



ΑΡΙΣΤΟΤΕΛΕΙΟ ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗΣ
ΠΟΛΥΤΕΧΝΙΚΗ ΣΧΟΛΗ
ΤΜΗΜΑ ΧΗΜΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΑΝΑΛΥΣΗΣ, ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΥ & ΡΥΘΜΙΣΗΣ
ΧΗΜΙΚΩΝ ΔΙΕΡΓΑΣΙΩΝ ΚΑΙ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΩΝ
(Α.Σ.Ρ.Χ.Δ.Ε)

ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΤΟΥ ΜΗΧΑΝΙΣΜΟΥ
ΕΚΚΑΘΑΡΙΣΗΣ ΣΥΖΕΥΓΜΕΝΩΝ ΑΓΟΡΩΝ
ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΦΥΣΙΚΟΥ
ΑΕΡΙΟΥ

Διπλωματική εργασία του
Ξενοφών - Μιχαήλ Βουλκόπουλου
Α.Ε.Μ: 5274

Επιβλέπων: Μιχαήλ Γεωργιάδης,
Καθηγητής

ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗ
ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ 2023

Περίληψη

Η παρούσα διπλωματική εργασία έχει ως στόχο την πρόταση συγκεκριμένου μηχανισμού για την εκκαθάριση της συζευγμένης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου τόσο για την αγορά επόμενης ημέρας όσο και για την αγορά εξισορρόπησης. Ο μηχανισμός εκκαθάρισης μοντελοποιείται μέσω ενός μαθηματικού μοντέλου μεικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού. Ο διαχειριστής της αγοράς, ο οποίος είναι υπεύθυνος για την εκκαθάριση της αγοράς, δέχεται προσφορές από τους συμβατικούς παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας, από τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας που αποτελούν κομμάτι του συστήματος, αλλά και από τους πελάτες - καταναλωτές. Στόχος του διαχειριστή και κατ' επέκταση και του μαθηματικού μοντέλου που αναπτύσσεται είναι η ελαχιστοποίηση του κόστους εκκαθάρισης της συζευγμένης αγοράς, υπακούοντας σε περιορισμούς που έχουν τεθεί. Οι περιορισμοί περιλαμβάνουν ισοζύγια ενέργειας για την αγορά φυσικού αερίου αλλά και ηλεκτρικής ενέργειας τόσο για την αγορά επόμενης ημέρας όσο και για την αγορά εξισορρόπησης. Επίσης, υπάρχουν περιορισμοί που αναφέρονται στα τεχνικά χαρακτηριστικά του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου και στη δυναμικότητα των παραγωγών. Η επίλυση του μοντέλου πραγματοποιείται μέσω του λογισμικού GAMS (General Algebraic Modelling System) και με χρήση του επιλυτή ILOG CPLEX. Το σύστημα στο οποίο εφαρμόζεται το μαθηματικό μοντέλο αποτελείται από δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας 24 κόμβων και από δίκτυο φυσικού αερίου 5 κόμβων. Στο συγκεκριμένο σύστημα, μελετάται σενάριο που επικρατούν κανονικές συνθήκες και σενάριο στο οποίο παρουσιάζεται συμφόρηση μεταξύ συγκεκριμένων γραμμών του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας. Επίσης, πραγματοποιείται επέκταση του μαθηματικού μοντέλου με στόχο την ενσωμάτωση στο σύστημα 5 μονάδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Για το δίκτυο που συμπεριλαμβάνονται μονάδες αποθήκευσης, όπως και για το αρχικό δίκτυο, μελετάται σενάριο στο οποίο επικρατούν κανονικές συνθήκες αλλά και σενάριο στο οποίο παρουσιάζονται φαινόμενα συμφόρησης. Από την επίλυση του μαθηματικού μοντέλου, προκύπτουν αναλυτικά σχήματα που παρουσιάζουν την τιμή εκκαθάρισης της ηλεκτρικής ενέργειας και του φυσικού αερίου στην αγορά επόμενης ημέρας και στην αγορά εξισορρόπησης ενώ αναλύεται και η επίδραση διαφόρων παραγόντων, όπως της συμφόρησης, στη διαμόρφωση των τιμών. Τέλος, παρουσιάζεται και ερμηνεύεται με σαφήνεια ο ρόλος και η επίδραση των μονάδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στην εκκαθάριση της αγοράς.

Abstract

This diploma thesis aims to develop a clearing mechanism for the day-ahead and balancing coupled electricity and natural gas market. The proposed clearing mechanism is modeled through a mixed integer linear programming (MILP) mathematical model. The Market Operator, who is responsible for clearing the market, accepts offers from conventional electricity producers, from renewable energy sources that are part of the system, and from consumers/customers. The goal of the operator and, by extension, of the mathematical model is to minimize the cost of the market clearing, subject to a number of operating and design constraints. Such constraints include energy balances both for the natural gas market and the electricity market for the day-ahead and the balancing market. Also, there are design constraints regarding to the technical characteristics of the electricity and natural gas network and the capacity of the producers. The model is solved using GAMS (General Algebraic Modeling System) software, using the ILOG CPLEX solver. The proposed mathematical framework is applied in a 24-node electricity network and a 5-node natural gas network. In this specific system, a scenario where normal conditions prevail and a scenario where congestion occurs between specific transmission lines of the electricity network are studied. Moreover, an extension of the mathematical model is carried out in order to integrate 5 electricity storage units into the system. For this network, two different scenarios are studied. A scenario in which normal conditions prevail and an additional scenario in which congestion occurs. The solution of the mathematical model provides detail about the optimal clearing price of electricity and natural gas in the day-ahead and in the balancing market, while the effect of various factors, such as congestion, on price formation is also investigated. Finally, the role and impact of the electricity storage units in the market is clearly analysed and interpreted.

Ευχαριστίες

Θα ήθελα να ευχαριστώ θερμά τον Καθηγητή Μιχαήλ Γεωργιάδη που μου πρόσφερε τη δυνατότητα να εκπονήσω αυτή τη διπλωματική εργασία. Η συγκεκριμένη ευκαιρία ήταν ιδιαίτερα σημαντική και καθοριστική για εμένα διότι με βοήθησε να αναπτύξω αρκετές δεξιότητες που με ώθησαν στο να εξελιχθώ σημαντικά ενώ γνώρισα και έναν καινούριο, για εμένα, τομέα για τον οποίο ανέπτυξα σημαντικό ενδιαφέρον. Επίσης, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον Καθηγητή Μιχαήλ Γεωργιάδη και για τις πολύτιμες συμβουλές του καθ' όλη τη διάρκεια των σπουδών μου που με βοήθησαν να προσαρμοστώ στις ακαδημαϊκές απαιτήσεις αλλά και να ορίσω τους κατάλληλους στόχους ώστε να είναι αποτελεσματική η μετάβασή μου στην αγορά εργασίας.

Επίσης, θα ήθελα να εκφράσω θερμές ευχαριστίες και στον υποψήφιο διδάκτορα Χρήστο Δημητριάδη. Η συνεργασία μας υπήρξε άψογη. Οι διαφωτιστικές του συμβουλές και η μεγάλη προθυμία του συνέβαλαν καθοριστικά στην ολοκλήρωση της διπλωματικής εργασίας.

Περιεχόμενα

1.	Εισαγωγή.....	1
2.	Ανάπτυξη μαθηματικού μοντέλου.....	24
2.1	Περιγραφή του μηχανισμού εκκαθάρισης της συζευγμένης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου.....	24
2.2	Ονοματολογία.....	25
2.3	Μαθηματική διατύπωση του μοντέλου.....	32
2.4	Επέκταση του μοντέλου για σύστημα με δυνατότητα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.....	39
3.	Μελέτες περίπτωσης – Αποτελέσματα.....	43
3.1	Δεδομένα συστήματος.....	43
3.2	Σενάριο 1: Σύστημα 24 κόμβων ηλεκτρικής ενέργειας και 5 κόμβων φυσικού αερίου.....	52
3.3	Σενάριο 2: Μελέτη περίπτωσης συμφόρησης μεταξύ των κόμβων στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας.....	56
3.4	Σενάριο 3: Σύστημα με δυνατότητα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.....	61
3.5	Σενάριο 4: Μελέτη περίπτωσης συμφόρησης μεταξύ των κόμβων με ταυτόχρονη δυνατότητα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.....	70
3.6	Συνοπτική παρουσίαση αποτελεσμάτων παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας στην αγορά εξισορρόπησης.....	77
4.	Συμπεράσματα – Προτάσεις.....	79
4.1	Συμπεράσματα.....	79
4.2	Προτάσεις για περαιτέρω έρευνα.....	81
	Βιβλιογραφία.....	82

Κατάλογος Σχημάτων

Σχήμα 3.1:	Τοπολογία του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας	49
Σχήμα 3.2:	Τοπολογία του δικτύου φυσικού αερίου	50
Σχήμα 3.3:	Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας στην DA αγορά για το Σενάριο 1	52
Σχήμα 3.4:	Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας στην RT αγορά για το Σενάριο 1	53
Σχήμα 3.5:	Κατανομή παραγόμενης ενέργειας και τιμή ηλεκτρικής ενέργειας στην DA αγορά	54
Σχήμα 3.6:	Τιμή φυσικού αερίου στην DA αγορά για το Σενάριο 1	54
Σχήμα 3.7:	Τιμή φυσικού αερίου στην RT αγορά για το Σενάριο 1	55
Σχήμα 3.8:	Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας στην DA αγορά για το Σενάριο 2	57
Σχήμα 3.9:	Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας στην RT αγορά για το Σενάριο 2, στην περίπτωση 100% Wind	58
Σχήμα 3.10:	Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας στην RT αγορά για το Σενάριο 2, στην περίπτωση 70% Wind	59
Σχήμα 3.11:	Τιμή φυσικού αερίου στην DA αγορά για το Σενάριο 2	59
Σχήμα 3.12:	Τιμή φυσικού αερίου στην RT αγορά για το Σενάριο 2	60
Σχήμα 3.13:	Τοπολογία του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας μετά την ενσωμάτωση των μονάδων αποθήκευσης	65
Σχήμα 3.14:	Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας στην DA αγορά για το Σενάριο 3	66
Σχήμα 3.15:	Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας στην RT αγορά για το Σενάριο 2	67
Σχήμα 3.16:	Τιμή φυσικού αερίου στην DA αγορά για το Σενάριο 3	68
Σχήμα 3.17:	Τιμή φυσικού αερίου στην RT αγορά για το Σενάριο 3	69
Σχήμα 3.18:	Κατάσταση φόρτισης των μπαταριών στην DA αγορά για το Σενάριο 3	69
Σχήμα 3.19:	Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας στην DA αγορά για το Σενάριο 4	72
Σχήμα 3.20:	Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας στην RT αγορά για το Σενάριο 4, στην περίπτωση 100% Wind	73
Σχήμα 3.21:	Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας στην RT αγορά για το Σενάριο 4, στην περίπτωση 70% Wind	73
Σχήμα 3.22:	Τιμή φυσικού αερίου στην DA αγορά για το Σενάριο 4	74
Σχήμα 3.23:	Τιμή φυσικού αερίου στην RT αγορά για το Σενάριο 4	75

Σχήμα 3.24:	Κατάσταση φόρτισης των μπαταριών στην DA αγορά για το Σενάριο 4	76
Σχήμα 3.25:	Συνολικές ανοδικές εφεδρείες ηλεκτρικής ενέργειας για κάθε περίπτωση απόδοσης των αιολικών πάρκων	77

Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 3.1:	Δεδομένα συμβατικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας	43
Πίνακας 3.2:	Δεδομένα παραγωγών φυσικού αερίου	44
Πίνακας 3.3:	Δεδομένα δυναμικότητας αιολικών πάρκων	44
Πίνακας 3.4:	Δεδομένα ανοδικών και καθοδικών εφεδρειών συμβατικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας	44
Πίνακας 3.5:	Δεδομένα ανοδικών και καθοδικών εφεδρειών που παρέχονται από τους παραγωγούς φυσικού αερίου	45
Πίνακας 3.6:	Δεδομένα ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας (MW) για κάθε κόμβο του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας (1)	45
Πίνακας 3.7:	Δεδομένα ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας (MW) για κάθε κόμβο του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας (2)	46
Πίνακας 3.8:	Δεδομένα ζήτησης φυσικού αερίου (kcf/h) για κάθε κόμβο του δικτύου φυσικού αερίου	47
Πίνακας 3.9:	Οικονομικά δεδομένα συμβατικών παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας στην DA αγορά	50
Πίνακας 3.10:	Οικονομικά δεδομένα συμβατικών παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας στην RT αγορά	51
Πίνακας 3.11:	Οικονομικά δεδομένα παραγωγών φυσικού αερίου στην DA αγορά	51
Πίνακας 3.12:	Οικονομικά δεδομένα παραγωγών φυσικού αερίου στην RT αγορά	51
Πίνακας 3.13:	Συνολικό κόστος εκκαθάρισης DA και RT αγοράς για το Σενάριο 1 και το Σενάριο 2	61
Πίνακας 3.14:	Οικονομικά δεδομένα μονάδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στην DA αγορά	62
Πίνακας 3.15:	Οικονομικά δεδομένα μονάδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στην RT αγορά	62
Πίνακας 3.16:	Δεδομένα δυναμικότητας κατά την κατάσταση φόρτισης και εκφόρτισης των μονάδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στην DA αγορά	63

Πίνακας 3.17:	Δεδομένα δυναμικότητας αποθήκευσης ενέργειας των μονάδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας	63
Πίνακας 3.18:	Δεδομένα ανοδικών και καθοδικών εφεδρειών για την κατάσταση φόρτισης των μονάδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας	64
Πίνακας 3.19:	Δεδομένα ανοδικών και καθοδικών εφεδρειών για την κατάσταση εκφόρτισης των μονάδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας	64
Πίνακας 3.20:	Συνολικό κόστος εκκαθάρισης DA και RT αγοράς για το Σενάριο 1 και το Σενάριο 3	70
Πίνακας 3.21:	Συνολικό κόστος εκκαθάρισης DA και RT αγοράς για το Σενάριο 1 και το Σενάριο 3	76
Πίνακας 3.22:	Συνολικές καθοδικές εφεδρείες ηλεκτρικής ενέργειας για κάθε περίπτωση απόδοσης των αιολικών πάρκων	78

1 Εισαγωγή

Η ανακάλυψη της ηλεκτρικής ενέργειας υπήρξε ένα από τα σημαντικότερα επιτεύγματα του ανθρώπου και συνέβαλε καθοριστικά στην αλλαγή του τρόπου ζωής και της τεχνολογικής προόδου που συντελέστηκε τις τελευταίες δεκαετίες. Αποτελεί θεμέλιο της σύγχρονης καθημερινότητας και για αυτό το λόγο οι ενεργειακές απαιτήσεις καθημερινά είναι υπέρογκες. Αυτή η αναγκαιότητα για επάρκεια σε ηλεκτρική ενέργεια οδήγησε στη δημιουργία δομημένων και αξιόπιστων «αγορών ενέργειας», όπως είναι γνωστές, μέσω των οποίων εξασφαλίζεται η εμπορία της ηλεκτρικής ενέργειας με βάση αυστηρά κριτήρια, καθορισμένων κανονιστικών και ρυθμιστικών πλαισίων.

Η αγορά ενέργειας χωρίζεται και κατηγοριοποιείται με βάση τέσσερα διαφορετικά χρονικά πλαίσια. Υπάρχει η ενεργειακή χρηματοπιστωτική αγορά, Forward Market, στην οποία οι συμφωνίες αφορούν μήνες ή και χρόνια πριν από την παράδοσή της. Η αγορά επόμενης ημέρας, Day-ahead Market (DA αγορά), αφορά παράδοση ενέργειας που θα συμβεί την επόμενη ημέρα, η ενδοημερήσια αγορά, Intra-day Market, διαπραγματεύεται προϊόντα ηλεκτρικής ενέργειας για παράδοση την ημέρα εκπλήρωσης παράδοσης, μετά τη λήξη της προθεσμίας υποβολής εντολών συναλλαγών στην αγορά επόμενης ημέρας. Τέλος η αγορά πραγματικού χρόνου ή αγορά εξισορρόπησης, Balancing Market (RT αγορά) διασφαλίζει την ισορροπία προσφοράς και ζήτησης και εν γένει την ασφάλεια του συστήματος. (ΑΔΜΗΕ 2023, EnEx 2023). Η ενεργειακή χρηματοπιστωτική αγορά διαφέρει αρκετά σε σχέση με τις υπόλοιπες τρεις καθώς επιδέχεται αρκετά διαφορετική αντιμετώπιση και μοντελοποίηση ενώ η ενδοημερήσια αγορά πολλές φορές παραλείπεται σε ερευνητικό επίπεδο για χάρη απλούστευσης των μοντέλων.

Τόσο η αγορά επόμενης ημέρας όσο και η αγορά εξισορρόπησης βασίζονται κυρίως σε δημοπρασίες. Οι παραγωγοί υποβάλλουν προσφορές χωρίς περιορισμούς δηλώνοντας την τιμή πώλησης και την ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας που έχουν διαθέσιμη προς πώληση. Με τον ίδιο τρόπο, οι πελάτες υποβάλλουν κι αυτοί προσφορές για την ποσότητα που προτίθεται να αγοράσουν.

Η αγορά επόμενης ημέρας αναφέρεται στις συναλλαγές αγοράς και πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας με μια υποχρέωση φυσικής παράδοσης την ημέρα D. Οι συναλλαγές για την αγορά ή πώληση ηλεκτρικής ενέργειας με φυσική υποχρέωση

παράδοσης την ημέρα D, δημοπρατούνται την ημέρα D-1, όπου δηλώνονται όλες οι συναλλαγές παραγωγών ενέργειας με φυσικές παραδόσεις για κάθε μονάδα χρόνου αγοράς της ημέρας πλήρωσης φυσικής παράδοσης. Η συμμετοχή είναι υποχρεωτική για τους παραγωγούς, ενώ είναι προαιρετική για όλους τους άλλους συμμετέχοντες. Οι παραγωγοί είναι υποχρεωμένοι να υποβάλλουν εντολές πώλησης για τη διαθέσιμη χωρητικότητα των μονάδων τους, η οποία δεν έχει ακόμη κατανεμηθεί. Στο τέλος της ημέρας (χρόνος κλεισίματος), κάθε αγορά πρέπει να είναι «ισορροπημένη» υπό την έννοια ότι η προγραμματισμένη παραγωγή πρέπει να ισούται με την προβλεπόμενη ζήτηση συν/ μείον τις καθαρές εξαγωγές προς ή εισαγωγές από άλλες ζώνες αγοράς. Τα κύρια πλεονεκτήματα μιας αγοράς Day-ahead είναι, μεταξύ άλλων, ότι αυξάνει την αξιοπιστία του συστήματος παρέχοντας επαρκή προειδοποίηση για τον προγραμματισμό, μειώνει τον αντίκτυπο της αβεβαιότητας στις τιμές της αγοράς σε πραγματικό χρόνο, και αυξάνει τη ρευστότητα, καθώς οι συναλλαγές μπορούν να είναι χρηματοοικονομικές συμβάσεις και όχι συμβάσεις για φυσική παράδοση. Στην ημερήσια αγορά, δηλώνονται επίσης οι ποσότητες ενέργειας που προκύπτουν από τις διμερείς συμβάσεις και την ενεργειακή χρηματοπιστωτική αγορά (PAAEY, 2023).

Ο σκοπός της αγοράς εξισορρόπησης (Balancing market) είναι να διορθώσει οποιαδήποτε ανισορροπία μεταξύ παραγωγής και ζήτησης σε πραγματικό χρόνο, διατηρώντας την αδιάλειπτη παροχή ενέργειας από το σύστημα στα προβλεπόμενα χαρακτηριστικά ποιότητας και λαμβάνοντας υπόψη την αγορά ενέργειας από τους συμμετέχοντες στις προηγούμενες αγορές (PAAEY, 2023).

Οι αγορές ηλεκτρικής ενέργειας επιτρέπουν τον ελεύθερο ανταγωνισμό από την πλευρά της παραγωγής, ενώ οι πλευρές μεταφοράς και διανομής εξακολουθούν να βρίσκονται υπό κυβερνητικό έλεγχο. Με ή χωρίς αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, ένα ηλεκτρικό σύστημα πρέπει να λειτουργεί από ένα ενιαίο κέντρο λειτουργίας και συντονισμού, το οποίο είναι ευρύτερα γνωστό ως Διαχειριστής του συστήματος. Παρά την ανάπτυξη και την επέκταση των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας, η λειτουργία και το εμπόριο εξακολουθούν να υπάγονται σε έναν διαχειριστή συστήματος ή να διαχειρίζονται από διαφορετικές επιχειρηματικές οργανώσεις.

Ο Διαχειριστής της αγοράς (Market Operator) είναι υπεύθυνος για τη σωστή οργάνωση των δημοπρασιών που περιεγράφησαν παραπάνω με τελικό στόχο την εκκαθάριση της αγοράς δηλαδή την πλήρη κάλυψη της ζήτησης με βάση τη διαθέσιμη προσφορά και

τον καθορισμό της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας. Ο Διαχειριστής του συστήματος (System Operator) δρα ανεξάρτητα και είναι υπεύθυνος για την αποτελεσματική παράδοση του ηλεκτρικού ρεύματος. Υπεύθυνος για τη μεταφορά του ηλεκτρικού ρεύματος είναι ο ιδιοκτήτης των υποδομών μεταφοράς ηλεκτρικού ρεύματος (Transmission Owner). Αυτές οι υποδομές μπορούν να ανήκουν σε αρκετούς ιδιοκτήτες όπως στις Ηνωμένες Πολιτείες ή σε έναν ιδιοκτήτη όπως στο Ηνωμένο Βασίλειο και την Κίνα. Επίσης, πρέπει να αναφερθεί ότι η δομή της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας εμφανίζει αξιοσημείωτες διαφορές από χώρα σε χώρα (Gan et al.,2014).

Το μοντέλο της ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας εναρμονίζεται πλήρως με το πρότυπο του ευρωπαϊκού «Μοντέλου Στόχου»(Target Model). Το ρόλο του Διαχειριστή για την αγορά επόμενης ημέρας και την ενδοημερήσια αγορά έχει αναλάβει το Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας ενώ αυτό τον ρόλο για την αγορά εξισορρόπησης τον έχει ο «Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας» (ΑΔΜΗΕ) (EnEx, 2023). Επιπλέον, σκοπός του ΑΔΜΗΕ είναι η λειτουργία, ο έλεγχος, η συντήρηση και η ανάπτυξη του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ), ώστε να διασφαλίζεται ο εφοδιασμός της χώρας με ηλεκτρική ενέργεια, με τρόπο επαρκή, ασφαλή, αποδοτικό και αξιόπιστο (ΑΔΜΗΕ, 2023). Η διαχείριση του Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΔΔΗΕ) και η διανομή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω αυτού περνάει στην «Δημόσια Επιχείρηση Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας» (ΔΕΔΔΗΕ), σύμφωνα με τις διατάξεις του Κώδικα Διαχείρισης του ΕΔΔΗΕ. Συνεπώς ο ΔΕΔΔΗΕ αποτελεί τον διαχειριστή του συστήματος (ΡΑΑΕΥ, 2023).

Τα τελευταία χρόνια, ιδιαίτερα στις ευρωπαϊκές χώρες, σημαντικό ποσοστό του ενεργειακού μίγματος αποτελούν οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ). Οι ΑΠΕ αποτελούν έναν τρόπο παραγωγής ενέργειας ιδιαίτερα φιλικό στο περιβάλλον μιας και έχουν μηδαμινό περιβαλλοντικό αποτύπωμα ενώ ταυτόχρονα εμφανίζουν και πολύ χαμηλότερο κόστος παραγωγής σε σχέση με τις συμβατικές μεθόδους μιας και εκμεταλλεύονται κατά κύριο λόγο την ηλιακή και την αιολική ενέργεια. Σε περιόδους με μεγάλη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ η τιμή του ρεύματος εμφανίζεται αρκετά μειωμένη σε σχέση με περιόδους χαμηλότερης συμμετοχής των ΑΠΕ στο ενεργειακό μίγμα.

Ωστόσο είναι γεγονός ότι εμφανίζουν αρκετά μεγάλη αβεβαιότητα ως προς το ύψος της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Κάτι τέτοιο οφείλεται στην αβεβαιότητα για τα καιρικά φαινόμενα, η οποία πολλές φορές είναι σημαντική παρά την πρόοδο που έχει σημειωθεί στον τομέα της μετεωρολογίας. Όπως είναι όμως προφανές πως τα πλεονεκτήματα που προσφέρουν είναι αρκετά σημαντικά με αποτέλεσμα η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας να προσπαθεί να ενσωματώσει σημαντική παραγωγή από ΑΠΕ εξασφαλίζοντας ταυτόχρονα τη βέλτιστη και αποτελεσματική λειτουργία της.

Η αγορά επόμενης ημέρας εκκαθαρίζεται με βάση προβλέψεις που αφορούν την αναμενόμενη παραγωγή ενέργειας από τις διαθέσιμες ΑΠΕ. Στην αγορά εξισορρόπησης με βάση πια τη δεδομένη παραγωγή από τις ΑΠΕ καλύπτεται είτε το πλεόνασμα είτε το έλλειμμα που δημιουργείται. Στην περίπτωση που υπάρχει πλεόνασμα παραγωγής ενέργειας σε σχέση με όσα προβλέφθηκαν στην αγορά επόμενης ημέρας, το συγκεκριμένο ποσό ενέργειας αγοράζεται ξανά από τους παραγωγούς με μια τιμή η οποία είναι χαμηλότερη από αυτήν της προσφοράς στην Day-ahead αγορά. Στην πραγματικότητα βέβαια απλά μειώνεται το πόσο ενέργειας που παραδίδεται σε σχέση με αυτό που συμφωνήθηκε στην Day-ahead αγορά. Αντίθετα στην περίπτωση, που υπάρχει έλλειμμα παραγωγής ενέργειας λόγω χαμηλότερης παραγωγής από τις ΑΠΕ, ορισμένοι παραγωγοί εκμεταλλεύονται την δυνατότητα που έχει για άμεση αύξηση της παραγωγής με αποτέλεσμα να υποβάλλουν προσφορές για την κάλυψη αυτού του κενού ενέργειας που έχει δημιουργηθεί. Οι τιμές αυτών των προσφορών είναι μεγαλύτερες από ότι στην αγορά επόμενης ημέρας εξαιτίας του ότι πρέπει να παραχθεί ενέργεια σε μικρό χρονικό διάστημα κάτι που αυξάνει και το λειτουργικό κόστος ενώ με αυτόν τον τρόπο «επιβραβεύεται» και η ικανότητα ευελιξίας που εμφανίζουν αυτοί οι παραγωγοί.

Ένας τρόπος ώστε να αυξηθεί η ευελιξία του συστήματος ώστε να ενσωματωθούν αποτελεσματικά και χωρίς πρόβλημα οι ΑΠΕ αποτελεί η ανάπτυξη ενός συστήματος αποθήκευσης της ηλεκτρικής ενέργειας. Κάτι τέτοιο θα είχε ως αποτέλεσμα την μείωση της αβεβαιότητας ως προς την κάλυψη των αναγκών που επισύρουν οι ΑΠΕ καθώς και την μέγιστη εκμετάλλευση της παραγωγής που είναι σε θέση να προσφέρουν. Η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας συνήθως πραγματοποιείται με χημικά (π.χ. μπαταρίες ιόντων λιθίου) ή με μηχανικά μέσα (π.χ. υδροηλεκτρική αποθήκευση). Επίσης, θα μπορούσαν να υπάρξουν και συστήματα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας, τα οποία μπορεί να είναι τόσο απλά όσο οι δεξαμενές ζεστού νερού, αλλά και πιο

προηγμένες τεχνολογίες μπορούν να αποθηκεύουν περισσότερη ενέργεια. Η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας που βασίζεται στην ταχεία βελτίωση των μπαταριών και άλλων τεχνολογιών θα επιτρέψει μεγαλύτερη ευελιξία του συστήματος, ένα βασικό πλεονέκτημα καθώς αυξάνεται το ποσοστό συμμετοχής των ΑΠΕ στο ενεργειακό μίγμα.

Η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας από μπαταρίες είναι μια βασική τεχνολογία για την παγκόσμια μετάβαση σε ένα βιώσιμο ενεργειακό σύστημα. Μακροπρόθεσμα, οι μπαταρίες θα μπορούσαν να υποστηρίξουν πολύ υψηλά επίπεδα μεταβλητής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, ειδικά με την αποθήκευση της πλεονάζουσας ενέργειας και την απελευθέρωσή της αργότερα, όταν ο ήλιος δεν λάμπει ή ο άνεμος δεν φυσάει αρκετά δυνατά. Τα συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας από μπαταρίες προσφέρουν τεράστιες δυνατότητες ανάπτυξης και μείωσης κόστους, σύμφωνα με τη μελέτη της IRENA (International Renewable Energy Agency) για την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας και τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Μέχρι το 2030, το συνολικό κόστος εγκατάστασης θα μπορούσε να μειωθεί μεταξύ 50% και 60% (και το κόστος της μπαταρίας κατά ακόμη περισσότερο), με γνώμονα τη βελτιστοποίηση των εγκαταστάσεων παραγωγής, σε συνδυασμό με καλύτερους συνδυασμούς και μειωμένη χρήση υλικών. Η διάρκεια ζωής και η απόδοση της μπαταρίας θα συνεχίσουν να βελτιώνονται, συμβάλλοντας στη μείωση του κόστους των παρεχόμενων υπηρεσιών (IRENA, 2023).

Η αποθήκευση υδροηλεκτρικής ενέργειας με αντλία (Pumped Storage Hydropower) είναι ένας τύπος αποθήκευσης υδροηλεκτρικής ενέργειας. Είναι μια διαμόρφωση δύο δεξαμενών νερού σε διαφορετικά υψόμετρα που μπορούν να παράγουν ενέργεια καθώς το νερό μετακινείται από τη μία στην άλλη (εκφόρτιση), περνώντας μέσα από έναν στρόβιλο. Αντίθετα, το σύστημα απαιτεί ρεύμα καθώς αντλεί το νερό πίσω στην επάνω δεξαμενή (φόρτιση). Το PSH δρα παρόμοια με μια γιγάντια μπαταρία, επειδή μπορεί να αποθηκεύσει ενέργεια και στη συνέχεια να την απελευθερώσει όταν χρειάζεται (Energy.gov, 2023).

Η αποθήκευση θερμικής ενέργειας (TES) μπορεί να βοηθήσει στην ενσωμάτωση υψηλών ποσοστών ΑΠΕ στους τομείς της παραγωγής ενέργειας, της βιομηχανίας και των κτιρίων. Οι τεχνολογίες TES προσφέρουν μοναδικά πλεονεκτήματα, όπως βοηθούν στην αποσύνδεση της ζήτησης ενέργειας για θέρμανση και ψύξη από την

άμεση παραγωγή και τη διαθεσιμότητα ενέργειας. Η προκύπτουσα ευελιξία επιτρέπει πολύ μεγαλύτερη εξάρτηση από την ηλιακή και αιολική ενέργεια και συμβάλλει στην εξισορρόπηση της εποχιακής ζήτησης (IRENA, 2023).

Το φυσικό αέριο θεωρείται ένα αποδοτικό και καθαρό καύσιμο που έχει βασικό ρόλο στο μελλοντικό ενεργειακό σύστημα. Εμφανίζει αρκετά πλεονεκτήματα ενώ εμφανίζει και αρκετές χρήσεις όπως η οικιακή θέρμανση και η χρήση του για την παραγωγή υδρογόνου. Εκτός των άλλων αποτελεί και μια ιδιαίτερα αποτελεσματική πηγή για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Παλαιότεροι σταθμοί άνθρακα και πυρηνικής ενέργειας σταδιακά παροπλίζονται και αντικαθίστανται από σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής με φυσικό αέριο (GFPPs). Σε σύγκριση με τους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής με καύση άνθρακα (CFPPs), τα GFPPs έχουν υψηλότερα ποσοστά μετατροπής και χαμηλότερες περιβαλλοντικές επιπτώσεις. Επιπλέον, την τελευταία δεκαετία, η ανταγωνιστικότητα των GFPPs ενισχύεται καθώς το σχιστολιθικό αέριο παρέχει μέτριες τιμές φυσικού αερίου. Μαζί με την απόσυρση των CFPPs, το παγκόσμιο μερίδιο του φυσικού αερίου που χρησιμοποιείται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας έφτασε το 40% και αναμένεται να συνεχίσει να αυξάνεται την επόμενη δεκαετία. Ο τομέας της ηλεκτρικής ενέργειας αναμένεται να είναι ο κύριος μοχλός αύξησης της κατανάλωσης φυσικού αερίου στο μέλλον, η οποία θα έχει ως αποτέλεσμα μια στενή σύζευξη και των δύο ενεργειακών συστημάτων. Αυτή η αυξανόμενη αλληλεξάρτηση εγκυμονεί απροσδόκητους κινδύνους τόσο στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας όσο και του φυσικού αερίου. Αρκετοί ανεξάρτητοι διαχειριστές συστημάτων στις ΗΠΑ, έχουν βρεθεί μπροστά σε μια πρόκληση η οποία δεν είναι άλλη από τη διατήρηση της αξιοπιστίας του συστήματος λόγω της μείωσης της διαθέσιμης χωρητικότητας που συνδέεται με περιορισμούς παροχής ή παράδοσης αερίου. Είναι ξεκάθαρο ότι ο συντονισμός των δύο τομέων κερδίζει όλο και περισσότερη προσοχή. Για αυτό το λόγο πλέον πολλοί μηχανισμοί εκκαθάρισης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας συμπεριλαμβάνουν και την αγορά φυσικού αερίου. (Ji & Huang, 2018)(Ordoudis et al., 2019).

