της ΔΕΗ έκρινε ότι ήταν πιο σκόπιμο να προχωρήσει η διασύνδεση 2x300 MW. Τελικά λόγω των αντιτιθέμενων εισηγήσεων στο εσωτερικό της ΔΕΗ και εξωτερικών επεμβάσεων αποφασίστηκε το 1991 η ματαίωση του έργου.

Στα επόμενα χρόνια η τεχνολογική πρόοδος κυρίως που συντελέστηκε στον τομέα των διασυνδέσεων συνεχούς ρεύματος και στα καλωδιακά συστήματα έδωσε ώθηση για τη διερεύνηση της διασύνδεσης του ηπειρωτικού Συστήματος με τα νησιά του Αιγαίου και την Κρήτη. Το 2006 και 2008 μελετήθηκε εκ νέου η διασύνδεση της Κρήτης στο πλαίσιο στρατηγικής μελέτης διασύνδεσης αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων

που ανατέθηκε από τη ΡΑΕ στο ΕΜΠ . Την ίδια περίοδο εκπονήθηκε αντίστοιχη μελέτη από την Διεύθυνση Διαχείρισης Νησιών της ΔΕΗ . Στις μελέτες αυτές η διασύνδεση με το ηπειρωτικό Σύστημα προτείνεται να γίνει με διπλό σύνδεσμο συνεχούς ρεύματος από τον Υ/Σ Μεγαλόπολης έως το νέο Υ/Σ Κορακιάς στην περιοχή του Ηρακλείου, ακολουθώντας επί της Πελοποννήσου την διαδρομή που είχε επιλεγεί στην σχετική μελέτη της ΔΕΗ, αλλά με έξοδο των υποβρυχίων καλωδίων, απευθείας στην θέση Κορακιά Κρήτης. Στην περίπτωση αυτή το μήκος των υποβρυχίων καλωδίων αυξάνεται κατά 100 km περίπου, δηλαδή θα έφτανε συνολικά τα 250 km περίπου.

Ακολούθως το 2011 εκπονήθηκε από κοινή ομάδα εργασίας ΡΑΕ-ΔΕΣΜΗΕ-ΔΕΗ η μελέτη ανάπτυξης του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης και διασύνδεσης του με το ηπειρωτικό σύστημα . Στην μελέτη αυτή καταρχήν επιβεβαιώθηκε η οικονομικότητα της λύσης της διασύνδεσης έναντι της αυτόνομης ανάπτυξης του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ) της Κρήτης. Για τον σκοπό αυτό εξετάστηκαν διαφορετικά σχήματα διασύνδεσης βασισμένα στην τεχνολογία συνεχούς ρεύματος. Τα σχήματα αυτά περιλάμβαναν α) διασύνδεση με διπλό καλώδιο Μεγαλόπολης - ΘΗΣ Κορακιάς, β) την διασύνδεση με διπλό καλώδιο ΚΥΤ Αχαρνών - ΘΗΣ Κορακιάς, γ) την παράλληλη διασύνδεση με απλό καλώδιο Μεγαλόπολης - ΘΗΣ Χανίων και ΚΥΤ Αχαρνών - ΘΗΣ Κορακιάς. Τα πορίσματα αυτής της μελέτης ενσωματώθηκαν στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς (ΔΠΑ) 2014-2023 .

Τελικά το 2016, η έκδοση του ΔΠΑ 2017-2026 από τον ΑΔΜΗΕ οριστικοποίησε το σχέδιο διασύνδεσης της ν. Κρήτης η οποία θα πραγματοποιηθεί σε δύο φάσεις ως εξής:

- **Φάση Ι:** Διασύνδεση εναλλασσόμενου ρεύματος 150kV, ονομαστικής ικανότητας

2×200 MVA Κρήτη – Πελοπόννησος. Επί της Πελοποννήσου η όδευση της διασύνδεσης ξεκινά από τον Υ/Σ Μολάων προς το νοτιοανατολικό άκρο της Πελοποννήσου όπου θα βρίσκεται και το σημείο προσαιγιάλωσης. Το υποβρύχιο τμήμα του καλωδίου θα έχει έξοδο στην δυτική πλευρά της ν. Κρήτης και θα συνδέεται με υπόγειο καλώδιο με τον Υ/Σ Χανίων.

- **Φάση II:** Διασύνδεση συνεχούς ρεύματος ονομαστικής ικανότητας 2×350 MW Κρήτη – Αττική.

Η πρώτη φάση έχει ξεκινήσει ήδη να υλοποιείται και είναι αυτή η οποία θα αναλυθεί εκτενώς παρακάτω, ενώ η δεύτερη φάση βρίσκεται ακόμα στο στάδιο των μελετών και για τον λόγο αυτό θα γίνει απλά μια περιγραφή του έργου χωρίς περεταίρω λεπτομέρειες.

4.3: Αναγκαιότητα και Κριτήρια Σχεδιασμού των διασυνδέσεων.

Το σύστημα της Κρήτης όπως αναφέρθηκε στο δεύτερο κεφάλαιο, αποτελεί ένα μετρίου μεγέθους ΣΗΕ, με αιχμή περί τα 700MW και συνολική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας περί τις 3TWh. Λειτουργεί ως αυτόνομο σύστημα και βασίζεται σε μικρές σχετικά μονάδες παραγωγής οι οποίες ως πρωτογενή πηγή ενέργειας έχουν το μαζούτ ή το ελαφρύ Diesel. Η λειτουργία αυτή προκαλεί αυξημένο κόστος παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας το οποίο απαιτεί περισσότερα από 300 εκατ. ευρώ σε ετήσια βάση από τον λογαριασμό των ΥΚΩ. Την ίδια στιγμή η αυτόνομη λειτουργία θέτει περιορισμούς στην ανάπτυξη των μονάδων ΑΠΕ λόγω των ορίων διείσδυσης των μη

ελεγχόμενων ΑΠΕ σε αυτόνομα συστήματα, αλλά και ορίων που σχετίζονται με το ίδιο το φορτίο του συστήματος της Κρήτης. Επιπλέον, το σύστημα της Κρήτης συχνά αντιμετωπίζει θέματα επάρκειας ισχύος δεδομένης της αδυναμίας εξεύρεσης χώρων και εξασφάλισης αδειοδοτήσεων για την ενίσχυση τοπικών σταθμών ή την κατασκευή νέων. Η μελλοντική εφαρμογή των Οδηγιών της ΕΕ περί βιομηχανικών εκπομπών και τον περιορισμό των εκπομπών ορισμένων ρύπων στην ατμόσφαιρα από μεσαίου μεγέθους μονάδες καύσης από το 2020, θα δημιουργήσει προβλήματα στην επάρκεια ισχύος όπως καταδεικνύει και η Μελέτη Επάρκειας Ισχύος η οποία εκπονήθηκε από την κοινή ομάδα εργασίας ΑΔΜΗΕΔΕΔΔΗΕ.

Συνεπώς, βασικοί λόγοι για την υλοποίηση της διασύνδεσης είναι η εξοικονόμηση στο κόστος της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας διαμέσου της υποκατάστασης της τοπικά παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από την ηλεκτρική ενέργεια του διασυνδεδεμένου συστήματος, η επίλυση των θεμάτων επάρκειας ισχύος, η μείωση της εξάρτησης από ρυπογόνες πηγές και η ενίσχυση της δυνατότητας ενσωμάτωσης μονάδων ΑΠΕ επί του συστήματος της Κρήτης καθώς και Την διοχέτευση μέρους της παραγωγής από ΑΠΕ που δεν θα ήταν δυνατόν να απορριφθεί από το Σύστημα της Κρήτης κατά τις ώρες χαμηλού φορτίου, μέσω του καλωδίου για την κάλυψη των αναγκών του Διασυνδεδεμένου Συστήματος. Επιπλέον, η διασυνδεδεμένη λειτουργία του Συστήματος Κρήτης θα είναι πιο αξιόπιστη σε σχέση με την αυτόνομη, καθώς η συχνότητα θα διατηρείται πρακτικά αμετάβλητη και θα αποφεύγονται αποκοπές φορτίων σε περιπτώσεις όπως η αιφνίδια απώλεια παραγωγής.

Οι βασικότεροι παράγοντες που λήφθηκαν υπόψιν κατά τον σχεδιασμό των διασυνδέσεων ήταν:

- τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά που παρουσιάζει η διασύνδεση δυο ηλεκτρικών συστημάτων διαφορετικής κλίμακας.
- η αναγκαιότητα για προσαρμογή στις οδηγίες της ΕΕ που αφορούν την προστασία του περιβάλλοντος και επιβάλλουν την ραγδαία μείωση χρήσης των τοπικών συμβατικών μονάδων παραγωγής, το οποίο συνεπάγεται με άμεσο κίνδυνο του κρητικού συστήματος για ανεπαρκή κάλυψη της ενεργειακής ζήτησης.
- η αναγκαιότητα για εκμετάλλευση της μεγάλης δυναμικής των ΑΠΕ που διαθέτει το κρητικό σύστημα.
- το ιδιαίτερα μεγάλο μήκος των 2 καλωδιακών διασυνδέσεων.

Στο πλαίσιο αυτό τα βασικά κριτήρια σχεδιασμού της διασύνδεσης ήταν τα εξής:

1. Βελτιστοποίηση της οικονομικής αποδοτικότητας. Βασικό στόχο αποτέλεσε η εξασφάλιση της τροφοδότησης των φορτίων της νήσου Κρήτης με το βέλτιστο οικονομικό τρόπο
2. Βελτίωση της αξιοπιστίας τροφοδότησης των φορτίων του ΣΗΕ της Κρήτης. Η διασύνδεση σχεδιάστηκε με στόχο τη βελτίωση της αξιοπιστίας του ΣΗΕ Κρήτης η οποία υπολείπεται σήμερα σε σχέση με αυτή του ΕΔΣΜ, λόγω της αυτόνομης λειτουργίας του.
3. Αποφυγή πολυπλοκότητας. Το έργο σχεδιάστηκε με κριτήριο την αποφυγή πολύπλοκων διαδικασιών για το επίπεδο της εκμετάλλευσης ώστε να αξιοποιηθεί πλήρως στην πραγματική λειτουργία.
4. Ελαχιστοποίηση νέων έργων μεταφοράς στην Πελοπόννησο και στο νησί της Κρήτης. Κριτήριο σχεδιασμού ήταν η ελαχιστοποίηση νέων έργων μεταφοράς

- επί της Πελοποννήσου και της Κρήτης που απαιτούνται για την λειτουργία της διασύνδεσης.
5. Αυτοματοποίηση λειτουργιών και ελαχιστοποίηση χειρισμών από την πλευρά του Κέντρου Ελέγχου. Προβλέπεται η αναβάθμιση του Κέντρου Ελέγχου Ενέργειας Κρήτης με την εγκατάσταση νέου Συστήματος Ελέγχου που θα περιλαμβάνει την αυτοματοποίηση λειτουργιών που σχετίζονται με τον έλεγχο της διασύνδεσης. Παράλληλα το έργο σχεδιάστηκε με τρόπο που να ελαχιστοποιεί τους απαραίτητους χειρισμούς για τον έλεγχο της διασύνδεσης από την πλευρά του προσωπικού κατανομής του Κέντρου Ελέγχου Ενέργειας Κρήτης.
 6. Αυξημένη αξιοπιστία του εξοπλισμού (redundancy). Η διαστασιολόγηση του εξοπλισμού υλοποιήθηκε με κριτήριο την λειτουργικότητα του έργου σε περιπτώσεις βλαβών εξοπλισμού.

4.4: Παρόμοιες εφαρμογές στον Ευρωπαϊκό Χώρο.

Η σχεδιαζόμενη διασύνδεση εναλλασσόμενου ρεύματος της νήσου Κρήτης (Φάση Ι-Μικρή Διασύνδεση) αποτελεί ένα έργο με ιδιαίτερα χαρακτηριστικά τα οποία το θέτουν στην πρωτοπορία σε παγκόσμιο επίπεδο λόγω του μεγάλου μήκους της καλωδιακής γραμμής, το οποίο φτάνει συνολικά τα 174 km, μήκος οριακό για AC διασυνδέσεις. Τα τελευταία χρόνια άλλωστε, εκτός από τη διεθνή τάση για έργα Μεταφοράς Σ.Ρ., υπάρχει και μία ανάλογη τάση για υπόγειες και υποβρύχιες διασυνδέσεις Ε.Ρ. όλο και μεγαλύτερου μήκους. Είναι γενικά αποδεκτό ότι μετά από κάποιο μήκος η επιλογή του HVDC είναι συμφέρουσα, τέτοια

περίπτωση αποτελεί η Φάση II της διασύνδεσης, ή Μεγάλη Διασύνδεση όπως συνηθίζεται να αναφέρεται. Το συγκεκριμένο όριο όμως, δεν είναι απόλυτο και τα τελευταία χρόνια η εμπειρία από διασυνδέσεις Σ.Ρ. που υλοποιήθηκαν δείχνει ότι σε ορισμένες τουλάχιστον περιπτώσεις τα σχετικά κόστη είχαν υποεκτιμηθεί.

Αντίστοιχη διασύνδεση είναι αυτή μεταξύ Μάλτας και Σικελίας στην Ιταλία που εγκαινιάστηκε το 2015, η οποία λειτουργεί υπό ονομαστική τάση 245 kV, με μήκος 118 km με όριο μεταφερόμενης ισχύος σε κανονικές συνθήκες λειτουργίας 225 MW και δυνατότητα μεταβατικής υπερφόρτισης 450 MW . Αντίστοιχη διασύνδεση είναι επίσης αυτή μεταξύ των νησιών Μαγιόρκα και Ίμπιζα στην Ισπανία, τάσεως 145 kV και μήκους 123 km . Η διασύνδεση αυτή που τέθηκε σε λειτουργία το 2016 έχει το μεγαλύτερο μήκος AC διασύνδεσης παγκοσμίως και φτάνει σε βάθη μέχρι και 800 μέτρων. Αξίζει επίσης να σημειωθεί ότι το μεγαλύτερο μήκος E.P. διασύνδεσης παγκοσμίως σήμερα είναι της διασύνδεσης της πλατφόρμας πετρελαίου και αερίου Martin Linge στη Νορβηγία με μήκος 162 χλμ. και τάση λειτουργίας 145 kV.

4.5: Ανάλυση Φάσης I-Μικρή Διασύνδεση.

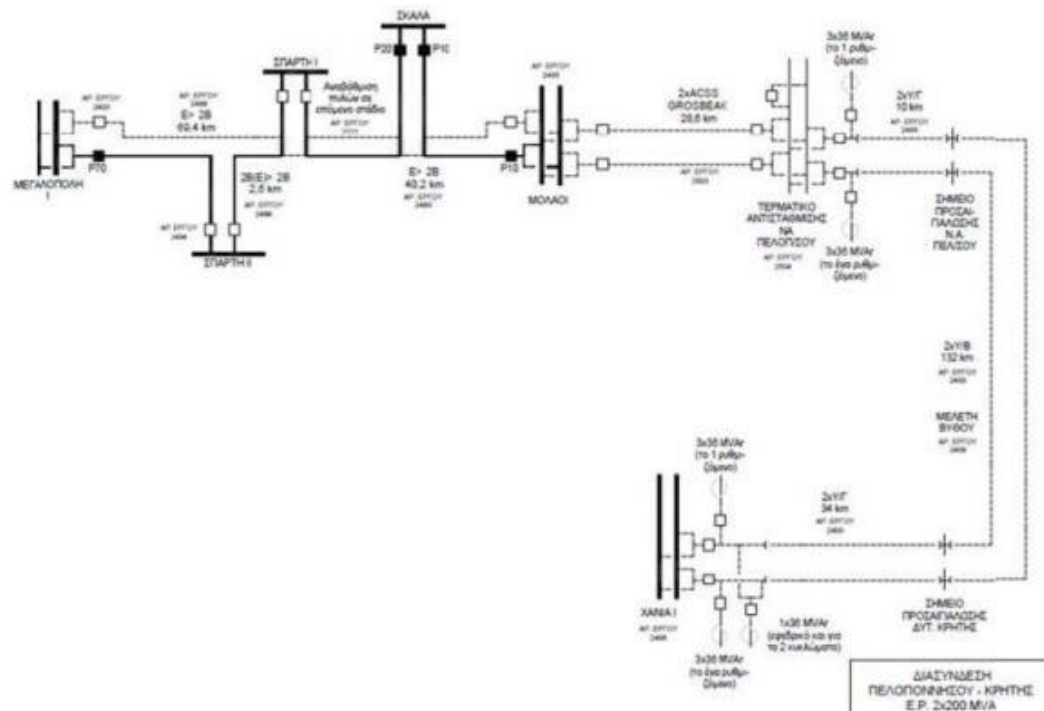
Η «μικρή» διασύνδεση Κρήτης-Πελοποννήσου, θα έχει αγωγό εναλλασσόμενου ρεύματος τάσης 150 kV και μεταφορικής ικανότητας 2X200 MVA. Υποβρύχιο καλώδιο μήκους 132 χλμ θα ξεκινήσει από τη νότια Πελοπόννησο και θα προσαιγιαλωθεί στην περιοχή στον κόλπο του Κισσάμου, για να ακολουθήσει στη συνέχεια υπόγεια διαδρομή μήκους 32 χλμ. έως τον υποσταθμό των Χανίων. Το μέγιστο βάθος πόντισης των καλωδίων είναι 950 μέτρα, καθιστώντας το έργο ένα

από τα πλέον απαιτητικά του είδους διεθνώς. Ο συνολικός προϋπολογισμός είναι 330 εκατ. ευρώ και το χρονοδιάγραμμα ολοκλήρωσης 18 μήνες.

Όταν περατωθεί, θα καταρρίψει το ρεκόρ της μεγαλύτερης σε μήκος καλωδιακής διασύνδεσης εναλλασσόμενου ρεύματος στον κόσμο

4.5.1: Τοπολογία Διασύνδεσης

Η τοπολογία της της διασύνδεσης που λαμβάνεται υπόψιν στην παρούσα διπλωματική, περιγράφεται αναλυτικά στην ΔΠΑ 2018-2027. Αναλυτικότερα η τοπολογία της διασύνδεσης μεταξύ Πελοποννήσου και Κρήτης παρουσιάζεται στο παρακάτω σχήμα.



Εικόνα 4.4: Τοπολογία Διασύνδεσης-Φάση Ι

Ως σημείο σύνδεσης στην Πελοπόννησο έχει καταρχήν επιλεγεί η ευρύτερη περιοχή του ακρωτήριου Μαλέα και συγκεκριμένα ο Υ/Σ Μολάων. Για την σύνδεση στο υπόλοιπο σύστημα προβλέπεται η αναβάθμιση της Γ.Μ μονού κυκλώματος ελαφρύ τύπου (Ε) Μεγαλόπολης Ι Σπαρτη ΙΙ-Σπαρτη Ι-Σκάλα-Μολαί σε Γ.Μ διπλού κυκλώματος βαρέως τύπου (2Β)

Η διασύνδεση εκκινεί από τον Υ/Σ Μολάων με εναέρια Γ.Μ διπλού κυκλώματος 28,6km και με αγωγούς ACSS διατομής Grossbeak αυξημένου θερμικού ορίου. Εν συνεχεία μέσω νέου Υ/Σ ζεύξης στην ΝΑ Πελοπόννησο (Τερματικό Αντιστάθμισης) η Γ.Μ υπογειοποιείται για μήκος περίπου 10 km, έως το σημείο προσαιγιάλωσης. Στον τερματικό Αντιστάθμισης η διασύνδεση εναέριων και υπογείων γραμμών γίνεται δια μέσου διπλού ζυγού 150kV. Στον Υ/Σ αυτόν θα εγκατασταθούν οι διατάξεις αντιστάθμισης του καλωδίου του άκρου της Πελοποννήσου.

Από το σημείο προσαιγιάλωσης στη Πελοπόννησο ξεκινά διπλή υποβρύχια καλωδιακή γραμμή με μήκος περίπου 132 km, έως το σημείο προσαιγιάλωσης στα Δυτικά της νήσου Κρήτης. Από το σημείο προσαιγιάλωσης της πλευράς της Κρήτης ξεκινά διπλή υπόγεια καλωδιακή γραμμή μήκους περίπου 34 km η οποία καταλήγει στον Υ/Σ Χανιά Ι. Στον Υ/Σ Χανίων συνδέονται και οι διατάξεις αντιστάθμισης του καλωδίου του άκρου της Κρήτης.

4.5.2: Περιγραφή των σταδίων εκτέλεσης Μικρής Διασύνδεσης.

Η πρώτη φάση της διασύνδεσης κατά τον σχεδιασμό και τον προγραμματισμό της, αποφασίστηκε να χωριστεί σε τέσσερα μέρη κατά την εκτέλεση της, καθώς διαπιστώθηκε ότι με αυτόν τον τρόπο η εκπόνηση του έργου θα γινόταν πιο εύκολα και σε μικρότερο χρονικό διάστημα. Το ένα από τα τέσσερα μέρη αφορά τις εγκαταστάσεις υποσταθμών σε Χανιά και Πελοπόννησο, τα οποία θα υποστηρίξουν το έργο της διασύνδεσης, ενώ τα υπόλοιπα τρία μέρη αφορούν την μελέτη, προμήθεια και εγκατάσταση Συστήματος καλωδίων ισχύος και οπτικών ινών για την διασύνδεση. Πιο αναλυτικά:

ΤΜΗΜΑ Α.

Περιλαμβάνει την Υποβρύχια διασύνδεση μεταξύ Πελοποννήσου και Χανίων (Κύκλωμα 1- Δυτικό) και τις υπόγειες διασυνδέσεις στον χώρο της Πελοποννήσου.

• Υπο-ομάδα Α1

Υποβρύχια Διασύνδεση Πελοπόννησος-Κρήτη.

αποτελείται από το πλήρες έργο της μελέτης, προμήθειας και εγκατάστασης συστήματος ενός τριπολικού υποβρύχιου καλωδίου EP 150kV καθαρής ισχύος 200 MVA και οπτικών ινών μεταξύ του λάκκου συνδέσμων μετάβασης Πελοποννήσου (

Νεάπολη Βοιών) και Κρήτης (Νωπήγεια Χανίων) συνολικού μήκους 135 χιλιομέτρα περίπου.

• **Υπο-ομάδα Α2**

Υπόγεια διασύνδεση Τερματικού Αντιστάθμισης Πελοποννήσου (Σκλαβούνα) - Λάκκος σύνδεσμος μετάβασης Πελοποννήσου (Νεάπολη Βοιών)

Περιλαμβάνει το πλήρες έργο της μελέτης, προμήθειας και εγκατάστασης συστήματος καλωδίων ισχύος και οπτικών ινών μεταξύ του τερματικού σταθμού αντιστάθμισης στην Σκλαβούνα έως τον λάκκο συνδέσμων μετάβασης στην Νεάπολη Βοιών με έξι μονοπολικά υπόγεια καλώδια 150kV καθαρής ισχύος 200 MVA και δύο υπόγεια καλώδια 48 οπτικών ινών με μήκος όδευσης 10 χιλιομέτρα.

• **Υπό-ομάδα Α3**

Υπόγειο τμήμα της εναέριας ΓΜ Μεγαλόπολη – Σπάρτη τμήμα της εναέριας ΓΜ Μεγαλόπολη – Σπάρτη Ι

Αποτελείται από το πλήρες έργο της μελέτης, προμήθειας και εγκατάστασης Συστήματος καλωδίων ισχύος απλού κυκλώματος και οπτικών ινών για την υπογειοποίηση τμήματος της εναέριας ΓΜ Μεγαλόπολη – Σπάρτη Ι το οποίο διέρχεται μέσα από την Μεγαλόπολη. Συγκεκριμένα τοποθετούνται τρία μονοπολικά υπόγεια καλώδια ΕΡ 150kV καθαρής ισχύος 200 MVA και ένα υπόγειο καλώδιο 48 οπτικών ινών με μήκος όδευσης 1,7 χιλιομέτρα περίπου.

• **Υπό-ομάδα Α4**

Υπόγειο τμήμα της εναέριας ΓΜ Μολάοι – Τερματικός Χώρος Αντιστάθμισης
Σκλαβούνας:

Αποτελείται από το πλήρες έργο της μελέτης, προμήθειας και εγκατάστασης Συστήματος καλωδίων ισχύος διπλού κυκλώματος και οπτικών ινών στο τμήμα της ΓΜ Μολάοι – Τερματικός Χώρος Αντιστάθμισης Σκλαβούνας μήκους 4,45 km από τον Υ/Σ Μολάων έως τον Τερματικό Πύργο Ν. 12 της Εναέριας ΓΜ Μολάοι – Τερματικός Χώρος Αντιστάθμισης Σκλαβούνας που υπογειοποιείται. Συγκεκριμένα τοποθετούνται έξι μονοπολικά υπόγεια καλώδια 150kV, , καθαρής ισχύος 200 MVA και δύο υπόγεια καλώδια 48 οπτικών ινών.

ΤΜΗΜΑ Β

Υποβρύχια Διασύνδεση Πελοπόννησος – Κρήτη (Κύκλωμα 2 - Ανατολικό)

Αποτελείται από το πλήρες έργο της μελέτης, προμήθειας και εγκατάστασης Συστήματος καλωδίων ισχύος και οπτικών ινών μεταξύ του λάκκου συνδέσεων μετάβασης Πελοποννήσου (Νεάπολη Βοιών) και Κρήτης (Νωπήγεια Χανίων), συμπεριλαμβανομένων και των λάκκων.

Το αντικείμενο του τμήματος Β διαθέτει όμοια τεχνικά χαρακτηριστικά και προδιαγραφές με αυτό της υπο-ομάδας Α1 Το αντικείμενο του τμήματος Β περιλαμβάνει ακόμη την προμήθεια, εγκατάσταση καθώς και δεκαετή (10 έτη) εγγύηση καλής λειτουργίας και καθώς και ισόχρονη δεκαετή (10 έτη) τεχνική υποστήριξη για όλα τα εγκατεστημένα καλώδια ενός πλήρους συστήματος DTS (Distributed Temperature Sensing) και DCR (Dynamic Cable Rating).

ΤΜΗΜΑ Γ

Υπόγειες Διασυνδέσεις Κρήτης στα πλαίσια της Διασύνδεσης της Κρήτης με το Ηπειρωτικό Σύστημα (Φάση Ι).

Αποτελείται από το πλήρες έργο της μελέτης, προμήθειας και εγκατάστασης Συστήματος καλωδίων ισχύος διπλού κυκλώματος και οπτικών ινών μεταξύ του λάκκου συνδέσμων μετάβασης Κρήτης (Νωπήγεια Χανίων) και του Υ/Σ GIS Χανιά Ι με έξι μονοπολικά υπόγεια καλώδια τύπου EP 150kV, , καθαρής ισχύος 200 MVA ανά κύκλωμα (τρία καλώδια) και δύο υπόγεια καλώδια 48 οπτικών ινών με μήκος όδευσης 34 χιλιόμετρα περίπου

ΤΜΗΜΑ Δ.

Νέος τερματικός σταθμός στη ΝΑ Πελ/σο και επέκταση του Υποσταθμού των Χανίων

Περιλαμβάνει την δημιουργία νέου τερματικού σταθμού μετάβασης αντιστάθμισης 245kV (με λειτουργία στα 150/170kV) στη ΝΑ Πελοπόννησο και επέκταση του υφιστάμενου υπαίθριου Υ/Σ Χανίων με εξοπλισμό GIS 170KV εξωτερικού χώρου.

4.5.3: Προϋπολογισμός Έργου

1. Ο συνολικός προϋπολογισμός του Έργου €327.675.000 χωρίς ΦΠΑ (εκτιμώμενη αξία €310.000.000 + αξία δικαιώματος προαίρεσης €105.000).
2. Ο προϋπολογισμός του Έργου ανά τμήμα ανέρχεται σε:

i. Πρώτο τμήμα του Έργου συνολικού προϋπολογισμού (141.000.000,00€) .:

- Κύκλωμα υποβρυχίου καλωδίου και υπόγεια καλωδιακά συστήματα, προϋπολογισμού (140.930.000,00€) .
- Δεκαετής συντήρηση και τεχνική υποστήριξη για το σύστημα κατανεμημένης αναγνώρισης θερμοκρασίας (Distributed Temperature Sensing System) και δυναμικού υπολογισμού μεταφορικής ικανότητας καλωδίου (Dynamic Cable Rating), προϋπολογισμού (70.000,00€).
- Δικαίωμα προαίρεσης σύμβασης συντήρησης: (5) πέντε έτη, προϋπολογισμός:

(35.000,00€)

- Ποσό απρόβλεπτων δαπανών: ποσοστό 9% του προϋπολογισμού.

ii. Δεύτερο τμήμα του Έργου συνολικού προϋπολογισμού (127.000.000,00€) :

- Κύκλωμα υποβρυχίου καλωδίου, προϋπολογισμού (126.930.000€)
- Δεκαετής συντήρηση και τεχνική υποστήριξη για το σύστημα κατανεμημένης αναγνώρισης θερμοκρασίας (Distributed Temperature Sensing System) και δυναμικού υπολογισμού μεταφορικής ικανότητας καλωδίου (Dynamic Cable Rating), προϋπολογισμού (70.000,00€)
- Δικαίωμα προαίρεσης σύμβασης συντήρησης: (5) πέντε έτη, προϋπολογισμός:

(35.000,00€)

- Ποσό απρόβλεπτων δαπανών: ποσοστό 9% του προϋπολογισμού.

iii. Τρίτο τμήμα του Έργου συνολικού προϋπολογισμού (42.000.000,00€) :

- Υπόγειο καλωδιακό σύστημα, προϋπολογισμού (41.930.000,00€)
- Δεκαετής συντήρηση και τεχνική υποστήριξη για το σύστημα κατανεμημένης αναγνώρισης θερμοκρασίας (Distributed Temperature Sensing System) και δυναμικού υπολογισμού μεταφορικής ικανότητας καλωδίου (Dynamic Cable Rating), προϋπολογισμού (70.000,00€)

- Δικαίωμα προαίρεσης σύμβασης συντήρησης: (5) πέντε έτη, προϋπολογισμός:
(35.000,00€)
- Ποσό απρόβλεπτων δαπανών: ποσοστό 9% του προϋπολογισμού.

iv. Τέταρτο τμήμα το Έργο συνολικού προϋπολογισμού (€17.570.000)

• Ο προϋπολογισμός κτήσης του τερματικού σταθμού μετάβασης και αντιστάθμισης στην ΝΑ Πελοπόννησο ανέρχεται σε €9.000.000.

– Εκτιμώνται επιπλέον € 810.000 για απρόβλεπτες δαπάνες (ποσοστό 9% του προϋπολογισμού, απολύτως σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 156 §3 του ν.4412/2016). Το ποσό των απρόβλεπτων δαπανών υπολογίζεται εκ νέου κατά την υπογραφή της Σύμβασης, βάσει της προσφερθείσας τιμής του Αναδόχου, με σταθερή την ποσοστιαία αναλογία (9%).

– Ο προϋπολογισμός της δεκαετούς συντήρησης για τον εξοπλισμό GIS και το ψηφιακό σύστημα ελέγχου και προστασίας του Τερματικού Σταθμού Μετάβασης και Αντιστάθμισης στην ΝΑ Πελοπόννησο ανέρχεται σε € 60.000.

• Ο προϋπολογισμός κτήσης της επέκτασης του Υ/Σ Χανίων ανέρχεται σε €7.000.000.

– Εκτιμώνται επιπλέον € 630.000 για απρόβλεπτες δαπάνες (ποσοστό 9% του προϋπολογισμού, απολύτως σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 156 §3 του ν.4412/2016). Το ποσό των απρόβλεπτων δαπανών υπολογίζεται εκ νέου κατά την υπογραφή της Σύμβασης, βάσει της προσφερθείσας τιμής του Αναδόχου, με σταθερή την ποσοστιαία αναλογία (9%).

– Ο προϋπολογισμός της δεκαετούς συντήρησης για τον εξοπλισμό GIS και το ψηφιακό σύστημα ελέγχου και προστασίας που περιλαμβάνονται στην επέκταση του Υ/Σ Χανίων ανέρχεται σε € 70.000.

❖ Τα παραπάνω ποσά δεν περιλαμβάνουν τον ΦΠΑ

4.5.4: Τεχνικά Χαρακτηριστικά Καλωδίων.

ΤΕΧΝΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΥΠΟΓΕΙΩΝ ΚΑΛΩΔΙΩΝ AC 150 kV ΤΥΠΟΥ

XLPE

• ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΤΟΥ ΚΑΛΩΔΙΟΥ

1. Ονομαστική τάση συστήματος (πολική) : 150kV
2. Μέγιστη τάση συστήματος (πολική) : 170 kV
3. Τάση λειτουργίας , $U_0/ U(U_{max})$: 87/150 (170)kV

Όπου U_0 = ή τάση rms μεταξύ αγωγού και γης ή μεταλλικού μανδύα

U =πολική τάση (rms)

U_{max} = μέγιστη πολική τάση (rms)

4. Βασική στάθμη μονώσεως (Επίπεδο κρουστικής τάσεως (1,2/50μς)) : 750kV

5. Μέγιστη ικανότητα μεταφοράς ισχύος στην ονομαστική τάση σε τριφασικό σύστημα : 200 MVA (χωρίς τις απώλειες)
6. Συχνότητα : 50 Hz
7. Αριθμός φάσεων : 3
8. Στάθμη βραχυκυκλώματος : 31,5KA
9. Χρονική διάρκεια βραχυκυκλώματος : 1 δευτερόλεπτο 10. Μέθοδος γειώσεως :

Το σύστημα των 150kV είναι στερεά γειωμένο

11. Κυκλική Φόρτιση* : 16 ώρες : 85% φορτίου
8 ώρες : 75% φορτίου
12. Μέγιστη Χωρητικότητα Καλωδίου C0 : 0,19μF/km
13. Αντοχή σε τάση AC, 50Hz για 30 λεπτά : 218kV (rms)
14. . Εξαρτήματα του καλωδίου :Το καλώδιο θα αποτελείται από τα εξής βασικά μέρη: Αγωγό, ημιαγώγιμο στρώμα αγωγού, μόνωση XLPE, ημιαγώγιμο στρώμα μόνωσης, ημιαγώγιμες ταινίες διογκωμένες παρουσία υγρασίας, μανδύα κράματος μόλυβδου ή συγκολλημένου αλουμινίου ή συνδυασμού συρματιδίων χαλκού και ταινίας αλουμινίου και εξωτερικό μανδύα PVC ή HDPE.

*Ο κατασκευαστής είχε την υποχρέωση να υποβάλλει αναλυτική μελέτη υπολογισμού μεταβατικών υπερφορτίσεων για μέγιστη επιτρεπόμενη θερμοκρασία συνθηκών ανάγκης (emergency) 90 και 95οC με αρχική μόνιμη φόρτιση καλωδίων στο 75%, 80%, 85% και 100% της ονομαστικής τους ικανότητας

• ΣΥΝΘΛΗΚΕΣ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ

Επιπλέον τα καλώδια πρέπει να είναι σχεδιασμένα για τις παρακάτω συνθήκες:

1. Θερμική αντίσταση εδάφους : $1,2 \text{ }^{\circ}\text{Cm/W}$
2. Μέση θερμοκρασία εδάφους : $30 \text{ }^{\circ}\text{C}$
3. Εύρος διακύμανσης θερμοκρασίας στο έδαφος : $+10^{\circ}\text{C}$ έως $+35^{\circ}\text{C}$
4. Εύρος διακύμανσης θερμοκρασίας στον αέρα : -25°C έως $+45^{\circ}\text{C}$

• ΑΠΑΙΤΟΥΜΕΝΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΤΟΥ ΑΓΩΓΟΥ ΤΟΥ ΚΑΛΩΔΙΟΥ

1. Υλικό αγωγού : Χαλκός (Cu) ή Αλουμίνιο (Al)
2. Διατομή αγωγού : τουλάχιστον 630 mm^2
3. Σχήμα αγωγού : Πολύκλωνος κυκλικού σχήματος αποτελούμενος από συρματίδια κυκλικής διατομής, συνεστραμμένα και συμπιεσμένα.
4. Μόνωση αγωγού : Η μόνωση του αγωγού θα αποτελείται από εξωθημένη στρώση υπερκαθαρού διασταυρωμένου πολυαιθυλενίου (XLPE). Τα δε μηχανικά της χαρακτηριστικά θα πρέπει να είναι σύμφωνα με τις τιμές του κανονισμού IEC-60840

• **ΑΠΑΙΤΟΥΜΕΝΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΜΕΤΑΛΛΙΚΟΥ ΜΑΝΔΥΑ ΤΟΥ ΚΑΛΩΔΙΟΥ**

1. Υλικά Μανδύα : κράμα Pb ή Al (welded) ή Cu wires with Al tape
2. Ακτινική Προστασία του αγωγού έναντι νερού και υγρασίας : Ο μανδύας θα πρέπει να παρέχει ακτινική προστασία έναντι νερού και υγρασίας.
3. Διαμήκης προστασία του αγωγού έναντι νερού και υγρασίας : Η διαμήκης προστασία έναντι νερού και υγρασίας θα πρέπει να επιτυγχάνεται με την χρήση διογκούμενης ταινίας ή άλλου υλικού εφαρμοζόμενου κάτω από τον μανδύα.
4. Αντοχή του μανδύα σε ρεύμα βραχυκυκλώματος : 31,5 kA για 0,5 δευτερόλεπτα

Τα καλώδια και τα απαραίτητα εξαρτήματά τους πέρασαν όλες τις δοκιμές που αναφέρονται στην τελευταία έκδοση του Κανονισμού IEC-60840.

• **ΗΜΙΑΓΩΓΙΜΑ ΣΤΡΩΜΑΤΑ ΑΓΩΓΟΥ ΚΑΙ ΜΟΝΩΣΗΣ ΤΟΥ ΚΑΛΩΔΙΟΥ**

Τόσο το ημιαγώγιμο στρώμα του αγωγού όσο και το ημιαγώγιμο στρώμα της μόνωσης είναι υποχρεωτικά και θα πρέπει να παράγονται μαζί με την μόνωση με την μέθοδο της ταυτόχρονης τριπλής εξώθησης.

• **ΕΞΩΤΕΡΙΚΟΣ ΜΑΝΔΥΑΣ ΤΟΥ ΚΑΛΩΔΙΟΥ**

Ο εξωτερικός μανδύας του καλωδίου θα κατασκευαστεί δι' εξωθήσεως από PVC ή πολυαιθυλένιου ψηλής πυκνότητας (HDPE) χρώματος μαύρου. Η εξωτερική του επιφάνεια θα πρέπει να γίνει αγωγίμη με την προσθήκη κατάλληλου αγωγίμου στρώματος δι' εξωθήσεως.

• **ΔΟΚΙΜΕΣ**

Οι δοκιμές σειράς, ειδικές και τύπου των ΥΠΟΓΕΙΩΝ ΚΑΛΩΔΙΩΝ AC 150 kV ΤΥΠΟΥ XLPE εκτελέστηκαν σύμφωνα με τον κανονισμό IEC-60840

A. Δοκιμές σειράς

Οι ακόλουθες δοκιμές εκτελέστηκαν σε κάθε παραγόμενο μήκος καλωδίου.

1. Δοκιμή μερικών εκφορτίσεων
2. Δοκιμή Τάσεως (διηλεκτρικής αντοχής σε τάση 50Hz για 30 λεπτά)

B. Ειδικές δοκιμές

1. Έλεγχος αγωγού
2. Μέτρηση της ηλεκτρικής αντίστασης του αγωγού
3. Μέτρηση του πάχους της μόνωσης και των μη μεταλλικών μανδύων.
4. Μέτρηση του πάχους του μεταλλικού μανδύα
5. Μέτρηση της διαμέτρου του αγωγού καθώς και της διαμέτρου όλου του καλώδιο
6. Θερμική δοκιμή ορίων της μόνωσης XLPE
7. Μέτρηση της χωρητικότητας μεταξύ αγωγού και μεταλλικού μανδύα

C. Δοκιμές τύπου

Ηλεκτρικές Δοκιμές στο πλήρες καλώδιο

Η αλληλουχία των δοκιμών καθώς και οι δοκιμές είναι ως ακολούθως:

- α. Δοκιμή κάμψης ακολουθούμενη από την δοκιμή μερικών εκφορτίσεων
- β. Μέτρηση εφδ.
- γ. Δοκιμή τάσης με θερμικούς κύκλους ακολουθούμενη από την δοκιμή μερικών εκφορτίσεων.
- δ. Δοκιμή διηλεκτρικής αντοχής σε κρουστική τάση ακολουθούμενη από την δοκιμή διηλεκτρικής αντοχής σε εναλλασσόμενη τάση βιομηχανικής συχνότητας.

ΤΕΧΝΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΥΠΟΒΡΥΧΙΩΝ ΤΡΙΦΑΣΙΚΩΝ ΚΑΛΩΔΙΩΝ
AC 150 kV ΤΥΠΟΥ ΧΛΡΕ

• ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΤΟΥ ΚΑΛΩΔΙΟΥ

1. Ονομαστική τάση συστήματος (πολική) : 150Kv
2. Μέγιστη τάση συστήματος (πολική) : 170 kV
3. Τάση λειτουργίας : 87/150 kV
4. Βασική στάθμη μονώσεως (Επίπεδο κρουστικής τάσεως) : 750kV
5. Μέγιστη ικανότητα μεταφοράς ισχύος στην ονομαστική τάση σε τριφασικό σύστημα : 200 MVA (χωρίς τις απώλειες)
6. Συχνότητα : 50 Hz
7. Αριθμός φάσεων : 3
8. Στάθμη βραχυκυκλώματος : 31,5KA
9. Χρονική διάρκεια βραχυκυκλώματος : 1 δευτερόλεπτο
10. Κυκλική Φόρτιση* : 16 ώρες : 80% φορτίου
8 ώρες : 70% φορτίου
11. Μέγιστη Χωρητικότητα Καλωδίου C0 : 0,198μF/km

• ΣΥΝΘΛΗΚΕΣ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ

Θερμική αντίσταση του θαλάσσιου πυθμένα: $0,7 \text{ } ^\circ \text{Cm} / \text{W}$

Θερμική αντίσταση του εδάφους: $\leq 1,2 \text{ } ^\circ \text{Cm} / \text{W}$

Θερμοκρασία του θαλάσσιου βυθού *: $+ 15 \text{ } ^\circ \text{C}$

Θερμοκρασία εδάφους: $+ 25 \text{ } ^\circ \text{C}$ Θερμοκρασία αέρα: $+ 40 \text{ } ^\circ \text{C}$

*Τα υποβρύχια καλώδια έχουν σχεδιαστεί ώστε να μπορούν να θαφτούν τουλάχιστον 2 μέτρα μέσα στον βυθό της θάλασσας και τουλάχιστον 1,6 μ. στην ακτή.

Τα υποβρύχια καλώδια είναι κατασκευασμένα ώστε να είναι ανθεκτικά σε εξοπλισμό ψαρέματος καθώς και σε άγκυρες μικρού μεγέθους. Επίσης η κατασκευή τους επιτρέπει εύκολη ανάκτηση τους στην επιφάνεια, από τον πυθμένα της θάλασσας, όταν απαιτείται συντήρηση ή επιδιόρθωση.

*Ο κατασκευαστής είχε την υποχρέωση να υποβάλλει αναλυτική μελέτη υπολογισμού μεταβατικών υπερφορτίσεων για μέγιστη επιτρεπόμενη θερμοκρασία συνθηκών ανάγκης (emergency) 90 και 95°C με αρχική μόνιμη φόρτιση καλωδίων στο 75%, 80%, 85% και 100% της ονομαστικής τους ικανότητας

• ΑΠΑΙΤΟΥΜΕΝΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΤΟΥ ΑΓΩΓΟΥ ΤΟΥ ΚΑΛΩΔΙΟΥ

1. Υλικό αγωγού* : Χαλκός (Cu)

2. Διατομή αγωγού : τουλάχιστον 630 mm²

3. Μόνωση αγωγού : Η μόνωση του αγωγού θα αποτελείται από εξωθημένη στρώση υπερκαθαρού διασταυρωμένου πολυαιθυλενίου (XLPE). Τα δε μηχανικά της χαρακτηριστικά θα πρέπει να είναι σύμφωνα με τις τιμές του κανονισμού IEC-60840. Θα περιλαμβάνει τουλάχιστον δύο στρώματα ημιαγωγικής ταινίας ή άλλη ισοδύναμη που τηρεί τους κανονισμούς και μια μονωτική επικάλυψη από μεταλλικές ταινίες σε συνδυασμό με ημιαγώγιμη ταινία ή με άλλη ισοδύναμη αποδεκτή κάλυψη.

*σε περίπτωση που παρουσιαστεί σφάλμα κατά την τοποθέτηση του καλωδίου σε μεγάλο βάθος, τότε μπορεί να χρησιμοποιηθεί και αγωγός από αλουμίνιο, αν αποδειχτεί ότι έχει την ίδια ικανότητα μεταφοράς ισχύος με τον χαλκό

● ΘΗΚΗ ΚΑΙ ΜΕΤΑΛΛΙΚΗ ΕΝΙΣΧΥΣΗ.

Οι ενισχυτικές ταινίες πρέπει να έχουν ειδικές αντιδιαβρωτικές ιδιότητες. Για τα καλώδια μονού πυρήνα θα χρησιμοποιηθούν μη μαγνητικές ταινίες ενίσχυσης.

● ΑΝΤΙΔΙΑΒΡΩΤΙΚΗ ΚΑΛΥΨΗ

Ένα προστατευτικό κάλυμμα από πολυαιθυλένιο θα εφαρμόζεται ως αντιδιαβρωτική προστασία, το πάχος του καλύμματος καθορίζεται από τον κατασκευαστή και εγκρίνεται από την IPTO, με βάση την υπέρταση που προκαλείται

στο περίβλημα σε περίπτωση βλάβης. Το πάχος της κάλυψης θα είναι τουλάχιστον 1 mm.

• ΘΩΡΑΚΙΣΗ

Μια θωράκιση από χαλύβδινο σύρμα με ψευδάργυρο θα υπάρχει στο υποβρύχιο τμήμα του καλωδίου. Για θωράκιση μονής στρώσης, η διάμετρος των συρμάτων δεν πρέπει να είναι μικρότερη από 5 mm για διάμετρο καλωδίου, κάτω από την θωράκιση, μέχρι 65 mm, και 6 mm για διάμετρο καλωδίου άνω των 65 mm.

• ΔΟΚΙΜΕΣ

A. Δοκιμές σειράς

- i. Δοκιμές αντίστασης
- ii. ii. Δοκιμή αντοχής και δοκιμή διηλεκτρικής απώλειας
γωνίας
- iii. iii. Δοκιμή υψηλής τάσης με AC

B. Ειδικές δοκιμές

1. Έλεγχος αγωγού
2. Μέτρηση της ηλεκτρικής αντίστασης του αγωγού
3. Μέτρηση του πάχους της μόνωσης και των μη μεταλλικών μανδύων.
4. Μέτρηση του πάχους του μεταλλικού μανδύα
5. Μέτρηση της διαμέτρου του αγωγού καθώς και της διαμέτρου όλου του καλώδιο
6. Θερμική δοκιμή ορίων της μόνωσης XLPE

C. Δοκιμές τύπου

- i. δοκιμές τύπου σε καλώδια και σε εξαρτήματα (άκρα ασφάλισης και εύκαμπτες αρθρώσεις, εάν υπάρχουν) που αναφέρεται στο πρότυπο IEC 60840
- ii. Εκτός από τις παραπάνω δοκιμές τύπου, τα καλώδια πρέπει να ελέγχονται με το τεχνικό φυλλάδιο CIGRE 623 WG B1.43 "Συστάσεις για μηχανικές δοκιμές υποβρυχίων καλωδίων" και το CIGRE Σύσταση N.490 WG B1.27 (Συστάσεις για τη δοκιμή μακράς διαδρομής AC)

4.5.5: Μελέτες που εκπονήθηκαν κατά τον σχεδιασμό της Φάσης Ι Μικρή Διασύνδεση.

Εξαιτίας της ιδιαίτερων χαρακτηριστικών που παρουσίασε η Διασύνδεση της μεταξύ Κρήτης και Πελοποννήσου, καθώς και οι πρωτότυπες τεχνικές που απαιτήθηκαν κατά τον σχεδιασμό και την εκτέλεση του έργου, ήταν αναγκαία η πραγματοποίηση μελετών που κάλυπταν όλο το φάσμα των ΣΗΕ:

Οι μελέτες που εκπονήθηκαν αφορούσαν τα παρακάτω πεδία:

- Μελέτη Προστασίας
- Μελέτη Λειτουργίας και Αυτόματου Ελέγχου
- Γεωλογική Μελέτη Βυθού
- Μελέτη Ταχέων Μεταβατικών Φαινομένων
- Ανάλυση Δυναμικής Ασφάλειας που περιλαμβάνει την μεταβατική ευστάθεια, την ευστάθεια μικρών διαταραχών, την ευστάθεια ταλαντώσεων ισχύος και την ευστάθεια τάσεως
- Στατικής Ασφάλειας & διαστασιολόγηση βασικών μεγεθών εξοπλισμού ισχύος (αντισταθμίσεις κλπ.)
- Μελέτες εφαρμογής νέων έργων (καλωδιακή διασύνδεση, Υ/Σ, εναέρια γραμμές, τερματικοί Υ/Σ ζεύξης, Συστήματα Αντιστάθμισης κλπ.)
- Μελέτη Αρμονικών

- Ειδικά θέματα προδιαγραφών εξοπλισμού (διακόπτες, καλώδια)
- Μελέτη σκοπιμότητας
- Προσομοίωση αγοράς
- Διαμόρφωση θεσμικού πλαισίου

4.6: Δυναμική Συμπεριφορά του Συστήματος μετά την Διασύνδεση.

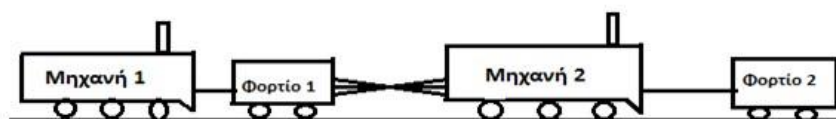
Μια ακόμα πολύ σημαντική έρευνα που έγινε αφορούσε την δυναμική συμπεριφορά του συστήματος μετρά την Διασύνδεση. Κατά την έρευνα εξετάστηκαν 6 διαφορετικά σενάρια λειτουργίας του συστήματος, τα οποία ήταν τα παρακάτω:

- Λειτουργία συστήματος Κρήτης με αφόρτιστη την διασύνδεση
- Λειτουργία συστήματος Κρήτης με φορτισμένη την διασύνδεση
- Λειτουργία συστήματος Κρήτης χωρίς ΑΠΕ
- Λειτουργία συστήματος Κρήτης χωρίς ΑΠΕ και υψηλά φορτία
- Λειτουργία συστήματος Κρήτης χωρίς ΑΠΕ και χαμηλά φορτία

Παρακάτω θα παρουσιαστούν και θα αναλυθούν τα 2 πρώτα σενάρια.

Για να γίνει πιο κατανοητή η έρευνα είναι χρήσιμο να αναλυθεί η λειτουργία δυο συστημάτων κατά την διασύνδεση τους μέσω μιας η περισσότερων γραμμών εναλλασσόμενου

ρεύματος. Στην περίπτωση αυτή οι μονάδες παραγωγής που περιλαμβάνονται σε κάθε χωριστό σύστημα ή "control area" τείνουν να κινούνται (ταλαντώνονται) ταυτόχρονα, να αποτελούν δηλαδή εάν "coherent group". Αυτό σημαίνει ότι σε εκδήλωση διαταραχής του ισοζυγίου ισχύος, όλες οι μονάδες του κάθε συστήματος συμπεριφέρονται παρόμοια και ολόκληρο το σύστημα μπορεί να προσομοιωθεί ως μια ισοδύναμη μονάδα, η οποία ταλαντώνεται σε σχέση με την αντίστοιχη του ετέρου συστήματος.



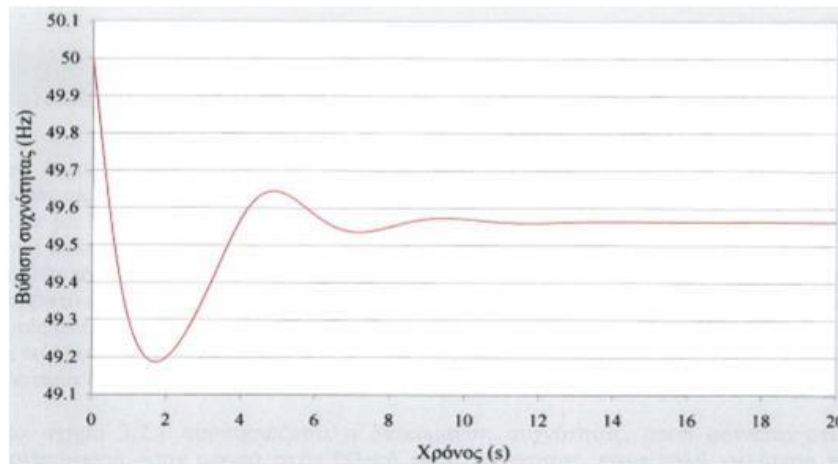
Εικόνα 4.5: Παρομοίωση Διασυνδεδεμένου Συστήματος

4.6.1: Λειτουργία αυτόνομου συστήματος Κρήτης.

Αρχικά, θα σχεδιαστεί ένα αρχικό σενάριο αναφοράς, κατά το οποίο θα εξετασθεί η λειτουργία του Κρητικού συστήματος, χωρίς την ύπαρξη της διασύνδεσης. Κατά την μελέτη, λήφθηκαν ως δεδομένα, συνθήκες συνήθους λειτουργίας, δηλαδή ένα μέσο καθημερινό φορτίο, διείσδυση των ΑΠΕ 31% και απώλεια μιας μονάδας 45MW. Επίσης, ο στατισμός των μονάδων λήφθηκε στα 5%. Πιο αναλυτικά:

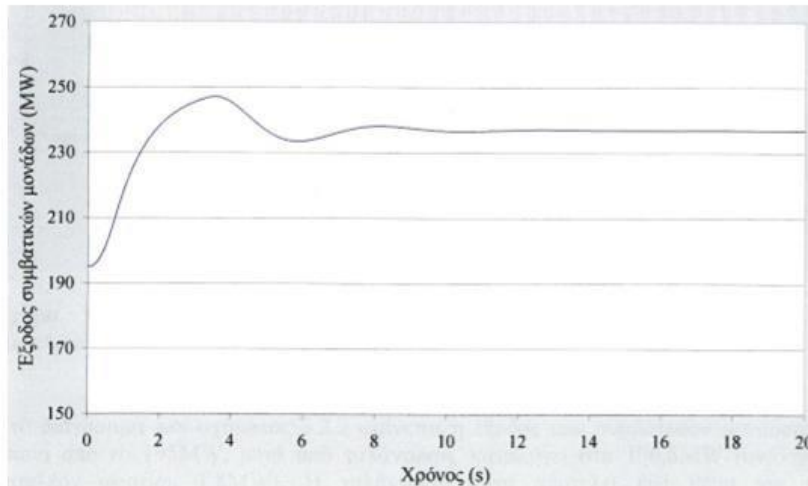
- Φορτίο Κρήτης: 350MW
- Παραγωγή από συμβατικές μονάδες: 240MW
- Στρεφόμενη εφεδρεία μετά την διαταραχή: 45MW
- Παραγωγή από ΑΠΕ (31%) : 110MW
- Διαταραχή- απώλεια παραγωγής : 45MW

Στο πρώτο σχήμα παρουσιάζεται η διακύμανση της συχνότητας μετά την διαταραχή (απώλεια 45MW) στην Κρήτη, όπου φαίνεται ότι η μέγιστη βύθιση συχνότητας φθάνει περίπου στα 49,2Hz και στην συνέχεια, εντός ελάχιστων δευτερολέπτων, η συχνότητα επανακάμπτει στα 49,56Hz.



Εικόνα 4.6 :Απομονωμένο σύστημα Κρήτης-Διακύμανση συχνότητας για απώλεια 45MW

Στο δεύτερο σχήμα παρουσιάζεται η έξοδος ισχύος των συμβατικών μονάδων στην Κρήτη οι οποίες μετά την απώλεια των 45MW - οπότε η συμβατική παραγωγή περιορίζεται στα 195MW- εντός ολίγων δευτερολέπτων αναλαμβάνει φορτίο και ανεβαίνουν στα 236MW (πρωτογενής ρύθμιση), δηλαδή αναλαμβάνουν επιπλέον 41MW. Η τελική απώλεια παραγωγής 4MW αντισταθμίζεται από την αυτορρύθμιση του φορτίου δεδομένου ότι η τελική τιμή συχνότητας έχει πέσει στα 49,56Hz.



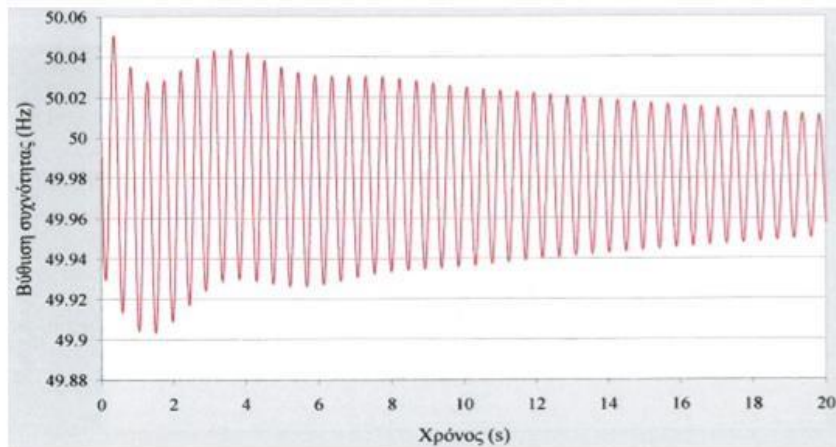
Εικόνα 4.7 : Απομονωμένο σύστημα Κρήτης- Έξοδος Συμβατικών μονάδων

4.6.2: Λειτουργία συστήματος Κρήτης με αφόρτιστη τη Διασύνδεση.

Στο σημείο αυτό εξετάζεται το σενάριο λειτουργίας του συστήματος Κρήτης με όμοιες ως προηγουμένως συνθήκες (ίδια σύνθεση και φόρτιση μονάδων στην Κρήτη) αλλά με λειτουργούσα την διασύνδεση και **χωρίς μεταφερόμενη ισχύ**. Η διαταραχή παραμένει στα 45MW. Στο Ηπειρωτικό σύστημα το φορτίο ανέρχεται στα 6000MW εκ των οποίων τα 5000MW προέρχονται από συμβατικές μονάδες ενώ τα υπόλοιπα από ΑΠΕ. Επισημαίνεται ότι οι συνθήκες που επικρατούν στο Ηπειρωτικό Σύστημα δεν λαμβάνουν υπόψη τις διασυνδέσεις με το Ευρωπαϊκό.

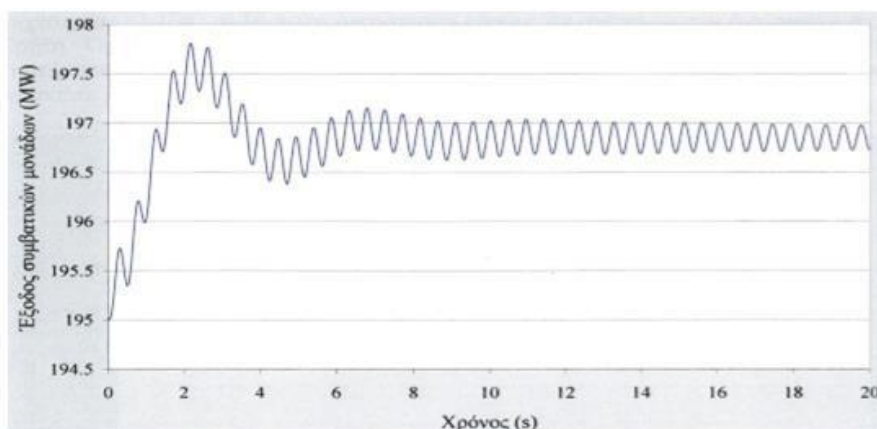
Στο επόμενο σχήμα παρουσιάζεται η διακύμανση συχνότητας, όπου φαίνεται ότι η συμπεριφορά όσον αφορά στην τελική τιμή συχνότητας, είναι πολύ καλύτερη του προηγούμενου σεναρίου λειτουργίας, καθώς η τελική τιμή της φθάνει περίπου το 49,98Hz

έναντι 49,56Hz στο προηγούμενο σενάριο. Αντίθετα, παρουσιάζεται μια έντονη ταλάντωση της συχνότητας, η οποία δεν υπάρχει στο πρώτο σενάριο, του απομονωμένου συστήματος.



Εικόνα 4.8 : Διασυνδεδεμένο σύστημα Κρήτης, Αφόρτιστη Διασύνδεση-Διακύμανση συχνότητας για απώλεια 45MW

Στο επόμενο διάγραμμα φαίνεται η έξοδος των συμβατικών μονάδων η οποία από τα 195MW , μετά την ταλάντωση, καταλήγει στα 196,8MW (ανάληψη επιπλέον φορτίου 1,8MW). Η ταλάντωση αυτή αποτελεί θέμα για τις λειτουργούσες μονάδες οι οποίες θα υποστούν τις συνέπειες.

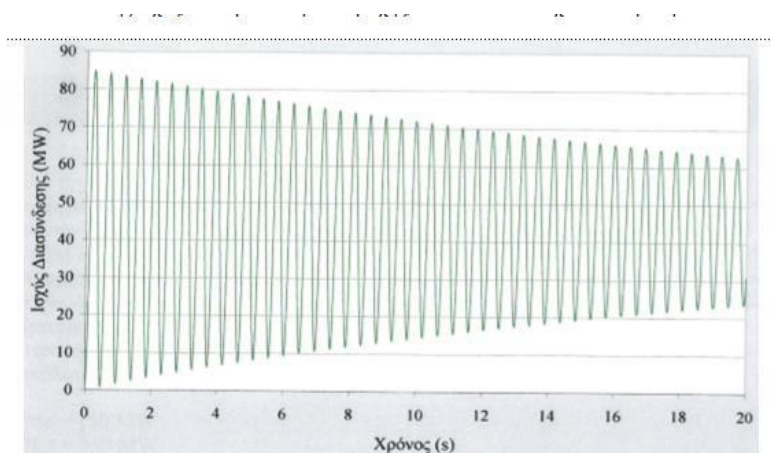


Εικόνα 4.9 : Διασυνδεδεμένο σύστημα Κρήτης, Αφόρτιστη Διασύνδεση- Έξοδος συμβατικών μονάδων

Στο τρίτο σχήμα φαίνεται η ισχύς της διασυνδεδεμένης γραμμής η οποία παρουσιάζει επίσης έντονη ταλάντωση και καταλήγει σε μια μέση τιμή, περί τα 43,2MW. Η ταλάντωση αυτή της μεταφερόμενης από την διασύνδεση ενέργειας είναι εκείνη που προκαλεί την ταλάντωση συχνότητας στο σύστημα Κρήτης και την ταλάντωση ισχύος εξόδου των μονάδων. Είναι το αντίστοιχο του μηχανικού ανάλογου που παρουσιάστηκε με τους συρμούς. Τέλος, η απώλεια των 45MW έχει σχεδόν πλήρως αναπληρωθεί και για το λόγο αυτό η τελική τιμή της ηλεκτρικής συχνότητας, είναι πολύ κοντά στα 50Hz.

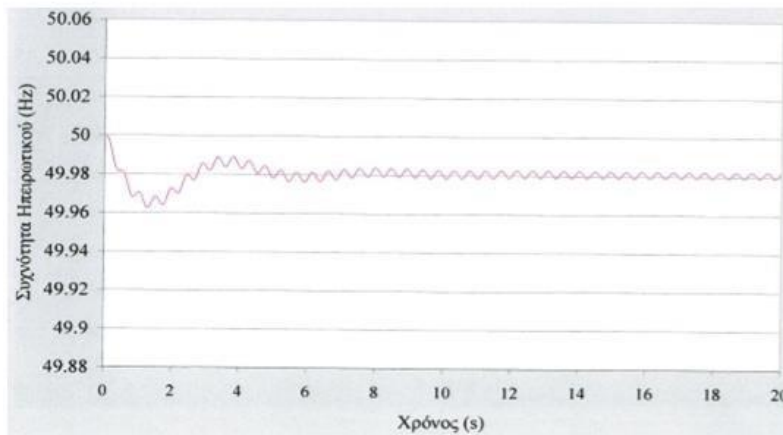
Σημειώνεται ότι στην συνεισφορά ισχύος για την αποκατάσταση της συχνότητας, η διασύνδεση προσέφερε ισχύ 43,2MW (96%), ενώ οι λειτουργούσες μονάδες στην Κρήτη, μέσω της στρεφόμενης εφεδρείας τους, συνέλαβαν μόλις κατά 1,8MW (4%).

Αυτό σημαίνει ότι ο ρόλος της στρεφόμενης εφεδρείας στην Κρήτη δεν είναι πλέον τόσο σημαντικός, όσο ήταν στο αυτόνομο σύστημα δεδομένου ότι η διακινούμενη μέσω της διασύνδεσης ισχύς, σε περίπτωση διαταραχής, είναι πολύ πιο ταχεία και άμεση.



Εικόνα 4.10 : Διασυνδεδεμένο σύστημα Κρήτης, Αφόρτιστη Διασύνδεση-Απόκριση ισχύος διασύνδεσης

Στο τελευταίο σχήμα του σεναρίου, παρουσιάζεται η διακύμανση της ηλεκτρικής συχνότητας του ηπειρωτικού συστήματος, η ταλάντωση της οποίας είναι ίδιας συχνότητας (2,2Hz) αλλά πολύ μικρότερου εύρους σε σχέση με την αντίστοιχη της Κρήτης. Όμως, η τελική τιμή της ηλεκτρικής συχνότητας είναι ίδια και στα δύο συστήματα (49,98Hz). Είναι η συνήθης σχέση δύο εταίρων, όπου ο ισχυρότερος βρίσκεται πάντα σε θέση ισχύος.



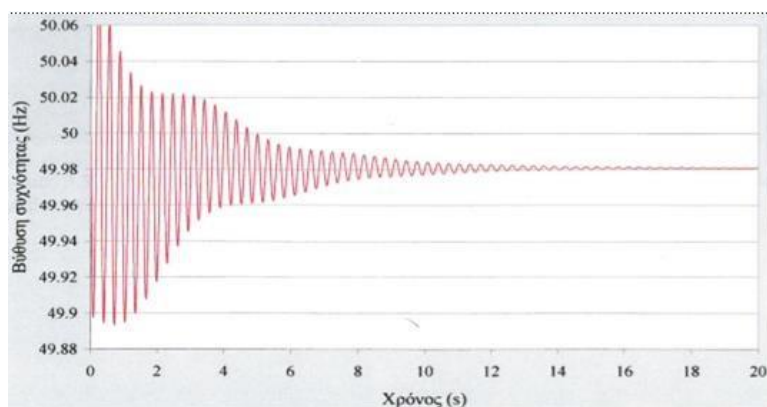
Εικόνα 4.11 : Διασυνδεδεμένο σύστημα Κρήτης, Αφόρτιστη Διασύνδεση-Διακύμανση συχνότητας για απώλεια 45MW στην Κρήτη

4.6.3: Λειτουργία συστήματος Κρήτης με φορτισμένη την διασύνδεση.

Στο τελευταίο σενάριο εξετάζεται η λειτουργία του συστήματος της Κρήτης με ίδιος φορτίο όπως τα προηγούμενα και ίδια παραγωγή από ΑΠΕ αλλά με διασύνδεση στα 150MW, με αποτέλεσμα η τοπική παραγωγή να περιοριστεί από τα 240MW στα 90MW. Αυτό σημαίνει ότι βρίσκονται εν λειτουργία οι δύο Ατμοηλεκτρικές Μονάδες Αθρινόλακκου, με φόρτιση 45MW και στρεφόμενη εφεδρεία 5MW η κάθε μια. Αρά, μετά την απώλεια της μιας εξ αυτών (ίδια διαταραχή με προηγουμένως) παραμένει σε λειτουργία η άλλη, με στρεφόμενη εφεδρεία 5MW. Πιο αναλυτικά τα δεδομένα:

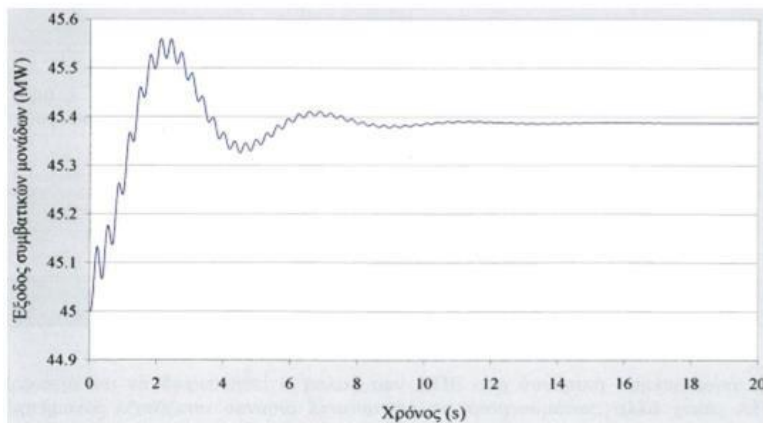
- Φορτίο Διασύνδεσης : 150MW
- Φορτίο Κρήτης : 350MW
- Παραγωγή από συμβατικές Μονάδες : 90MW
- Στρεφόμενη Εφεδρεία Κρήτης: 5MW
- Παραγωγή από ΑΠΕ: 110MW
- Διαταραχή-απώλειας παραγωγής : 45MW

Στο πρώτο σχήμα εμφανίζεται η διακύμανση συχνότητας όπου παρατηρούμαι ότι η συχνότητα παρουσιάζει πάλι έντονη ταλάντωση με ακόμη μεγαλύτερη συχνότητα μεταβολής (3,2Hz). Αποκαθίσταται, όμως, πολύ πιο γρήγορα στην τελική τιμή της ,η οποία όπως και στο προηγούμενο σενάριο, είναι 49,98Hz.



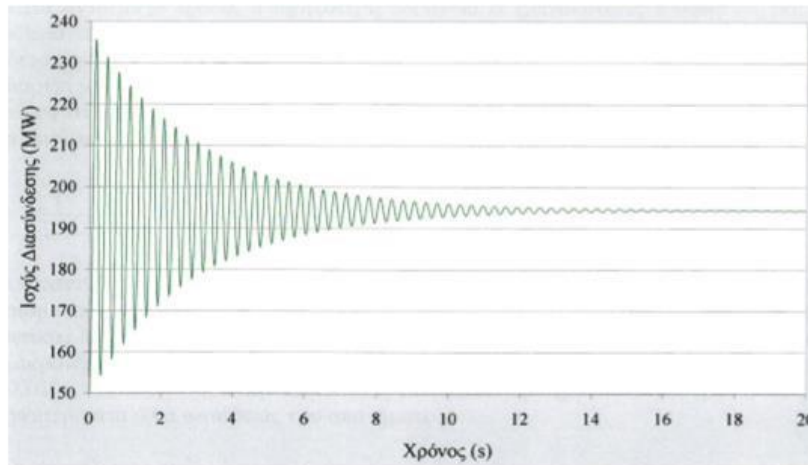
Εικόνα 4.12 : Διασυνδεδεμένο σύστημα Κρήτης, Διασύνδεση=150MW- Διακύμανση συχνότητας για απώλεια 45MW

Στο επόμενο σχήμα φαίνεται η έξοδος των συμβατικών μονάδων, η οποία από τα 45MW ανέρχεται στα 45,38MW ,συμβάλει δηλαδή μόλις κατά 0,38MW, αν και η ίδια διαθέτει στρεφόμενη εφεδρεία 5MW. Αρά, διαπιστώνεται πάλι, η ελάχιστη συμβολή της τοπικής στρεφόμενης εφεδρείας στην ανακάμψει του συστήματος της Κρήτης.



Εικόνα 4.13 : Διασυνδεδεμένο σύστημα Κρήτης, Διασύνδεση=150MW- Έξοδος συμβατικών μονάδων

Στο τελευταίο σχήμα, φαίνεται η ισχύς της διασυνδετικής γραμμής, η οποία ακολουθώντας μια έντονη ταλάντωση, ίδιας συχνότητας (3,2Hz) αλλά μεγάλου εύρους, από το επίπεδο ισχύος των 150MW καταλήγει στα 194MW, δηλαδή παρουσιάζει μια αύξηση κατά 44MW. Κατά συνέπεια, η αρχική απώλεια των 45MW έχει περίπου πλήρως αποκατασταθεί και για το λόγο αυτό η ηλεκτρική συχνότητα στην Κρήτη αποκαθίσταται σχεδόν πλήρως, σε τιμή κοντά στα 50Hz. Επομένως, το φορτίο μετά την διαταραχή, εξυπηρετείται πλέον από την μια από τις δύο ATM (45,38MW) , τα ΑΠΕ= 110MW και την διασύνδεση με 194MW



Εικόνα 4.14 : Διασυνδεδεμένο σύστημα Κρήτης, Διασύνδεση=150MW- Απόκριση ισχύος διασύνδεσης

4.7: Λειτουργία Διασυνδεδεμένου Συστήματος Κρήτης έτος 2025

Σε προηγούμενο κεφάλαιο αναλύθηκε ο τρόπος λειτουργίας της διασύνδεση με μέγιστη φόρτιση διπλής καλωδιακής γραμμής στα 150MW ,γεγονός που συνεπάγεται δυνατότητα βραχύχρονης υπερφόρτισης τους ενός καλωδιακού κυκλώματος κατά 20MW ,σε περίπτωση απώλειας του άλλου. Η πρόταση αυτή συνοδεύτηκε με πρόβλεψη τήρησης στρεφόμενης εφεδρείας τοπικά στο νησί τουλάχιστον 20MW και κεντρικό έλεγχο της εφεδρείας αυτής με παρακολούθηση της λειτουργίας του καλωδίου.

Το 2015 πραγματοποιήθηκαν μελέτες, σχετικά με την λειτουργία της Διασύνδεσης το έτος 2025, όπου θεωρούνταν και η τελευταία χρονιά μόνης λειτουργίας της πρώτης Διασυνδετικής γραμμής, καθώς τότε υπολογίζεται ότι θα τεθεί σε λειτουργία και η δεύτερη φάση της διασύνδεσης.

Σύμφωνα με τα επίσημα στοιχεία της ΔΕΔΔΗΕ ,η αιχμή φορτίου για το έτος 2025 προβλεπόταν στα 694MW. Κατά την εκτέλεση της μελέτης αποφασίστηκε ότι η εν λόγω τιμή φαντάζει συντηρητική και για τον λόγο αυτό ο επικεφαλής της μελέτης θεώρησε ότι η λήψη δύο σεναρίων (συντηρητικό-αισιόδοξο) θα κάλυπτε όλα τα πιθανά σενάρια.

Έτσι, λαμβάνοντας υπόψη την πρόταση του ΔΕΔΔΗΕ, έγινε αναγωγή των μέσων ωριαίων ακαθάριστων φορτίων του έτους 2015 στο έτος 2025, συνυπολογίζοντας επίσης ότι η αιχμή φορτίου του έτους 2015 σε μέσα ωριαία ακαθάριστα ήταν 631,94MW. Κατά συνέπεια ο συντελεστής επαύξησης των μέσων ωριαίων φορτίων δεκαετίας (2015-2025) θα είναι $694/631,94=1.099$ (+ 9,9%)

Με βάση την πρόταση που έγινε η μέση ετήσια αύξηση των ωριαίων ακαθάριστων φορτίων εκτιμάται ίση με 1,5% και άρα θα έχουμε συντελεστή επαύξησης της δεκαετίας ίσο με $1.01510=1,15$ (+16%),γεγονός που συνεπάγεται αιχμή φορτίου 2025 ίση με 732,93MW.

Οι προβλέψεις αιχμών δεν μπορεί να είναι ακριβής, καθώς όπως είδαμε στο δεύτερο κεφάλαιο την τελευταία δεκαετία παρουσιάζονται τόσο αυξήσεις όσο και μειώσεις στις αιχμές φορτίων από έτος σε έτος, αλλά γενικά παρουσιάζεται αύξηση φορτίων τα τελευταία χρόνια. Όσων αφορά τα αιολικά πάρκα, εκτιμάται ότι η εγκατεστημένη ισχύ το 2025 θα είναι περίπου 300MW αντί για 200,6MW που είναι σήμερα.

Για την σωστή εκπόνηση της μελέτης, λήφθηκαν υπόψη όλοι οι παράμετροι λειτουργίας του συστήματος παραγωγής της Κρήτης (επιτρεπτές φορτίσεις μονάδων,

τήρηση κανόνων ασφαλείας συστήματος, προσφορά περίπου 30% από ΑΠΕ κλπ.), καθώς και οι μετατροπές που θα γίνουν στο ήδη υπάρχον σύστημα της Κρήτης με στόχο την προσαρμογή του στους περιορισμούς που επιβλήθηκαν από την εθνική Νομοθεσία με στόχο της ευθυγράμμιση στις οδηγίες της ΕΕ περί βιομηχανικών εκπομπών και των περιορισμό ρύπων στην ατμόσφαιρα.. Ως μέγιστη ισχύ λειτουργία διασύνδεσης λήφθηκαν τα 150MW και ελάχιστη στρεφόμενη εφεδρεία στην Κρήτη ίση με 20MW. Εναλλακτικά , εξετάστηκε σενάρια λειτουργίας της διασύνδεση στα 160MW κατά μέγιστον και ελάχιστη στρεφόμενη εφεδρεία στο νησί ίση με 30MW.

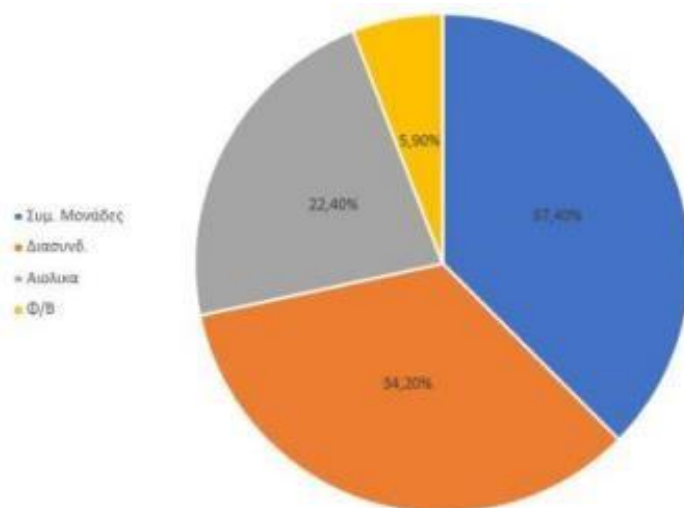
Σημειώνεται ότι στον αλγόριθμο ένταξης μονάδων/ ωριαίας οικονομικής κατανομής φορτίου, λήφθηκε υπόψη η μέση ειδική κατανάλωση καυσίμου κάθε μονάδας , και όχι η καμπύλη κατανάλωσης κάθε μονάδας, δεδομένου ότι οι καμπύλες αυτές δεν είναι γνωστές με ακρίβεια ,κάτι το οποίο θα οδηγούσε σε λάθος συμπεράσματα

4.7.1: Ανάλυση Σεναρίων και Αποτελεσμάτων

A1. Σενάριο συντηρητικής πρόβλεψης φορτίων και μέγιστη ισχύς διασύνδεσης 150MW.

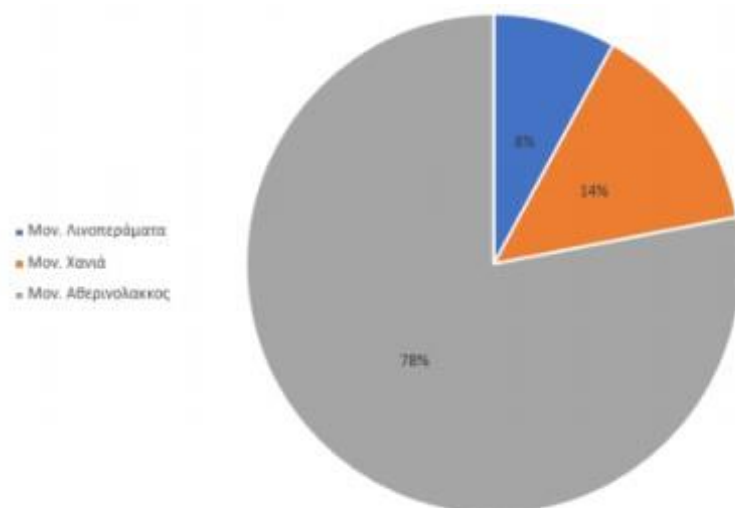
Στο παρακάτω διάγραμμα παρουσιάζεται η ετήσια παραγωγή ενέργειας από κάθε κατηγορία τεχνολογίας. Την μικρότερη συνεισφορά την εμφανίζουν τα Φ/Β με ποσοστό 5,9% ενώ αμέσως μετά ακολουθεί η άλλη μορφή ΑΠΕ, των αιολικών Πάρκων, με

ποσοστό 22,4%. Το μεγαλύτερο ποσοστό τροφοδοσίας της Κρήτης, σε ετήσια ενέργεια, προέρχεται από τις συμβατικές μονάδες με 37,4% ενώ η Διασύνδεσή καλύπτει το 34,2%



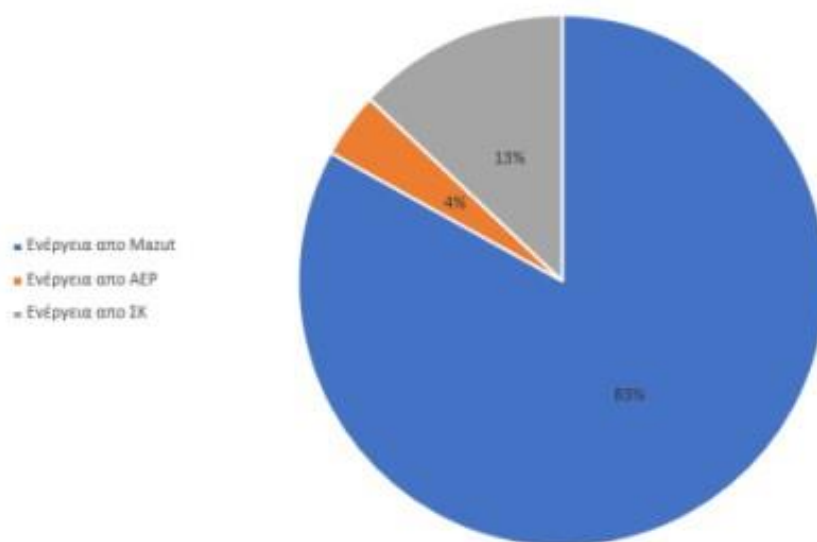
Εικόνα 4.15:Ετήσια παραγωγή ενέργειας ανά κατηγορία Τεχνολογίας έτους 2025

Στο επόμενο σχήμα εμφανίζεται η ετήσια παραγωγή ενέργειας ανά σταθμό παραγωγής στην Κρήτη. Βλέπουμε ότι πλέον ο σταθμός των Λινοπεραμάτων συμβάλει μόλις στο 8% της παραγωγής, το οποίο οφείλεται στις παλιές μονάδες που διαθέτει. Η μεγαλύτερη παραγωγή ενέργεια θα γίνεται στον Σταθμό Αθερινόλακκου, που αποτελεί και τον πιο σύγχρονο, με το ιδιαίτερα υψηλό ποσοστό του 78%, ενώ τα ο Σταθμός Χανίων θα παράγει το 14%



Εικόνα 4.16: Ετήσια παραγωγή ενέργειας ανά συμβατικό σταθμό, έτους 2025

Στο τελευταίο σχήμα εμφανίζεται η ετήσια έγχυση ενέργειας ανά είδος μονάδας για το έτος 2025. Οι μονάδες Μазит παρουσιάζουν την μεγαλύτερη συμβολή στην παραγωγή ενέργεια σε ποσοστό που αγγίζει το 83%, ενώ ο Συνδυασμένος Κύκλος πλέον θα συμβάλει στο 13% της παραγωγής. Τέλος η παραγόμενη ενέργεια από Αεροστροβίλους θα περιορίζεται μόλις στο 4%



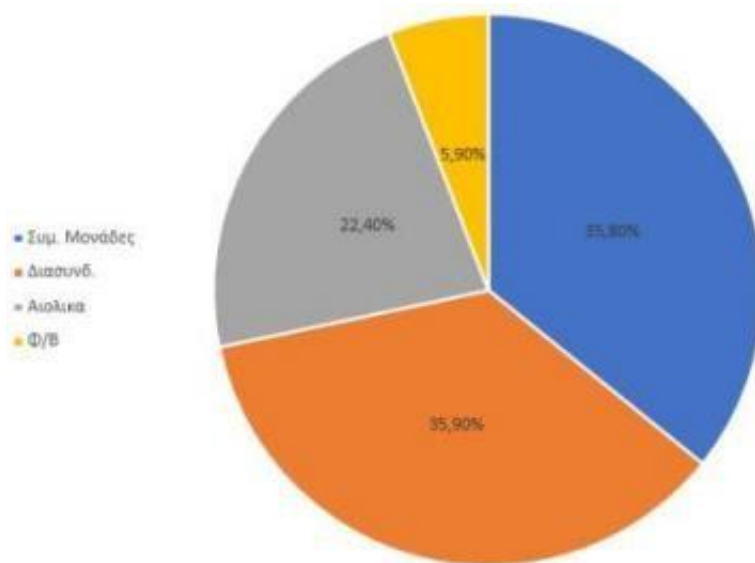
Εικόνα 4.17:Ετήσια έγχυση ενέργειας ανά είδος μονάδων , έτους 2025.

A2. Σενάριο συντηρητικής πρόβλεψης φορτίων και μέγιστη ισχύς διασύνδεσης 160MW.

Στο σενάριο A2 για το 2025, η φόρτιση Της διασύνδεσης εξετάζεται στα 160MW ενώ η στρεφόμενη εφεδρεία βρίσκεται στο επίπεδο των 30MW. Τα υπόλοιπα δεδομένα σχετικά με τα μέσα ωριαία φορτία, και την έγχυση από ΑΠΕ παραμένουν τα ίδια.

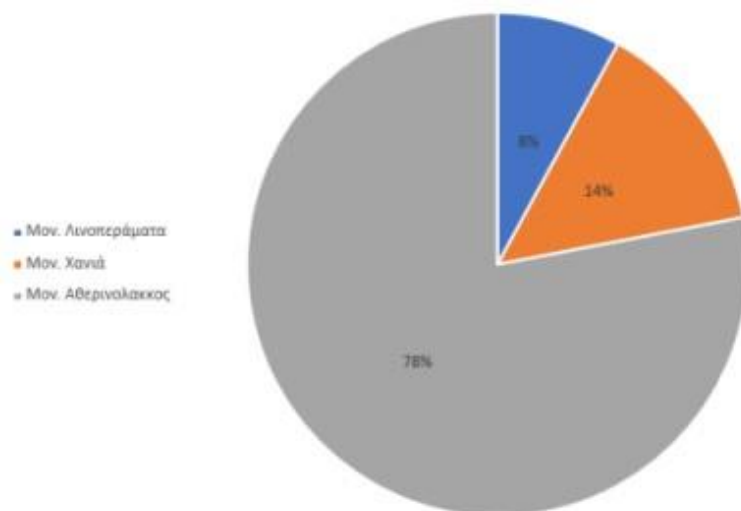
Στο παρακάτω σχήμα παρουσιάζεται η ετήσια παραγωγή ενέργειας από κάθε κατηγορία τεχνολογίας. Παρατηρούμε ότι σε αυτό το σενάριο οι συμβατικές μονάδες καλύπτουν πλέον το 35,8% της ετήσιας ενέργειας στην Κρήτη, σε αντίθεση με το 37,4% του σεναρίου A1. Η μείωση της τάξεως του 1,6% δεν είναι αρκετή ώστε να προτιμηθεί η φόρτιση της διασύνδεσης στα 160MW αντί τα 150MW, και συνεπώς το συμπέρασμα

του υπευθύνου της μελέτης είναι ότι η φόρτιση στα 150MW εξαντλεί σε μεγάλο βαθμό τα οφέλη από την ανοχή του καλωδίου.



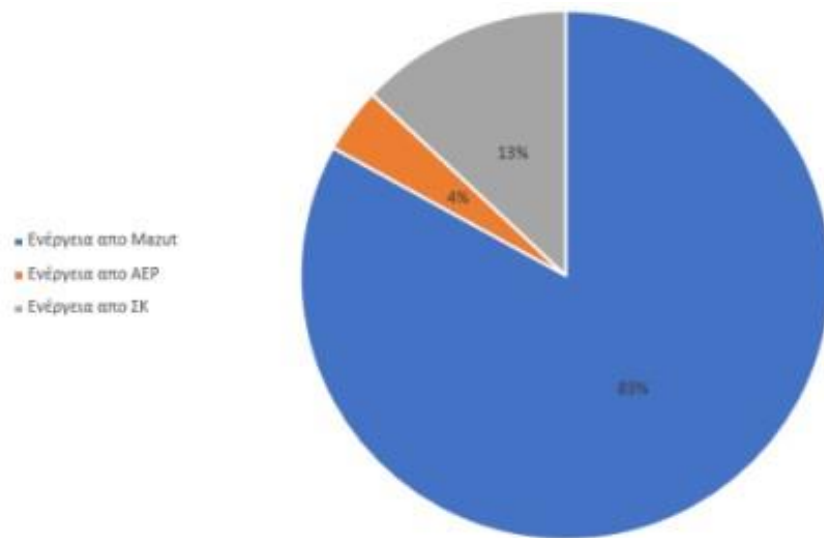
Εικόνα 4.18:Ετήσια παραγωγή ενέργειας ανά κατηγορία Τεχνολογίας έτους 2025

Στο επόμενο σχήμα, όπου παρουσιάζεται η ετήσια παραγωγή ενέργειας ανά σταθμό παραγωγής για το έτος 2025, παρατηρούμε ότι δεν υπάρχει ουσιαστική μεταβολή σε σύγκριση με το σενάριο A1.



Εικόνα 4.19: Ετήσια παραγωγή ενέργειας ανά συμβατικό σταθμό, έτους 2025

Στο τρίτο σχήμα εμφανίζεται η παραγωγή ενέργειας από μονάδες μαζούτ (83%) , από τον Σ.Κ Χανίων (13%) και από τους αεροστροβίλους (4%). Τα ποσοστά είναι περίπου ίδια με εκείνα του αντίστοιχου του σεναρίου Α1 ,με μικρές αλλαγές στο πρώτο δεκαδικό.

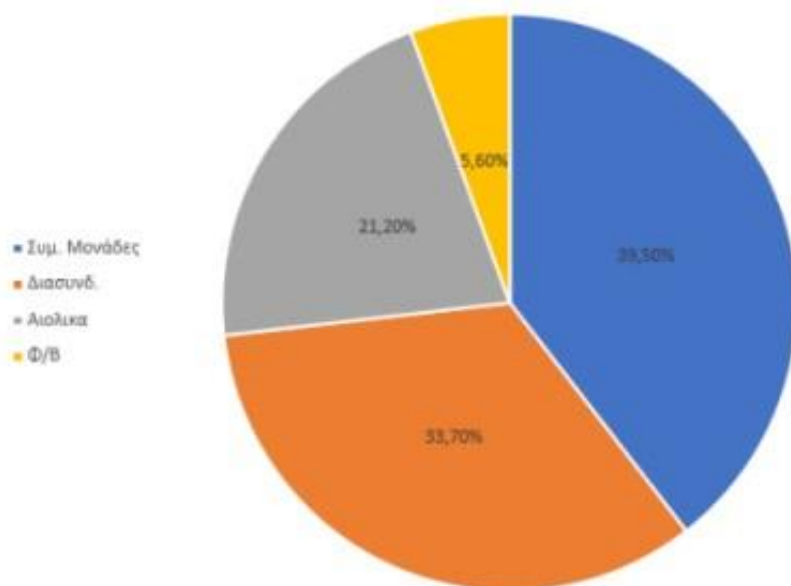


Εικόνα 4.20: Ετήσια έγχυση ενέργειας ανά είδος μονάδων , έτους 2025.

A3. Σενάριο αισιόδοξης πρόβλεψης φορτίων και μέγιστη ισχύς διασύνδεσης 150MW.

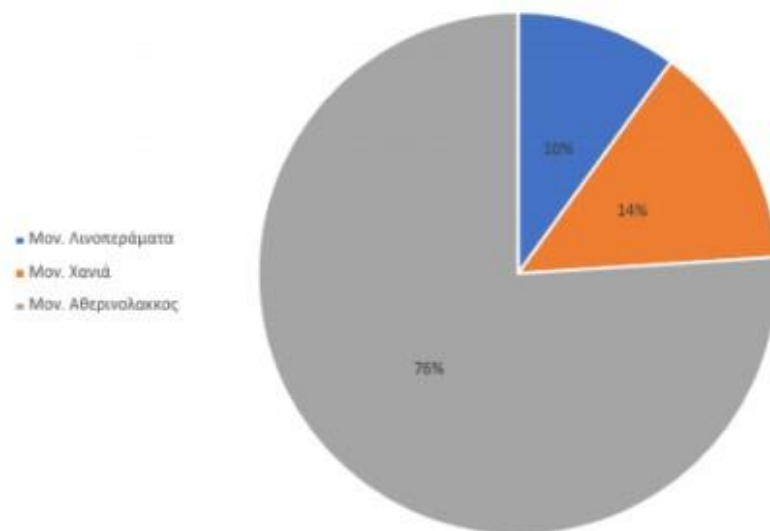
Στο σενάριο αυτό εξετάζεται η φόρτιση της καλωδιακής σύνδεσης στα 150MW και διατήρηση στρεφόμενης εφεδρείας στο νησί 20MW αλλά με την αλλαγή ότι πλέον η ζήτηση φορτίου είναι στα 732,93MW.

Όπως φαίνεται στο παρακάτω σχήμα ή κάλυψης της ετήσιας ενέργειας στην Κρήτη καλύπτεται σε ποσοστό 39,5% από τις συμβατικές μονάδες του νησιού, ενώ η διασύνδεση καλύπτει 33,7%. Τέλος οι ΑΠΕ προσφέρουν το 21,2% (αιολικά πάρκα) και 5,6% (Φ/Β) στην κάλυψη της ζήτησης ενέργειας.



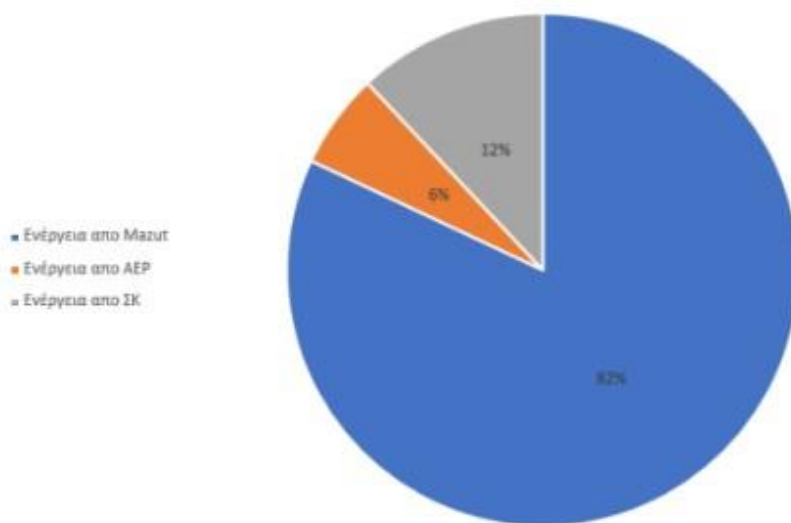
Εικόνα 4.21:Ετήσια παραγωγή ενέργειας ανά κατηγορία Τεχνολογίας έτους 2025

Στο επόμενο σχήμα βλέπουμε την προσφορά κάθε σταθμού παραγωγής στην ικανοποίηση της ζήτησης. Και σε αυτό το σενάριο ο σταθμός Λινοπεραμάτων προσφέρει μόλις το 10%, ενώ ο σταθμός του Αθερινόλακκο πρωταγωνιστεί για ακόμα μια φορά με προσφορά της τάξεως του 76%. Από τον σταθμό Χανίων θα προσφέρεται το 14%



Εικόνα 4.22: Ετήσια παραγωγή ενέργειας ανά συμβατικό σταθμό, έτους 2025

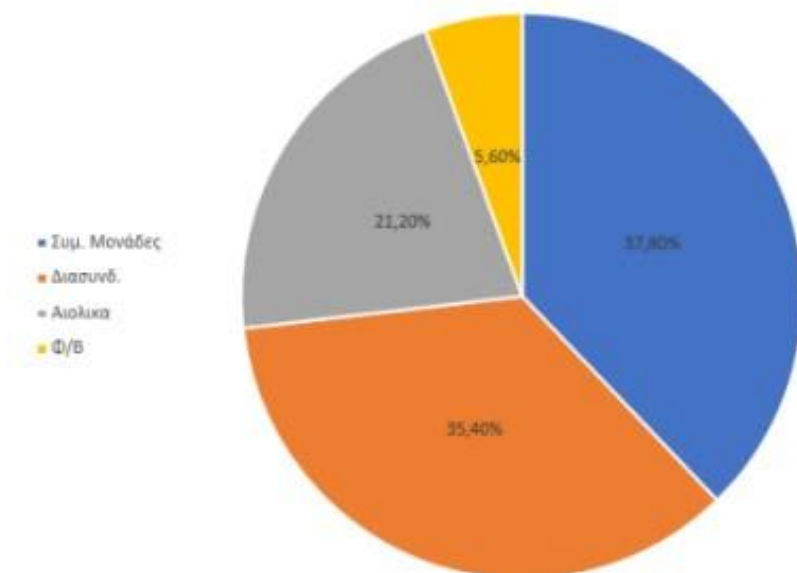
Στο τρίτο σχήμα όπου παρουσιάζεται η ετήσια έγχυση ενέργειας ανά είδος μονάδας για το έτος 2025, οι μονάδες Μазut του νησιού θα παράγουν το 82% , ο Σ.Κ Χανίων το 12%, ενώ οι αεριοστροβίλοι μόλις το 6%



Εικόνα 4.23: Ετήσια έγχυση ενέργειας ανά είδος μονάδων , έτους 2025.

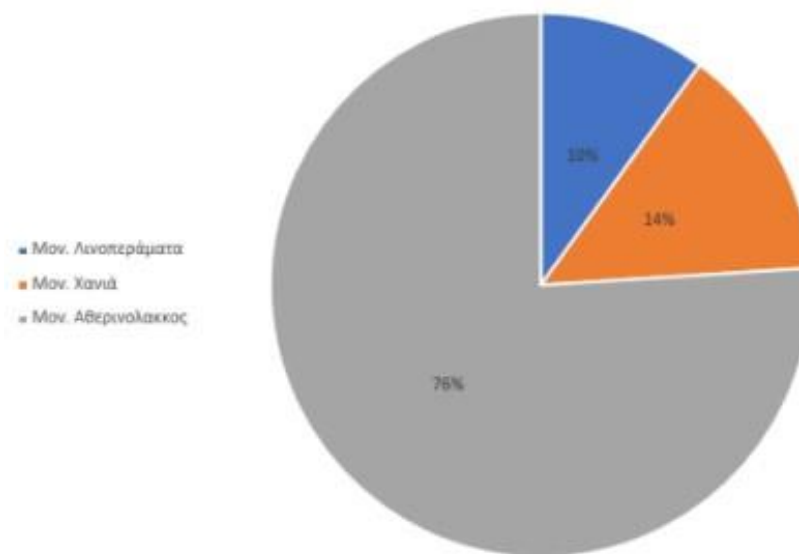
A4. Σενάριο αισιόδοξης πρόβλεψης φορτίων και μέγιστη ισχύς διασύνδεσης 160MW.

Στο τέταρτο, και τελευταίο σενάριο της μελέτης, οι συμβατικές μονάδες θα παράγουν το 37,8% της συνολικής ενέργειας στο νησί, ενώ πλέον η διασύνδεση θα καλύπτει το 35,4%. Παρατηρείται μια μεταβολή της τάξεως του 1,7% μείωσης και αύξησης αντίστοιχα, σε σύγκριση με το σενάριο A3, όπως ακριβώς έγινε και στα συντηρητικά σενάρια

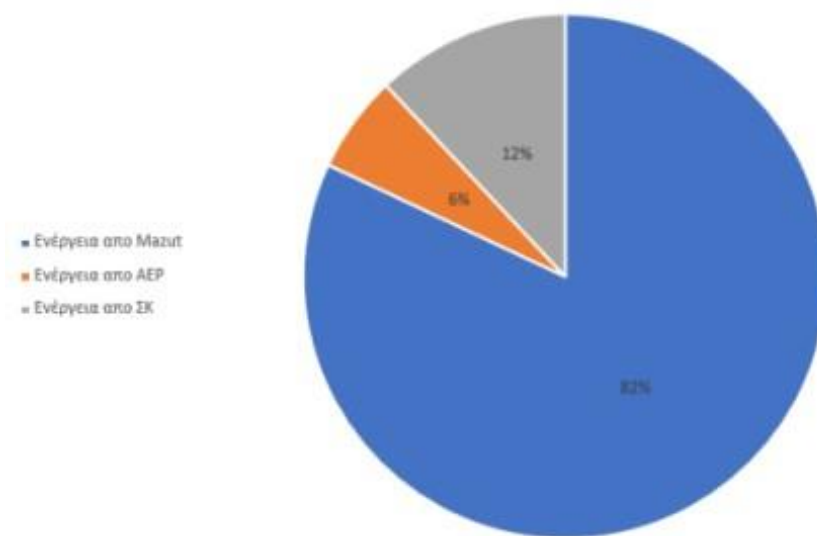


Εικόνα 4.24:Ετήσια παραγωγή ενέργειας ανά κατηγορία Τεχνολογίας έτους 2025

Όσον αφορά την ετήσια παραγωγή ενέργειας ανά συμβατικό σταθμό, και την ετήσια έγχυση ενέργειας ανά είδος μονάδας, για το έτος 2025, δεν υπάρχει καμία ουσιαστική μεταβολή σε σύγκριση με το σενάριο A3.



Εικόνα 4.25: Ετήσια παραγωγή ενέργειας ανά συμβατικό σταθμό, έτους 2025



Εικόνα 4.26: Ετήσια έγχυση ενέργειας ανά είδος μονάδων , έτους 2025.

4.7.2: Οικονομικά Μεγέθη.

Για την οικονομική αξιολόγηση των σεναρίων, λήφθηκε υπόψη τις τιμές καυσίμων που επικρατούσαν το 2018 (mazut: 412,44 ευρώ/tn και diesel: 905,34 ευρώ/kl). Επίσης λήφθηκε οριακή τιμή συστήματος ίση με 45 ευρώ/ MWh, ενώ ακόμα κατά την οικονομική αξιολόγηση της μελέτης, στον αλγόριθμο λήφθηκαν υπόψη όλες οι αποφάσεις της ΕΕ περί ρύπων και ωρών λειτουργίας των μεσαίων μηχανών, καθώς και η προτεραιότητα ένταξης τους στο σύστημα. Τέλος, για τον υπολογισμό του κόστους κάθε σεναρίου απαιτήθηκαν τα παρακάτω χαρακτηριστικά κάθε μονάδας παραγωγής : Ετήσια Κατανάλωση Ενέργειας, η οποία προέκυψε από την μελέτη που παρουσιάστηκε παραπάνω, καθώς και η Ειδική Κατανάλωση Καυσίμου κάθε μονάδας, την οποία την βρίσκουμε από την ετήσια έκδοση της ΔΕΔΔΗΕ και τέλος το Ειδικό Κόστος που προκύπτει από τον πολλαπλασιασμό της ειδικής κατανάλωσης κάθε μονάδας με την τιμή του αντίστοιχου καυσίμου που χρησιμοποιεί.

4.7.2.1: Οικονομική αξιολόγησης Σεναρίων έτους 2025.

A1. Σενάριο συντηρητικής πρόβλεψης φορτίων και μέγιστη ισχύς διασύνδεσης

150MW.

Πίνακας 14: A1. Σενάριο συντηρητικής πρόβλεψης φορτίων και μέγιστη ισχύς διασύνδεσης 150MW.

Μονάδα	Είδος καυσίμου	Ετήσια κατανάλωση ενέργειας (MWh)	Ειδική κατανάλωση καυσίμου [tn/(MWh ή kl)]	Τιμή καυσίμου [ευρώ/(tn ή kl)]	Ειδικό κόστος (ευρώ/MWh)	Κόστος λειτουργίας (ευρώ)
ATM1 Αθ	mazut	324.559	0.261	412.44	107.65	34.938.776,4
ATM2 Αθ	mazut	324.559	0.260	412.44	107.23	34.802.461,6
Σ.Κ. Χανίων	diesel	159.072	0.288	905.34	260.73	41.474.842,6
D1 Αθ	mazut	194.872	0.206	412.44	84.96	16.556.325,1
D2 Αθ	mazut	130.902	0.203	412.44	83.72	10.959.115,4
D1 Λιν	mazut	19.176	0.210	412.44	86.61	1.660.833,3
D2 Λιν	mazut	16.845	0.208	412.44	85.78	1.444.964,1
D3 Λιν	mazut	14.974	0.208	412.44	85.78	1.284.469,7
D4 Λιν	mazut	13.387	0.206	412.44	84.96	1.137.359,5
AEP 3 Λιν	diesel	24.239	0.337	905.34	305.09	7.395.076,5
AEP 5 Λιν	diesel	11.824	0.334	905.34	302.38	3.575.341,1
AEP 13 Χαν	diesel	6.336	0.390	905.34	353.08	2.237.114,9
AEP 11 Χαν	diesel	4.379	0.362	905.34	327.73	1.435.129,6
AEP 12 Χαν	diesel	801	0.343	905.34	310.53	248.734,5
AEP 4 Λιν	diesel	3	0.399	905.34	361.23	1.023,7
AEP 5 Χαν	diesel	0	0.610	905.34	552.25	0
AEP 4 Χαν	diesel	0	0.604	905.34	546.82	0
ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ		1.139.697			45,00	51.286.365
ΑΙΟΛΙΚΑ		745.170			100,00	74.517.015
Φ/Β		197.461			300,00	59.238.168
ΣΥΝΟΛΟ		3.328.261				344.193.116

Στον παραπάνω πίνακα υπολογίστηκε το κόστος του συστήματος της Κρήτης για το έτος 2025 και με φόρτιση της διασύνδεσης στα 150MW σε συνθήκες συντηρητικής ζήτησης.

Η συνολική ετήσια ζήτηση αγγίζει τις 3.328.2611 εκατ. MWh, των οποίων το κόστος παραγωγής τους υπολογίζεται στα 344.193.116 εκατ. ευρώ.

A2. Σενάριο συντηρητικής πρόβλεψης φορτίων και μέγιστη ισχύς διασύνδεσης

160MW.

Πίνακας 15: A2. Σενάριο συντηρητικής πρόβλεψης φορτίων και μέγιστη ισχύς διασύνδεσης 160MW.

Μονάδα	Είδος καυσίμου	Ετήσια κατανάλωση ενέργειας (MWh)	Ειδική κατανάλωση καυσίμου [tn/(MWh ή kl)]	Τιμή καυσίμου [ευρώ/(tn ή kl)]	Ειδικό κόστος (ευρώ/ MWh)	Κόστος λειτουργίας (ευρώ)
ATM1 Aθ	mazut	305.938	0.261	412.44	107.65	32.934.225,7
ATM2 Aθ	mazut	305.938	0.260	412.44	107.23	32.805.731,7
Σ.Κ. Χανίων	diesel	156.633	0.288	905.34	260.73	40.838.922,1
D1 Aθ	mazut	190.781	0.206	412.44	84.96	16.208.753,8
D2 Aθ	mazut	126.669	0.203	412.44	83.72	10.604.728,7
D1 Λιν	mazut	18.337	0.210	412.44	86.61	1.587.821,1
D2 Λιν	mazut	16.107	0.208	412.44	85.78	1.381.658,4
D3 Λιν	mazut	14.293	0.208	412.44	85.78	1.226.053,5
D4 Λιν	mazut	12.676	0.206	412.44	84.96	1.076.952,9
AEP 3 Λιν	diesel	22.484	0.337	905.34	305.09	6.859.643,5
AEP 5 Λιν	diesel	10.668	0.334	905.34	302.38	3.225.789,8
AEP 13 Χαν	diesel	5.536	0.390	905.34	353.08	1.954.650,9
AEP 11 Χαν	diesel	3.579	0.362	905.34	327.73	1.172.945,6
AEP 12 Χαν	diesel	552	0.343	905.34	310.53	171.412
AEP 4 Λιν	diesel	0	0.399	905.34	361.23	0
AEP 5 Χαν	diesel	0	0.610	905.34	552.25	0
AEP 4 Χαν	diesel	0	0.604	905.34	546.82	0
ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ		1.195.444			45,00	53.794.980
ΑΙΟΛΙΚΑ		745.170			100,00	74.517.015
Φ/Β		197.461			300,00	59.238.168
ΣΥΝΟΛΟ		3.328.261				339.599.453

Στον δεύτερο πίνακα παρουσιάζονται τα οικονομικά αποτελέσματα του σεναρίου A2, με ίδια τα υπόλοιπα δεδομένα του προβλήματος, ως και το σενάριο A1.

Παρατηρούμε ότι το συνολικό κόστος λειτουργίας είναι 339.599.453 ευρώ έναντι 344.193.116 ευρώ του σεναρίου A1. Παρατηρείται μια εξοικονόμηση της τάξης των 4.6 εκατ. Ευρώ, ποσοστιαία 1.33% εξ αιτίας της λειτουργίας της καλωδιακής σύνδεσης στα 160MW έναντι των 150MW του σεναρίου A1.

Η εξοικονόμηση της τάξεως του 1.33% δεν αποτελεί σημαντικό κέρδος ώστε να αντισταθμίζεται το πρόβλημα της ταχύτερης γήρανσης του καλωδίου εξαιτίας της αυξημένης φόρτισής του.

A3. Σενάριο αισιόδοξης πρόβλεψης φορτίων και μέγιστη ισχύς διασύνδεσης 150MW.

Πίνακας 16: A3. Σενάριο αισιόδοξης πρόβλεψης φορτίων και μέγιστη ισχύς διασύνδεσης 150MW.

Μονάδα	Είδος καυσίμου	Ετήσια κατανάλωση ενέργειας (MWh)	Ειδική κατανάλωση καυσίμου [tn/(MWh ή kl)]	Τιμή καυσίμου [ευρώ/(tn ή kl)]	Ειδικό κόστος (ευρώ/ MWh)	Κόστος λειτουργίας (ευρώ)
ATM1 Αθ	mazut	335.843	0.261	412.44	107.65	36.153.499
ATM2 Αθ	mazut	335.843	0.260	412.44	107.23	36.012.444,9
Σ.Κ. Χανίων	diesel	167.035	0.288	905.34	260.73	43.551.035,6
D1 Αθ	mazut	225.110	0.206	412.44	84.96	19.125.345,6
D2 Αθ	mazut	158.982	0.203	412.44	83.72	13.309.973
D1 Λιν	mazut	24.759	0.210	412.44	86.61	2.144.377
D2 Λιν	mazut	22.074	0.208	412.44	85.78	1.893.507,7
D3 Λιν	mazut	19.834	0.208	412.44	85.78	1.701.360,5
D4 Λιν	mazut	17.797	0.206	412.44	84.96	1.512.033,2
AEP 3 Λιν	diesel	35.238	0.337	905.34	305.09	10.750.761,4
AEP 5 Λιν	diesel	19.595	0.334	905.34	302.38	5.924.229
AEP 13 Χαν	diesel	12.881	0.390	905.34	353.08	4.548.023,5
AEP 11 Χαν	diesel	10.760	0.362	905.34	327.73	3.526.374,8
AEP 12 Χαν	diesel	2.867	0.343	905.34	310.53	890.289,5
AEP 4 Λιν	diesel	192	0.399	905.34	361.23	69.359,2
AEP 5 Χαν	diesel	194	0.610	905.34	552.25	107.136,5
AEP 4 Χαν	diesel	0	0.604	905.34	546.82	1.640,5
ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ		1.183.269			45,00	53.247.105
ΑΙΟΛΙΚΑ		745.170			100,00	74.517.015
Φ/Β		197.461			300,00	59.238.168
ΣΥΝΟΛΟ		3.514.950				368.223.679

A4. Σενάριο αισιόδοξης πρόβλεψης φορτίων και μέγιστη ισχύς διασύνδεσης

160MW.

Πίνακας 17: A4. Σενάριο αισιόδοξης πρόβλεψης φορτίων και μέγιστη ισχύς διασύνδεσης 160MW.

Μονάδα	Είδος καυσίμου	Ετήσια κατανάλωση ενέργειας (MWh)	Ειδική κατανάλωση καυσίμου [tn/(MWh ή kl)]	Τιμή καυσίμου [ευρώ/(tn ή kl)]	Ειδικό κόστος (ευρώ/ MWh)	Κόστος λειτουργίας (ευρώ)
ATM1 Aθ	mazut	315.228	0.261	412.44	107.65	33.934.294,2
ATM2 Aθ	mazut	315.228	0.260	412.44	107.23	33.801.894,4
Σ.Κ. Χανίων	diesel	164.113	0.288	905.34	260.73	42.789.182,5
D1 Aθ	mazut	221.164	0.206	412.44	84.96	18.790.093,4
D2 Aθ	mazut	155.042	0.203	412.44	83.72	12.980.116,2
D1 Λιν	mazut	23.798	0.210	412.44	86.61	2.061.144,8
D2 Λιν	mazut	21.188	0.208	412.44	85.78	1.817.506,6
D3 Λιν	mazut	19.015	0.208	412.44	85.78	1.631.106,7
D4 Λιν	mazut	17.042	0.206	412.44	84.96	1.447.888,3
AEP 3 Λιν	Diesel	33.663	0.337	905.34	305.09	10.270.244,7
AEP 5 Λιν	diesel	18.280	0.334	905.34	302.38	5.527.506,4
AEP 13 Χαν	diesel	11.659	0.390	905.34	353.08	4.116.559,7
AEP 11 Χαν	diesel	9.420	0.362	905.34	327.73	3.087.216,6
AEP 12 Χαν	diesel	2.332	0.343	905.34	310.53	724.156
AEP 4 Λιν	diesel	152	0.399	905.34	361.23	54.907
AEP 5 Χαν	diesel	99	0.610	905.34	552.25	54.672,7
AEP 4 Χαν	diesel	0	0.604	905.34	546.82	0
ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ		1.244.897			45,00	56.020.369
ΑΙΟΛΙΚΑ		745.170			100,00	74.517.015
Φ/Β		197.461			300,00	59.238.168
ΣΥΝΟΛΟ		3.514.950				362.864.042

Στους πίνακες A3 και A4 παρουσιάζεται αναλυτικά το κόστος λειτουργίας του συστήματος της Κρήτης για το έτος 2025 με βάση την αισιόδοξη ζήτηση. Παρατηρούμε ότι φόρτιση του καλωδίου στα 160MW μας προσφέρει κόστος λειτουργίας που αγγίζει τα 362.864.042 ευρώ, έναντι των 368. 223.679 που μας προσφέρει φόρτιση του καλωδίου στα 150MW. Αυτό συνεπάγεται με εξοικονόμηση περίπου 5.4 εκ. ευρώ ετησίως που αντιστοιχεί ποσοστιαία σε 1,45%. Και σε αυτήν την περίπτωση καταλήγουμε στο ίδιο συμπέρασμα με εκείνο της σύγκρισης των 2 πρώτων σεναρίων, ότι δηλαδή το κέρδος σε ετήσια βάση, δεν είναι αρκετό ώστε να παρακινήσει τους αρμόδιους να πάρουν το ρίσκο της λειτουργίας του καλωδίου στα 160MW με κίνδυνο την ταχύτερη γήρανση της διασύνδεσης.

A0. Σενάριο αισιόδοξης πρόβλεψης φορτίων και μέγιστη ισχύς διασύνδεσης 130MW (Ασφαλή φόρτιση).

Προκειμένου να διερευνηθεί το κέρδος που προκύπτει από την φόρτιση του καλωδίου άνω των 130MW (ισχύς που οριακά εξασφαλίζει την μη υπερφόρτιση του καλωδίου σε συνθήκες ν-1) παρατίθενται στον παρακάτω πίνακα αναλυτικά αποτελέσματα από την λειτουργία του συστήματος το έτος 2025, λαμβάνοντας τα φορτία της αισιόδοξης πρόβλεψης. Το 5^ο αυτό σενάριο λαμβάνει ως κυρίαρχη βάση την πλέον ασφαλή λειτουργία του καλωδίου στα 130MW , και αποτελεί το σενάριο αναφοράς για σύγκριση με τα υπόλοιπα.

Πίνακας 18: Α0. Σενάριο αισιόδοξης πρόβλεψης φορτίων και μέγιστη ισχύς διασύνδεσης 130MW (Ασφαλή φόρτιση).

Μονάδα	Είδος καυσίμου	Ετήσια κατανάλωση ενέργειας (MWh)	Ειδική κατανάλωση καυσίμου [tn/(MWh ή kl)]	Τιμή καυσίμου [ευρώ/(tn ή kl)]	Ειδικό κόστος (ευρώ/ MWh)	Κόστος λειτουργίας (ευρώ)
ATM1 Αθ	mazut	328.508	0.261	412.44	107.65	35.363.886,2
ATM2 Αθ	mazut	328.508	0.260	412.44	107.23	35.225.912,8
Σ.Κ. Χανίων	diesel	173.176	0.288	905.34	260.73	45.152.178,8
D1 Αθ	mazut	263.585	0.206	412.44	84.96	22.386.274,1
D2 Αθ	mazut	195.579	0.203	412.44	83.72	16.373.873,9
D1 Λιν	mazut	31.737	0.210	412.44	86.61	2.747.875,5
D2 Λιν	mazut	28.530	0.208	412.44	85.78	2.447.303,4
D3 Λιν	mazut	25.991	0.208	412.44	85.78	2.229.508
D4 Λιν	mazut	23.415	0.206	412.44	84.96	1.989.338,4
ΑΕΡ 3 Λιν	diesel	48.613	0.337	905.34	305.09	14.831.340,2
ΑΕΡ 5 Λιν	diesel	28.309	0.334	905.34	302.38	8.560.075,4
ΑΕΡ 13 Χαν	diesel	19.828	0.390	905.34	353.08	7.000.870,2
ΑΕΡ 11 Χαν	diesel	20.508	0.362	905.34	327.73	6.721.086,8
ΑΕΡ 12 Χαν	diesel	5.436	0.343	905.34	310.53	1.688.041,1
ΑΕΡ 4 Λιν	diesel	367	0.399	905.34	361.23	132.571,4
ΑΕΡ 5 Χαν	diesel	427	0.610	905.34	552.25	235.810,8
ΑΕΡ 4 Χαν	diesel	44	0.604	905.34	546.82	24.060,1
ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ		1.049.771			45,00	47.239.695
ΑΙΟΛΙΚΑ		745.170			100,00	74.517.015
Φ/Β		197.461			300,00	59.238.168
ΣΥΝΟΛΟ		3.514.950				381.357.010

Όπως φαίνεται στον επόμενο πίνακα ,η μείωση του κόστους λειτουργίας του συστήματος της Κρήτης σε ποσοστιαίες μονάδες ,λόγω αύξησης της φόρτισης του καλωδίου άνω των 130MW δεν είναι ιδιαίτερα αξιόλογη. Επειδή όμως τα οικονομικά μεγέθη είναι μεγάλα, ακόμη και μικρές ποσοστιαίες μεταβολές ,μεταφράζονται σε σημαντικά απόλυτα μεγέθη.

Πιο συγκεκριμένα, αύξηση της φόρτισης λειτουργίας της διασύνδεσης από τα 130MW στα 150MW μεταφράζεται σε κέρδος της τάξεως του 4.13% ή 15.881.072 εκ. ευρώ, ενώ η φόρτιση της διασύνδεσης στα 160MW έναντι των 130MW συνεπάγεται εξοικονόμηση 21.240.785 εκ. ευρώ ετησίως ή ποσοστιαία 5.52%

Πίνακας 19: Συγκεντρωτικά αποτελέσματα Σεναρίων (α)

Ετήσιο κόστος λειτουργίας σεναρίου A0 διασύνδεσης <=130MW (ευρώ)	Ετήσιο κόστος λειτουργίας σεναρίου A3 διασύνδεσης <=150MW (ευρώ)	Ετήσιο κόστος λειτουργίας σεναρίου A4 διασύνδεσης <=160MW (ευρώ)	Μείωση κόστους λόγω διασύνδεσης στα 150MW έναντι 130MW		Μείωση κόστους λόγω διασύνδεσης στα 160MW έναντι 130MW	
			(ευρώ)	(%)	(ευρώ)	(%)
381.357.010	368.223.679	362.864.042	13.133.331	3.45%	18.492.968	4.85%

Πίνακας 20: Συγκεντρωτικά αποτελέσματα Σεναρίων (β)

Σενάρια λειτουργίας έτους 2025	Αιχμή φορτίου (MW)	Ετήσια ενέργεια από συμβατικές πηγές (MWh)	Φόρτιση Υ/Σ Χανίων	Ενέργεια Υ/Σ Χανίων ως ποσοστό της συνολικής από συμβατικές πηγές	Αύξηση ετήσιας ενέργειας Υ/Σ Χανίων λόγω λειτουργίας της διασύνδεσης στα 160MW έναντι των 150MW		Ετήσιο κόστος λειτουργίας (ευρώ)	Μείωση κόστους λόγω λειτουργίας της διασύνδεσης στα 160MW έναντι 150MW	
					(MWh)	(%)		(ευρώ)	(%)
Συντηρητικής πρόβλεψης φορτίων και μέγιστη ισχύς διασύνδεσης 150MW.	694.00	2.385.630	1.310.285	54.92%	51.458	3.78%	344.193.130	4.593.677	1,33%
Συντηρητικής πρόβλεψης φορτίων και μέγιστη ισχύς διασύνδεσης 160MW	694.00	2.385.630	1.361.744	57.08%			339.599.453		
Αισιόδοξης πρόβλεψης φορτίων και μέγιστη ισχύς διασύνδεσης 150MW.	732.93	2.572.320	1.377.009	53.53%	55.510	3.87%	368.223.679	5.359.719	1,45%
Αισιόδοξης πρόβλεψης φορτίων και Μέγιστη ισχύς διασύνδεσης 160MW.	732.93	2.572.320	1.432.519	55.69%			362.864.042		

Στον παραπάνω πίνακα παρουσιάζονται ορισμένα στοιχεία της λειτουργίας του συστήματος της Κρήτης για το έτος 2025, βασισμένες στις μελέτες που πραγματοποιήθηκαν το 2015. Συνδिकάζοντας τα στοιχεία των μελετών, παρατηρούμαι ότι τόσο στην αισιόδοξη πρόβλεψη όσο και στην συντηρητική, η μείωση του κόστους λειτουργίας για αύξηση της φόρτισης από τα 150MW στα 160MW με τα βίας ξεπερνά το 1%, ενώ συγχρόνως η αύξηση της ετήσιας ενέργειας του Υ/Σ Χανίων αγγίζει το 3,8%, πλησιάζοντας το ιδιαίτερα υψηλό, και ριψοκίνδυνο, σύμφωνα με τους αρμόδιους, 60%. Με βάση αυτό συμπεραίνουμε ότι η λειτουργία της διασύνδεσης στα 160MW χαρακτηρίζεται ως απαγορευτική.

4.7.2.2: Οικονομική αξιολόγηση Σεναρίων έτους 2019.

Παρακάτω αναπτύσσεται η οικονομική αξιολόγηση της λειτουργίας του Κρητικού συστήματος για το 2019, με σκοπό να αξιολογήσουμε αν το έργο της διασύνδεσης συμφέρει οικονομικά το κρητικό σύστημα. Και σε αυτό το κεφάλαιο, η οικονομική αξιολόγηση έγινε με βάση μελέτες που πραγματοποιήθηκαν το 2015, και οι οποίες απεικόνιζαν την λειτουργία του κρητικού συστήματος με και χωρίς την διασύνδεση, καθώς τα αρχικά χρονοδιαγράμματα έδειχναν ότι το καλώδιο θα έχει τεθεί σε λειτουργία το έτος 2019.

Για τον υπολογισμό της ζήτησης του έτους 2019, χρησιμοποιήθηκαν τα απολογιστικά στοιχεία του 2015, συνυπολογίζοντας ότι η ετήσια αύξηση ζήτησης αγγίζει το 2,5% περίπου. Επίσης η δυναμική της αιολικής ενέργειας θεωρήθηκε στα 230MW ενώ τα Φ/Β στα 102MW.

B0. Σενάριο πρόβλεψης φορτίων και μέγιστη ισχύς διασύνδεσης 130MW

Πίνακας 21: B0. Σενάριο πρόβλεψης φορτίων και μέγιστη ισχύς διασύνδεσης 130MW

Μονάδα	Είδος καυσίμου	Ετήσια κατανάλωση ενέργειας (MWh)	Ειδική κατανάλωση καυσίμου [tn/(MWh ή kl)]	Τιμή καυσίμου [ευρώ/(tn ή kl)]	Ειδικό κόστος (ευρώ/ MWh)	Κόστος λειτουργίας (ευρώ)
ATM1 Αθ	mazut	338.881	0.261	412.44	107.65	36.480.539,7
ATM2 Αθ	mazut	338.881	0.260	412.44	107.23	36.338.209,6
Σ.Κ. Χανίων	diesel	162.738	0.288	905.34	260.73	42.430.678,7
D1 Αθ	mazut	229.334	0.206	412.44	84.96	19.484.216,6
D2 Αθ	mazut	156.521	0.203	412.44	83.72	13.081.333,7
D1 Λιν	mazut	23.321	0.210	412.44	86.61	2.019.831,8
D2 Λιν	mazut	20.509	0.208	412.44	85.78	1.759.262
D3 Λιν	mazut	18.143	0.208	412.44	85.78	1.556.306,5
D4 Λιν	mazut	16.014	0.206	412.44	84.96	1.360.549,5
AEP 3 Λιν	diesel	14.894	0.337	905.34	305.09	4.544.010,5
AEP 5 Λιν	diesel	19.931	0.334	905.34	302.38	6.026.735,8
AEP 13 Χαν	diesel	13.000	0.390	905.34	353.08	4.590.040
AEP 11 Χαν	diesel	10.890	0.362	905.34	327.73	3.568.979,7
AEP 12 Χαν	diesel	2.958	0.343	905.34	310.53	918.547,7
AEP 4 Λιν	diesel	182	0.399	905.34	361.23	65.743,9
AEP 5 Χαν	diesel	198	0.610	905.34	552.25	109.345,5
AEP 4 Χαν	diesel	3	0.604	905.34	546.82	1.640,5
ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ		1.207.991			45,00	38.655.721
ΑΙΟΛΙΚΑ		571.286			100,00	57.128.629
Φ/Β		197.461			300,00	59.238.168
ΣΥΝΟΛΟ		3.343.138				329.358.490

B1. Σενάριο πρόβλεψης φορτίων χωρίς διασύνδεση.

Πίνακας 22: B1. Σενάριο πρόβλεψης φορτίων χωρίς διασύνδεση.

Μονάδα	Είδος καυσίμου	Ετήσια κατανάλωση ενέργειας (MWh)	Ειδική κατανάλωση καυσίμου [tn/(MWh ή kl)]	Τιμή καυσίμου [ευρώ/(tn ή kl)]	Ειδικό κόστος (ευρώ/ MWh)	Κόστος λειτουργίας (ευρώ)
ATM2 ΛΙΝ	mazut	97.187	0.361	412.44	148.9	14.471.144,3
ATM3 ΛΙΝ	mazut	97.187	0.367	412.44	151.36	14.710.224,3
ATM4 ΛΙΝ	mazut	184.787	0.364	412.44	150.13	27.742.072,3
ATM5 ΛΙΝ	mazut	184.787	0.319	412.44	131.57	24.312.425,6
ATM6 ΛΙΝ	mazut	184.787	0.315	412.44	129.9	24.003.831,3
ATM1 ΑΘ	mazut	334.753	0.261	412.44	107.65	36.036.160,5
ATM2 ΑΘ	mazut	330.650	0.260	412.44	107.23	35.455.921,2
Σ.Κ. Χανίων	diesel	441.871	0.288	905.34	260.73	115.209.026
D1 ΑΘ	mazut	234.981	0.206	412.44	84.96	19.963.985,8
D2 ΑΘ	mazut	164.507	0.203	412.44	83.72	13.772.536
D1 Λιν	mazut	68.943	0.210	412.44	86.61	5.971.153,2
D2 Λιν	mazut	49.444	0.208	412.44	85.78	4.241.306,3
D4 Λιν	mazut	43.735	0.206	412.44	84.96	3.715.725,6
ΑΕΡ 3 Λιν	diesel	56.906	0.337	905.34	305.09	17.361.4515
ΑΕΡ 5 Λιν	diesel	17.090	0.334	905.34	302.38	5.167.674,2
ΑΕΡ 13 Χαν	diesel	25.040	0.390	905.34	353.08	8.841.123,2
ΑΕΡ 11 Χαν	diesel	16.308	0.362	905.34	327.73	5.344.620,8
ΑΕΡ 12 Χαν	diesel	4.424	0.343	905.34	310.53	1.373.784,7
ΑΕΡ 4 Λιν	diesel	295	0.399	905.34	361.23	106.562,8
ΑΕΡ 5 Χαν	diesel	257	0.610	905.34	552.25	141.928,3
ΑΕΡ 2 ΛΙΝ	diesel	8	0.768	905.34	695.3	5.482,4
ΑΙΟΛΙΚΑ		561.406			100,00	56.140.634
Φ/Β		197.461			300,00	59.238.168
ΣΥΝΟΛΟ		3.343.138				497.308.276

Σύμφωνα με τις μελέτες που εκπονήθηκαν το 2015, η συνολική ετήσια ζήτηση για το 2019 υπολογίστηκε στα 3.343.138MWh. Η κάλυψη της συγκεκριμένης ζήτησης, χωρίς την λειτουργία της διασύνδεσης, θα κόστιζε 497.308.276 εκ. ευρώ, ενώ με την διασύνδεση να έχει τεθεί σε λειτουργία θα κόστιζε 329.358.490 εκ. ευρώ. Όπως είναι εύκολα αντιληπτό, η διασύνδεση θα εξοικονομούσε το ποσό των 167.948.786 εκ. ευρώ σε ετήσια βάση ή ποσοστιαία 33,77%. Συνεπώς δεν τίθεται κανένα δίλλημα για την αναγκαιότητα της διασύνδεσης του κρητικού συστήματος.

Η μεγάλη αυτή οικονομική διαφορά, προκύπτει εξαιτίας του ιδιαίτερα υψηλού κόστους λειτουργίας που έχουν αρκετές από τις μονάδες παραγωγής της Κρήτης που παρουσιάζονται στο σενάριο B1, και οι οποίες θα τεθούν εκτός λειτουργίας μετρά την διασύνδεση, όπως φαίνεται στο σενάριο B0. Επίσης σημαντικό ρόλο στο χαμηλό κόστος λειτουργίας μετρά την διασύνδεση, διατελεί το γεγονός, ότι η ενέργεια που θα παρέχεται στο κρητικό σύστημα μέσω της διασύνδεσης, θα προέρχεται από τις ιδιαίτερα σύγχρονες και οικονομικές μονάδες της Μεγαλόπολης.

4.8: Μέγιστη Φόρτιση Διασύνδεσης-Φάση Ι.

Όπως ήδη αναφέρθηκε , η Διασύνδεση αποτελείται από δυο καλωδιακά κυκλώματα ικανότητας μεταφοράς ενεργού ισχύος 130MW έκαστο, δηλαδή συνολικά 260MW. Ποιο είναι όμως το επιτρεπτό επίπεδο φόρτισης; Μπορεί να λειτουργεί η διασύνδεση στα 260MW;

Το ερώτημα που τίθεται είναι, τι θα συμβεί σε περίπτωση απώλειας του ενός κυκλώματος, από σφάλμα είτε στο ίδιο το καλώδιο είτε στις τερματικές εγκαταστάσεις

οι οποίες είναι περισσότερο εκτεθειμένες από αυτό καθαυτό το καλώδιο και επομένως είναι πιθανόν να εκδηλώνονται σφάλματα.

Εάν η ισχύς της Διασύνδεσης είναι υψηλότερη της ικανότητας του ενός κυκλώματος (130MW) τότε στα προηγούμενα ενδεχόμενα απώλειας του ενός, το έτερο υγιές κύκλωμα θα οδηγείται σε υπερφόρτιση, άρα θα τίθεται και εκείνο αυτομάτως εκτός λειτουργίας και κατά συνέπεια θα χάνεται ολόκληρη η ισχύς Διασύνδεσης ύψους 200-260MW. Αν σκεφτεί κανείς ότι το μέσο ετήσιο φορτίο της Κρήτης είναι 360MW, τότε μια τέτοια απώλεια ισοδυναμεί με απόλυτη καταστροφή.

Στον παραπάνω προβληματισμό πρέπει να προστεθούν και τα ακόλουθα δεδομένα: Παντού στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, ισχύει ο κανόνας εφεδρείας $n-1$, δηλαδή ο κανόνας που λέει ότι εάν χαθεί εάν από τα παράλληλα n στοιχεία που εξυπηρετούν ένα φορτίο, τα υπόλοιπα $n-1$ θα είναι σε θέση να αναλάβουν το βάρος της λειτουργίας. Ο κανόνας αυτός ισχύει στις Γραμμές Μεταφοράς καθώς και στους Μετασχηματιστές (Μ/Σ) των Υποσταθμών (Υ/Σ) υποβιβασμού. Εάν λοιπόν ισχύει για μικρότερα μεγέθη ισχύος, τότε δεν γίνεται να μην ισχύει στην τροφοδότηση της Κρήτης.

Για την αντιμετώπιση αυτού του φαινομένου έχει γίνει η παρακάτω πρόταση: Δυνατότητα λειτουργίας της Διασύνδεσης όχι απλώς στα 130MW όπου εξασφαλίζεται το $n-1$ αλλά υψηλότερη στα 150MW. Παράλληλα τηρείται στρεφόμενη εφεδρεία τουλάχιστον 20MW στις μονάδες παραγωγής της Κρήτης. Υπο τις συνθήκες αυτές, εάν συμβεί απώλεια του ενός κυκλώματος της Διασύνδεσης τότε αυτόματα (με σήμα ελεγχόμενο από τον ηλεκτρονόμο που εξέδωσε πτώση στο διακόπτη της καλωδιακής γραμμής με το σφάλμα), οι εν λειτουργία μονάδες στην Κρήτη θα λάβουν εντολή να ανέβουν αμέσως στην ονομαστική τους φόρτιση. Για τον λόγο αυτό απαιτείται στρεφόμενη εφεδρεία, τουλάχιστον 20MW. Όσο περισσότερες μονάδες λαμβάνουν μέρος στην προστασία αυτή, τόσο καλύτερο το αποτέλεσμα, αφού θα λειτουργούν όλες

ταυτόχρονα και θα αποφορτίσουν άμεσα το καλώδιο. Εάν η στρεφόμενη εφεδρεία τη στιγμή εκείνη είναι μεγαλύτερη των 20MW, αυτό είναι ευνοϊκότερο αφού θα οδηγήσει σε χαμηλότερη φόρτιση του καλωδίου, κάτω από την ονομαστική τιμή.

Η γήρανση λόγω υπερφόρτισης είναι ένα φαινόμενο που προέρχεται από την υπερθέρμανση των μονωτικών υλικών, σύμφωνα με τα IEC. Εάν όμως η υπερφόρτιση που οδηγεί σε αύξηση της θερμοκρασίας- όχι ακαριαία αλλά με μία σταθερά χρόνου- εάν ακολουθείται από χαμηλότερη της ονομαστική φόρτιση (αποθέρμανση) μονωτικών) τότε δεν οδηγεί τελικά στην γήρανση των μονωτικών. Αυτό ισχύει και για τα καλώδια ισχύος με βασικές προϋποθέσεις ότι δεν θα υπάρχει υψηλή υπερφόρτιση (<15%), ύπαρξη της απαιτούμενης στρεφόμενης εφεδρείας στην Κρήτη και η άμεση αποφόρτιση του καλωδίου μετά την σύντομη υπερφόρτιση, με αυτόματη εντολή προς τις μονάδες μέσω ηλεκτρονόμου προστασίας της Διασύνδεσης, ώστε η υπερφόρτιση να διαρκέσει μόνο λίγα δευτερόλεπτα.

Τέλος, πρέπει να ληφθεί υπόψη το ευνοϊκό γεγονός ότι, το καλώδιο πριν οδηγηθεί σε υπερφόρτιση (150MW) ήταν σε χαμηλό φορτίο (75MW) και άρα η θερμοκρασία του ήταν αρκετά χαμηλότερη της ονομαστικής φόρτισης (130MW), ενώ τέτοιου είδους φορτίσεις υψηλών επιπέδων δεν είναι συχνό φαινόμενο.

Εν κατακλείδι, στο ζήτημα της φόρτισης του καλωδίου, πρέπει να συνυπολογιστούν και τα δεδομένα από την διερεύνηση της δυναμικής συμπεριφοράς του συστήματος. Στα υψηλά φορτία όπου ανακύπτει περισσότερο ανάγκη για υψηλότερη φόρτιση της Διασύνδεσης, σύμφωνα με τις έρευνες και δεδομένου ότι στα χαμηλά φορτία τα ελάχιστα των μονάδων βάσεως Αθρινόλακκου συν της παραγωγής από ΑΠΕ, στενεύουν τα περιθώρια, υπάρχει ζήτημα. Διαπιστώθηκε ότι οι ταλαντώσεις που αναπτύσσονται στα υψηλά φορτία επί της Διασύνδεσης καταπονούν τις μονάδες.

Ενώ εξυπακούεται ότι η προστασία αποκοπής φορτίου (υποσυχνότητας) θα διαμορφωθεί ώστε να λαμβάνει υπόψη την απώλεια ολόκληρης της διασυνδετικής γραμμής για την διάσωση του συστήματος στο μείζον αυτό γεγονός, όταν δηλαδή θα χάνονται και τα δύο παράλληλα κυκλώματα, οπότε ασφαλώς, θα εκδηλώνεται σοβαρή βύθιση συχνότητας.

4.9: Μεταβολές στην λειτουργία του ΣΗΕ Κρήτης μετά την Διασύνδεση-Φάση Ι.

A. Λειτουργία ATM Αθερινόλακκου. Οι δύο ατμοηλεκτρικές μονάδες Αθερινόλακκου θα πρέπει να λειτουργούν καθημερινά, σε ετήσια βάση. Είναι νέες μονάδες που δεν έχουν κάνει απόσβεση κεφαλαίου είναι οικονομικές στην λειτουργία τους και στηρίζουν από πλευράς τάσεων το σύστημα της Κρήτης στο απέναντι άκρο του σε σχέση με την διασύνδεση. Αρά πέραν των άλλων ,χρειάζονται απαραίτητως και από πλευράς έγχυσης άεργου ισχύος, στο ανατολικό άκρο του νησιού.

Επίσης θα τροφοδοτήσουν τα τοπικά φορτία με κέρδος περιορισμού των απωλειών Joel. Τέλος, αποτελούν εάν πυλώνα στήριξης του συστήματος από πλευράς ασφάλειας λειτουργίας του.

B. Λειτουργία μονάδων Diesel Αθερινόλακκου και Λινοπεραμάτων. Οι μονάδες Diesel αντιμετωπίζουν ελάχιστα έως καθόλου προβλήματα από τις νέες περιβαλλοντικές Οδηγίες. Επιπλέον, πρόκειται για μονάδες πολύ οικονομικές στην λειτουργία τους. Είναι ευέλικτες ,μπορούν να ξεκινούν και να σταματούν εντός της ημέρας, γεγονός που τις κάνει ιδανικές τα ΣΗΕ. Ειδικά οι δύο Diesel Αθερινόλακκου είναι νέες, σύγχρονες μονάδες που δεν έχουν κάνει ακόμα απόσβεση κεφαλαίου. Τέλος

οι 4 μικρές Diesel Λινοπεραμάτων έχουν βασικό πλεονέκτημα ότι βρίσκονται δίπλα στο κέντρο βάρους του φορτίου συστήματος Κρήτης.

Γ. Ρυθμίζουσα μονάδα Συστήματος Κρήτης. Η ρυθμίζουσα μονάδα παίζει βαρύνοντα ρόλο στην λειτουργία ενός ΣΗΕ καθώς πρέπει να ακολουθεί το σύνολο των μεταβολών (φορτίου+ ΑΠΕ) δηλαδή των μη προγραμματισμένων μεγεθών. Εξ αιτίας του ρόλου της αυτού, θα πρέπει να είναι μονάδα σημαντικού μεγέθους για να μπορεί να παρακολουθεί με άνεση τις μεταβολές. Επίσης πρέπει να είναι γρήγορη (μικρός στατισμός) ώστε να προσαρμόζει άμεσα την έξοδο της στις μεταβολές για να μην εμφανίζεται διακύμανση στην συχνότητα. Τέλος θα πρέπει να είναι οικονομική, καθώς θα πρέπει να βρίσκεται συνεχώς σε λειτουργία. Τον ρόλο αυτόν στο ΣΗΕ της Κρήτης τον έχει μέχρι σήμερα ο Σ.Κ Χανίων.

Στα διασυνδεδεμένα συστήματα, συνηθίζεται το κάθε σύστημα να έχει την δική του ρυθμίζουσα μονάδα, όμως ο Σ.Κ Χανίων είναι πολύ πιο αντισυμβαλλόμενος σε σχέση με τις μονάδες Diesel και ATM στην Κρήτη, και η συνεχής λειτουργία του συνεπάγεται αφαίρεση ισχύος από τις οικονομικές μονάδες. Αυτό γίνεται μέχρι σήμερα εξ ανάγκης στο κρητικό σύστημα, καθώς μετρά την διασύνδεση, τον ρόλο της ρυθμίζουσας μονάδας θα μπορεί να τον αναλάβει η ίδια η διασύνδεση μέσω μονάδων του Ηπειρωτικού Συστήματος.

Αν ληφθεί υπόψιν ότι οι ATM Αθερινόλακκου μαζί με τις Diesel Αθερινόλακκου και Λινοπεραμάτων συγκεντρώνουν ισχύ 220MW (αφαιρούμενης στρεφόμενης εφεδρείας 20MW) η οποία αν αθροιστεί στην ισχύ της Διασύνδεσης των 150MW, φθάνει τα 370MW, αρκετή δηλαδή για να καλύψει μεγάλο μέρος των φορτίων της Κρήτης.

Αρά , τα φορτία της χειμερινής περιόδου ,που είναι αρκετά χαμηλά σε σχέση με εκείνα του καλοκαιριού, μπορούν να καλύπτουν χωρίς την λειτουργία του Σ.Κ Χανίων.

Μικρό μειονέκτημα αυτού του τρόπου λειτουργίας είναι ότι λόγω της ρύθμισης της Διασύνδεσης, δεν μπορεί μονίμως να είναι στην μέγιστη επιτρεπτή φόρτιση των 150MW. Όμως η διαφορά κόστους λειτουργίας μεταξύ Διασύνδεσης και μονάδων βάσεως της Κρήτης είναι πολύ μικρότερη σε σχέση με την διαφορά κόστους Σ.Κ Χανίων και μονάδων βάσεως.

Απεναντίας, στην διάρκεια της θερινής περιόδου όπου τα φορτία ημέρας είναι πολύ υψηλότερα και δεν μπορούν να καλυφθούν από τις μονάδες βάσεως της Κρήτης (ATM+Diesel) συν της διασύνδεσης, είναι ανάγκη να βρίσκεται σε λειτουργία ο Σ.Κ Χανίων ο οποίος είναι οικονομικότερος από τους απλούς αεροστροβίλους.

4.10: Γενική Περιγραφή Φάσης II-Μεγάλη Διασύνδεση.

Η δεύτερη φάση της διασύνδεσης του κρητικού Συστήματος ή Μεγάλη Διασύνδεση όπως αποκαλείται προβλέπει την καλωδιακή ένωση μεταξύ Αττικής και Ηρακλείου. Αποτελεί το μεγαλύτερο έργο ηλεκτρικής διασύνδεσης τόσο στον Ελληνικό χώρο όσο και στον Ευρωπαϊκό και αποτελεί ένα έργο ορόσημο στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής. Όπως αναφέρεται σε σχετικά άρθρα, η διασύνδεση μεταξύ Κρήτης και Αττικής αποτελεί ουσιαστικά το πρώτο κομμάτι του ακόμα μεγαλύτερου έργου που βρίσκεται προ των πυλών, και αφορά την ένωση μεταξύ Αττικής-Κρήτης-Κύπρου-Ισραηλ.

Η διασύνδεση της Κρήτης με την Αττική περιλαμβάνει διπολικό σύνδεσμο HVDC, μεταξύ Κρήτης και Αττικής, ονομαστικής μεταφορικής ικανότητας 2×500 MW. Το

χρονοδιάγραμμα του έργου προβλέπει την ολοκλήρωσή του εντός του 2022 με εκτιμώμενο προϋπολογισμό της τάξης του 1 δις €.

Έχουν ολοκληρωθεί μεταξύ άλλων οι τεχνικές προδιαγραφές του έργου, οι μελέτες βυθού και η κατάθεση της Μελέτης Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων στο Υπουργείο Περιβάλλοντος & Ενέργειας.

Το έργο θα περιλαμβάνει:

Σταθμούς Μετατροπής ΕΡ/ΕΣ:

- Σταθμός μετατροπής Αττικής: Κατασκευή ενός νέου σταθμού μετατροπής ΕΡ/ΣΡ συνολικής ονομαστικής ισχύος 1000 MW (2 x 500 MW), τάσης έως 500 kV, με συμμετρική διπολική λειτουργία, πλησίον του ΚΥΤ Κουμουνδούρου.
- Σταθμός μετατροπής Κρήτης: Κατασκευή ενός νέου Σταθμού Μετατροπής ΕΡ/ΣΡ συνολικής ονομαστικής ισχύος 1000 MW (2 x 500 MW), με συμμετρική διπολική λειτουργία, πλησίον του χωριού Δαμάστα του νομού Ηρακλείου Κρήτης.

Υπόγεια/Υποβρύχια γραμμή ΣΡ:

- 2 υπόγεια HVDC καλώδια, μήκους περίπου 32 km, συνολικής ονομαστικής ισχύος 1000 MW, από τον σταθμό μετατροπής της Αττικής έως την παραλία των Μεγάρων.

- Ένα υπόγειο/υποβρύχιο MVDC καλώδιο από τον σταθμό μετατροπής της Αττικής έως την παραλία Μεγάρων και ένα υποβρύχιο καλώδιο από την παραλία Μεγάρων ως τον σταθμό ηλεκτροδίων του μικρού νησιού Σταχτορρόη.
- 2 υποβρύχια HVDC καλώδια, μήκους περίπου 328 km, συνολικής ονομαστικής ισχύος 1000 MW με διπολική λειτουργία, από την παραλία Μεγάρων (Αττική) έως την παραλία της Κορακιάς (Κρήτη).
- 2 υπόγεια HVDC καλώδια (μήκους 250 m, 1000 MW), από την παραλία Κορακιάς έως τον τερματικό σταθμό Κορακιάς

Υποδομές συστήματος μεταφοράς ΥΤ στην Κρήτη:

- Κατασκευή του Τερματικού Σταθμού Μετάβασης στην Κορακιά για τη μετατροπή της υπόγειας καλωδιακής γραμμής Σ.Ρ. σε εναέρια γραμμή Σ.Ρ.
- Κατασκευή ενός νέου Υ/Σ Ζεύξης 150 kV (GIS) για τη σύνδεση του Σταθμού Μετατροπής ΕΡ/ΣΡ με το σύστημα Ε.Ρ. 150 kV της Κρήτης.
- Κατασκευή/αναβάθμιση Γ.Μ. 150 kV επί της Κρήτης.

Σταθμοί Ηλεκτροδίων:

- Σταθμός ηλεκτροδίων Αττικής: Κατασκευή σταθμού ηλεκτροδίων στο μικρό νησί Σταχτορρόη.

- Σταθμός ηλεκτροδίων Κρήτης: Κατασκευή σταθμού ηλεκτροδίων στην Κορακιά του νομού Ηρακλείου Κρήτης.

Κεφάλαιο 5: Συμπεράσματα

Το κέρδος από την διασύνδεση του ηλεκτρικού συστήματος Κρήτης με το ηπειρωτικό είναι μέγιστο. Πάνω από 100 εκ. ετησίως υπολογίζεται ότι θα είναι το κέρδος από την λειτουργία της διασύνδεσης. Το όφελος αυτό προκύπτει λόγω αξιοποίησης οικονομικότερων μονάδων λειτουργίας παραγωγής στο ηπειρωτικό αντί των δαπανηρών στην Κρήτη

Βασικοί κανόνες λειτουργίας της διασύνδεσης είναι:

- a. μέγιστη επιτρεπόμενη φόρτιση 150MW
- b. τήρηση στρεφόμενης εφεδρείας στην Κρήτη τουλάχιστον 20MW
- c. πρόβλεψη προστασίας άμεσης αποφόρτισης το υγιούς καλωδίου σε περίπτωση απώλειας του άλλου.

Επιπλέον θα λειτουργούν σε μόνιμη βάση οι Ατμοηλεκτρικές μονάδες Αθερνινόλακκου και ανάλογα το ύψος του φορτίου εντάσσονται και αποεντάσσονται οι οικονομικές μονάδες εσωτερικής καύσης (ΜΕΚ).

Το ρόλο της ρυθμίζουσας μονάδας στην Κρήτη θα επιτελεί η ίδια η διασυνδυετική γραμμή μέσω των ρυθμιζουσών μονάδων του ηπειρωτικού. Ο Σ.Κ Χανίων μπαίνει σε λειτουργία μόνο τους καλοκαιρινούς μήνες όπου για την εξυπηρέτηση του φορτίου δεν

επαρκούν οι μονάδες βάσης στο νησί. Ο Σ.Κ Χανίων αναλαμβάνει τον ρόλο της ρυθμίζουσας μονάδας μετά την ένταξη του πρώτου αεροστροβίλου στην Κρήτη την καλοκαιρινή περίοδο, και η διασύνδεση τίθεται πλέον σε μέγιστη επιτρεπόμενη φόρτιση (150MW).

Με βάση τον τρόπο λειτουργίας που εξασφαλίζει την σταθερότητα του συστήματος της Κρήτης, πάνω από το 1/3 της ηλεκτρικής ενέργειας (περίπου 36%) δηλαδή αυτή που προέρχεται από δαπανηρές αεριοστροβλικές μονάδες στην Κρήτη, θα παράγεται πλέον από οικονομικές μονάδες του ηπειρωτικού και θα διοχετεύεται μέσω της διασύνδεσης στο νησί.

Με την λειτουργία διασύνδεσης η παραγόμενη τοπικά στο νησί ενέργεια, ανά κατηγορία μονάδων κατανέμεται σε:

- a. ενέργεια από ανοικτούς αεριοστροβίλους 5%
- b. ενέργεια από το Σ.Κ Χανίων 12%
- c. ενέργεια από μονάδες βάσεως 83%

Όμως, αναγωγή της ενέργειας από αεριοστροβίλους στην συνολική ηλεκτρική ενέργεια της Κρήτης συνεπάγεται ποσοστό μόλις 1,86% , δηλαδή μηδαμινή συμμετοχή των αεριοστροβίλων στην ηλεκτροπαραγωγή.

Αυτό σημαίνει ότι πέραν των τεχνικών περιορισμών (δυναμικής απόκρισης του συστήματος) για το ύψος της μεταφερόμενης μέσω της διασύνδεσης ενέργειας, ο υιοθετημένος τρόπος λειτουργίας εξαντλεί στο μέγιστον βαθμό τα οικονομικά οφέλη από την διασύνδεση αυτή, αφού εξαλείφει σχεδόν την ενέργεια από ανοικτούς αεριοστροβίλους στο νησί

Πέραν τούτου, το 55% της ηλεκτρικής ενέργειας θα εγχέεται πλέον από τον Υποσταθμό Χανίων, το 41% από τον Υποσταθμό Αθερινόλακκου και μόλις το 4% στα Λινοπεράματα, ενώ ο Νομός Ηρακλείου δαπανά το 50% της ενέργειας στην Κρήτη. Αυτό συνιστά μικρή ανισορροπία, επιβάρυνση του συστήματος μεταφοράς και ανάγκη για μεγαλύτερα έργα Μεταφοράς στο νησί.

Η λειτουργία της διασύνδεσης διαφοροποιεί το είδος των μονάδων που πρέπει να εγκατασταθούν στην Κρήτη για την εξασφάλιση της απαραίτητης ψυχρής εφεδρείας. Αντί των δαπανηρών, ογκωδών και απαιτητικών μονάδων βάσεως, χρειάζονται μικρές οικονομικές στην εγκατάσταση, ευέλικτες στην λειτουργία τους και μη απαιτητικές από πλευράς χώρου, σύγχρονες αεριοστροβλικές μονάδες, οι οποίες μπορούν να εγκατασταθούν στην Κορακιά, δίπλα στο κέντρο βάρους του φορτίου και συστήματος Μεταφοράς του νησιού.

Οι μονάδες αυτές θα αντικαταστήσουν σταδιακά τις παλαιές ατμοηλεκτρικές μονάδες Λινοπεραμάτων και μέρος των αεριοστροβλικών. Δεδομένου ότι ο Σ.Κ Χανίων είναι πλέον παλαιά μονάδα, της οποίας το συνολικό κόστος λειτουργίας (καυσίμου συντηρήσεων- βλαβών) βαίνει συνεχώς αυξανόμενο, το ρόλο της ρυθμίζουσας μονάδας, το καλοκαίρι, θα μπορούσε να αναλάβει ,μελλοντικά (π.Χ. 10 χρόνια από σήμερα) μια νέα οικονομική αεριοστροβλική μονάδα στην Κορακιά. Τέλος, η μονάδα αυτή θα μπορούσε να είναι συνδυασμένου Κύκλου.

Η προοπτική αυτή, σε βάθος χρόνου, ισορροπεί καλύτερα την χωρική κατανομή έγχυσης ενέργειας στην Κρήτη, η οποία παρουσιάζει ασυμμετρία με την λειτουργία της διασύνδεσης- σε αντίθεση με την σημερινή ισόρροπη κατάσταση- και κατά συνέπεια, η λειτουργία ρυθμίζουσας μονάδας στην Κορακιά αντί στα Χανιά, μειώνει τις απαιτήσεις για αυξημένα έργα Μεταφοράς στο νησί, μειώνει τις απώλειες Joule και αυξάνει την ασφάλεια.

Η λειτουργία της διασύνδεσης, με τήρηση των κανόνων λειτουργίας όπως παρουσιάστηκαν, αυξάνει την ασφάλεια του συστήματος αφού έχει ως αποτέλεσμα τη μικρότερη βύθιση (απόκλιση) συχνότητας, σε συμβάντα διαταραχής του ισοζυγίου ισχύος στο νησί, σε σύγκριση με το προηγούμενο αυτόνομο σύστημα. Αυτό συμβαίνει εξαιτίας της ταχύτερης απόκρισης της

διασύνδεσης και του μεγαλύτερου συστήματος κατάντη αυτής, σε σχέση με την απόκριση των υφιστάμενων μονάδων της Κρήτης. Απεναντίας, ή παραβίαση των κανόνων λειτουργίας, θα έχει σοβαρές συνέπειες στην ασφάλεια και ποιότητα ενέργειας του πολίτη στο νησί.

Μετά την λειτουργία, απελευθερώνεται η λειτουργία των εγκατεστημένων αιολικών πάρκων στην Κρήτη τα οποία μπορούν πλέον να λειτουργούν ελεύθερα, χωρίς περιορισμού τεχνικού ελάχιστου ή δυναμικού περιορισμού. Επιπλέον, απελευθερώνεται η δυνατότητα για εγκατάσταση νέων ΑΠΕ, μέχρις του σημείου όμως, που δεν θα επιβαρύνεται η λειτουργία των ήδη εγκατεστημένων στην Πελοπόννησο όπου θα εξάγεται η ενέργεια.

Λόγω της σχετικά ασθενούς διασύνδεσης, σε διαταραχές συστήματος Κρήτης θα αναπτύσσονται ταλαντώσεις μεταξύ των δυο ηλεκτρικών συστημάτων οι οποίες θα είναι πολλαπλάσιου εύρους από πλευράς ηλεκτρικής συχνότητας στο μικρό σύστημα της Κρήτης και θα επηρεάζουν αντίστοιχα την έξοδο των μονάδων παραγωγής. Το γεγονός αυτό συνιστά κάποια καταπόνηση για τις ίδιες τις μονάδες. Οι ταλαντώσεις αυτές είναι πιο έντονες στα υψηλά φορτία σε σχέση με τα χαμηλά.

Σε αντίθεση με την διασύνδεση εναλλασσόμενου ρεύματος και τις ταλαντώσεις που αυτή συνεπάγεται στην συχνότητα της Κρήτης, σε κάθε συμβάν απώλειας

παραγωγής στο νησί, η διασύνδεση μέσω συνεχούς, δεν παρουσιάζει αντίστοιχο πρόβλημα.

Η ισχύς διασύνδεσης δεν μπορεί να υπερβαίνει σημαντικά ($\leq 15\%$) την ονομαστική ισχύ του ενός καλωδιακού κυκλώματος, δεδομένου ότι καταστρατηγείται ο κανόνας εφεδρείας $n-1$, με κίνδυνο να χαθεί ολόκληρη η διασυνδετική γραμμή και να οδηγηθεί σε black-out η Κρήτη. Επίσης, δεν γίνεται η λειτουργία της διασύνδεσης και η ασφάλεια του συστήματος να στηριχθεί σε μεθόδους διακοπών καταναλωτών στο νησί.

Μικρή υπερφόρτιση του ενός κυκλώματος έως τα 150MW μπορεί να γίνει αποδεκτή, με πρόβλεψη τήρησης αντίστοιχης στρεφόμενης εφεδρείας στην Κρήτη, ώστε σε συμβάν απώλειας της μίας γραμμής, να δίδεται αυτόματα εντολή στις εν λειτουργία μονάδες της Κρήτης να αναλάβουν το φορτίο, έως την ονομαστική τους φόρτιση και με τον τρόπο αυτό να αποφορτίζεται τάχιστα το υγιές καλωδιακό κύκλωμα. Θα ήταν τεχνικά λάθος και εις βάρος της ασφάλειας και ποιότητας ενέργειας στην Κρήτη, η καλωδιακή γραμμή να λειτουργεί σε επίπεδα ισχύος της τάξης των 200MW.

Η στρεφόμενη εφεδρεία στην Κρήτη, δεν παίζει πλέον καθοριστικό ρόλο στην ασφάλεια του συστήματος του νησιού, σε περιπτώσεις απώλεια παραγωγής στο νησί, λόγω της ταχύτερης απόκρισης της διασύνδεσης.

Αντίθεά, η στρεφόμενη εφεδρεία στην Κρήτη που αναφέρθηκε προηγουμένως, είναι αναγκαία σε συμβάντα απώλειας του ενός κυκλώματος της καλωδιακής γραμμής όταν αυτή λειτουργεί πάνω από το επίπεδο των 130MW.

Στην χειρότερη περίπτωση, όπου παρουσιαστεί απώλεια και των δυο καλωδιακών κυκλωμάτων, θα ενεργοποιείται προστασία αποκοπής φορτίου, βασιζόμενη στις

υποσυχνότητες και θα τεθεί εκτός λειτουργίας μεγάλο μέρος καταναλωτών στο νησί , προκειμένου να διασωθεί το ηλεκτρικό σύστημα από ένα ολικό black-out.

Με βάση τους επίσημους προγραμματισμούς της πολιτείας, η διασύνδεση εναλλασσόμενου ρεύματος μέσω Πελοποννήσου προβλέπεται να τεθεί σε λειτουργία το 2020 και να λειτουργεί μόνη της μέχρι το 2025, όπου και σε εκείνο το χρονικό σημείο προβλέπεται να τεθεί σε λειτουργία και η δεύτερη διασύνδεση μέσω Αττικής. Για τον λόγο αυτό εξετάστηκε η λειτουργία του διασυνδεδεμένου συστήματος Κρήτης το 2025, λαμβάνοντας υπόψη δυο σενάρια όσον αφορά την πρόβλεψη φορτίων. Το συντηρητικό σενάριο με αιχμή 694MW και το αισιόδοξο με αιχμή 732MW.

Εξετάστηκε επίσης εναλλακτικός τρόπος λειτουργίας της διασύνδεσης, δηλαδή αντί 150MW κατά μέγιστον και 20MW Στρεφόμενη εφεδρεία κατ' ελάχιστον στην Κρήτη, η μέγιστη ισχύς διασύνδεσης λαμβάνεται αυξημένη , ίση με 160MW, με παράλληλη τήρηση στρεφόμενης εφεδρείας 30MW κατ' ελάχιστον στο νησί.

Το τίμημα για το επιπλέον οικονομικό όφελος, είναι διπλό. Αφενός, προκύπτει επιβάρυνση την μόνωσης, λόγω αυξημένης υπερφόρτισης του ενός καλωδίου σε συμβάντα απώλειας του άλλου, με πιθανή μείωση διάρκεια ζωής του. Αφετέρου, παρατηρείται αύξηση της έγχυσης ισχύος στους Υ/Σ Χανίων κατά δύο περίπου ποσοστιαίες μονάδες, με αποτέλεσμα αυτή να προσεγγίζει υψηλό, απαγορευτικό ποσοστό του 60% της συνολικής ενέργειας της Κρήτης.

Επισημαίνεται ότι, η υψηλή φόρτιση του Υ/Σ Χανίων αποτελεί το μόνο αρνητικό σημείο της διασύνδεσης , σε αντιστάθμιση με πλήθους θετικών οικονομικών και άλλων αποτελεσμάτων, και επιβαρύνεται ακόμη περισσότερο με τον εναλλακτικό τρόπο λειτουργίας. Επομένως, δεν κρίνεται σκόπιμη η λειτουργία της διασύνδεσης στα

160MW ,δεδομένου ότι τα οικονομικά αποτελέσματα σχεδόν εξαντλούνται με την λειτουργία στα 150MW.

Το σχετικό τίμημα, πέραν της προαναφερθείσας καταπόνησης του καλωδίου είναι, επιβάρυνση της λειτουργίας του Υ/Σ Χανίων, της φόρτισης του συστήματος Μεταφοράς, της ανάπτυξης του (νέες Γ.Μ) , της ευχέρειας απομονώσεων-συντηρήσεων του συστήματος, των απωλειών ενέργειας, του προφίλ των τάσεων και της βέλτιστης κατανομής-έγχυσης άεργου ισχύος, της ασφάλειας-αξιοπιστίας του συστήματος Κρήτης κλπ.

Από την εξέταση των διαφόρων σεναρίων δίνεται ότι το κέρδος της φόρτισης της καλωδιακής γραμμής πάνω από το ασφαλές όριο ακόμη και σε συνθήκες ν-1, των 130MW , δεν είναι ιδιαίτερα σημαντικό. Αυτό ισχύει αφού αύξηση της φόρτισης ακόμη και στα 160MW δημιουργεί στην καλύτερη περίπτωση εξοικονόμηση κόστους μόλις 5.52%, δηλαδή στις συνθήκες των υψηλότερων φορτίων του 2025 και με το αισιόδοξο σενάριο πρόβλεψης. Ασφαλώς, μετά την ένταξη και λειτουργία της δεύτερης διασύνδεσης (συνεχούς), δεν τίθεται θέμα υψηλής φόρτισης του καλωδίου.

Η εξυπηρέτηση των φορτίων της Κρήτης το έτος 2025, σε όλα τα σενάρια (συντηρητικά-αισιόδοξα), ικανοποιείται από τις υπάρχουσες μονάδες στον νησί, και το ποσοστό συμμετοχής των αεριοστροβίλων ανοικτού τύπου, σε καμία περίπτωση δεν υπερβαίνει το 6% της συνολικής ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη. Ασφαλώς η εγκατάσταση νέων αεριοστροβίλικών μονάδων δεν ακυρώνεται αφού επιβάλλεται για άλλους λόγους(ψυχρή εφεδρεία, περιβαλλοντικά, παλαιότητα μονάδων κλπ.)

Τέλος, το συνολικό κόστος λειτουργίας για την εξυπηρέτηση των φορτίων Κρήτης, το 2025, δεν υπερβαίνει τα 369 εκ. ακόμη και στο ακραίο πιθανό σενάριο, και η συμμετοχή των Λινοπεραμάτων στην τοπική ηλεκτροπαραγωγή του νησιού, σε κάθε

περίπτωση , είναι μικρότερη του 5%, ενώ η οικονομική σύγκριση των σεναρίων λειτουργίας του κρητικού συστήματος με και χωρίς την λειτουργία της διασύνδεσης έδειξε ξεκάθαρα, ότι η ύπαρξη της, συμφέρει συντριπτικά, προκαλώντας ετήσια κέρδη άνω των 150 εκ. ευρώ.

Βιβλιογραφία

- [1] Διασύνδεση Ηλεκτρικού Συστήματος Κρήτης με Ηπειρωτικό: Μελέτη λειτουργίας I (δεύτερη έκδοση) του Δρ. Εμμανουήλ Θαλασσινάκη.
- [2] Διασύνδεση Ηλεκτρικού Συστήματος Κρήτης με Ηπειρωτικό: Μελέτη λειτουργίας II-advance issues, του Δρ. Εμμανουήλ Θαλασσινάκη.
- [3] Διασύνδεση Ηλεκτρικού Συστήματος Κρήτης με Ηπειρωτικό: Μελέτη λειτουργίας III, του Δρ. Εμμανουήλ Θαλασσινάκη.
- [4] Crete Power System A.Gigantidou 4 th International Hybrid Power Systems Workshop
- [5] Σημειώσεις για την Οικονομική Λειτουργία Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας, του Δρ. Τσικαλάκη Αντώνιου (ΤΕΙ Κρήτης)
- [6] Διπλωματική εργασία: Πρόβλεψη φορτίου σε συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, της Σοιντζέλη Μαρίνας (Πολυτεχνείο Κρήτης, ΜΠΔ)
- [7] Μελέτες σχεδιασμού Διασύνδεσης Κρήτης- Διασυνδεδεμένου Συστήματος Φάση I-Σύνδεσος AC (Α΄ Τεύχος)
- [8] Το Ελληνικό ενεργειακό Σύστημα- Ενεργειακή Τροφοδοσία. (Ορθολογική και Αειφορική Διαχείριση Ενέργειας Δ. Ασημακόπουλος Σχολή ΧΜ, ΕΜΠ)
- [9] Το Ελληνικό Ενεργειακό Σύστημα -Ζήτηση & Χρήση Ενέργειας (Ορθολογική και Αειφορική Διαχείριση Ενέργειας Δ. Ασημακόπουλος Σχολή ΧΜ, ΕΜΠ)
- [10] Chapman, S.J. (1993). Ηλεκτρικές Μηχανές AC-DC, 2η έκδοση, Εκδόσεις Τζιόλα.
- [11] Hinrichs, R.A.& Kleinbach, M.H. (2002). Energy: Its Use and the Environment. 3rded. London, U.K.: Thompson Learning.
- [12] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (2018). www.rae.gr
- [13] Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας. www.admie.gr.
- [14] Λάμπρος Οικονόμου, Δήμητρα Καρβουνιάρη, Άννα Μαλάμου. Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας. Εκδόσεις Τζιόλα, Θεσσαλονίκη 2014.

- [15] Γιάννης Φραγκιαδάκης. Φωτοβολταϊκά συστήματα. Εκδόσεις Ζήτη, Αθήνα 2006. ISBN10: 9604560077.
- [16] Ετήσιο Δελτίο Εκμετάλλευσης Συστήματος Κρήτης 2017-2018 (ΔΕΔΔΗΕ)
- [17] Διπλωματική Εργασία: Μελέτη μετεγκατάστασης βιομηχανικής μονάδας με χρήση πολυκιτηριακής ανάλυσης- εφαρμογής σε ατμοηλεκτρικό σταθμό παραγωγής ενέργειας., του Παναγιώτη Ισιγώνη (Χανιά 2009).
- [18] Cardwell, D. (2004). Ιστορία της Τεχνολογίας, Αθήνα: Εκδόσεις Μεταίχμιο.