



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

---

ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΚΑΙ ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΗΣ ΕΥΕΛΙΞΙΑΣ  
ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΙΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΜΕ ΜΕΓΑΛΗ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ  
ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΩΝ ΠΗΓΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

---

ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗ ΔΙΑΤΡΙΒΗ

της

Μαρίας Π. Κανναβού

Αθήνα, Μάιος 2020





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

---

ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΚΑΙ ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΗΣ ΕΥΕΛΙΞΙΑΣ  
ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΙΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΜΕ ΜΕΓΑΛΗ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ  
ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΩΝ ΠΗΓΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

---

Διδακτορική Διατριβή

της

Μαρίας Π. Κανναβού

Συμβουλευτική Επιτροπή: Π. Κάπρος, Καθηγητής ΕΜΠ (επιβλέπων)

Κ. Βουρνάς, Ομότιμος Καθηγητής ΕΜΠ

Γ. Κορρές, Καθηγητής ΕΜΠ

Εγκρίθηκε από την επταμελή εξεταστική επιτροπή την: 22/05/2020

.....  
Π. Κάπρος,  
Καθηγητής ΕΜΠ

.....  
Γ. Κορρές  
Καθηγητής ΕΜΠ

.....  
Π. Γεωργιλάκης  
Αναπληρωτής  
Καθηγητής ΕΜΠ

.....  
Σ. Καρέλλας  
Καθηγητής ΕΜΠ

.....  
Ν. Χατζηαργυρίου  
Καθηγητής ΕΜΠ

.....  
Ι. Ψαρράς  
Καθηγητής ΕΜΠ

.....  
Σ. Παπαθανασίου  
Καθηγητής ΕΜΠ

.....

Μαρία Π. Κανναβού

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

Copyright © Μαρία Π. Κανναβού 2020

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

**Στη μητέρα μου, Άννα**

*All models are approximations.  
Assumptions, whether implied or clearly stated, are never exactly true.  
All models are wrong, but some models are useful.  
So, the question you need to ask is not "Is the model true?" (it never is),  
but "Is the model good enough for this particular application?"*  
Box, G. E. P.; Luceño, A.; del Carmen Paniagua-Quiñones, M. (2009),  
Statistical Control by Monitoring and Adjustment, John Wiley & Sons



## ΠΡΟΛΟΓΟΣ

Η διδακτορική διατριβή εκπονήθηκε στη Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου, στο εργαστήριο Ενέργειας-Οικονομίας-Περιβάλλοντος (E3MLab) το διάστημα Σεπτέμβρης 2014-Μάιος 2020. Φτάνοντας στο τέλος της πορείας αυτής, θα ήθελα να ευχαριστήσω τους ανθρώπους που συνέβαλλαν με ποικίλους τρόπους στην ολοκλήρωσή της.

Η διατριβή πραγματοποιήθηκε υπό την επίβλεψη και καθοδήγηση του Καθηγητή Π. Κάπρου, τον οποίο ευχαριστώ ιδιαιτέρως για το ενδιαφέρον που έδειξε στην παρακολούθηση της εξέλιξης της διατριβής, τις γνώσεις, ιδέες και συμβουλές που μου παρείχε, δημιουργώντας έτσι τις προϋποθέσεις για την ανάπτυξη της δικής μου επιστημονικής σκέψης. Θα ήθελα να ευχαριστήσω επίσης τον Καθηγητή Κ. Βουρνά και τον Καθηγητή Γ. Κορρέ για την αποδοχή συμμετοχής τους στη τριμελή συμβουλευτική επιτροπή και για τις συμβουλές και επιστημονικές τους. Ευχαριστώ επίσης τον Καθηγητή Π. Γεωργιάδη και τον Καθηγητή Σ. Καρέλλα για την αποδοχή συμμετοχής τους στην πενταμελή εξεταστική επιτροπή της ενδιάμεσης κρίσης και την επταμελή εξεταστική επιτροπή καθώς και για τα σχόλια και τις παρατηρήσεις τους. Θα ήθελα επίσης να ευχαριστήσω τους Καθηγητές Ν. Χατζηαργυρίου, Ι. Ψαρρά και Σ. Παπαθανασίου για την τιμή που μου έκαναν να είναι μέλη της επταμελούς επιτροπής εξέτασης της διατριβής.

Ιδιαίτερες ευχαριστίες οφείλονται στον κ. Κωνσταντίνο Ντελκή για την πολύτιμη βοήθεια που μου παρείχε όλα αυτά τα χρόνια και την αμέριστη στήριξη του. Επίσης ευχαριστώ τον κ. Μίλτο Ασλάνογλου για τις γνώσεις που μοιράστηκε μαζί μου στον τομέα των αγορών ηλεκτρισμού.

Θέλω να ευχαριστήσω ιδιαιτέρως τους Θεοφάνη Φωτίου, Σταυρούλα Ευαγγελοπούλου, Γιώργο Ζαζιά και Αποστόλη Πετρόπουλο για την εξαιρετική συνεργασία και για τη στήριξη τους στην πορεία αυτής της διατριβής σε προσωπικό και επαγγελματικό επίπεδο. Θερμές ευχαριστήριες στους Γιάννη Χαραμπίδη, Φρόσω Φούκη και Αλέξανδρο Μακρυσόπουλο για την άψογη συνεργασία και τη στήριξη τους. Θέλω να ευχαριστήσω ιδιαιτέρως τη Μαρία Τσίμα για τη συνεχή της βοήθεια και στήριξη καθ' όλη την περίοδο της διατριβής. Επιπρόσθετα, ευχαριστώ τους Δρ. Παναγιώτη Φράγκο και Δρ. Κώστα Φραγκιαδάκη για τις συμβουλές και τις γνώσεις που μου παρείχαν. Επίσης ευχαριστώ τους Δρ. Πελοπίδα Σίσκο, Δρ. Παναγιώτη Καρκατσούλη και Δρ. Λεωνίδα Παρούσο για τις συμβουλές τους. Ευχαριστώ επίσης όλα τα μέλη του εργαστηρίου E3MLab για την συνεργασία τους στο πέρας αυτής της διατριβής.

Ιδιαίτερες ευχαριστίες θα ήθελα να δώσω στους Μαριλένα Ζαμπάρα, Χρήστο Νάκο και Μανώλη Καλαιτζάκη για την εξαιρετική συνεργασία και την πολύτιμη για μένα ανταλλαγή απόψεων και γνώσεων στον τομέα των ηλεκτρικών αγορών και ζητημάτων λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος. Ευχαριστώ θερμά τον Χαράλαμπο Αβραάμ για τις συζητήσεις μας και την ανταλλαγή γνώσεων και εμπειριών σε μια σειρά ερευνητικών ζητημάτων.

Κλείνοντας θα ήθελα να ευχαριστήσω ιδιαιτέρως αγαπημένα μου πρόσωπα, φίλους και οικογένεια, οι οποίοι με στήριξαν στη πορεία αυτής της διατριβής και μου έδωσαν πολύτιμες συμβουλές. Ευχαριστώ από καρδιάς την Κατερίνα Ντελκή και το Χάρη Ξηρό για την πίστη τους στις δυνατότητές μου και τις πολύτιμες συμβουλές τους. Ένα μεγάλο ευχαριστώ στον Αλέξανδρο για τη συνεχή στήριξη του σε όλες τις δύσκολες στιγμές και την κατανόησή του και στους γονείς

μου, οι οποίοι με στήριξαν όλα αυτά τα χρόνια, δίνοντας μου τα εφόδια να πορευτώ και να ακολουθήσω τον επιστημονικό τομέα της επιλογής μου, στηρίζοντας με σε κάθε μου βήμα με πολλαπλούς τρόπους.



## ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Η παρούσα διατριβή αφορά τη μοντελοποίηση και ανάλυση των ζητημάτων ευελιξίας του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος σε συνθήκες μεγάλης διείσδυσης Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ). Η ανάλυση των ζητημάτων ευελιξίας στο πλαίσιο της διατριβής περιλαμβάνει την παρουσίαση μιας προτεινόμενης τυπολογίας των διαφορετικών τύπων ευελιξίας, τα οποία χρειάζεται το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα και της αντίστοιχης μεθοδολογίας υπολογισμού του κάθε τύπου παρεχόμενης ευελιξίας. Επιπρόσθετα, παρουσιάζεται η ανάπτυξη ενός μοντέλου προσομοίωσης του προβλήματος επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος και ενός μοντέλου προσομοίωσης της λειτουργίας των χονδρεμπορικών αγορών ηλεκτρισμού. Η ανάπτυξη των μοντέλων προσομοίωσης προσφέρει μέσω της αξιολόγησης των αποτελεσμάτων της αριθμητικής εφαρμογής των μοντέλων, τη δυνατότητα μελέτης και διερεύνησης ερωτημάτων σχετικά με τις ανάγκες ευελιξίας των ηλεκτροπαραγωγικών συστημάτων.

Η ανάγκη της ευελιξίας των ηλεκτροπαραγωγικών συστημάτων, παρόλο που σαν έννοια χρησιμοποιείται συστηματικά μόνο τα τελευταία χρόνια, προϋπήρχε καθώς η μεταβλητότητα και η αβεβαιότητα αποτελούν εγγενή χαρακτηριστικά του συστήματος. Σε προηγούμενες, αναφορικά με τη διείσδυση των ΑΠΕ, περιόδους οι προκλήσεις της λειτουργίας των ηλεκτροπαραγωγικών συστημάτων σχετίζονταν κυρίως με τη μεταβλητότητα και την αβεβαιότητα των επιπέδων ζήτησης ηλεκτρισμού και την τυχαία, μη-προγραμματισμένη, διαθεσιμότητα ελεγχόμενων μονάδων παραγωγής. Οι μονάδες ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής (αιολικά, φωτοβολταϊκά, μικρά ΥΗ κ.α.) αυξάνουν την μεταβλητότητα και αβεβαιότητα, καθώς η παραγωγή τους δεν μπορεί να ελεγχθεί, αλλά εξαρτάται από τα καιρικά φαινόμενα. Σε ηλεκτροπαραγωγικά συστήματα με σημαντική διείσδυση των ΑΠΕ μπορούμε να εντοπίσουμε διαφορετικούς τύπους διακυμάνσεων στην παραγωγή και ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίες διαφοροποιούνται ανάλογα με το χρονικό διάστημα στο οποίο παρατηρούνται (μεταξύ δευτερολέπτων, ωρών, ημερών, εποχών). Ένα δεύτερο στοιχείο που διαφοροποιεί τους τύπους διακυμάνσεων σχετίζεται με το βαθμό πρόβλεψης της διακύμανσης, αν πρόκειται δηλαδή για απρόβλεπτη ή προβλέψιμη, ως ένα βαθμό, διακύμανση. Κάθε τύπος διακύμανσης δημιουργεί διαφορετικές ανάγκες ευελιξίας (βραχυπρόθεσμη, πολύωρη και μακροπρόθεσμη) στο σύστημα, η κάθε μία από τις οποίες μπορεί να καλυφθεί από διαφορετικούς πόρους. Στην παρούσα διατριβή η έννοια της *ευελιξίας* ενός ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος ορίζεται ως «*η δυνατότητα του συστήματος να ανταποκρίνεται τόσο στις προβλέψιμες όσο και στις απρόβλεπτες αλλαγές της παραγωγής και της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, με τρόπο τέτοιο ούτως ώστε να τηρούνται επαρκώς κάποια προκαθορισμένα κριτήρια αξιοπιστίας και να αποφεύγονται οι περικοπές είτε της ζήτησης είτε της παραγωγής ηλεκτρισμού από ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής*».

Τα συστήματα ηλεκτροπαραγωγής και οι αγορές ηλεκτρισμού διανύουν μια μεταβατική περίοδο, η οποία έρχεται ως αποτελέσματα της ανάγκης για τη δραστική μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου στο πλαίσιο της αντιμετώπισης της κλιματικής αλλαγής. Η διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ), οι οποίες έχουν μηδενικό ανθρακικό αποτύπωμα, στα ηλεκτροπαραγωγικά συστήματα δημιουργεί μια σειρά προκλήσεις τόσο σε τεχνικό επίπεδο όσο και στο επίπεδο της οργάνωσης, λειτουργίας και ρύθμισης των αγορών ηλεκτρισμού. Ήδη σε αρκετά συστήματα ηλεκτροπαραγωγής, αλλά ιδιαίτερα στα συστήματα του μέλλοντος, η

διείσδυση μονάδων ΑΠΕ έχει μεταβάλλει σημαντικά την καμπύλη καθαρού φορτίου, το οποίο καλούνται να καλύψουν οι υπολειπόμενοι πόροι του συστήματος. Λόγω της μεταβολής της καμπύλης φορτίου, οι ευέλικτες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής αντιμετωπίζουν πιο συχνές εκκινήσεις και σβήσεις, λειτουργούν συχνότερα σε επίπεδα μερικής φόρτιση και καλούνται συχνά να αυξομειώσουν το φορτίο τους για λόγους εξισορρόπησης.

Η δυνατότητα ευελιξίας του συστήματος επηρεάζεται σημαντικά από τις συνθήκες λειτουργίας των χονδρεμπορικών αγορών ηλεκτρισμού. Ιδιαίτερη σημασία έχει ο τρόπος διαχείρισης των διασυνδέσεων και η ευελιξία που δύναται να προσφέρει στο σύστημα η συμμετοχή των διασυνδέσεων σε όλα τα στάδια της αγοράς και η ενοποίηση των αγορών διαφορετικών χωρών. Επιπλέον, η διείσδυση των ΑΠΕ και οι ανάγκες ευελιξίας του συστήματος λόγω της μεταβλητής παραγωγής τους αυξάνει τη σημασία των αγορών εξισορρόπησης και εφεδρειών. Η σύζευξη των διαφορετικών σταδίων της αγοράς, η ενσωμάτωση των τεχνικών περιορισμών του συστήματος στις καθαρά ενεργειακές αγορές και η βέλτιστη χρήση των διασυνδέσεων μέσω της συμμετοχής τους σε όλα τα στάδια της αγοράς προσφέρουν σημαντική εξοικονόμηση κόστους και δίνουν τη δυνατότητα διαχείρισης των αναγκών ευελιξίας του συστήματος με τον πιο οικονομικά αποδοτικό τρόπο.

Επιπρόσθετα, η αύξηση των ωρών πλεονάζουσας παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ σε ώρες χαμηλής ζήτησης απαιτεί την ανάπτυξη εγκαταστάσεων αποθήκευσης και άλλων ευέλικτων μηχανισμών ζήτησης, προκειμένου να αποφευχθεί η περικοπή της παραγωγής των ΑΠΕ και να διευκολυνθεί η διείσδυσή τους στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα. Σε συστήματα χαμηλών εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου οι ανάγκες μακροπρόθεσμης ευελιξίας αναδεικνύουν τη σημασία της χρήσης μονάδων αποθήκευσης με δυνατότητα πολυήμερης και εποχικής αποθήκευσης, όπως είναι οι μονάδες παραγωγής συνθετικών καυσίμων με βάση τον ηλεκτρισμό (Power-to-X).

Ο ρόλος των μονάδων αποθήκευσης σε ένα σύστημα βασισμένο κατά κύριο λόγο σε μεταβλητές ΑΠΕ αναβαθμίζεται εξαιρετικά. Ωστόσο η χρήση των μονάδων αποθήκευσης για λόγους εξισορρόπησης δύναται να υποκατασταθεί από την αύξηση των διασυνοριακών ανταλλαγών ηλεκτρισμού, η οποία επιτυγχάνεται στο πλαίσιο της ενοποίησης των χονδρεμπορικών αγορών των χωρών της Ευρωπαϊκής Ένωσης (ΕΕ). Η διατριβή εξετάζει το ερώτημα αυτό και καταλήγει πως η αλληλεπίδραση της ενίσχυσης των διασυνοριακών ροών και της λειτουργίας των μονάδων αποθήκευσης εμφανίζει υποκατάσταση αλλά και συμπληρωματικότητα. Η σχέση αυτή εξαρτάται από ένα πλήθος παραγόντων, όπως ο βαθμός ομοιομορφίας ή διαφοροποίησης του μείγματος ηλεκτροπαραγωγής του κάθε συστήματος, την αθροιστική καμπύλη προσφοράς της κάθε αγοράς υπό σύζευξης, καθώς και τη γεωγραφική θέση των μονάδων αποθήκευσης.

Σε κάθε περίπτωση, παρά την αύξηση της διακύμανσης των χονδρεμπορικών τιμών ηλεκτρισμού λόγω της διείσδυσης των ΑΠΕ, η ενοποίηση των αγορών μέσω της χρήσης των διασυνδέσεων οδηγεί στην σύγκλιση των τιμών ηλεκτρισμού. Λόγω αυτού, η ανάκτηση του κεφαλαιουχικού κόστους των μονάδων αποθήκευσης δεν δύναται να επιτευχθεί στις χονδρεμπορικές αγορές ηλεκτρισμού, αλλά χρειάζεται επιπρόσθετα μέσα οικονομικής αποζημίωσης. Ένας τρόπος διασφάλισης της ανάκτησης του κεφαλαιουχικού κόστους επένδυσης των μονάδων αποθήκευσης είναι η ένταξη τους στη διαμόρφωση ευέλικτων χαρτοφυλακίων ηλεκτροπαραγωγής βασισμένα σε ΑΠΕ, τα οποία μπορούν να προσφέρουν ανταγωνιστικές τιμές

και να συνάψουν διμερή συμβόλαια με καταναλωτές. Η σημαντική μείωση του κόστους επένδυσης σε τεχνολογίες ΑΠΕ τις καθιστά εξαιρετικά ανταγωνιστικές πηγές παραγωγής ηλεκτρισμού. Ωστόσο στη διαμόρφωση ενός χαρτοφυλακίου βασισμένου σε ΑΠΕ, είναι απαραίτητη η ύπαρξη ενός πόρου ευελιξίας, ο οποίος θα μπορεί να προσφέρει υπηρεσίες εξισορρόπησης και διαχείρισης της μεταβλητότητας και της αβεβαιότητας της παραγωγής των ΑΠΕ.

Η μεγάλη μείωση του κόστους επένδυσης σε ΑΠΕ και η δυνατότητα παραγωγής ηλεκτρισμού από αυτές σε μικρή κλίμακα και με ανταγωνιστικές τιμές ανατρέπει και το παραδοσιακό επιχειρηματικό μοντέλο μεγάλων σε όγκο χαρτοφυλακίων παραγωγής ηλεκτρισμού. Η επίδραση των οικονομιών κλίμακας προσφέρει σημαντικά οφέλη στη μείωση του κόστους εξισορρόπησης και εφεδρειών ενός χαρτοφυλακίου βασισμένου σε ΑΠΕ, αλλά όχι στη μείωση του κόστους ενέργειας. Η σημασία των χονδρεμπορικών αγορών, οι οποίες προσφέρουν εξισορρόπησης και εφεδρείες, και η ανάγκη για τον επανασχεδιασμό των χονδρεμπορικών αγορών ηλεκτρισμού αναβαθμίζεται στο πλαίσιο της διείσδυσης των ΑΠΕ. Επίσης, η σημαντική αύξηση του σταθερού κόστους ενός χαρτοφυλακίου ηλεκτροπαραγωγής και η μείωση του μεταβλητού κόστους αντίστοιχα δημιουργεί την ανάγκη επαναπροσδιορισμού του τρόπου τιμολόγησης της ηλεκτρικής ενέργειας σε επίπεδο λιανικής πώλησης.

**Λέξεις-κλειδιά:**

Ευελιξία ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος, χονδρεμπορικές αγορές ηλεκτρισμού, σύζευξη αγορών, διείσδυση των ΑΠΕ, μοντέλο προσομοίωσης των αγορών ηλεκτρισμού, μοντέλο επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος, μονάδες αποθήκευσης



## ABSTRACT

This dissertation focuses on the modelling and analysis of the flexibility issues of power systems, arising from the high penetration of Renewable Energy Sources (RES). The analysis of flexibility issues in this dissertation includes the presentation of a proposed typology of the different types of flexibility needs of the system and the corresponding metrics. In addition, a part of the thesis focuses on the development of a capacity expansion model and a model simulating the operation of wholesale electricity markets. The development of simulation models allows us to study and investigate questions related to the flexibility needs of the power system through the evaluation of model-based results.

Although the term flexibility is systematically used only in recent years, the need for a power system to be flexible always existed, as variability and uncertainty are inherent features of the system. In a pre-renewable era, the challenges of the power system were mainly related to the variability and uncertainty of electricity demand levels and the unplanned outages of power plants and/or interconnectors. The penetration of variable RES (e.g. wind turbines, solar PV etc.) into the system increases variability and uncertainty, as their generation depends on weather conditions and thus is non-dispatchable. In power systems with high RES penetration, different types of variation occur differentiated by their timeframe (from minute to minute up to seasonal). Thus, the flexibility needs of a system require different types of flexible reserves, each coping with different needs of the system (short-term, multi-hour and long-term). Each flexibility reserve type calls upon different resources depending on their technical characteristics and competitiveness. In the present dissertation, we define flexibility as “the ability of the system to respond to both predictable and unpredictable changes in electricity production and demand, in such a way that certain predetermined reliability criteria are met and unnecessary curtailment of either demand or variable RES-based electricity generation is avoided”.

Electricity systems and electricity markets face a period of transition due to the need for drastically reducing emissions, in order to boost climate action. The penetration of Renewable Energy Sources (RES), which have zero carbon footprint, in power generation systems creates a number of challenges both at the technical level and at the level of organization, operation and regulation of electricity markets. Already in several power generation systems, but especially in the systems of the future, the penetration of RES units has significantly changed the net load curve, which the remaining resources of the system are called upon to cover. Due to the change in load curve, flexible power plants face more frequent starts and shutdowns, operate more frequently at partial operational levels and are often called upon to provide ramping for balancing purposes.

The flexibility of the system, in terms of the available pool of flexible resources, is significantly affected by the market design of the wholesale electricity markets. Several electricity market practices, which currently prevail, can be identified as market distortions hindering market efficiency and limiting the pool of competitive flexible resources. Some feature of the market design, which play an important role for coping with the increased flexibility needs in a cost-effective way is the full use of interconnectors and their participation to all stage of the markets, as well as the integration of the market stages. In addition, the penetration of RES and the

flexibility needs of the system due to their variable production increases the importance of balancing and reserve markets. The integration of different market stages through the integration of technical limitations of the system in pure energy markets and the optimal use of interconnections through their participation in all stages of the market creates great opportunities for cost savings and for coping with flexibility needs in an optimal way.

In addition, increasing the hours of surplus production of RES units at low demand hours requires the development of storage facilities and other demand-response mechanisms in order to avoid large quantities of RES generation curtailment and also to facilitate their penetration into the power generation system. In RES-based systems, the long-term flexibility needs of the system highlight the importance of using storage technologies with multi-day and inter-seasonal storage cycle, such as Power-to-X units.

The role of storage plants in variable RES-based power systems becomes indispensable. However, the coupling of electricity markets, which allows for an increase in cross-border electricity exchanges and can provide balancing services, may replace the use of storage units. This dissertation concludes that the interdependence of the enhancement of cross-border flows and the operation of storage units shows both features of substitution and complementarity. This relationship depends on a number of conditions, such as the degree of uniformity or differentiation of the power generation mix of each system, the cumulative supply curve of each market and the geographical location of storage units.

In any case, despite the increase in the fluctuation of wholesale electricity prices due to the penetration of variable RES, the increased level of market coupling, which can be achieved through the optimal use of interconnections, leads to the convergence of electricity prices across markets. Due to this, the recovery of capital costs of storage units cannot be ensured in the wholesale electricity markets, but additional remuneration schemes are required. One way to ensure that investment expenditure of storage plants can be recovered is to integrate such plants to flexible RES-based portfolios that can offer competitive prices and form bilateral contracts with a number of consumers. The significant reduction in investment costs in RES technologies makes them extremely competitive sources of electricity generation. However, in the formation of a portfolio based on RES, it is necessary to have a resource of flexibility, which will be able to offer services balancing and managing the variability and uncertainty of RES production.

The large drop of RES capital costs and the possibility of generating renewable-based electricity at a small scale, make RES-based portfolios among the most attractive ones, from a cost perspective. The competitive costs of RES-based portfolios, even at smaller scales, has overturned the traditional business model of large-scale electricity supply portfolios. The model-based results show that achieving economies of scale offers significant benefits in reducing the cost of balancing and reserves of a RES-based portfolio, but not in reducing energy costs. Therefore, the importance of wholesale markets, which offer balancing and ancillary services, becomes more prominent and so does the need to redesign the structure of wholesale electricity markets in the context of systems with high RES penetration. Moreover, the significant shift of power generation costs from operational expenditure (OPEX) to capital expenditure (CAPEX) implies the need to redefine the methodology of calculating electricity tariffs at the retail level.

**Keywords:**

Power system flexibility, wholesale electricity markets, market coupling, penetration of renewable energy sources, RES, electricity market simulation model, capacity expansion model, electricity storage





## ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ

---

<b>Εισαγωγή</b> .....	<b>27</b>
Ο μετασχηματισμός των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας στο πλαίσιο της μείωσης του ανθρακικού αποτυπώματος του ενεργειακού συστήματος.....	27
Κλιματική αλλαγή και ενεργειακό σύστημα .....	27
Η μετεξέλιξη του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής: Από την υδροθερμική συνεργασία στην ανάγκη για ευελιξία .....	28
Σκοπός της διατριβής .....	30
Πρωτοτυπία της διατριβής.....	32
Εφαρμογές.....	32
Δομή της διατριβής .....	33
<b>1 Βασικές έννοιες του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής και η έννοια της ευελιξίας</b> .....	<b>37</b>
1.1 Εισαγωγή .....	37
1.2 Θεμελιώδη χαρακτηριστικά του ηλεκτρικού δικτύου .....	37
1.3 Επίδραση της διείσδυσης των ΑΠΕ στο σύστημα .....	39
1.4 Βιβλιογραφική ανασκόπηση των διαφόρων ορισμών της ευελιξίας .....	41
1.5 Τυπολογία της ευελιξίας .....	43
<b>2 Σύζευξη (ενοποίηση) των αγορών ηλεκτρισμού</b> .....	<b>52</b>
2.1 Αγορές ηλεκτρισμού στην Ευρώπη .....	52
2.2 Έννοια της σύζευξης των αγορών .....	53
2.3 Θέματα διαχείρισης των διασυνδέσεων στην Ευρώπη και στρέβλωση της σύζευξης αγορών .....	54
2.3.1 Υπολογισμός με βάση την έννοια της «καθαρής ικανότητας μεταφοράς» (NTC approach) .....	56
2.3.2 Υπολογισμός διμερούς ικανότητας μεταφοράς με βάση τη ροή ενέργειας (FB approach) .....	60
2.3.3 Στρεβλώσεις στη χρήση των διασυνδέσεων .....	65
<b>3 Μέτρηση της ευελιξίας</b> .....	<b>66</b>
3.1 Βιβλιογραφική ανασκόπηση .....	66
3.2 Προτεινόμενη μέτρηση .....	68
3.2.1 Μέτρηση βραχυπρόθεσμης ευελιξίας .....	68
3.2.2 Μέτρηση πολύωρης ευελιξίας.....	72
3.2.3 Μέτρησης μακροπρόθεσμης ευελιξίας .....	76
<b>4 Μοντέλα μαθηματικού προγραμματισμού</b> .....	<b>84</b>

4.1	Εισαγωγή .....	84
4.2	Μεικτός Ακέραιος Προγραμματισμός.....	85
4.3	Χώρος εφικτών λύσεων των προβλημάτων μεικτού ακέραιου προγραμματισμού.....	86
4.4	Απαλλαγμένο (relaxed) πρόβλημα .....	86
4.5	Τεχνικές επίλυσης των προβλημάτων μεικτού ακέραιου προγραμματισμού .....	87
4.6	Λογισμικό GAMS .....	88
<b>5</b>	<b>Μοντέλο επέκτασης ηλεκτρικού συστήματος.....</b>	<b>90</b>
5.1	Εισαγωγή .....	90
5.2	Βιβλιογραφική ανασκόπηση των μοντέλων επέκτασης του ηλεκτρικού συστήματος	90
5.3	Παρουσίαση του μοντέλου επέκτασης του ηλεκτρικού συστήματος .....	94
5.3.1	Γενική περιγραφή του μοντέλου επέκτασης του ηλεκτρικού συστήματος.....	94
5.3.2	Μαθηματική περιγραφή του μοντέλου επέκτασης.....	95
<b>6</b>	<b>Μοντέλο προσομοίωσης της λειτουργίας των αγορών ηλεκτρισμού .....</b>	<b>116</b>
6.1	Βιβλιογραφική ανασκόπηση των διαφορετικών μοντέλων προσομοίωσης των αγορών ηλεκτρισμού .....	116
6.2	Παρουσίαση του μοντέλου προσομοίωσης της λειτουργίας των αγορών ηλεκτρισμού 118	
6.2.1	Συνοπτική παρουσίαση του μοντέλου προσομοίωσης .....	118
6.2.2	Αναλυτική παρουσίαση του μοντέλου προσομοίωσης .....	119
6.3	Τρόπος εναλλακτικής επίλυσης του μοντέλου προσομοίωσης μέσω της ομαδοποίησης μονάδων παραγωγής .....	136
<b>7</b>	<b>Επίδραση των μεταβλητών ΑΠΕ στις απαιτήσεις ευελιξίας του συστήματος .....</b>	<b>140</b>
7.1	Εισαγωγή .....	140
7.2	Παραδοχές και μεθοδολογία .....	140
7.3	Επίδραση του κάθε τύπου ΑΠΕ στις ανάγκες ευελιξίας του συστήματος.....	142
7.4	Επίδραση της γεωγραφικής θέσης των χωρών στις ανάγκες ευελιξίας.....	149
<b>8</b>	<b>Επίδραση των διασυνδέσεων και των συνθηκών λειτουργίας των χονδρεμπορικών αγορών ηλεκτρισμού στην ευελιξία του συστήματος.....</b>	<b>155</b>
8.1	Εισαγωγή .....	155
8.2	Πλαίσιο και περιγραφή των περιπτώσεων .....	156
8.3	Ανάλυση αποτελεσμάτων .....	159
8.3.1	Εξέλιξη του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-28 .....	159
8.3.2	Βραχυπρόθεσμη ευελιξία .....	160
8.3.3	Πολύωρη ευελιξία.....	166

8.3.4	Οικονομικά αποτελέσματα των σταδίων της αγοράς και επίδρασης των στρεβλώσεων της αγοράς .....	175
<b>9</b>	<b>Ανάλυση απαιτήσεων ευελιξίας σε συστήματα με ιδιαίτερα υψηλή διείσδυση μεταβλητών ΑΠΕ .....</b>	<b>184</b>
9.1	Εισαγωγή .....	184
9.2	Πλαίσιο και περιγραφή σεναρίων .....	185
9.3	Ανάλυση αποτελεσμάτων .....	187
9.3.1	Εξέλιξη του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-28 .....	187
9.3.2	Βραχυπρόθεσμη ευελιξία .....	191
9.3.3	Πολύωρη ευελιξία .....	194
9.3.4	Μακροπρόθεσμη ευελιξία .....	204
9.3.5	Επενδυτικές δαπάνες και κόστος ηλεκτρισμού .....	209
<b>10</b>	<b>Αλληλεπίδραση μεταξύ της λειτουργίας των μονάδων αποθήκευσης και των ροών διασύνδεσης.....</b>	<b>213</b>
10.1	Εισαγωγή .....	213
10.2	Πλαίσιο και περιγραφή των σεναρίων προσομοίωσης .....	214
10.3	Ανάλυση αποτελεσμάτων .....	222
<b>11</b>	<b>Χρήση εγκαταστάσεων αποθήκευσης στη διαμόρφωση ευέλικτων χαρτοφυλακίων παραγωγής ηλεκτρισμού .....</b>	<b>234</b>
11.1	Περιγραφή της μεθοδολογίας και υποθέσεις .....	234
11.2	Αριθμητική εφαρμογή.....	240
11.3	Ανάλυση αποτελεσμάτων .....	242
<b>12</b>	<b>Σύνοψη και συμπεράσματα.....</b>	<b>252</b>
12.1	Σύνοψη .....	252
12.2	Συμπεράσματα .....	253
12.3	Δυνατότητες επέκτασης .....	262
	<b>Δημοσιεύσεις σε επιστημονικά περιοδικά.....</b>	<b>264</b>
	<b>Δημοσιεύσεις σε πρακτικά συνεδρίων .....</b>	<b>264</b>
	<b>Άλλες τεχνικές μελέτες/εκθέσεις.....</b>	<b>265</b>
	<b>Βιβλιογραφία .....</b>	<b>266</b>



## ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΕΙΚΟΝΩΝ

Εικόνα 1: Γραφική αναπαράσταση των δύο επιπέδων του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής ....	37
Εικόνα 2: Παράδειγμα της επίδρασης της μεταβλητότητας λόγω παραγωγής ΦΒ στην ημερήσια καμπύλη καθαρού φορτίου .....	40
Εικόνα 3: Επίδραση των σφαλμάτων πρόβλεψης στην αβεβαιότητα της παραγωγής από ΑΠΕ.	41
Εικόνα 4: Γραφική απεικόνιση των δύο τύπων διακύμανσης στο ηλεκτρικό σύστημα, μεταβλητότητα και αβεβαιότητα.....	44
Εικόνα 5: Γραφική αναπαράσταση κατανομής του εύρους της ημερήσιας καμπύλης φορτίου, παραγωγή από ΦΒ και παραγωγής από αιολικά ανά εποχή με βάση την πραγματική μέτρηση	46
Εικόνα 6: Γραφική αναπαράσταση κατανομής του εύρους των σφαλμάτων πρόβλεψης ως ποσοστό για τα επίπεδα φορτίου, παραγωγή από ΦΒ και παραγωγής από αιολικά ανά εποχή με βάση την πραγματική μέτρηση .....	47
Εικόνα 7: Παράδειγμα σύζευξης δύο αγορών ηλεκτρισμού (A,B ).....	54
Εικόνα 8: Κινητός μέσος όρος του ωριαίου βαθμού χρησιμοποίησης των αιολικών σταθμών στην περιοχή BENELUX (Βέλγιο, Ολλανδία, Λουξεμβούργο) και Γαλλία και στην Ιβηρική χερσόνησο	55
Εικόνα 9: Υπολογισμός διμερούς ικανότητας μεταφοράς με βάση την καθαρή διασυνδετική ισχύ (NTC approach) στις δημοπρασίες.....	57
Εικόνα 10: Γραφική απεικόνιση της σύζευξης δύο αγορών, λαμβάνοντας υπόψη τη μέθοδο NTC για τον προσδιορισμό των ανταλλαγών ενέργειας .....	60
Εικόνα 11: Τοπολογία ηλεκτρικού δικτύου για τις περιοχές A,B,C .....	62
Εικόνα 12=Γραφική απεικόνιση της σύζευξης δύο αγορών, λαμβάνοντας υπόψη την μέθοδο Flow-based για τον προσδιορισμό των περιορισμών στις ανταλλαγές ενέργειας .....	64
Εικόνα 13: Σύγκριση μεθόδου Flow-based με την μέθοδο NTC.....	65
Εικόνα 14: Παράδειγμα επίδρασης των μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής στη μείωση (μονάδα B) ή αύξηση (μονάδα B) των αναγκών για βραχυπρόθεσμη ευελιξία .....	70
Εικόνα 15: Παράδειγμα επίδρασης των μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής στη μείωση (μονάδα B) ή αύξηση (μονάδα B) των αναγκών για πολύωρη ευελιξία .....	73
Εικόνα 16: Έμμεση συνεισφορά των μονάδων αποθήκευσης ενέργειας στην πολύωρη ευελιξία .....	75
Εικόνα 17: Εποχικό προφίλ ζήτησης ηλεκτρισμού στις χώρες της ΕΕ .....	77
Εικόνα 18: Προφίλ ζήτησης ηλεκτρισμού στην Γερμανία.....	78
Εικόνα 19: Προφίλ ζήτησης ηλεκτρισμού στη Σουηδία.....	79
Εικόνα 20: Εύρος μέσου μηνιαίου συντελεστή χρήσης μεταξύ των χωρών της ΕΕ-28 .....	79
Εικόνα 21: Παράδειγμα πολυήμερης διακύμανσης της παραγωγής χερσαίων αιολικών στην ΕΕ-28.....	80
Εικόνα 22: Ανάγκη για μακροπρόθεσμη (εποχιακή) ευελιξίας λόγω των διακυμάνσεων της μέσης καθαρής ζήτησης ανά εποχή.....	82
Εικόνα 23: Χώρος εφικτών λύσεων των προβλημάτων μεικτού ακέραιου προγραμματισμού, πηγή: [55] .....	86
Εικόνα 24: Λειτουργία μονάδων συμπαραγωγής.....	107
Εικόνα 25: Παράδειγμα ενδογενούς συνάρτησης προσφοράς σπανιότητας .....	124
Εικόνα 26: Προσομοίωση της κυκλική λειτουργία των θερμικών και πυρηνικών σταθμών .....	129

Εικόνα 27: Επίδραση της διείσδυσης ΦΒ(PV) και αιολικών σταθμών (Wind) στις ανάγκες του συστήματος για βραχυπρόθεσμη ευελιξία. Γράφημα Α: Ανάγκες για βραχυπρόθεσμη ευελιξία ως ποσοστό της καθαρής ζήτησης. Γράφημα Β: Ώρες κατά τις οποίες η ανάγκη για βραχυπρόθεσμη ευελιξία ξεπερνά το όριο κάλυψης (15%) των παραδοσιακών τύπων εφεδρειών.....	144
Εικόνα 28: Επίδραση της διείσδυσης ΦΒ(PV) και αιολικών (Wind) σταθμών με διαφορετική αναλογία, στις ανάγκες του συστήματος για βραχυπρόθεσμη ευελιξία. Γράφημα Α: Ανάγκες για βραχυπρόθεσμη ευελιξία ως ποσοστό της καθαρής ζήτησης. Γράφημα Β: Ώρες κατά τις οποίες η ανάγκη για βραχυπρόθεσμη ευελιξία ξεπερνά το όριο κάλυψης (15%) των παραδοσιακών τύπων εφεδρειών .....	146
Εικόνα 29: Επίδραση της διείσδυσης ΦΒ(PV) και αιολικών σταθμών (Wind) στις ανάγκες του συστήματος για πολύωρη ευελιξία. Γράφημα Α: Ανάγκες για πολύωρη ευελιξία ως ποσοστό της καθαρής ζήτησης. Γράφημα Β: Ανάγκες για χρήση μέσων αποθήκευσης της παραγωγής των ΑΠΕ, η οποία υπό συνθήκες μηδενικής διαθεσιμότητας αποθήκευσης θα χρειαζόταν να απορριφθεί .....	147
Εικόνα 30: Επίδραση της διείσδυσης ΦΒ(PV) και αιολικών (Wind) σταθμών με διαφορετική αναλογία, στις ανάγκες του συστήματος για πολύωρη ευελιξία. Γράφημα Α: Ανάγκες για πολύωρη ευελιξία ως ποσοστό της καθαρής ζήτησης. Γράφημα Β: Ανάγκες για χρήση μέσων αποθήκευσης της παραγωγής των ΑΠΕ, η οποία υπό συνθήκες μηδενικής διαθεσιμότητας αποθήκευσης θα χρειαζόταν να απορριφθεί .....	148
Εικόνα 31: Επίδραση των ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής διαφορετικών χωρών στις ανάγκες του κάθε συστήματος για βραχυπρόθεσμη ευελιξία, για βαθμό διείσδυσης ΑΠΕ μέχρι και 40%...	151
Εικόνα 32: Επίδραση των ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής διαφορετικών χωρών στις ανάγκες του κάθε συστήματος για βραχυπρόθεσμη ευελιξία, για βαθμό διείσδυσης ΑΠΕ μέχρι και 100%.	152
Εικόνα 33: Επίδραση των ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής διαφορετικών χωρών στις ανάγκες του κάθε συστήματος για πολύωρη ευελιξία, για βαθμό διείσδυσης ΑΠΕ μέχρι και 40% .....	153
Εικόνα 34: Επίδραση των ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής διαφορετικών χωρών στις ανάγκες του κάθε συστήματος για πολύωρη ευελιξία, για βαθμό διείσδυσης ΑΠΕ μέχρι και 80% .....	154
Εικόνα 35: Εξέλιξη του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής για την ΕΕ-28 στην περίοδο 2015-2030. Γράφημα Α: ακαθάριστη παραγωγή ηλεκτρισμού ανά τύπο μονάδας, Γράφημα Β: εγκατεστημένη ισχύς ανά τύπο καυσίμου .....	160
Εικόνα 36: Βραχυπρόθεσμη ευελιξία στην ΕΕ-28 για το 2030. Γράφημα Α: ποσοστιαία συνεισφορά βραχυπρόθεσμης ευελιξίας ανά τύπο μονάδας. Γράφημα Β: ποσοστιαίες αλλαγές μεγεθών στην περίπτωση αναδιάρθρωσης της αγοράς (Optimal Case), σε σχέση με την περίπτωση Current Practices .....	162
Εικόνα 37: Ποσοστιαία συνεισφορά βραχυπρόθεσμης ευελιξίας ανά τύπο πόρου σε κάθε ομάδα χωρών για το έτος 2030 .....	165
Εικόνα 38: Απαιτήσεις πολύωρης ευελιξίας στην ΕΕ-28 για το 2030. Γράφημα Α: ποσοστιαία συνεισφορά στη δημιουργία απαιτήσεων ευελιξίας ανά πηγή. Γράφημα Β: ποσοστιαίες αλλαγές μεγεθών στην περίπτωση αναδιάρθρωσης της αγοράς (Optimal Case), σε σχέση με την περίπτωση Current Practices .....	167
Εικόνα 39: Απαιτήσεις ευελιξίας ανά πηγή προέλευσης για κάθε ομάδας χωρών για το 2030	169
Εικόνα 40: Συσχέτιση απαιτήσεων ευελιξίας λόγω μεταβολών καθαρού φορτίου και μεριδίου παραγωγής ηλεκτρισμού από μεταβλητές ΑΠΕ .....	170

Εικόνα 41: Παροχή πολύωρης ευελιξίας ανά τύπο στην ΕΕ-28 για το 2030. Γράφημα Α: ποσοστιαία συνεισφορά στην κάλυψη απαιτήσεων πολύωρης ευελιξίας ανά τύπο μονάδας. Γράφημα Β: ποσοστιαίες αλλαγές μεγεθών στην περίπτωση αναδιάρθρωσης της αγοράς (Optimal Case), σε σχέση με την περίπτωση Current Practices.....	171
Εικόνα 42: Παροχή πολύωρης ευελιξίας ανά ομάδες χωρών για το 2030 στην ΕΕ-28 .....	173
Εικόνα 43: Ποσοστό επί % της πολύωρης ευελιξίας ως προς την παραγωγή ηλεκτρισμού ανά τεχνολογία για το έτος 2030 .....	174
Εικόνα 44: Πληρωμές σε κάθε στάδιο της αγοράς ηλεκτρισμού για την ΕΕ-28 για το 2030. Γράφημα Α: εξοικονόμηση κόστους ως ποσοστό των συνολικών πληρωμών της αγοράς για κάθε ομάδα χωρών. Γράφημα Β: εξοικονόμηση κόστους ανά στάδιο της αγοράς σε κάθε ομάδα χωρών .....	182
Εικόνα 45: Ζήτηση και παραγωγή ηλεκτρισμού στην ΕΕ-28 ανά τομέα κατανάλωσης .....	188
Εικόνα 46: Διάρθρωση της παραγωγής ηλεκτρισμού από μεταβλητές ΑΠΕ.....	189
Εικόνα 47: Εγκατεστημένη ισχύς των μέσων αποθήκευσης ενέργειας.....	190
Εικόνα 48: Καθαρές εισαγωγές στην ΕΕ-28 .....	190
Εικόνα 49: Κάλυψη βραχυπρόθεσμης ευελιξίας ανά τύπο τεχνολογίας στην ΕΕ-28.....	192
Εικόνα 50: Απαιτήσεις πολύωρης ευελιξίας στην ΕΕ-28, εκφρασμένες ως ποσοστό του καθαρού φορτίου. Γράφημα Α: ετήσιες απαιτήσεις πολύωρης ευελιξίας σε συνάρτηση με το βαθμό διεύθυνσης των μεταβλητών ΑΠΕ. Γράφημα Β: ετήσιες απαιτήσεις πολύωρης ευελιξίας σε συνάρτηση με το βαθμό διεύθυνσης αιολικών και Φ/Β.....	195
Εικόνα 51: Ελάχιστες απαιτήσεις σε πολύωρη ευελιξία για την κάλυψη ακραίων γεγονότων στην ΕΕ28 .....	196
Εικόνα 52: Απαιτήσεις πολύωρης ευελιξίας του συστήματος της ΕΕ28 ανά πηγή προέλευσης	197
Εικόνα 53: Εξέλιξη του διασυνοριακού εμπορίου ηλεκτρισμού στην ΕΕ.....	199
Εικόνα 54: Προσφορά πολύωρης ευελιξίας ανά τύπο μονάδας στην ΕΕ-28 .....	200
Εικόνα 55: Διάρθρωση της συνεισφοράς πολύωρης ευελιξίας ανά τύπο αποθηκευτικού μέσου .....	201
Εικόνα 56: Εποχιακός μέσος όρος ζήτησης ηλεκτρισμού και παραγωγής από μεταβλητές ΑΠΕ .....	205
Εικόνα 57: Εποχιακές διακυμάνσεις του μέσου καθαρού φορτίου στην ΕΕ-28 .....	206
Εικόνα 58: Συνεισφορά της άμεσης χημικής αποθήκευσης στην κάλυψη αναγκών μακροπρόθεσμης ευελιξίας .....	208
Εικόνα 59: Επενδυτικές δαπάνες του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ28.....	210
Εικόνα 60: Ετήσια κόστη του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος (αριστερό διάγραμμα) και μέσο κόστος παραγωγής ηλεκτρισμού (δεξί διάγραμμα) .....	211
Εικόνα 61: Γραφική αναπαράσταση των αγορών, οι οποίες προσομοιώνονται .....	216
Εικόνα 62: Μείγμα εγκατεστημένης ισχύος ανά τύπο καυσίμου σε ποσοστό για κάθε χώρα ..	219
Εικόνα 63: Μέση ημερήσια καμπύλη ζήτησης ηλεκτρισμού, παραγωγής από Φ/Β και παραγωγής από αιολικά στις χώρες της Νοτιοανατολικής Ευρώπης.....	220
Εικόνα 64: Κινητός μέσος όρος παραγωγής αιολικών στις χώρες της Νοτιοανατολικής Ευρώπης .....	221
Εικόνα 65: Μέσο μηνιαίο προφίλ ζήτησης ηλεκτρισμού, παραγωγής από Φ/Β και παραγωγής από αιολικά στις χώρες της Νοτιοανατολικής Ευρώπης .....	222

Εικόνα 66: Συσχέτιση λειτουργίας μονάδων αντλιοσταμείωσης και διασυνοριακών ανταλλαγών ηλεκτρισμού .....	223
Εικόνα 67: Αθροιστική καμπύλη προσφοράς για κάθε χώρα της ΝΑ ΕΕ (ημερήσιος μέσος όρος) .....	224
Εικόνα 68: Μέση ημερήσια καμπύλη της Οριακής Τιμής Συστήματος των χωρών της ΝΑ ΕΕ ..	225
Εικόνα 69: Ημερήσιο προφίλ λειτουργίας μονάδων αντλιοσταμείωσης και καθαρών εισαγωγών για το σενάριο 30% vRES.....	226
Εικόνα 70: Ημερήσιο προφίλ λειτουργίας μονάδων αντλιοσταμείωσης και καθαρών εισαγωγών για το σενάριο 35% vRES.....	226
Εικόνα 71: Ημερήσιο προφίλ λειτουργίας μονάδων αντλιοσταμείωσης και καθαρών εισαγωγών ανά εποχή για το σενάριο BAU και 35% vRES.....	228
Εικόνα 72: Ημερήσιο προφίλ λειτουργίας μονάδων αντλιοσταμείωσης και καθαρών εισαγωγών ανά εποχή για το σενάριο EU MC και 35% vRES.....	228
Εικόνα 73: Ημερήσιο προφίλ λειτουργίας μονάδων αντλιοσταμείωσης και καθαρών εισαγωγών ανά εποχή για το σενάριο Full MC και 35% vRES .....	229
Εικόνα 74: Μέση ημερήσια καμπύλη της διασυνοριακής ροής ηλεκτρισμού από τη Βουλγαρία προς την Ελλάδα στην περίπτωση διείσδυσης 35% μεταβλητών ΑΠΕ .....	230
Εικόνα 75: Τυπική διακύμανση χονδρεμπορικών τιμών ηλεκτρισμού μεταξύ των χωρών της ΕΕ .....	231
Εικόνα 76: Καθαρά έσοδα των μονάδων αντλιοσταμείωσης από την χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρισμού .....	232
Εικόνα 77: Προβολή τιμών φυσικού αερίου και κόστους αγοράς αδειών για τις εκπομπές CO <sub>2</sub> .....	241
Εικόνα 78: Μείγμα επενδύσεων ανά τύπο μονάδας σε χαρτοφυλάκια διαφοροποιημένα ως προς το μερίδιο αγοράς που καλύπτουν (άξονας x) και το προφίλ ζήτησης.....	243
Εικόνα 79: Μείγμα παραγωγής ηλεκτρισμού ανά τύπο ηλεκτροπαραγωγικής μονάδας αναφορικά με το έτος 2032 σε χαρτοφυλάκια διαφοροποιημένα ως προς το μερίδιο αγοράς που καλύπτουν (άξονας x) και το προφίλ ζήτησης.....	244
Εικόνα 80: Σταθμισμένο κόστος χαρτοφυλακίου ηλεκτροπαραγωγής ως συνάρτηση του μεγέθους του χαρτοφυλακίου (άξονας x) για τις δύο περιπτώσεις προφίλ ζήτησης, ανάμεικτου (αριστερό διάγραμμα) και βασικού (δεξί διάγραμμα) .....	245
Εικόνα 81: Κόστη εξισορρόπησης του χαρτοφυλακίου ηλεκτροπαραγωγής ανά μονάδα ζήτησης του χαρτοφυλακίου ως συνάρτηση του μεγέθους του χαρτοφυλακίου (άξονας x) για τις δύο περιπτώσεις προφίλ ζήτησης, ανάμεικτου (αριστερό διάγραμμα) και βασικού (δεξί διάγραμμα) .....	247
Εικόνα 82: Αποσύνθεση των συνιστωσών του κόστους του χαρτοφυλακίου ως συνάρτηση του μεγέθους του χαρτοφυλακίου (άξονας x) για τις δύο περιπτώσεις προφίλ ζήτησης, ανάμεικτου (αριστερό διάγραμμα) και βασικού (δεξί διάγραμμα) .....	248
Εικόνα 83: Λόγος των σταθερών επενδύσεων προς τις συνολικές επενδύσεις ως συνάρτηση του μεγέθους του χαρτοφυλακίου (άξονας x) για τις δύο περιπτώσεις προφίλ ζήτησης, ανάμεικτου (αριστερό διάγραμμα) και βασικού (δεξί διάγραμμα) .....	249
Εικόνα 84: Περικοπή παραγωγής από μονάδες ΑΠΕ ως ποσοστό της ζήτησης του χαρτοφυλακίου (αριστερά) και ημερήσια κανονικοποιημένη καμπύλη περικοπής (δεξιά) για κάθε περίπτωση χαρτοφυλακίου .....	250



## ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΠΙΝΑΚΩΝ

Πίνακας 1: Κατηγοριοποίηση των πόρων ευελιξίας του συστήματος ανάλογα με την συνεισφορά τους σε κάθε τύπο ευελιξίας.....	49
Πίνακας 2: Ονοματολογία συμβόλων της μαθηματικής περιγραφής του μοντέλου επέκτασης του ηλεκτρικού συστήματος.....	96
Πίνακας 3: Βήματα επίλυσης του μοντέλου προσομοίωσης των αγορών ηλεκτρισμού .....	119
Πίνακας 4: Ονοματολογία συμβόλων της μαθηματικής περιγραφής του μοντέλου προσομοίωσης των αγορών ηλεκτρισμού .....	120
Πίνακας 5: Κατηγοριοποίηση των χωρών της ΕΕ-28.....	164
Πίνακας 6: Συνολικό κόστος, πληρωμές και εξοικονόμηση κόστους λόγω αναδιαρθρώσεων της αγοράς για την ΕΕ-28 το 2030.....	177
Πίνακας 7: Ζήτηση ενδοημερήσιας αγοράς στην ΕΕ-28.....	178
Πίνακας 8: Διμερείς ανταλλαγές ηλεκτρισμού μέσω διασυνοριακών ροών στο δίκτυο της ΕΕ-28 στα διαφορετικά στάδια της αγοράς.....	179
Πίνακας 9: Επίδραση της αύξησης των διμερών ανταλλαγών ηλεκτρισμού στις ανάγκες πολύωρης ευελιξίας.....	180
Πίνακας 10: Επίδραση της άρσης της κατανομής κατά προτεραιότητα για τις μονάδες ΑΠΕ... ..	180
Πίνακας 11: Ομαδοποίηση χωρών στην ΕΕ-28.....	181
Πίνακας 12: Αποσύνθεση της εξοικονόμησης κόστους ανά τύπο μέτρου αναδιάρθρωσης .....	183
Πίνακας 13: Εγκατεστημένη ισχύς σε GW μονάδων ηλεκτροπαραγωγής ανά τύπο καυσίμου σε κάθε χώρα για την περίπτωση 30% vRES.....	218
Πίνακας 14: Εγκατεστημένη ισχύς σε GW μονάδων ηλεκτροπαραγωγής ανά τύπο καυσίμου σε κάθε χώρα για την περίπτωση 35% vRES.....	218
Πίνακας 15: Τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά των υποψήφιων προς επένδυση τεχνολογιών.....	240



## ΕΙΣΑΓΩΓΗ

---

### Ο ΜΕΤΑΣΧΗΜΑΤΙΣΜΟΣ ΤΩΝ ΑΓΟΡΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΟ ΠΛΑΙΣΙΟ ΤΗΣ ΜΕΙΩΣΗΣ ΤΟΥ ΑΝΘΡΑΚΙΚΟΥ ΑΠΟΤΥΠΩΜΑΤΟΣ ΤΟΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

#### Κλιματική αλλαγή και ενεργειακό σύστημα

Τα τελευταία χρόνια, με αρχή τη Συνδιάσκεψη Κορυφής του Ρίο τον Ιούνιο 1992 μέχρι την πιο πρόσφατη Σύνοδο στο Κατοβίτσε της Πολωνίας τον Δεκέμβριο του 2018, η μεγάλη πλειοψηφία των χωρών προωθεί ένα εύρος πολιτικών, που στοχεύουν στη μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου έχοντας ως σκοπό την αντιμετώπιση της Κλιματικής Αλλαγής. Σε αυτή την πορεία ετών, η Σύνοδος του Παρισιού αποτέλεσε κομβική στιγμή, καθώς ήταν η πρώτη φορά που η Διάσκεψη έληξε με τη δέσμευση των συμμετεχόντων κρατών για τον περιορισμό της αύξησης της θερμοκρασίας της Γης «αρκετά λιγότερο από 2 βαθμούς Κελσίου» μέχρι το 2100 (Συμφωνία Παρισιού).

Η Ευρωπαϊκή Ένωση (ΕΕ) έχει θεσπίσει τα τελευταία χρόνια ένα σύνολο φιλόδοξων στόχων για το 2030 («Clean Package for all Europeans») [1], σαν ένα ενδιάμεσο βήμα στον μακροπρόθεσμο στόχο του μηδενισμού των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου στην Ευρώπη το 2050 [2]. Προκειμένου να επιτευχθεί ο μηδενισμός των εκπομπών, είναι σαφές πως το υπάρχον ενεργειακό σύστημα πρέπει να περάσει από διάφορα στάδια μετασχηματισμού και αλλαγών, μεταξύ άλλων το χρησιμοποιούμενο μείγμα καυσίμου και τις συνήθειες των ενεργειακών καταναλωτών, βελτιώνοντας την ενεργειακή αποδοτικότητα, όλα αυτά με έμφαση στην ανάπτυξη και διείσδυση τεχνολογιών χαμηλών εκπομπών άνθρακα. Είναι λογικό επόμενο πως οι τομείς του συστήματος, που είναι υπεύθυνοι για τις περισσότερες εκπομπές, όπως η ηλεκτροπαραγωγή και οι μεταφορές, είναι και αυτοί που πρέπει να καταβάλλουν τη μεγαλύτερη προσπάθεια για τη μείωση του ανθρακικού αποτυπώματός τους.

Στο πλαίσιο αυτό, ο ηλεκτρισμός αποκτά κομβικό ρόλο, καθώς μπορεί να υποκαταστήσει τόσο άμεσα τα ορυκτά καύσιμα σε μια πληθώρα χρήσεων (εξηλεκτρισμός μεταφορών, θέρμανσης και ψύξης, ορισμένων βιομηχανικών διεργασιών κ.α.), όσο και έμμεσα, ως φορέας ενέργειας, μέσω της χρήσης του για την παραγωγή συνθετικών καυσίμων (υδρογόνο, συνθετικό αέριο και υδρογονάνθρακες), τα οποία έχοντας έτσι χαμηλό έως και μηδενικό δείκτη εκπομπών αερίων θερμοκηπίου υποκαθιστούν ορυκτά καύσιμα στην τελική κατανάλωση ενέργειας στις μεταφορές, τον οικιακό και τριτογενή τομέα, και στην βιομηχανία).

Το ευρωπαϊκό σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών (EU ETS), στο οποίο περιλαμβάνεται ο τομέας της ηλεκτροπαραγωγής, αποτελεί κεντρικό πυλώνα των πολιτικών, που οδηγούν στη μείωση των εκπομπών της ΕΕ. Σε συνδυασμό με τους δεσμευτικούς στόχους για τη χρήση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) το 2020 [3], παρακινήθηκε σταδιακή μετεξέλιξη του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος προς την αύξηση των ΑΠΕ και τη μείωση της παραγωγής από στερεά ορυκτά καύσιμα. Στο πλαίσιο των δεσμευτικών στόχων που υιοθετήθηκαν τελικά την άνοιξη του 2019, αναμένονται οι ΑΠΕ να ξεπεράσουν το 50% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής το 2030 και ίσως να φθάσουν και άνω του 80% το 2050 στο πλαίσιο της μακροχρόνιας στρατηγικής προς την κλιματική ουδετερότητα [2].

Στο πλαίσιο αυτό, το κύριο ζήτημα της μελέτης και έρευνας για το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας σε παγκόσμιο επίπεδο αφορούν στην αποτελεσματική οικονομική και τεχνική λειτουργία συστημάτων ηλεκτροπαραγωγής με μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ. Η εξισορρόπηση της μεταβλητότητας των ΑΠΕ απαιτεί ευέλικτα συστήματα ηλεκτροπαραγωγής και έτσι η έννοια της ευελιξίας ευρίσκεται στο προσκήνιο της έρευνας. Η μεταρρύθμιση της Οδηγίας της ΕΕ για την αγορά ηλεκτρισμού [4] του 2019 στόχευσε ακριβώς στην βελτίωση της αποτελεσματικότητας για τη εξισορρόπηση των ΑΠΕ.

**Η μετεξέλιξη του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής: Από την υδροθερμική συνεργασία στην ανάγκη για ευελιξία**

Είναι δεδομένο ότι το σύστημα της ηλεκτροπαραγωγής διανύει μια μεταβατική περίοδο και οι αγορές ηλεκτρικής ενέργειας βρίσκονται εν όψει δομικών αλλαγών. Αν όμως εξετάσει κανείς ιστορικά την πορεία της ηλεκτροπαραγωγής και των ηλεκτρικών αγορών θα δει πως, στην πορεία του 20<sup>ου</sup> – αρχές 21<sup>ου</sup> αιώνα η φύση των ερωτημάτων που τέθηκαν και των προβλημάτων, στα οποία οι ερευνητές κλήθηκαν να βρουν λύσεις είναι αρκετά παρόμοια με τα ζητήματα που αναδύονται και σήμερα.

Τον προηγούμενο αιώνα η παραδοσιακή δομή του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής βασιζόταν για πολλά χρόνια σε δύο κύριες κατηγορίες μονάδων, τις θερμικές (κυρίως ατμοηλεκτρικές) και τις υδροηλεκτρικές μονάδες. Ένα ερώτημα εκείνης της περιόδου ήταν το πώς θα συνδυαστεί βέλτιστα η λειτουργία των διαφορετικών τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής. Βασικό κομμάτι έρευνας αποτέλεσε το θέμα της υδροθερμικής συνεργασίας, στην προσπάθεια να βρεθεί λύση στο πρόβλημα της ταυτόχρονης βελτιστοποίησης των υδάτινων πόρων (αξία διαθεσιμότητας νερού) και του βέλτιστου προγράμματος κατανομής των θερμικών μονάδων με στόχο την ελαχιστοποίηση του κόστους του παραγωγής ηλεκτρισμού. Εκείνη την περίοδο οι αγορές ήταν μονοπωλιακές και τα δίκτυα μεταφοράς και διανομής άρχισαν να γνωρίζουν μεγάλη ανάπτυξη. Στο τέλος του 20<sup>ου</sup> αιώνα η ανάδειξη των τεχνολογιών μονάδων συνδυασμένου κύκλου με φυσικό αέριο συνοδεύτηκε από την απελευθέρωση των αγορών ηλεκτρισμού σε πολλές χώρες, με σκοπό την μείωση του κόστους και της τιμής ηλεκτρισμού που θα επέφερε ο ανταγωνισμός. Παράλληλα, το ζήτημα της κλιματικής αλλαγής άρχισε να αναδεικνύεται ως κεντρικό ζήτημα πολιτικής προτεραιότητας, οδηγώντας στη θέσπιση πολιτικών μετριασμού των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου από ορυκτά καύσιμα και στην υποστήριξη της διείσδυσης νέων τεχνολογιών παραγωγής ηλεκτρισμού με βάση τις ΑΠΕ (κυρίως αιολικών και φωτοβολταϊκών σταθμών).

Τα τελευταία χρόνια η χρήση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή εμφανίζει ραγδαία ανάπτυξη καθώς, λόγω της τεχνολογικής προόδου και των οικονομικών κλίμακας, το κόστος τους μειώνεται, ενώ η απόδοσή τους αυξάνεται. Η διείσδυση των ΑΠΕ στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής αναμένεται να αυξηθεί σημαντικά τα επόμενα χρόνια, ούτως ώστε να επιτευχθούν οι δεσμευτικοί στόχοι του 2030 [5]. Σύμφωνα με τα σενάρια της Ευρωπαϊκής Επιτροπής, που εκπονήθηκαν με το μοντέλο PRIMES του εργαστηρίου E3MLab, αναμένεται σημαντική διείσδυση των ΑΠΕ στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής, οι οποίες σύμφωνα με τις εκτιμήσεις θα φτάσουν να καλύπτουν το 50% της ζήτησης για ηλεκτρισμό το 2030 και να ξεπερνούν το 65% το 2050 [6].

Η παραγωγή από ΑΠΕ υπόκειται σε αυξομειώσεις, καθώς εξαρτάται πλήρως από τις καιρικές συνθήκες (ηλιοφάνεια, ένταση του ανέμου, διαθεσιμότητα νερών). Όπως και στην περίπτωση της υδροθερμικής συνεργασίας, αναδύεται και πάλι το πρόβλημα του πώς θα συνδυαστεί βέλτιστα η παραγωγή διαφορετικών τύπων μονάδας, δηλαδή οι ΑΠΕ με τις συμβατικές μονάδες του συστήματος. Στην περίπτωση όμως των μεταβλητών ΑΠΕ, η παραγωγή από αυτές είναι μη ελεγχόμενη σε αντίθεση με την υδροηλεκτρική παραγωγή. Επομένως δεν πρόκειται πια για «συνεργασία» - όπως η υδροθερμική - αλλά για εξισορρόπηση της ενέργειας των μεταβλητών ΑΠΕ. Η ευελιξία του συστήματος έρχεται να απαντήσει σε αυτό το ερώτημα και μεταφράζεται στην ανάγκη για την ύπαρξη των κατάλληλων εκείνων πόρων, που θα μπορούν να εξισορροπήσουν τις διακυμάνσεις της παραγωγής των ΑΠΕ, διασφαλίζοντας έτσι την απρόσκοπτη κάλυψη της ζήτησης, πληρώντας κάποια προαποφασισμένα κριτήρια αξιοπιστίας.

Σε συστήματα με σημαντική διείσδυση των ΑΠΕ, οι συμβατικές μονάδες καλούνται να αυξομειώνουν αρκετά συχνά το επίπεδο παραγωγής τους, ούτως ώστε να εξισορροπήσουν την μεταβαλλόμενη ανά ώρα, ημέρα και εποχή παραγωγή από ΑΠΕ. Η δυνατότητα των ελεγχόμενων μονάδων να αυξάνουν ή να μειώνουν με ταχύτητα το φορτίο τους παρέχει στο σύστημα την ευελιξία που χρειάζεται για την εξισορρόπηση της μεταβλητότητας των ΑΠΕ. Η ταχεία αύξηση ή μείωση φορτίου συμβατικών μονάδων τις καταπονεί και αυξάνει το κόστος συντήρησης. Επίσης μειώνει την οικονομικότητα των συμβατικών μονάδων επειδή μειώνει τον συντελεστή φόρτισης. Ταυτόχρονα μειώνονται και τα έσοδα των μονάδων αυτών στις χονδρεμπορικές αγορές γιατί η αύξηση των ΑΠΕ μειώνει τις οριακές τιμές ισορροπίας των αγορών αυτών. Προκύπτει, επομένως, πρόβλημα μη επαρκούς αποζημίωσης μονάδων ηλεκτροπαραγωγής (“missing money problem”), οι οποίες, εκτός από ηλεκτρική ενέργεια, παρέχουν και τις υπηρεσίες στο σύστημα, μεταξύ αυτών και της ευελιξίας. Σήμερα, οι μονάδες δεν αποζημιώνονται για την υπηρεσία αυτή, καθώς η ευελιξία δεν αποτελεί θεσμοθετημένη μορφή επικουρικών υπηρεσιών, ούτε υπάρχει κάποια αντίστοιχη αγορά στην Ευρώπη. Όπως και στο τέλος του 20<sup>ου</sup> αιώνα αναδύεται και πάλι το ερώτημα του ποια θα είναι η βέλτιστη σχεδίαση της αγοράς ηλεκτρισμού, αλλά αυτή τη φορά στο σύγχρονο τοπίο, θα αφορά στην εξισορρόπηση της μεταβλητότητας των ΑΠΕ σε συστήματα με μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ.

Γίνεται ξεκάθαρο πως η μετάβαση από το συμβατικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής με τις πλήρως ελεγχόμενες θερμικές και υδροηλεκτρικές μονάδες, σε ένα σύστημα με βασικό πυλώνα παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας τις ΑΠΕ και άρα με αυξημένη ανάγκη εξισορρόπησης της παραγωγής τους, απαιτεί επιπλέον την ανάγκη μετασχηματισμού της δομής των αγορών ηλεκτρισμού. Σε αυτό το πλαίσιο κινούνται και οι τελευταίες κοινοτικές οδηγίες, που προωθούν τη σύζευξη των διαφόρων αγορών ηλεκτρισμού των κρατών-μελών της ΕΕ, την ενίσχυση της διασυνδεδετικής ικανότητας μεταξύ χωρών, την δημιουργία αγορών εξισορρόπησης κοντά στην πραγματική λειτουργία, την ένταξη των ΑΠΕ στην αγορά, τον πλήρη εναρμονισμό των κανόνων λειτουργίας της αγοράς και διαχείρισης του συστήματος, που μέχρι τώρα συντελούνται σε εθνικό επίπεδο και την ενίσχυση του ανταγωνισμού. Ο τελικός στόχος αυτής της προσπάθειας είναι η δημιουργία μιας Ενοποιημένης Πανευρωπαϊκής (Εσωτερικής) Αγοράς Ηλεκτρισμού (EU Internal Electricity Market), η οποία θα λειτουργεί βέλτιστα, εννοώντας τον πιο αποδοτικό οικονομικά τρόπο, σεβόμενη τα τεχνικά και μη κριτήρια ασφάλειας και αξιοπιστίας, αξιοποιώντας τους διαφορετικούς πόρους της κάθε περιοχής και εντείνοντας τον ανταγωνισμό λόγω της αύξησης του μεγέθους της αγοράς, αλλά και της θέσπισης κανόνων διασφάλισης των ίσων όρων

ανταγωνισμού για όλους τους συμμετέχοντες σε αυτή. Με τον τρόπο αυτόν γίνεται δυνατή η παροχή στους καταναλωτές πιο προσιτών τιμών ηλεκτρισμού με μικρότερο ανθρακικό αποτύπωμα.

## ΣΚΟΠΟΣ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ

Ο σκοπός της παρούσας διατριβής έγκειται στην ανάλυση ζητημάτων σχετικά με τις ανάγκες ευελιξίας του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος, οι οποίες δημιουργούνται λόγω της σημαντική διείδυσης των ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής. Η ανάλυση περιλαμβάνει ένα σύνολο παραγόντων που επηρεάζουν τη διάσταση της ευελιξίας, καθώς και του τρόπου με τον οποίο η οργάνωση του συστήματος και των αγορών ηλεκτρισμού επηρεάζουν τη διάσταση αυτή. Προκειμένου να γίνει η ανάλυση αυτή παρουσιάζεται ταξινόμηση της ευελιξίας σε διαφορετικές κατηγορίες και οι οποίες διακρίνονται ως προς το χρονικό πλαίσιο απόκρισης ως προς το σύστημα και προτείνεται μεθοδολογία μέτρησης της κάθε κατηγορίας ευελιξίας. Παρουσιάζεται η κατασκευή μαθηματικού μοντέλου, το οποίο προσομοιώνει τις αγορές ηλεκτρισμού, με σκοπό την ανάλυση των αναγκών για ευελιξία του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος, αλλά και ενός μοντέλου εύρεσης της βέλτιστης επέκτασης του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής.

Είναι κοινώς αποδεκτό πως η ολοένα αυξανόμενη διείδυση των ΑΠΕ στο σύστημα προκαλεί αυξημένες ανάγκες για ευελιξία του συστήματος, λόγω του χρονικού προφίλ λειτουργίας των ΑΠΕ. Μολονότι τα τελευταία χρόνια η έννοια της ευελιξίας έχει αποτελέσει αντικείμενο μελέτης πολλών ερευνητών, όπως οι [7],[8] μεταξύ άλλων, δεν υπάρχει, μέχρι σήμερα, ένας καθολικά συμφωνημένος ορισμός της έννοια της «ευελιξίας», συνεπώς ούτε μια καθολική μεθοδολογία μέτρησης της παροχής αυτής της υπηρεσίας. Στο πλαίσιο της διατριβής αυτής προτείνεται πώς η τυποποίηση της ευελιξίας και η μεθοδολογία για τη μέτρησή της ενσωματώνονται στο μοντέλο προσομοίωσης.

Η ανάγκη για την ευελιξία του συστήματος συναντάται σε διαφορετικά χρονικά πλαίσια, μεταξύ μερικών λεπτών έως μεταξύ διαφορετικών εποχών, προκειμένου να ισορροπηθούν οι διακυμάνσεις της παραγωγής από ΑΠΕ ώστε να καλύπτεται το φορτίο ζήτησης. Η εξισορρόπηση επιτυγχάνεται μέσω ευρέως φάσματος πόρων του συστήματος, μεταξύ αυτών θερμικές και υδροηλεκτρικές μονάδες, χρήση των διασυνδέσεων, μηχανισμοί απόκρισης της ζήτησης και συστήματα αποθήκευσης ενέργειας. Δόθηκε έμφαση στην κατασκευή ενός μοντέλου να λαμβάνει υπόψη με λεπτομερή τρόπο τις ανάγκες του συστήματος, τα τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων και των άλλων πόρων ευελιξίας, προκειμένου να αναπαρασταθούν οι διαφορετικού τύπου ανάγκες για ευελιξία, καθώς και οι διαφορετικοί πόροι κάλυψής της με βέλτιστο οικονομικό και λειτουργικό τρόπο.

Η διαθεσιμότητα του κάθε πόρου στο να παρέχει ευελιξία δεν εξαρτάται μόνο από τα τεχνικά χαρακτηριστικά του, αλλά επηρεάζεται σημαντικά από τη δομή και τους κανόνες της αγοράς. Το πιο αντιπροσωπευτικό παράδειγμα είναι η χρήση των διασυνδέσεων για την παροχή ευελιξίας. Στην περίπτωση πλήρως συζευγμένων αγορών, όπου γίνεται βέλτιστη εκμετάλλευση των διασυνδοριακών γραμμών μεταφοράς, αυξάνεται η δυνατότητα χρήσης τους για λόγους εξισορρόπησης. Συνεπώς, έχει ιδιαίτερη αξία να προσομοιωθούν διάφορες περιπτώσεις οργάνωσης των αγορών, ούτως ώστε να εξαχθούν συμπεράσματα για το πώς αυτές επιδρούν στη διασφάλιση υπηρεσιών ευελιξίας για το σύστημα. Για τον σκοπό αυτό είναι αναγκαία η

ανασκόπηση της υφιστάμενης δομής των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας και ο προσδιορισμός των στοιχείων εκείνων, που προκαλούν στρεβλώσεις στην αποτελεσματική λειτουργία των αγορών, από οικονομικής και λειτουργικής απόψεως. Υποθέτοντας διάφορες περιπτώσεις αναδιάρθρωσης των αγορών, η ανάλυση επικεντρώνεται στη συνέχεια στην επίδραση της εξάλειψης των στρεβλώσεων για την υπηρεσία ευελιξίας για το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα.

Προκειμένου να ποσοτικοποιήσουμε την επίδραση του κάθε παράγοντα στην αγορά, όπως προαναφέρθηκε, δημιουργήθηκε ένα μοντέλο προσομοίωσης των διαφορετικών σταδίων των αγορών ηλεκτρισμού στην Ευρώπη. Τα διαφορετικά στάδια του μοντέλου αναπαριστούν τη λειτουργία της προ-ημερήσιας αγοράς (Day-Ahead Market), της ενδοημερήσιας αγοράς ή αγοράς αποκλίσεων (Intra-day Market) και της αγοράς επικουρικών υπηρεσιών και εξισορρόπησης. Το μοντέλο προσομοίωσης αναπαριστά με αρκετή ακρίβεια τους τεχνικούς περιορισμούς του συστήματος (απαιτήσεις του συστήματος σε επικουρικές υπηρεσίες) και των μονάδων παραγωγής (τεχνικά χαρακτηριστικά) σε ωριαίο επίπεδο, προκειμένου να συνυπολογίσει την επίδραση της διείσδυσης των ΑΠΕ στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα. Επιπλέον, το μοντέλο ενσωματώνει ενδογενή μηχανισμό υποβολής προσφορών των μονάδων, στοχεύοντας στο να αναπαραστήσει τις συνθήκες ανταγωνισμού και υποβολής των προσφορών σπανιότητας σε περίπτωση περιορισμένης διαθέσιμης δυναμικότητας σε σχέση με τα επίπεδα ζήτησης ηλεκτρισμού.

Στο πλαίσιο που περιεγράφηκε προηγουμένως, η παρούσα διατριβή, μέσω της χρήσης των μοντέλων προσομοίωσης, επιχειρεί να προσφέρει απαντήσεις στα εξής θέματα:

- Πώς επηρεάζει η κάθε τεχνολογία μεταβλητών ΑΠΕ τις ανάγκες ευελιξίας του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής και πως επιδρά η γεωγραφική θέση του συστήματος στις ανάγκες ευελιξίας λόγω των διαφορετικών καιρικών συνθηκών;
- Πώς επηρεάζουν οι διασυνδέσεις και οι συνθήκες λειτουργίας των χονδρεμπορικών αγορών ηλεκτρισμού την παροχή ευελιξίας με βέλτιστο τρόπο μέσω των πόρων του συστήματος και ποια είναι η επίδραση της αναδιάρθρωση των αγορών στην εξοικονόμηση κόστους εξισορρόπησης;
- Πώς συσχετίζονται οι ανάγκες ευελιξίας σε ένα σύστημα με την αυξανόμενη διείσδυση ΑΠΕ, μέχρι και την περίπτωση συστήματος με υψηλότερη διείσδυση ΑΠΕ στο πλαίσιο μετάβασης προς ένα ενεργειακό σύστημα χαμηλών εκπομπών;
- Ποια είναι η σχέση μεταξύ της χρήσης των διασυνδέσεων και της λειτουργίας των μονάδων αποθήκευσης (με έμφαση στις αντλιοσταμειευτικές μονάδες); Πρόκειται για μια σχέση μόνο υποκατάστασης ή υπάρχουν στοιχεία συμπληρωματικότητας μεταξύ της παροχής εξισορρόπησης από τους δύο αυτούς πόρους; Επιπρόσθετα, ποια είναι η επίπτωση της σύζευξης των αγορών στην οικονομικότητα των επενδύσεων σε μονάδες αποθήκευσης;
- Ποιο είναι το βέλτιστο μείγμα πόρων ενός ευέλικτου χαρτοφυλακίου ηλεκτροπαραγωγής και ποια είναι η θέση των μονάδων αποθήκευσης σε αυτό; Ποια είναι τα οφέλη από την ύπαρξη οικονομικών κλίμακας σε χαρτοφυλάκια βασισμένα σε ΑΠΕ;

## ΠΡΩΤΟΤΥΠΙΑ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ

Η πρωτοτυπία της διατριβής αφορά την ανάλυση της ευελιξίας, που περιλαμβάνει την τυποποίηση της ευελιξίας, την μέτρηση των διαφορετικών υπηρεσιών ευελιξίας και τη μοντελοποίηση αυτών σε ένα ενιαίο μοντέλο προσομοίωσης μεγάλης κλίμακας.

Τμήμα του μοντέλου αφορά στην επίλυση του προβλήματος επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος. Το μοντέλο επέκτασης του συστήματος λαμβάνει υπόψη τους τεχνικούς περιορισμούς των διαφόρων τεχνολογιών προς επένδυση και τους τεχνικούς περιορισμούς του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής, οι οποίοι επηρεάζουν τις επενδυτικές αποφάσεις. Επιπρόσθετα, το μοντέλο επέκτασης αναπαριστά την ταυτόχρονη κάλυψη της ζήτησης ατμού και θέρμανσης, προκειμένου να ληφθεί υπόψη η λειτουργία των μονάδων συμπαραγωγής και το βέλτιστο μείγμα επενδύσεων σε αυτές τις μονάδες. Το δεύτερο τμήμα του μοντέλου προσομοιώνει την οικονομική λειτουργία του συστήματος και των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας των χωρών της ΕΕ, μέσω της προσομοίωσης των χρονικά διαδοχικών αγορών μέσω διαδοχικής επίλυσης αντίστοιχων υπό-μοντέλων, που αναπαριστούν διακριτά την προ-ημερήσια αγορά, την αγορά εξισορρόπησης, τις επικουρικές υπηρεσίες, τη σύζευξη των αγορών και τελικά την οικονομική λειτουργία του συστήματος. Το μοντέλο επίσης αναπαριστά πληθώρα εργαλείων πολιτικής για την παροχή κινήτρων ή άλλων μέτρων, όπως η υποχρέωση των ΑΠΕ για εξισορρόπηση, η κατανομή των διασυνδέσεων με βάση τη ροή φορτίου που προκύπτει από τη σύζευξη των αγορών, η παροχή αμοιβής για τους μηχανισμούς απόκρισης της ζήτησης και η οικονομική υποστήριξη επένδυσης σε προηγμένα συστήματα αποθήκευσης, όπως οι μπαταρίες και η χημική αποθήκευση, μεταξύ άλλων μέσω τεχνολογιών Power-to-X, οι οποίες έχουν ενσωματωθεί στο μοντέλο.

Η διατριβή προχώρησε σε ποσοτική μελέτη με επίκεντρο στις βραχυπρόθεσμες, πολύωρες και μακροπρόθεσμες ανάγκες ευελιξίας στο ευρωπαϊκό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής, με βάση την προτεινόμενη προσέγγιση για τη μέτρηση αυτών των αναγκών και την κάλυψη της υπηρεσίας υπό διαφορετικές συνθήκες. Από την ποσοτική μελέτη εξάγονται συμπεράσματα σχετικά με την πρακτική εφαρμογή της μέτρησης και της κάλυψης των αναγκών ευελιξίας καθώς και για τη συνεισφορά κάθε πόρου του συστήματος. Η ποσοτική μελέτη καταφέρνει να αξιολογήσει σχετικά τα διάφορα υποψήφια μέτρα αναδιάρθρωσης των αγορών με σκοπό την παροχή υπηρεσιών ευελιξίας με αποτελεσματικό τρόπο στα συστήματα της ΕΕ με πολύ υψηλή διείσδυση ΑΠΕ.

Η τυποποίηση και η εμπειρική μοντελοποίηση σε μεγάλη κλίμακα συνιστούν την πρωτοτυπία της έρευνας στο πλαίσιο της διατριβής, η οποία χρησιμοποιεί την, πολύ πρόσφατα, ταχέως αναπτυσσόμενη βιβλιογραφία στα θέματα της ευελιξίας αλλά και συνεισφέρει σε αυτήν μέσω της ευρύτατης και ολοκληρωμένης μοντελοποίησης. Ειδικότερα, η προσομοίωση συστήματος και αγορών σε διαδοχικά στάδια του πλήρους διασυνδεδεμένου συστήματος της ΕΕ είναι πρωτότυπο επίτευγμα στο πλαίσιο της βιβλιογραφίας.

## ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ

Η ανάγκη για τον ριζικό μετασχηματισμό των αγορών ηλεκτρισμού, που προκύπτει από την μετάβαση της τωρινής μορφής του ενεργειακού συστήματος σε ένα σύστημα χαμηλών ή και



μηδενικών εκπομπών, απαιτεί την εξέταση εκείνων των παραγόντων που μπορούν να αποτελέσουν κινητήρια δύναμη αυτής της μετάβασης, αλλά και των χαρακτηριστικών της αγοράς που αποτελούν τροχοπέδη. Με την προσομοίωση διαφορετικών σεναρίων, καθένα από τα οποία περιλαμβάνει ένα διαφορετικό πακέτο μέτρων είναι δυνατή η ανάλυση του οικονομικού αντίκτυπου στην λειτουργία της αγοράς. Συνεπώς, το μοντέλο προσομοίωσης που παρουσιάζεται στην παρούσα διατριβή μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως εργαλείο για τον σχεδιασμό πολιτικών για την λειτουργία της αγοράς ηλεκτρισμού και ανάλυσης της επίδραση της κάθε πολιτικής στο επίπεδο ανταγωνισμού της αγοράς για την κάλυψη των αναγκών σε ευελιξία. Επιπρόσθετα η μεθοδολογία ανάλυσης των αναγκών ευελιξίας ενός ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε μελέτες επάρκειας ισχύος.

## ΔΟΜΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ

Η δομή της διατριβής αποτελείται από τρεις θεματικές ενότητες. Η πρώτη θεματική ενότητα, η οποία περιλαμβάνει τα Κεφάλαια 1 έως 3, παρουσιάζει τις βασικές έννοιες και ορισμούς, οι οποίες είναι σχετικές με το θέμα της παρούσας διατριβής, καθώς και την προτεινόμενη τυπολογία και μεθοδολογία μέτρησης της ευελιξίας.

Η δεύτερη θεματική ενότητα, η οποία περιλαμβάνει τα Κεφάλαια 4 έως 6, αναφέρει βασικές αρχές των μοντέλων μαθηματικού προγραμματισμού (Κεφάλαιο 4) και παρουσιάζει τη μαθηματική διατύπωση του μοντέλου επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος (Κεφάλαιο 5) και του μοντέλου προσομοίωσης των χονδρεμπορικών αγορών ηλεκτρισμού (Κεφάλαιο 6), που χρησιμοποιήθηκε στη παρούσα διατριβή.

Η τελευταία θεματική ενότητα περιλαμβάνει την αξιολόγηση των αποτελεσμάτων (κεφάλαια 7 έως 12). Στο Κεφάλαιο 7 εξετάζεται το πώς το προφίλ λειτουργίας της κάθε τεχνολογίας ΑΠΕ επηρεάζει τις ανάγκες ευελιξίας σε ένα σύστημα. Το Κεφάλαιο 1 επικεντρώνεται στην ανάλυση της επίδρασης των διασυνδέσεων στις ανάγκες ευελιξίας του συστήματος. Στο κεφάλαιο αυτό αναλύεται επίσης η επίδραση του σχεδιασμού της αγοράς ηλεκτρισμού στις ανάγκες ευελιξίας και πιο συγκεκριμένα το πώς η άρση στρεβλώσεων, που παρατηρούνται στις σημερινές αγορές των ΕΕ-28, οδηγεί στην εξοικονόμηση κόστους και στην βελτιστοποίηση του μείγματος παρεχόμενης ευελιξίας.

Το Κεφάλαιο 9 επικεντρώνεται στην ανάλυση των αναγκών ευελιξίας σε συστήματα χαμηλών εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Στη μελέτη αυτή εξετάζεται επίσης το πώς επιδρούν οι εναλλακτικές στρατηγικές απανθρακοποίησης των τομέων της τελικής ζήτησης στις ανάγκες ευελιξίας του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος των ΕΕ-28. Αναλύονται δύο εναλλακτικές στρατηγικές, ο εξηλεκτρισμός των τελικών φορέων κατανάλωσης και η στροφή προς τη χρήση συνθετικών καυσίμων, εξετάζοντας πώς επιδρούν και στις ανάγκες επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος. Το Κεφάλαιο 10 μελετά την αλληλεπίδραση των διασυννοριακών ανταλλαγών ενέργειας και της λειτουργίας των μονάδων αποθήκευσης σε συζευγμένα συστήματα, εξετάζοντας τις αγορές των χωρών της Νοτιοανατολικής Ευρώπης. Το Κεφάλαιο 11 εξετάζει το ρόλο των μονάδων αποθήκευσης στη διαμόρφωση ευέλικτων χαρτοφυλακίων ηλεκτροπαραγωγής βασισμένα σε ΑΠΕ, καθώς και την επίδραση των οικονομικών κλίμακας στην μείωση του κόστους παραγωγής του ηλεκτρισμού. Τέλος στο Κεφάλαιο 12

συνοψίζονται τα βασικά συμπεράσματα της παρούσας διατριβής και οι επεκτάσεις επί του αντικειμένου της διατριβής.

## *Σημείωμα του συγγραφέα*

Η παρούσα διδακτορική διατριβή είναι γραμμένη στην Ελληνική Γλώσσα, ενώ οι εικόνες και τα γραφήματα, τα οποία συνοδεύουν το κείμενο της διατριβής χρησιμοποιούν την Αγγλική Γλώσσα. Για τη δημιουργία της πλειοψηφίας των διαγραμμάτων και των αντίστοιχων υπολογισμών έγινε χρήση του περιβάλλοντος R [9]. Η R αποτελεί μια γλώσσα προγραμματισμού ανοικτού κώδικα και περιβάλλον, που δίνει τη δυνατότητα στο χρήστη να υπολογίσει στατιστικούς δείκτες, καθώς και να δημιουργήσει ένα μεγάλο εύρος γραφημάτων. Η R δεν υποστηρίζει τη χρήση της Ελληνικής Γλώσσας, κατά τη γνώση του συγγραφέα, συνεπώς επιλέχθηκε για λόγους ομοιομορφίας η χρήση της Αγγλικής Γλώσσας στο σύνολο των γραφημάτων, τα οποία παρουσιάζονται στην παρούσα διατριβή.

Θεματική ενότητα I:  
Έννοιες, ορισμοί και μέτρηση της  
ευελιξίας

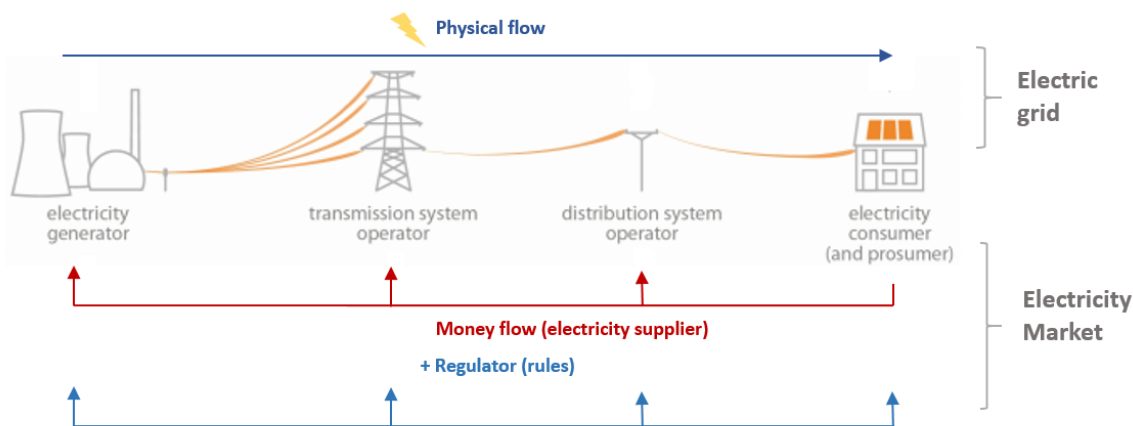
---

# 1 ΒΑΣΙΚΕΣ ΕΝΝΟΙΕΣ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ Η ΕΝΝΟΙΑ ΤΗΣ ΕΥΕΛΙΞΙΑΣ

## 1.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Για να κατανοήσουμε τη λειτουργία του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας πρέπει να το εξετάσουμε από δύο οπτικές (επίπεδα), οι οποίες αλληλοεπιδρούν σε μεγάλο βαθμό (Εικόνα 1). Από την τεχνική σκοπιά (φυσική υποδομή), το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής αποτελείται από τις μονάδες παραγωγής οι οποίες τροφοδοτούν το ζητούμενο φορτίο (τελικοί καταναλωτές) μέσω του συστήματος μεταφοράς και διανομής. Από την οικονομική σκοπιά το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής λαμβάνει χρηματική αμοιβή (έσοδα) μέσω της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας η οποία τελικά μέσω κάποια ροής χρημάτων χρεώνει τους τελικούς καταναλωτές. Η ροή χρημάτων μπορεί να περιλαμβάνει προμηθευτές, οι οποίοι αγοράζουν ηλεκτρική ενέργεια από τους παραγωγούς και την μεταπωλούν στους τελικούς καταναλωτές, ή απευθείας τελικούς καταναλωτές οι οποίοι μπορεί να πληρώνουν απευθείας παραγωγούς, αλλά και τον διαχειριστή του συστήματος ο οποίος αμείβει ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες για τις υπηρεσίες που προσφέρουν στο σύστημα και ανακτά το κόστος από τους προμηθευτές ή τους τελικούς καταναλωτές.

**Εικόνα 1: Γραφική αναπαράσταση των δύο επιπέδων του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής**



Τα επόμενα υπό-κεφαλαία έχουν στόχο την συνοπτική παρουσίαση των βασικών χαρακτηριστικών και εννοιών, εξετάζοντας και τα δύο επίπεδα του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος. Γραφική αναπαράσταση των δύο επιπέδων του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής

## 1.2 ΘΕΜΕΛΙΩΔΗ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΤΟΥ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ

Προκειμένου να γίνει εφικτή η παροχή της ηλεκτρικής ενέργειας σε όλους τους καταναλωτές, δημιουργήθηκε ένα διασυνδεδεμένο σύστημα, στο οποίο εγχέεται η ενέργεια από τους παραγωγούς, στη συνέχεια αυτή διαχέεται στο σύστημα μέσω του δικτύου μεταφοράς και διανομής και τελικά απορροφάτε από τους καταναλωτές στα σημεία κατανάλωσης. Η φυσική

ροή του ηλεκτρισμού στο σύστημα καθορίζεται από τους νόμους της Φυσικής και έχει τρία βασικά χαρακτηριστικά, τα οποία επηρεάζουν ιδιαίτερα ολόκληρο το ηλεκτρικό σύστημα, όπως θα αναλυθεί στη συνέχεια.

- 1) Η προσφορά και η ζήτηση ηλεκτρισμού πρέπει να ισορροπούν ανά πάσα στιγμή, σε πραγματικό χρόνο.
- 2) Η ροή του ηλεκτρισμού στο δίκτυο μεταφοράς και διανομής κατανέμεται με βάση τους νόμους του Kirchhoff και του Ohm. Ακολουθούν, δηλαδή, την διαδρομή της ελάχιστης αντίστασης μεταξύ δύο κόμβων του δικτύου και όχι της ελάχιστης απόστασης, όπως στα τυπικά προβλήματα ελαχιστοποίησης του κόστους της μεταφοράς ενός αγαθού. Με άλλα λόγια, η ενέργεια που παράγεται από μια μονάδα δεν είναι δυνατόν να κατευθυνθεί σε ένα συγκεκριμένο καταναλωτή και αντίστροφα. Ως εκ τούτου οι φυσικές ροές του ηλεκτρισμού μπορεί να εμφανίζουν σημαντικές αποκλίσεις από τις προγραμματισμένες ροές (συναλλαγές).
- 3) Ως αποτέλεσμα του παραπάνω σημείου, ο ηλεκτρισμός μπορεί και μετριέται στο σημείο εισόδου στο δίκτυο (σημείο παραγωγής) και στο σημείο εξόδου από το δίκτυο (σημείο ζήτησης), αλλά δεν μπορούμε να ανιχνεύσουμε τη φυσική πορεία που ακολουθεί.

Το 1<sup>ο</sup> χαρακτηριστικό του συστήματος έχει ιδιαίτερα μεγάλη σημασία, καθώς μία τυχόν σημαντική ανισορροπία μεταξύ παραγωγής και ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας είναι ικανή να προκαλέσει την κατάρρευση ενός μέρους ή και ολόκληρου του δικτύου, προκαλώντας σοβαρές κοινωνικές και οικονομικές συνέπειες. Για την αποφυγή τέτοιων φαινομένων, ο διαχειριστής του κάθε συστήματος καθορίζει τις ελάχιστες ανάγκες σε επικουρικές υπηρεσίες (εφεδρείες), που στόχο έχουν την απρόσκοπτη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω του συστήματος, τηρουμένων κάποιων κριτηρίων αξιοπιστίας. Για το λόγο αυτό, ο διαχειριστής, εφαρμόζοντας το ισχύον κανονιστικό πλαίσιο, διασφαλίζει ότι υπάρχει κάθε στιγμή επαρκής εφεδρεία από τους πόρους του συστήματος, προκειμένου να καλυφθούν οι ανάγκες του συστήματος σε επικουρικές υπηρεσίες. Οι κύριες επικουρικές υπηρεσίες καλύπτουν τρεις βασικές κατηγορίες:

- Ρύθμιση συχνότητας και ενεργού ισχύος
- Ρύθμιση τάσης και ευστάθειας του συστήματος
- Επανεκκίνηση του συστήματος μετά από ολική σβέση

Για τη περίπτωση της ρύθμιση συχνότητας και ενεργού ισχύος, ο διαχειριστής μπορεί να χρησιμοποιήσει τους παρακάτω πόρους του συστήματος (ανάλογα με το ρυθμιστικό πλαίσιο):

- μονάδες παραγωγής, οι οποίες συνεισφέρουν μέσω της μεταβολής της παραγόμενης ενεργού ισχύος τους
- διακοπτόμενα φορτία (μηχανισμούς απόκρισης της ζήτησης), τα οποία συνεισφέρουν μέσω της απόρριψης φορτίου στην ρύθμιση της ενεργού ισχύος
- τη χρήση των διασυνδέσεων, όπως συμβαίνει σε περιπτώσεις σύζευξης των συστημάτων εξισορρόπησης (π.χ. στην περίπτωση Βελγίου, Γαλλίας, Γερμανίας, Ολλανδίας)
- χρήση αποθηκευτικών μέσων, όπως είναι οι μπαταρίες, μονάδες αντλιοσταμείωσης κ.α.

Στην παρούσα διατριβή θα επικεντρωθούμε στις εφεδρείες ρύθμισης συχνότητας ισχύος και δεν θα εξετάσουμε τις υπόλοιπες κατηγορίες, αναγνωρίζοντας ωστόσο την μεγάλη σημασία της

ευστάθειας του δικτύου για την πλήρη μελέτη της επίδρασης των ΑΠΕ στο σύστημα. Ιδιαίτερα σε συνθήκες μεγάλης διείσδυσης των μεταβλητών ΑΠΕ, οι οποίες επί το πλείστον συνδέονται στο σύστημα με ασύγχρονα μέσα, η μειωμένη αδράνεια του συστήματος δημιουργεί προκλήσεις στην ομαλή λειτουργία του συστήματος, όπως αναφέρουν οι Herponstall et al. [10]. Η υποκατάσταση μονάδων συγχρονισμένης παραγωγής με μεταβλητές ΑΠΕ οδηγεί σε σημαντική μείωση της αδράνειας (inertia) του συστήματος, με την έννοια της μείωσης αποθηκευμένης κινητικής ενέργειας. Ωστόσο ακόμη και σε συστήματα υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ, ο συνδυασμός συστημάτων ελέγχου εξαιρετικά γρήγορης απόκρισης και παραγωγής συνθετικής απόκρισης (synthetic inertia) δύναται να παρέχει τεχνικά την απαιτούμενη αδράνεια στο σύστημα, όπως αναλύεται από τους Tielens & Van Hertem [11] και τους Rezkalla et al. [12].

### 1.3 ΕΠΙΔΡΑΣΗ ΤΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΤΩΝ ΑΠΕ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ

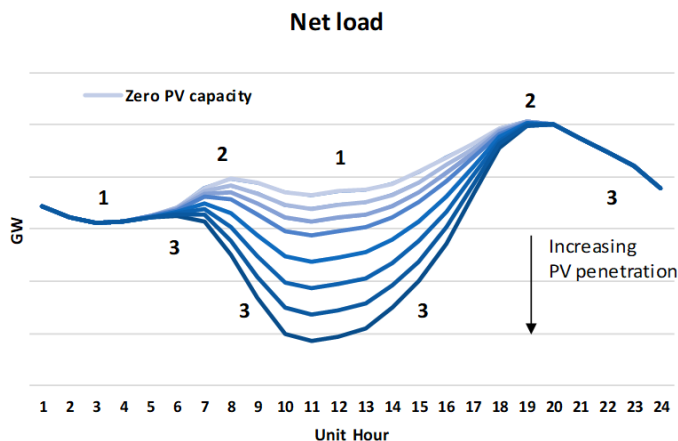
Η ολοένα και αυξανόμενη διείσδυση των αιολικών και φωτοβολταϊκών (Φ/Β) σταθμών, ως μέσα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, δημιουργεί την ανάγκη αλλαγής του τρόπου, με τον οποίο αντιμετωπιζόταν παραδοσιακά το ηλεκτρικό σύστημα και τα κριτήρια αξιοπιστίας του. Οι αιολικοί και φωτοβολταϊκοί σταθμοί ανήκουν στην κατηγορία Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) μεταβλητής παραγωγής (variable/intermittent renewable energy sources). Οι ΑΠΕ αυτής της κατηγορίας χαρακτηρίζονται ως μεταβλητής παραγωγής λόγω του ότι η παραγωγή τους δεν δύναται να προγραμματιστεί/κατανεμηθεί (dispatchable), αλλά μεταβάλλεται ανάλογα με τις καιρικές συνθήκες. Σε αντίθεση με τις συμβατικές μονάδες (θερμικές, πυρηνικές και μεγάλες υδροηλεκτρικές), όπου το επίπεδο της παραγωγής τους μπορεί να προγραμματιστεί, η παραγωγή από μεταβλητές ΑΠΕ δεν μπορεί να ρυθμιστεί λόγω της μεταβολής της διαθεσιμότητας των φυσικών πόρων, από τους οποίους εξαρτάται. Η μεταβλητότητα της παραγωγής των ΑΠΕ έχει ως αποτέλεσμα τη μεταβολή της καμπύλης της υπολειπόμενης ζήτησης (καθαρή ζήτηση ή καθαρό φορτίο– net load), η οποία πρέπει να καλυφθεί από τους υπόλοιπους πόρους του συστήματος. Ειδικά η παραγωγή από Φ/Β, η οποία εμφανίζει ένα ημερήσιο προφίλ λειτουργίας λόγω των ωρών ηλιοφάνειας, μεταβάλλει σημαντικά την ημερήσια καμπύλη καθαρής ζήτησης σε συστήματα με υψηλή διείσδυση Φ/Β.

Σε συστήματα με χαμηλή ή μηδενική διείσδυση των ΑΠΕ στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα, το προφίλ ζήτησης για ηλεκτρισμό αποτελούσε τη βασική πηγή μεταβλητότητας στο ηλεκτρικό σύστημα. Η ανάπτυξη των μεταβλητών ΑΠΕ και η υποχρεωτική έγχυση της παραγωγής τους στο σύστημα προκάλεσαν την αλλαγή της καμπύλης της καθαρής ζήτησης, η οποία πρέπει να καλυφθεί από τους υπολειπόμενους πόρους του συστήματος (π.χ. κατανεμημένες μονάδες παραγωγικής, τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας κλπ.). Ιδιαίτερα η αυξανόμενη διείσδυση των Φ/Β, των οποίων η παραγωγή παρουσιάζει ημερήσιο κύκλο, προκαλεί σημαντικές μεταβολές στην ημερήσια καμπύλη καθαρής ζήτησης (καθαρού φορτίου).

Η Εικόνα 2 παρουσιάζει την επίδραση της αυξανόμενης διείσδυσης των Φ/Β στην καμπύλη του καθαρού φορτίου. Πριν τη διείσδυση των Φ/Β, οι συμβατικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής καλούνται να αυξήσουν τα επίπεδα παραγωγής τους κατά τις πρώτες πρωινές ώρες, προκειμένου να καλύψουν την πρωινή αιχμή (σημείο 2 Εικόνα 2). Κατά τις μεσημεριανές ώρες, όταν η ζήτηση σταθεροποιείται και παρουσιάζει μείωση σε σχέση με την πρωινή αιχμή, οι ανοιχτές μονάδες μειώνουν το επίπεδο της παραγωγής τους και λειτουργούν σε επίπεδα μερικής φόρτισης (σημείο 1). Κάποιες από τις μονάδες αυτές παραμένουν συνδεδεμένες στο δίκτυο,

προκειμένου να εξυπηρετήσουν την αιχμή της ζήτησης που παρατηρείται κατά τις απογευματινές ώρες. Το ίδιο παρατηρείται και κατά της διάρκεια της νύχτας, όπου αρκετές μονάδες συνεχίζουν να λειτουργούν σε επίπεδα κάτω από την ονομαστική φόρτιση τους, προκειμένου να καλύψουν την πρωινή αιχμή.

**Εικόνα 2: Παράδειγμα της επίδρασης της μεταβλητότητας λόγω παραγωγής ΦΒ στην ημερήσια καμπύλη καθαρού φορτίου**



Η διείσδυση των Φ/Β επηρέασε σημαντικά την καμπύλη της καθαρής ζήτησης συστημάτων με σημαντική διείσδυση Φ/Β λόγω του προφίλ παραγωγής τους. Η παραγωγή από Φ/Β, η οποία εξαρτάται από την ένταση της ηλιοφάνειας, αυξάνει σημαντικά κατά τις μεσημεριανές ώρες, προκαλώντας έτσι την βύθιση της καμπύλης της καθαρής ζήτησης. Η «νέα», μετά τη διείσδυση των Φ/Β, καμπύλη της καθαρής ζήτησης, η οποία λόγω σχήματος ονομάστηκε “duck curve” από το Διαχειριστή της Καλιφόρνια (CAISO) [13], ώθησε στην αλλαγή του προφίλ κατανομής των μονάδων και συνεπάγεται δύο πρόσθετες απαιτήσεις για το σύστημα. Η πρώτη αφορά την αυξανόμενη ανάγκη αυξομείωσης του φορτίου εντός λίγων ωρών στις ώρες που η παραγωγή των Φ/Β εκκινά και σταματά. Δεύτερον, προκαλεί τον αυξανόμενο κίνδυνο πλεονάσματος παραγωγής κατά τις μεσημεριανές ώρες, όταν η παραγωγή από Φ/Β παρουσιάζει αιχμή (σημείο 1) και οι μονάδες που είναι διαθέσιμες λειτουργούν στα τεχνικά ελάχιστα επίπεδα λειτουργίας.

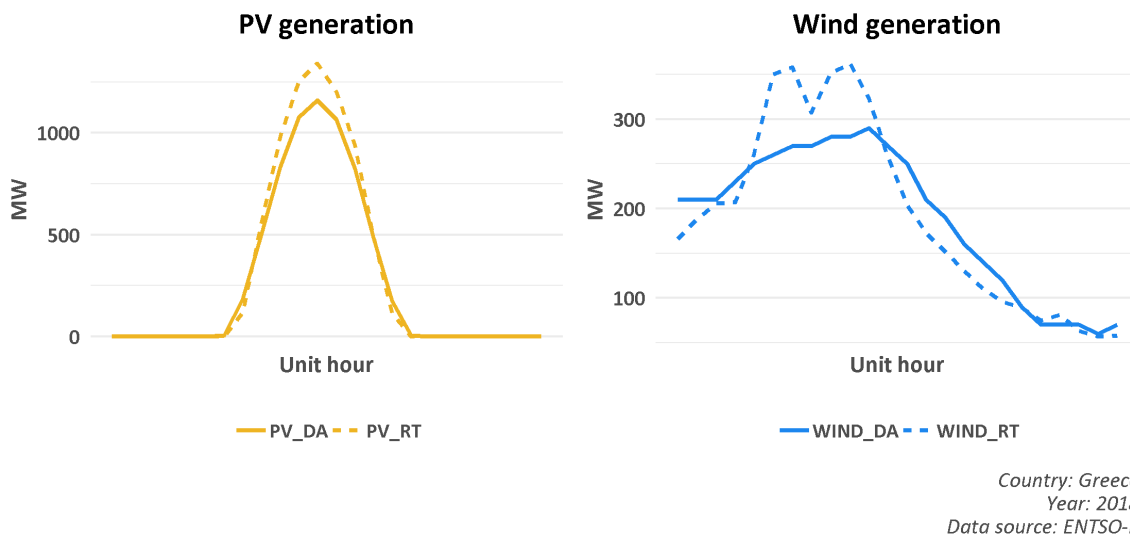
Σε αντίθεση με τα Φ/Β, η παραγωγή ανεμογεννητριών (αιολικών) δεν παρουσιάζει κυκλικότητα εντός της ημέρας, καθώς το προφίλ λειτουργία τους χαρακτηρίζεται από μεγαλύτερη στοχαστικότητα εντός της ημέρας και μπορεί να διαφέρει σημαντικά ανά ημέρα. Ορισμένες ημέρες το προφίλ λειτουργίας των αιολικών μπορεί να ακολουθεί μια μονοτόνως ανοδική ή καθοδική τάση, παρουσιάζοντας απότομη άνοδο ή πτώση κατά τη διάρκεια της ημέρας, ενώ άλλες μέρες να διατηρείται σχετικά σταθερό. Άλλες ημέρες, τα αιολικά ενδέχεται να παράγουν ηλεκτρισμό ακολουθώντας ένα προφίλ λειτουργίας συσχετισμένο με τα φωτοβολταϊκά ή αντίθετα αρκετά συμπληρωματικό. Επιπρόσθετα, η παραγωγή από αιολικά εμφανίζει αυξημένες διακυμάνσεις μεταξύ διαφορετικών γεωγραφικών περιοχών, τόσο στο εσωτερικό μιας χώρας όσο και πανευρωπαϊκά. Λόγω αυτού, πολλοί μελετητές, όπως οι Grams et al. [14] και Jerez et al. [15] μεταξύ άλλων, υποστηρίζουν πως η ισορροπημένη κατανομή της εγκατεστημένης ισχύος των αιολικών, εντός μιας χώρας αλλά και μεταξύ των διαφορετικών χωρών, σε συνδυασμό με



την ταυτόχρονη διείσδυση Φ/Β δύναται να συνεισφέρει στη μείωση της μεταβλητότητα της καθαρής ζήτησης σε πανευρωπαϊκό επίπεδο.

Το δεύτερο σημαντικό χαρακτηριστικό της παραγωγής ηλεκτρισμού από ΑΠΕ σχετίζεται με την αβεβαιότητα της διαθεσιμότητας τους. Ένα από τα βασικά χαρακτηριστικά του ηλεκτρικού συστήματος, όπως αναφέρθηκε και στο κεφάλαιο 1.2, αφορά το γεγονός πως η παραγωγή και η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας πρέπει να ισορροπούν ανά πάσα στιγμή, σε πραγματικό χρόνο. Για αυτό το λόγο, η λειτουργία των μονάδων παραγωγής, οι οποίες θα χρειαστούν για να καλυφθεί η ζήτηση για ηλεκτρική ενέργεια, προγραμματίζεται εκ των προτέρων, συνήθως μια ημέρα πριν. Η προ-ημερήσια κατανομή των μονάδων παραγωγής δημιουργεί την ανάγκη για εκ των προτέρων γνώση της διαθεσιμότητας των μονάδων. Αντίθετα με τις συμβατικές μονάδες, για τις οποίες είναι γνωστή η διαθεσιμότητα τους σε μεγάλο βαθμό, η διαθεσιμότητα της παραγωγής από ΑΠΕ εναπόκειται σε προβλέψεις για τις καιρικές συνθήκες που θα επικρατήσουν σε μια μεταγενέστερη χρονική στιγμή (συνήθως μια ημέρα μετά). Η ίδια η έννοια της πρόβλεψης βασίζεται στην εκτίμηση και στην υπόθεση ορισμένων παραμέτρων, οι οποίες με τη σειρά τους υπόκεινται σε σφάλματα. Η Εικόνα 3 παρουσιάζει την προ-ημερήσια πρόβλεψη και την πραγματική καταγραφή της παραγωγής από Φ/Β (αριστερό μέρος) και αιολικά (δεξιό μέρος) στο Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα για μια επιλεγμένη ημέρα. Η διαφορά μεταξύ της προ-ημερήσιας πρόβλεψης και της πραγματικής παραγωγής σε ωριαίο επίπεδο της παραγωγής των ΑΠΕ οφείλεται στα σφάλματα πρόβλεψης, τα οποία παρουσιάζουν γραφικά την αβεβαιότητα της παραγωγής τους.

**Εικόνα 3: Επίδραση των σφαλμάτων πρόβλεψης στην αβεβαιότητα της παραγωγής από ΑΠΕ**



#### 1.4 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΚΗ ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ ΤΩΝ ΔΙΑΦΟΡΩΝ ΟΡΙΣΜΩΝ ΤΗΣ ΕΥΕΛΙΞΙΑΣ

Η αβεβαιότητα και η έντονη μεταβολή ανά χρονικά διαστήματα της παραγωγής ηλεκτρισμού από ΑΠΕ αποτελούν δύο χαρακτηριστικά, που θέτουν επιπρόσθετα ζητήματα αξιοπιστίας του συστήματος και λόγω αυτού έφεραν στο προσκήνιο την έννοια της «ευελιξίας» (flexibility). Η πρώτη αναφορά του όρου συναντάται από τη NERC (North American Electric Reliability Corporation) [16], η οποία, από τη σκοπιά της επάρκειας του συστήματος, εισάγει την έννοια της

ευελιξίας ως τη «δυνατότητα του συστήματος να αντιμετωπίζει την επιπρόσθετη (λόγω της διείσδυσης των ΑΠΕ) μεταβλητότητα και αβεβαιότητα, που εμφανίζεται στο σύστημα σε όλες τις χρονικές κλίμακες (δευτερόλεπτα, λεπτά, ώρες)». Αντίστοιχο ορισμό δίνει και η IEA (International Energy Agency) [17], η οποία ορίζει την ευελιξία ως τη «δυνατότητα ενός συστήματος με σημαντική διείσδυση των ΑΠΕ να λειτουργεί με αξιοπιστία». Στο ίδιο πλαίσιο, οι Lannoye et al. [18] αναφέρουν ως ευελιξία τη «δυνατότητα του συστήματος να χρησιμοποιεί τους διαθέσιμους πόρους του, προκειμένου να ανταποκριθούν στις μεταβολές της καθαρής ζήτησης», όπου η καθαρή ζήτηση ορίζεται ως η υπολειπόμενη ζήτηση που δεν καλύπτεται από την παραγωγή των μεταβλητών ΑΠΕ και οι Bouffard και Ortega-Vazquez [19] ως τη δυνατότητα της ισχύος να ανταποκριθεί (κατανεμηθεί) σε συγκεκριμένο χρονικό διάστημα.

Η αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στο σύστημα, η οποία άρχισε να προκαλεί ανησυχία για το βαθμό αξιοπιστίας του συστήματος, ώθησε του διαχειριστές του συστήματος να επικεντρωθούν στη λειτουργική ευελιξία (operational flexibility) και εκκίνησε τη συζήτηση για το κατά πόσον αναδύεται η ανάγκη δημιουργίας μιας νέας κατηγορίας επικουρικής υπηρεσίας. Ορισμένοι διαχειριστές στην Αμερική, όπως οι CAISO [20] and MISO [21] διεύρυναν τις κατηγορίες επικουρικών υπηρεσιών, οι οποίες αποτελούν αντικείμενο των αγορών εφεδρειών, προσθέτοντας σε αυτές προϊόντα ευελιξίας. Τα προϊόντα αυτά δημιουργήθηκαν ούτως ώστε να παρέχουν τις κατάλληλες υπηρεσίες, οι οποίες έχουν στόχο την εξασφάλιση των απαιτήσεων του συστήματος σε ευελιξία. Τα προϊόντα αυτά γίνονται διαθέσιμα σε αγορές, οι οποίες έχουν στόχο την αποζημίωση της διαθέσιμης ευέλικτης ισχύος, η οποία θα μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να εξισορροπήσει τις έντονες μεταβολές της καθαρής ζήτησης λόγω της μεταβλητότητας της παραγωγής από ΑΠΕ. Προφανώς, η ανάδυση μια νέας επικουρικής υπηρεσίας, επιπρόσθετης στις ήδη υπάρχουσες, καθώς και της αντίστοιχης αγοράς δημιουργεί την ανάγκη του σαφούς προσδιορισμού της υπηρεσίας αυτής. Ο CAISO [20] αποτέλεσε τον πρώτο διαχειριστή που πρότεινε τη δημιουργία μια τέτοιας υπηρεσίας. Η υπηρεσία αυτή, “flexi-ramp”, ορίζεται από τους Wang και Hobbs [22] ως την ισχύ σε ένα συγκεκριμένο χρονικό διάστημα, η οποία μπορεί να χρησιμοποιηθεί (κατανεμηθεί) σε ένα μεταγενέστερο χρονικό διάστημα, εάν η καθαρή ζήτηση του συστήματος σε πραγματικό χρόνο μεταβληθεί (αυξηθεί ή μειωθεί) διαφορετικά από το προβλεπόμενο επίπεδο. Οι ίδιοι υποστηρίζουν πως η ανάγκη εισόδου μιας νέας υπηρεσίας σχετικά με την κάλυψη των απαιτήσεων του συστήματος σε ευελιξία έγκειται στην αβεβαιότητα, ενώ αντίθετα εάν οι προβλέψεις δεν υπόκειντο σε σφάλματα δεν θα χρειαζόταν κάποια πρόσθετη επικουρική υπηρεσία, πέραν των ήδη υπαρχουσών. Η θέση αυτή βασίζεται στο γεγονός πως σε μια καθαρά ενεργειακή αγορά, το πρόγραμμα κατανομής των μονάδων λαμβάνει υπόψη μόνο τις προσφορές για ενέργεια και όχι την κάλυψη εφεδρειών και τους τεχνικούς περιορισμούς<sup>1</sup> των μονάδων και αποζημιώνει τις μονάδες με την οριακή τιμή του συστήματος, δηλαδή την προσφορά της οριακής μονάδας<sup>2</sup> σε κάθε περίοδο κατανομής. Σε μια

<sup>1</sup> Σε αγορές, όπου οι τεχνικοί περιορισμοί των μονάδων λαμβάνονται υπόψη από τον αλγόριθμο επίλυσης της αγοράς, οι οριακές τιμές συστήματος δεν αντανakλούν πάντα την προσφορά στην οποία η αγορά έχει ισορροπήσει λόγω της μη κυρτότητας του χώρου εφικτών λύσεων. Το κεφάλαιο 4.3 αναλύει τη μη κυρτότητα του χώρου εφικτών λύσεων σε ορισμένους τύπους μοντέλων μαθηματικού προγραμματισμού.

<sup>2</sup> Η οριακή μονάδα ορίζεται ως η μονάδα με την πιο ακριβή προσφορά, η οποία έχει κατανεμηθεί στο σύστημα, προκειμένου να καλύψει τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας. Η λέξη οριακή οφείλεται στο γεγονός, πως σε περίπτωση μικρής αύξησης (π.χ. κατά 1MW) της ζήτησης, αυτή η μονάδα θα αυξήσει την παραγωγή της, προκειμένου να καλύψει αυτή την αύξηση.

τέτοια αγορά λόγω της ιδιότητας της κυρτότητας του χώρου των εφικτών λύσεων οι τιμές εκκαθάρισης της αγοράς αυτής επαρκούν για να καλύψουν τα κόστη της μονάδας,

Προκειμένου να τονίσουν την ειδοποιό διαφορά αυτής της υπηρεσίας από τις συμβατικές επικουρικές υπηρεσίες οι Wang και Hobbs αναφέρουν δύο χαρακτηριστικά. Το πρώτο έγκειται στο γεγονός πως η υπηρεσία “flexi-ramp” δεσμεύει ένα μέρος της ισχύος της μονάδας, προκειμένου να χρησιμοποιεί σε μεταγενέστερο χρονικό διάστημα, ενώ στις παραδοσιακές εφεδρείες η ισχύς δεσμεύεται για να χρησιμοποιηθεί στο ίδιο χρονικό διάστημα. Η δεύτερη διαφορά των υπηρεσιών είναι πως η υπηρεσία ευελιξίας δεσμεύει ένα μέρος της ισχύος, το οποίο θα χρησιμοποιηθεί σίγουρα σε μεταγενέστερο χρονικό διάστημα για την παραγωγή ενέργειας, ενώ οι παραδοσιακές εφεδρείες θα ενεργοποιηθούν μόνο σε περίπτωση βλάβης.

Κινούμενοι στο ίδιο πλαίσιο, οι Ulbig και Andersson αναγνωρίζοντας την αναγκαιότητα για τον σαφή προσδιορισμό της έννοιας της ευελιξίας [7], τον επεκτείνουν ούτως ώστε να περιλάβει την δυνατότητα του συστήματος να αντιμετωπίσει γενικότερες βλάβες, πέραν των σφαλμάτων πρόβλεψης [23]. Οι Bucher et al. χρησιμοποιώντας το ίδιο ορισμό με τους προηγούμενους εισάγουν τον όρο της «εξαγόμενης ευελιξίας» (exportable flexibility) για να περιγράψουν τις ανταλλαγές ευελιξίας μεταξύ δύο συστημάτων μέσω της χρήσης των διασυνδέσεων.

Στην πραγματικότητα το ηλεκτρικό σύστημα είχε ανέκαθεν την ανάγκη να είναι ευέλικτο, καθώς η αβεβαιότητα και η μεταβλητότητα αποτελούν εγγενή χαρακτηριστικά του. Η ανάγκη για την εκ των προτέρων κατανομή των μονάδων παραγωγής ενέχει την έννοια της αβεβαιότητας λόγω της πιθανότητας μη προγραμματισμένης διακοπής της λειτουργίας των συμβατικών μονάδων. Επιπρόσθετα η διαφοροποίηση των επιπέδων ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας ανάλογα με την ώρα κατανομής – διαφορετική χρήση ανά τύπο καταναλωτή – επιφέρει την μεταβλητότητα του επιπέδου παραγωγής ηλεκτρισμού για να ισορροπήσει την ζήτηση.

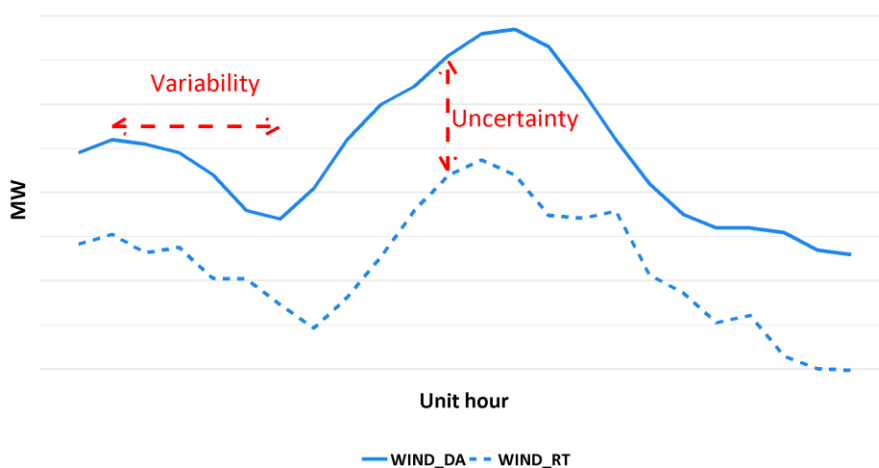
Στην παρούσα διατριβή η έννοια της *ευελιξίας* ενός ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος ορίζεται ως «η δυνατότητα του συστήματος να ανταποκρίνεται τόσο στις προβλέψιμες όσο και στις απρόβλεπτες αλλαγές της παραγωγής και της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, με τρόπο τέτοιο ούτως ώστε να τηρούνται επαρκώς κάποια προκαθορισμένα κριτήρια αξιοπιστίας και να αποφεύγονται οι περικοπές είτε της ζήτησης είτε της παραγωγής ηλεκτρισμού από ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής». Αντίστοιχοι ορισμοί δίνονται και από τους Ma et al. [24], δίνοντας έμφαση στο εύλογο κόστος της παροχής ευελιξίας και την αξία της υπηρεσίας αυτής, και από τους Ela et al. [25], οι οποίοι επιπρόσθετα εισάγουν την έννοια της παροχής ευελιξίας από μια «συλλογή» πόρων του συστήματος (collection of components of the power system).

## 1.5 ΤΥΠΟΛΟΓΙΑ ΤΗΣ ΕΥΕΛΙΞΙΑΣ

Στην παρούσα διατριβή υιοθετούμε τους ορισμούς του Van Belle [26] σχετικά με τη διάκριση σε εννοιολογικό επίπεδο των όρων «διακύμανση» (variation), «μεταβλητότητα» (variability) και «αβεβαιότητα» (uncertainty). Σύμφωνα με τον Van Belle, η *μεταβλητότητα* και η *αβεβαιότητα* αποτελούν δύο διαφορετικές κατηγορίες της *διακύμανσης*, οι οποίες προκαλούνται από διαφορετικές αιτίες. Η *μεταβλητότητα* αναφέρεται στη φυσική διακύμανση, η οποία παρατηρείται κατά τη μέτρηση ενός μεγέθους, ενώ η *αβεβαιότητα* αναφέρεται στο βαθμό ακρίβειας, με την οποία μετριέται ένα μέγεθος.

Με βάση τα παραπάνω μπορούμε να κατηγοριοποιήσουμε τις διακυμάνσεις που εμφανίζονται στη λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος, χρησιμοποιώντας την εννοιολογική διάκριση μεταξύ μεταβλητότητας και αβεβαιότητας. Η περίπτωση της μεταβλητότητας οφείλεται στην μεταβολή του επιπέδου ζήτησης ή παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ διαφορετικών χρονικών στιγμών (ώρες, μέρες, εποχή), έχοντας ως βάση μια συγκεκριμένη μέτρηση (προ-ημερήσια χρονοσειρά είτε χρονοσειρά της λειτουργίας σε πραγματικό χρόνο). Η περίπτωση της αβεβαιότητας οφείλεται στα σφάλματα πρόβλεψης, στα οποία υπόκεινται οι εκπρόσωποι φορτίου, οι παραγωγοί ΑΠΕ αλλά και στις απρόβλεπτες (μη προγραμματισμένες) βλάβες συμβατικών μονάδων ή γραμμών μεταφοράς. Η Εικόνα 4 παρουσιάζει μια γραφική απεικόνιση των δύο διαφορετικών τύπων διακύμανσης.

**Εικόνα 4: Γραφική απεικόνιση των δύο τύπων διακύμανσης στο ηλεκτρικό σύστημα, μεταβλητότητα και αβεβαιότητα**



Στην Εικόνα 5 παρουσιάζεται μέσω του “whisker diagram”<sup>3</sup> η κατανομή της ημερήσιας καμπύλης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, παραγωγής από φωτοβολταϊκούς και αιολικούς σταθμούς, ανά εποχή, λαμβάνοντας ως παράδειγμα το Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα. Παρατηρώντας την καμπύλη ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και της παραγωγής ηλεκτρισμού από ΦΒ, γίνεται φανερή μια ημερησία κυκλικότητα καθώς και εποχικότητα. Εντός της ημέρας είναι λογικό και αναμενόμενο (προβλέψιμο ως ένα βαθμό), πως η ζήτηση για ηλεκτρική ενέργεια είναι πιο χαμηλή τις βραδινές/πρώτες πρωινές ώρες και πως τις πρωινές ώρες η ζήτηση αυξάνεται λόγω της έναρξης του ωραρίου εργασίας. Αντίστοιχα προβλέψιμη είναι η αύξηση της ζήτησης τις απογευματινές/βραδινές ώρες λόγω επιστροφής του πληθυσμού στα σπίτια και την χρήση ηλεκτρισμού για την κάλυψη των αναγκών των νοικοκυριών. Έχοντας ως παράδειγμα την ζήτηση

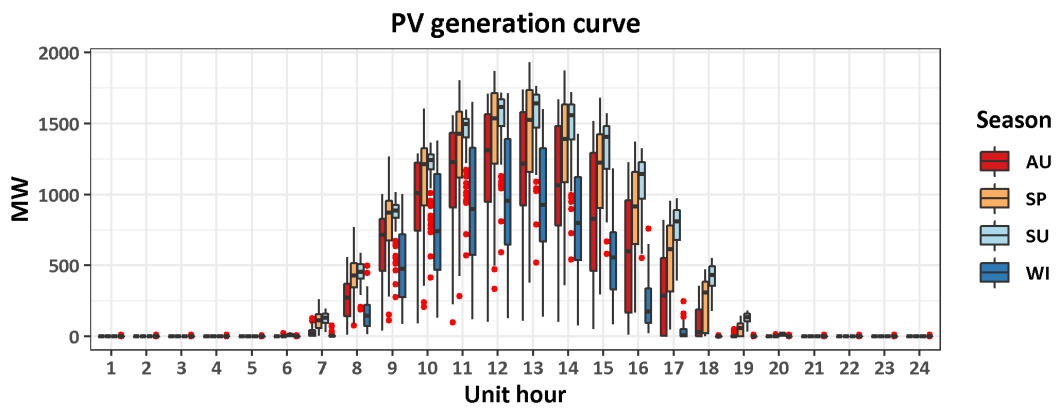
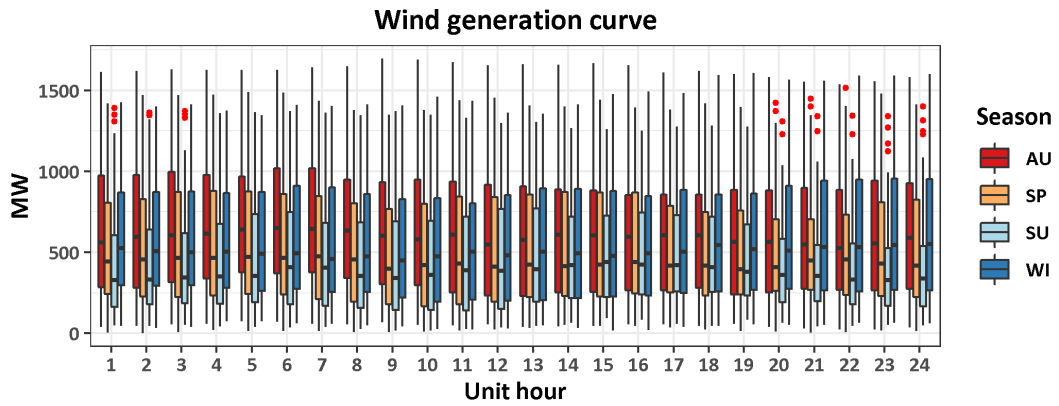
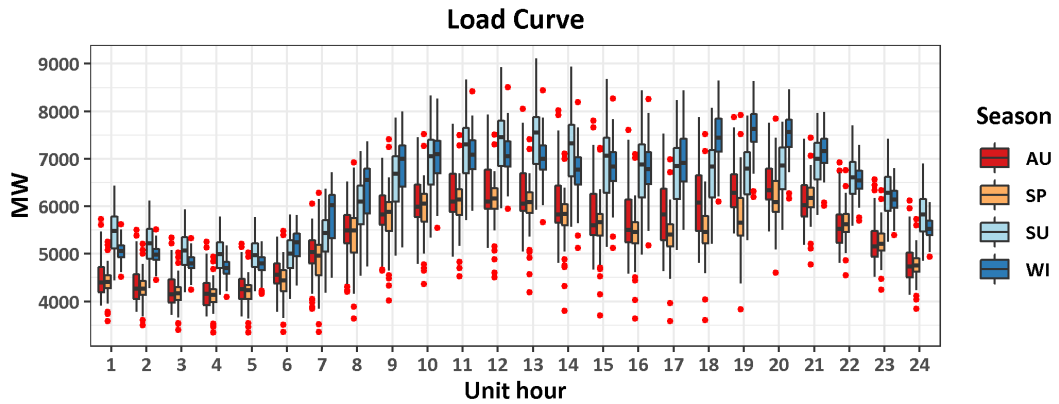
<sup>3</sup> Στα διαγράμματα αυτά οι παρατηρήσεις για κάθε ώρα κατανομής χωρίζονται σε 3 τεταρτημόρια, την ελάχιστη και τη μέγιστη παρατήρηση. Το ορθογώνιο αποτυπώνει το ενδιάμεσο 50% των παρατηρούμενων τιμών (τιμές με συχνότητα μεταξύ του διαστήματος 25%-75%), η ενδιάμεση γραμμή αποτυπώνει τη διάμεσο και το X την μέση τιμή της παρατήρησης. Οι προεκτεινόμενες κάτω και πάνω γραμμές, μύστακες, (whiskers) αντιπροσωπεύουν την μέγιστη και την ελάχιστη τιμή παρατήρησης εντός ενός λογικού πλαισίου, που ορίζεται ίσο με 1.5 επί του εύρους του ορθογωνίου. Παρατηρήσεις εκτός αυτού του πλαισίου θεωρούνται ακραίες παρατηρήσεις (outliers) και αποτυπώνονται στο διάγραμμα με τη μορφή κουκίδας.

ηλεκτρισμού στην Ελλάδα, παρατηρεί κανείς πως η μορφή της ημερήσιας καμπύλης μεταβάλλεται ελαφρώς μεταξύ εποχών. Το χειμώνα, φθινόπωρο και άνοιξη η ημερήσια αιχμή παρουσιάζεται κατά τις απογευματινές ώρες, ενώ το καλοκαίρι η ώρα αιχμής εμφανίζεται τις μεσημεριανές ώρες. Μια πιθανή εξήγηση είναι η αύξηση της χρήσης των κλιματιστικών (ψύξη), ειδικά τις ώρες με τις μεγαλύτερες θερμοκρασίες (12μ.μ.-15μ.μ.), σε συνδυασμό με το γεγονός ότι η χρήση ηλεκτρισμού για φωτισμό τις απογευματινές ώρες κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού μειώνεται, λόγω της μετατόπισης της ώρας δύσης του ηλίου αλλά και του καλοκαιρινού ωραρίου που ισχύει μέχρι σήμερα.

Σχετικά με την παραγωγή από φωτοβολταϊκά παρατηρούμε την έντονη ημερήσια κυκλικότητα του προφίλ λειτουργίας τους, το οποίο οφείλεται στην ένταση της ηλιοφάνειας, αλλά και μια εποχικότητα λόγω της διαφορετικής θέσης του ηλίου μεταξύ των εποχών (αύξηση των ωρών παραγωγής κατά τους ανοιξιάτικους και φθινοπωρινούς μήνες, αλλά και αυξημένη παραγωγή λόγω μεγαλύτερης ηλιοφάνειας).

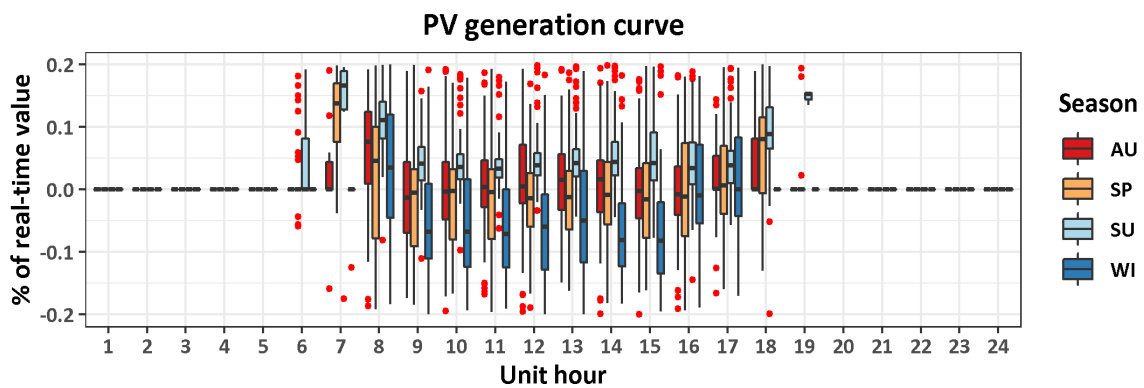
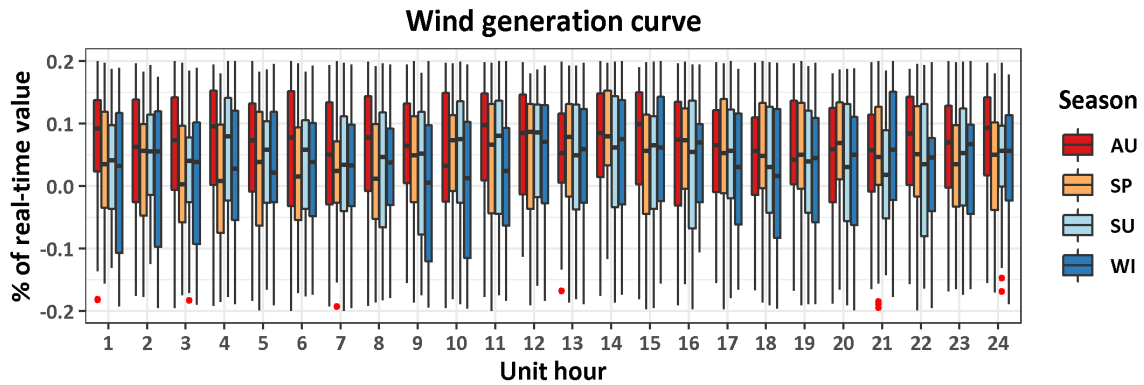
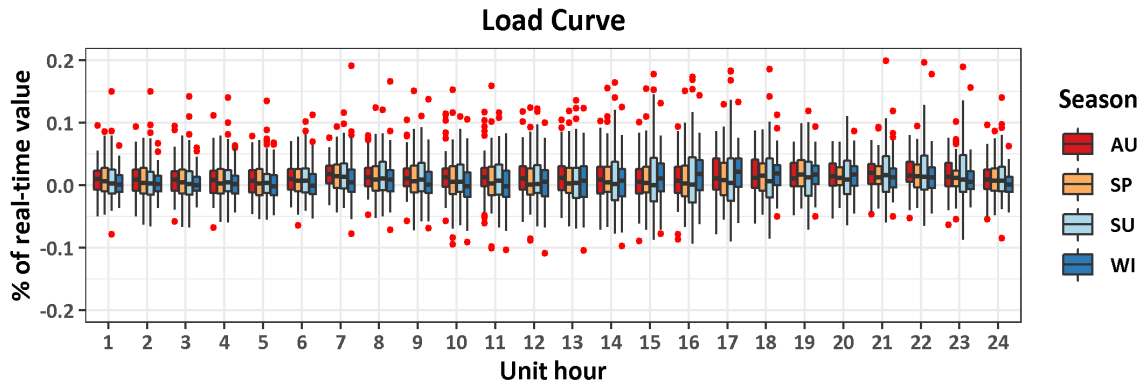
Το προφίλ λειτουργίας των αιολικών επίσης χαρακτηρίζεται από μια μεγαλύτερη τυχαιότητα και στοχαστικότητα, καθώς η ημερήσια καμπύλη λειτουργίας του (Εικόνα 6) δεν ακολουθεί ένα σταθερό προφίλ λειτουργίας, αλλά εναλλάσσεται, γεγονός που προκαλεί και την εικόνα ενός σχεδόν σταθερού φορτίου, όταν κανείς παρατηρεί την μέση ημερήσια καμπύλη. Στην Εικόνα 6 παρουσιάζονται τα σφάλματα πρόβλεψης στο Ελληνικό Διασυνδεδεμένο σύστημα για το έτος 2018, όπου παρατηρούμε πως τα σφάλματα πρόβλεψης της παραγωγής από ΑΠΕ δεν είναι αμελητέα, ειδικά εάν σκεφτούμε συστήματα με μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ.

Εικόνα 5: Γραφική αναπαράσταση κατανομής του εύρους της ημερήσιας καμπύλης φορτίου, παραγωγή από ΦΒ και παραγωγής από αιολικά ανά εποχή με βάση την πραγματική μέτρηση



Country: Greece  
Year: 2018  
Data source: ENTSO-E

Εικόνα 6: Γραφική αναπαράσταση κατανομής του εύρους των σφαλμάτων πρόβλεψης ως ποσοστό για τα επίπεδα φορτίου, παραγωγή από ΦΒ και παραγωγής από αιολικά ανά εποχή με βάση την πραγματική μέτρηση



Country: Greece  
Year: 2018  
Data source: ENTSO-E

Σύμφωνα με τα παραπάνω, σε ένα σύστημα με σημαντική διείσδυση ΑΠΕ μπορούμε να εντοπίσουμε τρεις τύπους διακυμάνσεων:

1. **Βραχυπρόθεσμη διακύμανση σε μικρής διάρκειας (εντός ώρας) χρονικά διαστήματα:** οφείλεται στο μεγαλύτερο μέρος του σε απρόβλεπτες μεταβολές (αβεβαιότητα), οι οποίες λαμβάνουν χώρα σε μικρά χρονικά διαστήματα. Οι αποκλίσεις αυτές οφείλονται στα σφάλματα πρόβλεψης, τα οποία έχουν μια στοχαστική φύση και αφορούν το επίπεδο παραγωγής από ΑΠΕ, το επίπεδο της ζήτησης ή μια ξαφνική βλάβη σε μονάδα ή γραμμή μεταφοράς.
2. **Μεσοπρόθεσμη διακύμανση μεταξύ ωρών:** οφείλεται στις προβλέψιμες μεταβολές (μεταβλητότητα) της παραγωγής και της ζήτησης. Οι μεταβολές αυτές έχουν σχέση με το ημερήσιο προφίλ λειτουργίας των φωτοβολταϊκών λόγω της ηλιακής ακτινοβολίας, με τις ημερήσιες διακυμάνσεις της παραγωγής των αιολικών και στην περιοδικότητα του προφίλ της ζήτησης, όπως αναλύθηκε παραπάνω.
3. **Μακροπρόθεσμη διακύμανση (πολυήμερη, εποχική ή ακραίου γεγονότος):** η διακύμανση αυτή, η οποία προβλέπεται ότι θα προκύψει στα συστήματα με εξαιρετικά μεγάλο βαθμό διείσδυσης ΑΠΕ, οφείλεται σε περιστάσεις περιοδικής έλλειψης ανανεώσιμων πόρων, για παράδειγμα μια περίοδο ημερών με μικρή ένταση αέρα ή μειωμένης διαθεσιμότητας υδροηλεκτρικής παραγωγής λόγω χαμηλής στάθμης στους ταμιευτήρες ή ξηρασίας ή και λόγω της περιοδικότητας μερικών ημερών, που παρατηρείται στο επίπεδο παραγωγής από αιολικούς σταθμούς. Επιπρόσθετα στην περίπτωση, κατά την οποία γίνεται υποκατάσταση της χρήσης ορυκτών καυσίμων από ηλεκτρική ενέργεια για λόγους θέρμανσης των τελικών φορέων κατανάλωσης (οικιακός και τριτογενής τομέα, βιομηχανία) ενδέχεται να δημιουργηθεί μεγάλη διαφορετικά στο επίπεδο ζήτησης ηλεκτρισμού ανά εποχή.

Η επαρκής ευελιξία του συστήματος έγκειται στη δυνατότητά του να καλύψει και τους τρεις τύπους διακυμάνσεων με αποτελεσματικό τρόπο. Οι διαφορετικοί τύποι διακύμανσης είναι λογικό να δημιουργούν και διαφορετικές ανάγκες για ευελιξία ανάλογα με το χρόνο απόκρισης και γενικότερα τα τεχνικά χαρακτηριστικά των πόρων ευελιξίας.

- I. Η **βραχυπρόθεσμη ευελιξία (short-term flexibility)** μπορεί να καλυφθεί κυρίως από τις στρεφόμενες εφεδρείες. Οι υπάρχουσες κατηγορίες στρεφόμενης εφεδρείας μπορούν να καλύψουν τις εντός ώρας αποκλίσεις λόγω απρόβλεπτων γεγονότων μεταξύ της προ-ημερήσιας προγραμματισμένης παραγωγής και της παραγωγής σε πραγματικό χρόνο. Εξάριση μπορεί να αποτελέσει ένα ακραίο σφάλμα πρόβλεψης ή ο ταυτοχρονισμός του σφάλματος μεταξύ διαφορετικών περιοχών ελέγχου. Το γεγονός αυτό οδηγεί σε μια αύξηση της ελάχιστης απαιτούμενης εφεδρείας, όσο αυξάνεται η διείσδυση των ΑΠΕ στο σύστημα.
- II. Η **πολύωρη (μεταξύ διαδοχικών ωρών) ευελιξία (multi-hour flexibility)** απαιτεί τη χρήση πόρων του συστήματος, οι οποίοι μπορούν να λειτουργούν σε έντονους ρυθμούς κυκλικής λειτουργίας (συχνή εκκίνηση και σβέση, έντονοι ρυθμοί αυξομείωσης της παραγωγής). Στα συστήματα με μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ η δυνατότητα έντονης κυκλικής λειτουργίας των μονάδων παραγωγής αυξάνεται λόγω της ανάγκης για εξισορρόπηση της παραγωγής από ΑΠΕ και της κάλυψης του φορτίου.



- III. Η **μακροπρόθεσμη ευελιξία (long-term flexibility)** χρειάζεται πόρους του συστήματος, οι οποίοι δεν υπόκεινται σε εποχικούς περιορισμούς (π.χ. υδροηλεκτρικά) και μπορούν να καλύψουν την έντονη έλλειψη ανανεώσιμων πόρων για μια μεγάλη χρονική περίοδο, η οποία και απαιτεί μεγάλες σε μέγεθος εφεδρείες του συστήματος.

