



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΔΥΤΙΚΗΣ ΑΤΤΙΚΗΣ

ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

ΤΜΗΜΑ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

**Κεντρική Αποθήκευση και Ευελιξία σε Μη Διασυνδεδεμένα
Ηλεκτρικά Συστήματα**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

του

Κωνσταντίνου Σ. Κουτσιούμπη

Επιβλέπων:

Δρ Δημήτριος Ζαφειράκης

Επίκουρος Καθηγητής Πα.Δ.Α.

Αθήνα, Οκτώβριος 2023



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΔΥΤΙΚΗΣ ΑΤΤΙΚΗΣ
ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΤΜΗΜΑ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

**Κεντρική Αποθήκευση και Ευελιξία σε Μη Διασυνδεδεμένα
Ηλεκτρικά Συστήματα**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

του

Κωνσταντίνου Σ. Κουτσιούμνη

Επιβλέπων: Δρ Δημήτριος Ζαφειράκης
Επίκουρος Καθηγητής Πα.Δ.Α.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική Επιτροπή την 6^η Οκτωβρίου 2023

(Υπογραφή)

(Υπογραφή)

(Υπογραφή)

.....
Δρ Κοσμάς Καββαδίας
Αναπληρωτής Καθηγητής
Πα.Δ.Α.

.....
Δρ Κωνσταντίνος Μουστρίης
Καθηγητής
Πα.Δ.Α.

.....
Δρ Δημήτριος Ζαφειράκης
Επίκουρος Καθηγητής
Πα.Δ.Α.

Αθήνα, Οκτώβριος 2023

Copyright © - Κουτσιούμπης Κωνσταντίνος, 2023

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 στον 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 Πανεπιστημίου Δυτικής Αττικής.

ΔΗΛΩΣΗ ΣΥΓΓΡΑΦΕΑ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Ο κάτωθι υπογεγραμμένος Κουτσιούμπης Κωνσταντίνος του Στυλιανού, με αριθμό μητρώου 47722 φοιτητής του Πανεπιστημίου Δυτικής Αττικής, της Σχολής Μηχανικών, του Τμήματος Μηχανολόγων Μηχανικών, δηλώνω υπεύθυνα ότι:

«Είμαι συγγραφέας αυτής της διπλωματικής εργασίας και ότι κάθε βοήθεια την οποία είχα για την προετοιμασία της είναι πλήρως αναγνωρισμένη και αναφέρεται στην εργασία. Επίσης, οι όποιες πηγές από τις οποίες έκανα χρήση δεδομένων, ιδεών ή λέξεων, είτε ακριβώς είτε παραφρασμένες, αναφέρονται στο σύνολό τους, με πλήρη αναφορά στους συγγραφείς, τον εκδοτικό οίκο ή το περιοδικό, συμπεριλαμβανομένων και των πηγών που ενδεχομένως χρησιμοποιήθηκαν από το διαδίκτυο. Επίσης, βεβαιώνω ότι αυτή η εργασία έχει συγγραφεί από μένα αποκλειστικά και αποτελεί προϊόν πνευματικής ιδιοκτησίας τόσο δικής μου, όσο και του Ιδρύματος.

Παράβαση της ανωτέρω ακαδημαϊκής μου ευθύνης αποτελεί ουσιώδη λόγο για την ανάκληση του πτυχίου μου».

Ο Δηλών



Κωνσταντίνος Σ. Κουτσιούμπης

Ευχαριστίες

Με την περάτωση της διπλωματικής μου εργασίας, οφείλω ένα μεγάλο ευχαριστώ στον επιβλέποντα καθηγητή μου, κύριο Δημήτριο Ζαφειράκη, για την συνεχή υποστήριξη και καθοδήγηση που μου παρείχε σε οποιοδήποτε πρόβλημα παρουσιαζόταν, καθώς και για την ευκαιρία που μου έδωσε να ασχοληθώ με το παρόν θέμα.

Στη συνέχεια, θα ήθελα να ευχαριστήσω τους συμφοιτητές μου Ανδρέα Καραπάσια, Σταμάτη Κασάπη και Δημήτρη Κολογγιό για την υποστήριξη και την αλληλοβοήθεια που παρείχε ο ένας στον άλλον καθ' όλη τη διάρκεια της φοιτητικής μας πορείας.

Τέλος θα ήθελα να ευχαριστήσω την οικογένεια μου και τους φίλους μου για την υπομονή και την συμπαράσταση που μου έδειξαν όλα αυτά τα χρόνια.

Περίληψη

Στις μέρες μας τα περισσότερα ηλεκτρικά συστήματα των μη-διασυνδεδεμένων νησιών της Ελλάδος, χαρακτηρίζονται ανελαστικά ως προς τη διαχείριση της παραγωγής και της ζήτησης, καθώς στερούνται μία εκ των βασικότερων πηγών ευελιξίας, τη διασύνδεση τους με το εθνικό διασυνδεδεμένο δίκτυο της ηπειρωτικής χώρας. Επιπλέον, λόγω της χρήσης παλαιών αυτόνομων σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, που βασίζονται σε εισαγωγές πετρελαίου και ντιζελοηλεκτρικές γεννήτριες σε συνδυασμό με τη μικρή συμμετοχή των ΑΠΕ στο ενεργειακό τους μίγμα, το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι εξαιρετικά υψηλό. Στόχος της παρούσας διπλωματικής εργασίας αποτελεί η διερεύνηση συνιστωσών ευελιξίας σε μη-διασυνδεδεμένα ηλεκτρικά συστήματα, συμπληρωματικά της παρουσίας μέσου αποθήκευσης ενέργειας κεντρικού χαρακτήρα, δίνοντας έμφαση στη δυνατότητα επίτευξης ικανής διείσδυσης ΑΠΕ. Πιο συγκεκριμένα μελετώνται δύο τυπικά συστήματα ΜΔΝ, το ΣΗΕ της Κω-Καλύμνου και το ΣΗΕ της Ανάφης, σε βάση παραμετρικής ανάλυσης με κύριες συνιστώσες ευελιξίας τα τεχνικά ελάχιστα των θερμικών μονάδων, τον δυναμικό περιορισμό της αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής και το δυναμικό απόκρισης ζήτησης, σε συνδυασμό πάντα με την παρουσία της κεντρικής αποθήκευσης. Σκοπός της διπλωματικής αυτής δεν ήταν η προσομοίωση και η επίλυση της πραγματικής ευελιξίας των εν λόγω ΣΗΕ, αλλά η ανάλυση και η σύγκριση των τάσεων που παρουσιάζουν οι διάφορες συνιστώσες σε επίπεδο μικρού και μεγάλου ΣΗΕ.

Λέξεις κλειδιά: Ευελιξία, κεντρική αποθήκευση, μη-διασυνδεδεμένα νησιά, διείσδυση ΑΠΕ

Abstract

Nowadays, most electricity systems of the non-interconnected islands of Greece are characterized as inflexible in terms of production and demand management, as they lack one of the main sources of flexibility, their interconnection with the national interconnected grid of the mainland. In addition, due to the use of old autonomous power plants, based on oil imports and diesel generators combined with the small participation of RES in their energy mix, the cost of electricity production is extremely high. The aim of this dissertation is to investigate flexibility components in non-interconnected electrical systems, complementary to the presence of a central energy storage medium, emphasizing on the possibility of achieving sufficient RES penetration. More specifically, two typical NII systems are being studied, the Kos-Kalymnos Power Station and the Anafi Power Station, based on parametric analysis with the main flexibility components being the technical minimums of thermal units, the dynamic limitation of wind and photovoltaic production and the demand response potential, always combined with the presence of central storage. The purpose of this dissertation was not to simulate and solve the real flexibility of these power systems, but to analyze and compare the trends of the various components at the level of small and large power systems.

Keywords: Flexibility, central storage, non-interconnected islands, RES penetration

Ακρωνύμια

ΣΗΕ	Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΜΔΝ	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
ΔΕΔΔΗΕ	Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΑΔΜΗΕ	Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΑΠ	Αιολικό Πάρκο
ΑΓ	Ανεμογεννήτρια
Φ/Β	Φωτοβολταϊκά
ΜΚΠ	Μεταβλητό Κόστος Παραγωγής
ΥΒΣ	Υβριδικός Σταθμός

IRENA	International Renewable Energy Agency
VRE	Variable Renewable Energy
PHS	Pumped Hydro Storage
DR	Demand Response
DSM	Demand Side Management
CAES	Compressed Air Energy Storage
ESS	Energy Storage System
EV	Electric Vehicles

Περιεχόμενα

1.	Εισαγωγή	1
1.1.	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ)	1
1.1.1.	Ηλεκτρικά Συστήματα στα ΜΔΝ	1
1.2.	Χαρακτηριστικά των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιωτικών Συστημάτων	4
1.2.1.	Εγκατεστημένη Ισχύς Θερμικών Μονάδων	4
1.2.2.	Εγκατεστημένη Ισχύς ΑΠΕ	4
1.2.3.	Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας	6
1.3.	Προκλήσεις για υψηλή διείσδυση ΑΠΕ στα ΜΔΝ	7
1.3.1.	Κόστος παραγωγής θερμικών μονάδων στα ΜΔΝ	10
1.4.	Πλάνα διασύνδεσης ΜΔΝ με την ηπειρωτική χώρα	11
1.5.	Αποθήκευση στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά	13
1.5.1.	Υβριδικοί Σταθμοί	13
1.5.2.	Κεντρική Αποθήκευση – Ανάντη του Μετρητή	14
1.5.3.	Αποκεντρωμένη αποθήκευση – Κατάντη του Μετρητή	15
2.	Έννοια της Ευελιξίας στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας	17
2.1.	Γενικά Στοιχεία	17
2.1.1.	Ορισμός της Ευελιξίας	17
2.1.2.	Ευελιξία για Ενεργειακή Μετάβαση	17
2.1.3.	Μη ευέλικτα Ηλεκτρικά Συστήματα – California’s Duck Curve	18
2.2.	Ευελιξία σε συμβατικά ηλεκτρικά συστήματα	20
2.3.	Πηγές Ευελιξίας στα Σύγχρονα ΣΗΕ	22
2.3.1.	Ευελιξία μέσω συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας	23
2.3.1.1.	Τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας	25
2.3.1.2.	Τεχνολογίες αποθήκευσης μεγάλης κλίμακας PHS – CAES	26
2.3.2.	Ευελιξία από την πλευρά της προσφοράς – Supply-side flexibility	29
2.3.3.	Ευελιξία από την πλευρά της ζήτησης – Demand-side flexibility	31
2.3.3.1. Πρακτικές διαχείρισης ζήτησης και απόκρισης (Demand-side Management – Demand Response)	32

2.3.4. Σύζευξη τομέων για μεγαλύτερη ευελιξία από την πλευρά της ζήτησης.....	33
2.3.4.1. Σύζευξη θερμότητας και ηλεκτροπαραγωγής -Power-to Heat.....	34
2.3.4.2. Σύζευξη ηλεκτροπαραγωγής και υδρογόνου – Power-to Hydrogen.....	35
2.3.4.3. Ηλεκτρικά Οχήματα – Electric Vehicles	37
2.3.5. Εφαρμογές ευελιξίας σε ΣΗΕ μη διασυνδεδεμένων νησιών του Αιγαίου.....	38
2.3.5.1. Η περίπτωση του Άη Στράτη ως ένα πράσινο ενεργειακό νησί.....	39
2.3.5.2. Ηλεκτρικά οχήματα με έξυπνη φόρτιση - Το παράδειγμα της Αστυπάλαιας	40
3. Μεθοδολογική προσέγγιση - Μελέτη Περίπτωσης.....	42
3.1. Μεθοδολογικό Πλαίσιο	42
3.2. Μελέτη περίπτωσης ΣΗΕ Κω-Καλύμνου & Ανάφης	44
3.3. Θεωρούμενο Δυναμικό ΑΠΕ	45
3.4. Συγκριτική ανάλυση Ηλεκτρικού φορτίου & Δυναμικού ΑΠΕ.....	47
4. Αποτελέσματα Εφαρμογής.....	50
4.1. Αποτελέσματα Ενεργειακού Ισοζυγίου	50
4.2. Αποτελέσματα παραμετρικής ανάλυσης	57
4.3. Ανάλυση ευαισθησίας.....	66
5. Συμπεράσματα.....	73
Βιβλιογραφικές Αναφορές	75

Ευρετήριο Σχημάτων

Σχήμα 1.1 Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά στην Ελλάδα.....	2
Σχήμα 1.2 Εγκατεστημένη ισχύς (%) παραγωγής στα ΜΔΝ	4
Σχήμα 1.3 Γεωγραφική Κατανομή Εγκατεστημένης (%) Ισχύος (α) 53 Αιολικών Πάρκων Συνολικής Ισχύος 108,06MW (β) 641 Φωτοβολταϊκών Σταθμών Συνολικής Ισχύος 51,45MW.	5
Σχήμα 1.4 Μηνιαία Παραγωγή Ενέργειας για το έτος 2021 στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά	6
Σχήμα 1.5 Ετήσια Παραγωγή Ενέργειας για την τετραετία 2018-2021	6
Σχήμα 1.6 Εγκατεστημένη Ισχύς Μονάδων ΑΠΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά για τη διετία 2012-2014.	7
Σχήμα 1.7 Εγκατεστημένη Ισχύς Μονάδων ΑΠΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά για τη διετία 2020-2022.	8
Σχήμα 1.8 Εξέλιξη της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και θερμικές μονάδες σε μακροπρόθεσμη βάση για το σύνολο των ΜΔΝ.	8
Σχήμα 1.9 Ποσοστά διείσδυσης ΑΠΕ και Συντελεστές Ισχύος για αιολικούς και φωτοβολταϊκούς σταθμούς σε ορισμένα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά. Τα ΜΔΝ είναι ταξινομημένα με βάση την ικανότητα θερμικής ισχύος.....	9
Σχήμα 1.10 Συνολικό Κόστος Παραγωγής σε ορισμένα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά. Τα ΜΔΝ είναι ταξινομημένα με βάση την ικανότητα θερμικής ισχύος.	10
Σχήμα 1.11 Διασυνδέσεις Βορειοανατολικού Αιγαίου & Δωδεκανήσων	12
Σχήμα 2.1 Σενάριο REmap για την Ενεργειακή Μετάβαση με στόχο την σταθεροποίηση της αύξησης της θερμοκρασίας.....	18
Σχήμα 2.2 The Duck Curve of California – Καμπύλη φορτίου από το 2012 έως το 2020.....	19
Σχήμα 2.3 Εποχιακή μεταβλητότητα της ωριαίας ζήτησης στο δίκτυο ERCOT.....	20
Σχήμα 2.4 Ταξινόμηση διαφορετικών τύπων συμβατικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής σύμφωνα με τα χαρακτηριστικά παραγωγής τους.....	21
Σχήμα 2.5 Πηγές Ευελιξίας του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας	23
Σχήμα 2.6 Το φάσμα των υπηρεσιών που μπορεί να προσφέρει η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας.	24
Σχήμα 2.7 Παγκόσμια συνολική λειτουργική χωρητικότητα τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας.....	25
Σχήμα 2.8 Αρχή λειτουργίας της αντλούμενης υδροηλεκτρικής αποθήκευσης PHS..	26
Σχήμα 2.9 Συστήματα αποθήκευσης ενέργειας με διαφορετική αποθηκευτική ικανότητα	27
Σχήμα 2.10 Αρχή λειτουργίας ενός συστήματος αποθήκευσης διαβατικού πεπιεσμένου αέρα D-CAES	28
Σχήμα 2.11 Αρχή λειτουργίας ενός συστήματος αποθήκευσης αδιαβατικού πεπιεσμένου αέρα A-CAES	28

Σχήμα 2.12 Μετεξέλιξη της δομής των ηλεκτρικών συστημάτων με διαφορετικούς ρόλους της ζήτησης.....	32
Σχήμα 2.13 Η έννοια του Power-to Hydrogen και οι τελικές εφαρμογές του υδρογόνου	36
Σχήμα 2.14 Μορφές έξυπνης φόρτισης των ηλεκτρικών οχημάτων	37
Σχήμα 2.15 Υβριδικό έργο Άη Στράτη.....	40
Σχήμα 3.1 Μεθοδολογική προσέγγιση του υπό εξέταση προβλήματος	42
Σχήμα 3.2 Ετήσια κανονικοποιημένα προφίλ ηλεκτρικής κατανάλωσης για τα υπό μελέτη ΣΗΕ.....	45
Σχήμα 3.3 Ετήσια προφίλ συντελεστή φορτίου για αιολική και Φ/Β παραγωγή του υπό εξέταση προβλήματος	47
Σχήμα 3.4 Καμπύλες διάρκειας ηλεκτρικού φορτίου και συντελεστών φορτίου παραγωγής ΑΠΕ	48
Σχήμα 3.5 Μέσα 24ωρα προφίλ ηλεκτρικού φορτίου και συντελεστών φορτίου παραγωγής ΑΠΕ	49
Σχήμα 3.6 Θηκογράμματα 24ωρου προφίλ συντελεστών φορτίου αιολικής και Φ/Β παραγωγής	49
Σχήμα 3.7 Θηκογράμματα 24ωρου προφίλ κανονικοποιημένου φορτίου για τα ΣΗΕ Κω-Καλύμνου & Ανάφης.....	49
Σχήμα 4.1 Ενεργειακό Ισοζύγιο Α΄ - ΣΗΕ Κω-Καλύμνου	53
Σχήμα 4.2 Ενεργειακό Ισοζύγιο Α΄ - ΣΗΕ Ανάφης	54
Σχήμα 4.3 Ενεργειακό Ισοζύγιο Β΄ - ΣΗΕ Κω-Καλύμνου	55
Σχήμα 4.4 Ενεργειακό Ισοζύγιο Β΄ - ΣΗΕ Ανάφης.....	56
Σχήμα 4.5 Διαγράμματα δΑΠΕ & LCOE για τα σενάρια 1-2.....	59
Σχήμα 4.6 Διαγράμματα δΑΠΕ & LCOE για τα σενάρια 3-4.....	59
Σχήμα 4.7 Διαγράμματα δΑΠΕ & LCOE για τα σενάρια 5-6.....	60
Σχήμα 4.8 Διαγράμματα δΑΠΕ & LCOE για τα σενάρια 7-8.....	60
Σχήμα 4.9 Θηκογράμματα δΑΠΕ & LCOE για το ΣΗΕ Κω-Καλύμνου και το ΣΗΕ Ανάφης - Σειρά Α΄.....	61
Σχήμα 4.10 Θηκογράμματα δΑΠΕ & LCOE για το ΣΗΕ Κω-Καλύμνου και το ΣΗΕ Ανάφης - Σειρά Β΄.....	62
Σχήμα 4.11 Θηκογράμματα δΑΠΕ & LCOE για το ΣΗΕ Κω-Καλύμνου και το ΣΗΕ Ανάφης - Σειρά Γ΄	64
Σχήμα 4.12 Θηκογράμματα δΑΠΕ & LCOE για το ΣΗΕ Κω-Καλύμνου και το ΣΗΕ Ανάφης - Σειρά Δ΄	65
Σχήμα 4.13 Ανάλυση ευαισθησίας - δΑΠΕ - ΣΗΕ Κω-Καλύμνου.....	68
Σχήμα 4.14 Ανάλυση ευαισθησίας - LCOE - ΣΗΕ Κω-Καλύμνου.....	68
Σχήμα 4.15 Ανάλυση ευαισθησίας - δΑΠΕ - ΣΗΕ Ανάφης.....	69
Σχήμα 4.16 Ανάλυση ευαισθησίας - LCOE - ΣΗΕ Ανάφης.....	69
Σχήμα 4.17 Θηκογράμματα οικονομικής έντασης συνιστωσών ευελιξίας - ΣΗΕ Κω-Καλύμνου.....	70

Σχήμα 4.18 Θηκόγραμμα οικονομικής έντασης συνιστωσών ευελιξίας – ΣΗΕ Ανάφης	70
Σχήμα 4.19 Θηκόγραμμα οικονομικής έντασης συνιστωσών ευελιξίας – ΣΗΕ Κω-Καλύμνου (σενάρια Α' & Β')	72
Σχήμα 4.20 Θηκόγραμμα οικονομικής έντασης συνιστωσών ευελιξίας – ΣΗΕ Ανάφης (σενάρια Α' & Β')	72

Ευρετήριο Πινάκων

Πίνακας 1.1 Λίστα Ηλεκτρικών Συστημάτων στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά.	3
Πίνακας 1.2 Εγκατεστημένη Ισχύς Μονάδων ΑΠΕ στα Ηλεκτρικά Συστήματα των ΜΔΝ.....	5
Πίνακας 2.1 Ταξινόμηση των τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας.....	25
Πίνακας 2.2 Τεχνικά χαρακτηριστικά διαφόρων τεχνολογιών αποθήκευσης.	29
Πίνακας 3.1 Συνιστώσες ευελιξίας του υπό εξέταση προβλήματος.....	43
Πίνακας 3.2 Ενεργειακά χαρακτηριστικά των υπό εξέταση ΣΗΕ.	45
Πίνακας 4.1 Σενάρια παραμετρικής ανάλυσης.	57
Πίνακας 4.2 Θεωρούμενες τιμές οικονομικών μεγεθών.....	57
Πίνακας 4.3 Σενάριο αναφοράς και εύρη μεταβολής.....	66

1.Εισαγωγή

1.1. Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ)

Η Ελλάδα έχει τη μεγαλύτερη ακτογραμμή από οποιαδήποτε από τις Μεσογειακές χώρες, συγκεκριμένα εκτείνεται σχεδόν σε 15,000 χιλιόμετρα. Η παράκτια περιοχή εκτείνεται μεταξύ του ηπειρωτικού τμήματος και πολλών διάσπαρτων νησιών και νησιωτικών ομάδων. Στην Ελλάδα υπάρχουν περισσότερα από 6000 νησιά, νησίδες και βραχονησίδες. Από το σύνολο των νησιών, μόνον τα 227 είναι κατοικημένα και τα 79 από αυτά έχουν πληθυσμό μόλις πάνω από 100 κατοίκους [1]. Τα νησιά των οποίων το ηλεκτρικό δίκτυο διανομής τους δεν είναι συνδεδεμένο με την ηπειρωτική χώρα χαρακτηρίζονται ως Μη διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ). Τα ΜΔΝ απαρτίζουν συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ), τα οποία λειτουργούν αυτόνομα χωρίς να είναι συνδεδεμένα με το ηπειρωτικό δίκτυο [2]. Υπεύθυνος για την διαχείριση των Ηλεκτρικών Συστημάτων των ΜΔΝ είναι η ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. και οι αρμοδιότητες της αφορούν την διαχείριση παραγωγής ενέργειας, τον προγραμματισμό για την ανάπτυξη της παραγωγής, την λειτουργία και την εκκαθάριση της αγοράς, καθώς επίσης και την διεκπεραίωση των συναλλαγών με τους συμμετέχοντες στην αγορά των ΜΔΝ [3].

1.1.1. Ηλεκτρικά Συστήματα στα ΜΔΝ

Σύμφωνα με τα τελευταία στοιχεία (Μάρτιος 2022) της Διεύθυνσης Διαχείρισης Νησιών, η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών αποτελείται από 28 αυτόνομα Ηλεκτρικά Συστήματα. Αρκετά από αυτά, απαρτίζονται από περισσότερα νησιά (συμπλέγματα νησιών) (βλ. Πίνακα 1.1) .Ο Διαχειριστής Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ), κατηγοριοποιεί το μέγεθος των είκοσι οκτώ (28) αυτόνομων νησιωτικών ηλεκτρικών συστημάτων βάση της ζήτησης που παρουσιάζουν σε περιόδους αιχμής και αυτά ταξινομούνται ως:

- Δεκαέξι (16) «μικρού» μεγέθους αυτόνομα συστήματα, με αιχμή ζήτησης κάτω από 5MW.
- Έντεκα (11) «μεσαίου» μεγέθους αυτόνομα συστήματα, με αιχμή ζήτησης από 5MW έως 100MW.
- Ένα (1) «μεγάλου» μεγέθους αυτόνομο σύστημα, με αιχμή ζήτησης άνω των 100MW (Ρόδος).



Σχήμα 1.1 Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά στην Ελλάδα. [4]

Η ηλεκτροδότηση των παραπάνω ηλεκτρικών συστημάτων επιτυγχάνεται σε μεγάλο ποσοστό με παραγωγή από τοπικούς θερμικούς σταθμούς, οι οποίοι τροφοδοτούνται με καύσιμο πετρελαίου (μαζούτ – ντίζελ) καθώς επίσης και από σταθμούς Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, όπως αιολικά πάρκα και φωτοβολταϊκούς σταθμούς. Τέλος, συμμετοχή στην ηλεκτροδότηση έχουν και δύο (2) υβριδικοί σταθμοί παραγωγής ενέργειας (Τήλος – Ικαρία).

Πίνακας 1.1 Λίστα Ηλεκτρικών Συστημάτων στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά.

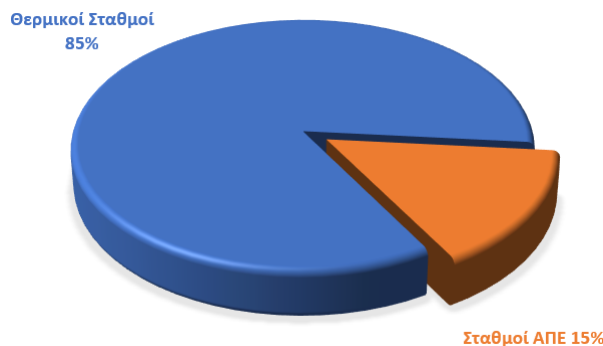
A/A	Ηλεκτρικό Σύστημα ΜΔΝ	Νησί
1	Αγ. Ευστράτιος	Αγ. Ευστράτιος
2	Αγαθονήσι	Αγαθονήσι
3	Αμοργός	Αμοργός
4	Ανάφη	Ανάφη
5	Αντικύθηρα	Αντικύθηρα
6	Αρκιοί	Αρκιοί , Μαράθι
7	Αστυπάλαια	Αστυπάλαια
8	Γαύδος	Γαύδος
9	Δονούσα	Δονούσα
10	Ερεϊκούσσα	Ερεϊκούσσα
11	Θήρα	Θήρα , Θυρασιά
12	Ικαρία	Ικαρία
13	Κάρπαθος	Κάρπαθος , Κάσος
14	Κύθνος	Κύθνος
15	Κως - Κάλυμνος	Κως , Ψέριμος , Γυαλί , Κάλυμνος , Λέρος , Λειψοί , Τέλενδος , Νίσυρος , Τήλος
16	Λέσβος	Λέσβος , Μεγαλονήσι
17	Λήμνος	Λήμνος
18	Μεγίστη	Μεγίστη
19	Μήλος	Μήλος , Κίμωλος
20	Οθωνοί	Οθωνοί
21	Πάτμος	Πάτμος
22	Ρόδος	Ρόδος , Χάλκη
23	Σάμος	Σάμος , Φούρνοι , Θύμαινα
24	Σέριφος	Σέριφος
25	Σίφνος	Σίφνος
26	Σκύρος	Σκύρος
27	Σύμη	Σύμη
28	Χίος	Χίος , Οινούσσειες , Ψαρά

Πηγή: [3]

1.2. Χαρακτηριστικά των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιωτικών Συστημάτων

1.2.1. Εγκατεστημένη Ισχύς Θερμικών Μονάδων

Όπως αναφέραμε παραπάνω, η ηλεκτροδότηση των αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων στα ΜΔΝ, βασίζεται κατά κύριο λόγο σε συμβατικές θερμικές μονάδες παραγωγής. Συγκεκριμένα, οι ανάγκες των νησιών σε ηλεκτρική ενέργεια εξυπηρετούνται από τριάντα (30) αυτόνομους σταθμούς παραγωγής (ΑΣΠ), συνολικής πραγματικής ισχύος περίπου 933MW. Σύμφωνα με τον ΔΕΔΔΗΕ, οι συμβατικές μονάδες καταλαμβάνουν περίπου το 85% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των ηλεκτρικών συστημάτων στα ΜΔΝ.



Σχήμα 1.2 Εγκατεστημένη ισχύς (%) παραγωγής στα ΜΔΝ [3]

1.2.2. Εγκατεστημένη Ισχύς ΑΠΕ

Κύριο χαρακτηριστικό των ελληνικών νησιών και πιο συγκεκριμένα των νησιών του Αιγαίου είναι το πολύ καλό αιολικό δυναμικό καθώς επίσης και τα υψηλά επίπεδα ηλιακής ακτινοβολίας για το μεγαλύτερο διάστημα του έτους. Βάσει αυτών των χαρακτηριστικών θα αναμέναμε ελπιδοφόρα άλματα στην διείσδυση των ΑΠΕ στα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, κάτι τέτοιο όμως δεν γίνεται αντιληπτό, καθώς σύμφωνα με το παραπάνω διάγραμμα (βλ. Σχήμα 1.2) η πραγματική ισχύς των ΑΠΕ στα ΜΔΝ ανέρχεται μόλις στο 15% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος. Πιο αναλυτικά, σύμφωνα με τα τελευταία στοιχεία (2022) από τον διαχειριστή [3] των ΜΔΝ (ΔΕΔΔΗΕ), στην επικράτεια των νησιών είναι εγκατεστημένοι 691 σταθμοί ΑΠΕ (συνολικής ισχύος 162,46MW) εκ των οποίων:

- 53 Αιολικοί σταθμοί ισχύος 108,06 MW
- 641 Φωτοβολταϊκοί σταθμοί ισχύος 51,45 MW
- 2 Υβριδικοί σταθμοί εγγυημένης ισχύος 2,95 MW

Στα στοιχεία του διαχειριστή, ως προς την εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ, συμπεριλαμβάνονται και οι αυτοπαραγωγοί. Στα αυτόνομα νησιωτικά ηλεκτρικά συστήματα συνεισφέρουν 959 μονάδες φωτοβολταϊκών στέγης με εγκατεστημένη ισχύ

4,67 MW καθώς επίσης και 106 μονάδες φωτοβολταϊκών net metering που αποδίδουν 1,17 MW ισχύος.

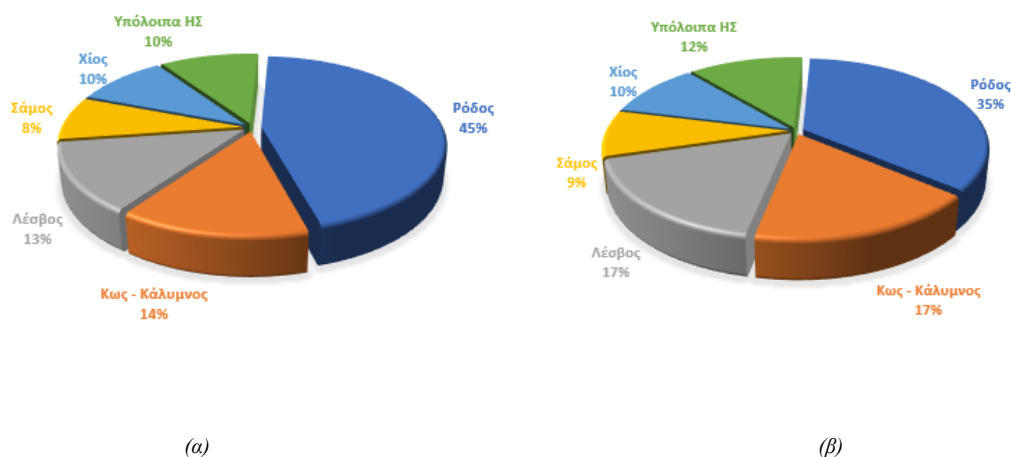
Πιο αναλυτικά, στον παρακάτω πίνακα (βλ. Πίνακα 1.2) μπορούμε να κατανοήσουμε πως είναι γεωγραφικά εγκατεστημένη η ισχύς των μονάδων ΑΠΕ στα ηλεκτρικά συστήματα των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, τόσο των αιολικών πάρκων (ΑΠ), όσο και των φωτοβολταϊκών. Στα δεδομένα του Πίνακα 1.2 δεν συμπεριλαμβάνεται η ισχύς των φωτοβολταϊκών στέγης καθώς επίσης και η ισχύς των φωτοβολταϊκών net metering.

