



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών
Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος

ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΑΥΤΟΝΟΜΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ
ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΜΕ ΣΤΑΘΜΟΥΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΓΙΑ ΕΠΙΤΕΥΞΗ
ΥΨΗΛΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΑΠΕ

ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗ ΔΙΑΤΡΙΒΗ

Γεώργιος Ν. Ψαρρός



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών
Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος

ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΑΥΤΟΝΟΜΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΜΕ ΣΤΑΘΜΟΥΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΓΙΑ ΕΠΙΤΕΥΞΗ ΥΨΗΛΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΑΠΕ

ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗ ΔΙΑΤΡΙΒΗ

Γεώργιος Ν. Ψαρρός

Συμβουλευτική Επιτροπή: Παπαθανασίου Σταύρος (επιβλέπων)
Μανιάς Στέφανος (μέλος)
Κλαδάς Αντώνιος (μέλος)

Εγκρίθηκε από την επταμελή επιτροπή την 6^η/12/2019

.....
Παπαθανασίου Σταύρος
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Κλαδάς Αντώνιος
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Χατζηαργυρίου Νικόλαος
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Σταυρακάκης Γεώργιος
Καθηγητής Πολυτεχνείου Κρήτης

.....
Αντωνόπουλος Αντώνιος
Επίκουρος Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Κορρές Γεώργιος
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Αναγνωστόπουλος Ιωάννης
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Δεκέμβριος 2019

.....

Γεώργιος Ν. Ψαρρός

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

Μεταπτυχιακό Δίπλωμα στην Παραγωγή και Διαχείριση Ενέργειας, Ε.Μ.Π.

Υποψήφιος Διδάκτωρ Ε.Μ.Π.

Copyright © Αθήνα Δεκέμβριος, 2019.

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Βασικός στόχος της παρούσας διατριβής είναι η εξέταση της λειτουργίας αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων για επίτευξη υψηλής διείσδυσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ), αξιολογώντας παράλληλα τη συνεισφορά των σταθμών αποθήκευσης σε αυτόν τον σκοπό.

Αρχικά, αναπτύσσεται μια ολοκληρωμένη μεθοδολογία διαχείρισης της παραγωγής αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων που παρουσιάζουν σημαντική διείσδυση μη κατανεμόμενων ΑΠΕ, προτείνοντας μία συνεκτική διατύπωση του προβλήματος ένταξης και φόρτισης των μονάδων του συστήματος, βασιζόμενη στη μέθοδο του μεικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού. Το προτεινόμενο μοντέλο συνεισφέρει πρωτίστως στην ασφαλή λειτουργία των αυτόνομων συστημάτων, ενσωματώνοντας μία πλήρη αναπαράσταση των απαιτούμενων εφεδρειών ενεργού ισχύος και συσχετίζοντας την ικανότητα ταχείας απόκρισης των μονάδων του συστήματος με τη μέγιστη επιτρεπτή διακύμανση της συχνότητάς του μετά από σοβαρές διαταραχές. Παράλληλα, η μέγιστη απορρόφησης ενέργειας ΑΠΕ συνδέεται άμεσα με τα βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων του αυτόνομου συστήματος και το όριο συχνότητας του δικτύου, χωρίς να γίνεται χρήση απλουστευτικών υποθέσεων, όπως συμβαίνει έως τώρα στη σχετική βιβλιογραφία. Τέλος, η μεθοδολογία που αναπτύχθηκε είναι άμεσα εφαρμόσιμη για τα ελληνικά μη διασυνδεδεμένα νησιά (ΜΔΝ), καθώς είναι πλήρως συμβατή με το θεσμικό πλαίσιο που διέπει τη διαχείριση της παραγωγής τους, παραμένοντας ωστόσο αρκετά γενική για εφαρμογή σε οποιοδήποτε άλλο αυτόνομο σύστημα.

Το παραπάνω μοντέλο που αναπτύχθηκε για τη διαχείριση της παραγωγής των ΜΔΝ αποτελεί τη βάση για τη διερεύνηση του ρόλου της αποθήκευσης σε αυτά. Αρχικά, εξετάζεται το πλαίσιο λειτουργίας των υβριδικών σταθμών παραγωγής (ΥΒΣ), οι οποίοι περιλαμβάνουν αποθηκευτικές μονάδες και ΑΠΕ. Οι ΥΒΣ συμμετέχουν ως μία ενιαία κατανεμόμενη οντότητα στην αγορά των νησιών, με τις εσωτερικές τους συνιστώσες να υπόκεινται στη διαχείριση του υβριδικού παραγωγού. Για την αξιολόγηση της λειτουργίας των αυτόνομων συστημάτων παρουσία ΥΒΣ, η μεθοδολογία ένταξης και φόρτισης των μονάδων τροποποιείται κατάλληλα, ενώ παράλληλα αναπτύσσεται μοντέλο εσωτερικής διαχείρισης του ΥΒΣ ώστε να αποτυπώσει ορθολογικά τις επιδιώξεις του λειτουργού του. Μέσω της ανάλυσης που πραγματοποιείται, παρουσιάζονται τα οφέλη για τη λειτουργία του συστήματος λόγω της παρουσίας ΥΒΣ που περιλαμβάνουν αποθηκευτικούς σταθμούς μπαταριών και διάφορες τεχνολογίες ΑΠΕ, ενώ οι διάφορες διαμορφώσεις ΥΒΣ που εξετάζονται συγκρίνονται μεταξύ τους αναφορικά με την αποδοτικότητά τους.

Πέραν των ΥΒΣ, εξετάζονται επιπλέον κεντρικά διαχειριζόμενοι, ευέλικτοι αποθηκευτικοί σταθμοί, ως εναλλακτική τυπολογία αποθήκευσης. Το μοντέλο διαχείρισης της παραγωγής του αυτόνομου συστήματος τροποποιείται και πάλι ώστε να συμπεριλάβει τις ιδιαιτερότητες των σταθμών αυτών, ενώ τα εξαγόμενα αποτελέσματα αναδεικνύουν ότι η βασική συμβολή τους περιορίζεται στην παροχή πρωτεύουσας εφεδρείας στο σύστημα, συχνά χωρίς να συμμετέχουν ουσιαδώς στη διακίνηση ενέργειας από την αιχμή στην κοιλάδα της καμπύλης ζήτησης. Παράλληλα, αναλύεται η σκοπιμότητα των σχετικών επενδύσεων βάσει τριών δεικτών: της έντοκης περιόδου αποπληρωμής, του σταθμισμένου κόστους ενέργειας και του σταθμισμένου κόστους εφεδρειών. Ο πρώτος δείκτης προσδιορίζει τη βιωσιμότητα της επένδυσης θεωρώντας ότι αυτή καρπώνεται το σύνολο του οικονομικού οφέλους που δημιουργείται στο νησιωτικό σύστημα λόγω της παρουσίας της. Η εφαρμογή του δεύτερου δείκτη οδηγεί σε μη ρεαλιστικές τιμές αποζημίωσης, ενώ αντίθετα ο τρίτος, ο οποίος λαμβάνει υπόψη τη συμβολή των αποθηκευτικών σταθμών αποκλειστικά σε πρωτεύουσα εφεδρεία, οδηγεί σε λογικές τιμές αποζημίωσης και δυνητικά βιώσιμες επενδύσεις

κεντρικής αποθήκευσης.

Τέλος, πραγματοποιείται συγκριτική ανάλυση των δύο τυπολογιών αποθήκευσης που μελετήθηκαν στην παρούσα εργασία, δηλαδή των ΥΒΣ και της αποθήκευσης κεντρικής διαχείρισης, σε συνθήκες εξαιρετικά αυξημένης διείσδυσης ΑΠΕ. Ειδικότερα, εξετάζεται νησιωτικό σύστημα στο οποίο εγκαθίσταται επιπρόσθετη σημαντική ισχύς αιολικών πάρκων, η οποία είτε ενσωματώνεται σε ΥΒΣ είτε υποστηρίζεται από κεντρικά διαχειριζόμενες αποθηκευτικές διατάξεις. Τελικά, εξετάζεται ένα σύνολο 100 διαφορετικών διαμορφώσεων αποθήκευσης, από τις οποίες οι μισές αφορούν ΥΒΣ και οι λοιπές κεντρική αποθήκευση, αξιοποιώντας τις μεθοδολογίες βέλτιστης διαχείρισης που αναπτύχθηκαν στη διατριβή. Βασικό συμπέρασμα της ανάλυσης που διενεργήθηκε είναι ότι και οι δύο τυπολογίες αποθήκευσης μπορούν να οδηγήσουν σε αντίστοιχη αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ με κατάλληλη διαστασιολόγηση των συνιστωσών τους, ωστόσο η κεντρική αποθήκευση μπορεί να επιτύχει το ίδιο αποτέλεσμα διείσδυσης με τους ΥΒΣ χρησιμοποιώντας σαφώς μικρότερες αποθηκευτικές διατάξεις.

ΛΕΞΕΙΣ ΚΛΕΙΔΙΑ

αποθήκευση, αιολικά πάρκα, αυτόνομα συστήματα, δέσμευση μονάδων, διαχείριση παραγωγής, ένταξη και φόρτιση μονάδων, μη διασυνδεδεμένα νησιά, οικονομική κατανομή, σταθμοί μπαταριών, συχνοτικοί περιορισμοί, υβριδικοί σταθμοί παραγωγής, LCOE, LCOR

ABSTRACT

The fundamental objective of this thesis is to investigate the operation of island systems under high renewable penetration conditions and to evaluate the value of flexible storage facilities to this end.

To do so, a generation scheduling problem for autonomous power systems with substantial penetration of non-dispatchable renewable energy source (RES) technologies, namely wind farms and photovoltaics, is initially developed, proposing a novel unit commitment and economic dispatch (UC-ED) model which is built upon the state-of-the-art mixed integer linear programming (MILP) method. The model improves the area of operational security for isolated systems by incorporating a full set of active power reserves requirements in the UC-ED problem, relating the fast response capability of each operating unit to the maximum acceptable frequency deviation of the system. Furthermore, the proposed UC-ED model is the first in the literature explicitly relying on the technical characteristics of committed dispatchable units and system frequency deviations to determine the RES penetration limits of non-interconnected-island (NII) systems, overcoming any arbitrary assumptions previously made in the relevant published work. Notably, the developed UC-ED methodology is generic enough for application in any isolated power system while, at the same time remains compatible with the provisions of the regulatory framework for Greek NIIs, thus being directly implementable in real-world study-case systems.

The abovementioned UC-ED tool is further utilized to investigate the role of storage to the enhancement of renewable shares in isolated systems. Firstly, storage within the Hybrid Power Station (HPS) paradigm is investigated. HPSs are aggregate stations comprising storage and RES generation facilities, managed in a coordinated manner by their owner to ensure dispatchability of the entire plant, similar in principle to the concept of Virtual Power Plants. The UC-ED model is suitably amended to incorporate any number and technology of HPS, while an internal dispatch policy for the HPS is also developed, formulating the problem from HPS-owner viewpoint, to properly model stations participation in the electricity market NII. The anticipated benefits to the island system deriving from the introduction of HPSs incorporating battery energy storage stations (BESS) and various primary sources of energy (wind farms, photovoltaics or both) are thoroughly examined in terms of system economics, decarbonization and RES penetration shares.

Besides HPS, centrally managed flexible storage solutions (e.g. BESSs) are also investigated. The UC-ED model is once again modified to receive standalone BESS facilities. The obtained results reveal that the predominant contribution of batteries is in providing primary up regulation reserves, while energy arbitrage is not favored by the UC-ED algorithm, indicating that BESS configurations of limited storage capacity constitute the most viable options. The feasibility of storage investments in isolated island grids is also investigated considering three metrics for the BESS: the discounted payback period (DPP), the levelized cost of energy (LCOE) and the levelized cost of reserves (LCOR). The DPP is used to determine the feasibility of storage investments assuming that BESS reaps the entire anticipated financial benefits for the system deriving from the deployment of centralized storage. The LCOE index proved to be unrealistic, providing remuneration prices up to some thousands of euros per MWh produced by the BESS. On the other hand, the LCOR, accounting for only the provided primary up reserves of the BESS station, resulted in reasonable pricing levels, proving that BESS

investments can be sustainable.

Finally, a comparative analysis between the energy storage variants presented earlier, namely the HPS and the centralized storage, is performed under high RES penetration conditions. Specifically, an island system is investigated, to which an increased amount of wind farms is deployed. The additional wind power is either included within a more complex HPS configuration comprising flexible BESS or supported by centrally managed BESS facilities, which are directly supervised by the system operator. In total, 100 different BESS configurations were investigated, half of which were related to the sizing of HPS storage components and the rest were devoted to the standalone storage sizing. The optimal generation scheduling methodologies developed within this thesis were used in all cases to perform annual simulations. An important conclusion drawn from the analysis is that both energy storage typologies, if properly dimensioned, can lead to similar annual renewable energy penetration rates. However, for achieving the same RES penetration levels, it has emerged that centrally managed storage stations require components of a substantially smaller size than those of HPS, especially in terms of storage capacity.

KEYWORDS

autonomous power systems, battery energy storage, day ahead scheduling, economic dispatch, frequency constraints, generation scheduling, hybrid power stations, island systems, isolated grids, LCOE, LCOR, storage stations, unit commitment, wind energy

Ο συγγραφέας υποστηρίχθηκε οικονομικά για την εκπόνηση της παρούσας διατριβής από το Κοινωφελές Ίδρυμα “Αλέξανδρος Ωνάσης”

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Η παρούσα διατριβή αποτελεί το επιστέγασμα μιας προσπάθειας που ξεκίνησε περίπου πέντε χρόνια πριν, τον Δεκέμβρη του 2014, στο εργαστήριο Ηλεκτρικών Μηχανών και Ηλεκτρονικών Ισχύος της σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του ΕΜΠ, υπό την καθοδήγηση του Καθηγητή κ. Σταύρου Παπαθανασίου.

Αρχικά, θα επιθυμούσα να εκφράσω τις βαθύτερες ευχαριστίες μου στον καθηγητή μου, κ. Σταύρο Παπαθανασίου για την αμέριστη συμπαράστασή του όλα αυτά τα χρόνια, το ανθρώπινο ενδιαφέρον του, τις πολύτιμες συμβουλές του, σε επιστημονικό και προσωπικό επίπεδο, τον χρόνο που αφιέρωσε στις πολώρες συζητήσεις μας, καθώς και τη διαρκή επιστημονική καθοδήγησή του, χωρίς την οποία η περάτωση αυτής της διατριβής δεν θα ήταν εφικτή.

Επιπρόσθετα, θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τα μέλη της τριμελούς συμβουλευτικής επιτροπής μου, κ. Στέφανο Μανία, Ομότιμο Καθηγητή ΕΜΠ και κ. Αντώνη Κλαδά, Καθηγητή ΕΜΠ, για τις εύστοχες παρατηρήσεις και συμβουλές τους. Ομοίως, θεωρώ καθήκον μου να ευχαριστήσω τα μέλη της επιτροπής εξέτασης της διατριβής κ. Ιωάννη Αναγνωστόπουλο, Καθηγητή ΕΜΠ, κ. Αντώνη Αντωνόπουλο, Επίκουρο Καθηγητή ΕΜΠ, κ. Γεώργιο Κορρέ, Καθηγητή ΕΜΠ, κ. Γεώργιο Σταυρακάκη, Καθηγητή Πολυτεχνείου Κρήτης, καθώς και τον κ. Νικόλαο Χατζηαργυρίου, Καθηγητή ΕΜΠ, για την τιμή που μου έκαναν να κρίνουν την παρούσα εργασία.

Επιπλέον, θέλω να πω ένα μεγάλο ευχαριστώ στη συνάδελφο κα. Ελένη Καραμάνου και τους Δρ. ηλεκτρολόγους μηχανικούς κ. Σωτήρη Νάνου και κ. Στέφανο Παπαευθυμίου για το ευχάριστο κλίμα συνεργασίας που είχαμε κατά τη διάρκεια των πέντε αυτών ετών και τις συμβουλές που απλόχερα μου παρείχαν σε καίρια ερευνητικά ζητήματα. Παράλληλα, θα ήθελα να εκφράσω τις ευχαριστίες μου σε όλους ανεξαιρέτως τους υποψήφιους διδάκτορες και συνεργάτες του εργαστηρίου με τους οποίους μοιραστήκαμε τα τελευταία πέντε χρόνια μέρος της καθημερινότητάς μας στον χώρο του ΕΜΠ.

Φυσικά, δεν μπορώ να παραλείψω τις ειλικρινείς μου ευχαριστίες στο Κοινωνικό Ίδρυμα «Αλέξανδρος Ωνάσης» για τη χρηματοδότηση της διδακτορικής μου διατριβής. Χωρίς αυτή, η επιτυχής εκπόνηση της παρούσας έρευνας θα ήταν σαφώς δυσκολότερη.

Τέλος, θέλω να εκφράσω την αμέριστη ευγνωμοσύνη μου στους γονείς μου, Σταυρούλα και Νίκο και στη γυναίκα μου Χρύσα, αλλά και τους λοιπούς συγγενείς και φίλους, των οποίων η διαρκής ηθική και ψυχολογική συμπαράσταση έπαιξε εξαιρετικά σημαντικό ρόλο στην ολοκλήρωση της παρούσας διατριβής.

Γιώργος Ψαρρός
Δεκέμβριος 2019

*Αφιερώνω από καρδιάς αυτή τη διατριβή στη
γυναίκα μου, Χρύσα και στους γονείς μου,
Σταυρούλα και Νίκο*

esse quam videri

Περιεχόμενα

Κεφάλαιο 1 Εισαγωγή.....	17
1.1. Αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα και διείσδυση ΑΠΕ.....	18
1.2. Η αποθήκευση ενέργειας σε αυτόνομα συστήματα	21
1.2.1. Υβριδικοί σταθμοί παραγωγής	23
1.2.2. Σταθμοί ΑΠΕ με εσωτερική αποθήκευση	24
1.2.3. Κεντρικά συστήματα αποθήκευσης	25
1.3. Βιβλιογραφική ανασκόπηση διαχείρισης παραγωγής αυτόνομων συστημάτων.....	27
1.3.1. Μοντέλο αγοράς	27
1.3.2. Μεθοδολογίες διαχείρισης	28
1.3.3. Προβλεπόμενα στάδια διαχείρισης της παραγωγής	30
1.3.4. Στόχοι και ορίζοντες προβλήματος.....	32
1.3.5. Κατηγοριοποίηση εφεδρειών και διαχείριση αβεβαιότητας προβλέψεων.....	33
1.3.6. Διαχείριση ΑΠΕ, αποθήκευσης, ζήτησης και ενσωμάτωση δικτύου	36
1.4. Πλαίσιο διαχείρισης παραγωγής των ελληνικών νησιών.....	39
1.4.1. Προβλεπόμενα στάδια διαχείρισης	39
1.4.2. Συμμετοχή των στοχαστικώς μεταβαλλόμενων ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή των νησιών	41
1.5. Συμβολή και πρωτοτυπία της διατριβής.....	43
1.6. Οργάνωση εργασίας.....	44
Κεφάλαιο 2 Μεθοδολογία διαχείρισης αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων	47
2.1. Κατάστρωση προβλήματος διαχείρισης παραγωγής σε αυτόνομα συστήματα	48
2.1.1. Προσδιορισμός αντικειμενικής συνάρτησης	49
2.1.2. Προσδιορισμός περιορισμών προβλήματος.....	53
2.2. Αποτελέσματα εφαρμογής της μεθοδολογίας	62
2.2.1. Ενδεικτική λειτουργία συστήματος	63
2.2.2. Αξιολόγηση εφαρμοσιμότητας αλγορίθμου.....	66
2.3. Σύγκριση με απλουστευμένη μεθοδολογία διαχείρισης	72
2.3.1. Μαθηματική διατύπωση μεθόδου προεπιλεγμένης σειράς ένταξης	72
2.3.2. Αποτελέσματα σύγκρισης	73
Κεφάλαιο 3 Λειτουργία υβριδικών σταθμών παραγωγής σε αυτόνομα συστήματα.....	77
3.1. Περί υβριδικών σταθμών.....	78
3.2. Συμμετοχή υβριδικών σταθμών στην αγορά των νησιών	79
3.2.1. Υποβολή προσφορών ενέργειας	80
3.2.2. Κατανομή προσφορών ενέργειας	81

3.2.3.	Εσωτερική διαχείριση συνιστωσών ΥΒΣ	81
3.3.	Μαθηματική διατύπωση προβλήματος ένταξης παρουσία ΥΒΣ	82
3.3.1.	Αντικειμενική συνάρτηση και μεταβλητές χαλάρωσης	82
3.3.2.	Περιορισμοί προβλήματος παρουσία ΥΒΣ	83
3.4.	Δομή προβλήματος και μεθοδολογία διεξαγωγής προσομοιώσεων	84
3.5.	Εξεταζόμενα σενάρια και διερευνήσεις	85
3.6.	Αποτελέσματα ημερήσιας λειτουργίας	86
3.6.1.	Οφέλη συστήματος παρουσία ΥΒΣ	86
3.6.2.	Εσωτερική λειτουργία του ΥΒΣ	89
3.7.	Αξιολόγηση λειτουργίας σε ετήσια βάση	91
3.7.1.	Επίδραση στη λειτουργία του συστήματος	91
3.7.2.	Αποτελέσματα εσωτερικής λειτουργίας ΥΒΣ	95
Κεφάλαιο 4 Εισαγωγή συστημάτων κεντρικής αποθήκευσης.....		99
4.1.	Περί κεντρικά διαχειριζόμενων σταθμών αποθήκευσης σε αυτόνομα συστήματα	100
4.2.	Διαχείριση αυτόνομων συστημάτων παρουσία κεντρικής αποθήκευσης	102
4.2.1.	Περιορισμοί λειτουργίας μονάδων αποθήκευσης	102
4.2.2.	Μεταβολή περιορισμών προβλήματος ένταξης	104
4.3.	Εξεταζόμενα σενάρια και παραδοχές	106
4.4.	Οφέλη από την ένταξη αποθηκευτικών σταθμών κεντρικής διαχείρισης	108
4.4.1.	Λειτουργία συστήματος	108
4.4.2.	Αξιολόγηση οφέλους συστήματος	110
4.4.3.	Λειτουργία υπό αυξημένες συνθήκες διείσδυσης ΑΠΕ	114
4.5.	Αξιολόγηση βιωσιμότητας επενδύσεων κεντρικής αποθήκευσης	116
4.5.1.	Έντοκη περίοδος αποπληρωμής (<i>DPP</i>)	117
4.5.2.	Σταθμισμένο κόστος ενέργειας (<i>LCOE</i>)	119
4.5.3.	Σταθμισμένο κόστος εφεδρειών (<i>LCOR</i>)	120
Κεφάλαιο 5 Συγκριτική αξιολόγηση συστημάτων αποθήκευσης κεντρικής και αποκεντρωμένης διαχείρισης.....		123
5.1.	Εισαγωγή	124
5.2.	Περιγραφή εξεταζόμενων σεναρίων	125
5.3.	Μεθοδολογία προσομοίωσης	126
5.4.	Επιλογή δεικτών αξιολόγησης	127
5.4.1.	Ενσωμάτωση υβριδικών σταθμών παραγωγής	127
5.4.2.	Ενσωμάτωση σταθμών αποθήκευσης κεντρικής διαχείρισης	128
5.5.	Ανάλυση και συγκριτική αξιολόγηση λύσεων αποθήκευσης	128
Κεφάλαιο 6 Ανακεφαλαίωση, συμπεράσματα και περαιτέρω έρευνα.....		137

6.1.	Ανακεφαλαίωση και σημεία συμβολής	138
6.2.	Βασικά συμπεράσματα διερευνήσεων	139
6.2.1.	Μεθοδολογία διαχείρισης παραγωγής	139
6.2.2.	Ενσωμάτωση ΥΒΣ.....	140
6.2.3.	Ενσωμάτωση κεντρικά διαχειριζόμενης αποθήκευσης.....	141
6.2.4.	Σύγκριση ΥΒΣ και σταθμών αποθήκευσης κεντρικής διαχείρισης.....	141
6.3.	Περαιτέρω έρευνα.....	142
Παράρτημα Α	Προσδιορισμός απαιτήσεων εφεδρειών ενεργού ισχύος	145
A.1.	Πρωτεύουσα εφεδρεία	146
A.2.	Δευτερεύουσα εφεδρεία	147
A.3.	Τριτεύουσα εφεδρεία.....	147
Παράρτημα Β	Δεδομένα εισόδου προσομοιώσεων και θεωρήσεις	149
Παράρτημα Γ	Λεπτομερής μεθοδολογία εσωτερικής διαχείρισης συνθετών ΥΒΣ	153
Γ.1.	Μεθοδολογία εσωτερικής διαχείρισης	154
Γ.2.	Μαθηματική μοντελοποίηση εσωτερικής διαχείρισης ΥΒΣ.....	155
Παράρτημα Δ	Μεθοδολογία υπολογισμού διάρκειας ζωής μπαταρίας.....	161
Παράρτημα Ε	Ονοματολογία	165
E.1.	Πρόβλημα ένταξης και φόρτισης μονάδων	166
E.2.	Πρόβλημα υπολογισμού αναγκαίων εφεδρειών	170
E.3.	Πρόβλημα εσωτερικής διαχείρισης ΥΒΣ.....	170
E.4.	Παράμετροι υπολογισμού συνολικού κόστους συστήματος	172
E.5.	Παράμετροι υπολογισμού διάρκειας ζωής μπαταρίας	173
Παράρτημα ΣΤ	Γλωσσάριο αντιστοιχίας τεχνικών όρων	175
Βιβλιογραφία	179
Δημοσιεύσεις του συγγραφέα	190

Κεφάλαιο 1

Εισαγωγή

Στο παρόν Κεφάλαιο πραγματοποιείται μια γενική εισαγωγή στις έννοιες που θα πραγματευτεί η υπόλοιπη εργασία. Διενεργείται αναλυτική βιβλιογραφική ανασκόπηση αναφορικά με τη διαχείριση παραγωγής ενέργειας σε αυτόνομα συστήματα, όπως τα μη διασυνδεδεμένα νησιά, αξιολογώντας ένα πλήθος δημοσιευμένων εργασιών σε έγκυρα επιστημονικά περιοδικά και συνέδρια. Αρχικά πραγματοποιείται ανάλυση αναφορικά με την εφικτότητα επίτευξης μεγάλων διεισδύσεων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο ενεργειακό μείγμα των αυτόνομων συστημάτων και εξετάζεται η συνεισφορά των μονάδων αποθήκευσης ενέργειας στον σκοπό αυτό. Πέραν τούτου, στόχος του Κεφαλαίου είναι η ανάδειξη του *state-of-the-art* της βιβλιογραφίας αναφορικά με το πρόβλημα ένταξης και φόρτισης των μονάδων για τα νησιωτικά συστήματα, η ρεαλιστικότητα υλοποίησης των διαθέσιμων μεθοδολογιών και η αξιολόγηση της συνολικής δομής της εκάστοτε προτεινόμενης λύσης. Τέλος αναλύεται η συνολική συνεισφορά και πρωτοτυπία της παρούσας εργασίας και παρατίθεται ο τρόπος οργάνωσής της.

1.1. Αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα και διείσδυση ΑΠΕ

Τα απομονωμένα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ), όπως π.χ. τα μη διασυνδεδεμένα νησιά (ΜΔΝ), αποτελούν εν γένει συστήματα ευάλωτα σε διαταραχές λόγω της μειωμένης τους αδράνειας και της έλλειψης διασυνδέσεων με μεγαλύτερα, ηπειρωτικά συστήματα ([1], [2]). Το γεγονός αυτό, οδηγεί σε ένα σύνολο τεχνικών, λειτουργικών, διαχειριστικών και λοιπών ζητημάτων που επηρεάζουν την οικονομική τους λειτουργία και περιορίζουν δραστικά τη διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ), καθιστώντας τα συστήματα ιδιαίτερου ενδιαφέροντος.

Τα αυτόνομα ΣΗΕ μπορούν να διακριθούν σε διάφορες κατηγορίες μεγέθους. Κριτήρια κατηγοριοποίησης είναι είτε ο πληθυσμός των νησιών ([3], [4]), είτε τα χαρακτηριστικά ζήτησής τους ([5]–[7]). Βάσει των [3], [4], σήμερα υπάρχουν παγκοσμίως πάνω από 2000 αυτόνομα ΣΗΕ μικρού μεγέθους, των οποίων ο πληθυσμός είναι μικρότερος των 100000 κατοίκων, ενώ τα μικρού μεγέθους αναπτυσσόμενα μη διασυνδεδεμένα νησιωτικά κράτη υπολογίζονται σε τουλάχιστον 57 ([8]). Εάν η κατάταξη των ΜΔΝ πραγματοποιηθεί με κριτήριο τα ηλεκτρικά χαρακτηριστικά τους, προσέγγιση περισσότερο δόκιμη για τους σκοπούς της παρούσας εργασίας, τότε βάσει της [5] διακρίνονται τρεις κατηγορίες μεγέθους νησιών, αξιολογώντας τη μέση αιχμή ζήτησης της τελευταίας πενταετίας: τα μικρά, μεσαία και μεγάλα νησιά. Στις αναφορές [6], [7] προστίθεται ακόμη μία κατηγορία, τα πολύ μικρά νησιά. Τα κριτήρια κατάταξης μεγέθους των αυτόνομων συστημάτων των [5]–[7] παρουσιάζουν μικρές διαφορές, με την ανάλυση που πραγματοποιείται στις [6], [7] να λαμβάνει υπόψη πέρα από το μέγεθος της αιχμής των νησιών και το ύψος της ετήσιας ενέργειάς τους. Συνοπτικά, τα κριτήρια κατάταξης των ΜΔΝ σε κάθε κατηγορία βάσει των [5]–[7], φαίνονται στον πίνακα Π. 1.

Π. 1: Κατηγοριοποίηση μεγέθους νησιωτικών συστημάτων βάσει αιχμής ζήτησης και ετήσιας ενέργειας.

Ref.	Size classification of island systems							
	very small		small		medium		large	
	peak demand [MW]	annual energy [GWh]	peak demand [MW]	annual energy [GWh]	peak demand [MW]	annual energy [GWh]	peak demand [MW]	annual energy [GWh]
[5]	---	---	≤ 5	---	≤ 100	---	> 100	---
[6], [7]	< 1	< 2	≤ 5	≤ 15	≤ 35	≤ 100	> 35	> 100

Για την κάλυψη των αναγκών ηλεκτρικής τους ενέργειας, τα περισσότερα αυτόνομα νησιωτικά συστήματα τροφοδοτούνται από τοπικούς σταθμούς παραγωγής (ΤΣΠ) μονάδων συμβατικού καυσίμου, καθώς και σταθμούς ΑΠΕ διαφόρων τεχνολογιών, οι πιο διαδεδομένες εκ των οποίων είναι τα αιολικά πάρκα (Α/Π) και οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί (ΦΒ). Οι μονάδες συμβατικού καυσίμου των ΤΣΠ είναι πλήρως ελέγξιμες, ενώ μπορεί να καταναλώνουν βαρύ ή ελαφρύ καύσιμο (mazut και diesel αντίστοιχα), με τις τελευταίες να είναι περισσότερο ευέλικτες αναφορικά με το επίπεδο ελάχιστης επιτρεπτής φόρτισής τους και την ταχύτητα απόκρισής τους, αλλά ταυτόχρονα περισσότερο κοστοβόρες ([9], [10]). Σχετικά με την παραγωγή των ΑΠΕ, αυτή ενδέχεται να περικλύπεται, κυρίως λόγω περιορισμών που καθοδηγούνται από την απομονωμένη φύση των ΜΔΝ και σχετίζονται με την ασφαλή λειτουργία τους, ώστε αυτά να ανταπεξέλθουν μετά από σοβαρές διαταραχές (π.χ. απότομη απώλεια παραγωγικού δυναμικού), ή λόγω άλλων λειτουργικών περιορισμών, μειώνοντας τελικά τη συνολική ετήσια συμμετοχή τους στο ενεργειακό ισοζύγιο ([11]–[14]). Ταυτόχρονα, στο παραγωγικό δυναμικό των αυτόνομων συστημάτων μπορεί να περιλαμβάνονται λοιπές ελεγχόμενες μονάδες ΑΠΕ, όπως οι σταθμοί βιομάζας/βιοαερίου ([15]–[17]), ηλιοθερμικοί σταθμοί ([18]) κ.λπ., καθώς και μονάδες αποθήκευσης, αυτόνομες ([19]) ή συνδυαζόμενες και συνδιαχειριζόμενες με παραδοσιακές τεχνολογίες ΑΠΕ σε υβριδικά σχήματα, όπως είναι οι υβριδικοί σταθμοί παραγωγής (ΥΒΣ) ([20], [21]).

Η ορθολογική διαχείριση της παραγωγής ενός αυτόνομου συστήματος αποτελεί καθοριστικό παράγοντα για την εξασφάλιση της ένταξης και φόρτισης των μονάδων του κατά τον πλέον οικονομικό τρόπο, την επίτευξη υψηλών επιπέδων διείσδυσης ΑΠΕ, αλλά και τη διασφάλιση της απρόσκοπτης λειτουργίας του συστήματος, τηρώντας τις κατάλληλες εφεδρείες. Σε αντίθεση με τα μεγάλα διασυνδεδεμένα ΣΗΕ, των οποίων η διαχείριση της παραγωγής πραγματοποιείται τις τελευταίες δεκαετίες βάσει σύνθετων μεθοδολογιών και αλγορίθμων βελτιστοποίησης ([22]–[31]) που κυρίως επιβάλλονται από την εκάστοτε δομή της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας ([32]–[39]), η διαχείριση της παραγωγής των μικρών αυτόνομων συστημάτων πραγματοποιείται μέχρι σήμερα, για την πλειοψηφία των συστημάτων αυτών, στη βάση παραδοσιακών εμπειρικών κανόνων ([40]–[42]), που στοχεύουν πρωταρχικά στην επίτευξη μίας λύσης μειωμένου κόστους παραγωγής και δευτερευόντως στη διασφάλιση ικανοποιητικής διείσδυσης ΑΠΕ, πολλές φορές αμελώντας την τήρηση αυστηρών κανόνων εφεδρειών. Με τον τρόπο αυτό, η απολογιστικά συνολική διείσδυση των ΑΠΕ στα ΜΔΝ σπάνια ξεπερνά το 20% της ετήσιας ζήτησης ([5]), ενώ για την επίτευξη αυξημένων ποσοστών συμμετοχής των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα ενός νησιού, χωρίς την αύξηση του κόστους συμβατικής παραγωγής του και επίπτωση στην ασφαλή λειτουργία του, αναμφίβολα απαιτείται η υιοθέτηση σύγχρονων και αυτοματοποιημένων μεθοδολογιών διαχείρισης ([42]).

Ωστόσο, ακόμη και στην περίπτωση εφαρμογής σύγχρονων μεθόδων διαχείρισης, το αποτέλεσμα αναφορικά με την αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ δεν αναμένεται να είναι θεαματικό, καθώς ο χώρος υποδοχής των ανανεώσιμων σε αυτόνομα συστήματα είναι σαφώς ορισμένος και σχετικά περιορισμένος ([12]). Η λειτουργία αυτόνομων συστημάτων με μεγάλη συμμετοχή των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή τους έχει αποτελέσει αντικείμενο εντατικής έρευνας (βλ. πίνακα Π. 2), ώστε να επιτευχθεί η μερική απεξάρτησή τους από τις εισαγωγές ορυκτών καυσίμων ([43]). Για κάθε νησιωτικό σύστημα, αναλόγως της υφιστάμενης συμμετοχής των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, η υψηλή διείσδυση ανανεώσιμων ορίζεται με διαφορετικό τρόπο και εξυπηρετεί διαφορετικό σκοπό. Έτσι, στις αναφορές [44]–[49] υψηλή διείσδυση θεωρείται η ετήσια συμμετοχή στο ενεργειακό μείγμα από ~10% έως ~50%, ενώ στις [50]–[59] εξετάζονται διεισδύσεις που ξεπερνούν το 50% της ετήσιας ζήτησης και φτάνουν έως και το 100%.

Πιο συγκεκριμένα, για το μεγάλο σύστημα της Κύπρου, η διείσδυση 11.5% ([44]) θεωρήθηκε ικανοποιητικά μεγάλη για τη σημαντική μείωση των εκπομπών αερίων ρύπων (CO₂, SO₂, NO_x, N₂O) και τη συμμόρφωση με ευρωπαϊκές οδηγίες. Για το σύστημα του [45], όπου στόχος είναι η αξιολόγηση της ανάπτυξης συστημάτων αποθήκευσης, επιτευχθείσες διεισδύσεις της τάξης του 16.5% παρουσία μικρών αποθηκευτικών σταθμών μπαταριών θεωρούνται αρκετές, καθώς βελτιώνουν τη συμμετοχή των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή κατά ~2 ποσοστιαίες μονάδες σε σχέση με την περίπτωση χωρίς αποθήκευση. Δεισδύσεις ΑΠΕ της τάξης του ~40% έως ~50% εξετάζονται στα [46]–[49], όπου διερευνάται μία γκάμα νησιών διαφορετικών χαρακτηριστικών ζήτησης (ξεκινώντας από αιχμή φορτίου <1 MW [46] και καταλήγοντας σε ~600 MW [48]). Στις αναφορές αυτές, η μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ εξυπηρετεί την ενεργειακή αυτονομία του συστήματος [47], [49], τη μείωση του κόστους παραγωγής του [46], [48], τη μείωση των εκπεμπόμενων ρύπων [46], ή συνδυαστικά όλα τα παραπάνω.

Η απεξάρτηση από ορυκτά καύσιμα αποτελεί τον καθοριστικό παράγοντα της προσπάθειας επίτευξης 100% ενεργειακά αυτόνομων νησιών ([57]–[59]). Ωστόσο, η ρεαλιστική εφικτότητα διεισδύσεων άνω του 50% της ετήσιας ζήτησης, αν και εξετάζεται σε ερευνητικό επίπεδο για διάφορα νησιωτικά συστήματα ([50]–[59]), παραμένει ακόμη αμφισβητήσιμη. Βασικοί ανασταλτικοί παράγοντες είναι το αυξημένο επενδυτικό κόστος του νέου παραγωγικού δυναμικού, που αναμενόμενα οδηγεί σε αυξημένο κόστος συστήματος ([51]–[55], [59]), αλλά και

η απαιτούμενη εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ για την επίτευξη διεισδύσεων άνω του 70%, η οποία μπορεί να είναι ακόμη και εξαπλάσια της αιχμής του νησιού ([51]–[55], [59]). Επιπλέον περιορισμοί που καθοδηγούνται από την απομονωμένη φύση του νησιού, όπως ζητήματα ευστάθειας συχνότητας και τάσης, [59], καθώς και επιβαλλόμενοι περιορισμοί διαχειριστικής φύσης, όπως η υποχρεωτική ένταξη συμβατικών μονάδων, [50], καθιστούν, σε ορισμένες περιπτώσεις, εκ των προτέρων ανέφικτη την πλήρη απεξάρτηση του νησιού από τη συμβατική παραγωγή ([50]–[52]).

Π. 2: Αυτόνομα συστήματα και επιτεύξιμες ετήσιες διεισδύσεις ενέργειας ΑΠΕ.

Ref.	Island system	Country	peak demand [MW]	RES technologies	Storage technologies	Achievable RES penetration	Simulation tool
[44]	Cyprus	Cyprus	930	PVs, wind, solar thermal, biomass	no	11.5%	undefined
[45]	unnamed (Azores Archipelago)	Portugal	35	wind	batteries	up to 16.5%	custom (optimization)
[46]	Pulau Ubin	Singapore	<1	PVs, wind, solar thermal, biomass	fuel cell	20%-40%	TRNSYS 17
[47]	Pantelleria	Italy	10	PVs, wind, solar thermal, geothermal, waste	no	10%-50%	NEPLAN
[48]	Crete	Greece	600	PVs, wind	pumped storage	up to 37%	custom (optimization)
[49]	Pantelleria	Italy	10	PVs, wind, geothermal	no	up to 46%	undefined
[50]	Ikaria	Greece	9	PVs, wind	pumped storage	>50%	custom
[51], [52]	El Hierro	Spain	6.5	wind	pumped storage	up to 70%	custom
[53]	5 Aegean islands (Rhodes, Lesbos, Chios, Karpathos, Patmos)	Greece	5 - 200	PVs, wind	batteries	up to 85%	custom (optimization)
[54]	Aghios Efstratios	Greece	0.3	PVs, wind	batteries	>85%	custom (optimization)
[55]	6 islands (Strey moy, Aruba, Sumba, Rhodes, Gran Canaria, Rarotonga)	Faroe Islands, Aruba, Indonesia, Greece, Spain, Cook Islands	25, 122, 7, 213, 548, 4	PVs, wind	pumped storage, batteries	up to 90%	Matlab
[56]	Aghios Efstratios	Greece	0.3	PVs, wind	batteries	up to 100%	HOMER
[57]	Reunion	France	>500	PVs, wind, biomass, hydro, wave	no	100%	TIMES
[58]	Reunion	France	>500	PVs, wind, biomass, hydro, wave	batteries	100%	TIMES
[59]	Porto Santo	Portugal	5.6	PVs, wind	fuel cell (hydrogen)	100%	custom (H ₂ RES)

Σε κάθε περίπτωση, για την επίτευξη διεισδύσεων άνω του 25% της ετήσιας ζήτησης, δεν αρκούν οι παραδοσιακές στοχαστικά μεταβαλλόμενες ΑΠΕ (αιολικά, φωτοβολταϊκά). Για διεισδύσεις έως και 50% απαιτείται η ένταξη και λειτουργία στο σύστημα είτε αποθήκευσης ([45], [46]), είτε

κατανεμόμενων σταθμών ΑΠΕ, όπως είναι οι σταθμοί βιομάζας/βιοαερίου, ηλιοθερμικοί σταθμοί, υδροηλεκτρικά κ.λπ. ([47], [49]), ή ακόμη και συνδυασμός των δύο παραπάνω ([48]). Η επίτευξη ακόμη μεγαλύτερων ποσοστών διείσδυσης νομοτελειακά συνδυάζεται με την ανάπτυξη και λειτουργία αποθηκευτικών σταθμών παραγωγής ([50]–[56], [58], [59]) που θα προσδώσουν την αναγκαία ευελιξία στο σύστημα ([2], [45], [67], [54], [60]–[66]) απελευθερώνοντας μέρος του περιθωρίου υποδοχής των ΑΠΕ ([59]).

Η σημασία της αποθήκευσης σε αυτόνομα συστήματα για τη επίτευξη υψηλών διεισδύσεων ΑΠΕ, έχει αναγνωρισθεί εδώ και αρκετά χρόνια, με την πλέον διαδεδομένη βιβλιογραφικά τεχνολογία αποθήκευσης, την αντλησιοταμίευση, να έχει μελετηθεί τόσο σε ερευνητικό επίπεδο ([20], [68]–[74]) όσο και σε πρακτικές εφαρμογές ([50], [75]). Ωστόσο, τα τελευταία χρόνια έχει κερδίσει επιπλέον έδαφος η ανάπτυξη περισσότερο ευέλικτων τεχνολογιών αποθήκευσης, ταχύτερης απόκρισης συγκριτικά με την αντλησιοταμίευση, όπως οι μπαταρίες ([45], [54], [76]–[81]), οι οποίες αποτελούν λύσεις αποθήκευσης μικρότερου μεγέθους, που χαρακτηρίζονται από ευκολία και ταχύτητα εγκατάστασης, ενώ δεν απαιτούν σημαντικές γεωλογικές παρεμβάσεις για την υλοποίησή τους.

1.2. Η αποθήκευση ενέργειας σε αυτόνομα συστήματα

Οι βασικότερες διαθέσιμες τεχνολογίες αποθηκευτικών συστημάτων που ήδη εφαρμόζονται σε πραγματικά ΣΗΕ, βρίσκονται σε φάση ανάπτυξης ή εξετάζονται σε ερευνητικό επίπεδο, είναι οι εξής:

- Αντλησιοταμίευση (*pumped storage*)
- Αποθήκευση συμπιεσμένου αέρα (*compressed air energy storage*)
- Αποθήκευση θερμότητας (*thermal energy storage*)
- Μπαταρίες διαφόρων τεχνολογιών (*batteries*)
- Κυψέλες καυσίμου (*fuel cells*)
- Σφόνδυλοι (*flywheels*)
- Πυκνωτές/Υπερπυκνωτές (*capacitors/supercapacitors*)
- Αποθήκευση σε μαγνητικό πεδίο (*superconducting magnetic energy storage*)

Γενικότερα, τα συστήματα αποθήκευσης μπορούν να ταξινομηθούν σε κατηγορίες, ανάλογα με το μέγεθός τους, την τεχνολογική τους ωριμότητα, το είδος των χρήσεων για τις οποίες προορίζονται κ.ά. Τέτοιες κατηγοριοποιήσεις είναι ευρέως διαδεδομένες πλέον στη σχετική βιβλιογραφία [82]–[86]. Μια βασική ταξινόμηση, διακρίνει τους σταθμούς αποθήκευσης μεγάλης κλίμακας, οι οποίοι διαθέτουν αποθήκες μεγάλης χωρητικότητας και έχουν τη δυνατότητα να συμμετέχουν στις αγορές ενέργειας διακινώντας μεγάλες ποσότητες ενέργειας μεταξύ κοιλιάδας και αιχμής της ημερήσιας καμπύλης φορτίου (*arbitrage*), από τα συστήματα μικρότερου μεγέθους και αποθηκευτικής ικανότητας, τα οποία κατά κανόνα συνδέονται σε επίπεδο διανομής για λόγους στήριξης του δικτύου, αντιστάθμισης της στοχαστικότητας της παραγωγής ΑΠΕ, εξομάλυνσης της καμπύλης φορτίου μεμονωμένων χρηστών ή ακόμα και αναβάθμισης της ποιότητας ισχύος, όπως έχει ήδη προαναφερθεί.

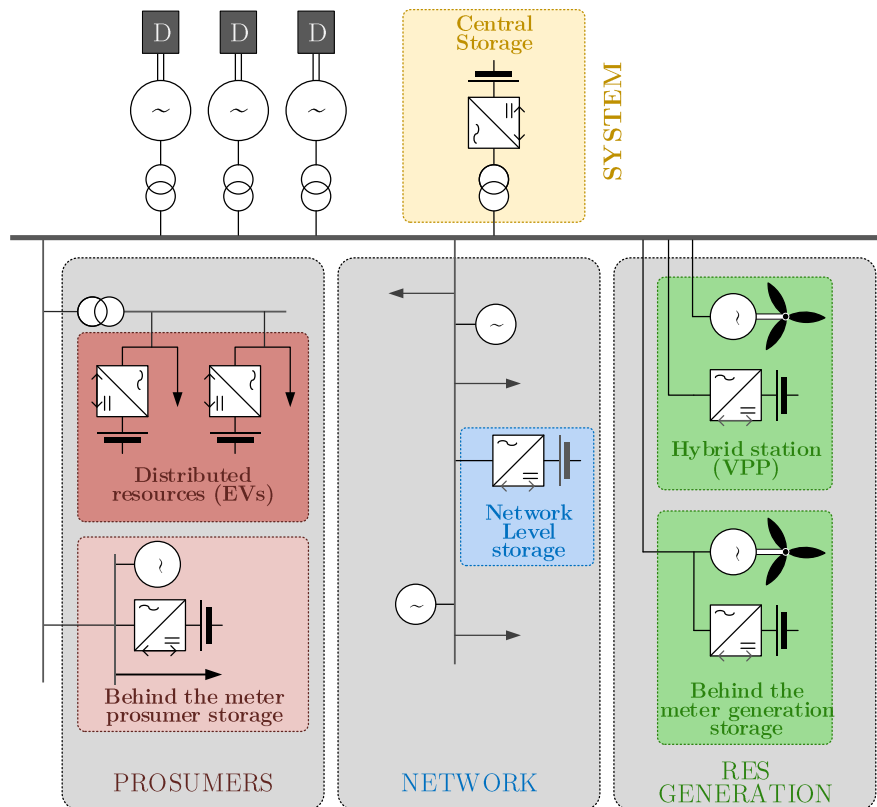
Τα οφέλη της αποθήκευσης μικρής κλίμακας παρουσιάζουν μεγάλο ενδιαφέρον στα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα των ΜΔΝ, τα οποία χαρακτηρίζονται εν γένει από αυξημένες ανάγκες υπηρεσιών ελέγχου και ρύθμισης. Σε ένα τέτοιο σύστημα η αποθήκευση μπορεί να ενσωματωθεί με ποικίλους τρόπους, εξυπηρετώντας κάθε φορά διαφορετικές ανάγκες του. Τα βασικότερα οφέλη που μπορούν να αποφέρουν οι αποθηκευτικοί σταθμοί στα ηλεκτρικά μικροδίκτυα των

νησιών μπορούν να σχηματοποιηθούν ως εξής:

- **Παροχή υπηρεσιών ενέργειας** από σταθμούς μεγάλης αποθηκευτικής ικανότητας. Σε αυτές περιλαμβάνονται η διακίνηση ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ της κοιλάδας και της αιχμής της καμπύλης φορτίου ([65]–[67]), η αύξηση της διείσδυσης των μη κατανεμόμενων μονάδων ΑΠΕ μέσω της απορρόφησης της πλεονάζουσας παραγωγής τους ([45], [54], [60], [61]), αλλά και η συμμετοχή στη διασφάλιση της επάρκειας ισχύος ([21], [87]), περιορίζοντας ή αναβάλλοντας την ανάγκη εγκατάστασης νέου παραγωγικού δυναμικού για την κάλυψη των αιχμών της ζήτησης.
- **Παροχή επικουρικών υπηρεσιών ενεργού ισχύος** από αποθηκευτικούς σταθμούς γρήγορης απόκρισης ([2], [62]–[64]). Κατά τη λειτουργία ενός ηλεκτρικού συστήματος απαιτείται η τήρηση της απαραίτητης ποσότητας εφεδρειών, για λόγους ασφάλειας σε ενδεχόμενες διαταραχές, π.χ. απώλεια παραγωγής. Οι αποθηκευτικοί σταθμοί γρήγορης απόκρισης, όπως π.χ. οι σταθμοί συσσωρευτών, έχουν τη δυνατότητα άμεσης απόκρισης, σε χρονική κλίμακα δευτερολέπτου, όταν συμβεί απώλεια μονάδας παραγωγής ή φορτίου (π.χ. γραμμής ή μετασχηματιστή), υποκαθιστώντας την παροχή τέτοιου είδους υπηρεσιών από τις μονάδες συμβατικού καυσίμου.
- **Συμμετοχή στη ρύθμιση τάσης** ([88]–[90]). Δεδομένου ότι η ρύθμιση της τάσης απαιτεί διαχείριση του ισοζυγίου αέργου ισχύος, οι σταθμοί αποθήκευσης, εφόσον γίνει κατάλληλη χωροθέτησή τους εντός του ηλεκτρικού δικτύου, μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την υποστήριξη του συστήματος σε άεργο ισχύ. Αξιοποιώντας τη δυνατότητα που διαθέτουν οι μετατροπείς ισχύος των αποθηκευτικών συστημάτων συσσωρευτών για λειτουργία σε επαγωγικό ή χωρητικό συντελεστή ισχύος, με αρκετά ικανοποιητικά όρια διακύμανσης, καθίσταται εφικτή η ταχύτατη ρύθμιση (απορρόφηση ή παραγωγή) αέργου ισχύος, ανεξαρτήτως της κατάστασης λειτουργίας τους (φόρτιση, εκφόρτιση ή αδράνεια).
- **Εκκίνηση μετά από σβέση (black start)** ([91]–[94]). Οι σταθμοί αποθήκευσης, με κατάλληλη τεχνική σχεδίασή τους, θα μπορούσαν να συμβάλουν στη διαδικασία επαναφοράς του συστήματος σε λειτουργία μετά από σβέση, λειτουργικότητα που έχει ενδιαφέρον στην περίπτωση των ΜΔΝ όπου ακόμη και καθολικές διακοπές της ηλεκτροδότησης συμβαίνουν πιο συχνά από ό,τι στα μεγάλα διασυνδεδεμένα συστήματα.

Οι πιθανές εναλλακτικές υλοποιήσεις της αποθήκευσης στα ΜΔΝ απεικονίζονται στο Σχ. 1 και αφορούν αποθηκευτικούς σταθμούς συνδυαστικά με σταθμούς ΑΠΕ, κεντρική αποθήκευση σε επίπεδο συστήματος, αποθήκευση σε επίπεδο δικτύου διανομής, αλλά και σε επίπεδο τελικού καταναλωτή, ο οποίος μπορεί να παραγάγει/αποθηκεύει/καταναλώνει ενέργεια ως αυτοπαραγωγός (*prosumer*) ή μέσω διεσπαρμένων πόρων, όπως π.χ. μέσω των ηλεκτρικών οχημάτων, μελλοντικά.

Αναφορικά με τη διαχείριση της παραγωγής στα αυτόνομα συστήματα, από πλευράς αποθήκευσης μεγαλύτερο ενδιαφέρον παρουσιάζουν εγκαταστάσεις που σχετίζονται με σταθμούς ΑΠΕ, είτε με τη μορφή εσωτερικής αποθήκευσης, είτε ανεξάρτητης στο πλαίσιο ανάπτυξης υβριδικών σταθμών αποκεντρωμένης διαχείρισης, αλλά και σταθμοί κεντρικής αποθήκευσης που αναπτύσσονται σε επίπεδο νησιωτικού συστήματος και εποπτεύονται άμεσα από τον Διαχειριστή του συστήματος. Στη συνέχεια περιγράφονται συνοπτικά οι τρεις βασικότερες εναλλακτικές δυνατότητες ανάπτυξης της αποθήκευσης στα ΜΔΝ, από οπτική συστήματος, ενώ παρουσιάζονται συνοπτικά και ποιοτικά τα αναμενόμενα οφέλη από την εγκατάστασή τους στα μικροδίκτυα των νησιών.



Σχ. 1: Πιθανά σχήματα ανάπτυξης της αποθήκευσης στο ηλεκτρικό σύστημα των ΜΑΝ.

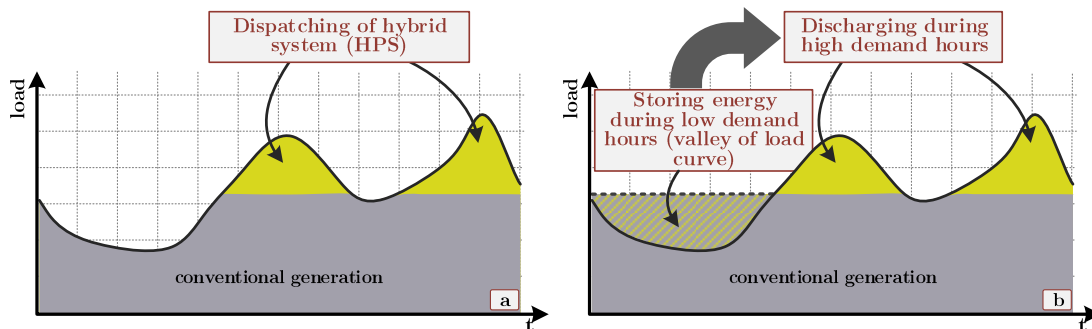
1.2.1. Υβριδικοί σταθμοί παραγωγής

Ως ΥΒΣ ορίζονται οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιούν τουλάχιστον μία μορφή ΑΠΕ σε συνδυασμό με σύστημα αποθήκευσης. Πρόκειται για εφαρμογή της έννοιας των εικονικών σταθμών παραγωγής (*Virtual Power Plants - VPPs*), όπου μονάδες ΑΠΕ και συστήματα αποθήκευσης υπόκεινται σε κοινή διαχείριση από τον λειτουργό του σταθμού και συμμετέχουν από κοινού στην αγορά του νησιού. Βασική επιδίωξη είναι η βέλτιστη αξιοποίηση της παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ του σταθμού και η αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ στο σύστημα, μέσω της εγκατάστασης σταθμών ΑΠΕ οι οποίοι λειτουργούν ως οιοει κατανεμόμενοι μέσω των συνοδών συστημάτων αποθήκευσης. Συνεπώς, μέσω κατάλληλης διαχείρισης των στοιχείων του, ο ΥΒΣ μπορεί να παράσχει ενέργεια με πλήρως ελεγχόμενο τρόπο, ελαχιστοποιώντας ουσιαδώς τη στοχαστική μεταβλητότητα της παραγωγής των ΑΠΕ του.

Η συμμετοχή του ΥΒΣ στην αγορά πραγματοποιείται μέσω υποβολής κατάλληλων ημερήσιων προσφορών ενέργειας από τον λειτουργό του σταθμού προς τον Διαχειριστή του νησιού, με τον τελευταίο να είναι υποχρεωμένος να κατανείμει κατά προτεραιότητα την ενέργεια αυτή εντός της ημέρας, διασφαλίζοντας ωστόσο ότι τηρούνται τα κριτήρια ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος και η ισότιμη μεταχείριση του ΥΒΣ σε σχέση με τις υπόλοιπες μονάδες ΑΠΕ του νησιού.

Η προσφερθείσα ενέργεια κατανέμεται από τον Διαχειριστή κατά κύριο λόγο στις αιχμές της καμπύλης φορτίου, με στόχο την οικονομικότητα του συστήματος, υποκαθιστώντας ακριβές αιχμιακές μονάδες (*peak shaving*), όπως φαίνεται ποιοτικά στο Σχ. 2(α). Παράλληλα, οι ΥΒΣ παρέχουν “εγγυημένη” ισχύ και ενέργεια, συμβάλλοντας στη διασφάλιση της επάρκειας ισχύος του

συστήματος ΜΔΝ, και λαμβάνουν σχετική αποζημίωση. Ωστόσο, η απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο περιορίζεται (δεν μπορεί να υπερβαίνει το 30% της συνολικής ενέργειας που απορροφάται, με βάση το ισχύον στην Ελλάδα θεσμικό πλαίσιο) και μπορεί να πραγματοποιηθεί μόνο μετά από απαίτηση του Διαχειριστή για παροχή εγγυημένης ισχύος και ενέργειας από τον σταθμό. Συνήθως λαμβάνει χώρα κατά τις ώρες της κοιλάδας του φορτίου (Σχ. 2(β)), όπου εν γένει λειτουργούν συμβατικές μονάδες βάσης χαμηλού κόστους.



Σχ. 2: (α) Κατανομή προσφερόμενης ενέργειας ΥΒΣ στην καμπύλη φορτίου και (β) απορρόφηση ενέργειας από τον ΥΒΣ και ανακατανομή της εντός της ημέρας στο πλαίσιο της παροχής εγγυημένης ισχύος.

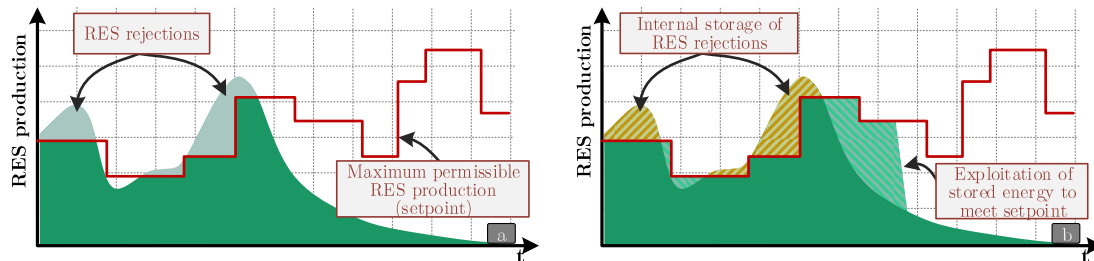
Η ανάπτυξη συστημάτων αποθήκευσης εντός του πλαισίου των ΥΒΣ, αποτελεί σήμερα την πλέον ώριμη και μοναδική λύση αποθήκευσης σε θεσμικό και ρυθμιστικό επίπεδο, τουλάχιστον για τα ελληνικά ΜΔΝ. Η λειτουργία των ΥΒΣ έχει μελετηθεί επαρκώς ([20], [21], [73], [95]), ενώ παράλληλα εκφράζεται σημαντικό επενδυτικό ενδιαφέρον για την αδειοδότηση και κατασκευή έργων ([50], [96]).

1.2.2. Σταθμοί ΑΠΕ με εσωτερική αποθήκευση

Ο κύριος παράγοντας που περιορίζει τη διείδυση των αιολικών και των φωτοβολταϊκών είναι ο μη ελέγξιμος και στοχαστικός χαρακτήρας της παραγωγής τους, σε συνδυασμό με πρόσθετους τεχνικούς παράγοντες που σχετίζονται με την ασφάλεια των συστημάτων. Στις στοχαστικώς μεταβαλλόμενες ΑΠΕ των νησιών, αποστέλλονται σήματα περιορισμού της μέγιστης παραγωγής τους (*set-points*), ώστε να διασφαλίζεται η ομαλή και ασφαλής λειτουργία του μικροδικτύου του νησιού. Τα σήματα αυτά προσδιορίζουν τη μέγιστη αποδεκτή έγχυση ενέργειας από τις μη κατανεμόμενες πηγές ΑΠΕ, μπορεί να είναι ανεξάρτητα της προβλεπόμενης παραγωγής του κάθε σταθμού και καθορίζονται μόνο από τους τεχνικούς περιορισμούς του ίδιου του συστήματος και των συμβατικών μονάδων του [12]. Ο παραγωγός ΑΠΕ αξιοποιεί τη διαθέσιμη παραγωγή του σταθμού του στον μέγιστο βαθμό που το αποστέλλόμενο *set-point* επιτρέπει. Σε κορεσμένα νησιωτικά συστήματα, όπου τα περιθώρια απορρόφησης ενέργειας ΑΠΕ είναι περιορισμένα, η διαθέσιμη παραγωγή ΑΠΕ συχνά υπερβαίνει την ικανότητα απορρόφησης του συστήματος και επομένως μέρος αυτής παραμένει αναξιοποίητο και απορρίπτεται. Παράλληλα, σε διαστήματα όπου το σύστημα έχει τη δυνατότητα να υποδεχθεί παραγωγή ΑΠΕ (οπότε το *set-point* είναι αυξημένο), οι σταθμοί ΑΠΕ δεν μπορούν να το αξιοποιήσουν λόγω έλλειψης πρωτογενούς δυναμικού (Σχ. 3(α)). Δημιουργούνται έτσι καταστάσεις, όπου σε ένα κορεσμένο αυτόνομο σύστημα άλλοτε απορρίπτεται διαθέσιμη ενέργεια ΑΠΕ επειδή δεν είναι εφικτό να απορροφηθεί και άλλοτε δεν υπάρχει επαρκής ενέργεια προς έγχυση, παρ' ότι το σύστημα θα μπορούσε να την απορροφήσει.

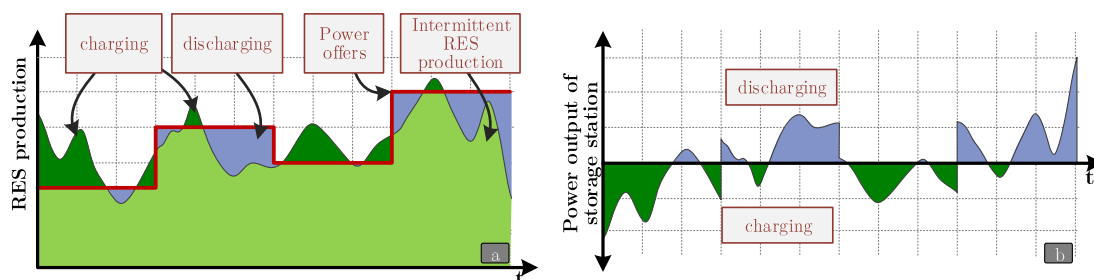
Στο πλαίσιο αυτό, μια εναλλακτική προσέγγιση αξιοποίησης της αποθήκευσης είναι η ενσωμάτωση αποθηκευτικών διατάξεων εντός των μη κατανεμόμενων σταθμών ΑΠΕ των ΜΔΝ, άμεσα διαχειριζόμενων από τον παραγωγό ΑΠΕ, με στόχο την αξιοποίηση της πλεονάζουσας

παραγωγής που δεν μπορεί να απορροφηθεί σε συγκεκριμένα χρονικά διαστήματα. Η βασική ιδέα είναι απλή και συνίσταται στην υπόθεση ότι η ενέργεια ΑΠΕ που πλεονάζει του σχετικού set-point που αποστέλλεται από τον Διαχειριστή (κόκκινη συνεχής γραμμή στο Σχ. 3) αποθηκεύεται στις αποθηκευτικές μονάδες που έχει εγκαταστήσει ο παραγωγός ΑΠΕ εντός του σταθμού του. Η ενέργεια αυτή αξιοποιείται μεταγενέστερα, όταν το set-point του σταθμού υπερβαίνει τη διαθέσιμη παραγωγή ΑΠΕ (Σχ. 3(β)). Κατ' αυτόν τον τρόπο, διαστασιολογώντας κατάλληλα την εσωτερική αποθήκη του, ο παραγωγός ΑΠΕ αξιοποιεί στο μέγιστο το διαθέσιμο παραγωγικό δυναμικό του.



Σχ. 3: (α) Set-point, διαθέσιμη, απορριπτόμενη και αξιοποιούμενη ενέργεια σταθμού ΑΠΕ (α) χωρίς και (β) με συστήματα εσωτερικής αποθήκευσης.

Πέραν της βασικής αυτής θεώρησης, υπάρχει επιπλέον η δυνατότητα για εγκατάσταση συστημάτων αποθήκευσης στο εσωτερικό σταθμών ΑΠΕ, επεκτείνοντας τη λειτουργικότητά τους πέραν των όσων περιγράφηκαν προηγουμένως, ώστε να καταστεί δυνατή η συμμετοχή τους στην αγορά των νησιών με κατανομή τρόπο, μέσω δηλώσεων ωριαίου προγράμματος παραγωγής από τους σταθμούς αυτούς στον ημερήσιο προγραμματισμό. Στην περίπτωση αυτή, ο σταθμός ΑΠΕ συμμετέχει στην Αγορά ΜΔΝ υποβάλλοντας συγκεκριμένες ωριαίες προσφορές ισχύος, τις οποίες και υποχρεούται να τηρεί. Δεδομένης της στοχαστικότητας των ΑΠΕ, ο παραγωγός αξιοποιεί τις μονάδες αποθήκευσης του σταθμού του, οι οποίες είτε φορτίζονται όταν η παραγωγή των μη ελεγχόμενων ΑΠΕ είναι μεγαλύτερη της προσφοράς του, είτε εκφορτίζονται όταν η παραγωγή ΑΠΕ υπολείπεται της προσφοράς, ώστε να αποφευχθούν αποκλίσεις από την προγραμματισμένη ισχύ ένταξης (Σχ. 4).



Σχ. 4: (α) Συμμόρφωση σταθμού ΑΠΕ με δήλωση ωριαίου προγράμματος αξιοποιώντας την εσωτερική αποθήκη του και (β) προκύπτουσα λειτουργία (φόρτιση/εκφόρτιση) του αποθηκευτικού συστήματος.

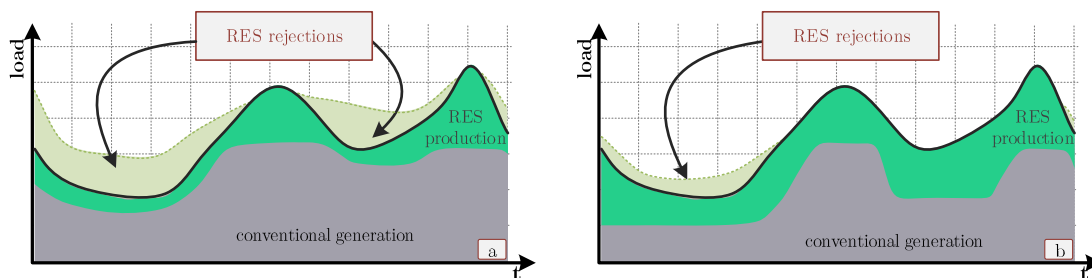
1.2.3. Κεντρικά συστήματα αποθήκευσης

Οι δύο προηγούμενες εναλλακτικές προσεγγίσεις υλοποίησης της αποθήκευσης στα ΜΔΝ επικεντρώνονται στην ανάπτυξη αποθηκευτικών σταθμών συνδυαστικά (ΥΒΣ) ή εσωτερικά σε σταθμούς ΑΠΕ. Στα σχήματα αυτά, η αποθήκευση βρίσκεται πρωτίστως υπό την εποπτεία και διαχείριση του παραγωγού και συνεπώς δεν παρέχεται στον Διαχειριστή του νησιού η δυνατότητα αξιοποίησης όλου του εύρους των πλεονεκτημάτων των ευέλικτων αποθηκευτικών σταθμών προς όφελος του συστήματος.

Μία τρίτη εναλλακτική προσέγγιση αποτελούν τα κεντρικά συστήματα αποθήκευσης, τα οποία εγκαθίστανται ως διακριτές οντότητες (μη συσχετισμένες με επιμέρους σταθμούς) και τίθενται υπό τη διαχείριση του Διαχειριστή του συστήματος, συμμετέχοντας στον ημερήσιο προγραμματισμό και τη λειτουργία του συστήματος βάσει των κανόνων που θέτει ο τελευταίος.

Ένας ευέλικτος κεντρικός σταθμός αποθήκευσης, π.χ. τεχνολογίας συσσωρευτών, αναμένεται να βελτιώσει ουσιαστικά τη λειτουργία του συστήματος ΜΔΝ όπου αυτός εντάσσεται, πρωτίστως αξιοποιώντας την ευελιξία (ταχεία μεταβολή φόρτισης και μετάβαση μεταξύ καταστάσεων φόρτισης-εκφόρτισης) και τη δυνατότητα σχεδόν ακαριαίας απόκρισης που διαθέτει. Ένας τέτοιος σταθμός δύναται να παρέχει στο σύστημα εφεδρείες ενεργού ισχύος υψηλότερης “ποιότητας” από τις συμβατικές μονάδες, υπό την προϋπόθεση βεβαίως ότι διαθέτει επαρκές ενεργειακό απόθεμα ώστε να υποστηρίξει χρονικά την αντίστοιχη απαίτηση παροχής. Συνεπώς, ένα βασικό πλεονέκτημα αυτού του σχήματος είναι η **συμμετοχή του στην παροχή επικουρικών υπηρεσιών ενεργού ισχύος**, παρέχοντας μέρος της αναγκαίας πρωτεύουσας εφεδρείας, την οποία σήμερα καλούνται να καλύψουν οι κατανεμόμενες συμβατικές μονάδες παραγωγής, μέσω των συχνά περιορισμένων δυνατοτήτων τους. Με τον τρόπο αυτό αναβαθμίζεται η ασφάλεια του συστήματος, βελτιώνεται σημαντικά η διαχείριση των θερμικών μονάδων (μείωση εκκινήσεων/στάσεων, αποδοτικότερο επίπεδο φόρτισης) και μειώνεται η καταπόνηση των μονάδων που συμμετέχουν στη ρύθμιση συχνότητας, καθώς στον ρόλο αυτό συμβάλλει κατά προτεραιότητα ο σταθμός αποθήκευσης.

Παράλληλα, αυξάνεται η ικανότητα απορρόφησης στοχαστικής παραγωγής ΑΠΕ του συστήματος ΜΔΝ, καθώς ο αποθηκευτικός σταθμός αναβαθμίζει τη δυνατότητα του συστήματος να ανταπεξέρχεται σε σημαντικές διαταραχές απώλειας παραγωγής ΑΠΕ, χαλαρώνοντας τους δυναμικούς περιορισμούς που συμβάλλουν στη διαμόρφωση του setpoint των αιολικών πάρκων. Στο Σχ. 5 απεικονίζεται ποιοτικά η μείωση των απορρίψεων ΑΠΕ και άρα η αύξηση της διείσδυσης. Σημειώνεται ότι η κεντρική αποθήκευση, σε αντίθεση με την εσωτερική αποθήκευση που περιγράφηκε στην παράγραφο §1.2.2, δρα ενεργητικά για το σύνολο των σταθμών ΑΠΕ του νησιού. Η αναβάθμιση των δυνατοτήτων απορρόφησης παραγωγής ΑΠΕ έχει ως άμεση συνέπεια την αύξηση των διαθέσιμων περιθωρίων υποδοχής εγκατεστημένης ισχύος μη κατανεμόμενων μονάδων ΑΠΕ στα ΜΔΝ σε σχέση με τα σημερινά επίπεδα.



Σχ. 5: Απορρίψεις ΑΠΕ και λειτουργία συστήματος (α) πριν και (β) μετά την ένταξη κεντρικού σταθμού αποθήκευσης.

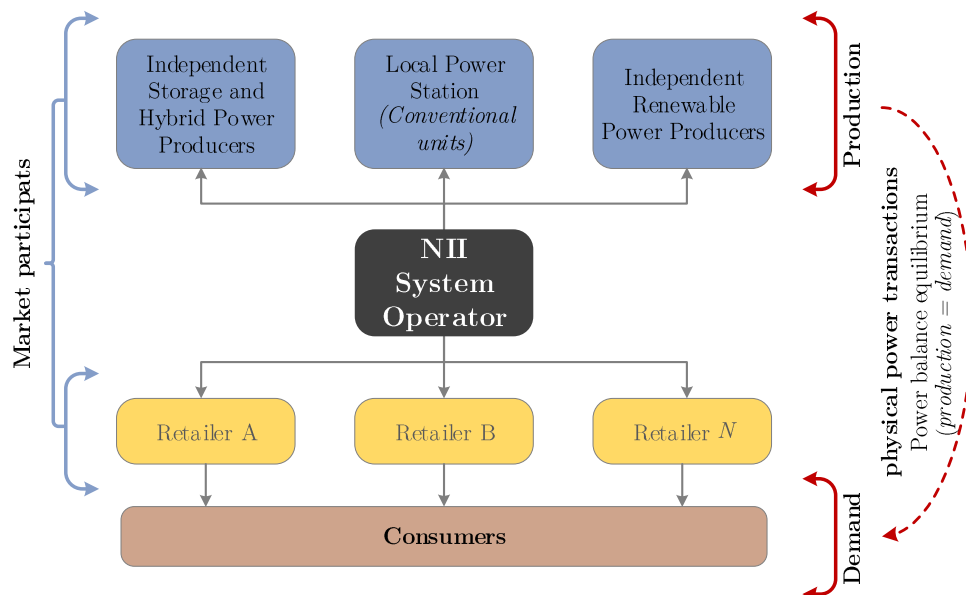
Πρόσθετο όφελος για το σύστημα από την παρουσία κεντρικής αποθήκευσης θα μπορούσε να προκύψει μέσω της δυνατότητας μετακίνησης ενέργειας από την αιχμή στην κοιλάδα της ημερήσιας καμπύλης φορτίου, εφόσον η διαφορά τιμής αιχμής-κοιλάδας υπερκαλύπτει τις απώλειες πλήρους κύκλου του αποθηκευτικού σταθμού και η χωρητικότητά του το επιτρέπει. Τέτοια οφέλη προφανώς αναμένονται μόνο σε νησιωτικά συστήματα με μονάδες σημαντικά διαφορετικού κόστους παραγωγής (π.χ. φθηνές μονάδες βάσης mazut, σε συνδυασμό με ακριβές αιχμιακές μονάδες diesel). Πρόσθετα οφέλη της κεντρικής αποθήκευσης, τα οποία είναι

δυσκολότερο να ποσοτικοποιηθούν, σχετίζονται με την αναβάθμιση της δυναμικής συμπεριφοράς και ευστάθειας των συστημάτων και τη συμμετοχή τους στη ρύθμιση τάσης.

1.3. Βιβλιογραφική ανασκόπηση διαχείρισης παραγωγής αυτόνομων συστημάτων

1.3.1. Μοντέλο αγοράς

Η δομή της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στα ΜΔΝ διαφέρει ουσιωδώς από την αντίστοιχη των μεγάλων ΣΗΕ με απελευθερωμένες πλήρως ανταγωνιστικές αγορές ηλεκτρικής ενέργειας. Πρακτικά, αν και τα μοντέλα αγορών των αυτόνομων συστημάτων παρουσιάζουν μικρές αποκλίσεις μεταξύ τους, αναλόγως της χώρας και των αναγκών του εκάστοτε ΜΔΝ ([11], [76], [97]–[99]) όλα υιοθετούν μία κοινή αρχή ([7], [100]): **απουσιάζει η έννοια του ανταγωνισμού σε επίπεδο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας**. Η βάση πάνω στην οποία δομείται αυτή η προσέγγιση, σχετίζεται άμεσα με το μικρό μέγεθος των συστημάτων αυτών και την εγγενή ανικανότητά τους να υποστηρίξουν πολλαπλούς παίκτες στην παραγωγή, με επαρκώς υψηλό επίπεδο ανταγωνισμού ώστε να οδηγήσουν σε μείωση των τιμών της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Αντιθέτως, το μικρό μέγεθος των νησιών επιτρέπει τη δραστηριοποίηση ελάχιστων παραγωγών συμβατικού καυσίμου (συνήθως ενός και μοναδικού). Παραδοσιακά, η έλλειψη επενδυτικού ενδιαφέροντος από ιδιώτες παραγωγούς οδήγησε σε καθετοποιημένη διαχείριση της παραγωγής των ΜΔΝ, συνήθως από μία εταιρεία δημοσίου συμφέροντος, της οποίας βασικός στόχος ήταν η ασφαλής ηλεκτροδότηση του τελικού καταναλωτή στα νησιά με την ελάχιστη δυνατή επιβάρυνση. Στην περίπτωση αυτή, η διαχείριση της συμβατικής παραγωγής πραγματοποιείται είτε από την ίδια την εταιρεία, είτε από μία ανεξάρτητη οντότητα, τον Διαχειριστή του συστήματος, ο οποίος διασφαλίζει την οικονομικότητα κατανομής των μονάδων ([100]). Μία ενδεικτική οργάνωση της αγοράς των ΜΔΝ αποτυπώνεται στο Σχ. 6, όπου ο Διαχειριστής του νησιού διαδραματίζει τον κεντρικό ρόλο συντονισμού της παραγωγής για την κάλυψη των αναγκών ζήτησης των τελικών καταναλωτών. Αυτή είναι και η επικρατούσα σύγχρονη δομή της αγοράς στην πλειοψηφία των ΜΔΝ.



Σχ. 6: Ενδεικτική δομή αγοράς ενέργειας ενός αυτόνομου νησιωτικού συστήματος.

Τα τελευταία χρόνια, η ωρίμανση της τεχνολογίας των Α/Π και ΦΒ σταθμών δημιούργησε επενδυτικό ενδιαφέρον για την υλοποίηση σχετικών έργων στα νησιά, τα οποία, αναλόγως της

θέσης τους, ενδέχεται να διαθέτουν ευνοϊκό δυναμικό ΑΠΕ, προσελκύοντας επενδύσεις τρίτων ανεξάρτητων παραγωγών. Η αλλαγή του μείγματος παραγωγής στα αυτόνομα ΣΗΕ που προέκυψε από την ανάπτυξη των ΑΠΕ, η δραστηριοποίηση νέων παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και η ανάγκη για όσο το δυνατόν μεγαλύτερη διείσδυση καθαρών μορφών ενέργειας στην ηλεκτροπαραγωγή για τη μείωση των εκπομπών αερίου του θερμοκηπίου, οδήγησε στην ανάγκη θέσπισης νέων κανόνων και αρχών διαχείρισης της παραγωγής στα ΜΔΝ. Ως εκ τούτου, η παραγωγή των ΑΠΕ εν γένει απολαμβάνει προτεραιότητα στην κάλυψη των αναγκών ζήτησης, ενώ δύναται να περικόπτεται αιτιολογημένα για λόγους ασφαλούς τροφοδότησης της ζήτησης από τον Διαχειριστή του συστήματος.

Σε αυτό το πλαίσιο της πλήρως ρυθμιζόμενης διαχείρισης της παραγωγής, οι παραγωγοί των συμβατικών μονάδων αποζημιώνονται για το μεταβλητό κόστος λειτουργίας τους, ενώ παράλληλα λαμβάνουν το σύνολο του σταθερού κόστους των μονάδων τους, ώστε να αποσβέσουν την επένδυσή τους. Παράλληλα, οι ΑΠΕ του συστήματος αποζημιώνονται με σταθερή τιμή για κάθε παραγόμενη MWh ενέργειάς τους. Η τιμή αποζημίωσης κατ' αρχήν αντικατοπτρίζει το σταθμισμένο κόστος ενέργειας της επένδυσης, λαμβάνοντας υπόψη τυχόν απορρίψεις πρωτογενώς διαθέσιμης παραγωγής λόγω συμφόρησης.

1.3.2. Μεθοδολογίες διαχείρισης

Κατά καιρούς έχουν προταθεί διάφορες μεθοδολογίες διαχείρισης της παραγωγής αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων ([40], [41], [102]–[111], [45], [112]–[121], [48], [50], [54], [70], [76], [97], [101]) που διαφέρουν ως προς τον αντικειμενικό σκοπό που εξυπηρετούν, την πολυπλοκότητα της δομής τους, τα στάδια διαχείρισης που προβλέπουν, τη μαθηματική διατύπωση, τον απαιτούμενο χρόνο εκτέλεσης και τους υπολογιστικούς πόρους για την επίτευξη της επιδιωκόμενης λύσης, τους περιορισμούς που περιλαμβάνουν κ.λπ. Στους παρακάτω πίνακες Π. 3 έως Π. 7 αποτυπώνονται τα βασικά χαρακτηριστικά δομής των προβλημάτων διαχείρισης παραγωγής που υπάρχουν στη σχετική βιβλιογραφία για αυτόνομα συστήματα.

Εν γένει, η διαχείριση της παραγωγής των ΣΗΕ, δηλαδή ο κατάλληλος συνδυασμός του διαθέσιμου παραγωγικού δυναμικού ώστε να ικανοποιείται ένα σύνολο κριτηρίων, αποτελεί ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης. Ο δυναμικός προγραμματισμός (*dynamic programming*) αποτελούσε μέχρι και τις αρχές του 2000 ίσως την πιο διαδεδομένη μέθοδο επίλυσης του προβλήματος ένταξης μονάδων για νησιωτικά συστήματα ([40], [41], [101]), ενώ συνέχισε να προτιμάται ακόμη και σε πιο πρόσφατα δημοσιευμένες εργασίες ([117]). Πιο συγκεκριμένα, στον δυναμικό προγραμματισμό το γενικότερο πρόβλημα προς επίλυση μπορεί να αποσυντεθεί σε περισσότερα προβλήματα μικρότερου μεγέθους, ώστε να ικανοποιούνται οι επιμέρους τιθέμενοι στόχοι ([40], [41], [101]), ιδίως όταν απαιτείται η ταυτόχρονη λήψη απόφασης για την οικονομική ένταξη των μονάδων ενός συστήματος και την διαχείριση αποθηκευτικών σταθμών ([40]) ή μονάδων ΑΠΕ ([41]). Το τελικό αποτέλεσμα της επίλυσης προκύπτει από την σύνθεση των λύσεων των επιμέρους υποπροβλημάτων. Το πρόβλημα ένταξης μονάδων στον δυναμικό προγραμματισμό επιλύεται με απλουστευμένες μεθοδολογίες, όπως η λίστα προτεραιότητας (*priority listing*), [40], [41], [117], ή η εξαντλητική απαρίθμηση (*exhaustive enumeration*), [101], με την τελευταία να πλεονεκτεί έναντι της πρώτης, οδηγώντας μικρά συστήματα, όπου η απαρίθμηση όλων των καταστάσεων των μονάδων παραγωγής είναι εφικτή, σε βελτιωμένες λύσεις κόστους παραγωγής ([101]). Αντίθετα, η λίστα προτεραιότητας, αποτελεί μία εύκολη και αποτελεσματική λύση για την ένταξη των μονάδων του συστήματος, τοποθετώντας τες σε μία προκαθορισμένη σειρά ένταξης βάσει κριτηρίων οικονομικότητας παραγωγής ([25]), χωρίς όμως να βασίζεται σε κάποια μέθοδο βελτιστοποίησης, ενώ προτιμάται για απλά προβλήματα ένταξης, των οποίων ο στόχος δεν επικεντρώνεται κατ'

ανάγκη στην επίτευξη της πλέον οικονομικής λύσης, άλλα στη μεγιστοποίηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στο σύστημα ([50], [103]). Συνθετότερα προβλήματα ένταξης, που προτείνουν υβριδικές μεθόδους ελαχιστοποίησης του κόστους του συστήματος, επίσης μπορεί να βασίζονται στη λίστα προτεραιότητας ([117]).

Ωστόσο, η δομή των πιο σύγχρονων προβλημάτων ένταξης και φόρτισης των μονάδων σε αυτόνομα νησιωτικά συστήματα, βασίζεται στην μαθηματική βελτιστοποίηση, στην οποία λαμβάνεται υπόψη μία αντικειμενική συνάρτηση προς ελαχιστοποίηση (ή μεγιστοποίηση) μαζί με ένα σύνολο περιορισμών ώστε να βρεθεί η καθολικά βέλτιστη λύση. Η πιο διαδεδομένη μαθηματική μοντελοποίηση του προβλήματος είναι ο μεικτός ακέραιος γραμμικός προγραμματισμός (*mixed integer linear programming - MILP*), [45], [48], [109]–[114], [116], [120], [70], [76], [97], [104]–[108]. Η μέθοδος του μεικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού αποτελεί σήμερα το *state-of-the-art* για προβλήματα ένταξης και φόρτισης μονάδων (*unit commitment and economic dispatch - UC-ED*) των ΣΗΕ γενικότερα ([25], [28], [122]–[124]), περιλαμβάνοντας ένα σύνολο συνεχών και δυαδικών μεταβλητών που συνδέονται μεταξύ τους με γραμμικές σχέσεις. Κύριο πλεονέκτημα των γραμμικών μεθόδων βελτιστοποίησης είναι η εξασφάλιση εύρεσης της βέλτιστης λύσης του προβλήματος, ενώ ένα βασικό μειονέκτημά τους είναι η αδυναμία επίλυσης μεγάλων και πολύπλοκων προβλημάτων (*large-scale optimization problems*). Ωστόσο, η μεγάλη πλειονότητα των προβλημάτων ένταξης μονάδων για τα νησιωτικά συστήματα, αποτελούν προβλήματα σχετικά μικρού μεγέθους, λόγω του μικρού μεγέθους των ΜΔΝ και του περιορισμένου αριθμού των μονάδων που διαθέτουν, με αποτέλεσμα η εφαρμογή αλγορίθμων που βασίζονται στον γραμμικό προγραμματισμό να είναι εφικτή.

Βιβλιογραφικά, πέραν του μεικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού, επιπλέον προτείνονται μη γραμμικές μέθοδοι (*mixed integer quadratic programming - MIQP*, *mixed integer non-linear programming - MINLP*) για τη διαχείριση της παραγωγής κεντρικά διαχειριζόμενων μικροδικτύων, όπως π.χ. στα [118], [119], τα οποία κατ' αρχήν διέπονται από αντίστοιχους κανόνες διαχείρισης με τα ΜΔΝ. Η μη γραμμικότητα των προβλημάτων αυτών προκύπτει από την ανάγκη λεπτομερούς ενσωμάτωσης περιορισμών αναπαράστασης του δικτύου διανομής (βλ. πίνακα Π. 7), που περιλαμβάνει εγγενώς μη γραμμικές (ή δύσκολα γραμμικοποιήσιμες) σχέσεις. Βασικό μειονέκτημα των μη γραμμικών μεθόδων αποτελεί η δυσκολία επίλυσης με εμπορικά διαθέσιμα εργαλεία βελτιστοποίησης, όπως αναγνωρίζεται και στις [113], [114], όπου οι συγγραφείς προτείνουν την αποσύνθεση (*decomposition*) του μη γραμμικού προβλήματος σε δύο απλούστερα, ένα γραμμικό (*MILP*) και ένα μη γραμμικό (*NLP*) για την επίτευξη εφικτών λύσεων.

Τέλος, [μετα-]ευριστικές (*[meta-]heuristics*) μέθοδοι βελτιστοποίησης, χρησιμοποιούνται σπανιότερα για τη διαχείριση παραγωγής των νησιών, ενώ στοχεύουν στην επίτευξη στόχων που δεν σχετίζονται άμεσα με την οικονομικότητα του συστήματος, αλλά περισσότερο με τη μείωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κ.λπ., όπως π.χ. στην [121]. Οι μέθοδοι αυτές χαρακτηρίζονται από ταχύτητα επίλυσης και δυνατότητα εύρεσης λύσεων για προβλήματα μεγάλου μεγέθους, οδηγώντας σε εφικτές αλλά όχι κατ' ανάγκη βέλτιστες λύσεις, ενώ αν δεν προσαρμοστούν κατάλληλα στις ανάγκες του εκάστοτε προβλήματος ενδέχεται τα αποτελέσματά τους να μην είναι ικανοποιητικά.

Π. 3: Μέθοδοι βελτιστοποίησης για τη διαχείριση παραγωγής σε απομονωμένα συστήματα.

Ref.	Year	Case study system	Optimization method	Mathematical formulation
[40]	1988	Kythnos	deterministic	dynamic programming (<i>priority list</i>)
[41]	1991	<i>unnamed</i> (Greek island)	deterministic	dynamic programming (<i>priority list</i>)
[101]	1996	Kea, Syros	deterministic	dynamic programming

[102]	2006	Taiwan	deterministic	direct search
[103]	2007	Miyako, Kume, Tokashiki	deterministic	priority list
[50]	2010	Ikaria	deterministic	priority list
[54]	2011	Aghios Efstratios	deterministic	n.a.
[104]	2011	Ireland	two-stage stochastic (<i>load, wind uncertainty</i>) (<i>rolling execution</i>)	MILP
[105]	2012	Gran Canaria	deterministic	MILP
[106]	2012	Crete	deterministic	MILP
[76]	2013	Gran Canaria, La Gomera	deterministic	MILP
[107]	2013	Cyprus	deterministic	MILP
[108]	2013	Taiwan	deterministic	MILP
[109]	2014	San Miguel	two-stage stochastic (<i>load, wind uncertainty</i>)	MILP
[110]	2014	Crete	deterministic	MILP
[111]	2014	Crete	deterministic & stochastic (<i>load, res uncertainty, unit availability</i>) (<i>three-layer problem</i>) (<i>rolling execution</i>)	MILP
[112]	2014	Lesvos	deterministic	MILP
[113]	2014	isolated microgrid (<i>cigre benchmark system</i>)	deterministic (<i>rolling execution</i>)	MILP/NLP
[114]	2015	isolated microgrid (<i>cigre benchmark system</i>)	two-stage stochastic (<i>wind uncertainty</i>) (<i>rolling execution</i>)	MILP/NLP
[115]	2015	<i>unnamed</i>	stochastic (<i>wind uncertainty</i>)	priority list
[116]	2016	Lanzarote– Fuerteventura, Crete	risk-averse, two-stage stochastic (<i>load, wind, PVs uncertainty</i>)	MILP
[117]	2016	<i>unnamed</i>	deterministic	dynamic programming (<i>priority list</i>)
[45]	2016	<i>unnamed</i> (Azores)	deterministic (<i>three-layer problem</i>) (<i>rolling execution</i>)	MILP
[48]	2016	Crete	deterministic	MILP
[97]	2016	Faroe Islands	deterministic	MILP
[70]	2016	Crete	risk averse, two-stage stochastic (<i>wind uncertainty</i>)	MILP
[118]	2017	isolated microgrid (<i>cigre benchmark system</i>)	deterministic (<i>rolling execution</i>)	MIQP/MINLP
[119]	2017	isolated microgrid (<i>cigre benchmark system</i>)	deterministic (<i>rolling execution</i>)	MINLP
[120]	2018	Nanji Island	robust (<i>RES forecast error</i>) (<i>three-layer problem</i>) (<i>rolling execution</i>)	MILP
[121]	2018	Taiwan	metaheuristics	simulated annealing

1.3.3. Προβλεπόμενα στάδια διαχείρισης της παραγωγής

Στην πλειονότητα των εξεταζόμενων εργασιών διερευνάται μόνο ένα στάδιο διαχείρισης της παραγωγής στα αυτόνομα συστήματα, αυτό του ημερήσιου ενεργειακού προγραμματισμού (HEΠ), το οποίο διενεργείται κάποια στιγμή την ημέρα πριν την ημέρα κατανομής ($D-1$) και αποφασίζει την ένταξη και φόρτιση των μονάδων του συστήματος για την ημέρα κατανομής (D).

Ωστόσο, περισσότερο λεπτομερείς προσεγγίσεις διαχείρισης της παραγωγής περιγράφονται στις [45], [111], [120], όπου αναλύεται και προσομοιώνεται διαχείριση παραγωγής τριών επιπέδων.

Ειδικότερα στη [45], προβλέπεται ένας κύκλος προημερήσιας διαχείρισης της παραγωγής (*day ahead scheduling*), με ωριαία βήματα βελτιστοποίησης, όπου αποφασίζεται το πλάνο ένταξης των μονάδων του συστήματος για την ημέρα κατανομής. Σε ένα δεύτερο κύκλο διαχείρισης, την ονομαζόμενη βραχυπρόθεσμη κατανομή και λειτουργία του συστήματος (*short-term dispatch and operation*), επανεπιλύεται το πρόβλημα ένταξης και φόρτισης των μονάδων του συστήματος με ορίζοντα βελτιστοποίησης 4 ωρών και βήμα 30 λεπτών. Ο κύκλος αυτός επαναλαμβάνεται συνεχώς, ανά μισή ώρα, οδηγώντας πρακτικά στην εφαρμογή εντός μοντέλου προβλεπτικού ελέγχου (*model predictive control - MPC*) το οποίο λαμβάνει υπόψη τις τρέχουσες συνθήκες του συστήματος και επανεκτιμά τις μελλοντικές ανάγκες του, ανά τακτά χρονικά διαστήματα. Επιπλέον, το τελικό αποτέλεσμα αυτού του κύκλου αξιολογείται μέσω ανάλυσης ροής φορτίου. Τέλος, προβλέπεται ένα τελικό στάδιο ελέγχου της παραγωγής (*generation system control*) όπου οι μεταβλητές ελέγχου του συστήματος, όπως η έξοδος των μονάδων και η φόρτιση εκφόρτιση των μπαταριών, προσαρμόζονται συνεχώς στην ανά 1-λεπτό μεταβαλλόμενη παραγωγή των αιολικών πάρκων του νησιού.