Η επαρκής ευελιξία του συστήματος έγκειται στην επαρκή διαθεσιμότητα των αναγκαίων πόρων του συστήματος, οι οποίοι δύνανται να καλύψουν όλους τους παραπάνω τύπους ευελιξίας με τον βέλτιστο οικονομικά τρόπο. Οι διαφορετικοί πόροι παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας εναπόκεινται σε διαφορετικά τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά, τα οποία τους καθιστούν βέλτιστους για την παροχή ενός ή παραπάνω τύπους ευελιξίας, όπως παρουσιάζεται στον Πίνακας 1.

**Πίνακας 1: Κατηγοριοποίηση των πόρων ευελιξίας του συστήματος ανάλογα με την συνεισφορά τους σε κάθε τύπο ευελιξίας**

<b>Τύπος I</b>	<b>Τύπος II</b>	<b>Τύπος III</b>
<b>Βραχυπρόθεσμη</b>	<b>Πολύωρη</b>	<b>Μακροπρόθεσμη</b>
<i>(μερικά λεπτά έως μια ώρα)</i>	<i>(μεταξύ διαδοχικών ωρών)</i>	<i>(πολυήμερη ή εποχική)</i>
Μονάδες ΣΚ, Αεριοστρόβιλοι, Μεγάλα Υ/Η, αντλιοταμίευση Διασυνδέσεις, Μπαταρίες, Απόκριση ζήτησης	<i>(άμεσα)</i> Μονάδες ΣΚ Μεγάλα Υ/Η, Διασυνδέσεις <i>(έμμεσα)</i> Μπαταρίες, αντλιοταμίευση, Απόκριση ζήτησης	Μονάδες σε κρύα Εφεδρεία, Χημική αποθήκευση μέσω της παραγωγής υδρογόνου ή τεχνητών υδρογονανθράκων

Οι **ατμοστροβιλικές μονάδες παραδοσιακού τύπου και οι πυρηνικές μονάδες** έχουν αρκετά μειωμένες δυνατότητες αυξομείωσης του φορτίου, καθώς και έχουν αρκετά μεγάλους ελάχιστους χρόνους κράτησης και ένταξης. Λόγω αυτών των χαρακτηριστικών δεν αποτελούν κατάλληλες μονάδες για την παροχή ευελιξίας, ωστόσο δύνανται να παρακολουθούν τις σχετικά ομαλές διακυμάνσεις του φορτίου, μεταβάλλοντας την παραγωγή τους. Οι μονάδες αυτές έχουν επιπρόσθετα αρκετά υψηλό επίπεδο τεχνικού ελάχιστου, γεγονός που θα δημιουργήσει προβλήματα στη χρήση τους σε ένα σύστημα με πολύ μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ. Μια λύση σε αυτό αποτελεί η χρήση αποθηκευτικών μέσων ηλεκτρικής ενέργειας και η συμμετοχή μηχανισμών απόκρισης της ζήτησης, προκειμένου να μεταφερθεί η παραγωγή των ΑΠΕ σε ώρες με μεγαλύτερο φορτίο, στις οποίες δεν θα απειλείται η διατήρηση των συμβατικών μονάδων σε επίπεδο κάτω του τεχνικού ελάχιστου. Οι μονάδες αυτές μπορούν να λειτουργήσουν και ως εφεδρικές μονάδες, παρέχοντας έτσι μακροπρόθεσμη ευελιξία με προϋπόθεση ένα εύλογο κόστος συντήρησης.

Οι **μονάδες αιχμής** (αεριοστροβιλικές ανοιχτού κύκλου ή μονάδες εσωτερικής καύσης) είναι μονάδες, οι οποίες και με βάση την ονομασία τους, χρησιμοποιούνται πολύ λίγες ώρες συνήθως σε ώρες αιχμής λόγω του υψηλού μεταβλητού κόστους τους. Οι μονάδες αυτές μπορούν να επιτύχουν γρήγορη απόκριση στις διακυμάνσεις του συστήματος λόγω των τεχνικών χαρακτηριστικών τους. Οι μονάδες αιχμής έχουν μεγάλους ρυθμούς αυξομείωσης φορτίου, μικρό επίπεδο τεχνικής ελάχιστης παραγωγής και μικρούς ελάχιστους χρόνους συγχρονισμού, ένταξης και κράτησης – κάτω της μίας ώρας σε πολλές περιπτώσεις. Λόγω των τεχνικών χαρακτηριστικών είναι κατάλληλες για την παροχή βραχυπρόθεσμης ευελιξίας αλλά όχι πολύωρης λόγω του υψηλού μεταβλητού κόστους.

Οι **μονάδες συνδυασμένου κύκλου** (CCGT) χρησιμοποιούνται ήδη για την παροχή δευτερεύουσας εφεδρείας, ή αλλιώς αυτόματης εφεδρείας αποκατάστασης συχνότητας (automatic Frequency Restoration Reserve – aFRR), καθώς λειτουργούν υπό αυτόματο έλεγχο παραγωγής (Automatic Generation Control – AGC). Μπορούν να παρέχουν βραχυπρόθεσμη ευελιξία, αλλά είναι καταλληλότερες για την παροχή πολύωρης ευελιξίας, καθώς μπορούν να παρακολουθούν ακόμη και απότομες μεταβολές της καθαρής ζήτησης μεταξύ διαδοχικών ωρών. Οι μονάδες αυτές έχουν μεγαλύτερους ελάχιστους χρόνους ένταξης και κράτησης, συγκριτικά με τις μονάδες αιχμής, συνεπώς πρέπει να υπάρχει ένας αποτελεσματικός προγραμματισμός της ωριαίας παραγωγής τους. Αυτό το χαρακτηριστικό, μαζί με το γεγονός πως έχουν χαμηλότερα μεταβλητά κόστη από τις μονάδες αιχμής, επιβεβαιώνει ότι οι μονάδες αυτές είναι καταλληλότερες για την παροχή πολύωρης ευελιξίας.

Οι **υδροηλεκτρικοί σταθμοί με ταμιευτήρα** χρησιμοποιούνται συχνά για την εξομάλυνση των φορτίων αιχμής, μειώνοντας με αυτόν τον τρόπο τις ανάγκες για πολύωρη ευελιξία. Παρόλο που τα τεχνικά τους χαρακτηριστικά είναι κατάλληλα για την παροχή ευελιξίας, υπόκεινται σε ενεργειακούς περιορισμούς λόγω της διαθεσιμότητας του νερού σε κάθε έτος. Η διαθεσιμότητα των υδάτινων πόρων έχει έντονη εποχικότητα και ο προγραμματισμός της λειτουργίας των υδροηλεκτρικών γίνεται συνήθως σε ετήσια βάση. Συνεπώς οι μονάδες αυτές δεν μπορούν να καλύπτουν με μεγάλη συχνότητα την ανάγκη για πολύωρη ευελιξία και η δυνατότητα παροχής ευελιξίας διαφέρει ανάλογα με την εποχή λόγω της διαφορετικής στάθμης των ταμιευτήρων. Επιπρόσθετα οι μονάδες αυτές μπορούν να συνεισφέρουν στην βραχυπρόθεσμη ευελιξία. Στις περισσότερες χώρες της Ευρώπης έχουν κατασκευαστεί ήδη Υ/Η στις τοποθεσίες που είναι κατάλληλες. Λόγω αυτού υπάρχει μειωμένη δυνατότητα επενδύσεων σε Υ/Η λόγω κορεσμού των κατάλληλων χωροταξικών τοποθεσιών, αλλά και σε περιοχές στις οποίες γίνεται να χτιστούν νέες Υ/Η μονάδες εμφανίζονται δυσκολίες λόγω περιβαλλοντικών ρυθμίσεων. Συνεπώς η εγκατεστημένη ισχύς των Υ/Η δεν αναμένεται να αυξηθεί ιδιαίτερα τα επόμενα χρόνια.

Οι **μονάδες αποθήκευσης ενέργειας**, όπως είναι οι μπαταρίες, οι μονάδες αντλιοσταμίου και νέες τεχνολογίες (αποθήκευση ενέργειας μέσω της συμπίεσης ή της υγροποίησης αέρα, χημική αποθήκευση μέσω της παραγωγής υδρογόνου ή τεχνητών υδρογονανθράκων), αλλά και οι **μηχανισμοί απόκρισης της ζήτησης** μπορούν να μετατοπίζουν το φορτίο εντός μερικών ωρών, παρέχοντας έτσι έμμεσα ευελιξία στο σύστημα. Εκτός από τις μονάδες αντλιοσταμίου, οι οποίες χρησιμοποιούνται ήδη, οι υπόλοιποι πόροι δεν χρησιμοποιούνται ευρέως προς το παρόν, καθώς είναι ακόμη σε στάδιο ανάπτυξης. Επιπλέον το νομοθετικό πλαίσιο, το οποίο να περιγράφει την δυνατότητα συμμετοχής της κάθε μονάδας στο σύστημα, είναι ακόμη ατελές και υπό διαβούλευση.

Η **χρήση των διασυνδέσεων** για την ανταλλαγή ευελιξίας μεταξύ διαφορετικών περιοχών ελέγχου μπορεί να συνεισφέρει σε όλους τους τύπους ευελιξίας, εκτός εάν οι διακυμάνσεις του ηλεκτρικού συστήματος ταυτοχρονίζονται μεταξύ των περιοχών. Οι διασυνδέσεις ήδη χρησιμοποιούνται για την ανταλλαγή εφεδρειών σε ορισμένα συστήματα (π.χ. Βέλγιο – Λουξεμβούργο κ.α.), παρέχοντας βραχυπρόθεσμη ευελιξία, αλλά μπορούν να χρησιμοποιηθούν και για την παροχή πολύωρης ευελιξίας ειδικά μεταξύ περιοχών, καθώς οι καιρικές συνθήκες μια δεδομένη χρονική στιγμή μεταβάλλονται διαφορετικά μεταξύ των χωρών της Ευρώπης. Το νομοθετικό πλαίσιο για την ανταλλαγή ευελιξίας μέσω των διασυνδέσεων δεν έχει καθοριστεί ακόμη πλήρως, αλλά έχουν γίνει σημαντικά βήματα με την περιγραφή του μοντέλου-στόχος για την ενοποίηση των Ευρωπαϊκών αγορών ηλεκτρικής ενέργειας.

## 2 ΣΥΖΕΥΞΗ (ΕΝΟΠΟΙΗΣΗ) ΤΩΝ ΑΓΟΡΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ

### 2.1 ΑΓΟΡΕΣ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ ΣΤΗΝ ΕΥΡΩΠΗ

Οι αγορές ηλεκτρισμού στην Ευρώπη είναι απελευθερωμένες στη συντριπτική τους πλειοψηφία<sup>4</sup> με την έννοια ότι η παραγωγή και προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας επιτελούνται από περισσότερες από μία επιχειρήσεις. Η δομή αυτή επιλέχθηκε προκειμένου να τονώσει τον ανταγωνισμό, δημιουργώντας κίνητρα στις επιχειρήσεις να προβούν σε ενέργειες (τεχνολογική πρόοδος, βελτιστοποίηση διαδικασιών κ.α.) μείωσης του κόστους παραγωγής του ηλεκτρισμού, το οποίο τελικά θα αποφέρει όφελος στον τελικό καταναλωτή. Αλλά είτε μετά την απελευθέρωση των αγορών είτε πριν, πάντοτε υπήρξαν διαχωρισμένες η φυσική παράδοση ηλεκτρικής ενέργειας στον καταναλωτή από τη χρηματική ροή πληρωμών. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι ηλεκτρική ενέργεια μεταφέρεται μέσω δικτύου χωρίς να υπάρχει φυσικός τρόπος προσδιορισμού της αντιστοιχίας προέλευσης (μονάδα παραγωγής) και κατανάλωσης (μετρητής). Εξαιρέση αποτελούν οι ευθείες γραμμές σύνδεσης, οι οποίες όμως είναι σπάνιες. Πριν την απελευθέρωση των αγορών ηλεκτρισμού η διαχείριση της φυσικής παράδοσης και της χρηματικής πληρωμής μπορούσε να γίνει από μια καθετοποιημένη επιχείρηση, ενώ στο πλαίσιο των απελευθερωμένων αγορών πρέπει να υπάρχει πλήρης διαχωρισμός της φυσικής παράδοσης από τη χρηματική πληρωμή και το εμπόριο (unbundling στο Ενωσιακό Δίκαιο).

Στην ΕΕ το έναυσμα για την απελευθέρωση των αγορών ηλεκτρισμού δόθηκε το 1996 από την κοινοτική οδηγία 96/92/EC [27], σύμφωνα με την οποία τα κράτη μέλη της ΕΕ (με εξαίρεση μερικών χωρών που έλαβαν χρονικές παρατάσεις) όφειλαν να διαχωρίσουν τα δίκτυα από την παραγωγή και το εμπόριο ηλεκτρικής ενέργειας και να επιτρέψουν ανταγωνισμό μεταξύ επιχειρήσεων στην παραγωγή και το εμπόριο, παράλληλα με ανάθεση της διαχείρισης των δικτύων σε ανεξάρτητο φορέα. Η ιδέα, την οποία ξεκίνησαν να προωθούν αυτές οι οδηγίες, ήταν η ελεύθερη διακίνηση αγαθών, ανθρώπων, δυναμικού και κεφαλαίου μεταξύ των χωρών της ΕΕ, με στόχο τη συγκρότηση κοινής, εσωτερικής εντός ΕΕ αγοράς ηλεκτρισμού. Η απελευθέρωση της αγοράς συντελέστηκε σε στάδια μέσω αλληπάλληλων Οδηγιών της ΕΕ (με τελευταία τον Απρίλιο 2019), και εφαρμόστηκε μέσω ογκώδους κανονιστικού πλαισίου ρύθμισης του συστήματος και των αγορών [28].

Τα τελευταία χρόνια έχει δοθεί μεγάλη έμφαση στην επίτευξη της ενοποίηση των αγορών ηλεκτρισμού των κρατών μελών της ΕΕ μέσω της δημιουργία ενός μοντέλου-στόχος (target model), που περιγράφει τη δομή και λειτουργία μιας πανευρωπαϊκής αγοράς ηλεκτρισμού (Internal Electricity Market), [29]. Βασικοί πυλώνες της ολοκλήρωσης της ενοποίησης των αγορών είναι η θέσπιση κοινών κανόνων λειτουργίας των αγορών, αλλά και η ενίσχυση του ηλεκτρικού δικτύου διασύνδεσης της Ευρώπης. Το μοντέλο-στόχος περιλαμβάνει τη δημιουργία τεσσάρων σταδίων της αγοράς, τα οποία περιλαμβάνουν την αγορά μελλοντικής παράδοσης ενέργειας και διασυνοριακής μεταφορικής ισχύος, την προ-ημερήσια αγορά, την ενδοημερήσια αγορά και την αγορά εξισορρόπησης. Η σύσταση ενδοημερήσιας αγοράς, όπου οι συμμετέχοντες έχουν τη δυνατότητα διόρθωσης της θέσης που κατέχουν και η αγορά εξισορρόπησης, στην οποία εξασφαλίζεται η ισορροπία παραγωγής και ζήτησης στη λειτουργία του συστήματος σε

<sup>4</sup> Οι αγορές ηλεκτρισμού της Βουλγαρίας, της Μάλτας και της Κύπρου αποτελούν εξαίρεση.

πραγματικό χρόνο, προέκυψε ως αναγκαιότητα της κάλυψης των διακυμάνσεων της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και της παραγωγής των ΑΠΕ. Το μοντέλο-στόχος περιγράφει την ενοποίηση των περιφερειακών αγορών σε κάθε στάδιο της αγοράς και περιλαμβάνει κανόνες ρύθμισης τόσο της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, όσο και της λειτουργίας του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής. Γίνεται σαφές πως στο σύγχρονο τοπίο της ενοποιημένης αγοράς ηλεκτρισμού, το οποίο επηρεάζεται από την πολιτική υποστήριξης της ανάπτυξης των ΑΠΕ σε μεγάλη κλίμακα, η σύνδεση της αγοράς και της λειτουργίας του συστήματος, όπως αναφέρθηκε στην ενότητα 1.1, γίνεται ακόμη πιο έντονη.

## 2.2 ΈΝΝΟΙΑ ΤΗΣ ΣΥΖΕΥΞΗΣ ΤΩΝ ΑΓΟΡΩΝ

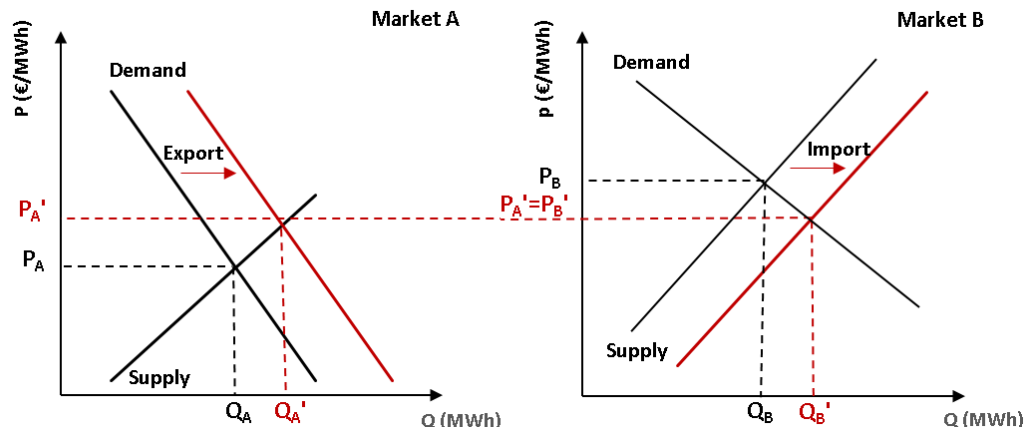
Με τον όρο σύζευξη των ηλεκτρικών αγορών, με την ρυθμιστική έννοια, συνήθως εννοείται η λειτουργία των ηλεκτρικών αγορών δύο ή περισσότερων γειτονικών χωρών ταυτόχρονα, και με τρόπο ωσάν να επρόκειτο για αγορά μίας μόνης χώρας. Στόχος δηλαδή είναι η οργάνωση και ισορρόπηση της αγοράς να γίνεται με ενιαίο τρόπο, σε μία ενιαία πλατφόρμα, σε όλες τις συζευγμένες εθνικές αγορές και ιδανικά για κάθε στάδιο της αγοράς, είτε πρόκειται για προ-ημερήσια είτε για ενδοημερήσια αγορά ή για αγορά εξισορρόπησης. Όπως θα γινόταν και στο εσωτερικό μίας χώρας, μία συζευγμένη αγορά λαμβάνει υπόψη τη διασυνδεδετική ικανότητα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ περιοχών στις οποίες, με γεωγραφικό προσδιορισμό, κατατίθενται οι προσφορές παραγωγής και ζήτησης ενέργειας από την κάθε περιοχή, έτσι ώστε η εξισορρόπηση της αγοράς να είναι συμβατή με τα τεχνικά χαρακτηριστικά και τους λειτουργικούς περιορισμούς της διασυνδεδετικής ικανότητας μεταξύ των διαφορετικών περιοχών.

Έστω οι περιοχές  $A, B$  στις οποίες λειτουργούν καταρχάς χωριστές αγορές ηλεκτρισμού, δηλαδή η εξισορρόπηση και η διαχείριση γίνονται χωριστά. Στην περίπτωση χωριστής επίλυσης των αγορών αυτών, το σημείο ισορροπίας της κάθε αγοράς υπολογίζεται ως το σημείο τομής μεταξύ της συνάρτησης προσφοράς και της συνάρτησης ζήτησης, όπως φαίνεται στην Εικόνα 7, δηλαδή τα σημεία  $Q_A, P_A$  και  $Q_B, P_B$  για την αγορά  $A$  και  $B$  αντίστοιχα.

Στην περίπτωση σύζευξης τους η εξισορρόπηση γίνεται ενιαία. Ας υποθέσουμε ότι η περιοχή  $A$  έχει πλεόνασμα ισχύος και χαμηλότερη τιμή από την περιοχή  $B$ . Σε περίπτωση ενιαίας εξισορρόπησης η περιοχή  $A$  θα εξάγει ηλεκτρική ενέργεια προς την  $B$ , και έτσι θα παράγει επιπλέον ενέργεια σε σχέση με αυτήν που χρειαζόταν για να καλύψει την εσωτερική της ζήτηση ( $Q'_A - Q_A$ ), προκειμένου να την εισάγει η περιοχή  $B$ , η οποία έχει μεγαλύτερη τιμή ηλεκτρισμού, λόγω ακριβότερου μείγματος ηλεκτροπαραγωγής. Ας υποθέσουμε ότι η διασυνδεδετική ικανότητα μεταξύ των δύο περιοχών δεν είχε συμφόρηση για τη μεταφορά της ροής από την  $A$  στη  $B$ . Υπό αυτήν την προϋπόθεση, τα νέα σημεία ισορροπίας των συζευγμένων αγορών που είναι  $(Q'_A, P'_A)$  και  $(Q'_B, P'_B)$  αντιστοιχούν σε κοινή τιμή ισορροπίας των αγορών.

Παρατηρούμε πως στην περίπτωση της ενιαίας εξισορρόπησης, η τιμή εξισορρόπησης της περιοχής  $A$  αυξάνει, ενώ αντίθετα της  $B$  μειώνεται σε σχέση με την περίπτωση της χωριστής επίλυσης των αγορών. Μπορεί για την περιοχή  $A$  η ενιαία εξισορρόπηση να οδηγήσει σε υψηλότερες τιμές εκκαθάρισης της αγοράς, ωστόσο στο σύνολο της ενιαίας περιοχής (περιοχή  $A$  και  $B$ ) επιτυγχάνεται η αύξηση του κοινωνικού πλεονάσματος.

Εικόνα 7: Παράδειγμα σύζευξης δύο αγορών ηλεκτρισμού (A,B )



Όπως αναφέρθηκε, η τιμή εξισορρόπησης σε αυτή την περίπτωση είναι κοινή μεταξύ των δύο αγορών, καθώς η μέγιστη διασυνδεδετική ικανότητα μεταξύ των δύο περιοχών δεν έχει πλήρως χρησιμοποιηθεί. Σε αντίθετη περίπτωση, όπου δηλαδή εξαντλείται η διασυνδεδετική ισχύς των δύο περιοχών λόγω συμφόρησης, η οποία δεν επιτρέπει την πραγματοποίηση ολόκληρης της ροής που προκύπτει από τις διαφορές τιμών, η τιμή εκκαθάρισης της κάθε περιοχής διαφοροποιείται, δηλαδή προκύπτει απόζευξη των αγορών (market decoupling or market splitting). Η απόζευξη ή μη των αγορών εξαρτάται κυρίως από την διαθέσιμη μεταφορική ισχύ των δύο περιοχών, γεγονός που οδηγεί σε αναγκαιότητα ενίσχυσης ή καλύτερης διαχείρισης των διασυνδέσεων, ώστε να αυξηθεί, αν γίνεται, η μεταφορική ικανότητα μεταξύ δύο περιοχών, προκειμένου να επιτευχθεί και η μεγαλύτερη αύξηση του κοινωνικού πλεονάσματος.

### 2.3 ΘΕΜΑΤΑ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΤΩΝ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΩΝ ΣΤΗΝ ΕΥΡΩΠΗ ΚΑΙ ΣΤΡΕΒΛΩΣΗ ΤΗΣ ΣΥΖΕΥΞΗΣ ΑΓΟΡΩΝ

Η τεχνική ικανότητα των διασυνδέσεων δεν είναι ο μόνος περιοριστικός παράγοντας της σύζευξης των αγορών. Σημασία έχει και η διαχείριση των διασυνδέσεων. Οι διαχειριστές προσδιορίζουν λειτουργικούς περιορισμούς στη χρήση των διασυνδέσεων για λόγους εφεδρείας και αντιμετώπισης έκτακτων καταστάσεων. Έχει παρατηρηθεί ότι όταν οι διαχειριστές προσδιορίζουν τους περιορισμούς καθαρά από τη σκοπιά του συστήματος που διαχειρίζονται και μάλιστα όταν αυτό γίνεται χωρίς συντονισμό μεταξύ τους, οι λειτουργικοί περιορισμοί μειώνουν πολύ τη διασυνδεδετική ικανότητα, η οποία μπορεί να είναι αρκετά μεγαλύτερη εάν οι λειτουργικοί περιορισμοί προσδιορίζονται από κοινού.

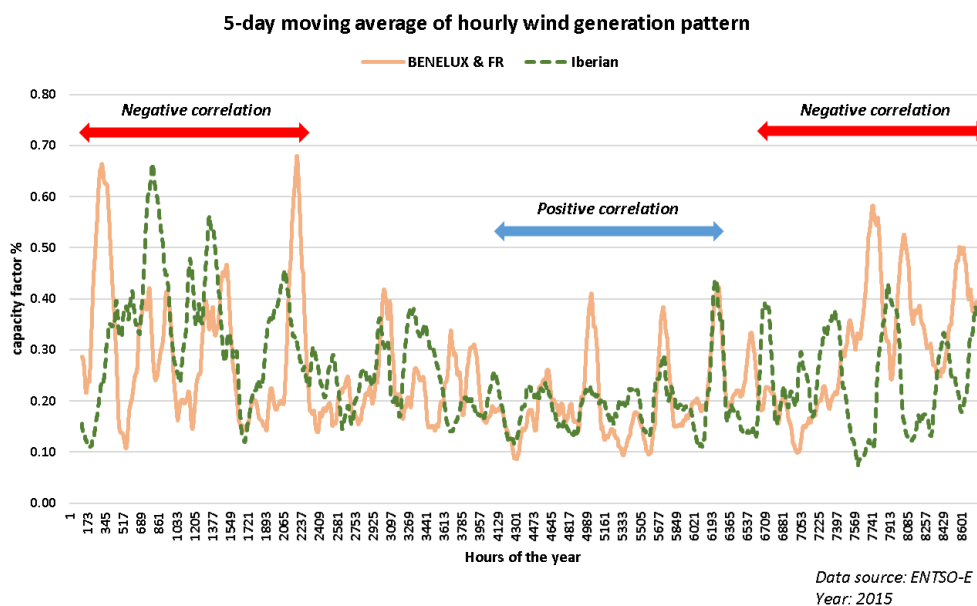
Παράλληλα με τα οικονομικά οφέλη της σύζευξης των αγορών, οι διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρισμού μπορούν να βοηθήσουν στην εξισορρόπηση της παραγωγής από ΑΠΕ, καθώς οι καιρικές συνθήκες μια δεδομένη χρονική στιγμή μεταβάλλονται ασύμμετρα μεταξύ των χωρών της Ευρώπης, όπως θα αναλυθεί και στη συνέχεια. Γενικότερα, η παραγωγή από ΑΠΕ αλλά και η ζήτηση φορτίου μεταξύ διαφορετικών περιοχών ενδέχεται να διαφοροποιείται, η σύζευξη των συστημάτων μέσω των διασυνδέσεων παρουσιάζει θετικά οφέλη στην εξισορρόπηση του συστήματος, όπως μελετούν οι Milligan et al., [30] και [31], εξετάζοντας την περίπτωση της σύζευξης διαφορετικών συστημάτων στη Βόρεια Αμερική και οι Grams et al. [14] εξετάζοντας τη σύζευξη στο πλαίσιο του Ευρωπαϊκού συστήματος. Από την βιβλιογραφία και την μέχρι τώρα

εμπειρία γίνεται φανερό πως η μέγιστη αξιοποίηση των διασυνδέσεων μπορεί να επιτρέψει μεγαλύτερη ενσωμάτωση ΑΠΕ στο σύστημα, βοηθώντας με τον τρόπο αυτό στην μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου.

Ειδικά η παραγωγή των αιολικών μονάδων που εξαρτάται από τον άνεμο, μπορεί να διαφέρει σημαντικά την ίδια ώρα μεταξύ διαφορετικών χωρών λόγω διαφορετικών μετεωρολογικών συνθηκών, όπως μελετάται στο [14], δίνοντας έτσι την δυνατότητα για εξισορρόπηση της παραγωγής των ΑΠΕ μέσω των διασυνδέσεων. Για παράδειγμα, στην

συγκρίνεται ο βαθμός χρησιμοποίησης των αιολικών μεταξύ δύο περιοχών, της Ιβηρικής Χερσονήσου και της περιοχής Γαλλία, Βέλγιο, Λουξεμβούργο, Ολλανδία για το έτος 2015, σύμφωνα με τα δεδομένα του ENTSO-E. Παρατηρούμε πως κατά τη διάρκεια του χειμώνα υπάρχει αρνητική συσχέτιση της παραγωγής των αιολικών μεταξύ των δύο περιοχών, ενώ αντίθετα το καλοκαίρι θετική. Θα μπορούσαν συνεπώς οι περιοχές αυτές με τη χρήση των διασυνδέσεων να εξισορροπήσουν την παραγωγή των αιολικών το χειμώνα.

**Εικόνα 8: Κινητός μέσος όρος του ωριαίου βαθμού χρησιμοποίησης των αιολικών σταθμών στην περιοχή BENELUX (Βέλγιο, Ολλανδία, Λουξεμβούργο) και Γαλλία και στην Ιβηρική χερσόνησο**



Στο πλαίσιο της επίτευξης της Ενιαίας Ευρωπαϊκής Αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, η διαχείριση των διασυνοριακών ανταλλαγών σε κάθε στάδιο της αγοράς αποκτά ιδιαίτερο σημαντικό ρόλο, αλλά αποτελεί και μεγάλη πρόκληση, καθώς απαιτεί την ενοποίηση αγορών με πολύ διαφορετικά χαρακτηριστικά και την βέλτιστη αξιοποίηση των διασυνοριακών διασυνδέσεων.

Οι δύο παραδοσιακοί τρόποι καθορισμού της χρήσης και κατανομής της μεταφορικής ικανότητας των διασυνδεδεμένων ικανοτήτων μεταξύ ανταγωνιζόμενων επιχειρήσεων είναι οι άμεσες δημοπρασίες (explicit auction) και οι έμμεσες δημοπρασίες (implicit auction). Στις άμεσες δημοπρασίες γίνεται δημοπράτηση μόνο του δικαιώματος μεταφορικής ικανότητας σε ένα σύνορο ή γραμμή μεταφοράς, χωρίς η κατανομή να συσχετίζεται με την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και την παραγωγή των μονάδων στις δύο πλευρές των συνόρων. Στις έμμεσες

δημοπρασίες, τα δικαιώματα μεταφοράς ενέργειας δεν δημοπρατούνται αλλά προσδιορίζονται από τις οικονομικές συναλλαγές στην αγορά ενέργειας και τις ροές ενέργειας μεταξύ των συνόρων που προκύπτουν από τις αγορές.

Ο υπολογισμός των λειτουργικών περιορισμών επί της τεχνικής ικανότητας μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ δύο συστημάτων ή αλλιώς ζωνών υποβολής προσφοράς (bidding zone) μπορεί να γίνει με δύο προσεγγίσεις. Με τον υπολογισμό της καθαρής διασυνδετικής ισχύος (Coordinated net transfer capacity approach – CNTC) ή με τον υπολογισμό των ροών ηλεκτρικής ενέργειας (Flow-based approach – FB). Η πρώτη προσέγγιση αγνοεί τους φυσικούς νόμους, που επηρεάζουν την ροή του ηλεκτρισμού θεωρώντας πως οι ροές ηλεκτρισμού μπορούν πλήρως να κατευθυνθούν, ενώ η δεύτερη συνυπολογίζει την επίδραση των νόμων του Kirchhoff. Σε κάθε περίπτωση το μέγεθος μέγιστης ροής που προκύπτει αποτελούν τις μέγιστες ποσότητες που μπορούν να τίθενται σε άμεσες και έμμεσες δημοπρασίες.

Τα τελευταία χρόνια έχουν γίνει πολλές διαβουλεύσεις μεταξύ των ρυθμιστικών αρχών και των διαχειριστών για το ποια προσέγγιση πρέπει να χρησιμοποιηθεί στο μοντέλο-στόχος (target model). Για την καλύτερη κατανόηση της επίπτωσης της κάθε περίπτωση παρουσιάζεται ένα σχετικό υπόδειγμα το οποίο προσομοιάζει με το μαθηματικό πρόβλημα που καλείται να λύσει ο διαχειριστής του συστήματος και να ακολουθήσει ο λειτουργός της αγοράς. Στο υπόδειγμα υποθέτουμε την ύπαρξη δύο γειτονικών αγορών ή ζωνών υποβολής προσφοράς (bidding zone),  $bz \in (A \cup B)$ , οι οποίες συνδέονται μέσω τριών γραμμών μεταφοράς,  $i \in (1 \cup 2 \cup 3)$  με θερμική ισχύ  $K_i, i = 1,2,3$ . Από αυτές, οι γραμμές 1 και 2 είναι εναλλασσόμενου ρεύματος - AC και η γραμμή 3 είναι συνεχούς ρεύματος - DC.

### 2.3.1 Υπολογισμός με βάση την έννοια της «καθαρής ικανότητας μεταφοράς» (NTC approach)

Η καθαρή ικανότητα μεταφοράς (Net Transfer Capacity - NTC) εφαρμόζεται συνολικά μεταξύ δύο συστημάτων που συνορεύουν μεταξύ τους και όχι σε κάθε γραμμή διασύνδεσης. Δεν εφαρμόζεται μεταξύ συστημάτων που ανταλλάσσουν εμπορικά ενέργεια, αλλά δεν συνορεύουν φυσικά. Ο υπολογισμός της μέγιστης καθαρής ικανότητας μεταφοράς αντανάκλα την επιθυμητή αξιοπιστία σχετικά με τις διασυνδέσεις και το σύστημα και λαμβάνει υπόψη πολλούς παράγοντες, όπως τη θερμική ισχύ των γραμμών μεταφοράς, κριτήρια αξιοπιστίας N-1, N-2 για τις γραμμές μεταφοράς, περιθώριο εφεδρείας για το σύστημα κ.α. Αυτοί οι υπολογισμοί τελούνται ανεξάρτητα από τις οργανωμένες αγορές κάθε είδους. Δηλαδή χωρίς να λάβουν υπόψη τη ζήτηση και την παραγωγή στα σημεία του συστήματος και τους περιορισμούς δικτύου. Ο υπολογισμός της NTC βασίζεται σε μία αφαίρεση σύμφωνα με την εξίσωση 2.1.

$$NTC_{A,B} = TTC_{A,B} - TRM_{A,B} \quad (2.1)$$

Το μέγεθος  $TTC_{A,B}$  είναι η συνολική μεταφορική ικανότητα (Total Transfer Capacity) μεταξύ των δύο περιοχών και  $TRM$  (Transfer Reliability Margin) ένα περιθώριο ασφαλείας, που καθορίζεται από το διαχειριστή και χρησιμοποιείται για να λάβει υπόψη την αβεβαιότητα μεταξύ της πρόβλεψης της ροής και της πραγματικής μέτρησης, καθώς και άλλους παράγοντες ασφαλείας. Λόγω του ότι η διαδικασία υπολογισμού της συνολικής μεταφορικής ικανότητας λαμβάνει χώρα σε μεγάλο χρονικό διάστημα πριν την πραγματική λειτουργία των συστημάτων και άρα υπάρχει μεγάλη αβεβαιότητα σχετικά με την τοπολογία του δικτύου, λαμβάνονται υπόψη περιθώρια ασφαλείας N-1 και συχνά N-2 σχετικά με τις γραμμές μεταφοράς. Για τον παρόν παράδειγμα θα



Θεωρήσουμε ότι η συνολική μεταφορική ικανότητα μεταξύ των δύο περιοχών αποτελείται από το άθροισμα της θερμικής ισχύος των γραμμών διασύνδεσης, όπως φαίνεται στην εξίσωση 2.2.

$$TTC_{A,B} = \sum_{i=1}^3 K_i \quad (2.2)$$

Οι τιμές NTC μεταξύ δύο ζωνών μπορεί να έχουν υπολογισθεί από κοινού από τους διαχειριστές των δύο αγορών ή μπορεί, σε περίπτωση μη κοινής μεθοδολογίας υπολογισμού από τους διαχειριστές, να είναι διαφορετικές ανάλογα με την κατεύθυνση της ροής ηλεκτρισμού στο σύνορο.

Συμμετρικές τιμές NTC:  $NTC_{A \rightarrow B} = NTC_{A \leftarrow B}$

Μη συμμετρικές τιμές:  $NTC_{A \rightarrow B} \neq NTC_{A \leftarrow B}$

Ας υποθέσουμε ότι η θερμική ισχύς των γραμμών μεταφοράς είναι 1000 MW για τις γραμμές AC και 1500 MW για την γραμμή DC. Συνεπώς η μέγιστη διασυνδετική ισχύς των δύο αγορών είναι 3500 MW. Θεωρούμε ότι η καθαρή θέση (net position),  $NP$ , μια αγοράς αντιστοιχεί στις καθαρές εισαγωγές, όπως υπολογίζονται στην εξίσωση 2.3 για μια συγκεκριμένη χρονική περίοδο μίας ώρας για παράδειγμα,  $\Delta t = 1h$ . Εάν ένα σύστημα έχει θετική καθαρή θέση, τότε εισάγει ηλεκτρική ενέργεια, ενώ αντίθετα εξάγει.

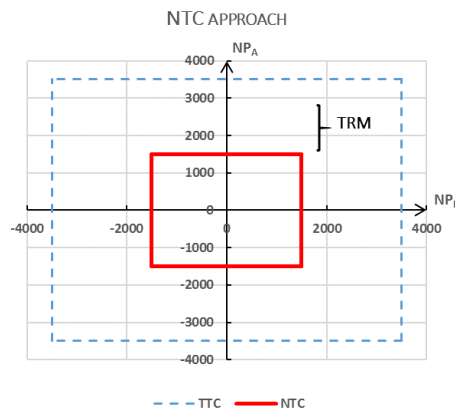
$$NP_{bz} = IMP_{bz} - EXP_{bz} \quad (2.3)$$

Όπου  $NP$  η καθαρή θέση,  $IMP$  οι εισαγωγές και  $EXP$  οι εξαγωγές της κάθε αγορά  $bz$ .

Εάν υποθέσουμε ότι οι τιμές NTC,  $NTC_{AB}$ , είναι συμμετρικές και ίσες με 1500 MW, τότε η ανταλλαγή ενέργειας μεταξύ των δύο χώρων περιορίζεται από τις τιμές αυτές. Επειδή ο υπολογισμός της μεταφορικής ικανότητας γίνεται ανεξάρτητα από το πρόγραμμα κατανομής των μονάδων παραγωγής, η ικανότητα μεταφοράς μεταξύ των συστημάτων περιορίζεται μόνο από τις τιμές NTC, όπως φαίνεται στην Εικόνα 9.

$$-NTC_{AB} \leq NP_{bz} \leq NTC_{AB}, \forall bz \in (A, B) \quad (2.4)$$

**Εικόνα 9: Υπολογισμός διμερούς ικανότητας μεταφοράς με βάση την καθαρή διασυνδετική ισχύ (NTC approach) στις δημοπρασίες**



Στο πλαίσιο του ίδιου παραδείγματος, ας εξετάσουμε την περίπτωση των έμμεσων δημοπρασιών, θεωρώντας δηλαδή ότι η αγοραπωλησία των δικαιωμάτων μεταφοράς ενέργειας

πραγματοποιείται ταυτόχρονα με την εκκαθάριση της αγοράς ηλεκτρισμού. Η μέγιστη μεταφορική ικανότητα μεταξύ των δύο ζωνών έχει υπολογισθεί και είναι δεδομένη και ίση με τα μεγέθη NTC.

Υποθέτουμε πως η κάθε επιμέρους αγορά έχει έναν αντιπροσωπευτικό παραγωγό, ο οποίος υποβάλει προσφορές  $G_A, G_B$  για την παραγωγή ενέργειας σε μια ενιαία τιμή  $B_A, B_B$  με μέγιστη δυναμικότητα  $C_A, C_B$ . Σε κάθε επιμέρους αγορά υπάρχει επίσης αντιπροσωπευτικός εκπρόσωπος φορτίου, ο οποίος υποβάλλει προσφορές για τη ζήτηση ενέργειας  $D_A, D_B$ . Για λόγους απλοποίησης του παραδείγματος θεωρούμε πως οι εκπρόσωποι φορτίου είναι ανελαστικοί ως προς τις τιμές ηλεκτρισμού. Επιπλέον, υποθέτουμε ότι οι δύο αυτές αγορές έχουν φυσικά σύνορα με άλλες αγορές, από τις οποίες μπορούν να εισάγουν  $IMP_{out}$  ή να εξάγουν  $EXP_{out}$  ηλεκτρική ενέργεια σε μία τιμή  $B_{imp,out}, B_{exp,out}$ . Τέλος, υποθέτουμε πως έχει γίνει σύζευξη των γειτονικών αγορών (A, B) και πως ο κοινός λειτουργός των δύο αυτών αγορών είναι υπεύθυνος για την ενιαία εκκαθάριση της αγοράς. Η σύζευξη τελείται ούτως ώστε να μεγιστοποιηθεί το κοινωνικό πλεόνασμα, το οποίο είναι ισοδύναμο με την ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής ενέργειας στο παρόν παράδειγμα (2.5), αφού υποθέσαμε ανελαστικότητα της ζήτησης προς την τιμή ηλεκτρισμού. Το πρόβλημα του λειτουργού της αγοράς μπορεί να διατυπωθεί ως εξής:

$$\text{Min}_{G_A, G_B, IMP_{out}, EXP_{out}} \sum_{bz=A}^A B_{bz} * G_{bz} + IMP_{out} * B_{imp,out} - EXP_{out} * B_{exp,out} \quad (2.5)$$

st.

$$G_{bz} + NP_{bz} = D_{bz} \quad \forall bz \in (A, B) \quad (2.6)$$

$$0 \leq G_{bz} \leq C_{bz} \quad \forall bz \in (A, B) \quad (2.7)$$

$$-NTC_{AB} \leq NP_{bz} \leq NTC_{AB} \quad \forall bz \in (A, B) \quad (2.8)$$

$$\sum_{bz=A}^B NP_{bz} + IMP_{out} - EXP_{out} = 0, \quad \forall IMP_{out}, EXP_{out} \geq 0 \quad (2.9)$$

Η εξίσωση 2.6 περιγράφει το ισοζύγιο της ενέργειας για την κάθε περιοχή και η εξίσωση 2.7 τον περιορισμό της μέγιστης ποσότητας προσφοράς για τον κάθε παραγωγό. Οι περιορισμοί μέγιστης μεταφορικής ικανότητας μεταξύ των δύο περιοχών περιγράφονται στην εξίσωση 2.8, ενώ η εξίσωση 2.9 αποτυπώνει το ισοζύγιο των ανταλλαγών ενέργειας. Δίνοντας αριθμητικές τιμές στο παραπάνω παράδειγμα, το πρόβλημα βελτιστοποίησης του λειτουργού, μπορεί να εκφραστεί με βάση τις παρακάτω εξισώσεις:

$$G_A + NP_A = 3000 \quad (2.10)$$

$$G_B + NP_B = 3000 \quad (2.11)$$

$$0 \leq G_A \leq 5000 \quad (2.12)$$

$$0 \leq G_B \leq 5000 \quad (2.13)$$

$$-1500 \leq NP_A \leq 1500 \quad (2.14)$$

$$-1500 \leq NP_B \leq 1500 \quad (2.15)$$

$$NP_A + NP_B + IMP_{out} - EXP_{out} = 0 \quad (2.16)$$

Προκειμένου να αντιληφθούμε πλήρως την επίδραση των εξισώσεων αυτών στο πρόβλημα κατανομής των δυναμικοτήτων παραγωγής, προχωρούμε με μια γραφική απεικόνιση των περιορισμών αυτών σε δύο διαστάσεις. Εφόσον το πρόβλημα του λειτουργού περιλαμβάνει άνω των δύο μεταβλητές ( $G_A, G_B, IMP_{out}, EXP_{out}$ ), είναι αναγκαία η μετατροπή των εξισώσεων 2.5-2.11 ούτως ώστε να αποτελούν εξισώσεις με μόνες μεταβλητές την καθαρή θέση της κάθε υπό-περιοχής.

$$(2.10) \Rightarrow G_A = 3000 - NP_A \Rightarrow^{(2.12)} \begin{cases} 3000 - NP_A \leq 5000 \\ 0 \leq 3000 - NP_A \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} -2000 \leq NP_A \\ NP_A \leq 3000 \end{cases} \quad (2.17)$$

$$(2.11) \Rightarrow G_B = 3000 - NP_B \Rightarrow^{(2.13)} \begin{cases} 3000 - NP_B \leq 5000 \\ 0 \leq 3000 - NP_B \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} -2000 \leq NP_B \\ NP_B \leq 3000 \end{cases} \quad (2.18)$$

$$(2.14) \Rightarrow -1500 \leq NP_A \quad (2.19)$$

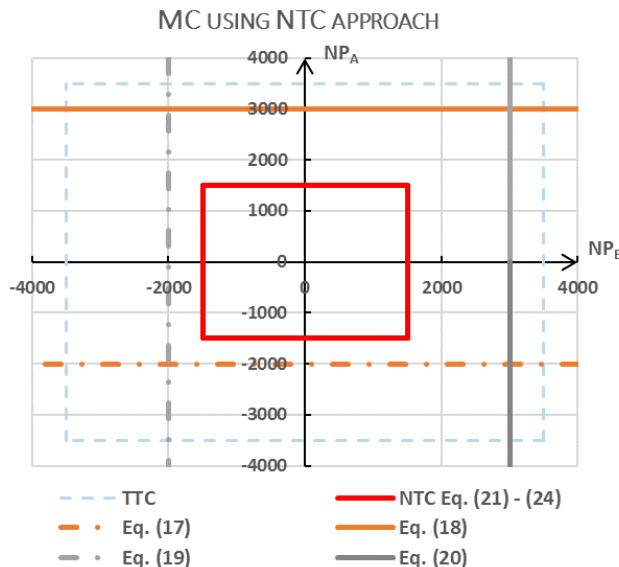
$$(2.14) \Rightarrow NP_A \leq 1500 \quad (2.20)$$

$$(2.15) \Rightarrow -1500 \leq NP_B \quad (2.21)$$

$$(2.15) \Rightarrow NP_B \leq 1500 \quad (2.22)$$

Παρατηρούμε πως η εξίσωση 2.16 περιλαμβάνει μόνο μεταβλητές και όχι παραμέτρους. Εφόσον οι ανταλλαγές με τις γειτονικές δεν έχουν κάποιο φυσικό περιορισμό, είναι επόμενο πως και το άθροισμα των καθαρών θέσεων των δύο περιοχών να μην περιορίζεται φυσικά. Η επιλογή της ποσότητας της ενέργειας, η οποία θα εισαχθεί ή θα εξαχθεί από τις περιοχές  $A, B$  προκύπτει από την οικονομικότητα των υποψηφίων λύσεων που είναι τεχνικά εφικτές. Η Εικόνα 10 αναπαριστά γραφικά τις εξισώσεις 2.17-2.24.

**Εικόνα 10: Γραφική απεικόνιση της σύζευξης δύο αγορών, λαμβάνοντας υπόψη τη μέθοδο NTC για τον προσδιορισμό των ανταλλαγών ενέργειας**



### 2.3.2 Υπολογισμός διμερούς ικανότητας μεταφοράς με βάση τη ροή ενέργειας (FB approach)

Όπως αναφέρθηκε στο κεφάλαιο 1.2 η φυσική ροή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω του ηλεκτρικού συστήματος υπακούει στους νόμους Φυσικής, οι οποίοι οφείλουν να περιορίζουν και τις εμπορικές ανταλλαγές ηλεκτρισμού μεταξύ περιοχών. Η μέθοδος υπολογισμού της διμερούς μεταφορικής ικανότητας με βάση τη ροή ενέργειας στο δίκτυο στοχεύει στο να συνδέσει την εμπορική ανταλλαγή ηλεκτρισμού με τις φυσικές ροές ηλεκτρισμού, που μπορούν να πραγματοποιηθούν μέσω του δικτύου. Σε αντιδιαστολή με τη μέθοδο NTC, η οποία δεν συσχετίζει το χρόνο υπολογισμού της ικανότητας μεταφοράς με το χρόνο επίλυσης της οργανωμένης αγοράς, η μέθοδος FB επιδιώκει τον κατά το δυνατόν συγχρονισμό του υπολογισμού της ικανότητας μεταφοράς με την αγορά. Τα μεγάλα περιθώρια ασφαλείας που επέβαλε η μέθοδος NTC ακριβώς γιατί ο χρόνος υπολογισμού απείχε από τον χρόνο επίλυσης της αγοράς, δεν χρειάζονται σε παρόμοια έκταση για τη μέθοδο FB, πράγμα που αποτελεί πλεονέκτημα γιατί αποδίδει μεγαλύτερη ικανότητα μεταφοράς προς χρήση στις αγορές συγκριτικά με τη μέθοδο NTC.

Όμως για να ληφθούν υπόψη με αξιοπιστία οι τεχνικοί περιορισμοί του δικτύου μεταφοράς από τις αγορές, είναι απαραίτητο να καταστρωθούν οι νόμους του Kirchhoff, που περιορίζουν τις ροές ηλεκτρισμού στο σύστημα, και να ενσωματωθούν στην επίλυση της αγοράς. Είναι απαραίτητη η πιστή αναπαράσταση του ηλεκτρικού δικτύου και των στοιχείων του (critical elements), προκειμένου να συνυπολογισθούν αξιόπιστα οι νόμοι του Kirchhoff στην επίλυση της αγοράς.

Μία σχετικά απλή μέθοδος είναι η αναπαράσταση του δικτύου και των ροών ηλεκτρισμού μέσω της γραμμικής έκφρασης των εξισώσεων της AC ροής φορτίου (δηλαδή σε DC ροή φορτίου), όπως αναλύεται στο [32]. Έχει το πλεονέκτημα οι περιορισμοί δικτύου να είναι γραμμικοί στις αγνώστους μεταβλητές και έτσι να μπορούν να ενσωματωθούν με ευχέρεια σε προγράμματα

γραμμικού προγραμματισμού και μεικτού ακεραίου προγραμματισμού, που χρησιμοποιεί η επίλυση της αγοράς, προκειμένου να μειωθούν οι υπολογιστικοί χρόνοι επίλυσης. Λόγω των απλουστεύσεων, τις οποίες θεωρεί αυτή η μεθοδολογία, δεν μπορούν να ληφθούν άμεσα υπόψη θέματα ευστάθειας και ελέγχου των τάσεων, αλλά μόνο έμμεσα μέσω της προσθήκης περιθωρίων ασφαλείας<sup>5</sup> στην δυναμικότητα των γραμμών. Η μαθηματική διατύπωση της προσέγγισης αυτής περιγράφεται από τις εξισώσεις 2.25-2.26.

$$RAM_i = K_i - F_i^{ref} - FAV_i - FRM_i \quad \forall i \quad (2.25)$$

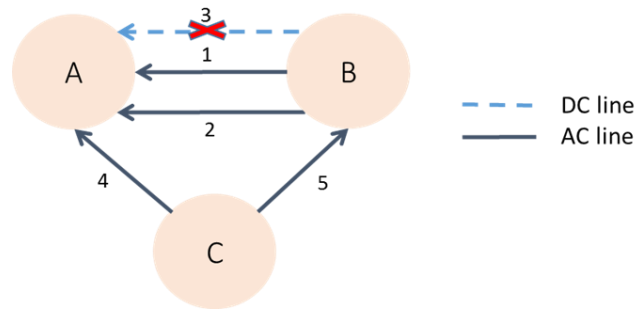
$$\sum_{bz} PTDF_{bz,i} * NP_{bz} \leq RAM_i \quad \forall i, bz \quad (2.26)$$

Το μέγεθος  $RAM_i$  (Remaining Availability Margin) είναι η διαθέσιμη ισχύ της γραμμής μεταφοράς για εμπορικές ανταλλαγές,  $K_i$  η θερμική ισχύς της γραμμής μεταφοράς και  $F_i^{ref}$  οι εκτιμώμενες φυσικές ροές στο δίκτυο όταν δεν υπάρχει καμία εμπορική ανταλλαγή ενέργειας μεταξύ των περιοχών. Τα περιθώρια ασφαλείας λαμβάνονται υπόψη μέσω των παραμέτρων  $FAV_i$  (Final Adjustment Value), που αναπαριστούν τα περιθώρια ασφαλείας που καθορίζονται από το διαχειριστή του συστήματος για περίπτωση ανάγκης διορθωτικών κινήσεων στις ροές και  $FRM_i$  (Flow Reliability Margin), που είναι το περιθώριο ασφαλείας με πιθανοτική έννοια, και το οποίο έχει σκοπό να αντιμετωπίσει τις αποκλίσεις μεταξύ αναμενόμενων (ως αποτέλεσμα της προσομοίωσης) και πραγματικών ροών στο δίκτυο, πράγμα που είναι αντίστοιχο με την παράμετρο  $TRM_{A,B}$  το οποίο χρησιμοποιεί η μέθοδος NTC. Από τη γραμμική έκφραση της ροής φορτίου προκύπτουν οι συντελεστές κατανομής μεταφοράς ισχύος (Power Transfer Distribution Factors) –  $PTDF_{bz,i}$ , οι οποίοι αναπαριστούν την κατανομή της ροής στις γραμμές μεταφοράς που οφείλεται σε μεταβολή της καθαρής θέσης κάποιου ζυγού στο δίκτυο.

Με σκοπό την πληρέστερη παρουσίαση της επίδρασης της μεθόδου αυτής στον υπολογισμό της ικανότητας μεταφοράς σε συζευγμένες αγορές, θα επεκτείνουμε το παράδειγμα που χρησιμοποιήθηκε για τη μέθοδο NTC. Ας υποθέσουμε πως οι αγορές  $A, B$  συνδέονται με φυσικά σύνορα με μια περιοχή  $C$ , στην οποία λειτουργεί αγορά ηλεκτρισμού ( $bz \in (A, B, C)$ ). Η αγορά αυτή έχει αντίστοιχα αντιπροσωπευτικό παραγωγό, ο οποίος υποβάλλει προσφορά  $G_C$  για την παραγωγή ενέργειας σε μια ενιαία τιμή  $B_C$  με μέγιστη δυναμικότητα προσφοράς  $C_C$ . Επιπρόσθετα έχει εκπρόσωπο φορτίου, ο οποίος υποβάλλει προσφορά για την ζήτηση ενέργειας  $D_C$  η οποία είναι ανελαστική ως προς τις τιμές ηλεκτρισμού. Η περιοχή  $C$  συνδέεται με τις περιοχές  $A, B$  με δύο γραμμές AC 4 και 5 θερμικής ισχύος  $K_4, K_5$ . Η τοπολογία του δικτύου παρουσιάζεται στην Εικόνα 11, στην οποία τα βέλη αναπαριστούν την κατεύθυνση της ροής που θεωρούμε ότι έχει θετικό πρόσημο. Για παράδειγμα η ροή στην γραμμή μεταφοράς 1 είναι θετική εάν η χώρα  $B$  εξάγει ηλεκτρισμό την χώρα  $A$ , ενώ αντίστροφα αρνητική. Για λόγους απλούστευσης θα εξετάσουμε μόνο τις γραμμές AC. Σε γραμμές DC, οι ροές ηλεκτρισμού θα μπορούν να ελεγχθούν πλήρως χωρίς να επηρεάζονται από τις υπόλοιπες ροές στο δίκτυο.

<sup>5</sup> Οι περιορισμοί αυτοί λαμβάνονται υπόψη μέσω μείωσης της διαθέσιμης ισχύος της γραμμής μεταφοράς που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για εμπορικές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας

Εικόνα 11: Τοπολογία ηλεκτρικού δικτύου για τις περιοχές A,B,C



Με τη χρήση της προσέγγισης των ροών φορτίου στο δίκτυο, η ροή ηλεκτρισμού στις γραμμές μεταφοράς γίνεται άγνωστη μεταβλητή, η οποία συμβολίζεται με  $F_i$ . Για την επίλυση των εξισώσεων της DC ροής φορτίου χρειάζεται να θεωρήσουμε έναν ζυγό, η περιοχή  $C$  στην περίπτωση μας, ως ζυγό αναφοράς, οποίος θα έχει μηδενικό PTDF. Με βάση την μέθοδο αυτή το πρόβλημα βελτιστοποίησης του λειτουργού των συζευγμένων αγορών  $A, B$  διατυπώνεται ως εξής:

$$\text{Min}_{G_{bz}, F_i, NP_{bz}} \sum_{bz=a}^c B_s \cdot G_s \quad (2.26)$$

st.

$$G_A + NP_A = D_A \quad \forall bz \in (A, B, C) \quad (2.27)$$

$$0 \leq G_{bz} \leq C_{bz} \quad \forall bz \in (A, B, C) \quad (2.28)$$

$$\sum_{bz=A}^c NP_{bz} = 0 \quad (2.29)$$

$$NP_C = -F_4 - F_5 \quad (2.30)$$

$$F_i = PTDF_{bz,i} * NP_{bz} \quad \forall bz \in (A, B), \quad \forall i \in (1,2,4,5) \quad (2.31)$$

$$-K_i \leq F_i \leq K_i \quad \forall i \in (1,2,3,4,5) \quad (2.32)$$

Η εξίσωση 2.26 αποτελεί την αντικειμενική συνάρτηση του λειτουργού της αγοράς, η οποία εφαρμόζει ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Η εξίσωση 2.27 αποτελεί το ισοζύγιο ηλεκτρικής ενέργειας. Η εξίσωση 2.28 περιγράφει τους περιορισμούς της μέγιστης προσφοράς για ηλεκτρική ενέργεια, ενώ οι εξισώσεις 2.29-2.32 τις εξισώσεις ροής φορτίου. Δίνοντας αριθμητικές τιμές στο παραπάνω παράδειγμα, το πρόβλημα βελτιστοποίησης του λειτουργού μπορεί να εκφραστεί με βάση τις παρακάτω εξισώσεις:

$$G_A + NP_A = 3000 \quad (2.33)$$

$$G_B + NP_B = 3000 \quad (2.34)$$

$$G_C + NP_C = 3000 \quad (2.35)$$

$$0 \leq G_A \leq 5000 \quad (2.36)$$

$$0 \leq G_B \leq 5000 \quad (2.37)$$

$$0 \leq G_C \leq 5000 \quad (2.38)$$

$$NP_A + NP_B + NP_C = 0 \quad (2.39)$$

$$NP_C = -F_4 - F_5 \quad (2.40)$$

$$F_1 = -30.4 * NP_A + 28.5 * NP_B \quad (2.41)$$

$$F_2 = 3.88 * NP_A + 10.74 * NP_B \quad (2.42)$$

$$F_4 = -4.85 * NP_A - 13.91 * NP_B \quad (2.43)$$

$$F_5 = -8.81 * NP_A + 10.07 * NP_B \quad (2.44)$$

$$-1000 \leq F_1 \leq 1000 \quad (2.45)$$

$$-1000 \leq F_2 \leq 1000 \quad (2.46)$$

$$-1500 \leq F_3 \leq 1500 \quad (2.47)$$

$$-1000 \leq F_4 \leq 1000 \quad (2.48)$$

$$-1000 \leq F_5 \leq 1000 \quad (2.49)$$

Επαναλαμβάνοντας την ίδια διαδικασία που χρησιμοποιήθηκε και προηγουμένως, για να απεικονίσουμε σε γράφημα το πρόβλημα του λειτουργού, θα πρέπει να μετατρέψουμε τις εξισώσεις 2.33-2.49 ώστε να περιλαμβάνουν μόνο τις μεταβλητές της καθαρής θέσης της κάθε περιοχής. Για συντομία παρουσιάζεται μόνο η μετατροπή της εξίσωσης 2.45.

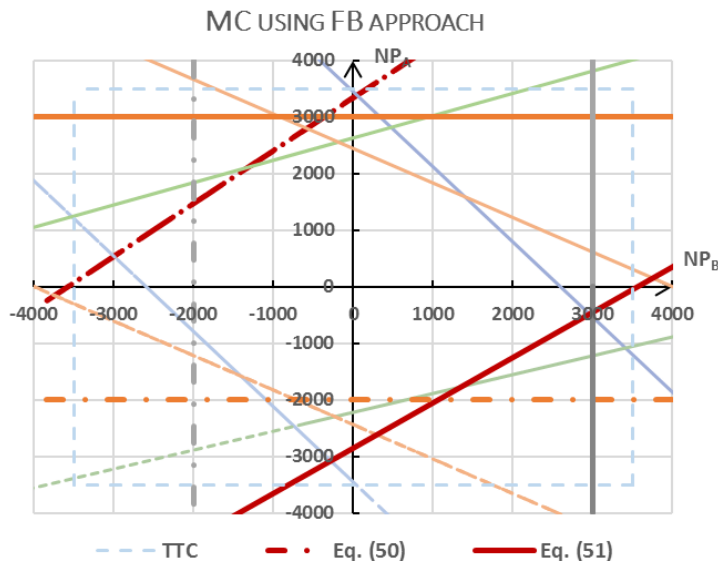
$$(2.45) \Rightarrow^{(2.41)} -1000 \leq -30.4 * NP_A + 28.5 * NP_B \leq 1000 \quad (2.50)$$

$$\Rightarrow \begin{cases} -1000 \leq -30.4 * NP_A + 28.5 * NP_B \\ -30.4 * NP_A + 28.5 * NP_B \leq 1000 \end{cases} \quad (2.51)$$

Η Εικόνα 12 αποτελεί τη γραφική απεικόνιση του προβλήματος της ανταλλαγής ενέργειας μεταξύ περιοχών με βάση τη μέθοδο ροής φορτίου. Παρατηρούμε πως οι περιορισμοί, που έχουν σχέση

με τις ροές στις γραμμές (π.χ. Εξ. 2.50, 2.51), εμφανίζονται ανά δύο, λόγω του ότι η ροή ενέργειας σε έναν αγωγό μπορεί να έχει δύο κατευθύνσεις.

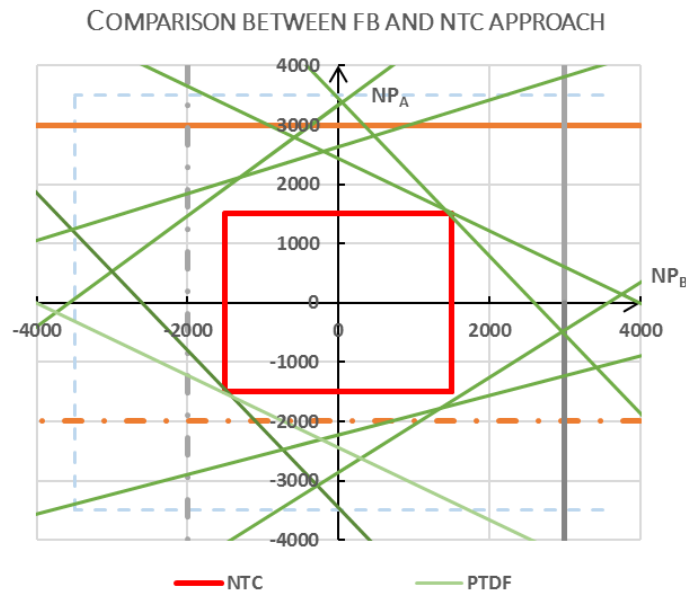
**Εικόνα 12-Γραφική απεικόνιση της σύζευξης δύο αγορών, λαμβάνοντας υπόψη την μέθοδο Flow-based για τον προσδιορισμό των περιορισμών στις ανταλλαγές ενέργειας**



Συγκρίνοντας τη μέθοδο Flow-based, με τη μέθοδο NTC, προκύπτει πως στην πρώτη μέθοδο οι ροές σε όλες τις γραμμές μεταφοράς επηρεάζουν την καθαρή θέση της κάθε περιοχής. Αντίθετα, στη μέθοδο NTC η ανταλλαγή ενέργειας σε ένα σύνορο αγνοεί τις υπόλοιπες ροές και τους νόμους του Kirchhoff, θεωρώντας πως οι ροές ενέργειας μπορούν πλήρως να ελεγχθούν. Στην Εικόνα 13 παρουσιάζεται γραφικά η σύγκριση των δύο προσεγγίσεων. Πρέπει να τονιστεί πως οι αριθμητικές τιμές του παραδείγματος δεν είναι ενδεικτικές. Συνεπώς, δεν ισχύει πάντα ότι ο υπολογισμός των ανταλλαγών ενέργειας με βάση τις ροές φορτίου, διευρύνει από μόνος του τη δυνατότητα ανταλλαγών (μεγαλύτερος χώρος εφικτών λύσεων), αλλά αυτό εξαρτάται από τα περιθώρια ασφαλείας που λαμβάνονται υπόψη σε κάθε προσέγγιση. Υπάρχει ωστόσο η πεποίθηση, πως λόγω του ότι στην περίπτωση του υπολογισμού των ανταλλαγών ενέργειας βάση ροών, υπάρχει καλή γνώση της κατάστασης των γραμμών μεταφοράς και πως ο υπολογισμός αυτός θα γίνεται κοντά στον πραγματικό χρόνο των αγορών και της λειτουργίας του συστήματος, θα υπάρχει μεγαλύτερη βεβαιότητα σχετικά με πιθανά σφάλματα. Αυτό θα αυξήσει το μέγεθος της ικανότητας των γραμμών μεταφοράς που τίθενται ως διαθέσιμες για εμπορικές συναλλαγές ενέργειας.



Εικόνα 13: Σύγκριση μεθόδου Flow-based με την μέθοδο NTC



### 2.3.3 Στρεβλώσεις στη χρήση των διασυνδέσεων

Από τα παραπάνω προκύπτει ότι από τη στιγμή που οι μέγιστες μεταφορικές ικανότητες υπολογίζονται ανεξάρτητα από την επίλυση της αγοράς και το πρόγραμμα κατανομής της κάθε περιοχής είναι επόμενο πως η μέγιστη δυνατότητα μεταφοράς ηλεκτρισμού μεταξύ των δύο περιοχών ενδέχεται να υποεκτιμηθεί σημαντικά. Σύμφωνα με μελέτες [33], [34], μια συνήθης πρακτική των διαχειριστών είναι η τεχνητή υποτίμηση της μέγιστης μεταφορικής ικανότητας διασύνδεσης, ώστε να αντιμετωπίσουν προβλήματα συμφόρησης του εσωτερικού δικτύου. Αυτό συμβαίνει και στις περιπτώσεις συστημάτων όπου εμφανίζονται ροές διαμετακόμισης (transit flow) ή παράλληλες ροές (loop flow) [35], δηλαδή μη προγραμματισμένες φυσικές ροές σε ένα σύστημα, είτε που δεν έχουν παραχθεί είτε πρόκειται να καταναλωθούν στο σύστημα αυτό και προκύπτουν λόγω μιας εμπορικής συναλλαγής μεταξύ εξωτερικών αγορών. Οι ροές αυτές έχουν οικονομικές αλλά και τεχνικές επιπτώσεις στο σύστημα όπως έχει μελετηθεί στη βιβλιογραφία [36], [37]. Οι διαχειριστές στις περιπτώσεις αυτές μειώνουν την μέγιστη μεταφορική ικανότητα, προκειμένου να αποφύγουν ενδεχόμενα κόστη εξισορρόπησης που οφείλονται στην επίδραση ενός εξωτερικού παράγοντα, δηλαδή την ισχυρή παρουσία των ρών διαμετακόμισης. Είναι εύλογο, ότι η τυχόν υποεκτίμηση της μέγιστης μεταφορικής ισχύος μπορεί να επιδράσει σημαντικά τη δυνατότητα διείσδυσης των ΑΠΕ, καθώς υποεκτιμάται η δυνατότητα εξισορρόπησης, την οποία μπορούν να παρέχουν οι διασυνδέσεις και η οποία μπορεί να συνεισφέρει σημαντικά στην ευελιξία του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής, όπως θα αναλυθεί και στη συνέχεια.

### 3 ΜΕΤΡΗΣΗ ΤΗΣ ΕΥΕΛΙΞΙΑΣ

---

#### 3.1 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΚΗ ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ

Η απουσία ενός καθολικά συμφωνημένου ορισμού της «ευελιξίας» έχει δημιουργήσει δυσκολίες στον προσδιορισμό του επιπέδου της ευελιξίας ενός συστήματος και στον υπολογισμό των αναγκών για ευελιξία. Η υπάρχουσα βιβλιογραφία περιλαμβάνει ένα μεγάλο εύρος διαφορετικών προσεγγίσεων και μεθοδολογιών υπολογισμού της ευελιξίας, η κάθε μια από τις οποίες βασίζεται στο πως ορίζει ο κάθε ερευνητής την έννοια της ευελιξίας. Οι Kondziella και Bruckner [38], οι Villar et al. [39] και οι Mohandes et al. [40] παρουσιάζουν μια αναλυτική ανασκόπηση των διαφόρων προσεγγίσεων, που συναντώνται στην βιβλιογραφία.

Οι υπάρχουσες μεθοδολογίες μπορούν να διακριθούν σε δύο βασικές κατηγορίες ανάλογα με την οπτική, με βάση την οποία εξετάζεται το σύστημα. Η πρώτη οπτική σχετίζεται με την επάρκεια της ευελιξίας στο σύστημα σε μια πιο μακροπρόθεσμη διάσταση (long-term system planning). Οι μεθοδολογίες που ανήκουν σε αυτήν την κατηγορία, συνήθως χρησιμοποιούν στοχαστικές μετρήσεις, προκειμένου να λάβουν υπόψη πιθανοτικά τις διάφορες καταστάσεις του συστήματος, έχοντας ως στόχο να ποσοτικοποιήσουν την πιθανότητα ανεπαρκούς κάλυψης των αναγκών ευελιξίας. Η δεύτερη οπτική αφορά τη μέτρηση της διαθέσιμης ευελιξίας σε πραγματικό χρόνο (operational planning of system). Οι μεθοδολογίες αυτής της κατηγορίας, εξετάζουν ποια είναι η βέλτιστη κατανομή των μονάδων, προκειμένου να καλύπτεται η ζήτηση ηλεκτρισμού του συστήματος και ταυτόχρονα να παρέχεται η απαιτούμενη ευελιξία στο σύστημα με βέλτιστο τρόπο, δεδομένων των περιορισμών του συστήματος και των μονάδων.

Στην πρώτη κατηγορία μεθοδολογιών μέτρησης της ευελιξίας ενός συστήματος ανήκει η προσέγγιση των Lannoye et al. [41]. Οι συγγραφείς προτείνουν τη χρήση πιθανοτικών δεικτών για τη μέτρηση της ευελιξίας, οι οποίοι βασίζονται στην παραδοσιακή μεθοδολογία LOLP (Loss of Load Probability), που χρησιμοποιείται εδώ και χρόνια στις μελέτες επάρκειας των ηλεκτρικών συστημάτων [42]. Η μεθοδολογία των Lannoye et al. εκκινά με τον υπολογισμό της διαθέσιμης ισχύος για αυξομείωση φορτίου (Effective Ramping Capability – ERC), η οποία υπολογίζεται σε ευθεία αναλογία με την διαθέσιμη ισχύ για την κάλυψη του φορτίου (Effective Load Carrying Capacity – ELCC). Ο υπολογισμός αυτός χρησιμοποιείται ως ένας δείκτης ποσοτικοποίησης της μέγιστης συνεισφοράς της κάθε μονάδας στην αύξηση ή μείωση του φορτίου της, προς μια κατεύθυνση, για ένα συγκεκριμένο χρονικό διάστημα. Στη συνέχεια οι συγγραφείς υπολογίζουν μέσω συνέλιξης για τις προς τα άνω και προς τα κάτω διακυμάνσεις της καθαρής ζήτησης, την πιθανότητα μη επαρκούς κάλυψης της αυξομείωσης φορτίου (Insufficient Ramping Resource Probability – IRRP), η οποία είναι ανάλογη με την πιθανότητα της μη κάλυψης φορτίου (Loss of Load Probability – LOLP) της μεθοδολογίας LOLP.

Διατηρώντας την ίδια οπτική, δηλαδή αυτή της επάρκειας του συστήματος, οι Ma et al. [43],[44] προτείνουν τη χρήση ενός απλού δείκτη μέτρησης της ευελιξίας. Ο δείκτης αυτός υπολογίζεται μέσω της διαίρεσης του μέγιστο ρυθμό ανόδου και καθόδου της φόρτισης της κάθε μονάδας προς την ονομαστική της ισχύ. Στη συνέχεια, μέσω αυτών των δεικτών (ένας για την κάθε μονάδα), υπολογίζεται ένας συνολικός δείκτης ευελιξίας του συστήματος, ως ο σταθμισμένος –

ως προς την εγκατεστημένη ισχύ της κάθε μονάδας - μέσος όρος των επιμέρους δεικτών όλων των μονάδων του συστήματος. Οι συγγραφείς αναφέρουν πως αυτός ο δείκτης αξιολόγησης δεν λαμβάνει υπόψη το πρόγραμμα κατανομής των μονάδων και τους τεχνικούς περιορισμούς σχετικά με την κυκλική λειτουργία. Ωστόσο, η προσέγγιση αυτή αδυνατεί να συμπεριλάβει μονάδες, οι οποίες έχουν ενεργειακούς περιορισμούς (π.χ. συστήματα αποθήκευσης ενέργειας, απόκρισης της ζήτησης κ.α.) και οι οποίες δύνανται να συνεισφέρουν σημαντικά στην απαιτούμενη ευελιξία του συστήματος.

Μεγάλο ενδιαφέρον παρουσιάζει η προσέγγιση των Makarou et al. [45], η οποία αποτελεί και ένα παράδειγμα του τρόπου με τον οποίον η δυνατότητα παροχής βραχυπρόθεσμης και πολύωρης ευελιξίας της κάθε μονάδας αλληλοεπηρεάζονται. Οι συγγραφείς χρησιμοποιούν τρεις δείκτες για τη μέτρηση της ευελιξίας σε κάθε χρονική στιγμή, το επίπεδο φορτίου  $p$  (MW), το ρυθμό αυξομείωσης του  $p$  (MW/min) και τη διάρκεια της αυξομείωσης  $\delta$  (min). Λαμβάνοντας υπόψη τις τριάδες αυτών των παραμέτρων χρησιμοποιούν τη μέθοδο του κινούμενου παραθύρου ("swinging window"). Σύμφωνα με τη μέθοδο αυτή, η κάθε χρονική στιγμή αναπαριστά το σταθερό επίπεδο ενός παραθύρου που κινείται, ενώ οι τρεις παράμετροι για την προηγούμενη και την επόμενη χρονική στιγμή, λαμβάνοντας υπόψη ένα σταθερό χρονικό διάστημα (π.χ. πέντε λεπτά), αποτελούν τα όρια της κίνησης του παραθύρου. Επί της ουσίας, οι συγγραφείς μέσω της μέτρησης αυτής ποσοτικοποιούν το πώς η ανάγκη για αυξομείωση μεταξύ χρονικών διαστημάτων επηρεάζει τις ανάγκες για την ενεργοποίηση των εφεδρειών.

Οι Ulbig και Andersson [23] βασιζόμενοι στην ιδέα των Makarou et al. αναδιατυπώνουν τις τρεις παραμέτρους, που χαρακτηρίζουν την ευελιξία, αντικαθιστώντας το ρυθμό αυξομείωσης του φορτίου  $p$  (MW/min) με την ενέργεια  $\varepsilon$  (MWh), προκειμένου να ενσωματωθούν και οι περιορισμοί ενέργειας, στους οποίους υπόκεινται ορισμένες μονάδες (όπως οι μονάδες αποθήκευσης ενέργειας). Στη συνέχεια οι συγγραφείς υπολογίζουν ένα δείκτη ευελιξίας για κάθε μονάδα και αθροίζοντας τους δείκτες αυτούς μεταξύ τους μέσω της άθροισης κατά Minkowski, υπολογίζουν ένα συνολικό δείκτη ευελιξίας του συστήματος.

Παρόμοια προσέγγιση ακολουθούν και οι Nosair και Bouffard [46],[47],[48], οι οποίοι χρησιμοποιούν αντίστοιχους δείκτες για τον υπολογισμό της ευελιξίας, δίνοντας έμφαση στο ότι η ευελιξία πρέπει να εξετάζεται από τη σκοπιά της ενέργειας και όχι της ισχύος. Επίσης οι συγγραφείς παρατηρούν πως η διαθέσιμη ευελιξία, που μπορεί να καλυφθεί σε μια μεταγενέστερη ή προγενέστερη χρονική στιγμή, φράσσεται από τις τρεις παραμέτρους, οι οποίες δημιουργούν το σχήμα ενός φάκελου (flexibility envelopes), που περιλαμβάνει τα διαφορετικά επίπεδα ευελιξίας, τα οποία μπορούν να καλυφθούν από τις διαθέσιμες πηγές ευελιξίας του συστήματος.

Μία διαφορετική προσέγγιση, η οποία έχει στόχο τον υπολογισμό ενός δείκτη υπολογισμού της ευελιξίας της κάθε τεχνολογίας αναπτύσσεται από τους Oree and Hasses [49]. Η μεθοδολογία αυτή αναπτύσσεται με σκοπό να κατατάξει τις διαφορετικές τεχνολογίες ανάλογα με την δυνατότητα ευελιξίας που μπορούν αυτές να προσφέρουν στο σύστημα, προκειμένου οι επενδυτές αλλά και οι διαχειριστές του συστήματος να μπορούν να αξιολογήσουν αντίστοιχα την σημασία της κάθε επένδυσης. Οι συγγραφείς βασίζονται στα βασικότερα τεχνικά χαρακτηριστικά λειτουργίας, τα οποία καθορίζουν την ευελιξία της κάθε τεχνολογίας (π.χ. οι ελάχιστοι χρόνοι κράτησης και συγχρονισμού, ο μέγιστος ρυθμός αυξομείωσης φορτίου κ.α.).

Ωστόσο η προσέγγιση αυτή, παρά την αξία που μπορεί να προσφέρει στους επενδυτές μονάδων ηλεκτροπαραγωγής δεν περιλαμβάνει τις μονάδες αποθήκευσης ενέργειας, αλλά και μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, όπως τα υδροηλεκτρικά, η λειτουργία των οποίων καθορίζεται και από ενεργειακούς περιορισμούς.

## 3.2 ΠΡΟΤΕΙΝΟΜΕΝΗ ΜΕΤΡΗΣΗ

### 3.2.1 Μέτρηση βραχυπρόθεσμης ευελιξίας

Ως βραχυπρόθεσμη ευελιξία μπορούμε να ορίσουμε τις αποκλίσεις προς τα πάνω και προς τα κάτω, οι οποίες εμφανίζονται μεταξύ του προ-ημερήσιου ενεργειακού προγραμματισμού και της λειτουργίας σε πραγματικό χρόνο και οι οποίες λαμβάνουν χώρα σε μια περίοδο κατανομής (π.χ. δεκαπέντε λεπτά, μισή ή μία ώρα). Οι αποκλίσεις αυτές μπορεί να οφείλονται σε σφάλματα πρόβλεψης των μετεωρολογικών συνθηκών, σε απρόβλεπτες διακυμάνσεις της ζήτησης και σε μη προγραμματισμένες βλάβες μονάδων ή γραμμών μεταφοράς. Μια επιπρόσθετη πηγή αποκλίσεων αποτελεί ένα πρόγραμμα κατανομής, το οποίο προκύπτει από μια καθαρά ενεργειακή αγορά (pure energy only market), στην οποία δε λαμβάνονται υπόψη οι τεχνικοί περιορισμοί του συστήματος (εφεδρείες) αλλά και οι πλήρεις τεχνικοί περιορισμοί των μονάδων. Δεν θεωρούμε πως οι αποκλίσεις αυτές είναι εγγενές χαρακτηριστικό μιας καθαρά ενεργειακής αγοράς, αλλά οφείλονται σε ατέλειες στη λειτουργία τους. Σε μια καθαρά ενεργειακή αγορά, η οποία θα λειτουργεί βέλτιστα, οι συμμετέχοντες θα προεξοφλούν την τήρηση των τεχνικών περιορισμών μέσω της υποβολής των κατάλληλων προσφορών, ούτως ώστε να ελαχιστοποιήσουν την έκθεση τους σε κόστη ανακατανομής των μονάδων.

Οι υπηρεσίες που παρέχει η βραχυπρόθεσμη ευελιξία, καλύπτονται στα σημερινά συστήματα από τις στρεφόμενες εφεδρείες (κυρίως τη δευτερεύουσα εφεδρεία). Οι στρεφόμενες εφεδρείες ενεργοποιούνται προκειμένου να εκτελεστούν διορθώσεις στο πρόγραμμα κατανομής, λαμβάνοντας υπόψη τις πιο ακριβείς προβλέψεις για το επίπεδο φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ, όπως αναφέρει και ο ENTSO-E [50]. Σε ένα σύστημα με μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ, ιδιαίτερα αιολικών σταθμών των οποίων η παραγωγή εμφανίζει μεγάλη στοχαστικότητα, η ανάγκη για βραχυπρόθεσμη ευελιξία μπορεί να ξεπεράσει το ελάχιστο απαιτούμενο επίπεδο εφεδρειών, όπως υπολογίζεται παραδοσιακά από το Διαχειριστή του Συστήματος. Όπως αναφέρθηκε στο κεφάλαιο 1.2, ο ηλεκτρισμός μετριέται σε επίπεδο συστήματος στο σημείο παραγωγής και στο σημείο κατανάλωσης του, χωρίς να μπορούμε να ανιχνεύσουμε τη φυσική πορεία που ακολουθεί. Λόγω αυτού δεν είναι δυνατόν να καθοριστεί με έναν μαθηματικά διατυπωμένο τρόπο, ο λόγος για τον οποίο παρέχει μια μονάδα ευελιξία, δηλαδή εάν η ευελιξία που παρέχει μια μονάδα στο σύστημα, θα χρησιμοποιηθεί για την κάλυψη αποκλίσεων, που παραδοσιακά συμβαίνουν στα συστήματα ηλεκτροπαραγωγής (π.χ. βλάβη μιας μονάδας) ή αν θα καλύψει την ευελιξία που απαιτείται σε ένα σύστημα με μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ. Για το λόγο αυτό, η μέτρηση της βραχυπρόθεσμης ευελιξίας που χρησιμοποιείται στην παρούσα διατριβή, αφορά την κάλυψη όλων των αποκλίσεων, ανεξαρτήτως αιτίας.

Θεωρούμε πως η επιλογή των πόρων που θα παρέχουν τη βραχυπρόθεσμη ευελιξία τελείται στο πλαίσιο μιας ενδοημερήσιας αγοράς με βέλτιστο τρόπο, λαμβάνοντας υπόψη τους τεχνικούς περιορισμούς και το πρόγραμμα κατανομής της προ-ημερήσιας αγοράς. Προκειμένου να

υπολογίσουμε τη ζήτηση για βραχυπρόθεσμη εφεδρεία συγκρίνουμε το προ-ημερήσιο πρόγραμμα κατανομής, το οποίο υπόκειται σε αβεβαιότητες (σφάλματα πρόβλεψης, διαθεσιμότητα μονάδων και γραμμών μεταφοράς), με ένα πρόγραμμα κατανομής στο οποίο θεωρούμε πως υπάρχει τέλεια πρόβλεψη για όλους τους παράγοντες αβεβαιότητας. Αυτό το πρόγραμμα κατανομής σέβεται όλους τους τεχνικούς περιορισμούς των μονάδων και του συστήματος και επί της ουσίας προσομοιώνει την λειτουργία του συστήματος σε πραγματικό χρόνο, στην περίπτωση που υπήρχε η τέλεια πληροφόρηση εκ των προτέρων για το επίπεδο των σφαλμάτων.

Ορίζουμε ως  $L_h^{DA}$  το επίπεδο ζήτησης φορτίου, όπως προβλέπεται στην προ-ημερήσια αγορά, για κάθε περίοδο κατανομής  $h$ ,  $Q_{p,h}^{DA}$  το επίπεδο παραγωγής των μονάδων  $p$ , και  $NI_h^{DA}$  τις καθαρές εισαγωγές (εισαγωγές μείον εξαγωγές), τα οποία προκύπτουν ως αποτέλεσμα του προ-ημερήσιου προγράμματος. Οι μονάδες διακρίνονται σε δύο κατηγορίες ανάλογα με τη δυνατότητα προγραμματισμού ή μη της παραγωγής τους. Στην πρώτη περίπτωση  $d$  (dispatchable) ανήκουν οι μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής, δηλαδή οι θερμικοί και πυρηνικοί σταθμοί, καθώς οι μεγάλοι υδροηλεκτρικοί (Υ/Η) σταθμοί με ταμιευτήρα ή άλλες ΑΠΕ ελεγχόμενες παραγωγής (π.χ. μεγάλες μονάδες βιομάζας). Στη δεύτερη περίπτωση  $nd$  (non-dispatchable) ανήκουν οι ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής, δηλαδή οι αιολικοί και φωτοβολταϊκοί σταθμοί, τα μικρά υδροηλεκτρικά χωρίς ταμιευτήρα, άλλες μονάδες μεταβλητών ΑΠΕ (π.χ. μονάδες βασισμένες στην κυματική ενέργεια), καθώς και μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας<sup>6</sup>, οι οποίες έχουν προτεραιότητα ένταξης.

Έπειτα από την κατάρτιση του προ-ημερήσιου προγράμματος λαμβάνουν χώρα τυχαία γεγονότα (σφάλματα πρόβλεψης και άλλες αστοχίες του συστήματος), τα οποία και απαιτούν την τροποποίηση του προγράμματος. Ορίζουμε ως  $L_h^{RT}$  το επίπεδο ζήτησης φορτίου,  $Q_{p,h}^{RT}$  το επίπεδο παραγωγής των μονάδων και  $NI_h^{RT}$  τις καθαρές εισαγωγές (εισαγωγές μείον εξαγωγές), τα οποία προκύπτουν ως αποτελέσματα ενός «ιδανικού» προγράμματος κατανομής, το οποίο σέβεται όλους τους περιορισμούς που θα προκύψουν στη λειτουργία του συστήματος σε πραγματικό χρόνο και παράλληλα προβλέπει τα επίπεδα ζήτησης και παραγωγής από ΑΠΕ, καθώς και της μη διαθεσιμότητας μονάδων και γραμμών μεταφοράς. Οι παράγοντες αυτοί δημιουργούν ζήτηση για βραχυπρόθεσμη ευελιξία  $SFD_h^{FE}$ , η οποία υπολογίζεται σύμφωνα με την εξίσωση (3.1) και λαμβάνει θετικές και αρνητικές τιμές, υποδηλώνοντας την υπερεκτίμηση ή υποεκτίμηση του επιπέδου της καθαρής ζήτησης.

---

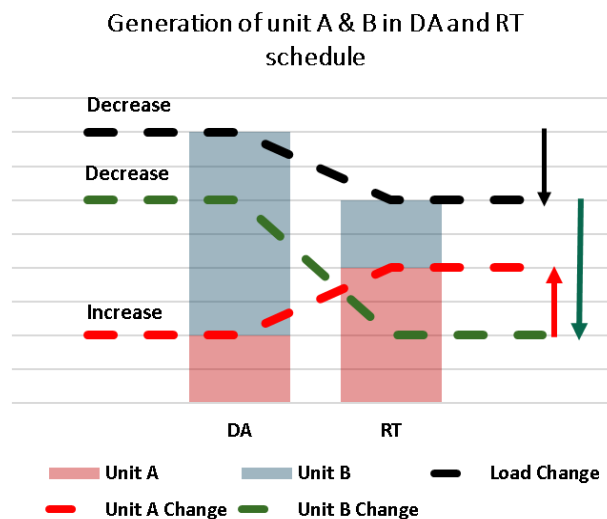
<sup>6</sup> Οι μονάδες αυτές είναι είτε βιομηχανικές μονάδες ή μονάδες, που προσφέρουν αποκλειστικά τηλεθέρμανση. Και στις δύο αυτές κατηγορίες ο κύριος σκοπός λειτουργία τους είναι η παραγωγή ατμού, ενώ η παραγωγή ηλεκτρισμού αποτελεί δευτερεύον προϊόν. Λόγω αυτού οι μονάδες αυτές εντάσσονται υποχρεωτικά στο πρόγραμμα κατανομής των μονάδων παραγωγής. Ωστόσο οι μονάδες αυτές έχουν τη δυνατότητα παροχής ευελιξίας ως ένα βαθμό μέσω της δυνατότητας λειτουργίας σε διαφορετικούς λόγους επιπέδου παραγωγής ατμού και ηλεκτρισμού (power to heat ratio), όπως μελετάται και από τους Kakaras et al. [67] και τους Navarro et al. [122]. Μέσω αυτής της δυνατότητας μπορούν να μεταβάλλουν το επίπεδο παραγωγής ηλεκτρισμού διατηρώντας σταθερή τη παραγωγή ατμού. Η δυνατότητα αυτή λαμβάνεται υπόψη στην αριθμητική προσομοίωση της παρούσας διατριβής, καθώς το μοντέλο επέκτασης και λειτουργίας του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος ενσωματώνει τον τομέα παραγωγής ατμού και θέρμανσης, καθώς και τους τεχνικούς περιορισμούς λειτουργίας των μονάδων συμπαραγωγής, όπως αναλύεται στο κεφάλαιο 5.

$$SFD_h^{FE} = L_h^{RT} - L_h^{DA} - \sum_{p \in nd} Q_{p,h}^{RT} - Q_{p,h}^{DA} - (NI_h^{RT} - NI_h^{DA}) \quad \forall h \quad (3.1)$$

Πέραν από τους παράγοντες αυτούς, είναι πιθανό ορισμένοι τεχνικοί περιορισμοί των μονάδων και του συστήματος να μην πληρούνται στο προ-ημερήσιο πρόγραμμα λόγω των σφαλμάτων πρόβλεψης ή λόγω ενός προγράμματος τέτοιου, το οποίο δεν σέβεται απόλυτα τους περιορισμούς αυτούς, όπως αναφέρθηκε παραπάνω. Προκειμένου να αναγνωρίσουμε αυτές τις περιπτώσεις χρησιμοποιούμε έναν εμπειρικό (λογικό) κανόνα. Εάν σε μία περίοδο κατανομής η βραχυπρόθεσμη (εντός της ώρας) ευελιξία απαιτεί τη μεταβολή των μονάδων προς μια κατεύθυνση, είναι λογικό πως οι διαθέσιμες μονάδες για παροχή ευελιξίας θα μεταβάλλουν την παραγωγή τους προς την ίδια κατεύθυνση. Αντίθετα, εάν κάποιες μονάδες μεταβάλλουν την παραγωγή τους προς την αντίθετη κατεύθυνση, αυτό συνεπάγεται πως υπάρχουν τεχνικοί λόγοι, οι οποίοι δεν επιτρέπουν στη μονάδα αυτή να παρέχει βραχυπρόθεσμη ευελιξία.

Η Εικόνα 14 παρουσιάζει τη διαφορά του επιπέδου παραγωγής (φόρτισης) δύο μονάδων παραγωγής ηλεκτρισμού σε ένα σύστημα, μεταξύ του προ-ημερήσιου προγράμματος και της λειτουργίας σε πραγματικό χρόνο. Η εικόνα απεικονίζει μια περίπτωση, κατά την οποία η πρόβλεψη της ζήτησης στο προ-ημερήσιο πρόγραμμα υπερεκτιμήθηκε σε σχέση με το επίπεδο της ζήτησης σε πραγματικό χρόνο. Παρόλο που η συνολική φόρτιση των μονάδων, όπως αυτή υπολογίστηκε στο προημερήσιο πρόγραμμα κατανομής πρέπει να μειωθεί, προκειμένου να ισορροπήσει τη μικρότερη, στον πραγματικό χρόνο, ζήτηση παρατηρούμε ότι οι δύο μονάδες του παραδείγματος (μονάδα A και B) συμπεριφέρονται διαφορετικά.

**Εικόνα 14: Παράδειγμα επίδρασης των μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής στη μείωση (μονάδα B) ή αύξηση (μονάδα A) των αναγκών για βραχυπρόθεσμη ευελιξία**



Η μονάδα A αντί να μειώσει την παραγωγή της την αυξάνει, αναγκάζοντας έτσι τη μονάδα B να μειώσει ακόμη περισσότερο την παραγωγή της, προκειμένου η συνολική παραγωγή να ισορροπήσει με τη ζήτηση σε πραγματικό χρόνο. Σε αυτή την περίπτωση η μονάδα A αναγκάστηκε να αυξήσει την παραγωγή της, προκειμένου να καλύψει τους περιορισμούς της ίδιας ή και του συστήματος. Μπορεί, για παράδειγμα, το επίπεδο στο οποίο είχε προγραμματιστεί να λειτουργήσει η μονάδα A στην προ-ημερήσια αγορά να ήταν κάτω από το

τεχνικό ελάχιστο επίπεδο παραγωγή της άρα στη λειτουργία του πραγματικού χρόνου πρέπει να αυξηθεί η παραγωγή της. Ένας άλλος λόγος θα μπορούσε να είναι το γεγονός πως η μονάδα A πρέπει να παρέχει εφεδρεία προς τα κάτω άρα πρέπει να αυξήσει την παραγωγή της προκειμένου να την παρέχει. Ανεξαρτήτως αιτίας, θεωρούμε πως η μονάδα B παρέχει στο σύστημα βραχυπρόθεσμη ευελιξία, ενώ η μονάδα A αυξάνει τις ανάγκες του συστήματος για ευελιξία και συνεπώς δεν δύναται να συνεισφέρει σε ευελιξία.

Στη λογική της παραπάνω ανάλυσης, χρησιμοποιούμε ως κανόνα την κατεύθυνση (προς τα πάνω ή προς τα κάτω) της απαιτούμενης βραχυπρόθεσμης ευελιξίας  $SFD_h^{FE}$ , για κάθε περίοδο κατανομής  $h$ , προκειμένου να καθορίσουμε αφενός ποιες μονάδες δύναται να παρέχουν ευελιξία  $sf$ , και αφετέρου εκείνες που λόγω των τεχνικών περιορισμών αυξάνουν την ανάγκη για ευελιξία  $nsf$  - εξίσωση 3.2.

$$SFD_{p,h}^P = \begin{cases} Q_{p,h}^{RT} - Q_{p,h}^{DA}, & \text{εάν } (Q_{p,h}^{RT} - Q_{p,h}^{DA}) * SFD_h^{FE} < 0 \\ 0, & \text{αλλιώς} \end{cases} \quad \forall p \in d \quad (3.2)$$

Η συνολική ζήτηση για βραχυπρόθεσμη ευελιξία  $SFD_h$  υπολογίζεται ως το άθροισμα των εξισώσεων 3.1 και 3.2, όπως παρουσιάζεται στην εξίσωση 3.3.

$$SFD_h = SFD_h^{FE} + \sum_{p \in d} SFD_{p,h}^P \quad \forall h \quad (3.3)$$

Η ζήτηση για βραχυπρόθεσμη ευελιξία θεωρούμε ότι αποτελεί αντικείμενο της ενδομερήσιας αγοράς ή αγοράς εξισορρόπησης, στην οποία συμμετέχουν οι μονάδες που δύναται να παρέχουν βραχυπρόθεσμη ευελιξία. Οι μονάδες αυτές μπορούν να παρέχουν βραχυπρόθεσμη ευελιξία προς τα πάνω ή προς τα κάτω ανάλογα με την κατεύθυνση<sup>7</sup> της ζήτησης για ευελιξία. Η συνεισφορά της κάθε μονάδας σε βραχυπρόθεσμη ευελιξία περιορίζεται από το προ-ημερήσιο πρόγραμμα κατανομής, αλλά και από τα τεχνικά χαρακτηριστικά της. Λόγω της υπόθεσης ότι η συνεισφορά της κάθε μονάδας σε βραχυπρόθεσμη ευελιξία υπολογίζεται ως αποτέλεσμα της ενδομερήσιας αγοράς, η οποία αποτελεί ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης, δεν είναι δυνατή η περιγραφή της παρεχόμενης ευελιξίας μέσω μιας εξίσωσης. Οι εξισώσεις 3.4 και 3.5 αναπαριστούν ένα άνω όριο της μέγιστης συνεισφοράς σε βραχυπρόθεσμη ευελιξία προς τα πάνω ( $SFS_{p,h}^{up}$ ) και προς τα κάτω ( $SFS_{p,h}^{dn}$ ), στις οποίες λαμβάνονται υπόψη οι τεχνικοί περιορισμοί της μέγιστης εγκατεστημένης ισχύος  $K_p$ , του τεχνικού ελάχιστου επιπέδου παραγωγής  $M_p$ , του μέγιστου ρυθμού αυξομείωσης  $R_p$  και της δεσμευμένης ισχύος για λόγους εφεδρείας ( $A_p^{up}$ ,  $A_p^{dn}$ ) προς τα πάνω και προς τα κάτω αντίστοιχα.

$$SFS_{p,h}^{up} = \begin{cases} \min(K_p - Q_p^{DA} - A_p^{up}, 60 * R_p), & \text{εάν } Q_p^{DA} > M_p \\ 0, & \text{αλλιώς} \end{cases} \quad \forall h, p \in sf \quad (3.4)$$

$$SFS_{p,h}^{dn} = \begin{cases} \min(Q_p^{DA} - M_p - A_p^{dn}, 60 * R_p), & \text{εάν } Q_p^{DA} > M_p \\ 0, & \text{αλλιώς} \end{cases} \quad \forall h, p \in sf \quad (3.5)$$

<sup>7</sup> Θεωρούμε πως η ανάγκη για βραχυπρόθεσμη ευελιξία έχει μια κατεύθυνση σε κάθε περίοδο κατανομής.

Για λόγους απλούστευσης στις παραπάνω εξισώσεις δεν λαμβάνονται υπόψη οι περιορισμοί κυκλικής λειτουργίας των μονάδων, οι οποίοι ωστόσο ενδέχεται να περιορίζουν την δυνατότητα παροχής βραχυπρόθεσμης ευελιξίας. Μια πιο πλήρης περιγραφή της μέτρησης της βραχυπρόθεσμης ευελιξίας μέσω της προσομοίωσης της ενδομερησίας αγοράς περιγράφεται σε επόμενο κεφάλαιο (6.2.2.6), στην οποία περιλαμβάνονται και οι τεχνικοί περιορισμοί κυκλικής λειτουργίας.

### 3.2.2 Μέτρηση πολύωρης ευελιξίας

Σύμφωνα και με τον ορισμό της πολύωρης ευελιξίας (κεφάλαιο 1.5), ο τύπος αυτός ευελιξίας αναφέρεται στις προβλέψιμες διακυμάνσεις τόσο της ζήτησης, όσο και της παραγωγής, είτε προς τα πάνω είτε προς τα κάτω μεταξύ διαδοχικών ωρών, οι οποίες παρατηρούνται στη λειτουργία του συστήματος. Θεωρούμε πως η πρόβλεψη της ζήτησης και της παραγωγής από μεταβλητές ΑΠΕ είναι τέλεια, καθώς η επίδραση των σφαλμάτων πρόβλεψης στις ανάγκες ευελιξίας του συστήματος λαμβάνεται υπόψη στη μέτρηση της βραχυπρόθεσμης ευελιξίας. Ακόμη και χωρίς την επίδραση των σφαλμάτων πρόβλεψης, το σύστημα έχει ανάγκη τη διαθεσιμότητα ευέλικτων πόρων, προκειμένου να καλύψει τις ανάγκες εξισορρόπησης μεταξύ της καθαρής ζήτησης, δηλαδή της υπολειπόμενης ζήτησης έπειτα από την αφαίρεση της παραγωγής των ΑΠΕ, και των υπολειπόμενων πόρων του συστήματος, αποφεύγοντας αχρείαστες και οικονομικά ζημιογόνες περικοπές φορτίου ή παραγωγής από ΑΠΕ.

Η ανάγκη του συστήματος για πολύωρη ευελιξία υπολογίζεται με βάση τις προβλέψιμες διακυμάνσεις (μεταβλητότητα) του καθαρού φορτίου (ζήτηση μείον παραγωγή μεταβλητών ΑΠΕ), οι οποίες λαμβάνουν χώρα σε καθορισμένο χρονικό διάστημα, για παράδειγμα  $\Delta h = 1 \text{ hour}$ . Οι πηγές αυτής της προβλέψιμης διακύμανσης σχετίζονται με τη μεταβλητότητα της ζήτησης και της παραγωγής από ΑΠΕ, αλλά και από μεταβολές της παραγωγής μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής λόγω των τεχνικών περιορισμών που τις διέπουν.

Έστω ένα σύστημα ηλεκτροπαραγωγής, στο οποίο υπάρχει ζήτηση για ηλεκτρική ενέργεια  $L_h$  για κάθε περίοδο κατανομής  $h$ . Η ζήτηση ηλεκτρισμού μπορεί να καλυφθεί από  $p$  μονάδες παραγωγής με επίπεδο παραγωγής  $Q_{p,h}$ . Η καθαρή ζήτηση  $NL_h$  αναπαριστά την υπολειπόμενη ζήτηση, έπειτα από την αφαίρεση της παραγόμενης ενέργειας από μη ελεγχόμενες μονάδες,  $nd$ , που εγχέεται υποχρεωτικά στο σύστημα, όπως φαίνεται στην εξίσωση 3.6. Στη βάση αυτή, υπολογίζεται στην εξίσωση 3.7 η ανάγκη για πολύωρη ευελιξία  $MFD_{NL,h}$ , η οποία δημιουργείται λόγω της μεταβλητότητας της παραγωγής των ΑΠΕ.

$$NL_h = L_h - \sum_{p \in nd} Q_{p,h} \quad , \forall h \quad (3.6)$$

$$MFD_{NL,h} = |NL_h - NL_{h-\Delta h}| \quad , \forall h \quad (3.7)$$

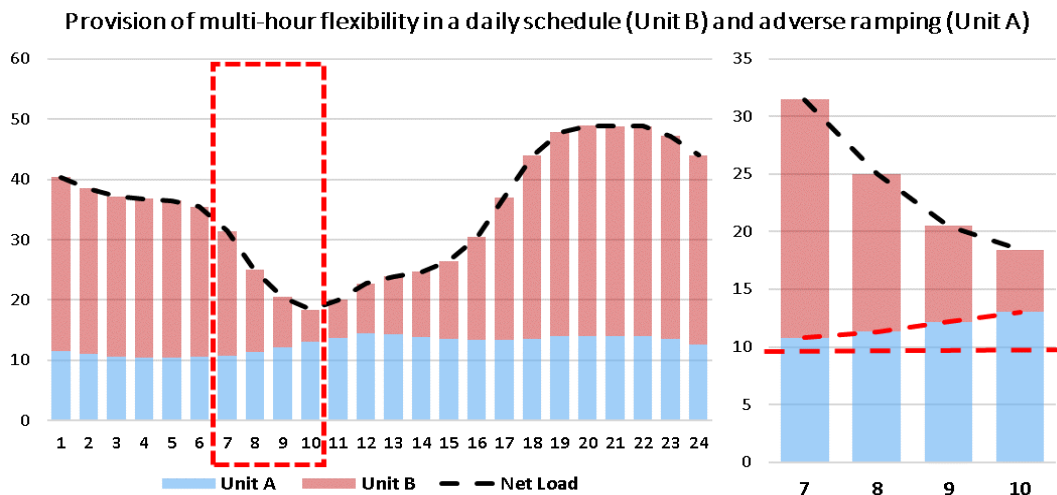
Αν και αποτελεί κοινό τόπο η επίδραση της μεταβλητότητας της παραγωγής των ΑΠΕ στην αύξηση των αναγκών για ευελιξία, η επίδραση των μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής συνήθως δεν αναφέρεται. Στις περισσότερες προσεγγίσεις οι μονάδες αυτές αντιμετωπίζονται ως πάροχοι ευελιξίας, παρόλο που αυτό δεν συμβαίνει πάντα. Σε κάποιες περιπτώσεις οι μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής δημιουργούν επιπρόσθετες ανάγκες για ευελιξία, λόγω των τεχνικών περιορισμών, όπως και στην περίπτωση της βραχυπρόθεσμης ευελιξίας (κεφάλαιο 3.2.1). Αυτοί οι περιορισμοί είτε οφείλονται στο σύστημα (ανάγκη για εφεδρείες), είτε στις ίδιες τις μονάδες



και ενδέχεται να προκαλέσουν διαισθητικά παράδοξες μεταβολές στο πρόγραμμα κατανομής των μονάδων. Ας εξετάσουμε για παράδειγμα ένα χρονικό διάστημα  $\Delta h$ , στο οποίο η καθαρή ζήτηση  $NL$  αυξάνει μονότονα. Διαισθητικά θα αναμέναμε πως κατά τη διάρκεια αυτού του χρονικού διαστήματος, η αλλαγή του επιπέδου παραγωγής των μονάδων θα ακολουθεί την ίδια κατεύθυνση με τη μεταβολή της καθαρής ζήτησης, δηλαδή η παραγωγή των μονάδων θα αυξηθεί. Λόγω της ύπαρξης τεχνικών περιορισμών στο πρόγραμμα κατανομής της λειτουργία σε πραγματικό χρόνο, ενδέχεται κάποια από αυτές τις μονάδες να κινηθεί στην αντίθετη κατεύθυνση από αυτή της ζήτησης.

Η Εικόνα 15 παρουσιάζει ένα παράδειγμα αυτής της περίπτωσης, στο οποίο εξετάζουμε ένα σύστημα με δύο μονάδες (A και B), στο οποίο υπάρχει σημαντική διείσδυση φωτοβολταϊκών σταθμών. Παρατηρούμε πως η καθαρή ζήτηση μειώνεται απότομα τις πρωινές ώρες (7-10) λόγω αύξησης της παραγωγής από ΦΒ. Συνεπώς οι μονάδες καλούνται να μειώσουν σταδιακά την παραγωγή τους, ακολουθώντας το επίπεδο της καθαρής ζήτησης. Παρατηρούμε πως τις ώρες αυτές η μονάδα B μειώνει σε σημαντικό βαθμό την παραγωγή της, προσφέροντας έτσι ευελιξία στο σύστημα. Αντίθετα τις ίδιες ώρες η παραγωγή της μονάδας A φαίνεται να αυξάνεται, αναγκάζοντας τη μονάδα B να μειώσει ακόμη περισσότερο την παραγωγή της.

**Εικόνα 15: Παράδειγμα επίδρασης των μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής στη μείωση (μονάδα B) ή αύξηση (μονάδα A) των αναγκών για πολύωρη ευελιξία**



Η διαφορά στην μεταβολή του φορτίου των μονάδων οφείλεται σε τεχνικούς λόγους, οι οποίοι περιορίζουν την μονάδα A από το να μειώσει την παραγωγή της, όπως η B. Για παράδειγμα, μπορεί η μονάδα A να έχει υψηλό τεχνικό ελάχιστο και άρα τις ώρες της μεγάλης μείωσης της καθαρής ζήτησης να χρειαστεί να σβήσει, αφού δεν θα μπορεί να μειώσει επαρκώς το επίπεδο παραγωγής της. Σε μια τέτοια περίπτωση, δεδομένου ότι η μονάδα A έχει έναν ελάχιστο χρόνο κράτησης, δεν θα προλάβει να εκκινήσει ξανά για να καλυφθεί η σημαντική αύξηση της ζήτησης, που παρατηρείται μετά την δύση του ηλίου (λόγω μηδενισμού της παραγωγής από ΦΒ). Λόγω της μείωσης της παραγωγής της μονάδας B, η οποία υπόκειται και η ίδια σε περιορισμούς τεχνικού ελάχιστου – πολύ μικρότερου επιπέδου από την A –, υπάρχει αυξημένη ανάγκη για κάλυψη της εφεδρείας προς τα κάτω. Εφόσον η μονάδα B μειώνει την παραγωγή της για να ακολουθήσει το επίπεδο της καθαρής ζήτησης, η μονάδα A αυξάνει την παραγωγή της για να

μπορέσει να καλύψει την ανάγκη σε εφεδρεία προς τα κάτω. Στο παράδειγμα αυτό θεωρούμε πως για το χρονικό διάστημα 7-10πμ., η μονάδα Β παρέχει ευελιξία στο σύστημα, ενώ η μονάδα Α δημιουργεί επιπρόσθετη ανάγκη για ευελιξία.

Συνεπώς, σε αυτές τις περιπτώσεις οι μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής θεωρούνται πηγές επιπρόσθετης ανάγκης για ευελιξία  $MFD_{p,h}$ , ενώ στην περίπτωση που η μεταβολή της παραγωγής τους ακολουθεί την κατεύθυνση μεταβολής της καθαρής ζήτησης, θεωρούμε πως οι μονάδες παρέχουν ευελιξία στο σύστημα  $MFS_{p,h}$ , όπως φαίνεται στην εξίσωση 3.8 και 3.9 αντίστοιχα.

$$MFD_{p,h} = \begin{cases} |Q_{p,h} - Q_{p,h-\Delta h}|, & \text{εάν } (Q_{p,h} - Q_{p,h-\Delta h}) * (NL_h - NL_{h-\Delta h}) < 0 \\ 0, & \text{αλλιώς} \end{cases} \quad \forall h, p \in d \quad (3.8)$$

$$MFS_{p,h} = \begin{cases} |Q_{p,h} - Q_{p,h-\Delta h}|, & \text{εάν } (Q_{p,h} - Q_{p,h-\Delta h}) * (NL_h - NL_{h-\Delta h}) > 0 \\ 0, & \text{αλλιώς} \end{cases} \quad \forall h, p \in d \quad (3.9)$$

Η ίδια λογική, που περιεγράφηκε για τις μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής, ισχύει και στην περίπτωση των διασυννοριακών ανταλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας. Οι τεχνικοί περιορισμοί, που αφορούν τη μέγιστη μεταφορική ικανότητα και τους νόμους του Kirchhoff, φράζουν τη ροή ενέργειας στις γραμμές μεταφοράς, έχοντας ως αποτέλεσμα τη μεταβολή του επιπέδου εισαγωγών/εξαγωγών για ένα συγκεκριμένο χρονικό διάστημα σε αντίθετη κατεύθυνση με την μεταβολή της ζήτησης. Η παροχή ευελιξίας από τις καθαρές εισαγωγές  $NI_h$ , ως η διαφορά μεταξύ των εισαγωγών και εξαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας, υπολογίζεται στην εξίσωση 3.10, ενώ οι επιπρόσθετες ανάγκες για ευελιξία λόγω των ροών ηλεκτρισμού υπολογίζονται στην εξίσωση 3.11.

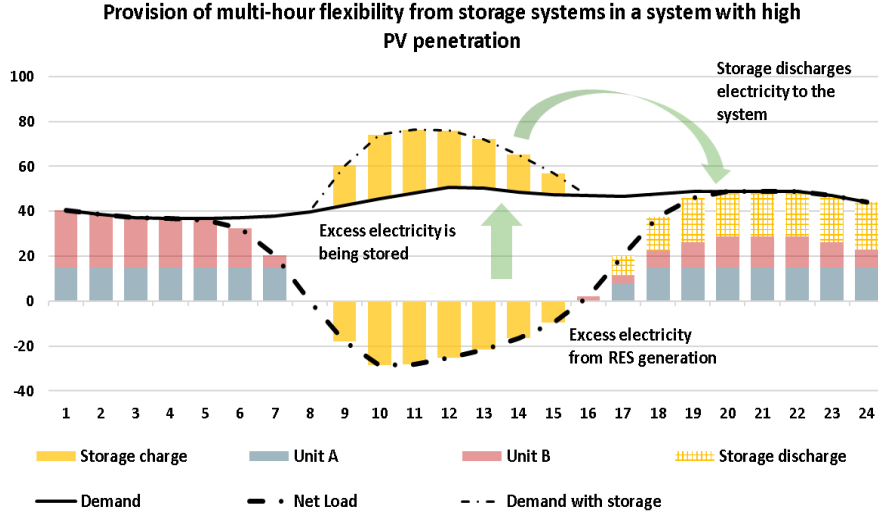
$$MFD_{NI,h} = \begin{cases} |NI_h - NI_{h-\Delta h}|, & \text{εάν } (NI_h - NI_{h-\Delta h}) * (NL_h - NL_{h-\Delta h}) < 0 \\ 0, & \text{αλλιώς} \end{cases} \quad \forall h \quad (3.10)$$

$$MFS_{NI,h} = \begin{cases} |NI_h - NI_{h-\Delta h}|, & \text{εάν } (NI_h - NI_{h-\Delta h}) * (NL_h - NL_{h-\Delta h}) > 0 \\ 0, & \text{αλλιώς} \end{cases} \quad \forall h \quad (3.11)$$

Για τις μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής και τις ανταλλαγές ενέργειας μεταξύ περιοχών ελέγχου, η παροχή της πολύωρης ευελιξίας μετριέται με βάση τη μεταβολή του επιπέδου φορτίου προς τα πάνω ή προς τα κάτω. Σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας υπάρχουν και οι μονάδες αποθήκευσης ενέργειας, αλλά και ο μηχανισμός απόκρισης της ζήτησης,  $s$ , οι οποίοι παρέχουν έμμεσα ευελιξία στο σύστημα, καθώς μετατοπίζουν το φορτίο σε διαφορετικές ώρες, συνήθως από ώρες αιχμής σε ώρες χαμηλότερης ζήτησης. Στα συστήματα με μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής, η συνεισφορά των μονάδων αποθήκευσης ενέργειας αποκτά διπλό ρόλο, γιατί εκτός από την εξομάλυνση των διακυμάνσεων της λειτουργίας των μονάδων παραγωγής, επιτρέπει και τη μεγαλύτερη διείσδυση ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής, μέσω της αποθήκευσης της πλεονάζουσας παραγωγής των ΑΠΕ, η οποία θα έπρεπε να απορριφθεί για

τεχνικούς λόγους, και στην έγχυση της στο σύστημα μεταγενέστερες χρονικές στιγμές, όπως φαίνεται στην Εικόνα 16.

Εικόνα 16: Έμμεση συνεισφορά των μονάδων αποθήκευσης ενέργειας στην πολύωρη ευελιξία



Λόγω των παραπάνω θεωρούμε πως τόσο κατά τη διάρκεια λειτουργίας του μέσου αποθήκευσης ως φορτίο όσο και κατά τη διάρκεια λειτουργίας του ως μονάδα παραγωγής ηλεκτρισμού, οι μονάδες αποθήκευσης ενέργειας μπορούν να συνεισφέρουν στην κάλυψη των αναγκών ευελιξίας ή να δημιουργήσουν επιπρόσθετες ανάγκες. Τα μέσα αποθήκευσης καταναλώνουν ηλεκτρισμό ( $IN_{s,h}$ ) κατά τις ώρες που λειτουργούν ως φορτίο, τον οποίο τον αποθηκεύουν με σκοπό να τον εγχύσουν αργότερα στο σύστημα ( $EX_{s,h}$ ). Κατά τη διάρκεια φόρτισης των μέσων αποθήκευσης, η μεταβολή της κατανάλωσης ηλεκτρισμού από τα μέσα, η οποία κινείται στην ίδια κατεύθυνση με τις μεταβολές του καθαρού φορτίου δημιουργεί επιπρόσθετες ανάγκες ευελιξίας (εξίσωση 3.12), ενώ όταν κινείται αντίθετα προκειμένου να εξισορροπήσει τις μεταβολές του καθαρού φορτίου προσφέρει ευελιξία στο σύστημα (3.14). Κατά τη διάρκεια εκφόρτισης των μέσων αποθήκευσης, όταν η μεταβολή της παραγωγής τους κινείται στην αντίθετη κατεύθυνση από τη μεταβολή του καθαρού φορτίου δημιουργεί επιπρόσθετες ανάγκες ευελιξίας (εξίσωση 3.13), ενώ όταν μεταβάλλεται προς την ίδια κατεύθυνση προσφέρει ευελιξία στο σύστημα (εξίσωση 3.15).

$$MFD_{s,h}^{IN} = \begin{cases} |IN_{s,h} - IN_{h-\Delta h}|, & \text{εάν } (IN_{s,h} - IN_{h-\Delta h}) * (NL_h - NL_{h-\Delta h}) > 0 \\ 0, & \text{αλλιώς} \end{cases} \quad \forall h \quad (3.12)$$

$$MFD_{s,h}^{EX} = \begin{cases} |EX_{s,h} - EX_{h-\Delta h}|, & \text{εάν } (EX_{s,h} - EX_{h-\Delta h}) * (NL_h - NL_{h-\Delta h}) < 0 \\ 0, & \text{αλλιώς} \end{cases} \quad \forall h \quad (3.13)$$

$$MFS_{s,h}^{IN} = \begin{cases} |IN_{s,h} - IN_{h-\Delta h}|, & \text{εάν } (IN_{s,h} - IN_{h-\Delta h}) * (NL_h - NL_{h-\Delta h}) > 0 \\ 0, & \text{αλλιώς} \end{cases} \quad \forall h \quad (3.14)$$

$$MFS_{s,h}^{EX} = \begin{cases} |EX_{s,h} - EX_{h-\Delta h}|, & \text{εάν } (EX_{s,h} - EX_{h-\Delta h}) * (NL_h - NL_{h-\Delta h}) < 0 \\ 0, & \text{αλλιώς} \end{cases} \quad \forall h \quad (3.15)$$

Η συνολική ζήτηση για ευελιξία ( $MFD$ ), που απαιτείται από το σύστημα, υπολογίζεται με την άθροιση των αναγκών για ευελιξία, τις οποίες προκαλούν διάφορες πηγές του συστήματος, συγκεκριμένα οι μεταβολές της καθαρής ζήτησης, οι μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής και οι διασυνοριακές ροές ηλεκτρικής ενέργειας, όπως παρουσιάζεται στην εξίσωση 3.16.

$$MFD = \sum_h \left( MFD_{NL,h} + \sum_p MFD_{p,h} + \sum_s MFD_{s,h}^{IN} + MFD_{s,h}^{EX} \right) \quad (3.16)$$

Αντίστοιχα η συνολική παρεχόμενη ευελιξία ( $MFS$ ) στο σύστημα, εξίσωση 3.17, υπολογίζεται με την άθροιση της ευελιξίας που παρέχουν οι επιμέρους πόροι του συστήματος, δηλαδή οι ελεγχόμενες μονάδες παραγωγής, οι διασυνοριακές ανταλλαγές ενέργειας, οι μονάδες αποθήκευσης ενέργειας.

$$MFS = \sum_h \left( \sum_p MFS_{p,h} + MFS_{NI,h} + \sum_s MFS_{s,h}^{IN} + MFS_{s,h}^{EX} \right) \quad (3.17)$$

### 3.2.3 Μέτρησης μακροπρόθεσμης ευελιξίας

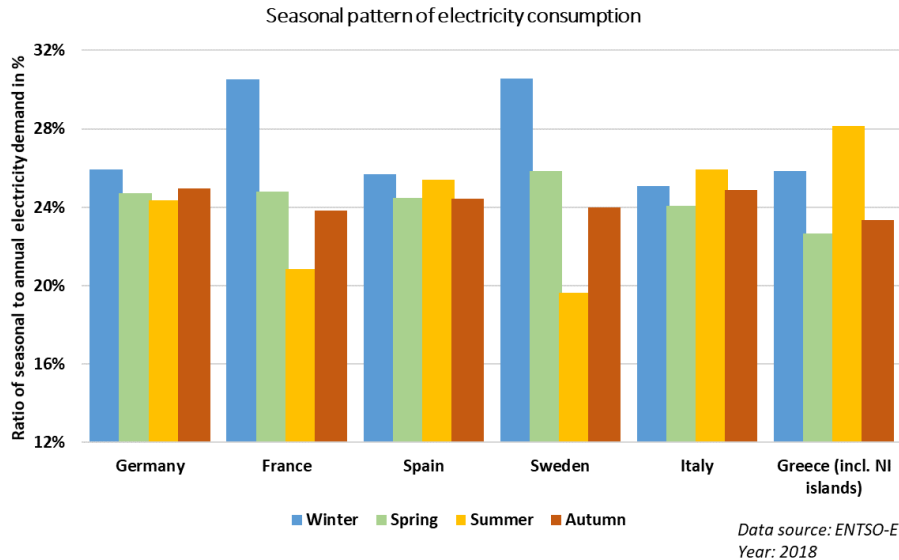
Πέραν της ευελιξίας, που πρέπει να έχει ένα σύστημα μεταξύ διαδοχικών ωρών και βδομάδων, είναι αναγκαία και η ευελιξία σε επίπεδο εποχής, τόσο προς τα πάνω όσο και προς τα κάτω. Η μακροπρόθεσμη ευελιξία σχετίζεται με την κάλυψη των αναντιστοιχιών μεταξύ της ζήτησης και της προσφοράς ηλεκτρικής ενέργειας σε μεγαλύτερο χρονικό διάστημα, που προκαλείται από τις εβδομαδιαίες και εποχιακές διακυμάνσεις του επιπέδου ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και την παραγωγή από τη μεταβλητή παραγωγή ΑΠΕ. Τα επίπεδα ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας ποικίλλουν εντός του έτους ανάλογα με το συνδυασμό διαφορετικών παραγόντων. Κάθε χώρα εμφανίζει διαφορετικά επίπεδα ζήτησης ηλεκτρισμού σε όλες τις εποχές, ανάλογα κυρίως με τις κλιματολογικές συνθήκες, τη δομή της οικονομίας, τις συνήθειες των καταναλωτών και τον τύπο των εφαρμογών τελικής χρήσης που χρησιμοποιούν ηλεκτρισμό σε κτίρια, βιομηχανίες, υπηρεσίες και μεταφορές. Επί του παρόντος, η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας φαίνεται να είναι υψηλότερη κατά τους χειμερινούς μήνες στη μεγάλη πλειοψηφία<sup>8</sup> των ευρωπαϊκών χωρών, κυρίως λόγω της ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιείται για θέρμανση.

Όπως φαίνεται Εικόνα 17, τα επίπεδα κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας σε χώρες όπως η Γαλλία και η Σουηδία διαφέρουν σημαντικά μεταξύ χειμώνα και καλοκαίρι. Η ζήτηση ηλεκτρικής

<sup>8</sup> Η Ιταλία, η Ελλάδα, η Μάλτα και η Κύπρος εμφανίζουν ελαφρώς υψηλότερη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας κατά τους καλοκαιρινούς μήνες λόγω της αυξημένης χρήσης ηλεκτρισμού για ψύξη (συνθήκες ατμόσφαιρας). Το ίδιο συμβαίνει και στην περίπτωση της ετήσιας αιχμής, η οποία καταγράφεται κατά τη διάρκεια των καλοκαιρινών μηνών.

ενέργειας το χειμώνα φαίνεται να είναι σημαντικά υψηλότερη από ότι το καλοκαίρι στις χώρες αυτές λόγω της χρήσης της ηλεκτρικής ενέργειας για λόγους θέρμανσης και της απουσίας ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για σκοπούς ψύξης, μεταξύ άλλων. Η Γερμανία και η Ισπανία εμφανίζουν μικρότερη διαφοροποίηση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ χειμώνα και καλοκαιριού, ενώ η ζήτηση ηλεκτρισμού κατά του καλοκαιρινούς μήνες στην Ελλάδα και στην Ιταλία υπερβαίνει το επίπεδο ζήτησης του χειμώνα λόγω του ότι η ηλεκτρική ενέργεια χρησιμοποιείται για ψύξη (κλιματιστικά) και για άλλους λόγους (π.χ. τουριστική περίοδος).

**Εικόνα 17: Εποχικό προφίλ ζήτησης ηλεκτρισμού στις χώρες της ΕΕ**



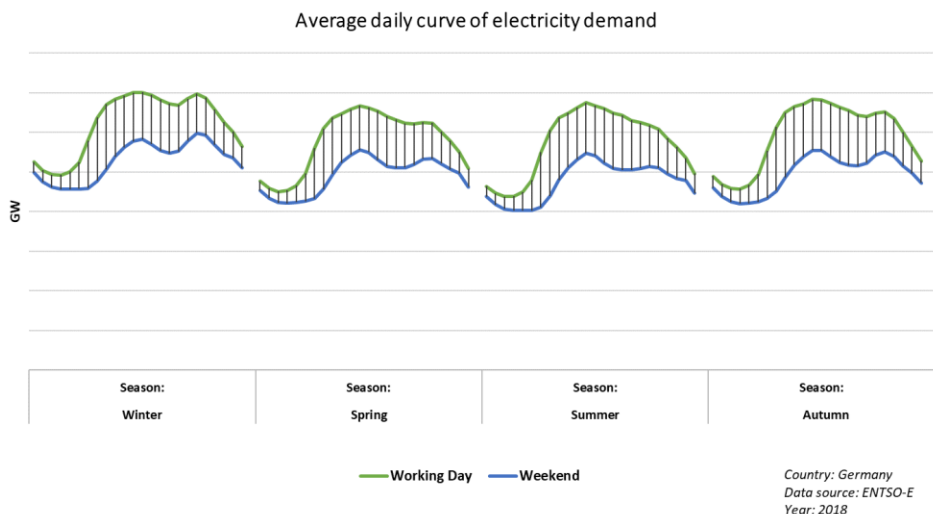
Εκτός από την εποχική μεταβλητότητα, το πρότυπο κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζει μεγάλες διακυμάνσεις μεταξύ των διαφορετικών ημερών, κυρίως μεταξύ εργάσιμων ημερών και Σαββατοκύριακου. Η ζήτηση ηλεκτρικού ρεύματος κατά τη διάρκεια του Σαββατοκύριακου φαίνεται να είναι σημαντικά χαμηλότερη από τις εργάσιμες ημέρες. Από τη σκοπιά του συστήματος, η μετάβαση από μια εργάσιμη ημέρα σε ένα Σαββατοκύριακο απαιτεί τη μείωση του επιπέδου παραγωγής από σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής, προκειμένου να αντιμετωπιστεί η μειωμένη ζήτηση. Σε συστήματα με υψηλή διείσδυση μεταβλητών ΑΠΕ στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγής, η εξισορρόπηση των διακυμάνσεων της ζήτησης αυξάνει την πολυπλοκότητα του προγράμματος κατανομής, καθώς το επίπεδο παραγωγής ηλεκτρισμού από μεταβλητές ΑΠΕ δεν μπορεί να ελεγχθεί (χωρίς την παρουσία μέσων αποθήκευσης). Ως εκ τούτου, η χρήση ευέλικτων πόρων με την ικανότητα να παρέχουν εβδομαδιαία (και εποχιακή) ευελιξία στο σύστημα καθίσταται απαραίτητη για την απρόσκοπτη λειτουργία του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος σε συνθήκες υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ.

Τα προσεχή έτη, αναμένεται να εφαρμοστούν μέτρα για την προώθηση της ηλεκτροδότησης των εφαρμογών τελικής χρήσης για λόγους θέρμανση και ψύξη και μεταφορών. Η ηλεκτροδότηση των μεταφορών δεν αναμένεται να αλλάξει σημαντικά το εποχιακό μοντέλο κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας<sup>9</sup>, ενώ αντίθετα μια ισχυρή στροφή προς τη χρήση ηλεκτρισμού για

Θέρμανση / ψύξη θα μπορούσε να οδηγήσει σε ακόμη μεγαλύτερη διακύμανση των επιπέδων ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας κατά τη διάρκεια των εποχών, ιδιαίτερα σε χώρες με ψυχρό κλίμα. Στις νότιες χώρες, η ψύξη είναι ήδη εξηλεκτρισμένη και συνεπώς η αύξηση της χρήσης αντλιών θερμότητας για λόγους θέρμανσης το χειμώνα μπορεί να εξομαλύνει τις εποχιακές διακυμάνσεις της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στα κτίρια. Για χώρες όπως η Ιταλία και η Ελλάδα, ο εξηλεκτρισμός της θέρμανσης θα μπορούσε να συμβάλει στην εξάλειψη της εποχικής διακύμανσης μεταξύ χειμώνα και καλοκαίρι, αλλά για την πλειονότητα των χωρών της ΕΕ η εποχική διαφοροποίηση της ζήτησης ηλεκτρισμού θα αμβλυνθεί, δημιουργώντας έτσι πρόσθετες προκλήσεις για την αποτελεσματική λειτουργία του συστήματος.

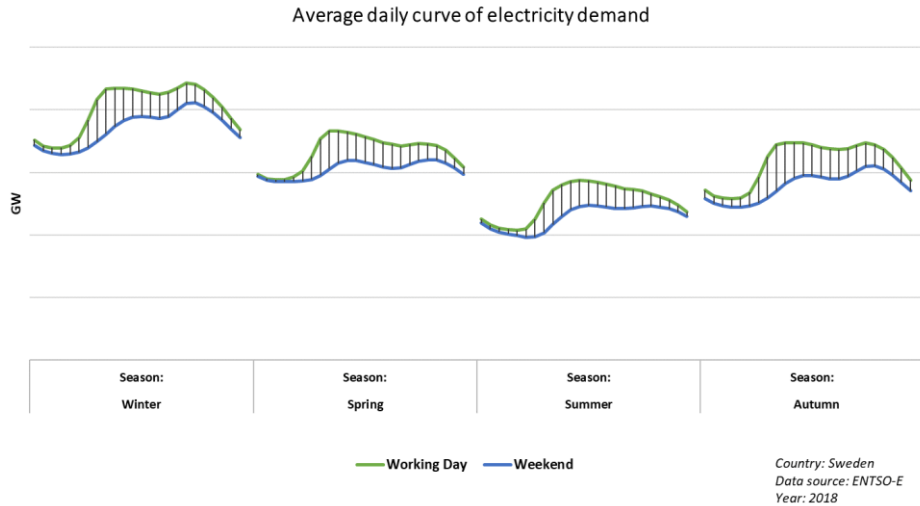
Επιπλέον, ο εξηλεκτρισμός της θέρμανσης, ιδιαίτερα στα νοικοκυριά, θα μπορούσε επίσης να συμβάλει στον περιορισμό της διαφοροποίησης του επιπέδου κατανάλωσης μεταξύ εργάσιμων ημερών και Σαββατοκύριακων. Η Εικόνα 18 δείχνει τη μέση ημερήσια καμπύλη στη Σουηδία για τις εργάσιμες ημέρες και το Σαββατοκύριακο, όπου ήδη χρησιμοποιείται ηλεκτρισμός για τη θέρμανση. Εάν συγκρίνουμε την Εικόνα 18 με την Εικόνα 19, παρατηρούμε ότι η διαφοροποίηση των επιπέδων ζήτησης κατά τις εργάσιμες ημέρες και τα σαββατοκύριακα είναι πιο έντονη στη Γερμανία από ότι στη Σουηδία. Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας κατά τις ημέρες του Σαββατοκύριακου είναι κατά μέσο όρο 16% χαμηλότερη από τις εργάσιμες ημέρες στη Γερμανία, ενώ στη Σουηδία η αντίστοιχη διαφορά μειώνεται στο 9%.

**Εικόνα 18: Προφίλ ζήτησης ηλεκτρισμού στην Γερμανία**



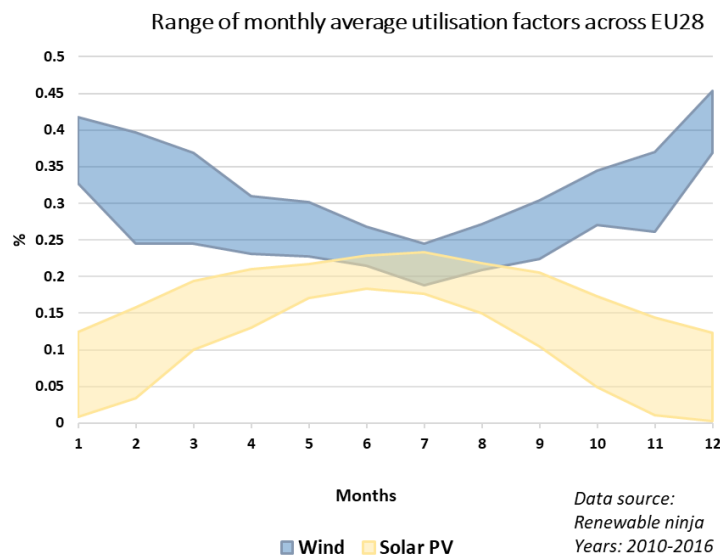
Σύμφωνα με τις γνώσεις του συγγραφέα, η επίδραση του εξηλεκτρισμού του τομέα των μεταφορών στο εποχιακό προφίλ της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας δεν έχει συζητηθεί ευρέως στη βιβλιογραφία. Η κατανάλωση ηλεκτρισμού από τα ηλεκτρικά οχήματα επηρεάζεται από την απόσταση διαδρομής και τη διάρκεια της διαδρομής (ώρα), η οποία επηρεάζεται σημαντικά από την κυκλοφοριακή συμφόρηση. Κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού μπορεί να αυξηθεί η χρήση ιδιωτικών αυτοκινήτων για υπεραστικά ταξίδια, καθώς το καλοκαίρι θεωρείται περίοδος διακοπών για τις περισσότερες χώρες της ΕΕ. Αυτό μπορεί να οδηγήσει σε λιγότερη κυκλοφοριακή συμφόρηση για τις ενδοαστικές μετακινήσεις και επομένως να μειώσει την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας. Στο πλαίσιο της παρούσας διατριβής υποθέτουμε ότι η δραστηριότητα των μεταφορών δεν παρουσιάζει σημαντική εποχικότητα στην κατανάλωση ηλεκτρισμού

Εικόνα 19: Προφίλ ζήτησης ηλεκτρισμού στη Σουηδία



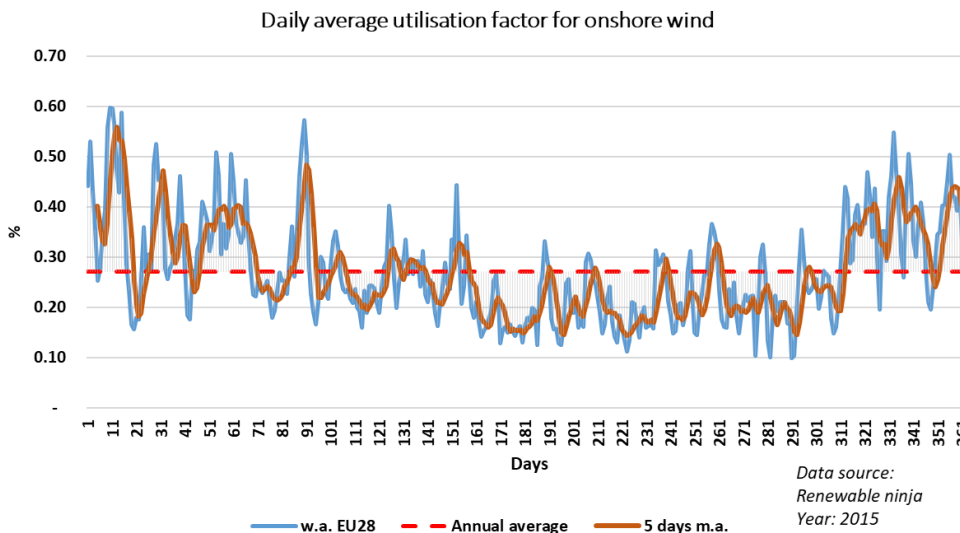
Ο δεύτερος παράγοντας, πέραν του προφίλ της ζήτησης ηλεκτρισμού, ο οποίος προκαλεί εβδομαδιαία και εποχιακή μεταβλητότητα στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα είναι οι εβδομαδιαίες και εποχικές διακυμάνσεις της παραγωγής από μεταβλητές ΑΠΕ. Η παραγωγή των μεταβλητών ΑΠΕ ποικίλλει ανά εβδομάδα και εποχή λόγω των καιρικών και μετεωρολογικών συνθηκών. Οι ανεμογεννήτριες συνήθως επιτυγχάνουν υψηλότερους συντελεστές χρήσης κατά τη διάρκεια του χειμώνα και του φθινοπώρου, ενώ οι φωτοβολταϊκές μονάδες κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού και της άνοιξης, όπως φαίνεται στην Εικόνα 20.

Εικόνα 20: Εύρος μέσου μηνιαίου συντελεστή χρήσης μεταξύ των χωρών της ΕΕ-28



Ακόμη και αν η εποχική μεταβλητότητα των αιολικών και φωτοβολταϊκών μονάδων φαίνεται να είναι συμπληρωματική, η εξισορρόπηση της παραγωγής από μεταβλητές ΑΠΕ σε πολυήμερη βάση είναι πιο πολύπλοκη λόγω του προφίλ λειτουργίας των αιολικών. Η παραγωγή από αιολικά δεν εμφανίζει ένα συγκεκριμένο ημερήσιο προφίλ (όπως η ηλιακή φωτοβολταϊκή ενέργεια), αλλά εξαρτάται από καιρικά φαινόμενα που διαρκούν από μερικές ημέρες έως και εβδομάδες, οι οποίες δεν είναι συγκεκριμένες για κάθε χώρα αλλά επηρεάζουν μεγαλύτερες σε έκταση γεωγραφικές περιοχές.

**Εικόνα 21: Παράδειγμα πολυήμερης διακύμανσης της παραγωγής χερσαίων αιολικών στην ΕΕ-28**



Στην Εικόνα 21 παρουσιάζεται ο μέσος ημερήσιος συντελεστής χρήσης της παραγωγής ηλεκτρισμού από χερσαία αιολικά στην ΕΕ28 για το έτος 2015. Το προφίλ της παραγωγής αιολικής ενέργειας ακολουθεί συνήθως κύκλους πολλών ημερών, που διαρκούν από λίγες ημέρες μέχρι μία εβδομάδα ή δύο. Μια παρατεταμένη περίοδος χαμηλού ανέμου κατά τη διάρκεια του χειμώνα, όταν οι φωτοβολταϊκές μονάδες εμφανίζουν χαμηλότερους συντελεστές χρήσης, σε συνδυασμό με υψηλά επίπεδα ζήτησης (λόγω των αναγκών θέρμανσης) θα μπορούσε να προκαλέσει σοβαρές προκλήσεις σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας βασισμένο σε μεταβλητές ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Αυτό το καιρικό φαινόμενο συμβαίνει κάθε λίγα χρόνια και αποτελεί μία από τις σοβαρές προκλήσεις που αντιμετωπίζουν οι ΔΣΜ της Γερμανίας και του Βελγίου. Το λεγόμενο "Dunkelflaute"<sup>10</sup> περιγράφει μια περίοδο ψύχους έως 14 ημερών (κυρίως κατά τον Ιανουάριο), η οποία συνήθως συνοδεύεται από χαμηλή παραγωγή αέρα. Κατά τη διάρκεια αυτών των περιόδων δεν υπάρχει άνεμος και ήλιος, κάτι που προκαλεί αύξηση του επιπέδου ζήτησης ηλεκτρισμού για λόγους θέρμανσης λόγω χαμηλών θερμοκρασιών και φωτισμό λόγω απουσίας φυσικού φωτός. Τέτοιες περιπτώσεις στο σύστημα της ΕΕ προκαλούν ακόμη και σήμερα ανησυχία από την προοπτική επάρκειας του συστήματος, όπως συζητά ο Elia σε [51] αλλά και ο ENTSO-E [52].

<sup>10</sup> Η ελληνική μετάφραση του όρου είναι σκοτεινή νηνεμία.



Ένα βασικό χαρακτηριστικό του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας είναι ότι η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας πρέπει να ικανοποιείται από την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας σε όλα τα χρονικά πλαίσια, που κυμαίνονται από δευτερόλεπτα/λεπτά έως ημέρες, εβδομάδες και εποχές. Ως εκ τούτου, το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας πρέπει να είναι σε θέση να καλύπτει την πιθανή αναντιστοιχία της ζήτησης και της προσφοράς σε όλα τα χρονικά πλαίσια. Προκειμένου να επιτευχθεί αποτελεσματικά η μετάβαση σε συστήματα με πολύ μεγάλη διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, οι διαθέσιμοι πόροι πρέπει να είναι σε θέση να παρέχουν την απαιτούμενη ευελιξία σε μεγαλύτερο χρονικό διάστημα τόσο προς τα άνω όσο και προς τα κάτω, ώστε να καλύπτονται οι πολυήμερες και εποχικές διακυμάνσεις του φορτίου και της παραγωγής από μεταβλητές ΑΠΕ.

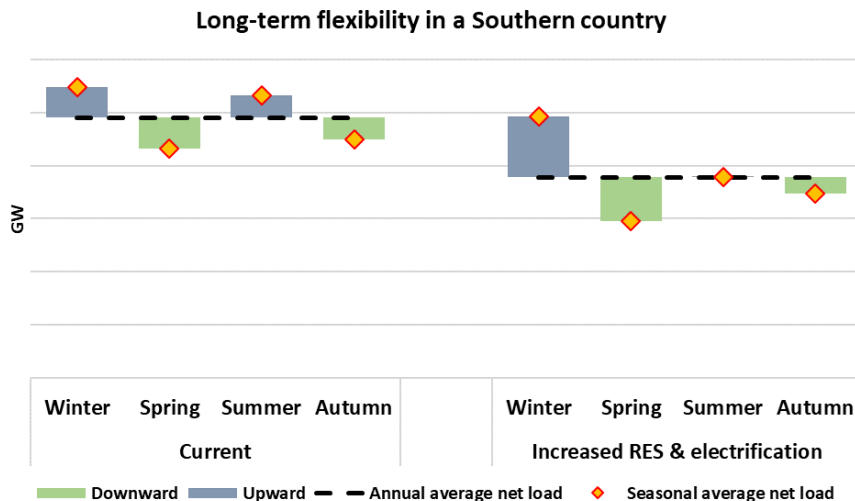
Η κάλυψη αυτού του τύπου μεταβλητότητας απαιτεί πόρους του συστήματος, οι οποίοι μπορούν να παρέχουν την απαιτούμενη μακροπρόθεσμη ευελιξία. Για τη μέτρηση των μακροπρόθεσμων αναγκών ευελιξίας, συγκρίνουμε το επίπεδο του καθαρού φορτίου με το εποχιακό μέσο όρο και το ετήσιο μέσο όρο. Σε περίπτωση που το μέσο καθαρό φορτίο μιας εποχής είναι υψηλότερο από το μέσο ετήσιο επίπεδο, το σύστημα χρειάζεται μακροπρόθεσμη ευελιξία προς τα άνω, που σημαίνει αύξηση του επιπέδου παραγωγής ηλεκτρική ενέργεια. Αντίθετα, η μείωση του επιπέδου παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (ή η ανάγκη αύξησης της ζήτησης μέσω της αποθήκευση πλεονάζουσας παραγωγής) απαιτείται σε μια εποχή με χαμηλότερο καθαρό φορτίο, σε σύγκριση με το μέσο ετήσιο. Η εξίσωση 3.18 παρουσιάζει τις μακροπρόθεσμες ανάγκες ευελιξίας  $LFS_{se}$ , υπολογιζόμενες για κάθε εποχή  $s$ , δεδομένης της καθαρής ζήτησης  $NL$  για κάθε ώρα του έτους  $h$  ως εξής:

$$LFS_{se} = \frac{\sum_{h \in se} NL_h}{\sum_{h \in se} h} - \frac{\sum_h NL_h}{\sum_h h} \quad \forall se \quad (3.18)$$

Η συνεισφορά σε μακροπρόθεσμη ευελιξία προς τα πάνω μπορεί να δοθεί από πόρους, οι οποίοι θα είναι διαθέσιμοι ούτως ώστε να παράγουν εκείνη την εποχή, ενώ η μακροπρόθεσμη ευελιξία προς τα κάτω μπορεί να δοθεί από πόρους, οι οποίοι θα αυξήσουν την παραγωγή τους εκείνη την εποχή, εξισορροπώντας έτσι τις ετήσιες διακυμάνσεις λόγω της μεταβλητής παραγωγής των ΑΠΕ ή και άλλων εποχικών παραγόντων, όπως η διαθεσιμότητα των νερών.