Πίνακας 1.2 Εγκατεστημένη Ισχύς Μονάδων ΑΠΕ στα Ηλεκτρικά Συστήματα των ΜΑΝ

Ηλεκτρικό Σύστημα ΜΑΝ	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)		
	Α/Π	ΦΒ	Σύνολο ΑΠΕ
Ρόδος	48,55	18,16	66,71
Κως - Κάλυμνος	15,2	8,78	24,38
Λέσβος	13,95	8,84	22,79
Σάμος	8,75	4,37	13,12
Χίος	10,45	5,17	15,62
Υπόλοιπα ΗΣ	11,16	6,13	19,84
Σύνολο	108,06	51,45	162,46

Πηγή: [4]

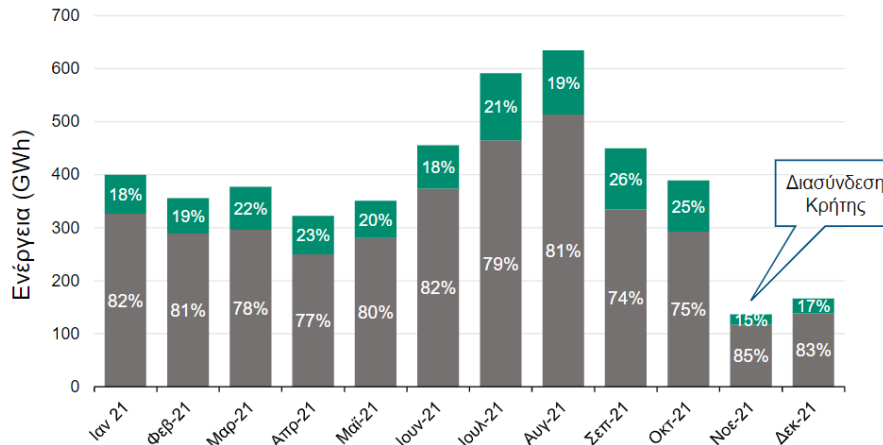
Είναι προφανές, πως στο ηλεκτρικό σύστημα της Ρόδου είναι εγκατεστημένο το μεγαλύτερο μέρος της ισχύος των μονάδων ΑΠΕ, καθώς πρόκειται για ένα πολύ μεγάλο πληθυσμιακά νησί με έντονη τουριστική δραστηριότητα. Ύστερα από την διασύνδεση της Κρήτης, της οποίας η 1^η φάση ολοκληρώθηκε το Νοέμβριο του 2021, το ηλεκτρικό σύστημα της Ρόδου είναι το μεγαλύτερο σε ενεργειακή παραγωγή και ζήτηση. Σημαντικό μερίδιο στην εγκατεστημένη ισχύ των ΑΠΕ καταλαμβάνει τόσο το ηλεκτρικό σύστημα Κω-Καλύμνου, το οποίο καλύπτει της ενεργειακές ανάγκες 9 διαφορετικών νησιών, όσο και εκείνο της Λέσβου. Στο Σχήμα 1.3, αποτυπώνεται η ποσοστιαία γεωγραφική κατανομή της εγκατεστημένης ισχύος των αιολικών και φωτοβολταϊκών σταθμών.



Σχήμα 1.3 Γεωγραφική Κατανομή Εγκατεστημένης (%) Ισχύος (α) 53 Αιολικών Πάρκων Συνολικής Ισχύος 108,06MW (β) 641 Φωτοβολταϊκών Σταθμών Συνολικής Ισχύος 51,45MW. [4]

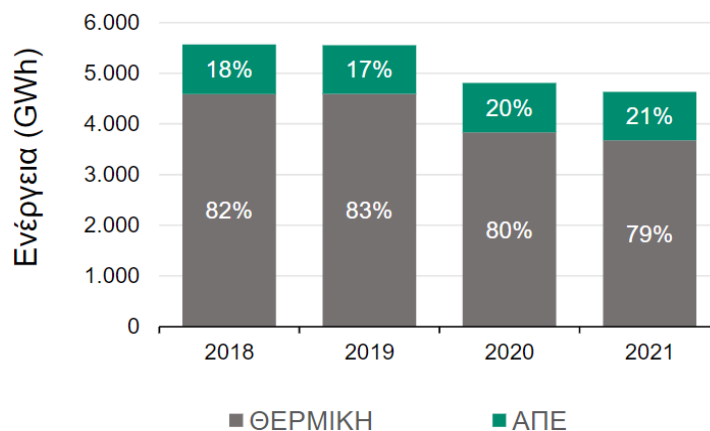
1.2.3. Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η ζήτηση ηλεκτρική ενέργειας των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών χαρακτηρίζεται από υψηλή εποχιακή μεταβλητότητα, γεγονός που οφείλεται στην έντονη τουριστική δραστηριότητα κατά την περίοδο του καλοκαιριού. Στο παρακάτω σχήμα (βλ. Σχήμα 1.4) βλέπουμε πως οι μήνες Ιούλιος και Αύγουστος αποτελούν τους μήνες αιχμής για τα ελληνικά νησιά, με μηνιαία ζήτηση ενέργειας κοντά στις 600GWh.



Σχήμα 1.4 Μηνιαία Παραγωγή Ενέργειας για το έτος 2021 στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά [3]

Γίνεται αντιληπτό, πως υπάρχει ένα έντονο σκαλοπάτι ανάμεσα στον μήνα Οκτώβριο και Νοέμβριο, γεγονός που οφείλεται στην ολοκλήρωση της 1^{ης} φάσης διασύνδεσης της Κρήτης [5] με την ηπειρωτική χώρα, και πιο συγκεκριμένα τη διασύνδεσή της μέσω υποθαλάσσιου καλωδίου με την Νότια Πελοπόννησο. Επίσης αξίζει να σημειωθεί πως το παραπάνω σχήμα αναφέρεται στις μηνιαίες καταναλώσεις του έτους 2021, ένα έτος που μπορεί να μην είναι αντιπροσωπευτικό ως προς τις πραγματικές ενεργειακές ανάγκες που έχουν τα ελληνικά νησιά, καθώς την δεδομένη χρονικά περίοδο υπήρχαν αρκετοί περιορισμοί λόγω της πανδημίας που είχε ξεσπάσει στην παγκόσμια κοινότητα.



Σχήμα 1.5 Ετήσια Παραγωγή Ενέργειας για την τετραετία 2018-2021 [3]

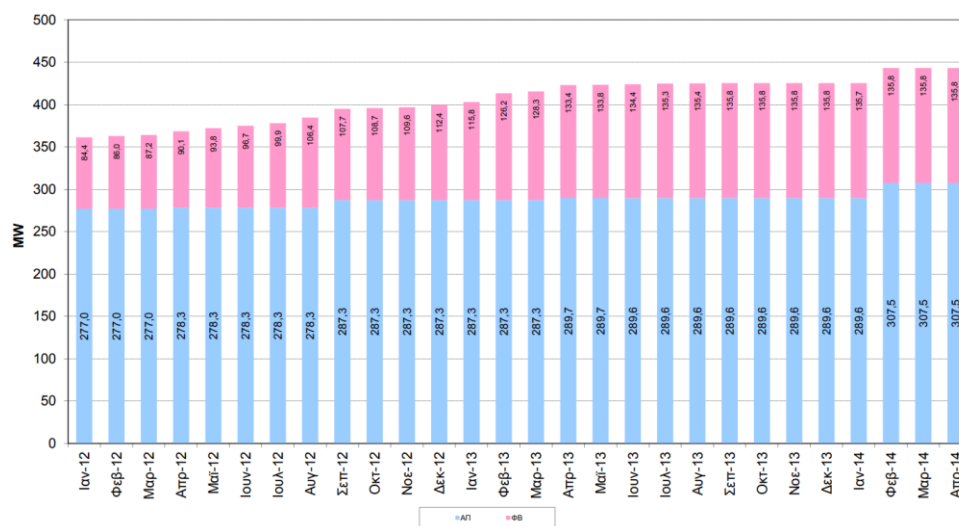
Σε σύγκριση με την ετήσια παραγωγή ενέργειας για τα έτη του 2018 και 2019, το 2021 παρατηρούμε μία αισθητή μείωση της τάξης του 18-20% (βλ. Σχήμα 1.5), η οποία

μεταφράζεται περίπου σε 1,000GWh λιγότερης ενέργειας. Το ίδιο γεγονός παρατηρείται και για το έτος 2020, καθώς οι περιορισμοί της πανδημίας ξεκίνησαν να εφαρμόζονται την άνοιξη του ίδιου έτους

1.3. Προκλήσεις για υψηλή διείσδυση ΑΠΕ στα ΜΔΝ

Ο ενεργειακός εφοδιασμός στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τα εισαγόμενα καύσιμα, λόγω της χρήσης συμβατικών θερμικών μονάδων, με αποτέλεσμα οι τελευταίες να παρουσιάζουν πολύ υψηλό κόστος παραγωγής. Ωστόσο, τα νησιά αυτά διαθέτουν αναξιοποίητο αιολικό και ηλιακό δυναμικό, το οποίο δεν συναντάται συνήθως στην ηπειρωτική χώρα. Στην Ελλάδα για παράδειγμα πάνω από 100 κατοικημένα νησιά διαθέτουν μακροχρόνια μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου περίπου 9,0m/s [6] και ηλιακή ακτινοβολία περίπου 1800kWh/m². Για να συγκρίνουμε καλύτερα τα παραπάνω δεδομένα, αξίζει να αναφέρουμε, πως η μέση ετήσια ηλιακή ακτινοβολία της Γερμανίας είναι μόνο 1100kWh/m² και η Βόρεια θάλασσα, η οποία φημίζεται για το αιολικό της δυναμικό, έχει μέση ταχύτητα ανέμου περίπου 10,5m/s. [7]

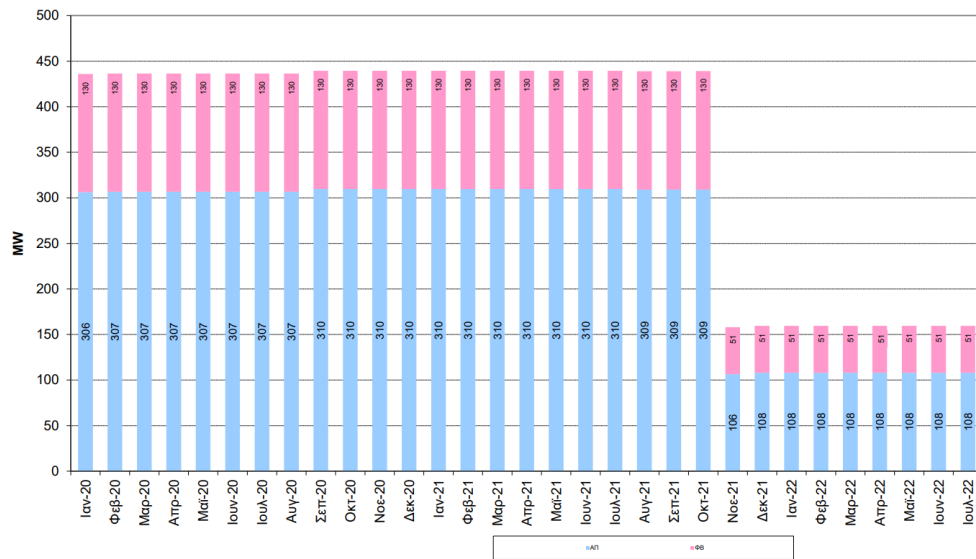
Παρά το πολύ υψηλό αιολικό και ηλιακό δυναμικό που συναντάμε στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, η πρόοδος στον τομέα των ΑΠΕ, για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας δεν ήταν η αναμενόμενη. Σύμφωνα με τα δεδομένα του διαχειριστή (ΔΕΔΔΗΕ), η εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ΑΠΕ στα ΜΔΝ, την τελευταία δεκαετία έχει μείνει στάσιμη. Στα παρακάτω σχήματα (βλ. Σχήμα 1.6 & 1.7) αποτυπώνεται πλήρως ο κορεσμός που υπάρχει στο ενεργειακό μείγμα των ΜΔΝ όσο αφορά τη εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ.



Σχήμα 1.6 Εγκατεστημένη Ισχύς Μονάδων ΑΠΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά για τη διετία 2012-2014. [8]

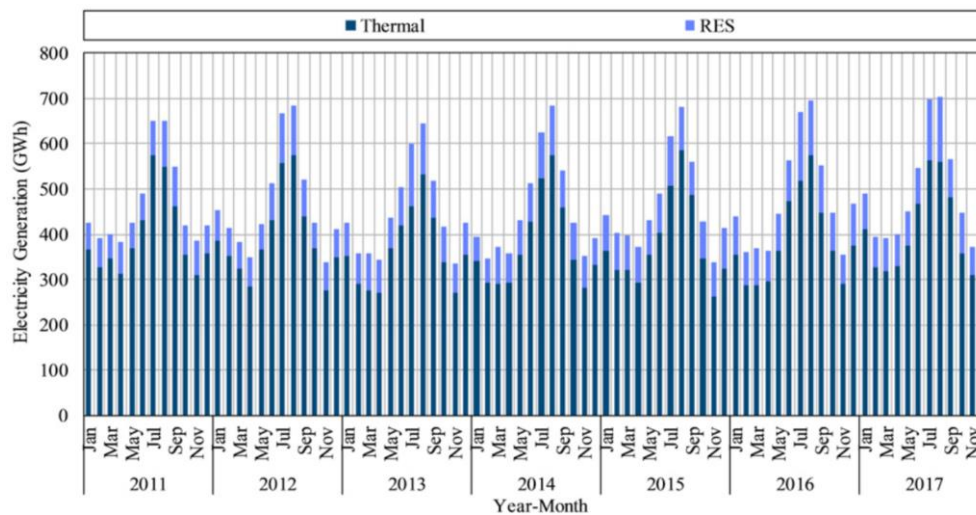
Από τη σύγκριση των δύο σχημάτων παρατηρούμε, πως η αιολική ενέργεια στις αρχές του 2012 ανήλθε στα 277MW, συμπεριλαμβανομένων περίπου 94 αιολικών πάρκων, και το φθινόπωρο του 2021 (πριν την διασύνδεση της Κρήτης) η εγκατεστημένη αιολική ισχύς ανήλθε στα 309MW, συμπεριλαμβανομένων 91 αιολικών πάρκων.

Αντίστοιχα η φωτοβολταϊκή ισχύς, από τα 84,4MW στις αρχές του 2012, διαμορφώνεται στα 130MW στα τέλη του 2021.



Σχήμα 1.7 Εγκατεστημένη Ισχύς Μονάδων ΑΠΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά για τη διετία 2020-2022. [4]

Η έλλειψη προόδου στην εφαρμογή νέων συστημάτων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας καταδεικνύεται στο Σχήμα 1.8, το οποίο δείχνει τη μηνιαία συμβολή της παραγωγής ΑΠΕ στην κάλυψη της τοπικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για το σύνολο των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών.

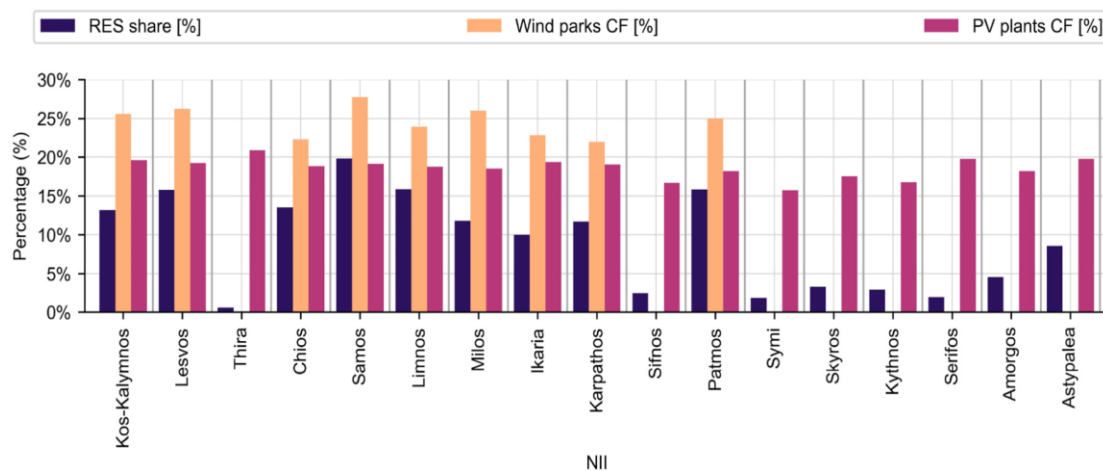


Σχήμα 1.8 Εξέλιξη της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και θερμικές μονάδες σε μακροπρόθεσμη βάση για το σύνολο των ΜΔΝ. [9]

Όπως προκύπτει από το σχήμα 1.7, τα μερίδια των ΑΠΕ παραμένουν σχεδόν σταθερά με το πέρασμα των χρόνων. Βέβαια από τα επίσημα στοιχεία του φορέα διαχείρισης, στην πραγματικότητα, υπάρχει μία πολύ μικρή αύξηση από το 15% το 2011 σε 18% το 2018. [9]

Το ανώτατο όριο διείσδυσης μονάδων ΑΠΕ που συναντάμε στα ηλεκτρικά συστήματα των ΜΔΝ, οφείλεται στους περιορισμούς που επιβάλλουν οι διαχειριστές των τοπικών δικτύων. Τα ηλεκτρικά συστήματα στα μη διασυνδεδεμένα νησιά είναι συνήθως δίκτυα μικρού ή μεσαίου μεγέθους, με τους διαχειριστές των δικτύων να εφαρμόζουν αυστηρούς λειτουργικούς περιορισμούς για να εγγυηθούν την ασφαλή και αξιόπιστη λειτουργία τους. Αναλυτικότερα, η λειτουργία των θερμοηλεκτρικών σταθμών πρέπει να γίνεται πάντα πάνω από τα τεχνικά τους ελάχιστα (ελάχιστη ισχύς εξόδου). Έτσι λοιπόν, όταν υπάρχει υψηλή παραγωγή από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και χαμηλή ζήτηση, η παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ θα πρέπει να περικυκλώνεται με σκοπό να αποφευχθεί η παραβίαση αυτού του περιορισμού. Επίσης, η αυξανόμενη διείσδυση των μη ελεγχόμενων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, έχει επηρεάσει τη δυναμική απόδοση των αδύναμων μη διασυνδεδεμένων δικτύων. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα, οι διαχειριστές των δικτύων να επιβάλλουν ένα μέγιστο όριο για την άμεση (χωρίς αποθήκευση) διείσδυση των ΑΠΕ, γνωστό και ως δυναμικό όριο διείσδυσης ΑΠΕ, με σκοπό τη διασφάλιση της σταθερότητας του δικτύου [7]. Ως αποτέλεσμα, η εφαρμογή αυτών των τεχνικών ορίων, αποθαρρύνει την εγκατάσταση για νέες μονάδες ΑΠΕ στα ηλεκτρικά συστήματα των ΜΔΝ, εξαιτίας των αυξημένων περικοπών που πρέπει να αναμένουν [9].

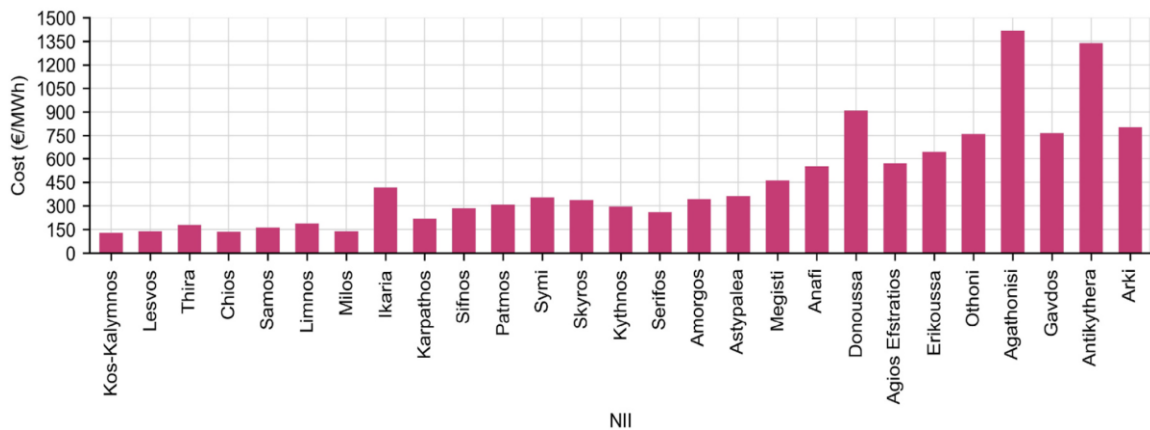
Η συνθήκη των αυξημένων περικοπών για υφιστάμενα αιολικά πάρκα αποτελεί ήδη πραγματικότητα σε νησιωτικά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, όπως αυτά των Κω-Καλύμνου αλλά και της Σάμου, όπου τα τοπικά αιολικά αντιμετωπίζουν περικοπές έως και 25% (βλ. Σχήμα 1.9) επί της ετήσιας θεωρητικής παραγωγής αιολικής ενέργειας. Αυτό αποτελεί πρόκληση για τον συντελεστή ισχύος των αιολικών εγκαταστάσεων λόγω των περιορισμών στα υπάρχοντα δίκτυα σε συνδυασμό και με εκείνους των θερμικών μονάδων, μη επιτρέποντας την πλήρη αξιοποίηση του δυναμικού των αιολικών πόρων της περιοχής [9].



Σχήμα 1.9 Ποσοστά διείσδυσης ΑΠΕ και Συντελεστές Ισχύος για αιολικούς και φωτοβολταϊκούς σταθμούς σε ορισμένα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά. Τα ΜΔΝ είναι ταξινομημένα με βάση την ικανότητα θερμικής ισχύος. [10]

1.3.1. Κόστος παραγωγής θερμικών μονάδων στα ΜΔΝ

Όπως έχουμε ήδη αναφέρει, η ηλεκτροδότηση των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών βασίζεται κυρίως σε θερμικές μονάδες παραγωγής που τροφοδοτούνται από μαζούτ (βαρύ πετρέλαιο) ή ντίζελ (ελαφρύ). Εξαιτίας αυτού, τα ΜΔΝ χαρακτηρίζονται από υψηλό κόστος παραγωγής. Τα μικρότερα ΜΔΝ παρουσιάζουν υψηλότερη ειδική κατανάλωση καυσίμου καθώς επίσης και χρήση διυλισμένων καυσίμων. Από αυτά 18 ηλεκτρικά συστήματα με ικανότητα θερμικής ισχύος έως 19MW καταναλώνουν πετρέλαιο ντίζελ. Αξίζει να σημειωθεί, ότι το καύσιμο ντίζελ είναι μια πιο φιλική προς το περιβάλλον επιλογή από το βαρύ πετρέλαιο, αλλά έχει υψηλότερο κόστος. Επιπλέον, η γεωγραφική απόσταση πολλών νησιών επιδεινώνει το ήδη ακριβό κόστος των εισαγόμενων καυσίμων και σε συνδυασμό με τα περιορισμένα μερίδια ΑΠΕ, η λειτουργία των μικρότερων συστημάτων γίνεται ακόμα πιο δαπανηρή. Το μεταβλητό κόστος παραγωγής (ΜΚΠ) όλων των ΜΔΝ, περιλαμβάνει το κόστος καυσίμου, το κόστος λειτουργίας και συντήρησης των θερμικών μονάδων και το κόστος εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (CO₂) [10] [11]. Πιο αναλυτικά, το ΜΚΠ στα μικρά ΜΔΝ μπορεί να ξεπεράσει ακόμα και τα 360€/MWh, κόστος το οποίο είναι κατά αρκετές φορές μεγαλύτερο από εκείνο της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην ηπειρωτική χώρα. Επιπλέον, αν λάβουμε υπόψη το αποσβεσμένο κόστος για την προμήθεια της απαραίτητης υποδομής ηλεκτροπαραγωγής, το συνολικό κόστος παραγωγής μπορεί να ξεπεράσει τα 1000€/MWh. Αν και τα έξοδα παραγωγής εξακολουθούν να είναι αυξημένα σε συστήματα μεγαλύτερης κλίμακας, είναι συγκριτικά χαμηλότερα από εκείνα των μικρότερων συστημάτων (βλ. Σχήμα 1.10) [10]



Σχήμα 1.10 Συνολικό Κόστος Παραγωγής σε ορισμένα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά. Τα ΜΔΝ είναι ταξινομημένα με βάση την ικανότητα θερμικής ισχύος. [10]

1.4. Πλάνα διασύνδεσης ΜΔΝ με την ηπειρωτική χώρα

Η διασύνδεση των ελληνικών Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών με το Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα της ηπειρωτικής χώρας, είναι μία σειρά έργων των οποίων η υλοποίηση τους κρίνεται απαραίτητη εξαιτίας, της ραγδαίας ανάπτυξης των ελληνικών νησιών σε συνδυασμό με την αδυναμία ανάπτυξης - επέκτασης των τοπικών σταθμών παραγωγής που βρίσκονται σε αυτά. Οι μελέτες για την προοπτική της διασύνδεσης των ΜΔΝ με την Ηπειρωτική χώρα άρχισαν να πραγματοποιούνται από τις αρχές της δεκαετίας του 1960 [5].

Σύμφωνα με το Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς 2022-2031 του Ανεξάρτητου Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ), τα κύρια έργα ανάπτυξης του συστήματος όσο αφορά στη διασύνδεση των ΜΔΝ αναφέρονται:

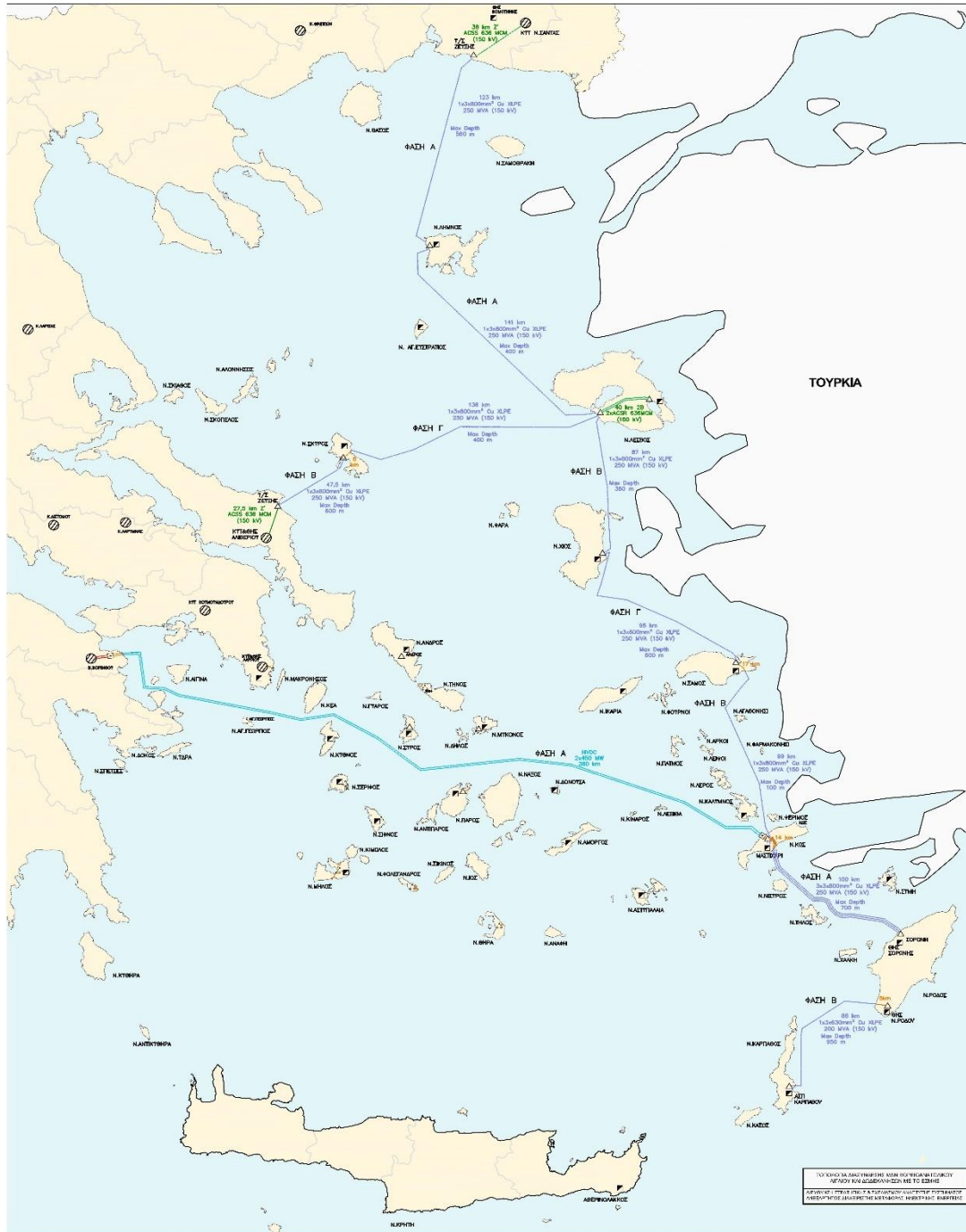
- Στη διασύνδεση των Κυκλάδων (Δ΄ Φάση).
- Στις διασυνδέσεις της Κρήτης (Φάση I & Φάση II).
- Στη διασύνδεση των Δωδεκανήσων.
- Στη διασύνδεση των νήσων του Βορειοανατολικού Αιγαίου.

Το έργο διασύνδεσης των Κυκλάδων είναι ένα εξελιγμένο και πολυσύνθετο έργο, του οποίου η υλοποίηση αποτελείται από τέσσερις φάσεις. Έως σήμερα έχουν ολοκληρωθεί οι πρώτες 3 φάσεις του έργου (Α΄-Β΄-Γ΄) που αφορούν την διασύνδεση των νησιών Σύρου, Πάρου, Μυκόνου, Τήνου και Νάξου με την ηπειρωτική χώρα. Πιο αναλυτικά η Α΄ φάση περιλαμβάνει την σύνδεση της Σύρου με το Λαύριο καθώς επίσης και με τα νησιά της Πάρου, της Τήνου και της Μύκονου. Η Β΄ φάση περιλαμβάνει τη σύνδεση της Πάρου με τη Νάξο και της Νάξου με την Μύκονο και τέλος η Γ΄ φάση περιλαμβάνει τη δεύτερη σύνδεση του Λαυρίου με την Σύρο [12].