Μία αντίστοιχη λογική προτείνεται στις [111] και [120], καθώς κι εκεί προβλέπονται 3 κύκλοι διαχείρισης. Οι διαφοροποιήσεις με την [45] εντοπίζονται στον δεύτερο και τρίτο κύκλο διαχείρισης. Πιο συγκεκριμένα, στην [111] ο 2^ο κύκλος έχει ορίζοντα βελτιστοποίησης 4 ώρες αλλά βήμα 20 λεπτών και υλοποιείται κυλιόμενα, ενώ ο τρίτος κύκλος διαχείρισης υλοποιείται με βήμα 20 λεπτών και ορίζοντα 1 ώρας. Στην [120] ο 2^ο κύκλος έχει και πάλι ορίζοντα 4 ωρών, όμως υιοθετώντας 15-λεπτα βήματα, ενώ ο τρίτος κύκλος διαχείρισης υλοποιείται επαναλαμβανόμενα σε σχεδόν πραγματικό χρόνο, ανά λίγα δευτερόλεπτα.

Π. 4: Χαρακτηριστικά σταδίων διαχείρισης παραγωγής σε αυτόνομα νησιωτικά συστήματα.

Ref.	1 st layer			2 nd layer			3 rd layer		
	optimization horizon	granularity	rolling execution	optimization horizon	granularity	rolling execution	optimization horizon	granularity	rolling execution
[45]	24-h	1-h	no	4-h	30-min	yes	no	1-min	yes
[111]	24-h	1-h	no	4-h	20-min	yes	1-h	20-min	yes
[120]	24-h	1-h	no	4-h	15-min	yes	no	a few secs	yes

Η κυλιόμενη επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης ανά τακτά χρονικά διαστήματα, ώστε να είναι εφικτή η συχνή ανανέωση των αποτελεσμάτων βάσει των συνεχώς μεταβαλλόμενων συνθηκών που επικρατούν στο σύστημα και των ανανεωμένων προβλέψεων ΑΠΕ και φορτίου προβλέπεται επίσης στις [104], [113], [114], [118], [119].

Συγκεκριμένα, στο [104] η επαναληπτική εκτέλεση του αλγορίθμου πραγματοποιείται κάθε 3 ώρες, ενώ επιθυμητή επαναληψιμότητα, σύμφωνα με τους συγγραφείς, είναι η 1 ώρα. Προκειμένου να αποφευχθεί κατάστροφη και επίλυση προβλημάτων πολλαπλών κύκλων διαχείρισης, όπως στα [45], [111], στα μικροδίκτυα των [113], [114], [118], [119], υιοθετείται η προσέγγιση κυλιόμενης εκτέλεσης του αλγορίθμου ανά 5 λεπτά, με ανάλυση του ορίζοντα βελτιστοποίησης σε βήματα διαφορετικής χρονικής διάρκειας, δηλαδή 5 λεπτών (διάρκειας μισής ώρας), 15 λεπτών (διάρκειας μιάμισης ώρας), 30 λεπτών (διάρκειας τριών ωρών) και 1 ώρα (διάρκειας δεκαεννιά ωρών). Η απεικόνιση του ορίζοντα βελτιστοποίησης είναι λεπτομερέστερη για χρόνους κοντύτερους στον χρόνο εκτέλεσης του προβλήματος. Κατ' αυτόν τον τρόπο επιτυγχάνεται η συνεχής ανανέωση των αποτελεσμάτων του προβλήματος ένταξης και φόρτισης των μονάδων, μόλις για το επόμενο 5-λεπτο, βελτιστοποιώντας παράλληλα ολόκληρη την επιθυμητή περίοδο εξέτασης.

1.3.4. Στόχοι και ορίζοντας προβλήματος

Ο βασικότερος στόχος του προβλήματος ένταξης και φόρτισης των μονάδων στα ΜΔΝ είναι η ελαχιστοποίηση του μεταβλητού κόστους λειτουργίας του συστήματος ([40], [41], [105]–[114], [45], [115]–[117], [119], [120], [48], [70], [76], [97], [101], [102], [104]), όπως άλλωστε ήταν αναμενόμενο από τη μορφή της αγοράς των νησιών (§ 1.3.1), ενώ δευτερευόντως ακολουθούν στόχοι σχετιζόμενοι με τη μεγιστοποίηση της διείσδυσης των ΑΠΕ, σε περιπτώσεις όπου βασικός στόχος παραμένει η επίτευξη πολύ υψηλών διεισδύσεων ([50], [54], [103]) και στόχοι μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου ([118], [121]).

Ο ορίζοντας βελτιστοποίησης του εκάστοτε προβλήματος βελτιστοποίησης καθοδηγείται από τις ανάγκες του συστήματος και της εκάστοτε μελέτης, ενώ ξεκινά από τις 5 ώρες ([41]) και φτάνει έως και τη μία εβδομάδα ([76], [101]), με συχνότερη διάρκεια του τις 24 ώρες (βλ. πίνακα Π. 5). Σε ορισμένες περιπτώσεις, το εξεταζόμενο πρόβλημα είναι στατικό ([50], [54], [102], [103]), δηλαδή απουσιάζει ορίζοντας βελτιστοποίησης και οι αποφάσεις ένταξης και φόρτισης των μονάδων λαμβάνονται για την αμέσως επόμενη χρονική στιγμή, η οποία μπορεί να είναι οποιασδήποτε χρονικής διάρκειας (συνήθως 1-ώρας).

Π. 5: Παράμετροι βελτιστοποίησης, χρόνοι επίλυσης, υπολογιστικοί πόροι και χρησιμοποιούμενα εργαλεία.

Ref.	Objective	Optimization horizon	Execution time	pc/server	Simulation tool
[40]	min{Cost}	24-h	n.a.	n.a.	custom
[41]	min{Cost}	5-h	n.a.	n.a.	custom
[101]	min{Cost}	1-week	n.a.	n.a.	custom
[102]	min{Cost}	no	n.a.	0.5 GHz cpu	custom (FORTRAN)
[103]	max{RES}	no	n.a.	n.a.	custom
[50]	max{RES}	no	n.a.	n.a.	custom
[54]	max{RES}	no	n.a.	n.a.	custom (Matlab)
[104]	min{Cost}	36-h	~90 s / iteration	3.0 GHz cpu, 8 GB ram	custom (GAMS–CPLEX)
[105]	min{Cost}	24-h	879.3 s	3.16 GHz cpu, 3.23 GB ram	custom (GAMS 23.3–CPLEX 12.1)
[106]	min{Cost}	24-h	n.a.	n.a.	ProMaxLT ECCO int.
[76]	min{Cost}	1-week	n.a.	n.a.	custom (GAMS)
[107]	min{Cost}	24-h	n.a.	n.a.	custom (GAMS 23.9.3–CPLEX 12.3)
[108]	min{Cost}	24-h	n.a.	n.a.	custom (CPLEX 12.3)
[109]	min{Cost}	24-h	n.a.	n.a.	custom (GAMS 24–CPLEX)
[110]	min{Cost}	24-h	2-7 s/d	3.4 GHz cpu, 64 GB ram	custom (GAMS 24.0.2–CPLEX 12.5)
[111]	min{Cost}	24-h (alternatively 12-h)/4-h/1-h	n.a.	n.a.	custom (GAMS–CPLEX)
[112]	min{Cost}	24-h (or 12-h)	n.a.	n.a.	custom (GAMS 24.1.3–CPLEX 12.5.1)
[113]	min{Cost}	24-h / 2-h	30 s / iteration	n.a.	custom (CPLEX /COIN-IPOPT)
[114]	min{Cost}	24-h (alternatively 12-h & 8-h)	93 +11 s / iteration	n.a.	custom (CPLEX 12.1/COIN-IPOPT 3.7)
[115]	min{Cost}	24-h	1667 s/day	2.4 GHz cpu, 8 GB ram	custom (Matlab)
[116]	min{Cost}	24-h	2000s/day, 6000s/day	Dell PowerEdge R910X64	custom (GAMS 24.2 –CPLEX 12)
[117]	min{Cost}	24-h	n.a.	1.6 GHz cpu, 2.5 GB ram	custom (Matlab)

[45]	min{Cost}	24-h / 4-h	n.a.	n.a.	custom
[48]	min{Cost}	24-h	n.a.	n.a.	custom (GAMS-CPLEX)
[97]	min{Cost}	6-h	5 s/iteration	n.a.	custom (CPLEX)
[70]	min{Cost}	24-h	58 s – 24.382 s	3.2 GHz cpu, 64 GB ram	custom (GAMS 24.3.2-CPLEX 12.6)
	5 cases:				
	min{Cost}				
[118]	min{CO _{2em} }	24-h	5 – 48 s / iteration	Xeon L7555, 1.87 GHz cpu	custom (GAMS-CPLEX, DICOPT)
	min{Cost+CO _{2em} }				
	pareto Cost-CO _{2em}				
	min{ Cost-CO _{2em} }				
[119]	min{Cost}	24-h	28 s / iteration	Xeon L7555, 1.87 GHz cpu	custom (GAMS-DICOPT)
[120]	min{Cost}	24-h	n.a.	2.6 GHz cpu, 8 GB ram	custom (Matlab YALMIP-CPLEX 12.6)
[121]	min{Cost+CO _{2em} }	24-h	n.a.	n.a.	custom

1.3.5. Κατηγοριοποίηση εφεδρειών και διαχείριση αβεβαιότητας προβλέψεων

Η μέθοδος βελτιστοποίησης που επιλέγεται για την αντιμετώπιση του προβλήματος ένταξης και φόρτισης μονάδων καθοδηγείται καταρχήν από τον τρόπο διαχείρισης των αβεβαιοτήτων που εισάγουν οι προβλέψεις των ΑΠΕ και του φορτίου εντός του προβλήματος. Η αντιμετώπιση των μεταβλητοτήτων και των σφαλμάτων πρόβλεψης των μεγεθών αυτών, αποτελεί ένα δύσκολο εγχείρημα, ενώ απαιτεί την τήρηση κριτηρίων ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος, που εκφράζονται μέσω της δέσμευσης εφεδρειών, αλλά και την ενδεχόμενη ανάπτυξη μηχανισμών ευελιξίας ([125]). Σε κάθε περίπτωση, η ορθολογική κατηγοριοποίηση και ποσοτικοποίηση των εφεδρειών του εκάστοτε νησιωτικού συστήματος κρίνεται αναγκαία ώστε να εξασφαλιστεί η ευρωστία του έναντι διαταραχών και μεταβολών των στοχαστικά μεταβαλλόμενων μεγεθών.

Στις υπό μελέτη εργασίες η αντιμετώπιση των αβεβαιοτήτων πρόβλεψης πραγματοποιείται με τους εξής τρόπους:

- **Ντετερμινιστικά (deterministic):** Η προσέγγιση αυτή χειρίζεται τις αβεβαιότητες των προβλέψεων εμμέσως, μέσω της κατάλληλης, εκ των προτέρων, ποσοτικοποίησης των αναγκαίων εφεδρειών ενεργού ισχύος. Συνήθως, οι απαιτήσεις εφεδρειών αποτελούν τμήμα των παραμέτρων εισόδου του αλγορίθμου βελτιστοποίησης και υπολογίζονται βάζει ιστορικών στατιστικών στοιχείων. Συνεπώς, στη ντετερμινιστική μέθοδο, ο αλγόριθμος βελτιστοποίησης χρησιμοποιεί μία μοναδική τιμή πρόβλεψης για τις αβέβαιες παραμέτρους. Η εφαρμογή της ντετερμινιστικής μεθόδου συνοδεύεται συνήθως από την εφαρμογή πολλαπλών κύκλων διαχείρισης (όπως π.χ. στην §1.3.3), κάποιος από τους οποίους περιλαμβάνει τη συχνή κυλιόμενη επανεκτέλεση του προβλήματος ένταξης και φόρτισης μονάδων, ώστε να παρακολουθούνται, σε σχεδόν πραγματικό χρόνο, οι μεταβολές των αβέβαιων παραμέτρων (π.χ. της αιολικής και Φ/Β παραγωγής ή της ζήτησης). Βασικά μειονεκτήματα της προσέγγισης αυτής αποτελούν η ανάγκη συχνής ανανέωσης των προβλέψεων και η ορθολογική ποσοτικοποίηση των αναγκαίων εφεδρειών του συστήματος.
- **Στοχαστικά (Stochastic):** Στη στοχαστική προσέγγιση εισάγεται εντός του προβλήματος βελτιστοποίησης ένα πλήθος πιθανών αναπαραστάσεων των παραμέτρων αβεβαιότητας, που ακολουθούν μία πιθανοτική κατανομή, με αποτέλεσμα η στοχαστική τους φύση να λαμβάνεται άμεσα υπόψη από τον αλγόριθμο. Ο αλγόριθμος στοχαστικής βελτιστοποίησης αποτελείται από δύο στάδια που πρέπει να ικανοποιούν την παρακάτω συνθήκη: οι μεταβλητές του πρώτου

σταδίου οφείλουν να διασφαλίζουν την εφικτότητα των λύσεων για όλα τα πιθανά σενάρια του δεύτερου σταδίου. Συνεπώς οι αποφάσεις που λαμβάνονται στο πρώτο στάδιο βελτιστοποίησης (*here-and-now*) είναι ανεξάρτητες των σεναρίων που εισάγονται στο πρόβλημα λόγω της στοχαστικής φύσης ορισμένων παραμέτρων (π.χ. ζήτησης, παραγωγής αιολικών, φωτοβολταϊκών που αποτελούν τις κυρίαρχες παραμέτρους αβεβαιότητας των εξεταζόμενων προβλημάτων). Αντίθετα, οι μεταβλητές του δεύτερου σταδίου λαμβάνουν υπόψη τα διάφορα σενάρια πιθανών αναπαραστάσεων των παραμέτρων αβεβαιότητας (*wait-and-see*). Στα προβλήματα ένταξης και φόρτισης μονάδων, συνήθως μεταβλητές πρώτου σταδίου είναι οι καταστάσεις λειτουργίας των μονάδων, ενώ του δεύτερου το επίπεδο φόρτισής τους, οι περικοπές των ΑΠΕ κ.λπ. Στο πλαίσιο αυτό, δεν απαιτείται η εκ των προτέρων ποσοτικοποίηση των εφεδρειών που σχετίζονται με τα σφάλματα των προβλέψεων, καθώς αυτές λαμβάνονται υπόψη από τον αλγόριθμο μέσω της διασφάλισης ύπαρξης λύσης για κάθε εξεταζόμενο σενάριο. Βασικά μειονεκτήματα της προσέγγισης αυτής αποτελούν η αύξηση του όγκου του προβλήματος (πολλαπλές μεταβλητές απόφασης) που επιβαρύνει την πολυπλοκότητα των λύσεων, αλλά και η ανάγκη σαφούς προσδιορισμού των απαραίτητων αναπαραστάσεων των παραμέτρων αβεβαιότητας και επιλογής των αντιπροσωπευτικότερων εξ' αυτών.

- **Εύρωστα (*robust*):** Στην προσέγγιση αυτή, αντί αναπαραστάσεων των αβέβαιων παραμέτρων εντός του προβλήματος βάσει κάποιας πιθανοτικής κατανομής (όπως στα στοχαστικά μοντέλα), η στοχαστικότητα τους λαμβάνεται υπόψη από τον αλγόριθμο βάσει ενός προκαθορισμένου συνόλου αβέβαιων τιμών που περιλαμβάνει τη χειρότερη δυνατή υλοποίηση ([126]). Εντός του προβλήματος βελτιστοποίησης η εισαγόμενη παράμετρος αβεβαιότητας λαμβάνει τιμή που κινείται εντός προκαθορισμένων ορίων (άνω και κάτω), με αποτέλεσμα το πρόβλημα εύρωστης βελτιστοποίησης να μην είναι πλέον στοχαστικό, αλλά ντετερμινιστικό, καθώς είναι ανεξάρτητο πιθανών αναπαραστάσεων των παραμέτρων αβεβαιότητας. Στόχος είναι η επίτευξη λύσης που θα διασφαλίζει το βέλτιστο αποτέλεσμα για όλες τις δυνατές αβέβαιες τιμές που μπορεί να λάβει η παράμετρος. Πρακτικά, το πρόβλημα επιλύεται για τη χειρότερη δυνατή περίπτωση του συνόλου αβεβαιότητων της παραμέτρου (*single worst case scenario*). Σε σχέση με τη στοχαστική βελτιστοποίηση, η παρούσα υλοποίηση απαιτεί περιορισμένη πληροφορία, που μπορεί απλώς να περιοριστεί στη μέση τιμή και τη διακύμανση της παραμέτρου αβεβαιότητας, η οποία είναι εν γένει διαθέσιμη από ιστορικά δεδομένα. Βασικό μειονέκτημα της προσέγγισης αυτής είναι η ανάδειξη υποβέλτιστων λύσεων για την κάλυψη της χειρότερης υλοποίησης της αβέβαιης τιμής, σε σχέση με μία καλύτερη λύση που θα προέκυπτε αν στην πράξη η αβέβαιη παράμετρος δεν λάμβανε τη χειρότερη τιμή της.

Από τα παραπάνω, ντετερμινιστικά μοντέλα (βελτιστοποίησης ή μη) προτείνονται στην πλειοψηφία των εργασιών που αφορούν νησιωτικά συστήματα ([40], [41], [103], [105]–[108], [110]–[113], [117], [45], [118], [119], [48], [50], [54], [76], [97], [101], [102]), ακολουθούν τα στοχαστικά μοντέλα ([70], [104], [109], [111], [114]–[116]), ενώ μόλις σε μία περίπτωση έχει προταθεί μοντέλο εύρωστης βελτιστοποίησης ([120]), (βλ. πίνακα Π. 3). Ειδικότερα για τα στοχαστικά μοντέλα, η σχετική βιβλιογραφία επιβεβαιώνει τη δυσκολία πρακτικής εφαρμογής τους, δεδομένου ότι απαιτούν σημαντικούς υπολογιστικούς πόρους (*servers* αυξημένων δυνατοτήτων) και μεγάλους χρόνους για να επιτύχουν ένα ικανοποιητικό αποτέλεσμα (βέλτιστη λύση ή λύση κοντά στη βέλτιστη). Ειδικότερα, από τους πίνακες Π. 3 και Π. 5 παρατηρείται ότι οι χρόνοι μίας μοναδικής εκτέλεσης του στοχαστικού προβλήματος, με 24ωρο ορίζοντα βελτιστοποίησης, κυμαίνονται από περίπου το 1 λεπτό, θεωρώντας λίγα σενάρια αβεβαιότητας (~10) έως και 6-7 ώρες για πολλαπλά σενάρια (~200), [70].

Παράλληλα, και ανεξαρτήτως της προσέγγισης βελτιστοποίησης που επιλέγεται για τη δομή του προβλήματος και την αντιμετώπιση των αβεβαιοτήτων της πρόβλεψης, οι απαιτήσεις εφεδρειών των αυτόνομων συστημάτων μπορούν να διακριθούν σε διάφορες κατηγορίες, αναλόγως του σκοπού που επιτελούν και του εξεταζόμενου συστήματος, όπως στρεφόμενη-μη στρεφόμενη, πρωτεύουσα-δευτερεύουσα-τριτεύουσα, εφεδρεία ρύθμισης, εφεδρεία εξισορρόπησης, κ.λπ.

Η κύρια και περισσότερο διαδεδομένη κατηγοριοποίηση των εφεδρειών, τις διακρίνει σε στρεφόμενες και μη (ή στατές) εφεδρείες. Ως θετική στρεφόμενη εφεδρεία μονάδας μπορεί να θεωρηθεί το αδιάθετο περιθώριο παραγωγής της, από το εκάστοτε σημείο λειτουργίας της μέχρι τη μέγιστη ικανότητα παραγωγής της. Ομοίως, ως αρνητική στρεφόμενη εφεδρεία θεωρείται το περιθώριο από το εκάστοτε σημείο λειτουργίας της μέχρι την ελάχιστη επιτρεπτή φόρτισή της. Το άθροισμα των θετικών στρεφόμενων εφεδρειών όλων των ενταγμένων μονάδων αποτελεί τη συνολικά διαθέσιμη στρεφόμενη εφεδρεία του συστήματος. Αντίστοιχα ισχύουν για την αρνητική. Αναφορικά με τη μη στρεφόμενη εφεδρεία, αυτή παρέχεται από μονάδες που δεν είναι συγχρονισμένες στο δίκτυο, αλλά παραμένουν διαθέσιμες προς ένταξη.

Η υιοθέτηση εφαρμογής στρεφόμενων εφεδρειών εντός των προβλημάτων ένταξης και φόρτισης μονάδων για νησιωτικά συστήματα, αποτελεί ακόμη την πλέον διαδεδομένη υλοποίηση (βλ. πίνακα Π. 6) λόγω της απλότητας υλοποίησής και διατύπωσής της, καθώς και της ευκολίας ποσοτικοποίησης των σχετικών απαιτήσεων, ενώ συνήθως η αρνητική στρεφόμενη εφεδρεία του συστήματος αξιολογείται ως μη σημαντική και δεν λαμβάνεται υπόψη στη δομή των προβλημάτων. Εν γένει, η θετική στρεφόμενη εφεδρεία εκφράζεται ως απλό ποσοστό της ζήτησης, κυμαινόμενο από 5% έως 25%, ενώ σε περιπτώσεις συστημάτων με αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ, λαμβάνεται επιπλέον υπόψη η συμμετοχή των ΑΠΕ στην ποσοτικοποίηση ([102], [117]).

Ωστόσο, η προσέγγιση εφαρμογής μόνο της στρεφόμενης εφεδρείας για την κάλυψη των αναγκών ασφαλούς λειτουργίας των αυτόνομων συστημάτων, χωρίς τη λεπτομερέστερη διάκριση χρονικών κλιμάκων αναλόγως του φαινομένου που εξετάζεται, έχει αμφισβητηθεί τα τελευταία χρόνια από την επιστημονική κοινότητα ([97], [108]).

Πιο πρόσφατες εργασίες ([48], [70], [97], [104], [106]–[108], [111], [112]), διακρίνουν διάφορους τύπους εφεδρειών, κατηγοριοποιώντας τις αναλόγως του απαιτούμενου χρόνου εφαρμογής τους και της διαταραχής που καλούνται να καλύψουν. Μία αρκετά διαδεδομένη κατηγοριοποίηση αυτής της λογικής, διακρίνει τις εφεδρείες σε πρωτεύουσα, δευτερεύουσα και τριτεύουσα, με την πρώτη να ενεργοποιείται άμεσα μετά από ένα σοβαρό δυσμενές συμβάν στο σύστημα (εντός δευτερολέπτων), τη δεύτερη να είναι πιο αργής απόκρισης, με χρόνους εφαρμογής 5 έως 10 λεπτά, αναλόγως του μεγέθους του εξεταζόμενου συστήματος, και την τελευταία να αναλαμβάνει ρόλο για μεταβολές που επηρεάζουν τη λειτουργία του συστήματος μετά από αυτό το χρονικό διάστημα.

Ως εκ τούτου, η πρωτεύουσα εφεδρεία του συστήματος ορίζεται συνήθως νετερμιστικά και σχετίζεται με την απώλεια της μεγαλύτερης μονάδας ή παραγωγής ΑΠΕ ([97], [104], [108], [114]). Η σημασία της πρωτεύουσας εφεδρείας για την ομαλή λειτουργία των νησιωτικών συστημάτων μετά από διαταραχές έχει αναδειχθεί στις πρωτοποριακές εργασίες των [97], [108], όπου εντός του προβλήματος ένταξης των μονάδων του νησιωτικού συστήματος, ενσωματώνονται περιορισμοί συχνότητας του συστήματος, ώστε να ικανοποιούνται τα συχνοτικά όρια αμέσως μετά την εκδήλωση της διαταραχής (τα πρώτα λίγα δευτερόλεπτα –2 secs στο [97], 30 secs στο [108]).

Η δευτερεύουσα εφεδρεία συνδέεται με τις γρήγορες μεταβλητότητες του φορτίου και των ΑΠΕ, ενώ η τριτεύουσα με πιο αργές μεταβλητότητες και σφάλματα πρόβλεψης. Οι απαιτήσεις δευτερεύουσας και τριτεύουσας εφεδρείας ποσοτικοποιούνται είτε μέσω της νετερμιστικής

προσέγγισης, είτε κάνοντας χρήση των μεθόδων στοχαστικής και εύρωστης βελτιστοποίησης, όπου η αβεβαιότητα της αιολικής παραγωγής και της ζήτησης λαμβάνονται υπόψη απευθείας από τον αλγόριθμο. Επισημαίνεται ότι μέθοδοι στοχαστικής και εύρωστης βελτιστοποίησης δεν μπορούν να διαχειριστούν απαιτήσεις πρωτεύουσας εφεδρείας των αυτόνομων συστημάτων, καθώς αυτές είναι ανεξάρτητες των αβεβαιοτήτων πρόβλεψης.

Τα παραπάνω αποτυπώνονται συγκεντρωτικά στον πίνακα Π. 6 που ακολουθεί.

Π. 6: Κατηγοριοποίηση εφεδρειών και μέθοδος επίλυσης προβλήματος ένταξης μονάδων.

<i>Reserves classification</i>	<i>UC-ED method</i>	Reference
spinning	deterministic	[45], [50], [118], [119], [121], [54], [76], [101], [102], [105], [113], [115], [117]
	stochastic	[109], [114], [116]
	robust	[120]
primary, secondary, tertiary	deterministic	[48], [97], [106]–[108], [111], [112]
primary	deterministic	[104]
	stochastic	[70], [104]
secondary, tertiary	robust	---

1.3.6. Διαχείριση ΑΠΕ, αποθήκευσης, ζήτησης και ενσωμάτωση δικτύου

Η συντριπτική πλειονότητα των εξεταζόμενων αυτόνομων συστημάτων της βιβλιογραφίας θεωρούν τουλάχιστον μία πηγή στοχαστικώς μεταβαλλόμενης ανανεώσιμης πηγής στο ηλεκτροπαραγωγικό μείγμα τους, με τα αιολικά πάρκα να παρουσιάζονται σε όλες τις υπό εξέταση μελέτες, εκτός της [121], όπου η έμφαση δίνεται στην ανάπτυξη μεθοδολογίας μείωσης των εκπομπών CO₂, χωρίς να γίνεται αναφορά στις ΑΠΕ του συστήματος.

Η παραγωγή των ΑΠΕ απολαμβάνει συνήθως προτεραιότητα στην ένταξη, λαμβάνοντας μηδενικό κόστος στην αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος. Σπανιότερα, το κόστος παραγωγής των ΑΠΕ ενδέχεται να περιλαμβάνεται στην αντικειμενική συνάρτηση, ώστε να αποτυπωθεί πληρέστερα το πραγματικό κόστος του συστήματος ([102]). Ωστόσο, με αυτήν την προσέγγιση, η παραγωγή των ΑΠΕ δεν προτεραιοποιείται εντός του προβλήματος, αλλά ανταγωνίζεται τις μονάδες του συμβατικού στόλου, αναλόγως της τιμής αποζημίωσής της. Συνεπώς, υιοθετώντας μία τέτοια προσέγγιση πρακτικά δεν διασφαλίζεται η μεγιστοποίηση της διείσδυσης των ανανεώσιμων στο σύστημα.

Παράλληλα, εντός του προβλήματος ένταξης ενδέχεται να ενσωματώνονται περιορισμοί καθορισμού του μέγιστου επιτρεπτού ύψους υποδοχής αιολικής παραγωγής (βλ. πίνακα Π. 7), οι οποίοι αναπόφευκτα οδηγούν σε απορρίψεις αιολικής παραγωγής όταν η διαθέσιμη παραγωγή είναι μεγαλύτερη του υπολογιζόμενου χώρου υποδοχής. Ένα βασικό κριτήριο περιορισμού παραγωγής των αιολικών σχετίζεται με τη μη παραβίαση της τεχνικά ελάχιστης παραγωγής των ενταγμένων μονάδων ([50], [54], [102]). Παράλληλα, η μέγιστη επιτρεπτή διείσδυση των αιολικών μπορεί να περιορίζεται περαιτέρω, είτε ως ποσοστό της εκάστοτε ζήτησης του νησιού ([41], [101], [106], [107]) είτε ως ποσοστό της ονομαστικής ισχύος των ενταγμένων μονάδων ([50] [54]), για λόγους ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος. Σε ορισμένες περιπτώσεις όπου στο νησιωτικό σύστημα συμμετέχουν θερμικές μονάδες με αργούς ρυθμούς μεταβολής της παραγωγής τους, όπως στο [102], η ικανότητα του συστήματος για υποδοχή αιολικής παραγωγής μπορεί να μειώνεται από περιορισμούς που σχετίζονται με τις ράμπες ανόδου αυτών των μονάδων.

Σε κάθε περίπτωση, οι πιο σύγχρονες μεθοδολογίες υλοποίηση του προβλήματος ένταξης, δεν προσδιορίζουν άμεσα τον χώρο υποδοχής των αιολικών, αλλά αυτός καθορίζεται αυτόματα από

την επίλυση του προβλήματος, βάσει των λοιπών περιορισμών του. Στις υλοποιήσεις αυτές, το ύψος των απορρίψεων αιολικής ενέργειας αποφασίζεται εμμέσως από τον αλγόριθμο. Ωστόσο, επισημαίνεται ότι υπάρχουν περιπτώσεις εργασιών που δεν προβλέπουν απορρίψεις αιολικής παραγωγής στην μαθηματική διατύπωση του προβλήματος, όπως π.χ. στις [76], [118]–[121], γεγονός που υποδηλώνει ότι η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ είναι σχετικά περιορισμένη στα υπό εξέταση συστήματα, με αποτέλεσμα να μην επηρεάζεται σε καμία περίπτωση η ασφαλής λειτουργία τους από την πλήρη απορρόφηση των αιολικών.

Επιπλέον, η ενσωμάτωση της αποθήκευσης στα νησιωτικά συστήματα αποτελεί μέσο αύξησης της ευελιξίας τους, επιτρέποντας την ευκολότερη υποδοχή ΑΠΕ και την οικονομικότερη λειτουργία τους. Οι πλέον διαδομένοι αποθηκευτικοί σταθμοί στα ΜΔΝ είναι η αντλησιοταμίευση και οι μπαταρίες (βλ. πίνακα Π. 7), οι οποίοι εν γένει αντιμετωπίζονται ως σταθμοί κεντρικής διαχείρισης (κατά τα περιγραφόμενα στην §1.2.3). Πέραν αυτών, στις [50], [70], [110], [112] εξετάζονται ΥΒΣ, οι οποίοι, βάσει της περιγραφής της §1.2.1, αποτελούν αποθηκευτικούς σταθμούς αποκεντρωμένης διαχείρισης που συνδυάζονται με ΑΠΕ. Ωστόσο, παρά το γεγονός ότι σε αρκετά συστήματα η αναπτυσσόμενη μεθοδολογία διαχείρισης ενσωματώνει αποθηκευτικές μονάδες, δεν δίνεται ιδιαίτερη έμφαση στη λεπτομερή μοντελοποίησή τους εντός του προβλήματος ένταξης. Εξάριση αποτελούν οι εργασίες [45], [76], οι οποίες επικεντρώνονται στην επίπτωση των αποθηκευτικών σταθμών στη λειτουργία και οικονομικότητα του συστήματος και εξετάζουν λεπτομερέστερα τη διαχείριση της παραγωγής των νησιών παρουσία αποθήκευσης. Επίσης, η σημασία των αντλησιοταμιευτικών σταθμών στην παροχή ευελιξίας στο σύστημα αναγνωρίζεται στις [104] και [108], όπου εξετάζονται μεγάλα αυτόνομα ΣΗΕ, αιχμής ~7 GW και ~34 GW αντίστοιχα. Ειδικότερα, στην [104], ως πρόσθετο μέσο παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας προτείνεται η ακαριαία απένταξη (*trip*) των αντλιών των αντλησιοταμιευτικών, ενώ στην [108] θεωρείται ότι η πρωτεύουσα εφεδρεία του συστήματος παρέχεται αποκλειστικά από μονάδες αντλησιοταμιευτικών σταθμών.

Αναφορικά με τη μοντελοποίηση των ΥΒΣ, μία ολοκληρωμένη προσέγγιση διαχείρισης τόσο του αυτόνομου συστήματος όσο και του σταθμού, που λαμβάνει υπόψη τον αποκεντρωμένο χαρακτήρα του, παρουσιάζεται στη [50]. Οι προσεγγίσεις των [70], [110], αν και λαμβάνουν υπόψη όλους τους βασικούς περιορισμούς λειτουργίας των ΥΒΣ, τους ενσωματώνουν εντός του προβλήματος βελτιστοποίησης ως κεντρικά διαχειριζόμενους από τον Διαχειριστή του συστήματος, αγνοώντας την πολυπλοκότητα της δομής των σταθμών αυτών και τη δυνατότητα διαχείρισης της παραγωγής τους από τον υβριδικό παραγωγό για μεγιστοποίηση του κέρδους του. Τέλος, στην [112], οι ΥΒΣ απλώς αναφέρονται στη γενικότερη μαθηματική διατύπωση του προβλήματος, χωρίς να αναλύεται περισσότερο η λειτουργία τους και η επίδρασή τους στη λειτουργία του συστήματος.

Ως επιπλέον μέσο ευελιξίας για τα αυτόνομα συστήματα εξετάζεται σε περιορισμένες πηγές της βιβλιογραφίας η διαχείριση της ζήτησης, είτε μέσω μηχανισμού μεταφοράς του εξυπηρετούμενου φορτίου εντός της εξεταζόμενης μέρας από ώρα σε ώρα (*demand shifting*) ([105], [118], [119]), είτε μέσω απομείωσης αιχμών (*peak shaving*) ([105]). Δυνατότητες εφαρμογής μηχανισμών διαχείρισης ζήτησης, απλούστερες ή πολυπλοκότερες (π.χ. που περιλαμβάνουν την ελαστικότητα προσαρμογής των τελικών καταναλωτών στις οποιοδήποτε μεταβολές ζήτησης), μπορούν να οδηγήσουν ένα μεγάλο νησιωτικό σύστημα σε σημαντική μείωση του κόστους και των αιχμών του ([105]), ενώ, για μικροσυστήματα με περιορισμένο παραγωγικό δυναμικό, όπως τα εξεταζόμενα στις [118], [119], οδηγούν σε μείωση των αναμενόμενων περικοπών φορτίου. Ωστόσο, η εφαρμογή μηχανισμών διαχείρισης ζήτησης σε νησιωτικά συστήματα παραμένει ιδιαίτερος δύσκολη, κυρίως λόγω του μικρού μεγέθους των συστημάτων αυτών, που

περιλαμβάνουν κρίσιμα και δύσκολα διαχειρίσιμα οικιακά και εμπορικά φορτία. Επιπλέον, η εφαρμογή τέτοιων λύσεων, ιδίως σε μικροδίκτυα και μικρά νησιά, προϋποθέτει ότι ο τελικός καταναλωτής διαθέτει κατάλληλο σύστημα ελέγχου των φορτίων του και ο Διαχειριστής του συστήματος είναι εξουσιοδοτημένος να επεμβαίνει κατευθείαν στο φορτίο του καταναλωτή μέσω κατάλληλων σημάτων ([118], [119]), γεγονός που καθιστά επί του παρόντος την εν λόγω υλοποίηση μη ρεαλιστική.

Τέλος, η αναπαράσταση του δικτύου μέσω κατάλληλων περιορισμών εντός του προβλήματος ένταξης και φόρτισης μονάδων γενικά αποφεύγεται, λόγω της πολυπλοκότητας και της μη γραμμικότητας που εισάγουν περιορισμοί ροών ισχύος στα προβλήματα βελτιστοποίησης. Σε ορισμένες περιπτώσεις, για λόγους πληρότητας του αλγορίθμου, ενσωματώνονται απλουστευμένοι περιορισμοί ροών ισχύος εντός του προβλήματος (*dc power flow*), οι οποίοι δεν επιβαρύνουν σημαντικά την πολυπλοκότητα των προβλημάτων και εισάγουν απλά όρια φόρτισης των γραμμών του συστήματος ([111], [116], [120]). Η πλήρης απεικόνιση του δικτύου και των περιορισμών του είναι κατ' αρχήν εφικτή ([113], [114], [118], [119]), ωστόσο απαιτεί την κατάσταση συνθετότερων προβλημάτων, τα οποία συνήθως συνδυάζουν δύο στάδια επίλυσης, ένα γραμμικό για την απόφαση του πλάνου ένταξης και ακολούθως ένα μη γραμμικό για την απόφαση φόρτισης των μονάδων και ροών ισχύος ([113], [114]), ενώ παράλληλα εφαρμόζονται πολύ κοντά στην πραγματική λειτουργία του συστήματος.

Π. 7: Παράμετροι δομής προβλημάτων διαχείρισης παραγωγής (ΑΠΕ, απόκριση ζήτηση, δίκτυο, αποθήκευση).

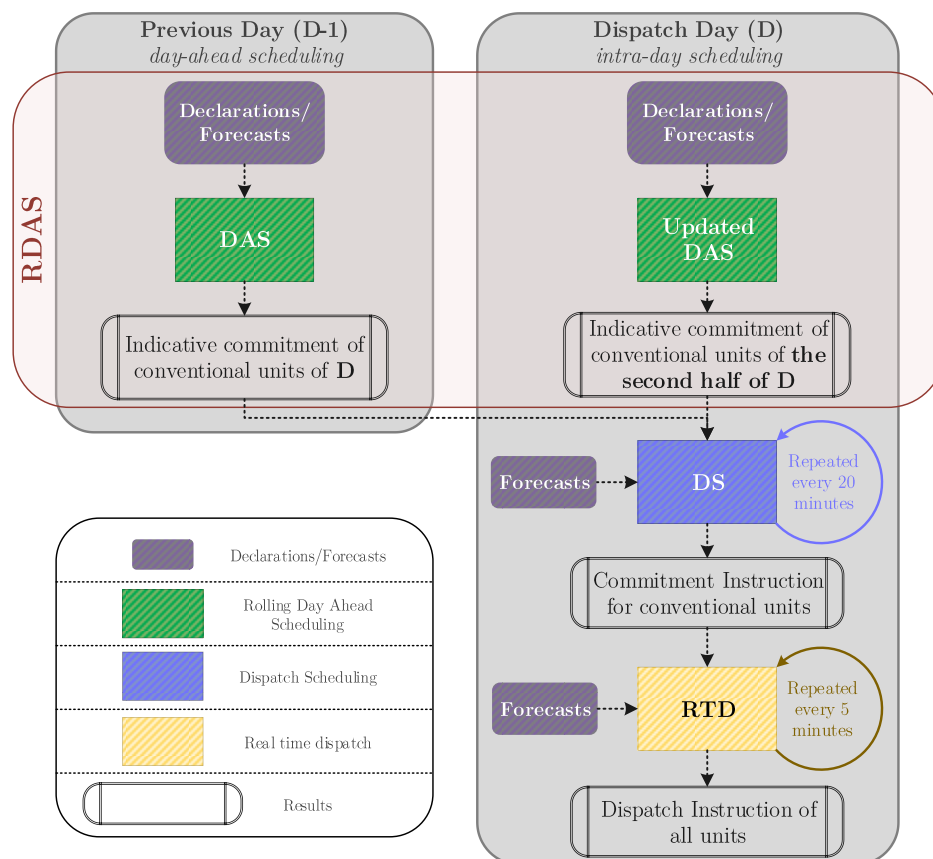
Ref.	intermittent RES	explicit limitations for the integration of wind energy	Storage stations	Network constraints	demand response
[40]	wind, PVs	no	batteries	no	no
[41]	wind	yes (up to 30% of hourly load)	no	no	no
[101]	wind	yes (up to 40% of hourly load)	no	no	no
[102]	wind	yes (ramping rates of thermal units & P^{min})	no	no	no
[103]	wind, PVs	no	batteries	no	no
[50]	wind, PVs	yes (up to 30% of P^{max} of online units)	hybrid station	no	no
[54]	wind, PVs	yes (up to 30% of P^{max} of online units)	batteries	no	no
[104]	wind	no	pumped storage	no	no
[105]	wind	no	no	no	yes
[106]	wind	yes (up to 30% of hourly load)	no	no	no
[76]	wind	no	yes (any - not specified)	no	no
[107]	wind	yes (up to 30% of hourly load)	pumped storage	no	no
[108]	wind	no	pumped storage	no	no
[109]	wind	no	no	no	no
[110]	wind, PVs	no	hybrid station	no	no
[111]	wind, PVs	no	no	yes	no
[112]	yes (not specified)	no	hybrid station	no	no
[113]	wind, PVs	no	batteries, hydrogen	yes (opf)	no
[114]	wind, PVs	no	batteries, hydrogen	yes (opf)	no
[115]	wind	no	no	no	no
[116]	wind, PVs	no	no	yes (dc-pf)	no
[117]	wind, PVs	no	no	no	no
[45]	wind	no	batteries	yes	no
[48]	wind, PVs	no	pumped storage	no	no

[97]	wind	no	no	no	no
[70]	wind, PVs	no	hybrid station	yes (<i>dc-pf</i>)	no
[118]	wind, PVs	no	batteries, hydrogen	yes (<i>opf</i>)	yes
[119]	wind, PVs	no	batteries, hydrogen	yes (<i>opf</i>)	yes
[120]	wind	no	seawater pumped storage	yes (<i>dc-pf</i>)	no
[121]	<i>not specified</i>	no	no	no	no

1.4. Πλαίσιο διαχείρισης παραγωγής των ελληνικών νησιών

1.4.1. Προβλεπόμενα στάδια διαχείρισης

Η διαχείριση της παραγωγής των ελληνικών νησιών, πραγματοποιείται σύμφωνα με τις γενικές αρχές που ορίζει ο Κώδικας ΜΔΝ. Εκεί διακρίνονται τρεις βασικοί κύκλοι διαχείρισης της λειτουργίας του συστήματος, οι οποίοι απεικονίζονται στο Σχ. 7. Πρόκειται για την επίλυση του Κυλιόμενου Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΚΗΕΠ), την κατάρτιση του Προγράμματος Κατανομής (ΠΚ) και, τέλος, τη λειτουργία πραγματικού χρόνου (ΛΠΧ).



Σχ. 7: Βασικοί κύκλοι διαχείρισης της λειτουργίας ενός νησιωτικού συστήματος, σύμφωνα με τις απαιτήσεις του ελληνικού Κώδικα ΜΔΝ.

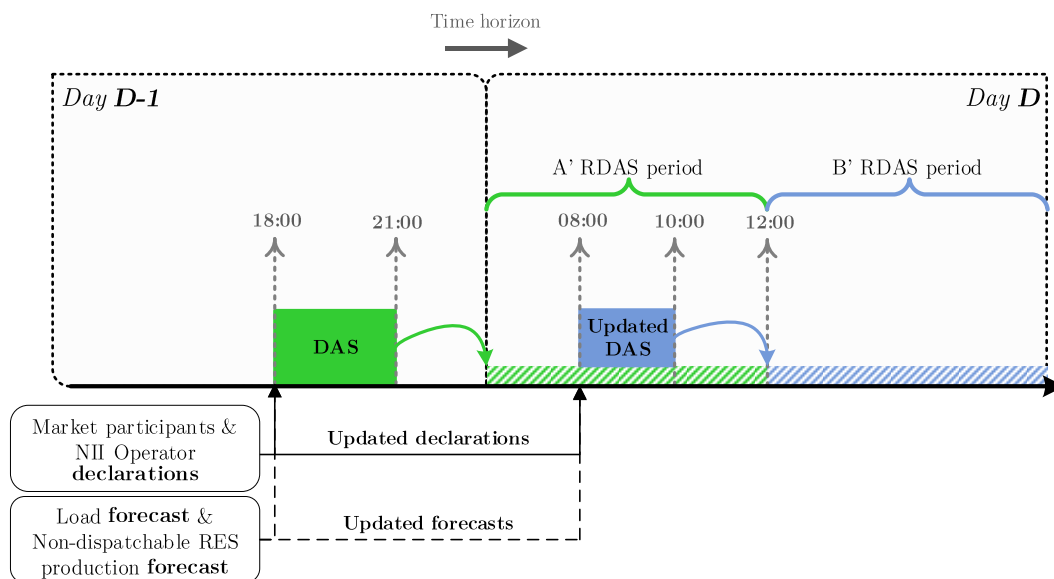
Ο ΚΗΕΠ αποτελεί το πρώτο στάδιο προημερήσιας διαχείρισης της παραγωγής των νησιών. Διενεργείται πριν την έναρξη της εξεταζόμενης ημέρας κατανομής και έχει χρονικό ορίζοντα διάρκειας 24 ωρών. Στο πλαίσιο του ΚΗΕΠ εντάσσεται η επικαιροποίηση του πλάνου ένταξης των μονάδων, μία φορά κατά τη διάρκεια της ημέρας κατανομής, με την αναθεώρηση να αφορά στην επανεπίλυση του ΗΕΠ για το δεύτερο 12ωρο της εξεταζόμενης ημέρας –βλ. Σχ. 8. Η διαδικασία

αυτή αποτελεί μέρος της ενδοημερήσιας διαχείρισης της παραγωγής των νησιών.

Η επίλυση του ΚΗΕΠ συνίσταται στην κατάστροψη και επίλυση ενός προβλήματος βελτιστοποίησης με μεταβλητές απόφασης τα γεγονότα ένταξης και σβέσης των κατανεμόμενων μονάδων, την ενδεικτική φόρτιση αυτών, καθώς και την ενέργεια απορρόφησης των ΥΒΣ για την πλήρωση των αποθηκευτικών τους συστημάτων, για όλες τις ώρες του χρονικού ορίζοντα προγραμματισμού, με αντικειμενικά κριτήρια τη μεγιστοποίηση της διείσδυσης ΑΠΕ και την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους λειτουργίας των συμβατικών μονάδων παραγωγής, υπό τον περιορισμό τήρησης των ορίων ασφαλείας και των λειτουργικών κανόνων του συστήματος που προβλέπονται στον Κώδικα ΜΔΝ. Ως δεδομένα εισόδου του προβλήματος θεωρούνται οι δηλώσεις των συμμετεχόντων στην αγορά του ΜΔΝ (δηλώσεις φορτίου, διαθεσιμότητας μονάδων κ.λπ.), καθώς και η πρόβλεψη του φορτίου και της παραγωγής των μη κατανεμόμενων σταθμών ΑΠΕ κάθε εξεταζόμενης ώρας που υποβάλλονται στον Διαχειριστή του νησιωτικού συστήματος. Επιπλέον ο Διαχειριστής διενεργεί την πρόβλεψη των αναγκών εφεδρειών του συστήματος.

Κατά την ενδοημερήσια αναθεώρηση του ΗΕΠ για το 2^ο 12ωρο, οι κατανεμόμενοι σταθμοί ΑΠΕ που συμμετέχουν στην αγορά του νησιού (ηλιοθερμικοί σταθμοί, σταθμοί βιομάζας/βιοαερίου, ΥΒΣ) έχουν τη δυνατότητα υποβολής αναθεωρημένων δηλώσεων παραγωγής (προσφορές ενέργειας προκειμένου περί ΥΒΣ και προσφορές ωριαίου προγράμματος για τις λοιπές κατανεμόμενες ΑΠΕ), οι οποίες λαμβάνονται υπόψη από τον Διαχειριστή για την αναθεώρηση του πλάνου ένταξης και λειτουργίας των μονάδων του συστήματος.

Στο Σχ. 8 απεικονίζονται οι προθεσμίες υποβολής των δηλώσεων των συμμετεχόντων στην αγορά και της επίλυσης ή επικαιροποίησης του ΚΗΕΠ από τον διαχειριστή για την εξεταζόμενη ημέρα κατανομής D, σύμφωνα με τον Κώδικα ΜΔΝ.



Σχ. 8: Στάδια επίλυσης του ΚΗΕΠ και της επικαιροποίησής του για την ημέρα κατανομής D.

Παράλληλα, εντός της εκάστοτε ημέρας κατανομής, ο Διαχειριστή του συστήματος καταστρώνει και επιλύει κυλιόμενα το ΠΚ, περιοδικά ανά 20 λεπτά. Βασικό αντικείμενο του ΠΚ είναι ο επαναπρογραμματισμός της ένταξης και της φόρτισης των μονάδων σε χρονικό ορίζοντα 4 ωρών από την κατάρτισή του. Για την επίλυση του ΠΚ χρησιμοποιούνται ως δεδομένα εισόδου η διαθεσιμότητα και η τρέχουσα κατάσταση λειτουργίας των μονάδων και του συστήματος, η επικαιροποιημένη βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη του φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ και η εκτίμηση των

επικαιροποιημένων αναγκών εφεδρειών ενεργού ισχύος. Από τα αποτελέσματα του ΠΚ, σημαντικότερα είναι οι εντολές έναυσης και σβέσης μονάδων, οποίες είναι οριστικές σε αυτό το στάδιο προγραμματισμού και δεν επικαιροποιούνται μελλοντικά από επόμενο στάδιο διαχείρισης.

Το τελευταίο στάδιο διαχείρισης της λειτουργίας ενός νησιωτικού συστήματος πραγματοποιείται, σύμφωνα με τον Κώδικα ΜΔΝ, σε πραγματικό χρόνο και συνίσταται στην έκδοση εντολών κατανομής ανά τακτά χρονικά διαστήματα, με στόχο τη μεγιστοποίηση της διείσδυσης ΑΠΕ, την οικονομική φόρτιση των μονάδων, την παροχή των αναγκαίων εφεδρειών και τη ρύθμιση φορτίου-συχνότητας. Βασικές συνιστώσες της ΛΠΧ αποτελούν η οικονομική κατανομή φορτίου σε πραγματικό χρόνο (*real time dispatch –RTD*), που αποτελεί έναν περιοδικό έλεγχο τριτεύουσας ρύθμισης για τον βέλτιστο επαναπροσδιορισμό του επιπέδου παραγωγής των μονάδων που βρίσκονται σε λειτουργία ανά τακτά χρονικά διαστήματα και η αυτόματη ρύθμιση παραγωγής (*automatic generation control –AGC*), η οποία είναι ένα αυτόματο σύστημα έκδοσης εντολών κατανομής για την πραγματοποίηση της δευτερεύουσας ρύθμισης συχνότητας και την ικανοποίηση των στόχων τριτεύουσας ρύθμισης στο μέτρο που αυτό είναι εφικτό. Η λειτουργία AGC βασίζεται σε απλοποιημένη μεθοδολογία προσδιορισμού του επιπέδου ισχύος παραγωγής κάθε μονάδας σε συνεχή βάση και ανά τακτά χρονικά διαστήματα με χρονική διάρκεια μερικών δευτερολέπτων. Οι στόχοι της τριτεύουσας ρύθμισης (επιθυμητές τιμές φόρτισης –*basepoints*) καθορίζονται από το RTD, το οποίο μπορεί να είναι μέρος του συστήματος AGC ή να λειτουργεί ως ανεξάρτητο υποσύστημα.

Όπως είναι εμφανές από την περιγραφή του παραπάνω μοντέλου για τη διαχείριση της παραγωγής των ελληνικών ΜΔΝ, αυτό βασίζεται στην ντετερμινιστική προσέγγιση που παρουσιάστηκε προηγουμένως στην §1.3.5, με την αντιμετώπιση των αβεβαιοτήτων των προβλέψεων να πραγματοποιείται μέσω της συχνής και επαναλαμβανόμενης εκτέλεσης των ΠΚ και ΛΠΧ.

1.4.2. Συμμετοχή των στοχαστικώς μεταβαλλόμενων ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή των νησιών

Σε επίπεδο διαχείρισης της παραγωγής, βάσει του Κώδικα ΜΔΝ, υπεύθυνος για την πρόβλεψη της παραγωγής των στοχαστικώς μεταβαλλόμενων ΑΠΕ που αναμένεται να συμμετέχουν στην ηλεκτροπαραγωγή των νησιών καθίσταται ο Διαχειριστής του συστήματος και όχι ο παραγωγός του σταθμού ΑΠΕ. Έτσι, ο Διαχειριστής συστήματος αναλαμβάνει να προβλέψει σωστά την παραγωγή όλων των σταθμών ΑΠΕ του εκάστοτε νησιού και να τη συνυπολογίσει στην επίλυση των προβλημάτων ΚΗΕΠ, ΠΚ και ΛΠΧ, ώστε να προσδιορίσει όσο το δυνατόν ακριβέστερα το πλάνο ένταξης και το επίπεδο φόρτισης των λοιπών μονάδων του συστήματος.

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, οι στοχαστικώς μεταβαλλόμενες μονάδες ΑΠΕ των ΜΔΝ συμμετέχουν στην ηλεκτροπαραγωγή των νησιωτικών ΣΗΕ με δυνατότητα περιορισμού της παραγωγής τους κατά τη λειτουργία πραγματικού χρόνου του συστήματος, όταν συντρέχουν λόγοι που επιβάλλονται από τεχνικούς περιορισμούς και κριτήρια ασφαλούς λειτουργίας των ΣΗΕ. Ειδικότερα για τα ελληνικά νησιωτικά συστήματα, στην πράξη εφαρμόζονται περιορισμοί παραγωγής των Α/Π, βάσει της μεθοδολογίας που παρουσιάζεται στην [127], οι οποίοι είναι κατ' αρχήν αντίστοιχοι με τους περιορισμούς των [41], [50], [54], [101], [106], [107] που εξετάζονται στη διεθνή βιβλιογραφία των αυτόνομων συστημάτων. Αναφορικά με την παραγωγή των ΦΒ σταθμών, αυτή δεν δέχεται εντολές περιορισμού σε κανένα στάδιο της προημερήσιας ή ενδοημερήσιας διαχείρισης της παραγωγής [14], πρακτική που συναντάται διεθνώς σε αυτόνομα ΣΗΕ περιορισμένου μεγέθους.

Στο πλαίσιο λειτουργίας των ΑΠΕ που περιγράφηκε προηγουμένως για τα νησιωτικά συστήματα, η παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές απολαμβάνει προτεραιότητα στην ένταξη, ενώ η τελικώς απορροφηθείσα ενέργεια ΑΠΕ από το νησιωτικό σύστημα αποζημιώνεται σε ένα προκαθορισμένο επίπεδο τιμής, ρυθμιστικά καθοριζόμενο, το οποίο δεν λαμβάνεται υπόψη στη δομή του προβλήματος ένταξης και φόρτισης των μονάδων του συστήματος. Τυχόν κοστολόγηση της παραγωγής των ΑΠΕ εντός του προβλήματος ένταξης στην τιμή αποζημίωσης της παραγωγής τους θα οδηγούσε αναπόφευκτα σε άλλη ισορροπία λύσεων, στις οποίες η παραγωγή ΑΠΕ ενδέχεται να μην προτεραιοποιούνταν έναντι της συμβατικής, ιδίως εάν η τιμή αποζημίωσης τους προσέγγιζε ή προσπερνούσε το μεταβλητό κόστος λειτουργίας των θερμικών μονάδων, αποτελώντας έτσι τροχοπέδη στον στόχο επίτευξης υψηλών διεισδύσεων ΑΠΕ στα ΜΔΝ.

Η τιμή αποζημίωσης της παραγωγής των ΑΠΕ στα νησιά συνήθως αντικατοπτρίζει το σταθμισμένο κόστος ενέργειας της εξεταζόμενης τεχνολογίας ΑΠΕ. Η εφαρμογή πολιτικών εγγυημένης τιμής αποζημίωσης των ΑΠΕ, σε συνδυασμό με την κατά προτεραιότητα απορρόφηση της παραγωγής τους έναντι των θερμικών μονάδων, εφαρμόζεται μέχρι σήμερα όχι μόνο στα μικροσυστήματα των νησιών, αλλά και στην πλειοψηφία των μεγάλων διασυνδεδεμένων ΣΗΕ, με στόχο τη διασφάλιση των σχετικών επενδύσεων. Η πολιτική αυτή ήταν αναγκαία όσο η ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ χαρακτηριζόταν από κόστος υψηλότερο των συμβατικών και αδυναμία ένταξης στην αγορά λόγω του στοχαστικού της χαρακτήρα.

Αναφορικά με την αποζημίωση της περικοπτόμενης παραγωγής ΑΠΕ, διακρίνονται δύο περιπτώσεις. Στα μεγάλα διασυνδεδεμένα συστήματα υπάρχουν μηχανισμοί αποζημίωσης μέρους ή του συνόλου των περικοπών ΑΠΕ [128]–[130], οι οποίες προέρχονται κατά κύριο λόγο από τη συμφόρηση του δικτύου ή του συστήματος μεταφοράς. Αντίθετα, σε αυτόνομα ΣΗΕ, οι περικοπές ΑΠΕ δεν αποζημιώνονται, καθώς επιβάλλονται για λόγους ομαλής λειτουργίας του μικροσυστήματος, ενώ η προβλεπόμενη τιμή αποζημίωσης για τις ΑΠΕ των νησιών είναι συχνά μεγαλύτερη από τις αντίστοιχες των ηπειρωτικών ΣΗΕ [131], μεταξύ των άλλων ώστε να αντισταθμίζει την απόρριψη μέρους της ανανεώσιμης παραγωγής.

Στο πλαίσιο εφαρμογής του συστήματος εγγυημένων τιμών για την αποζημίωση των ΑΠΕ δεν πραγματοποιείται προτεραιοποίηση των τεχνολογιών με βάση το κόστος παραγωγής τους, δηλαδή δεν απορροφούνται κατά προτεραιότητα οι τεχνολογίες ΑΠΕ με χαμηλότερο κόστος έναντι άλλων με υψηλότερο, καθώς κάτι τέτοιο ουσιαστικά θα απέκλειε της τελευταίες και δεν συνάδει με την λογική του συστήματος εγγυημένης αποζημίωσης, η οποία αποβλέπει στη στήριξη τεχνολογιών παραγωγής ανεξαρτήτως τους κόστους τους.

Πλέον συζητείται διεθνώς η αναγκαιότητα αναθεώρησης του μοντέλου συμμετοχής των ΑΠΕ στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, [132]. Ειδικότερα, λόγω της μείωσης του επενδυτικού κόστους των αιολικών και φωτοβολταϊκών, που αποτελούν τις βασικές τεχνολογίες ΑΠΕ, αλλά και της τεχνολογικής ωριμότητάς τους, πλέον εξετάζεται το ενδεχόμενο συμμετοχής τους στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, με τρόπο αντίστοιχο των λοιπών μονάδων, δηλαδή μέσω υποβολής προσφορών ενέργειας και χωρίς την εφαρμογή προκαθορισμένων τιμών αποζημίωσής τους, [133]. Αν και τέτοιου είδους παρεμβάσεις στη δομή της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας έχουν ήδη αρχίσει να βρίσκουν εφαρμογή, αφορούν αποκλειστικά μεγάλα διασυνδεδεμένα ΣΗΕ τα οποία διαθέτουν οργανωμένη ανταγωνιστική αγορά ηλεκτρισμού και τεχνολογίες ΑΠΕ που χαρακτηρίζονται από ανταγωνιστικό κόστος παραγωγής. Σε μικρότερα αυτόνομα συστήματα δεν εφαρμόζεται αντίστοιχη μετάβαση γιατί δεν υφίσταται ανάλογη δομή αγοράς, με τα μοντέλα σχεδόν καθιερωμένης οργάνωσης να είναι αυτά που υιοθετούνται στην πράξη (βλ. §1.3.1), καθώς απουσιάζει ο αναγκαίος όγκος συμμετεχόντων για τη διασφάλιση ανταγωνισμού σε επίπεδο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Επιπλέον, η έντονη στοχαστική μεταβλητότητα των ΑΠΕ στα

μικρά συστήματα, η ατελής πρόβλεψη της παραγωγής τους και η αδυναμία αποτελεσματικής σωρευτικής εκπροσώπησής τους καθιστά μη εφικτή τη συμμετοχή τους στη διαχείριση του συστήματος μέσω μηχανισμών αγοράς.

1.5. Συμβολή και πρωτοτυπία της διατριβής

Η παρούσα εργασία συνεισφέρει πρωτίστως στην ανάπτυξη ενός πλήρους, αξιόπιστου και ρεαλιστικά εφαρμόσιμου μοντέλου διαχείρισης της παραγωγής αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων μεγάλης διείσδυσης μη κατανεμόμενων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, που θα συμβαδίζει κατ' αρχήν με τις απαιτήσεις του ελληνικού θεσμικού πλαισίου, αλλά παράλληλα θα παραμένει αρκετά γενικό ώστε να μπορεί να εφαρμοστεί με ελάχιστες παρεμβάσεις σε οποιοδήποτε αυτόνομο σύστημα.

Το προτεινόμενο μοντέλο διαχείρισης δομείται χρησιμοποιώντας μεικτό ακέραιο γραμμικό προγραμματισμό, που αποτελεί το *state-of-the-art* για τα προβλήματα ένταξης και φόρτισης μονάδων, ενώ είναι κατάλληλο για εφαρμογή τόσο στην προημερήσια όσο και την ενδοημερήσια διαχείριση της παραγωγής των νησιών. Αντικειμενικός στόχος της αναπτυχθείσας μεθοδολογίας είναι η μείωση του μεταβλητού κόστους λειτουργίας του συστήματος, με ταυτόχρονη μεγιστοποίηση της διείσδυσης των ΑΠΕ και τήρηση των κριτηρίων ασφαλούς λειτουργίας του. Ειδικότερα, το μοντέλο που αναπτύχθηκε συνεισφέρει στην βελτίωση της ντετερμινιστικής διατύπωσης των εφεδριών ταχείας απόκρισης του συστήματος, ενσωματώνοντας εντός του προβλήματος διαχείρισης ένα πλήρες σύνολο περιορισμών που συσχετίζουν την ικανότητα γρήγορης απόκρισης κάθε μονάδας με τη μέγιστη αποδεκτή απόκλιση συχνότητας του συστήματος μετά από σοβαρές διαταραχές. Παράλληλα, αποτελεί το πρώτο μοντέλο της σχετικής βιβλιογραφίας που ενσωματώνει σαφώς ορισμένους περιορισμούς μέγιστης επιτρεπτής απορρόφησης αιολικής παραγωγής που αφορούν τη δυναμική συμπεριφορά του συστήματος, άμεσα σχετιζόμενους με τα τεχνικά χαρακτηριστικά των ενταγμένων μονάδων (ικανότητα παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας) και την ελάχιστη επιτρεπτή συχνότητα λειτουργίας του νησιού.

Επιπλέον, ιδιαίτερη έμφαση δίνεται στην ενσωμάτωση ευέλικτων αποθηκευτικών σταθμών στο πρόβλημα διαχείρισης παραγωγής των νησιών, τόσο κεντρικά διαχειριζόμενων, όσο και εντασσόμενων στο πλαίσιο λειτουργίας των υβριδικών σταθμών παραγωγής. Στόχος είναι να ποσοτικοποιηθούν με συστηματικό τρόπο τα αναμενόμενα οφέλη για τη λειτουργία του συστήματος, την οικονομικότητά του και τη διείσδυση των ΑΠΕ, όπως αυτά αποτιμώνται λόγω της ένταξης σταθμών αποθήκευσης. Για τον σκοπό αυτό, το ήδη αναπτυχθέν μοντέλο διαχείρισης επεκτείνεται κατάλληλα ώστε να συμπεριλάβει τις ιδιαιτερότητες της αποκεντρωμένης διαχείρισης και λειτουργίας των ΥΒΣ, καθώς και την ενσωμάτωση αποθηκευτικών συστημάτων κεντρικής διαχείρισης.

Αρχικά, μελετάται η αποθήκευση εντός του πλαισίου των ΥΒΣ. Βασική συνεισφορά της εργασίας στο κομμάτι ενσωμάτωσης των ΥΒΣ στη διαχείριση παραγωγής ενός ΜΔΝ, αποτελεί η πρόταση για δόμηση ενός μοντέλου δύο επιπέδων. Το πρώτο επίπεδο συνίσταται στη δόμηση του προβλήματος διαχείρισης παραγωγής από την πλευρά του Διαχειριστή του συστήματος, του οποίου αντικειμενικός στόχος είναι η μείωση του συνολικού κόστους του συστήματος, ενώ το δεύτερο συνίσταται στην κατάρτιση προβλήματος εσωτερικής διαχείρισης των συνιστωσών του ΥΒΣ, από τη σκοπιά του λειτουργού του σταθμού με στόχο τη μεγιστοποίηση του κέρδους του από τη συμμετοχή του στην αγορά του ΜΔΝ. Η λογική που περιγράφεται για τη διαχείριση νησιωτικών συστημάτων παρουσία ΥΒΣ, είναι η πρώτη στη σχετική βιβλιογραφία που διακρίνει δύο στάδια διαχείρισης εφαρμόζοντας τεχνικές βελτιστοποίησης, ενώ λαμβάνει υπόψη τον αποκεντρωμένο χαρακτήρα των ΥΒΣ, των οποίων τα στοιχεία παραγωγής δεν υπόκεινται στον άμεσο έλεγχο του

Διαχειριστή του συστήματος, και δίνει τη δυνατότητα προσομοίωσης της λειτουργίας του ΜΔΝ παρουσία πολλών ΥΒΣ, διαφόρων τεχνολογιών αποθήκευσης και ΑΠΕ. Παράλληλα, τα αναμενόμενα οφέλη για το σύστημα από την ένταξη ΥΒΣ τεχνολογίας συσσωρευτών αξιολογούνται σε επίπεδο ημέρας και έτους, εξετάζοντας διαφορετικές διαμορφώσεις ΥΒΣ που περιλαμβάνουν αιολικά, φωτοβολταϊκά ή και τα δύο ως πρωτογενείς πηγές ενέργειας.

Πέραν των ΥΒΣ, διερευνάται επιπλέον η λειτουργία του συστήματος παρουσία ευέλικτων, κεντρικά διαχειριζόμενων αποθηκευτικών συστημάτων, όπως π.χ. οι αποθηκευτικοί σταθμοί συσσωρευτών. Το μοντέλο διαχείρισης παραγωγής του νησιού επεκτείνεται εκ νέου ώστε να συμπεριλάβει τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά αποθηκευτικών σταθμών γρήγορης απόκρισης. Βασικό σημείο συμβολής στη διατύπωση του προβλήματος αποτελεί η άμεση συσχέτιση της ταχείας απόκρισης των ευέλικτων αποθηκευτικών μονάδων του νησιού με την ικανότητα του συστήματος για υποδοχή παραγωγής μη κατανεμόμενων μονάδων ΑΠΕ. Η διενέργεια ενδεικτικών ημερήσιων, αλλά και πολλαπλών ετήσιων προσομοιώσεων αποδεικνύει ότι η συμβολή των κεντρικά διαχειριζόμενων σταθμών έγκειται κατά κύριο λόγο στην παροχή εφεδρείων ταχείας απόκρισης, οι οποίες αποτελούν αγαθό εν ανεπαρκεία για τα αυτόνομα συστήματα, ενώ αναδεικνύει το γεγονός ότι μικρές διαμορφώσεις σταθμών (περιορισμένης αποθηκευτικής ικανότητας) είναι περισσότερο βιώσιμες. Παράλληλα, καθίσταται εμφανές ότι η είσοδος σταθμών κεντρικής διαχείρισης στα κορεσμένα από ΑΠΕ νησιά, οδηγεί σε μείωση της συμφόρησης των ΑΠΕ μέσω της αύξηση του περιθωρίου υποδοχής των, δημιουργώντας κατάλληλες προϋποθέσεις για την ένταξη νέων αιολικών πάρκων. Προκειμένου να εκτιμηθεί η σκοπιμότητα υλοποίησης επενδύσεων αποθήκευσης κεντρικής διαχείρισης, εισάγεται ένας νέος δείκτης αξιολόγησης, το σταθμισμένο κόστος εφεδρείων, που λαμβάνει υπόψη μόνο την παρεχόμενη πρωτεύουσα εφεδρεία των μονάδων ώστε να αξιολογήσει την συμβολή τους στην ευελιξία του συστήματος. Η εφαρμογή του σταθμισμένου κόστους εφεδρείας κρίνεται ορθολογικότερη για τους σταθμούς κεντρικής αποθήκευσης, σε σχέση με άλλους παραδοσιακούς δείκτες, όπως το σταθμισμένο κόστος ενέργειας, οδηγώντας σε λελογισμένες τιμές αποζημίωσης και βιώσιμες επενδύσεις.

Τέλος, οι αναπτυχθείσες μεθοδολογίες για τη διαχείριση ενός αυτόνομου συστήματος παρουσία ΥΒΣ και κεντρικής αποθήκευσης αξιοποιούνται για τη διενέργεια συγκριτικής ανάλυσης της τυπολογίας αποθήκευσης που μπορεί να υποστηρίξει αποδοτικότερα μεγάλες διεισδύσεις ΑΠΕ σε αυτόνομα συστήματα. Για τον σκοπό αυτό, θεωρείται η επιπλέον εγκατάσταση στο υπό μελέτη σύστημα 75 MW αιολικών πάρκων, τα οποία είτε συνδυάζονται με ένα σύνολο διαμορφώσεων κεντρικά διαχειριζόμενων αποθηκευτικών διατάξεων είτε ενσωματώνονται σε ΥΒΣ. Από τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων υποδηλώνεται ότι στο εξεταζόμενο νησιωτικό σύστημα μπορούν να επιτευχθούν επίπεδα ετήσιας διείσδυσης κοντά στο 50% της συνολικής ζήτησης. Βασικό συμπέρασμα από τη διεξαχθείσα διερεύνηση είναι ότι για όμοια επίπεδα υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ απαιτείται η εγκατάσταση κεντρικά διαχειριζόμενων αποθηκευτικών σταθμών πολύ μικρότερης χωρητικότητας σε σχέση με τη χωρητικότητα των αποθηκευτικών συστημάτων των αντίστοιχων ΥΒΣ.

1.6. Οργάνωση εργασίας

Η οργάνωση της υπόλοιπης εργασίας έχει ως εξής:

- Στο **Κεφάλαιο 2** παρουσιάζεται η κατάστρωση και η λεπτομερής μαθηματική διατύπωση του προβλήματος ένταξης και φόρτισης μονάδων του συστήματος, παρουσία μόνο των παραδοσιακών τεχνολογιών ΑΠΕ (αιολικών και φωτοβολταϊκών), ενώ παρουσιάζονται τα αποτελέσματα ημερήσιας και ετήσιας λειτουργίας του μοντέλου ώστε να αξιολογηθεί η εφαρμοσιμότητα του αλγορίθμου. Επιπλέον, πραγματοποιείται σύγκριση της προταθείσας

μεθοδολογίας με μία απλούστερη, που εφαρμόζεται στην πράξη στα ελληνικά ΜΔΝ, ώστε να αξιολογηθούν τα πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα καθεμιάς εξ' αυτών.

- Στο **Κεφάλαιο 3** εισάγονται οι ΥΒΣ εντός του προβλήματος βελτιστοποίησης. Αρχικά περιγράφεται λεπτομερώς η αρχή λειτουργίας τους και ο τρόπος συμμετοχής τους στην αγορά του νησιού, αναλύοντας τις αρμοδιότητες του υβριδικού παραγωγού και του Διαχειριστή του νησιού. Στη συνέχεια παρουσιάζονται οι βασικές αλλαγές του προβλήματος διαχείρισης της παραγωγής, ώστε να συμπεριλάβει τη λειτουργικότητα των ΥΒΣ και αναλύεται η προταθείσα διεπίπεδη μεθοδολογία μοντελοποίησης του προβλήματος. Τέλος παρουσιάζονται αποτελέσματα ημερήσιας και ετήσιας λειτουργίας του συστήματος παρουσία ΥΒΣ τεχνολογίας συσσωρευτών διαφόρων τεχνολογιών ΑΠΕ, ενώ αξιολογείται επιπλέον η εσωτερική λειτουργία κάθε διαμόρφωσης ΥΒΣ.
- Στο **Κεφάλαιο 4**, ενσωματώνονται εντός του προβλήματος ευέλικτοι κεντρικοί αποθηκευτικοί σταθμοί, τροποποιώντας κατάλληλα τους περιορισμούς του αλγορίθμου διαχείρισης. Τα οφέλη της παρουσίας της αποθήκευσης στην οικονομικότητα λειτουργίας του συστήματος και τη διείσδυση των ΑΠΕ ποσοτικοποιούνται μέσω ετήσιων προσομοιώσεων, ενώ επιπλέον αξιολογείται η βιωσιμότητα των σχετικών επενδύσεων.
- Στο **Κεφάλαιο 5**, πραγματοποιείται μία ενδελεχής διερεύνηση της λειτουργίας του αυτόνομου συστήματος παρουσία αποθηκευτικών σταθμών κεντρικής διαχείρισης και ΥΒΣ και συγκρίνεται η λειτουργία τους ώστε να αναδειχθεί η καταλληλότερη διαμόρφωση για την επίτευξη μεγάλων διεισδύσεων ΑΠΕ στο σύστημα.
- Στο **Κεφάλαιο 6**, πραγματοποιείται μία σύντομη επισκόπηση των στόχων της εργασίας, συνοψίζονται τα κύρια συμπεράσματά της και προτείνονται άξονες για την περαιτέρω συνέχισή της.

Επιπλέον, στην παρούσα εργασία υπάρχουν έξι παραρτήματα, τα οποία οργανώνονται ως εξής:

- Στο **Παράρτημα Α** ποσοτικοποιούνται οι απαιτήσεις εφεδρειών που χρησιμοποιούνται για τη διεξαγωγή των προσομοιώσεων.
- Στο **Παράρτημα Β** παρουσιάζονται τα δεδομένα εισόδου του υπό εξέταση συστήματος.
- Στο **Παράρτημα Γ** παρουσιάζεται η λεπτομερής μεθοδολογία εσωτερικής διαχείρισης της παραγωγής σύνθετων ΥΒΣ, απλουστευμένη εκδοχή της οποίας χρησιμοποιείται για τη διεξαγωγή των προσομοιώσεων του Κεφαλαίου 3.
- Στο **Παράρτημα Δ** παρουσιάζεται η μεθοδολογία υπολογισμού της διάρκειας ζωής μπαταριών τεχνολογίας ιόντων λιθίου.
- Στο **Παράρτημα Ε** παρουσιάζεται η ονοματολογία όλων των μεταβλητών και παραμέτρων της παρούσας εργασίας.
- Στο **Παράρτημα ΣΤ** παρουσιάζεται το γλωσσάριο αντιστοιχίας τεχνικών όρων.

Κεφάλαιο 2

Μεθοδολογία διαχείρισης αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων

Στο παρόν Κεφάλαιο περιγράφεται η μοντελοποίηση του προβλήματος διαχείρισης της παραγωγής ενός αυτόνομου ΣΗΕ που αποτελείται από μονάδες συμβατικού καυσίμου και παραδοσιακές τεχνολογίες ΑΠΕ, το οποίο θα αποτελέσει τη βάση για τη μαθηματική δομή των λοιπών Κεφαλαίων της παρούσας έρευνας. Η μεθοδολογία διαχείρισης βασίζεται στην επίλυση προβλήματος βελτιστοποίησης μεικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού (*MILP*) σε συνδυασμό με προγραμματισμό στόχων (*goal programming*), με στόχο τη μετατροπή του πολυκριτηριακού προβλήματος σε μονοκριτηριακό. Παράλληλα παρουσιάζονται αποτελέσματα ημερήσιας και ετήσιας λειτουργίας εφαρμόζοντας τη μεθοδολογία σε ένα αυτόνομο σύστημα μεγάλου μεγέθους.

Μέρος της μεθοδολογίας και των αποτελεσμάτων που παρουσιάζονται παρακάτω έχει δημοσιευθεί στις εργασίες [9]–[11], [42], [134].

2.1. Κατάστρωση προβλήματος διαχείρισης παραγωγής σε αυτόνομα συστήματα

Τα αυτόνομα ΣΗΕ αποτελούν εν γένει συστήματα χαμηλής αδράνειας, γεγονός που τα καθιστά ευαίσθητα σε απότομες διαταραχές, ενώ, λόγω της απομονωμένης φύσης τους, η διείδυση της παραγωγής των ΑΠΕ σε αυτά περιορίζεται σε επίπεδα όχι μεγαλύτερα του ~25% της ετήσιας ζήτησης ([5], [7]). Αυτά τα χαρακτηριστικά των νησιωτικών συστημάτων, καθιστούν τη διαχείριση της παραγωγής τους αρκετά πολύπλοκη, εισάγοντας πολλαπλούς περιορισμούς αναφορικά με τη διαχείριση των ΑΠΕ και την ποσοτικοποίηση των τηρούμενων εφεδρειών, με στόχο τη διασφάλιση της απρόσκοπτης τροφοδότησης των ηλεκτρικών φορτίων ακόμη και σε περίπτωση απρόβλεπτων διαταραχών.

Μεταξύ των διαδικασιών διαχείρισης της παραγωγής, το πρόβλημα ένταξης και φόρτισης των μονάδων συμβατικού καυσίμου είναι κεντρικής σημασίας για ένα ΣΗΕ, δεδομένου ότι καθορίζει, ανά χρονική στιγμή, τις μονάδες που αναμένεται να λειτουργήσουν και το επίπεδο παραγωγής τους. Η μοντελοποίηση ενός τέτοιου προβλήματος έχει εξεταστεί ενδελεχώς στη βιβλιογραφία ([22]–[25], [135]), με έμφαση ωστόσο να δίνεται σε μεγάλα διασυνδεδεμένα συστήματα. Αντίστοιχες προσεγγίσεις για νησιωτικά συστήματα χαμηλής αδράνειας έχουν διατυπωθεί διαχρονικά, αλλά είναι περιορισμένης έκτασης ([48], [97], [106], [108], [111], [116], [117], [136], [137]), ενώ ορισμένες πηγές προσεγγίζουν το πρόβλημα αρκετά απλουστευτικά, υιοθετώντας, κυρίως για τη μέγιστη επιτρεπτή διείδυση των ΑΠΕ, εμπειρικούς κανόνες διαχείρισης που ενδεχομένως στρεβλώνουν το τελικό αποτέλεσμα της επίλυσης ([45], [50], [56], [118], [121], [138], [139]).

Επιδίωξη του παρόντος Κεφαλαίου είναι η παρουσίαση μεθοδολογίας για την κατάστρωση και επίλυση ενός πλήρους προβλήματος διαχείρισης παραγωγής αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων, που θα λαμβάνει υπόψη τα βασικά τεχνικά και διαχειριστικά τους κριτήρια, αλλά και τις ιδιαιτερότητες που επιβάλλονται από την απομονωμένη φύση τους, παραμένοντας ρεαλιστικά υλοποιήσιμο. Για την πληρότητα του προβλήματος, η δομή του θα λαμβάνει υπόψη λεπτομερείς περιορισμούς λειτουργίας των μονάδων συμβατικής παραγωγής, περιορισμούς που σχετίζονται με τη διαχείριση των ΑΠΕ, των οποίων η μέγιστη επιτρεπτή διείδυση συσχετίζεται άμεσα με την ικανότητα ταχείας απόκρισης των ενταγμένων κατανεμόμενων μονάδων, αλλά και τους σημαντικότερους περιορισμούς ασφαλούς λειτουργίας. Επιπλέον, θα γίνει προσπάθεια συσχέτισης της ικανότητας ταχείας απόκρισης των μονάδων με το επιτρεπτό όριο της συχνότητας του δικτύου μετά από σοβαρές διαταραχές, ώστε να αποτυπωθεί πληρέστερα η αναμενόμενη συμπεριφορά του συστήματος εντός του αλγορίθμου.

Η τεχνική πολυπλοκότητα που εισάγουν οι επιμέρους περιορισμοί του προβλήματος, καθώς και η ανάγκη επίτευξης των τιθέμενων στόχων, οι οποίοι είναι εν γένει ανταγωνιστικοί μεταξύ τους, οδηγούν στην ανάγκη κατάστρωσης και επίλυσης προβλήματος πολυκριτηριακής βελτιστοποίησης. Το πρόβλημα μετατρέπεται σε μονοκριτηριακό ενσωματώνοντας στην αντικειμενική συνάρτηση τους επιμέρους στόχους με βάρη κατάλληλα ιεραρχημένα, τα οποία αντικατοπτρίζουν τη σχετική προτεραιότητα που τους αποδίδεται. Η καθολική επιλυσιμότητα του προβλήματος (*feasibility*) διασφαλίζεται παρέχοντας τη δυνατότητα παραβίασης των περιορισμών του όταν αυτό είναι απολύτως αναγκαίο, εισάγοντας κατάλληλες μεταβλητές χαλάρωσης. Η αντικειμενική συνάρτηση και οι περιορισμοί του προβλήματος διατυπώνονται μέσω γραμμικών σχέσεων κάνοντας χρήση ενός συνόλου συνεχών και δυαδικών μεταβλητών. Βασικός στόχος του προβλήματος είναι η ανεύρεση μίας λύσης που θα **ελαχιστοποιεί τις αποκλίσεις από τους περιορισμούς του συστήματος** και παράλληλα θα οδηγεί στη **μεγιστοποίηση της διείδυσης ΑΠΕ**

και την **ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους παραγωγής** των θερμικών μονάδων. Η μέθοδος βελτιστοποίησης που εφαρμόζεται βασίζεται στην επίλυση προβλήματος μεικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού (*MILP*), που όπως αναδείχθηκε στην §1.3 αποτελεί το *state-of-the-art* της βιβλιογραφίας, σε συνδυασμό με προγραμματισμό στόχων (*goal programming*), [140]. Ο συνδυασμός των δύο παραπάνω μεθοδολογιών προτείνεται αφενός σε ένα σύνολο δημοσιευμένων ερευνητικών εργασιών που πραγματεύονται τη διαχείριση παραγωγής ([112], [141]–[143]), και αφετέρου εφαρμόζεται στην πράξη στο ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα ([144]), καθιστώντας τες ταυτόχρονα ερευνητικά αξιόπιστες και εφαρμόσιμες σε προβλήματα πραγματικού κόσμου.

Σε κάθε περίπτωση, η προταθείσα μεθοδολογία οπωσδήποτε δεν αποτελεί τη μοναδική δυνατή διατύπωση του προβλήματος (βλ. §1.3). Ωστόσο, η βάση της αλγοριθμικής μεθόδου, συμβαδίζει με την τρέχουσα διεθνή πρακτική ([97], [108], [116], [145], [146]), ενώ παράλληλα είναι αρκετά γενική ώστε να μπορεί να προσαρμοστεί σε οποιοδήποτε ηλεκτρικό νησιωτικό σύστημα με απλή παραμετροποίηση και όχι επαναδιατύπωση του όλου προβλήματος. Ταυτόχρονα, είναι επιλύσιμη σε εύλογο χρονικό διάστημα, ώστε να παραμένει εφαρμόσιμη σε πραγματικά συστήματα. Επιπλέον, το πρόβλημα είναι διατυπωμένο αρκετά γενικά και δομείται πάνω στα βασικά τεχνικά κριτήρια και κριτήρια ασφαλούς λειτουργίας που διέπουν τη λειτουργία κάθε νησιωτικού συστήματος, με αποτέλεσμα να είναι ανεξάρτητο των ρυθμιστικών περιορισμών που θέτει το εκάστοτε εθνικό πλαίσιο και συνεπώς εφαρμόσιμο σε οποιοδήποτε σύστημα (π.χ. στο σύνολο των ελληνικών νησιών αλλά και στα συστήματα των [76], [97]–[99], που δεν ανήκουν στα ελληνικά ΜΔΝ).

2.1.1. Προσδιορισμός αντικειμενικής συνάρτησης

Η προς ελαχιστοποίηση αντικειμενική συνάρτηση, αντικατοπτρίζει το συνολικό κόστος του προβλήματος εντός του εξεταζόμενου ορίζοντα βελτιστοποίησης, αποτελείται από διάφορους επιμέρους όρους κόστους και δομείται βάσει της (1):

$$obj^{uc-ed} = \min \left\{ C_{var}^{Thermal} + C_{su}^{Thermal} + C_{sd}^{Thermal} + C_r^{Thermal} + C^{res} + C^{slacks} \right\} \quad (1)$$

2.1.1.1. Επιμέρους συνιστώσες κόστους αντικειμενικής συνάρτησης

Αναλυτικότερα, η (1) περιλαμβάνει τις παρακάτω βασικές συνιστώσες:

- Το **κόστος παραγωγής των συμβατικών μονάδων** του αυτονόμου συστήματος, που αποτελείται από το κόστος έναυσης ($C_{su}^{Thermal}$) και σβέσης ($C_{sd}^{Thermal}$) τους, το κόστος της ικανότητας παροχής εφεδρειών τους ($C_r^{Thermal}$) και το μεταβλητό κόστος λειτουργίας τους ($C_{var}^{Thermal}$).

Ειδικότερα, το **κόστος έναυσης** κάθε μονάδας συμβατικού καυσίμου σχετίζεται με τον χρόνο που η μονάδα έχει παραμείνει σε κατάσταση σβέσης προ της εκάστοτε εντολής έναυσης, δηλαδή σχετίζεται με τη θερμική κατάσταση αναμονής της. Τα κόστη έναυσης παρουσιάζουν εν γένει εκθετική συσχέτιση με τη θερμική κατάσταση αναμονής της μονάδας [145], η οποία μπορεί να προσεγγιστεί ικανοποιητικά μέσω τμηματικά γραμμικοποιημένων συναρτήσεων, όπως προτείνεται στην [147]. Στην παρούσα υλοποίηση υιοθετούνται *τρεις διαφορετικοί τύποι έναυσης*: από ψυχρή, ενδιάμεση και θερμή κατάσταση αναμονής. Η βασική παραδοχή για την μοντελοποίηση του κόστους έναυσης από τους περιορισμούς (2)–(4) είναι ότι για όσο περισσότερο χρονικό διάστημα η μονάδα παραμένει σβηστή, τόσο αυξάνεται το κόστος

ένανσής της. Η δυαδική μεταβλητή $tr_{u,t,s}$ που ενσωματώνεται στους περιορισμούς, υποδηλώνει τον τύπο ένανυσης της μονάδας (ψυχρή, ενδιάμεση, θερμή), αναλόγως της θερμικής κατάστασης αναμονής της.

$$C_{su}^{Thermal} = \sum_t \left(\sum_u \left(\sum_s C_{u,s}^{su} \cdot tr_{u,t,s} \right) \right) \quad (2)$$

$$\sum_s tr_{u,t,s} = su_{u,t} \quad (3)$$

$$tr_{u,t,s} \leq \sum_{k=t-T_{u,s}^{off}+1}^{t-T_{u,s}^{off}} sd_{u,k} \quad (4)$$

Αναφορικά με το **κόστος σβέσης** των μονάδων, αυτό δίνεται από τη σχέση (5) και θεωρείται σταθερό, ανά μονάδα και γεγονός σβέσης.

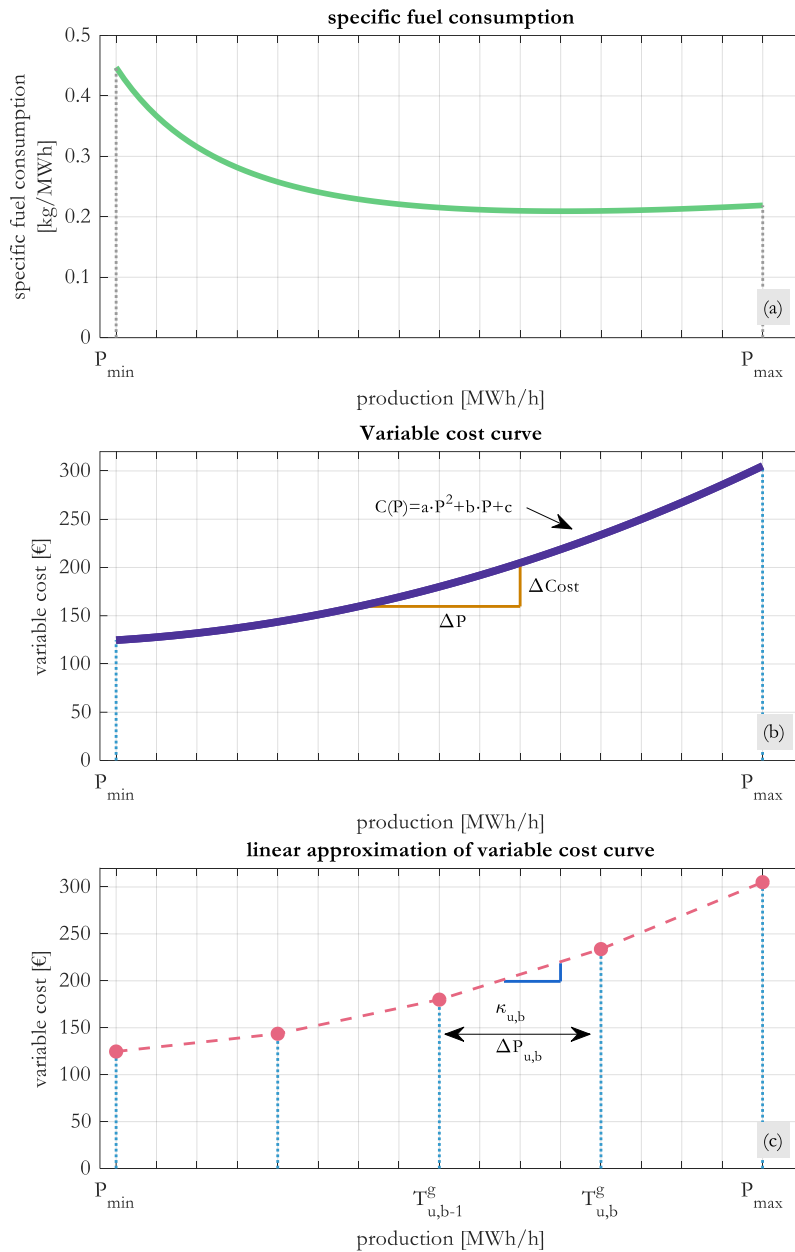
$$C_{sd}^{Thermal} = \sum_t \left(\sum_u C_u^{sd} \cdot sd_{u,t} \right) \quad (5)$$

Το **κόστος των παρεχόμενων εφεδρειών** προσδιορίζεται από την (6) και αντιπροσωπεύει την παροχή εφεδρειών ενεργού ισχύος από τις μονάδες του αυτόνομου νησιωτικού συστήματος. Στην παρούσα υλοποίηση, γίνεται η θεώρηση ότι οι μονάδες αποζημιώνονται για την παροχή της πρωτεύουσας, δευτερεύουσας και τριτεύουσας μη στρεφόμενης εφεδρείας τους, παραδοχή που βρίσκει επίσης εφαρμογή στο υφιστάμενο θεσμικό πλαίσιο για τα ελληνικά νησιά. Αντιθέτως, η παροχή τριτεύουσας στρεφόμενης εφεδρείας θεωρείται ότι δεν αποζημιώνεται, και ως εκ τούτου δεν περιλαμβάνεται στην (6). Ωστόσο, σε περίπτωση που κριθεί επιθυμητή η αποζημίωσή της, ή η μη αποζημίωση κάποιου άλλου τύπου εφεδρείας, αυτό είναι εφικτό με μικρή τροποποίηση της (6).

$$C_r^{Thermal} = \sum_t \left(\sum_u \left(\sum_{e \in \{pr, sr\}} (C_e \cdot st_{u,t} \cdot r_{u,pr}^{c-up}) + \sum_{e \in \{tr, ns\}} (C_e \cdot ns_{u,t} \cdot r_{u,pr}^{c-up}) \right) \right) \quad (6)$$

Αναφορικά με το **μεταβλητό κόστος λειτουργίας των συμβατικών μονάδων**, αυτό εξάγεται με αντικειμενικά κριτήρια, από την καμπύλη ειδικής κατανάλωσης κάθε μονάδας ανά επίπεδο παραγωγής της, και όχι βάσει τιμολογούμενων προσφορών ενέργειας, όπως ενδεχομένως θα συνέβαινε στην περίπτωση που οι θερμικές μονάδες συμμετείχαν σε οργανωμένες αγορές. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι στα περισσότερα αυτόνομα ΣΗΕ, η έννοια της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας περιορίζεται στον τρόπο συμμετοχής των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα, με τις μονάδες συμβατικού καυσίμου να αποτελούν κτήμα ενός μοναδικού παραγωγού, ο οποίος εν γένει ανακτά πλήρως το σύνολο του σταθερού και μεταβλητού κόστους των μονάδων του, μέσω κατάλληλων μηχανισμών (βλ. §1.3.1). Συνεπώς, απουσία ανταγωνισμού θερμικών παραγωγών, οποιαδήποτε τιμολογούμενη προσφορά ενέργειας από την πλευρά του μοναδικού θερμικού παραγωγού θα στρέβλωνε το συνολικό κόστος του συστήματος και θα οδηγούσε αναμφίβολα στην επιβάρυνση του τελικού καταναλωτή.

Συνεπώς, το μεταβλητό κόστος παραγωγής κάθε μονάδας εξάγεται από την καμπύλη ειδικής κατανάλωσης καυσίμου (Σχ. 9(α)) και τα αντίστοιχα κόστη καυσίμου, εκπομπών CO₂ και λειτουργίας και συντήρησης. Η προκύπτουσα καμπύλη μεταβλητού κόστους κάθε θερμικής μονάδας είναι εν γένει μη γραμμική (Σχ. 9(β)) και προσεγγίζεται συνήθως μέσω πολυωνύμου δεύτερου βαθμού ([28], [145], [148], [149]). Στη συνέχεια, η δευτεροβάθμια καμπύλη του Σχ.



Σχ. 9: Ενδεικτική καμπύλη (α) ειδικής κατανάλωσης καυσίμου, (β) μεταβλητού κόστους μονάδας, αναλόγως του επιπέδου παραγωγής της και (γ) η τμηματικά γραμμική προσέγγιση της καμπύλης μεταβλητού κόστους συμβατικής μονάδας.

9(β) γραμμικοποιείται τμηματικά (όπως στο Σχ. 9 (γ)), ώστε να μπορεί να ενσωματωθεί σε προβλήματα γραμμικού προγραμματισμού, όπως το προκείμενο. Η γραμμικοποιημένη καμπύλη κόστους του Σχ. 9(γ) αποτελείται από τόσα blocks ισχύος, όσα απαιτούνται ώστε να προσεγγίζεται κατά το δυνατόν καλύτερα η πραγματική καμπύλη ειδικής κατανάλωσης ([145], [146], [150], [151]). Η βέλτιστη διαστασιολόγηση του πλήθους των γραμμικών τμημάτων μπορεί να πραγματοποιηθεί βάσει της μεθοδολογίας που προτείνεται στο [152]. Τελικά, η ενσωμάτωση της γραμμικοποιημένης καμπύλης μεταβλητού κόστους συμβατικής παραγωγής εντός του γραμμικού προβλήματος περιγράφεται από τους περιορισμούς (7)-(9).

$$C_{var}^{Thermal} = \sum_t \left(\sum_u \left(C_u^{\min} \cdot st_{u,t} + \sum_b \left(\kappa_{u,b} \cdot \Delta P_{u,t,b} \right) \right) \right) \quad (7)$$

$$P_{u,t} = P_u^{\min} \cdot st_{u,t} + \sum_b \Delta P_{u,t,b} \quad (8)$$

$$\left(T_{u,b}^g - T_{u,b-1}^g\right) \cdot v_{u,b,t} \leq \Delta P_{u,t,b} \leq \left(T_{u,b}^g - T_{u,b-1}^g\right) \cdot v_{u,b-1,t} \quad (9)$$

- Σε ό,τι αφορά **το κόστος παραγωγής των σταθμών ΑΠΕ**, αυτό ενδείκνυται να μην αντανακλά το πραγματικό κόστος αποζημίωσης της παραγωγής τους, αλλά να λαμβάνει μια πολύ χαμηλότερη τιμή, προκειμένου οι μονάδες αυτές να αποκτήσουν προτεραιότητα στην ένταξη, διασφαλίζοντας εμμέσως με τον τρόπο αυτό τη μεγιστοποίηση τη διείσδυσης των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα. Στην παρούσα εργασία, υιοθετείται η προσέγγιση **συμμετοχής των ΑΠΕ στην αντικειμενική συνάρτηση με μηδενικό κόστος** (10), ενώ, εναλλακτικά, αυτό θα μπορούσε να λαμβάνει και αρνητικές τιμές, ώστε να ενισχυθεί ακόμη περισσότερο η διείσδυση.

$$C^{res} = 0 \cdot P_{RES,t} \equiv 0 \cdot (P_{w,t} + P_{pv,t}) \quad (10)$$

- Επιπλέον, στην αντικειμενική συνάρτηση συμπεριλαμβάνονται ως όροι κόστους του προβλήματος βελτιστοποίησης **τα κόστη παραβίασης ορισμένων εκ των περιορισμών του προβλήματος**, (11). Τα κόστη αυτά προκύπτουν ως το γινόμενο μιας μεταβλητής χαλάρωσης (*slack variable*) που αντιπροσωπεύει την απόκλιση από την πλήρη ικανοποίηση του περιορισμού, επί έναν αυξημένο συντελεστή ποινής (*penalty factor*). Οι τιμές των συντελεστών ποινής οφείλουν να είναι αρκετά υψηλές, ώστε οι περιορισμοί να παραβιάζονται μόνο εφόσον αυτό είναι αναγκαίο για την επίλυση του προβλήματος, παρακάμπτοντας ταυτόχρονα ζητήματα μη εφικτότητας επίλυσης του αλγορίθμου, λόγω αδυναμίας ικανοποίησης των περιορισμών. Ταυτόχρονα, οι τιμές των συντελεστών ποινής για την παραβίαση διαφορετικών περιορισμών είναι κατάλληλα κλιμακωμένοι, ώστε να εκφράζουν τη σχετική προτεραιότητα και ιεράρχηση της σειράς παραβίασης των περιορισμών. Στην (11), κατ' αρχήν περιλαμβάνονται εικονικά κόστη απορρίψεων παραγωγής ΑΠΕ, ώστε να ενισχυθεί ακόμη περισσότερο η διείσδυση, εάν αυτό κριθεί αναγκαίο, κόστη παραβίασης των περιορισμών απαιτήσεων εφεδρειών του συστήματος, ανά τύπο εφεδρείας, όπως και κόστη μη εξυπηρέτησης της ζήτησης λόγω αδυναμίας κάλυψης του ισοζυγίου ενεργού ισχύος (ανεπάρκεια εγκατεστημένης ισχύος).

$$C^{slacks} = \sum_t \left(\varphi_w \cdot x_{w,t} + \sum_e \left(\varphi_e \cdot sl_{e,t}^{up/dn} \right) + \varphi_{ens} \cdot P_{ens,t} \right) \quad (11)$$

Επιπλέον περιορισμοί του προβλήματος μπορούν να χαλαρώσουν και να εισαχθούν στην (11) εάν αυτό κριθεί σκόπιμο για την επιλυσιμότητα του προβλήματος. Στους περιορισμούς αυτούς μπορεί να ενσωματωθεί η παραβίαση του τεχνικού ελαχίστου των μονάδων, με συντεταγμένο τρόπο, όπως αναλυτικότερα περιγράφεται στις [9], [10].

2.1.1.2. Ιεράρχηση κόστους μεταβλητών χαλάρωσης

Η διαδικασία κατά την οποία μεταβλητές χαλάρωσης περιορισμών του προβλήματος βελτιστοποίησης εισάγονται στην αντικειμενική συνάρτηση πολλαπλασιαζόμενες με αντίστοιχους συντελεστές ποινής συναντάται ευρέως στη βιβλιογραφία [112], [142], [143]. Οι συντελεστές κόστους των μεταβλητών χαλάρωσης πρέπει να είναι τέτοιοι, ώστε πολλαπλασιαζόμενοι με τις αντίστοιχες μεταβλητές χαλάρωσης να προκύπτει συνολικό κόστος αρκετά μεγαλύτερο του πραγματικού λειτουργικού κόστους του συστήματος, ώστε οι περιορισμοί να μην παραβιάζονται όταν το πρόβλημα μπορεί να επιλυθεί χωρίς χαλάρωσή τους, προκειμένου να διασφαλίζεται η επίτευξη της καθολικά βέλτιστης λύσης.

Τα κόστη των μεταβλητών χαλάρωσης είναι απαραίτητο να ιεραρχηθούν με τέτοιο τρόπο ώστε να αντικατοπτρίζουν τη νοητή σειρά σημαντικότητας των τιθέμενων περιορισμών και κριτηρίων, όπως στη σχέση (12). Ο πρώτος περιορισμός¹ προς χαλάρωση είναι ο περιορισμός ελαχιστοποίησης των περικοπών ΑΠΕ, στη συνέχεια τοποθετείται ο περιορισμός ικανοποίησης της απαίτησης τριτεύουσας εφεδρείας, ακολούθως χαλαρώνουν οι περιορισμοί ικανοποίησης της απαίτησης δευτερεύουσας κάτω, δευτερεύουσας άνω, πρωτεύουσας κάτω και πρωτεύουσας άνω εφεδρείας, με αυτή τη σειρά. Τελευταίος χαλαρώνει ο περιορισμός ικανοποίησης του ισοζυγίου ενέργειας, σε περίπτωση ελλείματος ισχύος για κάλυψη της ζήτησης.

$$\varphi_w < \varphi_{tr} < \varphi_{sr}^{dn} < \varphi_{sr}^{up} < \varphi_{pr}^{dn} < \varphi_{pr}^{up} \ll \varphi_{ens} \quad (12)$$

2.1.2. Προσδιορισμός περιορισμών προβλήματος

2.1.2.1. Ισοζύγιο ενέργειας

Η τήρηση του ισοζυγίου ενέργειας (13) ανά περίοδο κατανομής, αποτελεί τον βασικότερο περιορισμό του προβλήματος βελτιστοποίησης. Συνεπώς, για κάθε περίοδο κατανομής, η συνολική παραγωγή των ενταγμένων μονάδων συμβατικού καυσίμου και η παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ του νησιού πρέπει να ισούται με τη συνολική ζήτηση. Παράλληλα, ο περιορισμός (13) μπορεί να χαλαρώσει όταν η μεταβλητή $P_{ens,t}$ λάβει τιμή, δηλαδή στις περιπτώσεις εκείνες όπου η συνολικά διαθέσιμη παραγωγή δεν επαρκεί για την κάλυψη της ζήτησης, με αποτέλεσμα να είναι αναγκαία η απόρριψη φορτίου για την τήρηση του ισοζυγίου. Ως εκ τούτου, η τιμή της $P_{ens,t}$ δηλώνει το φορτίο που δεν μπορεί να εξυπηρετηθεί από τη διαθέσιμη παραγωγή, αποτελεί μεταβλητή χαλάρωση του περιορισμού και ποινικοποιείται κατάλληλα στην αντικειμενική συνάρτηση με κόστος φ_{ens} .

$$\sum_u P_{u,t} + P_{w,t} + P_{pv,t} + P_{ens,t} = P_{L,t} \quad (13)$$

$$P_{w,t} + x_{w,t} = P_{w,t}^a \quad (14)$$

Η σχέση (14) προσδιορίζει την ποσότητα αιολικής παραγωγής που κατανέμεται ανά περίοδο κατανομής στην (13), η οποία εν γένει διαφέρει από την διαθέσιμη την εκάστοτε χρονική στιγμή κατά ποσότητα ίση με τις περικοπές αιολικής παραγωγής.

2.1.2.2. Προσδιορισμός γεγονότων έναυσης και σβέσης μονάδων

Η λογική συσχέτισης μεταξύ των δυαδικών μεταβλητών του προβλήματος που καθορίζουν τις έναυσεις και τις σβέσεις των μονάδων, με τη δυαδική μεταβλητή που ορίζει τη λειτουργική κατάσταση κάθε μονάδας, διατυπώνεται βάσει των περιορισμών (15) και (16). Πιο συγκεκριμένα, ο (15) ορίζει ότι για μία δεδομένη μονάδα είναι αδύνατο να υπάρχουν ταυτόχρονα γεγονότα έναυσης και σβέσης, ενώ ο (16) ορίζει ως γεγονός έναυσης τη μεταβολή της κατάστασης λειτουργίας της μονάδας από σβέση σε λειτουργία και ως γεγονός σβέσης το αντίθετο.

$$su_{u,t} + sd_{u,t} \leq 1 \quad (15)$$

$$su_{u,t} - sd_{u,t} = st_{u,t} - st_{u,t-1} \quad (16)$$

¹ Οι περιορισμοί του προβλήματος θα αναλυθούν λεπτομερέστερα στη συνέχεια.

2.1.2.3. Λειτουργική κατάσταση μονάδων συστήματος

Από το σύνολο των συμβατικών μονάδων που είναι εγκατεστημένες στο εκάστοτε εξεταζόμενο αυτόνομο σύστημα, εντάσσεται κάθε χρονική στιγμή για λειτουργία ένα διαφορετικό υποσύνολο αυτών. Αναλόγως του τύπου, του μεγέθους και των τεχνικών χαρακτηριστικών των μονάδων, ορισμένες εξ αυτών είναι πιθανό να απαιτούν αυξημένους χρόνους εκκίνησης, σβέσης ή παραμονής σε ενδιάμεσο φορτίο (φορτίο από την ισχύ συγχρονισμού τους έως την τεχνικά ελάχιστη παραγωγή τους). Σε κάθε περίπτωση, κατά τη διαδικασία επίλυσης του προβλήματος βελτιστοποίησης, πρέπει να διασαφηνίζεται η λειτουργική κατάσταση κάθε μονάδας, ώστε να προσδιορίζεται στη συνέχεια η ισχύς εξόδου της. Συνεπώς, εισάγονται στο πρόβλημα κατάλληλες δυαδικές μεταβλητές (st) οι οποίες καθορίζουν την λειτουργική κατάσταση ($status$) των μονάδων του συστήματος ανά περίοδο κατανομής. Άρα, κάθε κατανευόμενη μονάδα η οποία συμμετέχει την εξεταζόμενη περίοδο στο πρόβλημα κατανομής μπορεί να βρίσκεται σε μία από τις παρακάτω λειτουργικές καταστάσεις:

- **Σε κατάσταση συγχρονισμού.** Κατά τη διάρκεια της κατάστασης αυτής η ισχύς εξόδου της μονάδας είναι μηδενική για όσο χρόνο χρειαστεί, μέχρις ότου η μονάδα πληροί τις προϋποθέσεις σύνδεσης στο ηλεκτρικό δίκτυο, αναλόγως της προγενέστερης θερμικής κατάστασης αναμονής της. Η έναρξη της κατάστασης συγχρονισμού προσδιορίζεται από τη σχέση (17).

$$st_{u,t}^{syn} = \sum_s \sum_{k=t-T_{u,s}^{syn}+1}^t tr_{u,k,s} \quad (17)$$

- **Σε κατάσταση ενδιάμεσου φορτίου.** Κατά τη διάρκεια της κατάστασης αυτής η μονάδα μεταβάλλει την ισχύ εξόδου της από την ισχύ συγχρονισμού της έως την τεχνικά ελάχιστη παραγωγή της βάσει των τεχνικών της χαρακτηριστικών, αναλόγως της προγενέστερης θερμικής κατάστασης αναμονής της. Η έναρξη της κατάστασης ενδιάμεσου φορτίου προσδιορίζεται από τη σχέση (18).

$$st_{u,t}^{soak} = \sum_s \sum_{k=t-T_{u,s}^{syn}-T_{u,s}^{soak}+1}^{t-T_{u,s}^{syn}} tr_{u,k,s} \quad (18)$$

- **Σε κατάσταση κατανομής.** Κατά τη διάρκεια της κατάστασης αυτής, η μονάδα έχει τη δυνατότητα να μεταβάλλει την παραγωγή της από την τεχνικά ελάχιστη έως και τη μέγιστη αποδιδόμενη (όπως αυτές έχουν δηλωθεί από τον παραγωγό), βάσει των ρυθμών ανόδου και καθόδου της. Η έναρξη της κατάστασης κατανομής προσδιορίζεται εμμέσως από τις (17) έως (20) και τους περιορισμούς (26) έως (29).
- **Σε κατάσταση αποσυγχρονισμού.** Στην κατάσταση αποσυγχρονισμού η μονάδα βρίσκεται σε διαδικασία σβέσης μετά από σχετική εντολή και μεταβάλλει την παραγωγή της από την τεχνικά ελάχιστη έως τη μηδενική ισχύ, σε χρονικό ορίζοντα που καθορίζεται από τον τύπο και τα κατασκευαστικά χαρακτηριστικά αυτής. Η έναρξη της κατάστασης κατανομής προσδιορίζεται από τη σχέση (19).

$$st_{u,t}^{desyn} = \sum_{k=t+1}^{t+T_u^{des}} sd_{u,k} \quad (19)$$

Παράλληλα, η παρακάτω σχέση (20) διασφαλίζει ότι η οποιαδήποτε λειτουργούσα μονάδα θα βρίσκεται σε μία και μόνο φάση λειτουργίας:

$$st_{u,t}^{syn} + st_{u,t}^{soak} + st_{u,t}^{disp} + st_{u,t}^{desyn} = st_{u,t} \quad (20)$$

2.1.2.4. Ελάχιστος χρόνος κράτησης και λειτουργίας μονάδας

Οι ελάχιστοι χρόνοι κράτησης και λειτουργίας μίας μονάδας διασφαλίζεται από τους περιορισμούς (21) και (22) αντίστοιχα.

$$\sum_{k=t-T_u^{stop}+1}^t sd_{u,k} \leq 1 - st_{u,t} \quad (21)$$

$$\sum_{k=t-T_u^{run}+1}^t su_{u,k} \leq st_{u,t} \quad (22)$$

Ο περιορισμός (21) αφορά τις ώρες που πρέπει να μείνει η μονάδα u σε κράτηση, ώστε να παρέλθει ο χρόνος κράτησής της (T_u^{stop}), ενώ ο (22) αφορά τις ώρες που πρέπει να μείνει η μονάδα u σε λειτουργία ώστε να παρέλθει ο ελάχιστος χρόνος λειτουργίας της (T_u^{run}).

2.1.2.5. Ισχύς εξόδου μονάδας

Ο προσδιορισμός της ισχύος εξόδου μίας μονάδας εξαρτάται από τη λειτουργική κατάσταση στην οποία βρίσκεται, ανά περίοδο κατανομής, η οποία καθορίζει τα όρια εντός των οποίων μπορεί να μεταβληθεί η παραγωγή της, σύμφωνα με όσα αναφέρθηκαν στην προηγούμενη ενότητα. Κάθε χρονική στιγμή, η ισχύς εξόδου της εκάστοτε μονάδας u δίνεται από τη σχέση (23).

$$P_{u,t} = P_{u,t}^{disp} + P_{u,t}^{syn} + P_{u,t}^{soak} + P_{u,t}^{desyn} \quad (23)$$

Όταν η μονάδα βρίσκεται σε κατάσταση συγχρονισμού, δηλαδή από τη στιγμή που θα λάβει εντολή ένταξης μέχρις ότου η θερμική της κατάσταση είναι τέτοια που θα της επιτρέψει να συγχρονιστεί στο δίκτυο του νησιού, η ισχύς εξόδου της θεωρείται μηδενική και προσδιορίζεται από την (24):

$$P_{u,t}^{syn} = 0 \quad (24)$$

Κατά την κατάσταση ενδιάμεσου φορτίου, θεωρείται ότι η ισχύς εξόδου της μονάδας αυξάνεται γραμμικά, από την ισχύ συγχρονισμού της έως την τεχνικά ελάχιστη παραγωγή της, όπως υποδηλώνεται από την (25).

$$P_{u,t}^{soak} = \sum_s \sum_{k=t-T_{u,s}^{syn}-T_{u,s}^{soak}+1}^{t-T_{u,s}^{syn}} \left(tr_{u,k,s} \cdot (t-k-T_{u,s}^{syn}+1) \cdot \frac{P_u^{min} - P_u^{syn-soak}}{T_{u,s}^{soak}} \right) \quad (25)$$

Στην κατάσταση κατανομής, όταν δηλαδή η μονάδα μπορεί να κατανεμηθεί σε οποιοδήποτε ισχύ μεταξύ της τεχνικά ελάχιστης και μέγιστης της, πρέπει να τηρούνται οι ράμπες ανόδου (*ramp-up*) και καθόδου της (*ramp-down*), σύμφωνα με τις (26) και (27).

$$P_{u,t}^{disp} - P_{u,t-1}^{disp} \leq ru_u \cdot T^d \cdot st_{u,t}^{disp} \quad (26)$$

$$P_{u,t-1}^{disp} - P_{u,t}^{disp} \leq rd_u \cdot T^d \cdot st_{u,t}^{disp} + P_u^{max} \cdot sd_{u,t} \quad (27)$$

Παράλληλα, σε κατάσταση κατανομής θεωρείται ότι η μονάδα έχει τη δυνατότητα παροχής εφεδρειών ενεργού ισχύος στο σύστημα (1^{ου}σα, 2^{ου}σα και 3^{ου}σα εφεδρεία). Συνεπώς, η παραγωγή της την εξεταζόμενη περίοδο κατανομής, συμπεριλαμβανομένων των παρεχόμενων εφεδρειών της,

οφείλει να είναι μικρότερη της τεχνικά μέγιστης και μεγαλύτερη της τεχνικά ελάχιστης δυνατότητας παραγωγής:

$$P_{u,t}^{disp} + \sum_{e \in \{pr, sr, tr\}} r_{u,e,t}^{up} \leq P_u^{max} \cdot st_{u,t}^{disp} \quad (28)$$

$$P_{u,t}^{disp} - \sum_{e \in \{pr, sr\}} r_{u,e,t}^{dn} \leq P_u^{min} \cdot st_{u,t}^{disp} \quad (29)$$

Τέλος, κατά τον αποσυγχρονισμό της μονάδας, θεωρείται ότι η ισχύς εξόδου της μεταβάλλεται γραμμικά από την τεχνικά ελάχιστη παραγωγή της έως την πλήρη απένταξη και προσδιορίζεται από τον περιορισμό (30).

$$P_{u,t}^{desyn} = \sum_{k=t+1}^{t+T_u^{des}} \left(sd_{u,k} \cdot (k-t) \cdot \frac{P_u^{min}}{T_u^{des}} \right) \quad (30)$$

2.1.2.6. Περιορισμοί παραγωγής αιολικών πάρκων

Η παραγωγή των αιολικών πάρκων ενός νησιωτικού συστήματος ενδέχεται να περιοριστεί κατάλληλα κατά τη λειτουργία πραγματικού χρόνου για τεχνικούς λόγους μέσω της έκδοσης εντολών ανώτατης επιτρεπτής απορρόφησης. Οι εντολές αυτές αποστέλλονται σε κάθε Α/Π του συστήματος ([12], [153]), οδηγώντας σε αναπόφευκτες περικοπές κατά τις περιόδους αυξημένης συμφόρησης ΑΠΕ. Η συνολικά μέγιστη δυνατή απορρόφηση αιολικής παραγωγής του συστήματος, $P_{\mathcal{W},max,t}$, προσδιορίζεται λαμβάνοντας υπόψη δύο τεχνικούς περιορισμούς που επιβάλλονται από τη ζήτηση και το πλήθος και τα χαρακτηριστικά των ενταγμένων κατανεμόμενων μονάδων παραγωγής. Αυτοί είναι οι εξής:

- **Ο περιορισμός τεχνικού ελάχιστου** των κατανεμόμενων μονάδων που εκφράζει τον χώρο υποδοχής της αιολικής παραγωγής ως την απόσταση της συνολικά τεχνικά ελάχιστης παραγωγής των ενταγμένων μονάδων από τη ζήτηση του συστήματος. Στον περιορισμό αυτόν, πέραν των τεχνικών ελαχίστων των κατανεμόμενων μονάδων που βρίσκονται σε φάση κατανομής, περιλαμβάνεται επιπλέον η μη ελεγχόμενη παραγωγή ΑΠΕ και η παραγωγή των συμβατικών μονάδων που βρίσκονται σε φάσεις αποσυγχρονισμού ή ενδιαμέσου φορτίου. Εφόσον ληφθούν υπόψη τα ανωτέρω κριτήρια, γίνεται η υπόθεση ότι, προς όφελος της διείσδυσης αιολικής παραγωγής, η αρνητική εφεδρεία του συστήματος μηδενίζεται. Επομένως, ο περιορισμός τεχνικού ελάχιστου ορίζεται ως:

$$P_{\mathcal{W},max,t}^{ml} = P_{L,t} - P_{pv,t} - \sum_u \left(P_u^{min} \cdot st_{u,t}^{disp} + P_{u,t}^{soak} + P_{u,t}^{desyn} \right) \quad (31)$$

- **Ο δυναμικός περιορισμός διείσδυσης**, ο οποίος προσδιορίζεται βάσει των ικανοτήτων παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας των ενταγμένων κατανεμόμενων μονάδων. Πιο συγκεκριμένα, οι ικανότητες πρωτεύουσας εφεδρείας των ενταγμένων μονάδων πρέπει να επαρκούν για την κάλυψη πιθανής απώλειας παραγωγής ΑΠΕ, ώστε να διασφαλιστεί η ομαλή λειτουργία του συστήματος μετά τη διαταραχή. Στην παρούσα υλοποίηση γίνεται η θεώρηση ότι μόνο ένα μέρος της διαθέσιμης παραγωγής ΑΠΕ, το ονομαζόμενο το «μη εγγυημένο» τμήμα της, είναι πιθανό να απωλεσθεί βηματικά. Οι παράμετροι $l_{pv,t}$ και $l_{w,t}$ εκφράζουν τα θεωρούμενα «μη εγγυημένα» ποσοστά διαθέσιμης φωτοβολταϊκής και αιολικής παραγωγής ανά εξεταζόμενη περίοδο. Συνεπώς, η συνολική δυνατότητα απορρόφησης αιολικής παραγωγής βάσει του δυναμικού περιορισμού ανέρχεται σε:

$$P_{\mathcal{W},max,t}^d = \frac{\sum_u (r_{u,pr}^{c-up} \cdot st_{u,t}^{disp}) - l_{pv,t} \cdot P_{pv,t}}{l_{w,t}} \quad (32)$$

Τελικά, η μέγιστη δυνατή απορρόφηση αιολικής παραγωγής προκύπτει ως η ελάχιστη ποσότητα μεταξύ των (31) και (32):

$$P_{\mathcal{W},max,t} = \min\{P_{\mathcal{W},max,t}^{nl}, P_{\mathcal{W},max,t}^d\} \quad (33)$$

Η ποσότητα $P_{\mathcal{W},max,t}$, περιοριζόμενη από τη συνολική εγκατεστημένη αιολική ισχύ, αποτελεί το συνολικό set-point παραγωγής των Α/Π σε πραγματικό χρόνο (34) και επιμερίζεται στα επιμέρους Α/Π βάσει της εγκατεστημένης ισχύος καθενός εξ αυτών (35):

$$P_{\mathcal{W},t}^{sp} = \min\{P_{\mathcal{W},max,t}, P_{\mathcal{W}}^i\} \quad (34)$$

$$P_{wf,t}^{sp} = \frac{P_{wf}^i}{P_{\mathcal{W}}^i} \cdot P_{\mathcal{W},t}^{sp} \quad (35)$$

Στη γενική περίπτωση, όπου σε ένα νησιωτικό σύστημα είναι εγκατεστημένα περισσότερα του ενός Α/Π, αυτά ενδέχεται να λειτουργούν υπό σημαντικά διαφορετικό αιολικό δυναμικό. Εάν η επίλυση του προγράμματος ένταξης των μονάδων πραγματοποιηθεί βάσει της ενιαίας αιολικής πρόβλεψης που θα αφορά συνολικά όλα τα Α/Π του νησιού, τότε, κατά τη λειτουργία πραγματικού χρόνου, ο επιμερισμός του συνολικού set-point, $P_{\mathcal{W},max,t}$, βάσει της (35) ενδεχομένως να οδηγήσει σε μικρότερη απορρόφηση αιολικής παραγωγής σε σχέση με τον προγραμματισμό. Σε αυτή την περίπτωση θα προκύψει έλλειμμα ισχύος, το οποίο θα πρέπει να καλυφθεί από τις λειτουργούσες καταναεμόμενες μονάδες, κατά παρέκκλιση της προγραμματισθείσας ένταξης και φόρτισής τους, γεγονός που μερικώς αναιρεί τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας του συστήματος.

Για την αποφυγή του παραπάνω προβλήματος και διατηρώντας τις περιγραφείσες αρχές επιμερισμού του setpoint, ενσωματώνεται στο πρόβλημα του ένταξης ο υπολογισμός και επιμερισμός των set-points των Α/Π. Με τον τρόπο αυτό, ο προγραμματισμός ένταξης και φόρτισης των μονάδων μπορεί να πραγματοποιείται κατά τρόπο περισσότερο συνεπή προς τις τελικά διαθέσιμες δυνατότητες παραγωγής των Α/Π βάσει των set-points πραγματικού χρόνου.

Για την υλοποίηση της προσέγγισης αυτής, ενσωματώνονται εντός της βελτιστοποίησης οι ακόλουθοι περιορισμοί:

$$P_{wf,t} < P_{wf,t}^{sp} \quad (36)$$

$$\sum_{wf} P_{wf,t} = P_{w,t} \quad (37)$$

$$P_{wf,t} \leq P_{wf,t}^a \quad (38)$$

Παράλληλα εφαρμόζεται η (34) για τον υπολογισμό του συνολικού set-point και η (35) για τον επιμερισμό του σε κάθε Α/Π του συστήματος.

Επισημαίνεται, ότι οι Φ/Β σταθμοί, σε αντίθεση με τα Α/Π, διεθνώς εξαιρούνται της διαδικασίας περιορισμού της παραγωγής τους σε αυτόνομα συστήματα, με αποτέλεσμα αυτή να απορροφάται πλήρως ([14]). Σε κάθε περίπτωση, αντίστοιχοι περιορισμοί απορρόφησης θα μπορούσαν να

εφαρμοστούν κατά τη λειτουργία πραγματικού χρόνου και για τη Φ/Β παραγωγή των νησιών, εφαρμόζοντας κατάλληλες τεχνικές που θα λάμβαναν υπόψη την ασφάλεια της λειτουργίας του συστήματος, τη βιωσιμότητα των επενδύσεων αλλά και την ισότιμη μεταχείριση των διαφόρων τεχνολογιών ΑΠΕ στα ΜΔΝ.

2.1.2.7. Πρόσθετοι περιορισμοί διαχείρισης

Εντός του προβλήματος βελτιστοποίησης ενδέχεται να είναι αναγκαίο να συμπεριληφθούν πρόσθετοι περιορισμοί που σχετίζονται με τη διαχείριση μεμονωμένων μονάδων ή συνόλου αυτών, βάσει των ιδιαίτερων χαρακτηριστικών του εκάστοτε αυτόνομου συστήματος.

Δεδομένου ότι οι περισσότερες από τις μονάδες των συστημάτων ΜΔΝ διαθέτουν μικρούς χρόνους απόκρισης, είναι δηλαδή ευέλικτα στοιχεία δυναμικού, μπορεί να είναι επιθυμητός, ή και αναγκαίος, ο περιορισμός των ταυτόχρονων εναύσεων τους εντός της εξεταζόμενης περιόδου κατανομής (39), ώστε να αντικατοπτρίζεται αντικειμενικά η δυνατότητα χειρισμών τους από το προσωπικό του σταθμού.

$$\sum_u su_{u,t} \leq \bar{su} \quad (39)$$

Ομοίως, ενδέχεται να είναι αναγκαίος ο επιπλέον περιορισμός του αριθμού των συνολικών εναύσεων είτε μίας συγκεκριμένης μονάδας ή για το σύνολο του συμβατικού στόλου εντός του ορίζοντα βελτιστοποίησης (40), ώστε να αποτραπούν λύσεις του αλγορίθμου που οδηγούν σε αποτελέσματα που επιβαρύνουν υπερβολικά τη λειτουργία των μονάδων και τους χειριστές τους.

$$\sum_t \sum_{u \in U^{th}} su_{u,t} \leq \bar{su}' \quad (40)$$

2.1.2.8. Περιορισμοί ικανότητας παροχής εφεδρειών

Για κάθε μονάδα που βρίσκεται σε κατάσταση κατανομής, η δεσμευόμενη πρωτεύουσα, δευτερεύουσα και τριτεύουσα στρεφόμενη εφεδρεία της απαιτείται να είναι μικρότερη ή ίση της ικανότητας παροχής της αντίστοιχης εφεδρείας, κάθε χρονική στιγμή. Οι απαιτήσεις αυτές καλύπτονται βάσει των περιορισμών (41) και (42)

$$r_{u,e,t}^{up} \leq r_{u,e}^{c-up} \cdot st_{u,t}^{disp}, \quad \forall e \in \{pr, sr, tr\} \quad (41)$$

$$r_{u,e,t}^{dn} \leq r_{u,e}^{c-dn} \cdot st_{u,t}^{disp}, \quad \forall e \in \{pr, sr, tr\} \quad (42)$$

Αναφορικά με τη μη στρεφόμενη τριτεύουσα εφεδρεία που θα δεσμευτεί από τον αλγόριθμο, αυτή παρέχεται από μονάδες που κατά την εξεταζόμενη περίοδο κατανομής πρέπει να ικανοποιούν τα ακόλουθα κριτήρια:

- Δεν είναι συγχρονισμένες στο δίκτυο
- Έχουν την ικανότητα παροχής τριτεύουσας μη στρεφόμενης εφεδρείας και
- Βρίσκονται σε σβέση για χρονικό διάστημα μεγαλύτερο από τον υποχρεωτικό χρόνο κράτησής τους

Στις εξισώσεις (43) και (44) αποτυπώνονται οι απαιτήσεις για την παροχή τριτεύουσας μη στρεφόμενης εφεδρείας, βάσει των τεχνικών περιορισμών που τίθενται από τις μονάδες. Η δυαδική μεταβλητή ns λαμβάνει τιμή “1” όταν η μονάδα u την εξεταζόμενη περίοδο κατανομής t συμμετέχει στην 3^{ουσα} μη στρεφόμενη εφεδρεία και “0” σε οποιαδήποτε άλλη περίπτωση.

$$r_{u,tr-ns,t}^{up} \geq P_u^{min} \cdot ns_{u,t} \quad (43)$$

$$r_{u, tr-ns, t}^{up} \leq r_{u, tr-ns}^{c-up} \cdot ns_{u, t} \quad (44)$$

Για να διασφαλιστεί ότι η μονάδα που παρέχει 3^{ουσα} μη στρεφόμενη εφεδρεία την εξεταζόμενη περίοδο κατανομής δεν είναι σε λειτουργία εισάγεται ο περιορισμός (45):

$$ns_{u, t} + st_{u, t} \leq 1 \quad (45)$$

Επιπλέον, αν και ο (45) διασφαλίζει ότι η μονάδα u την περίοδο t δεν είναι σε λειτουργία, δεν διασφαλίζει ότι έχει παρέλθει ο χρόνος κράτησης της μονάδας μετά την τελευταία σβέση της. Για τον σκοπό αυτό, εφαρμόζεται ο περιορισμός (46), ο οποίος διασφαλίζει ότι η δυναμική μεταβλητή ns δεν θα πάρει τιμή “1”, εφόσον δεν έχει παρέλθει ο ελάχιστος χρόνος κράτησης, δηλαδή η μονάδα δεν θα είναι διαθέσιμη για παροχή 3^{ουσα} μη στρεφόμενης εφεδρείας.

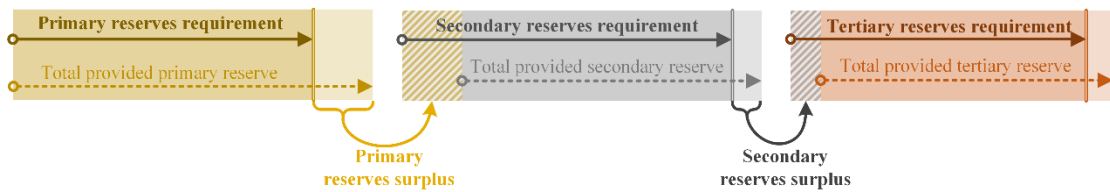
$$\sum_{k=t-T_u^{stop}+1}^t sd_{u, k} \leq 1 - ns_{u, t} \quad (46)$$

2.1.2.9. Περιορισμοί κάλυψης απαιτήσεων εφεδρειών

Από την πλευρά του διαχειριστή ενός συστήματος ΜΔΝ, οι περιορισμοί που σχετίζονται με τις εφεδρείες ενεργού ισχύος έχουν ως στόχο να διασφαλίσουν ότι οι παρεχόμενες εφεδρείες από τις μονάδες παραγωγής θα υπερκαλύψουν τις αντίστοιχες απαιτήσεις, ανά τύπο εφεδρείας, ώστε να εξασφαλισθεί η κατά το δυνατόν απρόσκοπτη λειτουργία του συστήματος έναντι διαταραχών.

Καθώς η ποσοτικοποίηση των απαιτήσεων εφεδρειών του συστήματος δεν εμπίπτει στο άμεσο αντικείμενο της εργασίας, δεν θα αναλυθεί λεπτομερώς εντός του κυρίως σώματός της. Ωστόσο, στο Παράρτημα Α, παρουσιάζεται μία αναλυτική προσέγγιση ποσοτικοποίησης των απαιτήσεων εφεδρειών, ανά τύπο, για λόγους πληρότητας της μοντελοποίησης. Σημειώνεται, ότι τουλάχιστον η απαίτηση 1^{ουσα} θετικής εφεδρείας (σχέση (110) Παραρτήματος Α), η οποία σχετίζεται με τις σοβαρές απρόβλεπτες διαταραχές του συστήματος, εντάσσεται προς προσδιορισμό εντός του προβλήματος βελτιστοποίησης.

Αναφορικά με την κάλυψη των απαιτήσεων εφεδρειών, λόγω της ιεραρχικής δομής τους, γίνεται η θεώρηση ότι είναι δυνατό εφεδρεία υψηλότερης ποιότητας να υποκαταστήσει εφεδρεία χαμηλότερης ποιότητας (η «ποιότητα» αφορά τον χρόνο απόκρισης/παροχής), μεθοδολογία γνωστή στη βιβλιογραφία με τον όρο *substitutability of ancillary services* ([154]). Συνεπώς, τυχόν πλεόνασμα 1^{ουσα} εφεδρείας, όταν δηλαδή η διαθέσιμη 1^{ουσα} εφεδρεία ξεπερνά την αντίστοιχη απαίτηση, μπορεί να διατεθεί για κάλυψη της απαίτησης 2^{ουσα} και 3^{ουσα} εφεδρείας του συστήματος, ενώ αντίστοιχα πλεόνασμα 2^{ουσα} εφεδρείας θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί για ανάγκες κάλυψης 3^{ουσα} εφεδρείας και μόνο. Η λογική των ένθετων εφεδρειών απεικονίζεται στο παρακάτω Σχ. 10.



Σχ. 10: Λογική ένθετων εφεδρειών, όπου περίσσεια εφεδρείας ταχύτερου τύπου αξιοποιείται για την κάλυψη απαίτησης εφεδρείας πιο αργής απόκρισης.

Βάσει των ανωτέρω, διακρίνονται οι παρακάτω περιορισμοί (47) έως (52) για την κάλυψη των απαιτήσεων εφεδρειών του συστήματος.

Για τη συνολικά παρεχόμενη 1^{ουσα} θετική εφεδρεία τίθεται ο περιορισμός (47), ο οποίος δηλώνει ότι

η παρεχόμενη $1^{ουσα}$ θετική εφεδρεία πρέπει να είναι τουλάχιστον ίση με την απαίτηση πρωτεύουσας θετικής εφεδρείας. Σε περίπτωση που για τεχνικούς λόγους είναι αδύνατη η συμμόρφωση της παροχής με την απαίτηση, τότε η μεταβλητή χαλάρωσης $sl_{pr,t}^{up}$ λαμβάνει τιμή που προσδιορίζει την απόκλιση από την απαίτηση $1^{ουσα}$ άνω εφεδρείας. Για να αποτραπεί η παραβίαση της βασικής αυτής απαίτησης, η μεταβλητή $sl_{pr,t}^{up}$ πολλαπλασιάζεται με έναν αρκετά μεγάλο συντελεστή κόστους και το συνολικό γινόμενο εισάγεται στην αντικειμενική συνάρτηση προς ελαχιστοποίηση, όπως ήδη αναφέρθηκε αναλυτικότερα στην §2.1.1.

$$\sum_u r_{u,pr,t}^{up} + sl_{pr,t}^{up} \geq rr_{pr,t}^{up} \quad (47)$$

Όμοια ισχύουν αναφορικά με την ικανοποίηση της απαίτησης της παρεχόμενης $1^{ουσα}$ αρνητικής εφεδρείας, η οποία καθορίζεται από τον περιορισμό (48).

$$\sum_u r_{u,pr,t}^{dn} + sl_{pr,t}^{dn} \geq rr_{pr,t}^{dn} \quad (48)$$

Η απαίτηση παροχής $2^{ουσα}$ θετικής και αρνητικής εφεδρείας, λαμβάνοντας υπόψη τυχόν πλεονάσματα διαθέσιμης $1^{ουσα}$ εφεδρείας, δίνεται από τους περιορισμούς (49) και (50). Στους (49) και (50) ενσωματώνονται επίσης κατάλληλες μεταβλητές χαλάρωσης, ώστε το πρόβλημα να παραμένει επιλύσιμο ακόμη και σε περίπτωση ανικανότητας τήρησης των απαιτήσεων $2^{ουσα}$ εφεδρείας.

$$\sum_u r_{u,pr,t}^{up} + \sum_u r_{u,sr,t}^{up} + sl_{sr,t}^{up} \geq rr_{pr,t}^{up} + rr_{sr,t}^{up} \quad (49)$$

$$\sum_u r_{u,pr,t}^{dn} + \sum_u r_{u,sr,t}^{dn} + sl_{sr,t}^{dn} \geq rr_{pr,t}^{dn} + rr_{sr,t}^{dn} \quad (50)$$

Τέλος, η $3^{ουσα}$ άνω εφεδρεία μπορεί να παρέχεται είτε από μονάδες που είναι εν λειτουργία και έχουν την ικανότητα να παρέχουν $3^{ουσα}$ ρύθμιση (στρεφόμενη $3^{ουσα}$ εφεδρεία), είτε από μονάδες που δεν είναι συγχρονισμένες αλλά έχουν τέτοιους ρυθμούς έναυσης και ανόδου που τους δίνουν τη δυνατότητα να αναλάβουν φορτίο μεγαλύτερο ή ίσο του τεχνικού τους ελαχίστου εντός ~20 λεπτών (μη στρεφόμενη $3^{ουσα}$ εφεδρεία). Ο περιορισμός (51) διασφαλίζει την τήρηση της $3^{ουσα}$ άνω εφεδρείας, αξιοποιώντας πλεονάσμα $1^{ουσα}$ και $2^{ουσα}$ εφεδρείας, ενώ δύναται να χαλαρώσει όταν είναι ανέφικτη η τήρησή του. Αντίστοιχα ισχύουν για την $3^{ουσα}$ κάτω εφεδρεία, βάσει του περιορισμού (52), όπου όμως τώρα στην κάλυψη της απαίτησης δεν μπορούν να συμμετέχουν μη συγχρονισμένες στο δίκτυο μονάδες.

$$\sum_u r_{u,pr,t}^{up} + \sum_u r_{u,sr,t}^{up} + \sum_u r_{u,tr,t}^{up} + \sum_u r_{u,tr-ns,t}^{up} + sl_{tr,t}^{up} \geq rr_{pr,t}^{up} + rr_{sr,t}^{up} + rr_{tr,t}^{up} \quad (51)$$

$$\sum_u r_{u,pr,t}^{dn} + \sum_u r_{u,sr,t}^{dn} + \sum_u r_{u,tr,t}^{dn} + sl_{tr,t}^{dn} \geq rr_{pr,t}^{dn} + rr_{sr,t}^{dn} + rr_{tr,t}^{dn} \quad (52)$$

2.1.2.10. Προσδιορισμός ικανότητας παροχής εφεδρειών

Η διάκριση των απαιτήσεων εφεδρειών βάσει του χρόνου εφαρμογής και διατήρησής τους, διαφέρει εγγενώς από την απλή τήρηση στρεφόμενης εφεδρείας, όπως είναι η πλέον συνηθισμένη προσέγγιση στη βιβλιογραφία των αυτόνομων συστημάτων ([50], [56], [138]), ακόμη και στην περίπτωση εφαρμογής λεπτομερέστερων μοντέλων ένταξης μονάδων ([45], [118], [121], [139]). Σε κάθε περίπτωση, η υπόθεση ότι η συνολικά διαθέσιμη στρεφόμενη εφεδρεία των ενταγμένων μονάδων ενός συστήματος μπορεί να απελευθερωθεί άμεσα μετά από μία σοβαρή διαταραχή στο σύστημα (π.χ. απότομη απώλεια μίας μεγάλης μονάδας παραγωγής), αποτελεί μία απλουστευτική

προσέγγιση. Η δυναμική συμπεριφορά ενός ΣΗΕ για τη ρύθμιση της συχνότητάς του [155], η οποία σχετίζεται άμεσα με τον τύπο και τα χαρακτηριστικά της εκάστοτε μονάδας (*prime mover*) και του ρυθμιστή στροφών της (*governor*), είναι τέτοια που εν τέλει επιτρέπει την άμεση απελευθέρωση μόνο ενός ποσοστού της διαθέσιμης στρεφόμενης εφεδρείας των μονάδων μετά από σοβαρές διαταραχές στο ΣΗΕ², ώστε να τηρηθεί το ισοζύγιο ενέργειας του συστήματος ([2], [64], [97], [156], [157]). Αγνοώντας τη μεταβατική συμπεριφορά του συστήματος κατά τα πρώτα λίγα δευτερόλεπτα μετά τη διαταραχή (γκρι περιοχή του Σχ. 11 (α) και (β)), η ποσότητα της εφεδρείας που μπορεί να απελευθερωθεί από την εκάστοτε μονάδα του συστήματος, πριν τη διορθωτική δράση του δευτερεύοντος ελέγχου μέσω της λειτουργίας της αυτόματης ρύθμισης παραγωγής (AGC), συσχετίζεται άμεσα με τη χαρακτηριστική καμπύλη του ρυθμιστή στροφών της μονάδας (καμπύλη στατισμού στο Σχ. 11 (γ)), η οποία προσδιορίζεται από την (53). Συνεπώς, η μέγιστη ικανότητα παροχής 1^{ου}σας εφεδρείας μίας μονάδας, μπορεί αρχικά να εξαχθεί από την (53), δεδομένης της μέγιστης επιτρεπτής απόκλισης της συχνότητας του συστήματος στη μόνιμη κατάσταση μετά τη διαταραχή (Δf_{ss}) και της χαρακτηριστικής του ρυθμιστή στροφών της μονάδας. Στο Σχ. 12 απεικονίζεται ποιοτικά η διαφοροποίηση μεταξύ της στρεφόμενης και της πρωτεύουσας άνω εφεδρείας μία μονάδας, όπου είναι εμφανές ότι η πρωτεύουσα αποτελεί υποσύνολο της στρεφόμενης.

$$r_{u,pr}^{c-up} = \Delta P_u = \frac{\Delta f_{ss}/f_0}{S_u} \cdot P_u^{\max} \quad (53)$$

Μετά την εφαρμογή της πρωτεύουσας ρύθμισης, είναι αναγκαία η απελευθέρωση επιπλέον εφεδρειών στο σύστημα μέσω ενός πιο αργού, εξωτερικού μηχανισμού ρύθμισης, στις οποίες συγκαταλέγονται η δευτερεύουσα και η τριτεύουσα εφεδρεία. Οι ικανότητες δευτερεύουσας και τριτεύουσας εφεδρείας κάθε μονάδας του συστήματος, μπορούν να προσδιοριστούν βάσει της ράμπας ανόδου/καθόδου της (MW/min) και τους αντίστοιχους χρόνους εφαρμογής του εκάστοτε τύπου εφεδρείας. Πιο συγκεκριμένα, στην παρούσα εργασία θεωρείται ότι η εφαρμογή της 2^{ου}σας οφείλει να πραγματοποιηθεί εντός 5 λεπτών, ενώ η εφαρμογή της 3^{ου}σας, τουλάχιστον εντός 20 λεπτών.

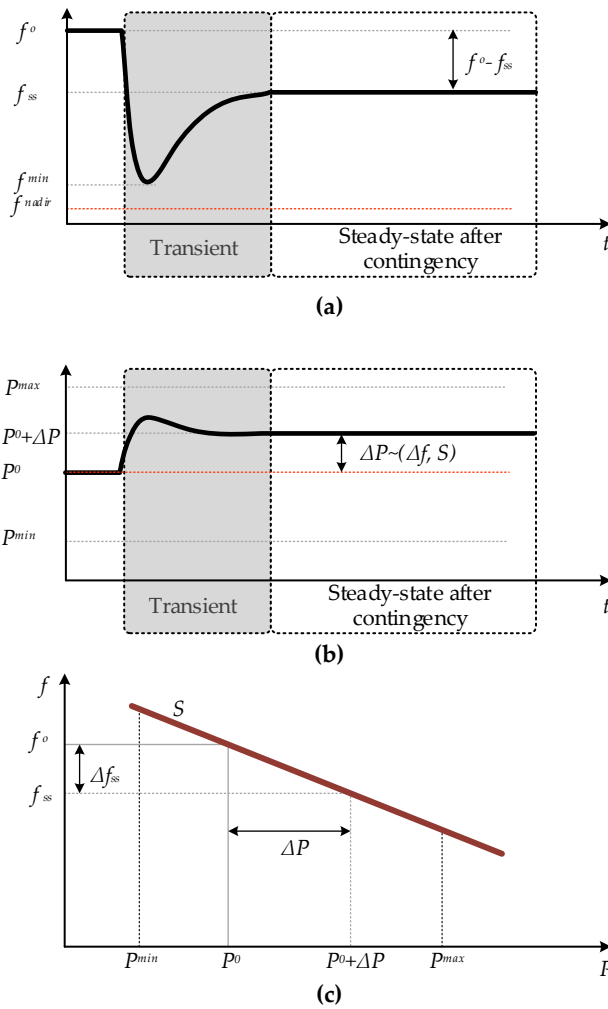
$$r_{u,sr}^{c-up(dn)} = ru(dn)_u \cdot 5 \quad (54)$$

$$r_{u,tr}^{c-up(dn)} = ru(dn)_u \cdot 20 \quad (55)$$

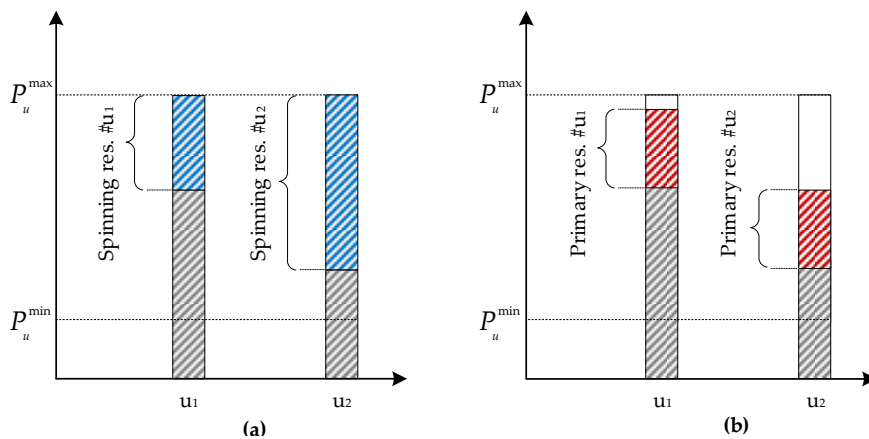
Επιπλέον, η διατύπωση της ικανότητας πρωτεύουσας εφεδρείας βάσει της (53) μπορεί να οδηγήσει στην επαναδιατύπωση του δυναμικού περιορισμού διείσδυσης της αιολικής παραγωγής, αντικαθιστώντας την ικανότητα πρωτεύουσας των μονάδων με τον στατισμό τους και την μέγιστη επιτρεπτή απόκλιση συχνότητας του συστήματος μετά τη διαταραχή. Συνεπώς, η (32) μπορεί να αντικατασταθεί εντός του προβλήματος βελτιστοποίησης από την εξίσωση (56), μετατρέποντας το πρόβλημα ένταξης μονάδων σε γραμμικό πρόβλημα με συχνοτικούς περιορισμούς.

$$P_{W,max,t}^d = \frac{\frac{\Delta f_{ss}}{f_0} \cdot \sum_u \left(\frac{P_u^{\max}}{S_u} \cdot st_{u,t}^{disp} \right) - l_{pv,t} \cdot P_{pv,t}}{l_{w,t}} \quad (56)$$

² Στην παρούσα εργασία αναφέρεται ως πρωτεύουσα εφεδρεία ή εφεδρεία πρωτεύουσας ρύθμισης.



Σχ. 11: (α) Συχνότητα συστήματος, (β) ισχύς εξόδου μίας μονάδας συμβατικού καυσίμου, και (γ) χαρακτηριστική ρυθμιστή στροφών μέσω στατισμού (speed droop characteristic) της μονάδας.



Σχ. 12: Ποιοτική απεικόνιση (α) σπρεφόμενης εφεδρείας, (β) πρωτεύουσας άνω εφεδρείας δύο όμοιων μονάδων, u_1 και u_2 .

2.2. Αποτελέσματα εφαρμογής της μεθοδολογίας

Στην παρούσα ενότητα θα αναλυθούν τα αποτελέσματα ημερήσιας και ετήσιας λειτουργίας ενός ενδεικτικού αυτόνομου συστήματος μεγάλου μεγέθους, του οποίου τα βασικά χαρακτηριστικά παρουσιάζονται στο Παράρτημα Β. Στόχος είναι η αξιολόγηση της λειτουργίας του προτεινόμενου

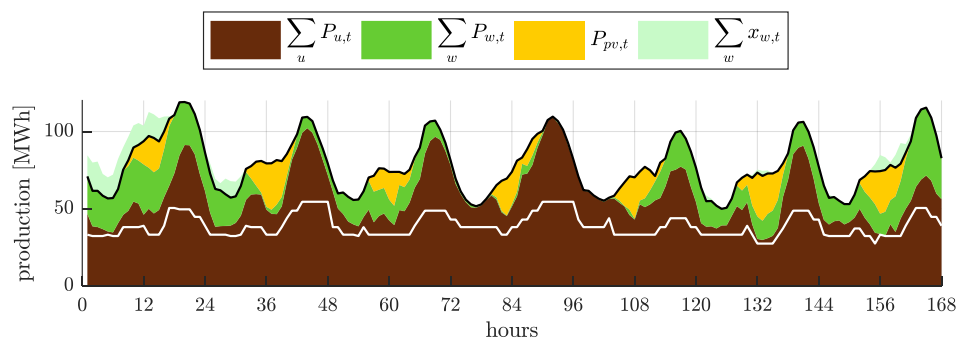
αλγόριθμοι τόσο σε επίπεδο ημέρας κατανομής όσο και συνολικά εντός του έτους, εξετάζοντας δείκτες σχετικούς με τη διείσδυση των ΑΠΕ, την οικονομική λειτουργία του συστήματος, καθώς και την ασφάλη του λειτουργία βάσει των τηρούμενων εφεδρειών. Επιπλέον, η αναπτυχθείσα μεθοδολογία θα συγκριθεί με μία απλουστευμένη μέθοδο διαχείρισης της παραγωγής, η οποία βασίζεται σε εφαρμογή προεπιλεγμένης σειράς ένταξης των μονάδων (*priority listing*) και έχει αναλυθεί λεπτομερώς στην [134], αναδεικνύοντας τα πλεονεκτήματά της σε επίπεδο ασφάλειας λειτουργίας του συστήματος.

Στο σενάριο εξέτασης της παρούσας ενότητας, θεωρούνται 55 MW αιολικών πάρκων και 36 MW Φ/Β σταθμών. Παράλληλα, θεωρείται ότι η μονάδα u#1 του συστήματος είναι υποχρεωτικής ένταξης καθ' όλη τη διάρκεια του έτους για λόγους ευσταθούς λειτουργίας του συστήματος, ενώ αντίστοιχα η μονάδα u#2 βρίσκεται μόνιμα εκτός λειτουργίας, σε κατάσταση ψυχρής εφεδρείας.

Σημειώνεται ότι όλα τα προβλήματα βελτιστοποίησης που εκτελούνται στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας έχουν αναπτυχθεί στο GAMS© [158], χρησιμοποιώντας επιλυτή CPLEX© [159]. Όλες οι αρχικοποιήσεις και η επεξεργασία των αποτελεσμάτων πραγματοποιήθηκαν στο MATLAB© [160]. Ο χρόνος εξέτασης του προβλήματος με ορίζοντα βελτιστοποίησης 24 ωρών και βήμα 1 ώρας, κυμαίνεται από 15 δευτερόλεπτα έως 1.5 λεπτό, επιτυγχάνοντας λύσεις των οποίων το κόστος βρίσκεται κάτω του 0.5% της βέλτιστης.

2.2.1. Ενδεικτική λειτουργία συστήματος

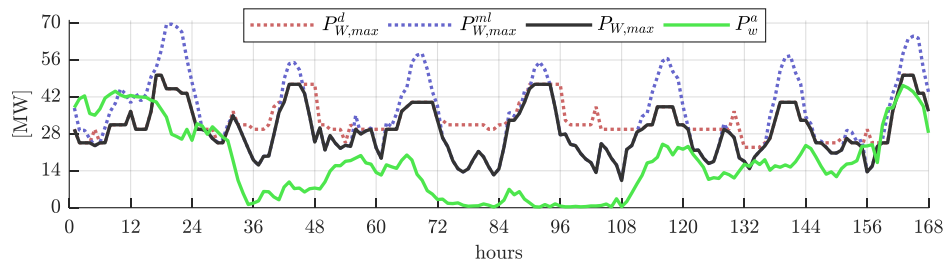
Στο Σχ. 13 παρουσιάζεται η λειτουργία του αυτόνομου συστήματος για μία ενδεικτική εβδομάδα μέσης ζήτησης του Φεβρουαρίου. Με καφέ χρώμα απεικονίζεται συγκεντρωτικά η παραγωγή των ενταγμένων συμβατικών μονάδων, με πράσινο η παραγωγή των Α/Π, με κίτρινο η παραγωγή των Φ/Β σταθμών, ενώ η λευκή γραμμή υποδηλώνει την ανά ώρα τεχνικά ελάχιστη παραγωγή των συμβατικών μονάδων, περιλαμβανομένης της ισχύος των μονάδων κατά τη φάση ενδιάμεσου φορτίου. Με ανοιχτό πράσινο παρουσιάζονται οι περικοπές της αιολικής παραγωγής.



Σχ. 13: Λειτουργία του νησιωτικού συστήματος για μία ενδεικτική εβδομάδα μέσης ζήτησης.

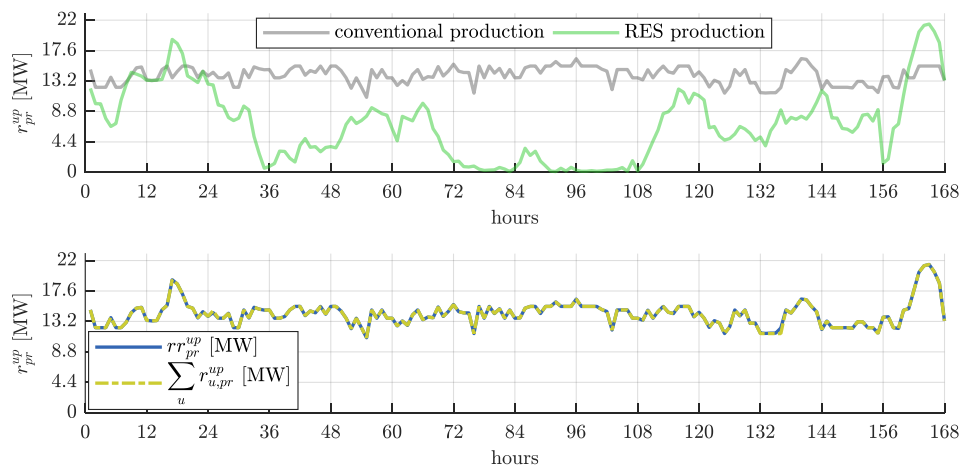
Όπως είναι εμφανές από το Σχ. 13, περικοπές αιολικής παραγωγής παρατηρούνται μόνο στην περίπτωση που στο σύστημα επικρατούν συνθήκες συμφόρησης ΑΠΕ. Ειδικότερα, σε συνθήκες μειωμένης ζήτησης, οι οποίες συνήθως εμφανίζονται τις πρώτες πρωινές ώρες στην κοιλάδα της καμπύλης ζήτησης και τις μεσημεριανές ώρες με υψηλή Φ/Β παραγωγή, ο προκύπτων χώρος υποδοχής της αιολικής παραγωγής είναι εξαιρετικά μειωμένος, με αποτέλεσμα, σε περιπτώσεις αυξημένου αιολικού δυναμικού, να παρατηρούνται περικοπές αιολικής ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα, ο χώρος υποδοχής της αιολικής παραγωγής απεικονίζεται στο Σχ. 14 με μαύρη συνεχή γραμμή και προκύπτει ως το ελάχιστο μεταξύ του δυναμικού περιορισμού (κόκκινη εστιγμένη γραμμή) και του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου (μπλε εστιγμένη γραμμή), βάσει της εφαρμογής των (31) - (38) εντός του προβλήματος βελτιστοποίησης. Όπως είναι εμφανές, ο

περιορισμός τεχνικού ελαχίστου επικρατεί κυρίως τις ώρες μειωμένης ζήτησης, όπου η απόσταση μεταξύ της προς κάλυψη ζήτησης και των τεχνικών ελαχίστων των ενταγμένων μονάδων μειώνεται, ενώ, αντίθετα, ο δυναμικός περιορισμός υπερισχύει τις ώρες της βραδινής αιχμής, όταν ο περιορισμός τεχνικού ελαχίστου χαλαρώνει.



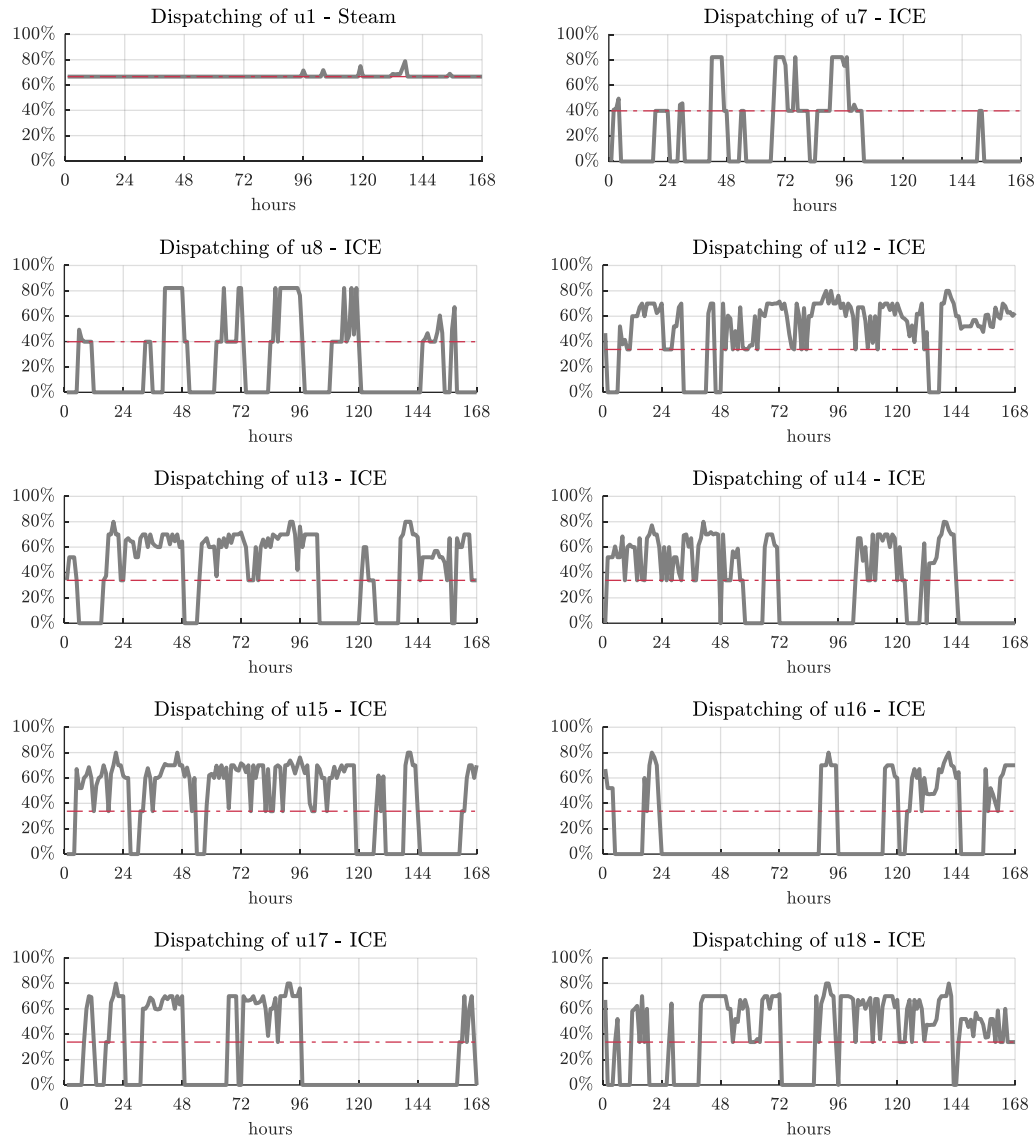
Σχ. 14: Εφαρμογή περιορισμών διείσδυσης αιολικής παραγωγής για την εξεταζόμενη εβδομάδα του Σχ. 13.

Στο Σχ. 15 απεικονίζεται η απαίτηση άνω $1^{ου}$ σας εφεδρείας του συστήματος (με μπλε) και η συνολικά δεσμευμένη άνω $1^{ου}$ σα εφεδρεία των ενταγμένων κατανεμόμενων μονάδων ανά ώρα κατανομής (κίτρινη διακεκομμένη γραμμή), για τη διάρκεια της εξεταζόμενης εβδομάδας. Κατά τη διάρκεια της εξεταζόμενης περιόδου, η ένταξη των συμβατικών μονάδων πραγματοποιείται κατά τρόπο που οδηγεί στην πλήρη κάλυψη των απαιτήσεων $1^{ου}$ σας θετικής εφεδρείας, χωρίς όμως να προκύπτει πλεόνασμα $1^{ου}$ σας εφεδρείας στο σύστημα καθώς ότι οι εφεδρείες γρήγορης απόκρισης αποτελούν αγαθό εν ανεπαρκεία (βάσει των ικανοτήτων παροχής $1^{ου}$ σας εφεδρείας στο Παράρτημα Β). Παράλληλα, η απαίτηση άνω $1^{ου}$ σας εφεδρείας του συστήματος διαμορφώνεται ως επί το πλείστον από την απώλεια παραγωγής κατανεμόμενης μονάδας, ενώ η απώλεια παραγωγής ΑΠΕ επικρατεί μόνο σε περιπτώσεις που το αιολικό δυναμικό είναι εξαιρετικά αυξημένο.



Σχ. 15: Προσδιορισμός απαίτησης άνω $1^{ου}$ σας εφεδρείας και συνολικά παρεχόμενη άνω $1^{ου}$ σα εφεδρεία από τις συμβατικές μονάδες του συστήματος για μία εβδομάδα μέσης ζήτησης.

Το επίπεδο φόρτισης κάθε ενταγμένης συμβατικής μονάδας ανά ώρα κατανομής για την εξεταζόμενη εβδομάδα, απεικονίζεται στο Σχ. 16. Μονάδες που δεν απεικονίζονται στο Σχ. 16 δεν έχουν επιλεγεί από τον αλγόριθμο βελτιστοποίησης για ένταξης το συγκεκριμένο διάστημα.



Σχ. 16: Επίπεδο παραγωγής ανά συμβατική μονάδα, για την εβδομάδα του Σχ. 13.

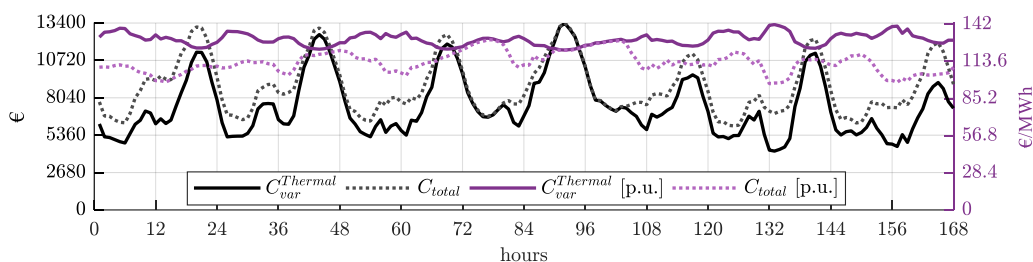
Όπως γίνεται αντιληπτό, οι μονάδες εσωτερικής καύσης (ΜΕΚ) #12 έως #18 χρησιμοποιούνται πολύ περισσότερο σε σχέση με τις λοιπές μονάδες του συστήματος, εκ των οποίων μόνο οι δύο ΜΕΚ μικρής εγκατεστημένης ισχύος εντάσσονται προς κατανομή τις ώρες αυξημένης ζήτησης. Συνολικά, αξιοποιούνται οι φθηνές μονάδες παραγωγής του νησιού (με καύσιμο mazut), ενώ οι αεριοστρόβιλοι (Α/Σ) δεν επιλέγονται από τον αλγόριθμο λόγω του μεγάλου κόστους παραγωγής τους. Αναφορικά με το επίπεδο φόρτισης των ενταγμένων μονάδων, αυτό βρίσκεται μόνιμα κοντά στην τεχνικά ελάχιστη παραγωγή για την ατμοστροβιλική (u#1) μονάδα, καθώς αποτελεί μία σχετικά ακριβή λύση σε σχέση με τις λοιπές φθηνές μονάδες του συστήματος, ενώ από τις λοιπές μονάδες, τις μεταβολές του φορτίου παρακολουθούν κυρίως οι μονάδες #12 έως #18.

Η προτεραιοποίηση των μονάδων #12 έως #18 στην ένταξη, αιτιολογείται αφενός λόγω του χαμηλού κόστους παραγωγής τους, σε σχέση με τις μονάδες του λοιπού συμβατικού στόλου, και αφετέρου λόγω της αυξημένης ικανότητας παροχής $1^{ουσας}$ εφεδρείας αλλά και του χαμηλού τεχνικού ελαχίστου που διαθέτουν. Η ικανότητα παροχής $1^{ουσας}$ εφεδρείας αποτελεί παράμετρο καθοριστικής σημασίας για την επιλογή των προς ένταξη μονάδων από τον αλγόριθμο βελτιστοποίησης, καθώς συμβάλλει ουσιαστικά στην κάλυψη της απαίτησης $1^{ουσας}$ εφεδρείας του

συστήματος, η οποία είναι σημαντική για την τήρηση των κριτηρίων ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος μετά από σοβαρές διαταραχές. Άλλωστε, για τον λόγο αυτό, η παραβίαση του σχετικού περιορισμού ικανοποίησης της 1^{ου}σας άνω εφεδρείας ιεραρχείται πολύ ψηλά εντός του προβλήματος (βλ. (12)). Παράλληλα, η μειωμένη τεχνικά ελάχιστη παραγωγή αυτών των μονάδων αφήνει επαρκές περιθώριο ρύθμισης, ενώ διευκολύνει περαιτέρω τη διείσδυση της αιολικής παραγωγής στο σύστημα χαλαρώνοντας τον περιορισμό τεχνικού ελαχίστου.

Αναφορικά με το μεταβλητό κόστος του συστήματος την εξεταζόμενη περίοδο, αυτό απεικονίζεται στο Σχ. 17. Το μεταβλητό κόστος των συμβατικών μονάδων του συστήματος (μαύρη συνεχή γραμμή) κυμαίνεται από ~4000 € τις περιόδους χαμηλής ζήτησης και ανέρχεται στα ~13500 € τις περιόδους υψηλής ζήτησης, όταν απαιτείται η ένταξη μεγαλύτερου αριθμού συμβατικών μονάδων. Ωστόσο, το ανηγμένο κόστος συμβατικής παραγωγής (μοβ συνεχή γραμμή), που εκφράζεται σε €/MWh θερμικής παραγωγής, παρουσιάζει αντίθετη τάση, με τις μικρότερες τιμές του να εμφανίζονται τις περιόδους αυξημένης ζήτησης, όταν οι μονάδες φορτίζονται σε αποδοτικότερο σημείο λειτουργίας. Αντίθετα, σε συνθήκες μειωμένης ζήτησης ή μεγάλης παραγωγής των ΑΠΕ, οι ενταγμένες συμβατικές μονάδες αναγκάζονται να λειτουργήσουν λιγότερο αποδοτικά, κοντά στην τεχνικά ελάχιστη παραγωγή τους, με αποτέλεσμα την αύξηση του ανηγμένου κόστους. Όπως είναι εμφανές, το ανηγμένο κόστος συμβατικής παραγωγής δεν παρουσιάζει έντονες διαφοροποιήσεις, κυμαινόμενο σε ένα περιορισμένο εύρος τιμής, από ~120 €/MWh έως ~140 €/MWh_{conv}, γεγονός που αποδίδεται στην ομοιογένεια του ενταγμένου παραγωγικού δυναμικού τις εξεταζόμενες ώρες, δεδομένου ότι όλες οι μονάδες που συμμετέχουν στην κάλυψη της ζήτησης χρησιμοποιούν ως καύσιμο το mazut.

Λαμβάνοντας επιπλέον υπόψη την αποζημίωση των ΑΠΕ στις προκαθορισμένες τιμές τους (*feed in tariffs –FIT*), το συνολικό κόστος του συστήματος προφανώς αυξάνεται (εστιγμένη γκρι), ωστόσο το συνολικά ανηγμένο κόστος του συστήματος (εστιγμένη μοβ) μειώνεται. Αυτό εξηγείται από το γεγονός ότι οι ΑΠΕ του συστήματος αποζημιώνονται με τιμή μικρότερη του ανηγμένου μεταβλητού κόστους των συμβατικών μονάδων του συστήματος, με αποτέλεσμα η υποκατάσταση θερμικής παραγωγής από παραγωγή ΑΠΕ να αναδεικνύεται ως οικονομικότερη λύση. Φυσικά, η συμπεριφορά αυτή είναι άμεσα συσχετισμένη με τη θεωρούμενη τιμή του πετρελαίου, συνεπώς αναμένεται να αντιστραφεί για χαμηλότερες τιμές καυσίμου.



Σχ. 17: Μεταβλητό κόστος λειτουργίας συστήματος σε € και σε €/MWh, για την εβδομάδα του Σχ. 13.

2.2.2. Αξιολόγηση εφαρμοσιμότητας αλγορίθμου

Για την αποτίμηση της ορθολογικότητας των αποτελεσμάτων του προτεινόμενου αλγορίθμου διαχείρισης, πέραν των ενδεικτικών ημερήσιων αποτελεσμάτων, στην παρούσα ενότητα θα παρουσιαστούν ετήσια αποτελέσματα εφαρμογής της μεθοδολογίας.

Για την διαεξαγωγή ετήσιων προσομοιώσεων, η μεθοδολογία που εφαρμόστηκε βασίζεται στην διαδοχική εκτέλεση 365 ημερήσιων προσομοιώσεων της λειτουργίας του συστήματος, με τις αρχικές συνθήκες κάθε εξεταζόμενης ημέρας να προκύπτουν από το αποτέλεσμα της επίλυσης για

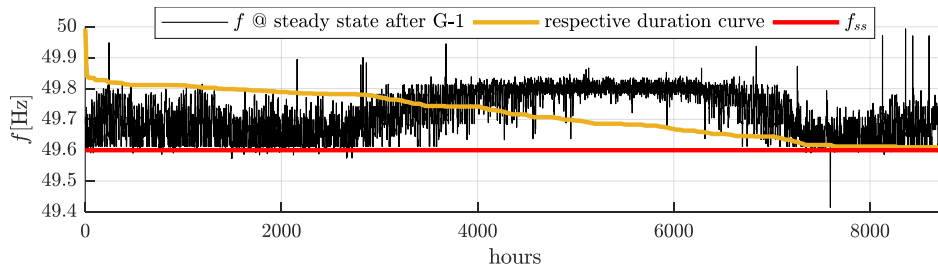
την τελευταία ώρα κατανομής της προηγούμενης ημέρας κατανομής.

2.2.2.1. Τήρηση απαιτήσεων εφεδρειών

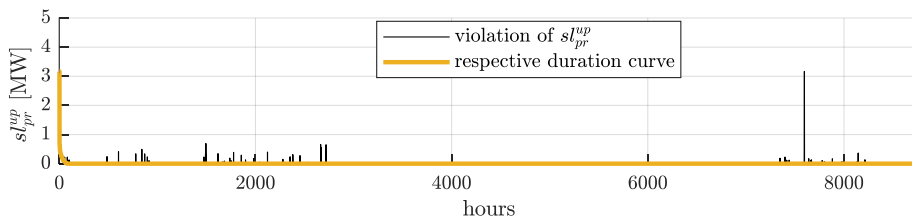
Στα Σχ. 19 - Σχ. 23 παρουσιάζονται οι ετήσιες παραβιάσεις των απαιτήσεων εφεδρειών, ανά τύπο εφεδρείας. Στο Σχ. 18 απεικονίζεται η αναμενόμενη μεταβολή της συχνότητας του συστήματος μετά από τη δυσμενέστερη διαταραχή, δηλαδή την απώλεια της μονάδας με τη μεγαλύτερη φόρτιση, η οποία δίνεται από την παρακάτω σχέση (57),[161]:

$$f_t = f_0 \cdot \left\{ 1 - \left(\frac{\max_u(P_{u,t})}{\sum_{u \neq \max_u(P_{u,t})} \left(\frac{1}{S_u} \right)} \right) \right\} \quad (57)$$

Θεωρώντας ότι η μέγιστη επιτρεπτή μεταβολή της συχνότητας σε μόνιμη κατάσταση μετά την οποιαδήποτε διαταραχή (Δf_{ss}) ισούται με 0.8% (ή ισοδύναμα με 0.4 Hz, για ονομαστική συχνότητα συστήματος 50 Hz), τιμή η οποία επίσης χρησιμοποιήθηκε για την ποσοτικοποίηση της ικανότητας 1^{ου}σας εφεδρείας των μονάδων του συστήματος (βλ. (53)), οι παρατηρούμενες στο Σχ. 18 παραβιάσεις του ορίου συχνότητας Δf_{ss} καθ' όλη τη διάρκεια του έτους είναι ελάχιστες, υποδηλώνοντας ότι η υιοθετούμενη μέθοδος τηρεί τα κριτήρια ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος που προδιαγράφησαν.



Σχ. 18: Αναμενόμενη ανά ώρα μεταβολή συχνότητας συστήματος μετά τη απώλεια της μεγαλύτερης μονάδας, όπως προσδιορίστηκε από την (57), για ολόκληρο το εξεταζόμενο έτος.



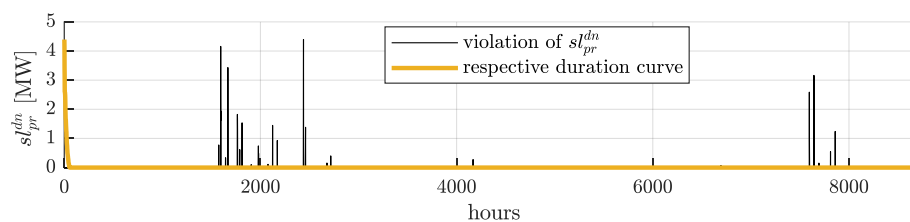
Σχ. 19: Παραβίαση απαίτησης 1^{ου}σας εφεδρείας σε MW εντός του αλγορίθμου βελτιστοποίησης.

Αξίζει να σημειωθεί ότι οι αναμενόμενες μεταβολές της συχνότητας μετά τη δυσμενέστερη διαταραχή για το σύστημα κατά τις περιόδους χαμηλής ζήτησης (πριν την ώρα ~3000 και μετά από την ώρα ~7000) οριακά εξαντλούν το τιθέμενο όριο. Αυτό συμβαίνει γιατί τις ώρες εκείνες απαιτείται αναγκαστικά η ένταξη λιγότερων συμβατικών μονάδων για την κάλυψη της ζήτησης, με αποτέλεσμα το σύστημα να είναι λιγότερο στιβαρό σε διαταραχές. Το ίδιο συμβαίνει και σε περιπτώσεις που η εξαιρετικά αυξημένη παραγωγή των ΑΠΕ οδηγεί σε ένταξη λιγότερων συμβατικών μονάδων.

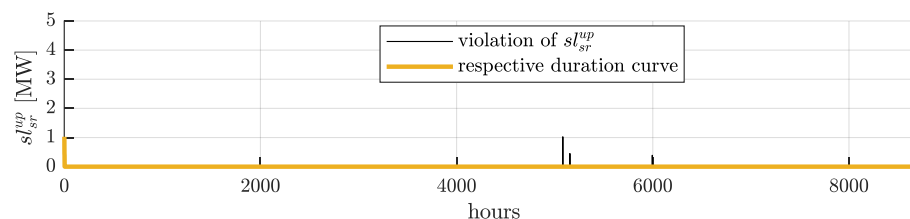
Παράλληλα, συγκρίνοντας τα αποτελέσματα των Σχ. 18 και Σχ. 19 παρατηρείται ότι η παραβίαση της απαίτησης της 1^{ου}σας θετικής εφεδρείας εντός του αλγορίθμου βελτιστοποίησης (Σχ. 19)

πραγματοποιείται τις ίδιες ώρες με την αναμενόμενη παραβίαση του ορίου συχνότητας, κάτι που επιβεβαιώνει επιπλέον τη συσχέτιση της ικανότητας 1^{ου}σας των μονάδων με το συχνοτικό φαινόμενο. Επιπλέον, η απαίτηση 1^{ου}σας θετικής εφεδρείας (βασικό κριτήριο ασφαλούς λειτουργίας) τηρείται σε πολύ μεγάλο βαθμό, με τις παραβιάσεις του εν λόγω κριτηρίου να περιορίζονται σε πολύ μικρό αριθμό ωρών εντός του έτους (<70) και πολύ μειωμένες ισχύεις παραβίασης.

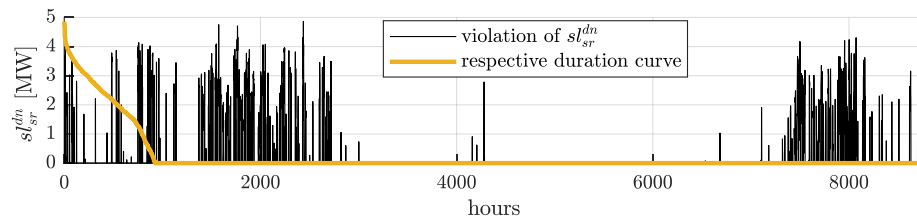
Αντίστοιχα είναι τα αποτελέσματα για την απαίτηση της 1^{ου}σας αρνητικής (Σχ. 20) και της 2^{ου}σας θετικής (Σχ. 21) εφεδρείας, οι οποίες ικανοποιούνται σχεδόν πλήρως από τον αλγόριθμο βελτιστοποίησης. Αντίθετα, η απαίτηση 2^{ου}σας αρνητικής εφεδρείας (Σχ. 22) παραβιάζεται ευκολότερα από τον αλγόριθμο, δεδομένου ότι το κόστος παραβίασής της έχει ιεραρχηθεί αρκετά χαμηλότερα σε σχέση με την ποινή παραβίασης της 1^{ου}σας αρνητικής εφεδρείας (βλ. (12)). Πιο συγκεκριμένα, για να τηρηθούν ταυτόχρονα και πλήρως οι απαιτήσεις 1^{ου}σας και 2^{ου}σας αρνητικής εφεδρείας, απαιτείται το επίπεδο φόρτισης των ενταγμένων συμβατικών μονάδων να απέχει αρκετά από την τεχνικά ελάχιστη παραγωγή τους, ώστε να είναι εφικτή η μείωση της παραγωγής, αν απαιτηθεί. Ωστόσο, η τήρηση της απαίτησης αυτής σε ένα νησιωτικό σύστημα περιορισμένου μεγέθους είναι εξαιρετικά δύσκολη τις ώρες μειωμένης ζήτησης (στην κοιλάδα της καμπύλης ζήτησης ή/και τις μεσημβρινές ώρες με αυξημένη παραγωγή Φ/Β), καθώς πέραν των αρνητικών εφεδρειών που απαιτούν μειωμένο πλήθος ενταγμένων συμβατικών μονάδων, ταυτόχρονα οφείλουν να καλυφθούν οι ανάγκες των θετικών εφεδρειών που απαιτούν μεγάλο αριθμό ενταγμένων μονάδων. Συνεπώς, η ισορροπία των λύσεων του αλγορίθμου βελτιστοποίησης εξαρτάται άμεσα από την προτεραιοποίηση των εφεδρειών, όπου αναμφίβολα η τήρηση των αναγκών 1^{ου}σας θετικής εφεδρεία είναι πολύ σημαντικότερη για την ασφάλεια του νησιού σε περιπτώσεις σοβαρών διαταραχών. Αναφορικά με την απαίτηση 3^{ου}σας εφεδρείας, αυτή καλύπτεται κατά το μεγαλύτερο μέρος του έτους (Σχ. 23), με τις παραβιάσεις της ωστόσο να είναι περισσότερες από αυτές των αναγκών 1^{ου}σας και 2^{ου}σας θετικής εφεδρείας και να εμφανίζονται την περίοδο της καλοκαιρινής αιχμής, όπου ο διαθέσιμος συμβατικός στόλος είναι αναγκαίος για την κάλυψη των αναγκών ζήτησης και των άλλων τύπων θετικών εφεδρειών. Και εδώ, η παραβίαση της απαίτησης σχετίζεται άμεσα με την ποινή που έχει αποδοθεί εντός του προβλήματος για μία τέτοια ενέργεια.



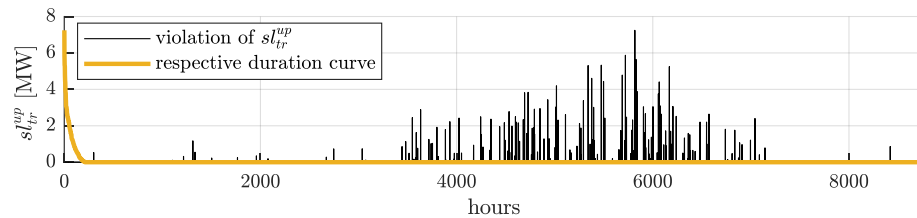
Σχ. 20: Παραβίαση απαίτησης 1^{ου}σας αρνητικής εφεδρείας σε MW εντός του αλγορίθμου βελτιστοποίησης.



Σχ. 21: Παραβίαση απαίτησης 2^{ου}σας θετικής εφεδρείας σε MW εντός του αλγορίθμου βελτιστοποίησης.



Σχ. 22: Παραβίαση απαίτησης 2^{ου}σας αρνητικής εφεδρείας σε MW εντός του αλγορίθμου βελτιστοποίησης.

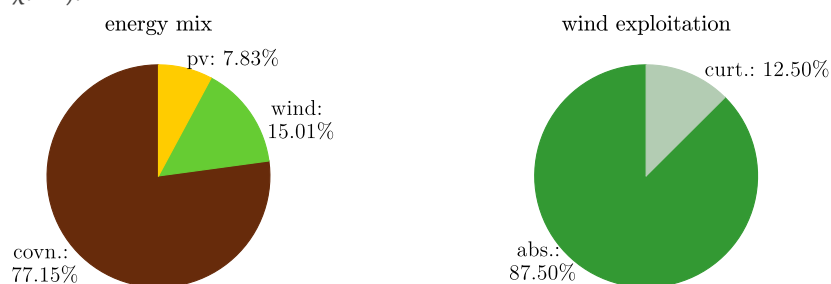


Σχ. 23: Παραβίαση απαίτησης 3^{ου}σας θετικής εφεδρείας σε MW εντός του αλγορίθμου βελτιστοποίησης.

2.2.2.2. Διείσδυση ΑΠΕ

Στην προσπάθεια μεγιστοποίησης της διείσδυσης ΑΠΕ, το πρόβλημα βελτιστοποίησης δίνει προτεραιότητα στην απορρόφηση της παραγωγής τους έναντι της συμβατικής, θεωρώντας ότι αυτή συμμετέχει με μηδενικό κόστος στην αντικειμενική συνάρτηση (βλ. (10)).

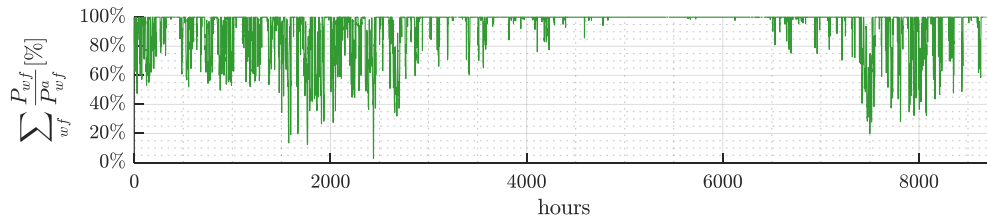
Στο Σχ. 24 απεικονίζεται η συμμετοχή κάθε κατηγορίας μονάδων παραγωγής του συστήματος στην κάλυψη της ζήτησης και η αξιοποίηση της διαθέσιμης αιολικής παραγωγής. Όπως είναι εμφανές οι ΑΠΕ συμμετέχουν με συνολικό ποσοστό ~22.84% ενώ οι συμβατικές μονάδες καλύπτουν το υπολειπόμενο ποσοστό (~77.15%). Μεταξύ των ΑΠΕ, η παραγωγή των Φ/Β δεν περικλύπεται, επομένως απορροφάται πλήρως (7.83%). Αντίθετα η παραγωγή των Α/Π δέχεται εντολές περιορισμού, οι οποίες επιβάλλονται από τεχνικούς και άλλους περιορισμούς ασφαλούς λειτουργίας του νησιού, με αποτέλεσμα τα αιολικά πάρκα να συμμετέχουν με 15.01% στο ενεργειακό μίγμα, με ποσοστό 12.50% της πρωτογενώς διαθέσιμης παραγωγής τους να απορρίπτεται (Σχ. 24).



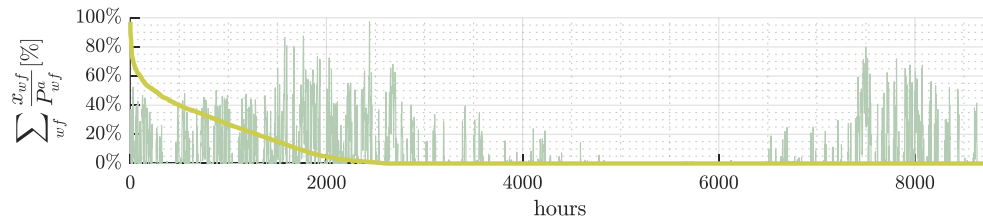
Σχ. 24: Συμμετοχή συμβατικών μονάδων και σταθμών ΑΠΕ στην κάλυψη της ζήτησης και (β) αξιοποίηση του διαθέσιμου αιολικού δυναμικού.

Στο σχήμα Σχ. 25 απεικονίζεται η αξιοποίηση της παραγωγής των Α/Π κάθε χρονική στιγμή, ενώ στο Σχ. 26 φαίνονται οι αντίστοιχες των Α/Π εντός του έτους, βάσει των αποτελεσμάτων εφαρμογής του αλγορίθμου και η αντίστοιχη καμπύλη διάρκειας (με κίτρινο). Από το Σχ. 26 είναι εμφανές ότι περικοπές της αιολικής παραγωγής επιβάλλονται κατά τις περιόδους χαμηλής ζήτησης όπου αφενός ο αριθμός των ενταγμένων μονάδων είναι μειωμένος με αποτέλεσμα η διαθέσιμη 1^{ου}σα εφεδρεία του συστήματος να είναι μειωμένη και αφετέρου η απόσταση μεταξύ ζήτησης και τεχνικών ελαχίστων να είναι σχετικά περιορισμένη. Συνολικά, από τις 2628 ώρες που εμφανίζονται περικοπές στο σύστημα, τις 1416 (~54%) επικρατεί ο δυναμικός περιορισμός διείσδυσης, ενώ τις υπόλοιπες ο πειρασμός τεχνικού ελαχίστου. Σημειώνεται ότι τα Σχ. 25 και Σχ.

26 είναι συμπληρωματικά μεταξύ τους, συνεπώς οι εικονιζόμενες καμπύλες ανά ώρα αθροισζόμενες δίνουν τη συνολικά διαθέσιμη παραγωγή των αιολικών κάθε χρονική στιγμή.

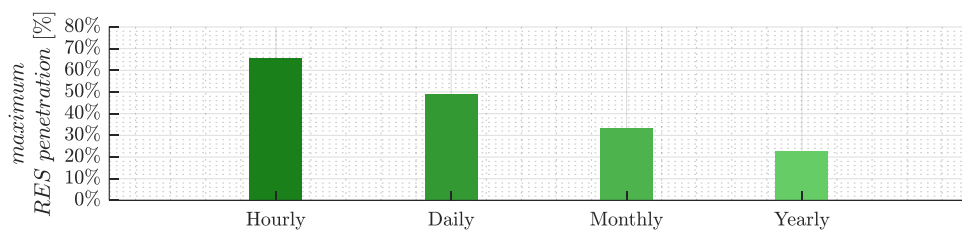


Σχ. 25: Ανά ώρα αξιοποιήσιμη αιολική παραγωγή ως % επί της συνολικά διαθέσιμης αιολικής παραγωγής.



Σχ. 26: Ανά ώρα περικοπές της αιολικής παραγωγής ως % επί της συνολικά διαθέσιμης αιολικής παραγωγής και η αντίστοιχη καμπύλη διάρκειας περικοπών.

Πέραν του επιπέδου διείσδυσης των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή σε επίπεδο έτους, στο Σχ. 27 απεικονίζεται η μέγιστη επιτυγχανόμενη διείσδυση των ΑΠΕ σε επίπεδο ώρας, ημέρας και μήνα, ως ποσοστό της συνολικής ζήτησης. Όπως είναι εμφανές, η μέγιστη ωριαία διείσδυση φτάνει ~65.7% της ζήτησης, η μέγιστη ημερήσια το ~49.2% και η μέγιστη μηνιαία το ~33.6%. Επισημαίνεται ότι η δομή του προβλήματος βελτιστοποίησης είναι τέτοια, που δεν επιτρέπει την πλήρη υποκατάσταση συμβατικής παραγωγής από μη ελεγχόμενες ΑΠΕ καθώς πάντοτε απαιτείται η υποστήριξη μέρους της αιολικής παραγωγής από 1^{ου}σας εφεδρεία που παρέχεται, απουσία σταθμών αποθήκευσης, μόνο από συμβατικές μονάδες. Για τον λόγο αυτό, και λαμβάνοντας επιπλέον υπόψη την υποχρεωτική ένταξη της μονάδας u#1, η ωριαία διείσδυση της παραγωγής των ΑΠΕ δεν δύναται να αυξηθεί πολύ πάνω του επιτυγχανόμενου ορίου.



Σχ. 27: Μέγιστη συμμετοχή ΑΠΕ στην κάλυψη της ζήτησης σε επίπεδο ώρας, ημέρας, μήνα και έτους.

2.2.2.3. Οικονομικότητα παραγωγής και συμμετοχή μονάδων στην παροχή εφεδρειών

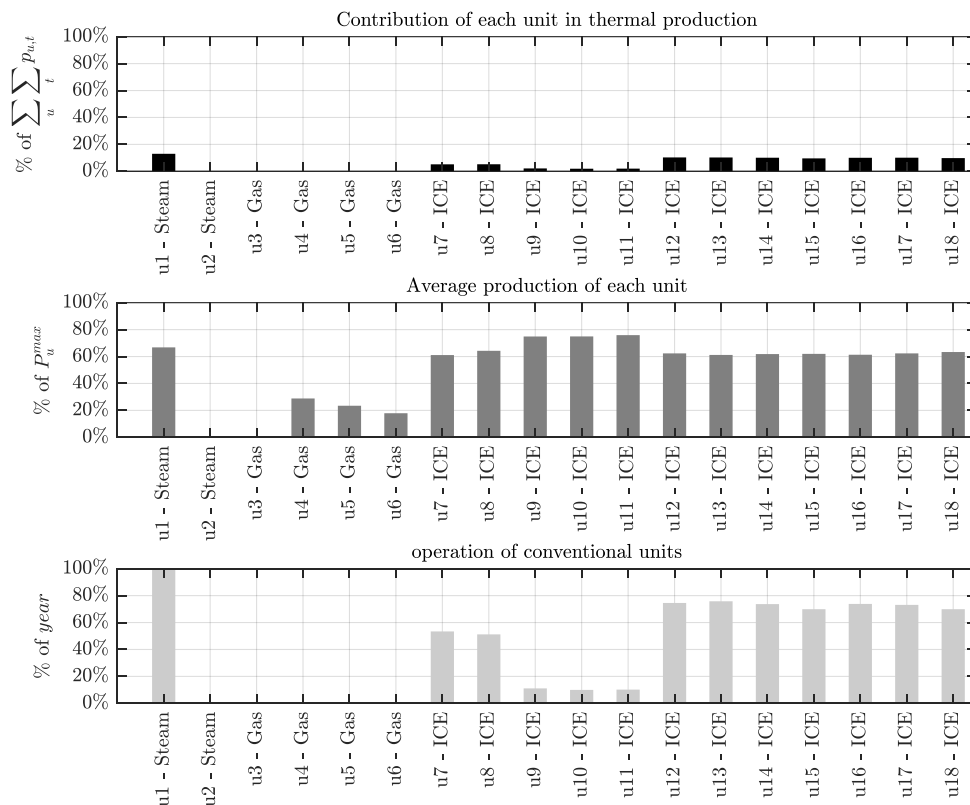
Τα Σχ. 28 και Σχ. 29 δίνουν την εικόνα της συμμετοχής των επιμέρους θερμικών μονάδων στη συνολική θερμική παραγωγή και στις εφεδρείες ενεργού ισχύος.

Οι φθηνές μονάδες με ελαφρύ καύσιμο u#12 - u#18 που διαθέτουν χαμηλή τεχνικά ελάχιστη παραγωγή και αυξημένες ικανότητες παροχής εφεδρειών, φορτίζονται σε υψηλότερα επίπεδα παραγωγής, συνεισφέροντας ταυτόχρονα στις άνω και κάτω εφεδρείες του συστήματος (1^{ου}σα, 2^{ου}σα και στρεφόμενη 3^{ου}σα). Πιο συγκεκριμένα, η συμμετοχή τους στην 1^{ου}σα άνω εφεδρεία είναι εξαιρετικά αυξημένη, καθώς είναι οι μόνες μονάδες του συστήματος που έχουν τη δυνατότητα να παράσχουν αυξημένα επίπεδα πρωτεύουσας εφεδρείας. Αντίστοιχα ισχύουν και για την αρνητική 1^{ου}σα εφεδρεία. Οι μονάδες u#7 και u#8 συμμετέχουν με αυξημένα ποσοστά στην παροχή 2^{ου}σας αρνητικής εφεδρείας, καθώς όταν κατανέμονται φορτίζονται κοντά στη μέγιστη παραγωγή τους

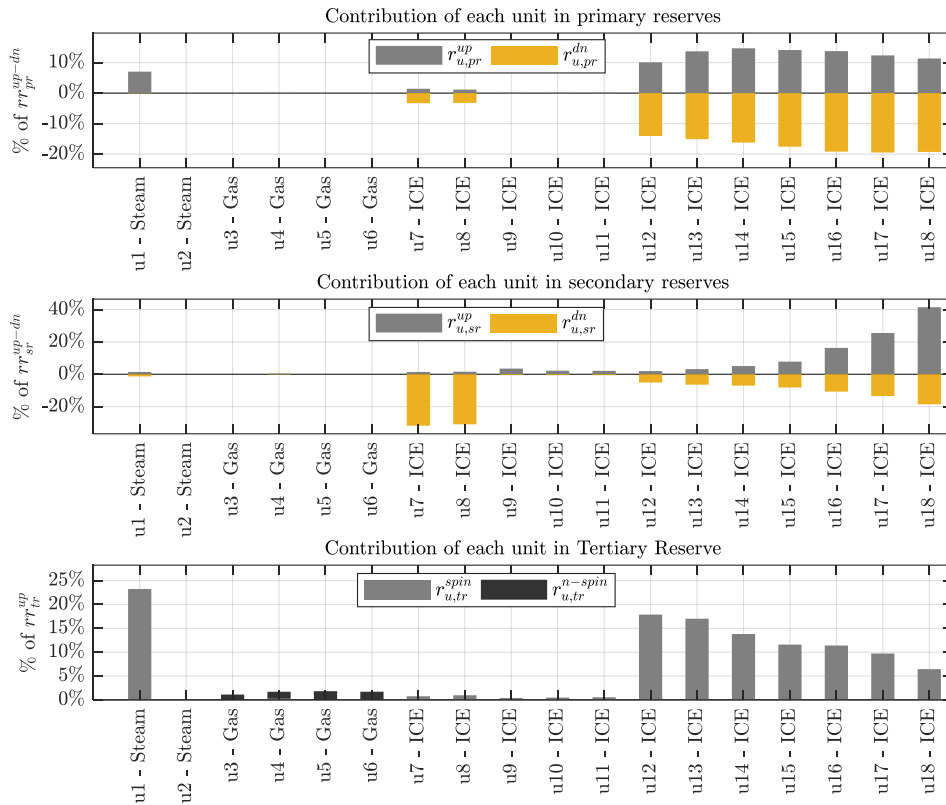
από τον αλγόριθμο, δεδομένου ότι στο σημείο αυτό η λειτουργία τους είναι οικονομικότερη. Για τον λόγο αυτό, η συμμετοχή τους στις θετικές εφεδρείες είναι περιορισμένη. Οι μονάδες u#9 – u#11 φορτίζονται μεν σε υψηλά επίπεδα όταν κατανέμονται, ωστόσο η λειτουργία τους παραμένει κοντά στην τεχνικά ελάχιστη παραγωγή τους (~70% της ονομαστικής τους ικανότητας), με αποτέλεσμα να συμμετέχουν ελάχιστα στην παροχή αρνητικών εφεδρειών.

Η u#1 φορτίζεται σχεδόν μόνιμα στο τεχνικό ελάχιστό της, ώστε η συνολική συμμετοχή της στο ισοζύγιο να είναι κατά το δυνατόν μικρότερη, καθώς συγκαταλέγεται στις ακριβές μονάδες του συστήματος. Παράλληλα όμως, συμβάλλει περισσότερο στην παροχή των απαραίτητων άνω εφεδρειών του συστήματος και ιδίως της 3^{ου}σας. Τέλος, οι Α/Σ που δεν εντάσσονται συχνά για λειτουργία λόγω του αυξημένου μεταβλητού τους κόστους, συμμετέχουν στην παροχή 3^{ου}σας μη στρεφόμενης εφεδρείας.

Συνολικά διαπιστώνεται ότι ο αλγόριθμος βελτιστοποίησης επιλέγει συχνότερα προς ένταξη τις οικονομικές μονάδες u#12 - u#18, που ταυτόχρονα διαθέτουν χαμηλή τεχνικά ελάχιστη παραγωγή και αυξημένη ικανότητα συμμετοχής στην 1^{ου}σα ρύθμιση, ώστε να ευνοηθεί με τον τρόπο αυτό η διείσδυση των ΑΠΕ και η τήρηση των συνθηκών ασφαλούς λειτουργίας του νησιού. Οι οικονομικές ΜΕΚ ακολουθούν, με τις u#7 και u#8 να έχουν προτεραιότητα έναντι των u#9 – u#11, λόγω μειωμένου τεχνικού ελαχίστου. Οι ακριβότερες μονάδες του συστήματος χρησιμοποιούνται ελάχιστα εντός του έτους, ώστε η λειτουργία τους να μην επιβαρύνει την οικονομικότητα.



Σχ. 28: Συμμετοχή συμβατικών μονάδων στη συνολική συμβατική παραγωγή, μέσο επίπεδο φόρτισης κατά τη λειτουργία τους και χρόνος συμμετοχής τους στην κατανομή εντός του έτους.



Σχ. 29: Συμμετοχή συμβατικών μονάδων στην κάλυψη των αναγκών εφεδρειών του συστήματος.

2.3. Σύγκριση με απλουστευμένη μεθοδολογία διαχείρισης

Για να αξιολογηθεί περαιτέρω η αξιοπιστία της προτεινόμενης μεθοδολογίας βέλτιστης διαχείρισης, συγκρίνεται με απλουστευμένη μεθοδολογία που βασίζεται στην ένταξη μονάδων βάσει λίστας προτεραιότητας (PL). Η μέθοδος της προεπιλεγμένης σειράς ένταξης βρίσκει εφαρμογή αυτή τη στιγμή σε πολλά μικρά αυτόνομα συστήματα από τα οποία απουσιάζουν οργανωμένες υποδομές αυτόματης διαχείρισης της παραγωγής, συμπεριλαμβανομένων των ελληνικών νησιών. Επιπλέον αποτελεί την παραδοσιακά επικρατέστερη εναλλακτική ένταξης μονάδων σε περιπτώσεις που δεν εφαρμόζεται κάποια μέθοδος βελτιστοποίησης, λόγω της ευκολίας εφαρμογής της (βλ. §1.3).

2.3.1. Μαθηματική διατύπωση μεθόδου προεπιλεγμένης σειράς ένταξης

Στη μέθοδο αυτή, η σειρά ένταξης των μονάδων του συστήματος είναι εκ των προτέρων γνωστή, βάσει απλών κριτηρίων, όπου συνήθως οι μεγαλύτερες και φθηνότερες μονάδες του συστήματος προτεραιοποιούνται έναντι των ακριβότερων και πιο μικρών. Εν γένει, η ένταξη των μονάδων με λίστα προτεραιότητας, ικανοποιεί μόνο βασικούς περιορισμούς, όπως είναι το ισοζύγιο ενέργειας του συστήματος (58).

$$\sum_u P_{u,t} + P_{w,t}^e + P_{ens,t} = P_{L,t} \quad (58)$$

Στην (58) η $P_{w,t}^e$ αποτελεί παράμετρο που σχετίζεται με την εκτιμώμενη αιολική παραγωγή του συστήματος την εξεταζόμενη χρονική στιγμή, πιθανώς περιορισμένη ώστε να λαμβάνει υπόψη ζητήματα αξιοπιστίας και ασφάλειας. Πρακτικά αναπαριστά την εκτιμώμενη συμμετοχή της

αιολικής παραγωγής στο πλάνο ένταξης των μονάδων, όταν αυτό υλοποιείται μέσω λίστας προτεραιότητας.

Η πραγματική αιολική διείσδυση κάθε χρονική στιγμή t δίνεται από την (59) και προσδιορίζεται από τη διαθέσιμη αιολική παραγωγή, περιοριζόμενη από τον περιορισμό τεχνικού ελαχίστου της (60) και τον απλοποιημένο δυναμικό περιορισμό της (61), όπως αυτοί παραδοσιακά χρησιμοποιούνται στη σχετική βιβλιογραφία ([11], [12], [162]).

$$P_{w,t}^a = \min \{ P_{\mathcal{W},max,t}^d, P_{\mathcal{W},max,t}^{ml}, P_{w,t} \} \quad (59)$$

$$P_{\mathcal{W},max,t}^{ml} = P_{L,t} - \sum_u P_u^{\min} \quad (60)$$

$$P_{\mathcal{W},max,t}^d = \frac{c_D \cdot P_{L,t}}{l_w} \quad (61)$$

Η ισχύς εξόδου κάθε μονάδας προσδιορίζεται βάσει (62) λαμβάνοντας υπόψη την (58) και τη θεωρούμενη σειρά ένταξης των μονάδων. Βάσει της (62) όταν η μονάδα ενταχθεί για παραγωγή, λειτουργεί μεταξύ της τεχνικά ελάχιστης και μέγιστης παραγωγής της, ενώ όταν δεν είναι ενταγμένη, η ισχύς εξόδου της είναι μηδενική.

$$P_{u,t} \rightarrow \begin{cases} \leq P_u^{\max} \\ \geq P_u^{\min} \\ = 0 \end{cases} \mapsto \begin{matrix} \text{online} \\ \text{offline} \end{matrix} \quad (62)$$

Η πολιτική εφεδρειών που εφαρμόζεται στη μεθοδολογία προεπιλεγμένης σειράς ένταξης βασίζεται αποκλειστικά στις στρεφόμενες εφεδρείες του συστήματος, μία πρακτική αρκετά κοινή και διαδεδομένη στη διαχείριση παραγωγής των νησιωτικών συστημάτων [11], [50]. Ο περιορισμός (63) προσδιορίζει το ύψος της συμβατικής παραγωγής που θα πρέπει να δεσμευθεί ώστε στρεφόμενη εφεδρεία τουλάχιστον ίση με ϵ (%) (π.χ. $\epsilon=15\%$) της ζήτησης να τηρείται μόνιμα. Παράλληλα, για να διασφαλιστεί ότι η στρεφόμενη εφεδρεία του συστήματος επαρκεί για την κάλυψη γεγονότος απώλειας της μεγαλύτερης ενταγμένης μονάδας του συστήματος, θα πρέπει να εφαρμοστεί επιπλέον ο περιορισμός (64).

$$\sum_u P_u^{\max} \geq (1 + \epsilon) \cdot P_{L,t} \quad (63)$$

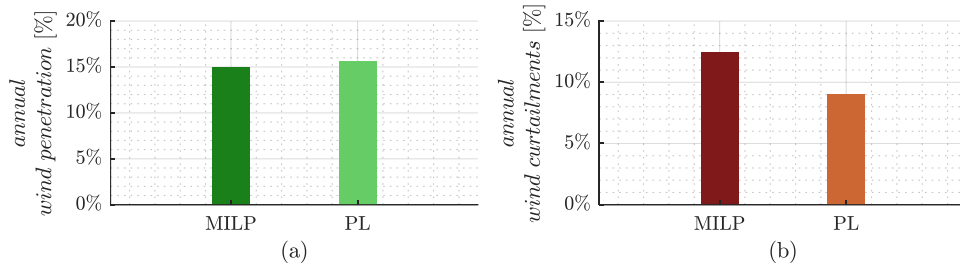
$$\sum_u P_u^{\max} \geq P_{L,t} + \max_u \{ P_u^{\max} \} \quad (64)$$

Η μεθοδολογία της λίστας προτεραιότητας, προσομοιώνεται μέσω της διαδικασίας που ακολουθεί: Αρχικά, οι συμβατικές μονάδες του συστήματος δεσμεύονται βάσει της προκαθορισμένης σειράς ένταξής τους, καλύπτοντας τις απαιτήσεις της (58), και των (63) και (64) ώστε να διασφαλιστεί ότι το ισοζύγιο ενέργειας και οι απαιτήσεις εφεδρειών καλύπτονται πλήρως. Δεδομένου του πλάνου ένταξης των μονάδων του συστήματος, η πραγματική συμμετοχή των αιολικών στο ενεργειακό μείγμα αποφασίζεται από τις (59)-(61), ενώ τα τελικά επίπεδα λειτουργίας των συμβατικών μονάδων εξάγονται βάσει της θεωρούμενης σειράς ένταξης. Η διαδικασία αυτή επαναλαμβάνεται συνεχώς με βήμα μίας ώρας, ώστε να προσομοιωθεί η λειτουργία του συστήματος για ένα ολόκληρο έτος.

2.3.2. Αποτελέσματα σύγκρισης

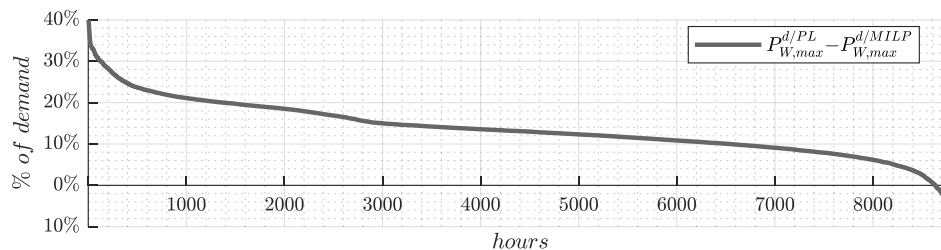
Στο Σχ. 30 απεικονίζονται η ετήσια αιολική διείσδυση και οι περικοπές αιολικής παραγωγής για το

εξεταζόμενο σύστημα, μετά την εφαρμογή των δύο υπό εξέταση μεθόδων. Το βασικό συμπέρασμα που προκύπτει είναι ότι η μέθοδος προεπιλεγμένης σειράς ένταξης οδηγεί σε καλύτερη αξιοποίηση του αιολικού παραγωγικού δυναμικού, οδηγώντας σε μειωμένες ετήσιες απορρίψεις αιολικής παραγωγής (9% έναντι 12.5% της μεθόδου βελτιστοποίησης). Με την απλουστευμένη μεθοδολογία η παραγωγή των ΑΠΕ περιορίζεται δυναμικά μέσω επιβολής εμπειρικών σχέσεων, ως ποσοστό της ζήτησης, με αποτέλεσμα να μην συνδέεται άμεσα με την ικανότητα ταχείας απόκρισης των ενταγμένων μονάδων.

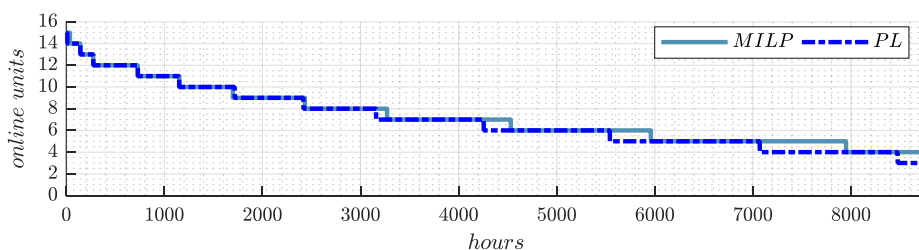


Σχ. 30: (α) Διείσδυση αιολικής ενέργειας και (β) περικοπές αιολικής παραγωγής όταν εφαρμόζεται η προτεινόμενη (MILP) και η απλουστευμένη (PL) μεθοδολογία διαχείρισης.

Ειδικότερα, στο Σχ. 31 απεικονίζεται, σε καμπύλη διάρκειας έτους, η διαφορά μεταξύ του δυναμικού περιορισμού όπως αυτός υπολογίζεται για τη μέθοδο της λίστας προτεραιότητας βάσει της (61), και του αντίστοιχου υπολογισμού της προτεινόμενης μεθόδου, βάσει της (32). Από τα αποτελέσματα του Σχ. 31 καθίσταται εμφανές ότι ο χώρος υποδοχής των ΑΠΕ υπερεκτιμάται μόνιμα από τη διατύπωση του δυναμικού περιορισμού της απλουστευμένης μεθόδου. Επιπλέον, η συνολική απαίτηση στρεφόμενης εφεδρείας του συστήματος μπορεί ευκολότερα να καλυφθεί από μικρότερο αριθμό ενταγμένων μονάδων, όπως φαίνεται άλλωστε από τις καμπύλες διάρκειας του Σχ. 32, χαλαρώνοντας ταυτόχρονα τον περιορισμό τεχνικού ελαχίστου της απλουστευμένης μεθόδου και οδηγώντας εν τέλει σε καλύτερα αποτελέσματα διείσδυσης ΑΠΕ για τον αλγόριθμο λίστας προτεραιότητας.



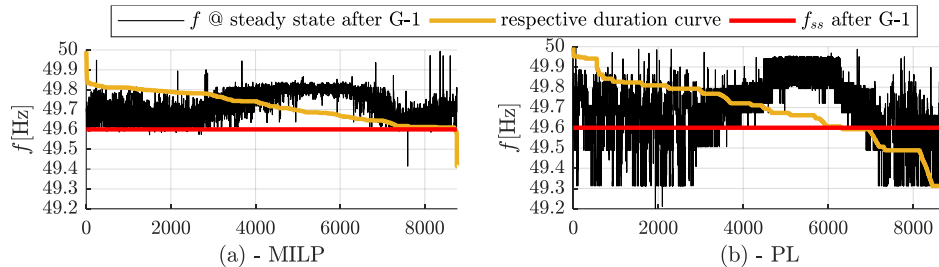
Σχ. 31: Καμπύλη διάρκειας διαφοράς χώρου υποδοχής ΑΠΕ όπως αυτός υπολογίζεται από τον δυναμικό περιορισμό διείσδυσης των εξισώσεων (61) και (32). Θετικές τιμές υποδηλώνουν υπερεκτίμηση του δυναμικού περιορισμού από τη μέθοδο PL.



Σχ. 32: Καμπύλη διάρκειας αριθμού ενταγμένων μονάδων όταν εφαρμόζεται η προτεινόμενη (MILP) και η απλουστευμένη (PL) μεθοδολογία διαχείρισης.

Ωστόσο, παρά τα θετικά αποτελέσματα του αλγορίθμου προεπιλεγμένης σειράς ένταξης στη

διείσδυση των ΑΠΕ, οι απλουστεύσεις αυτής της μεθοδολογίας διαχείρισης δημιουργούν σημαντικό πρόβλημα στην ασφαλή λειτουργία του συστήματος. Ειδικότερα, εφαρμόζοντας τη σχέση (57) για απώλεια της μεγαλύτερης ενταγμένης μονάδας όταν υλοποιείται ο αλγόριθμος λίστας προτεραιότητας, είναι εμφανές από το Σχ. 33 (β) ότι το όριο συχνότητας του συστήματος παραβιάζεται συστηματικά, ιδίως τις περιόδους χαμηλής ζήτησης, με τις παραβιάσεις να φτάνουν τις 2449 ετησίως.



Σχ. 33: Αναμενόμενη ανά ώρα μεταβολή συχνότητας συστήματος μετά τη απώλεια της μεγαλύτερης μονάδας, όπως προσδιορίστηκε από την (57), για ολόκληρο το εξεταζόμενο έτος όταν εφαρμόζεται (α) η προτεινόμενη (MILP) και (β) η απλούστερη (PL) μεθοδολογία διαχείρισης.

Το γεγονός αυτό οδηγεί στο βασικό συμπέρασμα ότι απλουστεύσεις στην μεθοδολογία ένταξης, ιδίως αναφορικά με τα κριτήρια ασφαλούς λειτουργία του συστήματος, ενδέχεται να οδηγήσουν σε κινδύνους κατά τη λειτουργία του συστήματος, παρά τα αρχικώς παρατηρούμενα οφέλη στη διείσδυση των ΑΠΕ. Το συμπέρασμα αυτό είναι κατ' αρχήν γενικεύσιμο και για νησιά διαφορετικού μεγέθους και χαρακτηριστικών από το εξεταζόμενο στην παρούσα εργασία, όπως έχει άλλωστε αναδειχθεί στην [134], όπου η συγκεκριμένη σύγκριση αναλύεται σε μεγαλύτερη έκταση.

Κεφάλαιο 3

Λειτουργία υβριδικών σταθμών παραγωγής σε αυτόνομα συστήματα

Στο παρόν Κεφάλαιο εξετάζεται διεξοδικά η λειτουργία αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος παρουσία ΥΒΣ με αποθηκευτικούς σταθμούς συσσωρευτών τεχνολογίας ιόντων λιθίου, διαφόρων μεγεθών, που περιλαμβάνουν ως πρωτογενές παραγωγικό δυναμικό ΑΠΕ φωτοβολταϊκούς σταθμούς, αιολικά πάρκα και συνδυασμούς τους. Με στόχο η ανάλυση να πραγματοποιηθεί σε ρεαλιστική βάση, ενσωματώνονται κατάλληλοι περιορισμοί διαχείρισης των ΥΒΣ εντός του προβλήματος ένταξης και φόρτισης μονάδων του Κεφαλαίου 2. Παρουσιάζονται αποτελέσματα ημερήσιας και ετήσιας λειτουργία ενός ενδεικτικού νησιωτικού συστήματος για διάφορες επιμέρους εξεταζόμενες διαμορφώσεις ΥΒΣ και τα αποτελέσματα συγκρίνονται ώστε να αναδειχθούν τα οφέλη καθεμίας εξ' αυτών.

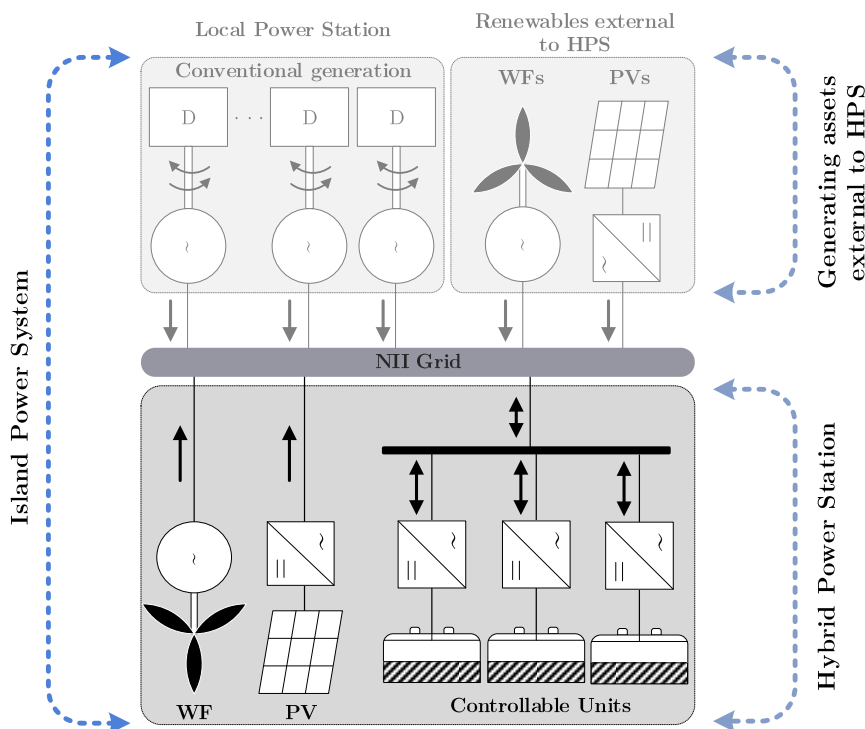
Μέρος της μεθοδολογίας και των αποτελεσμάτων που παρουσιάζονται παρακάτω έχει δημοσιευθεί στις εργασίες [80], [81].

3.1. Περί υβριδικών σταθμών

Όπως έχει ήδη αναφερθεί στα προηγούμενα Κεφάλαια, η διείσδυση των παραδοσιακών τεχνολογιών ΑΠΕ σε ένα αυτόνομο ΣΗΕ δεν δύναται να ξεπεράσει το 25% επί της ετήσιας ζήτησης λόγω των επιβαλλόμενων τεχνικών περιορισμών διαχείρισης του συστήματος που διασφαλίζουν την εύρυθμη λειτουργία του. Το γεγονός αυτό οδηγεί σε αναπόφευκτες περικοπές της παραγωγής των ανανεώσιμων και αποτελεί τον βασικό περιοριστικό παράγοντα ανάπτυξης των ΑΠΕ στα νησιά, όπως άλλωστε φάνηκε από τα αποτελέσματα της § 2.2, όπου παρά το βέλτιστο της διαχείρισης, οι περικοπές αιολικής ενέργειας έφθασαν περίπου το 12.50%, καθιστώντας το νησί πρακτικά κορεσμένο.

Η αποθήκευση ενέργειας αποτελεί ίσως τη βασικότερη εναλλακτική λύση για την αντιμετώπιση της στοχαστικότητας των παραδοσιακών τεχνολογιών ΑΠΕ, βοηθώντας στη χαλάρωση των περιορισμών που δυσχεραίνουν την περαιτέρω ανάπτυξη τους στα νησιά και επιτρέποντας έτσι τη σημαντική ενσωμάτωσή τους στο ενεργειακό μείγμα ([45],[78]).

Ένας συστηματικός τρόπος ενσωμάτωσης της αποθήκευση σε νησιωτικά συστήματα, ο μόνος θεσμικά εφικτός για τα ελληνικά ΜΔΝ, είναι μέσω του πλαισίου λειτουργίας των υβριδικών σταθμών παραγωγής ([21]). Ένας πρώτος ορισμός των υβριδικών σταθμών δόθηκε στην §1.2.1. Πιο συγκεκριμένα, ως ΥΒΣ νοούνται οι σταθμοί εκείνοι που χρησιμοποιούν τουλάχιστον μία μορφή ΑΠΕ σε συνδυασμό με σύστημα αποθήκευσης (Σχ. 34) και συμμετέχουν με συντονισμένο και ελέγξιμο τρόπο στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας του νησιού. Οι ΥΒΣ κατατάσσονται εννοιολογικά στις μονάδες ΑΠΕ του συστήματος και ως εκ τούτου δεν περιλαμβάνουν μονάδες συμβατικού καυσίμου. Για τη συμμετοχή τους στην αγορά του νησιού, οι ΥΒΣ υποβάλλουν ημερήσιες προσφορές ενέργειας, τις οποίες κατανέμει ο Διαχειριστής του νησιού εντός της καμπύλης φορτίου, κατά προτεραιότητα. Οι εσωτερικές συνιστώσες του ΥΒΣ, συντονίζονται με κατάλληλο τρόπο από τον υβριδικό παραγωγό, ώστε να διασφαλιστεί η ομαλή συμμετοχή του σταθμού στην αγορά του νησιού και να αξιοποιηθεί βέλτιστα η πρωτογενώς διαθέσιμη παραγωγή ΑΠΕ τους.



Σχ. 34: Σχηματική απεικόνιση ΥΒΣ και των λοιπών μονάδων παραγωγής ενός αυτόνομου συστήματος.

Το πλαίσιο των ΥΒΣ αφορά κατά βάση αποθηκευτικές διατάξεις «ένταξης ενέργειας», με συστήματα σχετικά μεγάλης αποθηκευτικής ικανότητας (κατά κανόνα της τάξης των 8 ωρών λειτουργίας υπό ονομαστική ισχύ ή και μεγαλύτερη), όπως κατ' εξοχήν είναι η αντλησιοταμίευση. Αντλησιοταμιευτικοί ΥΒΣ έχουν μελετηθεί ενδελεχώς στη σχετική βιβλιογραφία ([21], [68]–[70], [74], [163]), καθώς μέχρι πρότινος αποτελούσαν την πιο ώριμη, αποδοτικότερη και περισσότερο ελκυστική λύση αποθήκευσης σε θεσμικό και ρυθμιστικό επίπεδο για εφαρμογές διαχείρισης συστήματος, ([20], [21], [73], [95]), ενώ, παράλληλα, πιλοτικά έργα βρίσκονται σε στάδιο ανάπτυξης στα ελληνικά νησιά ([50], [96]). Βιβλιογραφικά, η προστιθέμενη αξία των αντλησιοταμιευτικών ΥΒΣ για τα νησιά εξετάζεται στις αναφορές [50], [68], [163], η δυναμική συμπεριφορά του συστήματος παρουσία ΥΒΣ αναλύεται στις [72], [73], [75], ζητήματα βέλτιστης διαστασιολόγησης εξετάζονται στις [20], [74], ενώ η συμμετοχή τους στην αγορά των νησιών συζητείται στις [50], [70].

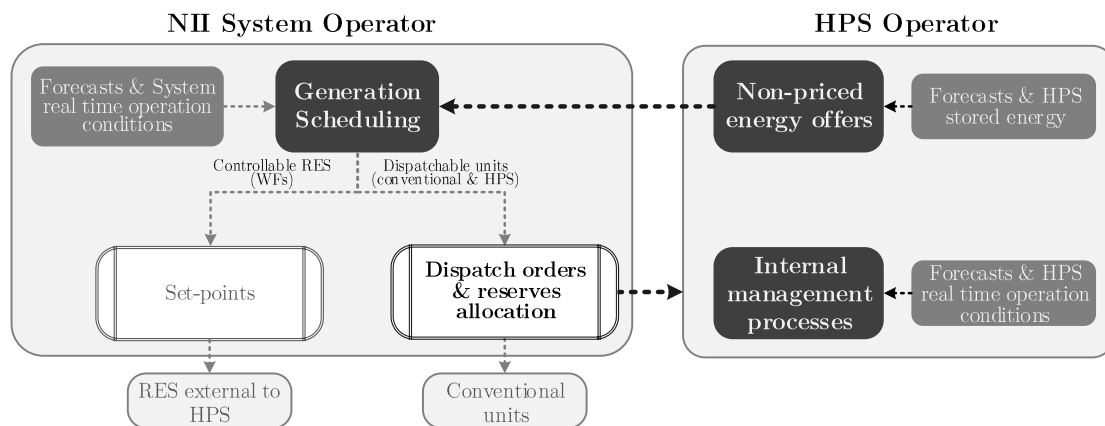
Παρά την ωριμότητα του ελληνικού θεσμικού πλαισίου, το οποίο θέτει τις αρχές οργάνωσης και διαχείρισης των ΥΒΣ με μεγάλη σαφήνεια, βιβλιογραφικά απουσιάζουν αναφορές σχετικά με τον ολοκληρωμένο τρόπο βέλτιστης ένταξης και λειτουργίας των σταθμών αυτών στα ΜΔΝ, ο οποίος θα λαμβάνει εγγενώς υπόψη του τον αποκεντρωμένο χαρακτήρα των ΥΒΣ, εξετάζοντας τη λειτουργία του συστήματος από τη σκοπιά του Διαχειριστή αλλά και τη λειτουργία του ΥΒΣ από την πλευρά του λειτουργού του σταθμού. Παράλληλα, η αξιολόγηση της λειτουργίας ΥΒΣ που διαθέτουν ευέλικτους αποθηκευτικούς σταθμούς, όπως π.χ. ΥΒΣ τεχνολογίας συσσωρευτών, δεν είναι επαρκής και περιορίζεται σε ελάχιστες δημοσιευμένες εργασίες, παρά το γεγονός ότι το επενδυτικό κόστος των συσσωρευτών βαίνει σαφώς μειούμενο τα τελευταία χρόνια ([164], [165]). Τέλος, τα αποτελέσματα της λειτουργίας διαφορών διαμορφώσεων ΥΒΣ τεχνολογίας συσσωρευτών σε επίπεδο έτους δεν έχουν ακόμη αποτιμηθεί βάσει των αποτελεσμάτων βέλτιστης διαχείρισης, τόσο από την πλευρά του συστήματος όσο και του υβριδικού σταθμού. Οι παραπάνω αδυναμίες που εντοπίζονται στη βιβλιογραφία αναφορικά με τη διαχείριση ΥΒΣ σε νησιωτικά συστήματα, αποτελούν πρακτικά το αντικείμενο μελέτης και συνεισφοράς του παρόντος Κεφαλαίου.

3.2. Συμμετοχή υβριδικών σταθμών στην αγορά των νησιών

Το πλαίσιο διαχείρισης της παραγωγής για τα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα που εξετάζονται στην παρούσα εργασία προσεγγίζει το προβλεπόμενο προς εφαρμογή για τα ελληνικά νησιά, όπως αυτό και αναλύεται ενδελεχώς στις [5], [11]. Συνοπτικά, υπεύθυνος για τη διαχείριση της παραγωγής του αυτόνομου συστήματος καθίσταται ο Διαχειριστής, ο οποίος διενεργεί τις λειτουργίες της ένταξης και φόρτισης των διαθέσιμων μονάδων παραγωγής, αποστέλλοντας σχετικές εντολές κατανομής στις μονάδες συμβατικού καυσίμου, στους σταθμούς ΑΠΕ και τους ΥΒΣ. Όποτε θεωρείται αναγκαίο, ο Διαχειριστής περιορίζει την παραγωγή των ΑΠΕ για να διασφαλιστεί η ασφάλεια λειτουργίας του συστήματος.

Οι ΥΒΣ γίνονται αντιληπτοί από τον Διαχειριστή του συστήματος ως ενιαίες οντότητες παραγωγής που κατανέμονται βάσει των προσφορών τους, με τον τελευταίο να μην διαθέτει δυνατότητα ελέγχου των επιμέρους συνιστωσών του υβριδικού σταθμού, δηλαδή των μονάδων ΑΠΕ και των αποθηκευτικών μονάδων του. Τον ρόλο αυτό αναλαμβάνει ο υβριδικός παραγωγός, ο οποίος είναι υπεύθυνος για τον συντονισμό και συγχρονισμό όλων των στοιχείων του σταθμού σε πραγματικό χρόνο, με στόχο τη μεγιστοποίηση του κέρδους του από τη συμμετοχή του στην αγορά και την αποφυγή αποκλίσεων από τις εντολές κατανομής που αποστέλλει ο Διαχειριστής του συστήματος προς τον ΥΒΣ συνολικά. Παράλληλα, ο υβριδικός παραγωγός είναι υπεύθυνος για την υποβολή προσφορών ενέργειας προς τον Διαχειριστή του συστήματος, οι οποίες αποτυπώνουν τη μέγιστη

ενέργεια που διατίθεται να παράγει ο ΥΒΣ εντός του ορίζοντα κατανομής. Η διάκριση των ρόλων μεταξύ Διαχειριστή συστήματος και ο υβριδικού παραγωγού απεικονίζονται σχηματικά στο Σχ. 35.



Σχ. 35: Διάκριση ρόλων και αρμοδιοτήτων Διαχειριστή συστήματος και διαχειριστή ΥΒΣ.

3.2.1. Υποβολή προσφορών ενέργειας

Οι ΥΒΣ, ως ενιαίοι σταθμοί, αποτελούν μέρος του ευρύτερου παραγωγικού δυναμικού που δύναται να καταλείψει ο Διαχειριστής, ενώ συμμετέχουν στην αγορά του νησιωτικού συστήματος υποβάλλοντας μη τιμολογούμενες προσφορές ενέργειας. Οι προσφορές αυτές καλύπτουν είτε τον 24ωρο χρονικό ορίζοντα της ημέρας κατανομής προκειμένου περί επίλυσης του ημερήσιου ενεργειακού προγραμματισμού (προημερήσια διαχείριση), είτε τον 12ωρο χρονικό ορίζοντα του δεύτερου μισού της ημέρας κατανομής, προκειμένου περί αναθεωρημένου προγραμματισμού ένταξης (ενδοημερήσια διαχείριση).

Ο Διαχειριστής του συστήματος, δέχεται τις προσφορές που υποβάλλει ο υβριδικός παραγωγός (Σχ. 35), με την υποχρέωση να τις καταλείψει εντός του εκάστοτε ορίζοντα βελτιστοποίησης κατά προτεραιότητα σε σχέση με την παραγωγή των συμβατικών μονάδων του συστήματος. Σε περιόδους συμφόρησης ΑΠΕ, όπου η παραγωγή των ΑΠΕ εκτός του ΥΒΣ είναι εξαιρετικά αυξημένη και η προσφορά του ΥΒΣ είναι υψηλή, ο Διαχειριστής οφείλει να περικόψει την παραγωγή τόσο του ΥΒΣ όσο και των λοιπών ΑΠΕ, εφαρμόζοντας ωστόσο κριτήρια ισότιμης μεταχείρισης. Παράλληλα, η προσφορά ενέργειας του ΥΒΣ μπορεί να κατανομηθεί ελεύθερα από τον Διαχειριστή εντός του ορίζοντα βελτιστοποίησης, με μέγιστη ισχύ κατανομής ίση με την εγγυημένη ισχύ του σταθμού. Η εγγυημένη ισχύς αποτελεί το χαρακτηριστικό μέγεθος του ΥΒΣ και καθορίζει τη μέγιστη ισχύ βάσει της οποίας ο σταθμός δύναται να συμμετέχει στην επάρκειας ισχύος του νησιωτικού συστήματος.

Από την πλευρά του, ο υβριδικός παραγωγός, οφείλει να προσδιορίσει το ύψος της υποβληθείσας προσφοράς ενέργειας προς τον Διαχειριστή λαμβάνοντας υπόψη την πρόβλεψη παραγωγής των ΑΠΕ του και τη διαθέσιμη αποθηκευμένη ενέργειά του. Η μεθοδολογία δόμησης της πολιτικής προσφοράς του ΥΒΣ πρέπει αφενός να στοχεύει στη μεγιστοποίηση του αναμενόμενου όφελος του σταθμού, αξιοποιώντας βέλτιστα το διαθέσιμο παραγωγικό δυναμικό του, και αφετέρου να λαμβάνει υπόψη ότι αστοχίες πρόβλεψης μπορούν να οδηγήσουν σε αδυναμία εκπλήρωσης των εντολών κατανομής του Διαχειριστή συστήματος, και συνεπώς να δημιουργήσουν αποκλίσεις κατά τον πραγματικό χρόνο λειτουργίας του ΥΒΣ. Βιβλιογραφικά υπάρχουν αναφορές που πραγματεύονται τη δόμηση των προσφορών ενέργειας των ΥΒΣ, οι οποίες είτε βασίζονται σε πολύπλοκες μεθόδους αποφυγής ρίσκου ([71]), είτε προσεγγίζουν το πρόβλημα πιο

απλουστευτικά χρησιμοποιώντας κατάλληλους συντελεστές ασφαλείας για την απομείωση του ύψους της προσφοράς ([50], [74]). Στην παρούσα ανάλυση, θα υιοθετηθεί η απλουστευτική προσέγγιση των [50], [74].

3.2.2. Κατανομή προσφορών ενέργειας

Από τη στιγμή που ο υβριδικός παραγωγός υποβάλλει την προσφορά ενέργειάς του στον Διαχειριστή του συστήματος, ο τελευταίος οφείλει να την καταναίμει κατά βέλτιστο τρόπο εντός της ημέρας κατανομής, βάσει των δομικών κριτηρίων κατάρτισης του προβλήματος ένταξης μονάδων που αναλύθηκε στην § 2.1, δηλαδή μεγιστοποιώντας τη διείσδυση των ΑΠΕ, στις οποίες περιλαμβάνεται και η παραγωγή των ΥΒΣ, ελαχιστοποιώντας το κόστος παραγωγής των συμβατικών μονάδων και τηρώντας του περιορισμούς ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος. Η διαδικασία αυτή, οδηγεί σε ένα πλάνο ωριαίας κατανομής του ΥΒΣ, το οποίο αφορά το σύνολο των συνιστωσών του και όχι καθεμιά χωριστά. Επιπλέον, το προκύπτον ωριαίο πλάνο κατανομής δεν δύναται να ξεπερνά την εγγυημένη ισχύ του σταθμού.

Για να κατανομηθεί η προσφορά ενέργειας από τον Διαχειριστή, απαιτείται η κατάστρωση και επίλυση ενός προβλήματος βέλτιστης ένταξης και φόρτισης των μονάδων του συστήματος, όπου οι προσφορές των ΥΒΣ, προβλέψεις των λοιπών ΑΠΕ του συστήματος λαμβάνονται υπόψη ώστε να ικανοποιηθούν οι ανάγκες ζήτησης και εφεδρειών. Η κατάστρωση του προβλήματος βασίζεται στη μεθοδολογία που παρουσιάστηκε προγενέστερα στην § 2.1, της οποίας η μαθηματική διατύπωση επεκτείνεται στην παρακάτω § 3.3 ώστε να λαμβάνει υπόψη τις ιδιαιτερότητες που παρουσιάζουν οι ΥΒΣ.

3.2.3. Εσωτερική διαχείριση συνιστωσών ΥΒΣ

Ο υβριδικός παραγωγός υποχρεούται να συμμορφωθεί με τις εντολές κατανομής που του αποστέλλει ο Διαχειριστής του συστήματος, συντονίζοντας κατάλληλα τις συνιστώσες του σταθμού του, δηλαδή τις μονάδες ΑΠΕ και αποθήκευσης που διαθέτει, με στόχο τη μεγιστοποίηση της εκμετάλλευσης του ανανεώσιμου παραγωγικού δυναμικού του. Σε περίπτωση μη συμμόρφωσης του ΥΒΣ με τις εντολές κατανομής του Διαχειριστή, αναμένεται η επιβολή αυστηρών κυρώσεων λόγω απόκλισης. Οι βασικές καταστάσεις λειτουργίας ενός ΥΒΣ τεχνολογίας συσσωρευτών είναι οι παρακάτω:

- **Κατάσταση I:** Η παραγωγή των ΑΠΕ του ΥΒΣ αποθηκεύεται στις αποθηκευτικές μονάδες του σταθμού.
- **Κατάσταση II:** Η παραγωγή των ΑΠΕ του ΥΒΣ εγχέεται κατευθείαν στο δίκτυο του αυτόνομου συστήματος, υποκαθιστώντας μέρος της προς εκπλήρωση εντολής κατανομής. Έτσι, η διαθέσιμη ενέργεια ΑΠΕ δεν ανακυκλώνεται μέσω των αποθηκευτικών συστημάτων του ΥΒΣ, αποφεύγοντας τις απώλειες φόρτισης-εκφόρτισής τους.
- **Κατάσταση III:** Η αποθηκευμένη ενέργεια του ΥΒΣ εγχέεται στο δίκτυο ώστε να ικανοποιηθεί η εντολή κατανομής.
- **Κατάσταση IV:** Ενέργεια απορροφάται από το δίκτυο και αποθηκεύεται στους συσσωρευτές του ΥΒΣ. Η λειτουργία του ΥΒΣ στην κατάσταση αυτή προϋποθέτει την προγενέστερη έκδοση εντολής κατανομής απορρόφησης από την πλευρά του Διαχειριστή ΜΔΝ. Συνεπώς, ο ΥΒΣ δεν επιτρέπεται να βρεθεί στην κατάσταση αυτή, χωρίς τη ρητή εντολή του Διαχειριστή.

Μεθοδολογίες για τον συντονισμό παραγωγής ΑΠΕ και απορρόφησης από αποθηκευτικούς σταθμούς σε επίπεδο συστήματος και μικροδικτύου (*microgrid*), υπάρχουν διαθέσιμες στη βιβλιογραφία. Πιο συγκεκριμένα, στις [166] και [167] προτείνεται μέθοδος πολύ-επίπεδου

στοχαστικού προγραμματισμού για την κατανομή σε πραγματικό χρόνο των αποθηκευτικών συστημάτων ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, ώστε να αντιμετωπιστεί η στοχαστική φύση των ΑΠΕ. Μια αντίστοιχη προσέγγιση υιοθετείται στην [168], όπου εξετάζονται μικροδίκτυα που διαθέτουν ΑΠΕ, αποθήκευση και ελεγχόμενα φορτία, εφαρμόζοντας κατά τη λειτουργία πραγματικού χρόνου μεθοδολογία κατανομής δύο επιπέδων. Παράλληλα, ντετερμινιστικές προσεγγίσεις βελτιστοποίησης για τον συντονισμό της παραγωγής ΑΠΕ και αποθήκευσης προτείνονται στις [169] και [170].

Ωστόσο, καμία από τις παραπάνω προσεγγίσεις, ή κάποια άλλη στη σχετική βιβλιογραφία, δεν προσεγγίζει συντεταγμένα το πρόβλημα εσωτερικής διαχείρισης του ΥΒΣ κατά τη λειτουργία πραγματικού χρόνου, με στόχο τον συντονισμό των συνιστωσών του, λαμβάνοντας υπόψη τις ιδιαιτερότητες των ΥΒΣ και τον τρόπο συμμετοχής τους στην αγορά των αυτόνομων συστημάτων. Για τον λόγο αυτό, στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας αναπτύχθηκε κατάλληλα μεθοδολογία εσωτερικής διαχείρισης του ΥΒΣ, βασιζόμενη σε τεχνική προβλεπτικού ελέγχου (*model predictive control –MPC*), εφαρμόζοντας μεικτό ακέραιο γραμμικό προγραμματισμό με χρονικό ορίζοντα βελτιστοποίησης μεταβλητού βήματος. Η αναλυτική παρουσίαση της αναπτυχθείσας μεθοδολογίας βρίσκεται στο Παράρτημα Γ.

Επισημαίνεται ότι η ανάπτυξη κατάλληλης μεθοδολογίας εσωτερικής διαχείρισης του ΥΒΣ είναι αναγκαία για την ορθολογική αποτύπωση της λειτουργίας του νησιωτικού συστήματος σε επίπεδο έτους, καθώς η ένταξη και λειτουργία των στοιχείων του νησιωτικού συστήματος συνδέεται άρρηκτα με την εφαρμοσθείσα πολιτική εσωτερικής διαχείρισης των συνιστωσών κάθε ΥΒΣ, που εν τέλει καθορίζει εμμέσως το ύψος των προσφορών του.

3.3. Μαθηματική διατύπωση προβλήματος ένταξης παρουσία ΥΒΣ

Το πρόβλημα ένταξης και φόρτισης των μονάδων παραγωγής ενός αυτόνομου συστήματος που παρουσιάστηκε στην § 2.1, επεκτείνεται κατάλληλα στην παρούσα ενότητα ώστε να συμπεριλάβει ΥΒΣ. Η μοντελοποίηση που ακολουθεί βασίζεται στις αρχές λειτουργίας των ΥΒΣ σε νησιωτικά συστήματα, βάσει του μοντέλου που προδιαγράφεται για τα ελληνικά ΜΔΝ, ενώ προσεγγίζει το πρόβλημα από τη σκοπιά του Διαχειριστή συστήματος. Επιπλέον, η μαθηματική διατύπωση του προβλήματος πραγματοποιείται κατά τέτοιο τρόπο ώστε να επιτρέπει την κατανομή οποιουδήποτε πλήθους ΥΒΣ που ενδεχομένως συμμετέχουν στην ηλεκτροπαραγωγή του συστήματος.

3.3.1. Αντικειμενική συνάρτηση και μεταβλητές χαλάρωσης

Η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος, (1), τροποποιείται κατάλληλα, (65), ώστε πέραν των λοιπών όρων, να περιλαμβάνει το κόστος απορρόφησης ενέργειας του εκάστοτε ΥΒΣ από το δίκτυο του αυτόνομου συστήματος.

$$obj^{uc-ed} = \min \left\{ C_{var}^{Thermal} + C_{su}^{Thermal} + C_{sd}^{Thermal} + C_r^{Thermal} + C^{res} + C_{hps}^{gr} + C^{slacks} \right\} \quad (65)$$

Το συνολικό κόστος απορρόφησης των ΥΒΣ από το δίκτυο δίνεται από την εξίσωση (66), όπου η συνολική απορρόφηση του ΥΒΣ, h , από το δίκτυο πολλαπλασιάζεται με το αντίστοιχο κόστος απορρόφησης, φ_{hps}^{gr} .

$$C_{hps}^{gr} = \varphi_{hps}^{gr} \cdot \sum_t \sum_h (D_{h,t}^{gr}) \quad (66)$$

Στη συγκεκριμένη υλοποίηση, ο Διαχειριστής του συστήματος θέτει τον ΥΒΣ σε λειτουργία απορρόφησης από το δίκτυο (Κατάσταση IV) μόνο στην περίπτωση εμφανούς αδυναμίας

κάλυψης τη ζήτησης από τις λοιπές μονάδες παραγωγής του νησιού (εμφάνιση προβλήματος επάρκειας ισχύος στο σύστημα), με στόχο την πλήρη εξυπηρέτηση του φορτίου. Συνεπώς, το κόστος απορρόφησης, φ_{hps}^{sr} , δεν μπορεί να αντικατοπτρίζει το πραγματικό κόστος απορρόφησης που επιβαρύνεται ο υβριδικός παραγωγός για τη λειτουργία αυτή, αλλά οφείλει να είναι ένα εικονικό κόστος, το οποίο θα εξυπηρετεί την εν λόγω μοντελοποίηση. Για τον λόγο αυτό, ιεραρχείται αμέσως πριν το κόστος παραβίασης του περιορισμού ισοζυγίου ενέργειας, (67), αλλά μετά τα κόστη των λοιπών μεταβλητών χαλάρωσης του προβλήματος.

$$\varphi_w < \dots < \varphi_{pr}^{up} \ll \varphi_{hps}^{sr} \ll \varphi_{ens} \quad (67)$$

3.3.2. Περιορισμοί προβλήματος παρουσία ΥΒΣ

3.3.2.1. Ισοζύγιο ενέργειας

Το ισοζύγιο ενέργειας του συστήματος μοντελοποιείται πλέον βάσει της (68), λαμβάνοντας υπόψη την απορρόφηση ενέργειας των ΥΒΣ από το δίκτυο μέσω της $P_{h,t}^{sr}$, αλλά και την παραγωγή κάθε ΥΒΣ ανά περίοδο κατανομής, μέσω της μεταβλητής $P_{h,t}$.

$$\sum_{u \in \mathcal{U}_h} P_{u,t} + \sum_h P_{h,t} + P_{w,t} + P_{pv,t} + P_{ens,t} = P_{L,t} + \sum_h P_{h,t}^{sr} \quad (68)$$

3.3.2.2. Περιορισμοί λειτουργίας υβριδικών σταθμών

Για τη διατύπωση του προβλήματος ένταξης μονάδων, γίνεται η θεώρηση ότι ο Διαχειριστής του συστήματος γνωρίζει και λαμβάνει υπόψη του τα τεχνικά χαρακτηριστικά όλων των κατανεμόμενων μονάδων του ΥΒΣ χωριστά, ώστε το προκύπτον πλάνο για κάθε ΥΒΣ να είναι ρεαλιστικά εφαρμόσιμο. Ωστόσο, παρά το γεγονός ότι Διαχειριστής του συστήματος επιλύει το πρόβλημα βελτιστοποίησης λαμβάνοντας υπόψη τα χαρακτηριστικά κάθε κατανεμόμενης μονάδας του ΥΒΣ, η τελική εντολή κατανομής που αποστέλλεται στον υβριδικό παραγωγό είναι ενιαία για ολόκληρο τον σταθμό, χωρίς να γίνεται σαφής προσδιορισμός της μονάδας του ΥΒΣ που θα την υλοποιήσει, επιτρέποντας έτσι στον υβριδικό παραγωγό να βελτιστοποιήσει την εσωτερική διαχείριση των συνιστωσών του σταθμού, βάσει των δικών του κριτηρίων.

Συνεπώς, για τη διευκόλυνση της διατύπωσης του προβλήματος θεωρείται ότι κάθε κατανεμόμενη μονάδα, u , του ΥΒΣ, h , ανήκει στο σύνολο \mathcal{U}_h των κατανεμόμενων μονάδων παραγωγής του ΥΒΣ.

Βάσει των ανωτέρω, για κάθε $u \in \mathcal{U}_h$ ισχύουν κανονικά οι περιορισμοί (17) - (30). Παράλληλα, η συνολική παραγωγή κάθε ΥΒΣ του συστήματος, που προσδιορίζει την τελική τιμή της εντολής κατανομής που θα αποστείλει ο Διαχειριστής του συστήματος στον σταθμό, προσδιορίζεται από την εξίσωση (69). Ο περιορισμός (70) καθορίζει το μέγιστο ύψος της κατανομής του ΥΒΣ, το οποίο δεν μπορεί να ξεπερνά την εγγυημένη του ισχύ. Οι περιορισμοί (71) και (72) προσδιορίζουν εάν ο ΥΒΣ h έχει ενταχθεί προς κατανομή την περίοδο κατανομής t .

$$P_{h,t} = \sum_u P_{u,t}, \quad \forall h | u \in \mathcal{U}_h \quad (69)$$

$$P_{h,t} \leq P_{guar,h} \quad (70)$$

$$P_{h,t} \leq \ell_{h,t} \cdot \sum_u P_{u,t}^{\max}, \quad \forall h | u \in \mathcal{U}_h \quad (71)$$

$$P_{h,t} \geq \ell_{h,t} \cdot \min_u \{P_u^{\min}\}, \quad \forall h | u \in \mathcal{U}_h \quad (72)$$

Οι περιορισμοί (73) έως (76) αφορούν την κατανομή της προσφερθείσας ενέργειας εντός του ορίζοντα βελτιστοποίησης. Πιο συγκεκριμένα, οι περιορισμοί (73) και (74) προσδιορίζουν την ανά περίοδο κατανομή μέγιστη διαθέσιμη ενέργεια για την κατανομή του ΥΒΣ, λαμβάνοντας υπόψη τυχόν απορρόφηση του ΥΒΣ από το δίκτυο του νησιού. Ο περιορισμός (75) περιορίζει την ισχύ κατανομής του ΥΒΣ, ανά περίοδο κατανομής, βάσει της διαθέσιμης ενέργειάς του, ενώ ο περιορισμός (76) καθορίζει το ύψος της μη εντασσόμενης ενέργειας του ΥΒΣ, βάσει της προσφοράς του και της επιπλέον απορρόφησης από το δίκτυο.

$$E_{h,t}^{av} \leq E_{h,t-1}^{av} + c_h \cdot P_{h,t-1}^{gr} - P_{h,t-1}, \forall t \geq 2 \quad (73)$$

$$E_{h,1}^{av} \leq E_h^{offer} \quad (74)$$

$$P_{h,t} \leq E_{h,t}^{av} \quad (75)$$

$$x_h = E_h^{offer} + c_h \cdot \sum_t P_{h,t}^{gr} - \sum_t P_{h,t} \quad (76)$$

Τέλος ο περιορισμός (77) οριοθετεί το ύψος της απορρόφησης ενέργειας του ΥΒΣ από το δίκτυο, το οποίο δεν μπορεί να υπερβαίνει την ανά ώρα μέγιστη ικανότητα απορρόφησης του ΥΒΣ, ενώ διασφαλίζει ότι δεν δύναται να προγραμματιστεί ταυτόχρονη παραγωγή και άντληση του σταθμού προς/από το δίκτυο του νησιού.

$$P_{h,t}^{gr} \leq (1 - \ell_{h,t}) \cdot P_{h,t}^{gr-\max} \quad (77)$$

3.3.2.3. Περιορισμοί παραγωγής αιολικών πάρκων εκτός ΥΒΣ

Οι περιορισμοί (31) έως (38) για τον προσδιορισμό της παραγωγής των αιολικών πάρκων του συστήματος, εκτός των ΥΒΣ, παραμένουν αμετάβλητοι. Ωστόσο, η είσοδος των ΥΒΣ μεταβάλλει τη δομή του **περιορισμού τεχνικού ελάχιστου**, ο οποίος πλέον διατυπώνεται βάσει της εξίσωσης (78). Πιο συγκεκριμένα, η μέγιστη δυνατή απορρόφηση αιολικής παραγωγής κατά τη λειτουργία του συστήματος σε πραγματικό χρόνο πλέον αυξάνεται κατά την απορρόφηση των ΥΒΣ από το δίκτυο, ώστε να είναι εφικτή η τροφοδότηση των ΥΒΣ από παραγωγή ΑΠΕ εκτός του σταθμού, όταν αυτό απαιτείται. Παράλληλα, η δυνατότητα απορρόφησης αιολικής παραγωγής του συστήματος μειώνεται κατά την παραγωγή των ΥΒΣ.

$$P_{\mathcal{W},\max,t}^{ml} = P_{L,t} + \sum_h P_{h,t}^{gr} - P_{pv,t} - \sum_{u \in \mathcal{U}_h} (P_u^{min} \cdot st_{u,t}^{disp} + P_{u,t}^{soak} + P_{u,t}^{desym}) - \sum_h P_{h,t} \quad (78)$$

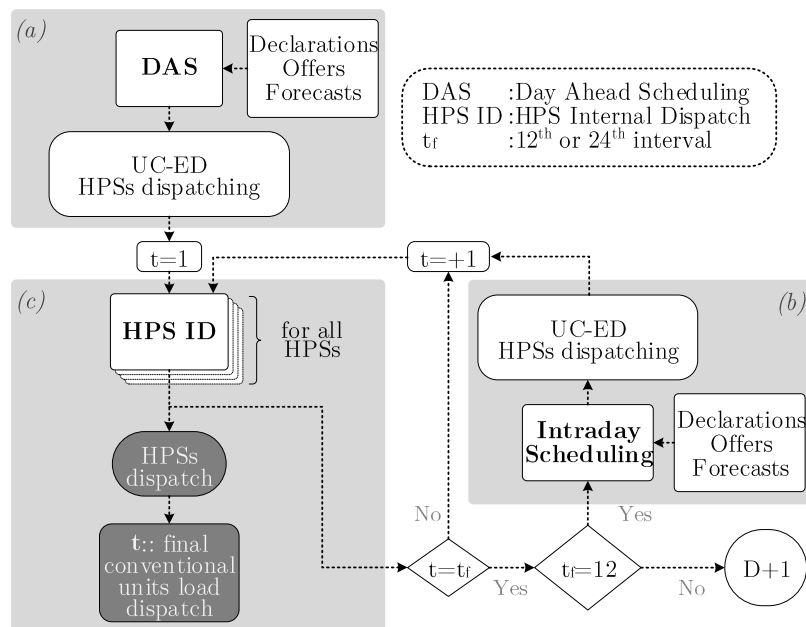
Αναφορικά με τον **δυναμικό περιορισμό διείσδυσης**, αυτός παραμένει αμετάβλητος (βλ. (32)), λαμβάνοντας ωστόσο υπόψη την ικανότητα παροχής 1^{ου}σας εφεδρείας των διαθέσιμων προς κατανομή ΥΒΣ του συστήματος.

3.4. Δομή προβλήματος και μεθοδολογία διεξαγωγής προσομοιώσεων

Το συνολικό μοντέλο που δομείται για την προσομοίωση της λειτουργίας αυτόνομων συστημάτων παρουσία ΥΒΣ αποτελείται από δύο επίπεδα. Βασικός στόχος του πρώτου επιπέδου είναι η βέλτιστη ένταξη και φόρτιση των μονάδων του αυτόνομου συστήματος παρουσία ΥΒΣ, βάσει των κριτηρίων που θέτει ο Διαχειριστής του συστήματος, ενώ στη συνέχεια, στο δεύτερο επίπεδο προσομοίωσης, επιδιώκεται η βέλτιστη εσωτερική διαχείριση των συνιστωσών του ΥΒΣ, αξιολογώντας τα προσδοκώμενα οφέλη του υβριδικού παραγωγού. Κατ' αυτό τον τρόπο, λαμβάνεται κατ' αρχήν υπόψη ο αποκεντρωμένος χαρακτήρας των ΥΒΣ, των οποίων οι

συνιστώσες ελέγχονται μόνο από τον λειτουργό του σταθμού, όχι από τον Διαχειριστή του συστήματος.

Η μεθοδολογία διεξαγωγής προσομοιώσεων που εφαρμόστηκε παρουσιάζεται στο παρακάτω Σχ. 36. Αρχικά επιλύεται το πρόβλημα ένταξης μονάδων που παρουσιάστηκε στις Ενότητες 2.1 και 3.3, θεωρώντας 24-ωρο ορίζοντα βελτιστοποίησης και προσεγγίζοντας το πρόγραμμα του ΗΕΠ που διεξάγεται από τον Διαχειριστή, λαμβάνοντας υπόψη όλα τα τεχνοοικονομικά στοιχεία των μονάδων και τις προσφορές των ΥΒΣ, ώστε να καθορίσει το πλάνο ένταξης και φόρτισης των συμβατικών μονάδων του συστήματος και τις εντολές κατανομής των ΥΒΣ. Δεδομένων των εντολών κατανομής που προέκυψαν από αυτή τη διαδικασία για κάθε ΥΒΣ, ακολουθεί η εσωτερική διαχείρισή του για τις 12 πρώτες ώρες κατανομής, βάσει της μεθοδολογίας του Παραρτήματος Γ. Στη συνέχεια επιλύεται αναθεωρημένο πρόβλημα ΗΕΠ για το τελευταίες 12 ώρες της εξεταζόμενης ημέρας (ενδοημερήσια διαχείριση), θεωρώντας αναθεωρημένες προσφορές ενέργειας από τους ΥΒΣ. Παράλληλα το πρόβλημα εσωτερικής διαχείρισης των ΥΒΣ επανεπιλύεται για τις 12 τελευταίες ώρες κατανομής τη ημέρας. Σε επίπεδο έτους, η παραπάνω διαδικασία επαναλαμβάνεται διαδοχικά 365 φορές.



Σχ. 36: Διάγραμμα ροής αναφορικά με τη διεξαγωγή προσομοιώσεων.

3.5. Εξεταζόμενα σενάρια και διερευνήσεις

Παρακάτω θα παρουσιαστούν και θα αναλυθούν αποτελέσματα εφαρμογής του αλγορίθμου ένταξης και φόρτισης των μονάδων για το ενδεικτικό αυτόνομο σύστημα του Παραρτήματος Β, παρουσία ΥΒΣ διαφόρων μεγεθών.

Σε όλα τα εξεταζόμενα σενάρια, θεωρείται ότι ως βάση το σενάριο της § 2.2 χωρίς ΥΒΣ, όπου η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών πάρκων εκτός ΥΒΣ ισούται με 55 MW ενώ η ισχύς των Φ/Β σταθμών με 36 MW. Επιπλέον, η μονάδα u#1 θεωρείται υποχρεωτικής ένταξης ενώ η μονάδα u#2 βρίσκεται μόνιμα σε κατάσταση ψυχρής εφεδρείας.

Αναφορικά με τις διαμορφώσεις ΥΒΣ που θα εξεταστούν, αυτές απεικονίζονται στον πίνακα Π. 8. Πιο συγκεκριμένα, εξετάζονται ΥΒΣ των οποίων η πρωτογενής πηγή ενέργειας προκύπτει αποκλειστικά από αιολικά πάρκα (σενάρια Η.1 έως Η.4), Φ/Β σταθμούς (σενάρια Η.5 έως Η.8) ή συνδυασμό τους (σενάρια Η.9 έως Η.12). Για κάθε κατηγορία ΥΒΣ διερευνώνται διαφορετικές

εγκατεστημένες ισχύεις ΑΠΕ, οι οποίες συνδέονται με την εγγυημένη ισχύ του σταθμού με σταθερό λόγο. Επιπλέον, οι μονάδες ΑΠΕ των ΥΒΣ ίδιας εγγυημένης ισχύος αλλά διαφορετικής κατηγορίας (π.χ. σενάρια Η.1, Η.5 και Η.9), διαθέτουν, σε επίπεδο έτους, την ίδια πρωτογενή ενέργεια σε GWh, ώστε οι αντίστοιχες διαμορφώσεις να είναι άμεσα συγκρίσιμες.

Σε όλες τις διαμορφώσεις θεωρείται ότι το σύστημα αποθήκευσης του ΥΒΣ αποτελείται από μπαταρίες τεχνολογίας ιόντων λιθίου (Li-ion), των οποίων η ονομαστική χωρητικότητα ισούται με 10 ώρες παραγωγής στην εγγυημένη ισχύ. Η εγγυημένη ενέργεια του σταθμού θεωρείται ίση με 7 ώρες παραγωγής στην εγγυημένη ισχύ, ενώ ο βαθμός απόδοσης ενός πλήρους κύκλου φόρτισης και εκφόρτισης της μπαταρίας λαμβάνεται ίσος με 80%.

Η εγκατεστημένη ισχύς των αντιστροφών των μπαταριών ισούται με το 95% της εγκατεστημένης ισχύος των Α/Π του ΥΒΣ και το 90% της εγκατεστημένης ισχύος των Φ/Β σταθμών, προκειμένου να είναι εφικτή η ορθολογική διαχείριση των ΑΠΕ του σταθμού. Επιπλέον, θεωρείται ότι η ισχύς αυτή λαμβάνεται υπόψη από τον Διαχειριστή του συστήματος για την παροχή εφεδρειών από τον ΥΒΣ, αλλά όχι την κατανομή της προσφερθείσας ενέργειας η οποία πραγματοποιείται βάσει της εγγυημένης ισχύος του σταθμού.

Π. 8: Εξεταζόμενες διαμορφώσεις ΥΒΣ.

Σενάριο	P^{guar} [MW]	P_h^{wf} [MW]	P_h^{pv} [MW]	E_h [MWh]	E_h^{guar} [h]	c_h [%]
H.1	10	15	-	100	7	80%
H.2	20	30	-	200	7	80%
H.3	30	45	-	300	7	80%
H.4	40	60	-	400	7	80%
H.5	10	-	28	100	7	80%
H.6	20	-	56	200	7	80%
H.7	30	-	84	300	7	80%
H.8	40	-	112	400	7	80%
H.9	10	7.5	14	100	7	80%
H.10	20	15	28	200	7	80%
H.11	30	22.5	42	300	7	80%
H.12	40	30	56	400	7	80%

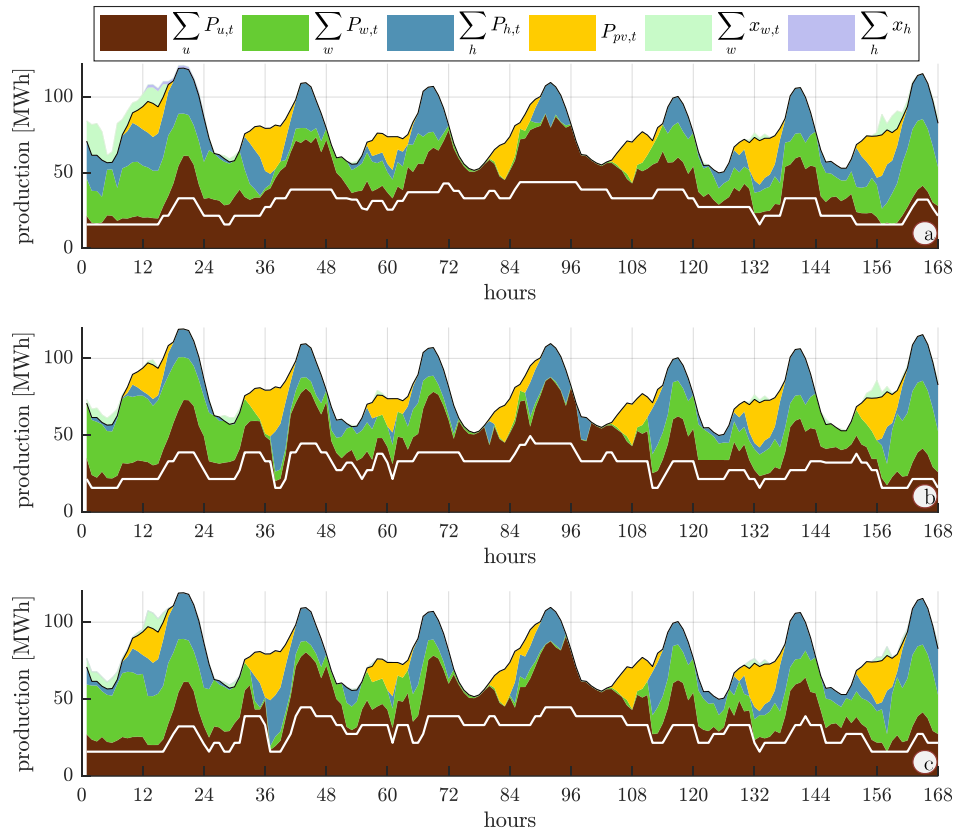
3.6. Αποτελέσματα ημερήσιας λειτουργίας

Παρακάτω θα παρουσιαστούν τα αποτελέσματα λειτουργίας τους συστήματος για μία ενδεικτική βδομάδα (όμοια με αυτή που παρουσιάστηκε στην §2.2 χωρίς ΥΒΣ), εξετάζοντας τους ΥΒΣ εγγυημένης ισχύος 30 MW κάθε κατηγορίας, δηλαδή τα σενάρια Η.3, Η.7 και Η.10 που είναι άμεσα συγκρίσιμα μεταξύ τους, ώστε να αναδειχθούν τα πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα κάθε διαμόρφωσης. Πέραν των αποτελεσμάτων που αφορούν τη διαχείριση του συστήματος, θα αναλυθεί επιπλέον η εσωτερική διαχείριση των ΥΒΣ, εφαρμόζοντας τη μεθοδολογία που προτείνεται στο Παράρτημα Γ.

3.6.1. Οφέλη συστήματος παρουσία ΥΒΣ

Η λειτουργία του συστήματος για μία ενδεικτική εβδομάδα μέσης ζήτησης απεικονίζεται στο Σχ. 37 για τις τρεις εξεταζόμενες διαμορφώσεις ΥΒΣ. Η συμμετοχή των ΥΒΣ στο ενεργειακό μείγμα του νησιού παρουσιάζεται με μπλε χρώμα Σχ. 37, ενώ η μη εντασσόμενη ενέργεια με μοβ. Ο χρωματικός κώδικας παραμένει ίδιος με της § 2.2 για τις λοιπές μονάδες του συστήματος, συμβατικές και ΑΠΕ.

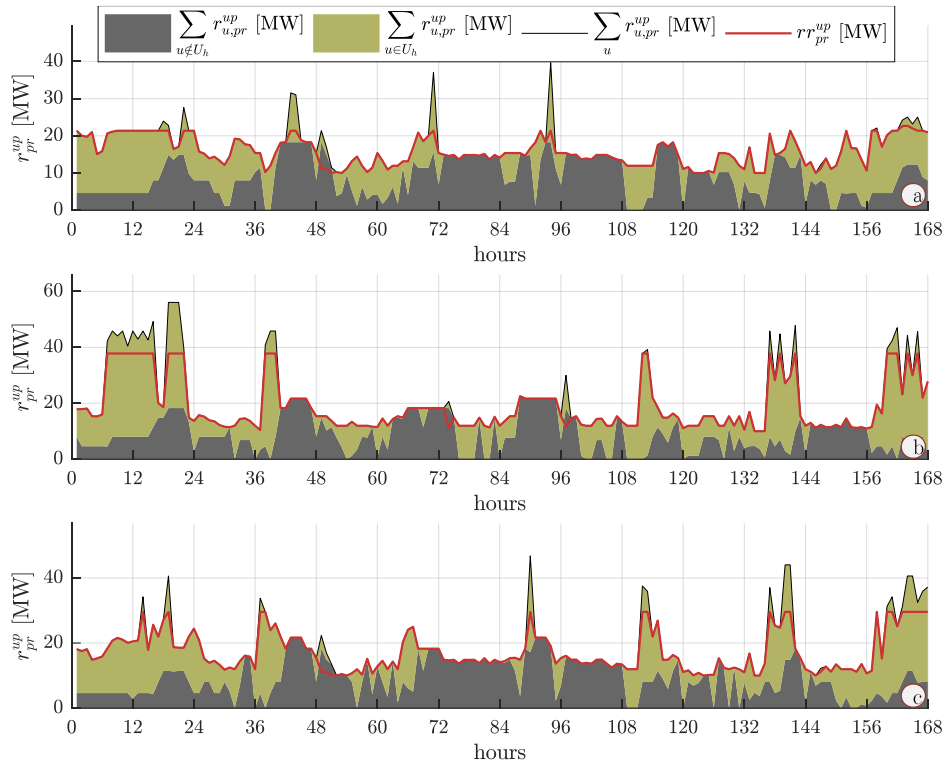
Συγκρίνοντας το Σχ. 37 με το Σχ. 13, είναι εμφανές ότι η ένταξη του ΥΒΣ οδηγεί σε συστηματική υποκατάσταση συμβατικής παραγωγής από παραγωγή ΥΒΣ και δέσμευση μικρότερου αριθμού συμβατικών μονάδων, όπως είναι άλλωστε εμφανές από την αθροιστική καμπύλη τεχνικών



Σχ. 37: Λειτουργία του νησιωτικού συστήματος για μία ενδεικτική εβδομάδα μέσης ζήτησης παρουσία (α) ΥΒΣ αιολικών-μπαταρίας, (β) ΥΒΣ φωτοβολταϊκών-μπαταρίας και (γ) ΥΒΣ αιολικών-φωτοβολταϊκών-μπαταρίας εγγυημένης ισχύος 30 MW.

ελαχίστων (λευκή γραμμή). Η παρατήρηση αυτή είναι ανεξάρτητη της εξεταζόμενης διαμόρφωσης ΥΒΣ. Επιπλέον, η παραγωγή των Α/Π εκτός ΥΒΣ, που υπόκειται σε περικοπές, δεν φαίνεται να επηρεάζεται αρνητικά από την παρουσία των ΥΒΣ στο σύστημα. Αντιθέτως, οι περικοπές αιολικής παραγωγής (αχνό πράσινο χρώμα) φαίνεται μειώνονται σε σχέση με την περίπτωση του βασικού σεναρίου, χωρίς ΥΒΣ. Η βασική αυτή παρατήρηση επιβεβαιώνεται αργότερα στην § 3.7, όπου θα παρουσιαστούν τα αποτελέσματα της ετήσιας λειτουργίας του συστήματος, ενώ αποδίδεται κατά κύριο λόγο στη χαλάρωση του δυναμικού περιορισμού διείσδυσης της αιολικής παραγωγής, λόγω της εξαιρετικά αυξημένης ευελιξίας που προσδίδει στο σύστημα η παρουσία ευέλικτων ΥΒΣ τεχνολογίας συσσωρευτών που δύνανται να παρέχουν αυξημένες ποσότητες $I^{ουσας}$ εφεδρείας. Πιο συγκεκριμένα, η αυξημένη συμμετοχή των ελεγχόμενων μονάδων των ΥΒΣ στην παροχή εφεδρειών αποτυπώνεται στο Σχ. 38, όπου είναι εμφανές ότι ανεξαρτήτως της διαμόρφωσής του, ο ΥΒΣ μπορεί να συμβάλλει στη συνολική απαίτηση $I^{ουσας}$ εφεδρείας του συστήματος με ποσοστά που ξεπερνούν το 50%.

Μία επιπλέον σημαντική παρατήρηση που προκύπτει από τα Σχ. 37 (α), (β) και (γ) είναι ότι οι προσφορές ενέργειας των ΥΒΣ κατανομούνται εντός του εξεταζόμενου οριζοντα βελτιστοποίησης σχεδόν ομοιόμορφα, χωρίς να γίνεται διάκριση μεταξύ των περιόδων αιχμής και χαμηλής ζήτησης. Το γεγονός αυτό είναι εκ διαμέτρου αντίθετο με την παγιωμένη προσέγγιση ότι οι προσφορές των ΥΒΣ οφείλουν να κατανομούνται κατά προτεραιότητα στην αιχμή της καμπύλης ζήτησης, όπως έχει διαπιστωθεί στις [20], [21]. Αυτό κατά βάση συμβαίνει γιατί οι διαθέσιμες μονάδες συμβατικού καυσίμου του νησιού που καταναλώνουν βαρύ καύσιμο αρκούν για την κάλυψη της ζήτησης, με τις ακριβότερες μονάδες με καύσιμο ελαφρύ diesel να μην χρησιμοποιούνται, με αποτέλεσμα ο



Σχ. 38: Κάλυψη απαιτήσεων $1^{ου}$ σας θετικής εφεδρείας από συμβατικές μονάδες και ελεγχόμενες μονάδες του ΥΒΣ για μία ενδεικτική εβδομάδα μέσης ζήτησης παρουσία (α) ΥΒΣ αιολικών-μπαταρίας, (β) ΥΒΣ φωτοβολταϊκών-μπαταρίας και (γ) ΥΒΣ αιολικών-φωτοβολταϊκών-μπαταρίας εγγυημένης ισχύος 30 MW.

αλγόριθμος να μην έχει οικονομικό κίνητρο ώστε να ευνοήσει τη λειτουργία peak shaving, λόγω της ομοιογένειας του παραγωγικού μείγματος. Σε κάθε περίπτωση, μία βασική παρατήρηση που προκύπτει από το Σχ. 37 είναι ότι στην προσπάθεια ελαχιστοποίησης του κόστους του συστήματος, ο αλγόριθμος βελτιστοποίησης εντάσσει την προσφορά των ΥΒΣ κατά τρόπο που θα αποτρέψει την επιπλέον ένταξη τουλάχιστον μίας ακόμη συμβατικής μονάδας.

Σχετικά με τη σύγκριση μεταξύ των εξεταζόμενων διαμορφώσεων ΥΒΣ, είναι προφανές ότι η προσφορά του σταθμού αιολικών-μπαταρίας (σενάριο Η.3) καθοδηγείται από τη διαθεσιμότητα αιολικής παραγωγής του. Συνεπώς, ο προκείμενος ΥΒΣ κατανέμεται με περισσότερη ισχύ κατά τη διάρκεια ημερών σημαντικής αιολικής παραγωγής, γεγονός που οδηγεί σε συνθήκες συμφόρησης, με αποτέλεσμα την εμφάνιση μη εντασσόμενων ενεργειών της προσφοράς του αλλά και περικοπών των Α/Π εκτός ΥΒΣ.

Από την άλλη, ο σταθμός φωτοβολταϊκών-μπαταρίας κατανέμεται συχνότερα κατά το 2^ο 12ωρο της εξεταζόμενης ημέρας, καθώς η Φ/Β ενέργεια, που είναι πρωτογενώς διαθέσιμη τις μεσημβρινές ώρες, επιτρέπει στον ΥΒΣ να φορτίσει τότε τις μπαταρίες του και να προσφέρει την αποθηκευμένη ενέργειά του μεταγενέστερα, κατά τις απογευματινές ώρες. Τυχόν προσφορά ενέργειας του ΥΒΣ Φ/Β-μπαταρίας κατά το 1^ο 12ωρο της εξεταζόμενης ημέρας οφείλεται κυρίως στην εναπομείνουσα, μη αξιοποιήσιμη ενέργεια εντός των μπαταριών κατά τη διάρκεια της προγενέστερης ημέρας.

Τέλος, στο σενάριο Η.10, όπου ο ΥΒΣ περιλαμβάνει τόσο Α/Π όσο και Φ/Β σταθμούς, συνδυάζονται τα χαρακτηριστικά των δύο προηγούμενων διαμορφώσεων. Αυτή η διαμόρφωση ΥΒΣ παρουσιάζει αυξημένη διαθεσιμότητα πρωτογενούς παραγωγικού δυναμικού το οποίο προέρχεται από δύο ανεξάρτητες και εν πολλοίς συμπληρωματικές πηγές ([171], [172]). Έτσι, ο ΥΒΣ Α/Π-Φ/Β-μπαταρίας μπορεί να ενταχθεί πιο αποτελεσματικά σε περιόδους που οι δύο άλλες

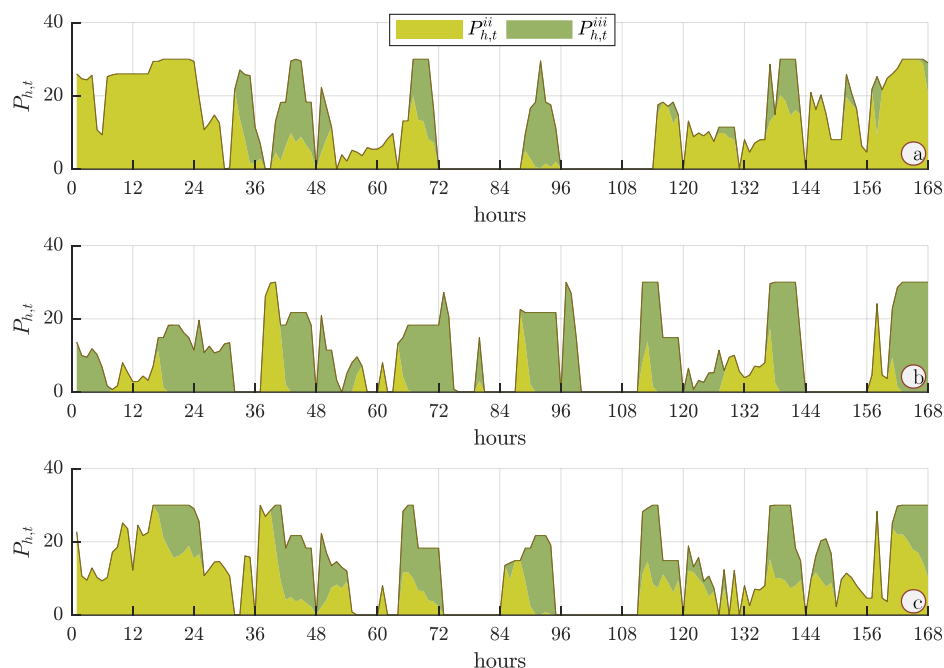
διαμορφώσεις ενδεχομένως δεν θα μπορούσαν, όταν π.χ. η αιολική ή φωτοβολταϊκή παραγωγή είναι περιορισμένη, ενώ ο συνδυασμός τους μπορεί να δώσει μία ικανοποιητική προσφορά ενέργειας, όπως άλλωστε αποδεικνύεται και στις [80], [81].

3.6.2. Εσωτερική λειτουργία του ΥΒΣ

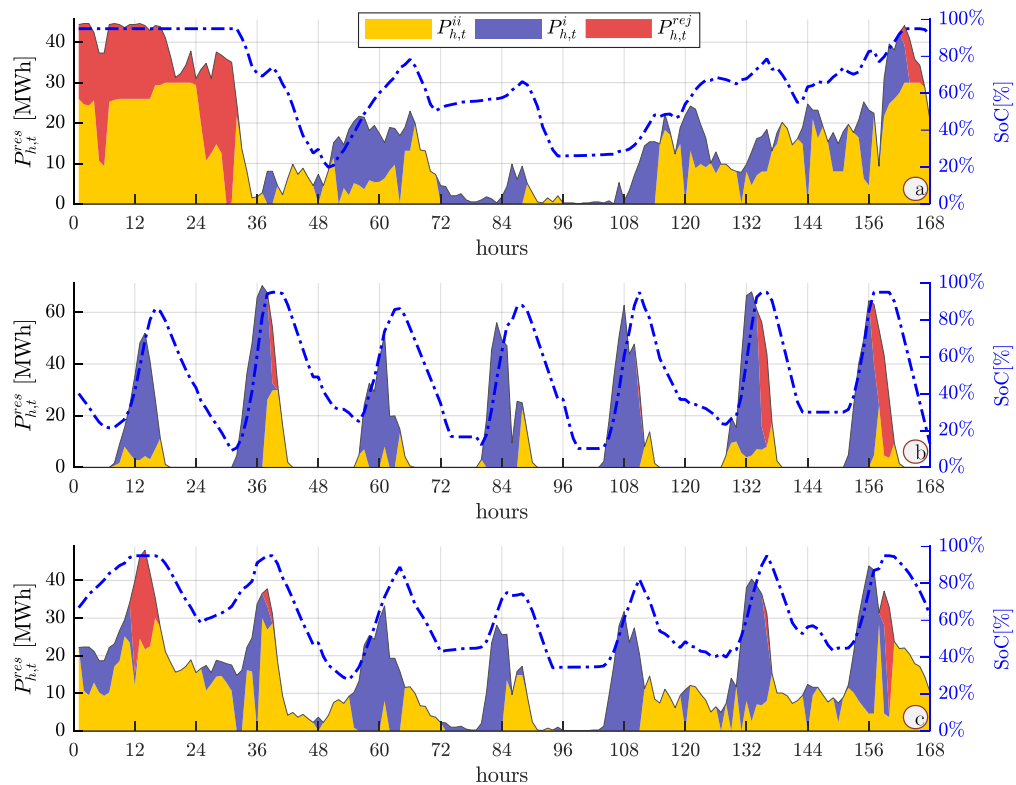
Η εσωτερική διαχείριση κάθε διαμόρφωσης ΥΒΣ βασίζεται στη λογική που αναλύεται στο Παράρτημα Γ, θεωρώντας ότι η ανάλυση γίνεται σε ωριαία βάση, το πρόβλημα είναι στατικό, χωρίς ορίζοντα βελτιστοποίησης, με αντικειμενικό στόχο την καλύτερη δυνατή αξιοποίηση του διαθέσιμου παραγωγικού δυναμικού του σταθμού και με βασικό περιορισμό την ικανοποίηση των εντολών κατανομής του Διαχειριστή του συστήματος. Με στόχο να απλουστευθεί η ανάλυση, θεωρείται ότι ο υβριδικός παραγωγός δεν αξιοποιεί τα όρια ανοχής που διαθέτει για την μεγιστοποίηση του οφέλους του, ενώ αποκλίσεις από τις εντολές κατανομής λαμβάνουν χώρα μόνο όταν είναι απολύτως απαραίτητο, δηλαδή όταν ο ΥΒΣ αδυνατεί να ικανοποιήσει την απαίτηση του Διαχειριστή. Σε κάθε περίπτωση, η ικανοποίηση της εντολής κατανομής του Διαχειριστή του συστήματος αποτελεί στόχο πρωταρχικής σημασίας για το πρόβλημα εσωτερικής διαχείρισης.

Στο Σχ. 39 περιγράφεται ο τρόπος ικανοποίησης της εντολής κατανομής από τον εκάστοτε ΥΒΣ, όπου με πρασινοκίτρινο χρώμα απεικονίζεται η ενέργεια ΑΠΕ που εγχέεται απευθείας στο δίκτυο του νησιού (λειτουργία ΥΒΣ σε Κατάσταση II), ενώ με βαθύ πράσινο απεικονίζεται η εκφόρτιση των μπαταριών του σταθμού για την εκπλήρωση της εντολής (λειτουργία ΥΒΣ σε Κατάσταση III). Προφανώς δεν υπάρχει τεχνικός λόγος που να αποτρέπει την ταυτόχρονη λειτουργία του ΥΒΣ στις Καταστάσεις II και III, κάτι που αποτυπώνεται και στο Σχ. 39.

Επιπλέον, στο Σχ. 40 φαίνεται η αξιοποίηση του διαθέσιμου δυναμικού ΑΠΕ των τριών ΥΒΣ που εξετάστηκαν. Με κίτρινο χρώμα απεικονίζεται η ενέργεια ΑΠΕ που εγχέεται στο δίκτυο του νησιού προς υποκατάσταση μέρους της εντολής κατανομής (Κατάσταση II), με μπλε χρώμα φαίνεται η



Σχ. 39: Ικανοποίηση εντολής κατανομής του Διαχειριστή συστήματος από τον υβριδικό παραγωγό για μία ενδεικτική εβδομάδα μέσης ζήτησης για (α) ΥΒΣ αιολικών-μπαταρίας, (β) ΥΒΣ φωτοβολταϊκών-μπαταρίας και (γ) ΥΒΣ αιολικών-φωτοβολταϊκών-μπαταρίας εγγυημένης ισχύος 30 MW.



Σχ. 40: Αξιοποίηση διαθέσιμης παραγωγής ΑΠΕ του ΥΒΣ για μία ενδεικτική εβδομάδα μέσης ζήτησης για (α) ΥΒΣ αιολικών-μπαταρίας, (β) ΥΒΣ φωτοβολταϊκών-μπαταρίας και (γ) ΥΒΣ αιολικών-φωτοβολταϊκών-μπαταρίας εγγυημένης ισχύος 30 MW.

ενέργεια ΑΠΕ που αποθηκεύεται στις μπαταρίες του ΥΒΣ για μελλοντική χρήση, ενώ με κόκκινο χρώμα σημειώνονται οι απορρίψεις διαθέσιμης ενέργειας ΑΠΕ. Επιπλέον, με μπλε διακεκομμένη γραμμή απεικονίζεται το επίπεδο φόρτισης (State of Charge –SoC) της μπαταρίας κάθε χρονική στιγμή.

Όπως είναι εμφανές από τα Σχ. 39 και Σχ. 40, μεγάλο μέρος της εντολής κατανομής καλύπτεται αποκλειστικά από ενέργεια ΑΠΕ των ΥΒΣ που διοχετεύεται απευθείας στο δίκτυο του νησιού. Η κατάσταση αυτή είναι εντονότερη στους ΥΒΣ που περιλαμβάνουν Α/Π, ενώ για τον ΥΒΣ Φ/Β-μπαταρίας η απευθείας έγχυση ενέργειας στο δίκτυο είναι αισθητά μειωμένη. Δεδομένου ότι η αιολική παραγωγή δεν ακολουθεί ένα συγκεκριμένο μοτίβο, σε αντίθεση με τη φωτοβολταϊκή που είναι συγκεντρωμένη τις μεσημβρινές ώρες της ημέρας, διευκολύνει την υποκατάσταση μέρους της εντολής κατανομής του Διαχειριστή, καθώς μπορεί να είναι διαθέσιμη οποτεδήποτε. Κατ' αυτό τον τρόπο, η εσωτερική λειτουργία του σταθμού βελτιστοποιείται και ο υβριδικός παραγωγός μεγιστοποιεί την αξιοποίηση του διαθέσιμου δυναμικού του, καθώς αποστέλλοντας την ενέργεια ΑΠΕ του απευθείας στο δίκτυο, αυτή δεν υπόκειται στις απώλειες πλήρους κύκλου φόρτισης-εκφόρτισης των μπαταριών. Αυτό βέβαια δεν ισχύει για τον ΥΒΣ Φ/Β-μπαταρίας, ο οποίος κατανέμεται συστηματικά κατά τις βραδινές αιχμές του συστήματος και αναγκάζεται να εκπληρώσει τις εντολές κατανομής κυρίως με ενέργεια αποθηκευμένη στους συσσωρευτές του.

Από το Σχ. 40 (α) φαίνεται ότι το επίπεδο φόρτισης της μπαταρίας παρακολουθεί τη διαθεσιμότητα αιολικής παραγωγής. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα τις περιόδους υψηλού αιολικού δυναμικού οι εντολές κατανομής να ικανοποιούνται αποκλειστικά από ενέργεια ΑΠΕ, η μπαταρία να παραμένει μόνιμα φορτισμένη στο ανώτατο επιτρεπτό επίπεδό της (π.χ. τις πρώτες 36 ώρες της εξεταζόμενης εβδομάδας) και παράλληλα να εμφανίζονται έντονες απορρίψεις αιολικής παραγωγής λόγω

αδυναμίας αξιοποίησής της. Αντίθετα, κατά τις περιόδους χαμηλής αιολικής παραγωγής (ώρες 96 έως 108), η φόρτιση της μπαταρίας παραμένει σε χαμηλά επίπεδα. Προκειμένου περί ΥΒΣ Φ/Β-μπαταρίας, όπως στο Σχ. 40 (β), το επίπεδο φόρτισης της μπαταρίας ακολουθεί ένα επαναλαμβανόμενο μοτίβο που επιβάλλεται από τη διαθεσιμότητα της Φ/Β παραγωγής και οδηγεί σε ένα σχεδόν πλήρη κύκλο φόρτισης-εκφόρτισης της μπαταρίας εντός της ημέρας, γεγονός που οδηγεί σε αυξημένη καταπόνηση. Παράλληλα, οι απορρίψεις ενέργειας ΑΠΕ αυτής της διαμόρφωσης φαίνονται σχετικά περιορισμένες σε σχέση με αυτή του Σχ. 40 (α). Τέλος, το επίπεδο φόρτισης της μπαταρίας του ΥΒΣ που συνδυάζει και τις δύο τεχνολογίες ΑΠΕ, όπως στο Σχ. 40 (γ), ακολουθεί ένα μοτίβο που κυμαίνεται μεταξύ των παρατηρούμενων στα Σχ. 40 (α) και (β), το οποίο καθορίζεται κατά βάση από την παραγωγή της επικρατούσας τεχνολογίας κάθε χρονική στιγμή, οδηγώντας σε αποφυγή έντονων διακυμάνσεων του SoC, όπως αυτές που παρατηρούνται στο Σχ. 40 (β). Όπως και στην περίπτωση του Σχ. 40 (β), έτσι και εδώ οι απορρίψεις ΑΠΕ είναι μειωμένες σε σχέση με τις παρατηρούμενες για τον ΥΒΣ του Σχ. 40 (α).

3.7. Αξιολόγηση λειτουργίας σε ετήσια βάση

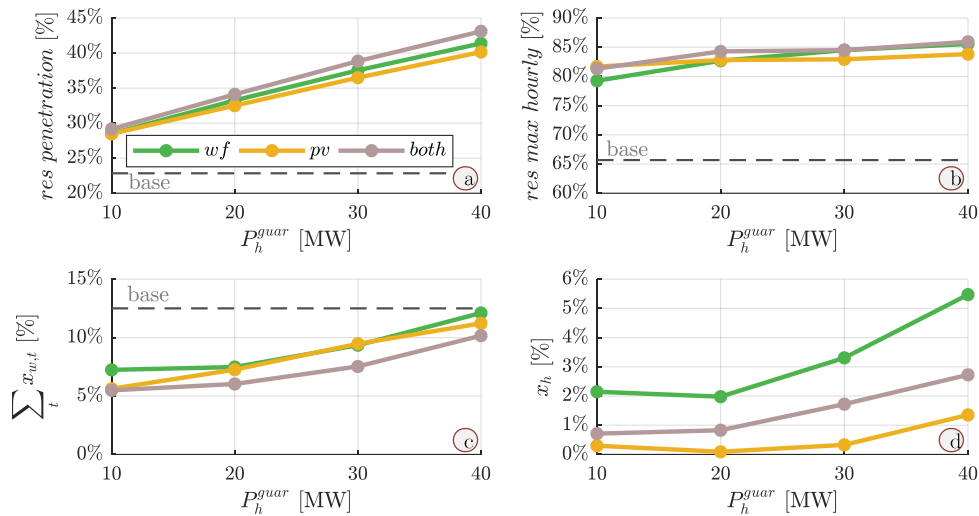
Για την αξιολόγηση της ετήσια λειτουργίας του συστήματος παρουσία ΥΒΣ, θα εξεταστεί το σύνολο των σεναρίων που παρουσιάστηκαν στην § 3.5, ώστε αφενός να ποσοτικοποιηθούν τα αναμενόμενα οφέλη για το νησί λόγω της εγκατάστασης ΥΒΣ διαφόρων μεγεθών, αλλά και να συγκριθούν ΥΒΣ διαφορετικών τεχνολογιών ΑΠΕ.

