



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

Λειτουργία και έλεγχος αυτόνομου συστήματος με
δισπαρμένη παραγωγή και αποθήκευση ενέργειας

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Γεώργιος Ν. Δέτσης

Επιβλέπων : Νικόλαος Δ. Χατζηαργυρίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Μάρτιος 2019



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

Λειτουργία και έλεγχος αυτόνομου συστήματος με
δισπαρμένη παραγωγή και αποθήκευση ενέργειας

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Γεώργιος Ν. Δέτσης

Επιβλέπων : Νικόλαος Δ. Χατζηαργυρίου

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 22^η Μαρτίου 2019.

.....

Νικόλαος Δ. Χατζηαργυρίου

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....

Γεώργιος Ν. Κορρές

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....

Παύλος Σ. Γεωργιλάκης

Αναπλ. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Μάρτιος 2019

.....
Γεώργιος Ν. Δέτσης

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

Copyright © Γεώργιος Ν. Δέτσης, 2019.

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

Περίληψη

Σκοπός της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η μελέτη και η ανάλυση της λειτουργίας ενός αυτόνομου συστήματος με ένταξη ΑΠΕ, διατηρώντας τα κριτήρια λειτουργίας του δικτύου και των κατανεμόμενων μονάδων. Περιγράφονται οι μονάδες παραγωγής και τα υπόλοιπα στοιχεία του εξοπλισμού που αποτελούν ένα αυτόνομο δίκτυο, τεχνολογίες και τεχνικά χαρακτηριστικά μονάδων αποθήκευσης ενέργειας που χρησιμοποιούνται για τη διαχείριση της μεταβαλλόμενης παραγωγής των ΑΠΕ, όπως επίσης μέθοδοι και τεχνικές ελέγχου του δικτύου. Επιπλέον, αναλύονται βασικά κριτήρια και απαιτήσεις της λειτουργίας αυτόνομων δικτύων ως προς τον έλεγχο της τάσης, της συχνότητας και τις παρεχόμενες επικουρικές υπηρεσίες.

Ο κεντρικός ελεγκτής του συστήματος που αναπτύσσεται πραγματοποιεί ένταξη και απένταξη ελεγχόμενων φορτίων στο δίκτυο, αποστολή ανώτατου επιπέδου παραγωγής στις ΑΠΕ και διαχείριση της μονάδας αποθήκευσης ενέργειας με συσσωρευτές, προκειμένου να τηρούνται τα κριτήρια λειτουργίας του αυτόνομου συστήματος ως προς την εξασφάλιση της απαραίτητης στρεφόμενης εφεδρείας και την τήρηση των ορίων των τεχνικών ελαχίστων των συμβατικών μονάδων παραγωγής. Η προσομοίωση της λειτουργίας του κεντρικού ελεγκτή του συστήματος πραγματοποιείται στο MATLAB για τρία διαφορετικά σενάρια παραγωγής των ΑΠΕ, της ζήτησης των συμβατικών φορτίων και της μονάδας αφαλάτωσης που λαμβάνεται υπόψιν ότι είναι εγκατεστημένη στο δίκτυο. Προκειμένου να γίνει προσαρμογή του κεντρικού ελεγκτή του συστήματος για την εφαρμογή της μεθόδου σε προσομοιωμένες συνθήκες λειτουργίας του δικτύου, το πρόγραμμα ελέγχου τροποποιείται κατάλληλα, τα δεδομένα της παραγωγής των ΑΠΕ και της ζήτησης εντάσσονται υπό τη μορφή χρονοσειρών ανταποκρινόμενα στην ημερήσια λειτουργία του συστήματος και το πρόγραμμα ελέγχου διαμορφώνεται ώστε να βασίζεται στις μετρήσεις που λαμβάνονται από τον ψηφιακό προσομοιωτή πραγματικού χρόνου. Η ένταξη της μονάδας αποθήκευσης ενέργειας γίνεται ώστε να παρέχεται πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας, ρύθμιση της τάσης στον κόμβο σύνδεσής της στο δίκτυο και η τήρηση των ορίων λειτουργίας των συμβατικών μονάδων παραγωγής.

Επιπλέον, γίνεται οικονομική αξιολόγηση του συστήματος υπολογίζοντας τα ετήσια έξοδα των συμβατικών μονάδων παραγωγής, των ΑΠΕ, της μονάδας αποθήκευσης ενέργειας και της μονάδας αφαλάτωσης και γίνεται εκτίμηση της εξοικονόμησης που επέρχεται κατά την 25ετή διάρκεια λειτουργίας του συστήματος με την ένταξη μη συμβατικών μονάδων παραγωγής στο δίκτυο.

Λέξεις κλειδιά: RTDS, MATLAB, αυτόνομο σύστημα, κεντρικός έλεγχος, διεσπαρμένη παραγωγή, μονάδα αποθήκευσης ενέργειας, μονάδα αφαλάτωσης, οικονομική αξιολόγηση

Abstract

The main purpose of this thesis is the study and operation analysis of an autonomous grid with increased dispersed generation and the development of the central controller of the system, which preserves the low load conditions of the synchronous diesel generators and the dynamic restrictions of the system, regarding the spinning reserve. The power plants, energy storage systems and the equipment of autonomous grid are described as well as the methods and control technics which can be applied. Furthermore, technical details of energy storage systems consisted of batteries are mentioned and the basic criteria and requirements of the control in non-interconnected systems as far as the voltage and frequency regulation and the provided ancillary services are concerned.

The developed algorithm of the central controller regulates the load of the system by activating and deactivating controllable loads, curtails the injected produced power of the RES into the grid with appropriate set point imposition during excess power production and controls the active and reactive power of the energy storage system, in order to preserve in each case, the technical minimum load of the synchronous generators and the spinning reserve of the system. The simulation is being developed in MATLAB, where three different scenarios are implemented as for the production of renewable energy sources, the conventional demand and the load of the desalination plant which is installed in the grid, providing a first supervisory control of the developed algorithm. In order to implement the central control in simulated grid conditions applying control hardware in the loop in RTDS® the initial data regarding the RES production and the demand are inserted as timeseries into the simulated grid and each algorithm of the control method is developed in OCTAVE; adapted in order to receive measurements of the power production, demand, frequency and voltage. Also, the operation and control of an energy storage system is developed stabilizing the state of charge of batteries, providing voltage regulation, primary frequency response and preserving the spinning reserve as well as the low load condition of diesel gensets.

An economic assessment of the system is conducted as well, in order to estimate the annual expenses of the conventional power plants, renewable energy sources, the energy storage system and the desalination plant of the autonomous grid as well as the estimated savings which are occurred for a timescale of 25-year continuous operation with the integration of non-conventional power plants into the grid.

Keywords: MATLAB, RTDS, autonomous grid, central controller, dispersed generation, energy storage system, desalination plant, economic assessment

Πρόλογος

Θέλω να ευχαριστήσω τον καθηγητή κ. Νίκο Χατζηαργυρίου, τον επιβλέποντα της εργασίας Πάνο Κοτσαμπόπουλο, το Μάριο Μανιατόπουλο για τη συνεργασία και την Τζωρτζίνα Ασημακοπούλου για τις υποδείξεις στο κεφάλαιο της οικονομικής αξιολόγησης.

To the bringer of light

Περιεχόμενα

Κεφάλαιο 1

Αυτόνομα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας

1.1	Εισαγωγή	3
1.2	Μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας	3
1.2.1	Γεννήτρια Diesel	3
1.2.2	Γεννήτρια μεταβλητών στροφών	4
1.2.3	Φωτοβολταϊκά	6
1.2.4	Ανεμογεννήτριες	8
1.3	Αποθήκευση ενέργειας	10
1.3.1	Αντλησιοταμίευση	12
1.3.2	Συσσωρευτές	12
1.3.3	Υδρογόνο	13
1.4	Ελεγχόμενα φορτία	16
1.5	Συστήματα SCADA	17

Κεφάλαιο 2

Τοπικός και κεντρικός έλεγχος αυτόνομου συστήματος

2.1	Τοπικός έλεγχος	21
2.1.1	Ρύθμιση συχνότητας	21
2.1.2	Εφεδρεία πρωτεύουσας ρύθμισης συχνότητας	24
2.1.3	Ρύθμιση της τάσης	25
2.2	Κεντρικός έλεγχος	25
2.2.1	Αυτόματος έλεγχος παραγωγής	25
2.2.2	Σφάλμα ελέγχου περιοχής	27
2.2.3	Εντολή ανώτατου επιπέδου παραγωγής σταθμών ΑΠΕ, ΣΗΘΥΑ και υβριδικών σταθμών	28
2.2.4	Ρύθμιση τάσης	29
2.3	Έλεγχος μονάδας αποθήκευσης ενέργειας	29
2.4	Έλεγχος φορτίων	30

Κεφάλαιο 3

Αυτόνομα μη διασυνδεδεμένα νησιωτικά συστήματα

3.1	Ενεργειακές απαιτήσεις μη διασυνδεδεμένων νησιών	35
3.2	Μη διασυνδεδεμένα νησιωτικά συστήματα της Ελλάδας	39
3.3	Κώδικας διαχείρισης μη διασυνδεδεμένων νησιών	40
3.3.1	Λειτουργικές απαιτήσεις μονάδων παραγωγής	40
3.3.2	Επικουρικές υπηρεσίες	41
3.3.3	Κέντρα ελέγχου ενέργειας μη διασυνδεδεμένων νησιών	42
3.3.4	Κυλιόμενος ημερήσιος ενεργειακός προγραμματισμός	43
3.3.5	Ημερήσια κατανομή	44
3.3.6	Τεχνικές ρυθμίσεις και περιορισμοί μη κατανεμόμενων μονάδων	45
3.3.7	Κανόνες ένταξης και λειτουργίας μονάδων ΑΠΕ, ΣΗΘΥΑ και υβριδικών σταθμών μη ελεγχόμενης παραγωγής	47
3.3.8	Τεχνικές απαιτήσεις μη ελεγχόμενων μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ	48
3.3.9	Τεχνικές απαιτήσεις μερικώς και πλήρως ελεγχόμενων μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ	48
3.3.10	Σταθμοί ΑΠΕ με μονάδες αφαλάτωσης	49

Κεφάλαιο 4

Τεχνικά χαρακτηριστικά μονάδων αποθήκευσης ενέργειας με συσσωρευτές

4.1	Μονάδες αποθήκευσης ενέργειας με συσσωρευτές	53
4.1.1	Βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά	53
4.1.2	Απόδοση μπαταριών	54
4.2	Τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας	54
4.2.1	Μπαταρία οξέος μολύβδου	54
4.2.2	Μπαταρίες νικελίου	55
4.2.3	Μπαταρίες νατρίου θείου	56
4.2.4	Μπαταρίες ιόντων λιθίου	56

4.2.5	Μπαταρίες ροής	57
4.3	Κόστος και απόδοση συσσωρευτών	58

Κεφάλαιο 5

Προσομοίωση αυτόνομου συστήματος στο MATLAB

5.1	Περιγραφή αυτόνομου συστήματος	63
5.2	Ηλεκτροπαραγωγή από γεννήτριες diesel	63
5.3	Παραγωγή ενέργειας από την ανεμογεννήτρια	63
5.4	Παραγωγή ενέργειας από τα φωτοβολταϊκά	64
5.5	Μέση ημερήσια παραγωγή ΑΠΕ και μέσο ημερήσιο φορτίο αυτόνομου δικτύου	65
5.6	Τοπολογία του δικτύου και μέγιστη διείσδυση ΑΠΕ για την τήρηση των ορίων της τάσης	65
5.7	Κεντρικός ελεγκτής αυτόνομου συστήματος	68
5.8	Ζήτηση ισχύος μονάδας αφαλάτωσης	70
5.9	Αποτελέσματα σεναρίων προσομοίωσης στο MATLAB	71
5.9.1	Προσομοίωση με γεννήτριες diesel ονομαστικής ισχύος 100kW	71
5.9.2	Προσομοίωση με γεννήτριες diesel 100kW και ανεμογεννήτρια ονομαστικής ισχύος 80kW	74
5.9.3	Προσομοίωση με γεννήτριες diesel και φωτοβολταϊκά ονομαστικής ισχύος 100kW	78
5.9.4	Προσομοίωση με γεννήτριες, φωτοβολταϊκά 100kW και ανεμογεννήτρια 80kW	81
5.9.5	Προσομοίωση με αποστολή ανώτατου επιπέδου παραγωγής στις ΑΠΕ	84
5.9.6	Προσομοίωση με μονάδα αποθήκευσης ενέργειας αποτελούμενη από συσσωρευτές ονομαστικής χωρητικότητας 500KWh,100kW	88
5.9.7	Προσομοίωση με χρήση μονάδας αποθήκευσης ενέργειας με συσσωρευτές ονομαστικής χωρητικότητας 500kWh, με αρχική κατάσταση φόρτισης και κατάσταση φόρτισης αναφοράς 30%	94
5.10	Συγκεντρωτικά αποτελέσματα προσομοίωσης στο MATLAB	99

Κεφάλαιο 6

Προσομοίωση αυτόνομου συστήματος στο RTDS

6.1	Προσομοίωση δικτύου στο RTDS	103
6.2	Αποτελέσματα προσομοίωσης στο RTDS	104
6.2.1	Προσομοίωσης με ένταξη ελεγχόμενων φορτίων	104
6.2.2	Προσομοίωση με αποστολή ανώτατου επιπέδου παραγωγής στις ΑΠΕ	107
6.2.3	Προσομοίωση με μονάδα αποθήκευσης ενέργειας με συσσωρευτές ονομαστικής χωρητικότητας 500kWh,100kW και αποστολή εντολής ανώτατου επιπέδου παραγωγής στις ΑΠΕ	111
6.2.4	Προσομοίωση με έγχυση και απορρόφηση αέργου ισχύος για ρύθμιση της τάσης από τις ΑΠΕ και τη μονάδα αποθήκευσης ενέργειας	117
6.3	Συμπεράσματα από τα αποτελέσματα των μετρήσεων στον ψηφιακό προσομοιωτή πραγματικού χρόνου	122

Κεφάλαιο 7

Οικονομική αξιολόγηση αυτόνομου συστήματος

7.1	Εισαγωγή	125
7.2	Κόστος ηλεκτροπαραγωγής στα μη διασυνδεδεμένα νησιωτικά συστήματα	125
7.3	Σενάρια ανάπτυξης του δικτύου	127
7.3.1	Σενάριο 1 – Αυτόνομος σταθμός παραγωγής με 3 γεννήτριες diesel ονομαστικής ισχύος 100kW	127
7.3.1.1	Σταθμισμένο κόστος γεννητριών diesel	127
7.3.2	Σενάριο 2 – Αυτόνομος σταθμός παραγωγής με 3 γεννήτριες diesel 100kW και φωτοβολταϊκός σταθμό ονομαστικής ισχύος 100kW	127
7.3.2.1	Σταθμισμένο κόστος γεννητριών diesel	127
7.3.2.2	Σταθμισμένο κόστος φωτοβολταϊκού σταθμού	128
7.3.3	Σενάριο 3 – Αυτόνομος σταθμός παραγωγής με 3 γεννήτριες diesel 100kW και ανεμογεννήτρια ονομαστικής ισχύος 80kW	128
7.3.3.1	Σταθμισμένο κόστος γεννητριών diesel	128
7.3.3.2	Σταθμισμένο κόστος ανεμογεννήτριας	128

7.3.4	Σενάριο 4 – Αυτόνομος σταθμός παραγωγής με 3 γεννήτριες diesel 100kW, φωτοβολταϊκό 100kW και ανεμογεννήτρια 80kW _____	129
7.3.4.1	Σταθμισμένο κόστος γεννητριών diesel _____	129
7.3.4.2	Σταθμισμένο κόστος φωτοβολταϊκού σταθμού _____	129
7.3.4.3	Σταθμισμένο κόστος ανεμογεννήτριας _____	129
7.3.5	Σενάριο 5 – Αυτόνομος σταθμός παραγωγής με 3 γεννήτριες diesel 100kW, φωτοβολταϊκό 100kW και ανεμογεννήτρια 80kW _____	129
7.3.5.1	Σταθμισμένο κόστος γεννητριών diesel _____	129
7.3.5.2	Σταθμισμένο κόστος φωτοβολταϊκού σταθμού _____	130
7.3.5.3	Σταθμισμένο κόστος ανεμογεννήτριας _____	130
7.3.5.4	Σταθμισμένο κόστος μονάδας αποθήκευσης ενέργειας _____	130
7.4	Κόστος 25ετούς λειτουργίας του αυτόνομου δικτύου _____	130
7.5	Σταθμισμένο κόστος μονάδας αφλάτωσης _____	132
7.6	Κόστος 25ετούς λειτουργίας της μονάδας αφλάτωσης _____	132
7.7	Συμπεράσματα από την οικονομική αξιολόγηση του αυτόνομου δικτύου _____	134

Κεφάλαιο 8

Ανακεφαλαίωση - Συμπεράσματα

8.1	Συμπεράσματα _____	137
-----	--------------------	-----

Βιβλιογραφία _____	139
--------------------	-----

Κεφάλαιο 1

Αυτόνομα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας

1.1 Εισαγωγή

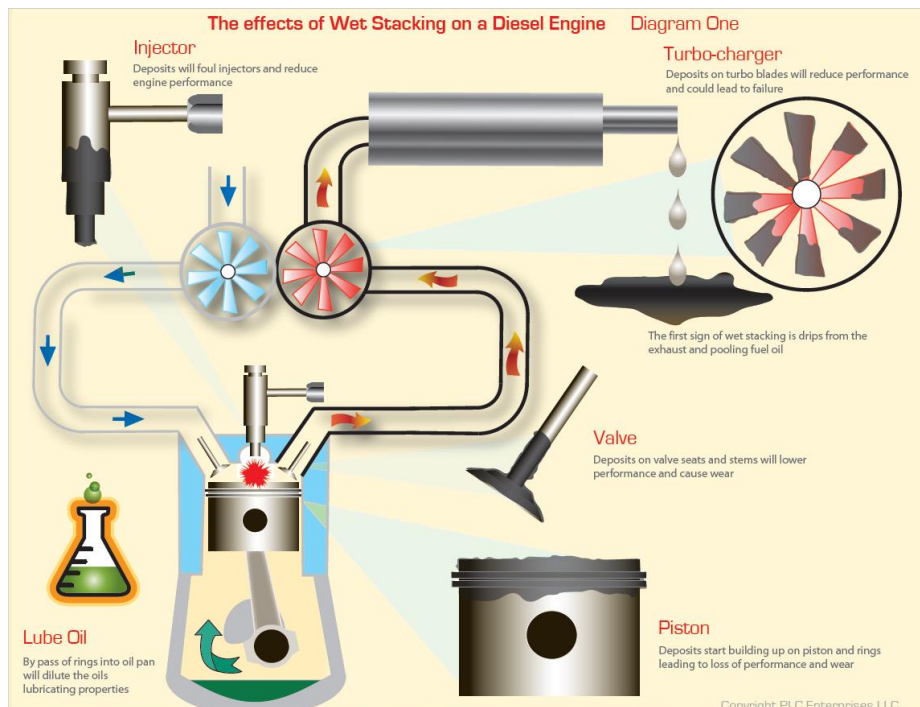
Οι ανάγκες για ασφάλεια των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, ποιότητα ισχύος, προστασία του περιβάλλοντος, αξιοποίηση των φυσικών πόρων, αποδοτικότητα και οικονομία οδηγούν στην ανάπτυξη νέων μοντέλων και απαιτήσεων για τα δίκτυα και την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Η έννοια των έξυπνων δικτύων αναφέρεται στη διασύνδεση του εξοπλισμού του δικτύου με ψηφιακά μέσα, τα οποία προσφέρουν τη δυνατότητα περισσότερων επιλογών ελέγχου, καλύτερης επιτήρησης και ασφάλειας. Τα μικροδίκτυα εξυπηρετούν αυτή την δομή ανάπτυξης του δικτύου αποτελώντας αυτόνομα ή διασυνδεδεμένα σε μεγαλύτερα δίκτυα συστήματα, τα οποία περιλαμβάνουν κατανεμόμενες και μη μονάδες παραγωγής, συμβατικά και ελεγχόμενα φορτία, συστήματα αποθήκευσης ενέργειας, κέντρα επιτήρησης και ελέγχου και λειτουργώντας αυτόνομα ή σε συνεργασία μεταξύ τους και με το δίκτυο προσφέρουν πλεονεκτήματα ενσωμάτωσης της διεσπαρμένης παραγωγής και τη δυνατότητα αξιόπιστης και οικονομικότερης ηλεκτροδότησης με τοπικό ή απομακρυσμένο έλεγχο χρησιμοποιώντας συστήματα SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) και προηγμένες τεχνικές ελέγχου. [1.1]

1.2 Μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

1.2.1 Γεννήτρια Diesel

Η μηχανή εσωτερικής καύσης επινοήθηκε και κατασκευάστηκε το 1892 από τον Rudolf Diesel, η οποία έκτοτε διαρκώς εξελίσσεται και βελτιώνεται, έχοντας βρει πληθώρα εφαρμογών στη βιομηχανία, τις μεταφορές και στην ηλεκτροπαραγωγή. Στα περισσότερα μικροδίκτυα και αυτόνομα υβριδικά συστήματα οι γεννήτριες diesel αποτελούν σημαντικό και αναπόσπαστο στοιχείο του δικτύου, γεγονός που αυξάνει σημαντικά το κόστος της παραγόμενης ενέργειας, καθώς πρόκειται συνήθως για απομακρυσμένες περιοχές στις οποίες πέραν των εξόδων της αγοράς του καυσίμου προστίθενται και αυτά της μεταφοράς του. Οι λόγοι για τους οποίους έχουν επικρατήσει οι γεννήτριες diesel έναντι των άλλων τεχνολογιών για τα αυτόνομα κυρίως νησιωτικά συστήματα, είναι η ευκολία της μεταφοράς του εξοπλισμού και του καυσίμου έναντι άλλων εναλλακτικών, όπως φυσικό αέριο ή λιγνίτης, το μικρό επενδυτικό κόστος, όπως επίσης, οι τεχνικές γνώσεις και η εξειδίκευση επί των συγκεκριμένων μηχανών. Παρόλα αυτά η μεταβλητότητα στις τιμές των καυσίμων σε συνδυασμό με τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις και το επιπρόσθετο κόστος εξαγοράς των δικαιωμάτων

εκπομπών αέριων ρύπων, είναι παράγοντες που επιτάσσουν εναλλακτική προσέγγιση στην ηλεκτροπαραγωγή των απομακρυσμένων δικτύων. Ένα βασικό χαρακτηριστικό των γεννητριών diesel είναι ότι λειτουργούν με μεγαλύτερη απόδοση και αξιοπιστία όταν είναι αρκούντως φορτισμένες, γεγονός που περιορίζει την ένταξη άλλων μονάδων παραγωγής στο δίκτυο σε παράλληλη λειτουργία. Το όριο ασθενούς φόρτισης της γεννήτριας diesel είναι προκαθορισμένο, ώστε να διασφαλιστεί η ικανοποιητική απόδοση της μηχανής και να αποτραπεί η επιβλαβής λειτουργία, διότι διαφορετικά, φαινόμενα όπως η ατελής καύση, δηλαδή το καύσιμο να φτάσει στην εξάτμιση χωρίς να πραγματοποιηθεί η καύση του πρώτα ή η ανάμειξη του καυσίμου με το λιπαντικό λάδι των κυλίνδρων της μηχανής, φθείρουν τη γεννήτρια, μειώνουν την απόδοσή της και προκαλούν επιπλέον περιβαλλοντική μόλυνση. (Εικόνα 1.1) [1.2]

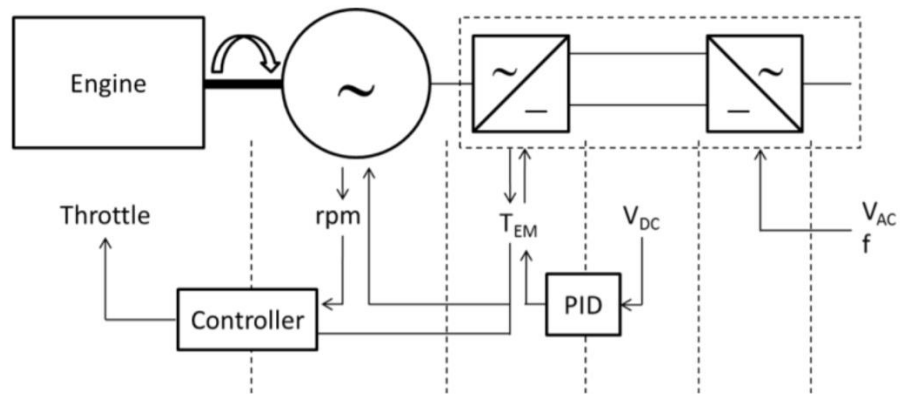


Εικόνα 1.1 Το αποτέλεσμα της χαμηλής φόρτισης της γεννήτριας είναι να πραγματοποιείται ατελής καύση και ένα μέρος του καυσίμου να οδηγείται προς την εξάτμιση πριν γίνει η καύση του προκαλώντας ρύπανση και μειωμένη απόδοση της γεννήτριας. [1.3]

1.2.2 Γεννήτρια μεταβλητών στροφών

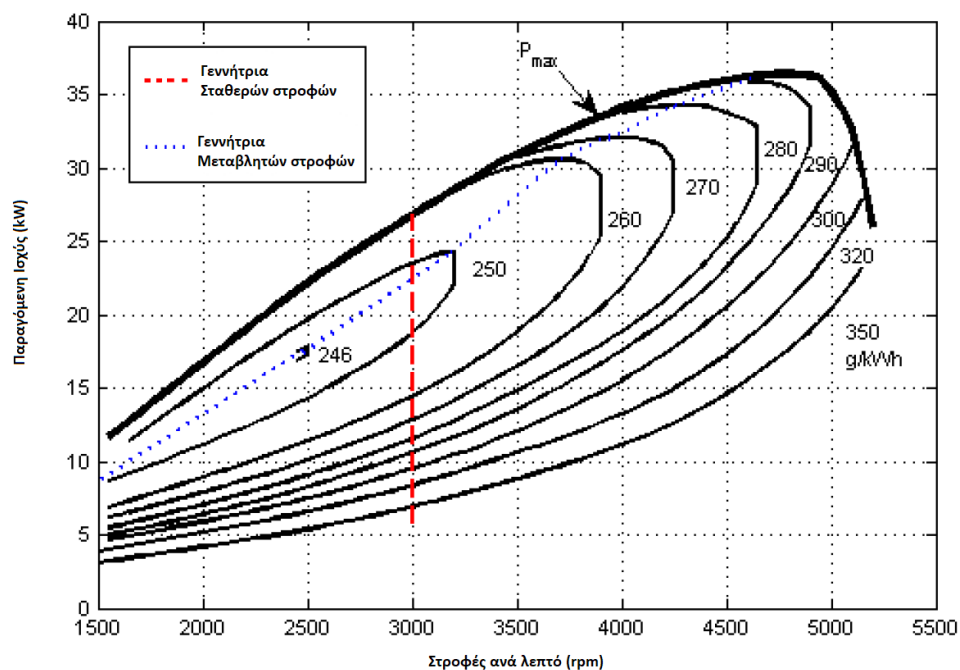
Οι απώλειες είναι σημαντικές στις γεννήτριες σταθερών στροφών όταν το φορτίο είναι αρκετά χαμηλότερο του ονομαστικού, όπως και η μηχανική καταπόνηση, γεγονός που οδηγεί σε μη αποδοτική ή και επιβλαβή λειτουργία της μηχανής. Στις γεννήτριες μεταβλητών στροφών γίνεται χρήση επαγωγικής γεννήτριας διπλής τροφοδοσίας ή γεννήτριας μονίμων

μαγνητών, όπως συνηθίζεται στις ανεμογεννήτριες. Η μέτρηση της ισχύος από τη γεννήτρια καθορίζει τη ροή του καυσίμου και τη ρύθμιση των στροφών, ενώ ο έλεγχος εστιάζεται στη διατήρηση της συχνότητας και της τάσης σε σταθερές τιμές, μέσω μετατροπέα ηλεκτρονικών ισχύος, ανορθωτή-αντιστροφέα και ελεγκτή PID. (Εικόνα 1.2)



Εικόνα 1.2 Έλεγχος ταχύτητας γεννήτριας diesel μεταβλητών στροφών με διατήρηση σταθερής συχνότητας και τάσης. [1.4]

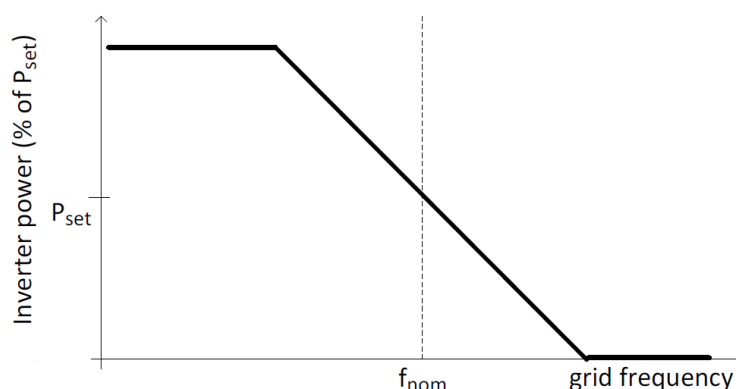
Οι γεννήτριες diesel μεταβλητών στροφών προσφέρουν τη δυνατότητα της αποδέσμευσης από τη σταθερές στροφές, μειώνοντας κατά τις χαμηλότερες φορτίσεις την ταχύτητα περιστροφής του δρομέα πετυχαίνοντας καλύτερη απόδοση από τις μηχανές σταθερών στροφών και μείωση της κατανάλωσης του καυσίμου. (Εικόνα 1.3) [1.4]



Εικόνα 1.3 Κατανάλωση καυσίμου (g/kWh) γεννήτριας ονομαστικής ισχύος 25kW σταθερών και μεταβλητών στροφών. [1.4]

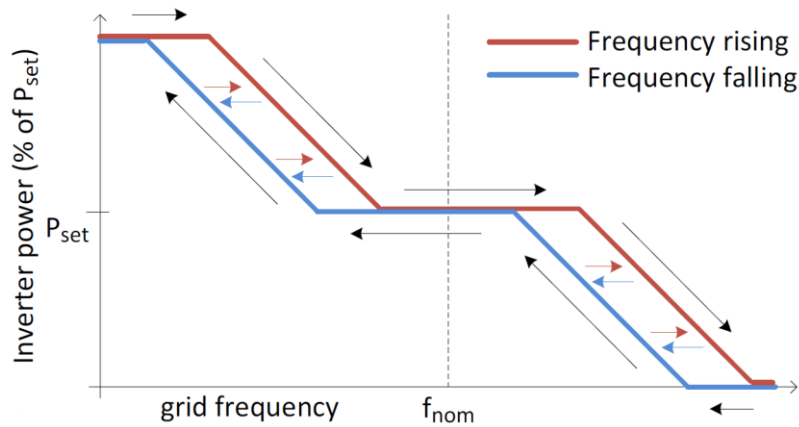
1.2.3 Φωτοβολταϊκά

Οι φωτοβολταϊκοί αντιστροφεείς παρουσιάζουν αρκετά πλεονεκτήματα όσον αφορά στον έλεγχο του δικτύου, όπως η έγχυση ή απορρόφηση αέργου ισχύος για τον έλεγχο της τάσης και η περικοπή ενεργού ισχύος για τη ρύθμιση της συχνότητας. Ο έλεγχος της συχνότητας είναι πρωτίστης σημασίας για την ομαλή λειτουργία του δικτύου και γι' αυτό πραγματοποιείται συνήθως σε τρία στάδια προκειμένου να επανέλθει σε αποδεκτό εύρος τιμών. Ο πρωτεύων έλεγχος γίνεται σε διάστημα μερικών δευτερολέπτων μέσω των μηχανικών ρυθμιστών των γεννητριών ή των ηλεκτρονικών ισχύος των διεσπαρμένων μονάδων παραγωγής, οι οποίοι ανταποκρίνονται ταχύτερα στις μεταβολές της συχνότητας συγκριτικά με το μηχανικό ρυθμιστή στροφών των γεννητριών, ενώ ο δευτερεύων έλεγχος γίνεται κεντρικά, ρυθμίζοντας την ισχύ πολλών μονάδων και μπορεί να διαρκέσει μερικά λεπτά. Οι φωτοβολταϊκοί αντιστροφεείς μπορούν να ενταχθούν στην πρωτεύουσα ρύθμιση της συχνότητας βάσει της εικονικής καμπύλης στατισμού (Εικόνα 1.4) και στη δευτερεύουσα ρύθμιση, η οποία πραγματοποιείται από τον αυτόματο έλεγχο της παραγωγής (AGC) ρυθμίζοντας το σημείο της μέγιστης παραγόμενης ισχύος βάσει εντολών που παρέχονται από το διαχειριστή του συστήματος. [1.5]



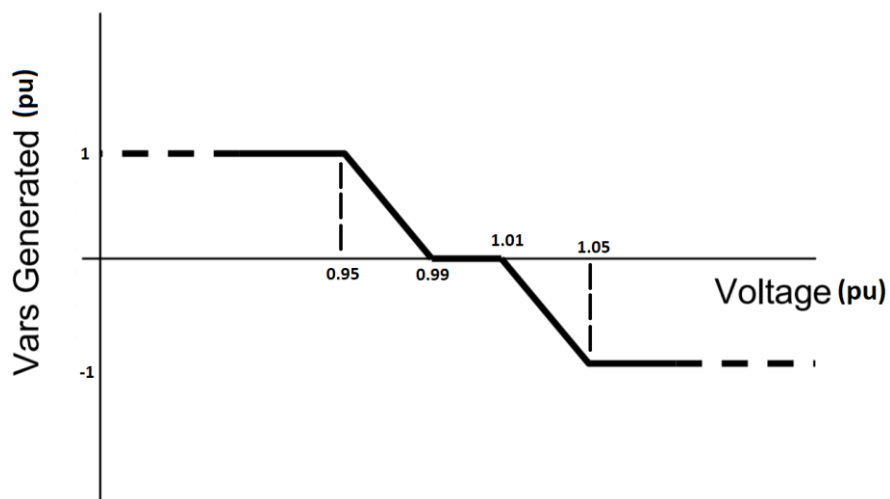
Εικόνα 1.4 Καμπύλη στατισμού αντιστροφέα φωτοβολταϊκών, η οποία προσεγγίζει τη λειτουργία του ρυθμιστή στροφών μιας στρεφόμενης μηχανής. [1.5]

Επιπλέον οι φωτοβολταϊκοί αντιστροφεείς έχουν τη δυνατότητα της προσαρμογής της καμπύλης στατισμού εφαρμόζοντας ένα διάστημα υστέρησης, στο οποίο καθώς μεταβάλλεται η συχνότητα διατηρείται σταθερή η παραγόμενη ισχύς τους περιορίζοντας διαρκείς μεταβολές του σημείου μέγιστης παραγόμενης ισχύος λόγω των διακυμάνσεων της συχνότητας. (Εικόνα 1.5) [1.5]



Εικόνα 1.5 Προσαρμογή καμπύλης στατισμού φωτοβολταϊκού αντιστροφέα με εφαρμογή υστέρησης για τη ρύθμιση της συχνότητας. [1.5]

Ο αντιστροφέας των φωτοβολταϊκών ανταποκρίνεται στις μεταβολές της τάσης αποδίδοντας ή απορροφώντας άεργο ισχύ σύμφωνα με τη χαρακτηριστική καμπύλη ελέγχου τάσης-αέργου ισχύος. (Εικόνα 1.6) Για την εφαρμογή του ελέγχου πραγματοποιείται μέτρηση της τάσης στο σημείο σύνδεσης του σταθμού με το δίκτυο και της αέργου ισχύος που εγχέεται στο δίκτυο ή απορροφάται από αυτό και ο αλγόριθμος καθορίζει εκ νέου την τιμή της αέργου ισχύος για την αποκατάσταση των αποκλίσεων της τάσης από την ονομαστική τιμή. [1.6-1.7]

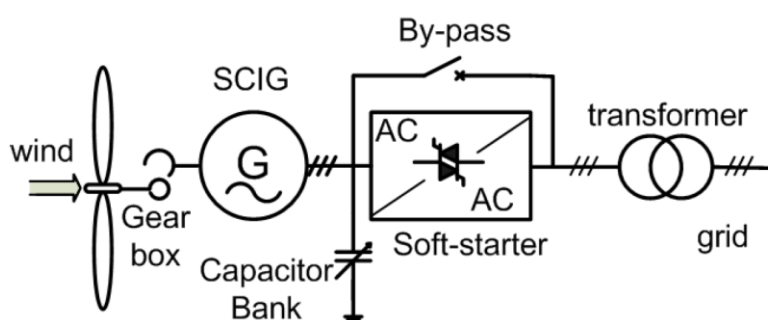


Εικόνα 1.6 Χαρακτηριστική καμπύλη τάσης – αέργου ισχύος. [1.6]

1.2.4 Ανεμογεννήτριες

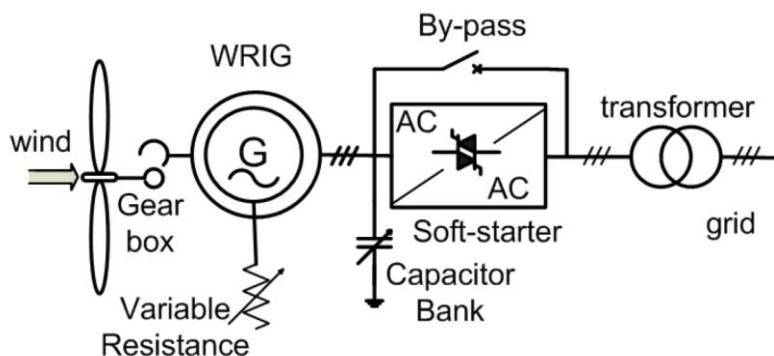
Υπάρχουν 4 βασικές κατηγορίες Α/Γ ανάλογα με τον τρόπο που ελέγχεται η ταχύτητα περιστροφής τους.

A) Α/Γ σταθερών στροφών, οι οποίες χρησιμοποιούν ασύγχρονη γεννήτρια βραχυκυκλωμένου κλωβού και απαιτούν πυκνωτές αντιστάθμισης, διότι καταναλώνουν άεργο ισχύ και ομαλό εκκινήτη περιορίζοντας τις αιχμές του ρεύματος εκκίνησης. Γενικά δεν παρουσιάζουν καλή συμπεριφορά στο δίκτυο, αφού παρατηρείται διακύμανση της τάσης και επιπλέον δεν υπάρχει η δυνατότητα ελέγχου της ταχύτητας περιστροφής τους σύμφωνα με τις μεταβολές της ταχύτητας του ανέμου.



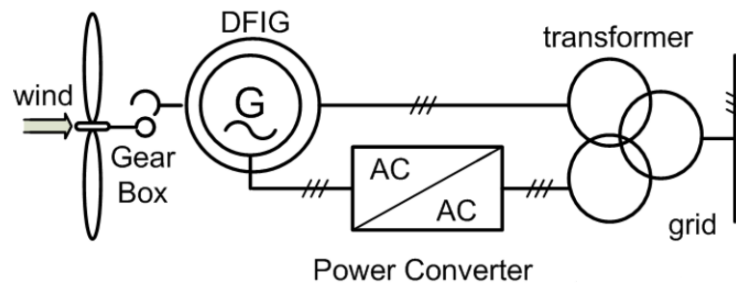
Εικόνα 1.7 Διάγραμμα ελέγχου ανεμογεννήτριας σταθερών στροφών με ασύγχρονη γεννήτρια βραχυκυκλωμένου δρομέα. [1.8]

B) Α/Γ μεταβλητών στροφών με χρήση εξωτερικής αντίστασης, οι οποίες αποτελούνται από ασύγχρονη γεννήτρια με δακτυλιοφόρο δρομέα, στον οποίο συνδέεται σειριακά μεταβλητή εξωτερική αντίσταση, η οποία επιτρέπει τη ρύθμιση της ταχύτητας περιστροφής για αποκλίσεις έως και 10% της σύγχρονης ταχύτητας περιστροφής. Επίσης, χρησιμοποιείται ομαλός εκκινήτης και πυκνωτές αντιστάθμισης, ενώ με τη ρύθμιση της αντίστασης του δρομέα μεταβάλλεται η ολίσθηση και επομένως ελέγχεται η ισχύς εξόδου της γεννήτριας.



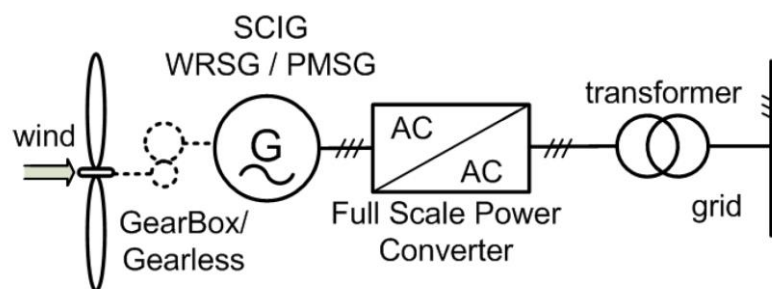
Εικόνα 1.8 Διάγραμμα ελέγχου ανεμογεννήτριας μεταβλητών στροφών με ασύγχρονη γεννήτρια δακτυλιοφόρου δρομέα και μεταβλητή εξωτερική αντίσταση. [1.8]

Γ) Α/Γ μεταβλητών στροφών με ασύγχρονη γεννήτρια διπλής τροφοδοσίας δακτυλιοφόρου δρομέα, στις οποίες ελέγχεται η ταχύτητα περιστροφής με απόκλιση έως και 30% της ονομαστικής από μετατροπέα ηλεκτρονικών ισχύος ο οποίος ελέγχει επιπλέον την ομαλή εκκίνηση όπως και την αντιστάθμιση αέργου ισχύος.



Εικόνα 1.9 Διάγραμμα ελέγχου ανεμογεννήτριας μεταβλητών στροφών με ασύγχρονη γεννήτρια δακτυλιοφόρου δρομέα διπλής τροφοδοσίας. [1.8]

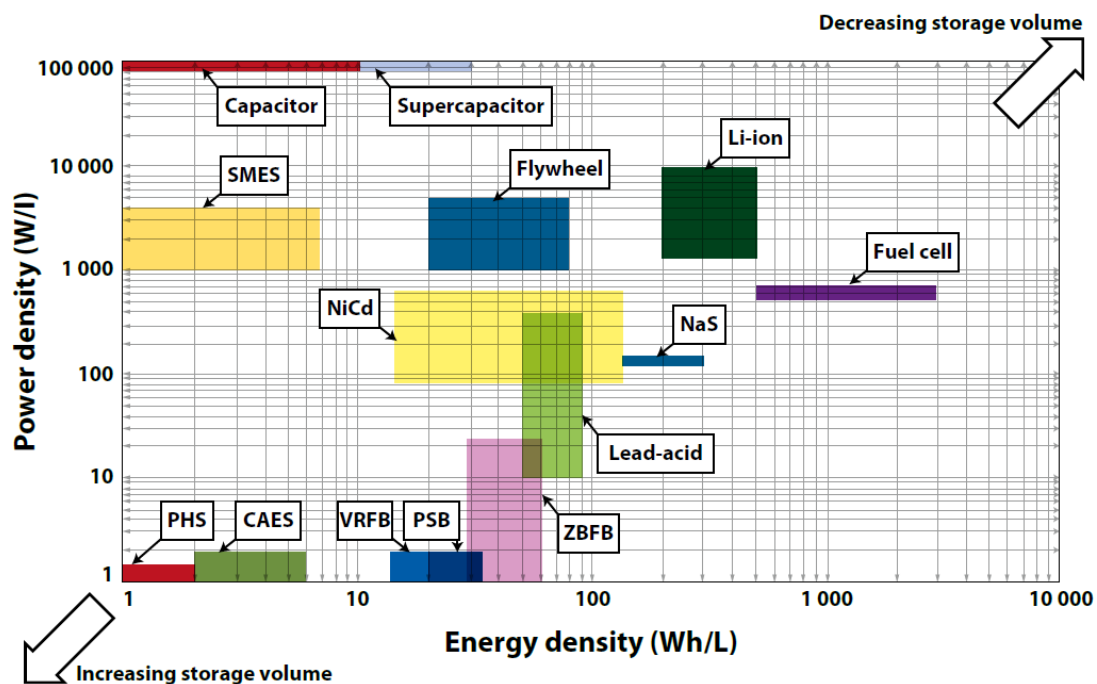
Δ) Α/Γ μεταβλητών στροφών με πλήρη μετατροπέα ηλεκτρονικών ισχύος, στις οποίες γίνεται ρύθμιση της τάσης, της συχνότητας, του συντελεστή ισχύος και υπάρχει χαμηλή αρμονική παραμόρφωση. Μπορεί να χρησιμοποιηθεί σύγχρονη γεννήτρια κυλινδρικού δρομέα ή μονίμων μαγνητών όπως και ασύγχρονη γεννήτρια βραχυκυκλωμένου κλωβού ή δακτυλιοφόρου δρομέα, ενώ το κιβώτιο ταχυτήτων, το οποίο είναι απαραίτητο στις άλλες κατηγορίες μπορεί να παραληφθεί, κάτι που επιφέρει καλύτερη απόδοση, λιγότερο θόρυβο, μεγαλύτερη ροπή σε χαμηλές ταχύτητες και λιγότερα έξοδα συντήρησης της γεννήτριας.



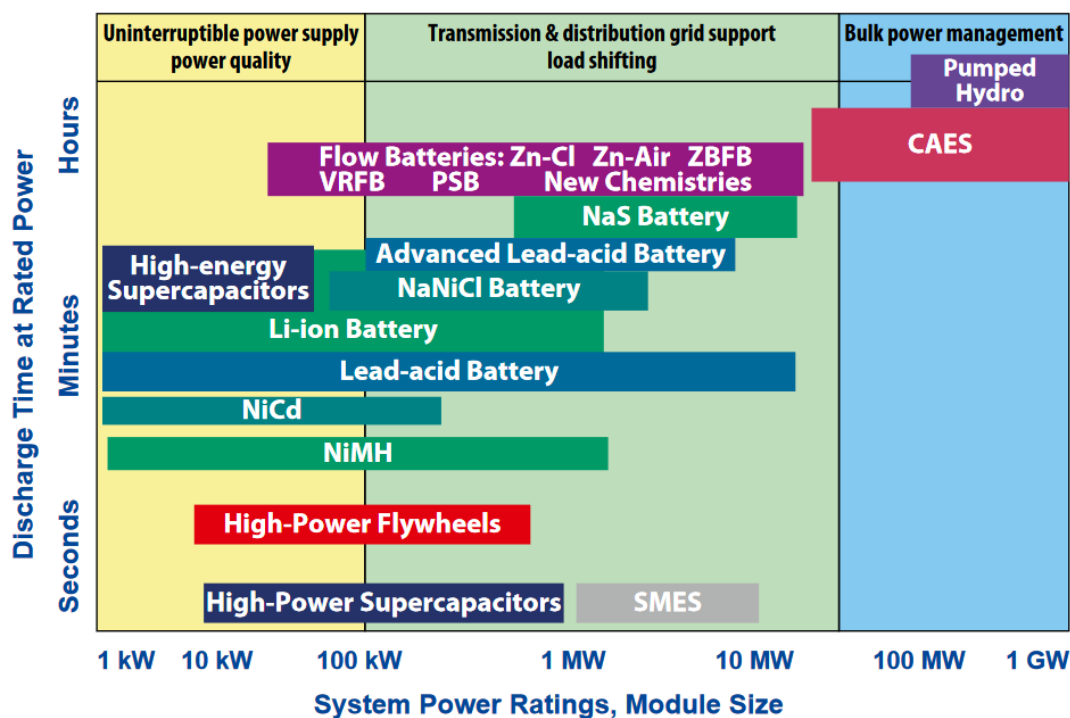
Εικόνα 1.10 Διάγραμμα ελέγχου ανεμογεννήτριας μεταβλητών στροφών με σύγχρονη ή ασύγχρονη γεννήτρια και μετατροπέα ηλεκτρονικών ισχύος. [1.8]

1.3 Αποθήκευση ενέργειας

Το υψηλό ποσοστό ένταξης ΑΠΕ στα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας προϋποθέτει τη δυνατότητα διαχείρισης της μεταβλητότητας της παραγωγής τους και για το λόγο αυτό πρέπει να υπάρχει διαθέσιμη στρεφόμενη εφεδρεία, ώστε όταν μειώνεται η παραγωγή από τις μη ελεγχόμενες μονάδες να αναλαμβάνουν οι συμβατικές. Η αντιστάθμιση της μείωσης της παραγωγής των ΑΠΕ μπορεί να πραγματοποιηθεί από υβριδικούς σταθμούς με μονάδες αποθήκευσης ενέργειας, οι οποίες έχουν τη δυνατότητα να διαχειριστούν τις μεταβολές τόσο στη μείωση της παραγωγής των ΑΠΕ όσο στις αιχμές της, αυξάνοντας την εγκατεστημένη ισχύ των μη κατανεμόμενων μονάδων και περιορίζοντας το κόστος και τις δυσκολίες διαχείρισης του. Υπάρχουν διάφορες τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας, οι οποίες εγκαθίστανται σε επίπεδο αυτόνομου μικροδικτύου είτε σε μεγαλύτερα δίκτυα, όπως η αντλησιοταμίευση σε υδροηλεκτρικούς σταθμούς και οι συσσωρευτές κυρίως σε αυτόνομα συστήματα για αποθήκευση της περίσσειας παραγόμενης ισχύος και παροχή επικουρικών υπηρεσιών όπως η στήριξη της τάσης και η ρύθμιση της συχνότητας του δικτύου. Διάφοροι τύποι συσσωρευτών και άλλων τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας προσφέρουν πλεονεκτήματα ανάλογα με το είδος της εφαρμογής. Βασικές παράμετροι για τις μονάδες αποθήκευσης ενέργειας είναι η πυκνότητα ισχύος, η ενεργειακή πυκνότητα αλλά και το χρονικό διάστημα στο οποίο μπορούν να αποδώσουν την αποθηκευμένη ισχύ στο δίκτυο. (Εικόνα 1.11), (Εικόνα 1.12) [1.9]



Εικόνα 1.11 Διάγραμμα ενεργειακής πυκνότητας και πυκνότητας ισχύος τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας. [1.9]

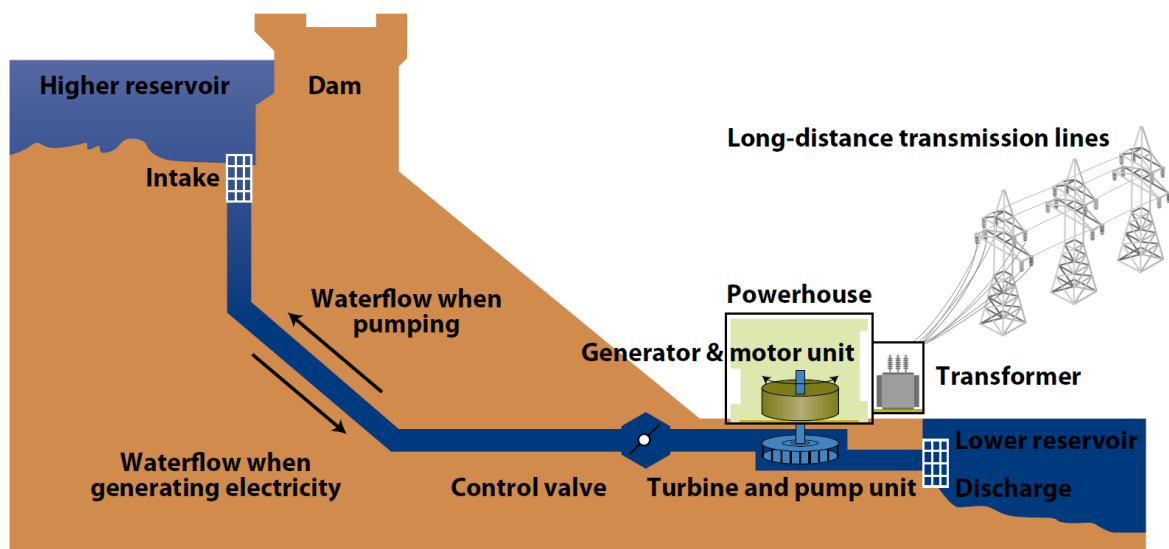


Εικόνα 1.12 Ικανότητα απόδοσης ισχύος από συστήματα αποθήκευσης ενέργειας σε σχέση με το χρόνο. [1.9]

1.3.1 Αντλησιοταμίευση

Στην αντλησιοταμίευση πραγματοποιείται αποθήκευση των υδάτων στον άνω ταμιευτήρα ενός υδροηλεκτρικού σταθμού όταν υπάρχει διαθέσιμη ισχύς, προκειμένου να διατηρείται αποθηκευμένη εφεδρεία, η οποία μπορεί να αποδοθεί σε περίοδο μειωμένης παραγωγής των ΑΠΕ και για τη ρύθμιση της συχνότητας. Σε επίπεδο αυτόνομου δικτύου μονάδα αντλησιοταμίευσης έχει κατασκευαστεί στην Ικαρία, όπου οι υδροστρόβιλοι προσφέρουν τη δυνατότητα πρωτεύουσας ρύθμισης συχνότητας. Η εγγεόμενη ισχύς των ανεμογεννητριών περιορίζεται στην περίπτωση παράβασης του ορίου του τεχνικού ελαχίστου με την ένταξη των υδροστρόβιλων, οι οποίοι τίθενται σε λειτουργία για την απορρόφηση της περίσσειας παραγόμενης ισχύος. Τις ώρες κατά τις οποίες η παραγωγή των ανεμογεννητριών αξιοποιείται για άντληση των υδάτων η παραγόμενη ισχύς τους περιορίζεται στην ονομαστική ισχύ των αντλιών, ενώ για μικρότερη παραγόμενη ισχύ οι αντλίες τίθενται εκτός λειτουργίας. Σε περίπτωση που η απόκλιση της ισχύος άντλησης από την αιολική παραγωγή είναι μεγαλύτερη από τη διαθέσιμη δυναμική εφεδρεία του αυτόνομου σταθμού παραγωγής γίνεται απένταξη απαραίτητου πλήθους αντλιών από το κεντρικό σύστημα ελέγχου. [1.10]

Η ιδιαιτερότητα στην ανάπτυξη τέτοιων υποδομών έγκειται στη μορφολογία του εδάφους, το υψηλό επενδυτικό κόστος κατασκευής και στην απαραίτητη ύπαρξη υδατικών πόρων στην περιοχή, αν και πλέον διερευνάται η χρήση θαλασσινού νερού για τις νησιωτικές και τις παραθαλάσσιες περιοχές. Το πλεονέκτημα ανάπτυξης μονάδων αντλησιοταμίευσης είναι ότι παρουσιάζουν μειωμένα έξοδα λειτουργίας και συντήρησης συγκριτικά με τις υπόλοιπες εμπορικά διαθέσιμες τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας και επίσης δίνεται η δυνατότητα αποθήκευσης και χρήσης μεγάλου δυναμικού ανάλογα με τις προδιαγραφές του έργου χωρίς αξιοσημείωτες απώλειες κατά τη λειτουργία των μονάδων, βελτιώνοντας σημαντικά τα έξοδα λειτουργίας του δικτύου εφόσον μπορεί να γίνει διαχείριση των αιχμών της ζήτησης αποφεύγοντας την ένταξη μεγάλων και κοστοβόρων θερμικών σταθμών παραγωγής. [1.11]

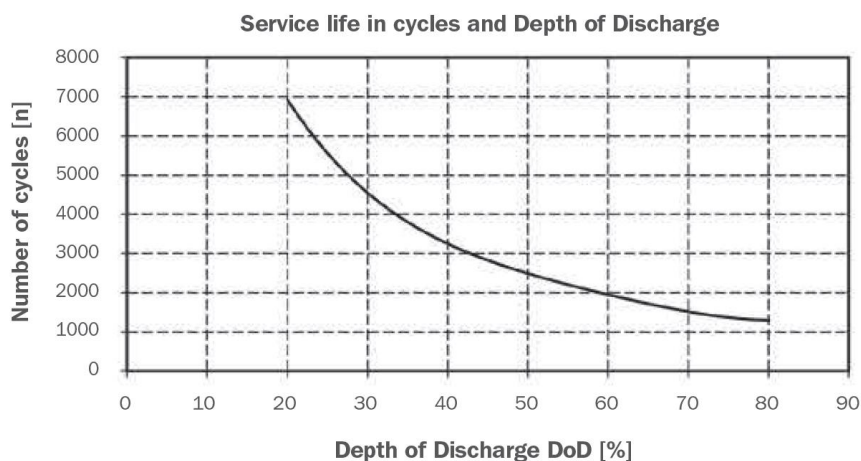


Εικόνα 1.13 Σχηματικό διάγραμμα μονάδας αντλησιοταμίευσης. [1.9]

1.3.2 Συσσωρευτές

Οι μονάδες αποθήκευσης ενέργειας με συσσωρευτές μπορούν να καλύψουν τόσο τις ανάγκες ενός μικροδικτύου όσο και τις απαιτήσεις μεγαλύτερων δικτύων μειώνοντας την κατανάλωση του καυσίμου και προσφέροντας επικουρικές υπηρεσίες, όπως ρύθμιση της τάσης, της συχνότητας, στρεφόμενη και στατή εφεδρεία και μείωση της αιχμής του φορτίου μετατοπίζοντας την παραγωγή των ΑΠΕ τις ώρες που παρουσιάζεται πλεόνασμα στις περιόδους με αυξημένη ζήτηση. Η χρήση συσσωρευτών για την αποθήκευση ενέργειας προσφέρει ευελιξία κατά την εγκατάσταση και την προσαρμογή της μέγιστης ικανότητας αποθήκευσης ενέργειας σύμφωνα με τις απαιτήσεις και τα έξοδα διαχείρισης του συστήματος. Οι συσσωρευτές σε σύγκριση με άλλες τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας

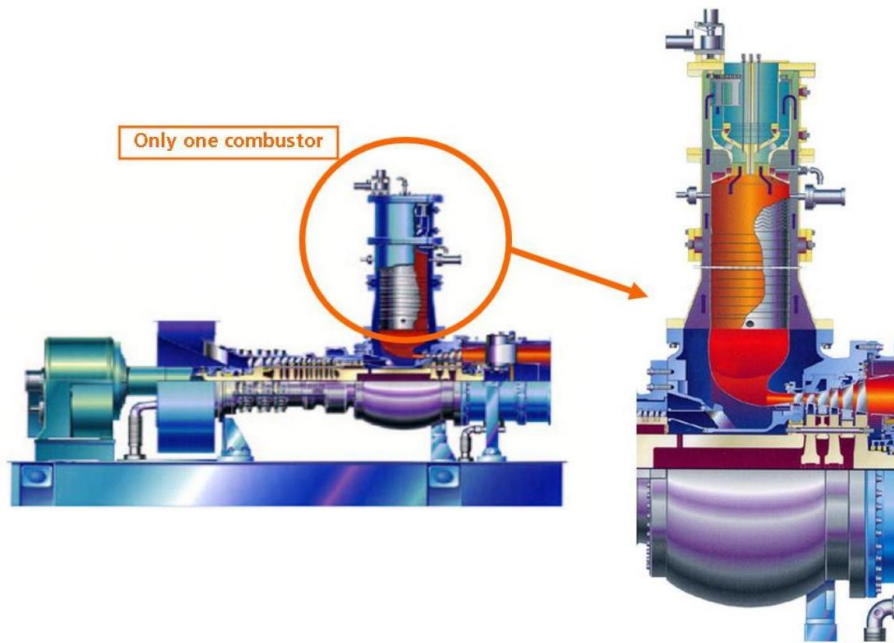
παρουσιάζουν το μειονέκτημα της μείωσης της απόδοσής τους ύστερα από μερικούς κύκλους λειτουργίας, γεγονός που αυξάνει το κόστος συντήρησης και λειτουργίας των μονάδων, καθώς χρήζουν αντικατάστασης αν μειωθεί σημαντικά ο βαθμός απόδοσής τους.



Εικόνα 1.14 Κύκλοι λειτουργίας μονάδας αποθήκευσης ενέργειας με συσσωρευτές ιόντων λιθίου σε συνάρτηση με το βάθος εκφόρτισης σύμφωνα με δεδομένα του κατασκευαστή. [1.12]

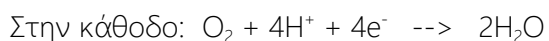
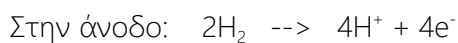
1.3.3 Υδρογόνο

Ένας ακόμη τρόπος να αποθηκευτεί ενέργεια είναι η περίσσεια της παραγόμενης ισχύος να κατευθύνεται σε μονάδες ηλεκτρόλυσης, οι οποίες διασπών τα μόρια του νερού στα συνθετικά τους στοιχεία, υδρογόνο και οξυγόνο, δημιουργώντας ένα βιώσιμο μοντέλο για την πλήρη ανάπτυξη της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς το υδρογόνο αποτελεί ένα μη ρυπογόνο ιδιαίτερα αποδοτικό καύσιμο, το οποίο μπορεί να αξιοποιηθεί σε κυψέλες καυσίμου, αεριοστροβίλους ή μηχανές εσωτερικής καύσης για ηλεκτροπαραγωγή. Μέχρι σήμερα κατά κύριο λόγο παράγεται από την επεξεργασία υδρογονανθράκων σε διυλιστήρια και μία εφαρμογή που έχει πραγματοποιηθεί από την εταιρεία ENEL είναι στο σταθμό της Fusina, στον οποίο υδρογόνο εισάγεται από κοντινό διυλιστήριο και αξιοποιείται σε αεριοστρόβιλο 10MW ειδικά τροποποιημένο για ηλεκτροπαραγωγή με καύσιμο το υδρογόνο. (Εικόνα 1.15) [1.13]



Εικόνα 1.15 Σχέδιο τροποποίησης του αεριοστροβίλου φυσικού αερίου GE10 για την καύση υδρογόνου. [1.13]

Επιπλέον, η χρήση του υδρογόνου μπορεί να γίνει σε κυψέλες καυσίμου παράγοντας ηλεκτρισμό, νερό και θερμότητα, με τη δυνατότητα κατασκευής μονάδων παραγωγής ενέργειας από μερικά kW έως την κλίμακα των MW. Οι κυψέλες καυσίμου αποτελούνται από δύο ηλεκτρόδια και μία μεμβράνη, η οποία έχει το ρόλο του ηλεκτρολύτη. Μεταξύ της μεμβράνης και των ηλεκτροδίων υπάρχει ένα στρώμα καταλύτη που επιτρέπει τον ταχύτερο διαχωρισμό των ατόμων του υδρογόνου σε ανιόντα και κατιόντα. Τα ηλεκτρόνια μέσω της ανόδου οδηγούνται σε εξωτερικό κύκλωμα και επιστρέφουν μέσω της καθόδου δημιουργώντας ηλεκτρικό ρεύμα. Τα κατιόντα υδρογόνου ενώνονται με άτομα οξυγόνου κάνοντας χρήση της ηλεκτρικής ενέργειας στην κάθοδο, δημιουργώντας μόρια νερού και εκλύοντας θερμότητα. Η χημική αντίδραση που πραγματοποιείται είναι η εξής:



Για την παραπάνω αντίδραση χρειάζονται δύο άτομα υδρογόνου και ένα άτομο οξυγόνου για να παραχθούν δύο μόρια νερού, ενώ η τάση που παράγεται είναι γύρω στα 0,7V. Το 55% περίπου της ενέργειας του υδρογόνου γίνεται θερμότητα, ενώ το υπόλοιπο αξιοποιείται ως ηλεκτρική ενέργεια.

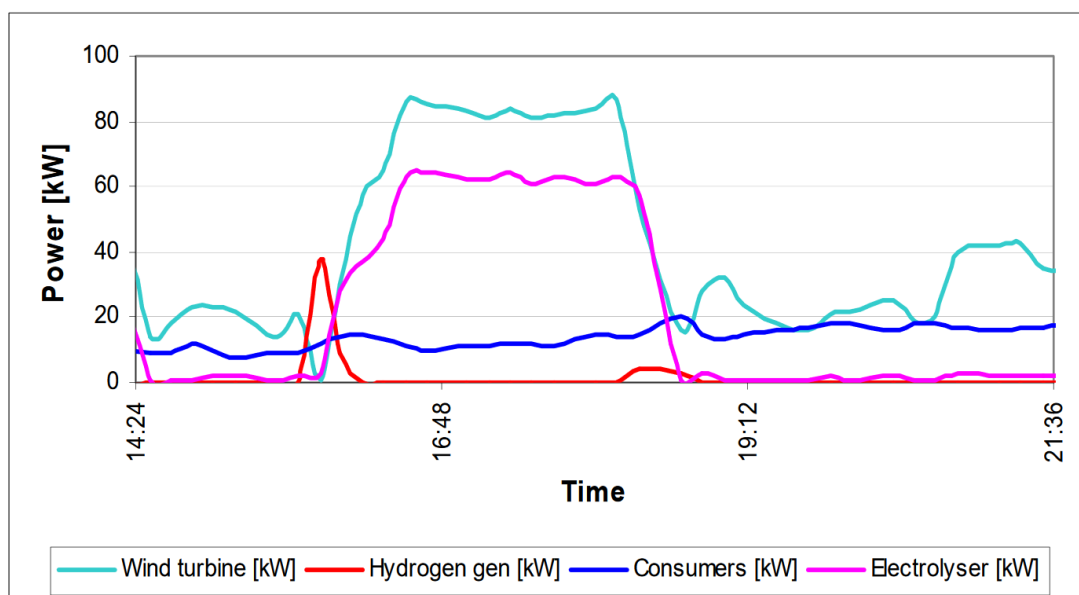
Υπάρχουν διάφορες κατηγορίες κυψελών καυσίμου ανάλογα με τη μεμβράνη και τα ιόντα που μεταφέρονται από αυτήν, όπως πολυμερισμένης μεμβράνης (Proton exchange membrane fuel cell – PEMFC), φωσφορικού οξέος (Phosphoric acid fuel cell – PAFC), μεθανόλης (Direct methanol fuel cell – DMFC), αλκαλική (Alkaline fuel cell – AFC), ανθρακικού άλατος (Molten carbonate fuel cell – MCFC) και στερεού οξειδίου (Solid oxide fuel cell – SOFC) με πληθώρα εφαρμογών για κάθε κατηγορία. [1.14] (Πίνακας 1.1)

Πίνακας 1.1 Διάφοροι τύποι κυψελών καυσίμου, χαρακτηριστικά της λειτουργίας τους και ενδεικτικές εφαρμογές. [1.14]

Τύπος κυψέλης καυσίμου	Ιόντα μεμβράνης	Θερμοκρασία λειτουργίας	Εφαρμογές
AFC	OH^-	50-200°C	Αποστολές Gemini, Apollo, διαστημικά λεωφορεία
PEMFC	H^+	30-100°C	Οχήματα και συστήματα ΣΗΘΥΑ
DMFC	H^+	20-90°C	Ηλεκτρονικά συστήματα περιορισμένης ισχύος και μακράς διάρκειας
PAFC	H^+	~220°C	ΣΗΘΥΑ μερικών kW
MCFC	CO_3^{2-}	~650°C	ΣΗΘΥΑ της τάξης των MW
SOFC	O^{2-}	30-100°C	ΣΗΘΥΑ από μερικά kW έως μερικά MW

Στο νησί Utsira της Νορβηγίας έχει εγκατασταθεί από το 2004 ένα από τα πρώτα παγκοσμίως αυτόνομα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση υδρογόνου για αποθήκευση και παραγωγή ενέργειας, παρέχοντας αυτονομία 2 έως 3 ημερών. Αποτελείται από μία ανεμογεννήτρια 600kW, γεννήτρια diesel 100kVA, μονάδα ηλεκτρόλυσης 48kW με παραγωγή $10\text{Nm}^3/\text{hr}$, συμπιεστή 5kW για την αποθήκευση του υδρογόνου σε δεξαμενή υψηλής πίεσης 12m^3 , μηχανή εσωτερικής καύσης υδρογόνου 55kW, κυψέλη καυσίμου 10kW, μπαταρία 35kWh και σφόνδυλο 5kWh/200kW, ενώ η αιχμή του συστήματος είναι 50kW. Η δυσκολία στον έλεγχο του συστήματος έγκειται στην παραγόμενη ισχύ από μια δυσανάλογα μεγάλη ανεμογεννήτρια για τις ανάγκες του δικτύου, λειτουργώντας παράλληλα με τη μονάδα ηλεκτρόλυσης, τη μηχανή εσωτερικής καύσης υδρογόνου και την κυψέλη καυσίμου. Κατά τη διάρκεια του έτους η μονάδα ηλεκτρόλυσης λειτουργεί περίπου 1500 ώρες και η μηχανή εσωτερικής καύσης υδρογόνου 500 ώρες σε περίπου 200 έως 300 κύκλους έκαστη. Το σύστημα έχει κατορθώσει να πετύχει 18 μήνες αυτόνομης λειτουργίας χωρίς τη χρήση της υποθαλάσσιας διασύνδεσης 1MW/22kV, τους στόχους ποιότητας ισχύος και την ικανοποίηση

των καταναλωτών, ενώ κατά τη διάρκεια τεχνικής βλάβης η τροφοδότηση γινόταν από την υποθαλάσσια σύνδεση με το ηπειρωτικό δίκτυο. [1.15]



Εικόνα 1.16 Η λειτουργία του δικτύου σε διάστημα 5 ωρών με υψηλή παραγωγή αιολικής ενέργειας που αξιοποιείται από τη μονάδα ηλεκτρόλυσης και τα φορτία του δικτύου. [1.15]

1.4 Ελεγχόμενα φορτία

Η ρύθμιση της συχνότητας σε ένα δίκτυο έχει ως αποτέλεσμα την άμεση αποκατάσταση του ισοζυγίου μεταξύ παραγωγής και ζήτησης ισχύος. Στα αυτόνομα δίκτυα λόγω της μειωμένης αδράνειας των ηλεκτρικών μηχανών, ο έλεγχος της συχνότητας προϋποθέτει την πραγματοποίηση πολλών διορθωτικών κινήσεων από τις μονάδες παραγωγής προκειμένου να επανέλθει η συχνότητα στο αποδεκτό εύρος τιμών, αυξάνοντας την πολυπλοκότητα και το κόστος διαχείρισης του δικτύου.