Σύμφωνα με τον ΑΔΜΗΕ και βάσει του χρονικού ορίζοντα του ΔΠΑ (Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης) αναμένεται εντός του 2024 και η ολοκλήρωση της Δ΄ φάσης της διασύνδεσης των Κυκλάδων. Το τελευταίο κομμάτι του έργου αφορά στην ηλεκτρική διασύνδεση των Νότιων και Δυτικών Κυκλάδων - συγκεκριμένα θα υλοποιηθεί η διασύνδεση της Νάξου με τη Σαντορίνη και με τα νησιά Φολέγανδρος, Μήλος και Σέριφος. [12]

Ο ΑΔΜΗΕ πραγματοποιεί σημαντικά έργα για τη διασύνδεση των περισσότερων Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών. Συγκεκριμένα, σε εξέλιξη βρίσκεται η διασύνδεση της Κρήτης, με την πρώτη φάση του έργου να έχει ολοκληρωθεί το 2021 ενώ η 2^η φάση αναμένεται να ολοκληρωθεί στα τέλη του 2023. Προ των πυλών βρίσκεται το έργο για τη διασύνδεση των Δωδεκανήσων, που περιλαμβάνει έξι (6) αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα: Κάρπαθος, Ρόδος, Σύμη, Κως – Κάλυμνος, Πάτμος και Αρκεσός, και επιπλέον, μετά το 2024 αναμένεται να ξεκινήσει το έργο διασύνδεσης των Νήσων του Βορειοανατολικού Αιγαίου το οποίο αφορά στη διασύνδεση οκτώ (8) αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων των ΜΔΝ. Τα τελευταία αναφέροντα στα συστήματα Λήμνου, Αγίου Ευστατίου, Λέσβου, Χίου, Σκύρου, Ικαρίας, Σάμου και Αγαθονησίου [5] [12].

Τα έργα διασύνδεσης των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών με το Ηπειρωτικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα θα προσφέρουν μείωση του κόστους παραγωγής, θα βελτιώσουν το περιβάλλον των νησιών με την ελαχιστοποίηση και τη μελλοντική παύση της λειτουργίας των θερμικών μονάδων παραγωγής, θα προσφέρουν ασφαλή τροφοδότηση ηλεκτρικής ενέργειας η οποία παρεμποδίζεται, εξαιτίας των περιορισμών που υπάρχουν στα εν λόγω νησιά για δυνατότητα εγκατάστασης νέων αυτόνομων μονάδων παραγωγής (ΑΣΠ), και τέλος, με την υλοποίηση των έργων διασύνδεσης, δημιουργείται επίσης υποδομή με σκοπό την καλύτερη εκμετάλλευση του υψηλού δυναμικού των ΑΠΕ στα ΜΑΝ. [12]



Σχήμα 1.11 Διασυνδέσεις Βορειοανατολικού Αιγαίου & Δωδεκανήσων [5]

1.5. Αποθήκευση στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά

1.5.1. Υβριδικοί Σταθμοί

Η ενσωμάτωση της αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας σε συστήματα Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών μπορεί να επιτευχθεί μόνο με την αξιοποίηση υβριδικών σταθμών παραγωγής (ΥΒΣ) που εισήχθησαν με τον ν.3468/2006. Αυτές οι καινοτόμες εγκαταστάσεις αποτελούνται από μονάδες ΑΠΕ και αποθήκευσης που λειτουργούν από κοινού για να παρέχουν στον Διαχειριστή ΜΔΝ κατανεμημένη ενέργεια. Αυτή η βιώσιμη πηγή ενέργειας μπορεί να αντικαταστήσει αποτελεσματικά τις συμβατικές μονάδες και να συμβάλει στη διασφάλιση της αξιοπιστίας των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ) [13].

Το πλαίσιο αποζημίωσης των υβριδικών σταθμών παραγωγής (ΥΒΣ), το οποίο βασίζόταν στον ν.3468/2006, καθόριζε την αμοιβή της ενέργειας και ισχύος των σταθμών με βάση το αποφευκτέο κόστος της θερμικής παραγωγής. Ωστόσο, δεν λαμβανόταν υπόψη το ποσό της οικονομικής ενίσχυσης που απαιτείται για τη βιωσιμότητα των επενδύσεων, με αποτέλεσμα την απόρριψη από την ΕΕ το 2016. Κατά συνέπεια, αναπτύχθηκε ένα νέο καθεστώς στήριξης, το οποίο περιλαμβάνει ανταγωνιστικές διαδικασίες για κάθε σύστημα ΜΔΝ. Η τιμή αντιστάθμισης για τα έργα θα βασίζεται στο κόστος παραγόμενης ενέργειας (LCOE) τους, εξασφαλίζοντας συνεχή υποστήριξη ακόμη και μετά τη σύνδεση των νησιών με το ηπειρωτικό σύστημα. Τα έργα αυτά θα λειτουργούν ως συνδυασμένοι σταθμοί ΑΠΕ και αποθήκευσης, είτε πίσω από το μετρητή είτε με διαχείριση τύπου χαρτοφυλακίου (εικονικοί σταθμοί παραγωγής ενέργειας), παρέχοντας μια βιώσιμη και ανταγωνιστική ενεργειακή λύση [13].

Όπως έχουμε αναφέρει και παραπάνω, αυτή τη στιγμή στα ηλεκτρικά συστήματα των ΜΔΝ υπάρχουν σε λειτουργία δύο (2) μικροί ΥΒΣ οι οποίοι αποζημιώνονται βάσει του αρχικού πλαισίου του ν.3468/2006:

- Ο ΥΒΣ Τήλου ο οποίος βρίσκεται στο σύστημα Κω-Καλύμνου με εγγυημένη ισχύ 0,4MW συνδυάζει Α/Γ και Φ/Β ισχύος 960kW ως μονάδες ΑΠΕ και μονάδες αποθήκευσης συσσωρευτών (NaNiCl₂).
- Το υβριδικό έργο Ικαρίας, το οποίο συνδυάζει Υδροηλεκτρική και Αιολική ενέργεια, με εγγυημένη ισχύ 2,55MW, βασισμένο στην αντλησιοταμίευση με συνδυαστική λειτουργία ΥΗΣ και ΥΒΣ με αιολικό πάρκο 2,7MW.

Οι ΥΒΣ συγκεντρώνουν έντονο επενδυτικό ενδιαφέρον καθώς έχουν εκδοθεί πάνω από 160 άδειες παραγωγής ΥΒΣ στα ηλεκτρικά συστήματα των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών με συνολική εγγυημένη ισχύ που ξεπερνά τα 550MW και δυναμικότητα μονάδων ΑΠΕ άνω του 1GW, ενώ υπό αξιολόγηση βρίσκονται περισσότερες από 40 αιτήσεις. Είναι προφανές ότι τα επίπεδα που αναφέρονται ξεπερνούν τις δυνατότητες των συστημάτων των ΜΔΝ και μάλιστα υπερβαίνουν αυτό που θα θεωρούνταν λογικό για εφαρμογή, δεδομένης και της επερχόμενης διασύνδεσής τους με το ηπειρωτικό

σύστημα. Ωστόσο, όπως αναφέραμε, τα επίπεδα αυτά χρησιμεύουν ως σαφής ένδειξη του σημαντικού επενδυτικού ενδιαφέροντος, το οποίο κρίνεται ότι είναι ικανό να υποστηρίξει διαδικασίες υψηλού ανταγωνισμού και μπορεί να οδηγήσει σε σημαντική παραγωγή ενέργειας στα νησιωτικά συστήματα. [13]

1.5.2. Κεντρική Αποθήκευση – Ανάντη του Μετρητή

Ένα διαφορετικό μοντέλο εισαγωγής αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στα συστήματα των ΜΔΝ πέραν των ΥΒΣ, καθιστούν οι διατάξεις κεντρικής αποθήκευσης, οι οποίες δε συνδέονται με σταθμούς ΑΠΕ αλλά αντίθετα μπορούν να παρέχουν υπηρεσίες στο επίπεδο των συστημάτων των ΜΔΝ στο σύνολό τους ως ξεχωριστές οντότητες, προκειμένου να υποστηρίξουν μεγαλύτερη διείσδυση των ΑΠΕ, μείωση των περικοπών και αύξηση του περιθωρίου για προσθήκη νέας ισχύος, βελτίωση της ασφάλειας και της οικονομικής λειτουργίας των συστημάτων. Υπηρεσίες τέτοιου τύπου μπορούν να είναι οι εξής: [13]

- **Ταχεία ρύθμιση συχνότητας:** Αντιστάθμιση του πιθανού κινδύνου απώλειας παραγωγής από ΑΠΕ, η οποία δεν μπορεί να αντιμετωπιστεί αποτελεσματικά με τις δυνατότητες φορτίου των συμβατικών μονάδων. Αναφερόμαστε στον περιορισμό που αφορά το δυναμικό διείσδυσης των μονάδων ΑΠΕ.
- **Παροχή λειτουργικών εφεδρειών:** Κάλυψη των απαιτήσεων του συστήματος όταν υπάρχει ανάγκη για λειτουργικές εφεδρείες με σκοπό τη αντιστάθμιση της μεταβλητότητας και τις διακυμάνσεις της παραγωγής ΑΠΕ καθώς επίσης και τα σφάλματα πρόβλεψης.
- **Διαχείριση υπερπαραγωγής ΑΠΕ:** Ικανότητα απορρόφησης ενέργειας, κυρίως τις μεσημβρινές ώρες, εξαιτίας της μη ελεγχόμενης Φ/Β παραγωγής, που αναγκάζει τις συμβατικές μονάδες να λειτουργούν κοντά στα τεχνικά τους ελάχιστα ή και ακόμα χαμηλότερα σε μικρά νησιωτικά συστήματα. Αυτή η ευεργετική συνθήκη αντιμετωπίζει αποτελεσματικά τα τεχνικά ελάχιστα αυτών των συστημάτων και βελτιώνει την αποδοχή της μη ελεγχόμενης Φ/Β παραγωγής.
- **Στήριξη τάσης και διαχείριση αέργων:** Λόγω της ικανότητας που παρουσιάζουν οι μονάδες αποθήκευσης στη διαχείριση της αέργου ισχύος, μπορούν να καλυφθούν ανάγκες σε περιπτώσεις νησιωτικών συστημάτων.

Διατάξεις αποθήκευσης που είναι ικανές να προσφέρουν τις προαναφερθείσες υπηρεσίες, έχουν την δυνατότητα να αποφέρουν σημαντικά πλεονεκτήματα για τα συστήματα των ΜΔΝ, όπως: [13]

- Μείωση των περικοπών ενέργειας για τους σταθμούς ΑΠΕ, λόγω της χαλάρωσης του περιορισμού που αφορά στο δυναμικό διείσδυσης των αιολικών μονάδων και μείωση της ανελαστικότητας των θερμικών μονάδων.
- Δημιουργία νέου περιθωρίου για μεγαλύτερη εγκατάσταση ισχύος ΑΠΕ.
- Βελτίωση της λειτουργικότητας και της ασφάλειας των θερμικών μονάδων .

- Μείωση του κόστους παραγωγής, λόγω μεγαλύτερης απορρόφησης ενέργειας από ΑΠΕ.
- Συμβολή στην κάλυψη των περιόδων υψηλής ζήτησης.

Οι κεντρικοί σταθμοί αποθήκευσης στα ΜΔΝ παρουσιάζουν παρόμοια λειτουργικά και τεχνικά χαρακτηριστικά με τους αντίστοιχους σταθμούς στην ηπειρωτική χώρα. Ωστόσο, δεν είναι σε θέση να ενταχθούν και να λειτουργήσουν με αυτόν τον τρόπο, λόγω της αδυναμίας που υπάρχει στην αγορά των ΜΔΝ. Πιο αναλυτικά, η αγορά των ΜΔΝ βασίζεται στο αντικειμενικό μεταβλητό κόστος παραγωγής, αντί να εξαρτάται από τις προσφορές έγχυσης και απορρόφησης. Κατά συνέπεια δεν μπορεί να διευκολύνει τις επιχειρηματικές λειτουργίες των σταθμών που στερούνται αντικειμενικού μεταβλητού κόστους, το οποίο είναι απαραίτητο για να εμπλακούν σε «arbitrage». Επιπλέον, σύμφωνα με τον ισχύοντα Κώδικα ΜΔΝ, δεν υφίσταται αγορά για επικουρικές υπηρεσίες καθώς ούτε κάποια ρυθμιζόμενη αμοιβή τέτοιων υπηρεσιών, ώστε να αμειφθούν οι σταθμοί αποθήκευσης [13].

Ως εκ τούτου, οι επενδύσεις σε σταθμούς αποθήκευσης που δεν συνδυάζονται με παραγωγή από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας δεν μπορούν να υλοποιηθούν ως ιδιωτικά έργα στην αγορά των ΜΔΝ, καθώς δεν μπορούν να αποσβεστούν μέσω της ενεργειακής παραγωγής του. Αντίθετα, τα πιθανά οφέλη των υπηρεσιών των κεντρικών σταθμών αποθήκευσης δεν μπορούν να παραβλεφθούν, καθώς έχουν τη δυνατότητα να ενισχύσουν την διείσδυση των ΑΠΕ, να ενισχύσουν τα μέτρα ασφαλείας και να βελτιστοποιήσουν την οικονομική απόδοση στα ενεργειακά συστήματα. [13]

Η δημιουργία κεντρικών συστημάτων αποθήκευσης θα μπορούσε να επιτευχθεί από ανεξάρτητους επενδυτές που θα επιλέγονται μέσω ανταγωνιστικών διαδικασιών και θα αμείβονται από τον Διαχειριστή. Υπεύθυνοι για την διαθεσιμότητα και την τεχνική αρτιότητα αυτών των συστημάτων θα είναι οι ιδιοκτήτες και οι λειτουργοί των συστημάτων, ωστόσο θα υπάγονται υπό τη διαχείριση του Διαχειριστή των ΜΔΝ με απώτερο σκοπό, τα συστήματα αυτά να αξιοποιούνται με το βέλτιστο τρόπο και να παρέχουν τις απαραίτητες υπηρεσίες στο σύστημα προκειμένου να μειωθεί το μεταβλητό κόστος θερμικής παραγωγής, να υπάρξει βελτίωση της ασφάλειας του συστήματος και σαφώς μεγαλύτερη διείσδυση των ΑΠΕ στα συστήματα των ΜΔΝ [13].

1.5.3. Αποκεντρωμένη αποθήκευση – Κατάντη του Μετρητή

Ακόμα ένα μοντέλο εισαγωγής αποθήκευσης ενέργειας στα ηλεκτρικά συστήματα των ΜΔΝ, εκτός των ΥΒΣ και των μονάδων κεντρικής αποθήκευσης, είναι η αποκεντρωμένη αποθήκευση σε ήδη υπάρχοντες σταθμούς ΑΠΕ, γνωστή και ως «αποθήκευση κατάντη του μετρητή». Όσον αφορά στους σταθμούς παραγωγής ΑΠΕ, είναι εφικτή η ενσωμάτωση αποθηκευτικών διατάξεων στο εσωτερικό τους με σκοπό να αξιοποιηθούν οι περικοπές που προκύπτουν από τον κορεσμό των νησιωτικών συστημάτων. Για τον λόγο αυτό, ο Κώδικας ΜΔΝ επιτρέπει την ενσωμάτωση

αποθηκευτικών διατάξεων σε σταθμούς ΑΠΕ, δίνοντας τους τη δυνατότητα να αποκτήσουν μια μερικώς κατανεμημένη φύση με σκοπό να συνεισφέρουν στον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό (HEΠ) μέσω της χρήσης της παραγωγικής τους ικανότητας. Η διερεύνηση αυτής της δυνατότητας ως προς τα οφέλη που μπορεί να προκύψουν για τους σταθμούς και το σύστημα δεν έχουν εξεταστεί επαρκώς μέχρι σήμερα, καθώς δεδομένων των επερχόμενων διασυνδέσεων των συστημάτων ΜΔΝ με την ηπειρωτική χώρα, αναγνωρίζεται ότι η εφαρμογή αυτών των λύσεων μπορεί να είναι περίπλοκη και χρονοβόρα, ιδίως εάν λάβουμε υπόψη ότι υπάρχουν εναλλακτικές μέθοδοι όπως οι ΥΒΣ και οι μονάδες κεντρικής αποθήκευσης, οι οποίες μπορούν να αποφέρουν παρόμοια αποτελέσματα για το σύστημα. Ωστόσο, είναι σημαντικό να εξεταστούν διεξοδικά όλες οι επιλογές και τα πιθανά πλεονεκτήματά τους [13].

2. Έννοια της Ευελιξίας στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας

2.1. Γενικά Στοιχεία

2.1.1. Ορισμός της Ευελιξίας

Η ευελιξία σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας αναφέρεται στην προσαρμοστικότητά του σε αναμενόμενες και απροσδόκητες αλλαγές στη ζήτηση και την παραγωγή. Περιλαμβάνει την ικανότητα του δικτύου να διατηρεί σταθερή την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας σε περιόδους ανισορροπίας. Η Διεθνής Ενεργειακή Ένωση ορίζει την ευελιξία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας ως την ικανότητα διαχείρισης των διακυμάνσεων της ζήτησης και της προσφοράς με αξιόπιστο και οικονομικά αποδοτικό τρόπο σε όλα τα σχετικά χρονικά πλαίσια. Αυτός ο ορισμός υπογραμμίζει τον κρίσιμο ρόλο της ευελιξίας στη διασφάλιση της σταθερότητας και της βιωσιμότητας του ηλεκτρικού συστήματος [14].

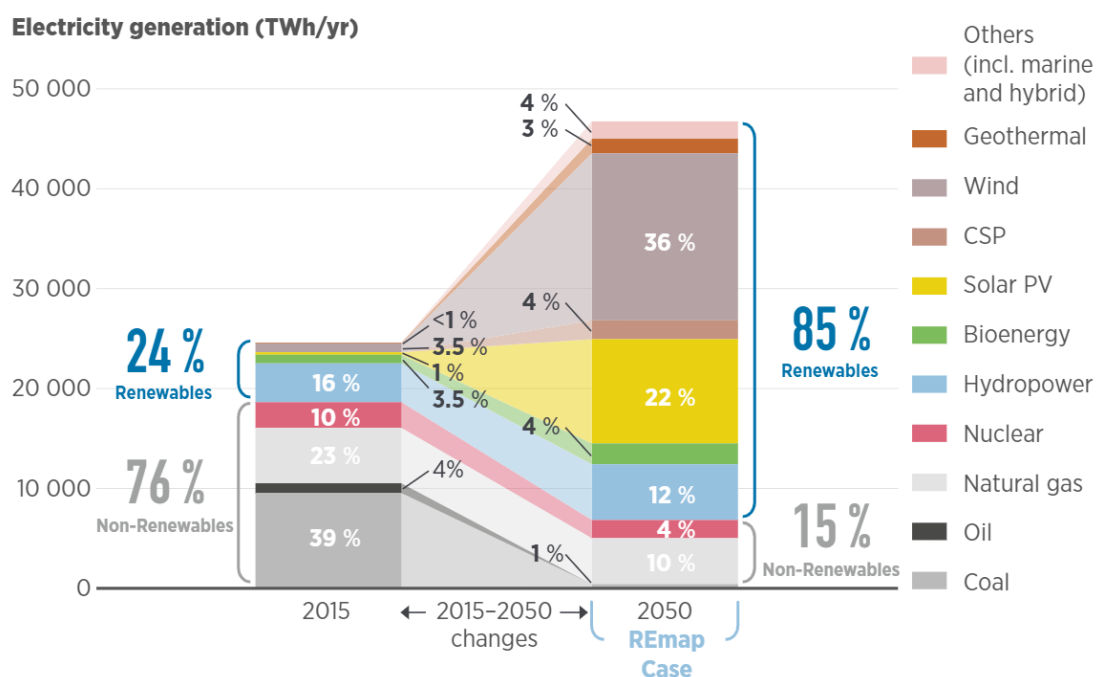
2.1.2. Ευελιξία για Ενεργειακή Μετάβαση

Στη σημερινή εποχή, ο σύγχρονος πολιτισμός βασίζεται σε πολύ μεγάλο βαθμό στην ηλεκτρική ενέργεια για τις καθημερινές του ανάγκες. Δυστυχώς όμως, το μεγαλύτερο μέρος της ηλεκτροπαραγωγής προέρχεται από θερμικές μονάδες οι οποίες βασίζονται σε ορυκτά καύσιμα και αυτό έχει ως αποτέλεσμα η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας να ευθύνεται για σχεδόν το ήμισυ των παγκοσμίων εκπομπών CO₂ [14].

Σύμφωνα με την συμφωνία του Παρισιού (Απρίλιος του 2016), στόχος της παγκόσμιας κοινότητας είναι η σταθεροποίηση της παγκόσμιας αύξησης της θερμοκρασίας κάτω από 1,5 βαθμό Κελσίου. Η επίτευξη αυτού του στόχου απαιτεί μια θεμελιώδη αλλαγή στο παγκόσμιο ενεργειακό μας σύστημα. Αυτό συνεπάγεται ότι είναι αναγκαία η μετάβαση από ένα ενεργειακό σύστημα που εξαρτάται από τα ορυκτά καύσιμα σε ένα σύστημα που δίνει προτεραιότητα στην ενεργειακή απόδοση και στηρίζεται στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Ο παγκόσμιος οδικός χάρτης του Διεθνούς Οργανισμού Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (International Renewable Energy Agency -IRENA) REMap, παρέχει ένα ολοκληρωμένο σχέδιο για τον παγκόσμιο ενεργειακό μετασχηματισμό, υποδεικνύοντας ότι έως το 2050, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας θα μπορούσαν να συμβάλουν έως και τα δύο τρίτα του παγκόσμιου εφοδιασμού πρωτογενούς ενέργειας. Επίσης σύμφωνα με το σενάριο του Remap, το μερίδιο της ηλεκτρικής ενέργειας στη συνολική τελική κατανάλωση ενέργειας θα διπλασιαστεί από 20% σε 40% μέχρι το 2050. Επιπλέον, το μερίδιο που λαμβάνουν οι ΑΠΕ στο τομέα της ηλεκτροπαραγωγής θα πρέπει να αυξηθεί σημαντικά σε σχέση με τα επίπεδα που βρίσκεται σήμερα, με την

ηλιακή και την αιολική ενέργεια να αντιπροσωπεύουν το μεγαλύτερο ποσοστό των ΑΠΕ (βλ. Σχήμα 2.1). Αυτό υποδηλώνει ότι πολλές χώρες θα αναγκαστούν να μετατρέψουν σταδιακά τα συστήματα παραγωγής ενέργειάς τους σε ηλιακά και αιολικά καθώς είναι αυτές οι πηγές που αναμένεται να αποτελέσουν τη ραχοκοκαλιά της παροχής ηλεκτρικής ενέργειας. [15]



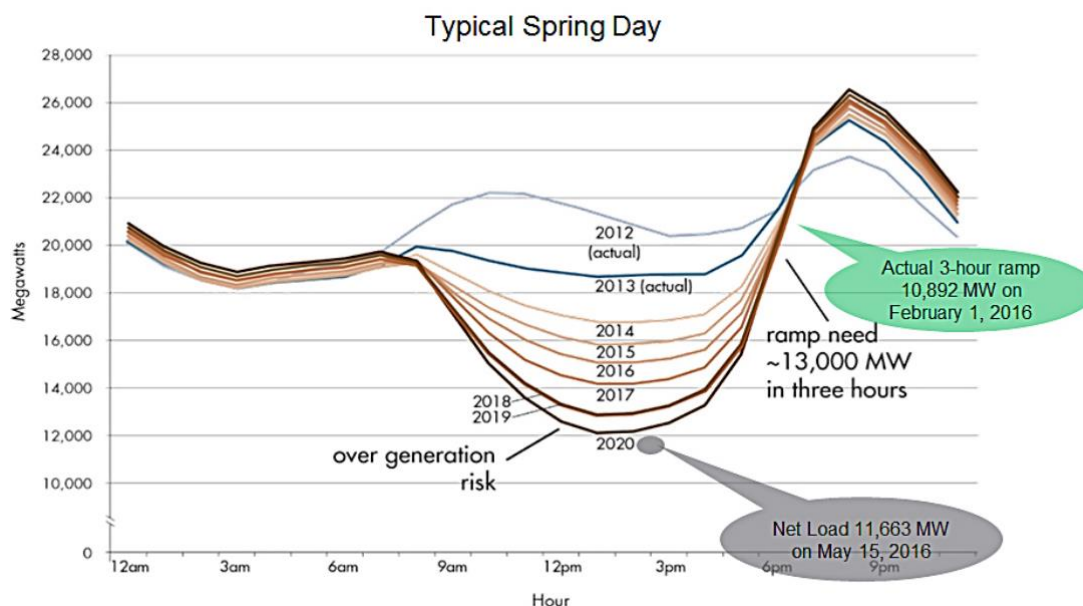
Σχήμα 2.1 Σενάριο REmap για την Ενεργειακή Μετάβαση με στόχο την σταθεροποίηση της αύξησης της θερμοκρασίας. [15]

Η μετάβαση του ενεργειακού συστήματος σε ένα σύστημα που θα κυριαρχείται από ΑΠΕ, συνοδεύεται από αυξημένες προκλήσεις, καθώς λόγω της εγγενούς στοχαστικής φύσης των ΑΠΕ και τα υψηλά μερίδια της μεταβλητής ενέργειας που παρέχουν, (Variable Renewable Energy – VRE) αυξάνεται σημαντικά η ανάγκη του συστήματος για τη διατήρηση της ισορροπίας μεταξύ προσφοράς και ζήτησης. Η επιτυχής διαχείριση της μεγάλης κλίμακας VRE απαιτεί τη χρήση και τον προσχεδιασμό διαφόρων πηγών ευελιξίας. Η ευελιξία πρέπει να ενσωματωθεί σε όλες τις πτυχές του ενεργειακού συστήματος, συμπεριλαμβανομένης της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, των συστημάτων μεταφοράς και διανομής, των αποθηκευτικών μονάδων και την διαχείριση από την πλευρά της ζήτησης [15] [16].

2.1.3. Μη ευέλικτα Ηλεκτρικά Συστήματα – California’s Duck Curve

Όπως αναφέραμε και παραπάνω, η αυξημένη και ραγδαία ενσωμάτωση μονάδων ΑΠΕ στα ηλεκτρικά συστήματα παραγωγής ενέργειας δημιουργεί αυξημένη ασυμφωνία μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης, ειδικά όταν συνδυάζεται με έλλειψη πόρων ευελιξίας. Αξιοσημείωτο παράδειγμα για την ανάδειξη των κινδύνων και των

προκλήσεων που δημιουργούνται στα ΣΗΕ όταν η συμμετοχή των ΑΠΕ αυξάνεται, είναι το ηλεκτρικό σύστημα στην Καλιφόρνια με την χαρακτηριστική «Καμπύλη της Πάπιας» (Duck Curve) βλ. Σχήμα 2.2 να αντανάκλα τα ανωτέρω. Η έννοια της Duck Curve απεικονίζει τη βαθιά επίδραση που μπορεί να έχει ένα υψηλό επίπεδο διείσδυσης φωτοβολταϊκών (PV) στην εξισορρόπηση της ενεργού ισχύος εντός του ΣΗΕ.

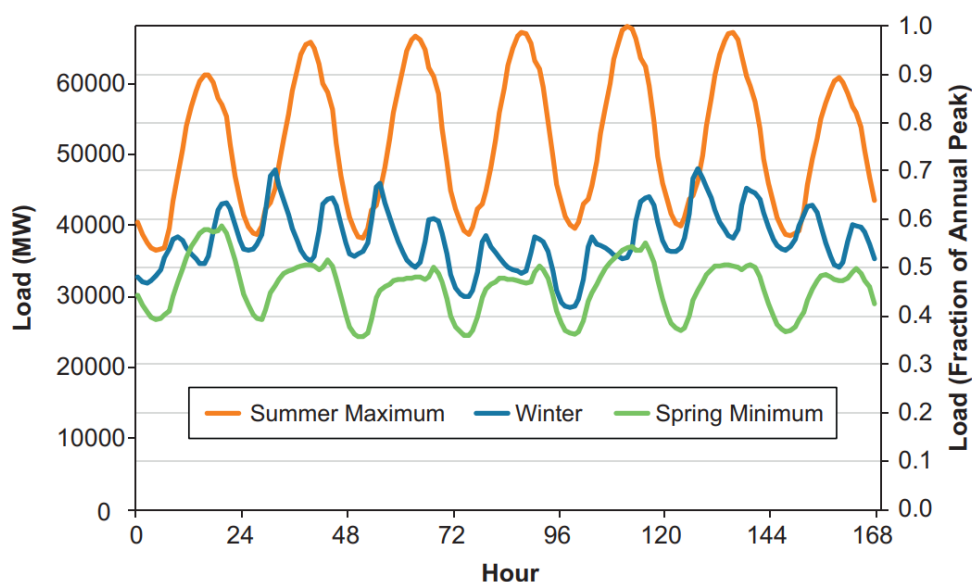


Σχήμα 2.2 The Duck Curve of California – Καμπύλη φορτίου από το 2012 έως το 2020. [17]

Στο παραπάνω διάγραμμα, η καμπύλη duck ορίζεται ως η διαφορά του συνολικού πραγματικού φορτίου ηλεκτρικής ενέργειας με την παραγωγή ενέργειας που προέρχεται από ΑΠΕ, πιο συγκεκριμένα από τα υψηλά μερίδια διείσδυσης των Φ/Β. Το γράφημα αποδίδει το ισοζύγιο ηλεκτρικής ενέργειας με την πάροδο του χρόνου για μία ανοιξιάτικη ημέρα στην περιοχή της Καλιφόρνιας. Παρατηρείται πως κατά τη διάρκεια της νύχτας η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας προς το δίκτυο παραμένει σταθερή. Στη συνέχεια της ημέρας και κατά την ανατολή του ηλίου, το πραγματικό φορτίο ξεκινά να μειώνεται ραγδαία, εμφανίζοντας το μεσημέρι τη χαμηλότερη ζήτηση προς το δίκτυο (κοιλιά της πάπιας), ως αποτέλεσμα της περίσσειας ενέργειας των Φ/Β. Με τη δύση του ηλίου και τη μείωση της παραγωγής των Φ/Β, αυξάνεται η ζήτηση του φορτίου, με αποτέλεσμα αυτή να κορυφώνεται τις βραδινές ώρες. Το παραπάνω φαινόμενο της καμπύλης duck, δημιουργεί δυσκολίες και ανισορροπία στο ισοζύγιο ενέργειας. Για να διατηρηθεί η ισορροπία στο σύστημα ισχύος, απαιτούνται ευέλικτοι πόροι. Έχουν διεξαχθεί πολυάριθμες ερευνητικές μελέτες για να εξεταστούν οι επιπτώσεις της καμπύλης της πάπιας στη λειτουργία και το σχεδιασμό των συστημάτων ισχύος. Οι περισσότερες από αυτές, επικεντρώνονται στο κομμάτι της εύρεσης και ένταξης ευέλικτων πόρων στα ΣΗΕ, για την αποφυγή αυτού του φαινομένου, με μελλοντικό σκοπό την επίτευξη μεγαλύτερων μεριδίων ΑΠΕ στα ηλεκτρικά συστήματα [18] [19].

