ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΩΝ, ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΗΣ ΚΑΙ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΚΗΣ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΕΥΡΕΣΗ ΒΕΛΤΙΣΤΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ΣΕ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΔΙΑΝΟΜΗΣ

Ιωάννης Η. Λαζαρίδης

Επιβλέπων : Βαρβαρίγος Εμμανουήλ

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Οκτώβριος, 2024

ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΩΝ, ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΗΣ ΚΑΙ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΚΗΣ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΕΥΡΕΣΗ ΒΕΛΤΙΣΤΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ΣΕ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΔΙΑΝΟΜΗΣ

Ιωάννης Η. Λαζαρίδης

Επιβλέπων : Βαρβαρίγος Εμμανουήλ

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 9η Οκτωβρίου 2024:

....	....	....
Εμμανουήλ Βαρβαρίγος	**Θεοδώρα Βαρβαρίγου**	**Συμεών Παπαβασιλείου**
Καθηγητής Ε.Μ.Π.	Καθηγήτρια Ε.Μ.Π.	Καθηγητής Ε.Μ.Π

Αθήνα, Οκτώβριος, 2024

………………………………………………………

Λαζαρίδης Ιωάννης

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

Περίληψη

Η υψηλή διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και η εκμετάλλευση ετερογενών πόρων ευελιξίας απαιτούν μια αποτελεσματική αλληλεπίδραση μεταξύ αποδοτικών ενεργειακών αγορών και συστημάτων διαχείρισης ηλεκτρικών δικτύων. Σε αυτό το επιχειρηματικό περιβάλλον, οι σύγχρονοι Πάροχοι Ενεργειακών Υπηρεσιών (Energy Service Providers - ESPs) χρειάζεται να: i) υιοθετούν στρατηγικές υποβολής προσφορών με επίγνωση των ατελειών της αγοράς για να μεγιστοποιήσουν τα κέρδη τους, ii) τηρούν τους υποκείμενους περιορισμούς του δικτύου, και iii) λαμβάνουν αποφάσεις για το βέλτιστο μείγμα των ετερογενών πόρων ευελιξίας (HetFlex) τους, καθώς και για το βέλτιστο μέγεθος, τη χωροθέτηση και τη λειτουργία τους. Προτείνουμε ένα μοντέλο που ενσωματώνει όλα τα παραπάνω και έναν αλγόριθμο που, με βέλτιστο και ολοκληρωμένο τρόπο, προγραμματίζει τα Συστήματα Αποθήκευσης Ενέργειας (ESS) και τα Συστήματα Διαχείρισης Ζήτησης (DSM) προκειμένου να μεγιστοποιήσει τα κέρδη ενός ESP που επηρεάζει την τιμή της αγοράς. Για τον βέλτιστο προγραμματισμό των Συστημάτων Αποθήκευσης Ενέργειας (ESS), είναι απαραίτητη η ακριβής γνώση τόσο του αριθμού όσο και της τοποθεσίας τους. Οι πιθανοί συνδυασμοί τοποθέτησης των ESS σε κάθε κόμβο είναι θεωρητικά άπειροι, γεγονός που καθιστά αναγκαία τη χρήση αλγορίθμων βελτιστοποίησης προκειμένου να επιτευχθεί η σύγκλιση σε μια λύση που θα μεγιστοποιεί τα κέρδη. Οι αλγόριθμοι που θα χρησιμοποιηθούν περιλαμβάνουν τον Nelder-Mead και τον Simulated Annealing. Το πρόβλημα του ηλεκτρικού δικτύου το μοντελοποιούμε ως ένα παιχνίδι Stackelberg, το οποίο εκφράζεται ως Μαθηματικό Πρόβλημα με Περιορισμούς Ισορροπίας (MPEC) και τελικά μετασχηματίζεται σε ένα διαχειρίσιμο μικτό ακέραιο γραμμικό πρόγραμμα (MILP). Υπολογίζεται ο ακριβής αριθμός και η βέλτιστη χωροθέτηση των Συστημάτων Αποθήκευσης Ενέργειας (ESS), ενώ αποδεικνύεται ότι η εγκατάστασή τους μπορεί να αποφέρει σημαντικά οικονομικά οφέλη για τον Πάροχο Υπηρεσιών Ευελιξίας (FSP). Τα εν λόγω οφέλη παρουσιάζουν διακυμάνσεις ανάλογα με τις παραμετρικές μεταβολές του συστήματος.

Λέξεις - Κλειδιά

Έξυπνα δίκτυα, Συστήματα αποθήκευσης ενέργειας, Αλγόριθμοι Βελτιστοποίησης, Αλγόριθμος Nelder-Mead, Αλγόριθμος Simulated Annealing, Προσφορές με επίγνωση του δικτύου, Μαθηματικός προγραμματισμός με περιορισμούς ισορροπίας, Ετερογενής ευελιξία, Εικονικός σταθμός παραγωγής ενέργειας

Abstract

The high penetration of renewable energy sources and the utilization of heterogeneous flexibility resources require effective interaction between efficient energy markets and power grid management systems. In this business environment, modern Energy Service Providers (ESPs) need to: i) adopt bidding strategies that account for market imperfections to maximize their profits, ii) comply with the underlying network constraints, and iii) make decisions regarding the optimal mix of their heterogeneous flexibility resources (HetFlex), as well as their optimal size, location, and operation. We propose a model that integrates all the above and an algorithm that optimally and comprehensively schedules Energy Storage Systems (ESS) and Demand Side Management (DSM) systems in order to maximize the profits of an ESP that influences the market price. For efficient ESS scheduling, the number and location of ESS must be known. The combinations of the number of ESS to be installed at each node are infinite, therefore optimization algorithms will be used to converge on the solution that yields the highest profits. The algorithms to be used are Nelder-Mead and Simulated Annealing. The power grid problem is modeled as a Stackelberg game, expressed as a Mathematical Problem with Equilibrium Constraints (MPEC), and finally transformed into a manageable Mixed Integer Linear Program (MILP). The exact number and optimal placement of ESS are calculated, and it is demonstrated that their installation can bring significant financial benefits to the Flexibility Service Provider (FSP). These benefits fluctuate depending on the system's parameter changes.

Keywords:

Smart grids, Energy storage systems, Optimization algorithms, Nelder-Mead algorithm, Simulated annealing algorithm, Mathematical programming with equilibrium constraints, Heterogeneous flexibility, Virtual power plants, Network-aware bidding

Περιεχόμενα

1. Εισαγωγή

Το παρόν εισαγωγικό κεφάλαιο αφιερώνεται, κατά κύριο λόγο, στην ενημέρωση του αναγνώστη σχετικά με τους στόχους της εργασίας, τη συνεισφορά και τη συμβολή της στην επιστημονική βιβλιογραφία, τις προκλήσεις που παρουσιάστηκαν. Στη συνέχεια, γίνεται μια περιληπτική αναφορά στο γενικό πλαίσιο και τη δομή της εργασίας, και το αντικείμενο μελέτης κάθε κεφαλαίου.

1.1 Γενικό Πλαίσιο Εργασίας

Η υψηλή διείσδυση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στα έξυπνα δίκτυα παρέχει καθαρή και οικονομική ενέργεια και μπορεί να οδηγήσει σε ενεργειακά αυτόνομες κοινωνίες. Από την άλλη πλευρά, σε ένα τόσο δυναμικό περιβάλλον, οι τρέχουσες αρχιτεκτονικές των δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας αντιμετωπίζουν σοβαρά ζητήματα απόδοσης και σταθερότητας. Αυτό οδηγεί στη χρήση Ετερογενούς Ευελιξίας, δηλαδή περιουσιακών στοιχείων ικανών να προσαρμόσουν την κατανάλωση στην παραγωγή και να εγγυηθούν την απόδοση και τη σταθερότητα των έξυπνων δικτύων. Αυτά τα στοιχεία ετερογενούς ευελιξίας (π.χ. Συστήματα Αποθήκευσης Ενέργειας, Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας(ΑΠΕ), Συστήματα Διαχείρισης Ζήτησης) μπορούν να κατηγοριοποιηθούν ανάλογα με: i) τον τύπο λειτουργίας τους, ii) τον αντίκτυπο που έχουν το μέγεθος και η τοποθεσία τους στο δίκτυο στη διαδικασία προγραμματισμού, iii) την επίδραση των αποφάσεων προγραμματισμού τους στην ανταπόκριση στις δυναμικές αλλαγές του δικτύου και της αγοράς, και iv) άλλα ζητήματα επιχειρηματικής λογικής, που σχετίζονται με τη στρατηγική της επιχείρησης παροχής υπηρεσιών ενέργειας, όπως διαχείριση κινδύνου, μοντέλα απόδοσης επένδυσης, στρατηγικά επιχειρηματικά σχέδια κ.λπ. Επομένως, ο βέλτιστος συνδυασμός και η κοινή διαχείριση των στοιχείων ετερογενούς ευελιξίας σε μια γεωγραφική περιοχή που ανήκει στο χαρτοφυλάκιο μιας συγκεκριμένης εταιρείας αποτελεί δύσκολο ερευνητικό ζήτημα.

Σε αυτό το πλαίσιο, οι παραδοσιακές εταιρείες ηλεκτρικής ενέργειας μετασχηματίζονται σε Παρόχους Υπηρεσιών Ενέργειας που: α) αγοράζουν ενέργεια από τη χονδρική αγορά και/ή τις ομότιμες (peer to peer) αγορές, β) πωλούν ενέργεια μέσω των λιανικών αγορών και γ) διασφαλίζουν την οικονομική τους βιωσιμότητα μέσω της συγκέντρωσης στοιχείων ετερογενούς ευελιξίας και της χρήσης συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας. Κατά τη γνώμη μας, υπάρχουν πέντε βασικά στοιχεία που οι σχεδιαστές προηγμένων και ολοκληρωμένων επιχειρηματικών μοντέλων για παρόχους υπηρεσιών ενέργειας πρέπει να λάβουν σοβαρά υπόψη.

Το πρώτο είναι η μεγάλης κλίμακας χρήση των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας, που έχουν επεκταθεί ραγδαία τα τελευταία χρόνια και αναμένεται να αυξηθούν με μεγαλύτερο ρυθμό στο μέλλον. Κατά συνέπεια, οι πάροχοι ηλεκτρικής ενέργειας είναι πρόθυμοι να υιοθετήσουν ή να αναπτύξουν επιχειρηματικά μοντέλα που μπορούν να προγραμματίσουν βέλτιστα τη λειτουργία των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας ανάλογα με την κατάσταση των ενεργειακών αγορών, προκειμένου να μεγιστοποιήσουν τα κέρδη τους.

Το δεύτερο αφορά τη συγκέντρωση των κατανεμημένων και ευέλικτων πόρων φόρτισης και τον προγραμματισμό τους για τη βέλτιστη συμμετοχή του παρόχου ηλεκτρικής ενέργειας στην αγορά ενέργειας. Αυτή η διαδικασία είναι γνωστή ως σύστημα διαχείρισης ζήτησης. Σε αυτό το πλαίσιο, οι σύγχρονοι πάροχοι ηλεκτρικής ενέργειας πρέπει να σχεδιάσουν ολοκληρωμένα συστήματα προγραμματισμού που να επιτρέπουν την αλληλεπίδραση μεταξύ συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας και διαχείρισης ζήτησης για τον ανταγωνιστικό σχεδιασμό επιχειρηματικών μοντέλων.

Η τρίτη βασική πρόκληση είναι η ανάπτυξη μοντέλων και αλγορίθμων που να παρέχουν βέλτιστη οργάνωση των στοιχείων ετερογενούς ευελιξίας, λαμβάνοντας υπόψη τα όρια λειτουργίας του φυσικού δικτύου διανομής. Συγκεκριμένα, η υψηλή διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας αυξάνει τις προκλήσεις που σχετίζονται με τη συμφόρηση και τον έλεγχο της τάσης στο δίκτυο διανομής. Έτσι, τα σύγχρονα επιχειρηματικά μοντέλα παροχής υπηρεσιών ενέργειας πρέπει να λαμβάνουν υπόψη αυτούς τους περιορισμούς, οι οποίοι γίνονται πλέον πιο ζωτικοί.

Το τέταρτο κρίσιμο ζήτημα αφορά την ιδιοκτησία και/ή τη διαχείριση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας. Ένας πάροχος υπηρεσιών ενέργειας πρέπει να μπορεί να βελτιστοποιεί τη χρήση των στοιχείων ετερογενούς ευελιξίας ώστε να βελτιστοποιεί τη χρήση της ενέργειας από τους Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας του, καθιστώντας τον πιο ανεξάρτητο και ανταγωνιστικό.

Το πέμπτο βασικό στοιχείο αφορά τη βέλτιστη συμμετοχή του παρόχου υπηρεσιών ενέργειας στις απελευθερωμένες αγορές ενέργειας. Από αυτήν την προοπτική, η διαδικασία λήψης αποφάσεων του παρόχου υπηρεσιών ενέργειας μπορεί να διαμορφωθεί μέσω μοντέλων συμπληρωματικότητας και πιο συγκεκριμένα ως ένα πρόβλημα δύο επιπέδων, όπου το ανώτερο επίπεδο αντιπροσωπεύει τη μεγιστοποίηση των κερδών του παρόχου υπηρεσιών ενέργειας και το κατώτερο αντιπροσωπεύει τη διαδικασία εκκαθάρισης της αγοράς που παράγει τις Τοπικές Οριακές Τιμές (LMPs). Έτσι, δημιουργείται ένα Μαθηματικό Πρόβλημα με Περιορισμούς Ισορροπίας (MPEC), το οποίο τελικά μετατρέπεται σε Μικτό Ακέραιο Γραμμικό Πρόβλημα(MILP). Αυτό το μοντέλο καθιστά τον πάροχο υπηρεσιών ενέργειας έναν διαμορφωτή τιμών που, σε αντίθεση με έναν απλό αποδέκτη τιμών, είναι σε θέση να προβλέψει την αντίδραση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στις αποφάσεις του (προσφορές ποσότητας/τιμής) και να επηρεάσει την οριακή τιμή του συστήματος.

Συνοπτικά, η κύρια συμβολή του παρόντος άρθρου είναι ένα ολοκληρωμένο και εξελιγμένο επιχειρηματικό μοντέλο παροχής ηλεκτρικών υπηρεσιών που ταυτόχρονα:

- Προσφέρει στους παρόχους υπηρεσιών ενέργειας τη δυνατότητα να υποβάλλουν προσφορές στην Αγορά Επόμενης Ημέρας με στρατηγικό τρόπο, λαμβάνοντας υπόψη τις αποφάσεις των ανταγωνιστών.
- Επιτρέπει τον προγραμματισμό που σέβεται τα λειτουργικά όρια του δικτύου διανομής, αποφεύγοντας κοινωνικά και οικονομικά κόστη.
- Οργανώνει ένα εικονικό χαρτοφυλάκιο ετερογενούς ευελιξίας που περιλαμβάνει διανεμημένη παραγωγή από ΑΠΕ, σύστημα διαχείρισης ζήτησης και συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας, βελτιώνοντας τη χρήση των ΑΠΕ και την οικονομική λειτουργία του δικτύου.

Έτσι, έχοντας ένα μοντέλο υπολογισμού του ημερήσιου κέρδους ενός συστήματος, μπορεί να υπολογιστεί για έναν συγκεκριμένο αριθμό συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας ανά κόμβο το αντίστοιχο κέρδος. Αυτό θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί για να βρεθεί ο αριθμός των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας που πρέπει να τοποθετηθούν σε κάθε κόμβο, ώστε να βελτιστοποιήσει ο διαχειριστής τα κέρδη του. Βέβαια, καταλαβαίνουμε πως οι συνδυασμοί που προκύπτουν είναι άπειροι και ο υπολογισμός όλων των δυνατών συνδυασμών είναι αδύνατος. Γι' αυτό τίθεται απαραίτητη η χρήση αλγορίθμων βελτιστοποίησης, όπου με σύγχρονες τεχνικές συγκλίνουν στη βέλτιστη λύση χωρίς να χρειάζεται να υπολογιστούν όλοι οι πιθανοί συνδυασμοί.

Συνεπώς, στην παρούσα εργασία θα χρησιμοποιηθεί ένα ολοκληρωμένο και εξελιγμένο επιχειρηματικό μοντέλο για τον πάροχο υπηρεσιών ενέργειας, μέσω του οποίου θα προβλεφθεί ο αριθμός των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας που θα χρειαστούν και σε ποιον κόμβο θα τοποθετηθούν, ώστε να βελτιστοποιήσει ο διαχειριστής τα κέρδη του.

1.2 Δομή της Εργασίας

Ακολουθεί μια σύνοψη των περιεχομένων του κάθε κεφαλαίου:

Στο δεύτερο κεφάλαιο θα αναλύσουμε την βιβλιογραφία που χρησιμοποιήθηκε. Η παρούσα εργασία συνδυάζει δύο επιστημονικούς τομείς. Το πρώτο κομμάτι αφορά τη μοντελοποίηση και τον υπολογισμό του ημερήσιου κέρδους σε ένα σύστημα ενέργειας και το δεύτερο αφορά τους αλγόριθμους βελτιστοποίησης, τη σχετική βιβλιογραφία των οποίων θα αναλύσουμε σε αυτό το κεφάλαιο.

Στο τρίτο κεφάλαιο θα αναλύσουμε το τρόπο μοντελοποίησης του προβλήματος μας. Αρχικά θα παρουσιάσουμε τη μαθηματική μοντελοποίηση του δικτύου μας , στη συνέχεια θα παρουσιάσουμε και θα αναλύσουμε τα δίκτυα τα οποία εξετάζουμε στη παρούσα εργασία. Μετά θα αναλύσουμε τους αλγορίθμους βελτιστοποίησης που χρησιμοποιούνται για την εύρεση λύσης και τέλος παρουσιάζουμε τα οικονομικά στοιχεία και το τρόπο υπολογισμού των κερδών των διαχειριστών.

Στο τέταρτο κεφάλαιο παρουσιάζεται η μέθοδος επίλυσης του προβλήματος βελτιστοποίησης που αφορά τον πάροχο υπηρεσιών ενέργειας, ο οποίος δρα στρατηγικά στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Αναλύεται το μαθηματικό πλαίσιο που χρησιμοποιήθηκε για την υλοποίηση της προτεινόμενης μεθόδου.

Στο πέμπτο κεφάλαιο θα αναλύσουμε αρχικά την πειραματική διαδικασία και τον τρόπο με τον οποίο θα παρουσιάσουμε τα αποτελέσματα. Στη συνέχεια δίνονται τα αποτελέσματα των δύο δικτύων που εξετάζουμε και τέλος αναλύουμε τα συμπεράσματα ως προς την απόδοση των δύο αλγορίθμων αλλά και την μεταβολή των αποτελεσμάτων συγκριτικά με τις παραμέτρους εκτέλεσης.

Στο έκτο κεφάλαιο θα αναλύσουμε και θα σχολιάσουμε τα αποτελέσματα της πειραματικής διαδικασίας. Αρχικά θα σχολιάσουμε τους δυο αλγορίθμους τους οποίους χρησιμοποιήσαμε και στη συνέχεια θα βγάλουμε αναλύσουμε τα αποτελέσματα μας για το κάθε ένα από τα δύο δίκτυα που εξετάσθηκαν στη παρούσα εργασία.

Τέλος παραθέτουμε τις αναφορές της παρούσας εργασίας. Η κάθε αναφορά έχει έναν μοναδικό αριθμό μέσα σε αγκύλες. Κατά τη διάρκεια της εργασίας θα αναφερόμαστε στη κάθε αναφορά μέσω αυτού του αριθμού.

2. Σχετική Βιβλιογραφία

Η παρούσα εργασία συνδυάζει δύο επιστημονικούς τομείς. Το πρώτο κομμάτι αφορά τη μοντελοποίηση και τον υπολογισμό του ημερήσιου κέρδους σε ένα σύστημα ενέργειας και το δεύτερο αφορά τους αλγόριθμους βελτιστοποίησης, τη σχετική βιβλιογραφία των οποίων θα αναλύσουμε παρακάτω.

2.1 Βιβλιογραφία Μοντελοποίησης και Υπολογισμού κέρδους του Συστήματος Ενέργειας

Μεγάλος αριθμός εργασιών έχει εμφανιστεί στη βιβλιογραφία, όπου χρησιμοποιείται διεπίπεδο προγραμματισμός και μοντελοποίηση συμπληρωματικότητας για να μοντελοποιηθεί η λήψη αποφάσεων στρατηγικών παικτών σε φιλελευθεροποιημένες αγορές ενέργειας. Οι εργασίες [7–13] ασχολούνται με τη στρατηγική λειτουργία μιας εταιρείας παραγωγής (GenCo) σε αγορές ηλεκτρικής ενέργειας τύπου pool. Πιο συγκεκριμένα, οι συγγραφείς στο [7] διατυπώνουν ένα διεπίπεδο μοντέλο, στο οποίο μια GenCo μεγιστοποιεί τα κέρδη της στο ανώτερο επίπεδο, ενώ στο κατώτερο επίπεδο ένας Διαχειριστής Αγοράς (MO) εκκαθαρίζει την αγορά λύνοντας ένα πρόβλημα Βέλτιστης Ροής Ισχύος (OPF). Στο [8], το πρόβλημα μεγιστοποίησης των κερδών μιας GenCo διατυπώνεται ως ένα μαθηματικό πρόβλημα με περιορισμούς ισορροπίας, το οποίο στο [10] μετατρέπεται σε ένα μικτό ακέραιο γραμμικό πρόγραμμα μέσω δυαδικής επέκτασης. Η προσέγγιση της δυαδικής επέκτασης παρουσιάστηκε στο [11], όπου επίσης μοντελοποιείται η αβεβαιότητα στις προσφορές ανταγωνιστικών GenCo και στο φορτίο του συστήματος. Στο [9], χρησιμοποιείται ένας αλγόριθμος μη εσωτερικού σημείου για να βρεθεί η ισορροπία σε ένα παιχνίδι Stackelberg μεταξύ μιας GenCo και ενός MO, εκκαθαρίζοντας έτσι την αγορά με βάση ένα μοντέλο συστήματος εναλλασσόμενου ρεύματος (AC). Οι συγγραφείς στο [12] μοντελοποίησαν ένα διεπίπεδο πρόβλημα για να μελετήσουν τη στρατηγική συμπεριφορά των GenCo υπό δύο διαφορετικούς μηχανισμούς τιμολόγησης σε αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, δηλαδή την ομοιόμορφη τιμολόγηση και την τιμολόγηση βάσει προσφοράς. Τέλος, οι Kazempour και Conejo ([13]) διατύπωσαν ένα μαθηματικό πρόβλημα με περιορισμούς ισορροπίας για να μελετήσουν το πρόβλημα της στρατηγικής επένδυσης μιας GenCo. Οι συγγραφείς χρησιμοποίησαν την τεχνική της Ανάλυσης Benders για να αντιμετωπίσουν προβλήματα κλιμακωσιμότητας.

Επιπλέον, οι εργασίες [14–20] εξετάζουν τη στρατηγική συμμετοχή ενός ιδιοκτήτη εμπορικής μονάδας αποθήκευσης ενέργειας (συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας) σε μια αγορά ενέργειας. Οι συγγραφείς στο [14] διατύπωσαν το πρόβλημα μεγιστοποίησης των κερδών ενός στρατηγικού ιδιοκτήτη συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας που συμμετέχει στην αγορά επόμενης ημέρας ως Μαθηματικό Πρόγραμμα με Πρωτεύοντες και Δυαδικούς Περιορισμούς (MPPDC). Η μελέτη στο [15] εξετάζει έναν ιδιοκτήτη συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας, ο οποίος διαμορφώνει τιμές και στοχεύει στη μεγιστοποίηση των κερδών του μέσω του συντονισμού της λειτουργίας γεωγραφικά διασκορπισμένων συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας. Οι συγγραφείς στο [16] προτείνουν μια τεχνική πρόβλεψης για τη βελτιστοποίηση της στρατηγικής υποβολής προσφορών του λειτουργού ενός συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας στην αγορά ενέργειας επόμενης ημέρας, λαμβάνοντας υπόψη και τη λειτουργία της επόμενης ημέρας. Το έργο στο [17] μελετά την επίδραση στα κέρδη ενός ιδιοκτήτη συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας όταν οι περιορισμοί αύξησης/μείωσης των μονάδων παραγωγής λαμβάνονται υπόψη στη διαδικασία εκκαθάρισης της αγοράς. Το βέλτιστο μέγεθος μιας εγκατάστασης αποθήκευσης ενέργειας με διαμόρφωση τιμών μελετάται στο [18]. Ένα στοχαστικό διεπίπεδο πρόβλημα διατυπώνεται και εφαρμόζεται μια τεχνική αποσύνθεσης Benders για να καταστεί το μοντέλο εφικτό. Επιπλέον, οι ίδιοι συγγραφείς στο [19] διατύπωσαν ένα μαθηματικό πρόβλημα με περιορισμούς ισορροπίας για να μελετήσουν την παράλληλη συμμετοχή ενός ιδιοκτήτη συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας τόσο στην αγορά ενέργειας όσο και στην αγορά εφεδρείας. Στο [20], οι συγγραφείς μελέτησαν το πρόβλημα της βέλτιστης επένδυσης ενός στρατηγικού ιδιοκτήτη συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας, λαμβάνοντας υπόψη τα σχέδια επέκτασης χωρητικότητας μεταφοράς του Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς (TSO).

Για την περίπτωση στρατηγικών οντοτήτων εξυπηρέτησης φορτίου (LSE), στο [21] διατυπώθηκε ένα μαθηματικό πρόβλημα με περιορισμούς ισορροπίας για να διερευνηθεί η στρατηγική υποβολής προσφορών μιας οντότητας εξυπηρέτησης φορτίου στις αγορές επόμενης ημέρας, ενώ στο [22] επεκτάθηκε η προηγούμενη μελέτη για τη συν-βελτιστοποίηση της στρατηγικής υποβολής προσφορών μιας οντότητας εξυπηρέτησης φορτίου τόσο στην αγορά ενέργειας όσο και στην αγορά εφεδρείας. Η μελέτη μας διαφέρει από τις προηγούμενες εργασίες, καθώς εξετάζει μια προοδευτική εταιρεία ηλεκτρικής ενέργειας ως στρατηγικό παίκτη της αγοράς. Πιο συγκεκριμένα, αυτή η εργασία χρησιμοποιεί τη μοντελοποίηση συμπληρωματικότητας για να μοντελοποιήσει τις αποφάσεις ενός παρόχου υπηρεσιών ενέργειας, το οποίο ελέγχει ένα Εικονικό Σταθμό Παραγωγής Ενέργειας (VPP) με πολλαπλά περιουσιακά στοιχεία ετερογενούς ευελιξίας, ενώ ταυτόχρονα πρέπει να ικανοποιεί τους περιορισμούς του δικτύου διανομής.

Υπάρχει μεγάλος αριθμός μελετών που ασχολούνται με το πρόβλημα του προγραμματισμού και της υποβολής προσφορών ενός παρόχου υπηρεσιών ενέργειας που λαμβάνει τιμές από την αγορά και ελέγχει ένα Εικονικό Σταθμό Παραγωγής Ενέργειας. Ένας Εικονικός Σταθμός Παραγωγής Ενέργειας αποτελείται από κατανεμημένους παραγωγούς, συστήματα αποθήκευσης ενέργειας, ευέλικτα και ανελαστικά φορτία. Η εργασία [23] μελέτησε το πρόβλημα της βέλτιστης υποβολής προσφορών στην αγορά επόμενης ημέρας και στην αγορά σε πραγματικό χρόνο από έναν συγκεντρωτή EV, ενώ η εργασία [24] ασχολήθηκε με το πρόβλημα υποβολής προσφορών ενός συγκεντρωτή Μικροδικτύου στην αγορά επόμενης ημέρας. Ο στόχος του συγκεντρωτή είναι η μεγιστοποίηση των κερδών χωρίς να θυσιάζεται η θερμική άνεση των χρηστών. Το πρόβλημα που μελετήθηκε στο [25] είναι ο προγραμματισμός σε πραγματικό χρόνο ενός Μικροδικτύου που αποτελείται από έναν Ανανεώσιμο Παραγωγό (RG), ένα σύστημα αποθήκευσης ενέργειας και ένα συγκεντρωμένο φορτίο, με στόχο την ελαχιστοποίηση του κόστους ηλεκτρικής ενέργειας. Οι συγγραφείς στο [26] χρησιμοποίησαν ρομποτική βελτιστοποίηση για το πρόβλημα υποβολής προσφορών ενός Εικονικού Σταθμού Παραγωγής Ενέργειας (τόσο στην αγορά επόμενης ημέρας όσο και στην αγορά σε πραγματικό χρόνο), για να αντιμετωπίσουν τις προκλήσεις που προκύπτουν από αβεβαιότητες που σχετίζονται με τις τιμές αγοράς, τις μεταβολές φορτίου και την παραγωγή ανανεώσιμης ενέργειας. Για το ίδιο πρόβλημα, οι εργασίες [27] και [28] διατύπωσαν υβριδικά στοχαστικά/ρομποτικά μοντέλα βελτιστοποίησης. Οι εργασίες [29] και [30] μελέτησαν το πρόβλημα του βέλτιστου προγραμματισμού και της συμμετοχής στην αγορά ενός Εικονικού Σταθμού Παραγωγής Ενέργειας στην αγορά επόμενης ημέρας και σε πραγματικό χρόνο, εξασφαλίζοντας ταυτόχρονα την αξιόπιστη λειτουργία του δικτύου διανομής, ενσωματώνοντας στο μοντέλο τους τεχνικούς περιορισμούς του δικτύου. Οι προαναφερθείσες εργασίες [23–30] εξέτασαν παροχές υπηρεσιών ενέργειας που λαμβάνουν τιμές από την αγορά, σε αντίθεση με την τρέχουσα εργασία μας, η οποία μελετά το πρόβλημα βέλτιστης υποβολής προσφορών και προγραμματισμού ενός παρόχου υπηρεσιών ενέργειας που διαμορφώνει τιμές και ελέγχει ένα Εικονικό Σταθμό Παραγωγής Ενέργειας με πολλαπλά περιουσιακά στοιχεία ετερογενούς ευελιξίας.