Στην Εικόνα 22 παρουσιάζεται ένα γραφικό παράδειγμα των αναγκών μακροπρόθεσμης ευελιξίας σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας που βρίσκεται σε μια νότια χώρα. Κατά τους χειμερινούς και τους καλοκαιρινούς μήνες, το καθαρό φορτίο αυξάνεται, σε σύγκριση με την άνοιξη και το φθινόπωρο, κυρίως λόγω των διακυμάνσεων της ζήτησης. Στην περίπτωση ενός σεναρίου που υποθέτει έντονο εξηλεκτρισμό της θέρμανσης και σημαντική διείσδυση των φωτοβολταϊκών σταθμών στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, οι εποχιακές μεταβολές του καθαρού φορτίου θα μπορούσαν να αλλάξουν ως εξής: ο εξηλεκτρισμός της θέρμανσης θα οδηγήσει σε αυξημένη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας κατά τη διάρκεια του χειμώνα, ενώ η διείσδυση των φωτοβολταϊκών σταθμών θα μειώσει τα καθαρά επίπεδα φορτίου κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού.

**Εικόνα 22: Ανάγκη για μακροπρόθεσμη (εποχιακή) ευελιξία λόγω των διακυμάνσεων της μέσης καθαρής ζήτησης ανά εποχή**



Η ανάγκη για ευελιξία προς τα πάνω κατά τη διάρκεια του χειμώνα αντικατοπτρίζει την ανάγκη για πρόσθετη παροχή ηλεκτρικού ρεύματος. Αυτό θα μπορούσε να επιτευχθεί με την αύξηση της παραγωγής από τα ελεγχόμενες μονάδες παραγωγής. Αντίθετα, η ευελιξία προς τα κάτω αντιπροσωπεύει την ικανότητα του συστήματος να μειώνει τα επίπεδα λειτουργίας των παραγωγικών μονάδων, χωρίς τον κίνδυνο περικοπής σημαντικών ποσοτήτων πλεονάζουσας παραγωγής από μεταβλητές ΑΠΕ. Αυτοί οι κίνδυνοι μπορούν να αποφευχθούν με τη εγκατάσταση αποθηκευτικών μέσων, τα οποία μπορούν να αυξήσουν τα επίπεδα ζήτησης αποθηκεύοντας την πλεονάζουσα ενέργεια. Με τον τρόπο αυτό είναι δυνατόν να εξομαλυνθούν οι εποχιακές διακυμάνσεις λόγω της μεταβλητής παραγωγής ΑΠΕ, των διαφορετικών προφίλ της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας ή άλλων πόρων που υπόκεινται σε εποχιακούς περιορισμούς, όπως είναι τα επίπεδα παραγωγής των υδροηλεκτρικών σταθμών που επηρεάζονται από την εποχικότητα της διαθεσιμότητας των νερών.

## Θεματική ενότητα II: Διαδικασία προσομοίωσης

---

## 4 ΜΟΝΤΕΛΑ ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΟΥ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΥ

---

### 4.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Το παρόν κεφάλαιο επικεντρώνεται στην ανάλυση ορισμένων πτυχών των μοντέλων μαθηματικού προγραμματισμού και ειδικά του μεικτού ακέραιου προγραμματισμού. Ο μεικτός ακέραιος προγραμματισμός αποτέλεσε τη βάση του μοντέλου προσομοίωσης, που χρησιμοποιήθηκε στην παρούσα διατριβή και αναλύεται στα κεφάλαια 5 και 6.

Η χρήση των μοντέλων μαθητικού προγραμματισμού και ειδικά του μεικτού ακέραιου προγραμματισμού σε μοντέλα επέκτασης του ηλεκτρικού συστήματος δίνει τη δυνατότητα πραγματικής αναπαράστασης του μεγέθους των επενδύσεων σε μονάδες ηλεκτροπαραγωγής. Λόγω των οικονομικών κλίμακας, οι πιθανές επενδύσεις σε μονάδες ηλεκτροπαραγωγής αφορούν συγκεκριμένα μεγέθη επενδύσεων, τα οποία δεν είναι γραμμικά αλλά υπόκεινται σε συγκεκριμένα μεγέθη ανά τύπο τεχνολογίας μονάδας παραγωγής.

Επιπρόσθετα, η εύρεση της βέλτιστης κατανομής των μονάδων παραγωγής σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, προκειμένου να καλυφθεί η ζήτηση για ηλεκτρική ενέργεια και να πληροί τα κριτήρια αξιοπιστίας του συστήματος, συνεπάγεται τη χρήση μοντέλων προσομοίωσης του προβλήματος ένταξης των μονάδων παραγωγής. Τα μοντέλα αυτά (unit commitment models – UC), χρησιμοποιούν τις αρχές του μεικτού ακέραιου προγραμματισμού, οι οποίες δίνουν την δυνατότητα αναπαράστασης περιορισμών τεχνικού ελάχιστου, αλλά και άλλων τεχνικών περιορισμών των μονάδων (όπως ο ελάχιστος χρόνος κράτησης και συγχρονισμού της μονάδας). Τα μοντέλα UC μπορούν να πλησιάσουν πολύ κοντά στην πραγματική κατάσταση λειτουργίας, λόγω της αναπαράστασης των τεχνικών χαρακτηριστικών των μονάδων παραγωγής, κάτι που με το Γραμμικό είναι αδύνατο να γίνει, λόγω της μη δυνατότητας ύπαρξης μιας μαθηματικής σχέσης, που να περιορίζει την παραγωγή της μονάδας παραγωγής, όταν είναι ενταγμένη άνω του τεχνικού ελάχιστου, αλλά και του ελάχιστου χρόνου κράτησης και ένταξης μιας μονάδας παραγωγής.

Στα συστήματα ηλεκτροπαραγωγής με μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ, η λεπτομερής αναπαράσταση της πραγματικής λειτουργίας του συστήματος αποκτά ιδιαίτερη σημασία. Λόγω της μη ελεγχόμενης παραγωγής ηλεκτρισμού από ΑΠΕ, οι μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής, οι οποίες καλούνται να παρέχουν ευελιξία στο σύστημα εξισορροπώντας την παραγωγή των ΑΠΕ, λειτουργούν σε έντονη κυκλική λειτουργία, αυξομειώνοντας σημαντικά το φορτίο τους. Σε ώρες μεγάλης παραγωγής από ΑΠΕ οι μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής μειώνουν σημαντικά το επίπεδο λειτουργίας τους, περιοριζόμενες όμως από το τεχνικά ελάχιστο επίπεδο λειτουργίας, αλλιώς πρέπει να σβήσουν. Σε περίπτωση σβησίματος μια μονάδα χρειάζεται συγκεκριμένες ώρες μέχρι να μπορεί να ενταχθεί και πάλι στο σύστημα (ελάχιστος χρόνος αποσυγχρονισμού), ο οποίος δημιουργεί επιπλέον περιορισμούς. Λόγω των διαφορετικών χαρακτηριστικών των μονάδων, κάποιες δύνανται να λειτουργήσουν σε τέτοια πλαίσια (ευέλικτες μονάδες), ενώ άλλες, λόγω των μη ευέλικτων χαρακτηριστικών τους, είναι πιθανό να μην μπορούν να λειτουργήσουν σε ένα σύστημα με σημαντική διείσδυση ΑΠΕ. Τα μοντέλα προσομοίωσης της λειτουργίας του συστήματος μέσω της χρήσης των τεχνικών μεικτού ακέραιου

προγραμματισμού δίνουν την δυνατότητα της λεπτομερούς αναπαράστασης των παραπάνω περιορισμών και λόγω αυτού χρησιμοποιούνται ευρέως τα τελευταία χρόνια από την ακαδημαϊκή κοινότητα, αλλά και τους διαχειριστές των ηλεκτροπαραγωγικών συστημάτων και λειτουργούς των αγορών ηλεκτρισμού. Μια πλήρης ανάλυση της αναπαράστασης του προβλήματος ένταξης των μονάδων παραγωγής, μέσω της χρήσης των τεχνικών του μεικτού ακέραιου προγραμματισμού, παρουσιάζεται από τους Carrion και Arroyo [53].

## 4.2 ΜΕΙΚΤΟΣ ΑΚΕΡΑΙΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ

Ο ακέραιος προγραμματισμός αποτελεί ένα σημαντικό κλάδο των μοντέλων μαθηματικού προγραμματισμού, στον οποίο το σύνολο ή ένα μέρος των μεταβλητών απόφασης έχουν πεδίο ορισμού τον ακέραιο χώρο, δηλαδή πρόκειται για ακέραιες μεταβλητές [54]. Όταν όλες οι μεταβλητές είναι ακέραιες, τότε θεωρούμε πως πρόκειται για ένα μοντέλο καθαρού ακέραιου προγραμματισμού, αλλιώς όταν μερικές από τις μεταβλητές απόφασης είναι ακέραιες και άλλες συνεχείς, θεωρείται μοντέλο μεικτού ακέραιου προγραμματισμού.

Παράδειγμα μοντέλου ακέραιου προγραμματισμού:

$$\begin{aligned} \text{Max } z &= 6x + 4y \\ x, y \end{aligned}$$

$$\text{s. t. } x + y \leq 12, \quad \forall x, y \geq 0, \quad \text{όπου } x, y \in \mathbb{Z}$$

Παράδειγμα μοντέλου μεικτού ακέραιου προγραμματισμού:

$$\begin{aligned} \text{Max } z &= 6x + 4y \\ x, y \end{aligned}$$

$$\text{s. t. } x + y \leq 12, \quad \forall x, y \geq 0, \quad \text{όπου } x \in \mathbb{Z}, y \in \mathbb{R}$$

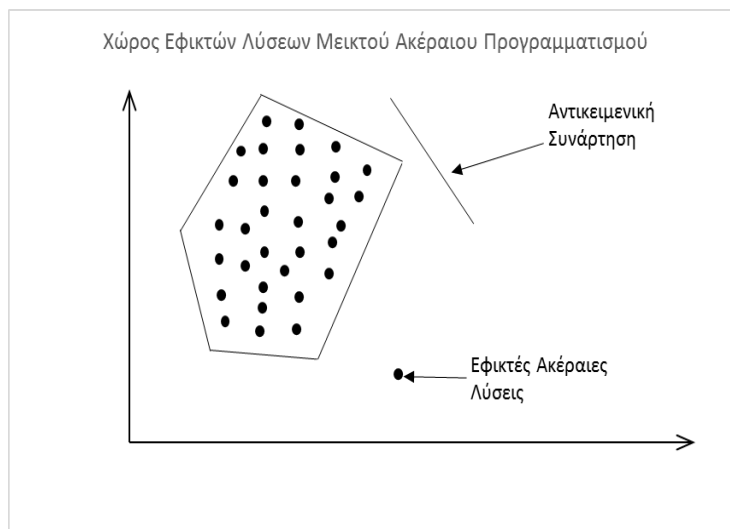
Τα μοντέλα Μεικτού Ακέραιου Προγραμματισμού μπορούν να είναι γραμμικά (Mixed Integer Linear Programming MILP) ή μη (Mixed Integer Non-Linear Programming MINLP), ανάλογα με τη φύση των περιορισμών που τα διέπουν. Τα τελευταία χρόνια συναντούν όλο και μεγαλύτερη αποδοχή, λόγω των δυνατοτήτων που μπορούν να προσδώσουν μέσω της φύσης των μεταβλητών τους (συνεχείς και ακέραιες) και άρα των περιορισμών που διέπουν το εκάστοτε Μοντέλο Μαθηματικού Προγραμματισμού. Για παράδειγμα σε προβλήματα όπου η μεταβλητή απόφασης είναι ένα συγκεκριμένο προϊόν (π.χ. γεννήτριες, αυτοκίνητα κ.α.) δεν υπάρχει η έννοια της συνεχούς μεταβλητής και άρα ένα μοντέλο ακέραιου ή μεικτού ακέραιου προγραμματισμού είναι αναγκαίο.

Ένα μέρος των προβλημάτων μεικτού ή καθαρού ακέραιου προγραμματισμού ονομάζεται μεικτού ή καθαρού ακέραιου προγραμματισμού 0-1, όταν οι ακέραιες μεταβλητές είναι δυαδικές, δηλαδή έχουν πεδίο ορισμού το σύνολο  $[0,1] \in \mathbb{Z}$ . Η ειδική αυτή κατηγορία του ακέραιου προγραμματισμού επιτρέπει την προσομοίωση προβλημάτων που ενέχουν την απόφαση για αποδοχή ή απόρριψη μιας πρότασης, μια απάντηση ναι ή όχι, το άνοιγμα ή το σβήσιμο μιας μονάδας ή ενός διακόπτη κ.α.

### 4.3 ΧΩΡΟΣ ΕΦΙΚΤΩΝ ΛΥΣΕΩΝ ΤΩΝ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΩΝ ΜΕΙΚΤΟΥ ΑΚΕΡΑΙΟΥ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΥ

Τα προβλήματα μεικτού ή καθαρού ακέραιου προγραμματισμού, λόγω της φύσης των μεταβλητών τους, αίρουν την υπόθεση διαιρετότητας που διέπει τα προβλήματα γραμμικού προγραμματισμού και περιορίζουν το χώρο εφικτών λύσεων. Η επίλυσή τους, λοιπόν, βρίσκεται στην επιλογή της βέλτιστης λύσης μεταξύ των διακεκριμένων σημείων - πιθανών λύσεων του χώρου, όπως φαίνεται στην Εικόνα 23. Ο ακέραιος προγραμματισμός αλλοιώνει συνεπώς και τη βασική ιδιότητα, που συναντάτε στο γραμμικό προγραμματισμό, της κυρτότητας του χώρου των εφικτών λύσεων. Για το λόγο αυτόν κατά την επίλυση μοντέλων Ακέραιου ή Μεικτού Ακέραιου Προγραμματισμού δε χρησιμοποιείται ο αλγόριθμος Simplex, καθώς αυτός αναζητά τη βέλτιστη λύση στις κορυφές του χώρου. Παρόλα, αυτά λόγω του ότι τέτοιοι αλγόριθμοι είναι αρκετά ακριβείς και εύχρηστοι για την επίλυση γραμμικών προβλημάτων, δύνανται να χρησιμοποιηθούν και σε προβλήματα Μεικτού Ακέραιου Προγραμματισμού, εάν αυτό μετατραπεί σε ένα ισοδύναμο συνεχές και κυρτό πρόβλημα, το οποίο ονομάζεται απαλλαγμένο (Relaxed).

**Εικόνα 23: Χώρος εφικτών λύσεων των προβλημάτων μεικτού ακέραιου προγραμματισμού, πηγή: [55]**



### 4.4 ΑΠΑΛΛΑΓΜΕΝΟ (RELAXED) ΠΡΟΒΛΗΜΑ

Το απαλλαγμένο (relaxed) πρόβλημα προκύπτει, εάν σε ένα πρόβλημα μεικτού ακέραιου προγραμματισμού αφαιρεθούν όλοι οι περιορισμοί, οι οποίοι επιβάλλουν ακέραιες τιμές στις μεταβλητές απόφασης. Για παράδειγμα:

$$\begin{aligned} \text{Max} \quad & z = 4x - 4y + w \\ & x, y, w \end{aligned}$$

$$s. t. \quad 2x + 4y \leq 4$$

$$4x - 2y + w \leq 2, \quad \forall x, y, w \geq 0, \quad \text{όπου } x, y \in \mathbb{Z}$$

Το απαλλαγμένο πρόβλημα, που προκύπτει από το παραπάνω πρόβλημα μεικτού ακέραιου προγραμματισμού, είναι:

$$\begin{aligned} \text{Max } z &= 4x - 4y + w \\ x, y, w \end{aligned}$$

$$\text{s. t. } 2x + 4y \leq 4$$

$$4x - 2y + w \leq 2, \quad \forall x, y, w \geq 0 \quad \text{όπου } x, y \in \mathbb{R}$$

Όπως αναλύθηκε και στην προηγούμενη παράγραφο, ο χώρος εφικτών λύσεων του προβλήματος μεικτού ακέραιου προγραμματισμού αποτελεί υποσύνολο του αντίστοιχου χώρου του απαλλαγμένου γραμμικού προβλήματος. Συνεπώς η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης του μεικτού ακέραιου προβλήματος ενδέχεται να μην είναι ίση με την τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης του αντίστοιχου απαλλαγμένου. Στην περίπτωση που είναι ίσες, αυτό σημαίνει πως η λύση του απαλλαγμένου γραμμικού προβλήματος περιλαμβάνει ακέραιες τιμές στις μεταβλητές απόφασης και άρα αποτελεί και τη βέλτιστη λύση του μεικτού ακέραιου προβλήματος. Λόγω της μη κυρτότητας του χώρου εφικτών λύσεων στα προβλήματα μεικτού ακέραιου προγραμματισμού, οι δυικές τιμές των περιορισμών του προβλήματος δεν μπορούν να υπολογιστούν. Προκειμένου να γίνει αυτό οι αλγόριθμοι επίλυσης, μετά την εύρεση των βέλτιστων τιμών για τις ακέραιες μεταβλητές, χρησιμοποιούν το απαλλαγμένο πρόβλημα, θεωρώντας ως παραμέτρους τις ακέραιες μεταβλητές, προκειμένου να υπολογίσουν τις δυικές τιμές των περιορισμών. Με τον τρόπο αυτό σε ένα μοντέλο προσομοίωσης του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής η Οριακή Τιμή Συστήματος, υπολογίζεται μέσω της επίλυσης του απαλλαγμένου προβλήματος ως η σκιά (ή δυική) τιμή του περιορισμού του ισοζυγίου ενέργειας. Η δυική τιμή αναπαριστά το κόστος, στο οποίο θα καλυπτόταν μια μικρή αύξηση της ζήτησης.

#### 4.5 ΤΕΧΝΙΚΕΣ ΕΠΙΛΥΣΗΣ ΤΩΝ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΩΝ ΜΕΙΚΤΟΥ ΑΚΕΡΑΙΟΥ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΥ

Το Απαλλαγμένο Πρόβλημα είναι ιδιαίτερος σημαντικό για τον τρόπο επίλυσης των προβλημάτων μεικτού ακέραιου προγραμματισμού. Χρησιμοποιείται σε διάφορες τεχνικές επίλυσης των προβλημάτων μεικτού (ή και καθαρού) ακέραιου προγραμματισμού, καθώς, όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, στα πρόβλημα ακέραιου προγραμματισμού αναιρείται η ιδιότητα της κυρτότητας του χώρου εφικτών λύσεων και άρα ο αλγόριθμος Simplex δε μπορεί να χρησιμοποιηθεί. Για το λόγο αυτό έχουν αναπτυχθεί πολλές τεχνικές επίλυσης, οι οποίες χωρίζονται σε τρεις κυρίως κατηγορίες, τις μεθόδους στρογγυλοποίησης (rounding methods), τις μεθόδους αναζήτησης (searching methods) και τις μεθόδους τομών (cutting methods).

Οι μέθοδοι στρογγυλοποίησης στηρίζονται στην επίλυση του απαλλαγμένου προβλήματος και ύστερα στην παραδοχή πως η βέλτιστη λύση του μεικτού (ή καθαρού) ακέραιου προγραμματισμού θα βρίσκεται σε κοντινό σημείο και άρα σε μια στρογγυλοποίηση στον πλησιέστερο ακέραιο της λύσης του απαλλαγμένου. Οι μέθοδοι αυτές είναι αρκετά αδύναμες, καθώς δεν είναι σίγουρο πως πάντα η στρογγυλοποίηση της λύσης του απαλλαγμένου θα αποτελεί λύση του αντίστοιχου ακέραιου προβλήματος και λόγω αυτού δε χρησιμοποιούνται συχνά.

Οι μέθοδοι αναζήτησης βασίζονται στην απαρίθμηση των εφικτών λύσεων του ακέραιου προγραμματισμού, ο αριθμός των οποίων είναι πεπερασμένος, και στον υπολογισμό της τιμής της αντικειμενικής συνάρτησης για την κάθε μια λύση. Ωστόσο σε μεγάλης έκτασης προβλήματα

ακεραίου προγραμματισμού αυτό είναι δύσκολο να γίνει, καθώς ο μέγιστος συνδυασμός των τιμών των μεταβλητών, δηλαδή το σύνολο των πιθανών λύσεων, αυξάνει εκθετικά σε σχέση με το μέγεθος του προβλήματος. Η πιο συχνή μέθοδος επίλυσης που χρησιμοποιείται είναι μια επέκταση της μεθόδου αναζήτησης, η οποία ονομάζεται τεχνική branch & bound. Η τεχνική αυτή απαριθμεί με έναν αποτελεσματικό τρόπο μέρη των εφικτών λύσεων, διαιρώντας προοδευτικά το χώρο πιθανών λύσεων και απομονώνοντας το τμήμα, που περιλαμβάνει τον ακέραιο βέλτιστο συνδυασμό των μεταβλητών. Η τεχνική branch and bound ξεκινά με την επίλυση του απαλλαγμένου προβλήματος, εάν βρει ακέραια λύση σταματά, αλλιώς διαλέγει μια από τις μεταβλητές που έχουν δυαδικές (ή ακέραιες) τιμές και δημιουργεί έναν αριθμό νέων υπο-προβλημάτων, ίσο με το εύρος των πιθανών τιμών των ακέραιων μεταβλητών. Στην περίπτωση του ακέραιου προγραμματισμού 0-1, δημιουργούνται δύο νέα υπο-προβλήματα, όπου στο ένα η μεταβλητή λαμβάνει την τιμή 0 και στο άλλο την τιμή 1. Συνεχίζει με τον τρόπο αυτό μέχρι να βρεθεί η βέλτιστη ακέραια λύση, έχοντας συνθήκη τερματισμού ένα όριο ανοχής (optimality or tolerance gap), το οποίο καθορίζεται από τον από τον χρήστη και εκφράζει το πόσο επιτρέπεται να αποκλίνει από τη βέλτιστη λύση του απαλλαγμένου γραμμικού προβλήματος.

Μια εναλλακτική προσέγγιση είναι οι μέθοδοι τομών. Οι μέθοδοι αυτοί λειτουργούν εισάγοντας περιορισμούς, οι οποίοι μειώνουν σταδιακά το χώρο των εφικτών λύσεων και καταλήγουν να απομονώνουν την ακέραια βέλτιστη λύση. Ένας από τους αλγόριθμους αυτής της μεθόδου ονομάζεται αλγόριθμος επιπέδων τομής (cutting plane) και χρησιμοποιείται ως εναλλακτική της τεχνικής branch and bound. Ο αλγόριθμος αυτός, ο οποίος έχει σα βάση τον αλγόριθμο Simplex, λύνει το απαλλαγμένο πρόβλημα, αφού έχουν προστεθεί μεταβλητές απόκλισης, και στη συνέχεια εισάγονται περιορισμοί στις μεταβλητές εκείνες, οι οποίες έχουν λάβει μη ακέραιες τιμές. Οι περιορισμοί αυτοί ονομάζονται επίπεδα τομής και έχουν τις εξής ιδιότητες: αφενός εμπεριέχουν τις εφικτές λύσεις του αρχικού ακέραιου προγράμματος και αφετέρου αποκλείουν τη βέλτιστη μη ακέραια λύση του Απαλλαγμένου Γραμμικού Προγράμματος. Κατόπιν το πρόβλημα λύνεται ξανά, έως ότου βρεθεί ακέραια βέλτιστη λύση.

#### 4.6 ΛΟΓΙΣΜΙΚΟ GAMS

Το μοντέλο προσομοίωσης, που δημιουργήθηκε στην παρούσα διατριβή, γράφτηκε σε λογισμικό GAMS (General Algebraic Modeling System) [56], το οποίο αποτελεί ένα υψηλού επιπέδου υπολογιστικό περιβάλλον για την ανάπτυξη προβλημάτων μαθηματικού προγραμματισμού και βελτιστοποίησης. Το λογισμικό GAMS επιτρέπει στο χρήστη να συντάξει ένα μοντέλο μαθηματικού προγραμματισμού σε συμβολική γλώσσα και, με τη δυνατότητα διασύνδεσης του με άλλα προγράμματα (π.χ. MS Excel), επιτρέπει την εύκολη εισαγωγή μεγάλου όγκου δεδομένων. Επιπλέον περιλαμβάνει ένα μεγάλο αριθμό αλγόριθμων επίλυσης (solver), εκ των οποίων ο χρήστης μπορεί να επιλέξει τον κατάλληλο ανάλογα με τον τύπο του μοντέλου μαθηματικού προγραμματισμού που επιθυμεί να επιλύσει, καθώς και ανάλογα με τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά και δυνατότητες του κάθε αλγόριθμου επίλυσης. Με τη δυνατότητα αυτή ο χρήστης αποδεσμεύεται από τη διαδικασία επίλυσης του μοντέλου και μπορεί να ασχοληθεί κυρίως με την κατάσταση αυτού.

Ο αλγόριθμος επίλυσης που επιλέχθηκαν για την επίλυση του μοντέλου προσομοίωσης είναι οι Gurobi, ο οποίος χρησιμοποιεί την τεχνική branch & cut, επιτρέποντας τη γρήγορη επίλυση



μεγάλων μοντέλων Μεικτού Ακέραιου Προγραμματισμού. Ο αλγόριθμος Gurobi ξεκινά επιλύοντας το Απαλλαγμένο πρόβλημα (presolve), όπου υπολογίζει τη βέλτιστη λύση του, καθώς και διαπιστώνει την ύπαρξη της ή μη. Στη συνέχεια προχωράει, χρησιμοποιώντας την τεχνική branch & bound, καταλήγοντας στην ακέραια βέλτιστη λύση. Επιπλέον δίνει τη δυνατότητα της χρήσης παράλληλα όλων ή, κατ' επιλογή του χρήστη, ενός μέρους των επεξεργαστών του υπολογιστή που χρησιμοποιείται. Επί της ουσίας αναθέτει στον κάθε επεξεργαστή την επίλυση ενός υπο-προβλήματος, όπως αναλύθηκε στο κεφάλαιο 4.4, σύμφωνα με την τεχνική επίλυσης branch & bound.

## 5 ΜΟΝΤΕΛΟ ΕΠΕΚΤΑΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

---

### 5.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Τα μοντέλα μαθηματικού προγραμματισμού χρησιμοποιούνται ευρέως τις τελευταίες δεκαετίες ως βασικά εργαλεία μελετών ανάλυσης θεμάτων σχετικά με το ενεργειακό σύστημα. Η ανάλυση ενεργειακών συστημάτων αποτελεί ένα εφαρμοσμένο επιστημονικό πεδίο, το οποίο έχει άμεση σχέση με τους τομείς της οικονομίας και της μηχανικής. Ένα κύριο χαρακτηριστικό των μοντέλων ενεργειακής ανάλυσης είναι πως εξετάζουν το σύνολο του ενεργειακού τομέα, δηλαδή ολόκληρο το ενεργειακό σύστημα και τις αλληλεπιδράσεις του, εν αντιθέσει με άλλες προσεγγίσεις όπως είναι η μεμονωμένη ανάλυση του πετρελαϊκού τομέα ή του ηλεκτρικού συστήματος. Ο κύριος στόχος των αναλύσεων αυτών είναι να συμβάλλουν στη λήψη αποφάσεων μέσω της ανάλυσης ενεργειακών πολιτικών, της εξέτασης ζητημάτων τιμολόγησης των ενεργειακών αγαθών αλλά και του επενδυτικού σχεδιασμού μέσω αναλύσεων κόστους-οφέλους είτε από πλευράς ενός μεμονωμένου επενδυτή είτε από τη μεριά ολόκληρου του συστήματος. Ήδη από τα μέσα του 20<sup>ου</sup> αιώνα, το πρόβλημα της επέκτασης δυναμικότητας (capacity expansion) με τον βέλτιστο τρόπο αποτέλεσε ένα σημαντικό αντικείμενο στον τομέα της επιχειρησιακής έρευνας με το οποίο ασχολήθηκαν ερευνητές από ένα ευρύ φάσμα κλάδων, μεταξύ άλλων ερευνητές στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, των βαριών βιομηχανιών και των τηλεπικοινωνιών, όπως αναλύεται από τον Luss [57].

### 5.2 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΚΗ ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ ΤΩΝ ΜΟΝΤΕΛΩΝ ΕΠΕΚΤΑΣΗΣ ΤΟΥ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Το ηλεκτρικό (ηλεκτροπαραγωγικό) σύστημα αποτελεί ένα σημαντικό υπο-σύστημα του ενεργειακού συστήματος, το οποίο συχνά εξετάζεται αυτοτελώς και αποτέλεσε έναν από τους πρώτους κλάδους στον οποίο χρησιμοποιήθηκαν μοντέλα μαθηματικού προγραμματισμού ως εργαλεία εκπόνησης μελετών. Ο βασικός στόχος των μελετών αυτών σχετίζεται με θέματα αναφορικά με τον καθορισμό της επέκτασης του ηλεκτρικού συστήματος με βέλτιστο τρόπο. Η βέλτιστη επέκταση του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος αφορά την επιλογή των επενδύσεων εκείνων, οι οποίες θα καλύψουν την ζήτηση για ηλεκτρική ενέργεια πληρώνοντας παράλληλα τα κριτήρια αξιοπιστίας και απρόσκοπτης λειτουργίας του συστήματος. Η μεθοδολογία επιλογής του βέλτιστου μείγματος επενδύσεων στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα εξελίχθηκε με την πάροδο των ετών, εκκινώντας από μεθοδολογίες υπολογισμού συγκριτικών δεικτών οικονομικότητας συγκεκριμένων επενδύσεων και καταλήγοντας σε πιο αναβαθμισμένες μεθοδολογίες προσδιορισμού της οικονομικότητας της κάθε επένδυσης βάση αλγορίθμων βελτιστοποίησης.

Μια από τις πρώτες μεθοδολογίες επιλογής επενδύσεων (“Note blue” – “Blue Note”), την οποία χρησιμοποίησαν μεγάλες εταιρείες ηλεκτροπαραγωγής όπως η Electricite de France (EDF), βασίστηκε στη σύγκριση των πιθανών επενδύσεων μέσω ενός συντελεστή αποδοτικότητας. Ο συντελεστής αυτός υπολογιζόταν βάση οικονομικών κριτηρίων των μεμονωμένων επενδυτικών επιλογών και μέσω αυτού υπολογιζόταν ένας σχετικός δείκτης, προκειμένου να ληφθεί η απόφαση για το ποιες από τις εξεταζόμενες επενδύσεις πρέπει να γίνουν ή όχι. Θεωρητικά εάν ήταν δυνατή η απαρίθμηση όλων των πιθανών συνδυασμών επενδύσεων και έπειτα η επιλογή του πιο αποδοτικού συνδυασμού, θα μπορούσε να επιλεγεί η βέλτιστη επέκταση του

ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος. Η προσέγγιση αυτή εμφανίζει μεγάλη πολυπλοκότητα λόγω του μεγάλου αριθμού τεχνολογιών, οι οποίες είναι υποψήφιες προς επένδυση, του μεγέθους που θα είναι βέλτιστη να έχει κάθε μια από αυτές, καθώς και της χρονιάς ένταξης. Ακόμη περισσότερο εάν συνυπολογίσουμε τα κριτήρια αξιοπιστίας του συστήματος, τα οποία θα πρέπει να πληρούνται, αλλά και άλλους περιορισμούς του συστήματος, όπως η διαθεσιμότητα καυσίμων, συγκεκριμένο δυναμικό επενδύσεων σε ΑΠΕ λόγω χωροταξικών και άλλων περιορισμών, ή αλληλεπιδράσεις του ηλεκτρικού συστήματος με άλλα συστήματα (σύστημα θέρμανσης και μονάδες που προσφέρουν τηλεθέρμανση), η προσέγγιση αυτή δεν μπορεί να εφαρμοστεί.

Αναγνωρίζοντας τις προαναφερθείσες δυσκολίες, η EDF ξεκίνησε παράλληλα με την προηγούμενη μέθοδο ("Blue Note"), μια νέα μέθοδο, η οποία βασίζεται στη χρήση μοντέλων μαθηματικού προγραμματισμού προκειμένου να λάβει αποφάσεις για τα επενδυτικά της σχέδιο. Ο προσδιορισμός της βέλτιστης επέκτασης του ηλεκτρικού συστήματος μέσω της χρήσης μοντέλων μαθηματικού προγραμματισμού δίνει τη δυνατότητα προσομοίωσης του συνόλου του ηλεκτρικού συστήματος και των μηχανισμών που το διέπουν, κάτι στο οποίο η προσέγγιση εξέτασης μεμονωμένων επενδύσεων ή επιλογή μεταξύ ενός πακέτων επενδύσεων, υστερεί.

Το μοντέλο "Investment '85", Bessière [58] αποτέλεσε ένα από τα πρώτα μοντέλα επέκτασης του ηλεκτρικού συστήματος, το οποίο είχε στόχο να εξετάσει το βέλτιστο πλάνο επενδύσεων της EDF σε μονάδες ηλεκτροπαραγωγής στην Γαλλία, βασιζόμενο στην αρχή της ελαχιστοποίησης του κόστους επέκτασης του ηλεκτρικού συστήματος πληρουμένων των περιορισμών κάλυψης της ζήτησης και άλλων περιορισμών, μερικοί από τους οποίους είναι μη γραμμικοί. Το μοντέλο εξετάζει το Γαλλικό ηλεκτρικό σύστημα, το οποίο χωρίζεται σε έξι διαφορετικές γεωγραφικές περιοχές. Οι μεταβλητές απόφασης αφορούν την επιλογή της επένδυσης σε δυναμικότητες (ισχύς) μονάδων παραγωγής, της ισχύος και της ενέργειας που προσφέρει η κάθε μονάδα παραγωγής αλλά και την κατανομή ροών ενέργειας μεταξύ των διαφορετικών περιοχών της Γαλλίας. Η επιλογή επένδυσης σε μονάδα παραγωγής αφορά όχι μόνο την τεχνολογία της μονάδας παραγωγής (πυρηνικοί, μεγάλοι και μικροί υδροηλεκτρικοί σταθμοί, ανθρακικές μονάδες και αεριοστροβιλικές μονάδες αιχμής) και την εγκατεστημένη ισχύ της, αλλά και την τοποθεσία και το έτος ένταξής της στο σύστημα. Ένα σημαντικό στοιχείο του μοντέλου αυτού αφορά την επίλυση του ταυτόχρονα για έναν μεγάλο χρονικό ορίζοντα επίλυσης, ο οποίος αφορά την περίοδο 1965-1985. Η σημασία του μεγάλου χρονικού ορίζοντα επίλυσης έγκειται στο γεγονός πως οι επενδύσεις σε μονάδες ηλεκτροπαραγωγής χαρακτηρίζονται ως επενδύσεις εντάσεως κεφαλαίου και οι επενδυτικές αποφάσεις λαμβάνονται στο πλαίσιο ενός μακροπρόθεσμου σχεδιασμού εξετάζοντας το πώς οι μελλοντικές εξελίξεις αναφορικά με το επίπεδο ζήτησης ηλεκτρισμού, τα κόστη των τεχνολογιών, αλλά και άλλους παράγοντες, επηρεάζουν τις αποφάσεις αυτές.

Η πετρελαϊκή κρίση του 1973 πυροδότησε τη χρήση μοντέλων με στόχο τη βέλτιστη επέκταση του ηλεκτρικού, αλλά και συνολικά του ενεργειακού, συστήματος. Ένα από τα πρώτα ευρέως διαδεδομένα εργαλεία καθορισμού της επέκτασης του ηλεκτρικού συστήματος είναι το WASP (Wien Automatic System Planner) [59], το οποίο αναπτύχθηκε το 1972 από το Tennessee Valley Authority και το εργαστήριο Oak Ridge National Laboratory στις Η.Π.Α.. Το WASP υπολογίζει την βέλτιστη επέκταση του ηλεκτρικού συστήματος, επιλέγοντας μεταξύ συγκεκριμένων υποψήφιων επενδύσεων, οι οποίες αποτελούν δεδομένα εισόδου του μοντέλου και προσδιορίζονται από το

χρήστη. Τόσο οι υποψήφιες προς επένδυση, αλλά προς απόσυρση μονάδες πρέπει να καθοριστούν από το χρήστη, σύμφωνα με την αρχική έκδοση του WASP [60], μια μεθοδολογία που αποτελεί μια εξελιγμένη προσέγγιση του “Blue Note” της EDF. Το εργαλείο WASP στηρίζεται στις αρχές του δυναμικού προγραμματισμού και περιλαμβάνει πιθανοτικούς υπολογισμούς, όπως η μεθοδολογία προσδιορισμού της πιθανότητας περικοπής φορτίου (LOLP - Loss of Load Probability). Το WASP χρησιμοποιήθηκε για την επέκταση του ηλεκτρικού συστήματος αρκετών χωρών, ενώ οι νεότερες εκδόσεις του περιλαμβάνουν επιπρόσθετες δυνατότητες, όπως ο υπολογισμός των ατμοσφαιρικών εκπομπών.

Με την πάροδο των ετών αναπτύχθηκαν πολλά μοντέλα επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος, τα οποία και λόγω της εξέλιξης της επιστήμης των υπολογιστών, μπόρεσαν να αναπαραστήσουν με μεγαλύτερη λεπτομέρεια τη λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος και συνεπώς της εύρεσης της βέλτιστης επέκτασης του συστήματος μέσω της καλύτερης δυνατότητας απεικόνισης (προσομοίωσης) της πραγματικής λειτουργίας του συστήματος. Η αυξανόμενη διείσδυση των ΑΠΕ, ιδιαίτερα των ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής, στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής δημιουργεί την ανάγκη επέκτασης της λεπτομέρειας των μοντέλων προσομοίωσης της επέκτασης του συστήματος. Η μεταβλητή παραγωγή των ΑΠΕ δημιουργεί απαιτήσεις ευελιξίας στο σύστημα, τις οποίες οι υπόλοιπες μονάδες παραγωγής καλούνται να καλύψουν. Συνεπώς, η αύξηση της λεπτομέρειας αναπαράστασης θεμάτων που αφορούν την κυκλική λειτουργία των μονάδων παραγωγής, αλλά και την ενσωμάτωση περιορισμών ελάχιστων εφεδρειών γίνεται αναγκαία.

Το μοντέλο Balmorel [61] αναπτύχθηκε από μια σειρά ερευνητικών ινστιτούτων των χωρών της Βαλτικής θάλασσας με σκοπό την ανάλυση πολιτικών σχετικά με τον ηλεκτροπαραγωγικό τομέα στο πλαίσιο της ενοποίησης των ηλεκτρικών αγορών και συστημάτων των διαφορετικών χωρών. Οι χώρες της Βαλτικής θάλασσας χαρακτηρίζονται από μεγάλη εγκατεστημένη ισχύ μονάδων συμπαραγωγής και λόγω αυτού κρίθηκε απαραίτητη η ενσωμάτωση των μονάδων συμπαραγωγής και του συστήματος παροχής ατμού και θέρμανσης με έναν λεπτομερή τρόπο στο μοντέλο Balmorel, προκειμένου να αναπαρασταθεί με μεγαλύτερη λεπτομέρεια η πραγματικότητα. Επιπρόσθετα, στο μοντέλο αυτό δόθηκε έμφαση στην ενσωμάτωση περιορισμών σχετικά με τη λειτουργία και επέκταση των μονάδων συμπαραγωγής, οι οποίοι περιορισμοί αναπαριστούν ενεργειακές πολιτικές και επηρεάζουν σε μεγάλο βαθμό την επέκταση του ηλεκτρικού συστήματος των συστημάτων αυτών. Η πρώτη έκδοση του μοντέλου Balmorel [62] είχε χρονικό ορίζοντα επίλυσης την περίοδο 1995 έως 2030 και επιλύεται μέσω χρήσης της τεχνικής επίλυσης κυλιόμενου ορίζοντα. Η επίλυση του μοντέλου Balmorel γίνεται με βάση την υπόθεση τέλεις πρόβλεψης για τις μελλοντικές χρονιές επίλυσης και η επίλυση τελείται ανά έτος σειριακά. Ωστόσο, κατά τη διάρκεια επίλυσης ενός έτους το μοντέλο λαμβάνει υπόψη ως παραμέτρους τις επενδύσεις που αποφασίστηκαν σε προηγούμενα έτη, ενώ η βελτιστοποίηση βλέπει όλα τα επόμενα χρόνια. Το μοντέλο βασίζεται στις αρχές του γραμμικού προγραμματισμού, χωρίς να θεωρεί συγκεκριμένο μέγεθος για τις επενδύσεις, οι οποίες δεν αποτελούν νέα μονάδα αλλά υπολογίζονται ως αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος κάθε τεχνολογίας.

Η έντονη αλληλεπίδραση του ηλεκτροπαραγωγικού τομέα με το υπόλοιπο ενεργειακό σύστημα, όπως προαναφέρθηκε, οδήγησε στην ανάπτυξη αναλυτικών μοντέλων επέκτασης του ηλεκτρικού συστήματος, τα οποία αποτελούν κομμάτι ενεργειακών μοντέλων και

χρησιμοποιούνται ευρέως σε πληθώρα μελετών ανάλυσης ενεργειακών πολιτικών, όπως είναι το MARKAL\TIMES, το NEMS στις Ηνωμένες Πολιτείες της Αμερικής (Η.Π.Α.) και το PRIMES στην Ευρώπη.

Η οικογένεια μοντέλων MARKAL/TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System) [63], [64] περιλαμβάνει μοντέλα σχετικά με την ενέργεια, την οικονομία και το περιβάλλον, που περιλαμβάνουν μεγάλη τεχνολογική λεπτομέρεια. Τα μοντέλα MARKAL/TIMES αναπτύχθηκαν με συλλογική εργασία μέσω της πρωτοβουλίας του Προγράμματος Ανάλυσης Συστημάτων Ενεργειακών Τεχνολογιών του Διεθνούς Οργανισμού Ενέργειας (International Energy Agency), η οποία ξεκίνησε το 1978. Το μοντέλο MARKAL αναπτύχθηκε το 1980, ενώ το TIMES το 2000. Το μοντέλο TIMES χρησιμοποιεί τις τεχνικές του γραμμικού προγραμματισμού με σκοπό να αναπαράγει την εξέλιξη του ενεργειακού συστήματος με το χαμηλότερο κόστος, βελτιστοποιημένο σύμφωνα με ορισμένους περιορισμούς, σε μεσοπρόθεσμους και μακροπρόθεσμους χρονικούς ορίζοντες.

Το μοντέλο NEMS (National Energy Modelling System) αποτελεί ένα μοντέλο μερικής ισορροπίας της οικονομίας, το οποίο αναπτύχθηκε στις ΗΠΑ τη δεκαετία του 1990 από την Energy Information Administration (EIA) του Υπουργείου Ενέργειας (DOE) των ΗΠΑ. Το NEMS χρησιμοποιείται ως εργαλείο ανάλυσης ενεργειακών πολιτικών από το Αμερικάνικο Κογκρέσο, ενώ το Υπουργείο Ενέργειας το χρησιμοποιεί για την εκπόνηση της ετήσιας μελέτης σχετικά την εξέλιξη του ενεργειακού συστήματος των ΗΠΑ (Annual Energy Outlook). Το NEMS σχεδιάζει την παραγωγή, τις εισαγωγές, τη μετατροπή, την κατανάλωση και τις τιμές των ενεργειακών προϊόντων, δεδομένων υποθέσεων σχετικά με μακροοικονομικούς και χρηματοοικονομικούς παράγοντες, την εξέλιξη των παγκόσμιων ενεργειακών αγορών, τη διαθεσιμότητα και το κόστος των πόρων, τη συμπεριφορά και την τεχνολογική επιλογή των κριτηρίων, τα χαρακτηριστικά κόστους και απόδοσης των ενεργειακών τεχνολογιών και τα δημογραφικά στοιχεία. Το μοντέλο επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού τομέα του NEMS επιλύει το πρόβλημα της βέλτιστης επέκτασης του συστήματος ενσωματώνοντας περιορισμούς σχετικά με τη λειτουργία του συστήματος, προκειμένου να λάβει υπόψη τα διαφορετικά μεταβλητά κόστη των σταθμών, πέραν του κεφαλαιουχικού κόστους της κάθε επένδυσης<sup>11</sup>. Οι επενδύσεις αφορούν την επιλογή κατασκευής νέας μονάδας, διάφορους τύπους ανακαίνισης υπάρχουσας ανθρακικής μονάδας, καθώς και την επιλογή για κατασκευή νέας γραμμής μεταφοράς μεταξύ δύο περιοχών. Επίσης το μοντέλο λαμβάνει υπόψη τα κόστη μεταφοράς των καυσίμων σε κάθε περιοχή, καθώς και μια σειρά περιβαλλοντικών πολιτικών, οι οποίες έχουν στόχο τον περιορισμό των αερίων του θερμοκηπίου (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO<sub>2</sub>).

Το μοντέλο PRIMES (Price-Induced Market Equilibrium System) [65], όπως και το NEMS αποτελεί ένα μοντέλο μερικής ισορροπίας της οικονομίας, το οποίο αναπτύχθηκε τη δεκαετία του 1990 από το Εργαστήριο Ενέργειας-Οικονομίας-Περιβάλλοντος του Ε.Μ.Π (E3MLab) και χρησιμοποιείται από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή στην ανάλυση ενεργειακών πολιτικών της ΕΕ [66]. Ο σχεδιασμός του PRIMES επικεντρώθηκε στους μηχανισμούς της αγοράς και αποσκοπούσε στην προβολή των τιμών των ενεργειακών προϊόντων, οι οποίες επηρεάζουν την εξέλιξη της ζήτησης

<sup>11</sup> Για παράδειγμα η επένδυση σε μια μονάδα αιχμής (αεριοστρόβιλος) έχει μικρότερα κεφαλαιουχικά κόστη σε σχέση με μια μονάδα συνδυασμένου κύκλου, αλλά λόγω σημαντικά μικρότερου βαθμού απόδοσης επιφέρει μεγαλύτερη κόστη καυσίμου σε συνθήκες λειτουργίας ίδιων ωρών.

και της προσφοράς ενέργειας καθώς και της τεχνολογικής προόδου. Το μοντέλο επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού τομέα του PRIMES, στο οποίο βασίστηκε το μοντέλο επέκτασης της παρούσας διατριβής, στοχεύει την εύρεση της βέλτιστης επέκτασης του συστήματος λαμβάνοντας υπόψη με μεγάλη λεπτομέρεια τα τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά των τεχνολογιών και των τεχνικών, οικονομικών, ρυθμιστικών περιορισμών, παράλληλα με την εφαρμογή ενεργειακών πολιτικών. Η τελευταία έκδοση του υπο-μοντέλου του PRIMES για τον ηλεκτροπαραγωγικό τομέα και την παραγωγή ατμού, θέρμανσης και συνθετικών καυσίμων επιλύει το πρόβλημα εύρεσης της επέκτασης του συστήματος με στόχο την ελαχιστοποίηση του κόστους διαχρονικά εξετάζοντας την περίοδο από το 2015 έως το 2070. Μεταξύ των σημαντικότερων χαρακτηριστικών του μοντέλου αποτελεί η ενσωμάτωση των υπαρχουσών μονάδων και των υποψήφια με μεγάλη λεπτομέρεια σχετικά με την τεχνολογία και το έτος ένταξης, προκειμένου να ληφθεί υπόψη η τεχνολογική πρόοδος και τα διαφορετικά χαρακτηριστικά της κάθε μονάδας στη βελτιστοποίηση της επέκτασης του συστήματος, η οποία γίνεται συγχρονισμένα για το σύνολο των χωρών της ΕΕ και για το σύστημα παραγωγής ηλεκτρισμού, ατμού και συνθετικών καυσίμων.

### 5.3 ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΤΟΥ ΜΟΝΤΕΛΟΥ ΕΠΕΚΤΑΣΗΣ ΤΟΥ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

#### 5.3.1 Γενική περιγραφή του μοντέλου επέκτασης του ηλεκτρικού συστήματος

Όπως αναλύθηκε και προηγουμένως, το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής αποτελεί ένα υπο-σύστημα του ενεργειακού συστήματος, το οποίο μπορεί να εξεταστεί και αυτοτελώς. Ωστόσο η έντονη αλληλεπίδραση του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής με άλλα συστήματα, όπως είναι το σύστημα τηλεθέρμανσης, μεταξύ άλλων, δημιουργούν επιπρόσθετους περιορισμούς, τους οποίους ένα μοντέλο επέκτασης του ηλεκτρικού συστήματος πρέπει να λάβει υπόψη.

Σε πολλά ηλεκτρικά συστήματα γίνεται ευρεία χρήση μονάδων συμπαραγωγής (ΣΗΘ), οι οποίες παρέχουν συνδυασμένη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας. Οι μονάδες αυτές καλύπτουν περισσότερες από μια τελικές ενεργειακές χρήσεις (ηλεκτρισμό, ατμό κλπ.) και λόγω του υψηλού συνολικού βαθμού απόδοσης τους (μονάδες ΣΗΘΥΑ, Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης) αποτελούν οικονομικά αποδοτικές επενδύσεις υπό συγκεκριμένες προϋποθέσεις. Τέτοιες μονάδες χρησιμοποιούνται σε κλάδους της βιομηχανίας, οι οποίοι απαιτούν ατμό σε βιομηχανικές διεργασίες, σε θερμοκήπια για λόγους θέρμανσης, σε ξενοδοχειακές, νοσοκομειακές και άλλες εγκαταστάσεις για την παραγωγή ζεστού νερού, και κυκλώματα θέρμανσης καθώς και την παραγωγή ατμού για λόγους αποστείρωσης αλλά και στην ηλεκτροπαραγωγή παρέχοντας με κεντρικό τρόπο υπηρεσίες θέρμανσης μέσω δικτύου τηλεθέρμανσης<sup>12</sup>. Σε χώρες, όπως η Δανία και η πλειοψηφία των Βαλτικών χωρών, ένα μεγάλο ποσοστό της παραγωγής ηλεκτρισμού προέρχεται από μονάδες συμπαραγωγής, όπως αναλύεται και από τους Kakaras et al. [67].

<sup>12</sup> Η τηλεθέρμανση ορίζεται ως η παροχή θέρμανσης μέσω ενός κεντρικού δικτύου μονωμένων αγωγών, το οποίο μεταφέρει νερό σε υψηλή θερμοκρασία. Το νερό αυτό θερμαίνεται είτε από λέβητες είτε από μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας, οι οποίοι βρίσκονται περιφερειακά ή εκτός των κέντρων κατανάλωσης.

Η λειτουργία των μονάδων αυτών καθορίζεται όχι μόνο από τη ζήτηση ηλεκτρισμού, αλλά και από τη ζήτηση ατμού. Ιδιαίτερα οι μικρές σε μέγεθος μονάδες συμπαραγωγής, οι οποίες βρίσκονται σε βιομηχανικές περιοχές αλλά και σε επίπεδο συστημάτων τηλεθέρμανσης πόλεων βορείων χωρών της Ευρώπης, λειτουργούν κυρίως με γνώμονα τη ζήτηση ατμού και θερμότητας<sup>13</sup> παρά τη ζήτηση ηλεκτρισμού. Η εξέλιξη της ζήτησης ατμού σε κάθε βιομηχανία και της τηλεθέρμανσης, οι οποίες είναι άμεσα συνδεδεμένες με υποθέσεις σχετικά με την εξέλιξη της παραγωγικής της δραστηριότητας της κάθε βιομηχανίας και της χρήσης του συστήματος τηλεθέρμανσης παράλληλα με την οικονομικότητα των επενδύσεων, καθορίζουν και την ανάγκη επένδυση σε μονάδες συμπαραγωγής ή λέβητες. Συνεπώς, η στενή αλληλεπίδραση του ηλεκτρικού συστήματος με τις ανάγκες παροχής τηλεθέρμανσης αλλά και απευθείας παραγωγής ατμού σε βιομηχανικές εγκαταστάσεις δημιουργεί την ανάγκη ενσωμάτωσης του υποσυστήματος αυτού στο μοντέλο επέκτασης του ηλεκτρικού συστήματος.

Η αυξανόμενη διείσδυση των ΑΠΕ, προκειμένου να μειωθεί το ανθρακικό αποτύπωμα της ηλεκτροπαραγωγής, έθεσαν το ζήτημα του έξυπνου συνδυασμού του ηλεκτρικού συστήματος παράλληλα με το σύστημα θέρμανσης αλλά και παραγωγής μορφών αερίου καυσίμου, όπως το βιοαέριο, το βιομέθανιο, το πράσινο υδρογόνο<sup>14</sup> και το συνθετικό μεθάνιο, τα οποία δύνανται να παραχθούν μέσω της μετατροπής της ηλεκτρικής ενέργειας και τα οποία μπορούν να χρησιμοποιηθούν άμεσα στους φορεί τελικής κατανάλωσης ή ως είσοδο σε μονάδες παραγωγής ηλεκτρισμού, θερμικής ενέργειας (λέβητες) ή μονάδες συμπαραγωγής. Όπως αναφέρθηκε στο κεφάλαιο 1.5, η χρήση μονάδων παραγωγής συνθετικών καυσίμων ως μέσα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας σε ημερήσιο, εβδομαδιαίο ή εποχιακό επίπεδο μπορεί να συμβάλει καθοριστικά στην αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ μέσω της τομεακής ολοκλήρωσης. Η ενσωμάτωση του κλάδου παραγωγής συνθετικών καυσίμων<sup>15</sup> δύναται να επηρεάσει σημαντικά τη βέλτιστη επέκταση του ηλεκτρικού συστήματος σε μακροπρόθεσμο κυρίως πλαίσιο και σε συστήματα με μεγάλο βαθμό διείσδυσης των ΑΠΕ.

### 5.3.2 Μαθηματική περιγραφή του μοντέλου επέκτασης

Θεωρούμε ένα ηλεκτρικό σύστημα, το οποίο απαρτίζεται από κόμβους  $n$ . Οι κόμβοι αυτοί αντιπροσωπεύουν το ηλεκτρικό σύστημα της κάθε χώρας ή υπο-περιοχές σε κάθε χώρα ανάλογα με τη λεπτομέρεια των δεδομένων και τις ανάγκες της ανάλυσης. Ο σκοπός του μοντέλου επέκτασης του ηλεκτρικού συστήματος είναι η ελαχιστοποίηση του κόστους κάλυψης της ζήτησης ηλεκτρισμού του συστήματος, αλλά και των αλληλεπιδράσεων αυτού του τομέα με την

<sup>13</sup> Η θερμική ενέργεια αποτελεί μια ενεργειακή μορφή στην κατάστροψη των ενεργειακών ισοζυγίων, αν και στην πραγματικότητα διαφοροποιείται ανάλογα με την θερμοκρασία. Στο πλαίσιο της παρούσας διατριβής, η παραγωγή θερμικής ενέργειας χωρίζεται σε δύο τύπους ενεργειακού αγαθού ανάλογα με την τελική χρήση της. Θεωρούμε ως ατμό τη θερμική ενέργεια υψηλών θερμοκρασιών, η οποία απαιτείται σε βιομηχανικές διεργασίες και ως θερμότητα τη θερμική ενέργεια, η οποία παρέχεται μέσω δικτύου τηλεθέρμανσης σε πόλεις.

<sup>14</sup> Πράσινο υδρογόνο θεωρείται το υδρογόνο, το οποίο έχει παραχθεί μέσω της διαδικασίας ηλεκτρόλυσης, χρησιμοποιώντας ηλεκτρισμό μηδενικού ανθρακικού αποτυπώματος, όπως αυτός μπορεί να παραχθεί από τεχνολογίες μηδενικών εκπομπών (π.χ. ΑΠΕ).

<sup>15</sup> Η παρούσα διατριβή ενσωματώνει μια προσέγγιση της δυναμικής του ζητήματος της τομεακής ολοκλήρωσης μεταξύ συστήματος παραγωγής και συνθετικών καυσίμων βασιζόμενη σε απλουστεύσεις. Μια λεπτομερής αναπαράσταση ενός πλήρους συστήματος τομεακής ολοκλήρωσης αποτελεί μια από τις σημαντικότερες δυνατότητες επέκτασης, όπως αναλύεται στο κεφάλαιο 12.3.

κάλυψη των αναγκών θέρμανσης και συνθετικών καυσίμων, δεδομένων τεχνικών, ρυθμιστικών, περιβαλλοντικών και άλλων περιορισμών για έναν δεδομένο χρονικό ορίζοντα. Ο χρονικός ορίζοντας του μοντέλου αποτελείται από διαφορετικές χρονιές  $t$ , προκειμένου να επιλεγεί το βέλτιστο πρόγραμμα επέκτασης του συστήματος διαχρονικά, εξετάζοντας μια μεγάλη χρονική περίοδο (π.χ. 20 χρόνια). Κάθε μια από τις χρονιές αποτελείται από χρονικά διαστήματα  $h$ , τα οποία συμβολίζουν διαφορετικές ώρες εντός του έτους .

### 5.3.2.1 Πίνακας επεξήγησης των συμβόλων (*nomenclature*)

Ο Πίνακας 2 παρουσιάζει συγκεντρωμένα την επεξήγηση των συμβόλων, τα οποία χρησιμοποιούνται στη μαθηματική διατύπωση του μοντέλου επέκτασης του ηλεκτρικού συστήματος.

**Πίνακας 2: Ονοματολογία συμβόλων της μαθηματικής περιγραφής του μοντέλου επέκτασης του ηλεκτρικού συστήματος**

<b>Δείκτες και σύνολα</b>	
$n$ ή $nn$	Κόμβοι του συστήματος (χώρες)
$t$ ή $tt$	Έτη επίλυσης
$v$	Έτος ένταξης μονάδων
$h$ ή $hh$	Χρονικές περίοδοι του έτους
$p$	Μονάδες παραγωγής
$pp$	Μονάδες παραγωγής ηλεκτρισμού
$ep$	Μονάδες παραγωγής αποκλειστικά ηλεκτρισμού
$cp$	Μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού-θερμότητας
$b$	Μονάδες παραγωγής αποκλειστικά ατμού (λέβητες)
$sp$	Μονάδες αποθήκευσης
$eb$	Ηλεκτρικοί λέβητες
$np$	Νέες μονάδες υποψήφιος προς επένδυση
$exp$	Υπάρχουσες μονάδες στο έτος έναρξης του χρονικού ορίζοντα επίλυσης
$rp$	Μονάδες διαθέσιμες για επέκταση του χρόνου ζωής
$lhp$	Μεγάλοι υδροηλεκτρικοί σταθμοί με ταμειυτήρα
$ccs$	Μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με εγκατεστημένη την τεχνολογία δέσμμευσης και αποθήκευσης του διοξειδίου του άνθρακα
$s$	Τομείς κατανάλωσης ηλεκτρισμού
$vl$	Επίπεδα τάσης δικτύου
$k$ ή $kk$	Γραμμές διασύνδεσης
$a$	Κατηγορίες επικουρικών υπηρεσιών
$f$	Καύσιμα
$sf$	Συνθετικά καύσιμα
$et$	Ατμοσφαιρικές εκπομπές
$l$	Επίπεδα (τμήματα) των γραμμικών κατά τμήματα καμπυλών κόστους-δυναμικού
$ftp_{f,p}$	Σύνδεση μονάδας παραγωγής με καύσιμα εισόδου
$sc_{sp,h}$	Σύνδεση χρονικών περιόδων $h$ με κάθε κύκλο αποθήκευσης του μέσου αποθήκευσης $sp$
<b>Παράμετροι και συναρτήσεις</b>	



$I_{n,vl,h,t}^E$	η ζήτηση ηλεκτρισμού σε κάθε κόμβο $n$ του συστήματος για κάθε επίπεδο τάσης $vl$ σε κάθε χρονική περίοδο $h$ του κάθε έτους $t$
$HR_{n,eb,v,h,t}$	Συντελεστής κατανάλωσης καυσίμου
$MVL_{s,vl}$	Συντελεστής ανάθεσης της ζήτησης κάθε κλάδου $s$ σε κάθε επίπεδο τάσης $vl$
$ETL_{n,vl,t}$	Συντελεστής απωλειών δικτύου σε κάθε επίπεδο τάσης $vl$
$SNL_{n,t}$	Συντελεστής απωλειών δικτύου τηλεθέρμανσης
$D_{n,s,h,t}^E$	ζήτηση ηλεκτρισμού του κάθε τελικού φορέα κατανάλωσης $s$ σε κάθε χρονική περίοδο $h$ του κάθε έτους $t$
$N_{sf}^{sf}$	Συνολικός βαθμός απόδοσης της διαδικασίας παραγωγής συνθετικών καυσίμων $sf$
$RM_{n,h,t}$	μακροπρόθεσμες εφεδρείες του συστήματος σε κάθε χρονική περίοδο $h$ του κάθε έτους $t$
$RA_{n,p,v,h,t}$	Συντελεστής μέγιστης συνεισφοράς των μονάδων παραγωγής στην κάλυψη των μακροπρόθεσμων εφεδρειών σε κάθε χρονική περίοδο $h$ του κάθε έτους $t$
$RNI_{n,h,t}$	Συντελεστής μέγιστης συνεισφοράς των καθαρών εισαγωγών στην κάλυψη των μακροπρόθεσμων εφεδρειών σε κάθε χρονική περίοδο $h$ του κάθε έτους $t$
$OR_{n,a,h,t}^{up}$	Απαιτήσεις σε επικουρικές υπηρεσίες προς τα άνω (λειτουργικές εφεδρείες) του συστήματος για κάθε τύπο υπηρεσίας $a$ σε κάθε χρονική περίοδο $h$ του κάθε έτους $t$
$OR_{n,a,h,t}^{dn}$	Απαιτήσεις σε επικουρικές υπηρεσίες προς τα κάτω (λειτουργικές εφεδρείες) του συστήματος για κάθε τύπο υπηρεσίας $a$ σε κάθε χρονική περίοδο $h$ του κάθε έτους $t$
$EXC_{n,p,v}$	Εξωγενής υπόθεση επένδυσης σε μια μονάδα (ήδη εγκατεστημένες μονάδες ή νέα επένδυση, η οποία έχει προγραμματιστεί ήδη)
$SI_{n,p,v,t}$	Δείκτης επιβίωσης σχετικά με την τεχνική διάρκεια ζωής μιας νέας μονάδας $p$ , η οποία εντάχθηκε στο σύστημα τη χρονιά $v$ για το έτος $t$ (0-1)
$RSI_{n,p,v,t}$	Δείκτης επιβίωσης σχετικά με τον χρόνο επέκτασης της τεχνικής διάρκειας ζωής μιας μονάδας
$EXR_{n,p,t}^{obl}$	Εξωγενής υπόθεση σχετικά με την υποχρεωτική επέκταση του χρόνου ζωής μιας μονάδας $p$
$IP_{n,p,t}^{max}$	Μέγιστο δυναμικό επενδύσεων σε μια τεχνολογία σε κάθε έτος $t$
$SZ_{n,p}$	Τυπικό μέγεθος κάθε τεχνολογία $p$
$AF_{n,p,v,h,t}$	Συντελεστής διαθεσιμότητας κάθε μονάδας $p$ σε κάθε χρονική περίοδο $h$ κάθε έτους $t$
$TM_{n,p,v}$	Τεχνικά ελάχιστο επίπεδο παραγωγής κάθε μονάδας $p$ με έτος ένταξης το έτος $v$
$RR_{n,p,v}$	Μέγιστος ρυθμός αυξομείωσης φορτίου κάθε μονάδας $p$ με έτος ένταξης το έτος $v$
$HTE_{n,p,v}^{max}$	Μέγιστος λόγος παραγωγής ατμού προς παραγωγή ηλεκτρισμού κάθε μονάδας $p$ με έτος ένταξης το έτος $v$
$SL_{n,p,v}$	Συντελεστής κατανάλωσης καυσίμου για την παραγωγή ατμού στις μονάδες συμπαραγωγής
$FB_{n,p,v,f,t}^{min}$	Συντελεστής ελάχιστης συνεισφορά του καυσίμου $f$ στο μείγμα καυσίμου που καταναλώνεται από κάθε μονάδα $p$

$FB_{n,p,v,t}^{max}$	Συντελεστής μέγιστης συνεισφορά του καυσίμου $f$ στο μείγμα καυσίμου που καταναλώνεται από κάθε μονάδα $p$
$fr_h$	Συχνότητα εμφάνισης της χρονικής περιόδου $h$ κατά τη διάρκεια του έτους $t$
$SL_{n,p,v}$	Απώλειες αποθήκευσης ηλεκτρισμού σε κάθε μέσο αποθήκευσης
$SH_{n,p,v}$	Λόγος ενέργειας αποθήκευσης προς την ισχύ για κάθε μέσο αποθήκευσης
$MSC_{n,p,v}$	Αριθμός μέγιστων κύκλων φόρτισης του αποθηκευτικού μέσου
$FP_{n,f,t}^{max}$	Μέγιστη ετήσια διαθεσιμότητα καυσίμου για κάθε καύσιμο $f$ το έτος $t$ , το οποίο καταναλώνεται στον κόμβο $n$
$FP_{n,f,t}^{min}$	Ελάχιστη υποχρεωτική καυσίμου για κάθε καύσιμο $f$ το έτος $t$ , το οποίο καταναλώνεται στον κόμβο $n$
$UR_{n,p,v,t}$	Ετήσιος συντελεστής διαθεσιμότητας μεγάλων υδροηλεκτρικών
$EF_{n,p,f}^S$	Συντελεστής δέσμευσης των εκπομπών ανά τεχνολογία μονάδας $p$ , η οποία χρησιμοποιεί ως είσοδο το καύσιμο $f$
$CCS_{n,l,t}^{max}$	Μέγιστο δυναμικό αποθήκευσης εκπομπών CO <sub>2</sub> για κάθε τμήμα της μη γραμμικής καμπύλης κόστους δυναμικού $l$ σε κάθε κόμβο $n$
$MOH_{n,p,v,t}^a$	Μέγιστες επιτρεπόμενες ώρες λειτουργίας για κάθε μονάδα ανά έτος
$MOH_{n,p,v,t}^c$	Μέγιστες επιτρεπόμενες ώρες λειτουργίας για κάθε μονάδα διαχρονικά
$EC_{n,et,t}^{an}$	Άνω όριο εκπομπών ατμοσφαιρικού ρύπου $et$ για κάθε έτος $t$ , οι οποίες εκπέμπονται στον κόμβο $n$
$EC_{n,et,t}^c$	Άνω όριο διαχρονικά εκπομπών ατμοσφαιρικού ρύπου $et$ για κάθε έτος $t$ , οι οποίες εκπέμπονται στον κόμβο $n$
$CP_{n,pt,l,t}^{max}$	Περιορισμός προς τα άνω της μέγιστης αθροιστικής των επενδύσεων σε μια συγκεκριμένη τεχνολογία $pt$ για κάθε τμήμα $l$ της μη γραμμικής καμπύλης κόστους-δυναμικού
$FP_{n,f,l,t}^{max}$	Περιορισμός προς τα άνω της μέγιστης κατανάλωσης καυσίμου για κάθε τμήμα $l$ της μη γραμμικής καμπύλης κόστους-διαθεσιμότητας καυσίμου
$RV_{n,t}^E$	Πολιτική προώθησης (οικονομικό κίνητρο) για την παραγωγή ηλεκτρισμού από μονάδες ΑΠΕ
$RV_{n,t}^S$	Πολιτική προώθησης (οικονομικό κίνητρο) για την παραγωγή θερμότητας από μονάδες ΑΠΕ
$RV_{n,t}^{CHP}$	Πολιτική προώθησης (οικονομικό κίνητρο) για την συμπαραγωγή από μονάδες ΑΠΕ
$CC_{n,p,v,t}^G$	Ετήσια πληρωμή κεφαλαιουχικού κόστους επένδυσης τη χρονιά $t$ για τη μονάδα παραγωγής $n$ , η οποία εντάσσεται στο σύστημα τη χρονιά $v$ και χτίζεται σε νέα τοποθεσία στον κόμβο $n$
$CC_{n,p,v,t}^B$	Ετήσια πληρωμή κεφαλαιουχικού κόστους επένδυσης τη χρονιά $t$ για τη μονάδα παραγωγής $n$ , η οποία εντάσσεται στο σύστημα τη χρονιά $v$ και χτίζεται σε τοποθεσία με ήδη υπάρχουσες μονάδες στον κόμβο $n$
$CC_{n,p,v,t}^R$	Ετήσια πληρωμής κεφαλαιουχικού κόστους επένδυσης τη χρονιά $t$ σχετικά με την επέκταση της τεχνικής διάρκειας ζωής για τη μονάδα παραγωγής $n$ , η οποία επεκτείνει το χρόνο ζωής της τη χρονιά $v$ στον κόμβο $n$
$CC_{n,p,v,t}^{EX}$	Ετήσια πληρωμή κεφαλαιουχικού κόστους τη χρονιά $t$ για τις προ-υπάρχουσες μονάδες παραγωγής $n$ , η οποία εντάσσεται στο σύστημα τη χρονιά $v$ και χτίζεται σε νέα τοποθεσία στον κόμβο $n$

$MFC_{n,pt,l,t}^{NLC}$	Συντελεστής κόστους της μη γραμμικής καμπύλης κόστους επενδύσεων στην τεχνολογία $pt$ σε κάθε τμήμα της καμπύλης $l$ τη χρονιά $t$
$FC_{n,p,v}$	Σταθερά κόστη συντήρησης και λειτουργίας της μονάδας $p$ , η οποία εντάσσεται στο σύστημα το έτος $v$ στον κόμβο $n$
$FG_{n,p,v,t}$	Συντελεστής επαύξησης του σταθερού κόστους της μονάδας $p$ , η οποία εντάσσεται στο σύστημα το έτος $v$ στον κόμβο $n$ για την χρονιά λειτουργίας $t$
$FP_{n,f,l,t}^{NLC}$	Συντελεστής κόστους της μη γραμμικής καμπύλης κόστους – διαθεσιμότητας καυσίμου του καυσίμου $f$ σε κάθε τμήμα της καμπύλης $l$ τη χρονιά $t$
$FP_{n,f,t}$	Πλήρης τιμή (συμπεριλαμβανομένων φόρων) καυσίμου $f$ για τη χρονιά $t$ , το οποίο αγοράζεται και καταναλώνεται στον κόμβο $t$
$EP_{n,et,t}$	Τιμή αγοράς αδειών για τις ατμοσφαιρικές εκπομπές $et$ , οι οποίες αγοράζονται στον κόμβο $n$ τη χρονιά $t$
$VC_{n,p,v}$	Μεταβλητά κόστη λειτουργίας της μονάδας $p$ , η οποία εντάσσεται στο σύστημα το έτος $v$ στον κόμβο $n$
$CCS_{n,l,t}^C$	Κόστη δέσμευσης, μεταφοράς και αποθήκευσης εκπομπών CO <sub>2</sub> σε κάθε τμήμα της καμπύλης κόστους – δυνατότητας αποθήκευσης στον κόμβο $n$ τη χρονιά $t$
$I$	Επιτόκιο αναγωγής, , το οποίο αντιπροσωπεύει την προτίμηση με την πάροδο του χρόνου
$TB$	Έτος βάσης (πρώτο έτος που ανήκει στον χρονικό ορίζοντα επίλυσης)
<b>Ελεύθερες μεταβλητές</b>	
$z$	Κόστος επέκτασης και λειτουργίας του συστήματος
<b>Θετικά ορισμένες μεταβλητές</b>	
$i_{n,p,v}^G$	Επένδυση σε νέα μονάδα $p$ , η οποία χτίζεται σε νέα τοποθεσία (greenfield site) το έτος $v$
$i_{n,p,v}^B$	Επένδυση σε νέα μονάδα $p$ , η οποία χτίζεται σε τοποθεσία όπου προ-υπάρχουν μονάδες (brownfield site) το έτος $v$
$i_{n,p,v}^R$	Επένδυση που αφορά την επέκταση του χρόνου ζωής μιας υπάρχουσας μονάδας (refurbishment) $p$ το έτος $v$
$c_{n,p,v,t}$	Εγκατεστημένη ισχύς της κάθε μονάδας $p$ με έτος ένταξης το έτος $v$ για κάθε έτος $t$
$g_{n,p,v,h,t}^E$	Παραγωγή ηλεκτρισμού από κάθε τεχνολογία $p$ , η οποία εντάχθηκε στο σύστημα τη χρονιά $v$ , για κάθε χρονική περίοδο $h$ του έτους $t$
$g_{n,p,v,h,t}^S$	Παραγωγή ατμού από κάθε τεχνολογία $p$ , η οποία εντάχθηκε στο σύστημα τη χρονιά $v$ , για κάθε χρονική περίοδο $h$ του έτους $t$
$in_{n,sp,v,h,t}$	Απορρόφηση ηλεκτρισμού από το δίκτυο, για λόγους αποθήκευσης του σε μονάδες αποθήκευσης για κάθε χρονική περίοδο $h$ του έτους $t$
$ex_{n,sp,v,h,t}$	Έγχυση ηλεκτρισμό στο δίκτυο, από μονάδες αποθήκευσης για κάθε χρονική περίοδο $h$ του έτους $t$
$ni_{n,h,t}$	Καθαρές εισαγωγές ηλεκτρισμού από άλλους κόμβους του συστήματος σε κάθε χρονική περίοδο $h$ του έτους $t$
$tg_{n,vl,h,t}^E$	συνολική παραγωγή ηλεκτρισμού σε κάθε κόμβο $n$ για κάθε χρονική περίοδο $h$ του έτους $t$ σε κάθε επίπεδο τάσης $vl$
$l_{n,vl,h,t}^E$	συνολική ζήτηση ηλεκτρισμού

$r_{n,p,v,a,h,t}^{up}$	Συνεισφορά της μονάδας $p$ στην κάλυψη των απαιτήσεων για επικουρικές υπηρεσίες προς τα άνω για κάθε τύπο υπηρεσίας $a$ σε κάθε χρονική περίοδο $h$ του κάθε έτους $t$
$r_{n,p,v,a,h,t}^{dn}$	Συνεισφορά της μονάδας $p$ στην κάλυψη των απαιτήσεων για επικουρικές υπηρεσίες προς τα κάτω για κάθε τύπο υπηρεσίας $a$ σε κάθε χρονική περίοδο $h$ του κάθε έτους $t$
$fc_{n,p,v,f,t}$	Κατανάλωση καυσίμου $f$ κάθε μονάδας $p$ για κάθε έτος $t$
$eds_{n,h,t}^{sf}$	ζήτηση ηλεκτρισμού, η οποία χρησιμοποιείται ως είσοδος για την παραγωγή συνθετικών καυσίμων $sf$ σε κάθε χρονική περίοδο $h$ του κάθε έτους $t$ , τα οποία χρησιμοποιούνται από τον τομέα ηλεκτροπαραγωγής
$edd_{n,h,t}^{sf}$	ζήτηση ηλεκτρισμού, η οποία χρησιμοποιείται ως είσοδος για την παραγωγή συνθετικών καυσίμων $sf$ σε κάθε χρονική περίοδο $h$ του κάθε έτους $t$ , τα οποία θα καταναλωθούν από τους τελικού φορείς ζήτησης
$ccs_{n,t}^C$	ποσότητα CO <sub>2</sub> , που δεσμεύεται από τις μονάδες CCS σε κάθε έτος $t$ σε κάθε κόμβο $n$
$ccs_{n,l,t}^{S,NLC}$	ποσότητα CO <sub>2</sub> , που δεσμεύεται από τις μονάδες CCS σε κάθε έτος $t$ σε κάθε κόμβο $n$ σε κάθε επίπεδο $l$ της μη γραμμικής καμπύλης κόστους δυναμικού
$em_{n,et,t}$	Ετήσιες εκπομπές ατμοσφαιρικού ρύπου $et$ για κάθε έτος $t$ , οι οποίες εκπέμπονται στον κόμβο $n$
$c_{n,pt,l,t}^{NLC}$	Κατανομή της εγκατεστημένης ισχύς των επενδύσεων σε μια συγκεκριμένη τεχνολογία $pt$ σε κάθε τμήμα $l$ της μη γραμμικής καμπύλης επενδύσεων το έτος $t$ στον κόμβο $n$
$fc_{n,f,l,t}^{NLC}$	Κατανομή της κατανάλωσης καυσίμου $f$ σε κάθε τμήμα $l$ της μη γραμμικής καμπύλης κόστους-διαθεσιμότητας καυσίμου το έτος $t$ στον κόμβο $n$
$rev_{n,t}^E$	Κόστος μέτρου στήριξης μονάδων παραγωγής ηλεκτρισμού από ΑΠΕ το έτος $t$ στον κόμβο $n$
$rev_{n,t}^S$	Κόστος μέτρου στήριξης μονάδων παραγωγής θερμότητας από ΑΠΕ το έτος $t$ στον κόμβο $n$
$rev_{n,t}^{CHP}$	Κόστος μέτρου στήριξης μονάδων συμπαραγωγής από ΑΠΕ το έτος $t$ στον κόμβο $n$
$cc_{n,t}$	Ετήσιες πληρωμές κεφαλαιουχικού κόστους των ήδη εγκατεστημένων μονάδων και των επενδύσεων σε νέες μονάδες το έτος $t$ στον κόμβο $n$
$cc_{n,t}^{NLC}$	Επιπρόσθετα κεφαλαιουχικά κόστη, τα οποία σχετίζονται με τη χρήση των μη γραμμικών καμπύλων κόστους-επένδυσης το έτος $t$ στον κόμβο $n$
$fxc_{n,t}$	Σταθερά κόστη των μονάδων το έτος $t$ στον κόμβο $n$
$flc_{n,t}$	Κόστος αγοράς καυσίμων, τα οποία καταναλώνονται το έτος $t$ στον κόμβο $n$
$flc_{n,t}^{NLC}$	επιπρόσθετα κόστη αγοράς καυσίμου, τα οποία σχετίζονται με τη χρήση των μη γραμμικών καμπύλων κόστους – διαθεσιμότητας καυσίμου το έτος $t$ στον κόμβο $n$
$emc_{n,t}$	Κόστος αγοράς αδειών εκπομπής το έτος $t$ στον κόμβο $n$
$vc_{n,t}$	Μεταβλητά κόστη παραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας (εκτός κόστους καυσίμου) το έτος $t$ στον κόμβο $n$
$csc_{n,t}$	Κόστος μεταφοράς και αποθήκευσης των εκπομπών CO <sub>2</sub> μέσω της χρήσης της τεχνολογίας CCS το έτος $t$ στον κόμβο $n$

$pc_{n,t}$	Πολιτικές προώθησης επενδύσεων σε μονάδες ΑΠΕ το έτος $t$ στον κόμβο $n$
<b>Ακέραιες θετικά ορισμένες μεταβλητές</b>	
$is_{i,p,v}$	Πλήθος επενδύσεων συγκεκριμένου μεγέθους σε κάθε τεχνολογία $p$ το έτος $v$ σε κάθε κόμβο $n$

### 5.3.2.2 Μεταβλητές απόφασης του μοντέλου επέκτασης

Προκειμένου να καλυφθεί η ζήτηση ηλεκτρισμού, θερμότητας (ατμού ή θέρμανσης) και συνθετικών καυσίμων ( $sf$ ), το μοντέλο αποφασίζει το βέλτιστο μείγμα επενδύσεων σε μονάδες παραγωγής  $p$  των ενεργειακών μορφών ηλεκτρισμού, θερμότητας και συνθετικών καυσίμων, το επίπεδο παραγωγής της κάθε μονάδας και τις ροές ανταλλαγής ηλεκτρικής ενέργειας<sup>16</sup> μεταξύ των διαφορετικών κόμβων του συστήματος. Η τοπολογία του ηλεκτρικού δικτύου και η επέκτασή του στο μέλλον αποτελεί εξωγενή υπόθεση, καθώς οι δυναμικότητες των διασυνδέσεων δεν αποτελούν μεταβλητές του προβλήματος.

Οι μονάδες παραγωγής διακρίνονται ανάλογα με την τεχνολογία  $p$  και το έτος ένταξης τους στο σύστημα  $v$ . Η σημασία του καθορισμού κάθε μονάδας με βάση το έτος ένταξης, πέραν της τεχνολογίας, δίνει τη δυνατότητα ενσωμάτωσης της επίδρασης, την οποία έχει η πρόοδος της τεχνολογίας στον καθορισμό του βέλτιστου μείγματος επέκτασης του ηλεκτρικού συστήματος. Αυτό γίνεται δυνατό μέσω θεώρησης διαφορετικών τεχνικών και οικονομικών χαρακτηριστικών για κάθε μονάδα ανάλογα με το έτος ένταξης της στο σύστημα. Στο παρόν μοντέλο η πρόοδος της τεχνολογίας καθορίζεται εξωγενώς και δεν αποτελεί μεταβλητή του προβλήματος, όπως γίνεται σε μοντέλα ενδογενούς καθορισμού της τεχνολογικής προόδου, όπως το ERIS των Kyrgreos et al. [68].

Οι βασικές κατηγορίες μονάδων, οι οποίες ενσωματώνονται στο μοντέλο επέκτασης του συστήματος, είναι οι ακόλουθες:

- Μονάδες παραγωγής ηλεκτρισμού  $pp$ , οι οποίες αποτελούνται:
  - από μονάδες παραγωγής αποκλειστικά ηλεκτρισμού,  $ep$ , και
  - από μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμικής ενέργειας,  $cp$ ,
- Μονάδες παραγωγής αποκλειστικά ατμού ή θέρμανσης (λέβητες),  $b$ ,
- Μονάδες αποθήκευσης ηλεκτρισμού, μέσω της μετατροπής του σε άλλες μορφές ενέργειας, τεχνολογίες αποθήκευσης,  $sp$ .

Οι μεταβλητές απόφασης του μοντέλου επέκτασης του ηλεκτρικού συστήματος αφορούν την επένδυση στις διάφορες τεχνολογίες παραγωγής, την λειτουργία τους στις διάφορες στιγμές της κάθε χρονιάς και τις ανταλλαγές ηλεκτρισμού<sup>17</sup> μεταξύ των κόμβων του συστήματος. Οι μεταβλητές απόφασης είναι οι εξής:

<sup>16</sup> Η παρούσα διατριβή επικεντρώνεται στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα. Συνεπώς θεωρείται πως η ζήτηση θερμικής ενέργειας και συνθετικών καυσίμων καλύπτεται εντός κάθε κόμβου και δεν υπάρχουν ανταλλαγές αυτών των μορφών ενέργειας μεταξύ διαφορετικών κόμβων του συστήματος.

<sup>17</sup> Οι ανταλλαγές ενεργειακών μορφών μεταξύ των διαφορετικών κόμβων του συστήματος αφορούν μόνο τον ηλεκτρισμό, καθώς η παρούσα διατριβή επικεντρώνεται στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα.

- Επενδύσεις σε τεχνολογίες παραγωγής  $p$ ,  $i_{n,p,v}$ , οι οποίες εντάσσονται στο κόμβο  $n$  του συστήματος το χρονικό έτος  $v$ . Η απόφαση για επένδυση σε μια συγκεκριμένη τεχνολογία μπορεί να αφορά τους εξής τύπους επενδύσεων:
  - Επένδυση σε νέα μονάδα, η οποία χτίζεται σε νέα τοποθεσία (Greenfield site),  $i_{n,p,v}^G$
  - Επένδυση σε νέα μονάδα, η οποία χτίζεται σε τοποθεσία όπου προ-υπάρχουν μονάδες (Brownfield site),  $i_{n,p,v}^B$ . Λόγω της ύπαρξης εγκαταστάσεων στην τοποθεσία (π.χ. δρόμοι, εγκαταστάσεις αποθήκευσης, γραφεία, σύνδεση με το ηλεκτρικό δίκτυο, σύνδεση με αγωγό φυσικού αερίου στην περίπτωση μονάδων Φ.Α. κ.α.) το κόστος επένδυσης είναι μικρότερο σε σχέση με την επένδυση μιας μονάδας σε μια νέα τοποθεσία.
  - Επένδυση που αφορά την επέκταση του χρόνου ζωής μιας υπάρχουσας μονάδας (refurbishment),  $i_{n,p,v}^R$ , η οποία όμως δεν συνοδεύεται με τη βελτίωση των τεχνικών χαρακτηριστικών της μονάδας.
- Εγκατεστημένη ισχύς της κάθε μονάδας,  $c^{n,p,v,t}$ , η οποία εντάχθηκε στο σύστημα τη χρονιά  $v$  και λειτουργεί τη χρονιά  $t$ .
- Παραγωγή ηλεκτρισμού  $g_{n,p,v,h,t}^E$  από κάθε τεχνολογία  $p$ , η οποία εντάχθηκε στο σύστημα τη χρονιά  $v$ , για κάθε χρονική περίοδο  $h$  του έτους  $t$
- Παραγωγή ατμού  $g_{n,p,v,h,t}^S$  από κάθε τεχνολογία  $p$ , η οποία εντάχθηκε στο σύστημα τη χρονιά  $v$ , για κάθε χρονική περίοδο  $h$  του έτους  $t$
- Απορρόφηση ηλεκτρισμού από το δίκτυο,  $in_{n,sp,v,h,t}$  για λόγους αποθήκευσης του σε μονάδες αποθήκευσης για κάθε χρονική περίοδο  $h$  του έτους  $t$
- Έγχυση ηλεκτρισμό στο δίκτυο,  $ex_{n,sp,v,h,t}$  από μονάδες αποθήκευσης για κάθε χρονική περίοδο  $h$  του έτους  $t$
- Καθαρές εισαγωγές ηλεκτρισμού από άλλους κόμβους του συστήματος,  $ni_{n,h,t}$ , οι οποίες εκφράζονται ως το αλγεβρικό άθροισμα των ρών εισόδου και εξόδου ηλεκτρισμού σε κάθε κόμβο. Θεωρούμε θετικό πρόσημο στις ροές που εισέρχονται σε ένα κόμβο (εισαγωγές) και αρνητικές αυτές που εξέρχονται από έναν κόμβο (εξαγωγές)

Όλες οι μεταβλητές απόφασης, εκτός των καθαρών εισαγωγών ηλεκτρισμού, έχουν πεδίο ορισμού το σύνολο των θετικών πραγματικών αριθμών ( $x \in \mathbb{R}^+$ ), ενώ η μεταβλητή των καθαρών εισαγωγών το σύνολο των πραγματικών αριθμών ( $x \in \mathbb{R}$ ), εφόσον μπορεί να πάρει θετικές αλλά και αρνητικές τιμές.

### 5.3.2.3 Ισοζύγιο παραγωγής και ζήτησης ηλεκτρισμού και ατμού

Η ζήτηση ηλεκτρισμού  $l_{n,vl,h,t}^E$  σε κάθε κόμβο  $n$  του συστήματος για κάθε επίπεδο τάσης  $vl$  σε κάθε χρονική περίοδο  $h$  του κάθε έτους  $t$  αποτελείται από:

- τη ζήτηση ηλεκτρισμού,  $D_{n,s,h,t}^E$  του κάθε τελικού φορέα κατανάλωσης (π.χ. βιομηχανία, μεταφορές, οικιακός και τριτογενής τομέας)  $s$ ,
- την απορρόφηση ηλεκτρισμού στις περιόδους φόρτισης των αποθηκευτικών μέσων  $sp$ ,  $in_{n,st,v,h,t}$
- την κατανάλωση ατμού από κεντρικές εγκαταστάσεις λεβήτων, οι οποίοι λειτουργούν με βάση τον ηλεκτρισμό. Η κατανάλωση ατμού ωριαία από τις εγκαταστάσεις αυτές

υπολογίζεται με βάση την ωριαία παραγωγή ατμού επί τον συντελεστή κατανάλωσης καυσίμου  $g_{n,eb,v,h,t}^S \cdot HR_{n,eb,v,h,t}$

- την ζήτηση ηλεκτρισμού, η οποία χρησιμοποιείται ως είσοδος για την παραγωγή συνθετικών καυσίμων  $sf$  που θα χρησιμοποιηθούν από τον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής,  $eds_{n,h,t}^{sf}$ , και από τον τομέα των τελικών φορέων ζήτησης,  $edd_{n,h,t}^{sf}$

Κάθε υποκατηγορία της ζήτησης ηλεκτρισμού θεωρούμε πως συνδέεται σε ένα ή περισσότερα από ένα επίπεδα τάσης, όπως καθορίζεται από την παράμετρο  $MVL_{s,vl}$ . Ανάλογα με την υποθήση των απωλειών δικτύου σε κάθε τάση,  $ETL_{n,vl,t}$ , αυτές προστίθενται στη συνολική ζήτηση ηλεκτρισμού, όπως φαίνεται και στην εξίσωση 5.1.

$$l_{n,vl,h,t}^E = (1 - ETL_{n,vl,t}) \cdot \left( \sum_s D_{n,s,h,t}^E \cdot MVL_{s,vl} + \sum_{sp,v \leq t} in_{n,sp,v,h,t} \cdot MVL_{sp,vl} + \sum_{eb,v \leq t} g_{n,eb,v,h,t}^S \cdot HR_{n,eb,v,h,t} \cdot MVL_{eb,vl} + \sum_{sf} (eds_{n,h,t}^{sf} + edd_{n,h,t}^{sf}) \cdot MVL_{(sf,vl)} \right) \quad \forall n, vl, h, t \quad (5.1)$$

Η ζήτηση ηλεκτρισμού, όπως υπολογίζεται στην εξίσωση 5.1, μπορεί να καλυφθεί από:

- μονάδες παραγωγής ηλεκτρισμού  $pp$ , οι οποίες λειτουργούν σε επίπεδο παραγωγής  $g_{n,p,v,h,t}^E$  σε κάθε χρονική περίοδο  $h$
- μονάδες αποθήκευσης,  $sp$ , οι οποίες εγχέουν ηλεκτρισμό στο σύστημα κατά τη διάρκεια αποφόρτισης,  $ex_{n,sp,v,h,t}$
- τις καθαρές εισαγωγές από άλλους κόμβους του συστήματος,  $ni_{n,h,t}$ , οι οποίες εκφράζονται ως το αλγεβρικό άθροισμα των ροών εισόδου και εξόδου ηλεκτρισμού σε κάθε κόμβο. Θεωρούμε θετικό πρόσημο στις ροές που εισέρχονται σε ένα κόμβο (εισαγωγές) και αρνητικές αυτές που εξέρχονται από έναν κόμβο (εξαγωγές)

Η συνολική παραγωγή ηλεκτρισμού,  $tg_{n,vl,h,t}^E$ , περιγράφεται στην εξίσωση 5.2 και η εξίσωση 5.3 απεικονίζει το ισοζύγιο ζήτησης και παραγωγής ηλεκτρισμού.

$$tg_{n,vl,h,t}^E = \sum_{pp,v \leq t} g_{n,pp,v,h,t}^E \cdot MVL_{pp,vl} + \sum_{sp,v \leq t} ex_{n,sp,v,h,t} \cdot MVL_{sp,vl} + ni_{n,h,t} \cdot MVL_{ni,vl} \quad \forall n, vl, h, t \quad (5.2)$$

$$l_{n,vl,h,t}^E = tg_{n,vl,h,t}^E \quad \forall n, vl, h, t \quad (5.3)$$

Αντίστοιχα με το ισοζύγιο του ηλεκτρισμού η ζήτηση ατμού ανά τομέα κατανάλωσης  $s$ ,  $d_{n,s,h,t}^S$ , σε κάθε κόμβο  $n$  για κάθε χρονική περίοδο  $h$  του κάθε έτους  $t$  μπορεί να καλυφθεί από την παραγωγή ατμού μονάδων συμπαραγωγής,  $cp$  και μονάδων παραγωγής αποκλειστικά ατμού (λέβητες)  $b$ . Στην περίπτωση του ατμού και θερμότητας θεωρούμε πως το ισοζύγιο παραγωγής

και ζήτησης, όπως παρουσιάζεται στην εξίσωση 5.4, ισορροπεί εντός του κάθε κόμβου, χωρίς να λαμβάνονται υπόψιν ανταλλαγές μεταξύ κόμβων.

$$\sum_s D_{n,s,h,t}^S = (1 - SNL_{n,t}) \cdot \left( \sum_{cp,v \leq t} g_{n,cp,v,h,t}^S + \sum_{b,v \leq t} g_{n,b,v,h,t}^S \right) \quad \forall n, h, t \quad (5.4)$$

#### 5.3.2.4 Περιορισμοί αξιοπιστίας του συστήματος

Η αξιόπιστη λειτουργία του συστήματος και η συνεχής ισορροπία μεταξύ παραγωγής και ζήτησης ηλεκτρισμού εξασφαλίζεται από την τήρηση ορισμένων κριτηρίων αξιοπιστίας, τα οποία συνήθως καθορίζονται από τον Διαχειριστή του κάθε συστήματος σε συνδυασμό με την Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας. Το μοντέλο επέκτασης, το οποίο παρουσιάζεται στην παρούσα διατριβή, είναι αιτιοκρατικό (ντετερμινιστικό) μοντέλο και λόγω αυτού η αβεβαιότητα σχετικά με τη διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής και του ωριαίου επιπέδου ζήτησης λαμβάνονται υπόψη μέσω των περιορισμών αξιοπιστίας.

Κατά τη διαδικασία εύρεσης της βέλτιστης επέκτασης του συστήματος, παράλληλα με τις επικουρικές υπηρεσίες (operating reserves), είναι απαραίτητο να ληφθεί υπόψη πως η εγκατεστημένη ισχύς του συστήματος είναι επαρκής για να καλύψει τις μακροπρόθεσμες ανάγκες του συστήματος. Το περιθώριο επάρκειας ισχύος του συστήματος (reserve margin) αποτελεί τις ελάχιστες μακροπρόθεσμες εφεδρείες του συστήματος  $RM_{n,h,t}$ , οι οποίες πρέπει να εξασφαλίζονται σε κάθε κόμβο του συστήματος. Οι μονάδες παραγωγής ηλεκτρισμού,  $pp$ , και οι μονάδες αποθήκευσης,  $sp$ , συμμετέχουν στην κάλυψη των αναγκών μακροπρόθεσμης ευελιξίας ανάλογα με τη διαθεσιμότητά τους,  $RA_{n,p,v,h,t}$ . Επιπρόσθετα είναι δυνατόν να συμμετέχουν και οι καθαρές εισαγωγές στην κάλυψη της μακροπρόθεσμης ευελιξίας, ανάλογα με τη υπόθεση για το πόσο σίγουρη πηγή ηλεκτρισμού αποτελούν σύμφωνα με το συντελεστή  $RNI_{n,h,t}$ . Ο περιορισμός μακροπρόθεσμης εφεδρείας του συστήματος περιγράφεται από την εξίσωση 5.5.

$$\begin{aligned} \sum_{p \in (pp \cup sp), v \leq t} c_{n,p,v,t} \cdot RA_{n,p,v,h,t} + ni_{n,h,t} \cdot RNI_{n,h,t} \\ \geq (1 + RM_{n,t}) \cdot \sum_{vl} l_{n,vl,h,t}^E \end{aligned} \quad \forall n, h, t \quad (5.5)$$

Όπως αναλύθηκε στο κεφάλαιο 1.2, οι επικουρικές υπηρεσίες (εφεδρείες) χρησιμοποιούνται προκειμένου να διασφαλίσουν την ευστάθεια του συστήματος, παρέχοντας υπηρεσίες ρύθμισης συχνότητας και ενεργού ισχύος μεταξύ άλλων. Οι επικουρικές υπηρεσίες αυτές αφορούν την βραχυχρόνια λειτουργία του συστήματος και καθορίζονται κατηγορία,  $\alpha$ , (π.χ. πρωτεύουσα (FCR), δευτερεύουσα (aFRR) κ.α.) και ανά κατεύθυνση (προς τα άνω ή προς τα κάτω). Η συνεισφορά των μονάδων παραγωγής και μέσω αποθήκευσης στην κάλυψη των επικουρικών υπηρεσιών, προς τα άνω  $r_{n,p,v,a,h,t}^{up}$  ή προς τα κάτω  $r_{n,p,v,a,h,t}^{dn}$ , εξαρτάται από το επίπεδο λειτουργίας τους, όπως θα εξεταστεί στο κεφάλαιο 0. Η εξίσωση 5.6 αναπαριστά τον περιορισμό κάλυψης των προς τα άνω επικουρικών υπηρεσιών, ενώ η εξίσωση 5.7 των προς τα κάτω.

$$\sum_{p \in (pp \cup sp), v \leq t} r_{n,p,v,a,h,t}^{up} \geq OR_{n,a,h,t}^{up} \quad \forall n, h, t \quad (5.6)$$



$$\sum_{p \in (pp \cup sp), v \leq t} r_{n,p,v,a,h,t}^{dn} \geq OR_{n,a,h,t}^{dn} \quad \forall n, h, t \quad (5.7)$$

### 5.3.2.5 Περιορισμοί επέκτασης του ηλεκτρικού συστήματος

Ο σκοπός της επίλυσης του μοντέλου είναι ο καθορισμός της βέλτιστης επέκτασης (και λειτουργίας) του ηλεκτρικού συστήματος. Οι μονάδες παραγωγής καθορίζονται όχι μόνο από την τεχνολογία, αλλά και από το έτος κατασκευής τους, προκειμένου να ληφθούν υπόψη τα τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά, τα οποία μπορεί να διαφοροποιούνται κατά έτος.

Η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων παραγωγής σε κάθε έτος,  $c_{n,p,v,t}$ , αποτελεί ενδογενή μεταβλητή του προβλήματος, η οποία συνδέεται με την απόφαση για επενδύσεις,  $i_{n,p,v}^G$  και  $i_{n,p,v}^B$ , σε νέες μονάδες  $np$ , την απόφαση για επέκταση του χρόνου ζωής,  $i_{n,p,v}^R$ , μιας υπάρχουσας μονάδας,  $rp$ , και την ισχύ,  $EXC_{n,p,v}$ , των μονάδων,  $exp$ , οι οποίες είναι ήδη εγκατεστημένες στην αρχή του χρονικού ορίζοντα επίλυσης ή της γνώσης για μια επένδυση, η οποία έχει ήδη προγραμματιστεί να ενταχθεί στο σύστημα μια μελλοντική χρονιά. Η ισχύς της κάθε μονάδας για κάθε έτος εξαρτάται όχι μόνο από το επίπεδο επένδυσης αλλά και από την τεχνική διάρκεια ζωής μιας νέας μονάδας,  $SI_{n,p,v,t}$  ή την επέκταση του χρόνου ζωής,  $RSI_{n,p,v,t}$ , όπως φαίνεται στην εξίσωση 5.8.

$$c_{n,p,v,t} = \begin{cases} EXC_{n,p,v} \cdot SI_{n,p,v,t}, & \text{if } p \in exp \\ (i_{n,p,v}^G + i_{n,p,v}^B) \cdot SI_{n,p,v,t}, & \text{if } p \in np \\ i_{n,p,v}^R \cdot RSI_{n,p,v,t}, & \text{if } p \in rp \end{cases} \quad \forall n, p, v \leq t, t \quad (5.8)$$

Η εξίσωση 5.9 υποχρεώνει το μοντέλο να αποφασίσει την επέκταση του χρόνου ζωής μιας μονάδας παραγωγής, σε περίπτωση που η απόφαση αυτή έχει παρθεί ήδη στην πραγματικότητα.

$$EXR_{n,p,t}^{obl} \leq i_{n,p,t}^R \quad \forall n, p, t \quad (5.9)$$

Η απόφαση για επενδύσεις σε νέες μονάδες μπορούν να περιοριστούν θέτοντας άνω όριο, όπως φαίνεται στην εξίσωση 5.10, το οποίο μπορεί να αναπαραστήσει περιορισμού δυναμικού (π.χ. όπως στην περίπτωση των ΑΠΕ), ή ρυθμιστικούς/πολιτικούς λόγους (π.χ. όπως στην περίπτωση των επενδύσεων σε πυρηνικές μονάδες ή μονάδες CCS, οι οποίες δεν επιτρέπονται σε όλες τις χώρες).

$$\sum_{v \leq t} (i_{n,p,v}^G + i_{n,p,v}^B) \cdot SI_{n,p,v,t} \leq IP_{n,p,t}^{max} \quad \forall n, p, t \quad (5.10)$$

Η απόφαση για επέκταση του χρόνου ζωής μιας μονάδας φράζεται προς τα άνω ανάλογα με το αν υπάρχει η μονάδα και έχει τελειώσει ο χρόνος ζωής της (εξίσωση 5.11), ενώ η απόφαση επένδυσης σε νέα μονάδα, η οποία χτίζεται σε τοποθεσία όπου προ-υπάρχουν μονάδες (brownfield site), αυτή φράζεται ανάλογα με τη διαθεσιμότητα της τοποθεσίας (εξίσωση 5.12).

$$i_{n,p,v}^R \leq c_{n,p,v,t-1} \cdot RSI_{n,p,v,t} \quad \forall n, p \in rp, v \leq t, t \quad (5.11)$$

$$i_{n,p,t}^B \leq \sum_{v \leq t} c_{n,p,v,v} \cdot (1 - SI_{n,p,v,t}) \quad \forall n, p, t \quad (5.12)$$

Κάποιες οι επενδύσεις σε τεχνολογίες παραγωγής, όπως για παράδειγμα οι πυρηνικοί σταθμοί, οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου και οι ανθρακικοί σταθμοί, έχουν ένα συγκεκριμένο μέγεθος.

Η επιλογή της επένδυσης σε μονάδες παραγωγής συγκεκριμένου μεγέθους,  $SZ_{n,p}$ , αποτελεί έναν επιπρόσθετο περιορισμό του προβλήματος, ο οποίος γίνεται να ενσωματωθεί στο μοντέλο επέκτασης του ηλεκτρικού συστήματος μέσω της χρήσης των αρχών του Μεικτού Ακέραιου Προγραμματισμού, όπως αναλύθηκε στο κεφάλαιο 4.2. Στην περίπτωση αυτή ορίζουμε μια επιπρόσθετη μεταβλητή  $is_{n,p,v}$ , η οποία έχει πεδίο ορισμού τους ακέραιους θετικούς αριθμούς, δηλαδή τους φυσικούς αριθμούς  $-is_{n,p,v} \in \mathbb{N}$ , και εκφράζει το πλήθος των επενδύσεων σε τεχνολογία συγκεκριμένου μεγέθους.

Η εξίσωση 5.13 παρουσιάζει την ενσωμάτωση αυτού του περιορισμού για την μεταβλητή των επενδύσεων σε μονάδες, οι οποίες χτίζονται σε νέα τοποθεσία. Αντίστοιχα ο ίδιος περιορισμός μπορεί να εφαρμοστεί και στους υπόλοιπους τύπους επενδύσεων.

$$i_{n,p,t}^G = is_{n,p,t} \cdot SZ_{n,p} \quad \forall n, p, t \quad (5.13)$$

### 5.3.2.6 Περιορισμοί λειτουργίας των μονάδων παραγωγής και των μέσων αποθήκευσης

#### 5.3.2.6.1 Περιορισμοί λειτουργίας των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής και των λεβήτων

Η επενδύσεις και συνεπώς η εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων παραγωγής, τα οποία αποφασίζει ενδογενώς το μοντέλο επέκτασης του συστήματος, καθορίζουν και την λειτουργία των μονάδων παραγωγής. Οι περιορισμοί λειτουργίας των μονάδων παραγωγής<sup>18</sup> (εξαίρουμένων των μέσων αποθήκευσης) είναι οι εξής:

- Μέγιστο επίπεδο παραγωγής: το επίπεδο παραγωγής ηλεκτρισμού (ή ατμού για τους λέβητες) ανά χρονική περίοδο  $h$  φράζεται από την εγκατεστημένη ισχύ της μονάδας και το συντελεστή διαθεσιμότητας  $AF_{n,p,v,h,t}$ , όπως φαίνεται στην εξίσωση (5.14).
- Ελάχιστο επίπεδο παραγωγής: οι μονάδες παραγωγής, οι οποίες παράγουν ηλεκτρισμό σε κάθε χρονική στιγμή  $h$ , πρέπει να λειτουργούν πάνω από τεχνικό ελάχιστο επίπεδο παραγωγής,  $TM_{n,p,v}$ , (εξίσωση 5.15)
- Συνεισφορά μονάδων ηλεκτροπαραγωγής σε εφεδρείες: Οι μονάδες, οι οποίες συνεισφέρουν στις απαιτήσεις εφεδρειών του συστήματος, παρακρατούν ένα μέρος της εγκατεστημένης ισχύος για λόγους συνεισφοράς σε εφεδρείες προς τα άνω,  $r_{n,p,v,a,h,t}^{up}$  (εξίσωση 5.14), ενώ πρέπει να λειτουργούν πάνω από το τεχνικά ελάχιστο επίπεδο λειτουργίας για να συνεισφέρουν σε εφεδρείες προς τα κάτω,  $r_{n,p,v,a,h,t}^{dn}$  (εξίσωση 5.15).
- Μέγιστος ρυθμός αυξομείωσης φορτίου: η μεταβολή της παραγωγής της μονάδας μεταξύ διαδοχικών χρονικών περιόδων φράσσεται από τον τεχνικά μέγιστο ρυθμό αυξομείωσης φορτίου,  $RR_{n,p,v}$ , (εξίσωση 5.16).

$$c_{n,p,v,t} \cdot AF_{n,p,v,h,t} \geq \begin{cases} g_{n,p,v,h,t}^E + \sum_a r_{n,p,v,a,h,t}^{up}, & \text{if } p \in pp \\ g_{n,p,v,h,t}^S, & \text{if } p \in b \end{cases} \quad \forall i, p \in (pp \cup b), \quad v \leq t, h, t \quad (5.14)$$

$$c_{n,p,v,t} \cdot TM_{n,p,v} \leq g_{n,p,v,h,t}^E - \sum_a r_{n,p,v,a,h,t}^{dn} \quad \forall n, p \in pp, \quad v \leq t, h, t \quad (5.15)$$

<sup>18</sup> Οι περιορισμοί κυκλικής λειτουργίας των μονάδων παραγωγής παρουσιάζονται με μεγαλύτερη ανάλυση στο κεφάλαιο 6.2.2.4, όπου παρουσιάζεται το μοντέλο προσομοίωσης των ηλεκτρικών αγορών.

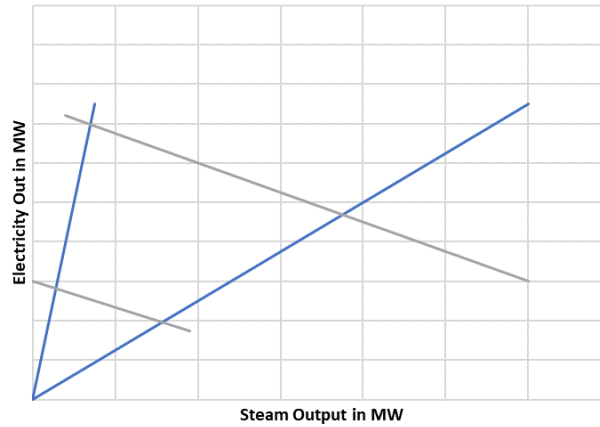
$$|g_{n,p,v,h,t}^E - g_{n,p,v,h-1,t}^E| \leq c_{n,p,v,t} \cdot RR_{n,p,v} \quad \forall n, p \in pp, \quad (5.16)$$

$$v \leq t, t$$

### 5.3.2.6.2 Περιορισμοί μονάδων συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας

Η λειτουργία των μονάδων συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας περιορίζεται από τη σχέση μεταξύ του επιπέδου παραγωγής ατμού και ηλεκτρισμού. Θεωρούμε πως κάθε τεχνολογία συμπαραγωγής χρησιμοποιεί μια συγκεκριμένη τεχνολογία απομάστευσης, στην οποία αντιστοιχεί ένας μέγιστος λόγος παραγωγής ατμού προς ηλεκτρισμό (heat to electricity ratio),  $HTE_{n,p,v}^{max}$  αντίστοιχα.

**Εικόνα 24: Λειτουργία μονάδων συμπαραγωγής**



$$c_{n,p,v,t} \cdot AF_{n,p,v,h,t} \geq g_{n,p,v,h,t}^E + SL_{n,p,v} \cdot g_{n,p,v,h,t}^S \quad \forall i, p \in cp, \quad (5.17)$$

$$v \leq t, h, t$$

$$g_{n,p,v,h,t}^S \leq g_{n,p,v,h,t}^E \cdot HTE_{n,p,v}^{max} \quad \forall n, p \in pp, \quad (5.18)$$

$$, v \leq t, h, t$$

### 5.3.2.6.3 Κατανάλωση καυσίμου από τις μονάδες παραγωγής

Οι μονάδες παραγωγής ηλεκτρισμού (ή και ατμού) χρησιμοποιούν έναν ή περισσότερους από έναν τύπους καυσίμου,  $f$ , ως είσοδο. Η κατανάλωση καυσίμου,  $fc_{n,p,v,f,t}$ , αποτελεί ενδογενή μεταβλητή του προβλήματος, η οποία υπολογίζεται ως συνάρτηση του επιπέδου λειτουργία της μονάδας βάσει του συντελεστή κατανάλωσης καυσίμου  $HR_{n,p,v}$ , όπως φαίνεται στην εξίσωση 5.19. Ο συντελεστής κατανάλωσης καυσίμου, αλλά και τα όρια  $FB_{n,p,v,f,t}^{min}$ ,  $FB_{n,p,v,t}^{max}$ , τα οποία συμβολίζουν την μέγιστη και ελάχιστη συνεισφορά του κάθε καυσίμου στο μείγμα καυσίμου, το οποίο καταναλώνεται σε κάθε μονάδα, εξισώσεις 5.20 - 5.21, αποτελούν εξωγενείς παραμέτρους.

$$\sum_{f \in ftp_{f,p}} f c_{n,p,v,f,t} = \begin{cases} HR_{n,p,v} \cdot \sum_h g_{n,p,v,h,t}^E \cdot FR_h, & \text{if } p \in ep \\ HR_{n,p,v} \cdot \sum_h (g_{n,p,v,h,t}^E + SL_{n,p,v} \cdot g_{n,p,v,h,t}^S) \cdot FR_h, & \text{if } p \in ct \\ HR_{n,p,v} \cdot \sum_h g_{n,p,v,h,t}^S \cdot FR_h, & \text{if } p \in b \end{cases} \quad \forall i, p \in (pp \cup b), \quad v \leq t, t \quad (5.19)$$

$$f c_{n,p,v,f,t} \leq FB_{n,p,v,t}^{\max} \cdot \sum_{f \in ftp_{f,p}} f c_{n,p,v,t} \quad \forall n, p \in (pp \cup b), \quad v \leq t, \quad f \in ftp_{f,p}, t \quad (5.20)$$

$$FB_{n,p,v,f,t}^{\min} \cdot \sum_{f \in ftp_{f,p}} f c_{n,p,v,t} \leq f c_{n,p,v,t} \quad \forall n, p \in (pp \cup b), \quad v \leq t, f \in ftp_{f,p}, t \quad (5.21)$$

#### 5.3.2.6.4 Περιορισμοί λειτουργίας μονάδων αποθήκευσης

Τα μέσα αποθήκευσης ενέργειας, καταναλώνουν ηλεκτρισμό τις χρονικές στιγμές φόρτισής τους,  $in_{n,p,v,h,t}$ , τον αποθηκεύουν σε μια άλλη μορφή ενέργειας ανάλογα με την τεχνολογία αποθήκευσης και τον εγχέουν στο δίκτυο σε μια μεταγενέστερη χρονική περίοδο,  $ex_{n,p,v,h,t}$ . Το προφίλ λειτουργίας των μονάδων αποθήκευσης, όπως και οι επενδύσεις στις μονάδες αυτές, αποφασίζεται ενδογενώς από το μοντέλο. Οι περιορισμοί της λειτουργίας των μονάδων αποθήκευσης καταστρώνονται ως εξής:

- Μέγιστη ισχύς φόρτισης και εκφόρτισης, η οποία εξαρτάται από την εγκατεστημένη ισχύ του μέσου αποθήκευσης, (εξίσωση 5.22)
- Ισοζύγιο φόρτισης-εκφόρτισης του μέσου: η διαδικασία φόρτισης και εκφόρτισης του μέσου αποθήκευσης υπόκειται σε απώλειες ενέργειας,  $SL_{n,p,v}$ , οι οποίες είναι διαφορετικές ανάλογα με την τεχνολογία αποθήκευσης. Επιπρόσθετα το ισοζύγιο φόρτισης-εκφόρτισης πρέπει να ισορροπεί εντός κάθε κύκλου αποθήκευσης,  $sc_{sp,h}$ , ο οποίος έχει διαφορετική διάρκεια ανά τύπο τεχνολογίας (π.χ. ημερήσιος, εβδομαδιαίος ή εποχικός κύκλος), (εξίσωση 5.23)..
- Μέγιστος αριθμός κύκλων φόρτισης-εκφόρτισης και χωρητικότητα αποθήκευσης: η ποσότητα ενέργειας η οποία μπορεί να αποθηκευτεί σε κάθε μονάδα παραγωγής εξαρτάται από τη χωρητικότητα του κάθε μέσου, υπολογισμένου ως η εγκατεστημένη ισχύς επί τις ώρες πλήρους φόρτισης  $SH_{n,p,v}$  και από τον μέγιστο αριθμό κύκλων φόρτισης-εκφόρτισης, ο οποίος μπορεί να πραγματοποιηθεί,  $MSC_{n,p,v}$ , (εξίσωση 5.24).

$$in_{n,p,v,h,t} + ex_{n,p,v,h,t} \leq c_{n,p,v,t} \cdot AF_{n,p,v,h,t} \quad \forall i, p \in (sp), \quad v \leq t, h, t \quad (5.22)$$

$$\sum_{h \in sc_{sp,h}} in_{n,p,v,h,t} \cdot (1 - SL_{n,p,v}) \cdot FR_h = \sum_{h \in sc_{sp,h}} ex_{n,p,v,h,t} \cdot f_h \quad \forall n, p \in sp, \quad v \leq t, sc, t \quad (5.23)$$

$$\sum_{h \in sc_{st,h}} ex_{n,p,v,h,t} \cdot FR_h \leq c_{n,p,v,t} \cdot SH_{n,p,v} \cdot MSC_{n,p,v} \quad \forall n, p \in sp, \quad v \leq t, t \quad (5.24)$$

### 5.3.2.7 Περιορισμοί μέγιστης διαθεσιμότητας καυσίμου

Σε ορισμένες περιπτώσεις υπάρχουν περιορισμοί καυσίμου, οι οποίοι σχετίζονται με την ετήσια διαθεσιμότητα του. Για παράδειγμα κάτι τέτοιο ισχύει στην περίπτωση ορυχείων, τα οποία έχουν συγκεκριμένη ετήσια παραγωγική δυναμικότητα και κατ' επέκταση υπάρχει ετήσιος περιορισμός του αντίστοιχου καυσίμου. Η εξίσωση 5.25 αναπαριστά τέτοιους περιορισμούς, οι οποίοι αποτελούν το άνω όριο κατανάλωσης ενός τύπου καυσίμου από τις μονάδες παραγωγής και εξαρτάται από τη διαθεσιμότητα καυσίμου  $FP_{n,f,t}^{max}$ . Αντίθετα, η εξίσωση 5.26 αντιπροσωπεύει περιορισμούς υποχρεωτικής χρήσης καυσίμου, σύμφωνα με εξωγενείς υποθέσεις για την ελάχιστη κατανάλωση του,  $FP_{n,f,t}^{min}$ , οι οποίοι μπορεί να αντιπροσωπεύουν διάφορες περιπτώσεις, όπως για παράδειγμα:

- την εφαρμογή κάποιας πολιτικής, η οποία θέτει ελάχιστο μερίδιο ανάμιξης βιοαερίου ή άλλων καθαρών αερίων (π.χ. υδρογόνο) στο μείγμα χρησιμοποιούμενων καυσίμων,
- την υποχρεωτική κατανάλωση αερίων, τα οποία αποτελούν παραπροϊόντα μιας βιομηχανικής διεργασίας (π.χ. αέρια υψικαμίνου) και λόγω του υψηλού συντελεστή εκπομπών είναι απαραίτητη η καύση τους.

Τέλος η εξίσωση 5.27 αναπαριστά με απλουστευμένο τρόπο τη χρήση συνθετικών καυσίμων από τις μονάδες παραγωγής ηλεκτρισμού και ατμού. Τα συνθετικά καύσιμα παράγονται με βάση τον ηλεκτρισμό  $EDS_{n,h,t}^{sf}$  δεδομένου ενός βαθμού απόδοσης της αλυσίδας παραγωγής συνθετικών καυσίμων  $N_f$ .

$$\sum_{p \in f, t, p, v, v \leq t} f c_{n,p,v,f,t} \leq FP_{n,f,t}^{max} \quad \forall n, f, t \quad (5.25)$$

$$FP_{n,f,t}^{min} \leq \sum_{p \in f, t, p, v, v \leq t} f c_{n,p,v,f,t} \quad \forall n, f, t \quad (5.26)$$

$$\sum_{p \in f, t, p, v, v \leq t} f c_{n,p,v,f,t} = \sum_h N_f \cdot EDS_{n,h,t}^{sf} \cdot FR_h \quad \forall n, f \in sf, t \quad (5.27)$$

Ένας ακόμη περιορισμός σχετικά με τη διαθεσιμότητα καυσίμου σχετίζεται με την διαθεσιμότητα νερών, η οποία επηρεάζει τη λειτουργία των μεγάλων υδροηλεκτρικών σταθμών παραγωγής,  $lhp$ . Το μοντέλο επέκτασης του ηλεκτρικού συστήματος υπολογίζει ενδογενώς τις επενδύσεις στις μονάδες παραγωγής, συνεπώς η μοντελοποίηση του περιορισμού αυτού πρέπει να λαμβάνει υπόψη την επέκταση της εγκατεστημένης ισχύος των υδροηλεκτρικών. Λόγω αυτού ο περιορισμός διαθεσιμότητας των νερών εκφράζεται μέσω του συντελεστή χρησιμοποίησης (ή διαθεσιμότητας νερού) των υδροηλεκτρικών,  $UR_{n,p,v,t}$ , πολλαπλασιασμένου επί την εγκατεστημένη ισχύ της υδροηλεκτρικής μονάδας, το οποίο αποτελεί το άνω όριο της ετήσιας παραγωγής του κάθε υδροηλεκτρικού, όπως φαίνεται στην εξίσωση 5.28.

$$\sum_h g_{n,p,v,h,t}^E \cdot FR_h \leq UR_{n,p,v,t} \cdot c_{n,p,v,t} \quad \forall n, p \in lhp, \quad v \leq t, t \quad (5.28)$$

### 5.3.2.8 Περιορισμοί λειτουργίας των μονάδων με τεχνολογία δέσμευσης και αποθήκευσης του διοξειδίου του άνθρακα (Carbon Capture and Storage – CCS)

Το μοντέλο επέκτασης του ηλεκτρικού συστήματος περιλαμβάνει την επιλογή επένδυσης σε μονάδες παραγωγής, οι οποίες έχουν ενσωματωμένη την τεχνολογία δέσμευσης και αποθήκευσης του διοξειδίου του άνθρακα. Η τεχνολογία αυτή δίνει τη δυνατότητα κατακράτησης του μεγαλύτερου μέρους των εκπομπών CO<sub>2</sub>, οι οποίοι παράγονται μέσω της καύσης ορυκτών καυσίμων σε ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες, και αποθήκευσής τους είτε σε ειδικά διαμορφωμένες υπόγειες εγκαταστάσεις είτε σε γεωλογικού σχηματισμούς. Η επιλογή επενδύσεις σε τέτοιες μονάδες γίνεται ενδογενώς και επηρεάζεται από τα τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά της τεχνολογίας CCS, το δυναμικό κάθε κόμβου<sup>19</sup> (χώρας) σε σχέση με την ύπαρξη εγκαταστάσεων αποθήκευσης διοξειδίου του άνθρακα και με το ρυθμιστικό πλαίσιο της κάθε χώρας, στην οποία μπορεί να επιτρέπεται ή να απαγορεύεται η εφαρμογή αυτής της τεχνολογίας.

Η μοντελοποίηση της τεχνολογίας δέσμευσης και αποθήκευσης του διοξειδίου του άνθρακα περιλαμβάνει τους εξής περιορισμούς:

- Περιορισμός για τον υπολογισμό της ετήσιας δέσμευσης εκπομπών CO<sub>2</sub>: οι μονάδες παραγωγής με τεχνολογία CCS,  $ccs$ , δύναται να δεσμεύουν ένα μέρος των εκπομπών τους,  $EF_{n,p,f}^S$ , ανάλογα με τον τύπο τεχνολογίας CCS και καυσίμου  $f$ , ο οποίος υπολογίζεται σε συνάρτηση με την κατανάλωση καυσίμου. Η ποσότητα CO<sub>2</sub>, που δεσμεύεται σε κάθε έτος υπολογίζεται στην εξίσωση 5.29 και συμβολίζεται με  $ccs_{n,t}^C$ .
- Περιορισμός για τον υπολογισμό των αθροιστικών εκπομπών CO<sub>2</sub>, οι οποίοι έχουν αποθηκευτεί διαχρονικά  $ccs_{n,t}^S$ , όπως παρουσιάζεται στην εξίσωση 5.30
- Μη γραμμικές καμπύλες κόστους-δυναμικού σε αποθήκευση: η ύπαρξη των μη γραμμικών καμπύλων κόστους-δυναμικού αναπαριστά το γεγονός πως υπάρχει το κόστος αποθήκευσης εκπομπών CO<sub>2</sub> μπορεί να διαφέρει ανάλογα με την ποσότητα αποθηκευμένων εκπομπών. Για παράδειγμα, μπορεί σε έναν κόμβο να υπάρχει η δυνατότητα εγκατάστασης μιας ποσότητας εκπομπών με μικρό κόστος, αλλά αυξανόμενων των αποθηκευμένων εκπομπών να χρειαστεί η αξιοποίηση μεγαλύτερου δυναμικού, το οποίο να μην είναι τόσο εύκολα προσβάσιμο και άρα να συνεπάγεται μεγαλύτερο κόστος. Οι μη γραμμικές καμπύλες κόστους-δυναμικού είναι αύξουσες καμπύλες, οι οποίες προσομοιώνονται μέσω της γραμμικοποίησης τους και της ενσωμάτωσης γραμμικών κατά τμήματα καμπύλων (piecewise linear curves).
- Η εξίσωση 5.31 κατανέμει τη συνολική ποσότητα αποθηκευμένων εκπομπών CO<sub>2</sub> στα διαφορετικά τμήματα,  $l$ , της μη γραμμικής καμπύλης μέσω της μεταβλητής  $ccs_{n,l,t}^{S,NLC}$ .
- Η εξίσωση 5.32 φράζει προ τα άνω τη ποσότητα αποθηκευμένων εκπομπών CO<sub>2</sub> σε κάθε τμήμα της μη γραμμικής καμπύλης κόστους-δυναμικού με βάση το μέγιστο δυναμικό αποθήκευσης εκπομπών σε κάθε τμήμα της καμπύλης,  $CCS_{n,l,t}^{max}$

$$ccs_{n,t}^C = \sum_{p \in ccs, v \leq t, f \in ftp_{f,p}} f c_{n,p,v,f,t} \cdot EF_{n,p,f}^S \quad \forall n, t \quad (5.29)$$

<sup>19</sup> Στη μοντελοποίηση, η οποία παρουσιάζεται στη διατριβή, δεν περιλαμβάνεται η δυνατότητα μεταφοράς διοξειδίου του άνθρακα από έναν κόμβο, προκειμένου να αποθηκευτεί σε άλλο κόμβο του συστήματος.

$$\sum_{tt \leq t} CCS_{n,tt}^C = CCS_{n,t}^S \quad \forall n, t \quad (5.30)$$

$$CCS_{n,t}^S = \sum_l CCS_{n,l,t}^{S,NLC} \quad \forall n, t \quad (5.31)$$

$$CCS_{n,l,t}^{S,NLC} \leq CCS_{n,l,t}^{max} \quad \forall n, l, t \quad (5.32)$$

### 5.3.2.9 Περιβαλλοντικοί περιορισμοί

Η ηλεκτροπαραγωγή αποτελεί ένας από τους τομείς του ενεργειακού συστήματος με το μεγαλύτερο ανθρακικό αποτύπωμα. Πέραν των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής εκπέμπουν και άλλα αέρια, όπως είναι το διοξείδιο του θείου  $SO_2$  και το μονοξείδιο του άνθρακα  $NO_x$  μεταξύ άλλων, τα οποία κατατάσσονται στους ατμοσφαιρικούς ρύπους. Η εφαρμογή πολιτικών μείωσης των ατμοσφαιρικών εκπομπών<sup>20</sup> ενδέχεται να επηρεάζει τη λειτουργία ορισμένων μονάδων, περιορίζοντας τις ώρες λειτουργίας τους, συνεπώς αντίστοιχοι στόχοι έχουν επίδραση στην εύρεση του βέλτιστου τρόπου επέκτασης του ηλεκτρικού συστήματος. Οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί ενσωματώνονται στο μοντέλο μέσω της ενσωμάτωσης των παρακάτω περιορισμών:

- Περιορισμός των ωρών λειτουργίας, σε συνθήκες πλήρους φόρτισης, της μονάδας για κάθε έτος: οι μέγιστες ώρες λειτουργίας της κάθε μονάδας,  $MOH_{n,p,v,t}^a$ , αποτελούν το άνω όριο της ετήσιας παραγωγής της ηλεκτροπαραγωγικής μονάδας, όπως αναπαρίσταται στην εξίσωση 5.33.
- Διαχρονικός περιορισμός των ωρών λειτουργίας, σε συνθήκες πλήρους φόρτισης, της μονάδας: αντίστοιχα με τον προηγούμενο περιορισμό η παραγωγή της μονάδα για μια χρονική περίοδο  $tt$  έχει άνω όριο τις διαχρονικά επιτρεπόμενες μέγιστες ώρες λειτουργίας,  $MOH_{n,p,v,t}^c$  (εξίσωση 5.34)
- Άνω όριο ετήσιων ατμοσφαιρικών εκπομπών για κάθε τύπο εκπομπών  $et$ : οι ετήσιες εκπομπές για κάθε τύπο δεν μπορούν να υπερβούν ένα προκαθορισμένο όριο,  $EC_{n,et,t}^{an}$  για κάθε έτος  $t$ , σύμφωνα με την εξίσωση 5.36. Οι ετήσιες εκπομπές,  $em_{n,et,t}$ , υπολογίζονται μέσω της εξίσωσης 5.35 και αποτελούν συνάρτηση της κατανάλωσης καυσίμου και του συντελεστή εκπομπής,  $EF_{n,p,et,f}^E$
- Άνω όριο ατμοσφαιρικών εκπομπών για κάθε τύπο εκπομπών  $et$  διαχρονικά: αντίστοιχα με τον περιορισμό 5.36, η εξίσωση 5.37 φράζει προς τα άνω τις εκπομπές ενός συστήματος βάσει ενός προκαθορισμένου ορίου  $EC_{n,et,t}^c$ , το οποίο τίθεται διαχρονικά.

$$\sum_n g_{n,p,v,h,t}^E \cdot FR_h \leq MOH_{n,p,v,t}^a \cdot c_{n,p,v,t} \quad \forall n, p, v \leq t, t \quad (5.33)$$

<sup>20</sup> Η ΕΕ έχει υιοθετήσει την Ευρωπαϊκή οδηγία για τις βιομηχανικές εκπομπές (2010/75/ΕΕ, Industrial Emission Directive [123]). Σύμφωνα με την οδηγία αυτή κάθε κράτος-μέλος της ΕΕ κατάρτισε ένα μεταβατικό εθνικό σχέδιο, στο οποίο δηλώνει τα μέτρα που θα λάβει για όσες μονάδες, οι οποίες δεν πληρούν ορισμένες προδιαγραφές. Μεταξύ των μέτρων αυτών αποτελεί η επιλογή για την είσοδο μονάδων, οι οποίες δεν είναι συμβεβλημένες με τα όρια εκπομπών, σε καθεστώς περιορισμένης λειτουργίας για την χρονική περίοδο 2016-2023, σύμφωνα με την οποία τίθεται διαχρονικό άνω όριο στις ώρες λειτουργίας.

$$\sum_{h, tt \leq t} g_{n,p,v,h,tt}^E \cdot FR_h \leq MOH_{n,p,v,t}^C \cdot c_{n,p,v,t} \quad \forall n, t \quad (5.34)$$

$$\sum_{p,v \leq t, f \in ftp(f,p)} f c_{n,p,v,f,t} \cdot EF_{n,p,et,f}^E = em_{n,et,t} \quad \forall n, et, t \quad (5.35)$$

$$em_{n,et,t} \leq EC_{n,et,t}^{an} \quad \forall n, et, t \quad (5.36)$$

$$\sum_{tt \leq t} em_{n,et,tt} \leq EC_{n,et,t}^c \quad \forall n, et \quad (5.37)$$

### 5.3.2.10 Μη-γραμμικές καμπύλες δυναμικού επενδύσεων και διαθεσιμότητας καυσίμου

Το δυναμικό επενδύσεων σε ορισμένες τεχνολογίες αλλά και της χρήσης καυσίμου ενδέχεται να διαφέρει ανάλογα με την ποσότητα. Όσον αφορά τις επενδύσεις σε συγκεκριμένους τύπους μονάδων (π.χ. μονάδες ΑΠΕ ή πυρηνικές μονάδες), οι τοποθεσίες στις οποίες είναι δυνατή η εγκατάσταση τέτοιων μονάδων είναι αφενός συγκεκριμένη και αφετέρου το κόστος της επένδυσης συνδέεται με την τοποθεσία για τεχνικούς και άλλους λόγους. Για παράδειγμα, οι επενδύσεις σε αιολικούς σταθμούς μπορούν να λάβουν χώρα σε πολλές τοποθεσίες. Οι πρώτες επενδύσεις σε μονάδες συγκεκριμένης τεχνολογίας τελούνται στις πιο οικονομικά αποδοτικές τοποθεσίες. Στην περίπτωση επέκτασης αυτής της τεχνολογίας σε έναν κόμβο, κάποιες από αυτές θα χρειαστεί να γίνουν σε πιο δύσβατες τοποθεσίες, με την έννοια ότι χρειάζεται η επένδυση στο χτίσιμο δρόμων προκειμένου να φτάσει ο τεχνικός εξοπλισμός στη συγκεκριμένη τοποθεσία, αλλά και να συνδεθεί με το δίκτυο ή ακόμη η τοποθέτηση ανεμογεννητριών σε ορισμένες περιοχές δύναται να εμποδίζεται από άλλους λόγους (π.χ. πολιτικούς λόγους, λόγους κοινωνικής αποδοχής της επένδυσης από την τοπική κοινωνία). Ορισμένες από τις αιτίες αυτές αφορούν καθαρά οικονομικούς λόγους, οι οποίοι έχουν σχέση με αυξημένες τεχνικές δυσκολίες της πραγματοποίησης της επένδυσης και άλλοι να αφορούν κοινωνικοπολιτικούς παράγοντες, όπως η επένδυση σε πυρηνικές μονάδες σε μια νέα περιοχή ή η επένδυση σε μονάδες ΑΠΕ σε μια περιοχή, όπου υπάρχει κοινωνική δυσφορία σχετικά με την απόφαση αυτή.

Αντίστοιχα και στο ζήτημα της ετήσιας διαθεσιμότητας καυσίμου, ενδέχεται να υπάρχουν περιορισμοί παραγωγής καυσίμου από τα ορυχεία ή αντίθετα μακροπρόθεσμα συμβόλαια, τα οποία να εξασφαλίζουν συγκεκριμένες ποσότητες διαθεσιμότητας καυσίμου σε μια ευνοϊκότερη τιμή από την μέση τιμή αγοράς. Αντίθετα υπάρχουν άλλες περιπτώσεις, στις οποίες η επιπρόσθετη παροχή καυσίμου συνεπάγεται αυξημένα κόστη (π.χ. αύξηση παραγωγής καυσίμου από ένα ορυχείο ή αύξηση των ποσοτήτων εισαγωγής ενός καυσίμου).

Το μοντέλο χρησιμοποιεί μη γραμμικές καμπύλες κόστους-δυναμικού με αυξανόμενη κλίση για να καταγράψει τη δυσκολία, η οποία οφείλεται στους παράγοντες που προαναφέρθηκαν. Η δυσκολία μπορεί να είναι καθοδηγούμενη από την εφαρμογή πολιτικών στήριξης των συγκεκριμένων τύπων επένδυσης ή μπορεί να αντανακλά ζητήματα κοινωνικής αποδοχής της συγκεκριμένης επένδυσης. Επιπρόσθετα, η αύξηση του κόστους εξαρτάται από τις συνθήκες γης και υποδομής για την προοδευτική ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Το σύνολο των περιορισμών αυτών μπορεί να αναπαρασταθεί στο μοντέλο επέκτασης του ηλεκτρικού συστήματος μέσω της ενσωμάτωσης μη γραμμικών καμπύλων, οι οποίες συνδέουν ποσότητες και τιμές. Οι καμπύλες κόστους-δυναμικού ενσωματώνονται στο μοντέλο επέκτασης, προκειμένου να ενσωματωθούν περιορισμοί, οι οποίοι αντανακλούν:



- τυχόν συμβόλαια τύπου take or pay,
- την προώθηση των εγχώριων καυσίμων,
- τις συνθήκες της αγοράς και
- ορισμένα καύσιμα με περιορισμένο δυναμικό πόρων (λιγνίτης, βιομάζα κ.α.)

Οι εξισώσεις του μοντέλου επέκτασης του ηλεκτρικού συστήματος, οι οποίες αντανακλούν την ύπαρξη μη γραμμικοτήτων σχετικά με το επίπεδο επένδυσης και την ποσότητα χρησιμοποιούμενου καυσίμου είναι οι εξής:

- Κατανομή της εγκατεστημένης ισχύς των επενδύσεων σε μια συγκεκριμένη τεχνολογία  $pt$  σε κάθε τμήμα  $l$  της μη γραμμικής καμπύλης επενδύσεων,  $c_{n,pt,l,t}^{NLC}$ , όπως αναπαρίσταται στην εξίσωση 5.38
- Περιορισμός προς τα άνω της μέγιστης αθροιστικής των επενδύσεων σε μια συγκεκριμένη τεχνολογία  $pt$  για κάθε τμήμα  $l$  της μη γραμμικής καμπύλης κόστους-δυναμικού,  $CP_{n,pt,l,t}^{max}$  (εξίσωση 5.39)
- Κατανομή της κατανάλωσης καυσίμου  $f$  σε κάθε τμήμα  $l$  της μη γραμμικής καμπύλης κόστους-διαθεσιμότητας καυσίμου,  $f_{n,f,l,t}^{NLC}$ , όπως αναπαρίσταται στην εξίσωση 5.40
- Περιορισμός προς τα άνω της μέγιστης κατανάλωσης καυσίμου για κάθε τμήμα  $l$  της μη γραμμικής καμπύλης κόστους-διαθεσιμότητας καυσίμου,  $FP_{n,f,l,t}^{max}$  (εξίσωση 5.41).

$$\sum_{p \in pt, v \leq t} c_{n,p,v,t} = \sum_l c_{n,pt,l,t}^{NLC} \quad \forall n, pt, t \quad (5.38)$$

$$c_{n,pt,l,t}^{NLC} \leq CP_{n,pt,l,t}^{max} \quad \forall n, pt, l, t \quad (5.39)$$

$$\sum_{p, v \leq t, f \in fp(f,p)} f_{n,p,v,f,t} c_{n,p,v,f,t} = \sum_l f_{n,f,l,t}^{NLC} \quad \forall n, f, t \quad (5.40)$$

$$f_{n,f,l,t}^{NLC} \leq FP_{n,f,l,t}^{max} \quad \forall n, f, l, t \quad (5.41)$$

### 5.3.2.11 Περιορισμοί σχετικά με την εφαρμογή ενεργειακών πολιτικών

Τα τελευταία χρόνια η εφαρμογή ενεργειακών πολιτικών, ιδιαίτερα στην Ευρώπη, με στόχο την μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου οδήγησε στην αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ στο ηλεκτρικό σύστημα. Διάφορες πολιτικές, όπως η εγγύηση τιμολογίων καθορισμένης τιμής αγοράς (feed-in tariff), τα πράσινα πιστοποιητικά (green certificates) και άλλες, καταστούν οικονομικά ανταγωνιστικές τις επενδύσεις σε ΑΠΕ, οι οποίες χωρίς την εφαρμογή αυτών των πολιτικών δεν θα αποτελούσαν ελκυστική επιλογή για τους επενδυτές. Η ενσωμάτωση αυτών των πολιτικών στο μοντέλο επέκτασης του ηλεκτρικού συστήματος είναι ιδιαίτερα σημαντική, καθώς επηρεάζει άμεσα τις αποφάσεις επενδύσεων.

Οι εξισώσεις 5.42-5.44 αποτελούν παραδείγματα ενεργειακών πολιτικών, οι οποίες ενσωματώνονται στο μοντέλο επέκτασης του συστήματος και αφορούν:

- Πολιτικές προώθησης επενδύσεων σε τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρισμού βάσει των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας μέσω της παροχής οικονομικού κινήτρου (εξίσωση 5.42)

- Πολιτικές προώθησης επενδύσεων σε τεχνολογίες παραγωγής θερμότητας βάσει των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας μέσω της παροχής οικονομικού κινήτρου (εξίσωση 5.43)
- Πολιτικές προώθησης επενδύσεων σε τεχνολογίες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας βάσει των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας μέσω της παροχής οικονομικού κινήτρου (εξίσωση 5.44)

$$RV_{n,t}^E \cdot \sum_{p \in rp,h,tt \leq t} g_{n,p,v,h,tt}^E \cdot FR_h = rev_{n,t}^E \quad \forall n, t \quad (5.42)$$

$$RV_{n,t}^S \cdot \sum_{p \in rp,h,tt \leq t} g_{n,p,v,h,tt}^S \cdot FR_h = rev_{n,t}^S \quad \forall n, t \quad (5.43)$$

$$RV_{n,t}^{CHP} \cdot \sum_{p \in cp,h,tt \leq t} g_{n,p,v,h,tt}^S \cdot FR_h = rev_{n,t}^{CHP} \quad \forall n, t \quad (5.44)$$

### 5.3.2.12 Αντικειμενική συνάρτηση του μοντέλου επέκτασης

Το μοντέλο επέκτασης του ηλεκτρικού συστήματος έχει στόχο την βέλτιστη επέκταση του ηλεκτρικού συστήματος μακροπρόθεσμα. Το πρόβλημα επίλυσης αφορά την εύρεση των επενδύσεων εκείνων, οι οποίες θα καλύψουν την ζήτηση για ηλεκτρική ενέργεια, δεδομένων των τεχνικοοικονομικών περιορισμών και ελαχιστοποιώντας το κόστος επέκτασης και λειτουργίας του συστήματος. Συνεπώς η αντικειμενική συνάρτηση του μοντέλου συνίσταται στην ελαχιστοποίηση του κόστους επέκτασης και λειτουργίας του συστήματος. Το κόστος του συστήματος περιλαμβάνει τα εξής:

- Κεφαλαιουχικά κόστη των ήδη εγκατεστημένων μονάδων και των επενδύσεων σε νέες μονάδες,  $cc_{n,t}$ , (εξίσωση 5.45). Το κόστος κεφαλαίου επιμερίζεται σε ετήσιες πληρωμές μέσω της χρήσης WACC (Weighted Average Cost of Capital). Η εξίσωση 5.46 περιλαμβάνει τα επιπρόσθετα κόστη επένδυσης, τα οποία σχετίζονται με τη χρήση των μη γραμμικών καμπύλων κόστους-επένδυσης.
- Σταθερά κόστη,  $fxc_{n,t}$ : αυτά υπολογίζονται με βάση το σταθερό κόστος των σταθμών,  $FC_{n,p,v}$ , το οποίο ενδέχεται να αυξάνεται όσο μεγαλώνει ο χρόνος ζωής των σταθμών,  $FG_{n,p,v,t}$  (εξίσωση 5.47)
- Κόστη αγοράς καυσίμου,  $flc_{n,t}$ : τα οποία υπολογίζονται ανάλογα με την τιμή του κάθε καυσίμου,  $FP_{n,f,t}$  (εξίσωση 5.49). Η εξίσωση 5.48 περιλαμβάνει τα επιπρόσθετα κόστη αγοράς καυσίμου, τα οποία σχετίζονται με τη χρήση των μη γραμμικών καμπύλων κόστους – διαθεσιμότητας καυσίμου.
- Κόστος αγοράς αδειών εκπομπής  $emc_{n,t}$ : τα οποία υπολογίζονται βάση του συντελεστή εκπομπών,  $EF_{n,p,et,f}^E$ , για κάθε καύσιμο και την τιμή αγοράς αδειών  $EP_{n,et,t}$  (εξίσωση 5.50)
- Μεταβλητά κόστη (εκτός καυσίμου),  $vc_{n,t}$ : τα κόστη αυτά δεν περιλαμβάνουν το κόστος καυσίμου, αλλά τα επιπρόσθετα μεταβλητά κόστη κάθε μονάδας,  $VC_{n,p,v}$ , (εξίσωση 5.51)
- Κόστος μεταφοράς και αποθήκευσης των εκπομπών CO<sub>2</sub> μέσω της χρήσης της τεχνολογίας CCS,  $csc_{n,t}$ , (εξίσωση 5.52)

- Πολιτικές προώθησης επενδύσεων,  $pc_{n,t}$ : οι πολιτικές αυτές έχουν στόχο την προώθηση συγκεκριμένων επενδύσεων μέσω της καταβολής κινήτρων στους επενδυτές, συνεπώς προστίθενται με αρνητικό πρόσημο, (εξίσωση 5.53)

$$cc_{n,t} = \sum_{n,p,v \leq t} i_{n,p,v}^G \cdot CC_{n,p,v,t}^G + i_{n,p,v}^B \cdot CC_{n,p,v,t}^B + i_{n,p,v}^R \cdot CC_{n,p,v,t}^R + EXC_{n,p,v} \cdot CC_{n,p,v,t}^{EX} \quad \forall n, t \quad (5.45)$$

$$cc_{n,t}^{NLC} = \sum_{pt,l} c_{n,pt,l,t}^{NLC} \cdot (MFC_{n,pt,l,t}^{NLC} - 1) \quad \forall n, t \quad (5.46)$$

$$fxc_{n,t} = \sum_{n,p,v \leq t} c_{n,p,v,t} \cdot FC_{n,p,v} \cdot FG_{n,p,v,t} \quad \forall n, t \quad (5.47)$$

$$flc_{n,t}^{NLC} = \sum_{n,p,f,l} fc_{n,p,f,l,t}^{NLC} \cdot (FP_{n,p,f,l,t}^{NLC} - 1) \quad \forall n, t \quad (5.48)$$

$$flc_{n,t} = \sum_{n,p,f,v \leq t} fc_{n,p,v,f,t} \cdot FP_{n,f,t} \quad \forall n, t \quad (5.49)$$

$$emc_{n,t} = \sum_{n,p,et,f,v \leq t} fc_{n,p,v,f,t} \cdot EP_{n,et,t} \cdot EF_{n,p,et,f}^E \quad \forall n, t \quad (5.50)$$

$$vc_{n,t} = \sum_{p,v \leq t,h} \begin{cases} g_{n,p,v,h,t}^E \cdot FR_h \cdot VC_{n,p,v}, & \text{if } p \in pp \\ g_{n,p,v,h,t}^S \cdot FR_h \cdot VC_{n,p,v}, & \text{if } p \in b \\ ex_{n,p,v,h,t} \cdot FR_h \cdot VC_{n,p,v}, & \text{if } p \in sp \end{cases} \quad \forall n, t \quad (5.51)$$

$$csc_{n,t} = \sum_l cc_{n,l,t}^{S,NLC} \cdot CC_{n,l,t}^C \quad \forall n, t \quad (5.52)$$

$$pc_{n,t} = -(rev_{n,t}^E + rev_{n,t}^S + rev_{n,t}^{CHP}) \quad \forall n, t \quad (5.53)$$

Το μοντέλο επέκτασης του ηλεκτρικού συστήματος επιλύει το σύνολο του ορίζοντα επίλυσης διαχρονικά, που απαρτίζεται από τις χρονιές  $t$ , έχοντας ως στόχο την ελαχιστοποίηση του κόστους επέκτασης και λειτουργίας του συστήματος, εξίσωση 5.54, λαμβάνοντας υπόψη τους διάφορους περιορισμούς του συστήματος, όπως αυτοί αναλύθηκαν στις εξισώσεις 5.1-5.53. Το  $i$  αποτελεί το προεξοφλητικό επιτόκιο, το οποίο αντιπροσωπεύει την προτίμηση με την πάροδο του χρόνου και το  $tb$  το έτος βάσης (πρώτο έτος του ορίζοντα βελτιστοποίησης).

$$\text{Min}_{i,c,g,f,in,ex,n} z = \sum_{n,t} \frac{1}{(1+I)^{t-TB}} \cdot (cc_{n,t} + cc_{n,t}^{NLC} + fxc_{n,t} + flc_{n,t} + flc_{n,t}^{NLC} + emc_{n,t} + vc_{n,t} + csc_{n,t} + pc_{n,t}) \quad (5.54)$$

## 6 ΜΟΝΤΕΛΟ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ ΤΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΩΝ ΑΓΟΡΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ

### 6.1 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΚΗ ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ ΤΩΝ ΔΙΑΦΟΡΕΤΙΚΩΝ ΜΟΝΤΕΛΩΝ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ ΤΩΝ ΑΓΟΡΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ

Η χρήση των μοντέλων μαθηματικού προγραμματισμού, προκειμένου να αναπτυχθούν μαθηματικά υποδείγματα προσομοίωσης της λειτουργίας των αγορών ηλεκτρισμού έχει κεντρίσει το ενδιαφέρον πολλών ερευνητών, καθώς τα τελευταία χρόνια η βιβλιογραφία έχει επεκταθεί σημαντικά. Οι Ventosa et al. [69] και Garcia [70] παρέχουν μια αναλυτική ανασκόπηση της προόδου των μοντέλων προσομοίωσης με εφαρμογή τις ηλεκτρικές αγορές. Παρόλα αυτά το μεγαλύτερο μέρος της υπάρχουσας βιβλιογραφίας δεν παρουσιάζει το σύνολο των διαφορετικών σταδίων της αγοράς ηλεκτρισμού, αλλά επικεντρώνεται σε ένα μόνο μέρος αυτής, συνήθως την προ-ημερήσια αγορά ή εξετάζει την επίδραση ενός συγκεκριμένου παράγοντα στην αγορά.