2.2. Ευελιξία σε συμβατικά ηλεκτρικά συστήματα

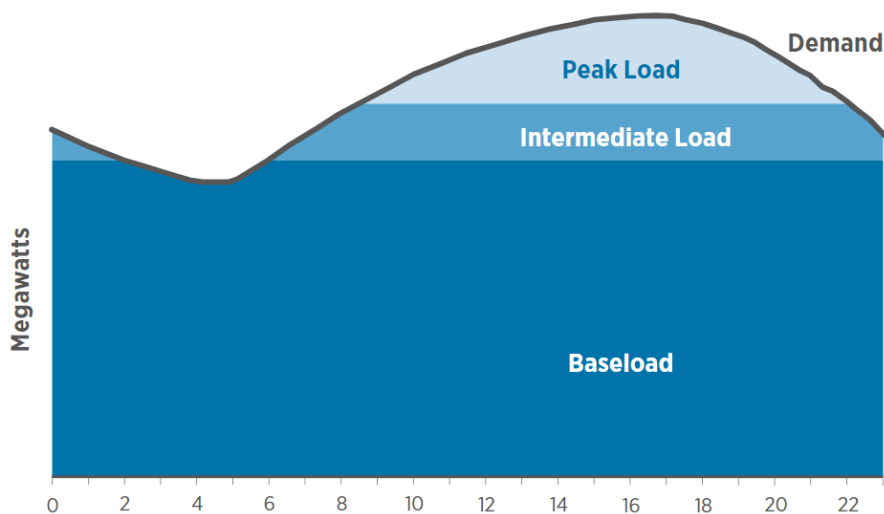
Πριν από την ευρεία εφαρμογή της ηλιακής και αιολικής ενέργειας στα σύγχρονα ΣΗΕ, τα συμβατικά ηλεκτρικά συστήματα σχεδιάστηκαν με χαρακτηριστικά ευελιξίας, με σκοπό να είναι ικανά να ανταπεξέλθουν στις μεταβολές της ζήτησης και στην αντιμετώπιση των αβεβαιοτήτων, οι οποίες συνήθως σχετίζονται με κάποιες απροσδόκητες απώλειες στοιχείων του συστήματος. Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας είναι πρωταρχικός παράγοντας της μεταβλητότητας στα παραδοσιακά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτή η ζήτηση ποικίλλει κατά τη διάρκεια της ημέρας και κατά τη διάρκεια του έτους και επηρεάζεται από έναν συνδυασμό περιβαλλοντικών και κοινωνικών παραγόντων. Αυτοί οι παράγοντες περιλαμβάνουν τα τοπικά καιρικά φαινόμενα, το επίπεδο βιομηχανικής ανάπτυξης της εκάστοτε περιοχής, την ενεργειακή απόδοση της χώρας, την ευαισθητοποίηση του κοινού για τη χρήση ενέργειας και το δυναμικό εξοικονόμηση ενέργειας. Το Σχήμα 2.3 είναι μια πρωταρχική απεικόνιση του μοτίβου ζήτησης για το δίκτυο Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) κατά την διάρκεια τριών εβδομάδων το 2005.



Σχήμα 2.3 Εποχιακή μεταβλητότητα της ωριαίας ζήτησης στο δίκτυο ERCOT [20].

Στο παρελθόν, τα συστήματα ισχύος δεν είχαν καμία μορφή μεταβλητής πηγής ανανεώσιμης ενέργειας (VRE). Κατά συνέπεια, αυτά τα συστήματα έχουν σχεδιαστεί σχολαστικά για να διαχειρίζονται αποτελεσματικά την απρόβλεπτη ικανότητα και την αστάθεια που δεν σχετίζονται με τις VRE. Η ζήτηση και η αβεβαιότητα των συγκεκριμένων ΣΗΕ καλύπτεται από επικουρικές υπηρεσίες. Τρεις τύποι σταθμών είναι υπεύθυνοι για την εξισορρόπηση της ζήτησης και της αβεβαιότητας και συνήθως αναφέρονται ως μονάδες βασικού φορτίου (καλύπτουν τη σταθερή ζήτηση), μονάδες ενδιάμεσου φορτίου (καλύπτουν την ημερήσια διακύμανση της ζήτησης) και τέλος οι μονάδες αιχμής (καλύπτουν την αιχμή της ζήτησης) (βλ. Σχήμα 2.4). Γενικά, τα συμβατικά ηλεκτρικά συστήματα χρησιμοποιούν συνήθως ένα οικονομικά αποδοτικό μείγμα διαχειρίσιμων στοιχείων παραγωγής ενέργειας που διαθέτουν ευνοϊκά

τεχνολογικά και οικονομικά χαρακτηριστικά, επιτρέποντας την απρόσκοπτη εναρμόνιση των κυμαινόμενων ενεργειακών απαιτήσεων [20] [15].



Σχήμα 2.4 Ταξινόμηση διαφορετικών τύπων συμβατικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής σύμφωνα με τα χαρακτηριστικά παραγωγής τους. [15]

Οι μονάδες βασικού φορτίου δεν χαρακτηρίζονται για την λειτουργική τους ευελιξία καθώς δεν μπορούν να προσφέρουν τη δυνατότητα για ταχείες εκκινήσεις και για γρήγορες αυξομειώσεις της παραγωγής. Αντίθετα όμως, διαθέτουν την αξιοσημείωτη ικανότητα να παράγουν μεγάλες ποσότητες ενέργειας διατηρώντας το λειτουργικό κόστος σχετικά χαμηλά. Μεταξύ των τυπικών μονάδων βασικού φορτίου είναι οι σταθμοί άνθρακα, βιομάζας και οι πυρηνικοί σταθμοί, οι οποίοι για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιούν κυρίως ατμοστρόβιλους.

Οι μονάδες αιχμής ή αλλιώς γεννήτριες παρουσιάζουν συνήθως αντίθετα τεχνοοικονομικά χαρακτηριστικά από τις μονάδες βασικού φορτίου. Αυτές οι μονάδες έχουν σχεδιαστεί για να λειτουργούν με ευελιξία, προσφέροντας δυνατότητες γρήγορης εκκίνησης και ταχείας ανάληψης του φορτίου καθώς και χαμηλό ελάχιστο επίπεδο λειτουργίας. Οι μονάδες αιχμής αποτελούνται συνήθως από αεριοστρόβιλους ανοιχτού κύκλου και γεννήτριες εσωτερικής καύσης (MEK – μηχανές εσωτερικής καύσης). Παράλληλα, οι υδροηλεκτρικές μονάδες ταμειυτήρων και οι σύγχρονοι αεριοστρόβιλοι συνδυασμένου κύκλου, που ενσωματώνουν αεριοστρόβιλους και ατμοστρόβιλους μαζί, θεωρούνται ως ενδιάμεσες γεννήτριες, καθώς μπορούν να ικανοποιήσουν τις απαιτήσεις τόσο των βασικών φορτίων όσο και των φορτίων αιχμής. [15]

2.3. Πηγές Ευελιξίας στα Σύγχρονα ΣΗΕ

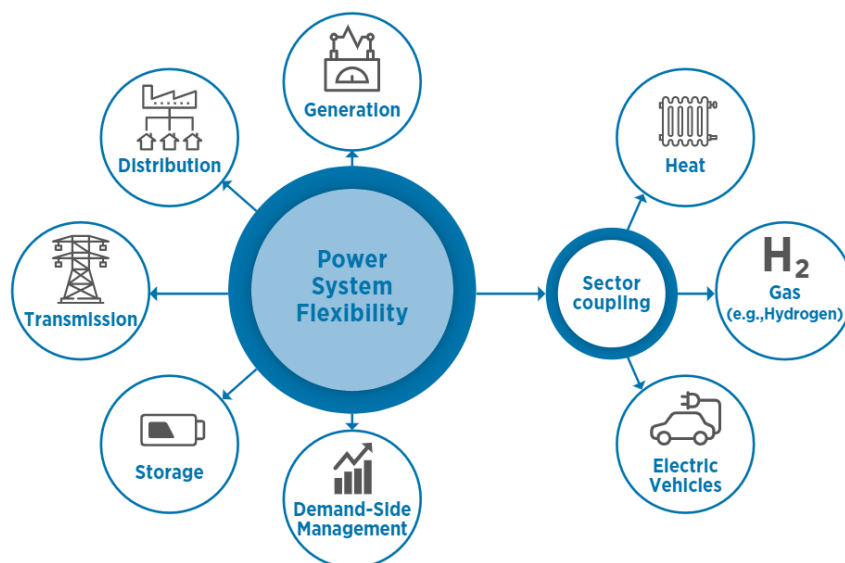
Τα τελευταία δέκα χρόνια, έχει σημειωθεί ένας αξιοσημείωτος μετασχηματισμός στο συμβατικό πλαίσιο των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, κυρίως λόγω της αυξανόμενης παρουσίας των μεταβλητών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (VRE) στο μείγμα παραγωγής ενέργειας. Αυτή η ραγδαία αύξηση των VRE μπορεί να αποδοθεί στην ταχεία μείωση του κόστους παραγωγής ενέργειας και στη θέσπιση εθνικών πολιτικών, οι οποίες έχουν εμπνευστεί από διεθνείς συνεργασίες όπως η Συμφωνία του Παρισιού.

Καθώς το ποσοστό των πηγών VRE σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας αυξάνεται, η πολυπλοκότητα των λειτουργιών του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας εντείνεται επίσης. Συγκεκριμένα, η διαρκής ενσωμάτωση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας επιφέρει αυξημένα επίπεδα μεταβλητότητας και αβεβαιότητας στο καθαρό φορτίο που είναι μία κρίσιμη πτυχή του συστήματος. Το προφίλ του καθαρού φορτίου παρέχει σημαντικές πληροφορίες για τον μακροπρόθεσμο σχεδιασμό του συστήματος ισχύος, ειδικά για συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας που βασίζονται σε υψηλά μερίδια VRE. Η εκτίμηση του προφίλ του καθαρού φορτίου για διαφορετικά επίπεδα VRE είναι μια επιτακτική πτυχή του σχεδιασμού ευελιξίας των ηλεκτρικών συστημάτων, καθώς αποκαλύπτει ουσιαστικά το ποσοστό της συνολικής ζήτησης ισχύος που πρέπει να καλυφθεί από ρυθμιζόμενες γεννήτριες.

Σε ΣΗΕ όπου τα επίπεδα ανάπτυξης VRE είναι χαμηλά, η διαφορά μεταξύ του καθαρού φορτίου και της ζήτησης είναι πολύ μικρή. Ωστόσο, καθώς αυξάνονται τα μερίδια των VRE στο ΣΗΕ, η μορφή του καθαρού φορτίου αλλάζει, αποκαλύπτοντας σταδιακά αξιοσημείωτες διαφορές σε σύγκριση με την ζήτηση. Υπάρχουν τρία κρίσιμα χαρακτηριστικά του προφίλ του καθαρού φορτίου που επηρεάζουν άμεσα την ευελιξία του συστήματος: ο ρυθμός μεταβολής του καθαρού φορτίου (γνωστός ως ρυθμός ράμπας), το διάστημα μεταξύ του μέγιστου και του ελάχιστου καθαρού φορτίου μέσα σε μία ημέρα (αναφέρεται ως εύρος ράμπας) και η αβεβαιότητα που σχετίζεται με τα σφάλματα πρόβλεψης που περιλαμβάνουν την πρόβλεψη της ζήτησης, της αιολικής και ηλιακής ενέργειας. Όσο μεγαλύτερη είναι η ενσωμάτωση των VRE, τόσο πιο πιθανό είναι να ενισχυθούν ένας ή περισσότεροι από αυτούς τους παράγοντες. Στο Σχήμα 2.2 μπορούμε να αντιληφθούμε τα χαρακτηριστικά της καμπύλης του καθαρού φορτίου και πως αυτά μεταβάλλονται με την διαρκή ενσωμάτωση των VRE.

Παραδοσιακά, το ζήτημα της ευελιξίας δεν απασχολούσε σημαντικά, επειδή η παρουσία των VRE στα ΣΗΕ ήταν περιορισμένη. Όπως είχαμε αναφέρει παραπάνω, τα παραδοσιακά δίκτυα για την αντιμετώπιση των αναγκών ευελιξίας, βασίζονται σε μονάδες παραγωγής ενέργειας (γεννήτριες) οι οποίες έχουν την δυνατότητα να ενεργοποιηθούν και να απενεργοποιηθούν γρήγορα. Ωστόσο με την συνεχώς αυξανόμενη ενσωμάτωση των VRE στα συστήματα ισχύος, έχουν προκύψει εναλλακτικές μέθοδοι για τη διασφάλιση της ευελιξίας των ΣΗΕ. Αυτές οι τεχνικές περιλαμβάνουν την εφαρμογή ευέλικτων στρατηγικών διαχείρισης και απόκρισης της ζήτησης, την βελτίωση των εγκαταστάσεων διανομής και μεταφοράς, τη χρήση συστημάτων αποθήκευσης, τη σύζευξη - ενοποίηση τομέων (Power to Gas , Power to

Heat, Electrical Vehicles), τη διασύνδεση δικτύων και τον περιορισμό της παραγωγής από ορισμένους παραγωγούς (βλ. Σχήμα 2.5) [14] [15] [21].



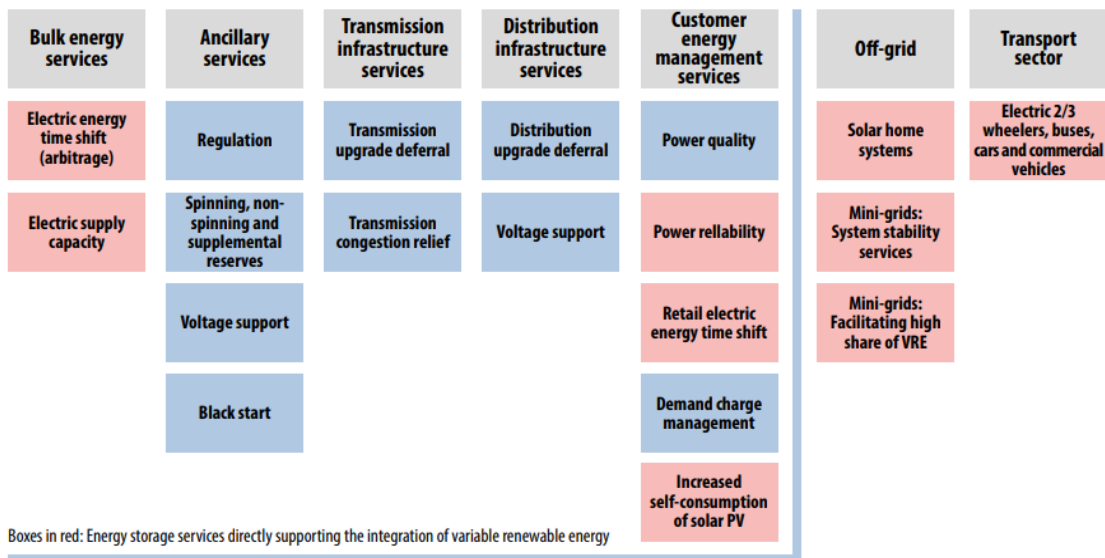
Σχήμα 2.5 Πηγές Ευελιξίας του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας [15]

2.3.1. Ευελιξία μέσω συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας

Τα συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας απαρτίζουν έναν από τους σημαντικότερους παράγοντες για την ανάπτυξη της ευελιξίας στα ΣΗΕ. Η έννοια της τεχνολογίας των συστημάτων αποθήκευσης περιλαμβάνει τη μετατροπή ενέργειας, κυρίως ηλεκτρικής, σε μία αποθηκεύσιμη μορφή και στην συνέχεια αυτή η αποθηκεύσιμη μορφή μπορεί να μετατραπεί πίσω σε ηλεκτρική και να διατεθεί στα ΣΗΕ όταν υπάρχει ανάγκη. Τα τελευταία δέκα χρόνια υπάρχει σημαντική αύξηση του ενδιαφέροντος για μεγαλύτερη ανάγκη αποθήκευσης ενέργειας, γεγονός που επηρεάζεται άμεσα από την ολοένα και αυξανόμενη διείσδυση των ΑΠΕ στα ΣΗΕ. Παραδοσιακά, αλλά ακόμα και στις μέρες μας, το μεγαλύτερο κομμάτι των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας καλύπτεται από μονάδες αντλησιοταμίευσης. Ως αποτέλεσμα παράλληλων εξελίξεων, όπως η πρόοδος της τεχνολογίας στον τομέα των συστημάτων αποθήκευσης και η αξιοσημείωτη μείωση του κόστους αποθήκευσης (κυρίως από μπαταρίες ιόντων-λιθίου) υπάρχει πλέον έντονο ενδιαφέρον για ανάπτυξη νέων τεχνολογιών πέραν της αντλησιοταμίευσης. Επιπλέον, η ανάπτυξη αγορών ενέργειας και επικουρικών υπηρεσιών, ο ρόλος που μπορεί να διαδραματίσει η αποθήκευση για την αιολική και ηλιακή ενέργεια εκτός δικτύου καθώς και η ανάγκη για εύρεση λύσεων με σκοπό την ενσωμάτωση μεγαλύτερων μεριδίων ΑΠΕ στα ΣΗΕ, τροφοδότησε περαιτέρω το ενδιαφέρον γύρω από τα συστήματα αποθήκευσης.

Τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας (ESS – Energy Storage System) προσφέρουν πολλαπλά ελκυστικά πλεονεκτήματα που μπορούν να βελτιώσουν σημαντικά τη λειτουργία του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας και την εξισορρόπηση φορτίου όπως:

- i. Την ικανότητα αποτελεσματικής αντιμετώπισης των φορτίων αιχμής.
- ii. Τη διευκόλυνση της διαχείρισης ισχύος σε διαφορετικές χρονικά περιόδους.
- iii. Άρση της διαλείπουσας παραγωγής ενέργειας των ΑΠΕ.
- iv. Τη βελτίωση της αξιοπιστίας/ποιότητας της ισχύος.
- v. Την αποτελεσματική διαχείριση της κατανεμημένης/εφεδρικής παραγωγής ενέργειας.
- vi. Τη μείωση της εισαγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας σε περιόδους αιχμής της ζήτησης.



Σχήμα 2.6 Το φάσμα των υπηρεσιών που μπορεί να προσφέρει η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας. [22]

Γενικότερα, τα συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιούνται κυρίως για τη μετατόπιση του χρόνου παροχής ηλεκτρικής ενέργειας, αποθηκεύοντας ενέργεια σε περιόδους χαμηλής αξίας και επαναφέροντάς τη σε περιόδους υψηλής αξίας. Η αξία που προκύπτει από αυτές τις εφαρμογές έγκειται στην ικανότητα αποτροπής της χρήσης ακριβότερων γεννητριών και μείωσης του συνολικού κόστους παραγωγής. Όταν τα συστήματα αποθήκευσης συνδυάζονται με την παραγωγή μεταβλητής ανανεώσιμης ενέργειας, η αποθήκευση γίνεται ένα ζωτικό εργαλείο για τη διευκόλυνση της ενσωμάτωσης υψηλότερων μεριδίων VRE, μετριάζοντας αποτελεσματικά τις λειτουργικές επιπτώσεις που θέτουν στο δίκτυο. Αυτές οι επιπτώσεις μπορούν να εκδηλωθούν σε ένα ευρύ φάσμα χρονικών κλιμάκων, από δευτερόλεπτα (π.χ. όταν κάποιο νέφος περνά πάνω από έναν φωτοβολταϊκό σταθμό), έως χρόνια (π.χ. ενδεχόμενες επιπτώσεις στους χρόνους παράδοσης τυχών νέων γραμμών μεταφοράς). Επομένως, για να είναι πραγματικά αποτελεσματική σε μια συγκεκριμένη εφαρμογή μια τεχνολογία αποθήκευσης πρέπει να διαθέτει κατάλληλα τεχνικά χαρακτηριστικά όπως, η ικανότητα ισχύος, ο χρόνος απόκρισης, και η ενεργειακή απόδοση. Επιπλέον, παράλληλα με την τεχνική καταλληλότητα, παράγοντες όπως, το κόστος κεφαλαίου και τα λειτουργικά έξοδα παίζουν επίσης σημαντικό ρόλο στην στάθμιση των επενδυτικών αποφάσεων. [15] [21]

2.3.1.1. Τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας

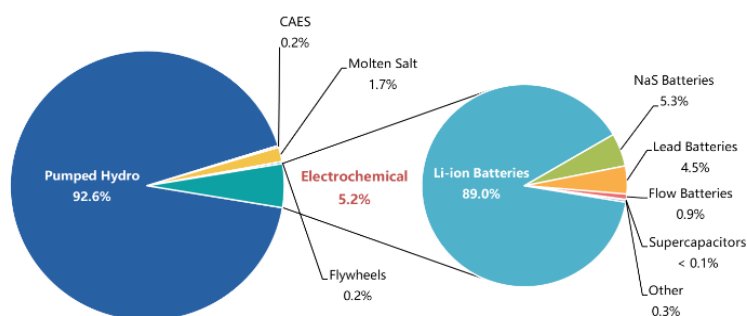
Οι τεχνολογίες των ESS κατηγοριοποιούνται ανάλογα με τη μορφή ενέργειας των συστημάτων αποθήκευσης. Σύμφωνα με τον EASE (European Association for Storage of Energy), τα συστήματα αποθήκευσης προσφέρουν διαφορετικές τεχνολογικές δυνατότητες και ως εκ τούτου, μπορούν να οργανωθούν σε 5 βασικές κατηγορίες αποθήκευσης ενέργειας: χημική, μηχανική, θερμική, ηλεκτρική και ηλεκτροχημική (Πίνακας 2.1).

Πίνακας 2.1 Ταξινόμηση των τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας.

A. Chemical	B. Mechanical	C. Electrochemical
<ul style="list-style-type: none"> Ammonia 	<ul style="list-style-type: none"> Adiabatic Compressed Air (ACAES) 	<ul style="list-style-type: none"> Classic Batteries (Lead-Acid, Li-Ion, Li-Polymer, Li-S, Metal Air, Na-Ion, Na-NiCl₂, Na-S, Ni-Cd, Ni-MH)
<ul style="list-style-type: none"> Drop-in Fuels 	<ul style="list-style-type: none"> Diabatic Compressed Air (DCAES) 	<ul style="list-style-type: none"> Flow Batteries (Zn-Br, Zn-Fe, Vanadium Red-Ox)
<ul style="list-style-type: none"> Hydrogen 	<ul style="list-style-type: none"> Liquid Air Energy Storage 	<ul style="list-style-type: none"> Hybrid Supercapacitors
<ul style="list-style-type: none"> Methanol 	<ul style="list-style-type: none"> Flywheels 	<ul style="list-style-type: none"> Electrochemical Recuperator
<ul style="list-style-type: none"> Synthetic Fuels 	<ul style="list-style-type: none"> Pumped Hydro Storage 	
<ul style="list-style-type: none"> Synthetic Natural Gas 		
D. Thermal	E. Electrical	
<ul style="list-style-type: none"> Latent Heat Storage 	<ul style="list-style-type: none"> Supercapacitors 	
<ul style="list-style-type: none"> Thermochemical Storage 	<ul style="list-style-type: none"> Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES) 	
<ul style="list-style-type: none"> Sensible Heat Storage 		
<ul style="list-style-type: none"> Ice Storage 		

Πηγή: [23]

Τα συστήματα αντλησιοταμίευσης (PHS), οι μονάδες αποθήκευσης με συμπιεσμένο αέρα (CAES), οι σφόνδυλοι (Flywheels), οι συσσωρευτές (κυρίως ιόντων-λιθίου), τα συστήματα αποθήκευσης υδρογόνου/κυψέλες καυσίμου και τα θερμικά συστήματα αποθήκευσης (MSES-Molten Salt Energy Storage) αποτελούν τις πιο ευρέως εφαρμοσμένες τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας.

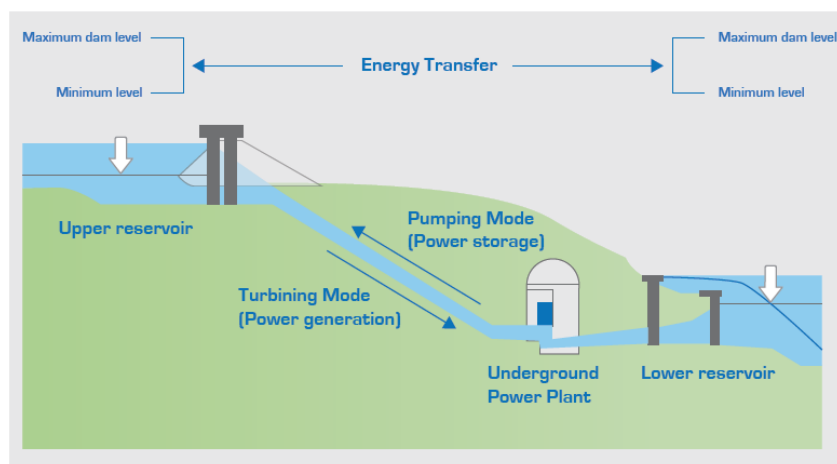


Σχήμα 2.7 Παγκόσμια συνολική λειτουργική χωρητικότητα τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας [24].

Πιο αναλυτικά, από τη συνολική παγκόσμια χωρητικότητα των συστημάτων αποθήκευσης, η οποία ανέρχεται περίπου στα 185GW [24], τα συστήματα PHS καλύπτουν το 93% αυτής. Το υπόλοιπο μερίδιο καλύπτεται κυρίως από ηλεκτροχημικά συστήματα αποθήκευσης (συσσωρευτές) και ένα μικρό ποσοστό με συστήματα θερμικής αποθήκευσης, μονάδες πεπιεσμένου αέρα (CAES) και σφονδύλων (βλ. Σχήμα 2.7).

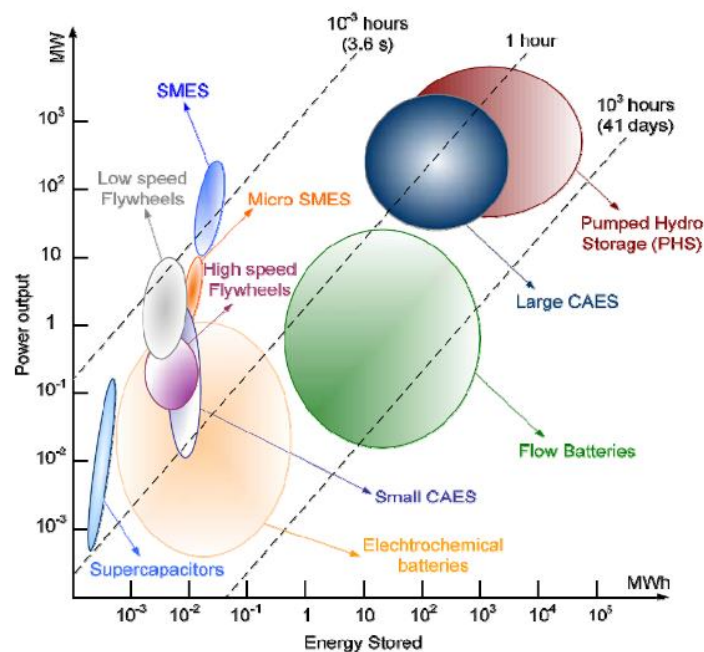
2.3.1.2. Τεχνολογίες αποθήκευσης μεγάλης κλίμακας PHS – CAES

Το σύστημα PHS είναι το πιο ευρέως χρησιμοποιούμενο σύστημα αποθήκευσης ενέργειας μεγάλης κλίμακας. Η θεμελιώδης ιδέα πίσω από την αντλούμενη υδροηλεκτρική αποθήκευση (PHS) περιλαμβάνει την αξιοποίηση της δυναμικής ενέργειας του νερού για την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας. Σε περιόδους που η ζήτηση της ηλεκτρικής ενέργειας είναι χαμηλή και υπάρχει περίσσεια διαθέσιμης ηλεκτρικής ενέργειας, το νερό αντλείται και αποθηκεύεται σε άνω δεξαμενή. Όταν υπάρχει ανάγκη ζήτησης, αυτή η ενέργεια μπορεί να απελευθερωθεί σε πολύ μικρό χρονικό διάστημα και να μετατραπεί σε ηλεκτρική ενέργεια. Ως αποτέλεσμα, το PHS προσφέρει τη δυνατότητα ρύθμισης της προσφοράς και της ζήτησης, μετριάζοντας έτσι τη διαφορά μεταξύ των περιόδων αιχμής και εκτός αιχμής. Επιπλέον, το PHS διαδραματίζει κρίσιμο ρόλο στη διατήρηση της σταθερότητας εντός του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας και στην εναρμόνιση της λειτουργίας άλλων εγκαταστάσεων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.



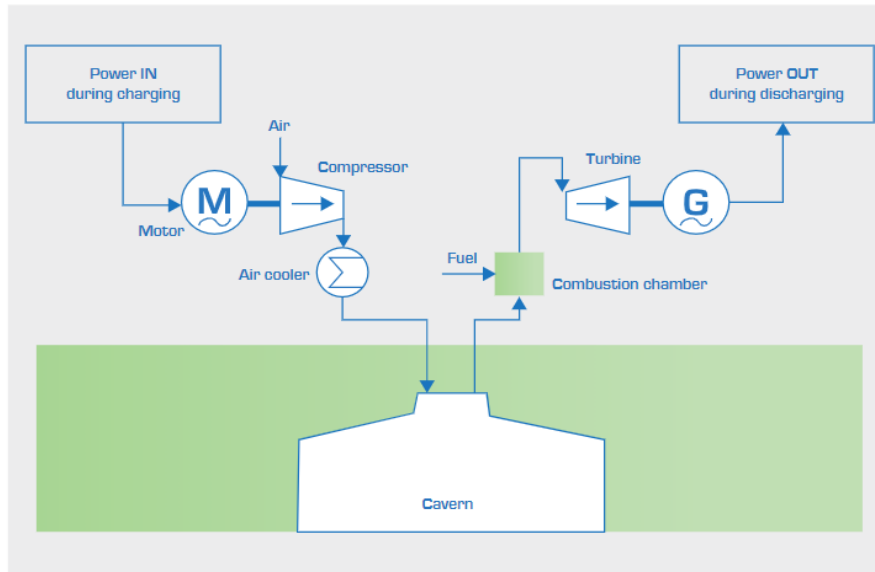
Σχήμα 2.8 Αρχή λειτουργίας της αντλούμενης υδροηλεκτρικής αποθήκευσης PHS. [25]

Γενικά, η αντλησιοταμίευση είναι αυτή τη στιγμή η πιο προηγμένη τεχνολογία αποθήκευσης όσον αφορά την εγκατεστημένη χωρητικότητα και τον όγκο αποθήκευσης, καθώς το εύρος ισχύος ανέρχεται από 10MW -3GW ενώ η ενέργεια που μπορεί να αποθηκεύσει ξεπερνάει τις 100GWh (βλ. Σχήμα 2.9). Εκτός από την ικανότητα που έχουν τα PHS να εξισορροπούν τις περιόδους αιχμής και εκτός αιχμής του ηλεκτρικού δικτύου, παρέχουν και σημαντικές επικουρικές υπηρεσίες όπως: ο έλεγχος συχνότητας, ο πρωτογενής έλεγχος και ο έλεγχος τάσης εντός του δικτύου ηλεκτροδότησης.