3.7.1. Επίδραση στη λειτουργία του συστήματος

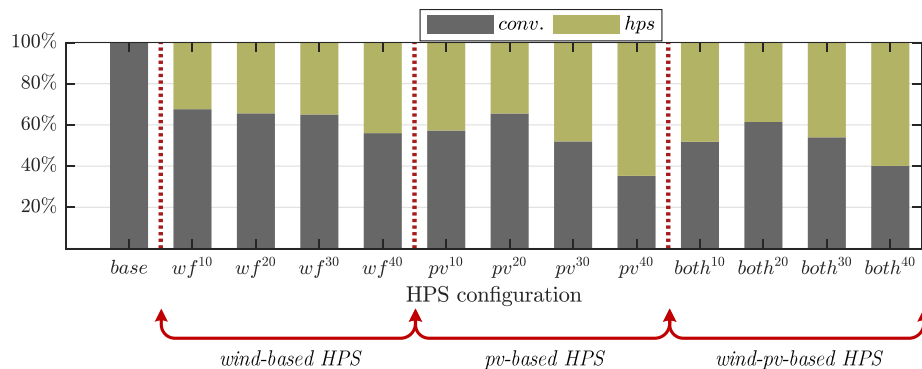
Στο Σχ. 41 παρουσιάζεται η επίδραση της παρουσίας των ΥΒΣ στη διείσδυση των ΑΠΕ και τις μη εντασσόμενες ενέργειες των Α/Π και των ΥΒΣ για όλες τις εξεταζόμενες διαμορφώσεις. Ως βάση σύγκρισης θεωρείται η περίπτωση λειτουργίας του συστήματος απουσία ΥΒΣ, όπως αυτή αναλύθηκε λεπτομερέστερα στην § 2.2. Στο Σχ. 41 με πράσινο απεικονίζονται οι ΥΒΣ αιολικών-μπαταρίας, με κίτρινο οι ΥΒΣ φωτοβολταϊκών-μπαταρίας και με ροζ οι ΥΒΣ που συνδυάζουν Α/Π και Φ/Β ως πρωτογενές δυναμικό παραγωγής.

Όπως είναι εμφανές από το Σχ. 41 (α), η εγκατάσταση και λειτουργία ακόμη και ενός μικρού ΥΒΣ εγγυημένης ισχύος 10 MW, μπορεί να οδηγήσει σε αξιοσημείωτη αύξηση της συνολικής διείσδυσης των ΑΠΕ, από ~23% σε ~29%, ενώ περαιτέρω αύξηση της εγγυημένης ισχύος του ΥΒΣ, η οποία φυσικά συνοδεύεται από αντίστοιχη αύξηση των ΑΠΕ του και των αποθηκευτικών του συστημάτων (βλ. πίνακα Π. 8), μπορεί να οδηγήσει σε επίπεδα διείσδυσης έως και ~43%. Αντίστοιχα, η μέγιστη ωριαία επιτεύξιμη διείσδυση των ΑΠΕ αυξάνεται από ~66% χωρίς ΥΒΣ σε ~85% με ΥΒΣ ανεξαρτήτως τεχνολογίας για εγγυημένη ισχύ μεγαλύτερη των 20 MW, όπως φαίνεται στο Σχ. 41 (β).

Μια σημαντική παρατήρηση που προκύπτει από το Σχ. 41 (γ), αφορά τις περικοπές αιολικής παραγωγής για τα Α/Π εκτός ΥΒΣ, οι οποίες, σε επίπεδο έτους, είναι πάντοτε χαμηλότερες των περικοπών απουσία ΥΒΣ, ανεξαρτήτως της εξεταζόμενης διαμόρφωσης και μεγέθους ΥΒΣ. Για ΥΒΣ μειωμένης εγγυημένης ισχύος, οι περικοπές αιολικής παραγωγής εμφανίζονται εξαιρετικά μειωμένες, από 5% έως 7%, ενώ για μεγαλύτερες ισχείς ΥΒΣ, αυτές προσεγγίζουν το 12%, υποδηλώνοντας ότι με την ένταξη ΥΒΣ με αποθηκευτικούς σταθμούς μπαταριών, οι συνθήκες κορεσμού ΑΠΕ του συστήματος αίρονται λόγω της ευελιξίας που προσδίδεται στο σύστημα από την ικανότητα ταχείας απόκρισης των συσσωρευτών (παροχή $I_{\text{ουσα}}$ εφεδρείας), με αποτέλεσμα να ευνοείται η λειτουργία των Α/Π εκτός ΥΒΣ. Πιο συγκεκριμένα, στο Σχ. 42 φαίνεται η συμμετοχή των ΥΒΣ στην κάλυψη της ετήσιας απαίτησης εφεδρείας ταχείας απόκρισης του συστήματος για όλες τις εξεταζόμενες διαμορφώσεις ΥΒΣ, όπου γίνεται αντιληπτό ότι, αναλόγως του εξεταζόμενου



Σχ. 41: (α) Ετήσια διείσδυση ΑΠΕ συστήματος, (β) μέγιστη ωριαία διείσδυση ΑΠΕ συστήματος, (γ) ετήσιες περικοπές αιολικής παραγωγής και (δ) ετήσια μη εντασόμενη ενέργεια προσφορών ΥΒΣ, για όλες τις διαμορφώσεις ΥΒΣ του Π. 8.



Σχ. 42: Συμμετοχή των συμβατικών μονάδων και των ΥΒΣ στην κάλυψη των αναγκών 1^{ου}σας εφεδρείας του συστήματος για όλες τις διαμορφώσεις ΥΒΣ του Π. 8.

σταθμού, αυτός μπορεί να καλύψει από το 30% έως και το 65% των αναγκών 1^{ου}σας εφεδρείας. Η λειτουργικότητα αυτή των ΥΒΣ αποδίδεται αποκλειστικά στην ευελιξία των μπαταριών τους, οι οποίες ως στοιχεία ταχείας απόκρισης δύναται να απελευθερώσουν άμεσα ισχύ έως και την ονομαστική τους, εφόσον το ενεργειακό απόθεμα του σταθμού το επιτρέπει. Παράλληλα, δεδομένου ότι οι σταθμοί αυτοί διαθέτουν πρακτικά μηδενική τεχνικά ελάχιστη παραγωγή, μπορούν να ενταχθούν προς κατανομή σε οποιαδήποτε ισχύ μέχρι την εγγυημένη τους, χωρίς να δημιουργούν προβλήματα συμφόρησης ΑΠΕ σε συνθήκες μειωμένης ζήτησης λόγω τεχνικού ελαχίστου, όπως ενδεχομένως συμβαίνει με άλλες τεχνολογίες ΥΒΣ, π.χ. αντλησιοταμιευτικοί, οι οποίοι σε ανάλογη περίπτωση μπορεί να απαιτηθεί να απενταχθούν. Κατ' αυτόν τον τρόπο, χαλαρώνουν τόσο ο δυναμικός περιορισμός διείσδυσης του συστήματος όσο και ο περιορισμός τεχνικού ελαχίστου, και συνεπώς αυξάνεται η ικανότητά του για υποδοχή μη κατανεμώμενης παραγωγής ΑΠΕ ([78]). Αυτός είναι και ο λόγος που οι περικοπές Α/Π εκτός ΥΒΣ μειώνονται ουσιαστικά μετά την ένταξη στο σύστημα ΥΒΣ με αποθηκευτικό μέσο τους συσσωρευτές.

Επιπλέον, το ύψος της μη εντασόμενης προς κατανομή ενέργειας από τις προσφορές των ΥΒΣ παραμένει σε εξαιρετικά μειωμένα επίπεδα, κάτω του 6% για όλες τις διαμορφώσεις ΥΒΣ (Σχ. 41 (δ)), με την περισσότερο ευνοημένη κατηγορία ΥΒΣ, αυτή των φωτοβολταϊκών-μπαταρίας, να

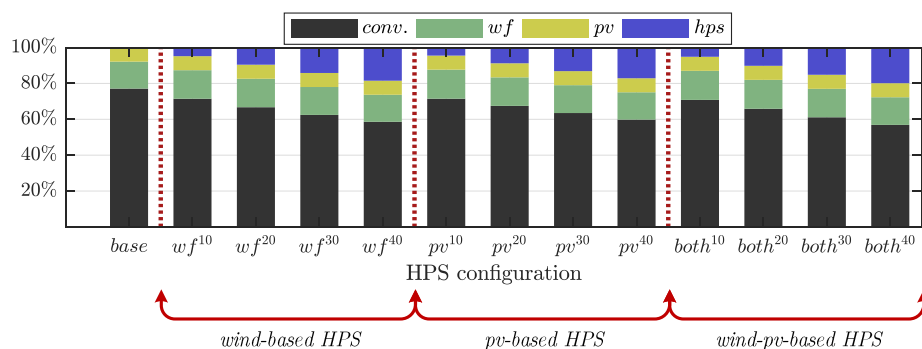
παρουσιάζει μη εντασσόμενες ενέργειες κατά μέγιστο έως 1.5%. Το γεγονός αυτό οφείλεται κατά κύριο λόγο στη διαθεσιμότητα του πρωτογενούς παραγωγικού δυναμικού του σταθμού, που του επιτρέπει την υποβολή προσφορών πρακτικά κατά το 2^ο μισό της ημέρας κατανομής, όταν καταστεί διαθέσιμη η παραγωγή ΑΠΕ των Φ/Β. Ως εκ τούτου, η προσφερθείσα αυτή ενέργεια, είναι διαθέσιμη προς κατανομή κατά της περιόδου αυξημένης ζήτησης στη βραδινή αιχμή της καμπύλης φορτίου, μη προκαλώντας συνθήκες συμφόρησης με τις λοιπές ΑΠΕ του συστήματος. Παράλληλα, το γεγονός ότι ο ΥΒΣ φωτοβολταϊκών-μπαταρίας προσφέρει μόνο κατά το 2^ο 12-ωρο της εξεταζόμενης ημέρας οδηγεί αναπόφευκτα και σε μειωμένη συμμετοχή του στο ενεργειακό μείγμα σε σχέση με τις άλλες δύο διαμορφώσεις ΥΒΣ, με συνακόλουθο αποτέλεσμα τις οριακά μικρότερες διεισδύσεις ΑΠΕ που συνοδεύουν τη συγκεκριμένη διαμόρφωση (Σχ. 41 (α)).

Από την άλλη πλευρά, ο ΥΒΣ αιολικών-μπαταρίας εμφανίζει τις μεγαλύτερες μη εντασσόμενες ενέργειες μεταξύ των διαφόρων κατηγοριών ΥΒΣ που εξετάστηκαν (Σχ. 41 (δ)), καθώς η παραγωγή των αιολικών του ΥΒΣ συγχρονίζεται με την παραγωγή των Α/Π εκτός ΥΒΣ, επιδεινώνοντας τη συμφόρηση σε περιόδους αυξημένου αιολικού δυναμικού και μειωμένης ζήτησης. Για τον ίδιο λόγο, οι ΥΒΣ αιολικών-μπαταρίας οδηγούν και στις περισσότερες περικοπές αιολικής παραγωγής για τα Α/Π εκτός ΥΒΣ.

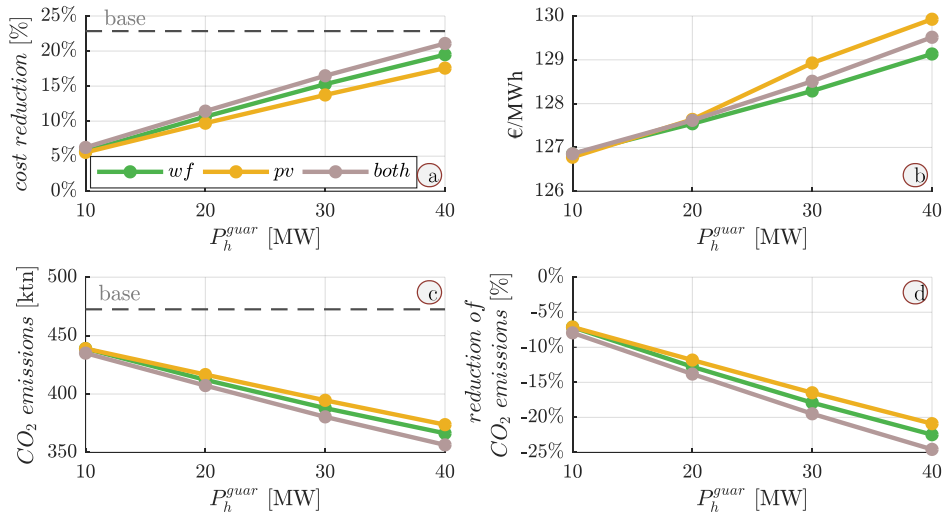
Τέλος, όταν ο ΥΒΣ συνδυάζει και τις δύο τεχνολογίες ΑΠΕ παρουσιάζει μεγαλύτερες μη εντασσόμενες ενέργειες από τον ΥΒΣ Φ/Β και μικρότερες από τον ΥΒΣ Α/Π, αξιοποιώντας τα οφέλη και τη συμπληρωματικότητα των δύο διαφορετικών πηγών ΑΠΕ που διαθέτει, ενώ δύναται να οδηγήσει το σύστημα στη μέγιστη διείσδυση ΑΠΕ για κάθε εξεταζόμενο επίπεδο εγγυημένης ισχύος.

Όπως αναδείχθηκε και προγενέστερα, η ενσωμάτωση των ΥΒΣ σε ένα νησιωτικό σύστημα επιτρέπει τη σημαντική αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ, ενώ η παραγωγή των ΥΒΣ δύναται να υποκαταστήσει μεγάλο μέρος συμβατικής παραγωγής (Σχ. 43), είτε οδηγώντας τις θερμικές μονάδες σε χαμηλότερα επίπεδα φόρτισης (λειτουργία πιο κοντά στην τεχνικά ελάχιστη παραγωγή τους), είτε απεντάσσοντας μονάδες που πλέον δεν είναι αναγκαίες, καθώς τις υπηρεσίες ενέργειας και εφεδρειών τους μπορεί να καλύψει ο ΥΒΣ (βλ. § 3.6).

Συνεπώς, η ένταξη των ΥΒΣ, οδηγεί αναπόφευκτα σε μείωση του κόστους παραγωγής του συστήματος (Σχ. 44(α)), εξαιρουμένης τυχόν αποζημίωσης των ΥΒΣ, η οποία οφείλεται κυρίως στη μειωμένη λειτουργία των συμβατικών μονάδων, λόγω υποκατάστασης της παραγωγής τους από υβριδική. Η μείωση αυτή, που μπορεί να υπολογιστεί βάσει των (79) - (82), αντιπροσωπεύει το αποφευγόμενο κόστος συστήματος λόγω της παρουσίας των ΥΒΣ και υποδηλώνει τη μέγιστη αποζημίωση που δικαιούται ο υβριδικός παραγωγός ώστε το συνολικό κόστος συστήματος να μην αυξηθεί σε σχέση με την προγενέστερη κατάσταση.



Σχ. 43: Σύσταση ενεργειακού μείγματος για όλες τις διαμορφώσεις ΥΒΣ του Π. 8.



Σχ. 44: (α) Ετήσια μείωση κόστους συστήματος παρουσία ΥΒΣ σε σχέση με την περίπτωση χωρίς ΥΒΣ, (β) μέσο ετήσιο κόστος θερμικής παραγωγής, (γ) εκπομπές CO₂ (δ) ποσοστιαία μείωση εκπομπών CO₂ σε σχέση με την περίπτωση χωρίς ΥΒΣ, για όλες τις διαμορφώσεις ΥΒΣ του Π. 8.

Η (79) προσδιορίζει τη συνολική μείωση του κόστους συστήματος, θεωρώντας ως βάση (*business as usual* - BAU) το σενάριο λειτουργίας απουσία ΥΒΣ, του οποίου το κόστος προσδιορίζεται από την (80). Παράλληλα, για κάθε εξεταζόμενο σενάριο που περιλαμβάνει ΥΒΣ (σενάριο *i*), το συνολικό μεταβλητό κόστος συμβατικής παραγωγής (βλ. (82)) και παραγωγής ΑΠΕ, αποζημιούμενης στην τιμή εκάστοτε τιμή αναφοράς (*FiT*), υπολογίζεται βάσει της (81) και λαμβάνεται υπόψη στην (79).

$$scr_i = \frac{C^{base} - C_i}{C^{base}} \quad (79)$$

$$C^{base} = \sum_{t=1}^{8760} (C_t^{Thermal} + C^{wfs} \cdot P_{w,t} + C^{pvs} \cdot P_{pv,t}) \quad (80)$$

$$C_i = \sum_{t=1}^{8760} (C_{t,i}^{Thermal} + C^{wfs} \cdot P_{w,t,i} + C^{pvs} \cdot P_{pv,t,i}) \quad (81)$$

$$C_{t,i}^{Thermal} = C_{var,t,i}^{Thermal} + C_{su,t,i}^{Thermal} + C_{sd,t,i}^{Thermal} + C_{r,t,i}^{Thermal} \quad (82)$$

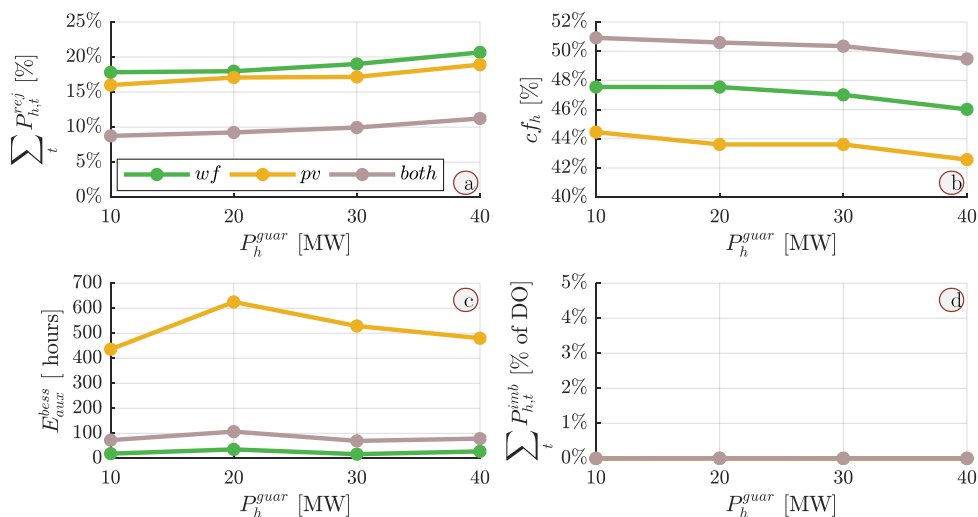
Σε κάθε περίπτωση, από το Σχ. 44(α) είναι εμφανές ότι η μείωση κόστους ξεκινά από 5% για μικρές διαμορφώσεις ΥΒΣ και να προσεγγίζει ή και ξεπερνά το 20%, για τις μεγαλύτερες (π.χ. αυτές με εγγυημένη ισχύ της τάξης των 40 MW). Αντιθέτως, από το Σχ. 44(β) παρατηρείται ότι το ανηγμένο κόστος συμβατικής παραγωγής αυξάνει με την αύξηση της παραγωγής των ΥΒΣ, γεγονός που αποδίδεται στη λειτουργία των συμβατικών μονάδων σε λιγότερο αποδοτικό σημείο λειτουργίας, κοντά στην τεχνικά ελάχιστη στάθμη φόρτισής τους, λόγω της συμπίεσης της παραγωγής τους από την παραγωγή του ΥΒΣ. Αναφορικά με τις εκπομπές CO₂, αυτές προφανώς και μειώνονται με την αύξηση της διείσδυσης των ΥΒΣ στο σύστημα, βλ. Σχ. 44(γ-δ), έως και ~100 ktn ετησίως, ή διαφορετικά, πάνω από 20%, ενισχύοντας τα περιβαλλοντικά οφέλη που προκύπτουν από την ανάπτυξη των ΥΒΣ.

3.7.2. Αποτελέσματα εσωτερικής λειτουργίας ΥΒΣ

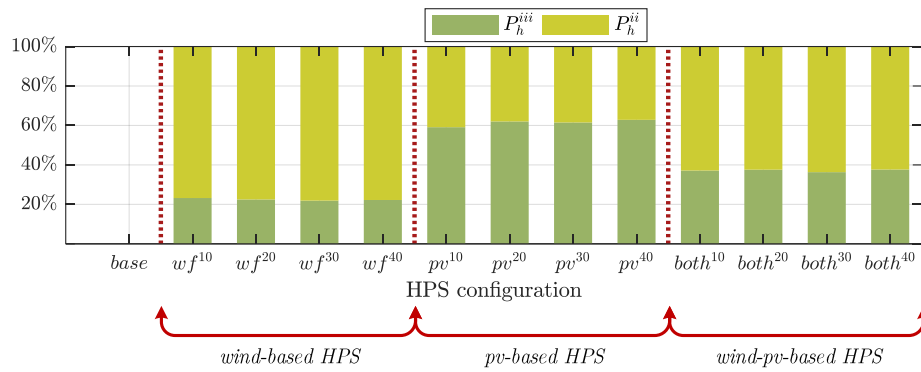
Πέραν του αναμενόμενου οφέλους για το σύστημα λόγω της παρουσίας ΥΒΣ (βλ. § 3.7.1), παρακάτω εξετάζεται η εσωτερική λειτουργία κάθε διαμόρφωσης ΥΒΣ, ώστε να αποτιμηθεί η αποδοτικότητα κάθε σταθμού και ο τρόπος αξιοποίησης της πρωτογενούς διαθέσιμης ενέργειας ΑΠΕ του, αξιολογώντας κατάλληλους δείκτες.

Στο Σχ. 45 (α) απεικονίζονται οι ετήσιες απορρίψεις πρωτογενώς διαθέσιμης ενέργειας ΑΠΕ κάθε ΥΒΣ. Όπως είναι εμφανές, οι απορρίψεις αιολικής παραγωγής ΥΒΣ αιολικών-μπαταρίας ξεκινούν από το ~17% για διαμορφώσεις μικρής ισχύος και ξεπερνούν οριακά το 20% για εγγυημένη ισχύ σταθμού περί τα 40 MW. Ομοίως, οι απορρίψεις Φ/Β παραγωγής του ΥΒΣ φωτοβολταϊκών-μπαταρίας κυμαίνεται σε αντίστοιχα επίπεδα (ελαφρώς χαμηλότερα), μη ξεπερνώντας σε καμία περίπτωση το 20% της διαθέσιμης ενέργειας. Ωστόσο, η καλύτερη αξιοποίηση της πρωτογενώς διαθέσιμης ενέργειας ΑΠΕ παρουσιάζεται για σταθμούς που συνδυάζουν και τις δύο τεχνολογίες ΑΠΕ. Στην περίπτωση αυτή (ροζ γραμμή του Σχ. 45), οι απορρίψεις ΑΠΕ βρίσκονται γύρω στο 10% της συνολικά διαθέσιμης, ανεξαρτήτως εγγυημένης ισχύος του σταθμού, αναδεικνύοντας την ανωτερότητα των ΥΒΣ που συνδυάζουν δύο συμπληρωματικές τεχνολογίες ΑΠΕ.

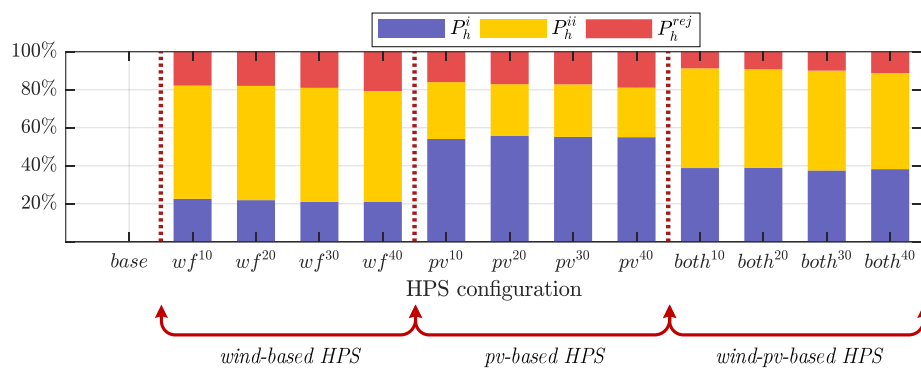
Η καλύτερη απόδοση των ΥΒΣ αιολικών-φωτοβολταϊκών-μπαταρίας επιβεβαιώνεται περαιτέρω από τον συντελεστή χρησιμοποίησης των σταθμών αυτών, ο οποίος κινείται μονίμως κοντά στο 50% (Σχ. 45 (β)). Την ίδια στιγμή, οι συντελεστές χρησιμοποίησης των άλλων δύο κατηγοριών ΥΒΣ κυμαίνονται από 42% - 44.5% και από 46% - 47.5%, για ΥΒΣ φωτοβολταϊκών και αιολικών αντίστοιχα. Μια ενδιαφέρουσα παρατήρηση που προκύπτει συνδυάζοντας τα αποτελέσματα των Σχ. 45 (α) και (β), σχετίζεται με το γεγονός ότι ο ΥΒΣ τεχνολογίας φωτοβολταϊκών παρουσιάζει μικρότερες απορρίψεις ενέργειας ΑΠΕ από τον ΥΒΣ αιολικών, ενώ ταυτόχρονα εμφανίζει χαμηλότερους συντελεστές χρησιμοποίησης. Η συμπεριφορά αυτή, αποδίδεται στον τρόπο αξιοποίησης της πρωτογενώς διαθέσιμης ενέργειας ΑΠΕ της εκάστοτε κατηγορίας ΥΒΣ. Πιο συγκεκριμένα, ο ΥΒΣ φωτοβολταϊκών κατανέμεται συχνότερα κατά το 2^ο 12ωρο της εξεταζόμενης ημέρας, με αποτέλεσμα η εγχεόμενη ενέργεια στο δίκτυο για την ικανοποίηση των εντολών



Σχ. 45: (α) Ετήσιες απορρίψεις πρωτογενώς διαθέσιμης ενέργειας ΑΠΕ του ΥΒΣ, (β) συντελεστής χρησιμοποίησης ΥΒΣ, (γ) ετήσιες παραβιάσεις ελάχιστου ενεργειακού αποθέματος ΥΒΣ και (δ) απόκλιση ΥΒΣ από την εκδοθείσα εντολή κατανομή από τον Διαχειριστή του συστήματος, για όλες τις διαμορφώσεις ΥΒΣ του Π. 8.



Σχ. 46: Εκπλήρωση της εκδοθείσας εντολής κατανομής από αποθηκευμένη ενέργεια ή από απευθείας έγχυση ενέργειας ΑΠΕ, για όλες τις διαμορφώσεις ΥΒΣ του Π. 8.



Σχ. 47: Αξιοποίηση της πρωτογενούς διαθέσιμης ενέργειας ΑΠΕ για όλες τις διαμορφώσεις ΥΒΣ του Π. 8.

κατανομής να προέρχεται από την αποθηκευμένη στους συσσωρευτές και όχι από απευθείας παραγωγή ΑΠΕ (Σχ. 39 και Σχ. 46, Σχ. 47), λόγω μη διαθεσιμότητας Φ/Β παραγωγής τις βραδινές ώρες. Έτσι, μεγάλο μέρος της Φ/Β παραγωγής υπόκειται σε απώλειες φόρτισης-εκφόρτισης των μπαταριών, με αποτέλεσμα να απαιτείται εν γένει μεγαλύτερη ποσότητα ενέργειας για την εξυπηρέτηση της εκάστοτε εντολής κατανομής του Διαχειριστή από ΥΒΣ αυτής της τεχνολογίας, σε αντίθεση με τους ΥΒΣ τεχνολογίας αιολικών (Σχ. 46, Σχ. 47) των οποίων η απευθείας έγχυση ενέργειας ΑΠΕ στο δίκτυο του νησιού (Κατάσταση II) ευνοείται.

Από το Σχ. 46 προκύπτει ότι σε ετήσια βάση περίπου το 60% της ενέργειας που απαιτείται για κάλυψη των εντολών κατανομής ΥΒΣ φωτοβολταϊκών προέρχεται από τους συσσωρευτές, ενώ τα αντίστοιχα ποσοστά για ΥΒΣ αιολικών και ΥΒΣ που συνδυάζουν και τις δύο τεχνολογίες ΑΠΕ κυμαίνονται σε 20% και 40% αντίστοιχα.

Παράλληλα, όλες οι διαμορφώσεις ΥΒΣ που εξετάστηκαν, ανεξαρτήτως τεχνολογίας ΑΠΕ τους, αξιοποιούν εντός του έτους μέρος του ελάχιστου ενεργειακού αποθέματός τους για την κάλυψη των εντολών κατανομής του Διαχειριστή (Σχ. 45 (γ)), με τις παραβιάσεις να είναι σαφώς εντονότερες για ΥΒΣ τεχνολογίας φωτοβολταϊκών (από ~400 έως ~600 ώρες παραβίασης). Ωστόσο, σε καμία από τις εξεταζόμενες περιπτώσεις δεν προκύπτει ανικανότητα ικανοποίησης της εντολής κατανομής του Διαχειριστή, όπως φαίνεται από το Σχ. 45 (δ).

Οι παραβιάσεις του αποθέματος ενέργειας των μπαταριών σχετίζονται άμεσα με την υιοθετούμενη πολιτική υποβολής προσφορών του υβριδικού παραγωγού και της φύσης των μονάδων ΑΠΕ που διαθέτει ο σταθμός. ΥΒΣ φωτοβολταϊκών, εφόσον κατανεμηθούν από τον Διαχειριστή τις πρώτες πρωινές ή τις βραδινές ώρες της ημέρας, παρουσιάζουν αυξημένη πιθανότητα παραβίασης του

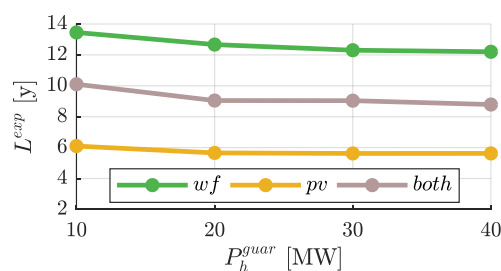
αποθέματος, δεδομένου ότι τα Φ/Β πάρκα του σταθμού, εκ φύσεως, δεν παράγουν ενέργεια τις ώρες εκείνες και η εκάστοτε έγχυση πραγματοποιείται μόνο από αποθηκευμένη ενέργεια στους συσσωρευτές. Αντίθετα, η εντονότερη στοχαστικότητα της αιολικής παραγωγή, περιορίζει αυτό φαινόμενο σε ΥΒΣ που συνδυάζουν Α/Π στο παραγωγικό τους δυναμικό.

Ταυτόχρονα, η εφαρμογή επιθετικής πολιτικής προσφοράς, με στόχο τη μεγιστοποίηση του κέρδους του σταθμού, οδηγεί αναπόφευκτα σε συχνότερες εντολές κατανομής από την πλευρά του Διαχειριστή για μεγιστοποίηση της διείσδυσης ΑΠΕ, και συνεπώς σε αυξημένο ρίσκο αναφορικά με την ικανότητα εκπλήρωσης τους από την πλευρά του υβριδικού παραγωγού, με αποτέλεσμα τη συστηματική παραβίαση του αποθέματος. Συντηρητικότερες προσφορές ενέργειας, περιορίζουν τους κίνδυνους μη ικανοποίησης των εντολών κατανομής του Διαχειριστή, μειώνοντας όμως παράλληλα τα έσοδα του σταθμού και περιορίζοντας σημαντικά τη βιωσιμότητά του. Στην παρούσα εργασία, εφαρμόστηκε η απλουστευτική πολιτική προσφορών των [50], [74], με κατάλληλη παραμετροποίηση για το εξεταζόμενο σύστημα, ώστε να επιτυγχάνεται η ελάχιστη παραβίαση εντολών κατανομής εντός του έτους χωρίς να μειώνεται αισθητά η ποσότητα της προσφερεθείσας ενέργειας του σταθμού. Ωστόσο, η πολιτική προσφορών των ΥΒΣ αποτελεί ξεχωριστό αντικείμενο μελέτης, που απαιτεί τη δόμηση διακριτού προβλήματος βελτιστοποίησης από την πλευρά του υβριδικού παραγωγού και χρήζει περαιτέρω έρευνας.

Αναφορικά με τον χρόνο ζωής των συσσωρευτών κάθε διαμόρφωσης ΥΒΣ, εφαρμόζεται η μεθοδολογία του Παραρτήματος Δ, θεωρώντας τις μπαταρίες τεχνολογίας ιόντων λιθίου του [173]. Στο Σχ. 48 παρουσιάζεται η εκτιμώμενη διάρκεια ζωής της μπαταρίας κάθε διαμόρφωσης ΥΒΣ που εξετάστηκε στην παρούσα ενότητα, λάβοντας υπόψη τόσο την ημερολογιακή γήρανσή της (*calendar aging*) όσο και την γήρανση που προκύπτει λόγω γεγονότων φόρτιση-εκφόρτισης (*cycle aging*), [174], [175].

Όπως είναι εμφανές από το Σχ. 48, οι μπαταρίες ΥΒΣ τεχνολογίας φωτοβολταϊκών παρουσιάζουν πολύ μικρούς εκτιμώμενους χρόνους ζωής, της τάξης των 6 ετών. Αυτό αποδίδεται στην εκτέλεση ενός πλήρους κύκλου φόρτισης-εκφόρτισης της μπαταρίας, σε σχεδόν καθημερινή βάση, όπως φαίνεται στο Σχ. 40 (β), ώστε να απορροφηθεί η φωτοβολταϊκή παραγωγή τις μεσημβρινές ώρες και να αποδοθεί στο σύστημα τις βραδινές. Η λειτουργία αυτή αυξάνει σημαντικά το *cycle aging* της μπαταρίας αφενός λόγω της αυξημένης συχνότητας των κύκλων λειτουργίας της και αφετέρου λόγω του μεγάλου βάθους εκφόρτισης των κύκλων αυτών, παράγοντες που συνδυαστικά λειτουργούν επιβαρυντικά για τον χρόνο ζωής της.

Αντίθετα, οι μπαταρίες των ΥΒΣ τεχνολογίας αιολικών, παρουσιάζουν εξαιρετικά αυξημένους χρόνους ζωής, που κυμαίνονται από ~12 έως ~14 χρόνια, πρακτικά υπερδιπλάσιοι των προηγούμενων. Η συμπεριφορά αυτή δικαιολογείται από τους μειωμένους κύκλους φόρτισης-εκφόρτισης της μπαταρίας (Σχ. 40 (α)), καθώς οι ΥΒΣ αιολικών υποκαθιστούν μεγάλο μέρος της εντολής κατανομής του Διαχειριστή από απευθείας έγχυση ενέργειας ΑΠΕ, χωρίς να απαιτείται η



Σχ. 48: Εκτιμώμενη διάρκεια ζωής μπαταριών τεχνολογίας ιόντων λιθίου, για όλες τις διαμορφώσεις ΥΒΣ του Π. 8.

ανακύκλωση της ενέργειας των ΑΠΕ μέσω των αποθηκευτικών συστημάτων.

Τέλος, η διάρκεια ζωής των μπαταριών για τους ΥΒΣ που συνδυάζουν τις δύο τεχνολογίες ΑΠΕ, βρίσκεται κάπου ενδιάμεσα των δύο προηγούμενων. Πιο συγκεκριμένα, για την κατηγορία αυτή ΥΒΣ αντικατάσταση των μπαταριών αναμένεται σε περίπου 9 με 10 χρόνια, αναλόγως της εγγυημένης ισχύος του σταθμού. Η συνύπαρξη των δύο τεχνολογιών ΑΠΕ, οδηγεί μεν σε μερική φόρτιση-εκφόρτιση των μπαταριών για την αξιοποίηση της Φ/Β παραγωγής, η οποία όμως περιορίζεται αισθητά από την παρεχόμενη συμπληρωματικότητα της αιολικής παραγωγής, επιτρέποντας στον ΥΒΣ να αυξήσει την απευθείας έγχυση ενέργειας στο δίκτυο για ικανοποίηση των εντολών κατανομής.

Επισημαίνεται ότι οι υπολογιζόμενες διάρκειες ζωής των μπαταριών των ΥΒΣ έχουν αξία για τη σύγκριση μεταξύ των διαφόρων διαμορφώσεων σταθμού που εξετάζονται στην παρούσα μελέτη, ενώ, ως μεμονωμένα νούμερα, δεν πρέπει να θεωρηθούν πλήρως αντιπροσωπευτικές, δεδομένου ότι σχετίζονται άμεσα με τη συνάρτηση κόπωσης-κύκλων λειτουργίας της εκάστοτε μπαταρίας (Παράρτημα Δ). Μπαταρίες διαφορετικών κατασκευαστών μπορεί να οδηγούν σε καλύτερους ή χειρότερους χρόνους ζωής μπαταριών. Σε κάθε περίπτωση, τα ποιοτικά συμπεράσματα της σύγκρισης των διαφόρων κατηγοριών ΥΒΣ που προέκυψαν παραπάνω, δεν αναμένεται να μεταβληθούν.

Κεφάλαιο 4

Εισαγωγή συστημάτων κεντρικής αποθήκευσης

Στο παρόν Κεφάλαιο αναλύεται η λειτουργία αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος παρουσία ευέλικτων αποθηκευτικών σταθμών κεντρικής διαχείρισης και αποτιμώνται τα αναμενόμενα οφέλη για το σύστημα. Για το σκοπό αυτό, η λογική διαχείρισης που παρουσιάστηκε στο Κεφάλαιο 2 τροποποιείται κατάλληλα ώστε να συμπεριλάβει κεντρικά διαχειριζόμενους αποθηκευτικούς σταθμούς. Η επίπτωση της ισχύος και της χωρητικότητας των σταθμών στη διείσδυση των ΑΠΕ και την οικονομικότητα του συστήματος εξετάζεται ενδελεχώς, καταλήγοντας στο ότι ο καθοριστικότερος παράγοντας διευκόλυνσης της διείσδυσης των ΑΠΕ είναι η ικανότητα παροχής ταχείας εφεδρείας από τις μονάδες αποθήκευσης. Τέλος εξετάζεται, σε προκαταρκτικό στάδιο, η βιωσιμότητα των επενδύσεων σε αποθηκευτικούς σταθμούς κεντρικής διαχείρισης.

Μέρος της μεθοδολογίας και των αποτελεσμάτων που παρουσιάζονται παρακάτω έχει δημοσιευθεί στις εργασίες [78], [79].

4.1. Περί κεντρικά διαχειριζόμενων σταθμών αποθήκευσης σε αυτόνομα συστήματα

Οι αποθηκευτικοί σταθμοί μπορούν νοητά να διακριθούν σε αυτούς που χρησιμοποιούνται σε εφαρμογές ισχύος, όπως π.χ. η παροχή επικουρικών υπηρεσιών, των οποίων η αποθηκευτική ικανότητα είναι συνήθως μικρότερη ή ίση της μίας ώρας, και σε αυτούς που χρησιμοποιούνται σε εφαρμογές ενέργειας, όπως η μεταφορά ενέργειας από την κοιλάδα στην αιχμή (*load shifting/arbitrage*) και ισοδύναμα η περικοπή της αιχμής φορτίου (*peak shaving*), των οποίων η αποθηκευτική ικανότητα είναι αισθητά μεγαλύτερη της ώρας [176], όπως π.χ. οι ΥΒΣ που περιγράφησαν στο προηγούμενο Κεφάλαιο, ενώ βέβαια, δεν υπάρχει κάποιος τεχνικός περιορισμός που να αποκλείει την ταυτόχρονη χρησιμοποίηση ενός αποθηκευτικού σταθμού τόσο σε εφαρμογές ισχύος, όσο και ενέργειας [76], [177]. Συνεπώς, εάν η αποθηκευτική ικανότητα του συστήματος αποθήκευσης το επιτρέπει, ο τρόπος αξιοποίησής του σε ένα ηλεκτρικό σύστημα εξαρτάται από την εφαρμοζόμενη πολιτική διαχείρισης.

Τον τελευταίο καιρό, η συζήτηση γύρω από την ανάπτυξη και εγκατάσταση ευέλικτων αποθηκευτικών συστημάτων σε αυτόνομα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, όπως είναι οι σταθμοί τεχνολογίας μπαταριών, έχει κερδίσει σημαντικό έδαφος σε σχέση με παλαιότερα ([45], [63], [178]–[181]), κυρίως λόγω της αυξανόμενης τεχνικής και τεχνολογικής ωριμότητας αυτών των τεχνολογιών και της αποκλειστικής χρήσης τους σε εφαρμογές ηλεκτροκίνησης που οδήγησαν σε μείωση του κόστους παραγωγής/εγκατάστασης τους λόγω οικονομικών κλίμακας, [164], [165], [182], [183]. Ένα αποθηκευτικό σχήμα, εναλλακτικό και κατ' αρχήν διαφορετικό του υποδείγματος των ΥΒΣ που αναλύθηκε προηγουμένως, είναι η ευέλικτη και κεντρικά διαχειριζόμενη αποθήκευση, χωρίς άμεσα συνδεδεμένη παραγωγή ΑΠΕ. Ουσιαστικά, στην περίπτωση αυτή, ο ευέλικτος αποθηκευτικός σταθμός κεντρικής διαχείρισης μπορεί να αποτελεί μέρος του όλου συστήματος παραγωγής του νησιού, με τη λειτουργία του να καθορίζεται από τις ανάγκες του συστήματος και όχι από τη μεγιστοποίηση του οφέλους ενός τρίτου ανεξάρτητου παραγωγού. Συνεπώς, η τοπολογία αυτή παρουσιάζει σημαντικές διαφοροποιήσεις από την αποκεντρωμένη λογική διαχείρισης των ΥΒΣ, των οποίων η εσωτερική διαχείριση είναι αποκλειστική ευθύνη του υβριδικού παραγωγού, χωρίς να προβλέπεται η άμεση δυνατότητα ελέγχου και αξιοποίησης των συνιστωσών του σταθμού από τον Διαχειριστή για βελτιστοποίηση της λειτουργίας του όλου συστήματος (π.χ. μείωση περικοπών άλλων σταθμών ΑΠΕ).

Στο σημείο αυτό πρέπει να τονιστεί ότι η κεντρικά διαχειριζόμενη αποθήκευση στα νησιά δεν γίνεται αντιληπτή ως μία ακόμη τυπολογία σταθμών παραγωγής, αντίστοιχη π.χ. των αντλητικών σταθμών ή σταθμών μεγάλων συσσωρευτών των διασυνδεδεμένων συστημάτων, οι οποίοι συμμετέχουν ως παίκτες στην αγορά, ανταγωνιζόμενοι με τους υπόλοιπους συμμετέχοντες, προσκομίζοντας οφέλη από τη διακίνηση ενέργειας και την παροχή επικουρικών υπηρεσιών. Κάτι τέτοιο θα απαιτούσε την αναθεώρηση του προτεινόμενου μοντέλου αγοράς των νησιών ώστε να είναι εφικτή η εισαγωγή μηχανισμών που θα επέτρεπαν την υποβολή ανταγωνιστικών προσφορών από τους συμμετέχοντες. Ωστόσο, η ρεαλιστικότητα των προσαρμογών αυτών με στόχο τη μεταβολή του μοντέλου αγοράς των νησιών είναι εγγενώς αμφισβητήσιμη. Παγκοσμίως, στα περισσότερα αυτόνομα συστήματα μικρού-μεσαίου μεγέθους δραστηριοποιείται παραδοσιακά ένας μοναδικός συμβατικός παραγωγός, του οποίου η κυρίαρχη θέση στην αγορά δεν επιτρέπει την ανάπτυξη μοντέλων αγοράς που βασίζονται στη λογική του ανταγωνισμού (βλ. § 1.3.1), όπως π.χ. συμβαίνει σε μεγαλύτερα ΣΗΕ ([36], [154], [184]–[187]). Σε ένα τέτοιο πλαίσιο, ανταγωνιστικά ως προς τον κυρίαρχο συμβατικό παραγωγό λειτουργούν οι σταθμοί ΑΠΕ πάσης φύσεως, των οποίων η παραγωγή προτεραιοποιείται σε σχέση με τη θερμική. Αυτός είναι άλλωστε και ο λόγος

για τον οποίο η διαχείριση της παραγωγής των νησιών βασίζεται στα αντικειμενικά κόστη των συμβατικών μονάδων παραγωγής και όχι σε πολιτική προσφορών, που ενδεχομένως να στρέβλωναν την οικονομικότητα της κατανομής και συνολικά το κόστος συστήματος, λόγω της δυνατότητας του κυρίαρχου παίκτη της αγοράς να διαμορφώσει τις τιμές στο ύψος που επιθυμεί.

Υπό αυτό το πρίσμα, οι κεντρικά διαχειριζόμενοι αποθηκευτικοί σταθμοί στα νησιά, γίνονται αντιληπτοί ως εργαλεία που βρίσκονται στη διάθεση του Διαχειριστή για βελτιστοποίηση της λειτουργίας του όλου συστήματος, χωρίς ωστόσο να συμμετέχουν άμεσα στην αγορά των νησιών όπως οι λοιπές κατηγορίες υφιστάμενων σταθμών παραγωγής, πουλώντας ή αγοράζοντας ενέργεια ή επικουρικές υπηρεσίες. Συνεπώς, οι σταθμοί αυτοί δεν αποκομίζουν άμεσα κέρδη, π.χ. μέσω μεταφοράς ενέργειας από την αιχμή στην κοιλάδα της καμπύλης ζήτησης (όπως π.χ. λειτουργία *arbitrage*) ή παροχής επικουρικών υπηρεσιών και επομένως, δεν τίθεται ζήτημα κοστολόγησης της ενέργειας ή των εφεδρειών που παρέχουν, αλλά χρήσης της ευχέρειας αυτής για βελτιστοποίηση του αντικειμενικού κόστους παραγωγής του συστήματος και της διείσδυσης ΑΠΕ. Επομένως, θεωρείται ότι οι σταθμοί αυτοί υπόκεινται στον άμεσο έλεγχο του Διαχειριστή, λειτουργώντας ως εργαλεία ευελιξίας και βελτιστοποίησης του συστήματος, χωρίς κατ' ανάγκη να αποτελούν περιουσιακό στοιχείο (*asset*) του ιδίου.

Σε κάθε περίπτωση, η ενσωμάτωση κεντρικά διαχειριζόμενων μονάδων αποθήκευσης σε ένα νησιωτικό σύστημα πρέπει να συνοδεύεται από κατάλληλη μεθοδολογία διαχείρισής τους, ενώ παράλληλα πρέπει να προσδιοριστούν και ενσωματωθούν οι λειτουργικοί τους περιορισμοί σε όλους τους κύκλους διαχείρισης της παραγωγής (προημερήσια, ενδοημερήσια και λειτουργία πραγματικού χρόνου). Παρακάτω παρουσιάζονται οι βασικοί λειτουργικοί περιορισμοί για την προημερήσια και ενδοημερήσια διαχείριση των αυτόνομων συστημάτων παρουσία ευέλικτων σταθμών κεντρικής αποθήκευσης με ταχεία απόκριση. Η διατύπωση του προβλήματος πραγματοποιείται κατά τέτοιο τρόπο, ώστε να είναι εφικτή η ταυτόχρονη συμμετοχή του σταθμού τόσο σε εφαρμογές ισχύος, π.χ. συμμετοχή στην κάλυψη των αναγκών εφεδρείας ενεργού ισχύος, όσο και σε εφαρμογές ενέργειας, π.χ. μεταφορά ενέργειας από την κοιλάδα στην αιχμή, εφόσον τα χαρακτηριστικά του το επιτρέπουν. Η πολιτική διαχείρισης που περιγράφεται στην παρούσα ενότητα είναι αρκετά γενική ώστε να μπορεί να εφαρμοστεί, με κατάλληλες προσαρμογές, σε διαφορετικές τεχνολογίες αποθήκευσης.

Βιβλιογραφικά, η εξέταση των κεντρικά διαχειριζόμενων αποθηκευτικών μονάδων σε αυτόνομα συστήματα δεν έχει εξεταστεί σε μεγάλη έκταση. Στις αναφορές [54] και [56] εξετάζεται το πολύ μικρό σύστημα του Αγίου Ευστρατίου (με ~300kW αιχμή ζήτησης), με τις προτεινόμενες πολιτικές διαχείρισης να στοχεύουν στην επίτευξη εξαιρετικά υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ, της τάξης του ~85%. Στην [99] διερευνώνται κεντρικά διαχειριζόμενοι αποθηκευτικοί σταθμοί μπαταριών για το σχετικά μεγάλο αυτόνομο σύστημα της Κρήτης, χρησιμοποιώντας τεχνικές βελτιστοποίησης για τον προγραμματισμό της παραγωγής, αμελώντας ωστόσο τη συμβολή των μπαταριών στην παροχή 1^{ου}σας εφεδρείας στο σύστημα, η οποία είναι ζωτικής σημασίας για την ασφαλή λειτουργία του. Επιπλέον, στην ίδια αναφορά είναι ασαφής η πολιτική επιβολής περικοπών στις ΑΠΕ του νησιού, χωρίς να τεκμαίρεται από τα εξαγόμενα αποτελέσματα ότι εφαρμόζεται κάποια. Στην [76] εξετάζονται εβδομαδιαία σενάρια για δύο Ισπανικά νησιά αξιοποιώντας και πάλι βελτιστοποίηση βασισμένη σε γραμμικό προγραμματισμό για την κατανομή των μονάδων. Εκεί, αν και το αναμενόμενο όφελος για το σύστημα και τις ΑΠΕ λόγω της εγκατάστασης ευέλικτων αποθηκευτικών συστημάτων δεν ποσοτικοποιείται επαρκώς, πραγματοποιείται μια προκαταρκτική αξιολόγηση των επενδύσεων βάσει του αποφευγόμενου κόστους για το σύστημα, οδηγώντας σε βαθμό απόδοσης της επένδυσης (*Internal Rate of Return –IRR*) μεταξύ 7% και 8%.

Αναφορικά με το ζήτημα της βιωσιμότητας των ευέλικτων αποθηκευτικών σταθμών, αυτό συνεχίζει να παραμένει ένα ανοικτό μέτωπο, κυρίως λόγω της εξαιρετικά δύσκολης και σε ορισμένες περιπτώσεις ανεπαρκούς ποσοτικοποίησης του αναμενόμενου οφέλους της αποθήκευσης, που μπορεί να επεκτείνεται πέραν των παραδοσιακών υπηρεσιών ενέργειας, και της έλλειψης σχετικών μηχανισμών αποζημίωσης. Οι διαθέσιμες μελέτες στη βιβλιογραφία, οι οποίες όμως επικεντρώνονται σε μονάδες αποθήκευσης μεγάλων οργανωμένων αγορών ηλεκτρικής ενέργειας, [188]–[195], δεν καταλήγουν σαφώς αναφορικά με τη βιωσιμότητα των επενδύσεων αυτών, με τις μισές να συγκλίνουν στην αδυναμία ανάκτησης του επενδυτικού κόστους και τις υπόλοιπες να καταλήγουν σε οριακά βιώσιμες επενδύσεις, αξιοποιώντας ένα σύνολο μηχανισμών αποζημίωσης (ενέργειας, επικουρικών υπηρεσιών κ.λπ.). Ωστόσο, σε αυτόνομα συστήματα, η θέσπιση μηχανισμών αποζημίωσης ενός συνόλου υπηρεσιών (εφεδρείες, ευελιξία, εξισορρόπηση) που μπορεί να παρέχονται από τον παραγωγικό στόλο του νησιού δεν είναι δεδομένη, ενώ αντίθετα παραδοσιακές προσεγγίσεις για την αποζημίωση των αποθηκευτικών σταθμών ενδέχεται να μην αποτυπώνουν ορθολογικά τη συνεισφορά αυτών στο σύστημα.

Συνεπώς, βασική συνεισφορά του παρόντος κεφαλαίου αποτελεί η συντεταγμένη μαθηματική διατύπωση του προβλήματος ένταξης και φόρτισης μονάδων για αυτόνομα συστήματα παρουσία κεντρικά διαχειριζόμενων αποθηκευτικών σταθμών, καθώς και η ολοκληρωμένη ποσοτικοποίηση του αναμενόμενου οφέλους τους για το σύστημα και τις ΑΠΕ. Παράλληλα, θα γίνει προσπάθεια ανάλυσης της οικονομικής βιωσιμότητας του σταθμού, χρησιμοποιώντας παραδοσιακούς δείκτες αξιολόγησης, όπως το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (*Levelized Cost of Energy – LCOE*), ενώ θα προταθεί ένας νέος δείκτης αξιολόγησης, το σταθμισμένο κόστος εφεδρείας (*Levelized Cost of Reserves – LCOR*), που αποτυπώνει πληρέστερα τη συμβολή των ευέλικτων κεντρικών συστημάτων αποθήκευσης στη λειτουργία του νησιού.

4.2. Διαχείριση αυτόνομων συστημάτων παρουσία κεντρικής αποθήκευσης

Οι βασικές αρχές διαχείρισης της παραγωγής του νησιού που παρουσιάστηκαν στην § 2.1 παραμένουν οι ίδιες και εφαρμόζονται στο παρόν Κεφάλαιο, με τους στόχους του προβλήματος να αφορούν τη μεγιστοποίηση της παραγωγής των ΑΠΕ, την ελαχιστοποίηση του κόστους του συστήματος και την τήρηση των κριτηρίων ασφαλούς λειτουργίας του.

Συνεπώς, αν και η μαθηματική δομή του προβλήματος ένταξης και φόρτισης των μονάδων και οι τιθέμενοι στόχοι βελτιστοποίησης δεν αλλάζουν ουσιαστικά, η μοντελοποίηση των επιμέρους περιορισμών προσαρμόζεται κατάλληλα ώστε να είναι εφικτή η εισαγωγή της κεντρικά διαχειριζόμενης αποθήκης, ενώ νέοι περιορισμοί εντάσσονται στο συνολικό πρόβλημα για να ενσωματωθούν οι ιδιαιτερότητες των ευέλικτων αποθηκευτικών μονάδων.

4.2.1. Περιορισμοί λειτουργίας μονάδων αποθήκευσης

4.2.1.1. Ισχύς φόρτισης- εκφόρτισης

Τα όρια ισχύος φόρτισης και εκφόρτισης του σταθμού αποθήκευσης καθορίζονται βάσει του τύπου του και των τεχνικών χαρακτηριστικών του. Σε κάθε περίπτωση, η ισχύς φόρτισης οφείλει να είναι θετική και μικρότερη από τη μέγιστη ικανότητα απορρόφησης ενέργειας του σταθμού την εξεταζόμενη περίοδο κατανομής:

$$0 \leq P_{\xi,t}^c \leq \overline{P_{\xi}^c} \cdot st_{\xi,t}^c \quad (83)$$

Αντίστοιχα, η ισχύς εκφόρτισης οφείλει να είναι θετική και μικρότερη από τη μέγιστη ικανότητα εκφόρτισης του σταθμού την εξεταζόμενη περίοδο κατανομής, όπως φαίνεται από τη σχέση (84):

$$0 \leq P_{\xi,t}^d \leq \overline{P_{\xi,t}^d} \cdot st_{\xi,t}^d \quad (84)$$

4.2.1.2. Επίπεδο φόρτισης

Η αποθηκευμένη ενέργεια του αποθηκευτικού σταθμού ανά περίοδο κατανομής προκύπτει από την αποθηκευμένη ενέργεια του σταθμού την προηγούμενη περίοδο κατανομής, προσαυξημένη κατά την ποσότητα ενέργειας προς απορρόφηση από τον σταθμό ή μειωμένη κατά την ποσότητα ενέργειας προς διοχέτευση από τον σταθμό στο δίκτυο την εξεταζόμενη περίοδο, λαμβάνοντας υπόψη τον βαθμό απόδοσης κατά τη φόρτιση και την εκφόρτιση:

$$SoC_{\xi,t} = SoC_{\xi,t-1} + P_{\xi,t}^c \cdot n_{\xi}^c - \frac{P_{\xi,t}^d}{n_{\xi}^d} \quad (85)$$

Επιπλέον, ανά περίοδο κατανομής, η στάθμη φόρτισης της αποθήκης οφείλει να είναι μεγαλύτερη ενός ελάχιστου ενεργειακού αποθέματος και μικρότερη μίας μέγιστης τιμής φόρτισης (βλ. σχέση (86)). Η τιμή του ελάχιστου ενεργειακού αποθέματος προσδιορίζεται από τεχνικούς/κατασκευαστικούς παράγοντες, ενώ σε επίπεδο προημέρησας και ενδοημερησας διαχείρισης ενδείκνυται να ληφθεί σημαντικά υψηλότερη από την τεχνικά ελάχιστη στάθμη φόρτισης της αποθήκης, ώστε να συμπεριλαμβάνει επαρκή αποθέματα ενέργειας για τη διασφάλιση της παροχής των αναγκαίων επικουρικών υπηρεσιών σε πραγματικό χρόνο, εάν ο αποθηκευτικός σταθμός συμμετέχει στην κάλυψη αναγκών εφεδρειών ενεργού ισχύος του συστήματος. Τέλος, η μέγιστη δυνατή στάθμη φόρτισης μπορεί να είναι είτε ίση με την ονομαστική χωρητικότητα της αποθήκης, είτε μικρότερη αυτής, λόγω τεχνικών περιορισμών.

$$\underline{E_{\xi}} \leq SoC_{\xi,t} \leq \overline{E_{\xi}} \quad (86)$$

4.2.1.3. Λειτουργική κατάσταση αποθηκευτικού σταθμού

Ο αποθηκευτικός σταθμός κατά τον προγραμματισμό λειτουργίας του μπορεί να βρίσκεται σε μία από τις παρακάτω καταστάσεις:

- **Κατάσταση αδρανείας (*idling*):** Στην κατάσταση αυτή ο σταθμός ούτε παράγει, ούτε απορροφά ενέργεια από το δίκτυο του νησιού. Σημειώνεται ότι προκειμένου περί ευέλικτων αποθηκευτικών σταθμών, όταν αυτοί βρίσκονται σε κατάσταση αδρανείας δύνανται να συμμετέχουν στην παροχή εφεδρειών, καθώς μπορούν να μεταβούν άμεσα σε μία από τις δύο επόμενες καταστάσεις λειτουργίας.
- **Κατάσταση απορρόφησης (*charging*):** Στην κατάσταση αυτή ο αποθηκευτικός σταθμός απορροφά ενέργεια από το δίκτυο για την πλήρωση της αποθήκης του. Αναμένεται η απορρόφηση από το δίκτυο να πραγματοποιείται είτε για λόγους αύξησης της διείσδυσης ΑΠΕ, όποτε η απορροφούμενη ενέργεια θα προέρχεται από παραγωγή ΑΠΕ, είτε για λόγους οικονομικότερης λειτουργίας του συστήματος, όπου ενέργεια που παράγεται φθηνότερα τις ώρες χαμηλής ζήτησης (στην κοιλάδα του φορτίου) απορροφάται με στόχο την απόδοσή της εκ νέου στο σύστημα τις ώρες υψηλής ζήτησης (στην αιχμή του φορτίου), υποκαθιστώντας ακριβές συμβατικές μονάδες.

- **Κατάσταση παραγωγής (*discharging*):** Στην κατάσταση αυτή η αποθηκευμένη ενέργεια του αποθηκευτικού σταθμού αποδίδεται πίσω στο σύστημα, για λόγους μείωσης του κόστους ή κάλυψης αιχμών.

Επισημαίνεται, ότι οι ανωτέρω λειτουργικές καταστάσεις είναι αλληλοαποκλειόμενες, καθώς όταν ο αποθηκευτικός σταθμός βρίσκεται σε μία εξ αυτών, δεν μπορεί να βρίσκεται ταυτόχρονα και στις υπόλοιπες, κάτι που διασφαλίζεται από τον ακόλουθο περιορισμό:

$$st_{\xi,t}^c + st_{\xi,t}^d \leq 1 \quad (87)$$

4.2.1.4. Παροχή εφεδρειών αποθηκευτικού σταθμού

Δεδομένου ότι ο χρόνος απόκρισης της ευέλικτων αποθηκευτικών σταθμών ταχείας απόκρισης (π.χ. συσσωρευτών) είναι εξαιρετικά μικρός, ενώ παράλληλα η μετάβασή τους από τη μία λειτουργική κατάσταση σε άλλη μπορεί να πραγματοποιηθεί σχεδόν ακαριαία, θεωρείται ότι δύνανται να παρέχουν στο σύστημα θετικές εφεδρείες κάθε τύπου, δηλαδή θετική πρωτεύουσα, δευτερεύουσα και τριτεύουσα εφεδρεία, υπό την προϋπόθεση ότι έχουν επαρκές ενεργειακό απόθεμα ώστε να υποστηρίξουν χρονικά την αντίστοιχη απαίτηση παροχής. Εφόσον βρίσκονται σε κατάσταση φόρτισης, αθροιστικά η παρεχόμενη θετική πρωτεύουσα, δευτερεύουσα και τριτεύουσα εφεδρεία τους, ισούται με την ισχύ φόρτισής τους συν τη μέγιστη ικανότητα εκφόρτισής τους. Αντίστοιχα, εάν ο αποθηκευτικός σταθμός βρίσκεται σε κατάσταση εκφόρτισης, αθροιστικά η παρεχόμενη θετική πρωτεύουσα, δευτερεύουσα και τριτεύουσα εφεδρεία του ισούται με το περιθώριο αύξησης της ισχύος εξόδου του, από την ισχύ εκφόρτισής του τη δεδομένη χρονική στιγμή μέχρι τη μέγιστη ικανότητα εκφόρτισής του. Η συμπεριφορά αυτή περιγράφεται από τον περιορισμό (88):

$$P_{\xi,t}^d + \sum_{e \in \{pr, sr, tr\}} r_{\xi,e,t}^{up} \leq \overline{P}_{\xi}^d + P_{\xi,t}^c \quad (88)$$

Κατ' αντιστοιχία με τη συμμετοχή στις θετικές εφεδρείες, ο αποθηκευτικός σταθμός δύναται να συμμετέχει στην παροχή αρνητικής πρωτεύουσας και δευτερεύουσας εφεδρείας. Στην περίπτωση που βρίσκεται σε κατάσταση φόρτισης, αθροιστικά η παρεχόμενη πρωτεύουσα, δευτερεύουσα και τριτεύουσα αρνητική εφεδρεία του ισούται με το περιθώριο αύξησης της ισχύος φόρτισης, από την ισχύ τη δεδομένη χρονική στιγμή μέχρι τη μέγιστη ικανότητα φόρτισής του, ενώ εάν βρίσκεται σε κατάσταση εκφόρτισης η συνολική παρεχόμενη αρνητική εφεδρεία του ισούται με την ισχύ εκφόρτισής του συν τη μέγιστη ικανότητα φόρτισης, όπως περιγράφεται από τον (89):

$$P_{\xi,t}^c + \sum_{e \in \{pr, sr, tr\}} r_{\xi,e,t}^{dn} \leq \overline{P}_{\xi}^c + P_{\xi,t}^d \quad (89)$$

Η συμμετοχή του αποθηκευτικού σταθμού στην παροχή εφεδρειών ενεργού ισχύος, ανά τύπο εφεδρείας, όπως επίσης και η λειτουργική του κατάσταση ανά περίοδο κατανομής, αποτελεί μεταβλητή κατάστασης του προβλήματος βελτιστοποίησης και καθορίζεται από την επίλυση.

4.2.2. Μεταβολή περιορισμών προβλήματος ένταξης

Η εισαγωγή συστημάτων κεντρικής αποθήκευσης αναμένεται να διαφοροποιήσει τη διατύπωση ορισμένων περιορισμών του προβλήματος ένταξης που παρουσιάστηκαν προηγουμένως. Στην ενότητα αυτή θα παρουσιαστούν και θα αναδιατυπωθούν οι περιορισμοί που επηρεάζονται.

4.2.2.1. Αντικειμενική συνάρτηση

Η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος δεν αναμένεται να μεταβληθεί με την προσθήκη

σταθμών κεντρικής αποθήκευσης στο αυτόνομο σύστημα. Για να προσφέρουν οι σταθμοί αυτοί τα μέγιστα αναμενόμενα οφέλη ευελιξίας στο σύστημα, η λειτουργία τους οφείλει να περιορίζεται μόνο για τεχνικούς λόγους.

Συνεπώς, δεν αποδίδεται κόστος στην παραγόμενη ενέργεια των συστημάτων αποθήκευσης, ενώ η απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο του νησιού για την πλήρωση αυτών πραγματοποιείται ελεύθερα από τον αλγόριθμο, όποτε αυτό κρίνεται σκόπιμο, προσαυξανοντας το επίπεδο της ζήτησης την αντίστοιχη χρονική περίοδο, με έμμεση επίπτωση στο κόστος παραγωγής ανάλογα με το λειτουργούν μείγμα μονάδων.

4.2.2.2. Ισοζύγιο ενέργειας

Ο περιορισμός του ισοζυγίου ενέργειας θα πρέπει να περιλαμβάνει την ανά περίοδο κατανομής συνολική απορρόφηση ή/και παραγωγή ενέργειας των συστημάτων κεντρικής αποθήκευσης που υπάρχουν στο υπό εξέταση νησί. Επομένως διαμορφώνεται ως εξής:

$$\sum_u P_{u,t} + P_{w,t} + P_{pv,t} + \sum_{\xi} P_{\xi,t}^d + P_{ens,t} = P_{L,t} + \sum_{\xi} P_{\xi,t}^c \quad (90)$$

4.2.2.3. Περιορισμοί παρεχόμενων εφεδρειών

Ο περιορισμός παρεχόμενης 1^{ου}σας θετικής εφεδρείας αναδιατυπώνεται ως εξής:

$$\sum_u r_{u,pr,t}^{up} + \sum_{\xi} r_{\xi,pr,t}^{up} + sl_{pr,t}^{up} \geq rr_{pr,t}^{up} \quad (91)$$

Δηλαδή, η παρεχόμενη πρωτεύουσα θετική εφεδρεία από συμβατικές μονάδες και αποθηκευτικούς σταθμούς, πρέπει να είναι τουλάχιστον ίση με την απαίτηση πρωτεύουσας θετικής εφεδρείας.

Αντίστοιχα, η απαίτηση 1^{ου}σας αρνητικής εφεδρείας καλύπτεται βάσει του περιορισμού (92), δηλαδή από συμβατικές μονάδες και αποθηκευτικούς σταθμούς.

$$\sum_u r_{u,pr,t}^{dn} + \sum_{\xi} r_{\xi,pr,t}^{dn} + sl_{pr,t}^{dn} \geq rr_{pr,t}^{dn} \quad (92)$$

Κατ' αντιστοιχία με την απαίτηση παροχής 1^{ου}σας θετικής και αρνητικής εφεδρείας, ορίζεται η απαίτηση παροχής 2^{ου}σας θετικής και αρνητικής εφεδρείας ως:

$$\sum_u r_{u,pr,t}^{up} + \sum_u r_{u,sr,t}^{up} + \sum_{\xi} r_{\xi,pr,t}^{up} + \sum_{\xi} r_{\xi,sr,t}^{up} + sl_{sr,t}^{up} \geq rr_{pr,t}^{up} + rr_{sr,t}^{up} \quad (93)$$

$$\sum_u r_{u,pr,t}^{dn} + \sum_u r_{u,sr,t}^{dn} + \sum_{\xi} r_{\xi,pr,t}^{dn} + \sum_{\xi} r_{\xi,sr,t}^{dn} + sl_{sr,t}^{dn} \geq rr_{pr,t}^{dn} + rr_{sr,t}^{dn} \quad (94)$$

Αντίστοιχα, η απαίτηση παροχής 3^{ου}σας θετικής εφεδρείας παρουσία αποθηκευτικών σταθμών κεντρικής διαχείρισης διαμορφώνεται ως εξής:

$$\sum_u r_{u,pr,t}^{up} + \sum_u r_{u,sr,t}^{up} + \sum_u r_{u,tr,t}^{up} + \sum_u r_{u,tr-ns,t}^{up} + \sum_{\xi} r_{\xi,pr,t}^{up} + \sum_{\xi} r_{\xi,sr,t}^{up} + \sum_{\xi} r_{\xi,tr,t}^{up} + sl_{tr,t}^{up} \geq rr_{pr,t}^{up} + rr_{sr,t}^{up} + rr_{tr,t}^{up} \quad (95)$$

Η απαίτηση παροχής 3^{ου}σας αρνητικής εφεδρείας παρουσία αποθηκευτικών σταθμών κεντρικής διαχείρισης διαμορφώνεται ως εξής:

$$\sum_u r_{u,pr,t}^{dn} + \sum_u r_{u,sr,t}^{dn} + \sum_u r_{u,tr,t}^{dn} + \sum_{\xi} r_{\xi,pr,t}^{dn} + \sum_{\xi} r_{\xi,sr,t}^{dn} + \sum_{\xi} r_{\xi,tr,t}^{dn} + sl_{tr,t}^{dn} \geq rr_{pr,t}^{dn} + rr_{sr,t}^{dn} + rr_{tr,t}^{dn} \quad (96)$$

4.2.2.4. Περιορισμοί παραγωγής αιολικών πάρκων

Παρουσία αποθηκευτικών σταθμών κεντρικής διαχείρισης, μεταβάλλεται τόσο ο περιορισμός τεχνικού ελαχίστου όσο και ο δυναμικός περιορισμός διείσδυσης, ώστε πλέον να αποτυπώνουν την ευελιξία που η αποθήκευση προσδίδει στο σύστημα.

Πιο συγκεκριμένα, ο **περιορισμός τεχνικού ελαχίστου** ορίζεται πλέον βάσει της (97), ώστε να λαμβάνει υπόψη τη δυνατότητα φόρτισης του αποθηκευτικού σταθμού. Ωστόσο, ο τελευταίος όρος της (97) είναι μη γραμμικός, με αποτέλεσμα να απαιτείται η γραμμικοποίησή του για την ενσωμάτωση της (97) εντός του προβλήματος βελτιστοποίησης. Η ενσωμάτωση του όρου αυτού εντός του προβλήματος πραγματοποιείται με τον ορισμό μίας νέας βοηθητικής μεταβλητής, $E_{\xi,t}^{aux}$, η οποία γραμμικοποιείται βάσει των (99) - (103), ενώ η τελική σχέση που εκφράζει γραμμικοποιημένα πλέον τον περιορισμό τεχνικού ελαχίστου, είναι η (104).

$$P_{\mathcal{W},max,t}^{ml} = P_{L,t} - P_{pv,t} - \sum_u (P_u^{min} \cdot st_{u,t}^{disp} + P_{u,t}^{soak} + P_{u,t}^{desyn}) + \sum_{\xi} \min(\overline{P_{\xi}^c}, \overline{E_{\xi}} - SoC_{\xi,t}) \quad (97)$$

$$E_{\xi,t}^{aux} = \min\left\{\overline{P_{\xi}^c}, \overline{E_{\xi}} - SoC_{\xi,t}\right\} \quad (98)$$

$$E_{\xi,t}^{aux} \leq \overline{P_{\xi}^c} \quad (99)$$

$$E_{\xi,t}^{aux} \leq \overline{E_{\xi}} - SoC_{\xi,t} \quad (100)$$

$$E_{\xi,t}^{aux} \geq \overline{P_{\xi}^c} \cdot v_{\xi,t}^{aux1} \quad (101)$$

$$E_{\xi,t}^{aux} \geq \overline{E_{\xi}} \cdot v_{\xi,t}^{aux2} - SoC_{\xi,t} \quad (102)$$

$$v_{\xi,t}^{aux1} + v_{\xi,t}^{aux2} = 1 \quad (103)$$

$$P_{\mathcal{W},max,t}^{ml} = P_{L,t} - P_{pv,t} - \sum_u (P_u^{min} \cdot st_{u,t}^{disp} + P_{u,t}^{soak} + P_{u,t}^{desyn}) + \sum_{\xi} E_{\xi,t}^{aux} \quad (104)$$

Αναφορικά με τον **δυναμικό περιορισμό διείσδυσης**, αυτός πλέον εκφράζεται μέσω της (105), με τρόπο ώστε να λαμβάνεται υπόψη η αυξημένη ικανότητα παροχής 1^{ου}σας του αποθηκευτικού σταθμού, όπως αυτή ορίζεται στην § 4.2.1.4.

$$P_{\mathcal{W},max,t}^d = \frac{\sum_u (r_{u,pr}^{c-up} \cdot st_{u,t}^{disp}) + \sum_{\xi} (r_{\xi,pr}^{c-up}) - l_{pv,t} \cdot P_{pv,t}}{l_{w,t}} \quad (105)$$

Οι λοιποί περιορισμοί της § 2.1.2.6 που αφορούν τον υπολογισμό του συνολικού set-point και τον επιμερισμό του προς τα αιολικά πάρκα του συστήματος δεν επηρεάζονται από την παρουσία του αποθηκευτικού σταθμού και παραμένουν ως έχουν.

4.3. Εξεταζόμενα σενάρια και παραδοχές

Στις επόμενες παραγράφους θα αναλυθούν αποτελέσματα εφαρμογής του αλγορίθμου της §4.2 για το ενδεικτικό αυτόνομο σύστημα του Παραρτήματος Β, παρουσία κεντρικά διαχειριζόμενων σταθμών αποθήκευσης διαφόρων μεγεθών. Ως σενάριο βάσης θεωρείται αυτό της § 2.2 χωρίς αποθηκευτικούς σταθμούς κεντρικής διαχείρισης ή επιπλέον ΑΠΕ. Στο σενάριο αυτό η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών πάρκων ισούται με 55 MW ενώ η ισχύς των Φ/Β σταθμών με

36 MW (Παράρτημα Β). Για το βασικό σενάριο εξετάζονται οι διαμορφώσεις κεντρικών σταθμών αποθήκευσης του πίνακα Π. 9, ήτοι εντάσσονται στο σύστημα αποθηκευτικοί σταθμοί των οποίων η ισχύς κυμαίνεται από 5 MW έως 20 MW, με βήμα 5 MW, και η ονομαστική χωρητικότητά τους ισοδυναμεί με 1, 2, και 4 ώρες λειτουργίας σε πλήρη ισχύ.

Επιπλέον του βασικού σεναρίου, εξετάζονται τα τέσσερα διαφορετικά σενάρια ανάπτυξης των ΑΠΕ του πίνακα Π. 10. Τώρα, προστίθενται από 5 MW έως 20 MW επιπλέον αιολικών πάρκων στο σύστημα, των οποίων η λειτουργία είτε δεν υποστηρίζεται από αποθηκευτικούς σταθμούς, είτε θεωρούνται αποθήκες κεντρικής διαχείρισης μεγέθους από 5 MW έως 20 MW και ισοδύναμης ονομαστικής χωρητικότητας 1 ώρας σε πλήρη ισχύ.

Π. 9: Εξεταζόμενες διαμορφώσεις σταθμών κεντρικής αποθήκευσης στο βασικό σενάριο.

Σενάριο	\bar{P}_{ξ}^c [MW]	\bar{E}_{ξ} [h]	\bar{E}_{ξ} [MWh]	$n_{\xi}^c \cdot n_{\xi}^d$ [%]
C.1	5	1	5	80%
C.2	5	2	10	80%
C.3	5	4	20	80%
C.4	10	1	10	80%
C.5	10	2	20	80%
C.6	10	4	40	80%
C.7	15	1	15	80%
C.8	15	2	30	80%
C.9	15	4	60	80%
C.10	20	1	20	80%
C.11	20	2	40	80%
C.12	20	4	80	80%

Π. 10: Εξεταζόμενα σενάρια αυξημένης διείσδυσης ΑΠΕ και διαμορφώσεις σταθμών αποθήκευσης.

Σενάριο	$P_w^{additional}$ [MW]	\bar{P}_{ξ}^c [MW]	\bar{E}_{ξ} [h]	\bar{E}_{ξ} [MWh]	$n_{\xi}^c \cdot n_{\xi}^d$ [%]
R.1	+5	0	1	0	80%
R.2	+5	5	1	5	80%
R.3	+5	10	1	10	80%
R.4	+5	15	1	15	80%
R.5	+5	20	1	20	80%
R.6	+10	0	1	0	80%
R.7	+10	5	1	5	80%
R.8	+10	10	1	10	80%
R.9	+10	15	1	15	80%
R.10	+10	20	1	20	80%
R.11	+15	0	1	0	80%
R.12	+15	5	1	5	80%
R.13	+15	10	1	10	80%
R.14	+15	15	1	15	80%
R.15	+15	20	1	20	80%
R.16	+20	0	1	0	80%
R.17	+20	5	1	5	80%
R.18	+20	10	1	10	80%
R.19	+20	15	1	15	80%
R.20	+20	20	1	20	80%

Αν και η εφαρμοσθείσα μεθοδολογία βελτιστοποίησης είναι αρκετά γενική ώστε τα αποτελέσματα να μην σχετίζονται αποκλειστικά με μία τεχνολογία αποθήκευσης (*technology agnostic approach*), παρακάτω θεωρείται ότι τα συστήματα κεντρικής αποθήκευσης απαρτίζονται από μπαταρίες τεχνολογίας ιόντων λιθίου με βαθμό απόδοσης πλήρους κύκλου φόρτισης και εκφόρτισης ίσο με 80%.

Σε κάθε περίπτωση, πέραν της τεχνικά ελάχιστης αποθηκευμένης ενέργειας εντός των μπαταριών, που εδώ θεωρείται ίση με 15% της ονομαστικής χωρητικότητας, στις παρομοιώσεις που

ακολουθούν επιλέχθηκε η επιπλέον τήρηση ενεργειακού αποθέματος ίσου με μισή ώρα συνεχούς εκφόρτισης της αποθήκης στη μέγιστη ισχύ, ώστε να διασφαλιστεί η εκ των προτέρων ύπαρξη επαρκούς ενέργειας για συμμετοχή του σταθμού στην κάλυψη των απαιτήσεων εφεδρειών του συστήματος. Παράλληλα, η μέγιστη επιτρεπτή φόρτιση των μπαταριών ισούται με το 95% της ονομαστικής χωρητικότητας.

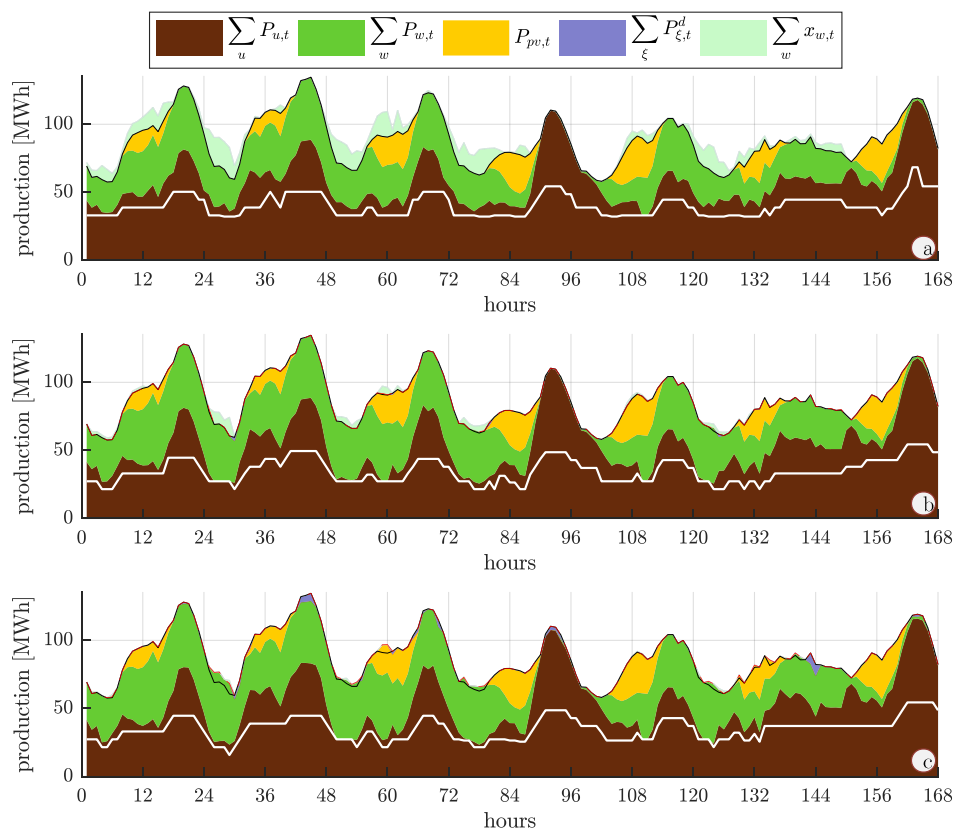
Επισημαίνεται ότι το αυτόνομο σύστημα που εξετάζεται παρακάτω είναι όμοιο αυτού των Κεφαλαίων 2 και 3, ώστε τα αποτελέσματα να είναι άμεσα συγκρίσιμα. Λοιπές παραδοχές σχετικά με τις μονάδες του συστήματος και κοστολογικά δεδομένα βρίσκονται στο Παράρτημα Β.

4.4. Οφέλη από την ένταξη αποθηκευτικών σταθμών κεντρικής διαχείρισης

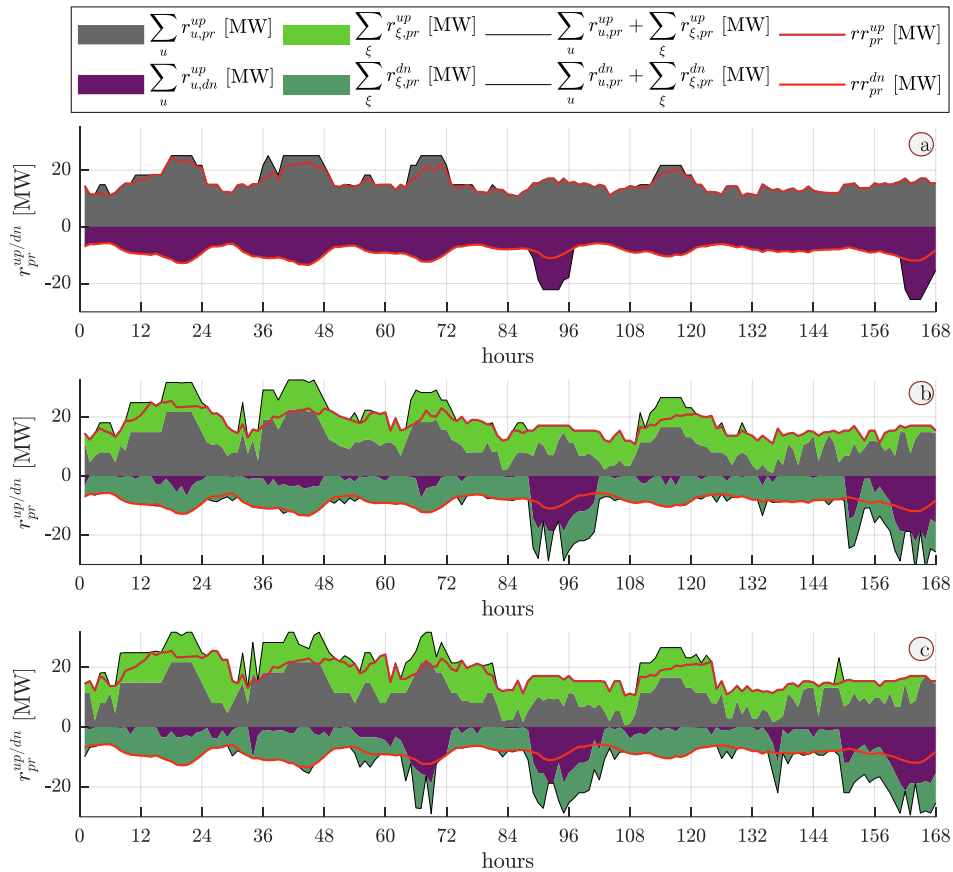
Στις επόμενες παραγράφους θα εξεταστεί αφενός η ημερήσια λειτουργία του συστήματος παρουσία αποθηκευτικών σταθμών κεντρικής διαχείρισης και αφετέρου η επίπτωση της παρουσίας τους στην ετήσια λειτουργία του συστήματος, εξετάζοντας τα σενάρια των πινάκων Π. 9 και Π. 10 της § 4.3, δηλαδή χωρίς και με την επιπλέον ένταξη νέου δυναμικού ΑΠΕ στο σύστημα.

4.4.1. Λειτουργία συστήματος

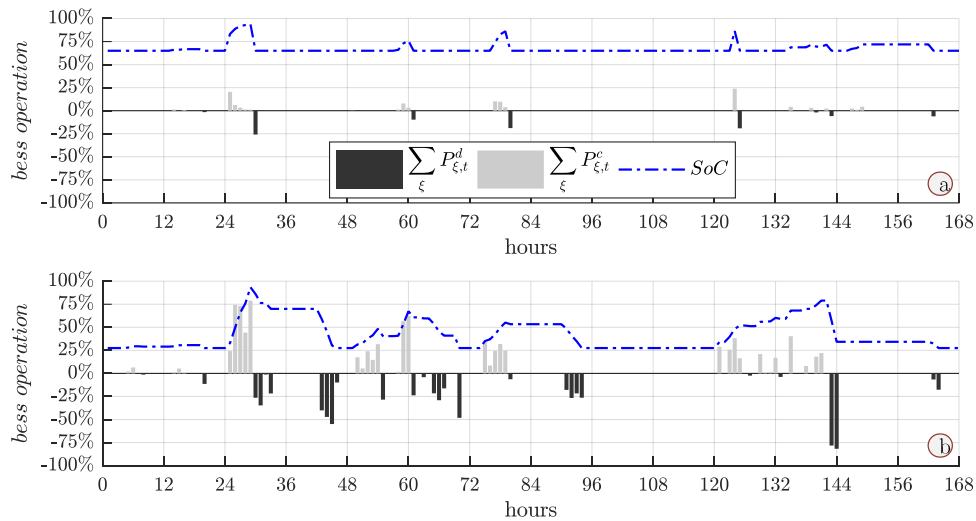
Για τη διερεύνηση της λειτουργίας του αυτόνομου συστήματος με αποθηκευτικούς σταθμούς ισχύος 10 MW και χωρητικότητας 10 και 40 MWh (από εδώ και στο εξής η χωρητικότητα κάθε σταθμού θα εκφράζεται σε ισοδύναμες ώρες λειτουργίας σε πλήρη ισχύ, ήτοι 1 h ή 4 h για τους εξεταζόμενους σταθμούς), καθώς και απουσία αυτών, αρχικά επιλέγεται ως παράδειγμα εξέτασης



Σχ. 49: Λειτουργία του νησιωτικού συστήματος για μία ενδεικτική εβδομάδα μέσης ζήτησης (α) χωρίς αποθηκευτικό σταθμό, (β) με αποθηκευτικό σταθμό 10MWh/1h και (γ) με αποθηκευτικό σταθμό 10MWh/4h.



Σχ. 50: Ικανοποίηση απαιτήσεων 1^{ου}σας θετικής και αρνητικής εφεδρείας συστήματος κατά την εξεταζόμενη εβδομάδα (α) χωρίς αποθηκευτικό σταθμό, (β) με αποθηκευτικό σταθμό 10MW/1h και (γ) με αποθηκευτικό σταθμό 10MW/4h.



Σχ. 51: Λειτουργία φόρτισης-εκφόρτισης μπαταρίας και επίπεδο φόρτισης της κατά την εξεταζόμενη εβδομάδα (α) με αποθηκευτικό σταθμό 10MW/1h και (β) με αποθηκευτικό σταθμό 10MW/4h.

μία εβδομάδα μέσης-χαμηλής ζήτησης και αυξημένης αιολικής παραγωγής (Σχ. 49 - Σχ. 51).

Το υπερπλεόνασμα πρωτεύουσας εφεδρείας που παρουσιάζεται στο σύστημα, οδηγεί στη αναμφίβολα στη χαλάρωση του δυναμικού περιορισμού διείσδυσης των αιολικών πάρκων (βλ. (105)), αυξάνοντας τον χώρο υποδοχής αιολικής ενέργειας. Παράλληλα, η συμμετοχή των συμβατικών μονάδων σε πρωτεύουσα θετική και αρνητική εφεδρεία υποκαθίσταται σε μεγάλο

βαθμό από τον αποθηκευτικό σταθμό, επιτρέποντας τη δέσμευση λιγότερων συμβατικών μονάδων, όπως είναι εμφανές από τη λευκή γραμμή της συνολικά τεχνικά ελάχιστης παραγωγής των Σχ. 49 (β) - (γ) σε σχέση με την αντίστοιχη του Σχ. 49 (α), χαλαρώνοντας έτσι και τον περιορισμό τεχνικού ελαχίστου (97). Ωστόσο, λόγω της αυξημένης διείσδυσης των ΑΠΕ παρουσία του σταθμού αποθήκευσης, αυξάνεται η συνολική απαίτηση πρωτεύουσας θετικής εφεδρείας (π.χ. η κόκκινη γραμμή των Σχ. 50 (β)-(γ) κατά τις ώρες 24-36, 72-84 έναντι της αντίστοιχης του Σχ. 50 (α)), βάσει των απαιτήσεων της (110) (βλ. Παράρτημα Α).

Η λειτουργία της μπαταρίας απεικονίζεται στα Σχ. 51 (α) και (β). Για μπαταρίες περιορισμένης χωρητικότητας, π.χ. 1 h, η φόρτιση και εκφόρτισή τους, όταν εκφράζεται ως μέση ωριαία ποσότητα ενέργειας, όπως στο Σχ. 51, πραγματοποιείται σε μερική ισχύ³. Αυτό συμβαίνει γιατί εντός της εξεταζόμενης ώρας κατανομής, το επίπεδο φόρτισης της μπαταρίας μπορεί να κυμαίνεται μόνο μεταξύ του 65% και 95% της ονομαστικής χωρητικότητάς της, όπως γίνεται καλύτερα αντιληπτό από τη μπλε διακεκομμένη γραμμή του Σχ. 51 (α). Το κάτω όριο φόρτισης της μπαταρίας (65%), περιλαμβάνει την τεχνικά ελάχιστη φόρτιση του σταθμού, που εδώ θεωρείται ίση με 15%, και την απαίτηση διατήρησης ενέργειας εφεδρειών εντός της μπαταρίας που ισοδυναμεί με 30 λεπτά εκφόρτισης σε πλήρη ισχύ, η οποία, για μπαταρία 1 h, ισούται με το 50% της χωρητικότητας. Για μπαταρίες μεγαλύτερης χωρητικότητας, το επίπεδο φόρτισής τους μπορεί να κυμαίνεται σε αρκετά μεγαλύτερο εύρος (27.5% έως 95% για χωρητικότητα 4 h, όπως στο Σχ. 51 (β)), με αποτέλεσμα να είναι εφικτή η περιορισμένη λειτουργία *peak saving* (2^η μέρα του Σχ. 49 (γ)).

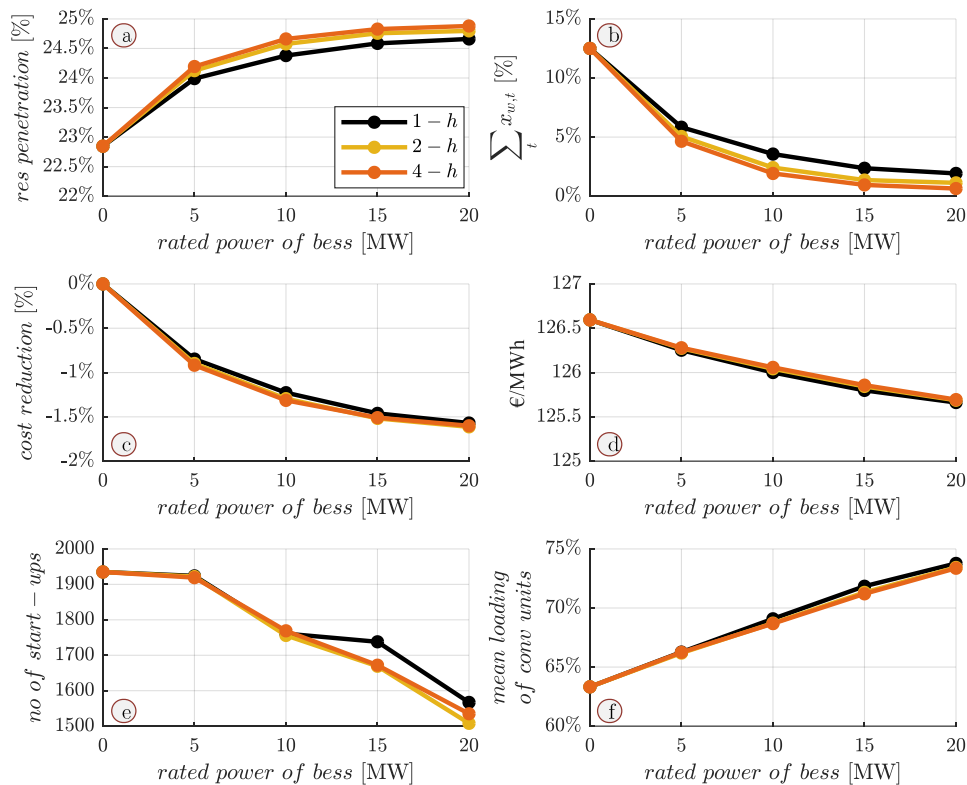
4.4.2. Αξιολόγηση οφέλους συστήματος

Στην παρούσα παράγραφο εξετάζεται η λειτουργία του συστήματος για τις 12 διαφορετικές διαμορφώσεις αποθηκευτικού σταθμού του πίνακα Π. 9 (σενάρια C.1 έως C.12 με μπαταρίες ισχύος 5/10/15/20 MW και χωρητικότητας αποθήκης ίσης με 1/2/4 ισοδύναμες ώρες λειτουργίας σε πλήρη ισχύ), θεωρώντας πάντοτε τις ΑΠΕ του βασικού σεναρίου, ήτοι 55 MW αιολικών και 36 MW φωτοβολταϊκών.

Τα αποτελέσματα της ετήσιας λειτουργίας του συστήματος για όλες τις εξεταζόμενες διαμορφώσεις αποθηκευτικών σταθμών συγκεντρώνονται στο Σχ. 52. Χωρίς σταθμό αποθήκευσης, η ετήσια διείσδυση των ΑΠΕ βρίσκεται περί το 22.5% και οι περικοπές αιολικής παραγωγής στο 12.50% της συνολικά διαθέσιμης. Όπως φαίνεται από τα Σχ. 52 (α) και (β), η ένταξη του σταθμού αποθήκευσης επιφέρει σημαντική μείωση των περικοπών της αιολικής παραγωγής, γεγονός που αντικατοπτρίζεται στην αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ, τάξης μεγέθους 1 με 2 ποσοστιαίων μονάδων, ανάλογα με το εξεταζόμενο μέγεθος του σταθμού. Παράλληλα, οι απορρίψεις σχεδόν εξαλείφονται (~0.6% της διαθέσιμης αιολικής παραγωγής) στην περίπτωση του μεγαλύτερου εξεταζόμενου σταθμού ισχύος 20 MW και αποθηκευτικής ικανότητας 4 ωρών.

Η συνεισφορά του αποθηκευτικού σταθμού στη μείωση των απορρίψεων αιολικής παραγωγής εξαρτάται κυρίως από την ισχύ του και λιγότερο από το μέγεθος της αποθηκευτικής ικανότητάς του. Συγκρίνοντας για παράδειγμα δύο σταθμούς αποθήκευσης των 20 MWh, όπως τον σταθμό 20MW/1h και τον 5MW/4h, παρατηρείται μεγαλύτερη μείωση απορρίψεων στην περίπτωση του πρώτου (απορρίψεις ~1.9% της διαθέσιμης αιολικής παραγωγής για τον σταθμό 20MW/1h, έναντι ~4.6% για τον 5MW/4h), διότι έχει τη δυνατότητα παροχής μεγαλύτερης ισχύος εφεδρειών για υποστήριξη της παραγωγής ΑΠΕ με 1^{ου}α θετική εφεδρεία (βλ. (88)), χαλαρώνοντας τον δυναμικό

³Επισημαίνεται ότι σε πραγματικές συνθήκες λειτουργίας, όπως κατά τη λειτουργία σε πραγματικό χρόνο του συστήματος, η μπαταρία θα απορροφά και παράγει ενέργεια έως και την ονομαστική της για χρονικά διαστήματα εξέτασης μικρότερα της ώρας.

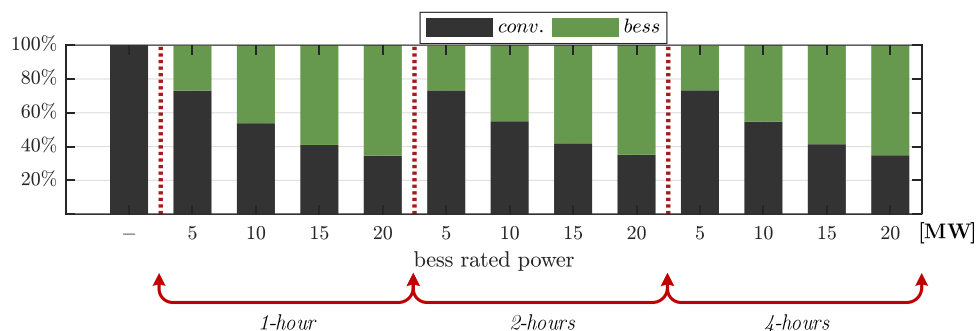


Σχ. 52: Ετήσια οφέλη συστήματος ανά εξεταζόμενη διαμόρφωση αποθηκευτικού σταθμού κεντρικής διαχείρισης του Π. 9: (α) διείσδυση ΑΠΕ, (β) περικοπές αιολικής παραγωγής (γ) μεταβολή μεταβλητού κόστους συστήματος σε σχέση με την περίπτωση χωρίς αποθήκη (μεταβλητό συμβατικών και αποζημίωση ΑΠΕ) (%), (δ) ανηγμένο κόστος συμβατικής παραγωγής σε €/MWh_{συμβ.}, (ε) συνολικές ετήσιες εκκινήσεις συμβατικών μονάδων και (στ) μέση φόρτιση ενταγμένων συμβατικών μονάδων.

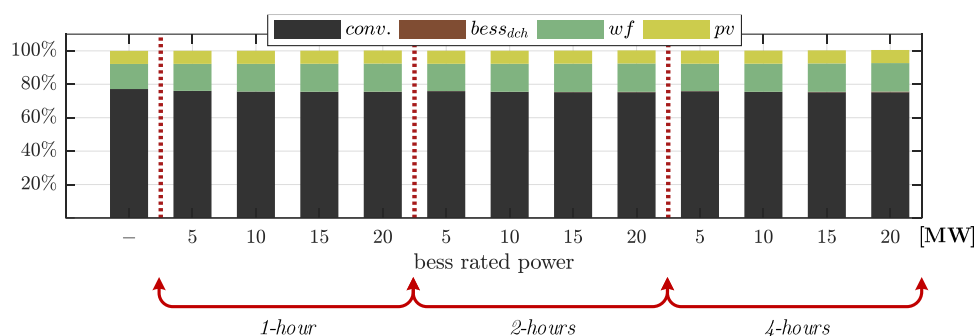
περιορισμό και τον περιορισμό τεχνικού ελαχίστου (σχέσεις (97) και (105)). Αξίζει να σημειωθεί ότι ένας αποθηκευτικός σταθμός ισχύος 10-15 MW καλύπτει περίπου από το 50% έως 60% των απαιτήσεων εφεδρείας ενός συστήματος αιχμής ζήτησης άνω των 200 MW, ενώ τα περίπου 300 MW εγκατεστημένης συμβατικής ισχύος καλύπτουν το υπόλοιπο 40% με 50% (Σχ. 53). Από το Σχ. 53 είναι εμφανές ότι η συνεισφορά των μπαταριών στην παροχή 1^{ου}σας εφεδρείας μεταβάλλεται σχεδόν αναλογικά με την εγκατεστημένη ισχύ τους, χωρίς όμως να παρουσιάζει σημαντική ευαισθησία με την αύξηση της χωρητικότητάς τους.

Αντίθετα η διακίνηση ενέργειας βρίσκεται σε κάθε περίπτωση σε πολύ χαμηλά επίπεδα, με τη συνολική παραγωγή ενέργειας του αποθηκευτικού σταθμού να κυμαίνεται από 0.35 έως 3.66 GWh ετησίως, αναλόγως της διαστασιολόγησης του σταθμού, μέγεθος που τελικά αντιστοιχεί στο 0.04% έως 0.42% της ετήσιας ζήτησης. Η ελάχιστη συμμετοχή του σταθμού στη διακίνηση ενέργειας επιβεβαιώνεται περαιτέρω από το ενεργειακό μείγμα του Σχ. 54. Η απουσία λειτουργίας *arbitrage*⁴ οφείλεται στο γεγονός ότι το ενεργειακό μείγμα του νησιού, εξετάζοντάς το σε όρους μέσου μεταβλητού κόστους, είναι σχεδόν ομοίμορφο, με τις φθηνές μονάδες που καταναλώνουν βαρύ καύσιμο να επαρκούν για την κάλυψη σχεδόν του συνόλου των αναγκών συμβατικής παραγωγής

⁴ Κατ' αντιστοιχία με την απουσία λειτουργίας *arbitrage* και *peak-saving* στους ΥΒΣ.



Σχ. 53: Ετήσια συνεισφορά των συμβατικών μονάδων και των σταθμών αποθήκευσης σε πρωτεύουσα θετική εφεδρεία για το σενάριο χωρίς αποθήκευση και για κάθε εξεταζόμενη διαμόρφωση αποθηκευτικού σταθμού του Π. 9.

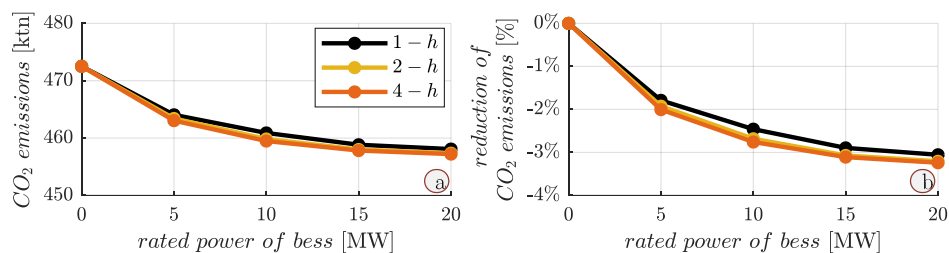


Σχ. 54: Ετήσιο ενεργειακό μείγμα για το σενάριο χωρίς αποθήκευση και για κάθε εξεταζόμενη διαμόρφωση αποθηκευτικού σταθμού του Π. 9.

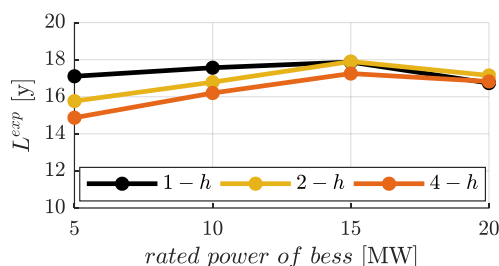
και τις ακριβότερες με καύσιμο ελαφρύ diesel να κατανέμονται σπανιότερα, καλύπτοντας περίπου το 0.2% της ετήσιας ζήτησης, ακόμη και χωρίς την ένταξη της αποθήκευσης. Συνεπώς, αυτή η λειτουργία του συστήματος δεν προσφέρει κάποιο οικονομικό κίνητρο στον αλγόριθμο για μεταφορά ενέργειας από την αιχμή της ημερήσιας καμπύλης ζήτησης στην κοιλάδα, με τη διακίνηση ενέργειας μέσω του σταθμού αποθήκευσης να περιορίζεται μόνο στις περιπτώσεις ύπαρξης πλεονάζουσας ενέργειας ΑΠΕ, που σε διαφορετική περίπτωση θα περικόπτονταν. Δεδομένου λοιπόν ότι σε αυτή την περίπτωση η αποθήκευση λειτουργεί ως ένα στοιχείο παραγωγικού δυναμικού που παρέχει πρωταρχικά εφεδρείες (*reserves-providing asset*), ο βαθμός απόδοσης πλήρους κύκλου των μπαταριών είναι περιορισμένης σημαντικότητας για το πρόβλημα.

Η επιτυγχανόμενη μείωση του μεταβλητού κόστους συστήματος⁵ μετά την είσοδο της αποθήκευσης ποσοτικοποιείται στο Σχ. 52 (γ), ως ποσοστό επί του μεταβλητού κόστους του συστήματος χωρίς αποθηκευτικό σταθμό. Η παρατηρούμενη μείωση κόστους αποδίδεται κατά κύριο λόγο στην καλύτερη αξιοποίηση του διαθέσιμου αιολικού δυναμικού του συστήματος, το οποίο υποκαθιστά ακριβότερη συμβατική παραγωγή (κόστος 65 €/MWh για την αιολική παραγωγή, έναντι ~126 €/MWh της συμβατικής -Σχ. 52 (δ)). Δευτερογενής παράγοντας μείωσης του κόστους αποτελεί η βελτιωμένη διαχείριση των συμβατικών μονάδων που οδηγεί σε μειωμένο ανηγμένο κόστος συμβατικής παραγωγής (Σχ. 52 (δ)). Πιο συγκεκριμένα, η υποκατάσταση μέρους των παρεχόμενων εφεδρειών από τη μπαταρία έχει ως αποτέλεσμα αφενός την αύξηση της μέσης

⁵ Στο κόστος περιλαμβάνεται το μεταβλητό των συμβατικών μονάδων και η αποζημίωση των ΑΠΕ. Τα σταθερά κόστη των συμβατικών μονάδων (αποσβέσεις κεφαλαίων και σταθερά κόστη λειτουργίας μονάδων/σταθμών) δεν περιλαμβάνονται στην ανάλυση, καθώς το στόχος συμβατικής παραγωγής θεωρείται δεδομένος με αποτέλεσμα τα σταθερά κόστη του να είναι σταθερά σε όλες τις εξεταζόμενες περιπτώσεις.



Σχ. 55: (α) Ετήσιες εκπομπές CO₂ συμβατικών μονάδων σε kt/y και (β) αντίστοιχη μείωση εκπομπών CO₂ σε σχέση με το σενάριο χωρίς αποθήκευση για κάθε εξεταζόμενη διαμόρφωση αποθηκευτικού σταθμού του Π. 9.



Σχ. 56: Εκτιμώμενος χρόνος ζωής για κάθε εξεταζόμενη διαμόρφωση αποθηκευτικού σταθμού του Π. 9, βάσει του ετήσιου προφίλ λειτουργίας του, θεωρώντας μπαταρίες τεχνολογίας ιόντων λιθίου.

φόρτισής τους, (βλ. Σχ. 52 (στ)) και άρα τη λειτουργία σε αποδοτικότερο σημείο, και αφετέρου τη μείωση των εκκινήσεων/στάσεων, όπως φαίνεται από το Σχ. 52 (ε).

Επιπλέον, η καλύτερη αξιοποίηση του δυναμικού των ΑΠΕ λόγω παρουσίας των μονάδων αποθήκευσης οδηγεί σε μείωση των εκπομπών CO₂, όπως φαίνεται στο Σχ. 55, η οποία ξεπερνά το 3% για μεγάλες διαμορφώσεις μπαταριών (ισχύος >15 MW), ανεξαρτήτως της χωρητικότητας της αποθήκης. Ωστόσο, ακόμη και μικρότερες μπαταρίες, όπως π.χ. αυτές των 5 MW, οδηγούν σε σημαντική μείωση των εκπομπών, της τάξης του 2%.

Η εκτιμώμενη διάρκεια ζωής των μπαταριών απεικονίζεται στο Σχ. 56. Θεωρείται ότι οι μπαταρίες είναι τεχνολογίας ιόντων λιθίου, ενώ για την εξαγωγή του χρόνου ζωής αξιοποιείται η ετήσια καμπύλη επιπέδου φόρτισής τους, όπως αυτή προέκυψε από τις πραγματοποιηθείσες προσομοιώσεις εφαρμόζοντας τη μεθοδολογία του Παραρτήματος Δ. Οι παρατηρούμενοι χρόνοι ζωής κυμαίνονται μεταξύ 14 και 18 ετών, αναλόγως της εξεταζόμενης διαμόρφωσης αποθηκευτικού σταθμού. Η αυξημένη διάρκεια ζωής των μπαταριών, ανεξαρτήτως διαμόρφωσης, αποδίδεται στο γεγονός ότι όλοι οι αποθηκευτικοί σταθμοί συμβάλουν κατά κύριο λόγο στην παροχή εφεδρειών του συστήματος, με τη λειτουργία *arbitrage* να είναι σαφώς περιορισμένη. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα το επίπεδο φόρτισης των μπαταριών να εμφανίζει μικρές διακυμάνσεις (βλ. Σχ. 51), μη επιβαρύνοντας ουσιαστικά τη γήρανσή τους λόγω κύκλων φόρτιση-εκφόρτισης. Εν γένει, μπαταρίες δεδομένης ισχύος παρουσιάζουν αυξημένη διάρκεια ζωής για μικρότερες χωρητικότητες (π.χ. 1 h), καθώς η φόρτιση και εκφόρτισή τους πραγματοποιείται σε μερική ισχύ, τουλάχιστον όταν εκφράζεται ως μέση ωριαία ποσότητα ενέργειας, με αποτέλεσμα να παρατηρούνται ελάχιστες μεταβολές του επιπέδου φόρτισής τους.

Η ανάλυση που προηγήθηκε, ανέδειξε ένα βασικό συμπέρασμα: **Ενώ η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος του αποθηκευτικού σταθμού δημιουργεί σημαντικά οφέλη για το αυτόνομο σύστημα, το μέγεθος της χωρητικότητάς του δεν παίζει τόσο σημαντικό ρόλο.** Για τον λόγο αυτό, στις επόμενες παραγράφους του παρόντος Κεφαλαίου θα χρησιμοποιηθούν διαμορφώσεις αποθηκευτικών σταθμών περιορισμένης χωρητικότητας, μόλις 1 ώρας. Φυσικά,

αυτό το συμπέρασμα ενδέχεται να διαφέρει για αυτόνομα συστήματα όπου η μεταφορά ενέργειας από την αιχμή στην κοιλάδα της ημερήσιας καμπύλης ζήτησης έχει οικονομικό κίνητρο, ή ακόμη και σε περιπτώσεις όπου ο σταθμός αποθήκευσης αποζημιώνεται για συμμετοχή σε άλλους μηχανισμούς, όπως π.χ. στην επάρκεια ισχύος του συστήματος, κατά το παράδειγμα των ΥΒΣ.

4.4.3. Λειτουργία υπό αυξημένες συνθήκες διείσδυσης ΑΠΕ

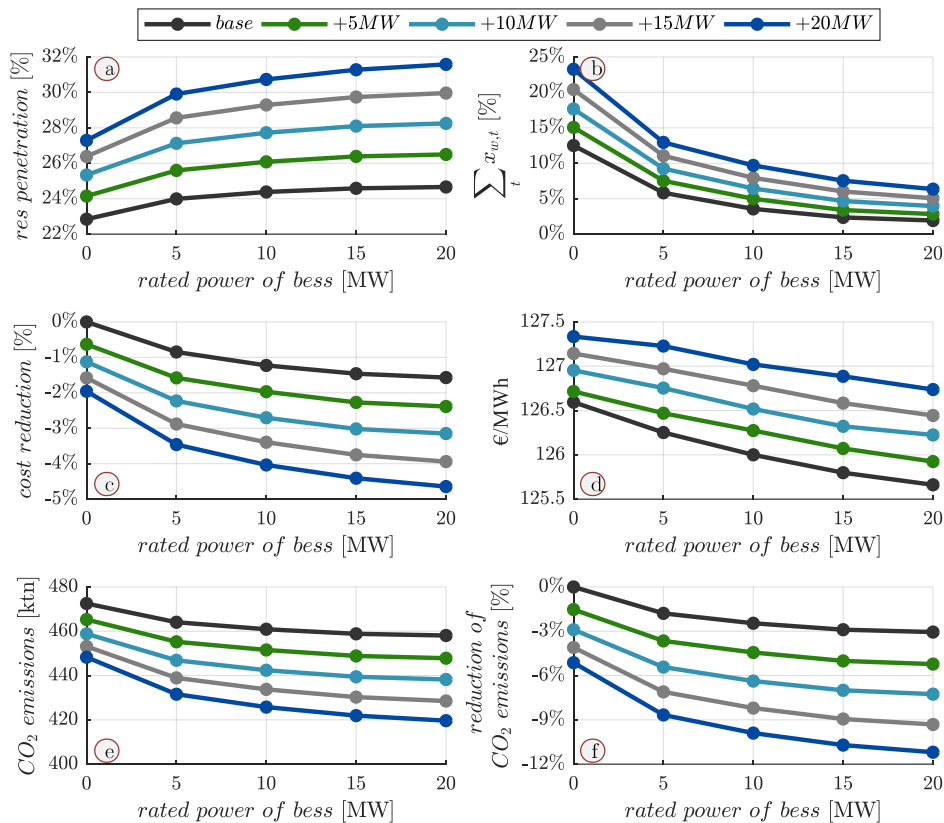
Τα αποτελέσματα της διερεύνησης της προηγούμενης παραγράφου κατέδειξαν ότι η παρουσία ευέλικτων κεντρικά διαχειριζόμενων αποθηκευτικών σταθμών οδηγούν σε σημαντική αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ και ταυτόχρονη εξάλειψη των περικοπών αιολικής παραγωγής. Το γεγονός αυτό αποτελεί μία πρώτη ένδειξη ότι η παρουσία της αποθήκευσης δημιουργεί πρόσθετο περιθώριο ανάπτυξης της παραγωγής ΑΠΕ, μειώνοντας τη συμφόρηση και τις συνακόλουθες περικοπές ισχύος και ενέργειας, αλλά και συμβάλλοντας στην ασφάλεια λειτουργίας του συστήματος.

Για να αξιολογηθεί η επίπτωση των αποθηκευτικών σταθμών κεντρικής διαχείρισης στη λειτουργία του συστήματος και τα προσδοκώμενα οφέλη από την ένταξή τους υπό αυξημένες συνθήκες διείσδυσης των ΑΠΕ, διερευνώνται τα σενάρια ανάπτυξης των ΑΠΕ R.1 έως R.20 του πίνακα Π. 10. Το σύστημα πλέον αξιολογείται για εγκατεστημένη ισχύ αιολικών 60 MW (+5), 65 MW (+10), 70 MW (+15) και 75 MW (+20). Για κάθε νέα ισχύ Α/Π, εξετάζεται η λειτουργία του συστήματος απουσία αποθήκευσης αλλά και παρουσία αποθηκευτικών σταθμών μεγέθους 5/1, 10/1, 15/1 και 20/1 MW/h. Παράλληλα γίνεται η θεώρηση ότι το σύστημα είναι ήδη αρκετά κορεσμένο ώστε να υποδεχθεί επιπλέον εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ απουσία των αποθηκευτικών συστημάτων, συνεπώς οι μονάδες κεντρικής αποθήκευσης λειτουργούν ως το μέσο αύξησης του περιθωρίου διείσδυσης των ΑΠΕ στο νησί.

Στο Σχ. 57 παρουσιάζεται η διείσδυση ΑΠΕ (% της ζήτησης), οι απορρίψεις ενέργειας των Α/Π συναρτήσει της ισχύος του σταθμού αποθήκευσης, η μεταβολή του συνολικού κόστους του συστήματος και το ανηγμένο κόστος συμβατικής παραγωγής, καθώς επίσης και η μεταβολή στις εκπομπές CO₂ για όλα τα εξεταζόμενα σενάρια διείσδυσης ΑΠΕ (καμπύλες με διαφορετικά χρώματα).

Η ένταξη του σταθμού αποθήκευσης οδηγεί πάντοτε σε μείωση των απορρίψεων και άρα αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ, με τα αποτελέσματα να είναι αισθητά καλύτερα υπό συνθήκες υψηλής εγκατεστημένης ισχύος Α/Π. Πιο συγκεκριμένα, η επιτυγχανόμενη μέγιστη διείσδυση των ΑΠΕ φτάνει έως το ~32% για επιπλέον 20 MW Α/Π και αποθηκευτικό σταθμό 20MW/1h, ενώ παράλληλα οι απορρίψεις αιολικής παραγωγής στην περίπτωση αυτή είναι μόλις στο 6%, αρκετά χαμηλότερες σε σχέση με το βασικό σενάριο χωρίς αποθήκευση.

Η συμπεριφορά αυτή σηματοδοτεί ότι σταθμοί κεντρικής αποθήκευσης αυξάνουν την ικανότητα υποδοχής μονάδων ΑΠΕ στο σύστημα, δεδομένου ότι η παρουσία τους μπορεί πλέον να υποστηρίξει νέα εγκατεστημένη αιολική ισχύ, η οποία, με κατάλληλη διαστασιολόγηση, τελικώς οδηγεί σε αντίστοιχα επίπεδα περικοπών με αυτά του βασικού σεναρίου, χωρίς αποθήκευση. Η παρατήρηση αυτή είναι εξαιρετικά σημαντική, καθώς αποδεικνύει ότι η ανάπτυξη αποθηκευτικών συστημάτων κεντρικής διαχείρισης καθιστά εφικτή την απελευθέρωση περιθωρίου διείσδυσης ΑΠΕ σε ένα ήδη κορεσμένο αυτόνομο σύστημα. Η συσχέτιση του επιπλέον αιολικού παραγωγικού δυναμικού με το μέγεθος της αποθήκης μπορεί να βασίζεται στον απλό κανόνα διατήρησης των αιολικών περικοπών στο ίδιο επίπεδο με αυτό προ της ένταξης του αποθηκευτικού σταθμού και της επιπλέον εγκατάστασης Α/Π. Προκειμένου τα επίπεδα απορρίψεων να διατηρούνται περίπου σταθερά, η αναλογία ισχύος νέων Α/Π προς την αναγκαία ισχύ μπαταριών πρέπει να κυμαίνεται μεταξύ του περίπου 2:1 ([78]) και 3.5:1 (Σχ. 57 (β)), αναλόγως του επιδιωκτού στόχου απορρίψεων, γεγονός που συνιστά σημαντικό ποιοτικό εύρημα.

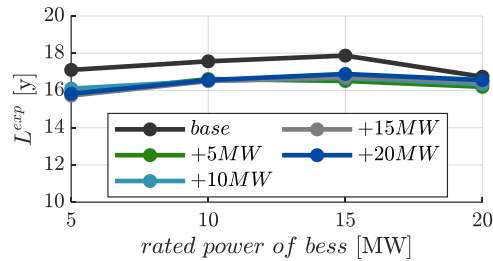


Σχ. 57: Ετήσια οφέλη συστήματος σε συνθήκες αυξημένης διείσδυσης ΑΠΕ, ανά σενάριο του Π. 10 : (α) διείσδυση ΑΠΕ, (β) περικοπές αιολικής παραγωγής (γ) μεταβολή μεταβλητού κόστους συστήματος σε σχέση με την περίπτωση χωρίς αποθήκη και χωρίς αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ (μεταβλητό συμβατικών και αποζημίωση ΑΠΕ) (%), (δ) ανηγμένο κόστος συμβατικής παραγωγής σε €/MWh_{αμφ.}, (ε) εκπομπές CO₂ συμβατικών μονάδων σε kt/y και (στ) αντίστοιχη μείωση εκπομπών CO₂ σε σχέση με το σενάριο χωρίς αποθήκευση και χωρίς αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ.

Το συνολικό κόστος του συστήματος παραγωγής στα σενάρια αυξημένης διείσδυσης ΑΠΕ (Σχ. 57 (γ)) είναι μειωμένο λόγω του ότι η ενέργεια ΑΠΕ αποζημιώνεται σε τιμές χαμηλότερες της συμβατικής. Η αύξηση της παραγωγής των αιολικών πάρκων με την ένταξη σταθμού αποθήκευσης οδηγεί σε περαιτέρω μείωση τόσο του συνολικού κόστους του συστήματος, το οποίο μπορεί να μειωθεί έως και 5 ποσοστιαίες μονάδες, όσο και του μεταβλητού κόστους συμβατικής παραγωγής (Σχ. 57 (δ)). Ειδικότερα για το μεταβλητό κόστος συμβατικής παραγωγής, αυτό αυξάνει με την αύξηση της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος, καθώς η παραγωγή των ενταγμένων συμβατικών μονάδων συμπιέζεται πιο κοντά στην τεχνικά ελάχιστη, λειτουργώντας σε σαφώς λιγότερο αποδοτικό σημείο, ώστε το σύστημα να απορροφήσει κατά το δυνατόν περισσότερη ενέργεια ΑΠΕ. Η λειτουργία των συμβατικών μονάδων βελτιώνεται πάντοτε με την ένταξη αποθηκευτικών σταθμών.

Σχετικά με τις εκπομπές CO₂, αυτές μειώνονται με την ανάπτυξη των ΑΠΕ (Σχ. 57 (ε) και (στ)), όπως άλλωστε αναμενόταν, ενώ συνεχίζουν να μειώνονται σημαντικά με την είσοδο αποθηκευτικών σταθμών, λόγω της ενίσχυσης της διείσδυσης των ΑΠΕ. Για τις εξεταζόμενες διαμορφώσεις αποθηκευτικών σταθμών και τα δεδομένα σενάρια ανάπτυξης των ΑΠΕ, η μέγιστη μείωση των εκπομπών CO₂ φτάνει το ~11.5%.

Παράλληλα, η διάρκεια ζωής των μπαταριών κάθε διαμόρφωσης είναι εξαιρετικά ικανοποιητική,



Σχ. 58: Εκτιμώμενος χρόνος ζωής για κάθε εξεταζόμενη διαμόρφωση αποθηκευτικού σταθμού του Π. 10, βάσει του ετήσιου προφίλ λειτουργίας του.

καθώς μόνιμα υπερβαίνει τα 16 έτη, όπως φαίνεται από το Σχ. 58, με τον επικρατέστερο παράγοντα γήρανσης να είναι η αναπόφευκτη ημερολογιακή γήρανση, έναντι της κόπωσης λόγω κύκλων λειτουργίας.

4.5. Αξιολόγηση βιωσιμότητας επενδύσεων κεντρικής αποθήκευσης

Τα προσδοκώμενα οφέλη ενός αυτόνομου συστήματος από την ανάπτυξη αποθηκευτικών σταθμών κεντρικής διαχείρισης ποσοτικοποιήθηκαν και παρουσιάστηκαν στην προηγούμενη παράγραφο 4.4, σε περιορισμένες και αυξημένες συνθήκες διείσδυσης των ΑΠΕ. Η ιδέα ανάπτυξης σταθμών κεντρικής αποθήκευσης σε νησιωτικά συστήματα αποτελεί κατά βάση μία νέα προσέγγιση που έχει διερευνηθεί σε περιορισμένο βαθμό, σε αντίθεση με την εγκατάσταση αποθηκευτικών σταθμών στο πλαίσιο των ΥΒΣ. Η βιωσιμότητα των σχετικών επενδύσεων αλλά και ο τρόπος αποζημίωσής τους για τις παρεχόμενες υπηρεσίες τους προς το σύστημα, δεν έχει επαρκώς αναλυθεί. Παρακάτω θα γίνει προσπάθεια ποσοτικοποίησης της ελάχιστης αποζημίωσης του αποθηκευτικού σταθμού, ώστε να επιτυγχάνεται η βιωσιμότητά του, βάσει των παρεχόμενων υπηρεσιών ενέργειας και εφεδρειών που αυτός παρέχει στο σύστημα.

Σε μεγάλα ΣΗΕ, όπου λειτουργούν οργανωμένες αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, δεν προβλέπονται ειδικότεροι μηχανισμοί αποζημίωσης αποθηκευτικών σταθμών για τις παρεχόμενες υπηρεσίες τους. Στα συστήματα αυτά, οι μονάδες αποθήκευσης συμμετέχουν στην αγορά, η οποία θεωρείται εν γένει ανταγωνιστική, και αποζημιώνονται για το σύνολο των υπηρεσιών τους (*arbitrage*, υπηρεσίες εξισορρόπησης *-balancing*, βοηθητικές υπηρεσίες, παροχή αέργου, απόκριση συχνότητας κ.λπ.) μέσω των εκάστοτε υφιστάμενων μηχανισμών αποζημίωσης του συνόλου των μονάδων της αγοράς, [196], [197].

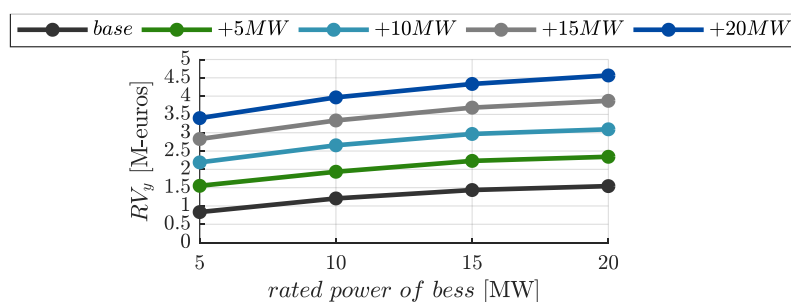
Αντίθετα, σε μικρά αυτόνομα συστήματα, όπως είναι τα νησιά, η προσδοκία αποζημίωσης των κεντρικά διαχειριζόμενων αποθηκευτικών μονάδων στο πλαίσιο της εκάστοτε αγοράς είναι μη ρεαλιστική, καθώς το υιοθετούμενο μοντέλο αγοράς απέχει ουσιωδώς από το ανταγωνιστικό μοντέλο προσφορών ενέργειας και τιμολογούμενων παρεχόμενων επικουρικών υπηρεσιών των μεγάλων ΣΗΕ. Ειδικότερα, στα αυτόνομα συστήματα, όπου παραδοσιακά δραστηριοποιείται ένας μοναδικός θερμικός παραγωγός, η διαχείριση του συμβατικού στόλου πραγματοποιείται με πλήρως ρυθμιζόμενο τρόπο, βάσει κριτηρίων ελαχιστοποίησης του αντικειμενικού μεταβλητού κόστους των μονάδων, χωρίς την ανάγκη υποβολής προσφορών, ώστε να αποφευχθεί η υπέρμετρη αύξηση του κόστους συστήματος. Στο πλαίσιο αυτό, μονάδες ΑΠΕ και ΥΒΣ, απολαμβάνουν προτεραιότητα στην ένταξη έναντι των θερμικών, για να ενισχυθεί η διείσδυση των ΑΠΕ. Η αποζημίωση των ΑΠΕ και των ΥΒΣ για την παρεχόμενη ενέργειά τους στο σύστημα, πραγματοποιείται βάσει προκαθορισμένων, σταθερών τιμών (*FiT*), οι οποίες αντικατοπτρίζουν το προσδοκώμενο έσοδο του σταθμού ανά MWh παραγωγής, λαμβάνοντας υπόψη μία εύλογη

απόδοση κεφαλαίου, ώστε η συνολική επένδυση να καταστεί βιώσιμη εντός του αναμενόμενου χρόνου ζωής της.

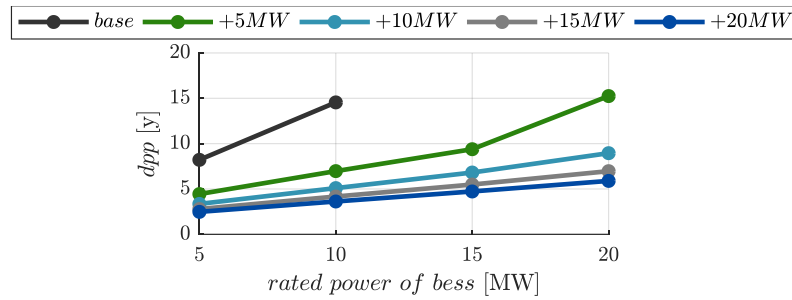
4.5.1. Έντοκη περίοδος αποπληρωμής (*DPP*)

Μία κατ' αρχήν προσέγγιση για την αξιολόγηση της βιωσιμότητας των επενδύσεων σε αποθηκευτικούς σταθμούς κεντρικής διαχείρισης μπορεί να βασιστεί στην υπόθεση ότι οι σταθμοί αυτοί δικαιούνται να καρπωθούν το σύνολο του οικονομικού οφέλους που δημιουργούν για το εξεταζόμενο σύστημα. Ειδικότερα, από την ανάλυση των §4.4.2 και §4.4.3 κατέστη εμφανές ότι η παρουσία της αποθήκευσης δύναται να αυξήσει σημαντικά τα περιθώρια υποδοχής ΑΠΕ σε ένα ήδη κορεσμένο σύστημα και συνεπώς να ενισχύσει τα συνακόλουθα οφέλη για το νησιωτικό ΣΗΕ, σχετικά με τη διείσδυση, την οικονομικότητα λειτουργίας και τη μείωση των εκπομπών CO₂. Από το Σχ. 57 (γ) φαίνεται ότι η μείωση του κόστους του συστήματος, αποζημιώνοντας τις ΑΠΕ στις τιμές αναφοράς τους, ξεκινάει από 1% και φτάνει έως το 5% του αρχικού κόστους, αναλόγως του μεγέθους αποθηκευτικού σταθμού που εξετάζεται. Αυτή ακριβώς τη μείωση κόστους μπορεί να θεωρηθεί ότι δικαιούται ως μέγιστο ετήσιο έσοδο ο κεντρικά διαχειριζόμενος αποθηκευτικός σταθμός, ώστε να αποσβέσει την επένδυση χωρίς η εγκατάστασή του να οδηγήσει σε αύξηση του πρότερου κόστους συστήματος. Με βάση τη θεώρηση αυτή, το μέγιστο ετήσιο έσοδο (*RV*) κάθε εξεταζόμενης διαμόρφωσης αποθηκευτικού σταθμού κεντρικής διαχείρισης απεικονίζεται στο Σχ. 59. Ο μηχανισμός μέσω του οποίου ο αποθηκευτικός σταθμός θα «ανακτήσει» το όφελος που παράγει για το σύστημα εντός του οποίου δραστηριοποιείται, αποτελεί ζήτημα σχεδίασης της αντίστοιχης αγοράς.

Ένας δείκτης βιωσιμότητας των επενδύσεων αποθήκευσης είναι η έντοκη περίοδος αποπληρωμής τους (*discounted payback period – DPP*). Η έντοκη περίοδος αποπληρωμής της εκάστοτε επένδυσης αποτελεί την περίοδο επανάκτησης του επενδυτικού κόστους της από τις καθαρές ταμιακές ροές της (*cash flows*), [198]. Πιο συγκεκριμένα, είναι ο αριθμός των ετών που απαιτούνται ώστε να καλυφθεί η αρχική δαπάνη με τη θεώρηση ότι η υπολειμματική αξία της επένδυσης είναι μηδενική. Ο υπολογισμός της έντοκης περιόδου αποπληρωμής μπορεί να γίνει μέσω της (106), θεωρώντας ετήσιο έσοδο το αποφευγόμενο κόστος συστήματος της (107), σε σχέση με το σενάριο αναφοράς. Στον υπολογισμό των καθαρών ταμιακών ροών της επένδυσης σε αποθηκευτικούς σταθμούς κεντρικής διαχείρισης θεωρείται ότι οι μπαταρίες αντικαθίστανται στα 10 έτη, η μέγιστη διάρκεια ζωής του σταθμού θεωρείται ίση με 20 έτη, ενώ λαμβάνεται υπόψη γραμμική απόσβεση των επιμέρους συνιστωσών της επένδυσης, καθώς και ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης και φορολογικός συντελεστής βάσει των στοιχείων του Παραρτήματος Β.



Σχ. 59: Μέγιστο ετήσιο έσοδο κάθε διαμόρφωσης αποθηκευτικού σταθμού κεντρικής διαχείρισης του Π. 10, το οποίο ισούται με την αντίστοιχη μείωση του κόστους συστήματος λόγω της παρουσίας της αποθήκευσης.



Σχ. 60: Εκτιμώμενη έντοκη περίοδος αποπληρωμής σε έτη κάθε διαμόρφωσης αποθηκευτικού σταθμού κεντρικής διαχείρισης του Π. 10.

Π. 11: Εκτιμώμενη έντοκη περίοδος αποπληρωμής σε έτη κάθε εξεταζόμενης διαμόρφωσης αποθηκευτικού σταθμού του Π. 10, θεωρώντας ότι ο σταθμός καρπώνεται το συνολικό όφελος που προκύπτει για το σύστημα λόγω της παρουσίας του.

Πρόσθετα Α/Π	Σταθμός αποθήκευσης [MW/h]			
	5/1	10/1	15/1	20/1
+ 0 MW (base)	8.2	14.5	>20	>20
+ 5 MW	4.4	7.0	9.4	15.2
+10 MW	3.4	5.1	6.8	8.9
+15 MW	2.8	4.2	5.5	7.0
+20 MW	2.5	3.6	4.7	5.9

$$\sum_{y=1}^{dpp} \frac{(RV_y - OM_y - D_y) \cdot (1 - T_y) + D_y}{(1+i)^y} = I_0^{bess} + \frac{I_{10}^{bess}}{(1+i)^{10}} \quad (106)$$

$$RV_y = C^{base} - C_y \quad (107)$$

Στο Σχ. 60 και στον Π. 11 παρουσιάζονται, σε έτη, τα αποτελέσματα εφαρμογής της (106) αναφορικά με την εκτιμώμενη έντοκη περίοδο αποπληρωμής των επενδύσεων για τις διαμορφώσεις σταθμών κεντρικής αποθήκευσης του Π. 10. Όπως γίνεται αντιληπτό, χωρίς την εγκατάσταση επιπλέον Α/Π στο νησί, αποθηκευτικοί σταθμοί χωρητικότητας μεγαλύτερης των 15 MWh δεν μπορούν να θεωρηθούν βιώσιμες επενδύσεις, καθώς η περίοδος αποπληρωμής τους ξεπερνά τα 20 έτη διάρκειας ζωής της επένδυσης. Πρακτικά, αυτό σημαίνει ότι η βελτίωση του κόστους συστήματος που προκαλείται λόγω της παρουσίας των σταθμών αυτών δεν επαρκεί ώστε να καλυφθούν τα επενδυτικά κόστη της αποθήκευσης. Ωστόσο, καθώς η εγκατεστημένη ισχύς των Α/Π του συστήματος αυξάνεται, η βιωσιμότητα των επενδύσεων σε αποθηκευτικούς σταθμούς κεντρικής διαχείρισης συνεχώς βελτιώνεται. Ειδικότερα, η εγκατάσταση επιπλέον μόλις 5 MW Α/Π στο σύστημα καθιστά βιώσιμες όλες τις εξεταζόμενες διαμορφώσεις αποθηκευτικών σταθμών, ενώ ελκυστικότερες αναδεικνύονται επενδύσεις σταθμών μικρής ισχύος και χωρητικότητας (π.χ. 5 MW/1 h). Για μεγαλύτερα επίπεδα διείσδυσης ο χρόνος αποπληρωμής των επενδύσεων μειώνεται ραγδαία, φτάνοντας ακόμη και τα 2.5 έτη για +20 MW Α/Π και αποθήκευση 5 MW/5 MWh.

Οι μειωμένοι χρόνοι αποπληρωμής των επενδύσεων αποθήκευσης για μεγάλες εγκατεστημένες ισχύεις Α/Π, οφείλονται στη μεγάλη μείωση του κόστους του συστήματος που προκαλείται από την υποκατάσταση ακριβής συμβατικής παραγωγής από φθηνότερη αιολική και στη θεώρηση ότι ο αποθηκευτικός σταθμός δύναται να καρπωθεί το σύνολο του οφέλους που δημιουργεί. Ωστόσο, η προσέγγιση αυτή, αν και δεν αυξάνει το κόστος του συστήματος σε σχέση με το σενάριο βάσης (χωρίς επιπλέον ΑΠΕ και αποθήκευση) φαίνεται να αφήνει περιθώρια υπερκέρδους για τους αποθηκευτικούς σταθμούς, οι οποίοι υπό προϋποθέσεις μπορούν να αποσβέσουν πλήρως την επένδυσή τους εντός μικρού διαστήματος (από 2.5 έως 5 χρόνια για μικρές διαμορφώσεις σταθμών

και μικρή αύξηση της ισχύος των Α/Π), χωρίς το σύστημα να αντιλαμβάνεται κάποιο επιπλέον οικονομικό όφελος. Συνεπώς, ένας μηχανισμός αποζημίωσης των σχετικών επενδύσεων θα έπρεπε να λαμβάνει υπόψη τα οφέλη που οι αποθηκευτικοί σταθμοί δημιουργούν για το σύστημα, εξασφαλίζοντας παράλληλα ότι αυτοί δεν αποζημιώνονται υπέρμετρα, ώστε να διασφαλίζεται ένα παραμένον όφελος για το σύστημα και τον τελικό καταναλωτή.

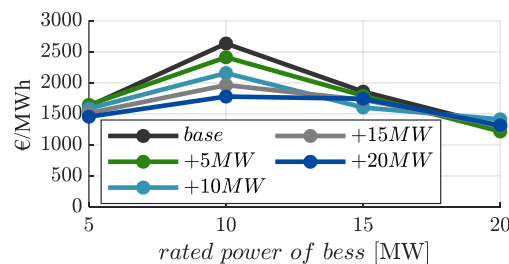
4.5.2. Σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE)

Πέραν της απλής υπόθεσης ότι οι αποθηκευτικοί σταθμοί δικαιούνται να λάβουν το σύνολο του οικονομικού οφέλους που δημιουργούν για το σύστημα, όπως στην προηγούμενη παράγραφο, παρακάτω θα γίνει μία απόπειρα προσδιορισμού του ενδεδειγμένου ύψους αμοιβής των σταθμών για τις υπηρεσίες που παρέχουν.

Ο πλέον καθιερωμένος δείκτης υπολογισμού του ενδεδειγμένου ύψους αμοιβής που πρέπει να λάβει μια επένδυση ΑΠΕ, προκειμένου να καταστεί βιώσιμη, είναι το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ενέργειας (LCOE). Το LCOE μίας επένδυσης κεντρικής αποθήκευσης, εκφρασμένο σε €/MWh παραγωγής, μπορεί να υπολογιστεί μέσω της (108), [198]. Ο παρονομαστής της (108) περιλαμβάνει την ενέργεια που ο αποθηκευτικός σταθμός εγχέει στο δίκτυο του νησιού. Επιπλέον, γίνεται η συντηρητική παραδοχή ότι οι μπαταρίες αντικαθίστανται στα 10 έτη, ενώ η συνολική επένδυση αποσβένεται σε 20 χρόνια, χωρίς να μένει αναπόσβεστη αξία εξοπλισμού.

$$LCOE = \frac{I_0^{bess} + \frac{I_{10}^{bess}}{(1+i)^{10}} + \sum_{y=1}^{20} \frac{OM_y \cdot (1-T_y) - D_y \cdot T_y}{(1+i)^y}}{(1-T_y) \cdot \sum_{y=1}^{20} \left(\frac{E_y^{bess}}{(1+i)^y} \right)} \quad (108)$$

Τα αποτελέσματα εφαρμογής της (108) για τα σενάρια του πίνακα Π. 10 παρουσιάζονται στο Σχ. 61. Η μειωμένη διακίνηση ενέργειας μέσω των μπαταριών εντός του έτους, λόγω της περιορισμένης λειτουργίας *arbitrage*, σε συνδυασμό με το αυξημένο επενδυτικό κόστος του σταθμού, έχει ως αποτέλεσμα οι τιμές του LCOE να είναι εξαιρετικά αυξημένες, κυμαινόμενες εντός μεγάλου εύρους που ξεκινά από τα 1100 €/MWh, για διαμορφώσεις μπαταριών μεγάλης ισχύος, και καταλήγει στα 2600 €/MWh για μικρότερου μεγέθους μπαταρίες. Όπως είναι εμφανές από το Σχ. 61, διαστασιολογήσεις μπαταριών ισχύος περί τα 10 MW οδηγούν στις περισσότερες αυξημένες τιμές LCOE. Η συμπεριφορά αυτή αποδίδεται στο γεγονός ότι σταθμοί αυτού του μεγέθους έχουν σχετικά αυξημένο επενδυτικό κόστος σε σχέση με μικρότερους (π.χ. αυτούς των 5 MW), διακινώντας όμως αντίστοιχη ποσότητα ενέργειας με σταθμούς μικρότερου μεγέθους. Αντίθετα, το υψηλότερο επενδυτικό κόστος των μεγαλύτερων μπαταριών αντισταθμίζεται μερικώς από την αυξημένη διακίνηση ενέργειάς τους, περιορίζοντας σχετικά τις τιμές του LCOE.



Σχ. 61: Σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE) για κάθε εξεταζόμενη διαμόρφωση αποθηκευτικού σταθμού του Π. 10, βάσει της ετήσιας ενέργειας που ο σταθμός αποδίδει στο δίκτυο του νησιού.

Οι πολύ υψηλές τιμές του $LCOE$, άνω των 1000 €/MWh, καθιστούν ρεαλιστικά μη εφαρμόσιμη την αποζημίωση των αποθηκευτικών σταθμών μέσω της κλασσικής μεθόδου αποζημίωσης της παραγόμενης ενέργειας. Επιπλέον της υψηλής τιμής $LCOE$, η έντονη διακύμανσή της αναλόγως της διαστασιολόγησης της μπαταρίας και των επικρατουσών συνθηκών ΑΠΕ, δυσχεραίνει ακόμη περισσότερο την εξαγωγή μίας ενιαίας, καθολικής τιμής αποζημίωσης, που θα μπορεί να εφαρμοστεί οριζοντίως και ανεξαρτήτως της εκάστοτε διαμόρφωσης του σταθμού.

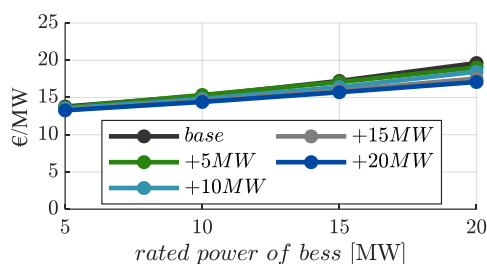
4.5.3. Σταθμισμένο κόστος εφεδρειών ($LCOR$)

Λαμβάνοντας υπόψη την περιορισμένη συμμετοχή της αποθήκης σε *arbitrage* και αξιολογώντας το γεγονός ότι η βασική συνεισφορά των ευέλικτων, κεντρικά διαχειριζόμενων αποθηκευτικών σταθμών στα νησιά έγκειται στην παροχή εφεδρειών ταχείας απόκρισης (§ 4.4), η αποζημίωση της παρεχόμενης $1^{ουσας}$ εφεδρείας του σταθμού μπαταριών μπορεί να συνιστά μια περισσότερο δόκιμη βάση αποζημίωσης των υπηρεσιών του σταθμού. Για το σκοπό αυτό, προτείνεται η υιοθέτηση ενός βιβλιογραφικά νέου δείκτη, του σταθμισμένου κόστους εφεδρείας ($LCOR$), για τον προσδιορισμό της εύλογης αποζημίωσης του αποθηκευτικού σταθμού, αντίστοιχου του $LCOE$ αλλά εξαρτώμενου μόνο από την παρεχόμενη ποσότητα $1^{ουσας}$ εφεδρείας.

Ο δείκτης $LCOR$ θεωρείται ότι αποτυπώνει πληρέστερα τη συμβολή των ευέλικτων κεντρικών συστημάτων αποθήκευσης στη λειτουργία του νησιού, προσδιορίζοντας την τιμή αγοράς της $1^{ουσας}$ εφεδρείας των μονάδων αποθήκευσης που δεσμεύεται. Η μαθηματική του διατύπωση πραγματοποιείται μέσω της (109). Επισημαίνεται ότι ο δείκτης $LCOR$, όπως τουλάχιστον ορίζεται από την (109), είναι κατάλληλος για μονάδες παροχής εφεδρειών, όπως είναι οι σταθμοί μπαταρίας που εξετάζονται στον παρόν Κεφάλαιο, αλλά λιγότερο εφαρμόσιμος για μονάδες/σταθμούς που παρέχουν ταυτόχρονα υπηρεσίες ενέργειας και ισχύος στο σύστημα. Ομοίως, δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί άμεσα για υπολογισμούς σε επίπεδο συστήματος, δεδομένου ότι στην περίπτωση αυτή συνυπάρχουν ανάγκες ενέργειας και εφεδρειών που πρέπει να καλυφθούν.

$$LCOR = \frac{I_0^{bess} + \frac{I_{10}^{bess}}{(1+i)^{10}} + \sum_{y=1}^{20} \frac{OM_y \cdot (1-T_y) - D_y \cdot T_y}{(1+i)^y}}{(1-T_y) \cdot \sum_{y=1}^{20} \left(\frac{\sum_{\xi} I_{\xi,y}^{up}}{(1+i)^y} \right)} \quad (109)$$

Το $LCOR$ των εξεταζόμενων διερευνήσεων αποτυπώνεται στο Σχ. 62 και στον πίνακα Π. 12, βάσει της δεσμευμένης $1^{ουσας}$ εφεδρείας από τον αλγόριθμο βελτιστοποίησης. Οι τιμές του $LCOR$ που προκύπτουν από την εφαρμογή της (109) είναι πολύ λογικότερες σε σχέση αυτές του $LCOE$ (Σχ. 61), ενώ εμφανίζουν αξιοσημείωτα μικρές διακυμάνσεις, μεταξύ 13.5–19.5 €/MWh παρεχόμενης $1^{ουσας}$ εφεδρείας. Όσο αυξάνεται η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών του συστήματος, και συνεπώς αυξάνονται οι ανάγκες $1^{ουσας}$ εφεδρείας, τόσο μειώνεται η διακύμανση τιμής του $LCOR$ για τις διάφορες εξεταζόμενες διαμορφώσεις μπαταριών, καθώς ταυτόχρονα αυξάνεται η συμβολή των μεγάλων αποθηκευτικών σταθμών στην κάλυψη των νέων αυξημένων αναγκών εφεδρείας. Σε κάθε περίπτωση, η μικρή διακύμανση τιμής μεταξύ των διαφόρων διαμορφώσεων αποθηκευτικού σταθμού, ανεξαρτήτως συνθηκών εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ, αποτελεί ένδειξη ότι η θέσπιση μίας ενιαίας τιμής αποζημίωσης εφεδρειών, εντός των περιορισμένων ορίων που προκύπτουν από την παρούσα ανάλυση, μπορεί να οδηγήσει σε ελκυστικές και βιώσιμες επενδύσεις.



Σχ. 62: Σταθμισμένο κόστος εφεδρειών (LCOR) για κάθε εξεταζόμενη διαμόρφωση αποθηκευτικού σταθμού του Π. 10, βάσει της ετήσιας πρωτεύουσας εφεδρείας που ο αλγόριθμος βελτιστοποίησης δεσμεύει για παροχή από τον σταθμό μπαταρίας.

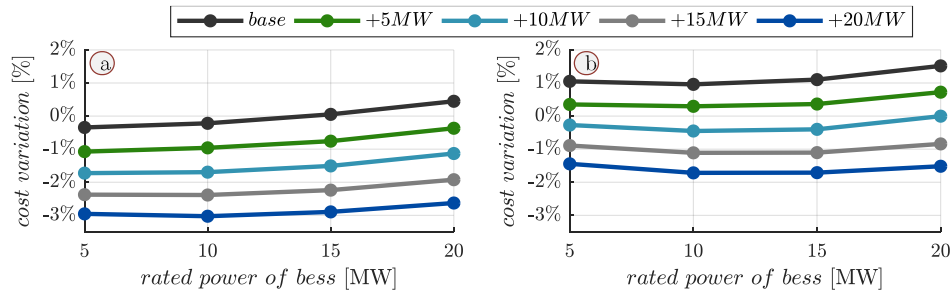
Π. 12: LCOR κάθε εξεταζόμενης διαμόρφωσης αποθηκευτικού σταθμού του Π. 10.

Πρόσθετα Α/Π	Σταθμός αποθήκευσης [MW/h]			
	5/1	10/1	15/1	20/1
+ 0 MW (base)	13.78	15.23	17.22	19.62
+ 5 MW	13.65	15.33	17.06	19.04
+10 MW	13.52	14.81	16.40	18.45
+15 MW	13.35	14.55	15.92	17.55
+20 MW	13.27	14.40	15.70	17.08

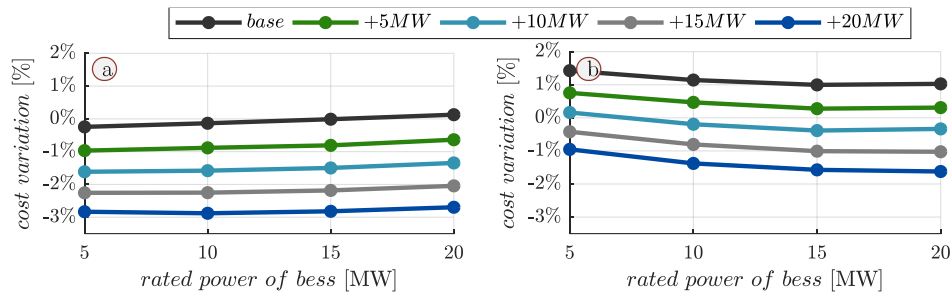
Παράλληλα, ενδεχόμενη αποζημίωση και των λοιπών τύπων εφεδρειών στους οποίους συμμετέχει ο αποθηκευτικός σταθμός (π.χ. πρωτεύουσα αρνητική ή δευτερεύουσα εφεδρεία), θα οδηγούσε σε ακόμη μικρότερη τιμή αποζημίωσης της πρωτεύουσας θετικής εφεδρείας (μειωμένο LCOR), δεδομένου ότι ο σταθμός θα λάμβανε συμπληρωματικά έσοδα από διάφορες πηγές που θα διασφάλιζαν μέρος της βιωσιμότητας της επένδυσης.

Στο Σχ. 63 (α) απεικονίζεται η μεταβολή του κόστους συστήματος όταν κάθε αποθηκευτικός σταθμός αποζημιώνεται στο LCOR του (βλ. πίνακα Π. 12), όπου οι μεταβολές υπολογίζονται με αναφορά στο κόστος του σεναρίου βάσης, χωρίς αποθηκευτικούς σταθμούς. Στις περισσότερες των περιπτώσεων, το κόστος του συστήματος παρουσία σταθμού αποθήκευσης που πληρώνεται στο LCOR του για την παρεχόμενη πρωτεύουσα εφεδρεία του, παραμένει μικρότερο από αυτό του σεναρίου αναφοράς. Ωστόσο, η δημιουργία μηχανισμού αποζημίωσης της πρωτεύουσας εφεδρείας των μονάδων του αυτόνομου συστήματος, θα έπρεπε να λαμβάνει υπόψη όλες τις μονάδες που διαθέτουν τη δυνατότητα παροχής αντίστοιχων υπηρεσιών, ήτοι τις μονάδες αποθήκευσης και τις συμβατικές μονάδες του νησιού, ώστε να διασφαλίζεται η ισότιμη μεταχείριση όλων των συμμετεχόντων στην αγορά. Βάσει αυτού του κανόνα, στο Σχ. 63 (β) παρουσιάζεται η επίπτωση στο κόστος συστήματος, εάν η αποζημίωση στο LCOR κάθε διαμόρφωσης επεκταθεί, πέραν των αποθηκευτικών σταθμών, και στις συμβατικές μονάδες του συστήματος. Όπως είναι πλέον εμφανές, το κόστος συστήματος παρουσιάζει μικρή αύξηση για χαμηλές εγκατεστημένες ισχύεις Α/Π (έως +5 MW) αντισταθμίζοντας τα οφέλη που αρχικά δημιουργήθηκαν από την εισαγωγή της αποθήκευσης, ενώ συνεχίζει να εμφανίζει μείωση για τις μεγαλύτερες ισχύεις Α/Π, ανεξαρτήτως μεγέθους μπαταρίας.

Στο Σχ. 64 παρουσιάζονται αντίστοιχα αποτελέσματα με αυτά του Σχ. 63, θεωρώντας ωστόσο ότι η παρεχόμενη 1^{ου}σας εφεδρεία αποζημιώνεται με σταθερή τιμή (*reserves tariff*), ίση με 16.5 €/MWh πρωτεύουσας εφεδρείας, η οποία προκύπτει ως το μέσο του εύρους διακύμανσης του LCOR και διασφαλίζει την καταρχήν βιωσιμότητα όλων των μικρών σταθμών μπαταριών (μικρότερων των 15 MW), ανεξαρτήτως εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ. Τα παρατηρούμενα αποτελέσματα είναι ποιοτικά αντίστοιχα με αυτά που αναλύθηκαν για το Σχ. 63, ελαφρώς δυσμενέστερα για το κόστος συστήματος όταν εξετάζονται μικρές διαμορφώσεις μπαταριών που διαθέτουν χαμηλό LCOR.



Σχ. 63: (α) Μεταβολή του κόστους συστήματος για αποζημίωση της θετικής πρωτεύουσας εφεδρείας των αποθηκευτικών σταθμών, στο LCOR της εκάστοτε διαμόρφωσης και (β) μεταβολή του κόστους συστήματος για αποζημίωση της θετικής πρωτεύουσας εφεδρείας όλων των μονάδων που την παρέχουν στο LCOR της εκάστοτε διαμόρφωσης.



Σχ. 64: (α) Μεταβολή του κόστους συστήματος για αποζημίωση της θετικής πρωτεύουσας εφεδρείας των αποθηκευτικών σταθμών, με τιμή 16.5 €/MWh και (β) μεταβολή του κόστους συστήματος για αποζημίωση της θετικής πρωτεύουσας εφεδρείας όλων των μονάδων που την παρέχουν, με τιμή 16.5 €/MWh.

Κεφάλαιο 5

Συγκριτική αξιολόγηση συστημάτων αποθήκευσης κεντρικής και αποκεντρωμένης διαχείρισης

Στο παρόν Κεφάλαιο πραγματοποιείται συγκριτική αξιολόγηση αποθηκευτικών συστημάτων κεντρικής και αποκεντρωμένης διαχείρισης, ώστε να εξεταστεί η συμβολή τους στην ενίσχυση της διείσδυσης ΑΠΕ. Για τον σκοπό αυτό, αξιοποιείται ο αλγόριθμος διαχείρισης που παρουσιάστηκε στα Κεφάλαια 3 και 4 θεωρώντας ότι η εγκατάσταση επιπλέον ισχύος 75 MW Α/Π στο νησί μπορεί να υποστηριχθεί είτε από κεντρική αποθήκευση, είτε από αποθήκευση εντασσόμενη στο πλαίσιο λειτουργίας των ΥΒΣ. Διερευνώνται συνολικά 100 διαστασιολογήσεις αποθηκευτικών σταθμών, με τις μισές να αφορούν ΥΒΣ και τις λοιπές κεντρικά διαχειριζόμενες διατάξεις. Αξιολογείται η επίπτωση κάθε διαμόρφωσης στη διείσδυση ΑΠΕ, ενώ καθορίζεται το ιδανικό μέγεθος αποθήκευσης για κάθε τυπολογία ώστε να επιτυγχάνονται συγκεκριμένα επίπεδα διείσδυσης.

5.1. Εισαγωγή

Στις προηγούμενες ενότητες της διατριβής παρουσιάστηκε η λειτουργία αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων παρουσία ευέλικτων αποθηκευτικών σταθμών οι οποίοι είτε εξετάζονται ως μονάδες κεντρικής διαχείρισης, υπό τον άμεσο έλεγχο του Διαχειριστή του συστήματος, είτε εντάσσονται στο αποκεντρωμένο πλαίσιο λειτουργίας και διαχείρισης των ΥΒΣ. Ειδικότερα, στο Κεφάλαιο 3 παρουσιάστηκε η μαθηματική μοντελοποίηση του συστήματος όταν στην ηλεκτροπαραγωγή του συμμετέχουν ΥΒΣ και αποτιμήθηκαν τα αναμενόμενα οφέλη για το σύστημα, ενώ στο Κεφάλαιο 4 καταστρώθηκε το πρόβλημα διαχείρισης της παραγωγής παρουσία αποθηκευτικών σταθμών κεντρικής διαχείρισης και αναδείχθηκε η συμβολή τους στην ενίσχυση της διείσδυσης ΑΠΕ και την αύξηση της ευελιξίας του συστήματος.

Τα δύο εξετασθέντα σχήματα ανάπτυξης της αποθήκευσης των προηγούμενων Κεφαλαίων ωφελούν σημαντικά τη διείσδυση των ΑΠΕ ενισχύοντας τα περιθώρια υποδοχής ανανεώσιμων πηγών, παρουσιάζουν όμως δομικές διαφορές αναφορικά με τον τρόπο ενσωμάτωσης και διαχείρισης της αποθήκευσης στο ηλεκτρικό σύστημα. Παράλληλα, τόσο στην περίπτωση της αποθήκευσης κεντρικής διαχείρισης, όσο και σε αυτή των ΥΒΣ, στο ηλεκτρικό σύστημα του νησιού ενσωματώνονται αντίστοιχα στοιχεία παραγωγικού δυναμικού (αποθήκευση και ΑΠΕ), τα οποία καταλήγουν να υπόκεινται σε τελικώς διαφοροποιημένους κανόνες διαχείρισης, βάσει του εκάστοτε εξεταζόμενου μοντέλου. Στόχος του παρόντος Κεφαλαίου είναι η συγκριτική αξιολόγηση των δύο αυτών εναλλακτικών υποδειγμάτων, προκειμένου να επιτυγχάνονται αντίστοιχα υψηλές διεισδύσεις ΑΠΕ σε ένα νησιωτικό σύστημα, αξιοποιώντας ευέλικτους αποθηκευτικούς σταθμούς ταχείας απόκρισης συνδυαστικά με την ανάπτυξη νέων αιολικών πάρκων. Συγκεκριμένα, αξιολογούνται συγκριτικά οι παρακάτω δύο θεωρήσεις:

- Οι πρόσθετες ΑΠΕ και ο αποθηκευτικός σταθμός ενσωματώνονται στο νησιωτικό σύστημα με τη μορφή ΥΒΣ, οπότε γίνονται αντιληπτοί από τον Διαχειριστή του νησιού ως μία ενιαία οντότητα, πλήρως κατανεμόμενη, η οποία συμμετέχει στην προημερήσια αγορά του νησιού υποβάλλοντας προσφορές ενέργειας που καλύπτουν τον ορίζοντα της επόμενης ημέρας κατανομής. Ο Διαχειριστής συστήματος κατανέμει την προσφερθείσα ενέργεια κατά βέλπστο τρόπο εντός της εξεταζόμενης ημέρας, αποστέλλοντας κατάλληλες εντολές κατανομής προς τον υβριδικό σταθμό για υλοποίηση. Ο Διαχειριστής συστήματος δεν έχει τη δυνατότητα απευθείας ελέγχου των αποθηκευτικών συστημάτων ή των μονάδων ΑΠΕ του ΥΒΣ. Υποχρέωση του υβριδικού παραγωγού, είναι η συμμόρφωση με τις εντολές του Διαχειριστή συστήματος, συντονίζοντας κατάλληλα το παραγωγικό του δυναμικό (ΑΠΕ και αποθήκη). Σε περίπτωση ανικανότητας εκπλήρωσης των υποχρεώσεων του υβριδικού σταθμού, δηλαδή όταν δεν ικανοποιείται πλήρως μία εντολή κατανομής, επιβάλλονται από τον Διαχειριστή χρεώσεις αποκλίσεων και κυρώσεις μη συμμόρφωσης. Περισσότερες λεπτομέρειες αναφορικά με το πλαίσιο λειτουργίας και διαχείρισης των ΥΒΣ βρίσκονται στην § 3.2 καθώς και στα [20], [21], [50], [73], [78], [79], [81], [87], [199].
- Οι ΑΠΕ και ο αποθηκευτικός σταθμός εγκαθίστανται στο σύστημα ΜΔΝ ως ανεξάρτητες οντότητες. Οι αποθηκευτικές μονάδες υπόκεινται στον άμεσο έλεγχο του Διαχειριστή του συστήματος. Οι πρόσθετες ΑΠΕ διαθέτουν τον εγγενώς στοχαστικά μεταβαλλόμενο χαρακτήρα τους, όπως οι λοιπές του συστήματος, χωρίς να κατανέμονται βάσει των κανόνων των ΥΒΣ. Το αποθηκευτικό σύστημα κεντρικής διαχείρισης αποτελεί το μέσο για την εγκατάσταση της επιπλέον ισχύος ΑΠΕ στο νησί, χαλαρώνοντας τα περιθώρια διείσδυσης του συστήματος. Χωρίς τον κεντρικά διαχειριζόμενο αποθηκευτικό σταθμό,

οποιαδήποτε ανάπτυξη νέων μονάδων ΑΠΕ δεν θα ήταν εφικτή, λόγω ύπαρξης συνθηκών συμφόρησης στο σύστημα. Τα οφέλη από την παρουσία του ελέκτου αποθηκευτικού σταθμού στο σύστημα τα καρπώνονται όλοι οι συμμετέχοντες στην αγορά (υφιστάμενοι και νέοι παραγωγοί ΑΠΕ, θερμικοί παραγωγοί κλπ.). Περισσότερες λεπτομέρειες αναφορικά με τον τρόπο λειτουργίας και διαχείρισης των ΜΔΝ παρουσία κεντρικά διαχειριζόμενων συστημάτων αποθήκευσης, αλλά και σχετικά με τα πιθανά μοντέλα αποζημίωσης τέτοιων επενδύσεων μπορούν να βρεθούν στις § 4.2 και §4.5 καθώς και στις εργασίες [45], [76], [78], [79].

Προφανώς, οι δύο παραπάνω θεωρήσεις διαφέρουν σημαντικά μεταξύ τους στον τρόπο διαχείρισης των συνιστωσών ΑΠΕ και αποθήκευσης. Στη μεν πρώτη θεώρηση, οι νέες μονάδες ΑΠΕ και οι υποδομές αποθήκευσης συνδυάζονται ώστε να λειτουργούν ως μία ενιαία κατανεμόμενη οντότητα και υπό την αποκεντρωμένη εσωτερική διαχείριση του λειτουργού του σταθμού, ενώ στη δεύτερη θεώρηση ο Διαχειριστής ΜΔΝ αποκτά κεντρικό ρόλο στη διαχείριση των αποθηκευτικών συνιστωσών, χωρίς να υπάρχει συσχέτισή τους με την παραγωγή ΑΠΕ ή μεσολάβηση άλλου παραγωγού.

Στόχος του παρόντος Κεφαλαίου είναι ο προσδιορισμός του καταλληλότερου σχήματος αποθήκευσης για την υποστήριξη του πρόσθετου δυναμικού ΑΠΕ, μεταξύ των παραπάνω δύο, ώστε να επιτευχθεί η μέγιστη διείσδυση ΑΠΕ στο νησί υπό οικονομικούς όρους, αλλά και να προσδιοριστεί το καταλληλότερο μέγεθος αποθηκευτικού σταθμού που θα οδηγήσει στο αποτέλεσμα αυτό.

5.2. Περιγραφή εξεταζόμενων σεναρίων

Για να είναι εφικτή η σύγκριση μεταξύ των δύο μεθοδολογιών διαχείρισης των αποθηκευτικών συστημάτων σε συνθήκες αυξημένης διείσδυσης ΑΠΕ, η συνολικά εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ στο αυτόνομο σύστημα πρέπει να είναι κοινή σε κάθε περίπτωση. Για τον λόγο αυτό, θεωρείται ότι στο υπό εξέταση νησιωτικό σύστημα εγκαθίστανται επιπλέον 75 MW Α/Π, οδηγώντας σε συνολικά εγκατεστημένη ισχύ αιολικών στο σύστημα περίπου ίση με το 60% της αιχμής. Η νέα ισχύς Α/Π θεωρείται ότι είτε θα ενσωματωθεί εντός ΥΒΣ, είτε θα υποστηριχθεί από αποθηκευτικούς σταθμούς κεντρικής διαχείρισης. Παράλληλα, δεδομένου ότι δεν υπάρχει προκαθορισμένη και μονοσήμαντη απάντηση αναφορικά με το μέγεθος αποθηκευτικού σταθμού που μπορεί να συνδυαστεί με τις επιπλέον ΑΠΕ σε κάθε σχήμα διαχείρισης, θα εξεταστεί και θα αξιολογηθεί ένα σύνολο διαφορετικών αποθηκευτικών διατάξεων.

Ειδικότερα, **προκειμένου περί ΥΒΣ**, θα εξεταστούν σταθμοί των οποίων ο λόγος της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ προς την εγγυημένη ισχύ τους κυμαίνεται από 1.07 έως 2.5 (Π. 13), ενώ η αποθηκευτική τους ικανότητα, σε ισοδύναμες ώρες λειτουργίας στην εγγυημένη ισχύ, κυμαίνεται από 6 έως 15 ώρες, όπως φαίνεται στον Π. 14. Συνδυάζοντας τις τιμές των Π. 13 και Π. 14, προκύπτουν 50 διαμορφώσεις υβριδικών σταθμών παραγωγής προς εξέταση, οι οποίες περιλαμβάνουν αποθηκευτικούς σταθμούς διαφόρων μεγεθών χωρητικότητας (από 180 MWh έως 1050 MWh) και εγγυημένης ισχύος (από 30 MW έως 70 MW). Η εγκατεστημένη ισχύς των ελεγχόμενων μονάδων του ΥΒΣ ισούται με το 95% της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ, ώστε να είναι εφικτή η απορρόφηση πρακτικά του συνόλου της διαθέσιμης παραγωγής ΑΠΕ του σταθμού. Αντίθετα, η εγγυημένη ισχύς του σταθμού, που αποτελεί χαρακτηριστικό μέγεθος του και καθορίζει τη συμμετοχή του στην επάρκεια ισχύος του συστήματος, δεν συμπίπτει απαραίτητα με την εγκατεστημένη ισχύ του, καθώς μπορεί να είναι σημαντικά μικρότερη αυτής, εφόσον ο υβριδικός παραγωγός το επιλέξει. Προφανώς, το ύψος της εγγυημένης ισχύος του ΥΒΣ αποτελεί παράμετρο

εξετάσης, ενώ πρέπει να είναι τέτοιο ώστε να μεγιστοποιεί τα οφέλη του σταθμού και ει δυνατόν, να ευνοεί τη συνολική λειτουργία του νησιωτικού συστήματος.

Π. 13: Συσχέτιση εγκαταστημένης ισχύος ΑΠ και εγγυημένης ισχύος εικονικών σταθμών παραγωγής

P_w/P^{guar}	2.500	1.875	1.500	1.250	1.071
----------------	-------	-------	-------	-------	-------

Π. 14: Χωρητικότητα αποθήκης εικονικών σταθμών παραγωγής σε ισοδύναμες ώρες εγγυημένης ισχύος

Storage capacity (@ equivalent hours of P^{guar})	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
---	---	---	---	---	----	----	----	----	----	----

Προκειμένου περί σταθμών αποθήκευσης κεντρικής διαχείρισης, θα εξεταστούν σταθμοί των οποίων η ισχύς εξόδου ως ποσοστό της νέας εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ στο σύστημα κυμαίνεται από 10% έως 100% (Π. 15), ενώ η αποθηκευτική τους ικανότητα, σε ισοδύναμες ώρες λειτουργίας της ισχύος εξόδου τους ξεκινά από 1 ώρα και φτάνει τις 10 ώρες, όπως φαίνεται στον Π. 16. Συνολικά, προκύπτουν 50 διαμορφώσεις αποθηκευτικών σταθμών κεντρικής διαχείρισης προς εξέταση, των οποίων η χωρητικότητα ξεκινά από μόλις 7.5 MWh και φτάνει έως τις 750 MWh. Στην περίπτωση του αποθηκευτικού σταθμού κεντρικής διαχείρισης, η συνολική ισχύς εξόδου του είναι μονίμως διαθέσιμη προς αξιοποίηση από τον Διαχειριστή του συστήματος, σε αντίθεση με τους ΥΒΣ όπου διαθέσιμη είναι κατά βάση η εγγυημένη ισχύς τους. Επιπλέον, επισημαίνεται ότι οι κεντρικά διαχειριζόμενες αποθηκευτικές μονάδες συνεισφέρουν στη βελτίωση της λειτουργίας του όλου συστήματος, χωρίς η λειτουργία τους να είναι άμεσα συνδεδεμένη με την παραγωγή συγκεκριμένων σταθμών ΑΠΕ.

Π. 15: Ονομαστική ισχύς αποθηκευτικού σταθμού κεντρικής διαχείρισης ως ποσοστό της νέας εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ στο σύστημα

Storage rated power (% of P^{res})	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
--	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	------

Π. 16: Χωρητικότητα αποθηκευτικού σταθμού κεντρικής διαχείρισης σε ισοδύναμες ώρες ονομαστικής ισχύος του

Storage capacity (@ equivalent hours of P^{max})	1.0	2.5	5.0	7.5	10.0
--	-----	-----	-----	-----	------

Βάσει των ανωτέρω, συνολικά θα εξεταστούν 100 διαφορετικά ετήσια σενάρια, με τα μισά να αφορούν διαφορετικές διαμορφώσεις ΥΒΣ και τα λοιπά διαφορετικές διαστασιολογήσεις αποθηκευτικού σταθμού κεντρικής διαχείρισης. Ο αποθηκευτικός σταθμός σε κάθε περίπτωση θεωρείται τύπου συσσωρευτών τεχνολογίας ιόντων λιθίου, με συνολικό βαθμό απόδοσης (για πλήρη κύκλο απορρόφησης και παραγωγής) ίσο με 80%.

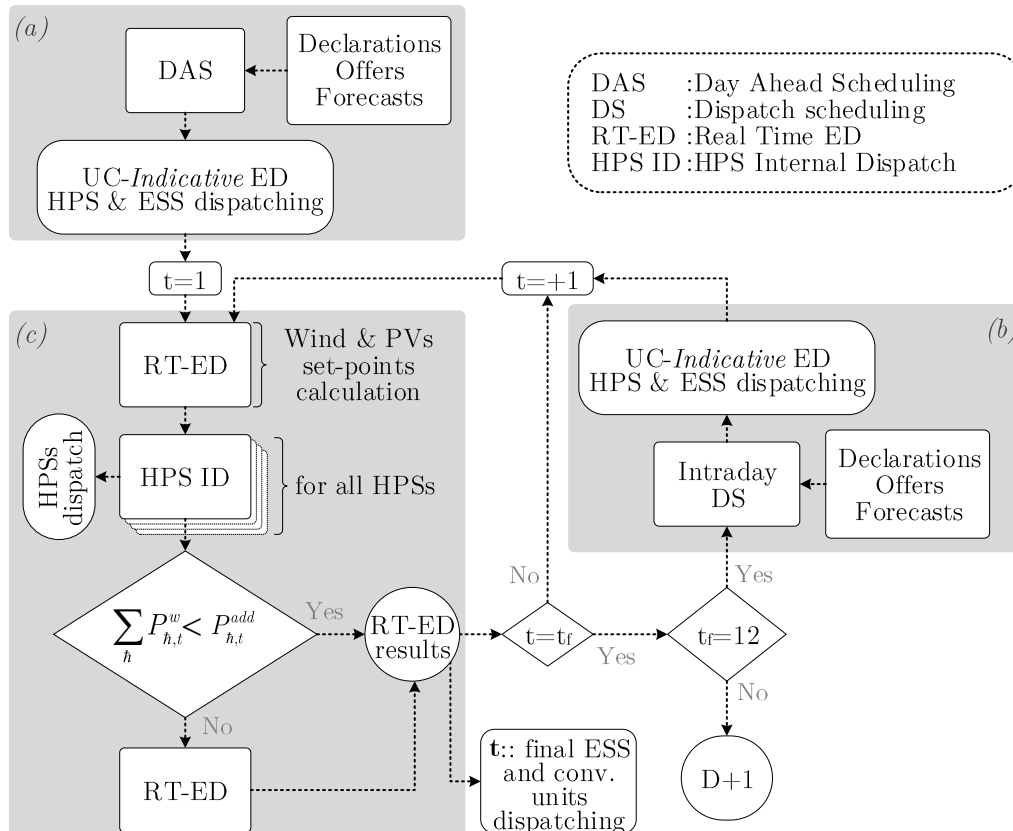
Ως περίπτωση μελέτης εξετάζεται και πάλι το νησιωτικό σύστημα των Κεφαλαίων 2 έως 4, τα βασικά χαρακτηριστικά του οποίου περιγράφονται στο Παράρτημα Β.

5.3. Μεθοδολογία προσομοίωσης

Η διαδικασία προσομοίωσης που θα υιοθετηθεί παρουσιάζεται απλουστευμένα στο Σχ. 65. Πιο συγκεκριμένα, για κάθε ημέρα κατανομής αρχικά επιλύεται πρόβλημα βελτιστοποίησης ημερήσιου ενεργειακού προγραμματισμού από πλευράς Διαχειριστή ΜΔΝ, για τον προσδιορισμό του πλάνου ένταξης και φόρτισης των μονάδων του συστήματος, χρησιμοποιώντας ως βάση τη μεθοδολογία των Κεφαλαίων 2, 3 και 4, αναλόγως του αποθηκευτικού σχήματος που εξετάζεται. Στη συνέχεια, για να μοντελοποιηθεί η λειτουργία πραγματικού χρόνου του συστήματος, για κάθε ώρα της ημέρας κατανομής επιλύεται πρόβλημα βελτιστοποίησης από πλευράς Διαχειριστή ΜΔΝ προσδιορίζοντας το ανώτατο επίπεδο λειτουργίας των μη ελεγχόμενων ΑΠΕ του συστήματος, το τελικό επίπεδο φόρτισης των ενταγμένων κατανεμόμενων μονάδων και την τελική κατάσταση λειτουργίας των σταθμών αποθήκευσης προκειμένου περί αποθηκευτικών συστημάτων κεντρικής διαχείρισης. Αμέσως μετά, επιλύεται πρόβλημα βελτιστοποίησης από την πλευρά του ΥΒΣ για τον συντονισμό των εσωτερικών συνιστωσών του, βάσει της μεθοδολογίας του Παραρτήματος Γ ώστε

να επιτευχθεί η κάλυψη της σχετικής εντολής κατανομής με τον πλέον συμφέροντα τρόπο. Μετά το πέρας των 12 πρώτων ωρών της ημέρας κατανομής, η διαδικασία επαναλαμβάνεται από την αρχή, με τον Διαχειριστή ΜΔΝ να επικαιροποιεί το πλάνο ένταξης των μονάδων για το δεύτερο μισό της ημέρας, επιλύοντας αντίστοιχο πρόβλημα ένταξης με αυτό του ημερήσιου ενεργειακού προγραμματισμού. Η διαδικασία επαναλαμβάνεται για κάθε μέρα, μέχρι την ολοκλήρωση ενός έτους εξέτασης.

Πρακτικά, δομείται ένας ενιαίος αλγόριθμος, συνολικά τεσσάρων σταδίων βελτιστοποίησης, ο οποίος είναι εφικτό να διαχειριστεί παράλληλα αποθηκευτικούς σταθμούς που εντάσσονται είτε στο πλαίσιο λειτουργίας των ΥΒΣ είτε είναι κεντρικά διαχειριζόμενοι.



Σχ. 65: Απλοποιημένο λογικό διάγραμμα προσομοίωσης νησιωτικού συστήματος παρουσία ΥΒΣ παραγωγής ή/και συστημάτων αποθήκευσης κεντρικής διαχείρισης.

5.4. Επιλογή δεικτών αξιολόγησης

5.4.1. Ενσωμάτωση υβριδικών σταθμών παραγωγής

Η ενσωμάτωση των εξεταζόμενων διαμορφώσεων ΥΒΣ στο νησιωτικό σύστημα θα αξιολογηθεί βάσει ενός συνόλου δεικτών που αποτιμούν τόσο τη λειτουργία του συστήματος παρουσία του εκάστοτε σταθμού, όσο και την εσωτερική λειτουργία του σταθμού καθ' αυτού.

5.4.1.1. Οπτική νησιωτικού συστήματος

Από την πλευρά του νησιωτικού συστήματος, ο σημαντικότερος ίσως δείκτης αξιολόγησης είναι το επιτυχευόμενο επίπεδο διείσδυσης ΑΠΕ συνολικά στο σύστημα, μετά την ένταξη του ΥΒΣ σε αυτό. Σε αυτή την περίπτωση, η συνολική διείσδυση των ΑΠΕ λαμβάνει υπόψη τη συμβολή των ΦΒ σταθμών και Α/Π του συστήματος, αλλά και τη συνολική τελική παραγωγή των ΥΒΣ.

Για την αξιολόγηση της λειτουργίας των ΥΒΣ από την πλευρά του συστήματος αλλά και την εξέταση των συνθηκών συμφόρησης ΑΠΕ στις οποίες οδηγεί κάθε υβριδική διαμόρφωση, καταλληλότερος δείκτης εξέτασης κρίνεται η μη εντασσόμενη ενέργεια προσφορών του σταθμού. Η μη εντασσόμενη ενέργεια σε επίπεδο έτους εκφράζει το μέρος της ενέργειας προσφοράς που δεν κατέστη εφικτό να κατανεμηθεί προς παραγωγή εντός του εξεταζόμενου έτους. Επισημαίνεται η μη εντασσόμενη ενέργεια του ΥΒΣ αποτελεί δείκτη προσδιορισμού του επιπέδου συμφόρησης του συστήματος, χωρίς κατ' ανάγκη να αντικατοπτρίζει την απορριπτόμενη πρωτογενή ενέργεια του ΥΒΣ. Αυτό πρακτικά συμβαίνει γιατί μέρος της προσφοράς του ΥΒΣ που δεν εντάσσεται προς κατανομή την εξεταζόμενη μέρα, μπορεί να παραμείνει στις αποθηκευτικές διατάξεις του σταθμού και να επαναπροσφερθεί την επόμενη ημέρα κατανομής. Αντίστοιχα, οι εσωτερικές απορρίψεις του σταθμού, που προκύπτουν κατά τη λειτουργία πραγματικού χρόνου του, μπορεί να μην συμπεριλαμβάνονται στην προσφορά ενέργειάς του.

Τέλος, από τη σκοπιά του συστήματος, θα εξεταστεί επιπλέον η επίπτωση της παρουσίας των ΥΒΣ στις περικοπές των Α/Π εκτός ΥΒΣ.

5.4.1.2. Οπτική λειτουργού υβριδικού σταθμού

Εξετάζοντας την εσωτερική λειτουργία του ΥΒΣ, ένας βασικός δείκτης προς αξιολόγηση είναι η απορριπτόμενη πρωτογενής ενέργεια ΑΠΕ των ΥΒΣ.

Παράλληλα, ένας επιπλέον σημαντικός δείκτης για την αξιολόγηση της εσωτερικής λειτουργίας του ΥΒΣ αποτελεί η συνολική απόκλιση του σταθμού σε επίπεδο έτους από τις εκάστοτε εντολές κατανομής του Διαχειριστή ΜΔΝ. Πιο συγκεκριμένα, ο δείκτης αυτός εκφράζει τη μη συμμόρφωση του σταθμού στις απαιτήσεις έγχυσης ενέργειας του Διαχειριστή, ως ποσοστό της συνολικής ενέργειας των εντολών κατανομής που εκδίδει ο τελευταίος προς τον σταθμό.

5.4.2. Ενσωμάτωση σταθμών αποθήκευσης κεντρικής διαχείρισης

Αναφορικά με την αξιολόγηση των αποτελεσμάτων για τις διαμορφώσεις αποθηκευτικών σταθμών κεντρικής διαχείρισης, θα εξεταστούν δύο δείκτες οι οποίοι σχετίζονται με τις ΑΠΕ του συστήματος: Αρχικά θα αξιολογηθεί η συνολική διείσδυση ΑΠΕ στην οποία οδηγεί κάθε διαμόρφωση αποθηκευτικού σταθμού, ενώ παράλληλα θα παρουσιαστούν και θα αξιολογηθούν οι απορρίψεις αιολικής παραγωγής για κάθε σενάριο. Σημαντικό είναι να τονιστεί ότι καθώς η αποθήκευση κεντρικής διαχείρισης αποτελεί στοιχείο παραγωγικού δυναμικού του συστήματος συνολικά, χωρίς να συνδέεται άμεσα με συγκεκριμένους σταθμούς ΑΠΕ, τα αναμενόμενα οφέλη που προκύπτουν από την παρουσία της αποδίδονται στο σύνολο των ΑΠΕ που θεωρούνται εγκατεστημένες στο νησί (παλιές και νέες).

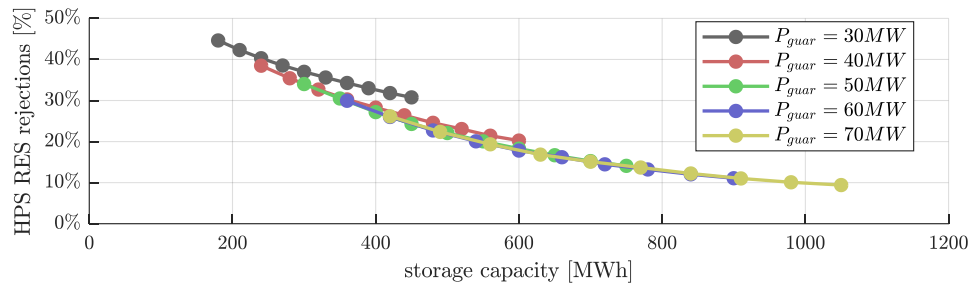
5.5. Ανάλυση και συγκριτική αξιολόγηση λύσεων αποθήκευσης

5.5.1. Διερεύνηση λειτουργίας διαφορικών διαμορφώσεων ΥΒΣ

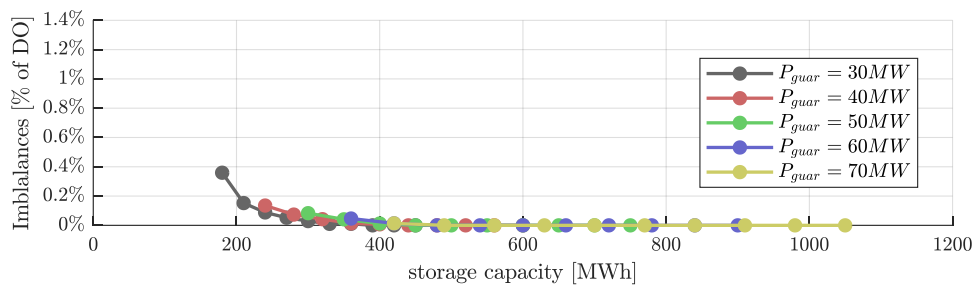
Συνολικά εξετάζονται οι διαμορφώσεις ΥΒΣ που παρουσιάστηκαν στους Π. 13 και Π. 14. Στα Σχ. 66 και Σχ. 67 απεικονίζονται οι δείκτες αξιολόγησης της εσωτερικής λειτουργίας του ΥΒΣ, ενώ στα Σχ. 68, Σχ. 69 και Σχ. 70 παρουσιάζεται η επίπτωση στην παρουσία των ΥΒΣ στη λειτουργία του συστήματος.

Εξετάζοντας τα Σχ. 66 και Σχ. 67 μπορούν να γίνουν οι εξής διαπιστώσεις αναφορικά με τη λειτουργία του ΥΒΣ:

- Μικρές χωρητικότητες αποθήκης (πρακτικά μικρότερες των 400 MWh) οδηγούν σε αυξημένες απορρίψεις πρωτογενώς διαθέσιμης αιολικής ενέργειας, άνω του 30% (Σχ. 66). Η



Σχ. 66: Εσωτερικές απορρίψεις πρωτογενούς ενέργειας ΑΠΕ διαφόρων διαμορφώσεων υβριδικών σταθμών παραγωγής συναρτήσει της χωρητικότητας τους και της εγγυημένης ισχύος τους, για σταθερή ισχύ αιολικών πάρκων σταθμού, ίση με 75 MW.



Σχ. 67: Αποκλίσεις παραγωγής διαμορφώσεων υβριδικών σταθμών παραγωγής συναρτήσει της χωρητικότητας τους και της εγγυημένης ισχύος τους, για σταθερή ισχύ αιολικών πάρκων σταθμού, ίση με 75 MW.

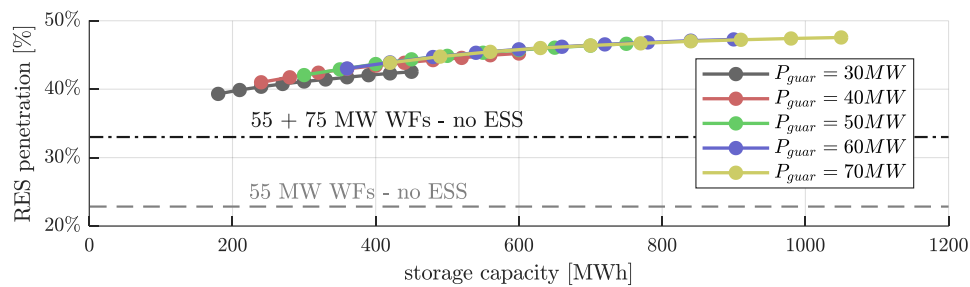
συμπεριφορά αυτή είναι εν πολλοίς αναμενόμενη, καθώς ΥΒΣ μικρής χωρητικότητας δεν διαθέτουν επαρκή αποθηκευτικό χώρο για την αξιοποίηση της παραγωγής των ΑΠΕ, με αποτέλεσμα μεγάλο μέρος αυτής να περικόπτεται. Χωρητικότητες μεγαλύτερες των 600 MWh φαίνεται να οδηγούν σε σαφώς καλύτερα αποτελέσματα, μειώνοντας τις περικοπές των αιολικών του ΥΒΣ σε λιγότερο από 20%. Τα παρατηρούμενα αποτελέσματα σχετικά με τις εσωτερικές απορρίψεις των ΑΠΕ του ΥΒΣ φαίνεται να είναι ανεξάρτητα της εγγυημένης ισχύος του σταθμού.

- Αναφορικά με την ικανότητα κάθε διαμόρφωσης ΥΒΣ να ικανοποιήσει τις εντολές κατανομής που του αποστέλλει ο Διαχειριστής του συστήματος, φαίνεται από το Σχ. 67 ότι πολύ μικρές χωρητικότητες αποθήκης, πρακτικά μικρότερες των 300 MWh, αδυνατούν να εκπληρώσουν πλήρως τις υποχρεώσεις τους έναντι του Διαχειριστή, με αποτέλεσμα να εμφανίζονται αποκλίσεις. Το μεγάλο μέγεθος εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ του ΥΒΣ συνεπάγεται υποβολή αυξημένων προσφορών στον προγραμματισμό της εξεταζόμενης ημέρας. Αντίθετα, το περιορισμένο μέγεθος χωρητικότητας των μικρών διαμορφώσεων ΥΒΣ που εξετάζονται στην παρούσα διερεύνηση, δεν αφήνει μεγάλα περιθώρια αποθήκευσης για την πλεονάζουσα ενέργεια των ΑΠΕ του σταθμού, οδηγώντας σε μεγάλες εσωτερικές απορρίψεις (Σχ. 66) και αδυναμία κάλυψης χρονικά μεταγενέστερων εντολών κατανομής του Διαχειριστή, οι οποίες μπορεί να αφορούν ώρες που δεν υφίσταται παραγωγή από τις ΑΠΕ του σταθμού. Αν και οι παρατηρούμενες αποκλίσεις είναι περιορισμένου μεγέθους, καθώς δεν ξεπερνούν το 0.36% της συνολικής ετήσιας ενέργειας των εντολών κατανομής, συμβάλλουν στην επιδείνωση της λειτουργίας του ΥΒΣ, επιβαρύνοντας τον υβριδικό παραγωγό με ποινές αποκλίσεων και κυρώσεις μη συμμόρφωσης σε σχέση με τις απαιτήσεις του Διαχειριστή συστήματος. Επιπλέον, κάθε απόκλιση του ΥΒΣ από την προγραμματισθείσα εντολή κατανομής διαταράσσει την προγραμματισμένη λειτουργία του όλου νησιωτικού συστήματος,

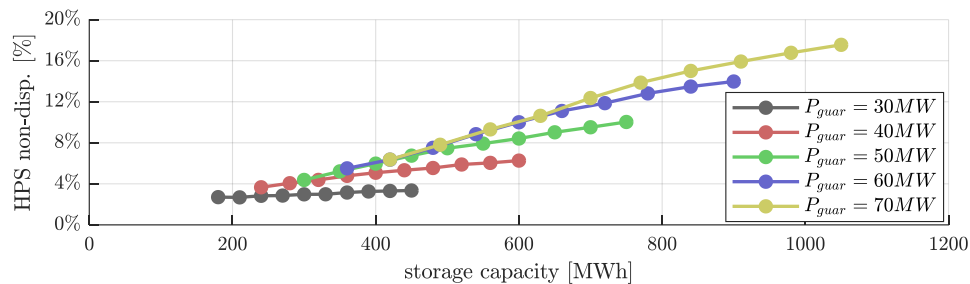
αναγκάζοντας τον Διαχειριστή σε επαναπρογραμματισμό του πλάνου ένταξης των μονάδων του συστήματος ώστε να διατηρηθεί ασφαλώς το ισοζύγιο ενέργειας και εφεδριών.

Αναφορικά με την επίπτωση των διαφόρων διαμορφώσεων ΥΒΣ στη λειτουργία του συστήματος, παρατηρώντας τα Σχ. 68, Σχ. 69 και Σχ. 70 μπορούν να εξαχθούν τα εξής βασικά συμπεράσματα:

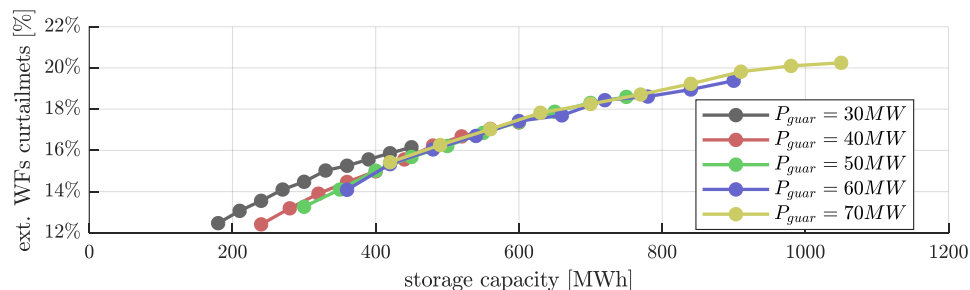
- Είναι εφικτό να επιτευχθούν συνολικές διεισδύσεις ΑΠΕ άνω του 45% όταν η χωρητικότητα της αποθήκης είναι αρκετά μεγάλη και ξεπεράσει τις 500MWh (ισοδυναμεί με περίπου 6,5 ώρες αποθήκης στην ισχύ των ΑΠΕ), ανεξαρτήτως της εγγυημένης ισχύος του σταθμού (Σχ. 68). Για αυτό το επίπεδο συνολικής διείσδυσης ΑΠΕ, οι περικοπές των Α/Π εκτός εικονικού σταθμού κυμαίνονται γύρω στο 17% (Σχ. 70), ανεξαρτήτως εγγυημένης ισχύος του, ενώ οι μη εντασσόμενες ενέργειες προσφορών δεν ξεπερνούν το 8% (Σχ. 69). Οι τελευταίες διαφοροποιούνται ανά επίπεδο εγγυημένης ισχύος, δεδομένου ότι οι μέγιστες προσφορές του σταθμού είναι άμεσα σχετιζόμενες με την εγγυημένη του ισχύ.



Σχ. 68: Επιτευχθείσα διείσδυση ΑΠΕ συστήματος εξετάζοντας διάφορες διαμορφώσεις υβριδικών σταθμών παραγωγής συναρτήσει της χωρητικότητας τους και της εγγυημένης ισχύος τους, για σταθερή ισχύ αιολικών πάρκων σταθμού, ίση με 75 MW.



Σχ. 69: Επίπεδα μη εντασσόμενης ενέργειας προσφοράς ΥΒΣ εξετάζοντας διάφορες διαμορφώσεις υβριδικών σταθμών παραγωγής συναρτήσει της χωρητικότητας τους και της εγγυημένης ισχύος τους, για σταθερή ισχύ αιολικών πάρκων σταθμού, ίση με 75 MW.



Σχ. 70: Περικοπές λοιπών αιολικών πάρκων συστήματος εξετάζοντας διάφορες διαμορφώσεις υβριδικών σταθμών παραγωγής συναρτήσει της χωρητικότητας τους και της εγγυημένης ισχύος τους, για σταθερή ισχύ αιολικών πάρκων σταθμού, ίση με 75 MW.

- Η μέγιστη δυνατή διείσδυση ΑΠΕ συστήματος παρουσία ΥΒΣ κυμαίνεται λίγο πάνω από 47% (Σχ. 68). Η διείσδυση αυτή επιτυγχάνεται για σταθμούς πολύ μεγάλων χωρητικότητων (> 800 MWh) και αυξημένης εγγυημένης ισχύος, με λόγο εγκατεστημένων αιολικών πάρκων σταθμού προς εγγυημένη ισχύ μικρότερο του 1.5. Στην περίπτωση αυτή οι απορρίψεις των λοιπών αιολικών εκτός σταθμού είναι της τάξης του 20% (Σχ. 70), ενώ οι μη εντασσόμενες ενέργειες του σταθμού βρίσκονται μεταξύ 16% και 18% (Σχ. 69). Ειδικότερα, παρατηρείται ότι η αύξηση της χωρητικότητας των αποθηκευτικών συστημάτων των ΥΒΣ οδηγεί το νησιωτικό σύστημα σε εντονότερες συνθήκες συμφόρησης ΑΠΕ με ταυτόχρονη αύξηση των μη εντασσόμενων ενεργειών των ΥΒΣ αλλά και των περικοπών αιολικής ενέργειας για τα Α/Π εκτός ΥΒΣ.
- Η ένταξη και λειτουργία οποιασδήποτε διαμόρφωσης ΥΒΣ με εγκατεστημένα Α/Π ισχύος 75 MW οδηγεί σε αύξηση της συνολικής διείσδυσης από ~16 έως ~25 ποσοστιαίες μονάδες σε σχέση με το σενάριο αναφοράς (55 MW Α/Π και 36 MW Φ/Β).
- Πολύ μειωμένη εγγυημένη ισχύς ΥΒΣ (30 MW) δεν είναι επωφελής για τη λειτουργία του συστήματος, ανεξαρτήτως του μεγέθους των αποθηκευτικών διατάξεων του σταθμού. Ο περιορισμός της εγγυημένης ισχύος του ΥΒΣ σε πολύ χαμηλές τιμές, δεν επιτρέπει στον σταθμό να υποβάλλει υψηλές προσφορές ενέργειας στην προημερήσια και ενδοημερήσια αγορά του συστήματος αλλά ούτε και στον Διαχειριστή να καταλείψει τον σταθμό σε ισχύ μεγαλύτερη της εγγυημένης, με αποτέλεσμα το νησιωτικό σύστημα να έχει ανικανότητα αξιοποίησης του πλήρους εύρους λειτουργίας και των χαρακτηριστικών του σταθμού.
- Εξετάζοντας αποθηκευτικούς σταθμούς αντίστοιχου μεγέθους, προκύπτει το συμπέρασμα ότι μεγάλες εγγυημένες ισχύεις ΥΒΣ για δεδομένη εγκατεστημένη ισχύ μονάδων ΑΠΕ εντείνουν τις συνθήκες συμφόρησης ΑΠΕ στο σύστημα χωρίς ωστόσο να δημιουργούν σημαντικό πρόσθετο όφελος στη συνολική διείσδυση. Πιο συγκεκριμένα, εξετάζοντας ΥΒΣ χωρητικότητας 600 MWh φαίνεται ότι για εγγυημένες ισχύεις μεγαλύτερες ή ίσες των 40 MW η συνολική διείσδυση ΑΠΕ του συστήματος κυμαίνεται μόνιμα περί το 46%, ενώ παράλληλα η μη εντασσόμενη ενέργεια του σταθμού είναι σαφώς χαμηλότερη για μειωμένες εγγυημένες ισχύεις.

5.5.2. Διερεύνηση λειτουργίας συστημάτων κεντρικής αποθήκευσης

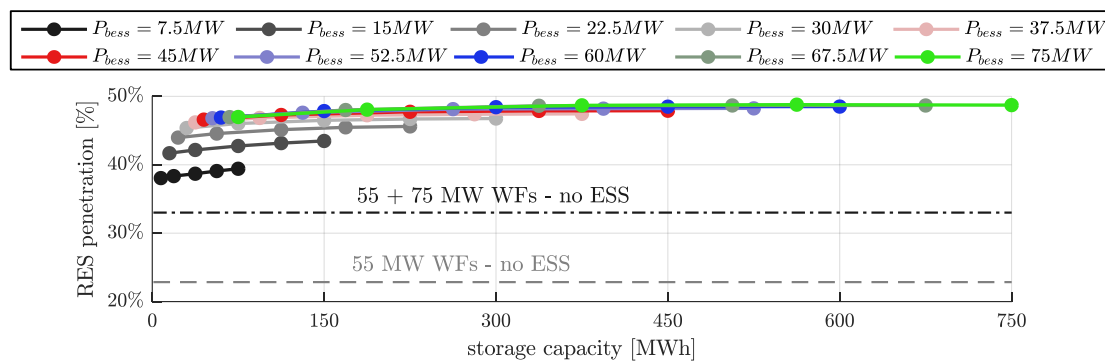
Στην ενότητα που ακολουθεί θα εξεταστεί η υποστήριξη των επιπλέον 75 MW αιολικών πάρκων του νησιού από σταθμούς αποθήκευσης κεντρικής διαχείρισης. Οι εξεταζόμενες διαμορφώσεις είναι αυτές που περιγράφονται στην §5.2, ενώ τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στα παρακάτω Σχ. 71 έως Σχ. 74. Τα Σχ. 71 και Σχ. 73, όπως και τα Σχ. 72 και Σχ. 74 απεικονίζουν την ίδια πληροφορία με διαφορετικό τρόπο. Ειδικότερα, τα Σχ. 71 και Σχ. 73 αποτυπώνουν της επιτευχθείσα διείσδυση ΑΠΕ στο σύστημα ΜΔΝ, με το πρώτο να εκφράζει τη χωρητικότητα του σταθμού σε MWh, ενώ το δεύτερο σε ισοδύναμες ώρες χωρητικότητας στην εγκατεστημένη ισχύ του σταθμού. Ομοίως για τα Σχ. 72 και Σχ. 74 που αφορούν τις περικοπές αιολικής παραγωγής όλων των Α/Π του νησιωτικού συστήματος.

Τα βασικά συμπεράσματα που προκύπτουν από τη διερεύνηση συνοψίζονται ως εξής:

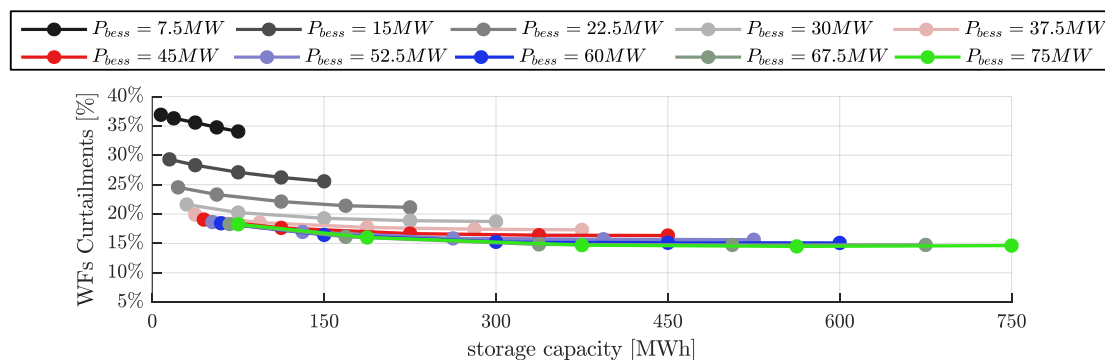
- Ο βασικός παράγοντας που καθορίζει τη διείσδυση των ΑΠΕ στο σύστημα είναι το σκέλος ισχύος του συστήματος κεντρικής αποθήκευσης και όχι η χωρητικότητά του. Διεισδύσεις

μεγαλύτερες του 45% είναι εφικτές με σταθμούς αποθήκευσης ισχύος μεγαλύτερης ή ίσης των 30 MW και χωρητικότητας μεγαλύτερης των 30 MWh.

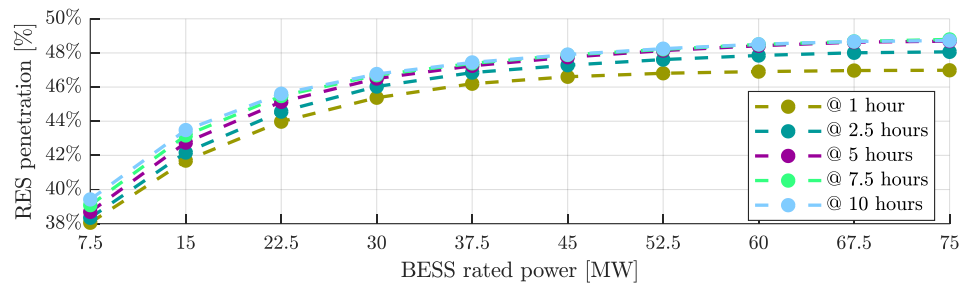
- Αποθηκευτικοί σταθμοί πολύ μεγάλης χωρητικότητας (περισσότερων των 5 ωρών στην εκάστοτε ισχύ ή γενικά χωρητικότητας μεγαλύτερης των ~400 MWh για ισχείς σταθμού μεγαλύτερες των 37.5 MW), δεν προσδίδουν κάποιο σημαντικό όφελος στο σύστημα. Ειδικότερα, η διείσδυση των ΑΠΕ δεν αυξάνεται σημαντικά αυξανόμενης της εγκατεστημένης χωρητικότητας του σταθμού σε σχέση με σταθμούς ίδιας ισχύος και μικρότερης χωρητικότητας.
- Οι συνολικές απορρίψεις αιολικής παραγωγής παρουσία συστημάτων αποθήκευσης κεντρικής διαχείρισης ξεκινούν από ~37% για σταθμούς αποθήκευσης πολύ μικρής ισχύος, ανεξαρτήτως χωρητικότητάς τους, ενώ καθώς αυξάνεται η ισχύς του σταθμού οι περικοπές σταδιακά μειώνονται. Ο μεγαλύτερος ρυθμός μείωσης των περικοπών αιολικής παραγωγής παρατηρείται για αύξηση της ισχύος των αποθηκευτικών συστημάτων έως τα 37.5 MW, όπου οι απορρίψεις πλέον δεν ξεπερνούν το 20% ακόμη και για σταθμούς χωρητικότητας 37.5 MWh, ενώ επιπλέον αύξηση της ισχύος και χωρητικότητας των αποθηκευτικών συστημάτων μπορεί να οδηγήσει σε περικοπές έως 15%. Όπως είναι εμφανές από τα Σχ. 72 και Σχ. 74 μεγαλύτερη μείωση περικοπών δεν είναι εφικτή για το συγκεκριμένο επίπεδο εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ, ενώ ταυτόχρονα δεν είναι επιτεύξιμες διεισδύσεις άνω του 49%.



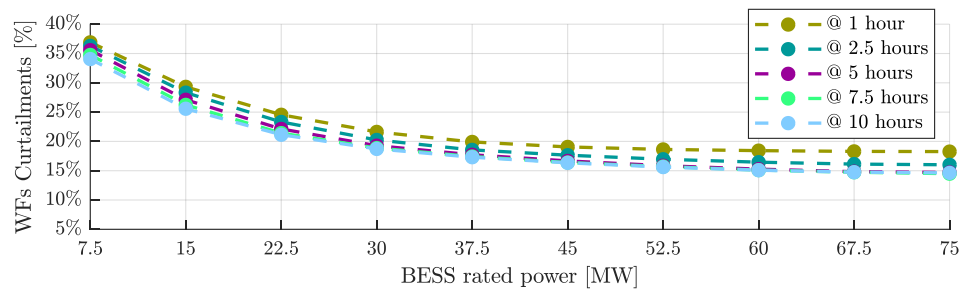
Σχ. 71: Επιτευχθείσα διείσδυση ΑΠΕ συστήματος παρουσία νέων Α/Π ισχύος 75 MW, εξετάζοντας διάφορες διαμορφώσεις ευέλικτων αποθηκευτικών σταθμών κεντρικής διαχείρισης συναρτήσει της χωρητικότητάς τους και της ονομαστικής ισχύος τους.



Σχ. 72: Περικοπές όλων των αιολικών πάρκων του συστήματος (υφιστάμενων και νέων) εξετάζοντας διάφορες διαμορφώσεις ευέλικτων αποθηκευτικών σταθμών κεντρικής διαχείρισης συναρτήσει της χωρητικότητάς τους και της ονομαστικής ισχύος τους.



Σχ. 73: Επιτευχθείσα διείσδυση ΑΠΕ συστήματος παρουσία νέων Α/Π ισχύος 75 MW, εξετάζοντας διάφορες διαμορφώσεις ενέλικτων αποθηκευτικών σταθμών κεντρικής διαχείρισης συναρτήσει της ονομαστικής ισχύος τους και της χωρητικότητάς τους εκφρασμένη σε ισοδύναμες ώρες εκφόρτισης στη μέγιστη ισχύ.



Σχ. 74: Περικοπές όλων των αιολικών πάρκων του συστήματος (υφιστάμενων και νέων) εξετάζοντας διάφορες διαμορφώσεις ενέλικτων αποθηκευτικών σταθμών κεντρικής διαχείρισης συναρτήσει της ονομαστικής ισχύος τους και της χωρητικότητάς τους εκφρασμένη σε ισοδύναμες ώρες εκφόρτισης στη μέγιστη ισχύ.

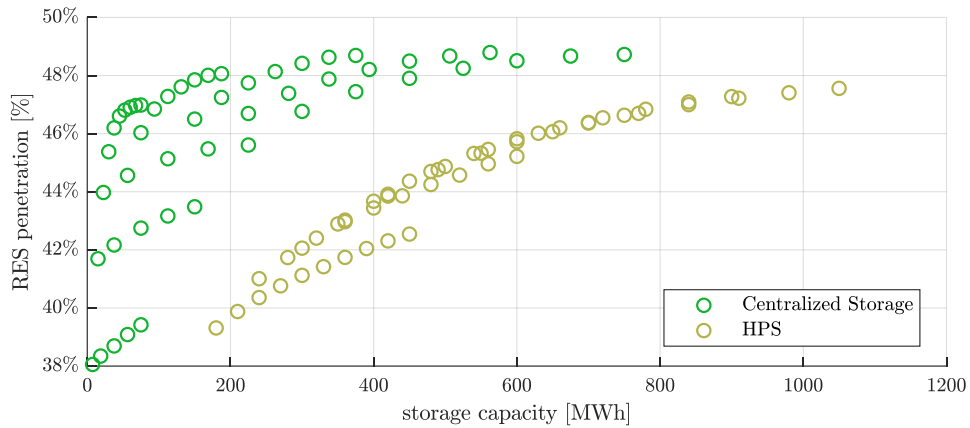
5.5.3. Σύγκριση των εναλλακτικών προσεγγίσεων διαχείρισης της αποθήκευσης

Από τα αποτελέσματα των διερευνήσεων των δύο προηγούμενων ενοτήτων κατέστη σαφές ότι με την εγκατάσταση επιπλέον αιολικής ισχύος στο σύστημα, της τάξης των 75 MW, και την υποστήριξη αυτής μέσω αποθηκευτικών συστημάτων, είναι εφικτή η επίτευξη υψηλών ποσοστών διείσδυσης ΑΠΕ, μεγαλύτερων του 47% της ετήσιας ζήτησης.

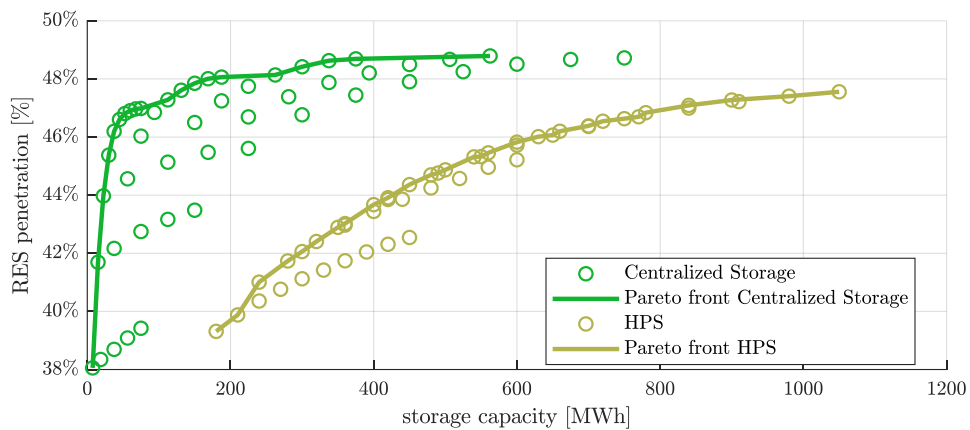
Η ένταξη των επιπλέον ΑΠΕ εντός του πλαισίου λειτουργίας και διαχείρισης των ΥΒΣ, αλλά και η υποστήριξη τους από κεντρικά διαχειριζόμενες αποθηκευτικές διατάξεις οδηγούν σε αντίστοιχα συνολικά οφέλη για το σύστημα, δηλαδή αντίστοιχες διεισδύσεις ΑΠΕ και συνακόλουθα οφέλη που προκύπτουν από τη μείωση της παραγωγής των μονάδων συμβατικού καυσίμου. Συνεπώς, αξιολογώντας αποκλειστικά τα λειτουργικά οφέλη του συστήματος, δεν μπορεί να εξαχθεί σαφές συμπέρασμα αναφορικά με το βέλτιστο αποθηκευτικό σχήμα υποστήριξης των ΑΠΕ σε ένα νησιωτικό σύστημα.

Για τον λόγο αυτό, στο παρακάτω Σχ. 75 απεικονίζονται τα αποτελέσματα και των 100 διαφορετικών διαμορφώσεων αποθηκευτικών σταθμών που εξετάστηκαν, 50 διαμορφώσεις ΥΒΣ και 50 διαμορφώσεις κεντρικά διαχειριζόμενων σταθμών αποθήκευσης, αποτυπώνοντας τις επιτευχθείσες διεισδύσεις σε σχέση με το μέγεθος του εκάστοτε σταθμού. Στο Σχ. 76 φαίνονται τα μέτωπα *pareto* (*pareto fronts*) που απεικονίζουν τα σημεία που επιτυγχάνουν τις καλύτερες δυνατές διεισδύσεις με την ελάχιστη δυνατή χωρητικότητα του αποθηκευτικού σταθμού. Στους Π. 17 και Π. 18 αποτυπώνονται οι τιμές της διείσδυσης ΑΠΕ για τις διαμορφώσεις σταθμών αποθήκευσης που καθορίζουν τα μέτωπα *pareto*, στις περιπτώσεις ΥΒΣ και κεντρικής αποθήκευσης αντίστοιχα.

Μια σημαντική πρώτη παρατήρηση από τα Σχ. 75 και Σχ. 76 είναι ότι για ίδια χωρητικότητα αποθηκευτικού σταθμού, οι κεντρικά διαχειριζόμενες αποθηκευτικές διατάξεις οδηγούν σε σαφώς



Σχ. 75: Επιτυχανόμενη διείσδυση ΑΠΕ στο νησιωτικό σύστημα για το σύνολο των ΥΒΣ που περιγράφονται από τους Π. 13 και Π. 14, και το σύνολο των συστημάτων αποθήκευσης κεντρικής διαχείρισης που περιγράφονται από τους Π. 13 και Π. 14.



Σχ. 76: Μέτωπα pareto διείσδυσης ΑΠΕ για το σύνολο των ΥΒΣ που περιγράφονται από τους Π. 13 και Π. 14, και το σύνολο των συστημάτων αποθήκευσης κεντρικής διαχείρισης που περιγράφονται από τους Π. 13 και Π. 14.

Π. 17: Διείσδυση ΑΠΕ σημείων μετώπου pareto για ΥΒΣ

$h \backslash P_{\text{guar}}$	30	40	50	60	70
6	39.3%	41.0%	42.1%	43.0%	---
7	39.9%	41.7%	42.9%	43.9%	44.8%
8	---	42.4%	43.7%	44.7%	45.5%
9	---	---	44.4%	45.3%	46.0%
10	---	---	44.9%	45.8%	46.4%
11	---	---	45.3%	46.2%	46.7%
12	---	---	---	46.5%	---
13	---	---	46.1%	46.8%	---
14	---	---	---	47.1%	47.4%
15	---	---	46.6%	47.3%	47.6%

Π. 18: Διείσδυση ΑΠΕ σημείων μετώπου pareto για σταθμούς αποθήκευσης – ΑΠΕ κεντρικής διαχείρισης

$h \backslash P^{\text{max}}$	7.5	15	22.5	30	37.5	45	52.5	60	67.5	75
1	38.1%	41.7%	44.0%	45.4%	46.2%	46.6%	46.8%	46.9%	47.0%	47.0%
2.5	---	---	---	---	---	47.3%	47.6%	47.9%	48.0%	48.1%
5	---	---	---	---	---	---	48.1%	48.4%	48.6%	48.7%
7.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	48.8%
10	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

υψηλότερες διεισδύσεις ΑΠΕ σε σχέση με αυτές των ΥΒΣ. Ειδικότερα, για όλες τις εξεταζόμενες περιπτώσεις, φαίνεται ότι η επιτυγχάνομενη διείσδυση ΑΠΕ με κεντρικά διαχειριζόμενη αποθήκη είναι μεγαλύτερη τουλάχιστον κατά 2 ποσοστιαίες μονάδες, διαφορά που μπορεί να ξεπεράσει τις 8 ποσοστιαίες μονάδες για αποθηκευτικούς σταθμούς περιορισμένων χωρητικότητας (π.χ. 200 MWh). Κατ' αντιστοιχία, η επίτευξη υψηλών διεισδύσεων ΑΠΕ στο σύστημα μπορεί να επιτευχθεί με αποθηκευτικούς σταθμούς κεντρικής διαχείρισης πολύ μικρότερης χωρητικότητας από την αντιστοίχως απαιτούμενη των ΥΒΣ.

Επιπρόσθετα, παρατηρώντας το συνολικό μέτωπο *pareto* του Σχ. 76 γίνεται αντιληπτό ότι αυτό ταυτίζεται με το μέτωπο των αποθηκευτικών σταθμών κεντρικής διαχείρισης. Συνεπώς, με μία πρώτη ανάγνωση, φαίνεται η ανάπτυξη ΥΒΣ για την υποστήριξη μεγάλων διεισδύσεων ΑΠΕ να αποτελεί λιγότερο ελκυστική εναλλακτική. Σε αντίθεση με τους ΥΒΣ, οι οποίοι διέπονται από ένα σχετικά περιοριστικό πλαίσιο διαχείρισης, η λειτουργία των αποθηκευτικών σταθμών κεντρικής διαχείρισης δεν υπόκειται σε ρυθμιστικούς ή άλλους εξωγενώς επιβαλλόμενους περιορισμούς. Το γεγονός αυτό συνδυαστικά με τα βελτιωμένα αποτελέσματα που παρατηρούνται για την αποθήκευση κεντρικής διαχείρισης, υποδηλώνουν ότι ο κάθε επιπλέον τιθέμενος κανόνας λειτουργίας και διαχείρισης που επιβάλλεται ώστε να υλοποιηθεί ένας αποθηκευτικός σταθμός που θα συμμετέχει σε μία οργανωμένη αγορά ενέργειας προς όφελος του λειτουργού του, όπως π.χ. βάσει του πλαισίου λειτουργίας των ΥΒΣ, γεννά επιπλέον στάδια διαχείρισης, τα οποία τελικά περιορίζουν την εγγενή ευελιξία που ο αποθηκευτικός σταθμός διαθέτει.

Ωστόσο, πρέπει να σημειωθεί ότι αν και οι αποθηκευτικοί σταθμοί κεντρικής διαχείρισης φαίνεται να αποτελούν σαφώς αποδοτικότερες προσεγγίσεις έναντι των ΥΒΣ για την επίτευξη μεγάλων διεισδύσεων ΑΠΕ στα νησιωτικά συστήματα, αυτό δεν σημαίνει αυτομάτως ότι οι ΥΒΣ αποτελούν εναλλακτικές προσεγγίσεις αποθήκευσης που πρέπει εκ προοιμίου να αποκλειστούν από την αγορά των νησιών. Ειδικότερα, το πλαίσιο λειτουργίας και οι αρχές διαστασιολόγησης των ΥΒΣ καθοδηγούνται από την ανάγκη συμβολής των σταθμών αυτών στην επάρκεια ισχύος του νησιωτικού συστήματος, με ισχύ τουλάχιστον ίση της εγγυημένης τους. Αυτός ο βασικός περιορισμός, σε συνδυασμό με την υποχρέωση δέσμευσης ελάχιστου ενεργειακού αποθέματος στις μονάδες αποθήκευσης και την ανάγκη παροχής εγγυημένης ισχύος για αρκετές ώρες (άνω των 6) όταν αυτό απαιτηθεί για λόγους επάρκειας, επιβάλλει την ανάπτυξη ΥΒΣ μεγάλης αποθηκευτικής ικανότητας. Παράλληλα, η ένταξη των ΥΒΣ, δύναται να υποκαταστήσει την εγκατάσταση σταθμών συμβατικής παραγωγής ισχύος αντίστοιχης της εγγυημένης του σταθμού, λόγω ακριβώς της ικανότητας συμβολής τους στην επάρκεια ισχύος, δημιουργώντας εν δυνάμει επιπλέον οικονομικό όφελος για το σύστημα συνολικά. Από την άλλη, οι αποθηκευτικοί σταθμοί κεντρικής διαχείρισης, που δεν διέπονται από τους διαχειριστικούς κανόνες και τις απαιτήσεις διαστασιολόγησης των ΥΒΣ, αποτελούν περισσότερο ευέλικτα στοιχεία δυναμικού, που δεν συνοδεύονται αναγκαία από αποθηκευτικές μονάδες μεγάλης χωρητικότητας. Το γεγονός αυτό επιτρέπει την εξέταση λειτουργίας σταθμών κεντρικής αποθήκευσης περιορισμένων χωρητικότητας, οι οποίοι όπως αποδεικνύεται αποτελούν τις πλέον ελκυστικότερες εναλλακτικές για την αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ. Όμως, βασικό μειονέκτημα των σταθμών μικρής χωρητικότητας και μεγάλης ισχύος είναι η εγγενής αδυναμία συμβολής τους στην επάρκεια ισχύος του νησιού με την εγκατεστημένη ισχύ τους, καθώς ότι η μικρή τους χωρητικότητα δεν επιτρέπει την ουσιαστική απομείωση των αιχμών του συστήματος. Υπό αυτό το πρίσμα, οι βέλτιστες διαστασιολογήσεις σταθμών κεντρικής αποθήκευσης παρουσιάζουν αδυναμία υποκατάστασης συμβατικής παραγωγής για λόγους επάρκειας ισχύος και μειονεκτούν έναντι των ΥΒΣ.

Από τα παραπάνω προκύπτει ότι η βέλτιστη τυπολογία αποθηκευτικού σταθμού δεν μπορεί να αποφασιστεί με μοναδικό κριτήριο τη διείσδυση των ΑΠΕ στο σύστημα, αλλά πρέπει ταυτόχρονα

να αξιολογηθούν επιπρόσθετοι παράγοντες συνολικής λειτουργίας του συστήματος και ασφάλειας εφοδιασμού του των τελικών καταναλωτών, όπως είναι η συμβολή του αποθηκευτικού σχήματος στην επάρκεια ισχύος του νησιού. Βέβαια, είναι εμφανές ότι σε νησιωτικά συστήματα χωρίς προβλήματα επάρκειας, η λύση της κεντρικά διαχειριζόμενης αποθήκης πλεονεκτεί σημαντικά έναντι αντίστοιχων λύσεων ΥΒΣ.

Κεφάλαιο 6

Ανακεφαλαίωση, συμπεράσματα και περαιτέρω έρευνα

Παρακάτω γίνεται μία σύντομη ανακεφαλαίωση της διατριβής, επισημαίνοντας τα βασικά σημεία συμβολής της. Επιπλέον, συνοψίζονται τα κύρια συμπεράσματά της και προτείνονται οι βασικοί άξονες για τη συνέχισή της.

6.1. Ανακεφαλαίωση και σημεία συμβολής

Βασικό αντικείμενο της παρούσας διατριβής είναι η διερεύνηση της λειτουργίας αυτόνομων συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας για την επίτευξη μεγάλων διεισδύσεων ΑΠΕ, καθώς και η αξιολόγηση της συμβολής της αποθήκευσης ενέργειας στον σκοπό αυτό. Για να καταστεί εφικτός ο παραπάνω στόχος, η εργασία κινήθηκε σε πέντε βασικούς άξονες: (α) ανασκόπηση βιβλιογραφίας, (β) ανάπτυξη ολοκληρωμένου αλγορίθμου διαχείρισης και λεπτομερούς μοντέλου προσομοίωσης της λειτουργίας αυτόνομου συστήματος, (γ) αξιολόγηση αποκεντρωμένων αποθηκευτικών σταθμών συνδυαζόμενων με ΑΠΕ στο πλαίσιο των ΥΒΣ, (δ) διερεύνηση λειτουργίας και βιωσιμότητας κεντρικά διαχειριζόμενων, ευέλικτων αποθηκευτικών συστημάτων και (στ) συγκριτική ανάλυση ΥΒΣ και αποθηκευτικών σταθμών κεντρικής διαχείρισης για την επίτευξη υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ.

Ο στόχος της βιβλιογραφικής ανασκόπησης είναι διττός: αρχικά αποτυπώνεται η διεθνής αντίληψη αναφορικά με την εφικτότητα επίτευξης μεγάλων διεισδύσεων ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα των αυτόνομων συστημάτων και αναλύεται ο ρόλος της αποθήκευσης προς αυτή την κατεύθυνση, και εν συνεχεία καταγράφονται οι διαθέσιμες μεθοδολογίες διαχείρισης παραγωγής ενέργειας σε συστήματα ΜΔΝ. Με τον τρόπο αυτό, αξιολογείται η ρεαλιστικότητα επίτευξης υψηλών στόχων διείσδυσης ΑΠΕ σε αυτόνομα ΣΗΕ και αναδεικνύεται το *state-of-the-art* για τη διαχείριση της παραγωγής σε αυτά.

Για την εξέταση της λειτουργίας ενός αυτόνομου νησιωτικού συστήματος, αναπτύχθηκε μεθοδολογία διαχείρισης της παραγωγής του, της οποίας στόχος είναι η επίτευξη υψηλών διεισδύσεων ΑΠΕ και η ελαχιστοποίηση του κόστους συστήματος, τηρώντας τα κύρια κριτήρια ασφαλούς λειτουργίας του. Για τον σκοπό αυτό δομήθηκε πρόβλημα ένταξης και φόρτισης των μονάδων παραγωγής του αυτόνομου συστήματος, βασιζόμενο στη μέθοδο του μεικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού, το οποίο συμπεριέλαβε τη λεπτομερή αναπαράσταση όλων των περιορισμών που θέτουν οι μονάδες συμβατικού καυσίμου, λαμβάνοντας επιπλέον υπόψη τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά της απομονωμένης φύσης των νησιών και τους ειδικότερους περιορισμούς που σχετίζονται με τη διείσδυση των ΑΠΕ σε αυτά. Το προτεινόμενο μοντέλο συμβάλλει στη συνεκτική μοντελοποίηση της ασφαλούς λειτουργίας των αυτόνομων συστημάτων, ενσωματώνοντας ένα σύνολο περιορισμών που σχετίζονται με τις εφεδρείες ενεργού ισχύος, συσχετίζοντας την ικανότητα ταχείας απόκρισης των ενταγμένων μονάδων με τη μέγιστη επιτρεπτή απόκλιση συχνότητας του δικτύου μετά από σοβαρές διαταραχές. Στο ίδιο πνεύμα, η ικανότητα ταχείας απόκρισης των ενταγμένων κατανεμόμενων μονάδων του συστήματος και η μέγιστη επιτρεπτή απόκλιση συχνότητάς του συνδέονται άμεσα με τη μέγιστη ικανότητα απορρόφησης αιολικής παραγωγής, δημιουργώντας ένα συνεκτικό πλαίσιο για τον ρεαλιστικό προσδιορισμό του χώρου υποδοχής των ΑΠΕ στα νησιά. Αν και η προτεινόμενη μεθοδολογία είναι κατ' αρχήν δομημένη για εφαρμογή στα ελληνικά συστήματα ΜΔΝ και συνεπώς είναι πλήρως συμβατή με το ελληνικό θεσμικό πλαίσιο, παραμένει αρκετά γενική, ώστε με μικρές τροποποιήσεις να βρίσκει εφαρμογή σε οποιοδήποτε αυτόνομο ΣΗΕ.

Στη συνέχεια, προκειμένου να εξεταστεί η επίδραση της ένταξης αποθηκευτικών σταθμών στη διείσδυση των ΑΠΕ και τη λειτουργία του συστήματος ΜΔΝ συνολικά, εξετάστηκε η αποθήκευση εντός του πλαισίου των ΥΒΣ. Οι ΥΒΣ συνδυάζουν μονάδες ΑΠΕ και αποθήκευσης, συμμετέχοντας με ελεγχόμενο τρόπο, ως μία ενιαία οντότητα, στην αγορά των αυτόνομων συστημάτων, ενώ τα στοιχεία παραγωγής τους υπόκεινται στον άμεσο έλεγχο του λειτουργού του σταθμού και όχι στην καθετοποιημένη εποπτεία του Διαχειριστή του συστήματος. Για τη μελέτη της λειτουργίας των ΥΒΣ σε αυτόνομα συστήματα, τροποποιήθηκε κατάλληλα η ήδη αναπτυχθείσα μεθοδολογία ένταξης

και φόρτισης μονάδων, ενώ επιπλέον προτάθηκε η ανάπτυξη εντός μοντέλου προσομοίωσης δύο σταδίων: το πρώτο σχετίζεται με τη βέλτιστη ένταξη των διαθέσιμων παραγωγικών πόρων του νησιού από τη σκοπιά του Διαχειριστή του συστήματος, ενώ το δεύτερο αφορά τη δόμηση ενός προβλήματος βέλτιστης διαχείρισης των εσωτερικών συνιστωσών του σταθμού, λαμβάνοντας υπόψη τα οφέλη του υβριδικού παραγωγού. Με τον τρόπο αυτό κατέστη δυνατή η μοντελοποίηση της συμπεριφοράς του νησιωτικού συστήματος παρουσία ΥΒΣ με τεχνικές βελτιστοποίησης, λαμβάνοντας ταυτόχρονα υπόψη τον αποκεντρωμένο χαρακτήρα των ΥΒΣ και επιτρέποντας τη συστηματική μελέτη τους.

Επιπλέον, η λειτουργία των αυτόνομων συστημάτων μελετήθηκε περαιτέρω μέσω της ενσωμάτωσης ευέλικτων, κεντρικά διαχειριζόμενων αποθηκευτικών σταθμών, οι οποίοι σε αντίθεση με τους ΥΒΣ, υπόκεινται στον άμεσο έλεγχο του Διαχειριστή. Η μοντελοποίηση του νησιωτικού ΣΗΕ παρουσία της νέας τυπολογίας αποθηκευτικών σταθμών βασίστηκε και πάλι στη βασική μεθοδολογία ένταξης και φόρτισης μονάδων που καταστρώθηκε προγενέστερα, η οποία τροποποιήθηκε κατάλληλα για την υποστήριξη κεντρικής αποθήκευσης. Παράλληλα, αξιολογήθηκε η βιωσιμότητα των σχετικών επενδύσεων, αρχικά χρησιμοποιώντας το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (*LCOE*) και εν συνεχεία προτείνοντας έναν βιβλιογραφικά νέο δείκτη αξιολόγησης, το σταθμισμένο κόστος εφεδρειών (*LCOR*), ώστε να αποτυπωθεί πληρέστερα η συμβολή της αποθήκευσης στις υπηρεσίες εφεδρείας ταχείας απόκρισης.

Τέλος, για την επίτευξη μεγάλων διεισδύσεων ΑΠΕ, μεγαλύτερων του 45% της ετήσιας ζήτησης, πραγματοποιήθηκε αναλυτική διερεύνηση όπου μελετήθηκαν 50 διαφορετικές διαμορφώσεις ΥΒΣ και 50 επιπλέον διαμορφώσεις αποθηκευτικών σταθμών κεντρικής διαχείρισης, θεωρώντας σε κάθε περίπτωση την εγκατάσταση επιπλέον 75 MW αιολικών πάρκων στο υπό μελέτη νησιωτικό σύστημα. Σε όλες τις περιπτώσεις χρησιμοποιήθηκαν οι μεθοδολογίες διαχείρισης που αναπτύχθηκαν στο πλαίσιο της παρούσας διατριβής για τη διαχείριση νησιωτικών συστημάτων παρουσία σταθμών αποθήκευσης.

6.2. Βασικά συμπεράσματα διερευνήσεων

6.2.1. Μεθοδολογία διαχείρισης παραγωγής

Το βασικότερο συμπέρασμα που προκύπτει από την ανάλυση του **Κεφαλαίου 2** σχετίζεται με την εφαρμοσιμότητα και την αξιοπιστία του προτεινόμενου αλγορίθμου ένταξης και φόρτισης μονάδων. Ειδικότερα, κατέστη εμφανές ότι ο αλγόριθμος που αναπτύχθηκε, οδηγεί σε ρεαλιστικά πλάνα ένταξης και φόρτισης των μονάδων του συστήματος σε επίπεδο ημερήσιας διαχείρισης της παραγωγής. Επιπλέον, τα αποτελέσματα που προέκυψαν από τη διεξαγωγή ετήσιων προσομοιώσεων κατέδειξαν ότι ο αλγόριθμος οδηγεί σε μεγιστοποίηση της διείσδυσης των ΑΠΕ, με το επίπεδο των απορρίψεων αιολικής παραγωγής να περιορίζεται μόλις στο 12.5% της συνολικά διαθέσιμης, ενώ το πλάνο δέσμευσης μονάδων που επιτυγχάνει οδηγεί στη συχνότερη ένταξη των λιγότερο κοστοβόρων μονάδων του συστήματος, ελαχιστοποιώντας το μεταβλητό κόστος λειτουργίας του. Ταυτόχρονα, οι βασικές απαιτήσεις εφεδρειών του συστήματος τηρούνται σε πολύ ικανοποιητικό βαθμό καθ' όλη τη διάρκεια του έτους. Εξάιρεση αποτελούν οι απαιτήσεις δευτερεύουσας αρνητικής και τριτεύουσας εφεδρείας, οι οποίες παρουσιάζουν ελαφρώς αυξημένες παραβιάσεις εντός του έτους. Δεδομένου ότι σε αυτόνομα συστήματα μικρού μεγέθους δεν είναι μόνιμα εφικτή η ταυτόχρονη τήρηση όλων των τύπων εφεδρείας, η δευτερεύουσα αρνητική και η τριτεύουσα δεν αξιολογούνται ως μεγάλης σημαντικότητας για την ασφαλή λειτουργία του συστήματος, ιδίως σε σχέση με άλλους τύπους εφεδρείας, όπως η πρωτεύουσα. Έτσι, βάσει της τιθέμενης προτεραιοποίησης των εφεδρειών αποφασίζεται από τον αλγόριθμο μια τελική ισορροπία λύσεων που ευνοεί την κάλυψη των εφεδρειών που θεωρούνται σημαντικότερες

για την ασφαλή τροφοδότηση του τελικού καταναλωτή.

Η ανωτερότητα του προτεινόμενου αλγορίθμου βελτιστοποίησης αναδεικνύεται περαιτέρω συγκρίνοντάς τη με απλούστερα, παραδοσιακά μοντέλα δέσμευσης των μονάδων που βασίζονται στη μέθοδο της λίστας προτεραιότητας και λαμβάνουν υπόψη πολιτικές στρεφόμενης εφεδρείας. Στην περίπτωση αυτή, αν και η απλούστερη μεθοδολογία διαχείρισης δύναται να οδηγήσει σε οριακά καλύτερες διεισδύσεις ΑΠΕ, θέτει σε συνεχή κίνδυνο την ασφάλεια λειτουργίας του συστήματος, καθώς δεν λαμβάνει υπόψη την ικανότητα ταχείας απόκρισης των ενταγμένων μονάδων για την αντιμετώπιση σοβαρών διαταραχών. Ειδικότερα, με την απλουστευμένη μέθοδο, το όριο συχνότητας του συστήματος μετά από τη δυσμενέστερη διαταραχή στο σύστημα μπορεί να παραβιαστεί για περίπου ~2500, έναντι των ~70 ωρών της προτεινόμενης μεθοδολογίας βελτιστοποίησης. Τα παραπάνω αποδεικνύουν ότι οποιαδήποτε οριακή βελτίωση στη διείσδυση των ΑΠΕ από την εφαρμογή μεθοδολογιών που υιοθετούν απλουστευμένους και εμπειρικούς κανόνες διαχείρισης, ενδέχεται να έχει πολύ σοβαρή επίπτωση στην ασφάλεια τροφοδότησης του συστήματος.

6.2.2. Ενσωμάτωση ΥΒΣ

Από την ανάλυση του **Κεφαλαίου 3** αναφορικά με την ενσωμάτωση ΥΒΣ τεχνολογίας συσσωρευτών σε αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα, μπορούν να εξαχθούν σημαντικά συμπεράσματα τόσο σχετικά με την επίπτωση των σταθμών αυτών στη λειτουργία του συστήματος, όσο και σε σχέση με την εσωτερική τους διαχείριση.

Το βασικότερο συμπέρασμα που προκύπτει από το **Κεφάλαιο 3** σχετίζεται με τη διείσδυση των ΑΠΕ στο σύστημα, η οποία μπορεί να αυξηθεί κατά τουλάχιστον 30% για μικρές διαμορφώσεις ΥΒΣ (περί 10 MW εγγυημένης ισχύος και 100 MWh χωρητικότητας αποθήκης) και πρακτικά να διπλασιαστεί με την είσοδο ΥΒΣ μεγαλύτερου μεγέθους (40 MW/400 MWh). Η αύξηση της διείσδυσης αποδίδεται στον κατανεμόμενο χαρακτήρα του ΥΒΣ, του οποίου ο παραγραμματισμός λειτουργίας είναι πλήρως ελέγξιμος από τον Διαχειριστή του συστήματος, σε αντίθεση με τη μη ελεγχόμενη παραγωγή των παραδοσιακών ΑΠΕ (αιολικών και φωτοβολταϊκών), επιτρέποντας την υποκατάσταση μεγάλου μέρους της συμβατικής παραγωγής του νησιού.

Μία επιπλέον σημαντική παρατήρηση, αφορά τις περικοπές των αιολικών πάρκων εκτός των ΥΒΣ, οι οποίες μειώνονται, ανεξαρτήτως εξεταζόμενης διαμόρφωσης ΥΒΣ. Το γεγονός αυτό, αποδίδεται κυρίως στην ευελιξία που παρέχουν οι ΥΒΣ τεχνολογίας συσσωρευτών στο σύστημα, καθώς οι μπαταρίες τους, που αποτελούν τα ελεγχόμενα στοιχεία παραγωγής των σταθμών, δεν διαθέτουν τεχνικά ελάχιστη παραγωγή, ενώ παράλληλα προσφέρουν αυξημένη ικανότητα παροχής εφεδρείας ταχείας απόκρισης στον Διαχειριστή του συστήματος, ευνοώντας έτσι τη διείσδυση των λοιπών ΑΠΕ του νησιού. Βεβαίως, η παρατηρούμενη μείωση των αιολικών απορρίψεων είναι εντονότερη για ΥΒΣ μικρού μεγέθους (π.χ. 10 – 20 MW εγγυημένη ισχύς), ενώ αυξανόμενων των διαστάσεων του σταθμού οι απορρίψεις αιολικής παραγωγής αυξάνονται λόγω δημιουργίας συνθηκών συμφόρησης.

Σχετικά με τις διάφορες κατηγορίες ΥΒΣ που μελετήθηκαν, αποδοτικότερη από πλευράς λειτουργίας συστήματος αλλά και εσωτερικής διαχείρισης του σταθμού αποδείχθηκε αυτή που περιλάμβανε ως πρωτογενές δυναμικό παραγωγής ταυτόχρονα αιολικούς και φωτοβολταϊκούς σταθμούς. Ένας τέτοιος ΥΒΣ παρουσιάζει το συγκριτικό πλεονέκτημα της συμπληρωματικότητας παραγωγής δύο εν γένει ανεξάρτητων παραγωγικών πηγών, έναντι των διαμορφώσεων που διαθέτουν μόνο μία τεχνολογία ΑΠΕ, γεγονός που του δίνει τη δυνατότητα να προσφέρει ενέργεια προς κατανομή ακόμα και κατά τις περιόδους που η μία τεχνολογία ΑΠΕ παράγει ενώ η άλλη όχι. Βασικό μειονέκτημα της κατηγορίας αυτής ΥΒΣ, έναντι των ΥΒΣ αιολικών-μπαταρίας, είναι η

σχετικά μειωμένη διάρκεια ζωής της μπαταρίας, η οποία υπολογίζεται στα 9 με 10 έτη. Ωστόσο, ο χρόνος ζωής των μπαταριών του ΥΒΣ αιολικών-φωτοβολταϊκών παραμένει αισθητά καλύτερος του υπολογιζόμενου χρόνου ζωής των ΥΒΣ που περιλαμβάνουν μόνο φωτοβολταϊκή παραγωγή.

6.2.3. Ενσωμάτωση κεντρικά διαχειριζόμενης αποθήκευσης

Στο **Κεφάλαιο 4** εξετάστηκε η ενσωμάτωση κεντρικά διαχειριζόμενων αποθηκευτικών συστημάτων στα ΜΔΝ, με την ανάλυση σε ημερήσια και ετήσια βάση να βοηθά στην εξαγωγή χρήσιμων συμπερασμάτων.

Ειδικότερα, η βασικότερη ίσως διαπίστωση που προέκυψε από το **Κεφάλαιο 4** σχετίζεται με τον τρόπο λειτουργίας των ευέλικτων αποθηκευτικών σταθμών. Κατ' αρχήν οι κεντρικά διαχειριζόμενοι αποθηκευτικοί σταθμοί ταχείας απόκρισης συνεισφέρουν κυρίως στην παροχή εφεδρειών στο σύστημα, με τη διακίνηση ενέργειας εντός της εξεταζόμενης ημέρας να είναι εξαιρετικά μειωμένη, σχεδόν μηδενική. Η παρεχόμενη πρωτεύουσα εφεδρεία των σταθμών αυτών, η οποία μπορεί να καλύψει σε ετήσια βάση από το 40% έως το 65% της σχετικής απαίτησης, ευνοεί την ενίσχυση της συμμετοχής των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή και εξαλείφει πρακτικά τις περικοπές αιολικής ενέργειας, λόγω σημαντικής χαλάρωσης των περιορισμών διείσδυσης της αιολικής παραγωγής. Παράλληλα, αποθηκευτικοί σταθμοί που διαθέτουν χωρητικότητα πολλών ισοδύναμων ωρών λειτουργίας στην ονομαστική ισχύ τους, δεν συνεισφέρουν περισσότερο στη λειτουργία του συστήματος από αντίστοιχους σταθμούς περιορισμένων χωρητικότητων, δεδομένου ότι ο παράγοντας που επηρεάζει καταλυτικά τη διαχείριση του συστήματος είναι το σκέλος ισχύος της αποθήκης και όχι το σκέλος ενέργειάς της. Ταυτόχρονα, η ελάττωση των περικοπών αιολικής παραγωγής παρουσία αποθήκευσης δίνει μία πρώτη ένδειξη ότι ευέλικτοι αποθηκευτικοί σταθμοί μπορούν να δημιουργήσουν πρόσθετο περιθώριο ανάπτυξης της παραγωγής ΑΠΕ στα νησιά, γεγονός που επιβεβαιώνεται περαιτέρω μέσω προσομοιώσεων.

Ως αποτέλεσμα όλων των παραπάνω, μπορεί να προκύψει ένα σημαντικό πρώτο συμπέρασμα: Κεντρικά διαχειριζόμενοι αποθηκευτικοί σταθμοί περιορισμένης χωρητικότητας επαρκούν για την ενίσχυση των περιθωρίων διείσδυσης ΑΠΕ σε αυτόνομα συστήματα και την υποστήριξη μεγάλων διεισδύσεων.

Αναφορικά με την ενδεχόμενη αποζημίωση των επενδύσεων αποθήκευσης κεντρικής διαχείρισης για τις παρεχόμενες υπηρεσίες τους στο σύστημα του νησιού, η εφαρμογή του δείκτη *LCOE* αποδείχθηκε ακατάλληλη, καθώς οδήγησε σε μη ρεαλιστικές τιμές που κυμάνθηκαν σε ένα τεράστιο εύρος, από ~1100 €/MWh έως ~2500 €/MWh, αναλόγως της διαμόρφωσης σταθμού που εξετάστηκε. Αντίθετα, ο νέος δείκτης αξιολόγησης που εισήχθη στην παρούσα εργασία και αποτυπώνει τη συμβολή της αποθήκευσης στην πρωτεύουσα εφεδρεία του συστήματος, το *LCOR*, οδηγεί σε σαφώς πιο εύλογες τιμές αποζημίωσης, οι οποίες κυμαίνονται από ~13 €/MW έως ~20 €/MW δεσμευόμενης εφεδρείας, ανεξαρτήτως της εξεταζόμενης διαμόρφωσης και συνθηκών εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ στο νησί. Παράλληλα, η αποζημίωση των αποθηκευτικών σταθμών βάσει του *LCOR* τους δεν οδηγεί σε αύξηση του συνολικού κόστους συστήματος, αποδεικνύοντας ότι οι σχετικές επενδύσεις αποθήκευσης είναι εν δυνάμει βιώσιμες και ταυτόχρονα ωφέλιμες για το σύστημα. Ωστόσο, εάν για λόγους ισότιμης μεταχείρισης όλων των συμμετεχόντων στην αγορά του ΜΔΝ επιλεγεί η επιπλέον αποζημίωση της παρεχόμενης πρωτεύουσας εφεδρείας των μονάδων συμβατικού καυσίμου, τότε οικονομικά οφέλη για το σύστημα εμφανίζονται μόνο με την ταυτόχρονη ανάπτυξη ΑΠΕ και αποθήκευσης.

6.2.4. Σύγκριση ΥΒΣ και σταθμών αποθήκευσης κεντρικής διαχείρισης

Στο **Κεφάλαιο 5** πραγματοποιήθηκε συγκριτική αξιολόγηση αποθηκευτικών διατάξεων που

αντιμετωπίζονται είτε ως κεντρικά διαχειριζόμενοι σταθμοί είτε εντάσσονται στο πλαίσιο λειτουργίας των ΥΒΣ, με την ανάλυση να στοχεύει στην επίτευξη μεγάλων διεισδύσεων ΑΠΕ σε ετήσια βάση.

Από την ανάλυση που πραγματοποιήθηκε στο **Κεφάλαιο 5**, προέκυψε ότι μεγάλες διεισδύσεις ΑΠΕ σε ένα νησιωτικό σύστημα μπορούν να υποστηριχθούν ικανοποιητικά τόσο μέσω αποθηκευτικών συστημάτων κεντρικής διαχείρισης όσο και μέσω ΥΒΣ, με τους τελευταίους να οδηγούν σε συνολικά ελαφρώς χαμηλότερα επίπεδα συνολικής διείσδυσης ΑΠΕ σε επίπεδο έτους. Ωστόσο, το βασικότερο συμπέρασμα της διερεύνησης αποτέλεσε η διαπίστωση ότι απαιτείται αισθητά μικρότερο μέγεθος αποθηκευτικών σταθμών κεντρικής διαχείρισης έναντι ΥΒΣ για την επίτευξη όμοιων επιπέδων διείσδυσης ΑΠΕ.

6.3. Περαιτέρω έρευνα

Μεταξύ των ερευνητικών αντικειμένων με τα οποία ασχολείται η παρούσα διατριβή, παραμένουν ακόμη ανοιχτά θέματα διερεύνησης που αφορούν τόσο τη διαχείριση των αυτόνομων ΣΗΕ όσο και τη διερεύνηση λειτουργίας τους παρουσία αποθηκευτικών σταθμών. Πιο συγκεκριμένα:

- Η δομή του προβλήματος ένταξης και φόρτισης των μονάδων ενός νησιωτικού συστήματος που παρουσιάστηκε στην παρούσα διατριβή λαμβάνει υπόψη της μία πρώτη προσέγγιση ενσωμάτωσης συχνοτικών περιορισμών στον αλγόριθμο για την ποσοτικοποίηση της ικανότητας παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας των μονάδων. Η προσέγγιση αυτή θα μπορούσε να ενισχυθεί στο μέλλον ώστε να λαμβάνει υπόψη τη συνολική μεταβατική συμπεριφορά του συχνοτικού φαινομένου μετά τη δυσμενέστερη διαταραχή στο σύστημα, αξιολογώντας τον ρυθμό πτώσης της συχνότητας (*ROCOF*) καθώς και την ελάχιστη επιτρεπτή συχνότητα του δικτύου.
- Για την επίτευξη ακόμη μεγαλύτερων διεισδύσεων ΑΠΕ, η μεθοδολογία διαχείρισης της παραγωγής που αναπτύχθηκε θα μπορούσε να επεκταθεί περαιτέρω ώστε να μπορεί να υποδεχθεί κατανεμόμενους σταθμούς ΑΠΕ, όπως ηλιοθερμικοί σταθμοί, σταθμοί βιομάζας και βιοαερίου, οι οποίοι θα υποβάλλουν ωριές προσφορές ισχύος στον ημερήσιο ενεργειακό προγραμματισμό. Στην περίπτωση αυτή, για την ορθολογική μοντελοποίηση του συστήματος σε επίπεδο έτους, θα απαιτούνταν η επιπλέον ανάπτυξη μεθοδολογιών εσωτερικής διαχείρισης του κάθε σταθμού ξεχωριστά.
- Αναφορικά με τους ΥΒΣ, ανοιχτό ζήτημα συνεχίζει να παραμένει η ανάπτυξη βέλτιστης μεθοδολογίας υποβολής προσφορών τους στο νησιωτικό σύστημα, αποφεύγοντας τη χρήση εμπειρικών συντελεστών όπως γίνεται στην παρούσα διατριβή, κάτι που μέχρι τώρα δεν έχει διερευνηθεί ενδελεχώς στη βιβλιογραφία.
- Οι δύο τυπολογίες αποθήκευσης που αναλύθηκαν, οι ΥΒΣ και η αποθήκευση κεντρικής διαχείρισης, δεν αποτελούν τις μοναδικές, ρεαλιστικά εφαρμόσιμες εναλλακτικές προσεγγίσεις για την ενσωμάτωση διατάξεων αποθήκευσης σε ένα αυτόνομο σύστημα. Ενδιαφέρον θα παρουσίαζε η μελέτη λειτουργίας μη κατανεμόμενων μονάδων ΑΠΕ με εσωτερική αποθήκευση (*behind the meter*), ώστε τελικά να μετατραπούν σε κατανεμόμενους σταθμούς και να συμμετέχουν στην αγορά των νησιών με υποβολή προσφορών ισχύος στον προγραμματισμό ένταξης. Για τον σκοπό αυτό, πρέπει να δομηθούν κατάλληλες πολιτικές συμμετοχής των σταθμών ΑΠΕ με εσωτερική αποθήκευση στην αγορά, οι οποίες θα συνοδεύονται από σχετικές μεθοδολογίες υποβολής ωριαίων προσφορών των σταθμών αυτών, καθώς και αλγόριθμους βέλτιστης εσωτερικής τους διαχείρισης.

- Προς μελλοντική εξέταση παραμένει επίσης μία βασική διερεύνηση αναφορικά με τη συμβολή των ΥΒΣ και των αποθηκευτικών διατάξεων κεντρικής διαχείρισης στην επάρκεια ισχύος των αυτόνομων συστημάτων.

Παράρτημα Α

Προσδιορισμός απαιτήσεων εφεδρειών ενεργού ισχύος

Παρακάτω αναλύονται και ποσοτικοποιούνται ντετερμινιστικά οι απαιτήσεις εφεδρειών ενεργού ισχύος ενός αυτόνομου συστήματος, όπως αυτές χρησιμοποιήθηκαν στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας για τη διεξαγωγή ημερήσιων και ετήσιων προσομοιώσεων. Ειδικότερα, περιγράφονται οι βασικές αρχές δόμησης των απαιτήσεων πρωτεύουσας, δευτερεύουσας και τριτεύουσας εφεδρείας του συστήματος, κατ' αντιστοιχία με τις παρουσιαζόμενες στην [11].

Ο προσδιορισμός των αναγκαιών εφεδρειών ισχύος των συστημάτων ΜΔΝ αποτελεί βασική προϋπόθεση για τη διασφάλιση της αξιόπιστης ηλεκτροδότησης τους, τόσο υπό συνθήκες ομαλής λειτουργίας όσο και σε περιπτώσεις διαταραχών. Παράλληλα, η απαίτηση περιορισμού του συνολικού κόστους λειτουργίας των συστημάτων ΜΔΝ δημιουργεί ανάγκη βέλτιστης διαστασιολόγησης των απαιτούμενων εφεδρειών, καθώς η κάλυψή τους αποτελεί παράγοντα που συμβάλλει εμμέσως στην αύξηση του κόστους του εκάστοτε συστήματος.

Παρά το γεγονός ότι σε μεγάλα διασυνδεδεμένα ηλεκτρικά συστήματα η διαδικασία προσδιορισμού των εφεδρειών παραδοσιακά θεωρείται τετριμμένη, οι αυξανόμενες διεισδύσεις ΑΠΕ τα τελευταία χρόνια εισάγουν πολυπλοκότητα, ενώ αντίστοιχες μελέτες για απομονωμένα μικροδίκτυα είναι ελάχιστες. Λαμβάνοντας υπόψη το πλήθος και την ανομοιομορφία των ηλεκτρικών συστημάτων των νησιωτικών συστημάτων, καθώς και το γεγονός ότι αυτά λειτουργούν υπό καθεστώς υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ, ιδίως μη κατανεμόμενων, είναι σαφές ότι απαιτείται η ανάπτυξη κατάλληλων μεθοδολογιών που θα καλύπτουν το εύρος μεγεθών και ιδιαίτερων ηλεκτρικών χαρακτηριστικών των συστημάτων και η εφαρμογή τους για τον καθορισμό των ανά σύστημα αναγκαιών εφεδρειών, σε συσχέτιση με τις επικρατούσες λειτουργικές συνθήκες (π.χ. το επίπεδο παραγωγής των στοχαστικώς μεταβαλλόμενων ΑΠΕ). Λόγω της στοχαστικής φύσης των επιμέρους παραγόντων που επηρεάζουν τις ανάγκες εφεδρειών, είναι εξεταστέο το κατά πόσο οι ανωτέρω μεθοδολογίες πρέπει να ενσωματώνουν στοχαστικές μεθόδους, πέρα από τις συνήθεις ντετερμινιστικές προσεγγίσεις.

Προκειμένου στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας να προσδιοριστεί και εφαρμοστεί η μεθοδολογία κατάστροφης και επίλυσης του προγράμματος ένταξης και φόρτισης του παραγωγικού δυναμικού ενός αυτόνομου συστήματος ΜΔΝ, ο αλγόριθμος είναι αναγκαίο να περιλαμβάνει την ποσοτικοποίηση των αναγκών εφεδρειών του αυτόνομου ΣΗΕ. Συνεπώς, στη συνέχεια περιγράφεται η ντετερμινιστική θεώρηση που υιοθετήθηκε στην παρούσα μελέτη αναφορικά με τις ανάγκες εφεδρειών ενός συστήματος ΜΔΝ, η οποία βασίζεται σε εύλογες παραδοχές.

A.1. Πρωτεύουσα εφεδρεία

Η απαιτούμενη θετική εφεδρεία πρωτεύουσας ρύθμισης (πρωτεύουσα άνω εφεδρεία) θα πρέπει να καλύπτει τη μέγιστη αναμενόμενη απώλεια παραγωγής κατανεμόμενης μονάδας ή τη μέγιστη βηματική απώλεια μη κατανεμόμενης παραγωγής ΑΠΕ, κυρίως λόγω σφάλματος στο δίκτυο, ώστε το σύστημα να είναι σε θέση να ανακάμψει μετά από τη δυσμενέστερη απλή διαταραχή απώλειας παραγωγής, (110).

$$rr_{pr,t}^{up} = \max \left\{ \max_u (P_{u,t} + r_{u,pr,t}^{up}), (I_{pv,t} \cdot P_{pv,t} + I_{w,t} \cdot P_{w,t}) \right\} \quad (110)$$

Ομοίως, η απαιτούμενη αρνητική εφεδρεία πρωτεύουσας ρύθμισης για το σύστημα (πρωτεύουσα κάτω εφεδρεία) οφείλει να καλύπτει κατά τη φάση του προγραμματισμού τη μέγιστη αναμενόμενη απώλεια φορτίου (π.χ. απώλεια της γραμμής διανομής ΜΤ ή Μ/Σ ΥΤ/ΜΤ) η οποία επίσης βασίζεται στο κριτήριο $G-1$. Με τον τρόπο αυτό διασφαλίζεται ότι η απώλεια φορτίου δεν θα οδηγήσει σε παραβίαση του τεχνικού ελαχίστου των ενταγμένων κατανεμόμενων μονάδων, (111).

$$rr_{pr,t}^{dn} = P_t^ll \quad (111)$$

Για την πρωτεύουσα κάτω εφεδρεία μπορεί εναλλακτικά να λαμβάνεται υπόψη και η αναμενόμενη απότομη αύξηση της παραγωγής των μη κατανεμόμενων ΑΠΕ, υπολογισμός που έχει νόημα σε μικρά συστήματα όπου λειτουργεί πολύ μικρό πλήθος σταθμών ΑΠΕ, κυρίως αιολικών, (112).

$$rr_{pr,t}^{dn} = \max \left\{ P_t^ll, P_{res,t}^{step-rise} \right\} \quad (112)$$

A.2. Δευτερεύουσα εφεδρεία

Κάθε απόκλιση μεταξύ παραγωγής και ζήτησης προκαλεί σε πραγματικό χρόνο μεταβολή της συχνότητας. Απόκλιση της συχνότητας του συστήματος από την τιμή αναφοράς των 50 Hz, εξαιτίας κάποιας διαταραχής του ισοζυγίου παραγωγής και ζήτησης, θα ενεργοποιήσει τον πρωτεύοντα έλεγχο, ο οποίος θα οδηγήσει στην αποκατάσταση του ισοζυγίου ενεργού ισχύος σε τιμή συχνότητας γενικά διαφορετική από τη συχνότητα αναφοράς. Η λειτουργία δευτερεύουσας ρύθμισης σε ένα αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα κατά βάση συνίσταται στο να αποκαταστήσει τη συχνότητα του συστήματος στην τιμή αναφοράς της. Στην πράξη, η ζήτηση και κυρίως η παραγωγή των στοχαστικώς μεταβαλλόμενων ΑΠΕ μεταβάλλονται συνεχώς, με αποτέλεσμα η δευτερεύουσα ρύθμιση να λειτουργεί σε συνεχή βάση, εξυπηρετώντας τόσο τις μικρές αποκλίσεις οι οποίες συμβαίνουν κατά την κανονική λειτουργία, όσο και τις προκύπτουσες ανάγκες του συστήματος κατόπιν μεγαλύτερης κλίμακας διαταραχών του ισοζυγίου παραγωγής και ζήτησης.

Για την επιτυχή λειτουργία της δευτερεύουσας ρύθμισης είναι απαραίτητος ο προσδιορισμός κατάλληλου επιπέδου δευτερεύουσας εφεδρείας ισχύος, το οποίο θα επαρκεί για την κάλυψη της γρήγορης μεταβλητότητας του φορτίου και της παραγωγής ΑΠΕ (με τον όρο «γρήγορη» κατ' αρχήν νοείται η μεταβλητότητα εντός 5-λέπτου, κατά τη διάρκεια του οποίου πρέπει να έχει ολοκληρωθεί η δευτερεύουσα ρύθμιση του συστήματος βάσει του Κώδικα ΜΔΝ). Βάσει αυτής της παραδοχής δομούνται οι παρακάτω απαιτήσεις δευτερεύουσας εφεδρείας του συστήματος.

Συνεπώς, η απαίτηση δευτερεύουσας άνω εφεδρείας (113) μπορεί να τηρείται για την κάλυψη της θετικής γρήγορης μεταβλητότητας φορτίου και για το σύνολο της αρνητικής γρήγορης μεταβλητότητας της μη κατανεμόμενης παραγωγής ΑΠΕ.

$$r_{sr,t}^{up} = P_{L,t}^{+f} + P_{res,t}^{-f} \quad (113)$$

Αντίστοιχα, η αρνητική εφεδρεία δευτερεύουσας ρύθμισης (114) μπορεί να θεωρηθεί ίση με την εκτιμώμενη αρνητική γρήγορη μεταβλητότητα φορτίου ως προς την προβλεπόμενη μέση τιμή του, συν τη θετική γρήγορη μεταβλητότητα παραγωγής ΑΠΕ.

$$r_{sr,t}^{dn} = P_{L,t}^{-f} + P_{res,t}^{+f} \quad (114)$$

A.3. Τριτεύουσα εφεδρεία

Ο τριτεύων έλεγχος χρησιμοποιεί την τριτεύουσα εφεδρεία (εφεδρεία 20 λεπτών) η οποία συνήθως ενεργοποιείται χειροκίνητα από τους Διαχειριστές μετά την ενεργοποίηση του δευτερεύοντος ελέγχου, ώστε να απελευθερωθεί η δευτερεύουσα εφεδρεία (ή και η πρωτεύουσα, εφόσον έχει δεσμευθεί). Για τον προσδιορισμό των αναγκών της λαμβάνονται υπόψη οι ενδοωριαίες αργές μεταβλητότητες σε κλίμακα χρόνου μεγαλύτερη του 5-λέπτου, αλλά όχι πέραν του 20-λέπτου, τουλάχιστον για τη στρεφόμενη τριτεύουσα εφεδρεία, θεωρώντας ότι μεταβλητότητες σε μεγαλύτερες κλίμακες χρόνου μπορούν να καλυφθούν επιλύοντας εκ νέου τον προγραμματισμό ένταξης των μονάδων.

Επιπλέον, πρέπει να συνεκτιμηθεί ότι οι προβλέψεις παραγωγής και ζήτησης εμπεριέχουν σφάλματα τα οποία επηρεάζουν την ένταξη και φόρτιση των μονάδων και τα οποία απαιτούν εφεδρείες εν γένει αργής απόκρισης (τριτεύουσα) για την αντιστάθμισή τους. Έτσι, τηρείται τριτεύουσα άνω εφεδρεία για την κάλυψη του θετικού σφάλματος πρόβλεψης φορτίου και του αρνητικού σφάλματος πρόβλεψης παραγωγής ΑΠΕ, καθώς και για τις αντίστοιχες αργές μεταβλητότητές τους, (115). Αντίστοιχα, τηρείται τριτεύουσα κάτω εφεδρεία για την κάλυψη του αρνητικού σφάλματος πρόβλεψης φορτίου και του θετικού σφάλματος πρόβλεψης παραγωγής

ΑΠΕ, καθώς και για τις αντίστοιχες αργές μεταβλητότητές τους, (116).

$$rr_{tr,t}^{up} = \underbrace{P_{L,t}^{+e} + P_{L,t}^{+s} - P_{L,t}^{+f}}_{Load\ term} + \underbrace{P_{res,t}^{-e} + P_{res,t}^{-s} - P_{L,t}^{-f}}_{RES\ term} \quad (115)$$

$$rr_{tr,t}^{dn} = \underbrace{P_{L,t}^{-e} + P_{L,t}^{-s} - P_{L,t}^{-f}}_{Load\ term} + \underbrace{P_{res,t}^{+e} + P_{res,t}^{+s} - P_{L,t}^{+f}}_{RES\ term} \quad (116)$$

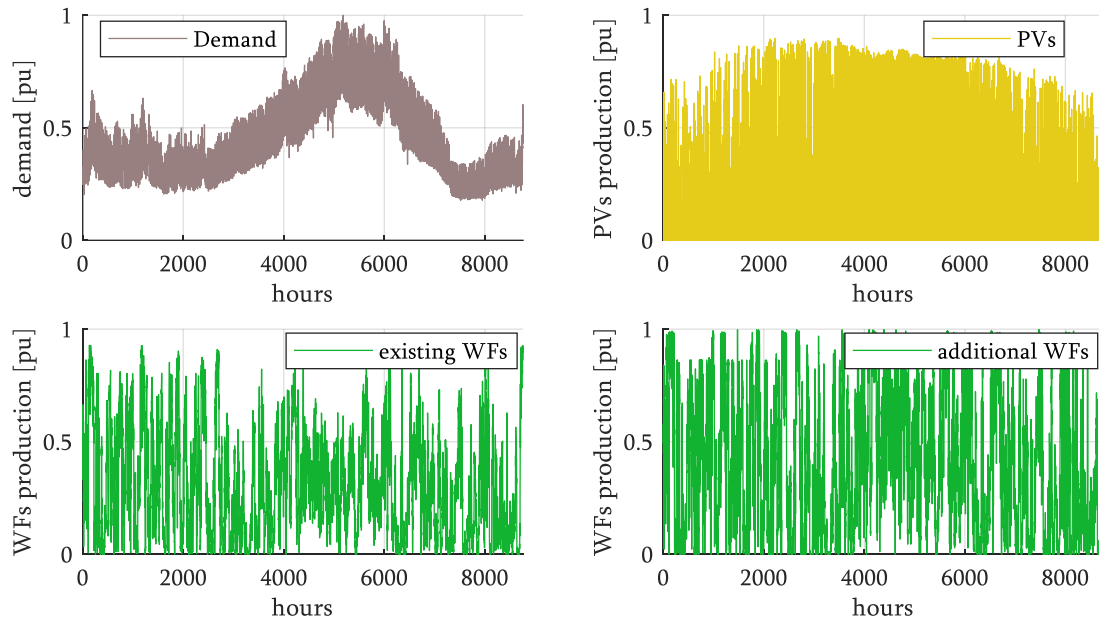
Εάν θεωρηθεί ότι οι αργές μεταβλητότητες εμπεριέχουν τις γρήγορες, τότε, για την ελάφρυνση των απαιτήσεων τριτεύουσας εφεδρείας, οι γρήγορες μεταβλητότητες που έχουν ήδη συμπεριληφθεί στις απαιτήσεις δευτερεύουσας άνω/κάτω εφεδρείας μπορούν να αφαιρεθούν.

Παράρτημα Β

Δεδομένα εισόδου προσομοιώσεων και θεωρήσεις

Παρακάτω αποτυπώνονται τα βασικά χαρακτηριστικά του αυτόνομου συστήματος που εξετάστηκε στην παρούσα εργασία, τα οποία λειτουργούν ως δεδομένα εισόδου των αλγορίθμων βελτιστοποίησης που αναπτύσσονται και αξιολογούνται στα Κεφάλαια 2 έως 5.

Τα βασικά χαρακτηριστικά ζήτησης και οι χρονοσειρές ΑΠΕ του συστήματος ΜΔΝ που εξετάζεται στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας φαίνονται στο Σχ. 77. Τα βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά συμβατικών μονάδων συστήματος παρουσιάζονται στον πίνακα Π. 19 και τα κύρια οικονομικά στοιχεία των μονάδων συμβατικού καυσίμου παρουσιάζονται στους πίνακες Π. 20 και Π. 21. Η θεωρηθείσα αποζημίωση των σταθμών ΑΠΕ απεικονίζεται στον πίνακα Π. 22. Οι βασικές θεωρήσεις κόστους καυσίμου και εκπομπών CO₂ φαίνονται στον πίνακα Π. 23. Τέλος οι θεωρήσεις κόστους των επενδύσεων σε αποθηκευτικούς σταθμούς συσσωρευτών και οι δείκτες για την αξιολόγηση των σχετικών επενδύσεων φαίνονται στους Π. 24 και Π. 25.



Σχ. 77: Ετήσιες χρονοσειρές (α) φορτίου (συντελεστής φορτίου 46.80%, ετήσια αιχμή ζήτησης περί τα 210 MW), (β) Φ/Β παραγωγής, με απόδοση 1900 kWh/kW, (γ) παραγωγής υφιστάμενων Α/Π συστήματος και (δ) παραγωγής επιπρόσθετων Α/Π συστήματος.

Π. 19: Βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά συμβατικών μονάδων συστήματος

Unit no.	Type	P_{max} [MW]	P_{min} [MW]	R_{pr} [MW]	T_{run} [h]	T_{stop} [h]
1-2	Steam	15	10	1.5	96	72
3-6	GAS	25	4.5	2.5	1	1
7-8	ICE	12	5	1.2	2	1
9-11	ICE	23	14	2.3	2	1
12-18	ICE	17	6.5	3.4	2	1

Π. 20: Βασικά οικονομικά χαρακτηριστικά συμβατικών μονάδων συστήματος

Unit no.	Fuel	Fuel consumption					
		Production level (% of P_{max})			Consumption @ production level [kg/kWh]		
1-2	HFO	70%	85%	100%	0.310	0.308	0.320
3-6	LFO	30%	65%	100%	0.400	0.350	0.360
7-8	HFO	50%	75%	100%	0.210	0.205	0.204
9-11	HFO	75%	90%	100%	0.215	0.213	0.214
12-18	HFO	45%	75%	100%	0.225	0.215	0.216

Π. 21: Βασικά οικονομικά χαρακτηριστικά συμβατικών μονάδων συστήματος

Unit no.	Fuel cost [€/tn]	O&M cost [€/MWh]	Fuel consumption at start-up [kg]		
			hot	warm	cold
1-2	509	4.6	500	700	1000
3-6	1060	4.6	100	110	120
7-8	509	4.6	50	200	350
9-11	509	4.6	50	200	350
12-18	509	4.6	50	200	350

Π. 22: Αποζημίωση σταθμών ΑΠΕ

Τεχνολογία ΑΠΕ	Μοναδιαία αποζημίωση
Αιολικά πάρκα	65 €/MWh
Φωτοβολταϊκοί σταθμοί	65 €/MWh

Π. 23: Θεωρήσεις κόστους συμβατικής παραγωγής

Δείκτης	Τιμή
Τιμή πετρελαίου	80 \$/bbl
Κόστος CO ₂	25 €/tn

Π. 24: Επενδυτικά κόστη σταθμών αποθήκευσης

Επένδυση	Κόστος
Αρχικό επενδυτικό κόστος σταθμού αποθήκευσης	250 €/kWh
Κόστος ανακατάστασης σταθμού αποθήκευσης	150 €/kWh
Κόστος ισχύος σταθμού αποθήκευσης	400 €/kW

Π. 25: Δείκτες αξιολόγησης επενδύσεων

Δείκτης	Τιμή
Περίοδος αξιολόγησης	20 έτη
Φορολογικός συντελεστής	25%
Κόστος λειτουργίας και συντήρησης (O&M)	2% (αρχικής επένδυσης)
Απόσβεση σταθμού αποθήκευσης	10 έτη (γραμμική)
Επιτόκιο αναγωγής	8%

Παράρτημα Γ

Λεπτομερής μεθοδολογία εσωτερικής διαχείρισης συνθετών ΥΒΣ

Παρακάτω αποτυπώνεται μία λεπτομερής μεθοδολογία εσωτερικής διαχείρισης των μονάδων παραγωγής και αποθήκευσης ενός σύνθετου ΥΒΣ, που περιλαμβάνει μπαταρίες και αντλησιοταμιευτικούς σταθμούς, ως αποθηκευτικές μονάδες. Η μεθοδολογία που παρουσιάζεται βασίζεται στην επαναληπτική, ανά λεπτό, εκτέλεση του προτεινόμενου αλγορίθμου βελτιστοποίησης, εφαρμόζοντας μοντέλο προβλεπτικού ελέγχου και ορίζοντα βελτιστοποίησης μεταβλητού βήματος. Αντικειμενικός στόχος του προβλήματος είναι η μεγιστοποίηση του κέρδους του ΥΒΣ, θεωρώντας ότι ο υβριδικός παραγωγός αξιοποιεί τα όρια ανοχής από τις εντολές κατανομής για τη μεγιστοποίηση του οφέλους του.

Μέρος της μεθοδολογίας αυτής έχει παρουσιαστεί στην [199].

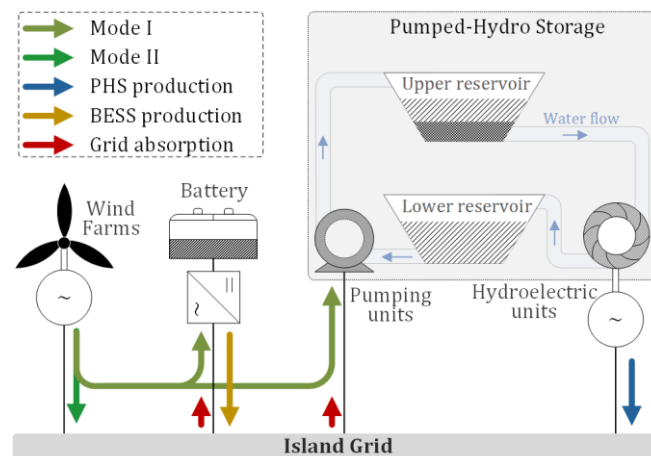
Γ.1. Μεθοδολογία εσωτερικής διαχείρισης

Καταστάσεις λειτουργίας ΥΒΣ

Θεωρείται ο ΥΒΣ του Σχ. 78, που αποτελείται από αιολικά πάρκα και δύο αποθηκευτικούς σταθμούς, έναν αντλησιοταμιευτικό έναν σταθμό συσσωρευτών. Για την εσωτερική διαχείριση του ΥΒΣ διακρίνονται δύο λειτουργικές καταστάσεις αξιοποίησης της ενέργειας των ΑΠΕ του, οι οποίες δεν είναι αλληλοαποκλειόμενες:

- **Κατάσταση I:** Η αιολική ενέργεια απορροφάται από τον αντλησιοταμιευτικό σταθμό ή τον σταθμό συσσωρευτών.
- **Κατάσταση II:** Η αιολική ενέργεια διοχετεύεται απευθείας στο δίκτυο του νησιού.

Οι προς ικανοποίηση εντολές κατανομής που αποστέλλονται από τον Διαχειριστή του συστήματος στον υβριδικό παραγωγό μπορούν να εκπληρωθούν από τη συνδυασμένη παραγωγή των συνιστωσών του σταθμού (υδροηλεκτρικούς σταθμούς, μπαταριά, αιολικά πάρκα). Η αιολική ενέργεια που διοχετεύεται απευθείας στο δίκτυο για εκπλήρωση μέρους της εντολής κατανομής (Κατάσταση II), περιορίζεται από την ικανότητα ταχείας απόκρισης των κατανεμόμεμων συνιστωσών του ΥΒΣ, ήτοι των αποθηκευτικών σταθμών του, ώστε η στοχαστικότητα των ΑΠΕ ή η απότομη απώλεια παραγωγής ανανεώσιμων να αντισταθμιστεί άμεσα από τις ελεγχόμενες μονάδες του ΥΒΣ. Φυσικά, για να επιτευχθεί κάτι τέτοιο, πρέπει πέραν της τήρησης των αναγκαίων εφεδρειών ενεργού ισχύος από τον σταθμό, να τηρείται τουλάχιστον ένα επιπλέον ενεργειακό απόθεμα εντός των αποθηκευτικών συστημάτων του ΥΒΣ.



Σχ. 78: Σχηματική αναπαράσταση σύνθετου ΥΒΣ και λειτουργικές καταστάσεις των στοιχείων του.

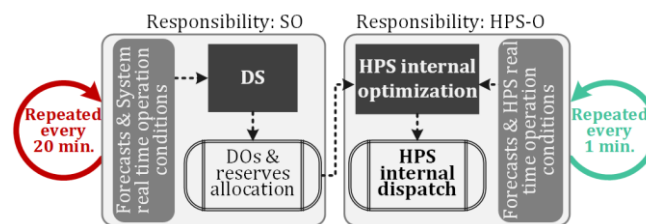
Αρχές εσωτερικής διαχείρισης ΥΒΣ

Θεωρείται πλαίσιο ενδοημερήσιας διαχείρισης αντίστοιχο με αυτό των [45], [111], [120], όπου στο 2^ο επίπεδο διαχείρισης της παραγωγής από την πλευρά του Διαχειριστή του νησιωτικού συστήματος, επιλύεται πρόβλημα βέλτιστης ένταξης των μονάδων του συστήματος με ορίζοντα 4 ωρών και βήμα 15 λεπτών. Το αποτέλεσμα αυτού του επιπέδου διαχείρισης της παραγωγής είναι η έκδοση εντολών κατανομής ενέργειας και εφεδρειών στους συμμετέχοντες της αγοράς, διάρκειας 20 λεπτών, οι οποίες ανανεώνονται επαναλαμβανόμενα ανά 20 λεπτά.

Δεδομένων των εντολών κατανομής, αλλά και της τιμής αποζημίωσης του ΥΒΣ, το βασικό ζητούμενο του υβριδικού παραγωγού είναι η μεγιστοποίηση του κέρδους του σταθμού του, συντονίζοντας με τον βέλτιστο τρόπο τα στοιχεία του και εκμεταλλευόμενος τη πρωτογενή διαθέσιμη παράγωγή των ΑΠΕ του. Για τον σκοπό αυτό, πρέπει να δομηθεί ένα πρόβλημα

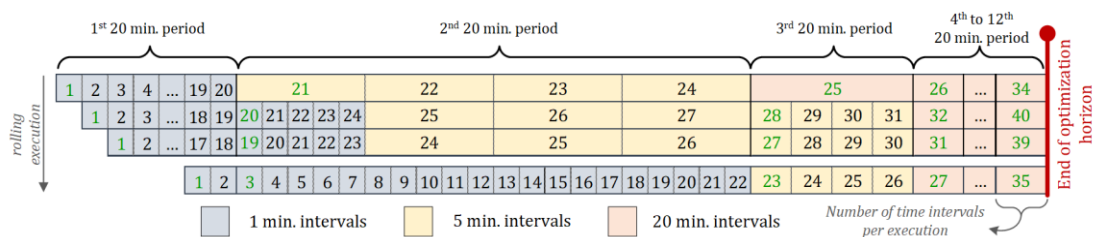
βελτιστοποίησης το οποίο θα διασφαλίζει τη συμμόρφωση με τις ανά 20 λεπτά εκδοθείσες εντολές κατανομής ενέργειας και εφεδρειών από τον Διαχειριστή συστήματος αποφεύγοντας αποκλείσεις κατά την διαδικασία εκκαθάρισης της αγοράς, ενώ ταυτόχρονα θα λαμβάνει υπόψη όλους τους τεχνικούς και λειτουργικούς περιορισμούς που εισάγουν οι συνιστώσες του ΥΒΣ. Για τον λόγο αυτό, η προτεινόμενη μεθοδολογία εσωτερικής διαχείρισης του ΥΒΣ περιλαμβάνει την εκτέλεση ενός προβλήματος βελτιστοποίησης μεικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού, με 4ωρο χρονικό ορίζοντα, ώστε να είναι συμβατός με τον ορίζοντα βελτιστοποίησης του Διαχειριστή συστήματος.

Επιπλέον, υιοθετείται μοντέλο προβλεπτικού ελέγχου ώστε να βοηθήσει στην ανά λεπτό επαναληπτική εκτέλεση του αλγορίθμου και ανανέωση των set-points λειτουργίας των μονάδων του ΥΒΣ, βελτιστοποιώντας σε σχεδόν πραγματικό χρόνο τη διαθέσιμη παραγωγή των ΑΠΕ. Τα αποτελέσματα που προκύπτουν από την εκτέλεση του αλγορίθμου είναι εφαρμόσιμα μόνο για το επόμενο λεπτό, ενώ τα αποτελέσματα λειτουργίας που αφορούν τον λοιπό ορίζοντα βελτιστοποίησης του προβλήματος ανανεώνονται εκ νέου μεταγενέστερα, με νέα επίλυση. Επιπρόσθετα, για την ορθολογική μοντελοποίηση του προβλήματος, ώστε να επιτευχθούν ρεαλιστικοί χρόνοι εκτέλεσης του αλγορίθμου, ο ορίζοντας βελτιστοποίησης περιλαμβάνει βήματα μεταβλητού χρόνου, τα οποία ξεκινούν από το 1 λεπτό και καταλήγουν στα 20 λεπτά. Ως δεδομένα εισόδου του προβλήματος θεωρούνται οι επικρατούσες λειτουργικές συνθήκες των συνιστώσων του ΥΒΣ, οι προβλέψεις ΑΠΕ και οι εντολές κατανομής του Διαχειριστή για το προσεχές 4-ωρο χρονικό διάστημα (Σχ. 79).



Σχ. 79: Λογική εσωτερικής διαχείρισης ΥΒΣ και διασύνδεσή της με τα αποτελέσματα της ενδοημερήσιας διαχείρισης του Διαχειριστή συστήματος.

Η εφαρμοζόμενη πολιτική κατάτμησης του ορίζοντα βελτιστοποίησης σε βήματα διαφορετικής χρονικής διάρκειας απεικονίζεται στο Σχ. 80.



Σχ. 80: Επαναληπτική εκτέλεση του προβλήματος εσωτερικής διαχείρισης του ΥΒΣ ανά 1 λεπτό εντός του 4-ωρου ορίζοντα βελτιστοποίησης. Αποτυπώνονται το πλήθος και η διάρκεια των βημάτων του ορίζοντα βελτιστοποίησης. Το συγκεκριμένο μοτίβο επαναλαμβάνεται ανά 20 λεπτά, μετά την ανανέωση των αποτελεσμάτων ενδοημερήσιας διαχείρισης του Διαχειριστή συστήματος.

Γ.2. Μαθηματική μοντελοποίηση εσωτερικής διαχείρισης ΥΒΣ

Αντικειμενική συνάρτηση

Η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος δίνεται από την (117). Τα έσοδα του ΥΒΣ πηγάζουν από την ενέργεια που εγχέει στο δίκτυο από τις ΑΠΕ και τους αποθηκευτικούς σταθμούς του,

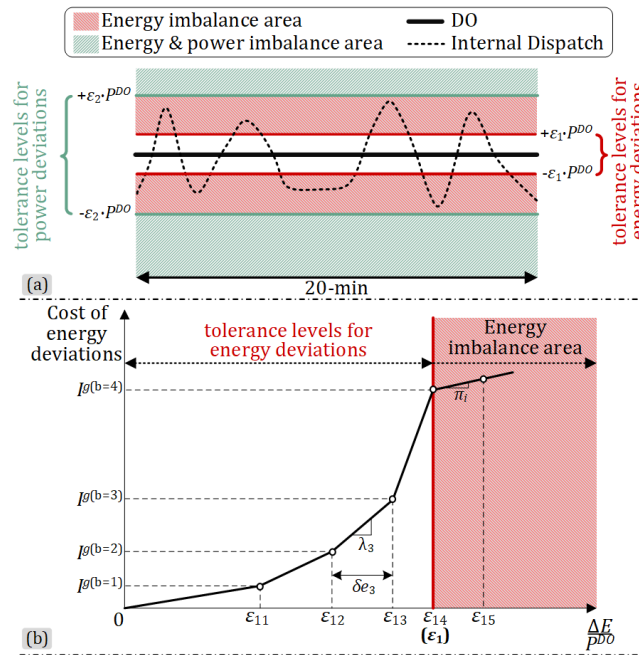
μειωμένα κατά την ενέργεια που απορροφά από το δίκτυο για την πλήρωση των αποθηκευτικών συστημάτων του. Επιπλέον, στην (117) περιλαμβάνεται όρος για την αξία της αποθηκευμένης ενέργειας του ΥΒΣ για μελλοντική χρήση, η οποία τιμολογείται με τιμή π_e . Παράλληλα, περιλαμβάνονται όροι αποκλίσεων που αποτυπώνουν τις αυξημένες χρεώσεις του υβριδικού παραγωγού σε περίπτωση μη συμμόρφωσης με τις εντολές κατανομής του Διαχειριστή συστήματος. Τέλος, ο δεξιότερος όρος της (117) περιλαμβάνει το κόστος των μεταβλητών χαλάρωσης των περιορισμών του προβλήματος. Ειδικότερα, περιλαμβάνει το κόστος για την απορριπτόμενη ενέργεια των ΑΠΕ και ένα επιπλέον κόστος για τις ακραίες μεταβολές του SoC της μπαταρίας (118), ώστε να ελαχιστοποιηθεί η επιβλαβής επίπτωση των έντονων φορτίσεων-εκφορτίσεων της στη διάρκεια ζωής της.

$$obj^{id-hps} = \max \sum_t \left(\underbrace{\left\{ P_t^s \cdot \pi_g - P_t^a \cdot \pi_a \right\} \cdot \frac{T^d}{60}}_{\text{HPS actual revenues}} + \underbrace{\left(E_t^{PHS} + E_t^{BESS} \right) \cdot \pi_e}_{\text{value of stored energy}} - \underbrace{\left(I_t^s + I_t^a \right)}_{\text{cost of energy imbalances}} - \underbrace{\left(D_t^s + D_t^a + P_t^{imb-r} \cdot \pi_r \right)}_{\text{cost of power imbalances}} - \underbrace{\left(P_t^R \cdot \pi_1 - a_t^{SoC} \cdot \pi_2 \right)}_{\text{penalties}} \right) \quad (117)$$

$$a_t^{SoC} = \left| E_t^{BESS} - E_{t-1}^{BESS} \right| \quad (118)$$

Διαχείριση αποκλίσεων

Η εκπλήρωση των εντολών κατανομής του Διαχειριστή συστήματος επιβεβαιώνεται σε επίπεδο 20-λέπτου, με ένα συγκεκριμένο όριο ανοχής $\pm \epsilon_1 \%$ σχετικά με τις αποκλίσεις της παραγόμενης ή απορροφούμενης ενέργειας από την εκάστοτε εκδοθείσα εντολή (οι οποίες αναφέρονται ως αποκλίσεις ενέργειας *-energy deviations*), όπως απεικονίζεται με κόκκινη γραμμή στο Σχ. 81(α). Επιπρόσθετα, αξιολογούνται αποκλίσεις επιπέδου λεπτού (αποκλίσεις ισχύος *-power deviations*), με αυξημένο όριο ανοχής ($\pm \epsilon_2 \%$), βλ. Σχ. 81(α).



Σχ. 81: (α) Όρια ανοχής αποκλίσεων ενέργειας και ισχύος και (β) τμηματικά γραμμική συνάρτηση κόστους για αποκλίσεις ενέργειας.

Οι αποκλίσεις ενέργειας από τις εντολές κατανομής ορίζονται από την παρακάτω σχέση (119), όπου ο εκθέτης g συμβολίζει παραγωγή και ο a απορρόφηση.

$$\Delta E_t^{g/a} = \left| E_t^{g/a} - P_t^{DO,g/a} \cdot (T^{DO}/60) \right|, \quad \forall id_t = 1 \quad (119)$$

Η συνολικά παραχθείσα ενέργεια (E_t^g) και η συνολικά απορροφούμενη ενέργεια (E_t^a) του ΥΒΣ εντός της 20-λεπτης διάρκειας της εντολής κατανομής δίνεται από τις (120) και (121) αντίστοιχα. Ο περιορισμός (120) ενεργοποιείται μόνο κατά για το πρώτο διάστημα κάθε εντολής κατανομής, θέτοντας την παράμετρο $id_t=1$ (διαστήματα που απεικονίζονται με πράσινο στο Σχ. 80). Για όλα τα υπόλοιπα διαστήματα του ορίζοντα βελτιστοποίησης, η (120) απενεργοποιείται ($id_t=0$). Όμοια ισχύουν και για την (121).

$$E_t^g = \sum_{k=N_t^T - T^{DO} + 1}^{t-1} P_{past,k}^g \cdot T_k^d / 60 + \sum_{k=t}^{t+N_t^T - 1} \left(P_k^{II} + \sum_{h'} P_{h',k} + P_k^{dch'} \right) \cdot T_k^d / 60, \quad \forall id_t = 1 \quad (120)$$

$$E_t^a = \sum_{k=N_t^T - T^{DO} + 1}^{t-1} P_{past,k}^a \cdot T_k^d / 60 + \sum_{k=t}^{t+N_t^T - 1} P_k^a \cdot T_k^d / 60, \quad \forall id_t = 1 \quad (121)$$

Ο υβριδικός παραγωγός μπορεί να εκμεταλλευτεί τα επιτρεπτά όρια ανοχής για αποκλίσεις ενέργειας και ισχύος, ώστε να αυξήσει τα έσοδά του, εκθέτοντας παράλληλα τον σταθμό σε αυξημένο ρίσκο αναφορικά με τις εκκαθαριζόμενες αποκλίσεις και τις επιβληθείσες κυρώσεις από τον Διαχειριστή του συστήματος.