Μέχρι τώρα, οι αγορές ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου εκκαθαρίζονται ανεξάρτητα και αλληλεπιδρούν κυρίως μέσω της λειτουργίας των GFPPs. Αυτή η αλληλεπίδραση βασίζεται στον ορισμό των κατάλληλων παραμέτρων συντονισμού όπως η τιμή του φυσικού αερίου και η κατανάλωση των GFPPs, καθώς και της διαθέσιμης ποσότητας φυσικού αερίου για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Οι αγορές

φυσικού αερίου βασίζονταν ιστορικά σε μακροπρόθεσμες συμβάσεις με περιορισμένη βραχυπρόθεσμη μεταβλητότητα. Ωστόσο, οι πρόσφατες τάσεις δείχνουν μια μετάβαση προς τις βραχυπρόθεσμες αγορές, η οποία ενισχύεται περαιτέρω από τις ανάγκες των GFPPs, οι οποίες αναμένεται να έχουν αυξημένη ενδοημερήσια μεταβλητότητα λόγω της παραγωγής ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Στην αγορά φυσικού αερίου, τα GFPPs ενεργούν ως αγοραστές για την απόκτηση των καυσίμων τους για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και κυρίως αγοράζουν φυσικό αέριο μέσω βραχυπρόθεσμων διακοπτόμενων συμβάσεων ή στην αγορά spot φυσικού αερίου. Οι συμβάσεις προμήθειας φυσικού αερίου υπογράφονται με παραγωγούς φυσικού αερίου σε προκαθορισμένη τιμή, ενώ στην αγορά φυσικού αερίου οι GFPPs αγοράζουν τα καύσιμα τους στην τιμή spot. Η τιμή του φυσικού αερίου μπορεί να είναι απροσδιόριστη για μια περίοδο της επόμενης ημέρας τη στιγμή υποβολής προσφορών στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας λόγω της ασύγχρονης ρύθμισης μεταξύ των δύο αγορών. Κατά συνέπεια, οι GFPPs πρέπει να χρησιμοποιούν μια εκτίμηση της τιμής του φυσικού αερίου και αντιμετωπίζουν αβεβαιότητα σχετικά με την τιμή και τη διαθεσιμότητα φυσικού αερίου. Η τιμή του καυσίμου που χρησιμοποιείται από τα GFPPs για να υποβάλλουν προσφορές στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας θεωρείται σταθερή ανεξάρτητα από τη διαδικασία προμήθειας και ενδέχεται να μην αντικατοπτρίζει την πραγματική αξία του φυσικού αερίου (Ordoudis et al., 2019).

Για να λυθούν αυτά τα προβλήματα και να βελτιστοποιηθεί ο τρόπος εκκαθάρισης των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου έχουν δοκιμαστεί τρεις διαφορετικές προσεγγίσεις. Η πρώτη προσέγγιση, η οποία εμφανίζει και τις δυσλειτουργίες που αναφέρθηκαν παραπάνω, εμπεριέχει πρώτα την εκκαθάριση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και έπειτα την εκκαθάριση της αγοράς φυσικού αερίου. Σ' αυτήν την περίπτωση, όπως αναφέρθηκε, οι παραγωγοί των GFPPs υποβάλλουν προσφορές χωρίς να έχουν γνώση της τιμής του φυσικού αερίου, κάνοντας απλώς εκτιμήσεις. Επιπλέον, αυτός ο μηχανισμός μειώνει και την ευελιξία της αγοράς φυσικού αερίου μιας και ήδη έχει δεσμευτεί ποσότητα φυσικού αερίου για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μειώνοντας τη διαθεσιμότητα για τη διοχέτευση του αερίου σε άλλες χρήσεις. Σ' αυτόν τον μηχανισμό η εκκαθάριση της αγοράς επόμενης ημέρας και της αγοράς εξισορρόπησης πραγματοποιείται σύμφωνα με τον δεδομένο τρόπο. Για να λυθούν αυτά τα προβλήματα που εμπεριέχει η ασύγχρονη εκκαθάριση των αγορών φυσικού αερίου, έχει αναπτυχθεί ο μηχανισμός εκκαθάρισης στον οποίο οι δύο αυτές αγορές

εκκαθαρίζονται ταυτόχρονα, δηλαδή οι αγορές σε αυτή την περίπτωση είναι συζευγμένες, τόσο στην αγορά επόμενης ημέρας όσο και την αγορά εξισορρόπησης. Ο τρίτος μηχανισμός που έχει αναπτυχθεί αφορά την ταυτόχρονη εκκαθάριση των αγορών φυσικού αερίου και ηλεκτρικής ενέργειας ενώ ταυτόχρονα πραγματοποιείται και η εκκαθάριση της αγοράς επόμενης ημέρας και της αγοράς εξισορρόπησης. Κάτι τέτοιο πραγματοποιείται χρησιμοποιώντας μια στοχαστική επίλυση για την αγορά εξισορρόπησης λαμβάνοντας δηλαδή αρκετά σενάρια και τις αντίστοιχες πιθανότητες. Το πλεονέκτημα αυτής της προσέγγισης είναι το γεγονός ότι η αγορά επόμενης ημέρας εκκαθαρίζεται λαμβάνοντας υπόψιν και τις πιθανές προσαρμογές που είναι πιθανό να συμβούν στην αγορά εξισορρόπησης με αποτέλεσμα να υπάρχει μια συνολική βελτιστοποίηση που οδηγεί σε μείωση του κόστους. Όλοι οι μηχανισμοί αυτοί μοντελοποιούνται και επιλύονται χρησιμοποιώντας κατάλληλους αλγόριθμους με αντικειμενική συνάρτηση βελτιστοποίησης την ελαχιστοποίηση του κόστους του συστήματος και τη μεγιστοποίηση του κοινωνικού οφέλους.

Στη βιβλιογραφία βρέθηκε και αναλύθηκε ένας εκτεταμένος αριθμός επιστημονικών άρθρων σχετικά με την εκκαθάριση των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου χρησιμοποιώντας τις διαφορετικές προσεγγίσεις που αναλύθηκαν παραπάνω. Επιπλέον, αναλύθηκαν άρθρα σχετικά με τις δυνατότητες και τα οφέλη της ενσωμάτωσης συστήματος αποθήκευσης στην εκκαθάριση αυτών των αγορών. Όλες αυτές οι επιστημονικές μελέτες παρουσιάζουν σημαντικές ομοιότητες, όπως η σημαντική διείσδυση των ΑΠΕ στο υπό μελέτη ενεργειακό μίγμα. Ωστόσο, παρουσιάζουν και αξιοσημείωτες διαφορές που έχουν να κάνουν με τις διαφορετικές ιδιαιτερότητες και τα χαρακτηριστικά που λαμβάνει υπόψιν κάθε μελέτη.

Η μελέτη των Morales et al. (2012) εξετάζει μια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας με σημαντική παρουσία παραγωγών αιολικής ενέργειας, η οποία διευθετείται μέσω δημοπρασίας με περιορισμούς δικτύου. Η δημοπρασία γίνεται μια μέρα πριν και λειτουργεί σε ωριαία βάση. Η ωριαία δημοπρασία δομείται ως πρόβλημα στοχαστικού προγραμματισμού δύο φάσεων. Στην πρώτη φάση, χειρίζεται η εκκαθάριση της αγοράς, ενώ η δεύτερη φάση μοντελοποιεί τις λειτουργίες του συστήματος λαμβάνοντας υπόψη διάφορα εύλογα σενάρια παραγωγής αιολικής ενέργειας. Αυτή η προσέγγιση βελτιστοποιεί από κοινού τους ενεργειακούς πόρους και τους αποθεματικούς πόρους, οδηγώντας στον καθορισμό των τιμών της ενέργειας. Αυτές οι

δομές τιμολόγησης εξασφαλίζουν τόσο ανάκτηση κόστους για τους παραγωγούς όσο και συμφωνία εσόδων.

Οι Baringo & Conejo (2011) στο πλαίσιο ενός καθιερωμένου δικτύου μεταφοράς διερευνούν την πρόκληση του προσδιορισμού σχετικά με το είδος των εγκαταστάσεων αιολικής ενέργειας που θα πρέπει να κατασκευαστούν από έναν επενδυτή για τη βελτιστοποίηση των οικονομικών τους αποδόσεων. Για τη διεξαγωγή αυτής της ανάλυσης, προβάλλουν ένα μελλοντικό έτος-στόχο και αντιπροσωπεύουν τις απαιτήσεις ισχύος σε διάφορες τοποθεσίες χρησιμοποιώντας σταδιακές καμπύλες φορτίου-διάρκειας. Η δυσκολία πρόβλεψης τόσο των απαιτήσεων φορτίου όσο και της παραγωγής ανέμου λαμβάνεται υπόψη μέσω της μοντελοποίησης που βασίζεται σε σενάρια. Το εν λόγω σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας λειτουργεί εντός μιας δομής αγοράς, όπου κάθε παραγωγός ή καταναλωτής συναλλάσσεται στην τοπική οριακή τιμή (LMP) που αντιστοιχεί στην τοποθεσία του στο δίκτυο. Καθώς η διεξόδυση της αιολικής ενέργειας αυξάνεται, οι LMP τείνουν να μειώνονται.

Οι Pereira et al. (2005) εισάγουν μια προσέγγιση δυαδικής επέκτασης (BE) για την αντιμετώπιση της πρόκλησης της στρατηγικής υποβολής προσφορών σε βραχυπρόθεσμες αγορές ηλεκτρικής ενέργειας όταν αντιμετωπίζονται με αβεβαιότητα. Η μέθοδος BE χρησιμοποιείται για την αναδιαμόρφωση των μεταβλητών που εμπλέκονται στο πρόβλημα της μη γραμμικής προσφοράς, μετατρέποντάς τις σε μια διατύπωση μικτού ακέραίου γραμμικού προγραμματισμού. Αυτός ο μετασχηματισμός επιτρέπει τη χρήση εμπορικά διαθέσιμων υπολογιστικών εργαλείων για την επίλυση προβλημάτων. Η ευελιξία της προσέγγισης BE επεκτείνεται στην προσαρμογή διαφόρων μοντέλων υποβολής προσφορών, συμπεριλαμβανομένων εκείνων που επικεντρώνονται αποκλειστικά στην τιμή, την ποσότητα ή και τα δύο. Επιπλέον, μπορεί να ενσωματώσει παράγοντες όπως δίκτυα μεταφοράς, αβεβαιότητες (συμπεριλαμβανομένων των σεναρίων για την τιμή, την ποσότητα, τη διαθεσιμότητα των εγκαταστάσεων και το φορτίο), τα χρηματοοικονομικά μέσα, τις αποφάσεις για την ενίσχυση της χωρητικότητας και τις στρατηγικές δέσμευσης μονάδων.

Στην ανάλυσή τους οι Philpott & Schultz (2006), εξετάζουν τις δραστηριότητες ενός παραγωγού ηλεκτρικής ενέργειας που συμμετέχει σε μια αγορά συγκέντρωσης ηλεκτρικής ενέργειας σε πολλές περιόδους διαπραγμάτευσης, που συνήθως εκτείνονται σε μία ημέρα. Αυτός ο παραγωγός διαχειρίζεται μια δεξαμενή μονάδων

παραγωγής, καθεμία από τις οποίες χαρακτηρίζεται από συγκεκριμένα κόστη εκκίνησης, κόστη παύσης λειτουργίας και λειτουργικά εύρη. Κατά την έναρξη κάθε περιόδου διαπραγμάτευσης, ο παραγωγός υποχρεούται να παρέχει στον διαχειριστή του συστήματος μια νέα καμπύλη προσφοράς. Αυτή η καμπύλη περιγράφει τις προσφερόμενες ποσότητες ενέργειας και τις αντίστοιχες τιμές στις οποίες ο παραγωγός επιθυμεί να εκκαθαριστεί. Η πραγματική ποσότητα εξαρτάται από την παρουσιαζόμενη καμπύλη προσφοράς, από τις προσφορές που γίνονται από άλλες παραγωγές και τη στοχαστική ζήτηση της αγοράς. Μετά την αποστολή, ο παραγωγός πρέπει να αποφασίσει ποια από τις μονάδες παραγωγής του θα λειτουργήσει κατά την τρέχουσα περίοδο εμπορίας για την εκπλήρωση των δεσμεύσεων αποστολής. Ο πρωταρχικός στόχος είναι να προσδιοριστεί μια συνάρτηση προσφοράς που μεγιστοποιεί το αναμενόμενο κέρδος του παραγωγού. Για να αντιμετωπιστεί αυτή η πρόκληση, εισάγεται μια προσέγγιση βελτιστοποίησης που βασίζεται στον δυναμικό προγραμματισμό. Αυτή η τεχνική επιτρέπει την κατασκευή βέλτιστων προσφορών σε διαδοχικές χρονικές περιόδους εντός ενός προκαθορισμένου ορίζοντα σχεδιασμού.

Οι Porras-Ortiz et al. (2020) αναφέρουν ότι το εμπόριο μεταξύ συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας εξαρτάται από τις διαφορές στις τιμές της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Όταν το διασυνοριακό εμπόριο εκτείνεται σε πολλές αγορές, μπορεί να απαιτηθεί η δημιουργία μιας περιφερειακής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία θα διέπεται από διάφορες συμφωνίες και κανονισμούς. Τέτοιες διασυνοριακές συναλλαγές μπορούν δυνητικά να οδηγήσουν σε αυξημένη οικονομική ευημερία για κάθε ζώνη, όπως μια χώρα, ενώ ταυτόχρονα αναπροσαρμόζουν τα πλεονάσματα μεταξύ των καταναλωτών, τα κέρδη για τους παραγωγούς και τα ενοίκια συμφόρησης σε κάθε ζώνη, παρεμποδίζοντας πιθανώς την περιφερειακή ολοκλήρωση. Για την αντιμετώπιση αυτών των περιπλοκών, ένας χειριστής ζώνης, μπορεί να αξιοποιήσει τα κοινωνικοοικονομικά οφέλη που προκύπτουν από το διασυνοριακό εμπόριο. Αυτό επιτυγχάνεται με την επιδέξια διαχείριση στρατηγικών προσφορών ενέργειας και αποθεμάτων που υποβάλλονται στην περιφερειακή αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Σε αυτό το πλαίσιο, ένας «στρατηγικός» χειριστής, χρησιμοποιώντας το μοντέλο που προτείνεται στη συγκεκριμένη εργασία, έχει την ικανότητα να προσαρμόζει τις προσφορές που γίνονται από παραγωγούς ζωνών κατά τη διαδικασία υποβολής στην περιφερειακή αγορά.

Σύμφωνα με τη μελέτη των Rintamäki et al. (2020), η άνοδος των όγκων διαπραγμάτευσης στην ενδοημερήσια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, λόγω της διαλείπουσας φύσης της παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, δημιουργεί την ευκαιρία σε έναν στρατηγικό παραγωγό να κυριαρχήσει στην αγορά. Αυτή η έρευνα διερευνά τις στρατηγικές προσφοράς που εφαρμόζει ένας ευέλικτος παραγωγός τόσο στις αγορές της επόμενης ημέρας όσο και στις ενδοημερήσιες αγορές.

Οι Ruiz & Conejo (2009) εμβαθύνουν στις στρατηγικές που χρησιμοποιούνται από έναν έμπειρο παραγωγό ενέργειας που ασχολείται με το εμπόριο ηλεκτρικής ενέργειας μέσα σε μια «δεξαμενή» ηλεκτρικής ενέργειας. Παρουσιάζεται μια συστηματική προσέγγιση για τον καθορισμό της βέλτιστης στρατηγικής προσφοράς του παραγωγού. Για να επιτευχθεί αυτό, χρησιμοποιείται ένας αλγόριθμος εκκαθάρισης αγοράς περιορισμένου δικτύου πολλαπλών περιόδων, λαμβάνοντας υπόψη τις αβεβαιότητες που σχετίζονται με τις προσφορές ζήτησης και τις στρατηγικές προσφοράς ανταγωνιστών παραγωγών.

Οι Tsimopoulos & Georgiadis (2019) βασισμένοι στην υπόθεση Stackelberg, εμβαθύνουν στη δυναμική ενός παραδοσιακού παραγωγού ηλεκτρικής ενέργειας που κατέχει την κυρίαρχη θέση του μέσα σε μια «δεξαμενή» ηλεκτρικής ενέργειας που χαρακτηρίζεται από μια σημαντική παρουσία αιολικής ενέργειας. Χρησιμοποιώντας ένα πλαίσιο βελτιστοποίησης δύο επιπέδων, στοχεύουν στο να αντλήσουν τις πιο συμφέρουσες στρατηγικές προσφοράς για αυτόν τον παραγωγό με επιρροή μέσα σε μια συνδυασμένη δεξαμενή ενέργειας και αποθεμάτων. Αυτές οι «δεξαμενές» υπόκεινται σε διακανονισμό μέσω διαδικασίας ωριαίας δημοπρασίας. Σε αυτό το πλαίσιο, η πρόκληση του ανώτερου επιπέδου περιστρέφεται γύρω από τη βελτιστοποίηση των αναμενόμενων κερδών του στρατηγικού παραγωγού. Ταυτόχρονα, η πτυχή του κατώτερου επιπέδου αφορά τη διαδικασία εκκαθάρισης αγοράς μόνο για ενέργεια, η οποία είναι δομημένη ως ένα στοχαστικό πρόγραμμα δύο σταδίων. Το πρώτο στάδιο επικεντρώνεται στην εκκαθάριση της αγοράς για την επόμενη μέρα, ενώ το δεύτερο στάδιο ενσωματώνει τις λειτουργίες του συστήματος κατά την περίοδο εξισορρόπησης, που περιλαμβάνει μια σειρά από εύλογα σενάρια παραγωγής αιολικής ενέργειας. Για να αντιμετωπιστεί αποτελεσματικά αυτό το περίπλοκο πρόβλημα, μετατρέπεται το μοντέλο δύο επιπέδων σε ένα μαθηματικό πρόγραμμα που διαθέτει περιορισμούς ισορροπίας. Στη συνέχεια, επαναδιαμορφώνεται σε ένα γραμμικό πρόγραμμα μεικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού, που διευκολύνεται από την εφαρμογή των

συνθηκών Karush-Kuhn-Tucker και τις αρχές της ισχυρής θεωρίας δυαδικότητας. Αυτό το ολοκληρωμένο μοντέλο προσφέρει βέλτιστες στρατηγικές προσφορές και τοπικές οριακές τιμές, λαμβάνοντας υπόψη τα διαφορετικά επίπεδα διείσδυσης της αιολικής ενέργειας και τις χωρητικότητες των γραμμών μεταφοράς δικτύου, παρέχοντας πολύτιμες πληροφορίες για αυτό το εξελισσόμενο τοπίο της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Μια ακόμη έρευνα των Tsimopoulos & Georgiadis (2020) επικεντρώνεται σε έναν στρατηγικό παραγωγό του οποίου το χαρτοφυλάκιο παραγωγής περιλαμβάνει συμβατικές και αιολικές πηγές ενέργειας. Χρησιμοποιώντας ένα ενιαίο πλαίσιο, κατασκευάζουν ένα μοντέλο συμπληρωματικότητας δύο επιπέδων που στοχεύει στον καθορισμό των πιο συμφέρουσες στρατηγικές παρακράτησης χωρητικότητας για αυτό το ποικίλο χαρτοφυλάκιο μέσα σε ένα περιβάλλον αγοράς που βασίζεται σε ομάδες. Σε αυτό το πλαίσιο μοντελοποίησης, το ανώτερο επίπεδο επικεντρώνεται στη μεγιστοποίηση των αναμενόμενων κερδών του στρατηγικού παραγωγού, ενώ το κατώτερο επίπεδο περιλαμβάνει τη διαδικασία οικονομικής αποστολής με περιορισμούς ασφαλείας που διαχειρίζεται ένας ανεξάρτητος διαχειριστής συστήματος. Ο μηχανισμός εκκαθάρισης αγοράς χαρακτηρίζεται από αγορές μόνο για ενέργεια, οι οποίες βελτιστοποιούν τον συντονισμένο προγραμματισμό της ενέργειας και των αποθεμάτων μέσω μιας προσέγγισης στοχαστικού προγραμματισμού δύο σταδίων.

Η εμπλοκή συστημάτων φυσικού αερίου και ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται εντονότερη, όπως διαπιστώνουν και οι Chen et al. (2018). Οι απαρχαιωμένες μονάδες παραγωγής ενέργειας με άνθρακα αντικαθίστανται από μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με φυσικό αέριο (GFPPs), οι οποίες έχουν καταστεί απαραίτητες για την ευελιξία των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Η ικανότητα αυτών των GFPPs να παράγουν ενέργεια εξαρτάται από τη διαθεσιμότητα πόρων φυσικού αερίου, παράγοντας που επηρεάζεται τόσο από τους προμηθευτές αερίου όσο και από τα δίκτυα αγωγών. Είναι ενδιαφέρον ότι παρά αυτή την αλληλεξάρτηση, οι αγορές φυσικού αερίου και ηλεκτρικής ενέργειας λειτουργούν ανεξάρτητα. Κατά συνέπεια, τα GFPPs είναι υποχρεωμένα να ενεργούν ως εκπρόσωποι ολόκληρου του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας όταν συμμετέχουν στην αγορά φυσικού αερίου. Αυτό συνεπάγεται την πραγματοποίηση προβλέψεων σχετικά με τη μελλοντική κατανάλωση φυσικού αερίου και την ανάληψη κινδύνου δυσμενών συμβάσεων ή αδυναμίας τήρησης των

χρονοδιαγραμμάτων παραγωγής λόγω περιστασιακών ελλείψεων στον εφοδιασμό φυσικού αερίου. Καθώς οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αποκτούν μεγαλύτερη βάση και η συμφόρηση του δικτύου αερίου γίνεται πιο συχνή, το υπάρχον πλαίσιο της αγοράς αποδεικνύεται αναξιόπιστο, αναποτελεσματικό και οικονομικά μη ελκυστικό για τους επενδυτές περιουσιακών στοιχείων GFPPs. Σε αυτήν την εργασία, αναπτύσσεται ένα πλαίσιο που ενοποιεί αυτές τις δύο αγορές. Εισάγεται ένα μακροπρόθεσμο πλαίσιο εκκαθάρισης της αγοράς επόμενης ημέρας που λαμβάνει υπόψη τις αβεβαιότητες που εισάγουν οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Οι Gil et al. (2016) σημειώνουν ότι η επέκταση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μέσω σταθμών ηλεκτροπαραγωγής με καύση φυσικού αερίου (GFPPs) έχει οδηγήσει σε μια αυξανόμενη αλληλεπίδραση μεταξύ των τομέων ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου. Περισσότερες εταιρείες γίνονται προοδευτικά σημαντικοί παίκτες και στις δύο αγορές ταυτόχρονα. Σ' αυτή τη μελέτη, εισάγεται δύο μεθοδολογίες για τη σύνδεση δύο αλληλεξαρτώμενων μοντέλων αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου, που παισιώνονται ως προβλήματα βελτιστοποίησης. Αυτές οι μεθοδολογίες καλύπτουν τις προτιμήσεις διαφορετικών τμημάτων σε αυτές τις εταιρείες. Η μεθοδολογία «ηλεκτρικής προοπτικής» εστιάζει στη μεγιστοποίηση των κερδών στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας υπολογίζοντας ισοδύναμα συμβόλαια αερίου στο πλαίσιο του μοντέλου της αγοράς φυσικού αερίου. Αντιστρόφως, η μεθοδολογία «προοπτική αερίου» επικεντρώνεται στην ελαχιστοποίηση του κόστους λειτουργίας του φυσικού αερίου, καθορίζοντας παράλληλα τη σχέση μεταξύ των οριακών εσόδων και της κατανάλωσης αερίου χρησιμοποιώντας το μοντέλο της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Η υιοθέτηση αυτής της συντονισμένης προσέγγισης θα μπορούσε να επιτρέψει στις εταιρείες να ξεκλειδώσουν συνέργειες, οδηγώντας σε ανταγωνιστικό πλεονέκτημα έναντι εκείνων που λειτουργούν ανεξάρτητα και στις δύο αγορές.

Η αυξανόμενη εξάρτηση από σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής με φυσικό αέριο έχει προκαλέσει προκλήσεις απόδοσης και αξιοπιστίας και στις δύο βιομηχανίες όπως αναφέρει η εκτενής μελέτη των Ji & Huang (2018). Αυτές οι προκλήσεις πηγάζουν από την αυξανόμενη εξάρτηση από το φυσικό αέριο ως κύρια πηγή καυσίμου στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας και τις κλιμακούμενες διακυμάνσεις της ζήτησης στον τομέα του φυσικού αερίου. Αφού εξεταστούν εν συντομία αυτές οι ασυνέχειες, διερευνώνται βελτιώσεις που στοχεύουν στην αποτελεσματική και οικονομικά αποδοτική διαχείριση της παροχής φυσικού αερίου για τον προγραμματισμό της αγοράς επόμενης ημέρας

ηλεκτρικής ενέργειας. Έχοντας γνώση από την επιτυχή εφαρμογή της τοπικής οριακής τιμολόγησης στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, επεκτείνουν αυτόν τον μηχανισμό στην αγορά φυσικού αερίου. Επιπλέον, παρέχουν μια στρατηγική υποβολής προσφορών για τις επιχειρήσεις κοινής ωφελείας γενικής ζήτησης αερίου, λαμβάνοντας υπόψη την πιθανή δυνατότητα εφαρμογής της απόκρισης ζήτησης (DR), μια πρακτική που χρησιμοποιείται επίσης στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι Nasiri et al. (2020) αναφέρουν ότι ένα σύστημα πολλαπλής ενέργειας (MES) προσφέρει βελτιωμένη λειτουργική ευελιξία σε διάφορους φορείς ενέργειας, ενισχύοντας έτσι την αξιοπιστία και την αποδοτικότητα του δικτύου, ειδικά παρουσία ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ). Οι φορείς ενέργειας όπως η ηλεκτρική ενέργεια, και το φυσικό αέριο μπορούν να διασυνδεθούν μέσω της χρήσης συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας (ESS) και συνδυασμένων μονάδων θερμότητας και ισχύος σε διαφορετικές κλίμακες, είτε σε περιφερειακό είτε σε τοπικό πλαίσιο. Η απουσία συντονισμένης βελτιστοποίησης σε ενεργειακά συστήματα τόσο σε τοπικό όσο και σε περιφερειακό επίπεδο αποτυγχάνει να εξασφαλίσει τη συνολική βέλτιστη απόδοση αυτών των συστημάτων, καθώς λειτουργούν μεμονωμένα, παραμελώντας τη διασύνδεσή τους. Τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας (ESS) αποτελούν μια από τις πιο σημαντικές πηγές ευελιξίας σε αυτό το πλαίσιο. Κατά συνέπεια, αυτό το έγγραφο εισάγει μια αποκεντρωμένη στοχαστική προσέγγιση για την αξιολόγηση του αντίκτυπου των ESS στην εκκαθάριση της αγοράς στο πλαίσιο των περιφερειακών και τοπικών MES. Σε περιφερειακό επίπεδο, οι οικονομικές αλληλεπιδράσεις μεταξύ των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου (NG) ενορχηστρώνονται από έναν κεντρικό διαχειριστή συστήματος (SO). Εν τω μεταξύ, ο συντονισμός μεταξύ διαφορετικών πηγών ενέργειας πραγματοποιείται υπό την αρμοδιότητα του φορέα εκμετάλλευσης του ενεργειακού κόμβου σε τοπικό επίπεδο. Για να ενισχυθεί η ευελιξία του συστήματος φυσικού αερίου εντός του περιφερειακού MES, το μοντέλο ενσωματώνει την προσωρινή αποθήκευση φυσικού αερίου (linerack) για αγωγούς φυσικού αερίου. Το τοπικό MES χαρακτηρίζεται από τη χρήση ενός μοντέλου γραμμικού ενεργειακού κόμβου, το οποίο χρησιμοποιεί πολλαπλές θύρες εισόδου/εξόδου.

Σε ενεργειακά συστήματα που χαρακτηρίζονται από σημαντικές συνεισφορές από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας που εξαρτώνται από τις καιρικές συνθήκες, οι σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής με αέριο διαδραματίζουν κρίσιμο ρόλο ως τεχνολογία έκτακτης

ανάγκης για την εξασφάλιση ασφαλούς παροχής ρεύματος και την παροχή βραχυπρόθεσμης ευελιξίας. Κατά συνέπεια, οι Ordoudis et al. (2019) αναγνωρίζουν την όλο και μεγαλύτερη ανάγκη για πιο αυστηρό συντονισμό μεταξύ των δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου. Αυτή η μελέτη διερευνά διάφορες διαστάσεις του συντονισμού, που περιλαμβάνει την ολοκλήρωση του συστήματος και τον συγχρονισμό των συναλλαγών σε διαφορετικά χρονικά πλαίσια. Εισάγεται ένα ολοκληρωμένο λειτουργικό μοντέλο σχεδιασμένο τόσο για συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας όσο και για συστήματα φυσικού αερίου, ιδιαίτερα στο πλαίσιο αβέβαιης παροχής ρεύματος. Αυτό το μοντέλο αξιοποιεί τον στοχαστικό προγραμματισμό δύο σταδίων για να συν-βελτιστοποιήσει την αποστολή της επόμενης ημέρας αλλά και σε πραγματικό χρόνο. Κάτι τέτοιο πραγματοποιείται και για τα δύο ενεργειακά συστήματα ταυτόχρονα, με πρωταρχικό στόχο την ελαχιστοποίηση του συνολικού αναμενόμενου κόστους. Η διατύπωσή λαμβάνει υπόψη τη δυναμική του πακέτου γραμμής εντός του συστήματος φυσικού αερίου, με αποτέλεσμα ένα διαχειρίσιμο μοντέλο μικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού (MILP). Η ανάλυσή απεικονίζει με σαφήνεια την αποτελεσματικότητα του προτεινόμενου μοντέλου στην προσαρμογή υψηλών επιπέδων διείσδυσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, υπογραμμίζοντας τη σημασία της ακριβούς αναπαράστασης του συστήματος φυσικού αερίου σε βραχυπρόθεσμες λειτουργίες.

Σύμφωνα με τους Ordoudis et al. (2020), η αλληλεξάρτηση των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου σημείωσε μια αξιοσημείωτη αύξηση τα τελευταία χρόνια, που αποδίδεται κυρίως στην εκτεταμένη ανάπτυξη σταθμών παραγωγής ενέργειας με αέριο (GFPP). Επιπλέον, η εισαγωγή ανανεώσιμων πηγών ενέργειας που εξαρτώνται από τις καιρικές συνθήκες έχει προκαλέσει έναν βαθμό αβεβαιότητας στη λειτουργία του ολοκληρωμένου ενεργειακού συστήματος, τονίζοντας τη ζήτηση για λειτουργική ευελιξία. Τα μοντέλα στοχαστικής προσέγγισης που εισήχθησαν πρόσφατα έχουν σχεδιαστεί για να μεγιστοποιούν τη χρήση της διαθέσιμης ευελιξίας, ελαχιστοποιώντας ταυτόχρονα το συνολικό αναμενόμενο κόστος του συστήματος. Ωστόσο, αυτά τα μοντέλα αντιμετώπισαν προβλήματα συμβατότητας στο πλαίσιο του τρέχοντος διαδοχικού σχεδιασμού της αγοράς. Για την αντιμετώπιση αυτής της πρόκλησης, παρουσιάζεται μια πρωτοποριακή προσέγγιση που στοχεύει στον βέλτιστο προσδιορισμό των διαθέσιμων όγκων φυσικού αερίου για τον

προγραμματισμό της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, με μια προοπτική στραμμένη προς το μέλλον στις απαιτήσεις σε πραγματικό χρόνο.

Η εκτεταμένη ενσωμάτωση μονάδων με καύση φυσικού αερίου και η υιοθέτηση τεχνολογιών ενέργειας προς αέριο έχουν προωθήσει μια αυξανόμενη διασύνδεση μεταξύ των υποδομών φυσικού αερίου και ηλεκτρικής ενέργειας. Η μελέτη των Wang et al. (2018) εμβαθύνει στην ισορροπία των διασυνδεδεμένων αγορών φυσικού αερίου και ηλεκτρικής ενέργειας, μια δυναμική που διαμορφώνεται από τις στρατηγικές συμπεριφορές προσφοράς κάθε παραγωγού. Αυτοί οι παραγωγοί προσπαθούν να μεγιστοποιήσουν τα ατομικά τους κέρδη, λαμβάνοντας υπόψη τις περιπλοκές της διαδικασίας εκκαθάρισης της αγοράς. Η ισορροπία αυτών των αγορών μπορεί να εξακριβωθεί μέσω ενός προβλήματος ισορροπίας που χαρακτηρίζεται από περιορισμούς ισορροπίας.

Η μελέτη των Zhao et al. (2018) παρουσιάζει ένα μοντέλο σχεδιασμού που έχει σχεδιαστεί για να αντιμετωπίσει την πιεστική απαίτηση για συντονισμένο σχεδιασμό συστημάτων φυσικού αερίου και ηλεκτρικής ενέργειας, με ιδιαίτερη έμφαση στην δυνατότητα ύπαρξης αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.. Το μοντέλο έχει τη μορφή ενός προβλήματος στοχαστικής βελτιστοποίησης, που περιλαμβάνει την παρουσίαση αβεβαιοτήτων που σχετίζονται με την αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου, καθώς και την προσφορά φυσικού αερίου. Σε αυτό το πλαίσιο, εξετάζονται σχολαστικά οι περιορισμοί που σχετίζονται με την ανάπτυξη υποδομών φυσικού αερίου, ηλεκτρικής ενέργειας και αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Επιπλέον, η μελέτη εμβαθύνει στην ευαισθησία των επενδύσεων στην αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας σε σχέση με τη μοντελοποίηση των συνθηκών λειτουργίας.