2.2 Βιβλιογραφία Αλγορίθμων Βελτιστοποίησης

Οι αλγόριθμοι βελτιστοποίησης διαδραματίζουν καθοριστικό ρόλο στην επίλυση προβλημάτων μη γραμμικής βελτιστοποίησης σε ένα ευρύ φάσμα επιστημονικών και τεχνικών πεδίων. Στην παρούσα εργασία, μελετώνται δύο αλγόριθμοι, ο Nelder-Mead και ο Simulated Annealing, οι οποίοι ανήκουν σε διαφορετικές κατηγορίες μεθόδων και προσφέρουν διαφορετικές προσεγγίσεις στη διαδικασία βελτιστοποίησης.

<u>Nelder-Mead</u>

Ο αλγόριθμος Nelder-Mead, που εισήχθη το 1965 από τους Nelder και Mead, είναι μία από τις πιο διαδεδομένες μεθόδους "simplex" βελτιστοποίησης, η οποία χρησιμοποιείται για την ελαχιστοποίηση μη γραμμικών συναρτήσεων πολλών μεταβλητών. Ο αλγόριθμος αυτός δεν απαιτεί τον υπολογισμό παραγώγων και είναι ιδιαίτερα αποτελεσματικός σε προβλήματα όπου οι συναρτήσεις είναι μη λείες, μη συνεχείς ή περιέχουν θόρυβο. Χρησιμοποιείται ευρέως σε τομείς όπως η εφαρμοσμένη μηχανική, η οικονομία και η επιστήμη των υπολογιστών για την επίλυση προβλημάτων βελτιστοποίησης που δεν μπορούν να επιλυθούν με μεθόδους που βασίζονται σε παραγώγους.
Παρά την ευρεία χρήση του, ο αλγόριθμος Nelder-Mead έχει γνωστούς περιορισμούς, κυρίως το γεγονός ότι μπορεί να παγιδευτεί σε τοπικά ελάχιστα σε περιπτώσεις σύνθετων ή πολυτροπικών συναρτήσεων. Διάφορες μελέτες έχουν προτείνει τροποποιήσεις του αρχικού αλγορίθμου για να βελτιώσουν την απόδοσή του, όπως οι μέθοδοι που συνδυάζουν τη simplex βελτιστοποίηση με τεχνικές τυχαιοποίησης για να ξεπεραστούν τέτοια προβλήματα.

<u>Simulated Annealing</u>

Ο αλγόριθμος Simulated Annealing (SA), που προτάθηκε αρχικά από τους Kirkpatrick, Gelatt και Vecchi το 1983, είναι μία από τις πιο γνωστές μεθόδους τυχαίας αναζήτησης (stochastic optimization). Η έμπνευση για τον αλγόριθμο προέρχεται από τη φυσική διαδικασία της ανόπτησης (annealing), όπου ένα υλικό θερμαίνεται και στη συνέχεια ψύχεται αργά για να φτάσει σε μια κατάσταση ελάχιστης ενέργειας.

Ο Simulated Annealing θεωρείται αποτελεσματικός για την επίλυση προβλημάτων παγκόσμιας βελτιστοποίησης σε πολυτροπικά περιβάλλοντα (multimodal landscapes), καθώς διαθέτει τη δυνατότητα να ξεφεύγει από τοπικά ελάχιστα μέσω της χρήσης ενός τυχαίου μηχανισμού που επιτρέπει προσωρινά "χειρότερες" λύσεις κατά την αναζήτηση. Παρόλο που ο Simulated Annealing μπορεί να είναι υπολογιστικά χρονοβόρος, η δυνατότητά του να προσεγγίζει το βέλτιστο ακόμα και σε μεγάλης κλίμακας ή πολύπλοκα προβλήματα τον καθιστά ιδιαίτερα ελκυστικό για εφαρμογές όπως η μηχανική μάθηση, η ρομποτική, η επιστήμη των υλικών και η βιοπληροφορική.

3. Μοντελοποίηση του προβλήματος

Σε αυτό το κεφάλαιο θα αναλύσουμε το τρόπο μοντελοποίησης του προβλήματος μας. Αρχικά θα παρουσιάσουμε τη μαθηματική μοντελοποίηση του δικτύου μας , στη συνέχεια θα παρουσιάσουμε και θα αναλύσουμε τα δίκτυα τα οποία εξετάζουμε στη παρούσα εργασία. Μετά θα αναλύσουμε τους αλγορίθμους βελτιστοποίησης που χρησιμοποιούνται για την εύρεση λύσης και τέλος παρουσιάζουμε τα οικονομικά στοιχεία και το τρόπο υπολογισμού των κερδών των διαχειριστών.

3.1 Μαθηματική μοντελοποίηση του προβλήματος

Θεωρούμε δίκτυο μεταφοράς το οποίο αποτελείται από ένα σύνολο ζυγών V^g και ένα σύνολο γραμμών μεταφοράς $L \subseteq V^g$. Οι γραμμές μεταφοράς μεταξύ των ζυγών i και j συμβολίζονται ως ij,$(I,j) \in L$. Ο πάροχος υπηρεσιών ενέργειας δρα ως διαχειριστής των ετερογενών συστημάτων ευελιξίας σε πολλαπλά διεσπαρμένα γεωγραφικά συστήματα διανομής. Αυτά τα συστήματα διανομής είναι συνδεδεμένα σε ένα σύνολο ζυγών του δικτύου μεταφοράς που συμβολίζονται ως $V^M \subseteq V^g$. Επίσης , για την απλοποίηση των συμβολισμών, ένα δίκτυο διανομής συνδεδεμένο στον ζυγό i του συστήματος μεταφοράς επίσης συμβολίζεται με i. Οι παραγωγή των ανανεώσιμων, τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας , τα ευέλικτα και τα μη ευέλικτα φορτία τοποθετούνται το αντίστοιχο δίκτυο διανομής $i \in V^M$ μετατρέποντας το σε ένα εικονικό σταθμό παραγωγής ενέργειας, το οποίο μπορεί να διοχετεύει ή να καταναλώνει ενέργεια από το υπόλοιπο δίκτυο. Πιο συγκεκριμένα, το σύστημα διανομής που συνδέεται στον ζυγό $i \in V^M$ χαρακτηρίζεται από ένα σύνολο ζυγών V_i, ένα σύνολο κόμβων(του συστήματος διανομής) $B_i \subseteq V_i \times V_i$, ένα σύνολο συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας S_i , ένα σύνολο ανανεώσιμων γεννητριών R_i , ένα σύνολο ευέλικτων φορτίων F_i και ένα σύνολο μη ευέλικτων φορτίων I_i . Επίσης αναφερόμαστε στις γωνίες του συστήματος μεταφοράς ως γραμμές σε αυτές του συστήματος διανομής ως διακλαδώσεις, τα οποία σημειώνονται ως nk, $(n, k) \in B_i$, $I \in V^M$. Ο **πάροχος υπηρεσιών ενέργειας** είναι υπεύθυνος για τον έλεγχο των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας και των αναβαλλόμενων φορτίων με σκοπό την στρατηγική συμμετοχή στην Day-Ahead αγορά και την μεγιστοποίηση των κερδών του. Επιπλέον ο πάροχος υπηρεσιών ενέργειας πρέπει να εξασφαλίσει την αξιόπιστη λειτουργία του συστήματος διανομής. Έτσι, σκοπός μας είναι ο υπολογισμός της ιδανικής στρατηγική που θα ακολουθεί ο πάροχος υπηρεσιών ενέργειας στην υποβολή προσφοράς, στην Day-Ahead αγορά ενέργειας και ο προγραμματισμός των ετερογενών συστημάτων ευελιξίας, ενώ παράλληλα λαμβάνουμε υπόψη τους περιορισμούς του συστήματος διανομής.

<u>Συστήματα Αποθήκευσης Ενέργειας</u>

Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, ο πάροχος υπηρεσιών ενέργειας ελέγχει τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας και προγραμματίζει την φόρτιση και εκφόρτιση τους. Σε κάθε σύστημα διανομής $I \in V^M$ και χρονική διάρκεια $t \in H$, κάθε σύστημα αποθήκευσης ενέργειας(πραγματικό ή εικονικό μέσω τις συγκέντρωσης των διάφορων διανεμημένων μπαταριών του συστήματος) πρέπει να είναι φορτισμένο ή αφόρτιστο. Η φόρτιση (ή εκφόρτιση) ενέργειας

$r_{i,s,t}^{ch}$ (ή $r_{i,s,t}^{dis}$) είναι περιορισμένη από τον μέγιστο ρυθμό φόρτισης (ή εκφόρτισης) $r_{i,s,t}^{ch,max}$ (ή $r_{i,s}^{dis,max}$) . Έτσι θα έχουμε :

$$0 \leq r_{i,s,t}^{ch} \leq \left(1 - x_{i,s,t}\right) * r_{i,s}^{ch,max} \quad \forall i \in V^M, s \in S_i, t \in H \qquad (1)$$

$$0 \leq r_{i,s,t}^{dis} \leq x_{i,s,t} * r_{i,s}^{dis,max} \quad \forall i \in V^M, s \in S_i, t \in H \qquad (2)$$

Στην (1) και την (2) , $x_{i,s,t}$ είναι μια δυαδική μεταβλητή που υποδεικνύει την κατάσταση λειτουργεία (φόρτιση ή εκφόρτιση) του κάθε συστήματος αποθήκευσης ενέργειας . Έτσι, για $x_{i,s,t}$ = 1 το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας s που βρίσκεται στο δίκτυο διανομής i εκφορτίζεται, και για $x_{i,s,t}$ = 0 φορτίζει. Δηλώνουμε ως H = {1,2,…,T} το χρονικό διάστημα που λαμβάνεται υπόψη. Επιπλέον, η κατάσταση φόρτισης (State of Charge- SOC) $SOC_{i,s,t}$ του κάθε συστήματος αποθήκευσης ενέργειας στο δίκτυο i σε κάθε χρονικό διάστημα t δε μπορεί να ξεπεράσει το ελάχιστο $SOC_{i,s}^{min}$ και το μέγιστο $SOC_{i,s}^{max}$ όριο :

$$SOC_{i,s,t} = SOC_{i,s,0} - \sum_{\tau=1}^{t}\left(\eta_{i,s}^{d} * r_{i,s,\tau}^{dis} - \eta_{i,s}^{c} * r_{i,s,\tau}^{ch}\right) \quad \forall i \in V^M, s \in S_i, t \in H \qquad (3)$$

$$SOC_{i,s}^{min} \leq SOC_{i,s,t} \leq SOC_{i,s}^{max} \quad \forall i \in V^M, s \in S_i, t \in H \qquad (4)$$

Στην (3) και στην (4) , οι σταθερές $\eta_{i,s}^{d}$ και $\eta_{i,s}^{c}$ αναφέρονται στην βαθμό αποδοτικότητας της φόρτισης και της εκφόρτισης αντίστοιχα. Επιπλέον καθορίζουμε το τελικό SOC του κάθε συστήματος αποθήκευσης ενέργειας λαμβάνοντας υπόψη και την λειτουργία της επόμενης μέρας.

$$Soc_{i,s,T} = w_{i,s} * SOC_{i,s,0} \ \forall i \in V^M, s \in S_i \qquad (5)$$

Στην (5) το $w_{i,s} \geq 0$ είναι μια παράμετρος που σχετίζεται με την λειτουργία της επόμενης μέρας (είναι ίση με το 1 για ουδέτερο προγραμματισμό του συστήματος αποθήκευσης ενέργειας).

Ευέλικτα Φορτία

Τα ευέλικτα φορτία αποτελούν τον δεύτερο τύπο ετερογενών συστημάτων ευελιξίας που χειρίζεται ο πάροχος υπηρεσιών ενέργειας . Κάθε ευέλικτο φορτίο $f \in F_i$, $i \in V^M$, πρέπει εκπληρώνει διεργασία μέσα σε ένα προκαθορισμένο χρονοδιάγραμμα, δηλαδή μια συγκεκριμένη ποσότητα ενέργειας $E_{i,d}^{fl}$ πρέπει να καταναλωθεί από φορτίο d σε αυτή τη χρονική περίοδο. Όλα τα ευέλικτα φορτία διαθέτουν μια επιθυμητή προγραμματισμένη διάρκεια [α_i,d, β_i,d]⊆H ,μέσα στη οποία πρέπει να ολοκληρώσει την λειτουργία του. Έξω από αυτό το χρονικό όριο, η κατανάλωση ενέργειας των ευέλικτων φορτίων είναι 0, ενώ μέσα σε αυτό το όριο, διαθέτει ένα άνω όριο στον ρυθμό κατανάλωσης του ($p_{i,d}^{fl,max}$) . Συνεπώς οι περιορισμοί λειτουργίας των ευέλικτων φορτίων d για i είναι :

$$\begin{cases} 0 \leq p_{i,d,t}^{fl} \leq p_{i,d,t}^{fl,max}, \ if \ t \in \left[a_{i,d}\beta_{i,d}\right] \quad \forall i \in V^M, d \in F_i, t \in H \qquad (6) \\ p_{i,d,t}^{fl} = 0 \ , \quad otherwize \end{cases}$$

$$\sum_{t=\alpha_{i,d}}^{\beta_{i,d}} p_{i,d,t}^{fl} = E_{i,d}^{fl} \qquad \forall i \in V^M, d \in F_i \qquad (7)$$

Δίκτυο διανομής

Οι αποφάσεις που παίρνονται από τον πάροχος υπηρεσιών ενέργειας πρέπει να ικανοποιεί τους περιορισμούς της ροής ισχύος του δικτύου διανομής. Για να μοντελοποιήσουμε το δίκτυο διανομής χρησιμοποιούμε τις γραμμικές εξισώσεις DistFlow. Η χρήση των γραμμικών εξισώσεων DistFlow δικαιολογείται από το γεγονός ότι η απώλειες ισχύος(μη γραμμικοί παράγοντες) είναι στη πράξη πολύ λίγες συγκριτικά με την ροή ισχύος. Οι γραμμικές εξισώσεις DistFlow παρουσιάζονται παρακάτω :

$$\sum_{k \in \Omega_d^i(n)} p_{i,nk,t} = \sum_{j \in \Omega_p^i(n)} p_{i,jn,t} - p_{i,n,t}^{fl} - p_{i,n,t}^{infl} + p_{i,n,t}^{rg} + r_{i,n,t}^{dis} - r_{i,n,t}^{ch} \qquad (8)$$

$$\forall i \in V^M, n \in V_i, t \in H$$

$$\sum_{k \in \Omega_d^i(n)} q_{i,nk,t} = \sum_{j \in \Omega_p^i(n)} q_{i,jn,t} - \delta_{i,n}^{fl} * p_{i,n,t}^{fl} - \delta_{i,n}^{infl} * p_{i,n,t}^{infl} + \delta_{i,n}^{rg} * p_{i,n,t}^{rg} \qquad (9)$$

$$\forall i \in V^M, n \in V_i, t \in H$$

$$U_{i,n,t} = U_{i,j,t} - 2 * \left(r_{i,jn} * p_{i,jn,t} + x_{i,jn} * q_{i,jn,t}\right) \qquad (10)$$

$$\forall i \in V^M, n \in V_i, j \in \Omega_p^i(n), t \in H$$

$$U_{i,n}^{min} \le U_{i,n,t} \le U_{i,n}^{max} \qquad \forall i \in V^M, n \in V_i, t \in H \qquad (11)$$

$$p_{i,nk}^{min} \le p_{i,nk,t} \le p_{i,nk}^{max} \qquad \forall i \in V^M, (n,k) \in B_i, t \in H \qquad (12)$$

$$q_{i,nk}^{min} \le q_{i,nk,t} \le q_{i,nk}^{max} \qquad \forall i \in V^M, (n,k) \in B_i, t \in H \qquad (13)$$

Οι εξισώσεις (8)-(10) είναι οι εξισώσεις ροής κλάδου. Έτσι , τα $p_{i,nk,t}$ και $q_{i,nk,t}$ δηλώνονται ως η ροή ενεργού και άεργου ισχύος στον κλάδο nk που συνδέει τους κόμβους $n \in V_i$ και $k \in V_i$. Επιπλέον, τα $p_{i,n,t}^{fl}$, $p_{i,n,t}^{infl}$, $και$ $p_{i,n,t}^{rg}$ αποτελούν την ενεργό ισχύ των ευέλικτων φορτίων, των μη ευέλικτων φορτίων και της παραγωγής των ανανεώσιμων στον κόμβο $n \in V_i$ το χρονικό διάστημα t, αντιστοίχως . Επί πρόσθετα , τα $\delta_{i,n}^{fl}$, $\delta_{i,n}^{infl}$ $και$ $\delta_{i,n}^{rg}$ μετατρέπουν την ενεργό ισχύ στην αντίστοιχη άεργο για κάθε περίπτωση (δ=tan ($cos^{-1}(συντελεστής\ ισχύος)$)). Επίσης το $U_{i,n,t}$ είναι το τετράγωνο της τάσης, ενώ τα $r_{i,jn}$ και $x_{i,jn}$ είναι η ωμική αντίσταση και επαγωγική αντίδραση , αντίστοιχα, των *** jn στο δίκτυο διανομής i. Στην εξίσωση (11) θέτουμε το κάτω ($U_{i,n}^{min}$) και το άνω

($U_{i,n}^{max}$) όριο τιμή του τετραγώνου της τάσης του κόμβου n στο δίκτυο διανομής i . Τέλος, στις εξισώσεις (12) και (13) θέτουμε το άνω ($p_{i,nk}^{max}, q_{i,nk}^{max}$) και το κάτω ($p_{i,nk}^{min}, q_{i,nk}^{min}$) όριο στην ενεργή και την άεργη ροή ισχύος του κλάδου nk στο δίκτυο διανομής i αντίστοιχα. Το $\Omega_d^i(n)$ και το $\Omega_p^i(n)$ αντιπροσωπεύουν τον κόμβο ''παιδί'' και τον τωρινό κόμβο***,αντιστοίχως, που συνδέονται στον κόμβο n σε οποιοδήποτε ακτινικό δίκτυο διανομής.

Η ρίζα του ακτινικού δικτύου διανομής (n=0), συνδέεται στο δίκτυο μεταφοράς, είναι ο υποσταθμός. Στους υποσταθμούς (όπου η ισχύς πωλείται/αγοράζεται στην/από την αγορά), η ενεργός και η άεργος ισχύς πρέπει να ισορροπείται ως εξής:

$$\sum_{0k} p_{i,0k,t} = -p_{i,t}^{M} \qquad \forall i \in V^M, t \in H \qquad (14)$$

$$\sum_{0k} q_{i,0k,t} = -Q_{i,t} \qquad \forall i \in V^M, t \in H \qquad (15)$$

Στην (14), το $p_{i,t}^{M}$ δηλώνεται ως η ισχύς του δικτύου διανομής i που παρέχει στο δίκτυο το χρονικό διάστημα t. Η αρνητική τιμή του $p_{i,t}^{M}$ δείχνει ότι το δίκτυο διανομής i αντλεί ισχύ από το δίκτυο. Στην (15) το $Q_{i,t}$ δηλώνεται ως η άεργη ισχύς που ο i ανταλλάζει με το δίκτυο το χρονικό διάστημα t.

Ποσοτικοποίηση τις κατάθεσης/αποδοχής προσφορών

Σε αυτή την εργασία θεωρούμε πως έχουμε μια κομβώδης αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, στην οποία ο πάροχος υπηρεσιών ενέργειας πρέπει να επιλέξει την βέλτιστη λύση στην επιλογή των προσφορών που καταθέτει/αποδέχεται ($o_{i,t}$, $b_{i,t}$) για κάθε δίκτυο διανομής i για τη χρονική διάρκεια t ∈ H. Υπάρχει περιορισμός βέβαια στην συνολική ισχύ του κάθε δικτύου διανομής.

$$0 \le o_{i,t} \le h_{i,t} * o_{i,t}^{max} \qquad \forall i \in V^M, t \in H \qquad (16)$$

$$0 \le b_{i,t} \le \left(1 - h_{i,t}\right) * b_{i,t}^{max} \qquad \forall i \in V^M, t \in H \qquad (17)$$

Στις (16) και (17) , $h_{i,t}$=1 αν το δίκτυο διανομής πουλάει ισχύ στην αγορά, ενώ $h_{i,t}$=0 αν αγοράζει ισχύ.

$$o_{i,t}^{max} = \sum_{n \in R_i} p_{i,n,t}^{rg} + \sum_{n \in S_i} r_{i,n}^{dis,max} - \sum_{n \in I_i} p_{i,n,t}^{infl} \qquad \forall i \in V^M, t \in H \qquad (18)$$

$$b_{i,t}^{max} = -\sum_{n \in R_i} p_{i,n,t}^{rg} + \sum_{n \in S_i} r_{i,n}^{ch,max} + \sum_{n \in F_i} p_{i,n}^{fl,max} + \sum_{n \in I_i} p_{i,n,t}^{infl} \qquad \forall i \in V^M, t \in H \qquad (19)$$

Οι εξισώσεις (18) και (19) εκφράζουν την μέγιστη ποσότητα κατάθεσης προσφορών ($o_{i,n,t}^{max}$) και αποδοχής προσφορών ($b_{i,n,t}^{max}$) που το δίκτυο διανομής i μπορεί να καταθέσει για το χρονικό διάστημα t. Τα R_i,S_i,I_i και F_i αναφέρονται στους κόμβους στους οποίους η παραγωγή ανανεώσιμων, οι σταθμοί αποθήκευσης ενέργειας, τα μη ευέλικτα φορτία και τα ευέλικτα φορτία αντίστοιχα, βρίσκονται στο δίκτυο διανομής i.

Οι τιμές της των προσφορών που καταθέτονται/αποδέχονται περιορίζονται επίσης από τα όρια της ενεργής ισχύος των σημείων διασύνδεσης του δικτύου διανομής με αυτό του δικτύου μεταφοράς.

$$o_{i,t}, b_{i,t} \leq \sum_{0k} p_{i,0k}^{max} \qquad (20)$$

Τέλος ο πάροχος υπηρεσιών ενέργειας αποφασίζει τη τιμή της προσφοράς που το δίκτυο διανομής i θα καταθέσει στη day-ahead αγορά για το χρονικό διάστημα t, το οποίο δηλώνεται ως $c_{i,t}^{M}$.

Μεγιστοποίηση των κερδών του Παρόχου Υπηρεσιών Ενέργειας

Ο πάροχος υπηρεσιών ενέργειας προγραμματίζει τα ετερογενή συστήματα ευελιξίας του με αποδοτικό οικονομικά τρόπο αλλά λαμβάνει υπόψη του και τους περιορισμούς του δικτύου, η μεγιστοποίηση των κερδών του ορίζεται παρακάτω.

$$max_{X_u} \sum_{t \in H} \sum_{i \in V^M} \lambda_{i,t} * p_{i,t}^{M} \qquad (21)$$

Τηρώντας τις (1)-(20).

Πιο αναλυτικά , σκοπός του παρόχου υπηρεσιών ενέργειας είναι η μεγιστοποίηση των κερδών του στην συμμετοχή του στην κομβώδη αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Όταν το δίκτυο διανομής που βρίσκεται στον ζυγό $i \in V^M$ παρέχει ενέργεια στο δίκτυο τη χρονική διάρκεια t, πουλάει αυτή την ενέργεια στην κοινοπραξία της αγοράς στη τιμή $\lambda_{i,t}$, η οποία είναι η κομβώδης τιμή στον ζυγό i. Αντιθέτως ,όταν το δίκτυο διανομής αντλεί ισχύ από το δίκτυο, αγοράζει αυτή την ισχύ από την κοινοπραξία σε τιμή $\lambda_{i,t}$. Το σύνολο των παραμέτρων των αποφάσεων του προβλήματος του παρόχου υπηρεσιών ενέργειας ορίζεται παρακάτω.

$$X_u = \{r_{i,s,t}^{dis}, r_{i,s,t}^{ch}, x_{i,s,t}, SOC_{i,s,t}, p_{i,d,t}^{fl}, p_{i,nk,t}, q_{i,nk,t}, U_{i,n,t}, Q_{i,t}, o_{i,t}, b_{i,t}, h_{i,t}, c_{i,t}^{M}$$

$$xH, (i,(n,k),t) \in V^M \; x \; B_i \; \; x \; H, (i,n,t) \in V^M x \; \; Vi \; x \; \; H, (i,n,t)$$

Ως εκ τούτου, ο πάροχος υπηρεσιών ενέργειας , γνωρίζοντας την παραγωγή των ανανεώσιμων και του μη ευέλικτων φορτίων που πρέπει να λειτουργούν με κάθε κόστος, αποφασίζει τη ποσότητα και την τιμή των τιμών των προσφορών από την αγορά , μαζί με τον ιδανικό προγραμματισμό των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας και των ευέλικτων φορτίων που βρίσκονται στο δίκτυο διανομής , έτσι ώστε να μεγιστοποιήσει τα κέρδη του ενώ παράλληλα ικανοποιεί τους περιορισμούς του δικτύου διανομής.

Διαδικασία απλοποίησης της αγοράς

Πέρα από τον πάροχο υπηρεσιών ενέργειας συμμετέχουν στην αγορά και το σύνολο των παραγωγών και της ζήτησης. Για την απλοποίηση του συστήματος χρησιμοποιούμε το μοντέλο κεντρικού καταμερισμού ,δηλαδή το μοντέλο προγραμματισμού και καταμερισμού όπου τα προγράμματα παραγωγής και τα προγράμματα κατανάλωσης, καθώς και ο καταμερισμός των εγκαταστάσεων ηλεκτροπαραγωγής και των εγκαταστάσεων ζήτησης, όσον αφορά τις εγκαταστάσεις με δυνατότητα καταμερισμού, καθορίζονται από τους διαχειριστές του συστήματος μεταφοράς στο πλαίσιο της διαδικασίας ενοποιημένου προγραμματισμού. Το σύνολο των ζυγών του δικτύου μεταφοράς στα οποία βρίσκονται οι γεννήτριες δηλώνονται ως $G \subseteq V^G$ και το σύνολο των ζυγών όπου βρίσκονται τα φορτία ζήτησης δηλώνονται ως $D \subseteq V^G$. Στο πρόβλημα βελτιστοποίησης (21), η κατανομές φορτίου και οι τοπικές οριακές τιμές υπολογίζονται από διαχειριστές της αγοράς. Οι διαχειριστές της αγοράς μεγιστοποιούν την κοινωνική πρόνοια λαμβάνοντας υπόψη : (i) τους περιορισμούς του δικτύου μεταφοράς, (ii) την ποσότητα των προσφορών που καταθέτονται/αποδέχονται από τους συμμετέχοντες. (iii) τους περιορισμούς του ρυθμού μεταβολής της παραγωγής από τις γεννήτριες (iv) τις τιμές των προσφορών. Με άλλα λόγια, οι διαχειριστές της αγοράς αποφασίζουν τον προγραμματισμό της κατανομής φορτίου των συμμετεχόντων στην αγορά, λύνοντας ένα πρόβλημα DC-OPF :

$$min_{X_L} \sum_{t \in H} \left(\sum_{i \in G} (c_{i,t}^{g} * g_{i,t}) - \sum_{i \in D} (c_{i,t}^{d} * d_{i,t}) + \sum_{i \in Y^M} (c_{i,t}^{M} * p_{i,t}^{M}) \right) \qquad (22)$$

$$-g_{i,t} + d_{i,t} - p_{i,t}^{M} + \sum_{j \neq i} y_{ij} * (\theta_{i,t} - \theta_{j,t}) = 0 \quad ; (\lambda_{i,t}) \quad \forall i \in V^G, \forall (i,j) \in L \,, t \in H \quad (23)$$

$$g_i^{min} \leq g_{i,t} \leq g_i^{max} \quad ; (\varphi_{i,t}^{gmin}, \varphi_{i,t}^{gmax}) \quad \forall i \in G, t \in H \qquad (24)$$

$$RD_i \leq g_{i,t} - g_{i,t-1} \leq RU_i \quad ; (\varphi_{i,t}^{grd}, \varphi_{i,t}^{gru}) \quad \forall i \in G, t > 1 \qquad (25)$$

$$RD_i \leq g_{i,t} - g_{i,0} \leq RU_i \quad ; (\varphi_{i,t}^{grd}, \varphi_{i,t}^{gru}) \quad \forall i \in G, t = 1 \qquad (26)$$

$$d_{i,t}^{min} \leq d_{i,t} \leq g_{i,t}^{max} \quad ; (\varphi_{i,t}^{dmin}, \varphi_{i,t}^{dmax}) \quad \forall i \in D, t \in H \qquad (27)$$

$$-b_{i,t} \leq p_{i,t}^{M} \leq o_{i,t} \quad ; (\varphi_{i,t}^{mmin}, \varphi_{i,t}^{mmax}) \quad \forall i \in V^M, t \in H \qquad (28)$$

$$-T_{ij}^{max} \leq y_{i,j} * (\theta_{i,t} - \theta_{i,t}) \leq T_{ij}^{max} \quad ; (\varphi_{ij,t}^{lmin}, \varphi_{ij,t}^{lmax}) \quad \forall (i,j) \in L \,, i < j, t \in H \qquad (29)$$

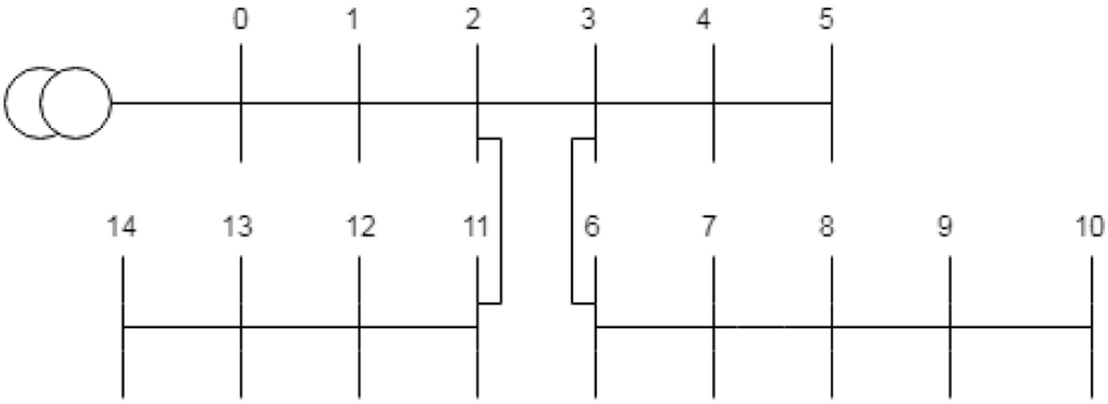
Με άλλα λόγια , σκοπός του διαχειριστή της αγοράς είναι η μείωση του κοινωνικού κόστους (σκοπός της συνάρτησης του προβλήματος (22)), δηλαδή το κόστος παραγωγής της ενέργειας μείον τη πρόθεση του συνόλου της ζήτησης να πληρώσουν για αυτή την ενέργεια. Θεωρούμε ότι η ζήτηση του συστήματος είναι ελαστική και κάθε διαχειριστής της ζήτησης μπορεί να καταθέσει δική του προσφορά δείχνοντας το πόσο είναι πρόθυμος να πληρώσει μέχρι κάποιο επίπεδο κατανάλωσης. Οι παράμετροι αποφάσεων του προβλήματος βελτιστοποίησης (22) είναι : i) η παροχή ισχύος $g_{i,t}$ της κάθε γεννήτριας $i \in G$, ii) η κατανάλωση ισχύος $d_{i,t}$ του κάθε συνόλου της ζήτησης $i \in D$, iii) η παροχή/κατανάλωση ισχύος $p_{i,t}^{M}$ του κάθε δικτύου διανομής $i \in V^M$ και iv) η γωνίες της φασικής τάσης $\theta_{i,t}$ σε όλους τους ζυγούς $i \in V^G$ για κάθε χρονικό διάστημα t

$$(X_L = \{g_{i,t} | (i,t) \in G \; x \; H \,, \; d_{i,t} | (i,t) \in D \; x \; H \,, p_{i,t}^{M} | (i,t) \in V^M \; x \; H \,, \theta_{i,t} | (i,t) \in V^G \; x \; H\}).$$

Οι τιμές των προσφορών των διαχειριστών των γεννητριών και της ζήτησης στο χρονικό διάστημα t δηλώνονται ως $c_{i,t}^{g}$ *και* $c_{i,t}^{d}$, αντιστοίχως. Η εξίσωση (23) εκφράζει την ισοζύγιο ισχύος σε κάθε ζυγό i του δικτύου ενέργειας. Η δυαδικές αυτές μεταβλητές αυτών των περιορισμών μας δίνει την τοπική οριακή τιμή. Στην (23), το y_{ij} είναι η αγωγιμότητα των γραμμών μεταφοράς ij, (i,j) ∈ L . Η εξίσωση (24) αφορά το ελάχιστο και το μέγιστο όριο παραγωγής των γεννητριών. Επιπλέον, οι εξισώσεις (25) και (26) εκφράζουν τους περιορισμούς στο ρυθμό αύξησης και μείωσης της ισχύος, δηλώνονται ως RU_i και RD_i αντίστοιχα. Η εξίσωση (27) αναφέρεται στο άνω $(d_{i,t}^{max})$ και στο κάτω $(d_{i,t}^{min})$ όριο του φορτίου της ζήτησης, ενώ στην εξίσωση (29) περιορίζεται η μέγιστη ροή ισχύος στην γραμμές μεταφοράς ij $\left(T_{ij}^{max}\right)$. Επί πρόσθετα, ο περιορισμός (28) εξ' αναγκάζει τον διαχειριστή της αγοράς να ελέγχει την ισχύ που διαπραγματεύεται με το διαχειριστή του δικτύου διανομής ,ώστε να μην είναι μεγαλύτερη από τις προσφορές που έχουν κατατεθεί. Οι δυαδικές μεταβλητές που σχετίζονται με το κάθε περιορισμό του DC-OPF είναι καθορισμένες για κάθε περιορισμό των εξισώσεων (23)-(29) που βρίσκονται μετά το ερωτηματικό. Τέλος αναφέρεται ότι η γωνία φάσης της τάσης στον ζυγό αναφοράς είναι ίση με 0 σε όλη τη διάρκεια του προγραμματισμού. $(\theta_{ref,t} = 0)$.