Με στόχο ο αλγόριθμος να αποφύγει τη συστηματική λειτουργία του σταθμού κοντά στα ανεκτά όρια αποκλίσεων, η λειτουργία κατ' απόκλιση της εντολής κατανομής του Διαχειριστή ποινικοποιείται. Έτσι, η τμηματικά γραμμική καμπύλη κόστους του Σχ. 81 (β) εντάσσεται εντός της αντικειμενικής συνάρτησης του προβλήματος, αντιπροσωπεύοντας το αυξημένο ρίσκο για λειτουργία κοντά στο όριο ανοχής ε_1 . Σε κάθε περίπτωση, το κόστος λειτουργίας εντός των επιτρεπτών ορίων ανοχής παραμένει εικονικό και εξυπηρετεί τη μοντελοποίηση του προβλήματος, ενώ αποκλίσεις πέραν του ορίου ε_1 ποινικοποιούνται με το πραγματικό κόστος που τους αποδίδεται κατά τη διαδικασία εκκαθάρισης της αγοράς από τον Διαχειριστή του νησιωτικού συστήματος (π_i στο Σχ. 81(β)). Η μαθηματική διατύπωση για την ενσωμάτωση της τμηματικά γραμμικής καμπύλης κόστους αποκλίσεων εντός του προβλήματος αποτυπώνεται μέσω των περιορισμών (122) - (126)

$$I_t^{g/a} = P_t^{DO,g/a} \cdot (T^{DO}/60) \cdot \sum_{b'} \lambda_{b'} \cdot \delta e_{b',t} \quad (122)$$

$$\sum_{b'} \delta e_{b',t} = \Delta E_t^{g/a} / \left(P_t^{DO,g/a} \cdot (T^{DO}/60) \right) \quad (123)$$

$$\delta e_{1,t} \leq \varepsilon_{11} \quad (124)$$

$$\delta e_{b',t} \leq x_{t,b'-1} \cdot \varepsilon_{1b'}, \quad \forall b' > 2 \quad (125)$$

$$\delta e_{b',t} \geq x_{t,b'} \cdot \varepsilon_{1b'}, \quad \forall b' < N_B \quad (126)$$

Παράλληλα, η συνολική παραγωγή του ΥΒΣ για διάστημα 1 λεπτού δίνεται από τη σχέση (127), όπου λαμβάνεται υπόψη η παραγωγή των ΑΠΕ για λειτουργία σε Κατάσταση II, η παραγωγή των υδροστροβίλων του αντλησιοσταμιευτικού σταθμού και η εκφόρτιση των συσσωρευτών. Ομοίως η συνολική απορρόφηση ενέργειας του ΥΒΣ από το δίκτυο σε διάστημα λεπτού δίνεται από τη σχέση

(128), η οποία είναι ίση με την ενέργεια φόρτισης των συσσωρευτών και την ενέργεια άντλησης των αντλιών του αντλησιοταμιευτικού, εφόσον πρώτα αφαιρεθεί η ενέργεια απορρόφησης των αποθηκευτικών σταθμών λόγω λειτουργίας των ΑΠΕ του ΥΒΣ σε Κατάσταση Ι. Οι αποκλίσεις ισχύος, $dP_t^{g/a}$, δίνονται από τη σχέση (129).

$$P_t^s = P_t^H + \sum_{h'} P_{h',t} + P_t^{dch'} \quad (127)$$

$$P_t^a = \sum_p P_{p,t} + P_t^{ch'} - P_t^I \quad (128)$$

$$dP_t^{g/a} = \left| P_t^{g/a} - P_t^{DO,g/a} \right| \quad (129)$$

Προκειμένου να αξιοποιηθεί ο ΥΒΣ βέλτιστα τα επιτρεπτά όρια αποκλίσεων ισχύος του ε_2 ($>\varepsilon_1$), βλ. Σχ. 81(α), εφαρμόζεται αντίστοιχη λογική με αυτή των αποκλίσεων ενέργειας, ενσωματώνοντας κατάλληλη τμηματικά γραμμική καμπύλη κόστους αποκλίσεων ισχύος εντός του προβλήματος.

Περιορισμοί αποθηκευτικού σταθμού αντλησιοταμίευσης

Από τη στιγμή που το πρόβλημα βελτιστοποίηση περιλαμβάνει διακριτότητα λεπτού στον ορίζοντα βελτιστοποίησής του, θα πρέπει να ενσωματωθούν αναλυτικοί περιορισμοί λειτουργία των μονάδων του αντλησιοταμιευτικού σταθμού.

Οι περιορισμοί (130) έως (132) καθορίζουν τη λογική ένταξης των υδροηλεκτρικών μονάδων και αντλιών του ΥΒΣ. Οι ελάχιστοι χρόνοι λειτουργίας και στάσης κάθε μονάδας επιβάλλονται από τους (133) και (134), ενώ οι ρυθμοί ανόδου και καθόδου ενσωματώνονται στο πρόβλημα μέσω των (135) και (136). Ο περιορισμός (137) προσδιορίζει την έναυση μονάδας και ο (138) καθορίζει την ισχύ εξόδου της κατά την έναυσή της. Οι περιορισμοί (139) και (140) περιορίζουν το επίπεδο φόρτισης κάθε υδροηλεκτρικής μονάδας και αντλίας στη φάση κατανομής, ενώ ο πρώτος λαμβάνει υπόψη και τις εφεδρείες που παρέχουν οι υδροηλεκτρικές μονάδες. Η σχέση (141) καθορίζει την τελική ισχύ εξόδου κάθε μονάδας. Τέλος, ο περιορισμός (142) περιορίζει τη συμμετοχή σε εφεδρείες κάθε υδροηλεκτρικής μονάδας, βάσει της ικανότητας παροχής της.

$$su_{h'/p,t} + sd_{h'/p,t} \leq 1 \quad (130)$$

$$su_{h'/p,t} - sd_{h'/p,t} \geq st_{h'/p,t} - st_{h'/p,t-1} \quad (131)$$

$$st_{h'/p,t} = st_{h'/p,t}^{disp} + st_{h'/p,t}^{start} \quad (132)$$

$$\sum_{k=t-T_{h'/p,t}^{min}+1}^t su_{h'/p,k} \leq st_{h'/p,t} \quad (133)$$

$$\sum_{k=t-T_{h'/p,t}^{disp}+1}^t sd_{h'/p,k} \leq 1 - st_{h'/p,t} \quad (134)$$

$$P_{h'/p,t} - P_{h'/p,t-1} \leq ru_{h'/p} \cdot T_{t-1}^d \cdot st_{h'/p,t}^{disp} + P_{h'/p}^{min} \cdot st_{h'/p,t}^{start} \quad (135)$$

$$P_{h'/p,t-1} - P_{h'/p,t} \leq rd_{h'/p} \cdot T_{t-1}^d \cdot st_{h'/p,t}^{disp} + P_{h'/p}^{max} \cdot sd_{h'/p,t} \quad (136)$$

$$st_{h'/p,t}^{start} = \sum_{k=t-T_{h'/p,t}^{start}+1}^t su_{h'/p,k} \quad (137)$$

$$P_{h'/p,t}^{start} = \sum_{k=t-T_{h'/p,t}^{start}+1}^t \left(su_{h'/p,k} \cdot (t-k+1) \cdot \frac{P_{h'/p}^{min}}{T_{h'/p,t}^{start}} \right) \quad (138)$$

$$P_{h'}^{min} \cdot st_{h',t} \leq P_{h',t}^{disp} + r_{h',t} \leq P_{h'}^{max} \cdot st_{h',t}^{disp} \quad (139)$$

$$P_p^{min} \cdot st_{p,t} \leq P_{p,t}^{disp} \leq P_p^{max} \cdot st_{p,t}^{disp} \quad (140)$$

$$P_{h'/p,t} = P_{h'/p,t}^{disp} + P_{h'/p,t}^{start} \quad (141)$$

$$r_{h',t} \leq \min \left(R_{h'} \cdot st_{h',t}^{disp}, E_t^{PHS} \cdot n_d^{PHS} \cdot 60/T_t^d \right) \quad (142)$$

Αναφορικά με τις αποθηκευτικές διατάξεις του σταθμού αντλησιοταμίευσης, ισχύουν οι περιορισμοί (143) έως (145).

$$\sum_{h'} P_{h',t} \leq (E_{t-1}^{PHS} - E_{min}^{PHS}) \cdot 60/T_t^d \cdot n_d^{PHS} \quad (143)$$

$$(E_t^{PHS} - E_{t-1}^{PHS}) \cdot 60/T_t^d = n_c^{PHS} \cdot \sum_p P_{p,t} - \sum_{h'} P_{h',t} / n_d^{PHS} \quad (144)$$

$$E_{min}^{PHS} \leq E_t^{PHS} \leq E_{max}^{PHS} \quad (145)$$

Περιορισμοί αποθηκευτικού σταθμού συσσωρευτών

Σχετικά με τον αποθηκευτικό σταθμό συσσωρευτών, οι περιορισμοί (146) και (147) διασφαλίζουν ότι η παραγωγή και απορρόφηση ενέργειας του σταθμού είναι διαδικασίες αλληλοαποκλειόμενες. Η μέγιστη συμμετοχή του σταθμού σε εφεδρεία ταχείας απόκρισης προσδιορίζεται από τον περιορισμό (148), θεωρώντας ότι ο αντιστροφέας επιτρέπει την ομαλή μετάβαση από τη φόρτιση στην εκφόρτιση. Τέλος, οι αποθηκευτικές μονάδες του σταθμού υπόκεινται στους περιορισμούς (149)-(151).

$$0 \leq P_t^{dch'} \leq P_{max}^{dch'} \cdot v_t' \quad (146)$$

$$0 \leq P_t^{ch'} \leq P_{max}^{ch'} \cdot (1 - v_t') \quad (147)$$

$$r_t^{BESS} \leq \min \left\{ P_{max}^{dch'} + P_t^{ch'} - P_t^{dch'}, E_t^{BESS} \cdot n_d^{BESS} \cdot 60/T_t^d \right\} \quad (148)$$

$$P_t^{dch'} \leq (E_{t-1}^{BESS} - E_{min}^{BESS}) \cdot 60/T_t^d \cdot n_d^{BESS} \quad (149)$$

$$(E_t^{BESS} - E_{t-1}^{BESS}) \cdot 60/T_t^d = n_c^{BESS} \cdot P_t^{ch'} - P_t^{dch'} / n_d^{BESS} \quad (150)$$

$$E_{min}^{BESS} \leq E_t^{BESS} \leq E_{max}^{BESS} \quad (151)$$

Παροχή απαιτούμενων εφεδρειών

Ο περιορισμός (152) ποσοτικοποιεί τη δέσμευση του υβριδικού παραγωγού για παροχή μίας ελάχιστης ποσότητας εφεδρειών (rr^{DO}), οι οποίες έχουν δεσμευθεί από τον Διαχειριστή του συστήματος κατά το στάδιο της ενδοημερήσιας διαχείρισης.

$$\sum_{h'} (r_{h',t}) + r_t^{BESS} + P_t^{imb-r} \geq r_t^{DO} \quad (152)$$

Συμμετοχή παραγωγής ΑΠΕ στην εκπλήρωση της εντολής κατανομής

Τέλος η συμμετοχή των μονάδων ΑΠΕ του ΥΒΣ στην εκπλήρωση της εντολής κατανομής του διαχειριστή περιορίζονται βάσει της (153). Ειδικότερα, οι εφεδρείες γρήγορης απόκρισης του ΥΒΣ οφείλουν να μπορούν να καλύψουν οποιαδήποτε γρήγορη μεταβολή παραγωγής ΑΠΕ, περιλαμβανομένης και της απότομης απώλειάς της. Για το λόγο αυτό η λειτουργία των ΑΠΕ του ΥΒΣ στην Κατάσταση II πρέπει να περιορίζεται από τη διαθέσιμη ταχεία εφεδρεία του σταθμού, εφόσον η ποσότητα αυτή πρώτα απομειωθεί κατά τις εφεδρείες ταχείας απόκρισης που καλείται να δεσμεύσει ο ΥΒΣ βάσει απαίτησης του Διαχειριστή συστήματος. Στον περιορισμό (153), ο μη γραμμικός όρος “*min*” γραμμικοποιείται βάσει των οριζόμενων στην [200].

$$P_t^II \leq \left\{ \begin{array}{l} \min \left\{ \underbrace{\sum_{h'} (R_{h'} \cdot st_{h',t}^{disp}), E_t^{PHS} \cdot n_d^{PHS} \cdot (60/T_t^d)}_{PHS \text{ fast reserves surplus}} \right\} - \sum_{h'} r_{h',t} \\ + \min \left\{ \underbrace{P_{max}^{dch'} + P_t^{ch'} - P_t^{dch'}, E_t^{BESS} \cdot n_d^{BESS} \cdot (60/T_t^d)}_{BESS \text{ fast reserves surplus}} \right\} - r_t^{BESS} \end{array} \right\} \quad (153)$$

Ισοζύγιο παραγωγής ΑΠΕ

Το ισοζύγιο μεταξύ διαθέσιμης, αξιοποιούμενης και απορριπτόμενης ενέργειας ΑΠΕ δίνεται από τη σχέση (154).

$$P_t^{WFs} = P_t^I + P_t^{II} + P_t^R \quad (154)$$

Παράρτημα Δ

Μεθοδολογία υπολογισμού διάρκειας ζωής μπαταρίας

Παρακάτω αποτυπώνεται η μεθοδολογία προσδιορισμού του χρόνου ζωής των μπαταριών που χρησιμοποιήθηκε για την εξαγωγή των αποτελεσμάτων της παρούσας εργασίας.

Μέρος της μεθοδολογίας αυτής έχει παρουσιαστεί στην [80].

Οι μπαταρίες αποτελούν στοιχεία παραγωγικού δυναμικού που υπόκεινται σε λειτουργικές φθορές, οι οποίες αποδίδονται σε διάφορους παράγοντες, όπως η θερμοκρασία λειτουργίας τους, το επίπεδο φόρτισής τους, ο αριθμός των κύκλων λειτουργίας τους (φόρτιση-εκφόρτιση) και το βάθος αυτών (*depth of discharge -DoD*) κ.λπ., ([173], [201]–[203]). Εν γένει, στη βιβλιογραφία διακρίνονται δύο συμπληρωματικοί μηχανισμοί γήρανσης των μπαταριών· η ημερολογιακή γήρανση (*calendar aging*) και η γήρανση που προκύπτει λόγω κύκλων φόρτιση-εκφόρτισης (*cycle aging*), [174], [175]. Ο πρώτος μηχανισμός αφορά τη φυσική διαδικασία φθοράς της μπαταρίας εντός του ονομαστικού χρόνου ζωής της (*lifetime period*), όπως προσδιορίζεται από τον κατασκευαστή της, και μπορεί να υπολογιστεί βάσει της (155), με το \mathcal{L} να αναφέρεται στον ονομαστικό χρόνο ζωής. Ο δεύτερος μηχανισμός, πολύπλοκότερος του πρώτου, αντιπροσωπεύει τη μείωση της διάρκειας ζωής της μπαταρίας λόγω των συνεχόμενων γεγονότων φόρτισης-εκφόρτισης, συνεπώς είναι άμεσα συσχετισμένος με το εκάστοτε προφίλ φόρτισής της (*SoC*).

$$\Delta\mathcal{L}^{cal} = \frac{100\%}{\mathcal{L}} \quad (155)$$

Μία πρώτη εκτίμηση της επιβάρυνσής της ζωής της μπαταρίας λόγω κύκλων φόρτιση-εκφόρτισης μπορεί να γίνει μέσω της (156), εφαρμόζοντας τον αλγόριθμο βροχοροής (*rainflow counting algorithm*), [204], όπου το δ_i αφορά το βάθος φόρτισης-εκφόρτισης κάθε μεμονομένου γεγονότος, N είναι ο αριθμός των κύκλων φόρτισης-εκφόρτισης, ενώ το ϑ_i να λαμβάνει τιμή 0.5 για κύκλους μισού βάθους και 1 για κύκλους πλήρους βάθους εκφόρτισης. Η εφαρμογή της (156) υπονοεί ότι κάθε κύκλος της μπαταρίας αποτελεί ένα ξεχωριστό γεγονός κόπωσης της μπαταρίας, με αθροιστικά αρνητικό αντίκτυπο στον χρόνο ζωής της. Στην (156), η $f(\delta_i)$ αποτυπώνει τη συνάρτηση κόπωσης μίας μπαταρίας τεχνολογίας ιόντων λιθίου σε σχέση με τους κύκλους λειτουργίας της (Σχ. 83), η οποία μπορεί να προσεγγιστεί πολυωνυμικά ή εκθετικά ([175], [205]). Η συνάρτηση $f(\delta_i)$ αποτελεί την αντίστροφη της $\Phi(\delta_i)$ (157), η οποία είναι η κλασική συνάρτηση αριθμού κύκλων εκφόρτισης – βάθους εκφόρτισης του Σχ. 82.

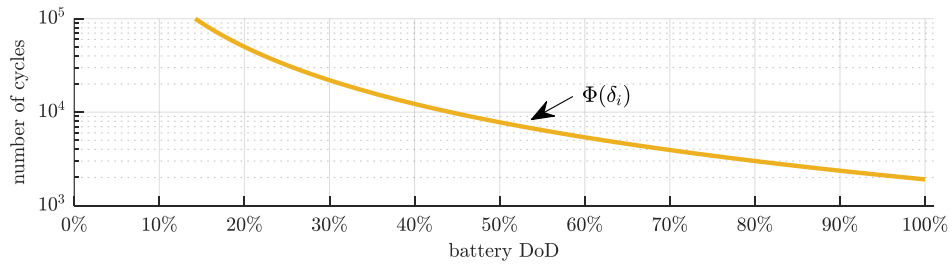
$$\Delta\mathcal{L}^{cl} = \sum_{i=1}^N (f(\delta_i) \cdot \vartheta_i) \quad (156)$$

$$f(\delta_i) = \Phi(\delta_i)^{-1} = a_1 \cdot \delta_i^{a_2} \quad (157)$$

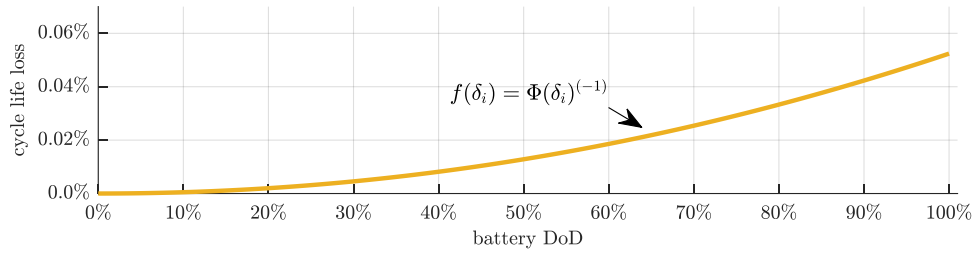
Η συνολική εκτιμώμενη διάρκεια ζωής της μπαταρίας (\mathcal{L}^{exp}) μπορεί τελικά να υπολογιστεί εφαρμόζοντας την (158).

$$\mathcal{L}^{exp} = \frac{100\%}{\Delta\mathcal{L}^{cal} + \Delta\mathcal{L}^{cl}} \quad (158)$$

Στην παρούσα εργασία, όπου κρίνεται απαραίτητο να εκτιμηθεί ο προσδοκώμενος χρόνος ζωής των μπαταριών, θεωρείται ονομαστικός χρόνος ζωής ίσος με 20 έτη, ενώ η (157) εφαρμόζεται υιοθετώντας την πολυωνυμική συνάρτηση $f(\delta_i)$ του [173], όπου $a_1=5.24 \times 10^{-4}$ και $a_2=2.03$. Σε όλες τις περιπτώσεις, εφαρμόζονται οι (155) το (158), ενώ ως είσοδος στον αλγόριθμο *rainflow* λαμβάνεται το απολογιστικό ετήσιο προφίλ φόρτισης των μπαταριών, όπως αυτό προέκυψε από τις διεξαχθείσες προσομοιώσεις.



Σχ. 82: Καμπύλη αριθμού κύκλων εκφόρτισης – βάθους εκφόρτισης για μπαταρία τεχνολογίας ιόντων λιθίου.



Σχ. 83: Καμπύλη επιβάρυνσης χρόνου ζωής – βάθους εκφόρτισης για μπαταρία τεχνολογίας ιόντων λιθίου, όπως έχει προκύψει από την αντιστροφή της καμπύλης του Σχ. 82.

Παράρτημα Ε

Ονοματολογία

Παρακάτω επεξηγούνται τα σύμβολα που χρησιμοποιήθηκαν στην παρούσα εργασία.

E.1. Πρόβλημα ένταξης και φόρτισης μονάδων

Δείκτες

t	Χρονικές περίοδοι ορίζοντα βελτιστοποίησης
u	Κατανεμόμενες μονάδες συστήματος
ωf	Αιολικά πάρκα συστήματος
h	ΥΒΣ συστήματος
ξ	Κεντρικά διαχειριζόμενες μονάδες αποθήκευσης συστήματος
e	Τύποι εφεδρειών (πρωτεύουσα, δευτερεύουσα, τριτεύουσα)
s	Καταστάσεις αναμονής μονάδας (ψυχρή, ενδιάμεση, θερμή)
b	Τμήματα γραμμικοποιημένης καμπύλης μεταβλητού κόστους μονάδων

Συνεχείς μεταβλητές

C^{res}	Συνολικό κόστος παραγωγής ΑΠΕ εντός του ορίζοντα βελτιστοποίησης, όπως το αντιλαμβάνεται ο αλγόριθμος βελτιστοποίησης
C^{slacks}	Συνολικό κόστος παραβίασης των περιορισμών του προβλήματος εντός του ορίζοντα βελτιστοποίησης
C_{hps}^{sr}	Συνολικό κόστος απορρόφησης ενέργειας ΥΒΣ από το δίκτυο του νησιού
$C_r^{Thermal}$	Συνολικό κόστος εφεδρειών εντός του ορίζοντα βελτιστοποίησης
$C_{sd}^{Thermal}$	Συνολικό κόστος σβέσης μονάδων εντός του ορίζοντα βελτιστοποίησης
$C_{su}^{Thermal}$	Συνολικό κόστος έναυσης μονάδων εντός του ορίζοντα βελτιστοποίησης
$C_{var}^{Thermal}$	Συνολικό μεταβλητό κόστος λειτουργίας των ενταγμένων συμβατικών μονάδων εντός του ορίζοντα βελτιστοποίησης
$E_{h,t}^{av}$	Διαθέσιμη προς κατανομή ενέργεια του ΥΒΣ h τη χρονική στιγμή t βάσει προσφοράς του
$P_{u,t}$	Παραγόμενη ενέργεια της μονάδας u τη χρονική στιγμή t
$P_{w,t}$	Παραγόμενη ενέργεια των Α/Π συνολικά, τη χρονική στιγμή t
$P_{\omega f,t}$	Παραγωγή του Α/Π ωf τη χρονική στιγμή t
$P_{RES,t}$	Παραγόμενη ενέργεια των μη κατανεμόμενων ΑΠΕ συνολικά, τη χρονική στιγμή t
$P_{ens,t}$	Μη εξυπηρετούμενη ενέργεια τη χρονική στιγμή t
$P_{h,t}$	Παραγόμενη ενέργεια του ΥΒΣ h τη χρονική στιγμή t
$P_{h,t}^{sr}$	Απορροφούμενη ενέργεια του ΥΒΣ h από το δίκτυο τη χρονική στιγμή t
$P_{\xi,t}^{c/d}$	Ισχύς φόρτισης/εκφόρτισης του αποθηκευτικού σταθμού ξ τη χρονική στιγμή t

$P_{u,t}^{disp}$	Παραγόμενη ενέργεια της μονάδας u τη χρονική στιγμή t , όταν βρίσκεται σε φάση κατανομής
$P_{u,t}^{syn}$	Παραγόμενη ενέργεια της μονάδας u τη χρονική στιγμή t , όταν βρίσκεται σε φάση συγχρονισμού
$P_{u,t}^{soak}$	Παραγόμενη ενέργεια της μονάδας u τη χρονική στιγμή t , όταν βρίσκεται σε φάση ενδιάμεσου φορτίου
$P_{u,t}^{desyn}$	Παραγόμενη ενέργεια της μονάδας u τη χρονική στιγμή t , όταν βρίσκεται σε φάση αποσυγχρονισμού
$P_{\mathcal{W},max,t}$	Μέγιστο επιτρεπτό όριο υποδοχής Α/Π τη χρονική στιγμή t
$P_{\mathcal{W},max,t}^d$	Δυναμικός περιορισμός τη χρονική στιγμή t
$P_{\mathcal{W},max,t}^{ml}$	Περιορισμός τεχνικού ελαχίστου τη χρονική στιγμή t
$P_{\mathcal{W},t}^{sp}$	Συνολικό set-point για όλα τα Α/Π του συστήματος τη χρονική στιγμή t
$P_{wf,t}^{sp}$	Set-point του Α/Π wf τη χρονική στιγμή t
$r_{u,e,t}^{up/dn}$	Δεσμευμένη άνω/κάτω εφεδρεία τύπου e από τη μονάδα u τη χρονική στιγμή t
$r_{\xi,e,t}^{up/dn}$	Δεσμευμένη άνω/κάτω εφεδρεία τύπου e από τον αποθηκευτικό σταθμό ξ τη χρονική στιγμή t
$SoC_{\xi,t}$	Επίπεδο φόρτισης του αποθηκευτικού σταθμού ξ τη χρονική στιγμή t
$sL_{e,t}^{up/dn}$	Μεταβλητή χαλάρωσης της απαίτησης άνω/κάτω εφεδρείας τύπου e
$x_{w,t}$	Περικοπές αιολικής παραγωγής τη χρονική στιγμή t
$\Delta P_{u,t,b}$	Ενέργεια που αποδίδεται στο τμήμα b της μονάδας u τη χρονική στιγμή t

Δυαδικές μεταβλητές

$\ell_{h,t}$	Δυαδική μεταβλητή που ισούται με 1 όταν ο ΥΒΣ h παράγει ενέργεια τη χρονική στιγμή t
$ns_{u,t}$	Δυαδική μεταβλητή που ισούται με 1 όταν η μονάδα u τη χρονική στιγμή t παρέχει μη στρεφόμενη εφεδρεία
$st_{u,t}$	Δυαδική μεταβλητή που ισούται με 1 όταν η μονάδα u τη χρονική στιγμή t κατανεμηθεί
$st_{u,t}^{disp}$	Δυαδική μεταβλητή που ισούται με 1 όταν η μονάδα u τη χρονική στιγμή t βρίσκεται σε φάση κατανομής
$st_{u,t}^{syn}$	Δυαδική μεταβλητή που ισούται με 1 όταν η μονάδα u τη χρονική στιγμή t βρίσκεται σε φάση συγχρονισμού
$st_{u,t}^{soak}$	Δυαδική μεταβλητή που ισούται με 1 όταν η μονάδα u τη χρονική στιγμή t βρίσκεται σε φάση ενδιάμεσου φορτίου
$st_{u,t}^{desyn}$	Δυαδική μεταβλητή που ισούται με 1 όταν η μονάδα u τη χρονική στιγμή t βρίσκεται σε φάση αποσυγχρονισμού
$st_{\xi,t}^{e/d}$	Δυαδική μεταβλητή που ισούται με 1 όταν ο αποθηκευτικός σταθμός ξ τη χρονική στιγμή t φορτίζεται/εκφορτίζεται

$su_{u,t}$	Δυαδική μεταβλητή που ισούται με 1 όταν η μονάδα u εκκινήσει τη χρονική στιγμή t
$sd_{u,k}$	Δυαδική μεταβλητή που ισούται με 1 όταν η μονάδα u σβήσει τη χρονική στιγμή t
$tr_{u,t,s}$	Δυαδική μεταβλητή που ισούται με 1 όταν η μονάδα u εκκινήσει τη χρονική στιγμή t από θερμική κατάσταση s
$v_{u,b,t}$	Δυαδική μεταβλητή που ισούται με 1 όταν το block b της μονάδας u τη χρονική στιγμή t έχει εξαντληθεί πλήρως
$v_{\xi,t}^{aux1/2}$	Βοηθητικές δυαδικές μεταβλητές γραμμικοποίησης του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου παρουσία κεντρικά διαχειριζόμενων αποθηκευτικών σταθμών

Παράμετροι εισόδου

C_e	Κόστος εφεδρείας τύπου e
C_u^{\min}	Μεταβλητό κόστος λειτουργίας της μονάδας u στην τεχνικά ελάχιστη παραγωγή της
C_u^{sd}	Κόστος σβέσης της μονάδας u
$C_{u,s}^{su}$	Κόστος έναυσης της μονάδας u αναλόγως της κατάστασης αναμονής s
c_D	Παράμετρος εμπειρικού προσδιορισμού μέγιστης επιτρεπτής διείσδυσης αιολικής παραγωγής
c_h	Βαθμός απόδοσης πλήρους κύκλου φόρτισης-εκφόρτισης ΥΒΣ h
\underline{E}_{ξ}	Ελάχιστη επιτρεπτή στάθμη φόρτισης του αποθηκευτικού σταθμού ξ
\overline{E}_{ξ}	Μέγιστη επιτρεπτή στάθμη φόρτισης του αποθηκευτικού σταθμού ξ
$E_{\xi,t}^{aux}$	Βοηθητική μεταβλητή γραμμικοποίησης του περιορισμού τεχνικού ελαχίστου παρουσία κεντρικά διαχειριζόμενων αποθηκευτικών σταθμών
E_h^{offer}	Προσφορά ενέργειας ΥΒΣ h
f_0	Συχνότητα δικτύου
$l_{pv,t}$	Μη εγγυημένο ποσοστό διαθέσιμης φωτοβολταϊκής παραγωγή τη χρονική στιγμή t
$l_{w,t}$	Μη εγγυημένο ποσοστό διαθέσιμης αιολικής παραγωγή τη χρονική στιγμή t
$n_{\xi}^{c/d}$	Βαθμός απόδοσης φόρτισης/εκφόρτισης του αποθηκευτικού σταθμού ξ
$P_{L,t}$	Ζήτηση ενέργειας του συστήματος τη χρονική στιγμή t
$P_{pv,t}$	Διαθέσιμη φωτοβολταϊκή παραγωγή τη χρονική στιγμή t
$P_{w,t}^a$	Διαθέσιμη αιολική παραγωγή τη χρονική στιγμή t
$P_{w,t}^e$	Εκτιμώμενη αιολική παραγωγή τη χρονική στιγμή t για το πρόβλημα ένταξης βάσει σειράς προτεραιότητας
$P_{wf,t}^a$	Διαθέσιμη αιολική παραγωγή του Α/Π wf τη χρονική στιγμή t

P_u^{min}	Τεχνικά ελάχιστη παραγωγή της μονάδας u
P_u^{max}	Τεχνικά μέγιστη παραγωγή της μονάδας u
$P_u^{syn-soak}$	Φορτίο της μονάδας u κατά τον συγχρονισμό
$P_{guar,h}$	Εγγυημένη ισχύς ΥΒΣ h
$P_{h,t}^{sr-max}$	Μέγιστη ικανότητα απορρόφησης ενέργειας ΥΒΣ h τη χρονική στιγμή t από το δίκτυο του νησιού
$\overline{P_\xi^{c/d}}$	Μέγιστη ικανότητα φόρτισης/εκφόρτισης του αποθηκευτικού σταθμού ξ
P_W^i	Συνολικά εγκατεστημένη ισχύς Α/Π στο σύστημα
P_{wf}^i	Εγκατεστημένη ισχύς Α/Π wf στο σύστημα
$r_{u,e}^{c-up/dn}$	Θετική/αρνητική ικανότητα παροχής εφεδρείας τύπου e της μονάδας u
$r_{e,t}^{up/dn}$	Απαιτήση θετικής/αρνητική εφεδρείας τύπου e τη χρονική στιγμή t
ru_u	Ρυθμός ανόδου μονάδας u
rd_u	Ρυθμός καθόδου μονάδας u
S_u	Στατισμός της μονάδας u
\overline{su}	Μέγιστος επιτρεπτός αριθμός ταυτόχρονων εναύσεων
\overline{su}'	Μέγιστος επιτρεπτός αριθμός ταυτόχρονων εναύσεων εντός του ορίζοντα βελτιστοποίησης
T^d	Χρονική διάρκεια του βήματος βελτιστοποίησης
T_u^{run}	Ελάχιστος χρόνος λειτουργίας της μονάδας u
T_u^{stop}	Ελάχιστος χρόνος κράτησης της μονάδας u
$T_{u,s}^{off}$	Χρονική διάρκεια κατάστασης αναμονής s για τη μονάδα u
$T_{u,s}^{syn}$	Χρόνος παραμονής σε φάση συγχρονισμού της μονάδας u για εκκίνηση μετά από κατάσταση αναμονής s
$T_{u,s}^{soak}$	Χρόνος παραμονής σε φάση ενδιάμεσου φορτίου της μονάδας u για εκκίνηση μετά από κατάσταση αναμονής s
T_u^{des}	Χρόνος παραμονής σε φάση αποσυγχρονισμού της μονάδας u για εκκίνηση μετά από κατάσταση αναμονής s
$T_{u,b}^g$	Παράμετρος που καθορίζει το όριο του block b της γραμμικοποιημένης καμπύλης μεταβλητού κόστους της μονάδας u
Δf_{ss}	Μέγιστη επιτρεπτή απόκλιση συχνότητας δικτύου μετά τη διαταραχή
$\Delta \mathcal{P}_u$	Μέγιστη συνεισφορά της μονάδας u στη διατήρηση του ισοζυγίου ενέργειας μετά τη διαταραχή
ϵ	Παράμετρος εμπειρικού προσδιορισμού στρεφόμενων εφεδρειών συστήματος

$\kappa_{u,b}$	Κλίση της γραμμικοποιημένης καμπύλης μεταβλητού κόστους της μονάδας u στο block b
φ_*	Εικονικό κόστος για την παραβίαση του περιορισμού * του προβλήματος

E.2. Πρόβλημα υπολογισμού αναγκαίων εφεδρειών

P_t^{ll}	Μέγιστη αναμενόμενη απώλεια φορτίου τη χρονική στιγμή t
$P_{res,t}^{step-rise}$	Μέγιστη αναμενόμενη ακαριαία αύξηση παραγωγής ΑΠΕ τη χρονική στιγμή t
$P_{L,t}^{+f}$	Θετική γρήγορη μεταβλητότητα φορτίου εντός της χρονικής στιγμής t
$P_{L,t}^{-f}$	Αρνητική γρήγορη μεταβλητότητα φορτίου εντός της χρονικής στιγμής t
$P_{res,t}^{+f}$	Θετική γρήγορη μεταβλητότητα ΑΠΕ εντός της χρονικής στιγμής t
$P_{res,t}^{-f}$	Αρνητική γρήγορη μεταβλητότητα ΑΠΕ εντός της χρονικής στιγμής t
$P_{L,t}^{+e}$	Θετικό σφάλμα πρόβλεψης φορτίου εντός της χρονικής στιγμής t
$P_{L,t}^{-e}$	Αρνητικό σφάλμα πρόβλεψης φορτίου εντός της χρονικής στιγμής t
$P_{L,t}^{+s}$	Θετική αργή μεταβλητότητα φορτίου εντός της χρονικής στιγμής t
$P_{L,t}^{-s}$	Αρνητική αργή μεταβλητότητα φορτίου εντός της χρονικής στιγμής t
$P_{res,t}^{+e}$	Θετικό σφάλμα πρόβλεψης ΑΠΕ εντός της χρονικής στιγμής t
$P_{res,t}^{-e}$	Αρνητικό σφάλμα πρόβλεψης ΑΠΕ εντός της χρονικής στιγμής t
$P_{res,t}^{+s}$	Θετική αργή μεταβλητότητα ΑΠΕ εντός της χρονικής στιγμής t
$P_{res,t}^{-s}$	Αρνητική αργή μεταβλητότητα ΑΠΕ εντός της χρονικής στιγμής t

E.3. Πρόβλημα εσωτερικής διαχείρισης ΥΒΣ

Δείκτες

t	Χρονικές περίοδοι ορίζοντα βελτιστοποίησης
h'	Υδροστρόβιλοι ΥΒΣ
p	Αντλίες ΥΒΣ
b'	Τμήματα γραμμικοποιημένης καμπύλης κόστους αποκλίσεων από εντολή κατανομής

Συνεχείς μεταβλητές

$D_t^{s/a}$	Κόστος απόκλισης παραγωγής/απορρόφησης ισχύος
d_t^{SoC}	Μεταβολή του SoC της μπαταρίας

$E_t^{PHS/BESS}$	Αποθηκευμένη ενέργεια στον αντλησιοταμιευτικό σταθμό/μπαταρία τη χρονική στιγμή t
$E_t^{g/a}$	Ενέργεια που παράγεται/απορροφάται εντός ης διάρκειας της εντολής κατανομής
$I_t^{g/a}$	Κόστος απόκλισης παραγωγής/απορρόφησης ενέργειας
$P_{h'/p,t}$	Επίπεδο παραγωγής/απορρόφησης της μονάδας h'/p τη χρονική στιγμή t
$P_{h'/p,t}^{disp/start}$	Επίπεδο παραγωγής/απορρόφησης της μονάδας h'/p τη χρονική στιγμή t όταν βρίσκεται σε φάση κατανομής/έντασης
$P_t^{ch'/dch'}$	Επίπεδο φόρτισης/εκφόρτισης της μπαταρίας τη χρονική στιγμή t
$P_t^{g/a}$	Επίπεδο παραγωγής/απορρόφησης του ΥΒΣ τη χρονική στιγμή t
P_t^{I-II}	Ισχύς εξόδου του Α/Π του ΥΒΣ σε Κατάσταση I και II
P_t^{imb-r}	Απόκλιση από την εντολή παροχής εφεδρειών τη χρονική στιγμή t
P_t^R	Απορριπτόμενη αιολική ενέργεια ΥΒΣ τη χρονική στιγμή t
$r_{h',t}$	Δεσμευμένη πρωτεύουσα εφεδρεία από τη μονάδα h' τη χρονική στιγμή t
r_t^{BESS}	Δεσμευμένη πρωτεύουσα εφεδρεία από τη μπαταρία τη χρονική στιγμή t
$\Delta E_t^{g/a}$	Αποκλίσεις παραγωγής/απορρόφησης ενέργειας από την εντολή κατανομής τη χρονική στιγμή t
$\delta e_{b',t}$	Ισχύς του τμήματος b' τη χρονική στιγμή t
$dP_t^{g/a}$	Αποκλίσεις παραγωγής/απορρόφησης ισχύος από την εντολή κατανομής τη χρονική στιγμή t

Δυναμικές μεταβλητές

$sd_{h'/p,t}$	Δυναμική μεταβλητή που ισούται με 1 όταν η μονάδα h'/p σβήσει τη χρονική στιγμή t
$st_{h'/p,t}$	Δυναμική μεταβλητή που ισούται με 1 όταν η μονάδα h'/p τη χρονική στιγμή t κατανεμηθεί
$st_{h'/p,t}^{disp/start}$	Δυναμική μεταβλητή που ισούται με 1 όταν η μονάδα h'/p τη χρονική στιγμή t βρίσκεται σε φάση κατανομής/έντασης
$su_{h'/p,t}$	Δυναμική μεταβλητή που ισούται με 1 όταν η μονάδα h'/p εκκινήσει τη χρονική στιγμή t
v_t'	Δυναμική μεταβλητή που ισούται με 1 όταν ο αποθηκευτικός σταθμός μπαταρίας τη χρονική στιγμή t εκφορτίζεται

Παράμετροι εισόδου

$E_{min/max}^{PHS/BESS}$	Ελάχιστη/μέγιστη επιτρεπτή στάθμη αποθήκευσης για τον αντλησιοταμιευτικό σταθμό/μπαταρία
$n_{d/c}^{PHS/BESS}$	Βαθμός απόδοσης φόρτισης/εκφόρτισης για τον αντλησιοταμιευτικό σταθμό/μπαταρία
P_t^{WFS}	Διαθέσιμη αιολική παραγωγή του Α/Π του ΥΒΣ
$P_{max}^{ch'/dch'}$	Μέγιστη ικανότητα φόρτισης/εκφόρτισης του σταθμού μπαταρίας

$P_t^{DO,g/a}$	Εντολή κατανομής παραγωγής/απορρόφησης ενέργειας
$P_{past,t}^{g/a}$	Παλαιότερες καταγραφές αποκλίσεων παραγωγής/απορρόφησης από εντολές κατανομής
$P_{h'/p}^{min/max}$	Τεχνικά μέγιστη/ελάχιστη παραγωγή της μονάδας h'/p
r_t^{DO}	Εντολή δέσμευσης πρωτεύουσας εφεδρείας
$R_{h'}$	Ικανότητα παροχής πρωτεύουσας εφεδρείας της μονάδας h'
$ru / rd_{h'/p}$	Ρυθμός ανόδου/καθόδου της μονάδας h'/p
$T_{h'/p,t}^{start}$	Διάρκεια της φάσης εκκίνησης της μονάδας h'/p
$T_{h'/p,t}^{run/stop}$	Διάρκεια ελάχιστου χρόνου λειτουργίας/στάσης της μονάδας h'/p
T_t^d	Χρονική διάρκεια έκαστου βήματος βελτιστοποίησης
T^{DO}	Χρονική διάρκεια της εντολής κανονικής
ε_1	Αποδεκτό όριο ανοχής για αποκλίσεις ενέργειας
ε_2	Αποδεκτό όριο ανοχής για αποκλίσεις ισχύος
λ_b	Κλίση της γραμμικοποιημένης καμπύλης κόστους αποκλίσεων στο block b'
π_g	Κόστος ενέργειας που παράγεται από τον ΥΒΣ
π_a	Κόστος ενέργειας που απορροφάται από τον ΥΒΣ
π_e	Αξία της αποθηκευμένης ενέργειας στον ταμιευτήρα/μπαταρία
π_r	Χρέωση για απόκλιση από την εντολή εφεδρειών
π_i	Χρέωση για απόκλιση από την εντολή κατανομής ενέργειας
$\pi_{1/2}$	Εικονικά κόστη μεταβλητών παραβίασης των περιορισμών του προβλήματος

E.4. Παράμετροι υπολογισμού συνολικού κόστους συστήματος

i	Εξεταζόμενο σενάριο
scr_i	Μείωση κόστους συστήματος στο σενάριο i με αποθηκευτικούς σταθμούς σε σχέση με το σενάριο βάσης χωρίς αποθήκευση, θεωρώντας ότι οι σταθμοί αποθήκευσης δεν αποζημιώνονται
C^{base}	Κόστος σεναρίου βάσης χωρίς αποθήκευση
C_i	Κόστος σεναρίου i με αποθηκευτικούς σταθμούς, θεωρώντας ότι αυτοί δεν αποζημιώνονται
C^{wfs}	Ετήσιο κόστος παραγωγής αιολικής ενέργειας με αποζημίωση στη θεωρούμενη FiT
C^{pvs}	Ετήσιο κόστος παραγωγής φωτοβολταϊκής ενέργειας με αποζημίωση στη θεωρούμενη FiT

E.5. Παράμετροι υπολογισμού διάρκειας ζωής μπαταρίας

\mathcal{L}	Ονομαστική διάρκεια ζωής μπαταρίας
\mathcal{L}^{exp}	Εκτιμώμενη διάρκεια ζωής μπαταρίας
$\Delta\mathcal{L}^{cal}$	Μείωση διάρκειας ζωής μπαταρίας λόγω ημερολογιακής γήρανσης
$\Delta\mathcal{L}^i$	Μείωση διάρκειας ζωής μπαταρίας λόγω ανακύκλωσης ενέργειας
g_i	Παράμετρος που λαμβάνει τιμή 0.5 για κύκλους μισού βάθους και 1 για κύκλους πλήρους βάθους εκφόρτισης
$f(\delta_i)$	Συνάρτηση κόπωσης μπαταρίας
$\Phi(\delta_i)^{-1}$	Συνάρτηση αριθμού κύκλων εκφόρτισης – βάθους εκφόρτισης
δ_i	βάθος φόρτισης-εκφόρτισης κάθε μεμονομένου γεγονότος του τον αλγορίθμου βροχοροής

Παράρτημα ΣΤ

Γλωσσάριο αντιστοιχίας τεχνικών όρων

Παρακάτω παρουσιάζεται η αντιστοιχία των βασικών τεχνικών όρων της διατριβής.

ακαριαία απένταξη μονάδας	<i>trip</i>
αλγόριθμος βροχοροής	<i>rainflow counting algorithm</i>
αποζημίωση εφεδρειών	<i>reserves tariff</i>
απομείωση αιχμής	<i>peak shaving</i>
αποσύνθεση	<i>decomposition</i>
αυτόματη ρύθμιση παραγωγής	<i>automatic generation control</i>
αυτοπαραγωγός	<i>prosumer</i>
βαθμός απόδοσης επένδυσης	<i>internal rate of return</i>
βάθος εκφόρτισης	<i>depth of discharge</i>
βραχυπρόθεσμη κατανομή και λειτουργία	<i>short-term dispatch and operation</i>
γήρανση γεγονότων φόρτιση-εκφόρτισης	<i>cycle aging</i>
δυναμικός προγραμματισμός	<i>dynamic programming</i>
εικονικοί σταθμοί παραγωγής	<i>virtual power plants</i>
ελέγχος παραγωγής	<i>generation system control</i>
ένταξη και φόρτιση μονάδων	<i>unit commitment and economic dispatch</i>
έντοκη περίοδος αποπληρωμής	<i>discounted payback period</i>
εξαντλητική απαρίθμηση	<i>exhaustive enumeration</i>
επαναληπτική εκτέλεση	<i>rolling execution</i>
επιλυσιμότητα προβλήματος	<i>feasibility</i>
επίπεδο φόρτισης αποθήκευσης	<i>state of charge</i>
εύρωστο	<i>robust</i>
ημερολογιακή γήρανση	<i>calendar aging</i>
κατανομή φορτίου σε πραγματικό χρόνο	<i>real time dispatch</i>
κατάσταση αδρανείας	<i>idling</i>
κατάσταση απορρόφησης	<i>charging</i>
κατάσταση παραγωγής	<i>discharging</i>
λειτουργική κατάσταση μονάδας	<i>status</i>
λίστα προτεραιότητας	<i>priority listing</i>
μεικτός ακέραιος γραμμικός προγραμματισμός	<i>mixed integer linear programming</i>
μεικτός ακέραιος τετραγωνικός προγραμματισμός	<i>mixed integer quadratic programming</i>
μεικτός ακέραιος μη γραμμικός προγραμματισμός	<i>mixed integer non-linear programming</i>
μεταφορά εξυπηρετούμενου φορτίου	<i>demand shifting</i>
μέτωπα pareto	<i>pareto fronts</i>
[μετα-]ευριστική μέθοδος	<i>[meta-]heuristic method</i>
μικροδίκτυο	<i>microgrid</i>
μοντέλο προβλεπτικού ελέγχου	<i>model predictive control</i>
ντετερμινιστική μέθοδος	<i>deterministic</i>
ονομαστικός χρόνος ζωής	<i>lifetime period</i>
ορίζοντας βελτιστοποίησης	<i>optimization horizon</i>
προβλήματα βελτιστοποίησης μεγάλης κλίμακας	<i>large-scale optimization problems</i>
προγραμματισμός στόχων	<i>goal programming</i>
προημερήσια διαχείριση της παραγωγής	<i>day ahead scheduling</i>
ρυθμιστής στροφών	<i>governor</i>
σταθμισμένο κόστος ενέργειας	<i>levelized cost of energy</i>
σταθμισμένο κόστος εφεδρείας	<i>levelized cost of reserves</i>

στοιχείο παροχής εφεδρειών	<i>reserves-providing asset</i>
στοχαστικό	<i>stochastic</i>
συνήθης πρακτική	<i>business as usual</i>
συντελεστής ποινής	<i>penalty factor</i>
ταμιακές ροές	<i>cash flows</i>
τιμές αναφοράς	<i>feed in tariffs</i>
υβριδικός σταθμός παραγωγής	<i>hybrid power station</i>
υποκατάσταση εφεδρειών	<i>substitutability of ancillary services</i>
χρονική διακριτότητα	<i>granularity</i>
<i>dc</i> ροή ισχύος	<i>dc power flow</i>

Βιβλιογραφία

- [1] I. Egido, F. Fernandez-Bernal, P. Centeno, and L. Rouco, "Maximum frequency deviation calculation in small isolated power systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 4, pp. 1731–1738, 2009.
- [2] G. Delille, B. François, and G. Malarange, "Dynamic Frequency Control Support by Energy Storage to Reduce the Impact of Wind and Solar Generation on Isolated Power System's Inertia," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 3, no. 4, pp. 931–939, 2012.
- [3] P. Blechinger, R. Seguin, C. Cader, P. Bertheau, and C. Breyer, "Assessment of the global potential for renewable energy storage systems on small islands," *Energy Procedia*, vol. 46, pp. 294–300, 2014.
- [4] H. Meschede, P. Holzapfel, F. Kadelbach, and J. Hesselbach, "Classification of global island regarding the opportunity of using RES," *Appl. Energy*, vol. 175, pp. 251–258, 2016.
- [5] N. Hatziaargyriou, I. Margaritis, I. Stavropoulou, S. Papathanassiou, and A. Dimeas, "Noninterconnected Island Systems: The Greek Case," *IEEE Electr. Mag.*, vol. 5, no. 2, pp. 17–27, Jun. 2017.
- [6] A. W. Bizuayehu, P. Medina, J. P. S. Catalao, E. M. G. Rodrigues, and J. Contreras, "Analysis of electrical energy storage technologies' state-of-the-art and applications on islanded grid systems," in *2014 IEEE PES T&D Conference and Exposition*, 2014, no. January 2011, pp. 1–5.
- [7] O. Erdinc, N. G. Paterakis, and J. P. S. Catalão, "Overview of insular power systems under increasing penetration of renewable energy sources: Opportunities and challenges," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 52, pp. 333–346, Dec. 2015.
- [8] IRENA, "Transforming small-island power systems: Technical planning studies for the integration of variable renewables," 2018.
- [9] G. N. Psarros and S. A. Papathanassiou, "Bi-Level Minimum Loading Unit Commitment for Small Isolated Power Systems," in *Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2018)*, 2018, pp. 5 (6 pp.)–5 (6 pp.).
- [10] G. N. Psarros and S. A. Papathanassiou, "A unit commitment method for isolated power systems employing dual minimum loading levels to enhance flexibility," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 177, no. July, p. 106007, Dec. 2019.
- [11] G. N. Psarros, S. I. Nanou, S. V. Papaefthymiou, and S. A. Papathanassiou, "Generation scheduling in non-interconnected islands with high RES penetration," *Renew. Energy*, vol. 115, pp. 338–352, Jan. 2018.
- [12] S. A. Papathanassiou and N. G. Boulaxis, "Power limitations and energy yield evaluation for wind farms operating in island systems," *Renew. Energy*, vol. 31, no. 4, pp. 457–479, 2006.
- [13] *Management Code of Greek Non-Interconnected Islands*. Greek Government Gazette 304/B/11.02.2014.
- [14] E. Karamanou, S. Papathanassiou, and N. Boulaxis, "Operating policies for autonomous Island grids with PV penetration," in *Proc. 4th European PV-Hybrid and Mini-Grid Conference*, 2008.
- [15] N. Kythreotou, S. A. Tassou, and G. Florides, "An assessment of the biomass potential of Cyprus for energy production," *Energy*, vol. 47, no. 1, pp. 253–261, 2012.
- [16] A. M. Zissimos, I. C. Christoforou, D. R. Cohen, S. D. Mooney, and N. F. Rutherford, "Spatial distribution and controls on organic and inorganic carbon in the soils of Cyprus," *J. Geochemical Explor.*, vol. 196, no. September 2018, pp. 95–104, 2019.
- [17] N. Scarlat, J. F. Dallemand, and F. Fahl, "Biogas: Developments and perspectives in Europe," *Renew. Energy*, vol. 129, pp. 457–472, 2018.
- [18] A. Poullikkas, "Economic analysis of power generation from parabolic trough solar thermal plants for the Mediterranean region-A case study for the island of Cyprus," *Renew. Sustain. Energy*

- Rev.*, vol. 13, no. 9, pp. 2474–2484, 2009.
- [19] B. Zhao, X. Zhang, J. Chen, C. Wang, and L. Guo, "Operation optimization of standalone microgrids considering lifetime characteristics of battery energy storage system," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 4, pp. 934–943, 2013.
- [20] S. V. Papaefthymiou and S. A. Papathanassiou, "Optimum sizing of wind-pumped-storage hybrid power stations in island systems," *Renew. Energy*, vol. 64, pp. 187–196, 2014.
- [21] S. Papaefthymiou, E. Karamanou, S. Papathanassiou, and M. Papadopoulos, "Operating policies for wind-pumped storage hybrid power stations in island grids," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 3, no. 3, p. 293, 2009.
- [22] J. Zhu, *Optimization of Power System Operation*. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2009.
- [23] H. Y. Yamin, "Review on methods of generation scheduling in electric power systems," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 69, no. 2–3, pp. 227–248, May 2004.
- [24] Q. P. Zheng, J. Wang, and A. L. Liu, "Stochastic Optimization for Unit Commitment—A Review," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 4, pp. 1913–1924, Jul. 2015.
- [25] N. P. Padhy, "Unit Commitment - A Bibliographical Survey," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 2, pp. 1196–1205, May 2004.
- [26] T. Seki, N. Yamashita, and K. Kawamoto, "New Local Search Methods for Improving the Lagrangian-Relaxation-Based Unit Commitment Solution," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 272–283, Feb. 2010.
- [27] A. Frangioni, C. Gentile, and F. Lacalandra, "Solving unit commitment problems with general ramp constraints," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 30, no. 5, pp. 316–326, Jun. 2008.
- [28] A. Frangioni, C. Gentile, and F. Lacalandra, "Tighter Approximated MILP Formulations for Unit Commitment Problems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 1, pp. 105–113, Feb. 2009.
- [29] A. Viana and J. P. Pedroso, "A new MILP-based approach for unit commitment in power production planning," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 44, no. 1, pp. 997–1005, Jan. 2013.
- [30] B. Venkatesh, Peng Yu, H. B. Gooi, and Dechen Choling, "Fuzzy MILP Unit Commitment Incorporating Wind Generators," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 4, pp. 1738–1746, Nov. 2008.
- [31] H. Siahkali and M. Vakilian, "Stochastic unit commitment of wind farms integrated in power system," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 80, no. 9, pp. 1006–1017, Sep. 2010.
- [32] P. Sores, D. Raisz, and D. Divenyi, "Day-ahead market design enabling co-optimized reserve procurement in Europe," in *11th International Conference on the European Energy Market (EEM14)*, 2014, pp. 1–6.
- [33] A. Baillo, M. Ventosa, M. Rivier, and A. Ramos, "Optimal Offering Strategies for Generation Companies Operating in Electricity Spot Markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 2, pp. 745–753, May 2004.
- [34] F. H. Magnago, J. Alemany, and J. Lin, "Impact of demand response resources on unit commitment and dispatch in a day-ahead electricity market," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 68, pp. 142–149, 2015.
- [35] T. Wu, M. Rothleder, Z. Alaywan, and A. D. Papalexopoulos, "Pricing Energy and Ancillary Services in Integrated Market Systems by an Optimal Power Flow," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 1, pp. 339–347, 2004.
- [36] B. C. Ummels, M. Gibescu, W. L. Kling, and G. C. Paap, "Integration of wind power in the liberalized dutch electricity market," *Wind Energy*, vol. 9, no. 6, pp. 579–590, 2006.
- [37] H. Wang, C. E. Murillo-Sanchez, R. D. Zimmerman, and R. J. Thomas, "On Computational Issues of Market-Based Optimal Power Flow," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 3, pp. 1185–1193, Aug. 2007.
- [38] Deqiang Gan and E. Litvinov, "Energy and reserve market designs with explicit consideration to

- lost opportunity costs," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 1, pp. 53–59, Feb. 2003.
- [39] P. N. Biskas and N. G. Kanelakis, "Co-optimization of electricity day-ahead market and steady-state natural gas system using Augmented Lagrangian," *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM*, 2014.
- [40] A. G. Bakirtzis and P. S. Dokopoulos, "Short term generation scheduling in a small autonomous system with unconventional energy sources," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 3, no. 3, pp. 1230–1236, Aug. 1988.
- [41] G. C. Contaxis and J. Kabouris, "Short term scheduling in a wind/diesel autonomous energy system," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 6, no. 3, pp. 1161–1167, 1991.
- [42] G. N. Psarros and S. A. Papathanassiou, "Comparative Assessment of Unit Commitment Methods for Isolated Island Grids," in *2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, 2018, pp. 1–6.
- [43] A. Ioannidis, K. J. Chalvatzis, X. Li, G. Notton, and P. Stephanides, "The case for islands' energy vulnerability: Electricity supply diversity in 44 global islands," *Renew. Energy*, vol. 143, pp. 440–452, 2019.
- [44] G. Tsilingiridis, C. Sidiropoulos, and A. Pentaliotis, "Reduction of air pollutant emissions using renewable energy sources for power generation in Cyprus," *Renew. Energy*, vol. 36, no. 12, pp. 3292–3296, 2011.
- [45] I. Miranda, N. Silva, and H. Leite, "A Holistic Approach to the Integration of Battery Energy Storage Systems in Island Electric Grids with High Wind Penetration," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 7, no. 2, pp. 775–785, 2016.
- [46] K. J. Chua, W. M. Yang, S. S. Er, and C. A. Ho, "Sustainable energy systems for a remote island community," *Appl. Energy*, vol. 113, pp. 1752–1763, 2014.
- [47] V. Cosentino *et al.*, "Smart renewable generation for an islanded system. Technical and economic issues of future scenarios," *Energy*, vol. 39, no. 1, pp. 196–204, 2012.
- [48] C. K. Simoglou, E. A. Bakirtzis, P. N. Biskas, and A. G. Bakirtzis, "Optimal operation of insular electricity grids under high RES penetration," *Renew. Energy*, vol. 86, pp. 1308–1316, Feb. 2016.
- [49] E. Riva Sanseverino, R. Riva Sanseverino, S. Favuzza, and V. Vaccaro, "Near zero energy islands in the Mediterranean: Supporting policies and local obstacles," *Energy Policy*, vol. 66, pp. 592–602, 2014.
- [50] S. V. Papaefthymiou, E. G. Karamanou, S. A. Papathanassiou, and M. P. Papadopoulos, "A wind-hydro-pumped storage station leading to high RES penetration in the autonomous island system of Ikaria," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 1, no. 3, pp. 163–172, 2010.
- [51] C. Bueno and J. A. Carta, "Technical-economic analysis of wind-powered pumped hydrostorage systems. Part I: model development," *Sol. Energy*, vol. 78, no. 3, pp. 382–395, Mar. 2005.
- [52] C. Bueno and J. A. Carta, "Technical-economic analysis of wind-powered pumped hydrostorage systems. Part II: Model application to the island of El Hierro," *Sol. Energy*, vol. 78, no. 3, pp. 396–405, 2005.
- [53] I. Kougiyas, S. Szabó, A. Nikitas, and N. Theodossiou, "Sustainable energy modelling of non-interconnected Mediterranean islands," *Renew. Energy*, vol. 133, pp. 930–940, 2019.
- [54] E. I. Vrettos and S. A. Papathanassiou, "Operating Policy and Optimal Sizing of a High Penetration RES-BESS System for Small Isolated Grids," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 26, no. 3, pp. 744–756, Sep. 2011.
- [55] D. M. Gioutsos, K. Blok, L. van Velzen, and S. Moorman, "Cost-optimal electricity systems with increasing renewable energy penetration for islands across the globe," *Appl. Energy*, vol. 226, no. May, pp. 437–449, 2018.
- [56] D. Thomas, O. Deblecker, and C. S. Ioakimidis, "Optimal design and techno-economic analysis of an autonomous small isolated microgrid aiming at high RES penetration," *Energy*, vol. 116, pp. 364–379, Dec. 2016.

- [57] M. Drouineau, E. Assoumou, V. Mazauric, and N. Maïzi, "Increasing shares of intermittent sources in Reunion Island: Impacts on the future reliability of power supply," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 46, pp. 120–128, 2015.
- [58] N. Maïzi *et al.*, "Maximizing intermittency in 100% renewable and reliable power systems: A holistic approach applied to Reunion Island in 2030," *Appl. Energy*, vol. 227, no. July, pp. 332–341, 2018.
- [59] N. Duić and M. Da Graça Carvalho, "Increasing renewable energy sources in island energy supply: Case study Porto Santo," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 8, no. 4, pp. 383–399, 2004.
- [60] P. D. Brown, J. A. Peças Lopes, and M. A. Matos, "Optimization of Pumped Storage Capacity in an Isolated Power System With Large Renewable Penetration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 2, pp. 523–531, May 2008.
- [61] S. Gill, G. W. Ault, and I. Kockar, "The optimal operation of energy storage in a wind power curtailment scheme," in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012, pp. 1–8.
- [62] B. Kroposki, R. Lasseter, T. Ise, S. Morozumi, S. Papathanassiou, and N. Hatziargyriou, "Making microgrids work," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 6, no. 3, pp. 40–53, 2008.
- [63] R. Sebastián, "Application of a battery energy storage for frequency regulation and peak shaving in a wind diesel power system," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no. 3, pp. 764–770, Feb. 2016.
- [64] Y. Wen, W. Li, G. Huang, and X. Liu, "Frequency Dynamics Constrained Unit Commitment With Battery Energy Storage," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 6, pp. 5115–5125, Nov. 2016.
- [65] K. C. Divya and J. Østergaard, "Battery energy storage technology for power systems—An overview," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 4, pp. 511–520, Apr. 2009.
- [66] D. McConnell, T. Forcey, and M. Sandiford, "Estimating the value of electricity storage in an energy-only wholesale market," *Appl. Energy*, vol. 159, pp. 422–432, Dec. 2015.
- [67] M. Ghofrani, A. Arabali, M. Etezadi-Amoli, and M. S. Fadali, "A framework for optimal placement of energy storage units within a power system with high wind penetration," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 2, pp. 434–442, 2013.
- [68] G. Caralis, K. Rados, and A. Zervos, "On the market of wind with hydro-pumped storage systems in autonomous Greek islands," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 8, pp. 2221–2226, Oct. 2010.
- [69] G. Caralis and A. Zervos, "Analysis of the combined use of wind and pumped storage systems in autonomous Greek islands," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 1, no. 1, p. 49, 2007.
- [70] A. V. Ntomaris and A. G. Bakirtzis, "Stochastic Scheduling of Hybrid Power Stations in Insular Power Systems With High Wind Penetration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 5, pp. 3424–3436, Sep. 2016.
- [71] A. V. Ntomaris and A. G. Bakirtzis, "Optimal bidding for risk-averse hybrid power station producers in insular power systems: An MPEC approach," in *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, 2017, vol. 32, no. 5, pp. 1–6.
- [72] P. Beires, M. H. Vasconcelos, C. L. Moreira, and J. A. Peças Lopes, "Stability of autonomous power systems with reversible hydro power plants," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 158, pp. 1–14, May 2018.
- [73] S. V. Papaefthymiou, V. G. Lakiotis, I. D. Margaritis, and S. A. Papathanassiou, "Dynamic analysis of island systems with wind-pumped-storage hybrid power stations," *Renew. Energy*, vol. 74, pp. 544–554, 2015.
- [74] J. S. Anagnostopoulos and D. E. Papantonis, "Simulation and size optimization of a pumped-storage power plant for the recovery of wind-farms rejected energy," *Renew. Energy*, vol. 33, no. 7, pp. 1685–1694, 2008.
- [75] G. Martínez-Lucas, J. Sarasúa, and J. Sánchez-Fernández, "Frequency Regulation of a Hybrid Wind–Hydro Power Plant in an Isolated Power System," *Energies*, vol. 11, no. 1, p. 239, 2018.
- [76] L. Sigrist, E. Lobato, and L. Rouco, "Energy storage systems providing primary reserve and peak shaving in small isolated power systems: An economic assessment," *Int. J. Electr. Power Energy*

- Syst.*, vol. 53, no. 1, pp. 675–683, 2013.
- [77] I. Egidio *et al.*, “Energy storage systems for frequency stability enhancement in small-isolated power systems,” in *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*, 2015, no. 13, pp. 1–6.
- [78] G. N. Psarros, E. G. Karamanou, and S. A. Papathanassiou, “Feasibility Analysis of Centralized Storage Facilities in Isolated Grids,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 9, no. 4, pp. 1822–1832, Oct. 2018.
- [79] G. N. Psarros, S. P. Kokkolios, and S. A. Papathanassiou, “Centrally Managed Storage Facilities in Small Non-Interconnected Island Systems,” in *2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, 2018, pp. 1–6.
- [80] G. Psarros and S. Papathanassiou, “Evaluation of battery-renewables hybrid stations in small isolated systems,” *IET Renew. Power Gener.*, pp. 2–13, Jun. 2019.
- [81] G. N. Psarros and S. A. Papathanassiou, “Operation of a wind-PV-battery hybrid power station in an isolated island grid,” in *Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2018)*, 2018, pp. 4 (6 pp.)–4 (6 pp.).
- [82] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding, “Progress in electrical energy storage system: A critical review,” *Prog. Nat. Sci.*, vol. 19, no. 3, pp. 291–312, Mar. 2009.
- [83] IEA, “Bioenergy for Electricity and Heat,” 2011.
- [84] IRENA and IEA-ETSAP, “Technology Brief - Electricity Storage,” no. April, p. 28, 2012.
- [85] ITRE, “Outlook for Energy Storage Technologies,” 2008.
- [86] J. Leadbetter and L. G. Swan, “Selection of battery technology to support grid-integrated renewable electricity,” *J. Power Sources*, vol. 216, pp. 376–386, Oct. 2012.
- [87] S. V. Papaefthymiou, S. A. Papathanassiou, and E. G. Karamanou, “Application of Pumped Storage to Increase Renewable Energy Penetration in Autonomous Island Systems,” S. M. Mueeen, Ed. London: Springer London, 2012, pp. 295–335.
- [88] G. Graditi, M. G. Ippolito, E. Telaretti, and G. Zizzo, “An Innovative Conversion Device to the Grid Interface of Combined RES-based generators and Electric Storage Systems,” vol. PP, no. 99, p. 1, 2014.
- [89] E. Liegmann and R. Majumder, “An Efficient Method of Multiple Storage Control in Microgrids,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 6, pp. 3437–3444, 2015.
- [90] S. N. Manias, *Power electronics and motor drive systems*, 1st ed. 2017.
- [91] M. Farrokhabadi, S. Konig, C. A. Canizares, K. Bhattacharya, and T. Leibfried, “Battery Energy Storage System Models for Microgrid Stability Analysis and Dynamic Simulation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 2, pp. 2301–2312, 2018.
- [92] F. H. Abanda *et al.*, “Off-grid electrification with solar home systems: The experience of a fee-for-service concession in South Africa,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 7, pp. 1–6, 2012.
- [93] R. Sebastián, “Battery energy storage for increasing stability and reliability of an isolated Wind Diesel power system,” *IET Renew. Power Gener.*, vol. 11, no. 2, pp. 296–303, Feb. 2017.
- [94] D. S. Miranda, Y. Sun, J. F. G. Cobben, and M. Gibescu, “Impact of energy storage on island grid dynamics: A case study of Bonaire,” in *2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, 2016, pp. 1–7.
- [95] Σ. Παπαθανασίου, Σ. Παπαευθυμίου, Ε. Καραμάνου, Μ. Παπαδόπουλος, Δ. Ροντήρης, and Ι. Δρυμωνίτης, “Αρχές Διαχείρισης Υβριδικών Σταθμών: Εφαρμογή στο Σύστημα της Ικαρίας,” *Πρακτικά Συνόδου «Αθήνα 2009» της Ε.Ε. CIGRE.*, no. Αθήνα, Δεκέμβριος 2009.
- [96] “TILOS Project – Eunice Energy Group.” [Online]. Available: <http://eunice-group.com/projects/tilos-project/>. [Accessed: 10-May-2019].
- [97] L. E. Sokoler, P. Vinter, R. Baerentsen, K. Edlund, and J. B. Jorgensen, “Contingency-Constrained

- Unit Commitment in Meshed Isolated Power Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 5, pp. 3516–3526, Sep. 2016.
- [98] G. J. Osorio, J. M. Lujano-Rojas, M. Shafie-khah, J. C. O. Matias, and J. P. S. Catalao, "Managing vanadium redox batteries towards the optimal scheduling of insular power systems," in *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2015, pp. 1–5.
- [99] S. I. Vagropoulos, C. K. Simoglou, A. G. Bakirtzis, E. J. Thalassinakis, and A. Gigantidou, "Assessment of the impact of a battery energy storage system on the scheduling and operation of the insular power system of Crete," in *2014 49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, 2014, pp. 1–6.
- [100] Y. Perez and F. J. Ramos Real, "How to make a European integrated market in small and isolated electricity systems? The case of the Canary Islands," *Energy Policy*, vol. 36, no. 11, pp. 4159–4167, 2008.
- [101] P. S. Dokopoulos, A. C. Saramourtsis, and A. G. Bakirtzis, "Prediction and evaluation of the performance of wind-diesel energy systems," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 11, no. 2, pp. 385–393, Jun. 1996.
- [102] C. L. Chen, T. Y. Lee, and R. M. Jan, "Optimal wind-thermal coordination dispatch in isolated power systems with large integration of wind capacity," *Energy Convers. Manag.*, vol. 47, no. 18–19, pp. 3456–3472, 2006.
- [103] T. Senjyu, D. Hayashi, A. Yona, N. Urasaki, and T. Funabashi, "Optimal configuration of power generating systems in isolated island with renewable energy," *Renew. Energy*, vol. 32, no. 11, pp. 1917–1933, Sep. 2007.
- [104] P. Meibom, R. Barth, B. Hasche, H. Brand, C. Weber, and M. O'Malley, "Stochastic Optimization Model to Study the Operational Impacts of High Wind Penetrations in Ireland," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 3, pp. 1367–1379, Aug. 2011.
- [105] K. Dietrich, J. M. Latorre, L. Olmos, and A. Ramos, "Demand Response in an Isolated System With High Wind Integration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 1, pp. 20–29, Feb. 2012.
- [106] C. W. Hansen and A. D. Papalexopoulos, "Operational Impact and Cost Analysis of Increasing Wind Generation in the Island of Crete," *IEEE Syst. J.*, vol. 6, no. 2, pp. 287–295, Jun. 2012.
- [107] P. Andrianesis, G. Liberopoulos, and C. Varnavas, "The impact of wind generation on isolated power systems: The case of Cyprus," in *2013 IEEE Grenoble Conference*, 2013, pp. 1–6.
- [108] Chang, Lu, and Wu, "Frequency-regulating reserve constrained unit commitment for an isolated power system," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 578–586, May 2013.
- [109] V. Guerrero, A. S. De La Nieta, J. Contreras, and P. F. Correia, "Unit commitment with wind generation and reversible-hydro system in islands," *IFAC Proc. Vol.*, vol. 19, pp. 4050–4055, 2014.
- [110] A. V. Ntomaris, S. I. Vagropoulos, and A. G. Bakirtzis, "Integration of a hybrid power station in the insular power system of Crete," in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe*, 2014, vol. 2015-Janua, no. January, pp. 1–6.
- [111] C. K. Simoglou *et al.*, "An advanced model for the efficient and reliable short-term operation of insular electricity networks with high renewable energy sources penetration," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 38, pp. 415–427, Oct. 2014.
- [112] S. Papathanassiou, A. D. Papalexopoulos, and P. Andrianesis, "Energy Control Centers and Electricity Markets in the Greek Non-Interconnected Islands," in *MedPower 2014*, 2014, pp. 46 (6 .)-46 (6 .).
- [113] D. E. Olivares, C. A. Canizares, and M. Kazerani, "A Centralized Energy Management System for Isolated Microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1864–1875, Jul. 2014.
- [114] D. E. Olivares, J. D. Lara, C. A. Canizares, and M. Kazerani, "Stochastic-Predictive Energy Management System for Isolated Microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, no. 6, pp. 2681–2693, Nov. 2015.

- [115] G. J. Osorio, J. M. Lujano-Rojas, J. C. O. Matias, and J. P. S. Catalao, "A new methodology for solving the unit commitment in insular grids including uncertainty of renewable energies," in *2015 IEEE 5th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG)*, 2015, vol. 2015-Septe, pp. 533–537.
- [116] M. Asensio and J. Contreras, "Stochastic Unit Commitment in Isolated Systems With Renewable Penetration Under CVaR Assessment," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 3, pp. 1356–1367, May 2016.
- [117] M. Kazemi, P. Siano, D. Sarno, and A. Goudarzi, "Evaluating the impact of sub-hourly unit commitment method on spinning reserve in presence of intermittent generators," *Energy*, vol. 113, pp. 338–354, Oct. 2016.
- [118] B. V Solanki, K. Bhattacharya, and C. A. Canizares, "A Sustainable Energy Management System for Isolated Microgrids," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 8, no. 4, pp. 1507–1517, Oct. 2017.
- [119] B. V. Solanki, A. Raghurajan, K. Bhattacharya, and C. A. Canizares, "Including Smart Loads for Optimal Demand Response in Integrated Energy Management Systems for Isolated Microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 4, pp. 1739–1748, Jul. 2017.
- [120] Y. Tian, L. Fan, Y. Tang, K. Wang, G. Li, and H. Wang, "A Coordinated Multi-Time Scale Robust Scheduling Framework for Isolated Power System with ESU under High RES Penetration," *IEEE Access*, vol. 6, no. c, pp. 9774–9784, 2018.
- [121] M. Kuo, S.-D. Lu, and M.-C. Tsou, "Considering Carbon Emissions in Economic Dispatch Planning for Isolated Power Systems: A Case Study of the Taiwan Power System," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 54, no. 2, pp. 987–997, Mar. 2018.
- [122] J. P. S. Catalão, *Electric Power Systems: Advanced Forecasting Techniques and Optimal Generation Scheduling*. CRC press, 2012.
- [123] Morales-Espana, J. M. Latorre, and A. Ramos, "Tight and Compact MILP Formulation for the Thermal Unit Commitment Problem," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 4, pp. 4897–4908, Nov. 2013.
- [124] G. Morales-Espana, J. M. Latorre, and A. Ramos, "Tight and Compact MILP Formulation of Start-Up and Shut-Down Ramping in Unit Commitment," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 1288–1296, May 2013.
- [125] P. A. Ruiz, C. R. Philbrick, E. Zak, K. W. Cheung, and P. W. Sauer, "Uncertainty Management in the Unit Commitment Problem," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 2, pp. 642–651, May 2009.
- [126] D. Bertsimas, E. Litvinov, X. A. Sun, J. Zhao, and T. Zheng, "Adaptive Robust Optimization for the Security Constrained Unit Commitment Problem," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 1, pp. 52–63, Feb. 2013.
- [127] ΥΑ 187705/2016, *Τύπος και περιεχόμενο Συμβάσεων λειτουργικής Ενίσχυσης Σταθερής Τιμής Μη Κατανεμόμενων Σταθμών Α.Π.Ε. στο Δίκτυο των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών που υπόκεινται σε κανόνες ένταξης και λειτουργίας, σύμφωνα με την παρ. 3 του άρθρου 10 του Ν. 4414/2016*. ΦΕΚ 4069 τ.Β, 19.12.2016.
- [128] L. Kane and G. Ault, "A review and analysis of renewable energy curtailment schemes and Principles of Access: Transitioning towards business as usual," *Energy Policy*, vol. 72, pp. 67–77, Sep. 2014.
- [129] L. Bird *et al.*, "Wind and solar energy curtailment: A review of international experience," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 65, pp. 577–586, Nov. 2016.
- [130] H. Klinge Jacobsen and S. T. Schröder, "Curtailment of renewable generation: Economic optimality and incentives," *Energy Policy*, vol. 49, pp. 663–675, Oct. 2012.
- [131] Νόμος 3468/2006, *Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις*. ΦΕΚ 129 τ.Α., 27.6.2006.

- [132] R. Poudineh and D. Peng, "Electricity market design for a decarbonised future," Oxford, United Kingdom, Oct. 2017.
- [133] M. Keay, "Electricity markets are broken – can they be fixed?," Oxford, United Kingdom, Mar. 2016.
- [134] G. N. Psarros and S. A. Papathanassiou, "Comparative Assessment of Priority Listing and Mixed Integer Linear Programming Unit Commitment Methods for Non-Interconnected Island Systems," *Energies*, pp. 1–22, 2019.
- [135] S. Sen and D. P. Kothari, "Optimal thermal generating unit commitment: a review," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 20, no. 7, pp. 443–451, 1998.
- [136] J. I. Pérez-Díaz and J. Jiménez, "Contribution of a pumped-storage hydropower plant to reduce the scheduling costs of an isolated power system with high wind power penetration," *Energy*, vol. 109, pp. 92–104, Aug. 2016.
- [137] A. V. Ntomaris, E. A. Bakirtzis, D. I. Chatzigiannis, C. K. Simoglou, P. N. Biskas, and A. G. Bakirtzis, "Reserve Quantification in Insular Power Systems with High Wind Penetration," pp. 1–6, 2014.
- [138] J. M. Lujano-Rojas, G. J. Osório, and J. P. S. Catalão, "New probabilistic method for solving economic dispatch and unit commitment problems incorporating uncertainty due to renewable energy integration," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 78, pp. 61–71, Jun. 2016.
- [139] Y. Tian, L. Fan, Y. Tang, K. Wang, G. Li, and H. Wang, "A Coordinated Multi-Time Scale Robust Scheduling Framework for Isolated Power System With ESU Under High RES Penetration," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 9774–9784, 2018.
- [140] S. H. Zanakis and S. K. Gupta, "A categorized bibliographic survey of goal programming," *Omega*, vol. 13, no. 3, pp. 211–222, Jan. 1985.
- [141] Y. Wang, S. Zhao, Z. Zhou, A. Botterud, Y. Xu, and R. Chen, "Risk Adjustable Day-Ahead Unit Commitment With Wind Power Based on Chance Constrained Goal Programming," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 8, no. 2, pp. 530–541, Apr. 2017.
- [142] J. Hetzer, D. C. Yu, and K. Bhattacharai, "An Economic Dispatch Model Incorporating Wind Power," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 23, no. 2, pp. 603–611, Jun. 2008.
- [143] P. Andrianesis, P. Biskas, and G. Liberopoulos, "An overview of Greece's wholesale electricity market with emphasis on ancillary services," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 81, no. 8, pp. 1631–1642, 2011.
- [144] *Εγχειρίδιο Αγοράς. Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ)*, 2014.
- [145] A. Wood, B. Wollenberg, and G. Sheble, *Power Generation, Operation and Control*, 3rd ed. Wiley, 2013.
- [146] M. Carrion and J. M. Arroyo, "A Computationally Efficient Mixed-Integer Linear Formulation for the Thermal Unit Commitment Problem," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 3, pp. 1371–1378, Aug. 2006.
- [147] M. P. Nowak and W. Römisich, "Stochastic Lagrangian Relaxation Applied to Power Scheduling in a Hydro-Thermal System under Uncertainty," *Ann. Oper. Res.*, vol. 100, no. 1/4, pp. 251–272, 2000.
- [148] G. Christensen, "Optimal Economic Operation of Electric Power Systems," p. 15, 1979.
- [149] *Εγχειρίδιο Υπολογισμού Κόστους Λειτουργίας Μονάδων. Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ)*, 2010.
- [150] J. M. Arroyo and A. J. Conejo, "Optimal response of a thermal unit to an electricity spot market," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, no. 3, pp. 1098–1104, 2000.
- [151] S. P. Bradley, A. C. Hax, and T. L. Magnanti, *Applied Mathematical Programming*. Reading, MA: Addison-Wesley, 1977.

- [152] L. Wu, "A tighter piecewise linear approximation of quadratic cost curves for unit commitment problems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 4, pp. 2581–2583, 2011.
- [153] *Model Power Purchase Agreement for Wind Parks in NII*. Greek Government Gazette 17149/06.10.2010.
- [154] M. Shahidehpour, H. Yamin, and Z. Li, *Market Operations in Electric Power Systems: Forecasting, Scheduling, and Risk Management*. 2009.
- [155] G. Andersson, "Dynamics and Control of Electric Power Systems," 2012.
- [156] Y. Lee and R. Baldick, "A Frequency-Constrained Stochastic Economic Dispatch Model," no. 13, p. 4799, 2013.
- [157] H. Ahmadi and H. Ghasemi, "Security-constrained unit commitment with linearized system frequency limit constraints," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 4, pp. 1536–1545, 2014.
- [158] "General Algebraic Modeling System (GAMS)." [Online]. Available: <https://www.gams.com/>.
- [159] "IBM CPLEX Optimizer." [Online]. Available: <https://www-01.ibm.com/software/commerce/optimization/cplex-optimizer/>.
- [160] "MathWorks - MATLAB and Simulink for Technical Computing." [Online]. Available: <https://www.mathworks.com/>. [Accessed: 19-Dec-2016].
- [161] P. Kundur, *Power system stability and control*, 1st ed. McGraw-Hill Education, 1994.
- [162] G. Caralis, T. Christakopoulos, S. Karellas, and Z. Gao, "Analysis of energy storage systems to exploit wind energy curtailment in Crete," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 103, no. November 2017, pp. 122–139, Apr. 2019.
- [163] D. Al Katsaprakakis *et al.*, "Introduction of a wind powered pumped storage system in the isolated insular power system of Karpathos–Kasos," *Appl. Energy*, vol. 97, pp. 38–48, Sep. 2012.
- [164] "Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis - Version 4.0," 2018. [Online]. Available: <https://www.lazard.com/media/450774/lazards-levelized-cost-of-storage-version-40-vfinal.pdf>.
- [165] D. L. Wood, J. Li, and C. Daniel, "Prospects for reducing the processing cost of lithium ion batteries," *J. Power Sources*, vol. 275, pp. 234–242, Feb. 2015.
- [166] A. Papavasiliou, Y. Mou, L. Cambier, and D. Scieur, "Application of Stochastic Dual Dynamic Programming to the Real-Time Dispatch of Storage Under Renewable Supply Uncertainty," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 9, no. 2, pp. 547–558, Apr. 2018.
- [167] N. Li, C. Uckun, E. M. Constantinescu, J. R. Birge, K. W. Hedman, and A. Botterud, "Flexible Operation of Batteries in Power System Scheduling with Renewable Energy," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 7, no. 2, pp. 685–696, 2016.
- [168] K. Rahbar, J. Xu, and R. Zhang, "Real-time energy storage management for renewable integration in microgrid: An off-line optimization approach," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, no. 1, pp. 124–134, 2015.
- [169] G. Xu, C. Shang, S. Fan, X. Hu, and H. Cheng, "A Hierarchical Energy Scheduling Framework of Microgrids with Hybrid Energy Storage Systems," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 2472–2483, 2017.
- [170] Z. Zhang, J. Wang, T. Ding, and X. Wang, "A Two-Layer Model for Microgrid Real-Time Dispatch Based on Energy Storage System Charging/Discharging Hidden Costs," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 8, no. 1, pp. 33–42, Jan. 2017.
- [171] M. M. Miglietta, T. Huld, and F. Monforti-Ferrario, "Local Complementarity of Wind and Solar Energy Resources over Europe: An Assessment Study from a Meteorological Perspective," *J. Appl. Meteorol. Climatol.*, vol. 56, no. 1, pp. 217–234, Jan. 2017.
- [172] P. E. Bett and H. E. Thornton, "The climatological relationships between wind and solar energy supply in Britain," *Renew. Energy*, vol. 87, pp. 96–110, Mar. 2016.
- [173] B. Xu, J. Zhao, T. Zheng, E. Litvinov, and D. S. Kirschen, "Factoring the Cycle Aging Cost of Batteries Participating in Electricity Markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 2, pp. 2248–

- 2259, Mar. 2018.
- [174] J. Vetter *et al.*, "Ageing mechanisms in lithium-ion batteries," *J. Power Sources*, vol. 147, no. 1–2, pp. 269–281, Sep. 2005.
- [175] I. Laresgoiti, S. Käbitz, M. Ecker, and D. U. Sauer, "Modeling mechanical degradation in lithium ion batteries during cycling: Solid electrolyte interphase fracture," *J. Power Sources*, vol. 300, pp. 112–122, Dec. 2015.
- [176] B. Roberts, "Capturing grid power," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 7, no. 4, pp. 32–41, Jul. 2009.
- [177] J. Leadbetter and L. G. Swan, "Selection of battery technology to support grid-integrated renewable electricity," *J. Power Sources*, vol. 216, pp. 376–386, Oct. 2012.
- [178] R. Sebastian, "Modelling and simulation of a high penetration wind diesel system with battery energy storage," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 33, no. 3, pp. 767–774, 2011.
- [179] P. Mercier, R. Cherkaoui, and A. Oudalov, "Optimizing a Battery Energy Storage System for Frequency Control Application in an Isolated Power System," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 3, pp. 1469–1477, Aug. 2009.
- [180] J. Tan and Y. Zhang, "Coordinated Control Strategy of a Battery Energy Storage System to Support a Wind Power Plant Providing Multi-Timescale Frequency Ancillary Services," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 8, no. 3, pp. 1140–1153, Jul. 2017.
- [181] G. Strbac *et al.*, "Opportunities for Energy Storage: Assessing Whole-System Economic Benefits of Energy Storage in Future Electricity Systems," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 15, no. 5, pp. 32–41, Sep. 2017.
- [182] Brinsmead T.S., Graham P., Hayward J., Ratnam E.L., and Reedman L., "Future Energy Storage Trends: An Assessment of the Economic Viability, Potential Uptake and Impacts of Electrical Energy Storage on the NEM 2015–2035," CSIRO Australia, 2015.
- [183] X. Hu, C. Zou, C. Zhang, and Y. Li, "Technological Developments in Batteries: A Survey of Principal Roles, Types, and Management Needs," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 15, no. 5, pp. 20–31, Sep. 2017.
- [184] S. Stoft, *Power system economics: designing markets for electricity*, vol. 99, no. 1. 2003.
- [185] A. M. Leite da Silva and G. P. Alvarez, "Operating reserve capacity requirements and pricing in deregulated markets using probabilistic techniques," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 1, no. 3, p. 439, 2007.
- [186] E. Thorin, H. Brand, and C. Weber, "Long-term optimization of cogeneration systems in a competitive market environment," *Appl. Energy*, vol. 81, no. 2, pp. 152–169, 2005.
- [187] S. J. Kazempour and M. P. Moghaddam, "Economic viability of nas battery plant in a competitive electricity market," *2009 Int. Conf. Clean Electr. Power, ICCEP 2009*, pp. 453–459, 2009.
- [188] R. Sioshansi, P. Denholm, T. Jenkin, and J. Weiss, "Estimating the value of electricity storage in PJM: Arbitrage and some welfare effects," *Energy Econ.*, vol. 31, no. 2, pp. 269–277, Mar. 2009.
- [189] R. Walawalkar, J. Apt, and R. Mancini, "Economics of electric energy storage for energy arbitrage and regulation in New York," *Energy Policy*, vol. 35, no. 4, pp. 2558–2568, Apr. 2007.
- [190] K. Bradbury, L. Pratson, and D. Patiño-Echeverri, "Economic viability of energy storage systems based on price arbitrage potential in real-time U.S. electricity markets," *Appl. Energy*, vol. 114, pp. 512–519, Feb. 2014.
- [191] S. B. Peterson, J. F. Whitacre, and J. Apt, "The economics of using plug-in hybrid electric vehicle battery packs for grid storage," *J. Power Sources*, vol. 195, no. 8, pp. 2377–2384, Apr. 2010.
- [192] C. K. Ekman and S. H. Jensen, "Prospects for large scale electricity storage in Denmark," *Energy Convers. Manag.*, vol. 51, no. 6, pp. 1140–1147, Jun. 2010.
- [193] R. Madlener and J. Latz, "Economics of centralized and decentralized compressed air energy storage for enhanced grid integration of wind power," *Appl. Energy*, vol. 101, pp. 299–309, Jan.

- 2013.
- [194] A. Shcherbakova, A. Kleit, and J. Cho, "The value of energy storage in South Korea's electricity market: A Hotelling approach," *Appl. Energy*, vol. 125, pp. 93–102, Jul. 2014.
- [195] J. Cho and A. N. Kleit, "Energy storage systems in energy and ancillary markets: A backwards induction approach," *Appl. Energy*, vol. 147, pp. 176–183, Jun. 2015.
- [196] I. Staffell and M. Rustomji, "Maximising the value of electricity storage," *J. Energy Storage*, vol. 8, pp. 212–225, 2016.
- [197] O. H. Anuta, P. Taylor, D. Jones, T. McEntee, and N. Wade, "An international review of the implications of regulatory and electricity market structures on the emergence of grid scale electricity storage," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 38, pp. 489–508, 2014.
- [198] W. Short, D. Packey, and T. Holt, "A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies," National Renewable Energy Laboratory, 1995.
- [199] G. N. Psarros and S. A. Papathanassiou, "Internal dispatch for RES-storage hybrid power stations in isolated grids," *Renew. Energy*, vol. 147, pp. 2141–2150, Mar. 2020.
- [200] "MIP formulations and linearizations." [Online]. Available: <http://www.fico.com/en/node/8140?file=5125>. [Accessed: 22-Jan-2018].
- [201] B. Xu, A. Oudalov, A. Ulbig, G. Andersson, and D. S. Kirschen, "Modeling of Lithium-Ion Battery Degradation for Cell Life Assessment," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 1131–1140, Mar. 2018.
- [202] Y. Shi, B. Xu, Y. Tan, and B. Zhang, "A Convex Cycle-based Degradation Model for Battery Energy Storage Planning and Operation," in *2018 Annual American Control Conference (ACC)*, 2018, vol. 2018-June, pp. 4590–4596.
- [203] Y. Wang, Z. Zhou, A. Botterud, K. Zhang, and Q. Ding, "Stochastic coordinated operation of wind and battery energy storage system considering battery degradation," *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 4, no. 4, pp. 581–592, Oct. 2016.
- [204] I. Rychlik, "A new definition of the rainflow cycle counting method," *Int. J. Fatigue*, vol. 9, no. 2, pp. 119–121, Apr. 1987.
- [205] M. . Smart *et al.*, "Improved performance of lithium-ion cells with the use of fluorinated carbonate-based electrolytes," *J. Power Sources*, vol. 119–121, pp. 359–367, Jun. 2003.

Δημοσιεύσεις του συγγραφέα

Σε περιοδικά με κριτές

1. G. N. Psarros and S. A. Papathanassiou, "Internal dispatch for RES-storage hybrid power stations in isolated grids," *Renew. Energy*, vol. 147, pp. 2141–2150, Mar. 2020.
2. G. N. Psarros, and S. A. Papathanassiou, "A Unit Commitment Method for Isolated Power Systems employing Dual Minimum Loading Levels to Enhance Flexibility," *Electr. Power Syst. Res.*, pp. 2–13, Aug. 2019.
3. G. N. Psarros, and S. A. Papathanassiou, "Evaluation of battery-renewables hybrid stations in small isolated systems," *IET Renew. Power Gener.*, pp. 2–13, Jun. 2019.
4. G. N. Psarros, and S. A. Papathanassiou, "Comparative Assessment of Priority Listing and Mixed Integer Linear Programming Unit Commitment Methods for Non-Interconnected Island Systems," *Energies*, vol. 12, no. 4, p. 657, 2019.
5. G. N. Psarros, E. Karamanou, and S. A. Papathanassiou, "Feasibility Analysis of Centralized Storage Facilities in Isolated Grids," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 9, no. 4, pp. 1822–1832, 2018.
6. G. N. Psarros, S. I. Nanou, S. V. Papaefthymiou, and S. A. Papathanassiou, "Generation Scheduling in Non-Interconnected Islands with High RES Penetration," *Renew. Energy*, vol. 115, pp. 338–352, Jan. 2018.
7. G. N. Psarros, E. I. Batzelis, and S. A. Papathanassiou, "Partial Shading Analysis of Multistring PV Arrays and Derivation of Simplified MPP Expressions," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 6, no. 2, pp. 499–508, 2015.

Σε πρακτικά διεθνών συνεδρίων

8. G. N. Psarros, A. Papakonstantinou, and S. A. Papathanassiou, "Contribution of energy storage to capacity adequacy – Application to island power systems," in Cigre 2020 Paris Session, 2020. (*accepted for publication*)
9. G. N. Psarros and S. A. Papathanassiou, "Operation of a Wind-PV-Battery Hybrid Power Station in an Isolated Island Grid," in *MedPower 2018*, 2018.
10. G. N. Psarros and S. A. Papathanassiou, "Bi-level Minimum Loading Unit Commitment for Small Isolated Power Systems," in *MedPower 2018*, 2018.
11. G. N. Psarros, S. P. Kokkolios, S. A. Papathanassiou, "Centrally Managed Storage Facilities in Small Non-Interconnected Island Systems" in *2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UIPEC)*, 2018.
12. G. N. Psarros, S. A. Papathanassiou, "Comparative Assessment of Unit Commitment Methods for Isolated Island Grids" in *2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UIPEC)*, 2018.
13. S. I. Nanou, G. N. Psarros, S. A. Papathanassiou, and M. P. Papadopoulos, "Operating Reserve Scheduling for Island Systems with Parallel AC-DC Interconnectors: The Case of Crete" in *2017 IEEE Manchester PowerTech*, 2017.
14. G. Psarros, E. Batzelis and S. Papathanassiou, "Analysis of Local MPPs on the P- V Curve of a Partially Shaded PV String", in *Proc. 29th EU PVSEC, Amsterdam, Sep. 2014*, pp. 3383-3389

Σε εθνικά περιοδικά – συνέδρια

15. A. Papakonstantinou, G. N. Psarros, S. A. Papathanassiou, N. Boulaxis, and I. Anagnostopoulos, "Exploring alternative solutions for the capacity adequacy of the island of Crete after its interconnection with the Greek mainland power system," in *Cigre conference 2020, Athens, Greece, 2020*. (*submitted for publication*)
16. S. A. Papathanassiou, G. N. Psarros, "Storage in Non-Interconnected Islands", in Quarterly Newsletter powered by HEDNO, related to the 7th Conf. of Smart Grids, Athens, Greece, 2017 (*in Greek*).