



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

**ΑΥΤΟΝΟΜΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΝΗΣΙΩΝ ΜΕ ΠΟΛΥ ΥΨΗΛΗ
ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΑΠΕ ΚΑΙ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ
ΜΠΕΡΗΣ Χ. ΘΕΜΙΣΤΟΚΛΗΣ

Επιβλέπων: Σταύρος Παπαθανασίου
Καθηγητής ΕΜΠ

ΑΘΗΝΑ, ΙΟΥΛΙΟΣ 2019



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

**ΑΥΤΟΝΟΜΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΝΗΣΙΩΝ ΜΕ ΠΟΛΥ ΥΨΗΛΗ
ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΑΠΕ ΚΑΙ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ
ΜΠΕΡΗΣ Χ. ΘΕΜΙΣΤΟΚΛΗΣ

Επιβλέπων: Σταύρος Παπαθανασίου
Καθηγητής ΕΜΠ

Εγκρίθηκε από την τριμελή επιτροπή την 24^η Ιουλίου 2019.

.....
Σ. Παπαθανασίου
Καθηγητής ΕΜΠ

.....
Α. Κλαδάς
Καθηγητής ΕΜΠ

.....
Α. Αντωνόπουλος
Επ. Καθηγητής ΕΜΠ

ΑΘΗΝΑ, ΙΟΥΛΙΟΣ 2019

.....

ΜΠΕΡΗΣ Χ. ΘΕΜΙΣΤΟΚΛΗΣ

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών
Ε.Μ.Π

Copyright © ΜΠΕΡΗΣ ΘΕΜΙΣΤΟΚΛΗΣ 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.

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Αντικείμενο της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η ανάλυση της λειτουργίας αυτόνομων Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ) με την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών, ανεμογεννητριών, συμβατικών μονάδων παραγωγής και συστημάτων αποθήκευσης ώστε να επιτευχθεί υψηλή διείσδυση ΑΠΕ. Για τον σκοπό αυτό αναπτύχθηκε σε προγραμματιστικό περιβάλλον MATLAB αλγόριθμος ετήσιας προσομοίωσης του συστήματος ενός μικρού μεγέθους ΜΔΝ.

Θεωρήθηκαν δύο διαφορετικές διαμορφώσεις του αυτόνομου συστήματος. Η πρώτη περιλαμβάνει μια προεγκατεστημένη Α/Γ συγκεκριμένου μεγέθους, τις εγκαταστάσεις φωτοβολταϊκών, αντιστροφών (inverters) και συσσωρευτών, των οποίων τα μεγέθη μεταβάλλονται. Η δεύτερη περιλαμβάνει την προεγκατεστημένη Α/Γ, και τις εγκαταστάσεις νέων αιολικών πάρκων, αντιστροφών και συσσωρευτών, των οποίων τα μεγέθη μεταβάλλονται. Και στις δυο διαμορφώσεις ο αριθμός και η ικανότητα των συμβατικών μονάδων παραμένουν σταθερά.

Ως αποτελέσματα του αλγορίθμου προσομοίωσης προέκυψαν ενεργειακά ισοζύγια για κάθε διαφορετικό συνδυασμό μεγέθους των παραπάνω μονάδων ΑΠΕ και αποθήκευσης, και στις δυο διαμορφώσεις. Για κάθε έναν από αυτούς τους συνδυασμούς εφαρμόστηκε ο αλγόριθμος για λειτουργία με χρήση μιας τουλάχιστον συμβατικής μονάδας για κάθε χρονική περίοδο (must-run), και χωρίς χρήση αυτής της λειτουργίας. Στη συνέχεια παρουσιάστηκαν τα ενεργειακά ισοζύγια ορισμένων ενδεικτικών συνδυασμών, για διαφορετικές μέρες μέσα στο έτος, και έγινε σύγκριση της συμπεριφοράς του συστήματος ΜΔΝ σε κάθε περίπτωση.

Η επιλογή του συνδυασμού διαστασιολόγησης των μονάδων ΑΠΕ που θα εγκατασταθούν αποτελεί καίριο ζήτημα που επηρεάζει άμεσα την οικονομική βιωσιμότητα της επένδυσης. Για τον λόγο αυτό γίνεται εισαγωγή ορισμένων επενδυτικών σχημάτων και αξιολογούνται για κάθε ένα από αυτά, όλοι οι συνδυασμοί μονάδων ΑΠΕ ως προς το κόστος και την διείσδυση ΑΠΕ στο σύστημα. Σε δεύτερη φάση εισάγεται και το κριτήριο των απορρίψεων ΑΠΕ στα παραπάνω κριτήρια επιλογής και τέλος γίνεται μια ενδεικτική ανάλυση της ελαστικότητας των συνδυασμών διαστασιολόγησης στην τιμή καυσίμου των συμβατικών μονάδων. Τα αποτελέσματα αυτά έδειξαν ότι για κάθε επενδυτικό σχήμα υπάρχουν κατάλληλοι συνδυασμοί διαστασιολόγησης των μονάδων ΑΠΕ, οι οποίες όχι μόνο εξασφαλίζουν μικρότερο ετήσιο κόστος συστήματος, αλλά συμβάλλουν και στην επίτευξη ιδιαίτερα υψηλών διεισδύσεων.

ΛΕΞΕΙΣ ΚΛΕΙΔΙΑ

Συστήματα ΑΠΕ, αποθήκευση ενέργειας, συσσωρευτές, μέτωπα Pareto, ΜΔΝ, φωτοβολταϊκά, ανεμογεννήτριες, διείσδυση ΑΠΕ, LCOE, πολιτική διαχείρισης ΜΔΝ

ABSTRACT

The scope of this diploma thesis is the analysis of autonomous Non Interconnected Islands with the installation of photovoltaic arrays, wind turbines, conventional power units and storage devices in order to achieve high RES penetration. For this purpose a full-year simulation algorithm has been programmed in Matlab programming environment.

Two different configurations of the autonomous system have been assumed. The first one comprises a pre-installed wind turbine of specific size and the installation of photovoltaic arrays, inverters and batteries, the sizes of which varies. The second one comprises the pre-installed wind turbine and the installation of new wind parks, inverters and batteries, the sizes of which varies. In both configurations the number and the power of conventional power units is steady.

As results of the simulation algorithm, energy equilibriums for each size combination of the above mentioned RES and storage units, have been created for both configurations. For each of these combinations, the algorithm has been applied with and without the use of at least one conventional power unit for every time period (mustrun) . Then the energy equilibriums of some indicative combinations have been presented for different days of the year, and a comparison of the function of the system has been made for each situation.

The choice of the sizing combination for the RES units that will be installed is a key feature which affects directly the economic viability of the investment. For this reason an introduction of some investment scenarios has been made, and for each one of these scenarios, all the combinations are evaluated according to RES penetration and cost efficiency. In a second step the factor of RES energy rejection is introduced in the above criteria, and at the end an indicative analysis of the sensitivity of each sizing combination towards the price of the fuel has been made. The results show that for every investment scenario there are sizing combinations of RES units that not only provide a lower yearly cost for the system, but also contribute to high RES penetration.

KEY WORDS

RES systems, energy storage, batteries, Pareto frontiers, non-interconnected islands, photovoltaic arrays, wind turbines, RES penetration, LCOE, NIS energy management policy

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον επιβλέποντα καθηγητή μου κ. Σταύρο Παπαθανασίου, για την ευκαιρία της εκπόνησης της παρούσας διπλωματικής εργασίας καθώς και για την πολύτιμη και συνεχή καθοδήγηση και συμπαράστασή του για την ολοκλήρωσή της.

Ιδιαίτερα θα ήθελα να ευχαριστήσω τον υποψήφιο διδάκτορα Γιώργο Ψαρρό, για την συνεργασία, την πολύτιμη βοήθεια του και την υποστήριξή του σε όλη την διάρκεια εκπόνησης τη εργασίας, που συνέβαλαν σημαντικά στην ολοκλήρωσή της.

Τέλος, ευχαριστώ την οικογένεια μου και τους κοντινούς μου ανθρώπους για την κατανόηση και υποστήριξή τους σε όλη την διάρκεια των σπουδών μου.

ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ

1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ-ΑΥΤΟΝΟΜΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΝΗΣΙΩΝ	15
1.1 Σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας	15
1.2 Σταθμοί παραγωγής.....	16
1.3 Αυτόνομα συστήματα νησιών.....	16
1.4 Διείσδυση ΑΠΕ και ΜΔΝ	19
1.5 Διαχείριση μη διασυνδεδεμένων νησιών	23
1.6 Προτάσεις για μεγαλύτερη Διείσδυση ΑΠΕ στα ΜΔΝ	26
2. ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΩΝ ΝΗΣΙΩΝ ΜΕ ΔΥΝΑΤΟΤΗΤΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ	27
2.1 Εισαγωγή.....	27
2.2 Γενική περιγραφή του αλγορίθμου.....	28
2.3 Προγραμματισμός και ένταξη συμβατικών μονάδων	30
2.4 Σημεία λειτουργίας μονάδων ΑΠΕ.....	31
2.5 Επίπεδο φόρτισης μονάδων	32
2.6 Διαστασιολόγηση μονάδων ΑΠΕ και συσσωρευτών	34
3. ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΤΟΥ ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΥ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΣΤΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΙΚΡΟΥ ΜΕΓΕΘΟΥΣ ΜΔΝ	36
3.1 Δεδομένα συστήματος ΜΔΝ.....	36
3.2 Ενδεικτικά ενεργειακά αποτελέσματα προσομοιώσεων για φωτοβολταϊκά πάρκα.....	38
3.3 Ενδεικτικά ημερήσια ενεργειακά αποτελέσματα προσομοιώσεων για αιολικά πάρκα.	45
3.4 Συγκριτικά ετήσια ενεργειακά αποτελέσματα για φωτοβολταϊκά και αιολικά πάρκα	51
4. ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΣΕΝΑΡΙΩΝ - ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΑ ΣΧΗΜΑΤΑ	59
4.1 Εισαγωγή.....	59
4.2 Σταθμισμένο κόστος ενέργειας(LCOE) & Καθαρές ταμειακές ροές (KTP).....	60
4.3 Περιγραφή δεδομένων εισόδου για τον υπολογισμό του LCOE..	62
4.4 Περιγραφή και Ανάλυση Κόστους επενδυτικών σχημάτων για Φωτοβολταϊκά Πάρκα.....	64
4.5 Περιγραφή και Ανάλυση Κόστους επενδυτικών σχημάτων για Αιολικά Πάρκα.....	68
5. ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΣΕΝΑΡΙΩΝ - ΜΕΤΩΠΑ PARETO	70
5.1 Εισαγωγή - Μέτωπα Pareto	70

5.2 Μέτωπα Pareto - Διείσδυση ΑΠΕ και Κόστος Συστήματος.....	71
5.3 Μέτωπα Pareto και Απορρίψεις ΑΠΕ	83
5.4 Μέτωπα Pareto - Τιμή καυσίμου συμβατικών μονάδων παραγωγής	94
5.5 Μέτωπα Pareto - Επιλογή καταλληλότερων αντιστροφών(inverters)	100
6.ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ - ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΕΣ ΚΑΤΕΥΘΥΝΣΕΙΣ.....	112
6.1 Σύνοψη και συμπεράσματα	112
6.2 Μελλοντικές κατευθύνσεις.....	114
Βιβλιογραφία	116

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

ΕΙΣΑΓΩΓΗ-ΑΥΤΟΝΟΜΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΝΗΣΙΩΝ

1.1 Σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας

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

Το Σύστημα Παραγωγής περιλαμβάνει τους σταθμούς παραγωγής, όπου παράγεται το ηλεκτρικό ρεύμα, μαζί με τους υποσταθμούς ανύψωσης της τάσης για τη μεταφορά του υπό υψηλή τάση. Το Σύστημα Μεταφοράς περιλαμβάνει τα δίκτυα των γραμμών υψηλής τάσης που συνδέουν τους σταθμούς παραγωγής μεταξύ τους και τους υποσταθμούς υποβιβασμού της τάσης σε μέση τάση προς τροφοδότηση των δικτύων διανομής. Το Σύστημα Διανομής περιλαμβάνει τα δίκτυα διανομής μέσης και χαμηλής τάσης και τους υποσταθμούς διανομής μέσω των οποίων η μέση τάση υποβιβάζεται σε χαμηλή τάση. Με τα δίκτυα διανομής η ηλεκτρική ενέργεια διανέμεται και παρέχεται στους καταναλωτές μέσης και χαμηλής τάσης. Ένα σύστημα παραγωγής και μεταφοράς μπορεί να λειτουργεί μεμονωμένο ή διασυνδεδεμένο με άλλα γειτονικά συστήματα.

Η λειτουργία ενός ΣΗΕ πρέπει να μελετηθεί έτσι ώστε να λειτουργεί σωστά και να ικανοποιεί κάποιες απαιτήσεις. Ένα ΣΗΕ πρέπει να παρέχει ηλεκτρική ενέργεια όπου υπάρχει ζήτηση. Λόγω της διαρκώς μεταβαλλόμενης με το χρόνο ζήτησης, η παροχή

ηλεκτρικής ενέργειας πρέπει να ικανοποιεί τις μεταβολές αυτές καθώς και ορισμένους όρους ποιότητας. Οι τρεις παράγοντες που συνιστούν την ποιότητα της παρεχόμενης ηλεκτρικής ενέργειας είναι: 1) σταθερή συχνότητα, 2) σταθερή τάση, 3) υψηλή αξιοπιστία τροφοδοτήσεως. [1]

1.2 Σταθμοί παραγωγής

Το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που παρέχεται στον καταναλωτή σήμερα προέρχεται κυρίως από θερμοηλεκτρικούς σταθμούς με την καύση ορυκτών καυσίμων (άνθρακας, λιγνίτης, πετρέλαια, φυσικό αέριο), από υδροηλεκτρικούς σταθμούς (ΥΗΕ) με τη ροή ή την πτώση των υδάτων και τα τελευταία χρόνια με μεγαλύτερη ένταση από σταθμούς ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Ως Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) ορίζονται οι ενεργειακές πηγές (ο ήλιος, το νερό, ο άνεμος, η γεωθερμία, τα θαλάσσια κύματα, η βιομάζα κλπ.) οι οποίες υπάρχουν σε αφθονία στο φυσικό περιβάλλον.

Στους θερμοηλεκτρικούς και υδροηλεκτρικούς σταθμούς παραγωγής, η μετατροπή κάποιας μορφής πρωτογενούς ενέργειας αρχικά σε μηχανική ενέργεια, γίνεται μέσω των ατμοστροβίλων, υδροστροβίλων, αεροστροβίλων και στη συνέχεια, η μετατροπή της σε ηλεκτρική ενέργεια, μέσω των γεννητριών. Οι σταθμοί παραγωγής στην Ελλάδα είναι κυρίως συγκεντρωμένοι στην ηπειρωτική περιοχή της χώρας, όπως φαίνεται και στο σχήμα 1.1.

Όσον αφορά τις ανανεώσιμες μορφές ενέργειας, οι περισσότερο διαδεδομένες εφαρμογές στα σημερινά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας είναι τα αιολικά πάρκα και οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί. Τα αιολικά πάρκα αποτελούνται από συστοιχίες ανεμογεννητριών που συνδέονται στον ίδιο ζυγό του δικτύου. Οι ανεμογεννήτριες μετατρέπουν την κινητική ενέργεια του ανέμου σε μηχανική μέσω ενός ανεμοκινητήρα και στη συνέχεια σε ηλεκτρική ενέργεια μέσω των γεννητριών. Οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί μετατρέπουν την ηλιακή ενέργεια απευθείας σε ηλεκτρική με τη βοήθεια των ηλιακών κυψελών (Solar Cell). [1]

1.3 Αυτόνομα συστήματα νησιών

Τα νησιά της Ελληνικής επικράτειας που δεν συνδέονται με το σύστημα και το δίκτυο διανομής της ηπειρωτικής Ελλάδας ονομάζονται Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ). Τα συγκεκριμένα νησιά δεν έχουν διασυνδεθεί με το ηπειρωτικό ηλεκτρικό σύστημα έως τώρα, λόγω οικονομικών συνθηκών, καθώς οι διασυνδέσεις είναι έργα που απαιτούν μεγάλο κεφάλαιο, αλλά και λόγω τεχνικών και τεχνολογικών δυσκολιών. Επομένως προκειμένου να καλύψουν τις ανάγκες τους σε ηλεκτρική ενέργεια, τα περισσότερα νησιά ηλεκτροδοτούνται από Αυτόνομους ή Τοπικούς σταθμούς οι οποίοι χρησιμοποιούν ως καύσιμο το πετρέλαιο, βαρύ(μαζούτ) ή και ελαφρύ(diesel), και από αιολικούς, φωτοβολταϊκούς ή και σπανιότερα υδροηλεκτρικούς σταθμούς ΑΠΕ.

Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας των ΜΔΝ αποτελείται από εικοσιεννέα (29) αυτόνομα συστήματα. Ορισμένα εξ αυτών αποτελούνται από περισσότερα νησιά (συμπλέγματα νησιών), και η Λειτουργία και Διαχείριση της Αγοράς των ΜΔΝ γίνεται από τον ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. (Διεύθυνση Διαχείρισης Νήσων).

Η αιχμή ζήτησης των παραπάνω εικοσιεννέα (29) ΜΔΝ της χώρας ποικίλει. Υπάρχουν δεκαέξι (16) μικρά αυτόνομα συστήματα με αιχμή έως 10MW, έντεκα (11) μέσου μεγέθους με αιχμή από 10MW έως 100MW, και δύο (2), η Κρήτη και η Ρόδος έχουν αιχμή

ζήτησης άνω των 100MW. Στο σχήμα 1.2 φαίνονται αναλυτικά τα Αυτόνομα Συστήματα και τα νησιά που ανήκουν στο καθένα. [2]

Οι πιο συνηθισμένες συμβατικές μονάδες που χρησιμοποιούνται στα ΜΔΝ είναι ατμοστροβλικές με απόδοση 30-45%, όπου το καύσιμο χρησιμοποιείται για την δημιουργία υπέρθερμου ατμού, αεριοστροβλικές με απόδοση 25-35%, όπου το καύσιμο ψεκάζεται στον συμπιεσμένο ατμοσφαιρικό αέρα, συνδυασμένου κύκλου των δύο παραπάνω τύπων και εσωτερικής καύσης όπου το καύσιμο κινεί τα πιστόνια και δημιουργεί περιστρεφόμενη κίνηση στον άξονα της μηχανής.

Λόγω της γεωγραφικής ιδιομορφίας του Ελλαδικού νησιωτικού χώρου, το Ελληνικό νησιωτικό δίκτυο αποτελείται από πολλά απομονωμένα και μικρά ηλεκτρικά συστήματα, και παρουσιάζει αρκετές διαφορές με τα διασυνδεδεμένα ηλεκτρικά συστήματα. Ένα χαρακτηριστικό των ελληνικών νησιωτικών συστημάτων είναι η άνιση κατανομή της ζήτησης στην περίοδο του έτους. Τους χειμερινούς μήνες οι κάτοικοι των περισσότερων νησιών είναι περιορισμένοι, ενώ τους καλοκαιρινούς, λόγω του τουρισμού, παρατηρείται ραγδαία αύξηση του πληθυσμού, και παράλληλα και της ζήτησης σε ηλεκτρική ενέργεια. Αυτό έχει ως συνέπεια ο συντελεστής φορτίου να είναι συνήθως χαμηλός σε σχέση με το μέγεθος του συστήματος. Συνεπώς η επαρκής, ασφαλής και αξιόπιστη ηλεκτροδότηση όλων των κατοίκων των Μη Διασυνδεδεμένων νησιών και η παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας που απαιτείται για αυτό τον σκοπό, παρουσιάζουν μια σειρά από προβλήματα και δυσκολίες.



Σχήμα 1.1 : Ελληνικό ΣΗΕ [18]

ΛΙΣΤΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΣΤΑ ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΑ ΝΗΣΙΑ

α/α	Ηλεκτρικό Σύστημα ΜΔΝ	Νησί
1	ΑΓ.ΕΥΣΤΡΑΤΙΟΣ	ΑΓ.ΕΥΣΤΡΑΤΙΟΣ
2	ΑΓΑΘΟΝΗΣΙ	ΑΓΑΘΟΝΗΣΙ
3	ΑΜΟΡΓΟΣ	ΑΜΟΡΓΟΣ
4	ΑΝΑΦΗ	ΑΝΑΦΗ
5	ΑΝΤΙΚΥΘΗΡΑ	ΑΝΤΙΚΥΘΗΡΑ
6	ΑΡΚΙΟΙ	ΑΡΚΙΟΙ
		ΜΑΡΑΘΙ
7	ΑΣΤΥΠΑΛΛΑΙΑ	ΑΣΤΥΠΑΛΛΑΙΑ
8	ΓΑΥΔΟΣ	ΓΑΥΔΟΣ
9	ΔΟΝΟΥΣΑ	ΔΟΝΟΥΣΑ
10	ΕΡΕΙΚΟΥΣΑ	ΕΡΕΙΚΟΥΣΣΑ
11	ΘΗΡΑ	ΘΗΡΑ
		ΘΗΡΑΣΙΑ
12	ΙΚΑΡΙΑ	ΙΚΑΡΙΑ
13	ΚΑΡΠΑΘΟΣ	ΚΑΡΠΑΘΟΣ
		ΚΑΣΟΣ
14	ΚΡΗΤΗ	ΚΡΗΤΗ
15	ΚΥΘΝΟΣ	ΚΥΘΝΟΣ
16	ΚΩΣ - ΚΑΛΥΜΝΟΣ	ΚΩΣ
		ΨΕΡΙΜΟΣ
		ΓΥΑΛΙ
		ΚΑΛΥΜΝΟΣ
		ΛΕΡΟΣ
		ΛΕΙΨΟΙ
		ΤΕΛΕΝΔΟΣ
		ΝΙΣΥΡΟΣ
17	ΛΕΣΒΟΣ	ΛΕΣΒΟΣ
		ΜΕΓΑΛΟΝΗΣΙ
18	ΛΗΜΝΟΣ	ΛΗΜΝΟΣ
19	ΜΕΓΙΣΤΗ	ΜΕΓΙΣΤΗ
20	ΜΗΛΟΣ	ΜΗΛΟΣ
		ΚΙΜΩΛΟΣ
21	ΟΘΩΝΟΙ	ΟΘΩΝΟΙ
22	ΠΑΤΜΟΣ	ΠΑΤΜΟΣ
23	ΡΟΔΟΣ	ΡΟΔΟΣ
		ΧΑΛΚΗ
24	ΣΑΜΟΣ	ΣΑΜΟΣ
		ΦΟΥΡΝΟΙ
		ΘΥΜΑΙΝΑ
25	ΣΕΡΙΦΟΣ	ΣΕΡΙΦΟΣ
26	ΣΙΦΝΟΣ	ΣΙΦΝΟΣ
27	ΣΚΥΡΟΣ	ΣΚΥΡΟΣ
28	ΣΥΜΗ	ΣΥΜΗ
29	ΧΙΟΣ	ΧΙΟΣ
		ΟΙΝΟΥΣΣΕΣ
		ΨΑΡΑ

Σχήμα 1.2 : Λίστα ηλεκτρικών συστημάτων στα ελληνικά ΜΔΝ [19]

1.4 Διείσδυση ΑΠΕ και ΜΔΝ

Λόγω την διαρκούς εξάρτησης από ορυκτά καύσιμα όπως είναι το μαζούτ και το diesel, το κόστος παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας στα μη διασυνδεδεμένα νησιά είναι ιδιαίτερα υψηλό, με αποτέλεσμα να επιβαρύνονται μέσω της παροχής Υπηρεσιών Κοινής Ωφελείας (ΥΚΩ για ΜΔΝ) όλοι οι καταναλωτές της επικράτειας. Το συγκεκριμένο κόστος αναμένεται να αυξηθεί ραγδαία τα επόμενα χρόνια, καθώς τα αποθέματα ορυκτών καυσίμων μειώνονται και η ζήτηση για αυτά αυξάνεται συνεχώς. Σε συνδυασμό με το ρυπογόνο αποτέλεσμα της συμβατικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, το οποίο είναι αντιφατικό με την συμμόρφωση της Ελλάδας στα Ευρωπαϊκά και διεθνή πρότυπα για την προστασία του περιβάλλοντος, το ενδιαφέρον για επενδύσεις σε ΑΠΕ στα ελληνικά νησιά ολοένα και αυξάνεται.

Ωστόσο, παρά το υψηλό αιολικό και ηλιακό δυναμικό που επικρατεί στην Ελλάδα, και κυρίως στο Αιγαίο, η διείσδυση της μη-ελεγχόμενης παραγωγής ΑΠΕ στα αυτόνομα νησιωτικά συστήματα περιορίζεται σε μικρά επίπεδα λόγω των περιορισμών διείσδυσης που επιβάλλεται από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής. Με αποτέλεσμα, οι απορρίψεις ενέργειας από ΑΠΕ να αυξάνουν καθώς αυξάνεται η εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ, και να γίνεται αξιοποίηση μόνο μέρους της παραγόμενης ενέργειας.

Η διείσδυση την μη ελεγχόμενης παραγωγής ΑΠΕ, συγκρατείται σε χαμηλά επίπεδα, λόγω των περιορισμών που επιβάλλονται από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής. Σύμφωνα με το σχήμα 1.3 η ηλεκτροπαραγωγή για τα ΜΔΝ τον Ιούλιο του 2017 καλύπτεται κατά 81% από θερμικές μονάδες παραγωγής και μόλις το 19% καλύπτεται από παραγωγή ΑΠΕ. Στον πίνακα 1.4 φαίνεται για τον ίδιο μήνα η ηλεκτροπαραγωγή από θερμικές μονάδες και από μονάδες ΑΠΕ για τα ΜΔΝ. Για την παρουσίαση των στοιχείων επιλέχθηκε ο μήνας Ιούλιος ως ενδεικτικός καλοκαιρινός μήνας, όπου η ζήτηση φορτίου είναι υψηλή αλλά και η παραγωγή ΑΠΕ είναι αυξημένη.



Σχήμα 1.3: Ποσοστό ηλεκτροπαραγωγής στα ΜΔΝ ανά κατηγορία – Ιούλιος 2017 [20]

ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	*ΜΗΝΙΑΙΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΗΣ ΣΤΑ ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΑ ΝΗΣΙΑ ΕΤΟΥΣ 2017				
	Ιουλ-17				
	**ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΑΠΕ (MWh)	ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΘΕΡΜΙΚΩΝ (MWh)	ΜΠΚΠ_ΜΔΝ (€/MWh)	ΜΜΚ_ΜΔΝ (€/MWh)	ΠΟΣΟΣΤΟ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗΣ ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓ
ΑΓ.ΕΥΣΤΡΑΤΙΟΣ	0,00	112,19	377,89	248,27	0%
ΑΓΑΘΟΝΗΣΙ	0,00	78,28	883,21	361,08	0%
ΑΜΟΡΓΟΣ	55,82	1.361,00	289,23	207,82	4%
ΑΝΑΦΗ	0,00	195,13	338,44	218,44	0%
ΑΝΤΙΚΥΘΗΡΑ	0,00	24,46	1.328,42	359,42	0%
ΑΡΚΙΟΙ	0,00	51,87	533,62	263,85	0%
ΑΣΤΥΠΑΛΛΙΑ	66,41	887,08	328,43	225,15	7%
ΓΑΥΔΟΣ	0,00	52,96	820,07	309,80	0%
ΔΟΝΟΥΣΑ	0,00	168,24	632,51	235,90	0%
ΕΡΕΙΚΟΥΣΑ	0,00	124,92	470,54	229,36	0%
ΘΗΡΑ	114,74	24.276,47	182,41	137,08	0%
ΙΚΑΡΙΑ	372,31	2.671,19	392,85	288,09	12%
ΚΑΡΠΑΘΟΣ	510,87	4.606,73	179,42	97,32	10%
ΚΡΗΤΗ	89.719,34	254.218,23	181,37	143,92	26%
ΚΥΘΝΟΣ	39,07	1.214,15	457,45	212,43	3%
ΚΩΣ	6.124,67	45.880,87	120,09	86,10	12%
ΛΕΣΒΟΣ	5.154,75	23.869,37	149,27	98,17	18%
ΛΗΜΝΟΣ	991,21	5.301,79	188,09	95,81	16%
ΜΕΓΙΣΤΗ	0,00	482,10	322,04	247,18	0%
ΜΗΛΟΣ	922,23	4.984,94	152,27	83,33	16%
ΜΥΚΟΝΟΣ	512,47	21.856,80	267,56	226,55	2%
ΟΘΩΝΟΙ	0,00	78,72	624,38	269,56	0%
ΠΑΡΟΣ	5.288,83	26.194,55	124,77	92,72	17%
ΠΑΤΜΟΣ	455,87	1.852,62	284,20	197,28	20%
ΡΟΔΟΣ	16.133,52	98.876,07	157,45	112,74	14%
ΣΑΜΟΣ	3.952,23	10.947,08	158,61	88,01	27%
ΣΕΡΙΦΟΣ	26,45	1.258,51	285,96	215,71	2%
ΣΙΦΝΟΣ	63,96	2.707,32	294,36	224,72	2%
ΣΚΥΡΟΣ	55,93	1.806,96	290,00	202,42	3%
ΣΥΜΗ	30,11	1.422,28	478,09	309,07	2%
ΣΥΡΟΣ	892,75	9.140,53	187,41	110,46	9%
ΧΙΟΣ	3.314,99	17.558,25	138,36	79,99	16%

Σχήμα 1.4 :Συγκεντρωτικά στοιχεία ηλεκτροπαραγωγής στα ΜΔΝ-Ιούλιος 2017 [20]

Το μικρό μέγεθος των συστημάτων των ΜΔΝ, αυξάνει την πιθανότητα απώλειας μέρους της διαθέσιμης παραγωγής ΑΠΕ, είτε λόγω της μεταβλητότητας της πρωτογενούς παραγωγής ΑΠΕ επειδή εξαρτώνται από τις καιρικές συνθήκες, είτε λόγω σφαλμάτων στο σύστημα που μπορεί να οδηγήσει στην μαζική αποσύνδεση σταθμών παραγωγής. Προκειμένου να αντιμετωπιστεί το συγκεκριμένο πρόβλημα, οι διαχειριστές τηρούν υψηλή στρεφόμενη εφεδρεία, δηλαδή εντάσσουν συμβατικές μονάδες που επαρκούν για την μεγαλύτερη κάλυψη του μέρους της ζήτησης, ώστε να μπορέσουν να καλύψουν ενδεχόμενη απώλεια της εκάστοτε παραγωγής ΑΠΕ. Ο ενδεδειγμένος τρόπος διαχείρισης της φωτοβολταϊκής παραγωγής συνδέεται με μη-επιβολή λειτουργικών περιορισμών στην ισχύ εξόδου των ΦΒ σταθμών, έτσι η παραγωγή τους θεωρείται ενσωματωμένη στο φορτίο. Αντίθετα στην ισχύ εξόδου των αιολικών πάρκων επιβάλλονται δυο ειδών λειτουργικοί περιορισμοί διείσδυσης.

Ο πρώτος περιορισμός συνίσταται στην απαίτηση η εγχεόμενη αιολική παραγωγή να μην ξεπερνά την εναπομένουσα προς κάλυψη ισχύ φορτίου μετά την αφαίρεση των τεχνικών ελαχίστων των προς ένταξη συμβατικών μονάδων, ονομάζεται περιορισμός τεχνικού ελαχίστου και ορίζεται ως εξής [3]:

$$P_{Cmin} = \sum c_T P_n \leq P_C \quad (\text{σχέση 1.1})$$

$$P_C \geq P_{Cmin} \Rightarrow P_W \leq P_L - \sum C_T P_{Cn} = P_{WmaxT} \quad (\text{σχέση 1.2})$$

Όπου P_C η παραγόμενη ισχύς από το σύνολο των συμβατικών μονάδων

P_{Cmin} το συνολικό τεχνικό ελάχιστο των εν λειτουργία μονάδων

P_W η συνολική αιολική παραγωγή

P_L η συνολική ισχύς του φορτίου

P_{Cn} η ονομαστική ισχύς κάθε μονάδας

c_T ο συντελεστής τεχνικού ελαχίστου της κάθε μονάδας ως ποσοστό της ονομαστικής της ισχύος

Ο συντελεστής c_T εξαρτάται από το είδος και την παλαιότητα κάθε μονάδας, με τιμές που κυμαίνονται από 30-60%.

Η υποφόρτιση των μονάδων, δηλαδή η φόρτιση τους σε ισχείς χαμηλότερες της ισχύος του τεχνικού ελαχίστου τους, δεν θεωρείται αποδεκτή, για λόγους φθορών, αυξημένων αναγκών συντήρησης και αντιοικονομικής λειτουργίας. Όσο μεγαλύτεροι οι περιορισμοί τεχνικών ελαχίστων των μονάδων του συστήματος, τόσο αυστηρότερος ο περιορισμός για την αιολική διείσδυση.

Όταν στο σύστημα υπάρχει και φωτοβολταϊκή παραγωγή, ο περιορισμός λαμβάνει υπόψιν του την ισχύ του «φαινόμενου φορτίου», δηλαδή το φορτίο μειωμένο κατά την φωτοβολταϊκή παραγωγή :

$$P_{WmaxT} = (P_L - P_{pv}) - \sum C_T P_{Cn} \quad (\text{σχέση 1.3})$$

Ο δυναμικός περιορισμός διείσδυσης που επιβάλλεται στα αιολικά πάρκα έχει ως σκοπό την διασφάλιση του δικτύου από καταστάσεις υψηλής στιγμιαίας διείσδυσης αιολικής ισχύος, οι οποίες μπορούν να προκαλέσουν διακυμάνσεις στην συχνότητα των αυτόνομων συστημάτων ή και να διαταράξουν την ευστάθεια του συστήματος σε περίπτωση απώλειας της αιολικής παραγωγής. Οι διαταραχές στην συχνότητα

οφείλονται στην αδυναμία των ρυθμιστών στρωφών των συμβατικών μονάδων του σταθμού, που αναλαμβάνουν την ρύθμιση συχνότητας του συστήματος, να παρακολουθήσουν τις ταχείες μεταβολές μεγάλου μεγέθους της αιολικής παραγωγής. Απότομη απώλεια της αιολικής παραγωγής μπορεί να προέλθει εξαιτίας σφαλμάτων στο δίκτυο όταν οι αιολικοί σταθμοί δεν διαθέτουν δυνατότητα αδιάλειπτης λειτουργίας υπό χαμηλή τάση, αλλά και λόγω των υψηλών ταχυτήτων ανέμου που υπερβαίνουν την ταχύτητα αποσύνδεσης των ανεμογεννητριών, όταν στο δίκτυο συνδέεται μικρός αριθμός γεωγραφικά συγκεντρωμένων αιολικών σταθμών.

Αντίστοιχα με τους περιορισμούς τεχνικών ελαχίστων, οι δυναμικοί περιορισμοί γενικά διατυπώνονται ως ποσοστό επί της ικανότητας των εν λειτουργία συμβατικών μονάδων:

$$P_W \leq \sum c_D P_{Cn} = P_{Wmax,D} \quad (\text{σχέση 1.4})$$

Όπου c_D ο συντελεστής μέγιστης διείσδυσης αιολικής ισχύος.

Αν και είναι ορθότερος ο τρόπος υπολογισμού του δυναμικού περιορισμού όπως είπαμε παραπάνω, η πρακτική που ακολουθείται από τον Διαχειριστή στην πλειονότητα των νησιωτικών συστημάτων είναι η εφαρμογή του συντελεστή διείσδυσης c_D επί της ισχύος ζήτησης του φορτίου:

$$P_W \leq c_D P_L = P_{Wmax,D} \quad (\text{σχέση 1.5})$$

Το αποδεκτό όριο «στιγμιαίας» διείσδυσης της αιολικής ισχύος εξαρτάται από τα χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων και των ρυθμιστών τους, το είδος και την γεωγραφική διασπορά των αιολικών πάρκων και τις ιδιαίτερες συνθήκες λειτουργίας κάθε συστήματος και συνεπώς δεν υπάρχει κάποιο όριο γενικής εφαρμογής. Από τη μέχρι σήμερα εμπειρία γίνονται αποδεκτά στιγμιαία όρια της τάξης του 30-35%.

Η εφαρμογή του δυναμικού περιορισμού όταν εφαρμόζεται επί της ικανότητας των μονάδων δεν επηρεάζεται από την παρουσία Φ/Β. Εναλλακτικά μπορεί να εφαρμοστεί είτε επί του φαινόμενου φορτίου του νησιού είτε επί του πραγματικού. Ο συγκεντρωτικός περιορισμός απορρόφησης αιολικής ισχύος προκύπτει από τον αυστηρότερο εκ των δύο περιορισμών:

$$P_W \leq P_{Wmax} = \min\{P_{WmaxT}, P_{WmaxD}\} \quad (\text{σχέση 1.6})$$

Ο επιμερισμός του ορίου απορρόφησης της αιολικής παραγωγής από το σύστημα επιμερίζεται στα αιολικά πάρκα αναλογικά προς την εγκατεστημένη ισχύ τους. Έτσι, ο περιορισμός που τίθεται για την ισχύ εξόδου του αιολικού πάρκου n είναι:

$$P_{Wn} \leq P_{Wmax,n} = \left(\frac{P_{Wn}}{P_{Wntot}}\right) P_{Wmax} \quad (\text{σχέση 1.7})$$

Όπου $P_{Wntot} = \sum_j P_{Wj}$ η συνολική εγκατεστημένη ισχύς αιολικών πάρκων στο σύστημα [3]

Η εφαρμογή των παραπάνω ορίων έχει ως αποτέλεσμα την απόρριψη της πλεονάζουσας αιολικής ισχύος, που δεν μπορεί να απορροφηθεί από το δίκτυο. Η απόρριψη αυτή υλοποιείται μέσω των συστημάτων ελέγχου των σύγχρονων ανεμογεννητριών, π.χ. με μείωση της ταχύτητας περιστροφής του δρομέα για Α/Γ μεταβλητών στρωφών ή με αλλαγή κλίσης των πτερυγίων για μηχανές τύπου pitch ή active stall.

Τα συστήματα αποθήκευσης επομένως μπορούν να βελτιώσουν την αξιοπιστία και την ασφάλεια των νησιωτικών συστημάτων αποθηκεύοντας την απορριπτόμενη αιολική ισχύ, και διοχετεύοντας την μελλοντικά στο δίκτυο ώστε να καλυφθεί η ζήτηση με οικονομικό τρόπο και να επιτευχθεί έτσι αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ. Τα συγκεκριμένα συστήματα έχουν διάφορες τεχνολογίες υλοποίησης, καθεμιά από τις οποίες χρησιμοποιείται στην κατάλληλη περίπτωση, και μπορούν να υλοποιηθούν είτε ως αποκεντρωμένα συστήματα μικρής ισχύος, είτε ως κεντρικά συστήματα μεγάλης ισχύος. Οι κυριότερες τεχνολογίες που χρησιμοποιούνται για την αποθήκευση είναι:

- Υδραυλική αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας μέσω συστημάτων αντλιοσταμίου, στο πλαίσιο υβριδικών σταθμών.
- Αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας σε συσσωρευτές (μπαταρίες).
- Αποθήκευση θερμικής ενέργειας σε δεξαμενές τηγμένου άλατος, σε ηλιοθερμικούς σταθμούς.
- Αποθήκευση με σφονδύλους (flywheel) [4].

1.5 Διαχείριση μη διασυνδεδεμένων νησιών

Ο κώδικας Διαχείρισης ΜΔΝ (Κώδικας ΜΔΝ. Β' έκδοση -4^{ος} 2018) που δημιούργησε η ΡΑΕ αποτελεί την θέσπιση κάποιων βασικών κανόνων διαχείρισης και λειτουργίας μικρών απομονωμένων ηλεκτρικών συστημάτων, όπως είναι τα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα των νησιών, τα οποία παρουσιάζουν αρκετές ιδιαιτερότητες. Η ΡΑΕ με τον συγκεκριμένο κώδικα έχει ως σκοπό να επιτύχει [5] :

- ❖ Ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής των συμβατικών μονάδων και των Υπηρεσιών Κοινής Ωφελείας, οι οποίες επιβαρύνουν όλους τους καταναλωτές.
- ❖ Μεγιστοποίηση της διείσδυσης των ΑΠΕ, των ΣΗΘΥΑ και των υβριδικών σταθμών.
- ❖ Διασφάλιση της αξιόπιστης και ασφαλούς λειτουργίας των ηλεκτρικών συστημάτων με την θέσπιση κανόνων προγραμματισμού, λειτουργίας και διαχείρισης των μονάδων παραγωγής στα ΜΔΝ.
- ❖ Το άνοιγμα της αγοράς για την επί ίσοις όροις δραστηριοποίηση προμηθευτών/παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας.
- ❖ Την διαφάνεια των διαδικασιών διαχείρισης, πληροφόρησης, πιστοποίησης και ελέγχου της δραστηριότητας παραγωγής.

Επιπλέον με αυτόν κώδικα υλοποιούνται τα Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας (ΚΕΕ ΜΔΝ) τα οποία αποτελούν ένα ενιαίο σύνολο επιμέρους συστημάτων που λειτουργούν τοπικά σε κάθε ηλεκτρικό σύστημα ΜΔΝ και κεντρικά στα γραφεία του Διαχειριστή ΜΔΝ. Τα ΚΕΕ έχουν σκοπό την εποπτεία της λειτουργίας των συστημάτων των ΜΔΝ και την διαχείριση της παραγωγής σε αυτά, καθώς και την βέλτιστη κατανομή φορτίου σε αυτά, έτσι ώστε να εφοδιάζεται κάθε ηλεκτρικό σύστημα με τον οικονομικότερο τρόπο. Κάθε ΚΕΕ αποτελείται από ένα σύστημα εποπτείας, ελέγχου και συλλογής δεδομένων (SCADA) και από ένα σύστημα Αυτόματου Ρύθμισης Παραγωγής (AGC), το οποίο ρυθμίζει την παραγωγή μέσω έκδοσης εντολών κατανομής στις μονάδες, και με βάση τις μετρήσεις πραγματικού χρόνου που λαμβάνονται από το SCADA ελέγχει την λειτουργία των ηλεκτρικών συστημάτων μέσω του απαραίτητου λογισμικού που περιλαμβάνει τους αλγόριθμους ελέγχου και λειτουργίας των συστημάτων.

Σύμφωνα με τον Κώδικα τα συστήματα ΜΔΝ διακρίνονται σε δυο κύριες ομάδες. Η πρώτη ομάδα περιλαμβάνει τα μεγαλύτερα συστήματα ΜΔΝ, το οποία κατά κανόνα περιλαμβάνουν δίκτυο Υ/Τ και περισσότερους του ενός συμβατικούς σταθμούς, σταθμούς ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ και υβριδικούς σταθμούς. Η δεύτερη ομάδα περιλαμβάνει τα συστήματα ΜΔΝ μικρού ή μεσαίου μεγέθους που έχουν κατά κανόνα συμβατικό σταθμό, σταθμό ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ και υβριδικούς σταθμούς διάφορων τεχνολογιών, όμως δεν διαθέτουν δίκτυο Υ/Τ. Ιδιαίτερη υπό-ομάδα αποτελούν τα συστήματα ΜΔΝ που έχουν αποκλειστικά ένα σταθμό παραγωγής με πλήρως ελεγχόμενες μονάδες και μη κατανεμημένους σταθμούς ΑΠΕ [5].

Το κεντρικό ΚΕΕ κάθε ΜΔΝ έχει ως βασική λειτουργία την κατάρτιση του Κυλιόμενου Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΚΗΕΠ). Έτσι ονομάζεται ο προσδιορισμός σε ημερήσια βάση της ένταξης και της παραγωγής ενέργειας των συμβατικών μονάδων για την κάλυψη της ζήτησης του ΜΔΝ, έχοντας ως κριτήρια την μέγιστη δυνατή διείσδυση ενέργειας ΑΠΕ και την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους λειτουργίας των συμβατικών μονάδων παραγωγής, υπό τον περιορισμό τήρησης των περιορισμών ασφαλείας και των λειτουργικών κανόνων του συστήματος που προβλέπονται στον Κώδικα ΜΔΝ. Ο ΚΗΕΠ διενεργείται διακριτά και ανεξάρτητα για κάθε Σύστημα ΜΔΝ, πριν την έναρξη κάθε ημέρας κατανομής για ολόκληρη την ημέρα κατανομής (Α' και Β' περίοδος ΚΗΕΠ) και επικαιροποιείται κατά τη διάρκεια της ημέρας κατανομής στην οποία αφορά (Β' περίοδος ΚΗΕΠ) [5].

Τα στάδια του ΚΗΕΠ είναι τα εξής:

Στάδιο 1: Συλλογή και έλεγχος δηλώσεων που υποβάλλονται στο πλαίσιο του ΚΗΕΠ

Στο πλαίσιο κατάρτισης του ΚΗΕΠ υποβάλλονται οι δηλώσεις φορτίου, οι δηλώσεις παραγωγής, οι δηλώσεις από τον Διαχειριστή ΜΔΝ και οι δηλώσεις διαθεσιμότητας και μη διαθεσιμότητας.

Στάδιο 2 : Πρόβλεψη φορτίου

Για κάθε ημέρα κατανομής ο διαχειριστής του ΜΔΝ διενεργεί την πρόβλεψη φορτίου χρησιμοποιώντας ένα λογισμικό πρόβλεψης. Το αποτέλεσμα της πρόβλεψης του φορτίου είναι η εκτίμηση του φορτίου του συστήματος του ΜΔΝ, δηλαδή η συνολική απορρόφηση ενέργειας σε MWh για κάθε ώρα κατανομής της ημέρας.

Στάδιο 3 : Πρόβλεψη παραγωγής μη κατανεμημένων μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ

Οι μη κατανεμημένες μονάδες ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ για τις οποίες δεν υποβάλλονται δηλώσεις παραγωγής, διακρίνονται σε ελεγχόμενες, δηλαδή αυτές που δέχονται set-point περιορισμού και στις μη ελεγχόμενες που εξαιρούνται από τους κανόνες ένταξης και λειτουργίας μονάδων του Κώδικα ΜΔΝ. Το αποτέλεσμα του λογισμικού πρόβλεψης είναι η εκτίμηση της μέσης ωριαίας παραγωγής ενέργειας για κάθε ώρα κατανομής της ημέρας.

Στάδιο 4 : Εκτίμηση απαιτήσεων εφεδρειών ενεργού ισχύος

Λόγω της απρόβλεπτης διακύμανσης του φορτίου και των σφαλμάτων πρόβλεψης της ωριαίας ζήτησης οι απαιτήσεις των εφεδρειών ενεργού ισχύος προσδιορίζονται με σκοπό να διασφαλίζεται η ικανότητα επαρκούς ρύθμισης του συστήματος ΜΔΝ κατά την λειτουργία του σε πραγματικό χρόνο. Έτσι για την ασφαλή λειτουργία του συστήματος ΜΔΝ, θα πρέπει για κάθε ώρα κατανομής να τηρούνται εφεδρείες ενεργού ισχύος.

Στάδιο 5 : Επίλυση ΚΗΕΠ

Ως αποτελέσματα από την επίλυση του ΗΕΠ εξάγονται προγράμματα που αποτελούνται από τα ακόλουθα για κάθε περίοδο της ημέρας κατανομής :

- Κατάσταση συμβατικών μονάδων παραγωγής (κράτηση, εκκίνηση, λειτουργία, σβέση).
- Προγραμματισμό της ενέργειας που πρόκειται να παραχθεί από τις κατανεμημένες μονάδες παραγωγής, συμβατικές είτε ΑΠΕ.
- Έγχυση ενέργειας από τις μη κατανεμομένες μονάδες ΑΠΕ.
- Απορρόφηση ενέργειας από τους υβριδικούς σταθμούς για την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσής τους.
- Παροχή εφεδρειών από τις κατανεμόμενες μονάδες : θετική και αρνητική πρωτεύουσα, θετική και αρνητική δευτερεύουσα, στρεφόμενη και μη στρεφόμενη τριτεύουσα.

Στάδιο 6 : Δημοσιοποίηση και γνωστοποίηση στοιχείων ΗΕΠ

Ο διαχειριστής του ΜΔΝ δημοσιοποιεί στην ιστοσελίδα του την πρόβλεψη φορτίου και ΑΠΕ, τις υποβληθείσες δηλώσεις από τους συμμετέχοντες, και τα αποτελέσματα της επίλυσης του ΚΗΕΠ που αφορούν το Ημερήσιο Πρόγραμμα και το Επικαιροποιημένο Ημερήσιο Πρόγραμμα.

Στάδιο 7 : Οργάνωση και τήρηση αρχείου ΚΗΕΠ

Ο διαχειριστής του ΜΔΝ υποχρεούται να τηρεί πλήρη στοιχεία σχετικά με τη λειτουργία του ΚΗΕΠ, περιλαμβανομένης και της επικαιροποίησής του, σε οργανωμένη βάση δεδομένων [5].

Σημαντικό μέρος στην διαχείριση των ΜΔΝ αποτελεί η τήρηση της πολιτικής στρεφόμενης εφεδρείας για την αιολική παραγωγή, η οποία διασφαλίζεται από το ΚΕΕ του ΜΔΝ. Η λειτουργία αιολικών σταθμών επιβάλλει την τήρηση εφεδρείας για ένα μέρος ή σε κάποιες περιπτώσεις και για το σύνολο της αναμενόμενης παραγωγής τους, ανάλογα με την γεωγραφική διασπορά τους. Αντίθετα για την Φ/Β παραγωγή δεν απαιτείται τήρηση εφεδρείας, αφενός λόγω της υψηλής συνολικής εφεδρείας του συστήματος και αφετέρου λόγω της ουσιαστικής ενσωμάτωσης της Φ/Β παραγωγής στο φορτίο του νησιού. Η επιλογή των προς ένταξη μονάδων πραγματοποιείται βάσει του εναπομείναντος φορτίου μετά την αφαίρεση της αναμενόμενης Φ/Β παραγωγής, το οποίο θα κληθούν να καλύψουν οι συμβατικές μονάδες, διατηρώντας επαρκές περιθώριο στρεφόμενης εφεδρείας. Ακόμα επειδή η ακριβής πρόβλεψη του φορτίου έχει μεγάλη αβεβαιότητα, είναι αναγκαίο να επιβληθεί ένα πρόσθετο ποσοστό εφεδρείας που εκφράζεται συνήθως ως ποσοστό επί της ισχύος του προβλεπόμενου φορτίου. Τέλος κατά την φάση της λειτουργίας, η φόρτιση των μονάδων είναι τέτοια ώστε η συνολική στρεφόμενη εφεδρεία του συστήματος να παρέχεται κατά προτεραιότητα από τις λιγότερο οικονομικές μονάδες, χωρίς βέβαια να παραβιάζεται το τεχνικό τους ελάχιστο. [3].

Οι υβριδικοί σταθμοί παραγωγής στα ΜΔΝ όπως αναφέρθηκε και παραπάνω αποτελούν σημαντικό κομμάτι της ενεργειακής παραγωγής του δικτύου ΜΔΝ. Πρόκειται για σταθμούς με παραγωγή ΑΠΕ, είτε φωτοβολταϊκά είτε Α/Γ, και διατάξεις αποθήκευσης, οι οποίες με κατάλληλη διαχείριση επιτρέπουν στον σταθμό να τροφοδοτεί το δίκτυο του ΜΔΝ με ενέργεια, μειώνοντας την μεταβλητότητα, λόγω στοχαστικότητας, της παραγωγής ΑΠΕ. Με βάση τα παραπάνω και τα στάδια του ΚΗΕΠ,

ο διαχειριστής του υβριδικού σταθμού είναι υποχρεωμένος να διαμορφώνει την λειτουργία των συστημάτων του, έτσι ώστε η παρεχόμενη ενέργεια και εφεδρεία του σταθμού προς το δίκτυο να συμμορφώνονται με τα προγράμματα που προκύπτουν από το ΚΕΕ στο πλαίσιο του ΚΗΕΠ. [6]

1.6 Προτάσεις για μεγαλύτερη Διείσδυση ΑΠΕ στα ΜΔΝ

Ο Κώδικας Διαχείρισης των ΜΔΝ της ΡΑΕ λαμβάνει ως γνώμονα την εξασφάλιση της αξιοπιστίας και της σταθερότητας του ΣΗΕ καθώς και την αδιάλειπτη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές. Για να το πετύχει αυτό χρησιμοποιεί την ικανότητα των συμβατικών μονάδων και περιορίζει την παραγωγή ΑΠΕ, η οποία υπόκειται σε διάφορους περιορισμούς όπως αναφέρθηκε και στις προηγούμενες παραγράφους. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση των απορρίψεων της παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ και τον περιορισμό της διείσδυσης ΑΠΕ στο 25% του ετήσιου φορτίου ενός μικρού ή μεσαίου αυτόνομου νησιωτικού συστήματος. [7]

Καθώς το κυριότερο πρόβλημα της παραγωγής ΑΠΕ, είναι η στοχαστικότητα που διέπει τις συγκεκριμένες πηγές ενέργειας, η χρήση αποθηκευτικών μέσων αποτελεί την καλύτερη λύση για την ελάφρυνση των περιορισμών που επιβάλλονται στην παραγωγή. Ο Κώδικας Διαχείρισης των ΜΔΝ, επιτρέπει την χρήση μέσων αποθήκευσης μόνο στο πλαίσιο των υβριδικών σταθμών παραγωγής, κι όχι ως συστήματα κεντρικής αποθήκευσης του ΜΔΝ. Σε πρόσφατες έρευνες που αφορούν υβριδικούς σταθμούς μεγάλου μεγέθους με συσσωρευτές, η διείσδυση ΑΠΕ που επιτυγχάνεται φτάνει το 47%. [8]

Στην παρούσα διπλωματική εργασία αναπτύσσεται αλγόριθμος στον οποίο, προτείνεται η χρήση συσσωρευτών όχι όπως στους υβριδικούς σταθμούς παραγωγής, αλλά ως ανεξάρτητες κεντρικές αποθηκευτικές μονάδες ΑΠΕ. Έτσι οι περιορισμοί οι οποίοι περικλύπτουν την παραγωγή ΑΠΕ γίνονται πιο ελαστικοί και με αυτόν τον τρόπο το σύστημα απορροφάει περισσότερη ενέργεια προερχόμενη από ΑΠΕ. Ακόμα σε περίπτωση σφαλμάτων ή διαταραχών, οι συσσωρευτές έχουν την ικανότητα άμεσης τροφοδότησης του δικτύου παρέχοντας έτσι την απαραίτητη αξιοπιστία στους καταναλωτές. Βέβαια η χρήση τους παρουσιάζει άλλους περιορισμούς που σχετίζονται όμως περισσότερο με το οικονομοτεχνικό μέρος της λειτουργίας τους. Βασικότερος είναι η αδυναμία χρήσης τους σε πολύ μεγάλα συστήματα ΜΔΝ, καθώς τότε απαιτούνται πολύ μεγάλες μονάδες συσσωρευτών πράγμα που τους καθιστά ασύμφορους οικονομικά. Όμως ΜΔΝ μεσαίου και μικρού μεγέθους θεωρούνται ιδανικά για τον συγκεκριμένο αλγόριθμο.

Επιπλέον γίνεται η επιλογή ενός συνόλου καταλληλότερων διαστασιολογήσεων των εγκατεστημένων μονάδων ΑΠΕ και των συστημάτων αποθήκευσης, ώστε να διασφαλίζεται η οικονομικότητα και η αξιοπιστία του συστήματος απέναντι σε διαφορετικούς παράγοντες, όπως οι απορρίψεις ΑΠΕ, οι τιμές του καυσίμου των συμβατικών μονάδων κ.α. Η οικονομική σύγκριση των διαστασιολογήσεων γίνεται στο πλαίσιο ορισμένων επενδυτικών σχημάτων που είναι πιθανότερο να υλοποιηθούν σε ένα ΜΔΝ μικρού ή μεσαίου μεγέθους. Με βάση την διαφοροποίηση των επενδυτικών σχημάτων υπολογίζονται οι οικονομικοί δείκτες για το σύνολο των διαστασιολογήσεων, και έτσι επιλέγονται οι καταλληλότερες για κάθε περίπτωση.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΩΝ ΝΗΣΙΩΝ ΜΕ ΔΥΝΑΤΟΤΗΤΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ

2.1 Εισαγωγή

Το σύστημα για το οποίο αναπτύχθηκε ο συγκεκριμένος αλγόριθμος είναι ένα μη διασυνδεδεμένο αυτόνομο νησιωτικό σύστημα που περιλαμβάνει συμβατικές μονάδες παραγωγής, ανεμογεννήτριες και φωτοβολταϊκά. Σε ότι αφορά τα συστήματα αποθήκευσης χρησιμοποιούνται συσσωρευτές ιόντων λιθίου. Στην πρώτη διαμόρφωση του αλγορίθμου, η ανεμογεννήτρια του νησιού μένει σταθερή σε μέγεθος και αυξομειώνουμε την ικανότητα των αντιστροφέων (inverters) των συσσωρευτών, την χωρητικότητα των συσσωρευτών, και τα φωτοβολταϊκά, καταλήγοντας στην βέλτιστη διαστασιολόγηση. Στη δεύτερη διαμόρφωση, δεν χρησιμοποιούνται καθόλου φωτοβολταϊκά, αλλά η ανάπτυξη των ΑΠΕ γίνεται μόνο με ανεμογεννήτριες, έτσι ώστε να εξεταστεί η απόδοσή τους ξεχωριστά. Στον αλγόριθμο γίνεται προσομοίωση των συστημάτων παραγωγής και αποθήκευσης με κατάλληλο τρόπο. Για κάθε μια από τις δυο παραλλαγές γίνεται αντίστοιχη προσομοίωση με λειτουργία *must-run*, δηλαδή με υποχρεωτική λειτουργία τουλάχιστον μιας συμβατικής μονάδας για κάθε ώρα. Επιπλέον έγινε επεξεργασία των χρονοσειρών ανέμου, ηλιακού δυναμικού, και φορτίου ώστε να αναλυθεί η μεταβλητότητα τους και να ελαχιστοποιηθούν τα πιθανά σφάλματα

μέτρησης. Για την δημιουργία του αλγορίθμου χρησιμοποιήθηκε η γλώσσα προγραμματισμού MATLAB.

2.2 Γενική περιγραφή του αλγορίθμου

Για την εφαρμογή του αλγορίθμου ενεργειακής προσομοίωσης του αυτόνομου νησιωτικού συστήματος, πρέπει να δοθούν σαν είσοδοι τα παρακάτω μεγέθη:

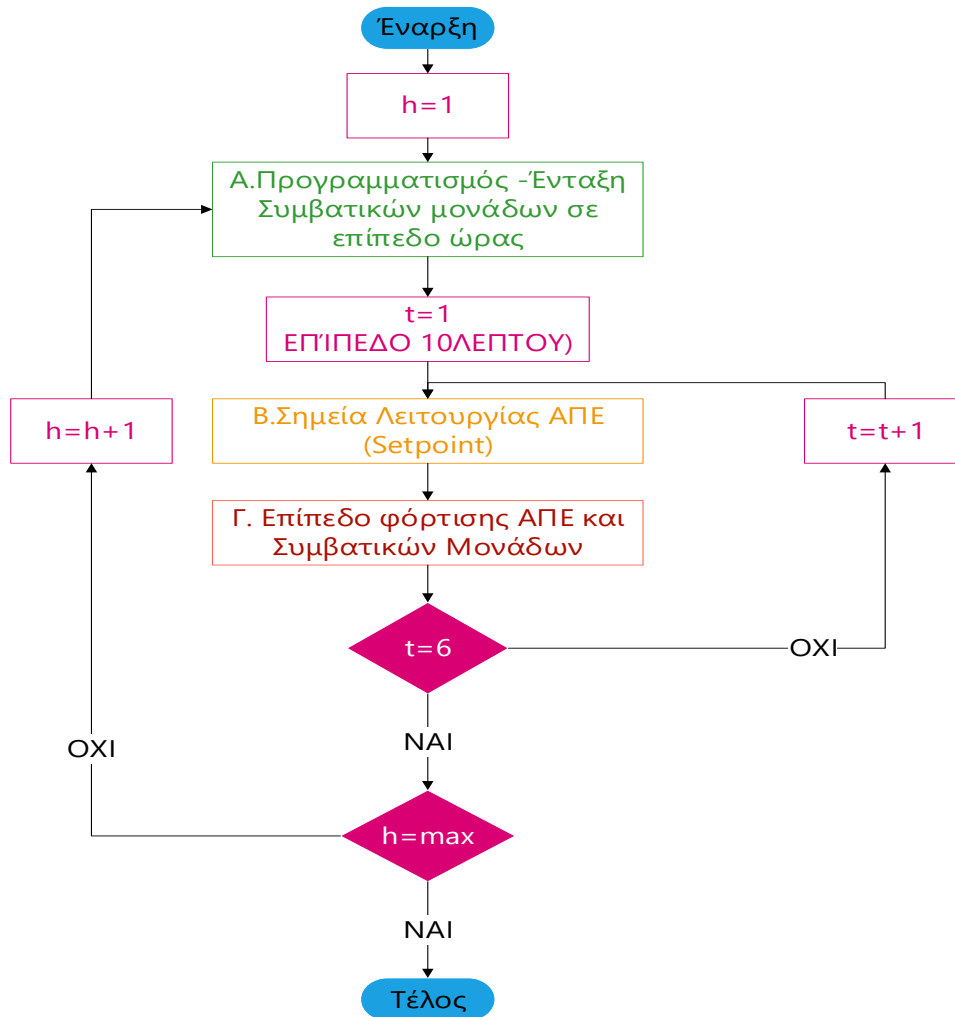
- Οι ετήσιες 10λεπτες χρονοσειρές για την αιολική παραγωγή, την φωτοβολταϊκή παραγωγή και το φορτίο του υπό μελέτη νησιωτικού συστήματος.
- Τα ονομαστικά μεγέθη της ανεμογεννήτριας, και των φωτοβολταϊκών σταθμών, των αντιστροφών και των συσσωρευτών καθώς και οι αντίστοιχοι βαθμοί απόδοσης τους.
- Η διαμόρφωση του συμβατικού σταθμού παραγωγής, τα ονομαστικά μεγέθη ισχύος, οι συντελεστές τεχνικού ελαχίστου και η δυνατότητα δυναμικής απόκρισης της κάθε ντιζελογεννήτριας του σταθμού.
- Η ονομαστική χωρητικότητα της συστοιχίας των συσσωρευτών, το μέγιστο επίπεδο εκφόρτισης τους, το μέγιστο επίπεδο φόρτισης τους, και το ελάχιστο σημείο εκφόρτισης, πέρα από το οποίο οι συσσωρευτές δεν εκφορτίζονται περαιτέρω.
- Ο βαθμός απόδοσης των συσσωρευτών σε ένα κύκλο φόρτισης-εκφόρτισης (round trip efficiency).
- Η ονομαστική ικανότητα και ο βαθμός απόδοσης του αντιστροφέα (inverter) των συσσωρευτών κατά την φόρτιση και την εκφόρτιση.

Το μοντέλο προσομοίωσης βασίζεται στο ενεργειακό ισοζύγιο μεταξύ παραγωγής, αποθήκευσης και κατανάλωσης και αγνοεί όλα τα μεταβατικά φαινόμενα. Ο αλγόριθμος δίνει σαν έξοδο σημαντικά μεγέθη που επιτρέπουν την αξιολόγηση του τρόπου λειτουργίας του συστήματος και των επιμέρους συνιστωσών του και που μπορεί να αφορούν:

- Τη διείδυση ΑΠΕ και την εξοικονόμηση στην κατανάλωση καυσίμου.
- Τον αριθμό των εκκινήσεων των συμβατικών μονάδων παραγωγής.
- Τη συμμετοχή της κάθε μονάδας ΑΠΕ στην κάλυψη της ετήσιας ζήτησης ενέργειας, το ποσοστό της απορριπτόμενης ισχύος καθώς και το Capacity Factor (CF) των μονάδων ΑΠΕ.
- Τη διακίνηση ισχύος από και προς τη διάταξη των συσσωρευτών και το ιστορικό της κατάστασης φόρτισης τους.
- Την αξιόπιστη τροφοδότηση του φορτίου του συστήματος.

Ο αλγόριθμος διαχείρισης του συστήματος αποτελείται από συγκεκριμένα βήματα τα οποία παρουσιάζονται στο λογικό διάγραμμα του σχήματος 3.1. Τα στάδια της πολιτικής διαχείρισης είναι :

- Προγραμματισμός-ένταξη συμβατικών μονάδων.
- Σημεία λειτουργίας μονάδων ΑΠΕ (setpoint) σε επίπεδο 10λεπτων.
- Επίπεδο φόρτισης μονάδων ΑΠΕ



Σχήμα 2.1: Λογικό διάγραμμα πολιτικής διαχείρισης του αυτόνομου νησιωτικού συστήματος

Ο αλγόριθμος διαχείρισης του συστήματος που ενσωματώθηκε στην προσομοίωση ακολουθεί κάποιες βασικές αρχές. Αποτελείται από τη φάση προγραμματισμού της λειτουργίας σε επίπεδο ώρας για το επόμενο χρονικό διάστημα, στην οποία γίνεται πρόβλεψη του φορτίου και της δυνατότητας των συσσωρευτών, και ενδεχόμενη εκκίνηση των συμβατικών μονάδων, και από τη φάση λειτουργίας και εξυπηρέτησης του φορτίου. Στοχεύει στην επίτευξη της μέγιστης δυνατής διείσδυσης ΑΠΕ εξασφαλίζοντας ότι το φορτίο εξυπηρετείται διαρκώς και ότι το σύστημα λειτουργεί εύρυθμα. Τα συστήματα αποθήκευσης παρέχουν εγγυημένη ισχύ (capacity credit) με αποτέλεσμα να μην είναι πάντα απαραίτητη η λειτουργία των συμβατικών μονάδων. Η ενέργεια που οδηγείται στα συστήματα αποθήκευσης έχει παραχθεί αποκλειστικά από τις μονάδες ΑΠΕ του συστήματος, ενώ οι συμβατικές μονάδες δεν χρησιμοποιούνται για την πλήρωση των αποθηκευτικών διατάξεων.

Σημαντικό ζήτημα του τρόπου λειτουργίας των αυτόνομων συστημάτων αποτελεί η σειρά ένταξης των συμβατικών μονάδων παραγωγής. Στην γενική περίπτωση οι μονάδες εντάσσονται με κριτήριο την οικονομικότητα, την παλαιότητα και την αξιοπιστία τους και ακολουθείται προκαθορισμένη σειρά ένταξης. Ωστόσο, στην περίπτωση που το αυτόνομο σύστημα αποσκοπεί στη μεγιστοποίηση της διείσδυσης ΑΠΕ στην κάλυψη της ζήτησης, η επιλογή της σειράς ένταξης των μονάδων χρειάζεται μία προσεκτικότερη αντιμετώπιση. Σε γενικές γραμμές και για μονάδες της ίδιας παλαιότητας είναι αρκετά σύνθετες μονάδες μεγαλύτερης ονομαστικής ισχύος να εμφανίζουν μικρότερη ειδική

κατανάλωση ενέργειας (kg/kWh). Από οικονομικής, λοιπόν, άποψης κατά μία έννοια ίσως πλεονεκτεί η λογική της ένταξης πρώτα των συμβατικών μονάδων μεγάλης ονομαστικής ισχύος. Από την άλλη μεριά, όσο μεγαλύτερη είναι η ονομαστική ισχύς, τόσο μεγαλύτερο θα είναι και το τεχνικό ελάχιστο της μονάδας και κατά συνέπεια τόσο πιο έντονα θα περιορίζεται η διείσδυση της παραγωγής ΑΠΕ βάσει του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου. Καθίσταται, λοιπόν, σαφές ότι η σειρά με την οποία εντάσσονται οι συμβατικές μονάδες επηρεάζει τόσο τη διείσδυση ΑΠΕ όσο και την οικονομικότητα του συστήματος. Για να αποφευχθεί η πολυπλοκότητα στον αλγόριθμο προσομοίωσης οι συμβατικές μονάδες παραγωγής θεωρούνται όμοιες, δηλαδή έχουν την ίδια παλαιότητα και την ίδια ονομαστική ισχύ. Ακόμα έχουν την ίδια κατανάλωση καυσίμου και τις ίδιες εκπομπές CO₂. Τέλος θεωρείται ότι οι συμβατικές μονάδες δεν έχουν υποχρεωτικό χρόνο απένταξης, αλλά έπειτα από την προγραμματισμένη ώρα λειτουργίας τους, μπορούν να απενταχθούν αμέσως.

2.3 Προγραμματισμός και ένταξη συμβατικών μονάδων

Στο πρώτο στάδιο ελέγχονται οι συνθήκες και αποφασίζεται ποιες και πόσες συμβατικές μονάδες θα χρησιμοποιηθούν στην συγκεκριμένη ώρα προγραμματισμού. Αρχικά, ελέγχεται σε επίπεδο ώρας η αναμενόμενη ζήτηση, η οποία προκύπτει ως ο μέσος όρος της χρονοσειράς φορτίου για τα έξι 10λεπτα που ανήκουν στην συγκεκριμένη ώρα. Ακόμα ένας σημαντικός παράγοντας που θα καθορίσει το πλήθος των συμβατικών μονάδων, είναι το επίπεδο φόρτισης των συσσωρευτών. Έτσι λαμβάνοντας υπόψη το επίπεδο φόρτισης, γνωρίζουμε το ποσό της ενέργειας που μπορούμε να πάρουμε από τους συσσωρευτές μέσα στην συγκεκριμένη ώρα προγραμματισμού. Θεωρώντας την ενέργεια των συσσωρευτών ως βέβαιη και αξιόπιστη, αφαιρούμε αυτό το ποσό ενέργειας από την μέση ωριαία ζήτηση (σχέση 2.1) . Με αυτό τον τρόπο μειώνεται το πλήθος των συμβατικών μονάδων που θα προγραμματιστούν για λειτουργία.

$$P_{D,new,h} = P_{Dh} - P_{BAT,dischargemax,h} \quad (\text{σχέση 2.1})$$

Όπου

$P_{D,new,h}$, το νέο ωριαίο φορτίο μετά την αφαίρεση της ισχύος των συσσωρευτών

P_{Dh} , το φορτίο της ώρας προγραμματισμού

$P_{BAT,dischargemax,h}$, η ισχύς που μπορούν να παρέχουν οι συσσωρευτές την συγκεκριμένη ώρα.

Στη συνέχεια οι μονάδες που θα λάβουν μέρος στην παραγωγή της ερχόμενης ώρας αποφασίζονται λαμβάνοντας υπόψη τους περιορισμούς τεχνικού ελαχίστου (σχέση 2.2) αλλά και τον δυναμικό περιορισμό (σχέση 2.3) για κάθε δυνατό συνδυασμό των συμβατικών μονάδων. Αφού υπολογιστούν όλοι οι περιορισμοί τότε, επιλέγουμε τον συνδυασμό που επιτρέπει την μεγαλύτερη διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (2.4 - 2.5).

$$Ct_n = P_{D,new,h} - Ct_{fl} * n * P_{nom,thermal,l} \quad (\text{σχέση 2.2})$$

$$Cd_n = Cd_{fl} * n * P_{nom,thermal,l} \quad (\text{σχέση 2.3})$$

$$Setpoint_n = \min\{Ct_n, Cd_n\} \quad (\text{σχέση 2.4})$$

$$n \rightarrow \max\{Setpoint_n\} \quad (\text{σχέση 2.5})$$

Όπου

Ct_n , ο περιορισμός τεχνικού ελαχίστου για τον συνδυασμό n

Ct_{fl} , ο συντελεστής τεχνικού ελαχίστου της μονάδας l

$P_{nom,thermal,n}$, η ονομαστική ισχύς της συμβατικής μονάδας l

Cd_n , ο δυναμικός περιορισμός για τον συνδυασμό n

Cd_{fl} , ο συντελεστής δυναμικού περιορισμού της μονάδας l

$Setpoint_n$, το σημείο λειτουργίας των μονάδων ΑΠΕ για τον συνδυασμό n.

Σημειώνεται εδώ ότι στις παραλλαγές του αλγορίθμου όπου υπάρχει η λειτουργία *mustrun*, ο αριθμός n θα είναι πάντοτε τουλάχιστον ίσος με 1. Ακόμα το $Setpoint_n$ αποτελεί σημείο λειτουργίας για όλες τις μονάδες ΑΠΕ, αιολικά πάρκα και φωτοβολταϊκά, και αντικατοπτρίζει την δυνατότητα του συστήματος να απορροφήσει ενέργεια από ΑΠΕ την συγκεκριμένη ώρα.

2.4 Σημεία λειτουργίας μονάδων ΑΠΕ

Στο δεύτερο στάδιο υπολογίζουμε το σημείο λειτουργίας συνολικά των μονάδων ΑΠΕ, για κάθε 10λεπτο της προγραμματισμένης ώρας. Αρχικά καθορίζεται το μέγιστο επίπεδο φόρτισης και εκφόρτισης των συσσωρευτών σε επίπεδο 10λέπτου (σχέση 2.6) και στην συνέχεια υπολογίζονται εκ νέου ο περιορισμός τεχνικού ελαχίστου και ο δυναμικός περιορισμός (σχέση 2.7) εμπεριέχοντας και τις δυνατότητες των συσσωρευτών. Έτσι επιτυγχάνουμε μεγαλύτερη διείσδυση ΑΠΕ στο επίπεδο 10λέπτων.

Ο νέος περιορισμός τεχνικού ελαχίστου διαμορφώνεται ως εξής :

$$Ct_{10m} = P_{D,10m} - Ct_{fl} * m * P_{nom,thermal,l} + P_{chargemax,10m} \quad (\text{σχέση 2.6})$$

Όπου

Ct_{10m} , ο περιορισμός τεχνικού ελαχίστου για το συγκεκριμένο 10λεπτο

$P_{D,10m}$, το φορτίο του συστήματος για το συγκεκριμένο 10λεπτο

Ct_{fl} , ο συντελεστής τεχνικού ελαχίστου της συμβατικής μονάδας l

m , ο αριθμός των συμβατικών μονάδων που είναι προγραμματισμένες να λειτουργούν

$P_{nom,thermal,l}$, η ονομαστική ισχύς της συμβατικής μονάδας l

$P_{chargemax,10m}$, η μέγιστη ισχύς φόρτισης των συσσωρευτών το συγκεκριμένο 10λεπτο.

Ουσιαστικά η ενσωμάτωση της δυνατότητας φόρτισης των συσσωρευτών στον περιορισμό τεχνικού ελαχίστου συμβαίνει διότι αυξάνει την δυνατότητα απορρόφησης από το δίκτυο της ενέργειας από μονάδες ΑΠΕ, η οποία υπό άλλες συνθήκες θα απορριπτόταν. Έτσι βλέπουμε ποσοτικά το πλεονέκτημα της χρήσης των συσσωρευτών.

Ο δυναμικός περιορισμός διαμορφώνεται τώρα ως εξής :

$$Cd_{10m} = Cd_{fl} * m * P_{nom,thermal,l} + P_{chargemax,10m} + P_{dischargemax,10m} \quad (\text{σχέση 2.7})$$

Όπου

Cd_{10m} , ο δυναμικός περιορισμός για το συγκεκριμένο 10λεπτο

Cd_{fl} , ο συντελεστής δυναμικού περιορισμού της συμβατικής μονάδας l

m , ο αριθμός των συμβατικών μονάδων που είναι προγραμματισμένες να λειτουργούν

$P_{nom,thermal,l}$, η ονομαστική ισχύς της συμβατικής μονάδας l

$P_{chargemax,10m}$, η μέγιστη ισχύς φόρτισης των συσσωρευτών το συγκεκριμένο 10λεπτο.

$P_{dischargemax,10m}$, η μέγιστη ισχύς εκφόρτισης των συσσωρευτών το συγκεκριμένο 10λεπτο.

Στον δυναμικό περιορισμό εκτός από την ισχύ φόρτισης των συσσωρευτών ενσωματώνουμε και την ισχύ εκφόρτισης. Σε περίπτωση σφάλματος στο σύστημα του ΜΔΝ, οι μονάδες ΑΠΕ θα σταματήσουν να φορτίζουν τους συσσωρευτές, οι οποίοι θα αρχίσουν σταδιακά να εκφορτίζονται προς το δίκτυο και να εξυπηρετούν το φορτίο, έως ότου αποκατασταθεί το σφάλμα ή αναλάβουν οι συμβατικές μονάδες παραγωγής. Επομένως η ισχύς εκφόρτισης των συσσωρευτών μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως μέσο ελάφρυνσης του δυναμικού περιορισμού.

Τέλος στο δεύτερο στάδιο της πολιτικής αποφασίζεται το σημείο λειτουργίας συνολικά των ΑΠΕ (setpoint) για το συγκεκριμένο 10λεπτο, επιλέγοντας των πιο αυστηρό από τους δύο παραπάνω περιορισμούς, ώστε να τηρούνται και οι δυο (σχέση 2.8) . Με αυτόν τον τρόπο παρουσιάζεται η δυνατότητα του συστήματος να απορροφήσει ενέργεια από μονάδες ΑΠΕ.

$$Setpoint_{10m} = \min\{Ct_{10m}, Cd_{10m}\} \quad (\text{σχέση 2.8})$$

2.5 Επίπεδο φόρτισης μονάδων

Σε αυτό το στάδιο αποφασίζεται το επίπεδο φόρτισης των μονάδων ΑΠΕ, των συσσωρευτών και των συμβατικών μονάδων, σε επίπεδο 10λέπτων έτσι ώστε να καλύπτεται το φορτίο συνεχώς και αξιόπιστα. Πριν γίνει ο επιμερισμός του σημείου λειτουργίας και αποφασιστεί η ισχύς των ΑΠΕ που εν δυνάμει μπορεί να απορροφηθεί από το δίκτυο, διακρίνουμε δύο περιπτώσεις. Στην πρώτη περίπτωση το συνολικό setpoint των ΑΠΕ είναι μικρότερο από την αναμενόμενη αιολική και ηλιακή ενέργεια που έχει προβλεφθεί για το συγκεκριμένο 10λεπτο, και έτσι απορρίπτουμε την περίσσεια ενέργειας ΑΠΕ. Σε αυτό το επίπεδο διαμοιράζουμε το setpoint, που υπολογίστηκε στο προηγούμενο στάδιο, στις μονάδες παραγωγής ΑΠΕ, αιολικές και φωτοβολταϊκές αντίστοιχα. Υπάρχουν αρκετοί τρόποι με τους οποίους θα μπορούσαμε να κάνουμε τον συγκεκριμένο διαμοιρασμό, όμως ο πλέον αποδοτικός και οικονομικός είναι η

αντιστοιχία μέρους του setpoint αναλογικά με το προβλεπόμενο αιολικό και φωτοβολταϊκό δυναμικό. Με αυτόν τον τρόπο ελαχιστοποιούνται οι απορρίψεις ΑΠΕ καθώς επιτυγχάνεται μεγαλύτερη απορρόφηση τους, έναντι άλλων πολιτικών όπως η αντιστοίχιση ανάλογα με την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων, όπου θα απορριπτόταν ένα μεγάλο μέρος της αιολικής ενέργειας τις ώρες που θα είχαμε χαμηλό ηλιακό δυναμικό. Στην συνέχεια επιμερίζεται το setpoint, σύμφωνα με τα παραπάνω στα αιολικά και στα φωτοβολταϊκά πάρκα.

Στην δεύτερη περίπτωση το setpoint παρατηρείται να είναι μεγαλύτερο από την αναμενόμενη ενέργεια ΑΠΕ. Σε αυτήν την περίπτωση εξετάζουμε αρχικά αν το μέρος του setpoint, που αναφέρεται στην κάλυψη του φορτίου, ικανοποιείται από τις ΑΠΕ. Εάν αυτό δεν συμβαίνει καλύπτουμε το υπόλοιπο με χρήση της ενέργειας που είναι αποθηκευμένη στους συσσωρευτές. Αν το μέρος του setpoint που αναφέρεται στο φορτίο καλύπτεται πλήρως από τις αναμενόμενες ΑΠΕ, τότε την υπόλοιπη ενέργεια ΑΠΕ την διοχετεύουμε στους συσσωρευτές. Επομένως οι συσσωρευτές διοχετεύουν ενέργεια στο δίκτυο μόνο σε περίπτωση που δεν επαρκούν οι αναμενόμενες ΑΠΕ να καλύψουν το φορτίο. Στη συνέχεια φορτίζουμε τις συμβατικές μονάδες που έχουν προγραμματιστεί σε λειτουργία στα τεχνικά τους ελάχιστα, και ελέγχουμε αν έχει καλυφθεί πλήρως το φορτίο από την προηγούμενη διαδικασία. Εάν αυτό δεν έχει συμβεί τότε φορτίζουμε περαιτέρω τις συμβατικές μονάδες.

Στην πρώτη περίπτωση επομένως το setpoint επιμερίζεται ως εξής στα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά πάρκα:

$$setpoint_{w,10m} = setpoint_{10m} * \frac{P_{w,10m,prob}}{P_{pv,10m,prob} + P_{w,10m,prob}} \quad (\text{σχέση 2.9})$$

$$setpoint_{pv,10m} = setpoint_{10m} * \frac{P_{pv,10m}}{P_{pv,10m,prob} + P_{w,10m,prob}} \quad (\text{σχέση 2.10})$$

Όπου

$setpoint_{w,10m}$, το σημείο λειτουργίας των αιολικών πάρκων

$P_{w,10m,prob}$, η προβλεπόμενη αιολική ισχύς

$P_{pv,10m,prob}$, η προβλεπόμενη φωτοβολταϊκή ισχύς

$setpoint_{pv,10m}$, το σημείο λειτουργίας των φωτοβολταϊκών πάρκων

Και οι απορρίψεις αντίστοιχα σε αυτήν την περίπτωση είναι :

$$P_{pv,waste,10m} = P_{pv,10m,prob} - setpoint_{pv,10m} \quad (\text{σχέση 2.11})$$

$$P_{w,waste,10m} = P_{w,10m,prob} - setpoint_{w,10m} \quad (\text{σχέση 2.12})$$

Όπου :

$P_{pv,waste,10m}$, η φωτοβολταϊκή ισχύς που απορρίπτεται

$P_{w,waste,10m}$, η αιολική ισχύς που απορρίπτεται.

Σημειώνεται εδώ πως οι σχέσεις των setpoint αφορούν και στην ενέργεια ΑΠΕ που θα καταλήξει προς τους συσσωρευτές. Επομένως η αξιοποιήσιμη αιολική και φωτοβολταϊκή ενέργεια διαχωρίζεται ώστε να καλύψει το φορτίο που απαιτείται αλλά και να φορτίσει τους συσσωρευτές.

Στη δεύτερη περίπτωση πρώτα ελέγχουμε το μέρος του setpoint που αναφέρεται στην ζήτηση και στην συνέχεια ενεργούμε ανάλογα :

$$setpoint_{d,10m} \leq P_{pv,10m,prob} + P_{w,10m,prob} \quad (\text{σχέση 2.13})$$

Όπου :

$setpoint_{d,10m}$, το setpoint που αφορά την κάλυψη του φορτίου.

$P_{w,10m,prob}$, η προβλεπόμενη αιολική ισχύς

$P_{pv,10m,prob}$, η προβλεπόμενη φωτοβολταϊκή ισχύς

Αν η σχέση 2.13 ισχύει τότε καλύπτουμε το φορτίο όπως στην προηγούμενη περίπτωση, εάν δεν ισχύει τότε ελέγχουμε αν η ενέργεια των συσσωρευτών επαρκεί για να καλύψει το υπόλοιπο του φορτίου:

$$setpoint_{d,10m,new} = setpoint_{d,10m} - (P_{pv,10m,prob} + P_{w,10m,prob}) \quad (\text{σχέση 2.14})$$

Όπου :

$setpoint_{d,10m,new}$, το υπόλοιπο του φορτίου για κάλυψη από τους συσσωρευτές

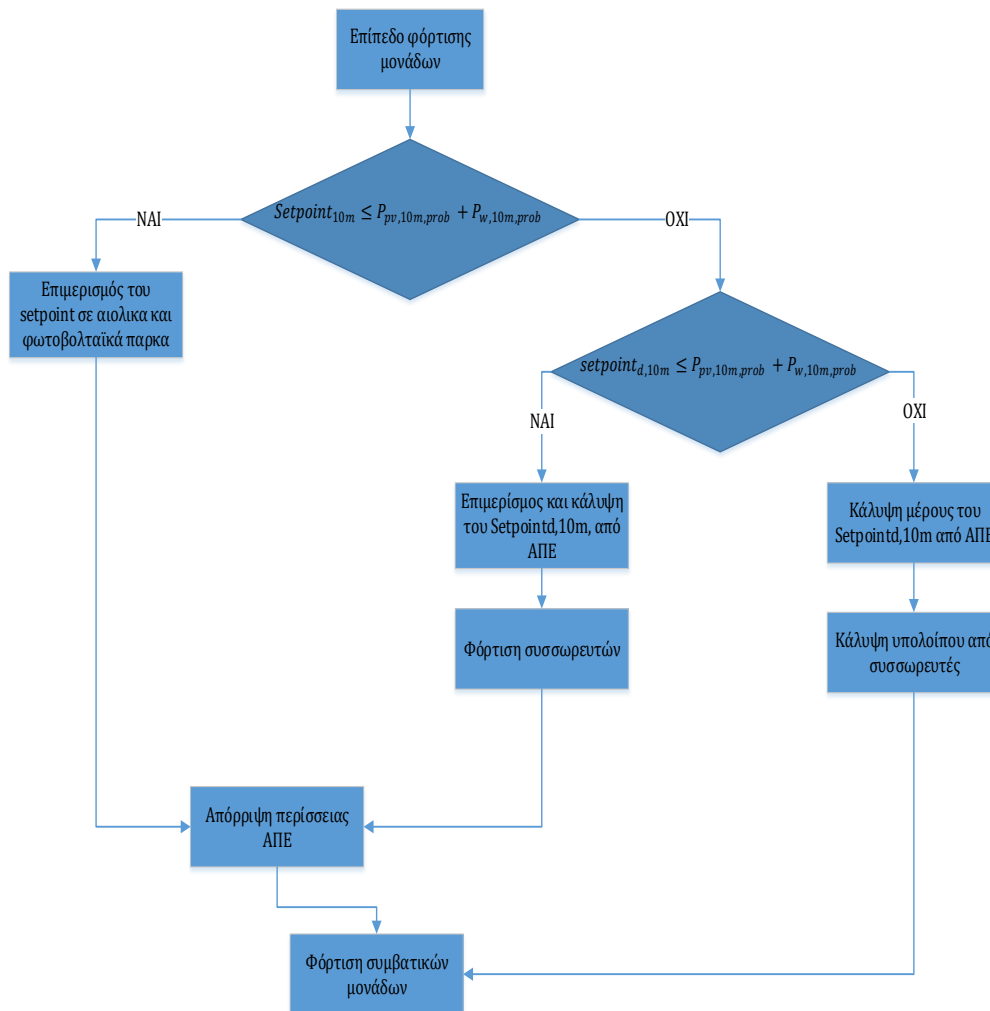
Η παραπάνω διαδικασία περιγράφεται αναλυτικά με τη μορφή λογικού διαγράμματος στο σχήμα 2.2.

2.6 Διαστασιολόγηση μονάδων ΑΠΕ και συσσωρευτών .

Ο παραπάνω αλγόριθμος εφαρμόζεται για διαφορετικές τιμές μεγεθών αιολικών, φωτοβολταϊκών πάρκων και για διαφορετικές τιμές συσσωρευτών και αντιστροφών τους. Έτσι καταλήγουμε σε ένα σύνολο σεναρίων από τα οποία επιλέγουμε τα πιο συμφέροντα για εφαρμογή. Υπάρχουν διάφοροι τρόποι αξιολόγησης των μεγεθών, ώστε να επιλέξουμε ποια χρειαζόμαστε, και κυρίως σχετίζονται με το αποτέλεσμα που θέλουμε να επιτύχουμε. Για παράδειγμα αν μας ενδιαφέρει η υψηλή διείσδυση ΑΠΕ, θα αυξήσουμε τις εγκατεστημένες μονάδες ΑΠΕ, ενώ αν μας ενδιαφέρει η μειωμένη απόρριψη ενέργειας από ΑΠΕ, θα προσπαθήσουμε να μετριάσουμε τις εγκατεστημένες μονάδες ΑΠΕ, είτε και θα αυξήσουμε την ικανότητα των συσσωρευτών, συμπεριλαμβανομένων και των αντιστροφών (inverters) τους.

Σε κάθε περίπτωση θα πρέπει να λαμβάνουμε υπόψιν και την οικονομική διάσταση του κάθε σεναρίου. Επομένως μπορούμε να πούμε ότι η λύση στο πρόβλημα της διαστασιολόγησης των μονάδων ΑΠΕ και των συσσωρευτών του συστήματος του ΜΔΝ, δεν λύνεται μονοσήμαντα αλλά παρουσιάζει ένα σύνολο λύσεων , καθεμιά από τις οποίες αντικατοπτρίζει την ευαισθησία του συστήματος σε κάποιο παράγοντα (οικονομικότητα, διείσδυση ΑΠΕ, απορρίψεις, αξιοπιστία κτλ.)

Για την σύγκριση των σεναρίων δημιουργείται ένα base case σενάριο το οποίο περιλαμβάνει την αρχική μορφή του συστήματος, είναι δηλαδή το σύστημα μόνο με τις συμβατικές μονάδες παραγωγής και οποιεσδήποτε προ εγκατεστημένες μονάδες ΑΠΕ. Με αυτόν τον τρόπο δημιουργείται βάση, για την οικονομική αλλά και ενεργειακή σύγκριση και βιωσιμότητα των σεναρίων.



Σχήμα 2.2: Λογικό διάγραμμα σταδίου φόρτισης μονάδων ΑΠΕ και συμβατικών μονάδων

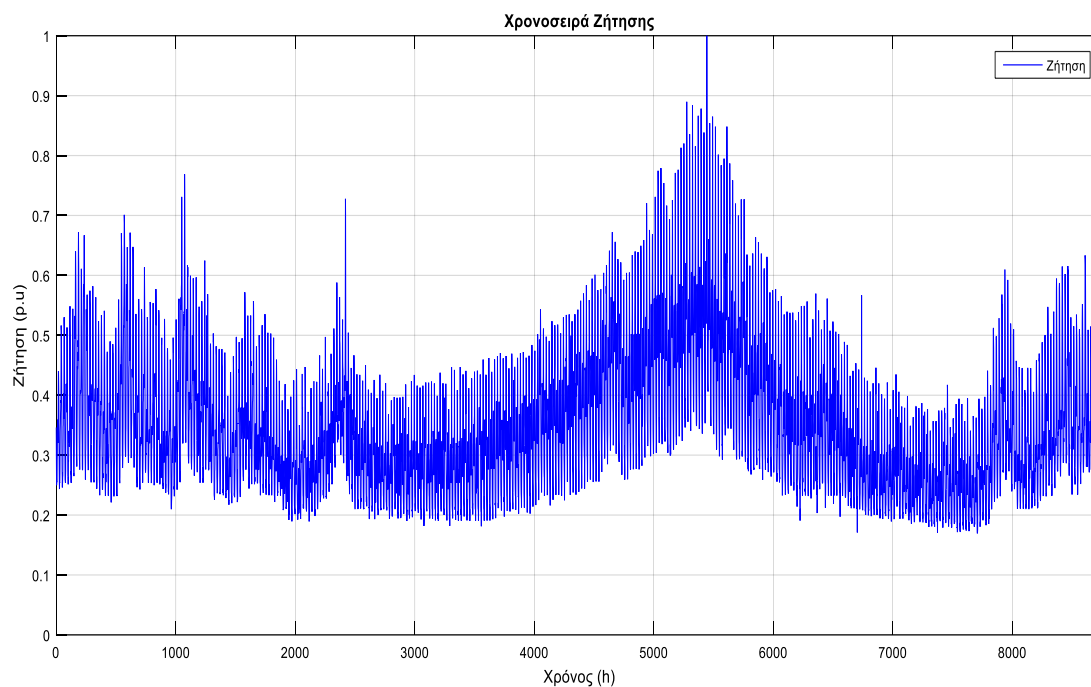
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΤΟΥ ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΥ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΣΤΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΙΚΡΟΥ ΜΕΓΕΘΟΥΣ ΜΔΝ

3.1 Δεδομένα συστήματος ΜΔΝ

Το σύστημα που επιλέχθηκε είναι μη διασυνδεδεμένο με το ηπειρωτικό ηλεκτρικό σύστημα και έχει αιχμή φορτίου 6.000kW. Η ανάγκες του νησιού σε ηλεκτρική ενέργεια καλύπτονται από 8 όμοιες συμβατικές μονάδες με ονομαστική ισχύ 1.2MW και από μία ανεμογεννήτρια (Α/Γ) ισχύος 900kW. Το φορτίο παρουσιάζεται ανά ώρα και ανά μονάδα. Από την χρονοσειρά που φαίνεται στο σχήμα 3.1 εξήγαμε με χρήση του MATLAB την χρονοσειρά σε μορφή 10λέπτων. Είναι φανερή η έντονη εποχικότητα με την μέγιστη ζήτηση να παρατηρείται κατά την διάρκεια του καλοκαιριού και κυρίως τον Αύγουστο.

Ο συντελεστής φορτίου του νησιού είναι 34,50% που σημαίνει ότι το μέσο φορτίου του νησιού είναι $P_{mean} = 2.070kW$. Η ετήσια κατανάλωση ενέργειας που αντιστοιχεί την παρακάτω χρονοσειρά είναι 17.840,5MWh. Ο εγκατεστημένος τοπικός σταθμός παραγωγής (ΤΣΠ) του νησιού περιλαμβάνει οχτώ μονάδες καύσης πετρελαίου diesel συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 9,6MW, τα επιμέρους τεχνικά χαρακτηριστικά των οποίων παρουσιάζονται παρακάτω (σχήμα 3.2). Σημειώνεται ότι οι μονάδες συμβατικής παραγωγής του νησιού είναι όμοιες και ίδιας παλαιότητας, έτσι δεν υπάρχει κάποια σειρά προτεραιότητας μεταξύ τους.



Σχήμα 3.1: Ετήσια χρονοσειρά ζήτησης

Στο συγκεκριμένο ηλεκτρικό σύστημα εφαρμόζουμε τον αλγόριθμο που παρουσιάστηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο για διαφορετικές τιμές εγκατεστημένης φωτοβολταϊκής ισχύος, αντιστροφών (inverters) και χωρητικότητας συσσωρευτών. Για τα φωτοβολταϊκά ξεκινάμε από τα 500kW εγκατεστημένης ισχύος και καταλήγουμε στα 10.000kW με βήμα 500kW. Αντίστοιχα, για τους αντιστροφείς (inverters) η βάση είναι τα 500kW και αυξάνουμε την ικανότητα τους κατά 500kW, εωσότου φτάσουμε τα 8.000kW. Τέλος αυξάνουμε σταδιακά την χωρητικότητα των συσσωρευτών ξεκινώντας από τις 1.500kWh και καταλήγοντας στις 12.000kWh με βήμα 1.500kWh.

Μονάδες diesel	Τεχνικά Ελάχιστα(MW)	Ονομαστική Ικανότητα(MW)	Κατανάλωση Καυσίμου 100%	Συντελεστής Εκπομπών CO ₂
1	0.48	1.2	0.2293lt/kW	2.772
2	0.48	1.2	0.2293lt/kW	2.772
3	0.48	1.2	0.2293lt/kW	2.772
4	0.48	1.2	0.2293lt/kW	2.772
5	0.48	1.2	0.2293lt/kW	2.772
6	0.48	1.2	0.2293lt/kW	2.772
7	0.48	1.2	0.2293lt/kW	2.772
8	0.48	1.2	0.2293lt/kW	2.772
Σύνολα	3.84	9.6	~	~

Σχήμα 3.2: Στοιχεία συμβατικών μονάδων παραγωγής ΤΣΠ

Αντίστοιχα με την φωτοβολταϊκή ισχύ, εφαρμόζουμε τον αλγόριθμο και για διαφορετικές τιμές εγκατεστημένης αιολικής ισχύος, χωρίς την παρουσία φωτοβολταϊκών, για τιμές από 500kW έως 9.000kW, με βήμα 500kW. Σημειώνεται εδώ ότι η Α/Γ των 900kW, που θεωρείται ήδη εγκατεστημένη, παραμένει σταθερή και για τα σενάρια των φωτοβολταϊκών πάρκων αλλά και για τα σενάρια των αιολικών πάρκων.

Τέλος για κάθε σενάριο έγινε προσομοίωση με λειτουργία mustrun και χωρίς λειτουργία mustrun.

Στο αρχικό σενάριο, στο οποίο η μόνη εγκατεστημένη μονάδα ΑΠΕ είναι η Α/Γ 900kW, επιτυγχάνεται διείσδυση ΑΠΕ 14,50% έχοντας απορρίψεις αιολικής ενέργειας 10,37%. Στη συνέχεια γίνεται παρουσίαση ενδεικτικών συνδυασμών διαστασιολόγησης με την εφαρμογή του αλγορίθμου.

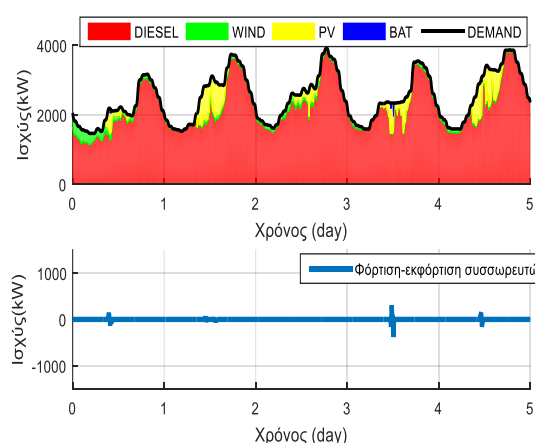
3.2 Ενδεικτικά ενεργειακά αποτελέσματα προσομοιώσεων για φωτοβολταϊκά πάρκα

Μετά την προσομοίωση των συνδυασμών, προκύπτουν διαφορετικές ημερήσιες ενεργειακές κατανομές. Ως ενδεικτικοί παρατίθενται τρεις συνδυασμοί, ένας χαμηλής εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ, ένας με εγκατεστημένες ΑΠΕ σε μεσαία επίπεδα, και ένας με υψηλά επίπεδα εγκατεστημένων ΑΠΕ.

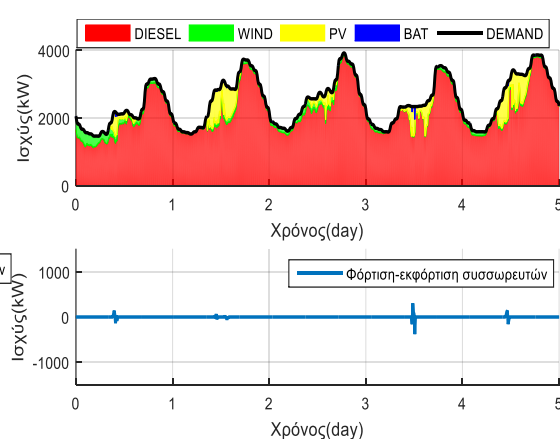
Συνδυασμός 1 : Φωτοβολταϊκή ισχύς : 1.500kW, Inverter: 1500kW, Χωρητικότητα συσσωρευτών : 4500kWh

Στο συγκεκριμένο συνδυασμό σε λειτουργία χωρίς mustrun, επιτυγχάνεται συνολική διείσδυση ΑΠΕ 29,57%, έχοντας ως απορρίψεις φωτοβολταϊκής ενέργειας μόλις 1,20% επί της διαθέσιμης, και ως απορρίψεις αιολικής ενέργειας 0,69% επί της διαθέσιμης. Αντίστοιχα όταν ακολουθείται η πολιτική mustrun, η διείσδυση ΑΠΕ είναι 29,45%, και οι απορρίψεις φωτοβολταϊκής και αιολικής ενέργειας είναι 1,57% και 1,04% επί της διαθέσιμης αντίστοιχα. Παρακάτω παρουσιάζονται τρεις πενήμερες ενεργειακές κατανομές για το συγκεκριμένο συνδυασμό. Επιλέχθηκαν μέρες με διαφορετικό αιολικό δυναμικό, ηλιακό δυναμικό και φορτίο, ώστε να φανεί ο τρόπος που διαχειρίζεται ο αλγόριθμος διαφορετικές περιπτώσεις στην διάρκεια του έτους.

❖ Χαμηλό αιολικό και ηλιακό δυναμικό – Υψηλό φορτίο ζήτησης



Σχήμα 3.3: Πενθήμερη ενεργειακή κατανομή –Χαμηλό αιολικό και ηλιακό δυναμικό με υψηλό φορτίο ζήτησης, χωρίς mustun

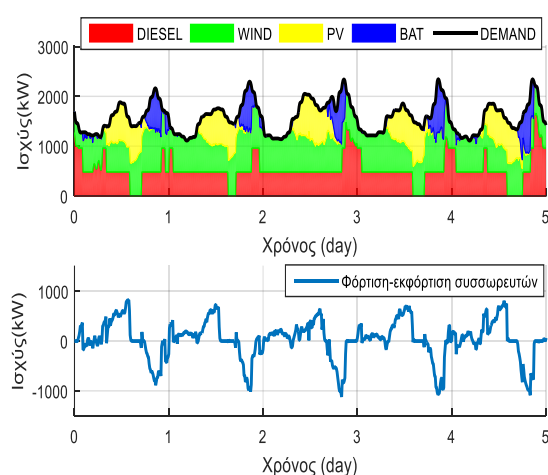


Σχήμα 3.4: Πενθήμερη ενεργειακή κατανομή –Χαμηλό αιολικό και ηλιακό δυναμικό με υψηλό φορτίο ζήτησης, με mustun

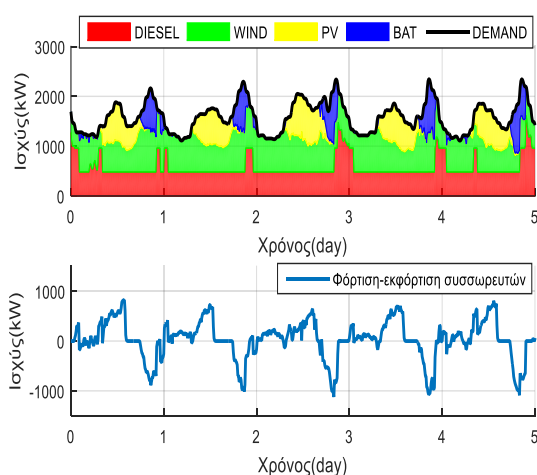
Στην συγκεκριμένη πενθήμερη κατανομή είναι εμφανής η ταύτιση της λειτουργίας με και χωρίς χρήση της πολιτικής mustrun, καθώς η χαμηλή διαθεσιμότητα ΑΠΕ οδηγεί στην κάλυψη της ζήτησης κυρίως από συμβατικές πηγές. Ακόμα η χωρητικότητα των συσσωρευτών και η ισχύς των αντιστροφών δεν μπορούν να ικανοποιήσουν το φορτίο, εξ' ολοκλήρου και για αυτόν τον λόγο λειτουργούν ως εφεδρεία σε περίπτωση που χαθεί κάποια μονάδα ΑΠΕ στο επίπεδο της ώρας. Χαρακτηριστικά αυτό το βλέπουμε την 4^η μέρα, όπου έχουμε απώλεια αιολικού δυναμικού.

Οι συμβατικές μονάδες, σε περιπτώσεις χαμηλού επιπέδου φόρτισης των συσσωρευτών, περικόπτουν την οποιαδήποτε περίσσεια ΑΠΕ και είτε αυτή διοχετεύεται στους συσσωρευτές είτε απορρίπτεται. Σε επίπεδο 10λεπτων εάν έχουμε οποιαδήποτε απώλεια ισχύος, οι συσσωρευτές έχουν προτεραιότητα για την κάλυψή της όπως στο διάστημα 1^{ης}, 4^{ης} και 5^{ης} μέρας, και σε περίπτωση αδυναμίας τους, αναλαμβάνουν οι συμβατικές μονάδες.

❖ Υψηλό αιολικό και ηλιακό δυναμικό – Χαμηλό φορτίο ζήτησης



Σχήμα 3.5: Πενθήμερη ενεργειακή κατανομή –Υψηλό αιολικό και ηλιακό δυναμικό με χαμηλό φορτίο ζήτησης, χωρίς mustun



Σχήμα 3.6: Πενθήμερη ενεργειακή κατανομή –Υψηλό αιολικό και ηλιακό δυναμικό με χαμηλό φορτίο ζήτησης, με mustun

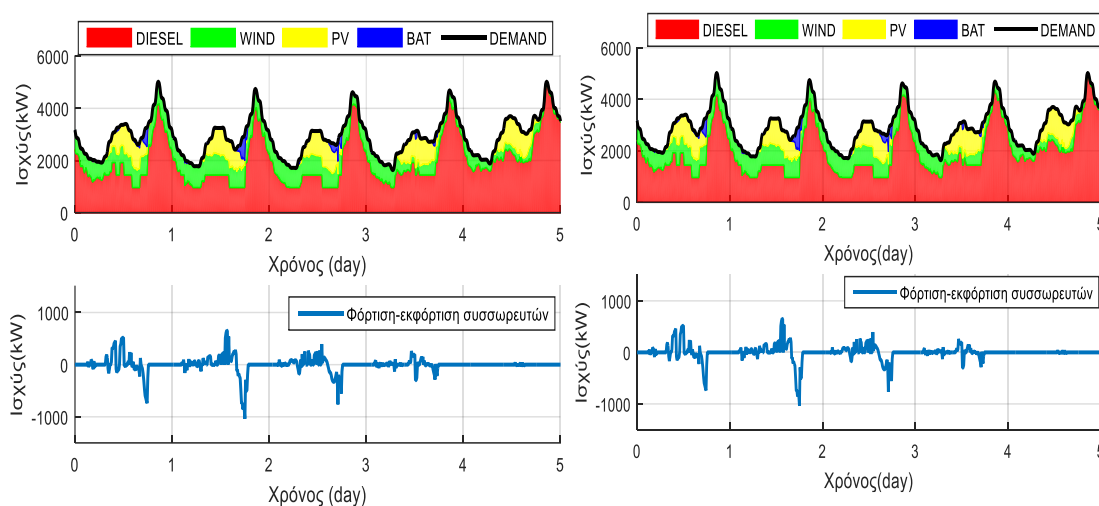
Σε αυτήν την κατανομή, παρουσιάζεται εμφανώς η διαφορά της λειτουργίας με και χωρίς την πολιτική mustrun, καθώς στις μέρες 1,2,4 και 5 στην λειτουργία χωρίς mustrun απουσιάζουν οι συμβατικές μονάδες για ορισμένες ώρες μέσα στη μέρα και η ζήτηση καλύπτεται μόνο με χρήση των εγκατεστημένων ΑΠΕ. Αυτό συμβαίνει τις μεσημβρινές ώρες των ημερών αυτών όπου το ηλιακό δυναμικό είναι μεγαλύτερο. Αντίθετα στην περίπτωση του σχήματος 3.6 όπου έχουμε mustrun, είναι ενταγμένη μία συμβατική μονάδα η οποία λειτουργεί στα τεχνικά της ελάχιστα και οδηγεί την περίσσεια του δυναμικού των ΑΠΕ στους συσσωρευτές.

Επιπλέον σε αυτή την ημέρα φαίνεται ένας ημερήσιος κύκλος φόρτισης των συσσωρευτών. Της πρωινές ώρες όπου υπάρχει μεγάλη φωτοβολταϊκή ισχύς, οι συσσωρευτές κυρίως φορτίζονται και λειτουργούν ως αποθήκη ενέργειας, αλλά και ως εφεδρική πηγή σε περίπτωση ξαφνικού σφάλματος στο δίκτυο του συστήματος. Αντίθετα από τις ώρες που παύει να υπάρχει ηλιακό δυναμικό, δηλαδή το απόγευμα και

το βράδυ, οι συσσωρευτές διοχετεύουν την αποθηκευμένη ενέργεια τους στο δίκτυο λαμβάνοντας με αυτόν τον τρόπο την θέση των φωτοβολταϊκών πάρκων.

❖ Υψηλό αιολικό και ηλιακό δυναμικό – υψηλό φορτίο ζήτησης

Τα παρακάτω σχήματα παρατηρούμε ότι ταυτίζονται. Οι συμβατικές μονάδες είναι ενταγμένες ολόκληρο το 24ωρο καθώς οι δυνατότητες των εγκατεστημένων μονάδων ΑΠΕ δεν επαρκούν για την κάλυψη του φορτίου του συστήματος. Εξαιτίας αυτού, η μη αναμενόμενη περίσσεια ενέργειας από τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά πάρκα καταλήγει στους συσσωρευτές. Βέβαια υπάρχουν ώρες κατά την διάρκεια της 1ης, 2ης, 3ης και 4ης ημέρας όπου οι συμβατικές μονάδες βρίσκονται στα τεχνικά τους ελάχιστα και οι συσσωρευτές εκφορτίζονται, ώστε να μεγιστοποιηθεί με αυτόν τον τρόπο η διείσδυση ΑΠΕ.



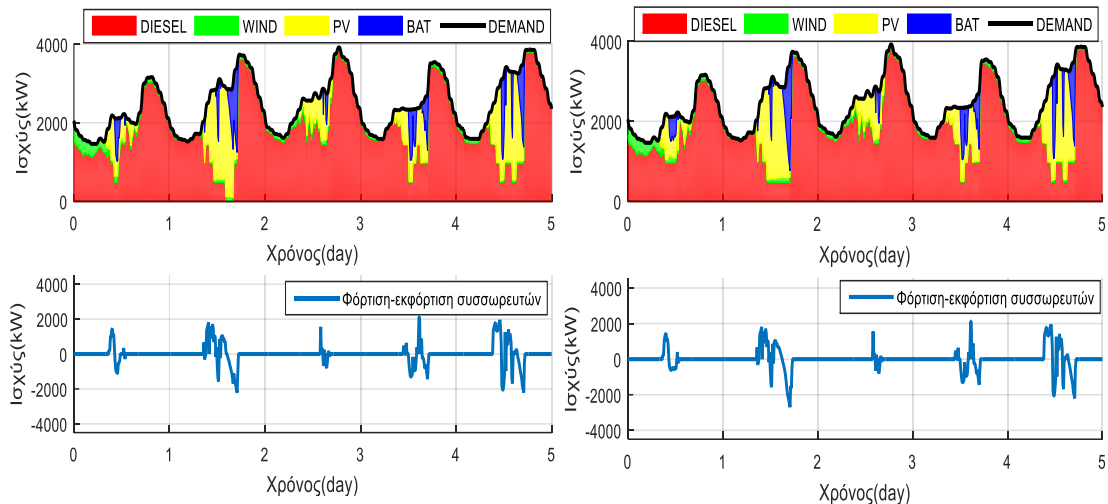
Σχήμα 3.7: Πενθήμερη ενεργειακή κατανομή –Υψηλό αιολικό και ηλιακό δυναμικό με υψηλό φορτίο ζήτησης, χωρίς mustun

Σχήμα 3.8: Πενθήμερη ενεργειακή κατανομή –Υψηλό αιολικό και ηλιακό δυναμικό με υψηλό φορτίο ζήτησης, με mustun

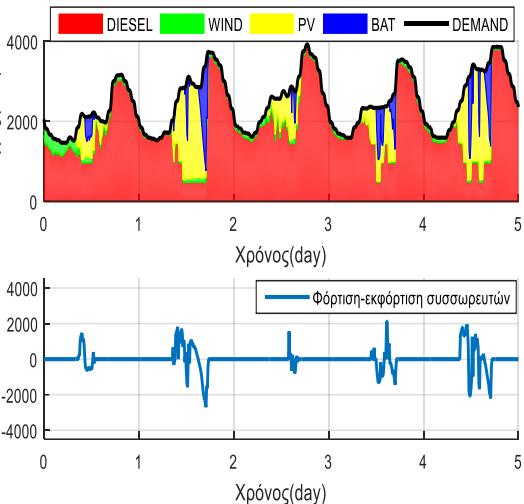
Συνδυασμός 2 : Φωτοβολταϊκή ισχύς : 5,000kW, Inverter: 4,500kW, Χωρητικότητα συσσωρευτών : 7,500kWh

Στο συγκεκριμένο συνδυασμό έχουμε μεγαλύτερη εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύ και σημαντικά αυξημένη ικανότητα αποθήκευσης. Σε λειτουργία χωρίς mustrun επιτυγχάνεται διείσδυση ΑΠΕ 51,26% με απορρίψεις 18,55% επί της διαθέσιμης φωτοβολταϊκής ενέργειας και 6,55% επί της διαθέσιμης αιολικής ενέργειας. Στην περίπτωση που το σύστημα λειτουργεί με πολιτική mustrun, η διείσδυση είναι 46,45% και οι απορρίψεις φωτοβολταϊκής και αιολικής ενέργειας είναι 27,70% και 9,93% αντίστοιχα. Όπως και στο προηγούμενο σενάριο παρουσιάζουμε ενδεικτικά τις ίδιες μέρες.

❖ Χαμηλό αιολικό και ηλιακό δυναμικό– Υψηλό φορτίο ζήτησης



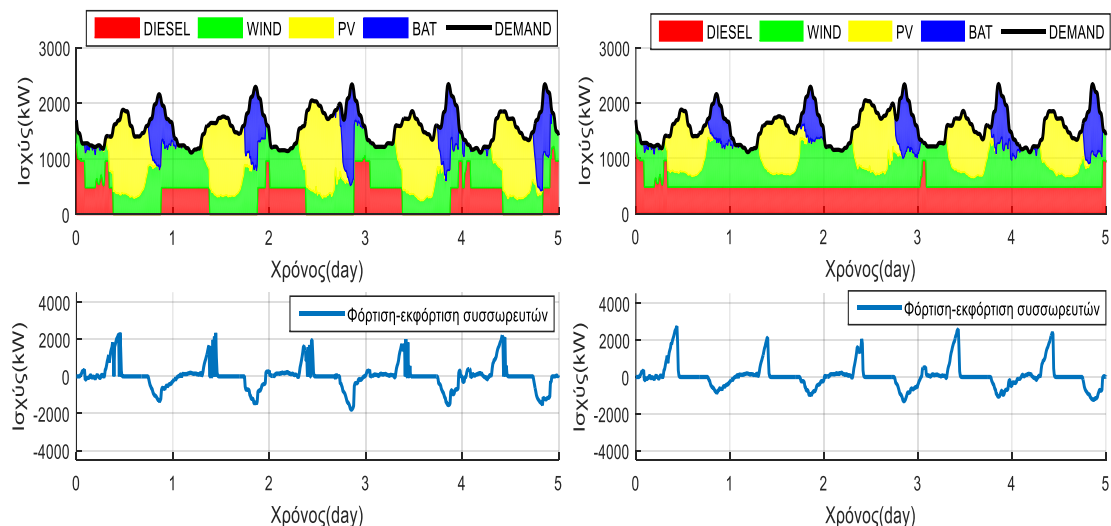
Σχήμα 3.9: Πενθήμερη ενεργειακή κατανομή –Χαμηλό αιολικό και ηλιακό δυναμικό με υψηλό φορτίο ζήτησης, χωρίς mustun



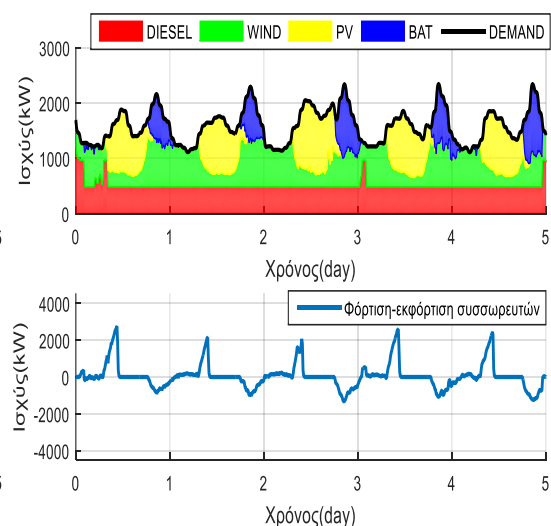
Σχήμα 3.10: Πενθήμερη ενεργειακή κατανομή – Χαμηλό αιολικό και ηλιακό δυναμικό με υψηλό φορτίο ζήτησης, με mustun

Στα παραπάνω σχήματα διακρίνουμε την διαφορά που προκαλεί η παρουσία υψηλότερης εγκατεστημένης φωτοβολταϊκής ισχύος ακόμη και με χαμηλό ηλιακό δυναμικό. Παρατηρούμε στο σχήμα 3.9 ότι την 2^η ημέρα επιτυγχάνεται κάλυψη του φορτίου για ορισμένες ώρες, μόνο με ΑΠΕ. Στην δεύτερη περίπτωση του σχήματος 3.10 όπου η λειτουργία γίνεται με βάση την πολιτική mustun, βλέπουμε ότι την 2^η ημέρα, εκείνες τις ώρες, λειτουργεί μια συμβατική μονάδα στα τεχνικά της ελάχιστα.

❖ Υψηλό αιολικό και ηλιακό δυναμικό – Χαμηλό φορτίο ζήτησης



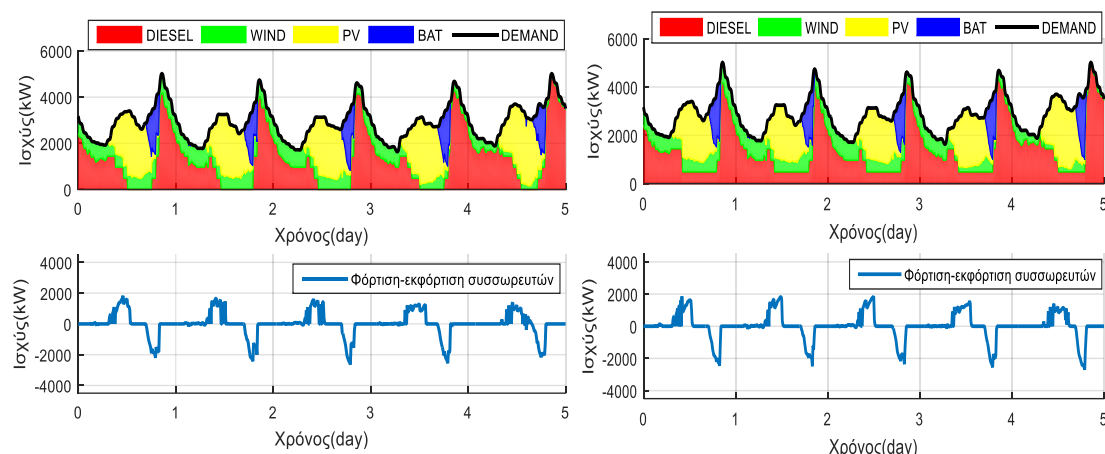
Σχήμα 3.11: Πενθήμερη ενεργειακή κατανομή –Υψηλό αιολικό και ηλιακό δυναμικό με χαμηλό φορτίο ζήτησης, χωρίς mustun



Σχήμα 3.12: Πενθήμερη ενεργειακή κατανομή –Υψηλό αιολικό και ηλιακό δυναμικό με χαμηλό φορτίο ζήτησης, με mustun

Και σε αυτήν την περίπτωση συμπεραίνουμε όσα είπαμε παραπάνω, μόνο που στην συγκεκριμένη ημέρα, έχουμε μια ομαλότερη εκφόρτιση των συσσωρευτών μετά τις ώρες όπου απουσιάζει το ηλιακό δυναμικό. Αυτό συμβαίνει διότι μεγάλο μέρος της ζήτησης καλύπτεται από την Α/Γ. Επιπλέον φαίνεται η διαφορά στις φορτίσεις μεταξύ των δυο περιπτώσεων. Στο σχήμα 3.11 οι εκφορτίσεις των συσσωρευτών είναι λιγότερο ομαλές και μεγαλύτερης ισχύος, καθώς χρειάζεται άμεση κάλυψη του φορτίου από τους συσσωρευτές.

❖ Υψηλό αιολικό και ηλιακό δυναμικό – υψηλό φορτίο ζήτησης



Σχήμα 3.13: Πενθήμερη ενεργειακή κατανομή –Υψηλό αιολικό και ηλιακό δυναμικό με υψηλό φορτίο ζήτησης, χωρίς mustun

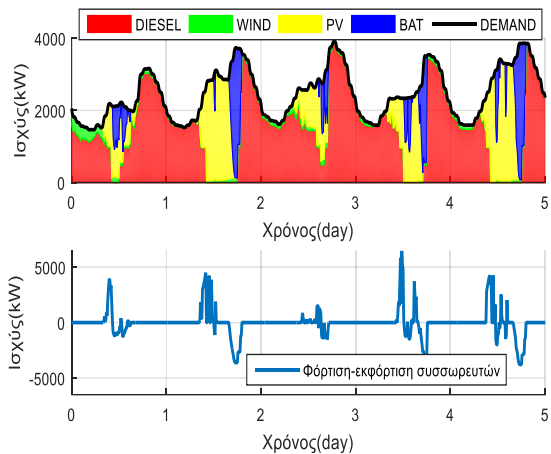
Σχήμα 3.14: Πενθήμερη ενεργειακή κατανομή –Υψηλό αιολικό και ηλιακό δυναμικό με υψηλό φορτίο ζήτησης, με mustun

Επειδή στο συγκεκριμένο συνδυασμό η εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς, η χωρητικότητα των συσσωρευτών και η ικανότητα των αντιστροφέν (inverters) είναι σε αρκετά υψηλότερα επίπεδα σε σχέση με το προηγούμενο συνδυασμό, παρατηρούμε ότι και στις τρεις παραπάνω ημερήσιες κατανομές, το ηλεκτρικό σύστημα έχει την ίδια συμπεριφορά. Οι εγκατεστημένες μονάδες ΑΠΕ μπορούν να καλύψουν αρκετές ώρες της ημέρας εξολοκλήρου το φορτίο. Η μοναδική διαφορά παρατηρείται στα επίπεδα φόρτισης των συμβατικών μονάδων τις περισσότερες απαιτητικές, από άποψη φορτίου, μέρες και ώρες και στα επίπεδα εκφόρτισης των συσσωρευτών.

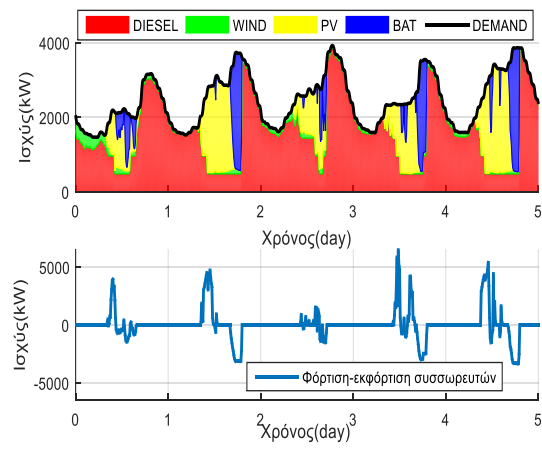
Συνδυασμός 3 : Φωτοβολταϊκή ισχύς : 10,000kW, Inverter: 6,500kW, Χωρητικότητα συσσωρευτών : 12,000kWh

Σε αυτό το συνδυασμό, οι εγκατεστημένες μονάδες φωτοβολταϊκών, συσσωρευτών και αντιστροφέν, είναι σημαντικά μεγαλύτερες από τους προηγούμενους συνδυασμούς. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα να έχουμε διείσδυση ΑΠΕ 62,33% και 55,05% , χωρίς λειτουργία και με λειτουργία mustrun αντίστοιχα. Ακόμα οι απορρίψεις φωτοβολταϊκής ενέργειας είναι 43,55% και 51,87% επί της διαθέσιμης, για λειτουργία χωρίς και με την πολιτική mustrun. Οι απορρίψεις αιολικής ενέργειας είναι 14,24% και 17,46% επί της διαθέσιμης αιολικής ενέργειας, αντίστοιχα. Ενδεικτικά παρουσιάζουμε τις παρακάτω μέρες σε αντιστοιχία με τους προηγούμενους συνδυασμούς διαστασιολόγησης.

❖ Χαμηλό αιολικό και ηλιακό δυναμικό – Υψηλό φορτίο ζήτησης



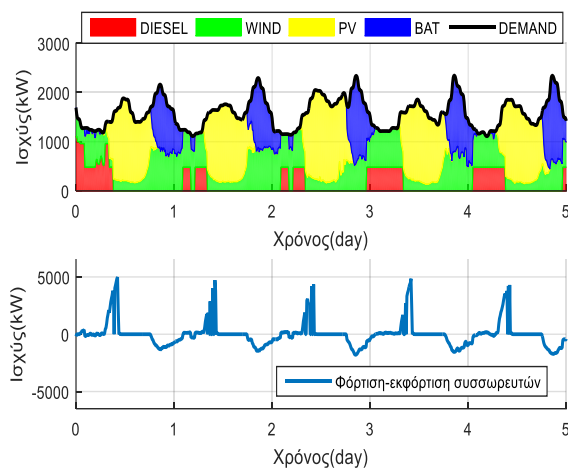
Σχήμα 3.15: Πενθήμερη ενεργειακή κατανομή –Χαμηλό αιολικό δυναμικό με υψηλό φορτίο ζήτησης, χωρίς mustun



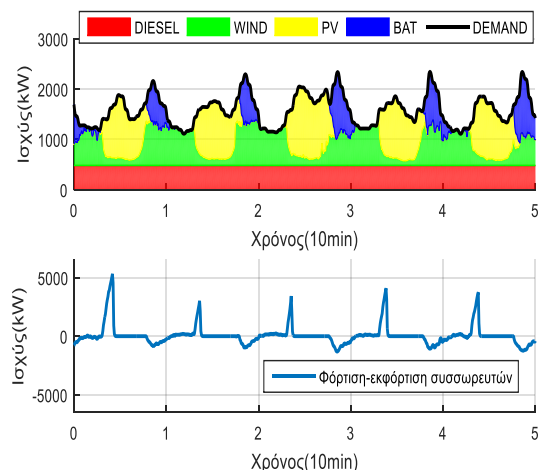
Σχήμα 3.16: Πενθήμερη ενεργειακή κατανομή –Χαμηλό αιολικό δυναμικό με υψηλό φορτίο ζήτησης, με mustun

Στα παραπάνω σχήματα βλέπουμε ότι και σε αυτό το συνδυασμό ο αλγόριθμος λειτουργεί με τον ίδιο τρόπο, όπως και στα προηγούμενα. Η μόνη διαφορά είναι στο μέγεθος του φορτίου της ζήτησης, το οποίο καλύπτεται από ΑΠΕ. Προφανώς στο συγκεκριμένο συνδυασμό, αν και το αιολικό δυναμικό είναι χαμηλό αυτή τη χρονική περίοδο, η μεγάλη εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς καταφέρνει να καλύψει μεγάλο μέρος της ζήτησης είτε χωρίς την παρουσία των συμβατικών μονάδων, είτε με τις συμβατικές μονάδες να λειτουργούν στα τεχνικά τους ελάχιστα. Βέβαια τις νυχτερινές ώρες οι συσσωρευτές αναλαμβάνουν να καλύψουν ένα μέρος της ζήτησης το οποίο κάλυπταν τα φωτοβολταϊκά, αυτό όμως δεν επαρκεί για να καλύψει πλήρως το φορτίο, και έτσι φορτίζονται περεταίρω οι συμβατικές μονάδες.

❖ Υψηλό αιολικό και ηλιακό δυναμικό – Χαμηλό φορτίο ζήτησης



Σχήμα 3.17: Πενθήμερη ενεργειακή κατανομή –Υψηλό αιολικό και ηλιακό δυναμικό με χαμηλό φορτίο ζήτησης, χωρίς mustun



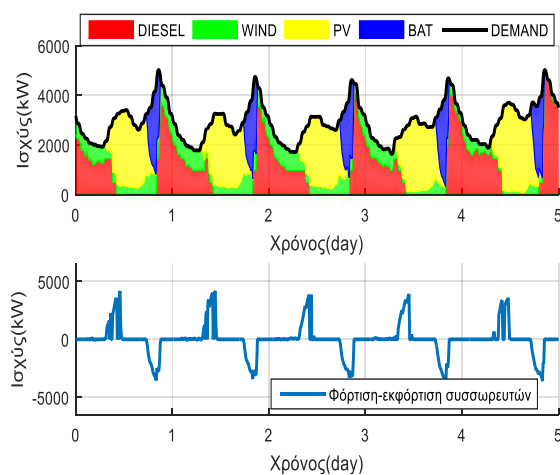
Σχήμα 3.18: Πενθήμερη ενεργειακή κατανομή –Υψηλό αιολικό και ηλιακό δυναμικό με χαμηλό φορτίο ζήτησης, με mustun

Κυριότερη διαφορά της συγκεκριμένης κατανομής είναι η χρήση των συσσωρευτών στα παραπάνω δύο σχήματα. Στο σχήμα 3.17 τις πρώτες ώρες της 1^{ης} ημέρας χρησιμοποιούνται συμβατικές μονάδες παραγωγής σε διαφορετικά επίπεδα φόρτισης και το υπόλοιπο φορτίο εξασφαλίζεται από το αιολικό δυναμικό και από ένα μέρος της ενέργειας των συσσωρευτών. Αντίθετα στο σχήμα 3.18 παρατηρούμε ότι τις ίδιες ώρες, οι συμβατικές μονάδες είναι φορτισμένες στην τιμή των τεχνικών ελαχίστων τους και οι συσσωρευτές αναλαμβάνουν μεγαλύτερο μέρος του φορτίου. Αυτή η διαφορά οφείλεται στη χρήση των συσσωρευτών. Στην πρώτη περίπτωση η ενέργεια των συσσωρευτών χρησιμοποιείται ώστε να μεγιστοποιηθεί η διείσδυση ΑΠΕ και να αποφευχθεί η ένταξη συμβατικών μονάδων. Ενώ όταν ακολουθείται η πολιτική *mustun*, οι συσσωρευτές φορτίζονται με περισσότερη ενέργεια από τα συστήματα ΑΠΕ διότι οι συμβατικές μονάδες είναι συνεχώς σε λειτουργία, και έχουν περισσότερο υποστηρικτικό ρόλο προς τις μονάδες ΑΠΕ.

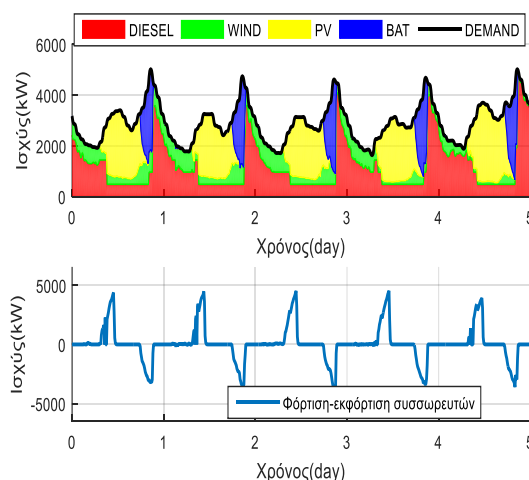
Επιπλέον σε αυτό το συνδυασμό βλέπουμε ότι το φορτίο μπορεί εξ ολοκλήρου να καλυφθεί από ΑΠΕ, τις περισσότερες ώρες της ημέρας, και κυρίως ορισμένες βραδινές ώρες, δηλαδή απουσία της φωτοβολταϊκής ισχύος, συνδυάζοντας την Α/Γ και τους συσσωρευτές.

❖ Υψηλό αιολικό και ηλιακό δυναμικό – υψηλό φορτίο ζήτησης

Στα παρακάτω σχήματα παρατηρούμε ότι το σύστημα λειτουργεί με παρόμοιο τρόπο όπως στα σχήματα 3.13 και 3.14, του προηγούμενου σεναρίου. Η διαφορά που παρατηρείται μεταξύ των δύο αυτών συνδυασμών, αφορά τους συσσωρευτές. Σε αυτό το συνδυασμό διαστασιολόγησης επειδή η ικανότητα των αντιστροφών και η χωρητικότητα των συσσωρευτών είναι πολύ μεγαλύτερη από του προηγούμενου συνδυασμού διαστασιολόγησης, το μέγεθος της ενέργειας από και προς τους συσσωρευτές είναι αυξημένο.



Σχήμα 3.19: Πενθήμερη ενεργειακή κατανομή –Υψηλό αιολικό και ηλιακό δυναμικό με υψηλό φορτίο ζήτησης, χωρίς *mustun*



Σχήμα 3.20: Πενθήμερη ενεργειακή κατανομή –Υψηλό αιολικό και ηλιακό δυναμικό με υψηλό φορτίο ζήτησης, με *mustun*

3.3 Ενδεικτικά ημερήσια ενεργειακά αποτελέσματα προσομοιώσεων για αιολικά πάρκα.

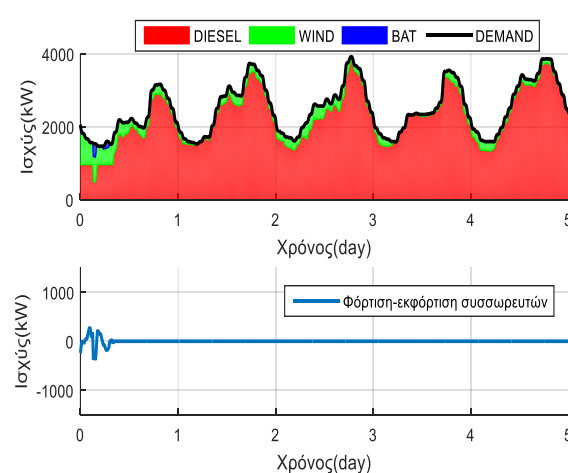
Όπως στην περίπτωση των φωτοβολταϊκών, έτσι και για τα αιολικά πάρκα μετά την προσομοίωση για διαφορετικά μεγέθη, προκύπτουν σενάρια με διαφορετικά αποτελέσματα. Παρακάτω παρουσιάζονται τρεις ενδεικτικοί συνδυασμοί με χρήση μόνο αιολικών πάρκων σε αντιστοιχία με τα φωτοβολταϊκά της προηγούμενης παραγράφου. Σημειώνεται εδώ πως οι ισχείς που αναφέρονται στα αιολικά πάρκα στα παρακάτω σενάρια, δεν αφορούν την Α/Γ των 900kW, η οποία αποτελεί μέρος του αρχικού συστήματος και συνεχίζει να υπάρχει σε κάθε συνδυασμό, αλλά αναφέρονται στην πρόσθετη εγκατεστημένη αιολική ισχύ του συστήματος.

Συνδυασμός 1 : Αιολική ισχύς : 1.000kW+900kW, Inverter: 1500kW, Χωρητικότητα συσσωρευτών: 4500kWh

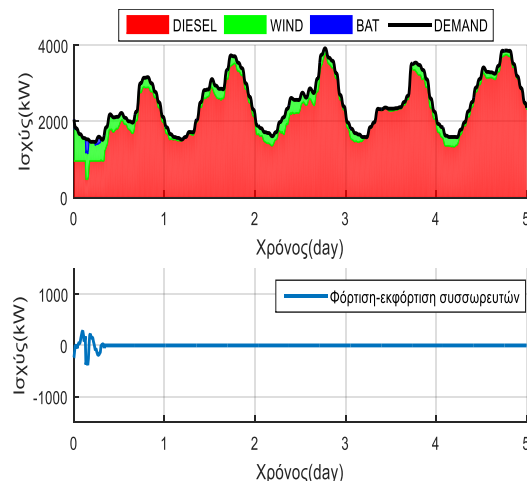
Ο πρώτος συνδυασμός διαστασιολόγησης για τα αιολικά πάρκα αντιστοιχεί στο συνδυασμό των φωτοβολταϊκών με την χαμηλότερη φωτοβολταϊκή ισχύ. Η διείσδυση που επιτυγχάνεται στη συγκεκριμένη περίπτωση είναι 31,99% για λειτουργία χωρίς την πολιτική mustrun, και 30,95% για λειτουργία με την πολιτική mustrun. Οι απορρίψεις επί της διαθέσιμης αιολικής ενέργειας είναι 5,19% και 8,07% αντίστοιχα. Σημαντικά μικρότερες σε σχέση με το αντίστοιχο συνδυασμό για τα φωτοβολταϊκά πάρκα. Ενδεικτικά παρουσιάζονται οι παρακάτω ημερήσιες ενεργειακές κατανομές.

❖ Χαμηλό αιολικό δυναμικό- Υψηλό φορτίο ζήτησης

Παρατηρούμε ότι τα παρακάτω σχήματα ταυτίζονται. Αυτό συμβαίνει λόγω της απουσίας του αιολικού δυναμικού, η οποία οδηγεί στην κάλυψη του φορτίου της ημέρας κυρίως από τις συμβατικές μονάδες. Επιπλέον παρατηρούμε ότι οι συσσωρευτές δεν έχουν δυνατότητα να καλύψουν μέρος του φορτίου, παρά μόνο την 1^η μέρα, όπου έχει υπάρξει ένα ικανό αιολικό δυναμικό που οδηγεί σε φόρτιση των συσσωρευτών τις προηγούμενες ώρες.

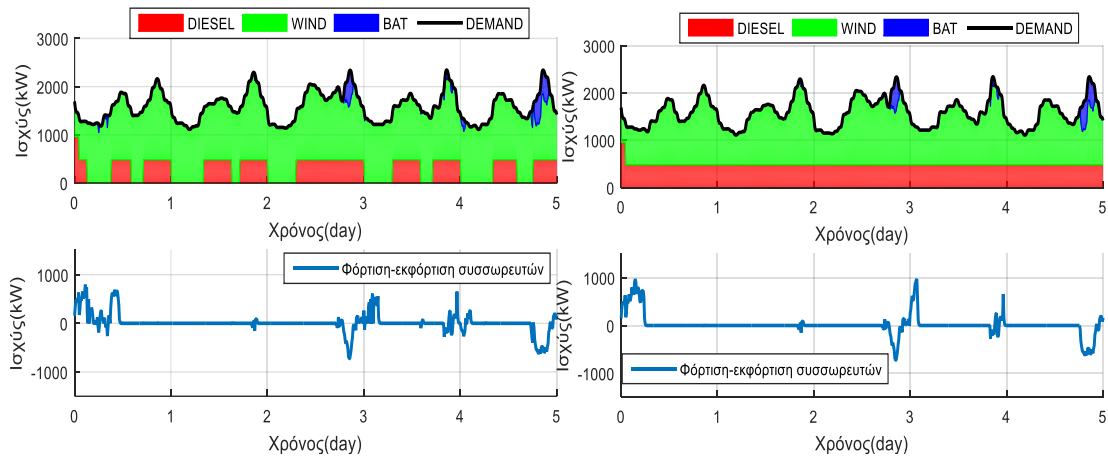


Σχήμα 3.21: Πενθήμερη ενεργειακή κατανομή –Χαμηλό αιολικό δυναμικό με υψηλό φορτίο ζήτησης, χωρίς mustun



Σχήμα 3.22: Πενθήμερη ενεργειακή κατανομή –Χαμηλό αιολικό δυναμικό με υψηλό φορτίο ζήτησης, με mustun

❖ Υψηλό αιολικό δυναμικό – Χαμηλό φορτίο ζήτησης

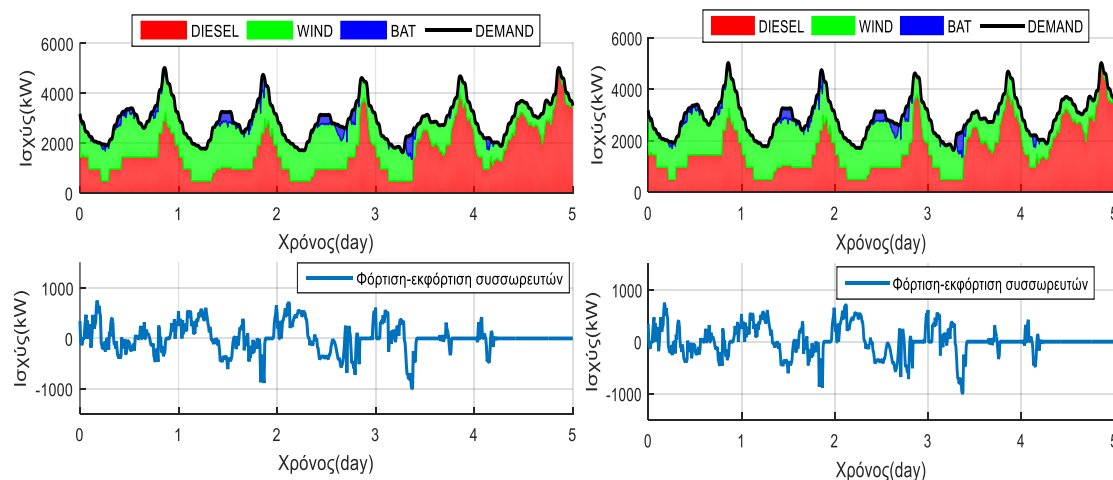


Σχήμα 3.23: Πενθήμερη ενεργειακή κατανομή –Υψηλό αιολικό δυναμικό με χαμηλό φορτίο ζήτησης, χωρίς mustun

Σχήμα 3.24: Πενθήμερη ενεργειακή κατανομή –Υψηλό αιολικό δυναμικό με χαμηλό φορτίο ζήτησης, με mustun

Στα παραπάνω σχήματα βλέπουμε ότι το αιολικό δυναμικό και στις δυο περιπτώσεις αναλαμβάνει το μεγαλύτερο μέρος του φορτίου, και οι συμβατικές μονάδες παραμένουν φορτισμένες στα τεχνικά τους ελάχιστα. Επιπλέον στην πρώτη περίπτωση βλέπουμε μέρος του φορτίου να καλύπτεται από τους συσσωρευτές την 1^η και 5^η ημέρα, πράγμα που πιθανόν οφείλεται σε ξαφνική απώλεια αιολικού δυναμικού, η οποία στην δεύτερη περίπτωση καλύπτεται από τις ενταγμένες συμβατικές μονάδες αλλά και από τους συσσωρευτές την 3^η,4^η και 5^η ημέρα. Αξίζει να σημειωθεί ότι αμέσως μετά από κάθε εκφόρτιση των συσσωρευτών, υπάρχει άμεση επαναφόρτισή τους, το μέγεθος της οποίας διαφέρει ανά περίπτωση όπως φαίνεται την 3^η ημέρα.

❖ Υψηλό αιολικό δυναμικό – υψηλό φορτίο ζήτησης



Σχήμα 3.25: Πενθήμερη ενεργειακή κατανομή –Υψηλό αιολικό δυναμικό με υψηλό φορτίο ζήτησης, χωρίς mustun

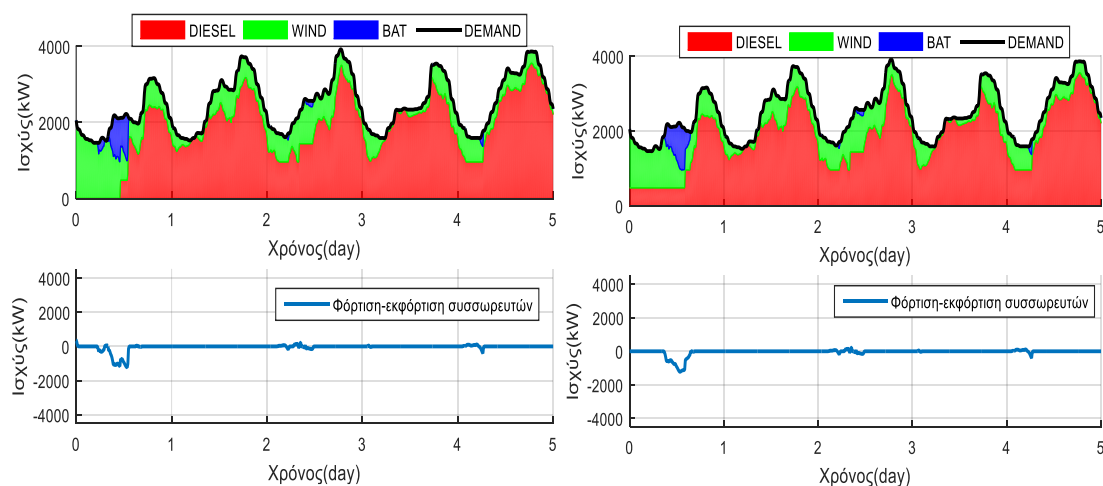
Σχήμα 3.26: Πενθήμερη ενεργειακή κατανομή –Υψηλό αιολικό δυναμικό με υψηλό φορτίο ζήτησης, με mustun

Αντίστοιχα με την πρώτη περίπτωση, τα παραπάνω σχήματα ταυτίζονται. Ο βασικότερος λόγος εδώ όμως είναι η χαμηλή ισχύς των εγκατεστημένων αιολικών πάρκων, τα οποία δεν μπορούν να καλύψουν εξ ολοκλήρου το φορτίο, και η χωρητικότητα αλλά και η ικανότητα εκφόρτισης των συσσωρευτών, οι οποίες δεν επαρκούν ώστε να μειωθούν οι περιορισμοί που επιβάλλονται στα αιολικά πάρκα. Για αυτόν τον λόγο, μεγάλο μέρος των απορριπτόμενων ΑΠΕ καταλήγει στους συσσωρευτές, οι οποίοι σταδιακά το αποδίδουν στο φορτίο. Τέλος παρατηρούμε ότι οι συμβατικές μονάδες φορτίζονται αρκετά παραπάνω από τα τεχνικά τους ελάχιστα, καθώς το φορτίο είναι αρκετά υψηλό.

Συνδυασμός 2 : Αιολική ισχύς : 4.500kW +900 kW, Inverter: 4.500kW, Χωρητικότητα συσσωρευτών: 7500kWh

Στον δεύτερο συνδυασμό των αιολικών πάρκων, η εγκατεστημένη ισχύς τους καθώς και η ικανότητα του inverter και η χωρητικότητα των συσσωρευτών έχει αυξηθεί σε αντίστοιχα επίπεδα με το δεύτερο συνδυασμό των φωτοβολταϊκών πάρκων. Πιο συγκεκριμένα οι ΑΠΕ καλύπτουν το 61,47% του φορτίου χωρίς την πολιτική mustrun και το 52,33% του φορτίου με την πολιτική mustrun, ποσοστά αρκετά μεγαλύτερα από εκείνα των φωτοβολταϊκών πάρκων. Οι απορρίψεις της αιολικής ενέργειας είναι 36,48% και 45,17% επί της διαθέσιμης αιολικής ενέργειας.

❖ Χαμηλό αιολικό δυναμικό – υψηλό φορτίο ζήτησης

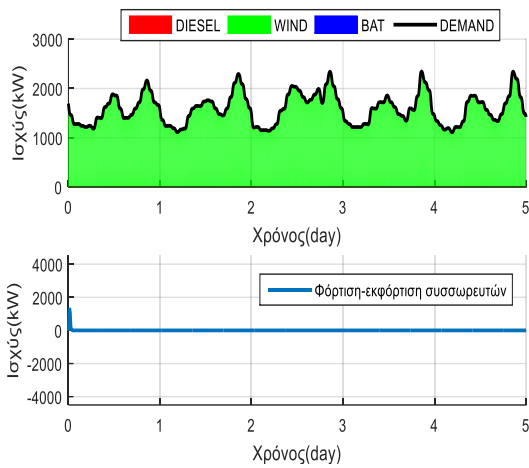


Σχήμα 3.27: Πενθήμερη ενεργειακή κατανομή –Χαμηλό αιολικό δυναμικό με υψηλό φορτίο ζήτησης, χωρίς mustun

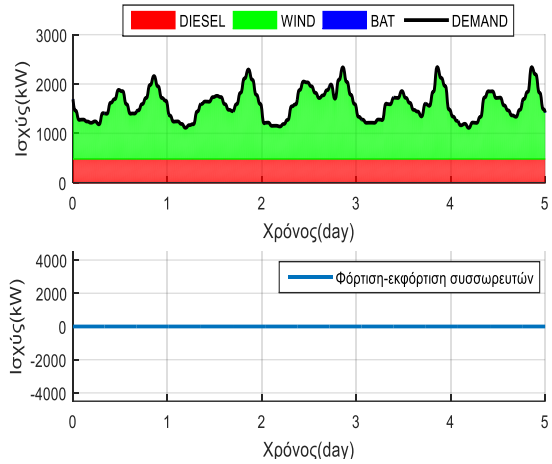
Σχήμα 3.28: Πενθήμερη ενεργειακή κατανομή –Χαμηλό αιολικό δυναμικό με υψηλό φορτίο ζήτησης, με mustun

Σε αυτό το συνδυασμό πάλι έχουμε ταύτιση των δύο σχημάτων στο μεγαλύτερο μέρος τους καθώς το χαμηλό αιολικό δυναμικό δίνει την δυνατότητα στις συμβατικές μονάδες να αναλάβουν το μεγαλύτερο ποσοστό του φορτίου. Την 1η μέρα η βασική διαφορά έγκειται στην λειτουργία mustrun, η οποία επηρεάζει και τον τρόπο εκφόρτισης των συσσωρευτών.

❖ Υψηλό αιολικό δυναμικό – Χαμηλό φορτίο ζήτησης



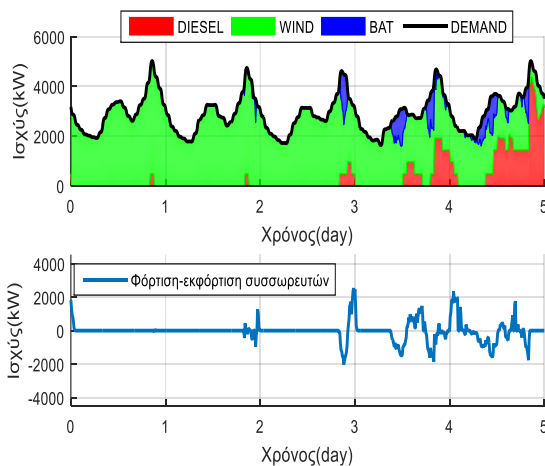
Σχήμα 3.29: Πενθήμερη ενεργειακή κατανομή –Υψηλό αιολικό δυναμικό με χαμηλό φορτίο ζήτησης, χωρίς mustun



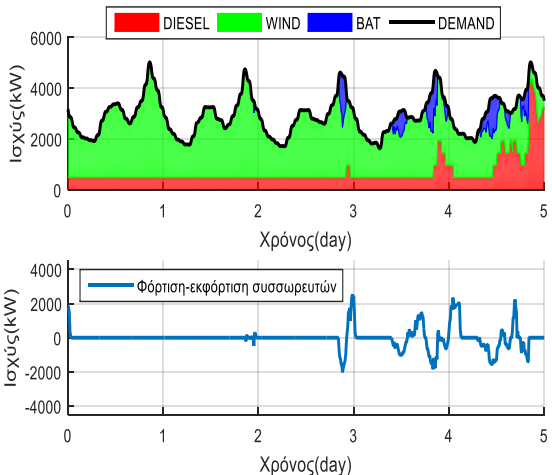
Σχήμα 3.30: Πενθήμερη ενεργειακή κατανομή –Υψηλό αιολικό δυναμικό με χαμηλό φορτίο ζήτησης, με mustun

Στα σχήμα 3.29 παρατηρούμε ότι τα αιολικά πάρκα αναλαμβάνουν εξ ολοκλήρου το φορτίο του συστήματος για ολόκληρη την περίοδο, και οι συσσωρευτές είναι πλήρως φορτισμένοι, με εξαίρεση τις πρώτες ώρες της 1ης μέρας. Στο σχήμα 3.30 βλέπουμε ότι οι συμβατικές μονάδες αναλαμβάνουν ένα μέρος του φορτίου λόγω της λειτουργίας mustun, αφού παραμένουν φορτισμένες στα τεχνικά τους ελάχιστα καθ' όλη την διάρκεια της περιόδου. Τέλος οι συσσωρευτές δεν έχουν ροή ενέργειας από και προς το σύστημα, καθώς είναι πλήρως φορτισμένοι και δεν προκύπτει ανάγκη ανάληψης μέρους του φορτίου από αυτούς.

❖ Υψηλό αιολικό δυναμικό – υψηλό φορτίο ζήτησης



Σχήμα 3.31: Πενθήμερη ενεργειακή κατανομή –Υψηλό αιολικό δυναμικό με υψηλό φορτίο ζήτησης, χωρίς mustun



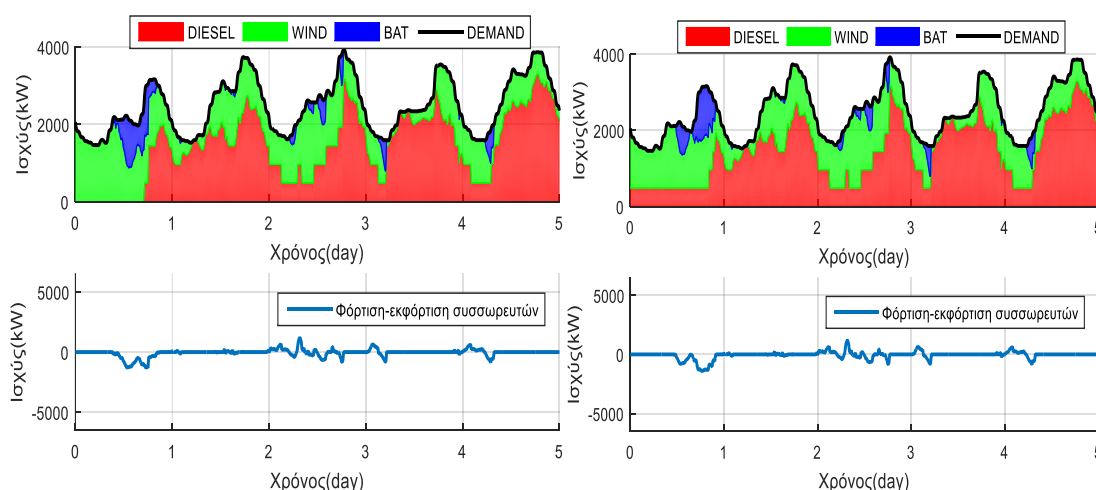
Σχήμα 3.32: Πενθήμερη ενεργειακή κατανομή –Υψηλό αιολικό δυναμικό με υψηλό φορτίο ζήτησης, με mustun

Σε αυτήν την κατανομή έχουμε αντίστοιχα αποτελέσματα με την προηγούμενη περίπτωση για το μεγαλύτερο μέρος της. Στο σχήμα 3.31 το μεγαλύτερο μέρος του φορτίου καλύπτεται από αιολική ενέργεια, και σε περίπτωση ξαφνικής απώλειας αιολικού δυναμικού γίνεται χρήση των συσσωρευτών, αλλά και των συμβατικών μονάδων όπως στην 1^η, 2^η και 3^η μέρα. Στις υπόλοιπες μέρες το αιολικό δυναμικό δεν επαρκεί και γίνεται αύξηση χρήσης συμβατικών μονάδων και συσσωρευτών. Στη λειτουργία με χρήση της πολιτικής mustrun, η μόνη διαφορά είναι η μόνιμη φόρτιση των συμβατικών μονάδων στα τεχνικά τους ελάχιστα και το επίπεδο φόρτισης-εκφόρτισης των συσσωρευτών.

Συνδυασμός 3 : Αιολική ισχύς : 9.000kW +900kW, Inverter: 7.500kW, Χωρητικότητα συσσωρευτών: 12.000kWh

Ο συνδυασμός αυτός αντιστοιχεί στο μεγαλύτερο συνδυασμό διαστασιολόγησης των φωτοβολταϊκών, και έχει αρκετά μεγαλύτερη εγκατεστημένη αιολική ισχύ, χωρητικότητα συσσωρευτών και ικανότητα αντιστροφών(inverters), σε σχέση με τους προηγούμενους δύο συνδυασμούς. Το επίπεδο διεύθυνσης ΑΠΕ που επιτυγχάνεται στο συγκεκριμένο συνδυασμό είναι της τάξεως του 76,84% και 63,74% για λειτουργία με την πολιτική mustrun. Οι απορρίψεις της αιολικής ενέργειας είναι 57,12% και 63,47% επί της διαθέσιμης αντίστοιχα.

❖ Χαμηλό αιολικό δυναμικό – Υψηλό φορτίο ζήτησης



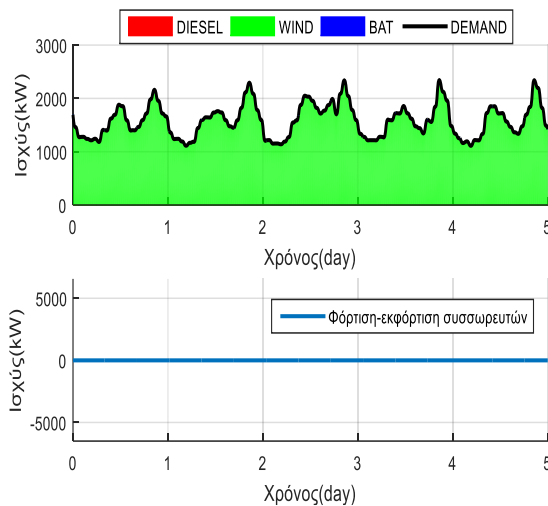
Σχήμα 3.33: Πενθήμερη ενεργειακή κατανομή –Χαμηλό αιολικό δυναμικό με χαμηλό φορτίο ζήτησης, χωρίς mustun

Σχήμα 3.34: Πενθήμερη ενεργειακή κατανομή –Χαμηλό αιολικό δυναμικό με χαμηλό φορτίο ζήτησης, με mustun

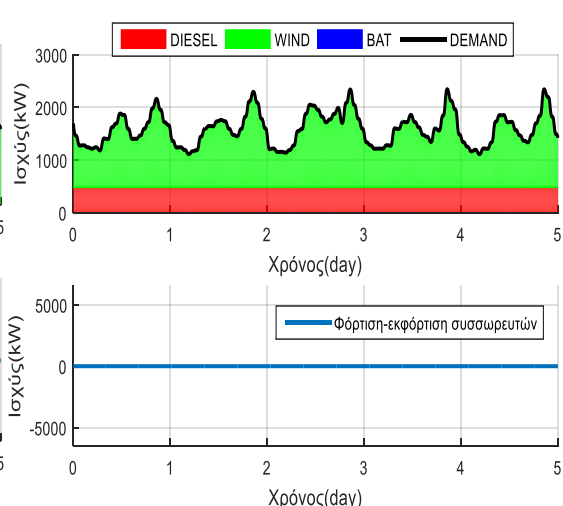
Στα σχήματα 3.33 και 3.34 παρατηρώ αρκετές ομοιότητες με τα σχήματα 3.27 και 3.28 του προηγούμενου συνδυασμού διαστασιολόγησης. Οι διαφορές βρίσκονται στο επίπεδο φόρτισης των συμβατικών μονάδων, το οποίο πλέον περιορίζεται από την αιολική ενέργεια, η οποία λόγω της μεγαλύτερης εγκατεστημένης ισχύος αναλαμβάνει να καλύψει μεγαλύτερο μέρος του φορτίου.

❖ Υψηλό αιολικό δυναμικό – Χαμηλό φορτίο ζήτησης

Όπως στο προηγούμενο συνδυασμό έτσι και εδώ η αιολική ενέργεια καλύπτει ολόκληρο το φορτίο, εκτός από το κομμάτι που αντιστοιχεί στα τεχνικά ελάχιστα των συμβατικών μονάδων.

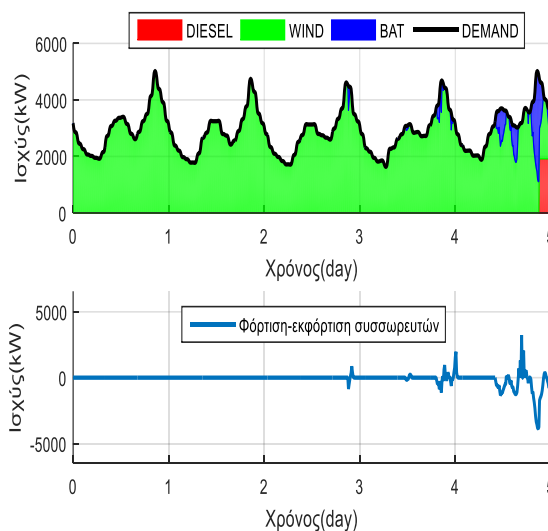


Σχήμα 3.35: Πενθήμερη ενεργειακή κατανομή –Υψηλό αιολικό δυναμικό με χαμηλό φορτίο ζήτησης, χωρίς mustun

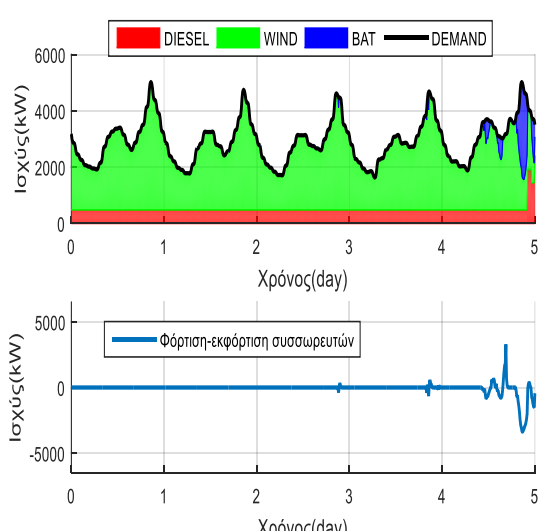


Σχήμα 3.36: Πενθήμερη ενεργειακή κατανομή –Υψηλό αιολικό δυναμικό με χαμηλό φορτίο ζήτησης, με mustun

❖ Υψηλό αιολικό δυναμικό – υψηλό φορτίο ζήτησης



Σχήμα 3.37: Πενθήμερη ενεργειακή κατανομή –Υψηλό αιολικό δυναμικό με υψηλό φορτίο ζήτησης, χωρίς mustun



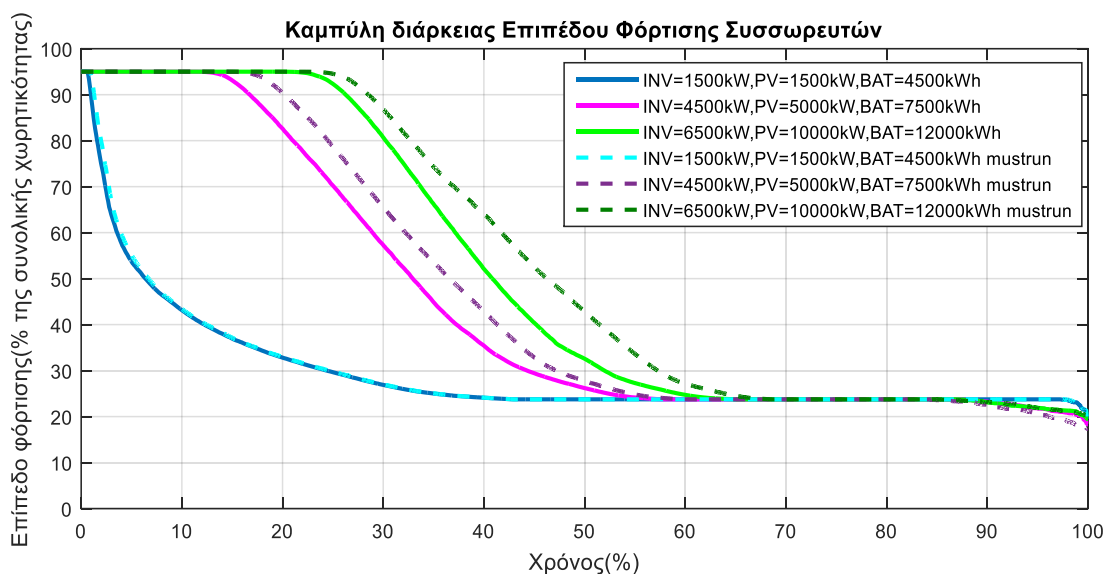
Σχήμα 3.38: Πενθήμερη ενεργειακή κατανομή –Υψηλό αιολικό δυναμικό με υψηλό φορτίο ζήτησης, με mustun

Βλέπουμε εδώ ότι στο συγκεκριμένο συνδυασμό, τα εγκατεστημένα συστήματα ΑΠΕ είναι αρκετά ώστε να καλύψουν και τις ημέρες με υψηλό φορτίο, εξ'ολοκλήρου. Στο σχήμα 3.38 η ικανότητα αυτή περικόπτεται από την λειτουργία mustun, η οποία φορτίζει τις συμβατικές μονάδες στα τεχνικά τους ελάχιστα.

Συγκριτικά με τα φωτοβολταϊκά πάρκα παρατηρούμε μεγαλύτερες διεισδύσεις ΑΠΕ στην διάρκεια της ημέρας αλλά και μεγαλύτερες απορρίψεις. Αυτό είναι φυσιολογικό αν αντιληφθούμε πως οι περιορισμοί είναι περισσότερο αυστηροί για την αιολική ενέργεια και πως οι εγκατεστημένη αιολική ισχύς είναι περισσότερο αποδοτική από την φωτοβολταϊκή.

3.4 Συγκριτικά ετήσια ενεργειακά αποτελέσματα για φωτοβολταϊκά και αιολικά πάρκα

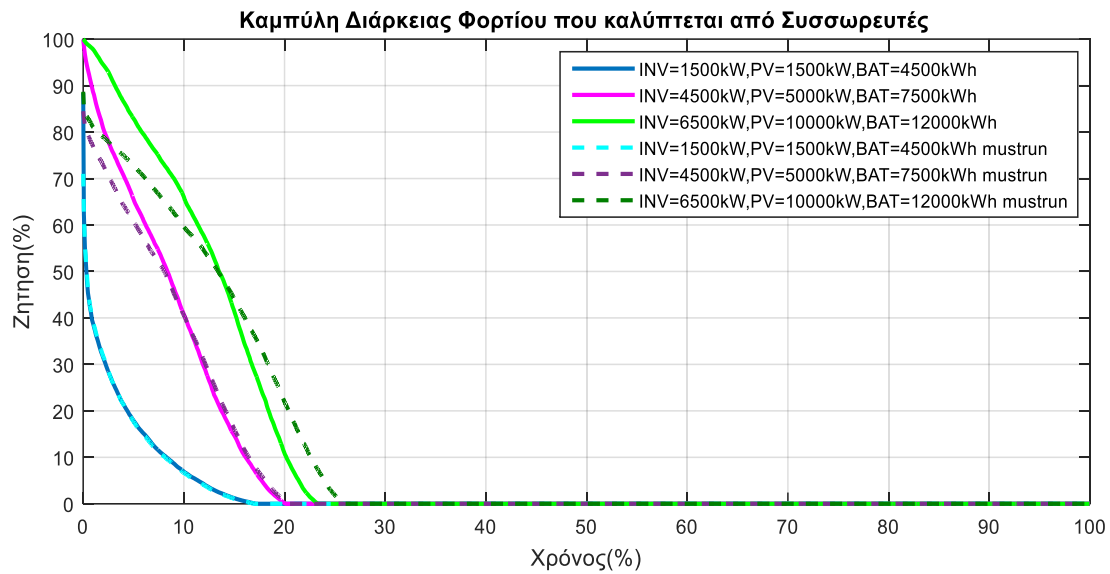
Σε αυτό το σημείο παρουσιάζουμε τα συγκεντρωτικά ετήσια αποτελέσματα για κάθε έναν από τους παραπάνω συνδυασμούς, ώστε να είναι πιο εύκολη η σύγκριση τους. Στα παρακάτω σχήματα φαίνονται αρχικά οι καμπύλες διάρκειας του επιπέδου φόρτισης των συσσωρευτών (SoC), καθώς και οι καμπύλες διάρκειας του φορτίου που καλύπτεται από φωτοβολταϊκή, αιολική, ενέργεια συσσωρευτών αλλά και συνολικά από ενέργεια ΑΠΕ. Διευκρινίζεται εδώ ότι στις καμπύλες που αφορούν τα αιολικά πάρκα η ενέργεια ΑΠΕ αποτελείται από το άθροισμα της ζήτησης που καλύπτεται από αιολική ενέργεια και της ζήτησης που καλύπτεται από ενέργεια των συσσωρευτών, ενώ στις καμπύλες που αφορούν τα φωτοβολταϊκά πάρκα η ενέργεια ΑΠΕ περιλαμβάνει και την ηλιακή ενέργεια που εξυπηρετεί το φορτίο.



Σχήμα 3.39: Καμπύλες διάρκειας επιπέδου φόρτισης συσσωρευτών για ολόκληρο το έτος-ΦΒ

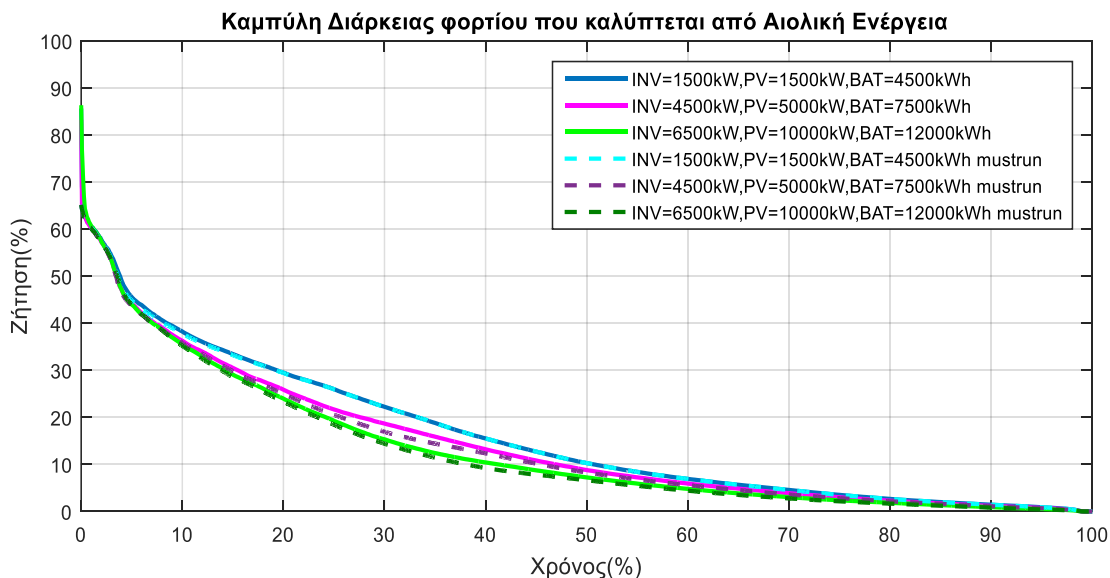
Παρατηρούμε ότι στο παραπάνω σχήμα οι καμπύλες του πρώτου συνδυασμού, δηλαδή εκείνου με τις μικρότερες εγκατεστημένες μονάδες ΑΠΕ, ταυτίζονται. Αυτό συμβαίνει, διότι όπως είπαμε προηγουμένως στο κεφάλαιο 3.3, στα σενάρια με εγκατεστημένες μονάδες ΑΠΕ μικρών δυνατοτήτων, η λειτουργία με και χωρίς την πολιτική mustrun είναι ίδια. Στους άλλους δύο συνδυασμούς βλέπουμε ότι οι καμπύλες που αφορούν την λειτουργία με χρήση της πολιτικής mustrun, είναι για περισσότερο χρόνο στο 95% του επιπέδου των συσσωρευτών και είναι μετατοπισμένες δεξιά σε σχέση με τις αντίστοιχες καμπύλες για λειτουργία χωρίς mustrun. Το γεγονός αυτό οφείλεται στην απορρόφηση, από τους συσσωρευτές περισσότερης ενέργειας από ΑΠΕ όταν υπάρχει η λειτουργία mustrun, καθώς μεγάλο ποσοστό των περικοπών ΑΠΕ καταλήγει στους συσσωρευτές, αλλά και στον περιορισμό του φορτίου που καλύπτουν οι συσσωρευτές. Ο περιορισμός αυτός είναι περισσότερο εμφανής στο σχήμα 3.40, όπου οι καμπύλες του φορτίου που καλύπτεται από συσσωρευτές όταν υπάρχει χρήση mustrun είναι μετατοπισμένες αριστερά και χαμηλότερα σε σχέση με αυτές χωρίς. Επίσης είναι λογικό το επίπεδο των συσσωρευτών να βρίσκεται στο μεγαλύτερο επίπεδο

φόρτισης (εδώ το 95%), για περισσότερο διάστημα του χρόνου στα σενάρια με μονάδες ΑΠΕ μεγαλύτερων δυνατοτήτων.



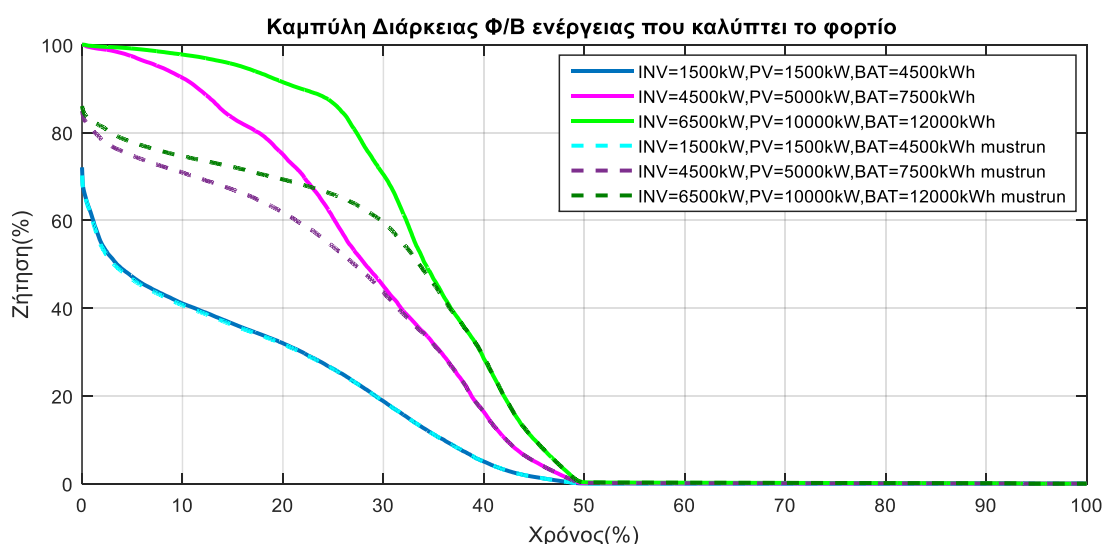
Σχήμα 3.40: Καμπύλες διάρκειας φορτίου που καλύπτεται από συσσωρευτές-ΦΒ

Στο σχήμα 3.40 εκτός από την μετατόπιση των καμπυλών με την λειτουργία mustrun που αναφέραμε παραπάνω, παρατηρούμε και μια περισσότερο ομαλή κλίση των καμπυλών αυτών σε σχέση με τις καμπύλες των συνδυασμών που δεν χρησιμοποιείται η πολιτική mustrun. Λόγω της προτεραιότητας για κάλυψη της ζήτησης από μονάδες ΑΠΕ στην περίπτωση απουσίας της λειτουργίας mustrun, οι συσσωρευτές τείνουν να εκφορτίζονται πιο γρήγορα και να καλύπτουν μεγαλύτερα φορτία σε σχέση με την δεύτερη περίπτωση, στην οποία την ενέργεια που δεν εκφορτίστηκε μετατίθεται για μελλοντική εκφόρτιση και κάλυψη φορτίου. Έτσι οι συσσωρευτές στην δεύτερη περίπτωση βρίσκονται σε ενδιάμεσα στάδια φόρτισης για μεγαλύτερο μέρος του χρόνου.



Σχήμα 3.41: Καμπύλες διάρκειας φορτίου που καλύπτεται από αιολική ενέργεια-ΦΒ

Στο σχήμα 3.41 παρουσιάζεται το ποσοστό του φορτίου που καλύπτεται από αιολική ενέργεια, η οποία στην προκειμένη περίπτωση προέρχεται από την ανεμογεννήτρια 900kW. Είναι φανερό ότι όσο μεγαλύτερες είναι οι ισχείς των φωτοβολταϊκών, τόσο περισσότερο περικλύπεται η αιολική παραγωγή που καταλήγει στο φορτίο. Επειδή στο στάδιο του διαμοιρασμού του σημείου λειτουργίας των μονάδων ΑΠΕ (setpoint) που έχει προκύψει όπως περιγράφηκε στο κεφάλαιο 2, ο διαμοιρασμός γίνεται σε σχέση με την προβλεπόμενη παραγωγή κάθε είδους ΑΠΕ, είναι λογικό όσο μεγαλώνουν οι εγκατεστημένες ισχείς των φωτοβολταϊκών να μειώνεται το μέρος του setpoint που αφορά την αιολική ενέργεια προς το φορτίο. Αντίστοιχα με τις καμπύλες χωρίς mustrun, ακολουθούν και οι καμπύλες των σεναρίων με παρουσία της λειτουργίας mustrun.

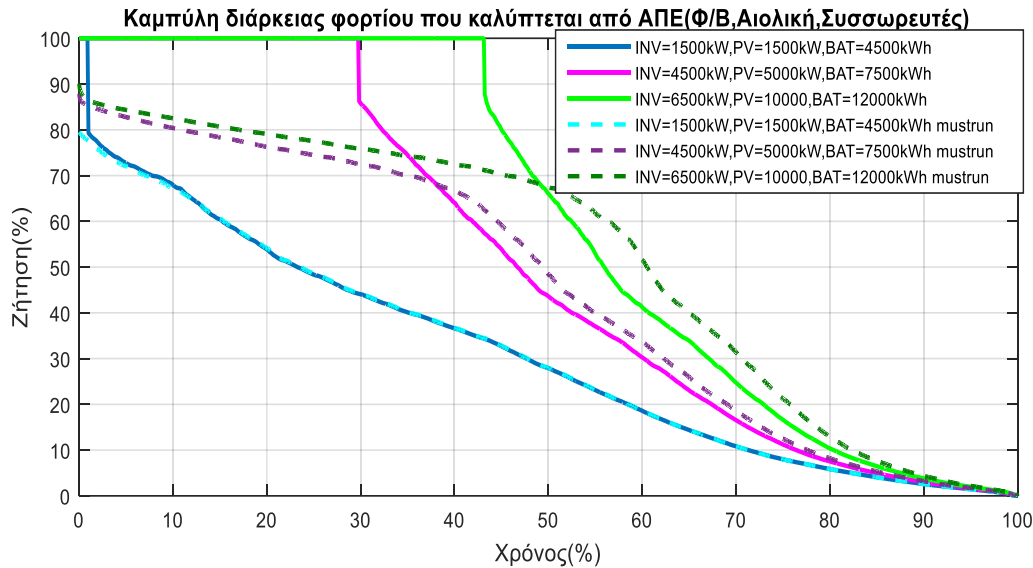


Σχήμα 3.42: Καμπύλες διάρκειας φορτίου που καλύπτεται από φωτοβολταϊκή ενέργεια-ΦΒ

Οι καμπύλες διάρκειας της φωτοβολταϊκής παραγωγής που φαίνονται στο σχήμα 3.42, καλύπτουν το μεγαλύτερο μέρος της ζήτησης. Για αυτό καθώς αυξάνονται τα kW των εγκατεστημένων φωτοβολταϊκών μονάδων, αυξάνεται και το ποσοστό φορτίου που καλύπτουν. Επειδή όμως η ηλιακή ενέργεια είναι διαθέσιμη μόνο τις ώρες με παρουσία του ήλιου, οι καμπύλες μηδενίζονται στο 50% του χρόνου. Ακόμα το μεγαλύτερο μέρος των καμπυλών που αφορούν την λειτουργία mustrun, ακολουθούν τις κανονικές καμπύλες, και η μετατόπισή τους προς τα κάτω οφείλεται στις περικοπές λόγω των τεχνικών ελαχίστων των συμβατικών μονάδων και των περιορισμών που προκύπτουν από το υπολογιζόμενο setpoint.

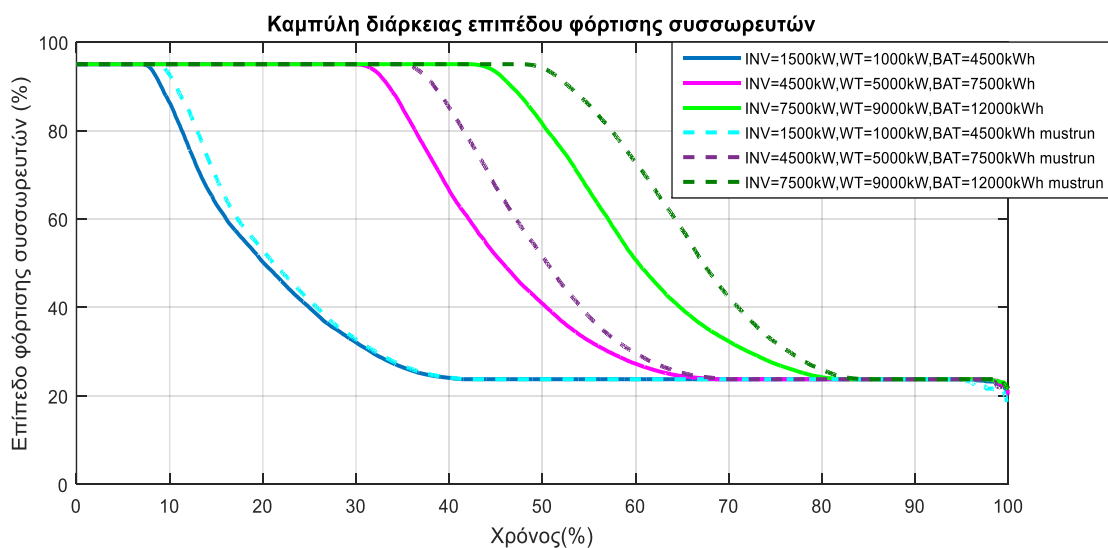
Στο σχήμα 3.43 φαίνονται οι καμπύλες διάρκειας του φορτίου που καλύπτεται συνολικά από ΑΠΕ, και προκύπτει ως άθροισμα των φορτίων που καλύπτουν οι συσσωρευτές, τα φωτοβολταϊκά πάρκα και η ανεμογεννήτρια. Στο συγκεκριμένο σχήμα φαίνεται και το ποσοστό του χρόνου κατά το οποίο οι μονάδες ΑΠΕ καλύπτουν πλήρως το φορτίο του συστήματος. Έτσι βλέπουμε ότι στους πρώτους συνδυασμούς υπάρχει μικρό ποσοστό του χρόνου, όπου η ζήτηση μπορεί να ικανοποιηθεί από την διαθέσιμη ενέργεια ΑΠΕ, κι ενώ αυξάνουμε την εγκατεστημένη ισχύ και δυνατότητα των φωτοβολταϊκών, των συσσωρευτών και των αντιστροφών (inverters) το ποσοστό αυτό αυξάνεται και φτάνει και το 47% του έτους.

Είναι προφανές ότι στις περιπτώσεις όπου ακολουθείται η πολιτική λειτουργίας mustrun, οι μονάδες ΑΠΕ δεν θα έχουν την δυνατότητα να καλύπτουν πλήρως το φορτίο χωρίς την παρουσία των συμβατικών μονάδων. Έτσι βλέπουμε ότι οι καμπύλες που αναφέρονται σε αυτές τις περιπτώσεις, ξεκινούν από πολύ χαμηλότερα επίπεδα σε σχέση με το 100%. Συγκεκριμένα ο μικρότερος συνδυασμός ξεκινά από 80% και οι υπόλοιποι από 90%. Η ομαλότητα των παραπάνω καμπυλών συγκριτικά με τις πρώτες καμπύλες, οφείλεται στην ομαλότητα των καμπυλών των συσσωρευτών, οι οποίοι μεταθέτουν την ενέργεια που δεν χρησιμοποιείται άμεσα, σε μεταγενέστερη χρήση.



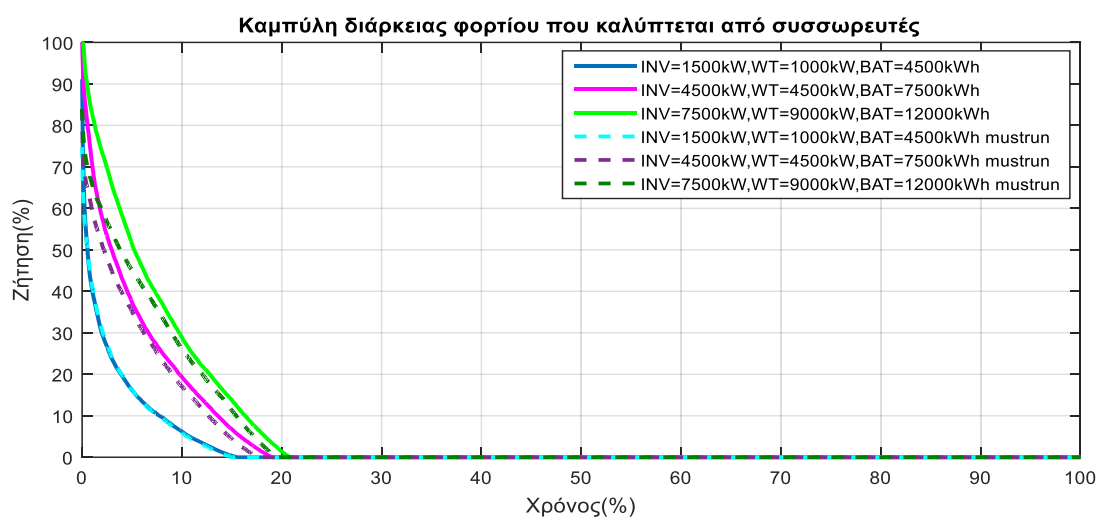
Σχήμα 3.43: Καμπύλες διάρκειας φορτίου που καλύπτεται από ΑΠΕ-ΦΒ

Για τα αιολικά πάρκα αντίστοιχα έχουμε παρόμοιες καμπύλες, οι οποίες φαίνονται παρακάτω.



Σχήμα 3.44: Καμπύλες διάρκειας επιπέδου φόρτισης συσσωρευτών για ολόκληρο το έτος-Αιολικά Πάρκα

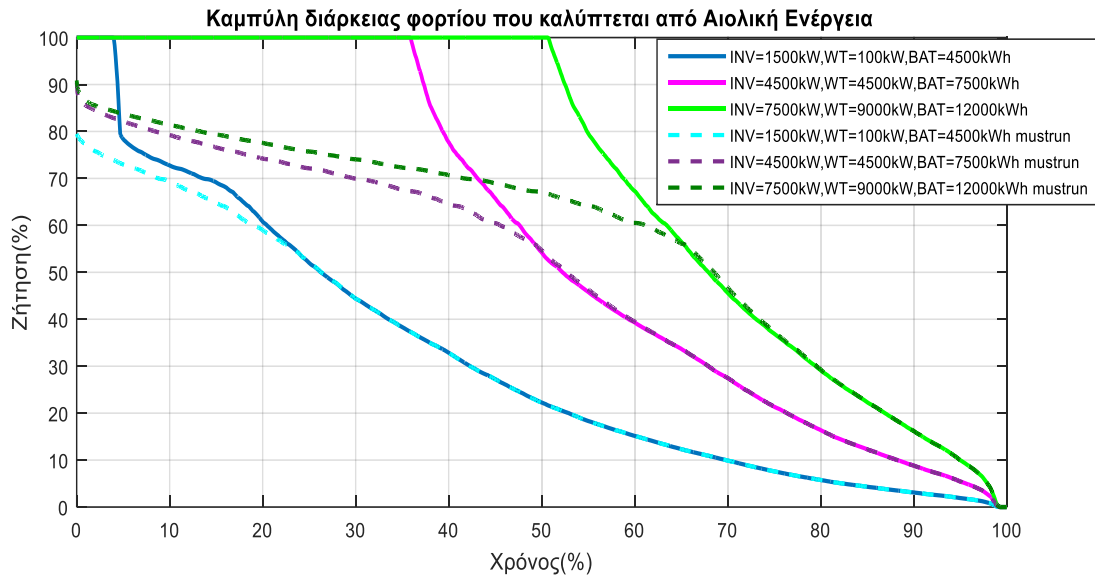
Στο σχήμα 3.44 παρατηρούμε παρόμοια συμπεριφορά των καμπυλών, με αυτές των συνδυασμών με φωτοβολταϊκά πάρκα. Βασικότερη διαφορά μεταξύ του παραπάνω σχήματος και το σχήματος 3.39, είναι το ποσοστό του χρόνου όπου οι συσσωρευτές παραμένουν φορτισμένοι στο μέγιστο επίπεδο φόρτισής τους. Αυτή τη διαφορά οφείλεται στη μεγαλύτερη απόδοση των αιολικών πάρκων σε σχέση με τα φωτοβολταϊκά, όπως επίσης και στην διαφορετική συμπεριφορά των συσσωρευτών σε σχέση με την περίπτωση των φωτοβολταϊκών πάρκων, όπως φαίνεται και στο σχήμα 3.45. Παρόμοια συμπεριφορά έχουν και οι καμπύλες των σεναρίων που ακολουθούν την πολιτική mustrun.



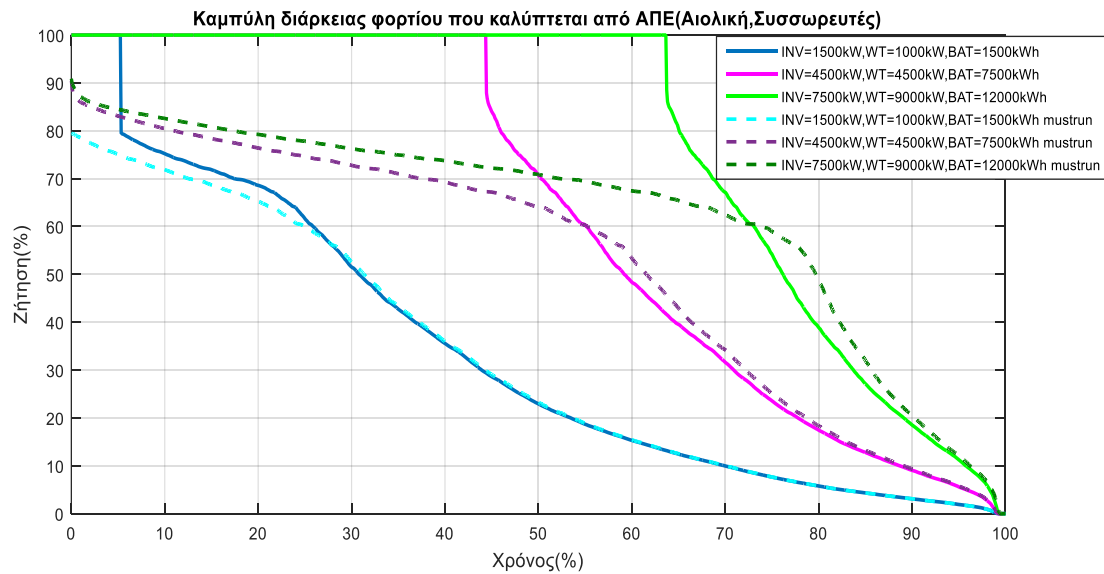
Σχήμα 3.45: Καμπύλες διάρκειας φορτίου που καλύπτεται από συσσωρευτές-Αιολικά Πάρκα

Το φορτίο που εξυπηρετούν οι συσσωρευτές στους συνδυασμούς των αιολικών πάρκων είναι σημαντικά μικρότερο σε σχέση με αυτό στους συνδυασμούς των φωτοβολταϊκών. Στο σχήμα 3.45 βλέπουμε αντίστοιχη συμπεριφορά σχεδόν από όλες τις καμπύλες, από τις οποίες μόνο οι συνδυασμοί με τις μεγαλύτερες εγκατεστημένες ισχύεις καταφέρνουν να καλύψουν εξολοκλήρου το φορτίο για ποσοστό μικρότερο του 1,50% του χρόνου. Οι συσσωρευτές λοιπόν στην περίπτωση των αιολικών πάρκων, λειτουργούν περισσότερο ως αποθήκες ενέργειας, και ως εφεδρεία ώστε να μεγιστοποιηθεί η απορρόφηση της αιολικής ενέργειας από το δίκτυο, εν αντιθέσει με την περίπτωση των φωτοβολταϊκών πάρκων όπου λειτουργούν παράλληλα ως τροφοδότες ενέργειας του συστήματος στις περιπτώσεις αδυναμίας κάλυψης του φορτίου.. Αυτό το βλέπουμε και στο σχήμα 3.46, όπου το ποσοστό του χρόνου όπου η αιολική ενέργεια εξυπηρετεί το 100% το φορτίου του συστήματος ξεκινά από 5% και αγγίζει το 60%.

Παρατηρούμε πως και το σχήμα 3.47 ακολουθεί την μορφή του σχήματος 3.46. Οι καμπύλες του σχήματος 3.47, είναι ελαφρώς μετατοπισμένες προς τα δεξιά, αφού αποτελούνται από το άθροισμα των φορτίων που καλύπτουν οι συσσωρευτές και τα αιολικά πάρκα. Επιπλέον, η διαφορά στην ομαλή κλίση των καμπυλών στις περιπτώσεις όπου ακολουθείται η πολιτική mustrun, οφείλεται όπως είπαμε και παραπάνω στους συσσωρευτές. Με τα αιολικά πάρκα λοιπόν καταφέρνουμε να υπάρχει εξ' ολοκλήρου κάλυψη του φορτίου από μονάδες ΑΠΕ για το 65% του χρόνου.



Σχήμα 3.46: Καμπύλες διάρκειας φορτίου που καλύπτεται από αιολική ενέργεια-Αιολικά Πάρκα



Σχήμα 3.47: Καμπύλες διάρκειας φορτίου που καλύπτεται από ΑΠΕ-Αιολικά Πάρκα

Στους παρακάτω πίνακες παρουσιάζονται συγκεντρωτικά τα αποτελέσματα των παραπάνω σεναρίων σε ποσοστά ώστε να παρουσιαστούν και ποσοτικά αυτά που ειπωθήκαν παραπάνω. Για κάθε μια από τις περιπτώσεις, δηλαδή για τα φωτοβολταϊκά και αιολικά πάρκα, παρουσιάζονται διαφορετικοί πίνακες. Ακόμα παραθέτουμε και έναν ξεχωριστό πίνακα για κάθε περίπτωση, όπου αναφέρονται οι εναύσεις των συμβατικών μονάδων, ανά μονάδα.

ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ ΠΑΡΚΑ	ΜΟΝΟ Α/Γ	PV=1500kW	ME MUST-RUN	PV=5000kW	ME MUST-RUN	PV=10000	ME MUST-RUN
INVERTER(kw)	0	1500	1500	4500	4500	6500	6500
ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΕΣ(kWh)	0	4500	4500	7500	7500	12000	12000
ΣΑΩΛ(h)	6742,77	7407,80	7392,69	6848,04	6653,61	6291,44	6125,57
Απορριπτόμενη αιολική ενέργεια επί της διαθέσιμης	10,37%	0,69%	1,04%	6,55%	9,93%	14,24%	17,46%
Απορριπτόμενη ΦΒ ενέργεια επί της διαθέσιμης	0%	1,20%	1,57%	18,55%	27,70%	43,55%	51,87%
Χρήση αιολικής ενέργειας για κάλυψη της ζήτησης	14,50%	14,88%	14,81%	13,36%	12,85%	12,08%	11,63%
Χρήση ΦΒ ενέργειας για κάλυψη της ζήτησης	0%	12,51%	12,44%	28,35%	24,05%	34,66%	28,33%
Χρήση συσσωρευτών για κάλυψη της ζήτησης	0%	2,19%	2,20%	9,55%	9,55%	15,58%	15,10%
Συνολική χρήση ΑΠΕ	14,50%	29,57%	29,45%	51,26%	46,45%	62,33%	55,05%
Χρήση συμβατικών μονάδων για κάλυψη της ζήτησης	85,50%	70,43%	70,55%	48,74%	53,55%	37,67%	44,95%

Σχήμα 3.48: Ποσοστιαία αποτελέσματα συνδυασμών με φωτοβολταϊκά πάρκα

ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ	ΜΟΝΟ Α/Γ	WTs=1000kW	ME MUST-RUN	WTs=4500kW	ME MUST-RUN	WTs=9000	ME MUST-RUN
INVERTER(kw)	0	1500	1500	4500	4500	7500	7500
ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΕΣ(kWh)	0	4500	4500	7500	7500	12000	12000
ΣΑΩΛ(h)	6742,77	8531,09	8397,44	6784,46	6204,97	4972,53	4325,75
Απορριπτόμενη αιολική ενέργεια επί της διαθέσιμης	10,37%	5,19%	8,07%	36,48%	45,17%	57,12%	63,47%
Χρήση αιολικής ενέργειας για κάλυψη της ζήτησης	14,50%	29,87%	28,80%	56,62%	47,91%	69,92%	57,71%
Χρήση συσσωρευτών για κάλυψη της ζήτησης	0%	2,12%	2,15%	4,85%	4,42%	6,92%	6,04%
Συνολική χρήση ΑΠΕ	14,50%	31,99%	30,95%	61,47%	52,33%	76,84%	63,74%
Χρήση συμβατικών μονάδων για κάλυψη της ζήτησης	85,50%	68,01%	69,05%	38,53%	47,67%	23,16%	36,26%

Σχήμα 3.49: Ποσοστιαία αποτελέσματα συνδυασμών με αιολικά πάρκα

Από τους παραπάνω πίνακες είναι προφανής η διαφορά μεταξύ των δυο περιπτώσεων, αλλά και μεταξύ των συνδυασμών κάθε περίπτωσης. Βλέπουμε ξεκάθαρα ότι η χρήση των συσσωρευτών σε κάθε περίπτωση είναι διαφορετική, όπως φάνηκε και από τις αντίστοιχες καμπύλες διάρκειας. Οι απορρίψεις ΑΠΕ και στις δυο περιπτώσεις αυξάνονται αρκετά καθώς αυξάνεται η εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ, και παράλληλα μειώνεται η χρήση των συμβατικών μονάδων σε πολύ χαμηλά επίπεδα. Αυτό είναι εμφανές και στο πλήθος των εναύσεων των συμβατικών μονάδων, που παρουσιάζονται στους πίνακες 3.50 και 3.51 αντίστοιχα για κάθε περίπτωση.

Οι συμβατικές μονάδες παρουσιάζονται κατά προτεραιότητα ένταξης. Οι εναύσεις μεταξύ των μονάδων στον πίνακα 3.50 έχουν μικρές διαφορές ανά περίπτωση. Στους συνδυασμούς που λειτουργούν με την πολιτική mustrun έχουμε σημαντικά μικρότερες εναύσεις, γεγονός που οφείλεται στην συνεχή λειτουργία μιας μονάδας κάθε στιγμή. Σημειώνεται ότι εδώ αυτή η μονάδα είναι η 1, αλλά θα μπορούσε να είναι οποιαδήποτε άλλη, καθώς όλες οι συμβατικές μονάδες είναι όμοιες. Επίσης παρατηρούμε ότι οι συμβατικές μονάδες που βρίσκονται πρώτες στην σειρά ένταξης έχουν πολύ περισσότερες εναύσεις από ότι οι μονάδες στο τέλος. Αυτό καθώς και η αύξηση των

εναύσεων στις περιπτώσεις χωρίς λειτουργία mustrun για την μονάδα που είναι πρώτη στην σειρά ένταξης καθώς αυξάνεται η εγκατεστημένη ικανότητα των μονάδων ΑΠΕ, οφείλεται στην συνεχή απένταξη των συμβατικών μονάδων λόγω κάλυψης του φορτίου από ΑΠΕ.

ΕΝΑΥΣΕΙΣ												
PV(kw)	INVERTER(kw)	ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΕΣ(kWh)	A/A ΜΗΧΑΝΗΣ	1	2	3	4	5	6	7	8	ΣΥΝΟΛΟ
1500	1500	4500	ΧΩΡΙΣ MUST RUN	39	426	451	205	45	14	1	0	1181
1500	1500	4500	ΜΕ MUST RUN	1	423	450	205	45	14	1	0	1139
5000	4500	6500	ΧΩΡΙΣ MUST RUN	355	543	385	143	43	14	1	0	1484
5000	4500	7500	ΜΕ MUST RUN	1	521	354	128	43	14	1	0	1062
10000	6500	12000	ΧΩΡΙΣ MUST RUN	383	506	294	100	33	5	1	0	1322
10000	6500	12000	ΜΕ MUST RUN	1	472	254	92	30	2	0	0	851

Σχήμα 3.50: Εναύσεις συμβατικών μονάδων συνδυασμών με φωτοβολταϊκά πάρκα

Και στον πίνακα 3.51 έχουμε αντίστοιχες παρατηρήσεις με αυτές που αφορούν τα φωτοβολταϊκά πάρκα. Μόνη διαφορά ο αρκετά μικρότερος αριθμός εναύσεων συμβατικών μονάδων σε σχέση με τον πίνακα 3.52, λόγω της μεγαλύτερης αποδοτικότητας των αιολικών πάρκων, και λόγω της συνεχούς τροφοδότησης του δικτύου με αιολική ενέργεια κατά την διάρκεια της ημέρας, σε αντίθεση με τα φωτοβολταϊκά.

ΕΝΑΥΣΕΙΣ												
WTs(kw)	INVERTER(kw)	ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΕΣ(kWh)	A/A ΜΗΧΑΝΗΣ	1	2	3	4	5	6	7	8	ΣΥΝΟΛΟ
1000	1500	4500	ΧΩΡΙΣ MUST RUN	116	326	384	180	40	14	1	0	1061
1000	1500	4500	ΜΕ MUST RUN	1	322	382	180	40	14	1	0	940
4500	4500	7500	ΧΩΡΙΣ MUST RUN	201	304	284	121	26	7	1	0	944
4500	4500	7500	ΜΕ MUST RUN	1	272	269	116	24	7	1	0	690
9000	7500	12000	ΧΩΡΙΣ MUST RUN	179	247	170	65	14	6	1	0	682
9000	7500	12000	ΜΕ MUST RUN	1	191	139	60	13	6	1	0	411

Σχήμα 3.53: Εναύσεις συμβατικών μονάδων συνδυασμών με αιολικά πάρκα

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΣΕΝΑΡΙΩΝ – ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΑ ΣΧΗΜΑΤΑ

4.1 Εισαγωγή

Ο κυριότερος λόγος για τον οποίο περιορίζονται οι επενδύσεις ΑΠΕ στα αυτόνομα νησιωτικά συστήματα, είναι η μη οικονομική τους αποδοτικότητα σε σχέση με τους συμβατικούς τρόπους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Στις περισσότερες περιπτώσεις επενδύσεων σε φωτοβολταϊκά και αιολικά πάρκα, οι περιορισμοί που επιβάλλονται σε αυτά για την ασφαλή και αξιόπιστη λειτουργία του συστήματος έχουν ως αποτέλεσμα αρκετά υψηλές απορρίψεις ενέργειας από ΑΠΕ. Έτσι το κόστος για κάθε μονάδα ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ αυξάνεται αρκετά, σε σχέση με αυτό των συμβατικών μονάδων παραγωγής. Η εισαγωγή των συσσωρευτών στα αυτόνομα νησιωτικά συστήματα, έχει ως αποτέλεσμα την σημαντική μείωση του κόστους ενέργειας από ΑΠΕ, καθώς μειώνει τις απορρίψεις και αυξάνει την απορρόφηση ΑΠΕ από το σύστημα. Επειδή όμως κάθε ένας από τους συνδυασμούς διαστασιολόγησης που εξετάσαμε στο προηγούμενο κεφάλαιο, αποτελεί επένδυση για το σύστημα του νησιού, είναι σημαντικό να γίνει αξιολόγηση τους και ως προς την οικονομική τους απόδοση πέρα από την διείσδυση ΑΠΕ που προσφέρουν.

Για τον λόγο αυτό έχουμε εισάγει διάφορους δείκτες που μας επιτρέπουν την οικονομική σύγκριση των σεναρίων. Τέτοιοι δείκτες είναι το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE), η καθαρή παρούσα αξία (NPV), ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης (IRR) και η έντοκη περίοδος αποπληρωμής (EPIA-DPP). Στην συγκεκριμένη περίπτωση

χρησιμοποιούμε το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE) για την αξιολόγηση των επενδύσεων, καθώς πρόκειται για επενδύσεις διαφορετικής κλίμακας [9].

4.2 Σταθμισμένο κόστος ενέργειας(LCOE) & Καθαρές ταμειακές ροές (KTP)

Το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE) χρησιμοποιείται για την σύγκριση εναλλακτικών επενδύσεων, και αφορά το σύνολο της επένδυσης. Μονάδα μέτρησης του LCOE είναι συνήθως το €/kWh και αφορά όλα τα κόστη (επένδυσης, λειτουργίας, καυσίμου, ασφάλισης κλπ.) εκφρασμένα σε παρούσα αξία. Συγκεκριμένα ως σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE) ορίζουμε την τιμή σε € που πρέπει να αποζημιωθεί η ενέργεια που παράγεται από τον σταθμό (αιολικό πάρκο, φωτοβολταϊκό σταθμό, συμβατικό σταθμό παραγωγής) ώστε ο επενδυτής να αποπληρώσει το συνολικό του κόστος (κεφάλαιο, συντήρηση και λειτουργία κλπ.). Υπολογίζεται δε ως το πηλίκο του συνολικού κόστους καθ' όλη την οικονομική διάρκεια ζωής της επένδυσης (total lifetime expenses) προς την συνολική παραγωγή ενέργειας του σταθμού (total expected output), εκφρασμένα σε όρους παρούσας αξίας. Σημαντικός παράγοντας για τον υπολογισμό του LCOE είναι το χρησιμοποιούμενο επιτόκιο αναγωγής σε παρούσα αξία, το οποίο εξαρτάται από το αν αξιολογείται η επένδυση στο σύνολό της ή ως προς τα ίδια κεφάλαια [9].

Το συνολικό κόστος επένδυσης περιλαμβάνει τα σταθερά κόστη (FC) και τα μεταβλητά κόστη (VC). Σταθερά ονομάζονται τα κόστη, τα οποία πραγματοποιούνται άσχετα με το αν λειτουργεί ή όχι ο σταθμός ή καλύτερα ανεξάρτητα από τον βαθμό απασχόλησης του σταθμού και μπορεί να περιλαμβάνουν ενοίκια, μισθούς προσωπικού, αποσβέσεις, ασφάλιστρα κτλ. . Μεταβλητά ονομάζονται τα κόστη τα οποία μεταβάλλονται ανάλογα με την λειτουργία του σταθμού παραγωγής (π.χ. καύσιμα, εκπομπές CO₂, αναλώσιμα κτλ.). Είναι φανερό ότι όσο μεγαλύτερη παραγωγή έχει ένας σταθμός τόσο μεγαλύτερα μεταβλητά κόστη αποκτά [10].

Για να γίνει περισσότερο κατανοητή η έννοια του κόστους, παρουσιάζουμε την έννοια των καθαρών ταμειακών ροών (KTP). Σε γενικές γραμμές η KTP κάθε έτους είναι η διαφορά μεταξύ των εσόδων της επιχείρησης από τις πωλήσεις (ταμειακές εισροές) και των πληρωμών για τους διάφορους συντελεστές παραγωγής και τη διάθεση των προϊόντων, καθώς και για την πληρωμή των φόρων (ταμειακές εκροές) [9].

$$LCOE = \frac{\text{Total lifetime expenses}}{\text{Total expected output}} = \frac{\sum_y^n \frac{I_y + OM_y + F_y}{(1+i)^y}}{\sum_y^n \frac{E_y}{(1+i)^y}} \quad (\text{σχέση 4.1})$$

Όπου :

I_y , το επενδύμενο κεφάλαιο το έτος y

OM_y , κόστος λειτουργίας και συντήρησης για το έτος y

F_y , κόστος καυσίμου κατά το έτος y

E_y , παραγωγή ενέργειας κατά το έτος y

i , το επιτόκιο αναγωγής

Ο παραπάνω τύπος είναι ένας γενικότερος τύπος υπολογισμού του LCOE. Φυσικά διαφοροποιείται ανάλογα με την περίπτωση της επένδυσης, ώστε να παρουσιάζει ρεαλιστικά κάθε περίπτωση. Στην δική μας περίπτωση ο τύπος είναι αρκετά διαφορετικός. Η επένδυση που αξιολογούμε έχει ως διάρκεια ζωής τα 20 έτη, και αναφέρεται σε ένα αρχικό επενδυόμενο κεφάλαιο και όχι σε ετήσιο. Επιπλέον η χρήση συσσωρευτών έχει την ιδιαιτερότητα της αντικατάστασής τους σε διάστημα μικρότερο του χρόνου ζωής της επένδυσης, διότι οι συσσωρευτές έχουν μεγάλο επίπεδο φθοράς. Επίσης χρησιμοποιούμε την έννοια των αποσβέσεων και ενσωματώνουμε τα κόστη καυσίμου στα μεταβλητά κόστη λειτουργίας και συντήρησης του συστήματος. Τέλος θεωρούμε ότι επικρατεί ένας συγκεκριμένος φορολογικός συντελεστής για όλη την διάρκεια της επένδυσης. Σύμφωνα με τα παραπάνω ο τύπος της σχέσης 4.1 διαμορφώνεται ως εξής [11]:

$$LCOE = \frac{I_0^{BESS+RES} + \frac{I_{10}^{BESS}}{(1+i)^{10}} + \sum_{y=1}^{20} \frac{OM_y(1-T) - D_y * T}{(1+i)^y}}{(1-T) * \sum_{y=1}^{20} \frac{E_y}{(1+i)^y}} \quad (\text{σχέση 4.2})$$

Όπου :

$I_0^{BESS+RES}$, το αρχικό κεφάλαιο της επένδυσης σε συσσωρευτές και ανανεώσιμες πηγές ΑΠΕ

I_{10}^{BESS} , το κεφάλαιο αντικατάστασης των συσσωρευτών στην 10ετία

OM_y , το κόστος για το έτος y

D_y , οι αποσβέσεις για το έτος y

E_y , η παραγόμενη ενέργεια για το έτος y

T , ο φορολογικός συντελεστής

i , το επιτόκιο αναγωγής της επένδυσης.

Στην περίπτωση μας οι KTP δεν χρησιμοποιούνται διότι τα μεγέθη των επενδύσεων σε κάθε περίπτωση είναι πολύ μεγάλα και διαφέρουν από σενάριο σε σενάριο. Επομένως η αξιολόγηση τους με χρήση των KTP δεν μας διευκολύνει στην συγκεκριμένη περίπτωση.

4.3 Περιγραφή δεδομένων εισόδου για τον υπολογισμό του LCOE

Όστε να υπολογιστούν τα ετήσια κόστη και η παραγωγή ενέργειας καθώς και το αρχικά επενδύσιμο κεφάλαιο, είναι απαραίτητη η εισαγωγή ορισμένων δεδομένων που θα ισχύουν για κάθε σενάριο διαστασιολόγησης.

Μοναδιαίο επενδυτικό κόστος Α/Γ : Αναφέρεται στο κόστος εγκατάστασης των αιολικών πάρκων, ανά μονάδα εγκατεστημένης ισχύος Α/Γ. Σύμφωνα με την NREL, το κόστος αυτό για Α/Γ μεγέθους λίγο παραπάνω από τα 2 MW διαμορφώνεται στα 1.000€/kW [12].

Μοναδιαίο επενδυτικό κόστος ΦΒ : Αφορά το κόστος εγκατάστασης των φωτοβολταϊκών πάνελ, ανά μονάδα εγκατεστημένης ισχύος ΦΒ και διαμορφώνεται στα 700€/kW [13].

Μοναδιαίο επενδυτικό κόστος συσσωρευτών : Πρόκειται για το κόστος εγκατάστασης και αγοράς των συσσωρευτών, ανά μονάδα εγκατεστημένης χωρητικότητας. Σύμφωνα με την Lazard το κόστος αυτό διαμορφώνεται στα 300€/kWh [14].

Μοναδιαίο κόστος αντικατάστασης συσσωρευτών μετά τα 10 έτη : Το κόστος αντικατάστασης των συσσωρευτών μετά τα 10 έτη λειτουργίας των μονάδων αποθήκευσης, ανά μονάδα εγκατεστημένης χωρητικότητας, διαμορφώνεται στα 150€/kWh.

Μοναδιαίο επενδυτικό κόστος ανιστροφέων(inverters): Το κόστος για την αγορά και εγκατάσταση των ανιστροφέων των συσσωρευτών, το οποίο διαμορφώνεται στα 400€/kW εγκατεστημένης ισχύος ανιστροφέα (inverter) [14].

Κόστος καυσίμου συμβατικών μονάδων : Οι συμβατικές μονάδες λειτουργούν με πετρέλαιο diesel και έχουν κατανάλωση 0.2293 kg/kWh , το κόστος ανά τόνο του καυσίμου είναι στα 1100€ και η πυκνότητα του diesel είναι 0.85 ανά λίτρο και έχει συντελεστή εκπομπών CO₂ 2.772 ανά λίτρο. Με βάση αυτές τις τιμές διαμορφώνεται το κόστος καυσίμου, στο οποίο συμπεριλαμβάνεται και ο πληθωρισμός καυσίμου 3% ανά έτος. Προκύπτει λοιπόν :

$$fuel\ consumption = D_{Diesel} * consumption \quad (σχέση\ 4.3)$$

Όπου:

D_{Diesel} , το φορτίο που καλύπτεται από συμβατικές μονάδες παραγωγής

$consumption$, η κατανάλωση καυσίμου ανα kWh , 0.2293 kg/kWh

$$fuel\ cost = fuel\ consumption * fuel\ price * (1 + fr_{fuel})^n \quad (σχέση\ 4.4)$$

Όπου :

$fuel\ consumption$, η κατανάλωση καυσίμου

$fuel\ price$, η τιμή του καυσίμου, 1100 €/tn

fr_{fuel} , ο δείκτης πληθωρισμού καυσίμου, που διαμορφώνεται στο 3%

n , το έτος της επένδυσης.

Κόστος εκπομπών CO₂: Εξαιτίας της πολιτικής της ΕΕ για μείωση των εκπομπών CO₂ με στόχο την προστασία του περιβάλλοντος και την μείωση του φαινομένου του θερμοκηπίου, επιβάλλεται φόρος εκπομπών CO₂ στις επιχειρήσεις με παραγωγική διαδικασία, συμπεριλαμβανομένων των ενεργειακών επιχειρήσεων. Το κόστος εκπομπών για την συγκεκριμένη περίοδο διαμορφώνεται στα 22€/tn CO₂ [15].

$$Total\ CO_2\ emission\ cost = (fuel\ consumption) * \frac{EF}{d} * emission\ cost \quad (\text{σχέση 4.5})$$

Όπου:

$fuel\ consumption$, η συνολική κατανάλωση καυσίμου diesel

EF , ο συντελεστής εκπομπών CO₂ του diesel

d , πυκνότητα σε άνθρακα του diesel

$emmission\ cost$, το κόστος εκπομπών ανά μονάδα μάζας CO₂

Κόστη Λειτουργίας και Συντήρησης : Αφορά τα κόστη που προκύπτουν κατά την διάρκεια του έτους και έχουν σχέση με ανταλλακτικά, με λογαριασμούς ρεύματος, με συντηρήσεις μηχανημάτων κτλ. Συνήθως λαμβάνεται ως ποσοστό του επενδυτικού κόστους. Στην συγκεκριμένη περίπτωση διαμορφώνεται στο 2.5% του επενδυτικού κόστους για κάθε έτος της επένδυσης.

Στην περίπτωση των συμβατικών μονάδων, η οποίες θεωρούνται ήδη εγκατεστημένες, το κόστος λειτουργίας και συντήρησης αφορά το κόστος του καυσίμου που καταναλώνεται και το κόστος εκπομπών του CO₂, και ένα ποσοστό 1,6% επί της ενέργειας που παράγουν. Έχουμε δηλαδή :

$$OM_{diesel} = fuel\ cost + Total\ CO_2\ emission\ cost + 0.016 * D_{diesel} * (1 + fr)^n$$

(σχέση 4.6)

Όπου :

$fuel\ cost$, το κόστος από την κατανάλωση καυσίμου

$Total\ CO_2\ emission\ cost$, το κόστος εκπομπών CO₂

D_{diesel} , το φορτίο που καλύπτεται από συμβατικές μονάδες παραγωγής

fr , ο γενικός δείκτης πληθωρισμού, ο οποίος διαμορφώνεται στο 2%

n , το έτος της επένδυσης.

Σταθερό κόστος συμβατικών μονάδων : Πρόκειται για το ετήσιο κόστος των συμβατικών μονάδων που δεν σχετίζεται με την λειτουργία τους, πάρα μόνο με τα πάγια κόστη που προκύπτουν από την ιδιοκτησία τους. Για ένα ΜΔΝ μικρού μεγέθους με 8 συμβατικές μονάδες, διαμορφώνεται στα 1.324.664 €/ έτος. [16]

Αποσβέσεις: Πρόκειται για τον επιμερισμό και την κατανομή εξόδων που προκύπτουν από την χρήση μέσα στο χρόνο ενός περιουσιακού στοιχείου. Στην συγκεκριμένη περίπτωση χρησιμοποιούμε γραμμική απόσβεση των κεφαλαίων.

Τα παραπάνω κόστη και οι τρόποι υπολογισμού τους διαφέρουν ανάλογα με τον τύπο της επένδυσης και τον τρόπο που αυτή παρουσιάζεται. Για τον λόγο αυτό στην διαδικασία της οικονομικής αξιολόγησης των σεναρίων διαστασιολόγησης του συστήματος, εισάγαμε διαφορετικά επενδυτικά σχήματα.

4.4 Περιγραφή και Ανάλυση Κόστους επενδυτικών σχημάτων για Φωτοβολταϊκά Πάρκα

Η διαφοροποίηση των επενδυτικών σχημάτων αφορά το κομμάτι του επενδυτή σε κάθε περίπτωση. Με βάση αυτό το κριτήριο διακρίνουμε το επενδυτικό κόστος και τα υπόλοιπα κόστη που εξαρτώνται από αυτό, καθώς και τα κόστη λειτουργίας συντήρησης κτλ. Επιπλέον, ανάλογα με το σχήμα που επιλέγουμε διαφοροποιείται και η παραγόμενη ενέργεια, έτσι λοιπόν διαφοροποιείται και το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE) σε κάθε περίπτωση. Αφού υπολογιστεί το LCOE, μπορούμε να βρούμε το κόστος του συστήματος για το έτος που μας ενδιαφέρει, επιλέγοντας το κατάλληλο επενδυτικό σχήμα. Με την έννοια του κόστους συστήματος, εννοούμε το συνολικό χρηματικό ποσό που απαιτείται ώστε να λειτουργήσει το σύστημα με το συγκεκριμένο επενδυτικό σχήμα, για κάποιο συγκεκριμένο έτος. Με βάση αυτό το κριτήριο λοιπόν διακρίνουμε 5 επενδυτικά σχήματα.

Επενδυτικό σχήμα 0 : Βασικό σχήμα λειτουργίας

Το συγκεκριμένο επενδυτικό σχήμα αποτελεί την βάση της λειτουργίας του αυτόνομου νησιωτικού συστήματος. Ως επενδυτής παρουσιάζεται ο διαχειριστής του συστήματος (πιθανότατα ο ΔΕΔΔΗΕ), ο οποίος διαθέτει τις συμβατικές μονάδες παραγωγής και την Α/Γ 900kW. Η ζήτηση καλύπτεται αποκλειστικά από αυτές τις δυο πηγές ενέργειας, και στο σύστημα δεν έχουν εγκατασταθεί άλλες μονάδες ΑΠΕ. Ως επένδυση θεωρείται μόνο η εγκατάσταση της Α/Γ και οι συμβατικές μονάδες παραγωγής θεωρούνται προ υπάρχουσες.

Το κόστος συστήματος σε αυτή την περίπτωση εξαρτάται μόνο από το LCOE του επενδυτικού σχήματος, γιατί αυτό είναι το μοναδικό που καλύπτει την ζήτηση του φορτίου. Επομένως προκύπτει από :

$$\text{System cost} = \text{LCOE} * \text{Total Demand} \quad (\text{σχέση 4.7})$$

Όπου:

LCOE, το σταθμισμένο κόστος ενέργειας του επενδυτικού σχήματος

Total Demand, η συνολική ετήσια ζήτηση φορτίου του συστήματος

Επενδυτικό σχήμα 1 : Φωτοβολταϊκά πάρκα και Συσσωρευτές

Στο συγκεκριμένο σχήμα ο επενδυτής είναι ανεξάρτητος από τον διαχειριστή και επιλέγει να επενδύσει στην εγκατάσταση των φωτοβολταϊκών πάρκων και στους

συσσωρευτές. Ο διαχειριστής του συστήματος διαθέτει μόνο τις συμβατικές μονάδες παραγωγής ενέργειας και η Α/Γ ανήκει σε ιδιώτη, και μπορεί να προμηθεύει με ενέργεια τους συσσωρευτές. Το φορτίο του συστήματος καλύπτεται από τις συμβατικές μονάδες, τους συσσωρευτές, τα φωτοβολταϊκά πάρκα και την Α/Γ. Ως παραγόμενη ενέργεια θεωρείται η ενέργεια που παρέχεται στο φορτίο του συστήματος από τα φωτοβολταϊκά και από τους συσσωρευτές.

Στο συγκεκριμένο σχήμα διακρίνονται τρεις διαφορετικές περιπτώσεις, οι οποίες αφορούν το κόστος αποζημίωσης της ενέργειας της Α/Γ, η οποία καταλήγει στους συσσωρευτές του επενδυτή. Στην πρώτη περίπτωση η ενέργεια της Α/Γ προσφέρεται στους συσσωρευτές χωρίς κάποιο κόστος αποζημίωσης, στην δεύτερη περίπτωση υπάρχει κόστος 45€/MWh και στην τρίτη περίπτωση το κόστος αποζημίωσης διαμορφώνεται στα 90€/MWh. Προστίθεται λοιπόν στα κόστη της παραγράφου 4.3 και το κόστος αποζημίωσης του παραγωγού της Α/Γ.

Το κόστος συστήματος σε αυτό το σχήμα, εξαρτάται τόσο από το LCOE της επένδυσης, όσο και από τα κόστη των συμβατικών μονάδων, και από τις αποζημιώσεις της αιολικής ενέργειας της Α/Γ προς τους συσσωρευτές αλλά και προς το φορτίο. Έτσι η σχέση 4.7 αλλάζει και μετατρέπεται σε :

$$\text{System cost} = \text{LCOE} * (D_{pv} + D_{BESS}) + \text{Diesel cost} + E_{BESS-wt} * \text{Comp}_{BESS} + D_{wt} * \text{Comp}_D$$

(σχέση 4.8)

Όπου :

$LCOE$, το σταθμισμένο κόστος ενέργειας του επενδυτικού σχήματος

D_{pv} , η συνολική ετήσια ζήτηση φορτίου του συστήματος που καλύπτεται από τα φωτοβολταϊκά πάρκα

D_{BESS} , η συνολική ετήσια ζήτηση φορτίου του συστήματος που καλύπτεται από τους συσσωρευτές

$Diesel\ cost$, το συνολικό κόστος λειτουργίας και συντήρησης των συμβατικών μονάδων παραγωγής

$E_{BESS-wt}$, η ενέργεια από την Α/Γ που καταλήγει στους συσσωρευτές

$Comp_{BESS}$, η τιμή αποζημίωσης της ενέργειας που καταλήγει στους συσσωρευτές

D_{wt} , η συνολική ετήσια ζήτηση φορτίου του συστήματος που καλύπτεται από την Α/Γ

$Comp_D$, η τιμή αποζημίωσης της ενέργειας ΑΠΕ που καταλήγει στην ζήτηση του φορτίου, η οποία διαμορφώνεται στα 90€/MWh

Επενδυτικό σχήμα 2 : Συσσωρευτές

Αντίστοιχα με το πρώτο σχήμα, ο επενδυτής εδώ επιλέγει να επενδύσει μόνο στην εγκατάσταση συσσωρευτών. Τα φωτοβολταϊκά πάρκα, η Α/Γ και οι συμβατικές μονάδες παραγωγής ανήκουν σε ανεξάρτητους επενδυτές. Το φορτίο σε αυτό το σχήμα καλύπτεται από όλες τις πηγές ενέργειας, όπως και στο προηγούμενο σχήμα, σύμφωνα με τον αλγόριθμο του κεφαλαίου 2. Οι συσσωρευτές προμηθεύονται ενέργεια από τα φωτοβολταϊκά πάρκα και από την Α/Γ και ως παραγόμενη ενέργεια, θεωρείται εκείνη που παρέχουν στο φορτίο του συστήματος.

Πάλι διακρίνουμε τις εξής τρεις περιπτώσεις, ανάλογα με το κόστος αποζημίωσης της ενέργειας που καταλήγει στους συσσωρευτές. Στην πρώτη περίπτωση τα φωτοβολταϊκά πάρκα και η Α/Γ παρέχουν χωρίς αποζημίωση την περίσσεια της ενέργειας που παράγουν στους συσσωρευτές, στην δεύτερη περίπτωση το κόστος για τον επενδυτή είναι 45€/MWh για την ενέργεια που αποθηκεύει και στην τρίτη περίπτωση, οι παραγωγοί αποζημιώνονται για την ενέργεια που παρέχουν στους συσσωρευτές με 90€/MWh.

Το κόστος συστήματος σε αυτό το σχήμα είναι αντίστοιχο με αυτό της προηγούμενης σχέσης, και εξαρτάται τόσο από το LCOE της επένδυσης, όσο και από τα κόστη των συμβατικών μονάδων, και από τις αποζημιώσεις της αιολικής ενέργειας της Α/Γ και των φωτοβολταϊκών προς τους συσσωρευτές αλλά και προς το φορτίο. Έτσι η σχέση 4.7 αλλάζει και μετατρέπεται σε :

$$\begin{aligned} \text{System cost} = & LCOE * (D_{BESS}) + \text{Diesel cost} + (E_{BESS-wt} + E_{BESS-pv}) * \text{Comp}_{BESS} + \\ & + (D_{wt} + D_{pv}) * \text{Comp}_D \quad (\text{σχέση 4.9}) \end{aligned}$$

Όπου :

$LCOE$, το σταθμισμένο κόστος ενέργειας του επενδυτικού σχήματος

D_{pv} , η συνολική ετήσια ζήτηση φορτίου του συστήματος που καλύπτεται από τα φωτοβολταϊκά πάρκα

D_{BESS} , η συνολική ετήσια ζήτηση φορτίου του συστήματος που καλύπτεται από τους συσσωρευτές

Diesel cost , το συνολικό κόστος λειτουργίας και συντήρησης των συμβατικών μονάδων παραγωγής

$E_{BESS-wt}$, η ενέργεια από την Α/Γ που καταλήγει στους συσσωρευτές

$E_{BESS-pv}$, η ενέργεια από τα Φ/Β που καταλήγει στους συσσωρευτές

Comp_{BESS} , η τιμή αποζημίωσης της ενέργειας που καταλήγει στους συσσωρευτές

D_{wt} , η συνολική ετήσια ζήτηση φορτίου του συστήματος που καλύπτεται από την Α/Γ

Comp_D , η τιμή αποζημίωσης της ενέργειας ΑΠΕ που καταλήγει στην ζήτηση του φορτίου, η οποία διαμορφώνεται στα 90€/MWh

Επενδυτικό σχήμα 3 :Φωτοβολταϊκά πάρκα, Συσσωρευτές και Συμβατικές μονάδες

Ο διαχειριστής και παράλληλα ιδιοκτήτης των συμβατικών μονάδων αποφασίζει να επενδύσει σε φωτοβολταϊκά πάρκα και συσσωρευτές. Η Α/Γ θεωρείται ανεξάρτητη και ανήκει σε ιδιώτη, ο οποίος μπορεί να προμηθεύει, τους συσσωρευτές με την ενέργεια που απορρίπτεται από το δίκτυο. Το φορτίο σε αυτό το σχήμα καλύπτεται από όλους τους παραγωγούς σύμφωνα με τον αλγόριθμο του κεφαλαίου 2.

Κι εδώ διακρίνουμε τις εξής τρεις περιπτώσεις, ανάλογα με το κόστος αποζημίωσης της ενέργειας που καταλήγει στους συσσωρευτές. Στην πρώτη περίπτωση η Α/Γ παρέχει χωρίς αποζημίωση την περίσσεια της ενέργειας που παράγει στους συσσωρευτές, στην δεύτερη περίπτωση το κόστος για τον επενδυτή είναι 45€/MWh για την ενέργεια που

αποθηκεύει και στην τρίτη περίπτωση, ο παραγωγός της Α/Γ αποζημιώνεται για την ενέργεια που παρέχει στους συσσωρευτές με 90€/MWh.

Το κόστος συστήματος σε αυτό το σχήμα είναι αντίστοιχο με αυτό της προηγούμενης σχέσης, και εξαρτάται τόσο από το LCOE της επένδυσης, το οποίο περιλαμβάνει και τις συμβατικές μονάδες, και από τις αποζημιώσεις της αιολικής ενέργειας της Α/Γ προς τους συσσωρευτές αλλά και προς το φορτίο. Έτσι η σχέση 4.7 αλλάζει και μετατρέπεται σε :

$$\text{System cost} = \text{LCOE} * (D_{BESS} + D_{pv} + D_{Diesel}) + (E_{BESS-Wt}) * \text{Comp}_{BESS} + (D_{Wt}) * \text{Comp}_D$$

(σχέση 4.10)

Όπου :

$LCOE$, το σταθμισμένο κόστος ενέργειας του επενδυτικού σχήματος

D_{pv} , η συνολική ετήσια ζήτηση φορτίου του συστήματος που καλύπτεται από τα φωτοβολταϊκά πάρκα

D_{BESS} , η συνολική ετήσια ζήτηση φορτίου του συστήματος που καλύπτεται από τους συσσωρευτές

D_{Diesel} , η συνολική ετήσια ζήτηση φορτίου του συστήματος που καλύπτεται από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής

$E_{BESS-Wt}$, η ενέργεια από την Α/Γ που καταλήγει στους συσσωρευτές

$Comp_{BESS}$, η τιμή αποζημίωσης της ενέργειας που καταλήγει στους συσσωρευτές

D_{Wt} , η συνολική ετήσια ζήτηση φορτίου του συστήματος που καλύπτεται από την Α/Γ

$Comp_D$, η τιμή αποζημίωσης της ενέργειας ΑΠΕ που καταλήγει στην ζήτηση του φορτίου, η οποία διαμορφώνεται στα 90€/MWh

Επενδυτικό σχήμα 4 :Α/Γ, Φωτοβολταϊκά πάρκα, Συσσωρευτές και Συμβατικές μονάδες

Στο τελευταίο επενδυτικό σενάριο, ο διαχειριστής του συστήματος αναλαμβάνει να επενδύσει και στις τρεις διαφορετικές μονάδες παραγωγής. Το φορτίο καλύπτεται από όλες τις μονάδες παραγωγής, σύμφωνα με τον αλγόριθμο του κεφαλαίου 2. Οι συσσωρευτές εδώ δεν έχουν κόστος αποζημίωσης καθώς η ενέργεια που καταλήγει σε αυτούς, ανήκει στον επενδυτή. Ως παραγόμενη ενέργεια θεωρείται όλη η ενέργεια που καταλήγει στο φορτίο του συστήματος, και εξυπηρετεί την ζήτηση του ΜΔΝ.

Το κόστος συστήματος εδώ όπως και στο επενδυτικό σχήμα 1, εξαρτάται μόνο από το LCOE, το οποίο εμπεριέχει όλα τα κόστη των μονάδων παραγωγής, συμβατικών και ΑΠΕ. Επομένως σε αυτή την περίπτωση ισχύει η σχέση 4.7, μόνο που το LCOE έχει διαφορετική τιμή.

4.5 Περιγραφή και Ανάλυση Κόστους επενδυτικών σχημάτων για Αιολικά Πάρκα

Όπως και στα φωτοβολταϊκά, έτσι και στην περίπτωση των αιολικών πάρκων, ανάλογα με την επένδυση διαφοροποιούνται τα LCOE και τα κόστη του συστήματος. Με βάση αυτό το κριτήριο, διακρίνουμε για τις διαστασιολογήσεις με τα αιολικά πάρκα 4 αντίστοιχα επενδυτικά σχήματα.

Επενδυτικό σχήμα 0 : Βασικό σχήμα λειτουργίας

Το επενδυτικό αυτό σχήμα, είναι το ίδιο και για την περίπτωση των αιολικών πάρκων και αποτελεί το αρχικό σενάριο λειτουργίας του αυτόνομου νησιωτικού συστήματος. Δηλαδή κι εδώ ο διαχειριστής του συστήματος καλύπτει το φορτίο από τις συμβατικές μονάδες και την ιδιόκτητη Α/Γ. Το κόστος συστήματος σε αυτή την περίπτωση προκύπτει ομοίως από την σχέση 4.7, και εξαρτάται από την τιμή του LCOE. Σημειώνεται εδώ πως αυτό το σενάριο ταυτίζεται και στις δύο διαμορφώσεις.

Επενδυτικό σχήμα 1 : Α/Γ, Αιολικά πάρκα και Συσσωρευτές

Το σχήμα αυτό είναι αντίστοιχο του σχήματος 1 των σεναρίων με τα φωτοβολταϊκά πάρκα. Ο επενδυτής διαθέτει την Α/Γ, και επενδύει στους συσσωρευτές και στα αιολικά πάρκα. Οι συμβατικές μονάδες ανήκουν στον διαχειριστή του συστήματος και είναι ανεξάρτητες από την επένδυση. Το φορτίο καλύπτεται από όλες τις μονάδες παραγωγής σύμφωνα με τον αλγόριθμο του κεφαλαίου 2.

Αφού υπολογιστεί το LCOE της επένδυσης, υπολογίζεται αντίστοιχα με τις παραπάνω περιπτώσεις και το κόστος του συστήματος. Σημειώνεται εδώ ότι η Α/Γ ενσωματώνεται μαζί με τα αιολικά πάρκα και έτσι θεωρούμε όλες τις αιολικές πηγές ενέργειας ένα σύνολο. Έτσι προκύπτει :

$$\text{System cost} = \text{LCOE} * (D_{Wt} + D_{BESS}) + \text{Diesel cost} \quad (\text{σχέση 4.11})$$

Όπου :

LCOE , το σταθμισμένο κόστος ενέργειας του επενδυτικού σχήματος

D_{Wt} , η συνολική ετήσια ζήτηση φορτίου του συστήματος που καλύπτεται από τα αιολικά πάρκα και την Α/Γ

D_{BESS} , η συνολική ετήσια ζήτηση φορτίου του συστήματος που καλύπτεται από τους συσσωρευτές

Diesel cost , το συνολικό κόστος λειτουργίας και συντήρησης των συμβατικών μονάδων παραγωγής

Επενδυτικό σχήμα 2 : Συσσωρευτές

Όπως και στην περίπτωση των φωτοβολταϊκών πάρκων, ο επενδυτής εδώ διαθέτει μόνο τους συσσωρευτές. Οι συμβατικές μονάδες ανήκουν στον διαχειριστή, και τα

αιολικά πάρκα και η Α/Γ ανήκουν σε ανεξάρτητο ιδιώτη. Στην κάλυψη του φορτίου παίρνουν μέρος όλοι οι παραγωγοί.

Εδώ διακρίνουμε τις εξής τρεις περιπτώσεις σχετικά με την αποζημίωση της ενέργειας που καταλήγει στους συσσωρευτές από τα αιολικά πάρκα και την Α/Γ. Στην πρώτη περίπτωση η ενέργεια παρέχεται στους συσσωρευτές χωρίς κόστος αποζημίωσης, στην δεύτερη με κόστος 45€/MWh και στην τρίτη με 90€/MWh.

Το κόστος συστήματος εδώ περιλαμβάνει το LCOE της επένδυσης, το κόστος λειτουργίας και συντήρησης των συμβατικών μονάδων και το κόστος αποζημίωσης της αιολικής ενέργειας που καταλήγει στους συσσωρευτές αλλά και στο σύστημα καλύπτοντας το φορτίο. Έτσι προκύπτει :

$$\text{System cost} = \text{LCOE} * (D_{\text{BESS}}) + \text{Diesel cost} + (E_{\text{BESS-wt}}) * \text{Comp}_{\text{BESS}} + D_{\text{wt}} * \text{Comp}_D$$

(σχέση 4.12)

Όπου :

LCOE , το σταθμισμένο κόστος ενέργειας του επενδυτικού σχήματος

D_{BESS} , η συνολική ετήσια ζήτηση φορτίου του συστήματος που καλύπτεται από τους συσσωρευτές

Diesel cost , το συνολικό κόστος λειτουργίας και συντήρησης των συμβατικών μονάδων παραγωγής

$E_{\text{BESS-wt}}$, η ενέργεια από τα αιολικά πάρκα που καταλήγει στους συσσωρευτές

$\text{Comp}_{\text{BESS}}$, η τιμή αποζημίωσης της ενέργειας που καταλήγει στους συσσωρευτές

D_{wt} , η συνολική ετήσια ζήτηση φορτίου του συστήματος που καλύπτεται από τα αιολικά πάρκα

Comp_D , η τιμή αποζημίωσης της αιολικής ενέργειας που καταλήγει στην ζήτηση του φορτίου, η οποία διαμορφώνεται στα 90€/MWh

Επενδυτικό σχήμα 3 : Α/Γ, Αιολικά πάρκα, Συσσωρευτές και Συμβατικές μονάδες

Πρόκειται για το αντίστοιχο επενδυτικό σχήμα του σχήματος 4 των φωτοβολταϊκών πάρκων. Έτσι κι εδώ ο διαχειριστής επενδύει στην Α/Γ, τα αιολικά πάρκα και τους συσσωρευτές, και διαθέτει τις συμβατικές μονάδες παραγωγής. Το φορτίο του νησιωτικού συστήματος καλύπτεται από όλες τις μονάδες παραγωγής σύμφωνα με τον αλγόριθμο του κεφαλαίου 2 και το LCOE προκύπτει για το σύνολο των μονάδων του συστήματος. Έτσι και το κόστος του συστήματος προκύπτει σύμφωνα με την σχέση 4.7

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΣΕΝΑΡΙΩΝ – ΜΕΤΩΠΑ PARETO

5.1 Εισαγωγή – Μέτωπα Pareto

Υπάρχουν αρκετοί τρόποι να ορίσουμε έναν συνδυασμό ως τον βέλτιστο. Με μαθηματικούς όρους όμως μπορούμε να πούμε ότι :

- Ένα εφικτό διάνυσμα $x^* \in X$ είναι βέλτιστο εφόσον δεν υπάρχει άλλο εφικτό διάνυσμα $x \in X$, τέτοιο ώστε $f(x) \leq f(x^*)$.
- Ένα εφικτό διάνυσμα $x^* \in X$ είναι βέλτιστο εφόσον δεν υπάρχει άλλο διάνυσμα $x \in X$ που να μπορεί να βελτιώνει κάποιο κριτήριο f_i χωρίς ταυτόχρονα να χειροτερέψει τουλάχιστον ένα άλλο κριτήριο f_j .

Οι παραπάνω ορισμοί οδηγούν σε ένα σύνολο εφικτών λύσεων x^* που ονομάζονται βέλτιστες Pareto ή μη κατώτερες (non-inferior) ή μη κυριαρχούμενες (non-dominated), συμβολίζονται με X^* και καλούνται σύνολο Pareto (Pareto-set). Η απεικόνιση του F^* ορίζει ένα υποσύνολο του πεδίου αποτίμησης F , που ονομάζεται μέτωπο Pareto (Pareto front). Τα βέλτιστα σημεία μιας διανυσματικής συνάρτησης είναι μαθηματικά ισοδύναμα. Στην πράξη όμως, εφόσον απαιτείται η επιλογή μίας μοναδικής λύσης προκύπτει η ανάγκη προσδιορισμού του καλύτερου συμβιβασμού εξ' αυτών, είτε με βάση την κρίση του αναλυτή είτε με βάση ενός βαθμωτού μέτρου συνάθροισης των κριτηρίων, που καλείται συνάρτηση χρησιμότητας (utility function).

Στην δικιά μας περίπτωση τα κριτήρια που διέπουν την επιλογή του βέλτιστου διανύσματος, δηλαδή του βέλτιστου συνδυασμού διαστασιολόγησης των μονάδων ΑΠΕ που θα εγκατασταθούν στο αυτόνομο νησιωτικό σύστημα, είναι το κόστος του συστήματος, το LCOE της επένδυσης ανάλογα με το επενδυτικό σχήμα που ακολουθούμε, η διείσδυση ΑΠΕ στην κάλυψη του φορτίου της ζήτησης, και οι απορρίψεις ΑΠΕ. Έτσι για

κάθε περίπτωση επενδυτικών σχημάτων βρίσκουμε τα σενάρια που αποτελούν το μέτωπο Pareto του επενδυτικού σχήματος, και με βάση το κριτήριο που μας ενδιαφέρει περισσότερο, επιλέγουμε από αυτά την βέλτιστη λύση [17]. Βλέπουμε λοιπόν ότι έχει μεγάλη σημασία σε κάθε περίπτωση, να αποφασίσουμε ποιος είναι ο στόχος κάθε επενδυτικού σχήματος, και πως ακριβώς θέλουμε να ωφελήσουμε το σύστημα του νησιού, ώστε να κάνουμε την κατάλληλη επιλογή.

5.2 Μέτωπα Pareto – Διείσδυση ΑΠΕ και Κόστος Συστήματος

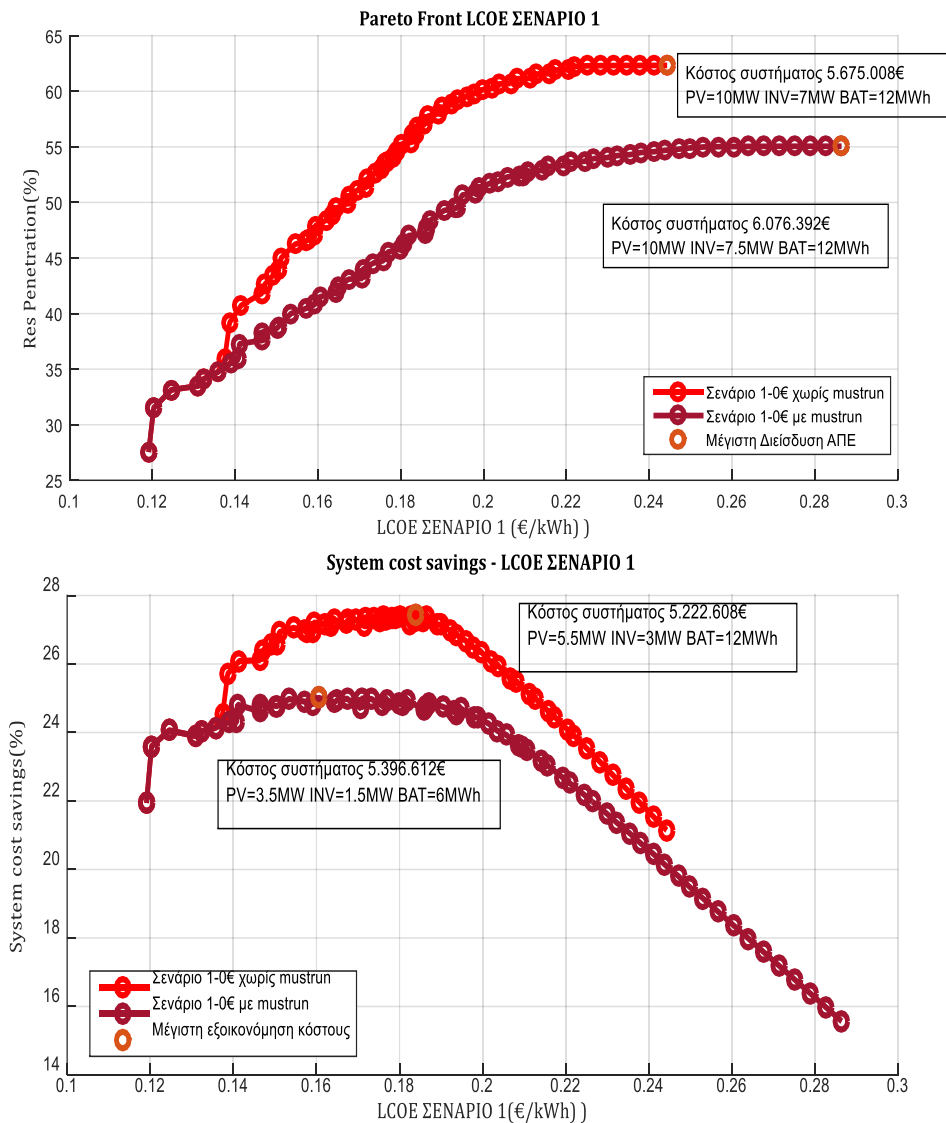
Σε αυτήν την παράγραφο εξετάζουμε τις καμπύλες των μετώπων Pareto που προκύπτουν, έχοντας ως κυρίαρχα κριτήρια για την επιλογή του βέλτιστου συνδυασμού διαστασιολόγησης, το LCOE και την διείσδυση ΑΠΕ. Παρακάτω παρουσιάζονται οι καμπύλες Pareto για κάθε επενδυτικό σχήμα του κεφαλαίου 4 και για κάθε τιμή αποζημίωσης της παραγόμενης ενέργειας που καταλήγει στους συσσωρευτές. Ακόμα, παράλληλα με τα μέτωπα Pareto, σε μια άλλη γραφική παράσταση βλέπουμε το ποσοστό της μείωσης κόστους (cost savings) που επιτυγχάνεται σε σχέση με το κόστος συστήματος του αρχικού συνδυασμού, για κάθε συνδυασμό που ανήκει στο μέτωπο Pareto. Το LCOE αναφέρεται μόνο στο επενδυτικό σχήμα και εν γένει στον επενδυτή και την βιωσιμότητα της επένδυσης, ενώ το ποσοστό μείωσης κόστους, αναφέρεται συνολικά στην οικονομικότητα του συστήματος του ΜΔΝ. Σημειώνεται ότι τα επενδυτικά και άλλα κόστη σε κάθε σχήμα, που αφορούν τους ανεξάρτητους επενδυτές δεν αντικατοπτρίζονται στο κόστος συστήματος αλλά βαραίνουν μόνο τους επενδυτές.

Φωτοβολταϊκά πάρκα :

Επενδυτικό σχήμα 1

Στο σχήμα 5.1 παρατηρούμε ότι τα πρώτα σημεία του μετώπου Pareto για τα σενάρια διαστασιολόγησης χωρίς λειτουργία must-run ταυτίζονται, με εκείνα που χρησιμοποιούν την πολιτική must-run. Αυτό, όπως έχει αναφερθεί και στο κεφάλαιο 3, συμβαίνει διότι τα συγκεκριμένα σενάρια διαστασιολόγησης δεν μπορούν σε καμία περίπτωση να καλύψουν την ζήτηση του φορτίου του συστήματος χωρίς την χρήση των συμβατικών μονάδων παραγωγής, καθώς οι μονάδες παραγωγής ΑΠΕ που διαθέτουν είναι αρκετά μικρών διαστάσεων σε σχέση με το σύστημα.

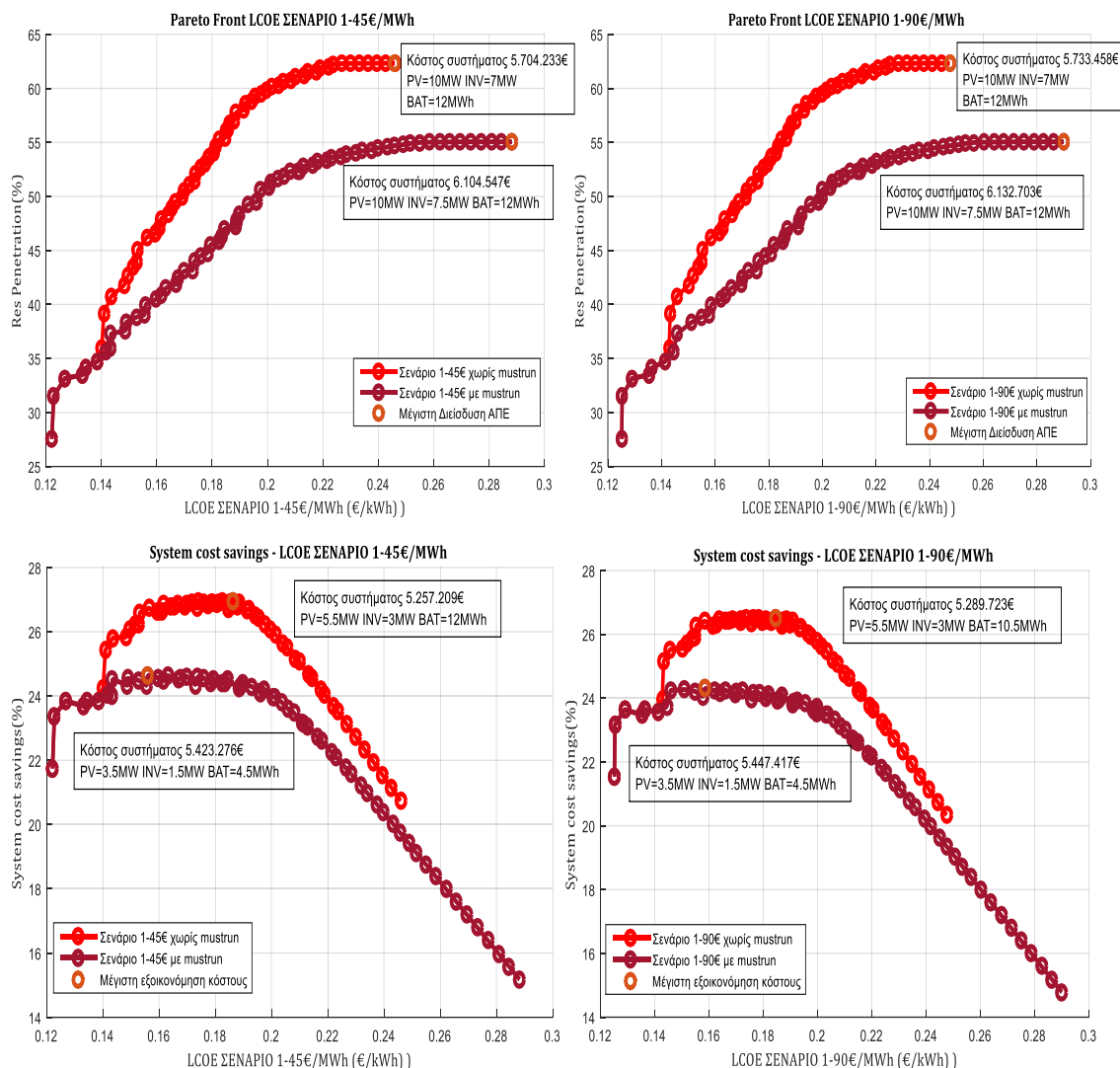
Ακόμα βλέπουμε ότι αν και η μέγιστη διείσδυση ΑΠΕ επιτυγχάνεται στο τελευταίο συνδυασμό της καμπύλης Pareto, δηλαδή στο σενάριο με φωτοβολταϊκά εγκατεστημένης ισχύος 10MW, συσσωρευτές 12MWh και αντιστροφείς (inverters) 7MW ή 7.5 MW αντίστοιχα, εντούτοις τη μεγαλύτερη εξοικονόμηση σε επίπεδο συστήματος την βλέπουμε στα σενάρια με LCOE 0.16-0.20€/kWh. Πιο συγκεκριμένα στο συνδυασμό με φωτοβολταϊκά 5.5MW, συσσωρευτές με χωρητικότητα 12MWh και αντιστροφείς (inverters) 3MW, επιτυγχάνεται μείωση του κόστους συστήματος της τάξης του 27.43% για την λειτουργία χωρίς must-run. Αντίστοιχα στην λειτουργία με χρήση της πολιτικής must-run, ο περισσότερο οικονομικός συνδυασμός διαστασιολόγησης είναι για φωτοβολταϊκά 3.5MW, συσσωρευτές 6MWh και αντιστροφείς (inverters) 1.5MW, και επιτυγχάνεται μείωση του κόστους συστήματος 25.01%.



Σχήμα 5.1: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 1

Σε αντίστοιχη μορφή κινούνται και οι καμπύλες των μετώπων Pareto και εξοικονόμησης του επενδυτικού σχήματος 1, οι οποίες διαθέτουν όμως αποζημίωση της αιολικής ενέργειας που καταλήγει στους συσσωρευτές με 45€/MWh και 90€/MWh. Τις συγκεκριμένες καμπύλες τις βλέπουμε στα παρακάτω σχήματα 5.2 και 5.3 αντίστοιχα.

Αντίστοιχα με τα παραπάνω, στο σχήμα 5.2 φαίνονται ως περισσότερο οικονομικοί συνδυασμοί διαστασιολόγησης οι ίδιοι συνδυασμοί με αυτούς του σχήματος 5.1 για την λειτουργία χωρίς mustrun, με μοναδική διαφορά το ποσοστό της εξοικονόμησης του κόστους συστήματος, που σε αυτή την περίπτωση αγγίζει το 26.95%. Για την λειτουργία με mustrun, οι οικονομικότεροι συσσωρευτές είναι αυτοί των 6MWh, τα φωτοβολταϊκά 3MW και οι αντιστροφείς 1.5MW και έχουμε εξοικονόμηση 24.64% αντίστοιχα. Η μείωση του ποσοστού εξοικονόμησης προφανώς οφείλεται στην αύξηση του συνολικού κόστους συστήματος του ΜΔΝ με την αποζημίωση της αιολικής ενέργειας κατά 45€/MWh. Το ίδιο παρατηρούμε και στο σχήμα 5.3, όπου τα ποσοστά εξοικονόμησης είναι 26.50% και 24.31% στις δυο περιπτώσεις.



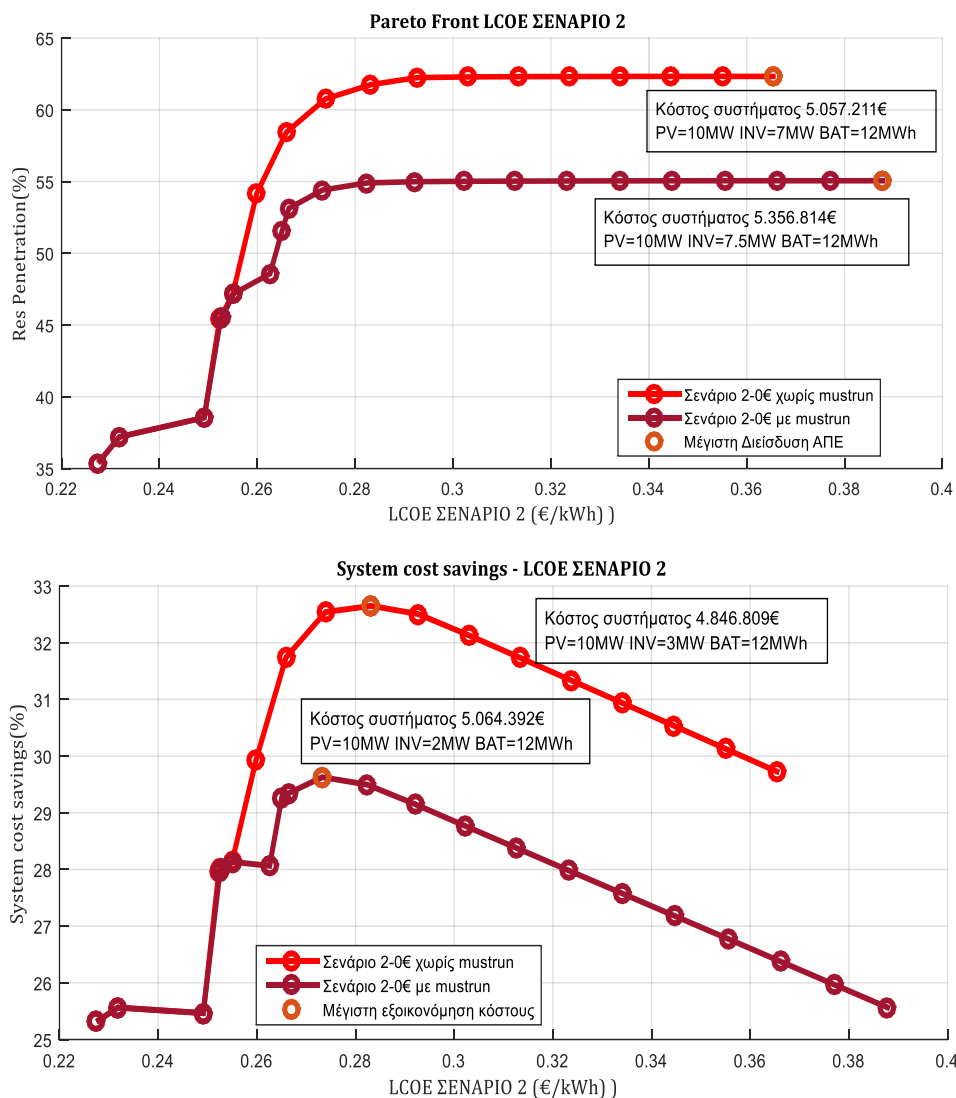
Σχήμα 5.2: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 1-45€/MWh.

Σχήμα 5.3: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 1-90€/MWh.

Και τα τρία σχήματα έχουν την ίδια μορφή είτε πρόκειται για την διείσδυση της ενέργειας από ΑΠΕ, είτε για την μείωση του κόστους συστήματος. Στο συγκεκριμένο επενδυτικό σχήμα λοιπόν, εάν είναι προτιμότερη η οικονομικότερη λειτουργία του συστήματος ΜΔΝ, είναι καταλληλότερο να επιλεγεί ένας συνδυασμός που δεν επιτυγχάνει την μέγιστη διείσδυση ΑΠΕ. Σε άλλη περίπτωση όπου μας ενδιαφέρει η διείσδυση ΑΠΕ περισσότερο, θα επιλεγεί ο συνδυασμός που φαίνεται στα σχήματα, κι ως επιβαρύνει περισσότερο την οικονομικότητα του συστήματος του ΜΔΝ.

Επενδυτικό σχήμα 2

Στο δεύτερο επενδυτικό σχήμα παρατηρούμε ότι αφού φτάσει η διείσδυση ΑΠΕ μεταξύ 60-62%, η εξοικονόμηση κόστους ακολουθεί μια φθίνουσα γραμμική πορεία, είτε στην λειτουργία με την πολιτική must-run είτε στην λειτουργία χωρίς. Είναι επίσης εμφανές ότι μετά το σημείο καμψής στο 62% της διείσδυσης ΑΠΕ, η περαιτέρω διείσδυση είναι πολύ μικρή για τους επόμενους συνδυασμούς που βρίσκονται στο μέτωπο Pareto.



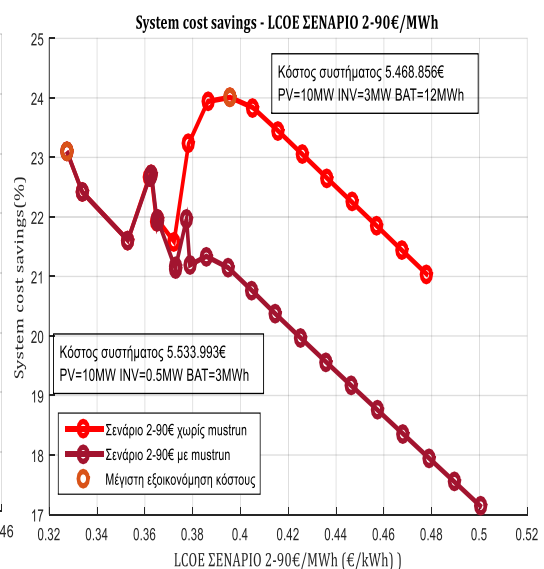
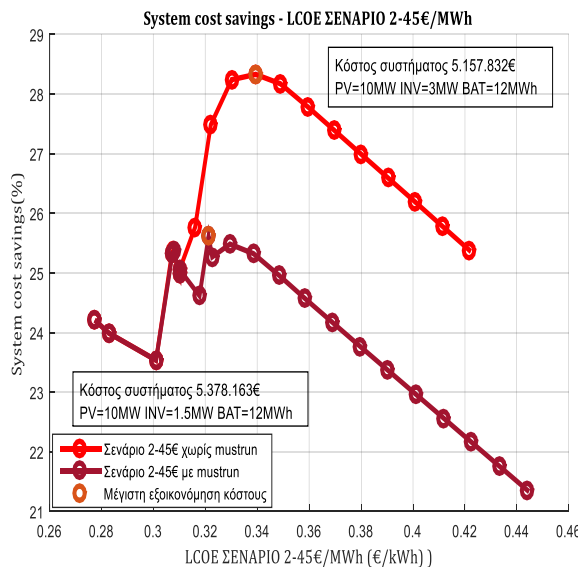
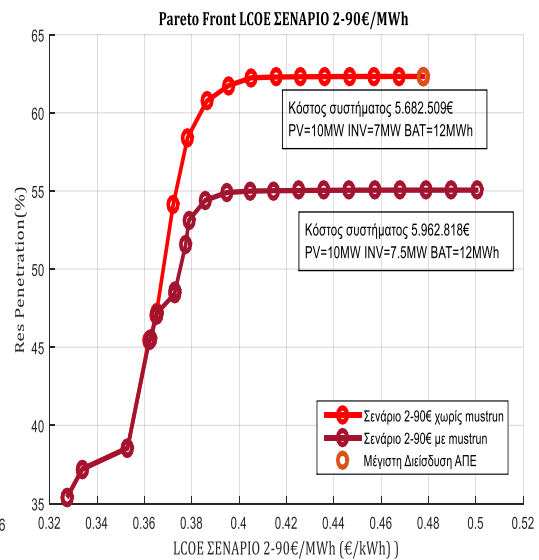
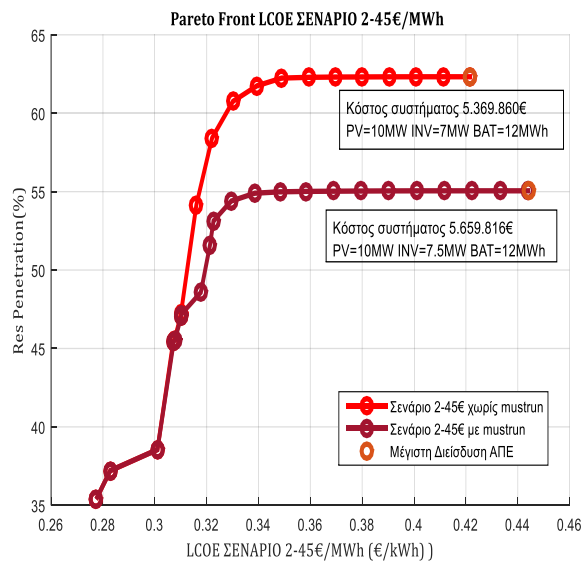
Σχήμα 5.4: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 2

Η μεγαλύτερη μείωση του κόστους του συστήματος επιτυγχάνεται για LCOE μεταξύ 0.26-0.30€/KWh. Πιο συγκεκριμένα, το 9ο σημείο της καμπύλης χωρίς mustrun, δηλαδή ο συνδυασμός με φωτοβολταϊκά 10MW, συσσωρευτές χωρητικότητας 12MWh, και αντιστροφείς(inverters) 3MW, επιτυγχάνει μείωση του ετήσιου κόστους του συστήματος κατά 32,65% ενώ αντίστοιχα το σημείο 9 στην καμπύλη με χρήση της λειτουργίας mustrun και φωτοβολταϊκά 10MW, συσσωρευτές χωρητικότητας 12MWh, και αντιστροφείς(inverters) 2MW επιτυγχάνει μείωση του ετήσιου κόστους συστήματος κατά 29.63%.

Σε αντίστοιχα επίπεδα, ελαφρώς μικρότερα, κινούνται και οι άλλες δύο παραλλαγές του επενδυτικού σχήματος 2, όπως φαίνεται στα σχήματα 5.5 και 5.6. Στο σχήμα 5.5, το σημείο 9, με φωτοβολταϊκά 10MW, συσσωρευτές χωρητικότητας 12MWh, και αντιστροφείς(inverters) 3MW, είναι αυτό που έχει πλέον την μεγαλύτερη μείωση του κόστους κατά 28.33% στην καμπύλη χωρίς mustrun, και το σημείο 7, με φωτοβολταϊκά 10MW, συσσωρευτές χωρητικότητας 12MWh, και αντιστροφείς(inverters) 1.5MW, αντίστοιχα στην καμπύλη όπου γίνεται χρήση της πολιτικής λειτουργίας mustrun, επιτυγχάνει μείωση του κόστους συστήματος κατά 25,62%.

Με τον ίδιο τρόπο βλέπουμε και στο σχήμα 5.6, το ίδιο σημείο 9 της καμπύλης χωρίς mustrun, να επιτυγχάνει τώρα μείωση της τάξεως του 24.01%, και το σημείο 1 της

δεύτερης καμπύλης να μειώνει το κόστος του συστήματος κατά 23.10%. Σε όλα τα σχήματα του επενδυτικού σχήματος 2, οι καμπύλες έχουν την ίδια μορφή αλλά καθώς αυξάνεται το κόστος του συστήματος με την εισαγωγή της αποζημίωσης των παραγωγών αιολικής και φωτοβολταϊκής ενέργειας που καταλήγει στους συσσωρευτές από τον επενδυτή, βλέπουμε ότι οι συνδυασμοί που τελικά μειώνουν το κόστος του συστήματος περισσότερο, είναι όσοι έχουν αντιστροφείς (inverters) σε χαμηλά επίπεδα. Αυτό κατά κύρια βάση οφείλεται στην αύξηση της δαπάνης του επενδυτή, ώστε να αποθηκεύσει περισσότερη ενέργεια ΑΠΕ, η οποία μεταφράζεται σε αύξηση του επενδυτικού κόστους, για αγορά αντιστροφέων μεγαλύτερου μεγέθους. Ακόμα αντιστροφείς μεγάλης ισχύος, σημαίνει μεγαλύτερη ικανότητα απορρόφησης ενέργειας για τους συσσωρευτές και άρα περισσότερες δαπάνες αποζημίωσης για τον επενδυτή.

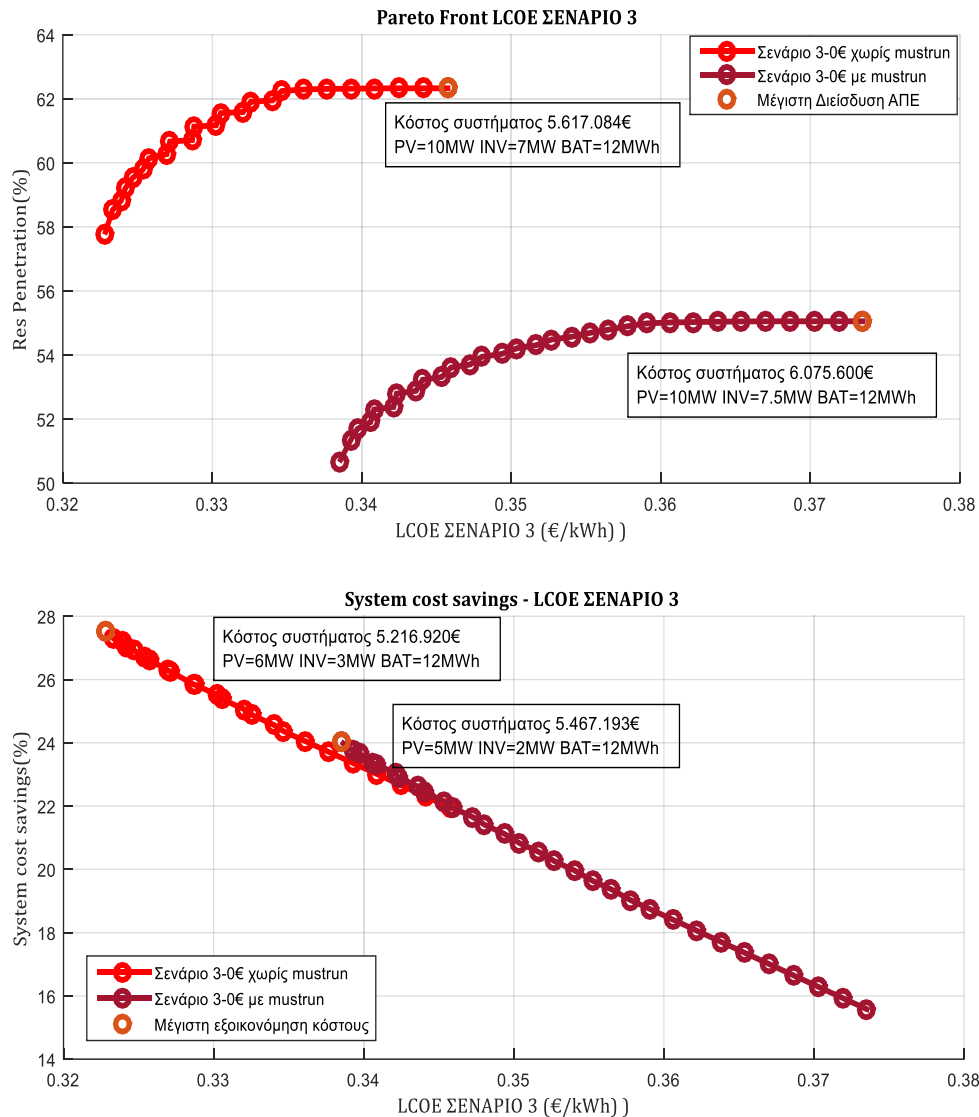


Σχήμα 5.5: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 2-45€/MWh

Σχήμα 5.6: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 2-90€/MWh

Επενδυτικό σχήμα 3

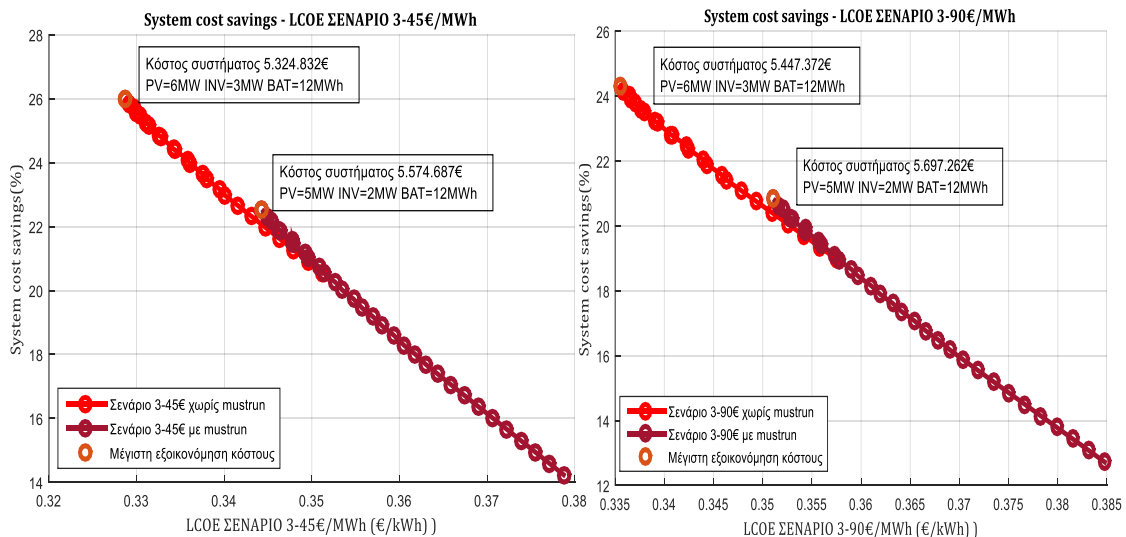
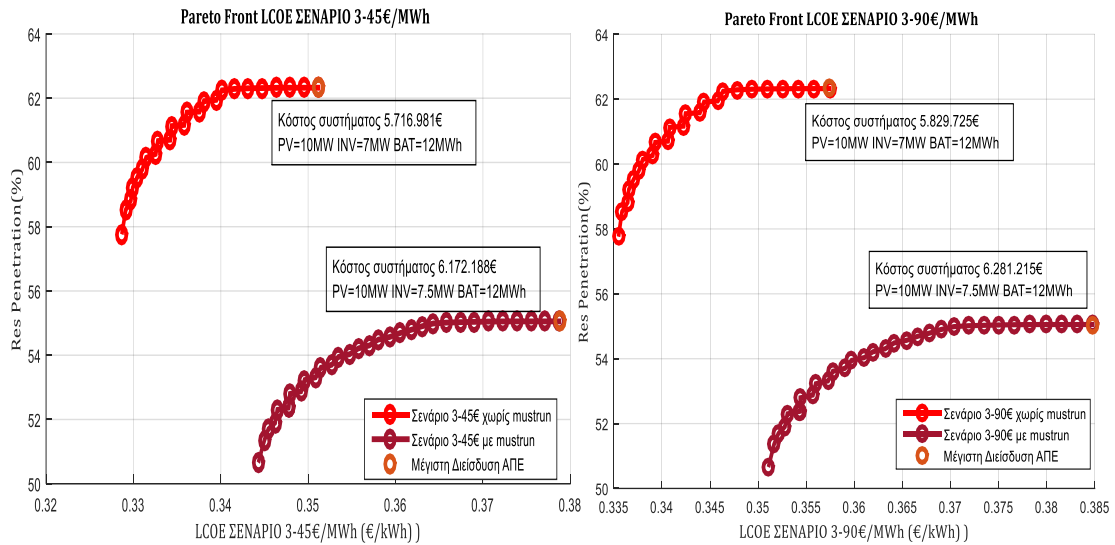
Σε αυτό το επενδυτικό σχήμα έχουμε μια περισσότερο συνολική εικόνα του ηλεκτρικού συστήματος του ΜΔΝ και της οικονομικής λειτουργίας του, καθώς ο επενδυτής κατέχει όλες τις μονάδες παραγωγής, εκτός από την Α/Γ. Στο σχήμα 5.6 φαίνεται η καμπύλη Pareto για το 3^ο επενδυτικό σχήμα, χωρίς την αποζημίωση της αιολικής ενέργειας που καταλήγει στους συσσωρευτές για αποθήκευση.



Σχήμα 5.7: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 3

Όπως και στο προηγούμενο επενδυτικό σχήμα, τα σημεία της καμπύλης Pareto έχουν μικρή αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ, μετά το 62% και το 54.5% αντίστοιχα για τους συνδυασμούς με λειτουργία mustrun. Όμως η μείωση του ετήσιου κόστους συστήματος, και στις δυο περιπτώσεις, έχει την μορφή μιας φθίνουσας ευθείας. Αυτό σημαίνει ότι καθώς αυξάνεται η διείσδυση ΑΠΕ στο σύστημα του ΜΔΝ, τόσο θα αυξάνεται και το ετήσιο κόστος του συστήματος. Πιο συγκεκριμένα μπορούμε να πούμε ότι η εξοικονόμηση του κόστους του συστήματος και το LCOE, είναι αντιστρόφως ανάλογα μεγέθη στο συγκεκριμένο επενδυτικό σχήμα. Αξίζει επίσης να σημειωθεί ότι μετά το πέρασμα των σημείων της καμπύλης χωρίς λειτουργία mustrun, τα σημεία της καμπύλης με

mustrun ακολουθούν την ίδια ευθεία. Στο συγκεκριμένο σχήμα λοιπόν, δεν μπορούμε να χαρακτηρίσουμε κάποιον συνδυασμό ως περισσότερο συμφέρον.



Σχήμα 5.8: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους -Επενδυτικό σχήμα 3-45€/MWh

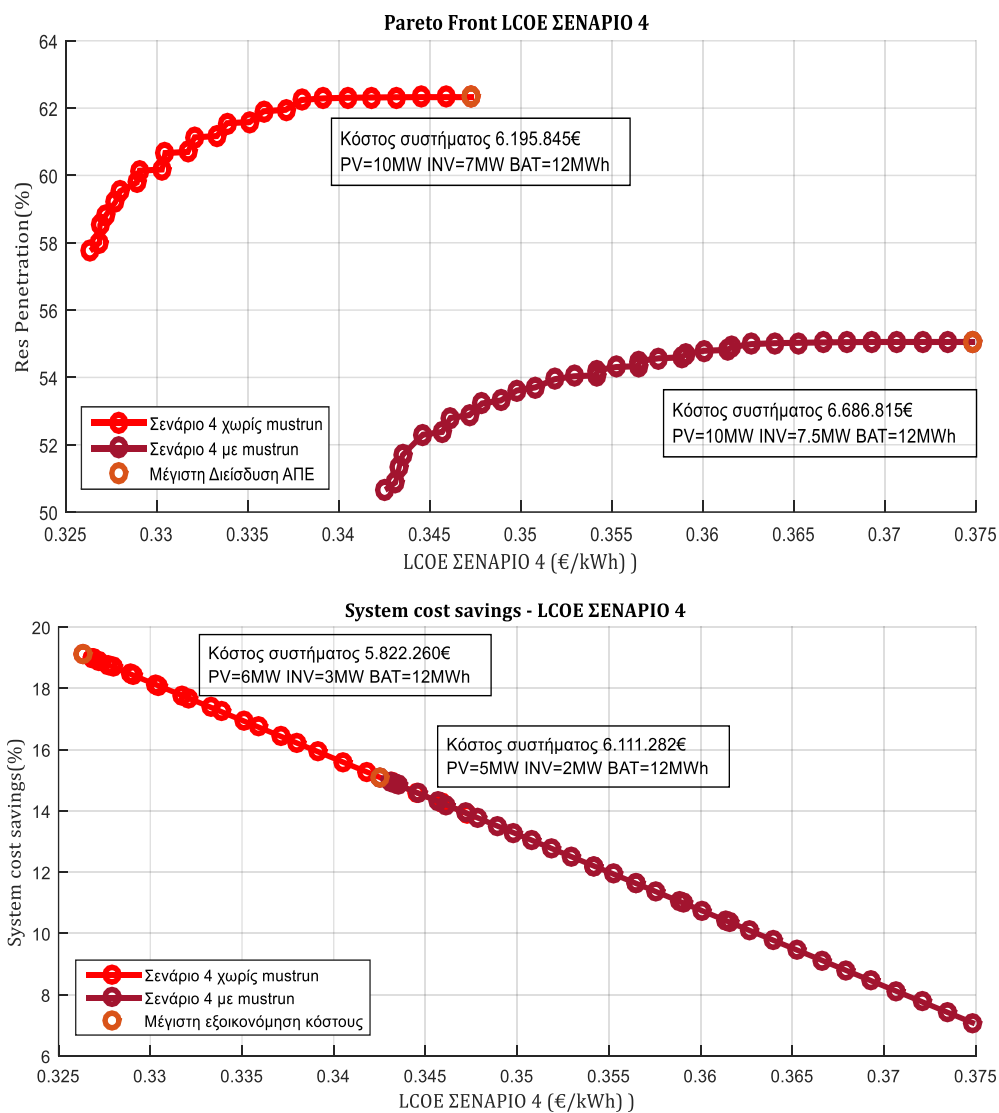
Σχήμα 5.9: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους -Επενδυτικό σχήμα 3-90€/MWh

Αντίστοιχα με το σχήμα 5.7 είναι και τα σχήματα με τις καμπύλες για την αποζημίωση της αιολικής ενέργειας κατά 45€/MWh και 90€/MWh. Οι καμπύλες των παραπάνω σχημάτων είναι όμοιες με τις καμπύλες του σχήματος 5.7 με μόνη διαφορά την μετατόπιση τους προς τα δεξιά στον άξονα των LCOE, καθώς αυξάνεται το κόστος του συστήματος. Επειδή η εγκατεστημένη αιολική ισχύς της Α/Γ είναι μικρή, και κατά συνέπεια η παραγωγή και διάθεση αιολικής ενέργειας στο δίκτυο και στους συσσωρευτές είναι κι αυτή μικρή, ακόμα και η αύξηση της τιμής αποζημίωσης της, δεν έχει σημαντικές συνέπειες στην αύξηση του LCOE.

Επενδυτικό σχήμα 4

Στο τελευταίο επενδυτικό σχήμα για τα φωτοβολταϊκά πάρκα, ο επενδυτής διαθέτει όλες τις μονάδες παραγωγής, συμπεριλαμβανομένων των συμβατικών μονάδων και της Α/Γ. Η μορφή των καμπυλών Pareto του σχήματος 5.10, είναι παρόμοια με αυτή των σχημάτων 5.7, 5.8, 5.9. Βέβαια στο LCOE και στο κόστος συστήματος, έχει ενσωματωθεί και το επενδυτικό κόστος και το κόστος λειτουργίας της Α/Γ, για αυτό τον λόγο οι καμπύλες του σχήματος 5.10 είναι μετατοπισμένες δεξιά, αλλά και οι καμπύλες εξοικονόμησης κόστους είναι μετατοπισμένες δεξιά και κάτω.

Το επενδυτικό σχήμα 4, είναι περισσότερο κοντά στο αρχικό οικονομικό σχήμα του συστήματος ΜΔΝ. Έτσι παρουσιάζει μικρότερες μεταβολές στην οικονομικότητα των συνδυασμών, καθώς ενσωματώνει πολύ μεγαλύτερα επενδυτικά κόστη από τα υπόλοιπα 3 επενδυτικά σχήματα.

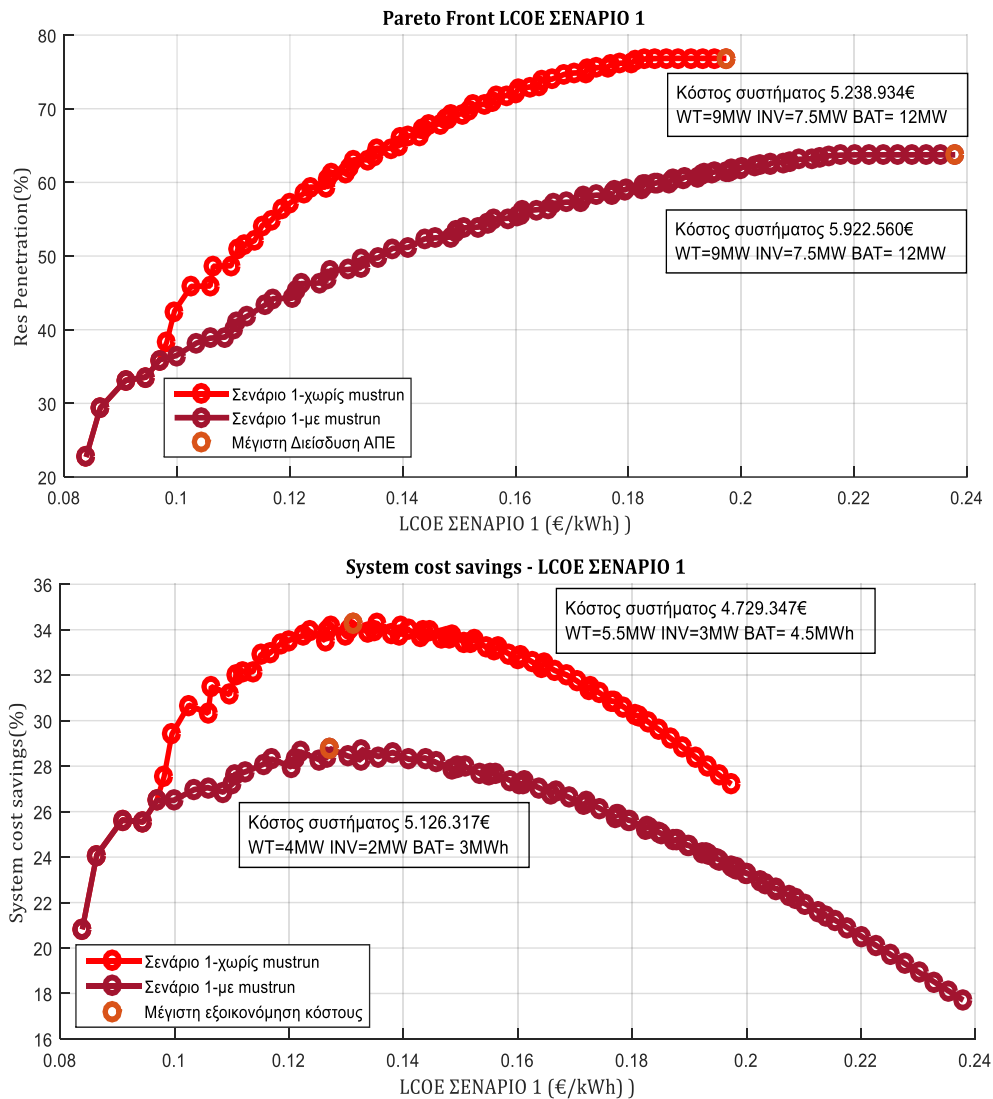


Σχήμα 5.10: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 4

Αιολικά πάρκα :

Επενδυτικό σχήμα 1

Το πρώτο επενδυτικό σχήμα των αιολικών πάρκων, είναι αντίστοιχης μορφής με εκείνο των φωτοβολταϊκών. Στο σχήμα 5.11 οι καμπύλες Pareto επιτυγχάνουν πολύ μεγάλες διεισδύσεις σε σχέση με το αντίστοιχο σενάριο των φωτοβολταϊκών πάρκων, και στις δύο λειτουργίες, και επιπλέον διαθέτουν μικρά LCOE.



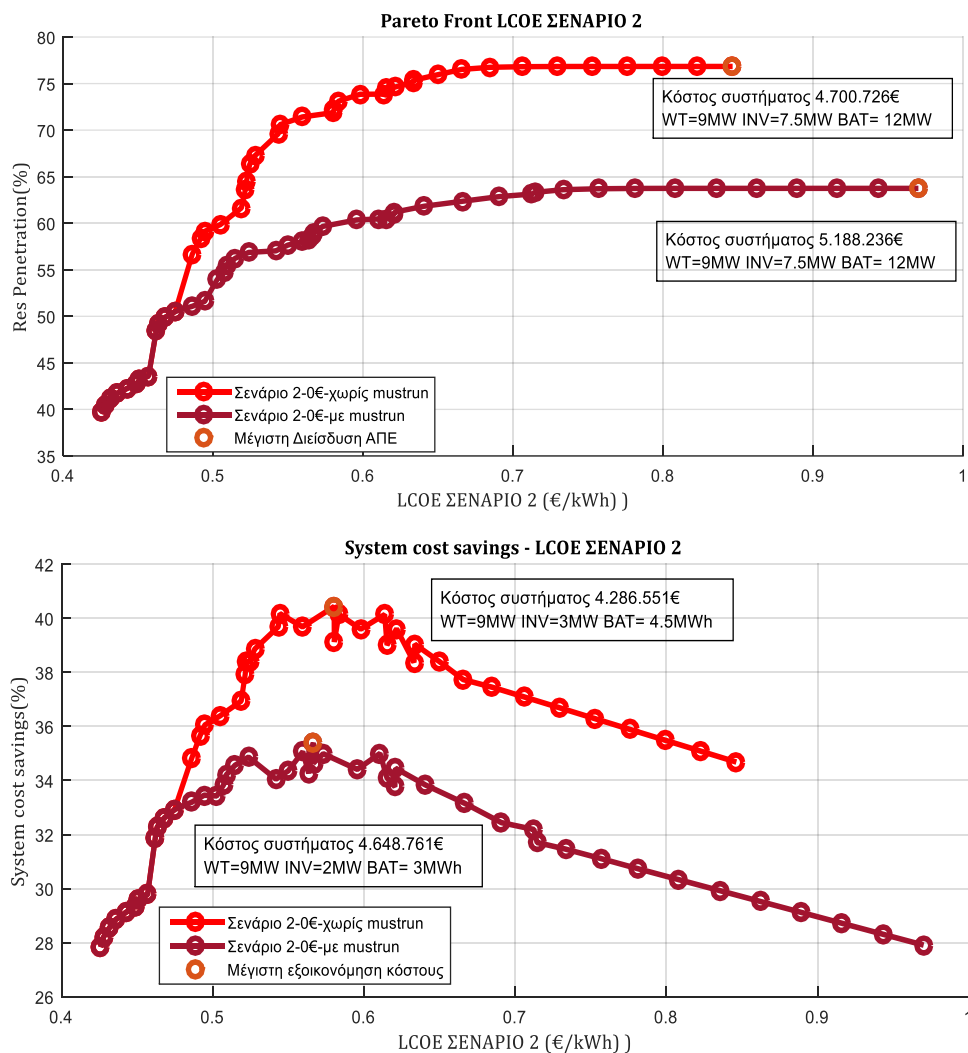
Σχήμα 5.11: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 1-Αιολικά Πάρκα.

Όπως και στην περίπτωση των φωτοβολταϊκών, η μέγιστη εξοικονόμηση δεν επιτυγχάνεται με τον ίδιο συνδυασμό όπως και η μέγιστη διείσδυση ΑΠΕ. Πιο συγκεκριμένα στην καμπύλη που αφορά την λειτουργία χωρίς την χρήση mustrun, ο οικονομικότερος συνδυασμός για το σύστημα είναι στο σημείο 26, με αιολικά πάρκα ισχύος 5.5MW, αντιστροφείς(inverters) 3MW και συσσωρευτές 4.5MWh, όπου η εξοικονόμηση αγγίζει το 34.28%. Με αντίστοιχο τρόπο, στην καμπύλη με χρήση της πολιτικής mustrun, το σημείο 18, με αιολικά πάρκα ισχύος 4MW, αντιστροφείς (inverters) 2MW και συσσωρευτές 3MWh, επιτυγχάνει μείωση του κόστους 28.77%.

Σημειώνεται, ότι στα παραπάνω μεγέθη των αιολικών πάρκων καθώς και στα μεγέθη των αιολικών πάρκων των υπόλοιπων επενδυτικών σχημάτων, πρέπει να προσθέσουμε και τα 900kW εγκατεστημένης ισχύος της Α/Γ, η οποία θεωρείται δεδομένη σε κάθε συνδυασμό, για αυτό και δεν αναφέρεται.

Επενδυτικό σχήμα 2

Όπως και το δεύτερο επενδυτικό σχήμα των φωτοβολταϊκών, έτσι κι αυτό αφορά μόνο τους συσσωρευτές και τους αντιστροφείς (inverters), και οι καμπύλες Pareto έχουν αντίστοιχη μορφή. Οι καμπύλες που αναφέρονται στην εξοικονόμηση κόστους έχουν διαφορετική μορφή, με αρκετές εναλλαγές διευθύνσεων. Αυτό συμβαίνει διότι κάθε μονάδα ενός συνδυασμού διαστασιολόγησης, δεν έχει ανάλογο επενδυτικό και λειτουργικό κόστος. Επομένως, ενώ τα ενεργειακά αποτελέσματα δυο συνδυασμών ενδέχεται να είναι αντίστοιχα, το κόστος μεταβάλλεται διαφορετικά αν μεταβληθεί μια μονάδα παραγωγής ΑΠΕ, στην προκειμένη περίπτωση τα αιολικά πάρκα, και διαφορετικά εάν μεταβληθούν οι συσσωρευτές ή οι αντιστροφείς (inverters). Έτσι, δυο συνδυασμοί μπορεί να είναι δίπλα στην καμπύλη Pareto, όμως στην καμπύλη εξοικονόμησης κόστους, να διαφέρουν αρκετά οι τιμές τους.

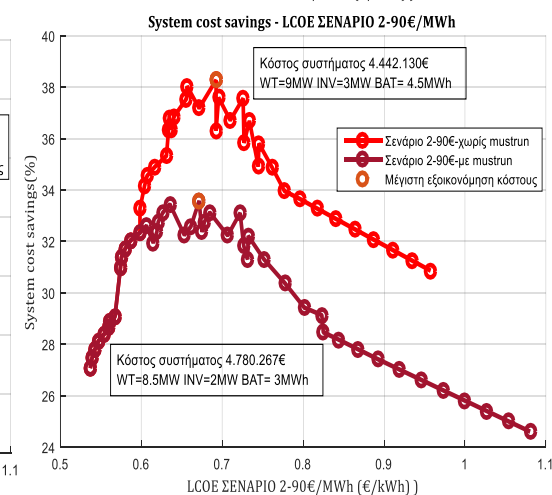
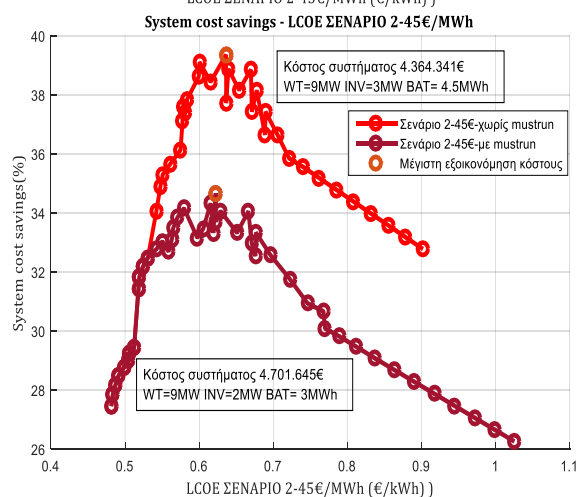
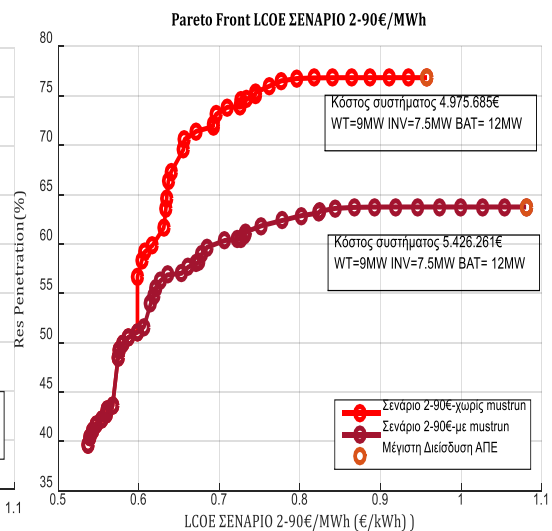
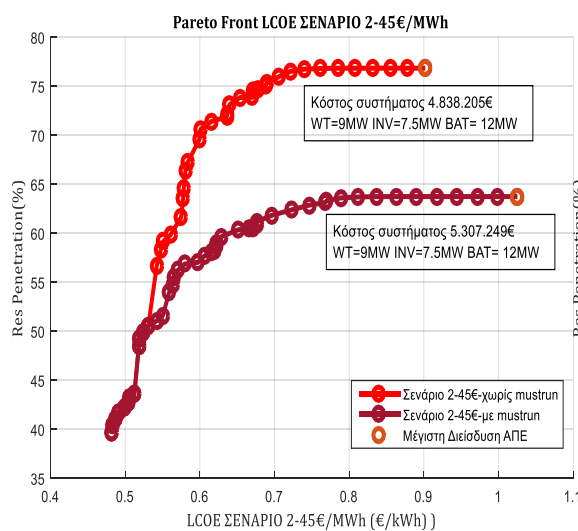


Σχήμα 5.12: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 2-Αιολικά Πάρκα

Όσον αφορά τον οικονομικότερο συνδυασμό, για το ηλεκτρικό σύστημα του ΜΔΝ, στην περίπτωση που δεν γίνεται εφαρμογή της πολιτικής mustrun, είναι ο συνδυασμός 25, με αιολική εγκατεστημένη ισχύ 9MW, αντιστροφείς (inverters) 3MW, και συσσωρευτές χωρητικότητας 4.5MWh, όπου επιτυγχάνεται εξοικονόμηση 40.44% επί του ετήσιου κόστους συστήματος. Ενώ αντίστοιχα στην άλλη καμπύλη, είναι ο συνδυασμός 24, με αιολική εγκατεστημένη ισχύ 9MW, αντιστροφείς (inverters) 2MW, και συσσωρευτές χωρητικότητας 3MWh, όπου επιτυγχάνεται εξοικονόμηση 35.40%.

Στα σχήματα 5.13 και 5.14, έχω πλέον αγορά της ενέργειας που αποθηκεύεται στους συσσωρευτές με 45€/MWh και 90€/MWh. Ο συνδυασμός για λειτουργία χωρίς mustrun στην πρώτη περίπτωση είναι ο 25, με αιολική εγκατεστημένη ισχύ 9MW, αντιστροφείς (inverters) 3MW, συσσωρευτές χωρητικότητας 4.5MWh, και εξοικονόμηση 39.36%, ενώ για λειτουργία με mustrun ο 24, με αιολική εγκατεστημένη ισχύ 9MW, αντιστροφείς (inverters) 2.0MW, συσσωρευτές χωρητικότητας 3MWh, και εξοικονόμηση 34.67%.

Αντίστοιχα στη δεύτερη περίπτωση έχω για λειτουργία χωρίς mustrun, τον συνδυασμό 26, που είναι όμοιος με τις δυο προηγούμενες περιπτώσεις και μειώνει το κόστος κατά 38.28%. Ενώ για την λειτουργία με mustrun οικονομικότερος είναι ο συνδυασμός 22, με αιολική εγκατεστημένη ισχύ 8.5MW, αντιστροφείς (inverters) 1.5MW, συσσωρευτές χωρητικότητας 3.0MWh, και εξοικονόμηση 33.58%.



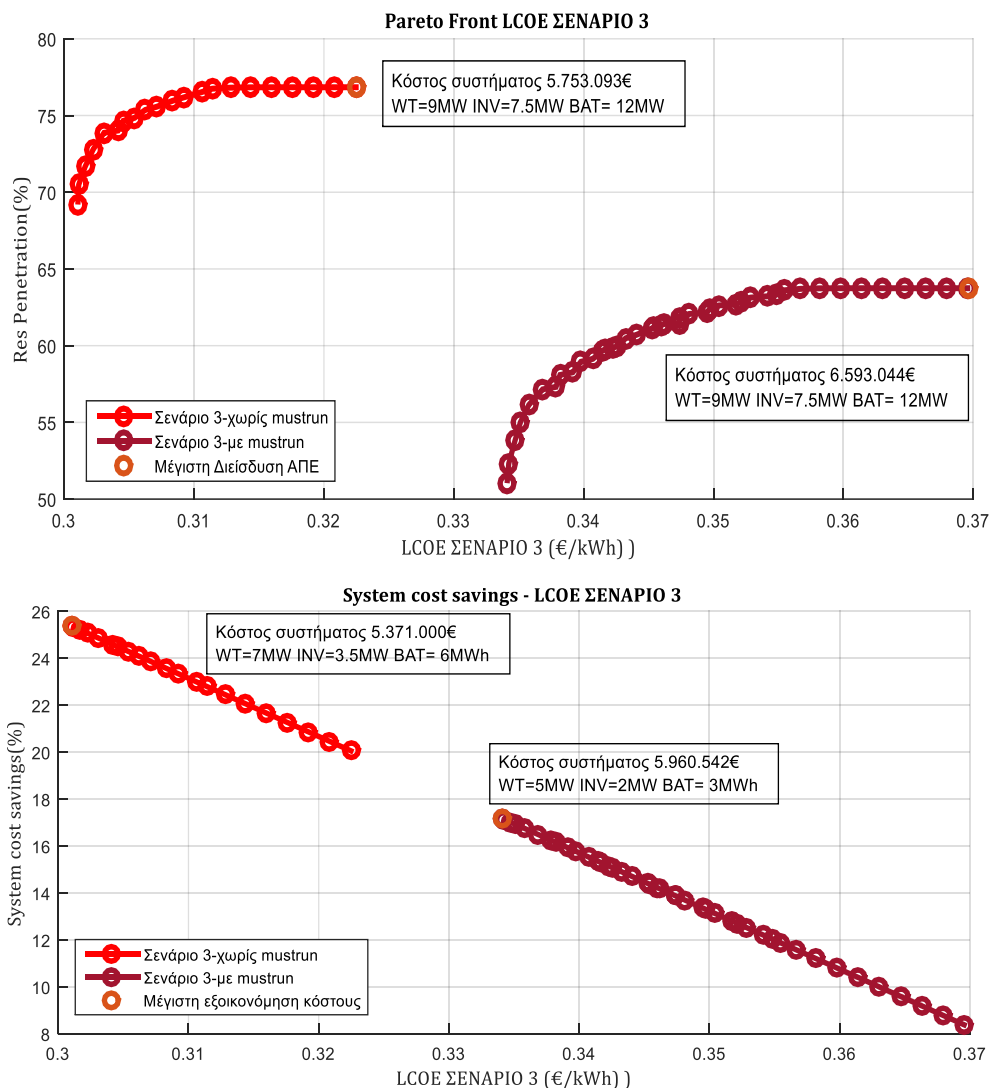
Σχήμα 5.13: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 2-45€/MWh

Σχήμα 5.14: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 2-90€/MWh

Επενδυτικό σχήμα 3

Το τρίτο επενδυτικό σχήμα για τα αιολικά πάρκα, αντίθετα με εκείνο των φωτοβολταϊκών, περιλαμβάνει όλες τις μονάδες παραγωγής και αποθήκευσης ενέργειας του ηλεκτρικού συστήματος, συμπεριλαμβανομένων των συμβατικών μονάδων παραγωγής. Είναι δηλαδή παρόμοιο του 4^{ου} σχήματος των φωτοβολταϊκών πάρκων.

Οι καμπύλες του σχήματος 5.15, έχουν ανάλογη μορφή με αυτές του σεναρίου 4 των φωτοβολταϊκών. Οι καμπύλες του μετώπου Pareto φανερώνουν πόσο μεγάλη επίδραση έχει στην οικονομικότητα του συνολικού ηλεκτρικού συστήματος του ΜΔΝ, η χρήση ή η απουσία της πολιτικής *must-run*, σε σχέση με την περίπτωση των φωτοβολταϊκών. Κυριότερος λόγος για αυτό είναι οι περιορισμοί που επιβάλλονται στα *setpoints* και επηρεάζουν σε πολύ μεγάλο βαθμό την αιολική παραγωγή. Στην πρώτη το LCOE του βέλτιστου ενεργειακά συνδυασμού είναι 0.3341€/kWh, ενώ στην δεύτερη, και με εμφανώς μεγαλύτερη διείσδυση ΑΠΕ κατά περίπου 15% είναι 0.3011€/kWh. Από άποψη μείωσης του ετήσιου κόστους του συστήματος, οι καμπύλες και στις δυο περιπτώσεις είναι φθίνουσες ευθείες. Ακόμα βλέπουμε ότι τα σημεία των καμπυλών με και χωρίς *must-run*, βρίσκονται στην ίδια ευθεία.



Σχήμα 5.15: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 3- Αιολικά Πάρκα.

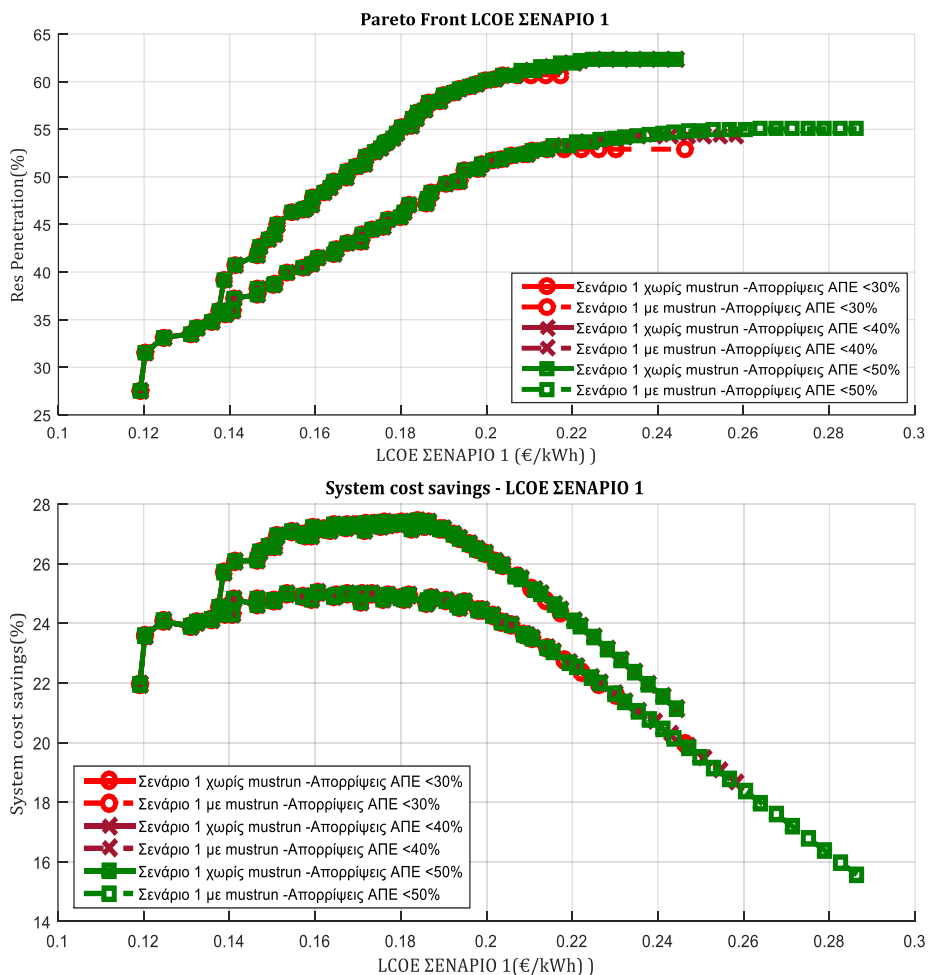
5.3 Μέτωπα Pareto και Απορρίψεις ΑΠΕ

Στο προηγούμενο κεφάλαιο, τα μέτωπα Pareto προκύπταν με μοναδικά κριτήρια το LCOE του επενδυτικού σχήματος, και την διείσδυση ΑΠΕ, χωρίς να λαμβάνουμε υπόψη το μέγεθος των απορρίψεων ΑΠΕ, είτε λόγω χρήσης της πολιτικής mustrun είτε λόγω υπερβάλλουσας διαθέσιμης ενέργειας από μονάδες παραγωγής ΑΠΕ.

Επομένως δημιουργείται η ανάγκη εισαγωγής του κριτηρίου των απορρίψεων. Συγκεκριμένα βρίσκουμε τα μέτωπα Pareto για συνδυασμούς με απορρίψεις ΑΠΕ κάτω των 30%, 40% και 50%. Για να το πετύχουμε αυτό, αφαιρούμε από την διαδικασία σχεδιασμού των μετώπων Pareto οποιονδήποτε συνδυασμό διαστασιολόγησης υπερβαίνει τα συγκεκριμένα όρια απορρίψεων. Έτσι προκύπτει ένα καινούριο σύνολο συνδυασμών, από το οποίο επανασχεδιάζονται οι καμπύλες Pareto σύμφωνα πλέον με τα δυο προηγούμενα κριτήρια, του LCOE και της διείσδυσης ΑΠΕ. Έτσι προκύπτουν τρεις νέες καμπύλες για κάθε επενδυτικό σχήμα, οι οποίες συνδυάζονται με τις καμπύλες εξοικονόμησης κόστους συστήματος, όπως προηγουμένως.

Φωτοβολταϊκά πάρκα

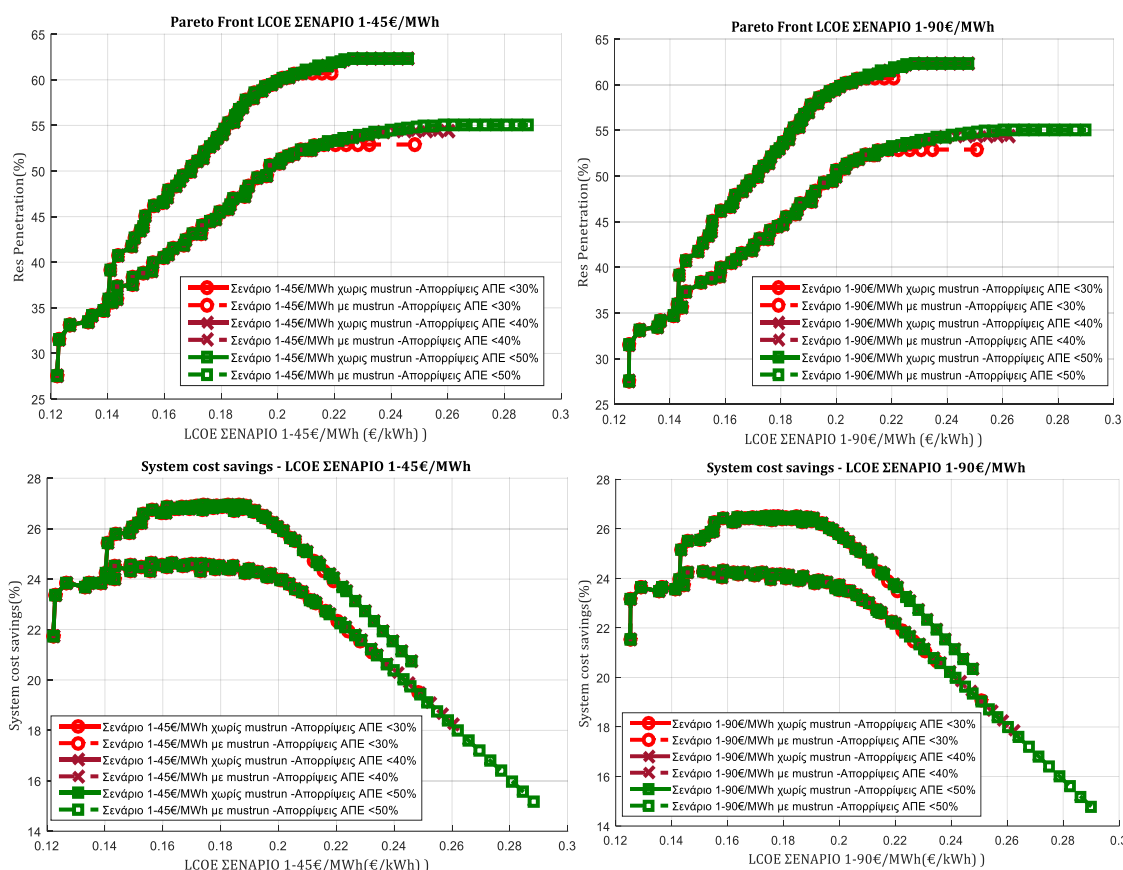
Επενδυτικό σχήμα 1



Σχήμα 5.16: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 1- Απορρίψεις ΑΠΕ.

Στο παραπάνω σχήμα βλέπουμε ότι τα μέτωπα Pareto όλων των επιπέδων απορρίψεων ταυτίζονται μεταξύ τους, μέχρι ένα συγκεκριμένο συνδυασμό, έπειτα από το οποίο διαχωρίζονται. Καθώς αυξάνεται το επίπεδο της διείσδυσης ΑΠΕ σε κάθε καμπύλη απορρίψεων, επειδή αυξάνεται και το μέγεθος των εγκατεστημένων μονάδων ΑΠΕ, είναι λογικό να αυξάνονται και οι απορρίψεις ΑΠΕ. Επομένως σε αυτήν την καμπύλη αλλά και στις υπόλοιπες δύο του συγκεκριμένου επενδυτικού σχήματος, υπάρχει σημείο έπειτα από το οποίο οι συνδυασμοί κάθε καμπύλης απορρίψεων παύουν να ταυτίζονται, και διαθέτουν διαφορετικούς συνδυασμούς ώστε οι απορρίψεις ΑΠΕ να βρίσκονται στα επιτρεπτά επίπεδα. Εν γένει επιτυγχάνουμε λοιπόν διεισδύσεις άνω του 60% και 55%, με απορρίψεις μικρότερες του 30%.

Αντίστοιχα συμπεράσματα έχουμε και για τις καμπύλες των σχημάτων 5.17 και 5.18, όπου εισάγεται πάλι η έννοια της αποζημίωσης της αιολικής ενέργεια κατά 45€/MWh και 90€/MWh.



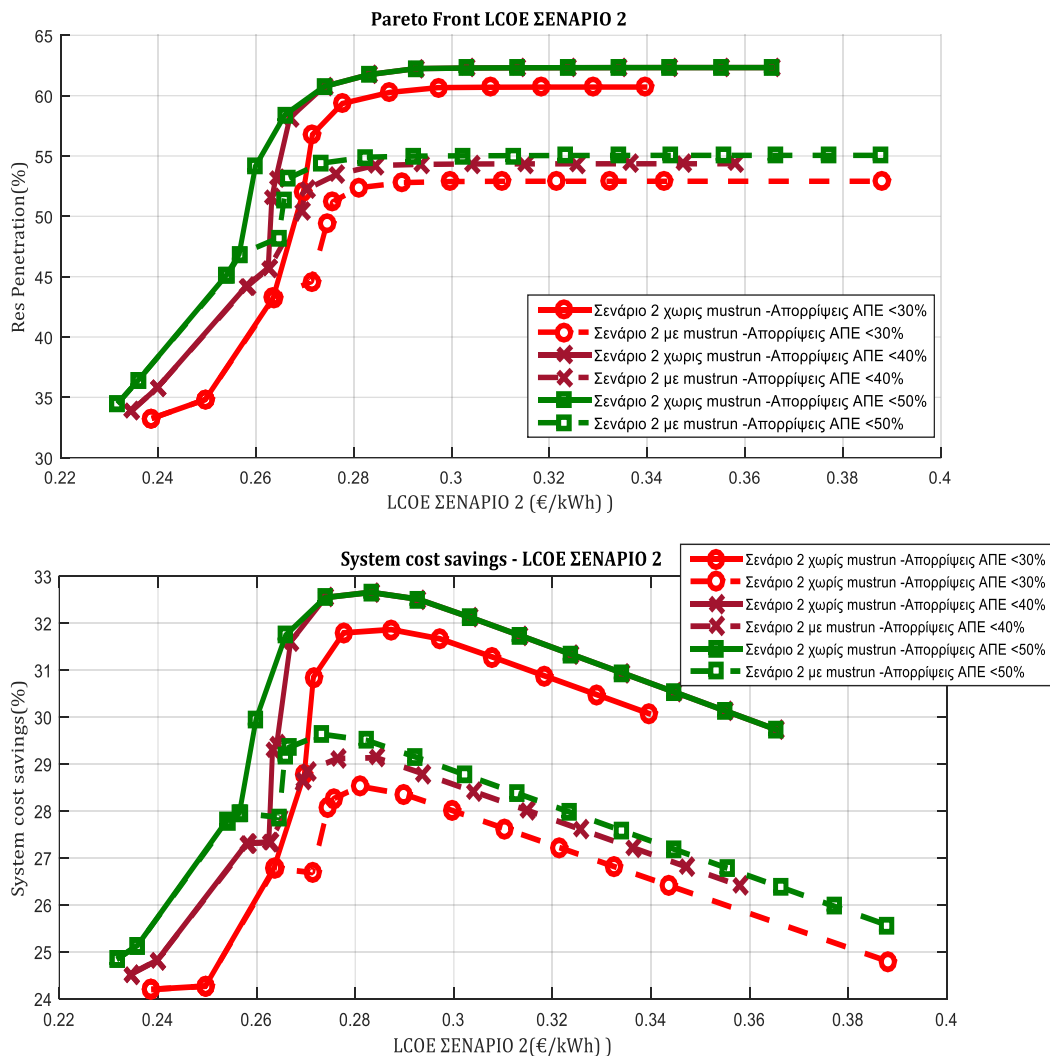
Σχήμα 5.17: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 1-45€/MWh – Απορρίψεις ΑΠΕ

Σχήμα 5.18: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 1-90€/MWh – Απορρίψεις ΑΠΕ

Επενδυτικό σχήμα 2

Στο δεύτερο επενδυτικό σχήμα των φωτοβολταϊκών, είναι περισσότερο ξεκάθαρη η διαφορά που προκαλούν οι περιορισμοί των απορρίψεων ΑΠΕ στις καμπύλες Pareto. Προφανώς όσο πιο αυστηροί είναι οι περιορισμοί των απορρίψεων, τόσο μικρότερα θα είναι και τα επίπεδα διείσδυσης ΑΠΕ των συνδυασμών που θα βρίσκονται στην καμπύλη Pareto. Έτσι στο αυστηρότερο επίπεδο περιορισμών, δηλαδή αυτό που ικανοποιείται μόνο όταν οι απορρίψεις ΑΠΕ είναι κάτω του 30% επί των διαθέσιμων, οι καμπύλες

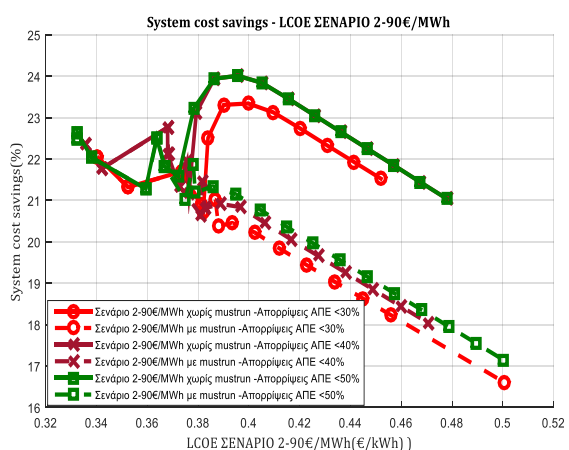
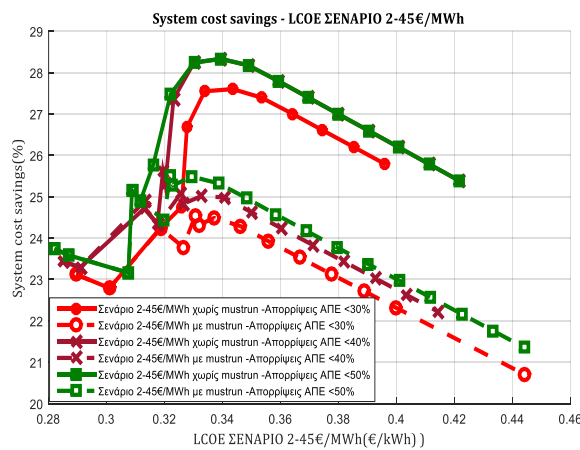
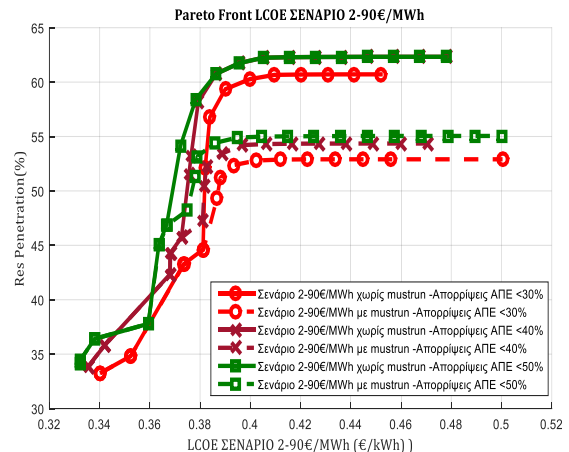
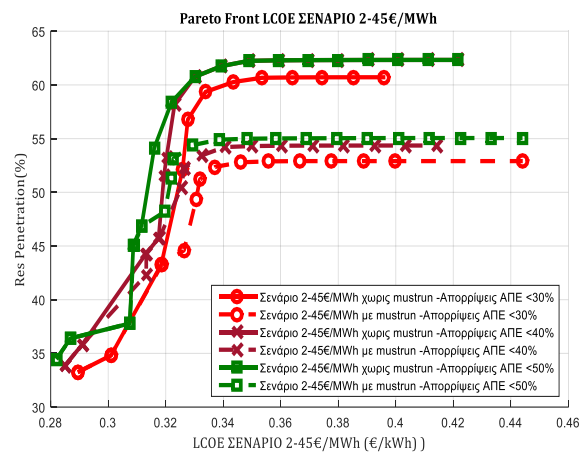
Pareto που προκύπτουν στις περιπτώσεις με ή χωρίς mustrun, βρίσκονται στο χαμηλότερο επίπεδο της γραφικής του σχήματος 5.19. Καθώς οι περιορισμοί που αφορούν τις απορρίψεις ΑΠΕ, γίνονται περισσότερο ανεκτικοί, δηλαδή επιτρέπουν συνδυασμούς που οι απορρίψεις ΑΠΕ, φτάνουν το 40% και το 50% επί των διαθέσιμων, οι καμπύλες Pareto μετατοπίζονται προς τα πάνω και αριστερά, όπως φαίνεται στο σχήμα 5.19.



Σχήμα 5.19: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 2- Απορρίψεις ΑΠΕ.

Ακόμα παρατηρούμε ότι μετά το 7^ο συνδυασμό στις καμπύλες Pareto που αφορούν τις απορρίψεις ΑΠΕ των 40% και 50%, οι συνδυασμοί ταυτίζονται. Αυτό σημαίνει ότι οι συγκεκριμένοι συνδυασμοί είναι βέλτιστοι και στις δυο περιπτώσεις, καθώς οι απορρίψεις ΑΠΕ είναι κάτω του 40% εν γένει, αλλά και τα κριτήρια της διεύθυνσης ΑΠΕ και του LCOE ικανοποιούνται με τον καλύτερο τρόπο. Οι πρώτοι 7 συνδυασμοί που δεν ταυτίζονται αφορούν συνδυασμούς με αντιστροφείς (inverters) ικανότητας 0.5MW έως 2.0MW, ενώ η εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς είναι αντίστοιχα 4.5MW έως 9MW αντίστοιχα στην καμπύλη που αφορά το 40%, ενώ στην καμπύλη που αφορά το 50% οι αντιστροφείς (inverters) είναι ικανότητας 0.5MW έως 2.5MW και η εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς είναι 6-10MW σε όλους τους συνδυασμούς, έτσι τα επίπεδα

απορρίψεων ΑΠΕ είναι υψηλά, καθώς οι αντιστροφείς δεν μπορούν να αποθηκεύσουν στους συσσωρευτές την πλεονάζουσα φωτοβολταϊκή ενέργεια .



Σχήμα 5.20: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 2-45€/MWh – Απορρίψεις ΑΠΕ

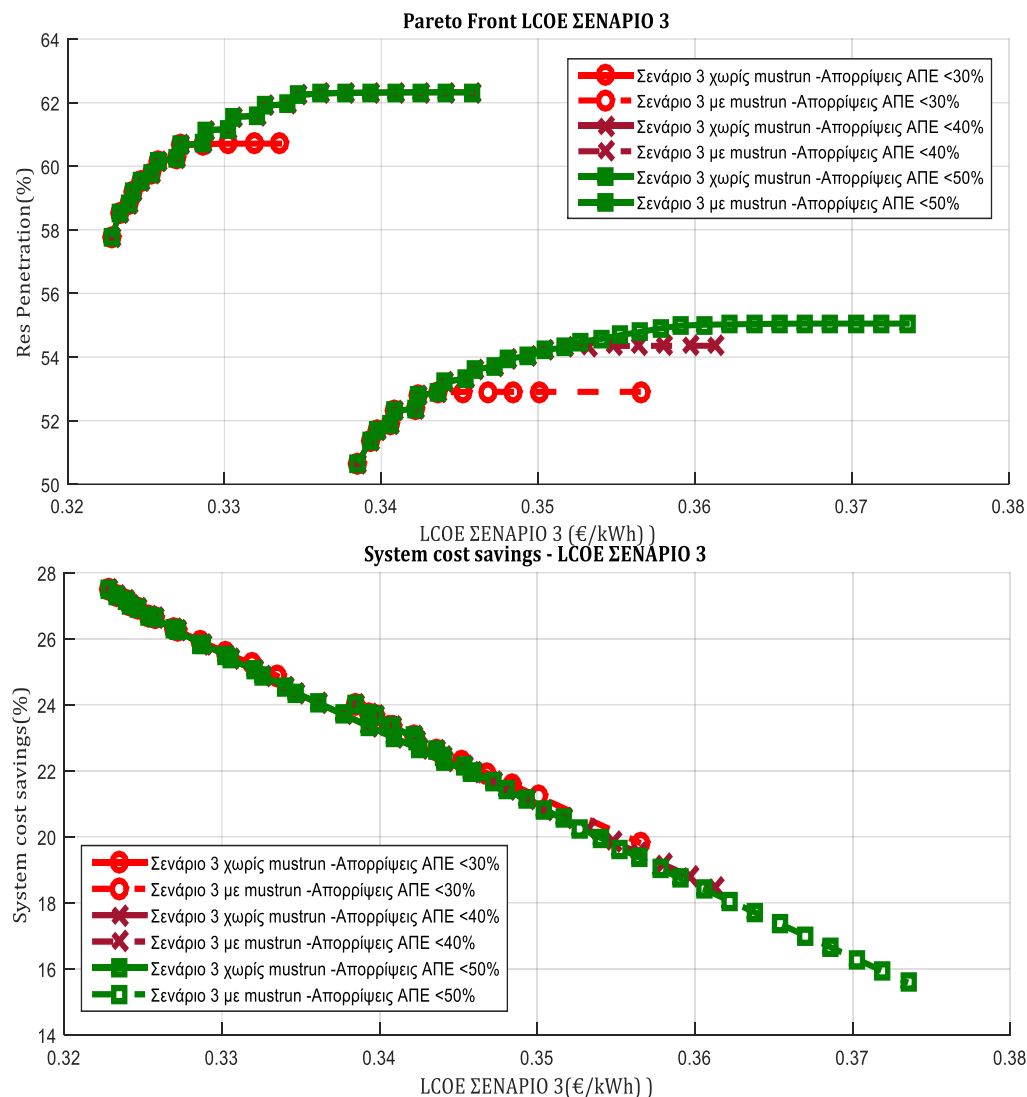
Σχήμα 5.21: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 2-90€/MWh – Απορρίψεις ΑΠΕ

Παρόμοια μορφή έχουν και οι καμπύλες των σχημάτων 5.20 και 5.21, που αναφέρονται στην αποζημίωση της αιολικής και φωτοβολταϊκής ενέργειας που καταλήγει στους συσσωρευτές με 45€/MWh και 90€/MWh αντίστοιχα. Οι καμπύλες εξοικονόμησης κόστους που αναφέρονται στην λειτουργία με must-run τείνουν να αποκτήσουν γραμμική μορφή στα σχήματα 5.20 και 5.21. Καθώς οι συνδυασμοί των συγκεκριμένων καμπυλών διαθέτουν όμοια χαρακτηριστικά ως προς την φωτοβολταϊκή εγκατεστημένη ισχύ και ως προς την χωρητικότητα των συσσωρευτών, η ικανότητα των αντιστροφέων (inverters) είναι εκείνη που ελέγχει το κόστος και την διείσδυση ΑΠΕ, επειδή είναι το μοναδικό στοιχείο των συνδυασμών αυτών που μεταβάλλεται.

Επενδυτικό σχήμα 3

Οι καμπύλες που αφορούν το συγκεκριμένο επενδυτικό σχήμα και απεικονίζονται στο σχήμα 5.22, παρουσιάζουν ομοιομορφία με τις καμπύλες που δεν υπόκεινται στους περιορισμούς απορρίψεων ΑΠΕ, του σχήματος 5.7. Οι επιπτώσεις των περιορισμών είναι εμφανείς στην περίπτωση χωρίς λειτουργία must-run, μόνο για την καμπύλη που αφορά απορρίψεις λιγότερες από το 30% των διαθέσιμων ΑΠΕ του συστήματος, όπου παύει

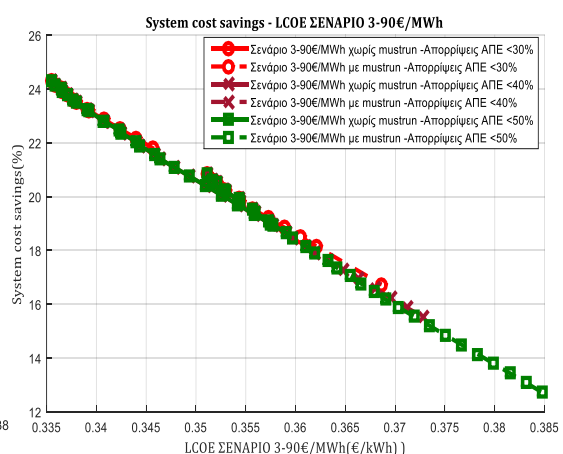
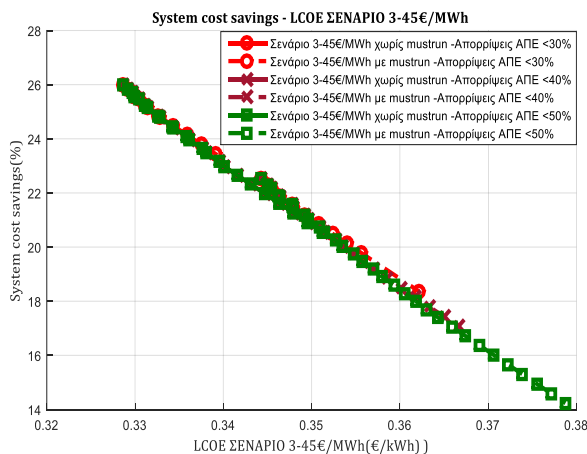
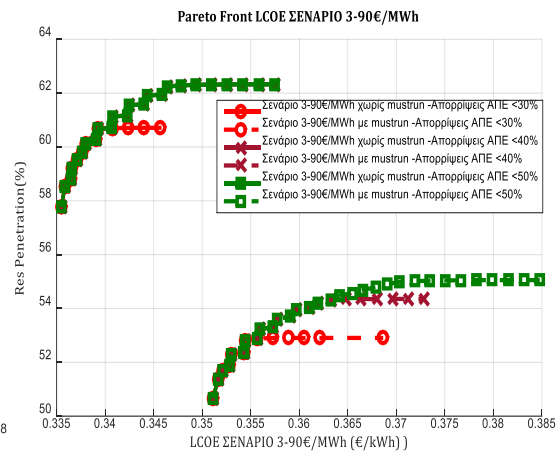
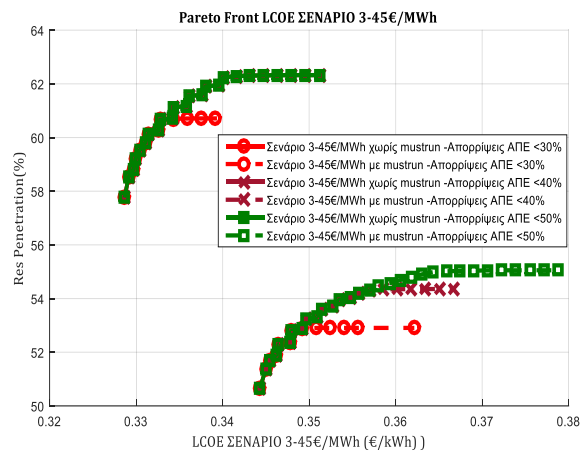
πλέον η ταύτιση της καμπύλης με τις άλλες δυο καμπύλες των 40% και 50%, μετά το 10^ο σημείο. Αντίστοιχα στην λειτουργία με mustrun έχω διαχωρισμό και των τριών καμπύλων, καθώς οι απορρίψεις ΑΠΕ σε όλους τους συνδυασμούς αυξάνονται. Η καμπύλη που αφορά απορρίψεις κάτω του 30% των διαθέσιμων ΑΠΕ, διαχωρίζεται στο 10^ο σημείο, ενώ η καμπύλη που αφορά απορρίψεις κάτω του 40% στο 18^ο σημείο.



Σχήμα 5.22: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 3-Απορρίψεις ΑΠΕ.

Οι καμπύλες που αφορούν την εξοικονόμηση κόστους του επενδυτικού σχήματος, έχουν την μορφή της φθίνουσας ευθείας, όπως και στην περίπτωση χωρίς τους περιορισμούς απορρίψεων. Σε ορισμένες περιπτώσεις, υπάρχει κάλυψη των ευθειών που αφορούν λειτουργίες με και χωρίς mustrun, το οποίο σημαίνει ότι σε περίπτωση που ως βασικότερο κριτήριο έχουμε την μείωση του ετήσιου κόστους συστήματος, η επιλογή συνδυασμού με την χρήση της πολιτικής mustrun, προσφέρει εκτός από αντίστοιχη εξοικονόμηση με αυτήν απουσίας mustrun, και μεγαλύτερη αξιοπιστία. Σημειώνεται εδώ ότι η διαστασιολόγηση των συγκρινόμενων συνδυασμών δεν είναι όμοια, αλλά στην λειτουργία χωρίς mustrun αναφερόμαστε σε συνδυασμούς με υψηλή ισχύ εγκατεστημένων μονάδων ΑΠΕ, ενώ στην περίπτωση της λειτουργίας mustrun αναφερόμαστε στους συνδυασμούς μεταξύ 7^{ου} και 13^{ου} συνδυασμού, όπου η

εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς είναι μεταξύ 6.5MW και 8.0MW, και οι αντιστροφείς έχουν ικανότητα 2.5MW -3.0MW, για την καμπύλη με απορρίψεις λιγότερες του 50%.



Σχήμα 5.23: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 3-45€/MWh – Απορρίψεις ΑΠΕ

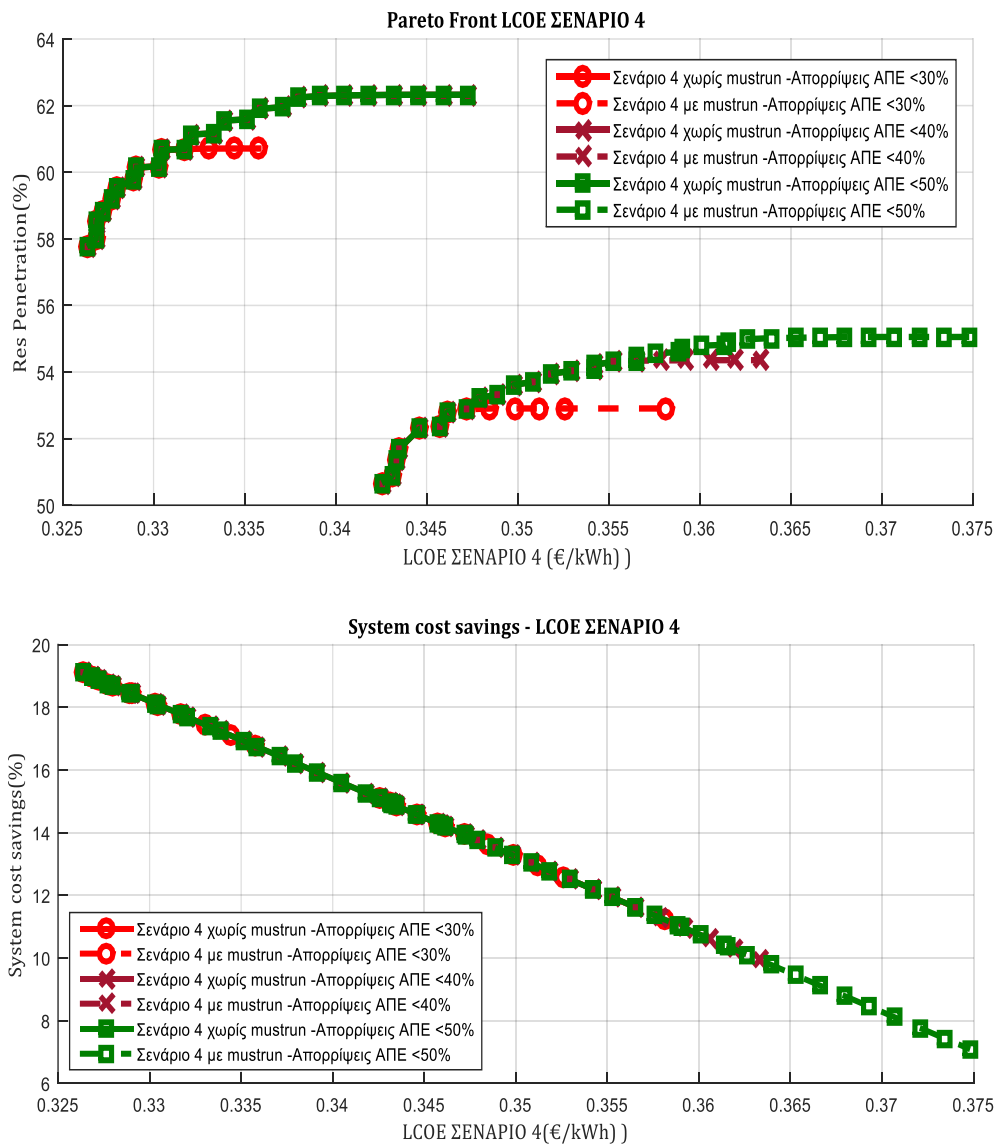
Σχήμα 5.24: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 3-90€/MWh – Απορρίψεις ΑΠΕ

Αντίστοιχες παρατηρήσεις γίνονται και στα σχήματα 5.23 και 5.24, τα οποία αναφέρονται στην περίπτωση όπου η αιολική ενέργεια από την Α/Γ αποζημιώνεται με 45€/MWh και 90€/MWh αντίστοιχα. Λόγω της αύξησης του κόστους οι καμπύλες μετατοπίζονται δεξιότερα και χαμηλότερα σε σχέση με αυτές του σχήματος 5.22.

Επενδυτικό σχήμα 4

Στο τελευταίο επενδυτικό σχήμα για τα φωτοβολταϊκά πάρκα, περιλαμβάνονται όλες οι μονάδες παραγωγής και αποθήκευσης ενέργειας, που βρίσκονται στο ΜΔΝ, συμπεριλαμβανομένων των συμβατικών μονάδων παραγωγής. Η μορφή των καμπύλων του σχήματος 5.25, είναι παρόμοια με αυτήν του προηγούμενου επενδυτικού σχήματος, καθώς συγκεντρώνει σχεδόν όλες τις μονάδες παραγωγής. Έχουμε λοιπόν πάλι σε μεγάλο βαθμό ταύτιση των καμπυλών και των τριών παραλλαγών των περιορισμών απορρίψεων ΑΠΕ, και διαχωρισμό της καμπύλης χωρίς must-run με απορρίψεις κάτω από το 30% των διαθέσιμων ΑΠΕ, στον 11^ο συνδυασμό, ενώ οι καμπύλες που αναφέρονται

στην λειτουργία με mustrun διαχωρίζονται στον 8^ο, εκείνη του 30% και στο 18^ο, εκείνη που αφορά απορρίψεις μικρότερες του 40%.



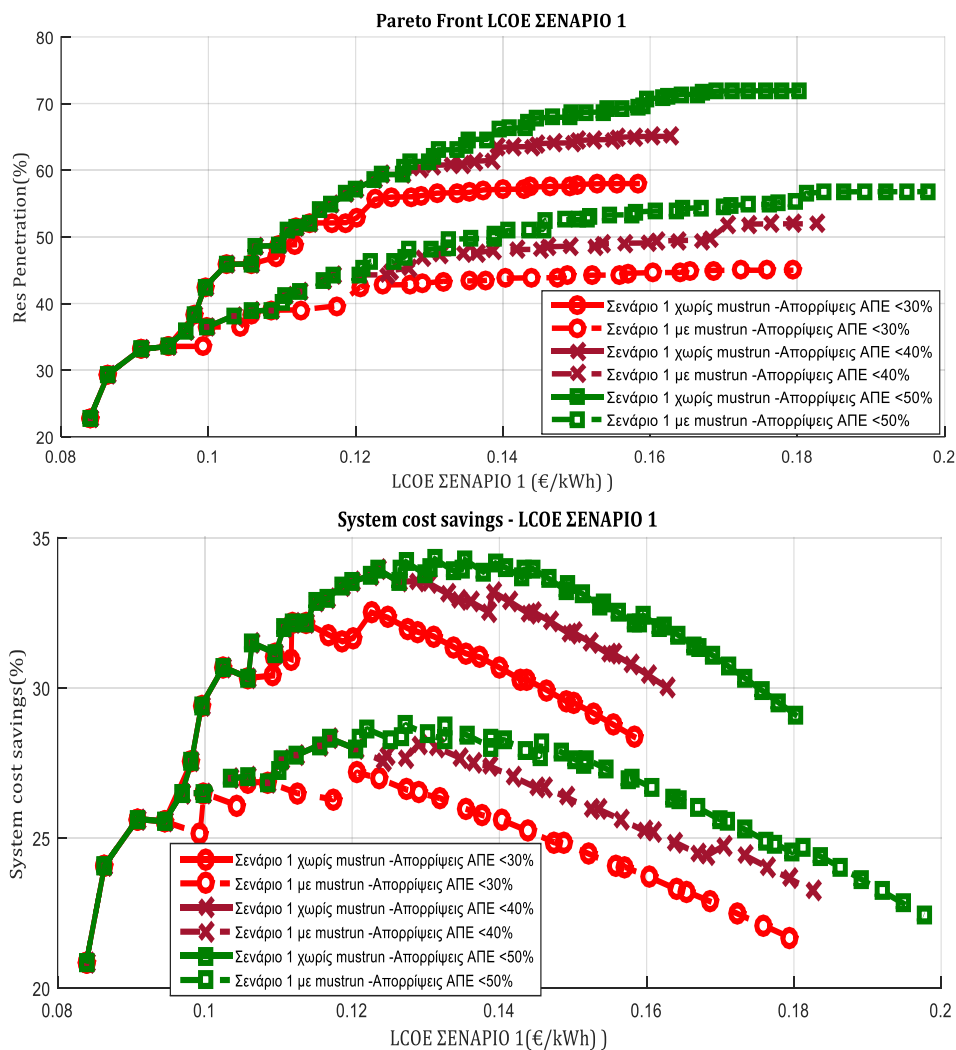
Σχήμα 5.25: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 4-Απορρίψεις ΑΠΕ.

Οι καμπύλες της εξοικονόμησης κόστους ακολουθούν την ίδια μορφή, παρουσιάζοντας όμως ελαφρώς μικρότερες εξοικονομήσεις με το επενδυτικό σχήμα 3. Όλες οι καμπύλες, και των τριών περιορισμών απορρίψεων, βρίσκονται στην ίδια φθίνουσα ευθεία.

Αιολικά Πάρκα

Επενδυτικό σχήμα 1

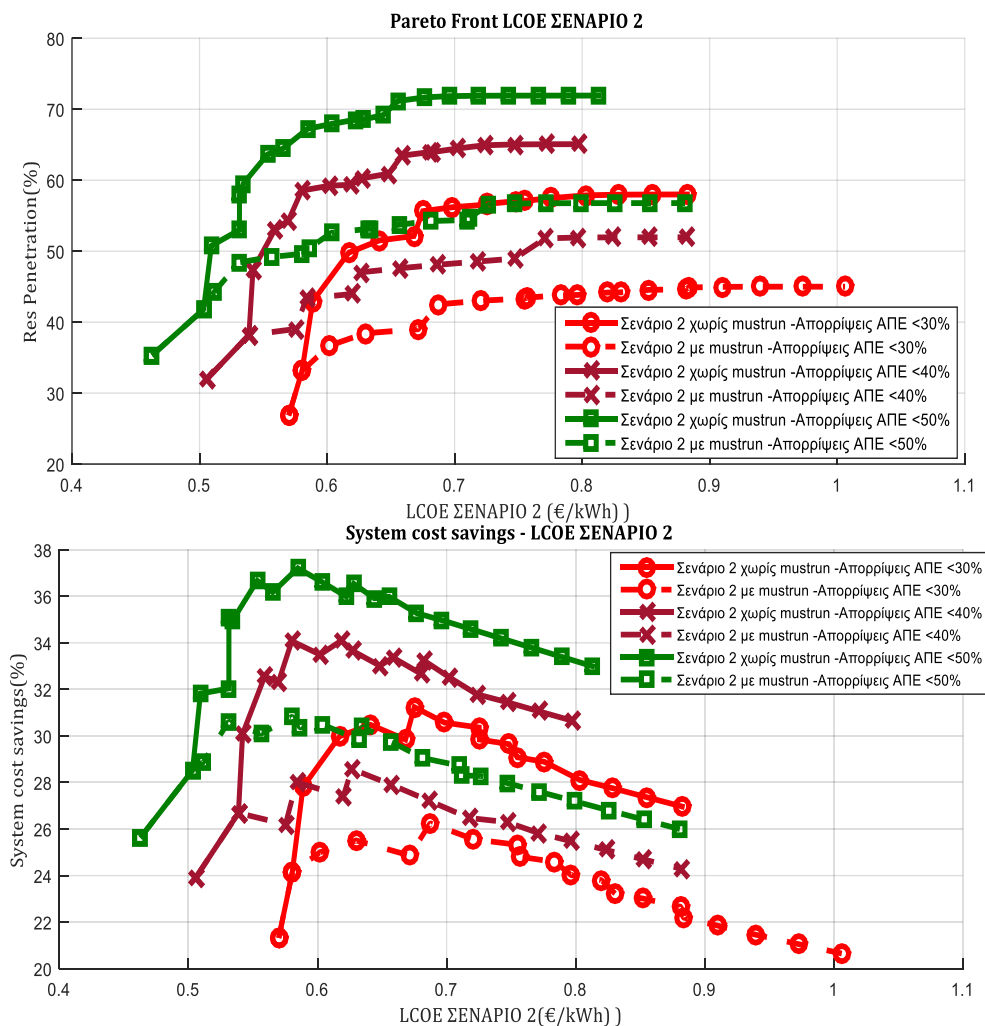
Αντίθετα με το αντίστοιχο σχήμα για τα φωτοβολταϊκά πάρκα, εδώ είναι περισσότερο εμφανείς οι επιπτώσεις που έχει η επιβολή των περιορισμών απορρίψεων ΑΠΕ στο σύστημα, και κατ' επέκταση στους συνδυασμούς που βρίσκονται στο μέτωπο Pareto. Οι καμπύλες Pareto, ταυτίζονται μεταξύ τους και στην συνέχεια διαχωρίζονται σε καμπύλες 30%, 40% και 50%. Επιπλέον οι πρώτοι τέσσερις συνδυασμοί πέραν από την παρουσία τους σε όλες τις καμπύλες Pareto των περιορισμών, είναι κοινός και στις καμπύλες που αφορούν την λειτουργία mustrun, και στις καμπύλες χωρίς την λειτουργία mustrun. Αυτοί οι συνδυασμοί έχουν εγκατεστημένη αιολική ισχύ 0.5- 1.5MW συν 0.9MW της Α/Γ, αντιστροφείς (inverters) ικανότητας 0.5- 1.5MW, και συσσωρευτές χωρητικότητας 1.5MWh. Επομένως οι συγκεκριμένοι συνδυασμοί δεν μπορούν να καλύψουν εξ' ολοκλήρου με ΑΠΕ το φορτίο του ΜΔΝ, κι άρα η λειτουργία χωρίς mustrun, δεν υφίσταται στην πραγματικότητα, καθώς πάντα θα υπάρχει κάποια συμβατική μονάδα παραγωγής σε λειτουργία.



Σχήμα 5.26: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 1- Απορρίψεις ΑΠΕ-Αιολικά Πάρκα

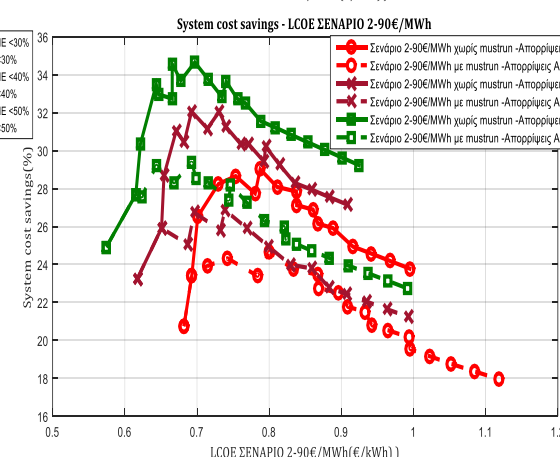
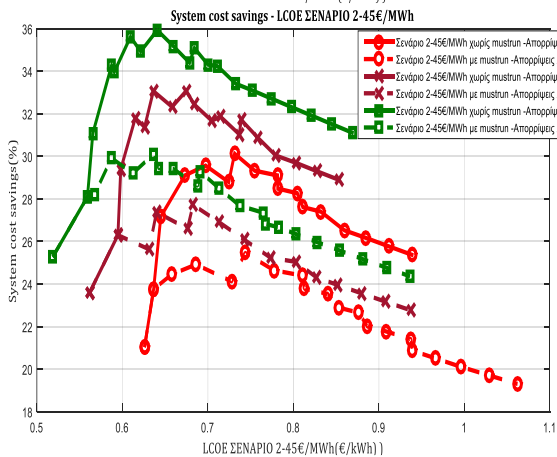
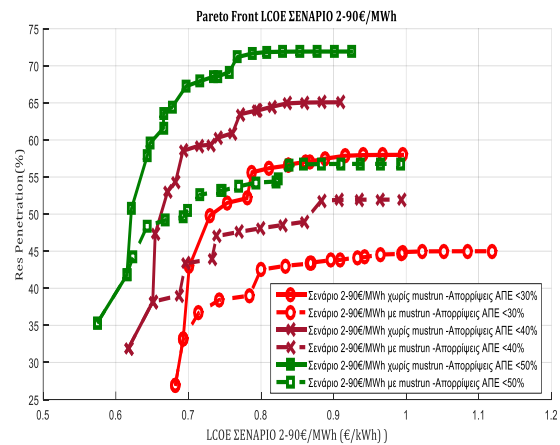
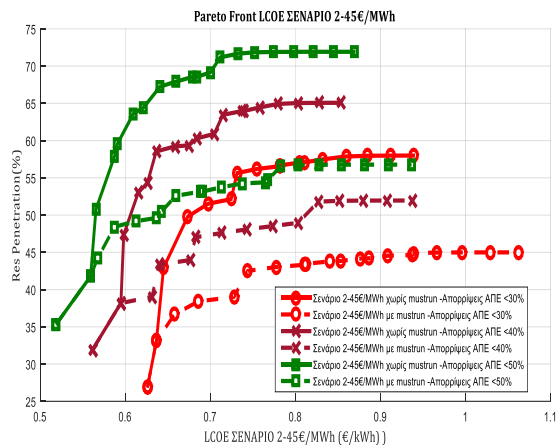
Επενδυτικό σχήμα 2

Όπως και στο αντίστοιχο επενδυτικό σχήμα που αναφερόταν στα φωτοβολταϊκά πάρκα, η επίδραση των περιορισμών απορρίψεων ΑΠΕ είναι εντονότερη σε σχέση με τα υπόλοιπα επενδυτικά σχήματα. Παρατηρούμε αρκετά μεγάλες διαφορές μεταξύ των καμπυλών Pareto, και μια κάλυψη μεταξύ της καμπύλης που αφορά τον περιορισμό απορρίψεων ΑΠΕ έως 30% χωρίς την λειτουργία mustrun και είναι οικονομικότερη από την καμπύλη που αφορά τον περιορισμό απορρίψεων ΑΠΕ έως 50% και λειτουργεί με χρήση της πολιτικής mustrun. Όσον αφορά τις καμπύλες εξοικονόμησης κόστους, έχουν παρόμοια μορφή με αυτές του σχήματος 5.12. Οι παραπάνω παρατηρήσεις εικονίζονται στο σχήμα 5.27



Σχήμα 5.27: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 2- Απορρίψεις ΑΠΕ-Αιολικά Πάρκα

Οι καμπύλες που αφορούν την αποζημίωση της αιολικής ενέργειας με 45€/MWh και 90€/MWh, έχουν αντίστοιχες παρατηρήσεις και φαίνονται στα σχήματα 5.28 και 5.29. Συγκριτικά με τις καμπύλες του σχήματος 5.27, οι παρακάτω καμπύλες έχουν αρκετά μεγαλύτερο LCOE, καθώς οι τιμές αποζημίωσης προσθέτουν ένα σημαντικό κόστος στο επενδυτικό σχήμα. Έτσι βλέπουμε ότι οι καμπύλες Pareto μετατοπίζονται προς τα δεξιά ενώ οι καμπύλες εξοικονόμησης κόστους μετατοπίζονται προς τα κάτω καθώς αυξάνει και το συνολικό κόστος συστήματος.



Σχήμα 5.28: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 2-45€/MWh – Απορρίψεις ΑΠΕ – Αιολικά Πάρκα

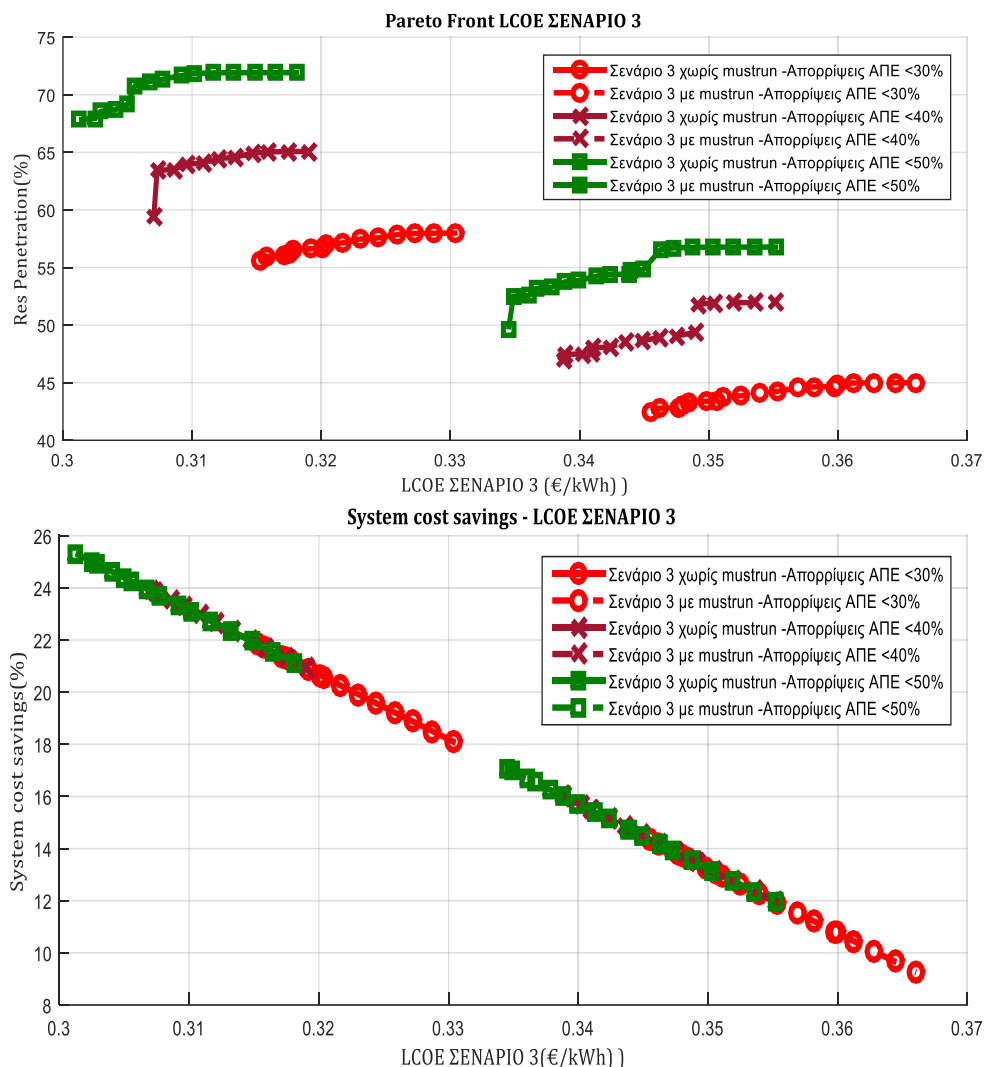
Σχήμα 5.29: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 2-45€/MWh – Απορρίψεις ΑΠΕ – Αιολικά Πάρκα

Επενδυτικό σχήμα 3

Καθώς το επενδυτικό σχήμα 3 περιλαμβάνει όλες τις μονάδες παραγωγής που είναι εγκατεστημένες στο ηλεκτρικό σύστημα του ΜΔΝ, οι καμπύλες εξοικονόμησης κόστους θα έχουν την μορφή της φθίνουσας ευθείας όπως και τα αντίστοιχα επενδυτικά σχήματα των φωτοβολταϊκών. Η εισαγωγή των περιορισμών των απορρίψεων ΑΠΕ, δεν αλλάζει τη μορφή αυτή, κάτι το οποίο φαίνεται στο σχήμα 5.30. Όπως και στην περίπτωση χωρίς τους περιορισμούς, έτσι κι εδώ οι καμπύλες που αναφέρονται στην εξοικονόμηση κόστους βρίσκονται όλες στην ίδια ευθεία, ανεξάρτητα από την χρήση ή μη, της πολιτικής must-run.

Οι καμπύλες Pareto, είναι αρκετά απομακρυσμένες μεταξύ τους για κάθε περιορισμό. Ακόμα λοιπόν και στο συγκεκριμένο επενδυτικό σχήμα, η επίδραση που έχει η επιβολή των περιορισμών είναι αρκετά μεγάλη, κυρίως όμως στην διείσδυση ΑΠΕ και όχι τόσο στο LCOE, είτε χρησιμοποιείται η λειτουργία must-run είτε όχι.

Συμπεραίνουμε λοιπόν, ότι σε κάθε περίπτωση, είτε πρόκειται για φωτοβολταϊκά πάρκα είτε πρόκειται για αιολικά πάρκα, η επίδραση της επιβολής των περιορισμών απορρίψεων ΑΠΕ δεν είναι ίδια, αλλά κάθε επενδυτικό σχήμα παρουσιάζει διαφορετική ευαισθησία σε αυτούς.



Σχήμα 5.30: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 3- Απορρίψεις ΑΠΕ-Αιολικά Πάρκα

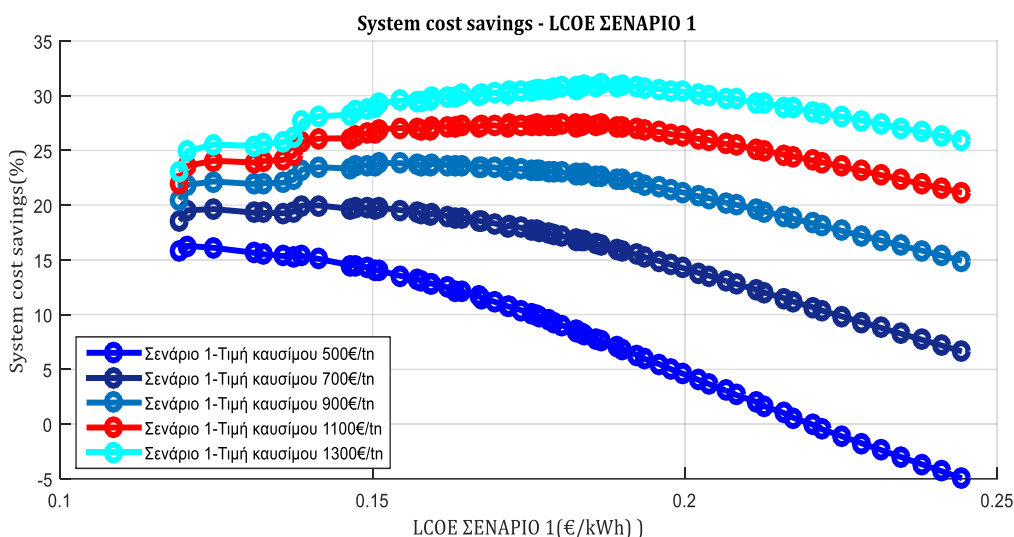
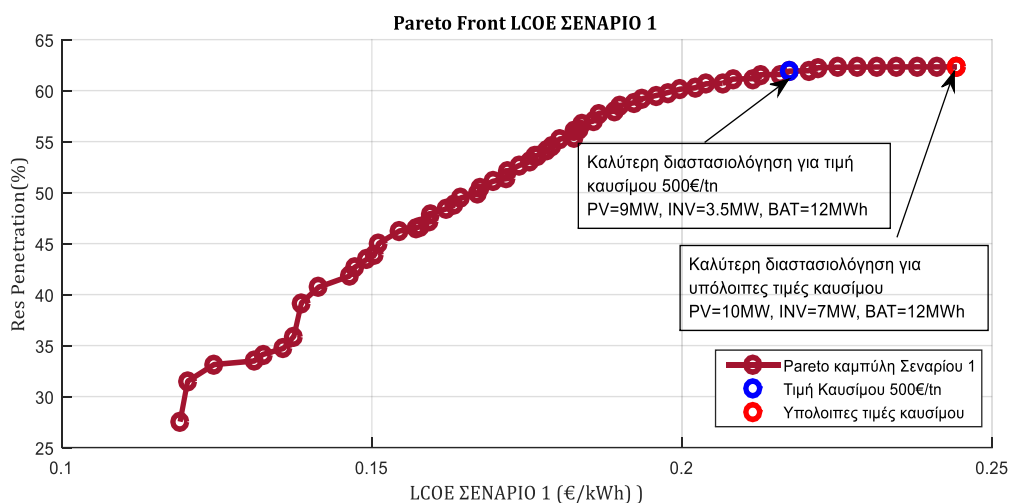
Το πρώτο επενδυτικό σχήμα και στις δύο διαμορφώσεις, δηλαδή αυτό που περιλαμβάνει την επενδύσιμη παραγωγή ΑΠΕ αλλά και τους συσσωρευτές για την αποθήκευση της περίσσειας παραγωγής, είναι περισσότερο ελαστικό στους περιορισμούς των απορρίψεων, καθώς ένα πολύ μεγάλο μέρος των συνδυασμών των μετώπων Pareto ήταν το ίδιο για όλες τις περιπτώσεις. Το δεύτερο επενδυτικό σχήμα, το οποίο αφορούσε και στις δυο διαμορφώσεις μόνο τις μονάδες αποθήκευσης ενέργειας που προέρχεται από ΑΠΕ, ήταν λιγότερο ελαστικό στις μεταβολές των επιτρεπόμενων απορρίψεων ΑΠΕ, ειδικά στην περίπτωση των αιολικών πάρκων, όπου η διαφορά στην διείσδυση ΑΠΕ μεταξύ των καμπυλών των περιορισμών ήταν μεγαλύτερη. Το τρίτο επενδυτικό σχήμα των φωτοβολταϊκών πάρκων παρουσιάζει ανάλογη ελαστικότητα με το πρώτο επενδυτικό σχήμα, αντίστοιχα συμπεριφέρεται και το τέταρτο επενδυτικό σχήμα των φωτοβολταϊκών πάρκων. Αντίθετα το τρίτο επενδυτικό σχήμα των αιολικών πάρκων, έχει ανάλογη ελαστικότητα στους περιορισμούς των απορρίψεων ΑΠΕ, με το δεύτερο επενδυτικό σχήμα. Είναι δηλαδή περισσότερο ευαίσθητο στον περιορισμό των απορρίψεων ΑΠΕ, καθώς παρουσιάζουν μεγάλες μεταβολές στις διεισδύσεις ΑΠΕ.

5.4 Μέτωπα Pareto – Τιμή καυσίμου συμβατικών μονάδων παραγωγής

Πέρα από τους παράγοντες που αφορούν την παραγωγή και αποθήκευση ενέργειας από μονάδες ΑΠΕ, την αποδοτικότητα και βιωσιμότητα της επένδυσης για την εγκατάσταση τους στο σύστημα του ΜΔΝ, επηρεάζουν και παράγοντες που δεν έχουν σχέση με ΑΠΕ, αλλά σχετίζονται με την συμβατική παραγωγή ενέργειας. Αν όχι ο σημαντικότερος, ένας αρκετά σημαντικός παράγοντας είναι η τιμή του καυσίμου για τις συμβατικές μονάδες παραγωγής. Οι μονάδες συμβατικής παραγωγής ενέργειας στην περίπτωση του εξεταζόμενου ΜΔΝ χρησιμοποιούν καύσιμο diesel.

Ο συγκεκριμένος παράγοντας επηρεάζεται από πολλές και πολύπλοκες παραμέτρους, και ακόμα κι οι μικρότερες μεταβολές σε αυτόν έχουν μεγάλη επίπτωση στην ενεργειακή παραγωγή και στο κόστος της. Στις προηγούμενες παραγράφους η τιμή καυσίμου λαμβανόταν σταθερή στα 1100€/tn, ενώ τώρα θα την μεταβάλλουμε και θα εξετάσουμε την τιμή για 500€/tn, 700€/tn, 900€/tn και 1300€/tn. Ενδεικτικά επιλέγουμε για την δοκιμή το πρώτο επενδυτικό σχήμα και στα φωτοβολταϊκά και στα αιολικά πάρκα, του οποίου η καμπύλη Pareto δεν επηρεάζεται από την μεταβολή στην τιμή του καυσίμου, και συγκρίνουμε το ετήσιο κόστος συστήματος με την εφαρμογή των συνδυασμών ΑΠΕ, και το ετήσιο κόστος συστήματος του αρχικού σχήματος, όπου δεν εγκαθίστανται νέες μονάδες ΑΠΕ, και το οποίο επηρεάζεται από την τιμή του καυσίμου. Με αυτό τον τρόπο καταλήγουμε στο βέλτιστο συνδυασμό μονάδων ΑΠΕ που μπορεί να εγκατασταθεί με την συγκεκριμένη τιμή καυσίμου, χωρίς να υπερβούμε το αρχικό κόστος.

Στο σχήμα 5.31 φαίνεται η καμπύλη Pareto του πρώτου επενδυτικού σχήματος των φωτοβολταϊκών πάρκων, χωρίς την λειτουργία *must-run*. Το κόστος του συστήματος για 500€/tn ως τιμή καυσίμου είναι 4.499.710€ και όπως φαίνεται στο σχήμα, ο συνδυασμός που βρίσκεται περισσότερο κοντά σε αυτό το κόστος είναι αυτός που έχει εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύ 9.5 MW, αντιστροφείς (inverters) ικανότητας 3.5MW, και χωρητικότητα συσσωρευτών 12MWh. Με βάση αυτό τον συνδυασμό το ποσοστό του φορτίου του ΜΔΝ μέσα στο έτος, το οποίο καλύπτεται από ΑΠΕ είναι 61,91%. Άρα με όμοιο κόστος συστήματος, μπορεί να γίνει και εισαγωγή μονάδων ΑΠΕ στο ΜΔΝ. Για τις υπόλοιπες τιμές καυσίμου, ο ιδανικότερος συνδυασμός της καμπύλης Pareto είναι ο τελευταίος που φαίνεται στο σχήμα 5.31 και περιλαμβάνει εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύ 10MW, αντιστροφείς (inverters) ικανότητας 7MW, και χωρητικότητα συσσωρευτών 12MWh. Βλέπουμε ότι καθώς αυξάνεται η τιμή καυσίμου, το συνολικό κόστος συστήματος με το επενδυτικό σχήμα 1 είναι σημαντικά μικρότερο, από το αρχικό οικονομικό σχήμα. Αυτά τα αποτελέσματα φαίνονται και συγκεντρωτικά στον παρακάτω πίνακα.



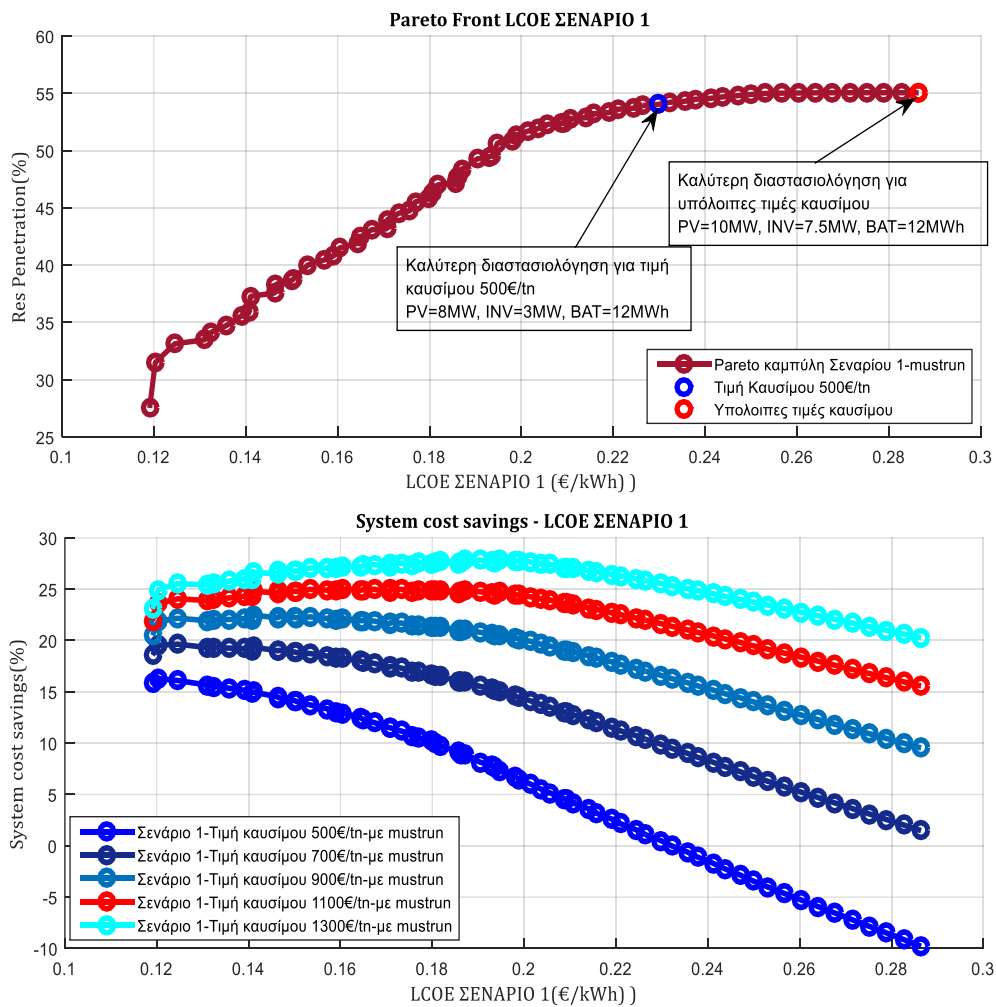
Σχήμα 5.31: Μέτωπο Pareto –Επενδυτικό σχήμα 1 με διαφορετικές τιμές καυσίμου – Φωτοβολταϊκά πάρκα χωρίς mustrun

Φωτοβολταϊκά πάρκα	ΤΙΜΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ :500€	ΤΙΜΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ :700€	ΤΙΜΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ :900€	ΤΙΜΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ :1100€	ΤΙΜΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ :1300€
	Κοστος Συστήματος (€)	Κοστος Συστήματος (€)	Κοστος Συστήματος (€)	Κοστος Συστήματος (€)	Κοστος Συστήματος (€)
Αρχικό Οικονομικό σχήμα	4.499.710 €	5.398.709 €	6.297.707 €	7.196.705 €	8.095.704 €
Βέλτιστος συνδυασμός επενδυτικού σχήματος 1 χωρίς mustun	4.473.144 €	5.040.036 €	5.357.522 €	5.675.008 €	5.992.494 €
Φωτοβολταϊκή ισχύς(MW)	9.5	10	10	10	10
Ικανότητα inverters (MW)	3.5	7	7	7	7
Χωρητικότητα συσσωρευτών(MWh)	12	12	12	12	12

Σχήμα 5.32: Συγκεντρωτικά κόστη συστήματος για διαφορετικές τιμές καυσίμου- Επενδυτικό σχήμα 1 – Φωτοβολταϊκά πάρκα χωρίς mustrun

Αντίστοιχες παρατηρήσεις έχουμε και στο σχήμα 5.33, όπου πλέον έχουμε χρήση της λειτουργίας mustrun. Συγκεκριμένα το κόστος συστήματος για το αρχικό οικονομικό σχήμα στην τιμή των 500€/tn, είναι 4.499.710€ και ο συνδυασμός με εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύ 8.0MW, αντιστροφείς (inverters) 3MW, και συσσωρευτές

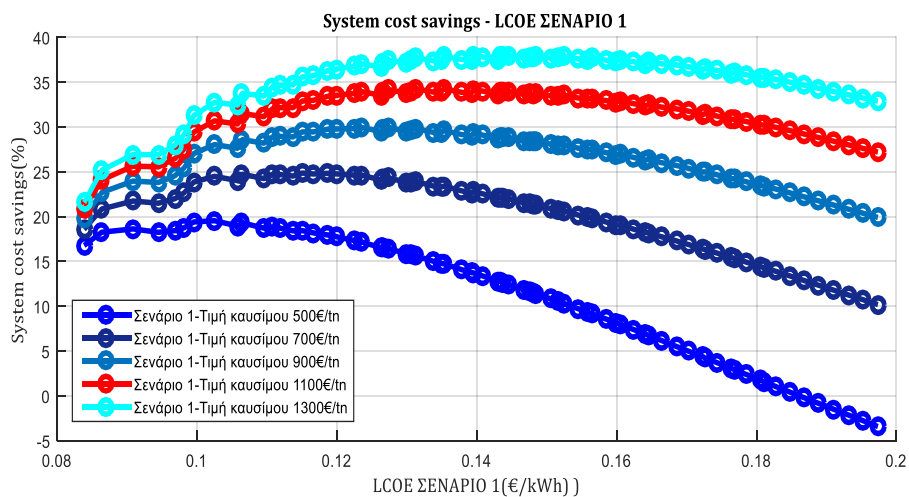
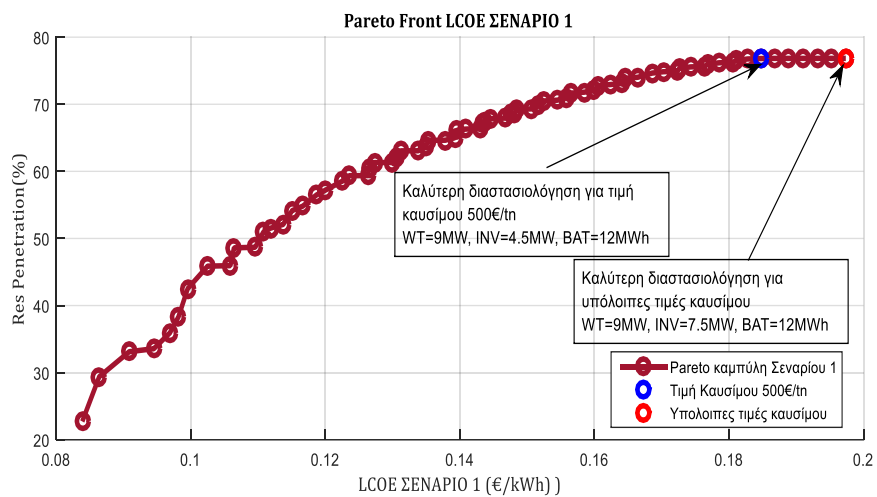
χωρητικότητας 12MWh, για το επενδυτικό σχήμα 1 έχει ετήσιο κόστος συστήματος 4.477.381€. Με χρήση λοιπόν του συγκεκριμένου συνδυασμού το ποσοστό του φορτίου του συστήματος που καλύπτεται από ΑΠΕ είναι 54,03% . Στους υπόλοιπους συνδυασμούς μετά την τιμή των 500€/tn, ο συνδυασμός που είναι βέλτιστος όσον αφορά την διείσδυση ΑΠΕ και το κόστος συστήματος είναι ο τελευταίος της καμπύλης Pareto του σχήματος 5.33, κι έχει εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύ 10MW, αντιστροφείς (inverters) 7.5MW, και συσσωρευτές χωρητικότητας 12MWh και επιτυγχάνει διείσδυση ΑΠΕ 55,05%. Οι παραπάνω παρατηρήσεις καθώς και οι λεπτομέρειες των καλύτερων συνδυασμών ανά τιμή καυσίμου, φαίνονται στον πίνακα 5.34.



Σχήμα 5.33: Μέτωπο Pareto –Επενδυτικό σχήμα 1 με διαφορετικές τιμές καυσίμου – Φωτοβολταϊκά πάρκα με must-run.

Φωτοβολταϊκά πάρκα	ΤΙΜΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ :500€ Κοστος Συστήματος (€)	ΤΙΜΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ :700€ Κοστος Συστήματος (€)	ΤΙΜΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ :900€ Κοστος Συστήματος (€)	ΤΙΜΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ :1100€ Κοστος Συστήματος (€)	ΤΙΜΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ :1300€ Κοστος Συστήματος (€)
Αρχικό Οικονομικό σχήμα	4.499.710 €	5.398.709 €	6.297.707 €	7.196.705 €	8.095.704 €
Βέλτιστος συνδυασμός επενδυτικού σχήματος 1 με mustun	4.477.381 €	5.318.846 €	5.697.619 €	6.076.392 €	6.455.165 €
Φωτοβολταϊκή ισχύς(MW)	8	10	10	10	10
Ικανότητα inverters (MW)	3	7.5	7.5	7.5	7.5
Χωρητικότητα συσσωρευτών(MWh)	12	12	12	12	12

Σχήμα 5.34: Συγκενρωτικά κόστη συστήματος για διαφορετικές τιμές καυσίμου- Επενδυτικό σχήμα 1 – Φωτοβολταϊκά πάρκα με mustrun



Σχήμα 5.35: Μέτωπο Pareto –Επενδυτικό σχήμα 1 με διαφορετικές τιμές καυσίμου – Αιολικά πάρκα χωρίς mustrun

Με παρόμοιο τρόπο βλέπουμε και τις καμπύλες που αφορούν τα αιολικά πάρκα. Η καμπύλη Pareto του παραπάνω σχήματος 5.35 αφορά το επενδυτικό σχήμα 1 χωρίς χρήση της πολιτικής mustrun. Για την τιμή καυσίμου 500€/tn, το ετήσιο κόστος

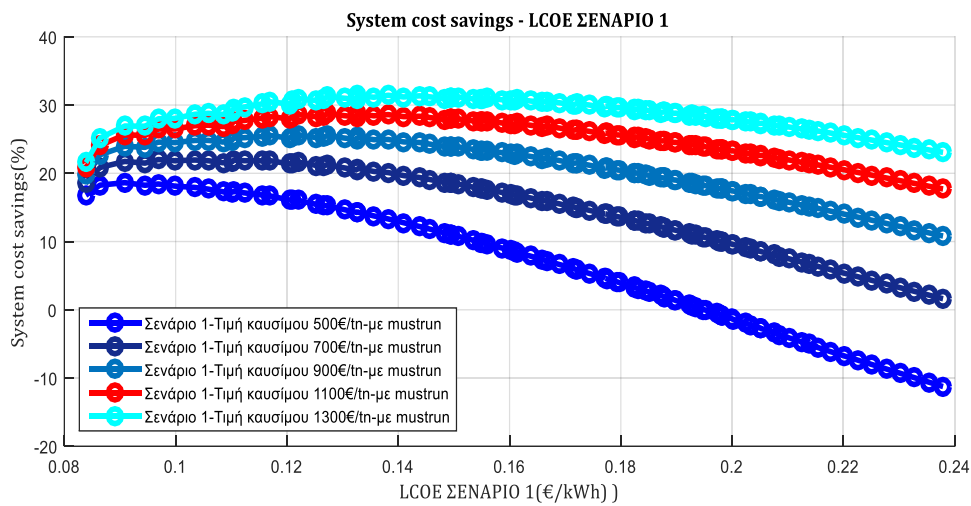
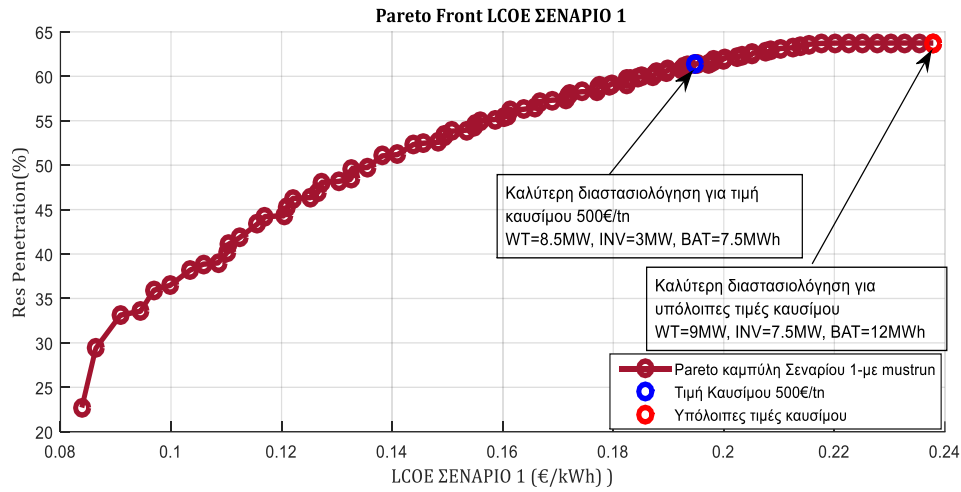
συστήματος είναι όπως και προηγουμένως 4.499.710€ και ο συνδυασμός από την καμπύλη που είναι πλησιέστερα στο συγκεκριμένο κόστος συστήματος έχει αιολική εγκατεστημένη ισχύ 9MW και 0.9MW από την Α/Γ, αντιστροφείς (inverters) 4.5MW και συσσωρευτές χωρητικότητας 12MWh. Ο συγκεκριμένος συνδυασμός έχει ετήσιο κόστος συστήματος 4.479.826€ και επιτυγχάνει διείσδυση ΑΠΕ 76,81%. Άρα καταφέρνει με ανάλογο κόστος συστήματος για την συγκεκριμένη τιμή καυσίμου, να αυξηθεί θεαματικά το ποσοστό του φορτίου, το οποίο καλύπτεται από ΑΠΕ. Για τις υπόλοιπες τιμές καυσίμου ο συνδυασμός, που έχει την καλύτερη διείσδυση και παράλληλα μικρότερο κόστος συστήματος από αυτό του αρχικού οικονομικού σχήματος, είναι εκείνος που βρίσκεται στο τελευταίο σημείο της καμπύλης Pareto και διαθέτει αιολική ισχύ 9MW και 0.9MW από την Α/Γ, αντιστροφείς (inverters) 7.5MW, και χωρητικότητα συσσωρευτών 12MWh. Με τον συγκεκριμένο συνδυασμό επιτυγχάνεται διείσδυση ΑΠΕ στο σύστημα 76,84%, το κόστος συστήματός του ποικίλει ανάλογα με την τιμή καυσίμου, και φαίνεται στον πίνακα 5.36 .

Αιολικά πάρκα	ΤΙΜΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ :500€	ΤΙΜΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ :700€	ΤΙΜΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ :900€	ΤΙΜΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ :1100€	ΤΙΜΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ :1300€
	Κοστος Συστήματος (€)	Κοστος Συστήματος (€)	Κοστος Συστήματος (€)	Κοστος Συστήματος (€)	Κοστος Συστήματος (€)
Αρχικό Οικονομικό σχήμα	4.499.710 €	5.398.709 €	6.297.707 €	7.196.705 €	8.095.704 €
Βέλτιστος συνδυασμός επενδυτικού σχήματος 1 χωρίς mustun	4.479.826 €	4.848.613 €	5.043.774 €	5.238.934 €	5.434.095 €
Αιολική ισχύς(MW)	9+0.9	9+0.9	9+0.9	9+0.9	9+0.9
Ικανότητα inverters (MW)	4.5	7.5	7.5	7.5	7.5
Χωρητικότητα συσσωρευτών(MWh)	12	12	12	12	12

Σχήμα 5.36: Συγκεντρωτικά κόστη συστήματος για διαφορετικές τιμές καυσίμου- Επενδυτικό σχήμα 1 – Αιολικά πάρκα χωρίς mustrun

Αντίστοιχα με την περίπτωση των φωτοβολταϊκών πάρκων όπου υπάρχει η λειτουργία mustrun, είναι και τα αιολικά πάρκα με λειτουργία mustrun. Ο καλύτερος συνδυασμός για τιμή καυσίμου 500€/tn είναι εκείνος που έχει αιολική ισχύ 8.5MW και 0.9MW από την Α/Γ, αντιστροφείς (inverters) 3 MW και χωρητικότητα συσσωρευτών 7.5MWh με ετήσιο κόστος συστήματος 4.496.762€. Η διείσδυση που επιτυγχάνεται σε αυτόν τον συνδυασμό είναι 61,35%. Για τις υπόλοιπες τιμές καυσίμου, ο καλύτερος συνδυασμός είναι εκείνος που αντιστοιχεί στο τελευταίο σημείο της καμπύλης Pareto του σχήματος 5.37, και τα χαρακτηριστικά του φαίνονται στον πίνακα 5.38.

Συμπερασματικά βλέπουμε ότι η μείωση του κόστους καυσίμου δεν θα καθιστούσε την επένδυση μη βιώσιμη. Ο παράγοντας όμως που θα έπρεπε να ληφθεί υπόψιν σε αυτή την περίπτωση ώστε να είναι συμφέρουσα η επένδυση ως προς το κόστος συστήματος, είναι η διαστασιολόγηση των συνδυασμών, έτσι ώστε να μην υπερβαίνει το αρχικό κόστος συστήματος. Ακόμα όμως και στην περίπτωση που το κόστος καυσίμου μειωνόταν θεαματικά στην τιμή των 500€/tn , υπάρχουν αρκετοί συνδυασμοί και στις δυο περιπτώσεις οι οποίοι θα διατηρούσαν το κόστος του συστήματος στα προηγούμενα επίπεδα και παράλληλα θα επέτρεπαν υψηλές διεισδύσεις ΑΠΕ, εν γένει μεγαλύτερες του 55%, για φωτοβολταϊκά με χρήση της πολιτικής mustrun, και του 61% για αιολικά πάρκα με χρήση της πολιτικής mustrun.



Σχήμα 5.37: Μέτωπο Pareto –Επενδυτικό σχήμα 1 με διαφορετικές τιμές καυσίμου – Αιολικά πάρκα με mustrun

Αιολικά πάρκα	ΤΙΜΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ :500€	ΤΙΜΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ :700€	ΤΙΜΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ :900€	ΤΙΜΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ :1100€	ΤΙΜΗ ΚΑΥΣΙΜΟΥ :1300€
	Κοστος Συστήματος (€)	Κοστος Συστήματος (€)	Κοστος Συστήματος (€)	Κοστος Συστήματος (€)	Κοστος Συστήματος (€)
Αρχικό Οικονομικό σχήμα	4.499.710 €	5.398.709 €	6.297.707 €	7.196.705 €	8.095.704 €
Βέλτιστος συνδυασμός επενδυτικού σχήματος 1 με mustun	4.496.762 €	5.311.493 €	5.617.027 €	5.922.560 €	6.228.094 €
Αιολική ισχύς(MW)	8.5+0.9	9+0.9	9+0.9	9+0.9	9+0.9
Ικανότητα inverters (MW)	3	7.5	7.5	7.5	7.5
Χωρητικότητα συσσωρευτών(MWh)	7.5	12	12	12	12

Σχήμα 5.38: Συγκεντρωτικά κόστη συστήματος για διαφορετικές τιμές καυσίμου- Επενδυτικό σχήμα 1 – Αιολικά πάρκα με mustrun

5.5 Μέτωπα Pareto – Επιλογή καταλληλότερων αντιστροφών (inverters)

Στις προηγούμενες παραγράφους, για την επιλογή των καταλληλότερων συνδυασμών διαστασιολόγησης, σε σχέση με το εκάστοτε επενδυτικό σενάριο, όλοι οι συνδυασμοί που αφορούσαν τα φωτοβολταϊκά και αιολικά πάρκα λήφθηκαν υπόψιν, ώστε να προκύψουν τα προηγούμενα μέτωπα Pareto και οι αντίστοιχες καμπύλες εξοικονόμησης κόστους συστήματος. Οι οικονομικότεροι συνδυασμοί σε κάθε περίπτωση επένδυσης, είχαν πάντοτε αντιστροφείς (inverters) αρκετά μικρότερους από την εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ, είτε πρόκειται για φωτοβολταϊκά είτε για αιολικά πάρκα. Αυτό συνέβη επειδή το κόστος επένδυσης σε αντιστροφείς, είναι ένας παράγοντας που επηρεάζει το LCOE και κατ' επέκταση το κόστος του συστήματος, και σχετίζεται με την ικανότητα απορρόφησης και διοχέτευσης ενέργειας από και προς τους συσσωρευτές. Μια τέτοια εγκατάσταση θα ήταν αδύνατον να γίνει ρεαλιστικά, καθώς οι αντιστροφείς, θα υστερούσαν σημαντικά στην απορρόφηση της περίσσειας ενέργειας ΑΠΕ, αυξάνοντας έτσι τις απορρίψεις και θέτοντας την επένδυση και την σταθερότητα του συστήματος σε κίνδυνο.

Για αυτό τον λόγο δημιουργήσαμε καμπύλες οι οποίες λαμβάνουν υπόψιν, μόνο τους συνδυασμούς όπου οι αντιστροφείς (inverters) είναι ανάλογης ή μεγαλύτερης ισχύος από τις εγκατεστημένες ισχύεις ΑΠΕ. Προέκυψαν λοιπόν τα παρακάτω σχήματα που αφορούν τα ίδια επενδυτικά σχήματα και για τις δυο περιπτώσεις εγκατεστημένων ΑΠΕ.

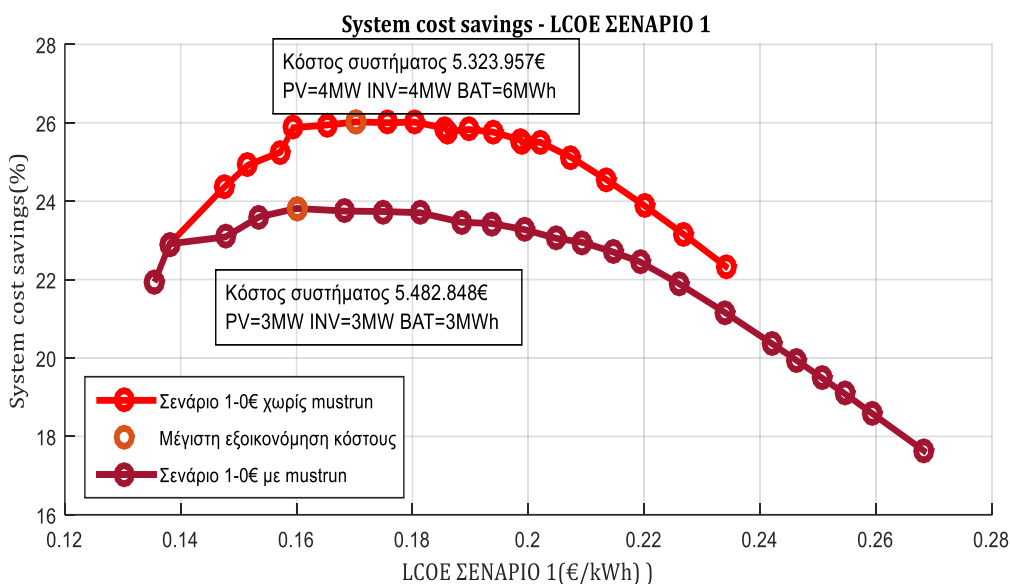
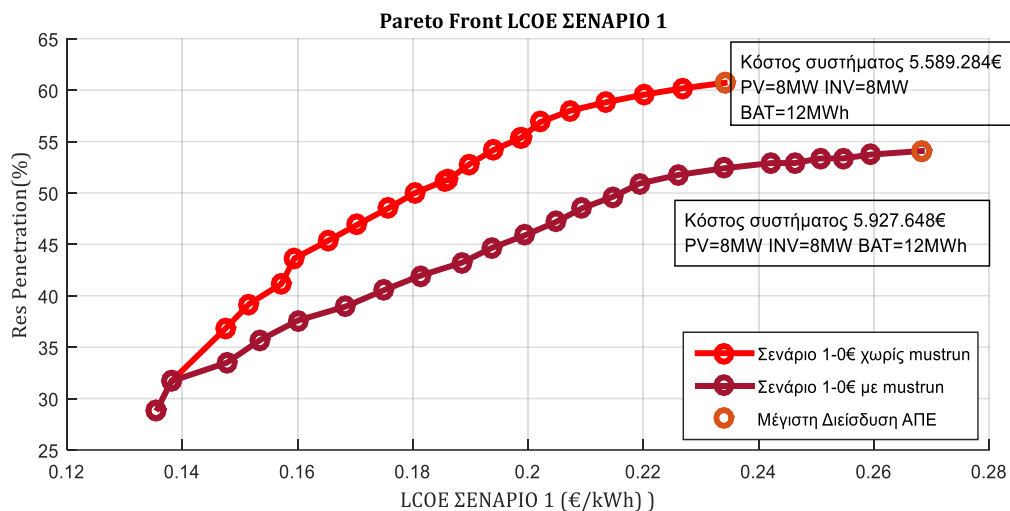
Φωτοβολταϊκά πάρκα

Επενδυτικό σχήμα 1

Η μορφή των καμπυλών ακολουθεί εκείνη των προηγούμενων παραγράφων. Επειδή όμως η καμπύλη αφορά περισσότερο συγκεκριμένους συνδυασμούς, οι οποίοι έχουν αυξημένο κόστος λόγω της αύξησης της ικανότητας των αντιστροφών (inverters), το LCOE κάθε συνδυασμού θα είναι μεγαλύτερο σε σχέση με την προηγούμενη περίπτωση και για αυτό οι καμπύλες θα είναι μετατοπισμένες δεξιά και χαμηλότερα από εκείνες των προηγούμενων παραγράφων.

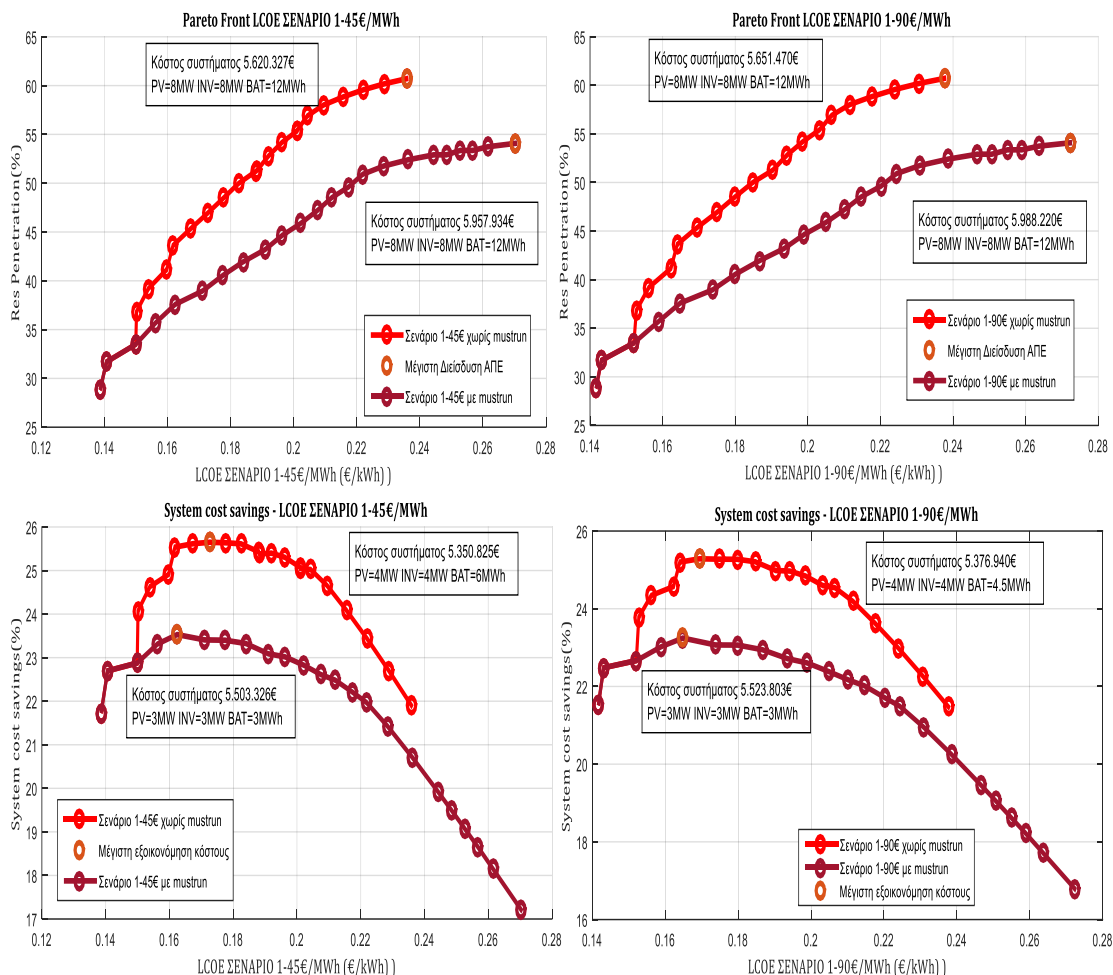
Στο σχήμα 5.39, φαίνονται οι παραπάνω παρατηρήσεις. Επιπλέον οι συνδυασμοί που επιτυγχάνουν την μέγιστη διείσδυση ΑΠΕ και την μέγιστη εξοικονόμηση κόστους συστήματος είναι πλέον διαφορετικοί. Στην περίπτωση χωρίς αλλά και με την λειτουργία mustrun, την μέγιστη διείσδυση ΑΠΕ την επιτυγχάνει ο ίδιος συνδυασμός διαστασιολόγησης, με φωτοβολταϊκά 8MW, αντιστροφείς 8MW, και συσσωρευτές χωρητικότητας 12MWh. Ο συγκεκριμένος συνδυασμός επιτυγχάνει διείσδυση 60,71% και 54,08% αντίστοιχα σε κάθε περίπτωση, με LCOE 0,2341€/kWh και 0,2683€/kWh αντίστοιχα.

Ο οικονομικότερος συνδυασμός της λειτουργίας χωρίς mustrun έχει εγκατεστημένα φωτοβολταϊκά 4MW, αντιστροφείς 4MW, και συσσωρευτές χωρητικότητας 6MWh, επιτυγχάνει μείωση του κόστους κατά 26,02% και διείσδυση ΑΠΕ 46,90%. Στην περίπτωση με mustrun ο πλέον οικονομικότερος συνδυασμός διαστασιολόγησης έχει εγκατεστημένα φωτοβολταϊκά 3MW, αντιστροφείς 3MW, και συσσωρευτές χωρητικότητας 3MWh. Με τον συγκεκριμένο συνδυασμό η διείσδυση ΑΠΕ φτάνει 37,59% και η εξοικονόμηση κόστους συστήματος στο 23,81%.



Σχήμα 5.39: Μέτωπο Pareto και Εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 1 με διαφορετικούς αντιστροφείς – ΦΒ

Στις περιπτώσεις όπου υπάρχει αποζημίωση της αιολικής ενέργειας που καταλήγει στους συσσωρευτές του επενδυτή η μορφή των καμπυλών είναι αντίστοιχη, μόνο που το κόστος συστήματος είναι ελαφρώς αυξημένο. Και στις δυο περιπτώσεις η μέγιστη διείσδυση επιτυγχάνεται με τον ίδιο συνδυασμό όπως στο σχήμα 5.39, αλλά και η μέγιστη εξοικονόμηση κόστους επιτυγχάνεται με τους συνδυασμούς του σχήματος 5.39. Η μοναδική περίπτωση που διαφέρει ο συνδυασμός διαστασιολόγησης όσον αφορά την οικονομικότητα του συστήματος είναι εκείνη όπου χωρίς την λειτουργία mustrun η αιολική ενέργεια αποζημιώνεται με 90€/MWh. Αυτός ο συνδυασμός έχει μειωμένη χωρητικότητα των συσσωρευτών στις 4,5MWh, και η διείσδυση του φτάνει το 45,33%. Τα παραπάνω φαίνονται στα σχήματα 5.40, και 5.41 που παρουσιάζονται παρακάτω.



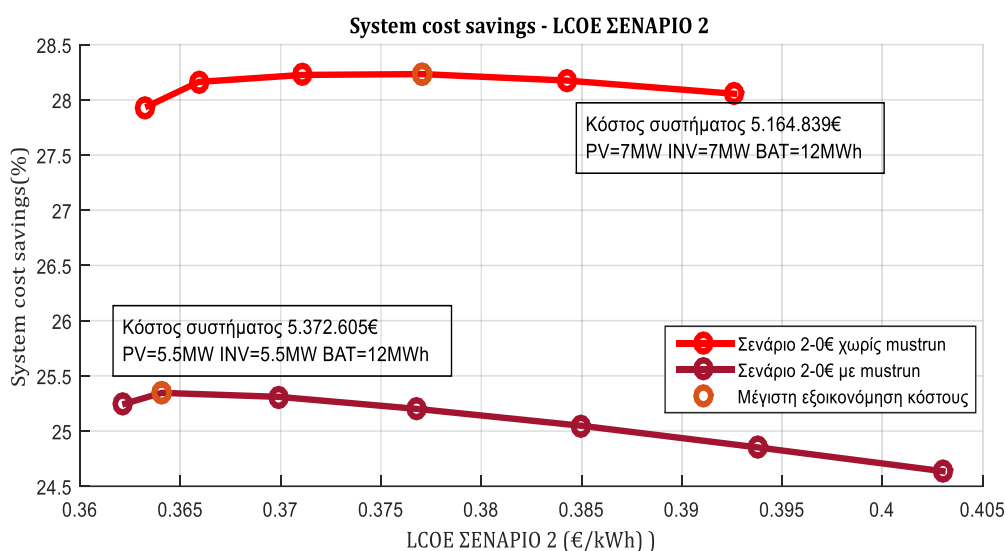
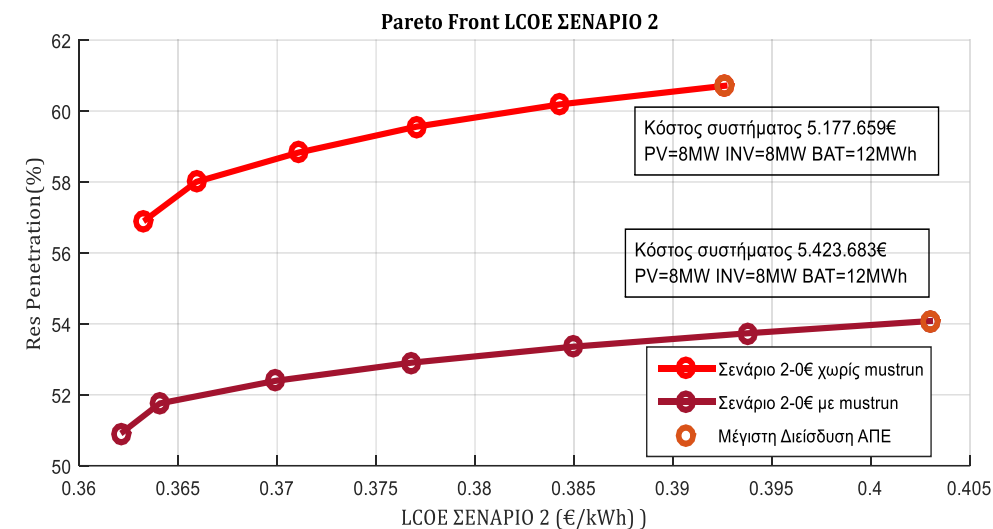
Σχήμα 5.40: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 1-45€/MWh – με διαφορετικούς αντιστροφείς – ΦΒ

Σχήμα 5.41: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 1-90€/MWh – με διαφορετικούς αντιστροφείς – ΦΒ

Επενδυτικό σχήμα 2

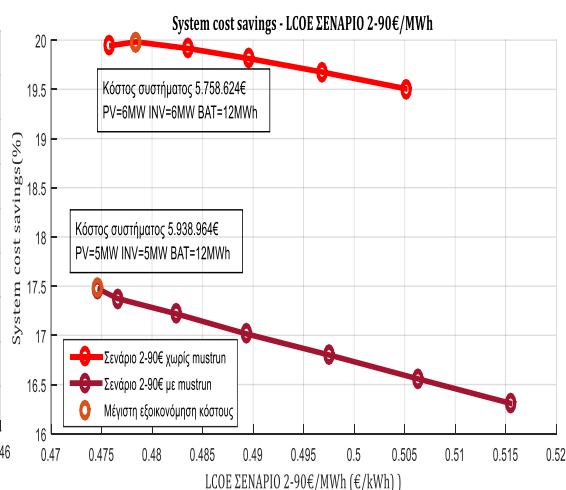
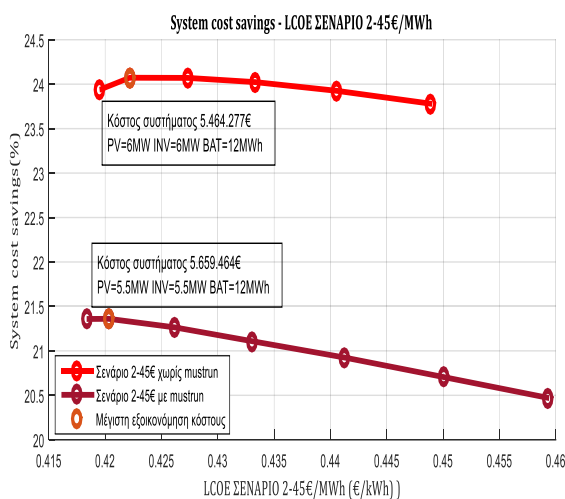
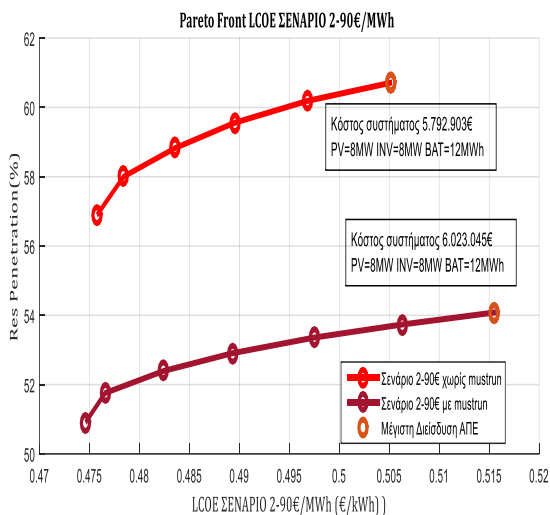
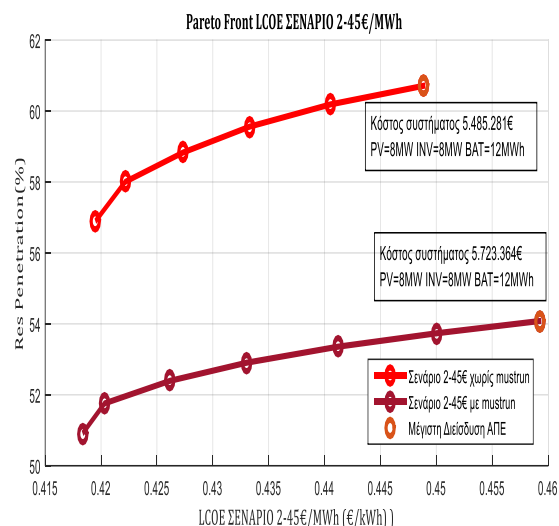
Όπως και στην περίπτωση του επενδυτικού σχήματος 1, και εδώ οι καμπύλες έχουν αντίστοιχη μορφή με τις καμπύλες Pareto που αναφέρονταν σε όλους τους συνδυασμούς. Βέβαια οι συνδυασμοί των καμπυλών στο σχήμα 5.42, είναι σημαντικά λιγότεροι και διαθέτουν όλοι συσσωρευτές με χωρητικότητα 12MWh. Ο συνδυασμός μέγιστης διείσδυσης ΑΠΕ και στις δύο περιπτώσεις είναι ο ίδιος με το επενδυτικό σχήμα 1 και για αυτήν την περίπτωση, με αυξημένο LCOE 0,3926€/kWh και 0,403€/kWh για την λειτουργία χωρίς και με mustrun αντίστοιχα.

Ως προς τον οικονομικότερο συνδυασμό, και για τις δυο περιπτώσεις οι εγκατεστημένες ισχύες φωτοβολταϊκών και οι ικανότητες των inverter είναι αυξημένες σε σχέση με το προηγούμενο επενδυτικό σχήμα. Έτσι έχουμε μεγαλύτερη διείσδυση ΑΠΕ συνδυάζοντας και την μέγιστη οικονομικότητα του συστήματος. Συγκεκριμένα επιτυγχάνεται διείσδυση 59,56% στην περίπτωση όπου δεν υπάρχει το mustrun και 51,76% στην περίπτωση με mustrun. Το κόστος του συστήματος είναι σε αντίστοιχα επίπεδα με την προηγούμενη περίπτωση, ελαφρώς χαμηλότερο.



Σχήμα 5.42: Μέτωπο Pareto και Εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 2 με διαφορετικούς αντιστροφείς – ΦΒ

Αντίστοιχη μορφή με αυξημένα κόστη, λόγω της αποζημίωσης της ενέργειας ΑΠΕ που καταλήγει στους συσσωρευτές, έχουν και οι άλλες δύο καμπύλες που αφορούν το 2^ο επενδυτικό σχήμα. Συγκεκριμένα οι συνδυασμοί μέγιστης διείσδυσης ΑΠΕ, δεν αλλάζουν σε αυτές τις περιπτώσεις, όμως μεταβάλλονται οι συνδυασμοί που επιτυγχάνουν την μέγιστη εξοικονόμηση κόστους για την περίπτωση λειτουργίας χωρίς mustrun. Μειώνεται η εγκατεστημένη ισχύς των φωτοβολταϊκών στα 6 MW και αντίστοιχα οι αντιστροφείς (inverters) πάλι στα 6MW. Επομένως στις περιπτώσεις αυτές μειώνεται εκτός από την οικονομικότητα του συστήματος και η διείσδυση ΑΠΕ στο 58%, δηλαδή κατά 1,56% σε σχέση με την περίπτωση της μηδενικής αποζημίωσης της ενέργειας ΑΠΕ που καταλήγει στους συσσωρευτές.



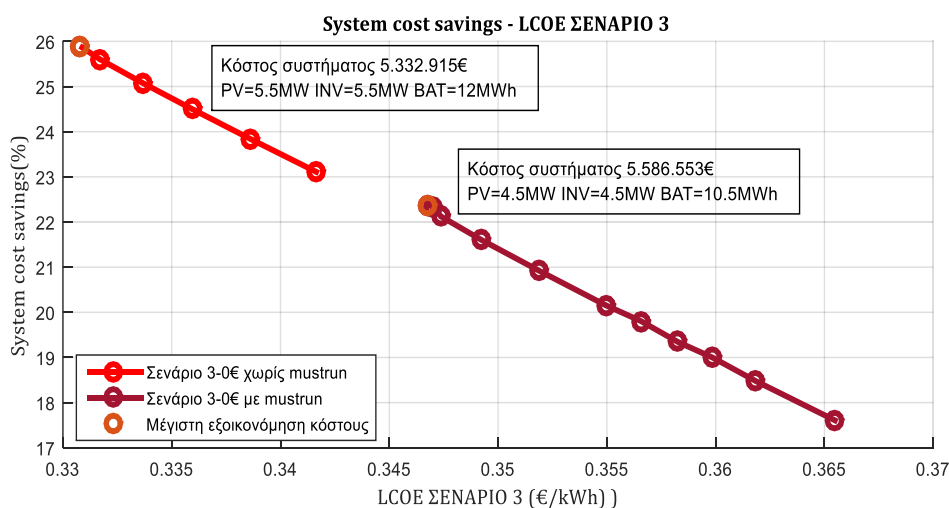
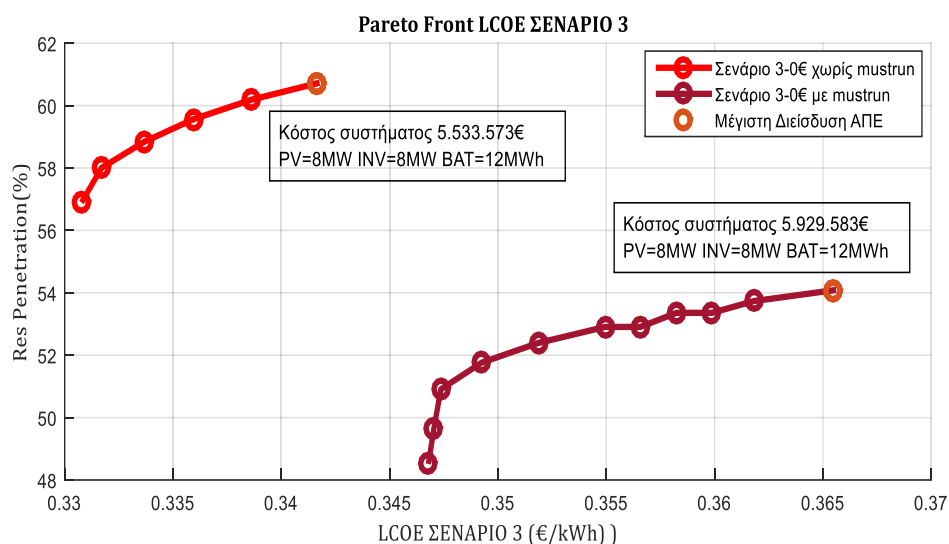
Σχήμα 5.43: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 2-45€/MWh – με διαφορετικούς αντιστροφείς – ΦΒ

Σχήμα 5.44: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 2-90€/MWh – με διαφορετικούς αντιστροφείς – ΦΒ

Επενδυτικό σχήμα 3

Στο 3^ο επενδυτικό σχήμα δεν αλλάζει η μορφή των καμπυλών (σχήμα 5.45) και η εξοικονόμηση κόστους ακολουθεί την μορφή της φθίνουσας ευθείας, όπως στις περιπτώσεις των προηγούμενων κεφαλαίων. Η διείσδυση ΑΠΕ, φτάνει το μέγιστο επίπεδο της για τον συνδυασμό με φωτοβολταϊκά 8MW, αντιστροφείς 8MW, και συσσωρευτές χωρητικότητας 12MWh, όπως και στις προηγούμενες περιπτώσεις.

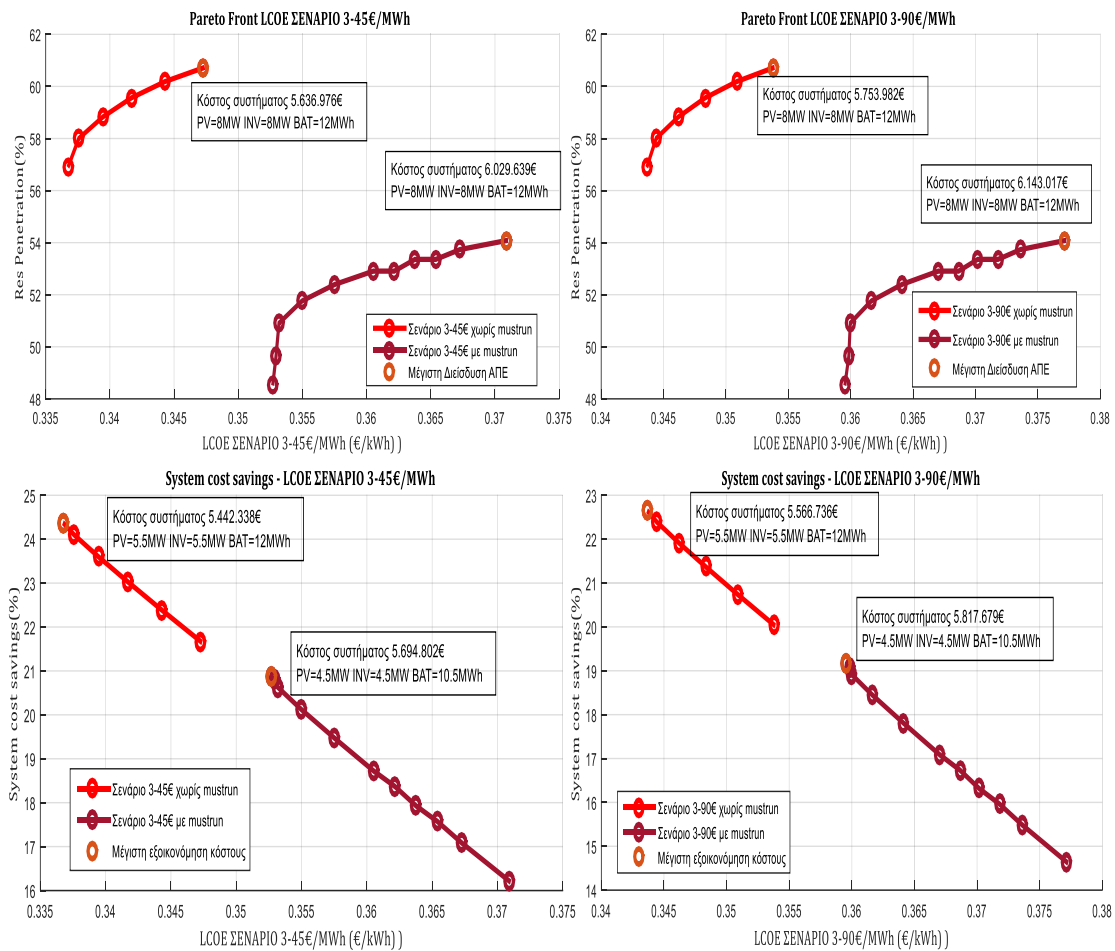
Μέγιστη εξοικονόμηση κόστους έχουμε στους συνδυασμούς που σε κάθε περίπτωση επιτυγχάνουν την μικρότερη διείσδυση ΑΠΕ, και αποτελούνται από φωτοβολταϊκά 5,5MW, αντιστροφείς 5,5MW, και συσσωρευτές χωρητικότητας 12MWh στην λειτουργία χωρίς mustrun και από φωτοβολταϊκά 4,5MW, αντιστροφείς 4,5MW, και συσσωρευτές χωρητικότητας 10,5MWh στην λειτουργία με mustrun. Η διείσδυση ΑΠΕ στην πρώτη περίπτωση είναι 56,89%, ενώ στην δεύτερη 48,51%.



Σχήμα 5.45: Μέτωπο Pareto και Εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 3 με διαφορετικούς αντιστροφείς – ΦΒ.

Στα παρακάτω σχήματα 5.46 και 5.47, φαίνονται οι καμπύλες που προκύπτουν για τις περιπτώσεις της αποζημίωσης της ενέργειας της Α/Γ που καταλήγει στους συσσωρευτές. Οι καμπύλες έχουν ίδια μορφή με εκείνες του σχήματος 5.45, αλλά είναι ελαφρώς μετατοπισμένες δεξιά και χαμηλότερα, λόγω της αύξησης του κόστους και κατά συνέπεια του LCOE.

Παρατηρούμε ότι και στις τρεις περιπτώσεις, των σχημάτων 5.45-5.47, οι συνδυασμοί που επιτυγχάνουν την μέγιστη διείσδυση ΑΠΕ και την μέγιστη εξοικονόμηση κόστους δεν αλλάζουν. Πρόκειται λοιπόν για τις ίδιες καμπύλες, και τους ίδιους συνδυασμούς διαστασιολόγησης σε κάθε περίπτωση. Άρα στο συγκεκριμένο επενδυτικό σχήμα, η επιβολή της αποζημίωσης, δεν μεταβάλλει τις καμπύλες Pareto, απλά τις μετατοπίζει.



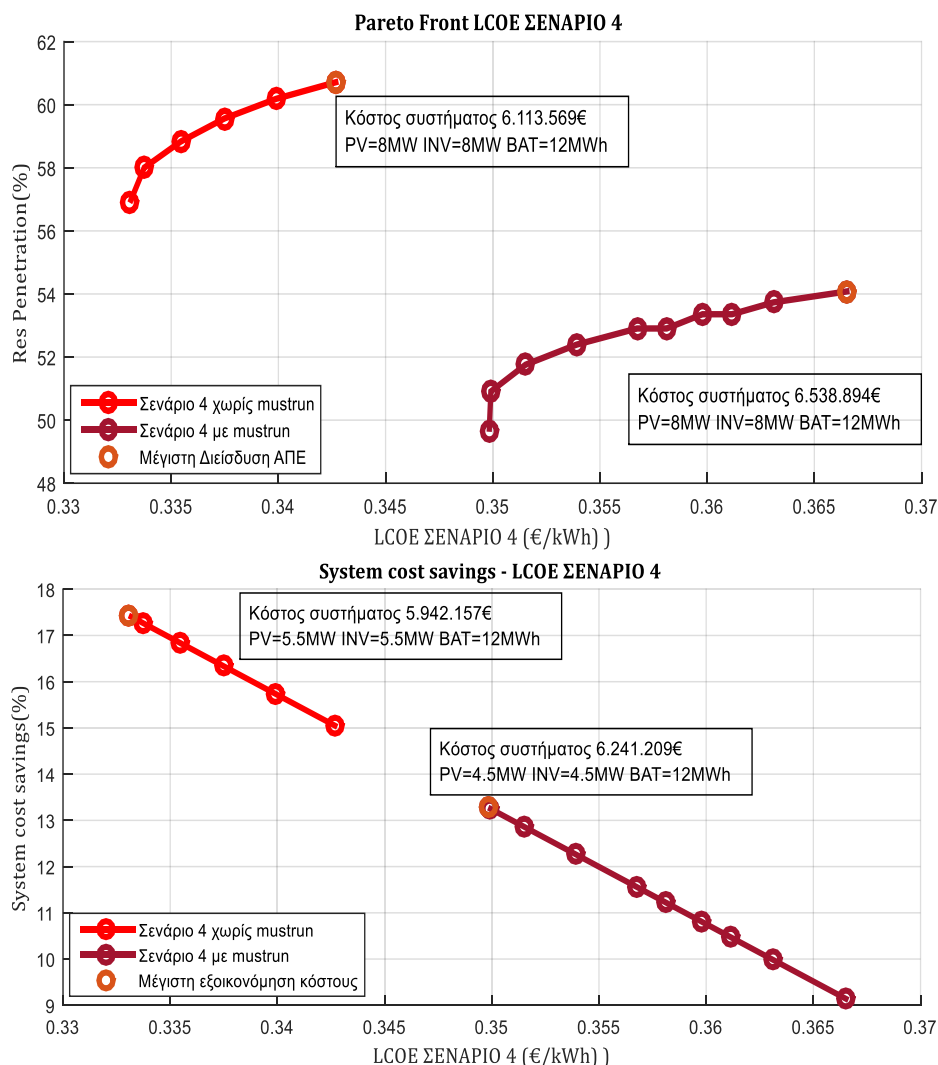
Σχήμα 5.46: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 3-45€/MWh – με διαφορετικούς αντιστροφείς – ΦΒ

Σχήμα 5.47: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 3-90€/MWh – με διαφορετικούς αντιστροφείς – ΦΒ

Επενδυτικό σχήμα 4

Στο 4^ο επενδυτικό σχήμα έχουμε αντίστοιχες παρατηρήσεις με αυτές του επενδυτικού σχήματος 3. Ο συνδυασμός για την μέγιστη διείσδυση κι εξοικονόμηση δεν αλλάζει σε αυτή την περίπτωση σε σχέση με το σχήμα 3. Αλλά πλέον το κόστος συστήματος αυξάνεται καθώς ενσωματώνεται στο σχήμα και η Α/Γ. Επομένως οι καμπύλες Pareto του σχήματος 4 είναι ίδιες με αυτές του σχήματος 3, μετατοπισμένες δεξιότερα.

Οι παρατηρήσεις αυτές απεικονίζονται στο παρακάτω σχήμα 5.48. Η εξοικονόμηση κόστους σε αυτήν την περίπτωση είναι μικρότερη σε σχέση με τις προηγούμενες και είναι εμφανής η αύξηση που προκαλεί η λειτουργία must-run στο κόστος και εν γένει στο σύστημα.



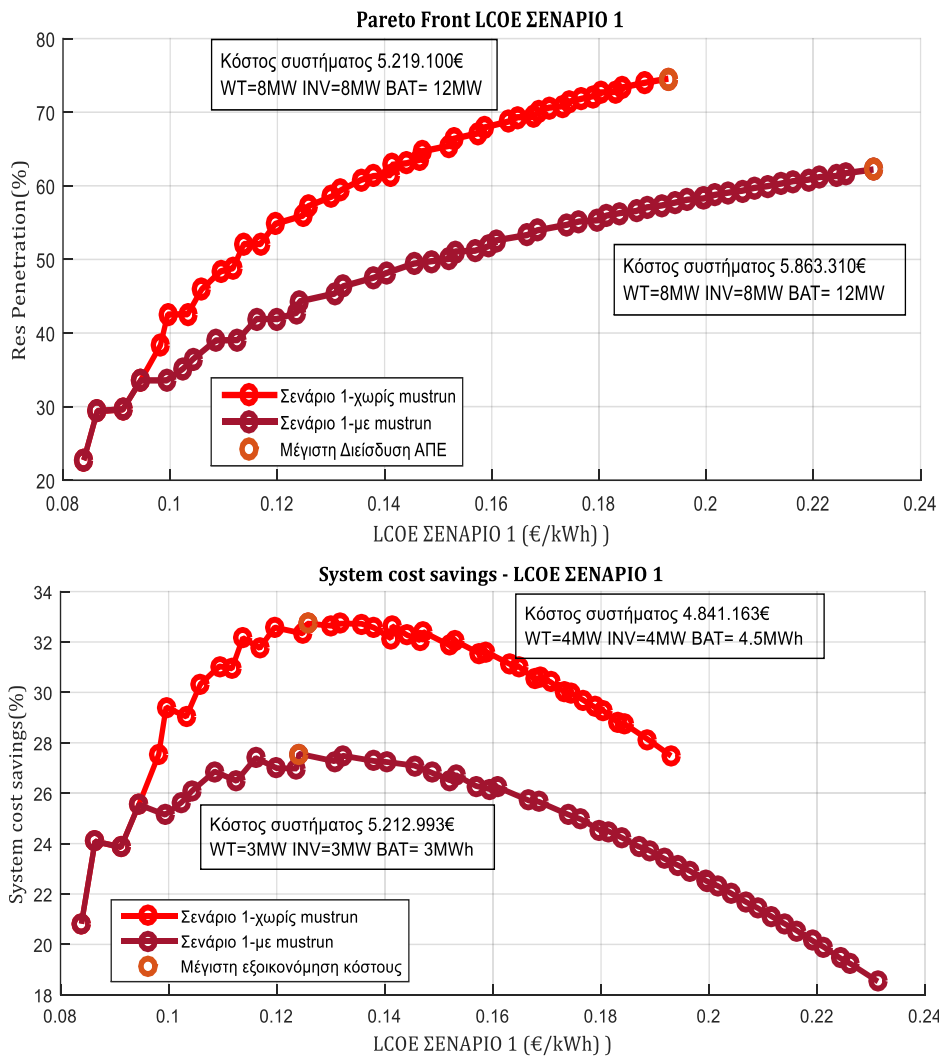
Σχήμα 5.48: Μέτωπο Pareto και Εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 4 με διαφορετικούς αντιστροφείς – ΦΒ.

Αιολικά πάρκα

Επενδυτικό σχήμα 1

Στο πρώτο επενδυτικό σχήμα που αφορά τα αιολικά πάρκα, διακρίνουμε παρόμοιες παρατηρήσεις με εκείνες για τα φωτοβολταϊκά πάρκα. Ο συνδυασμός που με χρήση του οποίου έχουμε την μέγιστη διείσδυση ΑΠΕ, έχει αιολικά 8MW, αντιστροφείς 8MW, και συσσωρευτές χωρητικότητας 12MWh, και για τις δυο περιπτώσεις λειτουργίας, και επιτυγχάνει διείσδυση 74,56% στην λειτουργία χωρίς mustrun, και 62,22% στη λειτουργία με mustrun.

Από άποψη οικονομικότητας έχουμε μεγαλύτερες εξοικονομήσεις σε σχέση με τα φωτοβολταϊκά, όπως είχε διαπιστωθεί και στις προηγούμενες παραγράφους. Συγκεκριμένα ο συνδυασμός με αιολικά 4MW, αντιστροφείς 4MW, και συσσωρευτές χωρητικότητας 4,5MWh μειώνει το κόστος κατά 32,73% και έχει διείσδυση ΑΠΕ 57,21%, ενώ ο αντίστοιχα οικονομικότερος συνδυασμός για την λειτουργία με mustrun με αιολικά 3MW, αντιστροφείς 3MW, και συσσωρευτές χωρητικότητας 3MWh μειώνει το κόστος κατά 27,56% και επιτυγχάνει διείσδυση ΑΠΕ 44,30%.

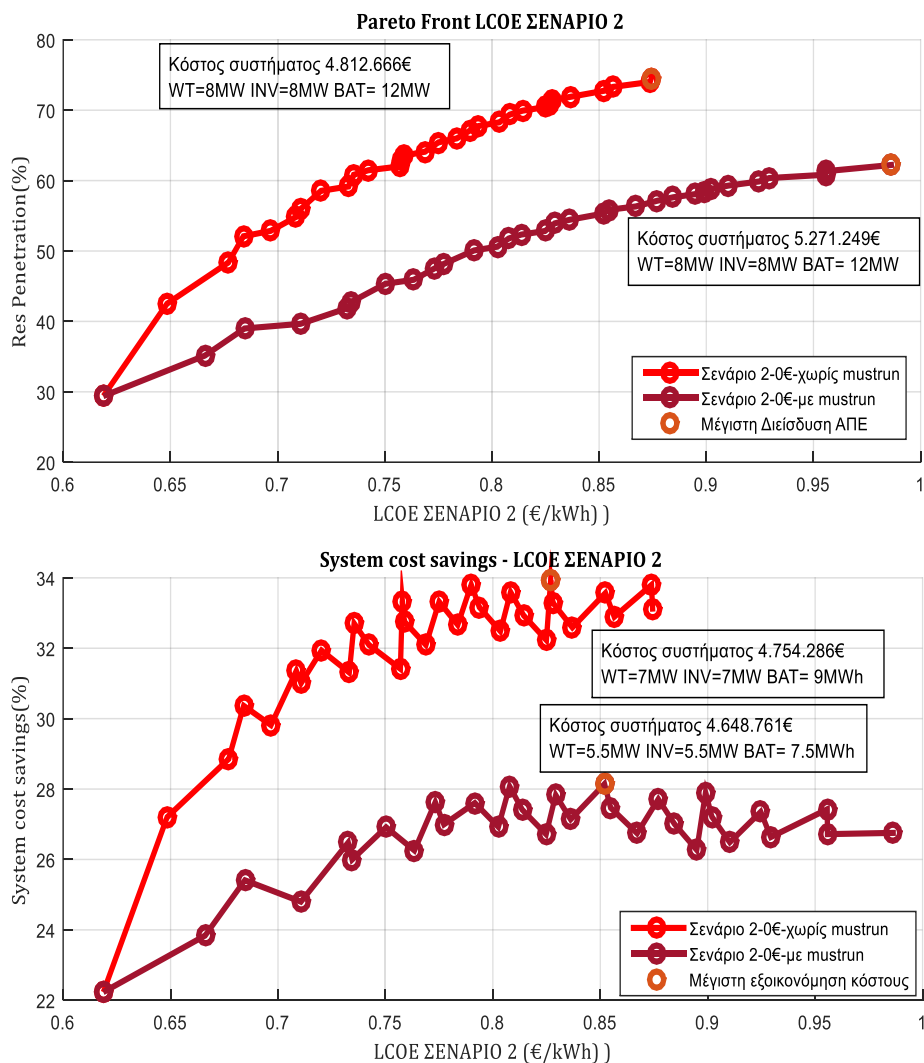


Σχήμα 5.49: Μέτωπο Pareto και Εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 1 με διαφορετικούς αντιστροφείς – Αιολικά πάρκα

Η χωρητικότητα των συσσωρευτών στους οικονομικότερους συνδυασμούς είναι αρκετά μικρότερη σε σχέση με τους αντίστοιχους συνδυασμούς που αναφέρονται στα φωτοβολταϊκά πάρκα. Αυτό οφείλεται στον τρόπο λειτουργίας των συσσωρευτών στην περίπτωση των αιολικών πάρκων, που όπως αναφέρθηκε και προηγουμένως είναι διαφορετικός από εκείνον στην περίπτωση των φωτοβολταϊκών.

Επενδυτικό σχήμα 2

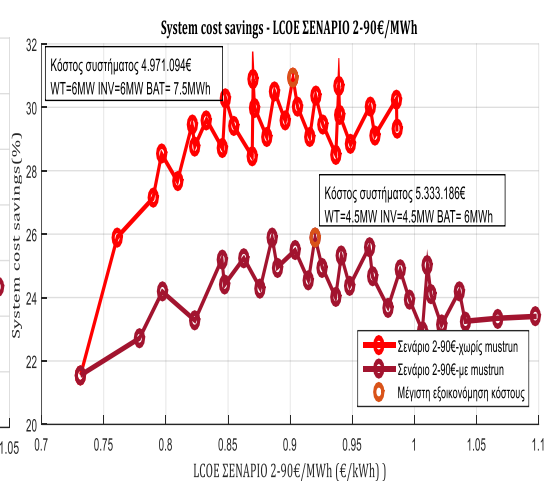
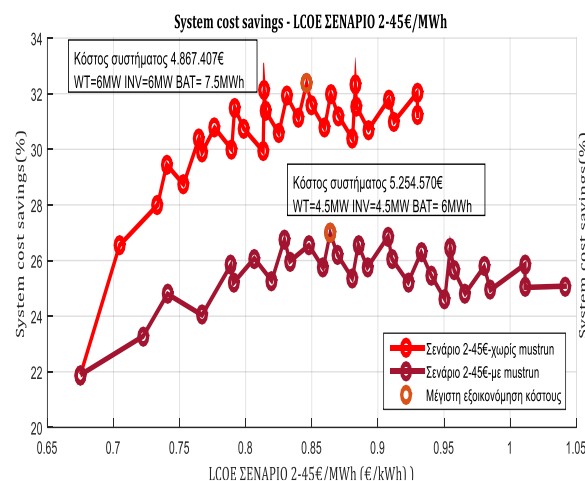
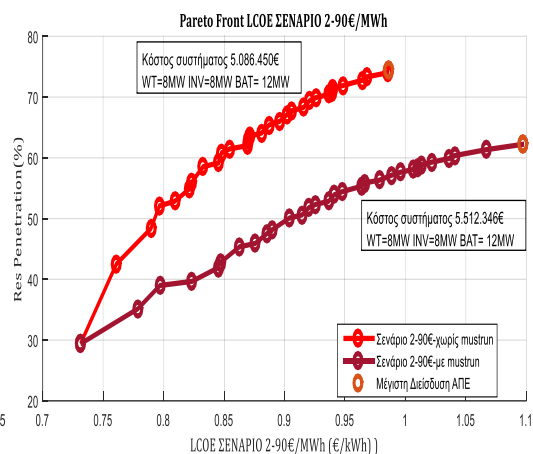
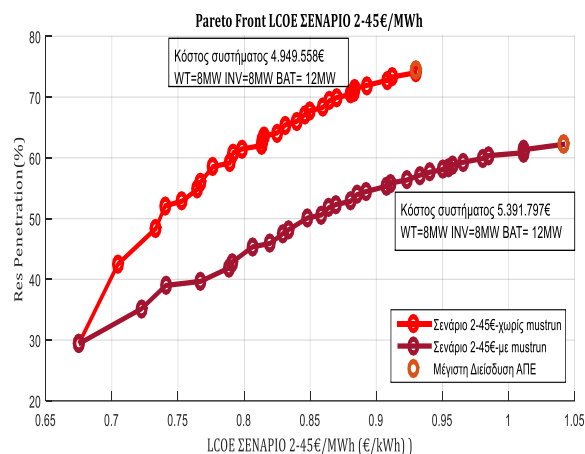
Τα μέτωπα Pareto του 2^{ου} επενδυτικού σχήματος και στις τρεις περιπτώσεις αποζημίωσης, έχουν παρόμοια μορφή. Βλέπουμε παράλληλα τις διαφορετικές διευθύνσεις που παρουσιάζονται στις καμπύλες εξοικονόμησης και οφείλονται στις εναλλαγές της χωρητικότητας των συσσωρευτών ανά συνδυασμό εγκατεστημένων αιολικών πάρκων και αντιστροφών (inverters).



Σχήμα 5.50: Μέτωπο Pareto και Εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 2 με διαφορετικούς αντιστροφείς – Αιολικά πάρκα

Τα LCOE είναι αντίστοιχου μεγέθους με εκείνα των προηγούμενων παραγράφων. Σε αντίθεση με το 1^ο επενδυτικό σχήμα τα μεγέθη των χωρητικοτήτων και των εγκατεστημένων αιολικών στους οικονομικότερους συνδυασμούς είναι μεγάλα και στις δυο περιπτώσεις λειτουργίας. Στην λειτουργία χωρίς mustrun, με αιολικά 7MW, αντιστροφείς 7MW, και συσσωρευτές χωρητικότητας 9MWh, η εξοικονόμηση κόστους φτάνει στο 33,94% και η διείσδυση στο 70,82%. Στην λειτουργία με mustrun, ο οικονομικότερος συνδυασμός έχει αιολικά 5,5MW, αντιστροφείς 5,5MW, και συσσωρευτές χωρητικότητας 7,5MWh, και επιτυγχάνει εξοικονόμηση 28,15% και διείσδυση ΑΠΕ στο 55,32%.

Στα σχήματα 5.51 και 5.52, βλέπουμε ότι και οι καμπύλες που αφορούν την αποζημίωση της αιολικής ενέργειας προς τους συσσωρευτές, έχουν αντίστοιχη μορφή με το σχήμα 5.50. Τα κόστη και τα LCOE είναι ελαφρώς αυξημένα, καθώς οι συσσωρευτές δεν διοχετεύουν ενέργεια στο φορτίο αλλά λειτουργούν κυρίως ως εφεδρεία των αιολικών πάρκων.



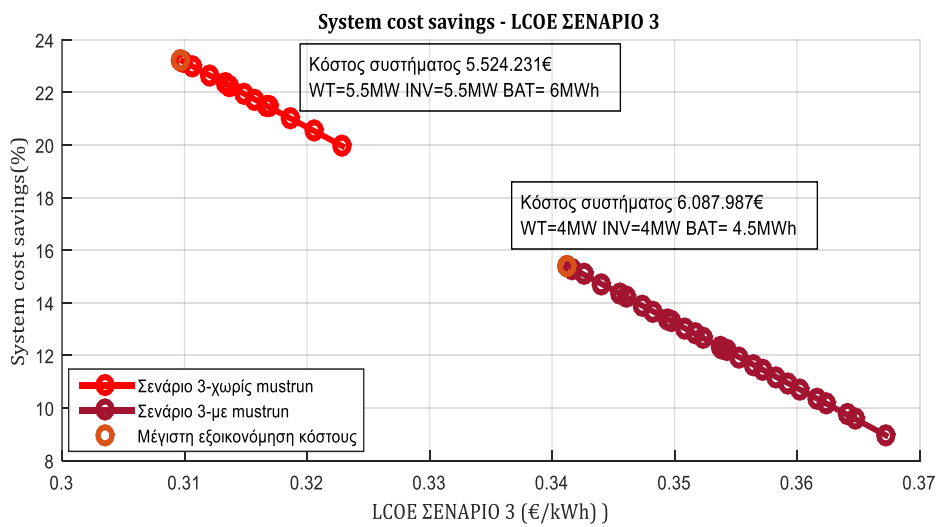
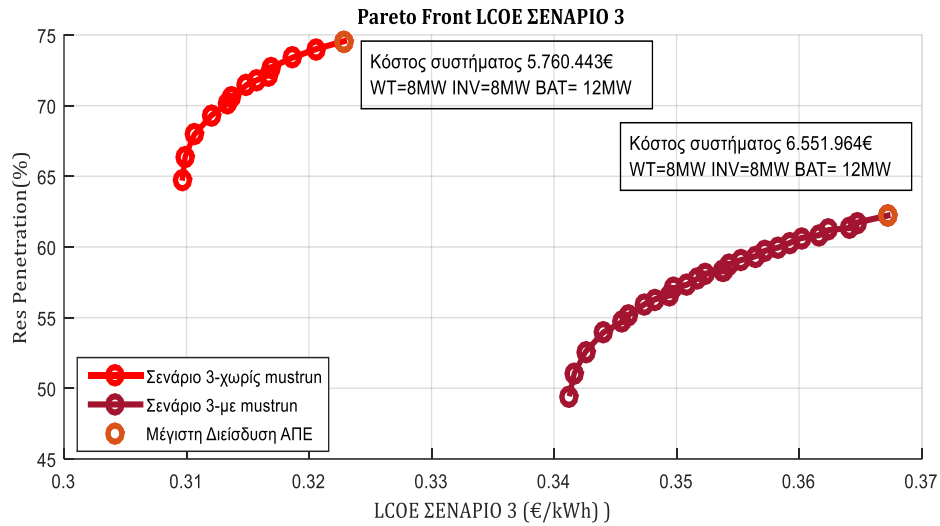
Σχήμα 5.51: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 2-45€/MWh – με διαφορετικούς αντιστροφείς – Αιολικά πάρκα

Σχήμα 5.52: Μέτωπο Pareto και εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 2-90€/MWh – με διαφορετικούς αντιστροφείς – Αιολικά πάρκα

Επενδυτικό σχήμα 3

Το 3^ο επενδυτικό σχήμα των αιολικών έχει αντίστοιχη μορφή με το 4^ο επενδυτικό σχήμα των φωτοβολταϊκών. Τα κόστη στην συγκεκριμένη περίπτωση είναι περισσότερο αυξημένα σε σχέση με τα προηγούμενα επενδυτικά σχήματα καθώς περιλαμβάνει όλες τις μονάδες παραγωγής.

Ο οικονομικότερος συνδυασμός στην λειτουργία χωρίς mustrun έχει αιολικά 5,5MW, αντιστροφείς 5,5MW, και συσσωρευτές χωρητικότητας 6MWh και επιτυγχάνει διείσδυση ΑΠΕ 64,70% και εξοικονόμηση κόστους 23,24%, ενώ ο αντίστοιχος συνδυασμός της λειτουργίας με mustrun έχει αιολικά 4MW, αντιστροφείς 4MW, και συσσωρευτές χωρητικότητας 4,5MWh και επιτυγχάνει διείσδυση ΑΠΕ 49,44% και εξοικονόμηση κόστους 15,41%. Βλέπουμε εδώ την μεγάλη επίδραση που έχει η λειτουργία mustrun στην περίπτωση των αιολικών πάρκων, καθώς επιφέρει μείωση της διείσδυσης ΑΠΕ κατά 15% και μείωση της εξοικονόμησης κόστους 8%.



Σχήμα 5.53: Μέτωπο Pareto και Εξοικονόμηση κόστους –Επενδυτικό σχήμα 3 με διαφορετικούς αντιστροφείς – Αιολικά πάρκα

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ – ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΕΣ ΚΑΤΕΥΘΥΝΣΕΙΣ

6.1 Σύνοψη και συμπεράσματα

Στην παρούσα διπλωματική εργασία μελετήθηκε το ζήτημα της υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ στο ενεργειακό ισοζύγιο Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, ώστε να διερευνηθεί περεταίρω η δημιουργία πράσινων νησιών. Η εγκατάσταση μόνο μονάδων ΑΠΕ, και ειδικότερα φωτοβολταϊκών και αιολικών πάρκων, στα ΜΔΝ δεν φαίνεται ιδιαίτερα αποτελεσματική, λόγω των περιορισμών που επιβάλλονται εξαιτίας του στοχαστικού χαρακτήρα των ΑΠΕ και των περιορισμών που εισάγουν οι συμβατικές μονάδες παραγωγής. Ως λύση σε αυτό το ζήτημα, παρουσιάζεται η εγκατάσταση συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας ώστε να εξομαλύνεται η ζήτηση και να επεκτείνεται η ικανότητα διείσδυσης ΑΠΕ στο ισοζύγιο.

Στα πλαίσια της εργασίας διαμορφώθηκε σε περιβάλλον MATLAB κατάλληλο λογιστικό μοντέλο προσομοίωσης του ηλεκτρικού συστήματος του ΜΔΝ με συστήματα ΑΠΕ και διατάξεις αποθήκευσης, που επικεντρώνεται στο ενεργειακό ισοζύγιο χωρίς να λαμβάνει υπόψη τα μεταβατικά και δυναμικά φαινόμενα. Οι διατάξεις αποθήκευσης που ενσωματώθηκαν στον αλγόριθμο περιλαμβάνουν αντιστροφείς (inverters) και συσσωρευτές ιόντων λιθίου (Li – ion). Ο αλγόριθμος αυτός δοκιμάστηκε σε τυπικό νησιωτικό σύστημα μικρού μεγέθους.

Σημαντικό ρόλο στη σωστή λειτουργία του συστήματος διαδραματίζει η βραχυχρόνια πρόβλεψη της παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ και του φορτίου ώστε να εξασφαλίζεται η αξιοπιστία της τροφοδότησης και η εύρυθμη λειτουργία. Έπειτα αποφασίζεται σε

επίπεδο ώρας ο προγραμματισμός των συμβατικών μονάδων που θα λειτουργούν, και γίνεται η προσομοίωση σε επίπεδο 10λέπτου.

Προκειμένου να ομαλοποιηθούν τα δεδομένα των χρονοσειρών φορτίου, ηλιακού και αιολικού δυναμικού, και να αποκλειστούν τυχόν εσφαλμένες μετρήσεις, έγινε ανάλυση της μεταβλητότητας τους. Στη συνέχεια έγιναν δοκιμές στην μεταβλητότητα με διαφορετικούς βαθμούς ανοχής, και αφαιρέθηκαν οι λανθασμένες μετρήσεις. Σημειώνεται ότι όσον αφορά το ηλιακό δυναμικό και την περίοδο των νυχτερινών ωρών, έγινε μηδενισμός στα σημεία εκείνα της χρονοσειράς που αναφέρονταν σε νυχτερινές ώρες.

Ως αποτελέσματα της εισαγωγής των χρονοσειρών φορτίου, αιολικού και ηλιακού δυναμικού, προέκυψαν ενεργειακά ισοζύγια για όλο το έτος σε επίπεδο δεκαλέπτων. Μεταβάλλοντας τις τιμές των μονάδων ΑΠΕ, των αντιστροφών (inverters) και της χωρητικότητας των συσσωρευτών, καταλήξαμε στα ενεργειακά ισοζύγια όλων των συνδυασμών. Λογικά προέκυψε ταύτιση των λειτουργιών με ή χωρίς *mustrun* στους συνδυασμούς όπου οι ικανότητες των μονάδων ΑΠΕ αλλά και των στοιχείων αποθήκευσης ενέργειας είναι περιορισμένες, καθώς η συνεχής λειτουργία των συμβατικών μονάδων παραγωγής δεν μπορούσε να αποφευχθεί. Με την αύξηση των δυνατοτήτων των μονάδων ΑΠΕ και κυρίως των αιολικών πάρκων, η διείσδυση ΑΠΕ αυξάνεται παράλληλα με τις απορρίψεις. Με την αύξηση των δυνατοτήτων την αποθηκευτικών μονάδων, και ειδικότερα των συσσωρευτών έναντι των αντιστροφών σε αναλογία 65:35, έχω μείωση των απορρίψεων και περεταίρω διείσδυση ΑΠΕ από 55% έως 76%, ανάλογα με το είδος των μονάδων ΑΠΕ, και την χρήση ή απουσία της πολιτικής *mustrun*.

Οι συσσωρευτές και η διαστασιολόγησή τους, εξαρτώνται από την διαθέσιμη ενέργεια ΑΠΕ του συστήματος, και για αυτό το μέγεθος τους κινείται ανάλογα με την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ στο σύστημα. Η ικανότητα των αντιστροφών όμως εκτός από την ισχύ των μονάδων ΑΠΕ, εξαρτάται και από το επίπεδο του φορτίου του συστήματος, αφού οι αντιστροφείς πρέπει να μπορούν να καλύψουν οποιαδήποτε απώλεια ισχύος του συστήματος, αλλά και εξ ολοκλήρου το φορτίο. Τέλος οι μονάδες αποθήκευσης ενέργειας, λειτουργούν ως άμεση εφεδρεία, και στην διάρκεια της ημέρας καλύπτουν το φορτίο όταν σταδιακά φθίνει η διαθέσιμη ηλιακή ενέργεια στην περίπτωση των φωτοβολταϊκών, και σε περίπτωση απώλειας αιολικού δυναμικού στην περίπτωση των αιολικών πάρκων. Δηλαδή αναλαμβάνουν την θέση των φωτοβολταϊκών στην πρώτη περίπτωση, ενώ στην δεύτερη λειτουργούν περισσότερο ως αποθήκη ενέργειας και προσφέρουν εφεδρεία, με άμεση ικανότητα κάλυψης των απωλειών αιολικού δυναμικού και των σφαλμάτων του δικτύου.

Από οικονομικής άποψης, μελετήθηκαν ορισμένα επενδυτικά σενάρια σε κάθε περίπτωση, και έγινε αξιολόγηση τους ως προς την διείσδυση ΑΠΕ, το LCOE αλλά και το συνολικό ετήσιο κόστος συστήματος. Η αξιολόγηση αυτή έγινε με την μέθοδο Pareto και προέκυψαν για κάθε επενδυτικό σχήμα καμπύλες με τους περισσότερο συμφέροντες συνδυασμούς. Στα περισσότερα επενδυτικά σχήματα οι συνδυασμοί που αφορούσαν τα αιολικά πάρκα ήταν περισσότερο συμφέροντες και από άποψη LCOE αλλά και από άποψη διείσδυσης ΑΠΕ. Με μοναδική εξαίρεση την περίπτωση του επενδυτικού σχήματος όπου στον επενδυτή ανήκουν μόνο οι μονάδες αποθήκευσης, και που το LCOE της επένδυσης σε αυτήν την περίπτωση ήταν αρκετά υψηλότερο για τα αιολικά πάρκα παρά για τα φωτοβολταϊκά. Σε γενικές γραμμές οι επενδύσεις όσων συνδυασμών

βρίσκονται στις καμπύλες Pareto, εξασφάλιζαν ένα βιώσιμο ετήσιο κόστος συστήματος αρκετά χαμηλότερο από την αρχικό.

Ως προς τις απορρίψεις ΑΠΕ, εξετάστηκαν τρία επίπεδα περιορισμού τους, και προέκυψαν διαφορετικές καμπύλες Pareto για το κάθε ένα. Όσο πιο αυστηρός ήταν ο περιορισμός των απορρίψεων ΑΠΕ, τόσο μικρότερη ήταν η διείδυση, και οι συνδυασμοί περιορίζονταν σε επίπεδα μικρότερης εγκατεστημένης ισχύος είτε φωτοβολταϊκών είτε ανεμογεννητριών. Βέβαια και το κόστος συστήματος για αυτές τις περιπτώσεις ήταν μικρότερο στους πιο αυστηρούς περιορισμούς απορρίψεων ΑΠΕ. Ακόμα η ανάλυση της ευαισθησίας ως προς την τιμή του καυσίμου των συμβατικών μονάδων, έδειξε ότι ακόμα και σε μεγάλη μείωση της, θα υπάρχει σημείο της καμπύλης Pareto των επενδυτικών σχημάτων, μέχρι το οποίο το κόστος συστήματος θα είναι μικρότερο ή ίσο με το αρχικό σύστημα του ΜΔΝ. Τέλος, έγινε μια πιο ρεαλιστική απεικόνιση των καμπυλών Pareto, αφαιρώντας από το σύνολο των συνδυασμών διαστασιολόγησης, εκείνους στους οποίους οι αντιστροφείς (inverters) είχαν μικρότερη ικανότητα από τις εγκατεστημένες μονάδες ΑΠΕ, είτε φωτοβολταϊκά είτε Α/Γ.

Συμπερασματικά λοιπόν, η επιλογή του κατάλληλου συνδυασμού διαστασιολόγησης, και του καταλληλότερου τύπου ΑΠΕ εξαρτάται από πολλούς παράγοντες, οι οποίοι επηρεάζονται τόσο από την μορφή του συστήματος ΜΔΝ, όπως είναι η διαθεσιμότητα του ηλιακού δυναμικού έναντι του αιολικού, ή και το ανάποδο, το μέγεθος του φορτίου του συστήματος, την ικανότητα των συμβατικών μονάδων κτλ., όσο και από παράγοντες που είναι εξωγενείς και έχουν σχέση με τις διεθνείς εξελίξεις, όπως η τιμή του καυσίμου των συμβατικών μονάδων, το κόστος κατασκευής και εγκατάστασης των μονάδων ΑΠΕ και των αποθηκευτικών μέσων, το κόστος εκπομπής CO₂ κτλ. Σε κάθε περίπτωση λοιπόν ανάλογα με τον στόχο που έχουμε επιλέγουμε διαφορετικό συνδυασμό αλλά και διαφορετικό τρόπο επένδυσης. Φαίνεται λοιπόν ότι η διείδυση ΑΠΕ σε ένα αυτόνομο ΜΔΝ μπορεί να είναι οικονομικά βιώσιμη και αξιόπιστη, και ανάλογα με την διαστασιολόγηση που θα επιλεγεί, να είναι είτε μεγαλύτερη είτε μικρότερη, χωρίς να έχει υψηλές απορρίψεις.

6.2 Μελλοντικές κατευθύνσεις

Με βάση τα αποτελέσματα και τα συμπεράσματα που προέκυψαν από την παρούσα εργασία, προκύπτει ένας σημαντικός αριθμός πιθανών κατευθύνσεων για μελλοντική έρευνα. Αρχικά θα παρουσίαζε ενδιαφέρον η ενσωμάτωση περισσότερο εκλεπτυσμένων τεχνικών πρόβλεψης φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ, όπως για παράδειγμα τα νευρωνικά δίκτυα, οι οποίες θα μπορούσαν να παράγουν προβλέψεις μεγαλύτερης αξιοπιστίας και για μεγαλύτερους χρονικούς ορίζοντες από την ωριαία πρόβλεψη. Έτσι θα εξασφαλιζόταν μια περισσότερο αρμονική λειτουργία του συστήματος.

Στην παρούσα εργασία οι συμβατικές μονάδες είναι όμοιες και δεν πραγματοποιείται η ένταξη και επιλογή τους με κάποιο κριτήριο. Θα παρουσίαζε ενδιαφέρον επομένως η εφαρμογή του αλγορίθμου σε περίπτωση κάποιου πραγματικού νησιού όπου οι συμβατικές μονάδες έχουν διαφορετικό μέγεθος, καύσιμο και οικονομικότητα. Έτσι θα μπορούσε να αναζητηθεί ο βέλτιστος τρόπος ένταξης των συμβατικών μονάδων, ως προς την οικονομικότητα τους.

Επιπλέον, θα παρουσίαζε ενδιαφέρον η δοκιμή συνδυασμών μεταξύ των φωτοβολταϊκών και αιολικών πάρκων, ώστε να διερευνηθεί η παράλληλη λειτουργία τους στο σύστημα και η συμπεριφορά των συστημάτων αποθήκευσης. Ακόμα θα είχε αξία η εφαρμογή διαφορετικού τρόπου επιμερισμού του σημείου λειτουργίας (set-point) των ΑΠΕ, μεταξύ των φωτοβολταϊκών και των ανεμογεννητριών.

Βιβλιογραφία

- [1] Κ. Βουρνάς και Γ. Κονταξή, Εισαγωγή στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας, Εκδόσεις ΕΜΠ, 2001.
- [2] ΡΑΕ, Διαθέσιμο:
http://www.rae.gr/site/categories_new/electricity/market/mdn.csp, Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας.
- [3] S. Papathanassiou and N. G. Boulaxis, Power limitations and energy yield evaluation for wind farms operating in island systems, 2006.
- [4] ΕΜΠ-ΕΠΙΣΕΥ, Διερεύνηση των δυνατοτήτων μεγιστοποίησης της διείσδυσης των ΑΠΕ στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής της Ρόδου με μεσοπρόθεσμο ορίζοντα (έτος 2015). Τελική Έκθεση Έργου του Ιδρύματος Χάινριχ Μπελ και του Πράσινου Ινστιτούτου, Φεβρουάριος 2013.
- [5] ΡΑΕ, Κώδικας Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (Κώδικας ΜΔΝ). Έκδοση 2η, Απρίλιος 2018.
- [6] S. Papaefthimiou, E. G. Karamanou, S. A. Papathanasiou και M. Papadopoulos, Operating policies for wind-pumped storage hybrid power stations in island grids, IET Renew. Power Gener., vol 3, no 3, 2009.
- [7] N. Hatziargyriou, I. Margaritis, I. Stavropoulou, S. Papathanassiou and A. Dimeas, Noninterconnected Island Systems: The Greek Case, IEEE Electr. Mag., vol. 5, no. 2, pp. 17–27, 2017.
- [8] G. N. Psarros και S. A. Papathanasiou, Evaluation of battery-renewables hybrid stations in small isolated systems, IET Renewable Power Generation, 2019.
- [9] Σ. Παπαθανασίου, Σημειώσεις Οικονομικής Αξιολόγησης Επενδύσεων Ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ, Αθήνα, Ιανουάριος 2012.
- [10] Ι. Ψαρράς και Α. Φλάμος, Ανάλυση Οικονομικών Στοιχείων Ενεργειακού Συστήματος.
- [11] G. N. Psarros, E. G. Karamanou and S. A. Papathanassiou, Feasibility Analysis of Centralized Storage Facilities in Isolated Grids, March 2018.
- [12] T. Stehly, D. Heimiller and G. Scott, 2016 Cost of Wind Energy Review, National Renewable Energy Laboratory (NREL), December 2017.
- [13] K. Ardani, E. O'Shaughnessy, R. Fu, C. McClurg, J. Huneycutt and R. Margolis, Installed Cost Benchmarks and Deployment Barriers for Residential Solar Photovoltaics with Energy Storage: Q1 2016, National Renewable Energy Laboratory (NREL), February 2017.
- [14] LAZARD, Lazard's Levelized cost of storage analysis - Version 3.0, November 2017.

- [15] MarketsInsider, link: <https://markets.businessinsider.com/commodities/co2-emissionsrechte>, June 2018.
- [16] ΠΑΕ, ΦΕΚ 688/2017, Τεύχος Β', Αθήνα, 2017.
- [17] Α. Ευστρατιάδης και Δ. Κουτσογιάννης, Πολυκριτηριακή Ανάλυση, Αθήνα: ΕΜΠ.
- [18] ΑΔΜΗΕ, Χάρτης Ελληνικού ΣΗΕ.
- [19] ΔΕΔΔΗΕ, Διαθέσιμο : <https://www.deddie.gr/el/themata-tou-diaxeiristi-mi-diasundedemenwn-nisiwn/agora-mdn/ilektrika-systimata-mdn/>.
- [20] ΔΕΔΔΗΕ, Μηνιαία Δελτία ΑΠΕ και Θερμικής Παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα νησιά.
- [21] ΠΑΕ, Βασικές αρχές λειτουργίας, διαχείρισης και τιμολόγησης Υβριδικών Σταθμών σε Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, 2008.
- [22] J. Bird and et al, Wind and solar energy curtailment: A review of international experience, *enew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 65, pp. 577–586, 2016.
- [23] T. S. Brinsmead, P. Graham, J. Hayward, E. L. Ratnam and L. Reedman, Future Energy Storage Trends: An Assessment of the Economic Viability, Potential Uptake and Impacts of Electrical Energy Storage on the NEM 2015–2035, CSIRO Australia, 2015.
- [24] G. N. Psarros, S. I. Nanou, S. V. Papaefthymiou and S. A. Papathanassiou, Generation scheduling in non-interconnected islands with high RES penetration,” *Renew. Energy*, vol. 115, pp. 338–352, 2018.
- [25] W. Short, D. Packey and T. Holt, A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies, National Renewable Energy Laboratory, 1995.
- [26] E. I. Vrettos and S. A. Papathanassiou, Operating Policy and Optimal Sizing of a High Penetration RES-BESS System for Small Isolated Grids,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 26, no. 3, pp. 744–756,, 2011.
- [27] G. N. Psarros, S. P. Kokkolios and S. A. Papathanassioy, Centrally Managed Storage Facilities in Small Non-Interconnected Island Systems, *IEEE*, 2018.
- [28] Ι. Ψαρράς και Α. Φλάμος, Παρουσίαση – Σημειώσεις μαθήματος «Διαχείριση Ενεργειακών Πόρων -Οικονομική Αξιολόγηση Ενεργειακών Επενδύσεων», Διατμηματικό Πρόγραμμα Μεταπτυχιακών Σπουδών «Τεχνο-οικονομικά συστήματα», Εργαστήριο Συστημάτων Αποφάσεων και Διοίκησης, Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών ΕΜΠ..
- [29] S. Thomas και M. Fishedick, Levelised Cost of Energy (LCOE) and GHG abatement costs –Definition, calculation, limitations, and examples for renewable energies, Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy..

- [30] S. Papathanassiou, A. D. Papalexopoulos and A. Andrianesis,, Energy control Centers and electricity markets in the Greek non-interconnected islands, Med-Power 2014, Institution of Engineering and Technology, 2014.
- [31] L. Sigrist, E. Lobato και L. Rouco, Energy storage systems providing primary reserve and peak shaving in small isolated power systems: an economic assessment, Int. J. Electr. Power Energy Syst. 53 (2013) 675683, 2013.
- [32] MathWorks - MATLAB and Simulink for Technical Computing, (n.d.). <https://www.mathworks.com/>, 2015.