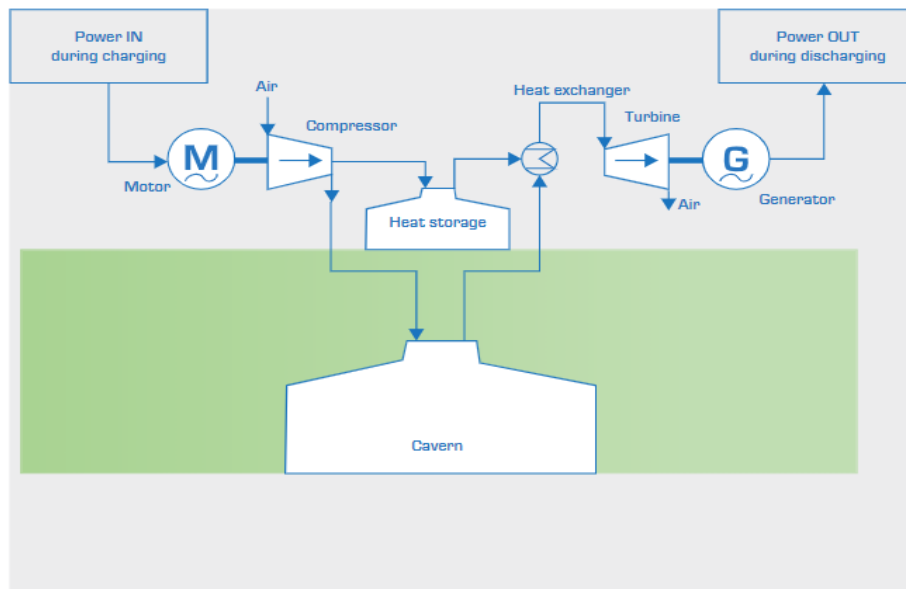
Σχήμα 2.9 Συστήματα αποθήκευσης ενέργειας με διαφορετική αποθηκευτική ικανότητα [26].

Παρόμοια με τα συστήματα PHS, είναι και τα συστήματα αποθήκευσης πεπιεσμένου αέρα (CAES-Compressed Air Energy Storage), καθώς έχουν την δυνατότητα να παρέχουν μεγάλο όγκο αποθήκευσης και υψηλή εγκατεστημένη χωρητικότητα ισχύος -συγκεκριμένα μία ενιαία μονάδα μπορεί να υπερβαίνει και τα 100MW. Ένα σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με πεπιεσμένο αέρα είναι ένα σύστημα αποθήκευσης ενέργειας που βασίζεται στη συμπίεση του αέρα και την αποθήκευση σε υπεδάφειες κοιλότητες (συνήθως σπήλαια αλατιού, ωστόσο άλλα μέσα βρίσκονται υπό ανάπτυξη, όπως εξαντλημένα κοιτάσματα φυσικού αερίου, υδροφορείς και σκληρά πετρώματα). Κατά τη λειτουργία, η διαθέσιμη ηλεκτρική ενέργεια χρησιμοποιείται για τη συμπίεση αέρα σε υπεδάφια κοιλότητα, σε βάθος εκατοντάδων μέτρων (συνήθως 500-800m) και σε πιέσεις περίπου 100 bar (ανάλογα με το βάθος). Όταν απαιτείται η αποθηκευμένη ενέργεια, ο απελευθερωμένος αέρας θερμαίνεται μέσω καύσης με χρήση φυσικού αερίου προκειμένου να κινηθεί ένας αεριοστρόβιλος για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Στην πραγματικότητα, ένα σύστημα CAES δεν είναι ένα αμιγές σύστημα αποθήκευσης ενέργειας, αλλά ένα υβριδικό σύστημα που αποτελείται από έναν στρόβιλο ανοικτού κύκλου που τροφοδοτείται συνήθως με καύσιμο φυσικού αερίου και ένα σύστημα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας [27].



Σχήμα 2.10 Αρχή λειτουργίας ενός συστήματος αποθήκευσης διαβατικού πεπιεσμένου αέρα D-CAES. [27]

Το παραπάνω σύστημα CAES που αναφέραμε, χαρακτηρίζεται ως σύστημα αποθήκευσης διαβατικού πεπιεσμένου αέρα (D-CAES), καθώς η θέρμανση του αέρα επιτυγχάνεται μέσω της καύσης ορυκτού καυσίμου. Αυτή τη στιγμή ερευνάται και αναπτύσσεται από τους επιστήμονες μία καινοτόμος και φιλική προς το περιβάλλον παραλλαγή της αποθήκευσης ενέργειας συμπίεσμένου Αέρα (CAES), γνωστή ως “Adiabatic” CAES. Συγκεκριμένα, αυτή η πρωτοποριακή τεχνολογία εξαλείφει την ανάγκη καύσης φυσικού αερίου για την θέρμανση του αέρα στη διαδικασία παραγωγής. Αντίθετα, η τεχνολογία αυτή αποθηκεύει την πλεονάζουσα θερμότητα που παράγεται κατά την συμπίεση του αέρα πάνω από το έδαφος μέσω ενός συστήματος θερμικής αποθήκευσης και στη συνέχεια την επαναχρησιμοποιεί για την θέρμανση του αέρα [27] [28].



Σχήμα 2.11 Αρχή λειτουργίας ενός συστήματος αποθήκευσης αδιαβατικού πεπιεσμένου αέρα A-CAES [28].

Από την πλευρά των τεχνικών χαρακτηριστικών, το εύρος απόδοσης αποθήκευσης των συστημάτων CAES κυμαίνεται από 40%-55% και ο χρόνος απόκρισης τους διαρκεί από 3-15 λεπτά. Το κόστος κεφαλαίου των συστημάτων κυμαίνεται συνήθως από 400 έως 1200€/kWh, το οποίο εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τις συνθήκες της υπόγειας αποθήκευσης. Όπως και με την αντλησιοταμίευση, έτσι και τα συστήματα CAES χαρακτηρίζονται από χαμηλό κόστος λειτουργίας και συντήρησης, γεγονός που εξαρτάται από την απόδοση των συστημάτων και την τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας. Στον παρακάτω πίνακα (βλ. Πίνακα 2.2) παρουσιάζονται τα τεχνικά χαρακτηριστικά των συστημάτων CAES και PHS σε σύγκριση με διάφορες τεχνολογίες αποθήκευσης όπως μπαταρίες, κυψέλες καυσίμου/υδρογόνου και υπερπυκνωτές.

Πίνακας 2.2 Τεχνικά χαρακτηριστικά διαφόρων τεχνολογιών αποθήκευσης.

	Power Range	Energy Range	Discharge Time	Life Duration	Cycle Life
PHS	10 MW – 3.0 GW	up to some 100 GWh	min – some 10h	> 80 years	technically unlimited
D-CAES	≈ 100 MWs	100 MWh – 10 GWh	Some h – some 10h	> 30 years	
Li-Ion	1kW to 50 MW	Up to 10 MWh	min to h	15 – 20 years	2000 - 10000 cycles
Flow Battery	some kW-some MW	100kWh to some MWh	Some h	10 – 20 years	>12,000 cycles
Lead-Acid	Some MW	Up to 10 MWh	Min to hours	5 – 15 years	500 - 3000 cycles
Ni-Cd	Some kW	< some 10 MWh	min – some h	10 – 20 years	1000-5000 cycles
PEC	200 kW-some MW	0.007 kWh to some kWh	millisec to some sec	40 years	
Hydrogen	1 kW - 1 GW	10 kWh – several GWh	Some h – some weeks	5-30 years	

Πηγή: [23]

Πίνακας 2.2 (Συνέχεια)

	Reaction time	Efficiency	CAPEX: energy	CAPEX: power
PHS	some sec– few min	70 - 85 %	40 - 150 €/kWh	400 - 1,500 €/kW
D-CAES	Some min	≈ 55 %	50 - 150 €/kWh	400 – 1,200 €/kW
Li-Ion	Some millisec	90 - 98 %	700 – 1,300 €/kWh	150 – 1,000 €/kW
Flow Battery	Some millisec	70 – 75 %	100 – 400 €/kWh	500 – 1,300 €/kW
Lead-Acid	Some millisec	75 - 85 %	100 – 200 €/kWh	100 – 500 €/kW
Ni-Cd	Some millisec	60-70 %	400 - 700 € / kWh	500 – 1 500 € / kW
PEC	Some millisec	>95 %		
Hydrogen	<sec-<min	20-40 %	1-10 €/kWh	2,000 - 5,000 €/kW

Πηγή: [23]

2.3.2. Ευελιξία από την πλευρά της προσφοράς – Supply-side flexibility

Η έννοια της ευελιξίας από την πλευρά της προσφοράς κατά κύριο λόγο συνδέεται με την απόδοση και την αποτελεσματικότητα των τεχνολογιών που απαρτίζουν τον στόλο παραγωγής ενός ηλεκτρικού συστήματος. Στα σημερινά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, η ευελιξία στηρίζεται σε δύο βασικούς μηχανισμούς:

- a. Ευέλικτη παραγωγή (Flexible generation)
- b. Δίκτυα και διασυνδέσεις (Networks and Interconnects)

1. Ευέλικτη παραγωγή.

Η αρχική προϋπόθεση για αυτή τη μορφή ευελιξίας είναι η παρουσία πλεονάζουσας χωρητικότητας καθώς επίσης και η ικανότητα των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας να μπορούν να ακολουθούν τις μεταβολές του φορτίου ζήτησης. Οι σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής έχουν την δυνατότητα να ανταποκρίνονται στις ανοδικές μεταβολές της ζήτησης εφόσον δεν λειτουργούν ήδη στην μέγιστη ισχύ. Για τις περισσότερες μονάδες παραγωγής ο συντελεστής φορτίου (ο οποίος υποδηλώνει την αναλογία του τι θα μπορούσε να παραχθεί σε μία συγκεκριμένη δυναμικότητα ως προς την πραγματική παραγωγή) κυμαίνεται μεταξύ 55% έως 85% γεγονός που αφήνει κάποιο περιθώριο ευελιξίας. Πολλές φορές υπάρχει το ενδεχόμενο για μικρά χρονικά διαστήματα, να ξεπεραστεί η ονομαστική ισχύς των μονάδων παραγωγής, εις βάρος της διάρκειας ζωής τους και το κόστος συντήρησης. Αντίθετα, οι σταθμοί για να μπορέσουν να προσφέρουν ευελιξία σε περιόδους καθοδικής ζήτησης, θα πρέπει να ικανοί και οικονομικά αποδοτικοί να λειτουργούν σε φορτία κατώτερα από το εύρος λειτουργίας τους.

Οι θερμοηλεκτρικοί σταθμοί, όπως υποδηλώνει και το όνομά τους, βασίζονται σε θερμικού κύκλους για την παραγωγή ενέργειας. Αυτό συνήθως επιτυγχάνεται με τη θέρμανση του νερού μέσω της καύσης ορυκτών καυσίμων. Η απόδοση του ρυθμού μεταβολής της θερμοκρασίας, εξαρτάται από το σχεδιασμό της εγκατάστασης καθώς και από την προθυμία του φορέα εκμετάλλευσης να αντιμετωπίσει έντονες θερμικές καταπονήσεις, οι οποίες θα έχουν ως αποτέλεσμα την αύξηση του κόστους συντήρησης και τη μείωση της διάρκειας ζωής της εγκατάστασης. Οι θερμοηλεκτρικοί σταθμοί οι οποίοι βρίσκονται εκτός λειτουργίας, χρειάζονται περισσότερο χρόνο για να ξεκινήσουν από την “ψυχρή” κατάσταση.

Συνεπώς, η ευέλικτη παραγωγή παρέχεται συνήθως από σταθμούς παραγωγής ενέργειας που έχουν τη δυνατότητα άμεσης εκκίνησης και διακοπής λειτουργίας καθώς και την ικανότητα να μπορούν να ανταποκρίνονται στις μεταβολές του φορτίου ζήτησης. Οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί, οι συμβατικές μονάδες φυσικού αερίου (ανοιχτού κύκλου) και οι σταθμοί ανανεώσιμων πηγών ενέργειας με δυνατότητα κατανομής μπορούν να χαρακτηριστούν ως “ευέλικτοι” σταθμοί παραγωγής [29] [14].

2. Δίκτυα και διασυνδέσεις.

Εάν αναλογιστούμε ότι τα δίκτυα αποτελούνται από μετασχηματιστές και καλώδια, τότε γίνεται σαφές ότι, εκτός από αμελητέα φαινόμενα αποθήκευσης, τα ίδια τα δίκτυα δεν προσφέρουν ευελιξία στο σύστημα. Αυτό έρχεται σε αντίθεση με τα δίκτυα φυσικού αερίου, τα οποία διαθέτουν σημαντικές δυνατότητες αποθήκευσης στην υποδομή τους. Η έννοια των «έξυπνων δικτύων» συχνά επαινείται για την ικανότητά τους να ενισχύουν την ευελιξία, είτε μέσω της ενσωμάτωσης στοιχείων αποθήκευσης

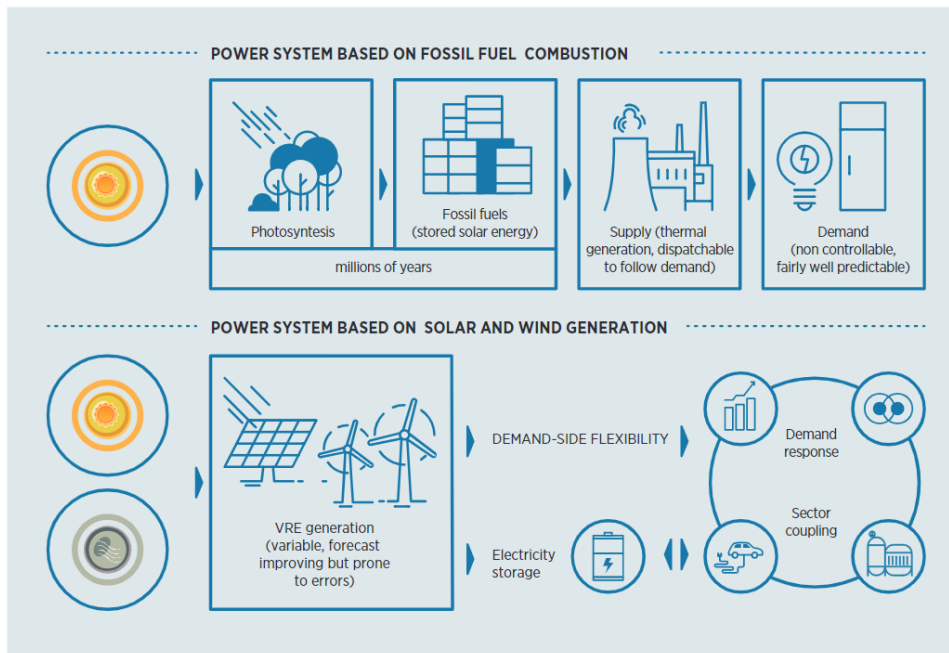
είτε επειδή διευκολύνουν την πρόσβαση στην ευελιξία σε άλλα τμήματα του δικτύου. Όπως η παρουσία πλεονάζουσας παραγωγικής ικανότητας είναι κομβική προϋπόθεση για την παρακολούθηση του φορτίου ζήτησης από την πλευρά της παραγωγής, αντίστοιχα η παρουσία επαρκούς συνδεσιμότητας του δικτύου είναι κομβικής σημασίας για την πρόσβαση σε αυτού του είδους ευελιξίας.

Χαρακτηριστικό είναι το παράδειγμα του Ηνωμένου Βασιλείου, το οποίο διαθέτει χωρητικότητα διασυνδέσεων που ξεπερνούν τα 4GW για αμφίδρομες ροές μεταξύ του ΗΒ, της Γαλλίας, της Ιρλανδίας και των Κάτω Χωρών. Μπορούν να εξυπηρετήσουν ροές σε διαφορετικές χρονικές κλίμακες, με την προϋπόθεση ότι το εθνικό σύστημα των χωρών σε κάθε πλευρά έχει την ευελιξία και την ικανότητα να απορροφήσει αυτές τις αλλαγές. Συνεπώς, οι διασυνδέσεις μπορούν να χαρακτηριστούν ως μία οδός προς την ευελιξία άλλων χωρών. [29]

2.3.3. Ευελιξία από την πλευρά της ζήτησης – Demand-side flexibility

Η απανθρακοποίηση του ενεργειακού τομέα, έρχεται αντιμέτωπη με πολλές προκλήσεις. Κύριοι βασικοί παράγοντες για την ενεργειακή μετάβαση είναι η αύξηση της διείσδυσης των VRE και η αύξηση του εξηλεκτρισμού των τομέων τελικής χρήσης, οι οποίοι είναι ζωτικής σημασίας για τη μείωση των εκπομπών του διοξειδίου του άνθρακα και την επίτευξη των κλιματικών στόχων. Ωστόσο, εάν δεν υπάρχει σωστός σχεδιασμός, τα υψηλά μερίδια ΑΠΕ σε συνδυασμό με την γρήγορη εξάπλωση του εξηλεκτρισμού, ενδεχομένως να επηρεάσουν την αξιοπιστία των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Ως εκ τούτου, είναι επιτακτική ανάγκη να ενισχυθεί η ευελιξία προκειμένου να διαχειρίζονται αποτελεσματικά τυχόν ανισορροπίες μεταξύ προσφοράς και ζήτησης που ενδέχεται να προκύψουν από αυτές τις αλλαγές. Αυτή η ευελιξία δεν πρέπει να προκύπτει μόνο από την πλευρά της προσφοράς αλλά και από την πλευρά της ζήτησης, μια προσέγγιση που είναι κοινώς γνωστή ως “ευελιξία από την πλευρά της ζήτησης”.

Όπως αναφέραμε παραπάνω η αξιοποίηση της ευελιξίας εστιάζεται παραδοσιακά στην πλευρά της προσφοράς, κυρίως μέσω της χρήσης θερμικών ευέλικτων σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Ωστόσο, υπό το φως της επιτακτικής απαλλαγής από τις εκπομπές CO₂, υπάρχει πλέον παγκόσμια ανάγκη να εμβαθύνουμε στην ευελιξία από την πλευρά της ζήτησης. Όπως παρατηρούμε και από το Σχήμα 2.12, τα προηγούμενα χρόνια, η προσφορά ενέργειας ήταν ελεγχόμενη από τις θερμικές μονάδες παραγωγής ενώ αντίθετα η ζήτηση ενέργειας του ηλεκτρικού συστήματος δεν χρειαζόταν να είναι ευέλικτη. Ωστόσο, με την κλιμακούμενη επικράτηση των VRE στη σύγχρονη εποχή, η προσφορά γίνεται σταδιακά λιγότερο ελέγξιμη, απαιτώντας έτσι, η ίδια η ζήτηση να μετατραπεί σε έναν πιο ευέλικτο πόρο, προκειμένου να αυξηθεί η αξιοπιστία του ηλεκτρικού συστήματος [30].



Σχήμα 2.12 Μετεξέλιξη της δομής των ηλεκτρικών συστημάτων με διαφορετικούς ρόλους της ζήτησης. [30]

Η ευελιξία από την πλευρά της ζήτησης θα μπορούσε να χαρακτηριστεί ως ένα κομμάτι της ζήτησης, το οποίο θα έχει τη δυνατότητα να μειωθεί, να αυξηθεί ή ακόμα και να μετατοπιστεί σε συγκεκριμένες χρονικές περιόδους. Συγκεκριμένα, μέσω διαφόρων τεχνολογιών και στρατηγικών διαχείρισης, η εύελικτη ζήτηση μπορεί να προσφέρει κομβικά πλεονεκτήματα που αφορούν: [30]

1. Την διευκόλυνση της ενσωμάτωσης και τη μείωση των περικοπών των VRE, αναδιαμορφώνοντας τη καμπύλη φορτίου ώστε να ταιριάζει με την παραγωγή τους.
2. Τη μείωση των φορτίων αιχμής και της εποχικότητας.
3. Τη μείωση του κόστους παραγωγής μετατοπίζοντας το φορτίο από περιόδους υψηλής τιμής προσφοράς σε περιόδους χαμηλότερης.

2.3.3.1. Πρακτικές διαχείρισης ζήτησης και απόκρισης (Demand-side Management – Demand Response)

Στον τομέα των πρακτικών διαχείρισης από την πλευρά της ζήτησης (DSM) και της απόκρισης ζήτησης (DR), οι επιχειρήσεις κοινής ωφέλειας ασκούν στρατηγικό έλεγχο στα φορτία των καταναλωτών, είτε μέσω τεχνικών μέσων είτε μέσω κινήτρων, για να αντιμετωπίσουν αποτελεσματικά τις ανισορροπίες που προκύπτουν στο επίπεδο ισχύος του δικτύου.

Το Demand Side Response (DSR) είναι μία εξαιρετική στρατηγική που περιορίζει τα φορτία αιχμής, αποφεύγοντας έτσι την ανάγκη για πρόσθετη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής και την επακόλουθη αύξηση του κόστους παραγωγής. Ωστόσο, τα τελευταία χρόνια, εξαιτίας της συνεχούς αύξησης των διακοπόμενων ροών ανανεώσιμης ενέργειας, η έννοια του DSR, έχει επεκταθεί

με σκοπό οι πρακτικές του να επιτρέπουν την εναρμόνιση του προφίλ φορτίου ζήτησης με τα προφίλ παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Τα ρυθμιστικά πλαίσια που σχετίζονται με το DSR περιλαμβάνουν το περιορισμό ή την προσωρινή διακοπή της κατανάλωσης, τη μετατόπιση της κατανάλωσης σε διαφορετικές χρονικές περιόδους και την προσωρινή χρήση επιτόπιας αυτόνομης παραγωγής.

Τα συστήματα DSR έχουν την δυνατότητα να συμμετέχουν στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας με δύο τρόπους: συστήματα DR βάση τιμής και συστήματα DR βάση κινήτρων. Τα συστήματα που βασίζονται στην τιμή προσφέρουν στους καταναλωτές την ευκαιρία να επωφεληθούν από τις χρονικά μεταβαλλόμενες τιμές σε διάφορα χρονικά διαστήματα. Μερικά χαρακτηριστικά παραδείγματα προγραμμάτων περιλαμβάνουν, την κρίσιμη τιμή αιχμής (Critical Peak Pricing-CPP), τον χρόνο χρήσης (Time of Use-ToU) και την τιμή σε πραγματικό χρόνο (Real Time Pricing-RTP). Από την άλλη πλευρά, τα συστήματα που βασίζονται σε κίνητρα στοχεύουν στο να δελεάσουν τους καταναλωτές να περιορίσουν την ενεργειακή τους κατανάλωση είτε κατόπιν αιτήματος είτε σε ευθυγράμμιση με μια αμοιβαία συμφωνημένη συμβατική ρύθμιση μεταξύ του καταναλωτή και της εταιρείας κοινής ωφέλειας. Οι επιχειρήσεις κοινής ωφέλειας διαθέτουν ένα ορισμένο επίπεδο ικανότητας για την αποτελεσματική διαχείριση και τον περιορισμό της χρήσης ενέργειας με σκοπό την εξοικονόμηση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Τα προγράμματα προσφορών ζήτησης, τα διακοπτόμενα τιμολόγια και οι έλεγχοι άμεσου φορτίου αποτελούν παραδείγματα των στρατηγικών που χρησιμοποιούνται σε αυτό το πεδίο. Αξίζει να σημειωθεί ότι η συντριπτική πλειονότητα όλων των προγραμμάτων DSR απαιτεί την ενεργό συμμετοχή των καταναλωτών, οδηγώντας τους ενδεχομένως σε αλλαγές της καθημερινής τους ρουτίνας. Κατά συνέπεια, ο αντίκτυπος τέτοιων μέτρων στη συμπεριφορά των καταναλωτών παραμένει σε μεγάλο βαθμό αβέβαιος. [14] [31]

2.3.4. Σύζευξη τομέων για μεγαλύτερη ευελιξία από την πλευρά της ζήτησης

Αν και ο όρος “σύζευξη τομέων” μπορεί να είναι σχετικά νέος, η ιδέα πίσω από αυτήν την έννοια διερευνάται εδώ και πολλά χρόνια. Εφαρμόστηκε στη Γερμανία για πρώτη φορά με σκοπό να τονίσει τη σημασία της ηλεκτροδότησης των τελικών ενεργειακών χρήσεων, πέραν από αυτές του τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας, όπως της βιομηχανίας, των μεταφορών, της θέρμανσης και των κτηρίων. Αρχικά, πρωταρχικός στόχος της έννοιας, ήταν η αξιοποίηση της πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας που προέρχεται από τις μεταβλητές ανανεώσιμες πηγές, ιδίως από τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά, η οποία διαφορετικά θα τύγχανε απόρριψης και δεν θα αξιοποιούταν. Με την πάροδο του χρόνου, η έννοια της τομεακής σύζευξης έχει αναπτυχθεί ώστε να καλύπτει την αυξημένη ευελιξία που απαιτούν τα σύγχρονα ενεργειακά συστήματα, εξαιτίας των αναδυόμενων προκλήσεων σταθερότητας που θέτουν τα υψηλά μερίδια των VRE. Αξιοποιώντας το δυναμικό ψηφιοποιημένων και ευφυών συστημάτων, οι τεχνολογίες τομεακής σύζευξης συμπεριλαμβανομένων, των ηλεκτρικών οχημάτων με έξυπνη φόρτιση, των αντλιών θερμότητας, των ηλεκτρικών λεβήτων καθώς και των μονάδων

ηλεκτρόλυσης για την παραγωγή υδρογόνου, ενισχύουν την ευελιξία της ζήτησης με σκοπό να ανταποκρίνεται αποτελεσματικότερα στις τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας. Η τομεακή σύζευξη μπορεί επίσης να προσφέρει σημαντικά οφέλη για ένα πιο αποτελεσματικό και βασισμένο σε ανανεώσιμες πηγές ηλεκτρικής ενέργειας σύστημα, επιτρέποντας βοηθητικές υπηρεσίες στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας.

Στη συνέχεια του κεφαλαίου θα εξεταστούν τρεις λύσεις τομεακής σύζευξης, καθεμία από τις οποίες περιλαμβάνει διαφορετικές τεχνολογίες. Αυτές αφορούν στην σύζευξη της ηλεκτροπαραγωγής με την θέρμανση, την παραγωγή υδρογόνου και τα ηλεκτρικά οχήματα. Οι παραπάνω έννοιες χαρακτηρίζονται ως Power-to Heat, Power-to Hydrogen και Electric Vehicles και άπώτερος σκοπός τους είναι να παρέχουν στα ενεργειακά συστήματα μεγαλύτερη ευελιξία κυρίως από την πλευρά της ζήτησης σε διαφορετικούς τομείς τελικής χρήσης όπως η βιομηχανία, ο εμπορικός τομέας αλλά ακόμα και σε επίπεδο κατοικιών [30] [32].

2.3.4.1. Σύζευξη θερμότητας και ηλεκτροπαραγωγής -Power-to Heat

Η ενσωμάτωση ηλεκτρικής ενέργειας στα συστήματα θέρμανσης μπορεί να οδηγήσει σε μεγαλύτερη ζήτηση αιχμής, ιδιαίτερα σε καταστάσεις όπου όλες οι συσκευές θέρμανσης ενεργοποιούνται ταυτόχρονα κατά τη διάρκεια ψυχρών περιόδων. Αυτό μπορεί να δημιουργήσει πρόσθετες προκλήσεις για ένα σύστημα που δεν είναι καλά σχεδιασμένο από πλευράς αξιοπιστίας. Ωστόσο, εάν η σύζευξη τομέων σχεδιαστεί με έξυπνο τρόπο, η ηλεκτροδότηση της θερμότητας έχει τη δυνατότητα να διευκολύνει την ενσωμάτωση μεταβλητών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και να υποστηρίξει τη μείωση των εκπομπών άνθρακα.

Για να επιτευχθεί αυτός ο στόχος, είναι επιτακτική ανάγκη να ικανοποιηθούν οι απαιτήσεις θερμότητας μέσω της χρήσης εξελιγμένων τεχνολογιών όπως οι αντλίες θερμότητας ή οι ηλεκτρικοί λέβητες. Αυτές οι συσκευές μπορούν αποτελεσματικά να συμπληρωθούν με δυνατότητες θερμικής αποθήκευσης, ενισχύοντας έτσι τη συνολική ευελιξία. Για παράδειγμα, με την ενσωμάτωση μιας αντλίας θερμότητας με θερμική αποθήκευση, η πλεονάζουσα μεταβλητή ανανεώσιμη ενέργεια (VRE) μπορεί να αξιοποιηθεί σε συγκεκριμένες χρονικές περιόδους και στη συνέχεια να αποθηκευτεί για μελλοντική χρήση. Αυτή η καινοτόμος προσέγγιση διασφαλίζει ότι η ζήτηση θερμότητας καλύπτεται με συνέπεια, ειδικά σε περιόδους μειωμένης παραγωγής VRE ή υψηλών τιμών ηλεκτρικής ενέργειας.

Η σύζευξη ηλεκτροπαραγωγής και θέρμανσης μπορεί να είναι αποκεντρωμένη αλλά και κεντρική. Η αποκεντρωμένη σύζευξη προσφέρει τη δυνατότητα σε κάθε καταναλωτή να έχει τη δική του συσκευή θέρμανσης, όπως αντλίες θερμότητας, ηλεκτρικούς λέβητες ή απευθείας θέρμανση. Από την άλλη πλευρά η κεντρική σύζευξη περιλαμβάνει την παροχή θερμότητας στους καταναλωτές μέσω δικτύων τηλεθέρμανσης. Τα δίκτυα τηλεθέρμανσης είναι ένας εξελιγμένος τρόπος παροχής θερμότητας σε οικιστικά, εμπορικά και βιομηχανικά κτίρια για διάφορους σκοπούς,

όπως θέρμανση χώρων, ζεστό νερό χρήσης και θερμότητα για διεργασίες. Μεταξύ των πιο σχετικών τεχνολογιών για την παραγωγή θερμότητας σε αυτό το πλαίσιο είναι οι μονάδες συνδυασμένης θερμότητας και ισχύος (Combined Heat and Power -CHP), οι ηλεκτρικοί λέβητες και οι κεντρικές αντλίες θερμότητας [30].

Οι εφαρμογές Power-to Heat μπορούν να είναι ανταγωνιστικές στον εμπορικό, βιομηχανικό και οικιακό τομέα.