Οι τεχνικές άμεσου ελέγχου των φορτίων μπορούν να αποδώσουν επικουρικές υπηρεσίες ρύθμισης συχνότητας και αύξησης της εφεδρείας πρωτεύουσας και δευτερεύουσας ρύθμισης, προσφέροντας οικονομικά και λειτουργικά πλεονεκτήματα για τη διαχείριση του δικτύου. Τα κέντρα ελέγχου των αυτόνομων δικτύων διαθέτουν πληροφορίες για την πρόβλεψη της παραγωγής των μη κατανεμόμενων μονάδων και της ζήτησης, ώστε να μπορεί να καθορισθεί το πλήθος των ελεγχόμενων φορτίων που πρέπει να ενταχθούν προκειμένου να γίνει η ρύθμιση της συχνότητας, της τάσης και αποκατάσταση του ισοζυγίου ενεργού και αέργου ισχύος.

1.5 Συστήματα SCADA

Οι βασικότερες λειτουργίες των συστημάτων SCADA είναι να πραγματοποιούνται οι μετρήσεις της παραγόμενης ισχύος των μονάδων, της τάσης στους κυριότερους κόμβους του δικτύου, της κατανάλωσης των φορτίων και των μονάδων αποθήκευσης ενέργειας. Επιπλέον, πραγματοποιούνται όλες οι απαραίτητες διαδικασίες συλλογής πληροφοριών όσον αφορά τη λειτουργική κατάσταση του δικτύου και των μονάδων παραγωγής, όπως η συνολική διαθέσιμη εφεδρεία του συστήματος και τα επίπεδα του καυσίμου των συμβατικών μονάδων. Εξάλλου, μπορεί να γίνει επιτήρηση, τηλεχειρισμός και έλεγχος ως προς τη λήψη των μετασχηματιστών, τους διακόπτες του δικτύου και την ισχύ των μονάδων παραγωγής. [1.16]

Μέσω των συστημάτων SCADA παρακολουθείται η ροή ισχύος και στέλνονται τα δεδομένα στο κεντρικό κέντρο ελέγχου για περαιτέρω ανάλυση και λήψη αποφάσεων, προσδίδοντας τη δυνατότητα εποπτείας και ελέγχου της λειτουργικής κατάστασης του εξοπλισμού του συστήματος, όπως των μετασχηματιστών, των διακοπών, των ασφαλειών και των ηλεκτρονόμων. Τα βασικά δομικά τους στοιχεία είναι τα εξής:

- Οι απομακρυσμένες τερματικές μονάδες (Remote Terminal Units).
- Το σύστημα διαχείρισης του δικτύου (Network Management System).
- Το δίκτυο επικοινωνίας μεταξύ των τερματικών μονάδων και του συστήματος διαχείρισης του δικτύου.

Η χρήση μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής προϋποθέτει τη συλλογή και την ανάλυση των δεδομένων σε ένα κεντρικό εξυπηρετητή, στον οποίο μπορεί να γίνει επίβλεψη και απομακρυσμένος έλεγχος της λειτουργίας τους. Η αποστολή δεδομένων, όπως η παραγωγή ενεργού και αέργου ισχύος από τις κατανεμόμενες και μη μονάδες, η ζήτηση ισχύος και η κατανάλωση των ελεγχόμενων φορτίων είναι απαραίτητη για τον έλεγχο της λειτουργίας του συστήματος και την εφαρμογή των διαθέσιμων τεχνικών ελέγχου. [1.17]

Κεφάλαιο 2

Τοπικός και κεντρικός έλεγχος αυτόνομου συστήματος

2.1 Τοπικός έλεγχος

2.1.1 Ρύθμιση συχνότητας

Το σύστημα ελέγχου της συχνότητας των γεννητριών προσαρμόζει την ταχύτητα περιστροφής του δρομέα, ώστε να διατηρείται η συχνότητα του συστήματος σταθερή όταν υπάρχουν αποκλίσεις μεταξύ ηλεκτρομαγνητικής και μηχανικής ροπής των μηχανών. [2.1]

$$J \frac{d W_m}{dt} = T_m - T_e$$
$$JW_s \frac{d W_m}{dt} = P_a = P_m - P_e$$

J : Η συνδυασμένη αδράνεια της μηχανής εσωτερικής καύσης ή του στροβίλου και της γεννήτριας $\text{kg}\cdot\text{m}^2$.

W_s : Η σύγχρονη ταχύτητα περιστροφής (rad/s).

W_m : Η ταχύτητα περιστροφής του δρομέα (rad/s).

T_m : Η μηχανική ροπή της μηχανής.

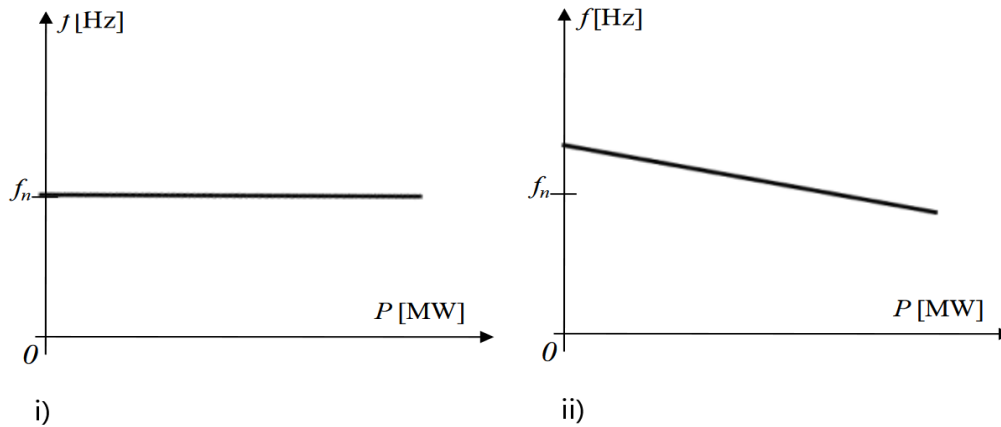
T_e : Η ηλεκτρική ροπή της μηχανής.

P_a : Η ισχύς επιτάχυνσης.

P_m : Η μηχανική ισχύς.

P_e : Η ηλεκτρική ισχύς.

Η πρωτεύουσα ρύθμιση της συχνότητας πραγματοποιείται από τους ρυθμιστές στροφών των γεννητριών μέσω της ισόχρονης λειτουργίας ή της καμπύλης στατισμού και μέσω μετατροπέων ηλεκτρονικών ισχύος των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής που είναι συνδεδεμένες στο δίκτυο οι οποίοι αποκρίνονται στις αλλαγές του φορτίου με εφαρμογή εικονικών καμπυλών στατισμού. Η ισόχρονη ρύθμιση εφαρμόζεται προκειμένου να επανέλθει η συχνότητα του συστήματος στην ονομαστική της τιμή ανεξαρτήτως του φορτίου με αποκλίσεις μικρότερες του 0,25% και η εφαρμογή της ενδείκνυται σε αυτόνομα δίκτυα στα οποία η τροφοδοσία του φορτίου πραγματοποιείται από μία γεννήτρια, ώστε να επανέρχεται η συχνότητα στην ονομαστική ύστερα από κάθε διαταραχή. [2.2] Σε δίκτυα με περισσότερες από μία γεννήτριες υλοποιείται ο έλεγχος μέσω των χαρακτηριστικών καμπυλών φορτίου-συχνότητας, βάσει των οποίων η μεταβολή του φορτίου κατανέμεται σε κάθε μονάδα παραγωγής ανάλογα με το στατισμό και την ονομαστική της ισχύ. (Εικόνα 2.1) [2.3]

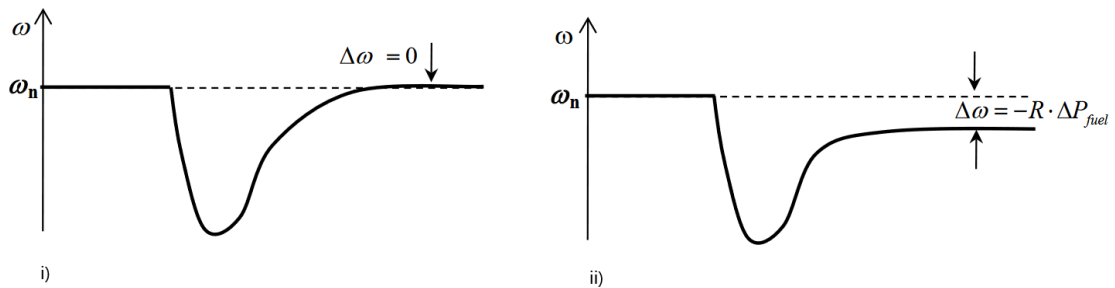


Εικόνα 2.1 Χαρακτηριστικές καμπύλες ρύθμισης συχνότητας i) στην ισόχρονη λειτουργία και ii) στη ρύθμιση μέσω του στατισμού της γεννήτριας. [2.3]

Ο στατισμός κάθε γεννήτριας καθορίζει τη μεταβολή της παραγόμενης ισχύος βάσει των διακυμάνσεων της συχνότητας: [2.4]

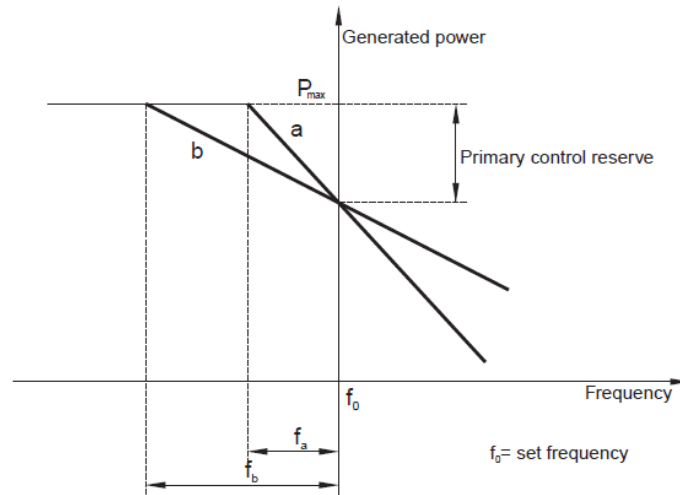
$$R = - \frac{\Delta f / f_n}{\Delta P_G / P_G}$$

Η εφαρμογή της πρωτεύουσας ρύθμισης μέσω της καμπύλης στατισμού των γεννητριών, περιορίζει την απόκλιση της συχνότητας από την ονομαστική δεν είναι όμως εφικτή η επαναφορά της σε αυτήν, με αποτέλεσμα την εφαρμογή περεταίρω ρύθμισης. (Εικόνα 2.2)



Εικόνα 2.2 Πρωτεύουσα ρύθμιση της συχνότητας i) με την ισόχρονη λειτουργία και μέσω της καμπύλης στατισμού στην οποία παραμένει ένα μόνιμο σφάλμα μέχρι την εφαρμογή της δευτερεύουσας ρύθμισης. [2.3]

Η μονάδα με το μικρότερο στατισμό αναλαμβάνει τη μεγαλύτερη απόκλιση φορτίου και αποτελεί τη ρυθμίζουσα μονάδα, ενώ η γεννήτρια με το μεγαλύτερο στατισμό είναι η μονάδα βάσης πραγματοποιώντας μικρότερες αποκλίσεις από την ισχύ που προβλέπεται σύμφωνα με το πρόγραμμα κατανομής κατά τη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας. (Εικόνα 2.3)



Εικόνα 2.3 Καμπύλη στατισμού a) μονάδας βάσης και b) ρυθμιζουσας μονάδας. [2.5]

Η ρύθμιση της συχνότητας μπορεί να πραγματοποιηθεί από μονάδες αποθήκευσης ενέργειας προσαρμόζοντας την εγχεόμενη και την απορροφώμενη ισχύ σύμφωνα με τις αποκλίσεις της συχνότητας. Όταν η συχνότητα αυξάνεται πάνω από την ονομαστική, η μπαταρία εκφορτίζεται έχοντας θετική ισχύ, ενώ όταν δεν πραγματοποιείται έλεγχος της συχνότητας λόγω αποκλίσεων μικρότερων του καθορισμένου ορίου, γίνεται επαναφορά στην κατάσταση φόρτισης αναφοράς, η οποία έχει οριστεί για τη διατήρηση της μπαταρίας σε αποδεκτό εύρος φόρτισης και προκειμένου να είναι διαθέσιμη για την αδιάλειπτη παροχή της υπηρεσίας. [2.6]

$$P_{\text{bat}} = \begin{cases} (f_i - f_{\text{nom}}) \cdot k_f, & |\Delta f| > 0.2\text{Hz} \\ \frac{\text{SOC}_{\text{ref}} - \text{SOC}_i}{\text{SOC}_{\text{ref}} - \text{SOC}_{\text{min}}} \cdot k, & |\Delta f| < 0.2\text{Hz} \end{cases}$$

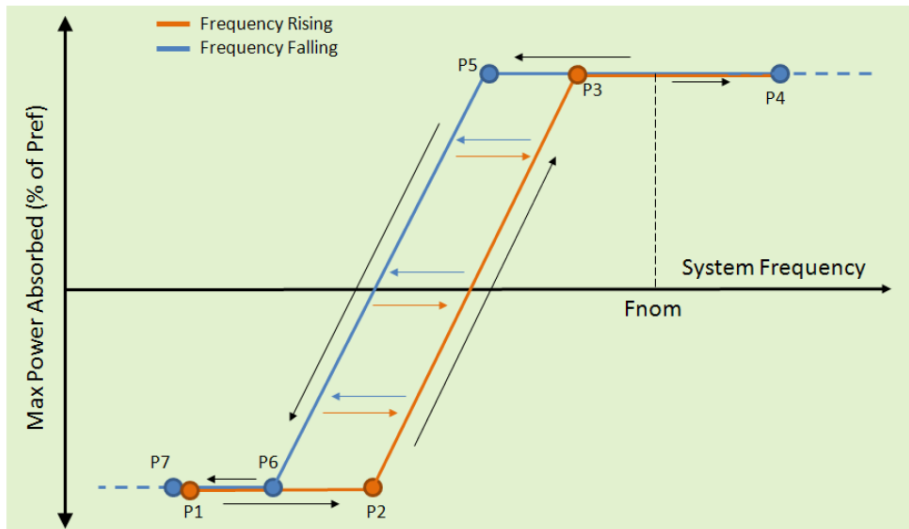
SOC_i = Η τρέχουσα κατάσταση φόρτισης.

SOC_{ref} = Η κατάσταση φόρτισης αναφοράς.

SOC_{min} = Η ελάχιστη κατάσταση φόρτισης.

k_f = Ο στατισμός της μονάδας αποθήκευσης ενέργειας.

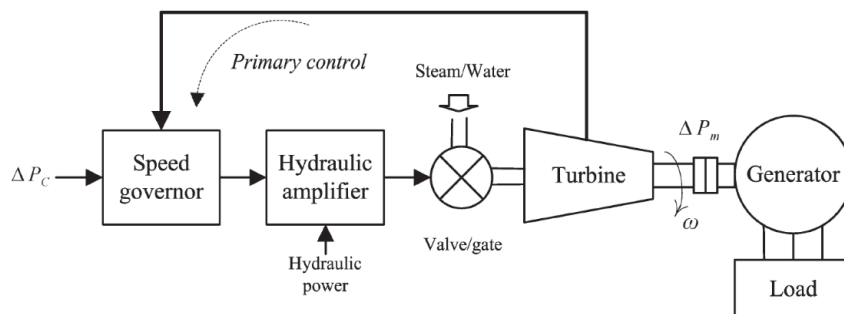
Η ρύθμιση της συχνότητας μέσω των αντιστροφών της μονάδας αποθήκευσης ενέργειας επιπλέον προσφέρει τη δυνατότητα εφαρμογής υστέρησης στον έλεγχο διαφοροποιώντας τον τρόπο με τον οποίο πραγματοποιείται η ρύθμιση της ενεργού ισχύος κατά τις αποκλίσεις της συχνότητας από την ονομαστική. Το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας έχει την ικανότητα αμφίδρομης ροής ισχύος προς το δίκτυο περιορίζοντας την παραγωγή ή αντιστρέφοντας την κατεύθυνση της ροής ισχύος κατά την αύξηση της συχνότητας και αντίστροφα σε περίπτωση μείωσης της συχνότητας περιορίζεται η απορροφώμενη ισχύς ή αντιστρέφεται η ροής ισχύος εγχεώντας ισχύ προς το δίκτυο. (Εικόνα 2.4) [2.7]



Εικόνα 2.4 Χαρακτηριστική καμπύλη ελέγχου συχνότητας-ενεργού ισχύος. [2.7]

2.1.2 Εφεδρεία πρωτεύουσας ρύθμισης συχνότητας

Στα αυτόνομα δίκτυα κάθε μονάδα παραγωγής πρέπει να έχει τη δυνατότητα παροχής πρωτεύουσας ρύθμισης συχνότητας, μέσω του στατισμού του ρυθμιστή των στροφών, ο οποίος προσαρμόζεται στις προδιαγραφές που τίθενται από το διαχειριστή του συστήματος. Για το λόγο αυτό οι μονάδες παραγωγής οφείλουν να έχουν τη δυνατότητα παροχής εφεδρείας πρωτεύουσας ρύθμισης συχνότητας, η οποία καθορίζεται αυτόματα από το ρυθμιστή στροφών της γεννήτριας, όχι μικρότερης από το 10% της καταχωρημένης ικανότητας παραγωγής, ενώ η παρεχόμενη εφεδρεία προσδιορίζεται για εύρος τιμών από το 10% έως το 100% της ονομαστικής ισχύος της μονάδας και από το 50% έως το τεχνικό ελάχιστο. [2.8]

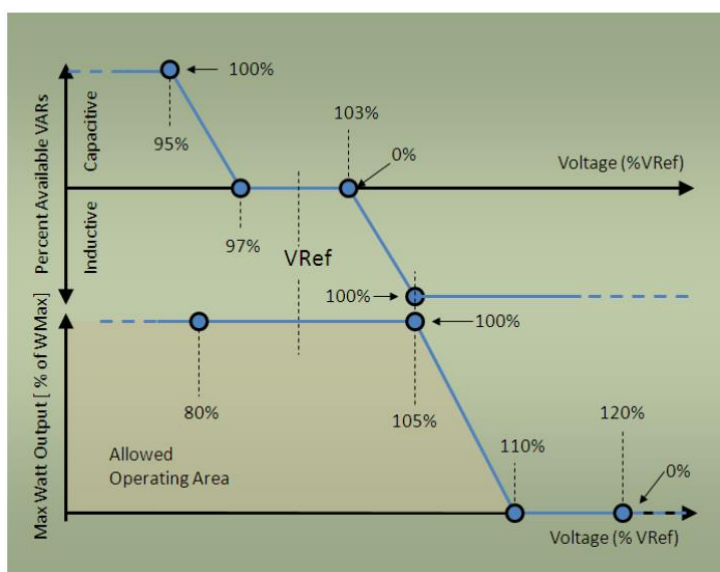


Εικόνα 2.5 Λειτουργία πρωτεύουσας ρύθμισης συχνότητας μηχανικού ρυθμιστή στροφών. [2.3]

2.1.3 Ρύθμιση της τάσης

Ο αυτόματος ρυθμιστής της τάσης διατηρεί σταθερή την τάση στους τερματικούς ζυγούς μεταβάλλοντας κατάλληλα τη συνεχή τάση του πεδίου διέγερσης. Στις σύγχρονες μηχανές το τύλιγμα διέγερσης τοποθετείται στο δρομέα και τροφοδοτείται από μηχανή συνεχούς ρεύματος, μηχανή εναλλασσόμενου ρεύματος με ψήκτρες, μηχανή εναλλασσόμενου ρεύματος με στρεφόμενους ανορθωτές ή από ανόρθωση με θυρίστορ. [2.9]

Στις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής η ρύθμιση της τάσης πραγματοποιείται σε τοπικό επίπεδο από τους μετατροπείς ηλεκτρονικών ισχύος. Η εφαρμογή του ελέγχου πραγματοποιείται μέσω της χαρακτηριστικής καμπύλης τάσης-αέργου ισχύος, όπου ενδεικτικά για αποκλίσεις μεγαλύτερες από το 3% εφαρμόζεται έγχυση ή απορρόφηση αέργου ισχύος. Περικοπή ενεργού ισχύος πραγματοποιείται για τιμές της τάσης μεγαλύτερες από το 105%, ενώ η εγχεόμενη ισχύς μηδενίζεται για τιμές της τάσης πάνω από το 110% της ονομαστικής. (Εικόνα 2.5) [2.7]



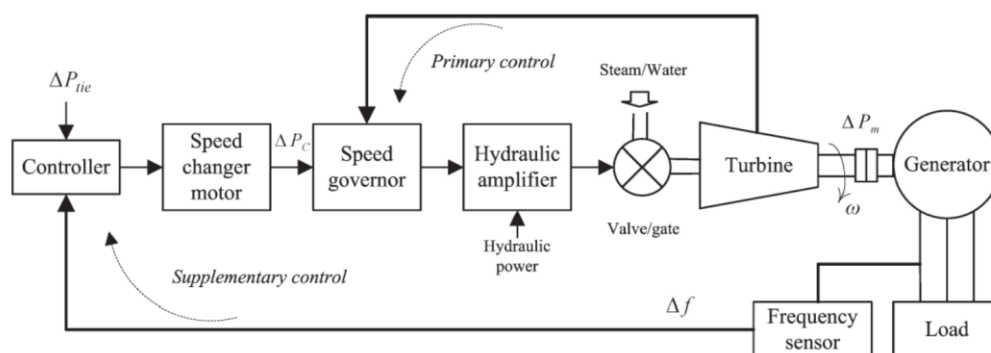
Εικόνα 2.6 Παράλληλη εφαρμογή ελέγχου της τάσης-αέργου και ενεργού ισχύος. [2.7]

2.2 Κεντρικός έλεγχος

2.2.1 Αυτόματος έλεγχος παραγωγής

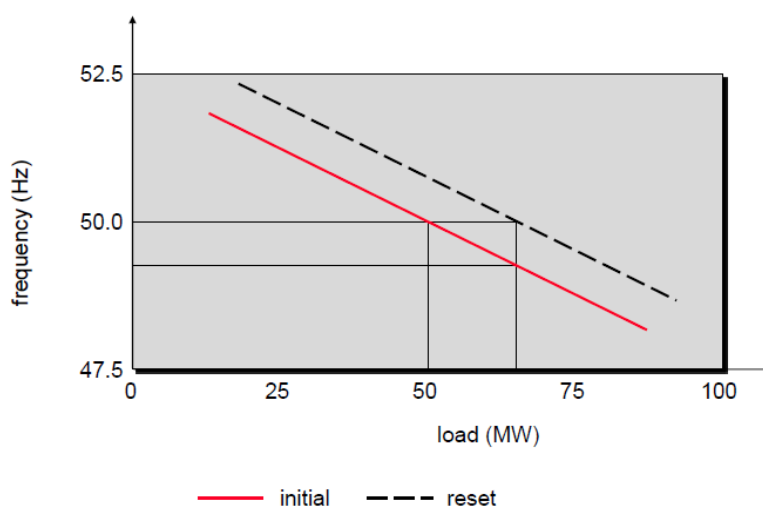
Η δευτερεύουσα και η τριτεύουσα ρύθμιση συχνότητας πραγματοποιείται με τον αυτόματο έλεγχο παραγωγής επαναφέροντας τη συχνότητα στην ονομαστική και εφαρμόζοντας κριτήρια βέλτιστης οικονομικής διαχείρισης των κατανεμόμενων και υβριδικών μονάδων του συστήματος. Συνολικά, ρυθμίζεται η παραγωγή, ελέγχεται η διαθέσιμη εφεδρεία, πραγματοποιείται οικονομική κατανομή του φορτίου και υπολογίζεται το κόστος της παραγόμενης

ενέργειας. Η αρνητική εφεδρεία, δηλαδή το περιθώριο μείωσης της παρεχόμενης ισχύος για τη δευτερεύουσα ρύθμιση υπολογίζεται ότι είναι από το 50% της ονομαστικής ισχύος έως το τεχνικό ελάχιστο, ενώ η θετική εφεδρεία προσαρμόζεται ανάλογα με την κατηγορία των μονάδων από το 85% για τις μονάδες συνδυασμένου κύκλου, 95% για τις ατμοστροβλικές και 80% για τις λοιπές κατηγορίες έως το 100% της καταχωρημένης ικανότητας παραγωγής. [2.8]



Εικόνα 2.7 Εφαρμογή δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας από τον αυτόματο έλεγχο παραγωγής. [2.3]

Το σύστημα αυτόματου ελέγχου παραγωγής ρυθμίζει και αποστέλλει τα σήματα στις μονάδες ώστε να γίνουν διορθωτικές κινήσεις προσαρμόζοντας το στατισμό και επομένως τις ισχύς των γεννητριών σύμφωνα με τα δεδομένα του δικτύου. Για την εξάλειψη του μόνιμου σφάλματος μετά την εφαρμογή της πρωτεύουσας ρύθμισης μετατοπίζεται η χαρακτηριστική καμπύλη φορτίου-συχνότητας της ρυθμίζουσας μονάδας, ώστε να επανέλθει η συχνότητα στην ονομαστική της τιμή. (Εικόνα 2.8) [2.4]



Εικόνα 2.8 Δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας για την προσαρμογή της καμπύλης στατισμού της ρυθμίζουσας μονάδας για τη διόρθωση του μόνιμου σφάλματος μετά την αύξηση του φορτίου. [2.4]

2.2.2 Σφάλμα ελέγχου περιοχής

Μόλις διαπιστώνεται απόκλιση από την ονομαστική συχνότητα υπολογίζεται το σφάλμα ελέγχου περιοχής, λόγω της διαφοράς της πραγματικής και της προγραμματισμένης ροής ισχύος του συστήματος και της απόκλισης της συχνότητας από την ονομαστική: [2.3]

$$ACE = NI_A - NI_s - K (f_A - f_s)$$

ACE = Το σφάλμα ελέγχου της περιοχής.

NI_A = Το αλγεβρικό άθροισμα των ρών φορτίου του συστήματος.

NI_s = Το αλγεβρικό άθροισμα των προγραμματισμένων ρών φορτίου του συστήματος.

K = Ο στατισμός του συστήματος σε MW/Hz για τη δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας.

f_a = Η πραγματική συχνότητα.

f_s = Η προγραμματισμένη συχνότητα.

Ο στατισμός του συστήματος προκύπτει ως το άθροισμα του συντελεστή αυτορρύθμισης και της ρυθμιζουσας ενέργειας του συστήματος, εκφράζοντας τον τρόπο με τον οποίο ένα σύστημα ή μία περιοχή επηρεάζεται από τη διαφορά της προγραμματισμένης και της πραγματικής ροής ισχύος. Ο συντελεστής αυτορρύθμισης περιγράφει τη μεταβολή του φορτίου στις αλλαγές της συχνότητας, ενώ η ρυθμιζουσα ενέργεια του συστήματος εκφράζει το μόνιμο σφάλμα μετά την εφαρμογή της πρωτεύουσας ρύθμισης.

$$K = D + B$$

$$D = \frac{\Delta P_L}{\Delta f}$$

$$B = \sum_{i=1}^{i=n} \frac{P_{N,i}}{f_N \cdot R_i}$$

K = Ο στατισμός του συστήματος.

$P_{N,i}$ = Η ονομαστική ισχύς της μονάδας i.

f_n = Η ονομαστική συχνότητα του συστήματος.

R_i = Ο στατισμός της μονάδας i.

D = Ο συντελεστής αυτορρύθμισης σε MW/Hz.

ΔP_L = Η μεταβολή του φορτίου.

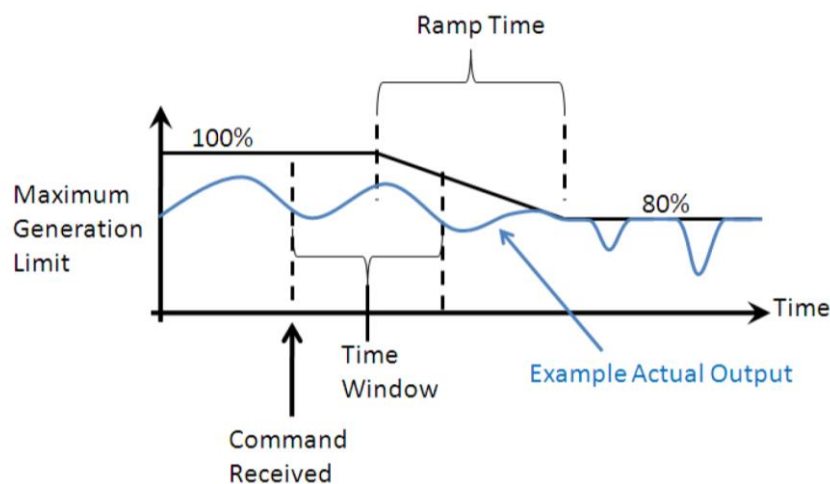
B = Η ρυθμιζουσα ενέργεια ή συντελεστής πόλωσης του συστήματος.

Αν το σφάλμα ελέγχου περιοχής προκύψει αρνητικό πρέπει να αυξηθεί η παραγόμενη ισχύς σύμφωνα με το αποτέλεσμα του σφάλματος, ενώ το αντίθετο συμβαίνει όταν το σφάλμα προκύπτει θετικό. Ενδέχεται η παραγωγή να αυξηθεί ακόμα και στην περίπτωση υπερσυχνότητας αν το σφάλμα ελέγχου περιοχής προκύψει αρνητικό σύμφωνα με την προγραμματισμένη ροή φορτίου. Ο υπολογισμός του σφάλματος ελέγχου περιοχής για ένα αυτόνομο σύστημα πραγματοποιείται με τη μέθοδο του επιπέδου ελέγχου συχνότητας στον οποίο δεν υφίστανται ροές φορτίου από άλλα δίκτυα: [2.3]

$$ACE = -K (f_A - f_s)$$

2.2.3 Εντολή ανώτατου επιπέδου παραγωγής σταθμών ΑΠΕ, ΣΗΘΥΑ και υβριδικών σταθμών

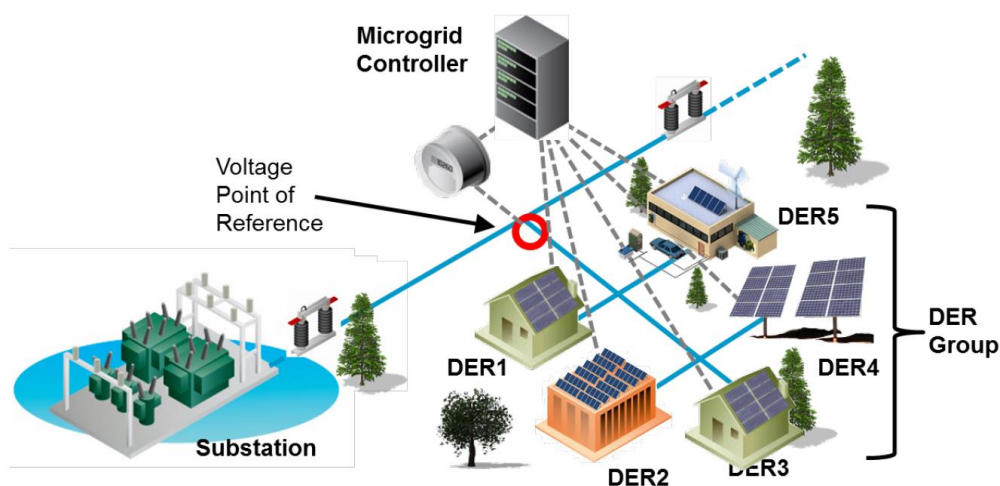
Κατά τον προγραμματισμό της παραγωγής για κάθε ώρα κατανομής υπολογίζεται η δυνατότητα απορρόφησης της παραγόμενης ισχύος από σταθμούς ΑΠΕ λαμβάνοντας υπόψιν τις δηλώσεις των παραγωγών κατά τον κυλιόμενο ημερήσιο ενεργειακό προγραμματισμό και τις προβλέψεις παραγωγής των μη κατανεμόμενων μονάδων. Υπολογίζεται ανά κατηγορία η μέγιστη επιτρεπόμενη εγχεόμενη ισχύς και εκδίδεται εντολή ανώτατου επιπέδου παραγωγής σε κάθε μονάδα ΑΠΕ, η οποία εκφράζεται ως ανά μονάδα της μέγιστης παραγόμενης ισχύος κάθε σταθμού. Σε περίπτωση που δεν είναι εφικτή η ένταξη όλων των μονάδων ΑΠΕ λόγω των δυναμικών περιορισμών για την εξασφάλιση της απαραίτητης στρεφόμενης εφεδρείας του συστήματος και των τεχνικών ελαχίστων των μονάδων που είναι συγχρονισμένες στο δίκτυο, εφαρμόζεται εκ περιτροπής κυλιόμενο πρόγραμμα απένταξης μονάδων, ώστε να διασφαλίζεται η ισότιμη μεταχείριση των παραγωγών σε μηνιαία ή κατά το μέγιστο ετήσια βάση. [2.8]



Εικόνα 2.9 Εφαρμογή εντολής ανώτατου επιπέδου παραγωγής μη κατανεμόμενης μονάδας. [2.10]

2.2.4 Ρύθμιση τάσης

Η χρήση κεντρικού ελεγκτή προσδίδει τη δυνατότητα ελέγχου της ροής ενεργού και αέργου ισχύος και του επιπέδου της τάσης στο σημείο σύνδεσης του υβριδικού σταθμού ή του μικροδικτύου στο δίκτυο, χρησιμοποιώντας τις πληροφορίες των μονάδων παραγωγής με τη χρήση ενός πρωτοκόλλου επικοινωνίας το οποίο είναι κατάλληλο για εφαρμογές διεσπαρμένης παραγωγής. Ο ελεγκτής του υβριδικού σταθμού ή του μικροδικτύου συλλέγει δεδομένα από τις μονάδες παραγωγής και από το μετρητή στο σημείο σύνδεσης του συστήματος στο δίκτυο και καθορίζει την ενεργό και άεργο ισχύ του σταθμού για τη ρύθμιση της συχνότητας και της τάσης στο σημείο σύνδεσης του σταθμού στο το δίκτυο ή στο σημείο κοινής σύνδεσης σε περίπτωση απομακρυσμένης εγκατάστασης. [2.10]

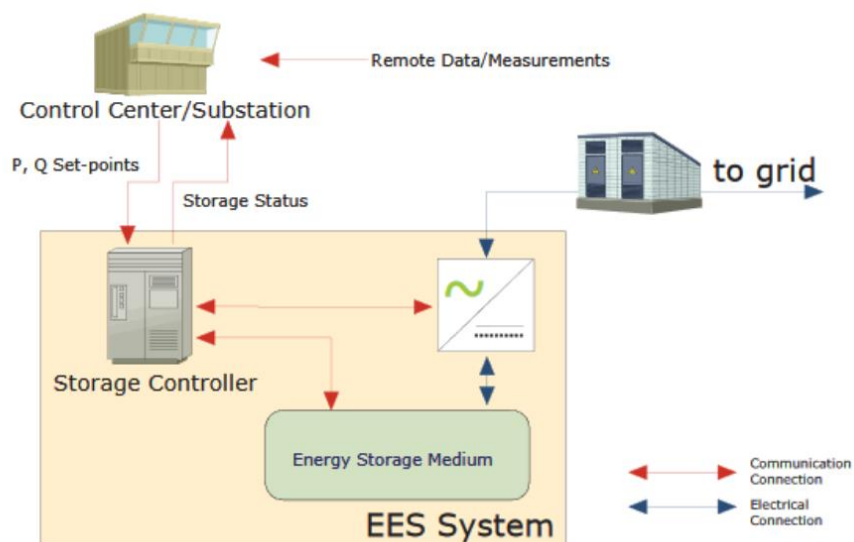


Εικόνα 2.10 Έλεγχος της τάσης στο σημείο κοινής σύνδεσης με χρήση κεντρικού ελεγκτή. [2.10]

2.3 Έλεγχος μονάδας αποθήκευσης ενέργειας

Η μονάδα αποθήκευσης ενέργειας μπορεί να λαμβάνει πληροφορίες από το τοπικό κέντρο ελέγχου σχετικά με την απορρόφηση και την παραγωγή ενεργού και αέργου ισχύος παρέχοντας επικουρικές υπηρεσίες σύμφωνα με τις απαιτήσεις για ρύθμιση της τάσης και της συχνότητας. Ο έλεγχος της μονάδας αποθήκευσης ενέργειας μπορεί επιπλέον να πραγματοποιείται με περισσότερες παραμέτρους, όπως πρόβλεψη της παραγωγής των ΑΠΕ και των τιμών της ενέργειας, ώστε να βελτιστοποιείται η διαδικασία αποθήκευσης και της απόδοσης της ενέργειας στο δίκτυο. [2.11] Ο έλεγχος της οικονομικής λειτουργίας βασίζεται στην ενημέρωση του ελεγκτή της μονάδας αποθήκευσης ενέργειας για τις τρέχουσες τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας και βάσει του τρέχοντος επιπέδου φόρτισης και των προβλέψεων μελλοντικής παραγωγής και ζήτησης, υπολογίζεται ο ρυθμός φόρτισης ή εκφόρτισης. Κατά τη ρύθμιση αυτή μπορούν να λαμβάνονται υπόψιν παράμετροι όπως το αρχικό κόστος της

επένδυσης και το σταθμισμένο κόστος της παραγόμενης ενέργειας του υβριδικού σταθμού ή της μονάδας αποθήκευσης ενέργειας, ώστε να πραγματοποιείται κατά το δυνατόν βέλτιστη και οικονομικότερη διαχείριση. [2.10]



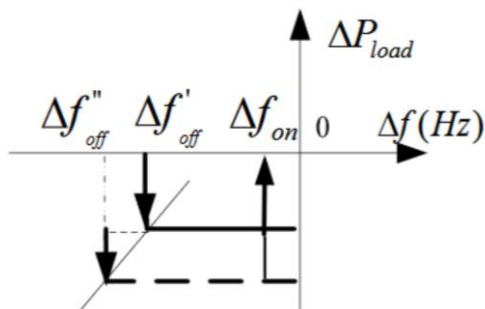
Εικόνα 2.11 Το σύστημα ελέγχου της μονάδας αποθήκευσης ενέργειας δέχεται σήματα ισχύος από το κέντρο ελέγχου και διαχειρίζεται τον τρόπο με τον οποίο γίνεται η παραγωγή ή η απορρόφηση ενεργού και άεργου ισχύος. [2.11]

2.4 Έλεγχος φορτίων

Σε περίπτωση μη επάρκειας των διαθέσιμων ποσοτήτων ισχύος για την κάλυψη του φορτίου ή λόγω βύθισης της συχνότητας ή της τάσης του δικτύου, ο διαχειριστής μπορεί να προβεί στην περικοπή του φορτίου, δημοσιοποιώντας όλα τα στοιχεία σχετικά με την ισχύ, τη χρονική διάρκεια και τις κατηγορίες των καταναλωτών τους οποίους αφορά η εν λόγω ρύθμιση. Η περικοπή του φορτίου μπορεί να πραγματοποιηθεί αυτόματα από διατάξεις ελέγχου λόγω ανίχνευσης υποσυχνότητας ή χαμηλής τάσης, με απευθείας χειρισμούς του διαχειριστή του συστήματος ή με εντολή προς τους εκπροσώπους του φορτίου για περιορισμό της κατανάλωσης σύμφωνα με τα συμφωνηθέντα σε περίπτωση που υπάρχει συμβασιακή υποχρέωση. [2.8]

Η συνηθέστερη εφαρμογή της περικοπής του φορτίου γίνεται για την αντιμετώπιση των αιχμών της ζήτησης κατά την οποία απεντάσσονται συγκεκριμένα φορτία προκειμένου να ανταποκριθεί το σύστημα στην αυξημένη ζήτηση και πραγματοποιείται για τιμές της συχνότητας κάτω από τα 49Hz. Φορτία που χρησιμοποιούνται για τη θέρμανση ενός χώρου

μπορούν να είναι τηλεελεγχόμενα και προκειμένου να είναι γνωστή η διαθέσιμη εφεδρεία του συστήματος είναι απαραίτητο να υπάρχει σύστημα επίβλεψης και διαχείρισης. Επιπλέον, υπάρχει η δυνατότητα ρύθμισης της συχνότητας μέσω της ένταξης και της απένταξης κάθε ομάδας φορτίων, ώστε να πραγματοποιείται σταδιακά ο έλεγχος και σύμφωνα με τις τρέχουσες αποκλίσεις της συχνότητας. [2.12]



Εικόνα 2.12 Σταδιακός έλεγχος αποσύνδεσης φορτίων για μεταβολή της συχνότητας κατά $\Delta f'$ και $\Delta f''$. [2.12]

Στον άμεσο έλεγχο το κριτήριο ένταξης και απένταξης των φορτίων είναι η τιμή της συχνότητας του δικτύου ή η τιμή της τάσης στο σημείο σύνδεσής τους στο δίκτυο. Στην περίπτωση της εφαρμογής έμμεσου ελέγχου αποτρέπονται οι σύντομοι και διαρκείς κύκλοι λειτουργίας δεδομένου ότι καθορίζεται ένα εύρος λειτουργίας όπως συμβαίνει με τη θερμοκρασία για τα θερμικά φορτία. Συγκεκριμένα, μία μέθοδος που καθορίζει τον κύκλο λειτουργίας ενός συνόλου αντλιών θερμότητας είναι μέσω του εύρους των θερμοκρασιών λειτουργίας, η οποία προσδιορίζεται από τη συχνότητα του δικτύου, με αποτέλεσμα να γίνεται ρύθμιση της συχνότητας χωρίς να πραγματοποιείται άμεση ένταξη και απένταξη των φορτίων, μέσω του άνω και κάτω ορίου της θερμοκρασίας λειτουργίας τους:

$$T_{\text{high}} = T_{\text{high,nom}} + k_f \cdot (f_i - f_o)$$

$$T_{\text{low}} = T_{\text{low,nom}} + k_f \cdot (f_i - f_o)$$

$T_{\text{high,nom}}$ = Η τιμή αναφοράς για τη ρύθμιση του άνω ορίου της θερμοκρασίας.

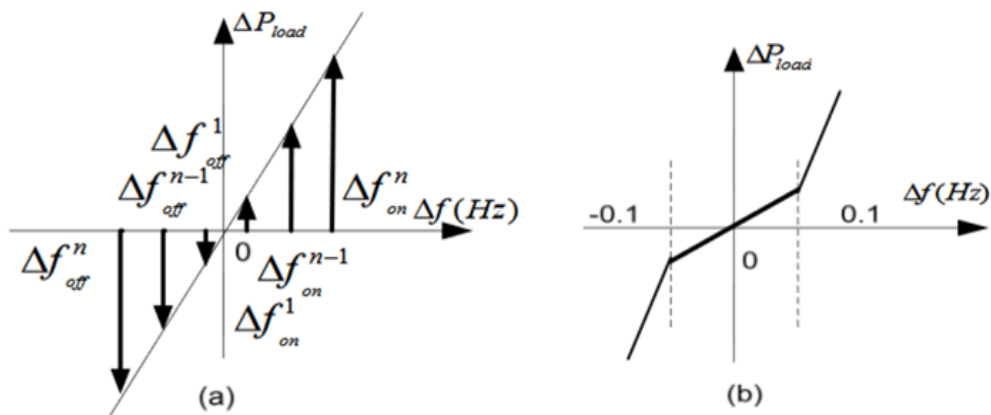
$T_{\text{low,nom}}$ = Η τιμή αναφοράς για τη ρύθμιση του κάτω ορίου της θερμοκρασίας.

k_f = Ο θετικός συντελεστής σύμφωνα με τον οποίο πολλαπλασιάζεται η διαφορά της συχνότητας από τη συχνότητα αναφοράς.

f_o = Η ονομαστική συχνότητα.

f_i = Η τρέχουσα τιμή της συχνότητας.

Ο συντελεστής k_f καθορίζει την ταχύτητα απόκρισης στις μεταβολές της συχνότητας των ορίων λειτουργίας των θερμικών φορτίων με τυπικές τιμές $k_f=20^\circ\text{C}/\text{Hz}$, ανάλογα με το πλήθος της εγκατεστημένης ισχύος των ελεγχόμενων φορτίων και το σύστημα στο οποίο πραγματοποιείται η ρύθμιση. Ο έλεγχος αυτός μπορεί να πραγματοποιηθεί τόσο σε περίπτωση εμφάνισης υποσυχνότητας όσο και στην περίπτωση υπερσυχνότητας. [2.12]



Εικόνα 2.13 Αύξηση του συντελεστή k_f , ώστε η ένταξη και η απένταξη των φορτίων να είναι ταχύτερη για αποκλίσεις της συχνότητας μεγαλύτερες από $\pm 0,1\text{Hz}$. [2.12]

Κεφάλαιο 3

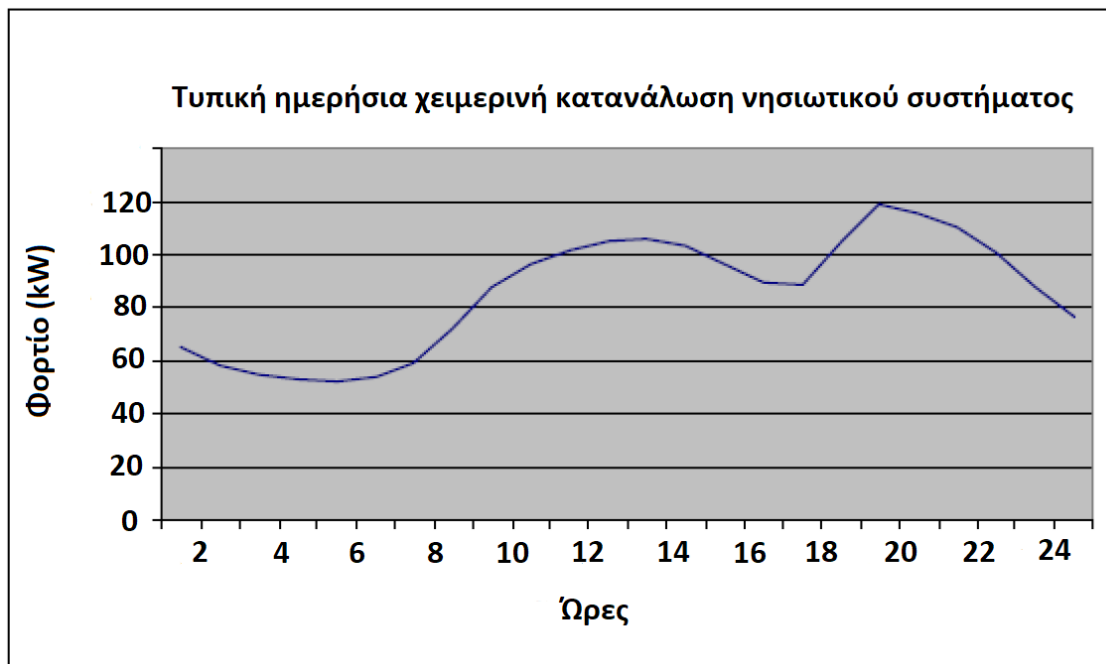
Μη διασυνδεδεμένα νησιωτικά συστήματα

3.1 Ενεργειακές απαιτήσεις μη διασυνδεδεμένων νησιών

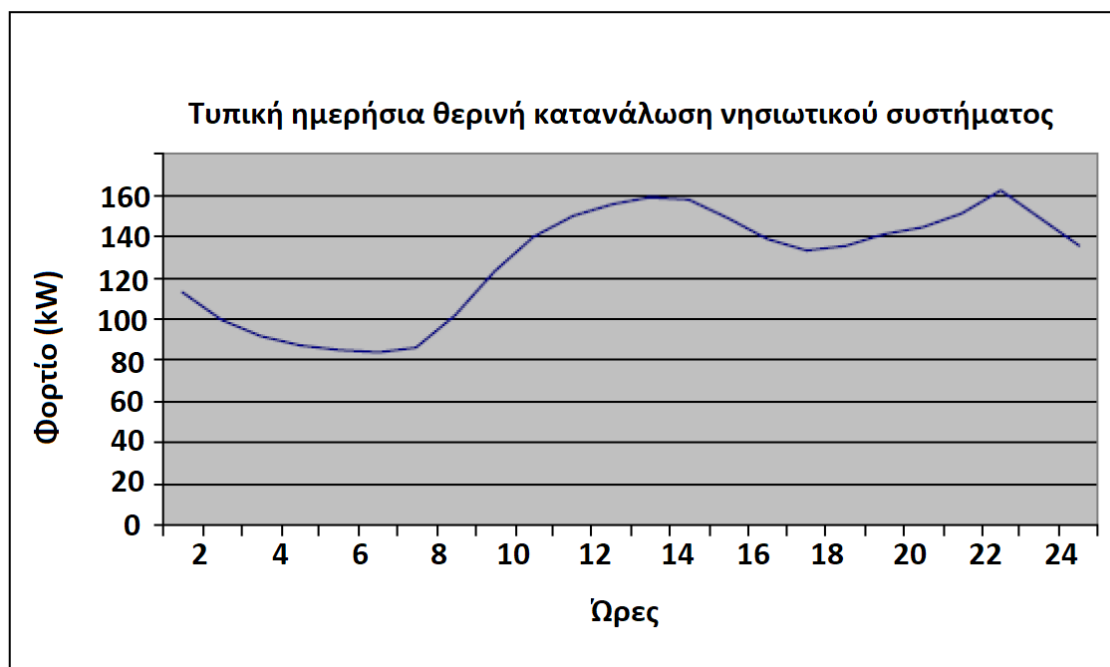
Τα περισσότερα μη διασυνδεδεμένα νησιά της Ελλάδας καλύπτουν τις ανάγκες ηλεκτροδότησής τους κυρίως από θερμικές μονάδες με καύσιμο πετρέλαιο ή μαζούτ, γεγονός που αποτελεί κοστοβόρο επιλογή οδηγώντας το μοναδιαίο κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας σε τιμές πάνω από 200€/MWh, κυρίως στα μικρά νησιωτικά συστήματα. Η διείσδυση των ΑΠΕ στα αυτόνομα δίκτυα, λόγω της αδιάλειπτης λειτουργίας των υφιστάμενων θερμικών μονάδων για λόγους αξιοπιστίας, επαρκούς στρεφόμενης εφεδρείας και της έλλειψης αποθηκευτικών μονάδων ενέργειας, περιορίζεται σε ποσοστό 25-30%. Η ημερήσια ενεργειακή κατανάλωση κάθε νησιού αυξάνεται κατά τη θερινή περίοδο λόγω επιπλέον ενεργειακών απαιτήσεων συγκριτικά με τις άλλες περιόδους, ενώ κάθε χρόνο πραγματοποιείται αύξηση της αιχμής της ζήτησης κάτι που προβλέπεται να συνεχιστεί τα επόμενα χρόνια. (Εικόνα 3.1) - (Εικόνα 3.6) (Πίνακας 3.1) [3.1]

Πίνακας 3.1 Πρόβλεψη ενεργειακής κατανάλωσης στα μη διασυνδεδεμένα νησιά (2011 – 2020) [3.1]

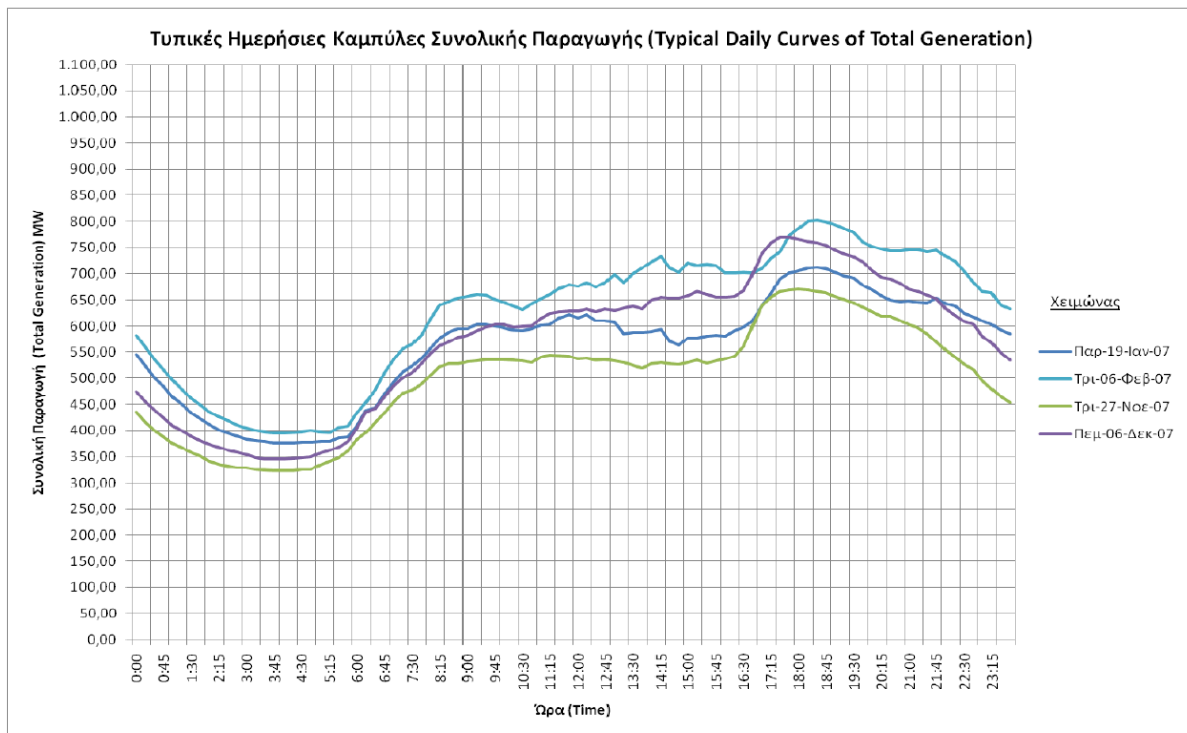
Έτος	Κρήτη			Ρόδος			Υπόλοιπα ΜΔΝ	
	GWh	Ετήσια Αύξηση	Αιχμή (MW)	GWh	Ετήσια Αύξηση	Αιχμή (MW)	GWh	Ετήσια Αύξηση (%)
2011	3680	4.9	780	929	5	248	2232	4.7
2012	3875	5.3	820	972	4.6	259	2337	4.7
2013	4049	4.5	855	1019	4.9	271	2447	4.7
2014	4224	4.3	890	1066	4.6	283	2557	4.5
2015	4422	4.7	930	1114	4.5	295	2672	4.5
2016	4621	4.5	970	1167	4.7	308	2779	4
2017	4843	4.8	1015	1219	4.5	321	2895	4.2
2018	5041	4.1	1055	1272	4.3	334	3017	4.2
2019	5268	4.5	1100	1329	4.5	348	3141	4.1
2020	5495	4.3	1145	1385	4.2	362	3270	4.1



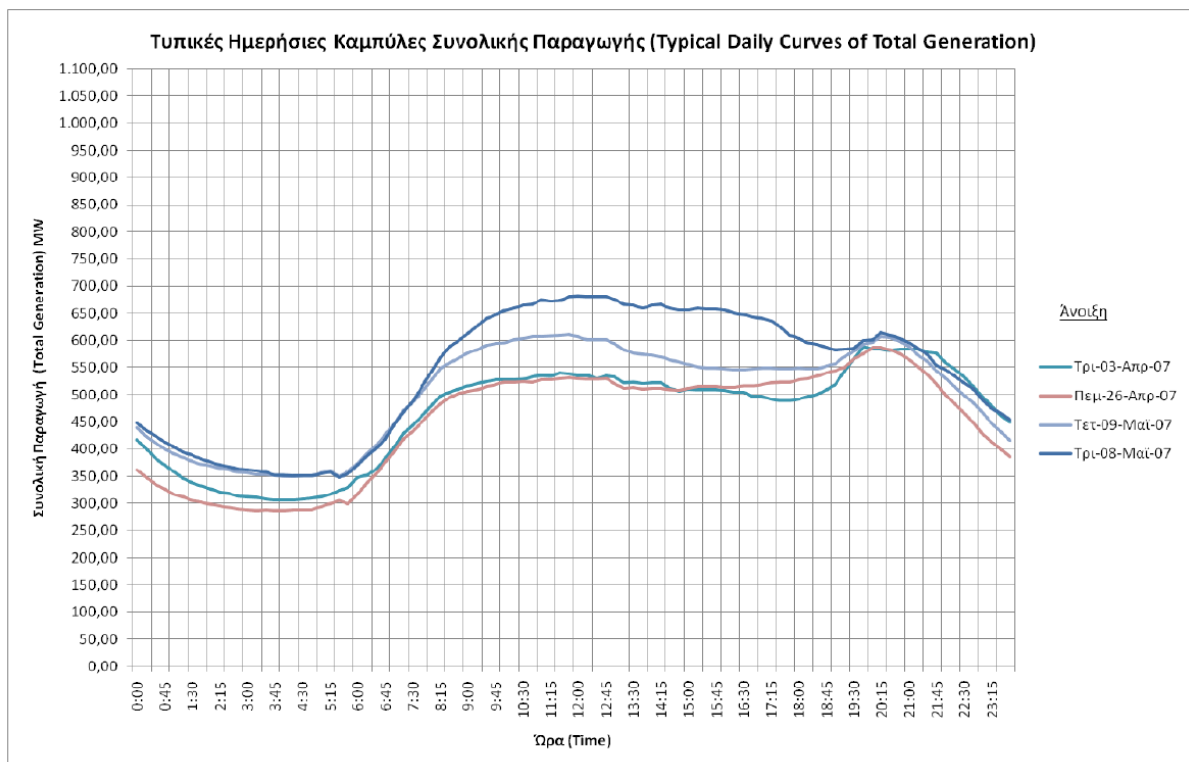
Εικόνα 3.1 Τυπική ημερήσια χειμερινή κατανάλωση νησιωτικού συστήματος με αιχμή 120kW. [3.1]



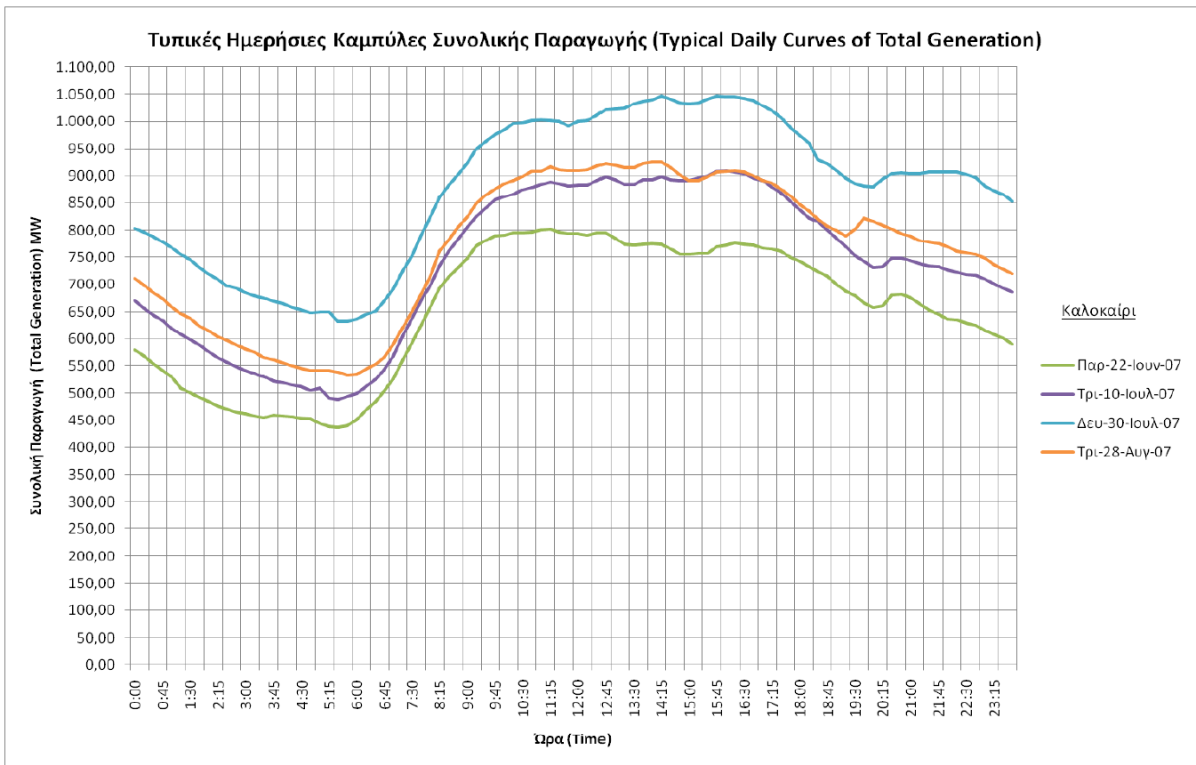
Εικόνα 3.2 Τυπική ημερήσια θερινή κατανάλωση νησιωτικού συστήματος με αιχμή 165kW. [3.1]



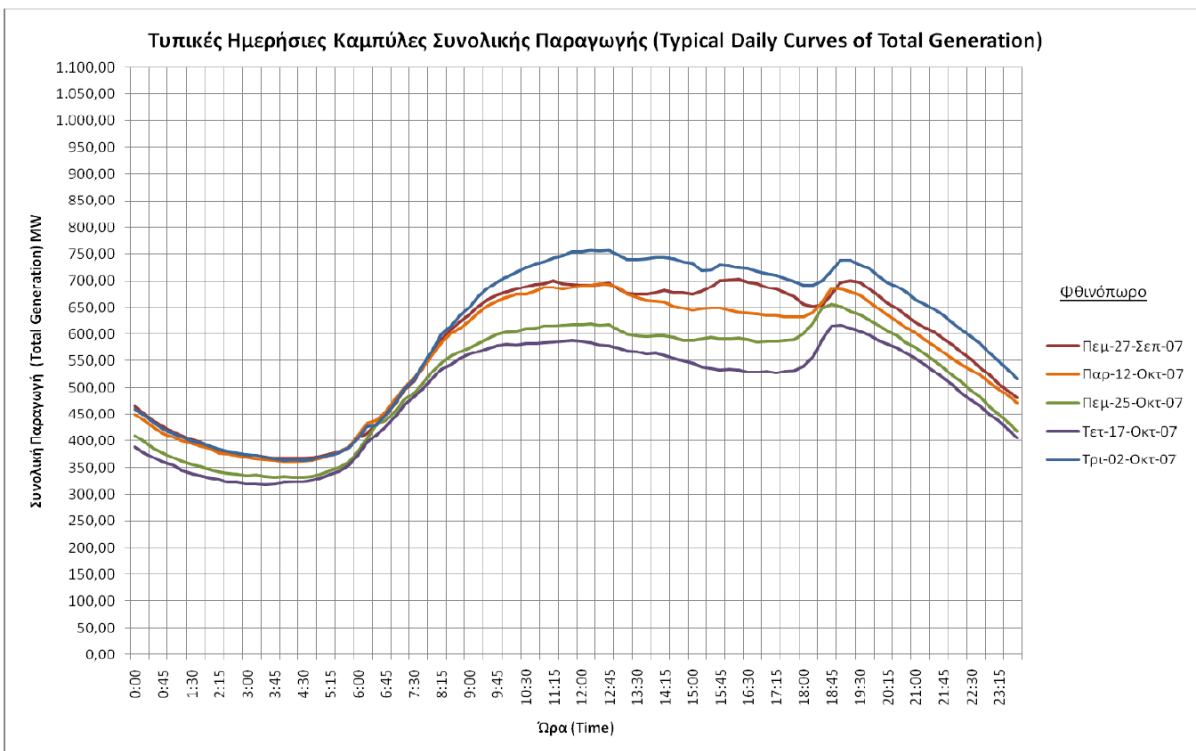
Εικόνα 3.3 Χειμερινές ημερήσιες τυπικές καμπύλες φορτίου για το σύστημα της Κύπρου το έτος 2007. [3.2]



Εικόνα 3.4 Εαρινές τυπικές ημερήσιες καμπύλες φορτίου για το σύστημα της Κύπρου το έτος 2007. [3.2]



Εικόνα 3.5 Θερινές τυπικές ημερήσιες καμπύλες φορτίου για το σύστημα της Κύπρου το έτος 2007. [3.2]



Εικόνα 3.6 Φθινοπωρινές τυπικές ημερήσιες καμπύλες φορτίου για το σύστημα της Κύπρου το έτος 2007. [3.2]

3.2 Μη διασυνδεδεμένα νησιωτικά συστήματα της Ελλάδος

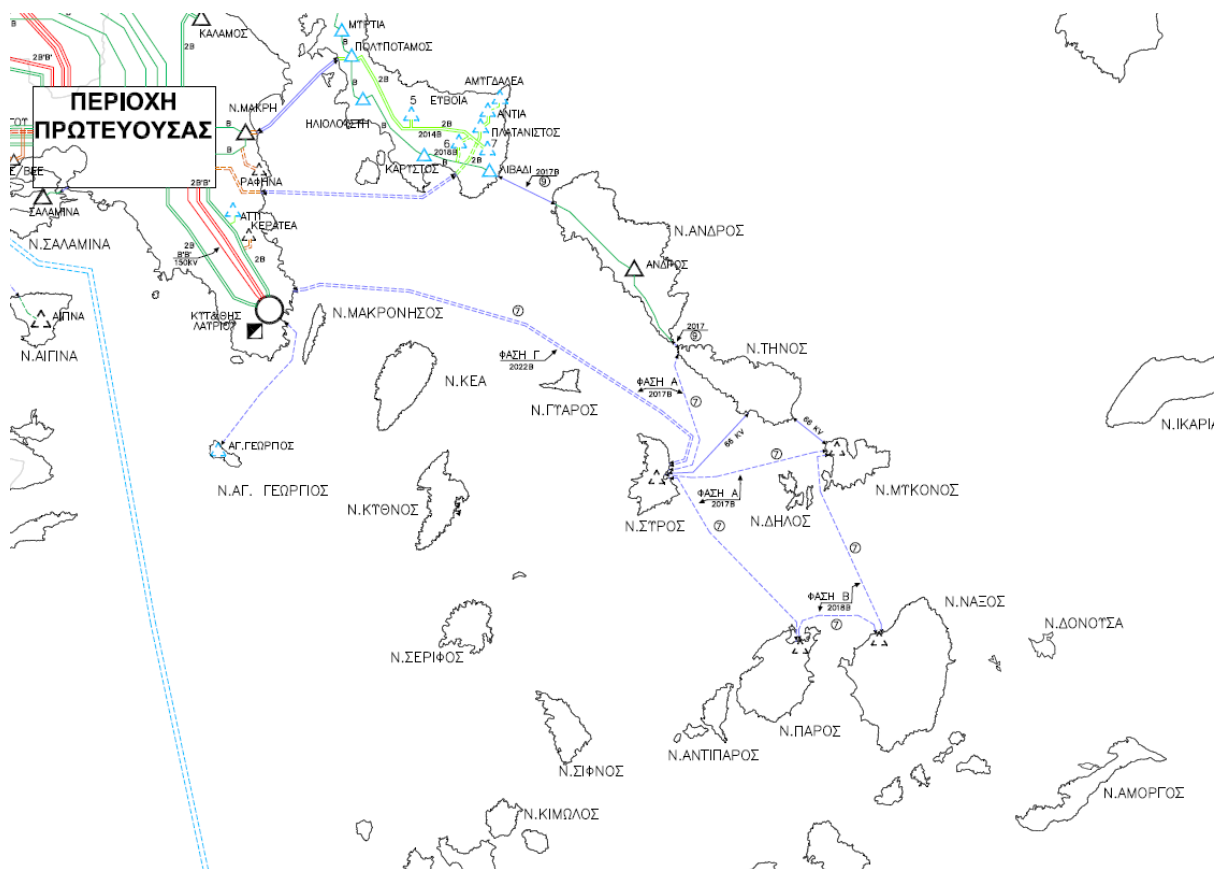
Στην Ελλάδα ανήκουν 60 μη διασυνδεδεμένα νησιά τα οποία απαρτίζουν 32 αυτόνομα νησιωτικά συστήματα. (Εικόνα 3.7) Στο άμεσο μέλλον τα στοιχεία αυτά πρόκειται να αλλάξουν, εφόσον έχει ήδη ξεκινήσει η διασύνδεση των Κυκλάδων με το ηπειρωτικό σύστημα, με τη διασύνδεση της Κρήτης να ακολουθεί.



Εικόνα 3.7 Αυτόνομα συστήματα μη διασυνδεδεμένων ελληνικών νησιών. [3.3]

Η Α΄ Φάση της διασύνδεσης του ΚΥΤ Λαυρίου με τον υποσταθμό της Σύρου και του υποσταθμού της Σύρου με τον υποσταθμό της Πάρου ολοκληρώθηκε το Μάρτιο του 2018 και θα συνεχιστεί η Β΄, Γ΄ και Δ΄ φάση μέχρι την ολοκλήρωση της τελικής διασύνδεσης των

Κυκλάδων με το ηπειρωτικό σύστημα. (Εικόνα 3.8) [3.4] Επομένως τα νησιά: Σύρος, Πάρος, Νάξος, Αντίπαρος, Κουφονήσια, Σχοινούσα, Ηρακλειά, Σίκινος, Φολέγανδρος και Ίος είναι διασυνδεδεμένα με το ηπειρωτικό σύστημα, λόγω του συμπλέγματος διασύνδεσης της Πάρου με τα υπόλοιπα. Στη συνέχεια θα προστεθεί στα διασυνδεδεμένα νησιά η Μύκονος με τη Δήλο και τη Ρήνια όπως και η Κρήτη με τη μικρή και τη μεγάλη διασύνδεσή της με την Πελοπόννησο και την Αθήνα αντίστοιχα. [3.5]



Εικόνα 3.8 Διασύνδεση Κυκλάδων με το ηπειρωτικό σύστημα. [3.4]

3.3 Κώδικας διαχείρισης μη διασυνδεδεμένων νησιών

3.3.1 Λειτουργικές απαιτήσεις μονάδων παραγωγής

Ο διαχειριστής του δικτύου πρέπει να εξασφαλίζει ότι η ενεργός τιμή της τάσης στο σημείο σύνδεσης των σταθμών παραγωγής πρέπει να βρίσκεται εντός των ορίων $\pm 10\%$ της ονομαστικής. Όσον αφορά στα όρια της συχνότητας επιβάλλεται κατά το 95% της χρονικής

διάρκειας μίας εβδομάδας να βρίσκεται μεταξύ των 49 και 51Hz, ενώ πρέπει διαρκώς να βρίσκεται μεταξύ των 42,5 και 57,5Hz. Οι μονάδες παραγωγής του συστήματος οφείλουν να λειτουργούν σε συχνότητες κυμαινόμενες από 48,5 έως 51,5Hz και να παραμένουν συγχρονισμένες στο δίκτυο σε περίπτωση διακύμανσης της συχνότητας μεταξύ των 47,5–48,5Hz και 51,5–52Hz για διάστημα 15 δευτερολέπτων ή σε περίπτωση μεταβολής της συχνότητας με ρυθμό το πολύ 1Hz/sec εντός των αποδεκτών ορίων. [3.6]

3.3.2 Επικουρικές υπηρεσίες

Οι επικουρικές υπηρεσίες σχετίζονται με την ασφαλή λειτουργία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας και τη διασφάλιση της ποιότητας της παρεχόμενης ισχύος. Προσφέρονται από συγκεκριμένες μονάδες παρέχοντας:

- A) Εφεδρεία πρωτεύουσας ρύθμισης
- B) Εφεδρεία δευτερεύουσας ρύθμισης
- Γ) Εφεδρεία τριτεύουσας ρύθμισης – Στρεφόμενη και μη
- Δ) Ρύθμιση τάσης
- E) Επανεκκίνηση του συστήματος
- ΣΤ) Ψυχρή εφεδρεία

Η πρωτεύουσα ρύθμιση είναι η αυτόματη διορθωτική λειτουργία των μονάδων παραγωγής, μέσω των ρυθμιστών στροφών ή των ηλεκτρονικών ισχύος, για την αποκατάσταση των αποκλίσεων της συχνότητας του δικτύου από την συχνότητα αναφοράς. Με τη ρύθμιση αυτή επιδιώκεται η εξισορρόπηση της συνολικής παραγωγής με τη ζήτηση και η επαναφορά της συχνότητας στο επίπεδο της ονομαστικής, εντός 15 δευτερολέπτων από την εμφάνιση της διαταραχής. Η εφεδρεία πρωτεύουσας ρύθμισης είναι το εύρος της ρυθμιζόμενης ισχύος από τις μονάδες παραγωγής και τα φορτία με δέσμευση συμμετοχής στην πρωτεύουσα ρύθμιση, που πρέπει να αποδώσουν, να περιορίσουν ή να απορροφήσουν εντός του προδιαγεγραμμένου χρόνου της πρωτεύουσας ρύθμισης με τη δυνατότητα διατήρησης της υπηρεσίας για τουλάχιστον 15 λεπτά.

Η δευτερεύουσα ρύθμιση συχνότητας είναι η ρύθμιση της παραγωγής των μονάδων από τα κέντρα ελέγχου ενέργειας, σε διάστημα εντός 5 λεπτών από την εμφάνιση της διαταραχής, αποσκοπώντας στην ελαχιστοποίηση της απόκλισης της συχνότητας από την ονομαστική. Η

εφεδρεία δευτερεύουσας ρύθμισης είναι το εύρος της τηλερυθμιζόμενης ισχύος, εντός του προδιαγεγραμμένου χρόνου της δευτερεύουσας ρύθμισης, με τη δυνατότητα διατήρησης της υπηρεσίας για τουλάχιστον 20 λεπτά.

Η τριτεύουσα ρύθμιση πραγματοποιείται προκειμένου να αποκατασταθεί η δευτερεύουσα εφεδρεία του συστήματος εντός 7 λεπτών, ύστερα από σχετική εντολή σύμφωνα με την ημερήσια κατανομή. Η εφεδρεία τριτεύουσας ρύθμισης είναι το εύρος της παραγόμενης ισχύος των μονάδων για την παροχή τριτεύουσας ρύθμισης, με τη δυνατότητα διατήρησης της υπηρεσίας για τουλάχιστον 4 ώρες.

Προκειμένου να γίνει ρύθμιση της τάσης, πρέπει να υπάρχει διαθέσιμη στατική και δυναμική εφεδρεία αέργου ισχύος. Η ρύθμιση πραγματοποιείται με ευθύνη του διαχειριστή του συστήματος κάνοντας χρήση συστημάτων αλλαγής τάσης υπό φορτίο, μεταβάλλοντας τη θέση των μεταγωγέων των μετασχηματιστών, εντάσσοντας ή διακόπτοντας γραμμές, κάνοντας χρήση ηλεκτρονικών συστημάτων αντιστάθμισης (Static Var Compensator-SVC) ή άλλων συστημάτων παραγωγής αέργου ισχύος και ενεργοποιώντας ή απενεργοποιώντας τις αυτεπαγωγές των πυκνωτών. Η ρύθμιση της παραγωγής αέργου ισχύος μπορεί να γίνει τοπικά ή κεντρικά, χειροκίνητα ή αυτόματα.

Η εκκίνηση του συστήματος μετά από διακοπή της λειτουργίας του πραγματοποιείται με τη δυνατότητα των μονάδων να επαναφέρουν το δίκτυο εντός μιας ώρας το μέγιστο, εάν πρόκειται για μηχανή εσωτερικής καύσης με καύσιμο diesel εντός 30 λεπτών ή εντός 15 λεπτών εάν πρόκειται για αεριοστροβιλική, υδροηλεκτρική και γενικά κατανεμόμενη μονάδα υβριδικού σταθμού.

Η ψυχρή εφεδρεία αποτελεί το σύνολο της ισχύος των μονάδων παραγωγής που παραμένουν εκτός λειτουργίας σε κατάσταση αναμονής, μέχρις ότου είναι απαραίτητη η ένταξή τους στο σύστημα. [3.6]

3.3.3 Κέντρα ελέγχου ενέργειας μη διασυνδεδεμένων νησιών

Οι βασικές λειτουργίες προγραμματισμού και διαχείρισης των ηλεκτρικών συστημάτων των μη διασυνδεδεμένων νησιών πραγματοποιούνται στα τοπικά και στα κεντρικά κέντρα ελέγχου ενέργειας. Ο σχεδιασμός γίνεται ώστε να καλύπτονται οι απαραίτητες λειτουργίες για τη μέτρηση και την καταγραφή των κρίσιμων μεγεθών της λειτουργίας των σταθμών παραγωγής, όπως η ποσότητα των καυσίμων, οι μετρήσεις των μονάδων αποθήκευσης

ενέργειας και άλλων σημαντικών λειτουργικών στοιχείων του συστήματος, αλλά και των μεγεθών που είναι απαραίτητα για τις συναλλαγές και την εκκαθάριση της αγοράς. Το κεντρικό πληροφοριακό σύστημα εγκαθίσταται στα κεντρικά κέντρα ελέγχου, όπου γίνεται η συλλογή και η επεξεργασία των δεδομένων από τα τοπικά κέντρα ελέγχου, η επικοινωνία με τους συμμετέχοντες στην αγορά των μη διασυνδεδεμένων νησιών, παραγωγούς και εκπροσώπους φορτίου, προκειμένου να διαμορφωθεί ο ημερήσιος ενεργειακός προγραμματισμός και να αποσταλλεί στα τοπικά κέντρα ελέγχου και στους ενδιαφερόμενους φορείς. Επιπλέον, το πληροφοριακό σύστημα συνδέεται με το σύστημα τηλεμέτρησης, το οποίο λαμβάνει μετρήσεις από όλες τις μονάδες παραγωγής, συμβατικές, ΑΠΕ και τους υβριδικούς σταθμούς. Τα τοπικά κέντρα ελέγχου ενέργειας, διαθέτουν συστήματα εποπτείας και συλλογής δεδομένων, όπως και τη δυνατότητα αποστολής εντολών λειτουργίας σε στοιχεία του εξοπλισμού του συστήματος, όπως γίνεται με το σύστημα αυτόματης ρύθμισης παραγωγής (AGC), το οποίο πραγματοποιεί τη ρύθμιση φορτίου-συχνότητας, εφαρμόζοντας δευτερεύουσα και τριτεύουσα ρύθμιση, την οικονομική κατανομή φορτίου σε πραγματικό χρόνο και την παρακολούθηση και ανακατανομή των εφεδρειών του συστήματος. Το σύστημα αυτόματης ρύθμισης παραγωγής αποτελεί βασικό μηχανισμό ελέγχου του δικτύου, εκδίδοντας υποδείξεις κατανομής ισχύος στις μονάδες παραγωγής και περιορισμού της παραγωγής των μη κατανεμόμενων μονάδων, αξιοποιώντας το απαραίτητο λογισμικό με τους αλγόριθμους ελέγχου, βασιζόμενο στις μετρήσεις πραγματικού χρόνου του συστήματος SCADA. [3.6]

3.3.4 Κυλιόμενος ημερήσιος ενεργειακός προγραμματισμός

Σκοπός του κυλιόμενου ενεργειακού προγραμματισμού είναι η μεγιστοποίηση της ένταξης της παραγωγής από σταθμούς ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ, ικανοποιώντας τα τεχνικά κριτήρια των κατανεμόμενων μονάδων και τους λειτουργικούς περιορισμούς του δικτύου. Για τον καθορισμό του ημερήσιου ενεργειακού προγραμματισμού λαμβάνονται υπόψιν οι αποδεκτές δηλώσεις παραγωγής, η διαθεσιμότητα των μονάδων σύμφωνα με το εγκεκριμένο πρόγραμμα συντήρησης και οι τεχνικές παράμετροι των κατανεμόμενων μονάδων, όπως η τεχνικά ελάχιστη παραγωγή και οι ρυθμοί μεταβολής της παραγωγής κάθε μονάδας. Επιπλέον, λαμβάνονται υπόψιν τα οικονομικά δεδομένα των κατανεμόμενων μονάδων, όπως καθορίζονται από την καμπύλη μεταβλητού κόστους παραγωγής, το κόστος εκκίνησης και συγχρονισμού από ψυχρή ή ενδιάμεση κατάσταση αναμονής και το κόστος επικουρικών υπηρεσιών. Σύμφωνα με τον ενεργειακό προγραμματισμό πρέπει το άθροισμα των

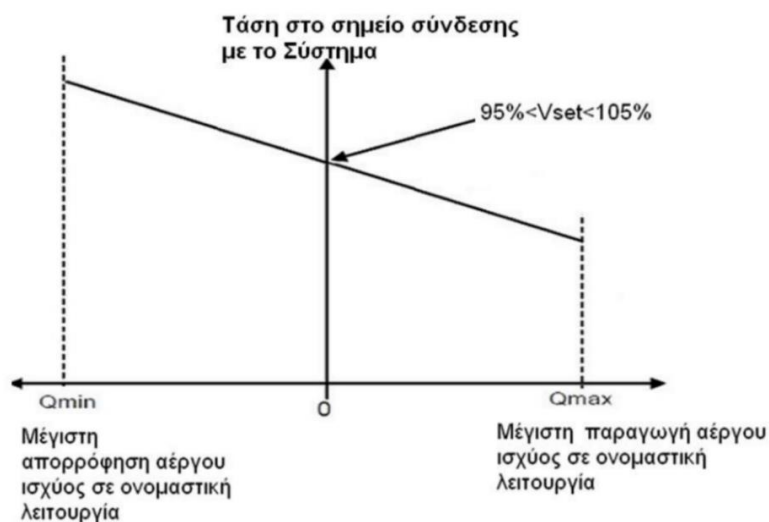
ποσοτήτων ενέργειας που παράγεται από τις κατανεμόμενες και μη μονάδες να είναι ίσο με το συνολικό φορτίο, συμπεριλαμβανομένων των απωλειών και της ζήτησης των σταθμών αποθήκευσης ενέργειας για κάθε ώρα της ημέρας κατανομής και η κάλυψη των απαιτήσεων πρωτεύουσας, δευτερεύουσας, τριτεύουσας και ψυχρής εφεδρείας πρέπει να είναι τουλάχιστον ίση με αυτή που προβλέπεται από τον ημερήσιο ενεργειακό προγραμματισμό. [3.6]

3.3.5 Ημερήσια κατανομή

Η διαδικασία της κατανομής αναφέρεται στον προγραμματισμό της λειτουργίας των κατανεμόμενων μονάδων με χρονικό ορίζοντα τεσσάρων ωρών και στη διαχείριση του συστήματος για τη διείσδυση της παραγόμενης ισχύος από μη κατανεμόμενους σταθμούς, ώστε να διασφαλίζεται η αξιόπιστη λειτουργία του δικτύου, η ποιοτική τροφοδοσία του φορτίου και η μεγιστοποίηση της απορροφώμενης ισχύος από ΑΠΕ. Ο διαχειριστής του δικτύου λαμβάνει πληροφορίες σε πραγματικό χρόνο για την ποσότητα της παραγωγής κάθε μονάδας που εγχέεται στα σημεία σύνδεσής της στο δίκτυο, την ποσότητα της ισχύος που απορροφάται από τα φορτία και από τους υβριδικούς σταθμούς για τη φόρτιση των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας, την παροχή επικουρικών υπηρεσιών των κατανεμόμενων μονάδων και τη διακύμανση της συχνότητας και της τάσης σε σημαντικούς κόμβους του δικτύου. Η διαδικασία ελέγχου της λειτουργίας του συστήματος σε πραγματικό χρόνο περιλαμβάνει τον επαναπροσδιορισμό του επιπέδου παραγωγής των κατανεμόμενων μονάδων με στόχο την επίτευξη της εφεδρείας δευτερεύουσας και τριτεύουσας ρύθμισης. Η αυτόματη ρύθμιση της παραγωγής ενεργοποιείται όταν η συχνότητα αποκλίνει από το αποδεκτό εύρος τιμών και διενεργούνται χειρισμοί για την πραγματοποίηση της δευτερεύουσας ρύθμισης και την επίτευξη της τριτεύουσας εφεδρείας στο βαθμό που είναι εφικτό. Τα αποτελέσματα του προγράμματος κατανομής αφορούν το συγχρονισμό, τον αποσυγχρονισμό ή την παραμονή μιας κατανεμόμενης μονάδας στο δίκτυο, την ενέργεια που καθορίζεται να παράγουν οι κατανεμόμενες και μη μονάδες, όπως και η ενέργεια που προγραμματίζεται να απορροφήσουν οι μονάδες αποθήκευσης ενέργειας στη διάρκεια μίας ώρας. Αν καθορίζονται οι τιμές της ενεργού και αέργου ισχύος μίας κατανεμόμενης μονάδας, αυτές αναφέρονται στο σημείο σύνδεσής της στο δίκτυο, ενώ όσον αφορά την παραγωγή αέργου ισχύος ενδέχεται να καθορίζεται μέσω της τιμής της τάσης που πρέπει να επιτευχθεί στο σημείο σύνδεσης της μονάδας στο δίκτυο ή για τις απομακρυσμένες μονάδες ΑΠΕ στο σημείο κοινής σύνδεσης. [3.6]

3.3.6 Τεχνικές ρυθμίσεις και περιορισμοί μη κατανεμόμενων μονάδων

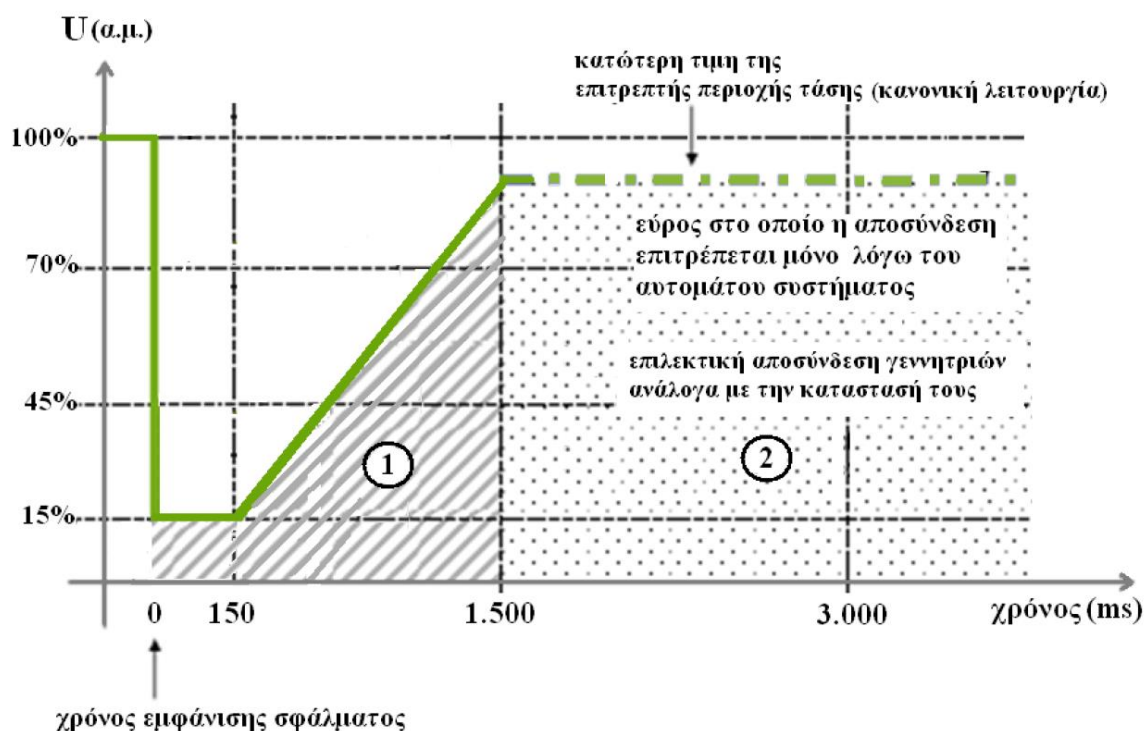
Όσον αφορά στις επικουρικές υπηρεσίες των μη κατανεμόμενων μονάδων είναι δεσμευτικό να πραγματοποιούν ρύθμιση της τάσης, ενώ δύναται να παρέχουν εφεδρεία για τη ρύθμιση της συχνότητας, εφόσον έχει πραγματοποιηθεί συμφωνία με τον παραγωγό και το διαχειριστή του συστήματος και σε περίπτωση υποσυχνότητας, αν λειτουργούν υπό περιορισμένη ισχύ να αυξάνουν την παραγωγή ή να πραγματοποιείται περικοπή της εγχεόμενης ισχύος σε ενδεχόμενη υπερσυχνότητα. Η ρύθμιση της τάσης γίνεται με έγχυση ή απορρόφηση αέργου ισχύος και πρέπει να πραγματοποιηθεί σε περίπτωση απόκλισης κατά $\pm 10\%$ από την ονομαστική. Αν το σημείο σύνδεσης του σταθμού παραγωγής με το δίκτυο βρίσκεται σε μεγάλη απόσταση από το σημείο κοινής σύνδεσης, γίνεται στήριξη της τάσης σύμφωνα με τη μέτρησή της στο σημείο κοινής σύνδεσης. Για τους αιολικούς σταθμούς πρέπει να υπάρχει η δυνατότητα ρύθμισης της τάσης μέσω το συστήματος αυτόματης ρύθμισης της τάσης, το οποίο ελέγχει την τάση, το συντελεστή ισχύος και την άεργο ισχύ, σύμφωνα με τη χαρακτηριστική τάσης-αέργου ισχύος. (Εικόνα 3.9) [3.8]



Εικόνα 3.9 Χαρακτηριστική τάσης-αέργου ισχύος. [3.8]

Οι ανεμογεννήτριες που συνδέονται στο δίκτυο πρέπει να έχουν τη δυνατότητα αδιάλειπτης λειτουργίας κατά την εμφάνιση σφάλματος, εξασφαλίζοντας ότι μπορούν να παραμείνουν συνδεδεμένες στο δίκτυο υπό χαμηλή τάση. Συμμετρικές ή ασύμμετρες βυθίσεις της τάσης λόγω σφαλμάτων ή διαταραχών δεν πρέπει να οδηγούν σε αστάθεια ή αποσύνδεση των ανεμογεννητριών, όταν η τάση βρίσκεται εντός της περιοχής των επιτρεπτών τιμών. Σε περίπτωση σφάλματος κατά το οποίο η τάση μπορεί να γίνει μικρότερη του 15% της

ονομαστικής, επιτρέπεται η αποσύνδεση της ανεμογεννήτριας, της οποίας ο χρόνος επανασυγχρονισμού πρέπει να είναι μικρότερος των δύο δευτερολέπτων με ρυθμό ανάληψης ενεργού ισχύος 10 έως 20% της ονομαστικής ανά δευτερόλεπτο. (Εικόνα 3.10)



Εικόνα 3.10 Καμπύλη τάσης για αδιάλειπτη λειτουργία της ανεμογεννήτριας. Σύντομη αποσύνδεση επιτρέπεται για τιμές της τάσης στην περιοχή 1 για διάστημα εντός 1,5s και της περιοχής 2 για χρόνο μεγαλύτερο από 1,5s μετά την εμφάνιση του σφάλματος. [3.6]

Όσον αφορά τις φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις, οι αντιστροφείς πρέπει να παραμένουν συνδεδεμένοι για όρια τάσης -20% έως $+15\%$ της ονομαστικής και για μεταβολή της συχνότητας από 47,5 έως 51Hz, ενώ στην περίπτωση της υπέρβασης των παραπάνω ορίων είναι υποχρεωτικό να τίθενται εκτός λειτουργίας, πραγματοποιώντας αυτόματη απόζευξη σε χρόνο μικρότερο από 0,5s και η επανάζευξη τους, μετά την επαναφορά της τάσης και της συχνότητας πρέπει να γίνεται σε χρόνο μεγαλύτερο των 3 λεπτών. Η ολική αρμονική παραμόρφωση του ρεύματος δεν πρέπει να υπερβαίνει το 5%, ενώ για τους μετατροπείς που δε διαθέτουν μετασχηματιστή απομόνωσης η έγχυση συνεχούς ρεύματος πρέπει να περιορίζεται στο 0,5% του ονομαστικού. Επιπλέον, είναι απαραίτητη η ύπαρξη προστασίας έναντι νησιδοποίησης, παρακολουθώντας την κατάσταση του δικτύου μέσω μετρήσεων της τάσης, της συχνότητας και της σύνθετης αντίστασης των γραμμών, πραγματοποιώντας αυτόματη αποσύνδεση και επανασύνδεση με χρονική καθυστέρηση 3 λεπτών για λόγους προστασίας μετά από την επαναφορά του δικτύου. [3.6]

3.3.7 Κανόνες ένταξης σταθμών ΑΠΕ, ΣΗΘΥΑ και υβριδικών σταθμών μη ελεγχόμενης παραγωγής

Ο διαχειριστής του συστήματος υπολογίζει το ανώτατο επίπεδο παραγωγής λόγω δυναμικών περιορισμών $P_{C,t}$ των σταθμών ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ που είναι δυνατόν να απορροφηθεί από το δίκτυο για κάθε ώρα και τη μέγιστη επιτρεπόμενη παραγωγή λόγω τεχνικών ελαχίστων των συγχρονισμένων μονάδων στο δίκτυο. Η μέγιστη επιτρεπόμενη παραγωγή λόγω δυναμικών περιορισμών για το σύνολο των σταθμών ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ μη ελεγχόμενης παραγωγής είναι:

$$P_{C,t} = C \cdot P_{K,t}$$

C = Ο συντελεστής μέγιστης ωριαίας διείσδυσης μονάδων ΑΠΕ λόγω εφεδρειών.

$P_{K,t}$ = Η συνολική μέγιστη ικανότητα παραγωγής όλων των συγχρονισμένων μονάδων στο δίκτυο κατανεμόμενων και μη την ώρα t .

Η μέγιστη επιτρεπόμενη παραγωγή ΑΠΕ, ΣΗΘΥΑ και υβριδικών σταθμών λόγω τεχνικών ελαχίστων είναι:

$$P_{TE,t} = P_{L,t} - P_{TE,Kt}$$

$P_{L,t}$ = Η συνολική ισχύς του φορτίου την ώρα t .

$P_{TE,Kt}$ = Το άθροισμα των τεχνικών ελαχίστων όλων των κατανεμόμενων μονάδων, των μονάδων ΑΠΕ, ΣΗΘΥΑ και των υβριδικών σταθμών την ώρα t .

Υπολογίζεται η μέγιστη ισχύς των μονάδων ΑΠΕ, ΣΗΘΥΑ και των υβριδικών σταθμών που μπορεί να απορροφηθεί προκύπτει ως το ελάχιστο του δυναμικού περιορισμού λόγω εφεδρειών $P_{C,t}$ και του περιορισμού της συνολικής παραγωγής τους $P_{RES,t}$, ενώ ελεγχεται αν το όριο διείσδυσης λόγω εφεδρειών ξεπερνάει τον περιορισμό διείσδυσης ισχύος των ΑΠΕ λόγω τεχνικών ελαχίστων $P_{TE,t}$ προκειμένου να τεθούν σε ισχύ και οι δύο περιορισμοί για όλους τους σταθμούς ΑΠΕ:

$$P_{C,RES,t} = \min \{P_{C,t}, P_{RES,t}\} \quad \& \quad P_{C,RES,t} \leq P_{TE,t}$$

Η διαδικασία που ακολουθείται είναι σε περίπτωση που την ώρα t δεν είναι δυνατή η ένταξη όλων των μονάδων ΑΠΕ, ΣΗΘΥΑ και των υβριδικών σταθμών, μερικώς ή μη ελεγχόμενης παραγωγής είναι να εφαρμοστεί από το διαχειριστή του συστήματος εκ περιτροπής κυλιόμενο πρόγραμμα απένταξης των μη κατανεμόμενων μονάδων, ώστε σε μηνιαία ή κατά το μέγιστο ετήσια βάση να διασφαλίζεται η ισότιμη μεταχείριση όλων των παραγωγών. Ύστερα από τον υπολογισμό της μέγιστης επιτρεπόμενης εγχεόμενης ισχύος ανά κατηγορία μονάδων, πλήρως, μερικώς ή μη ελεγχόμενης παραγωγής, ο διαχειριστής εκδίδει εντολή ανώτατου επιπέδου παραγωγής ισχύος για κάθε μονάδα εκφρασμένο σε ποσοστό της ονομαστικής αποδιδόμενης ισχύος κάθε σταθμού. [3.6]

3.3.8 Τεχνικές απαιτήσεις μη ελεγχόμενων μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ

Οι προδιαγραφές σχεδιασμού και λειτουργίας των μη ελεγχόμενων μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ είναι να διατηρείται: [3.6]

- Η ικανότητα αδιάλειπτης λειτουργίας υπό χαμηλή τάση και οι απαιτήσεις ρύθμισης τάσης, αέργου ισχύος και του συντελεστή ισχύος.
- Η συνεισφορά στη ρύθμιση φορτίου-συχνότητας.
- Η επικοινωνία με το τοπικό κέντρο ελέγχου ενέργειας.

3.3.9 Τεχνικές απαιτήσεις μερικώς και πλήρως ελεγχόμενων μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ

Για τις μερικώς και πλήρως ελεγχόμενες μονάδες που περιλαμβάνουν σύστημα αποθήκευσης ενέργειας, τα οποία συνδέεται μέσω μετατροπέα συνεχούς-εναλλασσόμενου ρεύματος πρέπει: [3.8]

- Η τεχνικά ελάχιστη παραγωγή να είναι το πολύ 10% της ονομαστικής ισχύος του μετατροπέα.
- Ο ρυθμός ανόδου να είναι τέτοιος ώστε εντός 1 λεπτού από το συγχρονισμό της μονάδας να είναι δυνατό να αποδοθεί πλήρης ισχύς.
- Ο ρυθμός καθόδου να είναι τέτοιος ώστε εντός 1 λεπτού να μπορεί να μειωθεί η ισχύς από τη μέγιστη τιμή στο τεχνικό ελάχιστο.
- Ο ελάχιστος χρόνος λειτουργίας μετά το συγχρονισμό να είναι το πολύ 20 λεπτά.
- Ο ελάχιστος χρόνος κράτησης να είναι το πολύ 20 λεπτά.
- Να μην υπάρχουν απαγορευμένες ζώνες.

- Το φορτίο κατά το συγχρονισμό να είναι το πολύ 10% της ονομαστικής ισχύος του μετατροπέα.
- Ο χρόνος για το συγχρονισμό να είναι το πολύ 3 λεπτά και ο χρόνος από την κατάσταση συγχρονισμού έως τη δυνατότητα απόδοσης της ελάχιστης παραγωγής να είναι το πολύ 1 λεπτό.

3.3.10 Σταθμοί ΑΠΕ με μονάδες αφαλάτωσης

Όσον αφορά τις μονάδες αφαλάτωσης των μη διασυνδεδεμένων νησιών πρέπει να υποβάλλεται δήλωση φορτίου από τον αντίστοιχο εκπρόσωπο, η οποία περιλαμβάνει το πρόγραμμα απορρόφησης ενέργειας, σύμφωνα με την κατάρτιση του κυλιόμενου ημερήσιου ενεργειακού προγραμματισμού με τον οποίο καθορίζεται η κατανάλωση της μονάδας, ενώ ισχύουν οι ίδιοι κανόνες ένταξης και λειτουργίας που ισχύουν για τις μονάδες ΑΠΕ. [3.6] Οι μονάδες αφαλάτωσης ανήκουν στις καταναλώσεις που δεν υπόκεινται σε περικοπή φορτίου, ενώ εξαιρέσεις μπορούν να γίνουν σύμφωνα με απόφαση του διαχειριστή του συστήματος [3.7] Για την κατάρτιση οικονομοτεχνικής μελέτης μονάδας αφαλάτωσης με ΑΠΕ λαμβάνεται υπόψιν ο προγραμματισμός λειτουργίας των μονάδων του σταθμού σε ετήσια βάση και για κάθε ώρα κατανομής με αναλυτικούς πίνακες και ευκρινή διαγράμματα της παραγόμενης και απορροφώμενης ενέργειας από τη μονάδα παραγωγής του σταθμού και το δίκτυο σε ωριαία βάση. [3.8]

Κεφάλαιο 4

Τεχνικά χαρακτηριστικά μονάδων
αποθήκευσης ενέργειας με συσσωρευτές

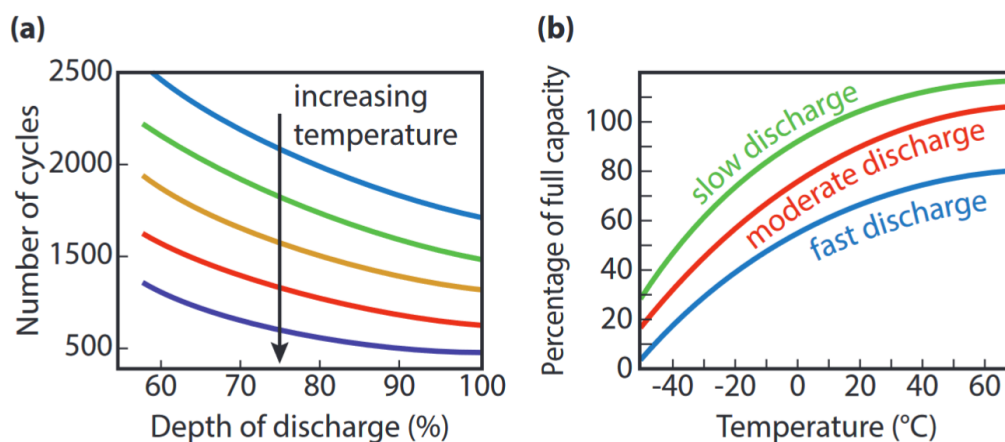
4.1 Μονάδες αποθήκευσης ενέργειας με συσσωρευτές

4.1.1 Βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά

Βασικά χαρακτηριστικά μιας μονάδας αποθήκευσης ενέργειας με συσσωρευτές αποτελούν:

- Η στάθμη φόρτισης.
- Η σταθερή απόδοση ρεύματος για ορισμένη διάρκεια εκφόρτισης.
- Ο λόγος μέγιστης αποθηκευόμενης ενέργειας και ονομαστικής ισχύος.
- Το βάθος εκφόρτισης.
- Η λειτουργική κατάσταση της μπαταρίας.

Η στάθμη φόρτισης καταδεικνύει πληροφορίες σχετικά με την αποθηκευμένη ενέργεια της μπαταρίας και μετράται σε Ah ή σε kWh. Το σταθερό ρεύμα εκφόρτισης καθορίζεται μέσω του δείκτη C, ο οποίος εκφράζει τον αριθμό των πλήρων φορτίσεων ή εκφορτίσεων στη διάρκεια μίας ώρας. Η μπαταρία με ονομαστική χωρητικότητα $m \text{ Ah} - n \text{ C}$ μπορεί να φορτιστεί ή να εκφορτιστεί n φορές στη διάρκεια μίας ώρας με σταθερό ρεύμα $m \cdot n \text{ A}$. Ο λόγος της μέγιστης αποθηκευόμενης ενέργειας προς την ονομαστική της ισχύ περιγράφει το χρονικό διάστημα στο οποίο η μπαταρία μπορεί να αποδώσει την ονομαστική της ισχύ. [4.1] Το βάθος εκφόρτισης της μπαταρίας αναφέρεται στην ενέργεια που έχει αποδώσει η μπαταρία ως προς την ονομαστική χωρητικότητα και αποτελεί σημαντικό χαρακτηριστικό για τον υπολογισμό των κύκλων λειτουργίας της. Υποβάθμιση της λειτουργικής κατάστασης της μπαταρίας μπορεί να προκύψει λόγω πολλών κύκλων λειτουργίας με υψηλά επίπεδα φόρτισης και μεγάλα βάθη εκφόρτισης, ή μεγάλα ρεύματα φόρτισης και εκφόρτισης, όπως και εξαιτίας λειτουργίας υπό ακραίες χαμηλές και υψηλές θερμοκρασίες με επακόλουθο τη μείωση της χωρητικότητας κάτω από το 80% της ονομαστικής. [4.2]



Εικόνα 4.1 Το μεγάλο βάθος εκφόρτισης, οι ακραίες θερμοκρασίες και η υψηλή ταχύτητα εκφόρτισης είναι παράγοντες που επιδρούν ανασταλτικά στην διατήρηση της ονομαστικής χωρητικότητας της μπαταρίας και περιορίζουν τους κύκλους λειτουργίας της. [4.3]

4.1.2 Απόδοση μπαταριών

Η απόδοση της μπαταρίας υπολογίζεται ως το γινόμενο της απόδοσης της τάσης επί την απόδοση της χωρητικότητας. Η απόδοση της τάσης εκφράζεται ως ο λόγος της τάσης κατά την πλήρη εκφόρτιση προς την τάση πλήρους φόρτισης, ενώ η απόδοση της χωρητικότητας είναι ο λόγος της χωρητικότητας πλήρους εκφόρτισης προς την ονομαστική χωρητικότητα. [4.3]

$$\eta_V = \frac{V_{\text{disc harge}}}{V_{\text{nominal}}}$$

$$\eta_Q = \frac{Q_{\text{discharge}}}{Q_{\text{nominal}}}$$

$$\eta_{\text{bat}} = \eta_V \cdot \eta_Q$$

4.2 Τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας

Οι επικρατέστερες κατηγορίες συσσωρευτών για την αποθήκευση ενέργειας στο δίκτυο με ηλεκτροχημικές μεθόδους αποτελούν οι μπαταρίες οξέος μολύβδου, νικελίου, νατρίου-θείου και ιόντων λιθίου.

4.2.1 Μπαταρία οξέος μολύβδου

Εφευρέθηκε το 1859 και είναι η πρώτη επαναφορτιζόμενη μπαταρία. Παρουσιάζει χαμηλό κόστος βάσει της ειδικής ισχύος καθιστώντας την αποδοτική για εφαρμογές σε UPS και μικρά ηλεκτρικά οχήματα. Κατασκευάζεται από κράμματα οξέος μολύβδου με προσθήκη αντιμονίου, ασβεστίου, κασσίτερου και σελήνιου, προσδίδοντάς της βαθύτερες εκφορτίσεις. Το ασβέστιο μειώνει την αυτοεκφόρτιση αλλά οι θετικές πλάκες μολύβδου ασβεστίου έχουν ως επακόλουθο να διογκώνονται όταν η μπαταρία υπερφορτίζεται. Οι σύγχρονες μπαταρίες οξέος μολύβδου χρησιμοποιούν σελήνιο, κάδμιο, κασσίτερο και αρσενικό προκειμένου να μειώσουν την προσθήκη αντιμονίου και ασβεστίου. Έχουν αυξημένο βάρος και είναι λιγότερο ανθεκτικές από τις μπαταρίες νικελίου και ιόντων λιθίου όταν πραγματοποιούν συστηματικά πλήρεις κύκλους εκφόρτισης παρέχοντας συνολικά 200-300 εκφορτίσεις, οι οποίες δεν είναι ταχείας εκφορτίσης, προκειμένου να αποφευχθεί η διάβρωση των θετικών πλακών, ενώ το κόστος τους είναι περίπου 150€/kWh. [4.4]

4.2.2 Μπαταρίες νικελίου

Νικελίου – Καδμίου

Η μπαταρία νικελίου καδμίου εφευρέθηκε το 1889 και ξεκίνησε η παραγωγή της τη δεκαετία του 1910. Είναι ανθεκτικές, με καλή απόδοση σε χαμηλές θερμοκρασίες και με κόστος περίπου 400€/kWh. Παρατηρείται ότι έχουν χαμηλή ειδική ενέργεια, εμφανίζουν μείωση της απόδοσης εάν δεν εκφορτίζονται συστηματικά και σημαντική αυτοεκφόρτιση μετά από ένα διάστημα στο οποίο βρίσκονται σε κατάσταση αναμονής. [4.4]

Υδριδίων μετάλλου νικελίου

Η έρευνα για την ανάπτυξη μπαταριών υδριδίων μετάλλου του νικελίου ξεκίνησε το 1967 οδηγώντας σε ανάπτυξη μπαταρίας με 40% μεγαλύτερη απόδοση από τη μπαταρία νικελίου καδμίου. Ωστόσο, παρατηρείται μείωση της απόδοσης μετά από υπερφόρτιση, υπερθερμαίνονται μετά από γρήγορη εκφόρτιση και παρατηρείται σημαντική αυτοεκφόρτιση. [4.4]

Νικελίου-σιδήρου

Η μπαταρία νικελίου-σιδήρου αναπτύχθηκε στις αρχές του 1900. Χρησιμοποιεί κάθοδο οξειδίου-υδροξειδίου του νικελίου και άνοδο σιδήρου με υδροξείδιο του καλίου εμφανίζοντας τάση 1,20V. Η μπαταρία είναι ανθεκτική σε περίπτωση έντονης εκφόρτισης ή υπερφόρτισης, αλλά εμφανίζουν χαμηλή ειδική ενέργεια περίπου 50Wh/kg, αυτοεκφόρτιση 1% για κάθε ημέρα που βρίσκονται σε κατάσταση αναμονής και υψηλό κόστος. [4.4]

Νικελίου-Ψευδαργύρου

Η μπαταρία νικελίου ψευδαργύρου χρησιμοποιεί αλκαλικό ηλεκτρολύτη και ηλεκτρολύτη νικελίου, έχοντας τάση 1,65V ανά κυψέλη, ειδική ενέργεια 100Wh/kg αποδίδοντας 200-300 κύκλους λειτουργίας. Επιπλέον χαρακτηριστικά των μπαταριών νικελίου-ψευδαργύρου είναι η υψηλή ειδική ισχύς, το χαμηλό κόστος και οι χαμηλές θερμοκρασίες λειτουργίας. [4.4]

Νικελίου-υδρογόνου

Οι μπαταρίες νικελίου υδρογόνου χρησιμοποιούν ηλεκτρόδια νικελίου, έχουν ονομαστική τάση 1,25V και ειδική ενέργεια 40-75Wh/kg, με δυνατότητα πλήρων κύκλων εκφόρτισης, χωρίς να εμφανίζουν αυτοεκφόρτιση και υποβάθμιση της απόδοσης. Διαθέτουν τη δυνατότητα λειτουργίας σε μεγάλο εύρος θερμοκρασιών από -28 έως 54°C, αλλά παρουσιάζουν αρκετά υψηλό κόστος. [4.4]

4.2.3 Μπαταρίες νατρίου θείου

Οι μπαταρίες νατρίου-θείου αναπτύχθηκαν από την εταιρία Ford τη δεκαετία του 1960. Η θερμοκρασία λειτουργίας τους είναι 300-350°C γεγονός που μπορεί να επηρεάσει το χρόνο απόκρισής τους σε διακοπτόμενη λειτουργία, ενώ ο συνολικός βαθμός απόδοσής τους κατά τη διάρκεια ενός πλήρους κύκλου λειτουργίας είναι 90%. Το τηγμένο θείο χρησιμοποιείται ως θετικό ηλεκτρόδιο ενώ το νάτριο ως αρνητικό και διαχωρίζονται από ένα κεραμικό υλικό το οποίο αξιοποιείται ως ηλεκτρολύτης, επιτρέποντας μόνο στα θετικά φορτισμένα ιόντα να περάσουν διαμέσου του υλικού. [4.4]

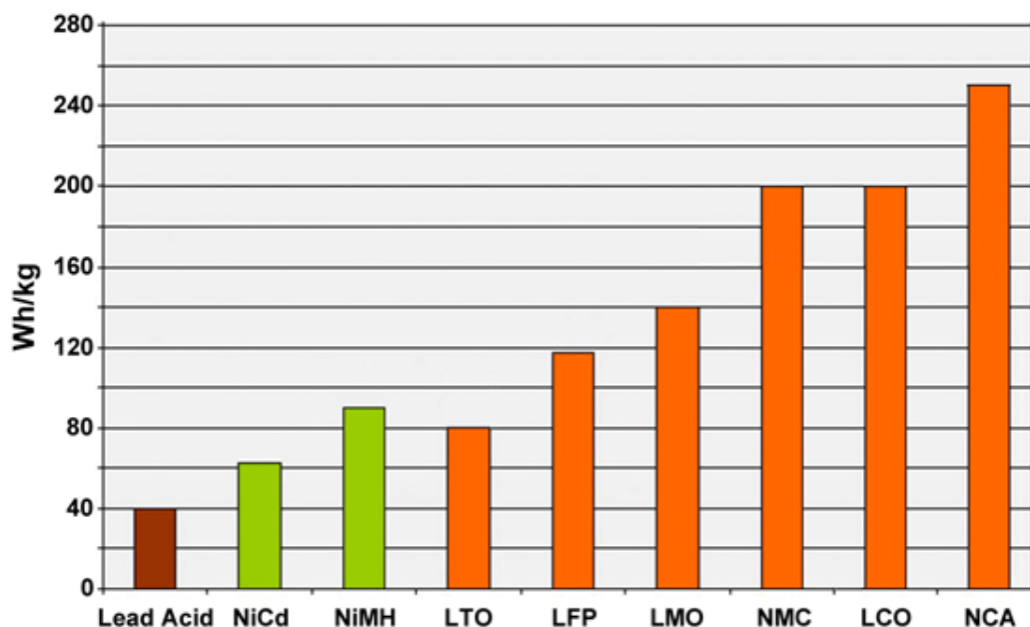
4.2.4 Μπαταρίες ιόντων λιθίου

Οι μπαταρίες ιόντων λιθίου αναπτύχθηκαν από την εταιρία Sony το 1991. Τα ιόντα λιθίου εγχέονται σε δομές άλλων μετάλλων διαμορφώνοντας πληθώρα παραλλαγών αυτής της κατηγορίας συσσωρευτών όπως οξειδίων του κοβαλτίου, οξειδίου του μαγγανίου, νικελίου-μαγγανίου-οξειδίου του κοβαλτίου, φωσφορικού σιδήρου, φωσφορικού σιδήρου-νικελίου-μαγγανίου-κοβαλτίου, νικελίου-κοβαλτίου-οξειδίου του αργιλίου και οξειδίου του τιτανίου. Κάθε τεχνολογία των μπαταριών ιόντων λιθίου παρουσιάζει διαφορετικά πλεονεκτήματα και επομένως επιλέγεται βάσει των χαρακτηριστικών της ποια κατηγορία είναι κατάλληλη για την εκάστοτε εφαρμογή. (Πίνακας 4.1) [4.4]

Πίνακας 4.1. Τεχνικά χαρακτηριστικά μπαταριών ιόντων λιθίου.

	LCO LiCoO ₂	LMO LiMn ₂ O ₄	NMC LiNiMnCoO ₂	LFP LiFePO ₄	NCA LiNiCoAlO ₂	LTO Li ₄ Ti ₅ O ₁₂
Ονομαστική Τάση (V)	3.6	3.7-3.8	3.6-3.7	3.2-3.3	3.6	2.4
Εύρος τάσης λειτουργίας (V)	3-4.2	3-4.2	3-4.2	2.5-3.65	3-4.2	1.8-2.85
Ειδική ενέργεια (Wh/kg)	150-200	100-150	150-220	90-120	200-260	50-80
C-rate	φόρτιση	0.7-1	0.7-1	1	0.7	1.0 - 5
	εκφόρτιση	1.0 - 2	1-10, 30 pulse	1-2.5	1	10, 30 pulse
Κύκλοι λειτουργίας	500-1000	300-700	1000-2000	1000-2000	500	3000-7000
Θερμικό όριο (°C)	150	250	210	270	150	Υψηλές αντοχές
Κόστος (\$/kWh)			420	580	350	1005
Εφαρμογές	Κινητά τηλέφωνα, φορητοί υπολογιστές, ψηφιακές φωτογραφικές μηχανές	Ηλεκτρικά εργαλεία Ιατρικές συσκευές Ηλεκτρικά οχήματα	Ηλεκτρικά οχήματα, βιομηχανική χρήση	Σε φορητές συσκευές και σταθερές εγκαταστάσεις με μεγάλα ρεύματα	Ιατρικές συσκευές ηλεκτρικά οχήματα	UPS, ηλεκτρικά οχήματα
Σχόλια	Υψηλή ειδική ενέργεια Περιορισμένη ειδική ισχύς Υψηλό κόστος	Μεγάλη ισχύς Περιορισμένη χωρητικότητα Ασφαλέστερη από τη λιθίου-κοβαλτίου	Υψηλή χωρητικότητα και μεγάλη ειδική ισχύς	Ασφαλής λειτουργία Χαμηλή χωρητικότητα	Υψηλή ειδική ενέργεια Περιορισμένη ειδική ισχύς	Ταχεία φόρτιση Χαμηλή ειδική ενέργεια Υψηλό κόστος Ασφαλής λειτουργία

Οι μπαταρίες ιόντων λιθίου έχουν μεγαλύτερη ειδική ισχύ σε σύγκριση με τις άλλες τεχνολογίες γεγονός που τις καθιστά μία από τις επικρατέστερες επιλογές για διάφορες εφαρμογές αποθήκευσης ενέργειας. (Εικόνα 4.2)



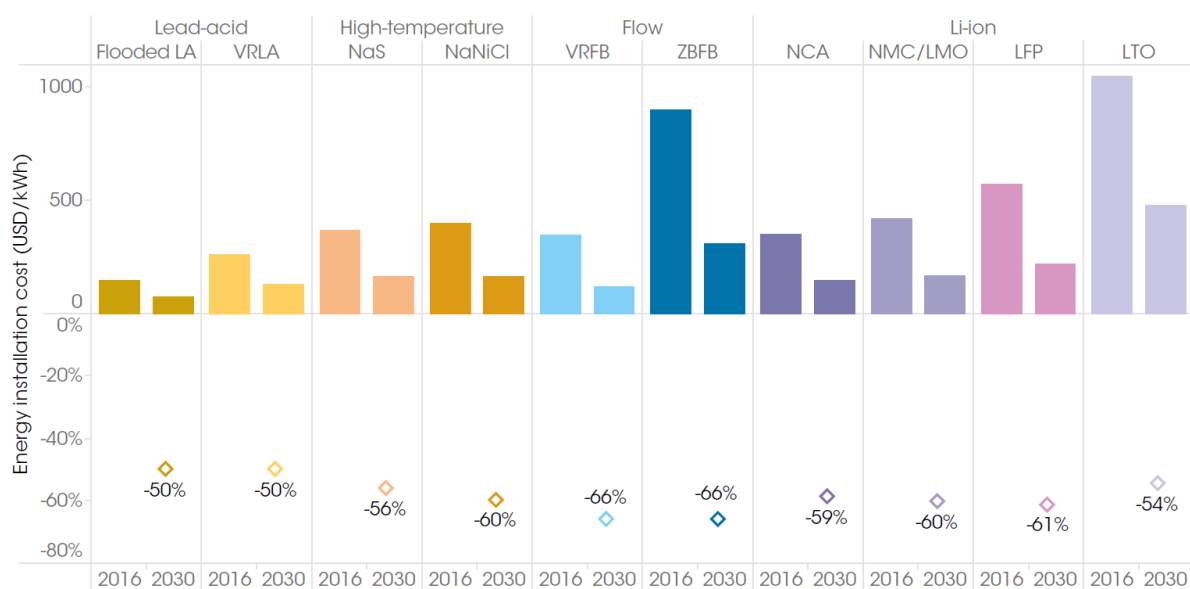
Εικόνα 4.2 Ειδική ισχύς μπαταριών οξέως μολύβδου, νικελίου-καδμίου, και ιόντων λιθίου. [4.4]

4.2.5 Μπαταρίες ροής

Οι μπαταρίες ροής είναι μια κατηγορία επαναφορτιζόμενων μπαταριών, οι οποίες αποτελούνται από δύο διαφορετικά χημικά στοιχεία διαλυμένα σε ηλεκτρολύτη σε δύο διαφορετικές δεξαμενές και έχουν το πλεονέκτημα της άμεσης φόρτισης αντικαθιστώντας τον ηλεκτρολύτη. Οι περισσότερες μπαταρίες ροής χρησιμοποιούν θειικό οξύ ή βανάδιο ως ηλεκτρολύτη και τα ηλεκτρόδια είναι κατασκευασμένα από διπολικές πλάκες γραφίτη και περιέχουν επίσης πλατίνα όπως οι κυψέλες καυσίμου. Οι μπαταρίες ροής έχουν ειδική ενέργεια περίπου 40 Wh/kg, ενώ το κόστος της αρχικής επένδυσης είναι 300€/kWh. Ο ηλεκτρολύτης αποθηκεύεται σε δεξαμενή και προκειμένου να αυξηθεί η ενεργειακή πυκνότητα αυξάνεται το πλήθος των εγκατεστημένων δεξαμενών, ενώ τα λειτουργικά κόστη αυξάνονται κυρίως λόγω της χρήσης και της αντικατάστασης των μεμβρανών, καθώς ο ηλεκτρολύτης μπορεί να επαναχρησιμοποιηθεί. [4.4]

4.3 Κόστος και απόδοση συσσωρευτών

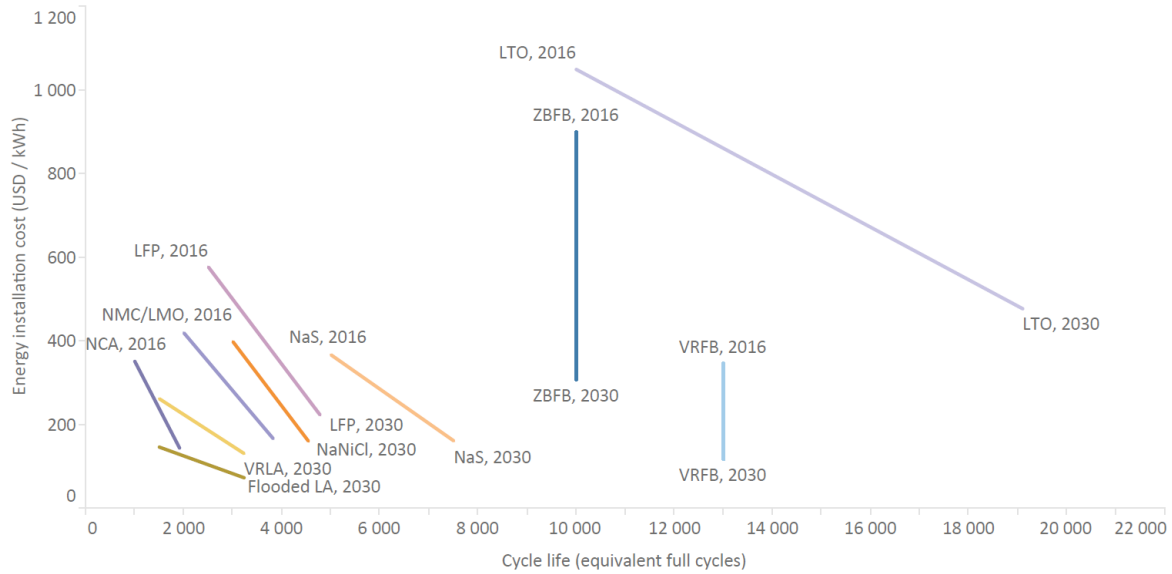
Το κόστος των μονάδων αποθήκευσης ενέργειας με μπαταρίες αναμένεται να μειωθεί σημαντικά τα επόμενα χρόνια λόγω της αύξησης της παραγωγής και της αξιοποίησης τους σε περισσότερες εφαρμογές. Συγκεκριμένα για τις μπαταρίες ιόντων λιθίου το κόστος κατασκευής έχει μειωθεί κατά 73% από το έτος 2010 μέχρι το 2016 και αναμένεται να συνεχιστεί η ίδια φθίνουσα πορεία τα επόμενα χρόνια και στις υπόλοιπες κατηγορίες συσσωρευτών. [4.5] (Εικόνα 4.3)



Note: LA = lead-acid; VRLA = valve-regulated lead-acid; NaS = sodium sulphur; NaNiCl = sodium nickel chloride; VRFB = vanadium redox flow battery; ZBFB = zinc bromine flow battery; NCA = nickel cobalt aluminium; NMC/LMO = nickel manganese cobalt oxide/lithium manganese oxide; LFP = lithium iron phosphate; LTO = lithium titanate.

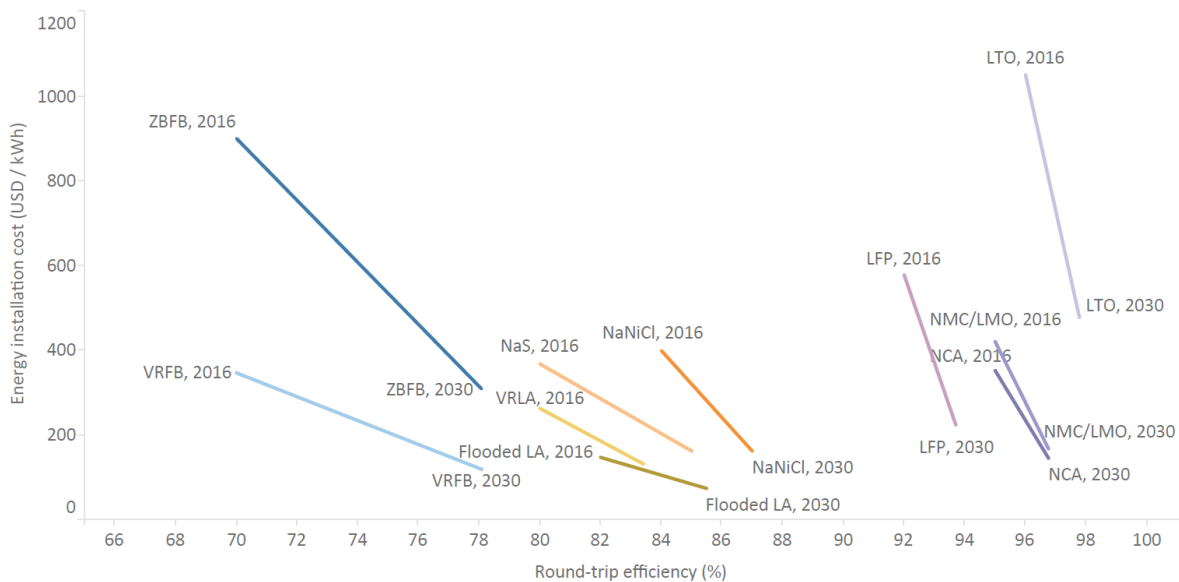
Εικόνα 4.3 Πρόβλεψη μείωσης κόστους εγκατάστασης ανά τεχνολογία συσσωρευτών. [4.5]

Όσον αφορά στην απόδοση των μπαταριών προβλέπεται να επιτευχθεί αύξηση του συνόλου των κύκλων λειτουργίας στις περισσότερες τεχνολογίες παράλληλα με τη μείωση του κόστους. Οι μηχανικές μέθοδοι αποθήκευσης ενέργειας όπως η αντλησιοταμίευση και οι μονάδες συμπιεσμένου αέρα αναμένεται να έχουν τουλάχιστον 50 φορές περισσότερους κύκλους λειτουργίας σε σύγκριση με τις αντίστοιχες μονάδες αποθήκευσης ενέργειας με συσσωρευτές, ωστόσο παραμένουν οι περιορισμοί που αφορούν τις γεωγραφικές συνθήκες και τη διαθέσιμη έκταση για την κατασκευή τέτοιων εγκαταστάσεων προσδίδοντας μεγαλύτερο περιθώριο ανάπτυξης στις μονάδες αποθήκευσης ενέργειας με συσσωρευτές, καθώς επιτυγχάνεται μείωση του κόστους και αύξηση της απόδοσης. (Εικόνα 4.4)



Εικόνα 4.4 Αναμενόμενη μείωση των εξόδων εγκατάστασης και αύξηση του συνόλου των κύκλων λειτουργίας των μονάδων αποθήκευσης ενέργειας με συσσωρευτές για τα έτη 2016-2030. [4.5]

Επιπλέον, αναμένεται βελτίωση της απόδοσης ως προς τη διαδικασία μετατροπής της ενέργειας, με τις πιο αποδοτικές τεχνολογίες να έχουν απώλειες στη DC/DC μετατροπή μόλις 2% κατά τη διαδικασία της αποθήκευσης και της απόδοσης της ενέργειας στο δίκτυο. [4.5] (Εικόνα 4.5)



Εικόνα 4.5 Έξοδα εγκατάστασης και συνολικός βαθμός απόδοσης ανά τεχνολογία συσσωρευτών για τα έτη 2016-2030. [4.5]

Κεφάλαιο 5

Προσομοίωση αυτόνομου συστήματος στο
MATLAB

5.1 Περιγραφή αυτόνομου συστήματος

Το δίκτυο αποτελείται από αυτόνομο σταθμό παραγωγής με 3 γεννήτριες diesel ονομαστικής ισχύος 100kVA, φωτοβολταϊκό σταθμό 100kW, ανεμογεννήτρια 80kW, 20 αντλίες θερμότητας ονομαστικής ισχύος 3kW ως ελεγχόμενα φορτία και μονάδα αφαλάτωσης αποτελούμενη από 3 σειρές παραγωγής ονομαστικής ισχύος 17kW έκαστη, ενώ η ετήσια αιχμή του φορτίου χωρίς τη μονάδα αφαλάτωσης και τα ελεγχόμενα φορτία είναι 110kW.

5.2 Ηλεκτροπαραγωγή από γεννήτριες diesel

Η ωριαία κατανάλωση πετρελαίου από μία γεννήτρια ονομαστικής ισχύος 100kVA υπολογίζεται ότι είναι: 10 λίτρα σε φόρτιση 25% του ονομαστικού της φορτίου, 15,5 λίτρα με φόρτιση στο 50%, 22 λίτρα στα $\frac{3}{4}$ του ονομαστικού της φορτίου και 28 λίτρα σε πλήρη φόρτιση. [5.1] Για ενδιάμεσες τιμές φόρτισης πραγματοποιείται γραμμική παρεμβολή για τον υπολογισμό της κατανάλωσης του καυσίμου.

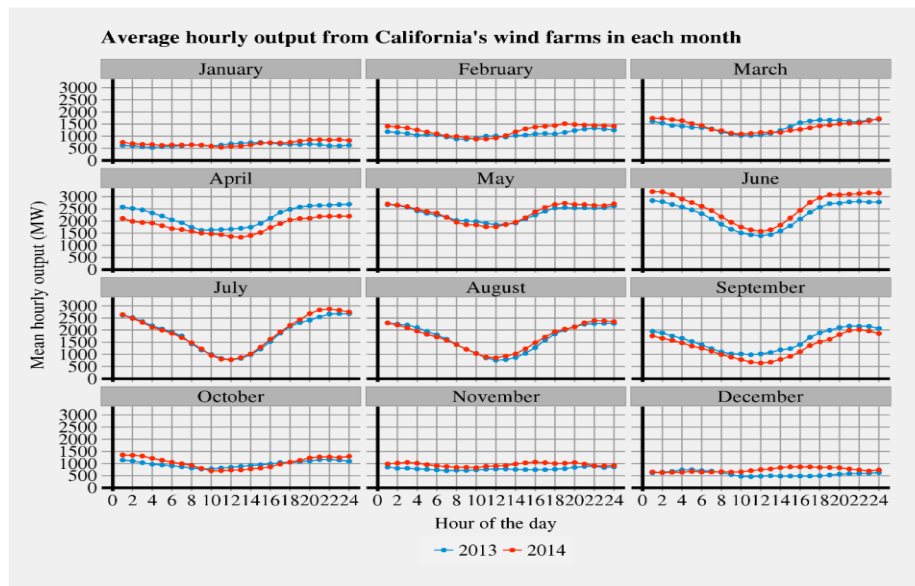
Η επιτρεπόμενη υπερφόρτιση μίας γεννήτριας diesel επιτρέπεται να είναι 10% για μία ώρα κάθε έξι ώρες το μέγιστο, ενώ προκειμένου να συγχρονιστεί στο δίκτυο πρέπει να έχει επιτευχθεί συντονισμός της συχνότητας, της φάσης και του μέτρου της τάσης στο ζυγό της γεννήτριας, όπως και η διαδοχή των φάσεων. [5.2]

5.3 Παραγωγή ενέργειας από την ανεμογεννήτρια

Τα δεδομένα για την ωριαία παραγωγή ισχύος της ανεμογεννήτριας προέρχονται από δορυφορικές παρατηρήσεις της εθνικής υπηρεσίας αεροναυτικής και διαστήματος των Η.Π.Α. (NASA) και του ευρωπαϊκού οργανισμού αξιοποίησης των μετεωρολογικών δεδομένων (EUMETSAT) για το έτος 2014, βάσει των οποίων πραγματοποιείται προσομοίωση της παραγωγής σύμφωνα με την εγκατεστημένη ισχύ των ανεμογεννητριών. Εκτιμάται ότι η ετήσια παραγωγή για μία ανεμογεννήτρια εγκατεστημένης ισχύος 80kW με συντελεστή χρησιμοποίησης 33% είναι:

$$E_{wind} = 365 \cdot 24 \cdot 0.33 \cdot 80 \cong 230.000 \text{ kWh.} \quad [5.3]$$

Μετρήσεις δύο συναπτών ετών των αιολικών πάρκων της California καταδεικνύουν αντίστοιχες εποχιακές διακυμάνσεις στη μέση ωριαία παραγωγή των ανεμογεννητριών, η οποία είναι ισορροπημένη κατά τους χειμερινούς μήνες, ελαφρώς αυξημένη τους εαρινούς, ενώ ύφεση παρατηρείται κατά τις μεσημβρινές ώρες των θερινών μηνών, γεγονός που ευνοεί την παράλληλη λειτουργία ανεμογεννητριών και φωτοβολταϊκών σε ένα αυτόνομο δίκτυο.



Εικόνα 5.1 Μέση ωριαία παραγωγή για κάθε μήνα των αιολικών πάρκων της California. [5.4]

5.4 Παραγωγή ενέργειας από τα φωτοβολταϊκά

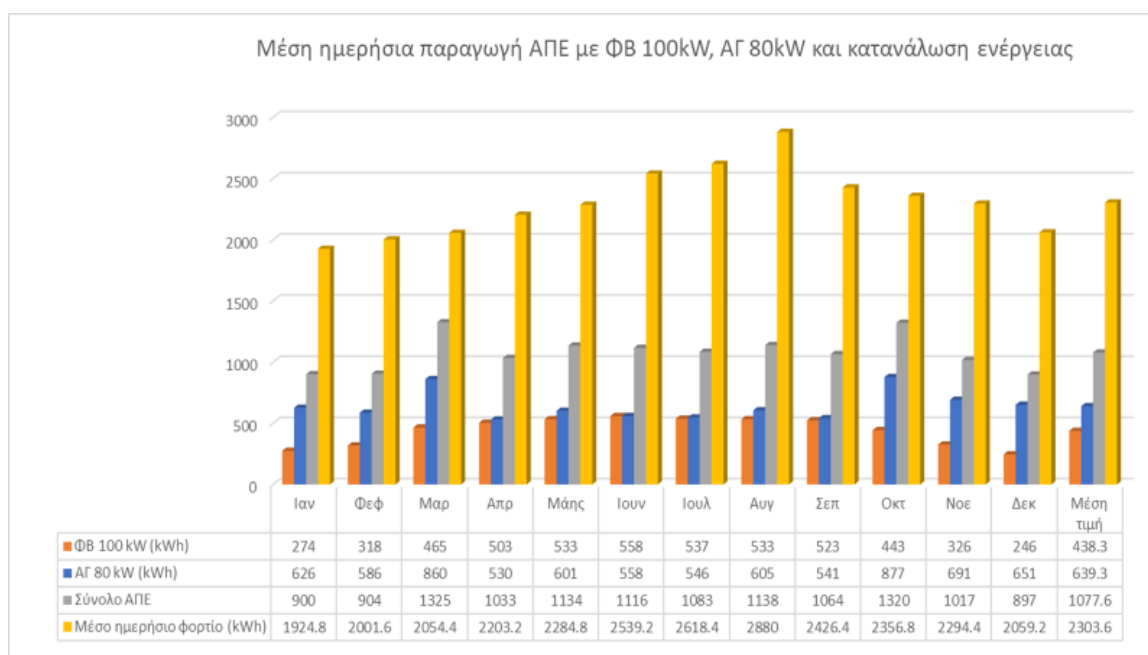
Η παραγωγή των φωτοβολταϊκών εγκατεστημένης ισχύος 100kW_p με πλαίσια κρυσταλλικού πυριτίου προκύπτει σύμφωνα με τα αποτελέσματα της προσομοίωσης του γεωγραφικού πληροφοριακού συστήματος παραγωγής φωτοβολταϊκών (PVGIS) του ευρωπαϊκού κοινού κέντρου ερευνών για την περιοχή του Αιγαίου ότι είναι 160.000kWh , με απώλειες 9.9% λόγω θερμοκρασίας και ακτινοβολίας, 2.4% λόγω ανακλάσεων στην επιφάνεια των συλλεκτών και 14% στα καλώδια και στους μετατροπείς ηλεκτρονικών ισχύος. [5.4]

Πίνακας 5.1 Μέση ημερήσια παραγόμενη ενέργεια $E_d(\text{kWh})$, μέση μηνιαία παραγόμενη ενέργεια $E_m(\text{kWh})$, μέση ημερήσια προσπίπτουσα ηλιακή ενέργεια $H_d(\text{kWh/m}^2)$ και μέση μηνιαία προσπίπτουσα ηλιακή ενέργεια $H_m(\text{kWh/m}^2)$ στην περιοχή του Αιγαίου. [5.5]

Fixed system: inclination=31°, orientation=0° (optimum)				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	274.00	8480	3.48	108
Feb	318.00	8890	4.08	114
Mar	465.00	14400	6.03	187
Apr	503.00	15100	6.60	198
May	533.00	16500	7.10	220
Jun	558.00	16700	7.53	226
Jul	537.00	16600	7.32	227
Aug	533.00	16500	7.29	226
Sep	523.00	15700	7.09	213
Oct	443.00	13700	5.86	182
Nov	326.00	9780	4.23	127
Dec	246.00	7610	3.13	97.1
Yearly average	439	13300	5.82	177
Total for year		160000		2120

5.5 Μέση ημερήσια παραγωγή ΑΠΕ και μέσο ημερήσιο φορτίο του αυτόνομου δικτύου

Αξιοποιώντας τα αποτελέσματα της προβλεπόμενης παραγόμενης ισχύος για το φωτοβολταϊκό και την ανεμογεννήτρια με καταγεγραμμένες τιμές της προσπίπτουσας ηλιακής ακτινοβολίας και της ταχύτητας του ανέμου υπολογίζεται η μέση ημερήσια παραγωγή των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής, ενώ βάσει των καμπυλών ζήτησης ισχύος για τα αυτόνομα νησιωτικά δίκτυα και της καταγεγραμμένης ζήτησης σύμφωνα με πληροφοριακά δελτία των μη διασυνδεδεμένων νησιών του έτους 2017 προκύπτει το μέσο ημερήσιο φορτίο του συστήματος για κάθε μήνα. [5.3],[5.5]



Εικόνα 5.2 Μέση ημερήσια ζήτηση του φορτίου και παραγωγή ισχύος των μονάδων ΑΠΕ του συστήματος.

5.6 Τοπολογία του δικτύου και μέγιστη διείσδυση ΑΠΕ για την τήρηση των ορίων της τάσης

Για τον υπολογισμό της πτώσης τάσης λαμβάνεται ότι οι αγωγοί για τη σύνδεση του αυτόνομου σταθμού παραγωγής και των ΑΠΕ με το δίκτυο διανομής είναι XLPE 4x120mm² Cu με σύνθετη αντίσταση $Z_{120}=0.284+j0.083\Omega/\text{km}$. [5.6] Το μέγιστο θερμικό όριο των γραμμών επιτρέπει τριφασικό ρεύμα 363 A [5.7] με εναέρια γραμμή, γεγονός που καλύπτει το μέγιστο φορτίο του δικτύου των 160kW, δεδομένου ότι η μέγιστη τριφασική φαινόμενη ισχύς είναι $S_{3p} = \sqrt{3} \cdot 400 \cdot 363 = 251\text{kVA}$, ενώ η ενεργός ισχύς με επαγωγικό συντελεστή ισχύος 0.8 προκύπτει $P_{3p} = S_{3p} \cdot 0.8 = 200\text{kW}$. Η απόσταση του αυτόνομου σταθμού παραγωγής και

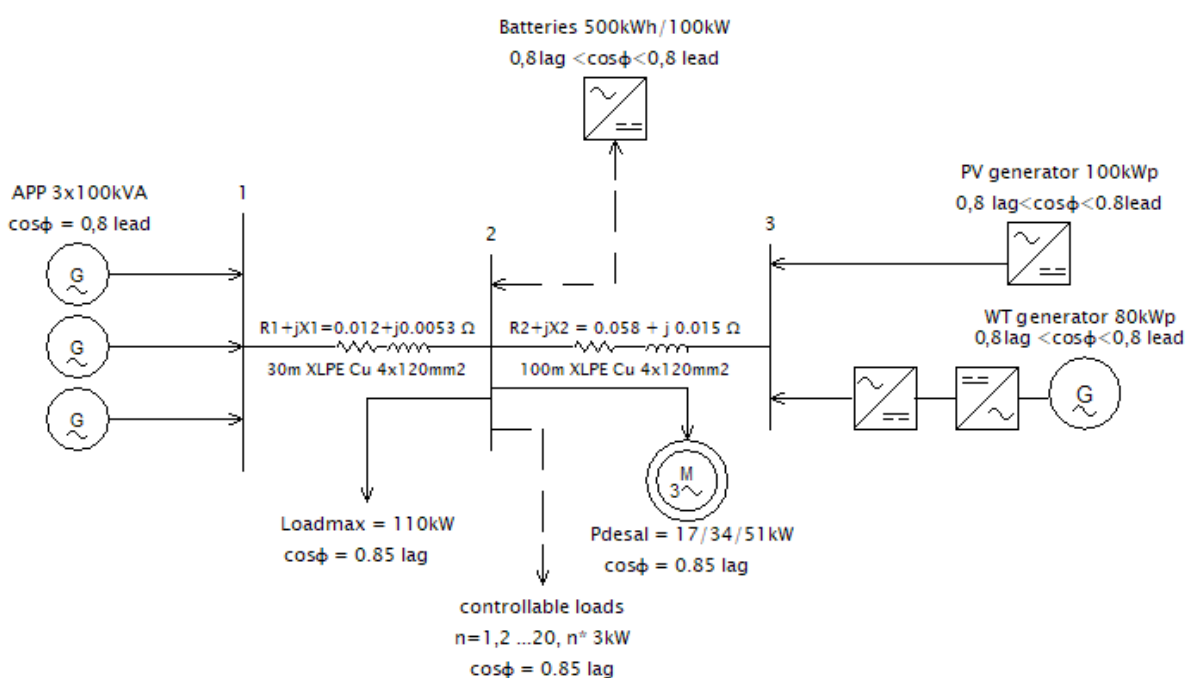
του σημείου κοινής σύνδεσης των ΑΠΕ από το ζυγό του φορτίου υπολογίζεται ότι είναι 30m και 100m, συνεπώς, η σύνθετη αντίσταση των γραμμών είναι:

$$Z_{1-2} \cong 0.0085+j0.0024\Omega \text{ και } Z_{2-3} \cong 0.028+j0.0083\Omega.$$

Η ποσοστιαία μεταβολή της τάσης στο σημείο κοινής σύνδεσης των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής και των φορτίων υπολογίζεται σύμφωνα με τις σχέσεις: [5.8]

$$\Delta V = \frac{(P_{DG} - P_L) \cdot R + (Q_{DG} - Q_L) \cdot X}{V_{PCC}}$$

$$\varepsilon\% = \frac{\Delta V}{V_{PCC}} \cdot 100\% = \frac{(P_{DG} - P_L) \cdot R + (Q_{DG} - Q) \cdot X}{V_{PCC}^2} \cdot 100\%$$



Εικόνα 5.3 Τοπολογία προσομοιωμένου δικτύου.

Η τάση στο ζυγό σύνδεσης του αυτόνομου σταθμού παραγωγής υπολογίζεται ότι μεταβάλλεται γραμμικά από την ονομαστική έως το 105% της ονομαστικής για ισχύς από το τεχνικό ελάχιστο μέχρι τη μέγιστη ικανότητα απόδοσης των μονάδων. [5.9] Η ενεργός και άεργος ισχύς του αυτόνομου σταθμού παραγωγής προκύπτει από το ισοζύγιο ενεργού και άεργου ισχύος χωρίς να ληφθούν υπόψιν οι απώλειες στις γραμμές διανομής και στη συνέχεια υπολογίζεται η μεταβολή της τάσης στους ζυγούς και τους κόμβους του δικτύου για κάθε σενάριο χειμερινής, εαρινής και θερινής προσομοίωσης.

Πίνακας 5.2 Υπολογισμός ποσοστιαίας μεταβολής της τάσης από την ονομαστική στους κόμβους του δικτύου για το χειμερινό σενάριο προσομοίωσης.

			Παραγωγή ΑΠΕ				Παραγωγή ΑΣΠ			Ελεγχόμενα φορτία /μπαταρία		Ζήτηση ισχύος		Σύνθετη αντίσταση Γ.Δ.		Σύνθετη αντίσταση Γ.Δ.					
			ΦΒ		ΑΓ		Sgen	Pgen	Qgen	Php	Qhp	Pload	Qload	R ₁₂	X ₁₂	R ₂₃	X ₂₃	VAΣΠ	eΑΣΠ%	e1%	e2%
			Ppv	Qpv	Pwind	Qwind															
DEC	Day	Gen_max	60	-22.86	80	-30.48	42.81	40	15.24	65	24.77	115	43.82	0.009	0.002	0.028	0.008	400.35	0.09	-0.23	1.98
		Load_max	0	0.00	0	0.00	53.51	50	19.05	0	0.00	50	19.05	0.009	0.002	0.028	0.008	401.69	0.42	0.13	0.13
		Gen_min	60	-22.86	80	-30.48	42.81	40	15.24	130	49.54	50	19.05	0.009	0.002	0.028	0.008	400.35	0.09	-0.23	1.98
		Load_min	0	0.00	0	0.00	74.91	70	26.67	-45	-17.15	115	43.82	0.009	0.002	0.028	0.008	404.36	1.09	0.68	0.68
		Gen_max	0	0.00	80	-30.48	42.81	40	15.24	40	15.24	80	30.48	0.009	0.002	0.028	0.008	400.35	0.09	-0.20	1.07
		Load_max	0	0.00	0	0.00	48.16	45	17.15	0	0.00	45	17.15	0.009	0.002	0.028	0.008	401.02	0.25	-0.01	-0.01
	Night	Gen_min	0	0.00	80	-30.48	42.81	40	15.24	75	28.58	45	17.15	0.009	0.002	0.028	0.008	400.35	0.09	-0.20	1.07
		Load_min	0	0.00	0	0.00	64.21	60	22.86	-20	-7.62	80	30.48	0.009	0.002	0.028	0.008	403.03	0.76	0.40	0.40
		Gen_max	0	0.00	80	-30.48	42.81	40	15.24	40	15.24	80	30.48	0.009	0.002	0.028	0.008	400.35	0.09	-0.20	1.07
		Load_max	0	0.00	0	0.00	48.16	45	17.15	0	0.00	45	17.15	0.009	0.002	0.028	0.008	401.02	0.25	-0.01	-0.01
		Gen_min	0	0.00	80	-30.48	42.81	40	15.24	75	28.58	45	17.15	0.009	0.002	0.028	0.008	400.35	0.09	-0.20	1.07
		Load_min	0	0.00	0	0.00	64.21	60	22.86	-20	-7.62	80	30.48	0.009	0.002	0.028	0.008	403.03	0.76	0.40	0.40

Πίνακας 5.3 Υπολογισμός ποσοστιαίας μεταβολής της τάσης από την ονομαστική στους κόμβους του δικτύου για το εαρινό σενάριο προσομοίωσης.

			Παραγωγή ΑΠΕ				Παραγωγή ΑΣΠ			Ελεγχόμενα φορτία /μπαταρία		Ζήτηση ισχύος		Σύνθετη αντίσταση Γ.Δ.		Σύνθετη αντίσταση Γ.Δ.					
			ΦΒ		ΑΓ		Sgen	Pgen	Qgen	Php	Qhp	Pload	Qload	R ₁₂	X ₁₂	R ₂₃	X ₂₃	VAΣΠ	eΑΣΠ%	e1%	e2%
			Ppv	Qpv	Pwind	Qwind															
MAR	Day	Gen_max	80	-6.41	80	-6.41	64.61	60	23.96	85	33.95	135	51.44	0.009	0.002	0.028	0.008	403.08	0.77	0.32	3.09
		Load_max	0	0.00	0	0.00	59.22	55	21.97	-10	-3.99	65	24.77	0.009	0.002	0.028	0.008	402.40	0.60	0.28	0.28
		Gen_min	80	-6.41	80	-6.41	43.07	40	16	135	53.92	65	24.77	0.009	0.002	0.028	0.008	400.38	0.10	-0.24	2.53
		Load_min	0	0.00	0	0.00	96.91	90	35.95	-45	-17.97	135	51.44	0.009	0.002	0.028	0.008	407.11	1.78	1.25	1.25
		Gen_max	0	0.00	80	-6.41	48.46	45	17.97	20	7.99	105	40.01	0.009	0.002	0.028	0.008	401.06	0.26	-0.05	1.34
		Load_max	0	0.00	0	0.00	107.68	100	39.94	45	17.97	55	20.96	0.009	0.002	0.028	0.008	408.46	2.12	1.52	1.52
	Night	Gen_min	0	0.00	80	-6.41	43.07	40	15.98	65	25.96	55	20.96	0.009	0.002	0.028	0.008	400.38	0.10	-0.19	1.20
		Load_min	0	0.00	0	0.00	86.15	80	31.95	-25	-9.99	105	40.01	0.009	0.002	0.028	0.008	405.77	1.44	0.97	0.97
		Gen_max	0	0.00	80	-6.41	43.07	40	15.98	65	25.96	55	20.96	0.009	0.002	0.028	0.008	400.38	0.10	-0.19	1.20
		Load_max	0	0.00	0	0.00	86.15	80	31.95	-25	-9.99	105	40.01	0.009	0.002	0.028	0.008	405.77	1.44	0.97	0.97
		Gen_min	0	0.00	80	-6.41	43.07	40	15.98	65	25.96	55	20.96	0.009	0.002	0.028	0.008	400.38	0.10	-0.19	1.20
		Load_min	0	0.00	0	0.00	86.15	80	31.95	-25	-9.99	105	40.01	0.009	0.002	0.028	0.008	405.77	1.44	0.97	0.97

Πίνακας 5.4 Υπολογισμός ποσοστιαίας μεταβολής της τάσης από την ονομαστική στους κόμβους του δικτύου για το θερινό σενάριο προσομοίωσης.

			Παραγωγή ΑΠΕ				Παραγωγή ΑΣΠ			Ελεγχόμενα φορτία /μπαταρία		Ζήτηση ισχύος		Σύνθετη αντίσταση Γ.Δ.		Σύνθετη αντίσταση Γ.Δ.					
			ΦΒ		ΑΓ		Sgen	Pgen	Qgen	Php	Qhp	Pload	Qload	R ₁₂	X ₁₂	R ₂₃	X ₂₃	VAΣΠ	eΑΣΠ%	e1%	e2%
			Ppv	Qpv	Pwind	Qwind															
JUN	Day	Gen_max	100	8.02	80	6.41	64.61	60	23.96	85	33.95	155	59.06	0.009	0.002	0.028	0.008	403.08	0.77	0.33	3.60
		Load_max	0	0.00	0	0.00	64.61	60	23.96	-25	-9.99	85	32.39	0.009	0.002	0.028	0.008	403.08	0.77	0.41	0.41
		Gen_min	100	8.02	80	6.41	43.07	40	15.98	135	53.92	85	32.39	0.009	0.002	0.028	0.008	400.38	0.10	-0.23	3.04
		Load_min	0	0.00	0	0.00	102.30	95	37.94	-60	-23.96	155	59.06	0.009	0.002	0.028	0.008	407.79	1.95	1.39	1.39
		Gen_max	0	0.00	80	6.41	48.46	45	17.97	20	7.99	105	40.01	0.009	0.002	0.028	0.008	401.06	0.26	-0.04	1.41
		Load_max	0	0.00	0	0.00	118.45	110	43.94	45	17.97	65	24.77	0.009	0.002	0.028	0.008	409.81	2.45	1.80	1.80
	Night	Gen_min	0	0.00	80	6.41	96.91	90	35.95	65	25.96	105	40.01	0.009	0.002	0.028	0.008	407.11	1.78	1.21	2.66
		Load_min	0	0.00	0	0.00	48.46	45	17.97	-20	-7.99	65	24.77	0.009	0.002	0.028	0.008	401.06	0.26	0.00	0.00
		Gen_max	0	0.00	80	6.41	96.91	90	35.95	65	25.96	105	40.01	0.009	0.002	0.028	0.008	407.11	1.78	1.21	2.66
		Load_max	0	0.00	0	0.00	48.46	45	17.97	-20	-7.99	65	24.77	0.009	0.002	0.028	0.008	401.06	0.26	0.00	0.00
		Gen_min	0	0.00	80	6.41	96.91	90	35.95	65	25.96	105	40.01	0.009	0.002	0.028	0.008	407.11	1.78	1.21	2.66
		Load_min	0	0.00	0	0.00	48.46	45	17.97	-20	-7.99	65	24.77	0.009	0.002	0.028	0.008	401.06	0.26	0.00	0.00

Παρατηρείται ότι η μέγιστη ποσοστιαία απόκλιση της τάσης από την ονομαστική με την ένταξη του φωτοβολταϊκού σταθμού 100kW και της ανεμογεννήτριας 80kW είναι μικρότερη του 10%, η οποία είναι εντός των αποδεκτών ορίων σύμφωνα με τους περιορισμούς λειτουργίας του δικτύου. Για την εγκατάσταση μονάδων ΑΠΕ μεγαλύτερης ονομαστικής ισχύος πρέπει να γίνει έλεγχος αν τηρούνται τα όρια της τάσης, αν είναι απαραίτητη η αναβάθμιση των γραμμών σε αγωγούς διατομής 150mm² Cu όπως και η χρήση μέσων αντιστάθμισης αέργου ισχύος για τη ρύθμιση της τάσης.

5.7 Κεντρικός ελεγκτής αυτόνομου συστήματος

Ο έλεγχος του συστήματος βασίζεται στη διαχείριση της παραγωγής των φωτοβολταϊκών και της ανεμογεννήτριας, ώστε να μην τίθεται η γεννήτρια σε φορτίο κάτω του τεχνικού ελαχίστου με την ένταξη ελεγχόμενων φορτίων, αποστολής εντολής ανώτατου επιπέδου παραγωγής στις μονάδες ΑΠΕ και τη διαχείριση της περίσσειας παραγόμενης ισχύος από μονάδα αποθήκευσης ενέργειας και την αξιοποίησή της σε ώρες με υψηλή ζήτηση, τηρώντας τις εφεδρείες και τους περιορισμούς του συστήματος. Ο υπολογισμός της απορριπτόμενης ισχύος γίνεται σύμφωνα με τους δυναμικούς περιορισμούς και τον περιορισμό τεχνικών ελαχίστων κατά τους οποίους:

$$P_{RES,curt} = \begin{cases} P_t = P_{load} - \sum P_{t,i} & , & P_t \leq P_c \\ P_c = C_{dyn} \cdot \sum (P_{gen,nom} + P_{RES}) & , & P_t > P_c \end{cases}$$

$P_{RES,curt}$ = Η μέγιστη διείσδυση της παραγόμενης ισχύος των ΑΠΕ μετά την εντολή ανώτατου επιπέδου παραγωγής.

C_{dyn} = Ο συντελεστής δυναμικών περιορισμών, ο οποίος τίθεται 0,4.

P_{RES} = Η παραγόμενη ισχύς των ΑΠΕ.

P_{load} = Η ισχύς του φορτίου.

$P_{t,i}$ = Το τεχνικό ελάχιστο κάθε μονάδας που είναι συγχρονισμένη στο δίκτυο.

Ο κεντρικός ελεγκτής πραγματοποιεί τις ακόλουθες λειτουργίες:

Α) Ένταξη ελεγχόμενων φορτίων, η οποία επαναφέρει το φορτίο της γεννήτριας πάνω από το τεχνικό ελάχιστο τηρώντας την απαραίτητη στρεφόμενη εφεδρεία.

Β) Περικοπή της παραγόμενης ισχύος των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής μέσω εντολής ανώτατου επιπέδου παραγωγής.

Γ) Απορρόφηση της περίσσειας παραγόμενης ισχύος από μονάδα αποθήκευσης ενέργειας και απόδοσή της στο διάστημα κατά το οποίο η μπαταρία είναι φορτισμένη πάνω από την κατάσταση φόρτισης αναφοράς.

Αναλυτικότερα:

A) Η ένταξη των ελεγχόμενων φορτίων πραγματοποιείται με τέτοιο τρόπο ώστε να εξασφαλίζεται η διατήρηση της ισχύος της γεννήτριας πάνω από το τεχνικό ελάχιστο εντάσσοντας και απεντάσσοντας κατάλληλο πλήθος αντλιών θερμότητας ονομαστικής ισχύος 3kW.

B) Για την υλοποίηση του ελέγχου με αποστολή ανώτατου επιπέδου παραγωγής γίνεται μέτρηση της παραγόμενης ισχύος της *i*-στής μη κατανεμόμενης μονάδας στο δίκτυο και υπολογίζεται η περικοπή της εγχεόμενης ισχύος για την ικανοποίηση των ορίων λειτουργίας των γεννητριών όσον αφορά το τεχνικό ελάχιστο και την εξασφάλιση της απαραίτητης στρεφόμενης εφεδρείας του συστήματος.

$$P_{res,set,i} = P_{res,i} - P_{curt} \cdot \frac{P_{res,i}}{\sum_{i=1}^n P_{res,i}}$$
$$set\ point_i = \frac{P_{res,set,i}}{P_{res,i}}$$

setpoint_{*i*} = Ανώτατο επίπεδο παραγωγής ως συντελεστής της εγχεόμενης ισχύος προς την τρέχουσα παραγωγή της *i*-στής μη κατανεμόμενης μονάδας.

$P_{res,set,i}$ = Η παραγωγή της *i*-στής μη κατανεμόμενης μονάδας μετά την εντολή ανώτατου επιπέδου παραγωγής.

$P_{res,i}$ = Η μέγιστη παραγόμενη ισχύς της *i*-στής μη κατανεμόμενης μονάδας.

P_{curt} = Η περικοπόμενη ισχύς για τις εξασφάλιση των περιορισμών του συστήματος.

Γ) Η μονάδα αποθήκευσης ενέργειας πραγματοποιεί των έλεγχο δυναμικών περιορισμών για τη διατήρηση της απαραίτητης εφεδρείας και των τεχνικών ελαχίστων των συμβατικών μονάδων, ενώ ορίζεται η κατάσταση φόρτισης αναφοράς, στην οποία επανέρχεται η μπαταρία όταν παρατηρείται απόκλιση από την προκαθορισμένη τιμή και δεν πραγματοποιείται εφαρμογή κάποιου άλλου ελέγχου εκ των λειτουργικών ρυθμίσεων του δικτύου. Η ισχύς της μπαταρίας είναι θετική κατά τη φόρτιση και ο τρόπος με τον οποίο αποδίδεται ή απορροφάται ισχύς κατά την εφαρμογή του ελέγχου της κατάστασης φόρτισης υπολογίζεται σύμφωνα με τη σχέση: [5.10]

$$P_{batt} = \frac{SOC_{ref} - SOC_i}{SOC_{ref} - SOC_{min}} \cdot k$$

SOC_i = Η τρέχουσα κατάσταση φόρτισης.

SOC_{ref} = Η κατάσταση φόρτισης αναφοράς.

SOC_{min} = Η ελάχιστη κατάσταση φόρτισης.

Ο συντελεστής k καθορίζεται ύστερα από δοκιμές στην προσομοίωση ως $k=20$, η κατάσταση φόρτισης αναφοράς ρυθμίζεται σε $SOC_{ref}=50\%$ και η ελάχιστη κατάσταση φόρτισης $SOC_{min}=20\%$. Για τον υπολογισμό της κατάστασης φόρτισης της μπαταρίας λαμβάνονται απώλειες 5% στους αγωγούς και στους μετατροπείς των ηλεκτρονικών ισχύος και ο υπολογισμός γίνεται σύμφωνα με την εξίσωση: [5.11]

$$SOC_{i+1} = \begin{cases} SOC_i + \frac{0.95 \cdot P_{charge} \cdot t}{Q_{nom}} \\ SOC_i - \frac{1.05 \cdot P_{discharge} \cdot t}{Q_{nom}} \end{cases}$$

SOC_{i+1} = Η τελική κατάσταση φόρτισης.

t = Ο χρόνος στον οποίο αναφέρεται η ισχύς φόρτισης ή εκφόρτισης σε ώρες.

Q_{nom} = Η ονομαστική χωρητικότητα της μπαταρίας.

P_{charge} = Η ισχύς φόρτισης της μπαταρίας.

$P_{discharge}$ = Η ισχύς εκφόρτισης της μπαταρίας.

5.8 Ζήτηση ισχύος μονάδας αφαλάτωσης

Θεωρώντας σύστημα που κατά τη χειμερινή περίοδο η μέση ημερήσια κατανάλωση νερού είναι $50m^3$, κατά την εαρινή περίοδο $75m^3$ και $150m^3$ κατά τη θερινή περίοδο, υπολογίζεται ότι για την κάλυψη των αναγκών υδροδότησης η μονάδα αφαλάτωσης πρέπει να αποτελείται από 3 σειρές παραγωγής δυναμικότητας $100m^3$ ημερησίως. Κάθε μονάδα παραγωγής λειτουργεί στην ονομαστική ισχύ για βέλτιστη απόδοση και λιγότερη κατανάλωση ενέργειας, η οποία εκτιμάται ότι είναι με σύστημα ανάκτησης ενέργειας $4kWh/m^3$ παραγόμενου πόσιμου νερού. [4.12]

Συνεπώς για την κάλυψη των αναγκών υδροδότησης λειτουργούν:

- Δύο σειρές παραγωγής για 6 ώρες ημερησίως τη χειμερινή περίοδο.
- Δύο σειρές παραγωγής για 9 ώρες τους εαρινούς μήνες.
- Τρεις σειρές παραγωγής για 12 ώρες τους θερινούς μήνες.

Η ζήτηση ισχύος της μονάδας αφαλάτωσης θεωρείται σταθερή και υπολογίζεται ότι είναι για κάθε σειρά παραγωγής $17kW$, ενώ η ένταξή της στο δίκτυο γίνεται σύμφωνα με το πρόγραμμα ημερήσιας κατανομής κατά τις μεσημβρινές ώρες, λόγω της αναμενόμενης αυξημένης παραγωγής των ΑΠΕ. Επομένως, η ζήτηση της μονάδας αφαλάτωσης αποτελεί ένα μη ελεγχόμενο φορτίο, το οποίο δεν υπόκειται στις μεταβολές του ελέγχου για ένταξη και περικοπή φορτίου λόγω της απαίτησης της κάλυψης των αναγκών υδροδότησης.

5.9 Αποτελέσματα σεναρίων προσομοίωσης στο MATLAB

Πραγματοποιούνται 3 σενάρια χειμερινής, εαρινής και θερινής λειτουργίας με ένταξη ελεγχόμενων φορτίων και σύμφωνα με την προσομοίωση προκύπτουν τα παρακάτω αποτελέσματα:

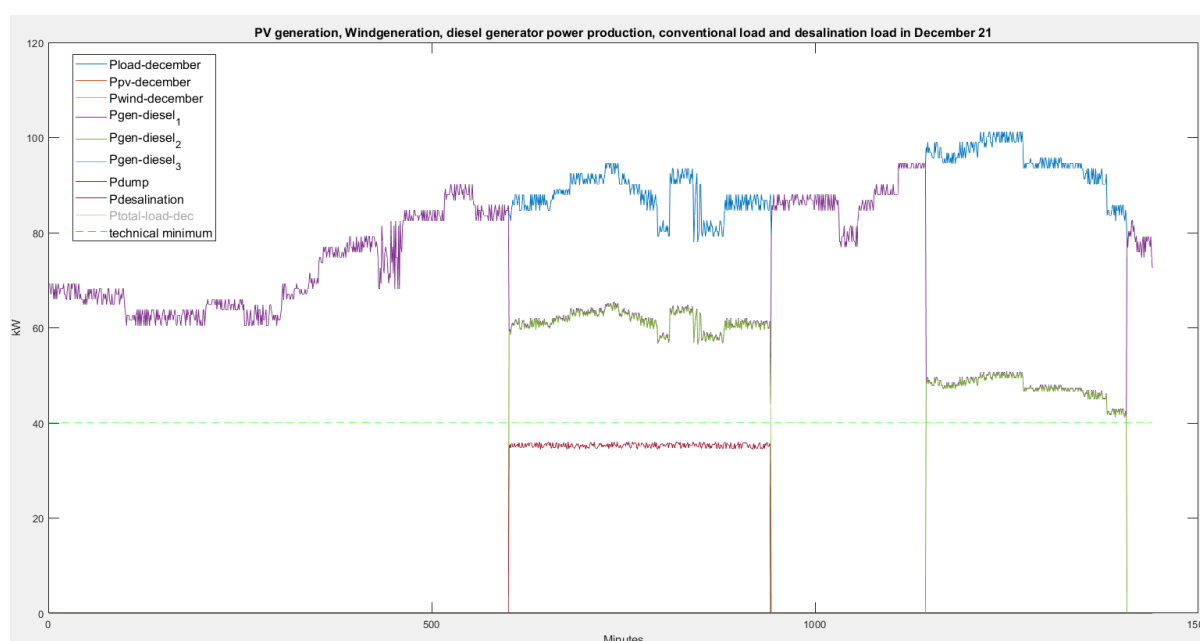
5.9.1 Προσομοίωση με γεννήτριες diesel ονομαστικής ισχύος 100kW

21 Δεκεμβρίου

Η παραγόμενη ενέργεια από τη γεννήτρια 1 είναι 1610kWh.

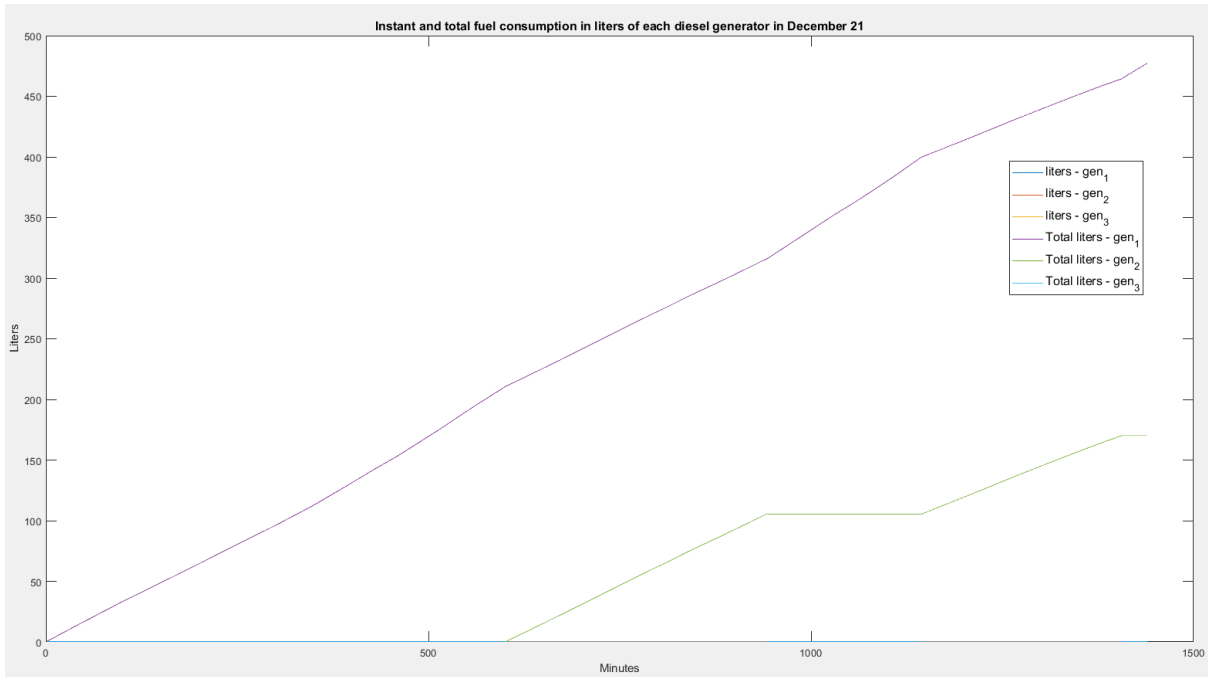
Η παραγόμενη ενέργεια από τη γεννήτρια 2 είναι 556kWh.

Η ενέργεια που καταναλώθηκε από τη μονάδα αφαλάτωσης είναι 200 kWh.



Εικόνα 5.4 Παραγωγή γεννητριών, ζήτηση ισχύος από τα φορτία και τη αφαλάτωσης την 21^η Δεκεμβρίου.

Η συνολική ζήτηση αυξάνεται κατά την ένταξη της μονάδας αφαλάτωσης στο δίκτυο με αποτέλεσμα να συνδέεται και η δεύτερη γεννήτρια για να καλύψει το φορτίο, η οποία παραμένει συγχρονισμένη για τουλάχιστον μία ώρα εφόσον δεν παραβιάζονται οι δυναμικοί περιορισμοί και οι περιορισμοί τεχνικού ελαχίστου. Μετά την απένταξη της μονάδας αφαλάτωσης και εφόσον το φορτίο περιοριστεί κάτω του 80% της ονομαστικής ισχύος των γεννητριών αποσυνδέεται η δεύτερη γεννήτρια από το δίκτυο. Κατά τη βραδινή αύξηση της ζήτησης το φορτίο ξεπερνάει το όριο θετικής εφεδρείας της πρώτης γεννήτριας με αποτέλεσμα τον επανασυγχρονισμό της δεύτερης γεννήτριας στο δίκτυο.



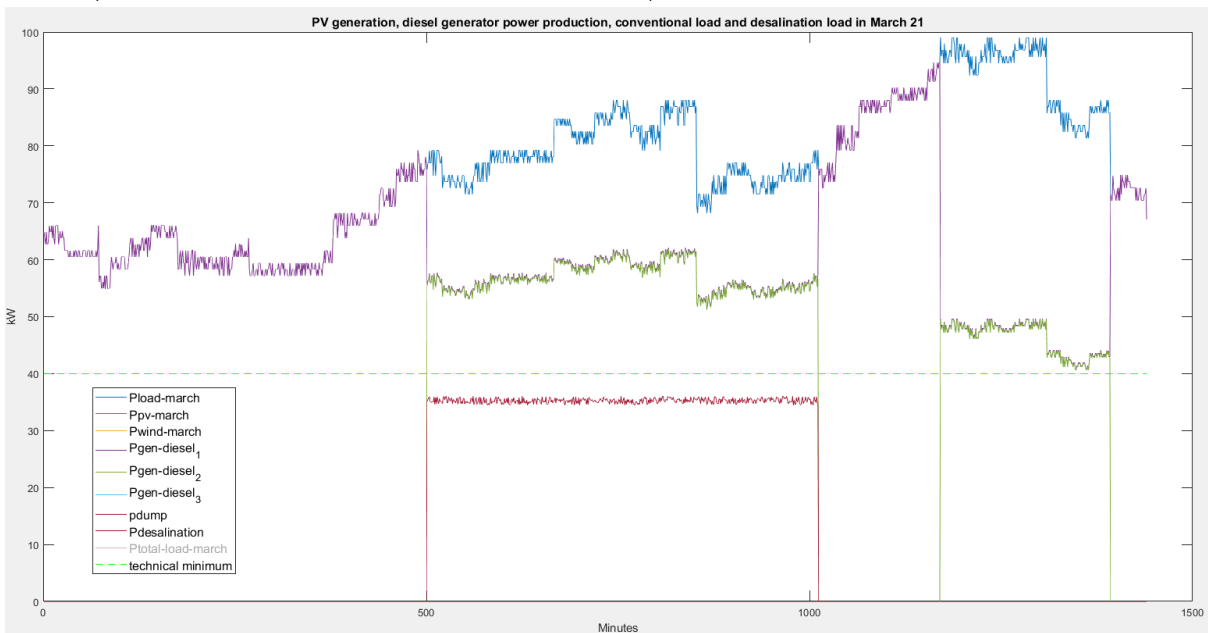
Εικόνα 5.5 Η κατανάλωση καυσίμου των γεννητριών 1 και 2 είναι 477ℓ και 170ℓ αντίστοιχα.

21 Μαρτίου

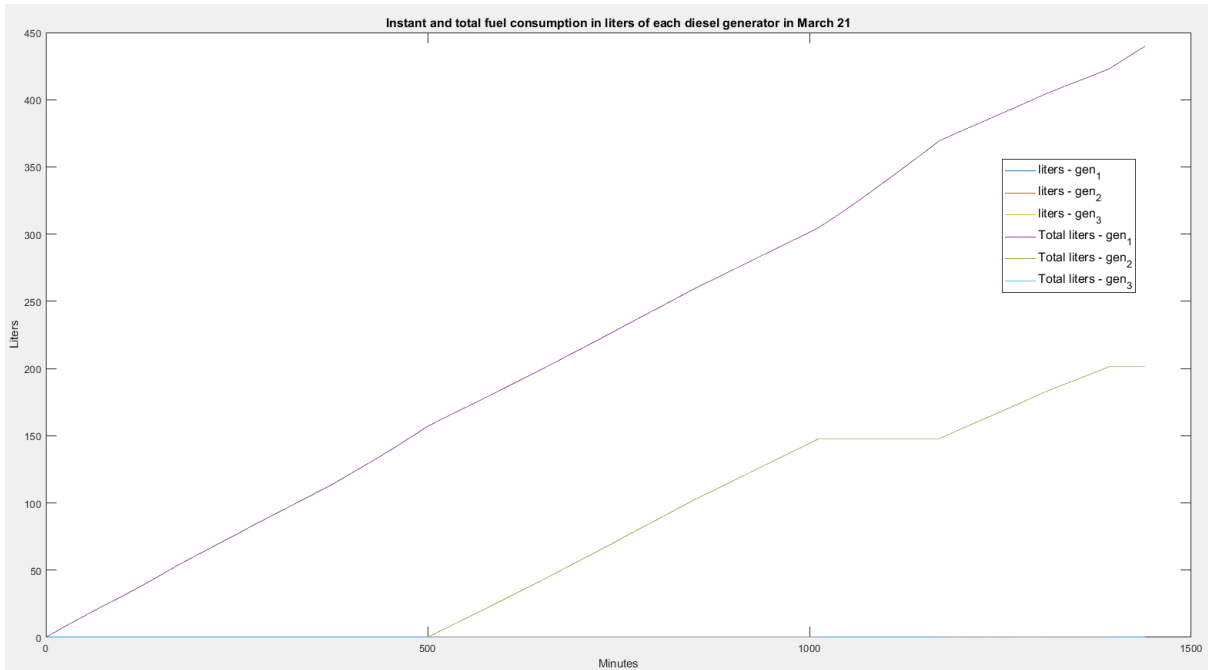
Η παραγόμενη ενέργεια από τη γεννήτρια 1 είναι 1463kWh.

Η παραγόμενη ενέργεια από τη γεννήτρια 2 είναι 654kWh.

Η ενέργεια που καταναλώθηκε από τη μονάδα αφαλάτωσης είναι 300 kWh.



Εικόνα 5.6 Παραγωγή γεννητριών, ζήτηση ισχύος από τα φορτία του δικτύου και τη μονάδα αφαλάτωσης την 21^η Μαρτίου.



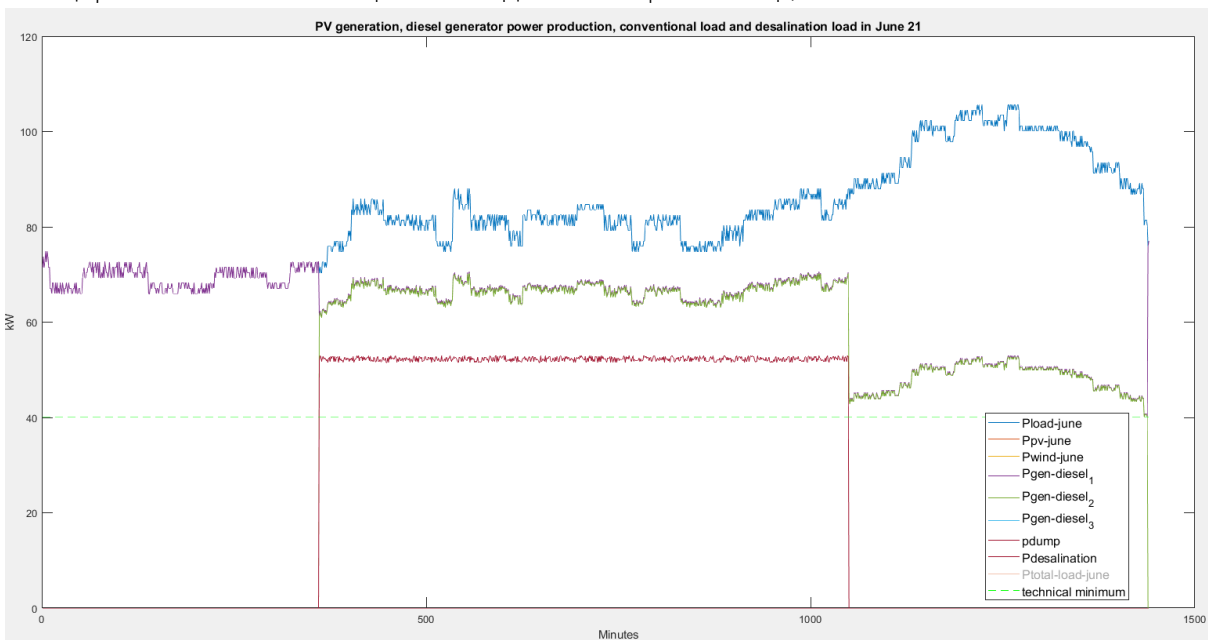
Εικόνα 5.7 Η κατανάλωση καυσίμου των γεννητριών 1 και 2 είναι 440ℓ και 201ℓ αντίστοιχα.

21 Ιουνίου

Η παραγόμενη ενέργεια από τη γεννήτρια 1 είναι 1497 kWh.

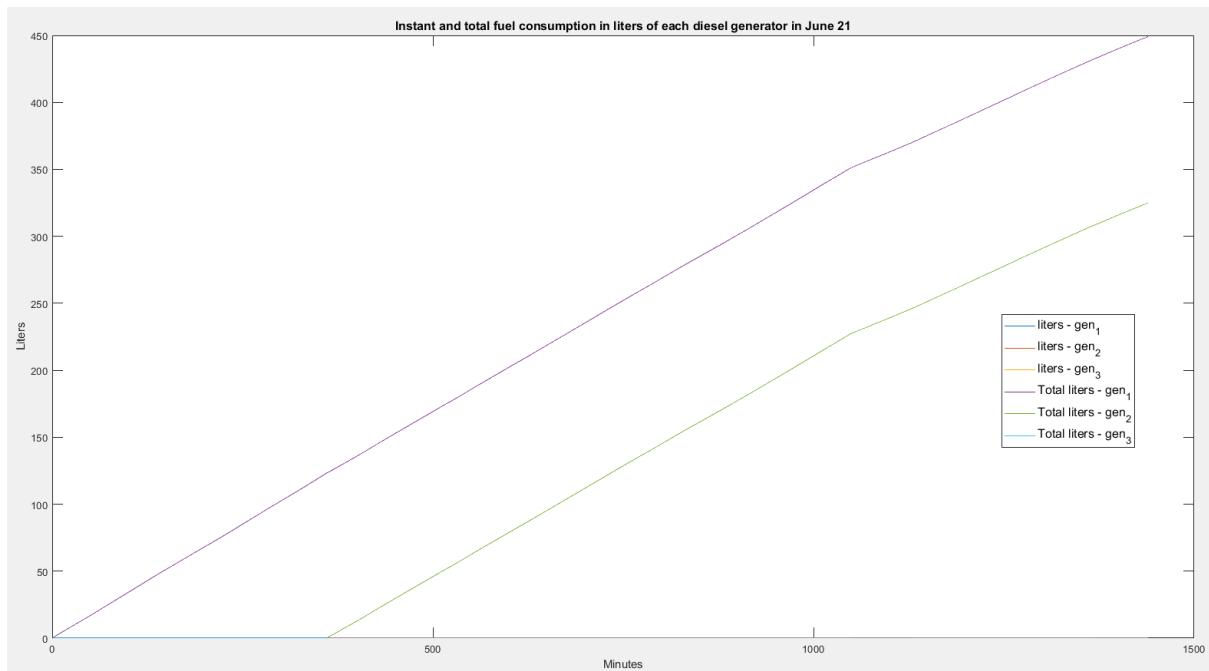
Η παραγόμενη ενέργεια από τη γεννήτρια 2 είναι 1076 kWh.

Η ενέργεια που καταναλώθηκε από τη μονάδα αφαλάτωσης είναι 600 kWh.



Εικόνα 5.8 Παραγωγή γεννητριών, ζήτηση ισχύος από τα φορτία και τη μονάδα αφαλάτωσης.

Λόγω της υψηλής ζήτησης ισχύος μετά την ένταξη της μονάδας αφαλάτωσης και της βραδινής αύξησης του φορτίου, η δεύτερη γεννήτρια παραμένει συνδεδεμένη στο δίκτυο.



Εικόνα 5.9 Η κατανάλωση καυσίμου των γεννητριών 1 και 2 είναι 449ℓ και 324ℓ αντίστοιχα.

5.9.2 Προσομοίωση με γεννήτριες diesel 100kW και Α/Γ ονομαστικής ισχύος 80kW

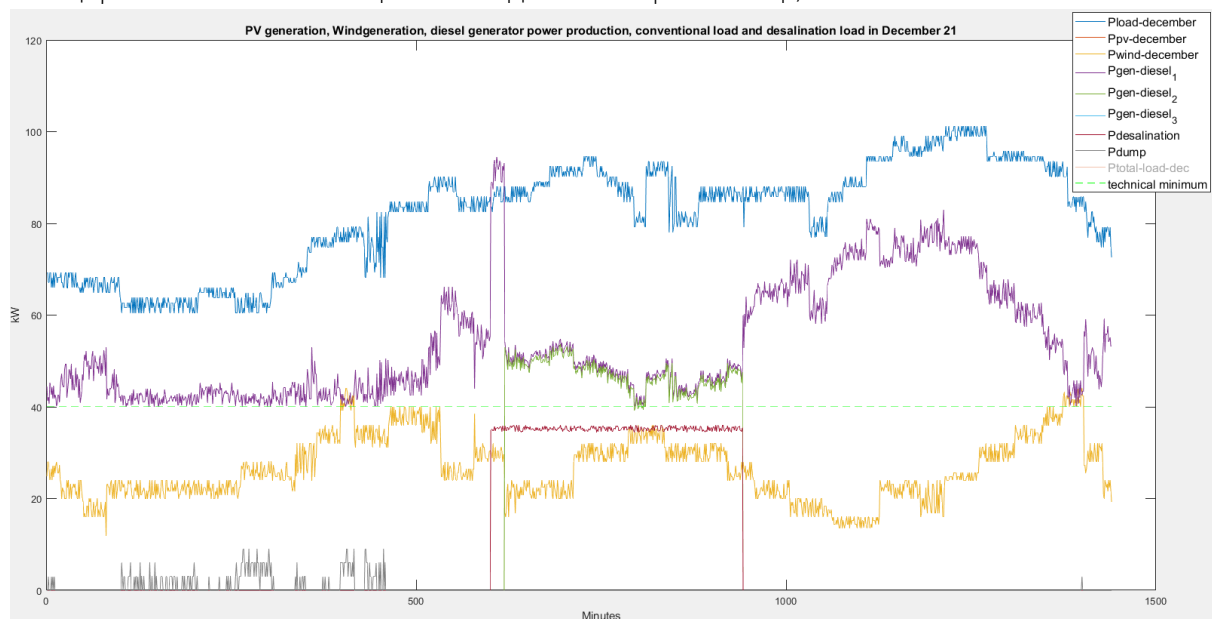
21 Δεκεμβρίου

Η παραγόμενη ενέργεια από την Α/Γ είναι 637kWh.

Η παραγόμενη ενέργεια από τη γεννήτρια 1 είναι 1287kWh.

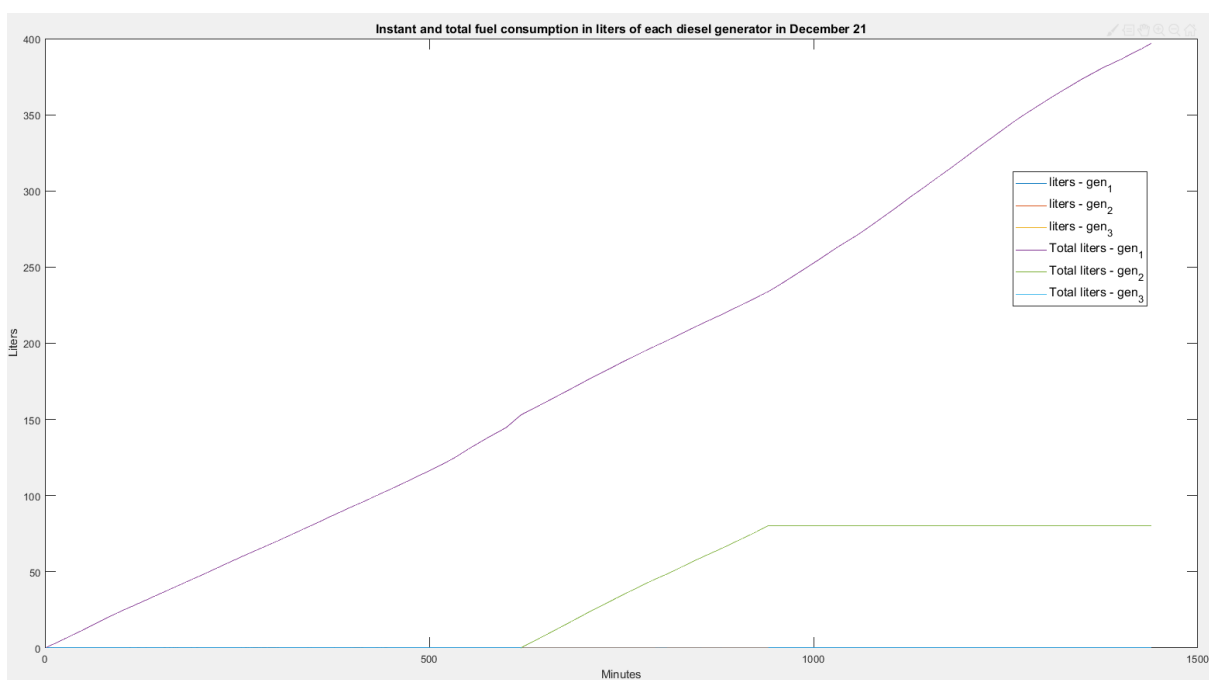
Η παραγόμενη ενέργεια από τη γεννήτρια 2 είναι 252kWh.

Η ενέργεια που καταναλώθηκε από τη μονάδα αφαλάτωσης είναι 200 kWh.



Εικόνα 5.10 Παραγωγή γεννητριών, ανεμογεννήτριας, ζήτηση ισχύος φορτίων, της μονάδας αφαλάτωσης και των ελεγχόμενων φορτίων.

Λόγω της παραγόμενης ισχύος από την ανεμογεννήτρια περιορίζεται το φορτίο της γεννήτριας diesel. Μόλις εντάσσεται η μονάδα αφαλάτωσης στο δίκτυο η ισχύς της γεννήτριας φτάνει κοντά στην ονομαστική της τιμή με αποτέλεσμα να πραγματοποιείται συγχρονισμός της δεύτερης γεννήτριας. Όταν το φορτίο των γεννητριών μειωθεί κοντά στο τεχνικό ελάχιστο αποσυνδέεται η δεύτερη γεννήτρια και επανασυνδέεται στη συνέχεια λόγω της αύξησης του φορτίου μέχρις ότου να σταματήσει η λειτουργία της μονάδας αφαλάτωσης. Η παραγωγή της ανεμογεννήτριας έχει ως αποτέλεσμα κατά τις βραδινές ώρες να αποτρέπεται η επανένταξη της δεύτερης γεννήτριας συμβάλλοντας στη μείωση της κατανάλωσης του καυσίμου και των λειτουργικών εξόδων των συμβατικών μονάδων παραγωγής.



Εικόνα 5.11 Η κατανάλωση καυσίμου των γεννητριών 1 και 2 είναι 397ℓ και 80ℓ αντίστοιχα.

21 Μαρτίου

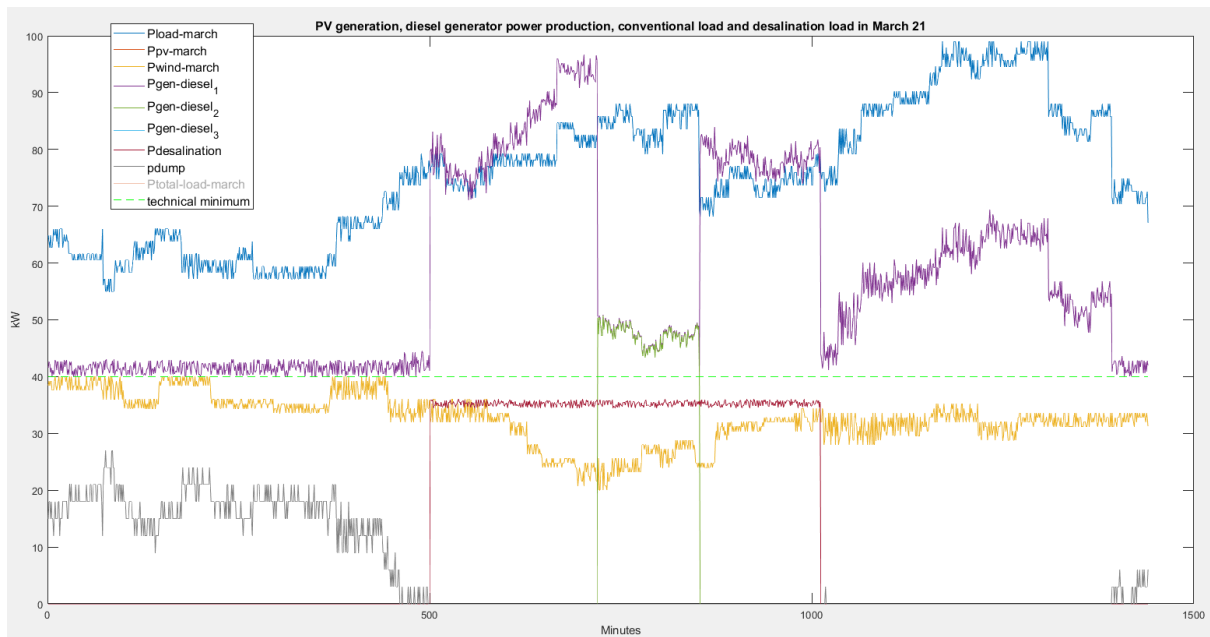
Η παραγόμενη ενέργεια από την Α/Γ είναι 779kWh.

Η παραγόμενη ενέργεια από τη γεννήτρια 1 είναι 1362kWh.

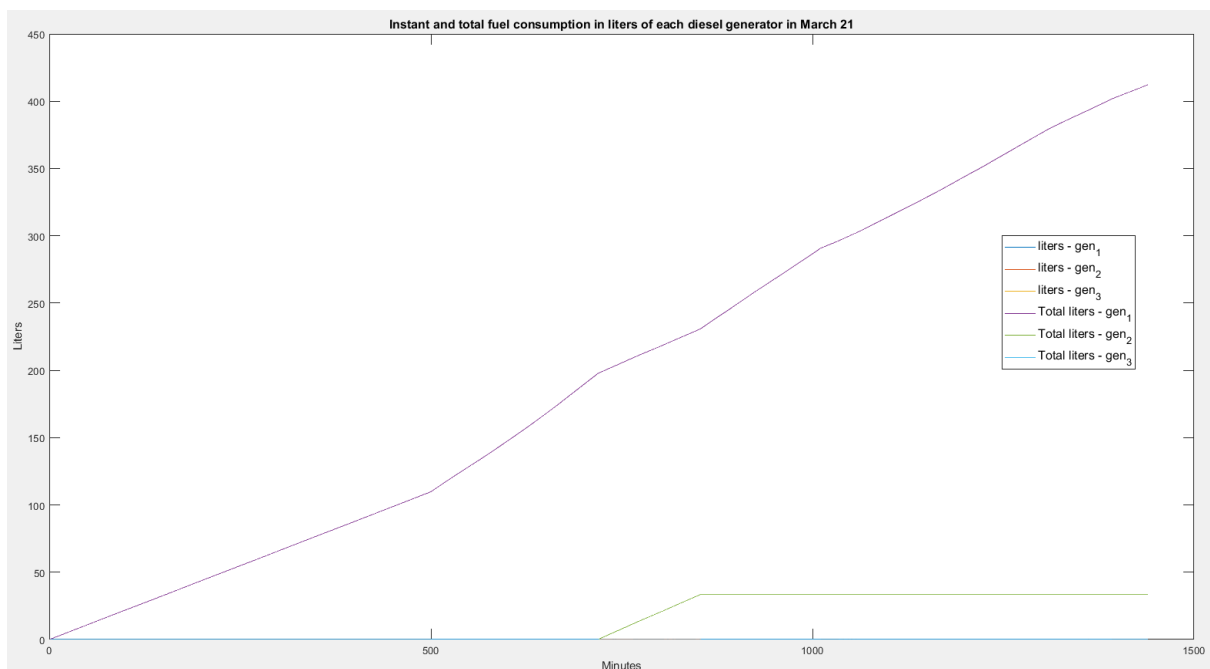
Η παραγόμενη ενέργεια από τη γεννήτρια 2 είναι 105kWh.

Η ενέργεια που καταναλώθηκε στη μονάδα αφαλάτωσης είναι 300kWh.

Η ενέργεια που καταναλώθηκε από τα ελεγχόμενα φορτία είναι 129kWh.



Εικόνα 5.12 Παραγωγή γεννητριών, ανεμογεννήτριας, ζήτηση ισχύος από τα φορτία, τη μονάδα αφαλάτωσης και τις αντλίες θερμότητας.



Εικόνα 5.13 Η κατανάλωση καυσίμου των γεννητριών είναι 412ℓ και 33ℓ αντίστοιχα.

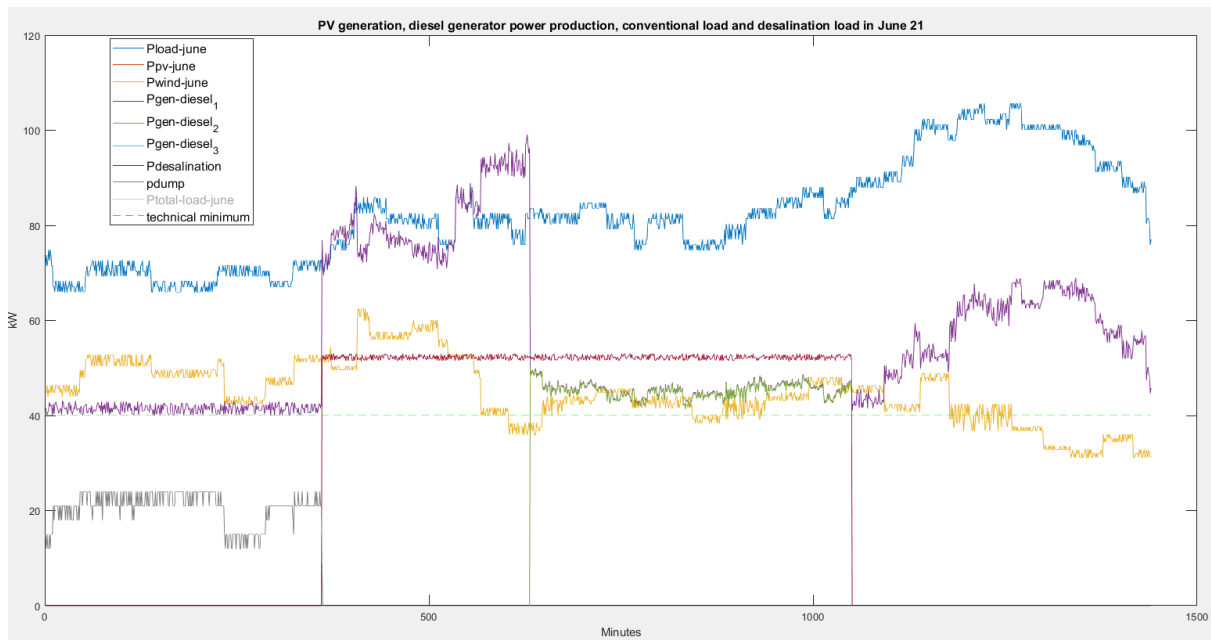
21 Ιουνίου

Η παραγόμενη ενέργεια από την Α/Γ είναι 1074kWh.

Η παραγόμενη ενέργεια από τη γεννήτρια 1 είναι 1623kWh.

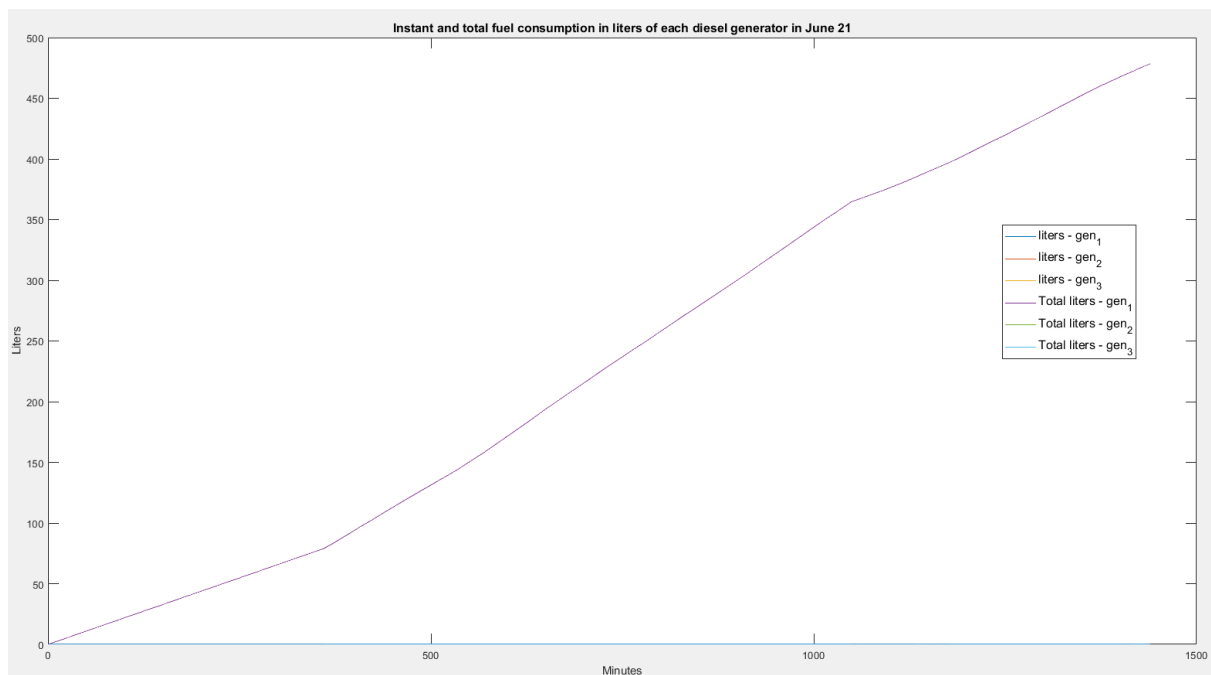
Η ενέργεια που καταναλώθηκε στη μονάδα αφαλάτωσης είναι 600kWh.

Η ενέργεια που καταναλώθηκε από τα ελεγχόμενα φορτία είναι 123kWh.



Εικόνα 5.14 Παραγωγή γεννητριών, ανεμογεννήτριας, ζήτηση ισχύος από τα φορτία, τη μονάδα αφαλάτωσης και τις αντλίες θερμότητας την 21^η Ιουνίου.

Λόγω αυξημένης παραγωγής από την ανεμογεννήτρια κατά τις πρώτες ώρες της ημέρας πραγματοποιείται ένταξη των ελεγχόμενων φορτίων για τη διαχείριση της περίσσειας παραγόμενης ισχύος και της τήρησης των δυναμικών περιορισμών και του τεχνικού ελαχίστου της γεννήτριας.



Εικόνα 5.15 Η κατανάλωση καυσίμου της γεννήτριας 1 είναι 479ℓ.

5.9.3 Προσομοίωση με γεννήτριες diesel και φωτοβολταϊκά ονομαστικής ισχύος 100kW

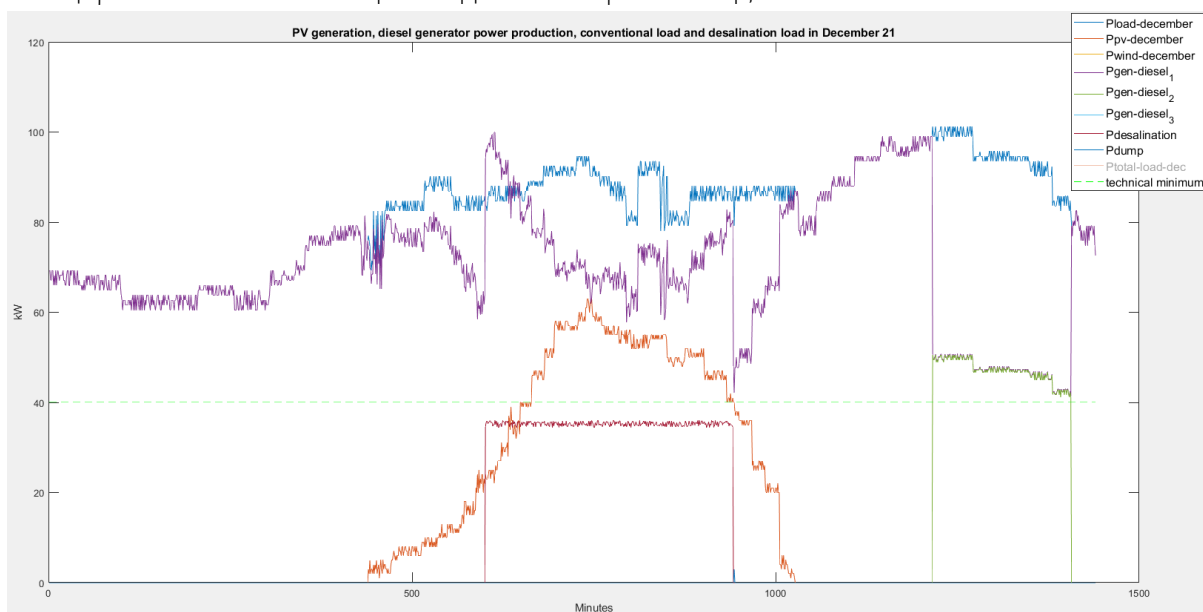
21 Δεκεμβρίου

Η παραγόμενη ενέργεια από τα ΦΒ είναι 334kWh.

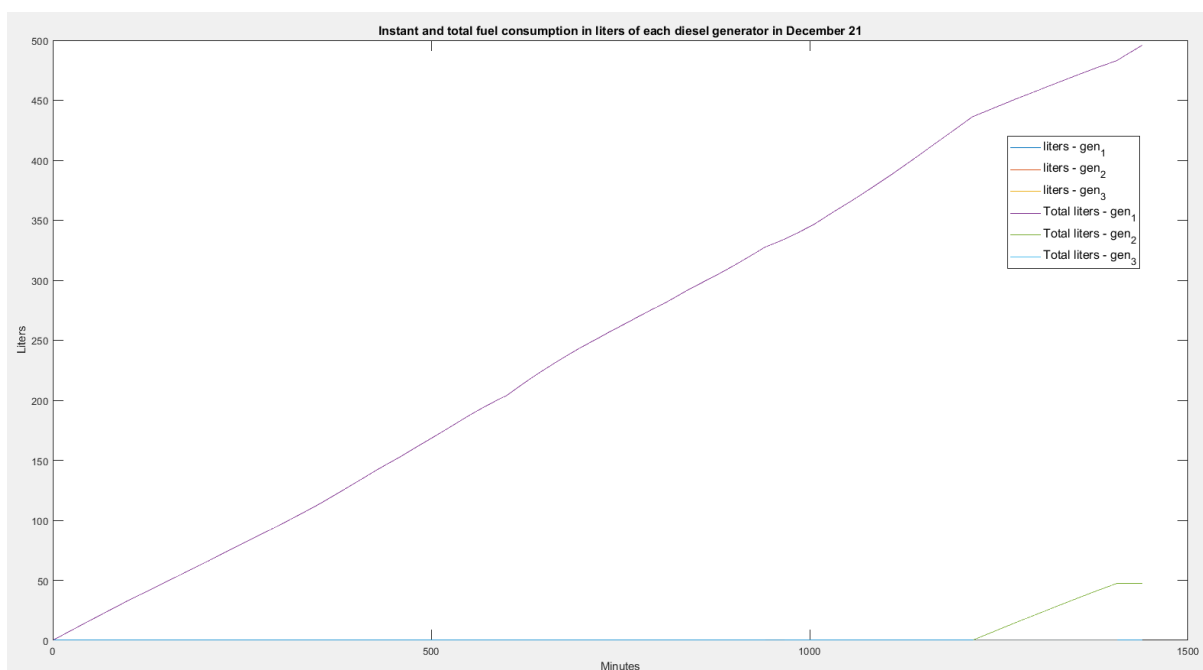
Η παραγόμενη ενέργεια από τη γεννήτρια 1 είναι 1683kWh.

Η παραγόμενη ενέργεια από τη γεννήτρια 2 είναι 150kWh.

Η ενέργεια που καταναλώθηκε στη μονάδα αφαλάτωσης είναι 200kWh.



Εικόνα 5.16 Παραγωγή γεννητριών, φωτοβολταϊκών, ζήτηση ισχύος φορτίων και μονάδας αφαλάτωσης την 21^η Δεκεμβρίου.



Εικόνα 5.17 Η κατανάλωση καυσίμου των γεννητριών 1 και 2 είναι 496ℓ και 47ℓ αντίστοιχα.

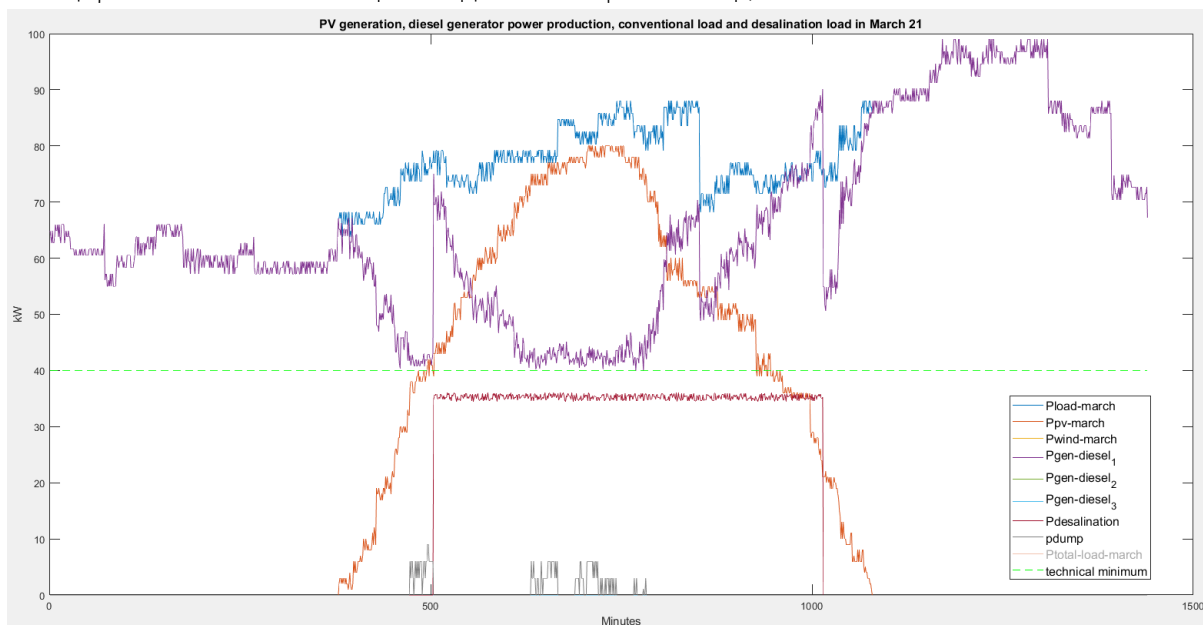
21 Μαρτίου

Η παραγόμενη ενέργεια από τα ΦΒ είναι 558kWh.

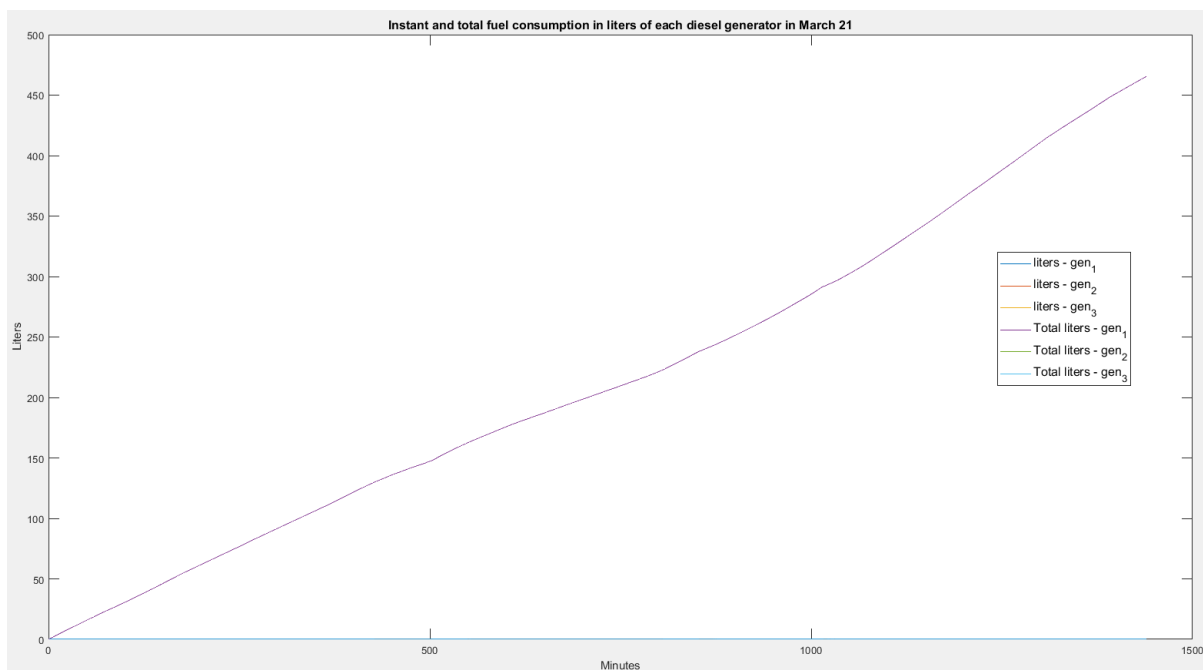
Η παραγόμενη ενέργεια από τη γεννήτρια 1 είναι 1567kWh.

Η παραγόμενη ενέργεια από τη γεννήτρια 2 είναι 170kWh.

Η ενέργεια που καταναλώθηκε στη μονάδα αφαλάτωσης είναι 300kWh.



Εικόνα 5.18 Παραγωγή γεννητριών, φωτοβολταϊκών, η ισχύς του φορτίου και της μονάδας αφαλάτωσης την 21^η Μαρτίου.



Εικόνα 5.19 Η κατανάλωση καυσίμου της γεννήτριας 1 είναι 465ℓ.

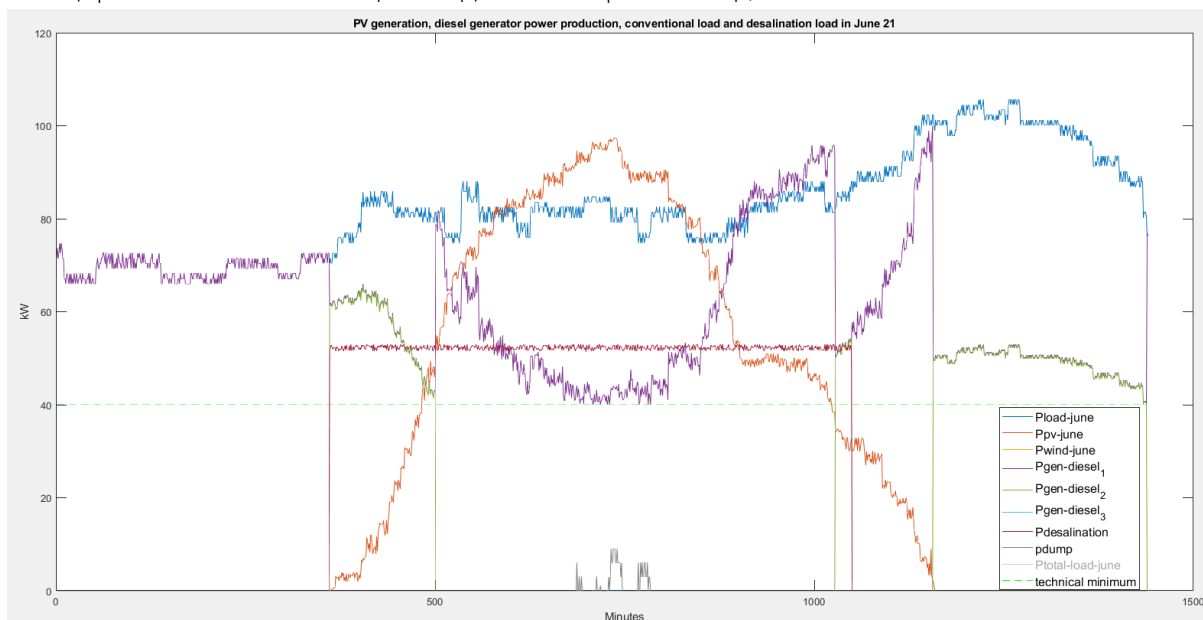
21 Ιουνίου

Η παραγόμενη ενέργεια από τα ΦΒ είναι 735kWh.

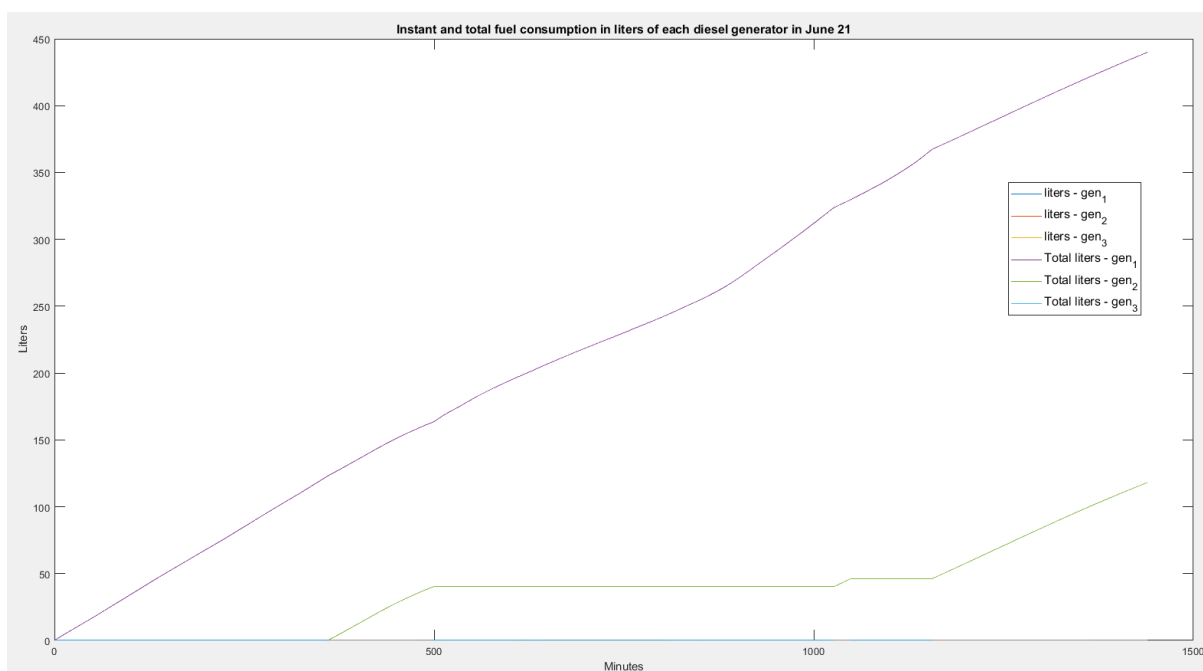
Η παραγόμενη ενέργεια από τη γεννήτρια 1 είναι 1424kWh.

Η παραγόμενη ενέργεια από τη γεννήτρια 2 είναι 417kWh.

Η ενέργεια που καταναλώθηκε στη μονάδα αφαλάτωσης είναι 600kWh.



Εικόνα 5.20 Παραγωγή γεννητριών, φωτοβολταϊκών, ζήτηση ισχύος και κατανάλωση ισχύος από τη μονάδα αφαλάτωσης την 21^η Ιουνίου.



Εικόνα 5.21 Η κατανάλωση καυσίμου των γεννητριών 1 και 2 είναι 431ℓ και 129ℓ αντίστοιχα.

5.9.4 Προσομοίωση με γεννήτριες, φωτοβολταϊκά 100kW και ανεμογεννήτρια 80kW

21 Δεκεμβρίου

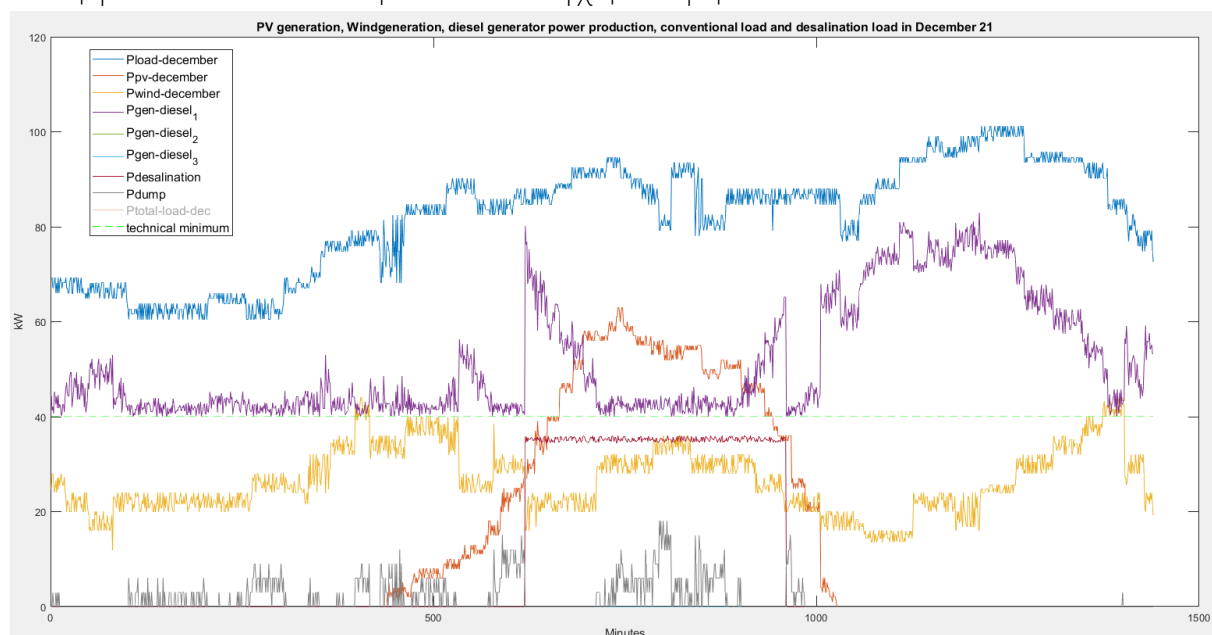
Η παραγόμενη ενέργεια από τα ΦΒ είναι 334kWh.

Η παραγόμενη ενέργεια από την Α/Γ είναι 637kWh.

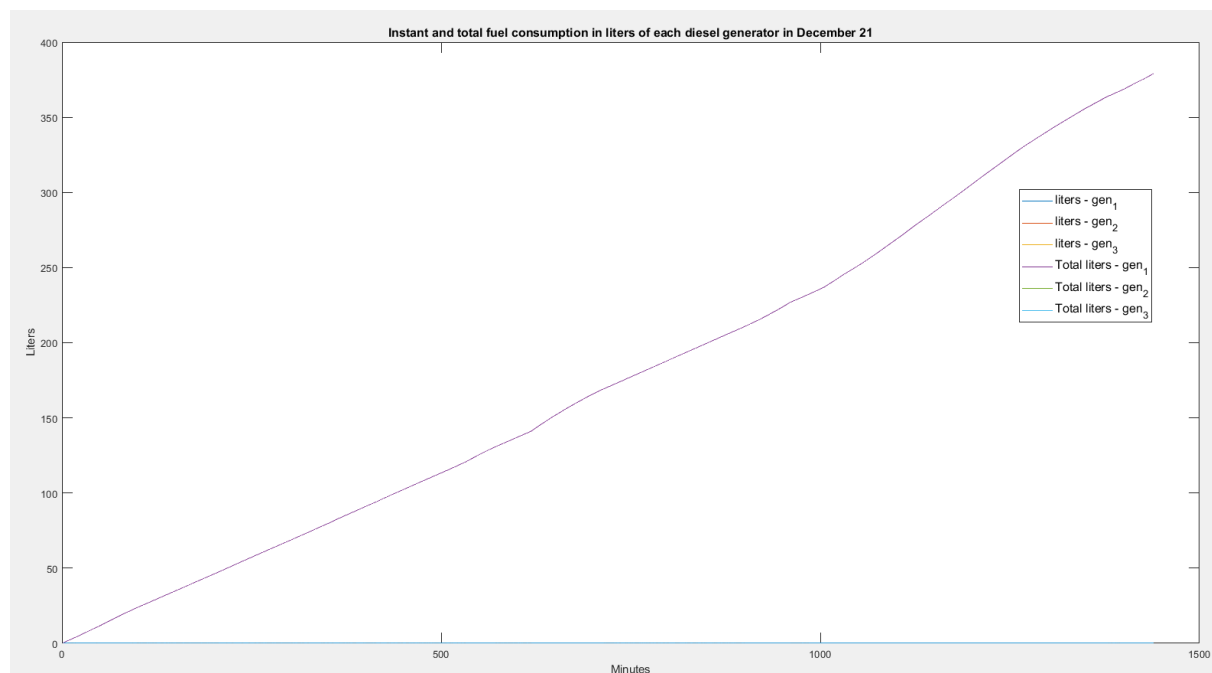
Η παραγόμενη ενέργεια από τη γεννήτρια 1 είναι 1233kWh.

Η ενέργεια που καταναλώθηκε στη μονάδα αφαλάτωσης είναι 200kWh.

Η ενέργεια που καταναλώθηκε από τα ελεγχόμενα φορτία είναι 38kWh.



Εικόνα 5.22 Παραγωγή γεννητριών, φωτοβολταϊκών, ζήτηση ισχύος από τα φορτία και τη μονάδα αφαλάτωσης την 21^η Δεκεμβρίου.



Εικόνα 5.23 Η κατανάλωση καυσίμου της γεννήτριας 1 είναι 379ℓ την 21^η Δεκεμβρίου.

21 Μάρτιου

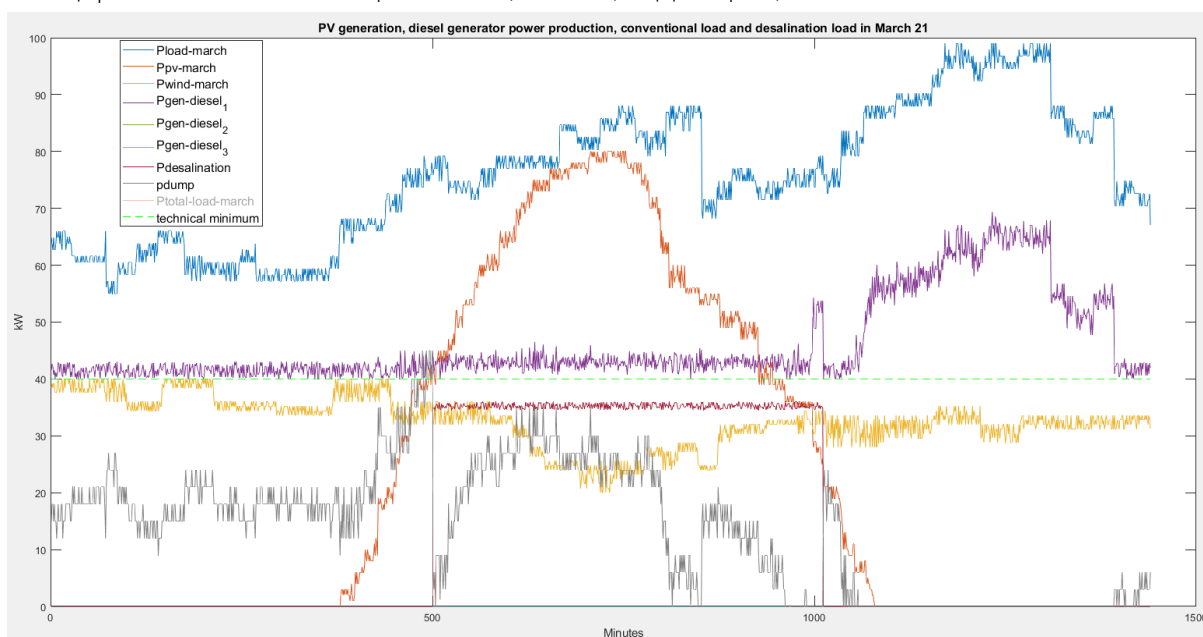
Η παραγόμενη ενέργεια από τα ΦΒ είναι 558kWh.

Η παραγόμενη ενέργεια από την Α/Γ είναι 779kWh.

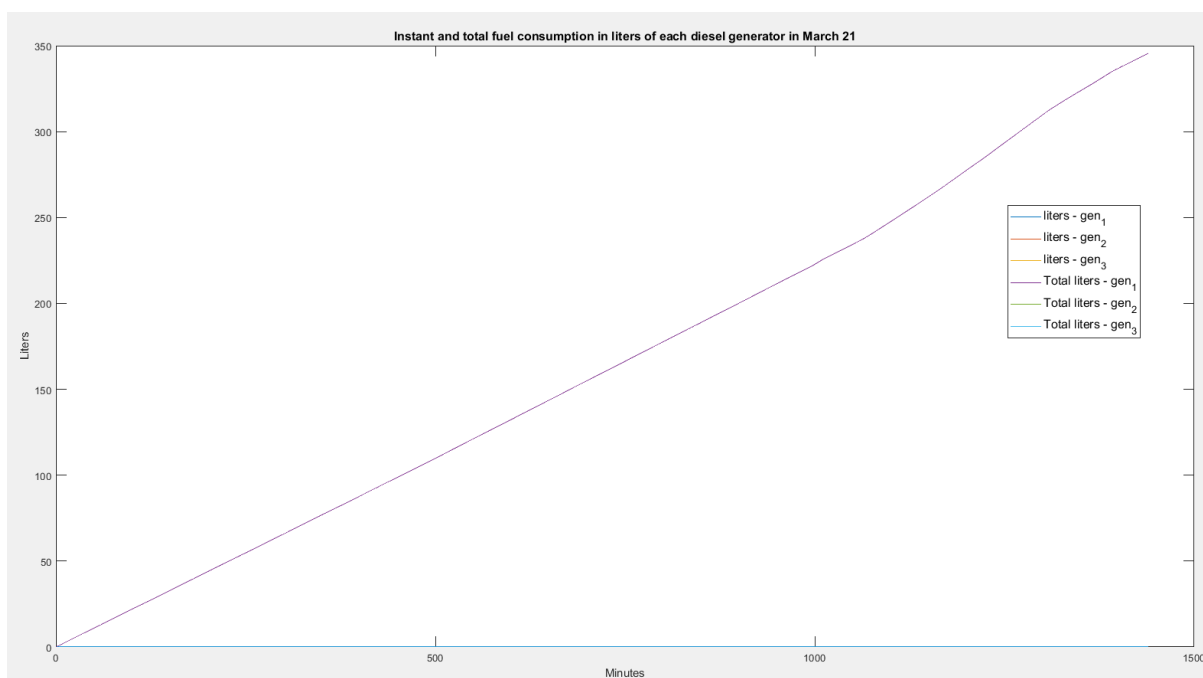
Η παραγόμενη ενέργεια από τη γεννήτρια 1 είναι 1106kWh.

Η ενέργεια που καταναλώθηκε στη μονάδα αφαλάτωσης είναι 300kWh.

Η ενέργεια που καταναλώθηκε από τις αντλίες θερμότητας είναι 325kWh.



Εικόνα 5.24 Παραγωγή γεννητριών, ανεμογεννήτριας, φωτοβολταϊκών, ζήτηση ισχύος και κατανάλωση ισχύος από τη μονάδα αφαλάτωσης την 21^η Μαρτίου.



Εικόνα 5.25 Η κατανάλωση καυσίμου της γεννήτριας 1 είναι 346ℓ.

21 Ιουνίου

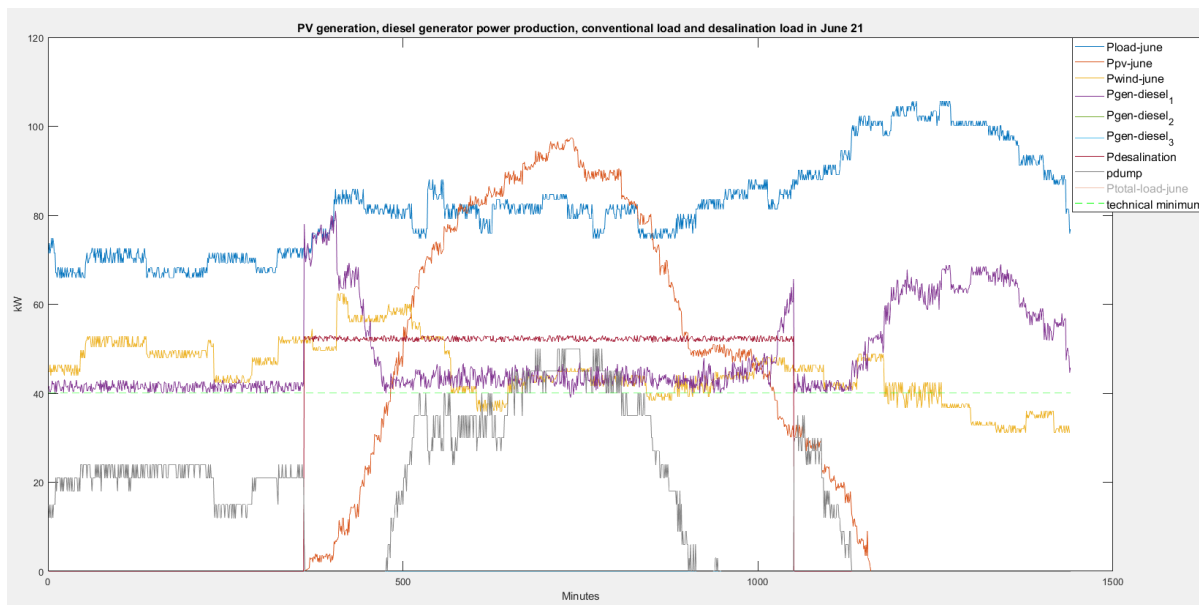
Η παραγόμενη ενέργεια από τα ΦΒ είναι 735kWh.

Η παραγόμενη ενέργεια από την Α/Γ είναι 1074kWh.

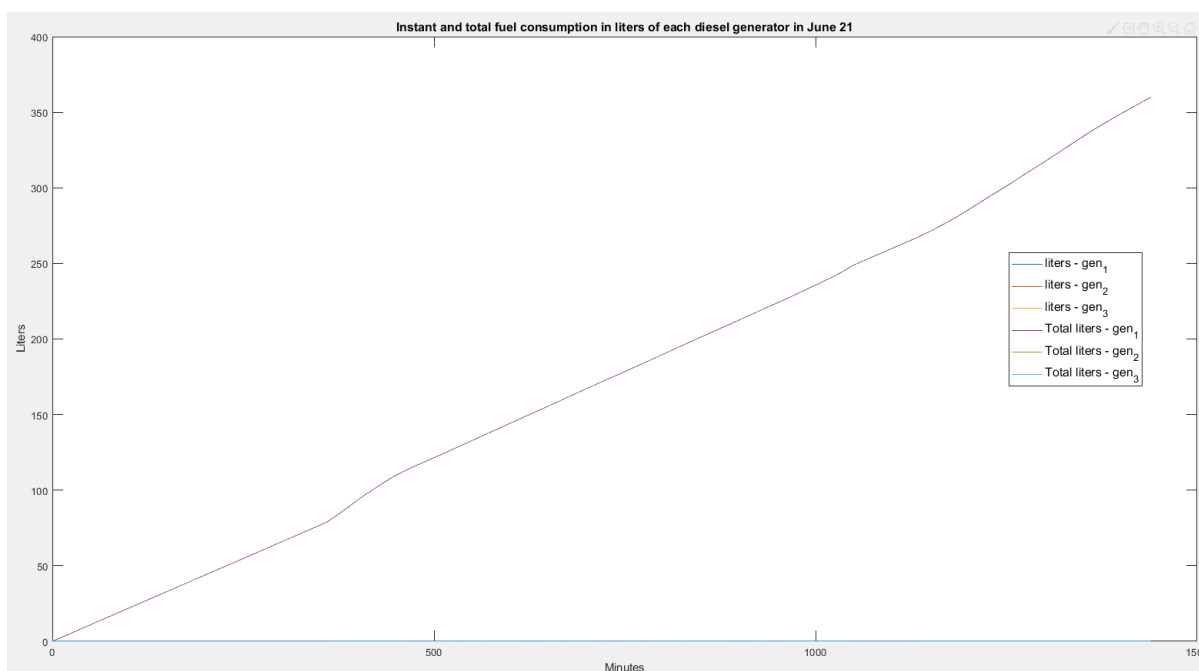
Η παραγόμενη ενέργεια από τη γεννήτρια 1 είναι 1160kWh.

Η ενέργεια που καταναλώθηκε στη μονάδα αφαλάτωσης είναι 600kWh.

Η ενέργεια που καταναλώθηκε από τα ελεγχόμενα φορτία είναι 395kWh.



Εικόνα 5.26 Παραγωγή γεννητριών, ανεμογεννήτριας, φωτοβολταϊκών, ζήτηση ισχύος και κατανάλωση ισχύος από τη μονάδα αφαλάτωσης.



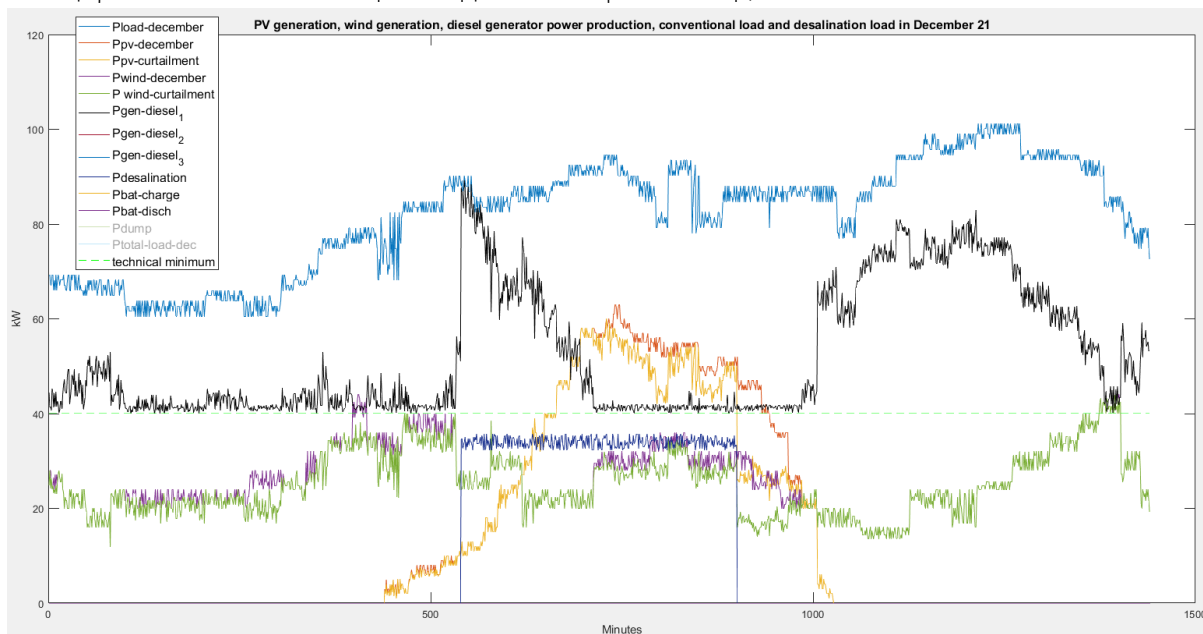
Εικόνα 5.27 Η κατανάλωση καυσίμου των γεννητριών 1 και 2 είναι 360ℓ.

5.9.5 Προσομοίωση με αποστολή ανώτατου επιπέδου παραγωγής στις ΑΠΕ

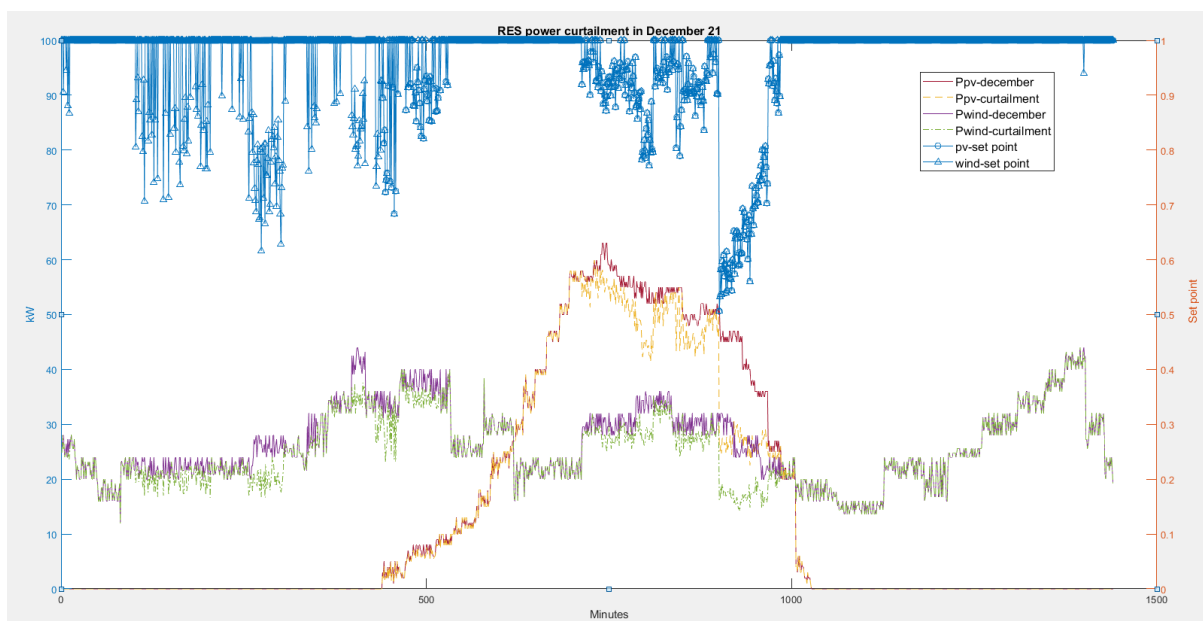
21 Δεκεμβρίου

Η παραγόμενη ενέργεια από τη γεννήτρια 1 είναι 1254kWh.

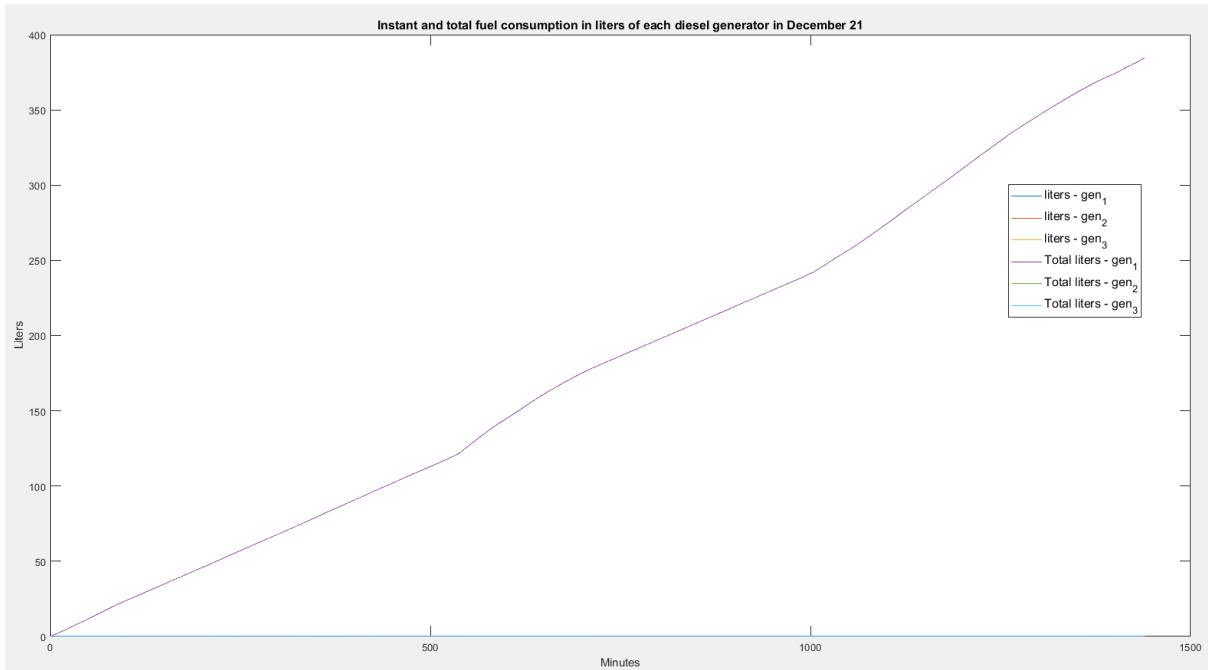
Η ενέργεια που καταναλώθηκε στη μονάδα αφαλάτωσης είναι 200kWh.



Εικόνα 5.28 Παραγόμενη και εγχεόμενη ισχύς των φωτοβολταϊκών, της Α/Γ και η συνολική ζήτηση ισχύος από τα φορτία και τη μονάδα αφαλάτωσης την 21^η Δεκεμβρίου.



Εικόνα 5.29 Η παραγόμενη ενέργεια από τα φωτοβολταϊκά και η τελικά εγχεόμενη στο δίκτυο είναι 334 και 303 kWh, ενώ από την ανεμογεννήτρια είναι 637 και 603 kWh αντίστοιχα.

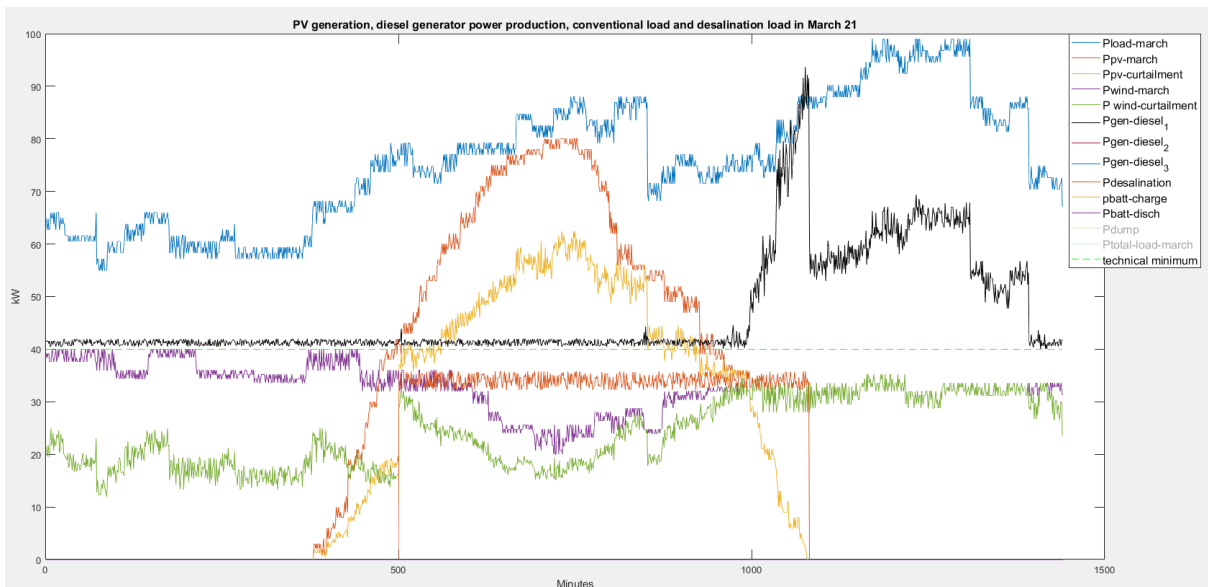


Εικόνα 5.30 Η συνολική κατανάλωση καυσίμου από τη γεννήτρια 1 είναι 385ℓ.

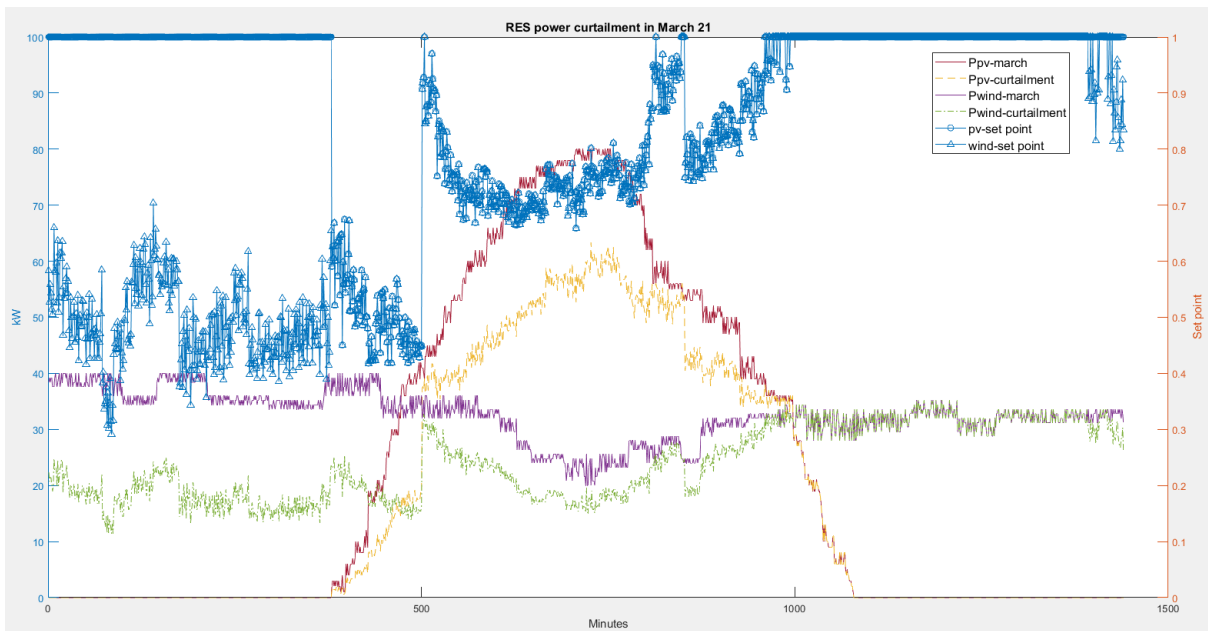
21 Μαρτίου

Η παραγόμενη ενέργεια από τη γεννήτρια 1 είναι 1156kWh.

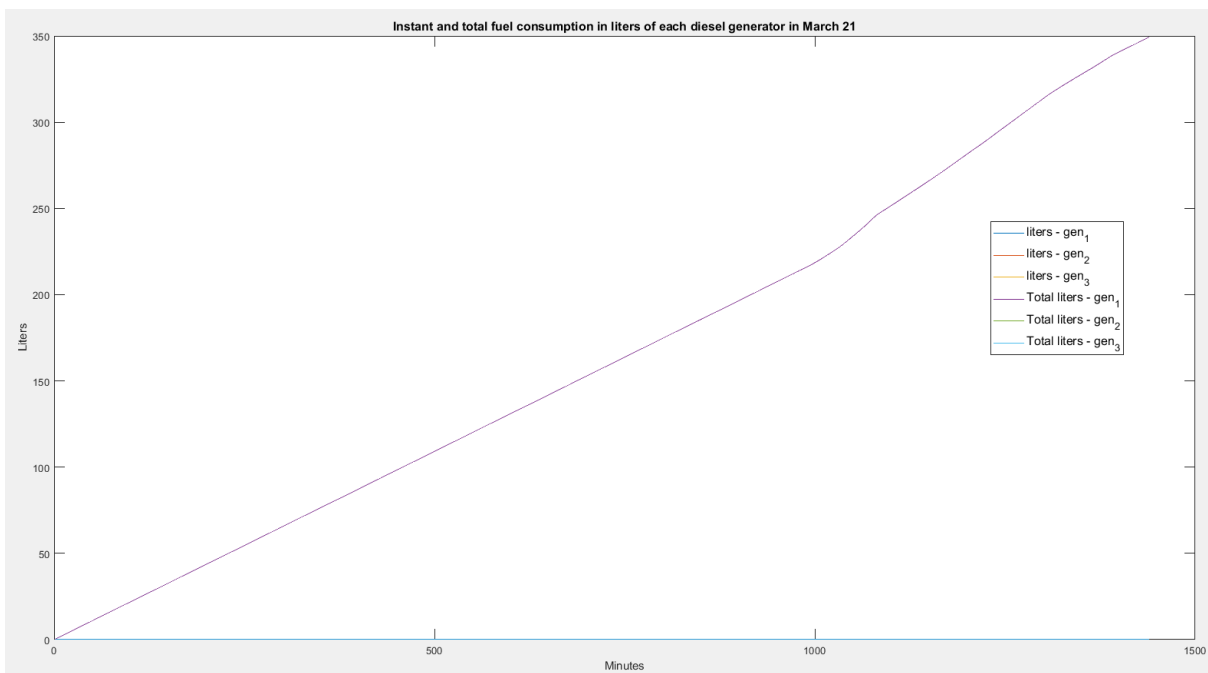
Η ενέργεια που καταναλώθηκε στη μονάδα αφαλάτωσης είναι 300kWh.



Εικόνα 5.31 Παραγόμενη και εγχεόμενη ισχύς των φωτοβολταϊκών, της Α/Γ και η συνολική ζήτηση ισχύος από τα φορτία και τη μονάδα αφαλάτωσης την 21^η Μαρτίου.



Εικόνα 5.32 Η παραγόμενη ενέργεια από τα φωτοβολταϊκά και η τελικά εγχεόμενη στο δίκτυο είναι 558 και 429 kWh, ενώ από την ανεμογεννήτρια είναι 779 και 576 kWh αντίστοιχα.

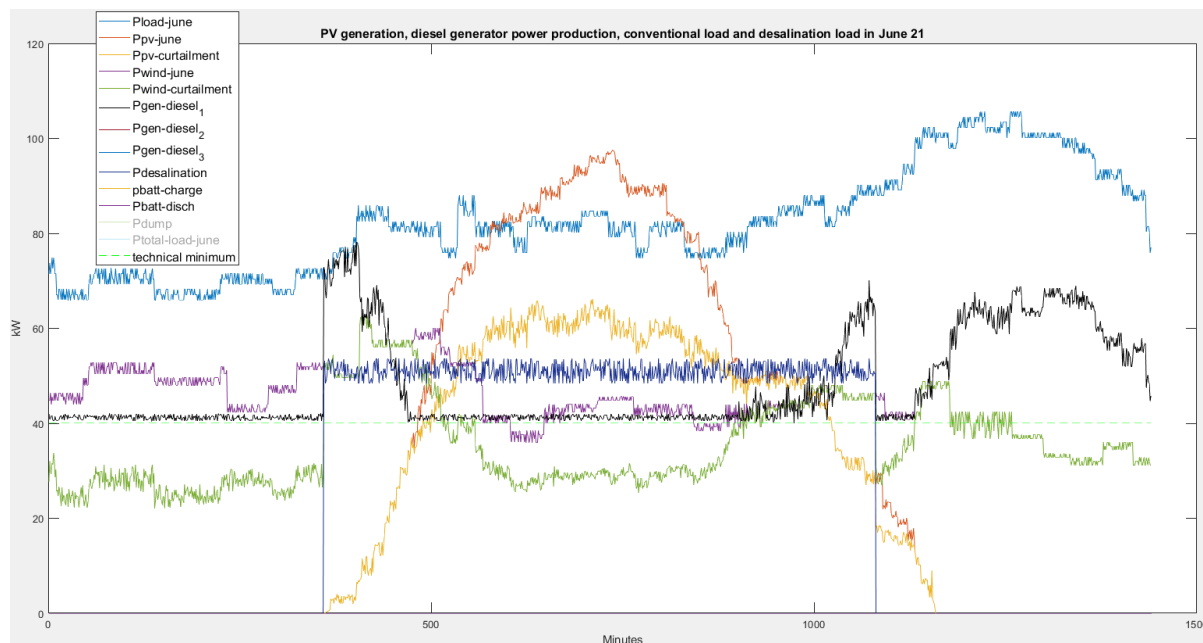


Εικόνα 5.33 Η συνολική κατανάλωση καυσίμου από τη γεννήτρια 1 είναι 349ℓ.

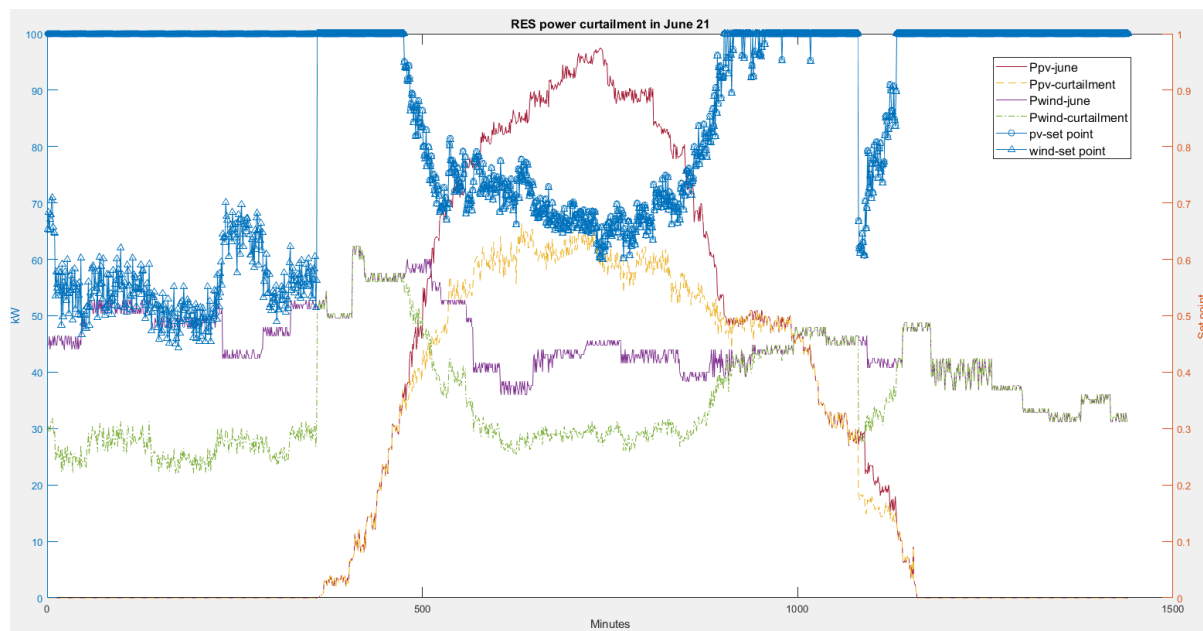
21 Ιουνίου

Η παραγόμενη ενέργεια από τη γεννήτρια 1 είναι 1185kWh.

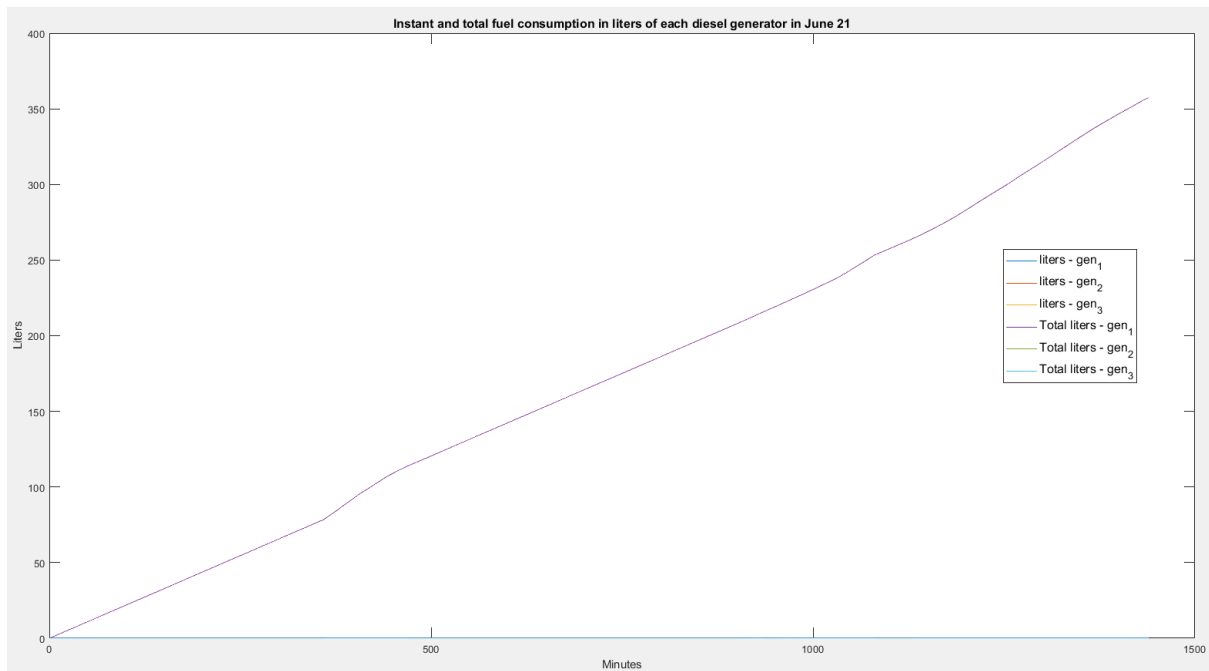
Η ενέργεια που καταναλώθηκε στη μονάδα αφαλάτωσης είναι 600kWh.



Εικόνα 5.34 Παραγόμενη και εγχεόμενη ισχύς των φωτοβολταϊκών, της Α/Γ και η συνολική ζήτηση ισχύος από τα φορτία και τη μονάδα αφαλάτωσης την 21^η Ιουνίου.



Εικόνα 5.35 Η παραγόμενη ενέργεια από τα φωτοβολταϊκά και η τελικά εγχεόμενη στο δίκτυο είναι 735 και 569 kWh, ενώ από την ανεμογεννήτρια είναι 1074 και 850 kWh αντίστοιχα.



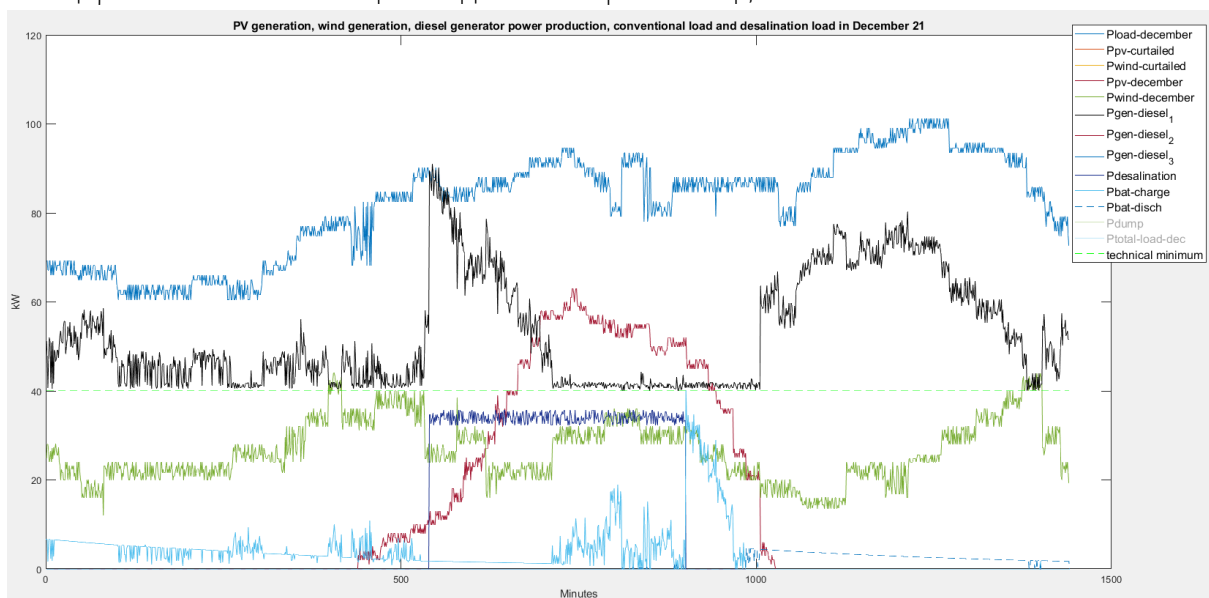
Εικόνα 5.36 Η συνολική κατανάλωση καυσίμου από τη γεννήτρια 1 είναι 357ℓ.

5.9.6 Προσομοίωση με μονάδα αποθήκευσης ενέργειας αποτελούμενη από συσσωρευτές ονομαστικής χωρητικότητας 500kWh, 100kW

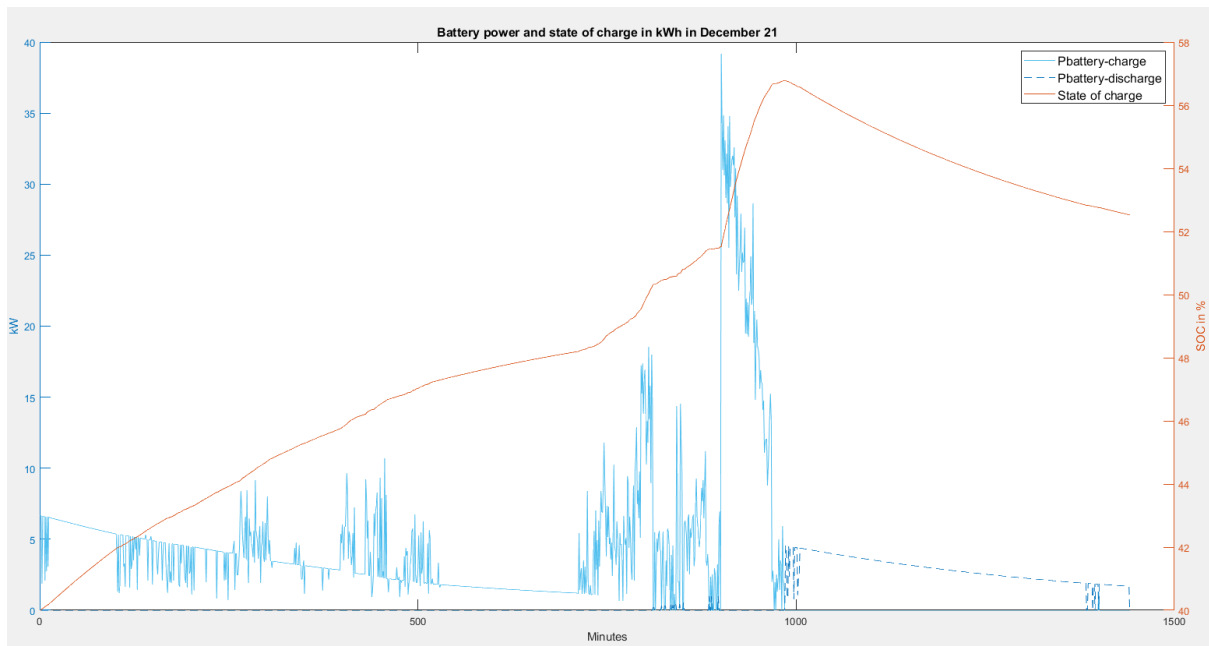
21 Δεκεμβρίου

Η παραγόμενη ενέργεια από τη γεννήτρια 1 είναι 1275kWh.

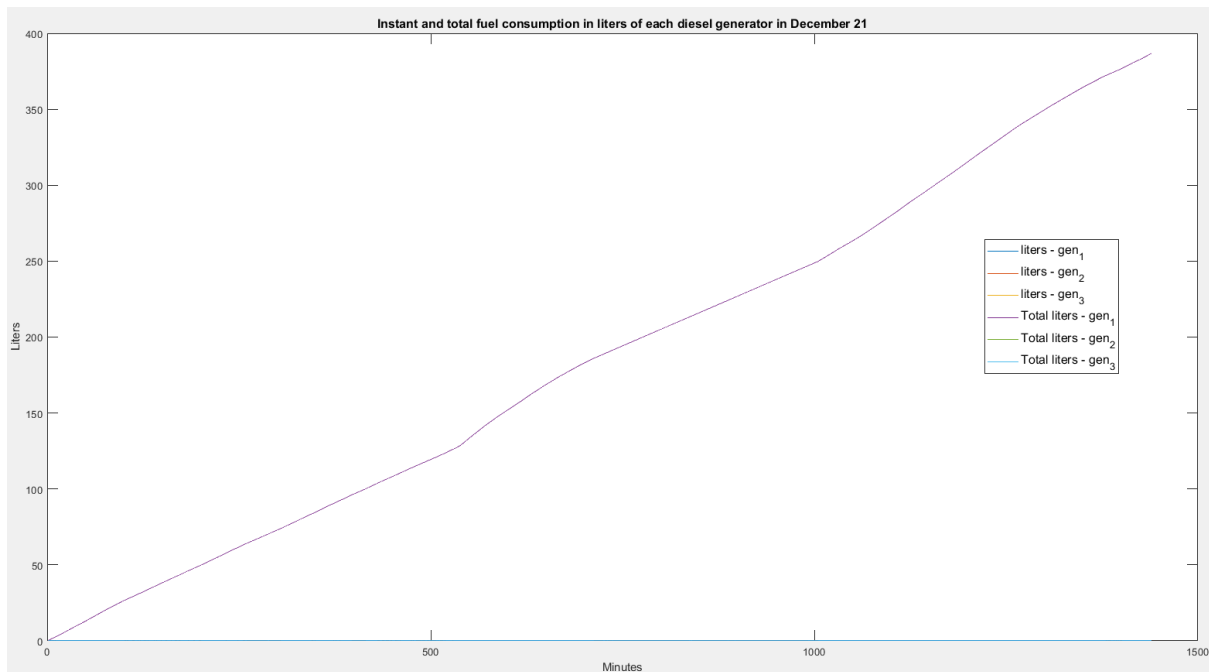
Η ενέργεια που καταναλώθηκε στη μονάδα αφαλάτωσης είναι 200kWh.



Εικόνα 5.37 Παραγόμενη ισχύς των φωτοβολταϊκών, της Α/Γ, εγχεόμενη και απορροφώμενη ισχύς από τη μπαταρία και η συνολική ζήτηση ισχύος από τα φορτία και τη μονάδα αφαλάτωσης την 21^η Δεκεμβρίου.



Εικόνα 5.38 Η απορροφώμενη, εγχεόμενη ισχύς των μπαταριών και η κατάσταση φόρτισης. Η ενέργεια που καταναλώθηκε για τη φόρτιση των μπαταριών είναι 84kWh, ενώ η ενέργεια που αποδόθηκε στο δίκτυο είναι 22kWh.

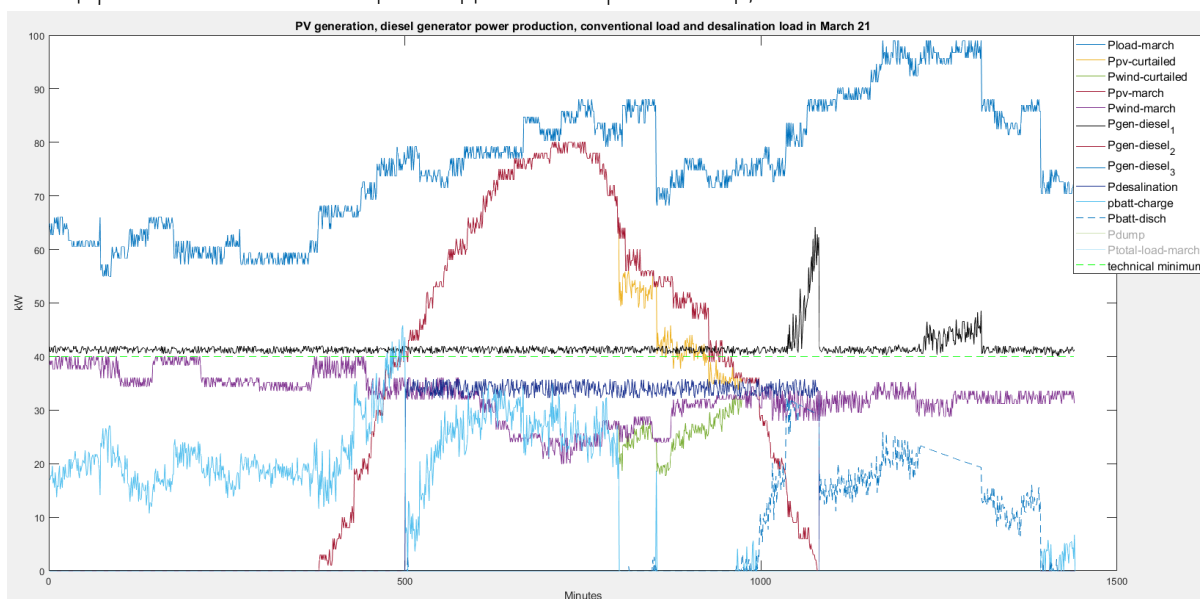


Εικόνα 5.39 Η κατανάλωση καυσίμου από τη γεννήτρια 1 είναι 387ℓ.

21 Μαρτίου

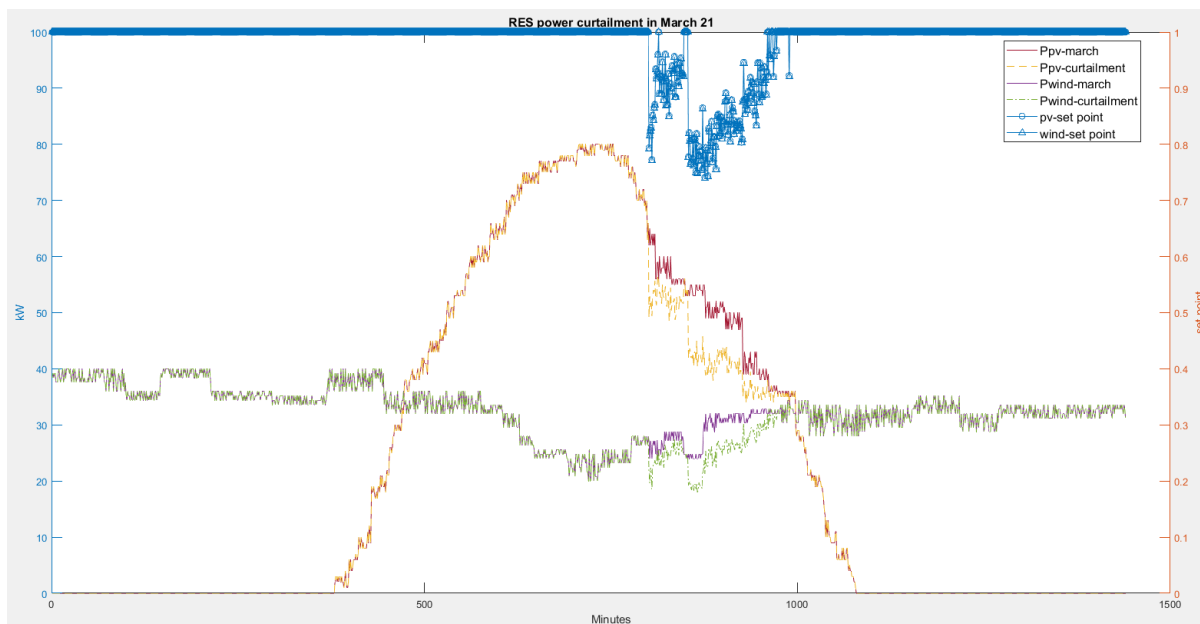
Η παραγόμενη ενέργεια από τη γεννήτρια 1 είναι 1156kWh.

Η ενέργεια που καταναλώθηκε στη μονάδα αφαλάτωσης είναι 300kWh.

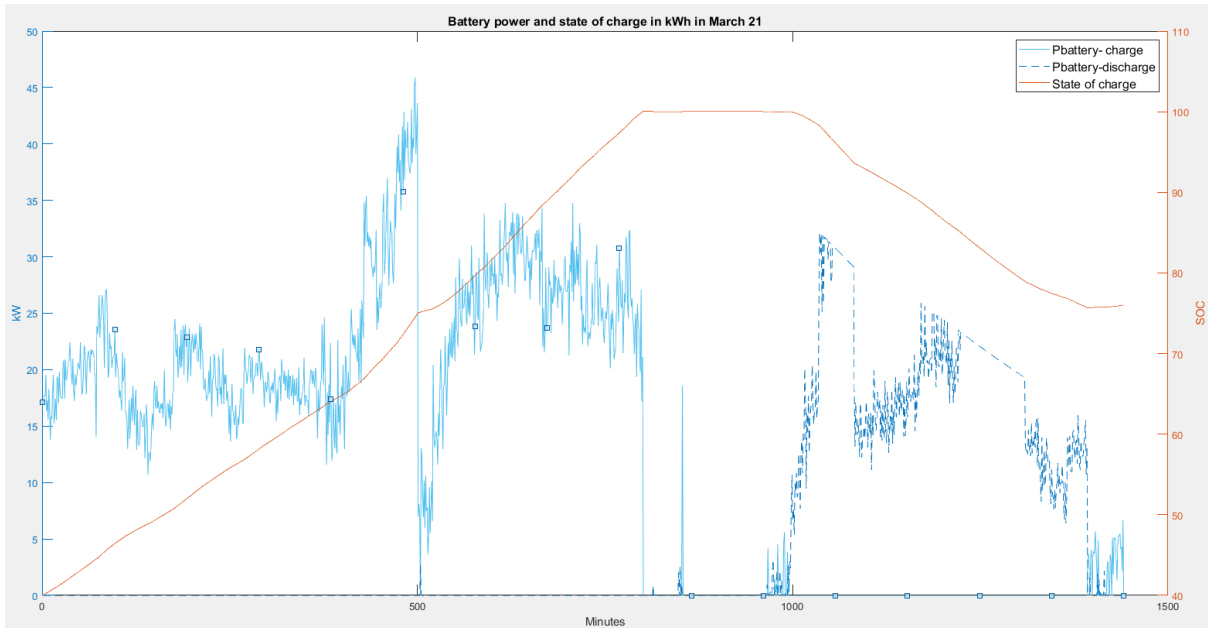


Εικόνα 5.40 Παραγόμενη ισχύς των φωτοβολταϊκών, της Α/Γ, η εγχεόμενη και απορροφώμενη ισχύς από τη μπαταρία και η συνολική ζήτηση ισχύος από τα φορτία και τη μονάδα αφαλάτωσης την 21^η Μαρτίου.

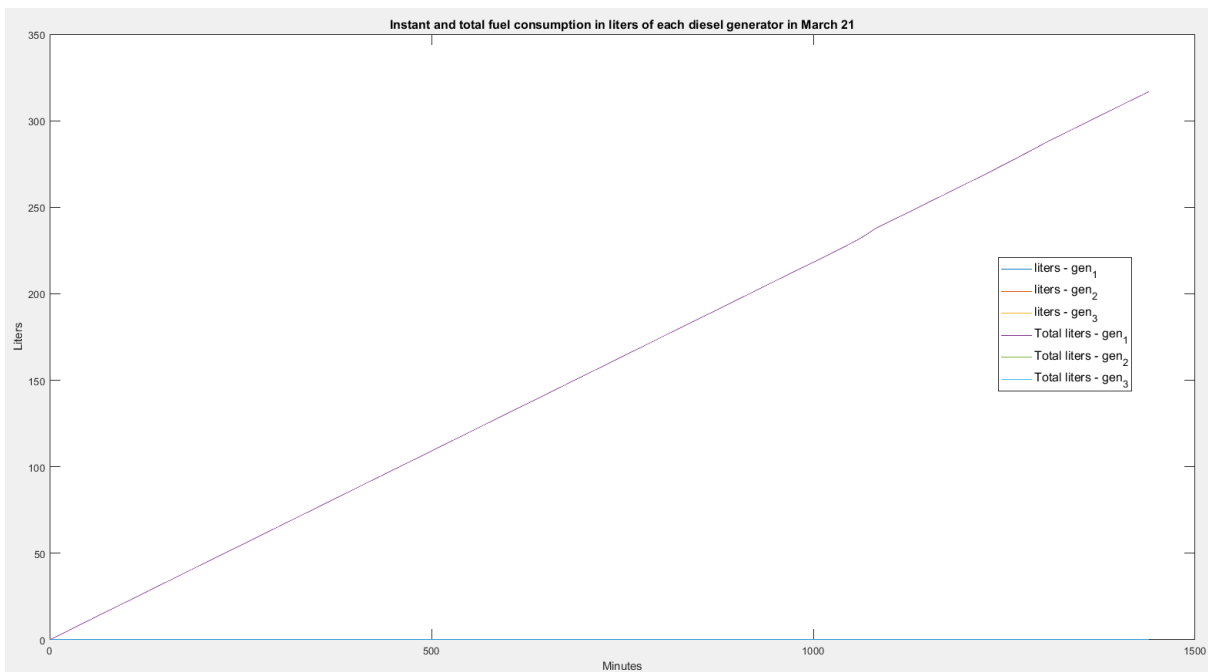
Λόγω της πλήρους φόρτισης της μπαταρίας αποστέλλεται εντολή ανώτατου επιπέδου παραγωγής στις ΑΠΕ.



Εικόνα 5.41 Η παραγόμενη ενέργεια από τα φωτοβολταϊκά και η τελικά εγχεόμενη στο δίκτυο είναι 558 και 539 kWh, ενώ από την ανεμογεννήτρια είναι 779 και 768 kWh αντίστοιχα.



Εικόνα 5.42 Η απορροφώμενη, εγγεόμενη ισχύς των μπαταριών και η κατάσταση φόρτισης. Η ενέργεια που καταναλώθηκε για τη φόρτιση των μπαταριών είναι 303kWh, ενώ η ενέργεια που αποδόθηκε στο δίκτυο είναι 122kWh.

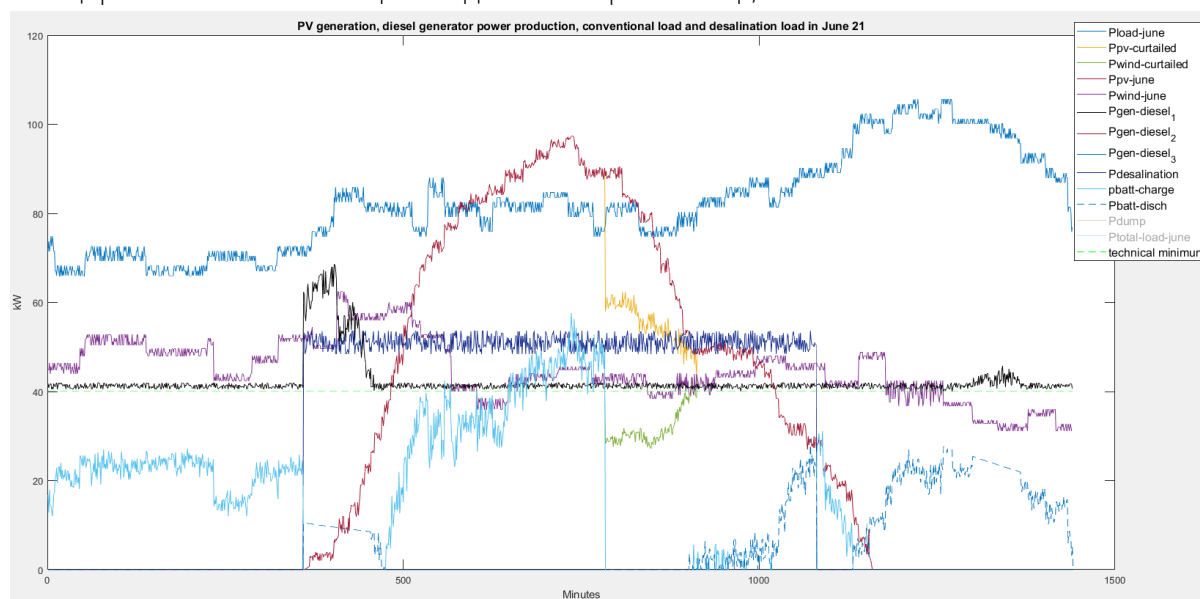


Εικόνα 5.43 Η κατανάλωση καυσίμου από τη γεννήτρια 1 είναι 317ℓ.

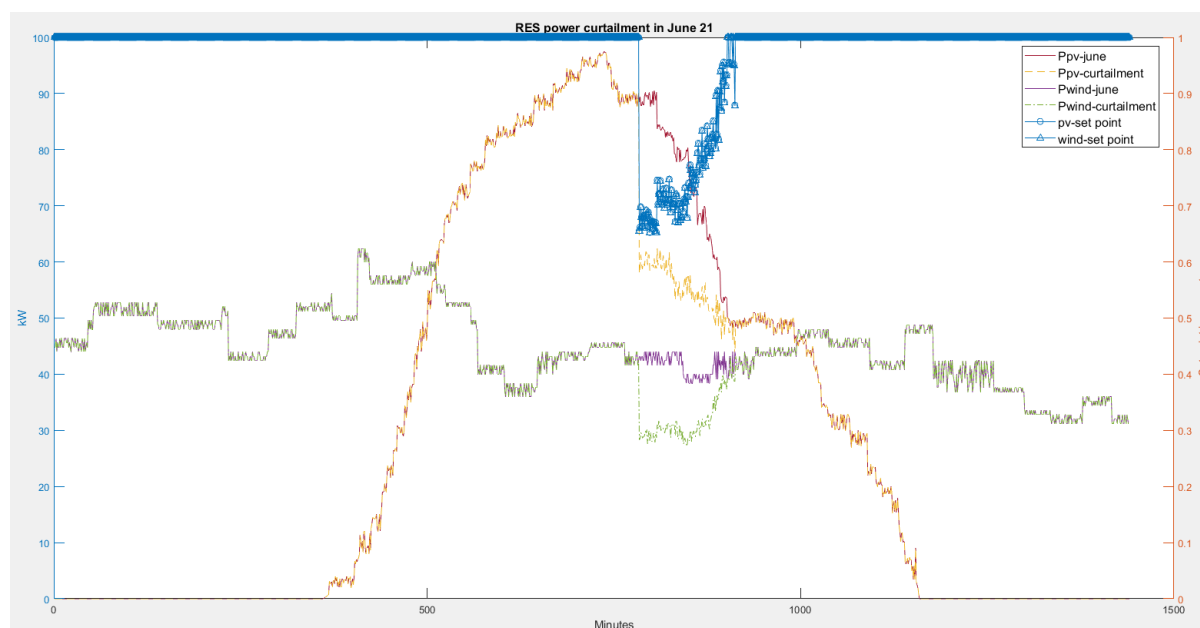
21 Ιουνίου

Η παραγόμενη ενέργεια από τη γεννήτρια 1 είναι 1152kWh.

Η ενέργεια που καταναλώθηκε στη μονάδα αφαλάτωσης είναι 600kWh.

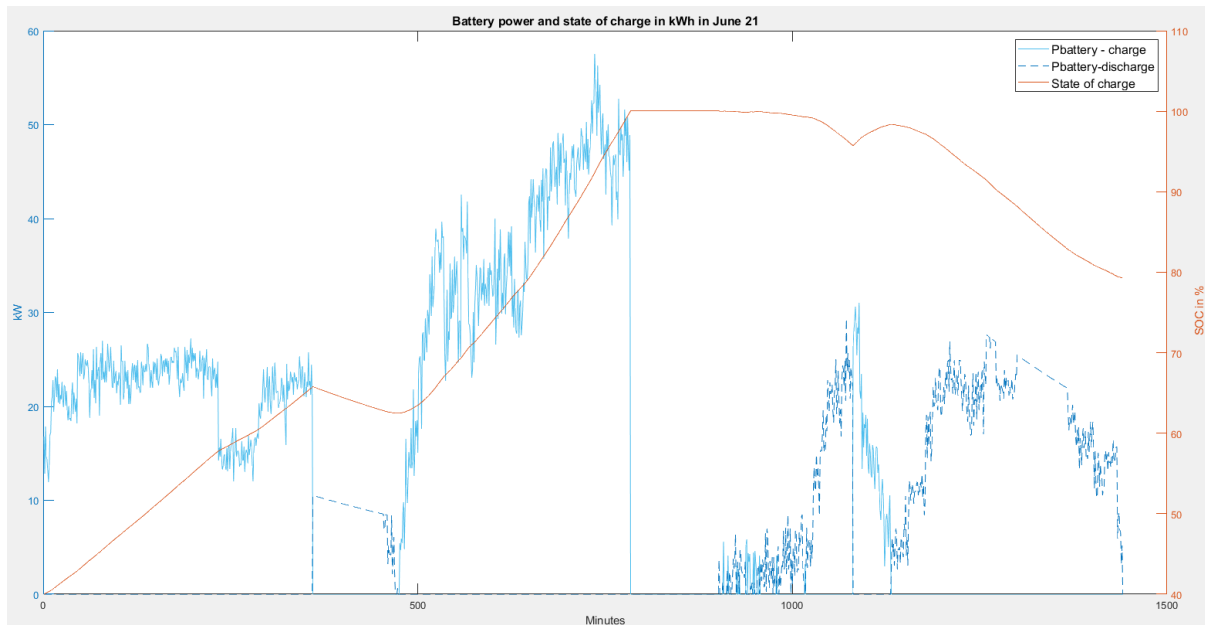


Εικόνα 5.44 Παραγόμενη ισχύς των φωτοβολταϊκών, της Α/Γ, η εγχεόμενη και απορροφώμενη ισχύς από τη μπαταρία και η συνολική ζήτηση ισχύος από τα φορτία και τη μονάδα αφαλάτωσης την 21^η Ιουνίου.

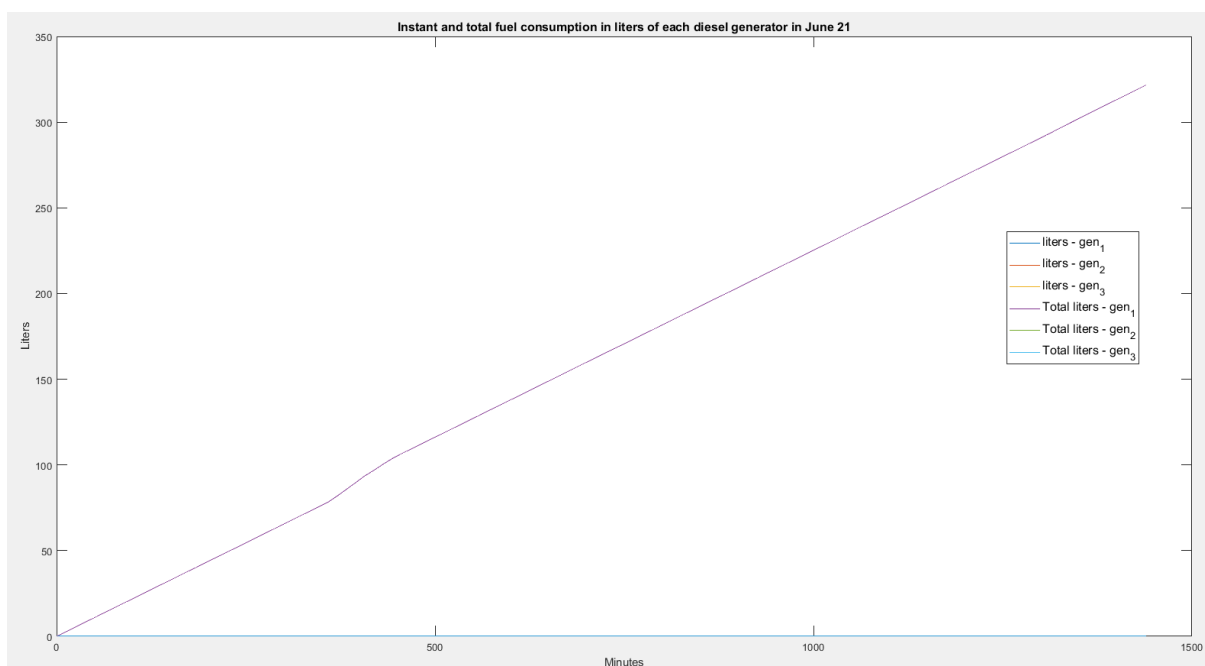


Εικόνα 5.45 Η παραγόμενη ενέργεια από τα φωτοβολταϊκά και η τελικά εγχεόμενη στο δίκτυο είναι 735 και 695 kWh, ενώ από την ανεμογεννήτρια είναι 1074 και 1053 kWh αντίστοιχα την 21^η Ιουνίου.

Η μπαταρία φορτίζεται όσο η κατάσταση φόρτισης είναι κάτω από την προκαθορισμένη κατάσταση φόρτισης αναφοράς και προκειμένου να τηρηθεί το τεχνικό ελάχιστο και η στρεφόμενη εφεδρεία. Τις βραδινές ώρες πραγματοποιείται εκφόρτιση επαναφέροντας την μπαταρία στο 50% της πλήρους φόρτισης.



Εικόνα 5.46 Η απορροφώμενη, εγχεόμενη ισχύς των μπαταριών και η κατάσταση φόρτισης. Η ενέργεια που καταναλώθηκε για τη φόρτιση των μπαταριών είναι 331kWh, ενώ η ενέργεια που αποδόθηκε στο δίκτυο είναι 134kWh.



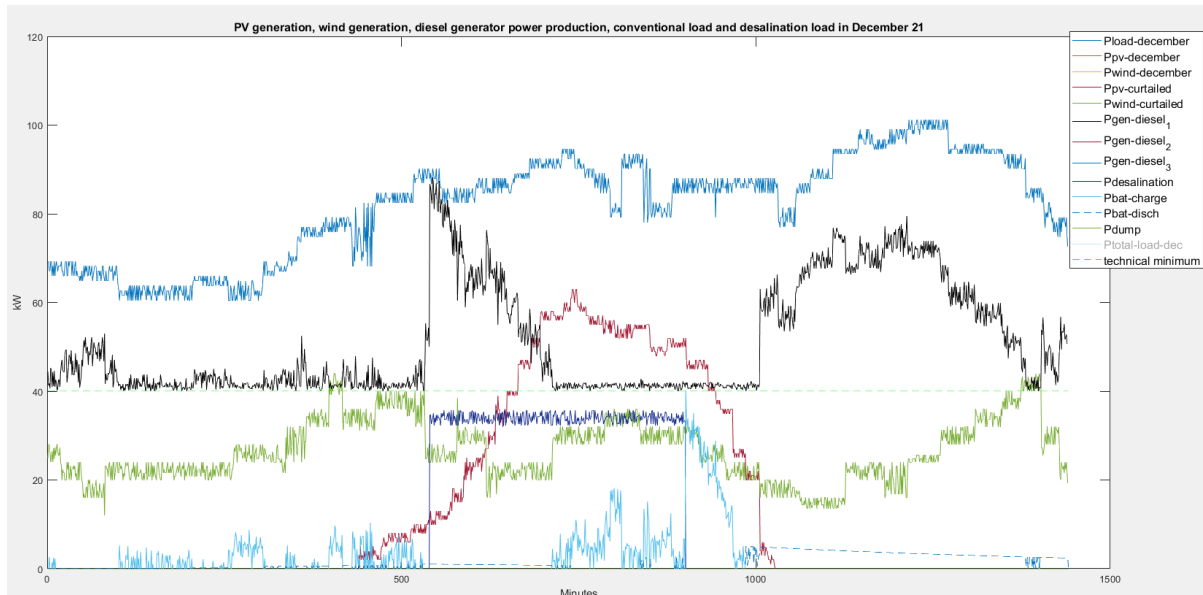
Εικόνα 5.47 Η κατανάλωση καυσίμου από τη γεννήτρια 1 είναι 322ℓ.

5.9.7 Προσομοίωση με χρήση μονάδας αποθήκευσης ενέργειας με συσσωρευτές ονομαστικής χωρητικότητας 500kWh, με αρχική κατάσταση φόρτισης και κατάσταση φόρτισης αναφοράς 30%

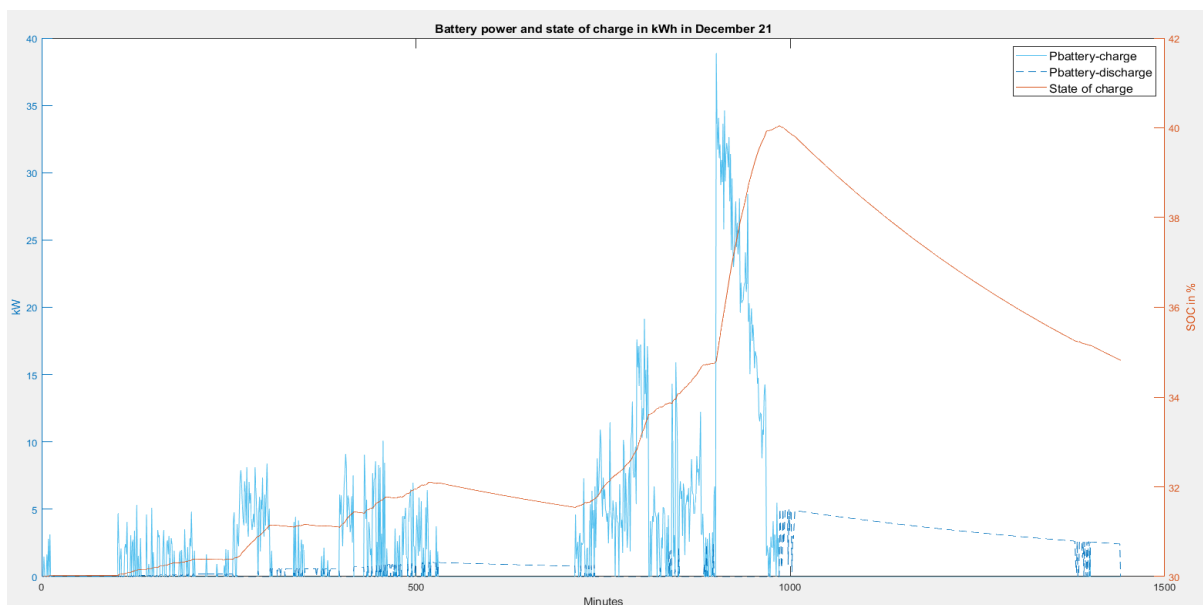
21 Δεκεμβρίου

Η παραγόμενη ενέργεια από τη γεννήτρια 1 είναι 1283kWh.

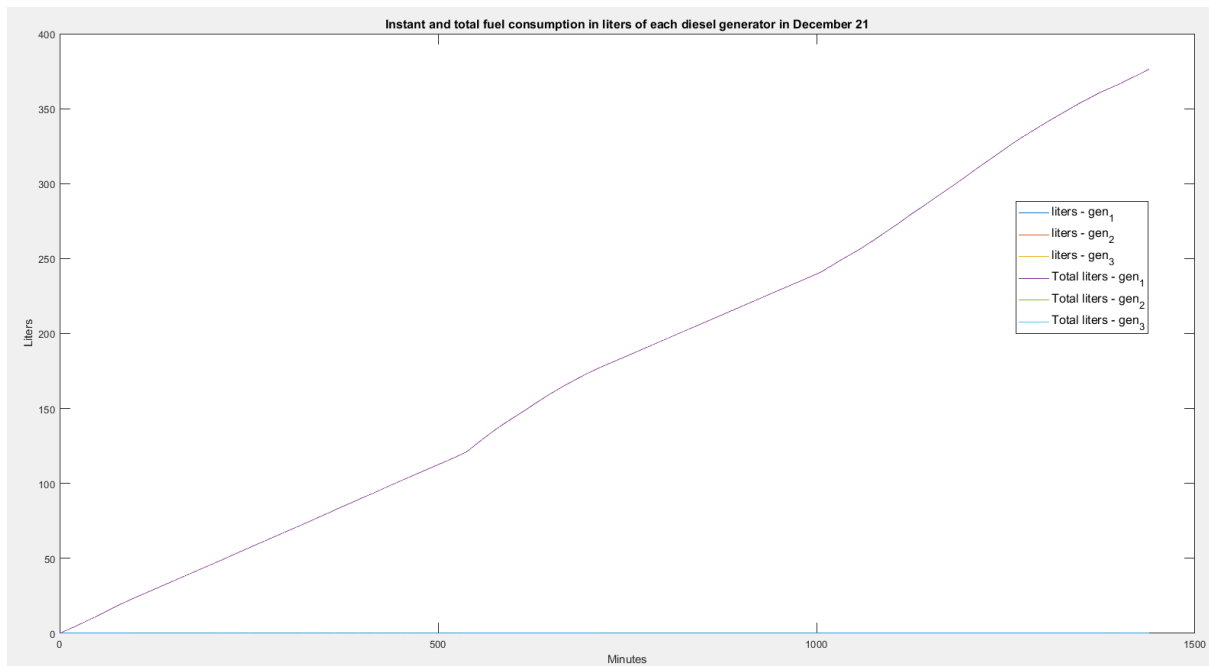
Η ενέργεια που καταναλώθηκε στη μονάδα αφαλάτωσης είναι 200kWh.



Εικόνα 5.48 Παραγόμενη ισχύς των φωτοβολταϊκών, της Α/Γ, εγχεόμενη και απορροφώμενη ισχύς από τη μπαταρία και η συνολική ζήτηση ισχύος από τα φορτία και τη μονάδα αφαλάτωσης την 21^η Δεκεμβρίου.



Εικόνα 5.49 Η απορροφώμενη, εγχεόμενη ισχύς των μπαταριών και η κατάσταση φόρτισης. Η ενέργεια που καταναλώθηκε για τη φόρτιση των μπαταριών είναι 55kWh, ενώ η ενέργεια που αποδόθηκε στο δίκτυο είναι 31kWh.

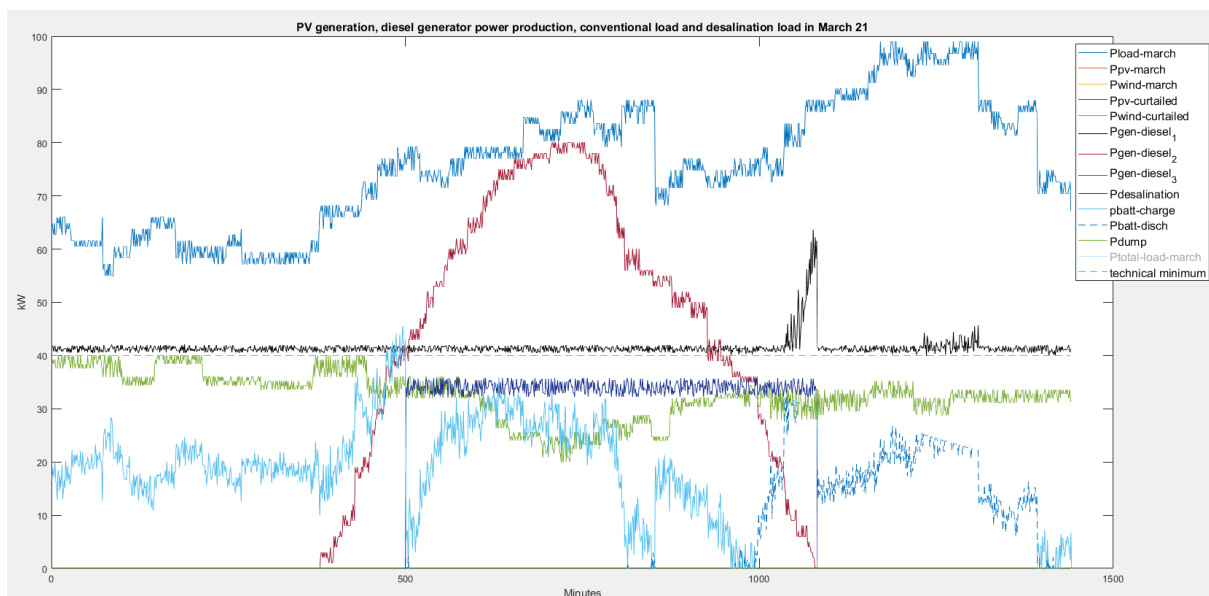


Εικόνα 5.50 Η κατανάλωση καυσίμου από τη γεννήτρια 1 είναι 377ℓ.

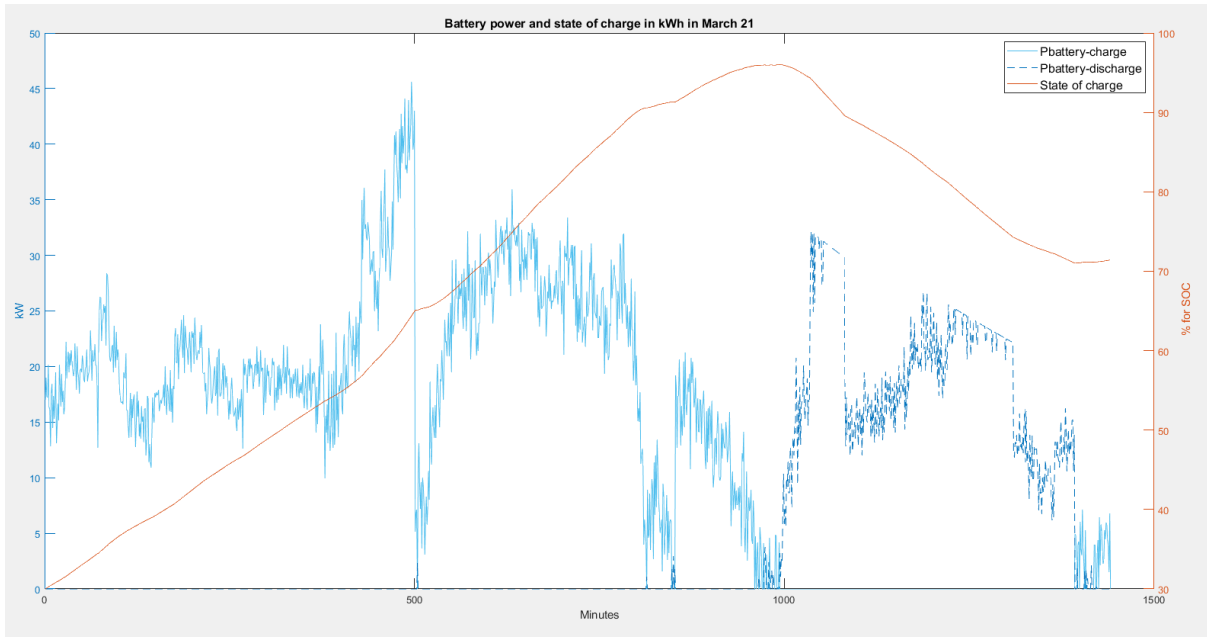
21 Μαρτίου

Η παραγόμενη ενέργεια από τη γεννήτρια 1 είναι 1156kWh.

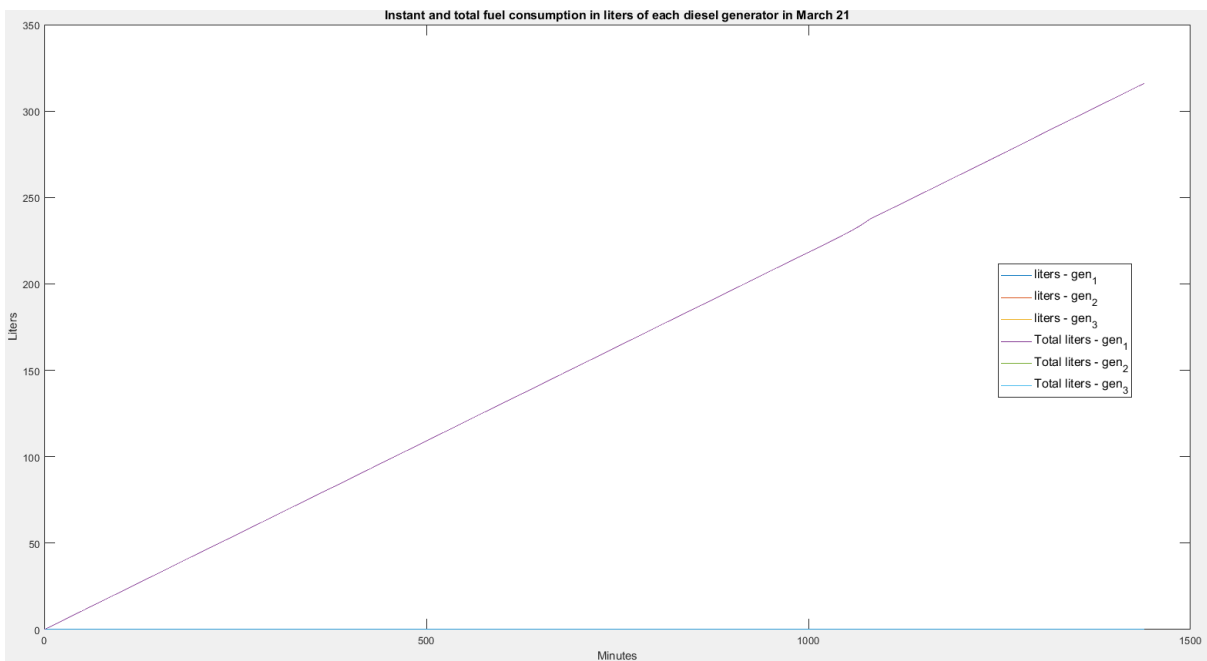
Η ενέργεια που καταναλώθηκε στη μονάδα αφαλάτωσης είναι 200kWh.



Εικόνα 5.51 Παραγόμενη ισχύς των φωτοβολταϊκών, της Α/Γ, η εγχεόμενη και απορροφώμενη ισχύς από τη μπαταρίας και η συνολική ζήτηση ισχύος από τα φορτία και τη μονάδα αφαλάτωσης την 21^η Μαρτίου.



Εικόνα 5.52 Η απορροφώμενη, εγχεόμενη ισχύς των μπαταριών και η κατάσταση φόρτισης. Η ενέργεια που καταναλώθηκε για τη φόρτιση των μπαταριών είναι 332kWh, ενώ η ενέργεια που αποδόθηκε στο δίκτυο είναι 125kWh.

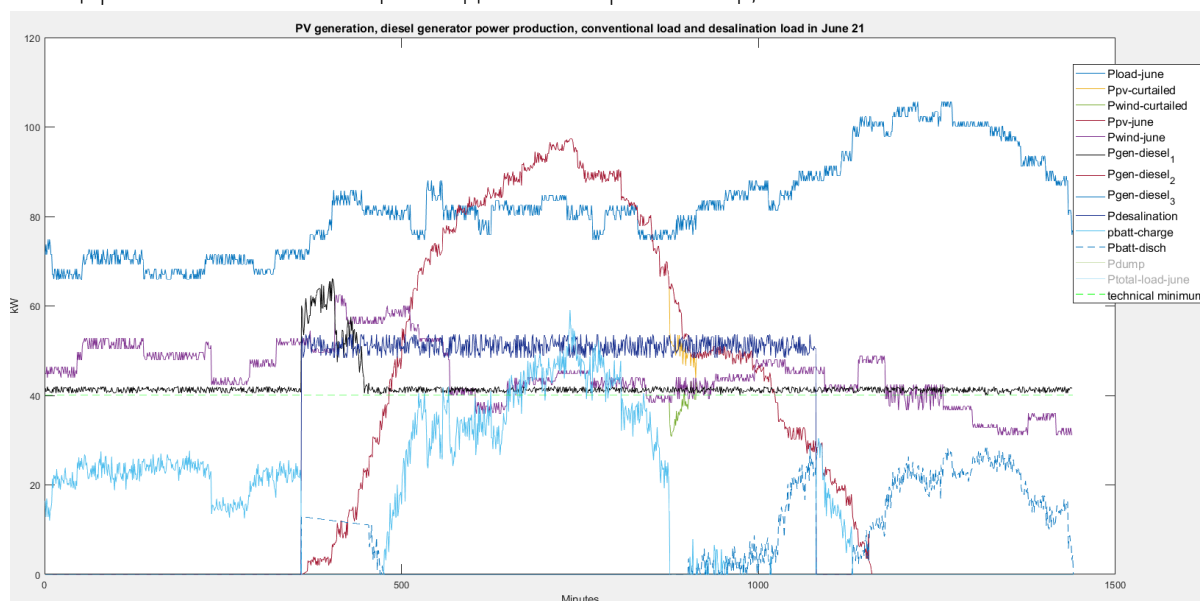


Εικόνα 5.53 Η κατανάλωση καυσίμου από τη γεννήτρια 1 είναι 316ℓ.

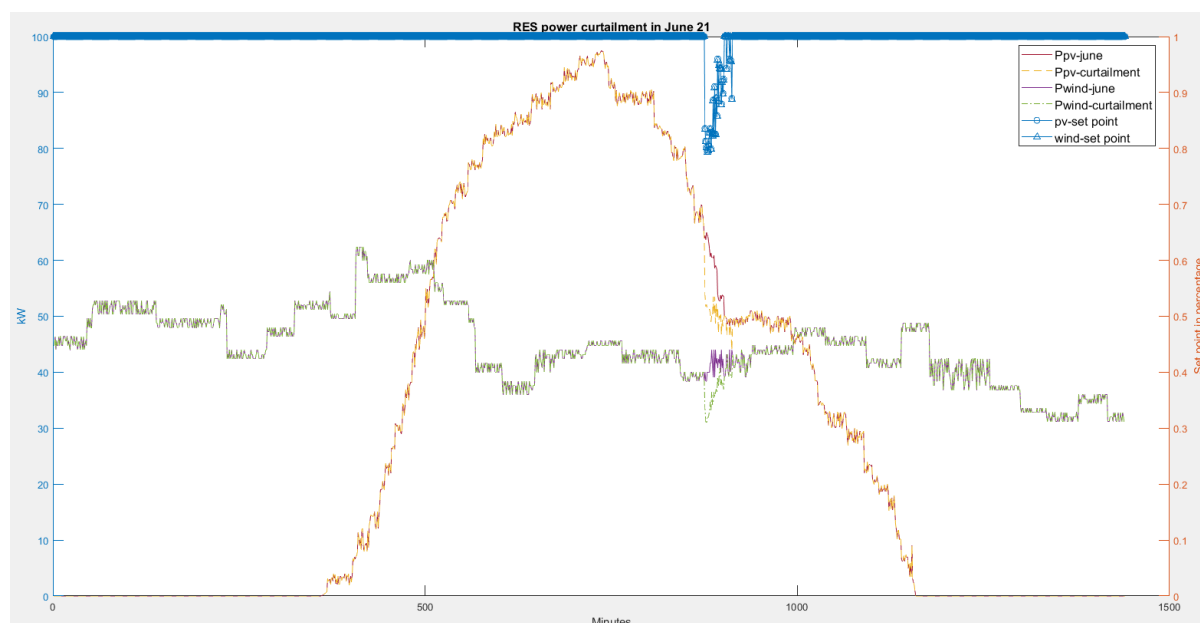
21 Ιουνίου

Η παραγόμενη ενέργεια από τη γεννήτρια 1 είναι 1166kWh.

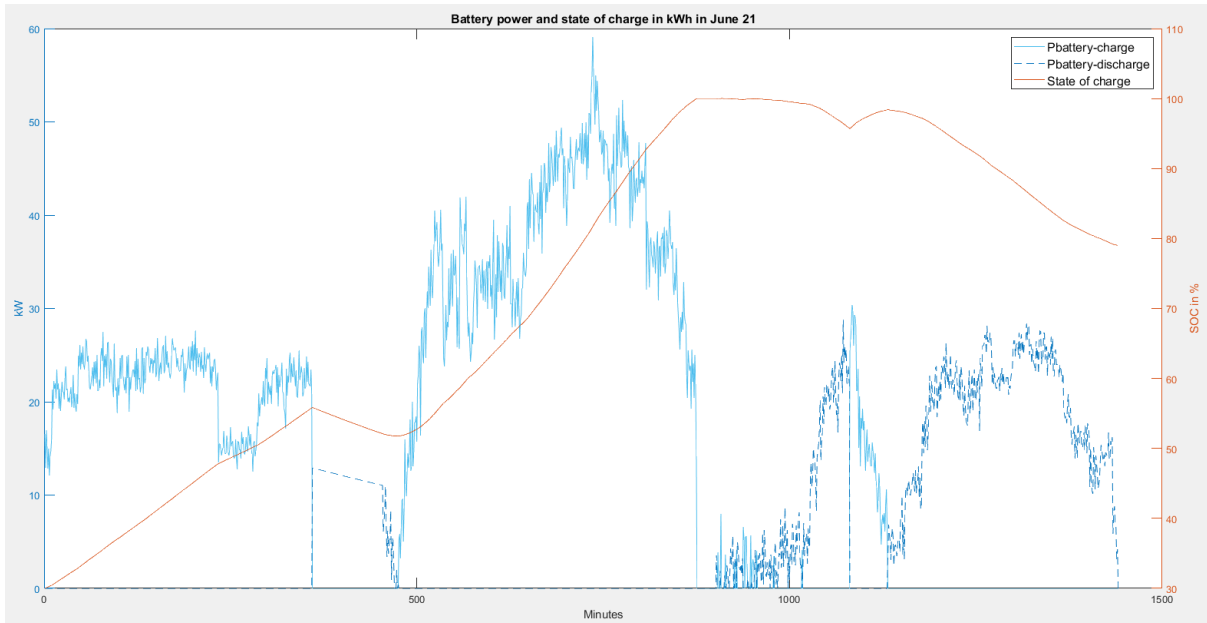
Η ενέργεια που καταναλώθηκε στη μονάδα αφαλάτωσης είναι 600kWh.



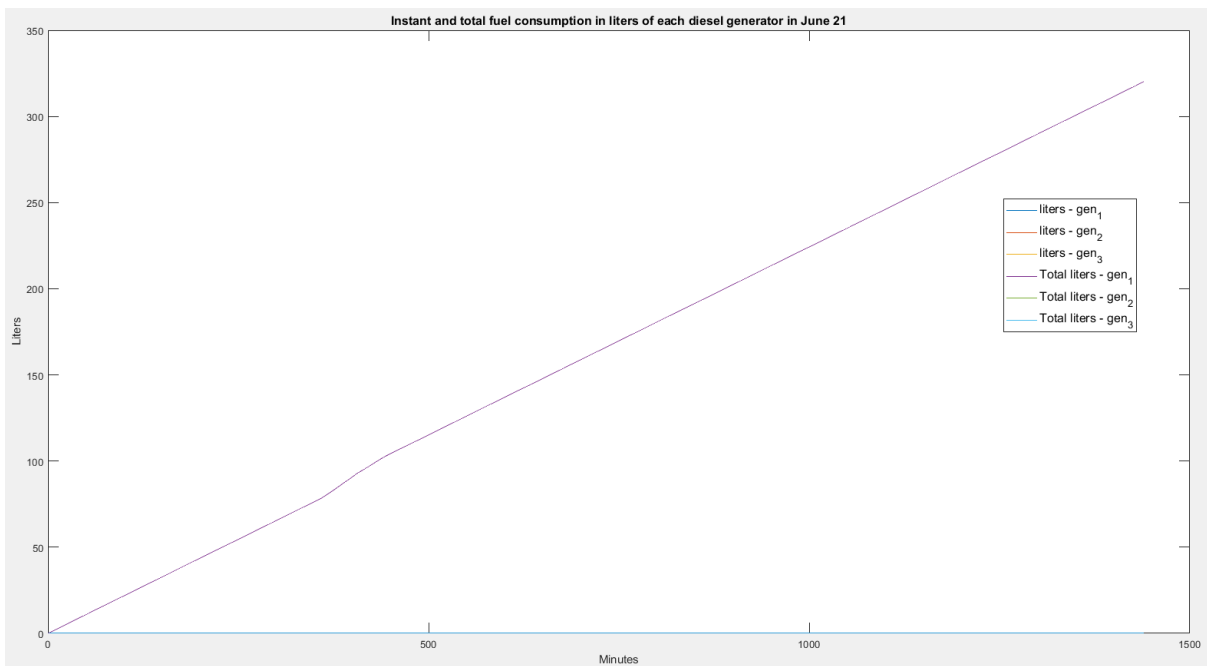
Εικόνα 5.54 Παραγόμενη ισχύς των φωτοβολταϊκών, της Α/Γ, η εγχεόμενη και απορροφώμενη ισχύς από τη μπαταρία και η συνολική ζήτηση ισχύος από τα φορτία και τη μονάδα αφαλάτωσης την 21^η Ιουνίου.



Εικόνα 5.55 Η παραγόμενη ενέργεια από τα φωτοβολταϊκά και η τελικά εγχεόμενη στο δίκτυο είναι 735 και 731 kWh, ενώ από την ανεμογεννήτρια είναι 1074 και 1071 kWh αντίστοιχα την 21^η Ιουνίου.



Εικόνα 5.56 Η απορροφώμενη, εγχεόμενη ισχύς των μπαταριών και η κατάσταση φόρτισης. Η ενέργεια που καταναλώθηκε για τη φόρτιση των μπαταριών είναι 385kWh, ενώ η ενέργεια που αποδόθηκε στο δίκτυο είναι 140kWh.



Εικόνα 5.57 Η κατανάλωση καυσίμου από τη γεννήτρια 1 είναι 320ℓ.

5.10 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα προσομοίωσης στο MATLAB

Συνολικά υπολογίζεται η ημερήσια κατανάλωση καυσίμου και η εξοικονόμηση που επέρχεται με την ένταξη των ΑΠΕ και της μονάδας αποθήκευσης ενέργειας σε σύγκριση με την λειτουργία του συστήματος αποκλειστικά με τον αυτόνομο σταθμό παραγωγής για κάθε σενάριο της προσομοίωσης. (Πίνακας 5.5) - (Πίνακας 5.7)

Πίνακας 5.5 Συγκεντρωτικός πίνακας κατανάλωσης καυσίμου για τη χειμερινή προσομοίωση.

21 ^η Δεκεμβρίου	Κατανάλωση καυσίμου Γεννήτρια1 (ℓ)	Κατανάλωση καυσίμου Γεννήτρια2 (ℓ)	Συνολική κατανάλωση καυσίμου (ℓ)	Εξοικονόμηση καυσίμου (ℓ)
Περίπτωση 1 ^η Γεννήτριες	477	170	654	
Περίπτωση 2 ^η Γεννήτριες και φωτοβολταϊκά	496	47	543	111
Περίπτωση 3 ^η Γεννήτριες και ανεμογεννήτρια	397	80	477	177
Περίπτωση 4 ^η Γεννήτριες, φωτοβολταϊκά και ανεμογεννήτρια	379		379	275
Περίπτωση 5 ^η Γεννήτριες, φωτοβολταϊκά, ανεμογεννήτρια και μπαταρίες με SOC _{ref} =50%	387		387	267

Πίνακας 5.6 Συγκεντρωτικός πίνακας κατανάλωσης καυσίμου για την εαρινή προσομοίωση.

21 ^η Μαρτίου	Κατανάλωση καυσίμου Γεννήτρια1 (ℓ)	Κατανάλωση καυσίμου Γεννήτρια2 (ℓ)	Συνολική κατανάλωση καυσίμου (ℓ)	Εξοικονόμηση καυσίμου (ℓ)
Περίπτωση 1 ^η Γεννήτριες	440	201	641	
Περίπτωση 2 ^η Γεννήτριες και φωτοβολταϊκά 100kW	465		465	176
Περίπτωση 3 ^η Γεννήτριες και ανεμογεννήτρια 80kW	412	33	445	196
Περίπτωση 4 ^η Γεννήτριες, φωτοβολταϊκά και ανεμογεννήτρια	346		346	295
Περίπτωση 5 ^η Γεννήτριες, φωτοβολταϊκά, ανεμογεννήτρια και μπαταρίες με SOC _{ref} =50%	317		317	324

Πίνακας 5.7 Συγκεντρωτικός πίνακας κατανάλωσης καυσίμου για τη θερινή προσομοίωση.

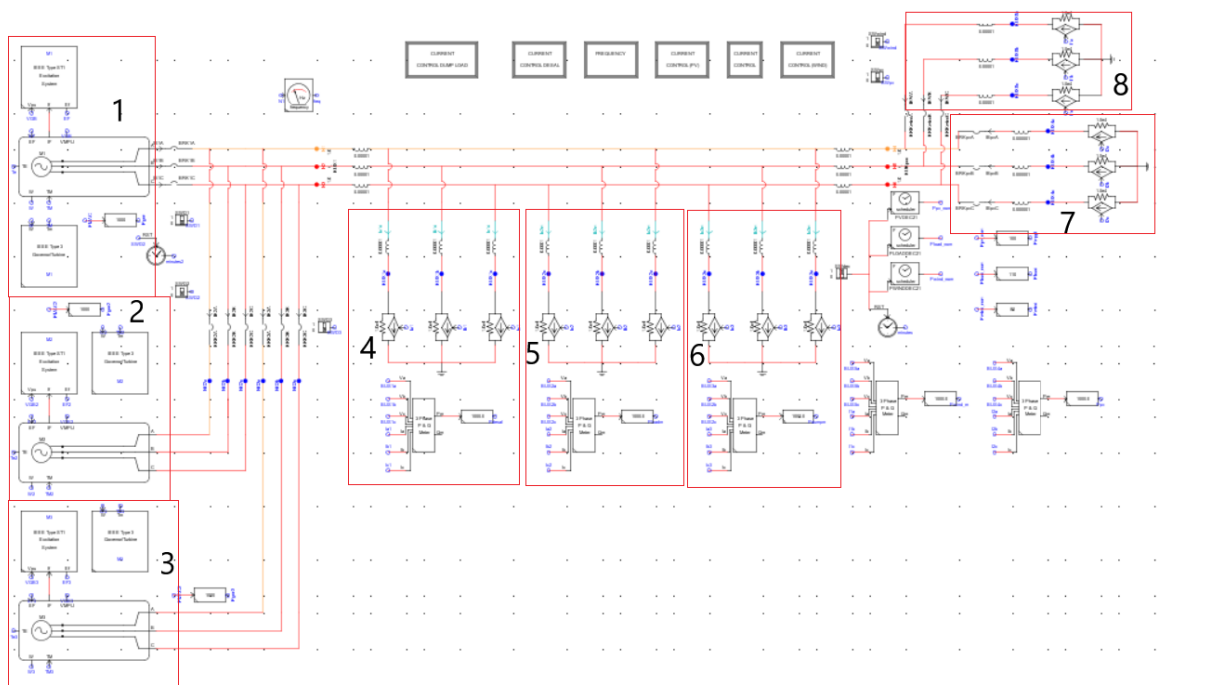
21 ^η Ιουνίου	Κατανάλωση καυσίμου Γεννήτρια 1 (ℓ)	Κατανάλωση καυσίμου Γεννήτρια 2 (ℓ)	Συνολική κατανάλωση καυσίμου (ℓ)	Εξοικονόμηση καυσίμου (ℓ)
Περίπτωση 1 ^η Γεννήτριες	449	324	773	
Περίπτωση 2 ^η Γεννήτριες και φωτοβολταϊκά	431	129	561	302
Περίπτωση 3 ^η Γεννήτριες και ανεμογεννήτρια	479		479	294
Περίπτωση 4 ^η Γεννήτριες, φωτοβολταϊκά και ανεμογεννήτρια	360		330	443
Περίπτωση 5 ^η Γεννήτριες, φωτοβολταϊκά, ανεμογεννήτρια και μπαταρίες SOC _{ref} =50%	322		322	451

Κεφάλαιο 6

Προσομοίωση του υβριδικού συστήματος στο
RTDS

6.1 Προσομοίωση του δικτύου στο RTDS

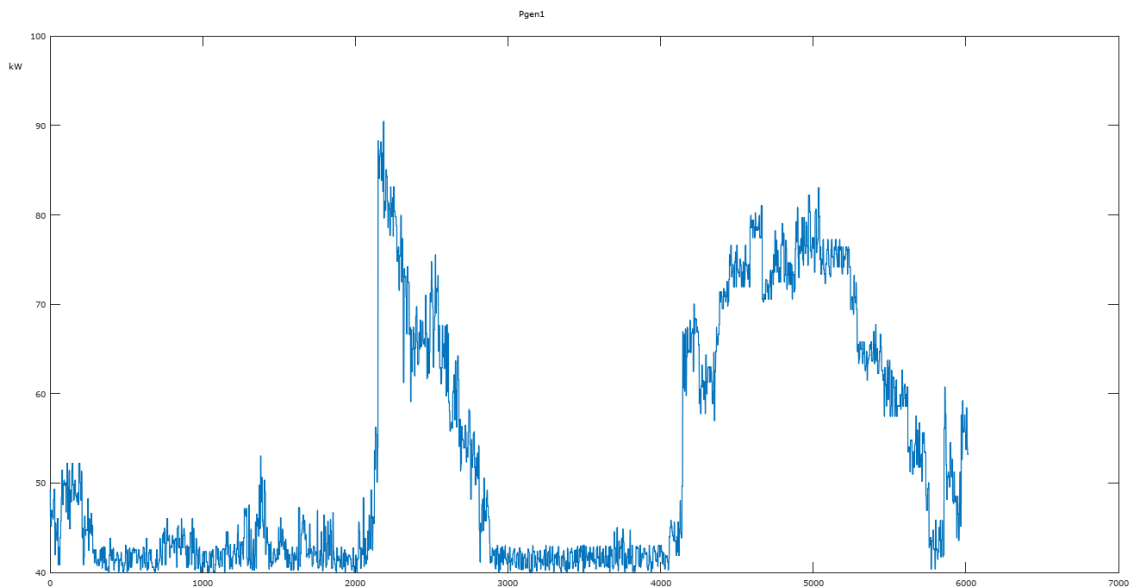
Το δίκτυο σχεδιάστηκε στο περιβάλλον RSCAD χρησιμοποιώντας μοντέλα σύγχρονων γεννητριών για τις γεννήτριες diesel και πηγές ρεύματος για τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής και τα φορτία. Για την παράλληλη λειτουργία των γεννητριών ρυθμίζεται ο στατισμός τους σε $R_1=0.05$, $R_2=0.045$ και $R_3=0.045$ με τη δεύτερη γεννήτρια να αναλαμβάνει το ρόλο της ρυθμιζουσας γεννήτριας όταν είναι συγχρονισμένη στο δίκτυο λόγω του μικρότερου στατισμού. Η τρίτη γεννήτρια προσφέρει υπηρεσίες ψυχρής εφεδρείας, καθώς η αιχμή του φορτίου δεν προϋποθέτει την ένταξη και των τριών γεννητριών στο σύστημα. Επιπλέον, το δίκτυο περιλαμβάνει φωτοβολταϊκό σταθμό 100kW, ανεμογεννήτρια 80kW, τα συμβατικά φορτία των καταναλωτών, το φορτίο της μονάδας αφαλάτωσης και τα ελεγχόμενα φορτία. (Εικόνα 6.1) Τα δεδομένα της παραγόμενης ισχύος των ΑΠΕ και της ζήτησης των συμβατικών φορτίων εντάσσονται μέσω χρονοσειρών τα οποία μεταβάλλονται κάθε δευτερόλεπτο κατά τη διάρκεια της προσομοίωσης. Ο αλγόριθμος προσαρμόζεται στη γλώσσα OCTAVE ώστε να πραγματοποιηθεί η επικοινωνία με τον ψηφιακό προσομοιωτή πραγματικού χρόνου, να διαβάζονται οι τιμές της ισχύος των γεννητριών, των ΑΠΕ, της συχνότητας και της τάσης στους κόμβους του δικτύου και να πραγματοποιούνται οι αντίστοιχες διαδικασίες ελέγχου.



Εικόνα 6.1 Διάγραμμα του δικτύου στο περιβάλλον προσομοίωσης RSCAD. 1-3: Γεννήτρια 100kW, 4: Φορτίο μονάδας αφαλάτωσης, 5: Φορτίο καταναλωτών του δικτύου, 6: Ελεγχόμενα φορτία, 7: Φωτοβολταϊκός σταθμός 100kW, 8: Ανεμογεννήτρια 80kW.

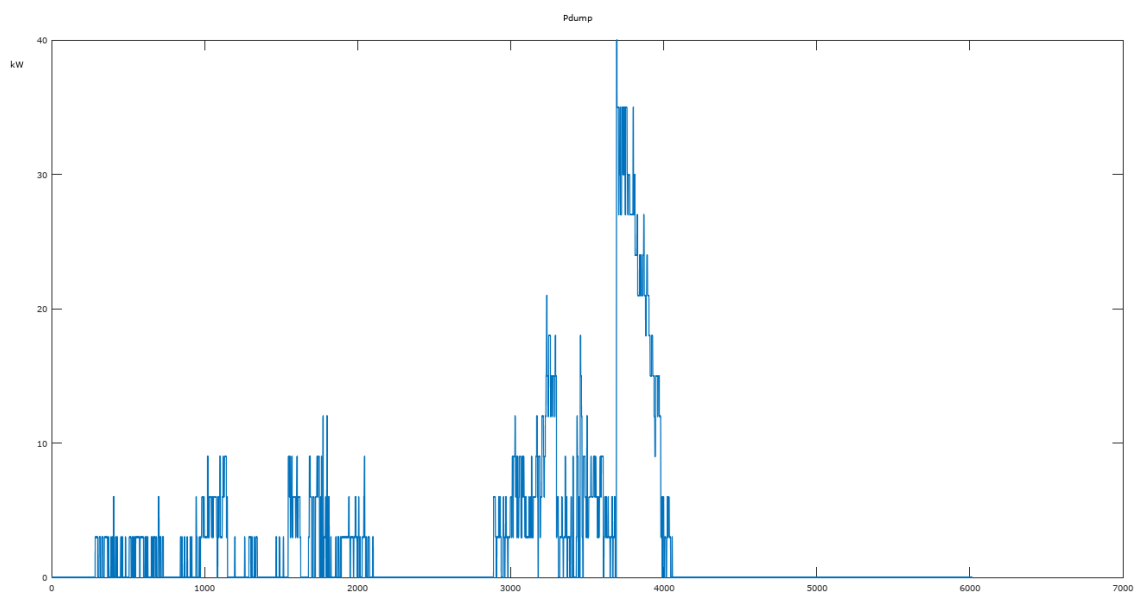
6.2 Αποτελέσματα της προσομοίωσης στον ψηφιακό προσομοιωτή πραγματικού χρόνου

6.2.1 Προσομοίωση με ένταξη ελεγχόμενων φορτίων

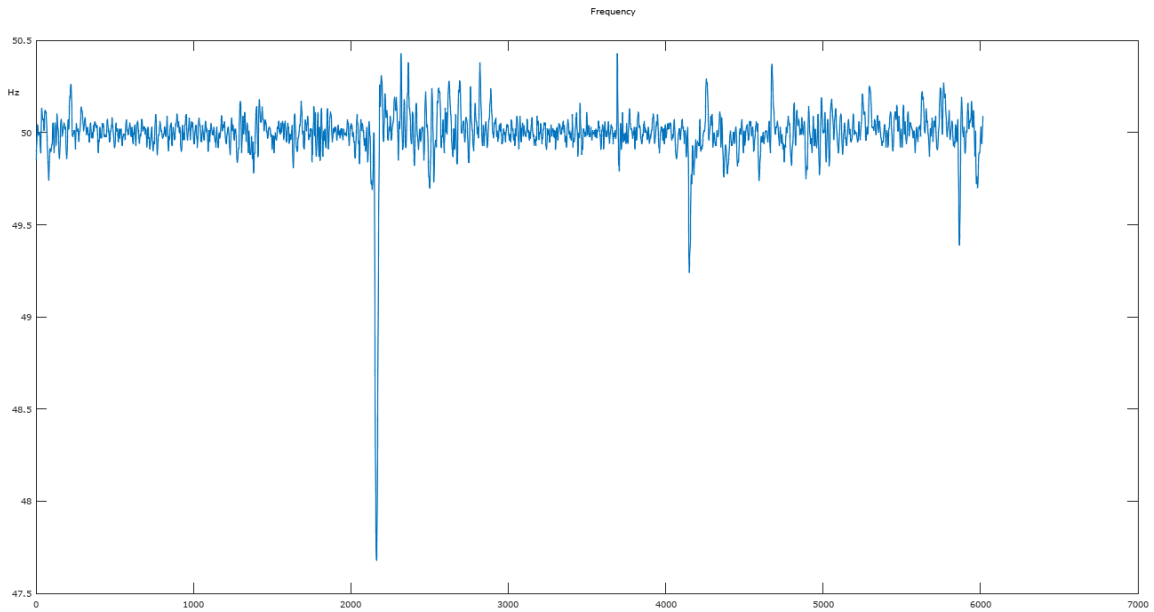


Εικόνα 6.2 Η ισχύς της γεννήτριας.

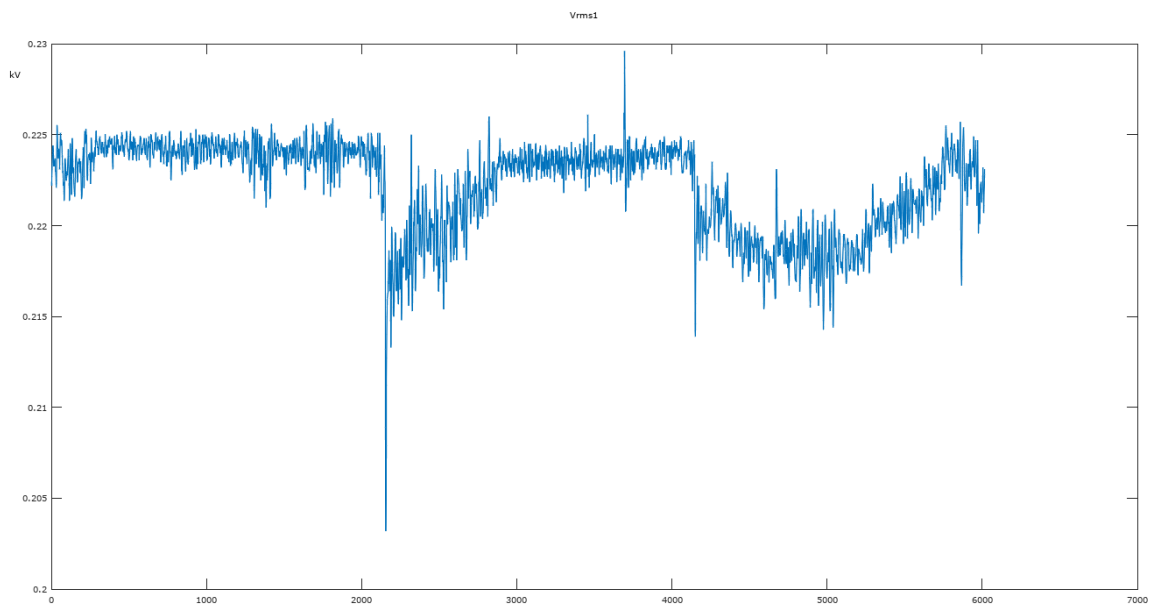
Παρατηρείται ότι τηρείται το όριο τεχνικού ελαχίστου της γεννήτριας (Εικόνα 6.2) με την ένταξη των ελεγχόμενων φορτίων (Εικόνα 6.3). Η συχνότητα του δικτύου παρουσιάζει διακυμάνσεις εντός των 0.5Hz εκτός από τη στιγμή της ένταξης της μονάδας αφαλάτωσης και της στιγμιαίας αύξησης του φορτίου, η οποία οδηγεί σε μείωση της συχνότητας γύρω στα 48Hz, η οποία επανερχεται στη συνέχεια μέσω της εφαρμογής του ελέγχου από το ρυθμιστή στροφών της γεννήτριας. (Εικόνα 6.4)



Εικόνα 6.3 Η ισχύς των ελεγχόμενων φορτίων.

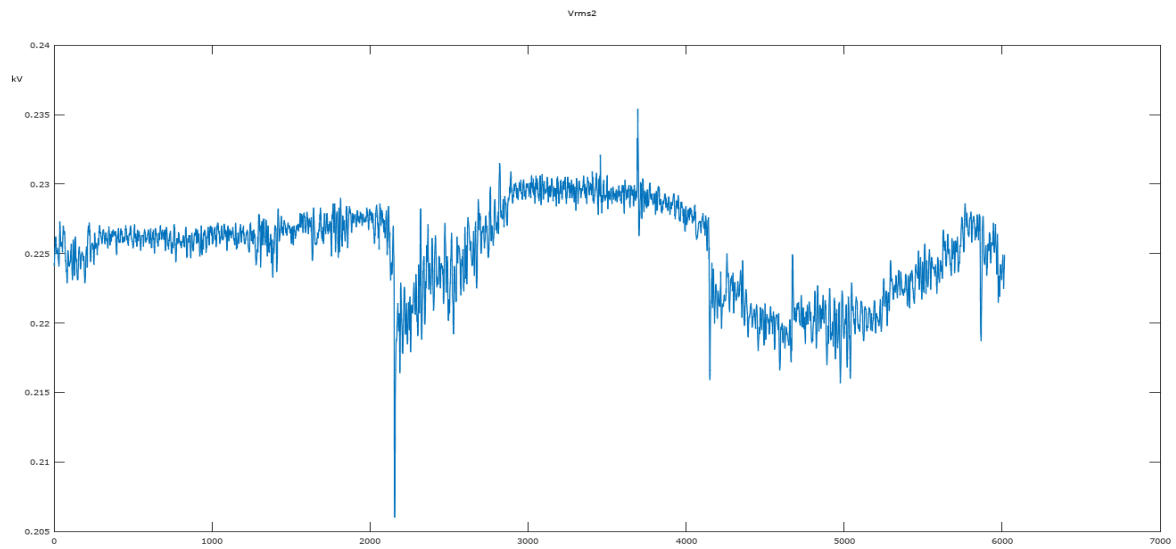


Εικόνα 6.4 Η συχνότητα του δικτύου.

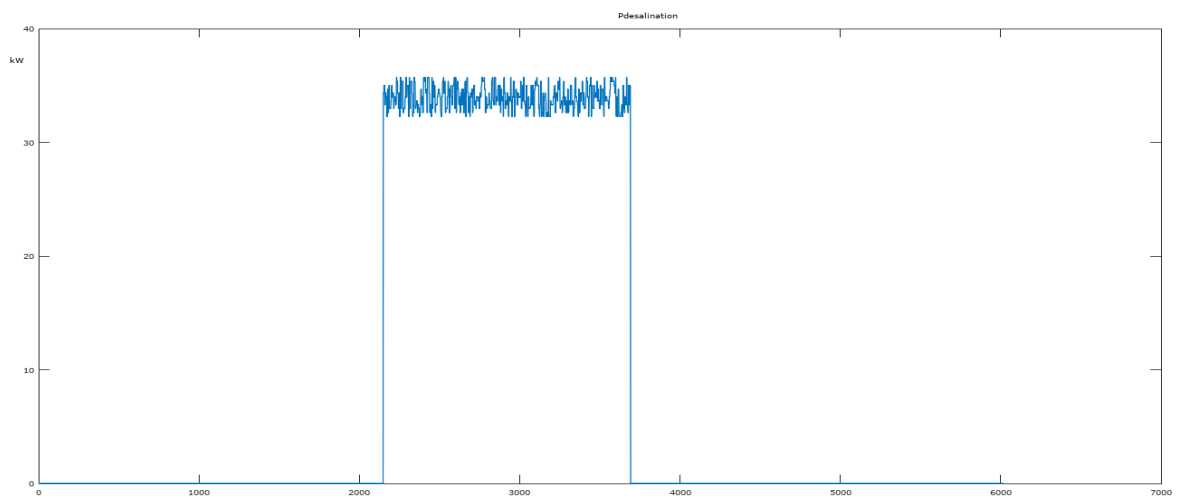


Εικόνα 6.5 Τάση στο ζυγό του αυτόνομου σταθμού παραγωγής.

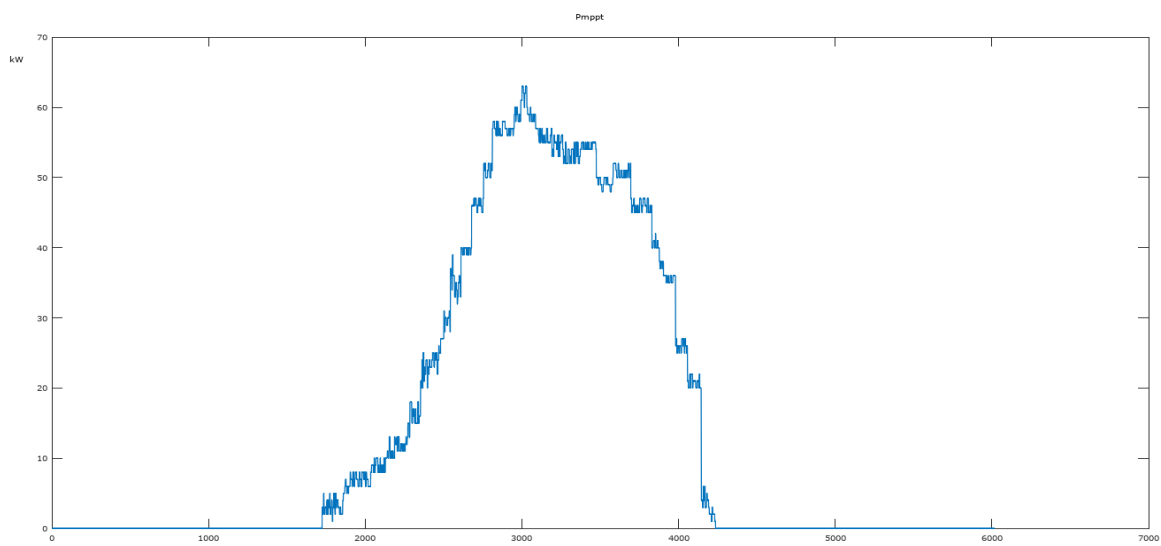
Παρατηρείται βύθιση της τάσης κατά την αύξηση του φορτίου με την ένταξης της μονάδας αφαλάτωσης και τις βραδινές ώρες με την αύξηση της ζήτησης στο ζυγό του αυτόνομου σταθμού παραγωγής (Εικόνα 6.5) και στον κόμβο σύνδεσης των ΑΠΕ. (Εικόνα 6.6)



Εικόνα 6.6 Τάση στο σημείο κοινής σύνδεσης των ΑΠΕ.

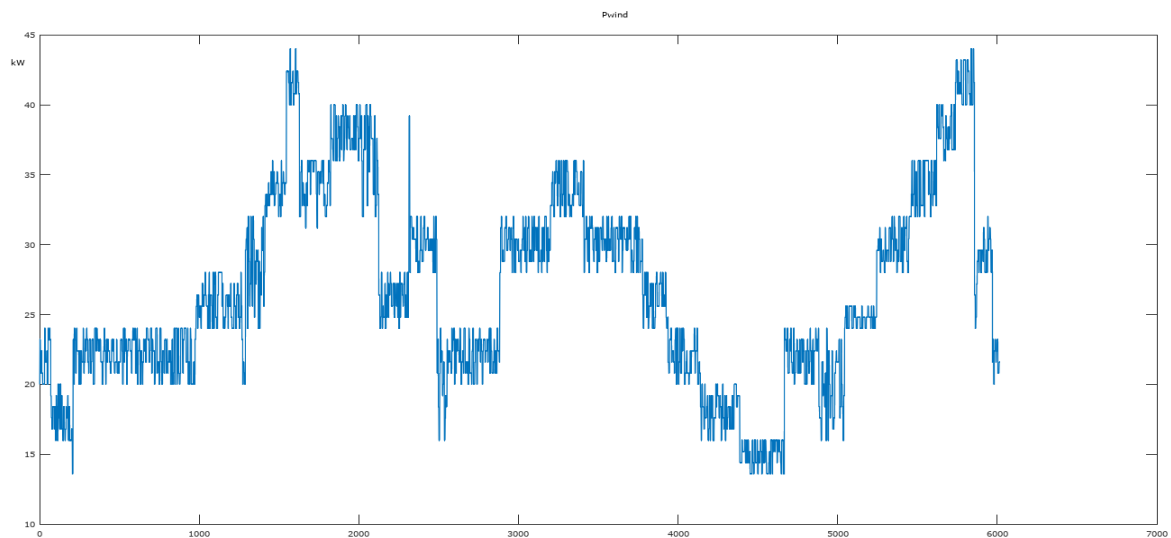


Εικόνα 6.7 Η ισχύς της μονάδας αφαλάτωσης.

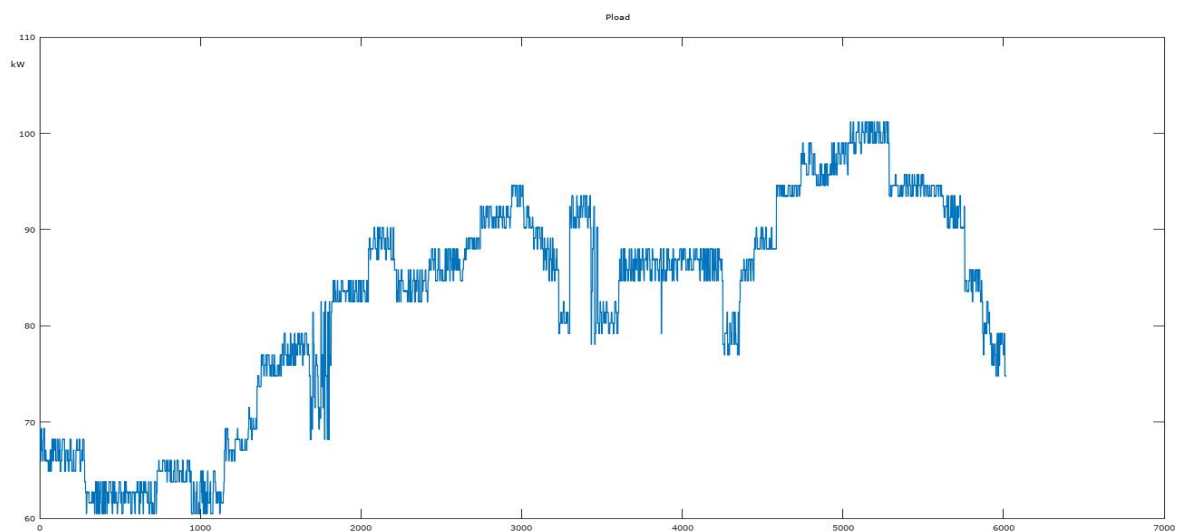


Εικόνα 6.8 Παραγωγή του φωτοβολταϊκού σταθμού.

Η ένταξη της μονάδας αφαλάτωσης πραγματοποιείται κατά τις μεσημβρινές ώρες η παραγωγή του φωτοβολταϊκού να καλύπτει σημαντικό μέρος της ζητούμενης ισχύος.



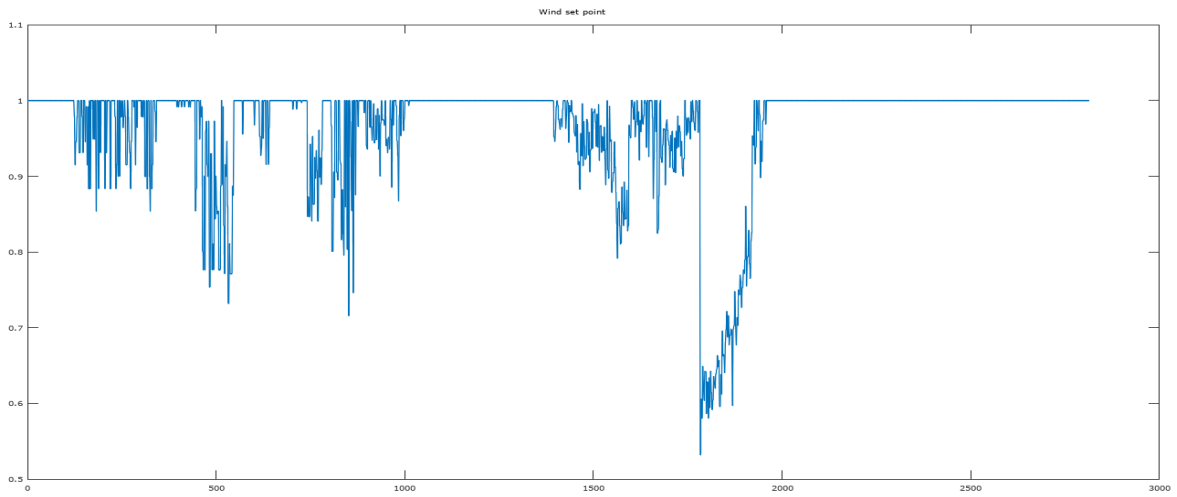
Εικόνα 6.9 Η παραγωγή της ανεμογεννήτριας.



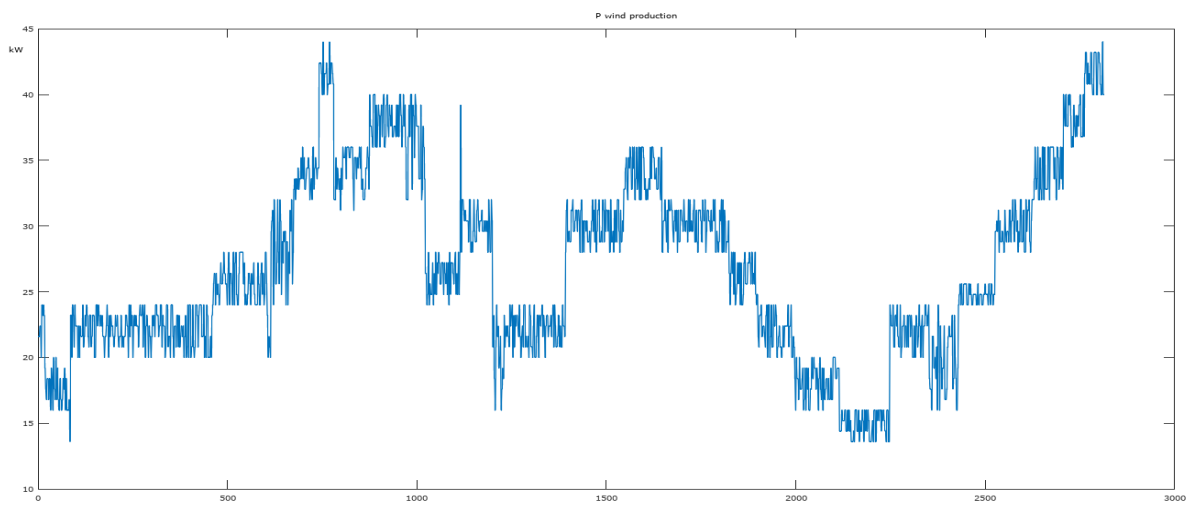
Εικόνα 6.10 Η ισχύς του φορτίου.

6.2.2 Προσομοίωση με αποστολή εντολής ανώτατου επιπέδου παραγωγής στις ΑΠΕ

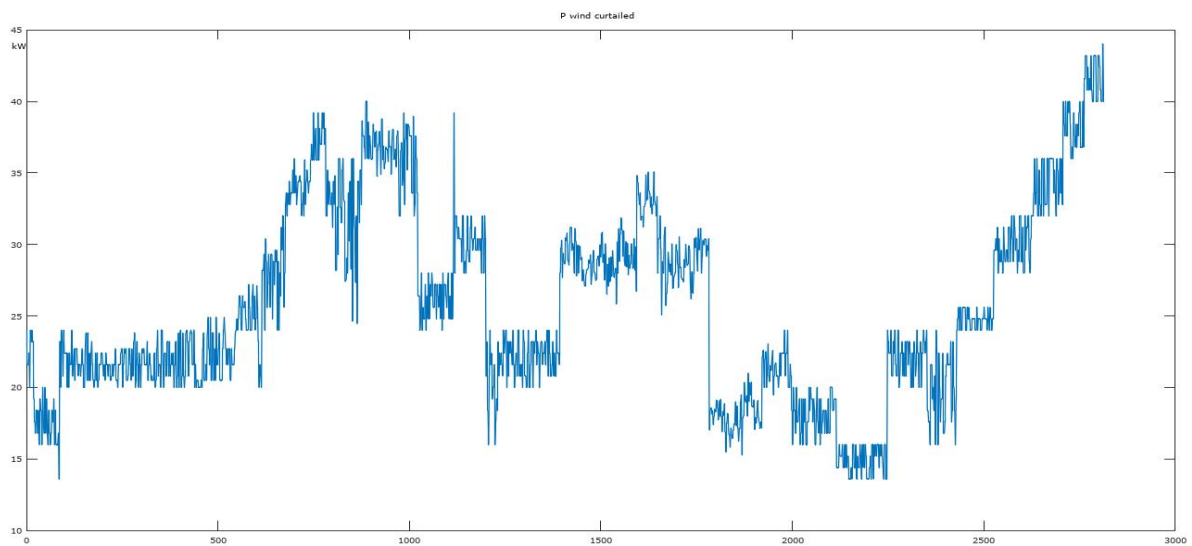
Αποστέλλεται εντολή ανώτατου επιπέδου παραγωγής στις ΑΠΕ, (Εικόνα 6.11), (Εικόνα 6.14) σύμφωνα με τον απαραίτητο περιορισμό της εγχεόμενης ισχύος των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής, (Εικόνα 6.13), (Εικόνα 6.16) προκειμένου να διατηρηθεί η ισχύς της γεννήτριας πάνω από το τεχνικό ελάχιστο και να τηρηθεί η απαραίτητη εφεδρεία στο σύστημα.



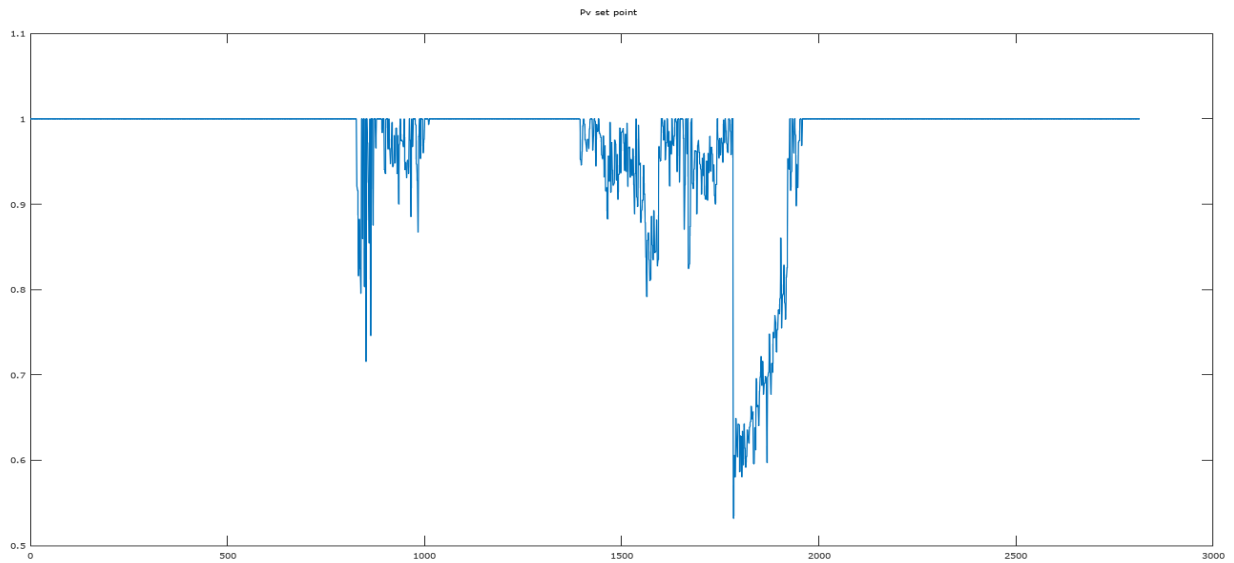
Εικόνα 6.11 Εντολή ανώτατου επιπέδου παραγωγής στην ανεμογεννήτριας.



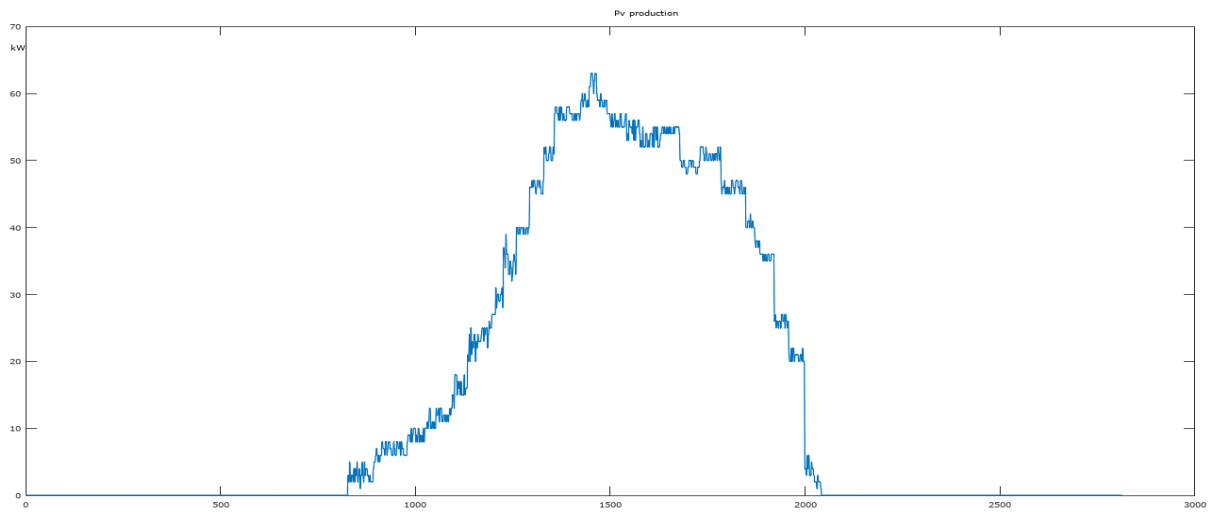
Εικόνα 6.12 Η παραγόμενη ισχύς της ανεμογεννήτριας.



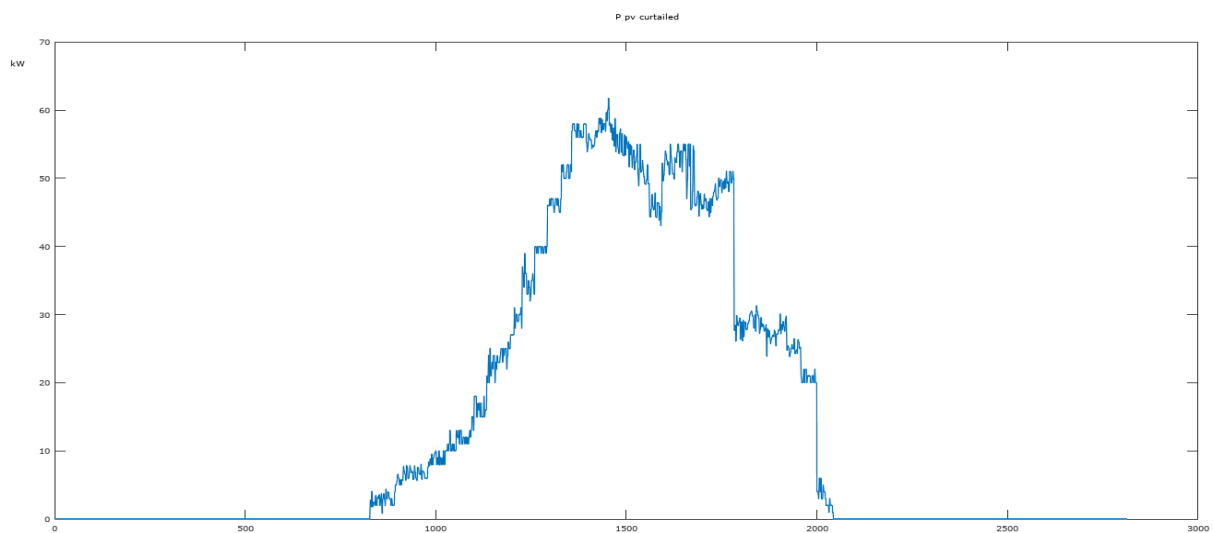
Εικόνα 6.13 Η εγχεόμενη ισχύς της ανεμογεννήτριας μετά την επιβολή ανώτατου επιπέδου παραγωγής.



Εικόνα 6.14 Εντολή ανώτατου επιπέδου παραγωγής στο φωτοβολταϊκό σταθμό.

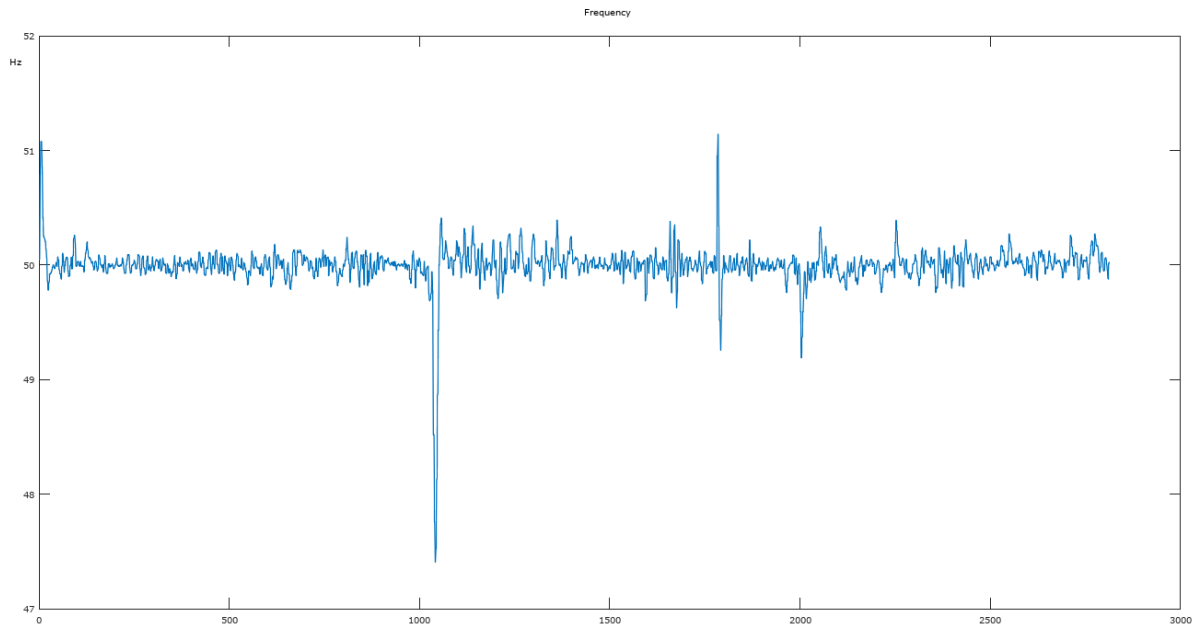


Εικόνα 6.15 Η παραγόμενη ισχύς του φωτοβολταϊκού σταθμού.



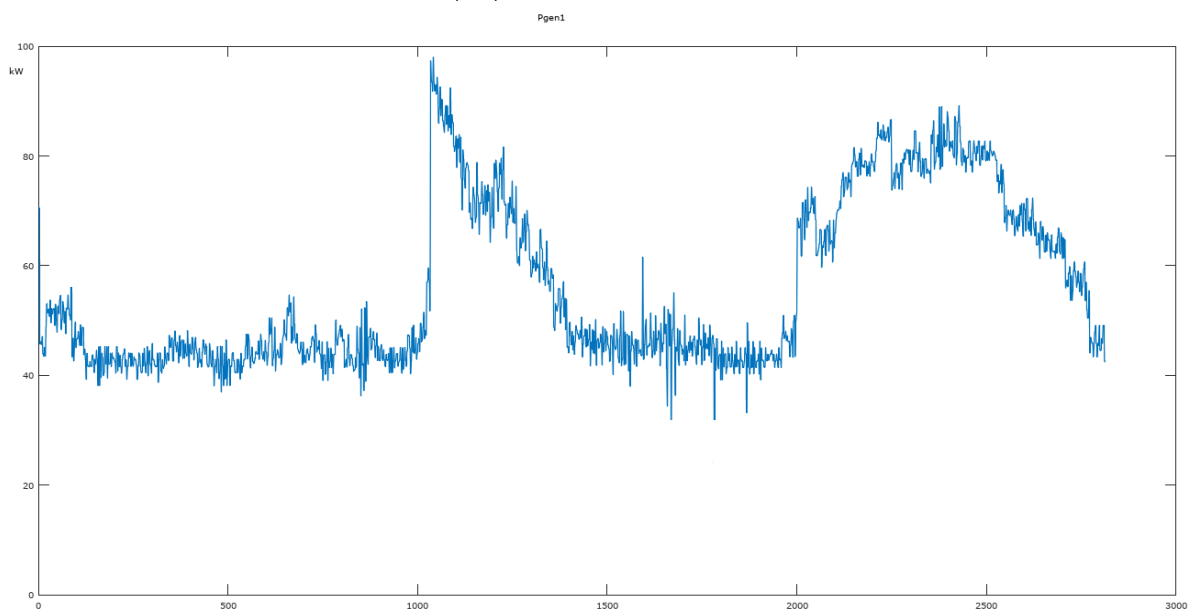
Εικόνα 6.16 Η εγχεόμενη ισχύς του φωτοβολταϊκού σταθμού μετά την επιβολή ανώτατου επιπέδου παραγωγής.

Παρατηρείται μείωση της συχνότητας μετά την ένταξη της μονάδας αφαλάτωσης, η οποία επανέρχεται στην ονομαστική λόγω της πρωτεύουσας ρύθμισης από το ρυθμιστή στροφών της γεννήτριας (Εικόνα 6.17).



Εικόνα 6.17 Η συχνότητα του δικτύου .

Η ισχύς της γεννήτριας παραμένει πάνω από το τεχνικό ελάχιστο μετά την εφαρμογή της εντολής ανώτατου επιπέδου παραγωγής στις ΑΠΕ. (Εικόνα 6.18)



Εικόνα 6.18 Η ισχύς της γεννήτριας.

6.2.3 Προσομοίωση με μονάδα αποθήκευσης ενέργειας με συσσωρευτές ονομαστικής χωρητικότητας 500kWh, 100kW και αποστολή εντολής ανώτατου επιπέδου παραγωγής στις ΑΠΕ

Πραγματοποιείται ρύθμιση της συχνότητας από τη μονάδα αποθήκευσης ενέργειας μέσω εικονικής καμπύλης στατισμού της μπαταρίας για αποκλίσεις της συχνότητας μεγαλύτερες των 0,5Hz από την ονομαστική. Εφόσον δεν υπάρχει διακύμανση στη συχνότητα ώστε να εφαρμοστεί η ρύθμιση από τη μπαταρία πραγματοποιείται επαναφορά της κατάστασης φόρτισης στην προκαθορισμένη τιμή αναφοράς, η οποία έχει τεθεί το 50%.

$$P_{bat} = \begin{cases} (f_i - f_{nom}) \cdot k_f & , \quad |\Delta f| > 0.5\text{Hz} \\ \frac{SOC_{ref} - SOC_i}{SOC_{ref} - SOC_{min}} \cdot k & , \quad |\Delta f| < 0.5\text{Hz} \end{cases}$$

SOC_i = Η τρέχουσα κατάσταση φόρτισης.

SOC_{ref} = Η κατάσταση φόρτισης αναφοράς.

SOC_{min} = Η ελάχιστη κατάσταση φόρτισης.

k_f = Ο στατισμός της μονάδας αποθήκευσης ενέργειας ρυθμίζεται βάσει της προσομοίωσης.

Η μπαταρία δέχεται κατάλληλο σήμα φόρτισης προκειμένου να αποτραπεί η μείωση της ισχύος της γεννήτριας κάτω από το τεχνικό ελάχιστο και για τη διατήρηση της απαραίτητης εφεδρείας στο σύστημα, ενώ αν είναι πλήρως φορτισμένη πραγματοποιείται περικοπή της εγχεόμενης ισχύος στις ΑΠΕ με αποστολή ανώτατου επιπέδου παραγωγής.

Για τον υπολογισμό της κατάστασης φόρτισης της μπαταρίας λαβάνονται υπόψιν απώλειες 5% κατά την αποθήκευση και την απόδοση της ισχύος στο δίκτυο.

$$SOC_{i+1} = \begin{cases} SOC_i + \frac{0.95 \cdot P_{charge} \cdot t}{Q_{nom}} \\ SOC_i - \frac{1.05 \cdot P_{discharge} \cdot t}{Q_{nom}} \end{cases}$$

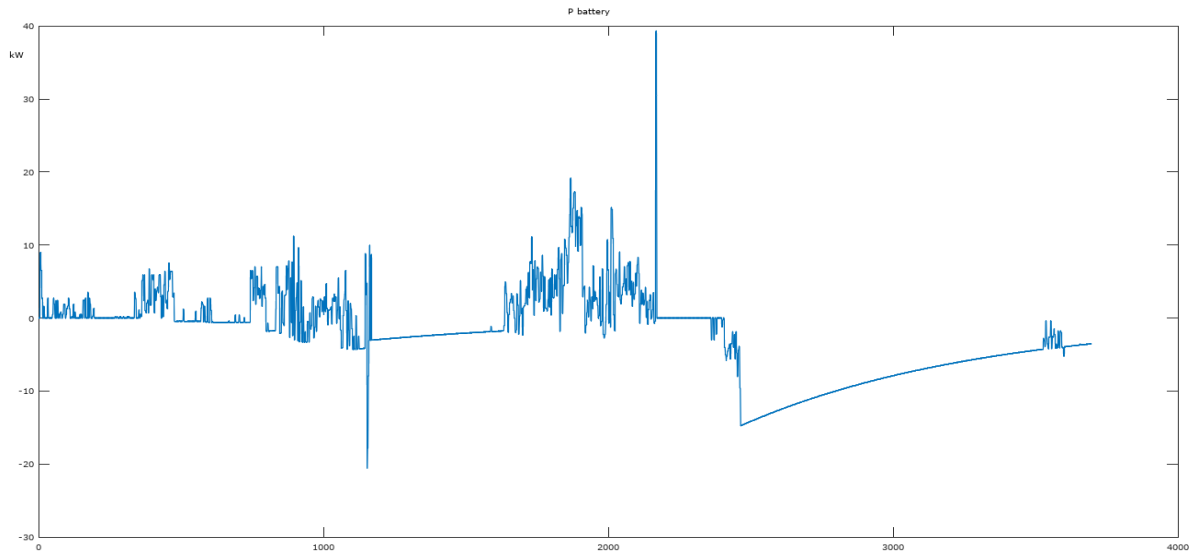
SOC_{i+1} = Η τελική κατάσταση φόρτισης.

t = Ο χρόνος στον οποίο αναφέρεται η ισχύς φόρτισης ή εκφόρτισης σε ώρες.

Q_{nom} = Η ονομαστική χωρητικότητα της μπαταρίας.

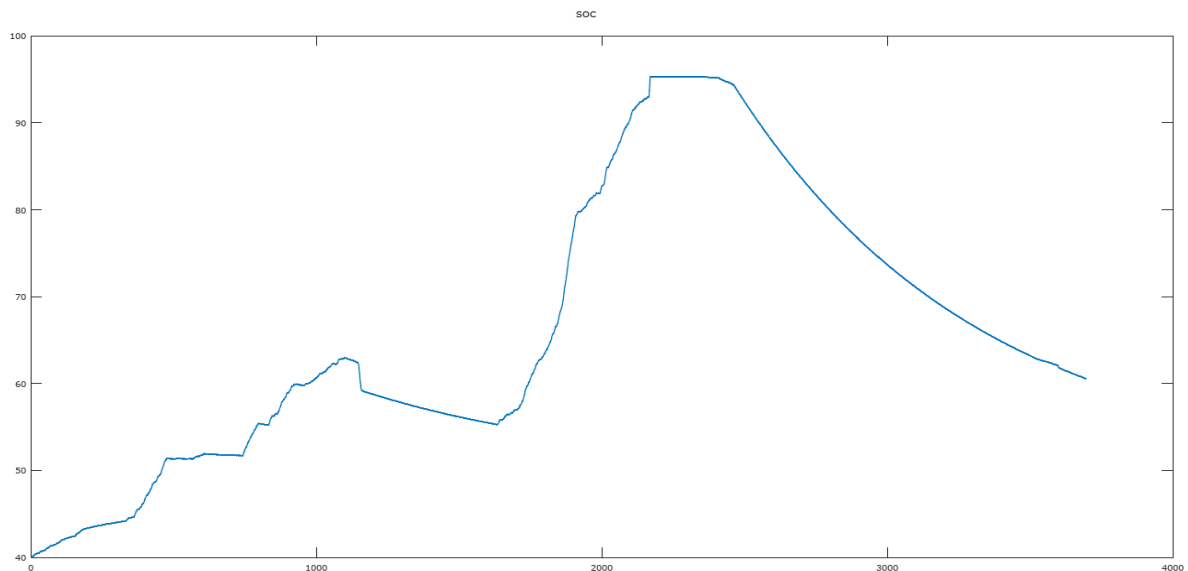
P_{charge} = Η ισχύς φόρτισης της μπαταρίας.

$P_{discharge}$ = Η ισχύς εκφόρτισης της μπαταρίας.



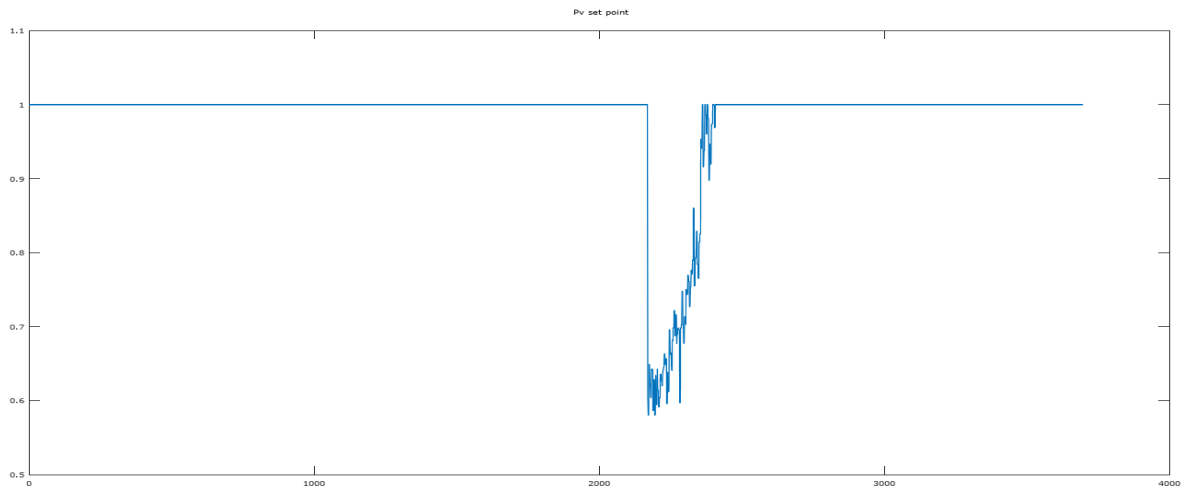
Εικόνα 6.19 Η ισχύς της μπαταρίας, η οποία είναι θετική κατά τη φόρτιση, ενώ κατά την ένταξη και την απένταξη της μονάδας αφαλάτωσης πραγματοποιείται πρωτεύουσα ρύθμιση λόγω της μείωσης και της αύξησης της συχνότητας αντίστοιχα.

Κατά την ένταξη της μονάδας αφαλάτωσης παρατηρείται βύθιση της συχνότητας (Εικόνα 6.27) με αποτέλεσμα η μπαταρία να εγχέει ενεργό ισχύ (Εικόνα 6.19) παρέχοντας πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας όπως και κατά την απένταξη της μονάδας αφαλάτωσης λόγω της μείωσης του φορτίου προκειμένου να περιοριστεί η αύξηση της συχνότητας.

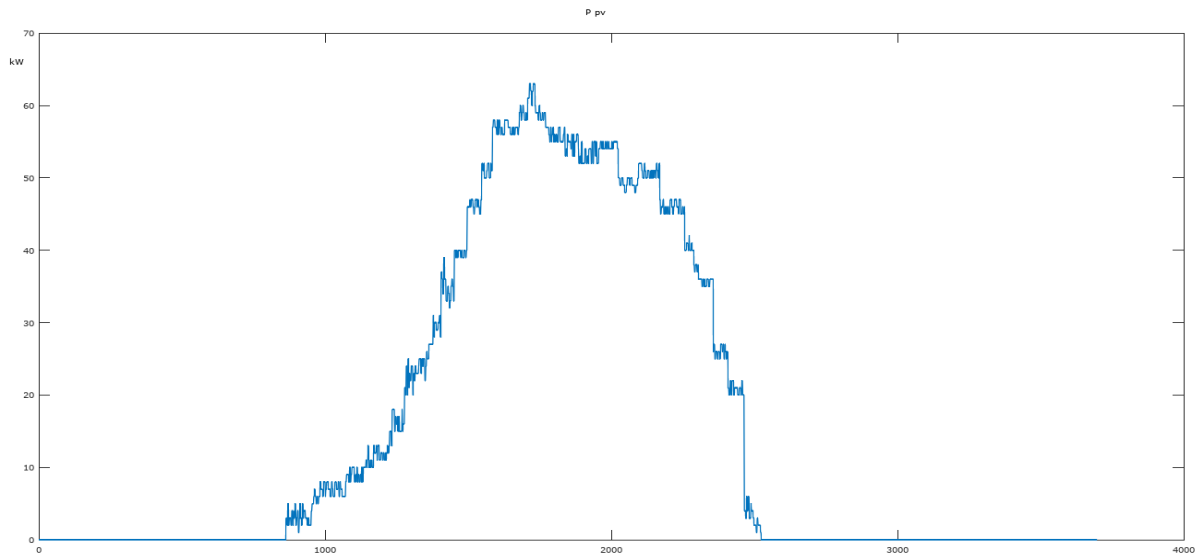


Εικόνα 6.20 Κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας.

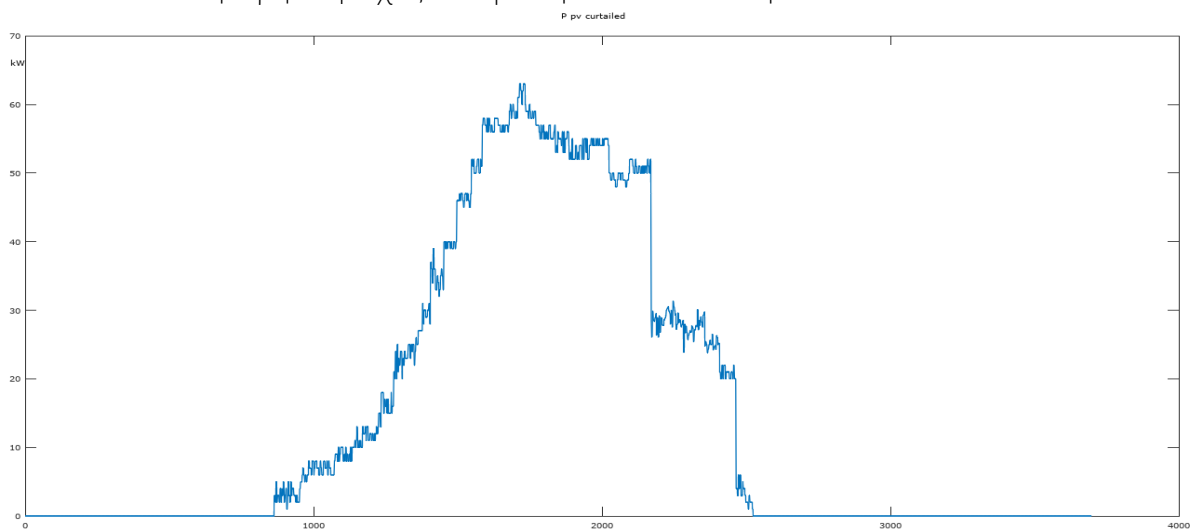
Λόγω της πλήρους φόρτισης της μπαταρίας (Εικόνα 6.20) αποστέλλεται εντολή ανώτατου επιπέδου παραγωγής στις ΑΠΕ (Εικόνα 6.21), (Εικόνα 6.24) σύμφωνα με τους περιορισμούς τεχνικών ελαχίστων και για τη διατήρηση της στρεφόμενης εφεδρείας στο σύστημα.



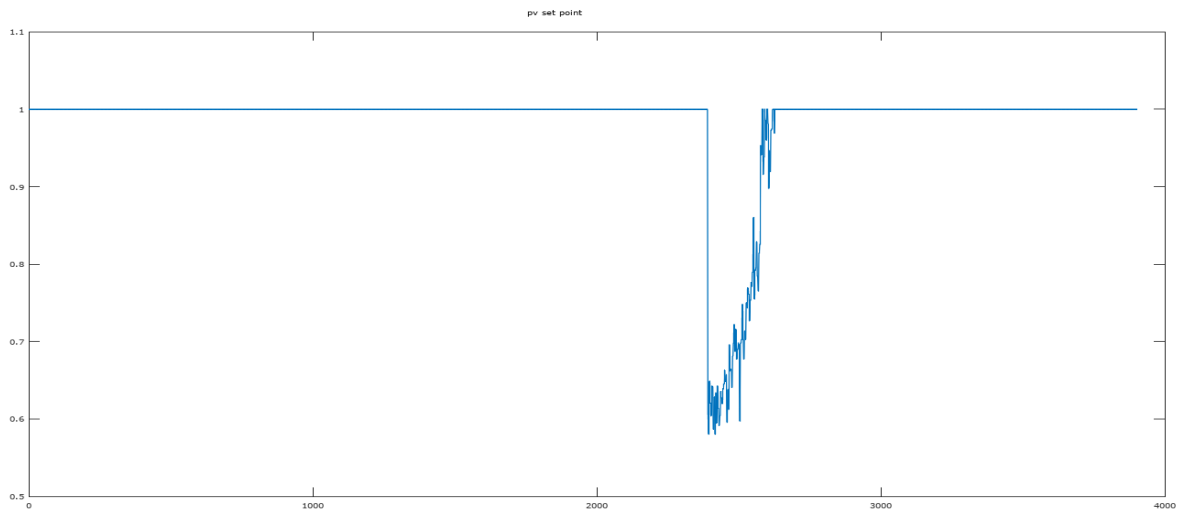
Εικόνα 6.21 Αποστολή εντολής ανώτατου επιπέδου παραγωγής στο φωτοβολταϊκό μετά την πλήρη φόρτιση της μπαταρίας.



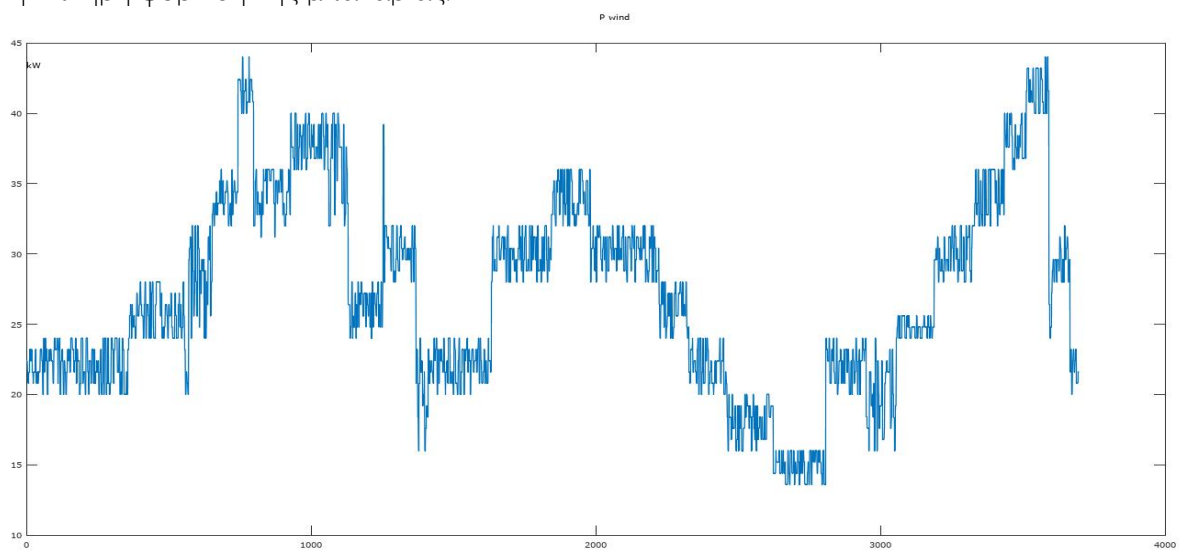
Εικόνα 6.22 Η παραγόμενη ισχύς του φωτοβολταϊκού σταθμού.



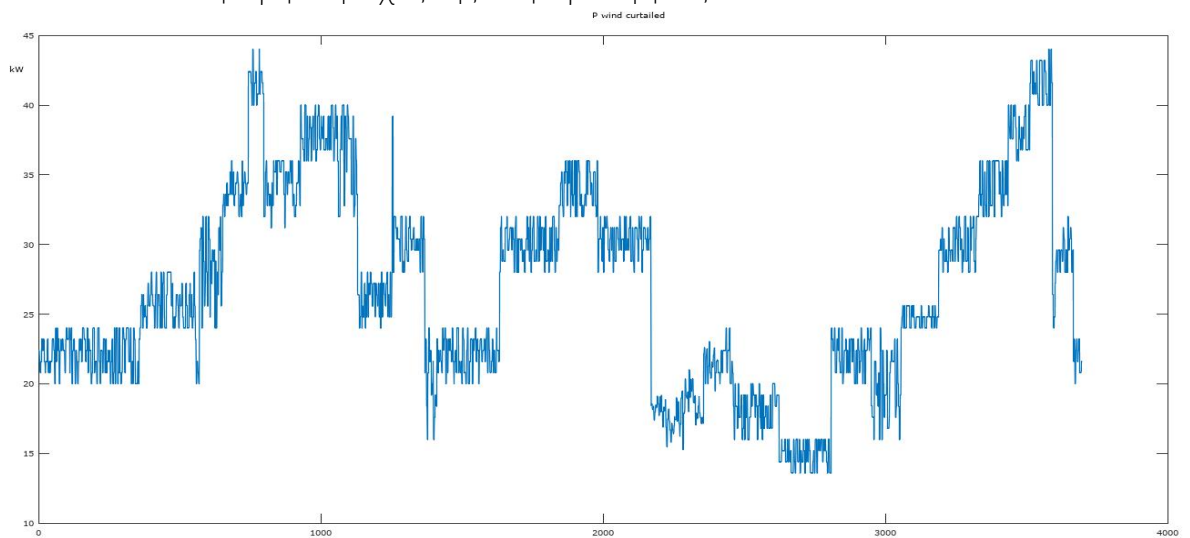
Εικόνα 6.23 Η εγχεόμενη ισχύς του φωτοβολταϊκού σταθμού μετά την επιβολή ανώτατου επιπέδου παραγωγής.



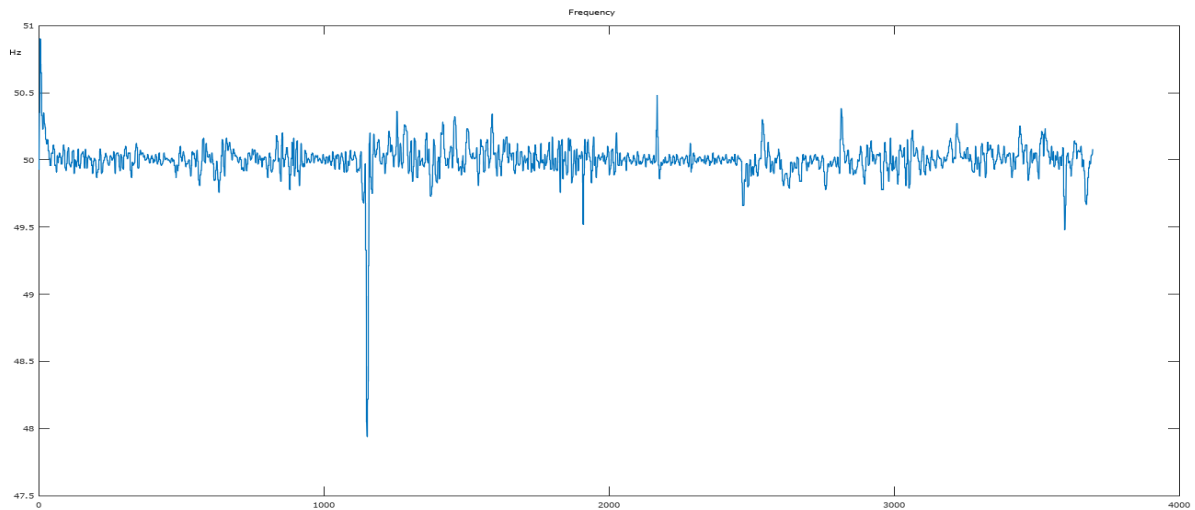
Εικόνα 6.24 Αποστολή εντολής ανώτατου επιπέδου παραγωγής στην ανεμογεννήτρια μετά την πλήρη φόρτιση της μπαταρίας.



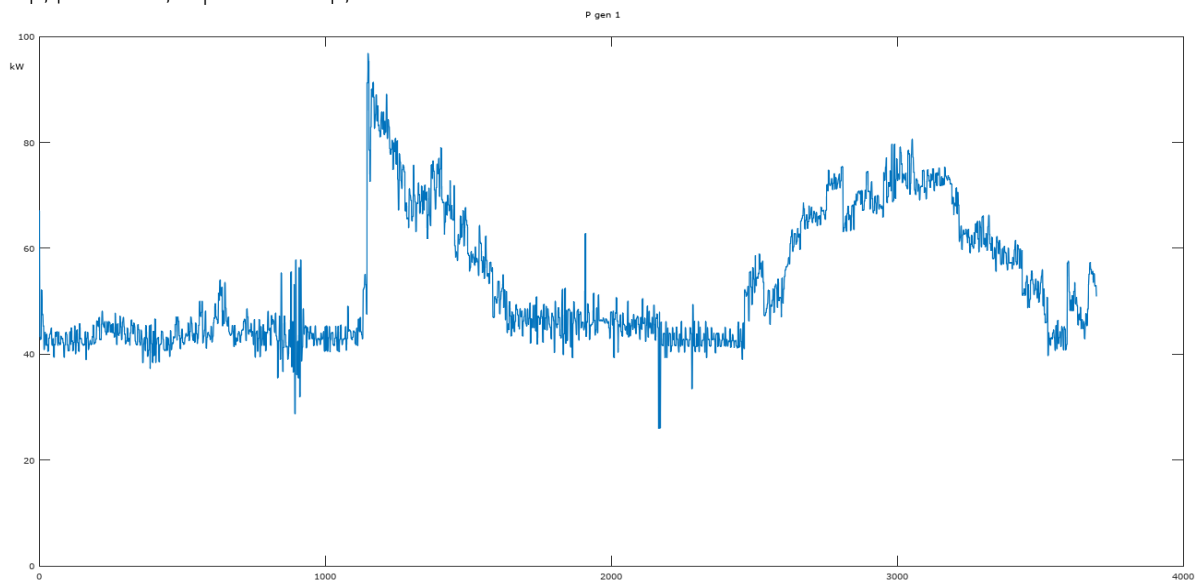
Εικόνα 6.25 Η παραγόμενη ισχύς της ανεμογεννήτριας.



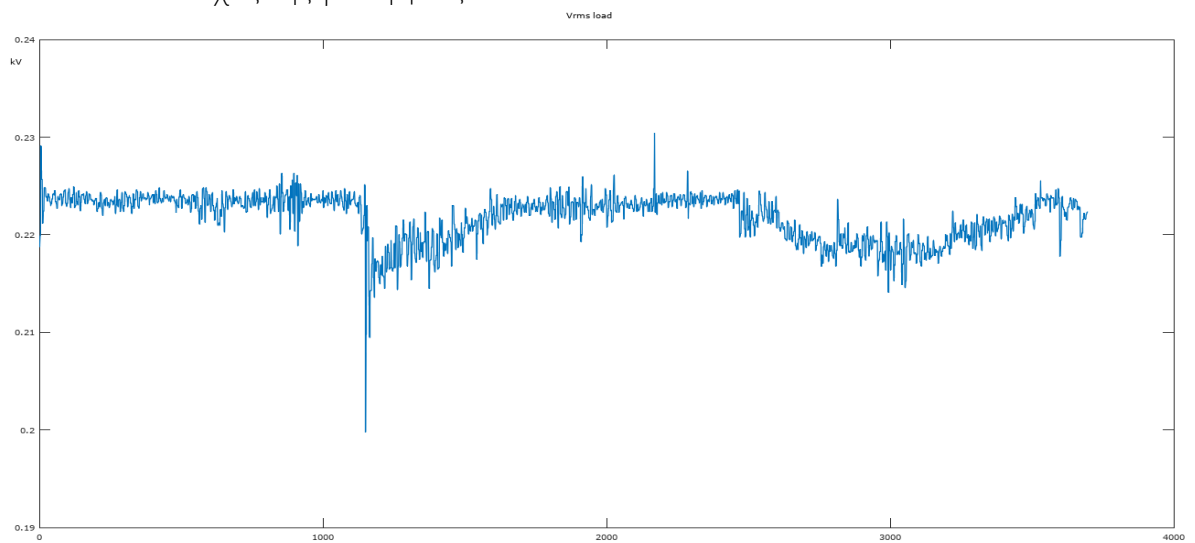
Εικόνα 6.26 Η εγχεόμενη ισχύς της ανεμογεννήτριας μετά την επιβολή ανώτατου επιπέδου παραγωγής.



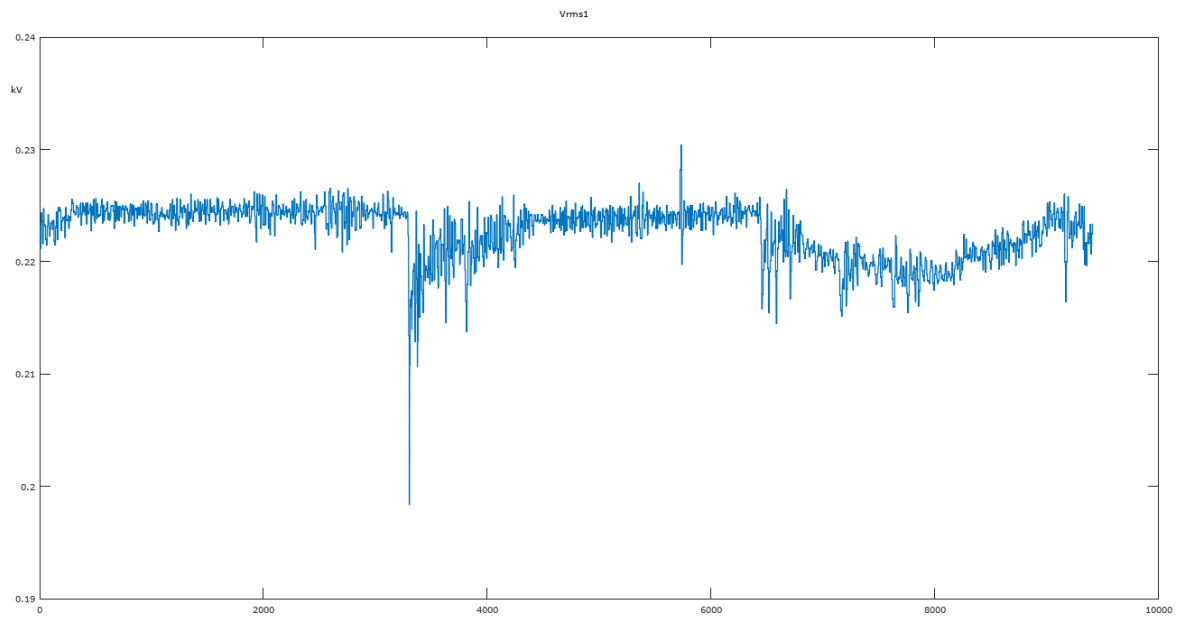
Εικόνα 6.27 Η συχνότητα του δικτύου. Παρατηρείται μείωση της συχνότητας κατά την ένταξη της μονάδας αφαλάτωσης στο δίκτυο.



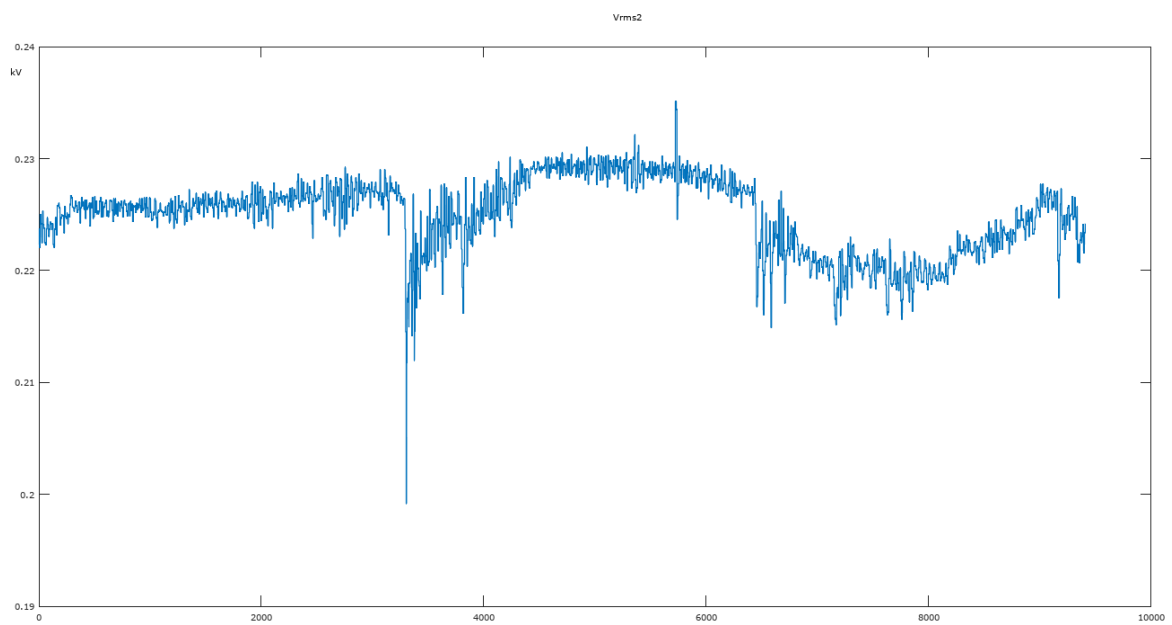
Εικόνα 6.28 Η ισχύς της γεννήτριας.



Εικόνα 6.29 Η τάση στο ζυγό του φορτίου.



Εικόνα 6.30 Τάση στο ζυγό του αυτόνομου σταθμού παραγωγής.

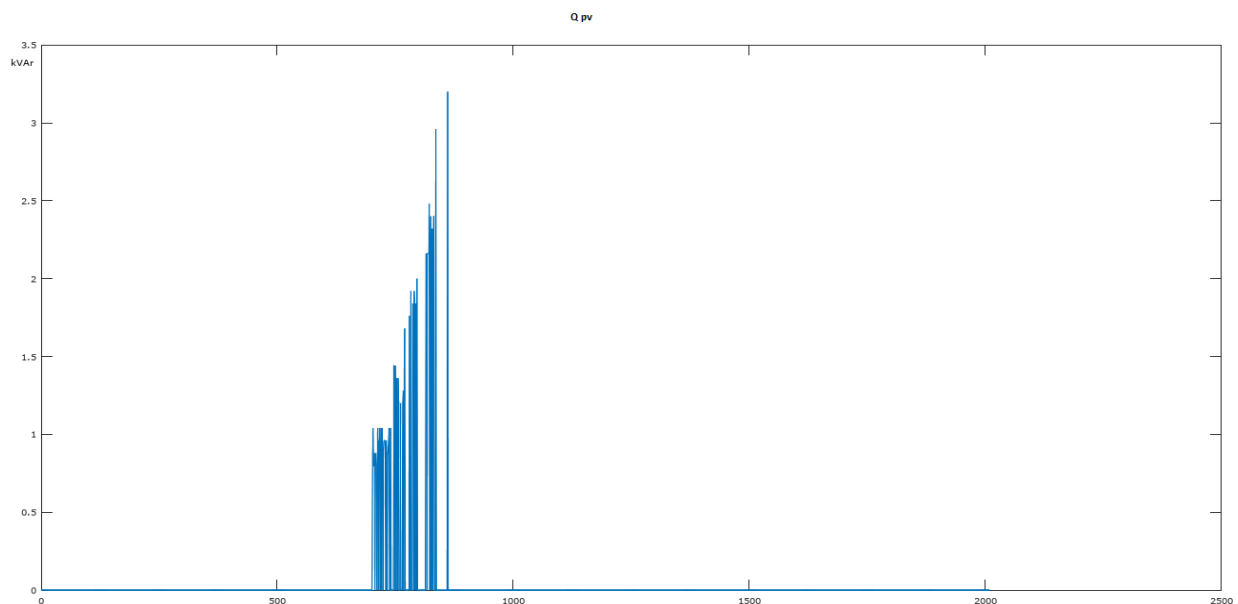


Εικόνα 6.31 Τάση στο σημείο κοινής σύνδεσης των ΑΠΕ.

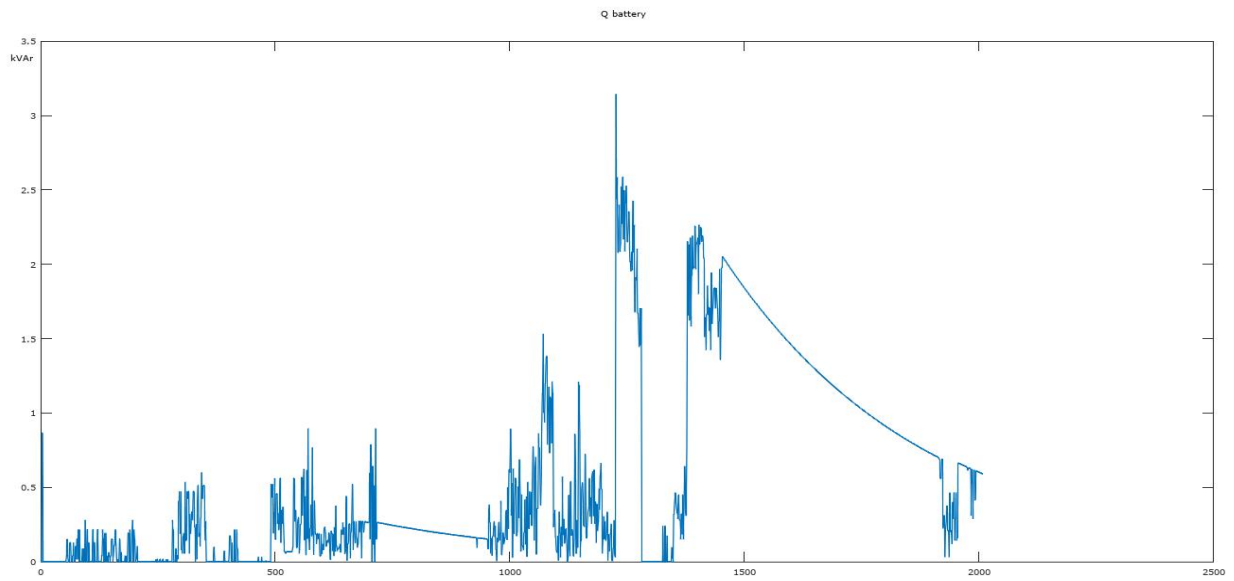
6.2.4 Προσομοίωση με έγχυση και απορρόφηση αέργου ισχύος για ρύθμιση της τάσης από τις ΑΠΕ και τη μονάδα αποθήκευσης ενέργειας

Πραγματοποιείται έγχυση και απορρόφηση αέργου ισχύος αντίστοιχα από τη μονάδα αποθήκευσης ενέργειας και στους σταθμούς παραγωγής των ΑΠΕ για τη ρύθμιση της τάσης σε περίπτωση βύθισης και ανύψωσης της τάσης, αντίστοιχα. Επιπλέον, για τη ρύθμιση της ενεργού ισχύος πραγματοποιείται ο έλεγχος της συχνότητας και της ισχύος της γεννήτριας αν βρίσκεται εντός των αποδεκτών ορίων. Σε περίπτωση απαίτησης περιορισμού της εγχεόμενης ισχύος των ΑΠΕ η περίσσεια παραγόμενης ισχύος απορροφάται από τη μονάδα αποθήκευσης ενέργειας, ενώ για το ενδεχόμενο της πλήρους φόρτισης αποστέλλεται εντολή ανώτατου επιπέδου παραγωγής στις μη κατανεμόμενες μονάδες.

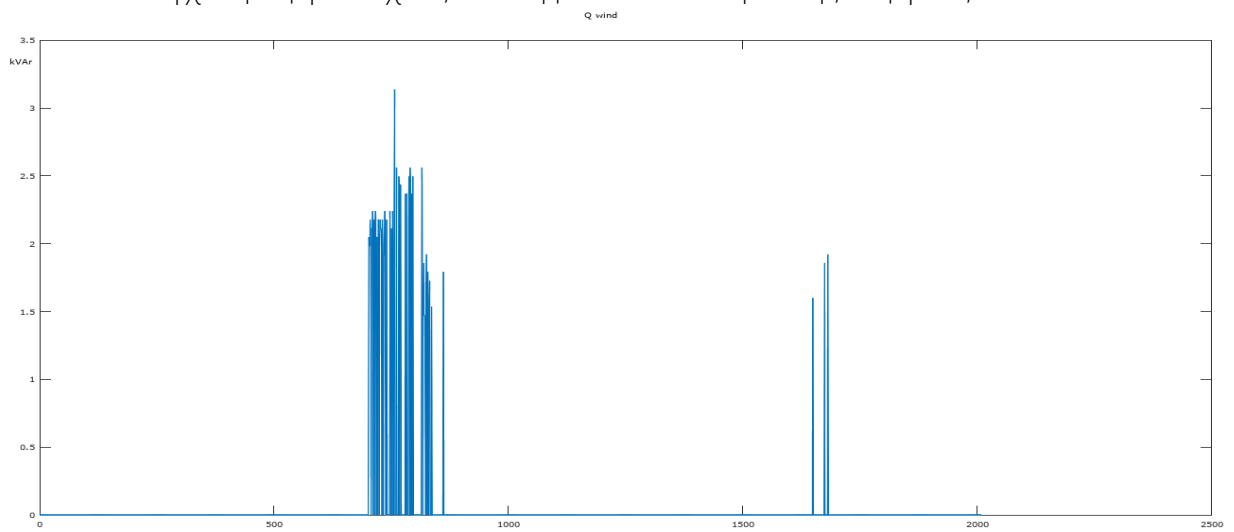
Τις στιγμές κατά τις οποίες υπάρχει πτώση της τάσης κάτω από το 95% της ονομαστικής στον κόμβο σύνδεσης του φορτίου και στο σημείο κοινής σύνδεσης των ΑΠΕ (Εικόνα 6.39), όπως συμβαίνει κατά την ένταξη της μονάδας αφαλάτωσης στο δίκτυο και τις κατά τις βραδινές αιχμές του φορτίου, πραγματοποιείται έγχυση αέργου ισχύος με συντελεστή ισχύος 0,99 από τη μονάδα αποθήκευσης ενέργειας (Εικόνα 6.33) και τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής (Εικόνα 6.32), (Εικόνα 6.34).



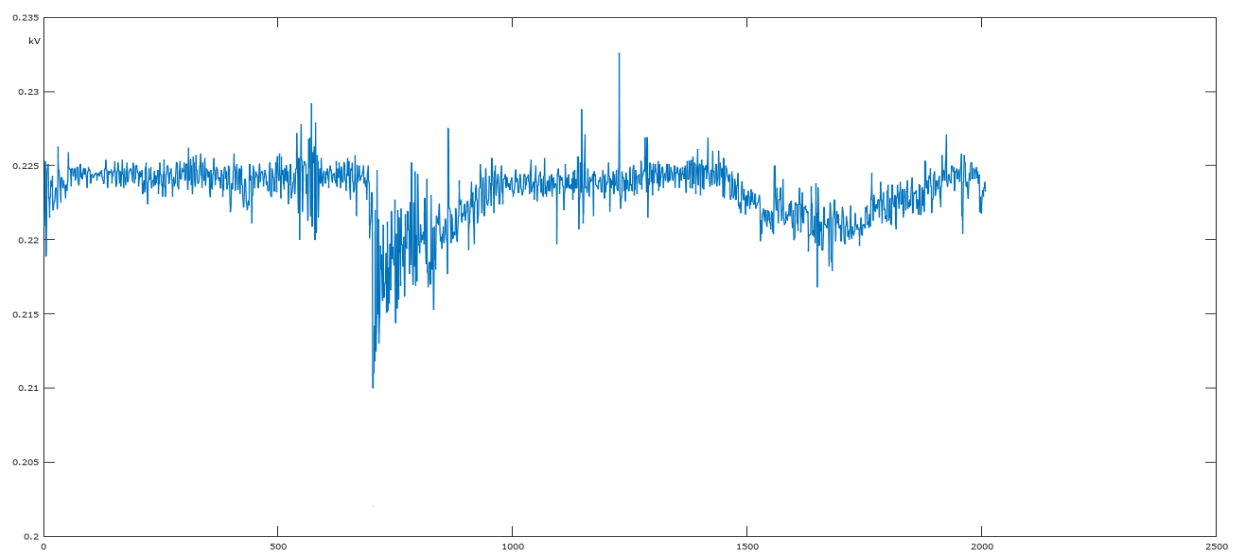
Εικόνα 6.32 Έγχυση αέργου ισχύος από το φωτοβολταϊκό σταθμό.



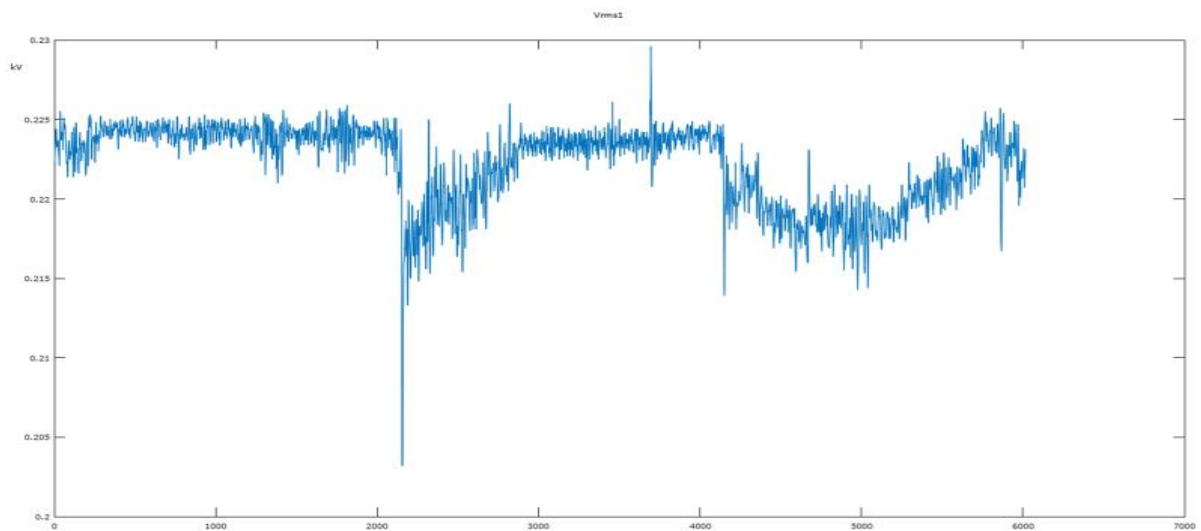
Εικόνα 6.33 Έγχυση αέργου ισχύος από τη μονάδα αποθήκευσης ενέργειας.



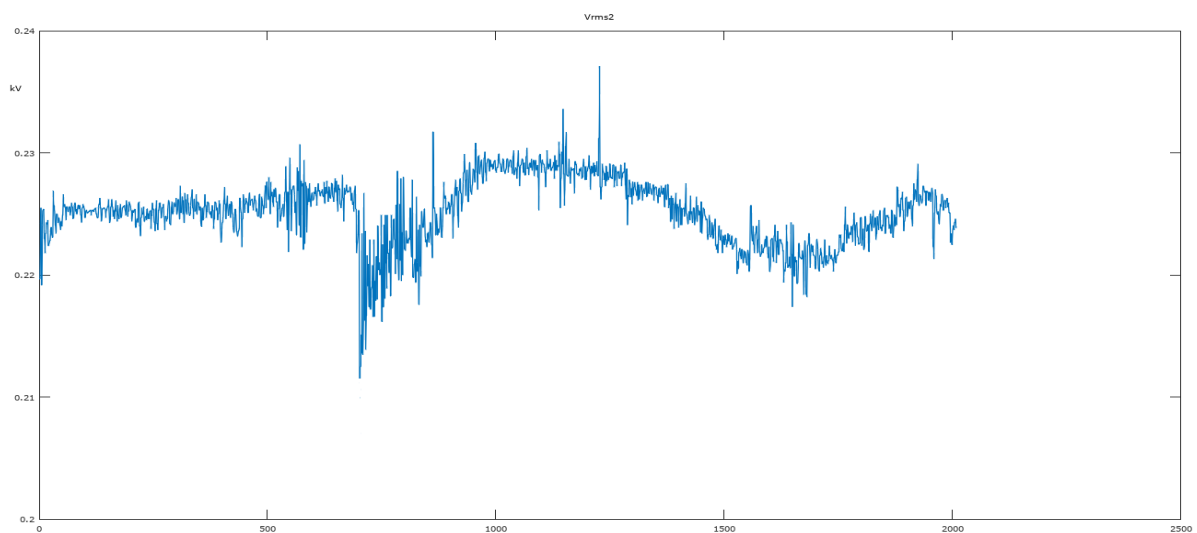
Εικόνα 6.34 Έγχυση αέργου ισχύος από την ανεμογεννήτρια.



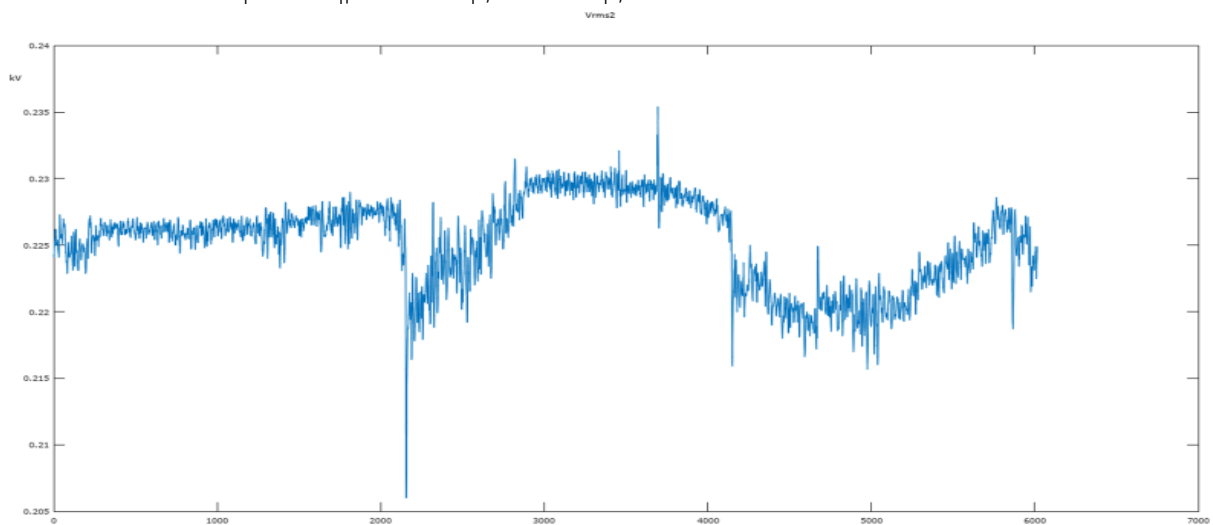
Εικόνα 6.35 Η τάση στο ζυγό του αυτόνομου σταθμού παραγωγής.



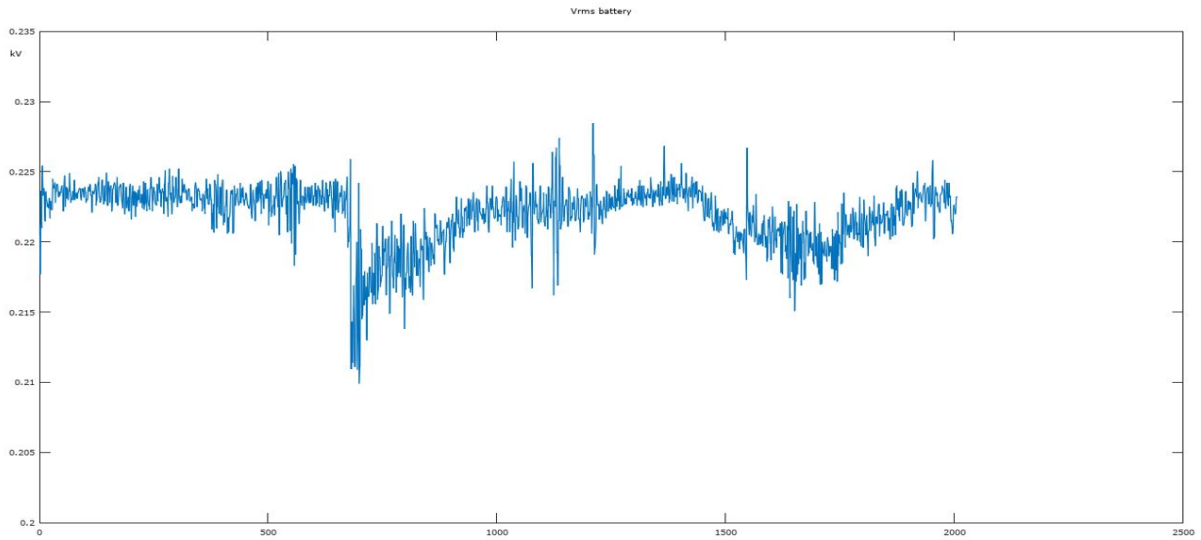
Εικόνα 6.36 Μέτρηση της τάσης στον αυτόνομο σταθμό παραγωγής πριν την εφαρμογή της αντιστάθμισης αέργου ισχύος.



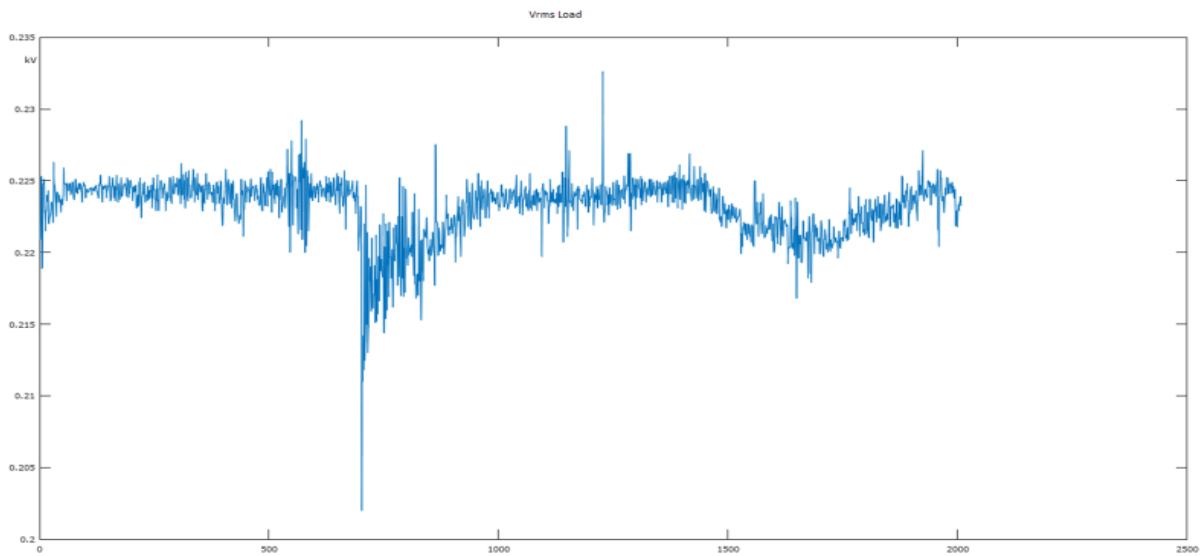
Εικόνα 6.37 Η τάση στο σημείο κοινής σύνδεσης των ΑΠΕ.



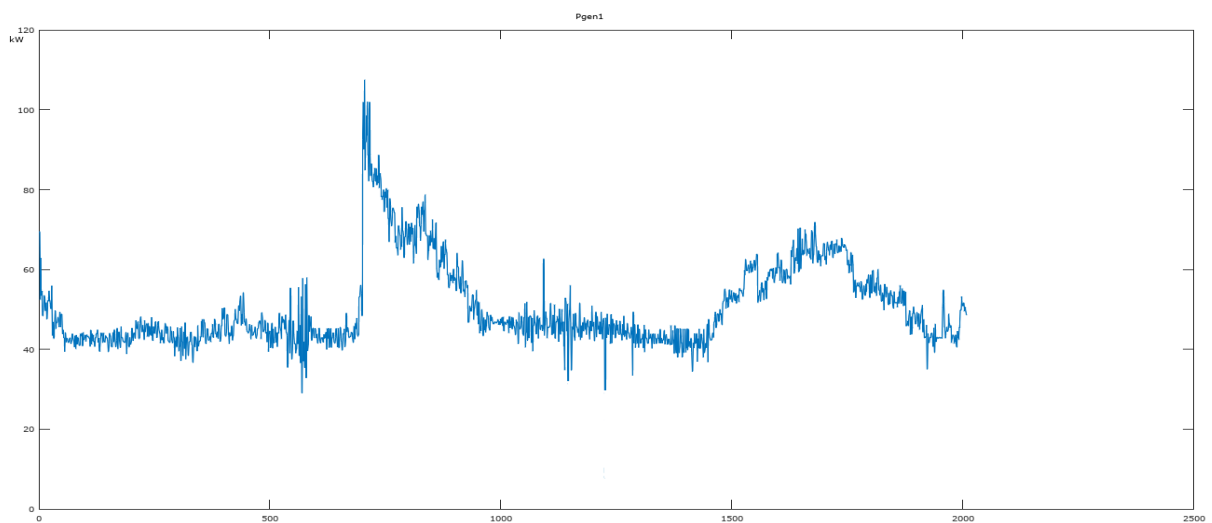
Εικόνα 6.38 Μέτρηση της τάσης στο σημείο σύνδεσης των ΑΠΕ πριν την εφαρμογή της αντιστάθμισης αέργου ισχύος.



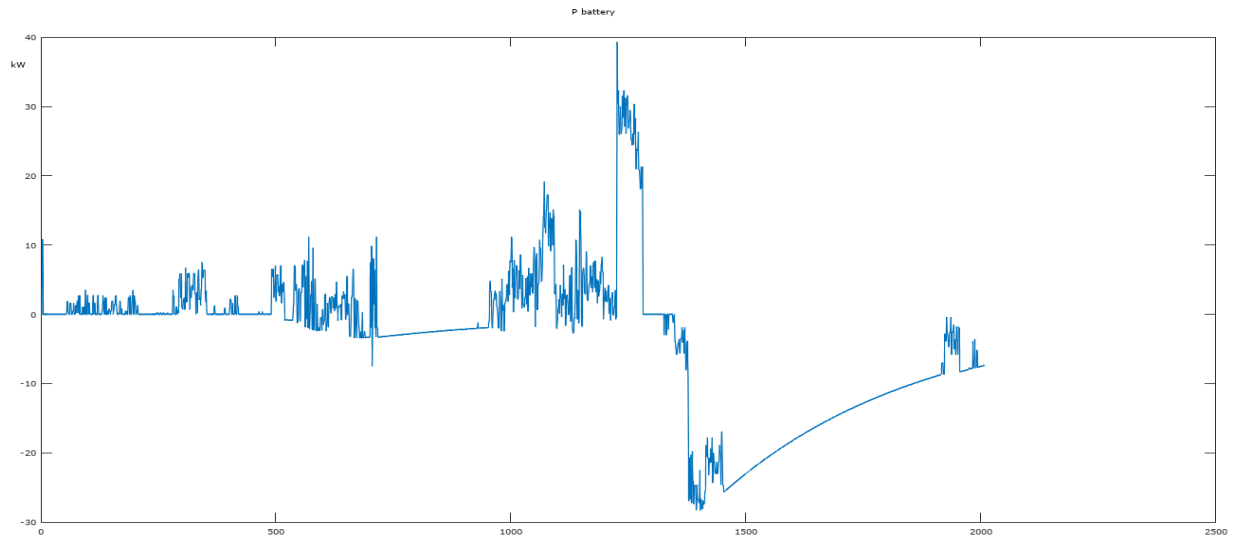
Εικόνα 6.39 Η τάση στο ζυγό του φορτίου.



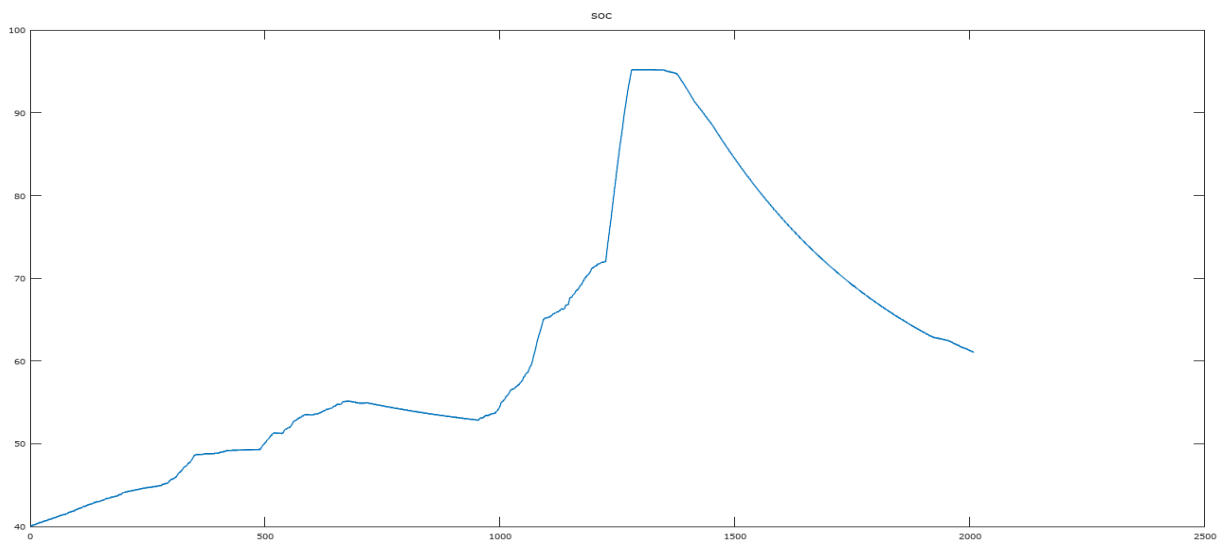
Εικόνα 6.40 Μέτρηση της τάσης στο ζυγό του φορτίου πριν την εφαρμογή του της αντιστάθμισης αέργου ισχύος.



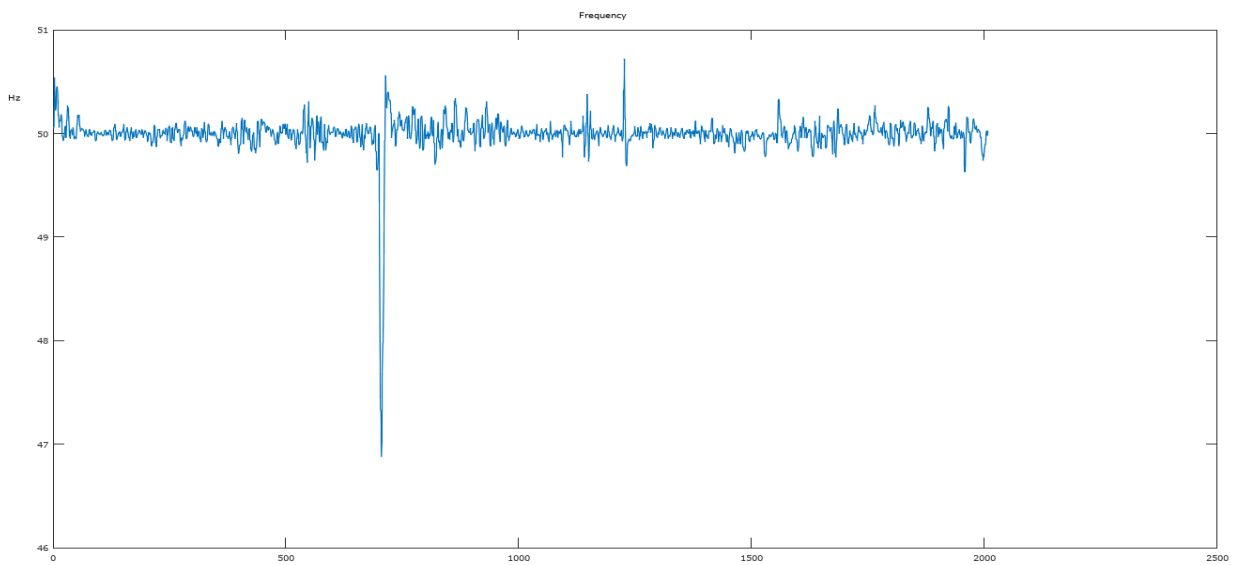
Εικόνα 6.41 Η ενεργός ισχύς της γεννήτριας.



Εικόνα 6.42 Η ενεργός ισχύς της μπαταρίας.



Εικόνα 6.43 Η κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας.



Εικόνα 6.44 Η συχνότητα του δικτύου.

6.3 Συμπεράσματα από τα αποτελέσματα των μετρήσεων στον ψηφιακό προσομοιωτή πραγματικού χρόνου

- ❖ Παρατηρείται ότι η διακύμανση της συχνότητας σε όλες τις εφαρμογές του ελέγχου βρίσκεται εντός των αποδεκτών τιμών 49-51Hz, ενώ στιγμιαία μείωση της συχνότητας κάτω από τα 49Hz παρατηρείται κατά την αύξηση του φορτίου με την ένταξη στο δίκτυο της μονάδας αφαλάτωσης.
- ❖ Η ενεργός τιμή της τάσης στο ζυγό σύνδεσης του αυτόνομου σταθμού παραγωγής και στο σημείο κοινής σύνδεσης των ΑΠΕ παραμένει εντός των αποδεκτών τιμών 207-253V.
- ❖ Ο έλεγχος της ένταξης και της απένταξης των ελεγχόμενων φορτίων, του συγχρονισμού της δεύτερης γεννήτριας στο δίκτυο όπως και η ρύθμιση της ισχύος της μονάδας αποθήκευσης ενέργειας ανταποκρίνεται στις διακυμάνσεις του φορτίου και της παραγόμενης ισχύος των ΑΠΕ, διατηρώντας το αποδεκτό εύρος λειτουργίας της γεννήτριας και επαναφέροντας τις τιμές της συχνότητας εντός των αποδεκτών ορίων.
- ❖ Τηρείται το ισοζύγιο ενεργού ισχύος κατά το οποίο οι μονάδες παραγωγής καλύπτουν τη ζήτηση και τις απώλειες λόγω της ωμικής αντίστασης στις γραμμές μεταφοράς.
- ❖ Τις μεσημβρινές ώρες κατά τις οποίες εντάσσεται η μονάδα αφαλάτωσης όταν υπάρχει παραγωγή από τα φωτοβολταϊκά και την ανεμογεννήτρια δεν είναι απαραίτητος ο συγχρονισμός δεύτερης γεννήτριας στο δίκτυο, γεγονός που οδηγεί σε μείωση του κόστους λειτουργίας του συστήματος και σε λιγότερα έξοδα συντήρησης των μονάδων.
- ❖ Με την αποστολή εντολών έγχυσης και απορρόφησης αέργου ισχύος από τη μονάδα αποθήκευσης ενέργειας και τις ΑΠΕ μετριάζονται οι διακυμάνσεις της τάσης σε σύγκριση με τις μεταβολές που πραγματοποιούνται χωρίς την επιβολή του ελέγχου. Συγκεκριμένα, όταν πραγματοποιείται μείωση της τάσης κάτω από το 95% της ονομαστικής εγχέεται άεργος ισχύς από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής και τη μονάδα αποθήκευσης ενέργειας περιορίζοντας την περαιτέρω απόκλιση της τάσης από την ονομαστική.

Κεφάλαιο 7

Οικονομική αξιολόγηση αυτόνομου συστήματος

7.1 Εισαγωγή

Στην παρούσα ενότητα παρατίθενται τα οικονομικά στοιχεία της 25ετούς λειτουργίας του αυτόνομου συστήματος. Υπολογίζεται το σταθμισμένο κόστος παραγωγής κάθε μονάδας σύμφωνα με το αρχικό κόστος της επένδυσης, τα λειτουργικά έξοδα και το κόστος συντήρησης, βάσει του οποίου προκύπτει το κόστος ηλεκτροδότησης για κάθε σενάριο ανάπτυξης του δικτύου. Για τις γεννήτριες diesel υπολογίζεται η ετήσια κατανάλωση του καυσίμου σύμφωνα με την παραγόμενη ενέργεια και επομένως το κόστος λειτουργίας στο οποίο προστίθεται το κόστος εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα και τα έξοδα συντήρησης της μονάδας. Αντίστοιχα, γίνεται ο υπολογισμός του σταθμισμένου κόστους των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής και της μονάδας αποθήκευσης ενέργειας λαμβάνοντας υπόψιν τα έξοδα συντήρησης, εγκατάστασης και αντικατάστασης του εξοπλισμού όπως και του κόστους της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας για τη φόρτιση των συσσωρευτών. Το συνολικό κόστος της λειτουργίας του δικτύου για κάθε σενάριο προκύπτει από το κόστος της παραγόμενης ενέργειας κάθε μονάδας και επίσης υπολογίζονται τα έξοδα λειτουργίας της μονάδας αφαλάτωσης, όπως και η εξοικονόμηση που επέρχεται σε σύγκριση με το κόστος που θα ανερχόταν για την κάλυψη των αναγκών υδροδότησης του συστήματος χωρίς την αξιοποίηση της μονάδας αφαλάτωσης.

7.2 Σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας

Το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί ένα μέτρο σύγκρισης των συνολικών εξόδων λειτουργίας και συντήρησης των μονάδων ως προς την παραγόμενη ενέργεια για το διάστημα λειτουργίας της μονάδας και υπολογίζεται η αξία της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας με την οποία πρέπει να αποζημιωθεί ο παραγωγός προκειμένου να καλυφθούν τα πλήρη έξοδα λειτουργίας της μονάδας κατά το συνολικό χρονικό διάστημα λειτουργίας της. Το κόστος επένδυσης και τα λειτουργικά έξοδα συνυπολογίζονται για κάθε χρόνο λειτουργίας της μονάδας και διαιρούνται με το άθροισμα της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας λαμβάνοντας υπόψιν το επιτόκιο αναγωγής: [7.1]

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el}}{(1+i)^t}}$$

I_0 = Το αρχικό κόστος της επένδυσης.

A_t = Το ετήσιο κόστος λειτουργίας της μονάδας.

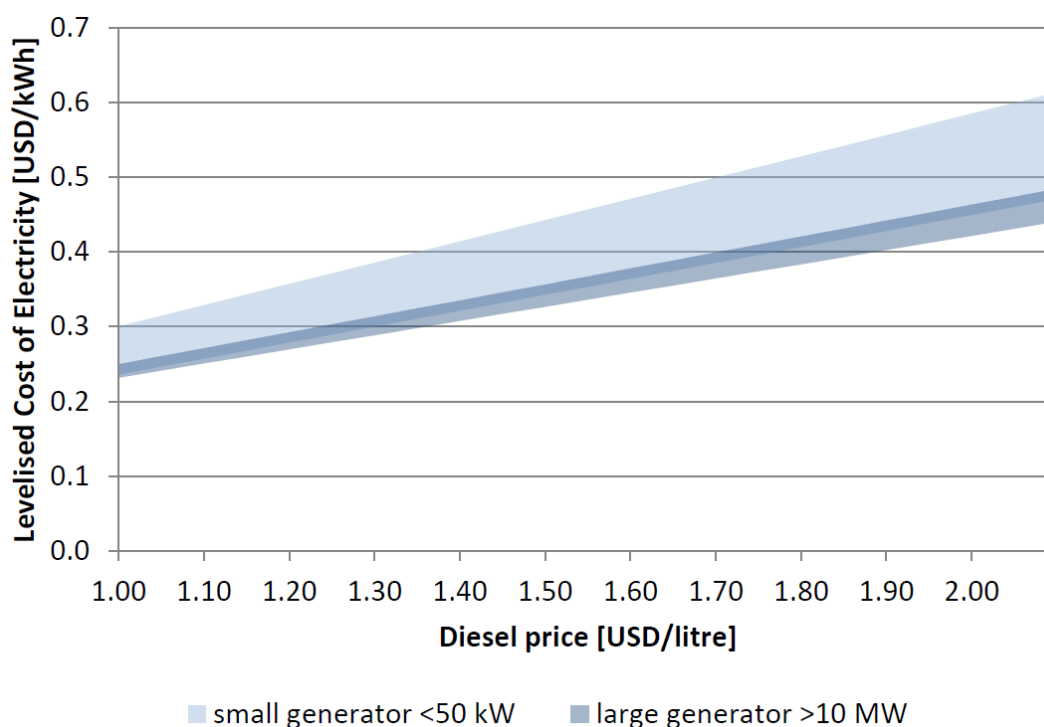
M_{el} = Η ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια.

i = Το επιτόκιο.

n = Τα συναπτά έτη λειτουργίας της μονάδας.

t = Το τρέχον έτος λειτουργίας της μονάδας.

Στα αυτόνομα συστήματα με γεννήτριες diesel υπολογίζεται το μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής, το οποίο περιλαμβάνει τα έξοδα προμήθειας και μεταφοράς του καυσίμου, το κόστος εξαγοράς των δικαιωμάτων εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα και τα έξοδα λειτουργίας και συντήρησης της μονάδας, ενώ το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας μεταβάλλεται σημαντικά για ηλεκτροπαραγωγή από γεννήτριες diesel ανάλογα με τις τιμές του καυσίμου και την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων. (Εικόνα 7.1)



Εικόνα 7.1 Καμπύλη σταθμισμένου κόστους παραγωγής γεννητριών diesel. [7.1]

7.3 Σενάρια ανάπτυξης του δικτύου

7.3.1 Σενάριο 1 – Αυτόνομος σταθμός παραγωγής με 3 γεννήτριες diesel ονομαστικής ισχύος 100kW

7.3.1.1 Σταθμισμένο κόστος γεννητριών diesel

Υπολογίζεται ότι το αρχικό κόστος επένδυσης για μια γεννήτρια diesel είναι 400€/kW, επομένως για τρεις όμοιες γεννήτριες diesel ονομαστικής ισχύος 100kW είναι 120.000€. Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης συμπεριλαμβανομένων των εξόδων εκπομπών αέριων ρύπων είναι 0,02€/kWh. Συνεπώς, σε ετήσια βάση για ετήσια κατανάλωση ενέργειας 810.000kWh, η οποία αυξάνεται κάθε έτος κατά 0,5% το κόστος συντήρησης είναι 16.200€, ενώ υπολογίζεται η κατανάλωση καυσίμου ότι είναι 245.000ℓ. Με κόστος αγοράς και μεταφοράς του καυσίμου 1,5€/ℓ τα ετήσια έξοδα λειτουργίας και συντήρησης της μονάδας είναι 383.700€. Με ετήσια αύξηση των εξόδων λειτουργίας και συντήρησης, όπως και των τιμών του καυσίμου κατά 0,5% και επιτόκιο αναγωγής 7%, προκύπτει το σταθμισμένο κόστος της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από τις γεννήτριες diesel για τα πρώτα 25 έτη λειτουργίας. [7.2]

$$LCOE_{diesel,25}=0,51€/kWh$$

7.3.2 Σενάριο 2 – Αυτόνομος σταθμός παραγωγής με 3 γεννήτριες diesel 100kW και φωτοβολταϊκός σταθμός ονομαστικής ισχύος 100kW

7.3.2.1 Σταθμισμένο κόστος γεννητριών diesel

Για κάθε επιπλέον σενάριο της προσομοίωσης υπολογίζεται η παραγόμενη ενέργεια από τις γεννήτριες diesel και η κατανάλωση καυσίμου, επομένως προκύπτει το νέο σταθμισμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας:

Για το σενάριο της ένταξης φωτοβολταϊκού σταθμού 100kW, η παραγόμενη ενέργεια από τις γεννήτριες diesel περιορίζεται σε 670.000kWh κατά το πρώτο έτος λειτουργίας και η κατανάλωση καυσίμου είναι 192.000ℓ, επομένως το σταθμισμένο κόστος παραγωγής προκύπτει για την 25ετή λειτουργία της μονάδας:

$$LCOE_{diesel,25}=0,51€/kWh.$$

7.3.2.2 Σταθμισμένο κόστος φωτοβολταϊκού σταθμού

Λαμβάνοντας ότι το κόστος του εξοπλισμού και της εγκατάστασης είναι 1200€/kW_p , το αρχικό κόστος της επένδυσης του φωτοβολταϊκού σταθμού είναι $I_{o,pv} = 120.000\text{€}$. Δεδομένου ότι τον πρώτο χρόνο λειτουργίας παράγει 160.000kWh , από τις οποίες οι 140000kWh εγχέονται στο δίκτυο και παρουσιάζει ετήσια μείωση της απόδοσης $0,5\%$, έχοντας ετήσιο κόστος συντήρησης 15€/kW εγκατεστημένης ισχύος το οποίο αυξάνεται κατά 2% κάθε έτος, υπολογίζεται το σταθμισμένο κόστος του φωτοβολταϊκού σταθμού για την περίοδο της 25ετίας: [7.3]

$$LCOE_{pv,25} = 0,09\text{€/kWh}$$

7.3.3 Σενάριο 3 – Αυτόνομος σταθμός παραγωγής με 3 γεννήτριες diesel 100kW και ανεμογεννήτρια ονομαστικής ισχύος 80kW

7.3.3.1 Σταθμισμένο κόστος γεννητριών diesel

Για το σενάριο ένταξης της ανεμογεννήτριας η ετήσια παραγόμενη ενέργεια από τις γεννήτριες diesel είναι 620.000kWh , η κατανάλωση καυσίμου είναι 168.000l και επομένως το σταθμισμένο κόστος παραγωγής προκύπτει για την περίοδο της 25ετίας:

$$LCOE_{diesel,25} = 0,51\text{€/kWh}$$

7.3.3.2 Σταθμισμένο κόστος ανεμογεννήτριας

Υπολογίζεται ότι το κόστος της αγοράς και εγκατάστασης είναι 2000€/kW_p , επομένως το αρχικό κόστος επένδυσης της ανεμογεννήτριας είναι $I_{o,wind} = 160.000\text{€}$. Θεωρείται ότι τον πρώτο χρόνο λειτουργίας η ανεμογεννήτρια παράγει 230.000kWh από τις οποίες 190.000kWh εγχέονται στο δίκτυο και παρουσιάζει ετήσια μείωση της απόδοσης 1% . Έχοντας ετήσιο κόστος συντήρησης 30€/kW εγκατεστημένης ισχύος, το οποίο αυξάνεται κατά 2% κάθε έτος υπολογίζεται ότι το σταθμισμένο κόστος της ανεμογεννήτριας στην περίοδο της 25ετούς λειτουργίας είναι: [7.4]

$$LCOE_{wind,25} = 0,095\text{€/kWh}$$

7.3.4 Σενάριο 4 – Αυτόνομος σταθμός παραγωγής δίκτυο με 3 γεννήτριες diesel 100kW, φωτοβολταϊκό 100kW και ανεμογεννήτρια 80kW

7.3.4.1 Σταθμισμένο κόστος γεννητριών diesel

Για το σενάριο της ένταξης φωτοβολταϊκού σταθμού 100kW και ανεμογεννήτριας 80kW, η ετήσια παραγόμενη ενέργεια από τις γεννήτριες diesel είναι 510.000kWh, ενώ η κατανάλωση καυσίμου είναι 156.000ℓ και επομένως το σταθμισμένο κόστος παραγωγής προκύπτει για την περίοδο της 25ετούς λειτουργίας:

$$LCOE_{\text{diesel},25}=0,52€/kWh.$$

7.3.4.2 Σταθμισμένο κόστος φωτοβολταϊκού σταθμού

Η εγχεόμενη ισχύς του φωτοβολταϊκού σταθμού είναι 130.000kW από τις παραγόμενες 160.000kWh, επομένως λαμβάνοντας υπόψιν τα έξοδα συντήρησης και τη μείωση της απόδοσης κάθε έτος προκύπτει το σταθμισμένο κόστος για την 25ετή λειτουργία του σταθμού:

$$LCOE_{\text{pv},25}=0,09€/kWh$$

7.3.4.3 Σταθμισμένο κόστος ανεμογεννήτριας

Η εγχεόμενη ισχύς της ανεμογεννήτριας είναι 170.000kW από τις παραγόμενες 230.000kWh, επομένως λαμβάνοντας υπόψιν τα έξοδα συντήρησης και τη μείωση της απόδοσης κάθε έτος προκύπτει το σταθμισμένο κόστος για την 25ετή λειτουργία:

$$LCOE_{\text{wind},25}=0,10€/kWh$$

7.3.5 Σενάριο 5 – Αυτόνομο δίκτυο με 3 γεννήτριες diesel ονομασικής ισχύος 100kW, φωτοβολταϊκό 100kW, ανεμογεννήτρια 80kW και μονάδα αποθήκευσης ενέργειας με συσσωρευτές ιόντων λιθίου ονομαστικής χωρητικότητας 500kWh,100kW

7.3.5.1 Σταθμισμένο κόστος γεννητριών diesel

Για το σενάριο ένταξης μονάδας αποθήκευσης ενέργειας η ετήσια παραγόμενη ενέργεια από τις γεννήτριες diesel είναι 460.000kWh, ενώ η κατανάλωση καυσίμου είναι 140.000ℓ και επομένως το σταθμισμένο κόστος παραγωγής προκύπτει για την περίοδο της 25ετίας:

$$LCOE_{\text{diesel},25}=0,52€/kWh$$

7.3.5.2 Σταθμισμένο κόστος παραγωγής φωτοβολταϊκού σταθμού

Η παραγόμενη ενέργεια του φωτοβολταϊκού σταθμού είναι 160.000kWh από τις οποίες 150.000kWh εγχέονται στο δίκτυο, επομένως λαμβάνοντας υπόψιν τα έξοδα συντήρησης και τη μείωση της απόδοσης κάθε έτος προκύπτει το σταθμισμένο κόστος για την 25ετή λειτουργία του σταθμού:

$$LCOE_{pv,25}=0,09€/kWh$$

7.3.5.3 Σταθμισμένο κόστος παραγωγής ανεμογεννήτριας

Η παραγόμενη ενέργεια της ανεμογεννήτριας είναι 230.000 kWh το πρώτο έτος λειτουργίας, από τις οποίες 200.000kWh εγχέονται στο δίκτυο. Λαμβάνοντας υπόψιν τα έξοδα συντήρησης και τη μείωση της απόδοσης για κάθε έτος προκύπτει το σταθμισμένο κόστος για την 25ετή λειτουργία της μονάδας:

$$LCOE_{wind,25}=0,10€/kWh$$

7.3.5.4 Σταθμισμένο κόστος μονάδας αποθήκευσης ενέργειας

Το αρχικό κόστος της μονάδας αποθήκευσης ενέργειας αποτελούμενη από μπαταρίες ιόντων λιθίου υπολογίζεται ότι είναι 400€/kWh επομένως για μπαταρία ονομαστικής χωρητικότητας 500kWh είναι 200.000€. Για αποδιδόμενη ενέργεια στο δίκτυο 50.000kWh κατά τον πρώτο χρόνο, με ετήσια μείωση της απόδοσης 0,5%, με κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας για τη φόρτιση των μπαταριών 0,2€/kWh, έξοδα συντήρησης 0,02€/ παραγόμενη kWh και έξοδα αντικατάστασης κάθε 12 χρόνια υπολογίζεται το σταθμισμένο κόστος της μονάδας αποθήκευσης ενέργειας τη διάρκεια της 25 ετούς λειτουργίας: [7.5],[7.6]

$$LCOS_{500kWh,10}=0,92€/kWh$$

7.4 Κόστος 25ετούς λειτουργίας του αυτόνομου δικτύου

Υπολογίζεται το συνολικό κόστος της παραγόμενης ενέργειας σύμφωνα με το σταθμισμένο κόστος κάθε μονάδας και την εγχεόμενη ενέργεια, όπου λαμβάνεται υπόψιν ετήσια αύξηση της ζήτησης 0,5% για κάθε σενάριο I) Με γεννήτριες diesel, II) Γεννήτριες diesel και φωτοβολταϊκά, III) Γεννήτριες diesel και ανεμογεννήτρια, IV) Γεννήτριες diesel, ανεμογεννήτρια και φωτοβολταϊκά V) Γεννήτριες diesel, ανεμογεννήτρια, φωτοβολταϊκά και μονάδα αποθήκευσης ενέργειας.

Πίνακας 7.1 Ετήσια έξοδα και η συνολική εξοικονόμηση για τη διάρκεια λειτουργίας του υβριδικού συστήματος με φωτοβολταϊκό πάρκο 100kW, ανεμογεννήτρια 80kW και μπαταρίες 500kWh.

	Κόστος ηλεκτροδότησης με γεννήτριες diesel	Κόστος ηλεκτροδότησης με γεννήτριες diesel και φωτοβολταϊκά	Κόστος ηλεκτροδότησης με γεννήτριες diesel και ανεμογεννήτρια	Κόστος ηλεκτροδότησης με γεννήτριες diesel, φωτοβολταϊκά και ανεμογεννήτρια	Κόστος ηλεκτροδότησης με γεννήτριες diesel, φωτοβολταϊκά, ΑΓ και μπαταρίες	
Αρχικό κόστος επένδυσης I ₀						
Ετήσια έξοδα	1	€ 415837.8	€ 358239.6	€ 337967.2	€ 295879.3	€ 317230.0
	2	€ 417917.0	€ 360627.0	€ 340871.0	€ 298963.6	€ 318192.4
	3	€ 420006.6	€ 363023.4	€ 343777.2	€ 302049.9	€ 319145.8
	4	€ 422106.6	€ 365428.8	€ 346685.9	€ 305138.6	€ 320090.1
	5	€ 424217.1	€ 367843.3	€ 349597.3	€ 308229.6	€ 321025.4
	6	€ 426338.2	€ 370266.9	€ 352511.4	€ 311323.1	€ 321951.9
	7	€ 428469.9	€ 372699.7	€ 355428.5	€ 314419.3	€ 322869.6
	8	€ 430612.3	€ 375141.8	€ 358348.6	€ 317518.2	€ 323778.6
	9	€ 432765.3	€ 377593.2	€ 361271.8	€ 320620.0	€ 324679.0
	10	€ 434929.2	€ 380053.9	€ 364198.4	€ 323724.9	€ 325570.8
	11	€ 437103.8	€ 382524.1	€ 367128.4	€ 326832.9	€ 326454.2
	12	€ 439289.3	€ 385003.8	€ 370061.9	€ 329944.1	€ 327329.2
	13	€ 441485.8	€ 387493.1	€ 372999.2	€ 333058.8	€ 330890.6
	14	€ 443693.2	€ 389992.0	€ 375940.2	€ 336177.0	€ 331735.6
	15	€ 445911.7	€ 392500.6	€ 378885.2	€ 339298.8	€ 332572.6
	16	€ 448141.2	€ 395018.9	€ 381834.3	€ 342424.4	€ 333401.7
	17	€ 450381.9	€ 397547.0	€ 384787.6	€ 345554.0	€ 334222.8
	18	€ 452633.8	€ 400085.1	€ 387745.1	€ 348687.5	€ 335036.1
	19	€ 454897.0	€ 402633.0	€ 390707.2	€ 351825.2	€ 335841.7
	20	€ 457171.5	€ 405191.0	€ 393673.8	€ 354967.2	€ 336639.6
	21	€ 459457.3	€ 407759.0	€ 396645.1	€ 358113.5	€ 337429.9
	22	€ 461754.6	€ 410337.1	€ 399621.3	€ 361264.4	€ 338212.7
	23	€ 464063.4	€ 412925.5	€ 402602.4	€ 364419.9	€ 338988.0
	24	€ 466383.7	€ 415524.1	€ 405588.6	€ 367580.2	€ 339755.9
	25	€ 468715.6	€ 418133.0	€ 408580.0	€ 370745.3	€ 340516.6
	€ 11044284.0	€ 9693585.0	€ 9327457.6	€ 8328759.5	€ 8233560.8	
Εξοικονόμηση		€ 1350699.0	€ 1716826.4	€ 2715524.4	€ 2810723.1	

Πίνακας 7.2 Σταθμισμένο κόστος των μονάδων ανά σενάριο ανάπτυξης του αυτόνομου συστήματος

	Κόστος ηλεκτροδότησης με γεννήτριες diesel	Κόστος ηλεκτροδότησης με γεννήτριες diesel και φωτοβολταϊκά	Κόστος ηλεκτροδότησης με γεννήτριες diesel και ανεμογεννήτρια	Κόστος ηλεκτροδότησης με γεννήτριες diesel, φωτοβολταϊκά και ανεμογεννήτρια	Κόστος ηλεκτροδότησης με γεννήτριες diesel, φωτοβολταϊκά, ΑΓ και μπαταρίες
Σταθμισμένο κόστος	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh
LCOE diesel	0.513376387	0.515875781	0.516964598	0.520112665	0.522569378
LCOE pv		0.090153344		0.097088217	0.084143121
LCOE wind			0.095098558	0.106286623	0.09034363
LCOE battery					0.923157073

Παρατηρείται ελαφρώς αυξημένη εξοικονόμηση κατά την 25ετή λειτουργία του συστήματος στην περίπτωση της ένταξης μονάδας αποθήκευσης ενέργειας λόγω των επιπλέον εξόδων λειτουργίας, συντήρησης και αντικατάστασης του εξοπλισμού της μονάδας. Η εξοικονόμηση που επέρχεται από το υβριδικό σύστημα με ΑΠΕ χωρίς αποθήκευση ενέργειας σε σύγκριση με τη λειτουργία του συστήματος αποκλειστικά με τον αυτόνομο σταθμό παραγωγής βάσει του σταθμισμένου κόστους παραγωγής και των εξόδων λειτουργίας και συντήρησης των μονάδων για τη διάρκεια των πρώτων 25 ετών είναι $C_{\text{savings,HS}}=2.715.524\text{€}$, ενώ με χρήση μπαταρίας 500kWh η εξοικονόμηση είναι $C_{\text{savings,HS,bat}} = 2.810.723\text{€}$.

7.5 Σταθμισμένο κόστος μονάδας αφαλάτωσης

Το αρχικό κόστος της μονάδας αφαλάτωσης με δυνατότητα ημερήσιας παραγωγής 300m³ υπολογίζεται ότι είναι 300.000€ λαμβάνοντας ότι το κόστος κατασκευής είναι 1000€/m³, ενώ το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης υπολογίζεται ότι είναι 50€ ανά m³ εγκατεστημένης δυναμικότητας ημερήσιας παραγωγής με ετήσια αύξηση 2%. Το κόστος ηλεκτροδότησης λαμβάνεται ότι είναι σταθερό για τα 25 έτη λειτουργίας της μονάδας 0,3€/kWh και η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας 4kWh/m³ αφαλατωμένου νερού. Λαμβάνοντας ετήσια μείωση της απόδοσης 0,5%, το σταθμισμένο κόστος παραγωγής από τη μονάδα αφαλάτωσης στη διάρκεια της 25ετούς λειτουργίας είναι: [7.7]

$$LWC_{25}=3,48\text{€/m}^3$$

7.6 Κόστος 25ετούς λειτουργίας της μονάδας αφαλάτωσης

Το κόστος για την κάλυψη των αναγκών υδροδότησης ενός νησιού με υδροφόρα πλοία εκτιμάται ότι είναι 10€/m³ και θεωρώντας ετήσια αύξηση 1% για ετήσια κατανάλωση 20.000m³ κατά τη διάρκεια της 25ετούς λειτουργίας της μονάδας αφαλάτωσης, η εξοικονόμηση που επέρχεται είναι: $C_{\text{savings,desal}} = 3.682.913\text{€}$. [7.8] (Πίνακας 7.3)

Η συνολική εξοικονόμηση που επιτυγχάνεται με τη λειτουργία του υβριδικού συστήματος, αποτελούμενο από ανεμογεννήτρια ονομαστικής ισχύος 80kW, φωτοβολταϊκό σταθμό 100kW, μονάδα αποθήκευσης ενέργειας και μονάδα αφαλάτωσης για διάρκεια 25 ετών λειτουργίας του συστήματος είναι:

$$C_{\text{savings}} = C_{\text{savings,HS,bat}} + C_{\text{savings,desal}} = 2.810.723 + 3.682.913 = 6.493.636\text{€}$$

Καθώς το κόστος ηλεκτροδότησης από γεννήτριες diesel σε αυτό το διάστημα θα ανερχόταν σε 11.044.284€ και της υδροδότησης με υδροφόρα πλοία σε 5.648.639€, η επιλογή της αξιοποίησης των μονάδων ΑΠΕ και της μονάδας αφαλάτωσης, αποφέρει σημαντική εξοικονόμηση, καθώς τα έξοδα του συστήματος μειώνονται σε 8.233.560€ και 1.965.726€ αντίστοιχα.

Πίνακας 7.3 Ετήσια και συνολικά έξοδα ηλεκτροδότησης και υδροδότησης με μονάδα αφαλάτωσης εντός της πρώτης 25ετίας της λειτουργίας του συστήματος.

		Μονάδα αφαλάτωσης 300m³/d	Υδροδότηση με υδροφόρα πλοία
Αρχικό κόστος επένδυσης I ₀			
Ετήσια έξοδα	1	€ 69600.0	€ 200000.0
	2	€ 70296.0	€ 202000.0
	3	€ 70999.0	€ 204020.0
	4	€ 71708.9	€ 206060.2
	5	€ 72426.0	€ 208120.8
	6	€ 73150.3	€ 210202.0
	7	€ 73881.8	€ 212304.0
	8	€ 74620.6	€ 214427.1
	9	€ 75366.8	€ 216571.3
	10	€ 76120.5	€ 218737.1
	11	€ 76881.7	€ 220924.4
	12	€ 77650.5	€ 223133.7
	13	€ 78427.0	€ 225365.0
	14	€ 79211.3	€ 227618.7
	15	€ 80003.4	€ 229894.8
	16	€ 80803.4	€ 232193.8
	17	€ 81611.5	€ 234515.7
	18	€ 82427.6	€ 236860.9
	19	€ 83251.9	€ 239229.5
	20	€ 84084.4	€ 241621.8
	21	€ 84925.2	€ 244038.0
	22	€ 85774.5	€ 246478.4
	23	€ 86632.2	€ 248943.2
	24	€ 87498.5	€ 251432.6
	25	€ 88373.5	€ 253946.9
		€ 1965726.7	€ 5648639.9
Εξοικονόμηση		€ 3682913.2	

7.7 Συμπεράσματα από την οικονομική αξιολόγηση του αυτόνομου δικτύου

Από την οικονομική αξιολόγηση της λειτουργίας του συστήματος για τη χρονική διάρκεια των 25 ετών εξάγεται ότι:

- ✓ Η προσθήκη της μονάδας αποθήκευσης ενέργειας με την παρούσα ένταξή της στο δίκτυο για την απορρόφηση της περίσσειας παραγόμενης ισχύος από τις ΑΠΕ και την απόδοσή της σε περιόδους αυξημένης ζήτησης, αποφέρει ελαφρώς αυξημένη εξοικονόμηση, καθώς δεν αναλαμβάνει σημαντικό μερίδιο του ενεργειακού μίγματος και επιπλέον η λειτουργία της επιφέρει επιπλέον έξοδα λόγω της απαραίτητης αντικατάστασης του εξοπλισμού στη διάρκεια της 25ετούς λειτουργίας της.
- ✓ Η ένταξη μονάδων αποθήκευσης ενέργειας με προοπτική να τεθούν σε ψυχρή εφεδρεία οι συμβατικές μονάδες παραγωγής ενδέχεται να επιφέρει μεγαλύτερη εξοικονόμηση από αυτήν που επιτυγχάνεται με την παράλληλη λειτουργία των συμβατικών μονάδων, λόγω της απαραίτητης τήρησης της στρεφόμενης εφεδρείας και των τεχνικών ελαχίστων των, ενώ επιπλέον απαιτείται ειδική προσέγγιση και μελέτη όσον αφορά τον έλεγχο, τους περιορισμούς λειτουργίας και το κόστος για την ανάπτυξη ενός τέτοιου συστήματος.
- ✓ Κατά τη διάρκεια της 25ετούς λειτουργίας επέρχεται σημαντική εξοικονόμηση με τη χρήση της μονάδας αφαλάτωσης σε συνδυασμό με την παραγωγή των ΑΠΕ, καθώς αναμένεται η ένταξη της μονάδας αφαλάτωσης να πραγματοποιείται τις ώρες κατά τις οποίες υπάρχει αυξημένη παραγωγή από τις ανανεώσιμες πηγές, ενώ η εναλλακτική επιλογή της κάλυψης των αναγκών υδροδότησης με υδροφόρα πλοία επιφέρει σαφώς αυξημένα έξοδα. Συνεπώς, με ανάπτυξη κατάλληλου συστήματος ελέγχου και αξιοποίησης δεδομένων πρόβλεψης της παραγωγής των ΑΠΕ και της ζήτησης του συστήματος και της μονάδας αφαλάτωσης μπορεί να επιτευχθεί η ανάπτυξη ενός οικονομικού και βιώσιμου μοντέλου για την κάλυψη των αναγκών ηλεκτροδότησης και υδροδότησης του αυτόνομου υβριδικού συστήματος.

Κεφάλαιο 8

Ανακεφαλαίωση - Συμπεράσματα

8.1 Συμπεράσματα

Στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής εργασίας αναπτύχθηκαν αλγόριθμοι ελέγχου του αυτόνομου συστήματος στις γλώσσες προγραμματισμού MATLAB και OCTAVE προκειμένου να προσομοιωθεί η λειτουργία του δικτύου και να εφαρμοστεί κεντρικός έλεγχος κατά την παράλληλη λειτουργία συμβατικών μονάδων, ΑΠΕ και μονάδας αποθήκευσης ενέργειας. Καταρχάς, ο έλεγχος επικεντρώνεται στην ένταξη ελεγχόμενων φορτίων στο δίκτυο για τη διαχείριση της περίσσειας παραγόμενης ισχύος. Επιπλέον, πραγματοποιείται εφαρμογή ανώτατου επιπέδου παραγωγής προκειμένου να διατηρηθεί η απαραίτητη στρεφόμενη εφεδρεία του συστήματος και η ισχύς των γεννητριών πάνω από το τεχνικό ελάχιστο. Η χρήση της μονάδας αποθήκευσης ενέργειας συνδυάζει τις τεχνικές ελέγχου και επιπλέον προσφέρει τη δυνατότητα ρύθμισης της τάσης και της συχνότητας παρέχοντας επικουρικές υπηρεσίες στο δίκτυο.

Η υλοποίηση του ελέγχου στο MATLAB δίνει τη δυνατότητα ενός αρχικού εποπτικού ελέγχου, ενώ στη συνέχεια προσαρμόζεται ο κώδικας στην OCTAVE προκειμένου να γίνεται μέτρηση των δεδομένων από το προσομοιωμένο δίκτυο στο RTDS. Η χρήση του ψηφιακού προσομοιωτή πραγματικού χρόνου προσφέρει τη δυνατότητα ελέγχου του αλγορίθμου, ο οποίος πραγματοποιεί την ένταξη των φορτίων και τη διαχείριση της ροής ενεργού και άεργου ισχύος των ΑΠΕ και της μονάδας αποθήκευσης ενέργειας. Λαμβάνονται μετρήσεις της ισχύος των γεννητριών του αυτόνομου σταθμού παραγωγής, του φωτοβολταϊκού, της ανεμογεννήτριας και του φορτίου, ενώ για κάθε εφαρμογή του ελέγχου στέλνονται κατάλληλα σήματα ανάδρασης στις μονάδες προκειμένου να προσαρμοστεί η ισχύς τους στα δεδομένα και τους περιορισμούς του δικτύου. Η ανανέωση των δεδομένων γίνεται κάθε δευτερόλεπτο και επομένως η απόκριση του αλγορίθμου αφορά σε μετρήσεις που πραγματοποιούνται σε αυτό το χρονικό διάστημα.

Ενδιαφέρον παρουσιάζει η εφαρμογή του ελέγχου σε πραγματικό εξοπλισμό όπως φορτία, αντιστροφείς φωτοβολταϊκών, ανεμογεννήτριας και μπαταριών ώστε να γίνει κατάλληλος επανακαθορισμός των παραμέτρων που καθορίζουν την εγχεόμενη ισχύ των ΑΠΕ και τον τρόπο απόκρισης της μονάδας αποθήκευσης ενέργειας σύμφωνα με τις μεταβολές που παρατηρούνται στην παραγωγή και τη ζήτηση ισχύος και άλλα σημαντικά μεγέθη του δικτύου, όπως η συχνότητα και η τάση.

Επίσης, πραγματοποιήθηκε οικονομική αξιολόγηση της λειτουργίας του αυτόνομου συστήματος προκειμένου να γίνει εκτίμηση της εξοικονόμησης που επέρχεται από την ένταξη των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής, της μονάδας αποθήκευσης ενέργειας και της μονάδας αφαλάτωσης σύμφωνα με την επιβολή του δεδομένου ελεγχου και των ονομαστικών μεγεθών των μονάδων για την κάλυψη των αναγκών ηλεκτροδότησης και υδροδότησης με χρονικό ορίζοντα την 25ετή λειτουργία του συστήματος.

Βιβλιογραφία

Κεφάλαιο 1

- [1.1] N. Hatziargyriou, *Microgrids: Architectures and Control*, John Wiley & Sons, Inc., 2014.
- [1.2] J.M. Hamilton, M. Negnevitsky, X. Wang, A. Tavakoli and M. Mueller-Stoffels, *Utilization and Optimization of Diesel Generation for Maximum Renewable Energy Integration, Smart Energy Grid Design for Island Countries*, 2017
- [1.3] Wet Stacking of Generator Sets and How to Avoid It (2012) Διαθέσιμο στο διαδικτυακό τόπο: http://www.cliffordpower.com/stuff/contentmgr/files/0/971a5485c1088e9230413aa3d1189ef7/misc/is_09_wet_stacking.pdf
- [1.4] Van Maerhem Thomas, Rotthier Bram, Driesen Johan, Cappelle Jan, *Variable speed genset with full rated power converter using readily available industrial products*, KU Leuven, Dept. of Electrical Engineering (ESAT), E&A, 2014
- [1.5] Anderson Hoke, Dragan Maksimovic, *Active power control of photovoltaic power systems*, University of Colorado, Boulder, USA, August 2013
- [1.6] J. W. Smith, W. Sunderman, R. Dugan, Brian Seal, *Smart Inverter Volt/Var Control Functions for High Penetration of PV on Distribution Systems*, Power Systems Conference and Exposition (PSCE), 2011
- [1.7] J. Seuss, Matthew J. Reno, Robert Broderick, Santiago Grijalva, *Improving Distribution Network PV Hosting Capacity via Smart Inverter Reactive Power Support*, Georgia Institute of Technology, Sandia National Laboratories, 2015
- [1.8] M. Ciobotaru, F. Blaabjerg, *Power electronics control of wind energy in distributed power systems*, Aalborg University, Institute of Energy Technology, 2008
- [1.9] *Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030*, International Renewable Energy Agency, 2017
- [1.10] Καρυστιανός, Μ. Γκίνης, Δ. Μπρουσοβάνας, Σ. Παπαθανασίου, Σ. Παπαευθυμίου, *Ρύθμιση τάσης και προστασία του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος της Ικαρίας με την ενταξη του υβριδικού έργου*, ΑΔΜΗΕ, ΕΜΠ, Σύνοδος Ε.Ε. CIGRE, 2015

- [1.11] Dimitris Al. Katsapranakis, Dimitris G. Christakis, Seawater pumped storage systems and offshore wind parks in islands with low onshore wind potential. A fundamental case study. Wind Energy and Power Plants Synthesis Laboratory, Technological Educational Institute of Crete, 2014
- [1.12] International renewable energy agency, Battery storage for renewables: market status and technology outlook, 2015
- [1.13] M. Balestri, G. Benelli, F. Donatini, F. Arlati, G. Conti, Enel's Fusina hydrogen-fed power generation plant, Enel GEM/AT Ricerca, Enel GEM/SRI, 2007
- [1.14] James Larminie, Andrew Dicks, Fuel cell systems explained, Oxford Brookes University, UK, University of Queensland, Australia, 2003
- [1.15] T. Nakken, L.R. Strand, E. Frantzen, R. Rohden, P.O. Eide, The Utsira wind-hydrogen system-operational experience, Norsk Hydro ASA
- [1.16] K. Vinay Kumar, Dr. R. Balakrishna, Supervisory control and data acquisition (SCADA) in sub-transmission and distribution levels in power systems, Raja Rajeswari College of Engineering, 2013
- [1.17] Enikő Lázár, Radu Etz, Dorin Petreuş, Toma Pătărău, and Ionuţ Ciocan, SCADA Development for an Islanded Microgrid, IEEE 21st International Symposium for Design and Technology in Electronic Packaging (SIITME), 2015

Κεφάλαιο 2

- [2.1] Debasish Mondal, Abhijit Chakrabarti, Aparajita Sengupta, Power system small signal stability analysis and control, Haldia Institute of Technology, Bengal Engineering and Science University, 2014
- [2.2] Miguel A. Torres L. Dynamic Frequency Control in Diesel-Hybrid Autonomous Power Systems using Virtual Synchronous Machines, Concordia University, School of graduate studies, 2013
- [2.3] D. Badazadeh, EMS Application II, Automatic generation control, Royal Institute of Technology, 2015
- [2.4] A. Hansen, P. Sørensen, L. Zeni, M. Altin, Frequency control modelling – basics, Technical University of Denmark, 2016
- [2.5] European Network of Transmission System Operators for Electricity, Load-Frequency control – Final version, March 2009

- [2.6] A. Vassilakis, V. Karapanos, P. Kotsampopoulos, N. Hatzargyriou, A Battery Energy Storage Based Virtual Synchronous Generator, National Technical University of Athens, 2013
- [2.7] Electric power research institute, Common function for smart inverters, 4th Edition, 2016
- [2.8] Ρυθμιστική αρχή ενέργειας, Κώδικας διαχείρισης ηλεκτρικών συστημάτων μη διασυνδεδεμένων νησιών, Έκδοση 2^η, Απρίλιος 2018
- [2.9] Κ.Βουρνάς, Β.Κ. Παπαδιάς, Κ. Ντελκής, Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, Έλεγχος και ευστάθεια συστήματος
- [2.10] Electric power research institute, Common functions for DER Group management, 3rd edition, 2016
- [2.11] International Electrotechnical Commission, Electrical Energy Storage, 2015
- [2.12] Zhao Xu, Mikael Togeby, Jacob Østergaard, Demand as Frequency Controlled Reserve, Final report of the PSO project, Technical University of Denmark, September 2008

Κεφάλαιο 3

- [3.1], Filippos Rodger Tsakiris, Energy Development in the Non-Connected Islands of the Aegean Sea, National Energy Authority, Internship report, 2010
- [3.2] Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς Κύπρου, Αρχεία παραγωγής. Διαθέσιμο στο διαδικτυακό τόπο: <http://www.tso.org.cy/el/cyprus-electrical-system/electrical-energy-generation/energy-generation-records>
- [3.3] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, Μη διασυνδεδεμένα νησιά. Διαθέσιμο στο διαδικτυακό τόπο: http://www.rae.gr/site/categories_new/electricity/market/mdn.csp
- [3.4] Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, Διεύθυνση Σχεδιασμού Ανάπτυξης Συστήματος, Ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας με χρονικό ορίζοντα έως το 2026, Απρίλιος 2016
- [3.5] Παπαδόπουλος Μ., Παπαθανασίου Σ., Καραμάνου Ε., Επικαιροποίηση της στρατηγικής μελέτης διασύνδεσης νησιών με το σύστημα, ΡΑΕ – ΕΜΠ – ΕΠΙΣΕΥ, Νοέμβριος 2008
- [3.6] Ρυθμιστική αρχή ενέργειας, Κώδικας διαχείρισης ηλεκτρικών συστημάτων μη διασυνδεδεμένων νησιών, Έκδοση 2^η, Απρίλιος 2018

[3.7] Ρυθμιστική αρχή ενέργειας, Βασικές αρχές λειτουργίας, διαχείρισης & τιμολόγησης υβριδικών σταθμών σε μη διασυνδεδεμένα νησιά, 2018

[3.8] Υπουργείο περιβάλλοντος, ενέργειας και κλιματικής αλλαγής, Κανονισμός αδειών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση ΑΠΕ και μέσω ΣΗΘΥΑ, 2011

Κεφάλαιο 4

[4.1] Jonas Schmutz, Primary frequency control provided by battery, Power systems laboratory, ETH Zürich, June 2013

[4.2] MIT electric vehicle team, A guide to understanding battery specifications, 2008

[4.3] Components of PV systems, Solar energy, TU Delft OpenCourseWare

[4.4] Battery university, Learn about batteries, Διαθέσιμο στο διαδικτυακό τόπο: <https://batteryuniversity.com/learn/>

[4.5] International renewable energy agency, Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030, 2017

Κεφάλαιο 5

[5.1] Bryan Power Generation, Diesel Generator Fuel Consumption Chart

[5.2] Κ.Βουρνάς, Β.Κ. Παπαδιάς, Κ. Ντελκής, Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, Έλεγχος και ευστάθεια συστήματος

[5.3] The Virtual Wind Farm (VWF) model. Διαθέσιμο στο διαδικτυακό τόπο: <https://github.com/renewables-ninja/vwf>

[5.4] How much does the daily cycle of California wind power vary throughout the year? Διαθέσιμο στο διαδικτυακό τόπο: <https://carboncounter.wordpress.com/2015/08/02/the-daily-cycle-of-wind-power-in-california/>

[5.5] Performance of grid connected PV, Photovoltaic geographical information system – Interactive maps. Διαθέσιμο στο διαδικτυακό τόπο: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>

- [5.6] S.Papathanassiou, N Hatziairgiouri, K. Strunz, A benchmark low voltage microgrid network, National Technical University of Athens, University of Washington, 2005
- [5.7] Nexans Olex, Power cable catalogue, New Zealand, 2012
- [5.8] Π. Κοτσαμπόπουλος, Προσομοίωση σε πραγματικό χρόνο επιδράσεων διεσπαρμένης παραγωγής σε δίκτυα με χρήση μοντέλων και πραγματικού εξοπλισμού, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, 2017
- [5.9] Σ. Παπαθανασίου, Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, Σημειώσεις παραδόσεων, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, 2014
- [5.10] A. Vassilakis, P.Kotsampopoulos, N. Hatziairgyriou, V.Karapanos, A battery energy storage based virtual synchronous generator, National technical University of Athens, 2013
- [5.11] Jonas Schmutz, Primary frequency control provided by battery, Power systems laboratory, ETH Zürich, June 2013
- [5.12] A. Scrivani, Energy management and DSM techniques for a PV-diesel powered sea water reverse osmosis desalination plant in Ginostra, Sicily, CIRCE, Universidad de Zaragoza, 2005

Κεφάλαιο 7

- [7.1] International Renewable Energy Agency, Renewable Desalination: Technology options for Islands, 2015
- [7.2] Tropicalization of feed in tariffs: A custom made support scheme for hybrid PV/diesel systems in isolated regions.
- [7.3] Knowledge & Innovation Community, Future renewable energy costs: solar photovoltaics, 2015
- [7.4] Wind energy the facts, Cost of land wind power, Operation and maintenance costs of wind generated power, Διαθέσιμο στο διαδικτυακό τόπο: <https://www.wind-energy-the-facts.org/operation-and-maintenance-costs-of-wind-generated-power.html>
- [7.5] A. Belderbos, E. Delarue, W. D'haeseleer, Calculating the levelized cost of electricity storage, KULeuven, EnergyVille, 2016
- [7.6] Lazard's levelized cost of storage – Version 2.0, 2016

[7.7] International Renewable Energy Agency, Renewable Desalination: Technology options for islands, 2015

[7.8] Kartalidis A., Georgopoulou M., Arampatzis G., Assimacopoulos D., Environmental and Energy Management Research Unit, Desalination in Greek Islands by using RES, CEST, Rhodes, Greece, 2011