Η μελέτη των Dimitriadis et al. (2023) εισάγει ένα πλαίσιο βελτιστοποίησης δύο επιπέδων προσαρμοσμένο στον καθορισμό της πιο συμφέρουσας στρατηγικής υποβολής προσφορών για έναν στρατηγικό σταθμό ηλεκτροπαραγωγής με καύση φυσικού αερίου (GFPP), ο οποίος επιδιώκει να ασκήσει επιρροή σε αγορές ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου που βρίσκονται υπό σημαντική αλληλεπίδραση. Αυτό το πολύπλοκο περιβάλλον λειτουργεί υπό την ομπρέλα ενός συστήματος εμπορίας εκπομπών άνθρακα (CETS). Σε αυτό το πλαίσιο, το πρόβλημα του ανώτερου επιπέδου επικεντρώνεται στη μεγιστοποίηση των κερδών αυτού του στρατηγικού παραγωγού. Εντωμεταξύ, στο πρόβλημα χαμηλότερου επιπέδου, οι αγορές επόμενης ημέρας

ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου υποβάλλονται σε διαδοχική εκκαθάριση. Αυτές οι εκκαθαρίσεις λαμβάνουν υπόψη αρκετούς κρίσιμους παράγοντες, συμπεριλαμβανομένης της κατανομής δικαιωμάτων εκπομπής άνθρακα για τους συμβατικούς παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας και της σημαντικής παρουσίας παραγωγής αιολικής ενέργειας. Για να γίνει αυτή η διατύπωση δύο επιπέδων πιο εύχρηστη, μετατρέπεται αρχικά σε ένα μαθηματικό πρόγραμμα με περιορισμούς ισορροπίας (MPEC) αξιοποιώντας τις συνθήκες και τις αρχές βελτιστοποίησης Karush-Kuhn-Tucker από τη θεωρία δυαδικότητας. Περαιτέρω βελτιώσεις οδηγούν σε μια διατύπωση μεικτού αέριου γραμμικού προγραμματισμού. Μέσω αριθμητικών προσομοιώσεων, λαμβάνονται τιμές εκκαθάρισης ηλεκτρικής ενέργειας που ενσωματώνονται στο CETS. Έπειτα, παρουσιάζονται τεκμηριωμένες αποφάσεις σχετικά με τις βέλτιστες στρατηγικές υποβολής προσφορών για τον στρατηγικό σταθμό ηλεκτροπαραγωγής με καύση αερίου, λαμβάνοντας παράλληλα υπόψη πιθανά σημεία συμφόρησης στη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας και διακυμάνσεις στις τιμές του φυσικού αερίου.

Στο πλαίσιο της μελέτης του IEEE Power & Energy Society & Institute of Electrical and Electronics Engineers, παρουσιάζεται μια μεθοδολογία σχεδιασμένη για να εξακριβώσει το πιο συμφέρον χρονοδιάγραμμα και τις πιο συμφέρουσες προσφορές στην αγορά για ένα σύστημα αποθήκευσης μπαταριών. Ο πρωταρχικός στόχος είναι να μεγιστοποιηθούν τα έσοδα μέσω της συντονισμένης λειτουργίας αυτού του συστήματος αποθήκευσης τόσο σε αγορές της επόμενης ημέρας όσο και σε αγορές εξισορρόπησης. Το μοντέλο λαμβάνει υπόψη τον χρηματοοικονομικό κίνδυνο που σχετίζεται με τη δημιουργία εσόδων και στα δύο τμήματα της αγοράς. Καθορίζει τις βέλτιστες προσφορές για την μπαταρία στα δύο στάδια της αγοράς, με στόχο την επίτευξη μέγιστου κέρδους διατηρώντας παράλληλα τον κίνδυνο σε ελεγχόμενο επίπεδο.

Οι Akhavan-Hejazi & Mohsenian-Rad (2014) διερευνούν ένα σενάριο που περιλαμβάνει μια σειρά μονάδων αποθήκευσης που ανήκουν σε επενδυτές, και λειτουργούν ανεξάρτητα. Αυτές οι μονάδες στοχεύουν στην προσφορά αποθεμάτων στην προ-ημερήσια αγορά, ενώ παράλληλα συμμετέχουν στην παροχή ενέργειας και στην αγορά εξισορρόπησης. Η ιδιαίτερη εστίαση σε αυτήν την μελέτη έγκειται σε σενάρια όπου ένα σημαντικό μέρος της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, ιδιαίτερα τον άνεμο. Για να αντιμετωπιστεί αυτό το

δυναμικό πλαίσιο, εισάγεται ένα πλαίσιο στοχαστικού προγραμματισμού προσανατολισμένο στην επιλογή των βέλτιστων προσφορών ενέργειας και εφεδρείας για αυτές τις μονάδες αποθήκευσης. Αυτό το πλαίσιο είναι ειδικά σχεδιασμένο για να εξυπηρετεί τις εγγενείς διακυμάνσεις στις τιμές της αγοράς που προκύπτουν από το απρόβλεπτο της διαθεσιμότητας παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές. Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης υπογραμμίζουν περαιτέρω την αποτελεσματικότητα αυτού του σχεδιασμού, διασφαλίζοντας την κερδοφορία των ιδιωτικών επενδύσεων σε μονάδες αποθήκευσης.

Λόγω της προσαρμοστικότητάς τους στη φόρτιση και την εκφόρτιση, τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας αναδεικνύονται ως ένα πολλά υποσχόμενο συμπλήρωμα των αιολικών πάρκων που δραστηριοποιούνται στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, όπως διαπιστώνουν και στη μελέτη τους οι Ding et al. (2016). Αυτή η μελέτη εισάγει μια ολοκληρωμένη προσέγγιση που περιλαμβάνει την υποβολή προσφορών για την προημερήσια αγορά και τις επιχειρησιακές στρατηγικές σε πραγματικό χρόνο (αγορά εξισορρόπησης) για ένα σύστημα αποθήκευσης αιολικής ενέργειας. Για να επιτευχθούν οι βέλτιστες προσφορές, κατασκευάζεται μια διατύπωση βελτιστοποίησης μη γραμμικού μεικτού ακέραιου προγραμματισμού που επηρεάζει τα αναμενόμενα σφάλματα πρόβλεψης αιολικής ενέργειας και αξιοποιεί τις δυνατότητες εξισορρόπησης ισχύος των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας. Για να αντιμετωπιστεί αυτό το μη γραμμικό πρόβλημα, έχει αναπτυχθεί ένας τροποποιημένος αλγόριθμος καθόδου βαθμίδωσης. Η αποτελεσματικότητα και η βελτιστοποίηση αυτού του αλγορίθμου τεκμηριώνονται μέσα από μια σειρά περιπτώσιολογικών μελετών. Σε σύγκριση με τις υπάρχουσες στρατηγικές, η προτεινόμενη προσέγγιση παρέχει σταθερά ανώτερα οικονομικά αποτελέσματα, ανεξάρτητα από τις χρονικές συσχετίσεις στα σφάλματα πρόβλεψης αιολικής ενέργειας.

Στη μελέτη των Ding et al. (2017) τονίζεται ότι τα αιολικά πάρκα και τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας έχουν αναλάβει ολοένα και πιο κομβικούς ρόλους στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, καθιστώντας έτσι τη συμμετοχή τους στην αγορά αναμφισβήτητης σημασίας. Σε αυτό το πλαίσιο, αυτή η μελέτη εισάγει μια ολοκληρωμένη προσέγγιση που εναρμονίζει τις στρατηγικές προσφοράς της αγοράς επόμενης ημέρας με τις επιχειρησιακές πολιτικές σε πραγματικό χρόνο (αγορά εξισορρόπησης). Ο πρωταρχικός στόχος είναι η μεγιστοποίηση του κέρδους που προκύπτει από τη συνδυασμένη λειτουργία τους. Αναγνωρίζοντας το γεγονός ότι οι

συμμετέχοντες που διαθέτουν σημαντική χωρητικότητα στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας μπορούν να ασκήσουν επιρροή στις εκκαθαρισμένες τιμές μέσω στρατηγικών προσφορών, εξετάζεται ένα σενάριο όπου ένα μεγάλης δυναμικότητας σύστημα αποθήκευσης ενέργειας τοποθετείται ως παράγοντας διαμόρφωσης τιμών στην προ-ημερήσια αγορά. Κατά συνέπεια, η στρατηγική λαμβάνει υπόψη τον αντίκτυπο της προσφερόμενης ποσότητας στις τιμές της αγοράς επόμενης ημέρας, που συμπληρώνεται από την υιοθέτηση κανόνων γραμμικής απόφασης ως στρατηγικής ελέγχου της αγοράς εξισορρόπησης. Αυτά τα μέτρα χρησιμεύουν συλλογικά για την ενίσχυση των κερδών τόσο στις αγορές της επόμενης ημέρας όσο και στις αγορές εξισορρόπησης. Η ολοκληρωμένη στρατηγική δημιουργίας τιμών παρουσιάζεται ως ένα στοχαστικό πρόβλημα προγραμματισμού, αντιμετωπίζοντας προσεκτικά την αβεβαιότητα που σχετίζεται με την παραγωγή αιολικής ενέργειας και εξισορροπώντας τις τιμές μέσω της χρήσης σεναρίων. Αυτή η προσέγγιση επιτρέπει την αναδιαμόρφωση του προβλήματος βελτιστοποίησης σε ένα γραμμικό πρόβλημα.

Στο πλαίσιο της μελέτης του Mohsenian-Rad (2016), εισάγεται ένα νέο πλαίσιο βελτιστοποίησης που έχει σχεδιαστεί για να διευκολύνει τη συγχρονισμένη λειτουργία επεκτατικών συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας και μπαταριών που καθορίζουν τις τιμές και κατανέμονται σε διάφορους γεωγραφικούς κόμβους σε μια αγορά ενέργειας με περιορισμούς μεταφοράς ενέργειας. Αυτές οι μονάδες αποθήκευσης ενέργειας προσανατολίζονται στη μεγιστοποίηση των κερδών τους. Λαμβάνεται υπόψη ένα πλήθος σχεδιαστικών ζητημάτων, που περιλαμβάνει παράγοντες όπως η γεωγραφική τοποθέτηση, η κλίμακα, οι μετρήσεις απόδοσης και οι ρυθμοί φόρτισης και εκφόρτισης που σχετίζονται με αυτές τις μονάδες αποθήκευσης ενέργειας. Επιπλέον, αξιολογείται σχολαστικά ο συλλογικός αντίκτυπος των μονάδων αποθήκευσης ενέργειας στις τοπικές οριακές τιμές, προσφέροντας έτσι μια ολοκληρωμένη προοπτική για την ενσωμάτωσή τους στην αγορά. Η ανάλυση σε αυτή τη μελέτη καλύπτει τόσο ντετερμινιστικά όσο και στοχαστικά σενάρια σχεδίασης, προσφέροντας μια ολοκληρωμένη εξέταση της δυναμικής του συστήματος. Μέσω της παρουσίασης διαφορετικών περιπτώσιολογικών μελετών, παρατηρείται ότι η συμφόρηση των γραμμών μεταφοράς, αν και συχνά συμφέρει, δεν είναι γενικά επιθυμητή για συστήματα συντονισμένης αποθήκευσης.

Οι Nasrolahpour et al. (2018) εισάγουν ένα εργαλείο υποστήριξης αποφάσεων που βασίζεται σε ένα μοντέλο συμπληρωματικότητας δύο επιπέδων προσαρμοσμένο για

ένα σύστημα αποθήκευσης ενέργειας του εμπόρου που λειτουργεί καθορίζοντας τις τιμές. Ο πρωταρχικός στόχος αυτού του εργαλείου είναι να διακρίνει τις πιο συμφέρουσες στρατηγικές διαπραγμάτευσης, τόσο στην αγορά επόμενης ημέρας όσο και στην αγορά εξισορρόπησης. Για να ληφθεί υπόψη η εγγενής αβεβαιότητα, ενσωματώνεται στο μοντέλο ένα σύνολο σεναρίων που προέρχονται από τις διαθέσιμες προβλέψεις. Ο πρωταρχικός στόχος αυτού του συστήματος αποθήκευσης ενέργειας είναι να μεγιστοποιήσει το αναμενόμενο κέρδος του. Στην αγορά επόμενης ημέρας, το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας συμμετέχει σε εμπορικές δραστηριότητες που περιλαμβάνουν δέσμευση ενέργειας και αποθεμάτων, με το τελευταίο να λειτουργεί ως μία από τις βοηθητικές υπηρεσίες. Στη συνέχεια, στην αγορά εξισορρόπησης, το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας χρησιμοποιεί το δεσμευμένο απόθεμα. Το προτεινόμενο μοντέλο αποτυπώνει επιδέξια την περίπλοκη αλληλεπίδραση μεταξύ των διαφόρων αγορών και αξιολογεί διεξοδικά την επιρροή τους στη λειτουργία του συστήματος αποθήκευσης ενέργειας. Επιπλέον, παρέχει στο σύστημα αποθήκευσης ενέργειας τη δυνατότητα να αποκτήσει επίγνωση σχετικά με τις διαδικασίες εκκαθάρισης πολλαπλών αγορών. Κάτι τέτοιο, δίνει στο σύστημα τη δυνατότητα να διαμορφώσει τα αποτελέσματα αυτών των αγορών προς όφελός του, προσαρμόζοντας στρατηγικά τις προσφορές τιμών και ποσοτήτων.

Οι Pandžić & Kuzle (2015) διερευνούν τη δυναμική της αγοράς που εμπεριέχει μια μονάδα αποθήκευσης ενέργειας, με πρωταρχικό στόχο την αξιολόγηση των δυνατοτήτων στην εξασφάλιση εσόδων και τη συνακόλουθη επιρροή που έχει μια μονάδα αποθήκευσης ενέργειας στη μεγιστοποίηση των κερδών με βάση τις τιμές της αγοράς επόμενης ημέρας. Επιπλέον, αυτή η μελέτη διεξάγει μια ολοκληρωμένη ανάλυση των επιπτώσεων που ασκεί μια τέτοια μονάδα αποθήκευσης στην απόδοση της αγοράς των συμβατικών γεννητριών. Για να αντιμετωπιστούν αυτά τα περίπλοκα ζητήματα, εισάγεται ένα μοντέλο μεγιστοποίησης κέρδους σε δύο επίπεδα. Σε αυτό το μοντέλο, το πρόβλημα ανώτερου επιπέδου επικεντρώνεται στις επιχειρησιακές στρατηγικές και τις αποφάσεις υποβολής προσφορών που σχετίζονται με τη μονάδα αποθήκευσης, ενώ το πρόβλημα κατώτερου επιπέδου αναπαράγει τις διαδικασίες εκκαθάρισης της αγοράς.

Οι Schillemans et al. (2018) αναφέρουν ότι τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας (ESS) έχουν τη δυνατότητα να παρέχουν τη βασική ευελιξία που απαιτείται για την οικονομικά αποδοτική ενσωμάτωση της στοχαστικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

που προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Σε αυτή τη μελέτη, εισάγεται ένα νέο πρόβλημα βελτιστοποίησης δύο επιπέδων που μιμείται τη στρατηγική συμπεριφορά ενός ιδιοκτήτη ESS που ορίζει τις τιμές. Αυτή η εξομοίωση σχετίζεται με τη συμμετοχή τους σε μια ενοποιημένη αγορά αποθεμάτων ενέργειας στην αγορά επόμενης ημέρας. Η προσέγγιση αυτή ενσωματώνει στοχαστικά εκτιμήσεις για πιθανά αποτελέσματα εξισορρόπησης της αγοράς σε πραγματικό χρόνο όταν εκκαθαρίζονται οι αγορές επόμενης ημέρας, που επιτυγχάνονται μέσω της ενσωμάτωσης περιορισμών αποθεμάτων. Αυτό το ολοκληρωμένο πλαίσιο μπορεί να εξυπηρετήσει πολλαπλούς σκοπούς. Αποτελεί πολύτιμο εργαλείο για τις ρυθμιστικές αρχές και τους φορείς της αγοράς, προσφέροντας τους ένα μέσο αξιολόγησης διαφόρων επιλογών σχεδιασμού της αγοράς. Ταυτόχρονα, οι κάτοχοι ESS μπορούν να χρησιμοποιήσουν αυτό το πλαίσιο για να βελτιστοποιήσουν τις στρατηγικές προσφορών τους, ενισχύοντας τελικά τις δυνατότητες εσόδων τους.

Τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας (ESS) αναδεικνύονται ως μια πολλά υποσχόμενη οδός για την ενίσχυση της ευελιξίας των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας και τη διευκόλυνση της απρόσκοπτης ενσωμάτωσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, όπως υπογραμμίζουν και οι Vespermann et al. (2017). Σε αυτήν την έρευνα, εμβαθύνουν στις επιπτώσεις που προκύπτουν από τη στρατηγική συμπεριφορά ενός χειριστή ESS τόσο στις προημερήσιες όσο και στις αγορές εξισορρόπησης. Η προσέγγιση στρατηγικής προσφοράς που υιοθετείται από έναν φορέα εκμετάλλευσης ESS που καθορίζει τις τιμές μεταφέρεται σε ένα μοντέλο δύο επιπέδων. Σε αυτό το μοντέλο, το πρόβλημα του ανώτερου επιπέδου περιστρέφεται γύρω από τη βελτιστοποίηση των ενεργειών αναζήτησης κέρδους του χειριστή ESS, ενώ το πρόβλημα κατώτερου επιπέδου χρησιμεύει για την εξομοίωση της περίπλοκης δυναμικής εκκαθάρισης της αγοράς. Αυτό το μεθοδολογικό πλαίσιο μπορεί να εξυπηρετήσει διττό σκοπό. Μπορεί να χρησιμεύσει ως πολύτιμο εργαλείο για την αξιολόγηση πιθανών στρεβλώσεων στην αποτελεσματικότητα της αγοράς. Ταυτόχρονα, προσφέρει πληροφορίες για μια στρατηγική συναλλαγών από τη πλευρά του χειριστή ESS.

Η μελέτη των Dimitriadis et al. (2022) εισάγει ένα πλαίσιο βελτιστοποίησης δύο επιπέδων προσαρμοσμένο για μια μονάδα αποθήκευσης ενέργειας που συμμετέχει στον καθορισμό τιμών. Ο πρωταρχικός του στόχος είναι να εξακριβώσει τις βέλτιστες ωριαίες στρατηγικές προσφοράς εντός των αγορών που βασίζονται σε ομαδικά δίκτυα,

παράλληλα με την διαχείριση της εγγενούς αβεβαιότητας που σχετίζεται με την παραγωγή αιολικής ενέργειας. Στο ανώτερο επίπεδο αυτού του πλαισίου, στόχος αποτελεί η μεγιστοποίηση των αναμενόμενων κερδών για αυτήν τη μονάδα αποθήκευσης. Ταυτόχρονα, το κατώτερο επίπεδο εμπλέκεται σε μια σχολαστική διαδικασία διαδοχικής εκκαθάρισης αγοράς δύο σταδίων. Στο αρχικό στάδιο, η εστίαση είναι σε μια αγορά επόμενης ημέρας που συγχωνεύει ενεργειακές και αποθεματικές ποσότητες, με στόχο τον προσδιορισμό της πιο συμφέρουσας στρατηγικής. Στη συνέχεια, στο δεύτερο στάδιο, το επίκεντρο μετατοπίζεται σε διακανονισμούς αγοράς μόνο για την αγορά εξισορρόπησης, εξετάζοντας σχολαστικά διάφορα εύλογα σενάρια παραγωγής αιολικής ενέργειας. Αυτές οι αποφάσεις σε πραγματικό χρόνο καλύπτουν την ενεργοποίηση ανοδικών και καθοδικών αποθεματικών, τα οποία είχαν ήδη διευθετηθεί κατά τη φάση της προ-ημερήσιας αγοράς. Η αρχική πολυπλοκότητα του μοντέλου δύο επιπέδων έχει αντιμετωπιστεί αποτελεσματικά. Πρώτον, αναδιαμορφώνεται σε ένα μαθηματικό πρόγραμμα που περιλαμβάνει περιορισμούς ισορροπίας. Αυτός ο μετασχηματισμός εξαρτάται από την εφαρμογή των συνθηκών βελτιστοποίησης Karush-Kuhn-Tucker στο πρόβλημα χαμηλότερου επιπέδου. Το αποτέλεσμα είναι ένα πιο ευέλικτο πρόβλημα μεικτού αέριου γραμμικού προγραμματισμού. Αυτή η ανάλυση λαμβάνει υπόψη τη δυναμική των αυξήσεων της αιολικής παραγωγής και τις εύλογες συμφορήσεις των γραμμών μεταφοράς, προσφέροντας πολύτιμες πληροφορίες για τη συμπεριφορά της αγοράς.

Στη συγκεκριμένη διπλωματική εργασία μελετάται η ταυτόχρονη εκκαθάριση των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου τόσο για την αγορά επόμενης ημέρας όσο και για την αγορά εξισορρόπησης. Η εκκαθάριση της αγοράς επόμενης ημέρας και της αγοράς εξισορρόπησης πραγματοποιείται διαδοχικά. Το υπό μελέτη δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας αποτελείται από 24 κόμβους ενώ το δίκτυο φυσικού αερίου αποτελείται από 6 κόμβους. Επιπλέον, στο υπό μελέτη σύστημα συμπεριλαμβάνονται 12 παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας και 3 παραγωγοί φυσικού αερίου ενώ υπάρχει και διείσδυση ΑΠΕ αφού στο σύστημα εμπεριέχονται και 2 σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μέσω αιολικής ενέργειας. Επιπλέον, μελετώνται και περιπτώσεις στις οποίες στο δίκτυο έχουν προστεθεί και 5 συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας με μπαταρίες. Στην αγορά θεωρείται ότι υπάρχει τέλειος ανταγωνισμός, δηλαδή όλοι οι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας ορίζουν ως τιμή πώλησης της ενέργειας το κόστος παραγωγής της. Ως δεδομένα εισάγονται οι τιμές των προσφορών

από τους παραγωγούς φυσικού αερίου και ηλεκτρικής ενέργειας και ορισμένα τεχνικά χαρακτηριστικά των δικτύων. Η μοντελοποίηση του προβλήματος περιλαμβάνει ισοζύγια ενέργειας καθώς και περιορισμούς με βάση τα χαρακτηριστικά του δικτύου ενώ στόχος της βελτιστοποίησης αποτελεί η ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους των αγορών. Συνολικά αναλύθηκαν 4 σενάρια στα οποία εξετάζονται φαινόμενα συμφόρησης του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και οι επιπτώσεις από την ύπαρξη συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Και στα 4 αυτά σενάρια η αγορά επόμενης ημέρας και η αγορά εξισορρόπησης, εκκαθαρίζονται με βάση 3 διαφορετικές περιπτώσεις παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ, ώστε να διαπιστωθεί η σημασία και η επιρροή που έχουν οι ΑΠΕ στη διαμόρφωση των τιμών και του συνολικού κόστους. Το πρόβλημα επιλύεται με χρήση του λογισμικού GAMS (GAMS, 2013) και με χρήση του επιλυτή CPLEX.

2 Ανάπτυξη μαθηματικού μοντέλου

Το μαθηματικό μοντέλο που αναπτύσσεται περιγράφει την εκκαθάριση των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου και αφορά τόσο την αγορά επόμενης ημέρας όσο και την αγορά εξισορρόπησης. Η εκκαθάριση των αγορών φυσικού αερίου και ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιείται ταυτόχρονα. Η εκκαθάριση της αγοράς επόμενης ημέρας και της αγοράς εξισορρόπησης πραγματοποιείται διαδοχικά χωρίς να χάνεται σε καμία περίπτωση ο συγχρονισμός στην εκκαθάριση των αγορών φυσικού αερίου και ηλεκτρικής ενέργειας. Το σύνολο των εξισώσεων αποτελεί μέρος του μοντέλου που αναπτύχθηκε από τους Ordoudis et al. (2019).

Σε ορισμένα σενάρια και πιο συγκεκριμένα στα σενάρια 3 και 4 μελετάται η επίδραση που έχει στην εκκαθάριση της αγοράς η συμμετοχή μονάδων αποθήκευσης ενέργειας. Για να συμβεί κάτι τέτοιο το μοντέλο επεκτείνεται. Συνεπώς στις εξισώσεις του μοντέλου των Ordoudis et al. (2019) προστίθενται εξισώσεις που αφορούν την εκκαθάριση της αγοράς παρουσία μονάδων αποθήκευσης ενέργειας από τα μοντέλα των Nasrolahpour et al. (2018) και Nasrolahpour et al. (n.d.).

2.1 Περιγραφή του μηχανισμού εκκαθάρισης της συζευγμένης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου

Η εκκαθάριση της αγοράς επόμενης ημέρας και της αγοράς εξισορρόπησης πραγματοποιείται διαδοχικά. Αρχικά, κατά την εκκαθάριση της αγοράς επόμενης ημέρας, οι παραγωγοί υποβάλλουν στον MO τις προσφορές τους σχετικά με την τιμή πώλησης της ενέργειας καθώς και τη μέγιστη ποσότητα ενέργειας που είναι σε θέση να προσφέρουν. Με ανάλογο τρόπο, οι πελάτες-καταναλωτές υποβάλλουν και αυτοί τις προσφορές τους καθώς και την ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που επιθυμούν να αγοράσουν με στόχο την κάλυψη της ζήτησης. Με βάση αυτές τις προσφορές, προκύπτει η τιμή εκκαθάρισης της αγοράς. Προσφορές κατατίθενται για κάθε ώρα της ημέρας συνεπώς η τιμή εκκαθάρισης της αγοράς αφορά το ίδιο χρονικό διάστημα. Η ίδια διαδικασία ισχύει και για την αγορά φυσικού αερίου αλλά και για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

Κατά την εκκαθάριση της αγοράς εξισορρόπησης ακολουθείται η ίδια διαδικασία όσων αφορά τις προσφορές που υποβάλλουν οι καταναλωτές-πελάτες και οι παραγωγοί. Η

ποσότητα ενέργειας που «δημοπρατείται» είναι στενά συνδεδεμένη με την παραγωγή ενέργειας και την απόδοση που έχουν οι ΑΠΕ, που αποτελούν κομμάτι του συστήματος. Λόγω της αβεβαιότητας που δημιουργούν οι ΑΠΕ είναι απαραίτητη η ανάπτυξη περιπτώσεων για την εκκαθάριση της αγοράς. Μελετώνται 3 διαφορετικές περιπτώσεις παραγωγής ενέργειας από αιολικά πάρκα: μία περίπτωση υψηλής παραγωγής, μία περίπτωση μεσαίας παραγωγής και μία περίπτωση χαμηλής παραγωγής.

Οι αγορές ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου είναι αλληλεξαρτώμενες μιας και υπάρχουν 3 μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στις οποίες ως καύσιμο χρησιμοποιείται το φυσικό αέριο (GFPPs).

Η ζήτηση όλων των πελατών-καταναλωτών θεωρείται σταθερή για κάθε ώρα της ημέρας. Επιπλέον, μελετώνται και σενάρια στα οποία εμφανίζεται συμφόρηση των γραμμών μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

2.2 Ονοματολογία

Σύνολα(sets)

t, h	Σύνολο χρονικών περιόδων διάρκειας μίας ώρας
n, r	Σύνολο κόμβων δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας
m, u	Σύνολο κόμβων δικτύου φυσικού αερίου
k	Σύνολο παραγωγών φυσικού αερίου
i	Σύνολο συμβατικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας
i_g	Σύνολο σταθμών ηλεκτροπαραγωγής με φυσικό αέριο
i_c	Σύνολο θερμοηλεκτρικών σταθμών ($i_c \subset i$)
j	Σύνολο αιολικών πάρκων για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας
ω	Σύνολο σεναρίων απόδοσης αιολικών πάρκων
b	Σύνολο μονάδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας
v	Σύνολο σταθερών σημείων πίεσης

Σύνολα δύο διαστάσεων (two dimensional sets)

A_n^I	Σύνολο συμβατικών μονάδων παραγωγής i που βρίσκονται στον κόμβο δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας n
A_n^J	Σύνολο αιολικών πάρκων j που βρίσκονται στον κόμβο δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας n
A_m^K	Σύνολο παραγωγών φυσικού αερίου k που βρίσκονται στον κόμβο δικτύου φυσικού αερίου m
$A_m^{i_g}$	Σύνολο σταθμών ηλεκτροπαραγωγής με φυσικό αέριο i_g που βρίσκονται στον κόμβο δικτύου φυσικού αερίου m
A_n^b	Σύνολο μονάδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας b που βρίσκονται στον κόμβο δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας n

Παράμετροι (parameters)

c_i	Προσφορά για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατική μονάδα i στην DA αγορά (€/MW)
c_k	Προσφορά για παραγωγή φυσικού αερίου από παραγωγό φυσικού αερίου k στην DA αγορά (€/kcf)
c_i^+	Ανοδική ρύθμιση τιμής προσφοράς για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατική μονάδα i (€/MW)
c_i^-	Καθοδική ρύθμιση τιμής προσφοράς για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατική μονάδα i (€/MW)
φ_{i_g}	Συντελεστής μετατροπής ισχύος σταθμού ηλεκτροπαραγωγής με φυσικό αέριο i_g (kcf/MWh)
π_ω	Πιθανότητα σεναρίου ω
\tilde{M}	Αρκετά μεγάλη σταθερά

$\widehat{W}_{j,t}$	Αναμενόμενη παραγωγή ενέργειας από αιολικό πάρκο j στην περίοδο t (MW)
$B_{n,r}$	Απόλυτη τιμή της ευαισθησίας της γραμμής (n,r)
c_k^+	Ανοδική ρύθμιση τιμής προσφοράς για παραγωγή φυσικού αερίου από παραγωγό φυσικού αερίου k (€/kcf)
c_k^-	Καθοδική ρύθμιση τιμής προσφοράς για παραγωγή φυσικού αερίου από παραγωγό φυσικού αερίου k (€/kcf)
$c^{sh,G}$	Κόστος απόρριψης φορτίου φυσικού αερίου (€/kcf)
$c^{sh,E}$	Κόστος απόρριψης φορτίου ηλεκτρικής ενέργειας (€/MW)
$D_{n,t}^E$	Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στον κόμβο n και στην χρονική περίοδο t (MW)
$D_{m,t}^G$	Ζήτηση φυσικού αερίου στον κόμβο m και στην περίοδο t (kcf)
$F_{n,r}^{max}$	Ικανότητα μεταφοράς γραμμής (n,r) (MW)
G_k^+	Μέγιστο ανοδικό απόθεμα που προσφέρεται από τον παραγωγό φυσικού αερίου k (kcf/h)
G_k^-	Μέγιστο καθοδικό απόθεμα που προσφέρεται από τον παραγωγό φυσικού αερίου k (kcf/h)
G_k^{max}	Μέγιστη ικανότητα παραγωγής φυσικού αερίου από παραγωγό φυσικού αερίου k (kcf/h)
$K_{m,u}^{h/f}$	Σταθερά Linerpack (h) και ροής φυσικού αερίου (f) του αγωγού (m,u) [kcf / psig, kcf/(psig · h)]
P_i^+	Μέγιστο ανοδικό απόθεμα ηλεκτρικής ενέργειας που προσφέρεται από συμβατική μονάδα i (MW)
P_i^-	Μέγιστο καθοδικό απόθεμα ηλεκτρικής ενέργειας που προσφέρεται από συμβατική μονάδα i (MW)
P_i^{max}	Μέγιστη ικανότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατική μονάδα i (kcf/h)

$PR_m^{min/max}$	Ελάχιστη και μέγιστη πίεση στον κόμβο m (psig)
$W_{j,\omega,t}$	Παραγωγή ενέργειας από αιολικό πάρκο j στο σενάριο ω στην χρονική περίοδο t (MW)
MC_b^{dis}	Προσφορά για εκφόρτιση μονάδας αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας b (€/MW)
MC_b^{ch}	Προσφορά για φόρτιση μονάδας αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας b (€/MW)
O_b^{ch}	Προσφορά για φόρτιση μονάδας αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας b για ανοδικές και καθοδικές εφεδρείες (€/MW)
O_b^{dis}	Προσφορά για φόρτιση μονάδας αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας b για ανοδικές και καθοδικές εφεδρείες (€/MW)
$P_b^{ch,max}$	Μέγιστη δυναμικότητα φόρτισης της μονάδας αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας b στην DA αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (MW)
$P_b^{dis,max}$	Μέγιστη δυναμικότητα εκφόρτισης της μονάδας αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας b στην DA αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (MW)
E_b^{max}	Μέγιστη ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που μπορεί να αποθηκευτεί στη μονάδα αποθήκευσης b (MW)
E_b^{ini}	Ηλεκτρική ενέργεια που βρίσκεται αρχικά στη μονάδα αποθήκευσης b (MW)
η_b	Απόδοση μονάδας αποθήκευσης b
$R_b^{dis,up}$	Μέγιστη ενέργεια κατά την εκφόρτιση μονάδας αποθήκευσης b για ανοδικές εφεδρείες (MW)
$R_b^{dis,down}$	Μέγιστη ενέργεια κατά την εκφόρτιση μονάδας αποθήκευσης b για καθοδικές εφεδρείες (MW)
$R_b^{ch,up}$	Μέγιστη ενέργεια κατά την φόρτιση μονάδας αποθήκευσης b για ανοδικές εφεδρείες (MW)
$R_b^{ch,down}$	Μέγιστη ενέργεια κατά την φόρτιση μονάδας αποθήκευσης b για καθοδικές εφεδρείες (MW)

Συνεχείς μεταβλητές (variables)