3.2 Ανάλυση των Δικτυών που εξετάζονται

Για να αποδείξουμε την απόδοση της προτεινόμενης μεθοδολογίας, εξετάζουμε δύο δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας. Το πρώτο είναι ένα επεξηγηματικό παράδειγμα με 6 κόμβους, στο οποίο ο πάροχος ηλεκτρικής ενέργειας ελέγχει ένα μόνο δίκτυο διανομής. Το δεύτερο δίκτυο που θα εξετάσουμε είναι ένα πρότυπο δίκτυο της IEEE, όπου ο πάροχος ηλεκτρικής ενέργειας εφαρμόζει χωροχρονική κερδοσκοπία, ελέγχοντας πολλαπλά δίκτυα διανομής κατανεμημένα στο δίκτυο μεταφοράς. Και στις δύο περιπτώσεις, εξετάζουμε ένα ακτινικό δίκτυο διανομής με 15 κόμβους, όπως φαίνεται στο παρακάτω σχήμα.



Εικόνα 3-1: Ακτινικό Δίκτυο Διανομής 15 κόμβων

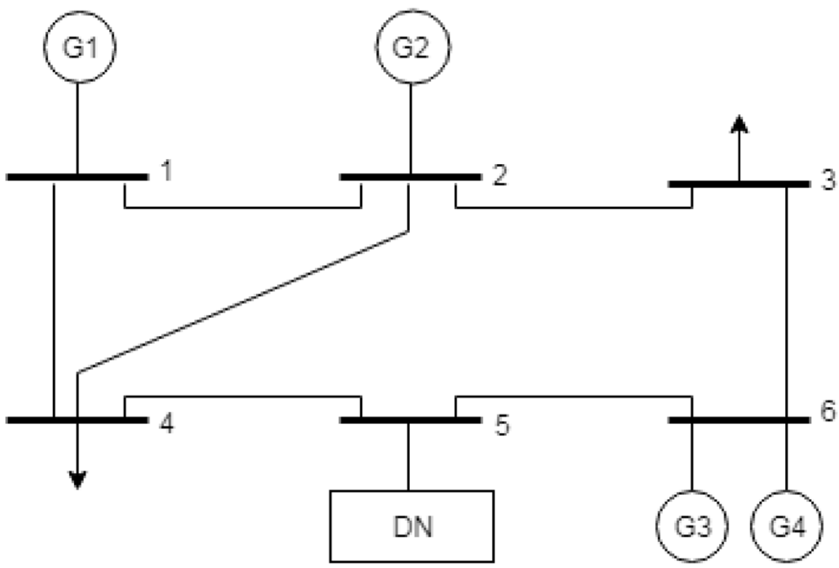
Η βασική ισχύς και τάση είναι 30 MVA και 11 kV, αντίστοιχα. Ένας χρονικός ορίζοντας T = 24 ώρες θεωρείται. Τέλος, η μεγάλη σταθερά M επιλέγεται να είναι 2000 καθ' όλη τη διάρκεια των προσομοιώσεων. Οι παράμετροι των γραμμών παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα

Κόμβος	Από τον Κόμβο	Στον Κόμβο	r	x	P_{max} (pu)	P_{min} (pu)	Q_{max} (pu)	Q_{max} (pu)	V_{max}	V_{min}
1	0	1	0,012705	0,303335	0,233	-0,233	0,233	-0,233	1,05	0,95
2	1	2	0,001331	0,007458	0,233	-0,233	0,233	-0,233	1,05	0,95
3	2	3	0,026902	0,124259	0,233	-0,233	0,233	-0,233	1,05	0,95
4	3	4	0,023353	0,060294	0,233	-0,233	0,233	-0,233	1,05	0,95
5	4	5	0,057031	0,147414	0,233	-0,233	0,233	-0,233	1,05	0,95
6	3	6	0,032267	0,149076	0,233	-0,233	0,233	-0,233	1,05	0,95
7	6	7	0,0363	0,167686	0,233	-0,233	0,233	-0,233	1,05	0,95
8	7	8	0,028233	0,130462	0,233	-0,233	0,233	-0,233	1,05	0,95
9	8	9	0,014802	0,068325	0,233	-0,233	0,233	-0,233	1,05	0,95
10	9	10	0,0363	0,167687	0,233	-0,233	0,233	-0,233	1,05	0,95
11	2	11	0,110917	0,512407	0,233	-0,233	0,233	-0,233	1,05	0,95
12	11	12	0,12705	0,328334	0,233	-0,233	0,233	-0,233	1,05	0,95
13	12	13	0,159922	0,415369	0,233	-0,233	0,233	-0,233	1,05	0,95
14	13	14	0,042794	0,01675	0,233	-0,233	0,233	-0,233	1,05	0,95

Πίνακας 3-1: Τεχνικά χαρακτηριστικά του Δικτύου Διανομής

Δίκτυο 6 κόμβων

Στο παρακάτω διάγραμμα παρουσιάζεται ένα σύστημα δοκιμής 6 κόμβων , το οποίο χρησιμοποιείται για την ανάλυση της στρατηγικής υποβολής προσφορών και προγραμματισμού του παρόχου ηλεκτρικής ενέργειας για τις ετερογενής πηγές ευελιξίας ως σύνολα.



Εικόνα 3-2: Δίκτυο 6 κόμβων

Ο κόμβος 1 θεωρείται ως ο κόμβος αναφοράς. Ένα Δίκτυο Διανομής βρίσκεται στον κόμβο 5. Τα δεδομένα παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές προέρχονται από [40] και οι συντελεστές ισχύος κάθε ανανεώσιμης γεννήτριας ορίζεται στο 0.95. Επιπλέον, τα μη ευέλικτα φορτία βρίσκονται στους κόμβους 1, 2, 3, 4, 6, 7, 10, 11 και 12 και οι καμπύλες κατανάλωσής τους βασίζονται σε δεδομένα φορτίου από [39].Οι γραμμές μεταφοράς, οι συμβατικοί γεννήτριες και τα δεδομένα φορτίου παρουσιάζονται παρακάτω.

Γραμμή	Από τον Κόμβο	Προς τον Κόμβο	Επαγωγική Αντίσταση (p.u.)	yij (p.u.)	Μέγιστη Ροή Φορτίου (MW)
1	1	2	0,17	5,882352941	150
2	1	4	0,258	3,875968992	150
3	2	3	0,037	27,02702703	150
4	2	4	0,197	5,076142132	33
5	3	6	0,018	55,55555556	150
6	4	5	0,037	27,02702703	150
7	5	6	0,14	7,142857143	150

Πίνακας 3-2: Τεχνικά χαρακτηριστικά του δικτύου 6 κόμβων

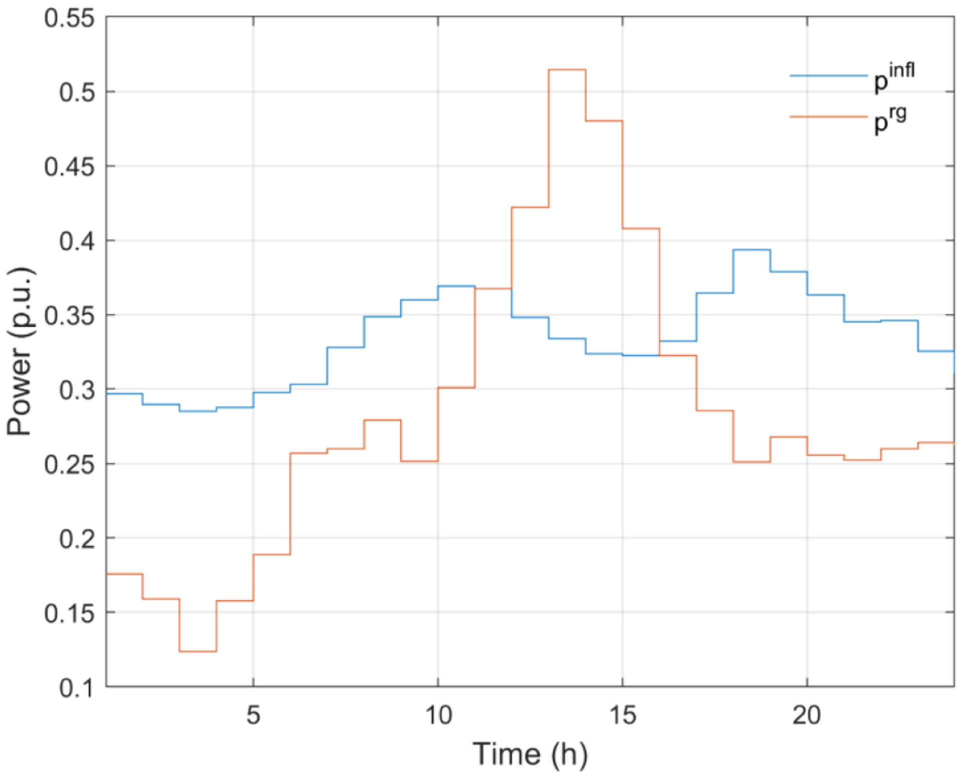
t(h) Ώρα	$d_{i,t}^{max}(MW)$ Μέγιστο Φορτίο στον κόμβο 3	$d_{i,t}^{max}(MW)$ Μέγιστο Φορτίο στον κόμβο 4	$c_{i,t}^{d}(€/MW)$ Κόστος φορτίου στον κόμβο 3	$c_{i,t}^{d}(€/MW)$ Κόστος φορτίου στον κόμβο 4
1	88	88	450	450
2	82,5	82,5	450	450
3	79	79	450	450
4	77	77	450	450
5	77,5	77,5	450	450
6	79,5	79,5	450	450
7	86,5	86,5	450	450
8	88,5	88,5	450	450
9	88,5	88,5	450	450
10	90,5	90,5	450	450
11	94	94	450	450
12	95	95	450	450
13	97,5	97,5	450	450
14	98	98	450	450
15	98,5	98,5	450	450
16	109	109	450	450
17	124,5	124,5	450	450
18	126	126	450	450
19	122	122	450	450
20	118,5	118,5	450	450
21	110	110	450	450
22	99,5	99,5	450	450
23	98	98	450	450
24	97,5	97,5	450	450

Πίνακας 3-3: Δεδομένα ζήτησης φορτίου

Μονάδα Παραγωγής	Κόμβος	g_i^{max} (MW)	g_i^{min} (MW)	RU_i (MW/h)	RD_i (MW/h)	gi,O (MW)	c_i^g $(€/MW)$
G1	1	100	0	5	5	100	12
G2	2	75	0	8	8	75	20
G3	6	50	0	10	10	0	50
G4	6	50	0	20	20	0	100

Πίνακας 3-4: Δεδομένα μονάδων παραγωγής

Στο παρακάτω σχήμα παρουσιάζονται οι συνολικές καμπύλες παραγωγής ανανεώσιμης ενέργειας και κατανάλωσης μη ευέλικτων φορτίων ως συνάρτηση του χρόνου.



Εικόνα 3-3: Ημερήσια Παραγωγή ΑΠΕ και κατανάλωση ανελαστικών φορτίων

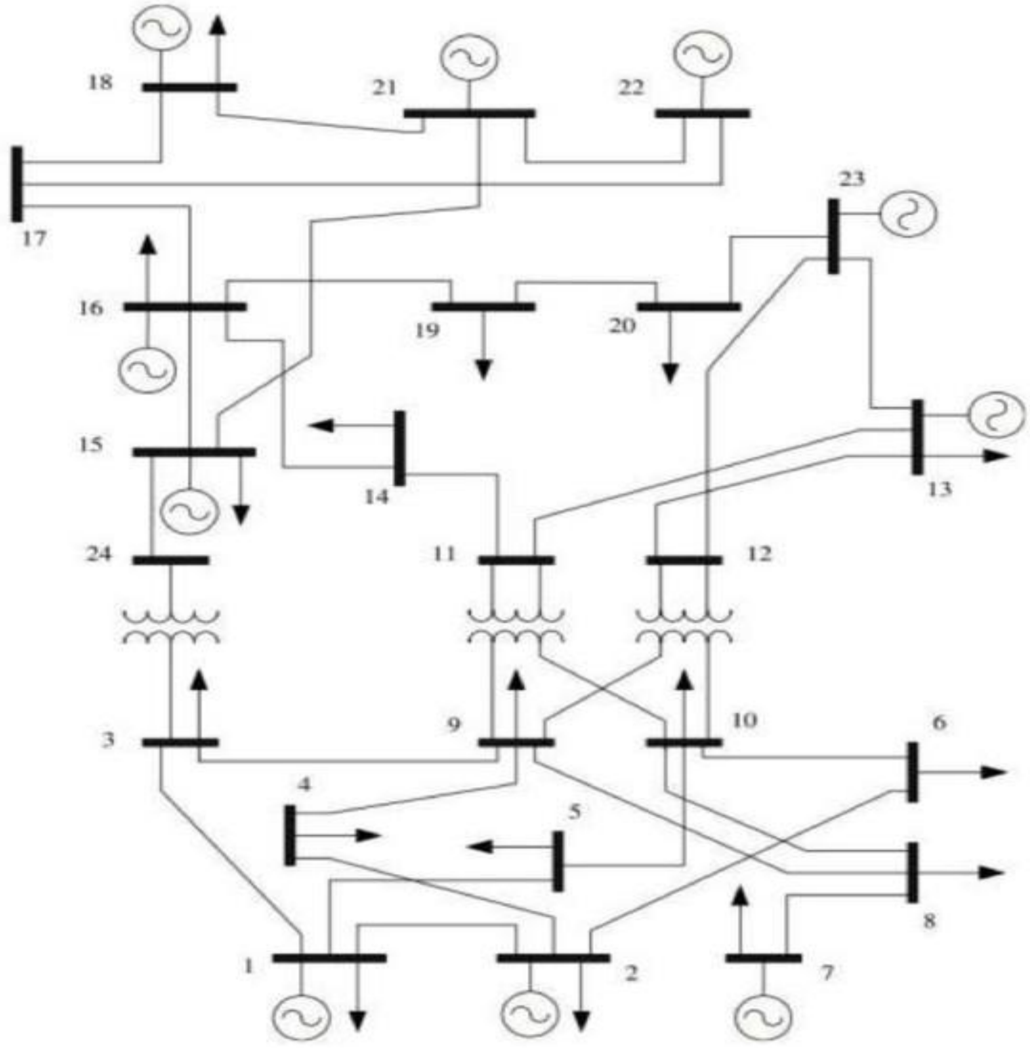
Τέλος, θεωρούμε 6 ευέλικτα φορτία που βρίσκονται στους κόμβους 4, 9, 10, 11, 13 και 14, τα οποία μπορούν να καταναλώνουν από την ώρα h έως την ώρα . Η συνολική τους κατανάλωση ενέργειας και η μέγιστη κατανάλωση ισχύος ανά χρονικό διάστημα είναι 0,02667pu, ενώ ο συντελεστής ισχύος τους είναι 0,9.

Κόμβος	$p^{fl,max}(pu)$	$E^{fl}(pu)$	α	β	ΣΙ
4	0,026667	0,026667	8	18	0,9
9	0,026667	0,026667	8	18	0,9
10	0,026667	0,026667	8	18	0,9
11	0,026667	0,026667	8	18	0,9
13	0,026667	0,026667	8	18	0,9
14	0,026667	0,026667	8	18	0,9

Πίνακας 3-5: Δεδομένα Ευέλικτων φορτίων

Δίκτυο περιοχής της IEEE

Σε αυτή τη περίπτωση, εξετάζουμε έναν πάροχο ηλεκτρικής ενέργειας που συντονίζει γεωγραφικά διασκορπισμένα δίκτυα διανομής προκειμένου να μεγιστοποιήσει τα κέρδη του μέσω χωρικής και χρονικής διαιτησίας. Για το σκοπό αυτό, χρησιμοποιείται το σύστημα δοκιμής αξιοπιστίας IEEE μιας περιοχής, το οποίο παρουσιάζεται στο παρακάτω σχήμα



Εικόνα 3-4: Δίκτυο αξιοπιστίας της IEEE

Οι γραμμές μεταφοράς, οι συμβατικοί σταθμοί παραγωγής και τα δεδομένα φορτίου προέρχονται από [42], ενώ οι προσφορές τιμών των σταθμών παραγωγής από [17]. Παρακάτω παρουσιάζονται τα δεδομένα του δικτύου.

Γραμμή	Από τον Κόμβο	Προς τον Κόμβο	Επαγωγική Αντίσταση (p.u.)	yij (p.u.)	Μέγιστη Ροή Φορτίου (MW)
1	1	2	0,0146	68,49315068	175
2	1	3	0,2253	4,438526409	175
3	1	5	0,0907	11,02535832	350
4	2	4	0,1356	7,374631268	175
5	2	6	0,205	4,87804878	175
6	3	9	0,1271	7,867820614	175
7	3	24	0,084	11,9047619	400
8	4	9	0,111	9,009009009	175
9	5	10	0,094	10,63829787	350
10	6	10	0,0642	15,57632399	175
11	7	8	0,0652	15,33742331	350
12	8	9	0,1762	5,675368899	175
13	8	10	0,1762	5,675368899	175
14	9	11	0,084	11,9047619	400
15	9	12	0,084	11,9047619	400
16	10	11	0,084	11,9047619	400
17	10	12	0,084	11,9047619	400
18	11	13	0,0488	20,49180328	500
19	11	14	0,0426	23,4741784	500
20	12	13	0,0488	20,49180328	500
21	12	23	0,0985	10,15228426	500
22	13	23	0,0884	11,31221719	200
23	14	16	0,0594	16,83501684	250
24	15	16	0,0172	58,13953488	500
25	15	21	0,0249	40,16064257	400
26	15	24	0,0529	18,90359168	500
27	16	17	0,0263	38,02281369	500
28	16	19	0,0234	42,73504274	500
29	17	18	0,0143	69,93006993	500
30	17	22	0,1069	9,35453695	500
31	18	21	0,0132	75,75757576	1000
32	19	20	0,0203	49,26108374	1000
33	20	23	0,0112	89,28571429	1000
34	21	22	0,0692	14,45086705	500

Πίνακας 3-6: Τεχνικά χαρακτηριστικά δικτύου περιοχής της IEEE

Μονάδα Παραγωγής	Κόμβος	g_i^{max} (MW)	g_i^{min} (MW)	RU_i (MW/h)	RD_i (MW/h)	gi,O (MW)	c_i^g $(€/MW)$
G1	1	152	30,4	120	120	76	48,32
G2	2	152	30,4	120	120	76	48,32
G3	7	350	75	350	350	0	57,7
G4	13	591	206,85	240	240	0	78,93
G5	15	60	12	60	60	0	60,11
G6	15	155	54,25	155	155	0	10,52
G7	16	155	54,25	155	155	124	10,52
G8	18	400	100	280	280	240	5,47
G9	21	400	100	280	280	240	5,47
G10	22	300	300	300	300	240	1
G11	23	310	108,5	180	180	248	10,52
G12	23	350	140	240	240	280	29,89

Πίνακας 3-7: Δεδομένα μονάδων παραγωγής

$t(h) / d_{i,t}^{max}(MW)$	i = 1	i = 2	i = 3	i = 4	i = 5	i = 6	i = 7	i = 8	i = 9	i=10	i=13	i=14	i=15	i=16	i=18	i=19	i=20
1	67	60	112	46	44	85	78	107	108	121	165	121	197	62	208	114	80
2	63	57	105	43	42	80	73	100	102	114	155	114	185	58	195	107	75
3	60	54	100	41	40	76	70	95	97	108	148	108	177	56	186	102	72
4	59	53	99	41	39	75	69	94	95	106	145	106	174	55	183	100	70
5	59	53	99	41	39	75	69	94	95	106	145	106	174	55	183	100	70
6	60	54	100	41	40	76	70	95	97	108	148	108	177	56	186	102	72
7	75	67	124	51	49	94	86	118	120	133	182	133	218	69	229	126	88
8	87	78	144	59	57	109	100	137	139	155	212	155	253	80	267	146	103
9	96	86	159	65	63	121	111	151	154	171	234	171	279	88	295	161	113
10	97	87	160	66	64	122	112	153	155	173	237	173	282	89	298	163	115
11	97	87	160	66	64	122	112	153	155	173	237	173	282	89	298	163	115
12	96	86	159	65	63	121	111	151	154	171	234	171	279	88	295	161	113
13	96	86	159	65	63	121	111	151	154	171	234	171	279	88	295	161	113
14	96	86	159	65	63	121	111	151	154	171	234	171	279	88	295	161	113
15	94	84	155	64	62	118	108	148	150	168	229	168	274	86	288	158	111
16	94	84	155	64	62	118	108	148	150	168	229	168	274	86	288	158	111
17	100	89	165	68	66	126	115	157	160	178	244	178	291	92	307	168	118
18	101	90	167	69	66	127	117	159	162	180	246	180	294	93	310	170	119
19	101	90	167	69	66	127	117	159	162	180	246	180	294	93	310	170	119
20	97	87	160	66	64	122	112	153	155	173	237	173	282	89	298	163	115
21	92	82	152	63	60	116	106	145	147	164	224	164	268	84	282	154	109
22	84	75	139	57	55	106	97	132	134	150	205	150	244	77	257	141	99
23	74	66	122	50	48	93	85	116	118	132	180	132	215	68	226	124	87
24	63	57	105	43	42	80	73	100	102	114	155	114	185	58	195	107	75

Πίνακας 3-8: Δεδομένα ζήτησης φορτίου

Οι προσφορές τιμών των ζήτησης είναι οι ίδιες με αυτές του δικτύου 6 κόμβων. Ο κόμβος 13 θεωρείται ο κόμβος αναφοράς του συστήματος.

Αρχικά, υποτίθεται ότι ο πάροχος ηλεκτρικής ενέργειας ελέγχει τις ετερογενής πηγές ευελιξίας περιουσιακά τριών διαφορετικών Δικτύων διανομής (ΔΔ1, ΔΔ2 και ΔΔ3), τα οποία βρίσκονται στους κόμβους 14, 15 και 23. Τα τεχνικά χαρακτηριστικά των κλάδων DN είναι τα ίδια με αυτά της προηγούμενης περίπτωση που χρησιμοποιήθηκε στο δίκτυο 6 κόμβων ενώ τα δεδομένα περιουσιακών στοιχείων των δικτύων διανομής παρουσιάζονται παρακάτω

Κόμβος	$p^{fl,max}(pu)$	$E^{fl}(pu)$	α	β	ΣΙ
3	0,026667	0,026667	8	18	0,9
6	0,026667	0,026667	8	18	0,9
14	0,026667	0,026667	8	18	0,9

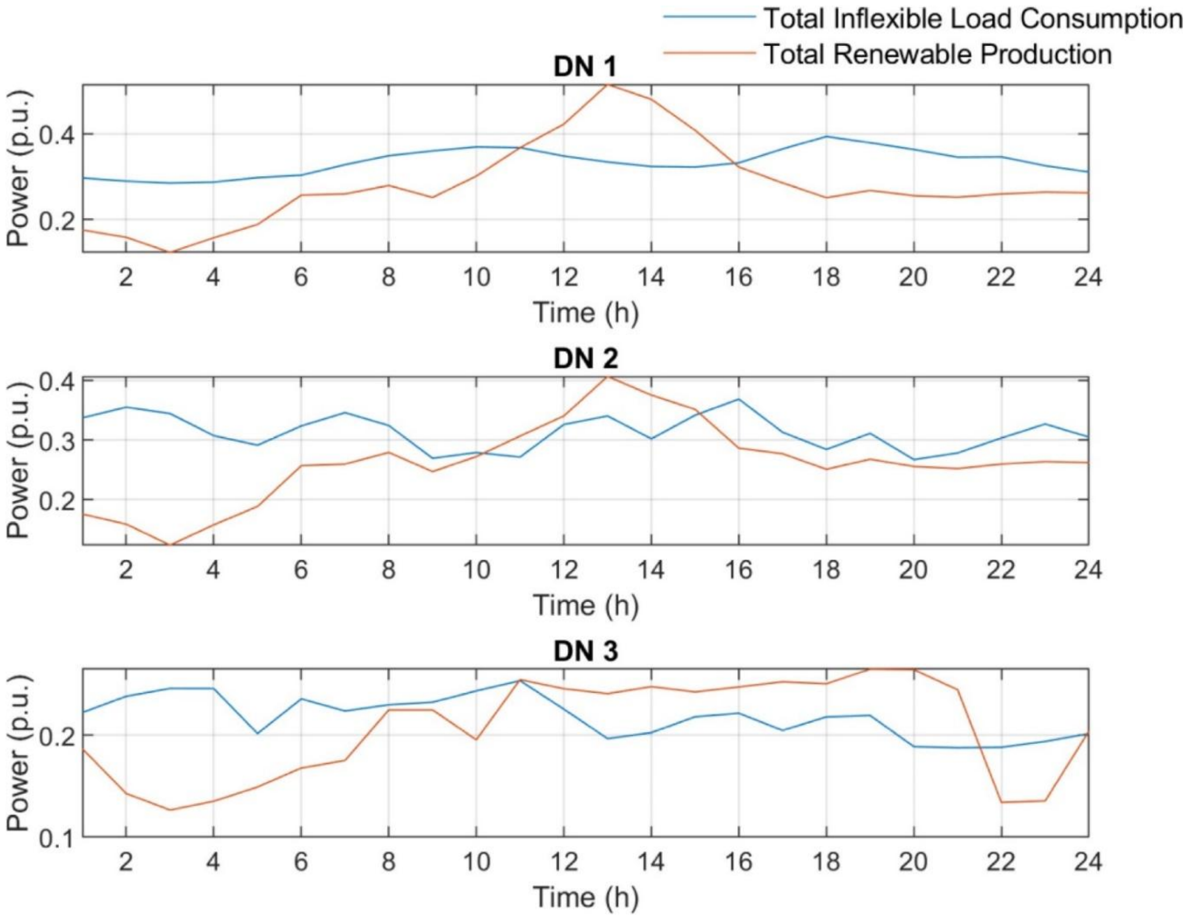
Πίνακας 3-9: Δεδομένα Ευέλικτων φορτίων Δικτύου Διανομής 1

Κόμβος	$p^{fl,max}(pu)$	$E^{fl}(pu)$	α	β	ΣΙ
4	0,026667	0,026667	8	18	0,9
9	0,026667	0,026667	8	18	0,9
10	0,026667	0,026667	8	18	0,9
11	0,026667	0,026667	8	18	0,9
13	0,026667	0,026667	8	18	0,9
14	0,026667	0,026667	8	18	0,9

Πίνακας 3-10: Δεδομένα Ευέλικτων φορτίων Δικτύου Διανομής 2

Κόμβος	$p^{fl,max}(pu)$	$E^{fl}(pu)$	α	β	ΣΙ
8	0,026667	0,026667	8	18	0,9
9	0,026667	0,026667	8	18	0,9
10	0,026667	0,026667	8	18	0,9

Πίνακας 3-11: Δεδομένα Ευέλικτων φορτίων Δικτύου Διανομής 3



Εικόνα 3-5: Ημερήσια Παραγωγή ΑΠΕ και κατανάλωση ανελαστικών φορτίων

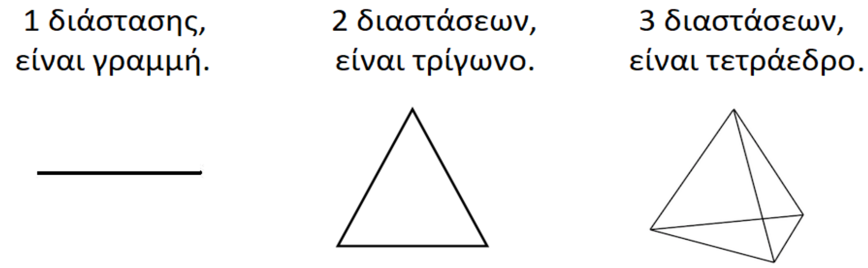
3.3 Αλγόριθμοι Βελτιστοποίησης

Στην παρούσα εργασία χρησιμοποιήθηκαν δυο διαφορετικοί αλγόριθμοι βελτιστοποίησης με διαφορετικά χαρακτηριστικά, τον Nelder-Mead και τον Simulated Annealing. Σε αυτό το κομμάτι θα αναλύσουμε τη λογική του κάθε αλγορίθμου , το μαθηματικό του υπόβαθρο και τον τρόπο εφαρμογής τους.

3.3.1 Αλγόριθμος Nelder-Mead

Η μέθοδος Nelder-Mead είναι μια ευρηστική τεχνική βελτιστοποίησης, στην οποία αναζητάμε τα σημεία στα οποία παρουσιάζεται ελάχιστη ή μέγιστη τιμή. Όταν είναι δυνατό, προσπαθούμε να λύσουμε το πρόβλημα με αναλυτική μέθοδο, το οποίο σε πολλά ρεαλιστικά προβλήματα είναι αδύνατο. Η τεχνική ευρηστικής βελτιστοποίησης εμπεριέχει έναν βαθμό τυχαιότητας καθώς αναζητά τον χώρο στοχαστικά, με αποτέλεσμα ένας αλγόριθμος να μπορεί να δώσει διαφορετικές λύσεις στο ίδιο πρόβλημα με κοινές εισόδους.

Η μέθοδος Nelder-Mead χρησιμοποιεί ένα γεωμετρικό σχήμα ως ‘οδηγό’ για την αναζήτηση και ταξινόμηση στο χώρο. Συγκεκριμένα το σχήμα που προκύπτει έχει (n+1) έδρες θέτοντας ως (n) τον αριθμό των διαστάσεων του προβλήματος .



Εικόνα 3-6: Διαστάσεις προβλήματος Nelder-Mead

Οι αρχικές τιμές του αλγορίθμου είναι τυχαίες και τις καθορίζει ο χρήστης. Σε κάθε επανάληψη, το αντίστοιχο σχήμα μεταβάλλεται, δοκιμάζει μία ή και περισσότερες μεταβολές στις κορυφές του σχήματος και επιλέγει αυτές που είναι πιο κοντά στη βέλτιστη λύση. Σε ιδανικές περιπτώσεις , στις τελευταίες επαναλήψεις ο αλγόριθμος θα εκτελέσει ‘συρρίκνωση’ στην οποία μεταβάλλονται όλα σημεία συρρικνώνοντας το σχήμα ως προς τι βέλτιστη λύση. Στο τέλος το πρόγραμμα συγκρίνει όλες τις κορυφές και επιστρέφει την κορυφή με την μέγιστη ή ελάχιστη λύση ανάλογα με το πρόβλημα μας.

Υποθέτουμε ότι αντιμετωπίζουμε πρόβλημα n-διαστάσεων. Το σχήμα μας θα έχει n+1 σημεία: $x_1, x_2, \ldots, x_{(n+1)}$. Η συνάρτηση που θα βελτιστοποιήσουμε θα είναι η f(x) στην οποία θα αναζητήσουμε το μέγιστο. Τα βήματα που ακολουθούμε είναι τα εξής:

I. Υπολογισμός του Κεντρικού σημείου

Για τον υπολογισμό του κεντρικού σημείου λαμβάνονται υπόψη όλα τα σημεία πέρα από το χειρότερο(x_h). Υπολογίζεται με τον τύπο:

$$c = \frac{1}{n}\sum_{i \neq h} x_i$$

II. Μεταβολή του Σχήματος

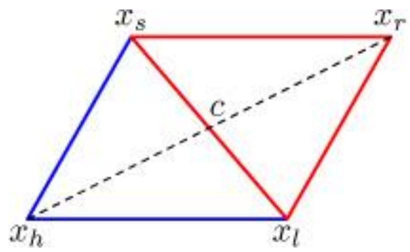
Σε αυτό το βήμα μεταβάλλεται το αντίστοιχο σχήμα εκτελώντας τα παρακάτω βήματα με τη σειρά που παρουσιάζονται :

Αντανάκλαση

Υπολογίζουμε το σημείο αντανάκλασης με τον παρακάτω τύπο:

$$x_r = c + a(c - x_h)$$

Όπου α καλείται η παράμετρος ανάκλασης και στη παρούσα εργασία την θέτουμε 1. Ως x_r θέτουμε το σημείο που βρίσκεται πάνω στην ευθεία που βρίσκεται το κεντρικό σημείο C και το σημείο με τη χειρότερη λύση x_h , τοποθετείται στη πλευρά του C. Αυτό γίνεται για να κατευθύνουμε τη λύση μακριά από τη περιοχή της χειρότερης λύσης (x_h). Στη περίπτωση όπου το πρόβλημα μας είναι δυσδιάστατο η αντανάκλαση θα έχει την παρακάτω μορφή.



Εικόνα 3-7: Γεωμετρική Αναπαράσταση Αντανάκλασης στον αλγόριθμο Nelder-Mead

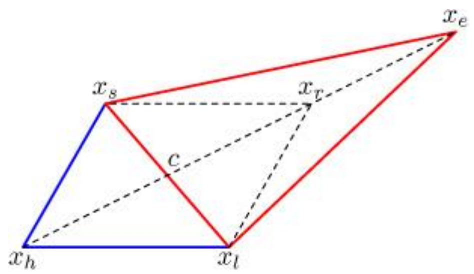
Στη περίπτωση όπου $f(x_s) < f(x_r) \leq f(x_l)$, το οποίο σημαίνει ότι το σημείο αντανάκλασης είναι καλύτερο από το δεύτερο χειρότερο σημείο, αλλά ταυτόχρονα είναι χειρότερο από το τρέχον βέλτιστο, απλά αντικαθιστούμε στο σχήμα το τρέχον χειρότερο σημείο x_h με το σημείο αντανάκλασης x_r και συνεχίζουμε στην επόμενη επανάληψη.

Επέκταση

Στη περίπτωση όπου το σημείο αντανάκλασης είναι καλύτερο από το τρέχον καλύτερο ($f(x_r) > f(x_l)$) επεκτείνουμε το καινούργιο σημείο πιο μακριά από αυτό της αντανάκλασης. Το σημείο αυτό υπολογίζεται με το παρακάτω τύπο :

$$x_e = c + \gamma(x_r - c)$$

Όπου γ καλείται η παράμετρος επέκτασης και στη παρούσα εργασία την θέτουμε 2. Σε ένα δισδιάστατο πρόβλημα η επέκταση θα έχει την παρακάτω μορφή :



Εικόνα 3-8: Γεωμετρική Αναπαράσταση Επέκτασης στον αλγόριθμο Nelder-Mead

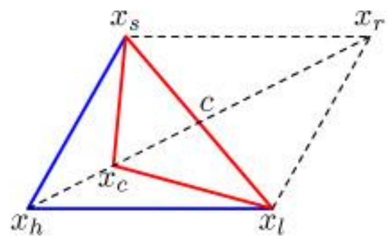
Συγκρίνουμε τα σημεία x_e και x_e και αντικαθιστούμε το καλύτερο από τα δύο με το x_h στο σχήμα και συνεχίζουμε στην επόμενη επανάληψη.

<u>Συστολή</u>

Στη περίπτωση όπου το σημείο αντανάκλασης είναι χειρότερο από το δεύτερο χειρότερο σημείο, καταλαβαίνουμε πως η κατεύθυνση προς το x_r δεν είναι ιδανική , συνεπώς το νέο σημείο να τοποθετηθεί στην ευθεία ενδιάμεσα από το κεντρικό σημείο c και το χειρότερο σημείο x_h με αποτέλεσμα την συστολή του σχήματος. Το σημείο συστολής x_c υπολογίζεται από τον παρακάτω τύπο:

$$x_c = c + \beta(x_h - c)$$

Όπου β καλείται η σταθερά συστολής και στη παρούσα εργασία τη θέτουμε 0.5 . Στη περίπτωση δισδιάστατου προβλήματος η συστολή θα έχει την παρακάτω μορφή :



Εικόνα 3-9: Γεωμετρική Αναπαράσταση Συστολής στον αλγόριθμο Nelder-Mead

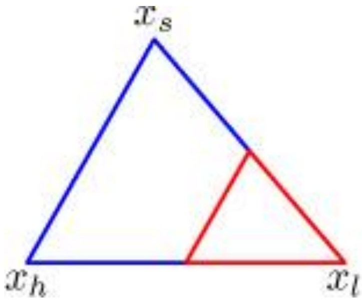
Αν $f(x_c) > f(x_h)$, το οποίο σημαίνει ότι το σημείο συστολής είναι καλύτερο από τρέχον χειρότερο, αντικαθιστούμε το χειρότερο σημείο x_h με το σημείο συστολής x_c και συνεχίζουμε στην επόμενη επανάληψη.

<u>Συρρίκνωση</u>

Η τελευταία μας επιλογή στη περίπτωση που δεν ισχύει καμία από τις παραπάνω περιπτώσεις εκτελούμε συρρίκνωση. Στη περίπτωση αυτή μεταβάλουμε όλα τα σημεία του σχήματος πέρα ένα. Κρατάμε μόνο το σημείο με τη καλύτερη λύση x_l ,όλα τα υπόλοιπα μεταβάλλονται βάσει του παρακάτω τύπου:

$$x_j = x_l + \delta(x_j - x_l)$$

Όπου δ καλείται η παράμετρος συρρίκνωσης και στη παρούσα εργασία τη θέτουμε 0.5 . Πρακτικά μετακινούμε όλα τα σημεία πιο κοντά στο τρέχον βέλτιστο σημείο. Στη περίπτωση δισδιάστατου προβλήματος η συρρίκνωση θα έχει την παρακάτω μορφή :



Εικόνα 3-10: Γεωμετρική Αναπαράσταση Συρρίκνωσης στον αλγόριθμο Nelder-Mead

Αυτή η διαδικασία είναι η πιο χρονοβόρα καθώς απαιτεί τον υπολογισμό της λύσης όλων των σημείων πλην ενός , του βέλτιστου, σε αντίθεση με τις υπόλοιπες διαδικασίες που απαιτείται ο υπολογισμός της λύσης ενός μόνο σημείου. Στη πράξη η συρρίκνωση συμβαίνει ελάχιστες φορές όταν πλέον το πρόβλημα έχει συγκλίνει σε μία ικανοποιητική λύση.

Τερματισμός

Οι παράμετροι για τον τερματισμό του αλγορίθμου διαφέρουν σε κάθε πρόβλημα και εξαρτώνται από τις εκάστοτε συνθήκες. Στη παρούσα εργασία γίνονται δύο ελέγχει, αρχικά ελέγχουμε να έχει εκτελεσθεί ένα κατώτατο όριο επαναλήψεων . Στον δεύτερο έλεγχο που γίνεται, συγκρίνουμε όλες τις διαστάσεις όλων των σημείων με τις αντίστοιχες διαστάσεις ενός σημείου ,στη περίπτωση που η διαφορά όλων είναι μικρότερη από το 'όριο' που θέσαμε το πρόγραμμα τερματίζεται. Συγκεκριμένα ορίσαμε τον κατώτατο αριθμό επαναλήψεων ίσο με 10 και ο όριο μεταξύ των σημείων ίσο με 1. Αυτό πρακτικά σημαίνει ότι το σχήμα μας έχει συγκλίνει σε μία πολύ μικρή περιοχή του χώρου και δεδομένου ότι η συντεταγμένες της κάθε διάστασης αναφέρεται σε μία μεταβλητή καταλήγουμε να έχουμε τη λύση της κάθε μεταβλητής με απόκλιση ίση με το όριο που θέσαμε.

Αρχικοποίηση

Οι αρχικές τιμές των σημείων του σχήματος ορίζονται από τον προγραμματιστή. Στη παρούσα εργασία παίρνουμε ένα κεντρικό σημείο το οποίο θεωρούμε κοντά στις μέγιστες τιμές που μπορεί να πάρει η κάθε μεταβλητή. Προτιμήθηκε η επιλογή αυτή καθώς γνωρίζουμε ότι από τι φύση του προβλήματος, μετά τη τοποθέτηση του μέγιστου αριθμού συστημάτων αποθήκευσης η λύση είναι φθίνουσα, έτσι ο αλγόριθμος συγκλίνει πιο εύκολα στη βέλτιστη λύση. Συγκεκριμένα ορίσαμε το κεντρικό σημείο στο 40 , δηλαδή για n διαστάσεις το κεντρικό σημείο θα είναι το $(x_1,x_2,\ldots,x_n)=(40,40,\ldots,40)$.

Το σύνολο των σημείων που έχουμε είναι n+1. Τα υπόλοιπα n σημεία θα διαφέρουν από το κεντρικό σημείο μόνο κατά τη μία του διάσταση και θα απέχει κατά ένα όριο το οποίο θέσαμε ίσο με 5. Συνεπώς τα αρχικά σημεία θα έχουν την παρακάτω μορφή.

	x1	x2	…	xn
x1	35	40		40
x2	40	35		40
…				
xn	40	40		35
Central	40	40		40

Πίνακας 3-12: Αναπαράσταση αρχικού πίνακα του αλγορίθμου Nelder Mead

Εφαρμογή Nelder Mead

Κατά την εκτέλεση του αλγορίθμου δε θα μας δοθεί συγκεκριμένος ακέραιος αριθμός για το μέγεθος των συστημάτων αποθήκευσης που θα χρησιμοποιηθούν σε κάθε κόμβο του δικτύου. Αυτό είναι λογικό δεδομένου ότι ο αλγόριθμος δεν βρίσκει τη τέλεια λύση αλλά συγκλίνει σε αυτή. Στη προκειμένη περίπτωση σταματάμε τον αλγόριθμο όταν όλα τα σημεία του χώρου που αφορούν ένα συγκεκριμένο σημείο του δικτύου απέχουν λιγότερο από μια μονάδα μεταξύ τους δεδομένου ότι τα συστήματα αποθήκευσης είναι διακριτά. Ένα πρόβλημα με 14 μεταβλητές, όπως αυτό που θα εκτελέσουμε στη παρούσα εργασία θα μας δώσει μια λύση της μορφής:

	Κόμβος 1	**Κόμβος 2**	**Κόμβος 3**	**Κόμβος 4**	**Κόμβος 5**	**Κόμβος 6**	**Κόμβος 7**
Σημείο 1	3,4669	8,5656	8,4944	14,4719	3,1538	17,76	2,1256
Σημείο 2	3,7838	8,8363	8,7838	14,2675	2,7613	17,4238	1,7325
Σημείο 3	3,6763	8,6888	8,2469	14,5213	2,5969	17,5175	2,1256
Σημείο 4	3,7419	8,7525	8,6119	13,9556	2,6956	17,6369	2,0331
Σημείο 5	3,5588	8,6388	8,2888	14,2188	2,3713	17,6225	2,5163
Σημείο 6	3,5238	8,6856	8,4628	14,1272	2,4738	17,7759	2,0931
Σημείο 7	3,5925	8,56	8,7325	14,7025	2,645	17,71	1,6275
Σημείο 8	3,81	8,7063	8,3309	14,0991	2,7975	17,3753	2,2694
Σημείο 9	3,7444	9,03	8,42	14,295	2,5444	17,2219	1,915
Σημείο 10	3,4475	8,6956	8,0994	14,0069	2,4319	17,6881	2,48
Σημείο 11	3,6583	8,6755	8,5867	14,4145	2,6359	17,5103	1,938
Σημείο 12	3,6819	9,0888	8,7749	14,2275	2,5381	17,4023	1,6677
Σημείο 13	3,7209	8,8034	8,6091	14,3294	2,6409	17,3056	2,0106
Σημείο 14	3,5512	8,8288	8,2813	13,9626	2,4636	17,6644	2,331
Σημείο 15	3,6496	8,6722	8,5562	14,3723	2,6546	17,5355	2,0403

	Κόμβος 8	**Κόμβος 9**	**Κόμβος 10**	**Κόμβος 11**	**Κόμβος 12**	**Κόμβος 13**	**Κόμβος 14**
Σημείο 1	0,0175	0,3694	0,1356	5,1431	0,1931	0,3694	0,1063
Σημείο 2	0,11	0,265	0,51	5,1613	0,1575	0,3775	0,0475
Σημείο 3	0,1081	0,2744	0,3525	5,5763	0,1763	0,4538	0,0737
Σημείο 4	0,12	0,2294	0,3694	5,2394	0,0556	0,4456	0,05
Σημείο 5	0,2375	0,2075	0,1713	5,5125	0,175	0,55	0,105

Σημείο 6	0,1213	0,3113	0,1838	5,3178	0,0472	0,485	0,0841
Σημείο 7	0,14	0,0975	0,38	5,1775	0,2225	0,4575	0,0275
Σημείο 8	0,1016	0,3359	0,2016	5,4709	0,0553	0,4072	0,0509
Σημείο 9	0,0437	0,3406	0,3613	5,39	0,0856	0,4	0,0394
Σημείο 10	0,0137	0,2081	0,3769	5,4069	0,0919	0,4463	0,07
Σημείο 11	0,1698	0,2939	0,3723	5,387	0,1695	0,4692	0,0538
Σημείο 12	0,0656	0,0098	0,3095	5,0538	0,0949	0,5296	0,042
Σημείο 13	0,0553	0,3988	0,3331	5,2713	0,1156	0,5534	0,0506
Σημείο 14	0,0798	0,0347	0,2231	5,2934	0,0678	0,5314	0,0835
Σημείο 15	0,157	0,2842	0,3292	5,3379	0,1546	0,4871	0,0692

Πίνακας 3-13: Παράδειγμα Αποτελεσμάτων του Αλγορίθμου Nelder-Mead

Όπως παρατηρούμε για κάθε Κόμβο υπάρχουν 15 σημεία του χώρου όπου αποτελούν τον χώρο της λύσης του συγκεκριμένου κόμβου. Κατά την εκτέλεση του κώδικα γίνεται αποθήκευση του κέρδους του κάθε σημείου συνεπώς γνωρίζουμε ποιο σημείο επιφέρει τη βέλτιστη λύση. Αν δε μας ικανοποιεί η λύση τότε μπορούμε να αλλάξουμε τις παραμέτρους σύγκλισης έτσι ώστε ο αλγόριθμος θα συγκλίνει σε μεγαλύτερο βάθος, αυτό βέβαια θα επιβαρύνει τον χρόνο εκτέλεσης, χωρίς να έχει ουσία σε πολλές περιπτώσεις.

Στη περίπτωση μας θεωρούμε ως ελάχιστη μονάδα αποθήκευσης τα 10KWh συνεπώς η λύση που αναζητούμε θα αποτελείται από αριθμό 2 δεκαδικών ψηφίων δεδομένου ότι ο αλγόριθμος έχει ως μονάδα την 1 MWh. Στα υπόλοιπα δεκαδικά ψηφία θα γίνεται στρογγυλοποίηση χωρίς να αλλοιώνεται ουσιαστικά το αποτέλεσμα. ,

Συνεπώς η τελική επιλογή του αριθμού μονάδων αποθήκευσης σε κάθε κόμβο θα έχει τη μορφή:

Κόμβος 1	Κόμβος 2	Κόμβος 3	Κόμβος 4	Κόμβος 5	Κόμβος 6	Κόμβος 7
3,55	8,83	8,28	13,96	2,46	17,66	2,33

Κόμβος 8	Κόμβος 9	Κόμβος 10	Κόμβος 11	Κόμβος 12	Κόμβος 13	Κόμβος 14
0,08	0,03	0,22	5,29	0,07	0,53	0,08

Πίνακας 3-14: Παράδειγμα Τελικής Λύσης του Αλγορίθμου Nelder-Mead

Οι παράμετροι του προβλήματος όπως αυτοί των αρχικών σημείων και της αρχικής απόκλισης μεταξύ τους μεταβάλλονταν κατά τη διάρκεια της εκτέλεσης των αλγορίθμων με σκοπό τη καλύτερη σύγκλιση.

3.3.2 Αλγόριθμος Simulated Annealing

Ο αλγόριθμος Simulated Annealing (SA) είναι ένας στοχαστικός αλγόριθμος βελτιστοποίησης, εμπνευσμένος από τη φυσική διαδικασία της ανόπτησης υλικών. Η ανόπτηση αναφέρεται στη διαδικασία ψύξης ενός υλικού με αργό ρυθμό, έτσι ώστε να φτάσει σε μια κατάσταση χαμηλής ενέργειας ή ισορροπίας. Ο αλγόριθμος αυτός βρίσκει εφαρμογές σε προβλήματα βελτιστοποίησης, ειδικά σε περιπτώσεις όπου οι παραδοσιακές μέθοδοι δυσκολεύονται να βρουν τη βέλτιστη λύση λόγω της ύπαρξης πολλαπλών τοπικών ελαχίστων ή μεγίστων.

Ο αλγόριθμος Simulated Annealing στοχεύει στην εύρεση του παγκόσμιου βέλτιστου μιας συνάρτησης κόστους f(x) ή στόχου, ακόμη και αν αυτή η συνάρτηση περιλαμβάνει πολλά τοπικά ελάχιστα. Ο Simulated Annealing χρησιμοποιεί μια σταδιακή μείωση της παραμέτρου "θερμοκρασία" T, η οποία ελέγχει την πιθανότητα αποδοχής λύσεων που δεν είναι καλύτερες από την τρέχουσα. Καθώς η θερμοκρασία μειώνεται, ο αλγόριθμος γίνεται ολοένα και πιο επιλεκτικός και τελικά σταματά να αποδέχεται χειρότερες λύσεις, προσπαθώντας να καταλήξει στο παγκόσμιο βέλτιστο.

Στην αρχή της διαδικασίας, ο αλγόριθμος ξεκινά με μια αρχική λύση x_0 και μια αρχική θερμοκρασία T_0. Σε κάθε επανάληψη, παράγεται μια νέα λύση x′ από την τρέχουσα λύση x μέσω μιας μικρής τυχαίας μεταβολής. Αν η νέα λύση x′ είναι καλύτερη από την τρέχουσα (δηλαδή $f(x')<f(x)$ σε προβλήματα ελαχιστοποίησης), τότε αυτή η νέα λύση γίνεται η τρέχουσα. Αν η νέα λύση δεν είναι καλύτερη, γίνεται αποδεκτή με κάποια πιθανότητα που εξαρτάται από τη θερμοκρασία. Στη συνέχεια, η θερμοκρασία T μειώνεται σταδιακά, σύμφωνα με ένα πρόγραμμα ψύξης. Ο αλγόριθμος τερματίζεται όταν η θερμοκρασία γίνει πολύ μικρή ή όταν ικανοποιηθεί κάποιο άλλο κριτήριο σύγκλισης.

Η πιθανότητα αποδοχής της νέας λύσης εξαρτάται από τη διαφορά

$$\Delta f = f(x') - f(x)$$

όπου f(x) είναι το κόστος της τρέχουσας λύσης. Αν η νέα λύση είναι καλύτερη ($\Delta f \leq 0$), τότε γίνεται αποδεκτή αμέσως. Αν δεν είναι καλύτερη ($\Delta f>0$), η πιθανότητα αποδοχής δίνεται από τη συνάρτηση

$$P(\Delta f) = \exp\left(-\frac{\Delta f}{T}\right)$$

όπου T είναι η θερμοκρασία. Αυτή η συνάρτηση αποδοχής είναι εμπνευσμένη από την κατανομή Boltzmann, που προέρχεται από τη στατιστική μηχανική και περιγράφει την πιθανότητα ένα σύστημα να βρεθεί σε μια κατάσταση ενέργειας E σε θερμοκρασία T.

Η θερμοκρασία μειώνεται με το πέρασμα των επαναλήψεων και συχνά χρησιμοποιείται ένας γεωμετρικός τύπος για τη μείωση της θερμοκρασίας, όπως

$$\mathrm{T_{k+1}} = a\, T_k, \quad \mu\varepsilon\ \ 0 < \alpha < 1$$

Εναλλακτικά, μπορεί να χρησιμοποιηθεί ένας πιο αργός ρυθμός ψύξης, όπως

$$\mathrm{T_k} = \frac{T_0}{\log{(1+k)}}$$

Ο ρυθμός μείωσης της θερμοκρασίας είναι πολύ σημαντικός για την απόδοση του αλγορίθμου. Αν η θερμοκρασία μειωθεί πολύ γρήγορα, ο αλγόριθμος μπορεί να παγιδευτεί σε κάποιο τοπικό ελάχιστο. Αν μειωθεί πολύ αργά, μπορεί να χρειαστεί υπερβολικά μεγάλο χρόνο για να βρει το βέλτιστο.

Θεωρητικά, ο αλγόριθμος Simulated Annealing μπορεί να συγκλίνει στο παγκόσμιο βέλτιστο, αν η θερμοκρασία μειωθεί αρκετά αργά και ο αλγόριθμος τρέξει για αρκετό χρόνο. Ένα θεώρημα από τη θεωρία των στοχαστικών διαδικασιών Markov εγγυάται ότι, αν ο ρυθμός ψύξης είναι της μορφής

$$\mathrm{T_k} = \frac{c}{\log{(1+k)}}$$

όπου c είναι μια σταθερά και k ο αριθμός των επαναλήψεων, ο αλγόριθμος θα βρει το παγκόσμιο βέλτιστο με πιθανότητα 1.

Η επιλογή της γειτονικής λύσης x′ από την τρέχουσα λύση x γίνεται μέσω τυχαίων διαταραχών. Στα συνεχή προβλήματα, αυτό μπορεί να επιτευχθεί με την προσθήκη τυχαίου θορύβου, όπως x′=x+η , όπου η είναι μια τυχαία μεταβολή που ανήκει σε κάποια κατανομή, όπως η κανονική κατανομή

$$\eta \sim N(0, \sigma^2)$$

Στα διακριτά προβλήματα, όπως το πρόβλημα του πλανόδιου πωλητή (TSP), η γειτονική λύση μπορεί να προκύπτει από την εναλλαγή δύο πόλεων στη σειρά επισκέψεων.

Ο αλγόριθμος Simulated Annealing μοιάζει με το Gradient Descent, αλλά αντί να κινείται πάντα προς την κατεύθυνση της μείωσης του κόστους, δέχεται και κάποιες χειρότερες λύσεις για να αποφύγει τη σύγκλιση σε τοπικά ελάχιστα. Επιπλέον, η συνάρτηση αποδοχής βασίζεται στην κατανομή Boltzmann, η οποία χρησιμοποιείται και στον αλγόριθμο Monte Carlo Metropolis για προσομοίωση φυσικών συστημάτων.

Συμπερασματικά, ο αλγόριθμος Simulated Annealing είναι μια ισχυρή μέθοδος βελτιστοποίησης για πολύπλοκα προβλήματα, όπου η συνάρτηση κόστους περιέχει πολλά τοπικά ελάχιστα. Η επιτυχία του εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τη σωστή ρύθμιση του προγράμματος ψύξης, το οποίο πρέπει να ισορροπεί μεταξύ της εξερεύνησης και της εκμετάλλευσης του χώρου των λύσεων.

<u>Εκτέλεση Αλγορίθμου Simulated Annealing</u>

Στη παρούσα εργασία γίνεται χρήση των βιβλιοθηκών του προγράμματος MATLAB για την εκτέλεση του αλγορίθμου simulated annealing. Συγκεκριμένα χρησιμοποιούμε την συνάρτηση ¨simulannealbnd¨ , στην οποία δίνουμε τις παραμέτρους και τη συνάρτηση μας που υπολογίζει το κέρδος για έναν συνδυασμό. Η συνάρτηση του MATLAB συγκλίνει στη λύση επιστρέφοντας μας τα αποτελέσματα όπως φαίνονται στον πίνακα παρακάτω.

Επανάληψη	**Υπολογισμοί f**	**Καλύτερη f(x)**	**Τρέχουσα f(x)**	**Μέση Θερμοκρασία**
0	1	-2807,89	-2807,89	100
10	11	-2807,89	-2807,89	56,88
20	21	-2830,59	-2830,59	34,0562
30	31	-5368,7	-5368,7	20,3907
40	41	-5368,7	-5368,7	12,2087
50	51	-5905,35	-5905,35	7,30977
60	61	-6005,05	-6005,05	4,37663
70	71	-6005,05	-6002,71	2,62045
80	81	-6189,98	-6189,98	1,56896
90	91	-6196,88	-6196,88	0,939395
100	101	-6196,9	-6196,9	0,56245
110	111	-6196,92	-6196,91	0,33676
120	121	-6196,92	-6196,9	0,201631
130	131	-6196,97	-6196,91	0,120724
140	141	-6196,98	-6196,98	0,0722817
150	151	-6196,98	-6196,98	0,0432777
160	161	-6196,98	-6196,94	0,025912
170	171	-6196,98	-6196,95	0,0155145
180	181	-6196,98	-6196,96	0,00928908
190	191	-6196,98	-6196,96	0,00556171
200	201	-6196,98	-6196,97	0,00333
210	211	-6196,98	-6196,97	0,0019938

Πίνακας 3-15: Παράδειγμα Αποτελεσμάτων του Αλγορίθμου Simulated Annealing

Παρατηρούμε πως το κέρδος είναι αρνητικό, δε πρόκειται για λάθος , η συγκεκριμένη συνάρτηση συγκλίνει στο μικρότερο αριθμό κέρδους, γι' αυτό θέσαμε τη συνάρτηση κέρδους f(x) ως -f(x) και μετά το πέρας της εκτέλεσης παίρνουμε τον αντίθετο αριθμό του αποτελέσματος.

Από τις παραμέτρους του αλγορίθμου αυτή που θα αλλάζουμε κατά τη διάρκεια των εκτελέσεων είναι η επανανόπτησης . Η επαναανόπτηση (reannealing) είναι απαραίτητη για να βοηθά τον αλγόριθμο προσομοιωμένης ανόπτησης να αποφύγει την παγίδευση σε τοπικά ελάχιστα. Καθώς η θερμοκρασία μειώνεται, ο αλγόριθμος γίνεται πιο επιλεκτικός και δέχεται λιγότερες χειρότερες λύσεις, κάτι που μπορεί να οδηγήσει σε πρόωρη σύγκλιση. Με την επανεκκίνηση της θερμοκρασίας, ο αλγόριθμος αποκτά ξανά την ικανότητα να εξερευνά μεγαλύτερο μέρος του χώρου αναζήτησης, αυξάνοντας την πιθανότητα να βρει το παγκόσμιο βέλτιστο.

Οι υπόλοιποι παράμετροι όπως τα όρια των μπαταριών έμειναν σταθερά , καθώς το κάτω όριο τίθεται ως 0 δεδομένου της έλλειψης φυσικής σημασίας αρνητικού αριθμού , ενώ το άνω όριο τέθηκε ένας αρκετά μεγάλος αριθμός, ώστε να μη περιορίζει τον χώρο εξερεύνησης του αλγορίθμου.

3.3.3 Σύγκριση αλγορίθμων Nelder-Mead και Simulated Annealing

Οι αλγόριθμοι Nelder-Mead και Simulated Annealing είναι και οι δύο δημοφιλείς μέθοδοι βελτιστοποίησης, αλλά έχουν σημαντικές διαφορές στη λειτουργία τους, τις υποθέσεις και τις χρήσεις τους.

Ο αλγόριθμος Nelder-Mead είναι ένας αλγόριθμος βελτιστοποίησης χωρίς παραγώγους, ο οποίος χρησιμοποιείται για την ελαχιστοποίηση μη γραμμικών συναρτήσεων πολλών μεταβλητών όταν οι παράγωγοι δεν είναι διαθέσιμες. Η μέθοδος του βασίζεται στη χρήση ενός συμπλέγματος n+1 σημείων σε n-διάστατο χώρο. Το σύμπλεγμα αυτό μετασχηματίζεται μέσω ανακλάσεων, επεκτάσεων και συστολών για να βρεθεί το ελάχιστο της συνάρτησης. Η διαδικασία ξεκινά με την αρχικοποίηση ενός συμπλέγματος n+1 σημείων. Στη συνέχεια, ανακλάται το σημείο με την υψηλότερη τιμή, επεκτείνεται το σύμπλεγμα αν η αντανάκλαση βελτιώνει το αποτέλεσμα και συστέλλεται αν η αντανάκλαση δεν βελτιώνει το αποτέλεσμα. Αυτή η διαδικασία προσαρμογής του συμπλέγματος συνεχίζεται έως ότου πληρούνται τα κριτήρια σύγκλισης.

Ο αλγόριθμος Simulated Annealing είναι ένας στοχαστικός αλγόριθμος βασισμένος σε μια μεταλλουργική διαδικασία ανόπτησης. Είναι ιδανικός για την αναζήτηση της παγκόσμιας ελάχιστης τιμής σε μεγάλους και περίπλοκους χώρους λύσεων. Η μέθοδος του μιμείται τη διαδικασία ανόπτησης μετάλλων, όπου τα μόρια ψύχονται αργά από υψηλή σε χαμηλή θερμοκρασία, επιτρέποντας στο σύστημα να εξερευνήσει και να ξεφύγει από τοπικά ελάχιστα. Η διαδικασία του Simulated Annealing ξεκινά με μια τυχαία λύση και μια υψηλή θερμοκρασία που μειώνεται σταδιακά. Σε κάθε βήμα, πραγματοποιείται μια τυχαία μετάβαση και η νέα λύση αποδέχεται ή απορρίπτεται με βάση την πιθανότητα που εξαρτάται από τη θερμοκρασία και τη βελτίωση της λύσης. Η θερμοκρασία μειώνεται σύμφωνα με ένα προκαθορισμένο χρονοδιάγραμμα και η διαδικασία επαναλαμβάνεται έως ότου η θερμοκρασία φτάσει σε ένα προκαθορισμένο χαμηλό επίπεδο ή ικανοποιηθούν άλλα κριτήρια σύγκλισης.

Στον αλγόριθμο Nelder-Mead, τα πλεονεκτήματα περιλαμβάνουν τη μη απαίτηση παραγώγων, την καταλληλόλητα για μη ομαλές συναρτήσεις και τη γρήγορη σύγκλιση σε τοπικά ελάχιστα. Τα μειονεκτήματα περιλαμβάνουν την πιθανότητα παγίδευσης σε τοπικά ελάχιστα και τη μη καταλληλόλητα για προβλήματα μεγάλης κλίμακας ή υψηλής διάστασης. Από την άλλη πλευρά, τα πλεονεκτήματα του Simulated Annealing περιλαμβάνουν την ικανότητα εύρεσης παγκόσμιων ελαχίστων σε προβλήματα με πολλές τοπικές βέλτιστες λύσεις και την ευκολία προσαρμογής για διάφορους τύπους προβλημάτων. Ωστόσο, μπορεί να είναι αργός σε σύγκριση με άλλους αλγόριθμους βελτιστοποίησης και απαιτεί σωστή ρύθμιση των παραμέτρων, όπως το χρονοδιάγραμμα ψύξης.

Η επιλογή μεταξύ των αλγορίθμων Nelder-Mead και Simulated Annealing εξαρτάται από το πρόβλημα που αντιμετωπίζουμε και τις απαιτήσεις, όσον αφορά τη σύγκλιση και την ικανότητα εξερεύνησης του χώρου λύσεων. Ο Nelder-Mead είναι ιδανικός για γρήγορη εύρεση τοπικών ελαχίστων σε μικρής κλίμακας προβλήματα, ενώ ο Simulated Annealing είναι κατάλληλος για τη διερεύνηση σύνθετων χώρων λύσεων και την εύρεση παγκόσμιων ελαχίστων.

3.4 Ανάλυση Οικονομικών Στοιχείων

Οι επενδύσεις σε συστήματα αποθήκευσης ενεργείας σε ένα δίκτυο απαιτούν κεφάλαιο της τάξεως τον εκατομμυρίων. Συνεπώς είναι δύσκολη η εύρεση επενδυτή με το απαραίτητο κεφάλαιο άμεσα διαθέσιμο. Για την υλοποίηση της επένδυσης που εξετάζουμε στη παρούσα εργασία θεωρούμε πως απαιτείται δανεισμός. Έτσι στην τιμή της συνολικής επένδυσης που υπολογίζουμε από την τιμή των συστημάτων αποθήκευσης θα προσθέσουμε και τη τιμή του επιτοκίου. Θα υπολογίσουμε το συνολικό ημερήσιο κόστος της επένδυσης ανά MWh με τον παρακάτω τύπο :

$$\begin{aligned}&\text{capital recovery factor}\\&\quad= \text{Total Cost} * \left(\frac{1}{365}\right)\\&\quad* \frac{\left(\text{interest rate} * \left((1+\text{interest rate})^{\text{lifespan}_{\text{ESS}}}\right)\right)}{(1+\text{interest rate})^{\text{lifespan}_{ESS}} - 1};\end{aligned}$$

Capital recovery factor: Το συνολικό ημερήσιο κόστος που θα χρειαστεί να πληρώσει ο επενδυτής των συστημάτων αποθήκευσης.

Total Cost: Το πραγματικό κόστος των συστημάτων αποθήκευσης που θα δοθεί κατά την αγορά τους και δεν συνυπολογίζεται το επιτόκιο δανεισμού.

Interest rate: Το επιτόκιο δανεισμού το οποίο θέτει η εκάστοτε τράπεζα.

Lifespan ESS: Ο χρόνος ζωής των μπαταριών που πρακτικά αποτελεί και τον συνολικό χρόνο δανεισμού.

Συνεπώς το συνολικό ημερήσιο κόστος της επένδυση θα υπολογιστεί από τον τύπο:

$$\begin{aligned}&Συνολικό\ Κόστος\ Επένδυσης\\&\quad= Συνολίκες\ MWh\ Συστηματων\ Αποθήκευσης\\&\quad* Capital\ Recovery\ Factor\end{aligned}$$

Ο αλγόριθμος υπολογισμού του ημερήσιου κέρδους του διαχειριστεί δε συμπεριλαμβάνει το κόστος δανεισμού συνεπώς θα χρειαστεί να αφαιρεθεί.

$$\text{Ημερήσιο Κέρδος Διαχειριστεί} = \text{Ημερήσιο κέρδος Συστήματος} - \text{Συνολικό Κόστος Επενδυσης}$$

Τέλος θέλουμε να υπολογίσουμε τα κέρδη που μας επιφέρει η επένδυση των συστημάτων αποθήκευσης, το οποίο υπολογίζεται από τον τύπο:

$$\text{Συνολικό Κέρδος απο την Επένδυση των Συστημάτων αποθηκευσης} = \text{Ημερήσιο Κέρδος Διαχειριστεί} - \text{Ημερήσιο Κέρδος Χωρίς την Τοποθέτηση Συστημάτων Αποθηκευης}$$

4. Μέθοδος Επίλυσης

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζεται η μέθοδος επίλυσης του προβλήματος βελτιστοποίησης που αφορά τον πάροχο υπηρεσιών ενέργειας, ο οποίος δρα στρατηγικά στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Αναλύεται το μαθηματικό πλαίσιο που χρησιμοποιήθηκε για την υλοποίηση της προτεινόμενης μεθόδου.

<u>Ανάλυση της Μεθόδου Επίλυσης</u>

Ο πάροχος υπηρεσιών ενέργειας δεν ενεργεί απλά ως δέκτης τιμών, αλλά είναι σε θέση να προβλέπει την αντίδραση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στις αποφάσεις του (προσφορές ποσότητας/τιμής). Για να μοντελοποιηθεί αυτή η διαδικασία, διαμορφώνεται ένα παιχνίδι Stackelberg, στο οποίο ο πάροχος υπηρεσιών ενέργειας είναι ο ηγέτης και η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας είναι ο ακολουθών. Το πρόβλημα επιλύεται από την οπτική γωνία του παρόχου υπηρεσιών ενέργειας, ο οποίος δρα στρατηγικά. Έτσι, διαμορφώνεται ένα Πρόβλημα Βελτιστοποίησης περιορισμένο από ένα Πρόβλημα Βελτιστοποίησης (OP-cOP), στο οποίο η Εξίσωση Άνω Επιπέδου (Εξίσωση (21)) περιορίζεται από την Εξίσωση Κάτω Επιπέδου (Εξίσωση (22)):

$$\max \sum_{t\in H} \sum_{i\in V^G} \lambda_{i,t} * p_{i,t}^{M}$$

Στο παραπάνω πρόβλημα βελτιστοποίησης δύο επιπέδων, το περιοριστικό πρόβλημα κατώτερου επιπέδου (22) είναι ένα Γραμμικό Πρόγραμμα και, επομένως, ισχύει η συνθήκη του Slater [37]. Έτσι, οι συνθήκες Karush-Kuhn-Tucker της εξίσωσης DC-OPF είναι απαραίτητες και επαρκείς συνθήκες βελτιστοποίησης (ικανοποιούν την κυρτότητα και την ποιότητα περιορισμών). Έτσι, η επίλυση του παρακάτω μη γραμμικού συστήματος εξισώσεων είναι ισοδύναμη με την επίλυση της Εξίσωσης (22):

$$-g_{i,t} + d_{i,t} - p_{i,t}^{M} + \sum_{j\neq i} y_{ij} * \left(\theta_{i,t} - \theta_{j,t}\right) = 0 \qquad \forall i \in V^G, (i,j) \in L, t \in H \qquad (23)$$

$$c_{i,t}^{g} - \lambda_{\iota,t} - \varphi_{\iota}^{gmin,t} + \varphi_{\iota}^{gmax,t} - \varphi_{\iota}^{grd,t} + \varphi_{\iota}^{grd,t+1} + \varphi_{\iota}^{gru,t} - \varphi_{\iota}^{gru,t+1} = 0 \qquad \forall i \in G, t < T \qquad (30)$$

$$c_{i,t}^{g} - \lambda_{\iota,t} - \varphi_{\iota}^{gmin,t} + \varphi_{\iota}^{gmax,t} - \varphi_{\iota}^{grd,t} + \varphi_{\iota}^{gru,t} = 0 \quad \forall i \in G, t = T \qquad (31)$$

$$-c_{i,t}^{g} + \lambda_{\iota,t} - \varphi_{\iota}^{dmin} + \varphi_{\iota}^{dmax} = 0 \quad \forall i \in D, t \in H \qquad (32)$$

$$c_{i,t}^{M} - \lambda_{\iota,t} - \varphi_{\iota}^{mmin} + \varphi_{\iota}^{mmax} = 0 \quad \forall i \in V^G, t \in H \qquad (33)$$

$$\sum_{j\neq i,(i,j)\in L} y_{ij} * \left(\lambda_{i.t} - \lambda_{j,t}\right) - \sum_{j>i} y_{ij} * (\varphi_{ij,t}^{lmin} - \varphi_{ij,t}^{lmax}) + \sum_{j<i} y_{ij} * \left(\varphi_{ji,t}^{lmin} - \varphi_{ji,t}^{lmax}\right) = 0 \quad \forall i \in V^G, t \in H \qquad (34)$$

$$0 \leq \varphi_{i,t}^{gmin} \perp g_{i,t} - g_{i}^{min} \geq 0 \;\; \forall i \in G, t \in H \qquad (35)$$

$$0 \leq \varphi_{i,t}^{gmax} \perp -g_{i,t} + g_i^{max} \geq 0 \;\; \forall i \;\in G, t \in H \tag{36}$$

$$0 \leq \varphi_{i,t}^{grd} \perp g_{i,t} - g_{i,t-1} + RU_i \geq 0 \;\; \forall i \;\in G, t \in H \tag{37}$$

$$0 \leq \varphi_{i,t}^{gru} \perp -g_{i,t} - g_{i,t-1} + RU_i \geq 0 \;\; \forall i \;\in G, t \in H \tag{38}$$

$$0 \leq \varphi_{i,t}^{dmin} \perp d_{i,t} - d_i^{min} \geq 0 \;\; \forall i \;\in D, t \in H \tag{39}$$

$$0 \leq \varphi_{i,t}^{dmax} \perp -d_{i,t} + d_i^{max} \geq 0 \;\; \forall i \;\in V^M, t \in H \tag{40}$$

$$0 \leq \varphi_{i,t}^{mmin} \perp p_{i,t}^M + b_{i,t} \geq 0 \;\; \forall i \;\in V^M, t \in H \tag{41}$$

$$0 \leq \varphi_{i,t}^{mmax} \perp -p_{i,t}^M + o_{i,t} \geq 0 \;\; \forall i \;\in V^M, t \in H \tag{42}$$

$$0 \leq \varphi_{ij,t}^{lmin} \perp -y_{i,y} * \left(\theta_{i,t} - \theta_{j,t}\right) + T_{ji}^{max} \geq 0 \;\; \forall (i,j) \in L, i < j, t \in H \tag{43}$$

$$0 \leq \varphi_{ij,t}^{lmax} \perp -y_{i,y} * \left(\theta_{i,t} - \theta_{j,t}\right) + T_{ji}^{max} \geq 0 \;\; \forall (i,j) \in L, i < j, t \in H \tag{44}$$

Οι Εξισώσεις (23), (30) – (44) είναι οι συνθήκες ΚΚΤ της Εξίσωσης (22). Η Εξίσωση (23) αναπαριστά τον περιορισμό ισότητας του προβλήματος DC-OPF, ενώ στις Εξισώσεις (30)–(34) οι μερικές παράγωγοι της συνάρτησης Lagrange ως προς τις πρωταρχικές μεταβλητές τίθενται ίσες με το μηδέν. Οι Εξισώσεις (35) – (44) εκφράζουν τις συνθήκες συμπληρωματικότητας. Χρησιμοποιούμε το κάθετο σύμβολο (⊥) για να δηλώσουμε τη συμπληρωματικότητα, δηλαδή:

$$0 \leq x \perp \mathrm{y} \geq 0 \equiv \begin{cases} x \geq 0\,, y \geq 0 \\ \;\; x * y = 0 \end{cases}$$

Αντικαθιστώντας το περιοριστικό πρόβλημα βελτιστοποίησης (22) με τις συνθήκες ΚΚΤ του στην OPcOP μας προκύπτει το παρακάτω μαθηματικό πρόβλημα με περιορισμούς ισορροπίας:

$$min_{X_U \cup X_L \cup \Xi_L} - \sum_{t \in H} \sum_{i \in V^M} \lambda_{\iota,t} * p_{i,t}^M \tag{45}$$

υπό τους περιορισμούς Εξισώσεων (1)–(20), (23), (30)–(44)

Το Πρόβλημα (45) είναι μια εξίσωση ενός επιπέδου με μικτούς ακέραιους μη γραμμικούς περιορισμούς. Οι μη γραμμικότητες προέρχονται από τις συνθήκες συμπληρωματικότητας (35)–(44) και τη συνάρτηση στόχου της. Οι μεταβλητές βελτιστοποίησης της εξίσωσης (45) είναι: i) το σύνολο των πρωταρχικών μεταβλητών της εξίσωσης άνω επιπέδου (που αναπαρίσταται από τον διάνυσμα XU), το οποίο έχει οριστεί στην Ενότητα 3.5, ii) το σύνολο των πρωταρχικών μεταβλητών του περιοριστικού προβλήματος κατώτερου επιπέδου (που αναπαρίσταται από τον διάνυσμα XL), το οποίο έχει οριστεί στην Ενότητα 3.6 και iii) το σύνολο των δυαδικών μεταβλητών (που αναπαρίσταται από τον διάνυσμα ΞL) του κατώτερου επιπέδου, όπου

$$\begin{aligned} \Xi_L = \{ & \varphi_{i,t}^{gmin}, \varphi_{i,t}^{gmax}, \varphi_{i,t}^{gru}, \varphi_{i,t}^{grd}, \varphi_{i,t}^{dmin}, \varphi, u_{i,t}^{mmin}, \varphi_{i,t}^{mmax}, \varphi_{ij,t}^{lmin}, \varphi_{ij,t}^{lmax} | (i,t) \\ & \in V^M \times H \;\; (ij,t) \;\in L \times H \} \end{aligned}$$

Για να αντιμετωπίσουμε τις μη γραμμικότητες που προέρχονται από τις συνθήκες συμπληρωματικότητας, χρησιμοποιούμε την τεχνική γραμμικοποίησης Fortuny-Amat & McCarl [38]. Οι περιορισμοί συμπληρωματικότητας του τύπου $0 \leq x \perp y \geq 0$ μπορούν να αντικατασταθούν από το παρακάτω σύνολο γραμμικών περιορισμών.

$$0 \leq x \ \leq M * u$$

$$0 \leq y \leq M * (1-u)$$

Η σταθερά M είναι αρκετά μεγάλη και το u είναι μια βοηθητική δυαδική μεταβλητή. Στο μοντέλο μας, δίνεται προσοχή στην επιλογή μιας κατάλληλης σταθεράς M για να αποφευχθεί η αριθμητική κακή συμπεριφορά. Έτσι, οι Εξισώσεις (35)–(44) αντικαθίστανται από το παρακάτω σύνολο γραμμικών περιορισμών:

$$0 \leq g_{i,t} - g_i^{min} \leq M * u_{i,t}^{gmin} \ \ \forall i \ \in G, t \in H \tag{46}$$

$$0 \leq \varphi_{i,t}^{gmin} \leq M * (1 - u_{i,t}^{gmin}) \ \ \forall i \ \in G, t \in H \tag{47}$$

$$0 \leq -g_{i,t} + g_i^{max} \leq M * u_{i,t}^{gmax} \ \ \forall i \ \in G, t \in H \tag{48}$$

$$0 \leq \varphi_{i,t}^{gmax} \leq M * (1 - u_{i,t}^{gmax}) \ \ \forall i \ \in G, t \in H \tag{49}$$

$$0 \leq g_{i,t} - g_{i,t-1} + RD_i \leq M * u_{i,t}^{grd} \ \ \forall i \ \in G, t \in H \tag{50}$$

$$0 \leq \varphi_{i,t}^{grd} \leq M * (1 - u_{i,t}^{grd}) \ \ \forall i \ \in G, t \in H \tag{51}$$

$$0 \leq -g_{i,t} + g_{i,t-1} + RU_i \leq M * u_{i,t}^{gru} \ \ \forall i \ \in G, t \in H \tag{52}$$

$$0 \leq \varphi_{i,t}^{gru} \leq M * (1 - u_{i,t}^{gru}) \ \ \forall i \ \in G, t \in H \tag{53}$$

$$0 \leq d_{i,t} - d_{i,t}^{min} \leq M * u_{i,t}^{dmin} \ \ \forall i \ \in D, t \in H \tag{54}$$

$$0 \leq \varphi_{i,t}^{dmin} \leq M * (1 - u_{i,t}^{dmin}) \ \ \forall i \ \in D, t \in H \tag{55}$$

$$0 \leq -d_{i,t} + d_i^{max} \leq M * u_{i,t}^{dmax} \ \ \forall i \ \in D, t \in H \tag{56}$$

$$0 \leq \varphi_{i,t}^{dmax} \leq M * (1 - u_{i,t}^{dmax}) \ \ \forall i \ \in D, t \in H \tag{57}$$

$$0 \leq p_{i,t}^M + b_{i,t} \leq M * u_{i,t}^{mmin} \ \ \forall i \ \in V^M, t \in H \tag{58}$$

$$0 \leq \varphi_{i,t}^{mmin} \leq M * (1 - u_{i,t}^{mmin}) \ \ \forall i \ \in V^M, t \in H \tag{59}$$

$$0 \leq -p_{i,t}^M + o_{i,t} \leq M * u_{i,t}^{mmin} \ \ \forall i \ \in V^M, t \in H \tag{60}$$

$$0 \leq \varphi_{i,t}^{mmax} \leq M * (1 - u_{i,t}^{mmax}) \ \ \forall i \ \in V^M, t \in H \tag{61}$$

$$0 \leq B_{ij} * \left(\theta_{i,t} - \theta_{j,t}\right) + T_{ij}^{max} \leq M * u_{ij,t}^{lmin}) \ \ \forall (i,j) \ \in L, i < j, t \in H \tag{62}$$

$$0 \leq \varphi_{ij,t}^{lmin} \leq M * (1 - u_{ij,t}^{lmin}) \ \ \forall (i,j) \ \in L, i < j, t \in H \tag{63}$$

$$0 \leq -y_{ij} * \left(\theta_{i,t} - \theta_{j,t}\right) + T_{ij}^{max} \leq M * u_{ij,t}^{lmax}) \ \ \forall (i,j) \ \in L, i < j, t \in H \tag{64}$$

$$0 \leq \varphi_{ij,t}^{lmax} \leq M * (1 - u_{ij,t}^{lmax}) \ \ \forall (i,j) \ \in L, i < j, t \in H \tag{65}$$

Όσον αφορά τις μη γραμμικότητες της συνάρτησης στόχου, χρησιμοποιούμε μια ad hoc τεχνική γραμμικοποίησης. Αρχικά, πολλαπλασιάζουμε την Εξίσωση (33) με $p_{i,t}^{M}$:

$$c_{i,t}^{M} * p_{i,t}^{M} - \lambda_{i,t} * p_{i,t}^{M} - \varphi_{i,t}^{mmin} * p_{i,t}^{M} + \varphi_{i,t}^{mmax} * p_{i,t}^{M} = 0 \quad \forall i \in V^{M}, t \in H \tag{66}$$

Στην (66), οι όροι αναδιατάσσονται ως εξής:

$$-\lambda_{i,t} * p_{i,t}^{M} = -c_{i,t}^{M} * p_{i,t}^{M} - \varphi_{i,t}^{mmin} * p_{i,t}^{M} - \varphi_{i,t}^{mmax} * p_{i,t}^{M} \quad \forall i \in V^{M}, t \in H \tag{67}$$

Επιπλέον, από τις συνθήκες συμπληρωματικότητας (41) και (42), έχουμε:

$$\varphi_{i,t}^{mmin} * p_{i,t}^{M} = -\varphi_{i,t}^{mmin} * b_{i,t}^{M}$$

Και

$$\varphi_{i,t}^{m\mu\alpha\chi} * p_{i,t}^{M} = \varphi_{i,t}^{mm\alpha\chi} * o_{i,t}$$

Έτσι, η συνάρτηση στόχου του προβλήματος με περιορισμούς ισορροπίας (45) αντικαθίσταται από την έκφραση:

$$-\sum_{t\in H}\sum_{i\in V^{M}}(c_{i,t}^{M} * p_{i,t}^{M}) - \sum_{t\in H}\sum_{i\in V^{M}}(\varphi_{i,t}^{mmin} * b_{i,t}) - \sum_{t\in H}\sum_{i\in V^{M}}(\varphi_{i,t}^{mmax} * o_{i,t})$$

Τώρα, χρησιμοποιούμε το Θεώρημα Ισχυρής Δυαδικότητας για το Πρόβλημα (22), σύμφωνα με το οποίο η τιμή της πρωταρχικής συνάρτησης στόχου στο παγκόσμιο βέλτιστο σημείο είναι ίση με την τιμή της δυαδικής συνάρτησης στόχου:

$$\begin{aligned}
&\textstyle\sum_{t\in H}\left(\sum_{i\in G}(c_{i,t}^{g}\cdot g_{i,t}) - \sum_{i\in D}(c_{i,t}^{d}\cdot d_{i,t}) + \sum_{i\in V^{M}}(c_{i,t}^{M}\cdot p_{i,t}^{M})\right) \\
&= -\{-\textstyle\sum_{i\in G}\sum_{t\in H}(\varphi_{i,t}^{gmin}\cdot g_{i}^{min}) + \sum_{i\in G}\sum_{t\in H}(\varphi_{i,t}^{gmax}\cdot g_{i}^{max}) + \\
&\quad \textstyle\sum_{i\in G}\sum_{t\in H}(\varphi_{i,t}^{grd}\cdot RD_{i}) + \sum_{i\in G}\sum_{t\in H}(\varphi_{i,t}^{gru}\cdot RU_{i}) \\
&- \textstyle\sum_{i\in D}\sum_{t\in H}(\varphi_{i,t}^{dmin}\cdot d_{i,t}^{min}) + \sum_{i\in D}\sum_{t\in H}(\varphi_{i,t}^{dmax}\cdot d_{i,t}^{max}) \\
&+ \textstyle\sum_{i\in V^{M}}\sum_{t\in H}(\varphi_{i,t}^{mmin}\cdot b_{i,t}) + \sum_{i\in V^{M}}\sum_{t\in H}(\varphi_{i,t}^{mmax}\cdot o_{i,t}) \\
&+ \textstyle\sum_{i<j,(i,j)\in L}\sum_{t\in H}\left(T_{ij}^{max}\cdot\varphi_{ij,t}^{lmin}\right) + \sum_{i<j,(i,j)\in L}\sum_{t\in H}\left(T_{ij}^{max}\cdot\varphi_{ij,t}^{lmax}\right)\Big\}
\end{aligned} \tag{68}$$

Αναδιατάσσοντας τους όρους στην Εξίσωση (68), έχουμε:

$$
\begin{aligned}
&- \sum_{t\in H} \sum_{i\in V^M} (c_{i,t}^{M} \cdot p_{i,t}^{M}) - \sum_{t\in H} \sum_{i\in V^M} (\varphi_{i,t}^{mmin} \cdot b_{i,t}) \\
&\quad - \sum_{t\in H} \sum_{i\in V^M} (\varphi_{i,t}^{mmax} \cdot o_{i,t}) = \sum_{t\in H} \sum_{i\in G} (c_{i,t}^{g} \cdot g_{i,t}) \\
&- \sum_{t\in H} \sum_{i\in D} (c_{i,t}^{d} \cdot d_{i,t}) - \sum_{i\in G} \sum_{t\in H} (\varphi_{i,t}^{gmin} \cdot g_{i}^{min}) \\
&\qquad + \sum_{i\in G} \sum_{t\in H} (\varphi_{i,t}^{gmax} \cdot g_{i}^{max}) \\
&\qquad + \sum_{i\in G} \sum_{t\in H} (\varphi_{i,t}^{grd} \cdot RD_{i}) \\
&+ \sum_{i\in G} \sum_{t\in H} (\varphi_{i,t}^{gru} \cdot RU_{i}) - \sum_{i\in D} \sum_{t\in H} (\varphi_{i,t}^{dmin} \cdot d_{i,t}^{min}) \\
&\qquad + \sum_{i\in D} \sum_{t\in H} (\varphi_{i,t}^{dmax} \cdot d_{i,t}^{max}) \\
&\qquad + \sum_{i<j,(i,j)\in L} \sum_{t\in H} \left(T_{ij}^{max} \cdot \varphi_{ij,t}^{lmin} \right) \\
&+ \sum_{i<j,(i,j)\in L} \sum_{t\in H} \left(T_{ij}^{max} \cdot \varphi_{ij,t}^{lmax} \right) \qquad (69)
\end{aligned}
$$

Η Εξίσωση (45) διαμορφώνεται τελικά ως:

$$
\begin{aligned}
&\min_{X_U \cup X_L \cup \Xi_L \cup \Xi_B} \sum_{t\in H} \sum_{i\in G} (c_{i,t}^{g} \cdot g_{i,t}) - \sum_{t\in H} \sum_{i\in D} (c_{i,t}^{d} \cdot d_{i,t}) \\
&\quad - \sum_{i\in G} \sum_{t\in H} (\varphi_{i,t}^{gmin} \cdot g_{i}^{min}) \\
&+ \sum_{i\in G} \sum_{t\in H} (\varphi_{i,t}^{gmax} \cdot g_{i}^{max}) + \sum_{i\in G} \sum_{t\in H} (\varphi_{i,t}^{grd} \cdot RD_{i}) \\
&\quad + \sum_{i\in G} \sum_{t\in H} (\varphi_{i,t}^{gru} \cdot RU_{i}) - \sum_{i\in D} \sum_{t\in H} (\varphi_{i,t}^{dmin} \cdot d_{i,t}^{min}) \\
&+ \sum_{i\in D} \sum_{t\in H} (\varphi_{i,t}^{dmax} \cdot d_{i,t}^{max}) + \sum_{i<j,(i,j)\in L} \sum_{t\in H} \left(T_{ij}^{max} \cdot \varphi_{ij,t}^{lmin} \right) \\
&\quad + \sum_{i<j,(i,j)\in L} \sum_{t\in H} \left(T_{ij}^{max} \cdot \varphi_{ij,t}^{lmax} \right) \qquad (70)
\end{aligned}
$$

Υπό τους περιορισμούς των Εξισώσεων (1)–(20), (23), (30)–(34), (46)–(65). Παρατηρούμε ότι η συνάρτηση στόχου της εξίσωσης (70) είναι ένα άθροισμα γραμμικών όρων. Επομένως, έχουμε αναδιαμορφώσει την αρχική OPcOP σε ένα επιλύσιμο Μικτό Ακέραιο Γραμμικό Πρόβλημα, το οποίο μπορεί να λυθεί χρησιμοποιώντας έναν εμπορικό λύτη για Μικτό Ακέραιο Γραμμικό Πρόβλημα. Οι μεταβλητές ελέγχου της εξίσωσης (70) είναι αυτές της εξίσωσης (45), με την προσθήκη του συνόλου βοηθητικών δυαδικών μεταβλητών u των Εξισώσεων (46)–(65).

$$
\Xi_B = \{u_{i,t}^{gmin}, u_{i,t}^{gmax}, u_{i,t}^{gru}, u_{i,t}^{grd}, u_{i,t}^{dmin}, u_{i,t}^{dmax}, u_{i,t}^{mmin}, u_{i,t}^{mmax}, u_{ij,t}^{lmin}, u_{ij,t}^{lmax} | (i,t) \in V^M \times H \;\; (ij,t) \in L \times H\}
$$

5. Πειραματικά Αποτελέσματα

Στο κεφάλαιο αυτό αρχικά θα αναλύσουμε την πειραματική διαδικασία και τον τρόπο με τον οποίο θα παρουσιάσουμε τα αποτελέσματα. Στη συνέχεια δίνονται τα αποτελέσματα των δύο δικτύων που εξετάζουμε και τέλος αναλύουμε τα συμπεράσματα ως προς την απόδοση των δύο αλγορίθμων αλλά και την μεταβολή των αποτελεσμάτων συγκριτικά με τις παραμέτρους εκτέλεσης.

5.1 Περιγραφή της Πειραματικής Διαδικασίας

Στη παρούσα εργασία όπως έχουμε προαναφέρει θα εξετάσουμε δύο δίκτυα , το δίκτυο 6 ζυγών και 14 κόμβων συνολικά και το δεύτερο δίκτυο δοκιμής της IEE τριών δικτύων διανομής και συνολικά 42 κόμβων. Για λόγους διευκόλυνσής στη κάθε περίπτωση εκτέλεσης του αλγορίθμου θα αναφερόμαστε στο κάθε δίκτυο ως δίκτυο 14 και 42 κόμβων αντίστοιχα. Για την εύρεση βέλτιστης λύσης θα χρησιμοποιήσουμε τους αλγόριθμούς Nelder-Mead και Simulated Annealing , ο τρίτος αλγόριθμος που εξετάζει όλες τις λύσεις δε θα αναφερθεί στα αποτελέσματα, δεδομένου του μη βιώσιμου χρόνου εκτέλεσης ακόμη και στη περίπτωση μου μικρού δικτύου. Η εκτέλεση των αλγορίθμων θα πραγματοποιηθεί με διαφορετικούς παραμέτρους για να εξετάσουμε και την μεταβολή που παρατηρείται στα κέρδη.

Συγκεκριμένα, θα θέσουμε το αρχικό κόστος επένδυσης στα 137000 ευρώ και το επιτόκιο δανεισμού στο 8%, η μέση ζωή των μπαταριών θα είναι 15 χρόνια.

Αρχικά για το δίκτυο 14 κόμβων θα εξετασθούν 9 διαφορετικές περιπτώσεις. Στις πρώτες τρεις εκτελέσεις θα εξετάσουμε τις αλλαγές στα όρια της Ισχύος. Θα θέσουμε το άνω όριο της ενεργούς ισχύος και αντίστοιχα της άεργου ισχύος στα P_{upper} = 210 MVA και Q_{upper} και αντίστοιχα τα κάτω όρια θα είναι P_{lower}=-210MVA και Q_{lower}= -210 MVAR. Θα εκτελέσουμε τους αλγορίθμους με αυτές τις μεταβλητές και μετά θα εκτελεστούν άλλες δυο περιπτώσεις με χαμηλότερα και υψηλοτέρα όρια.

Η επόμενη περίπτωση που θα εξετασθεί θα έχει κάνει με τη μεταβολή της παραγωγής ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Συγκεκριμένα θα δοκιμάσουμε τη περίπτωση μείωσης αλλά και αύξησης της παραγωγής κατά 25%.

Τέλος για το δίκτυο 14 κόμβων θα εξετάσουμε τη μεταβολή των τιμών των παραγωγών. Θα εξετάσουμε τις περιπτώσεις αύξησης αλλά και μείωσής κατά 20% και 40%.

Στη συνέχεια θα εξετάσουμε το ποιο σύνθετο σύστημα με τα 3 συστήματα διανομής και τους συνολικά 42 κόμβους. Το σύστημα θα εξετασθεί με τις αρχικές του παραμέτρους.

Σε κάθε περίπτωση θα παρουσιάζεται το ημερήσιο κέρδος του FSP και το κέρδος που προκύπτει από την επένδυση των μπαταριών, το οποίο προκύπτει από τη διαφορά του ημερήσιου κέρδους του FSP με την επένδυση των συστημάτων αποθήκευσης με αυτή των κερδών του FSP χωρίς συστήματα αποθήκευσης. Στο ημερήσιο κόστος που προκύπτει για την επένδυση των μπαταριών έχει συμπεριληφθεί στον αλγόριθμο στο κέρδος του FSP, καθώς αποτελεί μεταβλητή του προβλήματος δεδομένου του μη σταθερού αριθμού συστημάτων αποθήκευσης. Το ημερήσιο κόστος των συστημάτων αποθήκευσης θα αναφέρεται για να γνωρίζουμε το μέγεθος της επένδυσης που απαιτείται.

Επίσης θα παρουσιάζεται για κάθε αλγόριθμο το διάγραμμα σύγκλισης στη λύση που βρήκε όπου στο ένα άξονα θα δίνεται το ημερήσιο κέρδος της επένδυσης και στον άλλον ο αριθμός των επαναλήψεων εκτέλεσης μιας δεδομένης κατάστασης του δικτύου.

Τέλος θα δίνεται ο χρόνος εκτέλεσης του κάθε αλγορίθμου. Φυσικά καταλαβαίνουμε πως ο χρόνος εκτέλεσης εξαρτάται από την υπολογιστική ισχύ που διαθέτουμε. Στη περίπτωση μας χρησιμοποιήθηκε προσωπικός υπολογιστής με τα παρακάτω χαρακτηριστικά :

Επεξεργαστής	Intel Core i5-8400 CPU 2.80GHz
Μνήμη RAM	16 GB
Κάρτα Γραφικών	NVIDIA GeForce GTX 1060 3GB
Λειτουργικό Σύστημα	Windows 11

5.2 Σύστημα 14 κόμβων

5.2.1 Περίπτωση 1η

Τα όρια τα Ισχύος που χρησιμοποιήθηκαν στη συγκεκριμένη εκτέλεση παρουσιάζονται παρακάτω:

P_{upper}(MVA)	P_{lower} (MVA)	Q_{upper} (MVAR)	Q_{lower} (MVAR)
210	-210	210	-210

<u>Αλγόριθμος Nelder-Mead</u>

Ο βέλτιστος αριθμός μονάδων αποθήκευσης σε MWh στο κάθε κόμβο που υπολογίστηκαν στη συγκεκριμένη περίπτωση είναι:

Κόμβος 1	Κόμβος 2	Κόμβος 3	Κόμβος 4	Κόμβος 5	Κόμβος 6	Κόμβος 7
3,55	8,83	8,28	13,96	2,46	17,66	2,33

Κόμβος 8	Κόμβος 9	Κόμβος 10	Κόμβος 11	Κόμβος 12	Κόμβος 13	Κόμβος 14
0,08	0,03	0,22	5,29	0,07	0,53	0,08

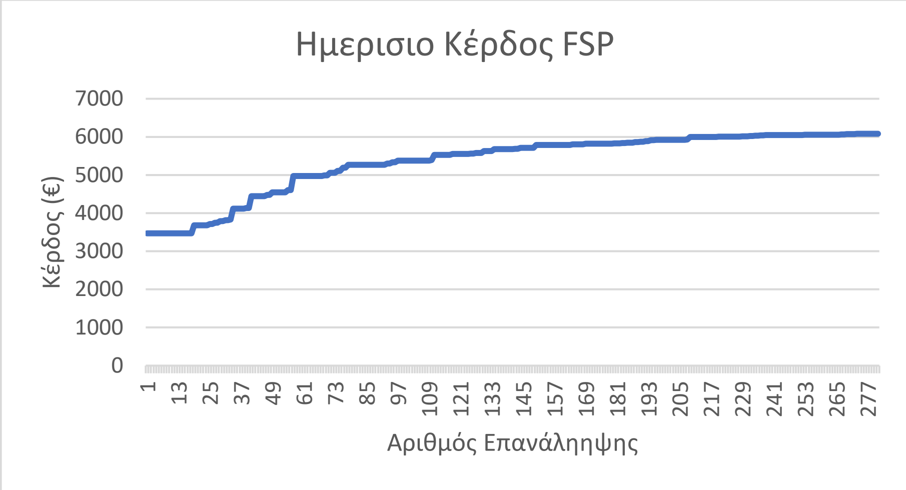
Συνολικά ESS (MWh)	Ημερήσιο Κόστος ESS
63,4	€ 2.780

Τα κέρδη του Διαχειριστή Υπηρεσιών Ευελιξίας(FSP) παρουσιάζονται αναλυτικά στον παρακάτω πίνακα

Ημερήσιο κέρδος FSP	€ 6,082
Ημερήσια κέρδη FSP χωρίς ESS	€ -6,221
Συνολικό κέρδος FSP από τα ESS	€ 12,303

Ο χρόνος εκτέλεσης του αλγορίθμου ήταν 21 λεπτά και 25 δευτερόλεπτα.

Παρακάτω παρουσιάζεται το διάγραμμα σύγκλισης του αλγορίθμου :



Εικόνα 5-1: Διάγραμμα σύγκλισης του Nelder-Mead (Περίπτωση 1)

Αλγόριθμος Simulated Annealing

Ο βέλτιστος αριθμός μονάδων αποθήκευσης σε MWh στο κάθε κόμβο που υπολογίστηκαν στη συγκεκριμένη περίπτωση είναι:

Κόμβος 1	Κόμβος 2	Κόμβος 3	Κόμβος 4	Κόμβος 5	Κόμβος 6	Κόμβος 7
5,61	1,72	0,12	0,27	0,13	3,46	12,29

Κόμβος 8	Κόμβος 9	Κόμβος 10	Κόμβος 11	Κόμβος 12	Κόμβος 13	Κόμβος 14
0,19	4,31	0,15	2,84	21,14	1,93	4,39

Συνολικά ESS (MWh)	Ημερήσιο Κόστος ESS
58,56	€ 2.563

Τα κέρδη του Διαχειριστή Υπηρεσιών Ευελιξίας(FSP) παρουσιάζονται αναλυτικά στον παρακάτω πίνακα

Ημερήσιο κέρδος FSP	€ 6.196
Ημερήσια κέρδη χωρίς μπαταρίες	€ -6.221
Συνολικό κέρδος από τις μπαταρίες	€ 12.417

Ο χρόνος εκτέλεσης του αλγορίθμου ήταν 5 λεπτά και 16 δευτερόλεπτα.

Παρακάτω παρουσιάζεται το διάγραμμα σύγκλισης του αλγορίθμου :

Εικόνα 5-2: Διάγραμμα σύγκλισης του Simulated Annealing (Περίπτωση 1)

5.2.2 Περίπτωση 2^{η} – Αύξηση Ωρίων Ισχύος

Τα όρια τα Ισχύος που χρησιμοποιήθηκαν στη συγκεκριμένη εκτέλεση παρουσιάζονται παρακάτω:

P_{upper}(MVA)	P_{lower} (MVA)	Q_{upper} (MVAR)	Q_{lower} (MVAR)
270	-270	270	-270

<u>Αλγόριθμος Nelder-Mead</u>

Ο βέλτιστος αριθμός μονάδων αποθήκευσης σε MWh στο κάθε κόμβο που υπολογίστηκαν στη συγκεκριμένη περίπτωση είναι:

Κόμβος 1	Κόμβος 2	Κόμβος 3	Κόμβος 4	Κόμβος 5	Κόμβος 6	Κόμβος 7
9,32	1,9	5,61	2,21	0,24	1,35	19,23

Κόμβος 8	Κόμβος 9	Κόμβος 10	Κόμβος 11	Κόμβος 12	Κόμβος 13	Κόμβος 14
5,31	7,2	14,27	3,01	2,35	2,47	0,65

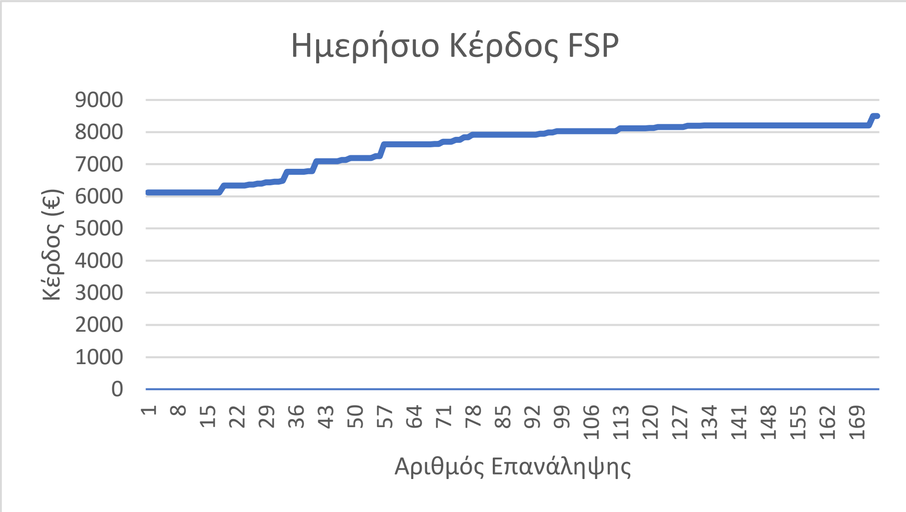
Συνολικά ESS (MWh)	Ημερήσιο Κόστος ESS
75,1	€ 2.780

Τα κέρδη του Διαχειριστή Υπηρεσιών Ευελιξίας(FSP) παρουσιάζονται αναλυτικά στον παρακάτω πίνακα

Ημερήσιο κέρδος FSP	€ 8.500
Ημερήσια κέρδη χωρίς μπαταρίες	€ -5.568
Συνολικό κέρδος από τις μπαταρίες	€ 14.068

Ο χρόνος εκτέλεσης του αλγορίθμου ήταν 14 λεπτά και 20 δευτερόλεπτα.

Παρακάτω παρουσιάζεται το διάγραμμα σύγκλισης του αλγορίθμου :



Εικόνα 5-3: Διάγραμμα σύγκλισης του Nelder-Mead (Περίπτωση 2)

<u>Αλγόριθμος Simulated Annealing</u>

Ο βέλτιστος αριθμός μονάδων αποθήκευσης σε MWh στο κάθε κόμβο που υπολογίστηκαν στη συγκεκριμένη περίπτωση είναι:

Κόμβος 1	Κόμβος 2	Κόμβος 3	Κόμβος 4	Κόμβος 5	Κόμβος 6	Κόμβος 7
5,61	1,72	0,12	0,27	0,13	3,46	12,29

Κόμβος 8	Κόμβος 9	Κόμβος 10	Κόμβος 11	Κόμβος 12	Κόμβος 13	Κόμβος 14
0,19	4,31	0,15	2,84	21,14	1,93	4,39

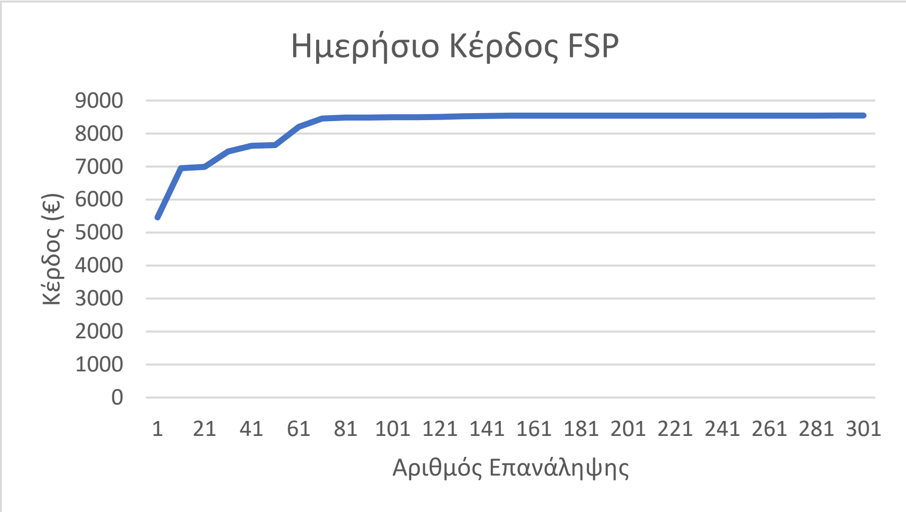
Συνολικά ESS (MWh)	Ημερήσιο Κόστος ESS
58,56	€ 2.872

Ο χρόνος εκτέλεσης του αλγορίθμου ήταν 5 λεπτά και 16 δευτερόλεπτα.

Τα κέρδη του Διαχειριστή Υπηρεσιών Ευελιξίας(FSP) παρουσιάζονται αναλυτικά στον παρακάτω πίνακα

Ημερήσιο κέρδος FSP	€ 8.546
Ημερήσια κέρδη χωρίς μπαταρίες	€ -5.568
Συνολικό κέρδος από τις μπαταρίες	€ 14,114

Παρακάτω παρουσιάζεται το διάγραμμα σύγκλισης του αλγορίθμου :



Εικόνα 5-4: Διάγραμμα σύγκλισης του Simulated Annealing (Περίπτωση 2)

5.2.3 Περίπτωση 3η - Μείωση Ορίων Ισχύος

Τα όρια τα Ισχύος που χρησιμοποιήθηκαν στη συγκεκριμένη εκτέλεση παρουσιάζονται παρακάτω:

P_{upper}(MVA)	P_{lower} (MVA)	Q_{upper} (MVAR)	Q_{lower} (MVAR)
180	-180	180	-180

Αλγόριθμος Nelder-Mead

Ο βέλτιστος αριθμός μονάδων αποθήκευσης σε MWh στο κάθε κόμβο που υπολογίστηκαν στη συγκεκριμένη περίπτωση είναι:

Κόμβος 1	Κόμβος 2	Κόμβος 3	Κόμβος 4	Κόμβος 5	Κόμβος 6	Κόμβος 7
2,38	0,52	0,09	30,28	1,26	0,29	7,96

Κόμβος 8	Κόμβος 9	Κόμβος 10	Κόμβος 11	Κόμβος 12	Κόμβος 13	Κόμβος 14
0,03	3,33	1,62	0,08	6,45	1,51	0,9

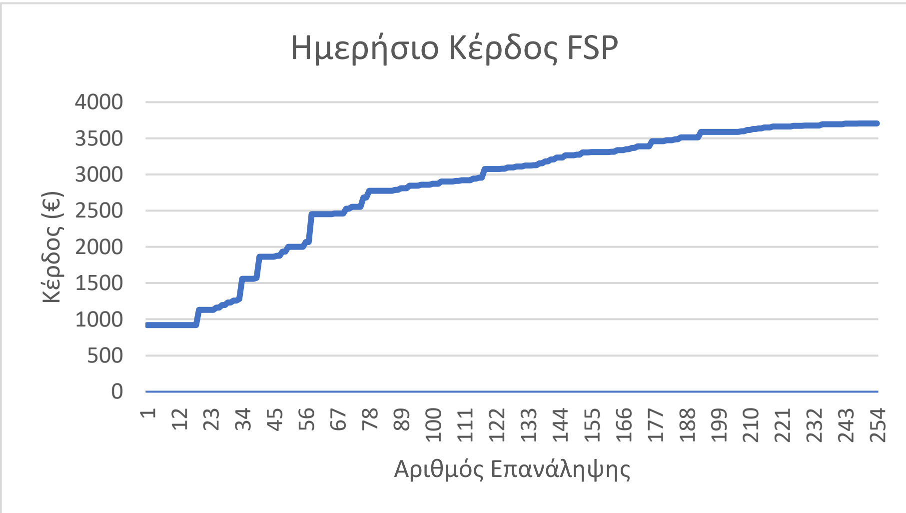
Συνολικά ESS (MWh)	Ημερήσιο Κόστος ESS
56,7	€ 2.486

Τα κέρδη του Διαχειριστή Υπηρεσιών Ευελιξίας(FSP) παρουσιάζονται αναλυτικά στον παρακάτω πίνακα

Ημερήσιο κέρδος FSP	€ 3.759
Ημερήσια κέρδη χωρίς μπαταρίες	€ -6.233
Συνολικό κέρδος από τις μπαταρίες	€ 10.018

Ο χρόνος εκτέλεσης του αλγορίθμου ήταν 21 λεπτά και 50 δευτερόλεπτα.

Παρακάτω παρουσιάζεται το διάγραμμα σύγκλισης του αλγορίθμου :



Εικόνα 5-5: Διάγραμμα σύγκλισης του Nelder-Mead (Περίπτωση 3)

Αλγόριθμος Simulated Annealing

Ο βέλτιστος αριθμός μονάδων αποθήκευσης σε MWh στο κάθε κόμβο που υπολογίστηκαν στη συγκεκριμένη περίπτωση είναι:

Κόμβος 1	Κόμβος 2	Κόμβος 3	Κόμβος 4	Κόμβος 5	Κόμβος 6	Κόμβος 7
5,56	0,42	10,95	0,98	31,23	1,13	0,06

Κόμβος 8	Κόμβος 9	Κόμβος 10	Κόμβος 11	Κόμβος 12	Κόμβος 13	Κόμβος 14
0	0,42	21,28	0,37	2,89	0,04	13,19

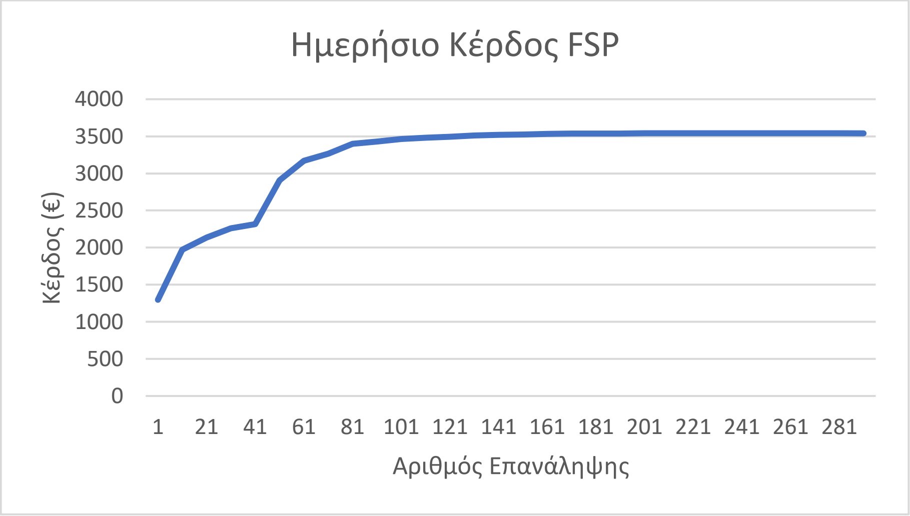
Συνολικά ESS (MWh)	Ημερήσιο Κόστος ESS
88,51	€ 3.881

Τα κέρδη του Διαχειριστή Υπηρεσιών Ευελιξίας(FSP) παρουσιάζονται αναλυτικά στον παρακάτω πίνακα

Ημερήσιο κέρδος FSP	€ 3,540
Ημερήσια κέρδη χωρίς μπαταρίες	-€ 6,233
Συνολικό κέρδος από τις μπαταρίες	€ 9,773

Ο χρόνος εκτέλεσης του αλγορίθμου ήταν 14 λεπτά και 20 δευτερόλεπτα.

Παρακάτω παρουσιάζεται το διάγραμμα σύγκλισης του αλγορίθμου :



Εικόνα 5-6: Διάγραμμα σύγκλισης του Simulated Annealing (Περίπτωση 3)

5.2.4 Περίπτωση 4η – Μείωση Παραγωγής ΑΠΕ

Σε αυτή τη περίπτωση θα εξετάσουμε τα κέρδη με μείωση της παραγωγής των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας κατά 25%. Τα όρια ισχύος από εδώ και στο εξής θα είναι αντίστοιχα με αυτά της πρώτης περίπτωσης

<u>Αλγόριθμος Nelder-Mead</u>

Ο βέλτιστος αριθμός μονάδων αποθήκευσης σε MWh στο κάθε κόμβο που υπολογίστηκαν στη συγκεκριμένη περίπτωση είναι:

Κόμβος 1	**Κόμβος 2**	**Κόμβος 3**	**Κόμβος 4**	**Κόμβος 5**	**Κόμβος 6**	**Κόμβος 7**
6,1	1,37	5,14	3,04	13,71	6,34	7,86

Κόμβος 8	**Κόμβος 9**	**Κόμβος 10**	**Κόμβος 11**	**Κόμβος 12**	**Κόμβος 13**	**Κόμβος 14**
8,21	6,92	12,78	8,38	2,45	4,44	7,5

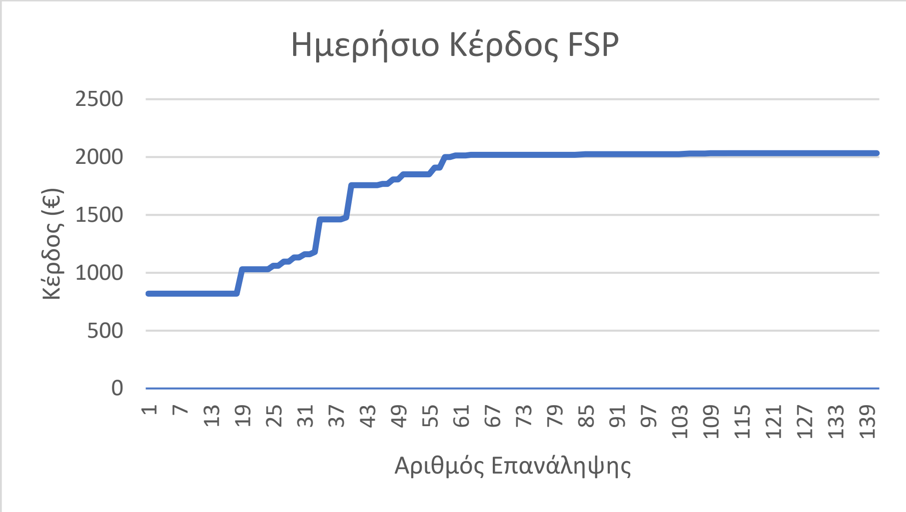
Συνολικά ESS (MWh)	**Ημερήσιο Κόστος ESS**
94,25	€ 4.133

Τα κέρδη του Διαχειριστή Υπηρεσιών Ευελιξίας(FSP) παρουσιάζονται αναλυτικά στον παρακάτω πίνακα

Ημερήσιο κέρδος FSP	€ 2,033
Ημερήσια κέρδη χωρίς μπαταρίες	€ -11,393
Συνολικό κέρδος από τις μπαταρίες	€ 13,426

Ο χρόνος εκτέλεσης του αλγορίθμου ήταν 11 λεπτά και 36 δευτερόλεπτα.

Παρακάτω παρουσιάζεται το διάγραμμα σύγκλισης του αλγορίθμου :



Εικόνα 5-7: Διάγραμμα σύγκλισης του Nelder-Mead (Περίπτωση 4)

Αλγόριθμος Simulated Annealing

Ο βέλτιστος αριθμός μονάδων αποθήκευσης σε MWh στο κάθε κόμβο που υπολογίστηκαν στη συγκεκριμένη περίπτωση είναι:

Κόμβος 1	Κόμβος 2	Κόμβος 3	Κόμβος 4	Κόμβος 5	Κόμβος 6	Κόμβος 7
12,79	1,58	6,74	5,73	4,57	0,97	12,41

Κόμβος 8	Κόμβος 9	Κόμβος 10	Κόμβος 11	Κόμβος 12	Κόμβος 13	Κόμβος 14
7,60	11,66	0,31	11,86	0,29	4,35	13,49

Συνολικά ESS (MWh)	Ημερήσιο Κόστος ESS
94,34	€ 4.136

Τα κέρδη του Διαχειριστή Υπηρεσιών Ευελιξίας(FSP) παρουσιάζονται αναλυτικά στον παρακάτω πίνακα

Ημερήσιο κέρδος FSP	€ 2,032
Ημερήσια κέρδη χωρίς μπαταρίες	€ -11,393
Συνολικό κέρδος από τις μπαταρίες	€ 13,425

Ο χρόνος εκτέλεσης του αλγορίθμου ήταν 2 λεπτά και 57 δευτερόλεπτα.

Παρακάτω παρουσιάζεται το διάγραμμα σύγκλισης του αλγορίθμου :

Εικόνα 5-8: Διάγραμμα σύγκλισης του Simulated Annealing (Περίπτωση 4)

5.2.5 Περίπτωση 5η - Αύξηση Παραγωγής ΑΠΕ

Σε αυτή τη περίπτωση θα εξετάσουμε τα κέρδη με αύξηση της παραγωγής των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας κατά 25%.

Αλγόριθμος Nelder-Mead

Ο βέλτιστος αριθμός μονάδων αποθήκευσης σε MWh στο κάθε κόμβο που υπολογίστηκαν στη συγκεκριμένη περίπτωση είναι:

Κόμβος 1	Κόμβος 2	Κόμβος 3	Κόμβος 4	Κόμβος 5	Κόμβος 6	Κόμβος 7
11,81	0,68	2,5	23,85	0,9	0,11	4,05

Κόμβος 8	Κόμβος 9	Κόμβος 10	Κόμβος 11	Κόμβος 12	Κόμβος 13	Κόμβος 14
0,02	1,46	0,64	0,02	0,2	10,33	4,27

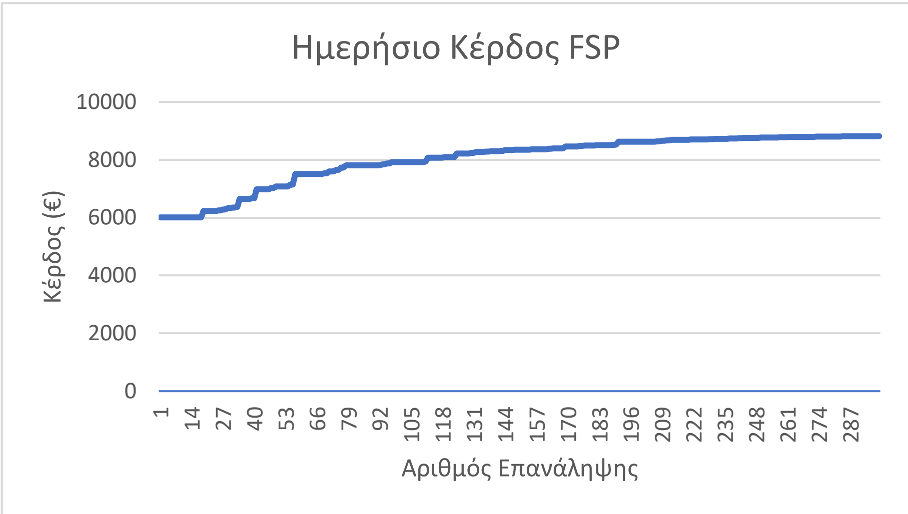
Συνολικά ESS (MWh)	Ημερήσιο Κόστος ESS
60,83	€ 2.667

Τα κέρδη του Διαχειριστή Υπηρεσιών Ευελιξίας(FSP) παρουσιάζονται αναλυτικά στον παρακάτω πίνακα

Ημερήσιο κέρδος FSP	€ 8.817
Ημερήσια κέρδη χωρίς μπαταρίες	€ -543
Συνολικό κέρδος από τις μπαταρίες	€ 9.360

Ο χρόνος εκτέλεσης του αλγορίθμου ήταν 23 λεπτά και 45 δευτερόλεπτα.

Παρακάτω παρουσιάζεται το διάγραμμα σύγκλισης του αλγορίθμου :



Εικόνα 5-9: Διάγραμμα σύγκλισης του Nelder-Mead (Περίπτωση 5)

Αλγόριθμος Simulated Annealing

Ο βέλτιστος αριθμός μονάδων αποθήκευσης σε MWh στο κάθε κόμβο που υπολογίστηκαν στη συγκεκριμένη περίπτωση είναι:

Κόμβος 1	Κόμβος 2	Κόμβος 3	Κόμβος 4	Κόμβος 5	Κόμβος 6	Κόμβος 7
5,12	0,13	7,04	0,32	0,1	4,25	0,29

Κόμβος 8	Κόμβος 9	Κόμβος 10	Κόμβος 11	Κόμβος 12	Κόμβος 13	Κόμβος 14
0,75	0	1,06	12,12	1,62	10,49	8,49

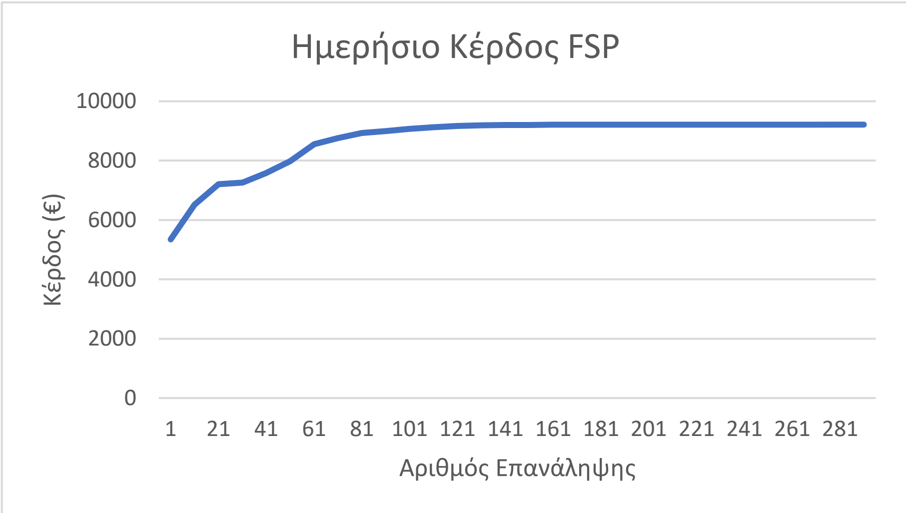
Συνολικά ESS (MWh)	Ημερήσιο Κόστος ESS
51,79	€ 2.271

Τα κέρδη του Διαχειριστή Υπηρεσιών Ευελιξίας(FSP) παρουσιάζονται αναλυτικά στον παρακάτω πίνακα

Ημερήσιο κέρδος FSP	€ 9,213
Ημερήσια κέρδη χωρίς μπαταρίες	€ -543
Συνολικό κέρδος από τις μπαταρίες	€ 9,756

Ο χρόνος εκτέλεσης του αλγορίθμου ήταν 15 λεπτά και 11 δευτερόλεπτα.

Παρακάτω παρουσιάζεται το διάγραμμα σύγκλισης του αλγορίθμου :



Εικόνα 5-10: Διάγραμμα σύγκλισης του Simulated Annealing (Περίπτωση 5)

5.2.6 Περίπτωση 6^{η} – Αύξηση Τιμής Ενέργειας των Παραγωγών (20%)

Σε αυτή τη περίπτωση θα εξετάσουμε τα κέρδη με αύξηση της τιμής €/MWh των παραγωγών ενέργειας κατά 20%

Αλγόριθμος Nelder-Mead

Ο βέλτιστος αριθμός μονάδων αποθήκευσης σε MWh στο κάθε κόμβο που υπολογίστηκαν στη συγκεκριμένη περίπτωση είναι:

Κόμβος 1	Κόμβος 2	Κόμβος 3	Κόμβος 4	Κόμβος 5	Κόμβος 6	Κόμβος 7
2.92	24.29	8.91	0.08	7.27	0.07	2.95

Κόμβος 8	Κόμβος 9	Κόμβος 10	Κόμβος 11	Κόμβος 12	Κόμβος 13	Κόμβος 14
0.09	0.33	0.96	1.27	15.78	0.27	4.57

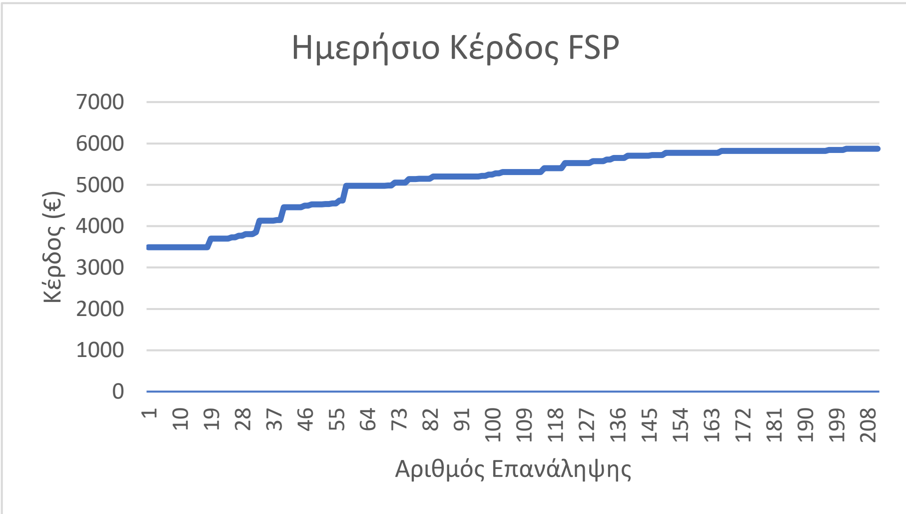
Συνολικά ESS (MWh)	Ημερήσιο Κόστος ESS
69,76	€ 3.059

Τα κέρδη του Διαχειριστή Υπηρεσιών Ευελιξίας(FSP) παρουσιάζονται αναλυτικά στον παρακάτω πίνακα

Ημερήσιο κέρδος FSP	€ 5.871
Ημερήσια κέρδη χωρίς μπαταρίες	€ -6.924
Συνολικό κέρδος από τις μπαταρίες	€ 12.795

Ο χρόνος εκτέλεσης του αλγορίθμου ήταν 14 λεπτά και 34 δευτερόλεπτα.

Παρακάτω παρουσιάζεται το διάγραμμα σύγκλισης του αλγορίθμου :



Εικόνα 5-11: Διάγραμμα σύγκλισης του Nelder-Mead (Περίπτωση 6)

<u>Αλγόριθμος Simulated Annealing</u>

Ο βέλτιστος αριθμός μονάδων αποθήκευσης σε MWh στο κάθε κόμβο που υπολογίστηκαν στη συγκεκριμένη περίπτωση είναι:

Κόμβος 1	Κόμβος 2	Κόμβος 3	Κόμβος 4	Κόμβος 5	Κόμβος 6	Κόμβος 7
6,49	19,66	10,24	0,53	0,26	0,54	3,6

Κόμβος 8	Κόμβος 9	Κόμβος 10	Κόμβος 11	Κόμβος 12	Κόμβος 13	Κόμβος 14
0,29	0,10	0,23	0,40	1,54	15,47	2,30

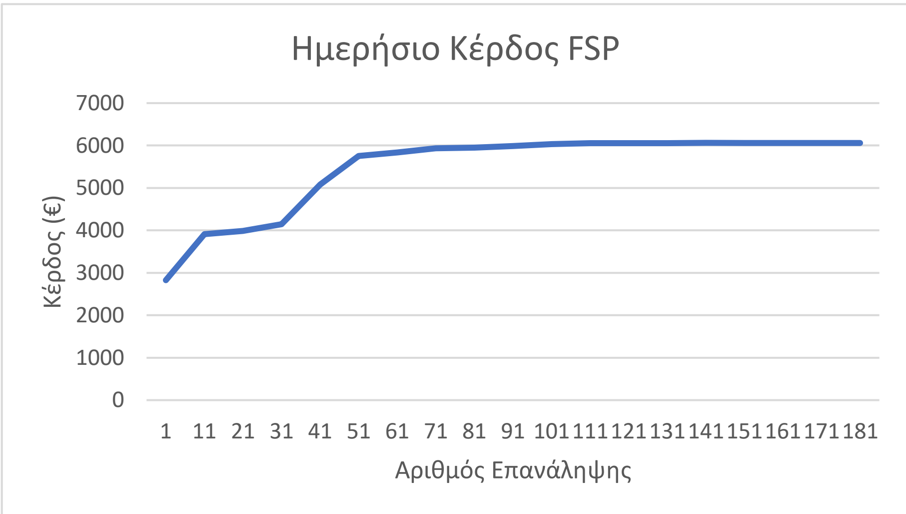
Συνολικά ESS (MWh)	Ημερήσιο Κόστος ESS
51,79	€ 2.704

Τα κέρδη του Διαχειριστή Υπηρεσιών Ευελιξίας(FSP) παρουσιάζονται αναλυτικά στον παρακάτω πίνακα

Ημερήσιο κέρδος FSP	€ 6.061
Ημερήσια κέρδη χωρίς μπαταρίες	€ -6.924
Συνολικό κέρδος από τις μπαταρίες	€ 12.985

Ο χρόνος εκτέλεσης του αλγορίθμου ήταν 15 λεπτά και 11 δευτερόλεπτα.

Παρακάτω παρουσιάζεται το διάγραμμα σύγκλισης του αλγορίθμου :



Εικόνα 5-12: Διάγραμμα σύγκλισης του Simulated Annealing (Περίπτωση 6)

5.2.7 Περίπτωση 7η - Αύξηση Τιμής Ενέργειας των Παραγωγών (40%)

Σε αυτή τη περίπτωση θα εξετάσουμε τα κέρδη με αύξηση της τιμής €/MWh των παραγωγών ενέργειας κατά 40%

Αλγόριθμος Nelder-Mead

Ο βέλτιστος αριθμός μονάδων αποθήκευσης σε MWh στο κάθε κόμβο που υπολογίστηκαν στη συγκεκριμένη περίπτωση είναι:

Κόμβος 1	Κόμβος 2	Κόμβος 3	Κόμβος 4	Κόμβος 5	Κόμβος 6	Κόμβος 7
14,36	0,13	0,11	0,02	0,05	0,23	5,81

Κόμβος 8	Κόμβος 9	Κόμβος 10	Κόμβος 11	Κόμβος 12	Κόμβος 13	Κόμβος 14
1,03	4,59	8,4	3,57	21,56	0,41	4,38

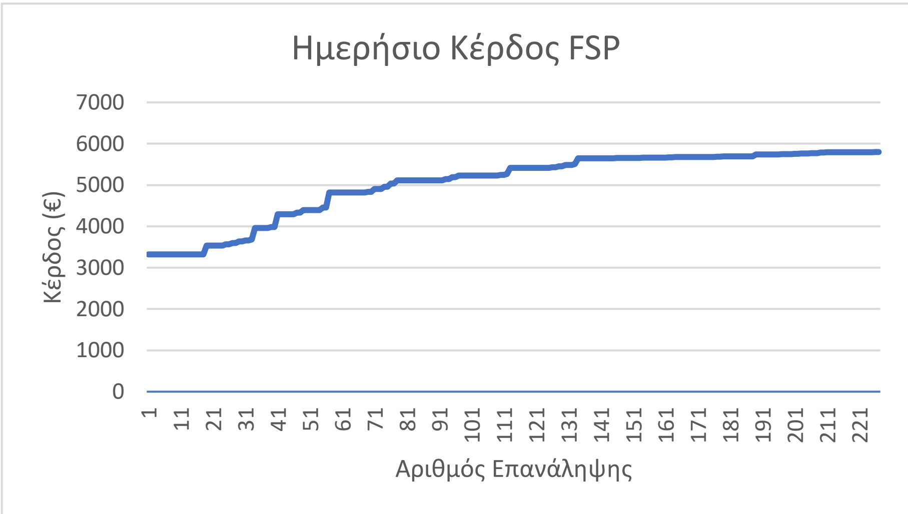
Συνολικά ESS (MWh)	Ημερήσιο Κόστος ESS
64,65	€ 2.835

Τα κέρδη του Διαχειριστή Υπηρεσιών Ευελιξίας(FSP) παρουσιάζονται αναλυτικά στον παρακάτω πίνακα

Ημερήσιο κέρδος FSP	€ 5.799
Ημερήσια κέρδη χωρίς μπαταρίες	€ -7.246
Συνολικό κέρδος από τις μπαταρίες	€ 13.045

Ο χρόνος εκτέλεσης του αλγορίθμου ήταν 17 λεπτά και 1 δευτερόλεπτα.

Παρακάτω παρουσιάζεται το διάγραμμα σύγκλισης του αλγορίθμου :



Εικόνα 5-13: Διάγραμμα σύγκλισης του Nelder-Mead (Περίπτωση 7)

Αλγόριθμος Simulated Annealing

Ο βέλτιστος αριθμός μονάδων αποθήκευσης σε MWh στο κάθε κόμβο που υπολογίστηκαν στη συγκεκριμένη περίπτωση είναι:

Κόμβος 1	Κόμβος 2	Κόμβος 3	Κόμβος 4	Κόμβος 5	Κόμβος 6	Κόμβος 7
5,25	4,39	0	0,59	1,64	2,88	0,2

Κόμβος 8	Κόμβος 9	Κόμβος 10	Κόμβος 11	Κόμβος 12	Κόμβος 13	Κόμβος 14
5,30	0,03	28,58	23,63	10,75	0,06	1,69

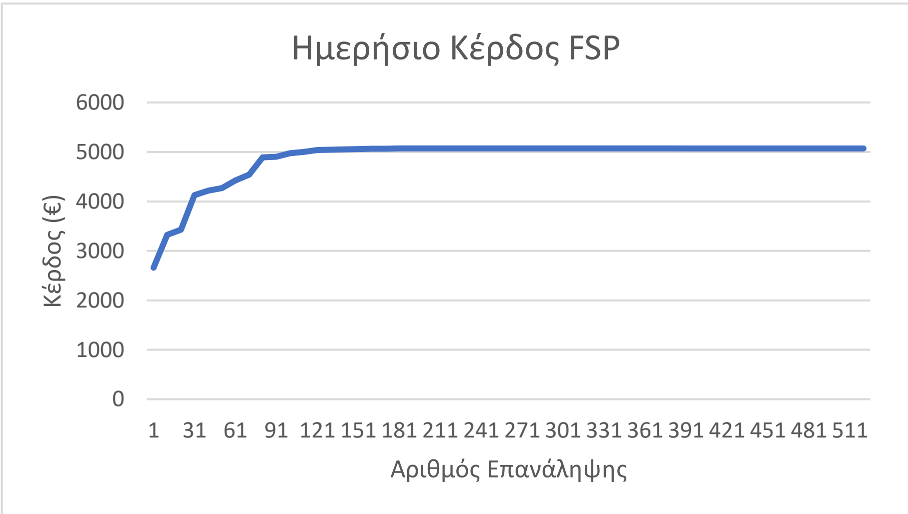
Συνολικά ESS (MWh)	Ημερήσιο Κόστος ESS
85	€ 3.727

Τα κέρδη του Διαχειριστή Υπηρεσιών Ευελιξίας(FSP) παρουσιάζονται αναλυτικά στον παρακάτω πίνακα

Ημερήσιο κέρδος FSP	€ 5.070
Ημερήσια κέρδη χωρίς μπαταρίες	€ -7,246
Συνολικό κέρδος από τις μπαταρίες	€ 12.316

Ο χρόνος εκτέλεσης του αλγορίθμου ήταν 24 λεπτά και 18 δευτερόλεπτα.

Παρακάτω παρουσιάζεται το διάγραμμα σύγκλισης του αλγορίθμου :



Εικόνα 5-14: Διάγραμμα σύγκλισης του Simulated Annealing (Περίπτωση 7)

5.2.8 Περίπτωση 8η - Μείωση Τιμής Ενέργειας των Παραγωγών (20%)

Σε αυτή τη περίπτωση θα εξετάσουμε τα κέρδη με μείωση της τιμής €/MWh των παραγωγών ενέργειας κατά 20%

Αλγόριθμος Nelder-Mead

Ο βέλτιστος αριθμός μονάδων αποθήκευσης σε MWh στο κάθε κόμβο που υπολογίστηκαν στη συγκεκριμένη περίπτωση είναι:

Κόμβος 1	Κόμβος 2	Κόμβος 3	Κόμβος 4	Κόμβος 5	Κόμβος 6	Κόμβος 7
3,50	0,24	9,18	0,48	7,76	24,42	0,14

Κόμβος 8	Κόμβος 9	Κόμβος 10	Κόμβος 11	Κόμβος 12	Κόμβος 13	Κόμβος 14
4,35	3,26	1,73	0,1	1,29	0,8	0,58

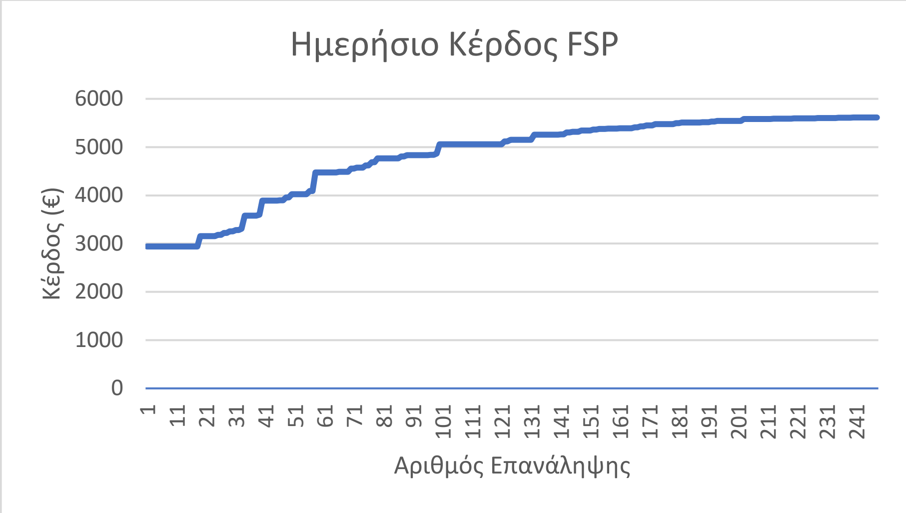
Συνολικά ESS (MWh)	Ημερήσιο Κόστος ESS
57,84	€ 2.536

Τα κέρδη του Διαχειριστή Υπηρεσιών Ευελιξίας(FSP) παρουσιάζονται αναλυτικά στον παρακάτω πίνακα

Ημερήσιο κέρδος FSP	€ 5.613
Ημερήσια κέρδη χωρίς μπαταρίες	€ -5.759
Συνολικό κέρδος από τις μπαταρίες	€ 11.372

Ο χρόνος εκτέλεσης του αλγορίθμου ήταν 19 λεπτά και 16 δευτερόλεπτα.

Παρακάτω παρουσιάζεται το διάγραμμα σύγκλισης του αλγορίθμου :



Εικόνα 5-15: Διάγραμμα σύγκλισης του Nelder-Mead (Περίπτωση 8)

Αλγόριθμος Simulated Annealing

Ο βέλτιστος αριθμός μονάδων αποθήκευσης σε MWh στο κάθε κόμβο που υπολογίστηκαν στη συγκεκριμένη περίπτωση είναι:

Κόμβος 1	Κόμβος 2	Κόμβος 3	Κόμβος 4	Κόμβος 5	Κόμβος 6	Κόμβος 7
7,70	0,04	6,03	2,88	7,71	11,86	2,51

Κόμβος 8	Κόμβος 9	Κόμβος 10	Κόμβος 11	Κόμβος 12	Κόμβος 13	Κόμβος 14
5,17	0,03	34,86	0,18	2,86	0,08	9,11

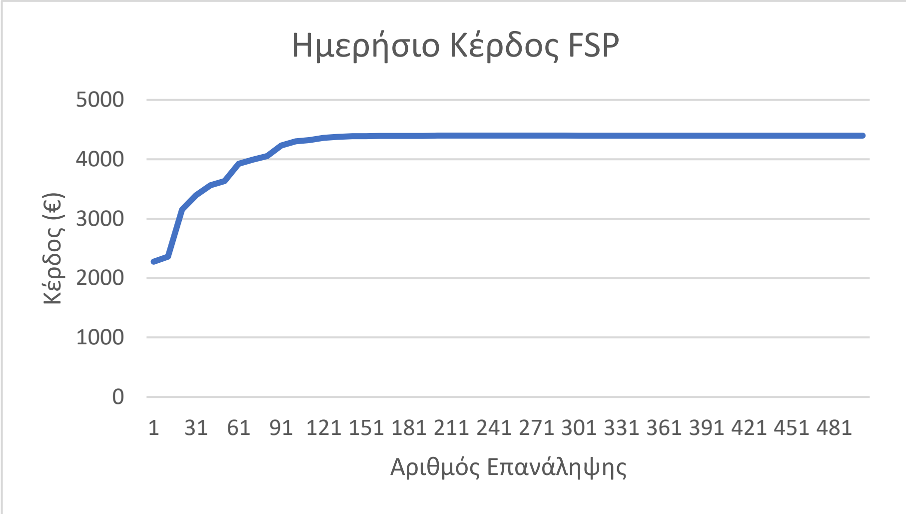
Συνολικά ESS (MWh)	Ημερήσιο Κόστος ESS
91	€ 3.992

Τα κέρδη του Διαχειριστή Υπηρεσιών Ευελιξίας(FSP) παρουσιάζονται αναλυτικά στον παρακάτω πίνακα

Ημερήσιο κέρδος FSP	€ 4.399
Ημερήσια κέρδη χωρίς μπαταρίες	€ -5.759
Συνολικό κέρδος από τις μπαταρίες	€ 10.158

Ο χρόνος εκτέλεσης του αλγορίθμου ήταν 23 λεπτά και 22 δευτερόλεπτα.

Παρακάτω παρουσιάζεται το διάγραμμα σύγκλισης του αλγορίθμου :



Εικόνα 5-16: Διάγραμμα σύγκλισης του Simulated Annealing (Περίπτωση 8)

5.2.9 Περίπτωση 9η - Μείωση Τιμής Ενέργειας των Παραγωγών (40%)

Σε αυτή τη περίπτωση θα εξετάσουμε τα κέρδη με μείωση της τιμής €/MWh των παραγωγών ενέργειας κατά 40%

<u>Αλγόριθμος Nelder-Mead</u>

Ο βέλτιστος αριθμός μονάδων αποθήκευσης σε MWh στο κάθε κόμβο που υπολογίστηκαν στη συγκεκριμένη περίπτωση είναι:

Κόμβος 1	Κόμβος 2	Κόμβος 3	Κόμβος 4	Κόμβος 5	Κόμβος 6	Κόμβος 7
5,88	0,74	1,1	13,51	0,1	1,01	23,71

Κόμβος 8	Κόμβος 9	Κόμβος 10	Κόμβος 11	Κόμβος 12	Κόμβος 13	Κόμβος 14
0,17	0,3	0,67	1,15	0,3	2,41	1,25

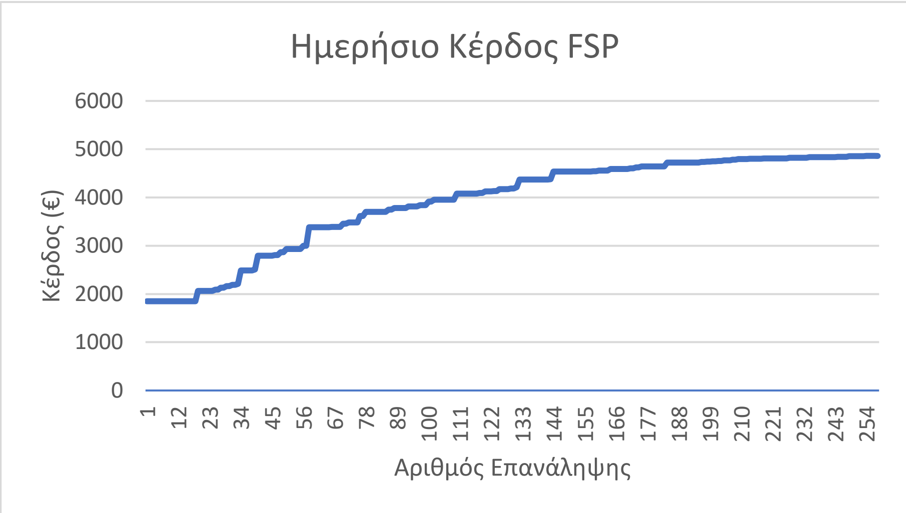
Συνολικά ESS (MWh)	Ημερήσιο Κόστος ESS
52,3	€ 2.293

Τα κέρδη του Διαχειριστή Υπηρεσιών Ευελιξίας(FSP) παρουσιάζονται αναλυτικά στον παρακάτω πίνακα

Ημερήσιο κέρδος FSP	€ 4.860
Ημερήσια κέρδη χωρίς μπαταρίες	€ -5.568
Συνολικό κέρδος από τις μπαταρίες	€ 10.428

Ο χρόνος εκτέλεσης του αλγορίθμου ήταν 20 λεπτά και 23 δευτερόλεπτα.

Παρακάτω παρουσιάζεται το διάγραμμα σύγκλισης του αλγορίθμου :



Εικόνα 5-17: Διάγραμμα σύγκλισης του Nelder-Mead (Περίπτωση 9)

<u>Αλγόριθμος Simulated Annealing</u>

Ο βέλτιστος αριθμός μονάδων αποθήκευσης σε MWh στο κάθε κόμβο που υπολογίστηκαν στη συγκεκριμένη περίπτωση είναι:

Κόμβος 1	Κόμβος 2	Κόμβος 3	Κόμβος 4	Κόμβος 5	Κόμβος 6	Κόμβος 7
10,33	2,2	2,77	0,28	3,1	10,26	7,24

Κόμβος 8	Κόμβος 9	Κόμβος 10	Κόμβος 11	Κόμβος 12	Κόμβος 13	Κόμβος 14
0	4,75	0,93	3,06	4,92	0,62	0,9

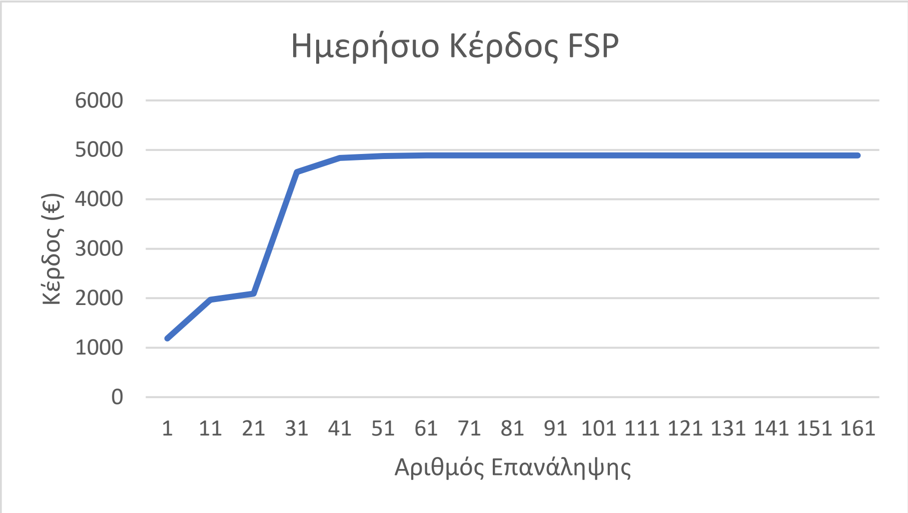
Συνολικά ESS (MWh)	Ημερήσιο Κόστος ESS
51,35	€ 2.252

Τα κέρδη του Διαχειριστή Υπηρεσιών Ευελιξίας(FSP) παρουσιάζονται αναλυτικά στον παρακάτω πίνακα

Ημερήσιο κέρδος FSP	€ 4,887
Ημερήσια κέρδη χωρίς μπαταρίες	€ -5.568
Συνολικό κέρδος από τις μπαταρίες	€ 10.455

Ο χρόνος εκτέλεσης του αλγορίθμου ήταν 7 λεπτά και 53 δευτερόλεπτα.

Παρακάτω παρουσιάζεται το διάγραμμα σύγκλισης του αλγορίθμου :



Εικόνα 5-18: Διάγραμμα σύγκλισης του Simulated Annealing (Περίπτωση 9)

5.3 Σύστημα 3 Δικτύων Διανομής συνολικά 42 κόμβων

Περίπτωση 10η

Τα όρια τα Ισχύος που χρησιμοποιήθηκαν και στα τρία δίκτυα διανομής στη συγκεκριμένη εκτέλεση παρουσιάζονται παρακάτω:

P_{upper}(MVA)	P_{lower} (MVA)	Q_{upper} (MVAR)	Q_{lower} (MVAR)
210	-210	210	-210

<u>Αλγόριθμος Nelder-Mead</u>

Ο βέλτιστος αριθμός μονάδων αποθήκευσης σε MWh στο κάθε κόμβο του κάθε δικτύου διανομής που υπολογίστηκαν στη συγκεκριμένη περίπτωση είναι:

Δίκτυο Διανομής 1

Κόμβος 1	Κόμβος 2	Κόμβος 3	Κόμβος 4	Κόμβος 5	Κόμβος 6	Κόμβος 7
3,39	1,98	1,65	1,82	1,16	1,79	0,94

Κόμβος 8	Κόμβος 9	Κόμβος 10	Κόμβος 11	Κόμβος 12	Κόμβος 13	Κόμβος 14
1,07	1,23	1,30	0,59	3,81	0,45	3,22

Δίκτυο Διανομής 2

Κόμβος 1	Κόμβος 2	Κόμβος 3	Κόμβος 4	Κόμβος 5	Κόμβος 6	Κόμβος 7
1,67	0,73	0,47	0,06	0,2	0,02	0,65

Κόμβος 8	Κόμβος 9	Κόμβος 10	Κόμβος 11	Κόμβος 12	Κόμβος 13	Κόμβος 14
0,04	0,51	1,94	0,67	1,06	0,29	0,05

Δίκτυο Διανομής 3

Κόμβος 1	Κόμβος 2	Κόμβος 3	Κόμβος 4	Κόμβος 5	Κόμβος 6	Κόμβος 7
0,21	0,14	0,11	0,12	0,13	1,30	0,18

Κόμβος 8	Κόμβος 9	Κόμβος 10	Κόμβος 11	Κόμβος 12	Κόμβος 13	Κόμβος 14
0,01	0,08	0	2,88	0,01	0,11	0,11

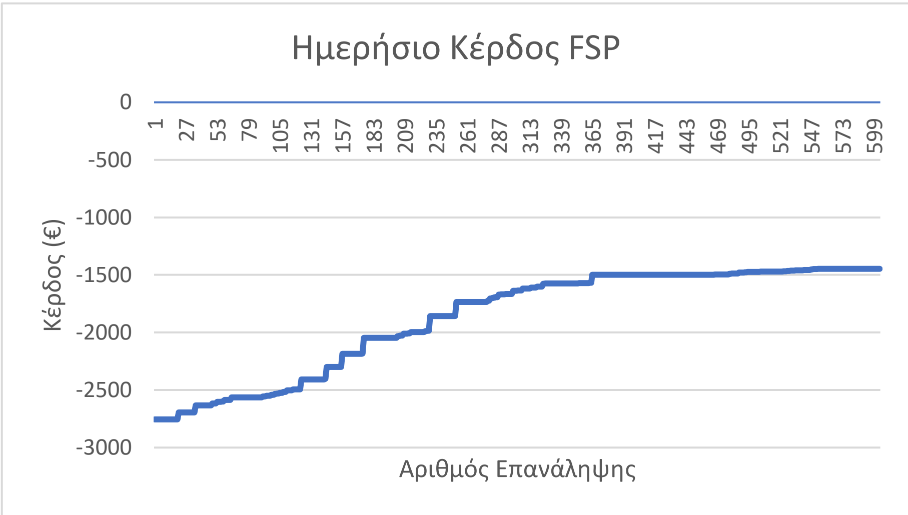
Συνολικά ESS (MWh)	**Ημερήσιο Κόστος ESS**
38,12	€ 1.672

Τα κέρδη του Διαχειριστή Υπηρεσιών Ευελιξίας(FSP) παρουσιάζονται αναλυτικά στον παρακάτω πίνακα

Ημερήσιο κέρδος FSP	€ -1.447
Ημερήσια κέρδη FSP χωρίς ESS	€ -1.711
Συνολικό κέρδος FSP από τα ESS	€ 204

Ο χρόνος εκτέλεσης του αλγορίθμου ήταν 13 ώρες 2 λεπτά και 24 δευτερόλεπτα.

Παρακάτω παρουσιάζεται το διάγραμμα σύγκλισης του αλγορίθμου :



Εικόνα 5-19: Διάγραμμα σύγκλισης του Nelder-Mead (Περίπτωση 10)

<u>Αλγόριθμος Simulated Annealing</u>

Ο βέλτιστος αριθμός μονάδων αποθήκευσης σε MWh στο κάθε κόμβο του κάθε δικτύου διανομής που υπολογίστηκαν στη συγκεκριμένη περίπτωση είναι:

Δίκτυο Διανομής 1

Κόμβος 1	Κόμβος 2	Κόμβος 3	Κόμβος 4	Κόμβος 5	Κόμβος 6	Κόμβος 7
0,07	3,02	0,84	3,88	4,48	3,79	0,24

Κόμβος 8	Κόμβος 9	Κόμβος 10	Κόμβος 11	Κόμβος 12	Κόμβος 13	Κόμβος 14
0,83	3,39	1,95	0,18	0,35	0,37	1,56

Δίκτυο Διανομής 2

Κόμβος 1	Κόμβος 2	Κόμβος 3	Κόμβος 4	Κόμβος 5	Κόμβος 6	Κόμβος 7
2,52	0,16	1,1	0,53	0,63	0,13	0,72

Κόμβος 8	Κόμβος 9	Κόμβος 10	Κόμβος 11	Κόμβος 12	Κόμβος 13	Κόμβος 14
0,01	0,13	0,67	2,32	0,36	2,54	1,02

Δίκτυο Διανομής 3

Κόμβος 1	Κόμβος 2	Κόμβος 3	Κόμβος 4	Κόμβος 5	Κόμβος 6	Κόμβος 7
0,79	0	0	0,02	0,02	0,05	0,47

Κόμβος 8	Κόμβος 9	Κόμβος 10	Κόμβος 11	Κόμβος 12	Κόμβος 13	Κόμβος 14
1,71	0,18	0,11	0,03	0,13	0,36	0

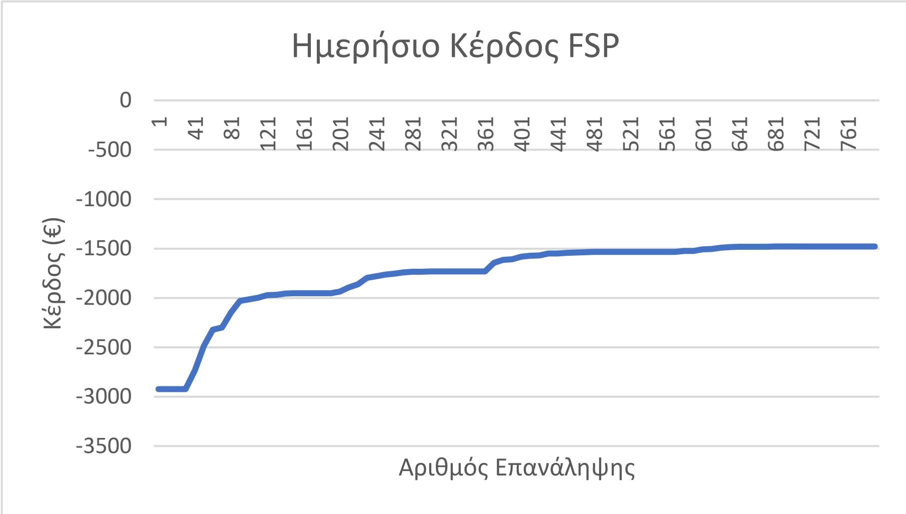
Συνολικά ESS (MWh)	Ημερήσιο Κόστος ESS
24,93	1.093

Τα κέρδη του Διαχειριστή Υπηρεσιών Ευελιξίας(FSP) παρουσιάζονται αναλυτικά στον παρακάτω πίνακα

Ημερήσιο κέρδος FSP	€ -1.480
Ημερήσια κέρδη FSP χωρίς ESS	€ -1.711
Συνολικό κέρδος FSP από τα ESS	€ 231

Ο χρόνος εκτέλεσης του αλγορίθμου ήταν 5 λεπτά και 16 δευτερόλεπτα,

Παρακάτω παρουσιάζεται το διάγραμμα σύγκλισης του αλγορίθμου :



Εικόνα 5-20: Διάγραμμα σύγκλισης του Simulated Annealing (Περίπτωση 10)

6. Συμπεράσματα

Στο κεφάλαιο αυτό θα αναλύσουμε και θα σχολιάσουμε τα αποτελέσματα της πειραματικής διαδικασίας. Αρχικά θα σχολιάσουμε τους δυο αλγορίθμους τους οποίους χρησιμοποιήσαμε και στη συνέχεια θα βγάλουμε αναλύσουμε τα αποτελέσματα μας για το κάθε ένα από τα δύο δίκτυα που εξετάσθηκαν στη παρούσα εργασία.

6.1 Σύγκριση αλγορίθμων

Στις περισσότερες περιπτώσεις και οι δύο αλγόριθμοι έβρισκαν λύση με παρόμοια κέρδη. Παρόλα αυτά παρατηρούμε ότι ακόμη και στις περιπτώσεις όπου το κέρδος των δύο αλγορίθμων είναι ίδιο , όπως αυτό στη περίπτωση μείωσης των Ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, ο αριθμός των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας σε κάθε κόμβο είναι διαφορετικός. Αυτό μας δείχνει την πολυπλοκότητα του χώρου λύσης και το πλήθος των λύσεων. Ο χρόνος εκτέλεσης του αλγορίθμου Simulated Annealing ήταν αρκετά μικρότερος στις περισσότερες περιπτώσεις, αν και αυτό εξαρτάται και από τις παραμέτρους αναζήτησης που θέσουμε. Χαρακτηριστικά στη περίπτωση εξέτασης του δικτύου 42 συνολικών κόμβων θέσαμε μικρό αριθμό επανανόπτησης με σκοπό την αναζήτηση σε μεγαλύτερο χώρο για την αποφυγή εγκλωβισμού του σε τοπικά μέγιστα διότι παρατηρήθηκε δυσκολία σύγκλησης σε βέλτιστη λύση. Στην τελική ανάλυση των κερδών θα παίρνεται ως τελική λύση μεταξύ των δυο αλγορίθμων αυτή που αποφέρει το μεγαλύτερο κέρδος λόγω της εγκατάστασης των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας.

6.2 Ανάλυση Κερδών FSP στο δίκτυο 14 κόμβων

Συμπεραίνουμε από τα δεδομένα μας ότι η τοποθέτηση συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας είναι κερδοφόρα, κέρδος το οποίο μπορεί να είναι αρκετά μεγάλο αναλόγως με τις παραμέτρους του συστήματος. Από τη πρώτη περίπτωση που εξετάσαμε, το δίκτυο 14 κόμβων μπορεί να αποφέρει ημερήσιο κέρδος 12417€ για τον διαχειριστή. Το κέρδος αυτό επηρεάζεται όπως είδαμε άμεσα από τις παραμέτρους του συστήματος. Είδαμε πως επηρεάστηκε το κέρδος από τη μεταβολή των ορίων Ισχύος , όπου αυξάνοντας τα όρια κατά 60 MVA αυξήθηκε το κέρδος κατά 13% ενώ αντίστοιχα στη μείωση των ορίων ισχύος κατά 30MVA είχε ως αποτέλεσμα τη μείωση των κερδών κατά 19%. Η μεταβολή των ορίων ισχύος είναι μια παράμετρος η οποία δε μεταβάλλεται συχνά και συνήθως δεν εξαρτάται από στοχαστικούς παράγοντες. Έτσι σε μια μακροπρόθεσμη μελέτη ενός συστήματος ενέργειας μπορεί να προβλεφθεί. Αντιθέτως με τις παραμέτρους παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πήγες ή και τη μεταβολή της τιμής ενέργειας από τους παραγωγούς.

Η παραγωγή από ανανεώσιμες πήγες οφείλεται σε στατιστικές συνεπώς δε μπορεί να θεωρηθεί δεδομένη. Έτσι εμείς εξετάσαμε την περίπτωση αύξησης αλλά και μείωσης της παραγωγής κατά 25%. Εδώ παρατηρούμε ότι κατά την μείωση των ΑΠΕ κατά 25% το κέρδος αυξήθηκε κατά 8% ενώ όταν αυξήθηκε η παραγωγή κατά 25% το κέρδος μειώθηκε κατά 21%. Εδώ θα πρέπει να αναφερθεί ο διαχωρισμός μεταξύ του κέρδους του διαχειριστή και του κέρδους της επένδυσης από την τοποθέτηση συστημάτων αποθήκευσης. Καθώς κατά την μείωση των ΑΠΕ κατά 25% το κέρδος του διαχειριστή μειώθηκε κατά 67%, το οποίο είναι λογικό δεδομένο της απώλειας της παραγωγής, αυτό όμως δε σχετίζεται από το κέρδος της επένδυσης των μπαταριών, καθώς το κέρδος επένδυσης προκύπτει από τη διαφορά μεταξύ της ύπαρξης η όχι των συστημάτων αποθήκευσης στη κάθε περίπτωση.

Ένας ακόμη παράγοντας που μεταβάλλεται και δε μπορεί να προβλεφθεί είναι το κόστος ενέργειας των παραγωγών μέσω γεννητριών. Το κόστος ενέργειας που δίνουν οι παραγωγοί βέβαια δεν μεταβάλλεται με το ρυθμό μεταβολής της παραγωγή ΑΠΕ, επίσης δε μεταβάλλεται σε ωριαίο η ημερήσιο ρυθμό όπως τα ΑΠΕ η μεταβολές είναι μικρότερες και με μικρότερους ρυθμούς. Βέβαια η παραγωγή ΑΠΕ μπορεί να υπολογιστεί ενδεικτικά κα σε ετήσιο χρονοδιάγραμμα θα παραμείνει σταθερό με σχετικά μικρές αποκλείσεις. Αντιθέτως το κόστος παραγωγής από τις γεννήτριες μπορεί να μεταβληθεί αρκετά σε ετήσιο βαθμό και δεν είναι εύκολα προβλέψιμο, όπως συνέβη χαρακτηριστικά τα τελευταία έτη στη Χώρα μας. Γι’ αυτό θα εξετασθούν τέσσερις περιπτώσεις που θα αφορούν την μείωση αλλά και αύξηση του κόστους παραγωγής από τις γεννήτριες κατά 20% και 40%.

Αυξάνοντας το κόστος των παραγωγών κατά 20% το κέρδος από τη χρήση συστημάτων αποθήκευσης αυξήθηκε κατά 4.5% ενώ κατά την αύξηση του κόστους κατά 40% το κέρδος αυξήθηκε κατά 5%. Αντίστοιχα κατά τη μείωση του κόστους παραγωγής κατά 20 % το κέρδος μειώθηκε κατά 8.5% ενώ στη μείωση κατά 40% το κέρδος μειώθηκε κατά 16%. Πάλι παρατηρούμε πως το κέρδος του διαχειριστή δε ταυτίζεται με αυτό της επένδυσης των συστημάτων αποθήκευσης. Χαρακτηριστικά βλέπουμε πως η αύξηση της τιμής της παραγωγής δεν επηρεάζει σε μεγάλο βαθμό τα κέρδη , καθώς η αύξηση από 20% σε 40% , το οποίο αποτελεί πολύ μεγάλη αύξηση, το κέρδος αυξήθηκε κατά μόλις 0,5% συνεπώς δεν είναι παράγοντας που επηρεάζει την απόφαση της επένδυσης. Η μείωση της τιμής παραγωγής είχε μεγαλύτερη επίδραση στη μεταβολή του κέρδους. Βέβαια η μείωση της τιμής παραγωγής είναι ποιο σπάνια μεταβολές της τάξεως του 40% είναι απίθανες.

6.3 Ανάλυση Κερδών FSP στο δίκτυο 3 Δικτύων Διανομής της IEEE

Σε αυτή τη περίπτωση τα κέρδη της επένδυσης είναι αρκετά μικρότερα, τα κέρδη του διαχειριστή μεταβλήθηκαν από τα -1.711€ στα -1.480 € . Για να βεβαιωθούμε ότι οι αλγόριθμοι δεν απέχουν πολύ από τη βέλτιστη λύση θεωρήσαμε εκτελέσαμε τη περίπτωση όπου σε κάθε κόμβο θα υπάρχει ένας πολύ μεγάλος αριθμός μπαταριών και θεωρήσαμε μηδέν το κόστος των μπαταριών, το κέρδος του διαχειριστεί υπολογίστηκε 1.282€ . Βεβαίως μηδενικό κόστος μπαταριών δεν υφίσταται συνεπώς η λύση αυτή δεν υφίσταται. Άρα συμπεραίνουμε πως για το μικρό κέρδος ευθύνεται το συγκεκριμένο δίκτυο και οι παράμετροι του. Άρα παρατηρούμε πως το μέγεθος το δικτύου δεν σχετίζεται με κέρδος καθώς έτσι να αναμέναμε πολύ μεγαλύτερα κέδροι σε σχέση με αυτά του δικτύου 14 κόμβων.

7. Αναφορές

[1] K. Steriotis, K. Smpoukis, N. Efthymiopoulos, G. Tsaousoglou, P. Makris, and E. Varvarigos, “Strategic and network-aware bidding policy for electric utilities through the optimal orchestration of a virtual and heterogeneous flexibility assets’ portfolio,” *Electric Power Systems Research*, vol. 184, p. 106302, Jul. 2020, doi: https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106302.

[2] Universal smart energy framework, flexibility platforms, November 2018, [Online]. Available: https://www.usef.energy/app/uploads/2018/11/USEF-White-PaperFlexibility-Platforms-version-1.0_Nov2018.pdf.

[3] N. Efthymiopoulos *et al.*, “FLEXGRID - DEVELOPMENT AND COMPARISON OF DISTRIBUTION NETWORK FLEXIBILITY MARKET ARCHITECTURES,” *IET Conference Proceedings*, vol. 2021, no. 6, pp. 2984–2988, Nov. 2021

[4] K. Steriotis, G. Tsaousoglou, N. Efthymiopoulos, P. Makris, and E. Varvarigos, “Real-time pricing in environments with shared energy storage systems,” *Energy Efficiency*, Aug. 2018

[5]] K. Steriotis, G. Tsaousoglou, N. Efthymiopoulos, P. Makris, and E. Varvarigos, “Real-time pricing in environments with shared energy storage systems”, Energ. Effic., 12(5), 1085-1104, DOI: 10.1007/s12053-018-9723-8.

[6] P. Palensky, D. Dietrich, Demand side management: demand response, intelligent energy systems, and smart loads, IEEE Trans. Ind. Inf. 7 (3) (Aug. 2011) 381–388.

[7] S. Gabriel, A. Conejo, J. Fuller, B. Hobbs, C. Ruiz, Complementarity Modeling in Energy Markets, Springer, New York, NY, USA, 2013.

[8] J.D. Weber, T.J. Overbye, A two-level optimization problem for analysis of market bidding strategies, Proc. 1999 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Edmonton, Canada, 2 1999, pp. 682–687.

[9] B.F. Hobbs, C.B. Metzler, J.S. Pang, Strategic gaming analysis for electric power systems: an MPEC approach, IEEE Trans. Power Syst. 15 (2) (May 2000) 638–645.

[10] M. de Lujan Latorre, S. Granville, The Stackelberg equilibrium applied to AC power systems – a noninterior point algorithm, IEEE Trans. Power Syst. 18 (2) (May 2003) 611–618.

[11] A.G. Bakirtzis, C.K. Simoglou, N.P. Ziogos, A.C. Tellidou, Electricity producer offering strategies in day-ahead energy markets, IEEE Trans. Power Syst. 22 (4) (Nov. 2007) 1804–1818.

[12] M.V. Perreira, S. Granville, M.H.C. Fampa, R. Dix, L.A. Barroso, Strategic bidding under uncertainty: a binary expansion approach, IEEE Trans. Power Syst. 20 (1) (Feb. 2005) 180–188.

[13] S. Soleymani, Strategic bidding of Gencos under two pricing mechanisms: Pay-as-bid and uniform pricing, Proc. 2011 IEEE GCC Conference and Exhibition, Dubai, United Arab Emirates,2011,pp.657–660.

[14] S.J. Kazempour, A.J. Conejo, Strategic Generation Investment Under Uncertainty Via Benders Decomposition, IEEE Trans. Power Syst. 27 (1) (Feb. 2012) 424–432.

[15] H. Pandzic, I. Kuzle, Energy storage operation in the day-ahead electricity market, Proc. 2015 12th International Conference on the European Energy Market (EEM), Lisbon, Portugal, 2015,pp.1–6.

[16] H. Mohsenian-Rad, Coordinated price-maker operation of large energy storage units in nodal energy markets, IEEE Trans. Power Syst. 31 (1) (Jan. 2016) 786–797.
[17] Y. Wang, Y. Dvorkin, R. Fernandez-Blanco, B. Xu, T. Qiu, D.S. Kirschen, Look-Ahead Bidding Strategy for Energy Storage, IEEE Trans. Sustain. Energy 8 (3) (Jul. 2017) 1106–1117.
[18] E. Nasrolahpour, J. Kazempour, H. Zareipour, W.D. Rosehart, Impacts of ramping inflexibility of conventional generators on strategic operation of energy storage. facilities, IEEE Trans. Smart Grid 9 (2) (Mar. 2018) 1334–1344.
[19] E. Nasrolahpour, S.J. Kazempour, H. Zareipour, W.D. Rosehart, Strategic sizing of energy storage facilities in electricity markets, IEEE Trans. Sustain. Energy 7 (4) (Oct. 2016) 1462–1472.
[20] E. Nasrolahpour, S.J. Kazempour, H. Zareipour, W.D. Rosehart, A bilevel model for participation of a storage system in energy and reserve markets, IEEE Trans. Sustain. Energy 9(2) (Apr. 2018) 582–598.
[21] Y. Dvorkin, R. Fernandez-Blanco, Y. Wang, B. Xu, D.S. Kirschen, H. Pandzic, J.-P. Watson, C.A. Silva-Monroy, Co-planning of investments in transmission and merchant energy storage, IEEE Trans. Power Syst. 33 (1) (Jan. 2018) 245–256.
[22] S.J. Kazempour, A.J. Conejo, C. Ruiz, Strategic bidding for a large consumer, IEEE Trans. Power Syst. 30 (2) (Mar. 2015) 848–856.
[23] A. Daraeepour, S.J. Kazempour, D. Patino-Echeverri, A.J. Conejo, Strategic demand-side response to wind power integration, IEEE Trans. Power Syst. 31 (5) (Sep. 2016) 3495–3505.
[24] S.I. Vagropoulos, A.G. Bakirtzis, Optimal Bidding Strategy for Electric Vehicle Aggregators in Electricity Markets, IEEE Trans. Power Syst. 28 (4) (Nov. 2013) 4031–4041.
[25] D.T. Nguyen, L.B. Le, Optimal bidding strategy for microgrids considering renewable energy and building thermal dynamics, IEEE Trans. Smart Grid 5 (4) (Jul. 2014) 1608–1620.
[26] K. Rahbar, J. Xu, R. Zhang, Real-time energy storage management for renewable integration in microgrid: an off-line optimization approach, IEEE Trans. Smart Grid 6 (1) (Jan. 2015) 124–134.
[27] M. Rahimiyan, L. Baringo, Strategic bidding for a virtual power plant in the day-ahead and real-time markets: a price-taker robust optimization approach, IEEE Trans. Power Syst. 31 (4) (Jul. 2016) 2676–2687.
[28] G. Liu, Y. Xu, K. Tomsovic, Bidding strategy for microgrid in day-ahead market based on hybrid stochastic/robust optimization, IEEE Trans. Smart Grid 7 (2) (Jan. 2016) 227–237.
[29] A. Baringo, L. Baringo, A stochastic adaptive robust optimization approach for the offering strategy of a virtual power plant, IEEE Trans. Power Syst. 32 (5) (Sep. 2017) 3492–3504.
[30] C. Zhang, Y. Xu, Z.Y. Dong, J. Ma, Robust operation of microgrids via two-stage coordinated energy storage and direct load control, IEEE Trans. Power Syst. 32 (4) (Jul. 2017) 2858–2868.
[31] A. Sadeghi-Mobarakeh, A. Shahsavari, H. Haghighat, and H. Mohsenian-Rad, "Optimal Market Participation of Distributed Load Resources Under Distribution Network Operational Limits and Renewable Generation Uncertainties," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 4, pp. 3549–3561, Jul. 2019

[32] H.-G. Yeh, D.F. Gayme, S.H. Low, Adaptive VAR Control for Distribution Circuits With Photovoltaic Generators, IEEE Trans. Power Syst. 27 (3) (Aug. 2012) 1656–1663.

[33] M.E. Baran, F.F. Wu, Optimal capacitor placement on radial distribution systems, IEEE Trans. Power Delivery 4 (1) (Jan. 1989) 725–734.

[34] M.E. Baran, F.F. Wu, Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing, IEEE Trans. Power Delivery 4 (2) (Apr. 1989) 1401–1407.

[35] K. Turitsyn, P. Sulc, S. Backhaus, M. Chertkov, Distributed control of reactive power flow in a radial distribution circuit with high photovoltaic penetration, Proc. IEEE PES General Meeting, Providence, RI, USA, 2010, pp. 1–6.

[36] H. Akhavan-Hejazi, H. Mohsenian-Rad, Energy storage planning in active distribution grids: A chance-constrained optimization with non-parametric probability functions, IEEE Trans. Smart Grid 9 (3) (May 2018) 1972–1985.

[37] Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017, [online] Available: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=uriserv:OJ.L_.2017.312.01.0006.01.ENG.

[38] S. Boyd, L. Vandenberghe, Convex Optimization, Cambridge University Press, New York, USA, 2004.

[39] A. Gopi, P. Ajay-D-Vimal Raj, Distributed generation for line loss reduction in radial distribution system, Proc. 2012 International Conference on Emerging Trends in Electrical Engineering and Energy Management (ICETEEM), Chennai, India, 2012, pp. 29–32.

[40] C. Grigg, P. Wong, P. Albrecht, R. Allan, M. Bhavaraju, R. Billinton, Q. Chen, C. Fong, S. Haddad, S. Kuruganty, W. Li, R. Mukerji, D. Patton, N. Rau, D. Reppen, A. Schneider, M. Shahidehpour, C. Singh, The IEEE reliability test system-1996. a report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee, IEEE Trans. Power Syst. 14 (3) (Aug. 1999) 1010–1020.

[41] C. Ordoudis, P. Pinson, J. Morales, and M. Zugno, “An updated version of the ieee rts 24-bus system for electricity market and power system operation studies”, 2016, [online] Available:"http://orbit.dtu.dk/files/120568114/An_Updated_Version_of_the_IEEE_RTS_24Bus_System_for_Electricty_Market_an....pdf".

[42] Ingber, L. *Adaptive simulated annealing (ASA): Lessons learned*. Invited paper to a special issue of the *Polish Journal Control and Cybernetics* on “Simulated Annealing Applied to Combinatorial Optimization.” 1995. Available from https://www.ingber.com/asa96_lessons.ps.gz

[43] “How Simulated Annealing Works - MATLAB & Simulink,” *www.mathworks.com*. https://www.mathworks.com/help/gads/how-simulated-annealing-works.html

[44] C. Audet and J. E. Dennis, “Analysis of Generalized Pattern Searches,” *SIAM Journal on Optimization*, vol. 13, no. 3, pp. 889–903, Jan. 2002

[45] Árpád Bűrmen, Janez Puhan, and T. Tuma, “Grid Restrained Nelder-Mead Algorithm,” *Computational Optimization and Applications*, vol. 34, no. 3, pp. 359–375, Mar. 2006

[46] S. Singer and J. Nelder, “Nelder-Mead algorithm,” *Scholarpedia*, vol. 4, no. 7, p. 2928, 2009