Οι Oggioni et al. [71] αναλύουν τις επιπτώσεις του μέτρου της υποχρεωτικής έγχυσης της παραγωγής από ΑΠΕ στο σύστημα στις αγορές ηλεκτρισμού της Ευρώπης. Οι συγγραφείς χρησιμοποιούν δύο αρχιτεκτονικές της αγοράς, οι οποίες διαφέρουν στη μεθοδολογία τιμολόγησης. Στην πρώτη περίπτωση εξετάζουν την σύζευξη αγορών, στην οποία υπάρχει διαφορετική τιμολόγηση σε κάθε ζώνη του συστήματος και στην δεύτερη την διαφορετική τιμολόγηση σε κάθε κόμβο του συστήματος. Στην έρευνα αυτή οι συγγραφείς χρησιμοποιούν ένα μοντέλο επέκτασης του συστήματος, προκειμένου να εξετάσουν εάν τα αποτελέσματα είναι ανεξάρτητα από το μείγμα εγκατεστημένης ισχύος σε ένα σύστημα ή εάν επηρεάζονται από αυτό. Το μοντέλο προσομοίωσης που χρησιμοποιείται επιλύει δύο διαδοχικά στάδια. Το πρώτο στάδιο αναπαριστά την προ-ημερήσια αγορά ενός χρηματιστηρίου ενέργειας και το δεύτερο μια επόμενη αγορά, η οποία έχει σκοπό την εξισορρόπηση του συστήματος λόγω των σφαλμάτων απόκλισης. Οι συγγραφείς λαμβάνουν υπόψη μόνο τα σφάλματα πρόβλεψης για την παραγωγή από αιολικούς σταθμούς και όχι άλλων παραγόντων (π.χ. ζήτηση, παραγωγή από ΦΒ) και θεωρούν πως οι μονάδες είναι πλήρως ευέλικτες (απουσία περιορισμού τεχνικού ελάχιστου και περιορισμών κυκλικής λειτουργίας των θερμικών μονάδων).

Η διεύθυνση των ΑΠΕ ως εναλλακτικές πηγές παραγωγής ηλεκτρισμού, σε σχέση με τις συμβατικές πηγές, και η μεταβλητότητα και αβεβαιότητα, που χαρακτηρίζουν την παραγωγή τους, ώθησε αρκετούς ερευνητές να επικεντρωθούν στις αγορές επικουρικών υπηρεσιών και εξισορρόπησης, προκειμένου να αναλυθούν οι παράγοντες που θα μπορούσαν να μειώσουν το κόστος εξισορρόπησης, πληρώντας τα κριτήρια αξιοπιστίας του συστήματος.

Οι González et al. [72] επικεντρώνονται στην παρουσίαση και σύγκριση των διαφορετικών προσεγγίσεων σχετικά με την ταυτόχρονη μοντελοποίηση της κάλυψης της ανάγκης για ενέργεια και εφεδρείες. Οι Van den Bergh et al. [73] επικεντρώνονται στην επίδραση της ανταλλαγής εξισορρόπησης και εφεδρειών μεταξύ διαφορετικών περιοχών ελέγχου (χώρες ή τμήματα μιας χώρας όπου υπάρχουν πολλαπλοί διαχειριστές του συστήματος). Οι συγγραφείς χρησιμοποιούν

ένα μοντέλο προσομοίωσης, το οποίο απαρτίζεται από τρία διαδοχικά στάδια επίλυσης. Στο πρώτο στάδιο γίνεται η προσομοίωση της προ-ημερήσιας αγοράς, η οποία ακολουθείται από την προ-ημερήσια αγορά επικουρικών υπηρεσιών, ενώ το τελευταίο στάδιο είναι η προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος σε πραγματικό χρόνο, όπου ενεργοποιούνται οι αναγκαίες εφεδρείες ανάλογα με τις απαιτήσεις του συστήματος. Το μοντέλο προσομοίωσης επιλύεται για τις χώρες της Δυτικής Κεντρικής Ευρώπης, καταλήγοντας στο συμπέρασμα πως η σύζευξη των αγορών επικουρικών υπηρεσιών μπορεί να μειώσει το κόστος εφεδρειών του συστήματος αλλά και τις ανάγκες για εφεδρεία.

Οι Vijay et al. [74] είναι μεταξύ των ερευνητών που χρησιμοποιούν την προσέγγιση της επίλυσης διαδοχικών σταδίων της αγοράς, στοχεύοντας στην προσομοίωση της αγοράς και την ανάλυση των τιμών ηλεκτρισμού και εφεδρειών. Το αρχικό στάδιο είναι η επίλυση ενός μοντέλου ένταξης των μονάδων κατανομής (unit commitment), από το οποίο προκύπτει το πρόγραμμα ένταξης και λειτουργίας των μονάδων και αναπαριστά την προ-ημερήσια αγορά με βάση το μεταβλητό κόστος των μονάδων. Από το πρόγραμμα αυτό προκύπτει η οριακή τιμή συστήματος (δουική τιμή του ισοζυγίου ηλεκτρισμού), η οποία προσαυξάνεται με βάση τις παρατηρήσεις για τις προσφορές σπανιότητας ενός προηγούμενου έτους. Στη συνέχεια, επιλύεται ένα μοντέλο προσομοίωσης της αγοράς εφεδρειών, το οποίο λαμβάνοντας υπόψη τα σφάλματα πρόβλεψης, τη ζήτηση για εφεδρείες και τη διαθεσιμότητα των μονάδων για συνεισφορά σε αυτές, καθορίζει την τιμή των εφεδρειών. Μια αδυναμία της προσέγγισης αυτής είναι το γεγονός πως οι προσφορές σπανιότητας λαμβάνονται υπόψη εξωγενώς, έπειτα από την επίλυση της προ-ημερήσιας αγοράς.

Αντίστοιχα, οι Jaehnert και Doorman [75], [76] χρησιμοποιούν ένα μοντέλο προσομοίωσης των αγορών ηλεκτρισμού, το οποίο αποτελείται από τρία στάδια με σκοπό την εξέταση του οικονομικού οφέλους της ενοποίησης των αγορών εξισορρόπησης μεταξύ διαφορετικών συστημάτων της Βορειοδυτικής Ευρώπης. Το μοντέλο προσομοίωσης, το οποίο περιγράφεται αναλυτικά στη διδακτορική διατριβή του Jaehnert [77], περιλαμβάνει την επίλυση της προ-ημερήσιας αγοράς, στη συνέχεια την επίλυση ενός αλγορίθμου καθορισμού των μονάδων, οι οποίες παρέχουν επικουρικές υπηρεσίες στο σύστημα και τέλος την επίλυση της εξισορρόπησης του συστήματος σε πραγματικό χρόνο. Η προσέγγιση τους παρουσιάζει με μεγάλη λεπτομέρεια την μοντελοποίηση των προσφορών αλλά και λειτουργίας των υδροηλεκτρικών μονάδων λόγω του μεγάλου μεριδίου υδροηλεκτρικών στο μείγμα ηλεκτροπαραγωγής των Σκανδιναβικών χωρών. Μια αδυναμία του μοντέλου προσομοίωσης αποτελεί το γεγονός, πως η μοντελοποίηση του ηλεκτρικού δικτύου βασίζεται στον υπολογισμό της καθαρής μεταφορικής ικανότητας με βάση τη διασυνδεδετική ισχύ και όχι με βάση το μοντέλο ροής ενέργειας. Η προσέγγιση αυτή δεν μπορεί να αναπαραστήσει θέματα παράλληλων ροών ή ροών βρόγχων, τα οποία ενδέχεται να επηρεάσουν σημαντικά την μέγιστη ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης και επικουρικών υπηρεσιών, ιδιαίτερα στην περιοχή την οποία εξετάζουν οι ερευνητές (μεταξύ άλλων Γερμανία).

Η πορεία προς την ολοκλήρωση της ενοποίησης των προ-ημερήσιων αγορών στην Ευρώπη, η οποία έχει σημειώσει σημαντικά βήματα τα τελευταία χρόνια, έχει ωθήσει αρκετούς ερευνητές να επικεντρωθούν στην εξέταση των αλγορίθμων ενοποίησης και την ανάλυση των επιδράσεων της ενοποίησης στις αγορές της κάθε χώρας. Οι Koltsaklis και Dagoumas [78] χρησιμοποιούν τον αλγόριθμο EUPHEMIA εφαρμόζοντας τον στην προ-ημερήσια αγορά ηλεκτρισμού της Ελλάδας και εξετάζουν την επίδραση του κάθε τύπου προσφορών στον καθορισμό της Οριακής Τιμής

Συστήματος. Καταλήγουν πως το μεγαλύτερο ρίσκο από τη μεριά των παραγωγών αποτελεί η αδυναμία ανάκτησης του κόστους σβέσης των μονάδων, κάτι που μπορεί να αποφευχθεί με τη χρήση ειδικών τύπων προσφορών (όπως οι block orders, linked-block και minimum income orders), οι οποίες έχουν στόχο να ενσωματώσουν τους τεχνικούς περιορισμούς των μονάδων στις προσφορές που αυτές υποβάλλουν.

Μεταξύ άλλων ενδιαφέρον παρουσιάζουν οι διπλωματικές εργασίες του Ι. Μπούμη [79], οι οποίες παρουσιάζουν την αναλυτική μοντελοποίηση του μοντέλου σύζευξης των προ-ημερήσιων αγορών με εφαρμογή σε ορισμένες χώρες των Βαλκανίων και την Ιταλία καθώς και του Σ. Σταθαρά [80], η οποία ενσωματώνει επιπρόσθετους τύπους προσφορών των μονάδων παραγωγής, όπως είναι οι προσφορές ελάχιστους εισοδήματος. Σύμφωνα με τις προσφορές αυτές, ένας παραγωγός δέχεται να λάβει μέρος στην προημερήσια αγορά, μόνο εάν καλύπτει τον ελάχιστο έσοδο, το οποίο έχει δηλώσει. Η ενσωμάτωση τέτοιων περιορισμών στην επίλυση της αγοράς αυξάνει τη δυσκολία της, καθώς η τιμή εκκαθάρισης της αγοράς αποτελεί ενδογενή μεταβλητή του προβλήματος ισορροπίας προσφοράς και ζήτησης. Συνεπώς, αγορές που ενσωματώνουν αυτό το είδος προσφορών μπορούν να επιτύχουν την εκκαθάριση μεταξύ παραγωγής και ζήτησης ηλεκτρισμού είτε μέσω της μετατροπής του προβλήματος σε πρόβλημα μεικτής συμπληρωματικότητας (Mixed Complementary Problem) με των συνθηκών Karush-Kuhn-Tucker είτε μέσω της επίλυσης της εκκαθάρισης της αγοράς με επαναλήψεις, θέτοντας ένα συγκεκριμένο κριτήριο τερματισμού.

## 6.2 ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΤΟΥ ΜΟΝΤΕΛΟΥ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ ΤΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΩΝ ΑΓΟΡΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ

### 6.2.1 Συνοπτική παρουσίαση του μοντέλου προσομοίωσης

Ο σκοπός του μοντέλου προσομοίωσης, που χρησιμοποιήθηκε στην παρούσα διατριβή, έγκειται στην προσομοίωση της λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος και των αγορών ηλεκτρισμού, με σκοπό την μέτρηση της απαιτούμενης ευελιξίας. Προκειμένου να αναπαρασταθεί με μεγαλύτερη ακρίβεια η πραγματική λειτουργία των αγορών και του συστήματος, το μοντέλο επιλύει διαδοχικά τα διαφορετικά στάδια της αγοράς, λαμβάνοντας υπόψη την Προ-ημερήσια αγορά (Day-ahead Market), την Ενδοημερήσια αγορά ή αγορά εξισορρόπησης (Intra-day Market) και την Αγορά εφεδρειών (Reserve Market). Θεωρούμε πως η κάθε αγορά αποτελεί μια δημοπρασία μεταξύ προσφορά και ζήτησης ενός προϊόντος (ενέργειας ή εφεδρείας), η οποία καταλήγει σε μια τιμή εκκαθάρισης της αγοράς στο σημείο ισορροπίας παραγωγής και ζήτησης, στην οποία και πληρώνονται οι συναλλαγές. Οι συμμετέχοντες στην αγορά υποβάλλουν προσφορές σε βήματα, σε ζεύγη δηλαδή τιμής και ποσότητας, οι οποίες είναι αύξουσες για τις προσφορές παραγωγής και φθίνουσες για τις προσφορές ζήτησης. Υποθέτουμε πως η εκκαθάριση της αγοράς γίνεται χωριστά σε κάθε στάδιο της αλληλουχίας των αγορών.

Η βασική ιδέα πίσω από την επιλογή αυτής της διαδικασίας προσομοίωσης βρίσκεται στην παρατήρηση, πως το προ-ημερήσιο πρόγραμμα κατανομής των μονάδων παραγωγής (Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός – ΗΕΠ) δεν πραγματοποιείται αμετάβλητο κατά την λειτουργία του συστήματος στον πραγματικό χρόνο λόγω απρόβλεπτων γεγονότων, τα οποία προκαλούν αποκλίσεις, επηρεάζοντας και την ευελιξία του συστήματος. Τα γεγονότα αυτά μπορεί να αφορούν σφάλματα της προ-ημερήσιας πρόβλεψης για τη ζήτηση φορτίου ή για την

παραγωγή των ΑΠΕ, την απρόβλεπτη βλάβη μιας μονάδας παραγωγής ή μιας γραμμής μεταφοράς και προκαλούν αποκλίσεις, οι οποίες μπορεί να δημιουργήσουν πλεόνασμα ή έλλειμμα παραγωγής.

Η ενδοημερήσια αγορά έχει σκοπό την εξισορρόπηση των αποκλίσεων αυτών με την επιλογή εκείνων των διορθωτικών κινήσεων στο πρόγραμμα κατανομής. Ο υπολογισμός των αποκλίσεων γίνεται μέσω της σύγκρισης του προγράμματος κατανομής της προ-ημερήσιας αγοράς με ένα πρόγραμμα κατανομής, το οποίο προκύπτει ως αποτέλεσμα ενός μοντέλου (unit commitment model - UC) που επιλύει το πρόγραμμα ένταξης των μονάδων παραγωγής. Το δεύτερο πρόγραμμα κατανομής χρησιμοποιεί τις προσφορές που υπέβαλλαν οι συμμετέχοντες στην προ-ημερήσια αγορά και λαμβάνοντας υπόψη όλους τους τεχνικούς περιορισμούς των μονάδων (π.χ. τεχνικό ελάχιστο επίπεδο λειτουργίας των θερμικών μονάδων) και του συστήματος (ανάγκες για εφεδρείες) βελτιστοποιεί ταυτόχρονα τις ανάγκες για ενέργεια και για επικουρικές υπηρεσίες (εφεδρείες). Το πρόγραμμα κατανομής του μοντέλου UC αναπαριστά μια προσέγγιση της ιδεατής περίπτωσης, όπου οι συμμετέχοντες στην αγορά έχουν πλήρη γνώση εκ των προτέρων αναφορικά με τις αποκλίσεις που θα εμφανιστούν στη λειτουργία του συστήματος σε πραγματικό χρόνο. Το τελευταίο στάδιο της αγοράς, πιο κοντά χρονικά στη λειτουργία σε πραγματικό χρόνο, είναι η αγορά για επικουρικές υπηρεσίες, την οποία θεωρούμε ότι επιλύει ο διαχειριστής του συστήματος. Οι συμμετέχοντες σε αυτή την αγορά υποβάλλουν προσφορές για έναν ή περισσότερους τύπους εφεδρείας και αποζημιώνονται για την υπηρεσία αυτή με την τιμή εκκαθάρισης της αγοράς, η οποία προκύπτει από την ισορροπία προσφοράς και ζήτησης και διαφέρει ανά τύπο εφεδρείας. Ο Πίνακας 3 παρουσιάζει την αλληλουχία των βημάτων μοντελοποίησης.

**Πίνακας 3: Βήματα επίλυσης του μοντέλου προσομοίωσης των αγορών ηλεκτρισμού**

<b>Σημείο εκκίνησης\Είσοδος Δεδομένων:</b> προβολή της εξέλιξης της ζήτησης ηλεκτρισμού, της εγκατεστημένης ισχύος των μονάδων παραγωγής, των τιμών καυσίμου και της τιμής δικαιωμάτων εκπομπών CO <sub>2</sub> , του επιπέδου εφεδρειών για το σύστημα	
1	Προσομοίωσης της Προ-Ημερήσιας Αγοράς - ΗΕΠ
2	Προσομοίωση τυχαίων γεγονότων που προκαλούν αποκλίσεις μεταξύ του ΗΕΠ και της λειτουργίας σε πραγματικό χρόνο
3	Προσομοίωσης ενός προγράμματος της ένταξης των μονάδων παραγωγής για να υπολογιστούν οι αποκλίσεις μεταξύ ΗΕΠ και λειτουργίας σε πραγματικό χρόνο
4	Προσομοίωσης της ενδοημερήσιας αγοράς (ή αγοράς εξισορρόπησης) για της εκκαθάριση της αγοράς για την εξισορρόπηση των αποκλίσεων προς τα πάνω και προς τα κάτω
5	Προσομοίωσης της αγοράς ή διαδικασίας αποζημίωσης εφεδρειών

### 6.2.2 Αναλυτική παρουσίαση του μοντέλου προσομοίωσης

Τα επόμενα κεφάλαια έχουν σκοπό την αναλυτική περιγραφή του κάθε σταδίου της διαδικασίας προσομοίωσης, όπως αυτή παρουσιάστηκε περιληπτικά στην προηγούμενη ενότητα.

### 6.2.2.1 Πίνακας επεξήγησης των συμβόλων (*nomenclature*)

Ο Πίνακας 4 παρουσιάζει συγκεντρωμένα την επεξήγηση των συμβόλων, τα οποία χρησιμοποιούνται στην αναλυτική παρουσίαση του μοντέλου προσομοίωσης των αγορών ηλεκτρισμού.

**Πίνακας 4: Ονοματολογία συμβόλων της μαθηματικής περιγραφής του μοντέλου προσομοίωσης των αγορών ηλεκτρισμού**

<b>Δείκτες και σύνολα</b>	
$n$ ή $nn$	Κόμβοι του συστήματος (χώρες)
$h$ ή $hh$	Ώρες του χρόνου
$p$	Μονάδες παραγωγής
$k$ ή $kk$	Γραμμές διασύνδεσης
$a$	Κατηγορίες επικουρικών υπηρεσιών
$sw$	Ζυγός αναφοράς
<b>Παράμετροι και συναρτήσεις</b>	
$d_{n,h}$	Συνάρτηση ζήτησης ηλεκτρισμού (μη αύξουσα)
$C_{n,p}$	Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων παραγωγής
$AF_{n,p,h}$	Ωριαίος συντελεστής διαθεσιμότητας ισχύος στην προ-ημερήσια αγορά
$T_k$	Θερμική ισχύς γραμμής διασύνδεσης
$N_{n,k}$	Πίνακας περιγραφής της τοπολογίας του συστήματος
$N_{n,k}^T$	Αντίστροφος πίνακας
$NTC_{n,nn}$	Καθαρή μεταφορική ικανότητα μεταξύ δύο γειτονικών κόμβων
$B_{k,k}$	Πίνακας B
$M_{n,p}$	Τεχνικό ελάχιστο επίπεδο λειτουργίας της μονάδας
$R_{n,p}$	Μέγιστος δυνατός ρυθμός αυξομείωσης φορτίου
$M_{n,p}^{up}$	Ελάχιστος χρόνος ένταξης της μονάδας παραγωγής
$M_{n,p}^{dn}$	Ελάχιστος χρόνος κράτησης της μονάδας παραγωγής
$RD_{n,a,h}^{up}$	Ζήτηση του συστήματος για προς τα άνω εφεδρείες
$RD_{n,a,h}^{dn}$	Ζήτηση του συστήματος για προς τα κάτω εφεδρείες
$\Delta Q_{n,h}$	Απόκλιση του επιπέδου ζήτησης ηλεκτρισμού μεταξύ προ-ημερήσιας πρόβλεψης και πραγματικής λειτουργίας
$\Delta AF_{n,p,h}$ $\Delta AF_{i,n,h}$	Απόκλιση του επιπέδου διαθεσιμότητας των μονάδων παραγωγής μεταξύ προ-ημερήσιας πρόβλεψης και πραγματικής λειτουργίας
$\Delta T_k$	Απόκλιση του επιπέδου διαθεσιμότητας των γραμμών μεταφοράς μεταξύ προ-ημερήσιας πρόβλεψης και πραγματικής λειτουργίας
$D_{n,h}^{up}$	Ζήτηση για προς τα άνω εξισορρόπηση στην ενδοημερήσια αγορά
$D_{n,h}^{dn}$	Ζήτηση για προς τα κάτω εξισορρόπηση στην ενδοημερήσια αγορά
$C_{n,p,h}^{su}$	Κόστος έναρξης μονάδας παραγωγής
$C_{n,p,h}^{sd}$	Κόστος σβέσης μονάδας παραγωγής
$\bar{g}_{n,p,h}$	Ωριαίο επίπεδο παραγωγής ηλεκτρισμού στην προ-ημερήσιας αγορά (μεταβλητή κατά τη διάρκεια προσομοίωσης της προ-ημερήσιας αγοράς, η οποία δίνεται ως παράμετρος εισόδου κατά την προσομοίωση της ενδοημερήσιας αγοράς)
$\bar{T}_{n,p,h}^{up}$	Ωριαίο επίπεδο συνεισφοράς σε προς τα άνω εφεδρεία στην προ-ημερήσιας αγορά (μεταβλητή κατά τη διάρκεια προσομοίωσης της προ-



	ημερήσιας αγοράς, η οποία δίνεται ως παράμετρος εισόδου κατά την προσομοίωση της ενδοημερήσιας αγοράς)
$\bar{r}_{n,p,h}^{dn}$	Ωριαίο επίπεδο συνεισφοράς σε προς τα κάτω εφεδρεία στην προ-ημερήσια αγορά (μεταβλητή κατά τη διάρκεια προσομοίωσης της προ-ημερήσιας αγοράς, η οποία δίνεται ως παράμετρος εισόδου κατά την προσομοίωση της ενδοημερήσιας αγοράς)
$\bar{u}_{n,p,h}$	Κατάσταση ένταξης στην προ-ημερήσιας αγορά (μεταβλητή κατά τη διάρκεια προσομοίωσης της προ-ημερήσιας αγοράς, η οποία δίνεται ως παράμετρος εισόδου κατά την προσομοίωση της ενδοημερήσιας αγοράς)
$\bar{f}_{k,h}$	Ροή ισχύος στις γραμμές μεταφοράς στην προ-ημερήσιας αγορά (μεταβλητή κατά τη διάρκεια προσομοίωσης της προ-ημερήσιας αγοράς, η οποία δίνεται ως παράμετρος εισόδου κατά την προσομοίωση της ενδοημερήσιας αγοράς)
$\bar{\sigma}_{n,h}$	Ωριαίο επίπεδο καθαρών εισαγωγών στην προ-ημερήσιας αγορά (μεταβλητή κατά τη διάρκεια προσομοίωσης της προ-ημερήσιας αγοράς, η οποία δίνεται ως παράμετρος εισόδου κατά την προσομοίωση της ενδοημερήσιας αγοράς)
$XC_{n,h}^{up}$	Άνω όριο συνεισφοράς διασυννοριακών ροών στην κάλυψη των απαιτήσεων του συστήματος σε εφεδρείες
$\bar{q}_{n,p,h}^{IDM}$	Ωριαίο επίπεδο παραγωγής ηλεκτρισμού στην ενδοημερήσια αγορά (μεταβλητή κατά τη διάρκεια προσομοίωσης της ενδοημερήσιας αγοράς, η οποία δίνεται ως παράμετρος εισόδου κατά την προσομοίωση της αγοράς επικουρικών υπηρεσιών)
$\bar{f}_{k,h}^{IDM}$	Ροή ισχύος στις γραμμές μεταφοράς στην ενδοημερήσια αγορά (μεταβλητή κατά τη διάρκεια προσομοίωσης της ενδοημερήσιας αγοράς, η οποία δίνεται ως παράμετρος εισόδου κατά την προσομοίωση της αγοράς επικουρικών υπηρεσιών)
$\bar{\sigma}_{n,h}^{IDM}$	Ωριαίο επίπεδο καθαρών εισαγωγών στην ενδοημερήσια αγορά (μεταβλητή κατά τη διάρκεια προσομοίωσης της ενδοημερήσιας αγοράς, η οποία δίνεται ως παράμετρος εισόδου κατά την προσομοίωση της αγοράς επικουρικών υπηρεσιών)

**Θετικά ορισμένες μεταβλητές**

$Q_{n,h}$	Ωριαίο επίπεδο ζήτησης ηλεκτρισμού στην προ-ημερήσιας αγορά
$q_{n,p,h}$	Ωριαίο επίπεδο παραγωγής ηλεκτρισμού ανά μονάδα παραγωγής στην προ-ημερήσιας αγορά
$b_{n,p,h}$	Μη φθίνουσα προσφορά των μονάδων παραγωγής
$\bar{q}_{n,p,h}$	Ωριαία παραγωγή ηλεκτρισμού των μονάδων παραγωγής με προτεραιότητα κατανομής
$r_{n,p,a,h}^{up}$	Ωριαία συνεισφορά μονάδας στην κάλυψη των απαιτήσεων εφεδρείας προς τα άνω
$r_{n,p,a,h}^{dn}$	Ωριαία συνεισφορά μονάδας στην κάλυψη των απαιτήσεων εφεδρείας προς τα κάτω
$b_{n,p,a,h}^{up}$	Προσφορά μονάδας για την παροχή προς τα άνω εφεδρείας
$b_{n,p,a,h}^{dn}$	Προσφορά μονάδας για την παροχή προς τα κάτω εφεδρείας
$q_{n,p,h}^{up}$	Συνεισφορά μονάδας σε προς τα άνω εξισορρόπηση στην ενδοημερήσιας αγορά

$q_{n,p,h}^{dn}$	Συνεισφορά μονάδας σε προς τα κάτω εξισορρόπηση στην ενδοημερήσια αγορά
$q_{n,p,h}^{open}$	Συνεισφορά σε προς τα άνω εξισορρόπηση μέσω της ένταξης μονάδας, η οποία δεν είχε ενταχθεί στο σύστημα σύμφωνα με το προ-ημερήσιο πρόγραμμα
$q_{n,p,h}^{shut}$	Συνεισφορά σε προς τα κάτω εξισορρόπηση μέσω της σβέσης μονάδας, η οποία δεν είχε προγραμματιστεί να μην κλείσει σύμφωνα με το προ-ημερήσιο πρόγραμμα
$b_{n,p,h}^{up}$	Προσφορά μονάδας για την παροχή προς τα άνω εξισορρόπησης στην ενδοημερήσια αγορά
$b_{n,p,h}^{dn}$	Προσφορά μονάδας για την παροχή προς τα κάτω εξισορρόπησης στην ενδοημερήσια αγορά
<b>Μεταβλητές</b>	
$f_{k,h}$	Ροή ισχύος στις γραμμές διασύνδεσης
$\sigma_{n,h}$	Ωριαίο επίπεδο καθαρών εισαγωγών σε κάθε κόμβο του συστήματος (διαφορά εισαγωγών και εξαγωγών σε κάθε κόμβο του συστήματος)
$\theta_{n,h}$	Γωνίες τάσης για κάθε κόμβο του συστήματος
$P_{n,h}$	Τιμή ισορροπίας της προ-ημερήσιας αγοράς (Οριακή Τιμή Συστήματος ή δυική τιμή του ισοζυγίου ηλεκτρισμού)
$f_{k,h}^{IDM}$	Προσαρμογή των ροών στις διασυνδέσεις κατά τη διάρκεια της ενδοημερήσιας αγοράς
$\sigma_{n,h}^{IDM}$	Προσαρμογή του επιπέδου καθαρών εισαγωγών σε ένα κόμβο του συστήματος κατά τη διάρκεια της ενδοημερήσιας αγοράς
$xc_{n,h}$	Διασυνοριακή συνεισφορά διασυνδέσεων στην κάλυψη επικουρικών υπηρεσιών
<b>Δυναμικές μεταβλητές</b>	
$u_{n,p,h}$	Κατάσταση ένταξης της μονάδας παραγωγής στην προ-ημερήσια αγορά (1 εάν η μονάδα έχει ενταχθεί στο σύστημα, 0 αλλιώς)
$su_{n,p,h}$	Απόφαση εκκίνησης μονάδας παραγωγής στην προ-ημερήσια αγορά
$sd_{n,p,h}$	Απόφαση σβέσης μονάδας παραγωγής στην προ-ημερήσια αγορά
$u_{n,p,h}^{id}$	Κατάσταση ένταξης της μονάδας παραγωγής στην ενδοημερήσια αγορά (1 εάν η μονάδα έχει ενταχθεί στο σύστημα, 0 αλλιώς)
$su_{n,p,h}^{id}$	Απόφαση εκκίνησης μονάδας παραγωγής στην ενδοημερήσια αγορά
$sd_{n,p,h}^{id}$	Απόφαση σβέσης μονάδας παραγωγής στην ενδοημερήσια αγορά
$\beta_{n,p,h}^{open}$	Απόκλιση της κατάστασης ένταξης της μονάδας παραγωγής μεταξύ ενδοημερήσιου και προ-ημερήσιου προγράμματος κατανομής (1 εάν η μονάδα εκκινά στην ενδοημερήσια αγορά, ενώ στην προ-ημερήσια ήταν σχεδιασμένο να είναι εκτός)
$\beta_{n,p,h}^{shut}$	Απόκλιση της κατάστασης ένταξης της μονάδας παραγωγής μεταξύ ενδοημερήσιου και προ-ημερήσιου προγράμματος κατανομής (1 εάν η μονάδα εκκινά στην προ-ημερήσια αγορά, ενώ στην ενδοημερήσια αγορά προγραμματίζεται να μένει σβηστή)
$su_{n,p,h}^{open}$	Απόφαση εκκίνησης μονάδας παραγωγής στην ενδοημερήσια αγορά η οποία είχε προγραμματιστεί να μείνει σβηστή στην προ-ημερήσια αγορά
$sd_{n,p,h}^{shut}$	Απόφαση σβέσης μονάδας παραγωγής, η οποία είχε προγραμματιστεί να παραμείνει σε λειτουργία στην προ-ημερήσια αγορά

### 6.2.2.2 Μοντελοποίηση προσφορών από τις μονάδες παραγωγής

Η μοντελοποίηση των προσφορών των μονάδων παραγωγής στα διάφορα στάδια της αγοράς, βασίζεται σε μια συνάρτηση προσφοράς σπανιότητας, η οποία υπολογίζεται ενδογενώς στο μοντέλο προσομοίωσης. Η συνάρτηση αυτή βασίστηκε στη λογική της ισορροπίας των ενδογενών συναρτήσεων οικονομικής προσφοράς (supply function equilibrium - SFE). Η πρώτη ολοκληρωμένη διατύπωση της ισορροπίας ενδογενών συναρτήσεων οικονομικής προσφοράς έγινε από τους Klempereger και Meyer [81]. Τα δύο βασικά στοιχεία του μοντέλου SFE για τον προσδιορισμό της βέλτιστης προσφοράς των παικτών της αγοράς είναι το καθεστώς ατελούς ανταγωνισμού, που παρατηρείται στις διάφορες αγορές και οι αβεβαιότητες που αντιμετωπίζουν οι συμμετέχοντες σε αυτήν. Λόγω των δύο αυτών παραγόντων η βέλτιστη στρατηγική των παικτών της αγοράς είναι η επιλογή ως μεταβλητή απόφασης στο πρόβλημα μεγιστοποίησης του κέρδους τους μια συνάρτησης οικονομικής προσφοράς, αντί απλά μιας ποσότητας προσφοράς (ανταγωνισμός Cournot) ή μιας τιμής προσφοράς (ανταγωνισμός Bertrand). Η χρήση του μοντέλου SFE προσέδρασε μεγάλο ενδιαφέρον από αρκετούς ερευνητές (ενδεικτικά αναφέρουμε τους Green & Newbery [82], Rudkevich [83], Sioshansi & Oren [84], Day et al. [85], Willems et al. [86]) στο αντικείμενο των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς οι δύο βασικές θεωρήσεις του μοντέλου αποτελούν βασικά χαρακτηριστικά των αγορών ενέργειας. Αφενός παρατηρείται η ύπαρξη ατελούς ανταγωνισμού και αφετέρου οι παίκτες της αγοράς (παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας) αντιμετωπίζουν αβεβαιότητες, καθώς η υποβολή προσφορών γίνεται την προηγούμενη ημέρα και άρα το επίπεδο ζήτησης και παραγωγής των ΑΠΕ βασίζεται σε προβλέψεις. Ενδιαφέρον επίσης παρουσιάζουν οι διπλωματικές εργασίες των Μ. Ρουμπάνη [87], όπου παρουσιάζεται η αναλυτική κατασκευή του μοντέλου SFE με τη χρήση μη γραμμικού προγραμματισμού, και των Α. Λιαγκρής & Ν. Μουρτζανός [88] για την εφαρμογή αυτού του μοντέλου ανταγωνισμού στην Ελληνική χονδρεμπορική αγορά, εξετάζοντας την επίδραση της εξέλιξης της διείσδυσης των ΑΠΕ και της τιμής δικαιωμάτων εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα στην διαμόρφωση της οριακής τιμής συστήματος και της παραγωγής και κερδοφορίας των μονάδων.

Η χρήση προσφορών σπανιότητας στη διαδικασία προσομοίωσης επιλέχθηκε καθώς στις ευρωπαϊκές αγορές παρατηρείται η ύπαρξη ατελούς ανταγωνισμού, όπως εξετάζουν οι Willems et al. [86]. Μια παρόμοια προσέγγιση της μοντελοποίησης των προσφορών των παραγωγών ακολούθησαν οι Eager et al. [89], οι οποίοι χρησιμοποίησαν μια συνάρτηση προσαύξησης της τιμής προσφοράς των μονάδων παραγωγής. Η συνάρτηση αυτή εξαρτάται από το περιθώριο εγκατεστημένης ισχύος (ο λόγος εγκατεστημένης ισχύος ως προς τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας), το οποίο και αντικατοπτρίζει τα σήματα της αγοράς για νέες επενδύσεις σε μονάδες παραγωγής. Οι Eager et al. πρότειναν να χρησιμοποιηθεί μια συνάρτηση προσαύξησης της τιμής προσφοράς της μονάδας παραγωγής, η οποία συνδυάζει το αποτέλεσμα μιας εκθετικής και μιας υπερβολικής συνάρτησης, κρατώντας κάθε φορά την μεγαλύτερη τιμή.

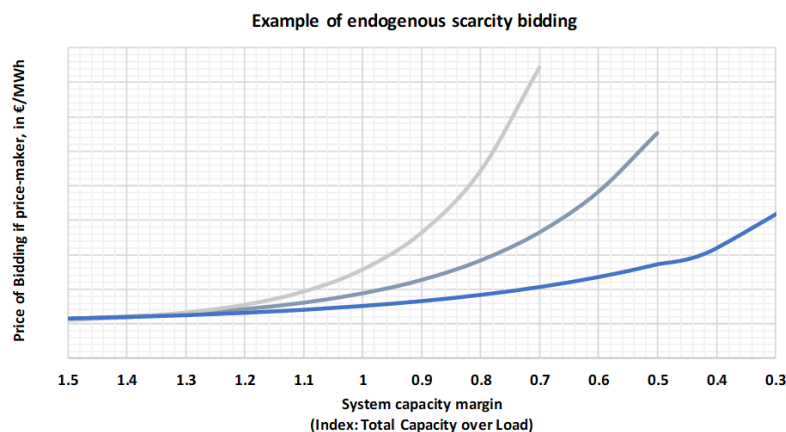
Στην παρούσα διατριβή χρησιμοποιήθηκε μια συνάρτηση προσαύξησης της τιμής προσφοράς, που ακολουθεί την εκθετική συνάρτηση, όπως χρησιμοποιείται και από τους Eager et al. στο [90] και εφαρμόζεται επιπρόσθετα στο μεταβλητό κόστος της μονάδας. Η μεθοδολογία, που ακολουθήθηκε, βασίζεται στη λογική ότι οι μονάδες παραγωγής υποβάλλουν προσφορές ανάλογα με τη ζώνη της καμπύλης ζήτησης (φορτίο βάσης, ενδιάμεσο φορτίο και φορτίο αιχμής) και με την θέση τους στην κατάταξη των τιμών προσφοράς με αύξουσα σειρά (merit order).

Θεωρούμε πως οι παραγωγοί προτιμούν να γίνουν αποδέκτες της τιμής εκκαθάρισης της αγοράς, όταν έχουν βεβαιότητα ότι βρίσκονται χαμηλά στην κατάταξη τιμών προσφοράς. Αντίθετα στην περίπτωση που αποτελούν μέρος της ομάδας των οριακών μονάδων του συστήματος, δηλαδή οι τελευταίες – πιο ακριβές – μονάδες που κατανέμονται και καθορίζουν την οριακή τιμή του συστήματος (ΟΤΣ), και υπάρχει μικρό περιθώριο ισχύος θα πάρουν το ρίσκο να αυξήσουν τις τιμές προσφοράς τους. Στην πρώτη περίπτωση, όπου οι μονάδες γίνονται αποδέκτες της ΟΤΣ, θα υποβάλλουν προσφορά στο μεταβλητό κόστος της μονάδας, ενώ στη δεύτερη υπάρχει προσαύξηση του μεταβλητού κόστους. Ανάλογα με την υπόθεση του κάθε σεναρίου προσομοίωσης για το εάν οι παίκτες της αγοράς εξασκούν ολιγοπωλιακή δύναμη ή εάν ο ανταγωνισμός είναι τέλειος, η συνάρτηση προσφορών σπανιότητας γίνεται να λάβει διαφορετικές τιμές. Επίσης η ύπαρξη ή όχι ρύθμισης για το ανώτερο επιτρεπτό όριο προσφορών επηρεάζει τις τιμές προσφοράς, η οποία στην περίπτωση ύπαρξης άνω ορίου δεν το ξεπερνούν. Σε κάθε περίπτωση έχουμε υποθέσει πως η προσαύξηση επί του μεταβλητού κόστους της μονάδας δεν μπορεί να ξεπεράσει ένα προεπιλεγμένο όριο, που υπολογίζεται με βάση τα σταθερά κόστη της κάθε μονάδας. Τα σταθερά αυτά κόστη περιλαμβάνουν τις ετήσιες πληρωμές του κεφαλαιουχικού κόστους της μονάδας, λαμβάνοντας υπόψη ένα επιτόκιο αναγωγής και τα σταθερά κόστη συντήρησης και λειτουργίας.

Η συνάρτηση προσφοράς σπανιότητας ( $b_p$ ) για κάθε μονάδα παραγωγής  $p$  σε κάθε ώρα κατανομής  $h$  παρουσιάζεται στην Εξίσωση 6.1, όπου  $MC_n$  το μεταβλητό κόστος της κάθε μονάδας. Η προσφορά εξαρτάται από το περιθώριο εγκατεστημένης ισχύος, το οποίο υπολογίζεται με βάση τον λόγο της διαθέσιμης εγκατεστημένης ισχύος προς τη ζήτηση  $\frac{SUPP_h}{DEMD_h}$ , από το άνω όριο  $CEIL_h$ , το οποίο εξαρτάται από τα σταθερά κόστη της μονάδας και από τον συντελεστή  $RATE_p$ , ο οποίος εκφράζει την ένταση της προσφοράς σπανιότητας και διαφοροποιείται ανά μονάδα ανάλογα με τον τύπο της κάθε μονάδας, την ευελιξία της και τη θέση της στην κατάταξη των τιμών προσφοράς.

$$b_{p,h} = MC_p + CEIL_h e^{-RATE_p \left( \frac{SUP_h}{DEMD_h} - 1 \right)} \quad \forall n, h \quad (6.1)$$

Εικόνα 25: Παράδειγμα ενδογενούς συνάρτησης προσφοράς σπανιότητας



Στην Εικόνα 25 παρουσιάζεται ένα παράδειγμα της συνάρτησης προσφοράς σπανιότητας για διαφορετικές συμπεριφορές των μονάδων. Όσο μεγαλύτερος είναι ο συντελεστής  $RATE_p$ , τόσο πιο «επιθετική» προσφορά κάνει μια μονάδα, εννοώντας πως παίρνει και μεγαλύτερο ρίσκο να αυξήσει την τιμή προσφοράς της, δεδομένου ενός περιθωρίου ισχύος.

Η εξίσωση 6.2 χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό των προσφορών των μονάδων στην προ-ημερήσια και ενδοημερήσια αγορά, όπου στην τελευταία γίνεται διαφορετικός υπολογισμός για την συνεισφορά σε άνω ή κάτω εξισορρόπηση, λόγω ύπαρξης διαφορετικού κόστους σε κάθε περίπτωση. Για τις προσφορές στην αγορά εφεδρειών, αυτές υπολογίζονται με βάση το κόστος ευκαιρίας (opportunity cost), το οποίο εκφράζει την απώλεια κέρδους της μονάδας στην περίπτωση που δεσμεύει ένα κομμάτι της ισχύος της από την προσφορά για ενέργεια, προκειμένου να συνεισφέρει στην ανάγκη του συστήματος για εφεδρείες. Για παράδειγμα η εξίσωση 6.2 αναπαριστά την προσφορά της μονάδας για την παροχή άνω εφεδρείας, όπου  $g_{p,h}^{DA}$  η παραγωγή της μονάδας στην προ-ημερήσια αγορά και  $SMP_h^{DA}$  η οριακή τιμή συστήματος της προ-ημερήσιας αγοράς

$$oc_p = \frac{\sum_h g_{p,h}^{DA} * (SMP_h^{DA} - MC_p)}{\sum_h g_{p,h}^{DA}} \quad \forall n \quad (6.2)$$

### 6.2.2.3 Προσομοίωση της Προ-ημερήσιας Αγοράς

Η προσομοίωση της προ-ημερήσιας αγοράς βασίζεται στον αλγόριθμο EUPHEMIA [91], ο οποίος και χρησιμοποιείται για την σύζευξη των προ-ημερήσιων αγορών αρκετών ευρωπαϊκών χωρών κατά την περίοδο εκπόνησης της παρούσας διατριβής. Στην παρούσα διατριβή η βασική προσθήκη στον αλγόριθμο EUPHEMIA είναι η ενσωμάτωση των ενδογενώς υπολογισμένων προσφορών σπανιότητας.

Στο πλαίσιο αυτής της διατριβής, η προσομοίωση της προ-ημερήσιας αγοράς γίνεται με δύο τρόπους, ανάλογα με τις συνθήκες ωριμότητας της αγοράς και των συμμετεχόντων. Στην πρώτη περίπτωση προσομοιώνεται μια καθαρά ενεργειακή αγορά (pure energy only market), στην οποία λαμβάνονται υπόψη μόνο οι προσφορές ζήτησης και παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, χωρίς να συνυπολογίζονται οι τεχνικοί περιορισμοί του συστήματος (εφεδρείες) αλλά και οι πλήρεις τεχνικοί περιορισμοί των μονάδων (τεχνικό ελάχιστο, μέγιστοι χρόνοι κράτησης, μέγιστοι ρυθμοί ανόδου και καθόδου του φορτίου). Στην δεύτερη περίπτωση υποθέτουμε την ύπαρξη μιας ώριμης αγοράς, στην οποία οι συμμετέχοντες προεξοφλούν μέσω των προσφορών τους, πως το προ-ημερήσιο πρόγραμμα κατανομής θα σέβεται όλους τους περιορισμούς του συστήματος και των μονάδων, τα οποία και πρέπει να πληρούνται στην λειτουργία του συστήματος σε πραγματικό χρόνο. Η μοντελοποίηση της δεύτερης περίπτωσης γίνεται μέσω της χρήσης ενός μοντέλου επίλυσης του προβλήματος κατανομής των μονάδων παραγωγής (unit commitment model), το οποίο βελτιστοποιεί ταυτόχρονα τις ανάγκες του συστήματος, προκειμένου να καλύψει την ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και τις απαιτήσεις για ένα ελάχιστο όριο εφεδρειών, λαμβάνοντας υπόψη όλους τους τεχνικούς περιορισμούς των μονάδων αλλά και των προσφορών σπανιότητας. Και στις δύο περιπτώσεις η προσομοίωση της προ-ημερήσιας αγοράς θεωρεί τη σύζευξη αγορών, όπου ο υπολογισμός των ανταλλαγών ενέργειας μεταξύ διαφορετικών κόμβων του ηλεκτρικού συστήματος γίνεται με βάση τις ροές ηλεκτρισμού (flow-based approach), όπως περιεγράφηκε στο κεφάλαιο 2.3.2.

Εξετάζοντας αρχικά την πρώτη περίπτωση, θεωρούμε μια προ-ημερήσια αγορά ηλεκτρισμού, η οποία λαμβάνει υπόψη μόνο τις προσφορές ζήτησης και παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, όπως οι τελευταίες αναλύθηκαν στο κεφάλαιο 6.2.2.1. Η υπόθεση πως σε αυτή την αγορά οι παραγωγοί αγνοούν τους τεχνικούς περιορισμούς του συστήματος, έχει ως επίπτωση την πιθανότητα πως κάποιοι τεχνικοί περιορισμοί δεν θα πληρούνται στην λειτουργία του συστήματος σε πραγματικό χρόνο. Συνεπώς θα προκύψει η ανάγκη προσαρμογής του προγράμματος κατανομής της προ-ημερήσιας αγοράς, ούτως ώστε να καλύπτονται όλοι οι τεχνικοί περιορισμοί. Η ανάγκη προσαρμογής του προ-ημερήσιου προγράμματος έχει ως αποτέλεσμα την δημιουργία αποκλίσεων, οι οποίες και θα πρέπει να καλυφθούν σε επόμενα στάδια της αγοράς (ενδοημερήσια αγορά ή αγορά εξισορρόπησης).

Το μοντέλο μαθηματικού προγραμματισμού, που προσομοιώνει τη λειτουργία της προ-ημερήσιας αγοράς ηλεκτρισμού, έχει ως αντικειμενική συνάρτηση, εξίσωση 6.3, την μεγιστοποίηση του κοινωνικού πλεονάσματος, δηλαδή το άθροισμα του πλεονάσματος του καταναλωτή και του παραγωγού. Όπου  $n$  οι κόμβοι του δικτύου (χώρες),  $h$  οι περίοδοι κατανομής για ένα έτος,  $p$  οι μονάδες παραγωγής,  $Q_{n,h}$  η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας,  $d_{n,p,h}$  η μη αύξουσα συνάρτηση της ζήτησης φορτίου, εξαρτώμενοι από τις τιμές ηλεκτρισμού,  $q_{i,n,h}$  το επίπεδο παραγωγής ηλεκτρισμού της κάθε μονάδας and  $b_{n,p,h}$  η μη φθίνουσα συνάρτηση προσφοράς της κάθε μονάδας.

$$\begin{aligned} & \underset{q_{n,p,h}, Q_{n,h}, f_{k,h}}{\text{Max}} \quad \text{Social Surplus} \\ & = \sum_n \sum_h \left( \int_0^{Q_{n,h}} d_{n,h}(x_{n,h}) dx_{n,h} - \sum_p b_{n,p,h}(q_{n,p,h}) \cdot q_{n,p,h} \right) \end{aligned} \quad (6.3)$$

Ο στόχος της προ-ημερήσιας αγοράς είναι να αποφασίσει το πρόγραμμα κατανομής των παραγωγής, τις ανταλλαγές ηλεκτρισμού μέσω των ρών  $f_{k,h}$  στις γραμμές μεταφοράς  $k$  καθώς και το επίπεδο της ζήτησης, το οποίο πρέπει να καλυφθεί (όταν η ζήτηση είναι ελαστική ως προς την τιμή). Η βελτιστοποίηση αυτή γίνεται λαμβάνοντας υπόψη τις παρακάτω περιορισμούς:

$$Q_{n,h} = \sigma_{n,p} + \sum_p (q_{n,p,h} + \bar{q}_{n,p,h}) \quad \forall n, h \quad (6.4)$$

$$q_{n,p,h} \leq C_{n,p} \cdot AF_{n,p,h} \quad \forall n, p, h \quad (6.5)$$

$$|f_{k,h}| \leq T_k \quad \forall k, h \quad (6.6)$$

$$\left| \sum_k N_{n,k} \cdot f_{k,h} \cdot N_{k,nn}^T \right| \leq NTC_{n,nn} \quad \forall n, nn \quad (6.7)$$

$$\sigma_{n,h} = \sum_k N_{n,k} \cdot f_{k,h} \quad \forall n, h \quad (6.8)$$

$$f_{k,h} = \sum_n \theta_{n,h} \sum_{kk} N_{n,k} \cdot B_{k,kk} \quad \forall k, h \quad (6.9)$$

$$\sum_k f_{k,h} = 0 \quad \forall h \quad (6.10)$$

$$\theta_n = 0 \quad \forall n \in sw, h \quad (6.11)$$

Η εξίσωση 6.4 αναπαριστά το ισοζύγιο της ενέργειας για κάθε ώρα κατανομής, όπου οι καθαρές εισαγωγές (καθαρή θέση) του κάθε κόμβου συμβολίζεται με  $\sigma_{n,h}$  και με  $\bar{q}_{n,p,h}$  συμβολίζεται η παραγωγή ηλεκτρισμού από μονάδες που εγχέεται υποχρεωτικά στο σύστημα. Η παραγωγή ηλεκτρισμού περιορίζεται από την εγκατεστημένη ισχύ της ( $C_{n,p}$ ) και τον ωριαίο συντελεστή διαθεσιμότητας,  $AF_{n,p,h}$ , όπως περιγράφεται στην εξίσωση 6.5. Η ροή ηλεκτρισμού σε κάθε γραμμή μεταφοράς περιορίζεται από την θερμική ισχύ της γραμμής,  $T_k$ , όπως φαίνεται στην εξίσωση 6.6. Ανάλογα με τις υποθέσεις του κάθε σεναρίου η ροή ηλεκτρισμού επηρεάζεται και από την καθαρή μεταφορική ικανότητα ( $NTC_{n,nn}$ ), σε κάθε σύνορο, εξίσωση 6.7. Το μοντέλο προσομοίωσης χρησιμοποιεί τις εξισώσεις της DC ροής φορτίου, θεωρώντας έναν κόμβο  $n$  ως ζυγό αναφοράς ( $sw$ ), εξίσωση 6.11. Οι εξισώσεις της ροής φορτίου 6.8-6.11 περιλαμβάνουν τις γωνίες τάσεων του κάθε κόμβου,  $\theta_{n,h}$ , τον  $n \times k$  πίνακα (incidence matrix)  $\mathbf{N}$ ,  $N_{n,k}$ , ο οποίος περιγράφει την τοπολογία του δικτύου και τον αντίστροφο του  $k \times n$  πίνακα  $\mathbf{N}^T$ ,  $N_{n,k}^T$ , και τον  $k \times k$  πίνακα  $\mathbf{B}$ ,  $B_{k,k}$ , ο οποίος περιλαμβάνει με αρνητικό πρόσημο την επαγωγική αγωγιμότητα (το φανταστικό μέρος του αντίστροφου της επαγωγικής αντίδρασης) στα στοιχεία της κύριας διαγώνιου. Έπειτα από την επίλυση της βελτιστοποίησης, το μοντέλο υπολογίζει την οριακή τιμή συστήματος,  $P_{n,h}$ , η οποία βρίσκεται στην συνάρτηση ζήτησης, όπως φαίνεται στην εξίσωση 6.12. Η τιμή αυτή αποτελεί την τιμή εκκαθάρισης της αγοράς και χρησιμοποιείται για τις χρεοπιστώσεις της αγοράς.

$$P_{n,h} = d_{n,h}(Q_{n,h}) \quad \forall n, h \quad (6.12)$$

#### 6.2.2.4 Προσομοίωση συν-βελτιστοποίησης ενέργειας και εφεδρειών

Μια προέκταση της προσομοίωσης της προ-ημερήσιας αγοράς, αποτελεί η περίπτωση όπου θα βελτιστοποιούνται ταυτόχρονα η παροχή ενέργειας αλλά και εφεδρειών από τις μονάδες παραγωγής. Στην περίπτωση αυτή η μοντελοποίηση αναπαριστά με λεπτομέρεια τους τεχνικούς περιορισμούς των μονάδων, χρησιμοποιώντας την τεχνική του μεικτού αέραιου προγραμματισμού. Η προσέγγιση αυτή ακολουθεί τη μοντελοποίηση του προβλήματος κατανομής των μονάδων παραγωγής (unit commitment model), όπως χρησιμοποιείται και για την προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος σε πραγματικό χρόνο.

Στην περίπτωση της προ-ημερήσιας αγοράς με συν-βελτιστοποίηση ενέργειας και εφεδρειών, λαμβάνονται υπόψη οι τεχνικοί περιορισμοί των μονάδων, του συστήματος (εφεδρείες) και οι προσφορές των μονάδων στην προ-ημερήσια αγορά. Με αυτόν τον τρόπο αναπαριστούμε μια περίπτωση, κατά την οποία οι παραγωγοί μέσω των προσφορών που θα υπέβαλλαν στην προ-ημερήσια αγορά, θα προεξοφλούσαν πως το πρόγραμμα που θα πρόκυπτε θα σεβόταν όλους τους τεχνικούς περιορισμούς του συστήματος και των μονάδων. Ορισμένες παραγωγοί δεν θα προσέφεραν την πλήρη ισχύ των μονάδων τους για την κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρισμού, αλλά θα παρακρατούσαν ένα κομμάτι της ισχύος ούτως ώστε να μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την κάλυψη των εφεδρειών. Επιπρόσθετα είναι αναγκαίο κάποιες μονάδες να υποβάλλουν προσφορές στις οποίες δεν θα παράγουν με ένα προφίλ βασικού φορτίου, αλλά θα αυξομειώνουν έντονα την παραγωγή τους ή/και θα συγχρονίζονται και αποσυγχρονίζονται σε ημερήσια βάση με το σύστημα, προκειμένου να διασφαλίσουν την ομαλή λειτουργία του εξισορροπώντας δηλαδή την μεταβλητή παραγωγή των ΑΠΕ.

Σε αντίθεση με την παραδοσιακή προσέγγιση της κεντρικής κατανομής των μονάδων, η οποία λαμβάνει υπόψη κατά τη διαδικασία της βελτιστοποίησης το μεταβλητό κόστος, η προσέγγιση αυτή συνδυάζει την συν-βελτιστοποίηση ενέργειας και εφεδρειών λαμβάνοντας υπόψη τις προσφορές σπανιότητας των παραγωγών. Με αυτόν τον τρόπο αναπαρίσταται μια αγορά, στην οποία οι παραγωγοί έχουν τέλεια πληροφόρηση για τις ανάγκες του συστήματος και μέσω των προσφορών τους, οι οποίες αποτελούν ζεύγη τιμής και ποσότητας, επιτυγχάνουν να ελαχιστοποιήσουν τα κόστη εξισορρόπησης και ανακατανομής των μονάδων στην λειτουργία σε πραγματικό χρόνο. Παρόλο που οι παραγωγοί εξασφαλίζουν με τον τρόπο αυτό την ελαχιστοποίηση της ανάγκης ανακατανομής των μονάδων, διάφορα τυχαία γεγονότα οδηγούν σε αποκλίσεις, τις οποίες η ενδοημερήσια αγορά καλείται να επιλύσει. Αντίθετα η προσέγγιση, που περιεγράφηκε στο κεφάλαιο 6.2.2.3, λόγω της αγνόησης των τεχνικών περιορισμών του συστήματος οδηγεί σε ένα προ-ημερήσια πρόγραμμα, το οποίο εμφανίζει μεγαλύτερες αποκλίσεις από το πρόγραμμα της τεχνικά εφικτής λειτουργίας σε πραγματικό χρόνο.

Σύμφωνα με τα παραπάνω η αυτή προσομοίωση έχει στόχο την μεγιστοποίηση του κοινωνικού πλεονάσματος και την ταυτόχρονη βελτιστοποίηση της κάλυψης των αναγκών για ενέργεια και για κάθε τύπο εφεδρείας  $a$ . Η συνεισφορά της κάθε μονάδας για εφεδρεία μπορεί να αφορά τους διάφορους τύπους άνω  $r_{n,p,a,h}^{up}$  ή κάτω  $r_{n,p,a,h}^{dn}$  εφεδρείας. Οι μονάδες υποβάλλουν διαφορετικές προσφορές για ενέργεια και για άνω  $rb_{n,p,a,h}^{up}$  ή κάτω  $rb_{n,p,a,h}^{dn}$  εφεδρεία, προκειμένου να καλύψουν τις απαιτήσεις του συστήματος. Η ζήτηση του συστήματος για άνω και κάτω εφεδρεία συμβολίζεται με  $RD_{n,a,h}^{up}$  και  $RD_{n,a,h}^{dn}$  αντίστοιχα (εξισώσεις 6.14, 6.15).

Οι τεχνικοί περιορισμοί που λαμβάνονται υπόψη είναι:

- το τεχνικό μέγιστο επίπεδο λειτουργίας, το οποίο εξαρτάται από την εγκατεστημένη ισχύ της μονάδας και τη διαθεσιμότητά της (εξίσωση 6.16)
- το τεχνικό ελάχιστο,  $M_{n,p}$ , (εξίσωση 6.17)
- ο μέγιστος ρυθμός ανόδου και καθόδου του φορτίου της μονάδας,  $R_{n,p}$ , (εξίσωση 6.18)
- ο ελάχιστος χρόνος ένταξης (min up time),  $M_{n,p}^{up}$  (εξίσωση 6.20) και
- ο ελάχιστος χρόνος κράτησης (min down time),  $M_{n,p}^{dn}$  της κάθε μονάδας (εξίσωση 6.19).

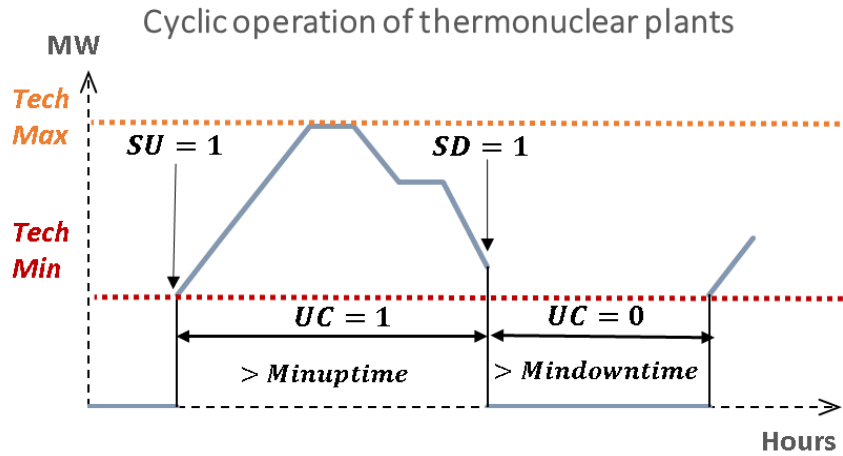
Το πρόβλημα μεικτού ακέραιου προγραμματισμού είναι τύπου 0-1, δηλαδή περιλαμβάνει δυαδικές μεταβλητές, οι οποίες αναπαριστούν:

- την ένταξη της κατάσταση ένταξης της μονάδας,  $u_{n,p,h}$ ,
- την απόφαση για εκκίνησης  $su_{n,p,h}$  μιας μονάδας και
- την απόφαση σβέσης  $sd_{n,p,h}$  μιας μονάδας, θεωρώντας πως διαρκεί μία ώρα.

Η Εικόνα 26 παρουσιάζει μια γραφική αναπαράσταση της προσομοίωσης του προβλήματος κυκλικής λειτουργίας των μονάδων παραγωγής, σύμφωνα με τα όσα αναφέρθηκαν παραπάνω και η σχέση μεταξύ τους περιγράφεται από τις εξισώσεις (6.21) και (6.22).



Εικόνα 26: Προσομοίωση της κυκλικής λειτουργίας των θερμικών και πυρηνικών σταθμών



Η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος παρουσιάζεται στην εξίσωση 6.13, στην οποία πέρα από το κόστος της ενέργειας και των εφεδρειών, συνυπολογίζονται και τα κόστη εκκίνησης και παύσης των μονάδων. Επιπρόσθετα συνυπολογίζονται και τα κόστη απώλειας φορτίου, ελάχιστου επίπεδου εφεδρειών και περικοπής της παραγωγής από ΑΠΕ. Τα κόστη αυτά αλλάζουν ανάλογα με τις υποθέσεις του κάθε σεναρίου. Για παράδειγμα, σε ένα σενάριο όπου η παραγωγή από ΑΠΕ εγχέεται υποχρεωτικά στο σύστημα, τα κόστη περικοπής παραγωγής από ΑΠΕ είναι πολύ υψηλά, προκειμένου να γίνει περικοπή μόνο εάν κάποιος τεχνικός περιορισμός δεν μπορεί να καλυφθεί. Για λόγους απλοποίησης, η αντικειμενική συνάρτηση, όπως αυτή εμφανίζεται, δεν περιλαμβάνει όλα τα κόστη που προαναφέρθηκαν.

$$\begin{aligned}
 & \text{Max}_{q_{n,p,h}, Q_{n,h}, f_{k,h}} \text{ Social Surplus} \\
 & = \sum_n \sum_h \left( \int_0^{Q_{n,h}} d_{n,h}(x_{n,h}) dx_{n,h} - \sum_p b_{n,p,h}(q_{n,p,h}) \cdot q_{n,p,h} \right) \\
 & \text{Max}_{q_{i,n,h}, Q_{i,h}, f_{k,h}, r_{i,n,a,h}^{up}, r_{i,n,a,h}^{dn}} \text{ Social Surplus} = \\
 & \sum_h \sum_i \left( \int_0^{Q_{i,h}} d_{i,h}(x_{i,h}) dx_{i,h} - \sum_n b_{i,n,h}(q_{i,n,h}) \cdot q_{i,n,h} \right) \\
 & - \sum_i \sum_h \left( \sum_n \sum_a [b_{i,n,\alpha,h}^{up}(r_{i,n,a,h}^{up}) \cdot r_{i,n,a,h}^{up} + b_{i,n,\alpha,h}^{dn}(r_{i,n,a,h}^{dn}) \cdot r_{i,n,a,h}^{dn}] \right) \\
 & - \sum_h \sum_n \left( \sum_p \sum_a [rb_{n,p,\alpha,h}^{up}(r_{n,p,a,h}^{up}) \cdot r_{n,p,a,h}^{up} + rb_{n,p,\alpha,h}^{dn}(r_{n,p,a,h}^{dn}) \cdot r_{n,p,a,h}^{dn}] \right)
 \end{aligned} \tag{6.13}$$

$$\sum_p r_{n,p,a,h}^{up} \geq RD_{n,a,h}^{up} \quad \forall n, a, h \tag{6.14}$$

$$\sum_p r_{n,p,a,h}^{dn} \geq RD_{n,a,h}^{dn} \quad \forall n, a, h \tag{6.15}$$

$$q_{n,p,h} + \sum_{\alpha} r_{n,p,a,h}^{up} \leq u_{n,p,h} \cdot C_{n,p} \cdot AF_{n,p,h} \quad \forall n,p,h \quad (6.16)$$

$$q_{n,p,h} - \sum_{\alpha} r_{n,p,a,h}^{dn} \geq u_{n,p,h} \cdot M_{n,p} \quad \forall n,p,h \quad (6.17)$$

$$|q_{n,p,h} - q_{n,p,h-1}| \leq R_{n,p} \quad \forall n,p,h \quad (6.18)$$

$$\sum_{hh \in [(h - M_{n,p}^{dn} \leq hh) \cap (hh \leq h)]} sd_{n,p,h,h} \leq 1 - u_{n,p,h} \quad \forall n,p,h \quad (6.19)$$

$$\sum_{hh \in [(h - M_{n,p}^{up} \leq hh) \cap (hh \leq h)]} su_{n,p,h} \leq u_{n,p,h} \quad \forall n,p,h \quad (6.20)$$

$$u_{n,p,h} - u_{n,p,h-1} = su_{n,p,h} - sd_{n,p,h} \quad \forall n,p,h \quad (6.21)$$

$$su_{n,p,h} + sd_{n,p,h} \leq 1 \quad \forall n,p,h \quad (6.22)$$

Η εξίσωση 6.16 αντικαθιστά την εξίσωση 6.5, λαμβάνοντας υπόψη και το περιθώριο ισχύος, που πρέπει να κρατήσει μια μονάδα, προκειμένου να είναι σε θέση να συνεισφέρει σε άνω εφεδρείες. Προκειμένου να ολοκληρωθεί η διατύπωση του προβλήματος αυτού πρέπει στις εξισώσεις 6.13-6.22 να προστεθεί η εξίσωση του ισοζυγίου ενέργειας 6.4 και οι εξισώσεις της DC ροής φορτίου 6.5-6.10. Η οριακή τιμή του συστήματος υπολογίζεται, όπως και προηγουμένως, από την εξίσωση 6.12.

### 6.2.2.5 Προσομοίωση των τυχαίων γεγονότων

Η προσομοίωση των τυχαίων γεγονότων είναι μια απαιτητική διαδικασία, η οποία περιλαμβάνει κυρίως τρεις παράγοντες αβεβαιότητας, τα σφάλματα πρόβλεψης του επιπέδου ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, το επίπεδο φορτίου των ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής και τις μη προγραμματισμένες βλάβες μονάδων παραγωγής ή γραμμών μεταφοράς. Όλες αυτές οι παράμετροι επηρεάζουν την διάσταση της ευελιξίας, καθώς περιορίζουν τους διαθέσιμους πόρους του συστήματος. Η αναπαράσταση παραγόντων αβεβαιότητας στα μοντέλα προσομοίωσης (στοχαστική μοντελοποίηση) μπορεί να γίνει με δύο τρόπους. Η πρώτη προσέγγιση είναι η απευθείας ενσωμάτωση των παραγόντων αβεβαιότητας στο πρόβλημα κατανομής των μονάδων παραγωγής, όπως πραγματοποιούν οι Papavasiliou et al. [92], οι οποίοι αναπαριστούν με τον τρόπο αυτό τα σφάλματα πρόβλεψης της παραγωγής των αιολικών. Η δεύτερη προσέγγιση έγκειται στην προσομοίωση μιας πληθώρας πειραμάτων σε καθένα από τα οποία οι παράγοντες αβεβαιότητας θα λαμβάνουν και διαφορετικές τιμές με βάση την πιθανοτική κατανομή που ακολουθούν οι παράγοντες αβεβαιότητας και την δειγματοληψία που έχει επιλεγεί. Οι μέθοδοι Monte Carlo αποτελούν μια ευρεία κατηγορία υπολογιστικών αλγορίθμων που βασίζονται σε επαναλαμβανόμενη τυχαία δειγματοληψία για την απόκτηση αριθμητικών αποτελεσμάτων και συχνά χρησιμοποιούνται σε προβλήματα φυσικής, επιχειρησιακής έρευνας και μαθηματικών και είναι ιδιαίτερα χρήσιμοι όταν είναι δύσκολο ή αδύνατο να χρησιμοποιηθούν αναλυτικές μαθηματικές μεθοδολογίες [93]. Με βάση αυτήν την

μέθοδο, πρέπει να εκτελεστούν προσομοιώσεις αρκετές φορές, προκειμένου να ληφθεί η κατανομή των άγνωστων/αβέβαιων μεταβλητών. Οι μέθοδοι αυτοί απαιτούν τη διεξαγωγή πολλών πειραμάτων για να υπολογίσουν με ακρίβεια το πλήθος των περιπτώσεων, αυξάνοντας λόγω αυτού σημαντικά τον υπολογιστικό χρόνο της μέτρησης. Για τη μείωση του χρόνου επίλυσης, έχουν αναπτυχθεί τεχνικές μείωσης του αριθμού των πειραμάτων, οι οποίες βασίζονται σε μια αναδρομική διαδικασία απόρριψης συγκεκριμένων πειραμάτων, όπως αναλύεται από τους Growe-Kuska et al. [94].

Μια εναλλακτική μέθοδος είναι η μέθοδος του Λατινικού Υπερκύβου-ΛΥ (Latin Hypercube sampling), [95], η οποία χρησιμοποιείται για την μείωση του υπολογιστικού φόρτου μέσω της μείωσης του αριθμού των πειραμάτων. Η μέθοδος δειγματοληψίας ΛΥ επιτυγχάνει μεγαλύτερη βαθμό αξιοπιστίας με μικρότερο πλήθος προσομοιώσεων σε σχέση με τη μέθοδο Monte Carlo. Η βασική ιδέα της μεθόδου ΛΥ είναι ο κατακερματισμός του πιθανοτικού χώρου σε ορισμένες ομάδες διακριτών μη επικαλυπτόμενων υπο-χώρων, τα οποία έχουν την ίδια πιθανότητα. Τα σημεία με τη μεγαλύτερη πιθανοφάνεια διαιρούνται σε περισσότερους υπο-χώρους, ούτως ώστε να υπάρχει μεγαλύτερη πιθανότητα να επιλεγούν. Κατά την δειγματοληψία ο αλγόριθμος υπολογίζει τους υπο-χώρους, οι οποίοι έχουν χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή τυχαίων αριθμών και δεν τους ξαναχρησιμοποιεί. Παρόλο που στην παραδοσιακή μέθοδο ΛΥ οι παράγοντες αβεβαιότητας πρέπει να είναι ανεξάρτητοι μεταξύ τους, τα τελευταία χρόνια έχουν αναπτυχθεί εμπειρικές παραλλαγές αυτής της μεθόδου, οι οποίες κατά τη δειγματοληψία λαμβάνουν υπόψη την συσχέτιση των μεταβλητών του δείγματος.

Στην παρούσα διατριβή, τα πειράματα του κεφαλαίου 6, τα οποία λαμβάνουν υπόψη μόνο τα σφάλματα πρόβλεψης για το επίπεδο φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ, βασίζονται στα σφάλματα πρόβλεψης για το σύνολο των ωρών ενός έτους (2018) σε κάθε σύστημα ηλεκτροπαραγωγής, όπως έχουν δηλωθεί από τους διαχειριστές στην πλατφόρμα δεδομένων του ENTSO-E [96]. Στο κεφάλαιο 7, όπου μελετάται η κάλυψη των αναγκών για εφεδρεία σε ένα διασυνδεδεμένο σύστημα χρησιμοποιήθηκε η τεχνική μείωσης του αριθμού των πειραμάτων (τυχαία γεγονότα), που αναλύεται στο [94], ενώ υποτέθηκε πως τα σφάλματα πρόβλεψης είναι κοινά σε όλες τις διασυνδεδεμένες περιοχές και ακολουθούν την κανονική κατανομή με ένα συγκεκριμένο πίνακα συνδιακύμανσης. Με βάση τα παραπάνω τα τυχαία γεγονότα εκφράζουν το σφάλμα πρόβλεψης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας ( $\Delta Q_{n,h}$ ), της διαθεσιμότητας των ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής ( $\Delta AF_{n,nd,h} \Delta AF_{i,n,h}$ ), τις μη προγραμματισμένες βλάβες μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής ( $\Delta AF_{n,d,h}$ ) και των γραμμών μεταφοράς ( $\Delta T_k \Delta T_k$ ).

#### 6.2.2.6 Προσομοίωση της Ενδοημερήσιας Αγοράς

Τα τυχαία γεγονότα αλλά και ένα προ-ημερήσιο πρόγραμμα κατανομής, το οποίο δεν έχει λάβει υπόψη τις ανάγκες για εφεδρεία, εμφανίζει αποκλίσεις σε σχέση με το πρόγραμμα, που θα πρέπει να ακολουθήσουν οι μονάδες κατά τη λειτουργία του συστήματος σε πραγματικό χρόνο. Θεωρούμε πως η εξισορρόπηση αυτών των αποκλίσεων είναι το αντικείμενο της ενδοημερήσια αγοράς. Συνεπώς, οι συμμετέχοντες στην ενδοημερήσια αγορά υποβάλλουν προσφορές, προκειμένου να καλύψουν τις ανάγκες του συστήματος για εξισορρόπηση προς τα πάνω ή προς τα κάτω, αυξάνοντας ή μειώνοντας το επίπεδο παραγωγής τους αντίστοιχα. Θεωρούμε πως οι προσφορές των παραγωγών σε αυτό το στάδιο της αγοράς σέβονται πλήρως όλους τους περιορισμούς αυτούς και έχουν προβλέψει πλήρως τη ζήτηση για εξισορρόπηση. Το αποτέλεσμα

της ενδοημερήσια αγοράς είναι ένα επικαιροποιημένο (αλλαγμένο) πρόγραμμα κατανομής, το οποίο σέβεται όλους τεχνικούς περιορισμούς των μονάδων και του συστήματος. Η προσέγγιση που ακολουθήθηκε στην προσομοίωση της ενδοημερήσιας αγοράς, θεωρεί πως αυτή τελείται σε μια χρονική στιγμή, χωρίς να λαμβάνει υπόψη μια συνεχόμενη διαδικασία υποβολών προσφοράς για τη διόρθωση της θέσης των μονάδων, όπως γίνεται στην πραγματικότητα.

Προκειμένου να προσομοιώσουμε ότι υπάρχει τέλεια πρόβλεψη για την εξισορρόπηση, η οποία θα χρειαστεί κατά τη λειτουργία του συστήματος σε πραγματικό χρόνο και άρα να υπολογίσουμε τις πλήρεις ανάγκες για εξισορρόπηση προς τα πάνω και προς τα κάτω, οι οποίες θα αποτελέσουν την ζήτηση της ενδοημερήσιας αγοράς, χρησιμοποιούμε τον αλγόριθμο του unit commitment. Το στάδιο αυτό έχει στόχο τον υπολογισμό των αποκλίσεων μεταξύ ΗΕΠ και λειτουργίας σε πραγματικό χρόνο. Η διαδικασία βελτιστοποίησης σε αυτό το στάδιο περιλαμβάνει τη ζήτηση του συστήματος για εφεδρείες, καθώς και τα τυχαία γεγονότα, τα οποία οδηγούν σε αποκλίσεις.

Το πρόβλημα προσομοίωσης αποτελείται από τις εξισώσεις 6.13 έως 6.21 και 6.6 έως 6.11. Η αντικειμενική συνάρτηση περιλαμβάνει κόστη για τις αποκλίσεις των μονάδων σε σχέση με το προ-ημερήσια πρόγραμμα, προκειμένου να αναπαραστήσει την υποχρέωση του διαχειριστή του συστήματος να ακολουθήσει όσο πιο πιστά γίνεται από μια τεχνικά εφικτή σκοπιά το πρόγραμμα της προ-ημερήσιας αγοράς, ελαχιστοποιώντας τις αποκλίσεις και άρα μειώνοντας και τα κόστη εξισορρόπησης. Στην εξίσωση 6.13 για λόγους απλοποίησης δεν εμφανίζονται τα επιπρόσθετα κόστη που αναφέρθηκαν παραπάνω. Επίσης πρέπει να τονιστεί πως εφόσον το στάδιο αυτό προσομοίωσης δεν έχει σκοπό τις εμπορικές συναλλαγές αλλά χρησιμοποιείται απλά για να υπολογιστεί η ανάγκη για εξισορρόπηση, η εξίσωση 6.12 δεν έχει νόημα. Το αποτέλεσμα αυτού του σταδίου είναι ένα προσαρμοσμένο πρόγραμμα κατανομής, το οποίο χρησιμοποιείται και συγκρίνεται με το προ-ημερήσιο πρόγραμμα κατανομής για να υπολογιστούν οι ανάγκες για άνω και κάτω εξισορρόπηση, οι οποίες θα πρέπει να καλυφθούν στην ενδοημερήσια αγορά.

Το επόμενο στάδιο είναι η προσομοίωση της ενδοημερήσια αγοράς, στην οποία οι συμμετέχοντες υποβάλλουν προσφορές μεταβολής της παραγωγής τους για να καλύψουν τις ανάγκες εξισορρόπησης, που αναφέρθηκαν προηγουμένως. Οι συμμετέχοντες συγκρίνουν το πώς είχαν προγραμματιστεί να λειτουργήσουν στην προ-ημερήσια αγορά και το πώς πρέπει να μεταβληθεί η παραγωγή τους για να καλύψουν τις αποκλίσεις και υποβάλλουν προσφορές, οι οποίες διαφοροποιούνται ανάλογα με την κατεύθυνση εξισορρόπησης.

Η μαθηματική διατύπωση του προβλήματος της ενδοημερήσιας αγοράς έχει τη μορφή ενός προβλήματος βελτιστοποίησης με αντικειμενική συνάρτηση την ελαχιστοποίηση του κόστους εξισορρόπησης. Οι ανάγκες εξισορρόπησης του συστήματος μπορεί να είναι προς τα πάνω  $D_{n,h}^{up}$  ή προς τα κάτω  $D_{n,h}^{dn}$  και υπολογίζονται όπως περιεγράφηκε παραπάνω. Οι μεταβλητές απόφασης του προβλήματος είναι η συνεισφορά σε εξισορρόπηση προς τα άνω  $q_{n,p,h}^{up}$  και προς τα κάτω  $q_{n,p,h}^{dn}$ , από μονάδες οι οποίες έχουν ενταχθεί στο σύστημα σύμφωνα με το προ-ημερήσιο πρόγραμμα. Επιπλέον η συνεισφορά σε άνω εξισορρόπηση  $q_{n,p,h}^{open}$ , μέσω της ένταξης μιας μονάδας η οποία δεν είχε προγραμματιστεί να λειτουργήσει στο προ-ημερήσιο πρόγραμμα και η συνεισφορά σε κάτω εξισορρόπηση  $q_{n,p,h}^{shut}$ , από το σβήσιμο μιας μονάδας, η οποία είχε προγραμματιστεί να συνεχίσει να λειτουργεί στο προ-ημερήσιο πρόγραμμα. Οι συμμετέχοντες υποβάλλουν προσφορές για την άνω και κάτω εφεδρεία χωριστά, οι οποίες συμβολίζονται με

$b_{n,p,h}^{up}$ ,  $b_{n,p,h}^{dn}$  αντίστοιχα. Επίσης, οι διασυνδέσεις μπορούν να προσφέρουν εξισορρόπηση μέσω της μεταβολής της ροής της ενέργειας σε μια γραμμή μεταφοράς  $f_{k,h}^{IDM}$ , το οποίο οδηγεί στην αύξηση ή μείωση των καθαρών εισαγωγών  $\sigma_{n,h}^{IDM}$ . Η προσομοίωση των ροών ενέργειας στο δίκτυο γίνεται σύμφωνα με τις εξισώσεις της DC ροής φορτίου, όπως και στα προηγούμενα στάδια της αγοράς.

Οι τεχνικοί περιορισμοί των μονάδων λαμβάνονται πλήρως υπόψη στο στάδιο της ενδοημερήσια αγοράς. Μια μονάδα παραγωγής, η οποία στο τροποποιημένο πρόγραμμα κατανομής εμφανίζεται να αλλάζει επίπεδο παραγωγής σε αντίθετη κατεύθυνση από την αλλαγή της ζήτησης θεωρείται πως δεν μπορεί να συνεισφέρει στην εξισορρόπηση, αλλά αντίθετα αυτή προκαλεί περαιτέρω αποκλίσεις. Για παράδειγμα, μπορεί μια μονάδα στο τροποποιημένο πρόγραμμα σε μια ώρα κατανομής να αύξησε το επίπεδο παραγωγής της λόγω του ότι στο προ-ημερήσιο πρόγραμμα κατανομής δεν είχε σεβαστεί ο περιορισμός του τεχνικού ελάχιστου της ενώ η ζήτηση για ηλεκτρισμό να μειώθηκε λόγω των τυχαίων γεγονότων (σφάλματα πρόβλεψης). Στην περίπτωση αυτή η μονάδα δεν μπορεί να συνεισφέρει στην εξισορρόπηση, αντίθετα η αύξηση της παραγωγής της μονάδας αυτής προσαυξάνει τη ζήτηση για εξισορρόπηση, που έχει προκληθεί από τα τυχαία γεγονότα. Επιπρόσθετα, εάν κάποια μονάδα έχει προγραμματιστεί να συνεισφέρει σε επικουρικές υπηρεσίες και άρα ένα κομμάτι της ισχύος της έχει δεσμευτεί για λόγους εφεδρειών, η εξισορρόπηση που δύναται να προσφέρει στην ενδοημερήσια αγορά περιορίζεται, όπως φαίνεται στις εξισώσεις 6.24-6.25. Ωστόσο οι μονάδες αυτές θα αποζημιωθούν για τη δέσμευση αυτού του μέρους της ισχύος τους από το επόμενο στάδιο της αγοράς (αγορά επικουρικών υπηρεσιών). Οι μεταβλητές ΑΠΕ (αιολικά, ΦΒ κ.α.) μπορούν να παρέχουν μόνο εξισορρόπηση προς τα κάτω, ανάλογα με τις υποθέσεις του κάθε σεναρίου, όπως και η υπηρεσία διακοψιμότητας φορτίου.

Το μοντέλο προσομοίωσης της ενδοημερήσιας αγοράς βασίζεται τις τεχνικές του Μεικτού Ακέραιου Προγραμματισμού 0-1, καθώς περιλαμβάνει δυαδικές μεταβλητές, οι οποίες αναπαριστούν την κατάσταση ένταξη, την διαδικασία εκκίνησης και της διαδικασία σβήσιματος μιας μονάδας,  $(u_{n,p,h}^{id}, u_{i,n,h}^{id}, su_{i,n,h}^{id}, sd_{i,n,h}^{id}), su_{n,p,h}^{id}, sd_{n,p,h}^{id}$ , όπως και στο μοντέλο της προ-ημερήσιας αγοράς με συν-βελτιστοποίηση ενέργειας και εφεδρειών. Επιπρόσθετα, το μοντέλο της ενδοημερήσιας αγοράς περιλαμβάνει τις δυαδικές μεταβλητές  $\beta_{i,n,h}^{open}$  και  $\beta_{i,n,h}^{shut}$ , οι οποίες αναπαριστούν τη διαφορά της κατάσταση ένταξης μεταξύ του προγράμματος της προ-ημερήσιας και της ενδοημερήσιας αγοράς και τις  $su_{n,p,h}^{open}, su_{i,n,h}^{open}, su_{i,n,h}^{open}$  και  $sd_{n,p,h}^{shut}$ , οι οποίες αναπαριστούν την απόφαση για την εκκίνηση μια μονάδας, η οποία ήταν κλειστή στο προ-ημερήσιο πρόγραμμα και την απόφαση για το σβήσιμο μιας μονάδας, η οποία ήταν ανοιχτή στο προ-ημερήσιο πρόγραμμα αντίστοιχα. Η αντικειμενική συνάρτηση περιλαμβάνει πέραν των προσφορών για εξισορρόπηση και τα επιπρόσθετα κόστη, που οφείλονται στην απόφαση για επιπρόσθετη εκκίνηση  $(C_{n,p,h}^{sd})$  ή σβήσιμο  $(C_{n,p,h}^{su})$  μονάδα ενδοημερήσια αγορά. Η προσφορά των μονάδων για εξισορρόπηση περιορίζεται από την κατάσταση ένταξης  $(\bar{u}_{n,p,h})$  και το επίπεδο λειτουργίας  $(\bar{g}_{n,p,h})$ , όπως προέκυψαν από τον προ-ημερήσιο πρόγραμμα κατανομής, τη συνεισφορά των μονάδων σε άνω και κάτω εφεδρεία  $(\bar{r}_{n,p,h}^{up}, \bar{r}_{i,n,h}^{up}, \bar{r}_{i,n,h}^{dn}, \bar{r}_{n,p,h}^{dn})$ . Η συνεισφορά των διασυνδέσεων στην εξισορρόπηση των αποκλίσεων περιορίζεται από τις προγραμματισμένες, στην προ-ημερήσια αγορά, ροές ενέργειας  $(\bar{f}_{k,h}, \bar{f}_{k,h})$  και από τις καθαρές εισαγωγές του κάθε κόμβου στην προ-ημερήσια αγορά  $(\bar{\sigma}_{n,h})$ .

$$\begin{aligned}
 & \underset{q_{n,p,h}^{up}, q_{n,p,h}^{dn}, q_{n,p,h}^{open}, q_{n,p,h}^{shut}, f_{k,h}^{IDM}}{\text{Min}} \quad \text{Total cost of deviations} \\
 & = \sum_h \sum_i \sum_n [b_{n,p,h}^{up}(q_{n,p,h}^{up}) \cdot q_{n,p,h}^{up} + b_{n,p,h}^{up}(q_{n,p,h}^{open}) \cdot q_{n,p,h}^{open} \\
 & \quad + b_{n,p,h}^{dn}(q_{n,p,h}^{dn}) \cdot q_{n,p,h}^{dn} + su_{n,p,h}^{open} \cdot C_{n,p,h}^{su} + sd_{n,p,h}^{shut} \cdot C_{n,p,h}^{sd}]
 \end{aligned} \tag{6.23}$$

$$\begin{aligned}
 q_{n,p,h}^{up} + \bar{g}_{n,p,h} + \bar{r}_{n,p,h}^{up} \\
 \leq C_{n,p} \cdot (AF_{n,p,h} + \Delta AF_{n,p,h}) \cdot (\bar{u}_{n,p,h} - \beta_{n,p,h}^{shut}) \quad \forall n, p, h
 \end{aligned} \tag{6.24}$$

$$q_{n,p,h}^{dn} \leq (\bar{g}_{n,p,h} - \bar{r}_{n,p,h}^{dn} - M_{n,p}) \cdot (\bar{u}_{n,p,h} - \beta_{n,p,h}^{shut}) \quad \forall n, p, h \tag{6.25}$$

$$q_{n,p,h}^{open} \leq C_{n,p} \cdot (AF_{n,p,h} + \Delta AF_{n,p,h}) \cdot \beta_{n,p,h}^{open} \quad \forall n, p, h \tag{6.26}$$

$$q_{n,p,h}^{open} \geq M_{n,p} \cdot \beta_{n,p,h}^{open} \quad \forall n, p, h \tag{6.27}$$

$$q_{n,p,h}^{shut} = \bar{g}_{n,p,h} \cdot \beta_{n,p,h}^{shut} \quad \forall n, p, h \tag{6.28}$$

$$|q_{n,p,h}^{up} + \bar{g}_{n,p,h} - (q_{n,p,h-1}^{up} + \bar{g}_{n,p,h-1})| \leq R_{n,p} \quad \forall n, p, h \tag{6.29}$$

$$|q_{n,p,h}^{open} - q_{n,p,h-1}^{open}| \leq R_{n,p} \quad \forall n, p, h \tag{6.30}$$

$$|\bar{g}_{n,p,h} - q_{n,p,h}^{dn} - (\bar{g}_{n,p,h-1} - q_{n,p,h-1}^{dn})| \leq R_{n,p} \quad \forall n, p, h \tag{6.31}$$

$$u_{n,p,h}^{IDM} = \bar{u}_{n,p,h} + \beta_{n,p,h}^{open} - \beta_{n,p,h}^{shut} \quad \forall n, p, h \tag{6.32}$$

$$u_{n,p,h}^{IDM} - u_{n,p,h-1}^{IDM} = su_{n,p,h}^{IDM} - sd_{n,p,h}^{IDM} \quad \forall n, p, h \tag{6.33}$$

$$su_{n,p,h}^{IDM} + sd_{n,p,h}^{IDM} \leq 1 \quad \forall n, p, h \tag{6.34}$$

$$\beta_{n,p,h}^{open} - \beta_{n,p,h-1}^{open} \leq su_{n,p,h}^{open} \quad \forall n, p, h \tag{6.35}$$

$$\beta_{n,p,h}^{shut} - \beta_{n,p,h-1}^{shut} \leq sd_{n,p,h}^{shut} \quad \forall n, p, h \tag{6.36}$$

$$su_{n,p,h}^{open} + sd_{n,p,h}^{shut} \leq 1 \quad \forall n, p, h \tag{6.37}$$

$$\sum_{hh \in [(h-Mdn_{n,p,h}-1 \leq hh) \cap (hh \leq h)]} sd_{n,p,h}^{IDM} \leq 1 - u_{n,p,h}^{IDM} \quad \forall n, p, h \tag{6.38}$$

$$\sum_{hh \in [(h-Mup_{n,p,h}+1 \leq hh) \cap (hh \leq h)]} su_{n,p,h}^{IDM} \leq u_{n,p,h}^{IDM} \quad \forall n, p, h \tag{6.39}$$

$$|f_{k,h}^{IDM} + \bar{f}_{k,h}| \leq T_k + \Delta T_k \quad \forall k, h \tag{6.40}$$

$$\left| \sum_k N_{n,k} \cdot (f_{k,h}^{IDM} + \bar{f}_{k,h}) \cdot N_{k,nn}^T \right| \leq NTC_{n,nn} \quad \forall n, nn \quad (6.41)$$

$$\sigma_{n,h}^{IDM} + \bar{\sigma}_{n,h} = \sum_k N_{n,k} \cdot (f_{k,h}^{IDM} + \bar{f}_{k,h}) \quad \forall n, h \quad (6.42)$$

$$f_{k,h}^{IDM} + \bar{f}_{k,h} = \sum_n \theta_{n,h} \sum_{kk} N_{n,k} \cdot B_{k,kk} \quad \forall k, h \quad (6.43)$$

$$\sum_k f_{k,h}^{IDM} + \bar{f}_{k,h} = 0 \quad \forall k, h \quad (6.44)$$

$$D_{n,h}^{up} - D_{n,h}^{dn} = \sum_p (q_{n,p,h}^{up} + q_{n,p,h}^{open} - q_{n,p,h}^{dn} - q_{n,p,h}^{shut}) + \sigma_{n,h}^{IDM} \quad \forall n, h \quad (6.45)$$

Στις εξισώσεις 6.23 έως 6.45 πρέπει να προστεθεί επίσης η εξίσωση 6.11, σύμφωνα με την οποία καθορίζεται ένας κόμβος του συστήματος ως ζυγός αναφοράς. Η εξίσωση 6.45 εκφράζει το ισοζύγιο εξισορρόπησης, το οποίο είναι και το αντικείμενο της ενδοημερήσιας αγοράς και οι εξισώσεις 6.40-6.44 αναπαριστούν την DC ροή φορτίου. Η τιμή εκκαθάρισης της αγοράς είναι διαφορετική προς τα πάνω και προς τα κάτω και είναι ίση με την οριακή τιμή της εξίσωσης του ισοζυγίου 6.45, που προκύπτει από την λύση του γραμμικά απαλλαγμένου προβλήματος.

Πρέπει να τονιστεί πως προκειμένου να γίνει μια όσο κατά το δυνατόν ακριβέστερη μέτρηση της ανάγκης για ευελιξίας εντός της ώρας, χρειάζεται και μεγαλύτερη λεπτομέρεια στην χρονική ανάλυση της προσομοίωσης (π.χ. επίλυση περιόδων κατανομών με βήμα 5 λεπτών). Η δυσκολία εύρεσης δεδομένων και της αύξησης του υπολογιστικού χρόνου ωθούν πολλές προσεγγίσεις, στη επιλογή χρονικού βήματος μισής ώρας ή μιας ώρας, όπως η παρούσα διατριβή. Σε αυτές τις περιπτώσεις χρησιμοποιείται ο μέσος όρος των αποκλίσεων του αντίστοιχου χρονικού διαστήματος, γεγονός που προκαλεί μια υποεκτίμηση ως ένα βαθμό του αναγκαίου επιπέδου ευελιξίας και αποτελεί ένα πεδίο σημαντικών επεκτάσεων για το παρόν αντικείμενο.

### 6.2.2.7 Προσομοίωση της Αγοράς επικουρικών υπηρεσιών

Το τελευταίο στάδιο της προσομοίωσης των διαδοχικών σταδίων της αγοράς αφορά την αγορά επικουρικών υπηρεσιών, η οποία τελείται μέσω μιας διαδικασίας δημοπρασιών. Το μοντέλο που παρουσιάζεται, επιλέγει εκείνες τις προσφορές εφεδρείας από τις διαθέσιμες μονάδες, ούτως ώστε να καλύψει τις ανάγκες του συστήματος σε επικουρικές υπηρεσίες ελαχιστοποιώντας το κόστος τους, εξίσωση 5.46. Η επιλογή αυτή λαμβάνει υπόψη το πρόγραμμα κατανομής της ενδοημερήσιας αγοράς, προκειμένου να ληφθούν υπόψη οι περιορισμοί της μέγιστης συνεισφοράς σε κάθε τύπο εφεδρείας. Το αποτέλεσμα της βελτιστοποίησης είναι η συνεισφορά της κάθε μονάδας σε άνω  $r_{n,p,a,h}^{up}$  και κάτω  $r_{n,p,a,h}^{dn}$ , που γίνεται αποδεκτή από την αγορά, δεδομένων των οικονομικών προσφορών που υποβάλλουν οι παραγωγοί για κάθε εφεδρεία χωριστά  $br_{n,p,a,h}^{up}$ ,  $br_{n,p,a,h}^{dn}$ . Το μοντέλο που παρουσιάζεται λαμβάνει υπόψη και τη δυνατότητα συνεισφοράς των διασυνδέσεων σε εφεδρείας, με άνω όριο  $XC_{n,h}^{up}$ , το οποίο εκφράζεται ως

ποσοστό των καθαρών εισαγωγών σε έναν κόμβο. Τα αποτελέσματα του ενδοημερήσιου προγράμματος, τα οποία επηρεάζουν και την αγορά επικουρικών υπηρεσιών είναι το επίπεδο παραγωγής της κάθε μονάδας  $\bar{q}_{n,p,h}^{IDM}$ , η κατάσταση ένταξης της  $u_{n,p,h}^{IDM}$  και οι καθαρές εισαγωγές του κάθε κόμβου  $\bar{\sigma}_{n,h}^{IDM}$ .

$$\begin{aligned} & \min_{r_{n,p,a,h}^{up}, r_{n,p,a,h}^{dn}, xc_{n,h}} \text{Reserve Costs} \\ & = \sum_n \sum_a \sum_p (br_{n,p,a,h}^{up}(r_{n,p,a,h}^{up}) \cdot r_{n,p,a,h}^{up} + br_{n,p,a,h}^{dn}(r_{n,p,a,h}^{dn}) \cdot r_{n,p,a,h}^{dn}) \end{aligned} \quad (6.46)$$

$$\bar{g}_{n,p,h}^{IDM} + \sum_a r_{n,p,a,h}^{up} \leq u_{n,p,h}^{IDM} \cdot K_{n,p,h} \cdot (AF_{n,p,h} + \Delta AF_{n,p,h}) \quad \forall i, n, h \quad (6.47)$$

$$\bar{g}_{n,p,h}^{IDM} + \sum_a r_{n,p,a,h}^{dn} \geq u_{n,p,h}^{IDM} \cdot M_{n,p} \quad \forall i, n, h \quad (6.48)$$

$$xc_{n,h} \leq XC_{n,h}^{up} \quad \forall i, h \quad (6.49)$$

$$\sum_p r_{n,p,a,h}^{up} \geq D_{n,a,h}^{up} + c_{n,h} \bar{\sigma}_{n,h}^{IDM} \quad \forall i, a, h \quad (6.50)$$

$$\sum_p r_{n,p,a,h}^{dn} \geq D_{n,a,h}^{dn} \quad \forall i, a, h \quad (6.51)$$

### 6.3 ΤΡΟΠΟΣ ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΗΣ ΕΠΙΛΥΣΗΣ ΤΟΥ ΜΟΝΤΕΛΟΥ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ ΜΕΣΩ ΤΗΣ ΟΜΑΔΟΠΟΙΗΣΗΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Τα μοντέλα μαθηματικού προγραμματισμού, τα οποία χρησιμοποιούν τις τεχνικές του μεικτού ακέραιου προγραμματισμού απαιτούν μεγαλύτερο χρόνο επίλυσης σε σχέση με μοντέλα, τα οποία περιλαμβάνουν μόνο γραμμικού περιορισμούς. Ειδικά σε μοντέλα προσομοίωσης μεγάλης έκτασης, ο μέγιστος αριθμός πιθανών λύσεων αυξάνει εκθετικά με τον αριθμό των μεταβλητών, προκαλώντας δυσκολίες υπολογιστικού περιεχομένου. Τα μοντέλα προγραμματισμού της παραγωγής των ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων (UC), όπως και τα περισσότερα κομμάτια του μοντέλου προσομοίωσης, όπως περιεγράφηκαν παραπάνω, περιλαμβάνουν ένα πλήθος δυαδικών μεταβλητών, που συμβολίζουν διαφορετικές καταστάσεις (εκκίνηση, ένταξη, σβήσιμο κ.α.) και ειδικά σε συστήματα με μεγάλο αριθμό μονάδων ή στην περίπτωση διασυνδεδεμένων συστημάτων, ο μέγιστος αριθμός λύσεων και ο υπολογιστικός χρόνος αυξάνει ακόμη περισσότερο.

Ένας εναλλακτικός τρόπος επίλυσης του μοντέλου προσομοίωσης, ο οποίος στοχεύει στον περιορισμό του υπολογιστικού χρόνου κρατώντας παράλληλα την αναπαράσταση των τεχνικών περιορισμών των μονάδων είναι η ομαδοποίηση (clustering) των μονάδων σε κατηγορίες. Οι



επιμέρους μονάδες ομαδοποιούνται ανά τεχνολογικό τύπο, ηλικία, καύσιμο ή και άλλα χαρακτηριστικά, τα οποία αποτελούν συγκροτήματα μονάδων (clusters). Το κάθε συγκρότημα χαρακτηρίζεται από ένα τυπικό μέγεθος και τον αριθμό των επιμέρους μονάδων, οι οποίες το αποτελούν.

Στη συνέχεια όλες οι δυαδικές μεταβλητές αντικαθίστανται από ακέραιες μεταβλητές, οι οποίες αντιπροσωπεύουν το πλήθος των μονάδων, οι οποίες βρίσκονται σε μία κατάσταση. Για παράδειγμα, στο πλήρες μοντέλο προσομοίωσης η δυαδική μεταβλητή  $u_{n,p,h}$ , που υποδηλώνει την κατάσταση ένταξης μιας μονάδας, λαμβάνει την τιμή 1 εάν η μονάδα  $n$  είναι ενταγμένη στο σύστημα για την περίοδο κατανομής  $h$ , αλλιώς 0. Στη περίπτωση της χρήσης του συμπυκνμένου μοντέλου με αντικατάσταση των επιμέρους μονάδων με αντιπροσωπευτικά συγκροτήματα, η μεταβλητή  $u_{n,p,h}$  γίνεται ακέραια με πεδίο ορισμού το  $u \in \mathbb{N}$ , και οι τιμές της (π.χ. 0,1,2,3 κλπ.) υποδηλώνουν το πλήθος των μονάδων που ανήκουν στο συγκρότημα  $p$  και είναι ενταγμένες στο σύστημα για την περίοδο κατανομής  $h$ .

Αντίστοιχα μεταφράζονται και όλες οι υπόλοιπες δυαδικές μεταβλητές του μοντέλου κατανομής. Οι μόνες εξισώσεις του μοντέλου προσομοίωσης, οι οποίες τροποποιούνται είναι εκείνες που περιλαμβάνουν μαθηματικές σχέσεις, που θεωρούν ότι η μέγιστη επιτρεπτή τιμή που μπορεί να πάρει η μεταβλητή της κατάστασης ένταξης μιας μονάδας είναι 1, με τον αριθμό των επιμέρους μονάδων του συγκροτήματος  $NO_{n,p}$ , τα οποία μπορούν να ενταχθούν. Για παράδειγμα, παρακάτω παρουσιάζεται η μετατροπή της εξίσωσης 6.19 σε 6.19α σύμφωνα με την παραπάνω μεθοδολογία.

$$\sum_{hh \in [(h - M_{n,p}^{dn} \leq hh) \cap (hh \leq h)]} sd_{n,p,hh} \leq 1 - u_{n,p,h} \quad \forall n, p, h \quad (6.19)$$

$$\sum_{hh \in [(h - M_{n,p}^{dn} \leq hh) \cap (hh \leq h)]} sd_{n,p,hh} \leq NO_{n,p} - u_{n,p,h} \quad \forall n, p, h \quad (6.19\alpha)$$

Αντίστοιχη μετατροπή πρέπει να γίνει και για τις εξισώσεις 6.22, 6.34, 6.37 και 6.38. Η χρήση αντίστοιχης μεθοδολογίας έχει προταθεί και από τον Palmintier [97], ο οποίος ενσωματώνει τη χρήση ακέραιων μεταβλητών στο μοντέλο επίλυσης του προβλήματος κατανομής των μονάδων παραγωγής και εξετάζει τη μείωση του υπολογιστικού χρόνου επίλυσης.

Ο λόγος για τον οποίο η τεχνική αυτή επιτυγχάνει σημαντική μείωση του χρόνου επίλυσης του μοντέλου προσομοίωσης είναι η σημαντική μείωση του αριθμού πιθανών συνδυασμών μεταξύ των μεταβλητών. Για παράδειγμα, εάν υποθέσουμε ένα σύστημα με 10 μονάδες  $n$ , το οποίο προσομοιώνεται με τη χρήση του ακέραιου προγραμματισμού 0-1, η κάθε μία από τις μονάδες έχει δύο πιθανές καταστάσεις  $u$  1 και 0, ενταγμένη και μη αντίστοιχα. Το μέγιστο πλήθος των δυνατών συνδυασμών δεδομένου ότι μας ενδιαφέρει η διάταξη υπολογίζεται ως:

$$u^n = 2^{10} = 1024$$

Εάν χρησιμοποιήσουμε τη μέθοδο ομαδοποίησης των μονάδων παραγωγής, μεταφράζουμε τη λειτουργία των επιμέρους μονάδων θεωρώντας 2 συγκροτήματα μονάδων, καθένα από τα οποία περιλαμβάνει 5 μονάδες. Η δυαδική μεταβλητή  $u$  μετατρέπεται σε ακέραια μεταβλητή 6

καταστάσεων, με πεδίο ορισμού το  $u \in [0,5]$ . Υποδηλώνει δηλαδή πόσες από τις μονάδες του κάθε συγκροτήματος είναι ενταγμένες στο σύστημα. Το πλήθος δυνατών συνδυασμένων σε αυτήν την περίπτωση γίνεται:

$$u^n = 6^2 = 36$$

Παρατηρούμε πως πρόκειται για μια ιδιαίτερα σημαντική μείωση του πλήθους των δυνατών λύσεων, κάτι που εξηγεί και την μεγάλη μείωση του υπολογιστικού χρόνου. Η προσέγγιση αυτή μπορεί να αναπαραστήσει πλήρως τους τεχνικούς περιορισμούς των μονάδων, αλλά εάν η εφαρμογή ζητά λεπτομερή πληροφορία και αποτελέσματα για τις επιμέρους μονάδες αυτό δεν είναι δυνατόν να υπολογιστεί. Θα γνωρίζουμε πόσες μονάδες από το κάθε συγκρότημα λειτουργούν, αλλά δεν υπάρχει η πληροφορία της λειτουργίας μιας συγκεκριμένης μονάδας, που ανήκει στο συγκρότημα.

## Θεματική ενότητα II: Αξιολόγηση των αποτελεσμάτων

---

## 7 ΕΠΙΔΡΑΣΗ ΤΩΝ ΜΕΤΑΒΛΗΤΩΝ ΑΠΕ ΣΤΙΣ ΑΠΑΙΤΗΣΕΙΣ ΕΥΕΛΙΞΙΑΣ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

---

### 7.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Το κεφάλαιο αυτό εξετάζει την επίδραση του προφίλ λειτουργίας των μεταβλητών ΑΠΕ στις ανάγκες ευελιξίας του συστήματος. Η ζήτηση για κάθε τύπο ευελιξίας, όπως περιεγράφηκε στο κεφάλαιο 1.5, εξαρτάται από τις διακυμάνσεις, οι οποίες εμφανίζονται στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής. Ορισμένες είναι προβλέψιμες και οφείλονται στη μεταβλητότητα του επιπέδου ζήτησης και παραγωγής των μονάδων (κυρίως ΑΠΕ) και άλλες απρόβλεπτες, καθώς οφείλονται σε διάφορους παράγοντες αβεβαιότητας, όπως είναι η χρήση προβλέψεων για την εκ των προτέρων κατάρτιση ενός ενεργειακού προγράμματος, που αφορά την επόμενη μέρα. Οι προβλέψεις, που συνήθως λαμβάνουν χώρα την προηγούμενη ημέρα και χρησιμοποιούνται για να υπολογίσουν το πρόγραμμα κατανομής της επόμενης μέρας, υπόκεινται σε σφάλματα σχετικά με το επίπεδο της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, την παραγωγή από ΑΠΕ, αλλά και της διαθεσιμότητας μονάδων και διασυννοριακών γραμμών μεταφοράς.

Και οι δύο τύποι διακυμάνσεων, που απαιτούν την παροχή πολύωρης και βραχυπρόθεσμης ευελιξίας για την αντιμετώπιση της μεταβλητότητας και της αβεβαιότητας αντίστοιχα, επηρεάζονται από το προφίλ λειτουργίας της παραγωγής από ΑΠΕ. Η μακροπρόθεσμη ευελιξία αποτελεί ανάγκη ενός συστήματος με ιδιαίτερα μεγάλο βαθμό διείσδυσης ΑΠΕ, όπου η παραγωγή των ΑΠΕ θα ξεπερνά την ωριαία ζήτηση και άρα θα πρέπει να αποθηκευτεί ή να περικοπεί, μειώνοντας στην τελευταία περίπτωση και το βαθμό διείσδυσης των ΑΠΕ.

Διαφορετικές τεχνολογίες ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής επιδρούν με διαφορετική ένταση στην αύξηση των αναγκών για ευελιξία και η ταυτόχρονη διείσδυση τους σε ένα σύστημα μπορεί να επιτύχει τη μείωση των αναγκών για ευελιξία ως ένα βαθμό, καθώς δρουν συμπληρωματικά. Δεδομένου ότι η παραγωγή των ΑΠΕ εξαρτάται από τις καιρικές συνθήκες, είναι λογικό επόμενο να εμφανίζονται διαφορετικές ανάγκες ευελιξίας μεταξύ διαφορετικών συστημάτων - διαφορετικών χωρών.

### 7.2 ΠΑΡΑΔΟΧΕΣ ΚΑΙ ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ

Στη συνέχεια του κεφαλαίου αυτού, εξετάζονται αυτά τα ερωτήματα μέσω της διεξαγωγής πειραμάτων για τη μέτρηση της βραχυπρόθεσμης και πολύωρης ευελιξίας με βάση τη μεθοδολογία, η οποία περιεγράφηκε στο κεφάλαιο 3.2. Παρόλο που η ζήτηση για ευελιξία, σύμφωνα με την προτεινόμενη μεθοδολογία, εξαρτάται από την παραγωγή από ΑΠΕ και από τις μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής, η ανάλυση αυτού του κεφαλαίου έχει στόχο να απομονώσει την επίδραση της παραγωγής των ΑΠΕ. Συνεπώς, επικεντρώνονται στις ανάγκες ευελιξίας λόγω της παραγωγής των ΑΠΕ και δεν εξετάζεται η επίδραση των μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής.

Λόγω αυτού κάνουμε την παραδοχή πως το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής είναι σε θέση να παρέχει την απαιτούμενη ευελιξία για την πλήρη διείσδυση των μεταβλητών ΑΠΕ (μέχρι 80% της ζήτησης των τελικών φορέων κατανάλωσης), εξετάζοντας την ανάγκη για ευελιξία που προκύπτει σε κάθε περίπτωση, χωρίς να δημιουργούν πρόσθετες ανάγκες ευελιξίας λόγω τεχνικών

περιορισμών. Η πλήρης διείσδυση ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής, που να καλύπτει το μεγαλύτερο μέρος της ζήτησης των τελικών φορέων κατανάλωσης – εξαιρώντας την επιπρόσθετη ζήτηση για φόρτιση των μέσων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, δεν είναι πρακτικά πιθανή, καθώς υπάρχουν και άλλες μορφές ΑΠΕ (υδροηλεκτρικές μονάδες, σταθμοί καύσης βιομάζα/βιοαερίου), αλλά και συμβατικές μονάδες οι οποίες παράγουν ηλεκτρική ενέργεια. Στις παρακάτω μετρήσεις αυτοί δεν λαμβάνονται υπόψη, προκειμένου να μελετηθεί η εξέλιξη της ανάγκης για ευελιξία σε σχέση με το ποσοστό διείσδυσης των ΑΠΕ, ακόμη και σε ακραία και ίσως μη ρεαλιστικά ποσοστά. Επίσης δεν λαμβάνεται υπόψη η ήδη εγκαταστημένη ισχύς ΦΒ και αιολικών σταθμών σε κάθε εξεταζόμενο σύστημα, αλλά εξετάζεται όλο το εύρος διείσδυσης ΑΠΕ, από μηδενική έως 80%.

Το κεφάλαιο αυτό επικεντρώνεται στην επίδραση που έχει η παραγωγή ηλεκτρισμού από φωτοβολταϊκούς και των αιολικούς σταθμούς στις απαιτήσεις ευελιξίας του συστήματος. Πέραν των δύο αυτών τεχνολογιών, τα μικρά υδροηλεκτρικά, μικρές μονάδες βιομάζας/βιοαερίου, μονάδες γεωθερμίας αποτελούν επιπρόσθετες τεχνολογίες, οι οποίες χαρακτηρίζονται ως μεταβλητές ΑΠΕ. Οι τεχνολογίες αυτές δεν εξετάζονται στο παρόν κεφάλαιο για τους εξής λόγους. Αρχικά οι περισσότερες από αυτές τις τεχνολογίες εμφανίζουν σταθερό επίπεδο παραγωγής κατά τη διάρκεια της ημέρας. Συνεπώς, η επίδραση τους στις απαιτήσεις του συστήματος σε βραχυπρόθεσμη και πολύωρη ευελιξία είναι σημαντικά μικρότερη σε σχέση με τα Φ/Β και τα αιολικά. Αναφορικά με τις μονάδες βιομάζας, πολλές από αυτές τις μονάδες, ιδιαίτερα οι μονάδες μεγαλύτερου μεγέθους, έχουν τη δυνατότητα ελέγχου της κατανομής τους και μπορούν να προσφέρουν ευελιξία στο σύστημα ανάλογα και με τις συνθήκες της αγοράς και το ρυθμιστικό πλαίσιο. Τα μικρά υδροηλεκτρικά εμφανίζουν σχεδόν σταθερό προφίλ λειτουργίας κατά τη διάρκεια της ημέρας, αλλά το επίπεδο λειτουργίας τους μεταβάλλεται ανά εποχή καθώς εξαρτάται από την ένταση της ροής στα υδατορεύματα ή στα μικρά φράγματα. Συνεπώς, η επίδραση που μπορεί να έχει το προφίλ τους αφορά περισσότερο τις απαιτήσεις μακροπρόθεσμης ευελιξίας, η οποία δεν εξετάζεται στον παρόν κεφάλαιο. Αναφορικά με όλες τις κατηγορίες μεταβλητών ΑΠΕ, όπως οι μικρές μονάδες βιομάζας, γεωθερμίας και μικρά Υ/Η, η διείσδυση τους στο σύστημα είναι σημαντικά μικρότερη από τη διείσδυση των αιολικών και Φ/Β σταθμών, οι οποίες αναμένεται να είναι και οι τεχνολογίες με τη μεγαλύτερη ένταση τα επόμενα χρόνια λόγω μεγαλύτερης ανταγωνιστικότητας και μεγαλύτερου δυναμικού σχετικά με τις υπόλοιπες τεχνολογίες μεταβλητών ΑΠΕ.

Η μέτρηση των απαιτήσεων ευελιξίας του παρόντος κεφαλαίου βασίστηκε στη χρήση ωριαίων δεδομένων σχετικά με τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και με την παραγωγή των αιολικών και Φ/Β από τον ENTSO-E για ορισμένα κράτη-μέλη της ΕΕ. Τόσο για τη ζήτηση όσο και για την παραγωγή χρησιμοποιήθηκαν τα δεδομένα σχετικά με την πραγματική μέτρηση του κάθε μεγέθους με βάση τη λειτουργία του συστήματος σε πραγματικό χρόνο, καθώς και η προ-ημερήσια πρόβλεψη. Θεωρήθηκε σκόπιμη η επιλογή της πιο πρόσφατης διαθέσιμης χρονοσειράς ωριαίας παραγωγής από ΑΠΕ (έτος 2018) και της αντίστοιχης ζήτησης για μια σειρά από λόγους. Η αυξανόμενη εγκατάσταση των ΑΠΕ σε διαφορετικές περιοχές της κάθε χώρας, οι οποίες εμφανίζουν διαφορετικές καιρικές συνθήκες, αναμένεται να βοηθήσει ως ένα βαθμό την εξισορρόπηση της παραγωγής τους. Συνεπώς, λαμβάνοντας την πιο πρόσφατη χρονιά, η οποία και εμφανίζει τη μεγαλύτερη διείσδυση ΑΠΕ σε σχέση με προηγούμενες διαθέσιμες χρονιές, κρίθηκε σαν την καλύτερη επιλογή. Ένας δεύτερος λόγος αφορά τη βελτίωση των σφαλμάτων

πρόβλεψης με την πάροδο των ετών. Ωστόσο στα περισσότερα πειράματα δεν λαμβάνεται υπόψη πιθανή βελτίωση των μεθόδων πρόβλεψης, αλλά τα σφάλματα πρόβλεψης λαμβάνονται ίσα με τα παρατηρούμενα.

Μια επιπρόσθετη υπόθεση αφορά το προφίλ λειτουργίας της ζήτησης για ηλεκτρική ενέργεια, το οποίο θεωρείται πως παραμένει ίδιο με το παρατηρούμενο. Ο εξηλεκτρισμός του κλάδου των μεταφορών, αλλά και η αυξανόμενη χρήση του ηλεκτρισμού στους κλάδους του τριτογενούς και οικιακού τομέα, αναμένεται να αλλάξει την μορφή της καμπύλης ηλεκτρισμού ως ένα βαθμό. Ωστόσο η επίπτωση αυτού στις ανάγκες για ευελιξία βρίσκεται εκτός της σκοπιάς του συγκεκριμένου κεφαλαίου. Τέλος, η πιθανή επίδραση της βελτίωσης της τεχνολογίας των αιολικών με την αύξηση του ορίου αποκοπής, η οποία μπορεί να οδηγήσει σε εξομάλυνση ως ένα βαθμό της παραγωγής των ΑΠΕ σε ώρες μεγάλης έντασης ανέμου, δεν έχει ληφθεί υπόψη. Το προφίλ λειτουργίας των ΑΠΕ δεν θεωρούμε ότι μεταβάλλονται αυξανόμενης της διείσδυσής τους, αλλά λαμβάνεται ίσο με τις παρατηρήσεις του έτους βάσης.

### 7.3 ΕΠΙΔΡΑΣΗ ΤΟΥ ΚΑΘΕ ΤΥΠΟΥ ΑΠΕ ΣΤΙΣ ΑΝΑΓΚΕΣ ΕΥΕΛΙΞΙΑΣ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Οι αιολικοί και ΦΒ σταθμοί, που αποτελούν τις κυρίαρχες τεχνολογίες ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής αυτή τη στιγμή, εμφανίζουν αρκετά διαφορετική καμπύλη παραγωγής λόγω της διαφοράς των χαρακτηριστικών (εποχικότητα, κυκλικότητα κ.α.) που εμφανίζουν ο άνεμος και ο ήλιος. Η κάθε τεχνολογία επιδρά με διαφορετικό τρόπο στις ανάγκες ευελιξίας του συστήματος, εμφανίζοντας διαφορετική επίδραση σε κάθε τύπο ευελιξίας. Συνήθως τα αιολικά συνδέονται έντονα με την αβεβαιότητα, ενώ τα ΦΒ με την μεταβλητότητα, επηρεάζοντας και τα δύο ως ένα βαθμό. Προκειμένου να αναλύσουμε τη σχέση της παραγωγής της κάθε τεχνολογία ΑΠΕ, εξετάζουμε ένα σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, στο οποίο υποθέτουμε αρχικά ότι διεισδύουν μόνο ΦΒ ή μόνο αιολικοί σταθμοί με αυξανόμενα ποσοστά διείσδυσης. Για να απομονώσουμε την επίδραση της παραγωγής των ΑΠΕ από άλλους παράγοντες, θεωρούμε πως το σύστημα αυτό είναι απομονωμένο, με την έννοια ότι δεν βασίζεται στη διασυνοριακή ανταλλαγή ενέργειας, η οποία μπορεί να συνεισέφερε στην εξισορρόπηση ζήτησης και της παραγωγής των ΑΠΕ. Το πείραμα αυτό εξετάζει το Ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, θεωρώντας πως αποτελείται από ένα μοναδικό κόμβο και άρα δεν λαμβάνονται υπόψη ζητήματα συμφόρησης του ηλεκτρικού δικτύου (copper plate assumption).

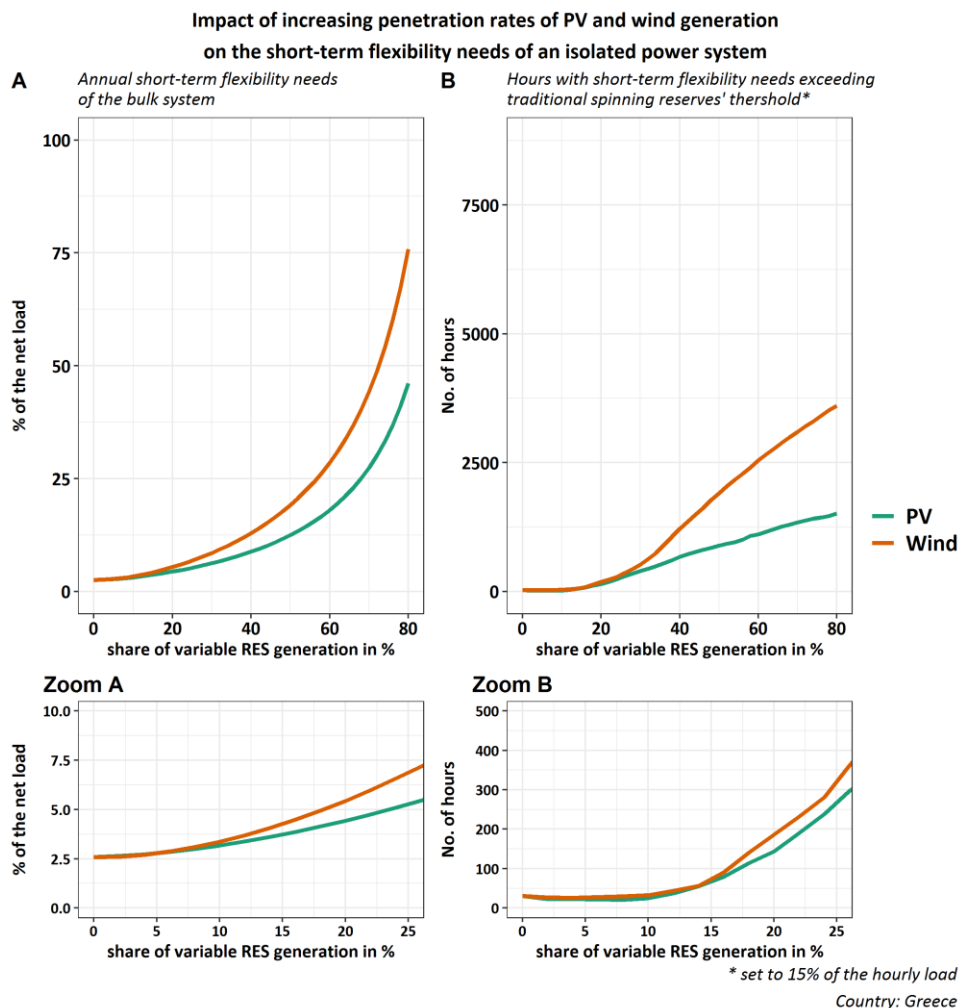
Η Εικόνα 27 παρουσιάζει το αντίκτυπο της αυξανόμενης διείσδυσης φωτοβολταϊκών και αιολικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στις ανάγκες βραχυπρόθεσμης ευελιξίας του συστήματος (σχήματα Α και Β), ενώ στο κάτω μέρος παρουσιάζονται τα ίδια αποτελέσματα εστιασμένα σε ποσοστά διείσδυσης έως 25% για λόγους ευκρίνειας. Το γράφημα Α αναπαριστά τις ετήσιες ανάγκες για βραχυπρόθεσμη ευελιξία ως ποσοστό της καθαρής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Οι ανάγκες για βραχυπρόθεσμη ευελιξία πρέπει να καλυφθούν από του υπόλοιπους πόρους του συστήματος, εφόσον θεωρούμε πως οι ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής δεν συμμετέχουν στην εξισορρόπηση. Λόγω αυτού η ανάγκη για βραχυπρόθεσμη ευελιξία εκφράζεται ως ποσοστό της καθαρής ζήτησης, δηλαδή της υπολειπόμενης ζήτησης που πρέπει να καλύψουν οι υπόλοιποι πόροι του συστήματος. Η μέτρηση αυτή έχει γίνει λαμβάνοντας υπόψη δύο περιπτώσεις. Στην πρώτη περίπτωση θεωρούμε πως εγκαθίστανται στο σύστημα μόνο ΦΒ σταθμοί, ενώ στη δεύτερη μόνο αιολικοί.

Με βάση τα αποτελέσματα της Εικόνας 27 αρχικά παρατηρούμε πως και στις δύο περιπτώσεις οι ανάγκες του συστήματος για βραχυπρόθεσμη ευελιξία αυξάνουν εκθετικά σε σχέση με την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ. Η ζήτηση για βραχυπρόθεσμη ευελιξία στην περίπτωση μηδενικής διείσδυσης των ΑΠΕ, η οποία άρα οφείλεται μόνο στα σφάλματα πρόβλεψης της ζήτησης, αποτελεί μόλις το 2.6% της ζήτησης ηλεκτρισμού. Για βαθμούς διείσδυσης των ΑΠΕ χαμηλότερους έως 8%, η ανάγκη για βραχυπρόθεσμη ευελιξία δεν ξεπερνάει το 3% της καθαρής ζήτησης, ενώ για βαθμό διείσδυσης ΑΠΕ ίσο με 50% φτάνει στο 13% στην περίπτωση διείσδυσης ΦΒ και στο 19% στην περίπτωση των αιολικών.

Με βάση τα αποτελέσματα επιβεβαιώνεται για το σύστημα αυτό η υπόθεση πως η διείσδυση αιολικών έχει μεγαλύτερη επίδραση στην αύξηση των αναγκών για βραχυπρόθεσμη ευελιξία σε σχέση με τη διείσδυση ΦΒ σταθμών. Ωστόσο η διαφορά επίδρασης των δύο τύπων ΑΠΕ γίνεται αισθητή για ποσοστά διείσδυσης άνω του 20% της ζήτησης για ηλεκτρική ενέργεια, ενώ για χαμηλότερα ποσοστά οι ανάγκες για ευελιξία σε κάθε περίπτωση διαφέρουν λιγότερο από μια ποσοστιαία μονάδα.

Όπως αναφέρθηκε και στον ορισμό της βραχυπρόθεσμης ευελιξίας, αυτή παρέχεται μέσω των στρεφόμενων εφεδρειών. Η αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ έχει οδηγήσει τους διαχειριστές συστημάτων στο επαναπροσδιορισμό των ελάχιστων απαιτούμενων αναγκών του συστήματος σε τακτά χρονικά διαστήματα. Όσο αυξάνεται η συνεισφορά των ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής στο σύστημα αυξάνονται και οι ελάχιστες εφεδρείες του. Σε συστήματα με μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ αναμένεται σημαντική αύξηση του ορίου ελάχιστων αναγκών για εφεδρεία. Το κάτω μέρος το γράφημα Β της Εικόνας 27 παρουσιάζει τον αριθμό των ωρών, κατά τις οποίες η ανάγκη για βραχυπρόθεσμη ευελιξία ξεπερνά την ελάχιστη απαίτηση για παραδοσιακές εφεδρείες, θεωρώντας την ως 15% της συνολικής ωριαίας ζήτησης. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα αυτά φαίνεται πως η διείσδυση ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής ενισχύει σημαντικά την ανάγκη για βραχυπρόθεσμη ευελιξία, απαιτώντας εφεδρείες πολύ μεγαλύτερης έντασης για να καλύψουν την αυξημένη αβεβαιότητα της παραγωγής. Η επίδραση της διείσδυσης των αιολικών σε σχέση με τα ΦΒ, φαίνεται ακόμη πιο ισχυρή σε αυτή τη μέτρηση για βαθμούς διείσδυσης άνω του 30%.

**Εικόνα 27: Επίδραση της διείσδυσης ΦΒ(PV) και αιολικών σταθμών (Wind) στις ανάγκες του συστήματος για βραχυπρόθεσμη ευελιξία.** Γράφημα Α: Ανάγκες για βραχυπρόθεσμη ευελιξία ως ποσοστό της καθαρής ζήτησης. Γράφημα Β: Ώρες κατά τις οποίες η ανάγκη για βραχυπρόθεσμη ευελιξία ξεπερνά το όριο κάλυψης (15%) των παραδοσιακών τύπων εφεδρειών.



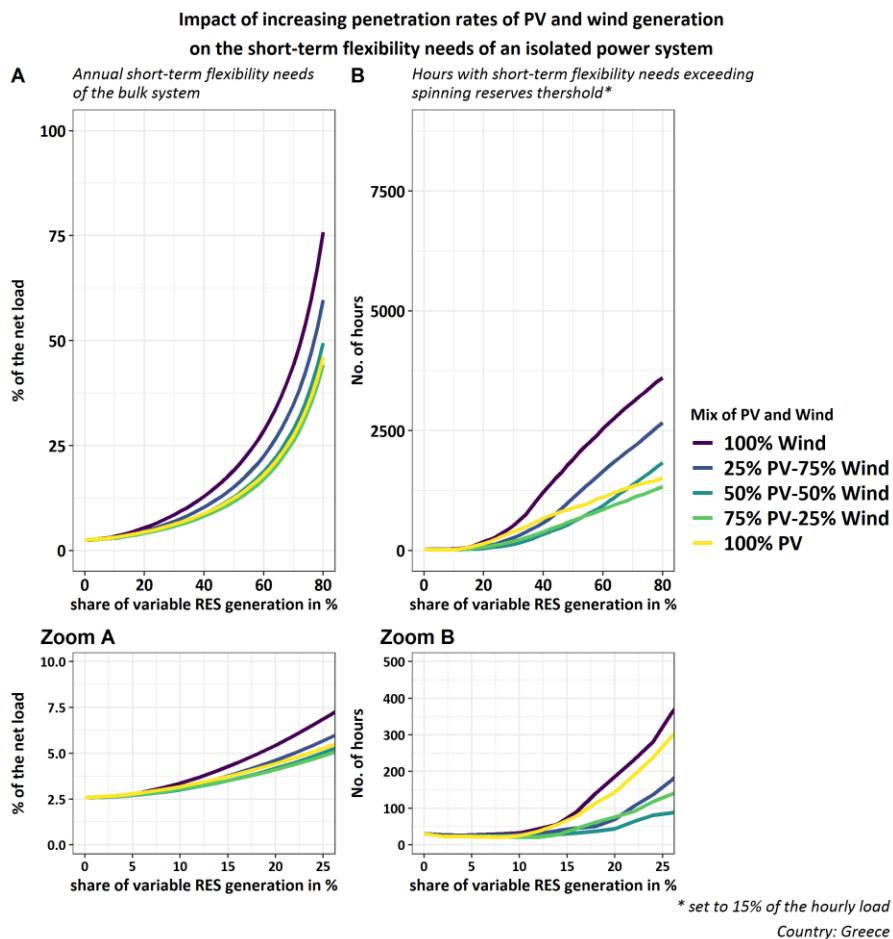
Προφανώς η διείσδυση μόνο μιας τεχνολογία ΑΠΕ δεν ανταποκρίνεται στην μεγάλη πλειοψηφία των συστημάτων, καθώς αυτές οι τεχνολογίες αν και με διαφορετικούς ρυθμούς η κάθε μια, άρχισαν να εγκαθίστανται παράλληλα στα ηλεκτροπαραγωγικά συστήματα των χωρών. Τα διαφορετικά χαρακτηριστικά της παραγωγής από ΦΒ και αιολικά παρέχουν και μια σημαντική δυνατότητα στα συστήματα με διείσδυση και των δύο τύπων ΑΠΕ, η οποία όταν εκμεταλλεύεται οδηγεί στη μείωση των αναγκών για ευελιξία. Εξετάζοντας την υπόθεση αυτή, επαναλαμβάνουμε την προηγούμενη μέτρηση υποθέτοντας πως στο υπό εξέταση σύστημα διεισδύουν ΦΒ και αιολικά με ένα εύρος αναλογιών. Κρατώντας ως τα δύο άκρα τις περιπτώσεις της προηγούμενης μέτρησης, δηλαδή τη διείσδυση μόνο ΦΒ και τη διείσδυση μόνο αιολικών, εξετάζουμε 3 ενδιάμεσες περιπτώσεις. Τη διείσδυση ΦΒ και αιολικών με αναλογία 1-3, δηλαδή 25% ΦΒ και 75%, την ίση διείσδυση ΦΒ και αιολικών με αναλογία 1-1 και τη διείσδυση ΦΒ και αιολικών με αναλογία 3-1.



Η Εικόνα 28 παρουσιάζει τα αποτελέσματα της μέτρησης των αναγκών για βραχυπρόθεσμη ευελιξία, όπως έγινε και προηγουμένως, εξετάζοντας διαφορετικά μείγματα διείσδυσης αιολικών και ΦΒ. Παρατηρώντας το γράφημα Α, φαίνεται πως η ταυτόχρονη διείσδυση ΦΒ και αιολικών οδηγεί σε μείωση των ετήσιων αναγκών του συστήματος για βραχυπρόθεσμη ευελιξία. Αυτό μπορεί να εξηγηθεί από το γεγονός πως τα σφάλματα πρόβλεψης της παραγωγής από ΦΒ και αιολικά δρουν συμπληρωματικά μεταξύ τους, μειώνοντας έτσι τις ανάγκες του συστήματος σε ευελιξία. Οι μικρότερες ανάγκες για βραχυπρόθεσμη ευελιξία εμφανίζονται στην περίπτωση της διείσδυσης ΦΒ και αιολικών με αναλογία 3 προς 1. Η περίπτωση αυτή εμφανίζει ελαφρώς μικρότερες ανάγκες σε ευελιξία και σε σχέση με την περίπτωση της διείσδυσης μόνο ΦΒ, εμφανίζοντας μείωση της ανάγκης για ευελιξία κατά μια με δύο ποσοστιαίες μονάδες για διείσδυση ΑΠΕ άνω του 50%.

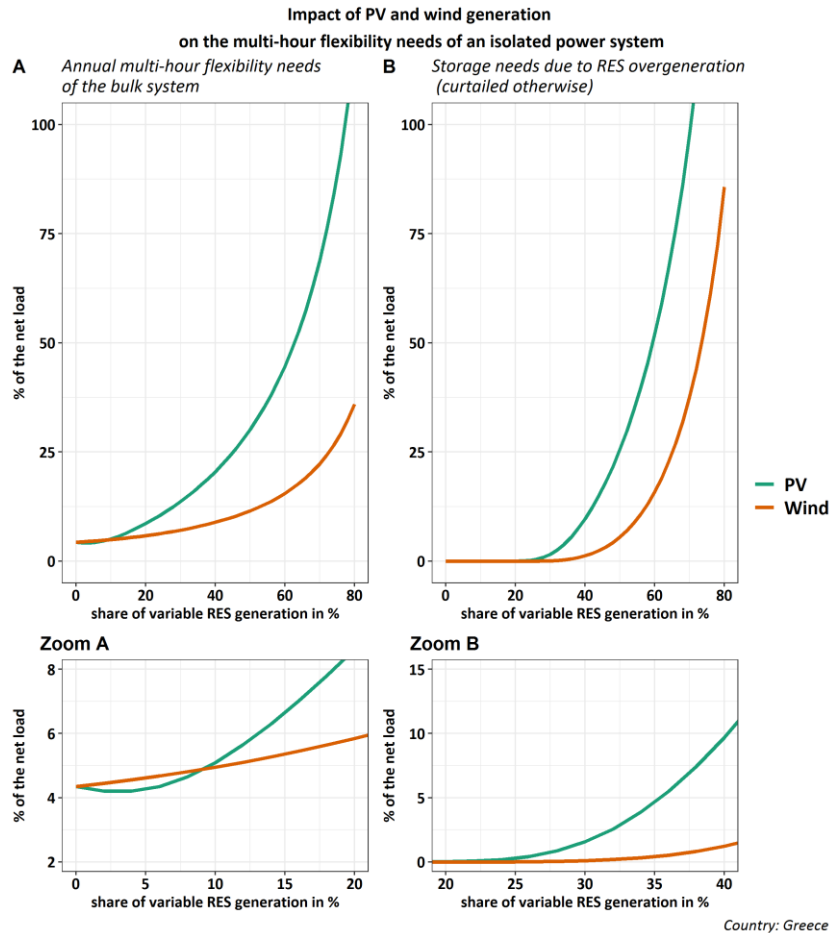
Εξετάζοντας την επίδραση της διείσδυσης ΦΒ και αιολικών με διαφορετικούς λόγους, παρατηρούμε ξανά την θετική επίδραση της ταυτόχρονης διείσδυσης και των δύο τεχνολογιών ΑΠΕ στο γράφημα Β. Για ποσοστά διείσδυσης ΑΠΕ έως και 10% δεν παρατηρείται αύξηση του αριθμού των ωρών αυξημένης ζήτησης για ευελιξίας, ενώ για μεγαλύτερα ποσοστά διείσδυσης εμφανίζουν διαφοροποίηση ανάλογα με το μείγμα της διείσδυσης. Η διείσδυση με αναλογία 1-1 εμφανίζει τις λιγότερες ώρες αυξημένης ανάγκης για ευελιξία, σε σχέση αυτή που καλύπτουν οι παραδοσιακές εφεδρείες για ποσοστά διείσδυσης έως και 60%. Αρκετά κοντινά αποτελέσματα εμφανίζει και η περίπτωση διείσδυσης 3 προς 1 (ΦΒ προς αιολικά), ειδικά στην περίπτωση που η παραγωγή από ΑΠΕ καλύπτει πάνω από το 60% της συνολικής παραγωγής. Η διαφορά των ωρών αυξημένης ευελιξίας της περίπτωσης 3 προς 1 σε σχέση με την περίπτωση της διείσδυσης μόνο αιολικών παρουσιάζει αυξανόμενη διαφορά, η οποία είναι της τάξης των 28 ωρών για βαθμούς διείσδυσης ΑΠΕ μέχρι και 15%, ενώ φτάνει τις 1700 με 2270 ώρες για βαθμούς διείσδυσης άνω του 60%.

**Εικόνα 28: Επίδραση της διείσδυσης ΦΒ(PV) και αιολικών (Wind) σταθμών με διαφορετική αναλογία, στις ανάγκες του συστήματος για βραχυπρόθεσμη ευελιξία.** Γράφημα A: Ανάγκες για βραχυπρόθεσμη ευελιξία ως ποσοστό της καθαρής ζήτησης. Γράφημα B: Ώρες κατά τις οποίες η ανάγκη για βραχυπρόθεσμη ευελιξία ξεπερνά το όριο κάλυψης (15%) των παραδοσιακών τύπων εφεδρειών



Έχοντας εξετάσει την επίδραση της παραγωγής από ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής στην ανάγκη του συστήματος για βραχυπρόθεσμη ευελιξία, χρησιμοποιούμε τα ίδια πειράματα για να εξετάσουμε την ανάγκη σε πολύωρη ευελιξία. Η ευελιξία μεταξύ διαδοχικών ωρών ή και ημερών θεωρείται ότι επηρεάζεται περισσότερο από την παραγωγή των ΦΒ, καθώς η παραγωγή τους εμφανίζει μια σταθερή κυκλικότητα εντός της ημέρας. Αντίθετα τα αιολικά, ναι μεν εμφανίζουν κύκλους κάποιων ημερών, ωστόσο δεν παρατηρείται να ακολουθούν ένα συγκεκριμένο ημερήσιο προφίλ. Η Εικόνα 29 παρουσιάζει τις ετήσιες ανάγκες για πολύωρη ευελιξία (γράφημα A) και την ανάγκη για αποθήκευση της περίσσιας παραγωγής από ΑΠΕ (γράφημα B), ως ποσοστά της καθαρής ζήτησης. Η ανάγκη για αποθήκευση περιλαμβάνει τις περιπτώσεις, όπου λόγω μεγάλης παραγωγής από ΑΠΕ -που ξεπερνάει τα επίπεδα του φορτίου- μέρος της παραγωγής θα περικοπτόταν σε περίπτωση μη ύπαρξης μηχανισμών αποθήκευσης ή μετατόπισης του επιπέδου της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ διαφορετικών ωρών μέσα στην ημέρα. Η μέτρηση αυτή υποδηλώνει εν μέρει τις ανάγκες για μακροπρόθεσμη ευελιξία, μέσω της αποθήκευσης της περίσσιας παραγωγής από ΑΠΕ σε μια περίοδο και της έγχυσής της στο σύστημα σε μια επόμενη. Οι ανάγκες αυτές θα εξεταστούν στη συνέχεια.

**Εικόνα 29: Επίδραση της διείσδυσης ΦΒ(PV) και αιολικών σταθμών (Wind) στις ανάγκες του συστήματος για πολύωρη ευελιξία.** Γράφημα A: Ανάγκες για πολύωρη ευελιξία ως ποσοστό της καθαρής ζήτησης. Γράφημα B: Ανάγκες για χρήση μέσων αποθήκευσης της παραγωγής των ΑΠΕ, η οποία υπό συνθήκες μηδενικής διαθεσιμότητας αποθήκευσης θα χρειαζόταν να απορριφθεί



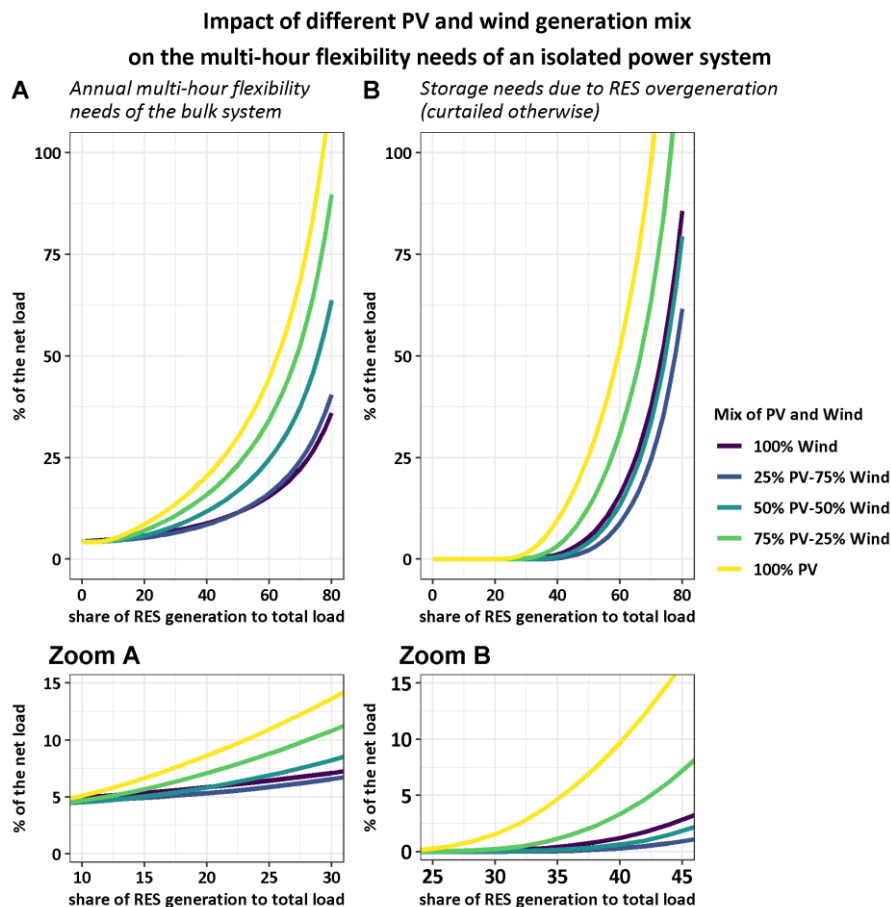
Με βάση τα αποτελέσματα του πειράματος, παρατηρούμε αρχικά πως οι ανάγκες για πολύωρη ευελιξία, εκφρασμένες ως ποσοστό της καθαρής ζήτησης, αυξάνονται εκθετικά σε σχέση με το βαθμό διείσδυσης ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής. Αντίθετα με την βραχυπρόθεσμη ευελιξία, η διείσδυση των ΦΒ αυξάνει πολύ περισσότερο τις ανάγκες του συστήματος για ευελιξία, σε σχέση με αντίστοιχη διείσδυση των αιολικών. Η χαμηλή διείσδυση των ΦΒ, έως 5%, μειώνει ελαφρώς τις ανάγκες για ευελιξία, λόγω του ότι βοήθησε να ελαττωθεί η αιχμή, η οποία εμφανίζεται τις πρωινές ώρες. Μέτριου βαθμού διείσδυση των ΦΒ, 5-10% τείνει να δημιουργεί ελάχιστα μικρότερες ανάγκες σε σχέση με μια αντίστοιχη διείσδυση των αιολικών. Σε βαθμούς διείσδυσης άνω του 10% η διαφορά μεταξύ των αναγκών του συστήματος στις δύο περιπτώσεις γίνεται ξεκάθαρη. Στην περίπτωση των ΦΒ, για βαθμό διείσδυσης 40% οι ανάγκες για πολύωρη ευελιξία αντιστοιχούν στο 20% της καθαρής ζήτησης, ενώ στην περίπτωση των αιολικών στο 9%.

Είναι αναμενόμενο πως σε συστήματα με υψηλή διείσδυση των ΑΠΕ, λόγω της μεταβλητότητας της παραγωγής τους εμφανίζονται ώρες κατά τις οποίες η παραγωγή τους είναι μεγαλύτερη από τη ζήτηση ηλεκτρισμού. Τις ώρες αυτές, το φορτίο των ΑΠΕ πρέπει είτε να απορριφθεί είτε να αποθηκευτεί, προκειμένου να χρησιμοποιηθεί τις ώρες χαμηλότερης παραγωγής από ΑΠΕ. Το

γράφημα Β στην Εικόνα 29, παρουσιάζει τις ανάγκες αποθήκευσης ενέργειας, προκειμένου να μην γίνει περικοπή από ΑΠΕ. Οι ετήσιες ανάγκες αποθήκευσης της παραγωγής των ΑΠΕ, που εκφράζονται ως ποσοστό της καθαρής ζήτησης, αρχίζουν να εμφανίζονται για βαθμούς διεύθυνσης ΑΠΕ άνω του 14% για την περίπτωση ΦΒ και 24% για την περίπτωση των αιολικών αλλά με μικρά ποσοστά. Για μεγαλύτερους βαθμούς διεύθυνσης των ΑΠΕ, η ανάγκη για χρήση μέσων αποθήκευσης ενέργειας αυξάνει εκθετικά.

Πρέπει να τονιστεί σε αυτό το σημείο, η υπόθεση που έχει ληφθεί σχετικά με την πλήρη ευελιξία του υπόλοιπου συστήματος, η οποία χρειάζεται για να καλύψει την υπολειπόμενη ζήτηση. Λόγω αυτής της υπόθεσης δεν λαμβάνονται υπόψη τεχνικοί περιορισμοί (π.χ. τεχνικών ελάχιστων των μονάδων), οι οποίοι θα οδηγούσαν σε αύξηση της ανάγκης για χρήση μέσων αποθήκευσης της παραγωγής από ΑΠΕ, ούτως ώστε η καθαρή ζήτηση να μην φτάνει το μηδέν, αλλά να κρατιέται σε ένα ελάχιστο επίπεδο, πληρώνοντας κάποια προκαθορισμένα κριτήρια αξιοπιστίας. Συνεπώς, η μέτρηση αυτή υποεκτιμά τις ανάγκες αποθήκευσης ενέργειας.

**Εικόνα 30: Επίδραση της διεύθυνσης ΦΒ(PV) και αιολικών (Wind) σταθμών με διαφορετική αναλογία, στις ανάγκες του συστήματος για πολύωρη ευελιξία.** Γράφημα Α: Ανάγκες για πολύωρη ευελιξία ως ποσοστό της καθαρής ζήτησης. Γράφημα Β: Ανάγκες για χρήση μέσων αποθήκευσης της παραγωγής των ΑΠΕ, η οποία υπό συνθήκες μηδενικής διαθεσιμότητας αποθήκευσης θα χρειαζόταν να απορριφθεί



Country: Greece

Η Εικόνα 30 παρουσιάζει τις ανάγκες του συστήματος για πολύωρη ευελιξία, όταν διεισδύσουν στο σύστημα παράλληλα ΦΒ και αιολικά με ένα εύρος αναλογιών. Παρατηρούμε πως αυξάνοντας την αναλογία διείσδυσης υπέρ των αιολικών, επιτυγχάνεται η μείωση της ανάγκης του συστήματος για ευελιξία. Η περίπτωση της διείσδυσης ΑΠΕ με αναλογία 1 προς 3 (ΦΒ προς αιολικά) και 1 προς 1 εμφανίζει μικρότερες, σε σχέση με τις άλλες περιπτώσεις, ανάγκες για αποθήκευση ενέργειας λόγω πιθανότητας περικοπής της παραγωγής από ΑΠΕ, καθώς το προφίλ λειτουργίας των αιολικών και των ΦΒ εξισορροπούνται έως ένα βαθμό.

#### 7.4 ΕΠΙΔΡΑΣΗ ΤΗΣ ΓΕΩΓΡΑΦΙΚΗΣ ΘΕΣΗΣ ΤΩΝ ΧΩΡΩΝ ΣΤΙΣ ΑΝΑΓΚΕΣ ΕΥΕΛΙΞΙΑΣ

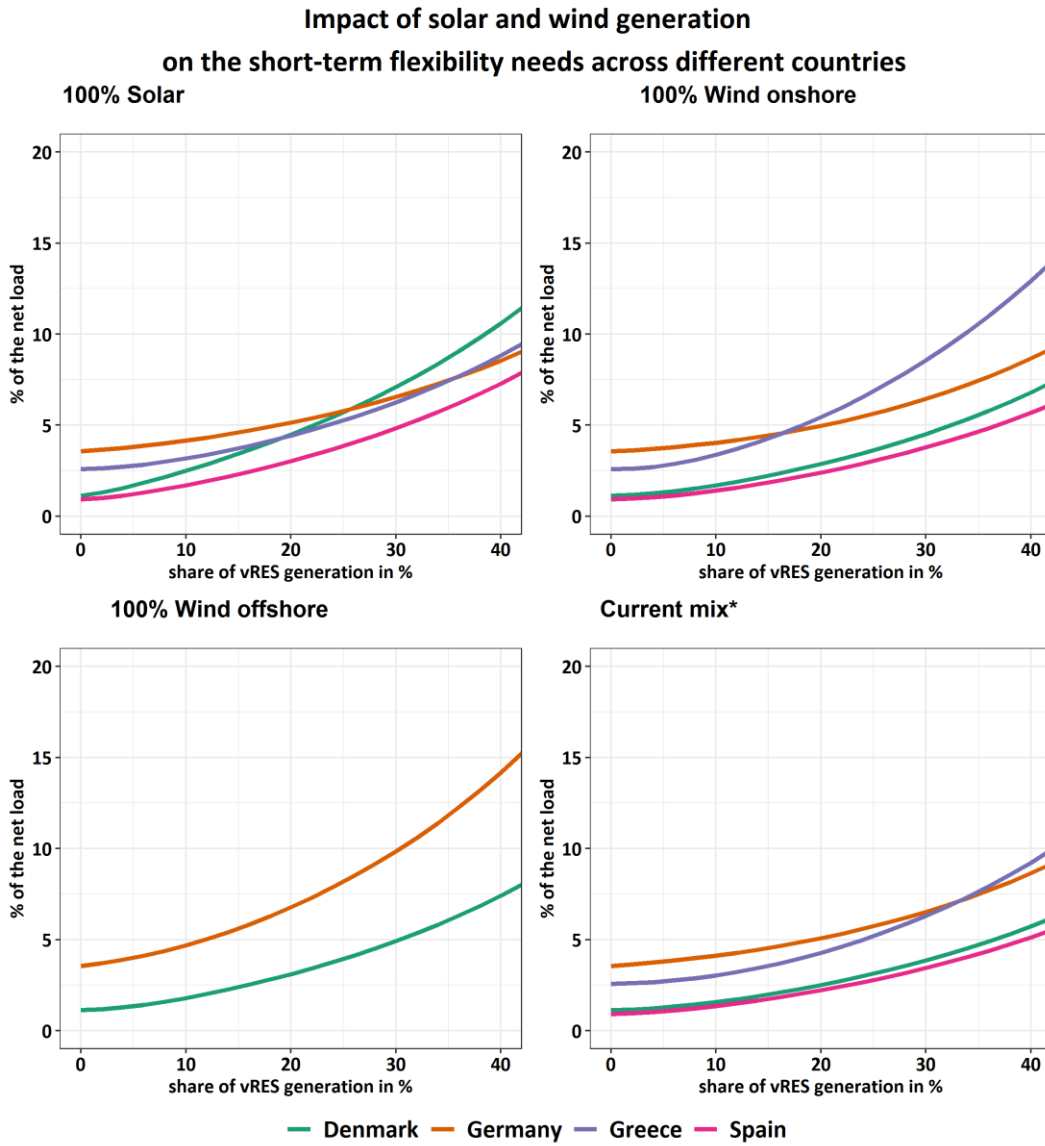
Η ομάδα των προηγούμενων μετρήσεων είχε ως βάση το Ελληνικό Διασυνδεδεμένο σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για την μέτρηση των αναγκών του συστήματος σε ευελιξία σε συνθήκες αυξανόμενης διείσδυσης των ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής. Λόγω του ότι η παραγωγή των ΑΠΕ καθορίζεται από τις καιρικές συνθήκες, είναι λογικό επόμενο πως οι ανάγκες αυτές διαφοροποιούνται ανάλογα με το σύστημα της κάθε χώρας. Οι διαφορές αυτές έγκειται στο διαφορετικό προφίλ λειτουργία των ΑΠΕ, λόγω διαφορετικών καιρικών συνθηκών, αλλά και στην ακρίβεια των προ-ημερήσιων εκτιμήσεων της παραγωγής από ΑΠΕ. Το τελευταίο εξαρτάται από πολλούς παράγοντες, όπως οι καιρικές συνθήκες, το μέγεθος της κάθε χώρας και η γεωγραφική κατανομή των εγκατεστημένων ΑΠΕ εντός του συστήματος μεταξύ άλλων. Είναι πιθανό πως σε χώρες, όπου η παραγωγή των αιολικών εμφανίζει μικρότερη μεταβλητότητα λόγω των χαρακτηριστικών του ανέμου (πχ. Βόρειες χώρες), να παρατηρούνται μικρότερα σφάλματα. Επίσης μικρότερα σφάλματα είναι πιθανό να παρατηρούνται σε χώρες, όπου η εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ είναι αρκετά διεσπαρμένη, σε σχέση με χώρες όπου το εγκατεστημένο δυναμικό εντοπίζεται σε λίγες περιοχές με κοινές καιρικές συνθήκες. Ένας επιπρόσθετος παράγοντας μπορεί να είναι η μεγαλύτερη ακρίβεια του σφάλματος πρόβλεψης σε χώρες, όπου το δυναμικό ΑΠΕ είναι εγκατεστημένο περισσότερα χρόνια, κάτι το οποίο έχει οδηγήσει στη σταδιακή βελτίωση των μεθόδων πρόβλεψης .

Προκειμένου να αναλυθεί η επίδραση της διαφορετικής γεωγραφικής θέσης της χώρας στις ανάγκες του συστήματος για ευελιξία, συγκρίνουμε τα συστήματα τεσσάρων χωρών, της Δανίας, Γερμανίας, Ελλάδας και Ισπανίας. Η Γερμανία και η Δανία είναι βόρειες χώρες, οι οποίες έχουν εγκατεστημένη ισχύ και παράκτιων αιολικών, τα οποία θα εξεταστούν χωριστά από τα χερσαία αιολικά, για να παρατηρηθεί εάν επηρεάζουν με διαφορετικό τρόπο τον παράγοντα της ευελιξίας. Επίσης, πρέπει να σημειωθεί πως η Ισπανία έχει εγκατεστημένη ισχύ ηλιοθερμικών μονάδων (solar thermal), τα οποία συνυπολογίζονται στην παραγωγή των ΦΒ.

Η Εικόνα 32 παρουσιάζει το αντίκτυπο της αυξανόμενης διείσδυσης φωτοβολταϊκών και αιολικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στις ανάγκες βραχυπρόθεσμης ευελιξίας, εξετάζοντας τα συστήματα τεσσάρων διαφορετικών χωρών, ενώ η Εικόνα 31 παρουσιάζει την ίδια μέτρηση αλλά για βαθμό διείσδυσης ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής μέχρι 40% για λόγους ευκρίνειας. Στην μέτρηση αυτή εξετάζουμε τρεις περιπτώσεις, αποκλειστική διείσδυση χερσαίων αιολικών, παράκτιων αιολικών ή ηλιακών σταθμών. Η Ισπανία και η Ελλάδα δεν έχουν εγκατεστημένη ισχύ παράκτιων αιολικών στο έτος βάσης (2018), συνεπώς δεν για αυτές δεν μετράτε η επίδραση των παράκτιων αιολικών λόγω απουσίας δεδομένων.

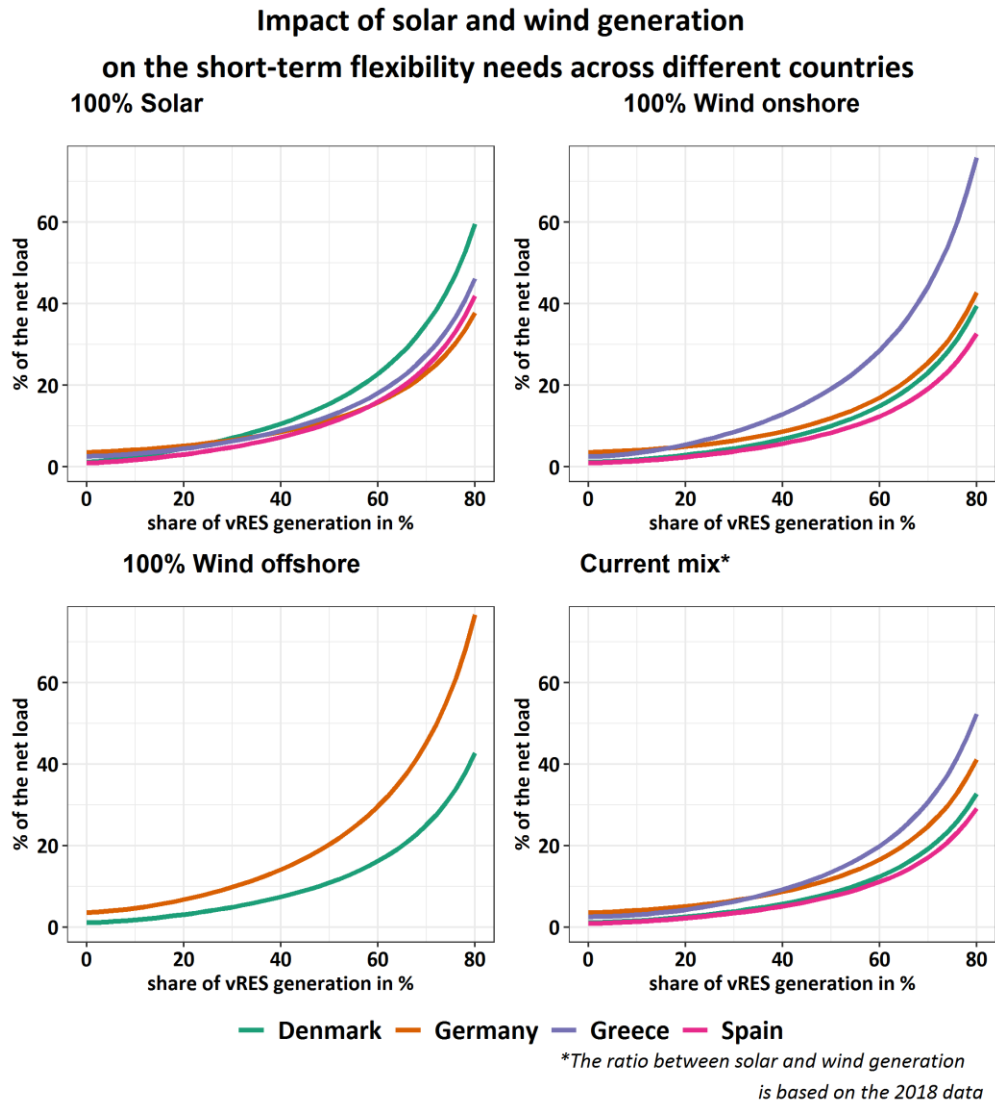
Αρχικά παρατηρούμε πως και σε συνθήκες μηδενικής διείσδυσης ΑΠΕ, η ανάγκη για βραχυπρόθεσμη ευελιξία λόγω των σφαλμάτων πρόβλεψης της ζήτησης διαφέρει μεταξύ χωρών, έως και 3 ποσοστιαίες μονάδες. Η Γερμανία εμφανίζει τα μεγαλύτερα σφάλματα πρόβλεψης μεταξύ των τεσσάρων χωρών, κάτι που ενδεχομένως να οφείλεται στην ύπαρξη πολλαπλών διαχειριστών του συστήματος καθένας από τους οποίους χρησιμοποιεί και διαφορετικές μεθοδολογίες πρόβλεψης. Αντίθετα με το σύστημα της Ελλάδας, όπου η διείσδυση αιολικών επιδρά πιο έντονα στην αύξηση των αναγκών του συστήματος για βραχυπρόθεσμη ευελιξία, παρατηρείται πως στη Δανία η επίδραση των ηλιακών είναι μεγαλύτερη. Αυτό ενδεχομένως οφείλεται στο γεγονός πως η Δανία έχει μικρή εγκατεστημένη ισχύ ηλιακών, η οποία αντιπροσωπεύει το 6% της παραγωγής μεταβλητών ΑΠΕ, και η οποία δεν είναι διεσπαρμένη. Η διείσδυση αιολικών στο σύστημα της Δανίας φαίνεται να επηρεάζει σε μικρότερο βαθμό τις ανάγκες για ευελιξία λόγω του ότι είναι διεσπαρμένη και άρα τα σφάλματα πρόβλεψης στα επιμέρους αιολικά μπορούν να εξισορροπηθούν όταν εξετάζουμε την συνολική αιολική παραγωγή. Σε όλες τις χώρες παρατηρείται πως η διείσδυση χερσαίων αιολικών σε μικρό βαθμό, έως 5%, αυξάνει με μικρότερη κλίση τις ανάγκες για βραχυπρόθεσμη ευελιξία σε σχέση με τη διείσδυση ηλιακών. Τα σφάλματα πρόβλεψης της παραγωγής από αιολικά θεωρείται ότι συσχετίζονται με τα σφάλματα πρόβλεψης του φορτίου σε μικρό βαθμό τους μήνες του χειμώνα, καθώς τυχόν υποεκτίμηση της έντασης του ανέμου συνεπάγεται υποεκτίμηση της θερμοκρασία και άρα μικρότερη ανάγκη ηλεκτρισμού λόγω θέρμανσης. Η ταυτόχρονη υποεκτίμηση του επιπέδου ζήτησης φορτίου και παραγωγής από ΑΠΕ εξισορροπεί ως ένα βαθμό τις ανάγκες για βραχυπρόθεσμη ευελιξία. Σε περιπτώσεις μεγάλης διείσδυσης ΑΠΕ ή σε ενεργειακά συστήματα, τα οποία δεν χρησιμοποιούν σημαντικά τον ηλεκτρισμό για λόγους θέρμανσης η συσχέτιση αυτή δεν έχει αισθητές επιπτώσεις. Εξετάζοντας τα παράκτια αιολικά παρατηρείται πως η διείσδυση τους στο σύστημα της Γερμανίας αυξάνει σημαντικά τις ανάγκες βραχυπρόθεσμης ευελιξίας σε σχέση με το σύστημα της Δανίας, κάτι που οφείλεται στη διασπορά της εγκατεστημένης ισχύος παράκτιων αιολικών στη Δανία. Αναφορικά με τη συνέχιση της διείσδυσης του ίδιου μείγματος μονάδων ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής, παρατηρούμε πως η Ελλάδα και η Γερμανία αποτελούν τις χώρες με τις μεγαλύτερες ανάγκες για βραχυπρόθεσμη ευελιξία λόγω μεγαλύτερων σφαλμάτων πρόβλεψης σχετικά με την παραγωγή των ΑΠΕ, αλλά και της ζήτησης.

Εικόνα 31: Επίδραση των ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής διαφορετικών χωρών στις ανάγκες του κάθε συστήματος για βραχυπρόθεσμη ευελιξία, για βαθμό διείσδυσης ΑΠΕ μέχρι και 40%



\*The ratio between solar and wind generation is based on the 2018 data

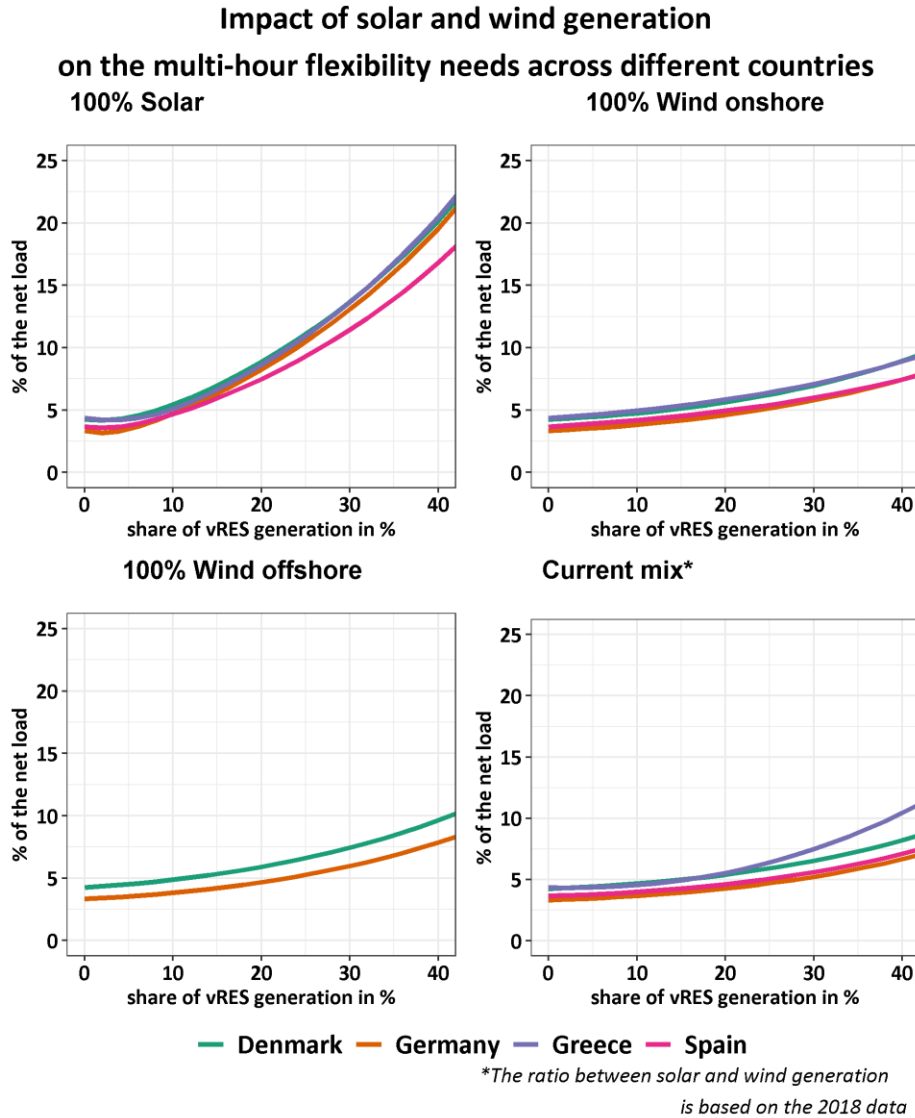
**Εικόνα 32: Επίδραση των ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής διαφορετικών χωρών στις ανάγκες του κάθε συστήματος για βραχυπρόθεσμη ευελιξία, για βαθμό διείσδυσης ΑΠΕ μέχρι και 100%**



Εξετάζοντας τις ανάγκες για πολύωρη ευελιξίας λόγω της μεταβλητότητας της παραγωγής των αιολικών και ηλιακών σταθμών στις Εικόνα 33 και Εικόνα 34, παρατηρούμε πως η διείσδυση ΦΒ δημιουργεί μεγαλύτερες ανάγκες για πολύωρη ευελιξία, σε σχέση με τα αιολικά. Η παρατήρηση αυτή ισχύει για το σύνολο των χωρών με την Ισπανία να εμφανίζει μικρότερες ανάγκες λόγω της ύπαρξης ηλιοθερμικών. Η επίδραση της παραγωγής των χερσαίων αιολικών στη Δανία και την Ελλάδα δημιουργεί μεγαλύτερες ανάγκες για πολύωρη ευελιξία σε σχέση με την Γερμανία και την Ισπανία, κατά μία με δύο ποσοστιαίες μονάδες. Και στην περίπτωση των παράκτιων αιολικών η διείσδυση τους στο σύστημα της Δανίας φαίνεται να προκαλεί μεγαλύτερες ανάγκες για ευελιξία σε σχέση με τη Γερμανία, οι οποίες σε κάθε χώρα είναι αντίστοιχες, ελαφρώς αυξημένες, σε σχέση με τις ανάγκες που δημιουργεί η διείσδυση χερσαίων αιολικών.

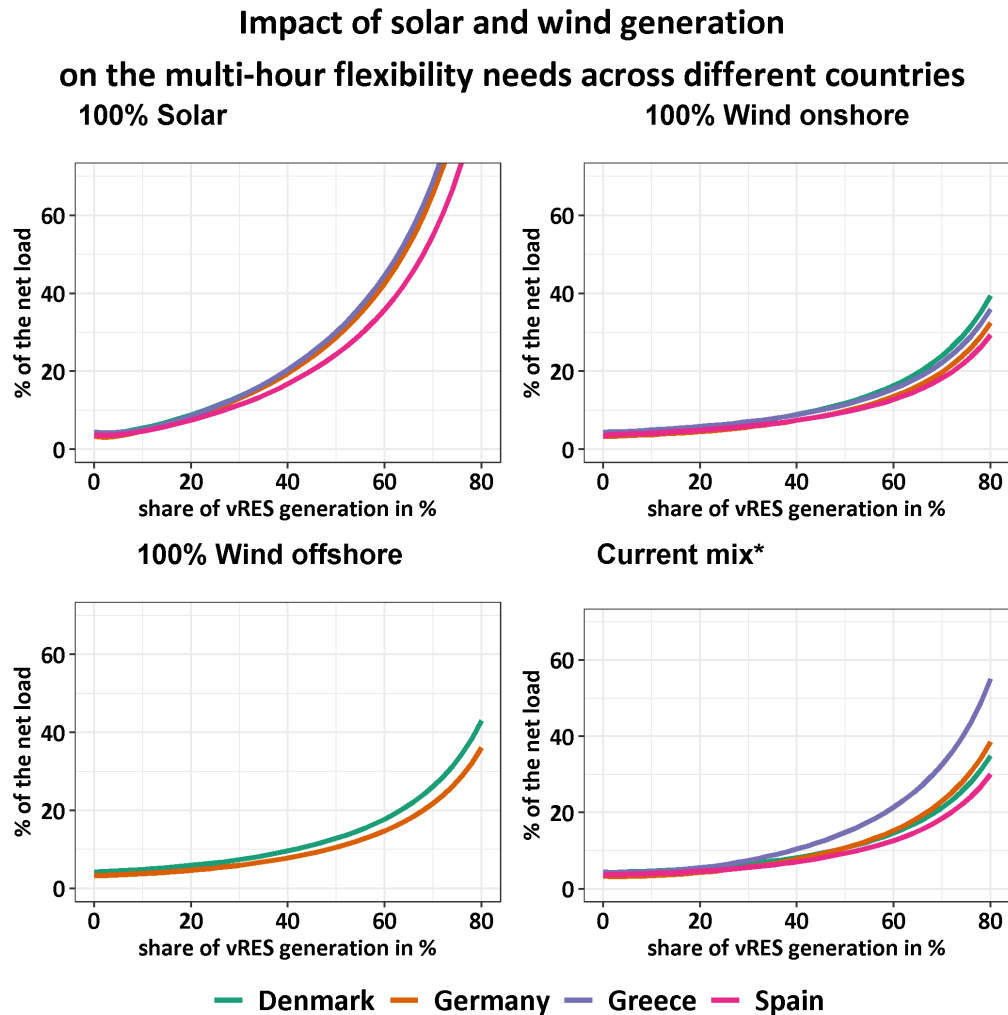


**Εικόνα 33: Επίδραση των ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής διαφορετικών χωρών στις ανάγκες του κάθε συστήματος για πολύωρη ευελιξία, για βαθμό διείσδυσης ΑΠΕ μέχρι και 40%**



Παρατηρείται με βάση τη μέτρηση ότι για διείσδυση 20% αποκλειστικά ηλιακών οι ανάγκες για πολύωρη ευελιξία σχεδόν διπλασιάζονται συγκριτικά με την περίπτωση της διείσδυσης αποκλειστικά χερσαίων αιολικών στον ίδιο βαθμό. Στην περίπτωση της διείσδυσης και των τριών τεχνολογιών με την αναλογία, η οποία καταγράφεται για το έτος 2018, όλες οι χώρες, εκτός της Ελλάδας, εμφανίζουν παρόμοια αύξηση των αναγκών για πολύωρη ευελιξία. Η Ελλάδα εμφανίζει μεγαλύτερες ανάγκες για πολύωρη ευελιξία καθώς έχει το μεγαλύτερο ποσοστό παραγωγής ΦΒ, σε σχέση με τις υπόλοιπες τρεις χώρες, έχοντας καταγράψει μια αναλογία 40% ΦΒ και 60% αιολικά για το 2018, ενώ η επόμενη χώρα με το μεγαλύτερο ποσοστό ΦΒ είναι η Γερμανία (28% ΦΒ και 72% αιολικά) και ακολουθούν η Ισπανία (20%-80%) και τέλος η Δανία (7%-93%).

Εικόνα 34: Επίδραση των ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής διαφορετικών χωρών στις ανάγκες του κάθε συστήματος για πολύωρη ευελιξία, για βαθμό διείσδυσης ΑΠΕ μέχρι και 80%



\*The ratio between solar and wind generation is based on the 2018 data

## 8 ΕΠΙΔΡΑΣΗ ΤΩΝ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΩΝ ΚΑΙ ΤΩΝ ΣΥΝΘΗΚΩΝ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΩΝ ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΩΝ ΑΓΟΡΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ ΣΤΗΝ ΕΥΕΛΙΞΙΑ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

---

### 8.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Το κεφάλαιο 7 επικεντρώθηκε στην ανάλυση του τρόπου με τον οποίον η αυξανόμενη διείσδυση των ΑΠΕ σε ένα σύστημα επηρεάζει τις ανάγκες ευελιξίας. Η ανάλυση του παρόντος κεφαλαίου επικεντρώνεται στο πώς επηρεάζουν οι διασυνδέσεις και οι συνθήκες λειτουργίας των χονδρεμπορικών αγορών ηλεκτρισμού την παροχή ευελιξίας με βέλτιστο τρόπο μέσω των πόρων του συστήματος και ποια είναι η επίδραση της αναδιάρθρωση των αγορών στην εξοικονόμηση κόστους εξισορρόπησης.

Σε ένα σύστημα ηλεκτροπαραγωγής υπάρχουν διαφορετικοί πόροι παροχής ευελιξίας, καθένας από τους οποίους ανάλογα και με τα τεχνικοοικονομικά χαρακτηριστικά του δύνανται να παρέχει και διαφορετικούς τύπους ευελιξίας, όπως αναφέρθηκε στο Κεφάλαιο 1.5. Υδροηλεκτρικές και άλλες ευέλικτες μονάδες (π.χ. μονάδες φυσικού αερίου), οι οποίες μπορούν να αυξομειώσουν γρήγορα την παραγωγή τους, επιτρέπουν την αύξηση της διείσδυση ΑΠΕ, ελαχιστοποιώντας τις πιθανές περικοπές της παραγωγής των τελευταίων. Αντίθετα, μονάδες με υψηλούς χρόνους κράτησης και τεχνικό ελάχιστο επίπεδο λειτουργίας αδυνατούν να λειτουργήσουν σε συστήματα με μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ, εκτός εάν υπάρχουν συστήματα αποθήκευσης ενέργειας ή άλλοι πόροι ικανοί να εξισορροπήσουν την παραγωγή των ΑΠΕ.

Σημαντική συνεισφορά στην εξισορρόπηση της μεταβλητής παραγωγής των ΑΠΕ έχουν οι διασυνδέσεις, οι οποίες μπορούν να δώσουν την δυνατότητα της εκμετάλλευσης της διαφορετικής ωριαίας παραγωγής των ΑΠΕ ανά περιοχή. Επιπρόσθετα, η οργάνωση των αγορών ηλεκτρισμού με τέτοιο τρόπο ούτως ώστε να λαμβάνουν υπόψη τα τεχνικά κριτήρια του συστήματος και να εκκαθαρίζουν κοντά στην λειτουργία σε πραγματικό χρόνο, όταν υπάρχει και μικρότερη αβεβαιότητα για το επίπεδο παραγωγή ηλεκτρισμού από μεταβλητές ΑΠΕ, αλλά και το επίπεδο του φορτίου, μπορούν να ενισχύσουν την ευελιξία του συστήματος και την κάλυψη αυτής με τον πιο αποδοτικό τρόπο.

Η πορεία απανθρακοποίησης των ηλεκτρικών συστημάτων της ΕΕ, η οποία στηρίζεται στην ολοένα και αυξανόμενη διείσδυση των ΑΠΕ, δημιουργεί προκλήσεις στον τρόπο με τον οποίο παραδοσιακά οργανώνονταν οι αγορές ηλεκτρισμού. Όπως αναλύθηκε και στο κεφάλαιο 2, η ΕΕ κινείται προς την κατεύθυνση ενοποίησης των αγορών ηλεκτρισμού σε όλα τα στάδια της αγοράς (π.χ. προημερήσια, ενδοημερήσια αγορά κλπ.). Προκειμένου να επιτευχθεί η σύζευξη των αγορών απαιτείται αφενός η άρση ορισμένων εμποδίων, τα οποία προκαλούνται λόγω ατελειών στη λειτουργία της αγοράς και αφετέρου ο επανασχεδιασμός των αγορών με βάση τις νέες ανάγκες, οι οποίες προκύπτουν λόγω της μετάβασης προς ηλεκτροπαραγωγικά συστήματα βασισμένα στις ΑΠΕ.

Προκειμένου να αναλυθούν τα παραπάνω ζητήματα, εξετάζονται οι ανάγκες ευελιξίας του πανευρωπαϊκού συστήματος και ο τρόπος κάλυψης αυτών από τους πόρους του συστήματος

μέσω της χρήσης του μοντέλου προσομοίωσης των αγορών ηλεκτρισμού σε δύο περιπτώσεις. Ο χρονικός ορίζοντας των προσομοιώσεων είναι το έτος 2030, το οποίο και αποτελεί ενδιάμεσο κόμβο προς την πορεία απανθρακοποίησης του ενεργειακού συστήματος της ΕΕ. Οι δύο διαφορετικές περιπτώσεις αντανakλούν διαφορετικό βαθμό επίτευξης της εσωτερικής αγοράς ηλεκτρισμού της Ευρώπης. Η πρώτη περίπτωση υποθέτει πως οι πρακτικές και οι κανονισμοί της αγοράς, οι οποίοι ισχύουν σήμερα, θα συνεχίσουν να υπάρχουν μέχρι το 2030. Η δεύτερη περίπτωση υποθέτει την επιτυχή ολοκλήρωση της ενοποίησης των αγορών ηλεκτρισμού της Ευρώπης. Τα αποτελέσματα των δύο περιπτώσεων βασίστηκαν στη χρήση των μοντέλων προσομοίωσης, τα οποία περιεγράφηκαν στα κεφάλαια 5.36.2 και 6.2.

## 8.2 ΠΛΑΙΣΙΟ ΚΑΙ ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΩΝ ΠΕΡΙΠΤΩΣΕΩΝ

Οι δύο περιπτώσεις, οι οποίες παρουσιάζονται στο παρόν κεφάλαιο, έχουν αναπτυχθεί στο πλαίσιο των στόχων της ΕΕ για τη μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, την αύξηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και την αύξηση της ενεργειακής απόδοσης έως το 2030, όπως περιγράφεται από το πλαίσιο μέτρων «Καθαρή ενέργεια για όλους τους Ευρωπαίους». Η στόχοι αυτοί αποτελούν μέρος της μακροπρόθεσμης προσπάθειας απανθρακοποίησης, η οποία αποσκοπεί στη δραστική μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου, θέτοντας ως ελάχιστο στόχο μια μείωση κατά 80% των εκπομπών έως το 2050.

Η μείωση του ανθρακικού αποτυπώματος στον ηλεκτροπαραγωγικό τομέα επιτυγχάνεται μέσω της αυξανόμενης διείσδυσης των ΑΠΕ στο ηλεκτρικό σύστημα, οι οποίες αντικαθιστούν τη χρήση ανθρακικών μονάδων. Η στροφή προς την ευρεία χρήση ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής δημιουργεί αυξανόμενες ανάγκες για ευελιξία, οι οποίες πρέπει να καλυφθούν από τους διάφορους πόρους του συστήματος και τη χρήση διασυνδέσεων. Η κάλυψη των αναγκών της ευελιξίας μπορεί μεν να επιτευχθεί με διαφορετικούς πόρους, αλλά μια βασική παράμετρος της κάλυψης των αναγκών ευελιξίας αφορά το βέλτιστο από οικονομική άποψη συνδυασμό πόρων, οι οποίοι θα παρέχουν την απαιτούμενη ευελιξία. Ο σχεδιασμός της αγοράς παίζει σημαντικό ρόλο στο ζήτημα αυτό, καθώς η ύπαρξη μιας ενοποιημένης πανευρωπαϊκής αγοράς ηλεκτρισμού επιτρέπει τη διεύρυνση των πόρων, οι οποίοι δύνανται να παρέχουν ευελιξία στο σύστημα αλλά και τη διασυνοριακή ανταλλαγή αυτών μέσω των διασυνδέσεων.

Στο πλαίσιο αυτό, αξιολογούμε τις απαιτήσεις ευελιξίας και την κάλυψη αυτών σε δύο αντιθετικές περιπτώσεις, κάθε μία από τις οποίες αντικατοπτρίζει διαφορετικό βαθμό ενοποίησης της αγοράς. Χρησιμοποιούμε τον όρο «περιπτώσεις» και όχι «σενάρια», καθώς ένα μεγάλος μέρος των δεδομένων εισόδου και των υποθέσεων είναι ίδιο και στις δύο εκδοχές. Και στις δύο περιπτώσεις το μείγμα εγκατεστημένης ισχύος, η ζήτηση ηλεκτρισμού, η τοπολογία του δικτύου, οι τιμές καυσίμων και οι τιμές CO<sub>2</sub> παραμένουν ίδια. Οι δύο περιπτώσεις διαφοροποιούνται μόνο σε ζητήματα σχετικά με τις συνθήκες λειτουργίας της χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρισμού.

Η πρώτη περίπτωση (Current Practices) αντικατοπτρίζει μια αγορά ηλεκτρισμού, όπου υποθέτουμε πως οι πρακτικές και η λειτουργία των αγορών, οι οποίες ισχύουν σήμερα, συνεχίζονται μέχρι το 2030. Στην τωρινή λειτουργία των αγορών παρατηρούνται διάφορες στρεβλώσεις στη λειτουργία των σταδίων της αγοράς, όπως έχει αναλυθεί και από τους Tennbakk et al. [98]. Οι στρεβλώσεις μπορούν να χωριστούν σε τρεις κύριες κατηγορίες.

- 1) Η σύζευξη των αγορών δεν εφαρμόζεται πλήρως στην ενδοημερήσια αγορά και στην αγορά εξισορρόπησης,
- 2) Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και η ζήτηση δεν συμμετέχουν σε διάφορα στάδια της αγοράς και, κυρίως,
- 3) Δεν γίνεται διαθέσιμη η πλήρης τεχνική ικανότητα των διασυνδέσεων τις αγορές χονδρεμπορικής ενέργειας, όπως αναλύεται στο κεφάλαιο 2.3

Οι στρεβλώσεις συνεπάγονται ανεπάρκειες στη λειτουργία της αγοράς, όπως προσδιορίζονται στο [98]. Πιο συγκεκριμένα, οι τιμές της καθαρής μεταφορικής ικανότητας (NTC<sup>21</sup>) μεταξύ δύο γειτονικών χωρών, οι οποίες καθορίζονται από τους εθνικούς διαχειριστές του συστήματος, υποτιμούν τη μέγιστη δυνατή μεταφορική ικανότητα, οι οποία γίνεται διαθέσιμη για κατανομή στις συζευγμένες αγορές. Πρέπει να τονιστεί πως στη σημερινή λειτουργία των αγορών ηλεκτρισμού, ένα σημαντικό μέρος των συναλλαγών ηλεκτρισμού λειτουργεί εκτός των αγορών χονδρικής πώλησης. Αυτό συνεπάγεται την υποχρεωτική κατανομή μεγάλου μέρους της εγκατεστημένης ισχύος κατά τη διάρκεια κατάρτισης του προ-ημερήσιου προγράμματος της αγοράς, κάτι που οφείλεται στις διμερείς συμβάσεις εκτός αγοράς, τόσο σε εθνικό όσο και σε διασυνοριακό επίπεδο (nominations<sup>22</sup>).

Μια παρόμοια συνέπεια προέρχεται από την υποχρεωτική κατανομή (must-run) ορισμένων μονάδων παραγωγής, όπως οι μεταβλητές μονάδες ΑΠΕ, οι μονάδες βιομάζας και μονάδες συμπαραγωγής, οι οποίες λειτουργούν κατά προτεραιότητα. Αυτές οι πρακτικές μειώνουν το βαθμό σύζευξης της αγοράς και συνεπάγονται μη βέλτιστη κατανομή πόρων παραγωγής και εξισορρόπησης τόσο εντός μιας περιοχής ελέγχου<sup>23</sup> όσο και μεταξύ πολλαπλών περιοχών ελέγχου.

---

<sup>21</sup> Όπως αναλύθηκε και στο κεφάλαιο 2.3, οι τιμές NTC ορίζονται μονομερώς από τους διαχειριστές του κάθε συστήματος, αντανακλώντας σε πολλές περιπτώσεις μια εθνική οπτική. Επί του παρόντος, ο υπολογισμός των τιμών NTC είναι αποσυνδεδεμένος από τη διαδικασία βελτιστοποίησης της κατανομή των μονάδων παραγωγής, καθώς οι περιορισμοί της παραγωγικής ικανότητας καθορίζονται χρονικά αρκετά πριν από την κατανομή του προ-ημερήσιου προγράμματος λειτουργίας του συστήματος. Αυτό, σε συνδυασμό με το γεγονός ότι οι διαχειριστές του κάθε συστήματος δεν λειτουργούν με εναρμονισμένο τρόπο, οδηγεί σε σημαντικό περιορισμό των διαθέσιμων δυνατοτήτων μεταφοράς. Αντίθετα, όταν χρησιμοποιείται η μέθοδος υπολογισμού της διμερούς ικανότητας μεταφοράς με βάση τη ροή ενέργειας ταυτόχρονα με την επίλυση της προ-ημερήσια αγοράς, γίνονται αντιληπτά αμέσως τα ενδεχόμενα συμφόρησης, χωρίς να περιορίζεται η μέγιστη διασυνοριακή ικανότητα εκτός εάν προκύψουν τεχνικά ζητήματα.

<sup>22</sup> Η υποχρεωτική κατανομή μονάδων παραγωγής αλλά και κράτηση ισχύος από τις γραμμές μεταφορές είναι μια συνήθης πρακτική σήμερα. Πρόκειται για δηλώσεις στο διαχειριστή του συστήματος ενός συγκεκριμένου πακέτου μονάδων και ενός μέρους του φορτίου, τα οποία έχουν συγκεκριμένο προφίλ λειτουργίας και τα οποία πρέπει να πραγματοποιηθούν κατά προτεραιότητα. Συχνά οι δηλώσεις αυτές μπορεί να περιλαμβάνουν διασυνοριακά διμερή συμβόλαια παραγωγής και φορτίου, περιλαμβάνοντας δήλωση για την κατακράτηση ισχύος μιας γραμμής μεταφοράς. Αυτή η δήλωση οδηγεί τελικά στην απομείωση της μέγιστης μεταφορικής ικανότητας του αγωγού που γίνεται διαθέσιμη στην αγορά.

<sup>23</sup> Η χρήση του όρου "περιοχή ελέγχου" αναφέρεται σε ένα τμήμα του διασυνδεδεμένου συστήματος, το οποίο διαχειρίζεται ένας μόνο διαχειριστής συστήματος. Ορισμένες χώρες, όπως η Γερμανία, ενδέχεται να έχουν περισσότερες από μία περιοχές ελέγχου. Ο ορισμός αυτός είναι σύμφωνος με τον ορισμό του ENTSO - E που διατίθεται στο διαδίκτυο: <https://entsoe.zendesk.com/hc/en-us/articles/215954283-What-is-the-difference-between-a-Control-area-a-Bidding-zone-and-a-Country-in-the-data-views->

Η δεύτερη περίπτωση (Optimal Case) αντιπροσωπεύει μια εντελώς αντίθετη κατάσταση της αγοράς, η οποία αντιστοιχεί στην επίτευξη της εφαρμογής της ενιαίας εσωτερικής αγοράς ηλεκτρισμού. Στο πλαίσιο αυτό, ο σχεδιασμός της αγοράς επιτυγχάνει την κατάργηση όλων των κανόνων κατανομής κατά προτεραιότητα και των υποχρεωτικών κατανομών συγκεκριμένων μονάδων. Με τον τρόπο αυτό, όλες οι τεχνολογίες παραγωγής συμμετέχουν, χωρίς εξαιρέσεις, σε όλα τα στάδια των χονδρεμπορικών αγορών. Επίσης, σχεδόν όλη<sup>24</sup> η μέγιστη ικανότητα των διασυνδέσεων καθίσταται διαθέσιμη στις χονδρεμπορικές αγορές ηλεκτρισμού και η κατανομή των ροών στις διασυνδέσεις γίνεται παράλληλα με την εκκαθάριση της αγοράς. Αυτό καθίσταται εφικτό ως αποτέλεσμα της πλήρους σύζευξης των αγορών σε όλα τα στάδια, συμπεριλαμβανομένων των ενδοημερήσιων αγορών και αγορών εξισορρόπησης, του αποτελεσματικού συντονισμού των διαχειριστών του συστήματος και της πλήρους εναρμόνισης των πρακτικών διαχείρισης και ελέγχου του συστήματος, όπως προβλέπεται στην αναδιατύπωση του οδηγίας για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας [29].

Πιο συγκεκριμένα οι διαφορετικές υποθέσεις, οι οποίες ισχύουν στην περίπτωση προσομοίωσης της εφαρμογής της ενιαίας εσωτερικής αγοράς ηλεκτρισμού σε σχέση με την πρώτη περίπτωση όπου οι υπάρχουσες στρεβλώσεις της αγοράς συνεχίζουν να ισχύουν, είναι οι εξής:

- Κατάργηση της υποχρεωτικής κατανομής συγκεκριμένων μονάδων και των κανόνων κατανομής κατά προτεραιότητα για τις μονάδες ΑΠΕ. Η επιλογή του προγράμματος κατανομής των μονάδων και των ροών στις διασυνδέσεις γίνεται βάση βελτιστοποίησης στο πλαίσιο της ενιαίας αγοράς.
- Παράλληλα με την κατάργηση της κατανομής κατά προτεραιότητα συγκεκριμένων μονάδων γίνεται και η διεύρυνση της συμμετοχής των πόρων του συστήματος στις αγορές εξισορρόπησης και επικουρικών υπηρεσιών (π.χ. ενδοημερήσια αγορά, συμμετοχή μονάδων βιομάζας στην αγορά επικουρικών υπηρεσιών, διευρυμένη χρήση μέσων αποθήκευσης ενέργειας στις αγορές εξισορρόπησης).
- Κατάργηση των δεσμευτικών τιμών NTC, οι οποίες φράζουν τις ροές στις διασυνδέσεις και συμμετοχή των διασυνοριακών ροών σε όλα τα στάδια της αγοράς (π.χ. ενδοημερήσια αγορά και αγορά εξισορρόπησης) λόγω της πλήρους σύζευξης των αγορών μεταξύ των χωρών. Η κατανομή των διασυνοριακής ισχύος γίνεται ταυτόχρονα με την κατανομή των μονάδων παραγωγής και των υπολοίπων πόρων του συστήματος σε κάθε στάδιο της αγοράς βάσει της ροής φορτίου (flow-based approach).
- Ταυτόχρονη βελτιστοποίηση της κάλυψης της ζήτησης για ενέργεια και επικουρικές υπηρεσίες στο πλαίσιο της επίλυσης της προ-ημερήσιας αγοράς. Με αυτόν τον τρόπο αναπαρίσταται μια αγορά, στην οποία οι παραγωγοί λαμβάνουν υπόψη τις τεχνικές απαιτήσεις του συστήματος αλλά και των μονάδων παραγωγής και μέσω των προσφορών τους, οι οποίες αποτελούν ζεύγη τιμής και ποσότητας τόσο για ενέργεια όσο και για επικουρικές υπηρεσίες, επιτυγχάνουν να ελαχιστοποιήσουν τα κόστη εξισορρόπησης και ανακατανομής των μονάδων στη λειτουργία σε πραγματικό χρόνο.

<sup>24</sup> Ένας μέρος της ισχύος των γραμμών μεταφοράς δεν θεωρείται διαθέσιμο, προκειμένου να πληρούνται τα κριτήρια ασφαλείας και αξιοπιστίας του δικτύου.

### 8.3 ΑΝΑΛΥΣΗ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ

#### 8.3.1 Εξέλιξη του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-28

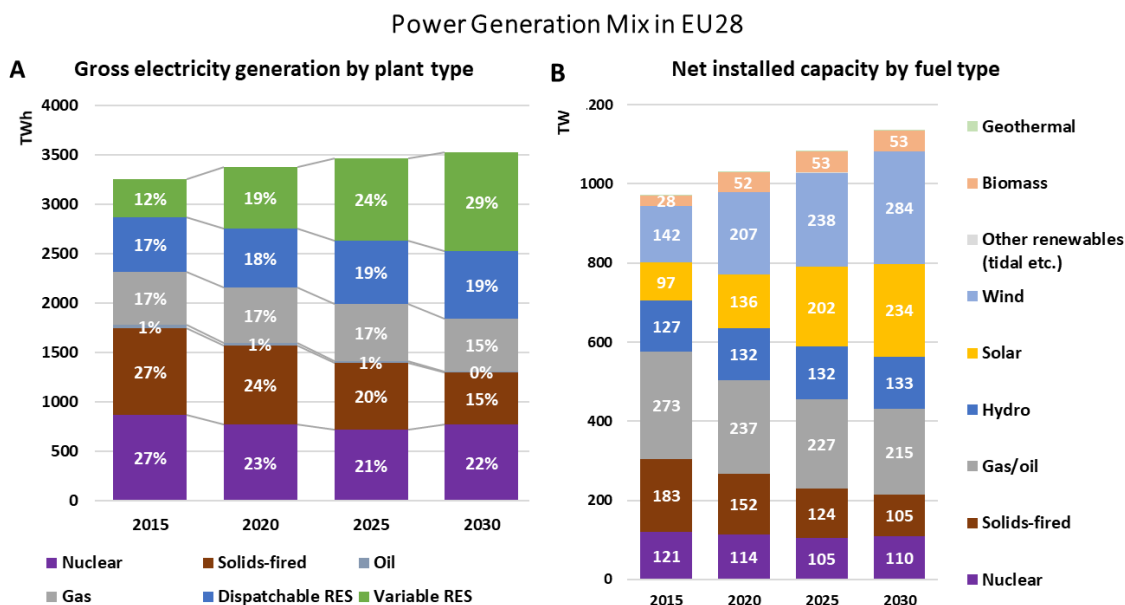
Όπως αναφέρθηκε στην εισαγωγή, το αντικείμενο αυτού του κεφαλαίου είναι να εξετάσει τον αναδυόμενο ρόλο της ευελιξίας εστιάζοντας στο έτος 2030. Το πλαίσιο της μελέτης καθορίζεται από τη μετάβαση προς ένα σύστημα με μειωμένες εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα, η οποία επιτυγχάνεται κυρίως μέσω της υποκατάστασης της χρήσης ορυκτών καυσίμων με την αύξηση των μεριδίων των μεταβλητών ΑΠΕ. Για την προβολή της εξέλιξης του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής χρησιμοποιήθηκε το μοντέλο επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος, το οποίο παρουσιάστηκε στο κεφάλαιο 5.3. Η προβολή της εγκατεστημένης ισχύος και του μείγματος ηλεκτροπαραγωγής προκύπτουν ως αποτελέσματα του μοντέλου επέκτασης, το οποίο βελτιστοποιεί την επέκταση και λειτουργία του συστήματος λαμβάνοντας υπόψη μια σειρά τεχνικών περιορισμών. Όπως αναφέρθηκε και στην εισαγωγή του κεφαλαίου, το μείγμα ηλεκτροπαραγωγής είναι κοινό και στις δύο εξεταζόμενες περιπτώσεις, οι οποίες διαφέρουν μόνο στα ζητήματα που άπτονται θέματα σχεδίασης και λειτουργίας των αγορών ηλεκτρισμού.

Η Εικόνα 35 απεικονίζει το μείγμα ηλεκτροπαραγωγής στην ΕΕ-28 σε επίπεδο ενέργειας (σχήμα Α) και εγκατεστημένης ισχύος για την περίοδο 2015-2030. Η μείωση της χρήσης των ανθρακικών μονάδων<sup>25</sup>, η οποία οφείλεται στην αύξηση των τιμών ETS, συνοδεύεται με την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ, κυρίως των τεχνολογιών ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής. Η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ οφείλεται κυρίως σε επενδύσεις σε αιολικού και φωτοβολταϊκού σταθμούς, οι οποίοι καλύπτουν την αύξηση της ζήτησης και τη μείωση της χρήσης των ορυκτών καυσίμων. Στο πλαίσιο του σεναρίου επέκτασης του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής περιλαμβάνεται στόχος για την ελάχιστη εισφορά από ΑΠΕ έως το 2030, οι οποίοι συνεπάγονται το μερίδιο των ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας της τάξης του 50%, συμπεριλαμβανομένης της υδροηλεκτρικής ενέργειας και της βιομάζας.

---

<sup>25</sup> Πρέπει να τονιστεί πως η μείωση της χρήσης των ανθρακικών μονάδων το 2030 αναμένεται να είναι πιο έντονη λόγω της έντονης συζήτησης και δήλωσης από μεριάς αρκετών χωρών για την υιοθέτηση πολιτικών απόσυρσης ανθρακικών μονάδων έπειτα από τη συγγραφή αυτού του κεφαλαίου. Επιπρόσθετα ύστερα από την κατάρτιση των ΕΣΕΚ (Εθνικό Σχέδιο δράσης για την Ενέργεια και το Κλίμα) των χωρών της ΕΕ αλλά και τους πιο φιλόδοξους στόχους για το 2030, το μερίδιο των ΑΠΕ στο μείγμα ηλεκτροπαραγωγής το 2030 αναμένεται να είναι υψηλότερο σε σχέση με τα αποτελέσματα αυτού του σεναρίου.

**Εικόνα 35: Εξέλιξη του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής για την ΕΕ-28 στην περίοδο 2015-2030.**  
 Γράφημα Α: ακαθάριστη παραγωγή ηλεκτρισμού ανά τύπο μονάδας, Γράφημα Β: εγκατεστημένη ισχύς ανά τύπο καυσίμου



### 8.3.2 Βραχυπρόθεσμη ευελιξία

Η ανάγκη του συστήματος για βραχυπρόθεσμη ευελιξία αφορά την κάλυψη αποκλίσεων (προς τα πάνω και προς τα κάτω) μεταξύ του προ-ημερήσιου προγραμματισμού και της πραγματικής λειτουργίας του συστήματος σε χρονικό διάστημα από μερικά λεπτά έως μισή ώρα. Οι αποκλίσεις αυτές οφείλονται σε σφάλματα μετεωρολογικών προβλέψεων, απρόβλεπτες διακυμάνσεις της ζήτησης αλλά και του φορτίου παραγωγής ορισμένων μονάδων.

Επιπρόσθετα, μπορεί να υπάρξουν αποκλίσεις λόγω αποτυχιών στη λειτουργία της αγοράς. Αυτό μπορεί να συμβεί σε περιπτώσεις, κατά τις οποίες ο προ-ημερήσιος προγραμματισμός των μονάδων παραγωγής δεν λαμβάνει πλήρως υπόψη τους τεχνικούς περιορισμούς των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής, αλλά και του συστήματος (ανάγκες για εφεδρείας), όπως συμβαίνει στο πλαίσιο μιας καθαρά ενεργειακής αγοράς (energy-only market). Οι ενδοημερήσιες αγορές και αγορές εξισορρόπησης τελούνται πιο κοντά χρονικά στην πραγματική λειτουργία του συστήματος, λαμβάνοντας υπόψη επικαιροποιημένες προβλέψεις σχετικά με τη διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής (ΑΠΕ και συμβατικών) αλλά και σχετικά με το επίπεδο ζήτησης ηλεκτρισμού, όπως περιγράφεται και στο [50]. Συνεπώς, με βάση τις καλύτερες προβλέψεις επικαιροποιούν το πρόγραμμα κατανομής των μονάδων, ούτως ώστε να καλύψουν πιθανόν αποκλίσεις, οι οποίες ήταν απρόβλεπτες κατά τη διάρκεια του προγραμματισμού της προηγούμενης ημέρας. Από τη σκοπιά της διαχείρισης του συστήματος, οι βραχυπρόθεσμες αποκλίσεις καλύπτονται από την παροχή στρεφόμενης εφεδρείας από τους διάφορους πόρους του συστήματος, κυρίως δευτερεύουσας εφεδρείας ή εφεδρείας αυτόματης αποκατάστασης της συχνότητας (automatic Frequency Regulation Reserve or a-FRR). Η αυξανόμενη ανάπτυξη των



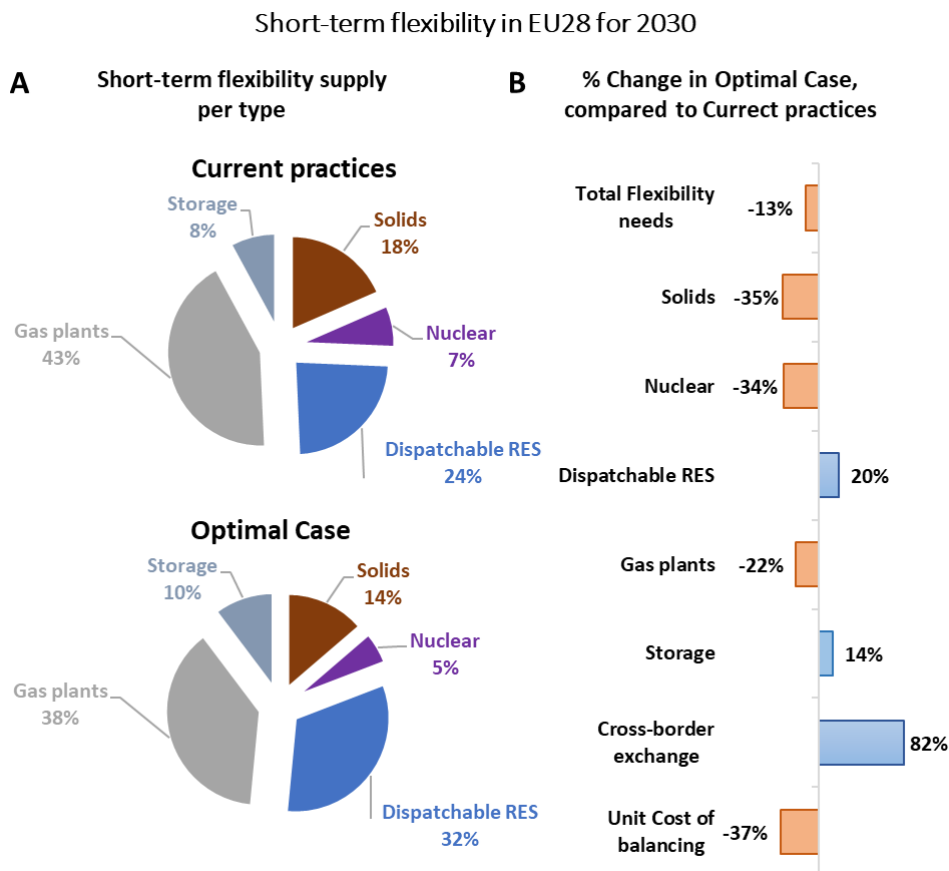
ΑΠΕ, όπως παρουσιάστηκε στο σενάριο, συνεπάγεται την αύξηση των αποκλίσεων λόγω σφαλμάτων πρόβλεψης και άρα απαιτεί μεγαλύτερη διαθεσιμότητα βραχυπρόθεσμης ευελιξίας.

Για την μέτρηση της βραχυπρόθεσμης ευελιξίας χρησιμοποιούμε το μοντέλο προσομοίωσης, το οποίο παρουσιάστηκε στο κεφάλαιο 6.2. Το μοντέλο προσομοίωσης υπολογίζει τις αποκλίσεις μεταξύ του προημερήσιου προγράμματος κατανομής και της λειτουργίας σε πραγματικό χρόνο, οι οποίες προκαλούνται λόγω τυχαίων γεγονότων, όπως είναι τα σφάλματα πρόβλεψης του επιπέδου παραγωγής των ΑΠΕ και της ζήτησης ηλεκτρισμού. Στο επόμενο στάδιο, το μοντέλο προσομοιώνει τη λειτουργία μιας ενδοημερήσιας αγοράς, η οποία ενεργοποιεί πόρους για την αντιμετώπιση των αποκλίσεων και ταυτόχρονα ικανοποιεί τις απαιτήσεις του συστήματος για επικουρικές υπηρεσίες. Με την μέθοδο αυτή υπολογίζεται η ενεργοποίηση πόρων για την αντιμετώπιση της βραχυπρόθεσμης μεταβλητότητας ως βραχυπρόθεσμη ευελιξία. Συνεπώς, υποθέτουμε ότι η ενδοημερήσια αγορά παρέχει βραχυπρόθεσμη ευελιξία με οικονομικά αποδοτικό τρόπο, ενώ σέβεται τους τεχνικούς περιορισμούς των μονάδων, έχοντας ως στόχο την ελαχιστοποίηση των αποκλίσεων από τον προ-ημερήσιο προγραμματισμό. Ωστόσο, η σχέση κόστους-αποτελεσματικότητας της ενδοημερήσιας αγοράς εξαρτάται από τους διαθέσιμους πόρους, οι οποίοι διαφέρουν σε κάθε εξεταζόμενη περίπτωση αντανακλώντας διαφορετικές συνθήκες της αγοράς.

Η Εικόνα 36 παρουσιάζει τα αποτελέσματα του μοντέλου προσομοίωσης σχετικά με την παροχή βραχυπρόθεσμης ευελιξίας ανά τεχνολογία στην ΕΕ-28, εστιάζοντας στο έτος 2030. Στο συγκεκριμένο διάγραμμα συγκρίνονται τα αποτελέσματα των δύο περιπτώσεων, δηλαδή την περίπτωση της πλήρους εφαρμογής της ενιαίας εσωτερικής αγοράς ηλεκτρισμού (Optimal Case) και την περίπτωση της συνέχισης των τωρινών πρακτικών και στρεβλώσεων, οι οποίες συναντώνται σήμερα στη λειτουργία των αγορών ηλεκτρισμού (Current practices).

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του μοντέλου, το σύστημα χρησιμοποιεί ένα συνδυασμό πόρων και στις δύο περιπτώσεις, προκειμένου να καλύψει τις ανάγκες σε βραχυπρόθεσμη ευελιξία. Οι μονάδες φυσικού αερίου, συνδυασμένοι κύκλοι και κάποιες μονάδες αιχμής, καλύπτουν το μεγαλύτερο μέρος, 38%-43%, των συνολικών αναγκών για βραχυπρόθεσμη ευελιξία, καθώς πρόκειται για μονάδες με γρήγορους ρυθμούς αυξομείωσης φορτίου, οι οποίες μπορούν να λειτουργούν σε λειτουργία αυτόματης ρύθμισης παραγωγής (Automatic Generation Control – AGC). Η συνεισφορά των ελεγχόμενων ΑΠΕ είναι επίσης πολύ σημαντική, καθώς οι μονάδες αυτές καλύπτουν το 24% με 32% των αναγκών βραχυπρόθεσμης ευελιξίας στις δύο περιπτώσεις. Με τον όρο ελεγχόμενες ΑΠΕ αναφερόμαστε σε μεγάλες υδροηλεκτρικές μονάδες με ύπαρξη ταμιευτήρα και μονάδες βιομάζας, των οποίων η κατανομή μπορεί να ελεγχθεί και να προγραμματιστεί εκ των προτέρων σε αντίθεση με άλλες τεχνολογίες ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής, όπως οι αιολικοί και φωτοβολταϊκοί σταθμοί. Παρόλο που η λειτουργία των μεγάλων Υ\Η μονάδων υπόκειται σε περιορισμούς σχετικά με τη διαθεσιμότητα του νερού, η χρήση των μονάδων αυτών για σκοπούς εξισορρόπησης εντός της ώρας είναι ιδανική λόγω της δυνατότητας τους να αυξομειώνουν πολύ γρήγορα το επίπεδο παραγωγής τους.

**Εικόνα 36: Βραχυπρόθεσμη ευελιξία στην ΕΕ-28 για το 2030.** Γράφημα Α: ποσοστιαία συνεισφορά βραχυπρόθεσμης ευελιξίας ανά τύπο μονάδας. Γράφημα Β: ποσοστιαίες αλλαγές μεγεθών στην περίπτωση αναδιάρθρωσης της αγοράς (Optimal Case), σε σχέση με την περίπτωση Current Practices



Από την άλλη μεριά, η συνεισφορά των ανθρακικών και πυρηνικών μονάδων στην κάλυψη των αναγκών βραχυπρόθεσμης ευελιξίας είναι αρκετά χαμηλότερη σε σχέση με τις ελεγχόμενες ΑΠΕ και τις μονάδες Φ.Α.. Οι ανθρακικές και οι πυρηνικές μονάδες είναι λιγότερο ευέλικτες από τις μονάδες Φ.Α., καθώς έχουν μικρότερους ρυθμούς αυξομείωσης φορτίου και λόγω αυτού συνεισφέρουν λιγότερη ευελιξία εντός της ώρας στο σύστημα. Σχετικά με τις πυρηνικές μονάδες παρατηρούμε από τα αποτελέσματα πως η συνεισφορά τους σε βραχυπρόθεσμη ευελιξία είναι αισθητά μικρότερη από αυτή των ανθρακικών μονάδων και στις δύο περιπτώσεις, το οποίο οφείλεται σε λόγους οικονομικότητας πέρα από τα λιγότερο ευέλικτα τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων αυτών. Οι πυρηνικές μονάδες λόγω χαμηλού μεταβλητού κόστους είναι από τις πρώτες μονάδες που κατανέμονται για λόγους ενέργειας και συνήθως λειτουργούν σε επίπεδα φόρτισης κοντά στο τεχνικό μέγιστο. Συνεπώς η δυνατότητα τους να αυξήσουν επιπρόσθετα την παραγωγή τους προκειμένου να καλύψουν ανάγκες ευελιξίας προς τα πάνω είναι αρκετά περιορισμένη. Από τη σκοπιά της τεχνοοικονομικής βελτιστοποίησης του συστήματος είναι προτιμότερο να γίνεται χρήση των πυρηνικών μονάδων για λόγους κάλυψης ενέργειας παρά για την παροχή ευελιξίας.

Σημαντική εμφανίζεται επίσης η συνεισφορά των μέσων αποθήκευσης, κυρίως μονάδες αντλιοσταμείωσης, στην κάλυψη των αναγκών βραχυπρόθεσμης ευελιξίας. Οι μονάδες αυτές καλύπτουν το 8% με 10% των αναγκών σε ευελιξία στις δύο περιπτώσεις, με το μερίδιό τους να κυμαίνεται λόγω διαφορετικών υποθέσεων σχετικά την συμμετοχή τους στις υπηρεσίες εξισορρόπησης. Όπως και οι μεγάλες Υ\Η μονάδες, οι μονάδες αντλιοσταμείωσης δύνανται να συνεισφέρουν στην εξισορρόπηση του φορτίου εντός της ώρας λόγω γρήγορων ρυθμών αυξομείωσης παρά τους περιορισμούς ενέργειας και του κύκλου φόρτισης-εκφόρτισης, οι οποίοι περιορίζουν την λειτουργία τους στο πλαίσιο της ημέρας. Η συνεισφορά των αποθηκευτικών μέσων στην παροχή βραχυπρόθεσμης ευελιξίας εμφανίζεται μειωμένη σε σχέση με τις μονάδες Φ.Α. και τις ελεγχόμενες ΑΠΕ λόγω και της μικρότερης εγκατεστημένης ισχύος των μονάδων αποθήκευσης.

Αναφορικά με την επίδραση των διασυνδέσεων στην κάλυψη των αναγκών βραχυπρόθεσμης ευελιξίας πρέπει να τονιστεί πως τα αποτελέσματα αναφέρονται στο σύνολο της ΕΕ-28 και έχουν προκύψει ως άθροισμα των αποτελεσμάτων της κάθε χώρας. Η ΕΕ-28 θεωρήθηκε κλειστό σύστημα στο πλαίσιο της ενδοημερήσιας αγοράς, συνεπώς η παρεχόμενη ευελιξία μέσω της χρήσης διασυνδέσεων εμφανίζεται μηδενική στο επίπεδο του συνόλου των 28 χωρών. Το σχήμα Β της Εικόνας 36 παρουσιάζει, μεταξύ άλλων, την ποσοστιαία διαφορά του διασυνοριακού εμπορίου (cross-border exchange) βραχυπρόθεσμης ευελιξίας μεταξύ των δύο περιπτώσεων. Στην περίπτωση της εφαρμογής της ενιαίας αγοράς ηλεκτρισμού (Optimal Case) γίνεται διαθέσιμη σχεδόν ολόκληρη η εγκατεστημένη ισχύς των διασυνδέσεων στο πλαίσιο της ενδοημερήσιας αγοράς, καθιστώντας δυνατή την αύξηση – σχεδόν διπλασιασμό- της ανταλλαγής βραχυπρόθεσμης ευελιξίας μεταξύ των διαφορετικών συστημάτων ελέγχου.

Μέσω της χρήσης των διασυνδέσεων καθίσταται δυνατή όχι μόνο η ανταλλαγή της ενέργειας εξισορρόπησης μεταξύ των χωρών, αλλά και η καλύτερη κατανομή των πόρων ευελιξίας στις διασυνδέσεις. Συγκρίνοντας τα αποτελέσματα των δύο περιπτώσεων (Εικόνα 36 – σχήμα Β) παρατηρούμε πως οι ανάγκες για βραχυπρόθεσμη ευελιξία μειώνονται κατά 13% στην περίπτωση του βέλτιστου σχεδιασμού της αγοράς σε σχέση με την περίπτωση διατήρησης των στρεβλώσεων. Η άρση των κανόνων υποχρεωτικής κατανομής και της περιορισμένης χρήσης των διασυνδέσεων στις αγορές εξισορρόπησης επιτρέπουν την καλύτερη κατανομή των πόρων μεταξύ των διασυνδέσεων και δίνουν στο σύστημα την δυνατότητα της καλύτερης αξιοποίησης των διασυνδέσεων, των ελεγχόμενων ΑΠΕ και των μέσων αποθήκευσης, αντί της χρήσης μονάδων ορυκτών καυσίμων για λόγους εξισορρόπησης.

Όπως φαίνεται και στα αποτελέσματα, η βραχυπρόθεσμη ευελιξία, η οποία παρέχεται από ελεγχόμενες ΑΠΕ, αυξάνεται στην περίπτωση εφαρμογής της ενιαίας αγοράς ηλεκτρισμού σε σχέση με την περίπτωση, κατά την οποία οι στρεβλώσεις της αγοράς συνεχίζονται. Το αποτέλεσμα αυτό σχετίζεται με την υπόθεση ότι οι τεχνολογίες ΑΠΕ συμμετέχουν στις ενδοημερήσιες αγορές και αγορές εξισορρόπησης, πέραν της επίδρασης της αύξησης της χρήσης των διασυνδέσεων στο βέλτιστο διαμοιρασμό μεταξύ χωρών της ευελιξίας από Υ\Η μονάδες (π.χ. Σκανδιναβικές χώρες). Στην πραγματικότητα, οι ηλιακές θερμικές εγκαταστάσεις και οι μονάδες βιομάζας δύνανται να συμμετέχουν στην κάλυψη των αποκλίσεων στις περισσότερες περιπτώσεις και, ως εκ τούτου, να συμπληρώνουν τον εξισορροπητικό ρόλο της υδροηλεκτρικής ενέργειας. Επομένως, η συνεισφορά στην βραχυπρόθεσμη ευελιξία των λιγότερο ευέλικτων μονάδων, όπως οι πυρηνικές και οι ανθρακικές μονάδες, μειώνεται κατά 34% με 35% στη

δεύτερη περίπτωση. Πρέπει να τονιστεί πως παρόλο που και η συνεισφορά των μονάδων Φ.Α. σε βραχυπρόθεσμη ευελιξία παρουσιάζει μείωση στη δεύτερη περίπτωση, το επίπεδο μείωσης είναι μικρότερο από αυτό των ανθρακικών μονάδων λόγω των ευέλικτων τεχνικών χαρακτηριστικών των μονάδων Φ.Α. αλλά και λόγω οικονομικότητας.

Η βελτιστοποίηση του μείγματος παροχής βραχυπρόθεσμης ευελιξίας, η οποία επιτυγχάνεται στη δεύτερη περίπτωση φέρνει προφανή οφέλη όσον αφορά το κόστος της υπηρεσίας ευελιξίας. Η αυξημένη χρήση των ροών στις διασυνδέσεις σε όλη την ακολουθία αγορών (δηλαδή από όλα τα στάδια, δηλαδή την ημέρα πριν, την ημέρα και την εξισορρόπηση) χωρίς την παρεμπόδισή τους από δεσμευτικούς περιορισμούς, αποδεικνύεται εξαιρετικά σημαντική για την ικανοποίηση των βραχυπρόθεσμων απαιτήσεων ευελιξίας με οικονομικά αποδοτικό τρόπο. Η εξοικονόμηση κόστους προέρχεται τόσο από τη μείωση των συνολικών αναγκών για υπηρεσίες ευελιξίας όσο και από τη μείωση του μέσου μεταβλητού κόστους των πόρων που χρησιμοποιούνται για την κάλυψη της βραχυπρόθεσμης ευελιξίας. Η εξοικονόμηση κόστους κάλυψης των αναγκών για βραχυπρόθεσμη ευελιξία στη περίπτωση της πλήρους εφαρμογής της ενοποίησης των αγορών είναι της τάξης του 37% για το έτος το 2030.

Ένας από τους βασικούς λόγους, οι οποίοι αναδεικνύουν τη σημασία της χρήσης των διασυνδέσεων στην εξοικονόμηση του κόστους κάλυψης της ευελιξίας, σχετίζεται με το γεγονός πως κάθε χώρα έχει διαφορετικό μείγμα ηλεκτροπαραγωγής. Άλλες χώρες παρουσιάζουν σημαντική ισχύ μεγάλων Υ\Η, οι οποίες μπορούν να τροφοδοτήσουν με ευελιξία χώρες με λιγότερο ευέλικτο και πιο ακριβό μείγμα ηλεκτροπαραγωγής. Προκειμένου να εξεταστούν οι διαφορές μεταξύ των χωρών της ΕΕ28<sup>26</sup>, γίνεται ένας επιμερισμός των αποτελεσμάτων ανά ομάδες χωρών. Κάθε ομάδα χωρών περιλαμβάνει γειτονικές χώρες, οι οποίες παρουσιάζουν παρόμοιο μείγμα εγκατεστημένης ισχύος και πολλές από αυτές συμμετέχουν σε συζευγμένες αγορές λόγω μικρής συμφόρησης των μεταξύ τους διασυνδέσεων (π.χ. Βαλτικές χώρες, Σκανδιναβικές χώρες κλπ.). Η ομαδοποίηση των χωρών παρουσιάζεται στον Πίνακα 5.

**Πίνακας 5: Κατηγοριοποίησης των χωρών της ΕΕ-28**

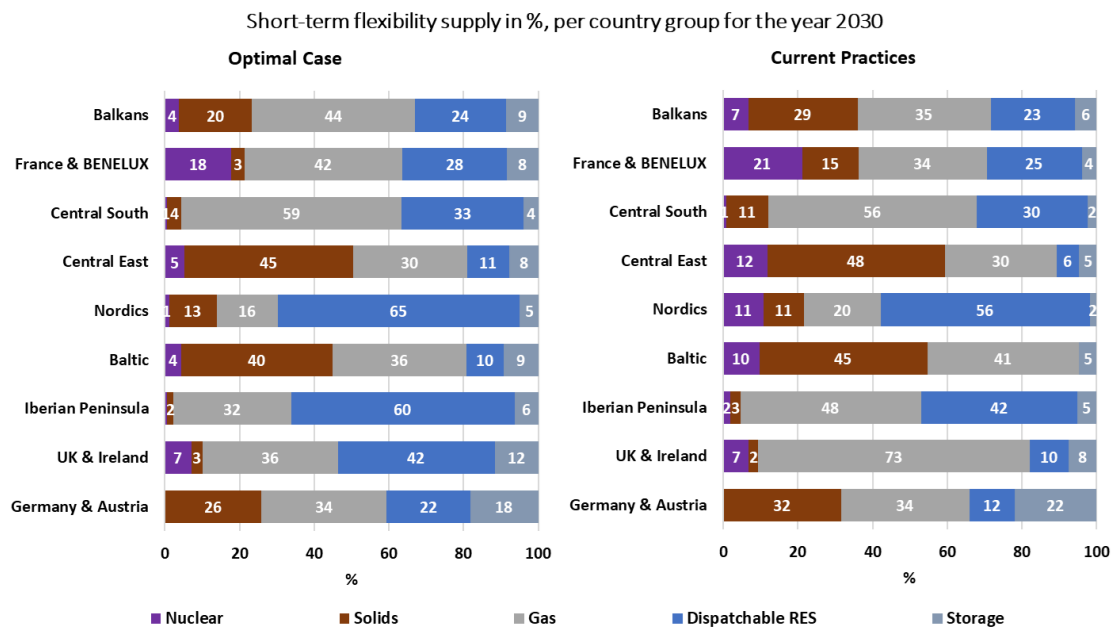
<b>Ομάδα χωρών</b>	<b>Χώρες</b>
<b>Βαλκανικές χώρες</b> ( <i>Balkans</i> )	Ελλάδα, Βουλγαρία, Ρουμανία
<b>Γαλλία &amp; BENELUX</b> ( <i>France &amp; BENELUX</i> )	Γαλλία, Βέλγιο, Ολλανδία, Λουξεμβούργο
<b>Κεντρική νότια Ευρώπη</b> ( <i>Central South</i> )	Ιταλία, Κροατία, Σλοβενία, Μάλτα
<b>Κεντρική ανατολική Ευρώπη</b> ( <i>Central East</i> )	Τσεχία, Σλοβακία, Ουγγαρία, Πολωνία
<b>Βόρειες χώρες</b> ( <i>Nordics</i> )	Δανία, Φινλανδία, Σουηδία
<b>Βαλτικές χώρες</b> ( <i>Baltics</i> )	Εσθονία, Λετονία, Λιθουανία
<b>Ιβηρική χερσόνησος</b>	Ισπανία, Πορτογαλία

<sup>26</sup> Η Κύπρος λόγω μη διασύνδεσης με την Ευρώπη δεν εξετάζεται στα παρακάτω αποτελέσματα. Στο σύστημα της Κύπρου η βραχυπρόθεσμη ευελιξία καλύπτεται από τις υπάρχουσες μονάδες Φ.Α..

(Iberian Peninsula)	
<b>Η.Β. &amp; Ιρλανδία</b> (UK & Ireland)	Ηνωμένο Βασίλειο, Ιρλανδία
<b>Γερμανία &amp; Αυστρία</b> (Germany & Austria)	Γερμανία, Αυστρία

Η Εικόνα 37 παρουσιάζει την ποσοστιαία συνεισφορά της κάθε τεχνολογία στην παροχή βραχυπρόθεσμης ευελιξίας στο σύστημα της κάθε ομάδας χωρών. Γίνεται αντιληπτό από τα αποτελέσματα πως τα συμπεράσματα που αναλύθηκαν προηγουμένως για το σύνολο της ΕΕ-28 ισχύουν και για την πλειοψηφία των διαφόρων ομάδων χωρών. Οι μονάδες Φ.Α. και οι ελεγχόμενες ΑΠΕ καλύπτουν το μεγαλύτερο μέρος των αναγκών για ευελιξία με εξαίρεση τις Βαλτικές χώρες και τις χώρες της Κεντρικής ανατολικής Ευρώπης. Στις χώρες αυτές το μείγμα ηλεκτροπαραγωγής κυριαρχείται από τη χρήση ανθρακικών<sup>27</sup> μονάδων και λόγω η χρήση τους για την παροχή ευελιξίας είναι αυξημένη. Αντίστοιχα και στη Γαλλία η σημαντική παρουσία των πυρηνικών μονάδων αντικατοπτρίζεται και στη συμμετοχή τους στην παροχή βραχυπρόθεσμης ευελιξίας.

**Εικόνα 37: Ποσοστιαία συνεισφορά βραχυπρόθεσμης ευελιξίας ανά τύπο πόρου σε κάθε ομάδα χωρών για το έτος 2030**



Συγκρίνοντας τα αποτελέσματα των δύο περιπτώσεων παρατηρούμε πως η συνεισφορά των ανθρακικών και πυρηνικών μονάδων στη βραχυπρόθεσμη ευελιξία μειώνεται στην περίπτωση της σύζευξης των αγορών σε σχέση με την περίπτωση της συνέχισης των τωρινών πρακτικών της αγοράς σε όλες τις ομάδες χωρών. Αντίθετα η συμμετοχή των ελεγχόμενων ΑΠΕ στη

<sup>27</sup> Αναφορικά με τις Βαλτικές χώρες και ειδικά στην περίπτωση της Εσθονίας η κατηγορία ανθρακικών μονάδων περιλαμβάνει τις μονάδες με καύσιμο σχιστολιθικό πετρέλαιο λόγω παρόμοιου συντελεστή εκπομπών.

βραχυπρόθεσμη ευελιξία αυξάνεται λόγω της υπόθεσης συμμετοχής επιπρόσθετων τεχνολογία στις αγορές εξισορρόπησης, όπως είναι οι μονάδες βιομάζας και τα ηλιοθερμικά, αλλά και λόγω της αυξημένης χρήσης των διασυνδέσεων, που δίνουν τη δυνατότητα διαμοιρασμού των πόρων μεταξύ διαφορετικών συστημάτων.

Ειδικά στην Ιβηρική χερσόνησο και στις Η.Β. & Ιρλανδία παρατηρούμε πως το μερίδιο συνεισφοράς βραχυπρόθεσμης ευελιξίας των ελεγχόμενων ΑΠΕ παρουσιάζει τη μεγαλύτερη αύξηση σε σχέση με τις υπόλοιπες ομάδες χωρών λόγω της συμμετοχής επιπρόσθετων τεχνολογιών ΑΠΕ στην εξισορρόπηση, δηλαδή των ηλιοθερμικών και των μονάδων βιομάζας σε κάθε ομάδα χωρών αντίστοιχα. Αναφορικά με την Ιβηρική χερσόνησο, η σημαντική Υ\Η παραγωγής συνεισφέρει στην κάλυψη αναγκών ευελιξίας της Γαλλίας μέσω των διασυνδέσεων. Ως εκ τούτου, η συνεισφορά των ανθρακικών αλλά και πυρηνικών μονάδων στις ανάγκες ευελιξίας μειώνεται στην Γαλλία & BENELUX.

Αντίστοιχα, η χρήση του σημαντικού υδροηλεκτρικού δυναμικού των Βορείων χωρών διευκολύνει την κάλυψη των αναγκών ευελιξίας κοντινών χωρών με πιο οικονομικά αποδοτικό τρόπο, όπως είναι η Γερμανία και Αυστρία, οι Βαλτικές χώρες αλλά και ένα κομμάτι της Κεντρικής Ανατολικής Ευρώπης (π.χ. Πολωνία) μέσω Γερμανίας. Αναφορικά με τις Βαλκανικές χώρες, η αύξηση της παρεχόμενης ευελιξίας από μονάδες Φ.Α. καλύπτει τη μείωση της συνεισφοράς των ανθρακικών μονάδων, καθώς η διευρυμένη χρήση των διασυνδέσεων εντός της ομάδων χωρών επιτρέπει την καλύτερη κατανομή των πόρων ευελιξίας μεταξύ των χωρών, αλλά δίνει και δυνατότητα στη Ρουμανία να καλύψει ένα μέρος των αναγκών για ευελιξία μέσω των διασυνδέσεων με γειτονικές χώρες.

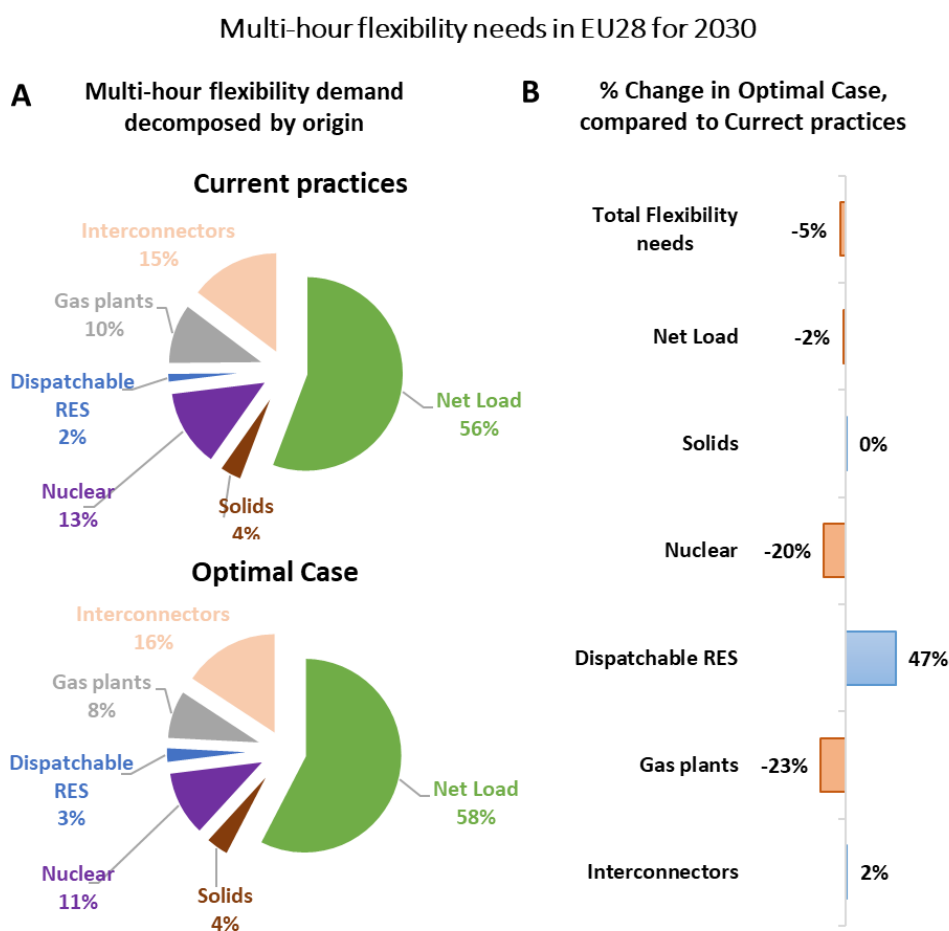
### 8.3.3 Πολύωρη ευελιξία

Η έννοια της πολύωρης ευελιξίας σχετίζεται με τις μεταβολές της καθαρής ζήτησης μεταξύ διαδοχικών ωρών εντός της ημέρας, είτε προς τα πάνω είτε προς τα κάτω. Οι μεταβολές αυτές είναι αποτέλεσμα της προβλέψιμης μεταβλητότητας, που χαρακτηρίζει το ωριαίο προφίλ της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και της παραγωγής ηλεκτρισμού από μεταβλητές μονάδες ΑΠΕ, όπως αυτά μετρούνται σε πραγματικό χρόνο. Σφάλματα προβλέψεων και άλλα τυχαία γεγονότα, όπως μη προγραμματισμένη μείωση της διαθεσιμότητας ισχύος μιας μονάδας παραγωγής ή μιας γραμμής διασυνδέσεων, αυξάνουν την ανάγκη ύπαρξης διαθέσιμων ευέλικτων πόρων, όπως εξετάστηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο. Ακόμη και στην περίπτωση τέλει πρόβλεψης σχετικά με την ωριαία παραγωγή των ΑΠΕ, τη διαθεσιμότητα των μονάδων και διασυνδέσεων αλλά και την ωριαία ζήτηση, το σύστημα χρειάζεται τους κατάλληλους πόρους προκειμένου να αντιμετωπίσει τη διακύμανση του καθαρού φορτίου (δηλαδή το φορτίο μείον την παραγωγή των μεταβλητών ΑΠΕ) με τον βέλτιστο οικονομικά τρόπο, αποφεύγοντας την υπερβολική περικοπή της παραγωγής των ΑΠΕ ή της ζήτησης.

Όπως αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 723.2.2, υπολογίζουμε τις απαιτήσεις για πολύωρη ευελιξία ως το άθροισμα των ωριαίων μεταβολών του καθαρού φορτίου προς τα πάνω ή προς τα κάτω. Επίσης, μονάδες παραγωγής, οι οποίες κινούνται ανά ώρα στην αντίθετη κατεύθυνση σε σχέση με τις μεταβολές του καθαρού φορτίου, προκαλούν επιπρόσθετες ανάγκες ευελιξίας. Προσθέτουμε ομοίως τις διακυμάνσεις των ροών στις διασυνδέσεις στις απαιτήσεις ευελιξίας όταν οι ροές είναι στην αντίθετη κατεύθυνση της μεταβολής του καθαρού φορτίου.

Το σχήμα Α της Εικόνα 38 παρουσιάζει τις απαιτήσεις ευελιξίας του έτους 2030 ανά πηγή προέλευσης για την ΕΕ-28. Τα αποτελέσματα επιβεβαιώνουν τη θέση πως η μεταβλητή παραγωγή των ΑΠΕ αποτελεί τον κύριο παράγοντα των απαιτήσεων ευελιξίας, καθώς οι αποκλίσεις του καθαρού φορτίου, δηλαδή οι αποκλίσεις που προκαλούνται από τη μεταβλητή παραγωγή ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, προκαλούν και στις δύο περιπτώσεις το μεγαλύτερο μέρος των απαιτήσεων για ευελιξία. Επιπρόσθετες απαιτήσεις ευελιξίας προκαλούνται από τις κατανεμημένες μονάδες και τις ροές στις διασυνδέσεις, όταν αυτές κινούνται στην αντίθετη κατεύθυνση της μεταβολής του καθαρού φορτίου.

**Εικόνα 38: Απαιτήσεις πολύωρης ευελιξίας στην ΕΕ-28 για το 2030.** Γράφημα Α: ποσοστιαία συνεισφορά στη δημιουργία απαιτήσεων ευελιξίας ανά πηγή. Γράφημα Β: ποσοστιαίες αλλαγές μεγεθών στην περίπτωση αναδιάρθρωσης της αγοράς (Optimal Case), σε σχέση με την περίπτωση Current Practices



Οι απαιτήσεις ευελιξίας που αποδίδονται στις διακυμάνσεις της λειτουργίας των κατανεμημένων μονάδων παραγωγής αντιπροσωπεύουν το 27 έως 29% των συνολικών απαιτήσεων ευελιξίας με τις πυρηνικές μονάδες να παρουσιάζουν το μεγαλύτερο ποσοστό. Ειδικά οι πυρηνικές μονάδες κατανέμονται με το προφίλ βασικού φορτίου λόγω του χαμηλού μεταβλητού κόστους και δεν ακολουθούν τις μεταβολές της καθαρής ζήτησης, προκαλώντας επιπρόσθετες ανάγκες ευελιξίας. Το προφίλ λειτουργίας των ανθρακικών μονάδων

αντιπροσωπεύει μικρό μερίδιο των συνολικών απαιτήσεων πολύωρης ευελιξίας, καθώς η αύξηση των τιμών του ETS συνεπάγεται τη μειωμένη παραγωγή των μονάδων αυτών.

Οι μονάδες αερίου είναι εκείνες που παρέχουν κατά κύριο λόγο τις υπηρεσίες αυξομείωσης φορτίου για να ικανοποιούν τις απαιτήσεις ευελιξίας και λειτουργούν με κυκλικό τρόπο όπως απαιτεί το σύστημα. Στην πραγματικότητα, οι μονάδες αερίου παρέχουν την πλειοψηφία των επικουρικών υπηρεσιών. Λόγω αυτού οι μονάδες Φ.Α. παρακρατούν ένα μέρος της εγκατεστημένης ισχύος τους για παροχή επικουρικών υπηρεσιών προς τα πάνω ή αυξάνουν το επίπεδο παραγωγής τους πάνω από τα τεχνικά ελάχιστα επίπεδα παραγωγής για την παροχή επικουρικών υπηρεσιών προς τα κάτω. Το προφίλ αυτό λειτουργίας συνεπάγεται μερικές φορές αυξομειώσεις των επιπέδων παραγωγής των μονάδων αερίου από ώρα σε ώρα στην αντίθετη κατεύθυνση της μεταβολής του καθαρού φορτίου προκαλώντας τελικά επιπρόσθετες απαιτήσεις ευελιξίας.

Οι ελεγχόμενες ΑΠΕ, κυρίως μεγάλοι υδροηλεκτρικοί σταθμοί με ταμιευτήρα, συνήθως λειτουργούν ως μονάδες αιχμής, συμβάλλοντας έτσι στην εξομάλυνση της καθαρής καμπύλης φορτίου. Υπό αυτή την έννοια, οι μονάδες ΑΠΕ μειώνουν τις απαιτήσεις ευελιξίας και αποτελούν μέρος της προσφοράς ευελιξίας, ενώ λίγες ώρες παρατηρείται πως προκαλούν επιπρόσθετες ανάγκες ευελιξίας στο σύστημα. Ένας ακόμη λόγος που εξηγεί τη μικρή συνεισφορά των ελεγχόμενων ΑΠΕ στη δημιουργία πρόσθετων απαιτήσεων ευελιξίας αφορά την έλλειψη τεχνικών περιορισμών κυκλικής λειτουργίας (μέγιστος χρόνος κράτησης και συγχρονισμού) αλλά και η έλλειψη τεχνικού ελάχιστου επιπέδου λειτουργίας, χαρακτηριστικά τα οποία δίνουν τη δυνατότητα στις μονάδες αυτές να λειτουργούν σχεδόν πάντα στην κατεύθυνση του καθαρού φορτίου.

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα, παρατηρούμε πως οι ροές στις διασυνδέσεις προκαλούν επίσης αύξηση των απαιτήσεων για ευελιξία στο επίπεδο της κάθε χώρας. Οι διασυνοριακές ροές είναι υπεύθυνες για το 15 έως 16% των συνολικών απαιτήσεων ευελιξίας κυρίως για δύο λόγους. Εκτός από τις γραμμές συνεχούς ρεύματος (DC), στις οποίες το επίπεδο φόρτισης δύνανται να ελεγχθεί πλήρως, οι ροές στις διασυνδέσεις εναλλασσόμενου ρεύματος υπόκεινται στους νόμους του Kirchhoff. Αυτοί οι τεχνικοί περιορισμοί μπορούν να προκαλέσουν ροές βρόχων (ή αλλιώς παράλληλες ροές), οι οποίες περιλαμβάνουν ροές που μεταβάλλονται στην αντίθετη κατεύθυνση του καθαρού φορτίου προκαλώντας επιπρόσθετες απαιτήσεις ευελιξίας. Η δεύτερη εξήγηση, και η πιο σημαντική, είναι το γεγονός ότι ορισμένες χώρες "εξάγουν" ευελιξία σε γειτονικές χώρες. Για την χώρα εξαγωγής, η υπηρεσία αυτή προσμετράτε στις απαιτήσεις ευελιξίας, ενώ για τη χώρα εισαγωγής θεωρείται ως παροχή ευελιξίας. Δεδομένου ότι οι εισαγωγές και εξαγωγές είναι ροές που παράγονται σε μία χώρα και μεταφέρονται σε μια άλλη χώρα, είναι εύλογο να αναμένεται ότι, όταν οι διασυνοριακές ανταλλαγές αυξάνονται, λόγω της ενοποίησης της αγοράς, οι ροές που αντιπροσωπεύουν τις απαιτήσεις ευελιξίας αυξάνουν και συνεπώς αυξάνεται η απαίτηση για ευελιξία μεταξύ γειτονικών συστημάτων. Με άλλα λόγια, όσο αυξάνονται οι διασυνοριακές ροές ηλεκτρισμού τόσο αυξάνεται και το εμπόριο υπηρεσιών ευελιξίας μεταξύ των διαφορετικών περιοχών ελέγχου (χωρών).

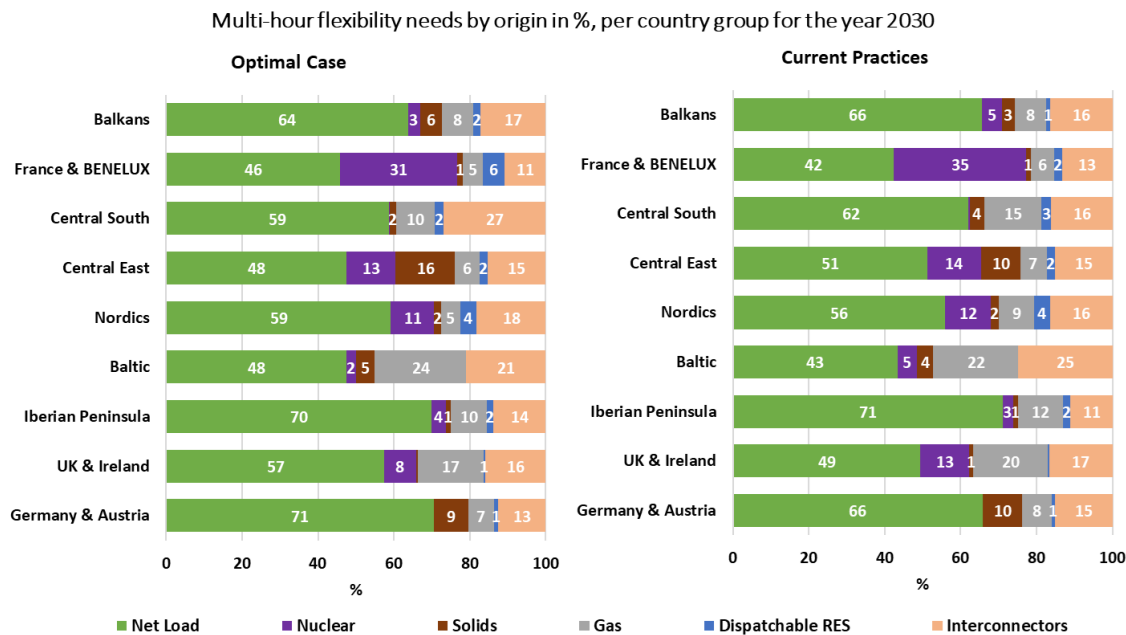
Το σχήμα Β της Εικόνα 38 παρουσιάζει τις ποσοστιαίες μεταβολές της απαίτησης για ευελιξία ανά πηγή προέλευσης στην περίπτωση της ενοποίησης της αγοράς, σε σύγκριση με την περίπτωση διατήρησης των στρεβλώσεων της αγοράς. Η σύγκριση των δύο περιπτώσεων όσον



αφορά τη μέτρηση της πολύωρης ευελιξίας επιβεβαιώνει την άποψη ότι η υλοποίηση της εσωτερικής αγοράς ωθεί στην αύξηση της ανταλλαγής ευελιξίας σε διασυνοριακό επίπεδο. Στην περίπτωση ενοποίησης των αγορών, η εξάλειψη των υπαρχόντων στρεβλώσεων της αγοράς συνεπάγεται μεγαλύτερη διαθεσιμότητα της δυναμικότητας διασυνδέσεων στις αγορές. Κατά συνέπεια, οι απαιτήσεις πολυετούς ευελιξίας σε εθνικό επίπεδο μειώνονται κατά 5% κατά μέσο όρο, σε σύγκριση με την περίπτωση συνέχισης των τωρινών πρακτικών. Λόγω της αύξησης του διασυνοριακού εμπορίου στην περίπτωση της ενοποιημένης αγοράς, οι ροές στις διασυνδέσεις αυξάνονται και γίνεται δυνατή η καλύτερη κατανομή των μονάδων παραγωγής εντός της χώρας. Λόγω αυτού παρατηρούμε πως οι απαιτήσεις ευελιξίας που οφείλονται στο προφίλ λειτουργίας του φυσικού αερίου και των πυρηνικών εγκαταστάσεων μειώνονται. Πέραν της αύξησης της διαθέσιμης ισχύος στις διασυνδέσεις, η κατάργηση των πακέτων υποχρεωτικής κατανομής επιτρέπει και αυτή τον ομαλότερο μονάδων αυτών, κάτι που οδηγεί περαιτέρω στη μείωση των επιπρόσθετων απαιτήσεων ευελιξίας λόγω του προφίλ λειτουργίας των μονάδων παραγωγής.

Η Εικόνα 39 παρουσιάζει τις απαιτήσεις ευελιξίας ανά πηγή προέλευσης για κάθε ομάδα χωρών. Παρατηρούμε πως τα περισσότερα από τα συμπεράσματα, τα οποία αναφέρθηκαν σε επίπεδο ΕΕ-28 ισχύουν και για την κάθε ομάδα χωρών. Οι ωριαίες διακυμάνσεις του καθαρού φορτίου αποτελούν τον βασικό παράγοντα δημιουργίας των απαιτήσεων για ευελιξία λόγω της μεταβλητότητας της παραγωγής των ΑΠΕ.

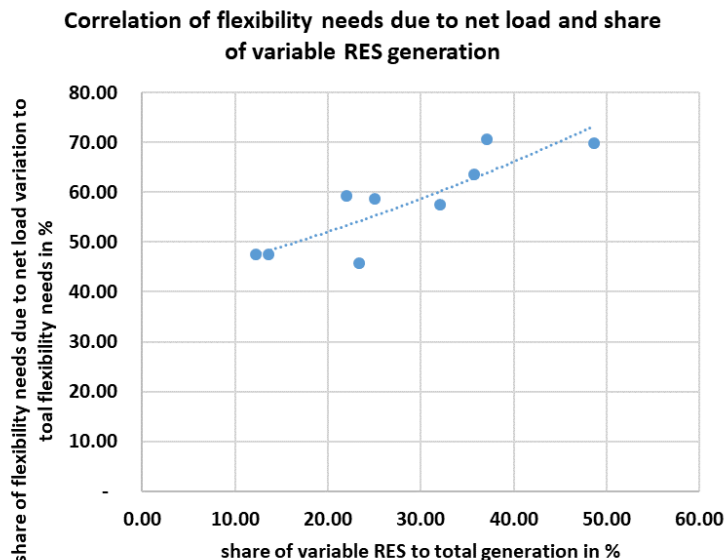
**Εικόνα 39: Απαιτήσεις ευελιξίας ανά πηγή προέλευσης για κάθε ομάδας χωρών για το 2030**



Το ποσοστό συμμετοχής των διακυμάνσεων του καθαρού φορτίου στις συνολικές ανάγκες για ευελιξία κυμαίνεται από 42% έως 71% ανάλογα και με τα χαρακτηριστικά της κάθε χώρας σχετικά με την ευελιξία του μείγματος παραγωγής αλλά και με τις καθαρές εισαγωγές ή εξαγωγές της κάθε ομάδας χωρών. Σε κάθε περίπτωση, όπως φαίνεται και στην Εικόνα 40, η συνεισφορά της μεταβλητότητας του καθαρού φορτίου στις συνολικές ανάγκες ευελιξίας παρουσιάζει θετική συσχέτιση με το μερίδιο της παραγωγής από μεταβλητές ΑΠΕ. Για παράδειγμα, ομάδες χωρών

όπως η Γερμανία & Αυστρία, αλλά και η Ιβηρική Χερσόνησος παρουσιάζουν τα μεγαλύτερα ποσοστά διείσδυσης μεταβλητών ΑΠΕ μεταξύ των χωρών της ΕΕ-28 και λόγω αυτού σε αυτές τις ομάδες χωρών η συνεισφορά του καθαρού φορτίου στις συνολικές ανάγκες ευελιξίας φτάνει το 70%.

**Εικόνα 40: Συσχέτιση απαιτήσεων ευελιξίας λόγω μεταβολών καθαρού φορτίου και μεριδίου παραγωγής ηλεκτρισμού από μεταβλητές ΑΠΕ**

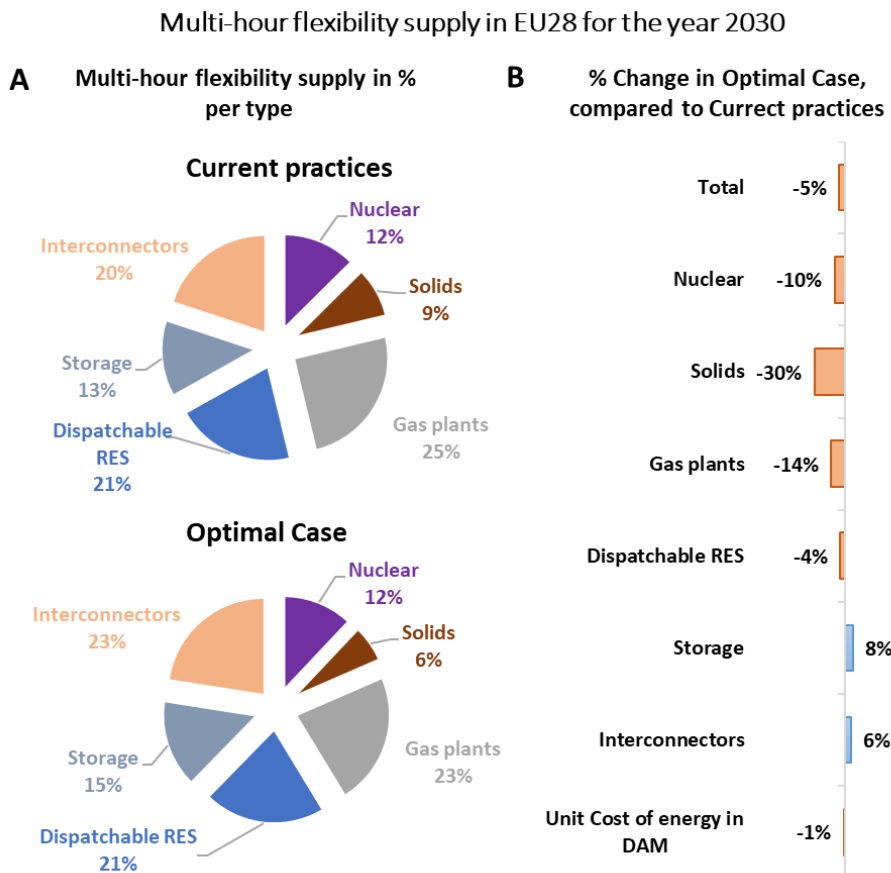


Η κατανομή των απαιτήσεων ευελιξίας διαφέρει ανά ομάδα χωρών, όπως προαναφέρθηκε, λόγω και του διαφορετικού μείγματος ηλεκτροπαραγωγής. Στην περίπτωση της Γαλλίας και Benelux, η σημαντική συνεισφορά των πυρηνικών μονάδων στο μείγμα ηλεκτροπαραγωγής σε συνδυασμό με το γεγονός πως η Γαλλία εξάγει σημαντικές ποσότητες ηλεκτρισμού στην υπόλοιπη Ευρώπη επηρεάζουν σημαντικά το προφίλ λειτουργίας των μονάδων παραγωγής. Παρατηρούμε πως το 31-35% των συνολικών απαιτήσεων ευελιξίας οφείλεται στο προφίλ λειτουργίας των πυρηνικών σταθμών, οι οποίες αφενός είναι λιγότερα ευέλικτες και αφετέρου το προφίλ τους εξαρτάται από τις ανάγκες εξαγωγών χωρίς να ακολουθεί συνέχεια τις διακυμάνσεις του καθαρού φορτίου της Γαλλίας. Αντίστοιχα σε ομάδες χωρών όπως η Γερμανία & Αυστρία και οι χώρες της Κεντρικής ανατολικής Ευρώπης, οι ανθρακικές μονάδες, οι οποίες συμμετέχουν σημαντικά στο μείγμα ηλεκτροπαραγωγής αλλά δεν παρουσιάζουν μεγάλη ευελιξία, προκαλούν επιπρόσθετες ανάγκες ευελιξίας λόγω του προφίλ παραγωγής τους, το οποίο δεν ακολουθεί πλήρως τις μεταβολές του καθαρού φορτίου.

Οι απαιτήσεις για πολύωρη ευελιξία, οι οποίες αναλύθηκαν πιο πάνω, δύναται να καλυφθούν από πόρους του συστήματος, οι οποίοι μεταβάλλουν την παραγωγή ακολουθώντας τις διακυμάνσεις της καθαρής ζήτησης προκειμένου να εξισορροπήσουν τη μεταβλητή παραγωγή των ΑΠΕ. Το σχήμα Α της Εικόνα 41 παρουσιάζει τη συνεισφορά σε πολύωρη ευελιξία ανά πόρο στην ΕΕ-28 για το 2030 για τις δύο εξεταζόμενες περιπτώσεις. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα, οι μονάδες Φ.Α., οι ελεγχόμενες ΑΠΕ και οι ροές στις διασυνδέσεις καλύπτουν πάνω από το 65% των συνολικών απαιτήσεων πολύωρης ευελιξίας και στις δύο περιπτώσεις. Τα μέσα

αποθήκευσης καλύπτουν το 13-15% των απαιτήσεων, ενώ λιγότερο ευέλικτες μονάδες, όπως είναι οι πυρηνικές και ανθρακικές μονάδες καλύπτουν το 12-13% και 7-9% αντίστοιχα.

**Εικόνα 41: Παροχή πολύωρης ευελιξίας ανά τύπο στην ΕΕ-28 για το 2030.** Γράφημα Α: ποσοστιαία συνεισφορά στην κάλυψη απαιτήσεων πολύωρης ευελιξίας ανά τύπο μονάδας. Γράφημα Β: ποσοστιαίες αλλαγές μεγεθών στην περίπτωση αναδιάρθρωσης της αγοράς (Optimal Case), σε σχέση με την περίπτωση Current Practices



Το σχήμα Β της Εικόνα 41 παρουσιάζει την ποσοστιαία διαφορά της παρεχόμενης ευελιξίας ανά τύπο πόρου μεταξύ των δύο περιπτώσεων. Όπως αναλύθηκε και παραπάνω, η άρση των στρεβλώσεων στη λειτουργία των αγορών έχει ως αποτέλεσμα την μείωση των αναγκών ευελιξίας κατά 5% στην περίπτωση της ενοποίησης της αγοράς σε σχέση με την περίπτωση όπου οι σημερινές πρακτικές επικρατούν μέχρι το 2030. Η άρση του περιορισμού της διαθέσιμης ισχύος στις διασυνδέσεις επιτρέπει την καλύτερη κατανομή των μονάδων αλλά και των ροών στις διασυνδέσεις, βελτιστοποιώντας και το μείγμα παροχής ευελιξίας. Προς την ίδια κατεύθυνση οδηγούν και η άρση των υποχρεωτικών κατανομών ορισμένων μονάδων αλλά και η άρση της υποχρεωτικής κατανομής των ΑΠΕ.

Η αύξηση της διαθεσιμότητας των διασυνδέσεων εκτός από την καλύτερα κατανομή των μονάδων παραγωγής και των ροών στις διασυνδέσεις επιτρέπει τον διαμοιρασμό των πόρων

ευελιξίας μεταξύ των χωρών, βελτιστοποιώντας το μείγμα παροχής ευελιξίας. Στην περίπτωση ενοποίησης των αγορών, η παροχή ευελιξίας από ανθρακικές μονάδες μειώνεται κατά 30%, καθώς μέσω των διασυνδέσεων γίνονται διαθέσιμοι πιο ανταγωνιστικοί πόροι παροχής ευελιξίας. Η ποσοστιαία μείωση της ευελιξίας από ανθρακικές μονάδες είναι σημαντικά μεγαλύτερη από την ποσοστιαία μείωση των μονάδων Φ.Α. και των πυρηνικών μονάδων λόγω του ότι οι υψηλές τιμές ETS σε συνδυασμό με τα μη ευέλικτα τεχνικά χαρακτηριστικά των ανθρακικών μονάδων τις καθιστούν ως την λιγότερο οικονομικά και τεχνικά αποδοτική τεχνολογία για παροχή ευελιξίας. Η παροχή ευελιξίας από πυρηνικές μονάδες και μονάδες Φ.Α. μειώνεται κατά 10% και 14% αντίστοιχα, ενώ η προσφερόμενη ευελιξία από ελεγχόμενες ΑΠΕ (κυρίως μεγάλα υδροηλεκτρικά) μειώνεται κατά 4%.

Η μείωση της παροχής ευελιξίας από τις κατανεμημένες μονάδες οφείλεται αφενός στη μείωση των συνολικών απαιτήσεων ευελιξίας λόγω της ενοποίησης των αγορών ηλεκτρισμού και της άρσης διαφόρων στρεβλώσεων και αφετέρου στην αύξηση της παροχής ευελιξίας από τις ροές διασύνδεσης και από τα μέσα αποθήκευσης ενέργειας. Η αυξημένη χρήση των διασυνδέσεων, η οποία χρησιμοποιείται για τον διαμοιρασμό των πόρων ευελιξίας μεταξύ διαφορετικών συστημάτων (χωρών) γίνεται εμφανής και στο σχήμα Β της Εικόνα 41, όπου παρατηρούμε πως η παροχή ευελιξίας από τις διασυνδέσεις αυξάνει κατά 6%. Η αύξηση κατά 8% της παροχής ευελιξίας από μέσα αποθήκευσης ενέργειας σχετίζεται κυρίως με την υπόθεση της διευκόλυνσης της συμμετοχής μηχανισμών απόκρισης της ζήτησης στην αγορά, η οποία εφαρμόζεται στην περίπτωση ενοποίησης της αγοράς.

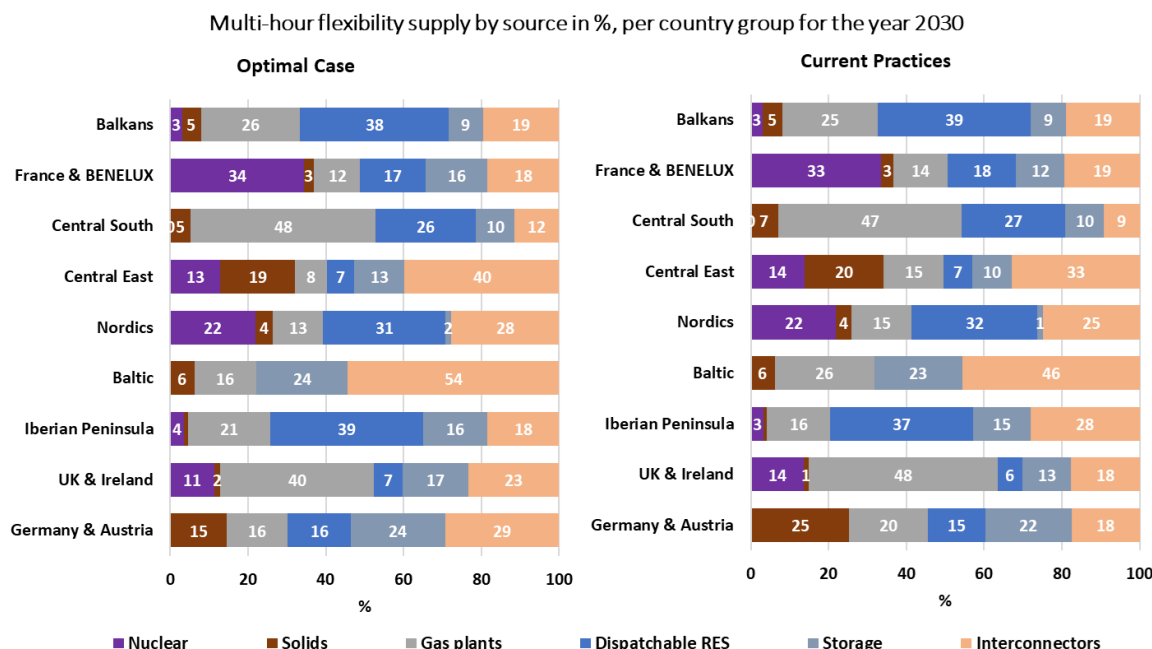
Η Εικόνα 42 παρουσιάζει το μείγμα παροχής πολύωρης ευελιξίας ανά τεχνολογία για κάθε ομάδα χωρών. Παρατηρούμε πως το μείγμα παροχής πολύωρης ευελιξίας διαφοροποιείται κατά ομάδα χωρών, ωστόσο σε όλες τις χώρες οι μονάδες Φ.Α. και οι διασυνδέσεις καλύπτουν μεγάλο μέρος των απαιτήσεων σε ευελιξία. Το ίδιο ισχύει και για τις ελεγχόμενες ΑΠΕ και τις μονάδες αποθήκευσης ενέργειας, σε όσες χώρες έχουν εγκατεστημένη ισχύ σε αυτές τις τεχνολογίες.

Από τα αποτελέσματα, παρατηρούμε πως το Ηνωμένο Βασίλειο και η Ιρλανδία εξαρτάται σε πολύ μεγάλο βαθμό από τις μονάδες Φ.Α., οι οποίες καλύπτουν μεγάλο μέρος των απαιτήσεων πολύωρης ευελιξίας. Στην περίπτωση διατήρησης των τωρινών πρακτικών, οι μονάδες Φ.Α. καλύπτουν σχεδόν τις μισές απαιτήσεις ευελιξίας, ενώ στην περίπτωση ενοποίησης των αγορών η συνεισφορά τους μειώνεται στο 40% λόγω της αύξησης της παρεχόμενης ευελιξίας μέσω των διασυνδέσεων. Η Ιβηρική χερσόνησος εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τις μεγάλες Υ\Η μονάδες, οι οποίες καλύπτουν μεγάλο μέρος των απαιτήσεων ευελιξίας. Στην περίπτωση της ενοποίησης των αγορών η συνεισφορά των Υ\Η αυξάνεται, προκειμένου να καλύψει τη μείωση της παρεχόμενης ευελιξίας μέσω διασυνδέσεων, η οποία οφείλεται στο γεγονός πως η Ιβηρική Χερσόνησος προσφέρει ευελιξία σε γειτονικές χώρες.

Η Γερμανία και Αυστρία εμφανίζει το πιο ισορροπημένο μείγμα παροχής πολύωρης ευελιξίας μεταξύ των διαφόρων ομάδων χωρών. Η αυξημένη διάθεση των διασυνδέσεων στην περίπτωση της ενοποίησης της αγοράς οδηγεί στη μείωση της παρεχόμενης ευελιξίας από ανθρακικές μονάδες, η οποία αντικαθίσταται από την ευελιξία την οποία παρέχουν οι ροές από γειτονικές χώρες αλλά και οι ανταλλαγές ευελιξίας μεταξύ των δύο χωρών. Οι Βαλτικές χώρες στηρίζονται σε μεγάλο βαθμό στις διασυνδέσεις προκειμένου να καλύψουν τις ανάγκες του συστήματος σε ευελιξία σε συνδυασμό με μονάδες Φ.Α. και με τη μονάδα αντλιοταμείωσης της Λιθουανίας, η

οποία προσφέρει εξισορρόπηση και στις άλλες δύο χώρες. Η ροές στις διασυνδέσεις καλύπτουν το 46-54% των συνολικών απαιτήσεων ευελιξίας στις δύο περιπτώσεις, καλύπτοντας και την απουσία μεγάλων υδροηλεκτρικών στις χώρες αυτές. Αντίστοιχα και οι χώρες της κεντρικής ανατολικής Ευρώπης καλύπτουν μεγάλο μέρος των απαιτήσεων σε ευελιξία μέσω των διασυνδέσεων λόγω του σχετικά μη ευέλικτου μείγματος ηλεκτροπαραγωγής. Στις χώρες αυτές υπάρχει σημαντική εγκατεστημένη ισχύ άνθρακικών και πυρηνικών μονάδων, ενώ η ισχύς μεγάλων Υ\Η είναι αρκετά μικρότερη.

**Εικόνα 42: Παροχή πολύωρης ευελιξίας ανά ομάδες χωρών για το 2030 στην ΕΕ-28**

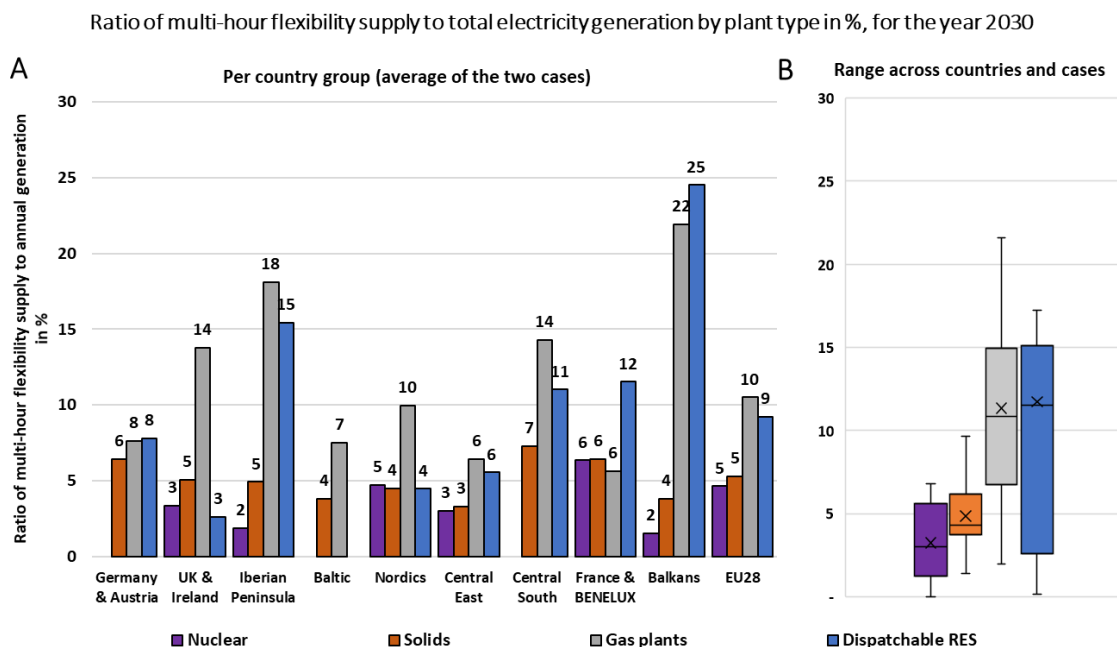


Αντίθετα, οι Βόρειες χώρες έχουν σημαντική υδροηλεκτρική ισχύ, η οποία καλύπτει το ένα τρίτο των απαιτήσεων του συστήματος σε πολύωρη ευελιξία. Μεγάλο μέρος των απαιτήσεων σε πολύωρη ευελιξία καλύπτεται και από τις διασυνδέσεις, οι οποίες παρέχουν το 25-28% των συνολικών απαιτήσεων ευελιξίας. Οι πυρηνικές μονάδες στις Βόρειες χώρες (Φινλανδία) αλλά περισσότερο και στη Γαλλία & Benelux (Γαλλία) μπορούν ως ένα βαθμό να ακολουθήσουν τις μεταβολές του καθαρού φορτίου, καλύπτοντας ένα μέρος των απαιτήσεων ευελιξίας.

Αναφορικά με τις Βαλκανικές χώρες και τις χώρες της Κεντρικής νότιας Ευρώπης, οι απαιτήσεις ευελιξίας καλύπτονται κυρίως από τις μονάδες Φ.Α. και τα μεγάλα Υ\Η. Συγκεκριμένα στις Βαλκανικές χώρες, η σημαντική υδροηλεκτρική ισχύς της Ρουμανίας προσφέρει εξισορρόπηση στο σύστημα παρέχοντας την απαιτούμενη ευελιξία, ενώ το σύστημα της Ελλάδας στηρίζεται σε μεγάλο βαθμό στην ευελιξία που προσφέρουν οι μονάδες Φ.Α. πέραν των Υ\Η. Στις χώρες της Κεντρικής νότιας Ευρώπης, οι μονάδες Φ.Α. της Ιταλίας συνεισφέρουν σημαντικές ποσότητες πολύωρης ευελιξίας, καλύπτοντας περίπου το ήμισυ των συνολικών απαιτήσεων σε ευελιξία. Στις Βαλκανικές χώρες το 20% των συνολικών απαιτήσεων σε πολύωρη ευελιξία καλύπτεται από τις διασυνδέσεις, κυρίως μέσω της εσωτερικής ανταλλαγής υπηρεσιών ευελιξίας μεταξύ των χωρών της ομάδας αυτής.

Μιας και το μείγμα παροχής ευελιξίας διαφέρει ανά χώρα και ομάδα χωρών λόγω του διαφορετικού μείγματος ηλεκτροπαραγωγής του κάθε συστήματος, παρουσιάζουμε στην Εικόνα 43 την παρεχόμενη ευελιξία ανά τύπο παραγωγής ως προς την ετήσια παραγωγή ηλεκτρισμού. Όσο μεγαλύτερο είναι το ποσοστό της ευελιξίας ως προς την παραγωγή ηλεκτρισμού υποδηλώνει και την μεγαλύτερη χρήση της μονάδας αυτής για λόγους εξισορρόπησης και παροχής ευελιξίας. Στο σχήμα Α της Εικόνα 43 παρουσιάζεται ο λόγος της παρεχόμενης ευελιξίας ως προς την παραγωγή ηλεκτρισμού για τις τεχνολογίες παραγωγής για κάθε ομάδα χωρών υπολογισμένος ως μέσος όρος των αποτελεσμάτων των δύο περιπτώσεων. Στο σχήμα Β της ίδιας εικόνας παρουσιάζεται η κατανομή του λόγου ευελιξίας προς παραγωγή ηλεκτρισμού εξετάζοντας και τις 28 χώρες στις δύο περιπτώσεις μέσω της χρήσης του διαγράμματος whisker<sup>28</sup> ή boxplot.

**Εικόνα 43: Ποσοστό επί % της πολύωρης ευελιξίας ως προς την παραγωγή ηλεκτρισμού ανά τεχνολογία για το έτος 2030**



Σύμφωνα με τα αποτελέσματα, το 9 με 10% της παραγωγής ηλεκτρισμού από τις μονάδες Φ.Α. και τις ελεγχόμενες ΑΠΕ καλύπτει τις ανάγκες πολύωρης ευελιξίας του συστήματος στην ΕΕ-28 (σχήμα Α της Εικόνα 43). Η παροχή ευελιξίας από πυρηνικές και ανθρακικές μονάδες αντιστοιχεί σε πολύ μικρότερο ποσοστό της παραγωγής τους, περίπου στο 5% εξετάζοντας το σταθμισμένο ως προς την παραγωγή μέσο όρο της ΕΕ-28. Στο σχήμα Β της Εικόνα 43, παρατηρούμε πως το εύρος του λόγου παροχής πολύωρης ευελιξίας προς παραγωγή ηλεκτρισμού για τις μονάδες Φ.Α. και τις ελεγχόμενες ΑΠΕ είναι πολύ μεγαλύτερο συγκριτικά με τις πυρηνικές και ανθρακικές μονάδες. Αυτό οφείλεται στο γεγονός πως σε ορισμένες χώρες ένα σημαντικό μέρος της παραγωγής από τις μονάδες Φ.Α. και τις ελεγχόμενες ΑΠΕ χρησιμοποιείται για λόγους κάλυψης ενέργειας, πέραν της παροχής ευελιξίας και συνεπώς οι μονάδες αυτές δεν αυξομειώνουν τόσο πολύ την παραγωγή τους. Συγκεκριμένα για τις ελεγχόμενες ΑΠΕ, οι οποίες αντιπροσωπεύουν

<sup>28</sup> Αναλυτική εξήγηση του διαγράμματος whisker βρίσκεται στη σελίδα 37 της παρούσας διατριβής.

υδροηλεκτρικές μονάδες και μονάδες βιομάζας, σε χώρες όπου η ισχύς των ελεγχόμενων ΑΠΕ αφορά κυρίως μονάδες βιομάζας λόγω μικρού δυναμικού μεγάλων Υ\Η (π.χ. Βέλγιο, Ολλανδία), οι μονάδες αυτές λειτουργούν περισσότερο με προφίλ βασικού φορτίου και συνεπώς ο λόγος ευελιξίας προς παραγωγή ηλεκτρισμού εμφανίζεται αρκετά χαμηλός. Πρέπει να τονιστεί πως στην περίπτωση των μονάδων φα, παρατηρώντας το κάτω μέρος του ορθογωνίου των παρατηρήσεων, που αντιπροσωπεύει το 25% των παρατηρήσεων με τον χαμηλότερο λόγο ευελιξίας προς παραγωγή ηλεκτρισμού βρίσκεται ψηλότερα από τον αντίστοιχο λόγο για τις πυρηνικές και ανθρακικές μονάδες.

#### 8.3.4 Οικονομικά αποτελέσματα των σταδίων της αγοράς και επίδρασης των στρεβλώσεων της αγοράς

Στις προηγούμενες παραγράφους αναλύθηκε το πώς η χρήση των διασυνδέσεων και η λειτουργία των αγορών ηλεκτρισμού επηρεάζουν τις ανάγκες ευελιξίας και την βέλτιστη από τεχνοοικονομική σκοπιά κάλυψη των αναγκών αυτών από τους διαθέσιμους πόρους του συστήματος. Για την ανάλυση αυτή προσομοιωθήκαν δύο περιπτώσεις, οι οποίες διαφέρουν μόνο στο επίπεδο των συνθηκών λειτουργίας των αγορών ηλεκτρισμού, ενώ η εγκατεστημένη ισχύς των συστημάτων ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-28 παραμένει ίδια και στις δύο περιπτώσεις.

Οι δύο περιπτώσεις παρουσιάζουν δύο αντιδιαμετρικές περιπτώσεις των αγορών ηλεκτρισμού, με την πρώτη περίπτωση να αναπαριστά τη συνέχιση της λειτουργίας των αγορών, όπως ισχύει σήμερα, με διαφόρους τύπους στρεβλώσεων να επιδρούν στην αποδοτικότητα και ανταγωνιστικότητα των αγορών. Η δεύτερη αναπαριστά την πλήρη επίτευξη της Ενιαίας Εσωτερικής Αγοράς Ηλεκτρισμού στην ΕΕ-28, όπου οι αγορές έχουν ενοποιηθεί μεταξύ των χωρών σε όλα τα στάδια της αγοράς (π.χ. προ-ημερήσια, ενδοημερήσια αγορά κλπ.). Ο βαθμός ενοποίησης των αγορών αλλά και η ύπαρξη ή μη στρεβλώσεων σχετικά με την υποχρεωτική ή κατά προτεραιότητα κατανομή ορισμένων μονάδων αποτελούν παράγοντες, οι οποίοι επηρεάζουν την κατανομή των μονάδων παραγωγής και της ανταλλαγής ενέργειας και επικουρικών υπηρεσιών μεταξύ διαφορετικών περιοχών ελέγχου.

Το μοντέλο προσομοίωσης, το οποίο χρησιμοποιήθηκε για την ανάλυση των περιπτώσεων, προσομοιώνει το κάθε στάδιο της αγοράς χωριστά, δηλαδή την προ-ημερήσια αγορά, της ενδο-ημερήσια αγορά και την αγορά επικουρικών υπηρεσιών. Όπως είναι αναμενόμενο οι υποθέσεις σχετικά με το σχεδιασμό και τη λειτουργία του κάθε σταδίου της αγοράς, δηλαδή η ύπαρξη ή άρση στρεβλώσεων και η περιορισμένη ή ολική διαθεσιμότητα των διασυνδέσεων στις αγορές, επηρεάζουν τη λειτουργία και την οριακή τιμή<sup>29</sup> της κάθε αγοράς. Η άρση των στρεβλώσεων στη λειτουργία των αγορών και η ισχυρή σύζευξη των αγορών μέσω της αύξησης της χρήσης των διασυνδέσεων ενισχύουν την αποδοτικότητα των αγορών, επιτυγχάνοντας την αποδοτικότερη κατανομή μονάδων και ροών στις διασυνδέσεις, ενώ ταυτόχρονα μειώνουν τις απαιτήσεις

---

<sup>29</sup> Ως οριακή τιμή νοείται η τιμή ισορροπίας μεταξύ προσφοράς και ζήτησης σε κάθε στάδιο της αγοράς, η οποία αναπαριστά την χονδρεμπορική τιμή πώλησης του κάθε αγαθού ανάλογα με το στάδιο της αγοράς. Για παράδειγμα, στην προ-ημερήσια αγορά η τιμή ισορροπίας αφορά τη χονδρεμπορική τιμή πώλησης του ηλεκτρισμού, στην ενδο-ημερήσια αγορά η τιμή αφορά την χονδρεμπορική τιμή πώλησης ενέργειας εξισορρόπησης, ενώ στην αγορά επικουρικών υπηρεσιών την τιμή αποζημίωσης της ισχύος που παρακρατείτε για λόγους εφεδρείας του συστήματος.

ευελιξίας και επιτυγχάνουν την κάλυψη των αναγκών ευελιξίας με οικονομικότερο τρόπο, όπως παρουσιάστηκε και στις παραγράφους 8.3.2 και 8.3.3.

Προκειμένου να εκτιμηθούν τα οικονομικά οφέλη από την εξάλειψη των στρεβλώσεων της αγοράς και να αποσυνθέσουμε η επίδραση του κάθε μέτρου πολιτικής, προχωρήσαμε σε αναλύσεις ευαισθησίας, προσομοιώνοντας δύο επιπρόσθετες περιπτώσεις. Υπενθυμίζουμε πως όλες οι περιπτώσεις υποθέτουν ότι η ισχύς του ηλεκτροπαραγωγικού τομέα ανά τεχνολογία και συνολικά παραμένει ίδια, αλλά κάθε περίπτωση διαφέρει ως προς τα χαρακτηριστικά σχεδιασμού και λειτουργίας της αγοράς.

Η ιδέα είναι ότι μεταξύ της περίπτωση Current Practices, η οποία αντικατοπτρίζει ένα σχέδιο αγοράς στο οποίο θεωρείται ότι εξακολουθούν να υφίστανται αρκετές στρεβλώσεις της αγοράς στις τρέχουσες πρακτικές έως το 2030 και της περίπτωση Optimal Case, η οποία αντικατοπτρίζει την επίτευξη της πλήρους μεταρρυθμιστικής φιλοδοξίας του εσωτερικού σχεδιασμού της αγοράς, προσομοιώνουμε δύο ακόμη περιπτώσεις (No priority dispatch και Increased NTC), οι οποίες αντανακλούν τη σταδιακή εξάλειψη των στρεβλώσεων μέσω της υπόθεσης για πρόσθετα μέτρα πολιτικών που καθιστούν τις αγορές πιο αποτελεσματικές.

Η περίπτωση No priority dispatch προϋποθέτει τη διευρυμένη συμμετοχή μονάδων παραγωγής στην αγορά σε κάποιο βαθμό, καθώς υιοθετούνται μέτρα πολιτικής που αποσκοπούν στην κατάργηση των πακέτων υποχρεωτικής κατανομής και των κανόνων κατανομής κατά προτεραιότητα για τις μονάδες βιομάζας. Η περίπτωση Increased NTC διατηρεί τα μέτρα πολιτικής της περίπτωση No priority dispatch, υποθέτοντας επιπρόσθετα ότι ο καλύτερος συντονισμός των Διαχειριστών του συστήματος επιτρέπει την αύξηση των τιμών NTC.

Ο Πίνακας 6 παρουσιάζει το συνολικό κόστος και τις πληρωμές που αντιστοιχούν στους εκπροσώπους φορτίου βάσει των αποτελεσμάτων των τεσσάρων περιπτώσεων. Παράλληλα ο πίνακας παρουσιάζει την εξοικονόμηση κόστους λόγω της μεταρρύθμισης της αγοράς της EE-28 το 2030. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα παρατηρούμε πως μεταβαίνοντας από την περίπτωση Current Practices στην περίπτωση Optimal Case, η εισαγωγή επιπρόσθετων μέτρων πολιτικής, τα οποία ενισχύουν την αποτελεσματικότητα της αγοράς, έχει ως αποτέλεσμα τη σταδιακή μείωση του συνολικού κόστους. Η περίπτωση Optimal Case, η οποία αντικατοπτρίζει την επίτευξη της φιλοδοξίας πλήρους μεταρρύθμισης της εσωτερικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, επιτυγχάνει εξοικονόμηση κόστους 7% σχετικά με την περίπτωση Current Practices, δείχνοντας ότι η ολοκλήρωση της μεταρρύθμισης της αγοράς θα αποφέρει σημαντικά οφέλη στους τελικούς καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας.

Αξίζει να σημειωθεί ότι η εξοικονόμηση κόστους στο στάδιο της προ-ημερήσιας αγοράς, εκφραζόμενη ως ποσοστιαία διαφορά από την περίπτωση Current Practices, δείχνει πολύ μικρότερη μείωση σε σύγκριση με τα άλλα στάδια, ακόμη και αύξηση στην περίπτωση No priority dispatch. Ο βαθμός σύζευξης της αγοράς είναι σήμερα πολύ πιο ολοκληρωμένος στις προ-ημερήσιες αγορές, ενώ η πρόοδος στη σύζευξη των ενδοημερήσιων αγορών και των αγορών επικουρικών υπηρεσιών υπολείπεται σημαντικά. Λόγω αυτού η σχετική μεταβολή του κόστους της προ-ημερήσιας αγοράς φαίνεται χαμηλότερη συγκριτικά με τις άλλες δύο αγορές. Ωστόσο, καθώς το 90% του συνολικού κύκλου εργασιών ανήκει στο στάδιο της προ-ημερήσιας αγοράς, η εξοικονόμηση αυτή, αν και μικρή σε ποσοστιαία βάση, αντιπροσωπεύει ένα σημαντικό



χρηματικό ποσό, το οποίο αντιστοιχεί σε πάνω από το ένα τρίτο της συνολικής εξοικονόμησης κόστους στις περιπτώσεις Increased NTC και Optimal Case.

**Πίνακας 6: Συνολικό κόστος, πληρωμές και εξοικονόμηση κόστους λόγω αναδιαρθρώσεων της αγοράς για την ΕΕ-28 το 2030**

ΕΕ-28 το 2030	Συνολικά κόστη σε b €			
	Current Practices	No priority dispatch	Increased NTC	Optimal Case
Προημερήσια αγορά	326.2	327.5	322.5	317.6
Ενδοημερήσια αγορά	22.1	17.1	16.3	11.6
Αγορά και αποζημίωση εφεδρειών	7.7	6.8	6.8	1.9
<b>Σύνολο</b>	<b>356</b>	<b>351.4</b>	<b>345.6</b>	<b>331.2</b>
	<b>Εξοικονόμηση κόστους λόγω της μεταρρύθμισης της αγοράς σε b €, συγκριτικά με την περίπτωση Current Practices</b>			
Προημερήσια αγορά		-1.3	3.7	8.5
Ενδοημερήσια αγορά		5	5.8	10.5
Αγορά και αποζημίωση εφεδρειών		0.9	0.9	5.9
<b>Σύνολο</b>		<b>4.6</b>	<b>10.4</b>	<b>24.9</b>
	<b>Εξοικονόμηση κόστους λόγω της μεταρρύθμισης της αγοράς σε ποσοστά %, συγκριτικά με την περίπτωση Current Practices</b>			
Προημερήσια αγορά		-0.40%	1.10%	2.60%
Ενδοημερήσια αγορά		22.70%	26.30%	47.30%
Αγορά και αποζημίωση εφεδρειών		11.60%	11.60%	75.90%
<b>Σύνολο</b>		<b>1.30%</b>	<b>2.90%</b>	<b>7.00%</b>
	<b>Συμβολή της κάθε αγοράς στη συνολική εξοικονόμηση κόστους σε%</b>			
Προημερήσια αγορά		-28%	36%	34%
Ενδοημερήσια αγορά		109%	56%	42%
Αγορά και αποζημίωση εφεδρειών		19%	9%	24%

Τα οφέλη από την ενοποίηση των προ-ημερήσιων αγορών και την εφαρμογή αναδιαρθρώσεων στη λειτουργία τους, όχι μόνο αυξάνουν την αποτελεσματικότητα αυτού του σταδίου της αγοράς, αλλά συμβάλλουν και στη μείωση του κόστους των αγορών εξισορρόπησης. Για παράδειγμα, η περίπτωση No priority dispatch, σε σύγκριση με την περίπτωση Current Practices, φαίνεται να επιφέρει αρνητικά αποτελέσματα εξοικονόμηση κόστους στην αγορά της επόμενης ημέρας, δεδομένου ότι η κατάργηση της κατανομής κατά προτεραιότητα για μονάδες βιομάζας και η κατάργηση των πακέτων υποχρεωτικής κατανομής οδηγούν σε αύξηση της χονδρεμπορικής τιμής ηλεκτρισμού λόγω αλλαγών στην αθροιστική καμπύλη οικονομικής αξίας της προσφοράς ενέργειας. Παρόλα αυτά, τα μέτρα αυτά οδηγούν σε σημαντική εξοικονόμηση κόστους στην ενδοημερήσια αγορά, καθώς το καταρτισμένο από την προ-ημερήσια αγορά πρόγραμμα κατανομής των μονάδων παραγωγής και των ρών στις διασυνδέσεις έχει μεγαλύτερη

δυνατότητα ευελιξία και συνεπώς έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση των αναγκών για εξισορρόπησης εντός της ημέρας κατά 3%, όπως φαίνεται στον Πίνακα 7.

Ακόμη μεγαλύτερη μείωση των αναγκών εξισορρόπησης αλλά και του κόστους εξισορρόπησης επιτυγχάνεται από την ολοκλήρωση των διαφορετικών σταδίων της αγοράς, όπως παρατηρούμε συγκρίνοντας την περίπτωση Optimal Case και την Increased NTC. Η βασική διαφορά των δύο αυτών περιπτώσεων αφορά το γεγονός πως στην περίπτωση Optimal Case η επίλυση της προ-ημερήσιας αγοράς συν-βελτιστοποιεί την κάλυψη της ενέργειας και των εφεδρειών και παράλληλα λαμβάνει υπόψη τους τεχνικούς περιορισμούς των μονάδων. Αντίθετα στην περίπτωση Increased NTC η προ-ημερήσια αγορά είναι καθαρά ενεργειακή και οι τεχνικοί περιορισμοί του συστήματος και των μονάδων δεν λαμβάνονται υπόψη. Σε ένα τέτοιο σχεδιασμό αγοράς οι ανάγκες εξισορρόπησης εμφανίζονται αυξημένες, καθώς αυτές δημιουργούνται όχι μόνο από τα σφάλματα πρόβλεψης παραγωγής ΑΠΕ και ζήτησης, αλλά και από την μη τήρηση τεχνικών περιορισμών λειτουργίας των μονάδων. Σε περιπτώσεις μη τήρησης των τεχνικών περιορισμών λειτουργίας των μονάδων, οι συμμετέχοντες βασίζονται στην ενδοημερήσια αγορά προκειμένου να ανταλλάξουν υπηρεσίες εξισορρόπησης και να εξασφαλίσουν την ομαλή λειτουργία των μονάδων τους. Ωστόσο, στην ενδοημερήσια αγορά το πλήθος των συμμετεχόντων είναι αρκετά μικρότερο σε σχέση με τις προ-ημερήσιες αγορές, γεγονός που αυξάνει την σπανιότητα των υπηρεσιών εξισορρόπησης συνεπώς και την οικονομική αξία των προσφορών. Επομένως αυξάνεται σημαντικά και ο κίνδυνος έκθεσης των συμμετεχόντων σε κόστη εξισορρόπησης.

**Πίνακας 7: Ζήτηση ενδοημερήσιας αγοράς στην ΕΕ-28**

ΕΕ-28 το 2030	Current Practices	No priority dispatch	Increased NTC	Optimal Case
Ζήτηση για βραχυπρόθεσμη ευελιξία στο πλαίσιο της ενδοημερήσιας αγοράς (TWh)	543	527	523	473
Ποσοστιαία διαφορά σε σύγκριση με την περίπτωση Current Practices (%)		-3%	-4%	-13%

Αντίθετα στην περίπτωση, όπου η προ-ημερήσια αγορά λαμβάνει υπόψη τους τεχνικούς περιορισμούς των μονάδων, αλλά και τις ανάγκες εφεδρειών του συστήματος, (περίπτωση Optimal Case) η ζήτηση για εξισορρόπηση στην ενδοημερήσια αγορά μειώνεται. Λόγω αυτού επιτυγχάνονται σημαντικές εξοικονομήσεις κόστους στην ενδο-ημερήσια αγορά, καθώς οι ανάγκες εξισορρόπησης μειώνεται περαιτέρω κατά 10% μεταξύ της υπόθεσης Optimal Case και της υπόθεσης Increased NTC.

Η σύγκριση της περίπτωσης Increased NTC με την περίπτωση No priority dispatch, μας παρέχει μια εκτίμηση του σημαντικού αντίκτυπου της κατάργησης των περιοριστικών τιμών NTC σε όλα τα στάδια της αγοράς. Η κατάργηση των περιοριστικών τιμών NTC και η αύξηση της διαθεσιμότητας των διασυνδέσεων και συμμετοχή τους σε όλα τα στάδια της αγοράς επιτρέπει την περαιτέρω μείωση του συνολικού κόστους κατά 5,8 δις ευρώ.

Πιο συγκεκριμένα, ο Πίνακας 8 παρουσιάζει τη συμμετοχή των διασυνοριακών ροών σε κάθε στάδιο της αγοράς για την καθεμία από τις περιπτώσεις, οι οποίες προσομοιώθηκαν. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα, οι διμερείς ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας στην αγορά της επόμενης

ημέρας αυξάνονται σημαντικά (κατά 20%) στην περίπτωση No priority dispatch, σε σύγκριση με την περίπτωση Current Practices, παρά την υπόθεση ότι οι τιμές NTC είναι οι ίδιες μεταξύ των δύο περιπτώσεων. Η ύπαρξη πακέτων υποχρεωτικής κατανομής στην περίπτωση Current Practices έχει ως αποτέλεσμα την παρακράτηση μέρους της χωρητικότητας των διασυνδέσεων και επηρεάζει τις ροές σε ολόκληρο το δίκτυο, οδηγώντας στη μη βέλτιστη κατανομή των μονάδων παραγωγής και των ροών στις διασυνδέσεις. Συγκρίνοντας την περίπτωση Increased NTC με την No priority dispatch, η κατάργηση των περιοριστικών τιμών NTC επιτρέπει την περαιτέρω αύξηση κατά 5% της ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας που συμμετέχει στις προ-ημερήσιες αγορές λόγω της καλύτερης (πιο οικονομικά αποδοτικής) κατανομής των δυνατοτήτων στις διασυνδέσεις, όπως υποδηλώνει η μείωση του κύκλου εργασιών της προ-ημερήσιας αγοράς στον Πίνακα 6.

**Πίνακας 8: Διμερείς ανταλλαγές ηλεκτρισμού μέσω διασυνοριακών ροών στο δίκτυο της ΕΕ-28 στα διαφορετικά στάδια της αγοράς**

ΕΕ-28 το 2030	Current Practices	No priority dispatch	Increased NTC	Optimal Case
Προημερήσια αγορά (TWh)	342	410	430	411
Ενδοημερήσια αγορά (TWh)	75.6	65.4	64.4	182.1
Ετήσια συνεισφορά διασυνδέσεων στην ανταλλαγή επικουρικών υπηρεσιών μεταξύ διαφορετικών συστημάτων ελέγχου (TW)	0.3	1.2	1.2	3.4

Η αυξημένη χρήση των ροών στη διασυνδέσεις για λόγους ανταλλαγών ενέργειας αλλά και επικουρικών υπηρεσιών εκτός από την εξοικονόμηση κόστους που προσφέρει σε όλα τα στάδια της αγοράς, συνεισφέρει και στη μείωση των αναγκών για πολύωρη ευελιξία. Ο Πίνακας 9 παρουσιάζει τις απαιτήσεις πολύωρης ευελιξίας στις τέσσερις περιπτώσεις, καθώς και την ποσοστιαία διαφορά των απαιτήσεων κάθε περίπτωσης συγκριτικά με την περίπτωση διατήρησης των στρεβλώσεων (Current Practices). Παρατηρούμε πως η άρση των πακέτων υποχρεωτικής κατανομής για ορισμένες μονάδες και των κανόνων κατανομής κατά προτεραιότητα για τις μονάδες ΑΠΕ (κυρίως μονάδες βιομάζας) επιτυγχάνει μείωση των απαιτήσεων ευελιξίας εντός της ημέρας κατά 1%, όπως φαίνεται από τη σύγκριση των περιπτώσεων No priority dispatch και Current Practices. Η αύξηση της διαθέσιμης διασυνδετικής ισχύος μεταξύ των συστημάτων στην περίπτωση Increased NTC επιτρέπει την καλύτερη κατανομή των μονάδων παραγωγής και των ροών στις διασυνδέσεις και επιτυγχάνει τη σημαντική μείωση των επιπρόσθετων αναγκών ευελιξίας, οι οποίες δημιουργούνται από μονάδες παραγωγής, οι οποίες μεταβάλλουν το επίπεδο παραγωγής στην αντίθετη κατεύθυνση από τις μεταβολές του καθαρού φορτίου. Η περίπτωση Increased NTC παρουσιάζει μείωση των απαιτήσεων του συστήματος για πολύωρη ευελιξία κατά 4% σε σύγκριση με την περίπτωση Current Practices, ενώ τα επιπρόσθετα μέτρα που εφαρμόστηκαν στην περίπτωση Optimal Case, δηλαδή η συν-βελτιστοποίηση ενέργειας και επικουρικών υπηρεσιών στην προ-ημερήσια αγορά,

έχουν ως αποτέλεσμα επιπρόσθετη μείωση των απαιτήσεων στο σύνολο της ΕΕ-28 λόγω του διαμοιρασμού εφεδρειών μεταξύ συστημάτων.

**Πίνακας 9: Επίδραση της αύξησης των διμερών ανταλλαγών ηλεκτρισμού στις ανάγκες πολύωρης ευελιξίας**

ΕΕ-28 το 2030	Current Practices	No priority dispatch	Increased NTC	Optimal Case
Ζήτηση για πολύωρη ευελιξία κατά τη λειτουργία του συστήματος σε πραγματικό χρόνο (TWh)	252	248	243	241
Ποσοστιαία διαφορά σε σύγκριση με την περίπτωση Current Practices (%)		-1%	-4%	-5%

Ένα άλλο σημαντικό ζήτημα που έχει προσελκύσει την προσοχή των ερευνητών κατά τη διάρκεια των ετών είναι το εάν η κατάργηση των κανόνων κατανομής κατά προτεραιότητα, οι οποίοι ισχύουν στις σημερινές αγορές και αφορούν την παραγωγή από μονάδες ΑΠΕ (κυρίως μονάδων ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής), θα προκαλέσει αρνητικά αποτελέσματα και θα οδηγήσει στην περικοπή σημαντικού μέρους της παραγωγής των ΑΠΕ. Ο Πίνακας 10 παρουσιάζει τις προγραμματισμένες ποσότητες παραγωγής από ΑΠΕ με βάση τα προγράμματα κατανομής της προ-ημερήσιας αγοράς και την περικοπή της παραγωγής ΑΠΕ κατά τη λειτουργία του συστήματος σε πραγματικό χρόνο.

**Πίνακας 10: Επίδραση της άρσης της κατανομής κατά προτεραιότητα για τις μονάδες ΑΠΕ**

ΕΕ-28 το 2030	Current Practices	No priority dispatch	Increased NTC	Optimal Case
Παραγωγή ΑΠΕ στην προ-ημερήσια αγορά (TWh)	1160.2	1160.3	1160.3	1159.9
Περικοπή παραγωγής από ΑΠΕ κατά τη λειτουργία σε πραγματικό χρόνο (TWh)	19	8.1	7.5	3
Περικοπή της παραγωγής από ΑΠΕ ως ποσοστό της παραγωγής ΑΠΕ (%)	1.60%	0.70%	0.60%	0.30%

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα, δεν εντοπίζεται αρνητική επίδραση από την κατάργηση του κανόνων κατανομής κατά προτεραιότητα που απολαμβάνουν οι μονάδες ΑΠΕ, καθώς οι ποσότητες παραγωγής ΑΠΕ, οι οποίες προγραμματίστηκαν κατά την εκκαθάριση της προ-ημερήσιας αγοράς δεν παρουσιάζουν σημαντικές αλλαγές μεταξύ των διαφόρων περιπτώσεων. Η ενίσχυση της βέλτιστης κατανομής των μονάδων παραγωγής στις γραμμές διασύνδεσης, η οποία επιτυγχάνεται λόγω της κατάργησης των κανόνων κατανομής κατά προτεραιότητα (περίπτωση No priority dispatch) και τα μέτρα ενίσχυσης της διαθεσιμότητας των διασυνδέσεων στην προ-ημερήσια αγορά, τα οποία εφαρμόζονται μέσω της κατάργησης των περιοριστικών τιμών NTC (περίπτωση Increased NTC), επιτρέπουν την καλύτερη εξισορρόπηση της μεταβλητής παραγωγής των ΑΠΕ, οδηγώντας σε μείωση της περικοπής της παραγωγής ΑΠΕ σε πραγματικό χρόνο κατά 57% και 61% αντίστοιχα. Η περίπτωση Optimal Case επιτυγχάνει ακόμη μεγαλύτερη μείωση της περικοπής της παραγωγής από μονάδες ΑΠΕ λόγω των υποθέσεων σχετικά με τη λειτουργία των αγορών. Στην περίπτωση αυτή έχουμε υποθέσει πως οι προσφορές των

συμμετεχόντων στην προ-ημερήσια αγορά λαμβάνουν υπόψη τις τεχνικές ανάγκες των μονάδων και του συστήματος (εφεδρείες) και άρα επιτυγχάνεται η συν-βελτιστοποίηση της ενέργειας και των επικουρικών υπηρεσιών, επιτυγχάνοντας έτσι και την ολοκλήρωση των διαφορετικών σταδίων της αγοράς (προ-ημερήσια αγορά με αγορές εξισορρόπησης).

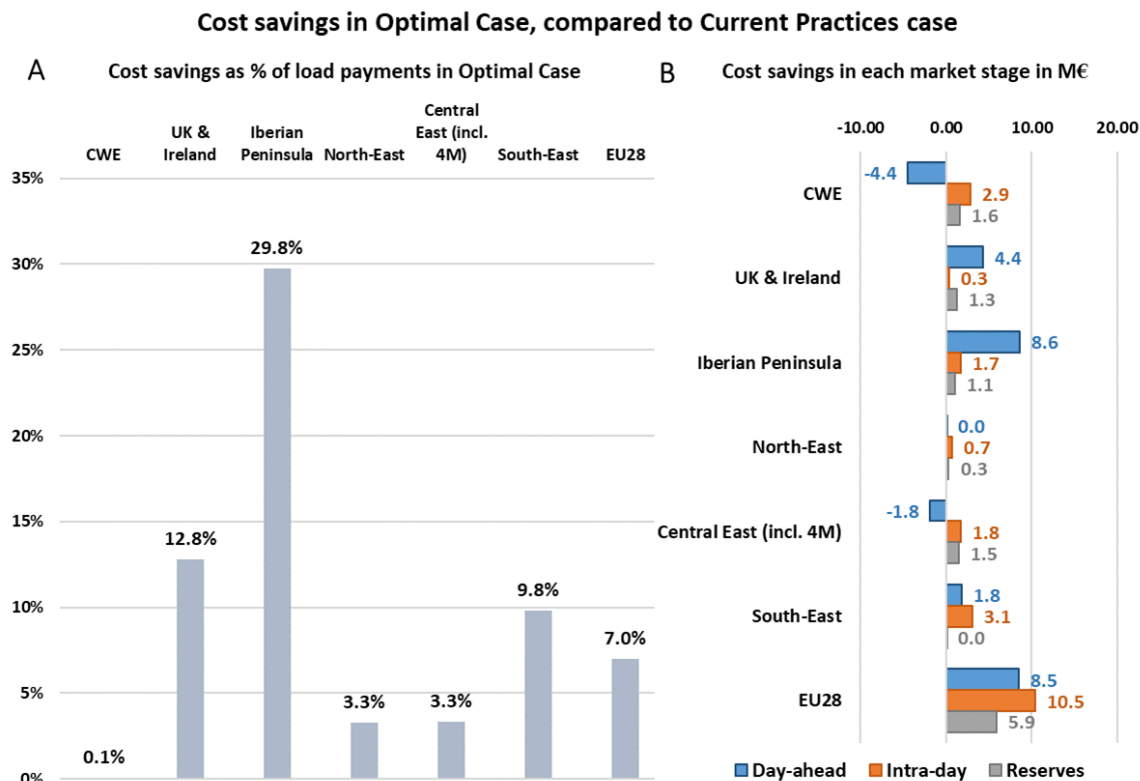
Η επίδραση της σύζευξης των αγορών και της άρσης των στρεβλώσεων στη λειτουργία επηρεάζουν σε διαφορετικό βαθμό το κάθε στάδιο της αγοράς, όπως αναλύθηκε παραπάνω αλλά πέραν αυτού επιδρούν και με διαφορετικό τρόπο στις χώρες της ΕΕ-28. Ο Πίνακας 11 παρουσιάζει την ομαδοποίηση των χωρών της ΕΕ-28, η οποία καθορίστηκε με κριτήριο τη γειτνίαση χωρών και τις περίπτωσης ενοποιημένων αγορών οι οποίες υπάρχουν ήδη σήμερα (π.χ. 4M).

**Πίνακας 11: Ομαδοποίηση χωρών στην ΕΕ-28**

<b>Ομάδα χωρών</b>	<b>Χώρες</b>
<b>Κεντρική Δυτική Ευρώπη</b> ( <i>Central West Europe - CWE</i> )	Αυστρία, Βέλγιο, Λουξεμβούργο, Ολλανδία, Γερμανία, Γαλλία
<b>Ιβηρική χερσόνησος</b> ( <i>Iberian Peninsula</i> )	Ισπανία, Πορτογαλία
<b>Η.Β. &amp; Ιρλανδία</b> ( <i>UK &amp; Ireland</i> )	Ηνωμένο Βασίλειο, Ιρλανδία
<b>Βόρεια και Βορειοανατολική Ευρώπη</b> ( <i>North-East</i> )	Δανία, Φινλανδία, Σουηδία, Εσθονία, Λετονία, Λιθουανία
<b>Κεντρική Ανατολική Ευρώπη</b> ( <i>Central East – incl. 4M</i> )	Τσεχία, Σλοβακία, Ουγγαρία, Ρουμανία, Πολωνία
<b>Νότια και Νοτιοανατολική Ευρώπη</b> ( <i>South-East</i> )	Ιταλία, Σλοβενία, Κροατία, Βουλγαρία, Ελλάδα, Κύπρος, Μάλτα

Το σχήμα Α της Εικόνα 44 παρουσιάζει την εξοικονόμηση κόστους αθροιστικά σε όλα στα στάδια της αγοράς για κάθε ομάδα χωρών, η οποία επιτυγχάνεται στην περίπτωση Optimal Case συγκριτικά με την περίπτωση Current Practices. Παρατηρούμε από τα αποτελέσματα πως η εξοικονόμηση κόστους στην περίπτωση Optimal Case εκφρασμένη ως ποσοστό του κόστους της περίπτωσης Current Practices είναι διαφορετική ανά περιοχή και κυμαίνονται από 0.1% έως και 29.8%, ενώ συνολικά στο σύνολο της ΕΕ-28 7%. Οι επιπτώσεις της ενοποίησης της αγοράς εξαρτώνται από την αρχική κατάσταση της αγοράς σε κάθε περιοχή. Για παράδειγμα η εξοικονόμηση κόστους στην περιοχή της Κεντρικής Δυτικής Ευρώπης, όπου ήδη έχει επιτευχθεί ολοκλήρωση της αγοράς, είναι πολύ μικρότερη συγκριτικά με την Νοτιοανατολική Ευρώπη. Οι περιφέρειες που κινδυνεύουν να λειτουργούν μεμονωμένα μπορούν να ωφεληθούν από τη διεύρυνση της αγοράς περισσότερο από άλλες περιοχές, όπως για παράδειγμα οι Βρετανικές Νήσοι, η Ιβηρική Χερσόνησος και η Νοτιοανατολική Ευρώπη. Ένας άλλος παράγοντας είναι κατά πόσον οι χώρες της περιοχής έχουν διαφοροποιημένα χαρτοφυλάκια παραγωγής, οπότε μπορούν να επωφεληθούν από την κατανομή πόρων περισσότερο από ότι σε άλλες περιοχές με ένα πιο ομοιόμορφο μίγμα παραγωγής.

**Εικόνα 44: Πληρωμές σε κάθε στάδιο της αγοράς ηλεκτρισμού για την ΕΕ-28 για το 2030.** Γράφημα Α: εξοικονόμηση κόστους ως ποσοστό των συνολικών πληρωμών της αγοράς για κάθε ομάδα χωρών. Γράφημα Β: εξοικονόμηση κόστους ανά στάδιο της αγοράς σε κάθε ομάδα χωρών



Η αποσύνθεση των επιπτώσεων των αναδιαρθρώσεων σε κάθε στάδιο της αγοράς είναι μια δύσκολη διαδικασία, καθώς τα μέτρα που ενσωματώνονται σε ένα στάδιο της αγοράς παρουσιάζουν σημαντικές επιπτώσεις και στα υπόλοιπα στάδια. Στον Πίνακα 12 παρουσιάζεται η αποσύνθεση της εξοικονόμησης κόστους που επιτυγχάνεται λόγω της εφαρμογής μέτρων αναδιάρθρωσης.

Αξίζει να σημειωθεί ότι τα διάφορα μέτρα που εξετάστηκαν στο κεφάλαιο αυτό συμβάλλουν σημαντικά στη συνολική εξοικονόμηση κόστους. Η αύξηση των διασυνοριακών ροών ηλεκτρισμού, η οποία καθίσταται δυνατή λόγω της διάθεση σε μεγαλύτερο βαθμό των δυνατοτήτων διασύνδεσης στις αγορές, έχει αυξημένη σημασία και προσφέρει σημαντικά οικονομικά οφέλη κυρίως στην προ-ημερήσια αγορά, αλλά και στην ενδο-ημερήσια. Τα μέτρα πολιτικής που επιτρέπουν τη σύζευξη των αγορών και την επέκταση των συμμετεχόντων στην αγορά, συμπεριλαμβανομένης της διασυνοριακής ανταλλαγής πόρων, επιτυγχάνουν σημαντικά οφέλη κόστους στην αγορά εξισορρόπησης και επικουρικών υπηρεσιών, γεγονός που υποδηλώνει τη σημασία των μέτρων αυτών, όπως καταλήγουν και οι Newberry et.al [99], Van den Bergh et.al [73] και Mott MacDonald [100].

**Πίνακας 12: Αποσύνθεση της εξοικονόμησης κόστους ανά τύπο μέτρου αναδιάρθρωσης**

ΕΕ-28 το 2030 σε b €	Σύνολο	Προ-ημερήσια αγορά	Ενδοημερήσια αγορά	Αγορά και αποζημίωση επικουρικών υπηρεσιών
Εναρμόνιση και συντονισμός των αγορών επικουρικών υπηρεσιών και διεύρυνση των συμμετεχόντων	5.0			5.0
Σύζευξη των ενδο-ημερήσιων αγορών και διεύρυνση των συμμετεχόντων σε αυτή	4.7		4.7	
Σύζευξη προ-ημερήσιων αγορών με συν-βελτιστοποίηση ενέργειας και εφεδρειών	4.8	2.2	2.6	
Κατάργηση κανόνων κατανομής κατά προτεραιότητα και πακέτων υποχρεωτικής κατανομής σε όλα τα στάδια της αγοράς	4.6	1.3	2.4	0.9
Κατάργηση των περιοριστικών τιμών NTC και σύζευξη των αγορών μέσω της ροής φορτίου	5.8	5.0	0.8	

Ο σχεδιασμός μιας προ-ημερήσιας και ενδοημερήσιας αγοράς, η οποία θα παρέχει σήματα κόστους στους συμμετέχοντες για την ελαχιστοποίηση της έκθεσής τους στο κόστος εξισορρόπησης και, κατά συνέπεια, θα ελαχιστοποιεί τις αποκλίσεις τους, θα αποφέρει σημαντικά οφέλη κόστους και στα δύο στάδια της αγοράς. Με τον τρόπο αυτό, η προ-ημερήσια αγορά θα μπορούσε να παρέχει ένα πρόγραμμα κατανομής, το οποίο συν-βελτιστοποιεί το κόστος για την ενέργεια και τις επικουρικές υπηρεσίες και μειώνει σημαντικά τα επιπρόσθετα κόστη της εξισορρόπησης και των αποκλίσεων στο πρόγραμμα κατανομής. Η διαδικασία συν-βελτιστοποίησης ενέργειας και εφεδρειών μπορεί να αποφέρει μεγάλη εξοικονόμηση κόστους ακριβώς επειδή αποκαλύπτει την πραγματική αξία της χρήσης παραγωγικής ισχύος είτε για λόγους εφεδρείας είτε για ενέργεια και δίνει τη δυνατότητα βέλτιστης χρήσης της. Η ισχύς της κάθε παραγωγικής μονάδας είναι συγκεκριμένη και ένα μέρος της δύναται να χρησιμοποιεί για την παραγωγή ενέργειας, ενώ ένα άλλο να παρακρατηθεί για λόγους εφεδρείας. Η παρακρατημένη, εφεδρική, ισχύς δεν παύει να είναι ισχύς που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή ενέργειας. Δεδομένου του ότι η χρήση μέρους της ισχύος της μονάδας για λόγους εφεδρείας λειτουργεί ως υποκατάστατο της χρήσης της ισχύος αυτής για την παραγωγή ενέργειας, συμπεραίνουμε πως μια αγορά που συν-βελτιστοποιεί την κάλυψη ενέργειας και εφεδρειών δύνανται να αντικατοπτρίσει ορθά την αξία της ισχύος σε κάθε χρήση.

Τέλος, η κατάργηση των κανόνων κατανομής κατά προτεραιότητα και των πακέτων υποχρεωτικής κατανομής αυξάνει την αποτελεσματικότητα της αγοράς σε όλα τα στάδια και προσφέρει μια αποδοτικότερη οικονομικά κατανομή πόρων, εξασφαλίζοντας έτσι σημαντική εξοικονόμηση κόστους.

## 9 ΑΝΑΛΥΣΗ ΑΠΑΙΤΗΣΕΩΝ ΕΥΕΛΙΞΙΑΣ ΣΕ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΜΕ ΙΔΙΑΙΤΕΡΑ ΥΨΗΛΗ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΜΕΤΑΒΛΗΤΩΝ ΑΠΕ

---

### 9.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Το τελευταίο διάστημα οι πολιτικές της ΕΕ για την ενέργεια και το κλίμα έχουν επικεντρωθεί στον τρόπο εφαρμογής της μετάβασης προς μια ανταγωνιστική οικονομία χαμηλών επιπέδων ανθρακικών εκπομπών έως το 2050 [2]. Η επίτευξη αυτής της μετάβασης απαιτεί τον σημαντικό μετασχηματισμό του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος, καθώς η ηλεκτροπαραγωγή αποτελεί σήμερα έναν από τους κλάδους με τις περισσότερες εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα.

Τα πακέτα πολιτικής και οι ενεργειακοί χάρτες πορείας που κοινοποίησε η ΕΕ μέχρι στιγμής προβλέπουν τον κεντρικό ρόλο της ηλεκτρικής ενέργειας στο πλαίσιο της μετάβασης προς ένα ενεργειακό σύστημα με ουδέτερο ισοζύγιο εκπομπών άνθρακα. Η πρώιμη απανθρακοποίηση της ηλεκτρικού συστήματος θα επιτρέψει στην ηλεκτρική ενέργεια, ως ενεργειακό φορέα, να συμβάλει στη μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα των τομέων της τελικής ενεργειακής ζήτησης, όπως η θέρμανση και οι μεταφορές, οι οποίοι διαφορετικά είναι ανελαστικοί ως προς τη μείωση των εκπομπών. Δεδομένου ότι οι πυρηνικοί σταθμοί και οι τεχνολογίες δέσμευσης και αποθήκευσης άνθρακα (CCS) έγκειται σε περιορισμούς σχετικά με την αποδοχή τους, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, κυρίως η αιολική και η ηλιακή ενέργεια, αποτελούν τις κύριες επιλογές για την επίτευξη του μηδενισμού του ανθρακικού αποτυπώματος στον ηλεκτροπαραγωγικό τομέα.

Η ηλιακή και η αιολική ενέργεια, όπως αναλύθηκε και στα προηγούμενα κεφάλαια, είναι μη ελεγχόμενες πηγές παραγωγής ηλεκτρισμού και λόγω αυτού, απαιτούν αποθεματικούς πόρους για την εξισορρόπηση της προβλεπόμενης ή απρόβλεπτης διακύμανσης του επιπέδου παραγωγής τους. Ένα σύστημα ισχύος με υψηλές ποσοτήτες μεταβλητών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας μπορεί να είναι αξιόπιστο αν είναι επαρκώς ευέλικτο και για αυτό το σύστημα χρειάζεται ευέλικτους πόρους.

Ο σκοπός αυτού του κεφαλαίου είναι να εξετάσει τους τρόπους κάλυψης των αναγκών για ευελιξία σε συστήματα με εξαιρετικά μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ στο μείγμα ηλεκτροπαραγωγής. Στο κεφάλαιο αυτό, παρουσιάζονται διαφορετικά σενάρια εξέλιξης του ευρωπαϊκού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής έως το 2050 στο πλαίσιο της στρατηγικής μετάβασης σε μια οικονομία χαμηλών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα. Τα εναλλακτικά σενάρια εξέλιξης του ευρωπαϊκού συστήματος ποσοτικοποιήθηκαν μέσω της χρήσης των μοντέλων προσομοίωσης, όπως περιεγράφηκαν στο κεφάλαιο 5 και 6. Το κάθε σενάριο περιγράφει διαφορετικές διαδρομές μετάβασης προς ένα ενεργειακό σύστημα χαμηλών εκπομπών και καθένα από αυτά περιλαμβάνει διαφορετικές παραδοχές σχετικά με την ανάπτυξη τεχνολογιών καθαρής ενέργειας, τον εξηλεκτρισμό διαφόρων χρήσεων των τελικών φορέων κατανάλωσης και τη διαθεσιμότητα συνθετικών καυσίμων που προέρχονται από τις εγκαταστάσεις power-to-X. Στη συνέχεια με βάση της μεθοδολογία προσδιορισμού των αναγκών για ευελιξία, όπως παρουσιάστηκε στο κεφάλαιο 3, το κεφάλαιο αυτό συγκρίνει τον τρόπο κάλυψης των απαιτήσεων του συστήματος σε ευελιξία μεταξύ των εναλλακτικών σεναρίων μετάβασης σε ένα σύστημα με χαμηλές εκπομπές άνθρακα.



## 9.2 ΠΛΑΙΣΙΟ ΚΑΙ ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΣΕΝΑΡΙΩΝ

Το γενικό πλαίσιο των σεναρίων υποθέτει πως η ΕΕ εφαρμόζει φιλόδοξες πολιτικές για την ενέργεια και το κλίμα προκειμένου να μειώσει δραστικά τις εκπομπές αερίων θερμοκηπίου, όσο απαιτείται προκειμένου η ΕΕ να συμβάλει στην επίτευξη του συνολικού στόχου της συμφωνίας του Παρισιού. Ο στόχος αυτός αφορά τη διατήρηση της αύξησης της μέσης θερμοκρασίας του πλανήτη σε επίπεδο χαμηλότερο των 2°C σε σχέση με τα προβιομηχανικά επίπεδα και την καταβολή της κάθε δυνατής προσπάθειας περιορισμού της αύξησης σε 1.5°C. Ήδη στο πλαίσιο αυτό η Ευρωπαϊκή επιτροπή πρότεινε τον Νοέμβριο του 2018 μια μακροχρόνια στρατηγική, η οποία μέσω της εξέτασης εναλλακτικών σεναρίων, παρουσιάζει την εξέλιξη του ευρωπαϊκού ενεργειακού συστήματος λαμβάνοντας υπόψη τους στόχους της συμφωνίας του Παρισιού.

Η επίτευξη της δραστικής μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου μπορεί να επιτευχθεί μέσω της θέσπισης ενός εύρους πολιτικών, όπως η αναβάθμιση της χρήσης των μεταβλητών ΑΠΕ, η ηλεκτροκίνηση τελικών χρήσεων, οι βελτιώσεις ενεργειακής απόδοσης και οι επενδύσεις σε νέα καθαρά καύσιμα (υδρογόνο, προηγμένα βιοκαύσιμα ή καθαρά ηλεκτρικά καύσιμα). Κάθε διαδρομή μετάβασης σε ένα ενεργειακό σύστημα χαμηλών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα αντιμετωπίζει αβεβαιότητες όσον αφορά την οικονομική και εμπορική ωριμότητα των διαφόρων τεχνολογιών. Απαιτούνται αυξημένες προσπάθειες μετριασμού των αερίων εκπομπών και φιλόδοξες πολιτικές για το κλίμα, προκειμένου το ενεργειακό σύστημα της ΕΕ να μετατραπεί σε παράδειγμα συστήματος χαμηλών εκπομπών άνθρακα.

Κάθε διαδρομή μετάβασης προς μια οικονομία χαμηλών αερίων εκπομπών μπορεί να επιτευχθεί με την αποτελεσματική εφαρμογή ορισμένων επιλογών πολιτικής. Οι διαφορετικές επιλογές πολιτικής μπορούν να ταξινομηθούν σε δύο κατηγορίες, τις "no-regret" και τις "disruptive", όπως προτείνεται από τους Carros et al. στο [101]. Η πρώτη κατηγορία, "no-regret", αντικατοπτρίζει τις πολιτικές και τις τεχνολογικές επιλογές που είτε εφαρμόζονται ήδη σε χώρες της ΕΕ είτε η εφαρμογή τους αποτελεί μέρος της δέσμης μέτρων για το επίτευξη των στόχων του 2030 για το κλίμα και την ενέργεια. Οι πολιτικές αυτές περιλαμβάνουν φιλόδοξα μέτρα ενεργειακής απόδοσης σε τομείς τελικής χρήσης, επέκταση της χρήσης των ΑΠΕ στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, ο εξηλεκτρισμός των μεταφορών και θέρμανσης, καθώς και ανάπτυξη των βιοκαυσίμων. Οι επιλογές πολιτικής της κατηγορίας «διαταρακτικών» μεταβολών, "disruptive", επιφέρουν σημαντικές αλλαγές στη δομή και λειτουργία των ενεργειακών συστημάτων και των αγορών ενέργειας τόσο για τους καταναλωτές όσο και για τους προμηθευτές και εισάγουν νέες πρακτικές και νέα επιχειρηματικά μοντέλα (π.χ. διανομή οχημάτων, κυκλική οικονομία, παραγωγή δευτερογενών υλικών μέσω της ανακύκλωσης).

Ο τομέας της ενέργειας υφίσταται ήδη δραστικές αλλαγές λόγω της μεγάλης διείσδυσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Η ολοένα και αυξανόμενη διείσδυση των ΑΠΕ στο ηλεκτρικό σύστημα, που υποκαθιστά τους ανθρακικούς σταθμούς, οδηγεί στη μείωση της εγκατεστημένης ισχύος ανθρακικών μονάδων, παράλληλα με τις πολιτικές σταδιακής κατάργησης του άνθρακα που εφαρμόζονται επί του παρόντος ή που πρόκειται να εφαρμοστούν σύντομα σε διάφορες χώρες της ΕΕ (π.χ. Ελλάδα). Ως εκ τούτου, οι πολιτικές που προωθούν τη σημαντική διείσδυση των ΑΠΕ στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα θεωρούνται ως βασικές στρατηγικές επιλογές, οι οποίες αποτελούν ουσιαστικό μέρος της στρατηγικής της ΕΕ για τη μείωση των ανθρακικών εκπομπών. Από την άλλη πλευρά, οι πολιτικές που στοχεύουν στην πλήρη εξάλειψη των

εκπομπών αερίων θερμοκηπίου στους τομείς τελικών χρήσεων αποτελούν μέρος των "διαταρακτικών αλλαγών".

Στην παρούσα μελέτη, αναλύουμε δύο διαφορετικά σενάρια εξέλιξης του ενεργειακού συστήματος, τα οποία βασίζονται στη θέσπιση διαφορετικών μέτρων για τη δραστική μείωση του ανθρακικού αποτυπώματος του ενεργειακού συστήματος της ΕΕ. Τα σενάρια αυτά επιλέχθηκαν προκειμένου να μελετηθεί η αλληλεπίδραση του κάθε πακέτου πολιτικών μείωσης των εκπομπών του διοξειδίου του άνθρακα και των αναγκών ευελιξίας του ηλεκτρικού συστήματος.

Το πρώτο σενάριο, «Εξηλεκτρισμός» ή "Electrification", αντικατοπτρίζει μια πορεία έντονου εξηλεκτρισμού των ενεργειακών χρήσεων, υποθέτοντας ότι οι νέες τεχνολογίες που βασίζονται στην ηλεκτρική ενέργεια θα επιτύχουν εμπορική ωριμότητα (σε συνδυασμό με σημαντική βελτίωση κόστους και απόδοσης) και θα χρησιμοποιηθούν ευρέως από τους τομείς τελικής χρήσης. Παράδειγμα τέτοιων τεχνολογιών αποτελούν μεταξύ άλλων τα ηλεκτρικά οχήματα, οι αντλίες θερμότητας σε κτίρια και βιομηχανίες. Ο εξηλεκτρισμός του μεγαλύτερου μέρους των τελικών χρήσεων έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και συνεπώς δημιουργεί υψηλές απαιτήσεις αναφορικά με νέες επενδύσεις σε σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής, αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και με επεκτάσεις στα δίκτυα μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.

Το δεύτερο σενάριο, "E-fuels" ή «Συνθετικά καύσιμα», αντανακλά μια διαδρομή προς ένα ενεργειακό σύστημα χαμηλών εκπομπών όπου τα συνθετικά καύσιμα, συνθετικό υδρογονάνθρακες και υδρογόνο, υποκαθιστούν τη χρήση ορυκτών καυσίμων στους τελικούς φορείς κατανάλωσης, δηλαδή τις μεταφορές, τον οικιακό, τον τριτογενή και τον βιομηχανικό τομέα. Οι δυνατότητες χρήσης των συνθετικών καυσίμων από τους τελικούς φορείς κατανάλωσης μελετάται μεταξύ άλλων από τους Evangeloroulou et al. [102], Maroufmathat & Fowler [103], Connolly et al. [104] Varone & Ferrari [105]. Υπόθεση του σεναρίου αυτού αποτελεί η παραδοχή πως οι τεχνολογίες παραγωγής συνθετικών καυσίμων, οι οποίες παρουσιάζονται αναλυτικά από τους Gotz et al. [106], έχουν αποκτήσει εμπορική ωριμότητα και έχουν επιτύχει τις κατάλληλες οικονομίες κλίμακας, οι οποίες τις καθιστούν και ανταγωνιστικές. Μια λεπτομερής ανάλυση σχετικά με τα τεχνοοικονομικά στοιχεία των διαδικασιών παραγωγής συνθετικών καυσίμων, αλλά και γενικότερα των τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής και αποθήκευσης παρουσιάζεται από τους De Vita et al. [107].

Τα συνθετικά καύσιμα μπορούν να παραχθούν κυρίως με ηλεκτρική ενέργεια, η οποία παράγεται μέσω ΑΠΕ και έχουν μικρό έως μηδενικό συντελεστή εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα. Η διαδρομή αυτή αντανακλά τις δυνατότητες συνέργειας μεταξύ των τομέων της ζήτησης και παραγωγής ενέργειας ή αλλιώς την σύζευξη των τομέων, όπως αναλύεται από τους De Vita et al [108]. Πιο συγκεκριμένα, η σύζευξη των τομέων αυξάνει τους πόρους αποθήκευσης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος και δίνει τη δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας σε μακροπρόθεσμο χρονικό διάστημα στη μορφή συνθετικών καυσίμων, όπως μελετάται από πολλούς ερευνητές<sup>30</sup>. Η ευρεία χρήση των καυσίμων αυτών από τους τελικούς φορείς

<sup>30</sup> Οι Blanco και Faaij παρουσιάζουν μια αναλυτική ανασκόπηση της υπάρχουσας βιβλιογραφίας σχετικά με τη χρήση των μονάδων παραγωγής συνθετικών καυσίμων (Power-to-X) ως μονάδες αποθήκευσης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος [124].

κατανάλωσης δεν θεωρείται πως θα προκαλέσει σημαντικές αλλαγές στο σύστημα, καθώς θα μπορούν να διατηρηθούν η τρέχουσα υποδομή δικτύων, οι συσκευές και ο εξοπλισμός των φορέων ενεργειακής κατανάλωσης. Στο σενάριο των συνθετικών καυσίμων η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας από τους τομείς τελικής χρήσης διατηρείται σε χαμηλά επίπεδα λόγω της εφαρμογής μέτρων βελτίωσης της ενεργειακής αποδοτικότητας. Παρόλα αυτά, απαιτούνται σημαντικές ποσότητες ηλεκτρικής ενέργειας για την παραγωγή των συνθετικών καυσίμων, όπως θα αναλυθεί και στη συνέχεια.

### 9.3 ΑΝΑΛΥΣΗ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ

#### 9.3.1 Εξέλιξη του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής της EE-28

Η εξέλιξη του ενεργειακού συστήματος στα σενάρια αυτά επηρεάζεται από την εφαρμογή μέτρων πολιτικής, που έχουν σκοπό την μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου τόσο στους τομείς της ζήτησης όσο και παραγωγής ενέργειας. Σύμφωνα με τα σενάρια αυτά, η EE τη μείωση των εκπομπών CO<sub>2</sub> κατά 85% το 2050 συγκριτικά με τις εκπομπές του 1990. Η ισχυρή μείωση της χρήσης ορυκτών καυσίμων στους τομείς τελικής χρήσης επιτυγχάνεται μέσω του εξηλεκτρισμού των διαφόρων ενεργειακών χρήσεων στο σενάριο εξηλεκτρισμού «Εξηλεκτρισμός» ή "Electrification", ενώ στο σενάριο, "E-fuels" ή «Συνθετικά καύσιμα», μέσω της χρήσης συνθετικών καυσίμων, τα οποία παράγονται με βάσει τις ΑΠΕ.

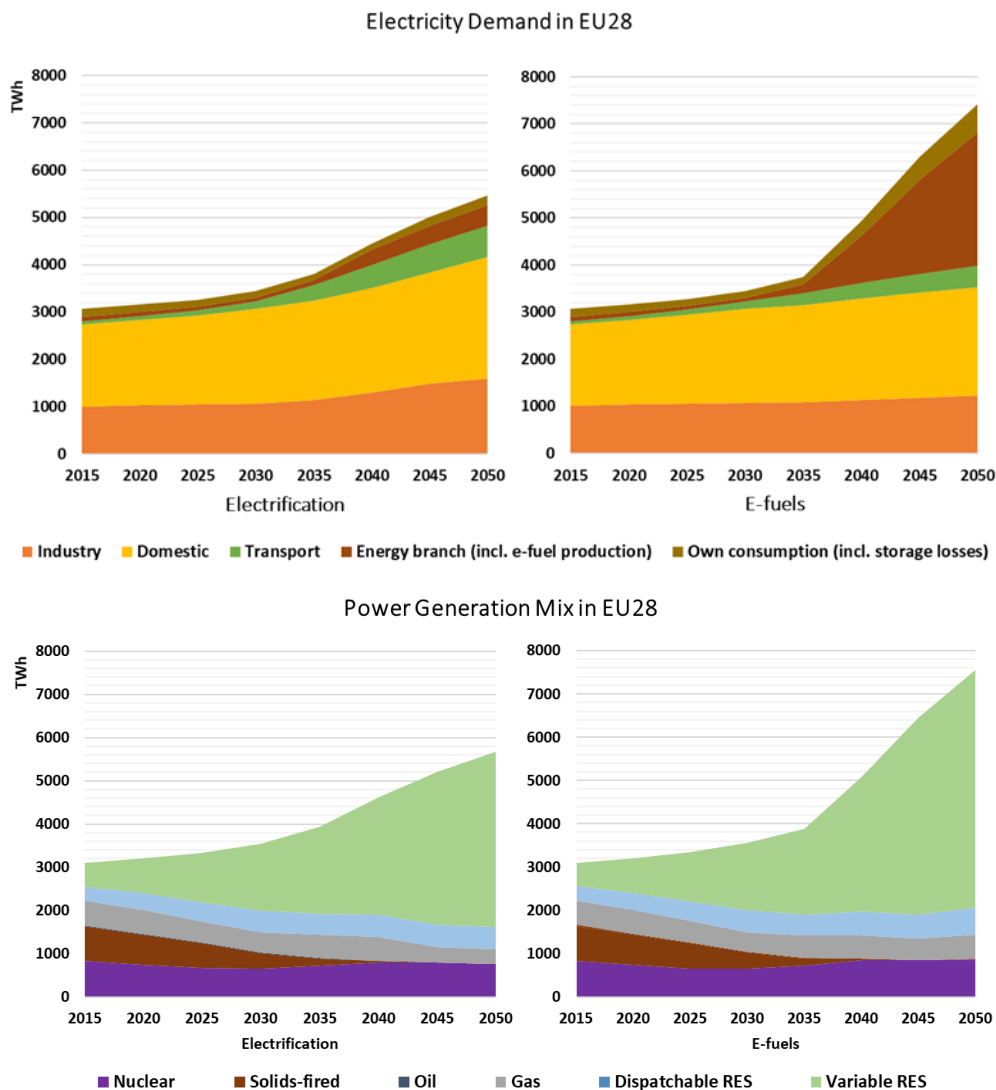
Η Εικόνα 45 παρουσιάζει την εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στην EE28 ανά τομέα κατανάλωσης και παραγωγής ηλεκτρισμού για τα δύο σενάρια. Γίνεται φανερό πως στο σενάριο «Εξηλεκτρισμός», η ζήτηση ηλεκτρισμού από τους τομείς τελικής χρήσης (δηλ. βιομηχανία, οικιακός και τριτογενής τομέας και μεταφορές) αυξάνεται σε σχέση με τα τρέχοντα επίπεδα. Ωστόσο ο ρυθμός αύξησης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας είναι μικρότερος συγκριτικά με το σενάριο των συνθετικών καυσίμων, καθώς οι ηλεκτρικές συσκευές, και γενικότερα ο εξοπλισμός που χρησιμοποιεί ηλεκτρισμό (π.χ. ηλεκτροκίνητα οχήματα), αποτελούν πιο αποδοτικές τεχνολογίες σε σύγκριση με αντίστοιχες που βασίζονται στη χρήση ορυκτών καυσίμων. Εξετάζοντας το σενάριο των συνθετικών καυσίμων, παρατηρούμε πως η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας αυξάνεται. Η αύξηση αυτή οφείλεται κυρίως στη ζήτηση ηλεκτρισμού, η οποία απαιτείται για την παραγωγή συνθετικών υδρογονανθράκων και υδρογόνου, τα οποία στη συνέχεια διανέμονται στους φορείς τελικής κατανάλωσης.

Η αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία γίνεται πιο έντονη μετά το 2030, καλύπτεται κυρίως από τη σημαντική διεύρυνση μεταβλητών ΑΠΕ. Η παραγωγή ηλεκτρισμού από ανθρακικές μονάδες μειώνεται σημαντικά λόγω της αύξησης του κόστους εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, που τις καθιστούν μη ανταγωνιστικές, και παράλληλα των πολιτικών εξάλειψης της χρήση ανθρακικών μονάδων στην ηλεκτροπαραγωγή στο πλαίσιο της απανθρακοποίησης του ενεργειακού συστήματος. Μετά το 2035, ελάχιστες ανθρακικές μονάδες παραμένουν λειτουργικές, οι οποίες έχουν ενσωματωμένη την τεχνολογία δέσμευσης και αποθήκευσης διοξειδίου του άνθρακα.

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ελεγχόμενες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, δηλαδή υδροηλεκτρικές μονάδες με ταμειυτήρα και μονάδες βιομάζας, παρουσιάζει μικρή αύξηση κατά την περίοδο προσομοιώσεων. Το δυναμικό ανάπτυξης μεγάλων υδροηλεκτρικών σταθμών έχει ήδη κορεστεί στην πλειονότητα των χωρών της EE28, συνεπώς επιπρόσθετες επενδύσεις σε

τέτοιες μονάδες είναι περιορισμένες. Η παραγωγή μονάδων βιομάζας μετά το 2030 αυξάνεται κατά τρεις φορές, σε σύγκριση με τα επίπεδα του 2015. Παρόλα αυτά μια περαιτέρω αύξηση της παραγωγής ηλεκτρισμού από μονάδες βιομάζας περιορίζεται λόγω της διαθεσιμότητας καυσίμων.

**Εικόνα 45: Ζήτηση και παραγωγή ηλεκτρισμού στην ΕΕ-28 ανά τομέα κατανάλωσης**

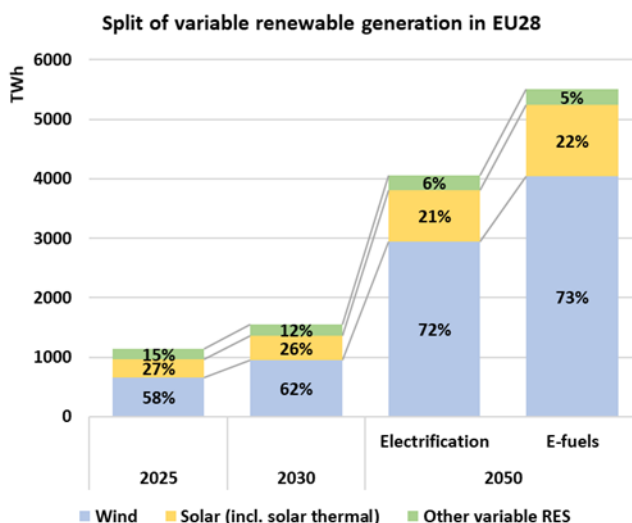


Αναφορικά με τη ζήτηση ηλεκτρισμού για λόγους ιδιοκατανάλωσης του συστήματος, η υποκατάσταση της χρήσης των ανθρακικών μονάδων με μονάδες φυσικού αερίου και ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή έχει ως αποτέλεσμα μειωμένες ανάγκες για ιδιοκατανάλωση των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής λόγω των τεχνικών χαρακτηριστικών τους. Οι ανθρακικές μονάδες εμφανίζουν πολύ μεγαλύτερους συντελεστές ιδιοκατανάλωσης σε σχέση με τις μονάδες φυσικού αερίου, ενώ ο συντελεστής ιδιοκατανάλωσης των μεταβλητών ΑΠΕ είναι μηδενικός. Η ανάπτυξη τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας, που είναι αναγκαία για την εξισορρόπηση της μεταβλητής παραγωγής των ΑΠΕ, οδηγεί στην αύξηση των ιδιοκαταναλώσεων, ιδίως στην περίοδο μετά το 2030. Συνοψίζοντας, όπως φαίνεται στην Εικόνα 45, η ζήτηση ηλεκτρισμού

παρουσιάζει σημαντική αύξηση, καθώς το συνολικό μέγεθος της ζήτησης στην ΕΕ28 για το έτος 2050 σε σχέση με τα επίπεδα του 2015, αυξάνεται πάνω από 140% και 70% στα σενάρια συνθετικών καυσίμων και εξηλεκτρισμού αντίστοιχα.

Όπως αναφέρθηκε παραπάνω, η χρήση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή παρουσιάζει σημαντική ανάπτυξη και στα δύο σενάρια, η οποία κυρίως οφείλεται στην αυξανόμενη διείσδυση των μεταβλητών ΑΠΕ. Η Εικόνα 46 παρουσιάζει την παραγωγή ηλεκτρισμού από μεταβλητές ΑΠΕ στην ΕΕ28 ανά κατηγορία τεχνολογίας. Η σημαντική αύξηση της παραγωγής των μεταβλητών ΑΠΕ οφείλεται κυρίως στην αυξανόμενη ανάπτυξη αιολικών και φωτοβολταϊκών, ενώ το μερίδιο παραγωγής ηλεκτρισμού από άλλους τύπους μεταβλητών ΑΠΕ, δηλαδή ηλιοθερμικών, γεωθερμικών, κυματικών κ.λπ., παραμένει σχετικά χαμηλό. Ήδη το 2015, οι ανεμογεννήτριες χρησιμοποιούνται ευρέως σε αρκετές χώρες της ΕΕ28 και η παραγωγή αιολικών αντιπροσωπεύει το 50% της παραγωγής μεταβλητών ΑΠΕ. Ειδικά μετά το 2030, η παραγωγή ηλεκτρισμού από αιολική ενέργεια κυριαρχεί στο μείγμα μεταβλητών ΑΠΕ λόγω και της ανάπτυξης υπεράκτιων αιολικών.

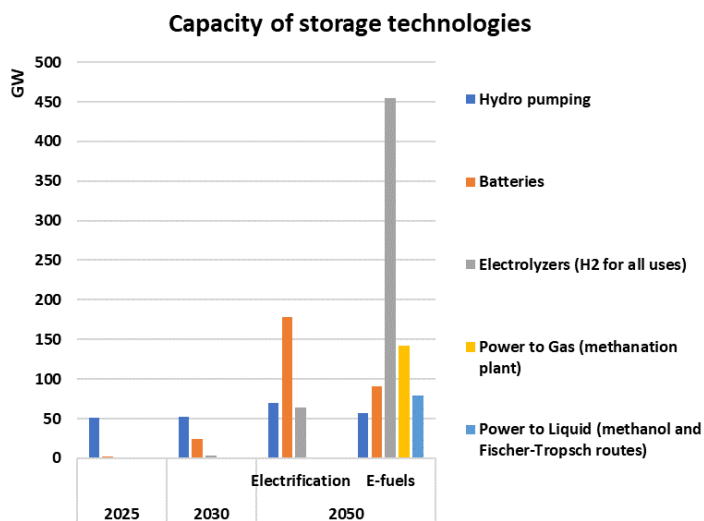
**Εικόνα 46: Διάρθρωση της παραγωγής ηλεκτρισμού από μεταβλητές ΑΠΕ**



Η εκτεταμένη διείσδυση των μεταβλητών ΑΠΕ οδηγεί σε αυξανόμενες ανάγκες εξισορρόπησης της καθαρής ζήτησης. Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων δείχνουν την ανάγκη για σημαντική ανάπτυξη εγκαταστάσεων αποθήκευσης, προκειμένου να υποστηριχθεί η απορρόφηση από το σύστημα της αυξανόμενης παραγωγής από μεταβλητές των ΑΠΕ. Τα αποτελέσματα του μοντέλου, που παρουσιάζονται στην Εικόνα 47, δείχνουν ότι η εγκατεστημένη ισχύς των μπαταριών το 2050 γίνεται τέσσερις έως επτά φορές υψηλότερη από τα επίπεδα του 2030. Το μείγμα των εγκατεστημένων μέσων αποθήκευσης στο έτος 2050 διαφοροποιείται μεταξύ των δύο σεναρίων λόγω των διαφορετικών διαδρομών απανθρακοποίησης που ακολουθείται. Στο σενάριο "Συνθετικά καύσιμα", η παραγωγή συνθετικών καυσίμων βοηθά στη μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα των τομέων της τελικής χρήσης, επιτρέποντας παράλληλα τη μεγιστοποίηση της ανάπτυξης μεταβλητών ΑΠΕ μέσω της χρήσης εγκαταστάσεων Power-to-X, οι οποίες παρέχουν υπηρεσίες αποθήκευσης στο ηλεκτρικό σύστημα. Στο σενάριο "Εξηλεκτρισμός", η μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα των τομέων της ζήτησης

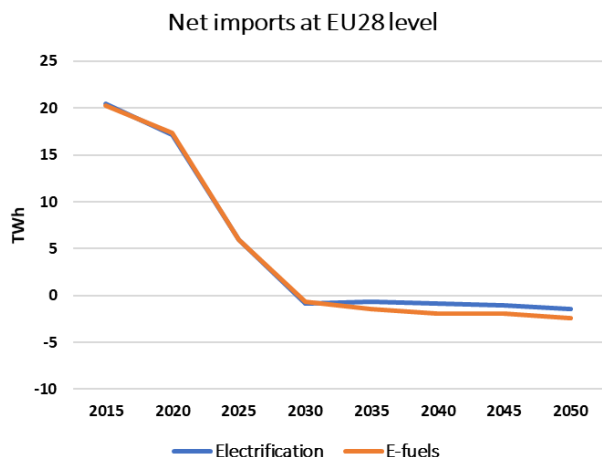
βασίζεται στον έντονο εξηλεκτρισμό των εφαρμογών τελικής χρήσης και όχι στη χρήση συνθετικών καυσίμων. Ως εκ τούτου, στο σενάριο εξηλεκτρισμού, οι μπαταρίες αναπτύσσονται μαζικά, αντικαθιστώντας την έλλειψη εκτεταμένης ανάπτυξης δυνατοτήτων επένδυσης σε τεχνολογίες Power-to-X.

**Εικόνα 47: Εγκατεστημένη ισχύ των μέσων αποθήκευσης ενέργειας**



Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να καλυφθεί από τις μονάδες παραγωγής, τα μέσα αποθήκευσης ενέργειας και τις εισαγωγές ηλεκτρισμού από γειτονικές χώρες. Επί του παρόντος, η ΕΕ28 αποτελεί καθαρό εισαγωγέα ηλεκτρικής ενέργειας, ωστόσο οι καθαρές εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας αντιπροσωπεύουν μόνο το 0,6% της συνολικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Στα εξεταζόμενα σενάρια έχουμε υποθέσει πως το επίπεδο των καθαρών εισαγωγών στην ΕΕ28, που παρουσιάζεται στην Εικόνα 48, μειώνεται σταδιακά μέχρι το 2030 και μακροπρόθεσμα οι καθαρές εισαγωγές της ΕΕ28 είναι κοντά στο μηδέν.

**Εικόνα 48: Καθαρές εισαγωγές στην ΕΕ-28**



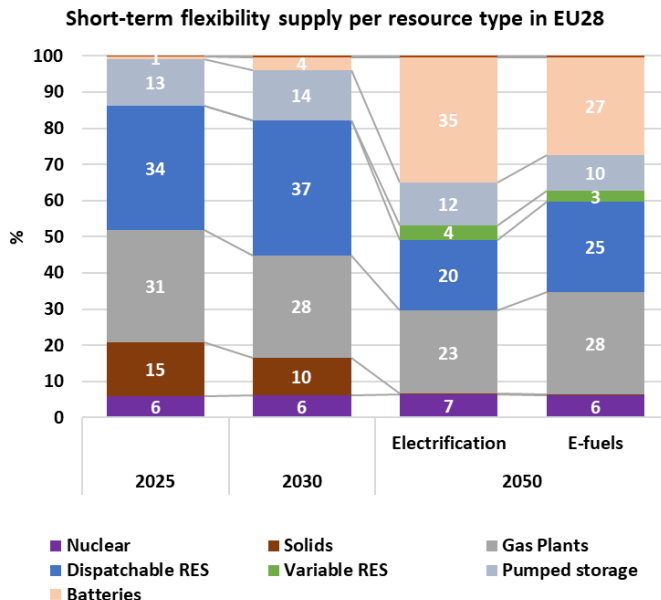
### 9.3.2 Βραχυπρόθεσμη ευελιξία

Οι απαιτήσεις βραχυπρόθεσμης ευελιξίας του συστήματος σχετίζονται με την αβεβαιότητα, η οποία χαρακτηρίζει το επίπεδο ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και τη διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής (ιδιαίτερα τις μεταβλητές ΑΠΕ), αλλά και τις ενδοωριαίες διακυμάνσεις παραγωγής και ζήτησης ηλεκτρισμού. Η ζήτηση για ηλεκτρική ενέργεια και η διαθεσιμότητα της παραγωγής από αιολικά και Φ/Β υπόκεινται σε σφάλματα πρόβλεψης, γεγονός που έχει ως αποτέλεσμα την εμφάνιση αποκλίσεων μεταξύ του προγράμματος κατανομής που καθορίζεται μία ημέρα πριν (Day-ahead schedule) και της λειτουργίας του συστήματος σε πραγματικό χρόνο (Real-time). Οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και άλλοι πόροι παρέχουν επικουρικές υπηρεσίες στο σύστημα, προσαρμόζοντας το επίπεδο παραγωγής τους σύμφωνα με τα σήματα του διαχειριστή, προκειμένου να διατηρηθεί η ισορροπία προσφοράς και ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας σε σύντομα χρονικά διαστήματα, που κυμαίνονται από μερικά δευτερόλεπτα έως μερικά λεπτά.

Η Εικόνα 49 παρουσιάζει το μείγμα παροχής βραχυπρόθεσμης ευελιξίας ανά τύπο πόρου στην ΕΕ28 για ορισμένα έτη της προσομοίωσης. Τα αποτελέσματα του μοντέλου δείχνουν ότι κατά την περίοδο 2025-2030, οι μονάδες φυσικού αερίου και οι ελεγχόμενες ΑΠΕ καλύπτουν το μεγαλύτερο μέρος των αναγκών του συστήματος σε βραχυπρόθεσμη ευελιξία. Οι σταθμοί φυσικού αερίου, κυρίως σταθμοί συνδυασμένου κύκλου (Σ.Κ.) και κάποιες μονάδες αιχμής (αεριοστροβιλικές μονάδες ή μονάδες εσωτερικής καύσης), είναι σε θέση να ανταποκριθούν στις απρόβλεπτες μεταβολές του καθαρού φορτίου λόγω των υψηλών ρυθμών αυξομείωσης φορτίου. Οι μονάδες Σ.Κ. πρέπει να έχουν κατανεμηθεί, προκειμένου να παρέχουν βραχυπρόθεσμη ευελιξία, αντίθετα με τις μονάδες αιχμής, οι οποίες μπορούν να συγχρονιστούν στο σύστημα μέσα σε λίγα λεπτά προκειμένου να παρέχουν ευελιξία προς τα πάνω. Ωστόσο, καθώς οι μονάδες αιχμής λειτουργούν μόνο λίγες ώρες ετησίως – στις ώρες αιχμής - λόγω του υψηλού μεταβλητού κόστους τους, η συμβολή τους στις ανάγκες ευελιξίας προς τα κάτω είναι περιορισμένη.

Οι ελεγχόμενες ΑΠΕ, ως επί το πλείστον μεγάλοι υδροηλεκτρικοί σταθμοί με ταμιευτήρα, αποτελούν επίσης πολύτιμες πηγές για την παροχή βραχυπρόθεσμης ευελιξίας, καθώς οι μονάδες αυτές είναι ικανές να μεταβάλλουν πολύ γρήγορα προς τα πάνω ή προς τα κάτω το επίπεδο παραγωγής τους. Επίσης, οι μονάδες αυτές δεν υπόκεινται σε τεχνικούς περιορισμούς, όπως είναι οι ελάχιστοι χρόνοι κράτησης και συγχρονισμού και τα ελάχιστα τεχνικά επίπεδα λειτουργίας. Παρόλο που η λειτουργία των υδροηλεκτρικών σταθμών υπόκειται σε περιορισμούς ενέργειας αναφορικά με τα επίπεδα διαθεσιμότητας του νερού και με τη χωρητικότητα του ταμιευτήρα, οι μονάδες αυτές είναι μπορούν να καλύψουν αποδοτικά τις βραχυπρόθεσμες διακυμάνσεις του καθαρού φορτίου. Το ίδιο ισχύει και για μονάδες αντλιοταμίευσης, αλλά με έναν επιπλέον περιορισμό που σχετίζεται με τον κύκλο φόρτισης-αποφόρτισης της μονάδας. Πιο συγκεκριμένα, οι μονάδες αυτές μπορούν να παρέχουν στο σύστημα βραχυπρόθεσμη ευελιξία, είτε προς τα πάνω είτε προς τα κάτω, υπό την προϋπόθεση ότι έχουν προηγουμένως αποθηκεύσει ενέργεια και είναι συγχρονισμένες εκείνη τη στιγμή με το σύστημα. Συνεπώς, η συμβολή των σταθμών αντλιοταμίευσης στην κάλυψη των αναγκών βραχυπρόθεσμης ευελιξίας, αν και αξιοσημείωτη, περιορίζεται από τις λίγες ώρες λειτουργίας τους. Ένας δεύτερος περιορισμός σχετίζεται με το υπάρχον δυναμικό πιθανών τοποθεσιών στις οποίες μπορούν να πραγματοποιηθούν νέες μονάδες αντλιοταμίευσης.

Εικόνα 49: Κάλυψη βραχυπρόθεσμης ευελιξίας ανά τύπο τεχνολογίας στην ΕΕ-28



Οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρισμού, οι οποίοι λειτουργούν με στερεά καύσιμα, δεν συγκαταλέγονται στις ευέλικτες μονάδες λόγω των τεχνικών χαρακτηριστικών τους, όπως είναι οι χαμηλοί μέγιστοι ρυθμοί αυξομείωσης φορτίου και το υψηλό τεχνικά ελάχιστο επίπεδο λειτουργίας. Παρόλα αυτά, οι μονάδες αυτές είναι σε θέση να παρέχουν βραχυπρόθεσμη ευελιξία, αλλά σε χαμηλότερα επίπεδα από τις μονάδες Φ.Α. και τις ελεγχόμενες ΑΠΕ. Μακροπρόθεσμα, ο μηδενισμός της συνεισφορά τους στην κάλυψη των αναγκών βραχυπρόθεσμης ευελιξίας οφείλεται στην εγκατάλειψη της χρήσης ανθρακικών μονάδων στην ηλεκτροπαραγωγή στο πλαίσιο της απανθρακοποίησης του ενεργειακού συστήματος.

Οι πυρηνικές μονάδες χαρακτηρίζονται ως μη ευέλικτες λόγω των τεχνικών τους χαρακτηριστικών, ωστόσο είναι δυνατή η συνεισφορά των μονάδων αυτών σε επικουρικές υπηρεσίες. Ο κύριος λόγος, ο οποίος περιορίζει τη συμβολή των πυρηνικών σταθμών στη βραχυπρόθεσμη ευελιξία, συνδέεται περισσότερο με οικονομικά παρά με τεχνικά ζητήματα. Οι πυρηνικές μονάδες έχουν χαμηλό μεταβλητό κόστος και επομένως είναι μεταξύ των πρώτων μονάδων που θα κατανεμηθούν από άποψη οικονομικότητας. Συνεπώς, η πλέον αποδοτική από πλευράς κόστους επιλογή από τη μεριά του συστήματος είναι να χρησιμοποιηθεί η πλήρης δυναμικότητα των πυρηνικών σταθμών για την παροχή ενέργειας αντί να παρακρατείτε μέρος της ισχύος τους για σκοπούς εφεδρειών. Ως εκ τούτου, οι πυρηνικοί σταθμοί λειτουργούν κυρίως με προφίλ βασικού φορτίου και η συνεισφορά τους στην κάλυψη των αναγκών για βραχυπρόθεσμη ευελιξία είναι χαμηλότερη σε σύγκριση με τις μονάδες ενδιάμεσου φορτίου, όπως οι σταθμοί φυσικού αερίου.

Στο σημείο αυτό, πρέπει να τονιστεί πως η χρήση των διασυνδέσεων είναι πολύ σημαντική για την κάλυψη των αναγκών βραχυπρόθεσμης ευελιξίας, καθώς επιτρέπει τον αποδοτικό διαμοιρασμό και την αξιοποίηση των πόρων εξισορρόπησης και ευελιξίας μεταξύ του διασυνδεδεμένου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας της Ευρώπης. Αυτό δεν αποτυπώνεται στην Εικόνα 49, δεδομένου ότι το διάγραμμα παρουσιάζει το άθροισμα της προσφοράς



βραχυπρόθεσμης ευελιξίας στις διάφορες χώρες της ΕΕ28. Η βραχυπρόθεσμη ευελιξία ανταλλάσσεται μεταξύ χωρών μέσω της χρήσης των διασυνδεδεμένων γραμμών, αλλά δεδομένου ότι η ΕΕ28 θεωρείται κλειστό σύστημα, το άθροισμα της παροχής βραχυπρόθεσμης ευελιξίας από διασυνοριακές ροές σε πανευρωπαϊκό επίπεδο είναι μηδενικό.

Εξετάζοντας το έτος 2050, παρατηρούμε πως οι μονάδες με βάση το φυσικό αέριο και τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας συνεχίζουν να παρέχουν υπηρεσίες βραχυπρόθεσμης ευελιξίας στο σύστημα σε σημαντικό βαθμό, παράλληλα και με τη συνεισφορά ευελιξίας από νέους ευέλικτους πόρους. Ενώ το 2025 και το 2030 οι μονάδες Φ.Α., κυρίως οι Σ.Κ., μαζί με τις ελεγχόμενες ΑΠΕ κυριαρχούν στην κάλυψη βραχυπρόθεσμης ευελιξίας, το 2050 τα μερίδιά τους μειώνονται και στα δύο σενάρια, ιδιαίτερα στο σενάριο εξηλεκτρισμού.

Όπως αναφέρθηκε και προηγουμένως οι μονάδες Σ.Κ. πρέπει να είναι συγχρονισμένες με το σύστημα, προκειμένου να παρέχουν υπηρεσίες ευελιξία είτε προς τα επάνω μέσω της αύξησης του επιπέδου παραγωγής τους είτε προς τα κάτω μέσω της μείωσης της παραγωγή τους. Λόγω της σημαντικής ανάπτυξης των μεταβλητών ΑΠΕ και των υψηλών τιμών του ΣΕΔΕ, οι ώρες λειτουργίας των μονάδων φυσικού αερίου μειώνονται και ως αποτέλεσμα μειώνεται και η συνεισφορά τους στη βραχυπρόθεσμη ευελιξία. Στο σενάριο "Συνθετικά καύσιμα", οι σταθμοί Φ.Α. λειτουργούν σε υψηλότερα επίπεδα φορτίου σε σύγκριση με το σενάριο εξηλεκτρισμού, χρησιμοποιώντας ένα μείγμα φυσικού αερίου, βιοαερίου και υδρογόνου. Ως εκ τούτου, το μερίδιό τους στην κάλυψη των αναγκών βραχυπρόθεσμης ευελιξίας αυξάνει.

Οι αλλαγές στο μείγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας το 2050 επηρεάζει το μείγμα των πόρων, οι οποίοι παρέχουν βραχυπρόθεσμη ευελιξία. Η μετάβαση προς ένα σύστημα ηλεκτροπαραγωγής χωρίς άνθρακα με σημαντικά ποσά ΑΠΕ απαιτεί καινοτόμες αλλαγές στις αγορές εξισορρόπησης. Ήδη πολλές ευρωπαϊκές χώρες (π.χ. Γερμανία, Ιταλία και πρόσφατα το Ηνωμένο Βασίλειο) άλλαξαν το σχεδιασμό των αγορών εξισορρόπησης, προκειμένου να συμπεριλάβουν σε αυτές νέους συμμετέχοντες, όπως οι μπαταρίες. Μέχρι τώρα μόνο οι μπαταρίες μεγάλης κλίμακας, οι οποίες είναι συνδεδεμένες στο δίκτυο, χρησιμοποιούνταν για την κάλυψη των αναγκών σε εφεδρεία, ως επί το πλείστον για τη ρύθμιση της συχνότητας. Με την αυξανόμενη διείσδυση των μεταβλητών ΑΠΕ και την εφαρμογή έξυπνων συστημάτων, οι αποκεντρωμένοι πόροι, όπως είναι οι μπαταρίες πίσω από το μετρητή (BTM), θα είναι σε θέση να παρέχουν υπηρεσίες για εφεδρικούς σκοπούς μέσω συσσωρευτών (aggregators). Ήδη στην Καλιφόρνια, ο διαχειριστής του συστήματος (CAISO) επιτρέπει στους πόρους αυτούς να συμμετέχουν στην αγορά επικουρικών υπηρεσιών [109].

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του μοντέλου, τα μέσα αποθήκευσης ενέργειας, κυρίως μπαταρίες, καλύπτουν το 2050 περισσότερο από το ένα τρίτο των αναγκών βραχυπρόθεσμης ευελιξίας και στα δύο σενάρια. Ενώ οι μπαταρίες μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την παροχή βραχυπρόθεσμης ευελιξίας σε πολύ σύντομο χρονικό διάστημα για μερικά δευτερόλεπτα, η χρήση μπαταριών για μεγαλύτερα χρονικά διαστήματα εντός της ώρας αντιμετωπίζει ζητήματα που σχετίζονται με τους περιορισμούς της ενέργειας που τις διέπουν. Ο βέλτιστος συνδυασμός από την άποψη του συστήματος είναι η χρήση μπαταριών, οι οποίες έχουν πολύ γρήγορους ρυθμούς απόκρισης, για την αντιμετώπιση των πολύ σύντομων διακυμάνσεων και στη συνέχεια την χρήση άλλων εφεδρικών πόρων, όπως είναι οι μονάδες Φ.Α. και οι ελεγχόμενες ΑΠΕ, οι οποίοι είναι ικανοί να αναλάβουν τις διακυμάνσεις αρκετών λεπτών.

Οι ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής δύνανται επίσης να παρέχουν βραχυπρόθεσμη ευελιξία στο σύστημα, υπό την έννοια ότι η παραγωγή τους μπορεί να περιοριστεί όταν οι απαιτήσεις ευελιξίας προς τα κάτω δεν μπορούν να καλυφθούν από άλλους πόρους εξισορρόπησης. Η ευρεία χρήση του περιορισμού της παραγωγής των μεταβλητών ΑΠΕ για λόγους εξισορρόπησης έχει αρνητικό αντίκτυπο στην οικονομική βιωσιμότητα των επενδύσεων και στις εκπομπές CO<sub>2</sub> και ως εκ τούτου δεν αποτελεί μια οικονομικά αποδοτική πηγή ευελιξίας (και πρέπει να αποφευχθεί). Ως εκ τούτου, η συμβολή των μεταβλητών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην κάλυψη των αναγκών για βραχυπρόθεσμη ευελιξία είναι πολύ περιορισμένη.

### 9.3.3 Πολύωρη ευελιξία

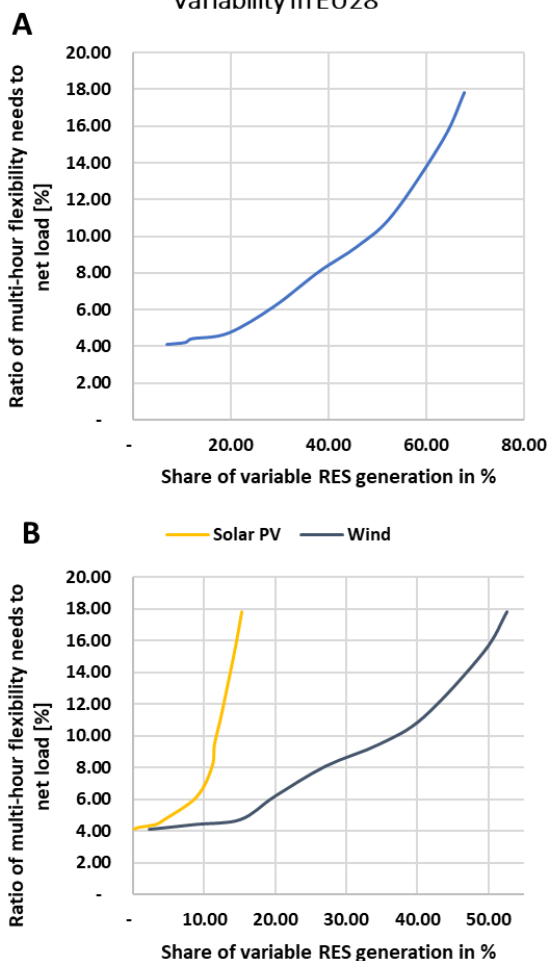
Η έννοια της πολύωρης ευελιξίας σχετίζεται με τις μεταβολές της καθαρής ζήτησης μεταξύ διαδοχικών ωρών εντός της ημέρας, είτε προς τα πάνω είτε προς τα κάτω. Οι μεταβολές αυτές είναι αποτέλεσμα της μεταβλητότητας, που χαρακτηρίζει το ωριαίο προφίλ της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και της παραγωγής ηλεκτρισμού από μεταβλητές μονάδες ΑΠΕ.

Η Εικόνα 50 παρουσιάζει τις ετήσιες ανάγκες πολύωρης ευελιξίας του συστήματος της ΕΕ-28. Οι απαιτήσεις σε πολύωρη ευελιξία είναι εκφρασμένες ως ποσοστό του καθαρού φορτίου (άνω γράφημα). Παράλληλα η Εικόνα 50 εξετάζει την επίδραση της διείσδυσης των μεταβλητών ΑΠΕ στην εξέλιξη των αναγκών αυτών. Παρατηρούμε, πως η παραγωγή ηλεκτρισμού από αιολικά και Φ\Β αυξάνεται σημαντικά καθ' όλη την περίοδο προβολής. Στα μέσα του αιώνα, οι φωτοβολταϊκοί και οι αιολικοί σταθμοί αναμένεται να καλύπτουν πάνω από το 65% της συνολικής ζήτησης για ηλεκτρική ενέργεια στο πλαίσιο της ανθρακοποίησης του ενεργειακού συστήματος. Όπως φαίνεται στο σχήμα Α της Εικόνα 50, οι ανάγκες για πολύωρη ευελιξία αυξάνουν εκθετικά αναφορικά με τη διείσδυση των μεταβλητών ΑΠΕ. Το 2050, οι ανάγκες του συστήματος σε πολύωρη ευελιξία αυξάνονται τέσσερις φορές συγκριτικά με τα τρέχοντα επίπεδα. Στο κάτω μέρος του ίδιου σχήματος εξετάζεται η επίδραση της διείσδυσης διαφορετικών τεχνολογιών ΑΠΕ στην εξέλιξη των αναγκών του συστήματος για ευελιξία. Τα αποτελέσματα επιβεβαιώνουν την άποψη πως η διείσδυση των Φ\Β, λόγω της ημερήσιας περιοδικότητας που χαρακτηρίζει την παραγωγή τους, εμφανίζει μεγαλύτερη επίδραση στην αύξηση των αναγκών για ευελιξία εντός της ημέρας συγκριτικά με τη διείσδυση των αιολικών.

Ο λόγος των ετήσιων αναγκών πολυετούς ευελιξίας προς το μέσο καθαρό φορτίο, ο οποίος παρουσιάζεται στο παραπάνω σχήμα, αντανακλά τη μέση μεταβολή του καθαρού φορτίου. Με άλλα λόγια, ένα επίπεδο απαιτήσεων για πολύωρη ευελιξίας ίσο με 10% σημαίνει πως το άθροισμα των διαθέσιμων πόρων του συστήματος καλείται να αυξομειώνει κατά 10% - κατά μέσο όρο - την παραγωγή του μεταξύ δύο διαδοχικών ωρών. Ο χρησιμοποιούμενος δείκτης μέτρησης των αναγκών του συστήματος για ευελιξία στοχεύει να αναπαραστήσει τις διαρθρωτικές αλλαγές που υφίσταται το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής και την αυξανόμενη ανάγκη για ένα πιο ευέλικτο σύστημα από πλευράς πόρων, οι οποίοι πρέπει είναι σε θέση να προσαρμόζουν συνεχώς το επίπεδο παραγωγής τους για λόγους ισορρόπησης της αυξανόμενης παραγωγή από μεταβλητές ΑΠΕ.

**Εικόνα 50: Απαιτήσεις πολύωρης ευελιξίας στην ΕΕ-28, εκφρασμένες ως ποσοστό του καθαρού φορτίου.**  
 Γράφημα Α: ετήσιες απαιτήσεις πολύωρης ευελιξίας σε συνάρτηση με το βαθμό διείσδυσης των μεταβλητών ΑΠΕ. Γράφημα Β: ετήσιες απαιτήσεις πολύωρης ευελιξίας σε συνάρτηση με το βαθμό διείσδυσης αιολικών και Φ/Β.

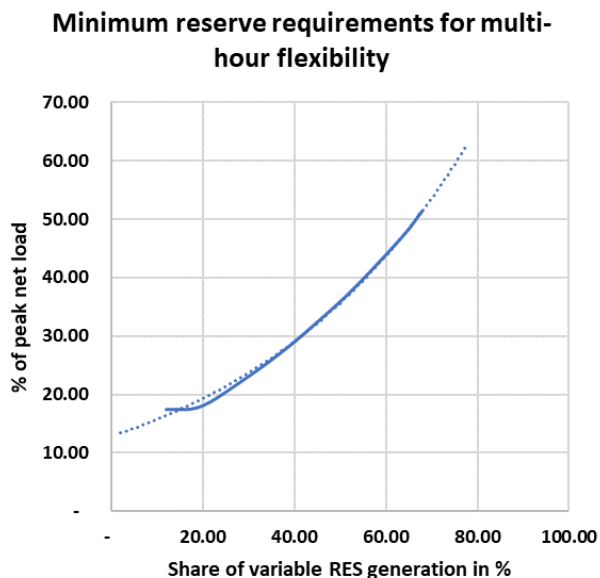
Annual multi-hour flexibility needs due to net load variability in EU28



Αυτή η μέτρηση δεν αντικατοπτρίζει τις μέγιστες απαιτήσεις σε ευελιξίας, οι οποίες μπορούν να παρουσιαστούν κατά τη διάρκεια μιας χρονιάς, δηλαδή το σενάριο "χειρότερης περίπτωσης" κατά τη διάρκεια ακραίων γεγονότων. Τέτοιες μετρήσεις γίνονται συνήθως στο πλαίσιο μελετών επάρκειας ισχύος και ευελιξίας του συστήματος, όπως για παράδειγμα η [51]. Ως ακραία γεγονότα μπορούν να θεωρηθούν διαδοχικές ώρες, κατά τις οποίες παρατηρείται απότομη μείωση της παραγωγής αιολικής ενέργειας, κυρίως σε απογευματινές ώρες όταν μειώνεται η παραγωγή από Φ\Β, και ταυτόχρονα το φορτίο τείνει να βρίσκεται σε υψηλά επίπεδα (κίνδυνος περικοπής φορτίου). Μια άλλη περίπτωση αφορά τις ώρες κατά τη διάρκεια του μεσημεριού, όταν οι Φ/Β σταθμοί βρίσκονται στο μέγιστο επίπεδο λειτουργίας, και παράλληλα υπάρχει σημαντική αύξηση της αιολικής παραγωγής σε συνδυασμό με χαμηλά επίπεδα φορτίου (κίνδυνος πλεονάζουσας παραγωγής - overgeneration risk). Όπως φαίνεται και στην Εικόνα 51, διαπιστώθηκε ότι κατά τη διάρκεια ακραίων γεγονότων μέσα σε ένα χρόνο, οι ανάγκες για

πολύωρη ευελιξία, στις περιπτώσεις μεγάλης διείσδυσης αιολικών και Φ/Β, φτάνει πάνω από το 50% της μέγιστης καθαρής ζήτησης. Αυτό σημαίνει πως το σύστημα πρέπει να έχει ένα επαρκές μείγμα πόρων, το οποίο θα είναι διαθέσιμο να αυξομειώσει κατά 50% την παραγωγή του μεταξύ δύο διαδοχικών ωρών.

**Εικόνα 51: Ελάχιστες απαιτήσεις σε πολύωρη ευελιξία για την κάλυψη ακραίων γεγονότων στην ΕΕ28**



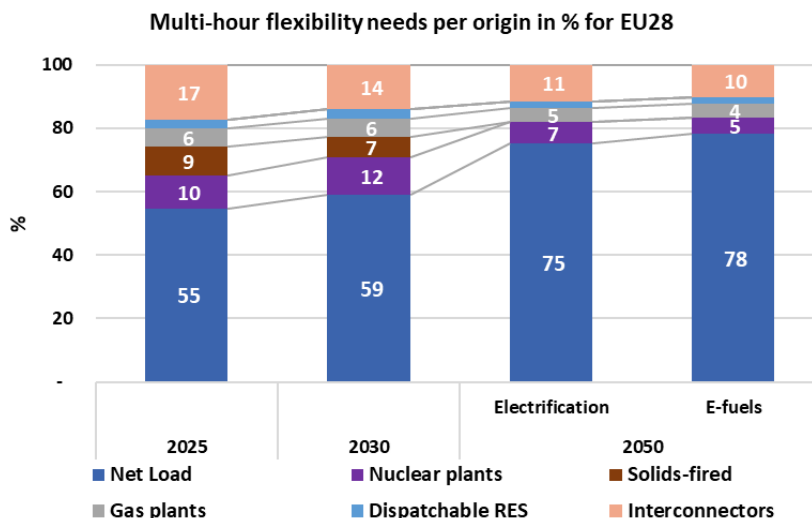
Τα σημερινά συστήματα ηλεκτροπαραγωγής επιτυγχάνουν την εξισορρόπηση του φορτίου και της παραγωγής από μεταβλητές ΑΠΕ, κυρίως μέσω του προφίλ λειτουργίας που ακολουθούν οι μονάδες ενδιάμεσου φορτίου, π.χ. Σ.Κ., μαζί με τους κύκλους φόρτισης-εκφόρτισης των μονάδων αντλιοσταμίου. Όπως αναφέρθηκε σε προηγούμενο κεφάλαιο, η αύξηση των αναγκών ευελιξίας του συστήματος δεν επηρεάζεται μόνο από τη μεταβλητότητα του φορτίου και της παραγωγής από ΑΠΕ, αλλά και από το συνδυασμό άλλων παραγόντων, οι οποίοι ενδέχεται να δημιουργήσουν επιπρόσθετες ανάγκες ευελιξίας. Οι βασικότεροι παράγοντες σχετίζονται με την κατανομή μη ευέλικτων μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, όπως είναι οι ανθρακικές και οι πυρηνικές μονάδες, τις παράλληλες ροές<sup>31</sup> (loop flows) που εμφανίζονται λόγω προβλημάτων ηλεκτρικού δικτύου σε συνδυασμό με την ανάγκη κάλυψης των εφεδρειών του συστήματος. Σχετικά με τις μη ευέλικτες μονάδες, η κατανομή τους προκαλεί αυξημένες ανάγκες ευελιξίας, καθώς οι μονάδες αυτές δεν μπορούν να ανταποκριθούν στις μεταβολές της καθαρής ζήτησης λόγω των τεχνικών χαρακτηριστικών τους (υψηλό τεχνικό ελάχιστο επίπεδο λειτουργίας, χαμηλοί ρυθμοί αυξομείωσης φορτίου κ.α.).

Η Εικόνα 52 παρουσιάζει τις ανάγκες του συστήματος σε πολύωρη ευελιξία ανά πηγή προέλευσης για τα έτη 2025, 2030 και 2050. Για το 2050 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα για τα δύο σενάρια μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, όπως αυτά περιγράφονται στο

<sup>31</sup> Παράλληλες ροές (loop flow) [35] ορίζονται μη προγραμματισμένες φυσικές ροές, οι οποίες διαπερνούν ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας και δεν έχουν παραχθεί ή πρόκειται να καταναλωθούν στο σύστημα αυτό, αλλά προκύπτουν λόγω μιας εμπορικής συναλλαγής μεταξύ εξωτερικών αγορών. Οι ροές αυτές έχουν οικονομικές αλλά και τεχνικές επιπτώσεις στο σύστημα όπως έχει μελετηθεί στην βιβλιογραφία [36]

κεφάλαιο 9.2. Τα αποτελέσματα δείχνουν ότι η διακύμανση του καθαρού φορτίου αποτελεί τον κύριο μοχλό δημιουργίας απαιτήσεων πολύωρης ευελιξία, ιδιαίτερα μακροπρόθεσμα, όταν η παραγωγή ηλεκτρισμού από μεταβλητές ΑΠΕ αυξάνει σε σημαντικό βαθμό. Οι μη ευέλικτες μονάδες παραγωγής, δηλαδή οι πυρηνικοί και ανθρακικοί σταθμοί, δεν παρακολουθούν τις μεταβολές της καθαρής ζήτησης, καθώς λόγω χαμηλού μεταβλητού κόστους και τεχνικών χαρακτηριστικών (μεγάλοι χρόνοι κράτησης και συγχρονισμού) κατανέμονται ως βασικό φορτίο. Λόγω αυτού, οι μη ευέλικτες μονάδες δημιουργούν πρόσθετη διακύμανση, την οποία πρέπει να καλύψουν οι υπόλοιποι πόροι. Η παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος από ανθρακικές μονάδες αναμένεται να μειωθεί τα μελλοντικά έτη, καθώς οι σταθμοί παύουν να είναι ανταγωνιστικοί λόγω των αυξανόμενων τιμών των δικαιωμάτων εκπομπής διοξειδίου του άνθρακα και των πολιτικών απόσυρσης των ανθρακικών μονάδων. Ως εκ τούτου, οι πρόσθετες ανάγκες ευελιξίας που απορρέουν από το προφίλ λειτουργίας των ανθρακικών μονάδων μειώνονται το 2030 σε σύγκριση με το 2025, ενώ το 2050 αυτές καθίστανται αμελητέες.

**Εικόνα 52: Απαιτήσεις πολύωρης ευελιξίας του συστήματος της ΕΕ28 ανά πηγή προέλευσης**



Το προφίλ λειτουργίας των μονάδων φυσικού αερίου, ως επί το πλείστον Σ.Κ., ακολουθεί τις μεταβολές της καθαρής ζήτησης, καθώς παρουσιάζει μια κυκλική λειτουργία εντός της ημέρας με μεγάλους ρυθμούς αυξομείωσης του φορτίου και με συχνές εκκινήσεις. Επιπρόσθετα, οι μονάδες αυτές παρέχουν στο σύστημα επικουρικές υπηρεσίες προς τα πάνω ή προς τα κάτω, λειτουργώντας κάτω από το τεχνικό μέγιστο επίπεδο λειτουργίας ή πάνω από το τεχνικό ελάχιστο αντίστοιχα. Συνεπώς, η λειτουργία τους μπορεί να παρουσιάσει μεταβολές στην αντίθετη κατεύθυνση της κίνησης της καθαρής ζήτησης, όπως αναλύεται στο κεφάλαιο 3.2.2, αλλά σε μικρότερη έκταση από τις μεταβολές που οφείλονται στο προφίλ λειτουργίας των μη ευέλικτων μονάδων.

Μια πηγή δημιουργίας επιπρόσθετων αναγκών για πολύωρη ευελιξία αποτελούν και οι ροές στις διασυνδέσεις, καθώς αυτές υπόκεινται σε τεχνικούς περιορισμούς. Οι περιορισμοί αυτοί αφορούν τα εξής: τους δύο νόμους του Kirchhoff, που ισχύουν για τις διασυνδέσεις εναλλασσόμενου ρεύματος, τις περιοριστικές τιμές NTC που ισχύουν για τα ζεύγη γειτονικών χωρών, οι οποίες επηρεάζουν το επίπεδο των διασυνοριακών ανταλλαγών ηλεκτρισμού και τη

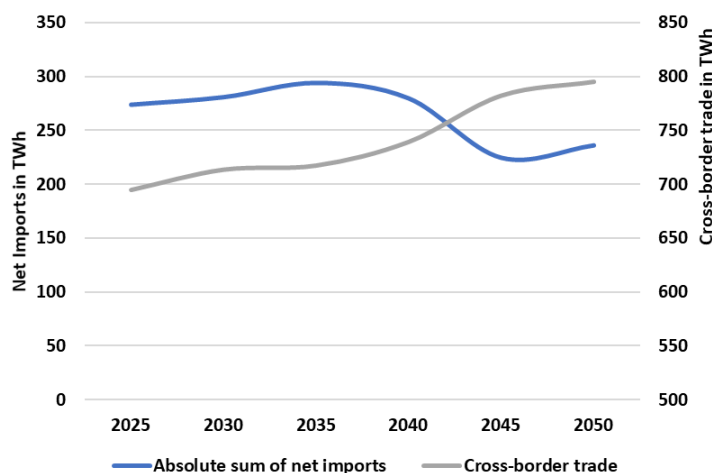
μέγιστη ισχύ των διασυνδέσεων για γραμμές μεταφοράς εναλλασσόμενου και συνεχούς ρεύματος. Αυτοί οι τεχνικοί περιορισμοί ενδέχεται να οδηγήσουν σε ροές βρόχου (παράλληλες ροές) σε πολλές περιπτώσεις, δημιουργώντας έτσι διακυμάνσεις από ώρα σε ώρα στην αντίθετη κατεύθυνση συγκριτικά με την κίνηση του καθαρής φορτίου. Πρέπει να σημειωθεί ότι η συμβολή των διασυνοριακών ροών στη δημιουργία επιπρόσθετων αναγκών για ευελιξία σε επίπεδο ΕΕ-28 υπολογίζεται ως το άθροισμα των αναγκών ευελιξίας της , το οποίο σημαίνει χωριστό υπολογισμό για κάθε χώρα. Ως εκ τούτου, σε περίπτωση που μια χώρα "εξάγει" ευελιξία σε μια γειτονική, αυτό θεωρείται ως πρόσθετη ζήτηση για ευελιξία στην πρώτη χώρα, ενώ στη δεύτερη ως προσφορά ευελιξίας.

Η χρήση διασυνδέσεων για λόγους εξισορρόπησης αποδεικνύεται ότι αποτελεί σημαντικό πόρο ευελιξίας του συστήματος λόγω του συμπληρωματικού προφίλ της ζήτησης ηλεκτρισμού και της λειτουργίας των αιολικών μεταξύ των Ευρωπαϊκών χωρών. Η μείωση των πρόσθετων απαιτήσεων ευελιξίας λόγω του προφίλ των διασυνοριακών ροών, κυρίως κατά το 2030, σε σύγκριση με το 2025, αποδίδεται στις προγραμματισμένες ενισχύσεις του ηλεκτρικού δικτύου και στην κατάργηση των περιοριστικών τιμών NTC λόγω της εφαρμογής της ενοποιημένης εσωτερικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας της ΕΕ.

Εστιάζοντας μακροπρόθεσμα, η επιπρόσθετη μείωση των αναγκών ευελιξίας που απορρέουν από τις ροές των διασυνδέσεων οφείλεται στη μειωμένη διακύμανση των χονδρεμπορικών τιμών ηλεκτρισμού μεταξύ των χωρών της ΕΕ, πέραν από τις ενισχύσεις του δικτύου. Οι διαφορές χονδρεμπορικών τιμών ηλεκτρισμού είναι σήμερα η κινητήρια δύναμη του διασυνοριακού εμπορίου ηλεκτρικής ενέργειας. Οι διαφορές αυτές οφείλονται κυρίως στο διαφορετικό μείγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, που έχει αναπτυχθεί σε κάθε χώρα. Το 2050, εκτός από χώρες με σημαντική εγκατεστημένη ισχύ πυρηνικών σταθμών, το μείγμα ηλεκτροπαραγωγής είναι παρόμοιο σε ολόκληρη την ΕΕ28.

Όπως παρουσιάζεται στην Εικόνα 53, τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων δείχνουν μια πτωτική τάση των συναλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ χωρών, μετρούμενη ως το απόλυτο άθροισμα των καθαρών εισαγωγών της κάθε χώρας για κάθε έτος. Αντίθετα ο όγκος του διασυνοριακού εμπορίου, μετρούμενος ως το απόλυτο άθροισμα των ωριαίων ροών στις διασυνδέσεις, φαίνεται να αυξάνεται. Το αποτέλεσμα αυτό μπορεί να εξηγηθεί ως εξής. Προχωρώντας προς την κατεύθυνση ενός συστήματος χαμηλών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, όπου κάθε χώρα έχει ένα παρόμοιο μείγμα ηλεκτροπαραγωγής βασισμένο στην χρήση μεταβλητών ΑΠΕ, η φύση των διασυνοριακών ανταλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας αλλάζει χαρακτηριστικά. Το εμπόριο ηλεκτρικής ενέργειας στην ΕΕ παύει να γίνεται κυρίως για λόγους ανταλλαγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ των χωρών και αντίθετα σχετίζεται περισσότερο με την ανταλλαγή υπηρεσιών εξισορρόπησης λόγω της συμπληρωματικότητας του προφίλ φορτίου και παραγωγής από αιολικά μεταξύ των χωρών.

Εικόνα 53: Εξέλιξη του διασυνοριακού εμπορίου ηλεκτρισμού στην ΕΕ



Οι κατανομημένες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, κυρίως μεγάλοι υδροηλεκτρικοί σταθμοί με φράγμα, εξομαλύνουν κυρίως την καθαρή καμπύλη φορτίου, λειτουργώντας ως μονάδες αιχμής. Ως εκ τούτου, η συμβολή τους στη δημιουργία επιπρόσθετων απαιτήσεων ευελιξίας διαπιστώθηκε ότι ήταν αμελητέα.

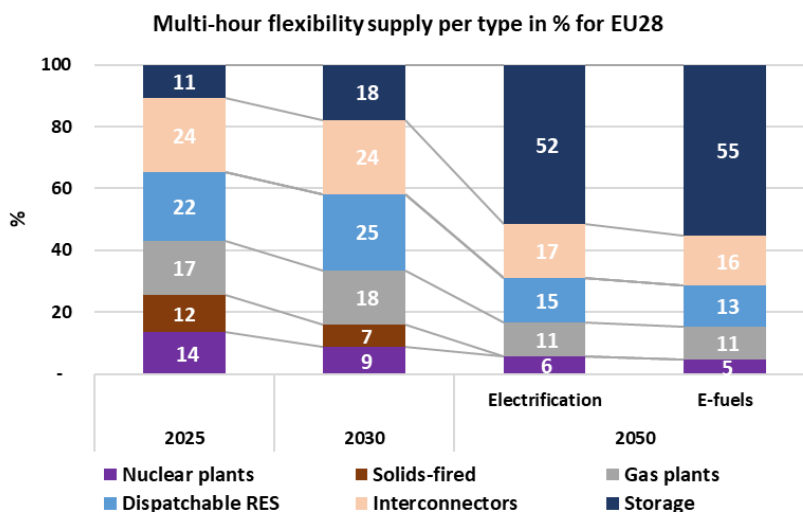
Οι επιπρόσθετες ανάγκες για ευελιξίας, οι οποίες πηγάζουν από το προφίλ λειτουργίας των συμβατικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής, μειώνονται κατά την περίοδο προβολής. Ενώ το 2025 η λειτουργία των συμβατικών μονάδων ευθύνεται για τη δημιουργία του 25% των αναγκών ευελιξίας, το 2050 ευθύνεται για κάτω από το 10% των συνολικών αναγκών. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του μοντέλου γίνεται σαφές πως το βέλτιστο μείγμα εγκατεστημένης ισχύος χρειάζεται να είναι όλο και πιο ευέλικτο, καθώς η διείσδυση των μεταβλητών ΑΠΕ αυξάνει. Για το λόγο αυτό η λειτουργία των συμβατικών μονάδων δημιουργεί και λιγότερες επιπρόσθετες ανάγκες ευελιξίας. Το αποτέλεσμα αυτό είναι λογικό, λαμβάνοντας υπόψη τις αυξημένες ανάγκες εξισορρόπησης, οι οποίες απορρέουν από τη σημαντική διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Το 2050, οι διακυμάνσεις του καθαρού φορτίου είναι υπεύθυνες για τουλάχιστον το 75% των συνολικών αναγκών πολύωρης ευελιξίας. Με άλλα λόγια, παράλληλα με την αυξανόμενη διείσδυση των μεταβλητών ΑΠΕ, το σύστημα χρειάζεται περισσότερους ευέλικτους πόρους, οι οποίοι να μπορούν να εξισορροπήσουν τις διακυμάνσεις του καθαρού φορτίου.

Συγκρίνοντας τα αποτελέσματα των δύο σεναρίων για το 2050 (Εικόνα 52), παρατηρούμε πως η συμβολή της διακύμανσης του καθαρού φορτίου στη δημιουργία αναγκών ευελιξίας είναι υψηλότερη κατά 3 ποσοστιαίες μονάδες στο σενάριο συνθετικών καυσίμων, σε σύγκριση με το σενάριο εξηλεκτρισμού. Αυτό οφείλεται στο γεγονός, πως στο σενάριο των συνθετικών καυσίμων αναπτύσσονται περισσότερες μονάδες μεταβλητών ΑΠΕ, προκειμένου να καλυφθεί η πρόσθετη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας για την παραγωγή συνθετικών καυσίμων. Συνεπώς, η συμβολή του καθαρού φορτίου στις ανάγκες πολύωρης ευελιξίας είναι υψηλότερες.

Οι απαιτήσεις του συστήματος σε πολύωρη ευελιξία, όπως αναλύθηκαν παραπάνω, καλύπτονται από μείγμα διαφορετικών πόρων. Η Εικόνα 54 παρουσιάζει, σε επίπεδο ΕΕ28, την ποσοστιαία συνεισφορά του κάθε πόρου στην ικανοποίηση των αναγκών του συστήματος σε

πολύωρη ευελιξία. Οι ελεγχόμενες ΑΠΕ, οι ροές ηλεκτρισμού μέσω των διασυνδέσεων, οι μονάδες Φ.Α. και οι εγκαταστάσεις αποθήκευσης ενέργειας αποτελούν τους κύριους φορείς παροχής πολύωρης ευελιξίας. Κάθε πόρος ευελιξίας υπόκειται σε συγκεκριμένους τεχνικούς περιορισμούς, οι οποίοι και επηρεάζουν την παροχή υπηρεσιών ευελιξίας. Για παράδειγμα, η μέτρηση των δυνατοτήτων ευελιξίας των θερμοηλεκτρικών σταθμών λαμβάνει υπόψη τις τεχνικές παραμέτρους λειτουργίας των μονάδων, όπως οι ρυθμοί αυξομείωσης φορτίου, το τεχνικό ελάχιστο επίπεδο λειτουργίας, τον ελάχιστο χρόνο κράτησης και συγχρονισμού. Οι υδροηλεκτρικές μονάδες με ταμιευτήρα και οι εγκαταστάσεις αποθήκευσης ενέργειας υπόκεινται σε ενεργειακούς περιορισμούς, εκτός από τους περιορισμούς της εγκατεστημένης ισχύος. Η ευελιξία, η οποία παρέχεται από τις διασυνδέσεις, επηρεάζεται από ένα συνδυασμό παραγόντων, όπως οι τεχνικοί περιορισμοί του ηλεκτρικού δικτύου, το μείγμα παραγωγής της κάθε χώρας και ο ταυτοχρονισμός ή ετεροχρονισμός της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και της παραγωγής από μεταβλητές ΑΠΕ στις διάφορες χώρες.

**Εικόνα 54: Προσφορά πολύωρης ευελιξίας ανά τύπο μονάδας στην ΕΕ-28**



Εκτός από τους τεχνικούς περιορισμούς, ο συνδυασμός πόρων, ο οποίος καλύπτει τις ανάγκες του συστήματος σε πολύωρη ευελιξία, προκύπτει ως αποτέλεσμα βελτιστοποίησης. Συνεπώς, ο βέλτιστος συνδυασμός των πόρων παροχής ευελιξίας καθορίζεται λαμβάνοντας υπόψη την ανταγωνιστικότητα του κάθε πόρου, εκτός από τους διάφορους τεχνικούς περιορισμούς. Εξετάζοντας το μείγμα παροχής ευελιξίας στο έτος 2050, παρατηρούμε πως τα αποθηκευτικά μέσα καλύπτουν πάνω από το 50% των αναγκών του συστήματος σε πολύωρη ευελιξία. Το αποτέλεσμα αυτό οφείλεται σε ένα συνδυασμό τεχνοοικονομικών παραγόντων, οι οποίοι αναφέρονται στη συνέχεια.

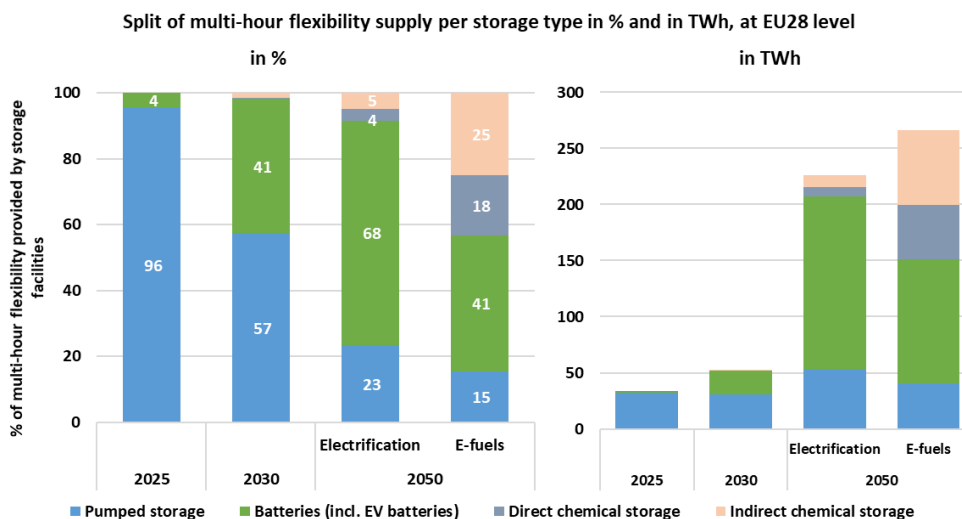
Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες που λειτουργούν με βάση ένα μείγμα αερίου (φυσικό αέριο, υδρογόνο και συνθετικό αέριο) καθίσταται λιγότερο ανταγωνιστική το 2050 λόγω των υψηλών τιμών αδειών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα. Όσον αφορά τις ελεγχόμενες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, έχει ήδη εξαντληθεί το δυναμικό για επενδύσεις σε μεγάλους υδροηλεκτρικούς σταθμούς με ταμιευτήρα, ενώ οι περιορισμοί καυσίμου δεν επιτρέπουν την ευρεία επέκταση των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής από βιομάζα. Όπως αναφέρθηκε



προηγουμένως, οι ροές στις διασυνδέσεις το 2050 τείνουν να χρησιμοποιούνται περισσότερο για την ανταλλαγή υπηρεσιών εξισορρόπησης μεταξύ διαφορετικών χωρών παρά για ενεργειακούς σκοπούς. Οι ροές στις διασυνδέσεις μπορούν να παρέχουν υπηρεσίες ευελιξίας στο σύστημα, ειδικά σε περιόδους όπου υπάρχει συμπληρωματικότητα της ωριαίας παραγωγής από μεταβλητές ΑΠΕ (κυρίως αιολικά) σε διάφορες χώρες, αλλά ακόμα και αυτό μπορεί να συμβεί σε ορισμένες χρονικές στιγμές του έτους και όχι σε όλες τις ώρες και περιόδους του έτους.

Εστιάζοντας στο 2050, το μείγμα πόρων ευελιξίας, που αναπτύσσεται από το μοντέλο προκειμένου να καλύψει τις ανάγκες πολύωρης ευελιξίας (Εικόνα 54), φαίνεται να είναι παρόμοιο και στα δύο σενάρια. Η πιο αξιοσημείωτη διαφορά είναι η αύξηση κατά 3 ποσοστιαίες μονάδες της ευελιξίας, που παρέχεται από τις εγκαταστάσεις αποθήκευσης στο σενάριο των συνθετικών καυσίμων σε σύγκριση με το σενάριο εξηλεκτρισμού. Και τα δύο σενάρια καλύπτουν πάνω από το 50% των αναγκών ευελιξίας μέσω της χρήσης αποθηκευτικών μέσων, αλλά το κάθε σενάριο χρησιμοποιεί ένα διαφορετικό μίγμα αποθήκευσης, προκειμένου να καλύψει τις απαιτήσεις πολύωρης ευελιξίας του συστήματος.

**Εικόνα 55: Διάρθρωση της συνεισφοράς πολύωρης ευελιξίας ανά τύπο αποθηκευτικού μέσου**



Η Εικόνα 55 απεικονίζει τη συνεισφορά σε πολύωρη ευελιξία ανά τεχνολογία αποθήκευσης. Εκτός από τις συμβατικές τεχνολογίες αποθήκευσης, όπως είναι οι μονάδες αντλιοσταμίου και οι μπαταρίες, το σύστημα αναπτύσσει τεχνολογίες Power-to-X<sup>32</sup>, οι οποίες παρέχουν τη λεγόμενη «χημική αποθήκευση». Οι τεχνολογίες Power-to-X χρησιμοποιούν ως είσοδο ηλεκτρική ενέργεια, προκειμένου να παράγουν συνθετικά καύσιμα, δηλαδή υδρογόνο μέσω ηλεκτρόλυσης, συνθετικό αέριο μέσω μεθανοποίησης υδρογόνου κλπ. Οι τεχνολογίες Power-to-X μπορούν επίσης να λειτουργούν ως εγκαταστάσεις αποθήκευσης ενέργειας, αποθηκεύοντας ηλεκτρική ενέργεια σε περιόδους πλεονάζουσας παραγωγής ηλεκτρισμού με τη μορφή συνθετικών καυσίμων. Αυτά τα συνθετικά καύσιμα μπορούν στη συνέχεια να χρησιμοποιηθούν

<sup>32</sup> Στη παρούσα διατριβή δεν θεωρήθηκε ώριμη τεχνολογικά η τεχνολογία αποθήκευσης ηλεκτρισμού σε θερμότητα, η οποία μπορεί να χρησιμοποιηθεί στα συστήματα τηλεθέρμανσης σε καθημερινή βάση. Η επανεκτίμηση του κόστους και των ωφελειών αυτής της τεχνολογίας αποθήκευσης και η βελτίωση της μοντελοποίησης αυτής της επιλογής αποτελούν συνεχή έρευνα.

ως καύσιμα που καταναλώνονται απευθείας από τους τομείς τελικής κατανάλωσης, π.χ. τη βιομηχανία, τις μεταφορές κ.λπ. είτε μόνα τους ή να αναμειχθούν μαζί με το φυσικό αέριο εντός των αγωγών αερίου, επιτρέποντας έτσι τη σύζευξη των τομέων παραγωγής και ζήτησης. Επιπλέον, τα συνθετικά καύσιμα μπορούν να χρησιμοποιηθούν ως καύσιμο εισόδου σε σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής, π.χ. οι Σ.Κ. μπορούν να χρησιμοποιούν ένα μείγμα φυσικού αερίου και συνθετικού αερίου.

Στην παρούσα διατριβή, ο όρος «*άμεση χημική αποθήκευση*» αναφέρεται στην προσαρμογή των επιπέδων ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, που χρησιμοποιούνται για την παραγωγή συνθετικών καυσίμων, τα οποία χρησιμοποιούνται μόνο στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής (δηλαδή είσοδος σε σταθμούς παραγωγής ηλεκτρισμού). Από την άλλη πλευρά, η «*έμμεση χημική αποθήκευση*» περιγράφει την προσαρμογή της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, που χρησιμοποιείται για την παραγωγή συνθετικών καυσίμων, τα οποία προορίζονται για κατανάλωση από τους τελικούς τομείς κατανάλωσης. Ενώ με τη χρήση άμεσης χημικής αποθήκευσης, το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας αναπτύσσει έναν πόρο, ο οποίος μπορεί να προσαρμόσει το επίπεδο τόσο της ζήτησης όσο και της προσφοράς<sup>33</sup> ηλεκτρικής ενέργειας, η έμμεση υπηρεσία χημική αποθήκευση λειτουργεί μόνο ως μηχανισμός απόκρισης ζήτησης.

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του μοντέλου (Εικόνα 55), η παροχή πολύωρης ευελιξίας από τις μπαταρίες αυξάνεται σημαντικά το 2030 συγκριτικά με το 2025. Η φθίνουσα τάση του κόστους επένδυσης σε μπαταρίες και οι αυξανόμενες ανάγκες ευελιξία του συστήματος αποτελούν τους κύριους λόγους αυτής της αύξησης. Προχωρώντας προς το 2050, τα αποτελέσματα δείχνουν μια συνεχιζόμενη αυξητική τάση παροχής ευελιξίας από μπαταρίες. Η ευελιξία που παρέχεται από σταθμούς αντλιοσταμείωσης αυξάνεται λιγότερο έντονα λόγω του υψηλότερου κεφαλαιουχικού κόστους των μονάδων αυτών σε σύγκριση με τις μπαταρίες, αλλά και των περιορισμών όσον αφορά τις πιθανές τοποθεσίες για νέες επενδύσεις αντλιοσταμείωσης στις περισσότερες χώρες της ΕΕ. Παρόλα αυτά, η παράλληλη αύξηση τόσο των συμβατικών τεχνολογιών αποθήκευσης (δηλαδή των μπαταριών και των μονάδων αντλιοσταμείωσης) και των τεχνολογιών χημικής αποθήκευσης επιβεβαιώνει την άποψη ότι καμία τεχνολογία αποθήκευσης δεν υπερβαίνει τις υπόλοιπες σε όλα τα τεχνικά χαρακτηριστικά. Αντίθετα, τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης βάσει του μοντέλου υποδηλώνουν την ανάγκη ανάπτυξης διαφορετικών τεχνολογιών αποθήκευσης, οι οποίες λειτουργούν συμπληρωματικά.

Εστιάζοντας στο 2050, τα αποτελέσματα δείχνουν ότι η σύζευξη τομέων (sector coupling), η οποία επιτυγχάνεται μέσω της χρήσης συνθετικών καυσίμων στους τομείς τελικής χρήσης, προσφέρει σημαντικά οφέλη στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής. Σε αντίθεση με άλλες τεχνολογίες, όπως οι μονάδες αντλιοσταμείωσης, οι οποίες έχουν σημαντικό κεφαλαιουχικό κόστος, η απόφαση για επένδυση σε μια μονάδα Power -to-X επηρεάζεται περισσότερο από το μεταβλητό κόστος, π.χ. τις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας, δεδομένου ότι πρόκειται για επενδύσεις μικρότερης έντασης κεφαλαίου.

<sup>33</sup> Πρέπει να σημειωθεί ότι η παροχή πολύωρης ευελιξίας από σταθμούς παραγωγής, οι οποίοι χρησιμοποιούν συνθετικά καύσιμα ως καύσιμο εισόδου συνηγορείται στην κατηγορία μονάδες παραγωγής Φ.Α. ("Gas plants") που παρουσιάζεται στα σχήματα και όχι στην κατηγορία άμεσης χημικής αποθήκευσης ("Direct chemical storage").

Οι εγκαταστάσεις Power-to-X στο σενάριο συνθετικών καυσίμων χρησιμοποιούνται για την παραγωγή συνθετικών καυσίμων για τους τομείς τελικής χρήσης. Εάν το σκεφτούμε από τη μεριά του επενδυτή, υπάρχουν δύο επιλογές για τον προσδιορισμό του μεγέθους της επένδυσης Power-to-X. Η πρώτη επιλογή είναι να επενδύσουμε σε μια εγκατάσταση Power-to-X, της οποίας η μέγιστη εγκατεστημένη δυναμικότητα (μετρημένη ως ισχύς) αντιστοιχεί στη μέση ζήτηση, όπως κάνουν οι ενεργοβόρες βιομηχανίες σήμερα και αυτή θα λειτουργεί, παράγοντας συνθετικά καύσιμα με προφίλ βασικού φορτίου. Με αυτόν τον τρόπο, οι ετήσιες ώρες λειτουργίας της εγκατάστασης μεγιστοποιούνται και το μέγεθος της επένδυσης από μεριάς κεφαλαιουχικού κόστους παραμένει στα χαμηλότερα δυνατά επίπεδα - υπό την προϋπόθεση ότι ικανοποιεί τη ζήτηση. Αυτό οδηγεί σε χαμηλότερο κόστος επένδυσης ανά μονάδα προϊόντος, δηλαδή κεφαλαιουχικό κόστος ανά MWh παραγόμενου συνθετικού καυσίμου. Η εγκατάσταση παραγωγής συνθετικών καυσίμων, εάν λειτουργεί σε σχεδόν πλήρη δυναμικότητα όλες τις ώρες του έτους, θα απαιτούσε ιδανικά να συνάψει ένα διμερές συμβόλαιο με έναν χαρτοφυλάκιο παραγωγής ηλεκτρισμού, το οποίο θα λειτουργεί με προφίλ φορτίου βάσης. Έτσι, η εγκατάσταση power-to-X θα πρέπει να αγοράσει ενέργεια από ένα διαφοροποιημένο χαρτοφυλάκιο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (δηλαδή εικονική μονάδα παραγωγής ενέργειας), που αποτελείται από μεταβλητές ανανεώσιμες πηγές ενέργειας σε συνδυασμό με κάποιο είδος εξισορροπητικών πόρων. Αυτό θα προκαλούσε αύξηση της συνιστώσας μεταβλητού κόστους ανά μονάδα παραγωγής, καθώς το κόστος της ενέργειας που παρέχεται από το διαφοροποιημένο χαρτοφυλάκιο θα είναι υψηλότερο σε σύγκριση με την περίπτωση της αγοράς ενέργειας μόνο από μεταβλητές ανανεώσιμες πηγές λόγω του κόστους εξισορρόπησης<sup>34</sup>.

Η δεύτερη στρατηγική είναι να γίνει επένδυση με μια υπερμεγέθη εγκατεστημένη δυναμικότητα, σε σχέση με την μέγιστη ωριαία ζήτηση συνθετικού καυσίμου, της τεχνολογίας power-to-X, η οποία θα είναι σε θέση να χρησιμοποιήσει το πλεόνασμα της ανανεώσιμης ενέργειας όταν αυτό θα είναι διαθέσιμο. Η επιλογή αυτή μπορεί να συνεπάγεται υψηλότερο επενδυτικό κόστος, αλλά οδηγεί στην ελαχιστοποίηση του μεταβλητού κόστους, καθώς η ηλεκτρική ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές το 2050 είναι μακράν η πιο ανταγωνιστική τεχνολογία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (από άποψη κόστους παραγωγής ηλεκτρισμού ανά μονάδα ενέργειας – Levelised Cost Of Electricity, LCOE). Ειδικά σε περιόδους όταν υπάρχει πλεόνασμα ανανεώσιμης ενέργειας, η οποία διαφορετικά θα έπρεπε να περικοπεί, η αξία του ηλεκτρισμού μειώνεται σημαντικά.

Εξετάζοντας την Εικόνα 55, μπορεί κανείς να παρατηρήσει ότι η έμμεση χημική αποθήκευση παρέχει το ένα τέταρτο των αναγκών πολύωρης ευελιξίας, η οποία παρέχεται από τις διάφορες τεχνολογίες αποθήκευσης. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι το προφίλ της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, που χρησιμοποιείται για την παραγωγή συνθετικών καυσίμων για τους κλάδους ζήτησης, ακολουθεί τις μεταβολές του καθαρού φορτίου ως ένα βαθμό, αντί να λειτουργεί ως βασικό φορτίο. Σύμφωνα με την παρατήρηση αυτή, τα αποτελέσματα του μοντέλου, δείχνουν ότι η πιο αποδοτική επιλογή είναι η επένδυση σε υπερμεγέθεις εγκαταστάσεις power-to-X, οι οποίες μπορούν να παρέχουν ευελιξία στο σύστημα και επίσης να βοηθήσουν στην αύξηση της διείσδυσης των μεταβλητών ΑΠΕ στο σύστημα.

<sup>34</sup> Το κόστος ηλεκτροπαραγωγής από χαρτοφυλάκια βασισμένα σε ΑΠΕ και τα κόστη εξισορρόπησης εξετάζονται στο κεφάλαιο 11

Η μεγάλη κλίμακας ανάπτυξη των εγκαταστάσεων power-to-X, λόγω της υπόθεσης για επιτυγχανόμενες οικονομίες κλίμακας στην τεχνολογία αυτή, καθιστά δυνατή τη χρήση συνθετικών καυσίμων στον ηλεκτροπαραγωγικό τομέα και συνεπώς την άμεση χημική αποθήκευση. Σύμφωνα με τα επιχειρήματα που εξηγήσαμε ανωτέρω, τα αποτελέσματα βελτιστοποίησης αποκαλύπτουν ότι από τη στιγμή που οι εγκαταστάσεις power-to-X αναπτύσσονται για να καλύψουν τη ζήτηση συνθετικών καυσίμων, τα οποία καταναλώνονται από τους τελικούς φορείς, μια πρόσθετη αύξηση της δυναμικότητας των εγκαταστάσεων Power-to-X, προκειμένου να παράγονται επιπρόσθετες ποσότητες συνθετικών καυσίμων για σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής, φαίνεται να είναι ανταγωνιστική. Επομένως, στο σενάριο των συνθετικών καυσίμων, η ποσοστιαία συνεισφορά της άμεσης χημικής αποθήκευσης στην παροχή πολύωρης ευελιξίας αυξάνεται πάνω από έξι φορές σε σχέση με την ποσοστιαία συνεισφορά της άμεσης χημικής αποθήκευσης στο σενάριο εξηλεκτρισμού. Η αυξημένη παροχή πολύωρης ευελιξίας και από τους δύο τύπους χημικής αποθήκευσης, σε ποσοστιαίες μονάδες και σε TWh, έρχεται εις βάρος των μπαταριών και των μονάδων αντλιοσταμείωσης. Ωστόσο η χρήση των διαφορετικών τεχνολογιών αποθήκευσης δεν χαρακτηρίζεται από μια σχέση υποκατάστασης μόνο αλλά από μια σχέση συμπληρωματικότητας. Η χημική αποθήκευση έχει την πρόσθετη δυνατότητα να παρέχει μακροπρόθεσμη ευελιξία, η οποία αναλύεται στην επόμενη ενότητα (9.3.4), ενώ οι μονάδες αντλιοσταμείωσης και οι μπαταρίες καλύπτουν σημαντικό μέρος των αναγκών του συστήματος για βραχυπρόθεσμη ευελιξία.

#### 9.3.4 Μακροπρόθεσμη ευελιξία

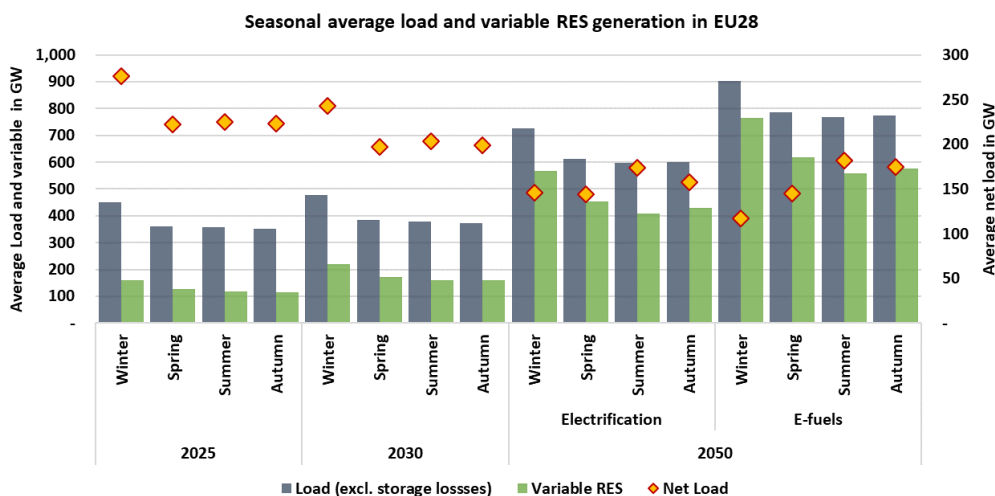
Η διακύμανση της ζήτησης για ηλεκτρική ενέργεια και της παραγωγής από μεταβλητές ΑΠΕ παρουσιάζουν διακυμάνσεις όχι μόνο εντός της ημέρας, όπως αναλύθηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο, αλλά και σε εβδομαδιαίο και εποχιακό επίπεδο. Αναφορικά με το εποχιακό προφίλ της ζήτησης ηλεκτρισμού, η ζήτηση για ηλεκτρική ενέργεια είναι υψηλότερη κατά τους χειμερινούς μήνες στην πλειονότητα των χωρών της ΕΕ, κυρίως λόγω της χρήσης ηλεκτρισμού για λόγους θέρμανσης. Αντίθετα, σε ορισμένες χώρες της Νότιας Ευρώπης, η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας εμφανίζεται υψηλότερη το καλοκαίρι λόγω της χρήσης ηλεκτρισμού για λόγους ψύξης (κλιματιστικά) αλλά και λόγω τουρισμού. Το εποχιακό προφίλ της παραγωγής μεταβλητών ΑΠΕ εμφανίζει και αυτό εποχικότητα, η οποία είναι διαφορετική για κάθε τεχνολογία ΑΠΕ. Οι ανεμογεννήτριες επιτυγχάνουν υψηλότερους συντελεστές χρησιμοποίησης κατά τους χειμερινούς μήνες, ενώ η παραγωγή των φωτοβολταϊκών αυξάνεται κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού λόγω μεγαλύτερης ηλιοφάνειας.

Στην προηγούμενη ενότητα αναλύθηκε το πώς η αυξανόμενη διείσδυση των μεταβλητών ΑΠΕ μεταβάλλει την καμπύλη καθαρής ζήτησης ηλεκτρισμού κατά τη διάρκεια της ημέρας και δημιουργεί ανάγκες πολύωρης ευελιξίας. Μεταξύ των προκλήσεων, που δημιουργούνται λόγω της μετάβασης σε ένα ηλεκτρικό σύστημα με αυξημένη διείσδυση μεταβλητών ΑΠΕ, βρίσκεται και η ανάγκη εξισορρόπησης του καθαρού φορτίου σε μεγαλύτερα χρονικά διαστήματα, δηλαδή σε εβδομαδιαία και εποχιακή βάση. Οι μακροπρόθεσμες αυτές ανάγκες ευελιξίας μπορούν να καλυφθούν από ένα σύνολο ευέλικτων πόρων, ικανών να διαχειριστούν τη διακύμανση της καθαρής ζήτησης σε εβδομαδιαίο ή εποχιακό επίπεδο, προσαρμόζοντας αναλόγως το επίπεδο παραγωγής ή ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας.

Τα αποτελέσματα που παρουσιάζονται στο κεφάλαιο αυτό επικεντρώνονται στις μακροπρόθεσμες ανάγκες ευελιξίας, οι οποίες προκύπτουν σε εποχιακό επίπεδο. Πρέπει να τονιστεί πως οι μακροπρόθεσμες ανάγκες ευελιξίας σε εβδομαδιαίο επίπεδο δεν πρέπει να αγνοηθούν, αν και δεν εξετάζονται στην παρούσα διατριβή, αλλά αποτελούν σημαντικό πεδίο επέκτασης της έρευνας. Τυχόν ακραία γεγονότα, όπως είναι μια παρατεταμένη περίοδος χαμηλών επιπέδων παραγωγής αιολικής ενέργειας σε αρκετές χώρες ταυτόχρονα, θα μπορούσαν να οδηγήσουν σε έλλειψη πόρων παραγωγής για μεγάλο χρονικό διάστημα, κάτι που οι διασυννοριακές ανταλλαγές ηλεκτρισμού δεν θα μπορούσαν να καλύψουν. Σε τέτοιες περιπτώσεις, η ύπαρξη αποθηκευτικών μέσων με δυνατότητα εποχιακής αποθήκευσης κρίνεται αναγκαία για την απρόσκοπτη λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος.

Η Εικόνα 56 παρουσιάζει τους εποχιακούς μέσους όρους της συνολικής και καθαρής ζήτησης ηλεκτρισμού και της παραγωγής από μεταβλητές ΑΠΕ στην ΕΕ28. Η συνολική ζήτηση ηλεκτρισμού περιλαμβάνει τις ποσότητες ζήτησης των τελικών φορέων κατανάλωσης και τις απώλειες του δικτύου μεταφοράς και διανομής του ηλεκτρισμού. Πρέπει να σημειωθεί ότι στη ζήτηση ηλεκτρισμού περιλαμβάνονται οι ποσότητες ηλεκτρισμού, που χρησιμοποιούνται προκειμένου να παραχθούν συνθετικά καύσιμα για τους τελικούς φορείς κατανάλωσης, αφού ο κλάδος παραγωγής συνθετικών καυσίμων θεωρείται τελικός φορέας<sup>35</sup> κατανάλωσης. Αντίθετα, η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιείται για την παραγωγή συνθετικών καυσίμων, τα οποία προορίζονται για εσωτερική χρήση στον ηλεκτροπαραγωγικό τομέα, θεωρείται ως μέσο αποθήκευσης ενέργειας, επομένως δεν υπολογίζεται στα επίπεδα φορτίου που παρουσιάζονται στην Εικόνα 56.

**Εικόνα 56: Εποχιακός μέσος όρος ζήτησης ηλεκτρισμού και παραγωγής από μεταβλητές ΑΠΕ**

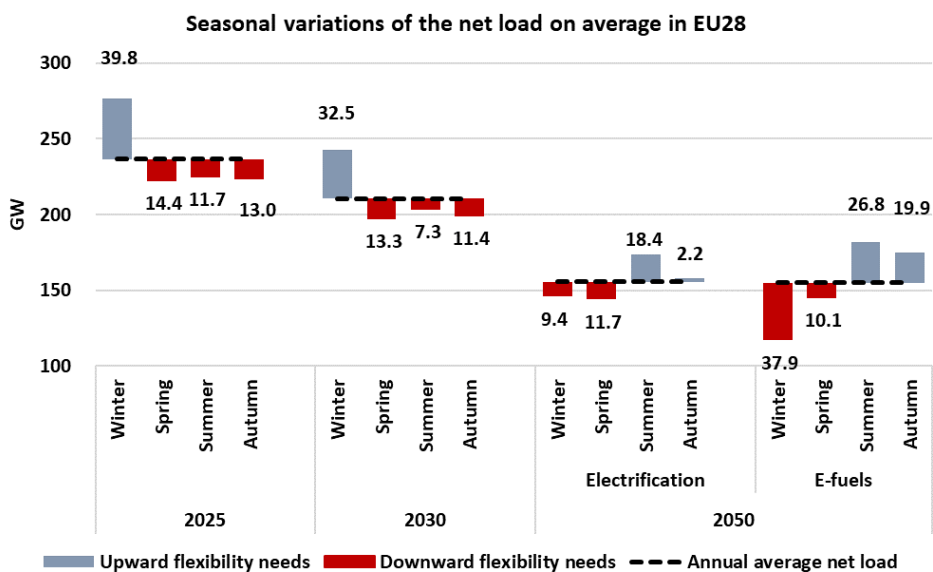


<sup>35</sup> Από τη σκοπιά της μοντελοποίησης, το μοντέλο επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος λαμβάνει υπόψη ως δεδομένο εισόδο την ζήτηση για συνθετικά καύσιμα, τα οποία χρησιμοποιούνται από τους τελικούς καταναλωτές. Το μοντέλο καθορίζει τη βέλτιστη επέκταση της παραγωγικής ικανότητας και λειτουργίας του συστήματος ισχύος, προκειμένου να καλύψει τη ζήτηση για ηλεκτρισμό, θερμότητα και συνθετικά καύσιμα. Επί της ουσίας το μοντέλο αποφασίζει τη βέλτιστη κατανομή της παραγωγής συνθετικών καυσίμων καθ' όλη τη διάρκεια του έτους μαζί με τη λειτουργία του συστήματος, που υπόκειται σε διάφορους περιορισμούς, όπως αυτοί παρουσιάστηκαν στο κεφάλαιο 5.3.

Όπως αναμένεται, η ζήτηση ηλεκτρισμού είναι υψηλότερη κατά τους χειμερινούς μήνες στην ΕΕ28 λόγω της χρήσης του ηλεκτρισμού για λόγους θέρμανσης. Αντίστοιχα όμως και η παραγωγή από μεταβλητές ΑΠΕ είναι μεγαλύτερη το χειμώνα κυρίως λόγω των υψηλών συντελεστών χρησιμοποίησης των αιολικών. Οι εποχιακές διακυμάνσεις της παραγωγής από μεταβλητές ΑΠΕ μπορεί να μην φαίνονται ιδιαίτερα αξιοσημείωτες στην περίοδο 2025-2030 λόγω του μέτριου μεριδίου των μεταβλητών ΑΠΕ στο ηλεκτροπαραγωγικό μείγμα, αλλά το 2050 γίνεται εμφανής η διαφορά της μέσης παραγωγής από ΑΠΕ μεταξύ χειμώνα και καλοκαιριού. Το αποτέλεσμα αυτό οφείλεται στην ανάπτυξη των ανεμογεννητριών και στην εποχικότητα της παραγωγής ηλεκτρισμού με βάση την αιολική ενέργεια. Η παραγωγή ηλεκτρισμού από αιολικά καλύπτει το 20% και 27% της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας το 2025 και το 2030 αντίστοιχα, ενώ το 2050 καλύπτει πάνω από το ήμισυ της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι εποχιακές μεταβολές του φορτίου και του προφίλ παραγωγής των μεταβλητών ΑΠΕ επηρεάζουν το επίπεδο της καθαρής ζήτησης ανά εποχή. Η Εικόνα 57 παρουσιάζει τις διακυμάνσεις του μέσου καθαρού φορτίου ανά εποχή, σε σχέση με το μέσο ετήσιο καθαρό φορτίο. Το μέσο καθαρό φορτίο μιας εποχής μπορεί να είναι μεγαλύτερο ή μικρότερο από το μέσο ετήσιο φορτίο. Στην πρώτη περίπτωση, οι ελεγχόμενοι πόροι του συστήματος (μονάδες παραγωγής και αποθηκευτικά μέσα) πρέπει να αυξήσουν την παραγωγή τους πάνω από το μέσο ετήσιο επίπεδο λειτουργίας ή να μειώσουν την κατανάλωση ενέργειας για λόγους αποθήκευσης. Στην περίπτωση που το εποχιακό μέσο καθαρό φορτίο φαίνεται να είναι χαμηλότερο από τον ετήσιο μέσο όρο, οι ελεγχόμενοι πόροι του συστήματος πρέπει είτε να μειώσουν την παραγωγή τους είτε να αυξήσουν την κατανάλωσή τους (σε περίπτωση εγκαταστάσεων αποθήκευσης). Με τη μεθοδολογία αυτή στοχεύουμε στην αναπαράσταση των αναγκών μακροπρόθεσμης ευελιξίας του συστήματος, οι οποίες διαφέρουν ανά εποχή τόσο σε μέγεθος όσο και σε κατεύθυνση.

**Εικόνα 57: Εποχιακές διακυμάνσεις του μέσου καθαρού φορτίου στην ΕΕ-28**



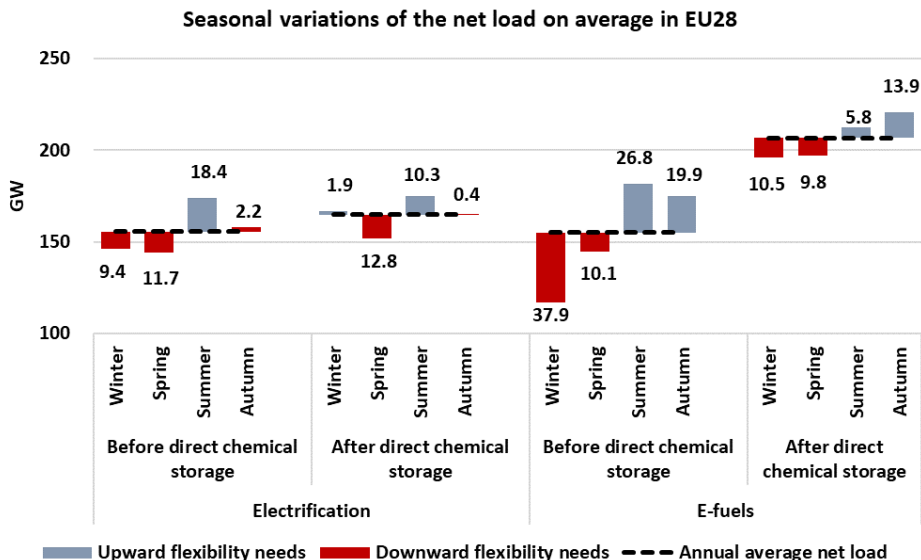
Το 2025 και το 2030, τα επίπεδα καθαρού φορτίου είναι υψηλότερα κατά τους χειμερινούς μήνες λόγω της αυξημένης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για λόγους θέρμανσης, ενώ το 2050 το μέγιστο καθαρό φορτίο μετατοπίζεται προς τους καλοκαιρινούς μήνες. Το 2025 και το 2030 οι

συμβατικές μονάδες λειτουργούν σε υψηλότερα επίπεδα φορτίου, αλλά και το πλήθος των συγχρονισμένων στο σύστημα μονάδων είναι μεγαλύτερο κατά τη διάρκεια του χειμώνα, προκειμένου να καλύψουν το αυξημένο καθαρό φορτίο, κάτι που αποτελεί συνήθη πρακτική στα σημερινά συστήματα ηλεκτροπαραγωγής. Προχωρώντας προς το 2050, η κατανομή του καθαρού φορτίου ανά εποχή μεταβάλλεται, καθώς το επίπεδο του καθαρού φορτίου γίνεται υψηλότερο κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού και στα δύο σενάρια. Αυτό συμβαίνει λόγω της διείσδυσης των ανεμογεννητριών, η οποία αυξάνει σημαντικά και λόγω αυτού το καθαρό φορτίο κατά τη διάρκεια του χειμώνα μειώνεται λόγω των υψηλότερων συντελεστών λειτουργίας των αιολικών.

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του σεναρίου εξηλεκτρισμού, όπως παρουσιάζονται στην Εικόνα 57, η διαφορά του μέσου καθαρού φορτίου μεταξύ χειμώνα και καλοκαιριού το 2050 μειώνεται, σε σχέση με τη διαφορά που παρουσιάζεται στα έτη 2025 και 2030. Αυτό οφείλεται κυρίως στην αυξημένη παραγωγή ανεμογεννητριών κατά τους χειμερινούς μήνες, η οποία αντισταθμίζει την επίδραση του έντονου εξηλεκτρισμού στη μεταβολή του μέσου εποχιακού φορτίου. Στο σενάριο των συνθετικών καυσίμων, το καθαρό φορτίο κατά τη διάρκεια του χειμώνα φαίνεται να είναι χαμηλότερο σε σύγκριση με τα καλοκαιρινά επίπεδα. Στο σενάριο των συνθετικών καυσίμων το 2050, πάνω από το ένα τρίτο της συνολικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας αφορά την παραγωγή συνθετικών καυσίμων για τους τομείς τελικής κατανάλωσης. Η ζήτηση ηλεκτρισμού για την παραγωγή συνθετικών καυσίμων μπορεί να μετατοπιστεί σε περιόδους, όταν υπάρχει πλεόνασμα ηλεκτρισμού από ΑΠΕ, κυρίως το χειμώνα, επιτρέποντας έτσι την εποχιακή αποθήκευση. Οι ποσότητες υδρογόνου και συνθετικών καυσίμων που παράγονται κατά τη διάρκεια του χειμώνα, μπορούν να αποθηκευτούν εάν αναμειχθούν στο σύστημα διανομής φυσικού αερίου και να χρησιμοποιηθούν από τους τελικούς φορείς κατανάλωσης κατά τη διάρκεια άλλων εποχών.

Η Εικόνα 58 παρουσιάζει το μέσο καθαρό φορτίο πριν και μετά την προσμέτρηση της άμεσης χημικής αποθήκευσης, η οποία αντικατοπτρίζει την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας για την παραγωγή συνθετικών καυσίμων για σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής. Το σχήμα αυτό στοχεύει να αναπαραστήσει γραφικά τον τρόπο με τον οποίο η άμεση χημική αποθήκευση επηρεάζει τις εποχιακές διακυμάνσεις του μέσου καθαρού φορτίου. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του μοντέλου, η άμεση χημική αποθήκευση χρησιμοποιείται το 2050 και στα δύο σενάρια, προκειμένου να καλυφθούν οι αναντιστοιχίες μεταξύ φορτίου και παραγωγής των μεταβλητών ΑΠΕ. Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, η παραγωγή από ανεμογεννήτριες κορυφώνεται κατά τη διάρκεια του χειμώνα, οδηγώντας σε πλεόνασμα ανανεώσιμης ενέργειας. Αυτή η πλεονάζουσα παραγωγή καταναλώνεται από τις μονάδες Power-to-X, προκειμένου να αποθηκευτεί υπό τη μορφή συνθετικών καυσίμων, δηλαδή υδρογόνου και συνθετικού αερίου. Κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού και σε μικρότερο βαθμό κατά τη διάρκεια του φθινόπωρου, τα συνθετικά καύσιμα χρησιμοποιούνται ως είσοδος σε σταθμούς φυσικού αερίου, οι οποίοι παρέχουν ευελιξία και ηλεκτρική ενέργεια στο σύστημα και καλύπτουν το υψηλό καθαρό φορτίο αυτών των εποχών.

**Εικόνα 58: Συνεισφορά της άμεσης χημικής αποθήκευσης στην κάλυψη αναγκών μακροπρόθεσμης ευελιξίας**



Η συμβολή της άμεσης χημικής αποθήκευσης για την κάλυψη των εποχικών ανισορροπιών μεταξύ της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές και της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας καθίσταται πιο σημαντική στο σενάριο εξηλεκτρισμού σχετικά με το σενάριο των συνθετικών καυσίμων. Στο σενάριο των συνθετικών καυσίμων, τα συνθετικά καύσιμα χρησιμοποιούνται από τους τομείς τελικής χρήσης και επομένως μπορεί να παρέχουν μακροπρόθεσμη ευελιξία στο σύστημα ηλεκτροδότησης, ενώ αντίθετα στο σενάριο εξηλεκτρισμού δεν υπάρχει τέτοια δυνατότητα. Στο σενάριο αυτό, το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα της ΕΕ δεν διαθέτει εναλλακτικές λύσεις για να αντιμετωπίσει τις εποχιακές διακυμάνσεις του καθαρού φορτίου, καθώς οι μπαταρίες και οι μονάδες αντλιοταμίευσης δεν μπορούν να αποθηκεύσουν ενέργεια σε μακροπρόθεσμο χρονικό διάστημα.

Ακόμη και αν οι ανάγκες εποχικής ευελιξίας στο σενάριο εξηλεκτρισμού δεν φαίνονται έντονες στην Εικόνα 58, σε περίπτωση μη ύπαρξης της χημικής αποθήκευσης και δεδομένης της μεταστροφής του συστήματος, στο πλαίσιο της απαλλαγής από τον άνθρακα, από τη χρήση θερμικών ελεγχόμενων μονάδων προς τις ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής, ανακύπτουν αρκετές προκλήσεις. Σε περίπτωση μιας παρατεταμένης περιόδου με χαμηλή παραγωγή από ΑΠΕ στην πλειοψηφία των χωρών, το σύστημα της ΕΕ θα αντιμετωπίσει σημαντική έλλειψη παραγωγής ηλεκτρισμού. Καθώς το προφίλ του ανέμου είναι διαφοροποιημένο μεταξύ διαφορετικών γεωγραφικών περιοχών της ΕΕ, οι διασυνδέσεις θα είναι σε θέση να παρέχουν ηλεκτρική ενέργεια σε κάποιο βαθμό, αλλά κυρίως όσον αφορά την εξισορρόπηση και όχι την κάλυψη της ζήτησης για ενέργεια. Μια εναλλακτική λύση θα ήταν η επένδυση σε μεγάλες εφεδρικές εγκαταστάσεις αποθήκευσης (π.χ. μπαταρίες, μονάδες αντλιοταμίευσης και άλλες), οι οποίες θα χρησιμοποιούνται αποκλειστικά για εποχιακή αποθήκευση. Η επιλογή αυτή συνεπάγεται σημαντικό κόστος για το σύστημα, καθώς οι εγκαταστάσεις αυτές θα πρέπει να διατηρούνται πάντα φορτισμένες και να μην χρησιμοποιούνται για καθημερινή εξισορρόπηση, προκειμένου να είναι έτοιμες να προμηθεύσουν ενέργεια σε περίπτωση ακραίων γεγονότων.



Από την άλλη πλευρά, το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής, το οποίο περιγράφεται στο σενάριο των συνθετικών καυσίμων, διαθέτει πρόσθετους πόρους για την παροχή εποχικής εξισορρόπησης μέσω της χρήσης χημικής αποθήκευσης. Οι ποσότητες ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, το οποίο χρησιμοποιείται για την παραγωγή συνθετικών καυσίμων για τους τομείς τελικής χρήσης μπορούν να είναι πολύ ευέλικτες, παρέχοντας υπηρεσίες αποθήκευσης με έμμεσο τρόπο. Ο χρόνος παραγωγής αυτών των καυσίμων, δηλαδή η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, μπορεί να προγραμματιστεί ανάλογα με το υπόλοιπο φορτίο του συστήματος και τη μεταβλητή παραγωγή των ΑΠΕ. Σε περίπτωση υπερπαραγωγής των ΑΠΕ, το πλεόνασμα ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να μετατραπεί σε συνθετικό αέριο (ή υδρογόνο) και να εγχυθεί στους αγωγούς αερίου, προκειμένου να αποθηκευτεί. Στην περίπτωση χαμηλής παραγωγής από ΑΠΕ για συνεχείς ημέρες, η παραγωγή συνθετικών καυσίμων θα μπορούσε να σταματήσει και έτσι να μειώσει σημαντικά τα επίπεδα ζήτησης.

Η χημική αποθήκευση με άμεσο τρόπο μπορεί να παρέχει την ίδια υπηρεσία στο σύστημα. Αυτός ο τύπος αποθήκευσης αντικατοπτρίζει την περίπτωση μιας εγκατάστασης Power-to-X, η οποία παράγει καύσιμα για μονάδες παραγωγής ενέργειας, έχοντας το πρόσθετο πλεονέκτημα ότι είναι σε θέση να παρέχει ηλεκτρική ενέργεια εκτός από τη διαχείριση της κατανομής ανά ώρα, μέρα και εποχή των δικών της επιπέδων ζήτησης ηλεκτρισμού. Σε περίπτωση έλλειψης ενέργειας λόγω χαμηλής παραγωγής μεταβλητών ΑΠΕ για παρατεταμένο χρονικό διάστημα, θα μπορούσαν να εκκινήσουν σταθμοί φυσικού αερίου ή άλλες μονάδες που μπορούν να χρησιμοποιήσουν συνθετικά καύσιμα, προκειμένου να καλυφθούν τα επίπεδα ζήτησης, παράλληλα με τη μείωση της παραγωγής συνθετικών καυσίμων.

Παρά τα πλεονεκτήματα που προσφέρει το σενάριο συνθετικών καυσίμων, δημιουργεί προκλήσεις στην ανάπτυξη και λειτουργία του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής. Οι προκλήσεις σχετίζονται με το γεγονός πως απαιτούνται σημαντικές ποσότητες ηλεκτρικής ενέργειας για την παραγωγή συνθετικών καυσίμων σε μεγάλη κλίμακα. Τα αποτελέσματα του μοντέλου δείχνουν πως το μέγεθος ενός τέτοιου συστήματος θα είναι διπλάσιο σε σχέση με το μέγεθος του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος της ΕΕ, το οποίο προβλέπεται για το έτος 2030. Σε ένα τέτοιο σύστημα μεγάλης κλίμακας ισχύος ενδέχεται να προκύψουν πολλές τεχνικές και οικονομικές προκλήσεις, οι οποίες σχετίζονται με την ιδιαιτέρως μεγάλη αύξηση της εγκατάστασης ΑΠΕ και τις απαιτούμενες ενισχύσεις του ηλεκτρικού δικτύου. Επιπλέον, το σύστημα αυτό απαιτεί σημαντικές επενδύσεις, όσον αφορά την παραγωγή ηλεκτρισμού και την εξισορρόπηση των μεταβλητών ΑΠΕ, οι οποίες συνεπάγονται σημαντικό κόστος, όπως αναλύεται στο επόμενο τμήμα.

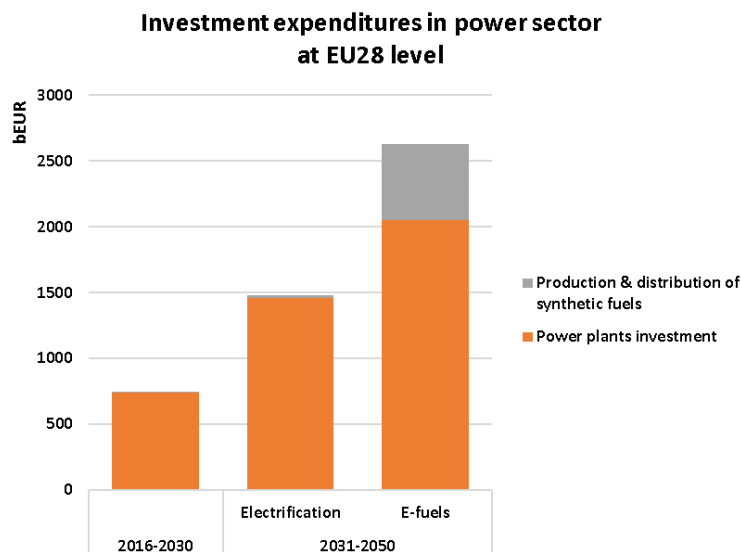
### 9.3.5 Επενδυτικές δαπάνες και κόστος ηλεκτρισμού

Η μετάβαση προς ένα ενεργειακό σύστημα χαμηλών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα συνεπάγεται το σημαντικό μετασχηματισμό τόσο των τομέων παραγωγής ενεργειακών προϊόντων όσο και των τομέων ζήτησης. Ο τομέας της ηλεκτροπαραγωγής διαδραματίζει ζωτικό ρόλο στην προσπάθεια μείωσης των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, καθώς μπορεί να παράσχει καθαρή – από τη σκοπιά του ανθρακικού αποτυπώματος - ηλεκτρική ενέργεια και να ενισχύσει την προσπάθεια μείωσης των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα στους τομείς τελικής χρήσης, οι οποίοι έχουν περιορισμένες δυνατότητες μείωσης των εκπομπών.

Και στα δύο σενάρια, τα οποία εξετάστηκαν στο παρόν κεφάλαιο, η διείσδυση των μεταβλητών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας αποτελεί τη ραχοκοκαλιά της προσπάθειας μείωσης του ανθρακικού αποτυπώματος του ηλεκτροπαραγωγικού τομέα. Ωστόσο προκειμένου να αντιμετωπιστεί η μεταβλητότητα και η αβεβαιότητα της παραγωγής ηλεκτρισμού από ΑΠΕ, το σύστημα χρειάζεται ευέλικτους πόρους, οι οποίες είναι ικανοί να εξισορροπήσουν τις διακυμάνσεις της παραγωγής των ΑΠΕ και της ζήτησης ηλεκτρισμού σε όλα τα χρονικά πλαίσια. Στη βάση αυτών, το μοντέλο επέκτασης του ηλεκτρικού συστήματος καθορίζει ενδογενώς τον βέλτιστο συνδυασμό πόρων εξισορρόπησης, οι οποίοι θα καταστήσουν δυνατή την απορρόφηση της παραγωγής ανανεώσιμων πηγών ενέργειας από το σύστημα.

Η επίτευξη του μετασχηματισμού του ηλεκτροπαραγωγικού τομέα συνεπάγεται σημαντικές επενδυτικές δαπάνες και στα δύο σενάρια. Η Εικόνα 59 παρουσιάζει τις επενδυτικές δαπάνες για το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα για τις περιόδους 2016-2030 και 2031-2050. Τα αποτελέσματα του μοντέλου δείχνουν ότι μακροπρόθεσμα (2031-2050) οι επενδυτικές δαπάνες αναμένεται να καταστούν δύο έως τρεις φορές υψηλότερες από τις επενδυτικές δαπάνες που απαιτούνται για την επίτευξη των στόχων του 2030 (όπως ορίζονται στη δέσμη μέτρων για το κλίμα και την ενέργεια της ΕΕ και το 2030 πολιτικές για τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, αύξηση του μεριδίου ΑΠΕ και βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης). Πρέπει να σημειωθεί πως στην παρούσα μελέτη δεν παρουσιάζονται οι επενδυτικές δαπάνες αναφορικά με το δίκτυο μεταφοράς και διανομής ηλεκτρισμού. Οι ενισχύσεις του δικτύου που απαιτούνται για την υποστήριξη της ευρείας χρήσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας συνεπάγονται υψηλές επενδυτικές δαπάνες.

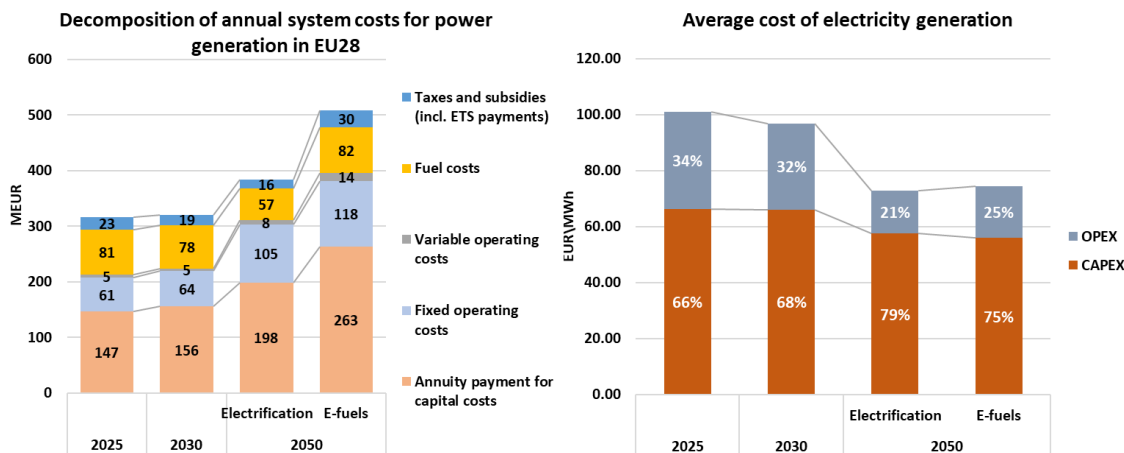
**Εικόνα 59: Επενδυτικές δαπάνες του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ28**



Το αριστερό διάγραμμα της Εικόνα 60 παρουσιάζει το ετήσιο κόστος του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής, αποσυνθέτοντας τα διαφορετικά μέρη του κόστους. Το δεξί διάγραμμα της Εικόνα 60 παρουσιάζει την προβολή του μέσου κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και παρέχει ένα διαχωρισμό μεταξύ της κεφαλαιουχικής (CAPEX) και της λειτουργικής (OPEX) συνιστώσας του κόστους παραγωγής. Ένα πρώτο συμπέρασμα είναι ότι, παρόλο που

απαιτούνται σημαντικά ποσά επενδυτικών δαπανών για τον μετασχηματισμό του τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, το μέσο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ακολουθεί μια πτωτική τάση. Η παρατήρηση αυτή είναι ιδιαίτερως σημαντική, καθώς υποδηλώνει την οικονομική προσιτότητα της προσπάθειας απανθρακοποίησης. Η απανθρακοποίηση του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος αποτελεί οικονομικά προσιτή επιλογή λόγω της μείωσης του κόστους επένδυσης σε τεχνολογίες ΑΠΕ.

**Εικόνα 60: Ετήσια κόστη του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος (αριστερό διάγραμμα) και μέσο κόστος παραγωγής ηλεκτρισμού (δεξί διάγραμμα)**



Όσον αφορά την αποσύνθεση του συνολικού κόστους σε διαφορετικές συνιστώσες, τα αποτελέσματα του μοντέλου δείχνουν την τάση αύξησης της συνιστώσας σταθερού κόστους (CAPEX) στο συνολικό κόστος ενέργειας. Η συνιστώσα του σταθερού κόστους αντιστοιχεί στο κόστος κεφαλαίου και έχει γενικά πάγιο (μη μεταβλητό) χαρακτήρα. Το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα το 2050 απαρτίζεται κυρίως από μονάδες ΑΠΕ και τεχνολογίες αποθήκευσης, οι οποίες έχουν σχεδόν μηδενικό μεταβλητό κόστος, οδηγώντας στη μείωση της συνιστώσας του μεταβλητού κόστους (OPEX) και στην αύξηση της συνιστώσας του σταθερού κόστους. Στο σενάριο συνθετικών καυσίμων, η συνιστώσα του κόστους σχετιζόμενη με τα μεταβλητά κόστη είναι υψηλότερη κατά 4 ποσοστιαίες μονάδες, σε σύγκριση με το σενάριο εξηλεκτρισμού, κάτι που οφείλεται στο μείγμα επενδύσεων σε ευέλικτους πόρους. Το σενάριο συνθετικών καυσίμων χρησιμοποιεί την τεχνολογία Power-to-X, προκειμένου να καλύψει ένα μεγάλο μέρος των αναγκών ευελιξίας κυρίως σε πολύωρα και μακροπρόθεσμα χρονικά πλαίσια, ενώ το σενάριο εξηλεκτρισμού χρησιμοποιεί κυρίως μπαταρίες και μονάδες αντλιοσταμείωσης. Η παροχή ευελιξίας μέσω της χημικής αποθήκευσης (power-to-X) περιλαμβάνει τη χρήση συνθετικών καυσίμων, γεγονός που συνεπάγεται σημαντικά λειτουργικά κόστη λόγω του σημαντικού κόστους των συνθετικών καυσίμων. Αντίθετα στο σενάριο εξηλεκτρισμού, η ευελιξία του συστήματος στηρίζεται περισσότερο στη χρήση μπαταριών και μονάδων αποθήκευσης, οι οποίες έχουν μικρό μεταβλητό κόστος. Λαμβάνοντας υπόψη το μέσο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας συνολικά, διαπιστώνεται ότι αυτό εμφανίζεται συγκρίσιμο μεταξύ των δύο σεναρίων μείωσης των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα το 2050.

Η αυξανόμενη διείδυση των μεταβλητών ΑΠΕ στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα έχει ήδη επηρεάσει τις τιμές ηλεκτρισμού στις ευρωπαϊκές χονδρεμπορικές αγορές ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι τιμές ηλεκτρικής ενέργειας στις χονδρικές αγορές εξαρτώνται από το οριακό κόστος των παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας και επηρεάζονται επίσης από άλλους παράγοντες, όπως είναι ο βαθμός του ανταγωνισμού στην αγορά κ.α.. Η αυξανόμενη διείσδυση των μεταβλητών ΑΠΕ, οι οποίες έχουν σχεδόν μηδενικό οριακό κόστος, οδηγεί στη δραστική μείωση των χονδρεμπορικών τιμών ηλεκτρισμού. Ειδικά σε ώρες με σημαντική παραγωγή από μεταβλητές ΑΠΕ, οι χονδρεμπορικές τιμές ηλεκτρισμού ενδέχεται να είναι ακόμη αρνητικές (π.χ. η περίπτωση της Γερμανίας όπως αναφέρεται στο [35]). Οι αρνητικές τιμές αντανακλούν, μεταξύ άλλων, την επιθυμία ορισμένων παραγωγών να διατηρήσουν συγχρονισμένους με το σύστημα μεγάλους και μη ευέλικτους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής, προκειμένου να αποφευχθεί το σημαντικό κόστος που θα υπάρξει σε περίπτωση σβησίματος και επανεκκίνησης των μονάδων, οι οποίοι συνεπώς πρέπει να παράγουν πάνω από τα τεχνικά ελάχιστα επίπεδα φόρτισης,. Παράλληλα με τις αρνητικές τιμές ηλεκτρισμού, η διείσδυση των μεταβλητών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας έχει οδηγήσει στην αύξηση των τιμών χονδρικής πώλησης κατά τη διάρκεια των ωρών κατά τις οποίες υπάρχει έλλειψη μεγάλη μεταβολή του καθαρού φορτίου.

Λόγω των παραπάνω, η επίδραση της διείσδυσης των μεταβλητών ΑΠΕ στην εξέλιξη της χονδρεμπορικής αγοράς και στις τιμές ηλεκτρισμού αποτελεί σήμερα αντικείμενο έντονων ερευνών. Τα ευρήματα στο [36] αποκαλύπτουν ότι σε ορισμένες περιπτώσεις η διείσδυση των αιολικών σταθμών δύναται να μειώσει την ενδο-ημερήσια μεταβλητότητα των χονδρεμπορικών τιμών ηλεκτρισμού, αλλά να αυξήσει την εβδομαδιαία μεταβλητότητα. Αν και η αυξανόμενη διείσδυση των ΑΠΕ μπορεί να οδηγήσει σε αυξημένη μεταβλητότητα των τιμών, η σημαντική ανάπτυξη τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας και μηχανισμών απόκρισης της ζήτησης μπορεί να έχει εξομαλυντική επίδραση στη μεταβλητότητα των χονδρεμπορικών τιμών ηλεκτρισμού.

Η καμπύλη ζήτησης ενός συστήματος με σημαντική διείσδυση μονάδων αποθήκευσης και μηχανισμών απόκρισης της ζήτησης θα είναι πολύ διαφορετική σε σύγκριση με τη σημερινή μορφή της. Καθώς το σύστημα χρησιμοποιεί διάφορους τύπους αποθήκευσης, οι οποίοι παρέχουν υπηρεσίες ευελιξίας σε πολλαπλά χρονικά πλαίσια, η μεταβλητότητα των τιμών αναμένεται να μειωθεί σε όλα τα χρονικά πλαίσια (π.χ. ενδοημερήσια, εβδομαδιαία, εποχιακά) αν και όχι στον ίδιο βαθμό. Μέχρι στιγμής, η κύρια πηγή εσόδων για εγκαταστάσεις αποθήκευσης ήταν η εκμετάλλευση της διακύμανσης των τιμών μεταξύ ωρών διαφορετικού επιπέδου φορτίου. Η μείωση της διακύμανσης των τιμών αυξάνει τον κίνδυνο νέων επενδύσεων σε εγκαταστάσεις αποθήκευσης από καθαρά ιδιωτική βάση, καθώς τα έσοδά τους θα γίνονται περισσότερο αβέβαια, εκτός εάν η διασφάλιση της ανάκτησης του κόστους της επένδυσης σε τέτοιες μονάδες είναι τέτοια ώστε να μπορούν να στηρίξουν την ανάπτυξη ενός ευέλικτου χαρτοφυλακίου παραγωγής ηλεκτρισμού, το οποίο θα επιτυγχάνει ανταγωνιστικές τιμές. Δεδομένης της σημασίας αυτών των τεχνολογιών για τη μετάβαση σε ένα σύστημα ηλεκτροπαραγωγής χωρίς άνθρακα, η συμβολή των εγκαταστάσεων αποθήκευσης για την κάλυψη της ανάγκης για ευελιξία του συστήματος πρέπει να αξιολογείται και να ανταμείβεται μέσω του σχεδιασμού οικονομικά αποδοτικών μηχανισμών που εξασφαλίζουν ευέλικτους πόρους, ιδιαίτερα στην περίπτωση που η επένδυση σε μονάδες αποθήκευσης δεν μπορεί να στηριχθεί σε καθαρά ιδιωτική βάση.

## 10 ΑΛΛΗΛΕΠΙΔΡΑΣΗ ΜΕΤΑΞΥ ΤΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΚΑΙ ΤΩΝ ΡΟΩΝ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ

---

### 10.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Οι τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας αποκτούν ολοένα και μεγαλύτερη σημασία, καθώς συνεισφέρουν σημαντικά στην επίτευξη της μείωσης των εκπομπών του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος. Οι μονάδες αποθήκευσης διευκολύνουν τη διείσδυση των ΑΠΕ στο σύστημα, προσφέροντας πολλαπλές υπηρεσίες, όπως είναι η παροχή ευελιξίας και η συνεισφορά στην αποδοτικότερη χρήση των ΑΠΕ μέσω της διαχείρισης της μεταβλητότητας και της αβεβαιότητας της παραγωγής τους, αλλά και η συνεισφορά σε επικουρικές υπηρεσίες και εφεδρείες, όπως μελετήθηκε στα Κεφάλαια 8 και 9. Επιπρόσθετα, οι μονάδες αποθήκευσης μπορούν να συνεισφέρουν στην ελαχιστοποίηση του κόστους λειτουργίας του συστήματος ρυθμίζοντας το επίπεδο παραγωγής και κατανάλωσης ηλεκτρισμού τους, όπως συμβαίνει και στα σημερινά συστήματα.

Στα σημερινά συστήματα, οι μονάδες αποθήκευσης – κυρίως αντλιοσταμειυτικές μονάδες – χρησιμοποιούνται με τον εξής τρόπο: οι μονάδες αυτές φορτίζουν τις ώρες χαμηλής κατανάλωσης, αυξάνοντας το επίπεδο ζήτησης και δίνοντας τη δυνατότητα σε μεγάλες μη ευέλικτες μονάδες να παραμείνουν συγχρονισμένες με το σύστημα, ενώ εκφορτίζουν τις ώρες υψηλής κατανάλωσης, παρέχοντας ηλεκτρισμό στο σύστημα και δίνοντας τη δυνατότητα μείωσης της χρήσης μονάδων αιχμής. Μια τέτοια χρήση των μονάδων αποθήκευσης επιτυγχάνει τη μείωση του κόστους λειτουργίας του συστήματος, καθώς μειώνονται τα κόστη σβησίματος και επανεκκίνησης μονάδων, αλλά και τα υψηλά λειτουργικά κόστη, όπως αυτά συνεπάγονται από τη χρήση ακριβών μονάδων αιχμής (π.χ. αεριοστρόβιλων). Τα έσοδα των μονάδων αντλιοσταμείωσης σε μια καθαρά ενεργειακή αγορά βασίζονται στη διαφορά τιμής ηλεκτρισμού μεταξύ των ωρών, κατά τις οποίες οι μονάδες φορτίζουν (αγοράζουν) ηλεκτρισμό και των ωρών κατά τις οποίες εκφορτίζουν (πωλούν) ηλεκτρισμό. Συνήθως, οι μονάδες αυτές αποθηκεύουν ενέργεια σε ώρες χαμηλής κατανάλωσης, στις οποίες οι χονδρεμπορικές τιμές ηλεκτρισμού είναι χαμηλές και παράγουν ηλεκτρισμό σε ώρες αιχμής, στις οποίες οι χονδρεμπορικές τιμές αυξημένες.

Η αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ συνδέεται συχνά με την αύξηση της μεταβλητότητας των χονδρεμπορικών τιμών ηλεκτρισμού, κάτι που ενδεχομένως να αποτελεί ένα κίνητρο για την επένδυση σε μονάδες αντλιοσταμείωσης. Από την άλλη, η ενοποίηση των αγορών ηλεκτρισμού στην Ευρώπη οδηγεί στην σύγκλιση των τιμών ηλεκτρισμού στη χονδρεμπορική αγορά, μειώνοντας έτσι το περιθώριο εσόδων των μονάδων αντλιοσταμείωσης. Προκύπτει, λοιπόν, ένα ερώτημα σχετικά με την οικονομική βιωσιμότητα των μονάδων αντλιοσταμείωσης και την επίδραση της ενοποίησης των αγορών ηλεκτρισμού και της αύξησης των ανταλλαγών ενέργειας μεταξύ διαφορετικών χωρών στην λειτουργία των μονάδων αποθήκευσης. Το παρόν κεφάλαιο στοχεύει να απαντήσει στο ερώτημα αυτό.

## 10.2 ΠΛΑΙΣΙΟ ΚΑΙ ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ

Οι προσομοιώσεις αυτού του κεφαλαίου στοχεύουν στο να εξετάσουν την αλληλεπίδραση της χρήσης μονάδων αποθήκευσης και της ανταλλαγής ενέργειας μεταξύ διαφορετικών συστημάτων. Οι ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ διαφορετικών συστημάτων μπορούν να προσφέρουν υπηρεσίες εξισορρόπησης, εκτός από την παροχή ενέργειας, όπως μελετήθηκε στα Κεφάλαια 8 και 9. Εφόσον οι μονάδες αποθήκευσης προσφέρουν στο σύστημα υπηρεσίες εξισορρόπησης, προκύπτει το ερώτημα για το κατά πόσο η χρήση του κάθε πόρου δρα συμπληρωματικά ή ως υποκατάστατο στη χρήση του άλλου.

Όπως αναφέρθηκε και στο Κεφάλαιο 1.3, η παραγωγή ηλεκτρισμού από ΑΠΕ, η οποία εξαρτάται από τα καιρικά φαινόμενα (π.χ. ηλιοφάνεια, ταχύτητα ανέμου) διαφέρει ανά γεωγραφική περιοχή και χώρα. Το ίδιο παρατηρείται και στο προφίλ κατανάλωσης ηλεκτρισμού λόγω των διαφορών στη δομή της οικονομίας, τις συνήθειες των καταναλωτών, το είδος των τελικών χρήσεων, οι οποίες καταναλώνουν ηλεκτρισμό κ.α. Συνεπώς η σύζευξη γειτονικών χωρών, οι οποίες παρουσιάζουν διαφορετικά προφίλ κατανάλωσης και παραγωγής ηλεκτρισμού, δίνει τη δυνατότητα ανταλλαγής υπηρεσιών εξισορρόπησης μέσω της χρήσης των διασυνδεδετικών γραμμών. Η δυνατότητα ανταλλαγής των υπηρεσιών εξισορρόπησης εξαρτάται από το κατά πόσο είναι ταυτοχρονισμένες ή ετεροχρονισμένες η παραγωγή και η κατανάλωση ηλεκτρισμού μεταξύ των συζευγμένων χωρών, αλλά και από τη μέγιστη δυνατή ανταλλαγή ισχύος σε κάθε σύνορο, η οποία περιορίζεται από την καθαρή διασυνδεδετική ισχύ (NTC).

Πέραν των δύο παραγόντων αυτών, η δυνατότητα ανταλλαγής υπηρεσιών εξισορρόπησης μέσω των διασυνδέσεων επηρεάζεται από το εγκατεστημένο μείγμα ηλεκτροπαραγωγής του κάθε συστήματος. Η λογική της σύζευξης διαφορετικών αγορών στηρίζεται στο γεγονός πως μέσω της σύνδεσης δύο ή περισσότερων αγορών, η κάθε μία από τις οποίες έχει διαφορετική αθροιστική καμπύλη παραγωγής και ζήτησης, γίνεται δυνατή η αύξηση του κοινωνικού πλεονάσματος. Αυτό επιτυγχάνεται μέσω των διασυνδεδετικών ροών και πιο συγκεκριμένα μέσω της επιπρόσθετης παραγωγής ηλεκτρισμού από τη χώρα με την φθηνότερη παραγωγή, η οποία εξάγεται προς τη χώρα με την ακριβότερη παραγωγή (Κεφάλαιο 2). Συνεπώς, η λογική της σύζευξης των αγορών βασίζεται στη διαφορετικότητα της καμπύλης προσφοράς (και ζήτησης) της κάθε αγοράς ή, με άλλα λόγια, στο διαφορετικό μείγμα παραγωγής. Χώρες, οι οποίες παρουσιάζουν διαφοροποιημένα χαρτοφυλάκια παραγωγής μεταξύ τους, μπορούν να επωφεληθούν περισσότερο από τη διαδικασία σύζευξή τους συγκριτικά με την περίπτωση της σύζευξης χωρών, οι οποίες εμφανίζουν παρόμοιο μείγμα παραγωγής, όπως αναφέρθηκε και στο Κεφάλαιο 8.3.4.

Στη βάση της λογικής αυτής υποστηρίζουμε πως η λειτουργία των μονάδων αποθήκευσης ενός συστήματος και η αλληλεπίδρασή της με τις διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρισμού επηρεάζεται από τους εξής παράγοντες:

- το βαθμό ομοιομορφίας ή διαφοροποίησης του μείγματος ηλεκτροπαραγωγής των συζευγμένων χωρών και την αθροιστική καμπύλη προσφοράς της κάθε μίας,
- το βαθμό διείσδυσης των ΑΠΕ,
- τον ετεροχρονισμό ή ταυτοχρονισμό παραγωγής και ζήτησης ΑΠΕ, και
- την τοπολογία του δικτύου και ιδιαίτερα τη γεωγραφική θέση των μονάδων αποθήκευσης

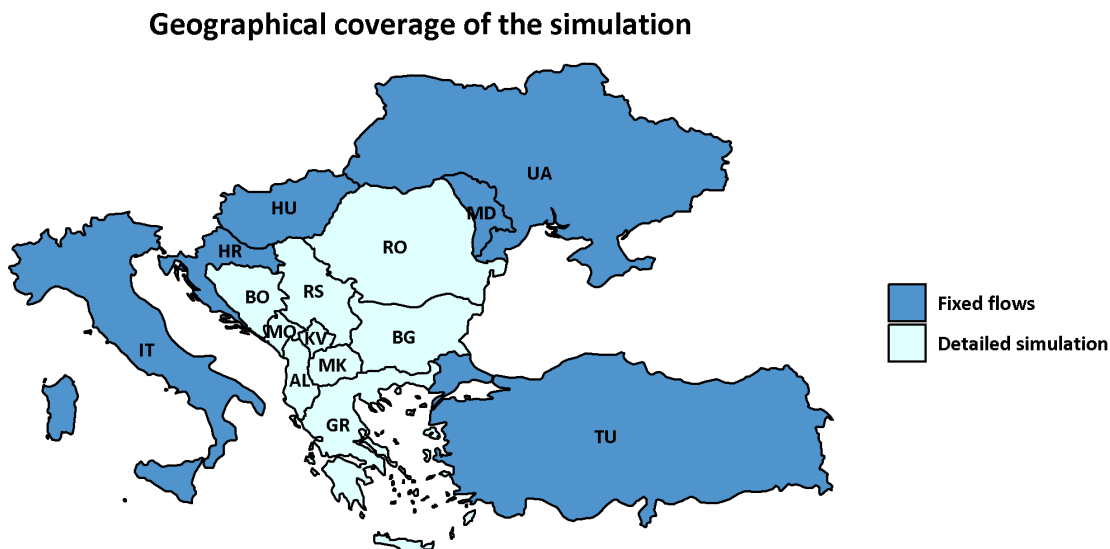
Παρόλο που συχνά αναφέρεται στη βιβλιογραφία ([110],[111],[112],[113]) πως η χρήση των διασυνδέσεων και των μονάδων αποθήκευσης συνδέονται με μια σχέση υποκατάστασης, θεωρούμε πως η σχέση αυτή είναι πιο περίπλοκη και πολλές φορές εμφανίζει χαρακτηριστικά συμπληρωματικότητας, ενώ άλλες υποκατάστασης. Στην παρούσα διατριβή το ερώτημα αυτό εξετάζεται από την σκοπιά της λειτουργίας του κάθε πόρου και όχι από την σκοπιά της επένδυσης σε μονάδες αποθήκευσης και γραμμές μεταφοράς, όπως εξετάζει η διδακτορική διατριβή του Neetzow [114], η οποία ωστόσο καταλήγει σε παρόμοια συμπεράσματα με την παρούσα διατριβή. Για το λόγο αυτό γίνεται χρήση του μοντέλου προσομοίωσης των ηλεκτρικών αγορών, το οποίο παρουσιάστηκε στο Κεφάλαιο 6.2.2.4. Επιλέχθηκε να χρησιμοποιηθεί το μοντέλο προσομοίωσης που συν-βελτιστοποιεί την κάλυψη των αναγκών ενέργειας και τις απαιτήσεις επικουρικών υπηρεσιών από το σύστημα, προκειμένου να ληφθούν υπόψη οι υπηρεσίες εφεδρειών, τις οποίες δύνανται να παρέχουν οι μονάδες αποθήκευσης και οι διασυνοριακές ανταλλαγές ενέργειας.

Ο σκοπός της προσομοίωσης είναι η εξέταση της αλληλεπίδρασης της λειτουργίας των αποθηκευτικών μέσων και των διασυνοριακών ανταλλαγών ηλεκτρισμού στο πλαίσιο της ενοποίησης των αγορών ηλεκτρισμού διαφορετικών χωρών. Οι προσομοιώσεις εξετάζουν τη λειτουργία της ενοποιημένης αγοράς ηλεκτρισμού της Νοτιοανατολικής Ευρώπης, η οποία περιλαμβάνει τις αγορές της Ελλάδας, της Βουλγαρίας και της Ρουμανίας σύμφωνα με τον ACER. Η προσομοίωση εξετάζει δύο περιπτώσεις διαφορετικού βαθμού διείσδυσης των ΑΠΕ, όπου στην πρώτη περίπτωση οι ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής<sup>36</sup> καλύπτουν περίπου το 30% της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αθροιστικά στις τρεις αυτές χώρες, ενώ στη δεύτερη το 35%. Σε κάθε περίπτωση εξετάζουμε τη μεταβολή της λειτουργίας των μονάδων αντλιοσταμίου αυξανόμενων των διασυνοριακών ροών ηλεκτρισμού. Οι διασυνοριακές ροές ηλεκτρισμού περιορίζονται από τη μέγιστη καθαρή διασυνδεδετική ισχύ σε κάθε σύνορο (NTC) και εξαρτώνται από το βαθμό ενοποίησης των αγορών ηλεκτρισμού. Για το λόγο αυτό σε κάθε προσομοίωση χρησιμοποιούμε διαφορετικά επίπεδα τιμών NTC, καθένα από τα οποία αντιπροσωπεύει και διαφορετικό βαθμό σύζευξης των αγορών.

Δεδομένου ότι οι αγορές ηλεκτρισμού Ελλάδας, Βουλγαρίας και Ρουμανίας βρίσκονται στην ευρύτερη γεωγραφική περιφέρεια της Νοτιοανατολικής Ευρώπης κρίθηκε σκόπιμη η ενσωμάτωση στην προσομοίωση και των αγορών των γειτονικών χωρών (δηλαδή Αλβανίας, Βόρειας Μακεδονίας, Σερβίας, Κοσόβου, Μαυροβουνίου, Βοσνίας-Ερζεγοβίνης), προκειμένου να εξεταστεί η επίδραση του διασυνοριακού εμπορίου ηλεκτρισμού με τις τρεις χώρες της ΕΕ. Το μοντέλο προσομοίωσης λαμβάνει υπόψη το σύνολο των χωρών αυτών, πέραν της Ελλάδας-Ρουμανίας-Βουλγαρίας και αναφορικά με τις υπόλοιπες γειτονικές χώρες (π.χ. Κροατία, Ουγγαρία κ.α.), όπως φαίνεται στην Εικόνα 61, θεωρούμε σταθερές τις διασυνοριακές ροές ηλεκτρισμού, με την έννοια πως αυτές δεν μεταβάλλονται μεταξύ των προσομοιώσεων, αλλά αποτελούν εξωγενείς υποθέσεις.

<sup>36</sup> ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής θεωρούμε τις ανεμογεννήτριες, τους φωτοβολταϊκούς σταθμούς, τις μικρές μονάδες βιομάζας και τα μικρά υδροηλεκτρικά.

Εικόνα 61: Γραφική αναπαράσταση των αγορών, οι οποίες προσομοιώνονται



Η ενσωμάτωση των συστημάτων των χωρών εκτός της ΕΕ στην προσομοίωση μας δίνει τη δυνατότητα να εξετάσουμε τον τρόπο με τον οποίο η σύζευξη συστημάτων με διαφοροποιημένο μείγμα παραγωγής επηρεάζει την λειτουργία των μονάδων αποθήκευσης των χωρών της ΕΕ. Για παράδειγμα, το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα της Αλβανίας αποτελείται κατά βάση από υδροηλεκτρικούς σταθμούς, ενώ αντίθετα τα συστήματα ηλεκτροπαραγωγής της Βουλγαρίας και της Ρουμανίας βασίζονται στη χρήση πυρηνικών και ανθρακικών μονάδων. Για το λόγο αυτό για κάθε περίπτωση διείσδυσης ΑΠΕ (30% και 35%) η προσομοίωση έχει ως βάση το σενάριο BAU (Business As Usual), το οποίο αποτελεί το σημείο εκκίνησης της κάθε προσομοίωσης. Με βάση το σενάριο BAU εξετάζουμε την επίδραση της αύξησης των διασυνοριακών ανταλλαγών ηλεκτρισμού προς δύο κατευθύνσεις, την πλήρη σύζευξη των αγορών μόνο των τριών Ευρωπαϊκών χωρών μεταξύ τους (σενάριο EU – MC) και την πλήρη σύζευξη των αγορών όλων των χωρών εντός και εκτός της ΕΕ (σενάριο Full – MC).

Οι περιπτώσεις εξέτασης αυτού του κεφαλαίου για κάθε βαθμό διείσδυσης των ΑΠΕ (30% και 35%) συνοψίζονται ως εξής:

- BAU: το σενάριο αυτό αποτελεί το σημείο εκκίνησης της κάθε προσομοίωσης, υποθέτοντας την συνέχιση των τωρινών πρακτικών. Στο σενάριο αυτό υποθέτουμε την συνέχιση των τωρινών πρακτικών σχετικά με την ενοποίηση των αγορών ηλεκτρισμού. Οι διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρισμού περιορίζονται από τις τιμές καθαρής διασυνδετικής ισχύος (NTC) και οι αγορές δεν είναι ενοποιημένες
- EU – MC (Market Coupling), ενοποίηση των αγορών μόνο των χωρών της ΕΕ: στην οικογένεια προσομοιώσεων θεωρούμε πως μόνο οι αγορές της Ελλάδας, της



Βουλγαρίας και της Ρουμανίας ενοποιούνται και οι χώρες αυτές μπορούν να ανταλλάσσουν ενέργεια και υπηρεσίες εξισορρόπησης. Οι τιμές της καθαρής διασυνδετικής ισχύος στο σύνορο των χωρών της ΕΕ (δηλαδή Ελλάδα-Βουλγαρία, Βουλγαρία-Ρουμανία) αυξάνονται σε σχέση με το σενάριο BAU, προκειμένου να προσομοιωθεί η ενοποίηση των αγορών.

- Full – MC (Market Coupling), πλήρης ενοποίηση των αγορών των χωρών των Βαλκανίων: στο σενάριο αυτό γίνεται ενοποίηση των αγορών των κρατών εκτός της ΕΕ και των κρατών –μελών της ΕΕ.

Για κάθε περίπτωση σύζευξης (EU – MC και Full – MC), επιλέχθηκε να προσομοιωθεί η σταδιακή αύξηση των NTC, προκειμένου να διαπιστώσουμε την επίδρασή της στη λειτουργία των μονάδων αποθήκευσης. Συνεπώς, η κάθε περίπτωση σύζευξης προσομοιώθηκε δύο φορές, μια με μέτρια αύξηση των NTC και μία με την πλήρη αύξηση των NTC, όπως θα παρουσιαστεί στα αποτελέσματα.

Πρέπει να σημειωθεί πως και στις τρεις περιπτώσεις προσομοιώσεων, οι υποθέσεις σχετικά με την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων παραγωγής και τα τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά των μονάδων παραγωγής παραμένουν σταθερές. Οι Πίνακες Πίνακας 13 και Πίνακας 14 παρουσιάζουν το μείγμα της εγκατεστημένης (καθαρής) ισχύος των ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων της κάθε χώρας σε GW ανά τύπο καυσίμου στις περιπτώσεις διείσδυσης 30% και 35% ΑΠΕ αντίστοιχα.

Οι δύο περιπτώσεις διείσδυσης ΑΠΕ αφορούν το διαφορετικό βαθμό διείσδυσης των ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής (κυρίως φωτοβολταϊκά και αιολικά) στα ηλεκτροπαραγωγικά συστήματα των χωρών της ΕΕ. Οι υποθέσεις σχετικά με το μείγμα ηλεκτροπαραγωγικής ισχύος για τις χώρες της ΕΕ λαμβάνουν υπόψη τους σχεδιασμούς των χωρών στο πλαίσιο του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ), το οποίο υποβάλει η κάθε χώρα της ΕΕ [115]. Παρατηρούμε πως στην περίπτωση διείσδυσης των μεταβλητών ΑΠΕ κατά 35%, η διείσδυση των ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής αφορά περισσότερο την Ελλάδα και τη Ρουμανία, ενώ στην περίπτωση της Βουλγαρία δεν παρατηρείται μεγάλη αύξηση της διείσδυσης τους. Το μείγμα ηλεκτροπαραγωγής των χωρών εκτός ΕΕ διαφέρει λιγότερο αισθητά μεταξύ των δύο περιπτώσεων και παραπέμπει στο σημερινό μείγμα, καθώς υποθέτουμε πως οι χώρες αυτές δεν υιοθετούν πλήρως την μετάβαση προς ένα απανθρακοποιημένο ενεργειακό σύστημα.

**Πίνακας 13: Εγκατεστημένη ισχύς σε GW μονάδων ηλεκτροπαραγωγής ανά τύπο καυσίμου σε κάθε χώρα για την περίπτωση 30% vRES**

		30% vRES					Σύνολο
		Πυρηνικοί σταθμοί	Άνθρακας	Φυσικό αέριο	Υ/Η	Μεταβλητές ΑΠΕ	
Εκτός ΕΕ	Μαυροβούνιο	-	0.23	-	0.38	0.70	<b>1.30</b>
	Σερβία	-	4.08	0.30	0.63	2.62	<b>7.62</b>
	Κόσοβο	-	0.97	-	-	0.33	<b>1.30</b>
	Βοσνία Ερζεγοβίνη	-	1.92	0.09	2.57	0.39	<b>4.97</b>
	Βόρεια Μακεδονία	-	0.70	0.28	0.58	0.27	<b>1.83</b>
	Αλβανία	-	-	0.10	2.09	0.44	<b>2.62</b>
	Βουλγαρία	1.89	2.97	1.80	1.72	4.09	<b>12.48</b>
ΕΕ	Ρουμανία	1.31	3.13	2.91	4.87	8.09	<b>20.31</b>
	Ελλάδα	-	0.62	6.79	3.40	11.38	<b>22.18</b>

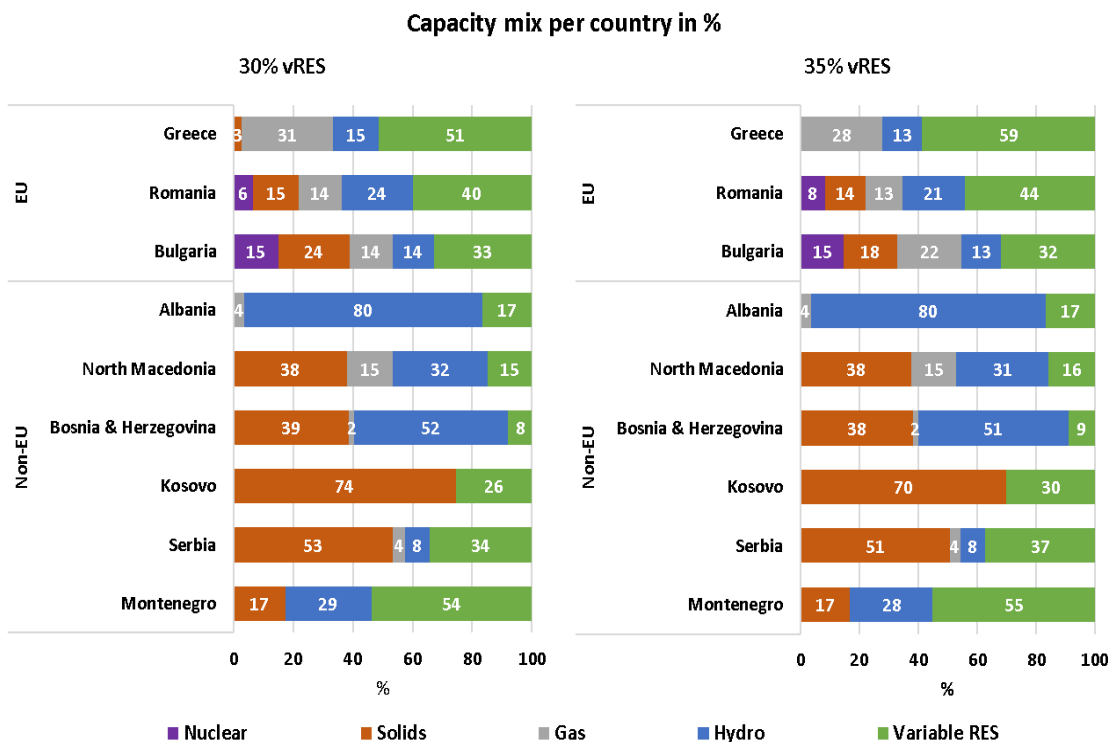
**Πίνακας 14: Εγκατεστημένη ισχύς σε GW μονάδων ηλεκτροπαραγωγής ανά τύπο καυσίμου σε κάθε χώρα για την περίπτωση 35% vRES**

		35% vRES					Σύνολο
		Πυρηνικοί σταθμοί	Άνθρακας	Φυσικό αέριο	Υ/Η	Μεταβλητές ΑΠΕ	
Εκτός ΕΕ	Μαυροβούνιο	-	0.23	-	0.38	0.74	1.34
	Σερβία	-	4.08	0.30	0.66	3.01	8.05
	Κόσοβο	-	0.97	-	-	0.42	1.39
	Βοσνία Ερζεγοβίνη	-	1.92	0.09	2.57	0.46	5.03
	Βόρεια Μακεδονία	-	0.70	0.28	0.58	0.29	1.85
	Αλβανία	-	-	0.10	2.19	0.46	2.75
	Βουλγαρία	1.89	2.35	2.84	1.72	4.15	12.95
ΕΕ	Ρουμανία	1.96	3.13	2.91	4.87	10.25	23.11
	Ελλάδα	-	-	7.22	3.48	15.19	25.88

Η Εικόνα 62 παρουσιάζει την ποσοστιαία διάρθρωση του ηλεκτροπαραγωγικού μείγματος σε κάθε χώρα. Παρατηρούμε πως από τις χώρες της ΕΕ η Βουλγαρία και η Ρουμανία παρουσιάζουν παρόμοιο μείγμα ηλεκτροπαραγωγής ισχύος, ενώ η Ελλάδα διαφοροποιείται λόγω της απουσίας

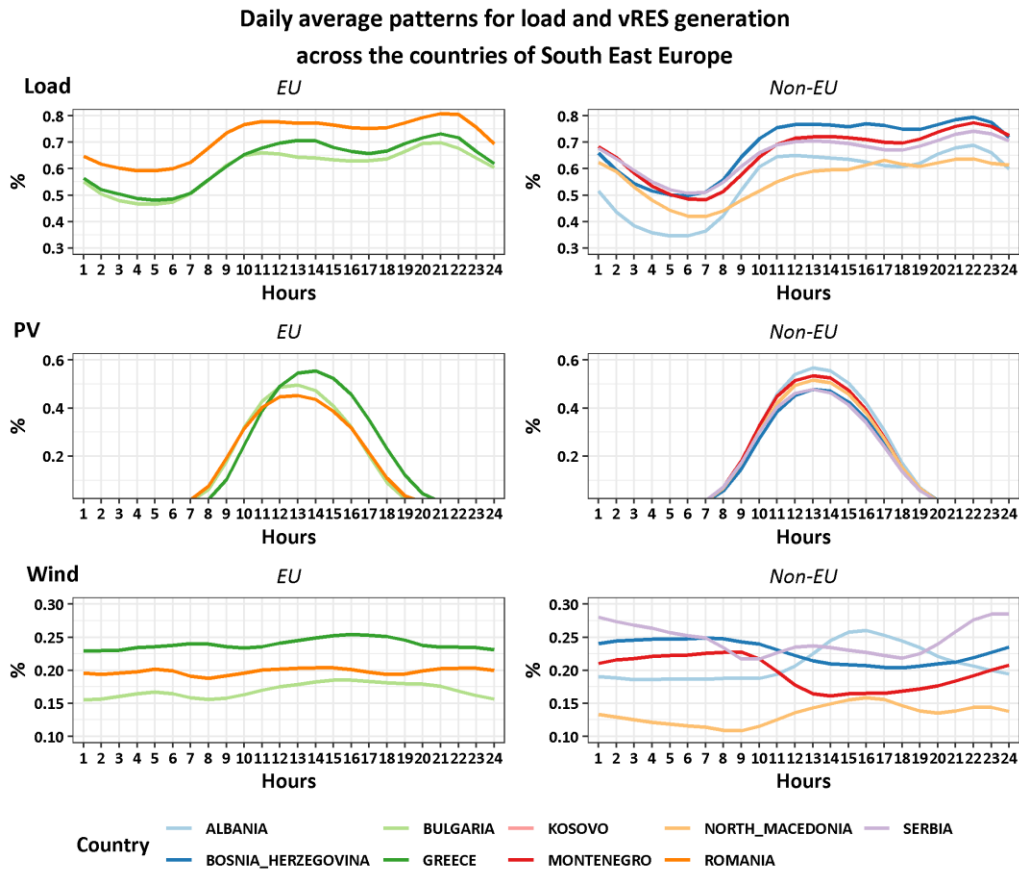
πυρηνικών μονάδων, αλλά και της μικρής (έως μηδενικής) ύπαρξης ανθρακικών μονάδων, λόγω του προγράμματος απόσυρσής τους. Το ηλεκτροπαραγωγικό μείγμα των χωρών εκτός ΕΕ βασίζεται κυρίως στη χρήση ανθρακικών μονάδων, με εξαίρεση την Αλβανία η οποία βασίζεται στην παραγωγή των υδροηλεκτρικών.

Εικόνα 62: Μείγμα εγκατεστημένης ισχύος ανά τύπο καυσίμου σε ποσοστό για κάθε χώρα



Πέραν του διαφορετικού μείγματος παραγωγής της κάθε χώρας, ένας άλλος παράγοντας, ο οποίος επηρεάζει τη λειτουργία των μονάδων αποθήκευσης, αλλά και τον όγκο των διασυννοριακών ροών, αφορά τον ταυτοχρονισμό ή ετεροχρονισμό του προφίλ ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά και της παραγωγής ηλεκτρισμού από μεταβλητές ΑΠΕ. Η Εικόνα 63 παρουσιάζει τη μέση ημερήσια καμπύλη της ζήτησης ηλεκτρισμού, αλλά και της παραγωγής από Φ/Β και αιολικά για τις χώρες της ΕΕ και εκτός ΕΕ. Παρατηρούμε πως το ημερήσιο προφίλ ζήτησης εμφανίζει μεγάλη ομοιομορφία μεταξύ Ελλάδας και Βουλγαρίας, αλλά ακόμη και στην περίπτωση της Ρουμανία, όπου η ζήτηση έχει μεγαλύτερο συντελεστή φόρτισης, η ημερήσια καμπυλότητα είναι αρκετά παρόμοια με τις άλλες δύο χώρες της ΕΕ. Συγκριτικά με τις χώρες εκτός ΕΕ, η ημερήσια αιχμή παρουσιάζεται σχεδόν παρόμοιες ώρες, ενώ η μόνη αισθητή διαφορά αφορά τη μεγάλη βύθιση της ζήτησης ηλεκτρισμού κατά τις βραδινές ώρες στην Αλβανία.

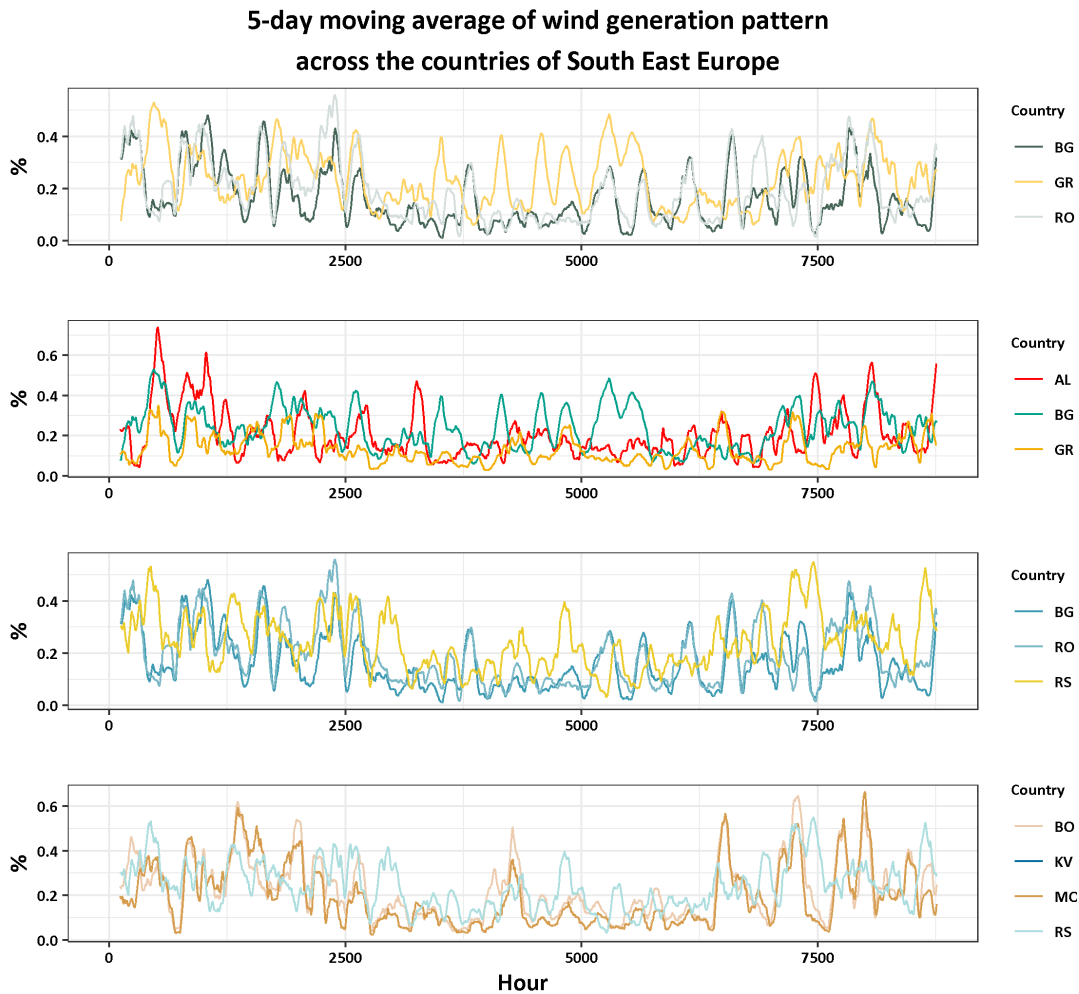
**Εικόνα 63: Μέση ημερήσια καμπύλη ζήτησης ηλεκτρισμού, παραγωγής από Φ/Β και παραγωγής από αιολικά στις χώρες της Νοτιοανατολική Ευρώπης**



Data source: ENTSO-E

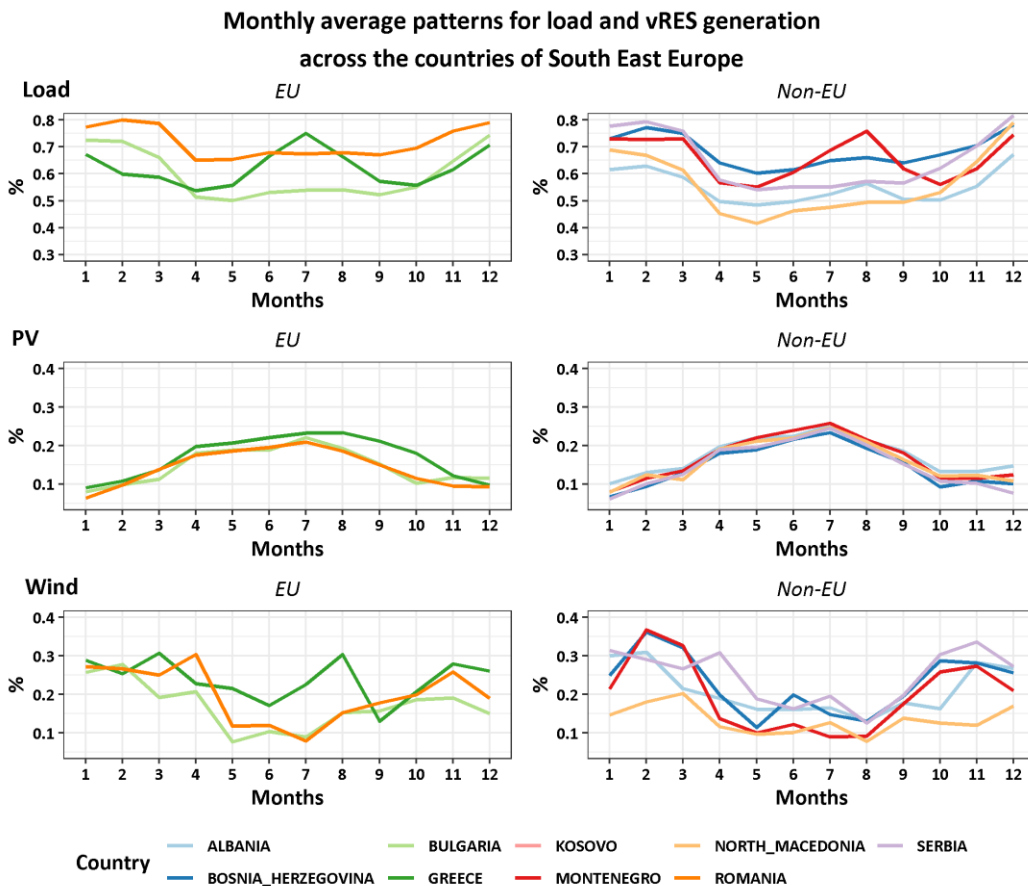
Όσον αφορά το προφίλ παραγωγής των Φ/Β αυτό είναι παρόμοιο, όπως και αναμενόταν, σε όλες τις χώρες με μια μικρή διαφοροποίηση στην περίπτωση της Ελλάδας, όπου η ημερήσια αιχμή της παραγωγής των Φ/Β εμφανίζεται μία ώρα αργότερα συγκριτικά με τις υπόλοιπες χώρες της Νοτιοανατολικής Ευρώπης, λόγω νοτιότερης γεωγραφικής θέσης. Σχετικά με το ημερήσιο προφίλ των αιολικών, παρατηρούμε πως εμφανίζονται διαφορές μεταξύ των χωρών, ωστόσο αυτό δεν επαρκεί για τη διεξαγωγή πρόσθετων παρατηρήσεων, καθώς το προφίλ παραγωγής των αιολικών δεν χαρακτηρίζεται από ενδοημερήσια κυκλικότητα, αλλά ακολουθεί κύκλους μερικών ημερών, όπως φαίνεται στην Εικόνα 64. Παρατηρούμε πως η παραγωγή των αιολικών μεταξύ διαφορετικών χωρών είναι συμπληρωματική σε ορισμένες περιόδους, όπως για παράδειγμα η παραγωγή στην Ελλάδα και την Βουλγαρία τις πρώτες ώρες του έτους, ενώ σε άλλες είναι συγχρονισμένη, όπως παρατηρείται στην παραγωγή αιολικών στη Βουλγαρία και στην Ρουμανία στις περισσότερες ώρες του έτους.

Εικόνα 64: Κινητός μέσος όρος παραγωγής αιολικών στις χώρες της Νοτιοανατολικής Ευρώπης



Πέραν της ημερήσιας διακύμανσης, ένα ακόμη στοιχείο, το οποίο είναι αρκετά σημαντικό, αφορά τη μηνιαία και εποχιακή διακύμανση τόσο της παραγωγής από μεταβλητές ΑΠΕ, αλλά και της ζήτησης ηλεκτρισμού. Η Εικόνα 65 παρουσιάζει το μέσο μηνιαίο προφίλ της ζήτησης και της παραγωγής αιολικών και Φ/Β στις χώρες της Νοτιοανατολικής Ευρώπης. Η πιο σημαντική παρατήρηση αφορά το προφίλ ζήτησης ηλεκτρισμού στην Ελλάδα, το οποίο διαφέρει σημαντικά από όλες τις υπόλοιπες χώρες (εκτός του Μαυροβουνίου). Η ζήτηση ηλεκτρισμού στις περισσότερες χώρες εμφανίζεται αυξημένη τους χειμερινούς μήνες, ενώ τους καλοκαιρινούς μήνες είναι χαμηλότερη. Ιδιαίτερα στη Βουλγαρία οι μηνιαίοι συντελεστές φορτίου τους ανοιξιάτικους και τους καλοκαιρινούς μήνες είναι έως και 2 ποσοστιαίες μονάδες συγκριτικά με τον συντελεστή ζήτησης το καλοκαίρι. Αντίθετα η αιχμή της ζήτησης στην Ελλάδα εμφανίζεται το καλοκαίρι, λόγω τουρισμού και χρήσης ηλεκτρισμού για λόγους ψύξης. Η παρατήρηση αυτή είναι ιδιαίτερα σημαντική, καθώς αποδεικνύει τη δυνατότητα συνεισφοράς των διασυνοριακών ανταλλαγών στην κάλυψη των αιχμών μεταξύ χωρών, όπου η ζήτηση δεν είναι ταυτοχρονισμένη.

**Εικόνα 65: Μέσο μηνιαίο προφίλ ζήτησης ηλεκτρισμού, παραγωγής από Φ/Β και παραγωγής από αιολικά στις χώρες της Νοτιοανατολικής Ευρώπης**



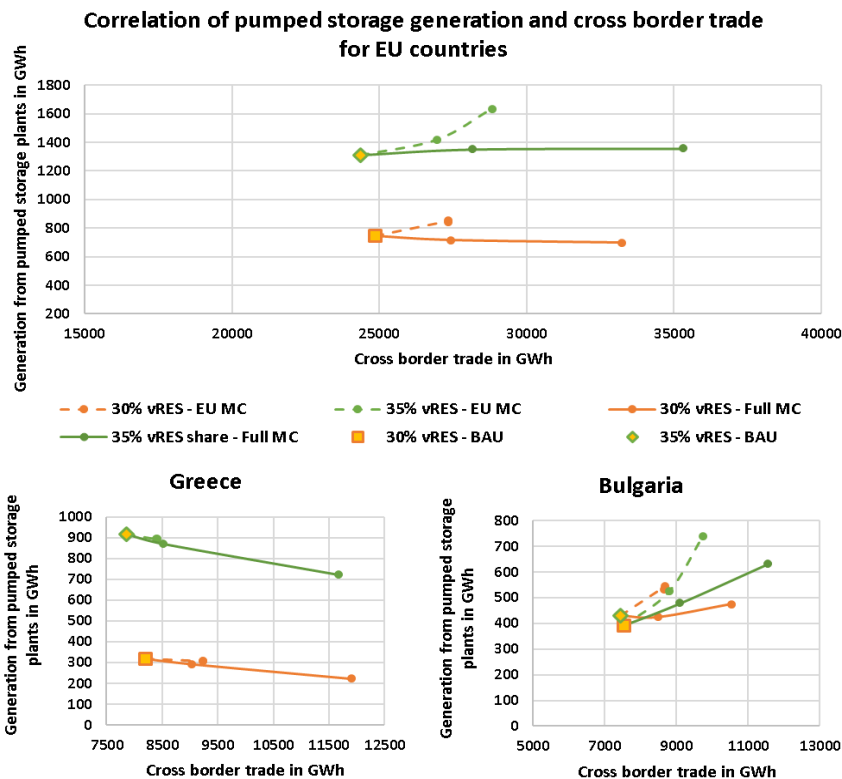
Data source: ENTSO-E

### 10.3 ΑΝΑΛΥΣΗ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ

Η επίδραση της αύξησης των διασυνοριακών ροών στη λειτουργία των μονάδων αποθήκευσης (αντλιοσταμειυτήρες) παρουσιάζεται στην Εικόνα 66 για κάθε περίπτωση διείσδυσης ΑΠΕ και βαθμού σύζευξης των αγορών. Το άνω μέρος του διαγράμματος παρουσιάζει τα αποτελέσματα αθροιστικά για τις τρεις χώρες της ΕΕ (Ελλάδα, Βουλγαρία και Ρουμανία), ενώ τα δύο κάτω διαγράμματα παρουσιάζουν ανά χώρα τη συσχέτιση του διασυνοριακού εμπορίου και της λειτουργίας των μονάδων αντλιοσταμειύσης. Λόγω της απουσίας μονάδας αντλιοσταμειύσης στη Ρουμανία, το διάγραμμα της χώρας αυτής παραλείπεται.

Εκκινώντας από το σενάριο BAU, παρατηρούμε πως η σύζευξη των αγορών και στην περίπτωση της σύζευξης μόνο των χωρών της ΕΕ (EU MC) και της σύζευξης όλης της περιοχής της ΝΑ Ευρώπης (Full MC) οδηγεί στην αύξηση των διασυνοριακών ροών ηλεκτρισμού. Η αύξηση αυτή είναι πολύ πιο εμφανής στο σενάριο Full MC λόγω της σύζευξης περισσότερων χωρών αγορών μεταξύ τους και ιδιαίτερα στην περίπτωση του μεγαλύτερου βαθμού διείσδυσης ΑΠΕ λόγω του διαφορετικού προφίλ ΑΠΕ κάθε χώρας (κυρίως των αιολικών), το οποίο ευνοεί την ανταλλαγή ηλεκτρισμού μέσω των διασυνδέσεων.

Εικόνα 66: Συσχέτιση λειτουργίας μονάδων αντλιοσταμείωσης και διασυνοριακών ανταλλαγών ηλεκτρισμού

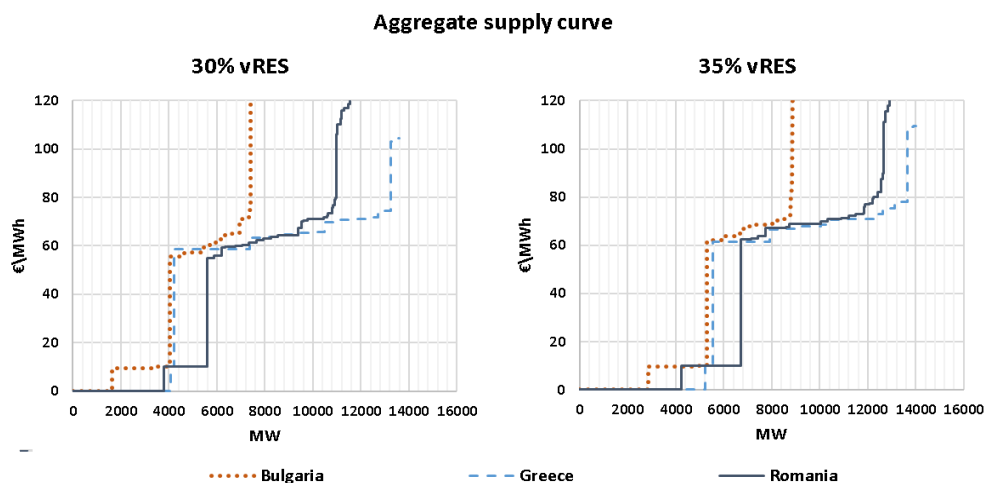


Στο αθροιστικό διάγραμμα της Εικόνα 66 (άνω διάγραμμα) παρατηρούμε πως η αύξηση της χρήσης των διασυνδέσεων έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση της λειτουργίας των μονάδων αντλιοσταμείωσης στην περίπτωση της σύζευξης μόνο των χωρών της ΕΕ (EU MC), ενώ στην περίπτωση της σύζευξης όλων των χωρών της ΝΑ Ευρώπης (Full MC) η λειτουργία των μονάδων αντλιοσταμείωσης φαίνεται να μην επηρεάζεται σημαντικά. Η συσχέτιση της αυξημένης χρήσης των ροών διασύνδεσης και της λειτουργίας των μονάδων αντλιοσταμείωσης είναι πολύ διαφορετική ανά χώρα.

Στην περίπτωση της Ελλάδας η σύζευξη μόνο των χωρών της ΕΕ δεν φαίνεται να επηρεάζει ιδιαίτερα ούτε τη λειτουργία των μονάδων αντλιοσταμείωσης, ούτε τις διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρισμού. Στο σενάριο EU MC, η αύξηση του διασυνοριακού εμπορίου της Ελλάδας θα μπορούσε να προέλθει από την αύξηση του εμπορίου με τη Βουλγαρία, με την οποία και συνορεύει, ωστόσο κάτι τέτοιο δεν παρατηρείται. Αυτό συμβαίνει λόγω του ότι οι δύο αυτές χώρες, δηλαδή η Ελλάδα και η Βουλγαρία, έχουν παρόμοιες καμπύλες προσφοράς, όπως φαίνεται στην Εικόνα 67, παρόλο που το ηλεκτροπαραγωγικό μείγμα της κάθε χώρας διαφέρει. Το χαρτοφυλάκιο παραγωγής της Ελλάδας αποτελείται από μονάδες φυσικού αερίου και ΑΠΕ, ενώ της Βουλγαρίας από πυρηνικές μονάδες και λιγνιτικές. Οι πυρηνικές μονάδες και οι ΑΠΕ έχουν πολύ μικρά μεταβλητά κόστη, ενώ οι πιο αποδοτικές μονάδες λιγνίτη της Βουλγαρίας έχουν παρόμοιο κόστος με τις μονάδες φυσικού αερίου της Ελλάδας λόγω του κόστους εκπομπών CO<sub>2</sub>. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα την σύγκλιση των Οριακών Τιμών Συστήματος (ΟΤΣ)

αυτών των χωρών ήδη στο σενάριο BAU, όπως θα συζητηθεί και παρακάτω (βλ. Εικόνα 68). Άρα, η αύξηση της σύζευξης των χωρών της ΕΕ δεν επηρεάζει ιδιαίτερα<sup>37</sup> την Ελλάδα.

**Εικόνα 67: Αθροιστική καμπύλη προσφοράς για κάθε χώρα της ΝΑ ΕΕ (ημερήσιος μέσος όρος)**



Αντίθετα στο σενάριο Full MC, όπου υποθέτουμε τη σύζευξη της αγοράς των χωρών της ΕΕ με τις υπόλοιπες χώρες της ΝΑ Ευρώπης, παρατηρούμε πως ο όγκος των διασυνοριακών της Ελλάδας αυξάνεται σημαντικά και στις δύο περιπτώσεις διείσδυσης ΑΠΕ. Η αύξηση των διασυνοριακών ανταλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας υποκαθιστά ως ένα βαθμό τη χρήση των μονάδων αντλιοταμίευσης στην Ελλάδα, η οποία μειώνεται κατά 34% και 22% στην περίπτωση διείσδυσης μεταβλητών ΑΠΕ 30% και 35% αντίστοιχα. Η αύξηση της σύζευξης της Ελλάδας με χώρες διαφορετικού μείγματος δίνει τη δυνατότητα χρήσης των διασυνδεδετικών ροών για λόγους εξισορρόπησης.

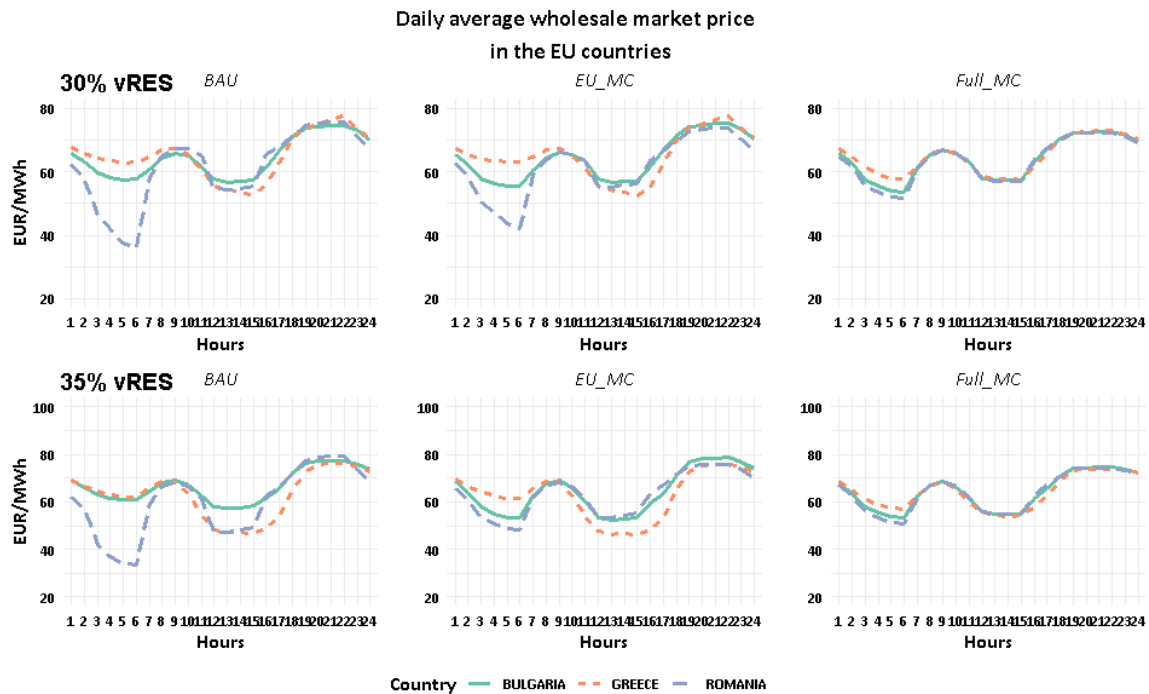
Στην περίπτωση της Βουλγαρίας, παρατηρούμε πως η επίδραση της αύξησης των διασυνδεδετικών ροών στη λειτουργία των μονάδων αντλιοταμίευσης είναι αντίθετη με την περίπτωση της Ελλάδας. Η αύξηση του διασυνοριακού εμπορίου έχει ως αποτέλεσμα την αυξημένη χρήση των μονάδων αντλιοταμίευσης της Βουλγαρίας σε όλες τις περιπτώσεις σύζευξης (EU MC και Full MC) και βαθμούς διείσδυσης ΑΠΕ. Η μεγαλύτερη αύξηση της χρήσης των μονάδων αντλιοταμίευσης παρατηρείται στην περίπτωση της σύζευξης μόνο των τριών χωρών της ΕΕ και ιδιαίτερα για βαθμό διείσδυσης ΑΠΕ 35%. Συνεπώς, θα μπορούσαμε να πούμε πως, η αύξηση του διασυνοριακού εμπορίου λειτουργεί συμπληρωματικά με την αύξηση της λειτουργίας των μονάδων αντλιοταμίευσης. Η αύξηση των μέγιστων τιμών διασυνοριακών ανταλλαγών ισχύος (NTC) δίνει τη δυνατότητα στην αγορά της Βουλγαρίας να εισάγει φθηνή ενέργεια τόσο από τη Ρουμανία, η οποία έχει πιο ανταγωνιστική καμπύλη προσφοράς, όπως φαίνεται στην Εικόνα 68, αλλά και από τις υπόλοιπες χώρες της ΝΑ Ευρώπης. Η αύξηση των τιμών NTC δεν είναι όμως μοναδική η προϋπόθεση, προκειμένου να μπορέσει η Βουλγαρία να εκμεταλλευτεί την

<sup>37</sup> Ένας επιπρόσθετος λόγος για τον οποίον η Ελλάδα δεν επηρεάζεται ιδιαίτερα από τη σύζευξη των τριών μόνο χωρών της ΕΕ οφείλεται σε ζητήματα ροής φορτίου. Το γεγονός ότι η Ελλάδα συνορεύει με τη Βόρεια Μακεδονία, με την οποία οι τιμές NTC είναι αρκετά δεσμευτικές, έχει ως αποτέλεσμα τον περιορισμό της ροής μεταξύ Ελλάδας και Βουλγαρίας ορισμένες ώρες του έτους. Ο περιορισμός αυτός προφανώς αίρεται στο σενάριο Full MC, όπου υποθέτουμε σύζευξη όλων των χωρών της ΝΑ Ευρώπης.



φθηνότερη ενέργεια, αλλά σημαντικό ρόλο παίζει επίσης η ώρα εντός της ημέρας, κατά την οποία η ενέργεια αυτή είναι διαθέσιμη από μια γειτονική χώρα.

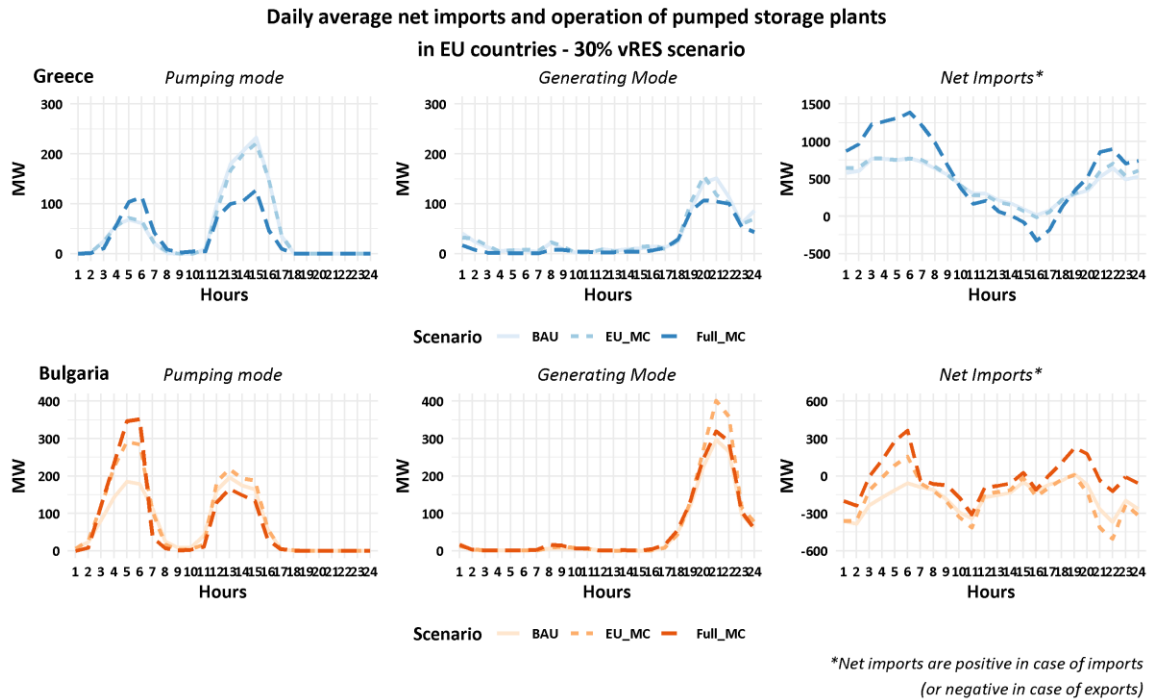
**Εικόνα 68: Μέση ημερήσια καμπύλη της Οριακής Τιμής Συστήματος των χωρών της ΝΑ ΕΕ**



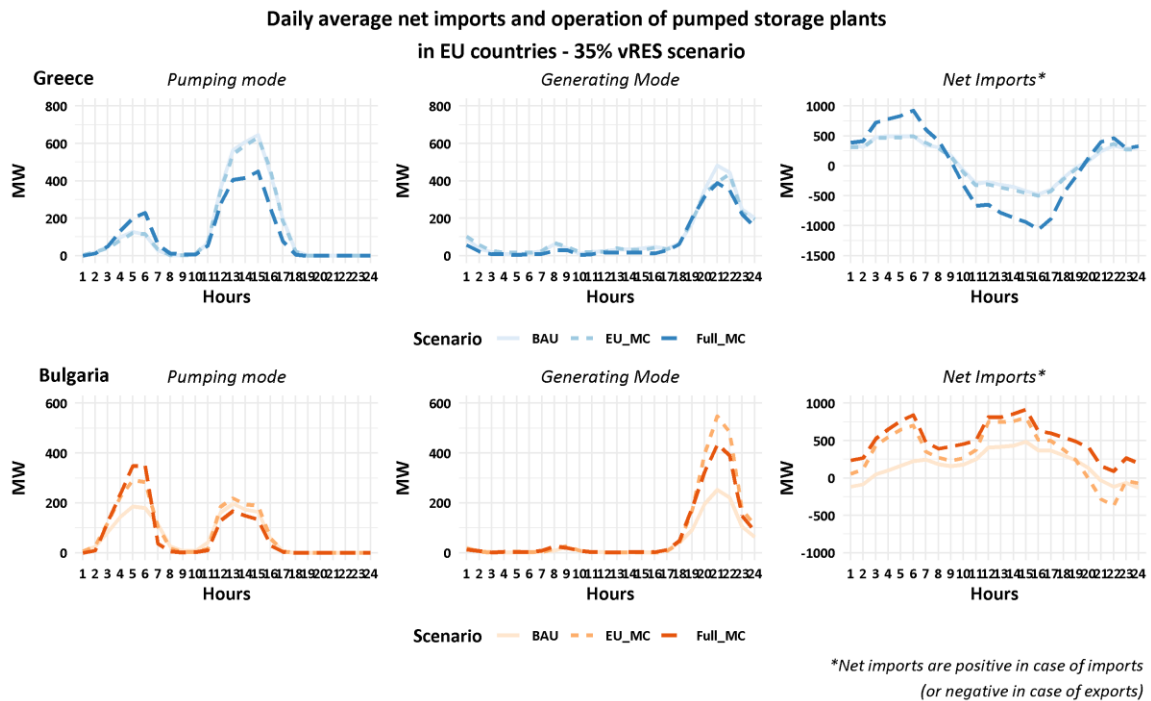
Η Ρουμανία λόγω των πυρηνικών σταθμών (και της υψηλής παραγωγής των αιολικών ορισμένες μέρες) έχει διαθέσιμη φθηνή ενέργεια τις βραδινές/πρώτες πρωινές ώρες. Η Εικόνα 68 παρουσιάζει τη μέση ημερήσια καμπύλη της Οριακής Τιμής Συστήματος (ΟΤΣ) στις τρεις χώρες της ΕΕ. Στο σενάριο BAU, όπου οι χώρες δεν είναι συζευγμένες βλέπουμε πως η ΟΤΣ της Ρουμανίας είναι αρκετά χαμηλότερη από της Βουλγαρίας και της Ελλάδας τις πρώτες ώρες της ημέρας. Όσο αυξάνεται ο βαθμός σύζευξης των χωρών παρατηρούμε πως οι ΟΤΣ των τριών χωρών συγκλίνουν όλο και περισσότερο και στις δύο περιπτώσεις διείσδυσης ΑΠΕ. Η ΟΤΣ της Ρουμανίας αυξάνεται κατά τις βραδινές ώρες, ενώ της Βουλγαρίας μειώνεται λόγω της της σύζευξης των αγορών. Η καμπύλη ΟΤΣ της Ελλάδας βλέπουμε πως μένει αρκετά παρόμοια στο σενάριο EU MC, όπως αναφέρθηκε παραπάνω, ενώ στο Full MC οι τρεις αυτές χώρες συγκλίνουν σε πολύ μεγάλο βαθμό.

Για να γίνει πιο κατανοητή η συσχέτιση μεταξύ ανταλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας και λειτουργίας των μονάδων αντλιοσταμείωσης, παρουσιάζουμε στις Εικόνες Εικόνα 69 και Εικόνα 70, το μέσο ημερήσιο προφίλ των μεγεθών αυτών για την Ελλάδα και τη Βουλγαρία σε κάθε σενάριο σύζευξης και περίπτωση διείσδυσης μεταβλητών ΑΠΕ. Το ημερήσιο προφίλ στις Εικόνες Εικόνα 69 και Εικόνα 70 αφορά το σύνολο του έτους, ενώ οι Εικόνες Εικόνα 71, Εικόνα 72 και Εικόνα 73, απεικονίζουν τα αντίστοιχα προφίλ ανά εποχή για την περίπτωση διείσδυσης 35% μεταβλητών ΑΠΕ.

**Εικόνα 69: Ημερήσιο προφίλ λειτουργίας μονάδων αντλιοσταμείωσης και καθαρών εισαγωγών για το σενάριο 30% vRES**



**Εικόνα 70: Ημερήσιο προφίλ λειτουργίας μονάδων αντλιοσταμείωσης και καθαρών εισαγωγών για το σενάριο 35% vRES**



Αναφορικά με την Ελλάδα παρατηρούμε πως η χρήση των μονάδων αντλιοσταμείωσης προσφέρει εξισορρόπηση της παραγωγής των Φ/Β στην περίπτωση του BAU και του EU MC. Αυτό γίνεται

δυνατό μέσω της αύξησης της ζήτησης κατά τις μεσημεριανές ώρες (φόρτιση των αντλιοσταμειωτικών μονάδων). Η αποθηκευμένη αυτή ενέργεια εγχέεται στο σύστημα τις βραδινές ώρες βοηθώντας να καλυφθεί η βραδινή αιχμή, η οποία παρατηρείται στις ώρες 8-9μμ. Το προφίλ των καθαρών εισαγωγών για το σύστημα της Ελλάδας είναι βασικό κατά τη διάρκεια της νύχτας, ενώ τις πρωινές ώρες (8-9πμ) το επίπεδο εισαγωγών μειώνεται, βοηθώντας στην εξισορρόπηση της παραγωγής των Φ/Β.

Η σύζευξη όλων των χωρών της ΝΑ Ευρώπης στο Full MC έχει ως αποτέλεσμα την περαιτέρω μείωση των καθαρών εισαγωγών της Ελλάδας κατά τις μεσημεριανές ώρες, όταν το σύστημα της χώρας γίνεται καθαρά εξαγωγικό. Η αύξηση των διασυνοριακών ροών και η αυξημένη εξισορρόπηση, την οποία παρέχουν οι διασυνοριακές ροές στο σύστημα, οδηγεί στη μείωση της χρήσης των μονάδων αντλιοταμίευσης. Παρατηρούμε στις Εικόνες Εικόνα 69 και Εικόνα 70, πως το προφίλ λειτουργίας των μονάδων αντλιοταμίευσης στο Full MC διαφοροποιείται ως ένα βαθμό σε σχέση με τα BAU και EU MC. Η αύξηση των διασυνοριακών ανταλλαγών δίνει στο σύστημα της Ελλάδας τη δυνατότητα εκμετάλλευσης φθηνής εισαγόμενης ενέργειας από τις υπόλοιπες χώρες κατά τη διάρκεια των νυχτερινών και πρωινών ωρών (1πμ-8πμ). Παρατηρούμε στα διαγράμματα πως τις ώρες αυτές το επίπεδο των καθαρών εισαγωγών αυξάνεται. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση της φόρτισης των μονάδων αντλιοταμίευσης εκείνες τις ώρες. Παράλληλα, οι αυξημένες εισαγωγές, οι οποίες παρατηρούνται τις ώρες αιχμής της Ελλάδας, 8-9μμ, βοηθούν στην κάλυψη της ημερήσιας αιχμής και λόγω αυτού η λειτουργία των μονάδων αντλιοταμίευσης σε κατάσταση παραγωγής μειώνεται.

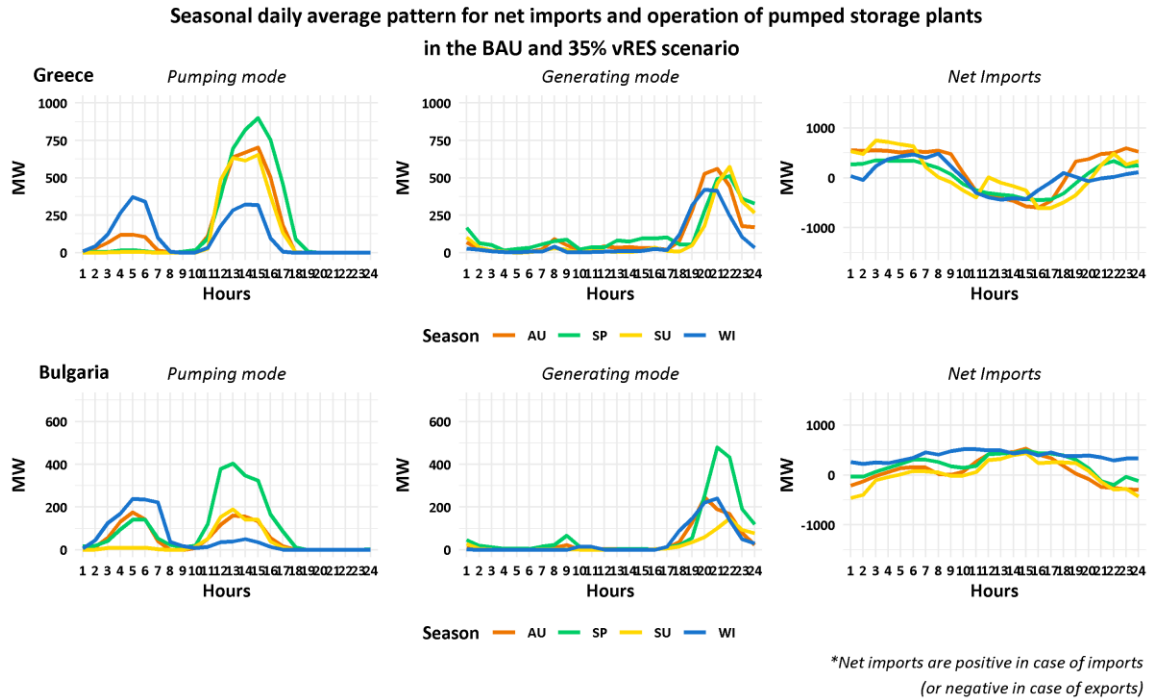
Η λειτουργία των μονάδων αντλιοταμίευσης στη Βουλγαρία έχει ως βασικό σκοπό την εκμετάλλευση της φθηνής ενέργειας, την οποία το σύστημα εισάγει, και τη χρήση αυτής για την κάλυψη της αιχμής της Βουλγαρίας, αλλά και της Ελλάδας, όπως θα συζητηθεί στη συνέχεια. Πρέπει να τονιστεί πως η αθροιστική καμπύλη προσφοράς των μονάδων της Βουλγαρίας παρουσιάζουν την πιο απότομη αύξηση συγκριτικά με την Ελλάδα και τη Ρουμανία, γεγονός που την καθιστά δυνητικά και τη χώρα με τη μεγαλύτερη αύξηση τιμής σε ώρες αιχμής σε περίπτωση απουσίας ανταλλαγών ή/και μονάδων αντλιοταμίευσης.

Αναφορικά με το σύστημα της Βουλγαρίας, οι ώρες με την μεγαλύτερη ζήτηση εντός του έτους παρατηρούνται κατά τη διάρκεια του χειμώνα και είναι σχεδόν ταυτοχρονισμένες (7-10πμ) με τις ώρες αιχμής στη Ρουμανία και στην Ελλάδα. Η χρήση των διασυνδεδετικών ροών για την κάλυψη της αιχμής της Βουλγαρίας δεν αποτελεί ανταγωνιστική επιλογή λόγω του ότι αφενός καμία από τις τρεις χώρες της ΕΕ δεν εμφανίζει υπερεπάρκεια ισχύος και αφετέρου οι αιχμές βρίσκονται σε κοντινές ώρες, με τη Βουλγαρία να εμφανίζει αιχμή μία με δύο ώρες πριν από τη Ρουμανία και την Ελλάδα. Συνεπώς, το σύστημα της Βουλγαρίας εισάγει φθηνή ενέργεια σε άλλες χρονικές στιγμές<sup>38</sup>, την οποία αποθηκεύει στις μονάδες αντλιοταμίευσης και τη χρησιμοποιεί αργότερα μέσα στην ημέρα για την κάλυψη της ημερήσιας αιχμής. Στις Εικόνες Εικόνα 71, Εικόνα 72 και Εικόνα 73 παρατηρούμε την αύξηση του επιπέδου φόρτισης των αντλιοσταμειωτικών μονάδων της Βουλγαρίας κατά τη διάρκεια των πρώτων πρωινών ωρών τους χειμερινούς μήνες, 3-6πμ, ώρες κατά τις οποίες παρατηρούμε και αύξηση του επιπέδου του καθαρών εισαγωγών. Αντίστοιχα παρατηρούμε και αύξηση της παραγωγής των μονάδων

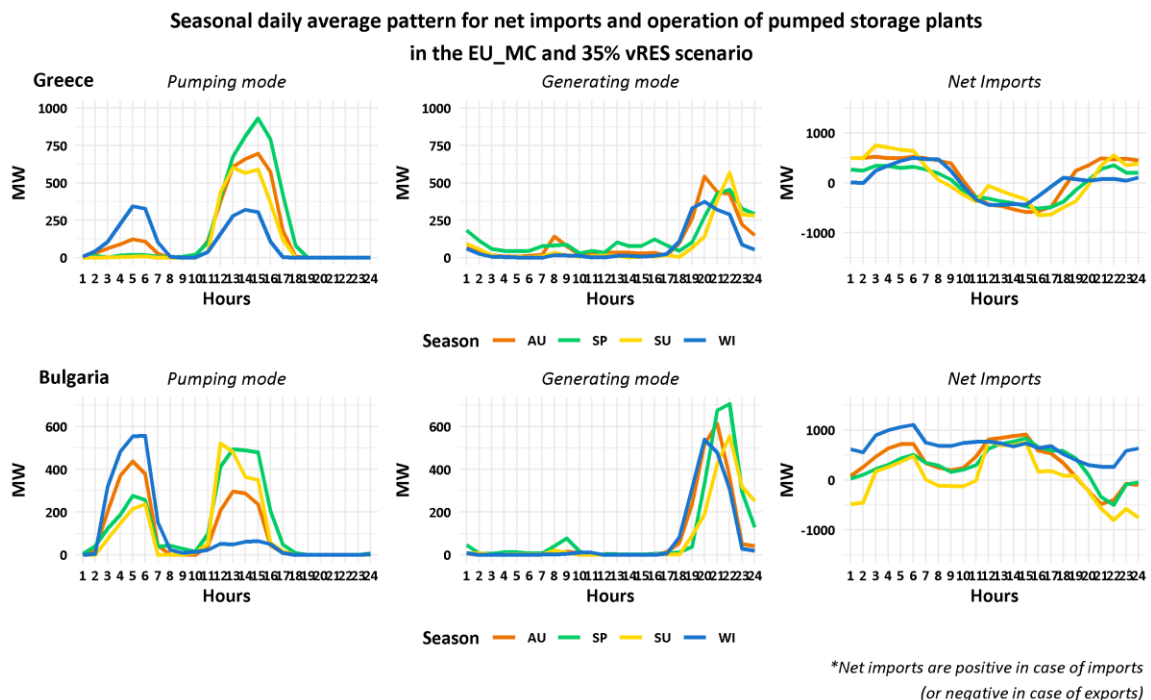
<sup>38</sup> Η Βουλγαρία εισάγει ενέργεια τόσο τις βραδινές ώρες από τη Ρουμανία σε μεγάλο βαθμό αλλά και από τις υπόλοιπες χώρες της ΝΑ Ευρώπης, όσο και τις μεσημεριανές ώρες, κυρίως από την Ελλάδα.

αντλιοταμίευσης τις βραδινές ώρες αιχμής, 7-8μμ, όπου παράλληλα το επίπεδο των καθαρών εισαγωγών μένει σταθερό.

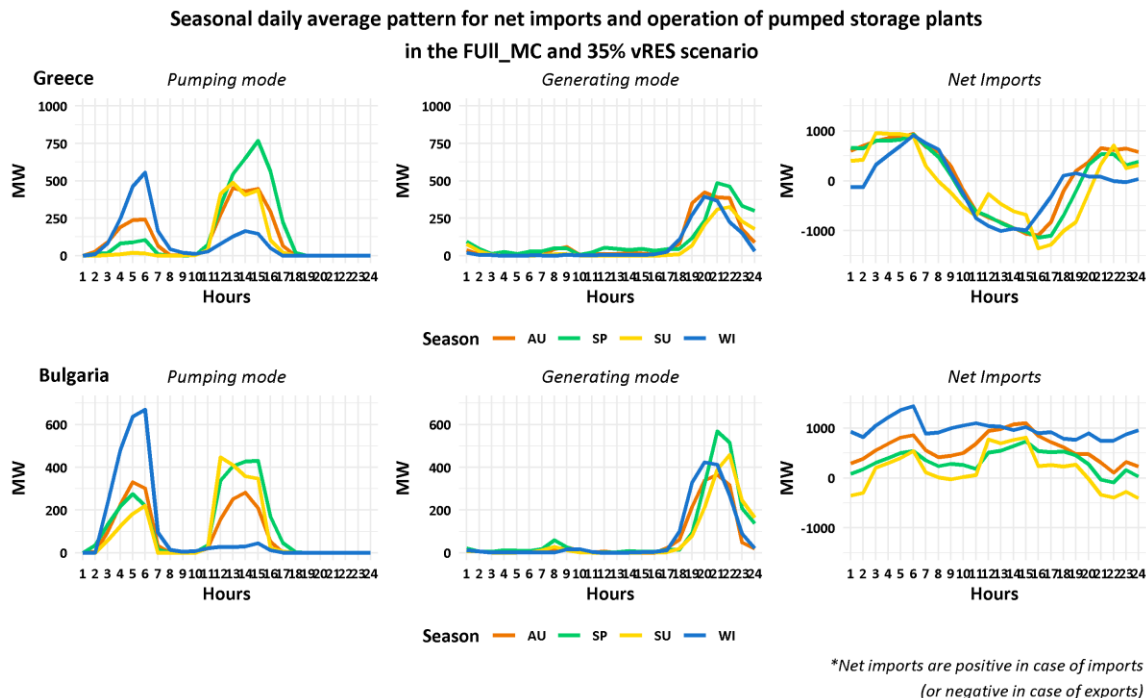
**Εικόνα 71: Ημερήσιο προφίλ λειτουργίας μονάδων αντλιοταμίευσης και καθαρών εισαγωγών ανά εποχή για το σενάριο BAU και 35% vRES**



**Εικόνα 72: Ημερήσιο προφίλ λειτουργίας μονάδων αντλιοταμίευσης και καθαρών εισαγωγών ανά εποχή για το σενάριο EU MC και 35% vRES**



**Εικόνα 73: Ημερήσιο προφίλ λειτουργίας μονάδων αντλιοσταμείωσης και καθαρών εισαγωγών ανά εποχή για το σενάριο Full MC και 35% vRES**

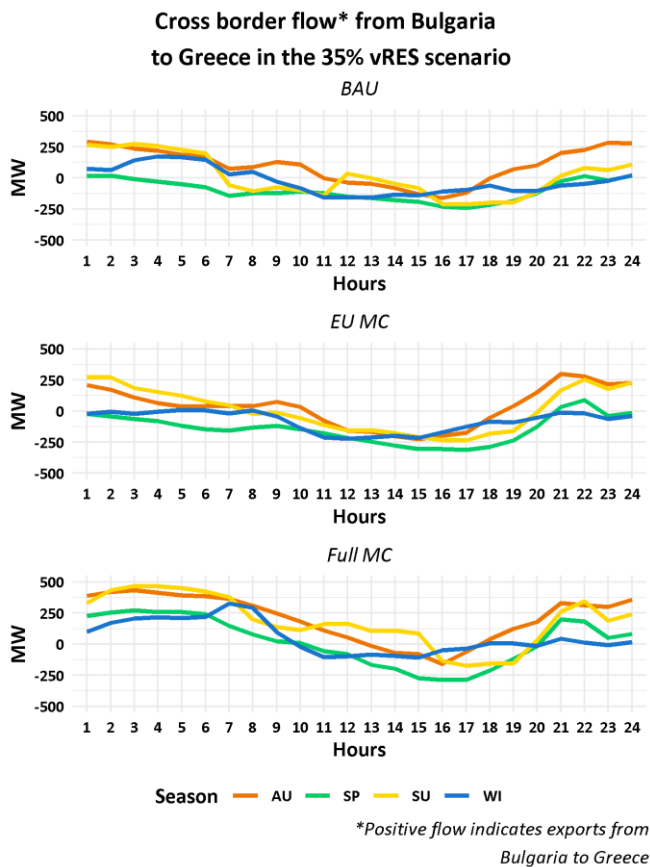


Τις υπόλοιπες εποχές του έτους, ιδιαίτερα τους καλοκαιρινούς και ανοιξιάτικους μήνες, η Βουλγαρία εμφανίζει αρκετά χαμηλότερη ζήτηση, ενώ αντίθετα η ζήτηση της Ελλάδας αυξάνει σημαντικά. Η εποχιακή διαφοροποίηση του επιπέδου ζήτησης Ελλάδας και Βουλγαρίας δίνει τη δυνατότητα χρήσης των διασυνδεδετικών ροών, σε συνδυασμό με τις αντλιοσταμειωτικές μονάδες, για την κάλυψη της αιχμής της Ελλάδας. Η Βουλγαρία, έχοντας αυξημένες δυνατότητες εκμετάλλευσης φθηνής ενέργειας τις βραδινές ώρες από τη Ρουμανία ήδη στο EU MC, σε αντίθεση με την Ελλάδα, αυξάνει τη χρήση των μονάδων αντλιοσταμείωσης την περίοδο της άνοιξης και του καλοκαιριού, προκειμένου να παρέχει στην Ελλάδα εξισορρόπηση μέσω των διασυνδεδετικών ροών. Η Εικόνα 74 παρουσιάζει τη μέση ημερήσια καμπύλη της ανταλλαγής ηλεκτρισμού από το σύστημα της Βουλγαρίας προς την Ελλάδα ανά εποχή.

Πρέπει να τονιστεί πως κάτι τέτοιο παρατηρείται μόνο την περίοδο του καλοκαιριού και της άνοιξης, κατά τις οποίες η Βουλγαρία, αλλά και οι υπόλοιπες χώρες της ΝΑ Ευρώπης, έχουν αρκετά χαμηλότερο φορτίο. Αντίθετα την περίοδο του χειμώνα, όταν η Βουλγαρία χρησιμοποιεί τις μονάδες αντλιοσταμείωσης για την κάλυψη των αιχμών του συστήματός της, παρατηρούμε πως στην Ελλάδα η λειτουργία των μονάδων αντλιοσταμείωσης δε μειώνεται με την αύξηση του διασυνοριακού εμπορίου. Εφόσον το χειμώνα όλη η περιοχή της ΝΑ Ευρώπης έχει ταυτόχρονα υψηλή ζήτηση τις απογευματινές ώρες και παράλληλα καμία χώρα δεν εμφανίζει υπερεπάρκεια ισχύος, η δυνατότητα χρήση των διασυνοριακών ροών για την κάλυψη της αιχμής δεν είναι ανταγωνιστική οικονομικά επιλογή (άλλα ενδεχομένως και τεχνικά δυνατή). Συνεπώς, η λειτουργία των μονάδων αντλιοσταμείωσης της Ελλάδας βοηθούν στην κάλυψη της ημερήσιας αιχμής των χειμωνιάτικων μηνών. Η διαφοροποίηση στη λειτουργία των μονάδων αυτών κατά τη διάρκεια του χειμώνα, αυξανόμενου του διασυνοριακού εμπορίου, έγκειται στη διαφορά του τρόπου φόρτισης των μονάδων. Κατά τη διάρκεια του χειμώνα στα σενάρια BAU και EU MC, οι

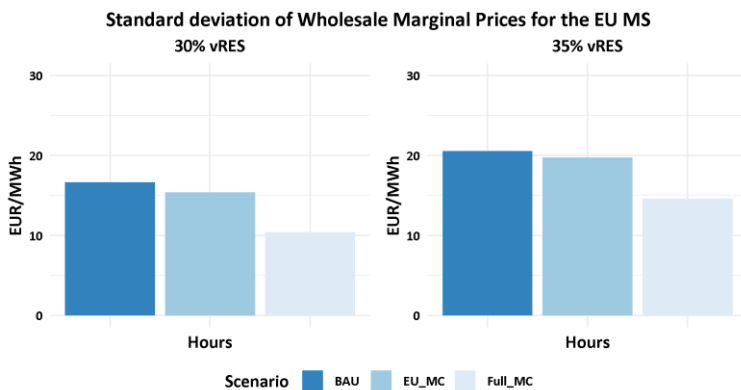
μονάδες αντλιοταμίευσης φορτίζουν ορισμένες μέρες και κατά τη διάρκεια του μεσημεριού, όταν τα Φ/Β παράγουν σημαντικές ποσότητες ηλεκτρισμού. Αντίθετα στο σενάριο Full EU, η φόρτιση των μονάδων αντλιοταμίευσης γίνεται κυρίως κατά τις βραδινές ώρες, κατά τις οποίες το Ελληνικό σύστημα έχει πρόσβαση σε φθηνή ενέργεια από τη ΝΑ Ευρώπη.

**Εικόνα 74: Μέση ημερήσια καμπύλη της διασυνοριακής ροής ηλεκτρισμού από τη Βουλγαρία προς την Ελλάδα στην περίπτωση διείσδυσης 35% μεταβλητών ΑΠΕ**



Συμπεραίνουμε πως η επίδραση της αύξησης των διασυνοριακών ροών στη χρήση των μονάδων αποθήκευσης ενέργειας διαφέρει ανάλογα με τα τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά του κάθε συστήματος, την τοποθεσία των μονάδων και τον ταυτοχρονισμό και ετεροχρονισμό ζήτησης και παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ στις συζευγμένες χώρες. Η σύζευξη αγορών με διαφορετικό μείγμα παραγωγής ωθεί στη σύγκλιση των οριακών τιμών συστήματος μεταξύ των χωρών, ιδιαίτερα όταν υπάρχουν επαρκείς γραμμές μεταφορές και δεν παρουσιάζονται συχνά συμφορήσεις, οι οποίες έχουν ως αποτέλεσμα τη στιγμιαία αποσύζευξη τιμών.

**Εικόνα 75: Τυπική διακύμανση χονδρεμπορικών τιμών ηλεκτρισμού μεταξύ των χωρών της ΕΕ**

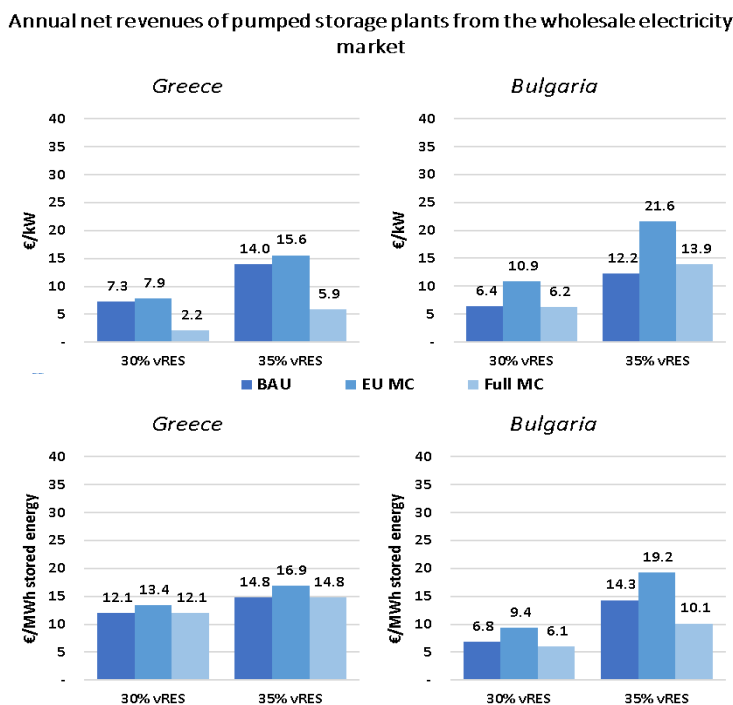


Η Εικόνα 76 παρουσιάζει τα καθαρά έσοδα των μονάδων αντλιοταμίευσης της Ελλάδας και της Βουλγαρίας από τη χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρισμού σε κάθε περίπτωση διεύθυνσης ΑΠΕ και βαθμού σύζευξης των αγορών. Τα έσοδα των μονάδων αυτών παρουσιάζονται ανά μονάδα εγκατεστημένης ισχύος και ανά μονάδα αποθηκευμένης ενέργειας. Μια βασική παρατήρηση αφορά το γεγονός πως αυξανόμενου του βαθμού διεύθυνσης ΑΠΕ, η αξία των μονάδων αποθήκευσης ενέργειας αυξάνεται λόγω και της μεγαλύτερης διακύμανσης των ΟΤΣ, η οποία οφείλεται στη μεταβλητή παραγωγή των ΑΠΕ. Σε ώρες υψηλής παραγωγής ΑΠΕ, οι χονδρεμπορικές τιμές ηλεκτρισμού μειώνονται σημαντικά, δίνοντας τη δυνατότητα στις μονάδες αποθήκευσης να φορτίζουν, καταναλώνοντας ηλεκτρισμό με χαμηλή τιμή. Οι μονάδες αποθήκευσης παράγουν τον ηλεκτρισμό σε ώρες υψηλότερης ζήτησης, όταν η παραγωγή των ΑΠΕ είναι αισθητά χαμηλότερη και οι τιμές ηλεκτρισμού είναι αυξημένες. Τα έσοδα, λοιπόν, των μονάδων αντλιοταμίευσης, και αποθήκευσης εν γένει, εξαρτώνται από τις διακυμάνσεις τιμής μεταξύ ωρών φόρτισης και εκφόρτισης των μονάδων αυτών. Η ίδια η λειτουργία τους, η οποία τείνει να εξομαλύνει τις διαφορές τιμής μεταξύ ωρών, αυξομειώνοντας το επίπεδο παραγωγής και ζήτησης ηλεκτρισμού, έρχεται σε αντίθεση με το συμφέρον της λειτουργίας από την άποψη του καθαρά μεμονωμένου επενδυτή σε μονάδες αποθήκευσης.

Αναφορικά με τα έσοδα των μονάδων αντλιοταμίευσης, όπως αυτά προέκυψαν από τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων, έχει σημασία να τονιστεί πως αυτά εξαρτώνται από δύο παράγοντες. Το μέγεθος της ετήσιας λειτουργίας των αντλιοταμιευτικών μονάδων και τη διακύμανση μεταξύ των ωρών φόρτισης και εκφόρτισης.

Στην περίπτωση των αντλιοταμιευτικών μονάδων στην Ελλάδα παρατηρούμε πως η αποζημίωσή τους ανά μονάδα εγκατεστημένης ισχύος μειώνεται στο σενάριο Full MC συγκριτικά με τα άλλα δύο σενάρια λόγω της μείωσης της λειτουργίας των μονάδων αντλιοταμίευσης. Η αύξηση της διεύθυνσης των ΑΠΕ οδηγεί στην αύξηση της αξίας των μονάδων αυτών, αλλά η εξισορρόπηση που επιτυγχάνεται μέσω της χρήσης των διασυνδεδετικών ροών έχει ως αποτέλεσμα τη σημαντική μείωση των εσόδων τους. Στην περίπτωση σύζευξης μόνο των τριών αγορών των χωρών της ΕΕ (EU MC), παρατηρείται μια οριακή αύξηση της αξίας των μονάδων αντλιοταμίευσης, η οποία οφείλεται στην οριακή μείωση των χονδρεμπορικών τιμών ηλεκτρισμού τις βραδινές ώρες, ωστόσο οι διαφορές αυτές δεν είναι αξιοσημείωτες.

**Εικόνα 76: Καθαρά έσοδα των μονάδων αντλιοταμίευσης από την χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρισμού**



Αντίθετα, οι μονάδες αντλιοταμίευσης της Βουλγαρίας λειτουργούν περισσότερο αυξανόμενης της σύζευξης των αγορών λόγω μεγαλύτερης δυνατότητας εκμετάλλευσης φθηνής ενέργειας μέσω εισαγωγών για λόγους κάλυψης της ημερήσιας αιχμής. Η αύξηση των ωρών λειτουργίας των μονάδων αντλιοταμίευσης, η οποία παρατηρείται πιο αισθητά στο σενάριο EU MC, έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση των εσόδων τους ανά μονάδα εγκατεστημένης ισχύος σε σχέση με το BAU. Ωστόσο στην περίπτωση σύζευξης όλων των χωρών της NA Ευρώπης, παρά την αύξηση κατά 60% της λειτουργίας των μονάδων αντλιοταμίευσης, σε σχέση με το BAU, τα καθαρά έσοδα των μονάδων αυτών δεν αυξάνουν αντίστοιχα. Η αύξηση του διασυνοριακού εμπορίου, η οποία οδηγεί στη μεγαλύτερη σύγκλιση των τιμών μεταξύ των χωρών, αλλά και μεταξύ των διαφορετικών ωρών της ημέρας λόγω αυξημένης χρήσης των μονάδων αντλιοταμίευσης, έχει ως αποτέλεσμα της μείωση των καθαρών εσόδων ανά μονάδα αποθηκευμένης ενέργειας.

Συγκρίνοντας τα καθαρά έσοδα των μονάδων αντλιοταμίευσης βάσει των αποτελεσμάτων των προσομοιώσεων, με δεδομένα σχετικά με τις ετήσιες πληρωμές του κεφαλαιουχικού κόστους επένδυσης των μονάδων αυτών, οι οποίες κυμαίνονται από 55 έως 80 €/kW εγκατεστημένης ισχύος, συμπεραίνουμε τη δυσκολία οικονομικής βιωσιμότητας των μονάδων αυτών. Η ανάκτηση του κόστους επένδυσης σε μονάδες αντλιοταμίευσης δε δύναται να στηριχθεί στις χονδρεμπορικές αγορές ηλεκτρισμού, παρά την αυξανόμενη μεταβλητότητα των χονδρεμπορικών τιμών, την οποία προκαλεί η διεύρυνση των μεταβλητών ΑΠΕ. Η αύξηση του διασυνοριακού εμπορίου, η οποία σε άλλες περιπτώσεις λειτουργεί συμπληρωματικά με τη λειτουργία των μονάδων αυτών ενώ σε άλλες την υποκαθιστά ως ένα βαθμό, έχει αποτέλεσμα της μεγαλύτερη σύγκλιση των τιμών και τη μείωση των καθαρών εσόδων των μονάδων αποθήκευσης. Συμπεραίνουμε, λοιπόν, πως παρά την αύξηση της σημασίας των μονάδων αποθήκευσης, η οποία δίνει τη δυνατότητα μεγαλύτερης διεύρυνσης των ΑΠΕ, η επένδυση σε



τέτοιες μονάδες, ιδιαίτερα από τη σκοπιά ενός ιδιώτη επενδυτή, δεν δύναται να στηριχθεί αποκλειστικά στις χονδρεμπορικές αγορές ηλεκτρισμού, αλλά χρειάζεται είτε επιπρόσθετους μηχανισμούς αποζημίωσης είτε να αποτελέσει μέρος ενός ευέλικτου χαρτοφυλακίου, το οποίο θα μπορέσει να επιτύχει ανταγωνιστικές τιμές και να συνάψει μακροπρόθεσμα συμβόλαια με καταναλωτές.

## 11 ΧΡΗΣΗ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΩΝ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΣΤΗ ΔΙΑΜΟΡΦΩΣΗ ΕΥΕΛΙΚΤΩΝ ΧΑΡΤΟΦΥΛΑΚΙΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ

### 11.1 ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΗΣ ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑΣ ΚΑΙ ΥΠΟΘΕΣΕΙΣ

Η χρήση των μονάδων αποθήκευσης προσφέρει σημαντικά οφέλη στο σύστημα, καθώς δίνει τη δυνατότητα εξισορρόπησης της μεταβλητής παραγωγής των ΑΠΕ και μέσω αυτού της μεγαλύτερης διείσδυσης ΑΠΕ στο ηλεκτροπαραγωγικό μείγμα. Οι προσομοιώσεις της προηγούμενης ενότητας κατέληξαν στο συμπέρασμα πως η ανάκτηση του κόστους επενδύσεων σε μονάδες αποθήκευσης δε μπορεί να διασφαλιστεί αποκλειστικά από την αποζημίωση των μονάδων στις χονδρεμπορικές αγορές ηλεκτρισμού. Η διείσδυση των ΑΠΕ στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα οδηγεί στην αύξηση της διακύμανσης των χονδρεμπορικών τιμών ηλεκτρισμού και συνεπώς στην αύξηση των εσόδων των μονάδων αποθήκευσης σε ορισμένες περιπτώσεις. Ωστόσο αυτό δεν είναι αρκετό ούτως ώστε να εξασφαλιστεί η οικονομική βιωσιμότητα των μονάδων αποθήκευσης και οι μονάδες αυτές χρειάζονται επιπρόσθετη στήριξη από διάφορους μηχανισμούς. Τέτοιες μονάδες δύνανται να αμείβονται από πρόσθετους μηχανισμούς, οι οποίοι έχουν σκοπό να εξασφαλίσουν την επάρκεια εφεδρικής ισχύος ή ευελιξίας σε ένα σύστημα, ή και μέσω του χαρακτηρισμού της επένδυσης ως έργο κοινού ενδιαφέροντος (Projects of Common Interest – PCI), το οποίο δίνει τη δυνατότητα πρόσβασης σε χρηματοδότηση από Ευρωπαϊκά ταμεία.

Η οικονομική βιωσιμότητα μιας επένδυσης σε μονάδα αποθήκευσης μπορεί να διασφαλιστεί και στην περίπτωση ενός καθαρά ιδιωτικού επενδυτή, εάν μια τέτοια επένδυση ενταχθεί σε ένα ανταγωνιστικό χαρτοφυλάκιο ηλεκτροπαραγωγής, εφόσον αυτό μπορεί να συνάψει μακροπρόθεσμο συμβόλαιο με καταναλωτές. Η σημαντική μείωση του κεφαλαιουχικού κόστους επένδυσης των τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής βασισμένων σε ανανεώσιμες μορφές ενέργειας, έχει καταστήσει τις ΑΠΕ εξαιρετικά ανταγωνιστικές συγκριτικά με τις συμβατικές τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής. Η ανταγωνιστικότητα των μονάδων ΑΠΕ συγκριτικά με τις μονάδες ορυκτών καυσίμων αυξάνεται ακόμη περισσότερο λόγω της αύξησης του κόστους αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα στο πλαίσιο της απανθρακοποίησης του ενεργειακού συστήματος. Τα τελευταία έτη αρκετές επιχειρήσεις συνάπτουν διμερή συμβόλαια παροχής ηλεκτρισμού με χαρτοφυλάκια βασισμένα σε μονάδες ΑΠΕ λόγω της μεγάλης πτώσης του κόστους των ΑΠΕ [116], [117].

Η παραγωγή των πιο ανταγωνιστικών ΑΠΕ, δηλαδή των Φ/Β και των αιολικών, εξαρτάται από τις καιρικές συνθήκες και δεν ταυτοχρονίζεται απόλυτα με το προφίλ ζήτησης του καταναλωτή. Η μεταβλητότητα και η αβεβαιότητα της παραγωγής των ΑΠΕ καθιστούν απαραίτητη την ύπαρξη ενέργειας εξισορρόπησης σε ένα χαρτοφυλάκιο βασισμένο σε ΑΠΕ, ούτως ώστε η παραγωγή να καλύπτει τη ζήτηση ηλεκτρισμού σε όλες τις χρονικές στιγμές. Η εξισορρόπηση αυτή μπορεί να επιτευχθεί μέσω της χρήσης τεχνολογιών αποθήκευσης ηλεκτρισμού ή και συμβατικών μονάδων ανάλογα με την οικονομικότητα της κάθε επιλογής. Προκειμένου να εξετάσουμε ποιο θα ήταν το βέλτιστο μείγμα παροχής εξισορρόπησης σε τέτοια χαρτοφυλάκια, επιλύουμε το πρόβλημα της εύρεσης του βέλτιστου χαρτοφυλακίου παραγωγής ενέργειας, το οποίο θα συνάψει διμερές συμβόλαιο παροχής ηλεκτρισμού με καταναλωτές δεδομένου ενός ωριαίου προφίλ ζήτησης ηλεκτρισμού.

Η εύρεση του βέλτιστου χαρτοφυλακίου ηλεκτροπαραγωγής προσομοιώνεται μέσω του μοντέλου επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος, το οποίο παρουσιάστηκε στο Κεφάλαιο 5.3. Το μοντέλο προσομοίωσης αποτελεί ένα αιτιοκρατικό υπόδειγμα και δε λαμβάνει υπόψη αβεβαιότητες σχετικά με την εξέλιξη των τιμών καυσίμου, το κόστος αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα και την εξέλιξη των τεχνολογιών, οι οποίες προσομοιώνονται με τη χρήση στοχαστικών υποδειγμάτων, όπως παρουσιάζεται στη διατριβή του Tasios [118]. Στην παρούσα διατριβή κάνουμε την παραδοχή πως ο επενδυτής έχει πλήρη βεβαιότητα για την εξέλιξη των μεγεθών αυτών κατά τη διαδικασία λήψης απόφασης σχετικά με τη διαμόρφωση του χαρτοφυλακίου. Ένας επιπρόσθετος παράγοντας αβεβαιότητας αφορά την ωριαία παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ, η παραγωγή των οποίων εξαρτάται από καιρικά φαινόμενα και δεν είναι ελεγχόμενη. Η αβεβαιότητα αυτή λαμβάνεται υπόψη μέσω της διασφάλισης ενός επαρκούς επιπέδου εφεδρειών, οι οποίες έχουν στόχο την κάλυψη της αβεβαιότητας της παραγωγής των ΑΠΕ.

Το μαθηματικό υπόδειγμα, το οποίο χρησιμοποιείται για την εύρεση του βέλτιστου μείγματος του χαρτοφυλακίου ηλεκτροπαραγωγής, υπολογίζει το βέλτιστο μείγμα επενδύσεων με στόχο την κάλυψη της ωριαίας ζήτησης ηλεκτρισμού λαμβάνοντας υπόψη περιορισμούς σχετικά με τη λειτουργία των μονάδων και την εξασφάλιση εφεδρειών. Η αντικειμενική συνάρτηση του μοντέλου έγκειται στην ελαχιστοποίηση του κόστους επενδύσεων και λειτουργίας του χαρτοφυλακίου δεδομένης της τήρησης των τεχνικών περιορισμών. Κατά την επίλυση του μοντέλου εύρεσης του βέλτιστου μείγματος επενδύσεων του χαρτοφυλακίου ηλεκτροπαραγωγής, θεωρούμε πως δεν υπάρχει προ-υπάρχουσα εγκατεστημένη ισχύς, η οποία να ανήκει ήδη στο χαρτοφυλάκιο. Οι υποψήφιες τεχνολογίες προς επένδυση περιλαμβάνουν συμβατικές θερμικές μονάδες, μονάδες ΑΠΕ και μονάδες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Αναλυτικά οι υποψήφιες προς επένδυση τεχνολογίες είναι οι εξής:

- Μονάδες Συνδυασμένου Κύκλου (ΣΚ), οι οποίες χρησιμοποιούν φυσικό αέριο
- Μονάδες Αιχμής (αεριοστροβιλική), οι οποίες χρησιμοποιούν φυσικό αέριο
- Φωτοβολταϊκά
- Αιολικά
- Μπαταρίες
- Μονάδες Αντλιοσταμείωσης

Η εύρεση του βέλτιστου χαρτοφυλακίου δεν εξαρτάται από την οικονομική αποδοτικότητα και λειτουργία του κατά τη διάρκεια ενός μόνο έτους. Αντίθετα, κατά τη λήψη επενδυτικών αποφάσεων εξετάζονται αρκετά μελλοντικά έτη (σε σχέση με το έτος κατασκευής ενός σταθμού), καθώς οι μονάδες παραγωγής έχουν μεγάλη διάρκεια ζωής και συνεπώς η ανάκτηση του κεφαλαίου εξαρτάται από τη λειτουργία και το κόστος του χαρτοφυλακίου σε μελλοντικά έτη. Θεωρούμε πως ο χρονικός ορίζοντας της βελτιστοποίησης είναι δώδεκα (12) έτη, επιλέγοντας την περίοδο 2020-2032, τα οποία και επιλύονται ταυτόχρονα.

Πέραν του χρονικού ορίζοντα, ο οποίος επηρεάζει την επιλογή του μείγματος του χαρτοφυλακίου, υπάρχουν και άλλοι παράγοντες, οι οποίοι παίζουν ρόλο στην επενδυτική επιλογή, όπως ο όγκος και το προφίλ του διμερούς συμβολαίου. Στην περίπτωση χαρτοφυλακίων τα οποία εξυπηρετούν συμβόλαια μικρότερου όγκου, οι επιλογές επένδυσης σε τεχνολογίες παραγωγής και αποθήκευσης ηλεκτρισμού είναι περιορισμένες. Αυτό συμβαίνει λόγω του ότι

ορισμένες από τις τεχνολογίες (π.χ. συνδυασμένοι κύκλοι, μονάδες αντλιοσταμείωσης), παράγονται σε συγκεκριμένα μεγέθη εγκατεστημένης ισχύος, τα οποία είναι αρκετά μεγαλύτερα από τη ζήτηση που καλείται να καλύψει το χαρτοφυλάκιο μικρού όγκου ζήτησης. Χαρτοφυλάκια ηλεκτροπαραγωγής, τα οποία συνάπτουν συμβόλαια μεγάλου όγκου ζήτησης, είναι δυνατόν να επωφεληθούν από τις οικονομίες κλίμακας, επενδύοντας σε πιο ανταγωνιστικές τεχνολογίες. Με τον τρόπο αυτό τέτοια χαρτοφυλάκια καταφέρνουν να επιτύχουν μείωση του κόστους ηλεκτροπαραγωγής λόγω αυξημένης ποσότητας παραγωγής ηλεκτρισμού.

Προκειμένου να ενσωματωθεί η επίδραση των οικονομιών κλίμακας στο κόστος παραγωγής ηλεκτρισμού του χαρτοφυλακίου, ενσωματώνουμε στο μοντέλο κατάλληλους περιορισμούς μέσω της χρήσης τεχνικών μεικτού ακέραιου προγραμματισμού. Η επιλογή επένδυσης σε συγκεκριμένες τεχνολογίες δεν αποτελεί συνεχή μεταβλητή, καθώς οι υποψήφιες μονάδες προς επένδυση έχουν τυποποιημένο (συγκριμένο) μέγεθος. Η χρήση του μεικτού ακέραιου προγραμματισμού δίνει τη δυνατότητα ενσωμάτωσης τέτοιων περιορισμών στο μοντέλο εύρεσης του βέλτιστου μείγματος του χαρτοφυλακίου ηλεκτροπαραγωγής. Η απόφαση για επένδυση στις τεχνολογίες αυτές αποτελεί ακέραια μεταβλητή, η οποία εκφράζει το ακέραιο πλήθος επένδυσης σε μονάδες συγκεκριμένους μεγέθους για ορισμένες τεχνολογίες.

Άλλα οφέλη των οικονομιών κλίμακας, τα οποία συντελούν στη μείωση του κόστους ηλεκτροπαραγωγής σε χαρτοφυλάκια μεγάλου όγκου, θα μπορούσαν να σχετίζονται με τη μείωση των ελάχιστων απαιτήσεων σε εφεδρική ισχύ λόγω μειωμένης αβεβαιότητας της διαθεσιμότητας της παραγωγής. Χαρτοφυλάκια μεγαλύτερου όγκου απαιτούν μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ σε μονάδες άρα και μεγαλύτερο πλήθος μονάδων παραγωγής. Η αύξηση του πλήθους των μονάδων παραγωγής μειώνει την αθροιστική πιθανότητα σημαντικής σε μέγεθος, βλάβης. Η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ΑΠΕ μπορεί να οδηγήσει στη μείωση της αβεβαιότητας της αθροιστικής παραγωγής, εάν συνοδεύεται με την κατάλληλη κατανομή των μονάδων σε διαφορετικές γεωγραφικές περιοχές (αυξημένη γεωγραφική διασπορά), όπως μελετάται στο [119]. Τα καιρικά φαινόμενα, από τα οποία εξαρτάται η παραγωγή των ΑΠΕ, διαφοροποιούνται ανά γεωγραφική περιοχή, ιδιαίτερα η ένταση του ανέμου. Η αύξηση της γεωγραφικής διασποράς των εγκατεστημένων μονάδων ΑΠΕ επιτρέπει σε ορισμένες περιπτώσεις τη μείωση της μεταβλητότητας και αβεβαιότητας της αθροιστικής παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ, αλλά έχει ως αποτέλεσμα και τη μικρότερη πιθανότητα βλάβης μεγάλης ισχύος, συγκρίνοντας την περίπτωση ενός χαρτοφυλακίου με πολλές μονάδες και ενός χαρτοφυλακίου με μία ή δύο μονάδες.

Στην παρούσα διατριβή δεν λαμβάνεται υπόψη η επίδραση των οικονομιών κλίμακας στη μείωση των απαιτήσεων εφεδρείας ενός χαρτοφυλακίου λόγω αύξησης του πλήθους των εγκατεστημένων μονάδων, κάτι που θα απαιτούσε τη χρήση πιθανοτικών υπολογισμών (συνέλιξη). Οι ελάχιστες απαιτήσεις εφεδρείας υπολογίζονται με γραμμική αναλογία ως προς τη ζήτηση ηλεκτρισμού και την παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ. Επίσης, η επίδραση της αύξησης της γεωγραφικής διασποράς των μονάδων ΑΠΕ, η οποία μπορεί να επιτευχθεί στην περίπτωση χαρτοφυλακίων μεγαλύτερου όγκου παραγωγής, στη μείωση της αβεβαιότητας και μεταβλητότητας της παραγωγής των ΑΠΕ δεν έχει ληφθεί υπόψη. Η ενσωμάτωση της επίδρασης της αύξησης τη γεωγραφικής διασποράς θα απαιτούσε τη χρήση μοντέλου λεπτομερούς αναπαράστασης γεωγραφικών περιοχών, κάτι που είναι εκτός του πλαισίου της διατριβής.

Η εκτεταμένη γεωγραφική διασπορά των εγκατεστημένων μονάδων ΑΠΕ μπορεί να οδηγήσει και σε αντι-οικονομίες κλίμακας λόγω κορεσμού των εύκολα προσβάσιμων τοποθεσιών εγκατάστασης ΑΠΕ. Είναι λογικό πως οι πρώτες τοποθεσίες που θα κορεστούν με την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύς των ΑΠΕ, θα είναι οι πιο οικονομικές αποδοτικές λόγω δυναμικού της περιοχής και κόστους (ευκολία πρόσβασης). Στην περίπτωση δημιουργίας χαρτοφυλακίων μεγαλύτερου όγκου παραγωγής, είναι πιθανόν να έχει εξαντληθεί το δυναμικό επένδυσης σε μονάδες ΑΠΕ σε τέτοιες τοποθεσίες και να απαιτείται η επένδυση σε διαφορετικές περιοχές, όπου το κόστος επένδυσης θα είναι μεγαλύτερο είτε λόγω καιρικών συνθηκών (μικρότερη ταχύτητα ανέμου, μειωμένη ηλιοφάνεια) είτε λόγω δυσκολιών πρόσβασης. Σε τέτοιες περιπτώσεις, δηλαδή χαρτοφυλάκια μεγάλου όγκου παραγωγής βασισμένα σε ΑΠΕ τα οποία αναγκάζονται να εγκαταστήσουν μονάδες σε λιγότερο οικονομικά αποδοτικές περιοχές, το μοναδιαίο κόστος παραγωγής ηλεκτρισμού αυξάνεται λόγω των αντι-οικονομιών κλίμακας. Η επίδραση αυτή αφορά το σύνολο του κλάδου της ηλεκτροπαραγωγής και όχι κάθε μεμονωμένου χαρτοφυλακίου. Ακόμη και στην περίπτωση ενός μικρού, σε όγκο παραγωγής, χαρτοφυλακίου ενδέχεται να έχει εξαντληθεί το δυναμικό εγκατάστασης μονάδων ΑΠΕ σε πιο οικονομικά αποδοτικές τοποθεσίες από άλλα χαρτοφυλάκια. Εφόσον η παράμετρος αυτή δεν εξαρτάται μόνο από το μέγεθος του χαρτοφυλακίου δεν συνυπολογίζεται στις προσομοιώσεις.

Το κόστος παραγωγής ηλεκτρισμού ενός χαρτοφυλακίου εξαρτάται από τον όγκο της παραγωγής αλλά και από το προφίλ της ζήτησης ηλεκτρισμού, την οποία πρέπει να καλύψει. Προκειμένου να εξεταστεί η επίδραση των δύο αυτών παραγόντων στο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, επιλύουμε το μοντέλο εύρεσης του βέλτιστου χαρτοφυλακίου σε δύο περιπτώσεις προφίλ παραγωγής, οι οποίες διαφοροποιούνται ανάλογα με το προφίλ ζήτησης των καταναλωτών, βάσης και ανάμεικτο, με τους οποίους θα συνάψουν διμερή συμβόλαια. Ως προφίλ βάσης θεωρούμε ένα προφίλ ζήτησης, το οποίο απαιτεί το ίδιο επίπεδο ισχύος για όλες τις ώρες του έτους. Ως ανάμεικτο προφίλ θεωρούμε ένα προφίλ ζήτησης, το οποίο ακολουθεί την καμπυλότητα της συνολικής ζήτησης ηλεκτρισμού που παρατηρείται σε ένα σύστημα και άρα περιλαμβάνει πολλά διαφορετικά προφίλ καταναλωτών (βάσης, ενδιάμεσα και αιχμής). Επιπρόσθετα για κάθε προφίλ χαρτοφυλακίου επιλύουμε το μοντέλο εύρεσης του βέλτιστου μείγματος του χαρτοφυλακίου υποθέτοντας διαφορετικά επίπεδα ζήτησης ηλεκτρισμού, την οποία το χαρτοφυλάκιο καλείται να καλύψει, καθένα από τα οποία εκφράζει διαφορετικό μερίδιο της συνολικής αγοράς ηλεκτρισμού.

Για τη σύγκριση του κόστους ηλεκτροπαραγωγής του κάθε χαρτοφυλακίου, τα οποία διαφοροποιούνται ανάλογα με τον όγκο και το προφίλ ζήτησης που πρέπει να καλύψουν, θα χρησιμοποιήσουμε το δείκτη του σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας (Levelised Cost of Energy – LCOE). Ο δείκτης LCOE εκφράζει το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανά μονάδα παραγωγής ή ανά μονάδα ζήτησης,  $D_{pf,t}$ , προκειμένου να υπολογιστεί η μοναδιαία αξία του κάθε χαρτοφυλακίου. Το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας περιλαμβάνει όλα τα κόστη του κάθε χαρτοφυλακίου,  $pf$ , αναφορικά με τις επενδυτικές δαπάνες,  $IC_{pf,p,t}$ , τα σταθερά κόστη λειτουργίας και συντήρησης,  $FC_{pf,p,t}$ , και τα μεταβλητά κόστη,  $OC_{pf,p,t}$ , των μονάδων παραγωγής ηλεκτρισμού και αποθήκευσης. Προκειμένου να υπολογίσουμε το

συνολικό κόστος ενέργειας για την περίοδο προσομοίωσης των δώδεκα ετών<sup>39</sup>,  $T$ , βασιζόμαστε στον υπολογισμό της παρούσας αξίας, χρησιμοποιώντας ένα επιλεγμένο προεξοφλητικό επιτόκιο,  $i$ . Ο τύπος για τον υπολογισμό του σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας,  $LCOE_{pf}$ , του κάθε χαρτοφυλακίου παρουσιάζεται στην εξίσωση 11.1.

$$LCOE_{pf} = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{\sum_p IC_{pf,p,t} + FC_{pf,p,t} + OC_{pf,p,t}}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{D_{pf,t}}{(1+i)^t}} \quad \forall pf \quad (11.1)$$

Το σταθμισμένο κόστος του κάθε χαρτοφυλακίου ηλεκτροπαραγωγής περιλαμβάνει διαφορετικές συνιστώσες κόστους. Μια πρώτη διάκριση αφορά το μέρος του σταθμισμένου κόστους, οι οποίες σχετίζονται με σταθερές δαπάνες,  $LCOE_{pf}^F$ , όπως φαίνεται στην εξίσωση 11.2. Οι δαπάνες αυτές είναι σταθερές, δηλαδή ανεξάρτητες από τον όγκο παραγωγής, και εξαρτώνται από την ισχύ των επενδύσεων. Αντίθετα η συνιστώσα του κόστους,  $LCOE_{pf}^V$ , που οφείλεται στις δαπάνες σχετικά με τα μεταβλητά κόστη είναι ανάλογη του όγκου παραγωγής (εξίσωση 11.3).

$$LCOE_{pf}^F = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{\sum_p IC_{pf,p,t} + FC_{pf,p,t}}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{D_{pf,t}}{(1+i)^t}} \quad \forall pf \quad (11.2)$$

$$LCOE_{pf}^V = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{\sum_p OC_{pf,p,t}}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{D_{pf,t}}{(1+i)^t}} \quad \forall pf \quad (11.3)$$

Πέρα της διάκρισης αυτής, επιχειρούμε να αποσυνθέσουμε το σταθμισμένο κόστος ανά υπηρεσία, διακρίνοντας τις εξής τρεις κατηγορίες: ενέργεια, ενέργεια εξισορρόπησης και εφεδρείες. Οι τρεις αυτές υπηρεσίες είναι στενά συνδεδεμένες η μία με την άλλη, ωστόσο στο σημείο αυτό θα παρουσιάσουμε μια απλουστευμένη προσέγγιση, προκειμένου να διαχωριστεί η αξία της κάθε μιας υπηρεσίας. Διευκρινίζουμε πως παρόλο που η έννοια της εξισορρόπησης και των εφεδρειών είναι συχνά αλληλεπικαλυπτόμενες, οι υπηρεσίες που προσφέρουν διαχωρίζονται όπως περιγράφεται στη συνέχεια. Θεωρούμε ως ενέργεια εξισορρόπησης την αυξομείωση της παραγωγής των ελεγχόμενων μονάδων και την λειτουργία των μονάδων αποθήκευσης, προκειμένου να εξισορροπήσουν την μεταβλητότητα της ζήτησης και της παραγωγής των ΑΠΕ σε πραγματικό χρόνο. Ως εφεδρεία, εννοούμε τη δέσμευση ενός μέρους της ισχύος των μονάδων παραγωγής και αποθήκευσης ηλεκτρισμού, προκειμένου να διατηρούνται κάποια ελάχιστα επίπεδα εφεδρειών, τα οποία στοχεύουν στην κάλυψη αβεβαιοτήτων σχετικά με το επίπεδο ζήτησης και διαθεσιμότητας παραγωγής.

<sup>39</sup> Λόγω ύπαρξης μονάδων παραγωγής με μεγαλύτερο χρόνο ζωής από δώδεκα έτη, κατά τη διαδικασία υπολογισμού του σταθμισμένου κόστους του χαρτοφυλακίου ηλεκτροπαραγωγής επεκτάθηκε ο υπολογισμός για περισσότερα έτη προκειμένου να ληφθεί υπόψη η επιπρόσθετη αξία της ισχύος, η οποία συνεχίζει να λειτουργεί και μετά τη λήξη του χρονικού ορίζοντα προσομοίωσης.

Ο υπολογισμός της συνιστώσας του κόστους εφεδρειών βασίζεται στη διαφορά του σταθμισμένου κόστους μεταξύ του σεναρίου με ενσωματωμένες τις απαιτήσεις εφεδρείες και του αντίστοιχου σεναρίου χωρίς απαιτήσεις εφεδρείας.

Για τον υπολογισμό της συνιστώσας του κόστους σχετικά με την ενέργεια εξισορρόπηση θεωρούμε τα εξής. Αναφορικά με τις μονάδες αποθήκευσης,  $sp$ , κάνουμε την παραδοχή πως η επένδυση σε τέτοιες τεχνολογίες οφείλεται πλήρως στην ανάγκη εξισορρόπησης της μεταβλητής παραγωγής των ΑΠΕ. Συνεπώς, όλες οι δαπάνες σχετικά με τις επενδύσεις σε μονάδες αποθήκευσης προσμετρώνται στο κόστος εξισορρόπησης,  $LCOE_{pf}^{BSP}$ , όπως παρουσιάζεται στην εξίσωση 11.4.

$$LCOE_{pf}^{BSP} = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{\sum_{p \in sp} IC_{pf,p,t} + FC_{pf,p,t}}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{D_{pf,t}}{(1+i)^t}} \quad \forall pf \quad (11.4)$$

Πέραν των μονάδων αποθήκευσης, οι μονάδες Σ.Κ. και οι μονάδες αιχμής μπορούν να προσφέρουν υπηρεσίες εξισορρόπησης σε ένα χαρτοφυλάκιο βασισμένο σε ΑΠΕ μέσω της αυξομείωσης της παραγωγής τους. Συνεπώς, θεωρούμε πως ένα μέρος του κόστους επένδυσης και λειτουργίας των θερμικών μονάδων συνδέεται με την υπηρεσία εξισορρόπησης, την οποία προσφέρουν στο χαρτοφυλάκιο, ενώ το υπόλοιπο σχετίζεται με την παροχή ενέργειας για την κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρισμού.

Η μεθοδολογία υπολογισμού του μέρους του κόστους επένδυσης σε θερμικές μονάδες,  $tp$ , το οποίο προσμετράται στο κόστος παροχής εξισορρόπησης βασίζεται στην έννοια και μέτρηση της πολύωρης ευελιξίας, όπως αυτή παρουσιάστηκε στο κεφάλαιο 3.2.2. Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάστηκε ο διαχωρισμός μεταξύ της ευελιξίας, που προσφέρουν οι μονάδες στο σύστημα,  $MFS_{pf,p}$ , και της επιπρόσθετης ανάγκης για ευελιξία του συστήματος (ή χαρτοφυλάκιο),  $MFD_{pf,p}$ , την οποία δημιουργούν οι μονάδες αυτές λόγω των τεχνικών περιορισμών λειτουργίας τους. Είτε η μονάδα προσφέρει πολύωρη ευελιξία στο σύστημα είτε δημιουργεί επιπρόσθετες ανάγκες ευελιξίας, αυτό έρχεται ως αποτέλεσμα της ανάγκης εξισορρόπησης της ζήτησης και της παραγωγής των μεταβλητών ΑΠΕ.

Προκειμένου να υπολογίσουμε το μέρος του κόστους των θερμικών μονάδων, το οποίο σχετίζεται με την παροχή της υπηρεσίας εξισορρόπησης, υπολογίζουμε το  $fp_{pf,p,t}$ . Ο δείκτης αυτός υπολογίζεται ως το σύνολο της πολύωρης ευελιξίας, την οποία παρέχουν και των επιπρόσθετων αναγκών για ευελιξία, τις οποίες δημιουργούν οι μονάδες, προς την ετήσια παραγωγή ενέργειας των μονάδων αυτών,  $G_{pf,p,t}$ . Το ποσοστό αυτό αντανακλά επί της ουσίας την ενέργεια εξισορρόπησης την οποία προσφέρει η κάθε μονάδα και η οποία προέρχεται από την αυξομείωση της ωριαίας φόρτισης της, ως προς τη συνολική παραγόμενη ενέργεια σε κάθε έτος της προσομοίωσης  $t$ . Η μέτρηση αυτή παρουσιάζεται στην εξίσωση 11.5.

$$fp_{pf,p,t} = \frac{MFD_{pf,p} + MFS_{pf,p}}{G_{pf,p,t}} \quad \forall pf, p \in tp, t \quad (11.5)$$

Παρατηρούμε πως ο δείκτης  $fp_{pf,p,t}$  έχει τη διάσταση του έτους, καθώς η προσομοίωση λαμβάνει υπόψη μια περίοδο ετών, σε κάθε ένα από τα οποία η λειτουργία της μονάδας ενδέχεται να διαφέρει. Αντίθετα οι δαπάνες επένδυσης αφορούν ένα συγκεκριμένο έτος, το έτος ένταξης της μονάδας. Προκειμένου να υπολογίσουμε το μέρος του κόστους των θερμικών μονάδων, το οποίο σχετίζεται με την παροχή της υπηρεσίας εξισορρόπησης σε όλη την περίοδο προσομοίωσης, υπολογίζουμε το σταθμισμένο, σε σχέση με το επιτόκιο αναγωγής, δείκτη παροχής υπηρεσιών εξισορρόπησης,  $fp_{pf,p}$ , όπως φαίνεται στην εξίσωση 11.6.

$$fp_{pf,p} = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{fp_{pf,p,t}}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+i)^t}} \quad \forall p \in tp \quad (11.6)$$

Το μέρος του σταθμισμένου κόστους των θερμικών μονάδων, το οποίο οφείλεται στην παροχή υπηρεσιών εξισορρόπησης σε κάθε χαρτοφυλάκιο υπολογίζεται στην εξίσωση 11.7.

$$LCOE_{pf}^{BTP} = \frac{\sum_{p \in pt} fp_{pf,p} \cdot \sum_{t=1}^T \frac{IC_{pf,p,t} + FC_{pf,p,t} + OC_{pf,p,t}}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{D_{pf,t}}{(1+i)^t}} \quad \forall pf \quad (11.7)$$

Η συνιστώσα του κόστους εξισορρόπησης υπολογίζεται τελικά ως το άθροισμα του αντίστοιχου κόστους εξισορρόπησης παρεχόμενο από τις μονάδες αποθήκευσης (εξίσωση 11.4) και από τις θερμικές μονάδες (εξίσωση 11.7), όπως παρουσιάζεται στην εξίσωση 11.8.

$$LCOE_{pf}^B = LCOE_{pf}^{BSP} + LCOE_{pf}^{BTP} \quad \forall pf \quad (11.8)$$

## 11.2 ΑΡΙΘΜΗΤΙΚΗ ΕΦΑΡΜΟΓΗ

Αναφορικά με τα αριθμητικά δεδομένα της προσομοίωσης αυτής, το προφίλ ζήτησης ηλεκτρισμού βασίστηκε στα δεδομένα ωριαίας κατανάλωσης ηλεκτρισμού στο Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα το έτος 2018. Αντίστοιχα, το προφίλ λειτουργίας αιολικών και Φ/Β βασίστηκε στην ωριαία παραγωγή των μονάδων αυτών στο Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα το έτος 2018 με βάση τα δεδομένα του ENTSO-E [120]. Τα τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά των υποψήφιων προς επένδυση μονάδων παρουσιάζονται στον Πίνακα 15. Παρατηρούμε πως τα κόστη επένδυσης μεταβάλλονται ανάλογα με το έτος ένταξης της κάθε μονάδας, αντακλανώντας τις εξωγενείς υποθέσεις σχετικά με την τεχνολογική πρόοδο. Το ίδιο συμβαίνει και με τους συντελεστές χρησιμοποίησης των μονάδων ΑΠΕ.

**Πίνακας 15: Τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά των υποψήφιων προς επένδυση τεχνολογιών**

	Έτος ένταξης	Μπαταρίες	Μονάδες αντλιο-ταμίευσης	Μονάδες Σ.Κ.	Μονάδα αιχμής	Αιολικά (χερσαία)	Φ/Β
<b>Κεφαλαιουχικό κόστος [€/kW]</b>	2020	1260	685	500	320	863	433
	2032	953	685	500	320	654	321
<b>Σταθερά κόστη [€/kW]</b>	2020	7.88	27.40	30.00	15.00	12.94	8.66
	2032	5.96	27.40	30.00	15.00	9.81	6.42

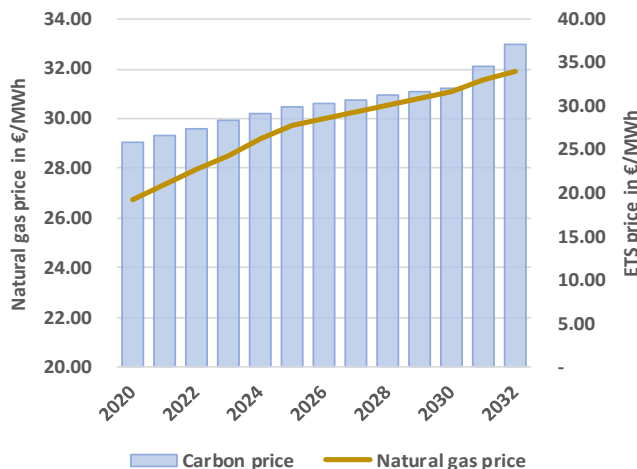


ΚΕΦΑΛΑΙΟ 11: ΧΡΗΣΗ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΩΝ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΣΤΗ ΔΙΑΜΟΡΦΩΣΗ ΕΥΕΛΙΚΤΩΝ ΧΑΡΤΟΦΥΛΑΚΙΩΝ  
ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ

Συντελεστής χρησιμοποίησης (%)	2020				0.26	0.16
	2032				0.32	0.17
Μεταβλητό κόστος (εκτός καυσίμου) [€/kWh]		0	0	0.003	0.002	0
Ημερήσια χωρητικότητα φόρτισης [ώρες]		4	6			
Μέγεθος επένδυσης [MW]		-	350	450	-	-
Βαθμός απόδοσης [%]		0.90	0.70	0.60	0.30	1.00
Τεχνικός χρόνος ζωής [έτη]		15	40	30	15	20
Τεχνικό ελάχιστο επίπεδο λειτουργίας [%]				0.30		

Η υπόθεση εξέλιξης των τιμών φυσικού αερίου και του κόστους αγοράς αδειών για τις εκπομπές CO<sub>2</sub> παρουσιάζεται στην Εικόνα 77. Η τιμή φυσικού αερίου αντιστοιχεί στην τελική τιμή του καυσίμου, το οποίο χρησιμοποιείται ως είσοδος στις μονάδες φυσικού αερίου.

Εικόνα 77: Προβολή τιμών φυσικού αερίου και κόστους αγοράς αδειών για τις εκπομπές CO<sub>2</sub>



Αναφορικά με τις εφεδρείες, στις προσομοιώσεις επιλέχθηκε να εξεταστούν δύο περιπτώσεις. Στη μία περίπτωση κατά τη διαδικασία εύρεσης του βέλτιστου χαρτοφυλακίου δε λαμβάνονται υπόψη οι ελάχιστες απαιτήσεις εφεδρειών, οι οποίες απαιτούνται για τη διασφάλιση της απρόσκοπτης παραγωγής ηλεκτρισμού, ενώ στη δεύτερη λαμβάνονται. Με τον τρόπο αυτό είναι δυνατό να υπολογίσουμε το επιπρόσθετο κόστος του χαρτοφυλακίου ηλεκτροπαραγωγής, το οποίο οφείλεται στην ανάγκη διατήρησης εφεδρικής ισχύος. Οι εφεδρείες μπορούν να καλυφθούν από τις θερμικές μονάδες παραγωγής και τις μονάδες αποθήκευσης ενέργειας, ενώ θεωρούμε πως οι ΑΠΕ δεν συνεισφέρουν στην κάλυψη των εφεδρειών. Για την διαστασιολόγηση

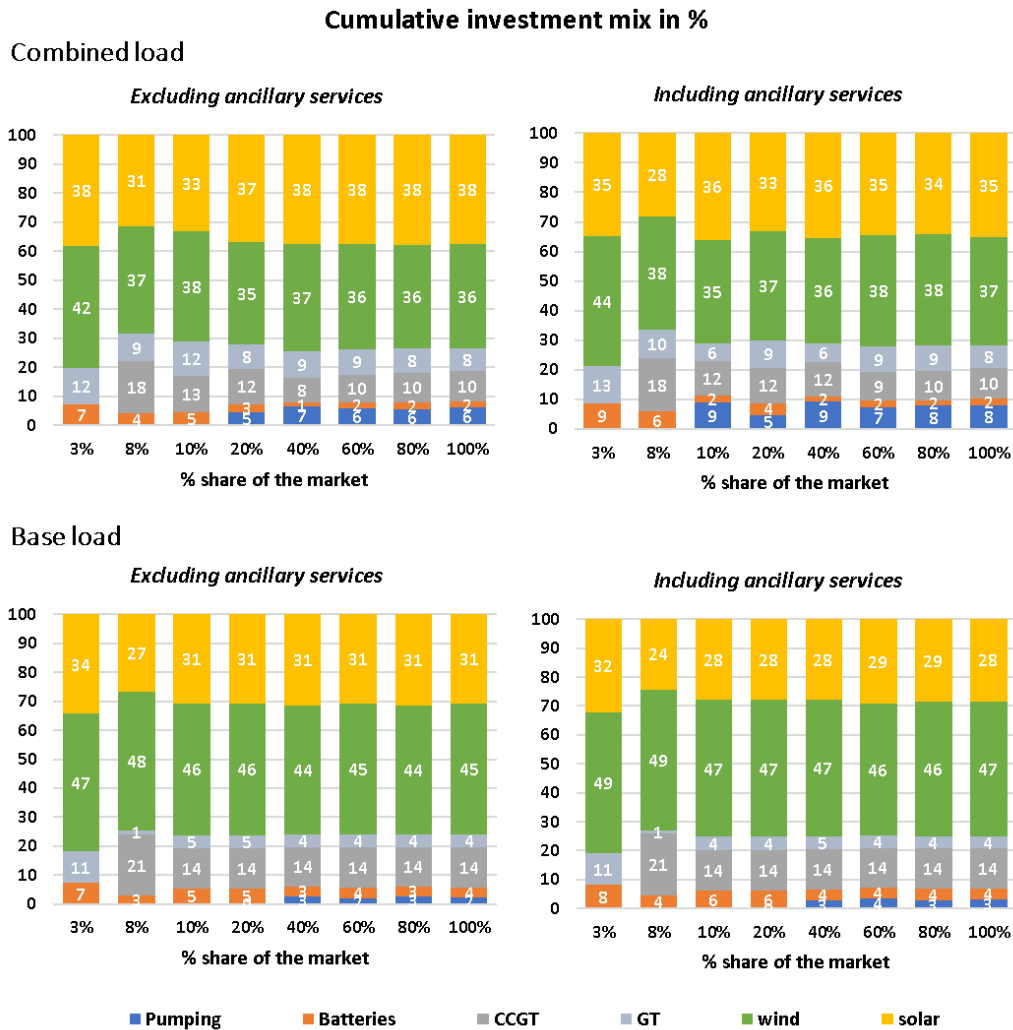
των εφεδρειών χρησιμοποιήθηκε ως βάση η μεθοδολογία υπολογισμού τους από το μοντέλο RPM (Resource Planning Model) του National Renewable Energy Laboratory [121]. Οι εφεδρείες αυτές αναπαριστούν τις απαιτήσεις στρεφόμενης εφεδρείας του χαρτοφυλακίου. Θεωρούμε πως οι εφεδρείες είναι συμμετρικές άνω και κάτω και υπολογίζονται ως το άθροισμα του 6% της ωριαίας ζήτησης, του 10% της ωριαίας παραγωγής ανεμογεννητριών και του 7.5% της ωριαίας παραγωγής από Φ/Β.

### 11.3 ΑΝΑΛΥΣΗ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ

Η Εικόνα 78 παρουσιάζει το μείγμα επενδύσεων ανά τύπο μονάδας για ένα εύρος χαρτοφυλακίων. Τα γραφήματα απεικονίζουν στον άξονα γ το μείγμα επενδύσεων ανά τύπο μονάδας ως ποσοστό της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος, ενώ ο άξονας x αναπαριστά το μέγεθος (όγκο) του χαρτοφυλακίου, εκφραζόμενο ως το μερίδιο της αγοράς το οποίο καλύπτει το κάθε χαρτοφυλάκιο. Όπως αναφέρθηκε και στην ενότητα 11.1, εξετάζουμε το βέλτιστο μείγμα επενδύσεων σε χαρτοφυλάκια, τα οποία διαφέρουν και ως προς το προφίλ της ζήτησης που εξυπηρετούν. Τα δύο προφίλ είναι το βασικό (base load), όπου η ζήτηση παραμένει σταθερή κάθε ώρα του έτους και το ανάμεικτο (combined load), το οποίο εμφανίζει διαφοροποιημένο επίπεδο ζήτησης ανά ώρα αναπαριστώντας την περίπτωση ενός χαρτοφυλακίου, το οποίο έχει συνάψει συμβόλαια με διαφορετικούς πελάτες (π.χ. βιομηχανίες, νοικοκυριά κλπ.).

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του μοντέλου γίνεται σαφές πως οι τεχνολογίες ΑΠΕ, αιολικά και Φ/Β, είναι αρκετά ανταγωνιστικές συγκριτικά με τις θερμικές μονάδες λόγω της σημαντικής πτώσης του κόστους επένδυσης σε ΑΠΕ. Η ισχύς των επενδύσεων σε τεχνολογίες ΑΠΕ καλύπτει το 66-79% της συνολικής ισχύος των επενδύσεων διαχρονικά στην περίπτωση του ανάμεικτου προφίλ, ενώ στο βασικό προφίλ καλύπτουν το 73-81%. Στην περίπτωση χαρτοφυλακίου, το οποίο εξυπηρετεί ζήτηση ηλεκτρισμού ανάμεικτου προφίλ, παρατηρούμε πως οι επενδύσεις σε αιολικά και Φ/Β είναι συγκρίσιμες. Αντίθετα, στην περίπτωση χαρτοφυλακίου που εξυπηρετεί ζήτηση βασικού προφίλ, οι επενδύσεις σε αιολικά είναι αρκετά μεγαλύτερες συγκριτικά με αυτές σε Φ/Β. Το αποτέλεσμα αυτό οφείλεται στα διαφορετικά προφίλ ωριαίας παραγωγής των δύο τεχνολογιών ΑΠΕ. Το ημερήσιο προφίλ παραγωγής των Φ/Β καλύπτει την μεσημεριανή αιχμή του ανάμεικτου φορτίου, ενώ αντίθετα τα αιολικά έχουν πλεονέκτημα στην κάλυψη βασικού φορτίου λόγω της μικρότερης ενδοημερήσιας διακύμανσης της παραγωγής τους. Το αποτέλεσμα αυτό συνάδει με την τάση σύναψη διμερών συμβολαίων μεταξύ ενεργοβορών βιομηχανιών, ιδιαίτερα στις Βόρειες χώρες, και επενδυτών σε αιολικά πάρκα.

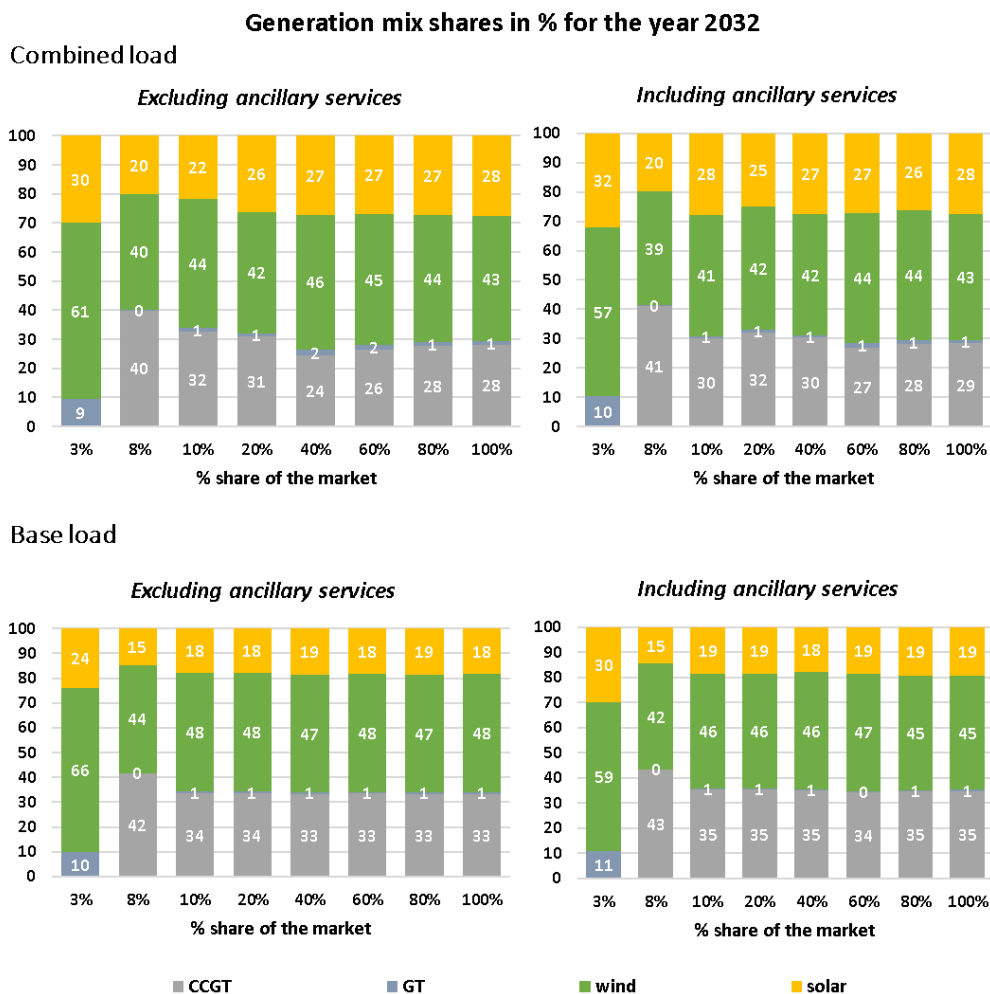
Εικόνα 78: Μείγμα επενδύσεων ανά τύπο μονάδας σε χαρτοφυλάκια διαφοροποιημένα ως προς το μερίδιο αγοράς που καλύπτουν (άξονας x) και το προφίλ ζήτησης



Αναφορικά με τις επενδύσεις στις υπόλοιπες μονάδες παρατηρούμε πως χαρτοφυλάκια μικρότερου όγκου (αυτά που εξυπηρετούν λιγότερο από 3% της συνολικής ζήτησης της αγοράς) δεν μπορούν να υποστηρίξουν λόγω μεγέθους ζήτησης την επένδυση σε μονάδα συνδυασμένου κύκλου (Σ.Κ.), όπως και είναι αναμενόμενο. Η βέλτιστη επιλογή στην περίπτωση μικρών σε όγκο χαρτοφυλακίων είναι η επένδυση σε αεριοστρόβιλος και μπαταρίες, οι οποίες θα προσφέρουν υπηρεσίες εξισορρόπησης και κάλυψης των εφεδρειών. Η επένδυση σε μονάδες αντλιοταμίευσης επιλέγεται ως ανταγωνιστική λύση μόνο στην περίπτωση χαρτοφυλακίων μεγαλύτερου όγκου παραγωγής (> 10% του μεριδίου της αγοράς), τα οποία καλύπτουν ανάμεικτο προφίλ. Στην προσομοίωση, κατά την οποία δεν λαμβάνονται υπόψη απαιτήσεις εφεδρειών, παρατηρούμε πως η επένδυση σε μονάδες αντλιοταμίευσης επιλέγεται σε χαρτοφυλάκια μεγαλύτερου όγκου, τα οποία καλύπτουν πάνω από το 20% της συνολικής ζήτησης. Στην περίπτωση χαρτοφυλακίου, το οποίο καλύπτει ζήτηση βασικού προφίλ, οι επενδύσεις σε μονάδες αντλιοταμίευσης δεν βρέθηκαν ιδιαίτερα ανταγωνιστικές. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του μοντέλου, επιλέγονται επενδύσεις σε μονάδες αντλιοταμίευσης μόνο για

μεγάλα χαρτοφυλάκια βασικού προφίλ (>40% του μεριδίου της αγοράς), οι οποίες όμως αποτελούν πολύ μικρό μέρος των συνολικών επενδύσεων.

**Εικόνα 79: Μείγμα παραγωγής ηλεκτρισμού ανά τύπο ηλεκτροπαραγωγικής μονάδας αναφορικά με το έτος 2032 σε χαρτοφυλάκια διαφοροποιημένα ως προς το μερίδιο αγοράς που καλύπτουν (άξονας x) και το προφίλ ζήτησης**



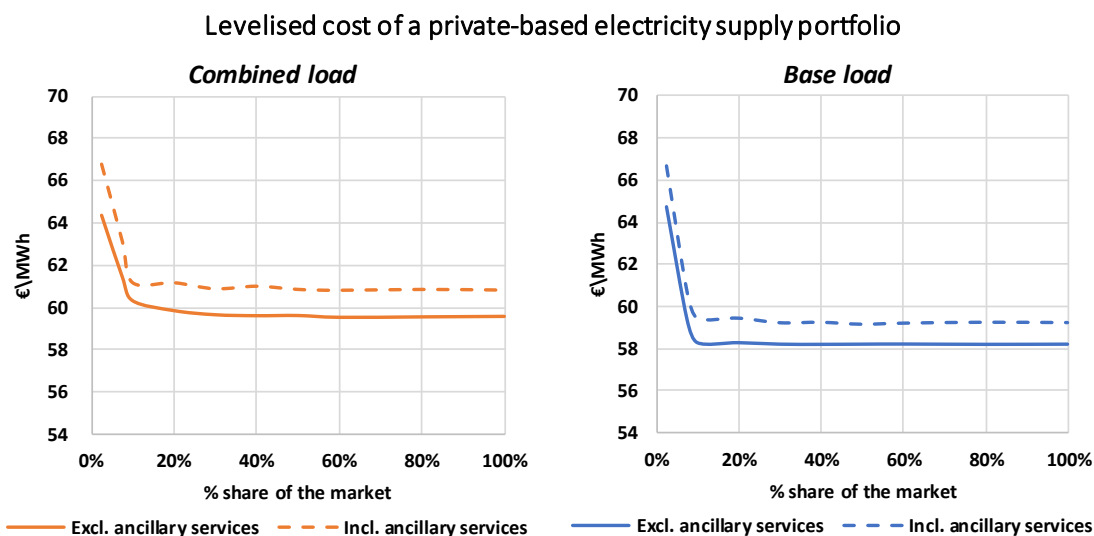
Η Εικόνα 79 παρουσιάζει το μερίδιο παραγωγής ηλεκτρισμού ανά τύπο ηλεκτροπαραγωγικής μονάδας. Ένα πρώτο συμπέρασμα αφορά το γεγονός πως είτε πρόκειται για χαρτοφυλάκιο που εξυπηρετεί προφίλ ζήτησης βασικού είτε ανάμεικτου φορτίου, η ενσωμάτωση περιορισμών σχετικά με την κάλυψη εφεδρειών οδηγεί στην αύξηση της παραγωγής ηλεκτρισμού από θερμικές μονάδες κατά μία ποσοστιαία μονάδα. Στην περίπτωση χαρτοφυλακίου που εξυπηρετεί βασικό προφίλ ζήτησης, η συνεισφορά των θερμικών μονάδων στην κάλυψη της ζήτησης είναι αυξημένη συγκριτικά με την περίπτωση του χαρτοφυλακίου ανάμεικτου προφίλ. Λόγω της μεταβλητότητας της ωριαίας παραγωγής των ΑΠΕ, η εγκατεστημένη ισχύς που χρειάζεται προκειμένου το χαρτοφυλάκιο να παράγει βασικό προφίλ είναι αρκετά μεγαλύτερη συγκριτικά με την ισχύ που χρειάζεται ώστε να καλύπτει ανάμεικτο προφίλ ζήτησης. Στην περίπτωση του χαρτοφυλακίου βασικού προφίλ παραγωγής βλέπουμε πως οι θερμικές μονάδες παράγουν περισσότερο συγκριτικά με το χαρτοφυλάκιο που καλύπτει ανάμεικτο προφίλ ζήτησης

λόγω του ότι οι θερμικές μονάδες, ιδιαίτερα οι μονάδες Σ.Κ., των οποίων η παραγωγή μπορεί να ελεγχθεί, μπορούν να λειτουργήσουν πλήρως σε βασικό προφίλ.

Οι μονάδες Σ.Κ. λειτουργούν γύρω στις 5000 ώρες πλήρους ισοδύναμης φόρτισης ανά έτος στην περίπτωση του βασικού φορτίου, ενώ οι μονάδες αιχμής κάτω από 270 ώρες ανά έτος με εξαίρεση μικρά χαρτοφυλάκια, στα οποία δεν γίνεται επένδυση σε μονάδα Σ.Κ. και οι μονάδες αιχμής λειτουργούν μέχρι 1400 ώρες. Στην περίπτωση του χαρτοφυλακίου ανάμεικτου φορτίου, η λειτουργία των μονάδων Σ.Κ. είναι ελαφρώς μικρότερη (4300-4500 ώρες πλήρους ισοδύναμης φόρτισης ανά έτος), ενώ οι ώρες λειτουργίας των μονάδων αιχμής δεν ξεπερνούν τις 300 ώρες ανά έτος. Πρέπει να τονιστεί στο σημείο αυτό, πως οι μονάδες Σ.Κ. παραμένουν ανταγωνιστικές συγκριτικά με τις ΑΠΕ, λόγω των μέτριων τιμών αδειών εκπομπής διοξειδίου του άνθρακα. Στην περίπτωση εξέτασης υψηλότερων τιμών, όπως αναλύθηκε στο κεφάλαιο 9, η συνεισφορά των θερμικών μονάδων στο μείγμα ηλεκτροπαραγωγής είναι αρκετά μικρότερη.

Η Εικόνα 80 παρουσιάζει το σταθμισμένο κόστος του χαρτοφυλακίου ηλεκτροπαραγωγής, υπολογισμένο όπως περιεγράφηκε στο κεφάλαιο 11.1, ως συνάρτηση του όγκου παραγωγής του χαρτοφυλακίου στην περίπτωση εξυπηρέτησης ζήτησης ανάμεικτου προφίλ (αριστερό διάγραμμα) και βασικού προφίλ (δεξί διάγραμμα). Το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρισμού, συνυπολογίζοντας το κόστος κάλυψης των απαιτήσεων του χαρτοφυλακίου σε εφεδρική ισχύ, κινείται στο εύρος των 60,8-66,9€/MWh για ένα χαρτοφυλάκιο που εξυπηρετεί ανάμεικτο προφίλ ζήτησης, και στα 59,2-66,7€/MWh για ένα χαρτοφυλάκιο που εξυπηρετεί βασικό προφίλ ζήτησης.

**Εικόνα 80: Σταθμισμένο κόστος χαρτοφυλακίου ηλεκτροπαραγωγής ως συνάρτηση του μεγέθους του χαρτοφυλακίου (άξονας x) για τις δύο περιπτώσεις προφίλ ζήτησης, ανάμεικτου (αριστερό διάγραμμα) και βασικού (δεξί διάγραμμα)**



Παρατηρούμε πως αυξανόμενου του όγκου του χαρτοφυλακίου, το σταθμισμένο κόστος ηλεκτροπαραγωγής μειώνεται λόγω της επίδρασης των οικονομιών κλίμακας. Ένα ενδιαφέρον συμπέρασμα αποτελεί το γεγονός, πως η ελάχιστη αποδοτική κλίμακα συναντάται σε μικρά μερίδα της συνολικής αγοράς. Η σημαντική πτώση του κόστους των τεχνολογιών ΑΠΕ, των

οποίων τα μεγέθη των υποψήφιων επενδύσεων είναι δεν εμφανίζουν συγκεκριμένο τυποποιημένο μέγεθος, έχουν συμπίεσει την ελάχιστη αποδοτική κλίμακα. Η ελάχιστη αποδοτική κλίμακα για ένα χαρτοφυλάκιο, το οποίο παρέχει ηλεκτρισμό σε ανάμεικτο προφίλ καταναλωτών, βρίσκεται στο ~23% του μεριδίου της αγοράς, ενώ για ένα χαρτοφυλάκιο βασικού προφίλ υπολογίζεται στο ~10%.

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων, μικρά χαρτοφυλάκια, τα οποία βασίζονται κυρίως σε τεχνολογίες ΑΠΕ, μπορούν να επιτύχουν ανταγωνιστικές τιμές με στόχο τη σύναψη διμερών συμβολαίων με πελάτες βασικού προφίλ αλλά και ανάμεικτου προφίλ. Τα παραδοσιακά επιχειρηματικά μοντέλα, τα οποία επικρατούσαν μέχρι πρότινος, αφορούσαν χαρτοφυλάκια μεγάλου και διαφοροποιημένου όγκου πελατών. Τα επιχειρηματικά μοντέλα αυτά μπορούσαν να επωφεληθούν από τα πλεονεκτήματα των οικονομιών κλίμακας και της δυνατότητας καθετοποιημένης ολοκλήρωσης, προκειμένου να προσφέρουν ανταγωνιστικές τιμές ηλεκτρισμού στους καταναλωτές. Αυτό γινόταν δυνατό μέσω των επενδύσεων σε θερμικές μονάδες, οι οποίες αποτελούσαν τις πιο ανταγωνιστικές τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής τα προηγούμενα έτη. Λόγω του συγκεκριμένου, και μεγάλου, ελάχιστου μεγέθους επένδυσης σε θερμικές μονάδες, ανταγωνιστικές τιμές μπορούσαν να επιτύχουν μόνο χαρτοφυλάκια με σημαντικά μεγαλύτερο μερίδιο της αγοράς. Η πτώση του κόστους των ΑΠΕ, η οποία καθιστά τις τεχνολογίες αυτές ανταγωνιστικές σε σχέση με τις μονάδες Φ.Α., έχει ως αποτέλεσμα την αυξημένη ανταγωνιστικότητα χαρτοφυλακίων, ακόμη και μικρών σε μέγεθος, ανατρέποντας το παραδοσιακό επιχειρηματικό μοντέλο ηλεκτροπαραγωγής. Παράλληλα με την πτώση του κόστους των ΑΠΕ, η αύξηση του κόστους αδειών των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα που καθιστά τις ανθρακικές μονάδες εκτός ανταγωνισμού, παράλληλα με τις πολιτικές απανθρακοποίησης στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής ωθούν στη μείωση της ελάχιστης αποδοτικής κλίμακας<sup>40</sup> των χαρτοφυλακίων ηλεκτροπαραγωγής.

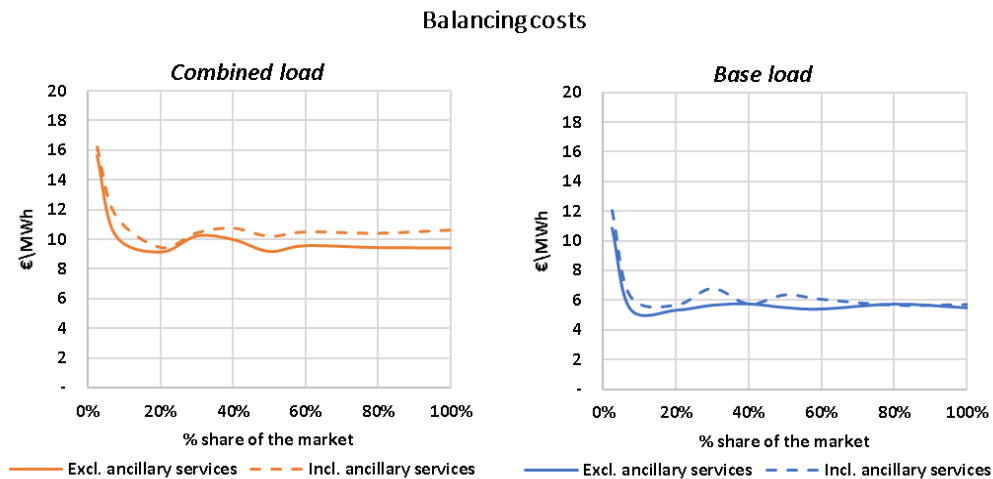
Η Εικόνα 81 παρουσιάζει το κόστος εξισορρόπησης κάθε χαρτοφυλακίου ανά μονάδα ζήτησης του χαρτοφυλακίου ως συνάρτηση του μεγέθους του χαρτοφυλακίου. Το κόστος εξισορρόπησης υπολογίστηκε σύμφωνα με τη μεθοδολογία που παρουσιάστηκε στην ενότητα 11.1 και αποτελεί μέρος του συνολικού σταθμισμένου κόστους ηλεκτροπαραγωγής. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων, παρατηρούμε την επίδραση των οικονομιών κλίμακας στη μείωση του κόστους εξισορρόπησης. Το κόστος εξισορρόπησης κυμαίνεται στα 9,4-16€/MWh στην περίπτωση χαρτοφυλακίου που εξυπηρετεί ανάμεικτο προφίλ ζήτησης και στα 5,3-11€/MWh στην περίπτωση χαρτοφυλακίου βασικού φορτίου. Όπως ήταν αναμενόμενο, το κόστος εξισορρόπησης ενός χαρτοφυλακίου, το οποίο παρέχει ενέργεια σε μια πληθώρα καταναλωτών, καθένας από τους οποίους έχει και διαφορετικό προφίλ ζήτησης, εμφανίζεται αυξημένο σε σχέση με το κόστος εξισορρόπησης ενός χαρτοφυλακίου, το οποίο λειτουργεί με προφίλ βασικού φορτίου.

---

<sup>40</sup> Στο σημείο αυτό πρέπει να τονιστεί πως στην παρούσα προσομοίωση λήφθηκε υπόψη το σύστημα και η αγορά ηλεκτρισμού στην Ελλάδα, όπου δεν επιτρέπονται επενδύσεις σε πυρηνικές μονάδες. Σε συστήματα και αγορές, όπου η επένδυση σε πυρηνικές μονάδες είναι δυνατή είναι πιθανό πως η ελάχιστη αποδοτική κλίμακα ενδέχεται να παρουσιαζόταν αυξημένη, λόγω του μεγάλου μεγέθους σε ισχύ των πυρηνικών μονάδων (>900MW).

Το χαρτοφυλάκιο ανάμεικτου φορτίου πρέπει να εξισορροπήσει και τη μεταβλητότητα της ζήτησης, πέραν αυτής της παραγωγής των μεταβλητών ΑΠΕ, σε αντίθεση με το χαρτοφυλάκιο βασικού φορτίου, στο οποίο η ζήτηση δεν παρουσιάζει διακυμάνσεις από ώρα σε ώρα. Επιπρόσθετα, η μεγαλύτερη συνεισφορά των Φ/Β στο χαρτοφυλάκιο ανάμεικτου προφίλ δημιουργεί αυξημένες ανάγκες ευελιξίας, όπως αναλύθηκε στα προηγούμενα κεφάλαια. Το γεγονός αυτό δημιουργεί και αυξημένο κόστος εξισορρόπησης συγκριτικά με το χαρτοφυλάκιο βασικού φορτίου, στο οποίο η παραγωγή των αιολικών που παρουσιάζει μικρότερη ενδοημερήσια διακύμανση καλύπτει μεγαλύτερο μερίδιο της ζήτησης.

**Εικόνα 81: Κόστη εξισορρόπησης του χαρτοφυλακίου ηλεκτροπαραγωγής ανά μονάδα ζήτησης του χαρτοφυλακίου ως συνάρτηση του μεγέθους του χαρτοφυλακίου (άξονας x) για τις δύο περιπτώσεις προφίλ ζήτησης, ανάμεικτου (αριστερό διάγραμμα) και βασικού (δεξί διάγραμμα)**

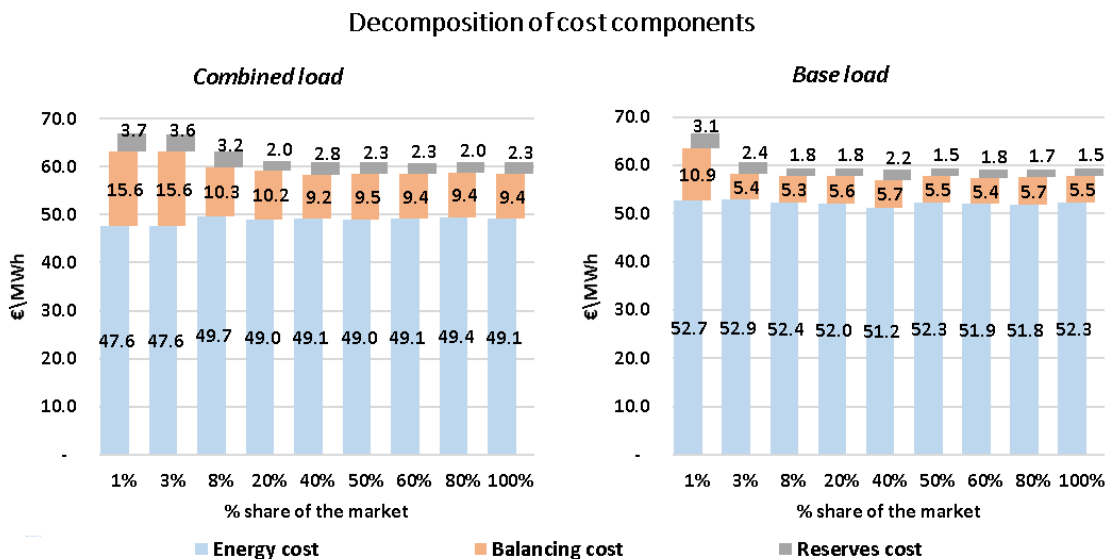


Όπως αναλύθηκε στην ενότητα 11.1, αποσυνθέτουμε το συνολικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής του χαρτοφυλακίου σε τρεις συνιστώσες, το κόστος παροχής ενέργειας, το κόστος παροχής εξισορρόπησης και το κόστος εφεδρειών. Η Εικόνα 82 παρουσιάζει την αποσύνθεση του σταθμισμένου κόστους του χαρτοφυλακίου στις διαφορετικές συνιστώσες. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα παρατηρούμε πως η επίδραση των οικονομιών κλίμακας έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση του κόστους εξισορρόπησης και εφεδρειών. Η συνιστώσα του κόστους ενέργειας δεν επηρεάζεται σημαντικά από την αύξηση του όγκου ενός χαρτοφυλακίου, αντίθετα με κόστη εξισορρόπησης και εφεδρειών.

Το μεγαλύτερο μέρος της παραγόμενης ενέργειας σε κάθε χαρτοφυλάκιο παράγεται από τις ΑΠΕ, λόγω του ότι οι τεχνολογίες αυτές γίνονται όλο και πιο ανταγωνιστικές σε σχέση με τις θερμικές μονάδες. Η αυξημένη ανταγωνιστικότητα των ΑΠΕ έρχεται ως αποτέλεσμα της σημαντικής πτώσης του κόστους επένδυσης σε ΑΠΕ και του αυξανόμενου κόστους αδειών εκπομπών CO<sub>2</sub>. Συνεπώς, η συνιστώσα του κόστους ενέργειας αντανακλά το κόστος παραγωγής ηλεκτρισμού από ΑΠΕ. Η αύξηση του όγκου ενός χαρτοφυλακίου δεν επηρεάζει τη συνιστώσα του κόστους ενέργειας, επειδή οι επενδύσεις σε μονάδες ΑΠΕ δεν καθορίζονται από ένα συγκεκριμένο και μεγάλο μέγεθος επένδυσης, όπως συμβαίνει στην περίπτωση των μονάδων Σ.Κ και των μονάδων αντλιοσταμείωσης, αλλά το μέγεθος τους κυμαίνεται.

Στην περίπτωση του χαρτοφυλακίου, το οποίο καλύπτει ανάμεικτο προφίλ ζήτησης, παρατηρούμε πως η συνιστώσα του κόστους παροχής ενέργειας εμφανίζεται μικρότερη σε χαρτοφυλάκια μικρού όγκου. Αυτό οφείλεται κυρίως στο γεγονός πως τα χαρτοφυλάκια μικρού όγκου βασίζονται σε μεγαλύτερο βαθμό στην παραγωγή των ΑΠΕ για την κάλυψη της ζήτησης, σε σχέση με χαρτοφυλάκια μεγαλύτερου όγκου. Επιπρόσθετα, παρατηρούμε από τα αποτελέσματα πως η συνιστώσα του κόστους ενέργειας στο χαρτοφυλάκιο που εξυπηρετεί ανάμεικτο προφίλ είναι μικρότερη σε σχέση με το κόστος ενέργεια στο χαρτοφυλάκιο βασικού φορτίου. Η διαφοροποίηση αυτή εμφανίζεται λόγω διαφορετικού μείγματος ΑΠΕ, τα οποία χρησιμοποιούνται στα χαρτοφυλάκια διαφορετικού προφίλ παραγωγής. Με βάση τα τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά των τεχνολογιών (Πίνακας 15) προκύπτει πως το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρισμού από Φ/Β είναι χαμηλότερο συγκριτικά με το κόστος παραγωγής από αιολικά. Το χαρτοφυλάκιο που εξυπηρετεί ανάμεικτο φορτίο, εμφανίζει μικρότερο κόστος ενέργειας, καθώς η συνεισφορά των Φ/Β στο ηλεκτροπαραγωγικό μείγμα είναι μεγαλύτερη συγκριτικά με το χαρτοφυλάκιο βασικού φορτίου, στο οποίο η συνεισφορά των Φ/Β είναι αρκετά μειωμένη (κατά 10 ποσοστιαίες μονάδες).

**Εικόνα 82: Αποσύνθεση των συνιστωσών του κόστους του χαρτοφυλακίου ως συνάρτηση του μεγέθους του χαρτοφυλακίου (άξονας x) για τις δύο περιπτώσεις προφίλ ζήτησης, ανάμεικτου (αριστερό διάγραμμα) και βασικού (δεξί διάγραμμα)**



Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, η βασική επίδραση των οικονομιών κλίμακας αφορά τη δυνατότητα μείωσης του κόστους εξισορρόπησης και εφεδρειών των χαρτοφυλακίων που καλύπτουν μεγαλύτερο μερίδιο της αγοράς. Αυξανόμενου του μεγέθους ενός χαρτοφυλακίου παρατηρούμε πως επιτυγχάνεται η σημαντική μείωση του κόστους παροχής υπηρεσιών εξισορρόπησης και εφεδρείας σε αντίθεση με το κόστος ενέργειας, το οποίο δεν μεταβάλλεται σημαντικά.

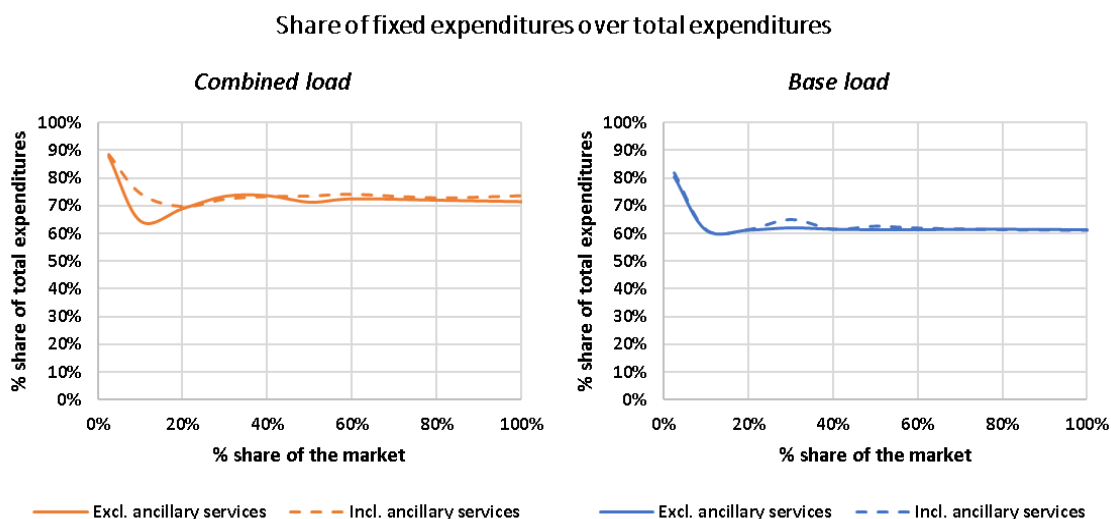
Το βασικό όφελος της ύπαρξης χονδρεμπορικών αγορών αφορά στην αποκάλυψη των τιμών και στη διαχείριση των αποκλίσεων και κινδύνων μέσω οργανωμένης αγοραπωλησίας. Όπως κατέδειξαν οι προσομοιώσεις η διαχείριση της μεταβλητής και αβέβαιας παραγωγής των ΑΠΕ



απαιτεί δέσμευση κατάλληλων πόρων ευελιξίας και αποθήκευσης σε μακροπρόθεσμο ορίζοντα. Οι βραχυχρόνιες αγορές (spot) δεν επαρκούν για τη διασφάλιση των πόρων αυτών στα χαρτοφυλάκια προμήθειας ενέργειας. Για το λόγο αυτό η χρησιμότητα των καθαρά ενεργειακών χονδρεμπορικών αγορών θα τείνει να φθίνει, ενώ η χρησιμότητα αγορών οι οποίες διασφαλίζουν την ύπαρξη υπηρεσιών εξισορρόπησης και εφεδρείας αυξάνεται. Η μελλοντική διάρθρωση των αγορών ηλεκτρισμού θα προσανατολισθεί στη σύζευξη οργανωμένων αγορών για υπηρεσίες ευελιξίας (εξισορρόπησης και εφεδρειών) με τις καθαρά ενεργειακές αγορές.

Ένας επιπρόσθετος λόγος σύμφωνα με τον οποίο καταλήγουμε πως η σημασία των καθαρά ενεργειακών (spot) αγορών θα φθίνει στο μέλλον αφορά την αποσύνθεση του κόστους σχετικά με τη συνιστώσα του κόστους που αντιστοιχεί στις σταθερές δαπάνες, δηλαδή τις δαπάνες που αντιστοιχούν στο κεφάλαιο και οι οποίες έχουν γενικά πάγιο (μη μεταβλητό) χαρακτήρα. Η Εικόνα 83 παρουσιάζει το τμήμα του σταθμισμένου κόστους που σχετίζεται με τις σταθερές δαπάνες ως ποσοστό των συνολικών δαπανών του χαρτοφυλακίου.

**Εικόνα 83: Λόγος των σταθερών επενδύσεων προς τις συνολικές επενδύσεις ως συνάρτηση του μεγέθους του χαρτοφυλακίου (άξονας x) για τις δύο περιπτώσεις προφίλ ζήτησης, ανάμεικτου (αριστερό διάγραμμα) και βασικού (δεξί διάγραμμα)**

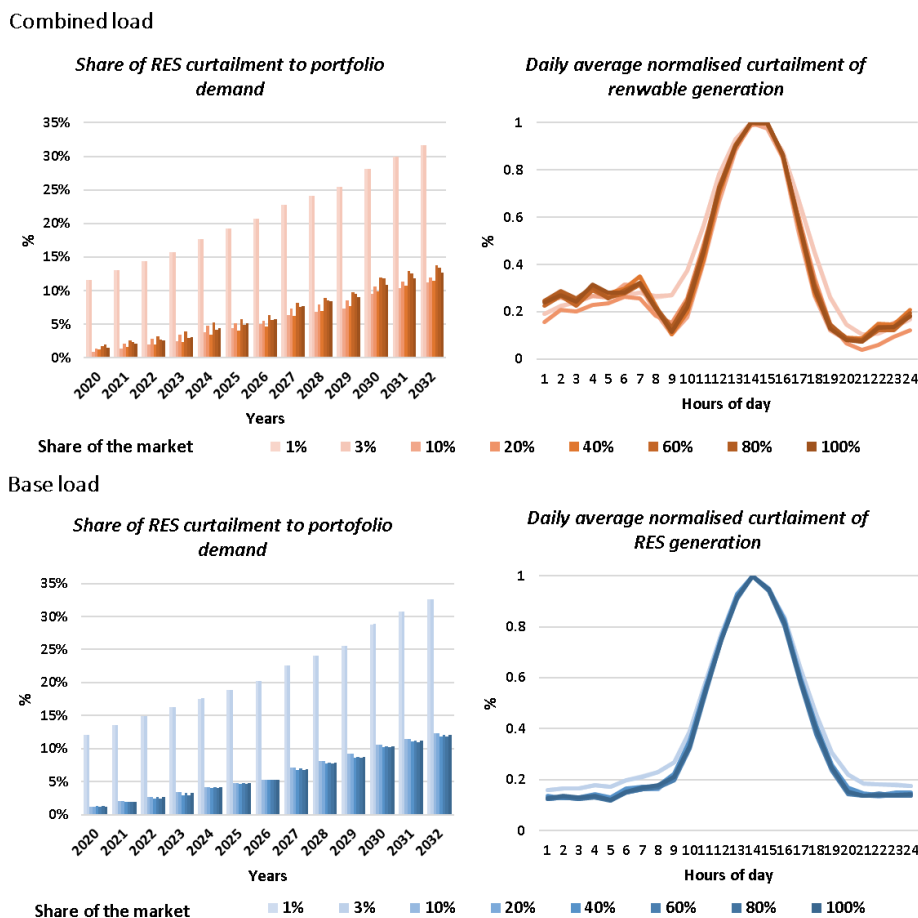


Μια πρώτη παρατήρηση αφορά το γεγονός πως τα πιο μικρά σε όγκο χαρτοφυλάκια εμφανίζουν το μεγαλύτερο ποσοστό σταθερών δαπανών ως προς τις συνολικές δαπάνες. Η παρατήρηση αυτή σχετίζεται με το γεγονός πως η συνεισφορά των ΑΠΕ στο ηλεκτροπαραγωγικό μείγμα είναι μεγαλύτερη σε χαρτοφυλάκια μικρού όγκου (<10%) συγκριτικά με χαρτοφυλάκια μεγαλύτερο όγκου παραγωγής. Οι ΑΠΕ, τα συστήματα αποθήκευσης και οι λοιπές εγκαταστάσεις έχουν ελάχιστο ή και μηδενικό μεταβλητό κόστος και λόγω αυτού το μεγαλύτερο μέρος των δαπανών ενός χαρτοφυλακίου βασισμένο σε ΑΠΕ σχετίζεται με πάγιο κόστος. Οι σταθερές δαπάνες ξεπερνούν το 70% των συνολικών δαπανών στην περίπτωση χαρτοφυλακίου που εξυπηρετεί ανάμεικτο προφίλ ζήτησης, ενώ στην περίπτωση του χαρτοφυλακίου βασικού προφίλ η συνιστώσα των σταθερών δαπανών αντανακλά το 60% των συνολικών δαπανών.

Ένα τελευταίο συμπέρασμα αφορά την ποσότητα περικοπής της παραγωγής ΑΠΕ σε κάθε μέγεθος και προφίλ χαρτοφυλακίου. Όπως έχει αναφερθεί παραπάνω, το μοντέλο

προσομοίωσης αποφασίζει ενδογενώς το βέλτιστο μείγμα επενδύσεων, προκειμένου να καλύψει το εκάστοτε προφίλ ζήτησης, δεδομένων των τεχνοοικονομικών περιορισμών των μονάδων και του συστήματος, έχοντας ως στόχο την ελαχιστοποίηση του κόστους. Η επιλογή της περικοπής ενός μέρους της παραγωγής των ΑΠΕ ή η επιλογή επένδυσης σε επιπρόσθετες μονάδες αποθήκευσης ενέργειας είναι αποτέλεσμα της οικονομικής βελτιστοποίησης. Συνεπώς, η περικοπή ενός μέρους της παραγωγής των ΑΠΕ σημαίνει πως μια επιπρόσθετη επένδυση σε μονάδες αποθήκευσης, η οποία θα μπορούσε να ελαχιστοποιήσει ή ακόμη και να μηδενίσει την περικοπή της παραγωγής ΑΠΕ, θεωρήθηκε μη συμφέρουσα επιλογή από το μοντέλο.

**Εικόνα 84:** Περικοπή παραγωγής από μονάδες ΑΠΕ ως ποσοστό της ζήτησης του χαρτοφυλακίου (αριστερά) και ημερήσια κανονικοποιημένη καμπύλη περικοπής (δεξιά) για κάθε περίπτωση χαρτοφυλακίου



Το αριστερό άνω και κάτω διάγραμμα της Εικόνα 84 παρουσιάζει για κάθε προφίλ παραγωγής χαρτοφυλακίου την παραγωγή από τεχνολογίες ΑΠΕ, η οποία περικόπηκε στο σύνολο του έτους. Το δεξί άνω και κάτω διάγραμμα της Εικόνα 84 παρουσιάζει το κανονικοποιημένο προφίλ του ημερήσιου μέσου όρου περικοπής της παραγωγής από ΑΠΕ. Μια πρώτη παρατήρηση των αποτελεσμάτων αφορά το γεγονός πως η περικοπή ενέργειας μειώνεται σημαντικά σε χαρτοφυλάκια μεγαλύτερου όγκου (>10% του μεριδίου της αγοράς) και στις δύο περιπτώσεις προφίλ παραγωγής. Αναφορικά με το προφίλ της περικοπής της παραγωγής από ΑΠΕ (δεξιό μέρος της Εικόνα 84) παρατηρούμε πως αυτό ακολουθεί κυρίως το προφίλ της παραγωγής των

Φ/Β. Στην περίπτωση του χαρτοφυλακίου που εξυπηρετεί ανάμεικτο προφίλ παρατηρούμε πως εμφανίζεται περικοπή της παραγωγής από ΑΠΕ και τις πρώτες βραδινές/πρωινές λόγω χαμηλής ζήτησης τις ώρες αυτές.

Δεδομένου πως η περικοπτόμενη παραγωγή από μονάδες ΑΠΕ έχει μικρή αξία για το κάθε χαρτοφυλάκιο, είναι εύλογο να συλλογιστούμε το περιθώριο συνέργειας μεταξύ ενός τέτοιου χαρτοφυλακίου με ένα χαρτοφυλάκιο παραγωγής συνθετικών καυσίμων, όπως παρουσιάστηκε στο κεφάλαιο 9.2. Εφόσον το κάθε χαρτοφυλάκιο επιτυγχάνει ανταγωνιστικές τιμές ηλεκτρισμού, παρά την περικοπή ενός μέρους της διαθέσιμης παραγωγής, η περικοπτόμενη ενέργεια αυτή θα μπορούσε να διατεθεί σε πολύ χαμηλή τιμή σε κάποιον καταναλωτή, ο οποίος θα ακολουθούσε το προφίλ της περικοπής ενέργειας του χαρτοφυλακίου. Η δυνατότητα επίτευξης ανταγωνιστικών τιμών των χαρτοφυλακίων παρά τη σημαντική ποσότητα περικοπής διαθέσιμης παραγωγής από ΑΠΕ, θέτει το θέμα της πιθανής συνέργειας μεταξύ ενός χαρτοφυλακίου ηλεκτροπαραγωγής και ενός χαρτοφυλακίου παραγωγής συνθετικών καυσίμων. Το χαρτοφυλάκιο παραγωγής συνθετικών καυσίμων θα μπορέσει να επωφεληθεί από τις εξαιρετικά χαμηλές έως και μηδενικές (σε περίπτωση συγχώνευσης χαρτοφυλακίων ηλεκτρισμού και παραγωγής συνθετικών καυσίμων) τιμές ηλεκτρισμού, τις ώρες υπερπαραγωγής από ΑΠΕ. Με τον τρόπο αυτό το χαρτοφυλάκιο παραγωγής συνθετικών καυσίμων μπορεί να επιτύχει τη σημαντική μείωση του κόστους παραγωγής των συνθετικών καυσίμων. Επιπρόσθετα, μπορεί να αποτελέσει ευκαιρία για την διεύρυνση της αγοράς εξισορρόπησης (και εφεδρειών) δίνοντας τη δυνατότητα σε ένα τέτοιο χαρτοφυλάκιο να προσφέρει υπηρεσίες εξισορρόπησης και εφεδρειών στην αγορά.

## 12 ΣΥΝΟΨΗ ΚΑΙ ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

---

### 12.1 ΣΥΝΟΨΗ

Η παρούσα διδακτορική διατριβή έχει ως αντικείμενο την ανάλυση ζητημάτων σχετικά με τις απαιτήσεις ευελιξίας των συστημάτων με μεγάλη διείσδυση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ). Η διείσδυση των ΑΠΕ στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα δημιουργεί μια σειρά προκλήσεων, όχι μόνο σε τεχνικό επίπεδο, αλλά και στο επίπεδο της λειτουργίας και ρύθμισης των αγορών ηλεκτρισμού. Λόγω αυτού η ανάλυση στο πλαίσιο της διατριβής στόχευσε σε ένα φάσμα παραγόντων, οι οποίοι επηρεάζουν τη διάσταση της ευελιξίας, τόσο σε θεωρητικό επίπεδο όσο και σε επίπεδο πρακτικής εφαρμογής. Η μεθοδολογία ανάλυσης, όπως αποτυπώθηκε και στη δομή της παρούσας διατριβής, αποτελείται από τρεις θεματικές ενότητες:

1. Παρουσίαση των βασικών εννοιών του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής και των χονδρεμπορικών αγορών ηλεκτρισμού με έμφαση στη μεθοδολογία σύζευξης των αγορών, στη βιβλιογραφική ανασκόπηση και στον ορισμό της έννοιας της «ευελιξίας» καθώς και στην πρόταση ενός μεθοδολογικού πλαισίου ανάλυσης της, το οποίο περιλαμβάνει μια προτεινόμενη τυπολογία και ένα τρόπο μέτρησής της
2. Διαδικασία προσομοίωσης της επέκτασης και λειτουργίας του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος και των χονδρεμπορικών αγορών ηλεκτρισμού, όπου παρουσιάζεται η μαθηματική κατάστρωση των μαθηματικών υποδειγμάτων των μοντέλων προσομοίωσης,
3. Διερεύνηση ζητημάτων αναφορικά με την επίδραση της διείσδυσης των ΑΠΕ στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα και τις αγορές ηλεκτρισμού, μέσω της χρήσης των μοντέλων προσομοίωσης.

Τα ερωτήματα με τα οποία καταπιάστηκε η παρούσα διατριβή αφορούν τα εξής θέματα:

- Μελέτη της επίδρασης της διείσδυσης κάθε τύπου μεταβλητής ΑΠΕ στις ανάγκες ευελιξίας του συστήματος
- Διερεύνηση της επίδρασης του σχεδιασμού των χονδρεμπορικών αγορών ηλεκτρισμού στις ανάγκες ευελιξίας και εξέταση της εξοικονόμησης κόστους και της μείωσης των απαιτήσεων σε ευελιξία στην περίπτωση αναδιαρθρώσεων της αγοράς
- Εξέταση των αναγκών ευελιξίας σε συστήματα χαμηλών εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου και επίδραση της στρατηγικής μετάβασης προς ένα ενεργειακό σύστημα χαμηλών εκπομπών στον ηλεκτροπαραγωγικό τομέα
- Μελέτη της σχέσης μεταξύ της λειτουργίας των μονάδων αποθήκευσης και των ροών διασύνδεσης, εξετάζοντας το ερώτημα σχετικά με το αν η σχέση τους παρουσιάζει χαρακτηριστικά συμπληρωματικότητας ή υποκατάστασης και παράλληλα τις επιπτώσεις της αύξησης των ροών διασύνδεσης στην οικονομική βιωσιμότητα των μονάδων αποθήκευσης
- Διερεύνηση της επίδρασης των οικονομικών κλίμακας σε ευέλικτα χαρτοφυλάκια ηλεκτροπαραγωγής βασισμένα σε ΑΠΕ, αλλά και της εξέτασης της χρήσης των μονάδων αποθήκευσης για παροχή ευελιξίας

Τα κύρια συμπεράσματα της ανάλυσης των παραπάνω θεμάτων παρουσιάζονται στη συνέχεια.

## 12.2 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Τα συστήματα ηλεκτροπαραγωγής και οι αγορές ηλεκτρισμού διανύουν μεταβατική περίοδο, η οποία καθορίζεται από το στόχο της δραστηρικής μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου στο πλαίσιο αντιμετώπισης της κλιματικής αλλαγής. Η διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) στα ηλεκτροπαραγωγικά συστήματα δημιουργεί σειρά προκλήσεων τόσο σχετικά με τη διαχείριση της λειτουργίας του συστήματος όσο και αναφορικά με την οργάνωση, λειτουργία και ρύθμιση των αγορών ηλεκτρισμού.

Η μεταβλητότητα και η αβεβαιότητα της παραγωγής από ΑΠΕ δημιουργούν αυξημένες ανάγκες ευελιξίας στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα, οι οποίες διαφοροποιούνται ανάλογα με το χρονικό πλαίσιο απόκρισης (μεταξύ λεπτών της ώρας έως και μεταξύ εποχών). Η κάθε τεχνολογία μεταβλητών ΑΠΕ επηρεάζει με διαφορετικό τρόπο και σε διαφορετικό βαθμό τον κάθε τύπο ευελιξίας. Το προφίλ παραγωγής των φωτοβολταϊκών σταθμών (Φ/Β) προκαλεί σημαντικές ανάγκες ευελιξίας εντός της ημέρας (πολύωρη ευελιξία) λόγω του ημερήσιου κύκλου παραγωγής τους. Αντίθετα, το προφίλ λειτουργίας των ανεμογεννητριών αυξάνει σημαντικά την ανάγκη βραχυπρόθεσμης (εντός της ώρας) ευελιξίας, δηλαδή της ενέργειας και ισχύος για επικουρικές υπηρεσίες, αλλά και της μακροπρόθεσμης ευελιξίας λόγω των πολυήμερων κύκλων του ανέμου. Επιπρόσθετα, η επίδραση του κάθε τύπου ΑΠΕ στις ανάγκες ευελιξίας ενός συστήματος διαφέρει μεταξύ συστημάτων λόγω των διαφορετικών καιρικών συνθηκών που επικρατούν σε κάθε περιοχή αλλά και λόγω των διαφορετικών προφίλ ζήτησης ηλεκτρισμού. Σε συστήματα όπου η ημερήσια αιχμή της ζήτησης εμφανίζεται τις μεσημεριανές ώρες, η μικρή διείσδυση Φ/Β εξομαλύνει τις ανάγκες ευελιξίας εντός της ημέρας. Σε συστήματα, όπου η ημερήσια αιχμή εμφανίζεται στη δύση του ηλίου, η διείσδυση Φ/Β αυξάνει τις ανάγκες ευελιξίας, χωρίς να προσφέρει καθόλου στην εξομάλυνση του φορτίου. Η ένταση των αναγκών ευελιξίας συναρτάται μη γραμμικά με τον βαθμό διείσδυσης ΑΠΕ, το μείγμα τεχνολογιών ΑΠΕ και το προφίλ του φορτίου ζήτησης.

Κάθε τύπος ευελιξίας μπορεί να καλυφθεί από ένα συνδυασμό πόρων του συστήματος, στους οποίους περιλαμβάνονται ευέλικτες μονάδες παραγωγής (δηλαδή αυτές που έχουν δυνατότητα ταχείας ανόδου ή καθόδου φορτίου), μονάδες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας (μέσω παραγωγής καυσίμων, ανύψωσης ύδατος, χημικής ή μηχανικής αποθήκευσης), η απόκριση της ζήτησης φορτίου και οι ροές ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων. Όλοι οι πόροι του συστήματος υπόκεινται σε τεχνικούς περιορισμούς λειτουργίας που διαφέρουν ανά τεχνολογία και επηρεάζουν τη δυνατότητα παροχής ευελιξίας. Μη ευέλικτες μονάδες με υψηλούς ελάχιστους χρόνους κράτησης και σβέσης, υψηλά τεχνικά ελάχιστα επίπεδα λειτουργίας και μικρούς ρυθμούς αυξομείωσης φορτίου δεν προσφέρονται για να εξισορροπήσουν την παραγωγή μεταβλητών ΑΠΕ. Σε μερικές περιπτώσεις, η λειτουργία μη ευέλικτων μονάδων μπορεί μέχρι και να επαυξάνει τις ανάγκες ευελιξίας του συστήματος, τις οποίες καλούνται να καλύψουν οι υπόλοιποι πόροι του συστήματος. Όπως φάνηκε και από τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων, το μείγμα των ηλεκτροπαραγωγικών πόρων και μονάδων αποθήκευσης ενός συστήματος διαδραματίζει κομβικό ρόλο στην αποτελεσματική κάλυψη των αναγκών ευελιξίας. Συστήματα στηριζόμενα σε ευέλικτες μονάδες, όπως είναι τα υδροηλεκτρικά με ταμιευτήρα (Υ/Η) και μονάδες φυσικού αερίου, έχουν μεγαλύτερη δυνατότητα κάλυψης των απαιτήσεων του συστήματος σε ευελιξία συγκριτικά με συστήματα που βασίζονται σε παραδοσιακές μη ευέλικτες τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής. Τα συστήματα με ευέλικτες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής

μπορούν επιπλέον να παρέχουν υπηρεσίες ευελιξίας και σε γειτονικά συστήματα μέσω της χρήσης των διασυνδέσεων, όπως έδειξαν οι προσομοιώσεις.

Ο ρόλος των διασυνδέσεων αποκτά κομβική σημασία σε συστήματα με αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ, επειδή επιτρέπει την ανταλλαγή ευελιξίας μεταξύ των διαφορετικών περιοχών μέσω της εκμετάλλευσης των ετεροχρονισμένων διακυμάνσεων παραγωγής και ζήτησης και την ύπαρξη διαφορετικών πόρων σε κάθε σύστημα. Τόσο η δυνατότητα χρήσης των διασυνδέσεων για ανταλλαγή ευελιξίας μεταξύ διαφορετικών συστημάτων, όσο και η εύρεση του βέλτιστου, τεχνικά και οικονομικά, μείγματος παροχής ευελιξίας επηρεάζονται άμεσα από τον τρόπο οργάνωσης και λειτουργίας των χονδρεμπορικών αγορών ηλεκτρισμού. Η αύξηση της διαθεσιμότητας των διασυνδέσεων και η συμμετοχή τους σε όλα τα στάδια των αγορών (προ-ημερήσια αγορά, ενδοημερήσια αγορά ή αγορά εξισορρόπησης και αγορά επικουρικών υπηρεσιών) επιτρέπει καλύτερη κατανομή των πόρων των διαφορετικών συστημάτων μέσω των ροών στις διασυνδέσεις χωρίς συμφορήσεις. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων, η αύξηση της διαθεσιμότητας των διασυνδετικών ροών οδηγεί στη μείωση των αναγκών ευελιξίας λόγω πιο αποτελεσματικής τεχνικά και οικονομικά κατανομής των μονάδων, χάρις στη συντονισμένη λειτουργία των διασυνδεδεμένων συστημάτων έχοντας αποφύγει τις συμφορήσεις στις διασυνδέσεις. Ο συντονισμός παρέχει δυνατότητα σημαντικής μείωσης του κόστους παροχής ενέργειας και υπηρεσιών εξισορρόπησης λόγω της διεύρυνσης των πόρων που συμμετέχουν σε κάθε αγορά, της αύξησης των συμμετεχόντων, και συνεπώς της αύξησης του ανταγωνισμού, και βέβαια την επίτευξη μεγαλύτερης οικονομικής βελτιστοποίησης στην κατανομή των μονάδων.

Παράλληλα με τον κομβικό ρόλο των διασυνδέσεων, οι προσομοιώσεις έδειξαν ότι η ολοκλήρωση της σύζευξης σε όλα τα διαφορετικά στάδια της οργανωμένης αγοράς ηλεκτρισμού συμβάλλει καθοριστικά στη μείωση του κόστους εξισορρόπησης και την αποτελεσματική κάλυψη των αναγκών ευελιξίας. Ο σχεδιασμός της χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρισμού στις περισσότερες χώρες της Ευρώπης περιλαμβάνει εθελοντική προ-ημερήσια αγορά που αφορά σε ανταλλαγές ενέργειας χωρίς τεχνικούς περιορισμούς (δηλαδή καθαρά ενεργειακή αγορά), η οποία ακολουθείται χρονικά από την ενδοημερήσια αγορά που έχει σκοπό την εξισορρόπηση των αποκλίσεων μεταξύ του ημερήσιου ενεργειακού προγραμματισμού και της πραγματικής λειτουργίας του συστήματος. Η καθαρά ενεργειακή προ-ημερήσια αγορά εφαρμόζει την εκκαθάριση των προσφορών ζήτησης και παροχής ενέργειας χωρίς να λαμβάνει υπόψη τις ανάγκες του συστήματος για επικουρικές υπηρεσίες, οι οποίες αποτελούν αντικείμενο ξεχωριστής αγοράς εφεδρειών που λειτουργεί την επόμενη ημέρα σχετικά ανεξάρτητα από την προημερήσια αγορά. Επίσης, η καθαρά ενεργειακή προ-ημερήσια αγορά δεν λαμβάνει πλήρως υπόψη τους τεχνικούς περιορισμούς κυκλικής λειτουργίας των μονάδων. Η ενδοημερήσια αγορά, η οποία διενεργείται πιο κοντά χρονικά στη λειτουργία του συστήματος σε πραγματικό χρόνο, έχει σκοπό την ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης αφότου έχουν γίνει γνωστές καλύτερες προβλέψεις σχετικά με το επίπεδο ζήτησης ηλεκτρισμού και παραγωγής των ΑΠΕ, αλλά και την αντιμετώπιση των αποκλίσεων που οφείλονται στο ό,τι το πρόγραμμα κατανομής της προ-ημερήσιας αγοράς δεν είναι πάντα συμβατό με τους τεχνικούς περιορισμούς λειτουργίας των μονάδων παραγωγής και των εφεδρειών του συστήματος.

Σε συστήματα με μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ, διαπιστώθηκε από τις προσομοιώσεις πως οι τεχνικοί περιορισμοί των μονάδων είναι καθοριστικής σημασίας για το σύστημα, γιατί οι μονάδες

υποχρεώνονται να λειτουργούν σε έντονα κυκλική λειτουργία προκειμένου να παρέχουν ευελιξία στο σύστημα, εξισορροπώντας την μεταβλητή παραγωγή των ΑΠΕ. Η παροχή της ευελιξίας σε συνθήκες μεγάλης διείσδυσης ΑΠΕ απαιτεί πρόγραμμα κατανομής μονάδων και άλλων πόρων του συστήματος που με βέλτιστο τρόπο θα λαμβάνει υπόψη τους τεχνικούς περιορισμούς των μονάδων και των λοιπών πόρων. Στην περίπτωση ενός προγράμματος κατανομής που δεν λαμβάνει πλήρως υπόψη τους τεχνικούς περιορισμούς των μονάδων, όπως συχνά αυτού που προκύπτει από καθαρά ενεργειακές αγορές, οι ανάγκες εξισορρόπησης αποκλίσεων στην ενδοημερήσια αγορά αυξάνονται και οι πόροι μπορεί να σπανίζουν. Πράγματι, είναι δυνατόν μία μη αποτελεσματική κατανομή των μονάδων από την καθαρά ενεργειακή αγορά να παρέχει στην ενδοημερήσια αγορά μικρότερη ισχύ ευέλικτων μονάδων και πόρων συστήματος για εξισορρόπηση αποκλίσεων και κάλυψη εφεδρειών κατά την ενδοημερήσια αγορά, συγκριτικά με πρόγραμμα κατανομής που λαμβάνει υπόψη τους τεχνικούς περιορισμούς κατά την κατάρτιση του προγράμματος. Η επίπτωση της μη αποτελεσματικότητας, όπως βρέθηκε από τις προσομοιώσεις, είναι οικονομικά και τεχνικά σημαντική. Ως αποτέλεσμα, η ενέργεια εξισορρόπησης εμφανίζει χαρακτηριστικά σπανιότητας, πράγμα που αυξάνει το κόστος της και σε ελεύθερη αγορά αυξάνει τις τιμές και την επιβάρυνση των καταναλωτών. Δηλαδή αυξάνεται ο κίνδυνος έκθεσης των συμμετεχόντων σε αυξημένα κόστη εξισορρόπησης. Επίσης μειώνεται η αξιοπιστία του συστήματος. Αντίθετα, στην περίπτωση όπου το πρόγραμμα κατανομής μονάδων που καταρτίζεται με βάση την προ-ημερήσια αγορά σέβεται τους τεχνικούς περιορισμούς των μονάδων και τις εφεδρείες του συστήματος, οι ανάγκες εξισορρόπησης στην ενδοημερήσια αγορά μειώνονται και οι πόροι δεν σπανίζουν. Το πρόγραμμα κατανομής από την προηγούμενη ημέρα υπόκειται σε μικρότερες διορθωτικές αλλαγές κατά την ενδοημερήσια αγορά. Έτσι, οι συμμετέχοντες εξασφαλίζουν την ομαλή λειτουργία των μονάδων τους και ο κίνδυνος έκθεσης τους σε υψηλές τιμές εξισορρόπησης στην ενδοημερήσια αγορά μειώνεται.

Αντίστοιχα συμπεράσματα προκύπτουν από τις προσομοιώσεις και σχετικά με την επίδραση της σύζευξης της προ-ημερήσιας αγοράς με την αγορά επικουρικών υπηρεσιών. Στις περισσότερες αγορές της Ευρώπης, η διασφάλιση των απαραίτητων εφεδρειών τελείται σε εβδομαδιαία, μηνιαία ή ετήσια βάση, συνήθως μέσω διαδικασιών ανάθεσης βάσει δημοπρασιών, ανεξάρτητα με την προ-ημερήσια αγοράς ηλεκτρισμού. Οι δημοπρασίες λαμβάνουν ελάχιστα υπόψη τις δυνατότητες παροχής εφεδρειών μέσω διασυνδέσεων και δεν εκμεταλλεύονται τη σύζευξη των αγορών. Η σημερινή αυτή πρακτική δεν είναι οικονομικά και τεχνικά αποτελεσματική, ενώ με βάση τις προσομοιώσεις η σύζευξη των συστημάτων και αγορών προμήθειας εφεδρειών παρέχει εξοικονόμηση κόστους και μεγαλύτερη αξιοπιστία. Μπορεί επίσης να προκύψει σημαντικό όφελος για την αποζημίωση των επικουρικών υπηρεσιών αν η ένταξη της προμήθειας των εφεδρειών ενταχθεί στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας λόγω αυξημένου ανταγωνισμού. Η σύζευξη των αγορών επικουρικών υπηρεσιών διαφορετικών συστημάτων, μέσω της χρήσης των διασυνδέσεων, σε συνδυασμό με την ένταξη της προμήθειας στις αγορές διευρύνει τον αριθμό των συμμετεχόντων στην αγορά, μεγεθύνει τη συνολική προσφορά και οδηγεί σε ακόμη μεγαλύτερη εξοικονόμηση κόστους.

Πράγματι, τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων έδειξαν σημαντική εξοικονόμηση κόστους που επιφέρει η σύζευξη της προ-ημερήσιας αγοράς ενέργειας με την αγορά εφεδρειών μέσω της συν-βελτιστοποίησης ενέργειας και εφεδρειών κατά την κατάρτιση του ημερήσιου ενεργειακού προγραμματισμού με βάση της αγοράς της προηγούμενης ημέρας. Η εξοικονόμηση αυτή

βασίζεται στο γεγονός πως η ισχύς της κάθε μονάδας είναι περιορισμένη και η παρακράτηση μέρους αυτής για εφεδρικούς λόγους μειώνει τη χρήση του συνόλου της ισχύος της για την παροχή ενέργειας. Η ταυτόχρονη βελτιστοποίηση της αγοράς ενέργειας και εφεδρειών επιτρέπει κατάρτιση της κατανομής της ισχύος, ταυτόχρονα για ενέργεια και για εφεδρείες με βέλτιστο τρόπο, ανάλογα με τις ανάγκες του συστήματος και τις περιστάσεις της αγοράς (διαθέσιμες μονάδες, παραγωγή ΑΠΕ, επίπεδα ζήτησης κ.α.). Η ταυτόχρονη βελτιστοποίηση είναι οικονομικά και τεχνικά πιο αποτελεσματική από την τυχόν άστοχη κατανομή από τη προημερήσια αγορά και την αύξηση των αποκλίσεων στην ενδοημερήσια αγορά, σύμφωνα με τα αποτελέσματα του μοντέλου. Επιπρόσθετα, η αγορά που συν-βελτιστοποιεί την παροχή ενέργειας και εφεδρειών δύναται να αντικατοπτρίσει ορθά την πραγματική αξία των υπηρεσιών εφεδρείας, η οποία βασίζεται στο κόστος ευκαιρίας, δηλαδή το διαφυγόν κόστος της χρήσης της ισχύος για λόγους εφεδρείας αντί για την παραγωγή ενέργειας.

Ο τρόπος σχεδιασμού των χονδρεμπορικών αγορών ηλεκτρισμού και η άρση στρεβλώσεων στη λειτουργία τους διαδραματίζουν επίσης κομβικό ρόλο στην αντιμετώπιση των προκλήσεων για το ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα λόγω της μεγάλης διείσδυσης των ΑΠΕ. Η επίτευξη οικονομικής και τεχνικής αποτελεσματικότητας εξαρτάται από την ορθή λειτουργία των αγορών, ώστε αυτές να διασφαλίσουν ένα αποδοτικό οικονομικά μείγμα ευέλικτων πόρων, πράγμα που αποτελεί προϋπόθεση για την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα.

Η σημασία επίτευξης μεγάλης αποτελεσματικότητας στη λειτουργία του συστήματος και των αγορών είναι μεγάλη στο πλαίσιο της μετάβασης προς οικονομίες χαμηλών εκπομπών αερίων θερμοκηπίου γιατί η ηλεκτρική ενέργεια αποτελεί φορέα διευκόλυνσης της μείωσης των εκπομπών και στους τομείς τελικής ζήτησης ενέργειας, οι οποίοι είναι πιο ανελαστικοί στη μείωση των εκπομπών, όπως οι μεταφορές και η θερμότητα. Εκτός από την αύξηση της απευθείας χρήσης της ηλεκτρικής ενέργειας στους τομείς αυτούς, η μετάβαση περιλαμβάνει ακόμα παραγωγή υδρογόνου και συνθετικών υδρογονανθράκων μέσω της ηλεκτρικής ενέργειας. Οι σχετικές τεχνολογίες, ηλεκτρόλυση, συνθετικό μεθάνιο κ.α., που χαρακτηρίζονται γενικά ως Power-to-X, παρέχουν ταυτόχρονα ευέλικτες δυνατότητες έμμεσης αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας σε μεγάλη κλίμακα και σε διαφορετικούς χρονικούς ορίζοντες. Επομένως, τα συστήματα με μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ και η διαχείριση τους επεκτείνεται πέραν του ηλεκτρικού συστήματος σε ολόκληρο το ενεργειακό σύστημα, μέσω της δυνατότητας ταυτόχρονης διαχείρισης των αποθηκευτικών δυνατοτήτων των τομέων αυτών, μπαταρίες αυτοκινήτων, μπαταρίες σε τεχνικούς καταναλωτές, απόκριση του χρονισμού της ζήτησης, παραγωγή και αποθήκευση Power-to-X.

Οι προσομοιώσεις της μετάβασης, οι οποίες χρησιμοποίησαν το μοντέλο επέκτασης του συστήματος, έδειξαν ότι η μεγάλη ανάπτυξη των ΑΠΕ (μέχρι και περισσότερο από 80% της ηλεκτροπαραγωγής) είναι μονόδρομος για την επίτευξη ουδέτερου ανθρακικού αποτυπώματος, επειδή πολιτικές και ζητήματα κοινωνικής αποδοχής που περιορίζουν την ανάπτυξη πυρηνικών μονάδων και τεχνολογιών δέσμευσης και αποθήκευσης άνθρακα (CCS). Η διείσδυση των τεχνολογιών ΑΠΕ αφορά κυρίως επενδύσεις σε μεταβλητές ΑΠΕ, αιολικά και Φ/Β σταθμούς, καθώς οι επενδύσεις σε μονάδες βιομάζας περιορίζονται λόγω συγκεκριμένου δυναμικού πρώτων υλών, ενώ οι εν δυνάμει τοποθεσίες εγκατάστασης μεγάλων Υ/Η σταθμών έχουν ήδη κορεστεί σε μεγάλο βαθμό. Η αυξανόμενη διείσδυση των μεταβλητών ΑΠΕ οδηγεί στην εκθετική αύξηση των απαιτήσεων κάθε τύπου ευελιξίας του συστήματος, εντός της ώρας μέχρι εποχιακής,



λόγω της έντονης μεταβλητότητας της παραγωγής τους και με το δεδομένο ότι οι μονάδες αυτές αποτελούν το βασικό κορμό του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος.

Όπως αναφέρθηκε και προηγουμένως, η κάθε διαδρομή προς ένα ενεργειακό σύστημα χαμηλών εκπομπών επιδρά και με διαφορετικό τρόπο στις ανάγκες ευελιξίας του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος. Ο εξηλεκτρισμού θερμότητας και μεταφορών στην τελική χρήση της ενέργειας θα αυξήσει το συνολικό φορτίο και θα διαφοροποιήσει το προφίλ του και τις δυνατότητες αποθήκευσης και διαχείρισης. Ταυτόχρονα όμως η μεγάλη τεχνολογική εξέλιξη των ηλεκτρικών συσκευών και του φωτισμού αυξάνει την ενεργειακή αποδοτικότητα και μειώνει την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας. Από την άλλη πλευρά, η διαμόρφωση ενός ολόκληρου ενεργειακού συστήματος βασισμένου κατά κύριο λόγο στην ηλεκτρική ενέργεια μπορεί να οδηγήσει σε μεγάλη μεγέθυνση του συνολικού όγκου του ηλεκτρικού συστήματος και των ΑΠΕ ιδίως στην περίπτωση παραγωγής υδρογόνου και συνθετικών υδρογονανθράκων σε μεγάλη κλίμακα. Δεδομένης της μεταβλητότητας της παραγωγής των μεταβλητών ΑΠΕ και της ζήτησης, η ανάγκη εξισορρόπησης του συστήματος ανά πάσα στιγμή, από δευτερόλεπτα έως και τις εποχές, αναβαθμίζεται και πρέπει να ικανοποιείται με αυξημένα κριτήρια αξιοπιστίας. Το συνολικό κόστος της ενέργειας θα εξαρτάται στο πλαίσιο αυτό από την οικονομικά και τεχνικά αποτελεσματικότητα της κάλυψης της ευελιξίας και της εξισορρόπησης λόγω του πολύ μεγάλου μεριδίου των ΑΠΕ.

Σε χρονικά διαστήματα εντός μίας ώρας και ημέρας, η εξισορρόπηση αυτή είναι δυνατή σε αρκετό βαθμό μέσω της χρήσης μπαταριών, μονάδων αντλιοταμίευσης και ροών στις διασυνδέσεις. Αντίθετα, η εξασφάλιση της μακροπρόθεσμης ευελιξίας του συστήματος, λαμβάνοντας υπόψη τις ανάγκες εποχικής εξισορρόπησης ή τις περιπτώσεις παρατεταμένης περιόδου χαμηλής διαθεσιμότητας ανέμου και ήλιου, ενέχει μεγαλύτερη δυσκολία. Απαιτεί και μεγάλου ύψους πόρους για εξασφάλιση μακροπρόθεσμης ευελιξίας του συστήματος και δεν θα φθάνουν η χωρητικότητα αποθήκευσης των μπαταριών και των αντλιοταμιευτικών μονάδων. Επιπλέον αυτές περιορίζονται σε κύκλο αποθήκευσης συνήθως μίας ημέρας ή λίγων ημερών (στην περίπτωση αντλιοταμιευτικών μονάδων με μεγάλο σε όγκο ταμιευτήρα). Όμως τα μελλοντικά σύστημα θα έχει ανάγκη μεγάλου μεγέθους πολύωρης, πολυήμερης και εποχιακής αποθήκευσης για την κάλυψη των εφεδρειών και της ευελιξίας.

Για το λόγο αυτό, τα μοντέλα προσομοίωσης επιλύουν ταυτόχρονα με το ηλεκτρικό σύστημα και τη χρήση της ηλεκτρικής ενέργειας σε τελικούς τομείς, τα αποθηκευτικά μέσα στους τομείς αυτούς, τη διαχείριση της ζήτησης καθώς και την παραγωγή και αποθήκευση μέσω υδρογόνου και γενικά τεχνολογιών Power-to-X. Η επέκταση του συστήματος της προσομοίωσης αποδείχθηκε καθοριστικής σημασίας για την βελτιστοποίηση και την εξαγωγή συμπερασμάτων. Προκύπτει αβίαστα ότι και οι αγορές πρέπει να επεκτείνουν το εύρος τους καλύπτοντας όλους τους πόρους, τη ζήτηση και τις τεχνολογίες Power-to-X.

Όπως αναφέρθηκε επανειλημμένα στην παρούσα έρευνα, πολύ μεγάλης σημασίας για την οικονομική και τεχνική αποτελεσματικότητα είναι η σύζευξη των αγορών σε όλα τα στάδια και ο συντονισμός της διαχείρισης του συστήματος ενιαία σε όλη την Ευρώπη. Η έρευνα των Grams et al. [33], βασισμένη στα μετεωρολογικά δεδομένα των τελευταίων ετών, καταλήγει στο συμπέρασμα πως ένας ορθά ισορροπημένος σχεδιασμός ανάπτυξης αιολικών και φωτοβολταϊκών σε διάφορες περιοχές της ΕΕ θα εξομαλύνει τη μεταβλητότητα του καθαρού

φορτίου ακόμη και σε εποχιακό επίπεδο, σε κάποιο βαθμό. Όμως αυτό δεν θα επαρκεί για το μέγεθος του συστήματος του μέλλοντος και τον όγκο των στοχαστικών ΑΠΕ στο πλαίσιο του κλιματικά ουδέτερου στόχου. Δεν θα είναι αυτό εφικτό αν το ενεργειακό σύστημα βασισμένο σχεδόν αποκλειστικά σε μεταβλητές ΑΠΕ χρησιμοποιεί μόνο μονάδες αποθήκευσης μικρής χωρητικότητας. Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων έδειξαν πως μια οικονομικά αποδοτική επιλογή στην προκειμένη περίπτωση επιβάλλει επένδυση σε μονάδες ηλεκτροπαραγωγής οι οποίες χρησιμοποιούν υδρογόνο ή και συνθετικά καύσιμα και οι οποίες μπορούν να λειτουργούν ή να είναι σε κατάσταση αναμονής, προκειμένου να εξασφαλίζουν τις μακροπρόθεσμες ανάγκες ευελιξίας του συστήματος, δηλαδή την ισορροπία μεταξύ της ζήτησης και της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανά πάσα στιγμή.

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του μοντέλου, διαπιστώθηκε πως οι εγκαταστάσεις power-to-X μπορούν να αποτελέσουν σημαντικό πόρο εξισορρόπησης, ικανό να καλύψει τις ανάγκες ευελιξίας του συστήματος σε μακροπρόθεσμο πλαίσιο. Παρόλο που η ανάπτυξη τέτοιων τεχνολογιών μπορεί να αποφέρει τεράστια οφέλη στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, καθώς επιτρέπει τη χρήση συνθετικών καυσίμων ως καύσιμο εισόδου στις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, παράλληλα οδηγεί στη σημαντική αύξηση του συνολικού μεγέθους του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, το οποίο ασκεί έντονες πιέσεις στους πόρους και το κόστος κάλυψης και εξισορρόπησης των αναγκών ενέργειας του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος.

Σε κάθε περίπτωση, η ανάγκη εξισορρόπησης της μεταβλητής παραγωγής των ΑΠΕ με τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας επιτυγχάνεται μέσω της χρήσης ενός μείγματος τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας. Κάθε τεχνολογία αποθήκευσης μπορεί να παρέχει συγκεκριμένους τύπους ευελιξίας στο σύστημα ανάλογα και με τα τεχνικά χαρακτηριστικά της, όπως αναφέρθηκε και προηγουμένως. Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων και στις δύο διαδρομές μετάβασης προς ένα ενεργειακό σύστημα χαμηλών εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου δείχνουν πως καμία τεχνολογία αποθήκευσης δεν έχει τα κατάλληλα τεchnο-οικονομικά χαρακτηριστικά για να παρέχει με οικονομικά αποδοτικό τρόπο ευελιξία σε όλα τα χρονικά πλαίσια, πράγμα που επιβάλλει επένδυση σε χαρτοφυλάκιο με διάφορους ευέλικτους πόρους και τεχνολογίες αποθήκευσης. Η σύνθεση του χαρτοφυλακίου αποτελεί αποτέλεσμα της βέλτιστης επέκτασης του συστήματος, όπως κατέδειξε η εφαρμογή του σχετικού μοντέλου. Ορισμένες τεχνολογίες αποθήκευσης, όπως οι μονάδες αντλιοσταμείωσης και οι μπαταρίες, μαζί με τις ελεγχόμενες μονάδες ΑΠΕ (μεγάλα Υ/Η και μονάδες βιομάζας) μπορούν να παρέχουν βραχυπρόθεσμη και πολύωρη ευελιξία (από δευτερόλεπτα έως ώρες μέσα σε μια ημέρα), ενώ η χημική αποθήκευση, με την έννοια της διαχείρισης της ζήτησης ηλεκτρισμού που χρησιμοποιείται ως είσοδος σε μονάδες Power-to-X, μπορεί να αντιμετωπίσει τις πολυήμερες και εποχιακές διακυμάνσεις του καθαρού φορτίου. Από την άλλη πλευρά, οι μονάδες που χρησιμοποιούν ένα μείγμα αερίου (φυσικού, συνθετικού και βιοαερίου) μπορούν τεχνικά να παρέχουν κάθε είδους ευελιξία, υπό την προϋπόθεση ότι θα η τεχνολογία τους θα γίνει πιο ανταγωνιστική, από πλευράς κόστους.

Πέραν της ευελιξίας που παρέχουν οι μονάδες παραγωγής και αποθήκευσης ενέργειας, η χρήση των διασυνδέσεων για λόγους εξισορρόπησης αποκτά ακόμη μεγαλύτερο ρόλο σε συστήματα με ιδιαίτερα υψηλή διείσδυση των ΑΠΕ. Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων δείχνουν πως σε τέτοια συστήματα η φύση των διασυννοριακών ανταλλαγών ενέργειας μεταβάλλεται σημαντικά συγκριτικά με τη σημερινή λειτουργία των συστημάτων. Στα σημερινά συστήματα ηλεκτροπαραγωγής και αγορές ηλεκτρισμού, το διασυννοριακό εμπόριο ηλεκτρικής ενέργειας

χρησιμοποιείται ως επί το πλείστον<sup>41</sup> για ενεργειακούς σκοπούς, λόγω των αποκλίσεων του κόστους παραγωγής ηλεκτρισμού σε διαφορετικά συστήματα.

Η μετάβαση προς τα συστήματα ηλεκτροπαραγωγής χαμηλών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, τα οποία βασίζονται στις μεταβλητές ΑΠΕ, έχει ως αποτέλεσμα την ομογενοποίηση του ηλεκτροπαραγωγικού μείγματος που αναπτύσσεται σε κάθε χώρα και συνεπώς τη μείωση των διαφορών και των διακυμάνσεων του κόστους παραγωγής ηλεκτρισμού μεταξύ των χωρών. Το γεγονός αυτό επιδρά στη φύση των ροών ενέργειας στις διασυνδέσεις, οι οποίες μελλοντικά θα χρησιμοποιούνται κυρίως για την παροχή υπηρεσιών εξισορρόπησης μεταξύ των διαφορετικών συστημάτων της Ευρώπης παρά για την ανταλλαγή ενέργειας, όπως φάνηκε από τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων. Το συμπέρασμα αυτό ενισχύεται και από το συμπληρωματικό, ως ένα βαθμό, προφίλ της παραγωγής ηλεκτρισμού από αιολικά μεταξύ των διαφορετικών περιφερειών της ΕΕ, όπως μελετάται αναλυτικά από το [33]. Τόσο η συμπληρωματικότητα του προφίλ των αιολικών μεταξύ των διαφορετικών περιοχών, όσο και η συμπληρωματικότητα του προφίλ παραγωγής αιολικών και Φ/Β δίνει τη δυνατότητα του περιορισμού της μεταβλητότητας της παραγωγής των ΑΠΕ στο σύνολο του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος της ΕΕ, η οποία μπορεί να επιτευχθεί μέσω της ανάπτυξης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας με ισορροπημένο τρόπο ανά γεωγραφική περιοχή. Όμως αυτό απαιτεί και μεγάλη επέκταση των διασυνδέσεων, λόγω μεγάλων διαφορών Βορρά και Νότου, όπως και καταδείχθηκε στις προσομοιώσεις και στις υποθέσεις επέκτασης των διασυνδέσεων σε μακροχρόνιο ορίζοντα. Επομένως, η διασφάλιση της διαθεσιμότητας των διασυνδέσεων και η εκτίμηση του βέλτιστου σχεδίου ενίσχυσης των δικτύων διαδραματίζει ζωτικό ρόλο στο πλαίσιο της σημαντικής διεύθυνσης μεταβλητών ΑΠΕ και της ελαχιστοποίησης των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα.

Παράλληλα με τη μείωση της διαφοράς τιμών μεταξύ των χωρών λόγω της σημαντικής διεύθυνσης των μεταβλητών ΑΠΕ, ο αυξημένος ανταγωνισμός στην αγορά και η εξομάλυνση των τιμών λόγω των ευέλικτων μηχανισμών απόκρισης της ζήτησης οδηγούν στη μείωση των αποκλίσεων τιμών μεταξύ ωρών εντός ενός έτους αλλά και μεταξύ χωρών χάρις και στη σπανιότητα των συμφορήσεων. Παραδοσιακά, η λειτουργία των εγκαταστάσεων αποθήκευσης βασιζόταν στη διαφορά κόστους μεταξύ ωρών διαφορετικών επιπέδων φορτίου. Οι μονάδες αποθήκευσης αποθηκεύουν (καταναλώνουν) ενέργεια σε περιόδους χαμηλής ζήτησης - και χαμηλών τιμών ηλεκτρικής ενέργειας - και προσφέρουν την αποθηκευμένη ενέργειά τους σε περιόδους υψηλής ζήτησης - και υψηλών τιμών ηλεκτρισμού. Προχωρώντας προς ένα σύστημα με πολύ μεγάλη διεύθυνση των μεταβλητών ΑΠΕ, ο ρόλος των εγκαταστάσεων αποθήκευσης γίνεται όλο και πιο σημαντικός, ενώ τα έσοδά τους από τις χονδρεμπορικές αγορές ηλεκτρισμού δεν επαρκούν για την κάλυψη του κόστους επένδυσης. Το συμπέρασμα αυτό καταδείχθηκε από τις προσομοιώσεις και τη σχετική οικονομική ανάλυση των επενδύσεων σε αποθήκευση.

Επιπρόσθετα προκύπτει το ερώτημα κατά πόσο η αύξηση των ροών στις διασυνδέσεις, οι οποίες προσφέρουν υπηρεσίες εξισορρόπησης στο σύστημα, λόγω της σύζευξης των αγορών, μπορεί να

<sup>41</sup> Στις σημερινές αγορές ηλεκτρισμού, το μεγαλύτερο μέρος του διασυνοριακού εμπορίου ηλεκτρικής ενέργειας βασίζεται στη διαφορά του κόστους παραγωγής του μεταξύ συστημάτων. Ωστόσο ακόμη και στα σημερινά συστήματα η ανταλλαγή υπηρεσιών εξισορρόπησης μεταξύ συστημάτων είναι μεν συνήθης πρακτική, αλλά όχι η κυρίαρχη αιτία διασυνοριακών ανταλλαγών.

έχει θετική ή αρνητική επίδραση στη λειτουργία και την οικονομική βιωσιμότητα των μονάδων αποθήκευσης. Η πλειονότητα της βιβλιογραφίας συμπεραίνει, χωρίς όμως λεπτομερή εξέταση του ζητήματος, ότι μάλλον επικρατεί σχέση υποκατάστασης στην παροχή υπηρεσιών εξισορρόπησης μεταξύ των ροών μέσω των διασυνδέσεων και των μονάδων αποθήκευσης. Η αλληλεπίδραση της λειτουργίας των δύο αυτών πόρων, διασυνδέσεων και μονάδων αποθήκευσης, είναι πολυσύνθετη και εξαρτάται από πολλούς παράγοντες, όπως ο βαθμός ομοιομορφίας ή διαφοροποίησης του μείγματος των συζευγμένων συστημάτων, η αθροιστική καμπύλη προσφοράς της αγοράς, ο βαθμός διείσδυσης των ΑΠΕ, ο ετεροχρονισμός ή ταυτοχρονισμός της παραγωγής ΑΠΕ και της ζήτησης ηλεκτρισμού, η τοπολογία του δικτύου και ιδιαίτερα η γεωγραφική θέση των μονάδων αποθήκευσης.

Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων δείχνουν πως η λειτουργία των μονάδων αποθήκευσης και οι διασυννοριακές ανταλλαγές ηλεκτρισμού χαρακτηρίζονται όχι μόνο από σχέση υποκατάστασης, αλλά και από σχέση συμπληρωματικότητας. Η αύξηση των διασυννοριακών ροών ηλεκτρισμού, λόγω της ενοποίησης των αγορών διαφορετικών συστημάτων, συνεισφέρει στην εξισορρόπηση των συστημάτων και υποκαθιστά ως ένα βαθμό τις υπηρεσίες εξισορρόπησης που προσφέρουν οι αποθηκευτικές μονάδες σε ορισμένα συστήματα. Προέκυψε ότι στις πιο ακριβές αγορές η αύξηση του διασυννοριακού εμπορίου συνοδεύεται και με αύξηση της λειτουργίας των αποθηκευτικών μονάδων. Η ενοποίηση των αγορών δίνει τη δυνατότητα οι πιο ακριβές αγορές να μειώσουν το κόστος παραγωγής ηλεκτρισμού, εισάγοντας ενέργεια από μια φθηνότερη αγορά. Η ενέργεια αυτή δεν είναι διαθέσιμη όλες τις ώρες, λόγω της μεταβλητότητας της παραγωγής των ΑΠΕ. Συνεπώς, η αύξηση των ροών στις διασυνδέσεις λειτουργεί συμπληρωματικά προς τις μονάδες αποθήκευσης, οι οποίες φορτίζουν τις ώρες υψηλού επιπέδου εισαγωγών και εκφορτίζουν σε ώρες αιχμής της ζήτησης.

Η αύξηση του βαθμού σύζευξης γειτονικών αγορών έχει ως αποτέλεσμα και τη σύγκλιση τιμών των χονδρεμπορικών τιμών ηλεκτρισμού μεταξύ των αγορών αυτών, αλλά και τάση σύγκλισης των τιμών μεταξύ διαφορετικών ωρών εντός του έτους. Το γεγονός αυτό επιδρά αρνητικά στα έσοδα των μονάδων αποθήκευσης, τα οποία βασίζονται στις διακυμάνσεις τιμής μεταξύ διαφορετικών ωρών της ημέρας. Η τάση σύγκλισης των τιμών ηλεκτρισμού επιφέρει σημαντική δυσκολία ανάκτησης του κόστους επένδυσης μονάδων αποθήκευσης μόνο από τις χονδρεμπορικές αγορές ηλεκτρισμού.

Η οικονομική ανάλυση στην παρούσα έρευνα κατέδειξε ότι ο τρόπος ανάκτησης του κόστους επένδυσης σε μονάδες αποθήκευσης είναι η ένταξή τους σε χαρτοφυλάκια ηλεκτροπαραγωγής, εφόσον αυτά μπορούν να συνάψουν μακροπρόθεσμα συμβόλαια με καταναλωτές. Η σημαντική μείωση του κόστους των μεταβλητών ΑΠΕ έχει καταστήσει τις ΑΠΕ εξαιρετικά ανταγωνιστικές συγκριτικά με τις υπόλοιπες τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής. Όμως, η μεταβλητότητα και αβεβαιότητα της παραγωγής των ΑΠΕ καθιστούν απαραίτητη την ύπαρξη πόρων εξισορρόπησης σε χαρτοφυλάκιο βασισμένο σε ΑΠΕ. Το βέλτιστο μείγμα παροχής εξισορρόπησης σε τέτοια χαρτοφυλάκια αποτελείται από ένα συνδυασμό μονάδων αποθήκευσης και ευέλικτων μονάδων αερίου (ή υδρογόνου στο μέλλον) και διαφοροποιείται ανάλογα με το μέγεθος του χαρτοφυλακίου, αλλά και το προφίλ ζήτησης που αυτό καλύπτει. Στην περίπτωση μικρών σε όγκο χαρτοφυλακίων η εξισορρόπηση βασίζεται κυρίως σε μικρές μονάδες αποθήκευσης (μπαταρίες) και μικρότερου μεγέθους μονάδες αερίου (μονάδες αιχμής), σύμφωνα με τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων. Αντίθετα η αύξηση του όγκου του χαρτοφυλακίου δίνει τη δυνατότητα χρήσης

και μεγαλύτερου μεγέθους μονάδων αποθήκευσης και παραγωγής, όπως είναι οι αντλιοσταμειευτικές μονάδες και οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου αερίου.

Η μεγέθυνση του όγκου ενός χαρτοφυλακίου επιτρέπει μείωση του σταθμισμένου κόστους παραγωγής ηλεκτρισμού λόγω οικονομιών κλίμακας οι οποίες αφορούν στο κόστος αλλά κυρίως στη δυνατότητα αποτελεσματικής διαχείρισης της μεταβλητότητας και της στοχαστικότητας μέσω διαφοροποιημένων πόρων. Το παραδοσιακό επιχειρηματικό μοντέλο των χαρτοφυλακίων παραγωγής ηλεκτρισμού βασιζόταν στη διαμόρφωση χαρτοφυλακίων που αντιπροσώπευαν ένα μεγάλο και διαφοροποιημένο όγκο πελατών και λόγω των οικονομιών κλίμακας και της δυνατότητας καθετοποιημένης ολοκλήρωσης μπορούσαν να προσφέρουν ανταγωνιστικές τιμές ηλεκτρισμού στους καταναλωτές. Η μεγάλη ανταγωνιστικότητα των ΑΠΕ, οι οποίες μπορούν να παράγουν ενέργεια σε μικρή κλίμακα, έχει οδηγήσει στη μείωση της ελάχιστης αποδοτικής κλίμακας ανατρέποντας το παραδοσιακό μοντέλο των μεγάλων ηλεκτροπαραγωγικών χαρτοφυλακίων. Σε χαρτοφυλάκια βασισμένα σε ΑΠΕ, η βασική επίδραση των οικονομιών κλίμακας αφορά πλέον τη δυνατότητα μείωσης του κόστους της εξισορρόπησης και των εφεδρειών και όχι τη μείωση του κόστους της παραγόμενης ενέργειας.

Το βασικό όφελος της ύπαρξης χονδρεμπορικών αγορών αφορά στην αποκάλυψη των τιμών και στη διαχείριση των αποκλίσεων και κινδύνων μέσω οργανωμένης αγοραπωλησίας. Όπως κατέδειξαν οι προσομοιώσεις η διαχείριση των αποκλίσεων και στοχαστικότητας απαιτεί δέσμευση κατάλληλων πόρων ευελιξίας και αποθήκευσης σε μακροπρόθεσμο ορίζοντα. Οι βραχυχρόνιες αγορές (spot) δεν επαρκούν για τη διασφάλιση των πόρων αυτών στα χαρτοφυλάκια προμήθειας ενέργειας. Για το λόγο αυτό η χρησιμότητα των καθαρά ενεργειακών χονδρεμπορικών αγορών θα τείνει να φθίνει. Η μελλοντική διάρθρωση των αγορών ηλεκτρισμού θα προσανατολισθεί στη σύζευξη οργανωμένων αγορών για υπηρεσίες ευελιξίας (εξισορρόπησης και εφεδρειών) με τις καθαρά ενεργειακές αγορές. Το όφελος προκύπτει αφενός από την αποτελεσματικότερη βελτιστοποίηση των αγοραπωλησιών όταν οργανώνονται ταυτόχρονα με τους τεχνικούς περιορισμούς, αφετέρου από την παροχή δυνατότητας σε όλους τους συμμετέχοντες (και μικρού μεγέθους συμμετέχοντες αλλά και τους σωρευτικούς εκπροσώπους ΑΠΕ) να ευρίσκουν πόρους ευελιξίας επωφελούμενοι από οικονομίες κλίμακας, προκειμένου να διαχειριστούν αποτελεσματικά αποκλίσεις και αβεβαιότητες.

Ένας ακόμη παράγοντας που επηρεάζει την εξέλιξη των καθαρά ενεργειακών χονδρεμπορικών αγορών ηλεκτρισμού σχετίζεται με την τάση μείωσης του μεταβλητού μέρους στο συνολικό κόστος της ενέργειας και στη μεγάλη αύξηση του τμήματος του κόστους που αντιστοιχεί στο κεφάλαιο και έχει γενικά πάγιο (μη μεταβλητό) χαρακτήρα. Οι ΑΠΕ, τα συστήματα αποθήκευσης και οι λοιπές εγκαταστάσεις έχουν ελάχιστο ή και μηδενικό μεταβλητό κόστος και λόγω αυτού το μεγαλύτερο μέρος των δαπανών ενός χαρτοφυλακίου βασισμένο σε ΑΠΕ σχετίζεται με πάγιο κόστος, το οποίο θα πρέπει να ανακτηθεί. Η μεταβολή αυτή οδηγεί σε ανάγκη μετασχηματισμού των χονδρεμπορικών αγορών από αγορές ενέργειας σε αγορές μακροπρόθεσμης αποζημίωσης ισχύος και γενικά ανάκτησης επενδυτικών δαπανών. Επίσης η αναδιάρθρωση του κόστους δημιουργεί και την ανάγκη επαναπροσδιορισμού της μεθοδολογίας τιμολόγησης της ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές. Η μελλοντική τιμολόγηση θα μπορούσε να ακολουθήσει την κατεύθυνση της τιμολόγησης βάσει της ζήτησης ισχύος από τον καταναλωτή και όχι βάσει της καταναλισκόμενης ενέργειας, όπως συμβαίνει σήμερα. Η εξέλιξη αυτή είναι ανάλογη με την αλλαγή τιμολόγησης των υπηρεσιών τηλεπικοινωνίας τα τελευταία χρόνια, οι οποίες αντίστοιχα

λόγω τεχνολογικής προόδου ακολούθησαν την πολιτική χρέωσης του αγαθού βάσει του σταθερού και όχι του μεταβλητού κόστους.

### 12.3 ΔΥΝΑΤΟΤΗΤΕΣ ΕΠΕΚΤΑΣΗΣ

Η μεταβατική περίοδος που διανύουν τα συστήματα ηλεκτροπαραγωγής αλλά και οι αγορές ηλεκτρισμού δημιουργούν ένα ευρύ πεδίο έρευνας και νέων ερωτημάτων προς ανάλυση. Η αυξανόμενη διείσδυση των ΑΠΕ και οι απαιτήσεις ευελιξίας του συστήματος, προκειμένου να αντιμετωπιστεί η μεταβλητότητα και η αβεβαιότητα της παραγωγής τους, αποτέλεσαν το κύριο θέμα της παρούσας διατριβής. Στο προηγούμενο κεφάλαιο (12.2) συνοψίστηκαν τα βασικά συμπεράσματα που προέκυψαν στο πλαίσιο ανάλυσης της διατριβής, τα οποία θέτουν και πολλά νέα ζητήματα προς διερεύνηση. Τα κυριότερα είναι τα εξής:

- **Συνέργεια ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος με το σύστημα μεταφοράς και διανομής φυσικού αερίου μέσω της χρήσης εγκαταστάσεων μετατροπής ηλεκτρισμού σε συνθετικά καύσιμα.** Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων ανέδειξαν τη σημασία της ύπαρξης εγκαταστάσεων μετατροπής της ενέργειας σε συνθετικά καύσιμα (Power-to-X). Η ύπαρξη τέτοιων εγκαταστάσεων προσφέρει τη δυνατότητα κάλυψης των μακροπρόθεσμων (πολυήμερων ή εποχικών) απαιτήσεων ευελιξίας του συστήματος, δίνοντας τη δυνατότητα περαιτέρω διείσδυσης των ΑΠΕ. Η περαιτέρω διερεύνηση της συνέργειας αυτής μπορεί να πραγματοποιηθεί με τη λεπτομερέστερη μοντελοποίηση των τεχνικών περιορισμών των εγκαταστάσεων Power-to-X αλλά και του ηλεκτροπαραγωγικού δικτύου και τη συν-βελτιστοποίηση του προβλήματος επέκτασης του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος με το πρόβλημα επένδυσης σε εγκαταστάσεις Power-to-X σχετικά με τη γεωγραφική τους θέση. Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει η σύζευξη του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος και δικτύου με το σύστημα μεταφοράς και διανομής του φυσικού αερίου, στο οποίο θα μπορεί να γίνεται έγχυση των συνθετικών καυσίμων, αποτελεί ήδη πεδίο σημαντικής έρευνας τόσο στην ερευνητική κοινότητα όσο και σε επίπεδο διαχειριστών δικτύου (ENTSO-E & ENTSO-G).
- **Συνέργεια του ηλεκτροπαραγωγικού τομέα με τον τομέα θέρμανσης και νέες τεχνολογίες αποθήκευσης (Power-to-Heat).** Η σύζευξη του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος με το σύστημα κεντρικής θέρμανσης, ιδιαίτερα στις βόρειες χώρες της Ευρώπης, δύναται να παρέχει αντίστοιχα οφέλη, όπως αυτά που προέκυψαν από τη χρήση εγκαταστάσεων μετατροπής ηλεκτρισμού σε συνθετικά καύσιμα. Η τεχνολογία Power-to-Heat, η οποία αρχίζει να αναπτύσσεται και να μελετάται, δίνει τη δυνατότητα μετατροπής του ηλεκτρισμού σε θέρμανση και την έγχυση αυτής σε συστήματα κεντρικής θέρμανσης ή άλλες μονάδες αποθήκευσης. Μια τέτοια σύζευξη θα μπορούσε να προσφέρει υπηρεσίες πολύωρης και μακροπρόθεσμης ευελιξίας στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα, δίνοντας τη δυνατότητα της περαιτέρω διείσδυσης ΑΠΕ στο τελευταίο. Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει η κατασκευή ενός μοντέλου, το οποίο θα αναπαριστά το σύστημα και δίκτυο ηλεκτροπαραγωγής και θέρμανσης, θα συν-βελτιστοποιεί την επέκταση και λειτουργία του και θα μπορεί αναλυτικά να μελετήσει τα οφέλη της σύζευξης των δύο συστημάτων.
- **Θέματα επανασχεδιασμού της λειτουργίας χονδρεμπορικών αγορών στα συστήματα με υψηλό βαθμό διείσδυσης των μεταβλητών ΑΠΕ.** Με βάση τα αποτελέσματα της

παρούσας διατριβής καταλήγουμε στο συμπέρασμα της ανάγκης για επαναπροσδιορισμό του σχεδιασμού των χονδρεμπορικών αγορών ηλεκτρισμού στο πλαίσιο της μεγάλης διείσδυσης ΑΠΕ. Η εύρεση του βέλτιστου σχεδιασμού αγοράς θέτει μια σειρά ερωτημάτων προς διερεύνηση. Η μελέτη και ανάλυση ενός σχεδιασμού, ο οποίος θα βασίζεται σε μακροπρόθεσμες αγορές αποζημίωσης ισχύος και ισχυρές βραχυπρόθεσμες αγορές παροχής ευελιξίας, με την έννοια της ενδοημερήσιας εξισορρόπησης και των αναγκαίων εφεδρειών, αποτελεί σημαντικό θέμα περαιτέρω έρευνας.

- **Θέματα επανασχεδιασμού της μεθόδου τιμολόγησης του ηλεκτρισμού.** Η αλλαγή της διάρθρωσης του κόστους παραγωγής ηλεκτρισμού με τη μείωση της συνιστώσας του μεταβλητού κόστους και την αύξηση του σταθερού κόστους θέτει το ζήτημα του επαναπροσδιορισμού του τρόπου τιμολόγησης του ηλεκτρισμού. Αντίστοιχα με τον τομέα τηλεπικοινωνιών, όπου λόγω μείωσης των συμφορήσεων δικτύου άλλαξε ο τρόπος χρέωσης του, η τιμολόγηση του ηλεκτρισμού βάσει ζητούμενης ισχύος και όχι ενέργειας αξίζει να διερευνηθεί. Επιπρόσθετα, ενδιαφέρον παρουσιάζει η δυνατότητα δημιουργίας σημάτων κόστους στους καταναλωτές, τα οποία θα μεταβάλλουν την καμπύλη ζήτησης σε ώρες πλεονάζουσας παραγωγής των ΑΠΕ (πχ ειδική χρέωση τις ώρες παραγωγής των Φ/Β). Τιμολόγηση με βάση συνδρομή σε υπηρεσίες αξιοπιστίας είναι μία από τις ιδέες υπό διερεύνηση.
- **Ζητήματα ευελιξίας σε επίπεδο δικτύου και συνεργασίας διαχειριστών του συστήματος (Transmission System Operator - TSO) και του δικτύου (Distribution System Operator - DSO) με έμφαση στις τοπικές αγορές ευελιξίας σε επίπεδο δικτύου.** Ένα από τα πιο ενδιαφέροντα θέματα, τα οποία αποτελούν ήδη αντικείμενο έρευνας, παρουσιάζει η παροχή ευελιξίας στο επίπεδο του δικτύου διανομής του ηλεκτρισμού και η δημιουργία τοπικών αγορών ευελιξίας. Οι αγορές αυτές θα δίνουν τη δυνατότητα στους διαχειριστές του δικτύου διανομής να αξιοποιούν μηχανισμούς της αγοράς με σκοπό την καλύτερη διαχείριση του δικτύου και την αποφυγή συμφορήσεων, καθώς και την αξιοποίηση της ευελιξίας του δικτύου διανομής.

## ΔΗΜΟΣΙΕΥΣΕΙΣ ΣΕ ΕΠΙΣΤΗΜΟΝΙΚΑ ΠΕΡΙΟΔΙΚΑ

---

**Kannavou M**, Zampara M, Capros P. Modelling the EU Internal Electricity Market: The PRIMES-IEM Model. *Energies* 2019;12:28. <https://doi.org/10.3390/en12152887>

Roelfsema M, van Soest HL, Harmsen M, van Vuuren DP, Bertram C, den Elzen M, Hohne N, Iacobuta G, Krey V, Kriegler E, Luderer G, Riahi K, Ueckerdt F, Despres J, Drouet L, Emmerling J, Frank S, Fricko O, Gidden M, Humpenoder F, Huppmann D, Fujimori S, Fragkiadakis K, Gi K, Keramidas K, Koberle AC, Reis LA, Rochedo P, Shaeffer R, Oshiro K, Vrontisi Z, Chen W, C. Iyer G, Edmonds J, **Kannavou M**, Jian K, Mathur R, Safonov G, Vishwanathan SS Taking stock of national climate policies to evaluate implementation of the Paris Agreement. *Nat Commun* 2020;11:2096. doi:10.1038/s41467-020-15414-6.

Pantelis Capros, Georgios Zazias, Stavroula Evangelopoulou, **Maria Kannavou**, Theofano Fotiou, Pelopidas Siskos, Alessia de Vita and Konstantinos P. Sakellaris. “Energy-system modelling of the EU strategy towards climate-neutrality.” *Energy Policy*, Volume 134, November 2019.

Vrontisi Z, Fragkiadakis K, **Kannavou M**, Capros P. Energy system transition and macroeconomic impacts of a European decarbonization action towards a below 2 °C climate stabilization. *Climatic Change* 2019. doi:10.1007/s10584-019-02440-7.

Krey Volker, Fei Guo, Peter Kolp, Wenji Zhou, Roberto Schaeffer, Aayushi Awasthy, Christoph Bertram, Harmen Sytze de Boer, Panagiotis Fragkos, Shinichiro Fujimori, Chenmin He, Gokul Iyer, Kimon Keramidas, Alexandre C. Köberle, Ken Oshiro, Lara Aleluia Reis, Bianca Shoai-Tehrani, Saritha Vishwanathan, Pantelis Capros, Laurent Drouet, James E. Edmonds, Amit Garg, David E. H. J. Gernaat, Kejun Jiang, **Maria Kannavou**, Alban Kitous, Elmar Kriegler, Gunnar Luderer, Ritu Mathur, Matteo Muratori, Fuminori Sano, and Detlef P. van Vuuren. 2019. “Looking under the Hood: A Comparison of Techno-Economic Assumptions across National and Global Integrated Assessment Models.” *Energy* 172(2019):1254–67, doi: 10.1016/j.energy.2018.12.131

Pantelis Capros, **Maria Kannavou**, Stavroula Evangelopoulou, Apostolos Petropoulos, Pelopidas Siskos, Nikolaos Tasios, Georgios Zazias, and Alessia DeVita. 2018. “Outlook of the EU Energy System up to 2050: The Case of Scenarios Prepared for European Commission’s ‘Clean Energy for All Europeans’ Package Using the PRIMES Model.” *Energy Strategy Reviews* 22(June):255–63, doi:10.1016/j.esr.2018.06.009

## ΔΗΜΟΣΙΕΥΣΕΙΣ ΣΕ ΠΡΑΚΤΙΚΑ ΣΥΝΕΔΡΙΩΝ

---

**Kannavou, M.**, & Capros, P. (2019). Model-based assessment of removing distortions in the European electricity market in view of the EU 2030 targets. *2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 1-6.

Evangelopoulou, S., **Kannavou, M.**, Zazias, G., & Capros, P. (2019). Model-Based Assessment of Electricity Storage in a European System Producing Hydrogen and Hydrocarbons From Renewable Energy. *2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 1-7.



**Kannavou, Maria** and Pantelis Capros. 2019. "Model-based assessment of removing distortions in the European electricity market in view of the EU 2030 targets." in *16th International Conference on the European Energy Market (EEM16)*. Vol. 2019. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), doi: 10.1109/EEM.2019.8916518

Evangelopoulou, Stavroula, **Kannavou, Maria**, Zazias Georgios and Pantelis Capros. 2019. "Model-Based Assessment of Electricity Storage in a European System Producing Hydrogen and Hydrocarbons from Renewable Energy." in *16th International Conference on the European Energy Market (EEM16)*. Vol. 2019. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), doi: 10.1109/EEM.2019.8916518

Angelo Carlino, Patrizia Zamberletti, Francesca Recanati, Matteo Giuliani, Andrea Castelletti, Alessia De Vita, **Maria Kannavou**, and Alexandros Makrysopoulos. 2019. "Integrated water-energy modelling: a scenario-based analysis to support energy system transition policies in the EU" in *EGU General Assembly 2019*. Vol. 21. European Geosciences Union.

**Kannavou, Maria** and Pantelis Capros. 2016. "Flexibility Assessment from a Balanced Technical and Economic Point of View." Pp. 58 (5 .)-58 (5 .) in *Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MedPower 2016)*. Vol. 2016. Institution of Engineering and Technology, doi:10.1049/cp.2016.1047

## ΆΛΛΕΣ ΤΕΧΝΙΚΕΣ ΜΕΛΕΤΕΣ/ΕΚΘΕΣΕΙΣ

---

A De Vita, **M. Kannavou**, A. Makrysopoulos, A. Carlino, A. Castelletti, M. Giuliani, F. Recanati, P. Zamberletti, C. Kost, S. Langle. 2019. "Study on US-EU integrated power and water systems modelling". Publications Office of the European Union, ISBN / ISSN: 978-92-79-80297-3. Available online: <https://publications.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/fa9de41a-7dcd-11e9-9f05-01aa75ed71a1/language-en>

Capros, Pantelis, Nikos Tasios, **Maria Kannavou**, Miltos Aslanoglou, Kostas Delkis, Emmanouil Kalaintakis, Christos Nakos, Marilena Zampara, and Stavroula Evangelopoulou. 2017. *Modelling Study Contributing to the Impact Assessment of the European Commission of the Electricity Market Design Initiative*. Final Report to the European Commission (available online in the EC site [https://ec.europa.eu/energy/studies/modelling-study-contributing-impact-assessment-european-commission-electricity-market-design\\_en](https://ec.europa.eu/energy/studies/modelling-study-contributing-impact-assessment-european-commission-electricity-market-design_en)).

Capros, P., A. De Vita, N. Tasios, P. Siskos, **M. Kannavou**, A. Petropoulos, S. Evangelopoulou, M. Zampara, D. Papadopoulos, Ch. Nakos et al., L. Paroussos, K. Fragiadakis, S. Tsani, P. Karkatsoulis et al., P. Fragkos, N. Kouvaritakis et al., L. Höglund-Isaksson, W. Winiwarter, P. Purohit, A. Gomes-Sanabria, S. Frank, N. Forsell, M. Gusti, P. Havlík, M. Obersteiner, H. P. Witzke, and M. Kesting. 2016. *EU Reference Scenario 2016: Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050*. Publications Office of the European Union, ISBN 978-92-79-52374-8 doi: 10.2833/001137

## ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

---

- [1] European Commission. Clean energy for all Europeans. 2017.
- [2] European Commission. COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE EUROPEAN COUNCIL, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE, THE COMMITTEE OF THE REGIONS AND THE EUROPEAN INVESTMENT BANK A Clean Planet for all: A European strategic long-te 2018. [https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/pages/com\\_2018\\_733\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/pages/com_2018_733_en.pdf) (accessed November 30, 2018).
- [3] European Parliament C of the EU. Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC. Directive 2009. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX:32009L0028>.
- [4] The European Parliament and the Council of the European Union. Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU 2019. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32019L0944>.
- [5] European Parliament C of the EU. Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast). Official Journal European Union 2018. [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L\\_.2018.328.01.0082.01.ENG&toc=OJ:L:2018:328:TOC](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2018.328.01.0082.01.ENG&toc=OJ:L:2018:328:TOC).
- [6] Capros P, Kannavou M, Evangelopoulou S, Petropoulos A, Siskos P, Tasios N, et al. Outlook of the EU energy system up to 2050: The case of scenarios prepared for European Commission’s “clean energy for all Europeans” package using the PRIMES model. *Energy Strateg Rev* 2018;22:255–63. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.06.009>.
- [7] Ulbig A, Member S, Andersson G. On Operational Flexibility in Power Systems. *IEEE Power Energy Soc Gen Meet* 2012;9. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2012.6344676>.
- [8] Papavasiliou A, Smeers Y. Remuneration of flexibility using operating reserve demand curves: A case study of Belgium. *Energy Journal* 2017;38:105–35. <https://doi.org/10.5547/01956574.38.6.apap>.
- [9] R Core Team (2019). R: A language and environment for statistical computing. R Foundation for Statistical Computing 2019. <https://www.r-project.org/>.
- [10] Heptonstall P, Gross R. The costs and impacts of intermittency – 2016 update electricity generation technologies. 2017.
- [11] Tielens P, Van Hertem D. The relevance of inertia in power systems. *Renew Sustain Energy Rev* 2016;55:999–1009. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.016>.
- [12] Rezkalla M, Pertl M, Marinelli M. Electric power system inertia: requirements, challenges and solutions. *Electr Eng* 2018;100:2677–93. <https://doi.org/10.1007/s00202-018-0739-z>.

- [13] California ISO. What the duck curve tells us about managing a green grid. Tech Rep 2016:4.
- [14] Grams CM, Beerli R, Pfenninger S, Staffell I, Wernli H. Balancing Europe's wind-power output through spatial deployment informed by weather regimes. *Nat Clim Chang* 2017;7:557–62. <https://doi.org/10.1038/NCLIMATE3338>.
- [15] Jerez S, Tobin I, Turco M, Jiménez-Guerrero P, Vautard R, Montávez JP. Future changes, or lack thereof, in the temporal variability of the combined wind-plus-solar power production in Europe. *Renew Energy* 2019;139:251–60. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.02.060>.
- [16] North American Electric Reliability Corporation. Accommodating High Levels of Variable Generation. *North Am Electr Reliab Corp* 2009:104.
- [17] IEA. Harnessing Variable Renewables - a guide to the balancing challenge. 2011. <https://doi.org/10.1787/9789264111394-en>.
- [18] Lannoye E, Flynn D, O'Malley M. Evaluation of power system flexibility. *IEEE Trans Power Syst* 2012;27:922–31. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2011.2177280>.
- [19] Bouffard F, Ortega-Vazquez M. The value of operational flexibility in power systems with significant wind power generation. 2011 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet., IEEE; 2011, p. 1–5. <https://doi.org/10.1109/PES.2011.6039031>.
- [20] Abdul-Rahman KH, Alarian H, Rothleder M, Ristanovic P, Vesovic B, Lu B. Enhanced system reliability using flexible ramp constraint in CAISO market. *IEEE Power Energy Soc Gen Meet* 2012. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2012.6345371>.
- [21] Navid N, Rosenwald G. Market solutions for managing ramp flexibility with high penetration of renewable resource. *IEEE Trans Sustain Energy* 2012;3:784–90. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2012.2203615>.
- [22] Wang B, Hobbs BF. A flexible ramping product: Can it help real-time dispatch markets approach the stochastic dispatch ideal? *Electr Power Syst Res* 2014;109:128–40. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2013.12.009>.
- [23] Ulbig A, Andersson G. Analyzing operational flexibility of electric power systems. *Int J Electr Power Energy Syst* 2015;72:155–64. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.02.028>.
- [24] Ma J, Silva V, Belhomme R, Kirschen DS, Ochoa LF. Evaluation and Planning Flexibility in Sustainable Power Systems. *IEEE Trans Sustainable Energy* 2013;4:200–9.
- [25] Ela E, Milligan M, Bloom A, Botterud A, Townsend A, Levin T. Evolution of Wholesale Electricity Market Design with Increasing Levels of Renewable Generation Evolution of Wholesale Electricity Market Design with Increasing Levels of Renewable Generation 2014.
- [26] van Belle G. *Environmental Studies. Stat. Rules Thumb. Second Edi*, Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc.; 2008, p. 99–100. <https://doi.org/10.1002/9780470377963>.
- [27] European Parliament C of the EU. Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity. 1997 n.d. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A31996L0092>.

- [28] Newbery DM. Regulatory challenges to European electricity liberalisation. *Swedish Econ Policy Rev* 2002;9:9–43.
- [29] European Commission. Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on common rules for the internal market in electricity (recast) COM/2016/0864 final/2 - 2016/0380 (COD) 2017. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52016PC0864R%2801%29>.
- [30] Milligan M, Kirby B, Beuning S. Combining Balancing Areas ' Variability : Impacts on Wind Integration in the Western Interconnection, 2010.
- [31] Milligan M, Kirby B. Impact of Balancing Areas Size, Obligation Sharing, and Ramping Capability on Wind Integration. *Wind. 2007 Conf. Exhib. June 3-6, 2007, Los Angeles, California: 2007.*
- [32] Γεωργιλιάκης Π. Σύγχρονα Συστήματα Μεταφοράς και Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας. *Εθνικό Μετσόβιο Πολυτέχνειο; 2015.*
- [33] Smeers Y. STUDY ON THE GENERAL DESIGN OF ELECTRICITY MARKET MECHANISMS CLOSE TO REAL TIME 2008. <http://www.creg.info/pdf/Etudes/F810UK.pdf> (accessed February 12, 2019).
- [34] Duthaler C, Emery M, Andersson G, Kurzidem M. Analysis of the use of PTFD in the UCTE Transmission Grid 2018. [https://infoscience.epfl.ch/record/153995/files/0807\\_PSCC\\_PTFD-Duthaler.pdf?version=2&origin=publication\\_detail](https://infoscience.epfl.ch/record/153995/files/0807_PSCC_PTFD-Duthaler.pdf?version=2&origin=publication_detail) (accessed February 13, 2019).
- [35] Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο. Νομοθετικό ψήφισμα του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου σχετικά με την πρόταση κανονισμού του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου που αφορά τους όρους πρόσβασης στο δίκτυο για διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας (COM(2001) 125 – C5-0185/2001 – 200 2002).
- [36] THEMA. Loop flows - Final advice. 2013.
- [37] Φούκη Ε. Μελέτη του φαινομένου των παράλληλων ροών (loop flows) στην Κεντρική Ευρώπη. 2017.
- [38] Kondziella H, Bruckner T. Flexibility requirements of renewable energy based electricity systems - A review of research results and methodologies. *Renew Sustain Energy Rev* 2016;53:10–22. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.199>.
- [39] Villar J, Bessa R, Matos M. Flexibility products and markets: Literature review. *Electr Power Syst Res* 2018;154:329–40. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.09.005>.
- [40] Mohandes B, El Moursi MS, Hatziargyriou ND, El Khatib S. A Review of Power System Flexibility With High Penetration of Renewables. *IEEE Trans Power Syst* 2019:1–1. <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2019.2897727>.
- [41] Lannoye E, Milligan M, Adams J, Tuohy A, Chandler H, Flynn D, et al. Integration of variable generation: Capacity value and evaluation of flexibility. *IEEE PES Gen Meet PES 2010* 2010:1–6. <https://doi.org/10.1109/PES.2010.5589889>.
- [42] Gambirasio G. Computation of Loss-of-Load Probability. *IEEE Trans Reliab* 1976;R-25:54–

5. <https://doi.org/10.1109/TR.1976.5214961>.
- [43] Ma J, Silva V, Belhomme R, Kirschen DS, Ochoa LF. Evaluating and planning flexibility in sustainable power systems. *IEEE Trans Sustain Energy* 2013;4:200–9. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2012.2212471>.
- [44] Ma J, Silva V, Belhomme R, Kirschen DS, Ochoa LF. Exploring the use of flexibility indices in low carbon power systems. 2012 3rd IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Eur. (ISGT Eur., IEEE; 2012, p. 1–5. <https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2012.6465757>.
- [45] Makarov Y V., Loutan C, Ma J, de Mello P. Operational impacts of wind generation on California power systems. *IEEE Trans Power Syst* 2009;24:1039–50. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2016364>.
- [46] Nosair H, Bouffard F. Flexibility Envelopes for Power System Operational Planning. *IEEE Trans Sustain Energy* 2015;6:800–9. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2015.2410760>.
- [47] Nosair H, Bouffard F. Reconstructing Operating Reserve: Flexibility for Sustainable Power Systems. *IEEE Trans Sustain Energy* 2015;6:1624–37. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2015.2462318>.
- [48] Nosair H, Bouffard F. Energy-Centric Flexibility Management in Power Systems. *IEEE Trans Power Syst* 2016;31:5071–81. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2512990>.
- [49] Oree V, Sayed Hassen SZ. A composite metric for assessing flexibility available in conventional generators of power systems. *Appl Energy* 2016;177:683–91. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.05.138>.
- [50] ENTSO-E. Operational Reserve Ad Hoc Team Report. 2012.
- [51] Elia. Adequacy and flexibility study for Belgium 2020-2030. 2019.
- [52] ENTSO-E, ENTSO-G. Ten Year Development Plan 2020 n.d. <https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/>.
- [53] Carrion M, Arroyo JM. A Computationally Efficient Mixed-Integer Linear Formulation for the Thermal Unit Commitment Problem. *IEEE Trans Power Syst* 2006;21:1371–8. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2006.876672>.
- [54] Κάπρος Π. Μοντέλα Μαθηματικού Προγραμματισμού. Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο; 2007.
- [55] Κανναβού ΜΠ. Μοντέλο προσομοίωσης του προβλήματος κατανομής των μονάδων παραγωγής του ελληνικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας και εφαρμογές σε μεγάλη διεύθυνση ΑΠΕ. Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, 2014.
- [56] GAMS. An Introduction to GAMS n.d. <https://www.gams.com/products/introduction/>.
- [57] LUSS H. Operations Research and Capacity Expansion Problems: a Survey. *Oper Res* 1982;V 30:907–47. <https://doi.org/10.1287/opre.30.5.907>.
- [58] Bessière F. The “Investment '85” Model of Electricite de France. *Manage Sci* 1970;17:B-192-B-211. <https://doi.org/10.1287/mnsc.17.4.b192>.
- [59] International Atomic Energy Agency. Wien AUtomatic System Planning (WASP) Package,

Version WASP-IV: User's Manual. Vienna Austria: International Atomic Energy Agency; n.d.

- [60] Jenkins RT, Joy DS. Wein Automatic System Planning Package (WASP): an electric utility optimal generation expansion planning computer code. Oak Ridge, TN (United States): Oak Ridge National Laboratory; 1974. <https://doi.org/10.2172/5208341>.
- [61] Wiese F, Bramstoft R, Koduvere H, Pizarro Alonso A, Balyk O, Kirkerud JG, et al. Balmorel open source energy system model. *Energy Strateg Rev* 2018;20:26–34. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.01.003>.
- [62] Ravn H, Hindsberger M, Petersen M, Schmidt R, Bøg R, Grohnheit PE, et al. Balmorel: A model for analyses of the electricity and CHP markets in the Baltic Sea region. Appendices. 2001.
- [63] Loulou R, Goldstein G, Noble K. Documentation for the MARKAL Family of Models. *Energy Technol Syst Anal Program* 2004.
- [64] Loulou R, Remme U, Kanudia A, Lehtilä A, Goldstein G. Documentation for the TIMES model. *Energy Technol Syst Analysis Program* 2005.
- [65] E3MLab. Primes Model version 2018: detailed model description 2018. [http://www.e3modelling.gr/images/files/ModelManuals/PRIMES\\_MODEL\\_2016-7.pdf](http://www.e3modelling.gr/images/files/ModelManuals/PRIMES_MODEL_2016-7.pdf).
- [66] Capros P, Mantzos L, Petrellis D, Panos V, Delkis K, Vouyoukas EL, et al. European Union Outlook to 2020. Luxembourg: Office for Official Publications of The European Communities, 1999; 1999.
- [67] Kakaras E, Karellas S, Leontaritis A-D, Braimakis K, Vrangos V, Doukelis A. Long term prospects of CHP. 2016.
- [68] Kypreos S, Barreto L, Capros P, Messner S. ERIS: A model prototype with endogenous technological change. *Int J Glob Energy Issues* 2000;14:347. <https://doi.org/10.1504/IJGEI.2000.004441>.
- [69] Ventosa M, Baíllo Á, Ramos A, Rivier M. Electricity market modeling trends. *Energy Policy* 2005;33:897–913. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2003.10.013>.
- [70] Garcia A. Economic Market Design and Planning for Electric Power Systems. In: Momoh J, Mili L, editors., Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc.; 2009, p. 21–44. <https://doi.org/10.1002/9780470529164>.
- [71] Oggioni G, Murphy FH, Smeers Y. Evaluating the impacts of priority dispatch in the European electricity market. *Energy Econ* 2014;42:183–200. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2013.12.009>.
- [72] González P, Villar J, Díaz CA, Campos FA. Joint energy and reserve markets: Current implementations and modeling trends. *Electr Power Syst Res* 2014;109:101–11. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2013.12.013>.
- [73] Van den Bergh K, Bruninx K, Delarue E. Cross-border reserve markets: network constraints in cross-border reserve procurement. *Energy Policy* 2018;113:193–205. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.10.053>.
- [74] Vijay A, Fouquet N, Staffell I, Hawkes A. The value of electricity and reserve services in low

- carbon electricity systems. *Appl Energy* 2017;201:111–23. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.094>.
- [75] Jaehnert S, Doorman G. Modelling An Integrated Northern European Regulating Power Market Based On A Common. *IAEE Int Conf* 2010:16.
- [76] Jaehnert S, Doorman GL. Assessing the benefits of regulating power market integration in Northern Europe. *Int J Electr Power Energy Syst* 2012;43:70–9. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.05.010>.
- [77] Jaehnert S. *Integration of Regulating Power Markets in Northern Europe*. 2012.
- [78] Koltsaklis N, Dagoumas A. Policy implications of power exchanges on operational scheduling: Evaluating EUPHEMIA’s market products in case of Greece. *Energies* 2018;11. <https://doi.org/10.3390/en11102715>.
- [79] Μπούμπης Ι. Μοντέλο ενοποίησης των προ-ημερήσιων αγορών ηλεκτρικής ενέργειας και εφαρμογή στις χώρες της Ελλάδας, της FYROM, της Βουλγαρίας και της Ιταλίας. *Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο*, 2016.
- [80] Σταθαράς Σ. Μοντέλο ενοποίησης αγορών ενέργειας με ενσωματωμένες συνθήκες ελαχίστου εισοδήματος και επενδύσεις στα δίκτυα των χωρών Ελλάδα, FYROM, Ιταλία και Βουλγαρία. *Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο*, 2016.
- [81] Klemperer PD, Meyer MA. Supply Function Equilibria in Oligopoly under Uncertainty. *Econometrica* 1989;57:1243. <https://doi.org/10.2307/1913707>.
- [82] Green RJ, Newbery DM. Competition in the British Electricity Spot Market. *J Polit Econ* 1992;100:929–53. <https://doi.org/10.1086/261846>.
- [83] Rudkevich A. On the supply function equilibrium and its applications in electricity markets. *Decis Support Syst* 2005;40:409–25. <https://doi.org/10.1016/j.dss.2004.05.004>.
- [84] Sioshansi R, Oren S. How good are supply function equilibrium models: an empirical analysis of the ERCOT balancing market. *J Regul Econ* 2007;31:1–35. <https://doi.org/10.1007/s11149-006-9008-6>.
- [85] Day CJ, Hobbs BF, Jong-Shi Pang. Oligopolistic competition in power networks: a conjectured supply function approach. *IEEE Trans Power Syst* 2002;17:597–607. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2002.800900>.
- [86] Willems B, Rumiantseva I, Weigt H. Cournot versus Supply Functions: What does the data tell us? *Energy Econ* 2009;31:38–47. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2008.08.004>.
- [87] Ρουμπάνη Μ. Μοντέλα ανταγωνισμού στην χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. *Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο*, 2009.
- [88] Μουρτζανός Ν, Λιαγκρής Α. Μελέτη των εξελίξεων στην ελληνική χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας με τη χρήση μοντέλου προσομοίωσης ισορροπίας των ενδογενών συναρτήσεων οικονομικής προσφοράς. *Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο*, 2012.
- [89] Eager D, Bialek J, Johnson T. Validation of a dynamic control model to simulate investment cycles in electricity generating capacity. *IEEE PES Gen. Meet., IEEE*; 2010, p. 1–8. <https://doi.org/10.1109/PES.2010.5589365>.

- [90] Eager D, Hobbs BF, Bialek JW. Dynamic Modeling of Thermal Generation Capacity Investment: Application to Markets With High Wind Penetration. *IEEE Trans Power Syst* 2012;27:2127–37. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2190430>.
- [91] PCR PXs. EUPHEMIA Public Description 2013.
- [92] Papavasiliou A, Oren SS, O’Neill RP. Reserve Requirements for Wind Power Integration: A Scenario-Based Stochastic Programming Framework 2011;26:2197–206. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2011.2121095>.
- [93] Φράγκος Π. Στοχαστική μοντελοποίηση του παγκόσμιου ενεργειακού συστήματος. Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, 2016.
- [94] Growe-Kuska N, Heitsch H, Romisch W. Scenario reduction and scenario tree construction for power management problems. 2003 IEEE Bol. Power Tech Conf. Proceedings, vol. 3, IEEE; n.d., p. 152–8. <https://doi.org/10.1109/PTC.2003.1304379>.
- [95] John Bailer A. Probabilistic Techniques in Exposure Assessment. A Handbook for Dealing with Variability and Uncertainty in Models and Inputs. A. C. Cullen and H. C. Frey, Plenum Press, New York and London, 1999. No. of pages: ix + 335. Price: \$99.50. ISBN 0-306-45956-6. *Stat Med* 2001;20:2211–3. <https://doi.org/10.1002/sim.958>.
- [96] ENTSO-E. ENTSO-E Transparency platform n.d. <https://transparency.entsoe.eu/>.
- [97] Palmintier B. Incorporating operation flexibility into electric generation planning. *Eng Syst Div* 2013.
- [98] Tennbakk B, Von Schemde A, Six D, Capros P. Electricity Market Functioning : Current Distortions , and How to Model Their Removal. 2016.
- [99] Newbery D, Strbac G, Viehoff I. The benefits of integrating European electricity markets. *Energy Policy* 2016;94:253–63. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.03.047>.
- [100] Mott MacDonald. Impact Assessment on European Electricity Balancing Market 2013:1–135. <https://doi.org/10.1093/europace/eur187>.
- [101] Capros P, Zazias G, Evangelopoulou S, Kannavou M, Fotiou T, Siskos P, et al. Energy-system modelling of the EU strategy towards climate-neutrality. *Energy Policy* 2019;134:110960. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.110960>.
- [102] Evangelopoulou S, Kannavou M, Zazias G, Capros P. Model-Based Assessment of Electricity Storage in a European System Producing Hydrogen and Hydrocarbons From Renewable Energy. 2019 16th Int. Conf. Eur. Energy Mark., IEEE; 2019, p. 1–7. <https://doi.org/10.1109/EEM.2019.8916484>.
- [103] Maroufmashat A, Fowler M. Transition of Future Energy System Infrastructure; through Power-to-Gas Pathways. *Energies* 2017;10:1089. <https://doi.org/10.3390/en10081089>.
- [104] Connolly D, Mathiesen BV, Ridjan I. A comparison between renewable transport fuels that can supplement or replace biofuels in a 100% renewable energy system. *Energy* 2014;73:110–25. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.05.104>.
- [105] Varone A, Ferrari M. Power to liquid and power to gas: An option for the German Energiewende. *Renew Sustain Energy Rev* 2015;45:207–18.



<https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.049>.

- [106] Götz M, Lefebvre J, Mörs F, McDaniel Koch A, Graf F, Bajohr S, et al. Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review. *Renew Energy* 2016;85:1371–90. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.07.066>.
- [107] De Vita A, Kielichowska I, Mandatowa P, Capros P, Dimopoulou E, Evangelopoulou S, et al. Technology pathways in decarbonisation scenarios. 2018.
- [108] De Vita A, Capros P, Evangelopoulou S, Kannavou M, Siskos P, Zazias G, et al. Sectoral integration - long -term perspective in the EU Energy System 2018. [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/final\\_draft\\_asset\\_study\\_12.05.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/final_draft_asset_study_12.05.pdf).
- [109] CAISO. INITIATIVE: Energy storage and distributed energy resources n.d. <http://www.caiso.com/StakeholderProcesses/Energy-storage-and-distributed-energy-resources>.
- [110] Denholm P, Sioshansi R. The value of compressed air energy storage with wind in transmission-constrained electric power systems. *Energy Policy* 2009;37:3149–58. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.04.002>.
- [111] MacDonald AE, Clack CTM, Alexander A, Dunbar A, Wilczak J, Xie Y. Future cost-competitive electricity systems and their impact on US CO2 emissions. *Nat Clim Chang* 2016;6:526–31. <https://doi.org/10.1038/nclimate2921>.
- [112] Ghofrani M, Arabali A, Etezadi-Amoli M, Fadali MS. A Framework for Optimal Placement of Energy Storage Units Within a Power System With High Wind Penetration. *IEEE Trans Sustain Energy* 2013;4:434–42. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2012.2227343>.
- [113] Xi X, Sioshansi R. A dynamic programming model of energy storage and transformer deployments to relieve distribution constraints. *Comput Manag Sci* 2016;13:119–46. <https://doi.org/10.1007/s10287-014-0218-6>.
- [114] Neetzow P. The economics of power system transitions. Humboldt-Universität zu Berlin, 2019.
- [115] National Energy and Climate Plans (NECPs) n.d. [https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/national-energy-climate-plans\\_en](https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/national-energy-climate-plans_en) (accessed May 5, 2020).
- [116] Wind Europe. New ground-breaking PPA deals signed in Scandinavia 2018. <https://windeurope.org/newsroom/news/new-ground-breaking-ppa-deals-signed-in-scandinavia/> (accessed May 5, 2020).
- [117] Ocean News. Ørsted and Nestlé Sign 15-year Offshore Wind Power Purchase Agreement 2020. <https://www.oceannews.com/news/energy/orsted-and-nestle-sign-15-year-offshore-wind-power-purchase-agreement> (accessed May 5, 2020).
- [118] Τασιός Ν. Στοχαστική μοντελοποίηση επενδυτικών αποφάσεων ηλεκτροπαραγωγής και προσομοίωσης ανάπτυξης συστήματος. Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, 2016.
- [119] Κάραλης Α, Ράδος Κ, Ζερβός Α. Η επίδραση της γεωγραφικής διασποράς στην

απορρόφηση της αιολικής ισχύος στο Ελληνικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής. Περιοδικό Ανεμολόγια, Τεύχος 50 51 ΕΛΕΤΑΕΝ 2008.

- [120] ENTSO-E. ENTSO-E Transparency Platform: Central collection and publication of electricity generation, transportation and consumption data and information for the pan-European market n.d. <https://transparency.entsoe.eu/> (accessed May 5, 2020).
- [121] National Renewable Laboratory. Resource Planning Model Energy Analysis n.d. <https://www.nrel.gov/analysis/models-rpm.html>.
- [122] Jiménez Navarro JP, Kavvadias KC, Quoilin S, Zucker A. The joint effect of centralised cogeneration plants and thermal storage on the efficiency and cost of the power system. *Energy* 2018;149:535–49. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.02.025>.
- [123] The European Parliament and the Council of European Union. DIRECTIVE 2010/75/EU OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control) (Recast) 2010. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32010L0075> (accessed September 3, 2020).
- [124] Blanco H, Faaij A. A review at the role of storage in energy systems with a focus on Power to Gas and long-term storage. *Renew Sustain Energy Rev* 2018;81:1049–86. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.07.062>.