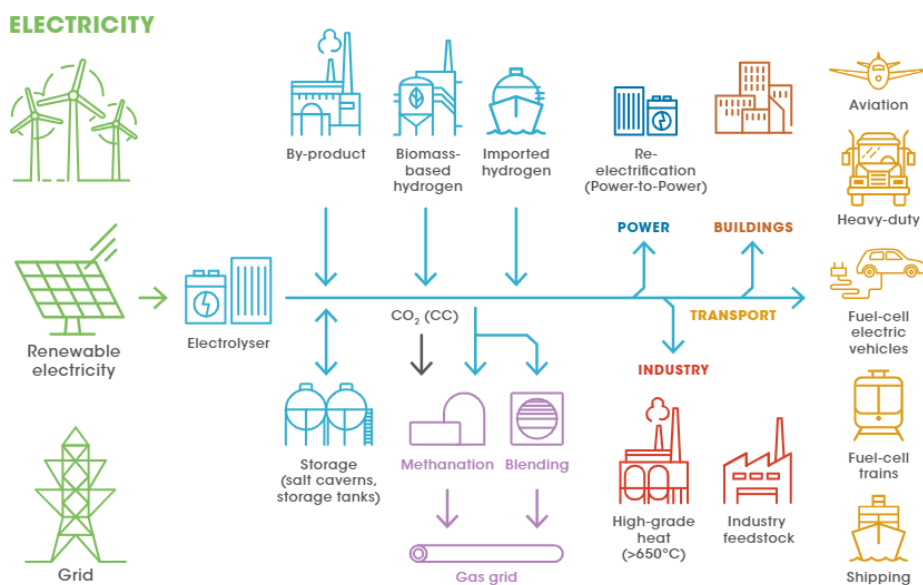
- Power-to Heat στη βιομηχανία: Η βιομηχανία καταναλώνει τεράστια ποσά ηλεκτρικής ενέργειας (περίπου 2400 TWh μόνο στην Ευρώπη) για την κάλυψη των αναγκών θέρμανσης και ψύξης, ενώ σημαντικό μέρος καταναλώνεται για θερμότητα διεργασιών. Ωστόσο υπάρχει η δυνατότητα, μέρος αυτής της ενέργειας να παρασχεθεί από αντλίες θερμότητας ανάλογα με τις ανάγκες σε επίπεδο θερμοκρασίας. Πολλές μελέτες έχουν αποδείξει ότι οι αντλίες θερμότητας είναι ιδιαίτερα κατάλληλες για εφαρμογές χαμηλών θερμοκρασιών σε βιομηχανίες τροφίμων και ποτών, ενώ στην αντίθετη πλευρά και για διεργασίες υψηλών θερμοκρασιών οι ηλεκτρικοί λέβητες είναι καταλληλότεροι. Με την εφαρμογή τόσο των αντλιών θερμότητας όσο και των ηλεκτρικών λεβήτων σε συνδυασμό με μονάδες θερμικής αποθήκευσης, ο βιομηχανικός τομέας θα μπορούσε να αποκτήσει σημαντική ευελιξία από την πλευρά της ζήτησης [30].
- Power-to Heat σε εμπορικά κτίρια: Δεδομένου ότι τα κτίρια απαιτούν συστήματα θέρμανσης και ψύξης για να διατηρούν τις βέλτιστες συνθήκες θερμοκρασίας στους εσωτερικούς χώρους, οι αντλίες θερμότητας μεγάλης κλίμακας με πιθανό συνδυασμό με μονάδες θερμικής αποθήκευσης αναδεικνύονται ως μία εξαιρετική λύση για την κάλυψη των απαιτήσεων του εμπορικού τομέα, ενώ παράλληλα προσφέρουν ευελιξία από την πλευρά της ζήτησης, παράγοντας και αποθηκεύοντας θερμότητα σε περιόδους χαμηλών τιμών ηλεκτρικής ενέργειας και την αξιοποίηση αυτής σε μεταγενέστερες περιόδους [30].
- Power-to Heat στον οικιακό τομέα: Η σύζευξη ηλεκτροπαραγωγής και θερμότητας στον οικιακό τομέα μπορεί να παρέχεται με ηλεκτρικούς λέβητες ή αντλίες θερμότητας ή ακόμα και να συνδυάζεται με μονάδες αποθήκευσης θερμικής ενέργειας. Η ενσωμάτωση μονάδων αποθήκευσης θερμικής ενέργειας, όπως ένας λέβητας ζεστού νερού, ενισχύει σημαντικά την ευελιξία που μπορεί να προσφέρει το σύστημα [30].

2.3.4.2. Σύζευξη ηλεκτροπαραγωγής και υδρογόνου – Power-to Hydrogen

Ως Power-to Hydrogen, χαρακτηρίζεται η διαδικασία μετατροπής της ηλεκτρικής ενέργειας σε υδρογόνο. Το υδρογόνο είναι ένας ενεργειακός φορέας που έχει προκαλέσει έντονο ενδιαφέρον σε διάφορες χώρες παγκοσμίως. Το υδρογόνο διαθέτει την αξιοσημείωτη ικανότητα να μπορεί να χρησιμοποιηθεί παράλληλα με την

ηλεκτρική ενέργεια, απορροφώντας την περίσσεια ενέργειας που προέρχεται από τις ΑΠΕ. Σύμφωνα με την έκθεση του Διεθνούς Οργανισμού Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (IRENA) [33], το υδρογόνο που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, χαρακτηρίζεται ως το κρίσιμο στοιχείο που κρατά το κλειδί για την επίτευξη της βαθιάς απαλλαγής από τον άνθρακα στους εμπορικούς, βιομηχανικούς και οικιακούς τομείς.

Η παραγωγή υδρογόνου που προέρχεται από ανανεώσιμη ηλεκτρική ενέργεια επιτυγχάνεται μέσω ηλεκτρόλυσης με τη σύζευξη των τομέων ηλεκτροπαραγωγής και υδρογόνου. Η ηλεκτρόλυση είναι μία συσκευή που αποσυνθέτει το νερό σε οξυγόνο και υδρογόνο. Οι μονάδες ηλεκτρόλυσης έχουν την ικανότητα να παρέχουν ευελιξία από την πλευρά της ζήτησης, προσαρμόζοντας απρόσκοπτα την παραγωγή υδρογόνου ώστε να ακολουθεί το προφίλ παραγωγής των μεταβλητών ανανεώσιμων πηγών σε περιόδους υψηλής παραγωγικής ικανότητας, και επομένως σε χαμηλές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς επίσης μπορούν και να παρέχουν υπηρεσίες εξισορρόπησης του δικτύου. Όταν η ηλεκτρική ενέργεια που προέρχεται από ΑΠΕ χρησιμοποιείται στη διαδικασία της ηλεκτρόλυσης, τότε το υδρογόνο γίνεται φορέας ανανεώσιμης ενέργειας. Το υδρογόνο που παράγεται μέσω της διαδικασίας της ηλεκτρόλυσης είναι ικανό να χρησιμοποιηθεί ως μέσω αποθήκευσης ενέργειας και είναι ιδανικό για πληθώρα εφαρμογών, συμπεριλαμβανομένης της παραγωγής θερμότητας για κτήρια, των ανεφοδιασμό οχημάτων με κυψέλες καυσίμου αλλά και ως πηγή πρώτης ύλης στη βιομηχανία [30] [33].



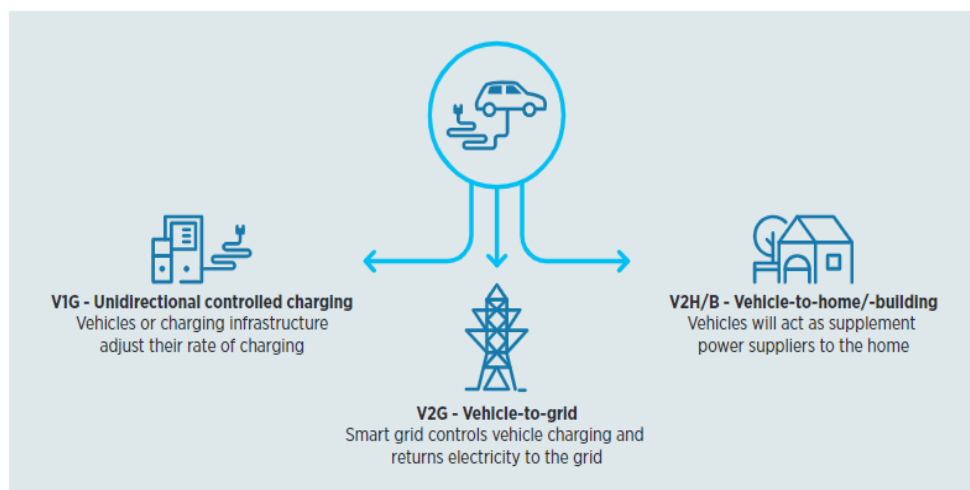
Σχήμα 2.13 Η έννοια του Power-to Hydrogen και οι τελικές εφαρμογές του υδρογόνου [33].

Όπως παρατηρούμε από το Σχήμα 2.13, το υδρογόνο διαδραματίζει κεντρικό ρόλο στην έννοια της “σύζευξης τομέα”, τόσο μεταξύ του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας όσο και μεταξύ διαφόρων τομέων, συμπεριλαμβανομένης της βιομηχανίας, των κτηρίων και των μεταφορών. Η σύζευξη του υδρογόνου με διάφορους τομείς, δημιουργεί επιπλέον φορτία που αντιπροσωπεύουν νέες αγορές για το υδρογόνο που παράγεται

από ανανεώσιμη ενέργεια, προωθώντας έτσι την ενσωμάτωση υψηλών μεριδίων VRE στα ενεργειακά συστήματα [33].

2.3.4.3. Ηλεκτρικά Οχήματα – Electric Vehicles

Μία ακόμα εναλλακτική λύση σύζευξης τομέων, αφορά στον εξηλεκτισμό των μεταφορών μέσω των ηλεκτροκίνητων οχημάτων. Σύμφωνα με το IRENA [30], ο αριθμός των ηλεκτροκίνητων οχημάτων παγκοσμίως στις μέρες μας, ανέρχεται περίπου στα 6 εκατομμύρια αλλά ο αριθμός αυτός προβλέπεται να εκτιναχθεί μέσα στα επόμενα χρόνια. Τα ηλεκτρικά οχήματα προσφέρουν διάφορες στρατηγικές φόρτισης, με απλούστερη την ανεξέλεγκτη φόρτιση, όπου τα οχήματα ξεκινούν αμέσως τη φόρτιση τους, με τη μέγιστη ισχύ κατά τη σύνδεσή τους στο δίκτυο. Ωστόσο, αυτή η στρατηγική στερείται σημαντικά σε ευελιξία και ενδεχομένως να παρουσιάσει προκλήσεις στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, ιδιαίτερα όταν συνδέεται ταυτόχρονα μεγάλος αριθμός ηλεκτρικών οχημάτων. Τέτοια σενάρια μπορεί να οδηγήσουν σε αυξημένο φορτίο αιχμής, αυξημένες απαιτήσεις ράμπας και πρόσθετες ανησυχίες σχετικά με την ευελιξία του συστήματος. Αυτό το ζήτημα μπορεί να επιλυθεί αποτελεσματικά μέσω της εφαρμογής έξυπνων στρατηγικών φόρτισης. Ο Διεθνής Οργανισμός Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας ορίζει την έξυπνη φόρτιση, ως έναν τρόπο βελτιστοποίησης της φόρτισης ανάλογα πάντα με τους περιορισμούς που χαρακτηρίζουν το ηλεκτρικό δίκτυο, το δίκτυο μεταφοράς, την διαθεσιμότητα των ΑΠΕ και τις προτιμήσεις των πελατών.



Σχήμα 2.14 Μορφές έξυπνης φόρτισης των ηλεκτρικών οχημάτων. [30]

Όταν τα ηλεκτρικά αυτοκίνητα φορτίζονται έξυπνα, τότε έχουν την ικανότητα να παρέχουν μία αξιοσημείωτη λύση για μεγαλύτερη ευελιξία από την πλευρά της ζήτησης, φορτίζοντας σε περιόδους υψηλής παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ, επομένως σε περιόδους χαμηλής τιμής ηλεκτρικής ενέργειας. Οι έξυπνες στρατηγικές φόρτισης διακρίνονται σε δύο κύριες μορφές: φόρτιση που ο έλεγχος επιτυγχάνεται από μία κατεύθυνση (αναφέρεται ως V1G) και φόρτιση αμφίδρομου ελέγχου, όπου τα οχήματα μπορούν να συνδεθούν σε σπίτια, εμπορικά κτήρια καθώς και απευθείας στο δίκτυο. Η

στρατηγική αυτή αναφέρεται ως V2X. Στην συγκεκριμένη περίπτωση εάν τα οχήματα είναι συνδεδεμένα στο σπίτι, μπορούν να λειτουργούν ως συμπληρωματικοί προμηθευτές αυτού, ενώ αντίστοιχα η έξυπνη φόρτιση μέσω δικτύου επιτρέπει τόσο τη φόρτιση των οχημάτων όσο και την ικανότητα να επιστρέφουν ηλεκτρική ενέργεια πίσω στο δίκτυο όταν κρίνεται αναγκαίο (βλ. Σχήμα 2.14). [30]

- Φόρτιση EV σε δημόσιους χώρους και εμπορικά κτήρια: Η φόρτιση των ηλεκτρικών οχημάτων σε εμπορικά και δημόσια κτήρια, συνήθως πραγματοποιείται κατά την διάρκεια της ημέρας. Στην προκειμένη περίπτωση, με την εφαρμογή μιας έξυπνης υποδομής φόρτισης, τα ηλεκτρικά οχήματα θα μπορούσαν να συνεισφέρουν στην ενσωμάτωση μεγαλύτερων μεριδίων φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων στις οροφές των κτηρίων, μειώνοντας με αυτό τον τρόπο το συνολικό κόστος παραγωγής και τις εκπομπές CO₂, παρέχοντας παράλληλα και μεγαλύτερη ευελιξία στο σύστημα από την πλευρά της ζήτησης.
- Φόρτιση EV σε κατοικίες: Αντίστοιχα, η φόρτιση των ηλεκτρικών οχημάτων σε κατοικίες πραγματοποιείται όταν οι άνθρωποι γυρίζουν από τις καθημερινές τους υποχρεώσεις πίσω στο σπίτι, δηλαδή αργά το απόγευμα ή το βράδυ. Στην περίπτωση που δεν υπάρχει έξυπνη υποδομή και η φόρτιση των οχημάτων γίνεται ανεξέλεγκτα, τότε υπάρχει σοβαρό ενδεχόμενο να προκύψουν προβλήματα αξιοπιστίας στα ηλεκτρικά συστήματα. Σε αντίθετη συνθήκη, με τη δημιουργία έξυπνων υποδομών φόρτισης στις οικιακές κατοικίες, τα EV προσφέρουν την δυνατότητα στα ηλεκτρικά συστήματα, να ενσωματώσουν μεγαλύτερη μερίδια μεταβλητών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, κυρίως αιολικών, παρέχοντας παράλληλα ευελιξία στα ενεργειακά συστήματα [30].

2.3.5. Εφαρμογές ευελιξίας σε ΣΗΕ μη διασυνδεδεμένων νησιών του Αιγαίου.

Τα νησιά της ελληνικής επικράτειας χαρακτηρίζονται από έντονες εποχιακές αυξομειώσεις στο ενεργειακό προφίλ κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας κυρίως τους καλοκαιρινούς μήνες, εξαιτίας της έντονης τουριστικής δραστηριότητας. Στην περίπτωση των μη διασυνδεδεμένων νησιών, το παραπάνω φαινόμενο προκαλεί έντονα προβλήματα αξιοπιστίας στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, διότι στερούνται μία από τις βασικότερες πηγές ευελιξίας που αφορά στην διασύνδεση τους με την ηπειρωτική χώρα. Επομένως, η ύπαρξη υψηλής ευελιξίας στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας των συγκεκριμένων νησιών είναι απαραίτητη προϋπόθεση για να μπορούν να εξασφαλίσουν την αξιοπιστία και τη σταθερότητα του ενεργειακού συστήματος. Στο τρέχον υποκεφάλαιο θα αναλυθούν ήδη υπάρχουσες εφαρμογές πηγών ευελιξίας σε συγκεκριμένα ΜΔΝ μέσω διαφόρων κλάδων, όπως η ευέλικτη παραγωγή που προσφέρουν οι υβριδικοί σταθμοί με μονάδες αποθήκευσης, ο εξηλεκτρισμός των οχημάτων και η παρουσία συστημάτων τηλεθέρμανσης στα ΣΗΕ.

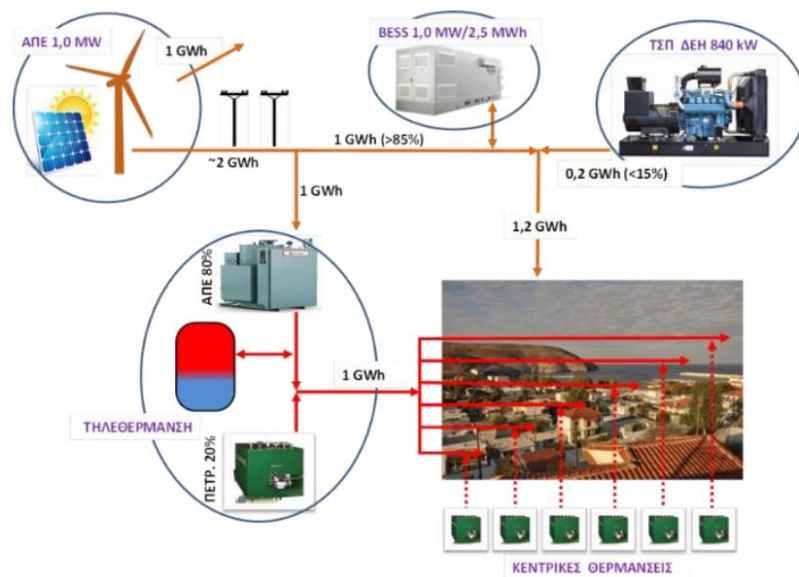
2.3.5.1. Η περίπτωση του Άη Στράτη ως ένα πράσινο ενεργειακό νησί.

Ο Άγιος Ευστράτιος ή Άη Στράτης είναι νησί του Βορείου Αιγαίου με 270 μόνιμους κατοίκους. Στον Άη Στράτη υλοποιείται από το ΚΑΠΕ (Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας), για λογαριασμό του Δήμου, ένα πρωτοποριακό πιλοτικό – ερευνητικό έργο γνωστό ως «Άη Στράτης – Πράσινο Νησί», στο οποίο θα εφαρμοστούν ώριμες τεχνολογίες ΑΠΕ σε συνδυασμό με τεχνολογίες εξοικονόμησης ενέργειας σε διάφορους κλάδους. Ο κύριος στόχος και η καινοτομία του έργου, αφορά κυρίως στη μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ στο ήδη υπάρχον ασθενές ηλεκτρικό σύστημα του νησιού. Στο νησί προβλέπεται η υλοποίηση παρεμβάσεων σε διάφορους τομείς όπως της ηλεκτροπαραγωγής, των μεταφορών, της θέρμανσης στον κτηριακό τομέα με χρήση τεχνολογιών ΑΠΕ καθώς και της εξοικονόμησης ενέργειας στα κτήρια με απώτερο στόχο τη μείωση της εξάρτησης από τα ορυκτά καύσιμα.

Εκτεταμένες ενεργειακές μελέτες, έδειξαν ότι ένας καλά ισορροπημένος συνδυασμός αιολικής και ηλιακής ενέργειας, παράλληλα με την δυνατότητα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, θα μπορούσε να επιτύχει σημαντική ετήσια μείωση πετρελαίου στην ηλεκτροπαραγωγή, άνω του 85%. Ωστόσο, έχει παρατηρηθεί ότι ένα τέτοιο υβριδικό σύστημα με φιλόδοξους ενεργειακούς στόχους οδηγεί συχνά σε σημαντικές απορρίψεις πρωτογενούς διαθέσιμης παραγωγής ΑΠΕ (περίπου της τάξης του 65%), αφήνοντας ένα σημαντικό μέρος του δυναμικού τους ανεκμετάλλευτο. Η πρόκληση αυτή, στην περίπτωση του Άη Στράτη, όπου υπάρχουν πολύ υψηλοί στόχοι διείσδυσης ΑΠΕ (>85%), αντιμετωπίστηκε σε μεγάλο βαθμό με την ενσωμάτωση ενός συστήματος τηλεθέρμανσης το οποίο θα αξιοποιεί το περίσσειο δυναμικό ενέργειας των ΑΠΕ, με σκοπό να καλύπτει τις θερμικές ανάγκες των κατοίκων του νησιού. [34] [35]

Πιο αναλυτικά, το υβριδικό έργο θα περιλαμβάνει:

- Το υβριδικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής που αποτελείται από μία ανεμογεννήτρια (Α/Γ) ισχύος 900kW, ένα φωτοβολταϊκό σταθμό συνολικής ισχύος 225kW καθώς και συσσωρευτές (BESS) αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας χωρητικότητας 2,5MWh.
- Ένα ολοκληρωμένο σύστημα τηλεθέρμανσης με σταθμό παραγωγής 1000kW_{th} που θα τροφοδοτείται από την περίσσεια ενέργεια των ΑΠΕ, θερμική αποθήκευση 500m³ (25MWh_{th} στους 55°C) και δίκτυο διανομής 4χλμ που θα καλύπτει ολόκληρο τον οικισμό του νησιού.



Σχήμα 2.15 Υβριδικό έργο Άη Στράτη. [35]

Το πρωτοποριακό αυτό υβριδικό έργο, θα έχει τη δυνατότητα να διαμορφώνει και να εξυπηρετεί αυτόνομα το ηλεκτρικό δίκτυο του νησιού, ενώ θα έχει και τη δυνατότητα να λειτουργεί και παράλληλα με τον τοπικό σταθμό παραγωγής (ΤΣΠ) της ΔΕΗ, ο οποίος θα παρέχει εφεδρεία σε περιπτώσεις που το υβριδικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής δεν θα μπορεί να ανταποκριθεί στις απαιτήσεις της ζήτησης.

2.3.5.2. Ηλεκτρικά οχήματα με έξυπνη φόρτιση - Το παράδειγμα της Αστυπάλαιας

Το νησί της Αστυπάλαιας εντάχθηκε πρόσφατα στον χάρτη των έξυπνων και βιώσιμων νησιών (Smart and Sustainable Island). Πιο συγκεκριμένα ανακοινώθηκε επίσημα από την ελληνική κυβέρνηση τον Ιούνιο του 2021 το Project “Astypalaia: Smart and Sustainable island”. Στόχος αυτού του εγχειρήματος είναι η Αστυπάλαια να γίνει το πρώτο έξυπνο και βιώσιμο νησί με ενεργειακή αυτονομία στη Μεσόγειο. Κύριοι πυλώνες του έργου είναι η υποκατάσταση του υπάρχοντος στόλου οχημάτων στο νησί με ηλεκτρικά οχήματα, η εισαγωγή καινοτόμων υπηρεσιών κινητικότητας και η προώθηση της χρήσης ΑΠΕ. Περίπου 1000 ηλεκτρικά οχήματα θα υποκαταστήσουν 1500 οχήματα με κινητήρες εσωτερικής καύσης, ενώ ταυτόχρονα θα υλοποιηθεί η υποδομή για επαρκή σημεία έξυπνης φόρτισης. Όπως έχουμε αναφέρει, ο εξηλεκτρισμός των οχημάτων σε συνδυασμό με τη χρήση έξυπνων στρατηγικών φόρτισης προσφέρουν στο τοπικό ΣΗΕ ευελιξία από την πλευρά της ζήτησης και ταυτόχρονα τη δυνατότητα διείσδυσης υψηλότερων μεριδίων ΑΠΕ στα ενεργειακά συστήματα. Στην περίπτωση της Αστυπάλαιας, ταυτόχρονα με τον εξηλεκτρισμό των οχημάτων θα υλοποιηθεί και ένα υβριδικό σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α/Γ και Φ/Β σε συνδυασμό με προηγμένες τεχνολογίες αποθήκευσης με σκοπό να καλύπτει τις καθημερινές απαιτήσεις του νησιού σε ηλεκτρική ενέργεια, την πρόσθετη ζήτηση που θα προκύψει από την εφαρμογή της ηλεκτρικής κινητικότητας αλλά κυρίως

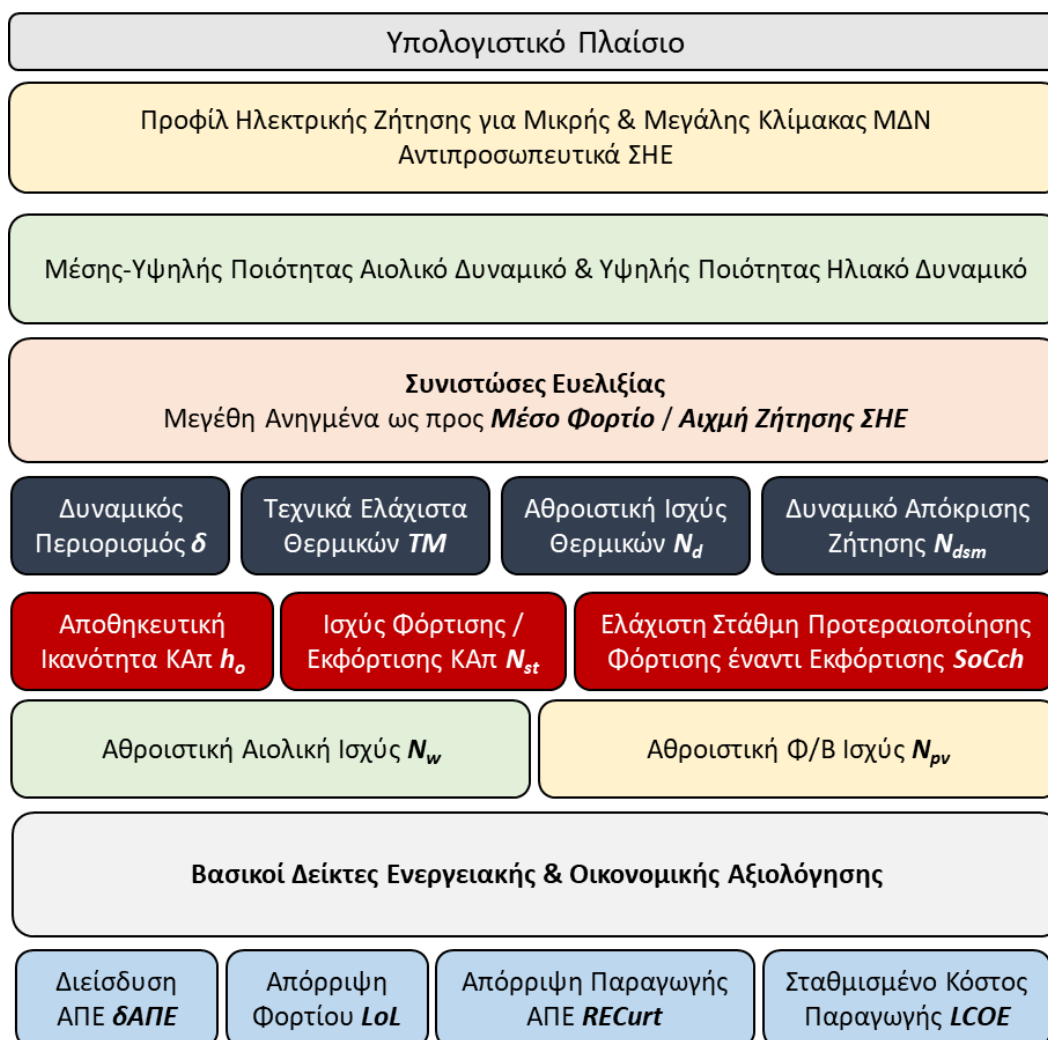
να αντικαταστήσει σταδιακά τις γεννήτριες ορυκτών καυσίμων παλαιάς τεχνολογίας [36] [37].

3.Μεθοδολογική προσέγγιση - Μελέτη Περίπτωσης

Στο παρόν κεφάλαιο, θα γίνει επεξήγηση του μεθοδολογικού πλαισίου που ακολουθήθηκε για την υλοποίηση του υπό εξέταση προβλήματος. Επιπλέον θα αναφερθούν οι διαφορετικές συνιστώσες ευελιξίας που περιλαμβάνονται στην εν λόγω προσέγγιση καθώς επίσης θα γίνει ανάλυση των δύο ΣΗΕ και του θεωρούμενου δυναμικού ΑΠΕ που χρησιμοποιήθηκαν ως δεδομένα για την εκπόνηση της παραμετρικής ανάλυσης.

3.1. Μεθοδολογικό Πλαίσιο

Η μεθοδολογική προσέγγιση που χρησιμοποιήθηκε σε αυτή τη μελέτη απεικονίζεται στο Σχήμα 3.1, το οποίο σκιαγραφεί τα δομικά στοιχεία της διαμόρφωσης του υπό εξέταση προβλήματος.



Σχήμα 3.1 Μεθοδολογική προσέγγιση του υπό εξέταση προβλήματος.

Συγκεκριμένα, επικεντρωνόμαστε στην επίλυση του ενεργειακού ισοζυγίου ενός τυπικού ΣΗΕ σε ωριαία βάση, με ιδιαίτερη έμφαση σε βασικές συνιστώσες λειτουργίας

/ διαφορετικές οντότητες ευελιξίας. Για να απλοποιήσουμε το πρόβλημα ένταξης των μονάδων, χρησιμοποιούμε μια τεχνική εικονικής άθροισης που δημιουργεί εικονικές μονάδες παραγωγής ανά κατηγορία σε επίπεδο συστήματος. Αν και η εν λόγω προσέγγιση παρουσιάζει ορισμένους περιορισμούς αναφορικά με την περιγραφή της πραγματικής ευελιξίας του συστήματος, ιδιαίτερα όσον αφορά στους θερμικούς σταθμούς, έναντι προσέγγισης που λαμβάνει υπόψη τη διάρθρωση αντίστοιχων στόλων, εντούτοις, εξακολουθεί να θεωρείται κατάλληλη για την μελέτη διαφόρων προβλημάτων προκαταρκτικού χαρακτήρα, με στόχο την ανάδειξη και την ανάλυση τάσεων μέσω ολοκληρωμένων παραμετρικών αναλύσεων, στο ευρύτερο πλαίσιο μίας υψηλότερου επιπέδου διερεύνησης.

Πίνακας 3.1 Συνιστώσες ευελιξίας του υπό εξέταση προβλήματος

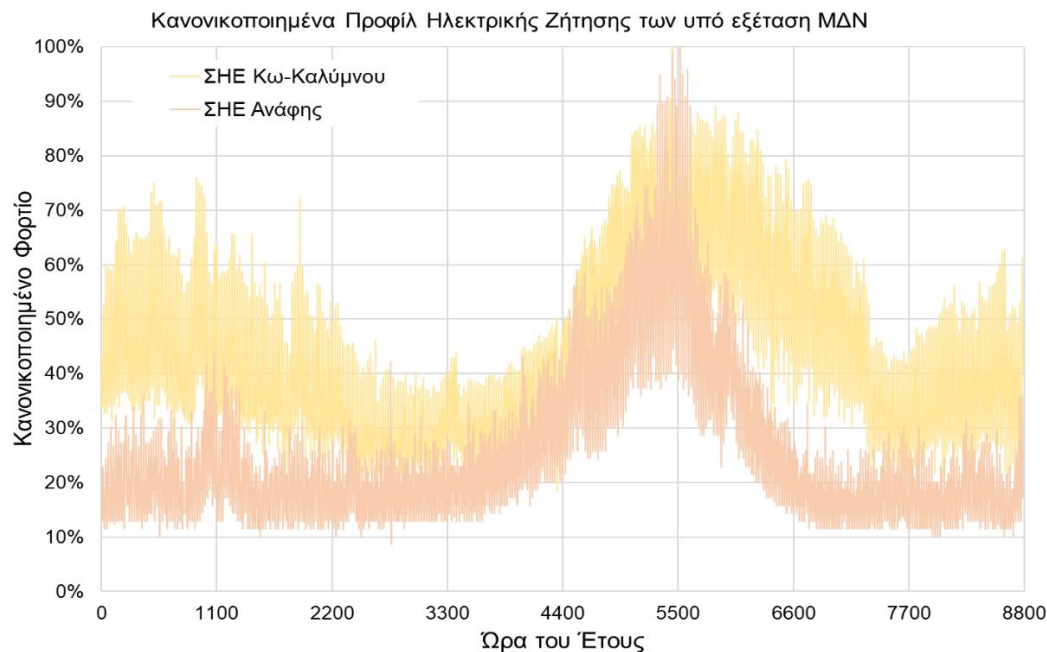
Συνιστώσα	Περιγραφή	Εύρος Μεταβολής
Δυναμικός Περιορισμός δ	Στιγμιαία ικανότητα του τοπικού ΣΗΕ ως προς την απορρόφηση στοχαστικής παραγωγής ΑΠΕ, εξαρτώμενη, εκτός των άλλων από τη γεωγραφική διασπορά των μονάδων ΑΠΕ και την ικανότητα αξιόπιστης πρόγνωσης της αντίστοιχης παραγωγής.	0-100%
Τεχνικά ελάχιστα θερμικών μονάδων TM	Θεώρηση εικονικού θερμικού σταθμού και αθροιστικών τεχνικών ελαχίστων, που εξαρτάται από τη θεωρούμενη διάρθρωση του πρώτου, και τη διαφοροποίηση, από άποψη μεγέθους και χαρακτηριστικών, των συμμετεχουσών θερμικών μονάδων.	0-50%
Ισχύς θερμικού σταθμού N_d	Η εγκατεστημένη ισχύς του εικονικού θερμικού σταθμού, εκφραζόμενη ως ποσοστό επί της ετήσιας αιχμής φορτίου του υπό μελέτη ΣΗΕ.	0%-100%
Δυναμικό Απόκρισης Ζήτησης N_{dsm}	Θεώρηση εικονικής δεξαμενής ευέλικτων φορτίων για την αναπροσαρμογή της καμπύλης φορτίου του ΣΗΕ. Χαρακτηρίζεται από το μέγιστο διαθέσιμο ευέλικτο φορτίο προς αξιοποίηση, λαμβάνοντας υπόψη χρονικό κύκλο 24ώρου, άνευ περιορισμών επί της χρονικής διάρκειας εφαρμογής εντός της ημέρας, εκφραζόμενο ως ποσοστό επί του μέσου ετήσιου φορτίου για το υπό μελέτη ΣΗΕ.	0%-100%
Αποθηκευτική Ικανότητα h_o	Αποθηκευτική ικανότητα κεντρικής αποθηκευτικής μονάδας (ή συστάδας μονάδων αποθήκευσης υπό τη θεώρηση εικονικού σταθμού), εκφραζόμενη στη βάση προσδιδόμενων ωρών αυτονομίας ως ποσοστό επί του μέσου ετήσιου φορτίου για το υπό μελέτη ΣΗΕ.	0-24h
Ισχύς Αποθήκευσης N_{st}	Αποθηκευτική ισχύς κεντρικής αποθηκευτικής μονάδας (ή συστάδας μονάδων αποθήκευσης υπό τη θεώρηση εικονικού σταθμού), εκφραζόμενη ως ποσοστό επί της ετήσιας αιχμής φορτίου του υπό μελέτη ΣΗΕ, με θεώρηση ισοδύναμης ισχύος έγχυσης και απορρόφησης.	0%-100%
Ελάχιστη στάθμη προτεραιοποίησης φόρτισης SoC_{ch}	Ελάχιστη στάθμη κεντρικής αποθηκευτικής μονάδας (ή συστάδας μονάδων αποθήκευσης υπό τη θεώρηση εικονικού σταθμού), για την οποία προτεραιοποιείται η διαδικασία φόρτισης έναντι της διαδικασίας εκφόρτισης της μονάδας.	0%-100%
Εγκατεστημένη αιολική ισχύς N_w	Η εγκατεστημένη ισχύς εικονικού αιολικού σταθμού, εκφραζόμενη ως ποσοστό επί της ετήσιας αιχμής φορτίου του υπό μελέτη ΣΗΕ.	0%-100%
Εγκατεστημένη Φ/Β ισχύς N_{pv}	Η εγκατεστημένη ισχύς εικονικού Φ/Β σταθμού, εκφραζόμενη ως ποσοστό επί της ετήσιας αιχμής φορτίου του υπό μελέτη ΣΗΕ.	0%-100%

Όπως αναφέρθηκε παραπάνω, ο πρωταρχικός στόχος της παραμετρικής ανάλυσης, είναι η συγκριτική αξιολόγηση διαφορετικών συνιστωσών ευελιξίας σε επίπεδο ΣΗΕ. Οι διαφορετικές συνιστώσες παρατίθενται συγκεντρωτικά στον Πίνακα 3.1, όπου και αναλύονται συνοπτικά, μαζί με τα αντίστοιχα εύρη μεταβολής που διερευνήθηκαν κατά τη διάρκεια της παραμετρικής μας ανάλυσης. Τα κριτήρια αξιολόγησής μας περιλαμβάνουν τόσο ενεργειακούς όσο και οικονομικούς δείκτες, με ιδιαίτερη έμφαση στο επίπεδο διείσδυσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ενέργειας.

3.2. Μελέτη περίπτωσης ΣΗΕ Κω-Καλύμνου & Ανάφης

Για την εφαρμογή της προαναφερθείσας μεθοδολογίας και την ανάλυση ενός διευρυμένου χώρου μελετών περίπτωσης, αποφασίστηκε η εξέταση δύο αντιπροσωπευτικών περιπτώσεων, που επιλέχθηκαν με βάση την κλίμακά τους και συνεπώς τα χαρακτηριστικά που διέπουν τα τοπικά τους συστήματα. Συγκεκριμένα οι περιπτώσεις που επιλέχθηκαν αντιστοιχούν στα ηλεκτρικά συστήματα Κω-Καλύμνου και Ανάφης. Το πρώτο αντιπροσωπεύει ένα σύνθετο ηλεκτρικό σύστημα που εκτείνεται σε εννέα νησιά, ενώ το δεύτερο είναι ένα αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα που εξυπηρετείται από έναν τοπικό σταθμό παραγωγής. Αυτές οι περιπτώσεις μπορούν να χαρακτηριστούν ως συστήματα μεγάλης και μικρής κλίμακας αντίστοιχα. Στο σενάριο αυτό, το μεγάλης κλίμακας σύστημα, το ηλεκτρικό σύστημα Κω-Καλύμνου δηλαδή, χαρακτηρίζεται από μικρότερη διακύμανση στις απαιτήσεις κατανάλωσης μεταξύ θερινής και χειμερινής περιόδου, ενώ αντίστροφα το μικρής κλίμακας σύστημα της Ανάφης, εμφανίζει αυξημένο επίπεδο ευαισθησίας, με έντονη κλιμάκωση των αναγκών κατανάλωσης κατά τη θερινή περίοδο, γεγονός που αποδίδεται στον καθαρά τουριστικό χαρακτήρα και στην απουσία σημαντικών ενεργοβόρων παραγωγικών δραστηριοτήτων κατά τη χειμερινή περίοδο.

Εστιάζοντας στην ενεργειακή κατάσταση των υπό μελέτη συστημάτων, στο παρακάτω σχήμα (βλ. Σχήμα 3.2), απεικονίζονται τα ετήσια κανονικοποιημένα προφίλ ηλεκτρικής κατανάλωσης, βάσει της οποίας γίνεται έντονα αντιληπτός ο διαφορετικός βαθμός διακύμανσης της ηλεκτρικής ζήτησης σε εποχικό επίπεδο. Πιο αναλυτικά το ΣΗΕ Κω-Καλύμνου παρουσιάζει υψηλές καταναλώσεις, συγκρίσιμης όμως έντασης κατά τη χειμερινή και καλοκαιρινή περίοδο, οι οποίες κατά την περίοδο της άνοιξης μειώνονται σημαντικά, δημιουργώντας μια περιοχή παρατεταμένων ελάχιστων φορτίων. Αντίθετα, το ΣΗΕ της Ανάφης εμφανίζει έντονο αιχμακό χαρακτήρα, καθώς η μέγιστη εμφανιζόμενη ζήτηση την θερινή περίοδο είναι πενταπλάσια της αντίστοιχης μέσης επικρατούσας για τον υπόλοιπο χρόνο. Ο ακόλουθος Πίνακας 3.2 παρέχει αντίστοιχες συγκρίσεις μεταξύ των δύο συστημάτων επισημαίνοντας τις κύριες διακρίσεις που παρατηρούνται στους λόγους του μέσου προς το μέγιστο και του ελαχίστου ως προς το μέγιστο φορτίο, βάση των οποίων μπορούμε να αποτυπώσουμε καλύτερα το αιχμακό προφίλ που χαρακτηρίζει το ΣΗΕ της Ανάφης, δηλαδή το μικρό κλίμακας σύστημα.



Σχήμα 3.2 Ετήσια κανονικοποιημένα προφίλ ηλεκτρικής κατανάλωσης για τα υπό μελέτη ΣΗΕ.

Πίνακας 3.2 Ενεργειακά χαρακτηριστικά των υπό εξέταση ΣΗΕ.

Συνιστώσα	ΣΗΕ Κω-Καλύμνου	ΣΗΕ Ανάφης
Ετήσια ηλεκτρική κατανάλωση E_y	~307GWh	~1433MWh
Μέσο φορτίο N_{ave}	~35MW	~163kW
Μέγιστο φορτίο N_{peak}	~78MW	~656kW
Ελάχιστο φορτίο N_{min}	~12MW	~57kW
Μέσο / Μέγιστο φορτίο	~45%	~25%
Ελάχιστο / Μέσο φορτίο	~34%	~35%
Ελάχιστο / Μέγιστο φορτίο	~15%	~9%

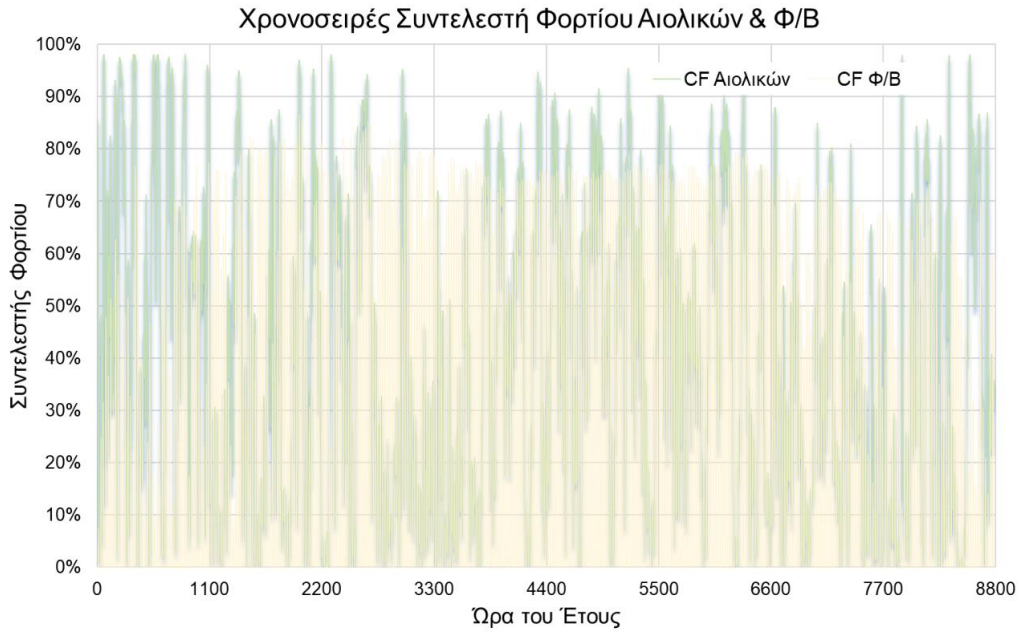
3.3. Θεωρούμενο Δυναμικό ΑΠΕ

Για την αποτελεσματική εφαρμογή του μεθοδολογικού πλαισίου λάβαμε επίσης τυπικές χρονοσειρές δυναμικού ΑΠΕ, εκφραζόμενες με βάση των ωριαίο συντελεστή φορτίου αιολικής και Φ/Β παραγωγής. Οι τελευταίες είναι αντίστοιχες δυναμικού υψηλής ποιότητας, με την αιολική παραγωγή να έχει μέσες ετήσιες τιμές συντελεστή φορτίου ~38,2% και 19,4% η Φ/Β παραγωγή αντίστοιχα, λαμβάνοντας υπόψιν πως για την τελευταία, θεωρήθηκε σταθερή γωνία κλίσης των Φ/Β πλαισίων ίση με 30^0 . Η μεταβολή των ωριαίων τιμών συντελεστή φορτίου για την αιολική και φωτοβολταϊκή παραγωγή απεικονίζονται στο Σχήμα 3.3. Από το σχήμα γίνεται αντιληπτό, ότι οι μέγιστες τιμές συντελεστή φορτίου για την αιολική παραγωγή ξεπερνούν το 95%,

αγγίζοντας ακόμη και το 100%, ενώ αντίθετα οι τιμές της Φ/Β παραγωγής παραμένουν σε χαμηλότερα επίπεδα, κοντά στα όρια του 85%.

Σε αυτό το σημείο είναι σημαντικό να αναφέρουμε πως η συμπεριφορά των χρονοσειρών του συντελεστή φορτίου για αιολική και Φ/Β παραγωγή, επηρεάζεται άμεσα από την γεωγραφική διασπορά του δείγματος. Πιο συγκεκριμένα, όσο μεγαλύτερη είναι η γεωγραφική διασπορά, τόσο πιο εξομαλυμένη αναμένεται η συμπεριφορά των χρονοσειρών, ιδιαίτερα για την περίπτωση της αιολικής παραγωγής και λιγότερο αντίστοιχα της Φ/Β. Αντίθετα, σε μικρής κλίμακας νησιωτικά συστήματα, όπου ο αριθμός των σταθμών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) είναι περιορισμένος, η διασπορά των τιμών του συντελεστή φορτίου αναμένεται να είναι υψηλότερη, που υπό ακραίες συνθήκες μπορεί να αναφέρεται στην παρουσία μίας μεμονωμένης ανεμογεννήτριας. Τα παραπάνω, συνδέονται στενά με την προβλεψιμότητα της παραγωγής ΑΠΕ, με μια ευρύτερη γεωγραφική διασπορά να ευνοεί πιο αξιόπιστες προβλέψεις παραγωγής, με την τελευταία ενισχύεται επίσης από ένα πιο ισορροπημένο μίγμα ΑΠΕ, εκμεταλλευόμενη την όποια συμπληρωματικότητα μεταξύ αιολικής και Φ/Β παραγωγής.

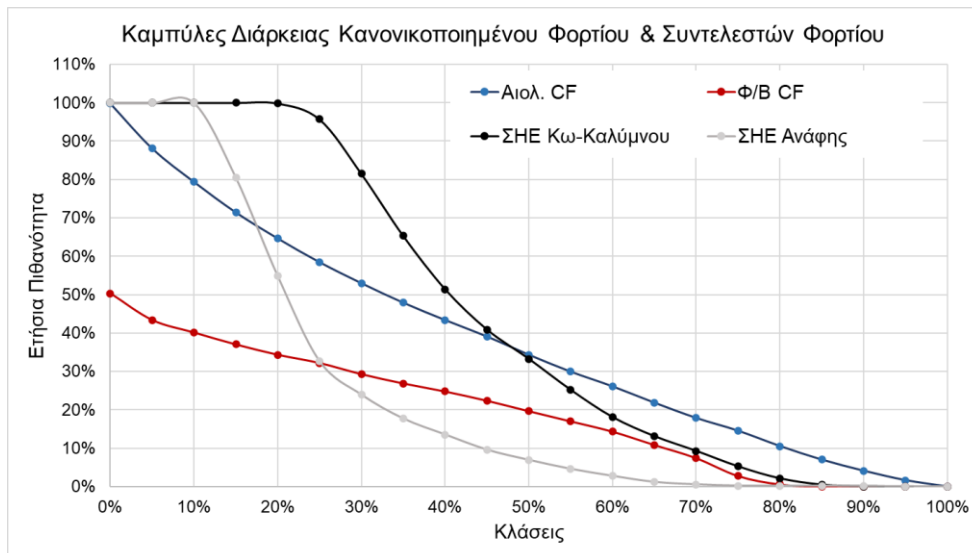
Λαμβάνοντας υπόψη τις υπό εξέταση χρονοσειρές, διακρίνουμε ότι υπάρχει αξιοσημείωτη αύξηση του δυναμικού κατά τους θερινούς μήνες, κάτι που υποστηρίζεται περαιτέρω και από τα σταθερά υψηλά επίπεδα του συντελεστή φορτίου αιολικής παραγωγής καθ' όλη τη διάρκεια των χειμερινών μηνών. Κατά συνέπεια, προκύπτει μία εποχική σύμπτωση του προφίλ παραγωγής και του προφίλ κατανάλωσης στην περίπτωση του ΣΗΕ της Κω-Καλύμνου, ενώ η τελευταία αποδυναμώνεται στην περίπτωση του μικρού ηλεκτρικού συστήματος, της Ανάφης. Αυτό οφείλεται στον συνδυασμό της υψηλής αιολικής παραγωγής κατά τη χειμερινή περίοδο και της σχετικά χαμηλής ζήτησης, η οποία επιδεινώνεται περαιτέρω και από την παρουσία των θερμικών μονάδων οι οποίες διαστασιολογούνται βάση του μέγιστου φορτίου αιχμής του καλοκαιριού.



Σχήμα 3.3 Ετήσια προφίλ συντελεστή φορτίου για αιολική και Φ/Β παραγωγή του υπό εξέταση προβλήματος.

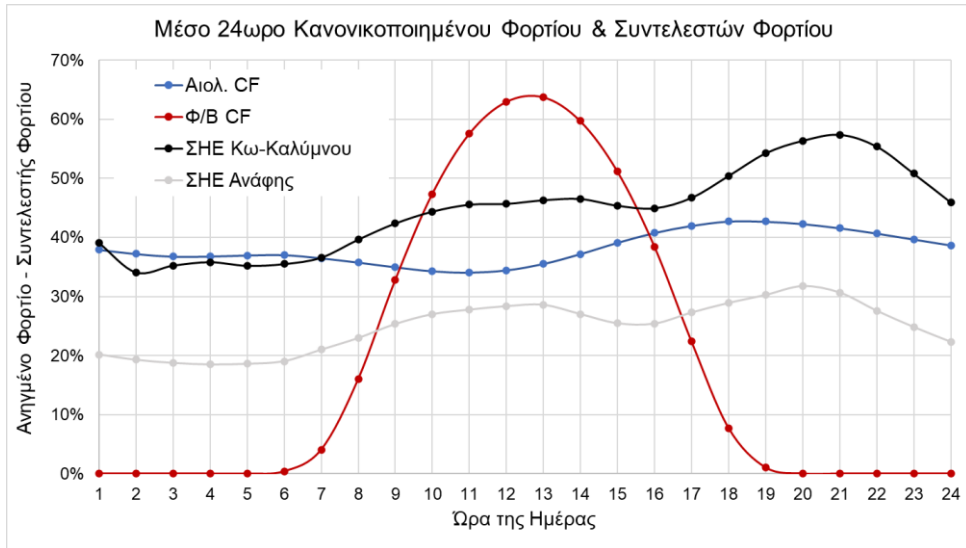
3.4. Συγκριτική ανάλυση Ηλεκτρικού φορτίου & Δυναμικού ΑΠΕ

Συνεχίζοντας με την ανάλυση της παρουσίασης των δεδομένων εισόδου για το πρόβλημα, τα παρακάτω γραφήματα παρέχουν μια συγκριτική εκτίμηση του ηλεκτρικού φορτίου και του θεωρούμενου δυναμικού ΑΠΕ. Στο Σχήμα 3.4, παρουσιάζονται οι καμπύλες διάρκειας του κανονικοποιημένου φορτίου και των συντελεστών φορτίου ΑΠΕ, όπου μπορούμε να αντιληφθούμε και πάλι τον αιχμακό χαρακτήρα που παρουσιάζει το ηλεκτρικό σύστημα της Ανάφης. Επιπλέον, βάσει του παρακάτω σχήματος, αποτυπώνεται έντονα η μικρότερη κλίση της Φ/Β παραγωγής σε σχέση με εκείνη της αιολικής. Πιο συγκεκριμένα, η πιθανότητα εμφάνισης τιμών συντελεστή φορτίου μεγαλύτερου του 50% για την αιολική παραγωγή αντιστοιχεί στο 1/3 περίπου του έτους, ενώ για την Φ/Β παραγωγή στο 1/5 του έτους.

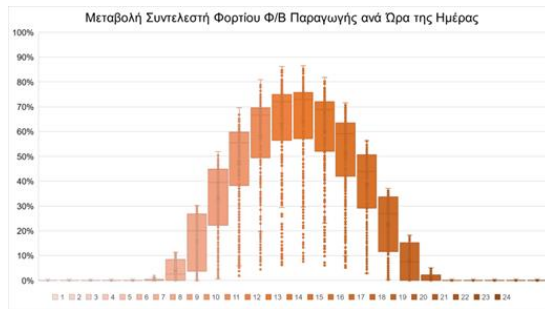
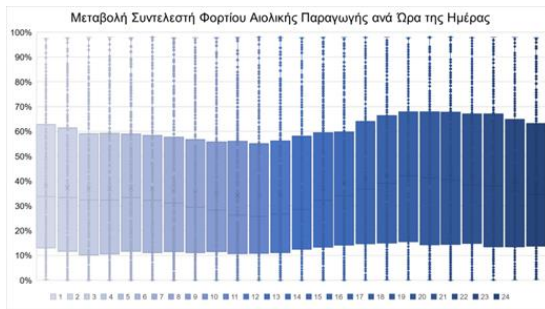


Σχήμα 3.4 Καμπύλες διάρκειας ηλεκτρικού φορτίου και συντελεστών φορτίου παραγωγής ΑΠΕ.

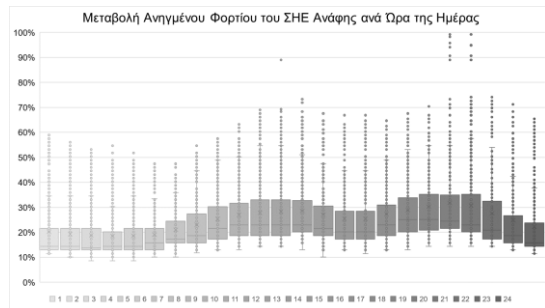
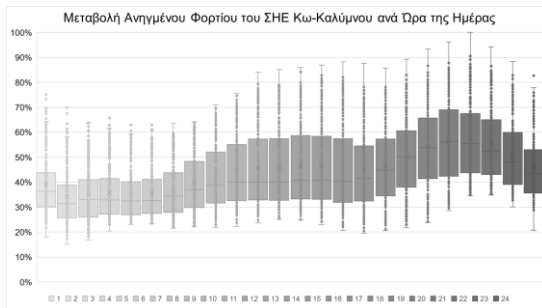
Ταυτόχρονα, το Σχήμα 3.5 παρουσιάζει το μέσο ημερήσιο φορτίο και τα προφίλ παραγωγής ΑΠΕ, όπου και είναι δυνατή η αξιολόγηση του βαθμού συμπληρωματικότητας μεταξύ τους. Είναι προφανής η ομοιότητα της ενισχυμένης Φ/Β παραγωγής με την αυξημένη κατανάλωση κατά τις πρωινές και πρώτες μεσημεριανές ώρες της ημέρας, γεγονός το οποίο δεν ακολουθείται για την αιολική παραγωγή. Η τελευταία ισχυροποιείται κατά τις βραδινές και πρώτες πρωινές ώρες και αποδυναμώνεται στο μέσο της ημέρας, συνεισφέροντας παρόλα αυτά κατά τις πρώτες ώρες της δεύτερης αιχμής, αργά το απόγευμα. Πιο ολοκληρωμένη εικόνα μπορεί να αποτυπωθεί μέσω των θηκογραμμάτων των Σχημάτων 3.6 & 3.7, υπογραμμίζοντας τη σημαντική αβεβαιότητα που χαρακτηρίζει την αιολική παραγωγή, η οποία και μεταφράζεται σε εύρος θηκογράμματος (25° με 75° εκατοστημόριο) – διαφορών συντελεστή φορτίου στα επίπεδα του 50%. Από την άλλη πλευρά, η μεταβλητότητα που παρατηρείται στην Φ/Β παραγωγή είναι μικρότερης έντασης, με μέγιστες παρατηρούμενες διαφορές στα επίπεδα του 20%-25%. Επιπρόσθετα, αξιοσημείωτα είναι τα θηκογράμματα του ηλεκτρικού φορτίου, που αποκαλύπτουν σαφώς εντονότερες διακυμάνσεις του ηλεκτρικού συστήματος της Κω-Καλύμνου, έναντι του ΣΗΕ της Ανάφης.



Σχήμα 3.5 Μέσα 24ωρα προφίλ ηλεκτρικού φορτίου και συντελεστών φορτίου παραγωγής ΑΠΕ.



Σχήμα 3.6 Θηκογράμματα 24ωρου προφίλ συντελεστών φορτίου αιολικής και Φ/Β παραγωγής.



Σχήμα 3.7 Θηκογράμματα 24ωρου προφίλ κανονικοποιημένου φορτίου για τα ΣΗΕ Κω-Καλύμνου & Ανάφης.

4. Αποτελέσματα Εφαρμογής

4.1. Αποτελέσματα Ενεργειακού Ισοζυγίου

Ύστερα από την περιγραφή του μεθοδολογικού πλαισίου και των δεδομένων εισόδου του προβλήματος, στο παρόν κεφάλαιο θα παρουσιαστούν τα αποτελέσματα εφαρμογής για τα δύο υπό εξέταση ηλεκτρικά συστήματα, αρχής γενομένης από την παρουσίαση των αποτελεσμάτων επίλυσης του ενεργειακού ισοζυγίου, με μελέτη ταυτόχρονα της επίδρασης των κυρίαρχων συνιστωσών που διαμορφώνουν το πρόβλημα.

Συγκεκριμένα, τα δύο αρχικά σετ γραφημάτων παρουσιάζουν εβδομαδιαία στιγμιότυπα ενεργειακού ισοζυγίου τόσο σε επίπεδο συστήματος όσο και σε επίπεδο συνιστώσας ΑΠΕ, εξετάζοντας παράλληλα την επίδραση και τη μεταβολή των συνιστωσών του δυναμικού απόκρισης ζήτησης, του δυναμικού διείσδυσης και της ισχύος του εικονικού θερμικού σταθμού παραγωγής.

Βάσει του παραπάνω πλαισίου, στα Σχήματα 4.1 & 4.2, παρουσιάζονται γραφήματα ενεργειακού ισοζυγίου για το ΣΗΕ Κω-Καλύμνου καθώς και για το αντίστοιχο της Ανάφης. Σε όλα τα γραφήματα, διατηρείται σταθερή ισχύς ΑΠΕ ($N_w=N_{pv}=100\%$), σταθερή αποθηκευτική ικανότητα της κεντρικής αποθήκευσης ($h_o=2h$), σταθερή ισχύς αποθήκευσης ($N_{st}=100\%$), σταθερή τιμή ελάχιστης στάθμης φόρτισης ($SOC_{ch}=30\%$) και σταθερά τεχνικά ελάχιστα ($TM=30\%$).

Εξετάζοντας το πρώτο ζευγάρι γραφημάτων (βλ. Σχήματα 4.1^α & 4.2^α) για δυναμικό περιορισμό 30%, απουσία δυναμικού απόκρισης ζήτησης και για μέγιστη τιμή ισχύος των θερμικών μονάδων $N_d=100\%$, γίνεται σαφής η αδυναμία του ΣΗΕ της Ανάφης να απορροφήσει την παραγόμενη ενέργεια από ΑΠΕ, γεγονός που επιβεβαιώνεται καλύτερα και από το Σχήμα 4.4^α, καθώς το μεγαλύτερο μερίδιο παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ απορρίπτεται. Είναι σημαντικό να σημειωθεί ότι αυτό το σενάριο είναι μια ακραία προσέγγιση καθώς αντιμετωπίζει τον θερμικό στόλο ως μια ενιαία οντότητα. Ωστόσο, παρέχει μια εικόνα για τους περιορισμούς που επιβάλλονται από την ανομοιόμορφη κατανομή του φορτίου σε εποχιακό επίπεδο, ειδικά όταν λαμβάνεται υπόψη η κατάσταση της θερμικής ισχύος $N_d=100\%$, συνθήκη η οποία εμφανίζεται για περιορισμένες χρονικά περιόδους κυρίως σε νησιά τα οποία ανήκουν σε ευρύτερα ηλεκτρικά συμπλέγματα, και τα οποία φέρουν εφεδρικές μονάδες diesel για την αντιμετώπιση έκτακτων συμβάντων ζήτησης.

Ταυτόχρονα, η μικρότερη ανισορροπία της καμπύλης φορτίου του ΣΗΕ Κω-Καλύμνου, σε συνδυασμό με την υψηλή ζήτηση που εμφανίζεται κατά τις πρώτες χειμερινές ημέρες, επιτρέπει τη μερική διείσδυση των ΑΠΕ, με παράλληλη ενεργοποίηση της συνιστώσας της κεντρικής αποθήκευσης. Στην περίπτωση του ηλεκτρικού συστήματος της Ανάφης, η τελευταία, παραμένει συνεχώς φορτισμένη, κυρίως λόγω της πλεονάζουσας θερμικής παραγωγής που προκύπτει από τον περιορισμό των τεχνικών

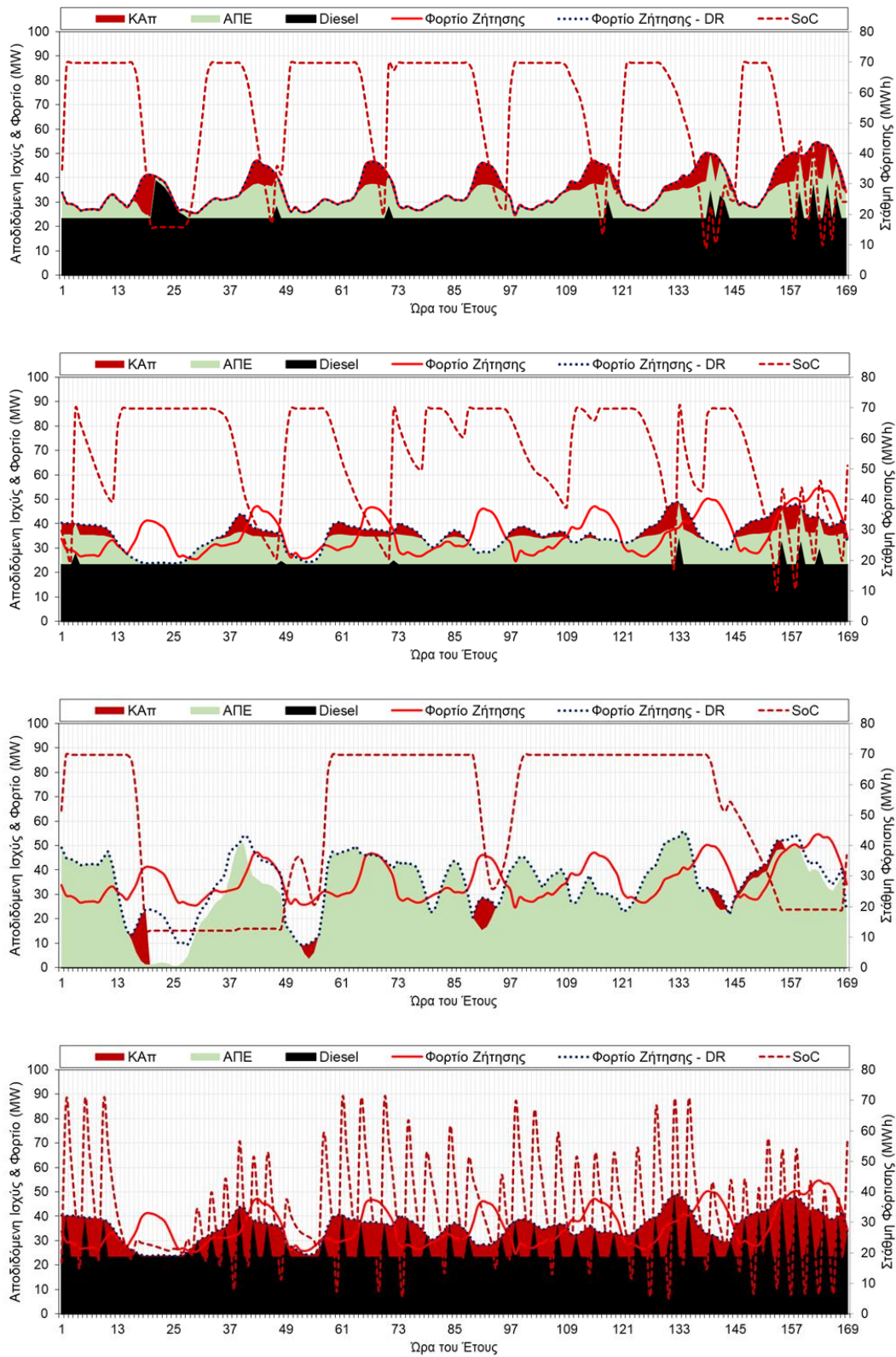
ελαχίστων, με το οποίο δευτερογενές πλεόνασμα να οδηγείται σε συστοιχία αντιστάσεων (load bank).

Εν συνεχεία, στο δεύτερο ζευγάρι γραφημάτων (βλ. Σχήματα 4.1^β & 4.2^β) εισάγεται επιπλέον η συνιστώσα της απόκρισης ζήτησης με θεωρούμενο δυναμικό $N_{dsm}=50\%$. Σε αυτό το σενάριο, η αναπροσαρμογή της καμπύλης φορτίου, έχει θετικό πρόσημο στην περίπτωση του ηλεκτρικού συστήματος Κω-Καλύμνου, ελαχιστοποιώντας τη θερμική παραγωγή κατά τις ώρες 23-25, επιτρέποντας με αυτό τον τρόπο την υψηλότερη διείσδυση ΑΠΕ, γεγονός το οποίο δεν καθίσταται εφικτό και στην περίπτωση του ΣΗΕ της Ανάφης, εξαιτίας της ανάγκης να επιτευχθεί ο περιορισμός των τεχνικών ελαχίστων, που στην προκειμένη περίπτωση διατηρείται στα επίπεδα των 200kW, σημαντικά υψηλότερος από το μέσο φορτίο της υπό εξέταση εβδομάδας. Τα ανωτέρω συμπεράσματα υποστηρίζονται περαιτέρω από τα αποτελέσματα που φαίνονται στα Σχήματα 4.3^β & 4.4^β, όπου για το ΣΗΕ Κω-Καλύμνου, παρατηρείται αύξηση της έγχυσης ΑΠΕ, σε συνδυασμό με μία μικρή δραστηριότητα της κεντρικής αποθήκευσης, εν αντιθέσει με την περίπτωση του ΣΗΕ της Ανάφης που δεν παρατηρείται κάποια ουσιαστική διαφορά.

Στην ανάλυση του τρίτου ζεύγους γραφημάτων (βλ. Σχήματα 4.1^γ & 4.2^γ) εξετάζουμε τη συμπεριφορά των συστημάτων χωρίς την παρουσία θερμικής ισχύος, ενώ διατηρούμε τα ίδια σετ τιμών για τις υπόλοιπες συνιστώσες με εκείνες του προηγούμενου σεναρίου, με εξαίρεση την αύξηση του δυναμικού περιορισμού στο 100%, που ουσιαστικά ισοδυναμεί με την κατάργησή του. Και τα δύο σενάρια εμφανίζουν σημαντικές ελλείψεις στην κάλυψη φορτίου σε ετήσια βάση. Συγκεκριμένα, η ετήσια κάλυψη για το ΣΗΕ Κω-Καλύμνου ανέρχεται σε >88%, ενώ το αντίστοιχο για την Ανάφη κυμαίνεται σε >96%. Ωστόσο, ελλείπει θερμικής ισχύος, ο συνδυασμός απόκρισης ζήτησης και κεντρικής αποθήκευσης επιλύει αποτελεσματικά την αναντιστοιχία μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης, οδηγώντας σε διεισδύσεις ΑΠΕ αντίστοιχες της κάλυψης φορτίου. Αυτό που είναι ιδιαίτερα αξιοσημείωτο είναι η άρση του δυναμικού περιορισμού, που επιτρέπει την άμεση έγχυση ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ σε πρώτο χρόνο. Αυτό δημιουργεί μια συνθήκη όπου η αβεβαιότητα της παραγωγής ΑΠΕ πρακτικά εξαλείφεται, υποδηλώνοντας εξαιρετικά αξιόπιστες προβλέψεις με ορίζοντα τουλάχιστον 24ωρου.

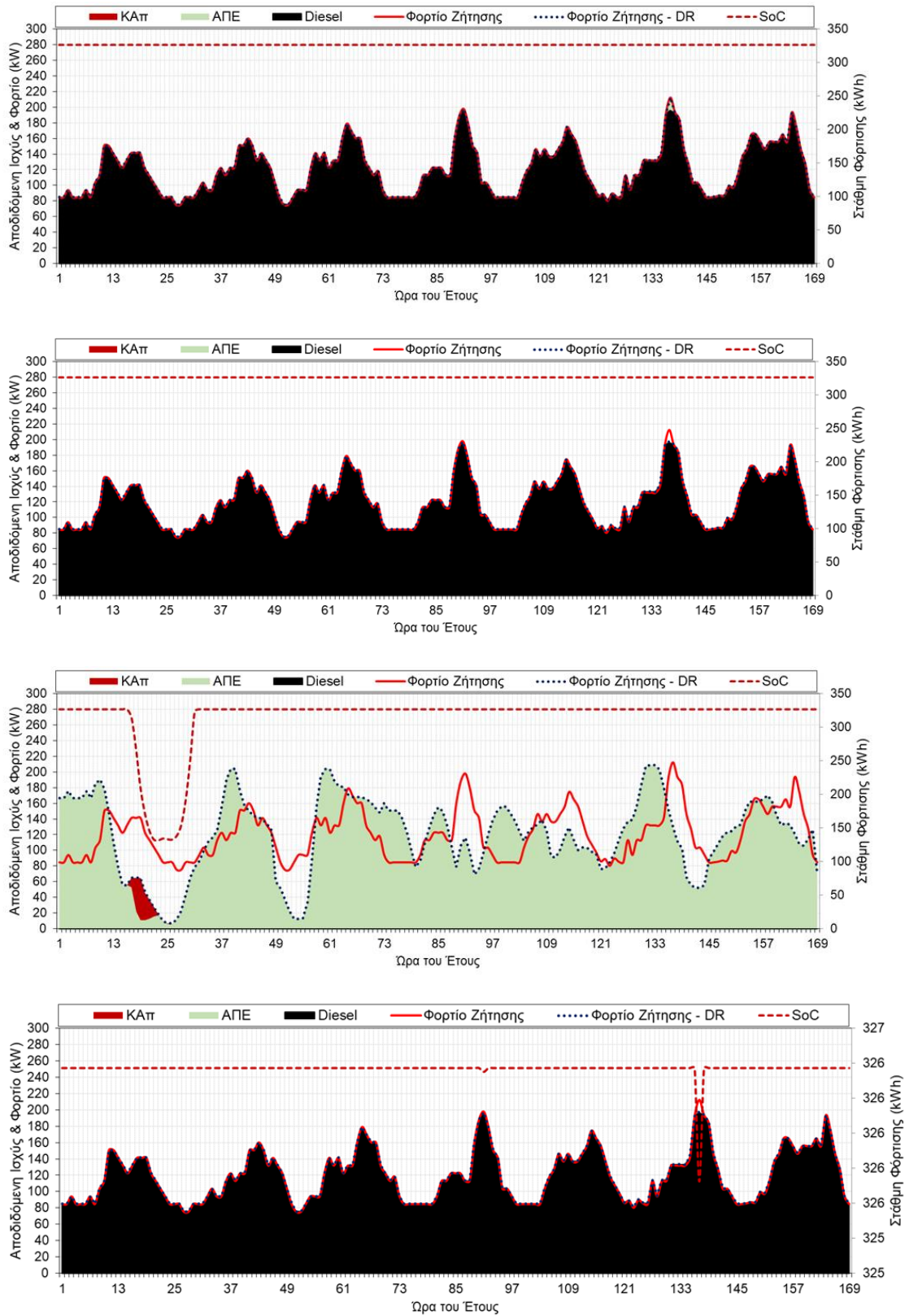
Με βάση τα ανωτέρω, καθίσταται προφανές ότι υπάρχει ισχυρή συσχέτιση μεταξύ της εξέλιξης των προγνωστικών εργαλείων και της δυνατότητας για αύξηση της απευθείας έγχυσης των ΑΠΕ με την περαιτέρω βελτίωση των τελευταίων. Ωστόσο, είναι σημαντικό να αναγνωριστεί ότι η ποσότητα της απορριπτόμενης ενέργειας ΑΠΕ συνεχίζει να κυμαίνεται σε σημαντικά επίπεδα. Συγκεκριμένα, το ΣΗΕ Κω-Καλύμνου εμφανίζει περίσσεια ενέργειας περίπου 31% σε σχέση με την πρωτογενή παραγωγή ΑΠΕ, ενώ το ΣΗΕ Ανάφης παρουσιάζει ακόμη μεγαλύτερο ποσοστό περίσσειας ενέργειας της τάξης του 58%. Τα στοιχεία αυτά υπογραμμίζουν την ανεπάρκεια του τελευταίου συστήματος στην αποτελεσματική απορρόφηση της παραγωγής ΑΠΕ κατά τη χειμερινή περίοδο, παρά τη σχετικά υψηλότερη παραγωγή του κατά τους θερινούς μήνες.

Στη συνέχεια, το τέταρτο ζευγάρι γραφημάτων (βλ. Σχήματα 4.1^δ & 4.2^δ), παρουσιάζει τα αποτελέσματα ενός σεναρίου που περιλαμβάνει την πλήρη ανάκτηση της θερμικής ισχύος, $N_d=100\%$, το μηδενισμό του δυναμικού περιορισμού και τη μεγιστοποίηση του δυναμικού απόκρισης ζήτησης, $N_{dsm}=100\%$. Αυτό το σενάριο εξετάζει επίσης μία ακραία κατάσταση, όπου υπάρχει πλήρης αβεβαιότητα για την παραγωγή ΑΠΕ, όπως για παράδειγμα σε ΣΗΕ με παρουσία μίας μοναδικής αιολικής μηχανής. Στην περίπτωση αυτή, για να μετριαστεί η υψηλή αβεβαιότητα που συνοδεύει την παραγωγή ΑΠΕ, η έγχυση της τελευταίας πραγματοποιείται αποκλειστικά μέσω του κεντρικού συστήματος αποθήκευσης, εξασφαλίζοντας με αυτό τον τρόπο σταθερό ενεργειακό εφοδιασμό. Τα ανωτέρω απεικονίζονται έντονα στα Σχήματα 4.3^δ & 4.4^δ, όπου η άμεση έγχυση ΑΠΕ εξαλείφεται και αντικαθίσταται από ενισχυμένη δραστηριότητα της κεντρικής αποθήκευσης. Από την άλλη, οι περιορισμοί που επιβάλλει η εγκατεστημένη θερμική ισχύς λειτουργούν ως καταλύτης για το ΣΗΕ της Ανάφης, περιορίζοντας ουσιαστικά τη λειτουργία της κεντρικής αποθήκευσης και με αποτέλεσμα τον αποκλεισμό της συμμετοχής ΑΠΕ, τόσο άμεσα όσο και μέσω της αποθήκευσης.



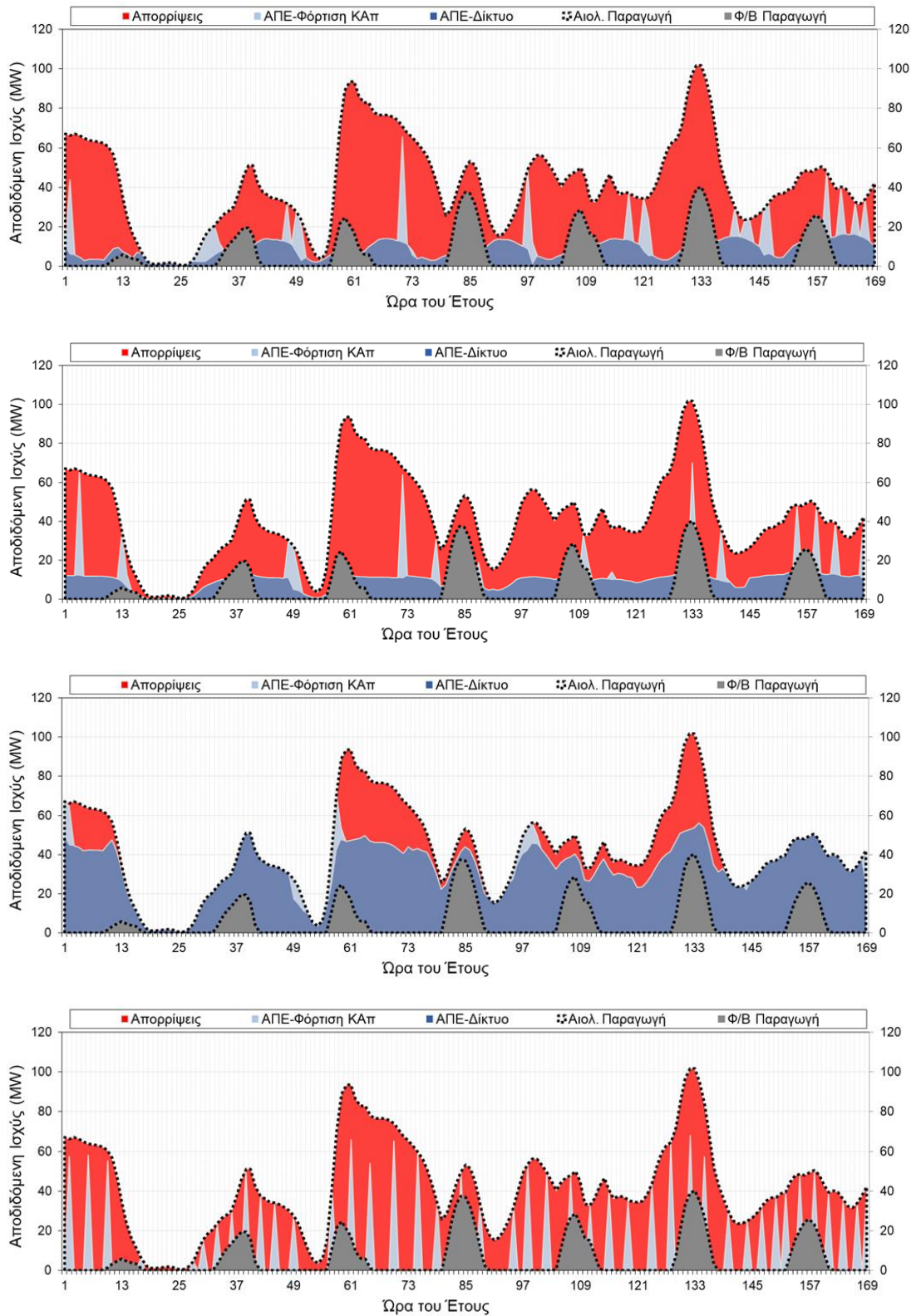
Σχήμα 4.1 Ενεργειακό Ισοζύγιο Α' - ΣΗΕ Κω-Καλύμνου.

- (α) $N_w=100\%$, $N_{pv}=100\%$, $\delta=30\%$, $TM=30\%$, $N_{dsm} = 0\%$, $ho=2$, $N_{st}=100\%$, $N_d=100\%$
- (β) $N_w=100\%$, $N_{pv}=100\%$, $\delta=30\%$, $TM=30\%$, $N_{dsm} = 50\%$, $ho=2$, $N_{st}=100\%$, $N_d=100\%$
- (γ) $N_w=100\%$, $N_{pv}=100\%$, $\delta=100\%$, $TM=30\%$, $N_{dsm} = 50\%$, $ho=2$, $N_{st}=100\%$, $N_d=0\%$
- (δ) $N_w=100\%$, $N_{pv}=100\%$, $\delta=0\%$, $TM=30\%$, $N_{dsm} = 100\%$, $ho=2$, $N_{st}=100\%$, $N_d=100\%$



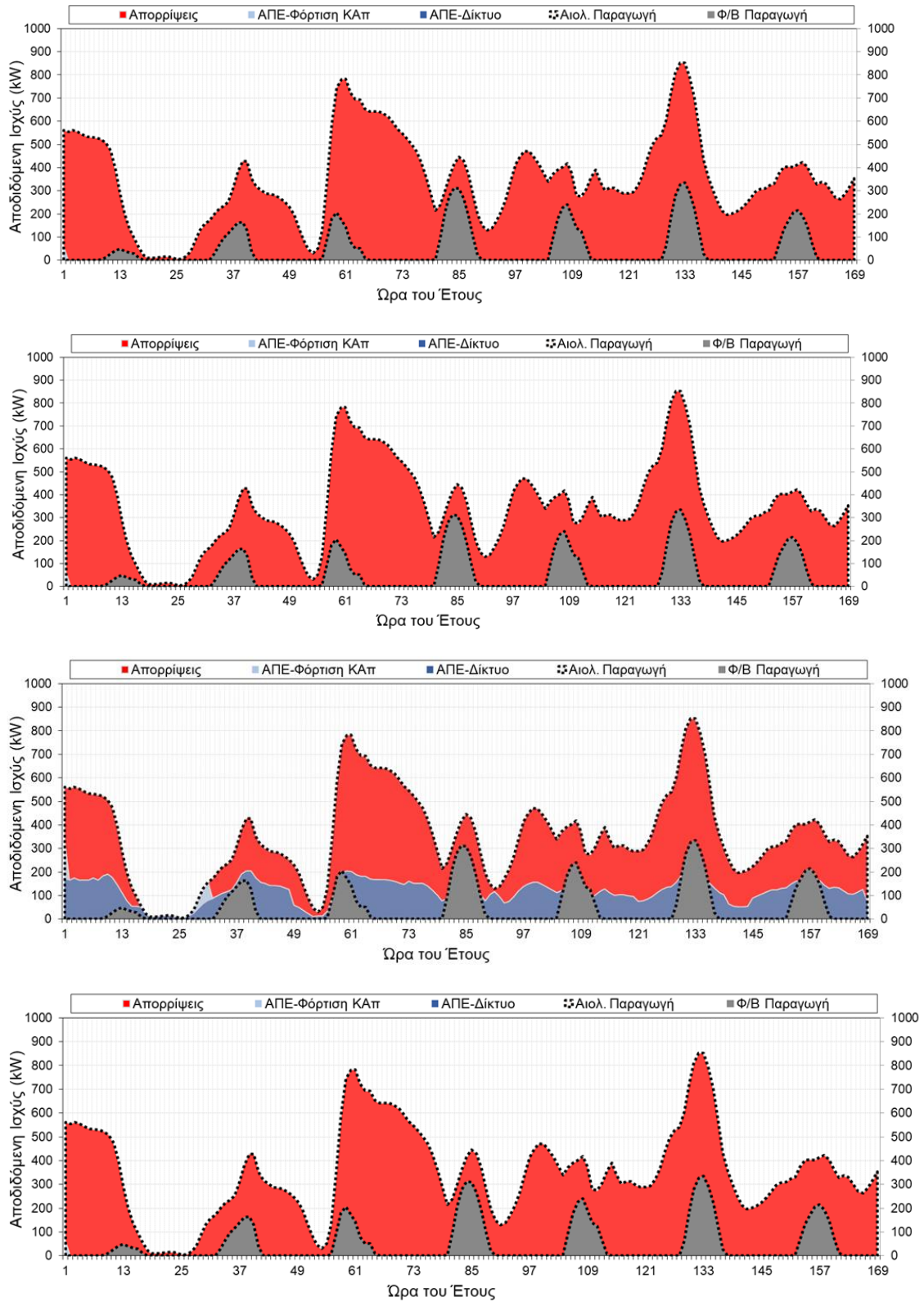
Σχήμα 4.2 Ενεργειακό Ισοζύγιο Α' - ΣΗΕ Ανάφης.

- (α) $N_w=100\%$, $N_{pv}=100\%$, $\delta=30\%$, $TM=30\%$, $N_{dsm} = 0\%$, $ho=2$, $N_{st}=100\%$, $N_d=100\%$
- (β) $N_w=100\%$, $N_{pv}=100\%$, $\delta=30\%$, $TM=30\%$, $N_{dsm} = 50\%$, $ho=2$, $N_{st}=100\%$, $N_d=100\%$
- (γ) $N_w=100\%$, $N_{pv}=100\%$, $\delta=100\%$, $TM=30\%$, $N_{dsm} = 50\%$, $ho=2$, $N_{st}=100\%$, $N_d=0\%$
- (δ) $N_w=10\%$, $N_{pv}=100\%$, $\delta=0\%$, $TM=30\%$, $N_{dsm} = 100\%$, $ho=2$, $N_{st}=100\%$, $N_d=100\%$



Σχήμα 4.3 Ενεργειακό Ισοζύγιο Β' - ΣΗΕ Κω-Καλύμνου.

- (α) $N_w=100\%$, $N_{pv}=100\%$, $\delta=30\%$, $TM=30\%$, $N_{dsm} = 0\%$, $h_o=2$, $N_{st}=100\%$, $N_d=100\%$
- (β) $N_w=100\%$, $N_{pv}=100\%$, $\delta=30\%$, $TM=30\%$, $N_{dsm} = 50\%$, $h_o=2$, $N_{st}=100\%$, $N_d=100\%$
- (γ) $N_w=100\%$, $N_{pv}=100\%$, $\delta=100\%$, $TM=30\%$, $N_{dsm} = 50\%$, $h_o=2$, $N_{st}=100\%$, $N_d=0\%$
- (δ) $N_w=100\%$, $N_{pv}=100\%$, $\delta=0\%$, $TM=30\%$, $N_{dsm} = 100\%$, $h_o=2$, $N_{st}=100\%$, $N_d=100\%$



Σχήμα 4.4 Ενεργειακό Ισοζύγιο Β' – ΣΗΕ Ανάφης.

- (α) $N_w=100\%$, $N_{pv}=100\%$, $\delta=30\%$, $TM=30\%$, $N_{dsm} = 0\%$, $h_o=2$, $N_{st}=100\%$, $N_d=100\%$
- (β) $N_w=100\%$, $N_{pv}=100\%$, $\delta=30\%$, $TM=30\%$, $N_{dsm} = 50\%$, $h_o=2$, $N_{st}=100\%$, $N_d=100\%$
- (γ) $N_w=100\%$, $N_{pv}=100\%$, $\delta=100\%$, $TM=30\%$, $N_{dsm} = 50\%$, $h_o=2$, $N_{st}=100\%$, $N_d=0\%$
- (δ) $N_w=100\%$, $N_{pv}=100\%$, $\delta=0\%$, $TM=30\%$, $N_{dsm} = 100\%$, $h_o=2$, $N_{st}=100\%$, $N_d=100\%$

4.2. Αποτελέσματα παραμετρικής ανάλυσης

Ύστερα από την παρουσίαση των αρχικών αποτελεσμάτων επίλυσης του ενεργειακού ισοζυγίου για τα δύο υπό εξέταση συστήματα, παρουσιάζεται μια σειρά αποτελεσμάτων παραμετρικής ανάλυσης, με επίκεντρο τις αλλαγές στις βασικές μεταβλητές του προβλήματος. Οι δείκτες που χρησιμοποιούνται για την αξιολόγηση των αποτελεσμάτων σε αυτή τη φάση περιλαμβάνουν επιτευχθείσα διείσδυση ΑΠΕ (δΑΠΕ), και το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ενέργειας (LCOE). Στο πλαίσιο αυτό, τα σενάρια και οι τιμές των οικονομικών μεγεθών που μελετώνται παρουσιάζονται στου Πίνακες 4.1 & 4.2, ενώ το σύνολο των γραφημάτων διατηρεί ένα σταθερό σημείο αναφοράς του δυναμικού απόκρισης ζήτησης, με τις υπόλοιπες μεταβλητές να περιγράφονται με δέσμες καμπυλών εσωτερικά του κάθε διαγράμματος. Τα αρχικά γραφήματα αφορούν το ΣΗΕ Κω-Καλύμνου, και στη συνέχεια, παρατίθενται σειρές συγκεντρωτικών θηκογραμμάτων, τόσο για ΣΗΕ Κω-Καλύμνου όσο και για το ΣΗΕ της Ανάφης.

Πίνακας 4.1 Σενάρια παραμετρικής ανάλυσης.

Συνιστώσα	Σεν.1	Σεν.2	Σεν.3	Σεν.4	Σεν.5	Σεν.6	Σεν.7	Σεν.8
Δυναμικός περιορισμός δ	25%	25%	-	-	25%	25%	-	-
Αποθηκευτική ικανότητα h_o	0	-	2	8	0	-	2	8
Τεχνικά ελάχιστα TM	-	30%	30%	30%	-	30%	30%	30%
Αιολική ισχύς N_w					100%			
Φ/Β ισχύς N_{pv}					100%			
Ισχύς αποθήκευσης N_{st}					100%			
Ελάχιστη στάθμη φόρτισης SoC_{ch}					30%			
Μεταβολές Μεγεθών								
Δυναμικός περιορισμός δ					0%-25%-50%-75%-100%			
Αποθηκευτική ικανότητα h_o					0-2-4-6-8-10-12-18-24 hours			
Τεχνικά ελάχιστα TM					10%-20%-30%-40%-50%			
Δυναμικό απόκρισης ζήτησης N_{dsm}					0-100%			

Πίνακας 4.2 Θεωρούμενες τιμές οικονομικών μεγεθών

Παράμετρος	Τιμή	Παράμετρος	Τιμή
Ανηγμένο κόστος αιολικών	1500€/kW	Επιπρόσθετο κόστος BoP	10%
Ανηγμένο κόστος Φ/Β	1000€/kW	Κόστος πετρελαίου	1€/kg
Ανηγμένο κόστος αποθήκευσης	500€/kWh	Συντελεστής ετήσιας συντήρησης	3%
Ανηγμένο κόστος αποθήκευσης	250€/kW	Επιτόκιο αναγωγής	5%
Ανηγμένο κόστος απόκρισης ζήτησης	75€/kW	Χρονικός ορίζοντας επένδυσης	20 έτη

Ξεκινώντας από την αρχική σειρά γραφημάτων, το Σχήμα 4.5 παρουσιάζει τα αποτελέσματα των σεναρίων 1 & 2, τόσο για την επιτευχθείσα διείσδυση ΑΠΕ (δΑΠΕ) όσο και για το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ενέργειας (LCOE) με σταθερή την τιμή της θερμικής ισχύος $N_d=50\%$. Αναφορικά με την μεταβολή των τεχνικών ελαχίστων, σημειώνεται η σαφώς πιο συγκρατημένη δΑΠΕ (~22%) για τα υψηλότερα τεχνικά ελάχιστα ($TM=50\%$), τα οποία αντανακλούν αφενός σε περιορισμένη διάρθρωση

στόλου, αφετέρου σε λειτουργία των θερμικών μονάδων σε καλύτερο σημείο φόρτισης. Η μείωση των τελευταίων, οδηγεί σαφώς σε μεγαλύτερες τιμές της δΑΠΕ, όμως για τιμές τεχνικών ελαχίστων κάτω του 30%, παράγει οριακό όφελος για τη διείσδυση των ΑΠΕ στα ΣΗΕ. Παρόμοιο μοτίβο παρατηρείται και στην περίπτωση της αποθηκευτικής ικανότητας, όπου η αύξηση της σχετικής αυτονομίας πέραν των 2 ωρών δεν αποφέρει σημαντικά οφέλη ως προς τη δΑΠΕ, παρά τη σημαντική αύξηση της δΑΠΕ (~45%), που επιφέρει η συμπερίληψη πρόσθετων στοιχείων αποθήκευσης.

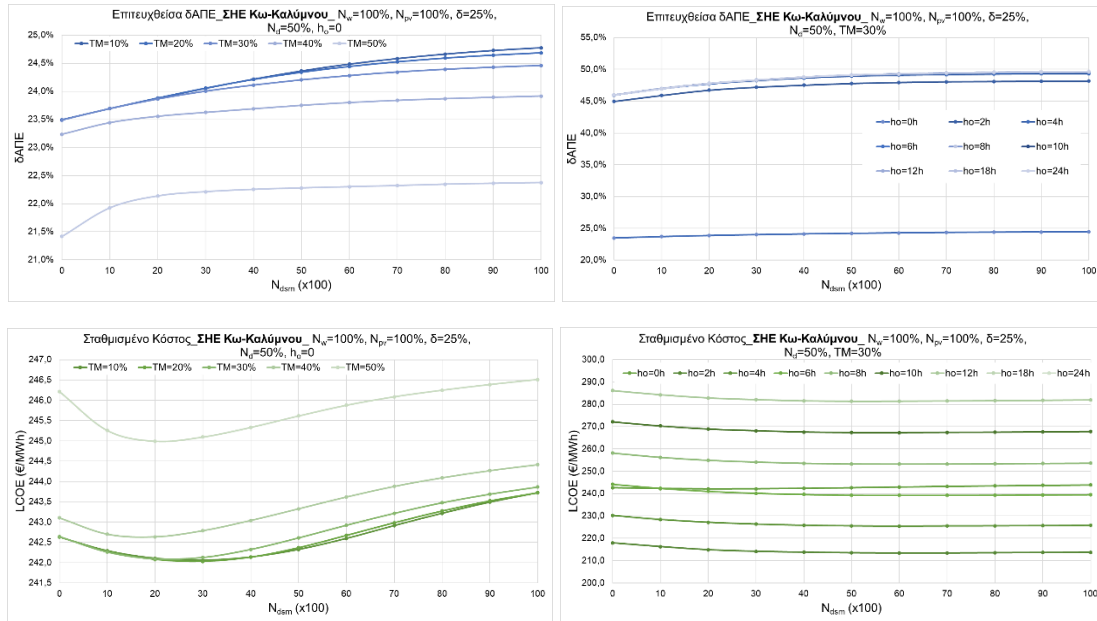
Παράλληλα, παρατηρείται ότι η επίδραση του δυναμικού απόκρισης ζήτησης έχει ουσιαστικό αντίκτυπο μέχρι τα επίπεδα του ~30%. Ωστόσο, πέρα από αυτό το όριο, εμφανίζεται φθίνουσα έως και αμελητέα επίδραση ως προς τη δΑΠΕ. Η τελευταία φαίνεται να επιδρά θετικά και με όρους σταθμισμένου κόστους απουσία κεντρικής αποθήκης, δημιουργώντας περιοχή ελάχιστου κόστους. Στον αντίποδα, υπό την ύπαρξη κεντρικής αποθήκης, η αύξηση του δυναμικού απόκρισης ζήτησης έχει θετική επίδραση, μετριάζοντας το υψηλότερο σταθμισμένο κόστος που σχετίζεται με τη συμμετοχή και την κεντρική αποθήκευση.

Ακολούθως, το Σχήμα 4.6 απεικονίζει τα αποτελέσματα της μεταβολής του δυναμικού περιορισμού για δύο διαφορετικά σενάρια αποθηκευτικής ικανότητας $h_0=2h$ και $h_0=8h$. Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, η αύξηση της αυτονομίας της κεντρικής αποθήκευσης πέραν των 2 ωρών οδηγεί σε οριακή αύξηση του δΑΠΕ, αποτέλεσμα το οποίο παραμένει πρακτικά ανεπηρέαστο από την μεταβολή της τιμής του δυναμικού περιορισμού. Αντίθετα, η αύξηση του δυναμικού περιορισμού εντός του εύρους 0-75%, οδηγεί σε αξιοσημείωτη αύξηση της δΑΠΕ, πέραν του 60%, ενώ περαιτέρω αύξηση του δυναμικού περιορισμού σε επίπεδα της τάξης του 100%, προκαλεί αμελητέα αύξηση της δΑΠΕ. Το συγκεκριμένο εύρημα θεωρείται ιδιαίτερης σημασίας καθώς αντικατοπτρίζει τις απαιτήσεις ακρίβειας των μοντέλων πρόβλεψης και τη δυνατότητα να θεωρείται ένα σημαντικό ποσοστό της παραγωγής ