



Πολυτεχνείο Κρήτης
Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών
Υπολογιστών

Προσομοίωση του Συστήματος Ηλεκτρικής
Ενέργειας της Κρήτης με και χωρίς
διασυνδέσεις

Αγγελική Δ. Χρήστενα

Εξεταστική Επιτροπή
Αναπληρωτής Καθηγητής Φώτιος Κανέλλος (επιβλέπων)
Καθηγητής Κωνσταντίνος Καλαϊτζάκης
Καθηγητής Γεώργιος Σταυρακάκης

16 Ιουλίου 2020

Περίληψη

Η συνεχής πρόοδος της τεχνολογίας δημιουργεί μια νέα πραγματικότητα, συνεισφέροντας στην επέκταση της επικοινωνίας και δίνοντας ένα τέλος στην απομόνωση περιοχών που περιβάλλονται από θάλασσα, επιτρέποντάς τους να αναπτυχθούν, διασυνδέοντας τα δίκτυα τηλεπικοινωνιών και ηλεκτρικής τους ενέργειας με τυχόν άλλα μεγαλύτερα και πιο ισχυρά δίκτυα.

Το Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας της Κρήτης αντιπροσωπεύει το μεγαλύτερο απομονωμένο ηλεκτρικό σύστημα στην Ελλάδα. Λόγω του μεγέθους του νησιού, της ανάπτυξής του, της θέσης του, αλλά και του πλούσιου δυναμικού σε ΑΠΕ που διαθέτει, συνιστά ένα από τα πιο ενδιαφέροντα ηλεκτρικά αυτόνομα συστήματα προς μελέτη. Η επικείμενη διασύνδεση της Κρήτης με το ΕΣΜΗΕ (Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας) είναι ένα έργο το οποίο πρόκειται να συμβάλλει:

- στη διασφάλιση της τροφοδότησης του νησιού, αφού μεγάλο μέρος της ηλεκτροδότησης θα καλύπτεται πλέον μέσω της διασύνδεσης,
- στην σημαντική μείωση του κόστους ηλεκτροπαραγωγής και
- στην αναβάθμιση του περιβάλλοντος, αλλά και της ποιότητας ζωής των κατοίκων, τόσο λόγω της μειωμένης κατανάλωσης μαζούτ και ντίζελ στην παραγωγή, όσο και λόγω της αξιοποίησης των ΑΠΕ, με την περαιτέρω εγκατάσταση αιολικών και φωτοβολταϊκών σταθμών.

Στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής εργασίας, εξετάζεται η λειτουργία του ΣΗΕ της Κρήτης, τόσο ως αυτόνομο σύστημα, όσο και ως διασυνδεδεμένο με το ΕΣΜΗΕ. Αρχικά, γίνεται προσομοίωση του υφιστάμενου συστήματος μεταφοράς για την μελέτη της τωρινής λειτουργίας και του κόστους παραγωγής του. Στην συνέχεια, το σύστημα μοντελοποιείται εισάγοντας τις γραμμές της διασύνδεσης προς το Ηπειρωτικό ΣΗΕ, καθιστώντας δυνατή την εξυπηρέτηση της ζήτησης του νησιού μέσω των διασυνδέσεων, των ΑΠΕ, και της τοπικής παραγωγής, εάν και εφόσον αυτό είναι απαραίτητο. Για το χρονικό διάστημα και τα σενάρια που επιλέχθηκαν, εκτελείται πρώτα μια DC βέλτιστη ροή ισχύος (DC OPF), με τα αποτελέσματά της να αξιοποιούνται στο επόμενο στάδιο της υλοποίησης, το οποίο αφορά την εκτέλεση μιας AC βέλτιστης ροής ισχύος (AC OPF), από την οποία λαμβάνονται οι υπολογισμοί των απωλειών και γίνεται ο έλεγχος όλων των περιορισμών του συστήματος. Βασικό κριτήριο σε όλα τα υλοποιούμενα σενάρια υπήρξε η ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους παραγωγής και άρα, ο καθορισμός ενός βέλτιστου προγράμματος ένταξης μονάδων για χαμηλή, μέση ή υψηλή αιολική παραγωγή.

Η υλοποίηση της παρούσας εργασίας και η εκτέλεση των εξεταζόμενων σεναρίων πραγματοποιήθηκαν σε περιβάλλον MATLAB με την από κοινού εφαρμογή των ανοιχτού κώδικα εργαλείων MATPOWER Optimal Scheduling Tool (MOST) και MATPOWER.

Abstract

The constant advancement of technology creates a new reality by contributing to the expansion of communication and ending the isolation of areas surrounded by the sea, allowing them to grow by interconnecting their telecommunication systems and electricity networks with other larger and more powerful networks. The Electric Power System of Crete represents the largest isolated electrical system in Greece. Due to the size of the island, its development, its location, but also its rich potential in RES, it is considered as one of the most interesting electrical autonomous systems for research. The forthcoming interconnection of Crete with the National Electricity Transmission System is a project that is going to contribute to:

- ensuring the supply of the island, since a large part of the electricity supply will now be covered through the interconnections,
- reducing significantly electricity generation costs and
- upgrading the environment, but also the quality of life of the residents, due to the reduced consumption of fuel oil and diesel in production, as well as due to the development of RES, with the further installation of wind and solar parks.

In the context of this thesis, the operation of the Electric Power System of Crete is considered, both as an autonomous system, and as an interconnected one with the National Electricity Transmission System. Initially, the existing Transmission system is simulated to study its current operation and production costs. The system is then modeled by introducing interconnection lines to the continental Power System, making it possible to serve the island's demand through interconnections, RES, and local production, if and when necessary. For the selected time period and scenarios, a DC optimal power flow (DC OPF) is performed first, with its results being used in the next stage of the implementation, which involves the execution of an AC optimal power flow (AC OPF), from which we calculate the losses and check all system constraints. The main criterion in all the implemented scenarios was the minimization of the total production costs and therefore, the determination of an optimal unit commitment schedule for low, medium or high wind production.

The implementation of the present work and the execution of all the selected scenarios took place in the MATLAB environment with the joint application of the open source tools of MATPOWER Optimal Scheduling Tool (MOST) and MATPOWER.

Ευχαριστίες

Ολοκληρώνοντας την συγγραφή της παρούσας διπλωματικής, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον επιβλέποντα καθηγητή μου κ. Φώτιο Κανέλλο για την καθοδήγηση και την αμέριστη συνδρομή του κατά την εκπόνηση της εργασίας αυτής, αλλά και για την ευκαιρία που μου έδωσε να ολοκληρώσω τις σπουδές μου ερευνώντας ένα τόσο επίκαιρο και ενδιαφέρον θέμα.

Δεν θα μπορούσα να μην ευχαριστήσω την οικογένειά μου και τους δικούς μου ανθρώπους τον καθένα ξεχωριστά για την στήριξη, την υπομονή και την κατανόηση που μου έδειξαν, τόσο κατά την εκπόνηση της διπλωματικής, όσο και καθ' όλη τη διάρκεια των σπουδών μου.

Συντομογραφίες

ΑΔΜΗΕ - Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

Α/Γ - Ανεμογεννήτριες

Α/Π - Αιολικά Πάρκα

ΑΗΣ - Ατμοηλεκτρικός Σταθμός

ΑΠΕ – Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

ΑΣΠ - Αυτόνομοι Σταθμοί Παραγωγής

Ε.Ε. - Ευρωπαϊκή Ένωση

ΕΡ - Εναλλασσόμενο Ρεύμα

ΕΣΜΗΕ - Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

ΘΗΣ - Θερμοηλεκτρικός Σταθμός

ΚΑΠΕ - Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας

ΚΥΤ - Κέντρο Υπερυψηλής Τάσης

ΜΔΝ - Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά

ΟΤΣ - Οριακή Τιμή Συστήματος

ΣΗΕ – Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας

ΣΡ - Συνεχές Ρεύμα

Υ/Σ - Υποσταθμός

Φ/Β - Φωτοβολταϊκά

AC - Alternating Current

CSC - Current Source Converter

DC - Direct Current

ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity

FACTS - Flexible AC Transmission Systems

HVAC - High-Voltage Alternating Current

HVDC - High-Voltage Direct Current

IGBT - Insulated Gate Bipolar Transistor

MOST - MATPOWER Optimal Scheduling Tool [1]

OPF – Optimal Power Flow

PWM - Pulse-Width Modulation

RES - Renewable Energy Sources

ROWs - Rights of Way

SCFF - Self-Contained Fluid Filled

STATCOM - STATic synchronous COMpensator

SVC - Static Var Compensator

tcf - Trillion Cubic Feet

tcm - Trillion Cubic Meters

UC - Unit Commitment

VSC - Voltage Source Converter

XLPE - Cross Linked Polyethylene

Περιεχόμενα

1	Εισαγωγή	17
1.1	Το πρόβλημα της Διασύνδεσης της Κρήτης	17
1.2	Αντικείμενο & Διάρθρωση της Εργασίας	18
2	AC/DC Τεχνολογίες Διασυνδέσεων	19
2.1	Εισαγωγή	19
2.2	HVAC Συστήματα Μεταφοράς	19
2.2.1	Εισαγωγή	19
2.2.2	Ρύθμιση συχνότητας (Frequency Regulation)	20
2.2.3	Ρύθμιση τάσης (Voltage Regulation)	20
2.3	HVDC Συστήματα Μεταφοράς	20
2.3.1	Ιστορική Αναδρομή	20
2.3.2	Λόγοι χρήσης HVDC τεχνολογίας	21
2.3.3	Δομή ενός HVDC Συστήματος	23
2.4	Η Διασύνδεση της Κρήτης	26
2.4.1	Εισαγωγή	26
2.4.2	Η παρούσα κατάσταση σχετικά με τις διασυνδέσεις	28
2.4.3	Ηλεκτρική Διασύνδεση EuroAsia Interconnector	32
2.4.4	Περιγραφή Έργου Διασύνδεσης Κρήτης	35
3	Το Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας της Κρήτης	38
3.1	Εισαγωγή	38
3.2	Γενικά Χαρακτηριστικά Ηλεκτρικού Δικτύου	39
3.3	Το Σύστημα Ηλεκτροπαραγωγής	40
3.3.1	Κόστος παραγωγής θερμικών μονάδων	43
3.4	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας	45
3.4.1	Αιολικά Πάρκα	45
3.4.2	Φωτοβολταϊκά Συστήματα	48
3.5	Χαρακτηριστικά ζήτησης φορτίου Κρήτης	49
3.5.1	Εξέλιξη Φορτίων Κρήτης	50
4	Το Πρόβλημα της Ένταξης Μονάδων Παραγωγής	52
4.1	Εισαγωγή	52
4.2	Το πρόβλημα του Unit Commitment	52
4.3	Διαδικασία Ένταξης Μονάδων Παραγωγής	53
4.4	Περιορισμοί του προβλήματος ένταξης μονάδων	54
4.5	Μαθηματική Διατύπωση του Προβλήματος	56
4.5.1	Αντικειμενική Συνάρτηση	58
4.6	Μέθοδοι επίλυσης	60

5	Περιγραφή Λογισμικού	62
5.1	Εισαγωγή	62
5.2	Επισκόπηση MOST	62
5.2.1	Διατύπωση Προβλήματος	64
5.2.2	Προετοιμασία Δεδομένων Εισόδου	65
5.3	Επισκόπηση MATPOWER	68
5.3.1	Χαρακτηριστικά MATPOWER	68
5.3.2	Είσοδος Δεδομένων στο MATPOWER	68
5.3.3	Μελέτη Ροής Ισχύος	72
6	Μοντελοποίηση ΣΗΕ Κρήτης με & χωρίς Διασυνδέσεις	75
6.1	Εισαγωγή	75
6.2	Μοντελοποίηση Υφιστάμενου Συστήματος	76
6.2.1	Δεδομένα Εισόδου	78
6.3	Μοντελοποίηση Συστήματος με Διασυνδέσεις	83
6.3.1	Υπολογισμός Κόστους Γεννήτριας ΕΣΜΗΕ	84
6.4	Επιλογή Σεναρίων	88
6.5	Μεθοδολογία Επίλυσης	89
7	Εκτέλεση Σεναρίων & Αποτελέσματα	92
7.1	Χαρακτηριστική Ημέρα Απριλίου	93
7.1.1	Σενάριο 1 - Αυτόνομο Σύστημα	93
7.1.2	Σενάριο 2 - Σύστημα με μία Διασύνδεση	100
7.1.3	Σενάριο 3 - Σύστημα με δύο Διασυνδέσεις	103
7.2	Χαρακτηριστική Ημέρα Ιουλίου	109
7.2.1	Σενάριο 1 - Αυτόνομο Σύστημα	109
7.2.2	Σενάριο 2 - Σύστημα με μία Διασύνδεση	112
7.2.3	Σενάριο 3 - Σύστημα με δύο Διασυνδέσεις	117
7.3	Χαρακτηριστική Ημέρα Οκτωβρίου	122
7.3.1	Σενάριο 1 - Αυτόνομο Σύστημα	122
7.3.2	Σενάριο 2 - Σύστημα με μία Διασύνδεση	128
7.3.3	Σενάριο 3 - Σύστημα με δύο Διασυνδέσεις	132
7.4	Χαρακτηριστική Ημέρα Δεκεμβρίου	139
7.4.1	Σενάριο 1 - Αυτόνομο Σύστημα	139
7.4.2	Σενάριο 2 - Σύστημα με μία Διασύνδεση	141
7.4.3	Σενάριο 3 - Σύστημα με δύο Διασυνδέσεις	146
7.5	Συγκεντρωτικά Αποτελέσματα ΣΗΕ Κρήτης	150
7.6	Συμπεράσματα & Επεκτάσεις	152

Κατάλογος Σχημάτων

2.1	Σύγκριση κόστους γραμμών μεταφοράς μεταξύ AC και DC τεχνολογίας [2]	22
2.2	Τα κύρια μέρη ενός HVDC συστήματος	23
2.3	Τα κύρια μέρη ενός συμβατικού HVDC συστήματος [3]	24
2.4	Εγκατάσταση υποβρύχιων HVDC καλωδίων (NEXANS)	25
2.5	Υποβρύχιο HVDC καλώδιο (Nexans Norway AS)	26
2.6	Διασυνδέσεις ανάμεσα σε κράτη μέλη της Ε.Ε. και γειτονικών τους χωρών (Πηγή: ENTSO-e, Statistical Factsheet 2017)	27
2.7	Οι διασυνδέσεις στην Ευρώπη [4]	29
2.8	Ροές Φορτίου μεταξύ Ευρωπαϊκών Χωρών, Μάιος 2014 (Energiewende Germany website, 2016, http://energytransition.de/)	29
2.9	Σχηματικό Διάγραμμα των Διασυνδεδεμένων Συστημάτων της Βαλκανικής	31
2.10	Εξέλιξη Ετήσιου Ισοζυγίου Διασυνδέσεων για την περίοδο 2004 – 2018 [5]	33
2.11	Εμπορικά προγράμματα ανταλλαγών ενέργειας ανά διασύνδεση για το 2018 [5]	33
2.12	EuroAsia Interconnector [6]	34
2.13	Οι δύο φάσεις της διασύνδεσης	37
3.1	Η γεωγραφική θέση της Κρήτης στην Ελλάδα.	38
3.2	Δομή Ηλεκτροπαραγωγής Περιφέρειας Κρήτης [7]	40
3.3	Το Σύστημα Μεταφοράς της Κρήτης με τους τρεις Θερμοηλεκτρικούς Σταθμούς Παραγωγής (https://www.deddie.gr/)	41
3.4	Δυτική Κρήτη	45
3.5	Ανατολική Κρήτη	45
3.6	Υπόμνημα χαρτών αιολικού δυναμικού Κρήτης [8]	46
3.7	Χανιά	48
3.8	Ρέθυμνο	48
3.9	Ηράκλειο	48
3.10	Λασίθι	48
3.11	Τυπικές καμπύλες ζήτησης του ΣΗΕ της Κρήτης για διάφορους μήνες του έτους	50
3.12	Εξέλιξη Φορτίου Κρήτης [9]	51
3.13	Εξέλιξη ζήτησης Κρήτης (Προβλέψεις Διεύθυνσης Νήσων ΔΕΔΔΗΕ) [9]	51
5.1	MOST Continuous Single Period Problems	63
5.2	MOST Mixed Integer and Multi-Period Problems	64

5.3	Συναρμολογώντας τη Δομή Δεδομένων του MOST	66
6.1	Κατανομή του φορτίου στους ζυγούς του ΣΗΕ Κρήτης	80
6.2	Δεδομένα χρονοσειρών της ΟΤΣ συναρτήσει του φορτίου του ΕΣΜΗΕ, P_L	85
6.3	Καμπύλες παλινδρόμησης για τα δεδομένα χρονοσειρών της ΟΤΣ & του φορτίου του ΕΣΜΗΕ, P_L	88
6.4	Ωριαίες χρονοσειρές φορτίου ζήτησης ΣΗΕ Κρήτης & Ηπειρωτικού ΣΗΕ	89
6.5	Κανονικοποιημένη χρονοσειρά αιολικής διείσδυσης ενός έτους για το ΣΗΕ Κρήτης	90
6.6	Σενάρια αιολικής διείσδυσης για το ΣΗΕ Κρήτης ανά Νομό	90
7.1	24ωρο Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων (Σενάριο 1 - Απρίλιος)	94
7.2	Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Low Wind - Απρίλιος)	95
7.3	Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Avg Wind - Απρίλιος)	95
7.4	Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (High Wind - Απρίλιος)	96
7.5	Μέτρα Τάσεων ανά ζυγό (Σενάριο 1 - Απρίλιος)	97
7.6	Σύγκριση της συνολικής πραγματικής παραγωγής με τις ενεργές απώλειες του συστήματος (Σενάριο 1 - Απρίλιος)	98
7.7	Σύγκριση της συνολικής άεργης παραγωγής με τις άεργες απώλειες του συστήματος (Σενάριο 1 - Απρίλιος)	99
7.8	24ωρο Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων (Σενάριο 2 - Απρίλιος)	101
7.9	Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Low Wind - Απρίλιος)	102
7.10	Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Avg Wind - Απρίλιος)	102
7.11	Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (High Wind - Απρίλιος)	103
7.12	Μέτρα Τάσεων ανά ζυγό (Σενάριο 2 - Απρίλιος)	104
7.13	24ωρο Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων (Σενάριο 3 - Απρίλιος)	105
7.14	Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Low Wind - Απρίλιος)	105
7.15	Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Avg Wind - Απρίλιος)	106
7.16	Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (High Wind - Απρίλιος)	106
7.17	Μέτρα Τάσεων ανά ζυγό (Σενάριο 3 - Απρίλιος)	107
7.18	Σύγκριση της συνολικής πραγματικής παραγωγής με τις ενεργές απώλειες του συστήματος (Σενάριο 3 - Απρίλιος)	108
7.19	Σύγκριση της συνολικής άεργης παραγωγής με τις άεργες απώλειες του συστήματος (Σενάριο 3 - Απρίλιος)	109
7.20	24ωρο Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων (Σενάριο 1 - Ιούλιος)	110
7.21	Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Low Wind - Ιούλιος)	111
7.22	Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Avg Wind - Ιούλιος)	112

7.23	Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (High Wind - Ιούλιος)	112
7.24	Μέτρα Τάσεων ανά ζυγό (Σενάριο 1 - Ιούλιος)	113
7.25	24ωρο Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων (Σενάριο 2 - Ιούλιος)	114
7.26	Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Low Wind - Ιούλιος)	115
7.27	Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Avg Wind - Ιούλιος)	115
7.28	Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (High Wind - Ιούλιος)	116
7.29	Μέτρα Τάσεων ανά ζυγό (Σενάριο 1 - Ιούλιος)	117
7.30	24ωρο Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων (Σενάριο 3 - Ιούλιος)	118
7.31	Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Low Wind - Ιούλιος)	119
7.32	Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Avg Wind - Ιούλιος)	119
7.33	Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (High Wind - Ιούλιος)	120
7.34	Μέτρα Τάσεων ανά ζυγό (Σενάριο 3 - Ιούλιος)	121
7.35	24ωρο Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων (Σενάριο 1 - Οκτώβριος)	122
7.36	Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Low Wind - Οκτώβριος)	123
7.37	Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Avg Wind - Οκτώβριος)	124
7.38	Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (High Wind - Οκτώβριος)	124
7.39	Μέτρα Τάσεων ανά ζυγό (Σενάριο 1 - Οκτώβριος)	125
7.40	Σύγκριση της συνολικής πραγματικής παραγωγής με τις ενεργές απώλειες του συστήματος (Σενάριο 1 - Οκτώβριος)	126
7.41	Σύγκριση της συνολικής άεργης παραγωγής με τις άεργες απώλειες του συστήματος (Σενάριο 1 - Οκτώβριος)	127
7.42	24ωρο Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων (Σενάριο 2 - Οκτώβριος)	129
7.43	Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Low Wind - Οκτώβριος)	130
7.44	Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Avg Wind - Οκτώβριος)	130
7.45	Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (High Wind - Οκτώβριος)	131
7.46	Μέτρα Τάσεων ανά ζυγό (Σενάριο 2 - Οκτώβριος)	132
7.47	24ωρο Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων (Σενάριο 3 - Οκτώβριος)	133
7.48	Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Low Wind - Οκτώβριος)	134
7.49	Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Avg Wind - Οκτώβριος)	134
7.50	Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (High Wind - Οκτώβριος)	135
7.51	Μέτρα Τάσεων ανά ζυγό (Σενάριο 3 - Οκτώβριος)	136

7.52	Σύγκριση της συνολικής πραγματικής παραγωγής με τις ενεργές απώλειες του συστήματος (Σενάριο 3 - Οκτώβριος)	137
7.53	Σύγκριση της συνολικής άεργης παραγωγής με τις άεργες απώλειες του συστήματος (Σενάριο 3 - Οκτώβριος)	138
7.54	24ωρο Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων (Σενάριο 1 - Δεκέμβριος)	140
7.55	Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Low Wind - Δεκέμβριος)	140
7.56	Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Avg Wind - Δεκέμβριος)	141
7.57	Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (High Wind - Δεκέμβριος)	141
7.58	Μέτρα Τάσεων ανά ζυγό (Σενάριο 1 - Δεκέμβριος)	142
7.59	24ωρο Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων (Σενάριο 2 - Δεκέμβριος)	143
7.60	Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Low Wind - Δεκέμβριος)	144
7.61	Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Avg Wind - Δεκέμβριος)	144
7.62	Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (High Wind - Δεκέμβριος)	145
7.63	Μέτρα Τάσεων ανά ζυγό (Σενάριο 2 - Δεκέμβριος)	146
7.64	24ωρο Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων (Σενάριο 3 - Δεκέμβριος)	147
7.65	Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Low Wind - Δεκέμβριος)	148
7.66	Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Avg Wind - Δεκέμβριος)	148
7.67	Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (High Wind - Δεκέμβριος)	149
7.68	Μέτρα Τάσεων ανά ζυγό (Σενάριο 3 - Δεκέμβριος)	150

Κατάλογος Πινάκων

2.1	Η παρούσα κατάσταση σχετικά με τις διεθνείς διασυνδέσεις της Ελλάδας	30
2.2	Crete Interconnection	35
3.1	Χαρακτηριστικά των μονάδων παραγωγής του ΣΗΕ της Κρήτης	42
3.2	Συγκεντρωτικός πίνακας παραμέτρων κόστους θερμικών μονάδων του ΣΗΕ της Κρήτης	44
3.3	Εγκατεστημένη ονομαστική ισχύς/τύπο παραγωγής ενέργειας (ΑΠΕ Κρήτης, 2015)	45
3.4	Αιολικά Πάρκα στο Σ.Η.Ε. της Κρήτης για το έτος 2012	46
3.5	Αδειοδοτημένη ισχύς για Φωτοβολταϊκά Συστήματα ανά νομό το έτος 2010	49
4.1	Υπολογισμός του $(2^N - 1)^{24}$ για διάφορες τιμές του N	60
5.1	Δεδομένα εισόδου ζυγών του MATPOWER	69
5.2	Δεδομένα εισόδου γεννητριών του MATPOWER	70
5.3	Δεδομένα εισόδου γραμμών μεταφοράς του MATPOWER	71
5.4	Δεδομένα εισόδου κόστους παραγωγής γεννητριών του MATPOWER .	72
6.1	Παραγωγή Ενέργειας ΑΠΕ Κρήτης (2018)	78
6.2	Χαρακτηριστικά Υ/Σ ανύψωσης τάσης του ΣΗΕ της Κρήτης	78
6.3	Χαρακτηριστικά Υ/Σ υποβιβασμού τάσης του ΣΗΕ της Κρήτης	79
6.4	Ζυγοί μοντελοποιημένου συστήματος μεταφοράς ενέργειας της Κρήτης .	80
6.5	Στοιχεία γραμμών μεταφοράς ΣΗΕ Κρήτης	81
6.6	Ομαδοποίηση Α/Π ΣΗΕ Κρήτης ανά Νομό	83
6.7	Τεχνικά χαρακτηριστικά νέων Γραμμών Μεταφοράς	84
6.8	Επιλεγμένα Σενάρια Φορτίου Ζήτησης Κρήτης	89
6.9	Επιλεγμένα Σενάρια Φορτίου Ζήτησης ΕΣΜΗΕ	89
7.1	Μέσο συνολικό κόστος ΣΗΕ Κρήτης και για τα τρία σενάρια αιολικής παραγωγής (Σενάριο 1 - Απρίλιος)	93
7.2	Συνολικό κόστος ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 1 - Απρίλιος)	93
7.3	Συνολικές ημερήσιες ενεργές & άεργες απώλειες (Σενάριο 1 - Απρίλιος)	100
7.4	Μέσο συνολικό κόστος Ηπειρωτικού Συστήματος & ΣΗΕ Κρήτης και για τα τρία σενάρια αιολικής παραγωγής (Σενάριο 2 - Απρίλιος)	100
7.5	Συνολικό κόστος Ηπειρωτικού Συστήματος & ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 2 - Απρίλιος)	100
7.6	Συνολική Εγχεόμενη Ενέργεια Διασύνδεσης 1 (Σενάριο 2 - Απρίλιος) .	103
7.7	Μέσο συνολικό κόστος Ηπειρωτικού Συστήματος & ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 3 - Απρίλιος)	104

7.8	Συνολικό κόστος Ηπειρωτικού Συστήματος & ΣΗΕ Κρήτης (€) (Σενάριο 3 - Απρίλιος)	104
7.9	Συνολική Εγγεόμενη Ενέργεια Διασυνδέσεων 1 & 2 (Σενάριο 3 - Απρίλιος)	107
7.10	Συνολικές ημερήσιες ενεργές & άεργες απώλειες (Σενάριο 3 - Απρίλιος)	109
7.11	Μέσο συνολικό κόστος ΣΗΕ Κρήτης και για τα τρία σενάρια αιολικής παραγωγής (Σενάριο 1 - Ιούλιος)	110
7.12	Συνολικό κόστος ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 1 - Ιούλιος)	110
7.13	Μέσο συνολικό κόστος Ηπειρωτικού Συστήματος & ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 2 - Ιούλιος)	113
7.14	Συνολικό κόστος Ηπειρωτικού Συστήματος & ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 2 - Ιούλιος)	113
7.15	Συνολική Εγγεόμενη Ενέργεια Διασύνδεσης 1 (Σενάριο 2 - Ιούλιος)	117
7.16	Μέσο συνολικό κόστος Ηπειρωτικού Συστήματος & ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 3 - Ιούλιος)	118
7.17	Συνολικό κόστος Ηπειρωτικού Συστήματος & ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 3 - Ιούλιος)	118
7.18	Συνολική Εγγεόμενη Ενέργεια Διασυνδέσεων 1 & 2 (Σενάριο 3 - Ιούλιος)	121
7.19	Μέσο συνολικό κόστος ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 1 - Οκτώβριος)	122
7.20	Συνολικό κόστος ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 1 - Οκτώβριος)	122
7.21	Συνολικές ημερήσιες ενεργές & άεργες απώλειες (Σενάριο 1 - Οκτώβριος)	128
7.22	Μέσο συνολικό κόστος Ηπειρωτικού Συστήματος & ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 2 - Οκτώβριος)	128
7.23	Συνολικό κόστος Ηπειρωτικού Συστήματος & ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 2 - Οκτώβριος)	128
7.24	Συνολική Εγγεόμενη Ενέργεια Διασύνδεσης 1 (Σενάριο 2 - Οκτώβριος)	132
7.25	Μέσο συνολικό κόστος Ηπειρωτικού Συστήματος & ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 3 - Οκτώβριος)	133
7.26	Συνολικό κόστος Ηπειρωτικού Συστήματος & ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 3 - Οκτώβριος)	133
7.27	Συνολική Εγγεόμενη Ενέργεια Διασυνδέσεων 1 & 2 (Σενάριο 3 - Οκτώβριος)	136
7.28	Συνολικές ημερήσιες ενεργές & άεργες απώλειες (Σενάριο 3 - Οκτώβριος)	139
7.29	Μέσο συνολικό κόστος ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 1 - Δεκέμβριος)	139
7.30	Συνολικό κόστος ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 1 - Δεκέμβριος)	139
7.31	Μέσο συνολικό κόστος Ηπειρωτικού Συστήματος & ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 2 - Δεκέμβριος)	142
7.32	Συνολικό κόστος Ηπειρωτικού Συστήματος & ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 2 - Δεκέμβριος)	142
7.33	Συνολική Εγγεόμενη Ενέργεια Διασύνδεσης 1 (Σενάριο 2 - Δεκέμβριος)	146
7.34	Μέσο συνολικό κόστος Ηπειρωτικού Συστήματος & ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 3 - Δεκέμβριος)	147
7.35	Συνολικό κόστος Ηπειρωτικού Συστήματος & ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 3 - Δεκέμβριος)	147
7.36	Συνολική Εγγεόμενη Ενέργεια Διασυνδέσεων 1 & 2 (Σενάριο 3 - Δεκέμβριος)	150
7.37	Μέσο Συνολικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής του ΣΗΕ Κρήτης με & χωρίς τις διασυνδέσεις ανά χαρακτηριστική ημέρα	151

7.38 Ετήσιο Κέρδος για το ΣΗΕ της Κρήτης μετά την υλοποίηση της «Μι- κλής» & της «Μεγάλης» Διασύνδεσης	151
---	-----

Κεφάλαιο 1

Εισαγωγή

Η Ελλάδα είναι μια χώρα όπου τα περισσότερα νησιά της (κυρίως στο Αιγαίο) ηλεκτροδοτούνται από αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα με παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας κατά κύριο λόγο από τοπικές θερμοηλεκτρικές μονάδες, αλλά και από σταθμούς Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (αιολικούς και φωτοβολταϊκούς). Τα νησιά αυτά δεν έχουν διασυνδεθεί μέχρι σήμερα με το ηπειρωτικό ηλεκτρικό σύστημα, κυρίως λόγω τεχνικών και οικονομικών δυσκολιών, καθώς οι διασυνδέσεις είναι έργα μεγάλης έντασης κεφαλαίου. Ωστόσο, οι Αυτόνομοι Σταθμοί Παραγωγής (ΑΣΠ) από τους οποίους είναι πλήρως εξαρτημένα τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ), συνεπάγονται υψηλό κόστος λειτουργίας λόγω των συμβατικών καυσίμων που καταναλώνουν, επιβαρύνοντας συγχρόνως το περιβάλλον.

Τον Δεκέμβριο του 2015 επιτεύχθηκε μια νέα παγκόσμια συμφωνία για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής, η Συμφωνία των Παρισίων. Η νέα αυτή συμφωνία αναγκάζει τις χώρες και τις εταιρείες που δραστηριοποιούνται στον χώρο της ενέργειας να τροποποιήσουν τα προγράμματά τους για την μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα.

Συνεπώς, κρίνεται αναγκαία η διασύνδεση των νησιών προκειμένου να αναβαθμιστεί το περιβάλλον, να αυξηθεί η ασφάλεια και η αξιοπιστία τροφοδότησής τους, αλλά και να μειωθεί το κόστος της ενέργειας για τους καταναλωτές.

Από τον Ιούνιο λοιπόν του 2017 μέχρι και σήμερα, οι ηλεκτρικές διασυνδέσεις της Ελλάδας, οι οποίες έχουν μπει σε φάση υλοποίησης είναι η Β' Φάση των Κυκλάδων (περιλαμβάνει τις συνδέσεις Πάρου - Νάξου και Νάξου - Μυκόνου), η νέα υποβρύχια διασύνδεση Εύβοιας-Ανδρου-Τήνου, η Γ' Φάση των Κυκλάδων και η πρώτη διασύνδεση της Κρήτης με το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ) μέσω Πελοποννήσου.

Η τελευταία αποτελεί και μία από τις βασικότερες εξελίξεις που πραγματοποιήθηκαν στην Ελλάδα στον κλάδο της ηλεκτρικής ενέργειας εντός του 2019.

1.1 Το πρόβλημα της Διασύνδεσης της Κρήτης

Η συζήτηση για την άρση της ηλεκτρικής απομόνωσης της Κρήτης και τη διασύνδεσή της με το εθνικό σύστημα ενέργειας είχε ξεκινήσει ήδη από τα μέσα της δεκαετίας του 1980, όταν ακόμη δεν υπήρχαν η τεχνολογία και οι δυνατότητες για να πραγματοποιηθεί αυτό το έργο.

Πληθώρα μελετών έχουν εκπονηθεί έκτοτε, οι οποίες παράλληλα εξετάζουν βυθολογικά και μορφολογικά τον πυθμένα, με αποτέλεσμα να έχουν διατυπωθεί προτάσεις

τόσο για διασύνδεση με την τεχνολογία Υψηλής Τάσης Συνεχούς Ρεύματος (HVDC) όσο και με χρήση Εναλλασσόμενου Ρεύματος (HVAC). Διάφορα σενάρια έχουν επίσης προταθεί και για το σημείο εκκίνησης της διασύνδεσης.

Τελικά, το σενάριο το οποίο επικράτησε προβλέπει την υλοποίηση του έργου της διασύνδεσης σε δύο στάδια, όπου στο ένα η Κρήτη διασυνδέεται ηλεκτρικά με την Πελοπόννησο (Φάση 1) και στο άλλο με την Αττική (Φάση 2).

Η λεγόμενη «μικρή» διασύνδεση μεταξύ Χανίων και Πελοποννήσου έχει ήδη ξεκινήσει να κατασκευάζεται και αναμένεται να λειτουργήσει το 2020, ενώ η κατασκευή της «μεγάλης» διασύνδεσης (Ηράκλειο - Αττική) τοποθετείται το 2022, οδηγώντας έτσι στην ενεργειακή ασφάλεια του νησιού, καθώς και στην αναβάθμιση του περιβάλλοντος και της ποιότητας ζωής των κατοίκων.

1.2 Αντικείμενο & Διάρθρωση της Εργασίας

Η παρούσα διπλωματική εργασία επικεντρώνεται στη μελέτη της ηλεκτρικής διασύνδεσης της Κρήτης με το ηπειρωτικό σύστημα. Για τον σκοπό αυτό αναπτύσσεται ένα μοντέλο προσομοίωσης του συστήματος μεταφοράς του ΣΗΕ της Κρήτης, λαμβάνοντας υπόψη στοιχεία όπως η ζήτηση του νησιού, οι ΑΠΕ, καθώς και δεδομένα που αφορούν την τοπική θερμική παραγωγή και το κόστος αυτής. Το σύστημα μοντελοποιείται τόσο χωρίς τις διασυνδέσεις, δηλαδή εξαρτώμενο πλήρως από την τοπική παραγωγή και τις ΑΠΕ, όσο και μετά από τη διασύνδεσή του με το ΕΣΜΗΕ. Επιπλέον, λοιπόν, στο μοντέλο εντάσσονται και στοιχεία ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και κόστους που αφορούν το ΕΣΜΗΕ. Τέλος, πραγματοποιείται η εκτέλεση των εξεταζόμενων σεναρίων κατά την οποία διαφαίνεται η βέλτιστη και πιο οικονομικά δυνατή λύση.

Όσον αφορά τη δομή της παρούσας εργασίας, στο παρόν κεφάλαιο αρχικά, γίνεται μια εισαγωγή στο αντικείμενο της διπλωματικής και στο πρόβλημα της διασύνδεσης της Κρήτης. Στο Κεφάλαιο 2 περιγράφονται οι τεχνολογίες διασυνδέσεων που χρησιμοποιούνται ευρέως στις μέρες μας, και ιδιαίτερα της HVDC τεχνολογίας, ενώ στην συνέχεια δίνεται έμφαση στο έργο της διασύνδεσης της Κρήτης με την Πελοπόννησο και την Αττική που υλοποιείται από την εταιρεία ειδικού σκοπού «Αριάδνη Interconnection Α.Ε.Ε.Σ.» και που αποτελεί μέρος ενός μεγαλύτερου project, του EuroAsia Interconnector, το οποίο περιλαμβάνει τις ηλεκτρικές διασυνδέσεις Κρήτης - Κύπρου και Κύπρου - Ισραήλ. Στο Κεφάλαιο 3 αναλύεται το ΣΗΕ της Κρήτης (σταθμοί παραγωγής, φορτία, ανεμογεννήτριες κ.α.). Το Κεφάλαιο 4 εστιάζει στο πρόβλημα της ένταξης μονάδων παραγωγής (Unit Commitment), ενώ το Κεφάλαιο 5 περιγράφει συνοπτικά το λογισμικό που χρησιμοποιήθηκε για τη μοντελοποίηση και την εκτέλεση των προσομοιώσεων. Το Κεφάλαιο 6 αναφέρεται στη διαδικασία της μοντελοποίησης του συστήματος με και χωρίς τις διασυνδέσεις (δεδομένα εισόδου, επιλογή σεναρίων), καθώς και στη μεθοδολογία που ακολουθείται αναφορικά με την εύρεση και την σύγκριση του συνολικού κόστους των εξεταζόμενων σεναρίων. Στο Κεφάλαιο 7 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του μοντέλου προσομοίωσης του συστήματος της Κρήτης με και χωρίς τις διασυνδέσεις και αναλύονται τα κύρια συμπεράσματα της εργασίας.

Κεφάλαιο 2

AC/DC Τεχνολογίες Διασυνδέσεων

2.1 Εισαγωγή

Με την εμφάνιση του ηλεκτρισμού στα τέλη του 19ου-αρχές 20ου αιώνα τέθηκε το ζήτημα του τρόπου διανομής του. Η επικράτηση του εναλλασσόμενου ρεύματος (AC) και των υποστηρικτών του, Nikola Tesla και George Westinghouse έναντι των Thomas Edison και της General Electric, είχε ως επακόλουθο μέχρι και στις μέρες μας να κυριαρχούν στην αγορά τα εναλλασσόμενα δίκτυα.

Πιο συγκεκριμένα, η μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται με ρεύμα υψηλής τάσης, καθώς με αυτόν τον τρόπο είναι δυνατή η μαζική ενεργειακή μεταφορά (bulk-energy transfer) με τις μικρότερες δυνατές απώλειες.

Υπάρχουν δύο συστήματα μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας, το σύστημα υψηλής τάσης εναλλασσόμενου ρεύματος (High Voltage Alternating Current, HVAC), και το σύστημα μεταφοράς υψηλής τάσης συνεχούς ρεύματος (High Voltage Direct Current, HVDC).

Το σύστημα μεταφοράς που χρησιμοποιείται ευρέως, όπως αναφέρθηκε παραπάνω, είναι το HVAC, το οποίο επιλέχθηκε λόγω της ευκολίας που παρουσιάζει το εναλλασσόμενο ρεύμα στην αλλαγή επιπέδου τάσης, μέσω ενός μετασχηματιστή, και της χρήσης πολυφασικών επαγωγικών κινητήρων.

2.2 HVAC Συστήματα Μεταφοράς

2.2.1 Εισαγωγή

Ένα από τα μεγαλύτερα επιτεύγματα της μηχανικής του 20ου αιώνα υπήρξε η ευρεία ανάπτυξη μεγάλης κλίμακας σύγχρονων ηλεκτρικών δικτύων εναλλασσόμενου ρεύματος (large synchronous alternating current (AC) power grids), των οποίων όλα τα διασυνδεδεμένα συστήματα διατηρούν την ίδια ακριβώς ηλεκτρική συχνότητα (electrical frequency).

Ωστόσο, οι παραπάνω διασυνδέσεις ανάμεσα σε διαφορετικά ηλεκτρικά συστήματα παρουσιάζουν απαιτήσεις όσον αφορά το τεχνικό κομμάτι. Βασική προϋπόθεση είναι η παρουσία της ίδιας ονομαστικής συχνότητας, των 50 ή 60 Hz, σε όλα τα υπό διασύνδεση συστήματα. Η επίτευξη και η παραμονή των διασυνδεδεμένων συστημάτων σε

συγχρονισμό απαιτεί λοιπόν την συνεχή ρύθμιση της συχνότητάς τους. Άλλη μία υπόθεση αποτελεί και η ύπαρξη κοινού επιπέδου τάσης (common voltage level) μεταξύ των διασυνδεδεμένων συστημάτων, κάτι που αντιμετωπίζεται με μεγαλύτερη ευκολία αν οι συμμετέχουσες χώρες/συστήματα ακολουθούν ένα κοινό πρότυπο για την τάση μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας, όπως συμβαίνει σε Ευρωπαϊκό επίπεδο.[10]

2.2.2 Ρύθμιση συχνότητας (Frequency Regulation)

Ο έλεγχος της συχνότητας σε ένα σύγχρονο δίκτυο σε τελικό επίπεδο είναι ένα ζήτημα που αφορά τη διατήρηση του ισοζυγίου μεταξύ της παραγωγής και της ζήτησης. Συνεπώς,

- εάν $f < 50\text{Hz} \Rightarrow$ Υπάρχει έλλειμμα παραγωγής.
- εάν $f > 50\text{Hz} \Rightarrow$ Υπάρχει πλεόνασμα παραγωγής.

Ο βέλτιστος προγραμματισμός της λειτουργίας των θερμικών και υδροηλεκτρικών μονάδων παραγωγής και της διαθέσιμης ενέργειας από εισαγωγές πραγματοποιείται εκ των προτέρων από τους διαχειριστές του συστήματος, ούτως ώστε να καλύπτεται σε ημερήσια βάση η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας από τους καταναλωτές και η ζήτηση για εξαγωγές.

Στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα της Ηπειρωτικής Ευρώπης, λόγω του μεγέθους και της σύγχρονης λειτουργίας του, η διακύμανση της συχνότητας μπορεί να κυμαίνεται σε επιτρεπτά όρια με τον κατάλληλο έλεγχο της. Σε κανονικές συνθήκες, η συχνότητα μπορεί να κυμαίνεται από 49.85 έως 50.15 Hz.

2.2.3 Ρύθμιση τάσης (Voltage Regulation)

Οι τάσεις των ΣΗΕ ελέγχονται κυρίως από τις ροές άεργου ισχύος. Οι ροές αυτές, από τους σταθμούς παραγωγής προς τα φορτία, προκαλούν πρόσθετες απώλειες ενεργού ισχύος στις γραμμές και τον εξοπλισμό (λόγω του αυξημένου ρεύματος), και κατά συνέπεια μεγαλύτερη πτώση τάσης σε αυτές. Αντίθετα, τις νυχτερινές ώρες κατά τις οποίες η ζήτηση είναι χαμηλή, ενδέχεται να παρατηρηθεί ανύψωση των τάσεων του δικτύου, λόγω της κυκλοφορίας περίσσειας ποσότητας άεργου ισχύος. Διαπιστώθηκε λοιπόν, ότι ένας τρόπος αντιμετώπισης προβλημάτων βραχυπρόθεσμης αστάθειας τάσης κατά μήκος των AC γραμμών μεταφοράς, είναι η εγκατάσταση, σε επιλεγμένα σημεία του δικτύου, δυναμικών συστημάτων άεργου αντιστάθμισης, τα οποία χαρακτηρίζονται ως “Ευέλικτα Συστήματα Μεταφοράς Εναλλασσόμενου Ρεύματος” ή FACTS (Flexible AC Transmission Systems).[11]

Ο στατικός αντισταθμιστής άεργου ισχύος (Static Var Compensator – SVC) και ο ελεγχόμενος σύγχρονος αντισταθμιστής (STATic synchronous COMpensator – STATCOM) αποτελούν παραδείγματα τέτοιων διατάξεων, οι οποίες χρησιμοποιούνται για την αντιμετώπιση των διακυμάνσεων της τάσης.

2.3 HVDC Συστήματα Μεταφοράς

2.3.1 Ιστορική Αναδρομή

Ο όρος HVDC (High Voltage Direct Current) αναφέρεται στην τεχνολογία μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιεί συνεχές ρεύμα σε υψηλή τάση. Η πρώτη

εμπορική διασύνδεση HVDC πραγματοποιήθηκε στην Σουηδία το 1954. Ωστόσο, από τη δεκαετία του '80 κι έπειτα, δόθηκε μια ώθηση στην ανάπτυξη νέων ημιαγωγικών στοιχείων για την κατασκευή μετατροπέων, οι οποίοι θα αντικαθιστούσαν τους ανορθωτές τόξου υδραργύρου (mercury arc converters) που χρησιμοποιούνταν για τις μέχρι τότε HVDC διασυνδέσεις. Η συνεχής εξέλιξη των ηλεκτρονικών ισχύος και γενικότερα των νέων τεχνολογιών δημιούργησαν στις αρχές της δεκαετίας του '90 την σύγχρονη τάση στην έρευνα που αφορά την HVDC τεχνολογία, με τους λεγόμενους μετατροπείς πηγής τάσης (VSC-Voltage Source Converters). Όλα τα παραπάνω έκαναν πιο αποδοτική και εφαρμόσιμη σε έργα διασυνδέσεων την HVDC τεχνολογία, μειώνοντας όλο και πιο πολύ το κόστος της.

2.3.2 Λόγοι χρήσης HVDC τεχνολογίας

Η HVDC τεχνολογία χρησιμοποιείται σε έργα διασυνδέσεων στις ακόλουθες τρεις κύριες εφαρμογές:

1. Μεταφορά μεγάλων ποσοτήτων ισχύος σε πολύ μεγάλες αποστάσεις.

Τα συστήματα μεταφοράς HVDC σε αποστάσεις μεγαλύτερες των 600 km αποτελούν την πιο ανταγωνιστική εναλλακτική λύση σε σύγκριση με τα συστήματα HVAC. Κύριος λόγος είναι το γεγονός ότι μια διπολική γραμμή μεταφοράς συνεχούς ρεύματος απαιτεί δύο αγωγούς, ενώ μια εναλλασσόμενου απαιτεί τρεις. Αυτό μειώνει σημαντικά το κόστος αλλά και τις απαιτήσεις γης (Rights of Way - ROWs) για την κατασκευή μιας γραμμής. Έτσι, παρόλο το αυξημένο κόστος των υποσταθμών μετατροπής, η DC μεταφορά προτιμάται αφού το κόστος των γραμμών ανά χιλιόμετρο τελικά είναι μικρότερο (Σχήμα 2.1).

2. Μεταφορά ενέργειας μέσω υποβρύχιων γραμμών.

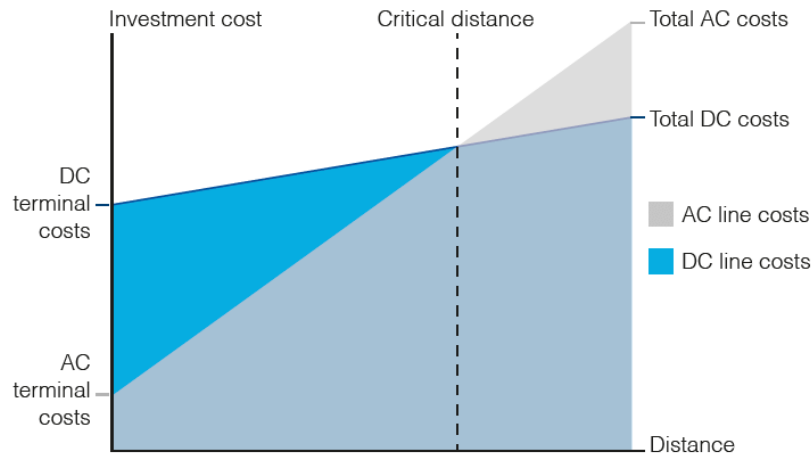
Η έντονη χωρητική συμπεριφορά των υποθαλάσσιων γραμμών μεταφοράς σε συνδυασμό με την χρήση εναλλασσόμενου ρεύματος θέτει σημαντικούς περιορισμούς στο εν δυνάμει μήκος της γραμμής, αφού εισάγεται η απαίτηση για σταθμούς άεργης αντιστάθμισης, αυξάνοντας σημαντικά το συνολικό κόστος κατασκευής. Αντιθέτως, όταν το ρεύμα είναι συνεχές, οι χωρητικότητες φορτίζονται μόνο κατά την εκκίνηση λειτουργίας της γραμμής και σε περίπτωση μεταβολής της τάσης. Ως εκ τούτου, οι γραμμές HVDC θεωρούνται η μόνη βιώσιμη επιλογή για υποθαλάσσιες διασυνδέσεις πολλών χιλιομέτρων.

3. Ασύγχρονες διασυνδέσεις.

Το ηλεκτρικό δίκτυο μιας χώρας μπορεί να εξελιχθεί με εντελώς διαφορετικό τρόπο από αυτό μιας γείτονας χώρας, η οποία μπορεί μάλιστα να έχει πολύ διαφορετικά πρότυπα και τεχνολογίες. Η τεχνολογία DC αποτελεί τη μόνη δυνατή λύση όταν πρόκειται για διασυνδέσεις ενεργειακών αγορών, οι οποίες λειτουργούν ασύγχρονα, επιτρέποντάς τους να ανταλλάσσουν ενέργεια, χωρίς την απαίτηση για ίδια συχνότητα και φάση.

Επιπρόσθετα, οι HVDC διασυνδέσεις παρουσιάζουν τα εξής πλεονεκτήματα:

- Είναι δυνατή η μεταφορά 30-40% μεγαλύτερης ποσότητας ενέργειας για συγκεκριμένη διατομή αγωγού, συγκριτικά με την χρήση τεχνολογίας AC, καθώς χρησιμοποιείται ολόκληρη η διατομή και δεν εμφανίζεται το επιδερμικό φαινόμενο.



HVDC has a higher initial cost – the converter stations – but because the means of transmission (the overhead lines and the cables) are less expensive per kilometer with DC, there is a break-even distance.

Σχήμα 2.1: Σύγκριση κόστους γραμμών μεταφοράς μεταξύ AC και DC τεχνολογίας [2]

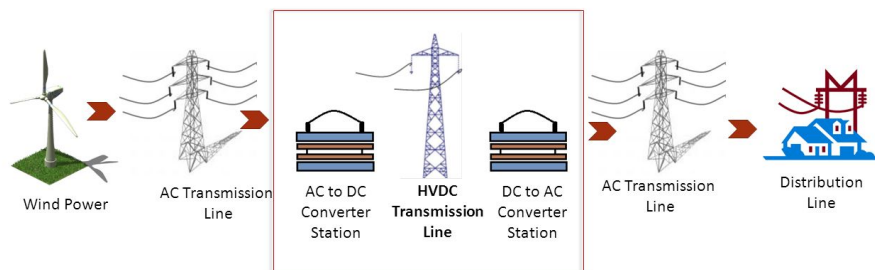
- Οι ανάγκες για γραμμές μεταφοράς, πύργους και απαιτήσεις γης (Rights of Way - ROWs) της τεχνολογίας HVDC μπορούν να είναι συγκριτικά μικρότερες από αυτές των AC συστημάτων, για την ίδια ποσότητα ισχύος. Όλα τα παραπάνω μειώνουν το περιβαλλοντικό αποτύπωμα γενικότερα της γραμμής, με συνέπεια τα HVDC συστήματα να παρουσιάζουν μεγαλύτερη ευκολία ως προς τη λήψη άδειας κατασκευής τους.
- Τα σύγχρονα συστήματα HVDC μπορούν να προσφέρουν πολλές βοηθητικές λειτουργίες και να συμβάλλουν θετικά στην συνολική ευστάθεια του συστήματος, καθώς χρησιμοποιούνται σαν ασπίδα προστασίας ανάμεσα στα διασυνδεδεμένα συστήματα, εμποδίζοντας τις σειριακές διαταραχές που εμφανίζονται στο ένα να διαδοθούν στο άλλο. Απότομες μεταβολές σε φορτία που θα ανάγκαζαν μεγάλο τμήμα του AC δικτύου να αποσυγχρονιστεί και να βγει εκτός, δεν επηρεάζουν τον DC σύνδεσμο, ο οποίος με τον κατάλληλο έλεγχο μπορεί να επαναφέρει το σύστημα. Επιπλέον λειτουργίες αφορούν την ροή και την πολικότητα της ενεργού ισχύος, οι οποίες μπορούν να αλλάξουν ταχύτατα (στα VSC HVDC συστήματα), την συμβολή στον έλεγχο της συχνότητας, την απόσβεση ταλαντώσεων κ.α. Όλα τα παραπάνω πραγματοποιούνται από σύγχρονα συστήματα αυτομάτου ελέγχου που διαθέτουν πολύ μικρότερες σταθερές χρόνου από τα παραδοσιακά μέσα ρύθμισης.
- Τέλος, η τεχνολογία HVDC συνεισφέρει στην ενσωμάτωση μεγαλύτερου μεριδίου ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα. Η ύπαρξη πολλών απομονωμένων ηλεκτρικών δικτύων με πλούσιο ενεργειακό δυναμικό, το οποίο όμως δεν μπορεί να αξιοποιηθεί λόγω των περιορισμών λειτουργίας, δύναται να αρθεί μέσω της διασύνδεσής τους με μεγαλύτερα ηλεκτρικά συστήματα μέσω HVDC τεχνολογίας. Χαρακτηριστικά τέτοια συστήματα στην Ελλάδα αποτελούν τα νησιά του Αιγαίου και η Κρήτη.

2.3.3 Δομή ενός HVDC Συστήματος

Σε ένα HVDC σύστημα η ηλεκτρική ενέργεια αρχικά λαμβάνεται από ένα τριφασικό AC δίκτυο, μετατρέπεται σε DC με τη βοήθεια ενός σταθμού μετατροπής (converter station), στην συνέχεια μεταφέρεται με τη βοήθεια των HVDC αγωγών στο σημείο λήψης και τελικά μετατρέπεται πάλι σε AC με τη βοήθεια ενός ακόμη σταθμού μετατροπής, ο οποίος είναι συνδεδεμένος σε ένα AC δίκτυο.

Επομένως, τα κύρια μέρη από τα οποία απαρτίζεται ένα HVDC σύστημα είναι: οι σταθμοί μετατροπής σε κάθε άκρο της διασύνδεσης και η γραμμή μεταφοράς (μέσο μετάδοσης).

HVDC transmission system



Σχήμα 2.2: Τα κύρια μέρη ενός HVDC συστήματος

Παρακάτω παρουσιάζονται αναλυτικά τα υποσυστήματα ενός HVDC συστήματος:

A. HVDC Μετατροπείς (Converters)

Οι μετατροπείς στα δύο άκρα της γραμμής μεταφοράς συγκροτούν το πιο σημαντικό κομμάτι στον υποσταθμό ενός HVDC συστήματος. Σε αυτούς πραγματοποιείται η μετατροπή της υψηλής τάσης από AC σε DC (λειτουργία ανορθωτή (rectifier)) και αντίστροφα (λειτουργία αντιστροφέα (inverter)), χρησιμοποιώντας ηλεκτρονικές ημιαγωγικές βαλβίδες υψηλής τάσης.

Οι βαλβίδες είναι μονωμένες από τον αέρα, διαθέτουν εξοπλισμό ψύξης (νερού) και ελέγχονται μέσω οπτικών σημάτων προερχόμενων από διατάξεις οπτικών ινών, δεδομένου ότι οι βαλβίδες λειτουργούν σε εξαιρετικά υψηλή τάση και οποιαδήποτε φυσική σύνδεση με γειωμένο αντικείμενο, όπως ένα καλώδιο, το οποίο οδηγεί πίσω σε μια αίθουσα ελέγχου, θα συνιστούσε αμέσως βραχυκύκλωμα (short-circuit path). Στους σταθμούς μετατροπής περιλαμβάνονται επιπλέον, μετασχηματιστές, οι οποίοι προσαρμόζουν τα AC επίπεδα τάσης στα DC και παρέχουν γαλβανική απομόνωση μεταξύ των δύο συστημάτων, με στόχο να αποτραπεί η είσοδος της DC συνιστώσας στο AC σύστημα. Τέλος, εμπεριέχονται φίλτρα και στην AC, αλλά και τη DC πλευρά για την καταστολή των αρμονικών που δημιουργούν οι μετατροπείς.

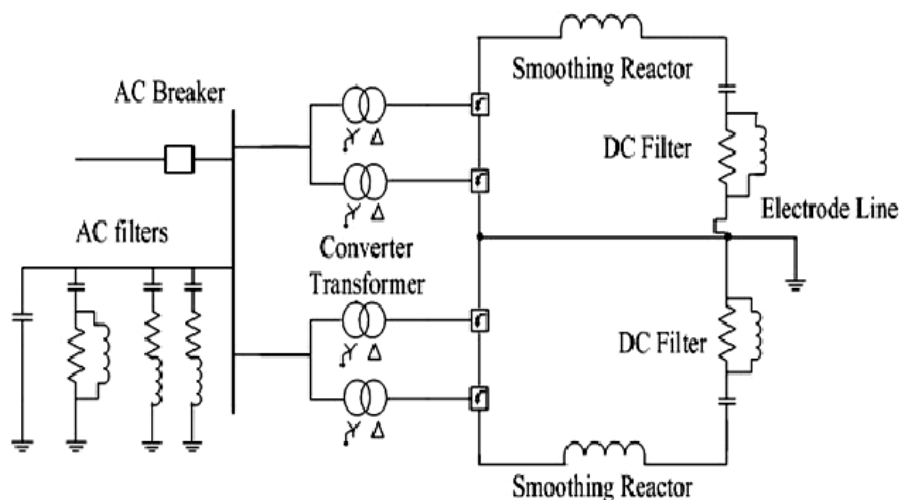
Όσον αφορά την κατασκευή των μετατροπέων, δύο είναι οι κύριες τεχνολογίες που χρησιμοποιούνται ευρέως στα σύγχρονα HVDC συστήματα μεταφοράς.

Στην πρώτη κατηγορία ανήκουν οι παραδοσιακοί μετατροπείς πηγής ρεύματος (Current Source Converters – CSCs), μια τεχνολογία βασισμένη σε ελεγχόμενους ημια-

γωγικούς διακόπτες, τα θυρίστορ. Η τεχνολογία CSC-HVDC εξακολουθεί να είναι η πλέον οικονομικά αποδοτική λύση για τη μεταφορά μεγάλων ποσοτήτων ισχύος σε μεγάλες αποστάσεις με αρκετές εγκαταστάσεις ανά την υφήλιο. [11]

Οι μετατροπείς πηγής τάσης (Voltage Source Converters – VSCs) εμπίπτουν στη δεύτερη κατηγορία των σύγχρονων τεχνολογιών HVDC μετατροπών. Πρόκειται για νέα τεχνολογία μετατροπέα που χρησιμοποιεί κυρίως διπολικά τρανζίστορ με μονωμένη πύλη (Insulated Gate Bipolar Transistor – IGBT). Αυτό συνιστά και τη βασική διαφορά τους με τους συμβατικούς μετατροπείς που χρησιμοποιούν θυρίστορ, αφού στην περίπτωση των VSC μπορεί να γίνει όχι μόνο έναυση, αλλά και σβέση των IGBTs με χρήση σημάτων στην πύλη τους όσο αυτά διαρρέονται από ρεύμα. Η τεχνολογία VSC-HVDC λειτουργεί με υψηλή συχνότητα (όχι με την καθαρή συχνότητα) και η λειτουργία του μετατροπέα επιτυγχάνεται με την τεχνική διαμόρφωσης εύρους παλμών (PWM). [12]

Με την παραπάνω διαμόρφωση είναι δυνατή η γρήγορη μεταβολή του μέτρου και της φάσης των κυματομορφών της AC-τάσης εξόδου στην επιθυμητή τιμή και μορφή. Η συγκεκριμένη λειτουργία καθιστά τα VSCs ελέγξιμες πηγές ρεύματος. Λόγω αυτής της μεγάλης δυνατότητας ελέγχου τους, τα VSC-HVDC συστήματα θεωρούνται ιδανικά για δίκτυα μεταφοράς, καθώς και για ένα μεγάλο πλήθος εφαρμογών.



Σχήμα 2.3: Τα κύρια μέρη ενός συμβατικού HVDC συστήματος [3]

B. Μέσο μετάδοσης

Το μέσο μετάδοσης περιλαμβάνει τα διάφορα είδη καλωδίων διαμέσου των οποίων πραγματοποιείται η διασύνδεση και μεταφέρεται η ισχύς. Υπόγεια και υποβρύχια HVDC καλώδια μεταφέρουν υψηλής ισχύος φορτία σε μεγάλες αποστάσεις με ελάχιστες απώλειες, λόγω του ότι δεν υπάρχει σε αυτά περιορισμός του μήκους τους εξαιτίας της ανάπτυξης επαγωγικών ρευμάτων. Διατίθενται για εμπορική χρήση από τη δεκαετία του 1950.

Σήμερα, μια υποβρύχια καλωδίωση (ΥΒΚ) τεχνολογίας HVDC, καθώς και τα υπόγεια χερσαία HVDC καλώδια (ΥΚ), έχουν τη δυνατότητα να μεταφέρουν μέση και υψηλή ισχύ, ξεκινώντας από τα 100 MW και φτάνοντας πάνω από 1000 MW, με τις τάσεις να βρίσκονται πάνω από ± 600 kV και σε αποστάσεις άνω των 50 km. [13]

Στην ανάπτυξη των DC καλωδίων χρησιμοποιήθηκε η εμπειρία που υπήρχε από την κατασκευή καλωδίων για τη μεταφορά AC ρεύματος. Οι πλέον σύγχρονες τεχνολογίες



Σχήμα 2.4: Εγκατάσταση υποβρύχιων HVDC καλωδίων (NEXANS)

HVDC καλωδίων, οι οποίες εγκαθίστανται είναι δύο:

- Καλώδια με μονωτή εμποτισμένου χαρτιού σε λάδι - Single core mass impregnated or self-contained fluid filled (SCFF) cables:

Ο μονωτής χαρτιού αποτελεί το πιο συμβατικό μονωτικό μέσο, καθώς χρησιμοποιείται για πολλές δεκαετίες για υποβρύχια καλώδια ισχύος. Αυτός ο τύπος καλωδίου αποδεικνύεται πως αποτελεί μια αξιόπιστη επιλογή, ιδανική για μεγάλες αποστάσεις και βάθη, αφού ακόμη και σήμερα παραμένει η καλύτερη λύση για DC υποθαλάσσια καλώδια τάσης $< 500 \text{ kV}$ και μήκους $> 60 \text{ km}$.

Η μέγιστη συνεχώς επιτρεπόμενη θερμοκρασία τους είναι οι 80°C . [14]

Στα μειονεκτήματά τους συγκαταλέγονται το υψηλό κόστος κατασκευής και η χαμηλή ικανότητα μεταφοράς μεγάλων ποσοτήτων ισχύος, σε αντίθεση με τα καλώδια με μόνωση από δικτυωμένο πολυαιθυλένιο (XLPE), τα οποία προτιμώνται σε αυτές τις περιπτώσεις.

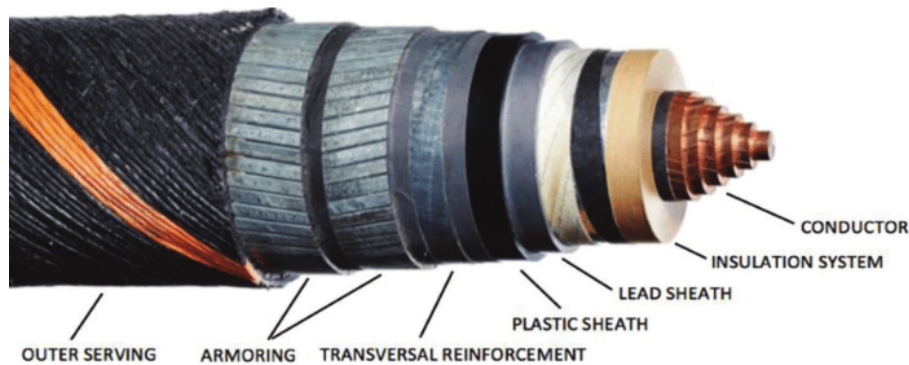
- Καλώδια ισχύος με μόνωση από δικτυωμένο πολυαιθυλένιο (XLPE) - Cross linked polyethylene (XLPE) cables:

Τα συγκεκριμένα καλώδια χρησιμοποιούνται μόνο σε εφαρμογές με χρήση τεχνολογίας μετατροπών πηγής τάσης (VSCs-Voltage Source Converters), οι οποίοι διαθέτουν την ικανότητα αντιστροφής της ροής ισχύος χωρίς να αντιστρέφουν την πολικότητα.

Πλεονεκτήματα αυτού του τύπου καλωδίου είναι η αυξημένη αντοχή σε υψηλές θερμοκρασίες, η βελτιωμένη αντίσταση στη δημιουργία ρωγμών όταν επιβάλλονται μηχανικές τάσεις και η αυξημένη αντοχή σε χημικές ουσίες.

Επιπλέον, το μονωτικό XLPE μπορεί να αντέξει πολύ υψηλές θερμοκρασίες, αφού καταστρέφεται με πυρόλυση στους 300°C . Η μέγιστη συνεχώς επιτρεπόμενη θερμοκρασία του είναι οι 90°C .

Το μονωτικό XLPE αποτελεί σήμερα μια άριστη επιλογή για τη μόνωση του αγωγού ενός υποβρύχιου καλωδίου, καθώς αυτή η κατηγορία καλωδίων έχουν μεγάλη διάρκεια ζωής. Καλώδια XLPE είναι διαθέσιμα για τάσεις μέχρι 550 kV. [15]



Σχήμα 2.5: Υποβρύχιο HVDC καλώδιο (Nexans Norway AS)

2.4 Η Διασύνδεση της Κρήτης

2.4.1 Εισαγωγή

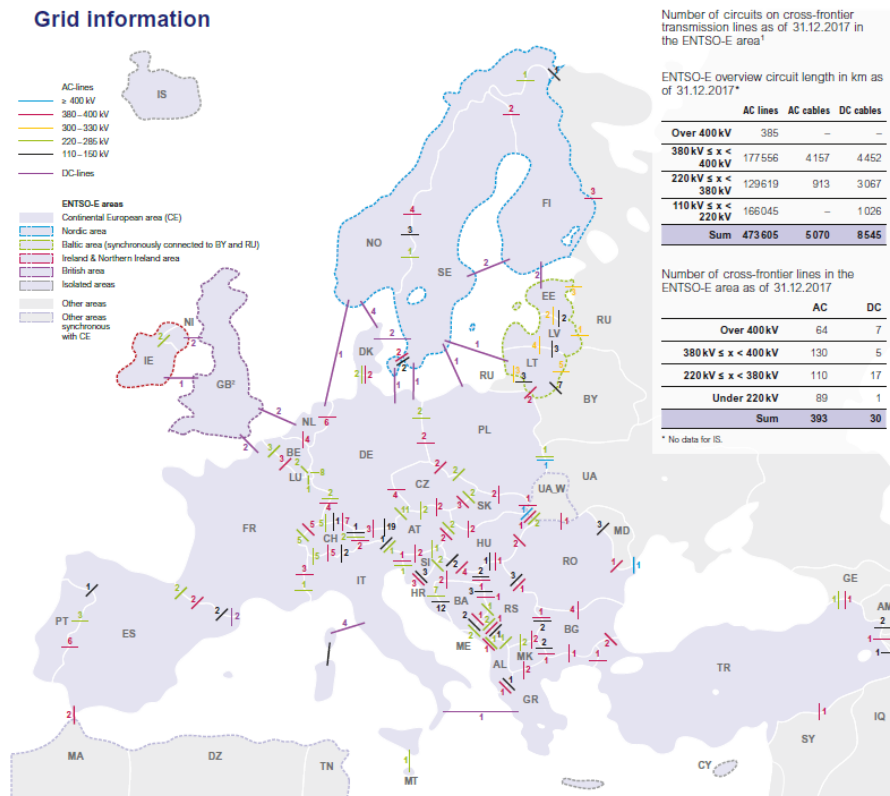
Τα τελευταία χρόνια, ο τομέας της ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρώπη ακολουθεί μια νέα στρατηγική με γνώμονα το περιβάλλον, με τις προσπάθειες για δραστική μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου να εντείνονται, οδηγώντας έτσι την ήπειρο στη δημιουργία μιας νέας ενιαίας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Σε όλη αυτή την προσπάθεια, μεγάλο ρόλο παίζουν οι νέες μεγάλες ηλεκτρικές διασυνδέσεις, χαρακτηριστικά των οποίων θα είναι η ευελιξία στη λειτουργία τους για τη βέλτιστη διαχείριση της παραγωγής των ΑΠΕ και την αποφυγή της συμφόρησης στη μεταφορά.

Βάσει δεδομένων του 2018 από το Ευρωπαϊκό Δίκτυο Διαχειριστών του Συστήματος Μεταφοράς (European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E), υπάρχουν 82 διασυνδέσεις ανάμεσα στην Ευρωπαϊκή Ένωση και 10 γειτονικές της χώρες.

Όπως φαίνεται και στον παρακάτω χάρτη, οι χώρες της Ε.Ε. έχουν:

- 12 διασυνδέσεις με τη Λευκορωσία - όλες προς τη Λιθουανία,
- 4 διασυνδέσεις με τη Μολδαβία - όλες προς τη Ρουμανία,
- 12 διασυνδέσεις με τη Ρωσία, εκ των οποίων 2 προς τη Φινλανδία, 3 προς την Εσθονία, 1 στη Λετονία και 6 τη Λιθουανία,
- 8 διασυνδέσεις ανάμεσα στην Ουκρανία και τις εξής χώρες: Πολωνία, Σλοβακία, Ουγγαρία και Ρουμανία,
- 2 διασυνδέσεις μεταξύ Αλβανίας και Ελλάδας,
- 21 διασυνδέσεις με τη Βοσνία και Ερζεγοβίνη - όλες προς την Κροατία,

- 5 διασυνδέσεις με τη Βόρεια Μακεδονία, 2 με την Ελλάδα και 3 με τη Βουλγαρία,
 - 12 διασυνδέσεις μεταξύ της Σερβίας και των εξής χωρών: Βουλγαρίας, Κροατίας, Ουγγαρίας και Ρουμανίας,
 - 3 διασυνδέσεις με την Τουρκία, 2 προς τη Βουλγαρία και 1 προς την Ελλάδα,
 - όπως επίσης και 2 ακόμη διασυνδέσεις με το Μαρόκο - όλες προς την Ισπανία.
- [16]



Σχήμα 2.6: Διασυνδέσεις ανάμεσα σε κράτη μέλη της Ε.Ε. και γειτονικών τους χωρών (Πηγή: ENTSO-e, Statistical Factsheet 2017)

Πέρα από τις υπάρχουσες διασυνδετικές ηλεκτρικές γραμμές, αρκετά νέα έργα διασυνδέσεων με χώρες εκτός Ε.Ε. έχουν ενταχθεί σε προγράμματα υλοποίησης, όπως αυτό μεταξύ Ιταλίας (Σικελία) και Τυνησίας, όπου μέσω ενός υποβρύχιου HVDC καλωδίου θα επιτρέπονται οι εξαγωγές, ιδίως από ΑΠΕ, από την Ιταλία προς την Τυνησία.

Συμπερασματικά, οι πρόσφατες εν εξελίξει και προγραμματισμένες αναβαθμίσεις των υπάρχοντων διασυνδέσεων και η ανάπτυξη νέων καθοδηγούνται όλο και περισσότερο από την ανάγκη ενσωμάτωσης μεγαλύτερου ποσοστού παραγωγής από ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα. Έτσι, τα τελευταία χρόνια με την εξέλιξη της τεχνολογίας, το ενδιαφέρον από τις ηλεκτρικές διασυνδέσεις μεταξύ χωρών μετατοπίζεται προς τις διηπειρωτικές διασυνδέσεις, οι οποίες δύνανται να προσφέρουν ιδιαίτερα και αμοιβαία οικονομικά και πολιτικά οφέλη.

Ως προς τα τεχνικά οφέλη των διασυνδέσεων με τις γειτονικές χώρες, πέρα από όσα αναφέρθηκαν παραπάνω και αφορούσαν τις διασυνδέσεις με χρήση της τεχνολογίας HVDC, μπορούν επιπλέον να προστεθούν και τα ακόλουθα:

- Εξασφάλιση ενεργειακής επάρκειας: Βελτίωση της αξιοπιστίας και της ασφάλειας του συστήματος από τη μείωση των αναγκών εφεδρείας, καθώς η ποσότητα της απαιτούμενης ισχύος από μια πιθανή υψηλή ζήτηση ή κάποια βλάβη, πλέον θα μπορεί να καλύπτεται μέσω διασυνδέσεων.
- Δυνατότητα μείωσης της ικανότητας παραγωγής των αυτόνομων συστημάτων, εάν είναι σε θέση να μοιραστούν τους πόρους ενός διασυνδεδεμένου συστήματος.
- Ενίσχυση της ορθολογικής λειτουργίας των δικτύων, αφού προσφέρεται μέσω των διασυνδέσεων η δυνατότητα εξισορρόπησης φορτίων (balancing), ενώ παράλληλα προάγεται το εμπόριο ηλεκτρικής ενέργειας, συμβάλλοντας έτσι στη διαδικασία απελευθέρωσης της αγοράς και στη λειτουργία της εσωτερικής αγοράς στον ενεργειακό τομέα.
- Βελτίωση του συντελεστή φορτίου από τη διασύνδεση με άλλα συστήματα, τα οποία διαθέτουν διαφορετικά είδη φορτίου, ή φορτία με διαφορετικά ημερήσια ή εποχιακά χαρακτηριστικά.
- Παροχή οικονομικών κινήτρων, αφού μέσω των διασυνδέσεων επιτρέπεται η διάνθηση προς πώληση φθηνής ισχύος από ένα σύστημα σε άλλα συστήματα με ακριβότερη ισχύ.
- Ευελιξία όσον αφορά την ένταξη μονάδων με χαμηλότερες περιβαλλοντικές επιπτώσεις, όπως και τον συντονισμό των προγραμματισμένων διακοπών των εγκαταστάσεων παραγωγής και μεταφοράς για συντήρηση, με αποτέλεσμα το συνολικό κόστος και η αξιοπιστία του διασυνδεδεμένου δικτύου να βελτιστοποιείται.

Μερικά από τα προαναφερθέντα πλεονεκτήματα είναι δύσκολο να ποσοτικοποιηθούν, ωστόσο έχει εκτιμηθεί ότι οι διασυνδέσεις στη Βόρεια Αμερική είχαν ως αποτέλεσμα μια συνολική ετήσια εξοικονόμηση κόστους 20 δισεκατομμυρίων δολαρίων τη δεκαετία του 1990, ενώ από τη διασύνδεση της Δυτικής Ευρώπης έχουν προκύψει μειωμένες απαιτήσεις χωρητικότητας μεταξύ 7-10 % (UN, 2006). [17]

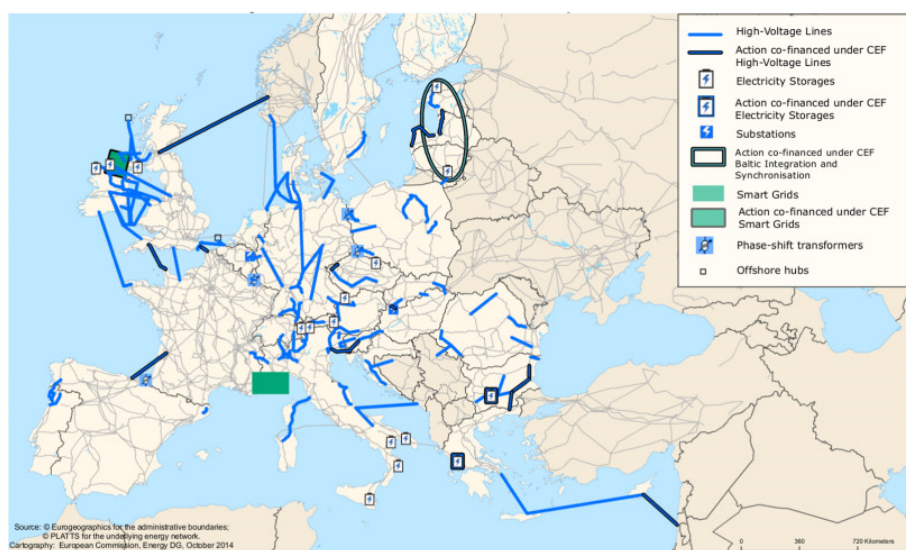
2.4.2 Η παρούσα κατάσταση σχετικά με τις διασυνδέσεις

Η πρόοδος της τεχνολογίας δημιούργησε μια νέα πραγματικότητα, επεκτείνοντας την επικοινωνία και δίνοντας ένα τέλος στην απομόνωση περιοχών που περιβάλλονται από θάλασσα, επιτρέποντάς τους να αναπτυχθούν διασυνδέοντας τα δίκτυα επικοινωνιών και ισχύος τους με τυχόν άλλα μεγαλύτερα και πιο ισχυρά δίκτυα.

Στην Ευρώπη οι μεγάλες διεθνείς ηλεκτρικές διασυνδέσεις γίνονται ή προγραμματίζονται με τεχνολογίες HVDC, οι οποίες παρέχουν αυξημένες δυνατότητες ελέγχου που απαιτούνται για την διαχείριση της παραγωγής από ΑΠΕ.

Το Ελληνικό Σύστημα λειτουργεί, σύγχρονα και παράλληλα με το σύγχρονο διασυνδεδεμένο Σύστημα της Ευρώπης που το διαχειρίζεται ο ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity). Η παράλληλη λειτουργία επιτυγχάνεται μέσω διασυνδετικών γραμμών μεταφοράς 400 kV και 150 kV με τα Συστήματα της Αλβανίας, της Βουλγαρίας και της Βόρειας Μακεδονίας. Επιπλέον, το Ελληνικό Σύστημα συνδέεται με το σύστημα της Τουρκίας και μέσω υποβρυχίου συνδέσμου συνεχούς ρεύματος, HVDC με το σύστημα της Ιταλίας.

Στην Ελλάδα η παρούσα κατάσταση σχετικά με τις διεθνείς διασυνδέσεις παρουσιάζεται αναλυτικά στον ακόλουθο Πίνακα: [18]



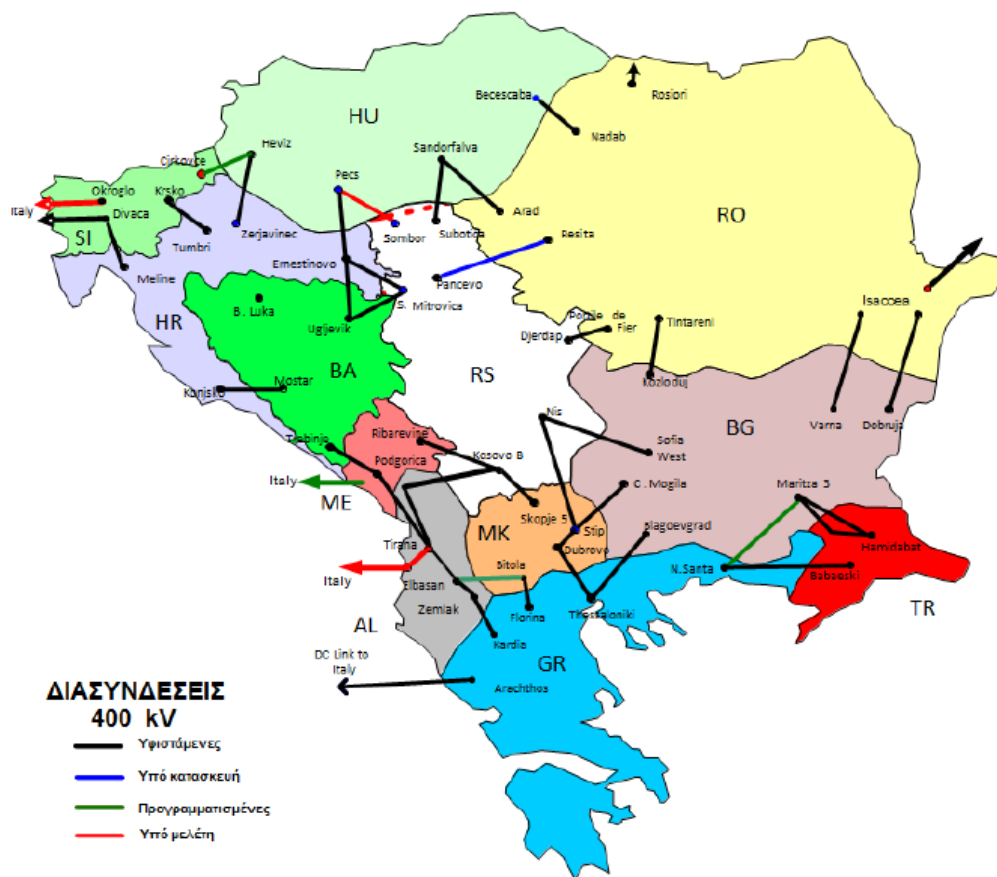
Σχήμα 2.7: Οι διασυνδέσεις στην Ευρώπη [4]



Σχήμα 2.8: Ροές Φορτίου μεταξύ Ευρωπαϊκών Χωρών, Μάιος 2014 (Energiewende Germany website, 2016, <http://energytransition.de/>)

Υπάρχουσες εν λειτουργία δια- συνδέσεις	Σύνδεση μέσω:
Ελλάδα - Βουλγαρία	μίας Γ.Μ. 400 kV (τύπου Β'Β'), μεταξύ ΚΥΤ Θεσσαλονίκης και Blagoevgrad στην Βουλγαρία.
Ελλάδα - Ιταλία	ενός υποβρυχίου καλωδίου DC 400 kV ι- σχύος 500 MW και μήκους 200 km. Η διασύνδεση αυτή συνδέει το ΚΥΤ Αράχθου με τον Υ/Σ Galatina στην Ιταλία. Είναι σύνδεση συ- νεχούς ρεύματος 400 kV και περιλαμβάνει 2 σταθ- μούς μετατροπής ΕΡ σε ΣΡ και αντίστροφα ικα- νότητας 500 MW, υποβρύχιο καλώδιο μήκους 200 km και τμήματα εναερίων Γ.Μ. συνεχούς ρεύματος εκατέρωθεν μήκους 45 km επί ιταλικού εδάφους και 120 km επί ελληνικού εδάφους.
Ελλάδα - Αλβανία	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. Αυτό οφείλεται στη δομή του Αλβανικού Συστήματος, δεδομένου ότι η Αλ- βανία δεν διαθέτει σύστημα 400 kV πέραν της Γ.Μ. Elbasan – Καρδιά, παρά μόνο σύστημα 220 kV με χαλαρές συνδέσεις με τη Σερβία και το Μαυροβο- ύνιο.
	μίας γραμμής 150 kV ελαφρού τύπου μετα- ξύ Υ/Σ Μούρτου και ΥΗΣ Bistrica στην Αλβανία, ονομαστικής ικανότητας μεταφο- ράς 100 MW περίπου.
Ελλάδα - Βόρεια Μακεδονία	μίας γραμμής 400 kV απλού κυκλώματος με δίδυμο αγωγό, μεταξύ ΚΥΤ Θεσσαλονίκης και Dubrovo.
	μίας γραμμής 400 kV απλού κυκλώματος με δίδυμο αγωγό, μεταξύ ΚΥΤ Μελίτης και Bitola.
Ελλάδα - Τουρκία	μίας γραμμής 400 kV μεταξύ ΚΥΤ Φιλίπ- πων – ΚΥΤ Ν. Σάντας – Babaeski (Τουρ- κία). Η Γ.Μ. είναι διπλού κυκλώματος (τύπου 2Β'Β') στο τμήμα ΚΥΤ Φιλίππων – Ν. Σάντα και μονού κυ- κλώματος (τύπου Β'Β'Β') στο τμήμα Ν. Σάντα - Babaeski.

Πίνακας 2.1: Η παρούσα κατάσταση σχετικά με τις διεθνείς διασυνδέσεις της Ελλάδας



Σχήμα 2.9: Σχηματικό Διάγραμμα των Διασυνδεδεμένων Συστημάτων της Βαλκανικής

Σημειώνεται ότι από το 2023 αναμένεται να τεθεί σε λειτουργία η νέα διασύνδεση με τη Βουλγαρία (Νέα Σάντα – Maritsa East), η οποία εκτιμάται ότι θα αυξήσει την εισαγωγική ικανότητα της χώρας κατά 600 MW.

Το μεγαλύτερο μέρος της ηλεκτρικής ενέργειας παράγεται από λιγνιτικούς, υδροηλεκτρικούς και σταθμούς φυσικού αερίου που είναι εγκατεστημένοι κατά το πλείστον στη Βόρεια Ελλάδα, ενώ τα μεγάλα κέντρα κατανάλωσης βρίσκονται στη Νότια Ελλάδα, όπου δεν υφίσταται καμία διασύνδεση με άλλο ηλεκτρικό σύστημα.

Ακόμη, τα περισσότερα νησιά (κυρίως στο Αιγαίο) ηλεκτροδοτούνται από αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα με παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας κατά κύριο λόγο από τοπικούς θερμικούς σταθμούς παραγωγής, οι οποίοι λειτουργούν με καύσιμο πετρέλαιο, βαρύ (μαζούτ) ή και ελαφρύ (ντίζελ), και τους σταθμούς ΑΠΕ (αιολικούς και φωτοβολταϊκούς). Βασικό κίνητρο στη διασύνδεση των νησιών με το ΕΣΜΗΕ αποτελεί η εκμετάλλευση του αιολικού δυναμικού τους, ωστόσο η ενσωμάτωση γενικότερα των ΑΠΕ στα νησιωτικά συστήματα είναι πολύπλοκη, λόγω της μεταβλητότητάς τους και της ανάγκης για εφεδρεία.

Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ) αποτελείται από τριάντα δύο αυτόνομα συστήματα. Ορισμένα εξ αυτών αποτελούνται από περισσότερα νησιά (συμπλέγματα νησιών), και η Λειτουργία και Διαχείριση της Αγοράς των ΜΔΝ γίνεται από τον ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. (Διεύθυνση Διαχείρισης Νήσων).

Η ολοκλήρωση της πρώτης φάσης της διασύνδεσης των Κυκλάδων το 2018 αποτέλεσε ιστορική στιγμή για τη χώρα, αφού υπήρξε μέρος μιας μακρόχρονης και επίπονης προσπάθειας και συνεργασίας πολλών φορέων. Τα οφέλη από τη διασύνδεση με το

ηπειρωτικό σύστημα έχουν γίνει αντιληπτά από όλους τους καταναλωτές που ζουν στα νησιά αυτά με την ποιότητα της τροφοδότησης να έχει βελτιωθεί σε μεγάλο βαθμό, και κατά τη διάρκεια της περιόδου αιχμής το καλοκαίρι, προβλήματα όπως διαταραχές στην τάση, στην ποιότητα τάσης, αλλά και προβλήματα με τον εξοπλισμό να έχουν απαλειφθεί πλήρως.

Η διασύνδεση Κρήτης-Πελοποννήσου βρίσκεται σε εξέλιξη και από τις αρχές του 2020 πραγματοποιούνται εργασίες για το υπόγειο καλώδιο, το οποίο θα προσαιγιαλωθεί στα Νωπήγεια Κισσάμου και θα φτάσει έως τον υποσταθμό των Χανίων, καθώς και εργασίες επέκτασης του υποσταθμού των Χανίων, έτσι ώστε να είναι σε θέση να υποδεχθεί την ισχύ της διασύνδεσης.

Σύμφωνα με υπάρχουσες μελέτες, το σύστημα της Κρήτης υπολογίζεται ότι κοστίζει σε όλους τους καταναλωτές στην Ελλάδα περίπου 300 εκατομμύρια ευρώ ετησίως. Αυτό σημαίνει ότι για κάθε μέρα που η Κρήτη δεν είναι διασυνδεδεμένη, οι καταναλωτές πληρώνουν 1 εκατομμύριο ευρώ. Μετά την κατασκευή και της διασύνδεσης Κρήτης-Αττικής (Φάση II), δεν θα χρειάζεται να λειτουργούν μεγάλες θερμικές μονάδες πάνω στο νησί και ως εκ τούτου αυτό το επιπλέον κόστος των καυσίμων θα παύσει να επιβαρύνει τον ηλεκτρικό τομέα και τους καταναλωτές της χώρας. [19]

2.4.3 Ηλεκτρική Διασύνδεση EuroAsia Interconnector

Στο Ελληνικό Σύστημα διατίθενται ήδη 5 διασυνδετικές Γ.Μ. 400 kV εναλλασσόμενου ρεύματος, καθώς και μία διασύνδεση συνεχούς ρεύματος με την Ιταλία. Μέσω των πιο πάνω διασυνδέσεων επιτυγχάνεται σημαντική αύξηση της ικανότητας διακίνησης ισχύος μεταξύ των συνδεδεμένων συστημάτων, ενώ παράλληλα διατηρείται η ασφάλεια του Ελληνικού Συστήματος.

Η παραπάνω διασφάλιση καθίσταται απαραίτητη, καθώς η Ελλάδα όσον αφορά τον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας, είναι μία καθαρά εισαγωγική χώρα, όπως προκύπτει από τα τελευταία διαθέσιμα στοιχεία του ΑΔΜΗΕ, όπως αυτά αποτυπώνονται στη μελέτη επάρκειας ισχύος που δημοσιεύτηκε τον Δεκέμβριο του 2019.

Στο Σχήμα 2.10 απεικονίζεται γραφικά η εξέλιξη του ισοζυγίου (εισαγωγές – εξαγωγές) κατά την τελευταία δεκαπενταετία, ενώ στο Σχήμα 2.11 εμφανίζονται τα εμπορικά προγράμματα ανταλλαγών ενέργειας ανά κατεύθυνση με τις γείτονες χώρες για το 2018, από όπου παρατηρείται ότι η Ελλάδα εμφανίζεται καθαρά εισαγωγική σε όλες τις διασυνδέσεις, με εξαίρεση αυτήν της Ιταλίας.

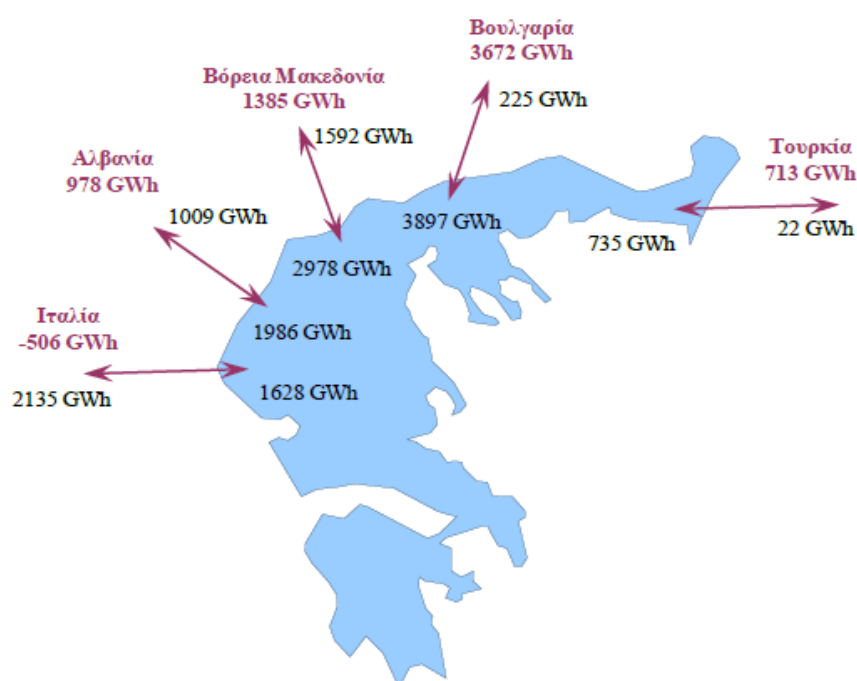
Η ηλεκτρική διασύνδεση EuroAsia Interconnector αποτελεί την πρώτη ενεργειακή γέφυρα μεταξύ Ευρώπης και Ασίας. Πρόκειται για ένα σημαντικό έργο ενεργειακής υποδομής, το οποίο θα ενοποιεί τα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας των δύο παραπάνω ηπείρων. Το έργο ανακοινώθηκε τον Ιανουάριο του 2012 με σκοπό τη διασύνδεση των ηλεκτρικών δικτύων των χωρών Ισραήλ, Κύπρου και Ελλάδας (μέσω Κρήτης) με υποθαλάσσια καλώδια υψηλής τάσης συνεχούς ρεύματος (HVDC) δυναμικότητας 2000 MW. Σε κάθε τερματικό σταθμό πρόκειται να εγκατασταθούν σταθμοί μετατροπής (VSC) για την μετατροπή του ρεύματος από συνεχές σε εναλλασσόμενο. [6]

Βασικοί λόγοι δημιουργίας του συγκεκριμένου έργου, το οποίο παρουσιάζει ιδιαίτερο ενδιαφέρον εξαιτίας των δυνατοτήτων επέκτασης των ηλεκτρικών διασυνδέσεων που προσφέρει στην ευρύτερη περιοχή της ΝΑ Ευρώπης και ιδίως της Ανατολικής Μεσογείου με άξονα αναφοράς την Ελλάδα, είναι οι εξής:

Α'. Η Διασύνδεση των Απομονωμένων Συστημάτων:



Σχήμα 2.10: Εξέλιξη Ετήσιου Ισοζυγίου Διασυνδέσεων για την περίοδο 2004 – 2018 [5]

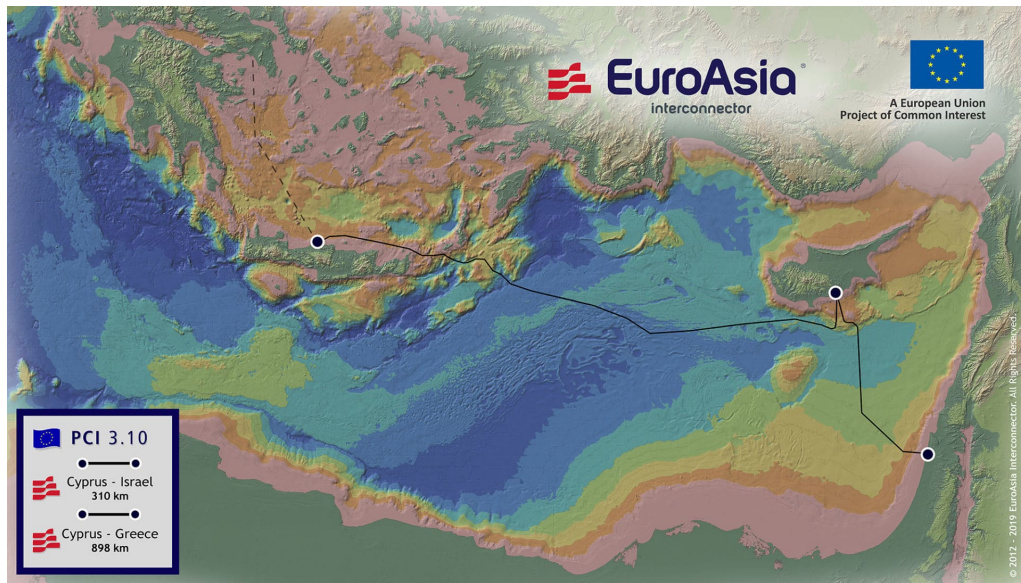


Σχήμα 2.11: Εμπορικά προγράμματα ανταλλαγών ενέργειας ανά διασύνδεση για το 2018 [5]

Τόσο η Κύπρος – που είναι μέλος της Ε.Ε. – όσο και το Ισραήλ – που εντάσσεται στον Ευρωπαϊκό οικονομικό χώρο – είναι ενεργειακά απομονωμένες χώρες σε σχέση με το κυρίως Ευρωπαϊκό ενεργειακό σύστημα, ιδιαίτερα μάλιστα με το διασυνδεδεμένο Ευρωπαϊκό ηλεκτρικό σύστημα.

Β'. Παραθαλάσσια Ευρήματα Υδρογονανθράκων Ανατολικής Μεσογείου:

Η ανακάλυψη στο Ισραήλ (2009) και πλέον πρόσφατα στη Κύπρο (2011) σημαντικών κοιτασμάτων υδρογονανθράκων, ιδιαίτερα φυσικού αερίου και η δρομολόγηση σχεδίων – για την εκμετάλλευσή τους μέσα στα επόμενα χρόνια, το αργότερο μέχρι το 2020, θα κάνουν και τις δύο αυτές χώρες όχι μόνο ενεργειακά αυτόρκες



Σχήμα 2.12: EuroAsia Interconnector [6]

αλλά και σημαντικούς εξαγωγείς φυσικού αερίου. Βάσει σημερινών εκτιμήσεων που βασίζονται σε λεπτομερείς ερευνητικές γεωτρήσεις τα συνολικά αποθέματα ξεπερνούν τα 35 tcf ή 1 tcm, ένα νούμερο το οποίο καθώς προχωρούν οι έρευνες στην ΑΟΖ των δύο χωρών αναμένεται να αναθεωρηθεί προς τα πάνω.

Γ'. Μείωση εκπομπών ρύπων διοξειδίου του άνθρακα (CO_2) και ανάπτυξη Εναλλακτικών Πηγών Ενέργειας:

Η σωστή και ασφαλής λειτουργία ενός καλού διασυνδεδεμένου δικτύου είναι ζωτικής σημασίας για την αειφόρο ανάπτυξη του ενεργειακού μείγματος, καθώς διευκολύνεται η αύξηση της ένταξης των ΑΠΕ με ασφαλέστερο και οικονομικότερο τρόπο. Έτσι, μέσω της αξιοποίησης αυτών των μορφών ενέργειας γίνεται δυνατή και η εκπλήρωση των στόχων της Ε.Ε. αναφορικά με τη μείωση των εκπομπών (CO_2) και την ενίσχυση στην ασφάλεια εφοδιασμού.

Η προκαταρκτική ανάλυση της Ε.Ε. από την Ανάλυση Κόστους Οφέλους σύμφωνα με τις κατευθυντήριες γραμμές του ENTSO-E, αναφέρει μείωση των εκπομπών ρύπων του (CO_2) από τη δημιουργία της Ηλεκτρικής Διασύνδεσης EuroAsia Interconnector σε περίπου 0,36 κιλοτόνους/χρόνο.

Επισκόπηση Έργου EuroAsia Interconnector

Το ζεύγος υποβρύχιων καλωδίων HVDC θα προσεγγίσουν την ακτή, στο σημείο πόντισής τους (joint pit), όπου θα γίνεται η σύνδεση τους με τα υπόγεια καλώδια. Έπειτα, η όδευση θα συνεχίσει υπογείως (στην Κρήτη εξετάζεται και η εναέρια όδευση) στη στεριά μέχρι και το σημείο του σταθμού μετατροπής στην κάθε περιοχή. Στον σταθμό μετατροπής HVDC θα γίνεται η μετατροπή συνεχούς ρεύματος (DC) σε εναλλασσόμενο ρεύμα (AC) και στην συνέχεια θα τροφοδοτείται στο δίκτυο. Καλώδια μέσης τάσης συνεχούς ρεύματος (MVDC) θα συνδέσουν το σταθμό μετατροπής με το θαλάσσιο ηλεκτρόδιο για να χρησιμοποιηθεί ως δίοδος επιστροφής του ηλεκτρικού ρεύματος. Σημειώνεται ότι το όλο σύστημα θα μπορεί να λειτουργεί αμφίδρομα.

	Φάση I	Φάση II
Τεχνολογία	2 καλώδια AC	HVDC VSC
Μεταφορική ικανότητα	2×200 MVA	2×500 MW
Τάση	150 kV AC	~ 500 kV
Καλώδια	XLPE	MIND/XLPE
Μέγιστο βάθος	~ 980 m	~ 1250 m
Μήκος Καλωδίου	2×132 km*	2×340 km**

*Υποβρύχιο.

**Υποβρύχιο και επιπλέον υπόγειες (και στις δύο πλευρές) και εναέριες γραμμές (στην Κρήτη).

Πίνακας 2.2: Crete Interconnection

2.4.4 Περιγραφή Έργου Διασύνδεσης Κρήτης

Το σύστημα ενέργειας στην Κρήτη αντιπροσωπεύει το μεγαλύτερο απομονωμένο ηλεκτρικό σύστημα στην Ελλάδα. Όπως σε παρόμοια νησιωτικά συστήματα, αντιμετωπίζει αυξημένο κόστος ηλεκτρικής παραγωγής σε σχέση με τις ηλεκτρικές διασυνδέσεις, λόγω αυξημένου κόστους λειτουργίας των μονάδων παραγωγής, αλλά και κόστους εισαγωγής και μεταφοράς καυσίμων (τα οποία χρησιμοποιούνται στην παραγωγή).

Η διασύνδεση Κρήτης-Αττικής έχει ενταχθεί στην διακρατική ηλεκτρική διασύνδεση Ελλάδας-Κύπρου-Ισραήλ που αποτελεί Έργο Κοινού Ευρωπαϊκού Ενδιαφέροντος με φορέα εκπροσώπησης την εταιρεία EuroAsia Interconnector.

Η κατασκευή και λειτουργία της διασύνδεσης της Κρήτης με το εθνικό σύστημα αποτελεί ένα δύσκολο και ακριβό έργο, στο οποίο θα χρησιμοποιηθεί μια τεχνολογία που πρώτη φορά εφαρμόζεται στην Ελλάδα, η τεχνολογία HVDC/VSC (High Voltage Direct Current/Voltage Source Converter). Το έργο αποφασίστηκε τελικά να υλοποιηθεί σε δύο φάσεις. Η πρώτη φάση, η οποία βρίσκεται και σε εξέλιξη, είναι η λεγόμενη μικρή διασύνδεση Κρήτης-Πελοποννήσου με εναλλασσόμενο ρεύμα (ΕΡ) ικανότητας 150-180 MW και προβλεπόμενη λειτουργία το 2020. Πρόκειται για τη μεγαλύτερη σε μήκος καλωδιακή διασύνδεση Εναλλασσόμενου Ρεύματος παγκοσμίως, η οποία περιλαμβάνει την πόντιση υποβρύχιου καλωδίου 132 χιλιομέτρων, σε βάθος έως 1.000 μέτρων. Η δεύτερη φάση του έργου είναι η λεγόμενη μεγάλη διασύνδεση Κρήτης-Αττικής, με δύο υποβρύχια καλώδια και παράλληλη όδευση ισχύος 2x500 MW με τεχνολογία HVDC/VSC και προβλεπόμενη λειτουργία το 2023. Η συνολική δηλαδή ικανότητα μεταφοράς των δύο διασυνδέσεων θα αγγίζει τα 650-680 MW (500+150/180 MW), καθώς η άλλη γραμμή (των 500 MW) λογίζεται ως εφεδρεία.

Τα τεχνικά χαρακτηριστικά των δύο φάσεων του έργου παρουσιάζονται συνοπτικά στον Πίνακα 2.2.

Φάση I μέσω Πελοποννήσου

Όσον αφορά την πρώτη διασύνδεση της Κρήτης με το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ), το καλώδιο θα ποντιστεί από την Πελοπόννησο (στη

χερσόνησο Μαλέα) μέχρι τα Νωπήγεια Κισσάμου και από εκεί θα ξεκινάει την υπόγεια διαδρομή του μέχρι τον σταθμό παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Ξυλοκαμάρας στα Χανιά. Το έργο περιλαμβάνει:

- Δύο υποβρύχια καλώδια μήκους 132 km το καθένα.
- Αναβαθμίσεις υφιστάμενων και κατασκευή νέων εναέριων Γραμμών Μεταφοράς.
- Υπόγεια καλώδια και υποσταθμούς στην Πελοπόννησο και την Κρήτη.
- Σύστημα ελεγχόμενης σύγχρονης αντιστάθμισης αέργου ισχύος (STATCOM) στην Κρήτη.

Φάση II μέσω Αττικής

Η δεύτερη διασύνδεση της Κρήτης μέσω Αττικής θα γίνει με διπολικό σύνδεσμο HVDC (συνεχούς ρεύματος).

Το έργο HVDC διασύνδεσης Κρήτης-Αττικής προβλέπει τα ακόλουθα:

- Δύο σταθμούς μετατροπής:
 - ☐ 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.
- Όσον αφορά την 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.
- Ως προς τις υποδομές του 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.
- Δύο Σταθμούς Ηλεκτροδίων:
 - Σταθμός ηλεκτροδίων Αττικής: Κατασκευή σταθμού ηλεκτροδίων στο μικρό νησί Σταχτορρόη.
 - Σταθμός ηλεκτροδίων Κρήτης: Κατασκευή σταθμού ηλεκτροδίων στην Κορακιά του νομού Ηρακλείου Κρήτης. [20]



Σχήμα 2.13: Οι δύο φάσεις της διασύνδεσης

Κεφάλαιο 3

Το Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας της Κρήτης

3.1 Εισαγωγή

Η Κρήτη είναι το μεγαλύτερο και πολυπληθέστερο νησί της Ελλάδας και δεύτερο μεγαλύτερο της Ανατολικής Μεσογείου, μετά την Κύπρο. Βρίσκεται περίπου 160 χιλιόμετρα νότια της Ελληνικής Ηπειρωτικής Χώρας και ο πληθυσμός της βάσει της τελευταίας απογραφής που πραγματοποιήθηκε το 2011 ανέρχεται στους 623.065 κατοίκους.



Σχήμα 3.1: Η γεωγραφική θέση της Κρήτης στην Ελλάδα.

Η Κρήτη αποτελεί σημαντικό κομμάτι της οικονομίας και της πολιτισμικής κληρονομιάς της Ελλάδας. Η οικονομία της, η οποία βασιζόταν κυρίως στη γεωργία, άρχισε να αλλάζει ορατά κατά τη διάρκεια της δεκαετίας του 1970. Ενώ διατηρείται η παραδοσιακή έμφαση στη γεωργία και στην κτηνοτροφία, λόγω του κλίματος και της έκτασης του νησιού, παρουσιάζεται μια πτώση στις κατασκευές, καθώς και μια μεγάλη αύξηση

στην παροχή υπηρεσιών (κυρίως σχετικών με τον τουρισμό). Και οι τρεις αυτοί τομείς της κρητικής οικονομίας, η (γεωργία, η επεξεργασία-συσκευασία, και οι υπηρεσίες), συνδέονται άμεσα και αλληλοεξαρτώνται. [21]

Επιπλέον, ο ρυθμός αύξησης του πληθυσμού είναι από τους μεγαλύτερους πανελλαδικά, ενώ υπερδιπλασιάζεται κατά τη θερινή περίοδο, λόγω τουριστών και παραθεριστών, καθώς η Κρήτη είναι ένας από τους δημοφιλέστερους ελληνικούς προορισμούς διακοπών. Το 15% των συνολικών αφίξεων, λιμένα και αερολιμένα, στη χώρα γίνονται μέσω της πρωτεύουσας και μεγαλύτερης πόλης του νησιού, το Ηράκλειο. Το 2006 οι ναυλωμένες πτήσεις στο Ηράκλειο αριθμούσαν το 20% του συνόλου των πτήσεων ναύλωσης στη χώρα και συνολικά, περισσότεροι από δύο εκατομμύρια τουρίστες επισκέφθηκαν την Κρήτη κατά το έτος αυτό.

Οι ενεργειακές απαιτήσεις του νησιού, λοιπόν, αυξάνονται διαρκώς με τα χρόνια, με αποτέλεσμα η Κρήτη, ως το μεγαλύτερο αυτόνομο νησιωτικό ηλεκτρικό σύστημα της Ελλάδας, να παρουσιάζει τεράστιο ερευνητικό και οικονομικό ενδιαφέρον, τόσο για την διασύνδεσή του με τον ηπειρωτικό κορμό, όσο και για τη μελέτη του ως προς τη μείωση της ακριβής συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής και παράλληλα της επίτευξης υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ.

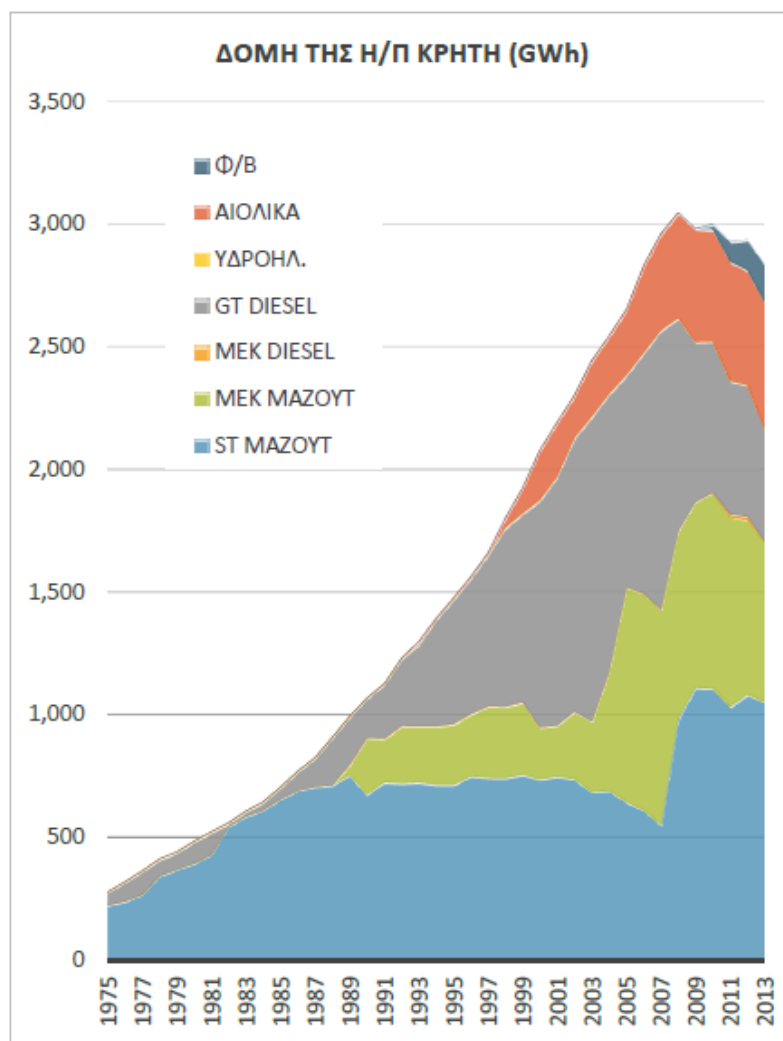
3.2 Γενικά Χαρακτηριστικά Ηλεκτρικού Δικτύου

Το ενεργειακό σύστημα του νησιού είναι απόλυτα εξαρτημένο από το πετρέλαιο, τόσο στην τελική κατανάλωση όσο και στην ηλεκτροπαραγωγή, η οποία βασίζεται κυρίως σε μονάδες με καύσιμο το Μαζούτ και το Diesel. Το μερίδιο συμμετοχής των καυσίμων αυτών βαίνει μειούμενο κυρίως μετά το 2000, με συμμετοχή περίπου 77.3% (60% Μαζούτ) στην συνολική ηλεκτροπαραγωγή της Κρήτης το 2013. Το υπόλοιπο 23.7% προέρχεται κυρίως από αιολικά, φωτοβολταϊκά και μικρά υδροηλεκτρικά.

Η διείσδυση των αιολικών υπήρξε έντονη μετά το 2005, ενώ η διείσδυση των φωτοβολταϊκών παρατηρείται μετά το 2010. Τα υδροηλεκτρικά έχουν εξαιρετικά μικρή συμμετοχή στο ηλεκτρικό ισοζύγιο της Κρήτης, όπως προκύπτει και από το παρακάτω διάγραμμα.

Συνοπτικά, το Σ.Η.Ε. της Κρήτης παρουσιάζει βάσει στοιχείων από το 2015 τα εξής κύρια χαρακτηριστικά:

- Αιχμή φορτίου: 634 MW
- Ετήσια ζήτηση: 2898 GWh \sim 5% της Εθνικής ζήτησης
- Παραγωγικό δυναμικό:
 - 27 θερμικές μονάδες με καύσιμο Μαζούτ και Diesel
 - \sim 200 MW αιολικά πάρκα και \sim 77 MW Φ/B
- Υψηλό κόστος παραγωγής λόγω χρήσης ακριβού καυσίμου και χαμηλής αποδοτικότητας μονάδων – μεγάλη διαφορά κόστους σε σύγκριση με το διασυνδεδεμένο σύστημα.
- Υψηλό δυναμικό ΑΠΕ (Αιολικά κυρίως στην περιοχή του Λασιθίου, Φ/B)
 - Μεγάλο επενδυτικό ενδιαφέρον για την εγκατάσταση Α/Π και Φ/B.



Σχήμα 3.2: Δομή Ηλεκτροπαραγωγής Περιφέρειας Κρήτης [7]

- Υπάρχουν σημαντικά περιθώρια περαιτέρω ανάπτυξης των Φ/Β, όχι όμως των αιολικών εκτός εάν διασυνδεθεί η Κρήτη με το διασυνδεδεμένο σύστημα της χώρας ή εάν εγκατασταθούν αιολικά σε συνδυασμό με αντλησιοταμίευση.
- Υφίσταται μεγάλος αριθμός αδειών παραγωγής για αιολικά χωρίς όμως τα σχετικά έργα να προχωρούν, λόγω κορεσμού της συμμετοχής των αιολικών στο δίκτυο της Κρήτης. [9]

3.3 Το Σύστημα Ηλεκτροπαραγωγής

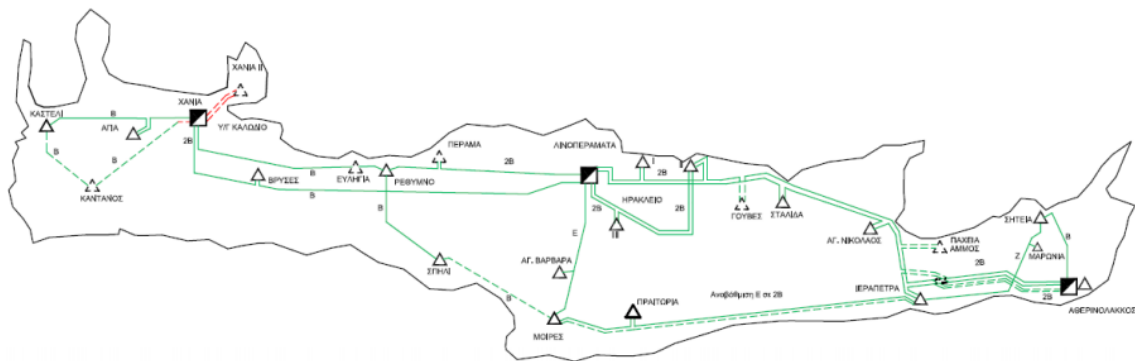
Το ΣΗΕ της Κρήτης διαθέτει τρεις θερμικούς σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 820,02 MW, με μέγιστη αποδιδόμενη καθαρή ισχύ θέρους 695,86 MW. Ο πρώτος σταθμός είναι εγκατεστημένος στην πόλη των Χανίων, ο δεύτερος στα Λινοπεράματα στο νομό Ηρακλείου, και ο τρίτος στην περιοχή του Αθρινόλακκου του νομού Λασιθίου, στα νοτιοανατολικά του νησιού.

Πιο συγκεκριμένα, στον κάθε σταθμό παραγωγής διατίθενται οι εξής μονάδες:

- ΑΗΣ Χανίων: 9 μονάδες με καύσιμο Diesel, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος

345,19 MW (μέγιστη αποδιδόμενη καθαρή ισχύ θέρους 272,11 MW)

- ΑΗΣ Λινοπεραμάτων: 14 μονάδες με καύσιμο μαζούτ και Diesel, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 272,59 MW (μέγιστη αποδιδόμενη καθαρή ισχύ θέρους 232,75 MW)
- ΑΗΣ Αθερινόλακκου: 4 μονάδες με καύσιμο μαζούτ, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 202,24 MW (μέγιστη αποδιδόμενη καθαρή ισχύ θέρους 191 MW)
- Επίσης, στην Κρήτη βρίσκονται σε λειτουργία 35 Αιολικά Πάρκα, 1047 Φωτοβολταϊκοί Σταθμοί και 1 Μικρός Υδροηλεκτρικός Σταθμός με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 278,65 MW. [9]



ΥΠΟΜΝΗΜΑ		
ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ	ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΟΙ	ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ
		ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ
		ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΙ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ 150kV ή 66kV
		ΓΡΑΜΜΗ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ 150kV ΑΠΛΟΥ ΚΥΚΛΩΜΑΤΟΣ
		ΓΡΑΜΜΗ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ 150kV ΔΙΠΛΟΥ ΚΥΚΛΩΜΑΤΟΣ
		ΥΠΟΓΕΙΟ ΚΑΛΩΔΙΟ 150 kV
Ε : ΓΡΑΜΜΗ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ 150kV ΑΠΛΟΥ ΚΥΚΛΩΜΑΤΟΣ ΕΛΑΦΡΟΥ ΤΥΠΟΥ Β : ΓΡΑΜΜΗ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ 150kV ΑΠΛΟΥ ΚΥΚΛΩΜΑΤΟΣ ΒΑΡΕΩΣ ΤΥΠΟΥ 2Β : ΓΡΑΜΜΗ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ 150kV ΔΙΠΛΟΥ ΚΥΚΛΩΜΑΤΟΣ ΒΑΡΕΩΣ ΤΥΠΟΥ Ζ : ΓΡΑΜΜΗ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ 150kV ΑΠΛΟΥ ΚΥΚΛΩΜΑΤΟΣ ΜΕ ΑΓΩΓΟΥΣ ΤΥΠΟΥ ACSS		
ΣΥΣΤΗΜΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ - ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΝΗΣΟΥ ΚΡΗΤΗΣ		
ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. ΔΙΕΥΘΥΝΣΗ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΝΗΣΙΩΝ		

Σχήμα 3.3: Το Σύστημα Μεταφοράς της Κρήτης με τους τρεις Θερμοηλεκτρικούς Σταθμούς Παραγωγής (<https://www.deddie.gr/>)

Οι υπάρχουσες συμβατικές μονάδες και τα χαρακτηριστικά στοιχεία αυτών παρουσιάζονται στον Πίνακα που ακολουθεί. [22]

	ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΙΣΧΥΣ ΘΕΡΟΥΣ (MW)	ΤΕΧΝΙΚΟ ΕΛΑ- ΧΙΣΤΟ (MW)	ΚΑΥΣΙΜΟ
Α.Η.Σ. ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ					
ATM 1	6	6	6	4	Μαζούτ
ATM 2	14	14	13	8	Μαζούτ
ATM 3	14	14	13	8	Μαζούτ
ATM 4	24	24	23	18	Μαζούτ
ATM 5	24	24	23	18	Μαζούτ
ATM 6	24	24	23	18	Μαζούτ
DIESEL 1	11	11	11	3	Μαζούτ
DIESEL 2	11	11	11	3	Μαζούτ
DIESEL 3	11	11	11	6	Μαζούτ
DIESEL 4	11	11	11	3	Μαζούτ
AEP 1	15	15	13	3	Ντίζελ
AEP 2	15	15	13	3	Ντίζελ
AEP 3	43	43	41	5	Ντίζελ
AEP 4	14	14	13	3	Ντίζελ
AEP 5	28	28	25	5	Ντίζελ
Α.Η.Σ. ΧΑΝΙΩΝ					
Σ.Κ.	132	126	112	35	Ντίζελ
AEP 1	16	14	11	3	Ντίζελ
AEP 4	24	20	19	3	Ντίζελ
AEP 5	30	28	27	5	Ντίζελ
AEP 11	59	58	54	10	Ντίζελ
AEP 12	59	58	54	10	Ντίζελ
AEP 13	28	28	25	5	Ντίζελ
Α.Η.Σ. ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΥ					
DIESEL 1	51	50	50	35	Μαζούτ
DIESEL 2	51	50	50	25	Μαζούτ
ATM 1	44	43	44	22	Μαζούτ
ATM 2	44	43	44	22	Μαζούτ
ΣΥΝΟΛΟ	803	783	740		

Πίνακας 3.1: Χαρακτηριστικά των μονάδων παραγωγής του ΣΗΕ της Κρήτης

3.3.1 Κόστος παραγωγής θερμικών μοναδων

Ο υπολογισμός του κόστους της κατανάλωσης καυσίμων για τις θερμικές μονάδες δίνεται από την εξής τριτοβάθμια εξίσωση:

$$C_i = (a_i + b_i P_i + c_i P_i^2 + d_i P_i^3) \cdot fuel_cost$$

Η παράμετρος P_i αποτελεί το φορτίο παραγωγής της εκάστοτε γεννήτριας σε MW, ενώ οι συντελεστές a, b, c, d , η τιμή καυσίμου, καθώς και το κόστος εκκίνησης της κάθε μονάδας του ΣΗΕ της Κρήτης παρουσιάζονται αναλυτικά στον Πίνακα 3.2. Τέλος, επισημαίνεται ότι αναφορικά με τις γεννήτριες, οι οποίες καταναλώνουν καύσιμο ντίζελ, η μονάδα μέτρησής τους είναι σε lt και όχι σε kg.

Μονάδες	$a(kg - lt)$	$b(kg/MWh)$	$c(kg/MWh^2)$	$d(kg/MWh^3)$	Τιμή καυσίμου (€/kg-lt)	Κόστος εκκίνησης (€)
Α.Η.Σ. ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ						
ATM 1	17,377	-167,2	727,6	0,001	0,4149	2,500
ATM 2	0,476	-11,824	378,937	0,001	0,4149	2,500
ATM 3	0,476	-11,824	378,937	0,001	0,4149	2,500
ATM 4	0,18	-8,053	355,088	0	0,4149	4,000
ATM 5	0,092	-4,166	300,58	0	0,4149	4,000
ATM 6	0,092	-4,166	300,58	0	0,4149	4,000
DIESEL 1	0,421	-8,378	230,368	0	0,4149	220
DIESEL 2	0,421	-8,378	230,369	0	0,4148	220
DIESEL 3	0,421	-8,378	230,368	0	0,4149	219
DIESEL 4	0,421	-8,378	230,369	0,01	0,4148	220
AEP 1	2,48	-5,87	881,5	1,2	0,6982	179,1
AEP 2	0,3195	-6,777	280,49	1622,8	0,6982	500
AEP 3	0,0001	0,2533	197,65	2418	0,6982	1413
AEP 4	0,0001	0,7913	234,95	1093,8	0,6982	858
AEP 5	0,001	0,3605	196,29	1675,8	0,6982	350
Α.Η.Σ. ΧΑΝΙΩΝ						
AEP 6 Σ.Κ.	0,001	0,01	145,54	5120	0,6962	440,01
AEP 7 Σ.Κ.	0,001	0,01	145,64	5120	0,6962	440,41
AEP 1	0	0,01	267	2170	0,6962	99
AEP 4	0	0,01	219	2865	0,6962	1300
AEP 5	0	0,01	275	3757	0,6962	400
AEP 11	0,001	0,01	227	5000	0,6962	0,1
AEP 12	0,001	0,01	227	5000	0,6962	0,1
AEP 13	0,001	0,3605	196,29	1675,8	0,6962	858
Α.Η.Σ. ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΥ						
DIESEL 1	0,017	-1,3	222,6	0,27	0,3919	270
DIESEL 2	0,017	-1,3	222,6	0,27	0,3919	270
ATM 1	-0,003	-0,958	282,91	0,8	0,3919	350
ATM 2	-0,003	-0,958	282,91	0,8	0,3919	350

Πίνακας 3.2: Συγκεντρωτικός πίνακας παραμέτρων κόστους θερμικών μονάδων του ΣΗΕ της Κρήτης

3.4 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

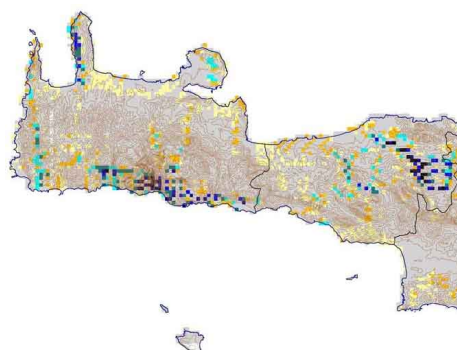
Η Κρήτη παρουσιάζει πλούσιο ηλιακό και αιολικό δυναμικό καθ' όλη τη διάρκεια του έτους. Έτσι, σημαντικά είναι και τα ποσοστά της εγκατεστημένης παραγωγής από μονάδες ΑΠΕ (κατά κύριο λόγο από Αιολικά Πάρκα), στο νησί, σύμφωνα και με στοιχεία της ΡΑΕ και της ΔΕΗ από τον Ιούνιο του 2015 (Πίνακας 3.3).

Τύπος παραγωγής ενέργειας	Εγκατεστημένη ονομαστική ισχύς (MW)
Αιολικά Πάρκα	191,96
Φωτοβολταϊκοί Σταθμοί	78,3
Υδροηλεκτρικός Σταθμός	0,3

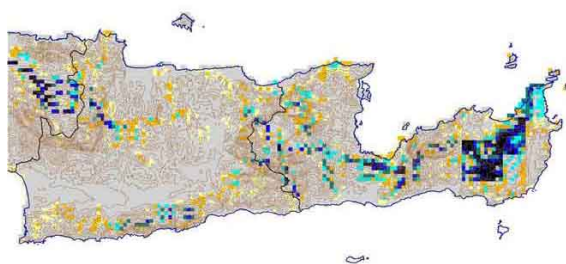
Πίνακας 3.3: Εγκατεστημένη ονομαστική ισχύς/τύπο παραγωγής ενέργειας (ΑΠΕ Κρήτης, 2015)

3.4.1 Αιολικά Πάρκα

Το πρώτο Αιολικό Πάρκο ήταν της ΔΕΗ στο Τοπλού Σητείας το 1993. Έκτοτε υπήρξε και συνεχίζει να υπάρχει έντονη κινητικότητα όσον αφορά την εγκατάσταση και την εκμετάλλευση του αιολικού δυναμικού με την κατασκευή Α/Π κατά μήκος του νησιού, με τα περισσότερα από αυτά να βρίσκονται στον Νομό Λασιθίου, και πιο συγκεκριμένα στην ευρύτερη περιοχή της Σητείας. Σημαντικός παράγοντας, όπως προκύπτει από τους χάρτες αιολικού δυναμικού του νησιού, αποτελούν η υψηλή μέση ταχύτητα του ανέμου που χαρακτηρίζει την περιοχή σε συνδυασμό με τις μικρές διακυμάνσεις της ταχύτητας και της κατεύθυνσής της.

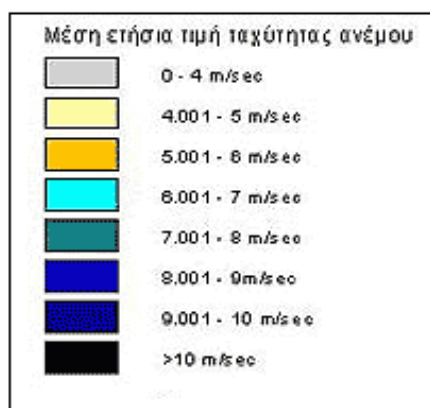


Σχήμα 3.4: Δυτική Κρήτη



Σχήμα 3.5: Ανατολική Κρήτη

Στον Πίνακα 3.4.1 παρουσιάζονται ο αριθμός των Α/Π που βρίσκονται εγκατεστημένα στην Κρήτη, καθώς και η εγκατεστημένη ισχύς του κάθε Α/Π.



Σχήμα 3.6: Υπόμνημα χαρτών αιολικού δυναμικού Κρήτης [8]

Πίνακας 3.4: Αιολικά Πάρκα στο Σ.Η.Ε. της Κρήτης για το έτος 2012

A/A	ΦΟΡΕΑΣ	ΤΟΠΟΘΕΣΙΑ	Εγκατεστημένη ισχύς (MW)	
1	Δ.Ε.Η. ΑΝΑΝΕ-ΩΣΙΜΕΣ Α.Ε.	Ι.Μ. Τοπλού Σητείας Ν.Λασιθίου	17Χ0,30	5,10
			3Χ0,50	1,50
2	Δ.Ε.Η. ΑΝΑΝΕ-ΩΣΙΜΕΣ Α.Ε.	Ξηρολίμνη Δ.Σητείας Ν.Λασιθίου	22Χ0,60	13,20
3	ΡΟΚΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΚΡΗΤΗ ΑΒΕΕ	Ξηρολίμνη (Αγριλίδια Μητάτου) Ν.Λασιθίου	30Χ0,60	18,00
4	ΑΕΟΛΟΣ Α.Ε.	Χανδράς Λεύκης Ν.Λασιθίου	18Χ0,55	9,90
5	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΚΡΥΩΝ Α.Ε.	Μαρωνιά Σητείας Ν.Λασιθίου	20Χ0,50	10,00
6	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΑΧΛΑΔΙΩΝ Α.Ε.	Μαρωνιά Σητείας Ν.Λασιθίου	20Χ0,50	10,00
7	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΑΝΕΜΟΕΣΣΑ Α.Ε.	Μαρωνιά Σητείας Ν.Λασιθίου	10Χ0,50	5,00
8	Ο.Α. ΣΗΤΕΙΑΣ Α.Ε.	Καμινάκια-Χορδάκι Ν.Λασιθίου	1Χ0,50	0,50
			1Χ0,30	0,30
			1Χ0,90	0,90
9	ΙWECO Α.Ε.	Μεγάλη Βρύση Ν.Ηρακλείου	9Χ0,55	4,95

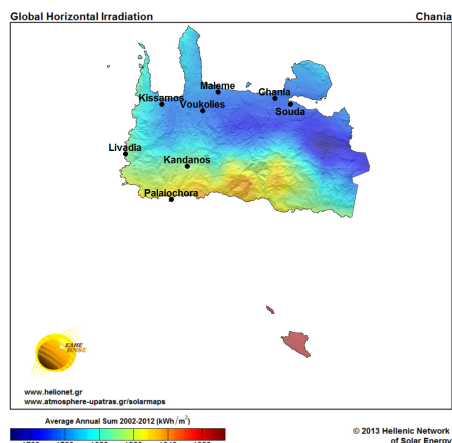
Πίνακας 3.4

A/A	ΦΟΡΕΑΣ	ΤΟΠΟΘΕΣΙΑ	Εγκατεστημένη ισχύς (MW)	
10	ENERCON ΕΛΛΑΣ Α.Ε.	Πλατύβολα Αχλαδίων Δ.Σητείας Ν.Λασιθίου	5X0,50	2,50
11	ΠΛΑΣΤΙΚΑ ΚΡΗΤΗΣ Α.Ε.	Βρουχάς Ν.Λασιθίου	14X0,85	11,90
12	WRE ΕΛΛΑΣ Α.Ε.	Πλατύβολα Κρυών Δ.Σητείας Ν.Λασιθίου	4X0,75	3,00
13	ΔΟΜΙΚΗ ΚΡΗΤΗΣ Α.Ε.	Βοσχερό Δ.Κρουσώνα Ν.Ηρακλείου	7X0,85	5,95
14	ENTEKA Α.Ε.	Ξηρολίμνη Ι Δ.Σητείας Ν.Λασιθίου	3X0,90	2,70
15	ΥΔΡΟΑΙΟΛΙΚΗ ΚΡΗΤΗΣ Α.Ε.	Ρόβας Καστελίου Ν.Χανίων	11X0,85	9,35
16	IWECO ΧΩΝΟΣ ΚΡΗΤΗΣ Α.Ε.	Χώνος Σητείας Ν.Λασιθίου	6X0,75	4,50
17	ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Ε.	Αγ.Βαρβάρα Ν.Ηρακλείου	17X0,85	14,45
18	ΜΟΙΡΩΝ Α.Ε. (ΑΝΤΙΣΚΑΡΙ)	Αντισκάρι Δ.Μοιρών Ν.Ηρακλείου	7X0,75	5,25
19	ENVITEC Α.Ε.	Βάρδια Ν.Χανίων	9X0,60	5,40
20	ENVITEC Α.Ε.	Βατάλι Ν.Χανίων	9X0,60	5,40
21	ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΚΡΗΤΗΣ Α.Ε.	Αγ.Κύριλλος Δ.Γόρτυνας	8X0,90	7,20
22	ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΚΡΗΤΗΣ ΑΒΕΕ	Καλόγηρος Δ.Γαζίου Ν.Ηρακλείου	6X0,60	3,60
23	ΑΝΕΜΟΣ ΑΛΚΥΟΝΙΟΣ Α.Ε.Ε.	Προφήτης Ηλίας Ν.Χανίων	7X0,90	6,30
24	Δ.Ε.Η. ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε.	Αχούμια Δ.Λάμπης Ν.Ρεθύμνου	8X0,90	7,20
	ΣΥΝΟΛΟ			174,05

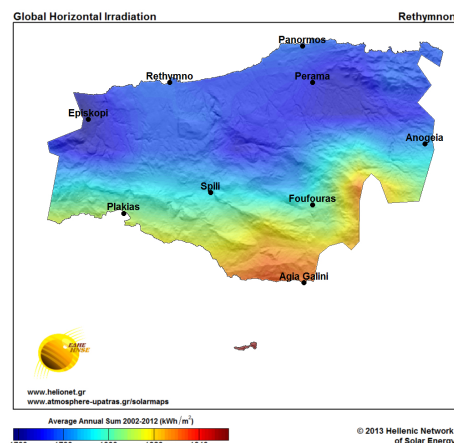
Το 2018, σύμφωνα με το Πληροφοριακό Δελτίο Παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, η εγκατεστημένη ισχύς των Α/Π έφτασε τα 200,29 MW και η συνολική παραγόμενη ενέργεια από αυτά κατά το μήνα Ιούλιο, τις 48.312,07 MWh. [23]

3.4.2 Φωτοβολταϊκά Συστήματα

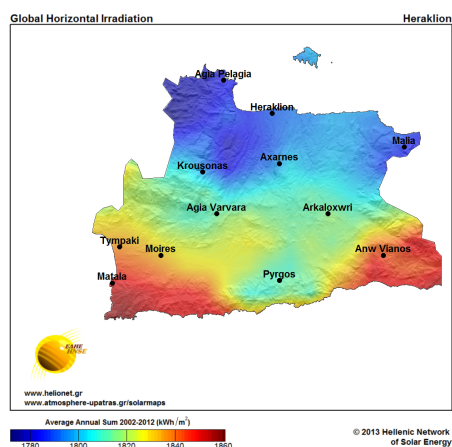
Το νησί της Κρήτης, λόγω της γεωγραφικής του θέσης διαθέτει πλούσιο ηλιακό δυναμικό. Επομένως, οι συνθήκες εκμετάλλευσης αυτής της πηγής ενέργειας είναι εξαιρετικές. Στους παρακάτω χάρτες [24] παρουσιάζεται η μέση ετήσια ηλιακή ενέργεια ανά μονάδα επιφάνειας ($kWh \cdot m^{-2}$) στους τέσσερις νομούς της Κρήτης. Πιο συγκεκριμένα, παρουσιάζεται η ολική ηλιακή ενέργεια που προσπίπτει σε μια οριζόντια επιφάνεια (Global Horizontal Irradiation, GHI).



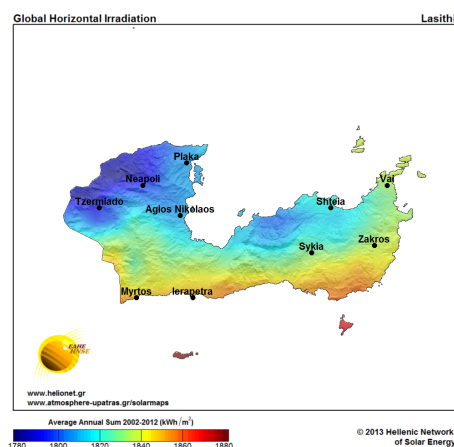
Σχήμα 3.7: Χανιά



Σχήμα 3.8: Ρέθυμνο



Σχήμα 3.9: Ηράκλειο



Σχήμα 3.10: Λασίθι

Η εγκατεστημένη ισχύς Φωτοβολταϊκών Συστημάτων (ή Φ/Β) έχει αυξηθεί ραγδαία τα τελευταία χρόνια, αφού είναι αρκετοί οι ιδιώτες που επενδύουν σε τέτοιου είδους εγκαταστάσεις στο Αυτόνομο Ηλεκτρικό Δίκτυο του νησιού. Στον πίνακα που ακολουθεί παρουσιάζεται η αδειοδοτημένη ισχύς για Φωτοβολταϊκά Συστήματα ανά νομό για το έτος 2010.

Νομός	Αριθμός Αδειοδοτημένων Φ/Β	Ισχύς Αδειοδοτημένων Φ/Β (MW)
Χανιά	200	14,75
Ρέθυμνο	241	18,26
Ηράκλειο	501	35,91
Λασιθί	262	19,9
Σύνολο	1.204	88,82

Πίνακας 3.5: Αδειοδοτημένη ισχύς για Φωτοβολταϊκά Συστήματα ανά νομό το έτος 2010

Το 2018, σύμφωνα με το Πληροφοριακό Δελτίο Παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, η εγκατεστημένη ισχύς των Φ/Β συστημάτων έφτασε τα 78,29 MW και η συνολική παραγόμενη ενέργεια από αυτά κατά το μήνα Ιούλιο, τις 15.734,71 MWh. Στα Φ/Β δεν συμπεριλαμβάνεται η ισχύς των Φ/Β Ειδικού Προγράμματος και των Net Metering. [23]

3.5 Χαρακτηριστικά ζήτησης φορτίου Κρήτης

Τα φορτία κατανάλωσης είναι οι αποδέκτες της παραγόμενης ηλεκτρικής ισχύος. Τα φορτία του συστήματος μπορεί να είναι ένα σύνολο οικιακών και αγροτικών καταναλωτών, μικρών ή μεγάλων βιοτεχνιών και βιομηχανιών.

Τα μεγαλύτερα φορτία στην Κρήτη παρατηρούνται σε αστικές περιοχές, σε βιομηχανικές μονάδες και σε περιοχές όπου υπάρχει έντονη ανθρώπινη δραστηριότητα όπως τουριστικές ζώνες, μεγάλα δημόσια κτίρια και υπηρεσίες, νοσοκομεία κ.α. Κατά το έτος 2013, η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στον τριτογενή τομέα (υπηρεσίες και γεωργία) αντιστοιχούσε στο 59,1%, στον οικιακό τομέα στο 33% και στη βιομηχανία στο 7,8% στο σύνολο της Περιφέρειας της Κρήτης.

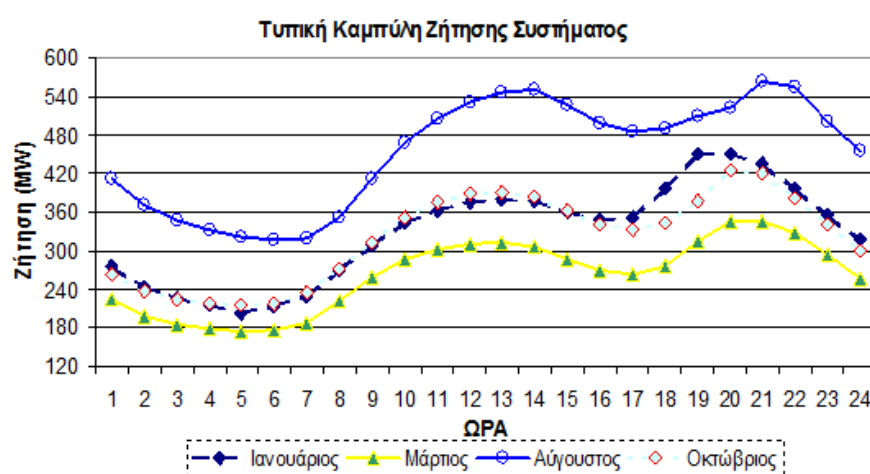
Η συνολική ζήτηση σε μία δεδομένη χρονική περίοδο (συνήθως ένα έτος), σε μία περιοχή εξαρτάται από:

- Οικονομικούς παράγοντες, π.χ. σε περίοδο κρίσης μειώνεται ιδιαίτερα η οικιακή κατανάλωση,
- τον πληθυσμό της εξυπηρετούμενης περιοχής,
- το βαθμό εξηλεκτρισμού της,
- τις κλιματολογικές συνθήκες που επικρατούν (όσο πιο ακραίες τόσο πιο αυξημένη η κατανάλωση),
- την καταναλωτική παιδεία του πληθυσμού,
- το βαθμό εκβιομηχάνισης και λοιπές οικονομικές δραστηριότητες.

Τέτοιες πληροφορίες χρησιμοποιούνται πρωτίστως για την εκτίμηση της μελλοντικής μεταβολής της ζήτησης, καθώς και σε πλήθος άλλων εφαρμογών που αφορούν τον σχεδιασμό νέων παραγωγικών μονάδων, τη διαστασιολόγηση ηλεκτρολογικού εξοπλισμού ή τον προγραμματισμό νέων έργων και τέλος, την εξασφάλιση φυσικών πόρων (μακροπρόθεσμα συμβόλαια).

Η συμπεριφορά των φορτίων σε ένα αυτόνομο σύστημα, όπως αυτό της Κρήτης, έχει σημαντικές διακυμάνσεις τόσο κατά τη διάρκεια του εικοσιτετράωρου, όσο και κατά τη διάρκεια του έτους. Η συνήθως μικρή εγκατάσταση βιομηχανικών φορτίων έχει ως συνέπεια την πολύ χαμηλή συνολική ζήτηση φορτίου κατά τις ώρες ελαχίστων σε σχέση με τις ώρες αιχμής. Παρόμοια ανισορροπία στο συνολικό φορτίο παρουσιάζεται μεταξύ των εποχών ενός έτους, με την κατανάλωση κατά τη θερινή περίοδο να είναι ιδιαίτερα αυξημένη, κυρίως εξαιτίας των αυξημένων τουριστικών φορτίων.

Τα νησιωτικά αυτόνομα δίκτυα εμφανίζουν επιπλέον χαμηλό συντελεστή φορτίου, ενώ εξαιτίας της έντονης διακύμανσης του φορτίου προκαλούνται σημαντικές διαφοροποιήσεις ως προς το είδος και το μέγεθος των εν λειτουργία μονάδων παραγωγής, την επιτρεπόμενη διείσδυση ΑΠΕ, τον εξοπλισμό των δικτύων μεταφοράς, αλλά και την επιλογή των υποσταθμών και των μετασχηματιστών που χρησιμοποιούνται.



Σχήμα 3.11: Τυπικές καμπύλες ζήτησης του ΣΗΕ της Κρήτης για διάφορους μήνες του έτους

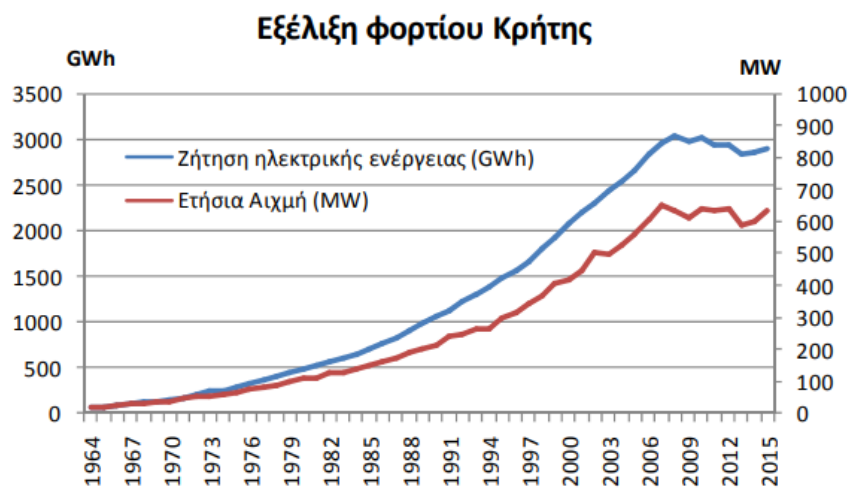
Η παραπάνω συμπεριφορά (έντονη διακύμανση μέσα στην ημέρα) διαπιστώνεται και από το Σχήμα 3.11, όπου παρουσιάζονται οι τυπικές καμπύλες ζήτησης για χαρακτηριστικές εποχές του έτους 2008. Η συνολική ζήτηση φορτίου για το έτος αυτό έφτασε τις 3000 GWh και η αιχμή της ζήτησης ήταν ίση με 640 MW.

3.5.1 Εξέλιξη Φορτίων Κρήτης

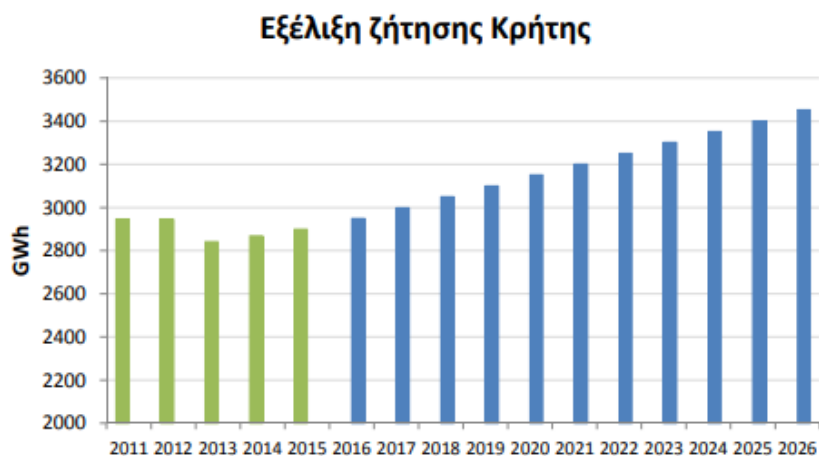
Ιστορικά, η Κρήτη εμφανίζεται να παρουσιάζει μεγαλύτερο ρυθμό αύξησης, περίπου 5% μέχρι το 2008, όσον αφορά τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας σε σχέση με το ΕΣΜΗΕ. Ακόμα και μετά το 2008, η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη παρουσίασε μικρότερο μέσο ετήσιο ρυθμό μείωσης σε σχέση με το ΕΣΜΗΕ (0,7%, έναντι 1,3% στο ΕΣΜΗΕ).

Στο γράφημα 3.12 παρουσιάζεται η εξέλιξη των φορτίων της Κρήτης μέχρι και το 2015. Η μέγιστη ζήτηση καταγράφηκε το 2008 (3047 GWh), ενώ η μέγιστη αιχμή το 2007 (650 MW).

Στο γράφημα 3.13 παρουσιάζεται σύμφωνα με στοιχεία του ΔΕΔΔΗΕ, η εξέλιξη της ζήτησης του αυτόνομου συστήματος της Κρήτης μέχρι και το 2015, ενώ από το 2016 και έπειτα, οι ετήσιες προβλέψεις φορτίων σε GWh.



Σχήμα 3.12: Εξέλιξη Φορτίου Κρήτης [9]



Σχήμα 3.13: Εξέλιξη ζήτησης Κρήτης (Προβλέψεις Διεύθυνσης Νήσων ΔΕΔΔΗΕ) [9]

Κεφάλαιο 4

Το Πρόβλημα της Ένταξης Μονάδων Παραγωγής

4.1 Εισαγωγή

Η οικονομική λειτουργία ενός συστήματος ανέκαθεν συνιστούσε ένα από τα πιο βασικά ζητούμενα σε ότι αφορούν τη λειτουργία των ΣΗΕ. Ωστόσο, η οικονομική λειτουργία ενός συστήματος δεν λαμβάνει υπόψη τους βασικούς περιορισμούς της λειτουργίας του συστήματος. Σε ένα ΣΗΕ συμμετέχουν διάφορες μονάδες παραγωγής, κάποιες από τις οποίες είναι πιο οικονομικές από κάποιες άλλες. Αυτό οφείλεται σε διάφορα τεχνικά χαρακτηριστικά που έχει η κάθε μονάδα, τα οποία μπορεί να σχετίζονται με την φυσική πηγή ενέργειας που εκμεταλλεύεται, τις γεννήτριες που την συνιστούν, το κόστος εκκίνησης της μονάδας (αναλόγως με το εάν είναι ψυχρή ή θερμή η εκκίνηση), καθώς και διάφορες άλλες παραμέτρους. Συνεπώς, από τη στιγμή που συνεργάζονται δύο ή περισσότερες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για να καλύψουν την ηλεκτρική ζήτηση, τίθεται το ερώτημα ποιο μέρος της ζήτησης θα καλυφθεί από ποια μονάδα.

Η διαδικασία κατά την οποία λαμβάνονται υπόψη οι περιορισμοί και ταυτόχρονα το κριτήριο της όσο το δυνατόν πιο οικονομικής λειτουργίας του συστήματος είναι αυτή της ένταξης μονάδων παραγωγής.

4.2 Το πρόβλημα του Unit Commitment

Το πρόβλημα της ένταξης μονάδων παραγωγής (Unit commitment - UC) είναι ένα από τα σημαντικότερα και πιο κρίσιμα προβλήματα στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας. Ως ένταξη μονάδων ορίζεται η διαδικασία εύρεσης ενός βέλτιστου προγράμματος και ενός επιπέδου παραγωγής για κάθε μία ηλεκτροπαραγωγική μονάδα του συστήματος σε ένα δοσμένο χρονικό διάστημα, υπό την προϋπόθεση ότι θα υπάρξουν συγκεκριμένοι περιορισμοί προβλέψεων φορτίου και εφεδρείας (reserve constraints).

Με άλλα λόγια εξετάζεται ποιο υποσύνολο μονάδων πρέπει να είναι ενταγμένο (committed) στο σύστημα για ένα δεδομένο χρονικό διάστημα, με στόχο την εξισορρόπηση της ζήτησης με την παραγωγή, ελαχιστοποιώντας το κόστος με την όσο το δυνατόν γίνεται βέλτιστη αξιοποίηση των διαθέσιμων πόρων (optimizing resources). Τα τελευταία χρόνια ακολουθούνται διάφορες προσεγγίσεις για την επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης της ένταξης μονάδων, οι οποίες συνίστανται είτε από εξαιρετικά πο-

λύπλοκες αναλυτικές και πρακτικές μεθόδους ή ακόμη και από την απλή μέθοδο της απαρίθμησης.

Οι αγορές ηλεκτρισμού αντιμετωπίζουν διάφορες προκλήσεις σε όλα τα στάδια, ξεκινώντας από την παραγωγή, μέχρι τη μεταφορά και τη διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας. Κύρια προβλήματα στα ΣΗΕ αποτελούν, η ένταξη μονάδων παραγωγής, όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, η διαφοροποίηση της καταναλωτικής ζήτησης όσον αφορά την ηλεκτρική ενέργεια καθώς αυτή μεταβάλλεται ακολουθώντας τον κύκλο της ανθρώπινης δραστηριότητας, τα περιβαλλοντικά προβλήματα που σχετίζονται με την χρήση ορυκτών καυσίμων, το πρόβλημα της μεταβλητότητας της παραγωγής από ΑΠΕ και τέλος, η αποτυχία ορθής λειτουργίας των στοιχείων του ίδιου του συστήματος. [25]

Η συνεχιζόμενη ανάπτυξη και η ολοένα και πιο έντονη τα τελευταία χρόνια συμμετοχή των ΑΠΕ στο παγκόσμιο ενεργειακό μείγμα έχουν αναδείξει και αναμορφώσει το πρόβλημα της ένταξης των μονάδων σε μία μεγάλη πρόκληση για τα σύγχρονα ΣΗΕ, κυρίως λόγω της απρόβλεπτης αλλά και υψηλής μεταβλητότητας που παρουσιάζουν στην παραγωγή τους αυτές οι μορφές ενέργειας. Το 2018 οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αντιπροσώπευαν το 18.9 % της ενέργειας που καταναλώθηκε στην ΕΕ, πλησιάζοντας τον στόχο του 20 % που έχει τεθεί για το 2020. [26] Η διείσδυση των ΑΠΕ αποτελεί κυρίαρχο θέμα και για την Κρήτη, όπου το αιολικό και το ηλιακό δυναμικό είναι από τα πλουσιότερα στον ελληνικό χώρο.

Επομένως, κρίνεται αναγκαία η ύπαρξη μιας αποτελεσματικής μεθοδολογίας για τον καθορισμό της ένταξης των Θερμικών Μονάδων Παραγωγής, κατά την οποία θα διασφαλίζεται, σε πραγματικό χρόνο, η αξιοπιστία του συστήματος εν μέσω της αυξανόμενης αβεβαιότητας στην παραγωγή που προκύπτει από τις ΑΠΕ.

4.3 Διαδικασία Ένταξης Μονάδων Παραγωγής

Οι παράμετροι από τις οποίες καθορίζεται η σειρά ένταξης των θερμοηλεκτρικών μονάδων στην παραγωγή είναι πρωτίστως η διαφύλαξη της ασφάλειας του συστήματος, η εξασφάλιση της διαρκούς και αδιάλειπτης ικανοποίησης της ζήτησης της ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά παράλληλα και η οικονομική λειτουργία του συστήματος μέσω της ελαχιστοποίησης του ειδικού κόστους παραγωγής. [27]

Δεδομένης της πρώτης παραμέτρου καθίσταται αναγκαία η λειτουργία των θερμοηλεκτρικών μονάδων με σχετικά χαμηλή απόκριση στις διακυμάνσεις φορτίου και με αργή εκκίνηση. Μονάδες, οι οποίες λειτουργούν κατ' αυτό τον τρόπο (ατμοστρόβιλοι και μονάδες συνδυασμένου κύκλου), τοποθετούνται στο σύστημα ως μονάδες βάσης.

Χαρακτηριστικά των παραπάνω μονάδων αποτελούν η τροφοδότηση του φορτίου βάσης, το οποίο συνεπάγεται την ένταξή τους πρώτα από οποιαδήποτε άλλη μονάδα στην παραγωγή, και ο πολύ μικρός αριθμός σβέσεων λειτουργίας, αφού συνεχίζουν να εξυπηρετούν το φορτίο αδιάκοπα και κατά τις περιόδους χαμηλής ζήτησης (νυχτερινές ώρες). Ως μονάδες βάσης μπορούν να ενταχθούν και οι υδροστρόβιλοι, υποκαθιστώντας την παραγωγή των αντίστοιχων θερμικών μονάδων έως τα τεχνικά ελάχιστα τους. Οι μονάδες μη εγγυημένης παραγωγής εντάσσονται έως το μέγιστο ποσοστό στιγμιαίας διείσδυσης ως προς τη ζήτηση ισχύος, το οποίο επιβάλλεται από την ασφαλή και ευσταθή λειτουργία του συστήματος.

Όσον αφορά λοιπόν την εξασφάλιση της οικονομικής λειτουργίας του συστήματος κατά την ένταξη των θερμοηλεκτρικών μονάδων στην παραγωγή, ακολουθείται σε γενικές γραμμές η παρακάτω σειρά:

1. συνδυασμένοι κύκλοι φυσικού αερίου,
2. ντιζελογεννήτριες φυσικού αερίου,
3. ατμοστρόβιλοι στερεών καυσίμων από το τεχνικό ελάχιστό τους μέχρι την πλήρη φόρτισή τους,
4. ντιζελογεννήτριες μαζούτ,
5. συνδυασμένοι κύκλοι ελαφρύ καυσίμου από το τεχνικό ελάχιστό τους μέχρι την πλήρη φόρτισή τους,
6. ατμοστρόβιλοι μαζούτ από το τεχνικό ελάχιστό τους μέχρι την πλήρη φόρτισή τους,
7. ντιζελογεννήτριες ελαφρύ καυσίμου,
8. αεριοστρόβιλοι ελαφρύ καυσίμου.

Η παραπάνω σειρά τηρείται εφόσον δεν τίθενται περιορισμοί ασφάλειας των ΣΗΕ, με τους ατμοστρόβιλους και τις μονάδες συνδυασμένου κύκλου να μην λειτουργούν ποτέ κάτω από τα τεχνικά ελάχιστα τους, ανεξάρτητα από την οποιαδήποτε σειρά ένταξης.

Ταυτόχρονα με την σειρά ένταξης των μονάδων με βάση τα ανωτέρω κριτήρια, ελέγχεται και η τήρηση της στρεφόμενης εφεδρείας (Spinning Reserve) του συστήματος, η οποία καθορίζεται από την ισχύ λειτουργίας της πιο μεγάλης μονάδας παραγωγής που είναι ενταγμένη, ώστε σε περίπτωση βλάβης ακόμη και αυτής της μονάδας το σύστημα να μπορεί να ικανοποιήσει τη ζήτηση. [28]

Σε περίπτωση δηλαδή απώλειας μιας ενταγμένης μονάδας, είναι απαραίτητη η ικανότητα κάλυψης του φορτίου για το οποίο ήταν υπεύθυνη η μονάδα που απωλέσθηκε από τις υπόλοιπες ενταγμένες μονάδες του συστήματος.

$$\text{Στρεφόμενη εφεδρεία} = P_{\text{generating_capacity}} - P_{\text{load}} - P_{\text{losses}} \quad [29]$$

4.4 Περιορισμοί του προβλήματος ένταξης μονάδων

Κατά την επίλυση του προβλήματος της ένταξης των θερμικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής πρέπει να ικανοποιούνται ορισμένοι σημαντικοί λειτουργικοί περιορισμοί.

- Στρεφόμενη εφεδρεία (spinning reserve)

Η διατήρηση της στρεφόμενης εφεδρείας, όπως αναφέρθηκε παραπάνω, αποτελεί πρωταρχικό μέλημα για τον διαχειριστή του συστήματος. Κύριος στόχος είναι να εξασφαλίζεται πάντα η ύπαρξη αρκετής στρεφόμενης εφεδρείας, ώστε η απώλεια μιας μονάδας να μην προκαλεί μεγάλη πτώση στην συχνότητα και το έλλειμμα παραγωγής να αναπληρώνεται από τις υπόλοιπες μονάδες του συστήματος.

Εκτός της στρεφόμενης, υπάρχει και η ψυχρή εφεδρεία, δηλαδή η διαθεσιμότητα ικανότητας παραγωγής κατά τη διάρκεια ειδικών περιστάσεων πολύ υψηλού φορτίου στο σύστημα, κατά τις οποίες οι Κατανεμόμενες Μονάδες και οι Συμβεβλημένες Μονάδες δεν επαρκούν για την κάλυψη του φορτίου και την παροχή των απαιτούμενων Υπηρεσιών Εφεδρείας.

Άλλοι περιορισμοί, οι οποίοι πρέπει να ικανοποιούνται κατά τον προγραμματισμό της ένταξης θερμοηλεκτρικών σταθμών περιγράφονται παρακάτω:

- Υποχρεωτική λειτουργία μονάδων (must-run units)

Μονάδες βάσης (base units) και μονάδες που έχουν προγραμματιστεί να είναι ενταγμένες σε συγκεκριμένη χρονική περίοδο (pre-scheduled units). Τυπικοί λειτουργικοί λόγοι που επιβάλλουν την υποχρεωτική λειτουργία μονάδων είναι η στήριξη της τάσης του δικτύου, η ευστάθεια του συστήματος, η περιορισμένη ικανότητα του συστήματος μεταφοράς, η χρήση του ατμού της μονάδας για τη-λεθέρμανση κτλ.

- Μονάδες που δεν πρέπει να είναι ενταγμένες (must-out units)

Μονάδες σε συντήρηση (maintenance) και μονάδες που βρίσκονται εκτός λειτουργίας λόγω σφάλματος (forced outage).

- Ελάχιστος χρόνος λειτουργίας (Minimum Up Time)

Από τη στιγμή που εντάσσεται μια μονάδα πρέπει να περάσει ορισμένος χρόνος πριν αποσυνδεθεί από το δίκτυο.

- Ελάχιστος χρόνος κράτησης (Minimum Down Time)

Από την στιγμή που θα αποσυνδεθεί μια μονάδα πρέπει να περάσει ορισμένος χρόνος πριν επανασυνδεθεί στο δίκτυο.

- Περιορισμοί προσωπικού (Crew Constraints)

Ο περιορισμός αναφέρεται στην περίπτωση που σε ένα σταθμό υπάρχουν δύο ή περισσότερες μονάδες που δεν μπορούν να συνδεθούν συγχρόνως στο δίκτυο λόγω περιορισμένου προσωπικού.

- Περιορισμοί καυσίμου (fuel constraints)

Σε ορισμένες περιπτώσεις η ικανότητα του σταθμού παραγωγής περιορίζεται από τον ρυθμό τροφοδοσίας του με καύσιμα και τη διαθεσιμότητα αυτών, ή ακόμη και εξαιτίας βλαβών στο σύστημα τροφοδοσίας. Σε άλλες περιπτώσεις, π.χ. όταν υπάρχει δέσμευση ελάχιστης παραλαβής (take or pay), ο σταθμός θα πρέπει να καταναλώσει τουλάχιστον μια ποσότητα καυσίμου κατά τη διάρκεια της χρονικής περιόδου προγραμματισμού παραγωγής.

- Κόστος εκκίνησης (start - up cost)

Κατά τη διαδικασία της εκκίνησης μιας θερμικής μονάδας, πρέπει να δαπανηθεί κάποια επιπλέον ενέργεια. Το κόστος αυτής της ενέργειας ονομάζεται κόστος εκκίνησης. Το κόστος εκκίνησης είναι συνάρτηση του προηγούμενου χρόνου κράτησης. Η ανώτατη τιμή του ονομάζεται κόστος ψυχρής εκκίνησης.

- Κόστος κράτησης (shut - down cost)

Αντίστοιχα κατά τη διαδικασία κράτησης χρειάζεται να δαπανηθεί ενέργεια για την σταδιακή μείωση της εξόδου της και την αποφυγή απότομων θερμοκρασιακών μεταβολών, οπότε έχουμε και το αντίστοιχο κόστος κράτησης της μονάδας.

- Περιβαλλοντικοί περιορισμοί (Environmental constraints)

Η συμμόρφωση των θερμικών σταθμών με τους περιβαλλοντικούς κανονισμούς πιθανόν να επηρεάζουν τη δυνατότητα της βέλτιστης οικονομικά λειτουργίας τους. Άλλοτε, περιορίζεται ο ρυθμός εκπομπής ρύπων και άλλες φορές, η συνολική ποσότητα ενός ρύπου που απελευθερώνεται στην ατμόσφαιρα κατά διάρκεια ενός χρονικού διαστήματος, με αποτέλεσμα να μειώνεται η μέγιστη ικανότητα παραγωγής της εκάστοτε μονάδας.

4.5 Μαθηματική Διατύπωση του Προβλήματος

Η εύρεση λύσης στο πρόβλημα του καθορισμού της ένταξης των μονάδων παραγωγής στο εξεταζόμενο δίκτυο έχει ως στόχο την ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής του και ταυτόχρονα την ικανοποίηση των περιορισμών, τόσο των μονάδων, όσο και της λειτουργίας του δικτύου για δεδομένο επίπεδο ασφάλειάς του.

Η μαθηματική διατύπωση του προβλήματος ένταξης μονάδων παραγωγής με βάση το κόστος και υπό τη θεώρηση ενός αμιγούς θερμικού ΣΗΕ έχει ως εξής:

Για μια δοσμένη χρονική περίοδο T ωρών, είναι για κάθε ώρα γνωστή η πρόβλεψη φορτίου: $P_D(t), t = 1, 2, \dots, T$. Κάθε ώρα υπάρχουν N διαθέσιμες θερμικές μονάδες παραγωγής, των οποίων είναι γνωστά (δεδομένα) τα τεχνικά χαρακτηριστικά. Ζητείται να υπολογιστεί, για κάθε ώρα, το πρόγραμμα ένταξης των θερμικών μονάδων, έτσι ώστε να ελαχιστοποιείται το συνολικό κόστος λειτουργίας του συστήματος κατά την χρονική περίοδο αυτών των T ωρών. [30]

Nomenclature

Οι συμβολισμοί που διέπουν το πρόβλημα της ένταξης μονάδων με βάση το κόστος παρουσιάζονται αναλυτικά παρακάτω:

$A(i)$ Συντελεστής κόστους καυσίμου της μονάδας i (σε €/h).

$B(i)$ Συντελεστής κόστους καυσίμου της μονάδας i (σε €/MWh).

$C(i)$ Συντελεστής κόστους καυσίμου της μονάδας i (σε €/MW²h).

$Cost(i, t)$ Συνολικό κόστος παραγωγής της μονάδας i την χρονική στιγμή t (σε €/h).

$CT(i)$ Χρονική σταθερά ψύξης της μονάδας i (σε ώρες).

$D(i)$ Κόστος προσωπικού για την εκκίνηση και κόστος συντήρησης εξοπλισμού της μονάδας i (σε €/h).

$d(t)$ Προβλεπόμενη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας την χρονική στιγμή t (σε MW).

$E(i)$ Κόστος ψυχρής εκκίνησης της μονάδας i (σε €/h).

$FC(i, t)$ Κόστος καυσίμου της μονάδας i την χρονική στιγμή t (σε €/h).

i Δείκτης για την μονάδα παραγωγής.

$I(i, t)$ Κατάσταση της μονάδας i την χρονική στιγμή t (1 = εκκίνηση, 0 = κράτηση).

N Αριθμός θερμικών μονάδων παραγωγής.

$P(i, t)$ Παραγωγή της μονάδας i την χρονική στιγμή t (σε MW).

$P^{max}(i)$ Μέγιστη παραγωγή της μονάδας i (σε MW).

$P^{min}(i)$ Ελάχιστη παραγωγή της μονάδας i (σε MW).

$R^{down}(i)$ Ρυθμός μείωσης της παραγωγής κατά την κράτηση της μονάδας i (σε MW/h).

$R^{up}(i)$ Ρυθμός αύξησης της παραγωγής κατά την εκκίνηση της μονάδας i (σε MW/h).

$SD(i, t)$ Κόστος κράτησης της μονάδας i την χρονική στιγμή t (σε €/h).

$SU(i, t)$ Κόστος εκκίνησης της μονάδας i την χρονική στιγμή t (σε €/h).

T Συνολικό αριθμός ωρών προγραμματισμού.

t Δείκτης για την ώρα προγραμματισμού.

$T^{down}(i)$ Ελάχιστος χρόνος κράτησης της μονάδας i (σε ώρες).

$T^{up}(i)$ Ελάχιστος χρόνος ένταξης (λειτουργίας) της μονάδας i (σε ώρες).

$X(i, t)$ Αν $X(i, t) > 0$, τότε ο αθροιστικός χρόνος λειτουργίας της μονάδας i την χρονική στιγμή t είναι $X(i, t)$ ώρες. Αν $X(i, t) < 0$, ο αθροιστικός χρόνος λειτουργίας της μονάδας i την χρονική στιγμή t είναι $-X(i, t)$ ώρες.

$X^0(i, t)$ Αν $X^0(i, t) > 0$, τότε η μονάδα i λειτουργεί για $X^0(i, t)$ ώρες πριν από την έναρξη της περιόδου προγραμματισμού. Αν $X^0(i, t) < 0$, τότε η μονάδα i είναι κρατημένη για $-X^0(i, t)$ ώρες πριν από την έναρξη της περιόδου προγραμματισμού.

$X_{off}(i, t)$ Χρονική διάρκεια συνεχούς κράτησης της μονάδας i την χρονική στιγμή t (σε ώρες).

4.5.1 Αντικειμενική Συνάρτηση

Το συνολικό κόστος παραγωγής, $Cost(i, t)$, για κάθε μονάδα στη διάρκεια κάθε χρονικού διαστήματος είναι το άθροισμα του κόστους καυσίμου, του κόστους εκκίνησης και του κόστους κράτησης κατά το διάστημα αυτό, δηλαδή:

$$Cost(i, t) = FC(i, t) \cdot I(i, t) + SU(i, t) \cdot I(i, t) \cdot [1 - I(i, t-1)] + SD(i, t) \cdot I(i, t-1) \cdot [1 - I(i, t-1)] \quad (4.1)$$

Το κόστος καυσίμου $FC(i, t)$ της μονάδας i σε κάθε δοσμένο χρονικό διάστημα t είναι συνάρτηση της ισχύος εξόδου $R(i, t)$ της μονάδας αυτής στο θεωρούμενο χρονικό διάστημα. Η συνάρτηση κόστους καυσίμου μοντελοποιείται με ένα πολυώνυμο δευτέρας τάξεως, ως εξής:

$$FC(i, t) = C(i) \cdot [P(i, t)]^2 + B(i) \cdot P(i, t) + A(i) \quad (4.2)$$

Το κόστος εκκίνησης σε κάθε χρονική στιγμή t εξαρτάται από τον αριθμό των ωρών που η μονάδα είναι σταματημένη πριν να ξεκινήσει. Το κόστος αυτό μοντελοποιείται από μία εκθετική συνάρτηση της μορφής:

$$SU(i, t) = D(i) + E(i) \cdot \left[1 - \exp\left(-\frac{X_{off}(i, t)}{CT(i)}\right) \right] \quad (4.3)$$

Το κόστος κράτησης, $SD(i, t)$, έχει μία σταθερή τιμή για κάθε μονάδα ανά κράτημα.

Ο στόχος του προβλήματος ένταξης μονάδων με βάση το κόστος για μια εταιρεία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που λειτουργεί σε ανταγωνιστικό περιβάλλον είναι να ελαχιστοποιήσει, κατά τη διάρκεια του χρονικού ορίζοντα προγραμματισμού, το συνολικό κόστος για όλες τις μονάδες παραγωγής της:

$$\min_{I(i, t), P(i, t)} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N Cost(i, t) \quad (4.4)$$

υπό τους περιορισμούς που αναφέρθηκαν στην παραπάνω ενότητα.

Οι περιορισμοί των θερμικών μονάδων διατυπώνονται μαθηματικά ως εξής:

Λειτουργικά όρια μονάδων

Οι μονάδες μπορούν να παράγουν μέσα σε προκαθορισμένα όρια:

$$P^{min}(i) \cdot I(i, t) \leq P(i, t) \leq P^{max}(i) \cdot I(i, t), \forall i, t \quad (4.5)$$

όπου $P^{min}(i)$ και $P^{max}(i)$ είναι η ελάχιστη και η μέγιστη παραγωγή αντίστοιχα της μονάδας i (σε MW).

Ελάχιστος χρόνος ένταξης μονάδας

Πρέπει να ικανοποιούνται οι περιορισμοί:

$$[X(i, t - 1) - T^{up}(i)] \cdot [I(i, t - 1) - I(i, t)] \geq 0, \forall i, t \quad (4.6)$$

όπου $T^{up}(i)$ είναι ο ελάχιστος χρόνος ένταξης της μονάδας (σε ώρες).

Ελάχιστος χρόνος κράτησης μονάδας

Πρέπει να ικανοποιούνται οι περιορισμοί:

$$[-X(i, t - 1) - T^{down}(i)] \cdot [I(i, t) - I(i, t - 1)] \geq 0, \forall i, t \quad (4.7)$$

όπου $T^{down}(i)$ είναι ο ελάχιστος χρόνος κράτησης της μονάδας (σε ώρες).

Περιορισμός αύξησης εξόδου κατά την εκκίνηση

Ο συγκεκριμένος περιορισμός εκφράζει την ποσότητα που μπορεί μία μονάδα να αυξήσει την παραγωγή της σε μία ώρα:

$$P(i, t) - P(i, t - 1) \leq R^{up}(i), \forall i, t \quad (4.8)$$

όπου $R^{up}(i)$ είναι ο ρυθμός αύξησης της παραγωγής κατά την εκκίνηση της μονάδας i (σε MW/h).

Ο περιορισμός 4.8 εφαρμόζεται από την στιγμή της εκκίνησης μέχρι την στιγμή που η μονάδα θα παράγει την ονομαστική της ισχύ. Το όριο την στιγμή της εκκίνησης υπολογίζεται από την σχέση:

$$P(i, t) \leq \max[R^{up}(i), P^{min}(i)], \forall i, t \quad (4.9)$$

Περιορισμός μείωσης εξόδου κατά την κράτηση

Ο περιορισμός μείωσης εξόδου κατά την κράτηση εκφράζει την ποσότητα που μπορεί μία μονάδα να μειώσει την παραγωγή της σε μία ώρα:

$$P(i, t - 1) - P(i, t) \leq R^{down}(i), \forall i, t \quad (4.10)$$

όπου $R^{down}(i)$ είναι ο περιορισμός μείωσης της παραγωγής κατά την κράτηση της μονάδας i (σε MW/h).

Ο περιορισμός 4.10 εφαρμόζεται από την στιγμή που η μονάδα θα παράγει την ονομαστική της ισχύ μέχρι την στιγμή που η μονάδα θα κρατηθεί (σταματήσει). Το όριο την στιγμή της κράτησης υπολογίζεται από την σχέση:

$$P(i, t) \leq \max[R^{down}(i), P^{min}(i)], \forall i, t \quad (4.11)$$

Περιορισμοί κατάστασης μονάδων

Κάποιες μονάδες ίσως θα πρέπει να λειτουργούν σε συγκεκριμένα χρονικά διαστήματα (μονάδες υποχρεωτικά ενταγμένες (Must run)), ενώ κάποιες άλλες μονάδες ενδεχομένως να μην είναι διαθέσιμες λόγω προγραμματισμένης συντήρησης ή βλάβης (Must out).

Αρχικές συνθήκες

Θα πρέπει να λαμβάνονται υπόψη οι αρχικές συνθήκες των μονάδων (π.χ. συνολικές ώρες ένταξης ή συνολικές ώρες κράτησης) στην αρχή της περιόδου προγραμματισμού.

Περιορισμός της ζήτησης

Ο περιορισμός της ζήτησης για το πρόβλημα της ένταξης θερμικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για την ελαχιστοποίηση του κόστους εκφράζεται με την παρακάτω σχέση:

$$\sum_{i=1}^N P(i, t) = d(t), \forall i, t \quad (4.12)$$

4.6 Μέθοδοι επίλυσης

Το πρόβλημα ένταξης μονάδων μπορεί να εμφανίσει ιδιαίτερες δυσκολίες όσον αφορά τη διαδικασία επίλυσής του. Ο συνδυασμός των μονάδων που θα λειτουργήσουν κατά τη διάρκεια μιας ώρας δεν μπορεί να υπολογιστεί ανεξάρτητα από τον συνδυασμό μονάδων των προηγούμενων και επόμενων ωρών. Επιπλέον οι διάφοροι περιορισμοί του προβλήματος, όπως περιγράφηκαν προηγουμένως, περιπλέκουν ακόμα πιο πολύ το πρόβλημα.

Για την επίλυση του προβλήματος της ένταξης N μονάδων για ένα χρονικό διάστημα T ωρών θα πρέπει να εξεταστούν συνολικά

$$\underbrace{(2^N - 1) \cdot (2^N - 1) \cdot \dots (2^N - 1)}_{T \text{ φορές}} = (2^N - 1)^T$$

διαφορετικοί συνδυασμοί καταστάσεων μονάδων και ωρών. Για 24ωρο προγραμματισμό ο αριθμός $(2^N - 1)^{24}$ είναι πολύ μεγάλος ακόμη και για μικρές τιμές του N . [31]

Για παράδειγμα, εάν θεωρηθούν συστήματα με 5, 10, 20 και 40 μονάδες, η τιμή του $(2^N - 1)^{24}$ γίνεται η ακόλουθη:

N	$(2^N - 1)^{24}$
5	6.2×10^{35}
10	1.73×10^{72}
20	3.12×10^{144}
40	(Πολύ μεγάλο)

Πίνακας 4.1: Υπολογισμός του $(2^N - 1)^{24}$ για διάφορες τιμές του N

Ευτυχώς, οι περιορισμοί (constraints) στις μονάδες και οι σχέσεις φορτίου - χωρητικότητας των τυπικών συστημάτων ηλεκτρισμού είναι τέτοιοι ώστε να μην προσεγγίζονται αυτοί οι μεγάλοι αριθμοί.

Μερικές προσεγγίσεις που ακολουθούνται για την επίλυση του προβλήματος της ένταξης μονάδων είναι οι εξής:

- Μέθοδος λίστας προτεραιότητας (Priority List method): Μία απλή προσέγγιση στο πρόβλημα μέσω της εφαρμογής μιας λίστας προτεραιότητας (η πιο αποδοτική μονάδα εντάσσεται πρώτα και ούτω καθεξής). Η αποδοτικότητα των μονάδων μπορεί να προσδιοριστεί από το μέσο κόστος παραγωγής των μονάδων όταν αυτές λειτουργούν υπό πλήρες φορτίο.
- Βέλτιστη προσέγγιση κάνοντας χρήση του δυναμικού προγραμματισμού (Dynamic programming):
 - Υπάρχει η δυνατότητα αξιολόγησης ενός μεγάλου αριθμού αποφάσεων σε ένα πρόβλημα με πολλά βήματα.
 - Για κάθε πιθανή απόφαση υπάρχει κόστος το οποίο μπορεί να επηρεάζεται από προηγούμενες αποφάσεις.
 - Επίσης, υπάρχει κόστος μετάβασης από μια απόφαση σε άλλη.
 - Στόχος: Να λαμβάνεται η απόφαση σε κάθε βήμα του προβλήματος η οποία να ελαχιστοποιεί το κόστος για όλες τις αποφάσεις που λαμβάνονται.
- Χαλάρωση κατά Lagrange (Lagrange Relaxation method): Η μέθοδος του δυναμικού προγραμματισμού για την επίλυση του προβλήματος ένταξης μονάδων έχει πολλά μειονεκτήματα για μεγάλα συστήματα ισχύος με πολλές μονάδες παραγωγής. Στην τεχνική χαλάρωσης κατά Lagrange, αυτά τα μειονεκτήματα δεν υφίστανται.

Η συγκεκριμένη διαδικασία επιλύει το πρόβλημα ένταξης μονάδων «χαλαρώνοντας» ή αγνοώντας προσωρινά τους περιορισμούς ζεύξης και λύνοντας το πρόβλημα σαν να μην υπήρχαν. Αυτό γίνεται μέσω της διαδικασίας διπλής βελτιστοποίησης (dual optimization procedure), η οποία επιχειρεί να φτάσει στο «βέλτιστο» μέσω των πολλαπλασιαστών Lagrange, έχοντας πάντα υπόψη και τις άλλες μεταβλητές του προβλήματος.
- Μικτός αθέριμος προγραμματισμός (Mixed Integer Programming): Όταν όλες οι συναρτήσεις είναι γραμμικές τα προβλήματα Μικτού αθέριμου προγραμματισμού είναι γνωστά ως MILP (Mixed-Integer Linear Programs). Τα MILP χρησιμοποιούνται συχνά στη βιομηχανία και ειδικά σε προβλήματα χρονοπρογραμματισμού και οργάνωσης παραγωγής. Υπάρχουν πολύ αποτελεσματικοί αλγόριθμοι για την επίλυση προβλημάτων με εκατομμύρια δυαδικές μεταβλητές (συμπεριλαμβανομένου και λογισμικού όπως η CPLEX και XPRESS). Οι αλγόριθμοι MILP εξασφαλίζουν τη βέλτιστη λύση του προβλήματος (εφόσον υπάρχει χρόνος και μνήμη). [32]

Κεφάλαιο 5

Περιγραφή Λογισμικού

5.1 Εισαγωγή

Όλες οι προσομοιώσεις των επιλεγμένων σεναρίων αυτής της διπλωματικής εργασίας υλοποιήθηκαν με την χρήση της MATLAB, καθώς και των εργαλείων MOST και MATPOWER. [33] [34] [35]

Το MATPOWER είναι ένα δωρεάν ανοιχτού κώδικα εργαλείο προσομοίωσης και βελτιστοποίησης ΣΗΕ, το οποίο λειτουργεί με τη βοήθεια περιβάλλοντων όπως του MATLAB και του Octave. Αναπτύχθηκε από τους Ray D. Zimmerman, Carlos E. Murillo-Sánchez και Deqiang Gan στο πανεπιστήμιο Cornell υπό την καθοδήγηση του Robert Thomas. Η γενεσιουργός αιτία της ανάγκης ανάπτυξης του εν λόγω λογισμικού ήταν οι υπολογιστικές ανάγκες του προγράμματος PowerWeb (μία δοκιμαστική πλατφόρμα ενεργειακών αγορών). [36]

Το MATPOWER από την έκτη έκδοση κι έπειτα, περιλαμβάνει ένα νέο εργαλείο βελτιστοποίησης για την επίλυση γενικευμένων προβλημάτων προγραμματισμού της ηλεκτρικής ισχύος σε σταθερή κατάσταση, γνωστό ως MOST (MATPOWER Optimal Scheduling Tool). Οι κύριοι προγραμματιστές του MOST είναι οι Carlos E. Murillo-Sánchez¹ και Ray D. Zimmerman² του Power Systems Engineering Research Center (PSERC)³, με σημαντικές συνεισφορές από τους Daniel Muñoz-Álvarez και Alberto J. Lamadrid. [1]

Τα δύο εργαλεία χρησιμοποιήθηκαν συνδυαστικά και συμπληρωματικά το ένα με το άλλο για τη διεκπεραίωση της παρούσας διπλωματικής εργασίας, παρέχοντας την επιθυμητή λειτουργικότητα μέσω των διαθέσιμων χαρακτηριστικών τους, τα οποία περιγράφονται στις παρακάτω ενότητες.

5.2 Επισκόπηση MOST

Η δημιουργία του MOST πραγματοποιήθηκε στο Πανεπιστήμιο Cornell μέσα από την έρευνα πάνω στην ανάπτυξη και τη δοκιμή νέων εργαλείων, τα οποία προορίζονται για τον τομέα της ενέργειας, χρηματοδοτούμενο από το Υπουργείο Ενέργειας των Η.Π.Α. (U.S. Department of Energy) μέσω του προγράμματος αξιοπιστίας και αγορών CERTS (Consortium for Electric Reliability Technology Solutions).

¹Universidad Nacional de Colombia, Manizales, Colombia

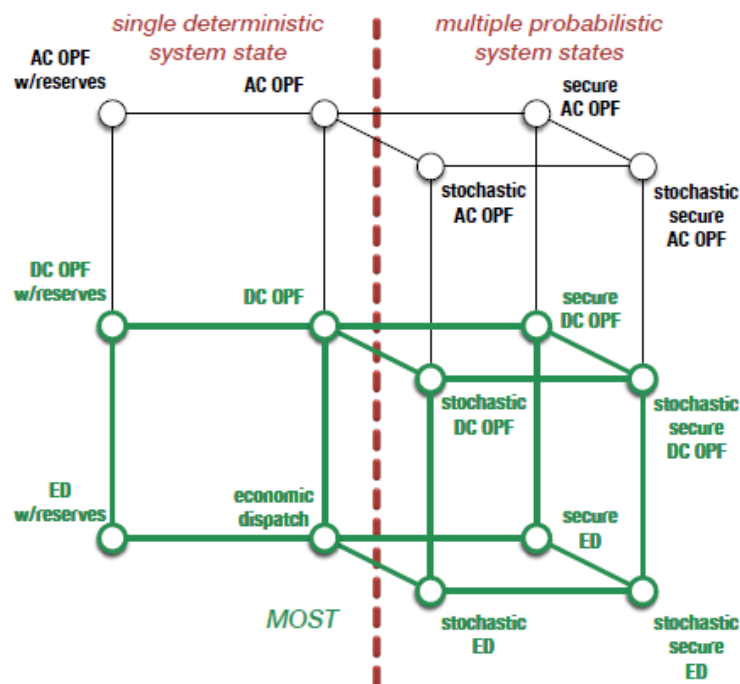
²Cornell University, Ithaca, NY, USA

³<http://pserc.org/>

Το MOST αποτελεί μία γενικευμένη επέκταση των προβλημάτων της ένταξης μονάδων και της βέλτιστης ροής ισχύος (UC / OPF), στην οποία συμπεριλαμβάνονται:

- πολλαπλά σενάρια που παρουσιάζουν στοχαστικότητα στο φορτίο και στη διαθεσιμότητα ανανεώσιμων πηγών παραγωγής,
- περιορισμοί ενέργειας για αποθήκευση,
- απρόσμενες αστοχίες ή απώλειες στοιχείων του συστήματος (Contingencies).

Στο σχήμα 5.1 και πιο συγκεκριμένα στο πράσινο τμήμα, αναπαρίστανται όλα εκείνα τα προβλήματα τα οποία μπορούν να επιλυθούν από την τωρινή έκδοση του MOST.



Σχήμα 5.1: MOST Continuous Single Period Problems

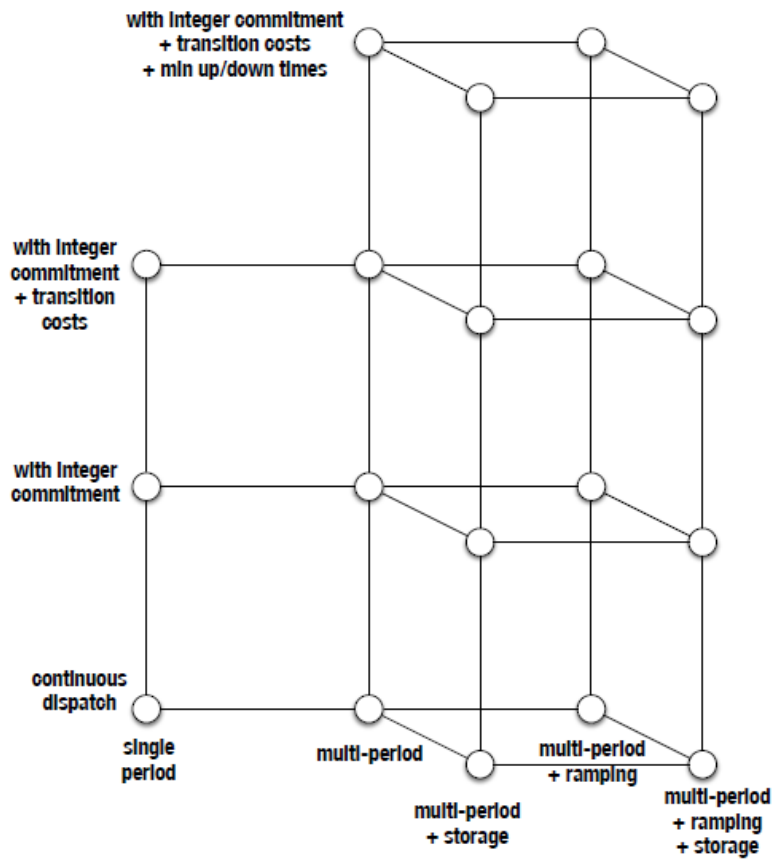
Στην πιο πρόσφατη έκδοση του MOST, επομένως, υπάρχει η δυνατότητα επίλυσης προβλημάτων που αφορούν μόνο DC βέλτιστη ροή ισχύος (DC OPF). Η DC ροή φορτίου είναι μία απλούστευση των εξισώσεων ροών φορτίου, η οποία συνιστά μία γρήγορη, αλλά προσεγγιστική επίλυσή τους. Η απλούστευση αυτή οδηγεί σε ένα μοντέλο που περιγράφει μόνο τη ροή πραγματικής ισχύος. Οι άεργες ισχύεις αγνοούνται, τα μέτρα των τάσεων παραμένουν σταθερά και ως εκ τούτου, οι περιορισμοί του συστήματος για την επίλυση προβλημάτων AC βέλτιστης ροής ισχύος (AC OPF) δεν λαμβάνονται υπόψη από το εργαλείο.

Λόγω αυτού, επιλέχθηκε ο συνδυασμός των MOST και MATPOWER για την καλύτερη εκτίμηση των αποτελεσμάτων από την προσομοίωση των διαφόρων συστημάτων και σεναρίων που προέκυψαν.

Η κατηγορία προβλημάτων που αντιμετωπίζει το MOST περιλαμβάνει επίσης και εκείνα με αποφάσεις ένταξης μονάδων, με προαιρετικά κόστη εκκίνησης και κράτησης. Στα προβλήματα πολλαπλών περιόδων, η κατάσταση μιας μονάδας δεν εξαρτάται μόνο από τα κόστη εκκίνησης και κράτησης, αλλά και από τους περιορισμούς στον ελάχιστο χρόνο λειτουργίας/κράτησης της εκάστοτε μονάδας.

Για στοχαστικά προβλήματα στα οποία μοντελοποιούνται πολλαπλά σενάρια ή/και απρόβλεπτες καταστάσεις, προκύπτει ένα πρόγραμμα ένταξης (single commitment schedule), το οποίο μοιράζονται από κοινού όλα τα σενάρια/καταστάσεις. Αυτό σημαίνει πως στην τρέχουσα έκδοση του εργαλείου, χρησιμοποιείται μία μόνο δυαδική μεταβλητή για τη μοντελοποίηση της ένταξης για μια δεδομένη μονάδα σε όλα τα σενάρια και απρόβλεπτα σε μια δεδομένη περίοδο.

Στο Σχήμα 5.2 απεικονίζονται οι τρόποι με τους οποίους μπορεί να επεκταθεί οποιοδήποτε από τα προβλήματα μιας περιόδου (single period continuous variable problems) του Σχήματος 5.1 ώστε να περιλαμβάνει συνδυασμούς πολλαπλών περιόδων, μέσα αποθήκευσης, integer commitment, κόστη εκκίνησης και κράτησης, αλλά και ελάχιστους χρόνους λειτουργίας/κράτησης.



Σχήμα 5.2: MOST Mixed Integer and Multi-Period Problems

5.2.1 Διατύπωση Προβλήματος

Το πρόβλημα της Βέλτιστης Ροής Ισχύος μπορεί να εκφραστεί ως ένα μικτού-αξέραιου μη γραμμικής βελτιστοποίησης πρόβλημα (mixed-integer nonlinear optimization problem), του οποίου στόχος είναι η ελαχιστοποίηση της συνάρτησης κόστους $f(x)$.

Η διατύπωση του προβλήματος είναι η εξής:

$$\min_x f(x),$$

όπου η $f(x)$ απαρτίζεται από τις παρακάτω επτά συνιστώσες:

$$\begin{aligned} f(x) = & f_p(p, p_+, p_-) \\ & + f_z(r_z) \\ & + f_r(r_+, r_-) \\ & + f_\delta(p) \\ & + f_{lf}(\delta_+, \delta_-) \\ & + f_s(s_0, p_{sc}, p_{sd}) \\ & + f_{uc}(u, v, w) \end{aligned}$$

προβλεπόμενα κόσθη (ανα)κατανομής ενεργού ισχύος

κόστη εφεδρειών λειτουργικών ζωνών

κόστη εφεδρειών απρόβλεπτων καταστάσεων

αναμενόμενα κόσθη μεταβολής παραγωγής

load following κόσθη

προβλεπόμενη τιμή περισσευούμενης αποθηκευμένης ενέργειας

κόστη συγχρονισμού, αποσυγχρονισμού & κόσθη μηδενικού φορτίου

Η ελαχιστοποίηση της συνάρτησης κόστους γίνεται λαμβάνοντας υπόψη τους παρακάτω περιορισμούς, οι οποίοι κατηγοριοποιούνται ως εξής:

1. τυπικοί περιορισμοί αναφορικά με τη βέλτιστη ροή ισχύος OPF
 - εξισώσεις ροής ισχύος
 - όρια ικανότητας μεταφοράς
2. περιορισμοί στην ασφάλεια
 - σταθερές απαιτήσεις εφεδρείας λειτουργικών ζωνών, ή
 - περιορισμοί που αφορούν μη προβλεπόμενες αστοχίες ή απώλειες στοιχείων του συστήματος
3. διαχρονικοί περιορισμοί
 - περιορισμοί ενέργειας για αποθήκευση
4. περιορισμοί ως προς την ένταξη μονάδων παραγωγής
 - όρια έγχυσης έναντι μεταβλητών δέσμευσης
 - γεγονότα εκκίνησης/σβέσης
 - ελάχιστοι χρόνοι λειτουργίας/κράτησης

Σημείωση ως προς τον τελευταίο περιορισμό: Είναι δυνατή η εφαρμογή ενός κυκλικού χρονοδιαγράμματος ένταξης, συνεπώς υπάρχει ο επιπλέον περιορισμός κατά τον οποίο είναι εφικτές οι μεταβάσεις δέσμευσης μιας μονάδας από την τελευταία περίοδο του ορίζοντα πίσω στην πρώτη.

5.2.2 Προετοιμασία Δεδομένων Εισόδου

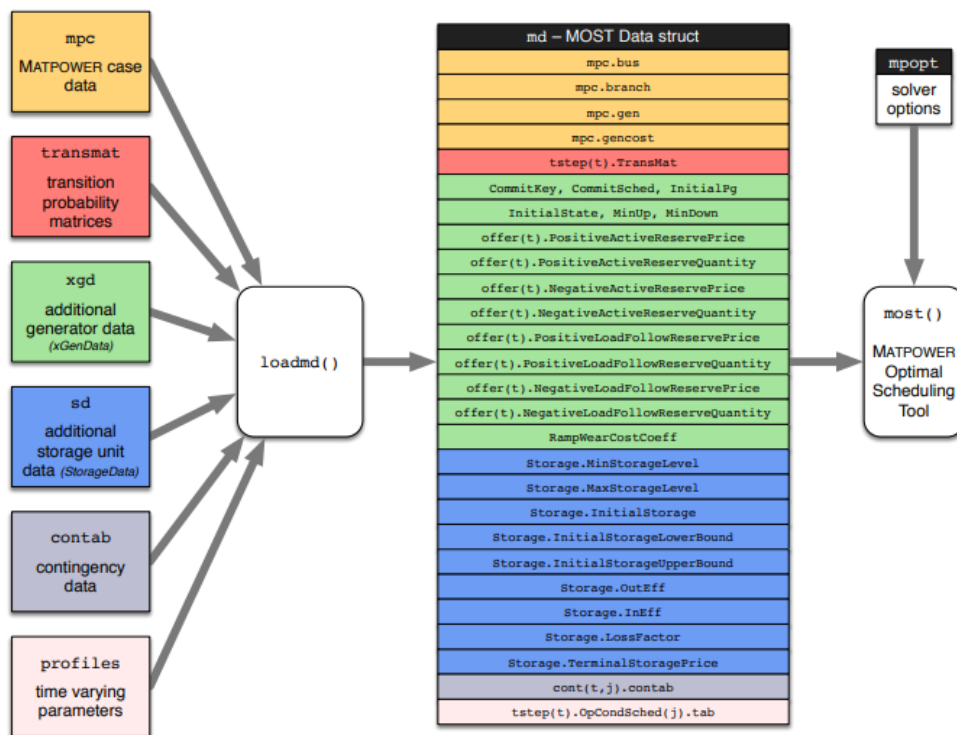
Στο MATPOWER, ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης MOST εκτελείται καλώντας την εντολή `most`, έχοντας ως πρώτη παράμετρο μια δομή δεδομένων (MOST Data struct (mdi)), ενώ τα αποτελέσματα επιστρέφονται σε μία καινούργια ενημερωμένη δομή (MOST Data struct (mdo)). Ακόμη, μπορεί να χρησιμοποιηθεί ένα επιπλέον όρισμα (`mpopt`), μέσω του οποίου να καθορίζονται εναλλακτικές επιλογές για τον τρόπο με τον οποίο θα εκτελεστεί η συνάρτηση `most`.

```
mdo = most(mdi);  
mdo = most(mdi, mpropt);
```

Δεδομένα Εισόδου

Η Δομή Δεδομένων του MOST, στην οποία εμπεριέχονται όλα τα δεδομένα εκείνα που είναι απαραίτητα για την επίλυση του προβλήματος, είναι αρκετά πολύπλοκη, με αποτέλεσμα να μην δημιουργείται άμεσα, αλλά να «συναρμολογείται» μέσω άλλων αρχείων και δομών, όπως φαίνεται και στο σχήμα 5.2.

Input Data



Σχήμα 5.3: Συναρμολογώντας τη Δομή Δεδομένων του MOST

Όλα τα απαιτούμενα αυτά αρχεία προσπελάνονται από μία άλλη βασική συνάρτηση, τη `loadmd`, κατ' αυτό τον τρόπο:

```
mdi = loadmd(mpc, transmat, xgd, sd, contab, profiles);
```

Στην συνέχεια, περιγράφονται όλα τα αρχεία, τα οποία συγκεντρώνοντάς τα κατασκευάζεις τη δομή δεδομένων εισόδου, η οποία έπειτα μπορεί να περαστεί ως όρισμα στην βασική συνάρτηση του εργαλείου MOST.

mpc - MATPOWER Case

Το όρισμα `mpc` αποτελεί τη βασική δομή του εργαλείου MATPOWER, μέσα στην οποία τα δεδομένα του συστήματος προς εξέταση εισάγονται σε πίνακες με κατάλληλη μορφή για περαιτέρω επεξεργασία από το πρόγραμμα.

Οι πίνακες και οι μεταβλητές που εισέρχονται ως δεδομένα στο `mpc` ακολουθούν συνοπτικά παρακάτω, ενώ περιγράφονται περαιτέρω στην ενότητα που αφορά το MATPOWER:

- **baseMVA**, μεταβλητή βάσης ισχύος του συστήματος
- **bus**, πίνακας με τους ζυγούς του συστήματος και τα χαρακτηριστικά αυτών, όπως τάση, ενεργό/άεργο ισχύ κ.λπ.
- **branch**, πίνακας με τους κλάδους, τις γραμμές μεταφοράς ουσιαστικά του συστήματος και τα χαρακτηριστικά αυτών
- **gen**, πίνακας με τα χαρακτηριστικά των γεννητριών (ισχύς εξόδου, τεχνικά ελάχιστα/μέγιστα)
- **gencost**, πίνακας με τα κόστη των γεννητριών, τα οποία χρειάζονται για την επίλυση του προβλήματος της βέλτιστης ροής φορτίου.

Έχοντας το βασικό case του MATPOWER είναι δυνατή η τροποποίησή του και η προσθήκη ή αφαίρεση μονάδων/σεναρίων κ.λπ. μέσω της συνάρτησης `apply_changes`.

transmat - Πίνακες Πιθανότητας Μετάβασης (Transition Probability Matrices)

Στη γενική περίπτωση ενός στοχαστικού μοντέλου με πολλαπλά βασικά σενάρια ανά περίοδο, το όρισμα `transmat` είναι ένας πίνακας με τιμές όσες και η περίοδος προσομοίωσης `nt`, στον οποίο εμπεριέχονται οι πιθανότητες μετάβασης από μία κατάσταση (περίοδος `t-1`) σε μία άλλη κατάσταση (περίοδος `t`).

xgd - Επιπλέον Δεδομένα Γεννητριών (xGenData)

Το προαιρετικό όρισμα `xgd` είναι μία δομή, στην οποία περιέχονται απαιτούμενα για την επίλυση του προβλήματος δεδομένα για κάθε γεννήτρια, τα οποία δεν περιλαμβάνονται στο `mpc`, δηλαδή το τυπικό case με τα δεδομένα του MATPOWER.

Σε αυτήν αποθηκεύονται δεδομένα ένταξης μονάδων, αναγκών εφεδρείας, τιμές που αφορούν κόστη γεννητριών κ.α.

sd - Δεδομένα Μονάδων Αποθήκευσης (StorageData)

Όπως και προηγουμένως, το όρισμα `sd` είναι προαιρετικό και αφορά δεδομένα μονάδων αποθήκευσης, τα οποία δεν περιλαμβάνονται στο `mpc`.

contab - Πίνακας Contingency

Ακόμη μία προαιρετική παράμετρος υπό τη μορφή πίνακα μέσα στον οποίο περιλαμβάνεται ένα κύριο σύνολο απρόβλεπτων μαζί με μία πιθανότητα εκδήλωσης αυτών των γεγονότων. Η χρήση τους γίνεται για την ασφάλεια του συστήματος σε ολόκληρο τον χρονικό ορίζοντα.

profiles - Προφίλ για Χρονικά Μεταβαλλόμενες Παραμέτρους

Τα προφίλ χρησιμοποιούνται για τον καθορισμό του τρόπου μεταβολής παραμέτρων οι οποίες αλλάζουν από περίοδο σε περίοδο.

Κατά την προσομοίωση των σεναρίων αυτής της εργασίας για παράδειγμα, υλοποιήθηκαν τυπικά εικοσιτετράωρα προφίλ για το φορτίο της Κρήτης, τα οποία μέσω της συνάρτησης `getprofiles` περάστηκαν ως παράμετρος στο `struct` του MOST (`mdi`).

5.3 Επισκόπηση MATPOWER

Το MATPOWER είναι ένα εργαλείο που χρησιμοποιείται για την επίλυση προβλημάτων προσομοίωσης και βελτιστοποίησης συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, κατάλληλο για ερευνητές και εκπαιδευτικούς, εύκολο στην χρήση και την τροποποίηση όσον αφορά τον κώδικα και τα αποτελέσματα. Ο χρήστης έχει τη δυνατότητα να προσθέτει στοιχεία και διάφορους περιορισμούς στο εκάστοτε σύστημα, καθώς και να εκτελεί τις επιθυμητές προσομοιώσεις ροών φορτίου.

5.3.1 Χαρακτηριστικά MATPOWER

Στη διαδικασία επίλυσης περιλαμβάνονται η προετοιμασία των δεδομένων εισόδου με όλες τις σχετικές παραμέτρους, η εκτέλεση, αλλά και η εκτύπωση στην οθόνη και η αποθήκευση, σε κατάλληλες δομές, των αποτελεσμάτων της ροής ισχύος.

Για την εκτέλεση μιας απλής ροής φορτίου η βασική εντολή στο MATPOWER είναι η `runpf`. Για τη βέλτιστη ροή ισχύος η εντολή που χρησιμοποιείται είναι η `runopf`, ενώ η εντολή για την επίλυση της βέλτιστης ροής ισχύος κατά την οποία δίνεται παράλληλα η δυνατότητα να εξαχθεί ένα πρόγραμμα ένταξης μονάδων για ακόμη οικονομικότερη λειτουργία, είναι η `runuopf`.

Πιο συγκεκριμένα, η εντολή `runopf` περιλαμβάνει τα ακόλουθα ορίσματα:

```
[baseMVA, bus, gen, gencost, branch, f, success, et] =  
runopf(casename, mpropt, fname, solvedcase)
```

Από την εντολή εκτέλεσης μιας βέλτιστης ροής φορτίου επιστρέφονται προαιρετικά οι εξής τιμές στους πίνακες δεδομένων: η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης, ένα flag που εάν η τιμή του είναι αληθής δηλώνει ότι ο αλγόριθμος ήταν επιτυχής στην εύρεση της λύσης και ο χρόνος που μεσολάβησε για την επίλυση σε δευτερόλεπτα. Όλες οι εισαγωγές στοιχείων είναι προαιρετικές. Το όρισμα `casename` αντιπροσωπεύει το όνομα του αρχείου δεδομένων εισόδου ή τη δομή που περιέχει τα δεδομένα της βέλτιστης ροής φορτίου. Το όρισμα `mpropt` παρέχεται για τον καθορισμό του αλγορίθμου επίλυσης και τις επιλογές εξόδου. Εάν έχει δοθεί και το 3ο όρισμα, τότε η έξοδος θα περιέχεται στο αρχείο που ορίζεται από το `fname`. Τέλος, εάν έχει δοθεί και το όρισμα `solvedcase`, τότε η λύση γράφεται σε ένα case file στο MATPOWER με το όνομα αυτό.

Για την επίλυση ροών φορτίου στην παρούσα εργασία χρησιμοποιήθηκαν οι εντολές `runopf` και `runuopf`.

5.3.2 Είσοδος Δεδομένων στο MATPOWER

Τα αρχεία δεδομένων που χρησιμοποιούνται από το MATPOWER είναι αρχεία της MATLAB (M-files ή MAT-files) και σε αυτά ορίζονται οι τιμές των μεταβλητών (`baseMVA`, `bus`, `branch`, `gen`, `areas`, και `gencost`). Η μεταβλητή `baseMVA` είναι η χρησιμοποιούμενη βάση ισχύος και είναι βαθμωτό μέγεθος, ενώ οι υπόλοιπες μεταβλητές είναι πίνακες. Κάθε γραμμή του πίνακα δεδομένων εισόδου αντιστοιχεί σε έναν

ζυγό, κλάδο ή γεννήτρια. Συνοπτικά, τα δεδομένα όπως ορίζονται στο MATPOWER είναι τα παρακάτω:

Bus Data Format	Δεδομένα Ζυγών
bus number	όνομα ζυγού
bus type	είδος ζυγού
<i>PQ bus = 1</i>	ζυγός φορτίου
<i>PV bus = 2</i>	ζυγός παραγωγής
<i>reference bus = 3</i>	ζυγός αναφοράς
<i>isolated bus = 4</i>	απομονωμένος ζυγός
Pd, real power demand (MW)	ζήτηση ενεργού ισχύος
Qd, reactive power demand (MVar)	ζήτηση αέργου ισχύος
Gs, shunt conductance	εγκάρσια αγωγιμότητα
Bs, shunt susceptance (MVar)	εγκάρσια επιδεκτικότητα
area number	
Vm, voltage magnitude (p.u.)	μέτρο τάσης (α.μ.)
Va, voltage angle (degrees)	φασική γωνία της τάσης σε μοίρες
baseKV, base voltage (kV)	βασική τάση (kV)
zone, loss zone	
maxVm, maximum voltage magnitude (p.u.)	μέγιστο μέτρο τάσης (α.μ.)
minVm, minimum voltage magnitude (p.u.)	ελάχιστο μέτρο τάσης (α.μ.)

Πίνακας 5.1: Δεδομένα εισόδου ζυγών του MATPOWER

Generator Data Format	Δεδομένα Γεννητριών
Pg, real power output (MW)	ενεργός ισχύς εξόδου
Qg, reactive power output (MVar)	άεργος ισχύς εξόδου
Qmax, maximum reactive power output (MVar)	μέγιστη άεργος ισχύς εξόδου
Qmin, minimum reactive power output (MVar)	ελάχιστη άεργος ισχύς εξόδου
Vg, voltage magnitude setpoint (p.u.)	μέτρο τάσης αναφοράς
mBase, total MVA base of this machine (machine impedance, p.u. on mBase)	βασική ισχύς σε MVA
status	κατάσταση μηχανής
Pmax, maximum real power output (MW)	μέγιστη ενεργός ισχύς εξόδου
Pmin, minimum real power output (MW)	ελάχιστη ενεργός ισχύς εξόδου
Pc1, lower real power output of PQ Capability curve (MW)	κάτω όριο εξόδου ενεργού ισχύος της καμπύλης ικανότητας PQ
Pc2, upper real power output of PQ Capability curve (MW)	άνω όριο εξόδου ενεργού ισχύος της καμπύλης ικανότητας PQ
Qc1min, minimum reactive power output at Pc1 (MVar)	ελάχιστη έξοδος αέργου ισχύος στο σημείο Pc1
Qc1max, maximum reactive power output at Pc1 (MVar)	μέγιστη έξοδος αέργου ισχύος στο σημείο Pc1
Qc2min, minimum reactive power output at Pc2 (MVar)	ελάχιστη έξοδος αέργου ισχύος στο σημείο Pc2
Qc2max, maximum reactive power output at Pc2 (MVar)	μέγιστη έξοδος αέργου ισχύος στο σημείο Pc2
RAMP_AGC, ramp rate for load for load following/AGC (MW/min)	μέγιστος ρυθμός αύξησης φορτίου/AGC
RAMP_10, ramp rate for load for 10 minutes reserves (MW)	μέγιστος ρυθμός αύξησης ισχύος για 10 λεπτά
RAMP_30, ramp rate for load for 30 minutes reserves (MW)	μέγιστος ρυθμός αύξησης ισχύος για 30 λεπτά
RAMP_Q, ramp rate for reactive power (2 sec timescale) (MVar/min)	μέγιστος ρυθμός αύξησης για άεργο ισχύ

Πίνακας 5.2: Δεδομένα εισόδου γεννητριών του MATPOWER

Branch Data Format	Δεδομένα Γραμμών Μεταφοράς
f, from bus number	ζυγός αναχώρησης (από)
t, to bus number (circuit identifier)	ζυγός προορισμού (προς)
r, resistance (p.u.)	αντίσταση (α.μ.)
x, reactance (p.u.)	επαγωγική αντίδραση (α.μ.)
b, total line charging susceptance (p.u.)	συνολική επιδεκτικότητα φορτίου γραμμής (α.μ.)
rateA, MVA rating A (long term rating)	μακροπρόθεσμο όριο μεταφερόμενης ισχύος
rateB, MVA rating B (short term rating)	βραχυπρόθεσμο όριο μεταφερόμενης ισχύος
rateC, MVA rating C (emergency rating)	όριο μεταφερόμενης ισχύος M'A έκτακτης ανάγκης
ratio, transformer off nominal turns ratio (= 0 for lines)	ονομαστικός λόγος μετασχηματισμού M/Σ (= 0 για τις γραμμές)
angle, transformer phase shift angle (degrees), positive \Rightarrow delay	φασική γωνία μετατόπισης M/Σ (μοίρες), θετική \Rightarrow καθυστέρηση
initial branch status, 1 - in service, 0 - out of service	κατάσταση γραμμή μεταφοράς 1-σε λειτουργία, 0-εκτός λειτουργίας
minimum angle difference, angle(Vf) - angle (Vt) (degrees)	ελάχιστη διαφορά φάσης τάσεων (σε μοίρες)
maximum angle difference, angle(Vf) - angle (Vt) (degrees)	μέγιστη διαφορά φάσης τάσεων (σε μοίρες)

Πίνακας 5.3: Δεδομένα εισόδου γραμμών μεταφοράς του MATPOWER

Generator Cost Data	Δεδομένα κόστους παραγωγής γεννητριών
Model 1= <i>piecewise linear</i> 2= <i>polynomial</i>	μοντέλο κόστους τμηματικά γραμμικό μοντέλο πολυωνυμικό
start up in US dollars shutdown in US dollars NCOST, number of cost coefficients for polynomial cost function, or number of data points for piecewise linear parameters defining total cost function	κόστος εκκίνησης κόστος τερματισμού αριθμός συντελεστών για πολυωνυμική συνάρτηση κόστους ή αριθμός σημείων για τμηματικά γραμμική συνάρτηση Παράμετροι προσδιορισμού συνολικού κόστους

Πίνακας 5.4: Δεδομένα εισόδου κόστους παραγωγής γεννητριών του MATPOWER

5.3.3 Μελέτη Ροής Ισχύος

Η κύρια λειτουργία του MATPOWER είναι η επίλυση του προβλήματος της ροής ισχύος και ειδικότερα της βέλτιστης ροής ισχύος.

Σε ένα ΣΗΕ η ικανοποίηση της ζήτησης πραγματικής και αέργου ισχύος των φορτίων του δικτύου απαιτεί την συνεχή μελέτη και την επιλογή της «βέλτιστης» ροής ισχύος, ανάμεσα σε άπειρες άλλες που προκύπτουν. Κατά την επίλυση του προβλήματος λαμβάνονται υπόψη οι ακόλουθοι σημαντικοί περιορισμοί όσον αφορά το υπό μελέτη σύστημα:

- Η διατήρηση των τάσεων των ζυγών σε σταθερά επιθυμητά επίπεδα, μέσα στα επιτρεπόμενα όρια ανοχής.
- Η διατήρηση των ορίων λειτουργίας των Γ.Μ.
- Η επιδίωξη οικονομικής λειτουργίας του συστήματος μέσω της κατάλληλης προσαρμογής της παραγωγής των γεννητριών, με στόχο την οικονομική κατανομή του φορτίου.
- Η πρόβλεψη για την αντιμετώπιση πιθανών διαταραχών του συστήματος.
- Τέλος, η ευελιξία σχετικά με τη μελλοντική επέκταση του ΣΗΕ, από την προσθήκη ζυγών, νέων Γ.Μ. και άλλων στοιχείων.

Το MATPOWER λύνει τα προβλήματα AC και DC ροής φορτίου, μέσω της επίλυσης ενός συνόλου εξισώσεων της μορφής

$$g(x) = 0, \quad (5.1)$$

οι οποίες δημιουργούνται εκφράζοντας ένα υποσύνολο των εξισώσεων ισοζυγίου ισχύος (power balance equations) σε έναν κόμβο, ως συναρτήσεις με άγνωστες μεταβλητές τις τάσεις.

AC Ροή Φορτίου

Στο MATPOWER, κατά σύμβαση, ένας ζυγός παραγωγής επιλέγεται ως ζυγός αναφοράς (reference / slack bus), στον οποίο είναι γνωστή η γωνία της τάσεως, όχι όμως και η παραγωγή ενεργού ισχύος, ώστε να αποφεύγεται ο υπερπροσδιορισμός του προβλήματος. Οι υπόλοιποι ζυγοί, στους οποίους «παράγεται» ισχύς, κατηγοριοποιούνται ως PV ζυγοί, με γνωστά μεγέθη τις τιμές των τάσεων και την παραγωγή ενεργού ισχύος. Αφού δίνονται και οι τιμές των φορτίων P_d και Q_d , όλοι οι ζυγοί στους οποίους δεν υπάρχει παραγωγή κατηγοριοποιούνται ως PQ ζυγοί, με προσδιορισμένες τις τιμές ενεργού και αέργου ισχύος. Έστω ότι με I_{ref} , I_{PV} και I_{PQ} χαρακτηρίζονται οι δείκτες των ζυγών αναφοράς, των ζυγών PV και PQ αντίστοιχα.

Στην κλασική διατύπωση ενός προβλήματος AC ροής φορτίου, η εξίσωση του ισοζυγίου ισχύος χωρίζεται σε ενεργά και άεργα μέρη, τα οποία εκφράζονται ως συναρτήσεις της γωνίας τάσεως Θ , του μέτρου της τάσης V_m και των παραγωγών P_g και Q_g , ενώ τα φορτία θεωρούνται σταθερά και με δεδομένες τιμές.

$$g_P(\Theta, V_m, P_g) = P_{bus}(\Theta, V_m) + P_d - C_g P_g = 0 \quad (5.2)$$

$$g_Q(\Theta, V_m, Q_g) = Q_{bus}(\Theta, V_m) + Q_d - C_g Q_g = 0. \quad (5.3)$$

Για το πρόβλημα της AC ροής φορτίου, η συνάρτηση $g(x)$ από την σχέση (5.1) μετασχηματίζεται λαμβάνοντας το αριστερό μέρος των εξισώσεων του ισοζυγίου ενεργού ισχύος (5.2), για όλους τους ζυγούς που δεν είναι αναφοράς και των εξισώσεων του ισοζυγίου άεργου ισχύος (5.3), για όλους τους PQ ζυγούς και εισάγοντας τη γωνία αναφοράς, τα φορτία, τις γνωστές παραγωγές ισχύος και τα γνωστά μέτρα των τάσεων:

$$g(x) = \begin{bmatrix} g_P^{\{i\}}(\Theta, V_m, P_g) \\ g_Q^{\{j\}}(\Theta, V_m, Q_g) \end{bmatrix} \quad \begin{array}{l} \forall i \in I_{PV} \cup I_{PQ} \\ \forall j \in I_{PQ}. \end{array} \quad (5.4)$$

Το διάνυσμα x αποτελείται από τις γωνίες των τάσεων όλων των ζυγών που δεν είναι ζυγοί αναφοράς και τα μέτρα των τάσεων στους ζυγούς PQ:

$$x = \begin{bmatrix} \theta_{\{i\}} \\ v_m^{\{j\}} \end{bmatrix} \quad \begin{array}{l} \forall i \notin I_{ref} \\ \forall j \in I_{PQ}. \end{array} \quad (5.5)$$

Με αυτόν τον τρόπο, προκύπτει ένα σύστημα μη γραμμικών εξισώσεων με $n_{pv} + 2n_{pq}$ εξισώσεις και αγνώστους, όπου n_{pv} και n_{pq} οι αριθμοί των PV και PQ ζυγών αντίστοιχα.

Μετά την επίλυση ως προς x , οι υπόλοιπες εξισώσεις του ισοζυγίου ενεργού ισχύος μπορούν να χρησιμοποιηθούν για τον υπολογισμό της παραγωγής ενεργού ισχύος στον ζυγό αναφοράς. Ομοίως, από τις εναπομείνουσες $n_{pv} + 1$ εξισώσεις του ισοζυγίου αέργου ισχύος, υπολογίζεται η παραγωγή αέργου ισχύος.

Το MATPOWER περιλαμβάνει τέσσερις διαφορετικούς αλγόριθμους για την επίλυση του γενικού προβλήματος της AC ροής ισχύος. Ο προκαθορισμένος αλγόριθμος βασίζεται στην τυπική μέθοδο του Newton, κατά την οποία χρησιμοποιούνται η πολική μορφή των τιμών και ένας Ιακωβιανός πίνακας, ο οποίος ανανεώνεται σε κάθε επανάληψη. Επίσης, χρησιμοποιούνται αλγόριθμοι οι οποίοι βασίζονται σε παραλλαγές της ταχείας αποζευγμένης μεθόδου (fast-decoupled method). Αυτές οι δύο μέθοδοι μειώνουν τους υπολογισμούς που απαιτούνται σε κάθε επανάληψη, αλλά οδηγούν σε μεγαλύτερο αριθμό επαναλήψεων. Ο τέταρτος αλγόριθμος είναι η μέθοδος Gauss -

Seidel, η οποία έχει αρκετά μειονεκτήματα σε σχέση με τη μέθοδο Newton και περιλαμβάνεται κυρίως για ακαδημαϊκούς λόγους.

Εξ ορισμού, η τεχνική επίλυσης της AC ροής φορτίου αγνοεί τους περιορισμούς που μπορεί να υπάρχουν στις ροές ισχύος, στην παραγωγή των γεννητριών, στις τάσεις των ζυγών κ.τ.λ. Ωστόσο, υπάρχει η επιλογή `pf.enforce_q_lims`, η οποία εάν τεθεί ίση με 1 (η προκαθορισμένη τιμή είναι 0), λαμβάνονται υπόψη τα όρια αέργου ισχύος των γεννητριών, βασιζόμενα στις τιμές των Q_{\max} , Q_{\min} του πίνακα `mpc.generator`. Κάτω από αυτές τις συνθήκες, οι υπόλοιποι περιορισμοί θα πρέπει να προστεθούν με διαφορετικό τρόπο, εφόσον είναι απαραίτητη η τήρησή τους.

DC Ροή Φορτίου

Όσον αφορά τη DC ροή φορτίου, το διάνυσμα x αποτελείται από ένα σύνολο γωνιών τάσεων των ζυγών PQ και PV, όλων των ζυγών δηλαδή εκτός του ζυγού αναφοράς.

$$x = [\theta_{\{i\}}], \quad \forall i \notin \mathcal{I}_{\text{ref}} \quad (5.6)$$

Και η (5.1) παίρνει τη μορφή:

$$B_{dc}x - P_{dc} = 0 \quad (5.7)$$

όπου, το B_{dc} είναι ένας $(n_b - 1) \times (n_b - 1)$ πίνακας, ο οποίος παράγεται εξαλείφοντας τη γραμμή και την στήλη, που αντιστοιχούν στον ζυγό αναφοράς και τη γωνία του, από τον B_{bus} , αντίστοιχα. Η ισχύς P_{dc} μπορεί να υπολογιστεί δεδομένων των εγχύσεων ισχύος P_g , οι οποίες είναι γνωστές για όλες τις γεννήτριες εκτός από τη γεννήτρια - ζυγό αναφοράς. Οι γωνίες της εξίσωσης (5.6) υπολογίζονται από ένα σύνολο γραμμικών εξισώσεων. Τέλος, υπολογίζονται οι ροές ισχύος μεταξύ των ζυγών και η ισχύς του ζυγού αναφοράς με τη βοήθεια των γωνιών τάσης των ζυγών.

Επίλυση Ροής Ισχύος

Όπως προαναφέρθηκε, στο MATPOWER η επίλυση μιας ροής ισχύος (AC ή DC) εκτελείται με την εντολή `runpf` (run power flow). Με αυτόν τον τρόπο καλείται μια συνάρτηση που δημιουργεί μία δομή, η οποία έχει σαν πρώτο όρισμα το `casedata`, δηλαδή τα δεδομένα του ΣΗΕ. Η `runpf`, προαιρετικά επιστρέφει τα αποτελέσματα σε μία δομή «results» όπως παρακάτω:

$$\text{results} = \text{runpf}(\text{casedata});$$

Στη δομή `results` εμπεριέχονται τα αποτελέσματα της επίλυσης ροής ισχύος. Η συγκεκριμένη δομή συνιστά υπερσύνολο της δομής δεδομένων του MATPOWER, `mpc`, καθώς σε αυτή δημιουργούνται κατά την επίλυση επιπλέον στήλες με αποτελέσματα (τάσεις, ισχείς, κ.λπ.).

Κεφάλαιο 6

Μοντελοποίηση ΣΗΕ Κρήτης με & χωρίς Διασυνδέσεις

6.1 Εισαγωγή

Σκοπός της παρούσας εργασίας είναι η μελέτη της συμπεριφοράς του ΣΗΕ της Κρήτης πριν και μετά το έργο της διασύνδεσης με το ηλεκτρικό σύστημα της Ηπειρωτικής Ελλάδας (ΕΣΜΗΕ). Πιο συγκεκριμένα, το δίκτυο σχεδιάστηκε και μελετήθηκε σύμφωνα με τα στοιχεία του έτους 2012 με χρήση των εργαλείων MOST και MATPOWER σε περιβάλλον Matlab. Στο μοντέλο εισάγονται επιπλέον πραγματικές ωριαίες χρονοσειρές φορτίου και ΑΠΕ. Στην συνέχεια, προστίθενται οι διασυνδέσεις στους ζυγούς των Χανίων και του Ηρακλείου, έτσι ώστε να εξαχθούν τα αποτελέσματα για την συμπεριφορά του ΣΗΕ της Κρήτης μετά και από τη λειτουργία μόνο της μίας ή και των δύο διασυνδέσεων με το δίκτυο του ΕΣΜΗΕ για διάφορες τυπικές ημέρες του έτους.

Έτσι, για τα διάφορα εξεταζόμενα σενάρια υπολογίζεται ωριαία το μέρος της ενέργειας που απαιτείται για την εξυπηρέτηση του φορτίου τόσο από τις διασυνδέσεις, όσο και από τις ΑΠΕ και την τοπική παραγωγή του νησιού, έχοντας ως κριτήριο το οικονομικότερο δυνατό κόστος.

Στην παρούσα εργασία, για τις προσομοιώσεις που εκτελέστηκαν για το νησί της Κρήτης, λήφθηκε υπόψη μόνο η παραγωγή των αιολικών πάρκων και όχι των υπόλοιπων ΑΠΕ, καθώς αυτή είναι η κύρια μορφή ανανεώσιμης ενέργειας που συμμετέχει στο μείγμα ηλεκτροπαραγωγής του νησιού. Σύμφωνα με το Πληροφοριακό Δελτίο Παραγωγής στα ΜΔΝ για τον Δεκέμβριο του 2018, η παραγωγή ενέργειας στο νησί της Κρήτης από Α/Π ήταν ίση με 47.906,05 MWh, ενώ η αντίστοιχη τιμή για τα Φ/Β ήταν οι 5.723,73 MWh, μη συμπεριλαμβανομένης της ισχύος των Φ/Β Ειδικού Προγράμματος και των Net Metering, με την συνολική παραγωγή από ΑΠΕ να ανέρχεται στις 54.044,86 MWh. Ομοίως, για τον Ιούλιο του 2018 τα αντίστοιχα νούμερα καταγράφονται στον Πίνακα 6.1 που ακολουθεί:

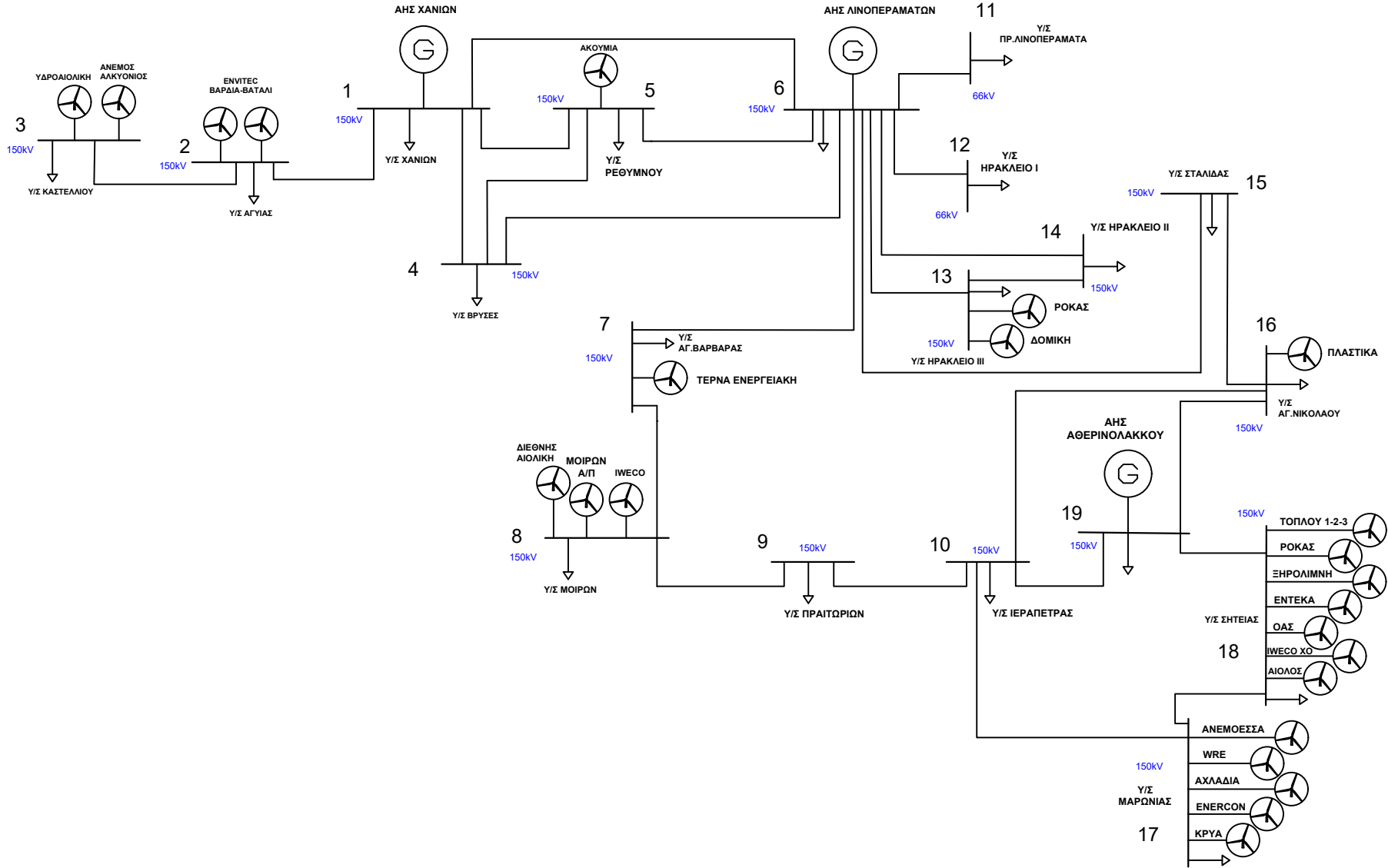
Επομένως, για την ανάπτυξη του τεχνικού μέρους του μοντέλου λαμβάνονται υπόψη τα παρακάτω:

- Ωριαίες χρονοσειρές του φορτίου ζήτησης του νησιού, με τέσσερα τυπικά προφίλ ζήτησης, ένα για κάθε εποχή του έτους (Δεκέμβριος, Απρίλιος, Ιούλιος, Οκτώβριος).
- Ωριαίες χρονοσειρές της Οριακής Τιμής Συστήματος (ΟΤΣ) του ΕΣΜΗΕ για το έτος 2018, καθώς και του φορτίου ζήτησης του ΕΣΜΗΕ για το ίδιο έτος από στοιχεία του ΑΔΜΗΕ.
- Ωριαίες χρονοσειρές των ΑΠΕ του νησιού (Α/Π) και διαμόρφωση σεναρίων μεγαλύτερης ή μικρότερης διείσδυσης αυτών.

6.2 Μοντελοποίηση Υφιστάμενου Συστήματος

Το μονογραμμικό διάγραμμα του ηλεκτρικού συστήματος μεταφοράς ενέργειας της Κρήτης παρουσιάζεται στην Εικόνα που ακολουθεί. Σε αυτό απεικονίζονται τόσο οι συμβατικοί σταθμοί παραγωγής ενέργειας (Χανίων, Λινοπεραμάτων, Αθερινόλακκου), όσο και οι Υ/Σ και τα Α/Π που είναι εγκατεστημένα στο δίκτυο.

ΑΝΑΛΥΤΙΚΟ ΜΟΝΤΕΛΟ ΣΗΕ ΚΡΗΤΗΣ



	ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (MWh)		
	A/Π	Φ/Β	ΣΥΝΟΛΟ ΑΠΕ
Ιούλιος 2018	48.312,07	15.734,71	64.345,47*
Δεκέμβριος 2018	47.906,05	5.723,73	54.044,86**

*Περιλαμβάνεται ενέργεια από έναν σταθμό Βιοαερίου 298,69 MWh.

**Περιλαμβάνεται ενέργεια από έναν σταθμό Βιοαερίου 415,08 MWh.

Πίνακας 6.1: Παραγωγή Ενέργειας ΑΠΕ Κρήτης (2018)

6.2.1 Δεδομένα Εισόδου

Το πρώτο βήμα για τη μοντελοποίηση ήταν η γνώση των πραγματικών στοιχείων λειτουργίας αλλά και εγκατάστασης του ΣΗΕ της Κρήτης. Ξεκινώντας από το MAT-POWER και την κατασκευή του βασικού αρχείου `mpc`, στο οποίο εμπεριέχονται τα δεδομένα του συστήματος σε πίνακες με τη δομή που παρουσιάστηκε στο Κεφάλαιο 5, έγινε η κατάλληλη αντιστοίχιση των δεδομένων, ώστε να προκύψουν οι εξής πίνακες:

- ο `bus`, με τα στοιχεία των ζυγών του ΣΗΕ,
- ο `gen`, με τα στοιχεία των γεννητριών,
- ο `branch`, με τα στοιχεία των γραμμών μεταφοράς και
- ο `gencost`, με τις παραμέτρους του κόστους των γεννητριών του συστήματος.

Τα στοιχεία των παραπάνω παραμέτρων παρουσιάζονται στους Πίνακες που ακολουθούν.

Υποσταθμοί

Στο ηλεκτρικό δίκτυο της Κρήτης βρίσκονται συνολικά 17 υποσταθμοί ΥΤ/ΜΤ. Η εγκατεστημένη ισχύς μετασχηματισμού ανύψωσης της τάσης είναι 820.35 MVA, ενώ η αντίστοιχη ισχύς υποβιβασμού είναι 810 MVA. Όσο για τους Μ/Σ και ΑΜ/Σ ζεύξεως, η συνολική τους ισχύς είναι ίση με 125 MVA. Παρακάτω παρουσιάζονται τα χαρακτηριστικά των υποσταθμών του ΣΗΕ της Κρήτης μαζί με τα επίπεδα τάσης των μετασχηματιστών τους.

Υ/Σ Ανύψωσης	Εγκατεστημένη Ισχύς (MVA)	Επίπεδο (kV/kV)	Τάσης
ΑΓΙΑ ΒΑΡΒΑΡΑ	1×25	20/150	
ΣΗΤΕΙΑ	1×50	20/150	
ΜΑΡΩΝΙΑ	1×50	20/150	

Πίνακας 6.2: Χαρακτηριστικά Υ/Σ ανύψωσης τάσης του ΣΗΕ της Κρήτης

Υ/Σ Υποβιβασμού	Εγκατεστημένη Ισχύς (MVA)	Επίπεδο Τάσης (kV/kV)
ΣΗΤΕΙΑ	2×12,50	150/20
ΙΕΡΑΠΕΤΡΑ	2×25	150/20
ΑΓΙΟΣ ΝΙΚΟΛΑΟΣ	2×25	150/20
ΣΤΑΛΙΔΑ	2×25	150/20
ΠΡΑΙΤΩΡΙΑ	2×25	150/20
ΜΟΙΡΕΣ	2×25	150/20
ΗΡΑΚΛΕΙΟ Ι	2×25	66/20
ΗΡΑΚΛΕΙΟ ΙΙ	3×50	150/20
ΗΡΑΚΛΕΙΟ ΙΙΙ	2×50	150/20
ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	1×25	150/20
ΡΕΘΥΜΝΟ	2×25 1×50	150/20 150/20
ΧΑΝΙΑ	3×50	150/20
ΑΓΎΙΑ	2×50	150/20
ΒΡΎΣΕΣ	2×25	150/20
ΚΑΣΤΕΛΙ	2×25	150/20

Πίνακας 6.3: Χαρακτηριστικά Υ/Σ υποβιβασμού τάσης του ΣΗΕ της Κρήτης

Ζυγοί Συστήματος

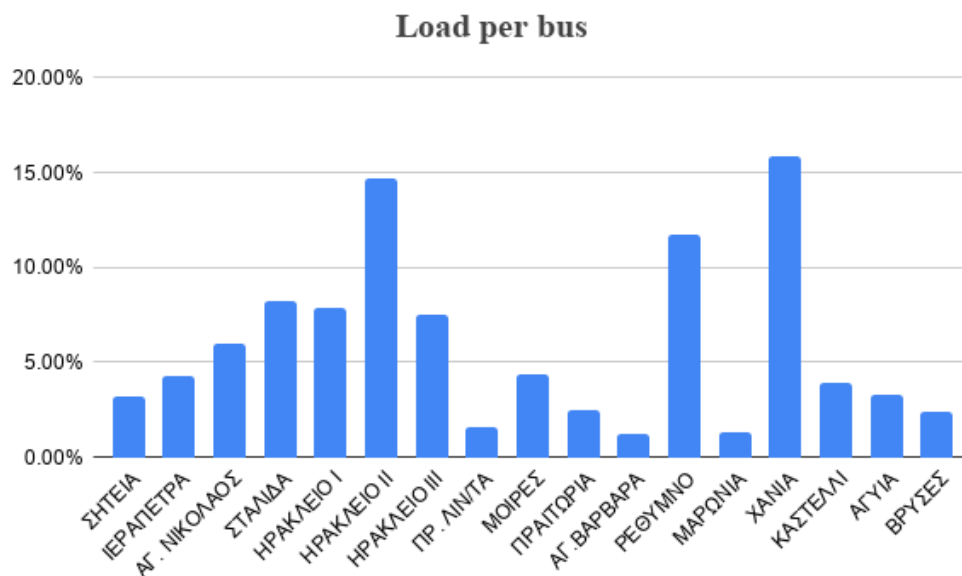
Το ηλεκτρικό δίκτυο της Κρήτης αποτελείται από 19 ζυγούς, οι οποίοι παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.4 σύμφωνα με την αρίθμηση που χρησιμοποιήθηκε στο αρχείο του MATPOWER.

Στην συνέχεια, διακρίθηκαν σε ζυγούς παραγωγής και φορτίου, ενώ σαν ζυγός αναφοράς θεωρήθηκε αυτός των Χανίων. Η βασική ισχύς του συστήματος είναι τα 100 MVA. Επίσης, έγινε η εξής υπόθεση: σε όλους τους ζυγούς, τα όρια ασφαλείας του μέτρου της τάσης είναι από 0.95 α.μ. έως 1.05 α.μ.

Η κατανομή του φορτίου ανά ζυγό υλοποιήθηκε σύμφωνα με τα ποσοστά του Σχήματος 6.1.

Αριθμός	Όνομα Ζυγού
1	ΧΑΝΙΑ
2	ΑΓΥΙΑ
3	ΚΑΣΤΕΛΛΙ
4	ΒΡΥΣΕΣ
5	ΡΕΘΥΜΝΟ
6	ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ
7	ΑΓ.ΒΑΡΒΑΡΑ
8	ΜΟΙΡΕΣ
9	ΠΡΑΙΤΩΡΙΑ
10	ΙΕΡΑΠΕΤΡΑ
11	ΗΡΑΚΛΕΙΟ Ι (a)
12	ΗΡΑΚΛΕΙΟ Ι (b)
13	ΗΡΑΚΛΕΙΟ ΙΙΙ
14	ΗΡΑΚΛΕΙΟ ΙΙ
15	ΣΤΑΛΙΔΑ
16	ΑΓ.ΝΙΚΟΛΑΟΣ
17	ΜΑΡΩΝΙΑ
18	ΣΗΤΕΙΑ
19	ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΣ

Πίνακας 6.4: Ζυγοί μοντελοποιημένου συστήματος μεταφοράς ενέργειας της Κρήτης



Σχήμα 6.1: Κατανομή του φορτίου στους ζυγούς του ΣΗΕ Κρήτης

Γραμμές Μεταφοράς

Οι γραμμές μεταφοράς του δικτύου της Κρήτης είναι γραμμές μεταφοράς Υψηλής Τάσης των 150 και 66 kV. Στον Πίνακα 6.5 καταγράφονται αναλυτικά τα στοιχεία των Γ.Μ. του ΣΗΕ της Κρήτης. Σημειώνεται ότι στον τύπο της γραμμής όπου διακρίνεται

ο αριθμός (2) αναφέρεται σε γραμμές διπλού κυκλώματος. Επίσης, στα στοιχεία των γραμμών περιλαμβάνονται οι συνολικές τιμές των αντιστάσεων, των επαγωγικών αντιδράσεων και των χωρητικότητων ως προς γη ανά φάση, και η αντίστοιχη ονομαστική τάση της γραμμής (πολική).

ΓΡΑΜΜΕΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ								
Ζυγός Ανα- χώρησης	Ζυγός Άφιξης	Ονομ. Τάση (kV)	Τύπος γραμμής	Μήκος (km)	Ικαν. Φόρ- τισης (MVA)	R (Ω)	L (mH)	C (μF)
ΧΑΝΙΑ	ΑΓΥΙΑ	150	Βαρέως	11,22	168,90	1,0938	15,0848	0,0978
ΑΓΥΙΑ	ΚΑΣΤΕΛΛΙ	150	Βαρέως	21,619	168,90	2,1075	29,0625	0,1885
ΒΡΥΣΕΣ	ΧΑΝΙΑ	150	Βαρέως	18,84	168,90	1,8288	23,4707	0,1750
ΡΕΘΥΜΝΟ	ΒΡΥΣΕΣ	150	Βαρέως	33,76	168,90	3,2772	42,0579	0,3136
ΧΑΝΙΑ	ΡΕΘΥΜΝΟ	150	Βαρέως	52,603	168,90	5,1064	65,5324	0,4887
ΡΕΘΥΜΝΟ	ΛΙΝΟΠΕΡ.	150	Βαρέως	46,741	168,90	4,5336	58,1818	0,4339
ΧΑΝΙΑ	ΛΙΝΟΠΕΡ.	150	Βαρέως	100,002	168,90	9,7041	124,5366	0,9287
ΛΙΝΟΠΕΡ.	ΑΓ.ΒΑΡΒΑΡΑ	150	Ελαφρώς	24,03	116,90	4,4055	34,1428	0,1978
ΑΓ.ΒΑΡΒΑΡΑ	ΜΟΙΡΕΣ	150	Ελαφρώς	14,22	116,90	2,6070	20,2043	0,1171
ΜΟΙΡΕΣ	ΠΡΑΙΤΩΡΙΑ	150	Ελαφρώς	25,91	116,90	4,7429	36,7582	0,2130
ΠΡΑΙΤΩΡΙΑ	ΙΕΡΑΠΕΤΡΑ	150	Ελαφρώς	54,40	116,90	9,9582	77,1766	0,4472
ΛΙΝΟΠΕΡ.	ΗΡΑΚΛ.Ι (a)	66	Ελαφρώς	6,788	51,40	1,2430	8,6688	0,0615
ΛΙΝΟΠΕΡ.	ΗΡΑΚΛ.Ι (b)	66	Ελαφρώς	8,633	51,40	1,5903	11,0910	0,0787
ΛΙΝΟΠΕΡ.	ΗΡΑΚΛ.ΙΙΙ	150	Βαρέως(2)	10,67	168,90	5,0565	39,1882	0,2271
ΗΡΑΚΛ. ΙΙΙ	ΗΡΑΚΛ. ΙΙ	150	Βαρέως(2)	10,67	168,90	5,0565	39,1882	0,2271
ΛΙΝΟΠΕΡ.	ΗΡΑΚΛ.ΙΙ	150	Βαρέως(2)	19,202	168,90	1,8639	23,9206	0,1783
ΛΙΝΟΠΕΡ.	ΣΤΑΛΙΔΑ	150	Βαρέως(2)	39,165	168,90	7,1775	55,6257	0,3224
ΣΤΑΛΙΔΑ	ΑΓ.ΝΙΚΟΛΑΟΣ	150	Βαρέως(2)	28,847	168,90	5,2732	40,8679	0,2368
ΑΓ.ΝΙΚΟΛΑΟΣ	ΙΕΡΑΠΕΤΡΑ	150	Βαρέως(2)	80,319	168,90	3,8451	29,7995	0,1727
ΙΕΡΑΠΕΤΡΑ	ΜΑΡΩΝΙΑΣ	150	Βαρέως	33,402	142,90	6,1193	47,4250	0,2754
ΜΑΡΩΝΙΑΣ	ΣΗΤΕΙΑΣ	150	Βαρέως	8,076	142,90	1,4795	11,4817	0,0664
ΑΘΕΡΙΝΟΛ.	ΙΕΡΑΠΕΤΡΑ	150	Βαρέως(2)	37,148	168,90	6,8078	52,7609	0,3057
ΑΘΕΡΙΝΟΛ.	ΣΗΤΕΙΑ	150	Βαρέως	23,218	168,90	2,2530	28,9068	0,2156

Πίνακας 6.5: Στοιχεία γραμμών μεταφοράς ΣΗΕ Κρήτης

Για την εισαγωγή των στοιχείων των Γ.Μ. στο αρχείο του MATPOWER στον πίνακα **branch** και για την αναπαράσταση των μεγεθών στο ανά μονάδα σύστημα, χρειάστηκε η εύρεση της βασικής αντίστασης της γραμμής μεταφοράς των 150 kV, η οποία είναι ίση με:

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} = \frac{150^2}{100} = 225 \text{ Ohm}$$

Επισημαίνεται πως από το ζυγό 6 και προς τους ζυγούς 11 και 12, έχουν χρησιμοποιηθεί ως βασική αντίσταση τα 43.56 Ohm, καθώς εκεί η βασική τάση είναι τα 66 kV.

Για την ανά μονάδα τιμή της ωμικής αντίστασης της γραμμής αρκεί να γίνεται κάθε φορά η διαίρεση της ωμικής με τη βασική αντίσταση. Η διαδικασία είναι παρόμοια και

για τις επαγωγικές αντιδράσεις x , για τις οποίες χρησιμοποιείται πρώτα η σχέση:

$$2 \cdot \pi \cdot f \cdot L, \text{ με } f = 50 \text{ Hz για το ελληνικό δίκτυο.}$$

Έπειτα, γίνεται η μετατροπή στο ανά μονάδα σύστημα ως εξής:

$$x_{pu} = \frac{2 \cdot \pi \cdot f \cdot L}{Z_{base}}$$

Η εύρεση των αγωγιμοτήτων b γίνεται αρχικά μέσω της σχέσης:

$$2 \cdot \pi \cdot f \cdot C, \text{ με } f = 50 \text{ Hz}$$

Στην συνέχεια, διαιρείται η παραπάνω ποσότητα με την κατάλληλη αγωγιμότητα βάσης ανάλογα με τη βασική τάση του εκάστοτε ζυγού:

$$b_{pu} = \frac{2 \cdot \pi \cdot f \cdot C}{Y_{base}}$$

Για τη μετατροπή στο ανά μονάδα σύστημα χρειάστηκαν οι εξής αγωγιμότητες βάσης:

- ο $Y_{base} = 1/225 = 0.0044 \text{ mho}$ για τα 150 kV,
- ο και $Y_{base} = 1/43.56 = 0.0230 \text{ mho}$ για τα 66 kV.

Γεννήτριες

Όσον αφορά τον πίνακα του αρχείου του MATPOWER με τις γεννήτριες, **gen**: Στο πεδίο της παραγόμενης ισχύος της κάθε γεννήτριας P_g , εισήχθη η καθαρή ισχύς σε MW, από τον Πίνακα 3.1 του Κεφαλαίου 3. Από τον ίδιο Πίνακα εξήχθησαν και όλα τα υπόλοιπα μεγέθη, όπως τα όρια ασφαλούς λειτουργίας των γεννητριών, $P_{max,min}$. Τέλος, στα πεδία $Q_{max,min}$ μπήκαν αντίστοιχα το 60% και το -20% της μέγιστης ισχύος της κάθε γεννήτριας, ενώ ως ramp rates λήφθηκαν το 60% (μέγιστος ρυθμός αύξησης ισχύος για 10 λεπτά) και 80% (μέγιστος ρυθμός αύξησης ισχύος για 30 λεπτά) της μέγιστης ισχύος της κάθε γεννήτριας.

Κόστη Γεννητριών

Όσον αφορά τον πίνακα του κόστους των γεννητριών **gencost**, οι συντελεστές για τον υπολογισμό της καμπύλης κόστους, καθώς και το κόστος εκκίνησης εξήχθησαν από τον Πίνακα 3.2. Ωστόσο, η πιο πρόσφατη έκδοση του MOST δεν διατίθεται για τον χειρισμό συναρτήσεων κόστους με βαθμό πολυωνύμου μεγαλύτερο του δύο. Έτσι, υλοποιήθηκε μία συνάρτηση για τη μετατροπή του κόστους από το μοντέλο 2 (πολυωνυμικό) του MATPOWER, στη μορφή του μοντέλου 1 (τμηματικά γραμμικό μοντέλο).

Αιολικά Πάρκα

Στην παρούσα εργασία, όπως αναφέρθηκε παραπάνω, για τις προσομοιώσεις που εκτελέστηκαν για το νησί της Κρήτης, λήφθηκε υπόψη μόνο η αιολική παραγωγή, καθώς αυτή είναι η κύρια μορφή ανανεώσιμης ενέργειας που συμμετέχει στο μείγμα ηλεκτροπαραγωγής του νησιού.

Για μεγαλύτερη ευκολία, δημιουργήθηκε ένα νέο αρχείο για τις Α/Γ, ίδιας μορφής με το αρχείο `mpc` και τον πίνακα των γεννητριών `gen`. Έπειτα, η προσθήκη των Α/Γ πραγματοποιήθηκε μέσω της συνάρτησης `addwind`, έτσι ώστε να ληφθεί υπόψη η παραγωγή τους ανάλογα με τα σενάρια αιολικής διείσδυσης που τελικά επιλέχθηκαν.

Τα Αιολικά Πάρκα ομαδοποιήθηκαν ανά νομό, σύμφωνα και με τον Πίνακα 3.4.1, με τον εξής τρόπο:

Αιολικά Πάρκα ΣΗΕ Κρήτης			
Ζυγός	Νομός	Αριθμός Πάρκων	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)
3	Χανιά	4	26,45
8	Ηράκλειο/Ρέθυμνο	7	48,6
18	Λασιθί	13	99
Σύνολο			174,05

Πίνακας 6.6: Ομαδοποίηση Α/Π ΣΗΕ Κρήτης ανά Νομό

6.3 Μοντελοποίηση Συστήματος με Διασυνδέσεις

Η ολοκλήρωση της μοντελοποίησης του υφιστάμενου συστήματος μεταφοράς ενέργειας της Κρήτης ακολουθήθηκε από την προσθήκη των διασυνδέσεων με το ΕΣΜΗΕ.

Τα βήματα που πραγματοποιήθηκαν έχοντας το σύστημα της Κρήτης ως σύστημα αναφοράς για τη μοντελοποίηση με τις διασυνδέσεις είναι τα εξής:

- ο Προσθήκη ενός επιπλέον ζυγού (Bus 20) τύπου PV στον πίνακα `bus`.
- ο Εισαγωγή στον πίνακα `gen` μιας νέας γεννήτριας για την προσομοίωση της παραγόμενης ενέργειας που θα προέρχεται από το Ηπειρωτικό Σύστημα προς το νησί της Κρήτης. Ουσιαστικά, η νέα γεννήτρια αντιστοιχεί σε όλο το ΕΣΜΗΕ και την ενέργεια την οποία θα προμηθεύει το ΣΗΕ της Κρήτης μέσα από τις διασυνδέσεις. Η γεννήτρια του Ηπειρωτικού Συστήματος τοποθετήθηκε στον καινούργιο ζυγό (Bus 20), κάτω από τον οποίο προστέθηκε και το αντίστοιχο φορτίο ζήτησης του ΕΣΜΗΕ.
- ο Στην συνέχεια, η μοντελοποίηση των δύο γραμμών της διασύνδεσης στο MATPOWER έγινε με την προσθήκη δύο νέων γραμμών μεταφοράς στον πίνακα `branch`, με τη μία γραμμή να συνδέει τους ζυγούς 1 (Ζυγός ΑΗΣ Χανιά) και 20, και την άλλη τους ζυγούς 6 (Ζυγός ΑΗΣ Λινοπεράματα) και 20. Η πρώτη γραμμή αντιστοιχεί στη διασύνδεση της Φάσης I (Χανιά- Πελοπόννησο), ενώ η δεύτερη στην Φάση II (Ηράκλειο-Αττική). Συνεπώς, κατά την προσομοίωση του Σεναρίου 2, όπου το σύστημα της Κρήτης είναι διασυνδεδεμένο μόνο με την Πελοπόννησο, η δεύτερη γραμμή δεν υφίσταται.

Τα στοιχεία R, L, C των νέων Γ.Μ. του συστήματος θεωρήθηκαν ιδανικά, έτσι ώστε να αποφευχθούν οι απότομες μεταβολές και οι μεγάλες πτώσεις στην τάση.

Στον Πίνακα 6.7 παρουσιάζονται τα υπόλοιπα τεχνικά χαρακτηριστικά των νέων Γ.Μ., όπως εισήχθησαν στο MATPOWER case:

	Ονομαστική Μεταφορική Ικανότητα	
	MW	MVA
Γ.Μ. Φάσης I	150	200
Γ.Μ. Φάσης II	500	750

Πίνακας 6.7: Τεχνικά χαρακτηριστικά νέων Γραμμών Μεταφοράς

6.3.1 Υπολογισμός Κόστους Γεννήτριας ΕΣΜΗΕ

Η εισαγωγή της γεννήτριας του Ηπειρωτικού Συστήματος στον πίνακα **gen** του MATPOWER συνοδεύεται από την αντίστοιχη προσθήκη του κόστους της στον πίνακα **gencost**. Η εύρεση και ο υπολογισμός των συντελεστών του κόστους της νέας αυτής γεννήτριας, συναρτήσει της παραγωγής της, υλοποιήθηκε με βάση τις χρονοσειρές Οριακής Τιμής του ηπειρωτικού συστήματος, καθώς και τις χρονοσειρές φορτίου, λαμβάνοντας στοιχεία από τον ΑΔΜΗΕ για το έτος 2018.

Η Οριακή Τιμή του Συστήματος (ΟΤΣ) είναι η τιμή στην οποία εκκαθαρίζεται η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και είναι η τιμή που εισπράττουν όλοι όσοι εγγέουν ενέργεια στο Σύστημα και πληρώνουν όλοι όσοι ζητούν ενέργεια από το Σύστημα.

Συγκεκριμένα, η Οριακή Τιμή του Συστήματος διαμορφώνεται από τον συνδυασμό των προσφορών τιμών και ποσοτήτων που υποβάλλουν κάθε μέρα οι διαθέσιμες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, και του ωριαίου φορτίου ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, που διαμορφώνεται σε καθημερινή βάση από τους καταναλωτές.

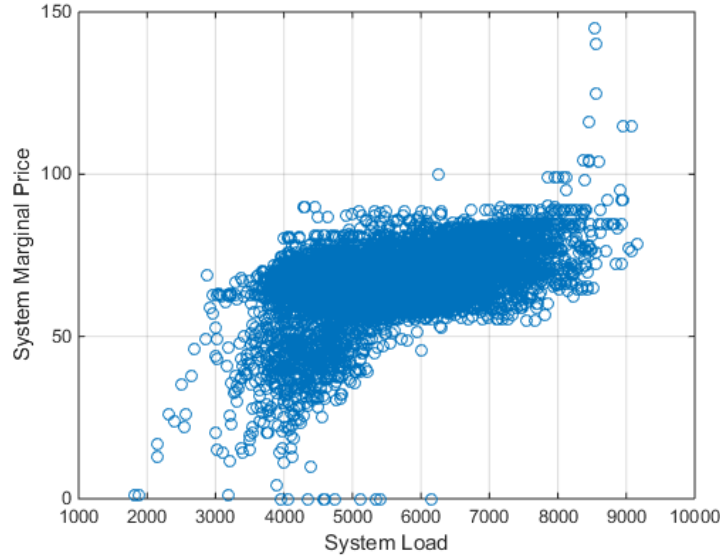
Σύμφωνα με τις βασικές αρχές της μικροοικονομικής θεωρίας, μπορεί να αναφερθεί ότι οι μονάδες παραγωγής κατατάσσονται αναλόγως των προσφορών τους σε αύξουσα σειρά, ξεκινώντας από την χαμηλότερη προσφερόμενη τιμή για ορισμένη ποσότητα ενέργειας και καταλήγοντας στην υψηλότερη προσφερόμενη τιμή.

Στο σημείο, όπου οι προσφερόμενες ποσότητες ενέργειας εξυπηρετούν το ζητούμενο φορτίο, καθορίζεται και η Οριακή Τιμή του Συστήματος. Στην ουσία, η Οριακή τιμή του Συστήματος συμπίπτει με την προσφορά της τελευταίας μονάδας που πρέπει να λειτουργήσει για να καλυφθεί η ζήτηση.

Για λόγους προστασίας των καταναλωτών και διαμόρφωσης συνθηκών υγιούς ανταγωνισμού τίθεται διοικητικά ανώτερο όριο ως προς την προσφερόμενη τιμή, το οποίο έχει τεθεί ίσο με 150€/MWh καθώς και κατώτερο επίπεδο προσφορών, το οποίο είναι το μεταβλητό κόστος της μονάδας, ώστε στις περισσότερες περιπτώσεις οι παραγωγοί να πληρώνονται το κόστος καυσίμου τους. [37]

Στο Σχήμα 6.2 παρουσιάζονται τα δεδομένα των χρονοσειρών της ΟΤΣ συναρτήσει του φορτίου του ΕΣΜΗΕ (P_L). Με τη βοήθεια του εργαλείου Basic Fitting της Matlab γίνεται η εύρεση της καμπύλης, η οποία “προσαρμόζεται” καταλληλότερα σε αυτό το σύνολο δεδομένων (Curve Fitting).

Σκοπός δηλαδή είναι η προσομοίωση των δεδομένων (ΟΤΣ - P_L) με μια πολυωνυμική εξίσωση. Το συγκεκριμένο εργαλείο καλύπτει όλες τις βασικές συναρτήσεις για την



Σχήμα 6.2: Δεδομένα χρονοσειρών της ΟΤΣ συναρτήσει του φορτίου του ΕΣΜΗΕ, P_L

ανάλυση παλινδρόμησης (regression analysis), όπως ονομάζεται η παραπάνω διαδικασία της ταυτόχρονης μελέτης δύο ή περισσότερων μεταβλητών για τον προσδιορισμό της μεταξύ τους σχέσης.

Η έκδοση της Matlab, η οποία χρησιμοποιείται για την εκπόνηση της παρούσας εργασίας είναι η R2014b. Το εργαλείο Basic Fitting σε αυτή την έκδοση έχει τις ακόλουθες συναρτήσεις:

- Spline Interpolant
- Shape Preserving Interpolant
- Linear
- Quadratic
- Cubic
- Polynomial (4th degree to 10th degree)

Στο Σχήμα 6.3 αναπαρίστανται οι συναρτήσεις τετραγωνικής, κυβικής και 4ου βαθμού πολυωνυμικής παλινδρόμησης καθώς και η αντίστοιχη εξίσωση για το συγκεκριμένο σύνολο δεδομένων. Μεταξύ των τριών καμπυλών παλινδρόμησης, επιλέχθηκε τελικά αυτή της πολυωνυμικής, καθώς ταιριάζει καλύτερα στο δοσμένο σύνολο δεδομένων.

Τα δεδομένα που προκύπτουν από το Fitting αποθηκεύονται σε μια δομή, στην οποία εμπεριέχονται οι συντελεστές της επιλεγμένης εξίσωσης 4ου βαθμού.

Το πολυώνυμο που προέκυψε, ουσιαστικά είναι της μορφής:

$$ΟΤΣ = a_4 \cdot P_L^4 + a_3 \cdot P_L^3 + a_2 \cdot P_L^2 + a_1 \cdot P_L + a_0,$$

όπου P_L είναι το φορτίο του Ηπειρωτικού Συστήματος και

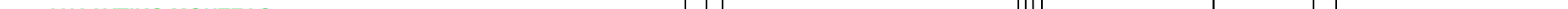
$$a_4 = -6.98e^{-14}$$

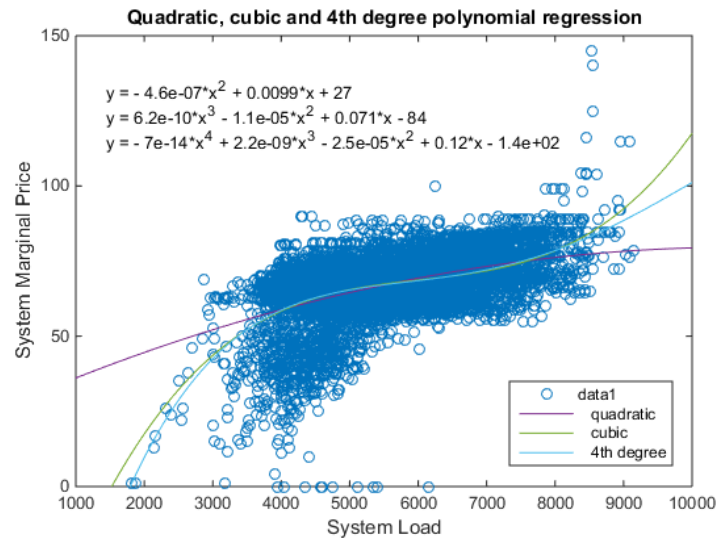
$$\begin{aligned}
a_3 &= 2.2155e^{-09} \\
a_2 &= -2.4505e^{-05} \\
a_1 &= 0.1179 \\
a_0 &= -144.76
\end{aligned}$$

Οι παραπάνω συντελεστές χρησιμοποιήθηκαν στον πίνακα `gencost` του `mpc` για τον προσδιορισμό της συνάρτησης κόστους της γεννήτριας του Ηπειρωτικού ΣΗΕ. Ο ρόλος της συγκεκριμένης γεννήτριας είναι τόσο η εξυπηρέτηση του φορτίου του νησιού μέσω των διασυνδέσεων ($P_{\delta/\sigma,1}$, $P_{\delta/\sigma,2}$), όσο και του φορτίου του Ηπειρωτικού ΣΗΕ (P_L). Το νησί προμηθεύεται την ενέργεια από το ΕΣΜΗΕ με ένα κόστος που λαμβάνεται ίσο με την Οριακή Τιμή του Συστήματος (ΟΤΣ) συναρτήσει μόνο της παραγωγής της συγκεκριμένης γεννήτριας για το Ηπειρωτικό Σύστημα, P_L . Δηλαδή, έγινε η θεώρηση ότι η παραγωγή της γεννήτριας του Ηπειρωτικού Συστήματος, P_G , με καλή προσέγγιση ισούται περίπου με το φορτίο P_L συν την ισχύ που προέρχεται από τις διασυνδέσεις.

$$P_G \approx P_L + P_{\delta/\sigma,1} + P_{\delta/\sigma,2}$$

Στην Εικόνα που ακολουθεί φαίνεται η δομή του διασυνδεδεμένου ΣΗΕ μετά και από την εισαγωγή των νέων στοιχείων. Στο υπόλοιπο σύστημα δεν υφίστανται περαιτέρω αλλαγές όσον αφορά τα στοιχεία από τα οποία απαρτίζεται και τη βασική του δομή.

[illegible]



Σχήμα 6.3: Καμπύλες παλινδρόμησης για τα δεδομένα χρονοσειρών της ΟΤΣ & του φορτίου του ΕΣΜΗΕ, P_L

Σημειώνεται ότι το κόστος που αφορά μόνο το ΣΗΕ της Κρήτης υπολογίζεται βάσει της ισχύος που φέρει η κάθε διασύνδεση, οι ΑΠΕ του νησιού, καθώς και η τοπική παραγωγή, εάν και όποτε αυτή συνεισφέρει κατά την εξυπηρέτηση του φορτίου.

6.4 Επιλογή Σεναρίων

Αρχικά, στόχος της εργασίας είναι η ανάδειξη της λειτουργίας του ΣΗΕ της Κρήτης, τόσο σαν αυτόνομο σύστημα, όσο και σαν διασυνδεδεμένο, έχοντας ως δεδομένα εισόδου τις χρονοσειρές φορτίου και ΑΠΕ του νησιού. Έτσι λοιπόν, τα σενάρια που υλοποιήθηκαν χωρίστηκαν σε τρεις κατηγορίες ανάλογα με το εάν το σύστημα έχει διασυνδέσεις ή όχι:

- ο Σενάριο 1, όπου προσομοιώνεται το σύστημα χωρίς καμία διασύνδεση, εξαρτώμενο μόνο από την τοπική παραγωγή και τις ΑΠΕ,
- ο Σενάριο 2, όπου μοντελοποιείται το σύστημα μόνο με τη μία διασύνδεση της Φάσης Ι (Χανιά - Πελοπόννησος), και
- ο Σενάριο 3, όπου το σύστημα είναι διασυνδεδεμένο με τον Ηπειρωτικό κορμό και μέσω της δεύτερης διασύνδεσης της Φάσης ΙΙ (Ηράκλειο - Αττική).

Εξαιτίας των διακυμάνσεων που παρατηρούνται κατά τη διάρκεια ενός έτους στο φορτίο, καθώς και την αιολική παραγωγή του ΣΗΕ της Κρήτης, επιλέχθηκαν τέσσερα διαφορετικά τυπικά 24ωρα προφίλ φορτίου ζήτησης, ένα για κάθε εποχή του έτους (Χειμώνας, Άνοιξη, Καλοκαίρι, Φθινόπωρο) και τρία σενάρια αιολικής διείσδυσης, τα οποία προέκυψαν με βάση ετήσιες χρονοσειρές για τα αιολικά της Κρήτης και αντιστοιχούν σε χαμηλή, μέση και υψηλή αιολική παραγωγή. Αντίστοιχα, επιλέχθηκαν για τις περιπτώσεις όπου προσομοιώνεται το σύστημα με τις διασυνδέσεις, ακόμη τέσσερα προφίλ φορτίου ζήτησης του Ηπειρωτικού Συστήματος (χρονοσειρές φορτίου από την ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ). Τα προφίλ των αιολικών αντιστοιχήθηκαν στα ομαδοποιημένα Α/Π ανά Νομό, έχοντας ως βάση το Λασιθί (main wind curve), ενώ οι καμπύλες

στα Χανιά και στο Ηράκλειο/Ρέθυμνο είναι στο -30% και -15% εκείνης του Λασιθίου αντίστοιχα (Σχήμα 6.6).

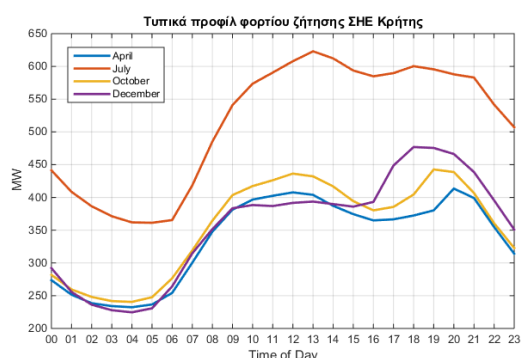
Στους Πίνακες 6.8 και 6.9 συνοψίζονται τα σενάρια φορτίου για κάθε περίπτωση, ενώ στα διαγράμματα που ακολουθούν γίνεται εμφανής η τυπική ημερήσια ζήτηση σε MW των ΣΗΕ Κρήτης και του ΕΣΜΗΕ, καθώς και τα σενάρια αιολικής διείσδυσης που τελικά επιλέχθηκαν.

	Σενάρια Φορτίου	
	Ημερήσια Ζήτηση (MWh)	Αιχμή Φορτίου (MW)
Απρίλιος	8088,9	413,54
Ιούλιος	12332	623,07
Οκτώβριος	8548,2	442,73
Δεκέμβριος	8563,4	476,91

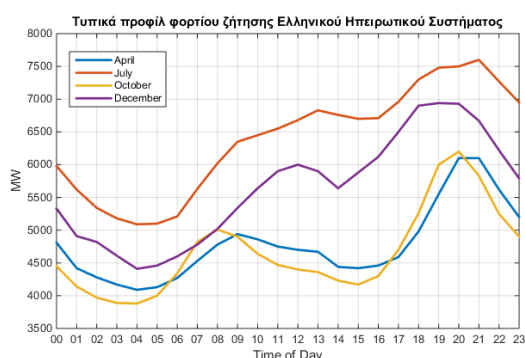
Πίνακας 6.8: Επιλεγμένα Σενάρια Φορτίου Ζήτησης Κρήτης

	Σενάρια Φορτίου	
	Ημερήσια Ζήτηση (MWh)	Αιχμή Φορτίου (MW)
Απρίλιος	114860	6100
Ιούλιος	153260	7600
Οκτώβριος	112110	6200
Δεκέμβριος	135310	6940

Πίνακας 6.9: Επιλεγμένα Σενάρια Φορτίου Ζήτησης ΕΣΜΗΕ



(α') ΣΗΕ Κρήτης

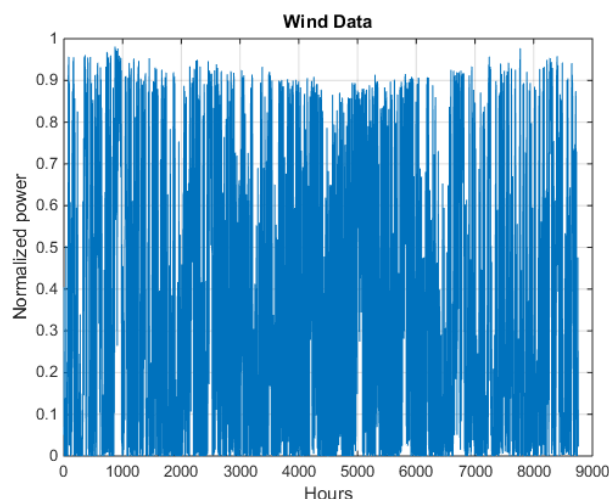


(β') Ηπειρωτικό ΣΗΕ

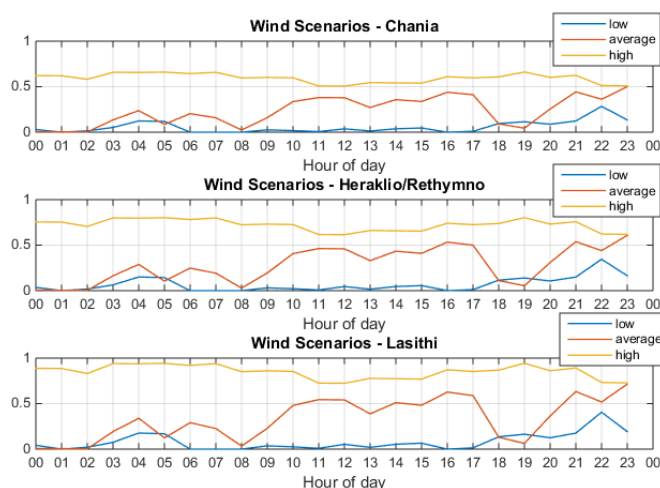
Σχήμα 6.4: Ωριαίες χρονοσειρές φορτίου ζήτησης ΣΗΕ Κρήτης & Ηπειρωτικού ΣΗΕ

6.5 Μεθοδολογία Επίλυσης

Στο σημείο αυτό αναλύεται η μεθοδολογία που ακολουθήθηκε όσον αφορά τη μελέτη του ΣΗΕ της Κρήτης τόσο ως αυτόνομο σύστημα, όσο και ως διασυνδεδεμένο



Σχήμα 6.5: Κανονικοποιημένη χρονοσειρά αιολικής διείσυσης ενός έτους για το ΣΗΕ Κρήτης



Σχήμα 6.6: Σενάρια αιολικής διείσδυσης για το ΣΗΕ Κρήτης ανά Νομό

με το ΕΣΜΗΕ. Για τον σκοπό αυτό χρησιμοποιήθηκε τόσο το εργαλείο MATPOWER Optimal Scheduling Tool (MOST), όσο και οι συναρτήσεις του MATPOWER `runopf` και `runopf`. Μετά τη μοντελοποίηση του συστήματος (αυτόνομου και διασυνδεδεμένου) και την εύρεση σεναρίων φορτίου ζήτησης και αιολικής διείσδυσης, αξιοποιήθηκαν τα πλεονεκτήματα που έχει να προσφέρει το κάθε ένα από τα παραπάνω εργαλεία ως εξής:

- Αρχικά, χρησιμοποιήθηκε το MOST για την εκτέλεση της DC βέλτιστης ροής φορτίου (DC OPF) και την εισαγωγή στοχαστικής παραγωγής από τα αιολικά για το υπό εξέταση χρονικό διάστημα, καθώς και για τον καθορισμό του προγράμματος ένταξης μονάδων (Unit Commitment Schedule) που θα ελαχιστοποιεί το συνολικό κόστος παραγωγής. Από το MOST προκύπτει ένα πρόγραμμα λειτουργίας και για τα τρία σενάρια αιολικής διείσδυσης.
- Στην συνέχεια, αξιοποιήθηκε η συνάρτηση του MATPOWER `runopf` για την εξεύρεση επιπλέον μονάδων, οι οποίες χρειάζεται να ενταχθούν στο πρόγραμμα

λειτουργίας του MOST, έτσι ώστε να αποφευχθούν οι πτώσεις τάσης, εφόσον εκτελείται επιπλέον της DC και AC βέλτιστη ροή φορτίου (AC OPF).

- ο Το τελευταίο βήμα αποτελείται από την συνάρτηση του MATPOWER `runopf`, η οποία είναι υπεύθυνη για την εκτέλεση μιας AC OPF, που εφαρμόζεται για κάθε ώρα ξεχωριστά, και στόχο έχει τον υπολογισμό των απωλειών, των τάσεων, αλλά και τον έλεγχο όλων των περιορισμών του συστήματος, δηλαδή των ροών και των ορίων άεργης ισχύος.

Συνδυαστικά λοιπόν, τα δύο εργαλεία, MATPOWER και MOST, παρέχουν όλες τις ζητούμενες πληροφορίες (κόστη, τάσεις, απώλειες, παραβίαση περιορισμών) για την παραγωγή του τελικού προγράμματος λειτουργίας των μονάδων του συστήματος και την κάλυψη του απαιτούμενου φορτίου.

Κεφάλαιο 7

Εκτέλεση Σεναρίων & Αποτελέσματα

Όπως εξηγείται στο Κεφάλαιο 6, η διαδικασία της προσομοίωσης του συστήματος χωρίζεται σε δύο διαφορετικά στάδια: Το πρώτο συνίσταται από την εφαρμογή του εργαλείου MOST για την εκτέλεση ενός DC OPF πολλαπλών περιόδων (multiperiod DC OPF), με σκοπό την εμφάνιση ενός προγράμματος ένταξης μονάδων παραγωγής με το βέλτιστο κόστος για τρία διαφορετικά σενάρια αιολικής διείσδυσης. Το δεύτερο μέρος της προσομοίωσης συνίσταται από την εφαρμογή ενός AC OPF για κάθε ώρα της ημέρας, χρησιμοποιώντας το πρόγραμμα λειτουργίας μονάδων (Unit Commitment Schedule) του MOST ως σημείο εκκίνησης, εισάγοντας επιπλέον μονάδες για την σωστή λειτουργία και την ευστάθεια του συστήματος. Ο λόγος για τον οποίο πραγματοποιείται η παραπάνω διαδικασία συνδέεται με το γεγονός ότι δεν λαμβάνονται υπόψη από το MOST οι περιορισμοί του συστήματος εναλλασσόμενου ρεύματος (AC system restrictions) και τα όρια που έχουν τεθεί.

Πιο συγκεκριμένα, όπως αναφέρθηκε και σε προηγούμενο κεφάλαιο, κατά την Ανάλυση Ροής Φορτίου πρέπει να ικανοποιούνται οι ακόλουθοι περιορισμοί:

- ο Να μην γίνεται υπέρβαση των οριακών δυνατοτήτων των πηγών αέργου ισχύος.
- ο Να μην γίνεται υπέρβαση των ορίων λήψης των μετασχηματιστών ελέγχου.
- ο Να μην υπερφορτίζονται οι γραμμές και οι μετασχηματιστές.
- ο Οι τάσεις των ζυγών να παραμένουν μέσα στα προδιαγεγραμμένα όρια.

Ως προς τα εξεταζόμενα σενάρια, υπενθυμίζεται ότι το Σενάριο 1 αφορά την εκτέλεση και προσομοίωση του συστήματος χωρίς διασυνδέσεις, το Σενάριο 2 συνίσταται από το σύστημα με μία διασύνδεση, ενώ το Σενάριο 3 μοντελοποιεί το σύστημα και με τις δύο διασυνδέσεις. Όλα τα σενάρια αφορούν σε 24ωρο προγραμματισμό και τα αποτελέσματα διακρίνονται σε αυτά που προέκυψαν μετά από την εκτέλεση ενός DC OPF και σε εκείνα που προέκυψαν μετά από την εκτέλεση ενός AC OPF. Επίσης, σημειώνεται πως τα αποτελέσματα που αφορούν αποκλειστικά το ΣΗΕ της Κρήτης για τα Σενάρια 2 και 3 ως προς το κόστος παραγωγής από την ισχύ που προέρχεται από τις ΑΠΕ του νησιού, την τοπική παραγωγή και τις διασυνδέσεις, βρίσκονται στον Πίνακα 7.37.

Σε αυτό το κεφάλαιο παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων που εκτελέστηκαν σύμφωνα με τα επιλεγμένα σενάρια που αναλύθηκαν προηγουμένως.

7.1 Χαρακτηριστική Ημέρα Απριλίου

7.1.1 Σενάριο 1 - Αυτόνομο Σύστημα

Σε αυτό το σημείο παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του Αυτόνομου ΣΗΕ της Κρήτης για μια τυπική ημέρα για τον μήνα Απρίλιο, τα οποία προέκυψαν μετά από την εκτέλεση των συναρτήσεων `most` και `runopf`.

Το εργαλείο MOST δέχεται σαν δεδομένα τις 24ωρες χρονοσειρές φορτίου, καθώς και τα επιλεγμένα σενάρια αιολικής διείσδυσης του Κεφαλαίου 6, και μετά από την εκτέλεση μιας DC βέλτιστης ροής φορτίου, δίνει ένα ενιαίο πρόγραμμα λειτουργίας των μονάδων παραγωγής του συστήματος για όλα τα σενάρια παραγωγής από ΑΠΕ.

Αυτό που αλλάζει σε κάθε ένα από τα σενάρια αιολικής διείσδυσης (χαμηλή, μεσαία, υψηλή) είναι η παραγωγή από την κάθε μονάδα. Έτσι, η παραγωγή από τις θερμικές μονάδες μειώνεται ή αυξάνεται όταν η παραγωγή από τα αιολικά είναι υψηλή ή χαμηλή αντίστοιχα.

Η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης που προέκυψε για το Σενάριο 1, όπου το σύστημα στηρίζεται αποκλειστικά στην τοπική παραγωγή και τις ΑΠΕ, παρουσιάζεται στους Πίνακες 7.1 και 7.2. Το αποτέλεσμα του πρώτου πίνακα αφορά και τα τρία σενάρια αιολικής διείσδυσης, εφόσον το MOST, όπως έχει αναφερθεί, παράγει ένα Πρόγραμμα Unit Commitment, ενώ στον δεύτερο πίνακα περιέχονται τρία κόστη για καθένα από τα τρία σενάρια χαμηλής, μέσης και υψηλής αιολικής διείσδυσης (αποτελέσματα AC OPF).

Συνολικό κόστος MOST (€)
905.260

Πίνακας 7.1: Μέσο συνολικό κόστος ΣΗΕ Κρήτης και για τα τρία σενάρια αιολικής παραγωγής (Σενάριο 1 - Απρίλιος)

Συνολικό κόστος AC OPF (€)		
Low Wind Scenario	Average Wind Scenario	High Wind Scenario
949.400	910.500	868.600

Πίνακας 7.2: Συνολικό κόστος ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 1 - Απρίλιος)

Το κόστος στον Πίνακα 7.1 αφορά το 24ωρο Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων του Σχήματος 7.1, που είχε ως αποτέλεσμα η εκτέλεση του DC OPF. Ωστόσο, για την ορθή εκτέλεση του αλγορίθμου του AC OPF, χρειάστηκε η ένταξη επιπλέον μονάδων στο Πρόγραμμα Ένταξης του MOST, με στόχο την παραμονή των μέτρων των τάσεων στα επιθυμητά όρια που έχουν τεθεί:

$$0.95 \leq V_{pu} \leq 1.05$$

Έτσι, το κόστος στον Πίνακα 7.2 αφορά το 24ωρο Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων του Σχήματος 7.1 συν τις επιπλέον γεννήτριες που ενεργοποιήθηκαν για την εκτέλεση του AC OPF. Έτσι, ο μέσος όρος από τα κόστη που προέκυψαν από την εκτέλεση του AC

OPF διαφέρει ελάχιστα από το μέσο συνολικό κόστος του συστήματος που προέκυψε μετά από την εκτέλεση του DC OPF.

Πιο συγκεκριμένα, οι μονάδες και οι ώρες κατά τις οποίες απαιτήθηκαν να ενταχθούν αυτές ανά Σενάριο Αιολικής Παραγωγής είναι οι εξής:

- Low Wind Scenario

Η μονάδα 1 από τις 2 π.μ. έως και τις 4 π.μ.

Η μονάδα 2 από τη 1 π.μ. έως και τις 3 π.μ.

Οι μονάδες 9 και 12 για όλο το 24ωρο, όπως και οι μονάδες 13 και 14.

- Average Wind Scenario

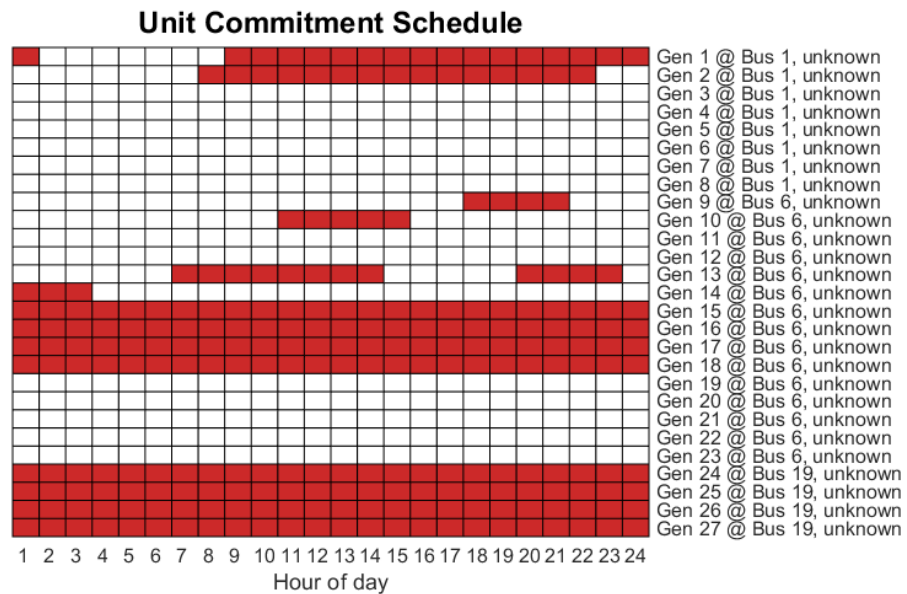
Η μονάδα 1 από τις 2 π.μ. και η μονάδα 2 από τη 1 π.μ. έως και τις 3 π.μ.

Οι μονάδες 8 και 14 για όλο το 24ωρο.

- High Wind Scenario

Καμία αλλαγή στο υπάρχον πρόγραμμα ένταξης δεν έγινε σε αυτό το σενάριο.

Αξιίζει να σημειωθεί πως στην περίπτωση όπου η παραγωγή από τα αιολικά καλύπτει μεγάλο μέρος της ζήτησης (High Wind Scenario), ο αλγόριθμος της AC βέλτιστης ροής ισχύος συγκλίνει, χωρίς την επιπλέον προσθήκη μονάδων.



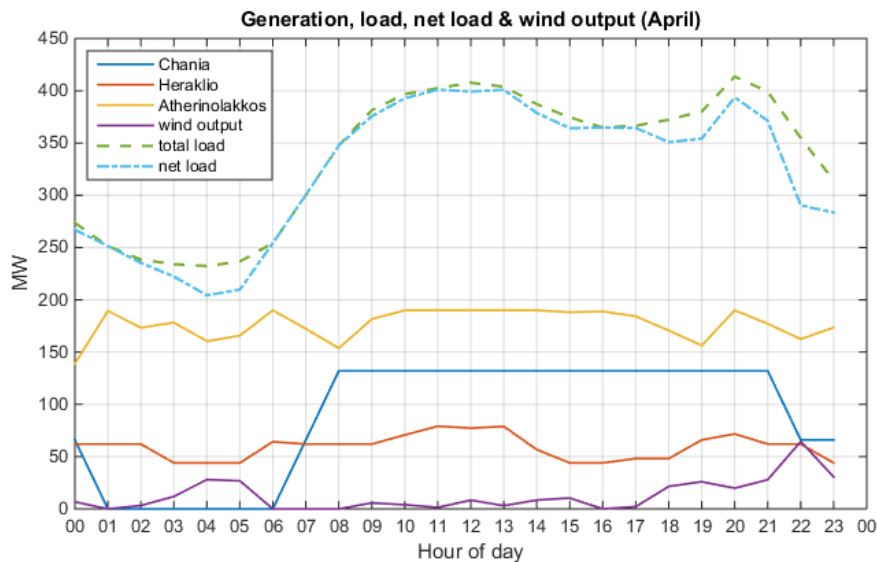
Σχήμα 7.1: 24ωρο Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων (Σενάριο 1 - Απρίλιος)

Στο Σχήμα 7.1 βρίσκεται το 24ωρο πρόγραμμα λειτουργίας των μονάδων του ΣΗΕ της Κρήτης, το οποίο προέκυψε μετά από την εκτέλεση του MOST. Στη διαδικασία ένταξης των μονάδων, πέρα από τους περιορισμούς που αφορούν τα τεχνικά ελάχιστα και μέγιστα όρια των μονάδων ($P_{min/max}$, $Q_{min/max}$), στον αλγόριθμο τέθηκε και ο περιορισμός που αφορά τους χρόνους λειτουργίας και κράτησης των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, δηλαδή:

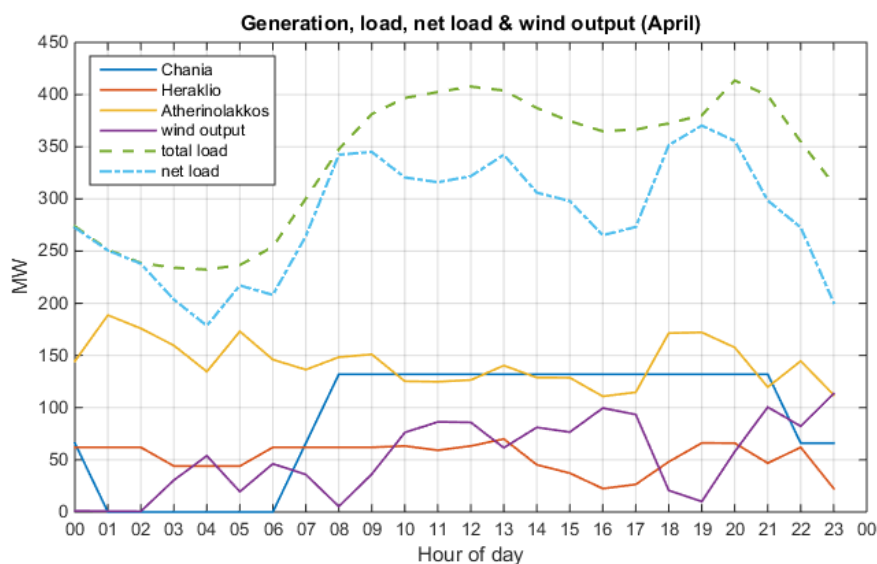
$$\text{MinUp/Down Time} = 4 \text{ ώρες}$$

Για το προκύπτον πρόγραμμα λειτουργίας παρατηρείται ότι ο παραπάνω χρονικός περιορισμός καλύπτεται, εφόσον όπως αναφέρθηκε και στο Κεφάλαιο 4, το MOST θεωρεί ότι είναι εφικτές οι μεταβάσεις από την τελευταία περίοδο του ορίζοντα πίσω στην πρώτη (εφαρμογή κυκλικού χρονοδιαγράμματος).

Ενταγμένες είναι οι πιο οικονομικές μονάδες, δηλαδή όλες οι μονάδες του ΑΗΣ Αθρινολακκού, καθώς και όλες οι ντιζελογεννήτριες του ΑΗΣ Λινοπεραμάτων. Μετά τις 8 π.μ., όπου η ζήτηση αρχίζει να αυξάνεται, εντάσσεται στο πρόγραμμα και η μονάδα Συνδυασμένου Κύκλου του ΑΗΣ Χανίων.

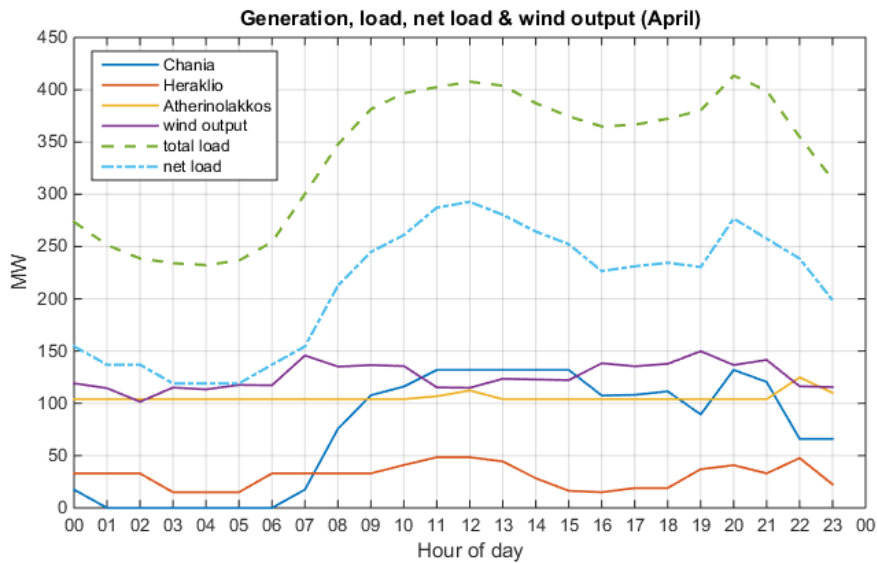


Σχήμα 7.2: Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Low Wind - Απρίλιος)



Σχήμα 7.3: Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Avg Wind - Απρίλιος)

Η παραγωγή ανά ΑΗΣ και ανά Σενάριο Αιολικής Διείσδυσης βρίσκεται στα Σχήματα 7.2, 7.3, 7.4. Παράλληλα φαίνονται τόσο η παραγωγή από τα αιολικά, όσο και το



Σχήμα 7.4: Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (High Wind - Απρίλιος)

φορτίο του συστήματος (ολικό & καθαρό).

Το καθαρό φορτίο - η συνολική ηλεκτρική ζήτηση στο σύστημα μείον την παραγωγή από ΑΠΕ - αντιπροσωπεύει τη ζήτηση στην οποία πρέπει να ανταποκριθεί ο διαχειριστής του συστήματος μέσω της τοπικής θερμικής παραγωγής (για Αυτόνομο Σύστημα) και της εισαγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από το εξωτερικό του συστήματος (για Διασυνδεδεμένο Σύστημα).

Στα δύο πρώτα σενάρια (Σχήματα 7.2, 7.3) η συνολική παραγωγή των γεννητριών και των τριών Σταθμών κυμαίνεται στα ίδια περίπου επίπεδα, ενώ η παραγωγή τους μειώνεται στην περίπτωση όπου υπάρχει αυξημένη παραγωγή από τα Α/Π του συστήματος (Σχήμα 7.4).

Στην συνέχεια, παρουσιάζονται οι τάσεις ανά ζυγό και οι απώλειες του Αυτόνομου ΣΗΕ της Κρήτης σε σύγκριση με την ολική παραγωγή ανά ώρα, αποτελέσματα τα οποία προέκυψαν μετά από την εκτέλεση της συνάρτησης `runopf`.

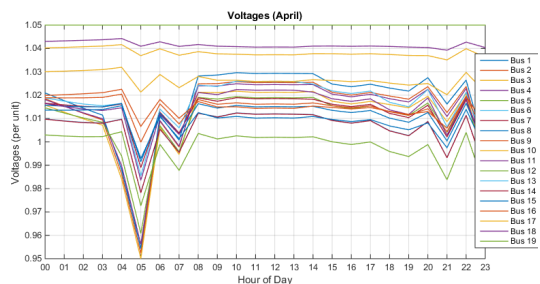
Όσον αφορά τα μέτρα των τάσεων, παρατηρείται ότι και στα τρία σενάρια αιολικής παραγωγής, βρίσκονται εντός ορίων. Ως προς τις απότομες μεταβολές αξίζει να αναφερθεί πως ο αλγόριθμος κατά την εκτέλεση του AC OPF, προσπαθεί να βρει ένα βέλτιστο σημείο λειτουργίας, ελαχιστοποιώντας τόσο το κόστος λειτουργίας, όσο και τις απώλειες του συστήματος. «Αναγκάζεται» λοιπόν να μεταβάλλει πολύ την άεργο ισχύ ανάλογα με το σημείο λειτουργίας του συστήματος. Έτσι, στην μία περίπτωση είναι προτιμότερη η λειτουργία με υψηλή τάση, ενώ για λίγο διαφορετικό σημείο λειτουργίας, είναι προτιμότερη η λειτουργία με χαμηλή τάση.

Για τον υπολογισμό των απωλειών ισχύουν οι παρακάτω σχέσεις:

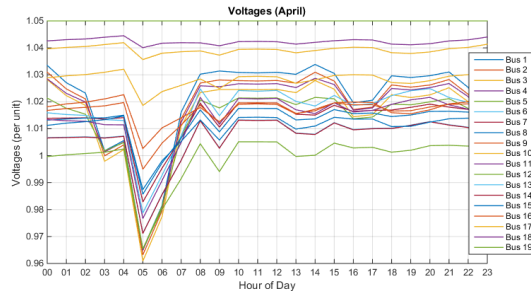
$$P \text{ Losses} = I^2 \cdot R$$

$$Q \text{ Losses} = I^2 \cdot X$$

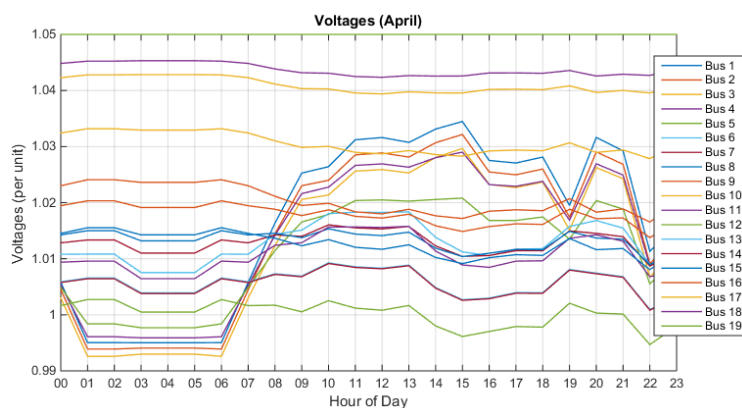
Όπως αναμενόταν, οι απώλειες είναι υψηλότερες όταν το φορτίο και κατά συνέπεια και η παραγωγή είναι επίσης σε υψηλότερα επίπεδα. Ωστόσο, οι απώλειες στο σύστημα είναι μικρές όταν συγκρίνονται με την συνολική παραγωγή του συστήματος, όπως φαίνεται στο Σχήμα 7.6.



(α') Σενάριο Χαμηλής Αιολικής Διείσδυσης



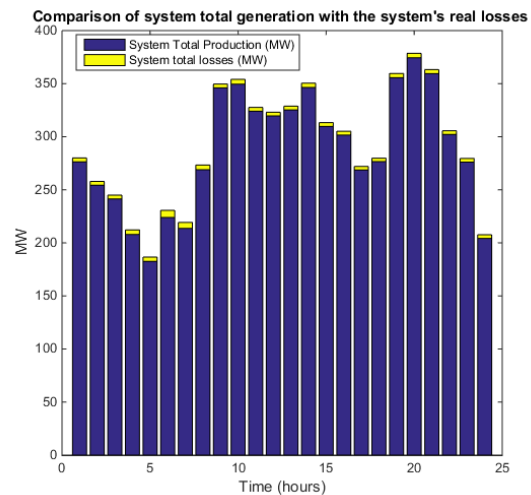
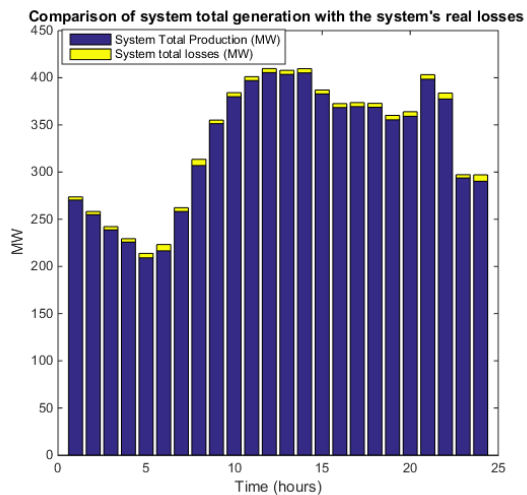
(β') Σενάριο Μεσαίας Αιολικής Διείσδυσης



(γ') Σενάριο Υψηλής Αιολικής Διείσδυσης

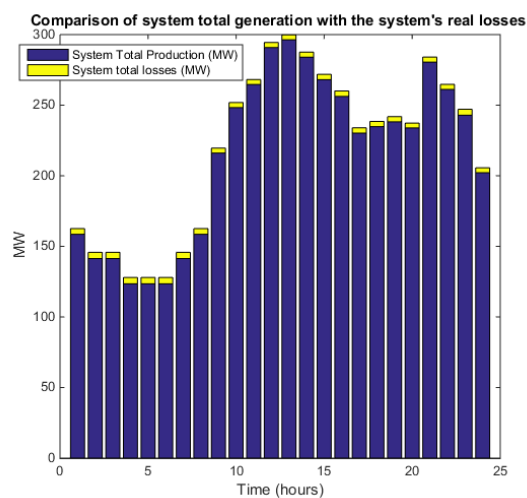
Σχήμα 7.5: Μέτρα Τάσεων ανά ζυγό (Σενάριο 1 - Απρίλιος)

Στο Σχήμα 7.7 φαίνονται οι άεργες απώλειες του φορτίου ανά ώρα σε σύγκριση με την αντίστοιχη άεργη παραγωγή των γεννητριών. Συμπερασματικά, οι άεργες απώλειες είναι μεγαλύτερες από τις ενεργές. Το σύνολο των ενεργών, καθώς και των άεργων απωλειών για αυτό το σενάριο περιλαμβάνονται στον Πίνακα 7.3.



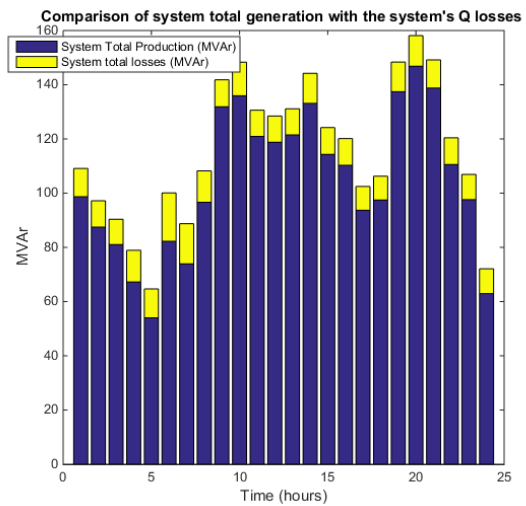
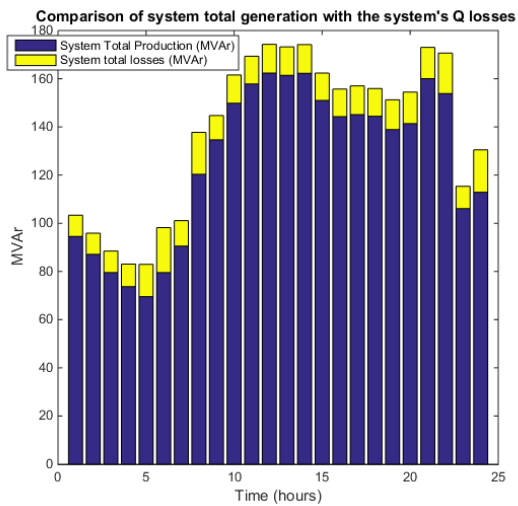
(α') Σενάριο Χαμηλής Αιολικής Διείσδυσης

(β') Σενάριο Μεσαίας Αιολικής Διείσδυσης



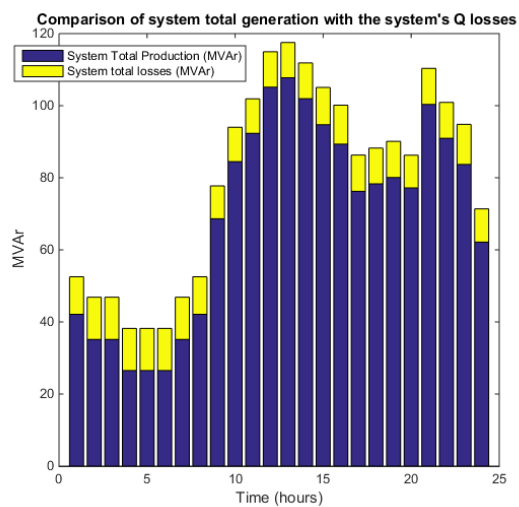
(γ') Σενάριο Υψηλής Αιολικής Διείσδυσης

Σχήμα 7.6: Σύγκριση της συνολικής πραγματικής παραγωγής με τις ενεργές απώλειες του συστήματος (Σενάριο 1 - Απρίλιος)



(α') Σενάριο Χαμηλής Αιολικής Διείσδυσης

(β') Σενάριο Μεσαίας Αιολικής Διείσδυσης



(γ') Σενάριο Υψηλής Αιολικής Διείσδυσης

Σχήμα 7.7: Σύγκριση της συνολικής άεργης παραγωγής με τις άεργες απώλειες του συστήματος (Σενάριο 1 - Απρίλιος)

Σύνολο ημερήσιων απωλειών			
	Low Wind	Average Wind	High Wind
P losses (MWh)	108,7394	94,9286	93,2901
Q losses (MVarh)	293,3337	256,7300	249,2989

Πίνακας 7.3: Συνολικές ημερήσιες ενεργές & άεργες απώλειες (Σενάριο 1 - Απρίλιος)

7.1.2 Σενάριο 2 - Σύστημα με μία Διασύνδεση

Από την εκτέλεση του MOST, η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης που προκύπτει για το Σενάριο όπου το ΣΗΕ της Κρήτης είναι διασυνδεδεμένο με την Πελοπόννησο, βρίσκεται στον Πίνακα 7.4. Στην τιμή αυτή συμπεριλαμβάνεται, εκτός από το κόστος παραγωγής του ΣΗΕ της Κρήτης, και το κόστος της παραγόμενης ενέργειας του Ηπειρωτικού Συστήματος. Τα κόστη που αφορούν αποκλειστικά το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής της Κρήτης, με και χωρίς τις διασυνδέσεις, παρατίθενται αναλυτικά στον Πίνακα 7.37.

Συνολικό κόστος MOST (€)
4.410.998

Πίνακας 7.4: Μέσο συνολικό κόστος Ηπειρωτικού Συστήματος & ΣΗΕ Κρήτης και για τα τρία σενάρια αιολικής παραγωγής (Σενάριο 2 - Απρίλιος)

Συνολικό κόστος AC OPF (€)		
Low Wind Scenario	Average Wind Scenario	High Wind Scenario
4.574.350	4.420.650	4.315.500

Πίνακας 7.5: Συνολικό κόστος Ηπειρωτικού Συστήματος & ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 2 - Απρίλιος)

Όμοια με το πρώτο Σενάριο, το κόστος στον Πίνακα 7.4 αφορά το 24ωρο Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων του Σχήματος 7.8, που είχε ως αποτέλεσμα η εκτέλεση του DC OPF.

Για την εκτέλεση του AC OPF, χρειάστηκε η ένταξη επιπλέον μονάδων, έτσι ώστε ο αλγόριθμος να συγκλίνει. Οι μονάδες και οι ώρες κατά τις οποίες απαιτήθηκαν να ενταχθούν αυτές ανά Σενάριο Αιολικής Παραγωγής είναι οι εξής:

- Low Wind Scenario

Η μονάδα 13 από τις 3 μ.μ. έως και τις 9 μ.μ.

Η μονάδα 17 για τις ώρες όπου δεν ήταν ενταγμένη κατά την εκτέλεση του DC OPF.

- Average Wind Scenario

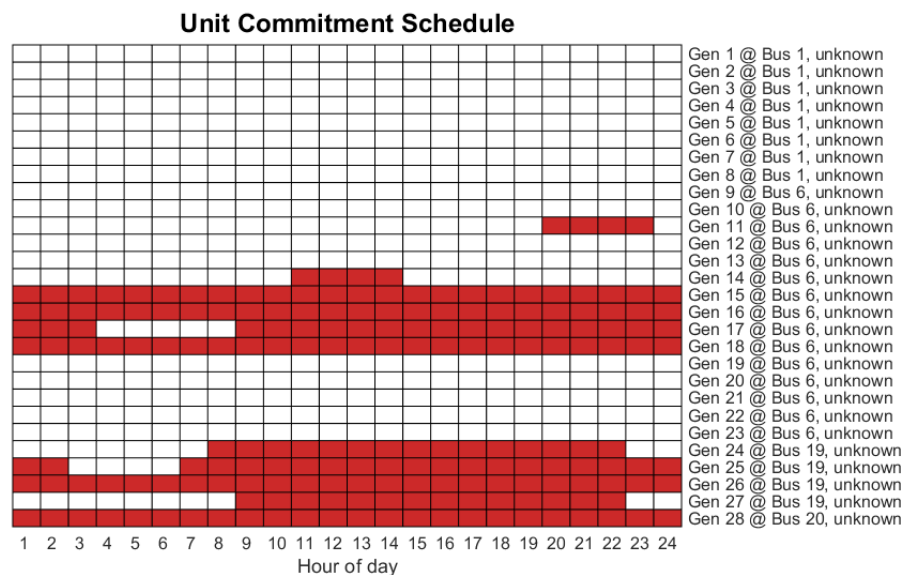
Η μονάδα 13 από τις 3 μ.μ. έως και τις 10 μ.μ.

- High Wind Scenario

Καμία αλλαγή στο υπάρχον πρόγραμμα ένταξης δεν έγινε σε αυτό το σενάριο.

Στο Σχήμα 7.8 βρίσκεται το 24ωρο πρόγραμμα λειτουργίας των μονάδων του ΣΗΕ της Κρήτης, μετά τη διασύνδεση με την επιπλέον γεννήτρια του Ηπειρωτικού Συστήματος (Γεννήτρια 28). Αυτή η γεννήτρια, όπως φαίνεται και στο Σχήμα, είναι ενταγμένη καθόλη τη διάρκεια του 24ώρου, καθώς εξυπηρετεί τόσο μέρος του φορτίου ζήτησης του ΣΗΕ της Κρήτης (μέσω της μιας διασύνδεσης), όσο και το φορτίο του Ηπειρωτικού ΣΗΕ.

Σε αυτό το σενάριο, όπως προκύπτει και από το αντίστοιχο Schedule, τίθενται σε λειτουργία και τοπικές μονάδες. Αυτό συμβαίνει διότι η ισχύς που εγχέεται στο δίκτυο μέσω της μίας διασύνδεσης δεν επαρκεί ώστε να τροφοδοτήσει εξολοκλήρου το φορτίο, με αποτέλεσμα να χρειάζεται να λειτουργήσουν οι θερμικές μονάδες. Σημαντικό μερίδιο στην παραγωγή εμφανίζουν οι μονάδες του ΑΗΣ Αθρινόλακκου, όπως και του ΑΗΣ των Λινοπεραμάτων.

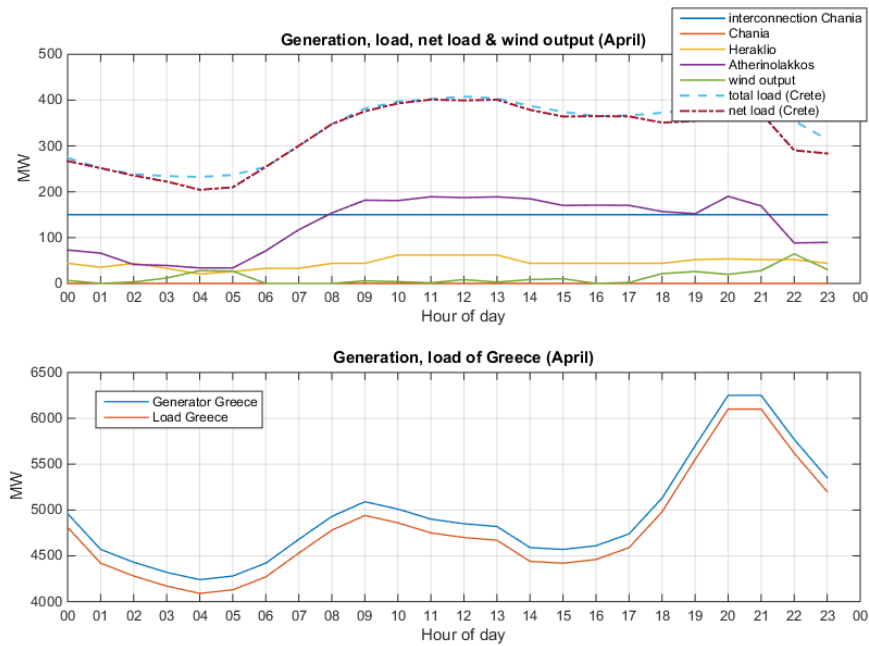


Σχήμα 7.8: 24ωρο Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων (Σενάριο 2 - Απρίλιος)

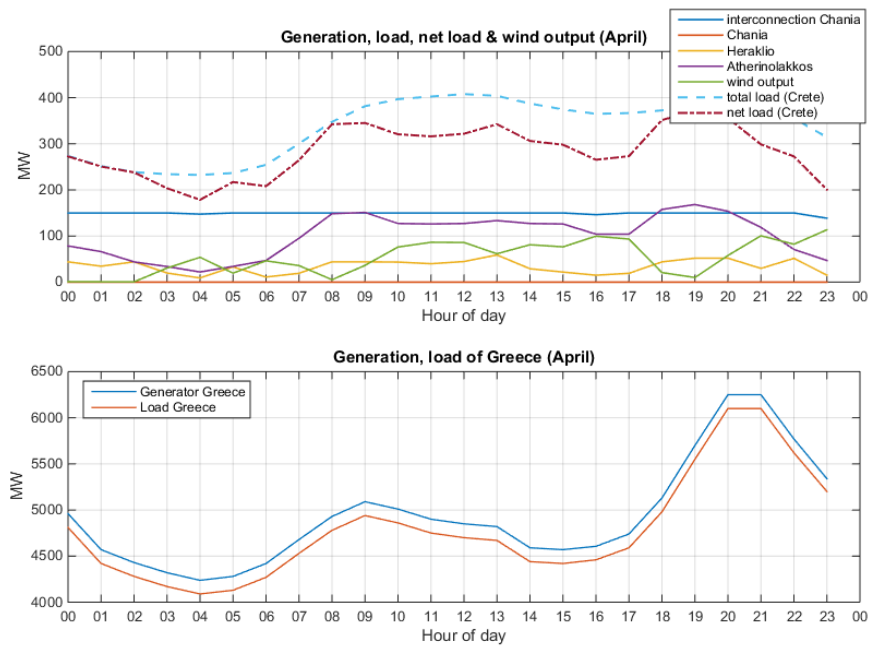
Στα Σχήματα 7.9, 7.10 και 7.11 βρίσκονται η παραγωγή σε MW ανά ΑΗΣ του ΣΗΕ Κρήτης με την πάροδο του χρόνου, ενώ σε ξεχωριστό plot βρίσκονται η παραγωγή και η ζήτηση του Ηπειρωτικού ΣΗΕ. Επίσης, καταγράφονται το φορτίο (ολικό & καθαρό), όπως και η αιολική παραγωγή. Όπως ήταν αναμενόμενο, οι καμπύλες παραγωγής του συστήματος ακολουθούν τον τρόπο με τον οποίο εξελίσσεται και η ζήτηση του φορτίου. Όταν το συνολικό φορτίο του συστήματος είναι μεγαλύτερο, η παραγωγή είναι επίσης υψηλότερη.

Παρατηρείται πως κατά τη μεσαία και την χαμηλή αιολική παραγωγή (Σχήματα 7.10, 7.9), παρέχεται συνεχής τροφοδότηση στα 150 MW του συστήματος για την εξυπηρέτηση του φορτίου της Κρήτης μέσω της διασύνδεσης, η οποία μειώνεται κατά τις πρωινές ώρες του Σεναρίου με την υψηλότερη παραγωγή από τα αιολικά (Σχήμα 7.11).

Η συνολική ενέργεια που παράχθηκε από τη γεννήτρια του Ηπειρωτικού ΣΗΕ και εγχύθηκε στο Δίκτυο της Κρήτης μέσω της Διασύνδεσης 1 παρουσιάζεται ανάλογα με το σενάριο αιολικής διείσδυσης (χαμηλό, μεσαίο, υψηλό) στον Πίνακα 7.6. Η χαμηλή

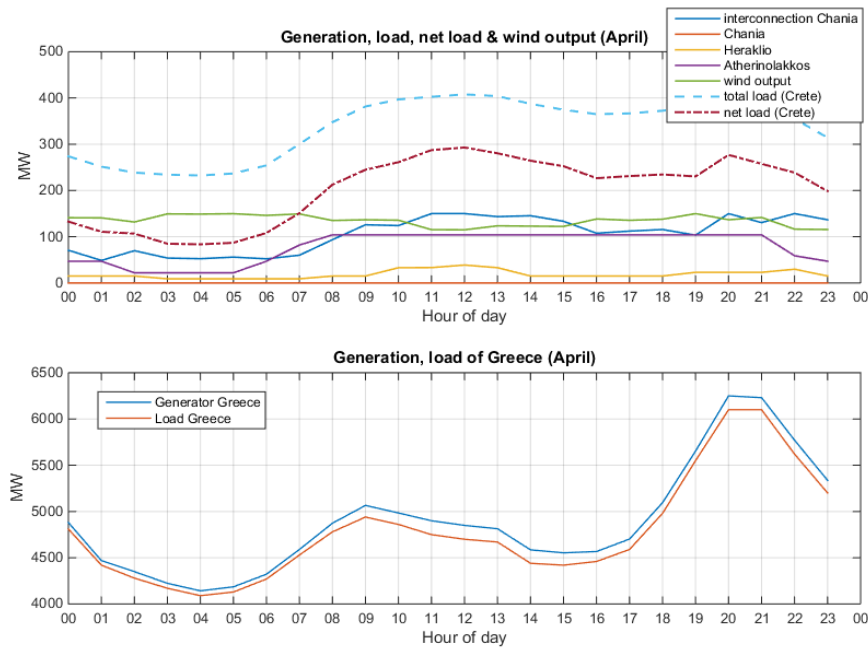


Σχήμα 7.9: Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Low Wind - Απρίλιος)



Σχήμα 7.10: Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Avg Wind - Απρίλιος)

παραγωγή των αιολικών έχει ως συνέπεια την αυξημένη ανάγκη για έγχυση μεγαλύτερης ισχύος από το Ηπειρωτικό Σύστημα, σε αντίθεση με την περίπτωση όπου τα αιολικά είναι σε θέση να καλύψουν μεγάλο μέρος του φορτίου του ΣΗΕ της Κρήτης.



Σχήμα 7.11: Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (High Wind - Απρίλιος)

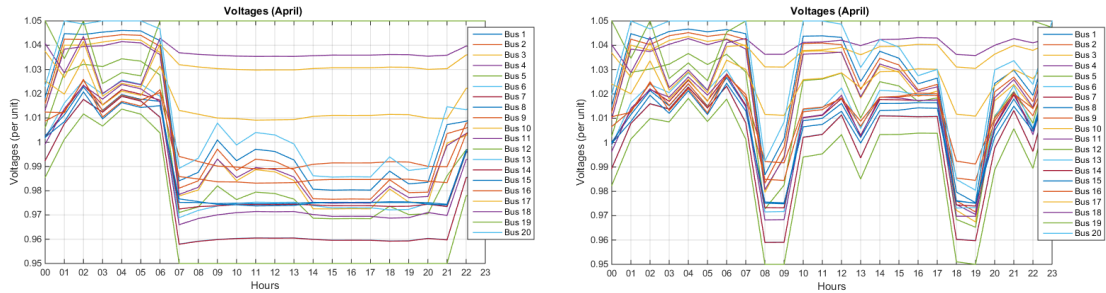
Συνολική ενέργεια που μεταφέρει η Διασύνδεση 1 (MWh)		
Low Wind Scenario	Average Wind Scenario	High Wind Scenario
3600,0	3579,4	2522,6

Πίνακας 7.6: Συνολική Εγγερόμενη Ενέργεια Διασύνδεσης 1 (Σενάριο 2 - Απρίλιος)

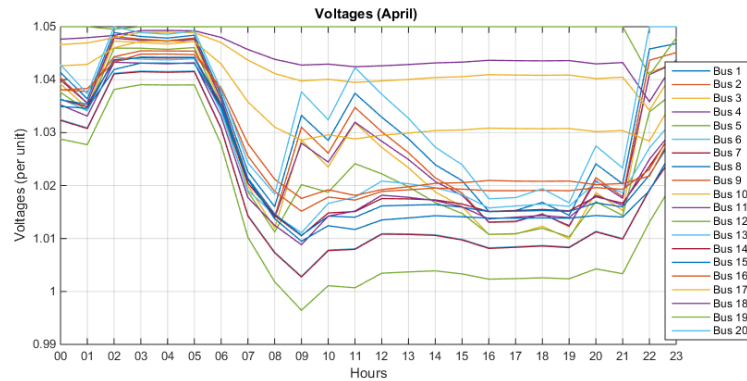
Όπως και προηγουμένως, τα μέτρα των τάσεων προέκυψαν από την εκτέλεση ενός AC OPF. Τα μέτρα των τάσεων βρίσκονται εντός ορίων και στα τρία σενάρια αιολικής παραγωγής. Επιπλέον, στα Σχήματα 7.12α' και 7.12γ' φαίνεται ότι καθώς το φορτίο αυξάνεται μέσα στη διάρκεια της ημέρας, τα μέτρα των τάσεων μειώνονται, ενώ το αντίθετο συμβαίνει με τη μείωση του φορτίου. Για τις απότομες αυξομειώσεις των τιμών των τάσεων ευθύνεται το γεγονός ότι κατά την AC βέλτιστη ροή ισχύος ο αλγόριθμος καλείται να ανταπεξέλθει σε πολλά είδη περιορισμών (όρια αέργου ισχύος, όρια τάσεων στους ζυγούς, μέγιστες ροές στις γραμμές και στους μετασχηματιστές, περιορισμοί ασφάλειας (security constraints)).

7.1.3 Σενάριο 3 - Σύστημα με δύο Διασυνδέσεις

Από την εκτέλεση του MOST, η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης που προκύπτει για το Σενάριο όπου το ΣΗΕ της Κρήτης είναι διασυνδεδεμένο τόσο με την Πελοπόννησο όσο και με την Αττική, βρίσκεται στον Πίνακα 7.7. Στην τιμή αυτή συμπεριλαμβάνεται και το κόστος του Ηπειρωτικού ΣΗΕ, το κόστος δηλαδή της επιπλέον γεννήτριας στον Ζυγό 20. Τα κόστη που αφορούν αποκλειστικά το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής της Κρήτης για όλα τα σενάρια παρατίθενται αναλυτικά στον Πίνακα 7.37.



(α') Σενάριο Χαμηλής Αιολικής Διείσδυσης (β') Σενάριο Μεσαίας Αιολικής Διείσδυσης



(γ') Σενάριο Υψηλής Αιολικής Διείσδυσης

Σχήμα 7.12: Μέτρα Τάσεων ανά ζυγό (Σενάριο 2 - Απρίλιος)

Συνολικό κόστος MOST (€)
4.199.100

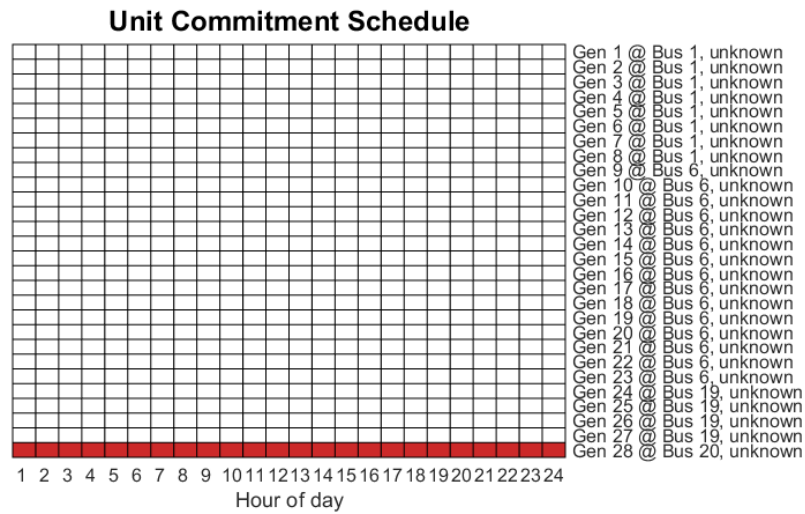
Πίνακας 7.7: Μέσο συνολικό κόστος Ηπειρωτικού Συστήματος & ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 3 - Απρίλιος)

Συνολικό κόστος AC OPF (€)		
Low Wind Scenario	Average Wind Scenario	High Wind Scenario
4.303.850	4.302.950	4.149.850

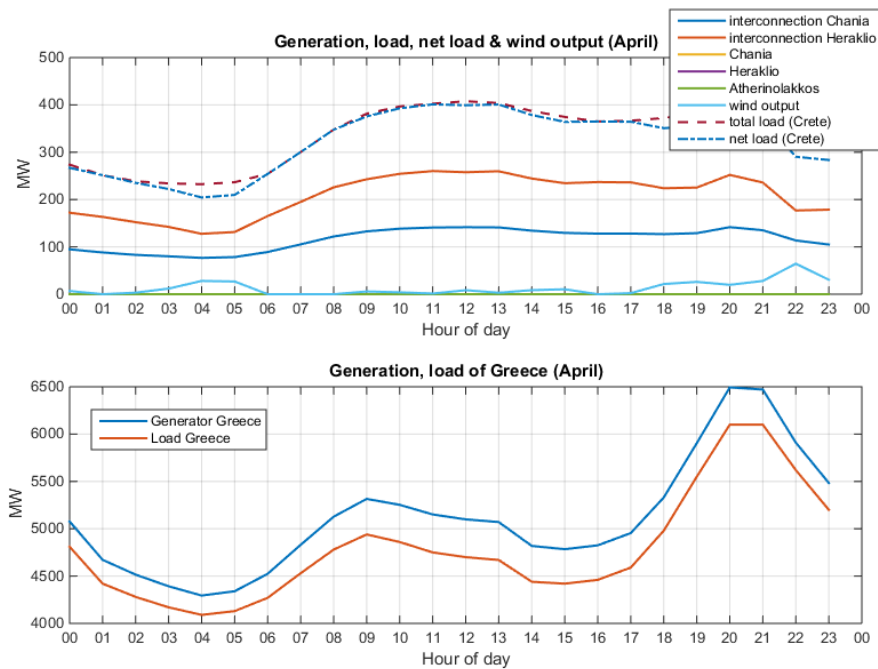
Πίνακας 7.8: Συνολικό κόστος Ηπειρωτικού Συστήματος & ΣΗΕ Κρήτης (€) (Σενάριο 3 - Απρίλιος)

Στο Σχήμα 7.13 βρίσκεται το 24ωρο πρόγραμμα λειτουργίας των μονάδων του Διασυνδεδεμένου Συστήματος της Κρήτης. Σε λειτουργία βρίσκεται μόνο η γεννήτρια του Ηπειρωτικού ΣΗΕ, το οποίο σημαίνει πως όλο το καθαρό φορτίο (net load) εξυπηρετείται καθόλη τη διάρκεια της ημέρας από τις διασυνδέσεις. Το ίδιο ισχύει και στην περίπτωση όπου εκτελείται μία AC ροή φορτίου.

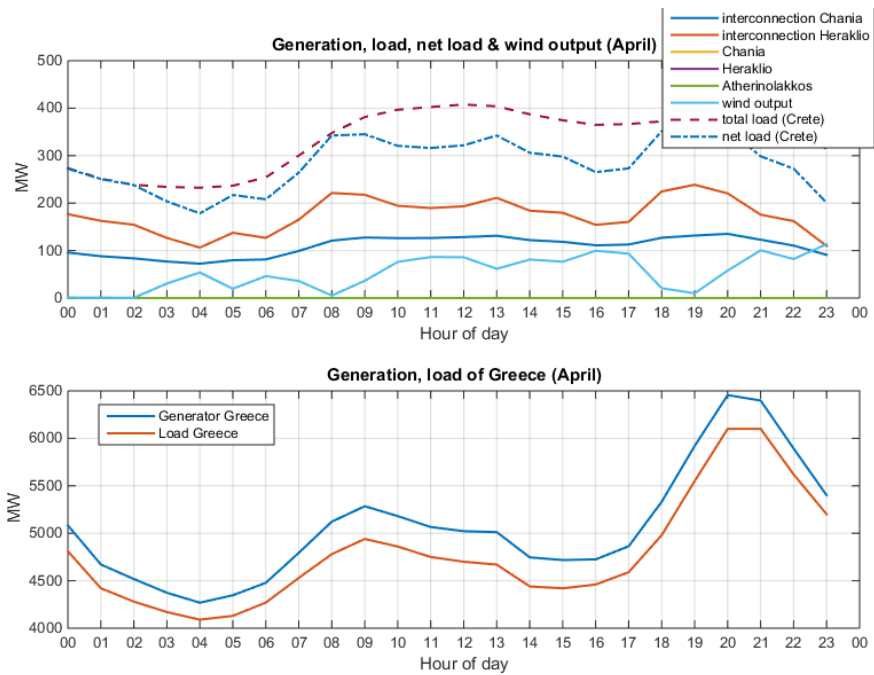
Η ισχύς που φέρει η κάθε διασύνδεση ανά Σενάριο Αιολικής Παραγωγής βρίσκεται στα Σχήματα 7.14, 7.15 και 7.16. Παράλληλα φαίνονται τόσο η παραγωγή από τα αιολικά, όσο και το φορτίο του συστήματος (ολικό & καθαρό).



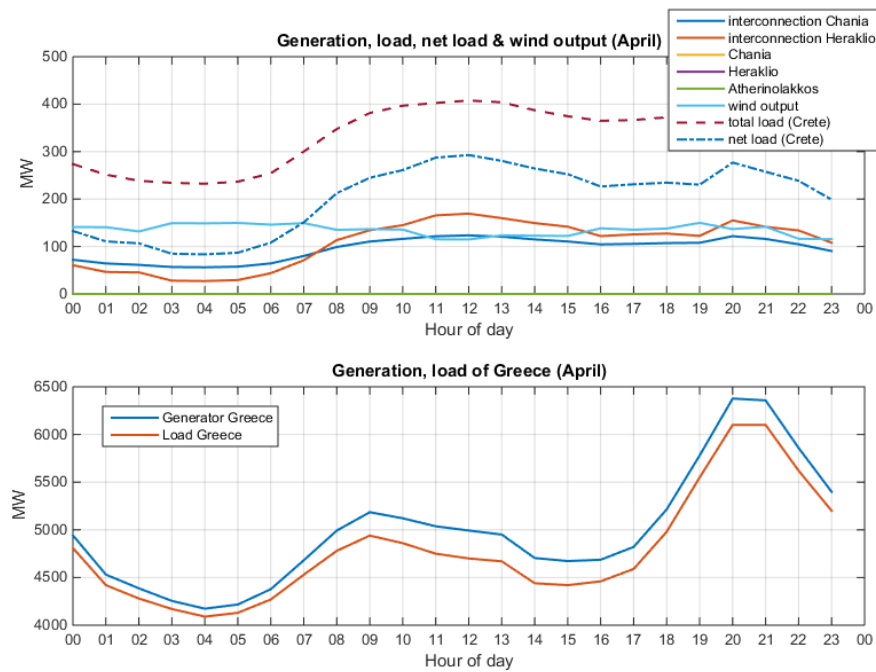
Σχήμα 7.13: 24ωρο Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων (Σενάριο 3 - Απρίλιος)



Σχήμα 7.14: Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Low Wind - Απρίλιος)



Σχήμα 7.15: Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Avg Wind - Απρίλιος)



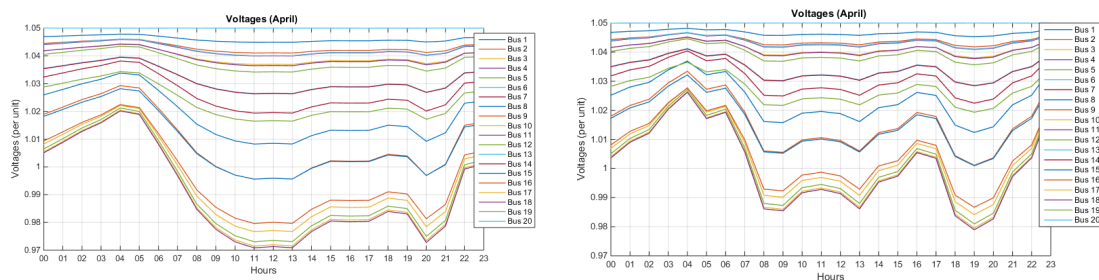
Σχήμα 7.16: Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (High Wind - Απρίλιος)

	Συνολική ενέργεια που μεταφέρει η Διασύνδεση 1 & 2 (MWh)		
	Low Wind Scenario	Average Wind Scenario	High Wind Scenario
Διασύνδεση 1	2783,6	2620,0	2288,1
Διασύνδεση 2	4994,8	4193,1	2566,1
Σύνολο	7778,4	6813,1	4854,2

Πίνακας 7.9: Συνολική Εγγεόμενη Ενέργεια Διασυνδέσεων 1 & 2 (Σενάριο 3 - Απρίλιος)

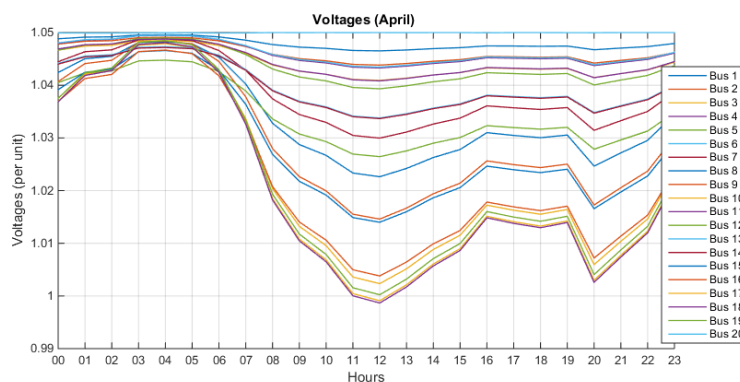
Η συνολική ενέργεια που παράχθηκε από τη γεννήτρια του Ηπειρωτικού ΣΗΕ και εγχύθηκε στο Δίκτυο της Κρήτης ξεχωριστά μέσω της κάθε Διασύνδεσης παρουσιάζεται ανάλογα με το σενάριο αιολικής διείσδυσης (χαμηλό, μεσαίο, υψηλό) στον Πίνακα 7.9. Η «Μεγάλη» Διασύνδεση είναι και αυτή που δίνει την περισσότερη ενέργεια στο δίκτυο της Κρήτης, εξυπηρετώντας έτσι, το μεγαλύτερο μέρος του φορτίου ζήτησης.

Σε αυτό το σημείο παρουσιάζονται οι τάσεις ανά ζυγό και οι απώλειες του Διασυνδεδεμένου Συστήματος της Κρήτης, αποτελέσματα τα οποία προέκυψαν μετά από την εκτέλεση της συνάρτησης `runopf`.



(α') Σενάριο Χαμηλής Αιολικής Διείσδυσης

(β') Σενάριο Μεσαίας Αιολικής Διείσδυσης

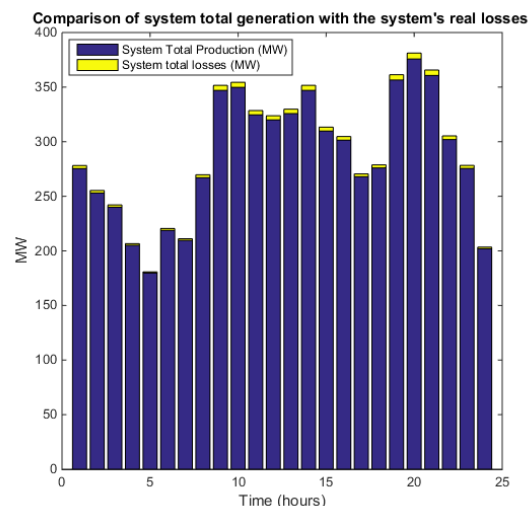
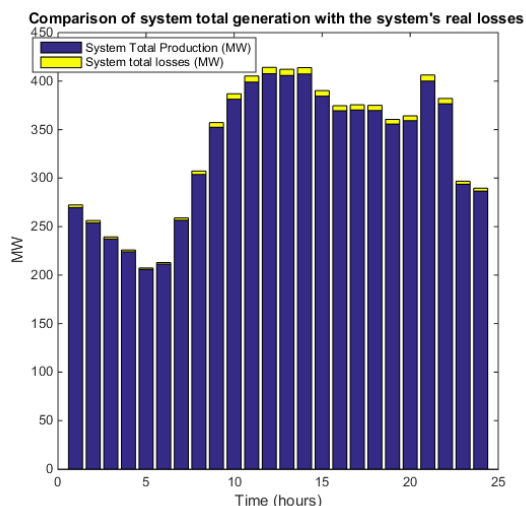


(γ') Σενάριο Υψηλής Αιολικής Διείσδυσης

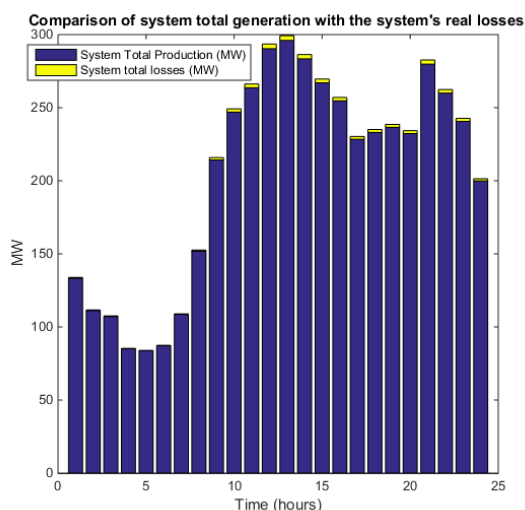
Σχήμα 7.17: Μέτρα Τάσεων ανά ζυγό (Σενάριο 3 - Απρίλιος)

Τα μέτρα των τάσεων βρίσκονται εντός ορίων και στα τρία σενάρια αιολικής παραγωγής. Στα Σχήματα 7.17α', 7.17β' και 7.17γ' φαίνεται ότι με την αύξηση του φορτίου προκαλείται πτώση τάσης, ενώ με τη μείωση του φορτίου οι τάσεις αυξάνονται και προσπαθούν να σταθεροποιηθούν.

Όπως αναμενόταν, οι απώλειες είναι υψηλότερες όταν το φορτίο και κατά συνέπεια και η παραγωγή είναι επίσης σε υψηλότερα επίπεδα. Ωστόσο, οι απώλειες στο σύστη-



(α') Σενάριο Χαμηλής Αιολικής Διείσδυσης (β') Σενάριο Μεσαίας Αιολικής Διείσδυσης

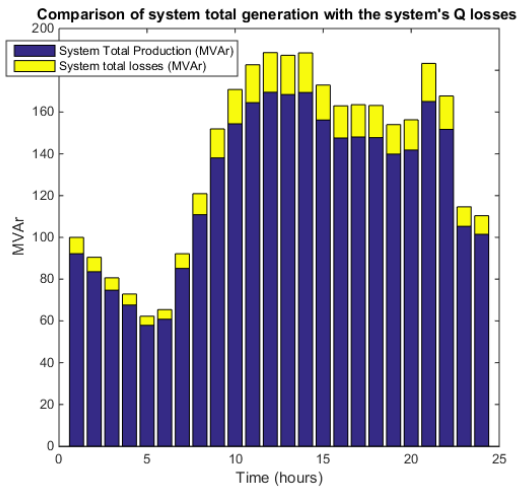


(γ') Σενάριο Υψηλής Αιολικής Διείσδυσης

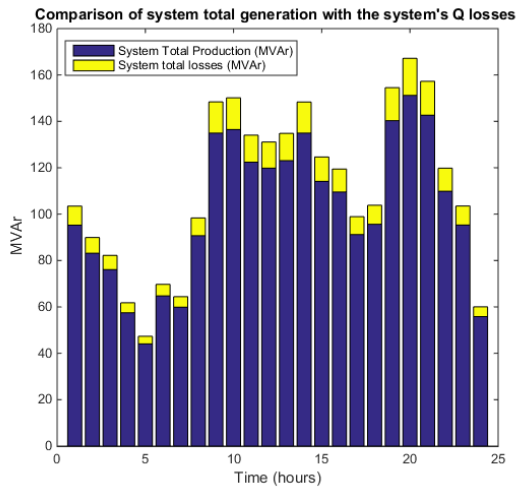
Σχήμα 7.18: Σύγκριση της συνολικής πραγματικής παραγωγής με τις ενεργές απώλειες του συστήματος (Σενάριο 3 - Απρίλιος)

μα είναι μικρές όταν συγκρίνονται με την συνολική παραγωγή του συστήματος, όπως φαίνεται στο Σχήμα 7.18.

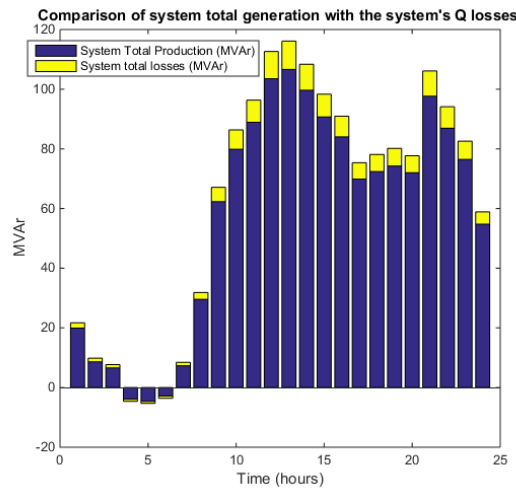
Στο Σχήμα 7.19 φαίνονται οι άεργες απώλειες του φορτίου ανά ώρα σε σύγκριση με την αντίστοιχη άεργη παραγωγή των γεννητριών, οι οποίες είναι σαφώς υψηλότερες από τις ενεργές. Το σύνολο των ενεργών, καθώς και των άεργων απωλειών για αυτό το σενάριο περιλαμβάνονται στον Πίνακα 7.10.



(α') Σενάριο Χαμηλής Αιολικής Διείσδυσης



(β') Σενάριο Μεσαίας Αιολικής Διείσδυσης



(γ') Σενάριο Υψηλής Αιολικής Διείσδυσης

Σχήμα 7.19: Σύγκριση της συνολικής άεργης παραγωγής με τις άεργες απώλειες του συστήματος (Σενάριο 3 - Απρίλιος)

Σύνολο ημερήσιων απωλειών			
	Low Wind	Average Wind	High Wind
P losses (MWh)	103,4078	76,9521	40,7795
Q losses (MVarh)	301,6939	224,7600	119,2252

Πίνακας 7.10: Συνολικές ημερήσιες ενεργές & άεργες απώλειες (Σενάριο 3 - Απρίλιος)

7.2 Χαρακτηριστική Ημέρα Ιουλίου

7.2.1 Σενάριο 1 - Αυτόνομο Σύστημα

Σε αυτό το σημείο παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του Αυτόνομου ΣΗΕ της Κρήτης για μια τυπική ημέρα για τον μήνα Ιούλιο, τα οποία προέκυψαν μετά από την

εκτέλεση των συναρτήσεων **most** και **runopf**.

Το κόστος στον Πίνακα 7.11 αφορά το 24ωρο Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων του Σχήματος 7.20, που είχε ως αποτέλεσμα η εκτέλεση του DC OPF. Η ζήτηση, η οποία αντιπροσωπεύει ένα τυπικό 24ωρο για τον μήνα Ιούλιο, είναι ιδιαίτερα αυξημένη συγκριτικά με τους υπόλοιπους μήνες του έτους, με αποτέλεσμα να υπάρχει η ανάγκη για ένταξη μονάδων μεγάλης εγκατεστημένης ισχύος, οι οποίες είναι μονάδες αιχμής. Έτσι, στο συγκεκριμένο σενάριο, παρατηρείται ότι εμφανίζεται έντονη παραγωγή στον ΑΗΣ των Χανίων, λόγω της υπάρξης της μονάδας Συνδυασμένου Κύκλου και των Αεροστροβίλων.

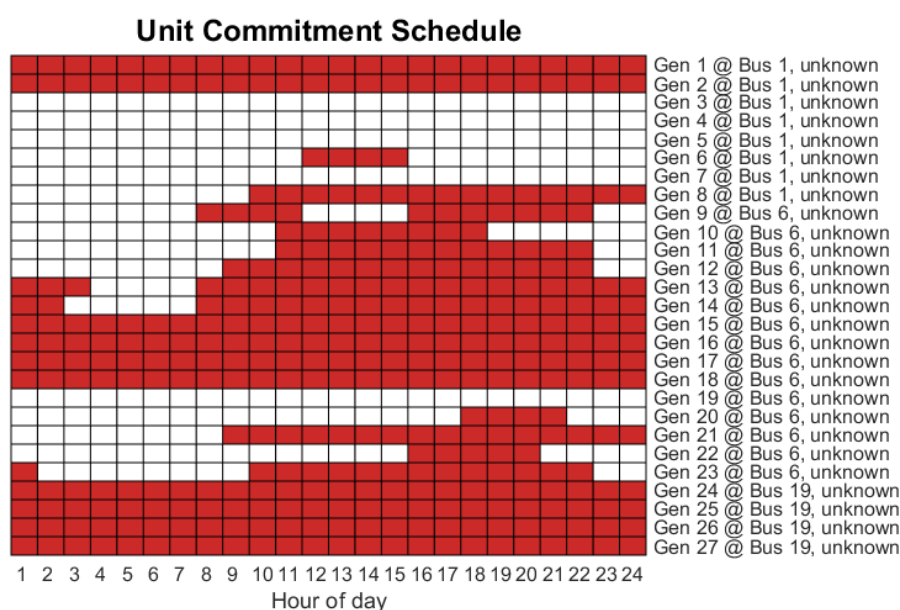
Για την εκτέλεση του AC OPF, όπως και για τον Απρίλιο, χρειάστηκε η ένταξη επιπλέον μονάδων, οι οποίες παρουσιάζονται στην συνέχεια. Τα κόστη ανά σενάριο αιολικής διείσδυσης από την εκτέλεση του AC OPF παρουσιάζονται στον Πίνακα 7.12.

Συνολικό κόστος MOST (€)
1.459.800

Πίνακας 7.11: Μέσο συνολικό κόστος ΣΗΕ Κρήτης και για τα τρία σενάρια αιολικής παραγωγής (Σενάριο 1 - Ιούλιος)

Συνολικό κόστος AC OPF (€)		
Low Wind Scenario	Average Wind Scenario	High Wind Scenario
1.750.100	1.640.060	1.418.560

Πίνακας 7.12: Συνολικό κόστος ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 1 - Ιούλιος)



Σχήμα 7.20: 24ωρο Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων (Σενάριο 1 - Ιούλιος)

Στο Πρόγραμμα Λειτουργίας του MOST και για την εκτέλεση της **runopf** ενεργοποιήθηκαν οι ακόλουθες μονάδες:

- Low Wind Scenario

Οι γεννήτριες 3 και 4 από τις 10 π.μ. έως και τις 9 μ.μ.

Οι γεννήτριες 6, 8, 9 και 23 για όλο το 24ωρο.

Η γεννήτρια 7 από τις 10 π.μ. έως και τις 10 μ.μ.

Οι γεννήτριες 5 και 19 από τις 11 π.μ. έως και τις 9 μ.μ.

- Average Wind Scenario

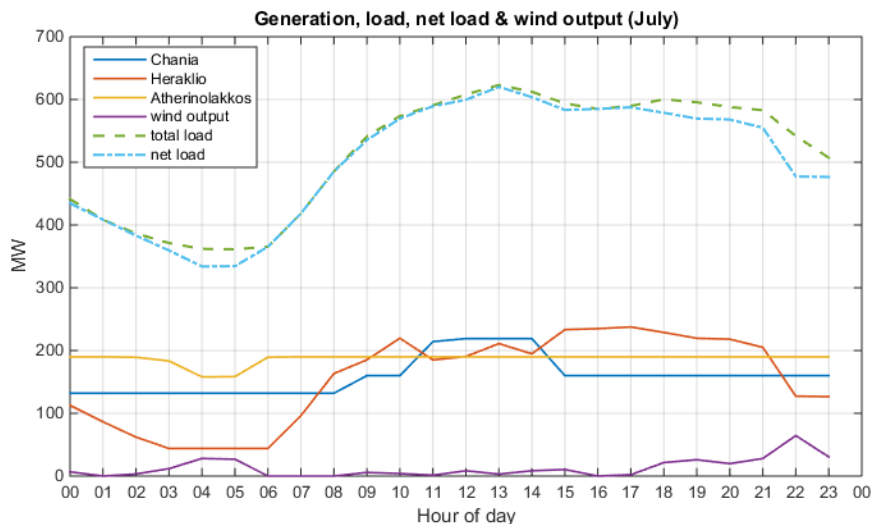
Οι γεννήτριες 3 και 4 από τις 10 π.μ. έως και τις 9 μ.μ.

Η μονάδα 8 τις 4 πρώτες πρωινές ώρες.

- High Wind Scenario

Οι γεννήτριες 3 και 4 από τις 10 π.μ. έως και τις 9 μ.μ.

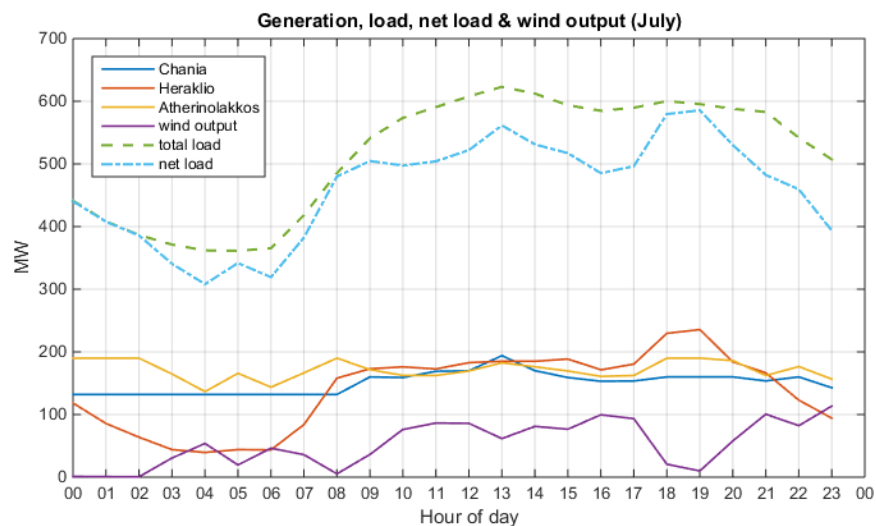
Η γεννήτρια 9 από τις 4 π.μ. και μετά είναι επίσης σε λειτουργία.



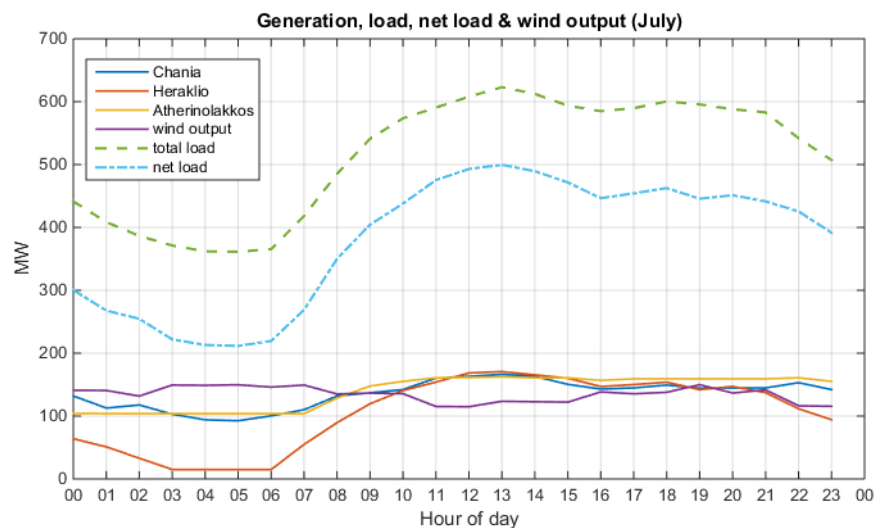
Σχήμα 7.21: Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Low Wind - Ιούλιος)

Η παραγωγή ανά ΑΗΣ και ανά Σενάριο Αιολικής Διείσδυσης βρίσκεται στα Σχήματα 7.21, 7.22 και 7.23. Παράλληλα φαίνονται τόσο η παραγωγή από τα αιολικά, όσο και το φορτίο του συστήματος (ολικό & καθαρό). Από τα διαγράμματα των παραπάνω εικόνων γίνεται αντιληπτό ότι όσο αυξάνεται η αιολική παραγωγή και ελαττώνεται η ζήτηση ενέργειας, τόσο μειώνεται και η παραγωγή ενέργειας από τις θερμικές μονάδες και αντίστροφα.

Στα Σχήματα 7.24α', 7.24β' και 7.24γ' παρουσιάζονται οι τάσεις ανά ζυγό του Αυτόνομου ΣΗΕ της Κρήτης, οι οποίες προέκυψαν μετά από την εκτέλεση της συνάρτησης `runopf`, έχοντας ως βάση το Πρόγραμμα Ένταξης του MOST. Όσον αφορά τα μέτρα των τάσεων, παρατηρείται ότι μόνο στο σενάριο όπου η αιολική παραγωγή είναι υψηλή, βρίσκονται εντός ορίων, βάσει του περιορισμού που έχει τεθεί. Για τις περιπτώσεις όπου δεν ισχύει αυτό (χαμηλή & μέση αιολική παραγωγή), λόγω του ότι ο περιορισμός που δίνεται στον αλγόριθμο (όρια $\pm 5\%$) είναι πιο αυστηρός από αυτόν που δίνεται στην πράξη (όρια $\pm 10\%$), οι τιμές των τάσεων συνεχίζουν να κυμαίνονται σε λογικά πλαίσια.



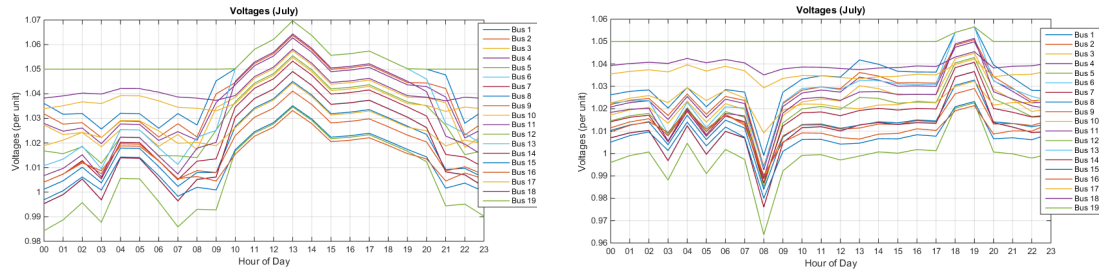
Σχήμα 7.22: Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Avg Wind - Ιούλιος)



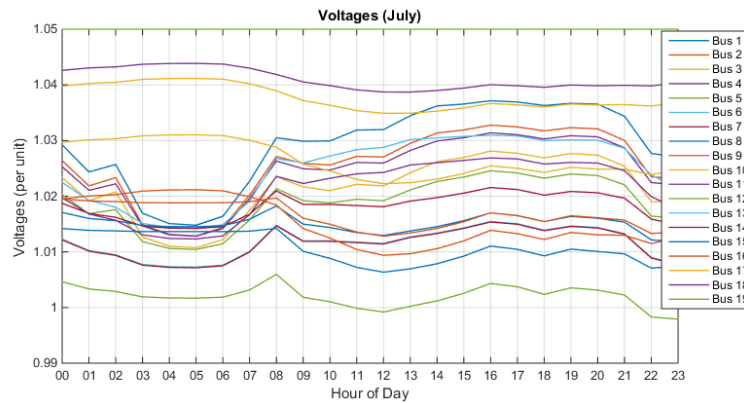
Σχήμα 7.23: Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (High Wind - Ιούλιος)

7.2.2 Σενάριο 2 - Σύστημα με μία Διασύνδεση

Από την εκτέλεση του MOST, η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης που προκύπτει για το Σενάριο όπου το ΣΗΕ της Κρήτης είναι διασυνδεδεμένο με την Πελοπόννησο, βρίσκεται στον Πίνακα 7.13. Στην τιμή αυτή συμπεριλαμβάνεται, εκτός από το κόστος παραγωγής του ΣΗΕ της Κρήτης, και το κόστος της παραγόμενης ενέργειας του Ηπειρωτικού Συστήματος.



(α') Σενάριο Χαμηλής Αιολικής Διείσδυσης (β') Σενάριο Μεσαίας Αιολικής Διείσδυσης



(γ') Σενάριο Υψηλής Αιολικής Διείσδυσης

Σχήμα 7.24: Μέτρα Τάσεων ανά ζυγό (Σενάριο 1 - Ιούλιος)

Συνολικό κόστος MOST (€)
6.978.600

Πίνακας 7.13: Μέσο συνολικό κόστος Ηπειρωτικού Συστήματος & ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 2 - Ιούλιος)

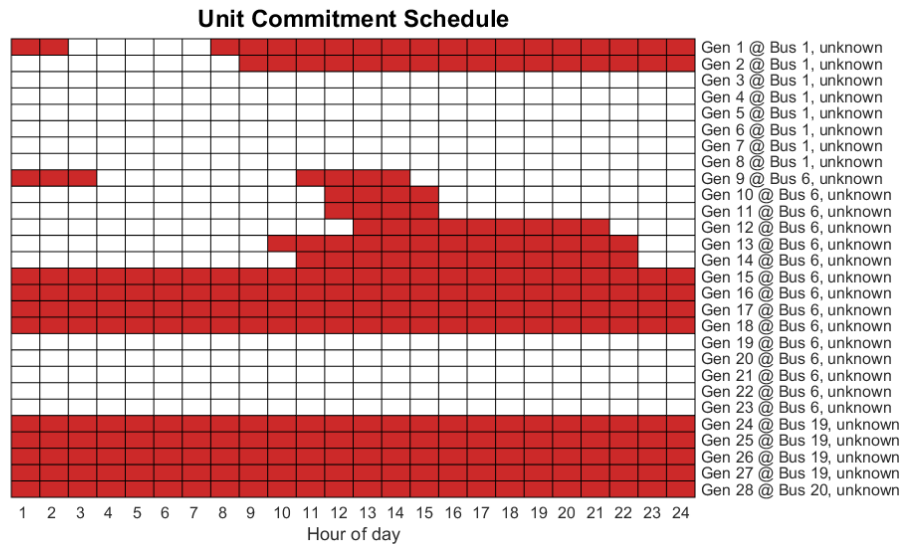
Όμοια με το πρώτο Σενάριο, το κόστος στον Πίνακα 7.13 αφορά το 24ωρο Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων του Σχήματος 7.25, που προέκυψε από την εκτέλεση του DC OPF. Σε αυτό το σενάριο, όπως προκύπτει και από το αντίστοιχο Schedule, τίθενται σε λειτουργία και τοπικές μονάδες, καθώς η ισχύς της μίας διασύνδεσης δεν είναι σε θέση να καλύψει το υψηλό 24ωρο φορτίο ενός θερινού μήνα, όπως ο Ιούλιος.

Συνολικό κόστος AC OPF (€)		
Low Wind Scenario	Average Wind Scenario	High Wind Scenario
7.235.000	7.156.000	6.987.000

Πίνακας 7.14: Συνολικό κόστος Ηπειρωτικού Συστήματος & ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 2 - Ιούλιος)

Το κόστος στον Πίνακα 7.14 αφορά το 24ωρο Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων του Σχήματος 7.25 συν τις επιπλέον γεννήτριες που ενεργοποιήθηκαν για την εκτέλεση του AC OPF.

Για την εκτέλεση της συνάρτησης `runopf`, χρειάστηκε η ένταξη επιπλέον μονάδων. Οι μονάδες και οι ώρες κατά τις οποίες απαιτήθηκαν να ενταχθούν αυτές ανά Σενάριο



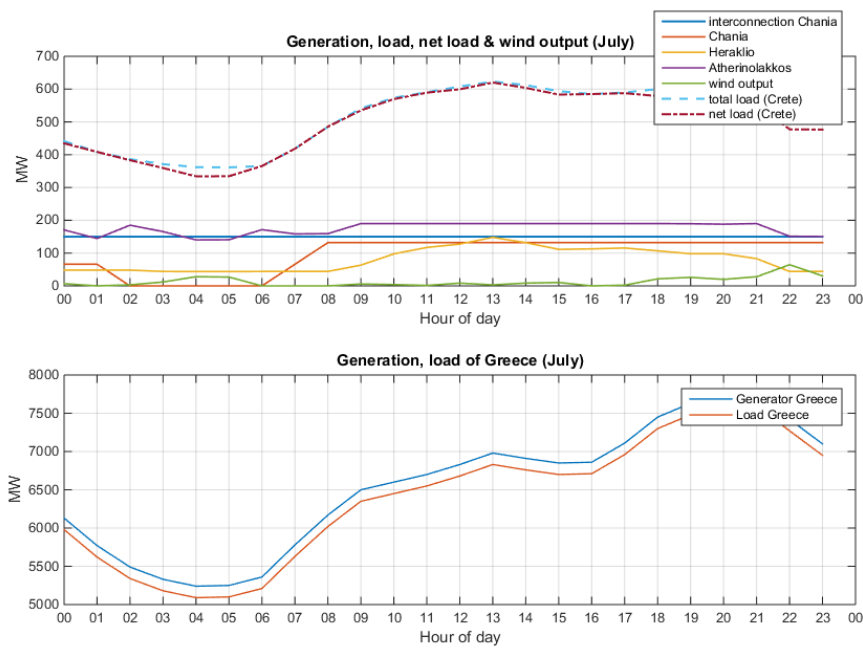
Σχήμα 7.25: 24ωρο Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων (Σενάριο 2 - Ιούλιος)

Αιολικής Παραγωγής είναι οι εξής:

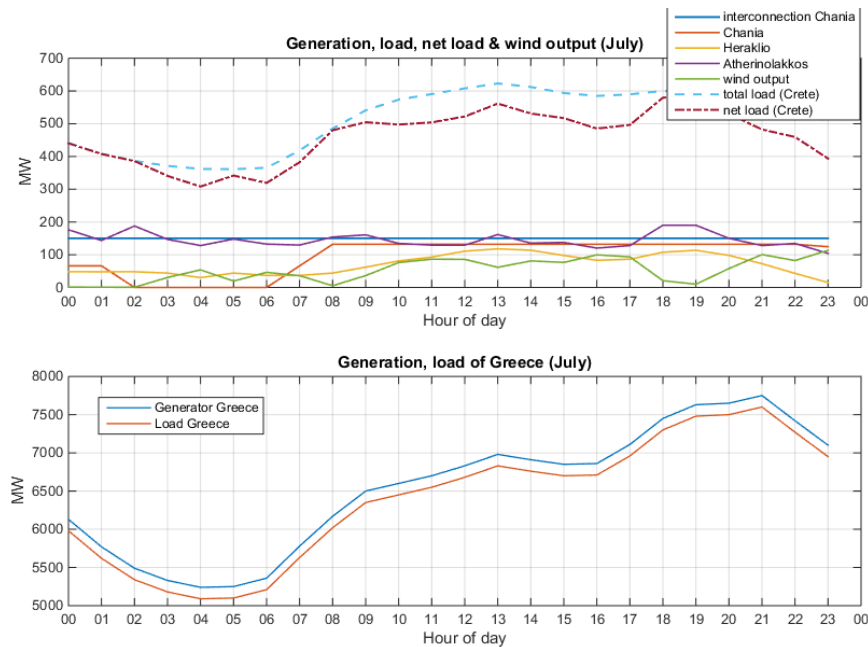
- Low Wind Scenario
Οι μονάδες 3, 4, 5, 6, 7 και 8 από τις 11 π.μ. έως και τις 9 μ.μ.
- Average Wind Scenario
Οι μονάδες 3, 4, 5, 6, 7 και 8 από τις 2 μ.μ. έως και τις 9 μ.μ.
- High Wind Scenario
Οι μονάδες 3, 4, 5, 6, 7 και 8 από τις 2 μ.μ. έως και τις 9 μ.μ.

Από τις μονάδες που συνδέονται στο δίκτυο κατά την εκτέλεση του AC OPF παρατηρείται ότι ο ΑΗΣ των Χανίων εμφανίζει έντονη παραγωγή λόγω της μονάδας Συνδυασμένου Κύκλου που διαθέτει και των Αεροστροβίλων.

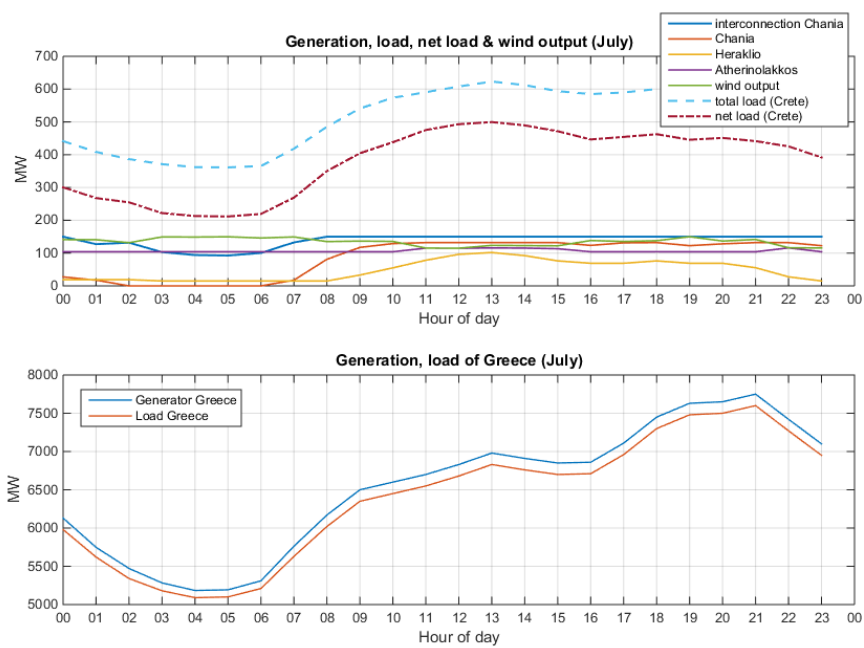
Η συνολική ενέργεια που παράχθηκε από τη γεννήτρια του Ηπειρωτικού ΣΗΕ και εγχύθηκε στο Δίκτυο της Κρήτης μέσω της Διασύνδεσης 1 παρουσιάζεται ανάλογα με το σενάριο αιολικής διείσδυσης (χαμηλό, μεσαίο, υψηλό) στον Πίνακα 7.15. Μεγαλύτερη ενέργεια εγχέεται στο δίκτυο στα σενάρια που έχουν χαμηλότερη διείσδυση ΑΠΕ. Αντιθέτως, η ενέργεια που δίνεται μέσω της διασύνδεσης ($E_{\delta/\sigma}$) είναι μικρότερη στο τρίτο σενάριο (High Wind), όπου μεγαλύτερο μέρος του φορτίου του νησιού τροφοδοτείται από τις ΑΠΕ.



Σχήμα 7.26: Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Low Wind - Ιούλιος)



Σχήμα 7.27: Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Avg Wind - Ιούλιος)

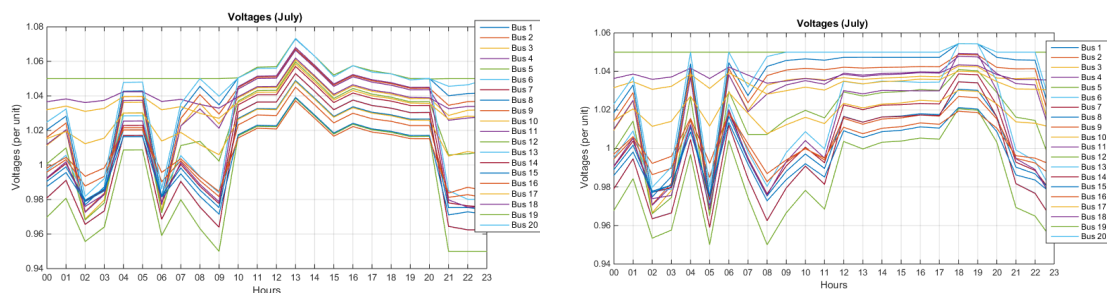


Σχήμα 7.28: Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (High Wind - Ιούλιος)

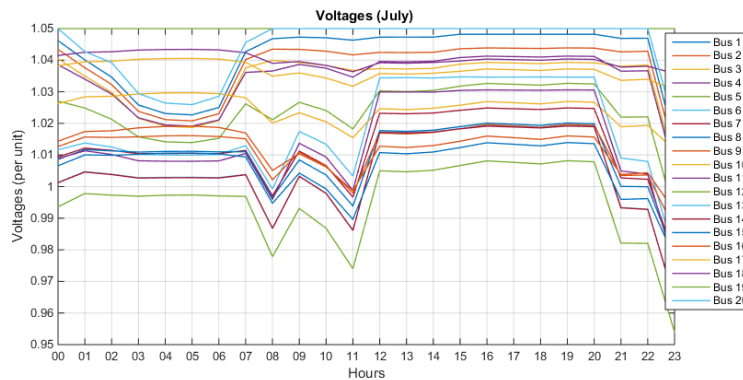
Συνολική ενέργεια που μεταφέρει η Διασύνδεση 1 (MWh)		
Low Wind Scenario	Average Wind Scenario	High Wind Scenario
3600,0	3600,0	3331,5

Πίνακας 7.15: Συνολική Εγγεχόμενη Ενέργεια Διασύνδεσης 1 (Σενάριο 2 - Ιούλιος)

Στα Σχήματα 7.29α', 7.29β' και 7.29γ' παρουσιάζονται οι τάσεις ανά ζυγό του δικτύου, οι οποίες προέκυψαν μετά από την εκτέλεση της συνάρτησης `runopf`. Όσον αφορά τα μέτρα των τάσεων, παρατηρείται ότι μόνο στο σενάριο όπου η αιολική παραγωγή είναι υψηλή, βρίσκονται εντός ορίων, βάσει του περιορισμού που έχει τεθεί. Ωστόσο, όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, τα όρια που έχουν τεθεί είναι αυστηρά και ως εκ τούτου το εύρος των τιμών των τάσεων είναι και πάλι «εντός» των ορίων που εφαρμόζονται στην πράξη.



(α') Σενάριο Χαμηλής Αιολικής Διείσδυσης (β') Σενάριο Μεσαίας Αιολικής Διείσδυσης



(γ') Σενάριο Υψηλής Αιολικής Διείσδυσης

Σχήμα 7.29: Μέτρα Τάσεων ανά ζυγό (Σενάριο 1 - Ιούλιος)

7.2.3 Σενάριο 3 - Σύστημα με δύο Διασυνδέσεις

Από την εκτέλεση του MOST, η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης που προκύπτει για το Σενάριο όπου το ΣΗΕ της Κρήτης είναι διασυνδεδεμένο τόσο με την Πελοπόννησο όσο και με την Αττική, βρίσκεται στον Πίνακα 7.16. Στην τιμή αυτή συμπεριλαμβάνεται και το κόστος του Ηπειρωτικού ΣΗΕ, το κόστος δηλαδή της επιπλέον γεννήτριας στον Ζυγό 20, ενώ το κόστος αποκλειστικά για το σύστημα της Κρήτης (τοπική παραγωγή + διασυνδέσεις) βρίσκεται στον Πίνακα 7.37.

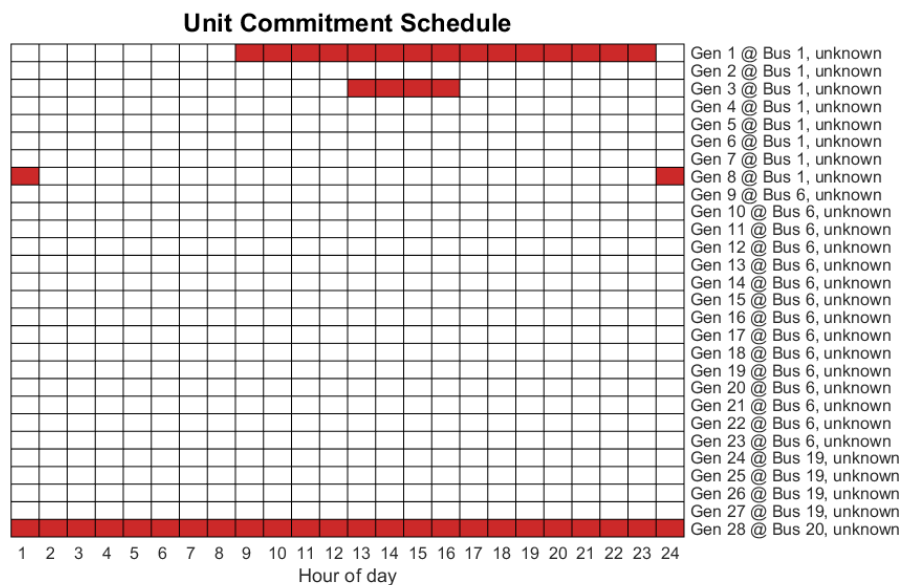
Συνολικό κόστος MOST (€)
6.694.900

Πίνακας 7.16: Μέσο συνολικό κόστος Ηπειρωτικού Συστήματος & ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 3 - Ιούλιος)

Το κόστος στον Πίνακα 7.16 αφορά το 24ωρο Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων του Σχήματος 7.30. Στο υπάρχον πρόγραμμα ένταξης δεν έγινε καμία αλλαγή για την εκτέλεση της συνάρτησης `runopf`.

Συνολικό κόστος AC OPF (€)		
Low Wind Scenario	Average Wind Scenario	High Wind Scenario
6.767.100	6.657.600	6.488.400

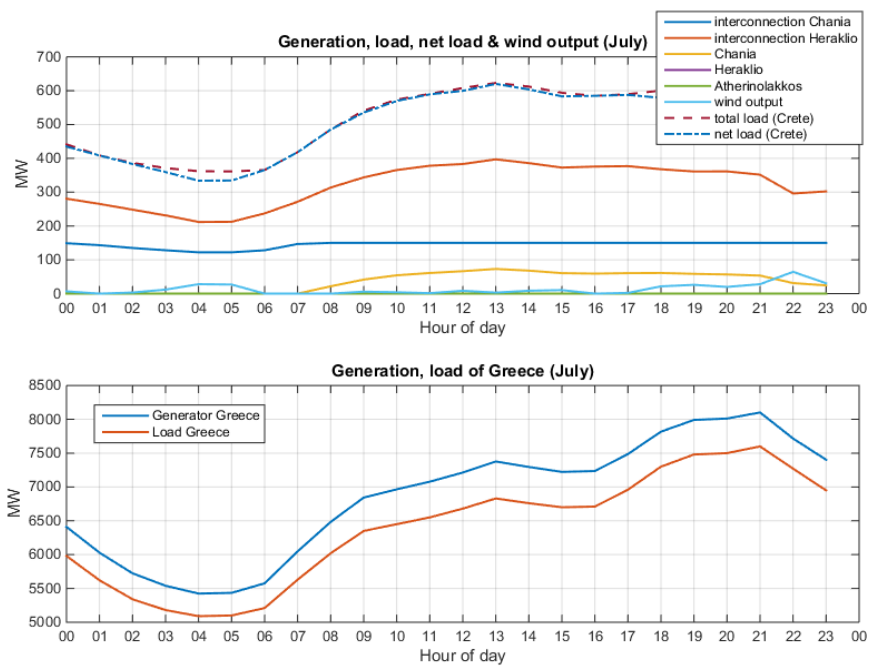
Πίνακας 7.17: Συνολικό κόστος Ηπειρωτικού Συστήματος & ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 3 - Ιούλιος)



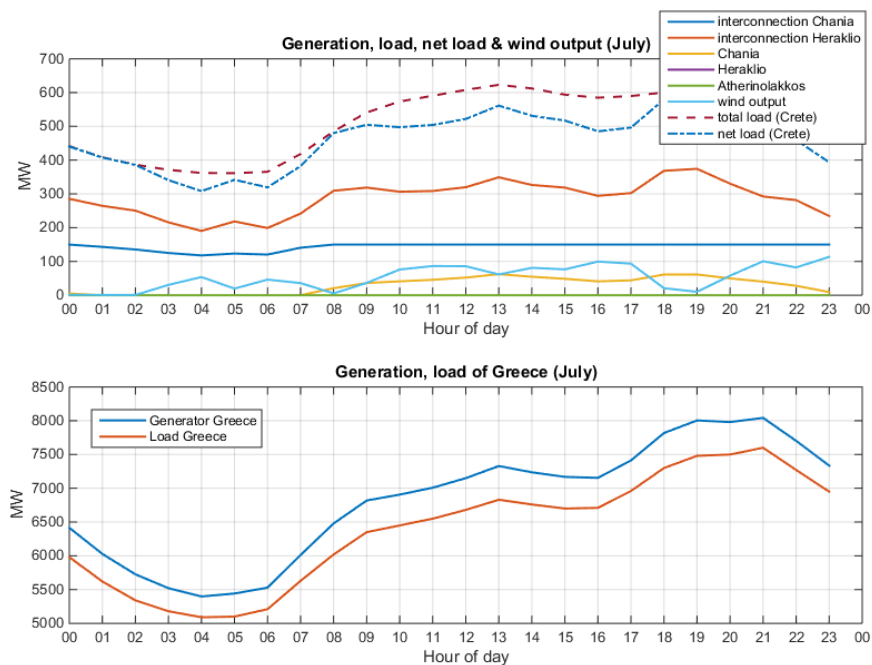
Σχήμα 7.30: 24ωρο Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων (Σενάριο 3 - Ιούλιος)

Σε αυτό το σενάριο, όπως προκύπτει και από το αντίστοιχο Schedule, τίθενται σε λειτουργία και τοπικές μονάδες, λόγω του υψηλού φορτίου, τόσο του ΣΗΕ της Κρήτης, όσο και του ίδιου του Ηπειρωτικού Συστήματος. Σε λειτουργία είναι βέβαια η γεννήτρια του Ηπειρωτικού ΣΗΕ, η οποία και εξυπηρετεί το μεγαλύτερο μέρος της ζήτησης της Κρήτης μέσω των δύο διασυνδέσεων. Αξίζει να σημειωθεί πως σε αυτό το σενάριο δεν χρειάστηκε η ένταξη παραπάνω μονάδων για την εκτέλεση του AC OPF.

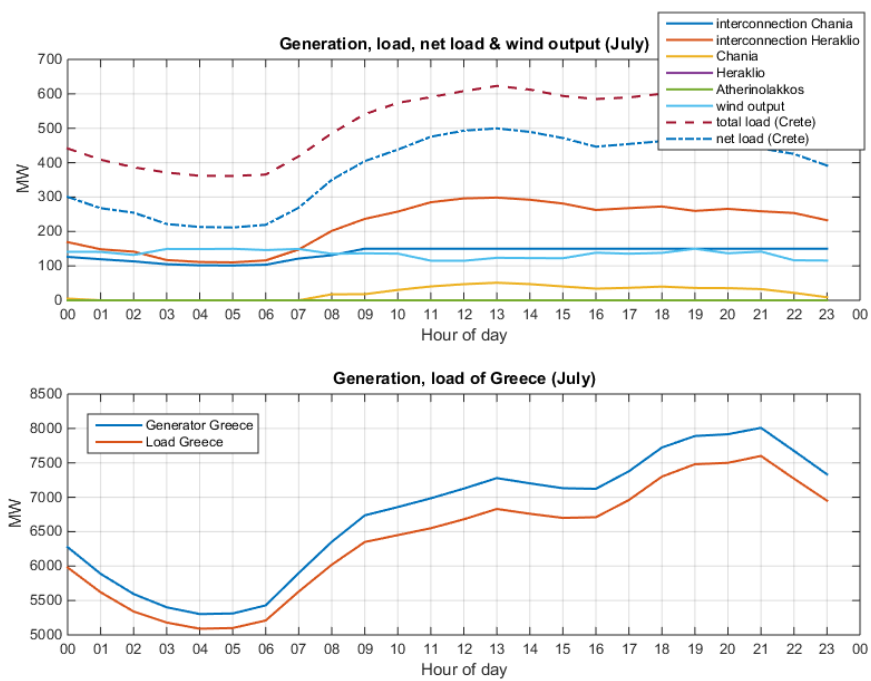
Η συνολική ενέργεια που παράχθηκε από τη γεννήτρια του Ηπειρωτικού ΣΗΕ και εγχύθηκε στο Δίκτυο της Κρήτης ξεχωριστά μέσω της κάθε Διασύνδεσης παρουσιάζεται ανάλογα με το σενάριο αιώλικής διείσδυσης (χαμηλό, μεσαίο, υψηλό) στον Πίνακα 7.18.



Σχήμα 7.31: Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Low Wind - Ιούλιος)



Σχήμα 7.32: Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Avg Wind - Ιούλιος)

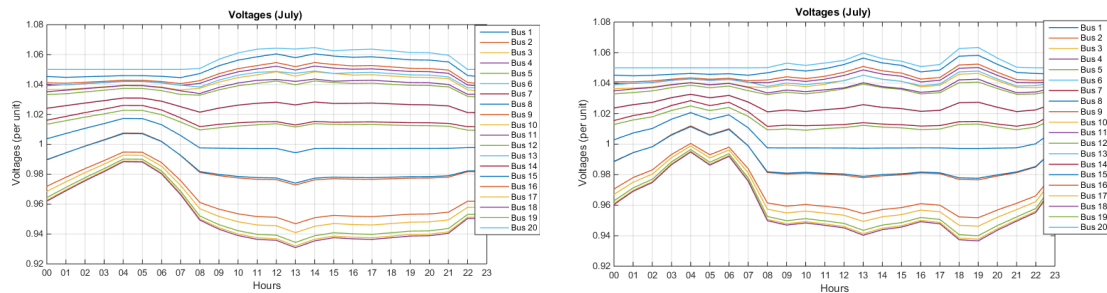


Σχήμα 7.33: Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (High Wind - Ιούλιος)

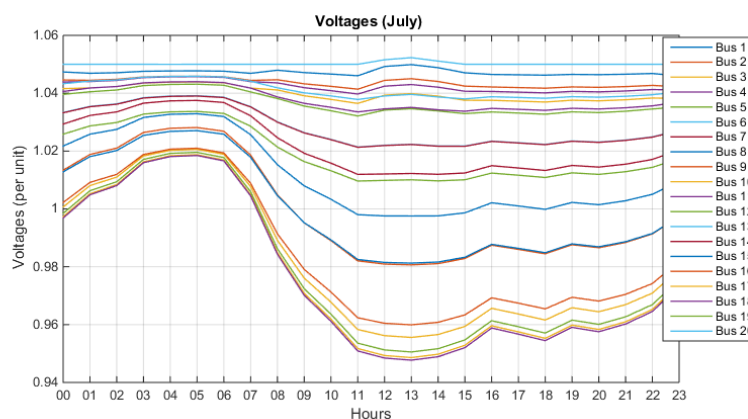
	Συνολική ενέργεια που μεταφέρει η Διασύνδεση 1 & 2 (MWh)		
	Low Wind Scenario	Average Wind Scenario	High Wind Scenario
Διασύνδεση 1	3474,4	3455,5	3272,4
Διασύνδεση 2	7691,3	6900,3	5284,4
Σύνολο	11166	10356	8557,0

Πίνακας 7.18: Συνολική Εγγεόμενη Ενέργεια Διασυνδέσεων 1 & 2 (Σενάριο 3 - Ιούλιος)

Στην συνέχεια, παρουσιάζονται οι τάσεις ανά ζυγό του Διασυνδεδεμένου Συστήματος της Κρήτης. Στις Εικόνες 7.34α', 7.34β', 7.34γ' φαίνεται ότι με την αύξηση του φορτίου προκύπτει πτώση τάσης και με τη μείωση του φορτίου οι τάσεις αυξάνονται, δηλαδή εξαρτώνται από το καθαρό φορτίο του συστήματος. Οι τάσεις ωστόσο δεν διατηρούνται εντός ορίων σε κάθε στιγμή της ημέρας, σύμφωνα με τον περιορισμό $0.95 \leq V_{pu}(t) \leq 1.05$, ο οποίος όμως είναι αυστηρότερος από εκείνον που ισχύει σε κανονικές συνθήκες.



(α') Σενάριο Χαμηλής Αιολικής Διείσδυσης (β') Σενάριο Μεσαίας Αιολικής Διείσδυσης



(γ') Σενάριο Υψηλής Αιολικής Διείσδυσης

Σχήμα 7.34: Μέτρα Τάσεων ανά ζυγό (Σενάριο 3 - Ιούλιος)

7.3 Χαρακτηριστική Ημέρα Οκτωβρίου

7.3.1 Σενάριο 1 - Αυτόνομο Σύστημα

Σε αυτό το σημείο παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του Αυτόνομου ΣΗΕ της Κρήτης για μια τυπική ημέρα για τον μήνα Οκτώβριο, τα οποία προέκυψαν μετά από την εκτέλεση των συναρτήσεων `most` και `runopf`.

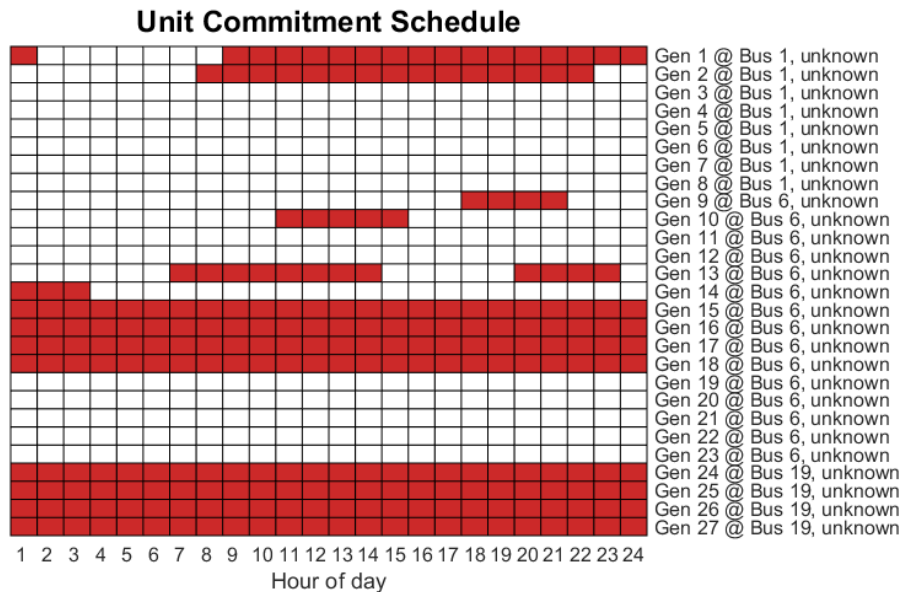
Η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης που προέκυψε μετά από την εκτέλεση ενός DC OPF για το Σενάριο 1, όπου το σύστημα είναι αυτόνομο, παρουσιάζεται στον Πίνακα 7.19. Για την εκτέλεση ωστόσο του AC OPF, όπως και για τον Ιούλιο, χρειάστηκε η ένταξη επιπλέον μονάδων. Τα κόστη ανά σενάριο αιολικής διείσδυσης από την εκτέλεση του AC OPF παρουσιάζονται στον Πίνακα 7.20.

Συνολικό κόστος MOST (€)
959.999

Πίνακας 7.19: Μέσο συνολικό κόστος ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 1 - Οκτώβριος)

Συνολικό κόστος AC OPF (€)		
Low Wind Scenario	Average Wind Scenario	High Wind Scenario
990.860	950.700	865.980

Πίνακας 7.20: Συνολικό κόστος ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 1 - Οκτώβριος)



Σχήμα 7.35: 24ωρο Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων (Σενάριο 1 - Οκτώβριος)

Στο Σχήμα 7.35 βρίσκεται το 24ωρο πρόγραμμα λειτουργίας των μονάδων του ΣΗΕ της Κρήτης. Στο Πρόγραμμα Λειτουργίας του MOST και για την εκτέλεση της `runopf` συνδέθηκαν οι ακόλουθες επιπλέον γεννήτριες στο δίκτυο:

- Low Wind Scenario

Η γεννήτρια 1 από τις 2 π.μ. έως και τις 9 π.μ., άρα είναι on όλο το 24ωρο, όπως και η μονάδα 2.

Η μονάδα 8 από τις 10 π.μ. έως και τις 10 μ.μ.

- Average Wind Scenario

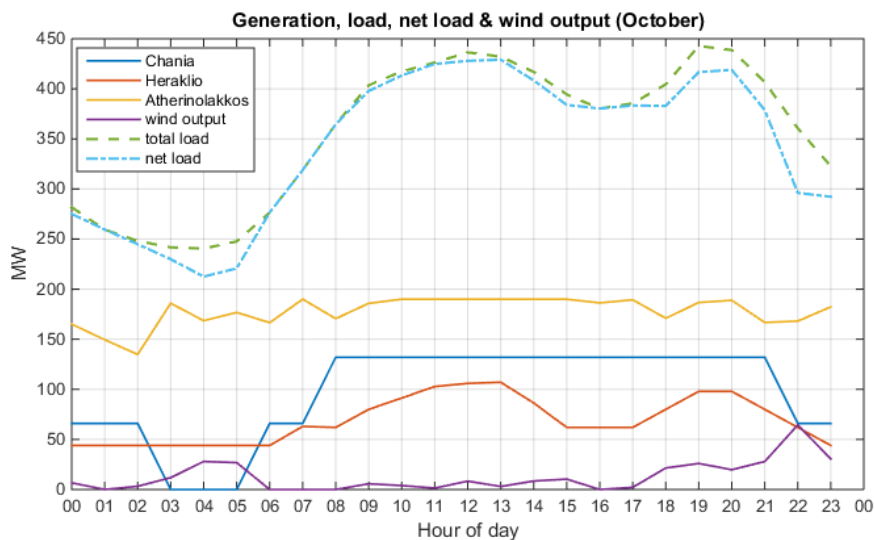
Η γεννήτρια 1 από τις 2 π.μ. έως και τις 4 π.μ.

Η μονάδα 8 από τις 6 μ.μ. έως και τις 10 μ.μ.

- High Wind Scenario

Η γεννήτρια 1 από τις 2 π.μ. έως και τις 4 π.μ.

Η παραγωγή για κάθε γεννήτρια βρίσκεται στα Σχήματα 7.36, 7.37 και 7.38. Παράλληλα φαίνονται τόσο η παραγωγή από τα αιολικά, όσο και το φορτίο του συστήματος (ολικό & καθαρό).

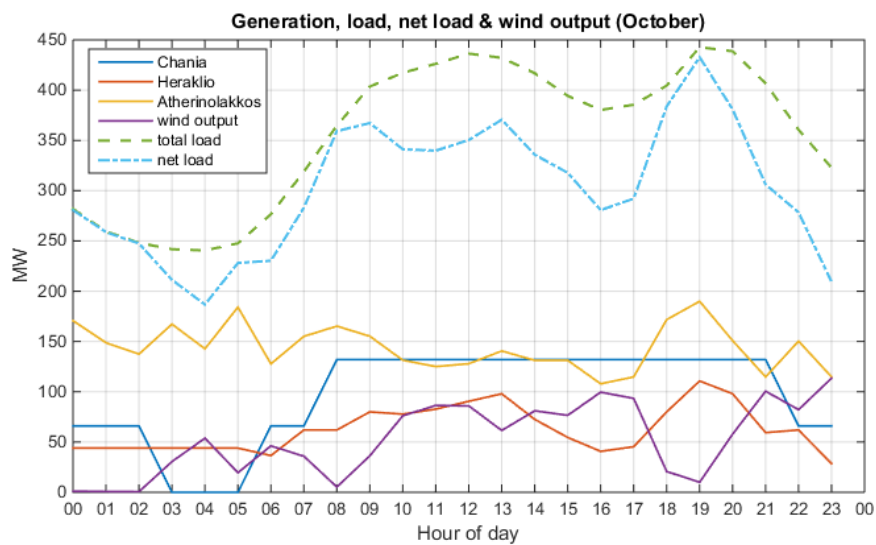


Σχήμα 7.36: Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Low Wind - Οκτώβριος)

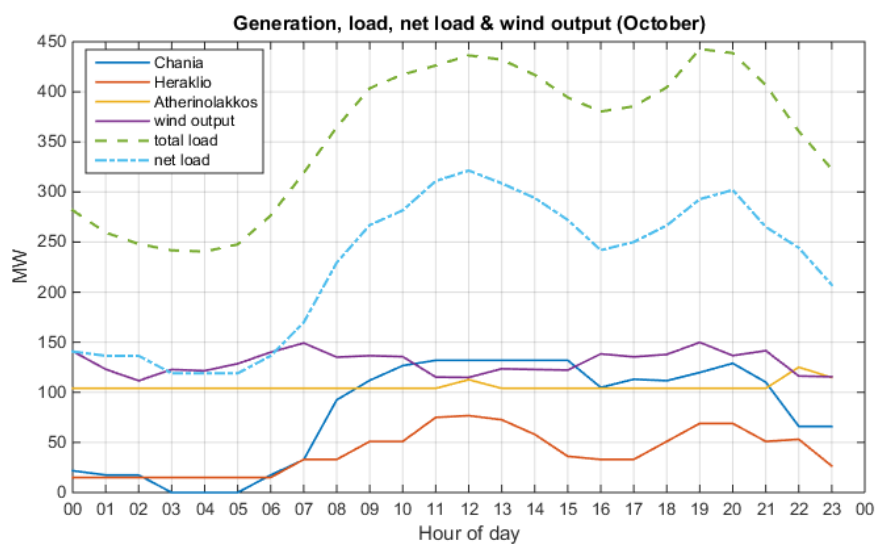
Στα δύο πρώτα σενάρια η συνολική παραγωγή των γεννητριών και των τριών Σταθμών κυμαίνονται στα ίδια περίπου επίπεδα, ενώ η παραγωγή τους μειώνεται στην περίπτωση όπου υπάρχει αυξημένη παραγωγή από τα Α/Π του συστήματος (Σχήμα 7.38).

Παρακάτω, παρουσιάζονται οι τάσεις ανά ζυγό και οι απώλειες του Αυτόνομου ΣΗΕ της Κρήτης, αποτελέσματα τα οποία προέκυψαν μετά από την εκτέλεση της συνάρτησης `runopf`.

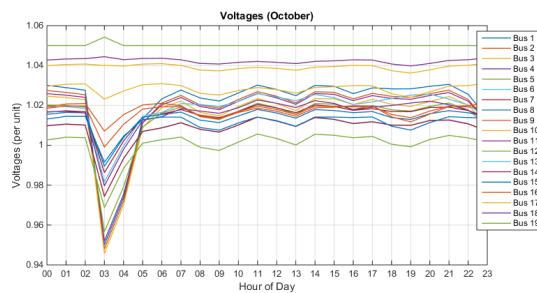
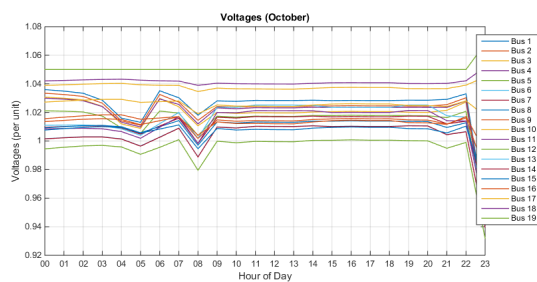
Όσον αφορά τα μέτρα των τάσεων, παρατηρείται ότι μόνο στο σενάριο όπου η αιολική παραγωγή είναι υψηλή, βρίσκονται εντός ορίων, βάσει του περιορισμού που έχει τεθεί. Για τις απότομες μεταβολές στις τιμές των τάσεων ευθύνονται οι καταστάσεις λειτουργίας των γεννητριών (on/off), οι οποίες είτε (επανα)συνδέονται ή αποσυνδέονται από το δίκτυο, εφόσον το φορτίο εξυπηρετείται από τις ήδη ενταγμένες μονάδες του συστήματος.



Σχήμα 7.37: Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Avg Wind - Οκτώβριος)

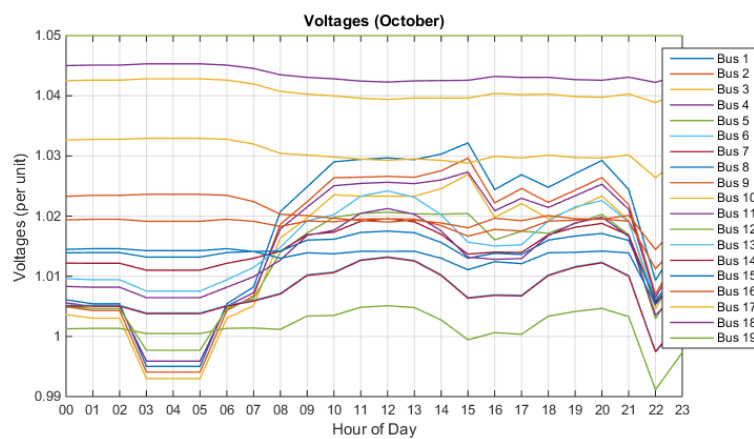


Σχήμα 7.38: Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (High Wind - Οκτώβριος)



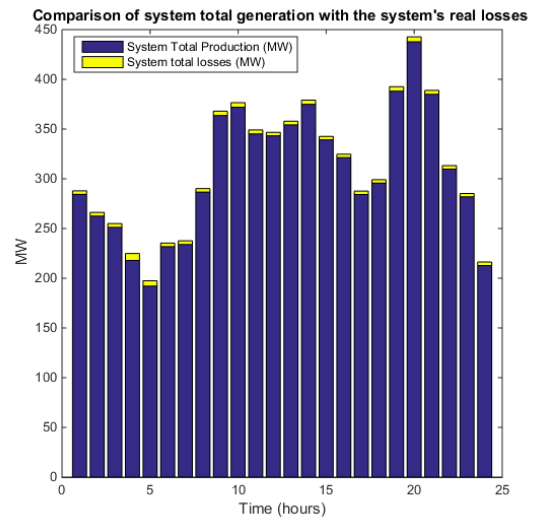
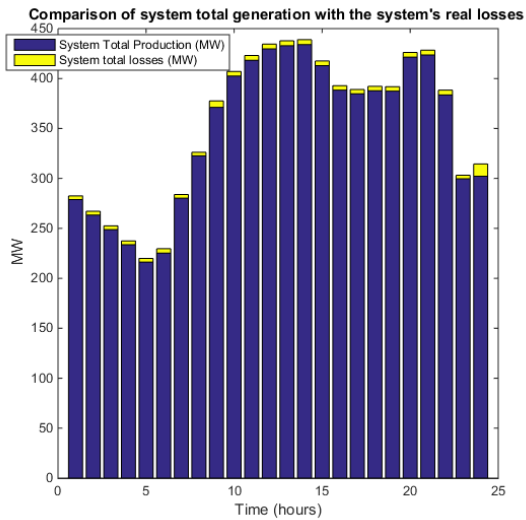
(α') Σενάριο Χαμηλής Αιολικής Διείσδυσης

(β') Σενάριο Μεσαίας Αιολικής Διείσδυσης

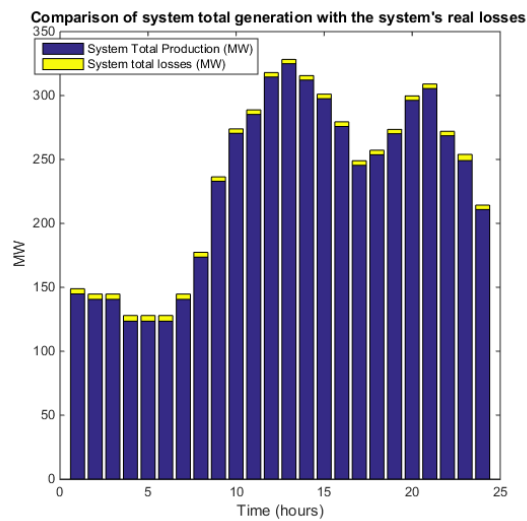


(γ') Σενάριο Υψηλής Αιολικής Διείσδυσης

Σχήμα 7.39: Μέτρα Τάσεων ανά ζυγό (Σενάριο 1 - Οκτώβριος)

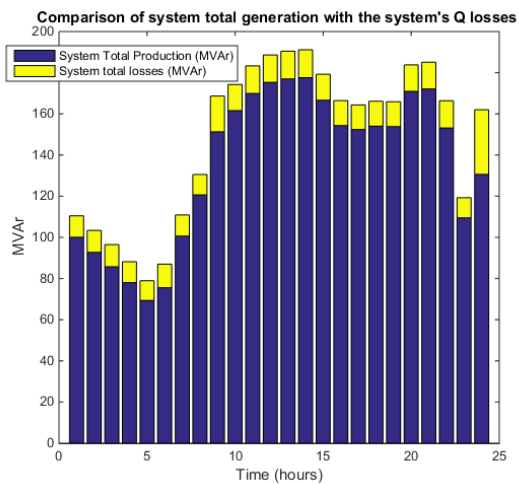


(α') Σενάριο Χαμηλής Αιολικής Διείσδυσης (β') Σενάριο Μεσαίας Αιολικής Διείσδυσης

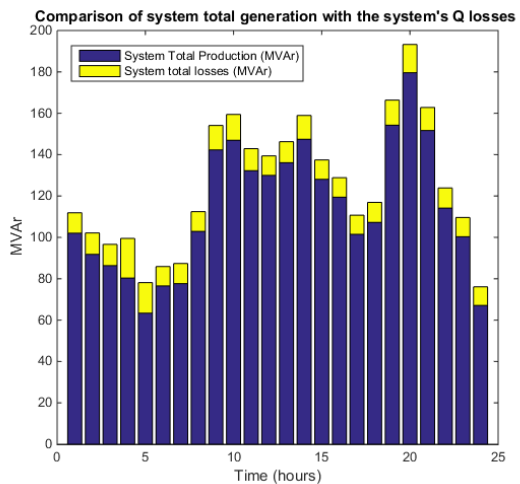


(γ') Σενάριο Υψηλής Αιολικής Διείσδυσης

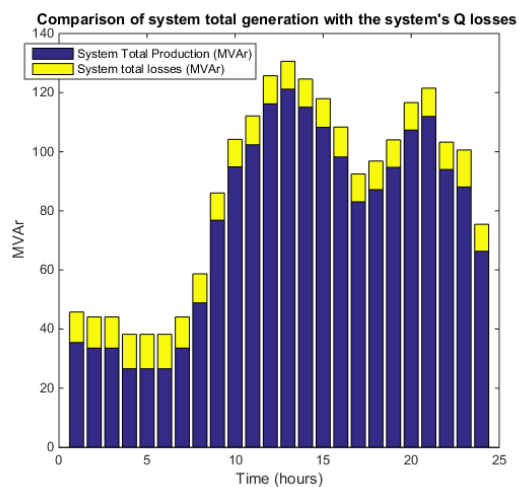
Σχήμα 7.40: Σύγκριση της συνολικής πραγματικής παραγωγής με τις ενεργές απώλειες του συστήματος (Σενάριο 1 - Οκτώβριος)



(α') Σενάριο Χαμηλής Αιολικής Διείσδυσης



(β') Σενάριο Μεσαίας Αιολικής Διείσδυσης



(γ') Σενάριο Υψηλής Αιολικής Διείσδυσης

Σχήμα 7.41: Σύγκριση της συνολικής άεργης παραγωγής με τις άεργες απώλειες του συστήματος (Σενάριο 1 - Οκτώβριος)

Σύνολο ημερήσιων απωλειών			
	Low Wind	Average Wind	High Wind
P losses (MWh)	113,6837	96,2767	91,0940
Q losses (MVarh)	308,1142	262,1158	241,7214

Πίνακας 7.21: Συνολικές ημερήσιες ενεργές & άεργες απώλειες (Σενάριο 1 - Οκτώβριος)

Τόσο οι ενεργές όσο και οι άεργες απώλειες του Αυτόνομου ΣΗΕ της Κρήτης δίνονται σε σύγκριση με την ολική αντίστοιχη παραγωγή ανά ώρα (πραγματική/άεργη). Όπως αναμενόταν, οι απώλειες είναι υψηλότερες όταν το φορτίο και κατά συνέπεια και η παραγωγή είναι επίσης σε υψηλότερα επίπεδα. Ωστόσο, οι απώλειες στο σύστημα είναι μικρές όταν συγκρίνονται με την συνολική παραγωγή του συστήματος. Παρατηρείται ότι οι άεργες απώλειες είναι μεγαλύτερες από τις ενεργές. Το σύνολο των ενεργών, καθώς και των άεργων απωλειών για αυτό το σενάριο περιλαμβάνονται στον Πίνακα 7.21.

7.3.2 Σενάριο 2 - Σύστημα με μία Διασύνδεση

Η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης που προκύπτει για το συγκεκριμένο Σενάριο όπου το ΣΗΕ της Κρήτης είναι διασυνδεδεμένο με την Πελοπόννησο, βρίσκεται στους Πίνακες 7.22 (DC OPF) και 7.23 (AC OPF). Σημειώνεται πως τα αποτελέσματα που αφορούν μόνο το ΣΗΕ της Κρήτης και την ισχύ που προέρχεται από τις ΑΠΕ του νησιού, την τοπική παραγωγή και τη διασύνδεση βρίσκονται στον Πίνακα 7.37.

Συνολικό κόστος MOST (€)
4.209.463

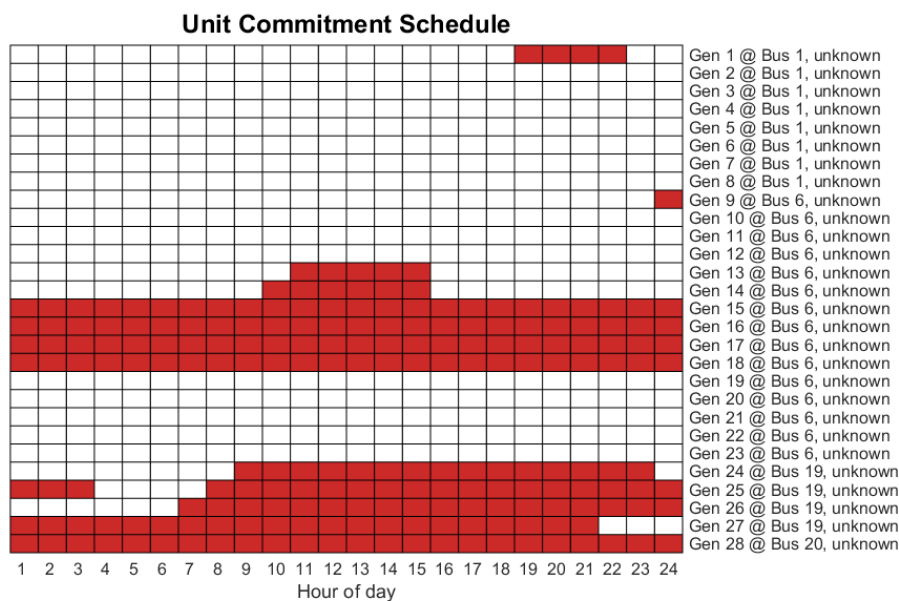
Πίνακας 7.22: Μέσο συνολικό κόστος Ηπειρωτικού Συστήματος & ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 2 - Οκτώβριος)

Συνολικό κόστος AC OPF (€)		
Low Wind Scenario	Average Wind Scenario	High Wind Scenario
4.800.500	4.400.090	4.155.700

Πίνακας 7.23: Συνολικό κόστος Ηπειρωτικού Συστήματος & ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 2 - Οκτώβριος)

Σε αυτό το σενάριο, όπως προκύπτει και από το αντίστοιχο Schedule, τίθενται σε λειτουργία και τοπικές μονάδες, καθώς η ισχύς της μίας διασύνδεσης δεν είναι σε θέση να καλύψει όλο το φορτίο του νησιού. Η γεννήτρια του Ηπειρωτικού ΣΗΕ, όπως φαίνεται και στο Σχήμα, είναι ενταγμένη καθόλη τη διάρκεια του 24ώρου, καθώς εξυπηρετεί τόσο μέρος του φορτίου ζήτησης του ΣΗΕ της Κρήτης (μέσω της μίας διασύνδεσης), όσο και το φορτίο του Ηπειρωτικού ΣΗΕ.

Για την εκτέλεση της συνάρτησης `runopf`, χρειάστηκε η ένταξη των εξής επιπλέον μονάδων:



Σχήμα 7.42: 24ωρο Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων (Σενάριο 2 - Οκτώβριος)

- Low Wind Scenario

Η μονάδα 9 για όλο το 24ωρο.

- Average Wind Scenario

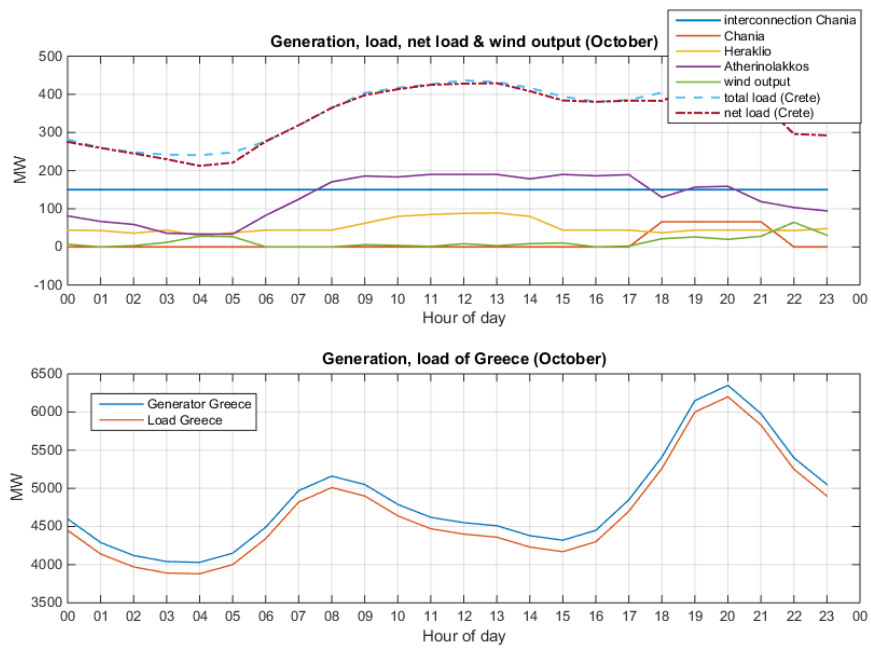
Η μονάδα 9 για όλο το 24ωρο.

- High Wind Scenario

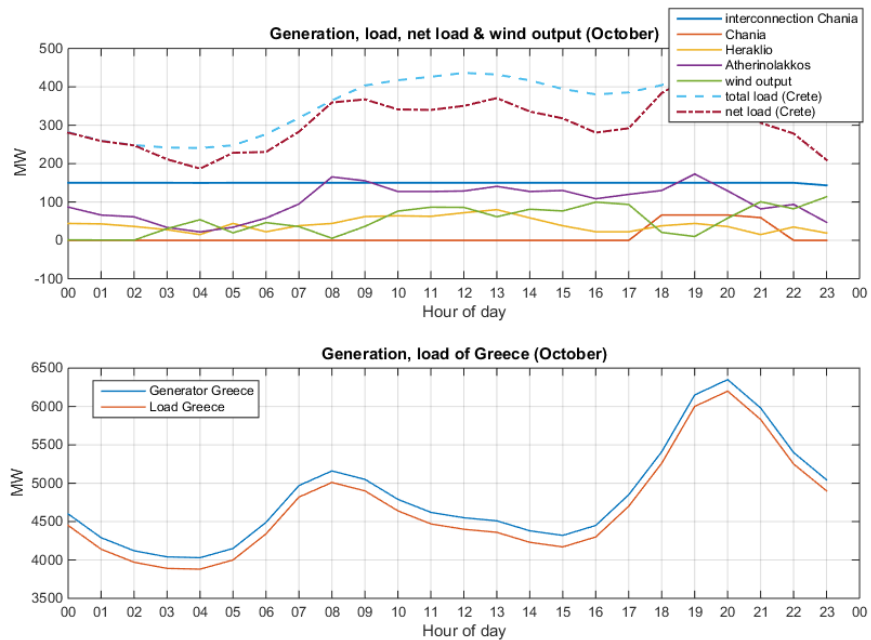
Καμία αλλαγή στο υπάρχον πρόγραμμα ένταξης δεν έγινε σε αυτό το σενάριο.

Η παραγωγή ανά ΑΗΣ βρίσκεται στα Σχήματα 7.43, 7.44 και 7.45. Παράλληλα φαίνονται τόσο η παραγωγή από τα αιολικά, όσο και το φορτίο του συστήματος (ολικό & καθαρό).

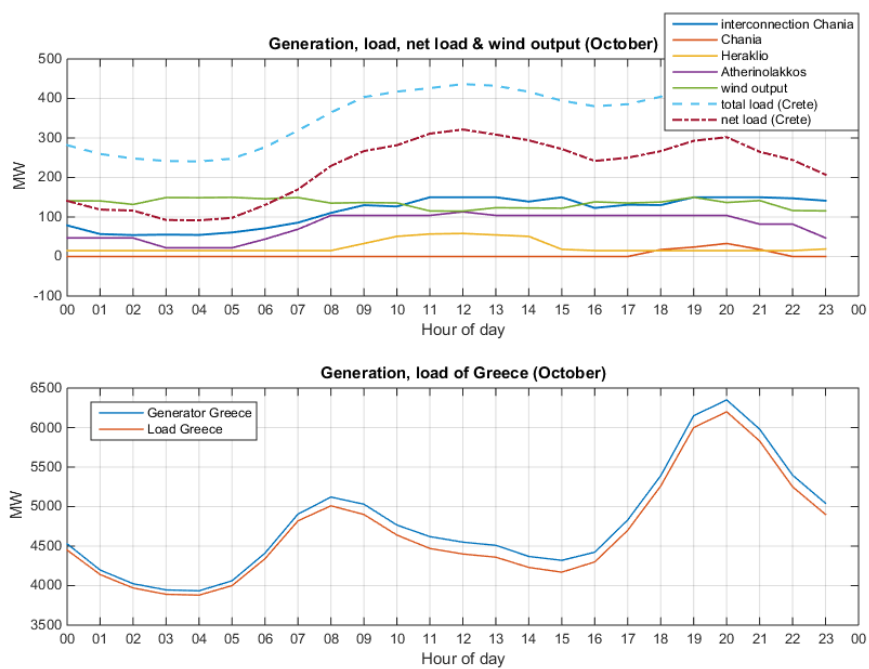
Η συνολική ενέργεια που παράχθηκε από τη γεννήτρια του Ηπειρωτικού ΣΗΕ και εγχύθηκε στο Δίκτυο της Κρήτης μέσω της Διασύνδεσης 1 παρουσιάζεται ανάλογα με το σενάριο αιολικής διείσδυσης (χαμηλό, μεσαίο, υψηλό) στον Πίνακα 7.24.



Σχήμα 7.43: Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Low Wind - Οκτώβριος)



Σχήμα 7.44: Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Avg Wind - Οκτώβριος)

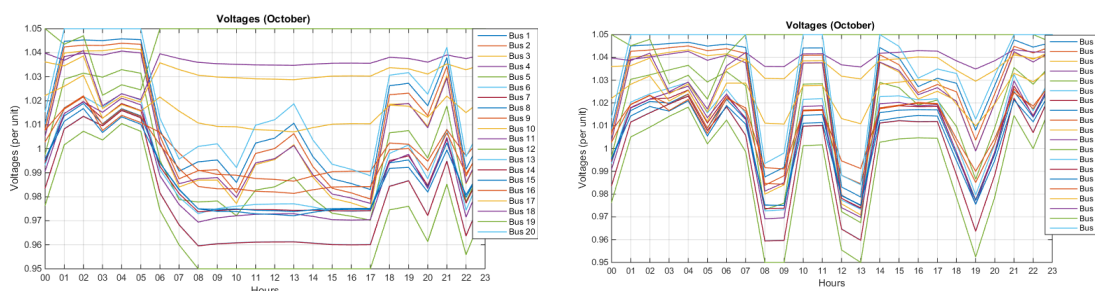


Σχήμα 7.45: Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (High Wind - Οκτώβριος)

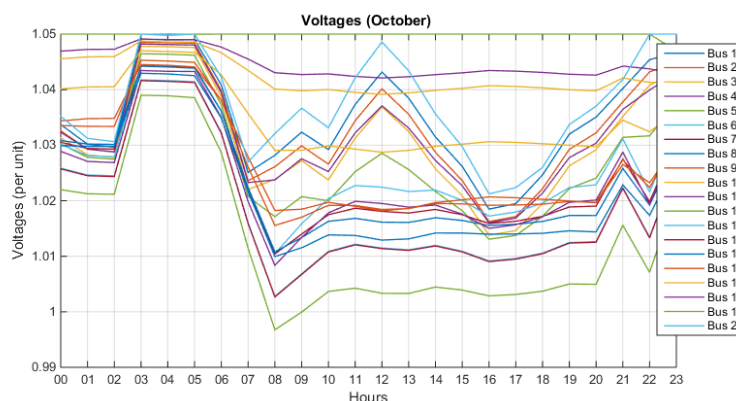
Συνολική ενέργεια που μεταφέρει η Διασύνδεση 1 (MWh)		
Low Wind Scenario	Average Wind Scenario	High Wind Scenario
3600,0	3592,9	2746,8

Πίνακας 7.24: Συνολική Εγγεόμενη Ενέργεια Διασύνδεσης 1 (Σενάριο 2 - Οκτώβριος)

Σε αυτό το σημείο παρουσιάζονται οι ανά μονάδα τάσεις του συστήματος, αποτελέσματα τα οποία προέκυψαν μετά από την εκτέλεση της συνάρτησης `runopf`. Οι απότομες μεταβολές στις τάσεις δηλώνουν την ενεργοποίηση και απενεργοποίηση γεννητριών.



(α') Σενάριο Χαμηλής Αιολικής Διείσδυσης (β') Σενάριο Μεσαίας Αιολικής Διείσδυσης



(γ') Σενάριο Υψηλής Αιολικής Διείσδυσης

Σχήμα 7.46: Μέτρα Τάσεων ανά ζυγό (Σενάριο 2 - Οκτώβριος)

Για τις απότομες μεταβολές στις τιμές των τάσεων ευθύνονται οι καταστάσεις λειτουργίας των γεννητριών (on/off). Παρόλα αυτά, αξίζει να σημειωθεί ότι οι τάσεις διατηρούνται εντός ορίων σύμφωνα με το δοσμένο περιορισμό.

7.3.3 Σενάριο 3 - Σύστημα με δύο Διασυνδέσεις

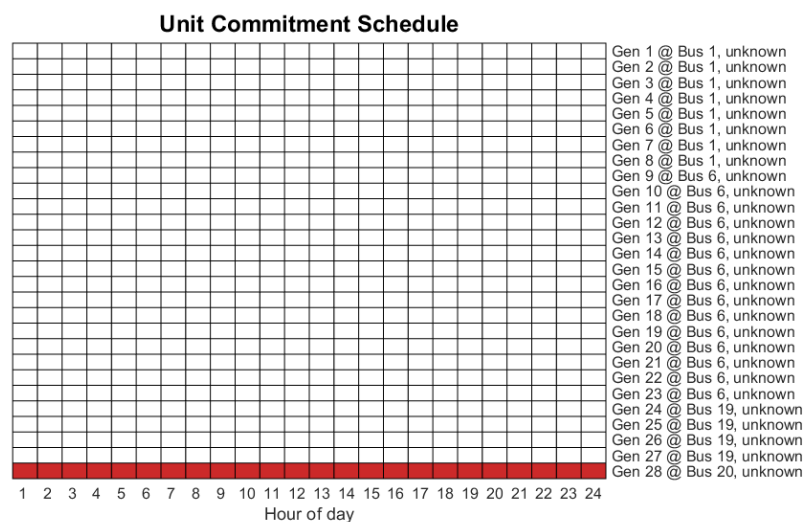
Η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης που προκύπτει για το συγκεκριμένο Σενάριο όπου το ΣΗΕ της Κρήτης είναι διασυνδεδεμένο και με την Πελοπόννησο και με την Αττική, βρίσκεται στους Πίνακες 7.25 (DC OPF) και 7.26 (AC OPF).

Συνολικό κόστος MOST (€)
4.088.500

Πίνακας 7.25: Μέσο συνολικό κόστος Ηπειρωτικού Συστήματος & ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 3 - Οκτώβριος)

Συνολικό κόστος AC OPF (€)		
Low Wind Scenario	Average Wind Scenario	High Wind Scenario
4.156.240	4.105.970	3.986.645

Πίνακας 7.26: Συνολικό κόστος Ηπειρωτικού Συστήματος & ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 3 - Οκτώβριος)

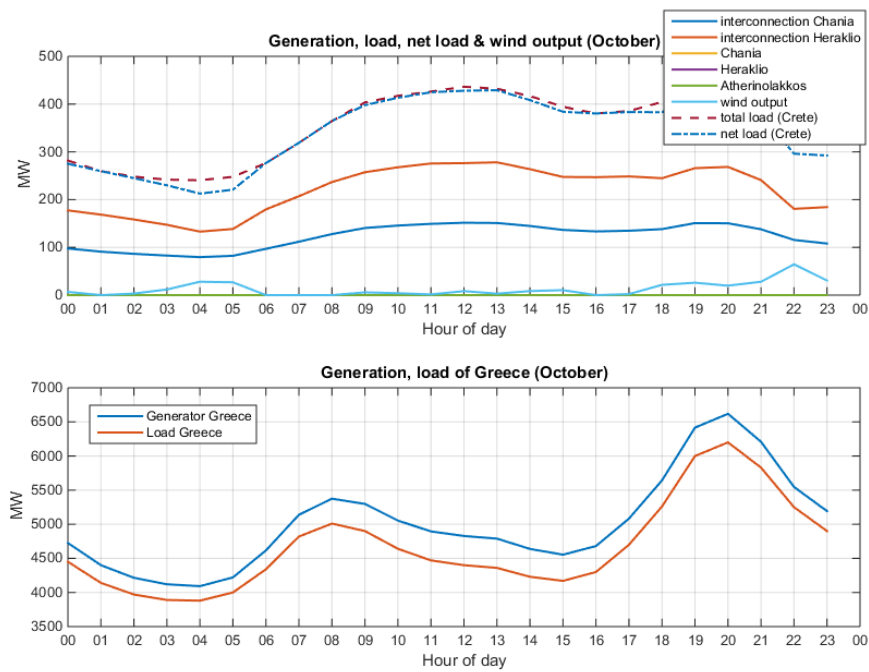


Σχήμα 7.47: 24ωρο Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων (Σενάριο 3 - Οκτώβριος)

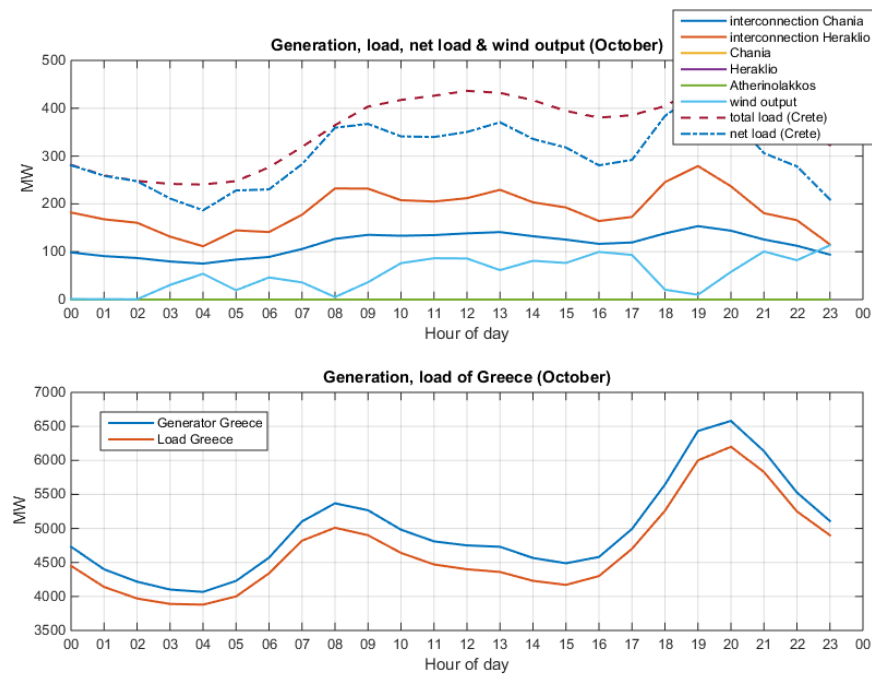
Η γεννήτρια του Ηπειρωτικού ΣΗΕ, όπως φαίνεται και στο Σχήμα, είναι ενταγμένη καθόλη τη διάρκεια του 24ώρου, καθώς εξυπηρετεί τόσο μέρος του φορτίου ζήτησης του ΣΗΕ της Κρήτης (μέσω των διασυνδέσεων), όσο και το φορτίο του Ηπειρωτικού ΣΗΕ. Αξίζει να σημειωθεί πως σε αυτό το σενάριο δεν χρειάστηκε η ένταξη παραπάνω μονάδων για την εκτέλεση του AC OPF.

Η παραγωγή ανά ΑΗΣ βρίσκεται στα Σχήματα 7.48, 7.49 και 7.50. Παράλληλα φαίνονται τόσο η παραγωγή από τα αιολικά, όσο και το φορτίο του συστήματος (ολικό & καθαρό).

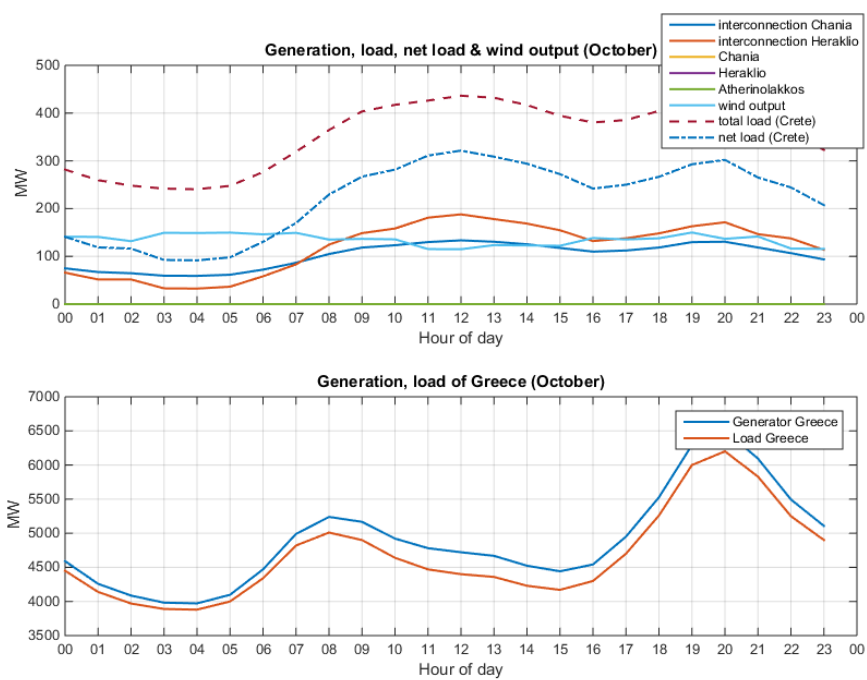
Η ενέργεια που φέρει η κάθε διασύνδεση ανά Σενάριο Αιολικής Παραγωγής βρίσκεται στον Πίνακα 7.27.



Σχήμα 7.48: Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Low Wind - Οκτώβριος)



Σχήμα 7.49: Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Avg Wind - Οκτώβριος)

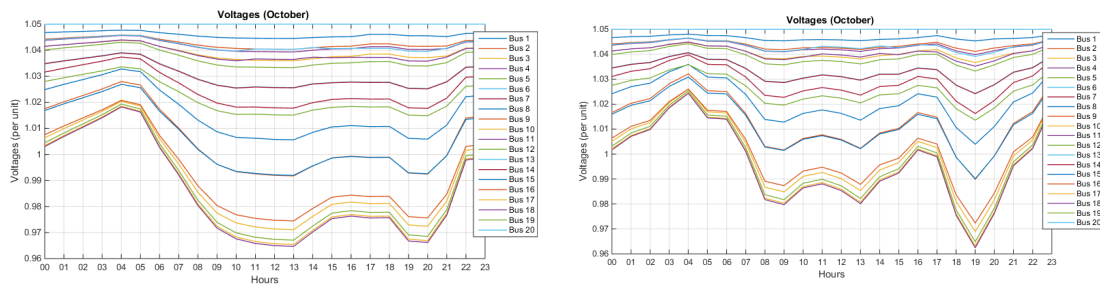


Σχήμα 7.50: Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (High Wind - Οκτώβριος)

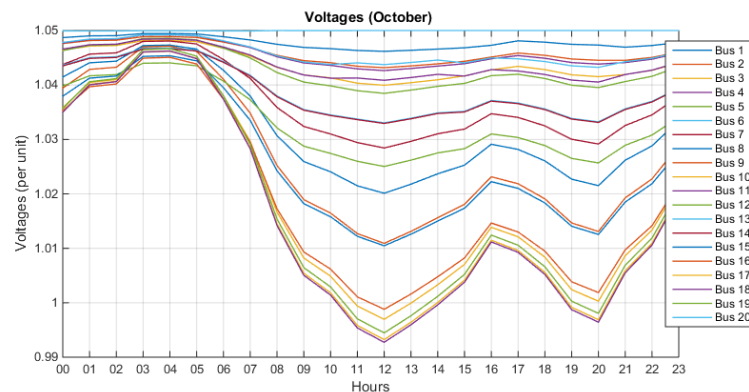
	Συνολική ενέργεια που μεταφέρει η Διασύνδεση 1 & 2 (MWh)		
	Low Wind Scenario	Average Wind Scenario	High Wind Scenario
Διασύνδεση 1	2944,65	2781,08	2449,13
Διασύνδεση 2	5293,03	4491,35	2864,39
Σύνολο	8237,68	7272,43	5313,52

Πίνακας 7.27: Συνολική Εγγεόμενη Ενέργεια Διασυνδέσεων 1 & 2 (Σενάριο 3 - Οκτώβριος)

Παρακάτω παρουσιάζονται τα μέτρα των τάσεων ανά ζυγό και οι απώλειες του Διασυνδεδεμένου ΣΗΕ της Κρήτης, αποτελέσματα τα οποία προέκυψαν μετά από την εκτέλεση ενός AC OPF. Επιπλέον, φαίνεται ότι με την αύξηση του φορτίου προκαλείται πτώση της τάσης, ενώ με τη μείωση του φορτίου ανύψωση της τάσης. Τέλος, η τήρηση του περιορισμού η οποία αφορά το μέτρο της τάσης, ισχύει και στα τρία σενάρια αιολικής παραγωγής.

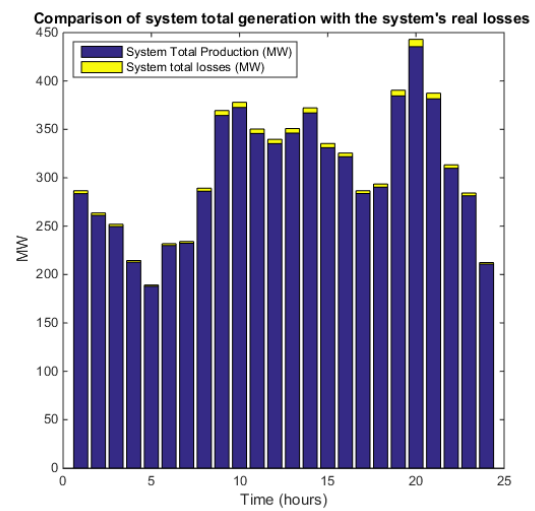
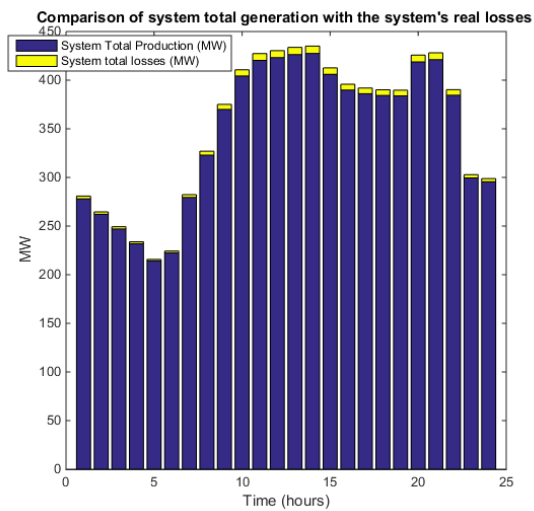


(α') Σενάριο Χαμηλής Αιολικής Διείσδυσης (β') Σενάριο Μεσαίας Αιολικής Διείσδυσης



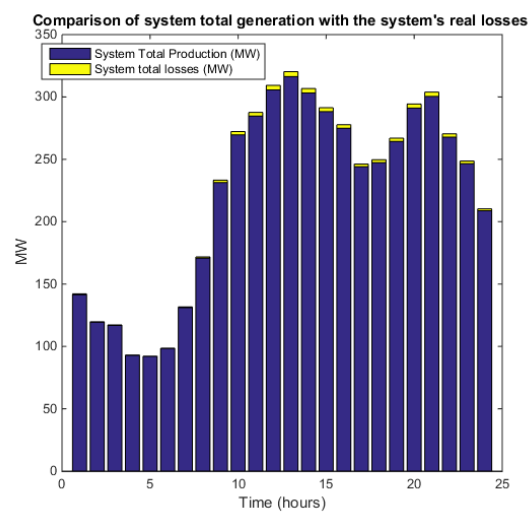
(γ') Σενάριο Υψηλής Αιολικής Διείσδυσης

Σχήμα 7.51: Μέτρα Τάσεων ανά ζυγό (Σενάριο 3 - Οκτώβριος)



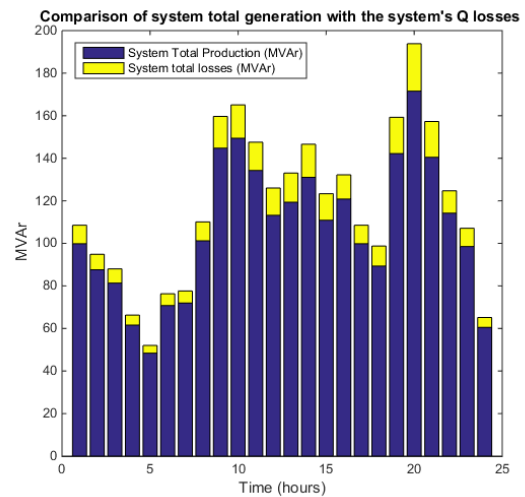
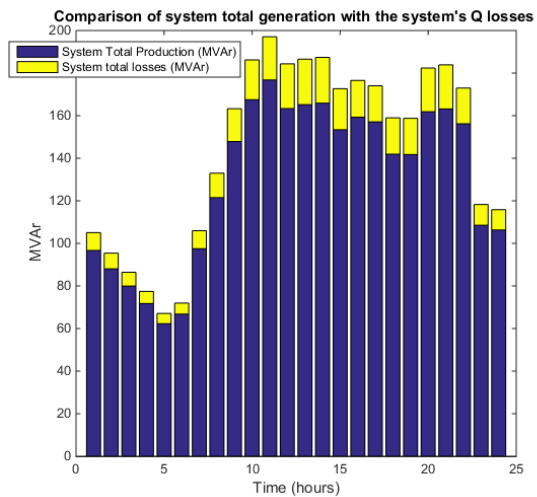
(α') Σενάριο Χαμηλής Αιολικής Διείσδυσης

(β') Σενάριο Μεσαίας Αιολικής Διείσδυσης

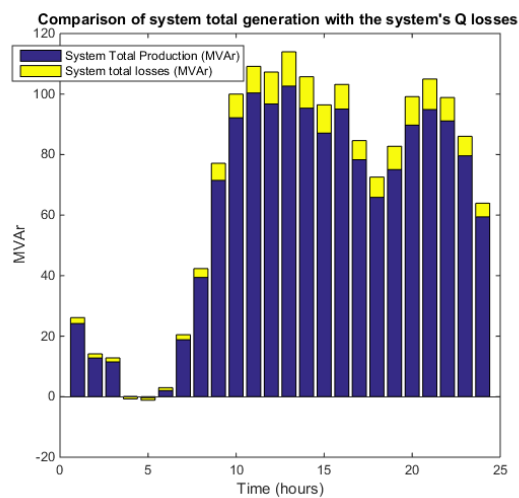


(γ') Σενάριο Υψηλής Αιολικής Διείσδυσης

Σχήμα 7.52: Σύγκριση της συνολικής πραγματικής παραγωγής με τις ενεργές απώλειες του συστήματος (Σενάριο 3 - Οκτώβριος)



(α') Σενάριο Χαμηλής Αιολικής Διείσδυσης (β') Σενάριο Μεσαίας Αιολικής Διείσδυσης



(γ') Σενάριο Υψηλής Αιολικής Διείσδυσης

Σχήμα 7.53: Σύγκριση της συνολικής άεργης παραγωγής με τις άεργες απώλειες του συστήματος (Σενάριο 3 - Οκτώβριος)

Σύνολο ημερήσιων απωλειών			
	Low Wind	Average Wind	High Wind
P losses (MWh)	117,1860	88,9515	49,0655
Q losses (MVarh)	340,9647	259,0598	142,9304

Πίνακας 7.28: Συνολικές ημερήσιες ενεργές & άεργες απώλειες (Σενάριο 3 - Οκτώβριος)

Τόσο οι ενεργές όσο και οι άεργες απώλειες του Αυτόνομου ΣΗΕ της Κρήτης δίνονται σε σύγκριση με την ολική ενεργή ή άεργη παραγωγή ανά ώρα αντίστοιχα. Όπως αναμενόταν, οι απώλειες είναι υψηλότερες όταν το φορτίο και κατά συνέπεια και η παραγωγή είναι επίσης σε υψηλότερα επίπεδα. Ωστόσο, οι απώλειες στο σύστημα είναι μικρές όταν συγκρίνονται με την συνολική παραγωγή του συστήματος. Παρατηρείται ότι οι άεργες απώλειες είναι μεγαλύτερες από τις ενεργές. Το σύνολο των ενεργών, καθώς και των άεργων απωλειών για αυτό το σενάριο περιλαμβάνονται στον Πίνακα 7.28.

7.4 Χαρακτηριστική Ημέρα Δεκεμβρίου

7.4.1 Σενάριο 1 - Αυτόνομο Σύστημα

Σε αυτό το σημείο παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του Αυτόνομου ΣΗΕ της Κρήτης για μια τυπική ημέρα για τον μήνα Δεκέμβριο, τα οποία προέκυψαν μετά από την εκτέλεση των συναρτήσεων `most` και `runopf`.

Η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης που προέκυψε μετά από την εκτέλεση DC και AC OPF για το Σενάριο 1, όπου το σύστημα είναι αυτόνομο, παρουσιάζεται στους Πίνακες 7.29 και 7.30.

Συνολικό κόστος MOST (€)
963.907

Πίνακας 7.29: Μέσο συνολικό κόστος ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 1 - Δεκέμβριος)

Συνολικό κόστος AC OPF (€)		
Low Wind Scenario	Average Wind Scenario	High Wind Scenario
1.032.000	980.900	870.800

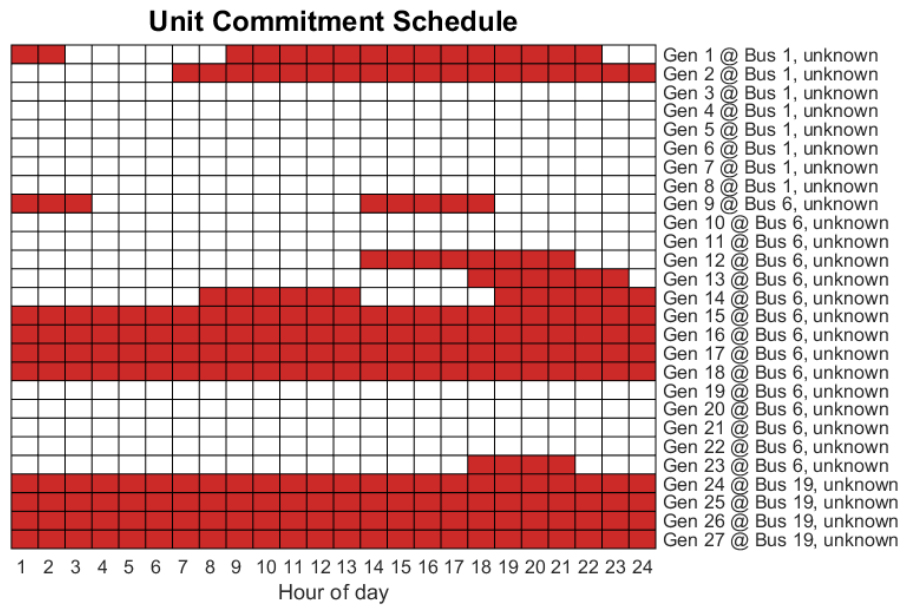
Πίνακας 7.30: Συνολικό κόστος ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 1 - Δεκέμβριος)

Για την εκτέλεση της συνάρτησης `runopf` χρειάστηκε πέρα από τις μονάδες του Σχήματος 7.54, να ενταχθούν και:

- Low Wind Scenario

Οι μονάδες 1, 2 και 9 για όλο το 24ωρο.

Η μονάδα 23 από τις 10 π.μ. έως και τις 5 μ.μ.



Σχήμα 7.54: 24ωρο Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων (Σενάριο 1 - Δεκέμβριος)

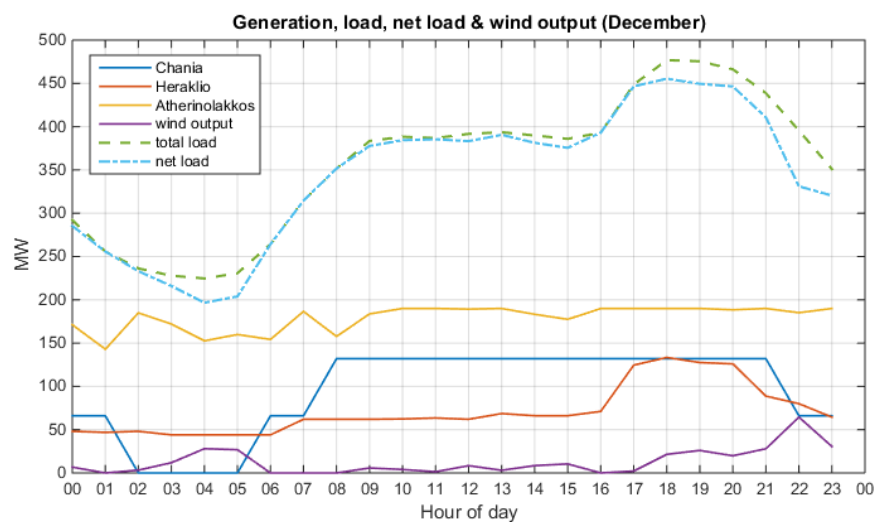
- Average Wind Scenario

Οι μονάδες 2 και 13 για όλο το 24ωρο.

- High Wind Scenario

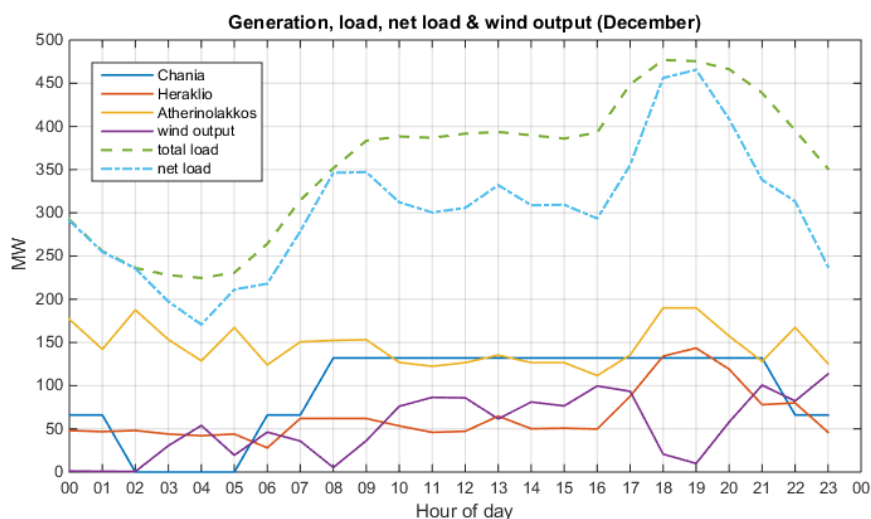
Η μονάδα 9 από τις 7 μ.μ. έως και τις 12 π.μ.

Η παραγωγή ανά ΑΗΣ βρίσκεται στα Σχήματα 7.55, 7.56 και 7.57. Παράλληλα φαίνονται τόσο η παραγωγή από τα αιολικά, όσο και το φορτίο του συστήματος (ολικό & καθαρό).

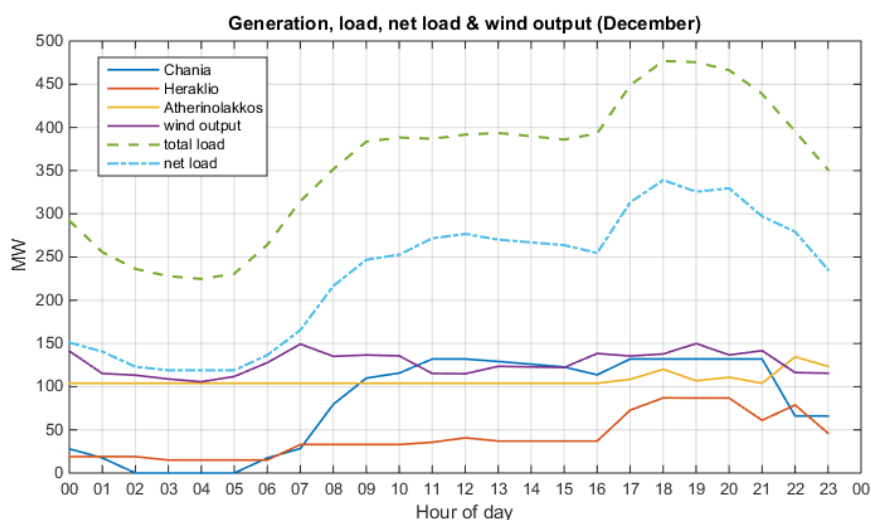


Σχήμα 7.55: Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Low Wind - Δεκέμβριος)

Στην συνέχεια, παρουσιάζονται οι τάσεις ανά ζυγό και οι απώλειες του Αυτόνομου ΣΗΕ της Κρήτης σε σύγκριση με την ολική παραγωγή ανά ώρα, αποτελέσματα τα



Σχήμα 7.56: Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Avg Wind - Δεκέμβριος)

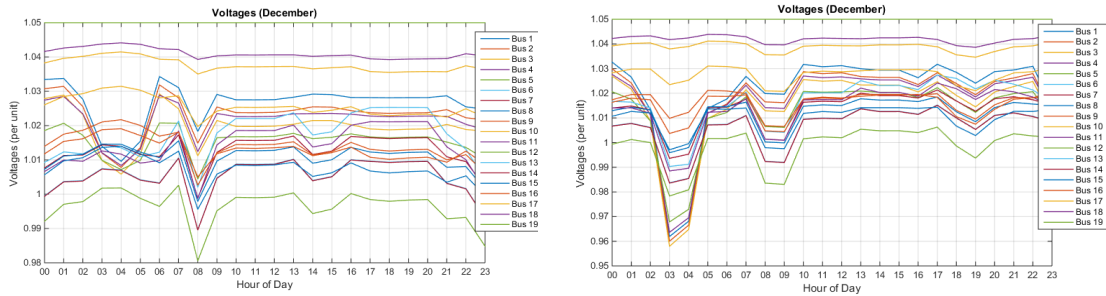


Σχήμα 7.57: Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (High Wind - Δεκέμβριος)

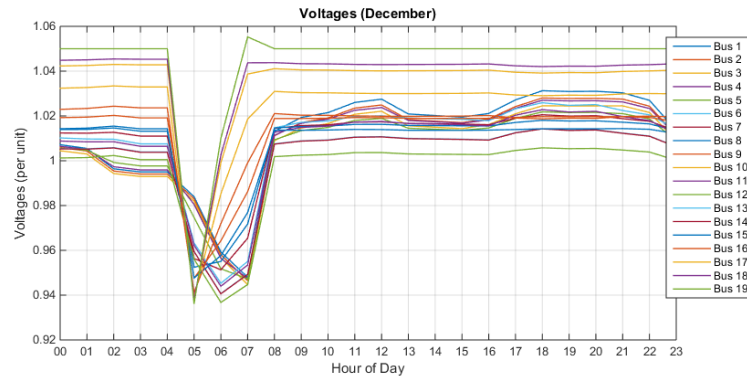
οποία προέκυψαν μετά από την εκτέλεση ενός AC OPF. Σημειώνεται ότι η τήρηση του περιορισμού η οποία αφορά το μέτρο της τάσης, ισχύει και στα τρία σενάρια αιολικής παραγωγής.

7.4.2 Σενάριο 2 - Σύστημα με μία Διασύνδεση

Η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης που προκύπτει για το συγκεκριμένο Σενάριο όπου το ΣΗΕ της Κρήτης είναι διασυνδεδεμένο με την Πελοπόννησο, βρίσκεται στους Πίνακες 7.31 (DC OPF) και 7.32 (AC OPF).



(α') Σενάριο Χαμηλής Αιολικής Διείσδυσης (β') Σενάριο Μεσαίας Αιολικής Διείσδυσης



(γ') Σενάριο Υψηλής Αιολικής Διείσδυσης

Σχήμα 7.58: Μέτρα Τάσεων ανά ζυγό (Σενάριο 1 - Δεκέμβριος)

Συνολικό κόστος MOST (€)
5.328.107

Πίνακας 7.31: Μέσο συνολικό κόστος Ηπειρωτικού Συστήματος & ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 2 - Δεκέμβριος)

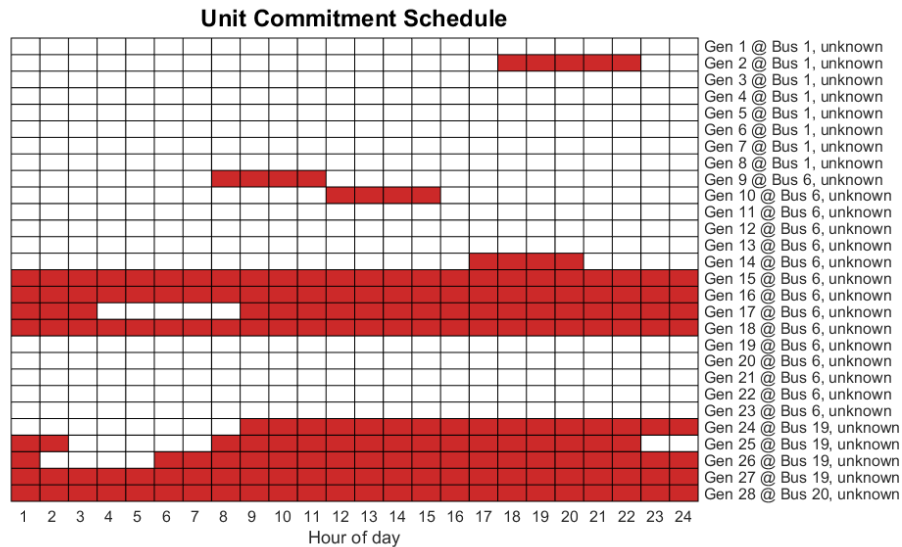
Συνολικό κόστος AC OPF (€)		
Low Wind Scenario	Average Wind Scenario	High Wind Scenario
5.730.600	5.640.000	5.453.000

Πίνακας 7.32: Συνολικό κόστος Ηπειρωτικού Συστήματος & ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 2 - Δεκέμβριος)

Σε αυτό το σενάριο, όπως προκύπτει και από το αντίστοιχο Schedule, τίθενται σε λειτουργία και τοπικές μονάδες, καθώς η ισχύς της μίας διασύνδεσης δεν είναι σε θέση να καλύψει όλο το φορτίο του νησιού. Η γεννήτρια του Ηπειρωτικού ΣΗΕ, όπως φαίνεται και στο Σχήμα, είναι ενταγμένη καθόλη τη διάρκεια του 24ώρου, καθώς εξυπηρετεί τόσο μέρος του φορτίου ζήτησης του ΣΗΕ της Κρήτης (μέσω της μιας διασύνδεσης), όσο και το φορτίο του Ηπειρωτικού ΣΗΕ.

Για την εκτέλεση της συνάρτησης `runopf`, χρειάστηκε να ενταχθούν οι παρακάτω μονάδες:

- ο Low Wind Scenario



Σχήμα 7.59: 24ωρο Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων (Σενάριο 2 - Δεκέμβριος)

Η μονάδα 2 από τις 6 μ.μ.

Η μονάδα 9 από τις 10 π.μ. έως και τις 7 μ.μ.

- ο Average Wind Scenario

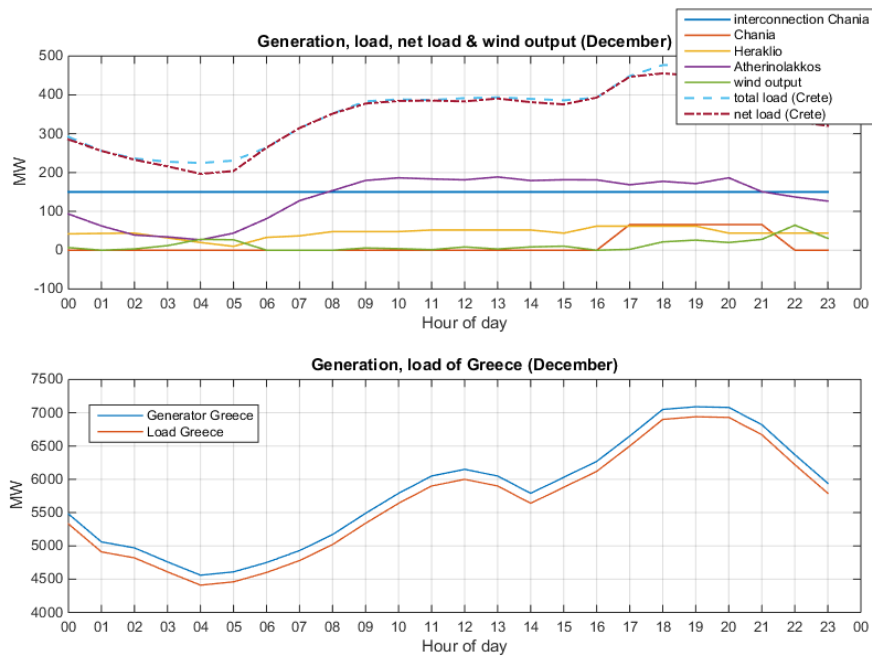
Η μονάδα 9 από τις 7 μ.μ. έως και τις 12 π.μ.

- ο High Wind Scenario

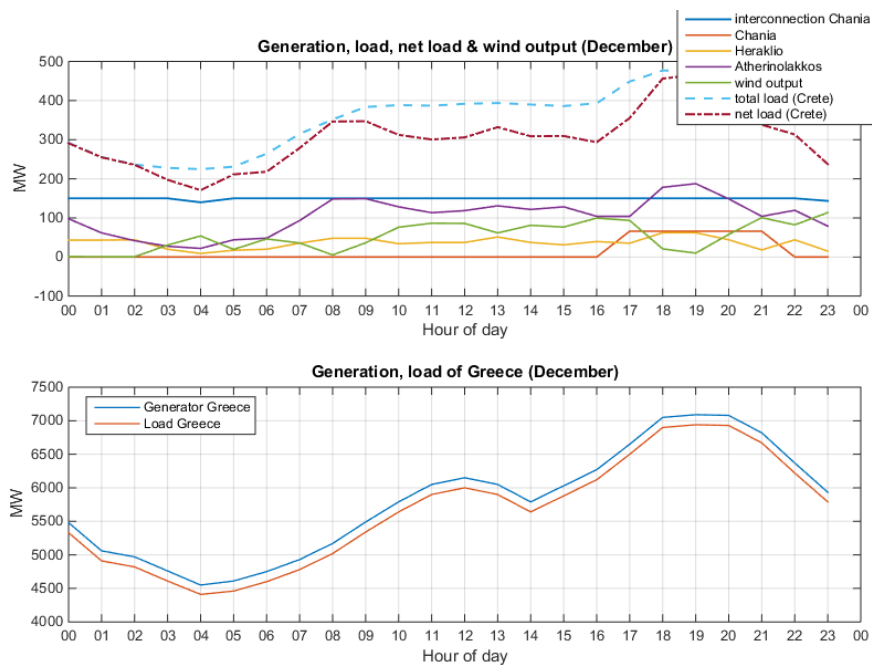
Η μονάδα 9 από τις 6 μ.μ. έως και τις 12 π.μ.

Η παραγωγή ανά ΑΗΣ βρίσκεται στα Σχήματα 7.60, 7.61 και 7.62. Παράλληλα φαίνονται τόσο η παραγωγή από τα αιολικά, όσο και το φορτίο του συστήματος (ολικό & καθαρό).

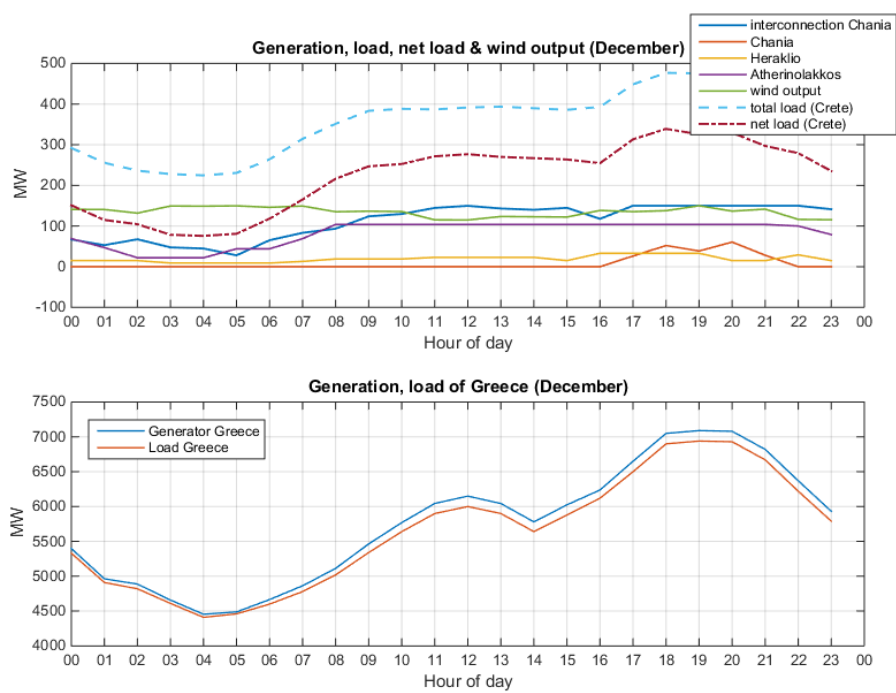
Η συνολική ενέργεια που παράχθηκε από τη γεννήτρια του Ηπειρωτικού ΣΗΕ και εγχύθηκε στο Δίκτυο της Κρήτης μέσω της Διασύνδεσης 1 παρουσιάζεται ανάλογα με το σενάριο αιολικής διείσδυσης (χαμηλό, μεσαίο, υψηλό) στον Πίνακα 7.33.



Σχήμα 7.60: Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Low Wind - Δεκέμβριος)



Σχήμα 7.61: Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Avg Wind - Δεκέμβριος)

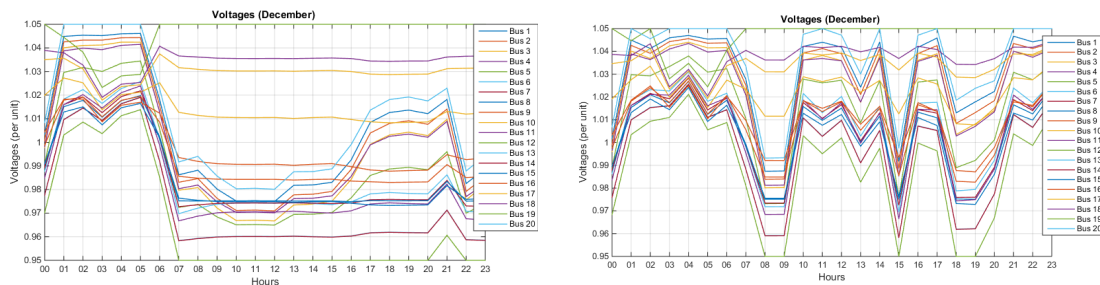


Σχήμα 7.62: Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (High Wind - Δεκέμβριος)

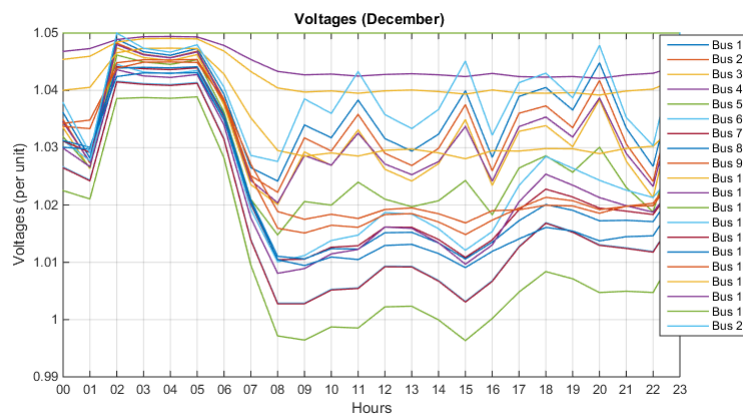
Συνολική ενέργεια που μεταφέρει η Διασύνδεση 1 (MWh)		
Low Wind Scenario	Average Wind Scenario	High Wind Scenario
3600,0	3586,8	2699,5

Πίνακας 7.33: Συνολική Εγγεόμενη Ενέργεια Διασύνδεσης 1 (Σενάριο 2 - Δεκέμβριος)

Στα Σχήματα 7.63α', 7.63β', 7.63γ' παρουσιάζονται οι τάσεις ανά ζυγό του δικτύου, οι οποίες προέκυψαν μετά από την εκτέλεση της συνάρτησης runopf. Οι τάσεις διατηρούνται εντός ορίων σε κάθε στιγμή της ημέρας, σύμφωνα με τον περιορισμό $0.95 \leq V_{pu}(t) \leq 1.05$.



(α') Σενάριο Χαμηλής Αιολικής Διείσδυσης (β') Σενάριο Μεσαίας Αιολικής Διείσδυσης



(γ') Σενάριο Υψηλής Αιολικής Διείσδυσης

Σχήμα 7.63: Μέτρα Τάσεων ανά ζυγό (Σενάριο 2 - Δεκέμβριος)

7.4.3 Σενάριο 3 - Σύστημα με δύο Διασυνδέσεις

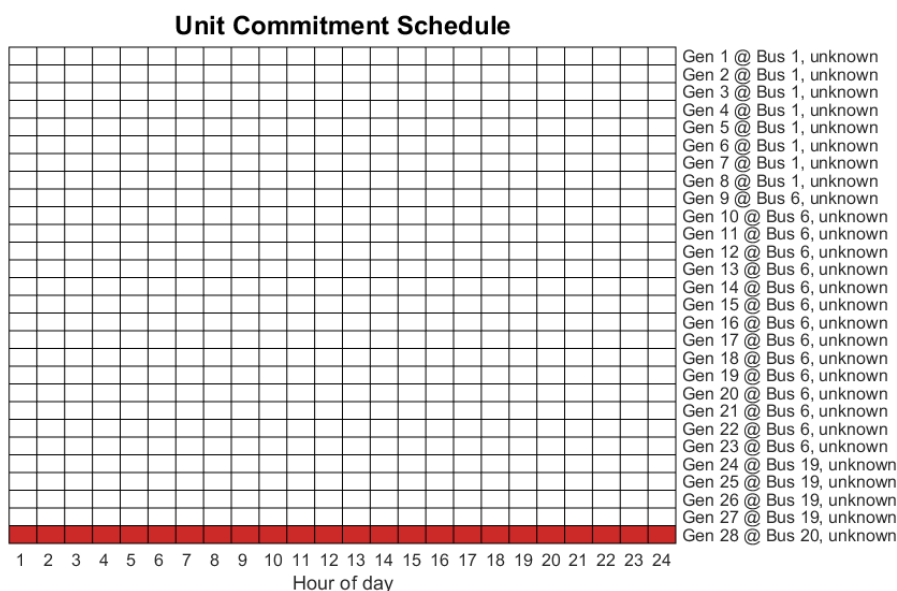
Η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης που προκύπτει για το συγκεκριμένο Σενάριο όπου το ΣΗΕ της Κρήτης είναι πλήρως διασυνδεδεμένο, βρίσκεται στους Πίνακες 7.34 (DC OPF) και 7.35 (AC OPF).

Συνολικό κόστος MOST (€)
5.201.100

Πίνακας 7.34: Μέσο συνολικό κόστος Ηπειρωτικού Συστήματος & ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 3 - Δεκέμβριος)

Συνολικό κόστος AC OPF (€)		
Low Wind Scenario	Average Wind Scenario	High Wind Scenario
5.478.600	5.398.500	5.264.100

Πίνακας 7.35: Συνολικό κόστος Ηπειρωτικού Συστήματος & ΣΗΕ Κρήτης (Σενάριο 3 - Δεκέμβριος)

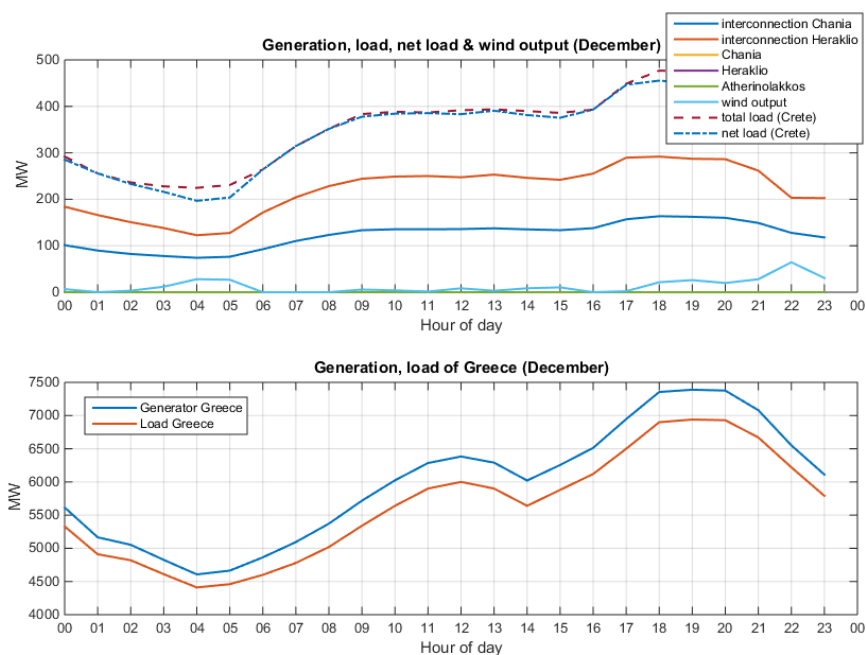


Σχήμα 7.64: 24ωρο Πρόγραμμα Ένταξης Μονάδων (Σενάριο 3 - Δεκέμβριος)

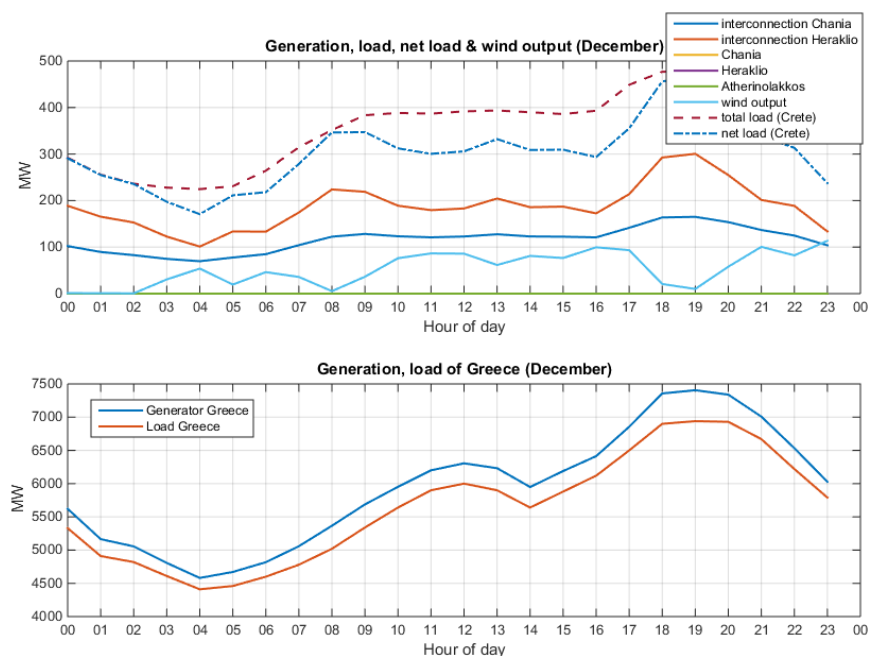
Η γεννήτρια του Ηπειρωτικού ΣΗΕ, όπως φαίνεται και στο Σχήμα, είναι ενταγμένη καθόλη τη διάρκεια του 24ώρου, καθώς εξυπηρετεί τόσο μέρος του φορτίου ζήτησης του ΣΗΕ της Κρήτης (μέσω των διασυνδέσεων), όσο και το φορτίο του Ηπειρωτικού ΣΗΕ. Αξίζει να σημειωθεί πως σε αυτό το σενάριο δεν χρειάστηκε η ένταξη παραπάνω μονάδων για την εκτέλεση του AC OPF.

Η παραγωγή ανά ΑΗΣ βρίσκεται στα Σχήματα 7.65, 7.66 και 7.67. Παράλληλα φαίνονται τόσο η παραγωγή από τα αιολικά, όσο και το φορτίο του συστήματος (ολικό & καθαρό).

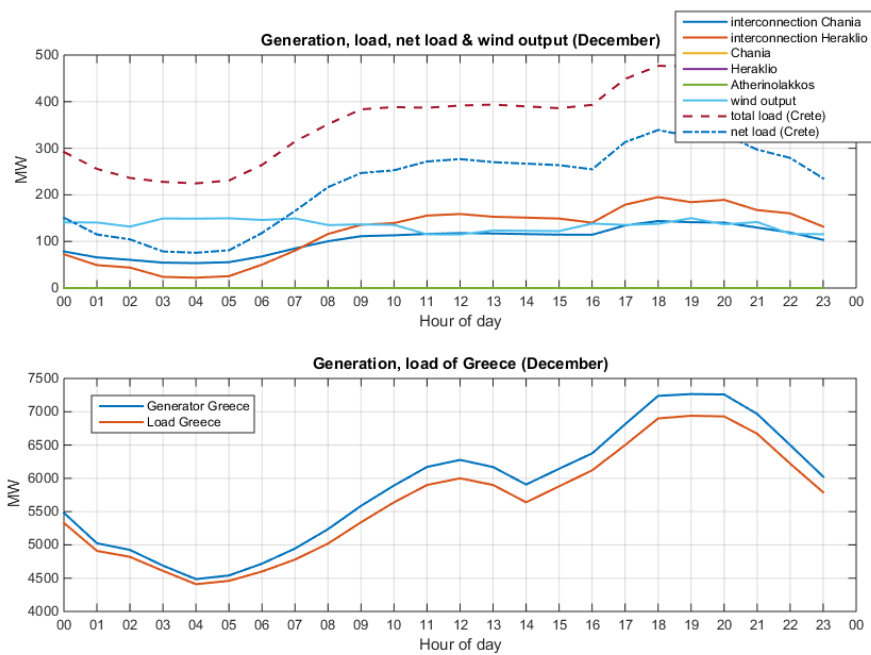
Η συνολική ενέργεια που παράχθηκε από τη γεννήτρια του Ηπειρωτικού ΣΗΕ και εγχύθηκε στο Δίκτυο της Κρήτης ξεχωριστά μέσω της κάθε Διασύνδεσης παρουσιάζεται ανάλογα με το σενάριο αιολικής διείσδυσης (χαμηλό, μεσαίο, υψηλό) στον Πίνακα 7.36.



Σχήμα 7.65: Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Low Wind - Δεκέμβριος)



Σχήμα 7.66: Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (Avg Wind - Δεκέμβριος)

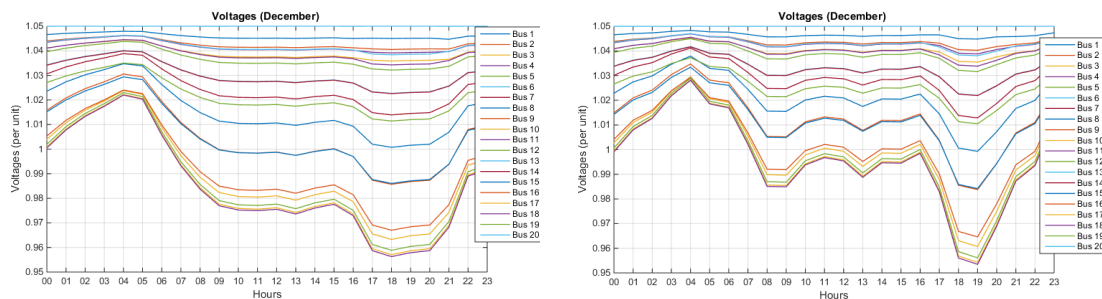


Σχήμα 7.67: Συνολική παραγωγή γεννητριών ανά ΑΗΣ, αιολική παραγωγή, συνολικό & καθαρό φορτίο (High Wind - Δεκέμβριος)

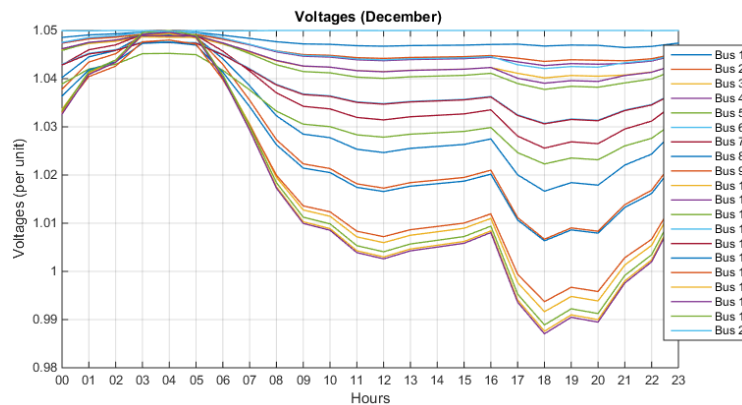
	Συνολική ενέργεια που μεταφέρει η Διασύνδεση 1 & 2 (MWh)		
	Low Wind Scenario	Average Wind Scenario	High Wind Scenario
Διασύνδεση 1	2950,0	2786,43	2454,48
Διασύνδεση 2	5302,93	4501,25	2874,3
Σύνολο	8252,93	7287,68	5328,78

Πίνακας 7.36: Συνολική Εγγεόμενη Ενέργεια Διασυνδέσεων 1 & 2 (Σενάριο 3 - Δεκέμβριος)

Στα Σχήματα 7.68α', 7.68β', 7.68γ' παρουσιάζονται οι τάσεις ανά ζυγό του Διασυνδεδεμένου ΣΗΕ της Κρήτης, οι οποίες προέκυψαν μετά από την εκτέλεση της συνάρτησης runopf. Επιπλέον, φαίνεται ότι με την αύξηση του φορτίου προκαλείται πτώση της τάσης, ενώ με τη μείωση του φορτίου ανύψωση της τάσης. Τέλος, ο περιορισμός που αφορά το μέτρο της τάσης τηρείται και στα τρία σενάρια αιολικής παραγωγής.



(α') Σενάριο Χαμηλής Αιολικής Διείσδυσης (β') Σενάριο Μεσαίας Αιολικής Διείσδυσης



(γ') Σενάριο Υψηλής Αιολικής Διείσδυσης

Σχήμα 7.68: Μέτρα Τάσεων ανά ζυγό (Σενάριο 3 - Δεκέμβριος)

7.5 Συγκεντρωτικά Αποτελέσματα ΣΗΕ Κρήτης

Σε αυτή την ενότητα παρουσιάζονται τα κόστη που αφορούν μόνο το ΣΗΕ της Κρήτης, συνολικά για κάθε χαρακτηριστική ημέρα, έτσι ώστε να είναι δυνατή η σύγκριση με το βασικό σενάριο (Αυτόνομο ΣΗΕ).

Υπενθυμίζεται ότι το Σενάριο 1 αφορά την εκτέλεση και προσομοίωση του συστήματος χωρίς διασυνδέσεις (βασικό σενάριο), το Σενάριο 2 συνίσταται από το σύστημα με

μία διασύνδεση, ενώ το Σενάριο 3 μοντελοποιεί το σύστημα και με τις δύο διασυνδέσεις.

Μέσο Συνολικό Κόστος Σεναρίου (€)				
Σενάριο	Απρίλιος	Ιούλιος	Οκτώβριος	Δεκέμβριος
Σεν.1	905.260	1.459.800	959.999	963.907
Σεν.2	609.710	971.625	685.270	688.387
Σεν.3	425.395	792.449	452.053	481.540

Πίνακας 7.37: Μέσο Συνολικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής του ΣΗΕ Κρήτης με & χωρίς τις διασυνδέσεις ανά χαρακτηριστική ημέρα

Ο Πίνακας 7.37 παραθέτει το μέσο συνολικό κόστος των σεναρίων ανά χαρακτηριστική ημέρα και αφορά το κόστος που προέκυψε και για τα τρία σεναρία αιολικής παραγωγής μετά από την εκτέλεση του MOST. Όπως ήταν αναμενόμενο, το κόστος της ηλεκτροπαραγωγής είναι υψηλότερο στο βασικό σενάριο όπου το σύστημα στηρίζεται αποκλειστικά στην παραγωγή των θερμικών μονάδων και των Α/Γ. Παρατηρήθηκε ωστόσο ότι το κόστος μειώνεται ακόμη και στο Σενάριο 1 εξαιτίας της σημαντικής αύξησης της αιολικής παραγωγής.

Τα υψηλότερα κόστη και στα τρία σεναρία έχουν προκύψει για την τυπική ημέρα του Ιουλίου, λόγω της αυξημένης ζήτησης, όπως προκύπτει κι από το αντίστοιχο φορτίο του Σχήματος 6.4ά και την ημερήσια ζήτηση του Πίνακα 6.8. Επίσης, σημειώνεται πως η συγκεκριμένη χαρακτηριστική ημέρα για το πλήρες διασυνδεδεμένο σύστημα αποτελεί και τη μόνη περίπτωση, όπου εμφανίζεται η ανάγκη στήριξης της παραγωγής από τις θερμικές μονάδες του ΣΗΕ της Κρήτης. Αυτό μπορεί να αποφευχθεί με την αύξηση της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος στο δίκτυο, η οποία συνεπάγεται και δυνατότητα αύξησης της απορρόφησης της ενδεχόμενης αιολικής παραγωγής από αυτό. Η περίσσεια ενέργεια, η οποία θα προέρχεται από τα νέα αιολικά ή και φωτοβολταϊκά πάρκα, θα μπορεί πλέον να εγχέεται στο Ηπειρωτικό ΣΗΕ, αφού με τις νέες διασυνδέσεις θα είναι δυνατή η ροή ισχύος και προς τις δύο κατευθύνσεις.

Το κόστος είναι σημαντικά μειωμένο μετά και από την διασύνδεση της Κρήτης με την Πελοπόννησο (Σενάριο 2), με τη μεγαλύτερη μείωση να συμβαίνει όταν το σύστημα είναι πλήρως διασυνδεδεμένο και ταυτόχρονα υπάρχει ικανοποιητική παραγωγή και από τις ΑΠΕ του νησιού. Τα ποσοστά εξοικονόμησης για το δίκτυο της Κρήτης κυμαίνονται γύρω στο 55 με 60% για το Σενάριο 3, ενώ για το Σενάριο 2 είναι γύρω στο 30 με 35%.

Ετήσιο Κέρδος Σεναρίου (€)	
Σενάριο 2	Σενάριο 3
120.057.660	192.377.610

Πίνακας 7.38: Ετήσιο Κέρδος για το ΣΗΕ της Κρήτης μετά την υλοποίηση της «Μικρής» & της «Μεγάλης» Διασύνδεσης

Ο Πίνακας 7.38 παραθέτει το ετήσιο κέρδος για το ΣΗΕ της Κρήτης, μετά από την υλοποίηση των έργων της «Μικρής» και της «Μεγάλης» Διασύνδεσης (Σενάριο 2 & 3). Η ετήσια αναγωγή έγινε υποθέτοντας πως η κάθε χαρακτηριστική ημέρα αντιπροσωπεύει και μια εποχή του έτους. Δηλαδή:

Απρίλιος → Άνοιξη
Ιούλιος → Καλοκαίρι
Οκτώβριος → Φθινόπωρο
Δεκέμβριος → Χειμώνα

Κατά τον ίδιο τρόπο, προέκυψε και το ετήσιο κέρδος για το πλήρες διασυνδεδεμένο ΣΗΕ της Κρήτης (Σενάριο 3).

Υπολογίστηκε ότι μετά και από τη διασύνδεση με την Πελοπόννησο πρόκειται να εξοικονομούνται συνολικά 120 εκατομμύρια € τον χρόνο. Μεγάλη πτώση θα εμφανίσει το ετήσιο κόστος λειτουργίας, με τα κέρδη να αγγίζουν, σύμφωνα με τον ίδιο Πίνακα, τα 193 εκατομμύρια € ετησίως, μετά και από το έργο της «Μεγάλης» Διασύνδεσης, αφού το καθαρό φορτίο ως επί το πλείστον, σύμφωνα με τα εξεταζόμενα σενάρια, θα εξυπηρετείται εξ ολοκλήρου από τις δύο διασυνδέσεις.

7.6 Συμπεράσματα & Επεκτάσεις

Οι ηλεκτρικές διασυνδέσεις αποτελούν έργα μεγάλης σημασίας, καθώς αίρουν την ενεργειακή απομόνωση των νησιών με την εξασφάλιση του ενεργειακού τους εφοδιασμού σε βάθος δεκαετιών, περιορίζοντας την εξάρτησή τους από τους Αυτόνομους Σταθμούς Ηλεκτροπαραγωγής. Τεχνικά, η υλοποίηση των διασυνδέσεων φέρει πολλά ζητήματα, τα οποία πρέπει να αντιμετωπιστούν νωρίς στη διαδικασία σχεδιασμού, ξεκινώντας από το εάν η τεχνολογία που θα χρησιμοποιηθεί θα είναι AC ή DC, το εάν τα δίκτυα που πρόκειται να διασυνδεθούν θα λειτουργούν σύγχρονα ή ασύγχρονα, μέχρι την κατεύθυνση των ροών ισχύος και τα είδη των καλωδίων που θα απαιτηθούν για την εύρυθμη και ασφαλή λειτουργία του συστήματος.

Το ενεργειακό σύστημα της Κρήτης αντιπροσωπεύει το μεγαλύτερο απομονωμένο ηλεκτρικό σύστημα στην Ελλάδα. Επομένως, είναι απόλυτα εξαρτημένο από το πετρέλαιο, με την ηλεκτροπαραγωγή να βασίζεται κυρίως σε μονάδες με καύσιμο το Μαζούτ και το Diesel. Με τα σημερινά δεδομένα, η ηλεκτρική ενέργεια στην Κρήτη είναι πιο ακριβή συγκριτικά με αυτή στην Ηπειρωτική Ελλάδα. Με την ηλεκτρική διασύνδεση μεταξύ των Συστημάτων της Κρήτης και του ΕΣΜΗΕ στόχος είναι η απαλλαγή των πολιτών από τις υψηλές χρεώσεις των Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ) και η γενικότερη συμβολή του έργου στον αποτελεσματικότερο ενεργειακό εφοδιασμό της χώρας.

Σημαντικό είναι και το γεγονός πως η Κρήτη παρουσιάζει πλούσιο ηλιακό και αιολικό δυναμικό καθ' όλη τη διάρκεια του έτους. Ωστόσο, λόγω της υψηλής μεταβλητότητας της παραγωγής από ΑΠΕ, δεν είναι δυνατή η στήριξη ενός ΣΗΕ αποκλειστικά σε αυτές τις μορφές ενέργειας, χωρίς την ύπαρξη διασυνδέσεων. Έτσι, αυξάνοντας τη δυναμικότητα των διασυνδέσεων, υπάρχει και η δυνατότητα περαιτέρω αύξησης της διείσδυσης από ΑΠΕ.

Στην παρούσα διπλωματική εργασία πραγματοποιήθηκε μοντελοποίηση του Συστήματος Μεταφοράς της Κρήτης, το οποίο αποτελεί το μεγαλύτερο αυτόνομο ΣΗΕ της Ελλάδας. Μελετήθηκε τόσο η τωρινή λειτουργία του συστήματος, όσο και η λειτουργία του μετά και από την προσθήκη των νέων διασυνδετικών γραμμών μεταφοράς με το Ηπειρωτικό ΣΗΕ της Ελλάδας. Τα σενάρια που εξετάστηκαν χωρίστηκαν σε τρεις κατηγορίες:

Πρώτο Σενάριο → Σύστημα χωρίς διασυνδέσεις
Δεύτερο Σενάριο → Σύστημα με μία διασύνδεση («Μικρή» διασύνδεση)

Τρίτο Σενάριο → Σύστημα με δύο διασυνδέσεις («Μικρή» και «Μεγάλη» διασύνδεση)

Για το μοντέλο χρησιμοποιήθηκαν τρία πιθανά σενάρια αιολικής διείσδυσης.

Συμπερασματικά, από την εργασία αυτή προέκυψε ότι η διασύνδεση του Αυτόνομου ΣΗΕ της Κρήτης με το ΕΣΜΗΕ πρόκειται να επιφέρει κυρίως θετικά αποτελέσματα στα δύο ενοποιημένα συστήματα. Αρχικά, η εξάρτηση από τους θερμικούς σταθμούς του νησιού πρόκειται να μειωθεί, αφού η ζήτηση θα καλύπτεται σε μεγάλο βαθμό από τις διασυνδέσεις. Επιπλέον, παρατηρήθηκε η μεγάλη συμβολή της παραγωγής των αιολικών στη μείωση του κόστους της ηλεκτροπαραγωγής, και επομένως ένα γενικό συμπέρασμα αποτελεί και το ότι με την ύπαρξη των διασυνδέσεων θα είναι ιδιαίτερα ωφέλιμη και η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ στο νησί.

Τέλος, με τις νέες διασυνδέσεις θα είναι δυνατή η ροή ισχύος και προς τις δύο κατευθύνσεις, με συνέπεια να εξυπηρετείται η οικονομικότητα του συστήματος, καθώς η ενέργεια που θα παράγεται από τις ΑΠΕ στο ΣΗΕ της Κρήτης και εφόσον δεν την χρειάζεται τη δεδομένη στιγμή, θα μπορεί να καλύπτει μέρος της ζήτησης του Ηπειρωτικού ΣΗΕ, και αντιστρόφως.

Όσον αφορά ενδεχόμενες μελλοντικές επεκτάσεις της εργασίας, προτείνεται η μοντελοποίηση του συστήματος και με την εισαγωγή ωριαίων χρονοσειρών παραγωγής από Φ/Β για την ακόμη πιο ακριβή προσομοίωση του μοντέλου, η εκτέλεση σεναρίων μετά από πιθανή διακοπή της τροφοδότησης του νησιού από τη μία εκ των δύο διασυνδέσεων, ή μετά από μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ στο σύστημα, καθώς και η μελέτη των διασυνδέσεων με τα συστήματα της Κύπρου και του Ισραήλ (Ηλεκτρική Διασύνδεση EuroAsia Interconnector).

Βιβλιογραφία

- [1] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez., *MATPOWER Optimal Scheduling Tool (MOST) User's Manual*. [Online]. Available: <https://matpower.org/docs/MOST-manual-1.0.2.pdf> doi: 10.5281/zenodo.3251047, Version 1.0.2. 2019. εδ.
- [2] Grant, Jordon, 'Review of HVDC technology, applications and future prospects,' 11 2017.
- [3] Roy, Rajib and Amin, Md, 'A Paper on Determination of Controlling Characteristics of the Monopolar HVDC System,' *International Journal of Hybrid Information and Technology*, 05 2014.
- [4] Erika Pierri, Ole Binder, Nasser G.A. Hemdan, Michael Kurrat, *Challenges and opportunities for a European HVDC grid*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, April 2017.
- [5] ΑΔΜΗΕ, 'Μελέτη Επάρκειας Ισχύος για την περίοδο 2013-2020,' Αθήνα, Οκτώβριος 2013.
- [6] EuroAsia Interconnector, 'Ηλεκτρική Διασύνδεση EuroAsia Interconnector, Έργο Κοινού Ενδιαφέροντος της Ε.Ε.,' Οκτώβριος 2017.
- [7] ΕΜΠ, 'Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών, Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος, Ενεργειακός Σχεδιασμός Περιφέρειας Κρήτης.' Τελική Έκθεση Προόδου, V03 / 9.5.2016.
- [8] ΚΑΠΕ, 'Τεχνικά και Οικονομικά Εκμεταλλεύσιμο Δυναμικό της Αιολικής Ενέργειας.' Online: <http://www.cres.gr/kape/datainfo/maps.htm>, Δεκέμβριος 2001.
- [9] Γ.Καμπούρης, 'Διασύνδεση Κρήτης: Σχεδιασμός & Οδικός Χάρτης Υλοποίησης.' (ΑΔΜΗΕ).
- [10] UNITED-NATIONS, "Multi Dimensional Issues in International Electric Power Grid Interconnections". [Online] Available: <http://www.un.org/esa/sustdev/publications/energy/interconnections.pdf>, 2006.
- [11] Π.Γεωργιλιάκης, *Σύγχρονα Συστήματα Μεταφοράς και Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας*. No. ISBN: 978-960-603-038-3, Ηλεκτρονικό Βιβλίο, Σύνδεσμος Ελληνικών Ακαδημαϊκών Βιβλιοθηκών (ΣΕΑΒ), Αθήνα, 2015.
- [12] M. P. Bahrman and B. K. Johnson, 'The ABCs of HVDC transmission technologies,' *IEEE Power and Energy Magazine*, vo. 2, 2007.

- [13] Europacable, ‘HVDC Cables.’ Online: <https://www.europacable.eu/energy/hvdc-cables>.
- [14] Δ.Σταύρου, ‘Πόντιση Υποβρύχιων Καλωδίων, ο Στόλος, η Διαδικασία και Μελέτη Αξιοπιστίας Υ/B Δικτύου Μέσης Τάσης.’ Διπλωματική Εργασία, Σχολή Ναυπηγών Μηχανολόγων Μηχανικών, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Ιανουάριος 2012.
- [15] Θ.Παπαδόπουλος, ‘Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας Ι: Καλώδια Ισχύος (Διαφάνειες μαθήματος).’ Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών, Δημοκρίτειο Πανεπιστήμιο Θράκης.
- [16] ‘Electricity interconnections with neighbouring countries.’ Second report of the Commission Expert Group on electricity interconnection targets, 2019.
- [17] Fawwaz Elkarmi, Nazih Abu-Shikhah, *Power System Planning Technologies and Applications: Concepts, Solutions, and Management*. Engineering Science Reference (an imprint of IGI Global), 2012.
- [18] IENE/PAE, *Στρατηγική Μελέτη Ηλεκτρικών Διασυνδέσεων στη ΝΑ Ευρώπη και ο Κρίσιμος Ρόλος της Ελλάδας*. Μελέτη IENE, Αθήνα, Οκτώβριος 2012.
- [19] ‘Τα οφέλη και το Χρονοδιάγραμμα της Ηλεκτρικής Διασύνδεσης της Κρήτης.’ Available Online: <https://www.energia.gr/article/164620/ta-ofelh-kai-to-hronodiagramma-ths-hlektrikhs-diasyndeshs-ths-krhths>, Μάρτιος 2020.
- [20] ‘Περιγραφή Έργου Διασύνδεσης Κρήτης-Αττικής.’ Available Online: <http://www.ariadne-interconnection.gr/>.
- [21] Wikipedia, ‘Κρήτη.’ Available Online: <https://el.wikipedia.org/>.
- [22] Α.Αντωνίου, ‘Επιπτώσεις στην Οικονομική Λειτουργία των Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας Κρήτης και Κύπρου λόγω της διασύνδεσής τους..’ Διπλωματική Εργασία, Τμήμα Ηλεκτρονικών Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών, Πολυτεχνείο Κρήτης, 2013.
- [23] ΔΕΔΔΗΕ, ‘Μηνιαία Δελτία ΑΠΕ και Θερμικής Παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά.’ Available Online: <https://www.deddie.gr/>.
- [24] E. Nikitidou, A. Kazantzidis, P. Tzoumanikas, V. Salamalikis, A.F. Bais, ‘Retrieval of surface solar irradiance, based on satellite-derived cloud information, in Greece,’ *Renewable Energy*, 90, 776-783, 2015.
- [25] Abdou, Idriss and Tkiouat, Mohamed, ‘Unit Commitment Problem in Electrical Power System: A Literature Review,’ *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, ολ. 8, π. 1357, 06 2018.
- [26] Eurostat, ‘Renewable energy statistics .’ Available Online: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics.

- [27] Δ.Α.Κατσαπρακάκης, *Σύνθεση Ενεργειακών Συστημάτων*. ΣΥΝΔΕΣΜΟΣ ΕΛΛΗΝΙΚΩΝ ΑΚΑΔΗΜΑΪΚΩΝ ΒΙΒΛΙΟΘΗΚΩΝ, ISBN: 978-960-603-338-4, 2015.
- [28] Α.Τσικαλάκης, *Σημειώσεις για την Οικονομική Λειτουργία Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας*. ΤΕΙ Κρήτης, Τμήμα Ηλεκτρολογίας, 2012.
- [29] Η.Κυριακίδης, *Βέλτιστη Ένταξη Μονάδων - Δυναμικός Προγραμματισμός*. Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών, Πανεπιστήμιο Κύπρου, 2007.
- [30] Δ.Κονδύλης, 'Ένταξη Μονάδων Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας για Ελαχιστοποίηση του Κόστους με το Λογισμικό GAMS.' Διπλωματική Εργασία, Σχολή Μηχανικών Παραγωγής & Διοίκησης, Πολυτεχνείο Κρήτης, 2008.
- [31] Γ.Β.Παπαϊωάννου, 'Βέλτιστος προγραμματισμός λειτουργίας θερμικών μονάδων παραγωγής με ελαχιστοποίηση κόστους λειτουργίας και παραγόμενων ρύπων.' Διπλωματική Εργασία, Σχολή Μηχανικών Παραγωγής & Διοίκησης, Πολυτεχνείο Κρήτης, 2014.
- [32] Movva, Krishnarayalu, 'Unit Commitment with Economic Dispatch, vol6, pp.1913-1916,' *International Electrical Engineering Journal (IEEJ) ISSN 2078-2365*, 2015.
- [33] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez, *MATPOWER (Version 7.0) [Software]*. Available: <https://matpower.org>, 2019.
- [34] Ray Daniel Zimmerman and Carlos Edmundo Murillo-sánchez and Robert John Thomas and Life Fellow, 'MATPOWER Steady-State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education,' *IEEE Transactions on Power Systems*, pp.12-19, 2011.
- [35] C. E. Murillo-Sanchez, R. D. Zimmerman, C. L. Anderson, and R. J. Thomas, 'Secure Planning and Operations of Systems with Stochastic Sources, Energy Storage and Active Demand,' *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 4, no. 4, pp. 2220–2229, Dec. 2013.
- [36] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez., *MATPOWER User's Manual, Version 7.0*. . [Online]. Available: <https://matpower.org/docs/MATPOWER-manual-7.0.pdf>, 2019.
- [37] 'PAE - Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας.' Available Online: <http://www.rae.gr/>.