$\delta_{n,t}$	Γωνία φάσης ηλεκτρικού ρεύματος στον κόμβο n το χρονικό διάστημα t στην DA αγορά (rad)
$\delta_{n,\omega,t}$	Γωνία φάσης ηλεκτρικού ρεύματος στον κόμβο n το χρονικό διάστημα t για το σενάριο ω (rad)
$f_{n,r,t}$	Ροή ισχύος στη γραμμή (n,r) στην χρονική περίοδο t (MW)
$f_{n,r,\omega,t}$	Ροή ισχύος στη γραμμή (n,r) στην χρονική περίοδο t για το σενάριο ω (MW)
$q_{m,u,t}$	Ροή φυσικού αερίου στον αγωγό (m,u) στην χρονική περίοδο t (kcf)
$q_{m,u,\omega,t}$	Ροή φυσικού αερίου στον αγωγό (m,u) στην χρονική περίοδο t για το σενάριο ω (kcf)

Συνεχείς θετικές μεταβλητές (positive variables)

$g_{k,\omega,t}^{+/-}$	Ανοδική/καθοδική ρύθμιση που παρέχεται από τους παραγωγούς φυσικού αερίου k στην χρονική περίοδο t για το σενάριο ω (kcf/h)
$g_{k,t}$	Ποσότητα φυσικού αερίου που προγραμματίζεται στην DA αγορά να παραδοθεί από τον παραγωγό k στο χρονικό διάστημα t (kcf/h)
$l_{n/m,\omega,t}^{sh,E/G}$	Ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας/φυσικού αερίου που απορρίπτεται στον κόμβο n/m στη χρονική περίοδο t για το σενάριο ω (MW, kcf/h)
$p_{i,\omega,t}^{+/-}$	Ανοδική/καθοδική ρύθμιση που παρέχεται από τη συμβατική μονάδα i στην χρονική περίοδο t για το σενάριο ω (MW)
$p_{i,t}$	Ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που προγραμματίζεται στην DA αγορά να παραδοθεί από τη συμβατική μονάδα i στο χρονικό διάστημα t (MW)

$w_{j,t}$	Ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που προγραμματίζεται στην DA αγορά να παραδοθεί από το αιολικό πάρκο j στο χρονικό διάστημα t (MW)
$pr_{m,\omega,t}^r$	Πίεση στον κόμβο δικτύου φυσικού αερίου m τη χρονική περίοδο t για το σενάριο ω (psig)
$pr_{m,t}$	Πίεση στον κόμβο δικτύου φυσικού αερίου m τη χρονική περίοδο t (psig)
$q_{m,u,\omega,t}^{in/out,r}$	Ρυθμοί εισόδου/εκροής φυσικού αερίου στον αγωγό (m,u) τη χρονική περίοδο t για το σενάριο ω (kcf/h)
$q_{m,u,t}^{in/out}$	Ρυθμοί εισόδου/εκροής φυσικού αερίου στον αγωγό (m,u) τη χρονική περίοδο t (kcf/h)
$w_{j,\omega,t}^{sp}$	Ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας από το αιολικό πάρκο j που χάνεται τη χρονική περίοδο t για το σενάριο ω (MW)
$p_{b,t}^{dis}$	Ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που εκφορτίζεται από τη μονάδα αποθήκευσης b τη χρονική περίοδο t (MW)
$p_{b,t}^{ch}$	Ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας με την οποία φορτίζεται από η μονάδα αποθήκευσης b τη χρονική περίοδο t (MW)
$p_{b,\omega,t}^{dis,up}$	Ηλεκτρική ενέργεια για ανοδικές εφεδρείες κατά την εκφόρτιση της μονάδας αποθήκευσης b τη χρονική περίοδο t για το σενάριο ω (MW)
$p_{b,\omega,t}^{dis,down}$	Ηλεκτρική ενέργεια για καθοδικές εφεδρείες κατά την εκφόρτιση της μονάδας αποθήκευσης b τη χρονική περίοδο t για το σενάριο ω (MW)
$p_{b,\omega,t}^{ch,up}$	Ηλεκτρική ενέργεια για ανοδικές εφεδρείες κατά την φόρτιση της μονάδας αποθήκευσης b τη χρονική περίοδο t για το σενάριο ω (MW)

$p_{b,\omega,t}^{ch,down}$	Ηλεκτρική ενέργεια για καθοδικές εφεδρείες κατά την φόρτιση της μονάδας αποθήκευσης b τη χρονική περίοδο t για το σενάριο ω (MW)
$e_{b,t}$	Ηλεκτρική ενέργεια που βρίσκεται στη μονάδα αποθήκευσης b τη χρονική περίοδο t (MW)
$e_{b,\omega,t}$	Ηλεκτρική ενέργεια που βρίσκεται στη μονάδα αποθήκευσης b τη χρονική περίοδο t για το σενάριο ω (MW)

Διαδικές μεταβλητές (binary variables)

$y_{m,u,t}$	Καθορίζει την κατεύθυνση της ροής του φυσικού αερίου στον αγωγό (m,u) τη χρονική περίοδο t
$y_{m,u,\omega,t}^r$	Καθορίζει την κατεύθυνση της ροής του φυσικού αερίου στον αγωγό (m,u) τη χρονική περίοδο t για το σενάριο ω
$u_{b,t}^{dis}$	Καθορίζει εάν η μονάδα αποθήκευσης b βρίσκεται σε κατάσταση εκφόρτισης τη χρονική περίοδο t
$u_{b,t}^{ch}$	Καθορίζει εάν η μονάδα αποθήκευσης b βρίσκεται σε κατάσταση φόρτισης τη χρονική περίοδο t
$u_{b,\omega,t}^{dis,r}$	Καθορίζει εάν η μονάδα αποθήκευσης b βρίσκεται σε κατάσταση εκφόρτισης τη χρονική περίοδο t για το σενάριο ω
$u_{b,\omega,t}^{ch,r}$	Καθορίζει εάν η μονάδα αποθήκευσης b βρίσκεται σε κατάσταση φόρτισης τη χρονική περίοδο t για το σενάριο ω

2.3 Μαθηματική διατύπωση μοντέλου

Το συνολικό μαθηματικό μοντέλο με βάση το οποίο εκκαθαρίζεται η συζευγμένη αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου αποτελείται από εξισώσεις που περιγράφουν την αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας και την αγορά του φυσικού αερίου, τόσο για την αγορά επόμενης ημέρας όσο και για την αγορά εξισορρόπησης, καθώς και από την αντικειμενική συνάρτηση. Πιο συγκεκριμένα, στην αγορά του φυσικού αερίου οι εξισώσεις αφορούν ισοζύγια σχετικά με την ποσότητα φυσικού αερίου καθώς και περιγράφουν τη ροή του φυσικού αερίου και ορισμένα τεχνικά χαρακτηριστικά του συστήματος. Στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας οι εξισώσεις αφορούν ισοζύγια ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και περιγράφουν τεχνικά χαρακτηριστικά του συστήματος. Η αντικειμενική συνάρτηση, με βάση την οποία βελτιστοποιείται το σύστημα, στοχεύει στην ελαχιστοποίηση του κόστους λειτουργίας της συζευγμένης αγοράς.

Αγορά επόμενης ημέρας

Περιορισμοί ισοζυγίου φυσικού αερίου για την DA αγορά

$$\sum_{k \in A_m^K} g_{k,t} - D_{m,t}^G - \sum_{i_g \in A_m^{i_g}} \varphi_{i_g} p_{i_g,t} - \sum_{u:(m,u) \in Z} (q_{m,u,t}^{in} - q_{u,m,t}^{out}) = 0 : (\widehat{\lambda}_{m,t}^G),$$

$$\forall m, \forall t \quad (2.1)$$

Ο περιορισμός (2.1) εφαρμόζεται για κάθε κόμβο του δικτύου φυσικού αερίου και για κάθε χρονικό διάστημα, δηλαδή για κάθε ώρα, σε χρονικό ορίζοντα μίας ημέρας. Με την εφαρμογή αυτού του περιορισμού η ποσότητα φυσικού αερίου που εξασφαλίζεται από τους παραγωγούς εξισώνεται με τη ζήτηση φυσικού αερίου, τόσο από οικιακούς καταναλωτές όσο και από τα GFPPs, καθώς και με την ποσότητα φυσικού αερίου που μεταφέρεται από κόμβο σε κόμβο. Από τη συγκεκριμένη εξίσωση προκύπτει η τιμή εκκαθάρισης που αφορά το φυσικό αέριο, $\widehat{\lambda}_{m,t}^G$.

Περιορισμοί ροής, τεχνικών χαρακτηριστικών συστήματος και παραγωγών φυσικού αερίου για την DA αγορά

$$PR_m^{min} \leq pr_{m,t} \leq PR_m^{max}, \forall m, \forall t \quad (2.2)$$

$$q_{m,u,t} = q_{m,u,t}^+ - q_{m,u,t}^-, \forall (m, u), \forall t \quad (2.3)$$

$$q_{m,u,t}^+ \leq \tilde{M} y_{m,u,t}, \forall (m, u), \forall t \quad (2.4)$$

$$q_{m,u,t}^- \leq \tilde{M}(1 - y_{m,u,t}), \forall (m, u), \forall t \quad (2.5)$$

$$y_{m,u,t} + y_{u,m,t} = 1, \forall (m, u), \forall t \quad (2.6)$$

$$q_{m,u,t}^+ \leq KI_{m,u,v}^+ pr_{m,t} - KO_{m,u,v}^+ pr_{u,t} + \tilde{M}(1 - y_{m,u,t}), \quad (2.7)$$

$$\forall (m, u) | m < u, \forall v, \forall t$$

$$q_{m,u,t}^- \leq KI_{m,u,v}^- pr_{u,t} - KO_{m,u,v}^- pr_{m,t} + \tilde{M} y_{m,u,t}, \quad (2.8)$$

$$\forall (m, u) | m < u, \forall v, \forall t$$

$$q_{u,m,t}^- \leq KI_{m,u,v}^+ pr_{m,t} - KO_{m,u,v}^+ pr_{u,t} + \tilde{M} y_{u,m,t}, \quad (2.9)$$

$$\forall (m, u) | m < u, \forall v, \forall t$$

$$q_{u,m,t}^+ \leq KI_{m,u,v}^- pr_{u,t} - KO_{m,u,v}^- pr_{m,t} + \tilde{M}(1 - y_{u,m,t}), \quad (2.10)$$

$$\forall (m, u) | m < u, \forall v, \forall t$$

$$KI_{m,u,v}^+ = \frac{K_{m,u}^f PR_{m,v}}{\sqrt{PR_{m,v}^2 - PR_{u,v}^2}}, KO_{m,u,v}^+ = \frac{K_{m,u}^f PR_{u,v}}{\sqrt{PR_{m,v}^2 - PR_{u,v}^2}} \quad (2.11)$$

$$KI_{m,u,v}^- = \frac{K_{m,u}^f PR_{u,v}}{\sqrt{PR_{u,v}^2 - PR_{m,v}^2}}, KO_{m,u,v}^- = \frac{K_{m,u}^f PR_{m,v}}{\sqrt{PR_{u,v}^2 - PR_{m,v}^2}},$$

$$\forall (m, u) | m < u, \forall v$$

$$q_{m,u,t}^+ = \frac{q_{m,u,t}^{in} - q_{m,u,t}^{out}}{2}, \forall (m, u), \forall t \quad (2.12)$$

$$q_{m,u,t}^- = \frac{q_{u,m,t}^{in} - q_{u,m,t}^{out}}{2}, \forall (m, u), \forall t \quad (2.13)$$

$$0 \leq g_{k,t} \leq G_k^{max}, \forall k, \forall t \quad (2.14)$$

Ο περιορισμός (2.2) καθορίζει τα όρια μέσα στα οποία πρέπει να βρίσκεται η πίεση σε κάθε κόμβο του δικτύου. Ο περιορισμός (2.3) ορίζει τη ροή στον αγωγό του δικτύου φυσικού αερίου. Η μεταβλητή $q_{m,u}^+$ περιγράφει τη ροή από τον κόμβο m στον κόμβο u ενώ η μεταβλητή $q_{m,u}^-$ περιγράφει τη ροή από τον κόμβο u στον κόμβο m. Και οι 2

αυτές μεταβλητές είναι θετικές. Οι περιορισμοί (2.4 – 2.6) ορίζουν ότι μόνο 1 από τις 2 αυτές μεταβλητές θα πάρει τιμή διαφορετική από 0. Με άλλα λόγια, ορίζεται έτσι ότι σε κάθε αγωγό υπάρχει ροή προς μία μόνο κατεύθυνση. Οι περιορισμοί (2.7 – 2.11) ενσωματώνουν στο μοντέλο τη φυσική περιγραφή της ροής του φυσικού αερίου. Επίσης, και μέσω των περιορισμών (2.7 – 2.11) εξασφαλίζεται ότι υπάρχει ροή προς μία μόνο κατεύθυνση και ότι $q_{m,u} = -q_{u,m}$. Οι περιορισμοί (2.12 – 2.13) καθορίζουν ότι η ροή σε κάθε αγωγό ισούται με το μισό της διαφοράς της εισροής και της εκροής. Η μεταβλητή $q_{m,u}^{in}$ περιγράφει την εισροή φυσικού αερίου στον αγωγό που συνδέει τους κόμβους m και u ενώ μεταβλητή $q_{m,u}^{out}$ περιγράφει την εκροή φυσικού αερίου στον ίδιο αγωγό. Ο περιορισμός (2.14) περιγράφει το ανώτατο όριο της παραγωγής φυσικού αερίου από κάθε παραγωγό.

Περιορισμοί ισοζυγίου ηλεκτρικής ενέργειας για την DA αγορά

$$\sum_{i \in A_n^I} p_{i,t} + \sum_{j \in A_n^J} w_{j,t} - D_{n,t}^E - \sum_{r:(n,r) \in L} f_{n,r,t} = 0 : (\widehat{\lambda}_{n,t}^E), \forall n, \forall t \quad (2.15)$$

Ο περιορισμός (2.15) εφαρμόζεται για κάθε κόμβο του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας και για κάθε χρονικό διάστημα, δηλαδή για κάθε ώρα, σε χρονικό ορίζονται μίας ημέρας. Με την εφαρμογή αυτού του περιορισμού η ηλεκτρική ενέργεια που εξασφαλίζεται από τους συμβατικούς παραγωγούς και τα αιολικά πάρκα εξισώνεται με τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και με την ηλεκτρική ενέργεια που μεταφέρεται από κόμβο σε κόμβο. Από τη συγκεκριμένη εξίσωση προκύπτει η τιμή εκκαθάρισης που αφορά την ηλεκτρική ενέργεια, $\widehat{\lambda}_{n,t}^E$.

Περιορισμοί τεχνικών χαρακτηριστικών, παραγωγών και συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας για την DA αγορά

$$0 \leq p_{i,t} \leq P_i^{max}, \forall i, \forall t \quad (2.16)$$

$$0 \leq w_{j,t} \leq \widehat{W}_{j,t}, \forall j, \forall t \quad (2.17)$$

$$f_{n,r,t} = B_{n,r}(\delta_{n,t} - \delta_{r,t}) \leq F_{n,r}^{max}, \forall (n,r), \forall t \quad (2.18)$$

$$\delta_{n,t} \text{ free}, \forall n: n \text{ ref}, \delta_{1,t} = 0, n_1 : \text{ref}, \forall t \quad (2.19)$$

Ο περιορισμός (2.16) θέτει το ανώτατο όριο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατικούς παραγωγούς ενώ ο περιορισμός (2.17) θέτει το ανώτατο όριο σχετικά με την αναμενόμενη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τα αιολικά πάρκα. Ο περιορισμός (2.18) περιγράφει την ανώτατη ικανότητα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας με βάση τα χαρακτηριστικά του συστήματος ενώ ο περιορισμός (2.19) ορίζει τη γωνία φάσης κάθε κόμβου του δικτύου.

Αντικειμενική συνάρτηση εκκαθάρισης DA αγοράς

$$\text{minimize } \sum_t \left(\sum_{i_c \in I_c} C_{i_c} p_{i_c,t} + \sum_k C_k g_{k,t} \right) \quad (2.20)$$

Η αντικειμενική συνάρτηση περιγράφει το κόστος του συστήματος και σκοπός αποτελεί η μείωσή του στο ελάχιστο. Το κόστος αυτό αποτελείται από δύο επιμέρους όρους που περιγράφονται στη συνέχεια.

- $\sum_{i_c \in I_c} C_{i_c} p_{i_c,t}$: Κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατικούς παραγωγούς στην αγορά επόμενης ημέρας
- $\sum_k C_k g_{k,t}$: Κόστος παραγωγής φυσικού αερίου στην αγορά επόμενης ημέρας

Αγορά εξισορρόπησης

Οι όροι που έχουν δείκτη * αποτελούν όρους η τιμή των οποίων έχει καθοριστεί (προγραμματιστεί) στην DA αγορά.

Περιορισμοί ισοζυγίου φυσικού αερίου για την RT αγορά

$$\sum_{k \in A_m^K} (g_{k,\omega,t}^+ - g_{k,\omega,t}^-) + l_{m,\omega,t}^{sh,G} + \sum_{u:(m,u) \in Z} (q_{m,u,t}^{in,*} - q_{u,m,t}^{out,*} - q_{m,u,t}^{in,r} + q_{u,m,t}^{out,r}) - \sum_{i_g \in A_m^{i_g}} \varphi_{i_g} \Delta p_{i_g,\omega,t} = 0 : (\widehat{\lambda_{m,\omega,t}^G}), \forall m, \forall t, \forall \omega \quad (2.21)$$

Ο περιορισμός (2.21) εφαρμόζεται για κάθε κόμβο του δικτύου φυσικού αερίου, για κάθε σενάριο και για κάθε χρονικό διάστημα, δηλαδή για κάθε ώρα, σε χρονικό ορίζονται μίας ημέρας. Με την εφαρμογή αυτού του περιορισμού η ποσότητα φυσικού αερίου που προκύπτει από ανοδικές και καθοδικές εφεδρείες εξισώνεται με τη ποσότητα φυσικού αερίου που απορρίπτεται αναγκαστικά, την ποσότητα φυσικού αερίου που μεταφέρεται από κόμβο σε κόμβο και τη μεταβολή της ποσότητας φυσικού αερίου που απαιτείται από τα GFPPs με βάση απαιτήσεις που έχουν προκύψει στην RT αγορά. Από τη συγκεκριμένη εξίσωση προκύπτει η τιμή εκκαθάρισης που αφορά το φυσικό αέριο για κάθε σενάριο, $\widehat{\lambda_{m,\omega,t}^G}$.

Περιορισμοί ροής, τεχνικών χαρακτηριστικών συστήματος και παραγωγών φυσικού αερίου για την RT αγορά

$$0 \leq g_{k,\omega,t}^+ \leq G_k^{max} - g_{k,t}^*, \forall k, \forall t, \forall \omega \quad (2.22)$$

$$0 \leq g_{k,\omega,t}^- \leq g_{k,t}^*, \forall k, \forall t, \forall \omega \quad (2.23)$$

$$0 \leq g_{k,\omega,t}^+ \leq G_k^+, \forall k, \forall t, \forall \omega \quad (2.24)$$

$$0 \leq g_{k,\omega,t}^- \leq G_k^-, \forall k, \forall t, \forall \omega \quad (2.25)$$

$$0 \leq l_{m,\omega,t}^{sh,G} \leq D_{m,t}^G, \forall m, \forall t, \forall \omega \quad (2.26)$$

$$y_{m,u,t}^r + y_{u,m,t}^r = 1, \forall (m, u), \forall t \quad (2.27)$$

$$\text{Περιορισμοί (2.2 – 2.5 , 2.7 – 2.13), } \forall \omega \quad (2.28)$$

Οι περιορισμοί (2.22 – 2.23) καθορίζουν τα όρια στα οποία κυμαίνονται οι ανοδικές και οι καθοδικές εφεδρείες αντίστοιχα με βάση τον προγραμματισμό που έχει ήδη γίνει στην DA αγορά. Οι περιορισμοί (2.24 – 2.25) καθορίζουν τα όρια στα οποία κυμαίνονται οι ανοδικές και οι καθοδικές εφεδρείες αντίστοιχα με βάση τις δυνατότητες παραγωγής του εκάστοτε παραγωγού. Ο περιορισμός (2.26) ορίζει ότι την ανώτατη ποσότητα φυσικού αερίου που μπορεί αναγκαστικά να απορριφθεί στην RT αγορά, ο περιορισμός (2.27) είναι αντίστοιχος και αντικαθιστά τον περιορισμό (2.6) και ο περιορισμός (2.28) συμπεριλαμβάνει όλους τους περιορισμούς που διατυπώθηκαν και στην DA αγορά και αφορούν τη ροή του φυσικού αερίου και τα τεχνικά χαρακτηριστικά του δικτύου.

Περιορισμοί ισοζυγίου ηλεκτρικής ενέργειας για την RT αγορά

$$\begin{aligned} \sum_{i \in A_n^I} \Delta p_{i,\omega,t} + l_{n,\omega,t}^{sh,E} + \sum_{j \in A_n^J} (\widehat{W}_{j,\omega,t} - w_{j,\omega,t}^{sp} - w_{j,t}^*) + \sum_{r:(n,r) \in \mathcal{L}} (f_{n,r,t}^* - f_{n,r,\omega,t}) = \\ = 0 : (\widehat{\lambda}_{n,\omega,t}^E), \forall n, \forall t, \forall \omega \end{aligned} \quad (2.29)$$

Ο περιορισμός (2.29) εφαρμόζεται για κάθε κόμβο του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας, για κάθε σενάριο και για κάθε χρονικό διάστημα, δηλαδή για κάθε ώρα, σε χρονικό ορίζοντα μίας ημέρας. Με την εφαρμογή αυτού του περιορισμού οι ανοδικές και καθοδικές εφεδρείες ηλεκτρικής ενέργειας που προκύπτουν από τους συμβατικούς παραγωγούς, το πλεόνασμα ή το έλλειμα στην ηλεκτρική ενέργεια από τα αιολικά πάρκα και η ποσότητα ενέργειας που αναγκαστικά απορρίπτεται εξισώνονται με την ηλεκτρική ενέργεια που μεταφέρεται από κόμβο σε κόμβο. Το πλεόνασμα ή το έλλειμα στην ηλεκτρική ενέργεια από τα αιολικά πάρκα προκύπτει από τον προγραμματισμό που έχει γίνει στην DA αγορά καθώς και από την ποσότητα ενέργειας από τα αιολικά πάρκα που αναγκαστικά απορρίπτεται. Από τη συγκεκριμένη εξίσωση προκύπτει η τιμή εκκαθάρισης που αφορά την ηλεκτρική ενέργεια για κάθε σενάριο, $\widehat{\lambda}_{n,\omega,t}^E$.

Περιορισμοί τεχνικών χαρακτηριστικών, παραγωγών και συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας για την RT αγορά

$$\Delta p_{i,\omega,t} = p_{i,\omega,t}^+ - p_{i,\omega,t}^-, \forall i, \forall t, \forall \omega \quad (2.30)$$

$$-p_{i,t}^* \leq \Delta p_{i,\omega,t} \leq P_i^{max} - p_{i,t}^*, \forall i, \forall t, \forall \omega \quad (2.31)$$

$$-P_i^- \leq \Delta p_{i,\omega,t} \leq P_i^+, \forall i, \forall t, \forall \omega \quad (2.32)$$

$$0 \leq l_{n,\omega,t}^{sh,E} \leq D_{n,t}^E, \forall n, \forall t, \forall \omega \quad (2.33)$$

$$0 \leq w_{j,\omega,t}^{sp} \leq \widehat{W}_{j,\omega,t}, \forall j, \forall t, \forall \omega \quad (2.34)$$

$$f_{n,r,\omega,t} = B_{n,r}(\delta_{n,\omega,t} - \delta_{r,\omega,t}) \leq F_{n,r}^{max}, \forall (n,r), \forall t, \forall \omega \quad (2.35)$$

$$\delta_{n,\omega,t} \text{ free}, \forall n: n \text{ ref}, \delta_{1,\omega,t} = 0, n_1 : \text{ref}, \forall t, \forall \omega \quad (2.36)$$

Οι περιορισμοί (2.30 - 2.32) καθορίζουν τη ρύθμιση και τα όρια των ανοδικών και καθοδικών εφεδρειών που παρέχονται από τους παραγωγούς ενέργειας στην αγορά

εξισορρόπησης. Οι περιορισμοί (2.33 – 2.34) ορίζουν το ανώτατο όριο ηλεκτρικής ενέργειας, από συμβατικούς παραγωγούς και αιολικά πάρκα αντίστοιχα, που μπορεί αναγκαστικά να απορριφθεί στην RT αγορά. Ο περιορισμός (2.35) περιγράφει την ανώτατη ικανότητα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας με βάση τα χαρακτηριστικά του συστήματος ενώ ο περιορισμός (2.36) ορίζει τη γωνία φάσης κάθε κόμβου του δικτύου.

Αντικειμενική συνάρτηση εκκαθάρισης RT αγοράς

$$\begin{aligned}
 \text{minimize } & \sum_t \left(\sum_{\omega} \pi_{\omega} \left(\sum_{i_c \in I_c} (C_{i_c}^+ p_{i_c, \omega, t}^+ - C_{i_c}^- p_{i_c, \omega, t}^-) + \sum_n C^{sh, E} l_{n, \omega, t}^{sh, E} \right. \right. \\
 & \left. \left. + \sum_k (C_k^+ g_{k, \omega, t}^+ - C_k^- g_{k, \omega, t}^-) + \sum_m C^{sh, G} l_{m, \omega, t}^{sh, G} \right) \right)
 \end{aligned} \tag{2.37}$$

Η αντικειμενική συνάρτηση περιγράφει το κόστος του συστήματος και σκοπός αποτελεί η μείωσή του στο ελάχιστο. Το κόστος κάθε σεναρίου προκύπτει με βάση την αντίστοιχη πιθανότητα πραγματοποίησής του, όπως προβλέπεται από τη θεωρία πιθανοτήτων. Το κόστος για κάθε σενάριο αποτελείται από τέσσερις επιμέρους όρους που περιγράφονται στη συνέχεια.

- $\sum_{i_c \in I_c} (C_{i_c}^+ p_{i_c, \omega, t}^+ - C_{i_c}^- p_{i_c, \omega, t}^-)$: Κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατικούς παραγωγούς, για ανοδικές και καθοδικές εφεδρείες, στην RT αγορά
- $\sum_k (C_k^+ g_{k, \omega, t}^+ - C_k^- g_{k, \omega, t}^-)$: Κόστος παραγωγής φυσικού αερίου, για ανοδικές και καθοδικές εφεδρείες, στην RT αγορά
- $\sum_n C^{sh, E} l_{n, \omega, t}^{sh, E}$: Κόστος που προκύπτει από την αναγκαστική απόρριψη ηλεκτρικής ενέργειας στην RT αγορά
- $\sum_m C^{sh, G} l_{m, \omega, t}^{sh, G}$: Κόστος που προκύπτει από την αναγκαστική απόρριψη ποσότητας φυσικού αερίου στην RT αγορά

2.4 Επέκταση του μοντέλου για σύστημα με δυνατότητα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας

Η συμμετοχή μονάδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στο σύστημα απαιτεί την τροποποίηση ορισμένων βασικών εξισώσεων του μαθηματικού μοντέλου σχετικά με την εκκαθάριση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας που παρουσιάστηκε ήδη αλλά και την προσθήκη νέων περιορισμών. Το μοντέλο που αφορά την εκκαθάριση της αγοράς φυσικού αερίου παραμένει αμετάβλητο.

Αγορά επόμενης ημέρας

Περιορισμοί ισοζυγίου ηλεκτρικής ενέργειας για την DA αγορά

$$\sum_{i \in A_n^I} p_{i,t} + \sum_{j \in A_n^J} w_{j,t} - D_{n,t}^E - \sum_{r: (n,r) \in L} f_{n,r,t} + \sum_{b \in A_n^b} (p_{b,t}^{dis} - p_{b,t}^{ch}) = 0 : (\widehat{\lambda}_{n,t}^E),$$

$$\forall n, \forall t \quad (2.15')$$

Σε σχέση με τον περιορισμό (2.15) έχει προστεθεί ο όρος $\sum_{b \in A_n^b} (p_{b,t}^{dis} - p_{b,t}^{ch})$ ο οποίος εκφράζει την διαφορά ανάμεσα στην ενέργεια που εισέρχεται και στην ενέργεια που εξέρχεται σε μια μονάδα αποθήκευσης. Οι μονάδες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας δρουν ως καταναλωτές-πελάτες κατά τη κατάσταση φόρτισης (charge mode) στην οποία συσσωρεύεται ενέργεια στην μονάδα και ως παραγωγοί κατά την κατάσταση εκφόρτισης (discharge mode), στην οποία αφαιρείται ενέργεια από τη μονάδα.

Περιορισμοί τεχνικών χαρακτηριστικών, παραγωγών και συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας για την DA αγορά

$$u_{b,t}^{dis} + u_{b,t}^{ch} = 1, \forall b, \forall t \quad (2.38)$$

$$0 \leq p_{b,t}^{dis} \leq u_{b,t}^{dis} P_b^{dis,max}, \forall b, \forall t \quad (2.39)$$

$$0 \leq p_{b,t}^{ch} \leq u_{b,t}^{ch} P_b^{ch,max}, \forall b, \forall t \quad (2.40)$$

$$0 \leq e_{b,t} \leq E_b^{max}, \forall b, \forall t \quad (2.41)$$

$$e_{b,t} = E_b^{ini} - \sum_{h=1}^t p_{b,t}^{dis} + \eta_b \sum_{h=1}^t p_{b,t}^{ch}, \forall b, \forall t \quad (2.42)$$

Οι περιορισμοί (2.38 – 2.40) ορίζουν την κατάσταση στην οποία θα βρεθεί η κάθε μονάδα αποθήκευσης, δηλαδή σε κατάσταση φόρτισης είτε σε κατάσταση εκφόρτισης, καθώς επίσης και τα ανώτατα όρια φόρτισης και εκφόρτισης. Ο περιορισμός (2.41) καθορίζει το ανώτατο όριο σχετικά με την ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που μπορεί να αποθηκευτεί σε κάθε μονάδα αποθήκευσης. Ο περιορισμός (2.42) αποτελεί έκφραση της αναμενόμενης κατάστασης φόρτισης του συστήματος αποθήκευσης.

Αντικειμενική συνάρτηση εκκαθάρισης DA αγοράς

$$\text{minimize } \sum_t \left(\sum_{i_c \in I_c} C_{i_c} p_{i_c,t} + \sum_k C_k g_{k,t} + \sum_k MC_b^{dis} p_{b,t}^{dis} - \sum_k MC_b^{ch} p_{b,t}^{ch} \right) \quad (2.20')$$

Η αντικειμενική συνάρτηση περιγράφει το κόστος του συστήματος και σκοπός αποτελεί η μείωσή του στο ελάχιστο. Σε σχέση με την αντικειμενική συνάρτηση του αρχικού μοντέλου έχουν προστεθεί οι δύο εξής όροι.

- $\sum_k MC_b^{dis} p_{b,t}^{dis}$: Κόστος ηλεκτρικής ενέργειας που προκύπτει από την εκφόρτιση των μονάδων αποθήκευσης
- $\sum_k MC_b^{ch} p_{b,t}^{ch}$: Κόστος ηλεκτρικής ενέργειας που προκύπτει από την φόρτιση των μονάδων αποθήκευσης. Ουσιαστικά, λειτουργεί ως κέρδος για το σύστημα μιας και η συγκεκριμένη ηλεκτρική ενέργεια αγοράζεται από τις μονάδες αποθήκευσης που στην κατάσταση φόρτισης λειτουργούν ως καταναλωτές – πελάτες.

Αγορά εξισορρόπησης

Περιορισμοί ισοζυγίου ηλεκτρικής ενέργειας για την RT αγορά

$$\sum_{i \in A_n^i} \Delta p_{i,\omega,t} + l_{n,\omega,t}^{sh,E} + \sum_{j \in A_n^j} (\widehat{W}_{j,\omega,t} - w_{j,\omega,t}^{sp} - w_{j,t}^*) + \sum_{r:(n,r) \in L} (f_{n,r,t}^* - f_{n,r,\omega,t}) + \sum_{b \in A_n^b} (p_{b,t}^{dis,up} - p_{b,t}^{dis,down}) - \sum_{b \in A_n^b} (p_{b,t}^{ch,up} - p_{b,t}^{ch,down}) = 0 : (\widehat{\lambda}_{n,\omega,t}^E),$$

$$\forall n, \forall t, \forall \omega$$

$$(2.29')$$

Σε σχέση με τον περιορισμό (2.29) έχουν προστεθεί οι όροι $\sum_{b \in A_n^b} (p_{b,t}^{dis,up} - p_{b,t}^{dis,down})$ και $\sum_{b \in A_n^b} (p_{b,t}^{ch,up} - p_{b,t}^{ch,down})$. Ο πρώτος όρος έχει θετικό πρόσημο μιας και αναφέρεται στην αύξηση των ανοδικών εφεδρειών στην κατάσταση εκφόρτισης, δηλαδή αναφέρεται σε ενέργεια που προσδίδεται στο σύστημα. Ο δεύτερος όρος έχει αρνητικό πρόσημο μιας και αναφέρεται στην αύξηση των ανοδικών εφεδρειών στην κατάσταση φόρτισης, δηλαδή αναφέρεται σε ενέργεια που αφαιρείται από το σύστημα και αποθηκεύεται στις μονάδες αποθήκευσης. Κάτι τέτοιο δικαιολογείται και από το γεγονός ότι, όπως έχει ήδη αναφερθεί, οι μονάδες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας δρουν ως καταναλωτές-πελάτες κατά τη κατάσταση φόρτισης και ως παραγωγοί κατά την κατάσταση εκφόρτισης.

Περιορισμοί τεχνικών χαρακτηριστικών, παραγωγών και συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας για την RT αγορά

$$u_{b,\omega,t}^{dis,r} + u_{b,\omega,t}^{ch,r} = 1, \forall b, \forall t, \forall \omega \quad (2.43)$$

$$0 \leq p_{b,\omega,t}^{dis,up} \leq u_{b,\omega,t}^{dis,r} R_b^{dis,up}, \forall b, \forall t, \forall \omega \quad (2.44)$$

$$0 \leq p_{b,\omega,t}^{dis,down} \leq u_{b,\omega,t}^{dis,r} R_b^{dis,down}, \forall b, \forall t, \forall \omega \quad (2.45)$$

$$0 \leq p_{b,\omega,t}^{ch,up} \leq u_{b,\omega,t}^{ch,r} R_b^{ch,up}, \forall b, \forall t, \forall \omega \quad (2.46)$$

$$0 \leq p_{b,\omega,t}^{ch,down} \leq u_{b,\omega,t}^{ch,r} R_b^{ch,down}, \forall b, \forall t, \forall \omega \quad (2.47)$$

$$0 \leq e_{b,\omega,t} \leq E_b^{max}, \forall b, \forall t, \forall \omega \quad (2.48)$$

$$e_{b,\omega,t} = e_{b,t}^* - \sum_{h=1}^t (p_{b,\omega,t}^{dis,up} - p_{b,\omega,t}^{dis,down}) + \eta_b \sum_{h=1}^t (p_{b,\omega,t}^{ch,up} - p_{b,\omega,t}^{ch,down}) \quad (2.49)$$

$$\forall b, \forall t, \forall \omega$$

Οι περιορισμοί (2.43 – 2.47) ορίζουν την κατάσταση στην οποία θα βρεθεί η κάθε μονάδα αποθήκευσης, δηλαδή σε κατάσταση φόρτισης είτε σε κατάσταση εκφόρτισης, στην αγορά εξισορρόπησης καθώς επίσης και τα ανώτατα όρια ανοδικών και καθοδικών εφεδρειών τόσο για την κατάσταση φόρτισης όσο και την κατάσταση εκφόρτισης. Ο περιορισμός (2.48) καθορίζει το ανώτατο όριο σχετικά με την ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που μπορεί να αποθηκευτεί σε κάθε μονάδα αποθήκευσης. Ο περιορισμός (2.49) αποτελεί έκφραση της αναμενόμενης κατάστασης φόρτισης του συστήματος αποθήκευσης στην αγορά εξισορρόπησης.

Αντικειμενική συνάρτηση εκκαθάρισης RT αγοράς

$$\begin{aligned}
 \text{minimize } & \sum_t \left(\sum_{\omega} \pi_{\omega} \left(\sum_{i_c \in I_c} (C_{i_c}^+ p_{i_c, \omega, t}^+ - C_{i_c}^- p_{i_c, \omega, t}^-) + \sum_n C^{sh, E} l_{n, \omega, t}^{sh, E} \right. \right. \\
 & + \sum_k (C_k^+ g_{k, \omega, t}^+ - C_k^- g_{k, \omega, t}^-) + \sum_m C^{sh, G} l_{m, \omega, t}^{sh, G} \\
 & + \sum_{b \in A_n^b} O_b^{dis} (p_{b, t}^{dis, up} - p_{b, t}^{dis, down}) \\
 & \left. \left. - \sum_{b \in A_n^b} O_b^{ch} (p_{b, t}^{ch, up} - p_{b, t}^{ch, down}) \right) \right)
 \end{aligned} \tag{2.37}$$

Η αντικειμενική συνάρτηση περιγράφει το κόστος του συστήματος και σκοπός αποτελεί η μείωσή του στο ελάχιστο. Σε σχέση με την αντικειμενική συνάρτηση του αρχικού μοντέλου έχουν προστεθεί οι δύο εξής όροι.

- $\sum_{b \in A_n^b} O_b^{dis} (p_{b, t}^{dis, up} - p_{b, t}^{dis, down})$: Κόστος ηλεκτρικής ενέργειας που προκύπτει από τις ανοδικές εφεδρείες στην κατάσταση εκφόρτισης των μονάδων αποθήκευσης
- $\sum_{b \in A_n^b} O_b^{ch} (p_{b, t}^{ch, up} - p_{b, t}^{ch, down})$: Κόστος ηλεκτρικής ενέργειας που προκύπτει από τις ανοδικές εφεδρείες στην κατάσταση φόρτισης των μονάδων αποθήκευσης. Ουσιαστικά, λειτουργεί ως κέρδος για το σύστημα μιας και η συγκεκριμένη ηλεκτρική ενέργεια αγοράζεται από τις μονάδες αποθήκευσης που στην κατάσταση φόρτισης λειτουργούν ως καταναλωτές – πελάτες.

3 Μελέτες περίπτωσης – Αποτελέσματα

3.1 Δεδομένα συστήματος

Το μαθηματικό μοντέλο που αναπτύχθηκε στην ενότητα 2 εφαρμόζεται για την εκκαθάριση της συζευγμένης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου. Η εκκαθάριση αφορά τόσο την αγορά επόμενης ημέρας όσο και την αγορά εξισορρόπησης. Το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας αποτελείται από 24 κόμβους ενώ το δίκτυο φυσικού αερίου αποτελείται από 5 κόμβους. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας επιτυγχάνεται μέσω 12 συμβατικών μονάδων, 3 εκ των οποίων χρησιμοποιούν ως καύσιμο το φυσικό αέριο (GFPPs). Επιπλέον, στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας υπάρχει και διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας μιας και υπάρχουν 2 αιολικά πάρκα. Η μέγιστη δυναμικότητα των συμβατικών μονάδων παρουσιάζεται στον πίνακα 3.1. Στον πίνακα 3.3 παρουσιάζεται η δυναμικότητα των αιολικών πάρκων με βάση κάθε περίπτωση απόδοσης. Συνολικά υπάρχουν 3 περιπτώσεις με ίδια πιθανότητα πραγματοποίησης, δηλαδή 33%. Η 1^η περίπτωση αναφέρεται στη μέγιστη απόδοση των αιολικών πάρκων, η 2^η περίπτωση αναφέρεται σε μια μέση απόδοση ενώ η 3^η αναφέρεται σε μια χαμηλή απόδοση. Η μέγιστη δυναμικότητα των παραγωγών φυσικού αερίου παρουσιάζεται στον πίνακα 3.2. Στους πίνακες 3.4 και 3.5 παρουσιάζονται τα αποθέματα για ανοδικές και καθοδικές εφεδρείες των συμβατικών παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας και των παραγωγών φυσικού αερίου, αντίστοιχα. Η ζήτηση κάθε κόμβου στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας καθ' όλη τη διάρκεια μιας ημέρας παρουσιάζεται στους πίνακες 3.6 και 3.7. Η αντίστοιχη ζήτηση που αφορά τους κόμβους του δικτύου φυσικού αερίου παρουσιάζεται στον πίνακα 3.8.

Η τοπολογία του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζεται στο σχήμα 3.1 ενώ η τοπολογία του δικτύου φυσικού αερίου παρουσιάζεται στον σχήμα 3.2.

Πίνακας 3.1: Δεδομένα συμβατικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

Συμβατική μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας	Τύπος μονάδας	Μέγιστη ικανότητα παραγωγής ενέργειας (MW)
G1	GFPP	152
G2	TPP	152
G3	TPP	300

G4	TPP	591
G5	GFPP	60
G6	TPP	155
G7	GFPP	155
G8	TPP	400
G9	TPP	400
G10	TPP	300
G11	TPP	60
G12	TPP	350

Πίνακας 3.2: Δεδομένα παραγωγών φυσικού αερίου

Παραγωγοί φυσικού αερίου	Μέγιστη ικανότητα παραγωγής φυσικού αερίου (kcf/h)
GW1	4000
GW2	6000
GW3	2000

Πίνακας 3.3: Δεδομένα δυναμικότητας αιολικών πάρκων

Αιολικό πάρκο				
	Περίπτωση απόδοσης αιολικής ενέργειας	1	2	3
wf1	Δυναμικότητα (MW)	500	350	200
wf2		500	350	200

Πίνακας 3.4: Δεδομένα ανοδικών και καθοδικών εφεδρειών συμβατικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

Συμβατική μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας	Μέγιστο ανοδικό απόθεμα ηλεκτρικής ενέργειας (MW)	Μέγιστο καθοδικό απόθεμα ηλεκτρικής ενέργειας (MW)
G1	40	40

G2	40	40
G3	70	70
G4	180	180
G5	60	60
G6	30	30
G7	30	30
G8	0	0
G9	0	0
G10	0	0
G11	40	40
G12	40	40

Πίνακας 3.5: Δεδομένα ανοδικών και καθοδικών εφεδρειών που παρέχονται από τους παραγωγούς φυσικού αερίου

Παραγωγοί φυσικού αερίου	Μέγιστο ανοδικό απόθεμα φυσικού αερίου (kcf/h)	Μέγιστο καθοδικό απόθεμα φυσικού αερίου (kcf/h)
GW1	1000	1000
GW2	1000	1000
GW3	1000	1000

Πίνακας 3.6: Δεδομένα ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας (MW) για κάθε κόμβο του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας (I)

Χρόνος,hr	Κόμβος δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας											
	n1	n2	n3	n4	n5	n6	n7	n8	n9	n10	n11	n12
1	87,5	87,5	87,5	87,5	87,5	87,5	87,5	87,5	87,5	87,5	87,5	87,5
2	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83
3	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5
4	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
5	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
6	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62

7	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
8	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98
9	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102
10	112,5	112,5	112,5	112,5	112,5	112,5	112,5	112,5	112,5	112,5	112,5	112,5
11	114,5	114,5	114,5	114,5	114,5	114,5	114,5	114,5	114,5	114,5	114,5	114,5
12	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
13	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
14	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143
15	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128
16	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
17	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108
18	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117
19	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
20	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
21	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155
22	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125
23	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108
24	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Πίνακας 3.7: Δεδομένα ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας (MW) για κάθε κόμβο του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας (2)

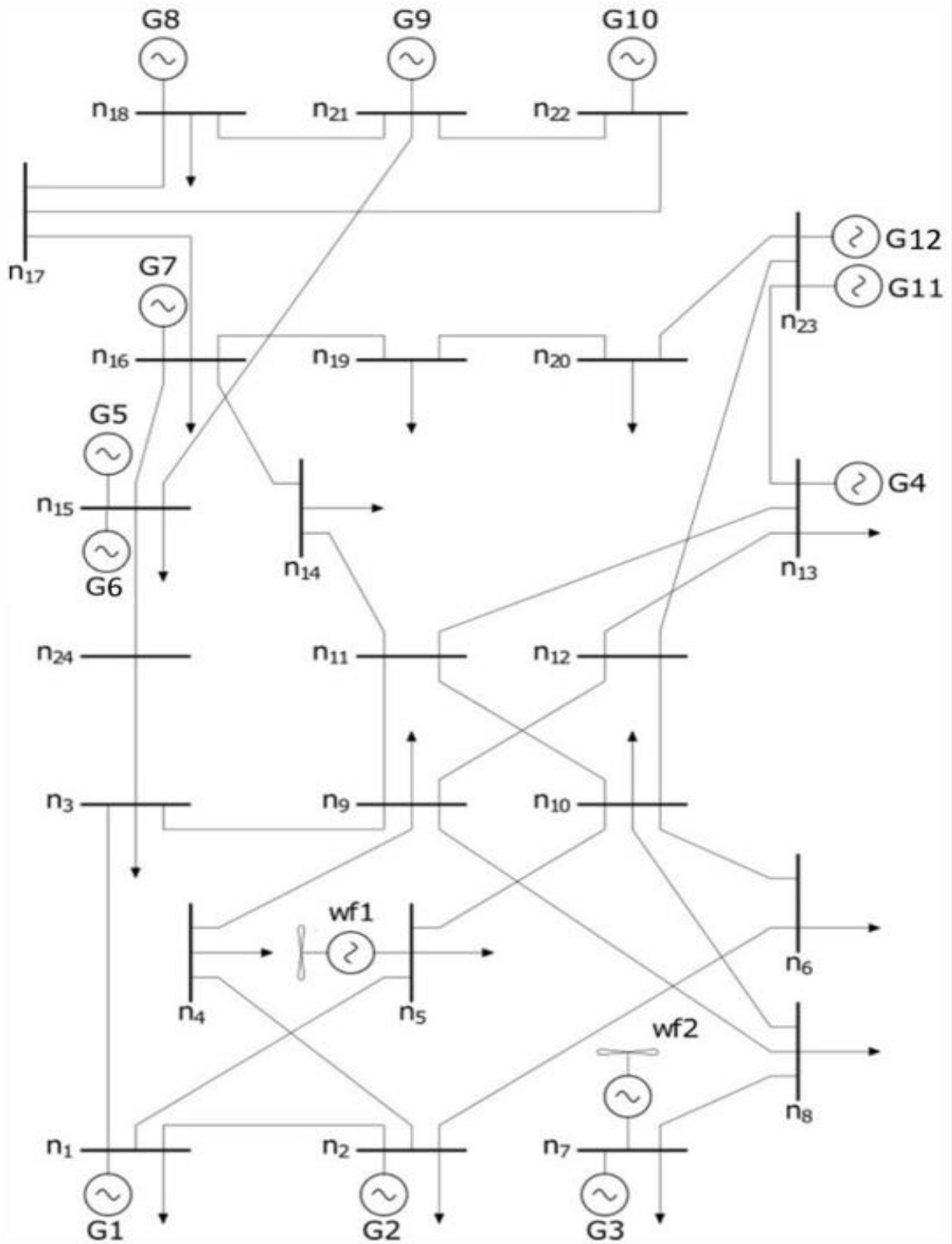
Χρόνος,hr	Κόμβος δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας											
	n13	n14	n15	n16	n17	n18	n19	n20	n21	n22	n23	n24
1	87,5	87,5	87,5	87,5	87,5	87,5	87,5	87,5	87,5	87,5	87,5	87,5
2	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83
3	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5
4	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
5	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
6	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62
7	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
8	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98
9	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102

10	112,5	112,5	112,5	112,5	112,5	112,5	112,5	112,5	112,5	112,5	112,5	112,5
11	114,5	114,5	114,5	114,5	114,5	114,5	114,5	114,5	114,5	114,5	114,5	114,5
12	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
13	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
14	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143
15	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128
16	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
17	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108
18	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117
19	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
20	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
21	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155
22	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125
23	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108
24	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

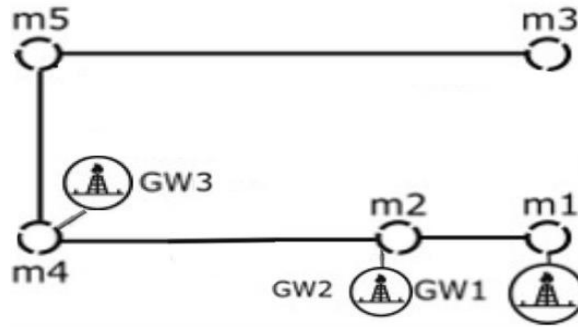
Πίνακας 3.8: Δεδομένα ζήτησης φυσικού αερίου (kcf/h) για κάθε κόμβο του δικτύου φυσικού αερίου

Χρόνος,hr	Κόμβος δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας				
	m1	m2	m3	m4	m5
1	1750	1050	0	0	1050
2	1675	1005	0	0	1005
3	1600	960	0	0	960
4	1625	975	0	0	975
5	1650	990	0	0	990
6	1675	1005	0	0	1005
7	1937,5	1162,5	0	0	1162,5
8	1950	1170	0	0	1170
9	2137,5	1282,5	0	0	1282,5
10	2175	1305	0	0	1305
11	2175	1305	0	0	1305
12	2137,5	1282,5	0	0	1282,5
13	2137,5	1282,5	0	0	1282,5

14	2137,5	1282,5	0	0	1282,5
15	2100	1260	0	0	1260
16	2137,5	1282,5	0	0	1282,5
17	2250	1350	0	0	1350
18	2250	1350	0	0	1350
19	2250	1350	0	0	1350
20	2175	1305	0	0	1305
21	2062,5	1237,5	0	0	1237,5
22	1875	1125	0	0	1125
23	1650	990	0	0	990
24	1675	1005	0	0	1005



Σχήμα 3.1: Τοπολογία δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας



Σχήμα 3.2: Τοπολογία δικτύου φυσικού αερίου

Τα οικονομικά δεδομένα του συστήματος αποτελούνται από την τιμή των προσφορών για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τις συμβατικές μονάδες για την προ-ημερήσια αγορά που φαίνονται στον πίνακα 3.9. Οι τιμές προσφορών των ίδιων μονάδων για τις ανοδικές και καθοδικές εφεδρείες φαίνονται στον πίνακα 3.10. Για τις μονάδες G1, G5, G7 δεν παρουσιάζεται κάποιο κόστος μιας και αποτελούν GFPPs και το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας υπολογίζεται με βάση την τιμή του φυσικού αερίου. Το κόστος παραγωγής ενέργειας από τα αιολικά πάρκα θεωρείται μηδενικό. Τα οικονομικά δεδομένα που αφορούν τις τιμές προσφοράς για την παραγωγή φυσικού αερίου στην αγορά επόμενης ημέρας παρουσιάζονται στον πίνακα 3.11, ενώ οι τιμές προσφοράς για τις ανοδικές και καθοδικές εφεδρείες φυσικού αερίου στην αγορά εξισορρόπησης παρουσιάζονται στον πίνακα 3.12.

Πίνακας 3.9: Οικονομικά δεδομένα συμβατικών παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας στην DA αγορά

Συμβατική μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας	Τιμή προσφοράς για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (€/MW)
G2	44,55
G3	65,61
G4	30,82
G6	33,22
G8	20,84
G9	26,9
G10	33,25
G11	60
G12	32,22

Πίνακας 3.10: Οικονομικά δεδομένα συμβατικών παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας στην RT αγορά

Συμβατική μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας	Τιμή προσφοράς ηλεκτρικής ενέργειας για ανοδικές εφεδρείες (€/MW)	Τιμή προσφοράς ηλεκτρικής ενέργειας για καθοδικές εφεδρείες (€/MW)
G2	50	43
G3	67,5	62,5
G4	35	28
G6	36	31,3
G8	25	18,2
G9	28,4	25
G10	37	31,4
G11	63	50
G12	38	29,3

Πίνακας 3.11: Οικονομικά δεδομένα παραγωγών φυσικού αερίου στην DA αγορά

Παραγωγοί φυσικού αερίου	Τιμή προσφοράς για παραγωγή φυσικού αερίου (€/kcf)
GW1	2
GW2	2,4
GW3	2,3

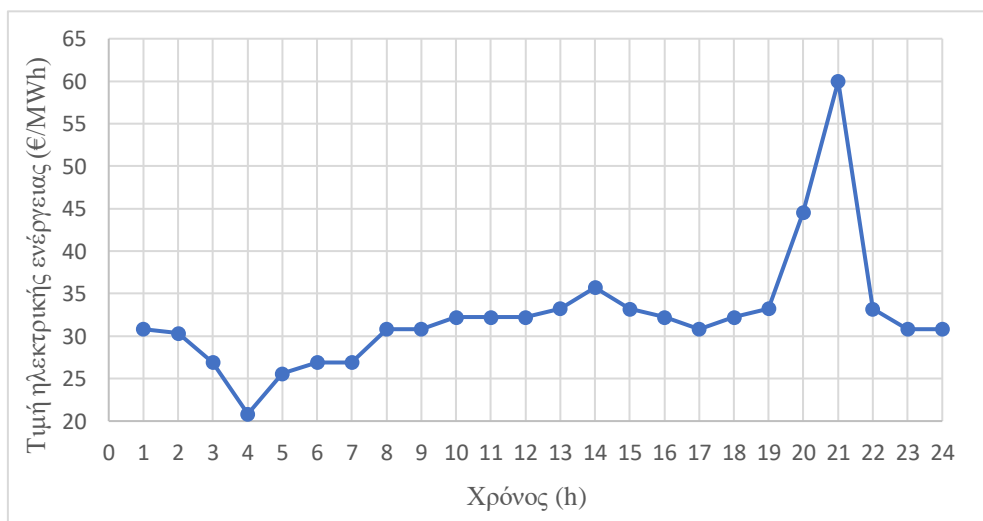
Πίνακας 3.12: Οικονομικά δεδομένα παραγωγών φυσικού αερίου στην RT αγορά

Παραγωγοί φυσικού αερίου	Τιμή προσφοράς φυσικού αερίου για ανοδικές εφεδρείες (€/kcf)	Τιμή προσφοράς φυσικού αερίου για καθοδικές εφεδρείες (€/kcf)
GW1	2,3	1,8
GW2	2,6	2,1
GW3	2,5	2

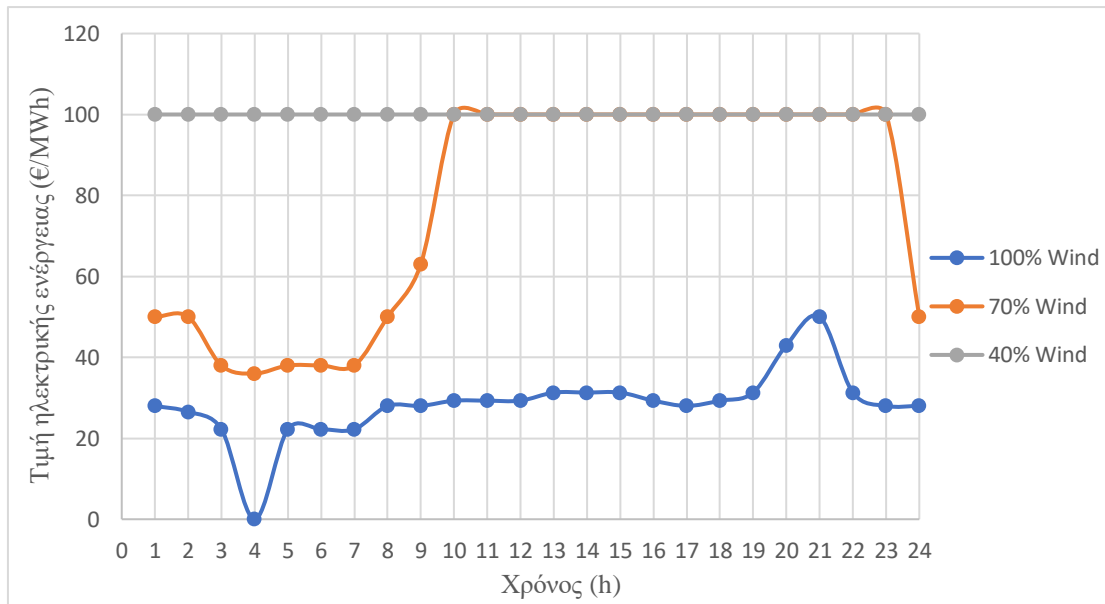
3.2 Σενάριο 1: Σύστημα 24 κόμβων ηλεκτρικής ενέργειας και 5 κόμβων φυσικού αερίου

Το συγκεκριμένο σενάριο αποτελεί το βασικό σενάριο μελέτης και αφορά την εκκαθάριση της συζευγμένης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου με τα χαρακτηριστικά του δικτύου να είναι ακριβώς αυτά που παρουσιάστηκαν στην ενότητα 3.1.

Η εκκαθάριση της αγοράς πραγματοποιείται χωρίς να προκύπτουν προβλήματα που αφορούν τους παραγωγούς και το δίκτυο. Με άλλα λόγια, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου από τους παραγωγούς επαρκούν για την κάλυψη της ζήτησης ενώ και η μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας και του φυσικού αερίου μεταξύ των κόμβων πραγματοποιείται αποτελεσματικά. Η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας στην DA αγορά κυμαίνεται από 20,84 €/MWh έως 60 €/MWh (Σχήμα 3.3). Στην RT αγορά, για την περίπτωση μέγιστης απόδοσης των αιολικών πάρκων η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας κυμαίνεται από 0 €/MWh έως 50 €/MWh, για την περίπτωση μέσης απόδοσης από 36 €/MWh έως 100 €/MWh ενώ για την περίπτωση χαμηλής απόδοσης η τιμή είναι σταθερά ίση με 100 €/MWh (Σχήμα 3.4). Είναι εμφανές ότι η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας είναι μικρότερη για μεγαλύτερη απόδοση των αιολικών πάρκων.

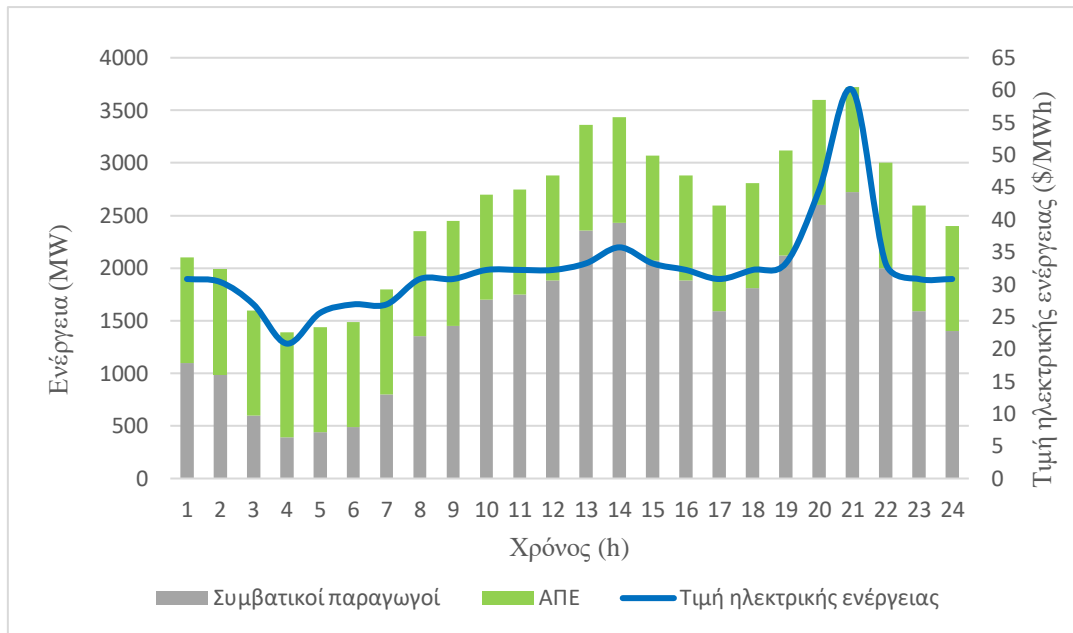


Σχήμα 3.3: Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας στην DA αγορά για το Σενάριο 1



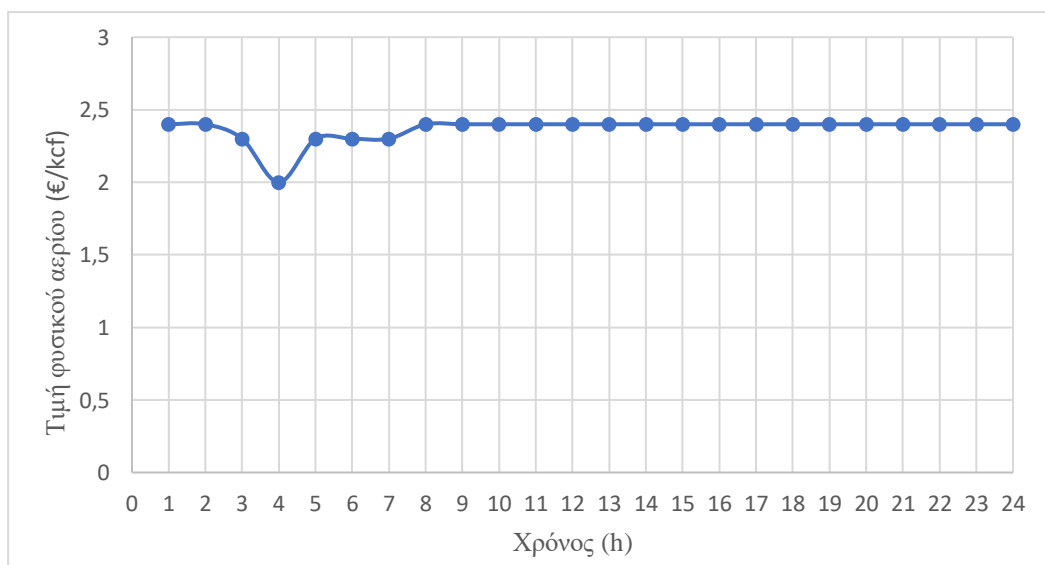
Σχήμα 3.4: Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας στην RT αγορά για το Σενάριο 1

Σύμφωνα με το σχήμα 3.5, αύξηση της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας σημειώνεται σε ώρες στις οποίες η παραγωγή από τα αιολικά πάρκα αποτελεί μικρότερο ποσοστό της κατανομής ενέργειας ενώ μείωση της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας σημειώνεται σε ώρες στις οποίες η παραγωγή από τα αιολικά πάρκα αποτελεί μεγαλύτερο ποσοστό της κατανομής ενέργειας. Επειδή, η παραγωγή ενέργειας από τα αιολικά πάρκα θεωρείται σταθερή για κάθε ώρα της ημέρας, στις χρονικές περιόδους στις οποίες η παραγωγή από τα αιολικά πάρκα αποτελεί μικρότερο ποσοστό της κατανομής ενέργειας η ζήτηση είναι μεγαλύτερη. Αντίθετα, στις χρονικές περιόδους στις οποίες η παραγωγή από τα αιολικά πάρκα αποτελεί μεγαλύτερο ποσοστό της κατανομής ενέργειας η ζήτηση είναι μικρότερη.

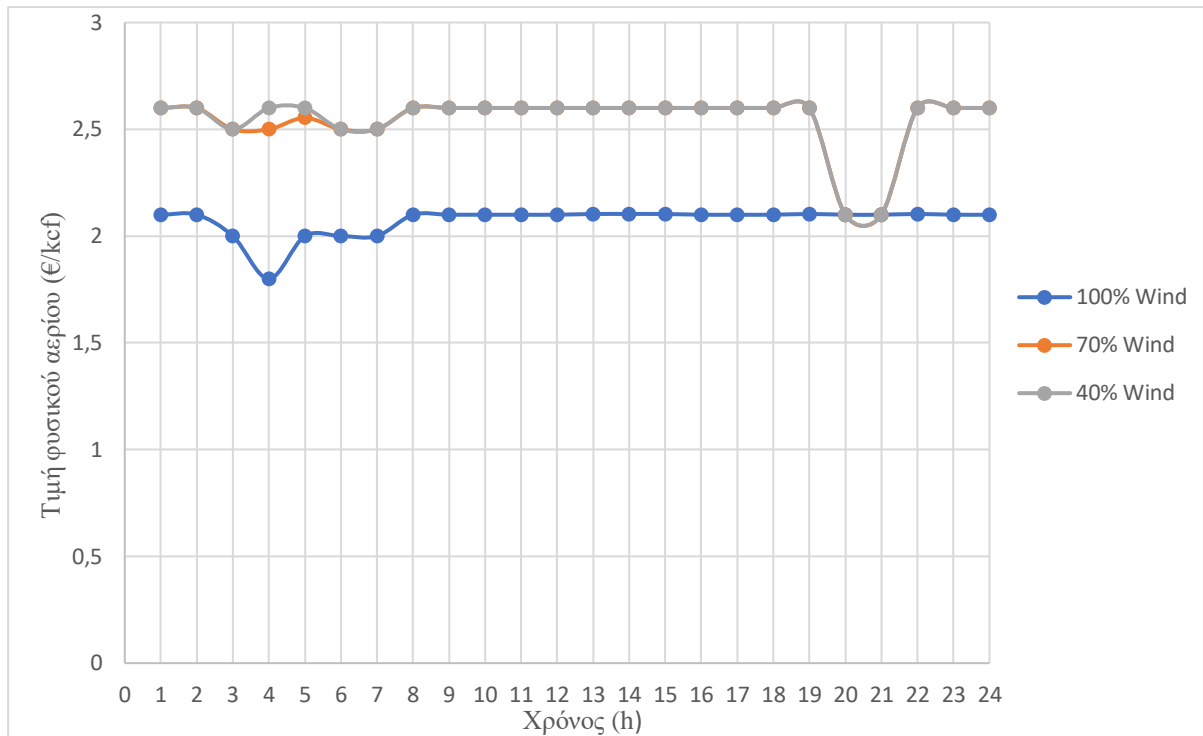


Σχήμα 3.5: Κατανομή παραγόμενης ενέργειας και τιμή ηλεκτρικής ενέργειας στην DA αγορά

Η τιμή του φυσικού αερίου κυμαίνεται από 2 €/kcf έως 2,4 €/kcf στην DA αγορά (σχήμα 3.6). Στην RT αγορά, για την περίπτωση μέγιστης απόδοσης των αιολικών πάρκων η τιμή του φυσικού αερίου κυμαίνεται από 1,8 €/kcf έως 2,1 €/kcf, ενώ για τις περιπτώσεις μέσης και χαμηλής απόδοσης από 2,1 €/kcf έως 2,6 €/kcf. (Σχήμα 3.7). Παρατηρείται στην αγορά του φυσικού αερίου ότι μεγαλύτερη απόδοση των αιολικών πάρκων συνεπάγεται χαμηλότερη τιμή φυσικού αερίου, κάτι το οποίο είχε παρατηρηθεί και για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.



Σχήμα 3.6: Τιμή φυσικού αερίου στην DA αγορά για το Σενάριο 1



Σχήμα 3.7: Τιμή φυσικού αερίου στην RT αγορά για το Σενάριο 1

Στην DA αγορά ηλεκτρικής ενέργειας οι ΑΠΕ συμμετέχουν στην εκκαθάριση της αγοράς προσφέροντας τη μέγιστη δυνατή παραγωγή ενέργειας. Οι συμβατικές μονάδες G8 και G9 συμμετέχουν σε κάθε χρονική περίοδο μιας και είναι οι μονάδες με τη χαμηλότερη τιμή προσφοράς. Σε πολλές περιπτώσεις, μιας και δεν επαρκεί η ενέργεια μόνο από αυτές τις 2 μονάδες για την κάλυψη της ζήτησης και απαιτείται η συμμετοχή και άλλων μονάδων με υψηλότερη τιμή προσφοράς, εμφανίζονται υψηλά κέρδη μιας και η τελική τιμή εκκαθάρισης είναι υψηλότερη. Αντίθετα ιδιαίτερα περιορισμένη, έως και μηδενική, είναι η συμμετοχή μονάδων με υψηλή τιμή προσφοράς, όπως η G3 και η G11. Τέτοιες μονάδες στοχεύουν κυρίως την αγορά εξισορρόπησης για την εξασφάλιση κερδών, στην οποία είναι πολύ πιθανή η ενεργοποίηση ανοδικών ή καθοδικών εφεδρειών λόγω της αβεβαιότητας στην απόδοση των αιολικών πάρκων. Κάτι τέτοιο πραγματοποιείται για τη μονάδα G11, η οποία συμμετέχει στην εκκαθάριση της RT αγοράς στην οποία προσφέρει ανοδικές εφεδρείες με τιμή προσφοράς 63 €/MWh ενώ η τιμή εκκαθάρισης είναι 100 €/MWh.

Στην DA αγορά ηλεκτρικής ενέργειας υπάρχουν και χρονικές στιγμές στις οποίες μονάδες υποβάλλουν προσφορά για την κάλυψη της ζήτησης σε τιμή μεγαλύτερη από την τελική τιμή εκκαθάρισης. Οι συγκεκριμένοι παραγωγοί βρίσκονται σε ζημιογόνα

κατάσταση τη συγκεκριμένη χρονική στιγμή. Τέτοια περίπτωση αποτελεί η συμμετοχή της μονάδας G5 τις χρονικές στιγμές t_5 και t_6 στις οποίες η τιμή εκκαθάρισης είναι 25,6 €/MWh και 26,9 €/MWh, ενώ η προσφορά της συγκεκριμένης μονάδας είναι 40 €/MWh.

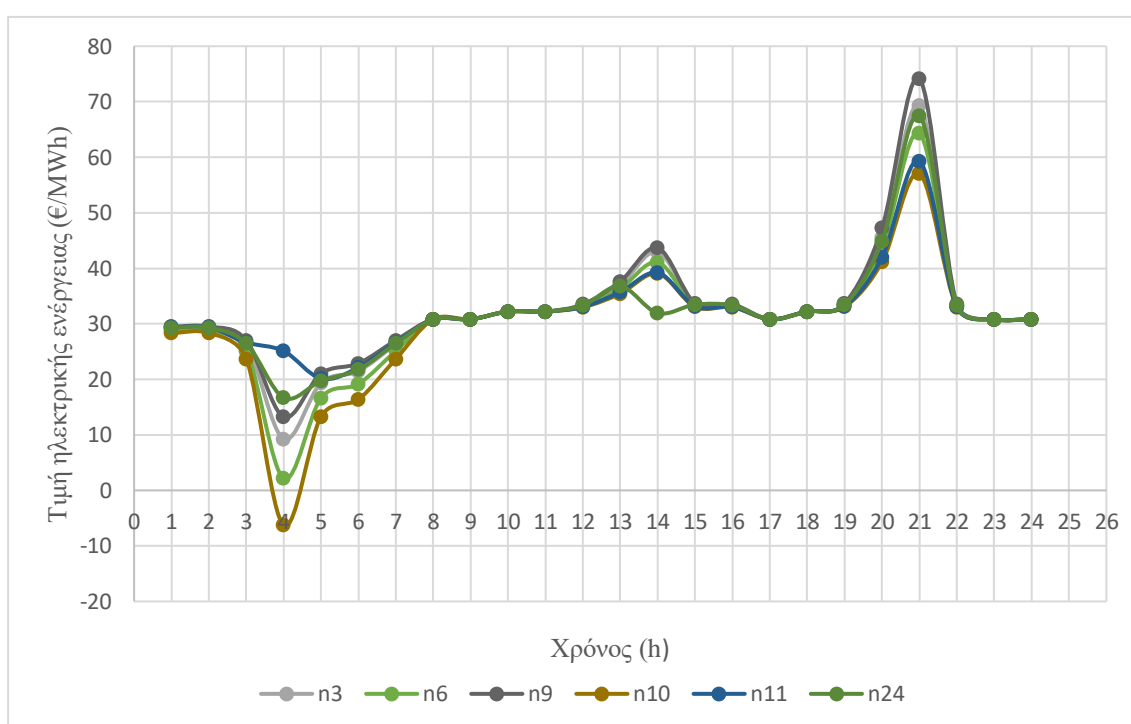
Στην DA αγορά φυσικού αερίου, η τιμή του φυσικού αερίου δεν παρουσιάζει μεγάλη διακύμανση μιας και η ζήτηση είναι μεγάλη και απαιτείται σχεδόν σε όλες τις χρονικές στιγμές η συμμετοχή της μονάδας GW2, ο οποίος είναι ο παραγωγός με την υψηλότερη τιμή προσφοράς φυσικού αερίου και συνεπώς είναι αυτός που καθορίζει την τιμή εκκαθάρισης. Έτσι, εμφανίζουν σημαντικά κέρδη οι μονάδες GW1 και GW3 που κάνουν χαμηλότερες προσφορές στον MO.

3.3 Σενάριο 2: Μελέτη περίπτωσης συμφόρησης μεταξύ των κόμβων στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας

Σε κανονικές συνθήκες, όταν δηλαδή δεν παρουσιάζονται φαινόμενα συμφόρησης μεταξύ των κόμβων του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας, το μέγιστο ποσό ηλεκτρικής ενέργειας F_{max} που μπορεί να μεταφερθεί μεταξύ των κόμβων είναι ίσο με 1000 MW. Στο σενάριο 2 εξετάζονται περιπτώσεις στις οποίες η τιμή F_{max} μειώνεται για ορισμένους κόμβους. Πιο συγκεκριμένα, η τιμή F_{max} των γραμμών που συνδέουν τους κόμβους n3 – n24 και n10 – n11 μειώνεται στα 110 MW, στις γραμμές που συνδέουν τους κόμβους n9 – n12 και n10 – n12 μειώνεται στα 100 MW, ενώ στη γραμμή που συνδέει τους κόμβους n9 – n11 μειώνεται στα 130 MW.

Στο σχήμα 3.8 παρουσιάζονται οι τιμές ηλεκτρικής ενέργειας για τους κόμβους στους οποίους μερικές γραμμές μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζουν φαινόμενα συμφόρησης, καθώς και για τον κόμβο 6 ο οποίος δεν επηρεάζεται άμεσα από αυτά τα φαινόμενα. Η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας στην DA αγορά κυμαίνεται από -6,3 €/MWh έως 74,1 €/MWh (Σχήμα 3.8). Πρέπει να τονιστεί ότι σε περιπτώσεις συμφόρησης γραμμών η τιμή ηλεκτρικής ενέργειας δεν μεταβάλλεται μόνο ως προς το χρόνο, όπως συμβαίνει σε κανονικές συνθήκες, αλλά και ως προς το χώρο. Με άλλα λόγια, ενώ σε κανονικές συνθήκες η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας είναι η ίδια σε κάθε κόμβο μια συγκεκριμένη χρονική στιγμή, λόγω της συμφόρησης μεταξύ γραμμών υπάρχουν διαφοροποιήσεις στην τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας από κόμβο σε κόμβο

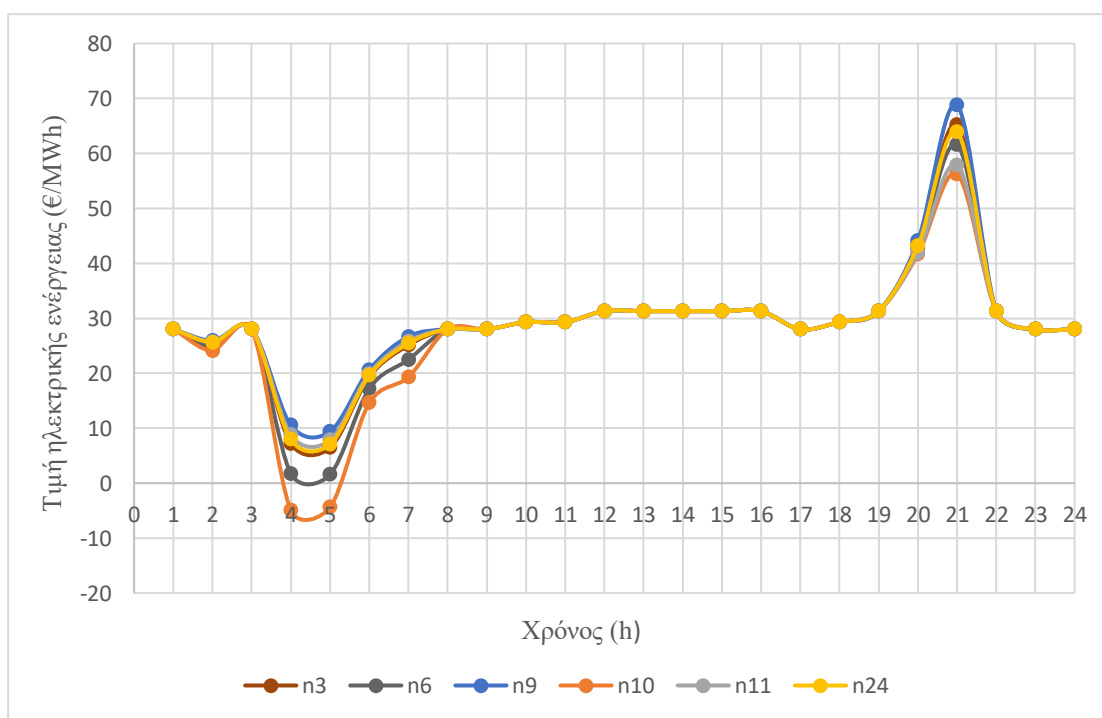
την ίδια χρονική στιγμή. Η μέγιστη τιμή που καταγράφεται αφορά τον κόμβο n9 και είναι αναμενόμενο μιας και είναι ο κόμβος στον οποίο 2 από τις 3 γραμμές με τις οποίες συνδέεται παρουσιάζουν φαινόμενα συμφόρησης. Επιπλέον, πρέπει να σημειωθεί ότι το εύρος των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας εμφανίζεται πιο διευρυνόμενο στο σενάριο 2 σε σχέση με το σενάριο 1. Υπάρχουν κόμβοι οι οποίοι εμφανίζουν υψηλότερη τιμή στη συγκεκριμένη χρονική στιγμή σε σχέση με το αρχικό σενάριο όπως οι κόμβοι n3, n9 τη χρονική στιγμή t_{21} ενώ υπάρχουν και κόμβοι οι οποίοι εμφανίζουν χαμηλότερη τιμή στη συγκεκριμένη χρονική στιγμή σε σχέση με το αρχικό σενάριο όπως οι κόμβοι n10, n6 τη χρονική στιγμή t_4 .



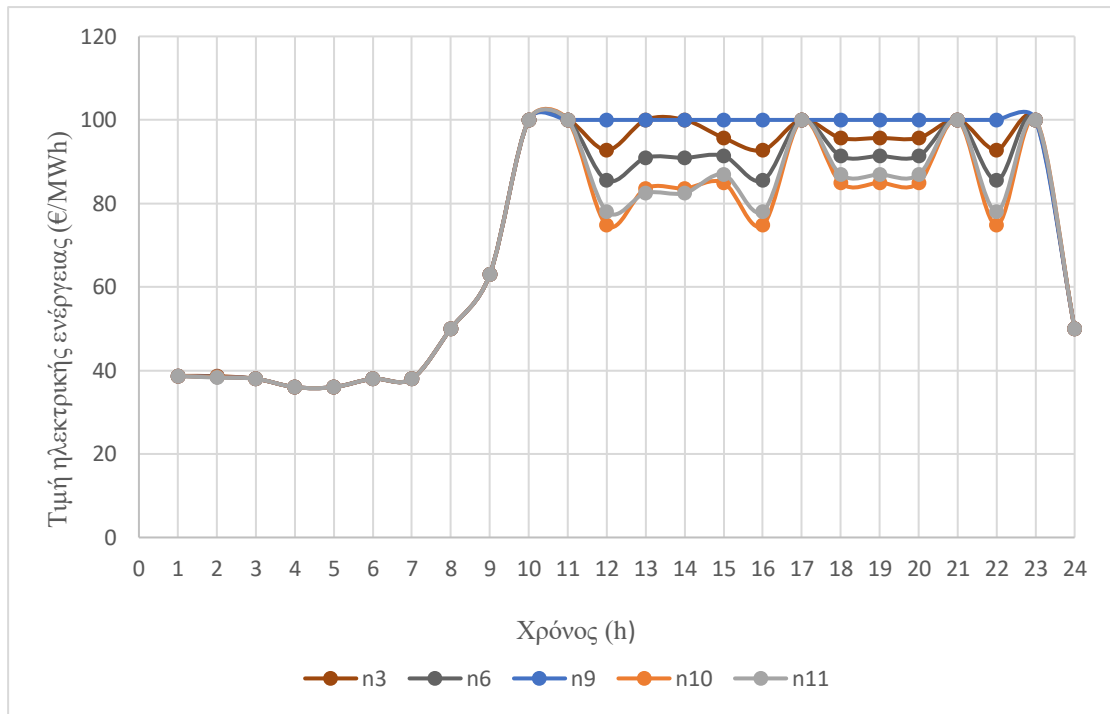
Σχήμα 3.8: Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας στην DA αγορά για το Σενάριο 2

Στην RT αγορά, για την περίπτωση 100% Wind, δηλαδή την περίπτωση στην οποία η απόδοση των αιολικών πάρκων είναι η μέγιστη δυνατή, ακολουθείται αρκετά παρόμοια συμπεριφορά με αυτή της DA αγοράς. Όπως φαίνεται στο σχήμα 3.9, η μέγιστη τιμή που καταγράφεται αφορά τον κόμβο n9 ενώ και εδώ το εύρος των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας εμφανίζεται πιο διευρυνόμενο στο σενάριο 2 σε σχέση με το σενάριο 1. Η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας κυμαίνεται από -4,9 €/MWh έως 68,8 €/MWh, Υπάρχουν κόμβοι οι οποίοι εμφανίζουν υψηλότερη τιμή στη συγκεκριμένη χρονική στιγμή σε σχέση με το αρχικό σενάριο όπως οι κόμβοι n3, n9 τη χρονική στιγμή t_{21} ενώ υπάρχουν

και κόμβοι οι οποίοι εμφανίζουν χαμηλότερη τιμή στη συγκεκριμένη χρονική στιγμή σε σχέση με το αρχικό σενάριο όπως οι κόμβοι n10, n6 τη χρονική στιγμή t₄. Στην περίπτωση 70% Wind, δηλαδή την περίπτωση μέσης απόδοσης των αιολικών πάρκων, φαίνεται από το σχήμα 3.10 ότι η μέγιστη τιμή είναι 100 €/MWh, όπως και σε κανονικές συνθήκες, ενώ σε αυτή την περίπτωση απόδοσης των αιολικών πάρκων η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζεται αρκετά αυξημένη σε σχέση με την DA αγορά. Κάτι τέτοιο δικαιολογείται λόγω της ενεργοποίησης των ανοδικών εφεδρειών εξαιτίας της μειωμένης παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τα αιολικά πάρκα. Στην περίπτωση 40% Wind, δηλαδή την περίπτωση χαμηλής απόδοσης των αιολικών πάρκων, παρουσιάζεται κι εκεί μεγαλύτερο εύρος τιμών σε σχέση με το σενάριο 1. Εδώ, παρουσιάζονται τιμές ηλεκτρικής ενέργειας που ξεπερνούν και τα 100 €/MWh.

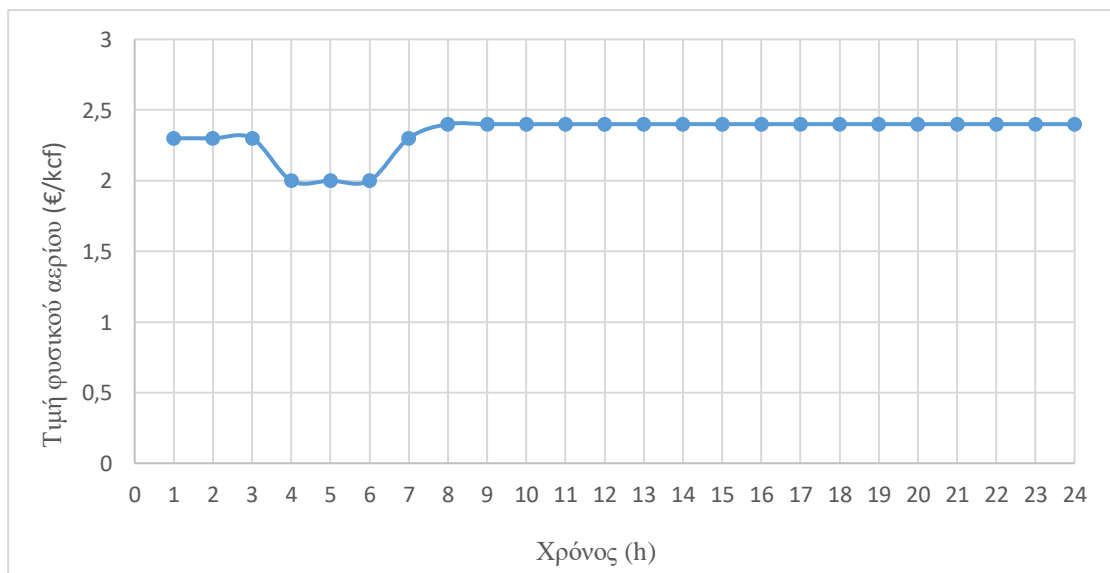


Σχήμα 3.9: Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας στην RT αγορά για το Σενάριο 2, στην περίπτωση 100% Wind



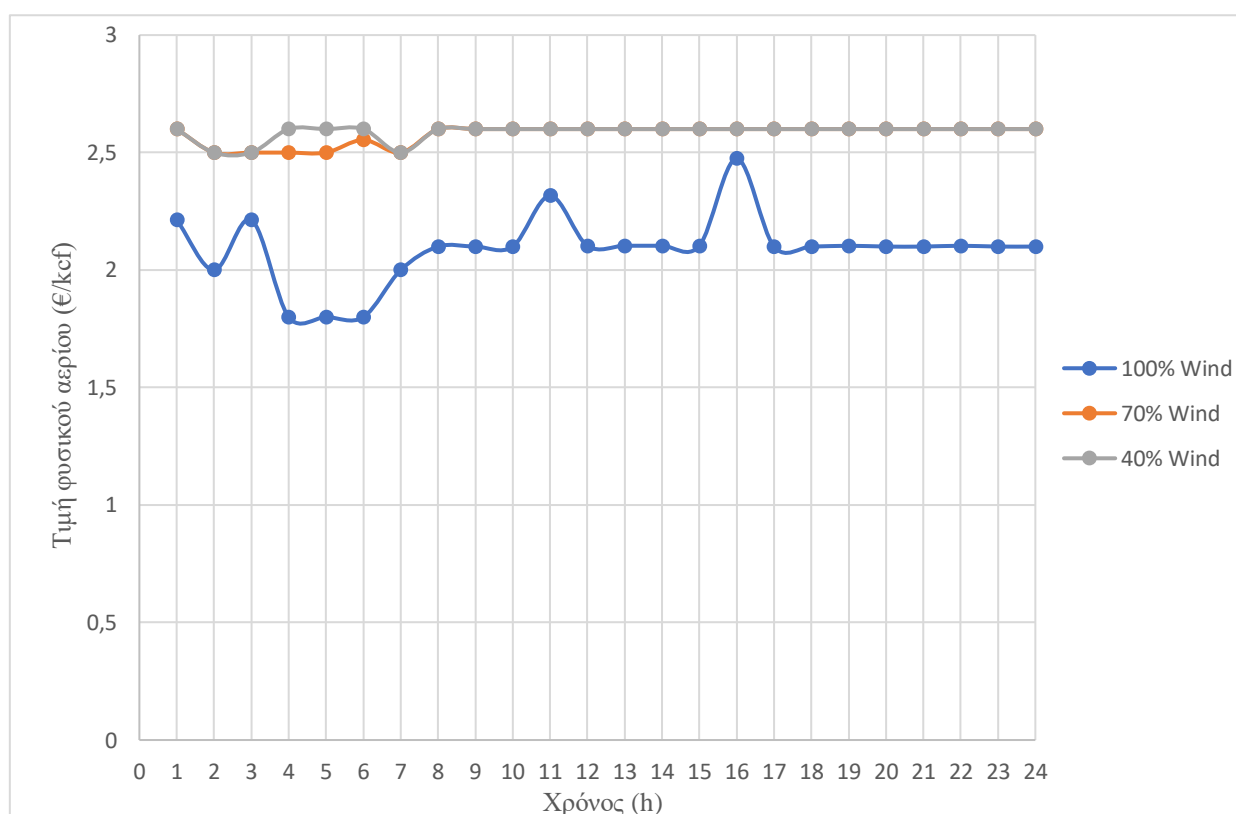
Σχήμα 3.10: Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας στην RT αγορά για το Σενάριο 2, στην περίπτωση 70% Wind

Η τιμή του φυσικού αερίου κυμαίνεται από 2 €/kcf έως 2,4 €/kcf στην DA αγορά (σχήμα 3.11). Το εύρος στην τιμή του φυσικού αερίου ταυτίζεται πλήρως με το σενάριο 1 ενώ και οι αλλαγές παρατηρούνται ανάμεσα στο σχήμα 3.6 και το σχήμα 3.11 είναι ελάχιστες και περιορίζονται μόνο στις 7 πρώτες ώρες του ημερήσιου κύκλου.



Σχήμα 3.11: Τιμή φυσικού αερίου στην DA αγορά για το Σενάριο 2

Στην RT αγορά, για την περίπτωση μέγιστης απόδοσης των αιολικών πάρκων η τιμή του φυσικού αερίου κυμαίνεται από 1,8 €/kcf έως 2,47 €/kcf, ενώ για την περίπτωση μέσης και χαμηλής απόδοσης από 2,5 €/kcf έως 2,6 €/kcf. (Σχήμα 3.12). Για την περίπτωση 100% Wind, παρατηρείται μεγαλύτερη διακύμανση της τιμής σε σχέση με το σενάριο 1 με αύξηση της μέγιστης τιμής φυσικού αερίου. Για τις άλλες 2 περιπτώσεις απόδοσης των αιολικών πάρκων η απόκλιση είναι πολύ μικρή, σχεδόν αμελητέα. Όπως και στο σενάριο 1, παρατηρείται ότι για την αγορά του φυσικού αερίου μεγαλύτερη απόδοση των αιολικών πάρκων συνεπάγεται χαμηλότερη τιμή φυσικού αερίου.



Σχήμα 3.12: Τιμή φυσικού αερίου στην RT αγορά για το Σενάριο 2

Οι ΑΠΕ στην DA αγορά, όπως και στο σενάριο 1, προσφέρουν στην εκκαθάριση της αγοράς τη μέγιστη δυνατή παραγωγή ενέργειας που είναι σε θέση να παράγουν. Και πάλι ο ΜΟ δείχνει έντονη προτίμηση στις συμβατικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας G8, G9 οι οποίες προσφέρουν ενέργεια στη χαμηλότερη τιμή. Ωστόσο, στις χρονικές στιγμές t_4 και t_5 μπορούν να προσφέρουν λιγότερη ενέργεια λόγω της συμφόρησης που δημιουργείται. Για να εξυπηρετηθεί όμως η ζήτηση, αναγκαστικά στην εκκαθάριση της αγοράς συμμετέχουν και συμβατικές μονάδες με ακριβότερη τιμή προσφοράς. Επιπλέον, τη χρονική στιγμή t_{21} , στην οποία παρατηρείται η υψηλότερη

τιμή ηλεκτρικής ενέργειας, λόγω της συμφόρησης είναι απαραίτητη η παραγωγή ενέργειας από τη μονάδα G3 και η μείωση της ενέργειας που παράγεται από τη μονάδα G12, σε σχέση με τις κανονικές συνθήκες. Επειδή η τιμή προσφοράς της G3 είναι αρκετά υψηλότερη από αυτή της G12, παρατηρείται και αυτή η αύξηση της τιμής. Τη χρονική στιγμή t_5 στο σενάριο 2 συμμετέχει στην εκκαθάριση της αγοράς ηλεκτρική ενέργειας από τη μονάδα G12, ενώ μειώνεται η ενέργεια που παράγεται από τη μονάδα G5. Επειδή, η τιμή προσφοράς της G12 είναι χαμηλότερη από την G5 παρατηρείται και χαμηλότερη τιμή ηλεκτρικής ενέργειας τη συγκεκριμένη χρονική στιγμή στο σενάριο 2 σε σχέση με το σενάριο 1.

Στην RT αγορά, πρέπει να σημειωθεί ειδικά για την περίπτωση μέσης απόδοσης των αιολικών πάρκων, ότι η συμβατική μονάδα G11 συμμετέχει πολύ λιγότερο στην εκκαθάριση της αγοράς και η ενέργεια αυτή καλύπτεται σχεδόν εξ ολοκλήρου από τη μονάδα G12, η οποία κάνει στον ΜΟ χαμηλότερη προσφορά και έτσι μπορεί εν μέρη να εξηγηθούν οι ελαφρώς μειωμένες τιμές που παρατηρούνται.

Πίνακας 3.13: Συνολικό κόστος εκκαθάρισης DA και RT αγοράς για το Σενάριο 1 και το Σενάριο 2

	Σενάριο 1	Σενάριο 2
Συνολικό κόστος εκκαθάρισης, €	1.717.269,658	1.716.554,794

Από τον πίνακα 3.13 προκύπτει ότι το συνολικό κόστος εκκαθάρισης της αγοράς επόμενης ημέρας αλλά και της αγοράς εξισορρόπησης είναι ελαφρώς μικρότερο στο σενάριο στο οποίο υπάρχει συμφόρηση μεταξύ ορισμένων κόμβων στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας.

3.4 Σενάριο 3: Σύστημα με δυνατότητα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας

Στο σενάριο 3 μελετάται η ύπαρξη μονάδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο της ηλεκτρικής ενέργειας και η συμμετοχή τους στην εκκαθάριση των DA και RT αγορών. Ως μονάδες αποθήκευσης στη συγκεκριμένη ανάλυση χρησιμοποιούνται μπαταρίες. Συνολικά θεωρούνται ότι υπάρχουν 5 μπαταρίες στους κόμβους n3, n10, n13, n15, n17. Οι μπαταρίες έχουν συνολικά 3 καταστάσεις: την κατάσταση φόρτισης,

την κατάσταση εκφόρτισης και την κατάσταση αδράνειας. Κατά την κατάσταση φόρτισης ηλεκτρική ενέργεια τροφοδοτείται από τους παραγωγούς προς τις μπαταρίες, κατά την εκφόρτιση η ηλεκτρική ενέργεια τροφοδοτείται από την μπαταρία στο σύστημα με στόχο την κάλυψη της ζήτησης ενώ κατά την κατάσταση αδράνειας δεν υπάρχει μεταφορά ενέργειας από και προς τις μπαταρίες. Θεωρείται ότι η απόδοση των μπαταριών κατά τη φόρτιση ισούται με 80%.

Τα δεδομένα δυναμικότητας των μονάδων αυτών φαίνονται στους πίνακες 3.16 – 3.19. Τα οικονομικά δεδομένα των μονάδων αποθήκευσης παρουσιάζονται στους πίνακες 3.14 και 3.15. Η τοπολογία του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας μετά την ενσωμάτωση των μπαταριών φαίνεται στο σχήμα 3.13.

Πίνακας 3.14: Οικονομικά δεδομένα μονάδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στην DA αγορά

Μονάδα αποθήκευσης	Προσφορά για εκφόρτιση μονάδας αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας b (€/MW)	Προσφορά για φόρτιση μονάδας αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας b (€/MW)
b1	1	8
b2	1	8
b3	1	8
b4	1	8
b5	1	8

Πίνακας 3.15: Οικονομικά δεδομένα μονάδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στην RT αγορά

Μονάδα αποθήκευσης	Προσφορά για φόρτιση μονάδας αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας b για ανοδικές και καθοδικές εφεδρείες (€/MW)	Προσφορά για εκφόρτιση μονάδας αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας b για ανοδικές και καθοδικές εφεδρείες (€/MW)
b1	5	5
b2	5	5
b3	5	5
b4	5	5

b5	5	5
-----------	---	---

Πίνακας 3.16: Δεδομένα δυναμικότητας κατά την κατάσταση φόρτισης και εκφόρτισης των μονάδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στην DA αγορά

Μονάδα αποθήκευσης	Μέγιστη δυναμικότητα φόρτισης της μονάδας αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας b στην DA αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (MW)	Μέγιστη δυναμικότητα εκφόρτισης της μονάδας αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας b στην DA αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (MW)
b1	150	100
b2	150	100
b3	150	100
b4	150	100
b5	150	100

Πίνακας 3.17: Δεδομένα δυναμικότητας αποθήκευσης ενέργειας των μονάδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας

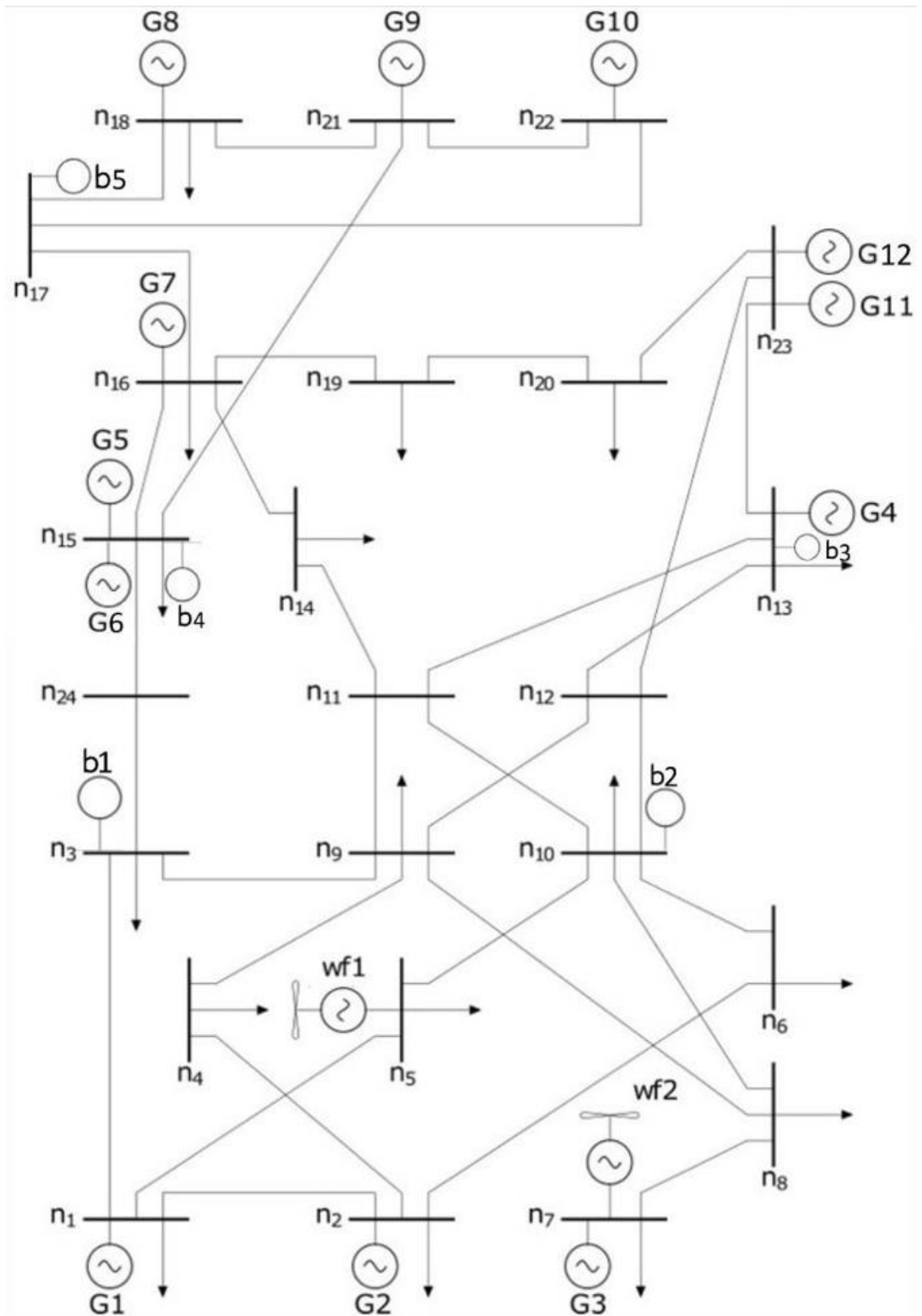
Μονάδα αποθήκευσης	Μέγιστη ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που μπορεί να αποθηκευτεί στη μονάδα αποθήκευσης b (MW)	Ηλεκτρική ενέργεια που βρίσκεται αρχικά στη μονάδα αποθήκευσης b (MW)
b1	1000	10
b2	1000	10
b3	1000	10
b4	1000	10
b5	1000	10

Πίνακας 3.18: Δεδομένα ανοδικών και καθοδικών εφεδρειών για την κατάσταση φόρτισης των μονάδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας

Μονάδα αποθήκευσης	Μέγιστη ενέργεια κατά την φόρτιση μονάδας αποθήκευσης b για ανοδικές εφεδρείες (MW)	Μέγιστη ενέργεια κατά την φόρτιση μονάδας αποθήκευσης b για καθοδικές εφεδρείες (MW)
b1	35	35
b2	35	35
b3	35	35
b4	35	35
b5	35	35

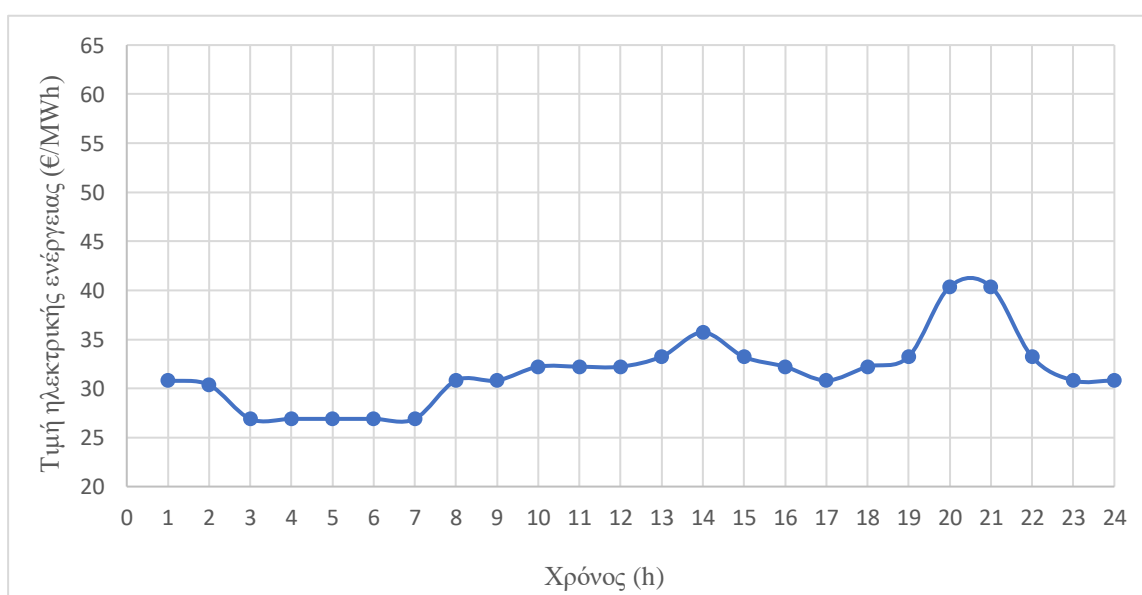
Πίνακας 3.19: Δεδομένα ανοδικών και καθοδικών εφεδρειών για την κατάσταση εκφόρτισης των μονάδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας

Μονάδα αποθήκευσης	Μέγιστη ενέργεια κατά την εκφόρτιση μονάδας αποθήκευσης b για ανοδικές εφεδρείες (MW)	Μέγιστη ενέργεια κατά την εκφόρτιση μονάδας αποθήκευσης b για καθοδικές εφεδρείες (MW)
b1	25	25
b2	25	25
b3	25	25
b4	25	25
b5	25	25



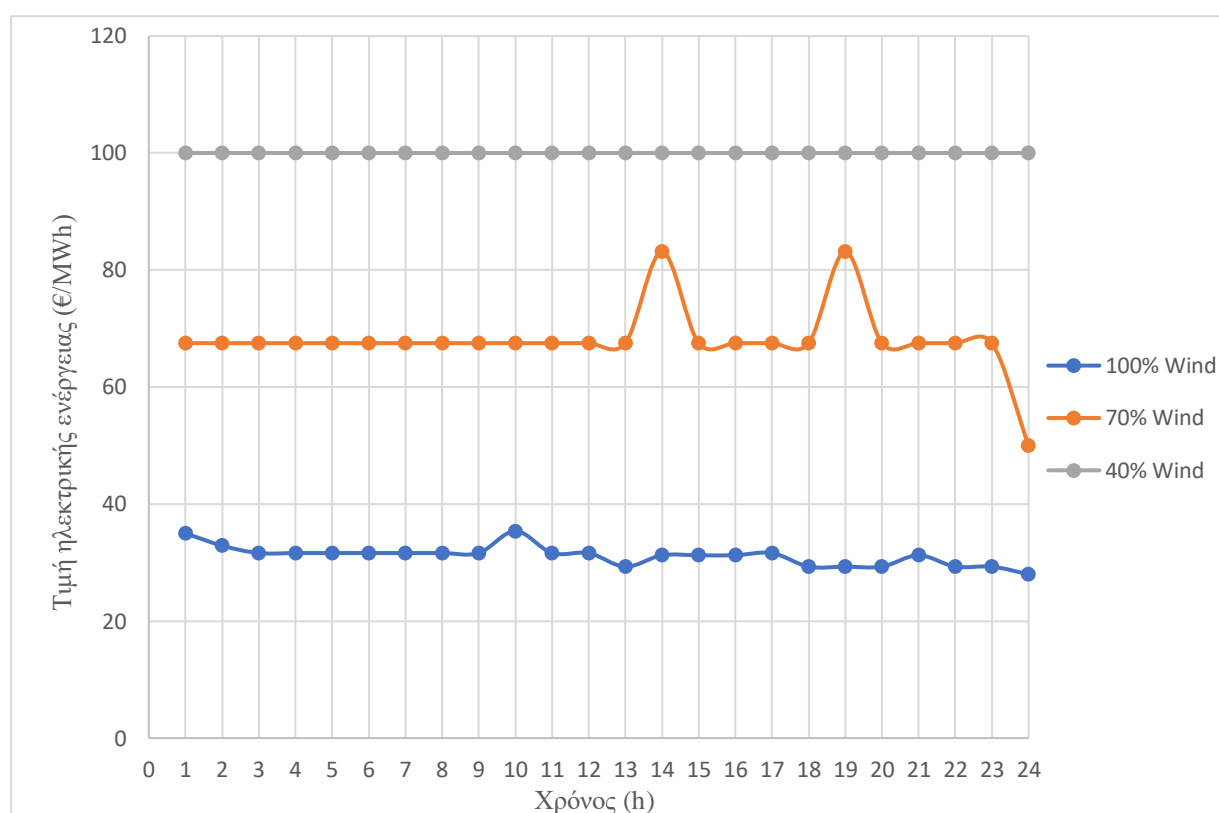
Σχήμα 3.13: Τοπολογία δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας με ενσωμάτωση μονάδων αποθήκευσης

Η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας στην DA αγορά κυμαίνεται από 26,9 €/MWh έως 40,38 €/MWh (Σχήμα 3.14). Σε σύγκριση με το σχήμα 3.3, δηλαδή το σχήμα στο οποίο φαίνεται η χρονική διακύμανση της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας στο σενάριο 1 στο οποίο δεν υπάρχουν μονάδες αποθήκευσης, μπορεί κανείς εύκολα να παρατηρήσει ότι η διακύμανση της τιμής είναι πολύ μικρότερη. Κάτι τέτοιο είναι πλήρως αναμενόμενο μιας και αυτός είναι ο στόχος των συστημάτων στα οποία υπάρχουν μονάδες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα, στις χρονικές στιγμές t_{20} και t_{21} , στις οποίες υπήρχε μεγάλη αύξηση της τιμής στο σενάριο 1, η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας στο σενάριο 3 είναι αρκετά μειωμένη. Κάτι τέτοιο συμβαίνει διότι σε αυτές τις χρονικές στιγμές κρίνεται σκόπιμο από τον ΜΟ να χρησιμοποιηθεί ηλεκτρική ενέργεια που έχει αποθηκευτεί μιας και η ηλεκτρική ενέργεια από τις μπαταρίες προσφέρεται σε πολύ χαμηλότερη τιμή από ότι προσφέρουν όλοι οι υπόλοιποι παραγωγοί. Επιπλέον, πρέπει να αιτιολογηθεί και η αύξηση της τιμής που παρατηρείται στις χρονικές στιγμές $t_3 - t_7$. Σε αυτές τις χρονικές στιγμές που η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας κυμαίνεται σε χαμηλές τιμές, κρίνεται σκόπιμο από τον ΜΟ να αποθηκευτεί ηλεκτρική ενέργεια στις μπαταρίες, κάτι που όπως περιεγράφηκε γίνεται, ώστε να χρησιμοποιηθεί σε στιγμές στις οποίες η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας αυξάνεται σημαντικά. Ωστόσο, επειδή κατά την φόρτιση των μπαταριών υπάρχει ένα χαμηλό κόστος, οδηγείται η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας σε μικρή αύξηση. Η αύξηση αυτή, όμως, έχει μικρότερη επίπτωση στο συνολικό κόστος του συστήματος σε σχέση με τη μείωση που προκαλεί στις χρονικές στιγμές t_{20} και t_{21} .



Σχήμα 3.14: Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας στην DA αγορά για το Σενάριο 3

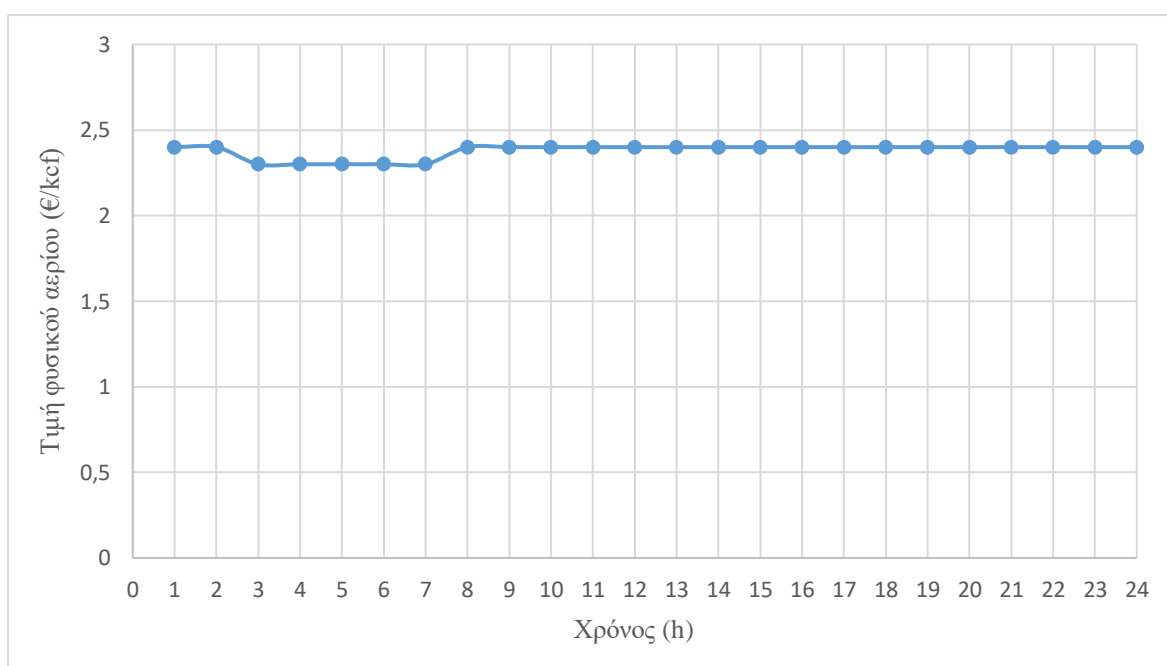
Στην RT αγορά, για την περίπτωση μέγιστης απόδοσης των αιολικών πάρκων η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας κυμαίνεται από 28 €/MWh έως 31,6 €/MWh, για την περίπτωση μέσης απόδοσης από 50 €/MWh έως 83,1 €/MWh ενώ για την περίπτωση χαμηλής απόδοσης η τιμή είναι σταθερά ίση με 100 €/MWh (Σχήμα 3.15). Παρατηρείται, ότι όπως και στην αγορά επόμενης ημέρας έτσι και στην αγορά εξισορρόπησης, για τις περιπτώσεις υψηλής και μέσης απόδοσης των αιολικών πάρκων η διακύμανση της τιμής είναι πολύ χαμηλότερη σε σχέση με το σενάριο 1. Κάτι τέτοιο οφείλεται στους ίδιους λόγους που περιεγράψαμε και παραπάνω. Για την περίπτωση χαμηλής απόδοσης των αιολικών πάρκων δεν παρατηρείται κάποια διαφορά.



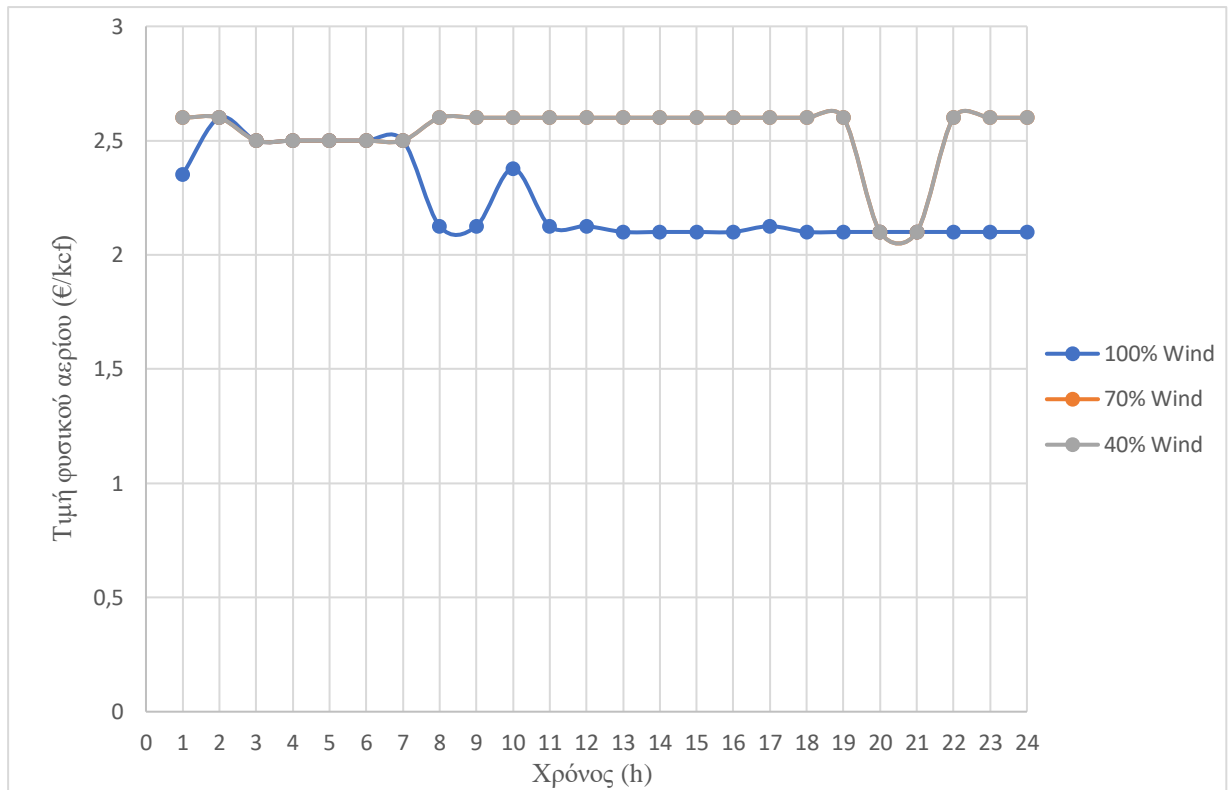
Σχήμα 3.15: Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας στην RT αγορά για το Σενάριο 2

Η τιμή του φυσικού αερίου κυμαίνεται από 2,3 €/kcf έως 2,4 €/kcf στην DA αγορά (σχήμα 3.16). Συγκριτικά με το σενάριο 1, η διακύμανση της τιμής είναι ελαφρώς λιγότερη ωστόσο γενικά μπορεί να πει κανείς ότι δεν παρατηρούνται σημαντικές διαφοροποιήσεις. Στην RT αγορά, για την περίπτωση μέγιστης απόδοσης των αιολικών πάρκων η τιμή του φυσικού αερίου κυμαίνεται από 2,1 €/kcf έως 2,6 €/kcf, ενώ για την περίπτωση μέσης και χαμηλής απόδοσης από 2,1 €/kcf έως 2,6 €/kcf. (Σχήμα 3.17).

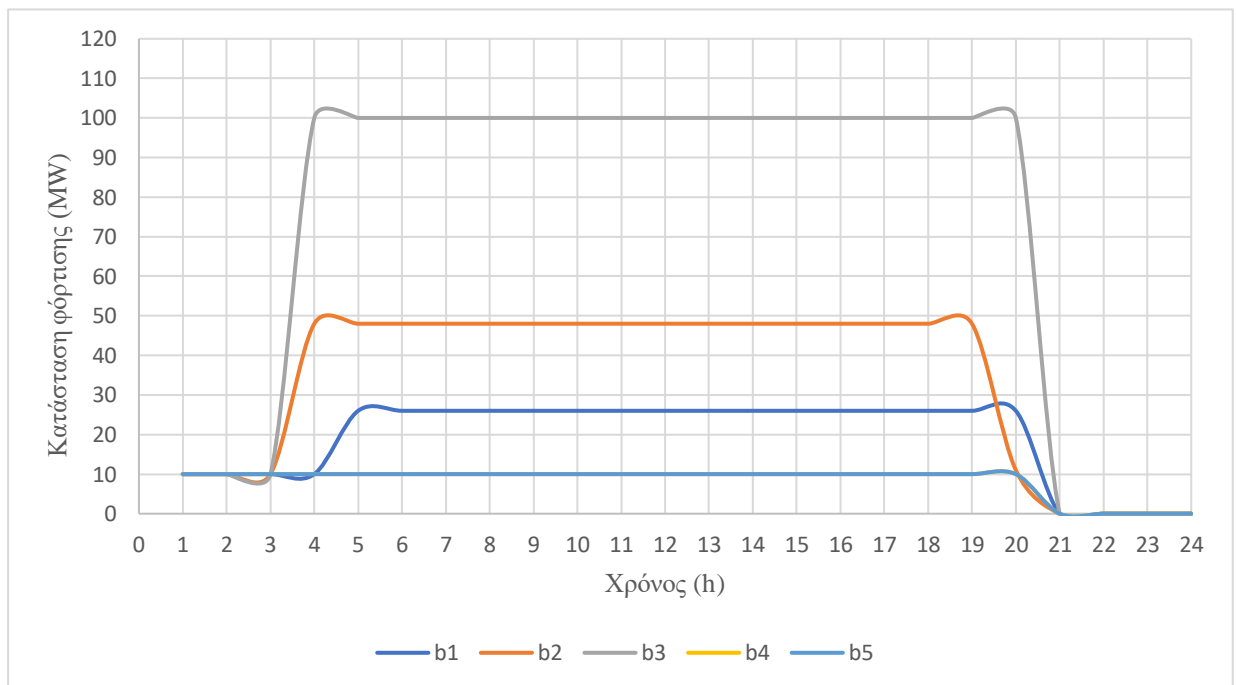
Παρατηρείται ότι στην περίπτωση μέσης και χαμηλής απόδοσης η τιμή του φυσικού αερίου ταυτίζεται πλήρως. Στην περίπτωση υψηλής απόδοσης των αιολικών πάρκων παρατηρείται αύξηση της τιμής σε σχέση με το σχήμα 3.7 στις χρονικές στιγμές t_1 έως t_7 . Κάτι τέτοιο οφείλεται στο ότι παράγεται περισσότερη ηλεκτρική ενέργεια η οποία αποθηκεύεται στις μπαταρίες. Για να παραχθεί αυτή η επιπλέον ηλεκτρική ενέργεια αυξάνεται η παραγωγή στα GFPPs με αποτέλεσμα να αυξάνονται και οι απαιτήσεις σε φυσικό αέριο. Για να καλυφθούν αυτές οι απαιτήσεις απαιτείται φυσικό αέριο από παραγωγούς με υψηλότερη τιμή προσφοράς και έτσι αυξάνεται και η τιμή εκκαθάρισης του φυσικού αερίου σε σχέση με το σενάριο 1.



Σχήμα 3.16: Τιμή φυσικού αερίου στην DA αγορά για το Σενάριο



Σχήμα 3.17: Τιμή φυσικού αερίου στην RT αγορά για το Σενάριο 3



Σχήμα 3.18: Κατάσταση φόρτισης των μπαταριών στην DA αγορά για το Σενάριο 3

Το σχήμα 3.18 παρουσιάζει την κατάσταση φόρτισης (state of charge) για κάθε μονάδα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στη αγορά επόμενης ημέρας. Σε αυτό το σχήμα επιβεβαιώνεται η συμπεριφορά που αναλύθηκε παραπάνω. Στις μπαταρίες τροφοδοτείται ηλεκτρική ενέργεια κυρίως τη χρονική στιγμή t_4 αλλά και τη χρονική στιγμή t_5 , κάτι που στο σχήμα 3.18 αποτυπώνεται με την αύξηση της κατάστασης φόρτισης των μπαταριών. Τη χρονική στιγμή t_{21} η ηλεκτρική ενέργεια με την οποία έχουν φορτιστεί οι μπαταρίες τροφοδοτείται στο σύστημα με στόχο την κάλυψη της ζήτησης, δηλαδή σε αυτή τη χρονική στιγμή οι μπαταρίες λειτουργούν ως παραγωγοί ενέργειας. Στο σχήμα 3.18 αυτό αποτυπώνεται με την εκμηδένιση της κατάστασης φόρτισης τη χρονική στιγμή t_{21} . Όλο αυτό το μοντέλο λειτουργίας των μπαταριών στοχεύει στη μείωση της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας σε χρονικές στιγμές ραγδαίας αύξησης, ακριβώς όπως αναφέρθηκε και παραπάνω.

Πίνακας 3.20: Συνολικό κόστος εκκαθάρισης DA και RT αγοράς για το Σενάριο 1 και το Σενάριο 3

	Σενάριο 1	Σενάριο 3
Συνολικό κόστος εκκαθάρισης, €	1.717.269,658	1.679.794,684

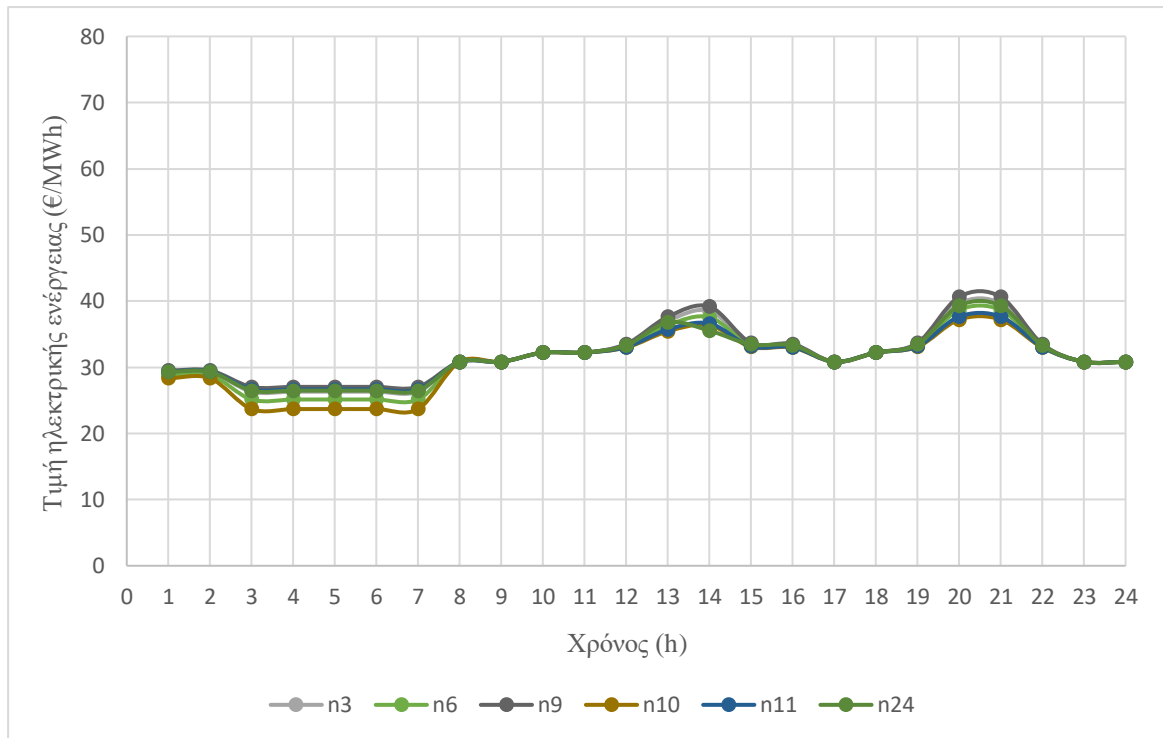
Από τον πίνακα 3.20 προκύπτει ότι το συνολικό κόστος εκκαθάρισης της αγοράς επόμενης ημέρας αλλά και της αγοράς εξισορρόπησης είναι μικρότερο κατά 2,2% στο σενάριο 3 σε σχέση με το σενάριο 1. Κάτι τέτοιο είναι απολύτως αναμενόμενο μιας και οι μονάδες αποθήκευσης μειώνουν σε πολύ μεγάλο βαθμό το κόστος ηλεκτρικής ενέργειας σε χρονικές στιγμές που αυτό σημειώνει μεγάλη αύξηση ενώ, όπως αναφέρθηκε ήδη, το κόστος φόρτισης είναι αρκετά μικρό. Επιπλέον, η μείωση της κόστους του συστήματος λόγω της ύπαρξης μπαταριών είναι απαραίτητη διότι σε αντίθετη περίπτωση η επένδυση της ενσωμάτωσης μπαταριών στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας δεν θα ήταν βιώσιμη.

3.5 Σενάριο 4: Μελέτη περίπτωσης συμφόρησης μεταξύ των κόμβων με ταυτόχρονη δυνατότητα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας

Στο σενάριο 4, όπως και στο σενάριο 2, εξετάζονται καταστάσεις στις οποίες η τιμή F_{\max} μειώνεται για ορισμένους κόμβους, δηλαδή εμφανίζεται συμφόρηση μεταξύ των

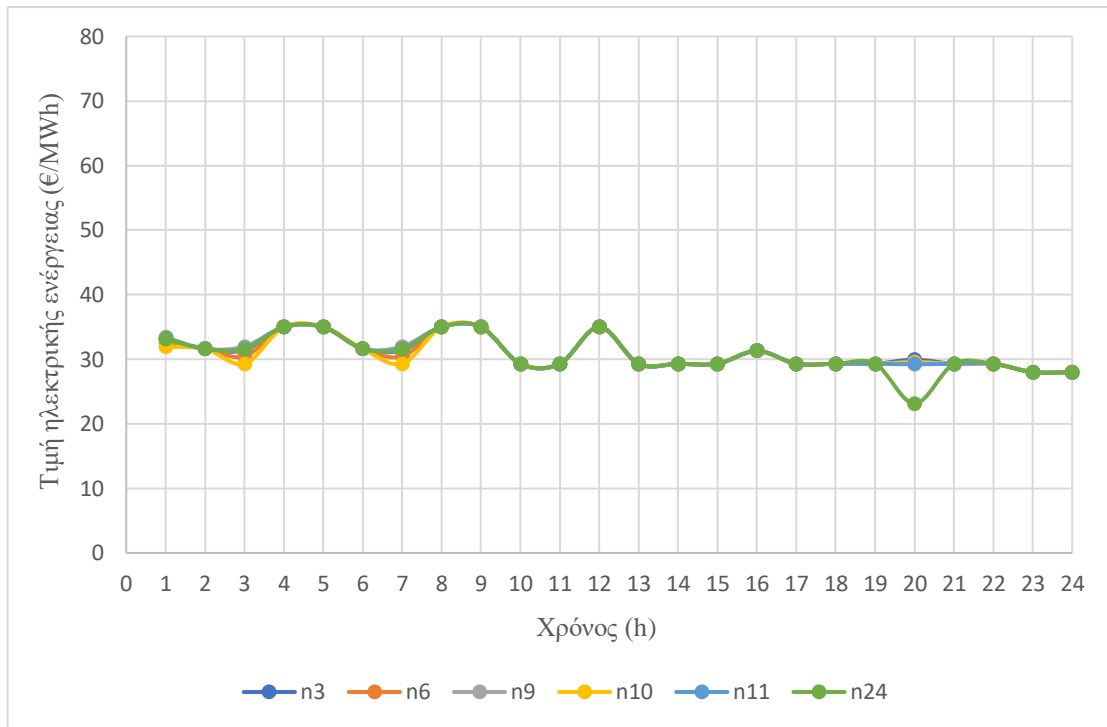
κόμβων του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας. Όπως και στο σενάριο 2, η τιμή F_{\max} των γραμμών που συνδέουν τους κόμβους n3 – n24 και n10 – n11 μειώνεται στα 110 MW, στις γραμμές που συνδέουν τους κόμβους n9 – n12 και n10 – n12 μειώνεται στα 100 MW, ενώ στη γραμμή που συνδέει τους κόμβους n9 – n11 μειώνεται στα 130 MW. Η διαφοροποίηση σε σχέση με το σενάριο 2 είναι ότι στο σενάριο 4 δίνεται η δυνατότητα για αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας μέσω μπαταριών ώστε να μελετηθεί η επιρροή που ασκούν στην τιμή εκκαθάρισης της ηλεκτρικής ενέργειας κυρίως αλλά και του φυσικού αερίου τόσο στην DA αγορά όσο και στη RT. Το πλήθος και τα χαρακτηριστικά των μπαταριών παραμένουν ίδια με όσα παρουσιάστηκαν στο σενάριο 4.

Στο σχήμα 3.19 παρουσιάζονται οι τιμές ηλεκτρικής ενέργειας για τους κόμβους στους οποίους μερικές γραμμές μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζουν φαινόμενα συμφόρησης, καθώς και για τον κόμβο 6 ο οποίος δεν επηρεάζεται άμεσα από αυτά τα φαινόμενα. Η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας στην DA αγορά κυμαίνεται από 23,7 €/MWh έως 40,6 €/MWh (Σχήμα 3.19). Όπως και στο σενάριο 2, λόγω της συμφόρησης γραμμών η τιμή ηλεκτρικής ενέργειας δεν μεταβάλλεται μόνο ως προς το χρόνο, όπως συμβαίνει σε κανονικές συνθήκες, αλλά και ως προς το χώρο. Με άλλα λόγια, ενώ σε κανονικές συνθήκες η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας είναι η ίδια σε κάθε κόμβο μια συγκεκριμένη χρονική στιγμή, λόγω της συμφόρησης μεταξύ γραμμών υπάρχουν διαφοροποιήσεις στην τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας από κόμβο σε κόμβο την ίδια χρονική στιγμή. Η μέγιστη τιμή που καταγράφεται αφορά τον κόμβο n9 και είναι αναμενόμενο μιας και είναι ο κόμβος στον οποίο 2 από τις 3 γραμμές με τις οποίες συνδέεται παρουσιάζουν φαινόμενα συμφόρησης. Σε σύγκριση με το σχήμα 3.8, δηλαδή το σχήμα στο οποίο φαίνεται η χρονική διακύμανση της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας στο σενάριο 2 στο οποίο υπάρχει συμφόρηση μεταξύ των κόμβων ενώ δεν υπάρχουν μονάδες αποθήκευσης, μπορεί κανείς εύκολα να παρατηρήσει ότι η διακύμανση της τιμής είναι πολύ μικρότερη. Κάτι τέτοιο είναι πλήρως αναμενόμενο μιας και είναι ότι συμβαίνει και στο σενάριο 3 που χρησιμοποιούνται μονάδες αποθήκευσης. Ο λόγος που παρουσιάζεται αυτή η τάση στην τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας συμπίπτει πλήρως με την ανάλυση που έγινε στο σενάριο 3.

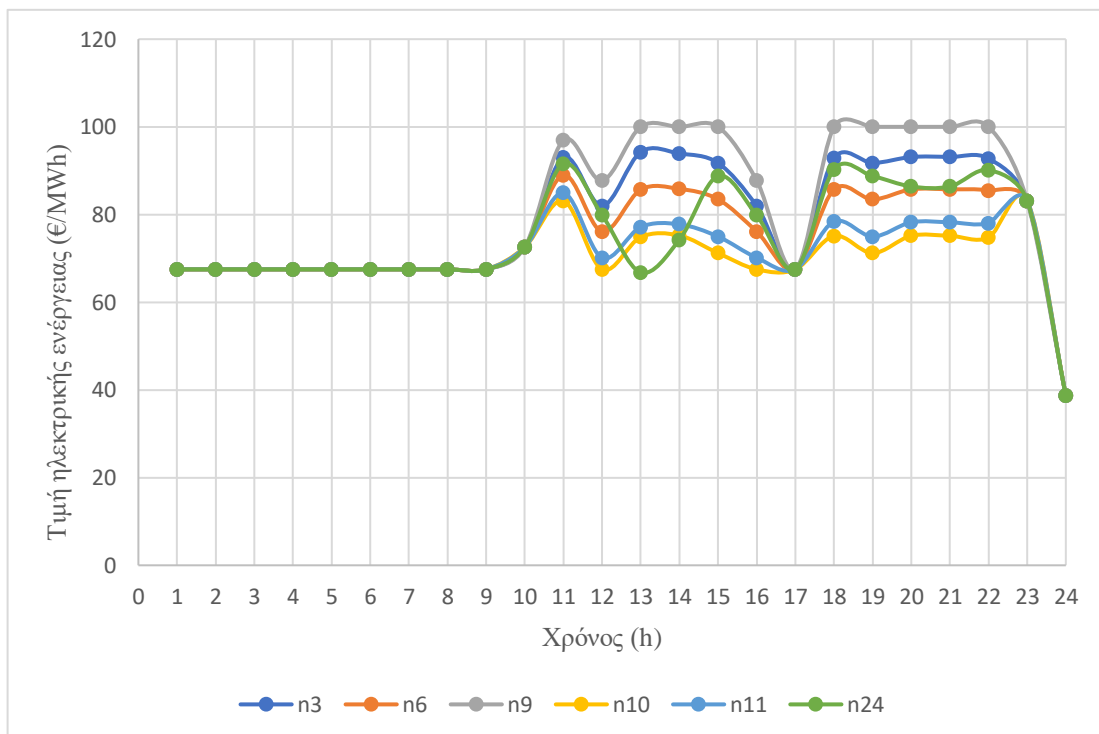


Σχήμα 3.19: Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας στην DA αγορά για το Σενάριο 4

Στην RT αγορά, για την περίπτωση 100% Wind, δηλαδή την περίπτωση στην οποία η απόδοση των αιολικών πάρκων είναι η μέγιστη δυνατή, η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας κυμαίνεται από 23,1 €/MWh έως 36,8 €/MWh. Εδώ, λόγω της ύπαρξης μονάδων αποθήκευσης, το εύρος των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας είναι αρκετά μικρότερο σε σχέση με ότι αποτυπώνεται στο σχήμα 3.9 και στο σενάριο 2. Πρέπει να σημειωθεί ότι δεν παρατηρούνται αρκετές διαφορές τιμής από κόμβο σε κόμβο, κάτι που φανερώνει ότι η συμφόρηση δεν επηρεάζει αρκετά τη λειτουργία της RT αγοράς. Στην περίπτωση 70% Wind, δηλαδή την περίπτωση μέσης απόδοσης των αιολικών πάρκων, φαίνεται από το σχήμα 3.21 ότι η μέγιστη τιμή είναι 100 €/MWh, όπως και στο σενάριο 2 (σχήμα 3.10). Η διακύμανση της τιμής παρουσιάζεται μικρότερη, λόγω των μονάδων αποθήκευσης. Αυτό που πρέπει να παρατηρηθεί είναι η σημαντική μείωση της τιμής τη χρονική στιγμή t_{17} σε σχέση με το σχήμα 3.10, όταν δηλαδή υπάρχει συμφόρηση αλλά δεν υπάρχουν μονάδες αποθήκευσης.

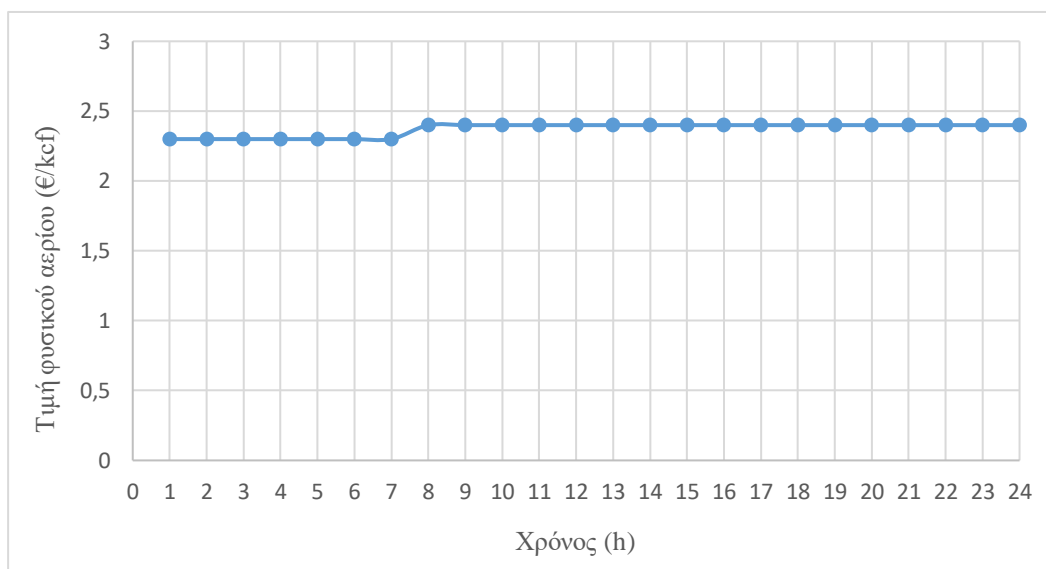


Σχήμα 3.20: Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας στην RT αγορά για το Σενάριο 4, στην περίπτωση 100% Wind



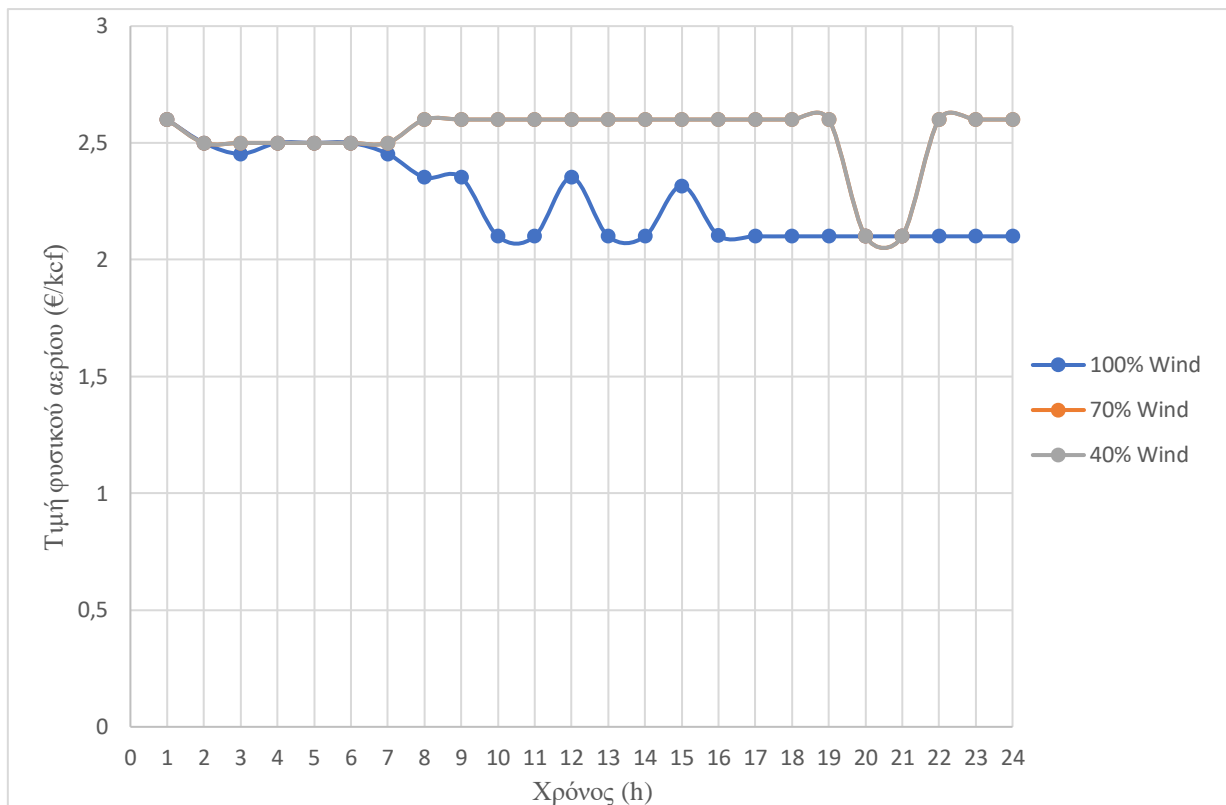
Σχήμα 3.21: Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας στην RT αγορά για το Σενάριο 4, στην περίπτωση 70% Wind

Η τιμή του φυσικού αερίου κυμαίνεται από 2,3 €/kcf έως 2,4 €/kcf στην DA αγορά (σχήμα 3.22). Το εύρος στην τιμή του φυσικού αερίου είναι χαμηλότερο σε σχέση με το σενάριο 2, ωστόσο οι μεταβολές στην τιμή που παρατηρούνται συνολικά είναι ελάχιστες και περιορίζονται σε λίγα χρονικά διαστήματα ($t_4 - t_6$).



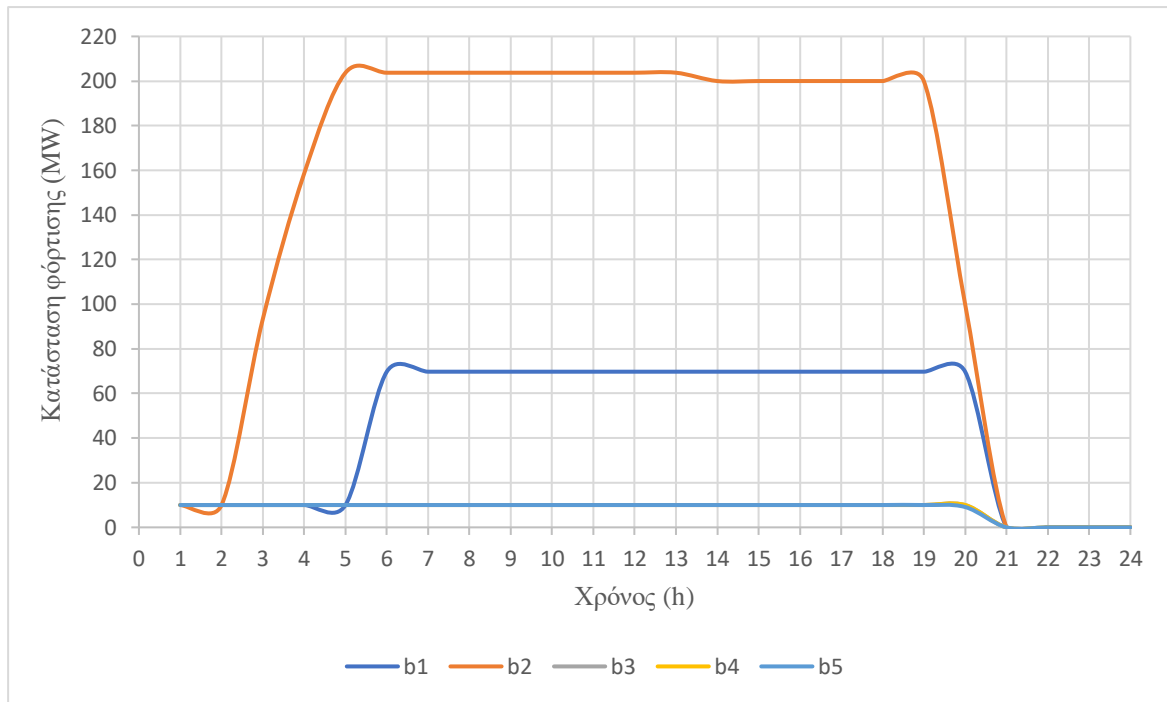
Σχήμα 3.22: Τιμή φυσικού αερίου στην DA αγορά για το Σενάριο 4

Στην RT αγορά, για την περίπτωση μέγιστης απόδοσης των αιολικών πάρκων η τιμή του φυσικού αερίου κυμαίνεται από 2,1 €/kcf έως 2,6 €/kcf, όπως και για την περίπτωση μέσης και χαμηλής απόδοσης (Σχήμα 3.23). Παρατηρείται ότι στην περίπτωση μέσης και χαμηλής απόδοσης η τιμή του φυσικού αερίου ταυτίζεται πλήρως. Η διακύμανση της τιμής του φυσικού αερίου είναι χαμηλότερη σε σχέση με το σενάριο 2. Επιπλέον, πρέπει να τονιστεί ότι η τιμή του φυσικού αερίου ταυτίζεται σχεδόν πλήρως με το σενάριο 3 (σχήμα 3.17) και για τις 3 περιπτώσεις απόδοσης των αιολικών πάρκων. Κάτι τέτοιο είναι αναμενόμενο διότι η ερμηνεία του σχήματος 3.17 ταυτίζεται με την ερμηνεία για το σχήμα 3.23.



Σχήμα 3.23: Τιμή φυσικού αερίου στην RT αγορά για το Σενάριο 4

Το σχήμα 3.24 παρουσιάζει την κατάσταση φόρτισης (state of charge) για κάθε μονάδα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στη αγορά επόμενης ημέρας. Φορτίζεται η μπαταρία b2 τις χρονικές στιγμές $t_3 - t_5$ και η μπαταρία b1 τη χρονική στιγμή t_6 . Τη χρονική στιγμή t_{21} η ηλεκτρική ενέργεια με την οποία έχουν φορτιστεί οι μπαταρίες τροφοδοτείται στο σύστημα με στόχο την κάλυψη της ζήτησης, δηλαδή σε αυτή τη χρονική στιγμή οι μπαταρίες λειτουργούν ως παραγωγοί ενέργειας. Στο σχήμα 3.24 αυτό αποτυπώνεται με την εκμηδένιση της κατάστασης φόρτισης τη χρονική στιγμή t_{21} . Κάτι τέτοιο δικαιολογείται διότι ο MO στοχεύει στη μείωση της αυξημένης τιμής τη χρονική στιγμή t_{21} , παρέχοντας ηλεκτρική ενέργεια μέσω των μπαταριών, η οποία έχει χαμηλότερο κόστος.



Σχήμα 3.24: Κατάσταση φόρτισης των μπαταριών στην DA αγορά για το Σενάριο 4

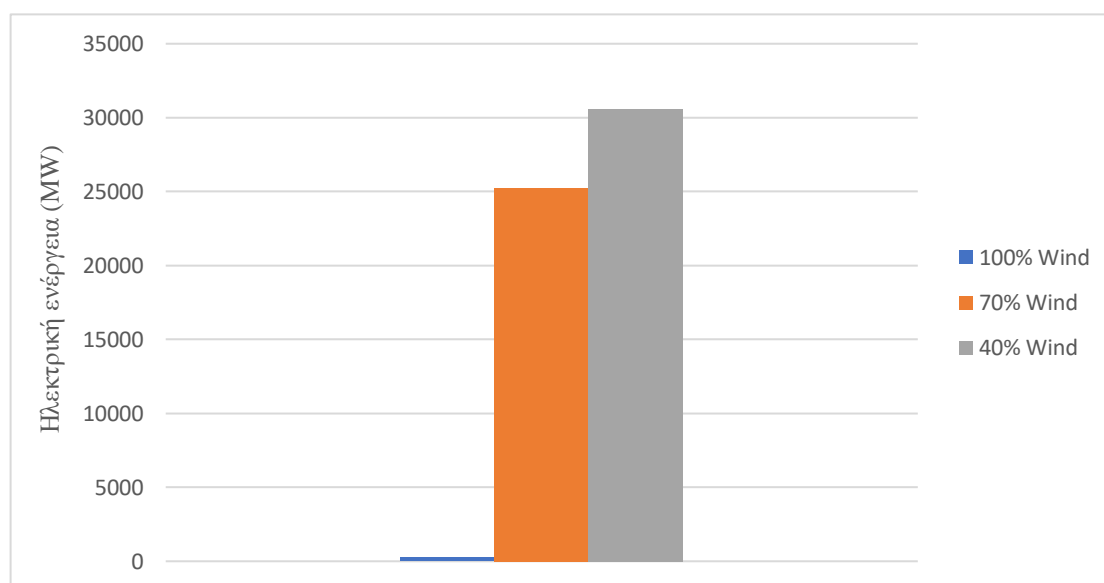
Από τον πίνακα 3.21 προκύπτει ότι το συνολικό κόστος εκκαθάρισης της αγοράς επόμενης ημέρας αλλά και της αγοράς εξισορρόπησης είναι μικρότερο κατά 2,1% στο σενάριο 4 σε σχέση με το σενάριο 2. Κάτι τέτοιο είναι απολύτως αναμενόμενο μιας και οι μονάδες αποθήκευσης μειώνουν σε πολύ μεγάλο βαθμό το κόστος ηλεκτρικής ενέργειας σε χρονικές στιγμές που αυτό σημειώνει μεγάλη αύξηση ενώ, όπως αναφέρθηκε ήδη, το κόστος φόρτισης είναι αρκετά μικρό. Παρατηρείται, ότι όπως και σε κανονικές συνθήκες, δηλαδή όταν δεν παρουσιάζεται συμφόρηση στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας, έτσι και σε καταστάσεις ύπαρξης συμφόρησης, η παρουσία μπαταριών είναι σε θέση να μειώσει το συνολικό κόστος εκκαθάρισης της αγοράς.

Πίνακας 3.21: Συνολικό κόστος εκκαθάρισης DA και RT αγοράς για το Σενάριο 1 και το Σενάριο 3

	Σενάριο 2	Σενάριο 4
Συνολικό κόστος εκκαθάρισης, €	1.716.554,794	1.680.482,567

3.6 Συνοπτική παρουσίαση αποτελεσμάτων παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας στην αγορά εξισορρόπησης

Στο συγκεκριμένο κεφάλαιο κρίνεται σκόπιμη η παράθεση περισσότερων στοιχείων σχετικά με τα ανοδικά και καθοδικά αποθέματα ηλεκτρικής ενέργειας που ενεργοποιούνται στην αγορά εξισορρόπησης. Στον σχήμα 3.25 παρουσιάζονται οι ανοδικές εφεδρείες που απαιτούνται συνολικά και για τα 4 υπό μελέτη σενάρια σε συνάρτηση των 3 περιπτώσεων απόδοσης των αιολικών πάρκων.



Σχήμα 3.25: Συνολικές ανοδικές εφεδρείες ηλεκτρικής ενέργειας για κάθε περίπτωση απόδοσης των αιολικών πάρκων

Το συμπέρασμα που προκύπτει από την ανάλυση του σχήματος 3.25 είναι απολύτως αναμενόμενο. Στην περίπτωση μέγιστης απόδοσης των αιολικών πάρκων (100% Wind) οι ανοδικές εφεδρείες που ενεργοποιούνται από τον ΜΟ είναι σχεδόν μηδενικές. Κάτι τέτοιο συμβαίνει διότι η αγορά επόμενης ημέρας έχει εκκαθαριστεί με δεδομένο ότι ο ΜΟ προκειμένου να ελαχιστοποιήσει το κόστος έχει επιλέξει να χρησιμοποιήσει τη μέγιστη ηλεκτρική ενέργεια την οποία είναι σε θέση να παράγουν τα αιολικά πάρκα. Επομένως, στην αγορά εξισορρόπησης δεν υπάρχει ζήτηση, η οποία δεν καλύπτεται. Αντίθετα, στις περιπτώσεις μέσης και χαμηλής ζήτησης ενεργοποιούνται οι ανοδικές εφεδρείες των παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας διότι η απόδοση των αιολικών πάρκων είναι χαμηλότερη από αυτή που προβλέφθηκε στην αγορά επόμενης ημέρας και συνεπώς στην αγορά εξισορρόπησης δημιουργείται σημαντικό κενό στην κάλυψη

της ζήτησης. Συνεπώς, ο ΜΟ ενεργοποιεί τις ανοδικές εφεδρείες. Είναι απολύτως αναμενόμενο ότι στην περίπτωση χαμηλής απόδοσης των αιολικών πάρκων, θα απαιτούνται περισσότερες ανοδικές εφεδρείες, όπως φαίνεται στο σχήμα 3.25.

Στον πίνακα 3.22 παρουσιάζεται το ύψος των καθοδικών εφεδρειών που απαιτούνται συνολικά και για τα 4 υπό μελέτη σενάρια σε συνάρτηση των 3 περιπτώσεων απόδοσης των αιολικών πάρκων.

Πίνακας 3.22: Συνολικές καθοδικές εφεδρείες ηλεκτρικής ενέργειας για κάθε περίπτωση απόδοσης των αιολικών πάρκων

Περίπτωση απόδοσης αιολικών πάρκων	Καθοδικές εφεδρείες (MW)
100% Wind	855,518
70% Wind	23,659
40% Wind	1,451

Ως πρώτο συμπέρασμα από τα δεδομένα του πίνακα 3.22, μπορεί να ειπωθεί ότι η ηλεκτρική ενέργεια που ενεργοποιείται ως καθοδικές εφεδρείες είναι πολύ χαμηλότερη από τις ανοδικές εφεδρείες που παρουσιάστηκαν στο σχήμα 3.25. Κάτι τέτοιο είναι απόλυτα αναμενόμενο διότι όλες οι υπό μελέτη περιπτώσεις προβλέπουν είτε μέγιστη απόδοση των αιολικών πάρκων είτε μειωμένη απόδοση. Για να υπήρχε ανάγκη ενεργοποίησης καθοδικών εφεδρειών, θα έπρεπε μία υπό μελέτη περίπτωση απόδοσης των αιολικών πάρκων να προέβλεπε αυξημένη απόδοση. Ενεργοποίηση καθοδικών εφεδρειών κυρίως γίνεται στην περίπτωση μέγιστης απόδοσης αιολικών πάρκων, και πιο συγκεκριμένα στα σενάρια στα οποία συμπεριλαμβάνονται μονάδες αποθήκευσης διότι μειώνεται η παραγωγή συμβατικών παραγωγών με υψηλότερη τιμή προσφοράς και χρησιμοποιείται ηλεκτρική ενέργεια από τις μονάδες αποθήκευσης.

4 Συμπεράσματα – Προτάσεις

4.1 Συμπεράσματα

Η παρούσα διπλωματική εργασία αναφέρεται στο μηχανισμό ταυτόχρονης εκκαθάρισης της συζευγμένης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου τόσο για την αγορά επόμενης ημέρας όσο και για την αγορά εξισορρόπησης. Η ταυτόχρονη εκκαθάριση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου εξασφαλίζει μεγαλύτερη ευελιξία αλλά και μείωση του κόστους. Το μαθηματικό μοντέλο που αναπτύχθηκε περιλαμβάνει ισοζύγια ενέργειας καθώς και τεχνικούς περιορισμούς αναφορικά με τη δυναμικότητα των παραγωγών και του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου. Έπειτα, το συγκεκριμένο μοντέλο επεκτάθηκε με στόχο τη διερεύνηση του ρόλου και του οφέλους στο οποίο μπορούν να οδηγήσουν μονάδες αποθήκευσης, όταν αυτές ενσωματωθούν στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας. Το μαθηματικό μοντέλο οδηγεί στο σχηματισμό ενός μοντέλου μεικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού, το οποίο επιλύθηκε με χρήση του υπολογιστικού εργαλείου GAMS για συνολικά τέσσερα σενάρια. Το σύστημα πάνω στο οποίο εφαρμόστηκε και επιλύθηκε το προτεινόμενο μαθηματικό πλαίσιο συμπεριλαμβάνει 24 κόμβους στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας και 5 κόμβους στο δίκτυο φυσικού αερίου. Στο σύστημα επίσης συμπεριλαμβάνονται και 2 αιολικά πάρκα. Για να αντιμετωπιστεί η αβεβαιότητα που υπεισέρχεται λόγω των αιολικών πάρκων, το πρόβλημα επιλύεται με την εισαγωγή τριών περιπτώσεων σχετικά με την απόδοση των αιολικών πάρκων. Μία περίπτωση υψηλής απόδοσης, μία περίπτωση μέσης απόδοσης και μία ακόμη χαμηλής. Στόχος της επίλυσης του προβλήματος αποτελεί η ελαχιστοποίηση του κόστους εκκαθάρισης της αγοράς.

Στο σενάριο 1, το οποίο αποτελεί και το βασικό σενάριο μελέτης, παρατηρείται ότι η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας είναι ανάλογη της ζήτησης. Πιο συγκεκριμένα, μείωση της ζήτησης οδηγεί σε μείωση της τιμής ενώ αύξηση της ζήτησης οδηγεί σε αύξηση της τιμής. Επιπλέον, σημαντικό συμπέρασμα που προκύπτει από το σενάριο 1 αποτελεί το γεγονός ότι η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας και του φυσικού αερίου στην αγορά εξισορρόπησης μειώνεται όταν η απόδοση των αιολικών πάρκων είναι μεγαλύτερη.

Στο σενάριο 2, μελετάται η περίπτωση στην οποία λαμβάνει χώρα συμφόρηση σε ορισμένες γραμμές του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας. Εξαιτίας της συμφόρησης, παρατηρείται μια διεύρυνση στις τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας αλλά και του φυσικού

αερίου, κάτι που φανερώνει και τη σημαντική αλληλεξάρτηση μεταξύ των δύο αγορών. Επίσης, πρέπει να σημειωθεί ότι στο σενάριο 2 παρατηρούνται διαφορετικές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας από κόμβο σε κόμβο την ίδια χρονική στιγμή, σε αντίθεση με ότι συμβαίνει στο σενάριο 1. Το συνολικό κόστος εκκαθάρισης του συστήματος στο οποίο εμφανίζεται συμφόρηση είναι οριακά χαμηλότερο.

Στα σενάρια 3 και 4 καθίσταται αρκετά σαφής η επίδραση της ύπαρξης μονάδων αποθήκευσης στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας. Η ενσωμάτωση μονάδων αποθήκευσης, που στην προκειμένη μελέτη θεωρείται ότι είναι μπαταρίες, οδηγεί σε σημαντική μείωση της διακύμανσης της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας. Το πιο σημαντικό όφελος είναι ότι μειώνεται η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας σε χρονικές στιγμές στις οποίες, απουσία μονάδων αποθήκευσης, παρουσιάζεται ραγδαία αύξηση. Ως επακόλουθο, παρατηρείται και αξιοσημείωτη μείωση στο κόστος εκκαθάρισης της συζευγμένης αγοράς.

Τέλος, πρέπει να σημειωθεί ότι στην επισκόπηση που πραγματοποιήθηκε στην αγορά εξισορρόπησης για την ηλεκτρική ενέργεια παρατηρήθηκε ότι όταν η απόδοση των αιολικών πάρκων είναι χαμηλότερη, η ενεργοποίηση ανοδικών εφεδρειών που παρέχονται από τους συμβατικούς παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας είναι επιτακτική. Όσο χαμηλότερη είναι η απόδοση των αιολικών πάρκων τόσο υψηλότερη είναι η συμμετοχή ανοδικών εφεδρειών στην εκκαθάριση της αγοράς εξισορρόπησης, κάτι που όπως είναι λογικό, οδηγεί και σε αύξηση του κόστους.

4.2 Προτάσεις για περαιτέρω έρευνα

Η ταυτόχρονη εκκαθάριση της συζευγμένης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου τόσο για την αγορά επόμενης ημέρας όσο και για την αγορά εξισορρόπησης διερευνήθηκαν στη συγκεκριμένη διπλωματική εργασία. Μελέτη για τις αλλαγές που μπορεί να επιφέρει η στρατηγική συμπεριφορά από τη πλευρά των παραγωγών αλλά και η συμμετοχή μονάδων αποθήκευσης φυσικού αερίου μπορούν να αποτελέσουν θέματα περαιτέρω διερεύνησης.

Κάποιες πιθανές επιλογές θα μπορούσαν να είναι:

- Κατασκευή ενός διεπίπεδου μαθηματικού μοντέλου για τη μελέτη της στρατηγικής συμπεριφοράς μιας συμβατικής μονάδας παραγωγής στη DA αγορά και στην RT αγορά, υπό την αβεβαιότητα της παραγωγής αιολικής ενέργειας.
- Κατασκευή ενός διεπίπεδου μαθηματικού μοντέλου για τη μελέτη της στρατηγικής συμπεριφοράς δύο ή περισσότερων μονάδων παραγωγής στη DA αγορά και στην RT αγορά, υπό την αβεβαιότητα της παραγωγής αιολικής ενέργειας.
- Επέκταση του μαθηματικού μοντέλου με ενσωμάτωση συστήματος αποθήκευσης φυσικού αερίου
- Μελέτη σύζευξης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και αγοράς άνθρακα (carbon market)
- Προσδιορισμός των σεναρίων που περιγράφουν την αβεβαιότητα της διαθεσιμότητας των μονάδων ΑΠΕ με χρήση ιστορικών δεδομένων και αξιοποίηση τεχνικών μηχανικής μάθησης

Βιβλιογραφία

- Akhavan-Hejazi, H., & Mohsenian-Rad, H. (2014). Optimal operation of independent storage systems in energy and reserve markets with high wind penetration. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(2), 1088–1097. <https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2273800>
- Baringo, L., & Conejo, A. J. (2011). Wind power investment within a market environment. *Applied Energy*, 88(9), 3239–3247. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.03.023>
- Chen, R., Wang, J., & Sun, H. (2018). Clearing and Pricing for Coordinated Gas and Electricity Day-Ahead Markets Considering Wind Power Uncertainty. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(3), 2496–2508. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2756984>
- Dimitriadis, C. N., Tsimopoulos, E. G., & Georgiadis, M. C. (2022). Strategic bidding of an energy storage agent in a joint energy and reserve market under stochastic generation. *Energy*, 242. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.123026>
- Dimitriadis, C. N., Tsimopoulos, E. G., & Georgiadis, M. C. (2023). Optimal bidding strategy of a gas-fired power plant in interdependent low-carbon electricity and natural gas markets. *Energy*, 277. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.127710>
- Ding, H., Pinson, P., Hu, Z., & Song, Y. (2016). Integrated bidding and operating strategies for wind-storage systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 7(1), 163–172. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2015.2472576>
- Ding, H., Pinson, P., Hu, Z., Wang, J., & Song, Y. (2017). Optimal Offering and Operating Strategy for a Large Wind-Storage System as a Price Maker. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(6), 4904–4913. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2681720>
- Gil, M., Duenas, P., & Reneses, J. (2016). Electricity and natural gas interdependency: Comparison of two methodologies for coupling large market models within the european regulatory framework. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(1), 361–369. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2395872>
- IEEE Power & Energy Society, & Institute of Electrical and Electronics Engineers. (n.d.). *ISGT 2015 : Innovative Smart Grid Technologies, North America : February 18-20, Washington, DC*.
- Ji, Z., & Huang, X. (2018). Day-Ahead Schedule and Equilibrium for the Coupled Electricity and Natural Gas Markets. *IEEE Access*, 6, 27530–27540. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2018.2835522>
- Mohsenian-Rad, H. (2016). Coordinated Price-Maker Operation of Large Energy Storage Units in Nodal Energy Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(1), 786–797. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2411556>

- Morales, J. M., Conejo, A. J., Liu, K., & Zhong, J. (2012). Pricing electricity in pools with wind producers. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(3), 1366–1376. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2011.2182622>
- Nasiri, N., Sadeghi Yazdankhah, A., Mirzaei, M. A., Loni, A., Mohammadi-Ivatloo, B., Zare, K., & Marzband, M. (2020). A bi-level market-clearing for coordinated regional-local multi-carrier systems in presence of energy storage technologies. *Sustainable Cities and Society*, 63. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2020.102439>
- Nasrolahpour, E., Kazempour, J., Zareipour, H., & Rosehart, W. D. (2018). A Bilevel Model for Participation of a Storage System in Energy and Reserve Markets. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 9(2), 582–598. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2017.2749434>
- Nasrolahpour, E., Zareipour, H., Rosehart, W. D., & Jalal Kazempour, S. (n.d.). *Bidding Strategy for an Energy Storage Facility*.
- Ordoudis, C., Delikaraoglou, S., Kazempour, J., & Pinson, P. (2020). Market-based coordination of integrated electricity and natural gas systems under uncertain supply. *European Journal of Operational Research*, 287(3), 1105–1119. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2020.05.007>
- Ordoudis, C., Pinson, P., & Morales, J. M. (2019). An Integrated Market for Electricity and Natural Gas Systems with Stochastic Power Producers. *European Journal of Operational Research*, 272(2), 642–654. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2018.06.036>
- Pandžić, H., & Kuzle, I. (2015). Energy storage operation in the day-ahead electricity market. *International Conference on the European Energy Market, EEM, 2015-August*. <https://doi.org/10.1109/EEM.2015.7216754>
- Pereira, M. V., Granville, S., Fampa, M. H. C., Dix, R., & Barroso, L. A. (2005). Strategic bidding under uncertainty: A binary expansion approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(1), 180–188. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2004.840397>
- Philpott, A., & Schultz, R. (2006). Unit commitment in electricity pool markets. *Mathematical Programming*, 108(2–3), 313–337. <https://doi.org/10.1007/s10107-006-0713-9>
- Porrás-Ortiz, F., Añó, O., Rubio-Barros, R., & Weber, C. (2020). Energy and reserve strategic offers in regional electricity markets: A complementarity approach. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 119. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.105860>
- Rintamäki, T., Siddiqui, A. S., & Salo, A. (2020). Strategic offering of a flexible producer in day-ahead and intraday power markets. *European Journal of Operational Research*, 284(3), 1136–1153. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2020.01.044>

- Ruiz, C., & Conejo, A. J. (2009). Pool strategy of a producer with endogenous formation of locational marginal prices. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(4), 1855–1866. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2030378>
- Schillemans, A., De Vivero-Serrano, G., Bruninx, K., De Vivero Serrano, G., Bruninx Leuven, K. K., & Leuven, E. (n.d.). *Strategic Participation of Merchant Energy Storage in Joint Energy-Reserve and Balancing Markets*. <http://www.mech.kuleuven.be/tme/research/>
- Tsimopoulos, E. G., & Georgiadis, M. C. (2019). Optimal strategic offerings for a conventional producer in jointly cleared energy and balancing markets under high penetration of wind power production. *Applied Energy*, 244, 16–35. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.03.161>
- Tsimopoulos, E. G., & Georgiadis, M. C. (2020). Withholding strategies for a conventional and wind generation portfolio in a joint energy and reserve pool market: A gaming-based approach. *Computers and Chemical Engineering*, 134. <https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2019.106692>
- Vespermann, N., Delikaraoglou, S., & Pinson, P. (2017, July 13). Offering strategy of a price-maker energy storage system in day-ahead and balancing markets. *2017 IEEE Manchester PowerTech, Powertech 2017*. <https://doi.org/10.1109/PTC.2017.7981050>
- Wang, C., Wei, W., Wang, J., Liu, F., & Mei, S. (2018). Strategic offering and equilibrium in coupled gas and electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(1), 290–306. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2698454>
- Zhao, B., Conejo, A. J., & Sioshansi, R. (2018). Using electrical energy storage to mitigate natural gas-supply shortages. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(6), 7076–7086. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2850840>
- Energy Exchange Group, 2023. EnEx. URL <https://www.enxgroup.gr/el/web/guest/energy-markets>
- Energy.gov, 2023 URL <https://www.energy.gov/>
- International Renewable Energy Agency, 2023. IRENA. URL <https://www.irena.org/>
- Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, 2023. ΑΔΜΗΕ. URL <http://www.admie.gr/>
- ΔΕΔΔΗΕ, 2023 . ΔΕΔΔΗΕ. URL <https://deddie.gr/el/>
- Ρυθμιστή Αρχή Αποβλήτων Ενέργειας & Υδάτων, 2023. ΠΑΑΕΥ. URL <https://www.rae.gr/>

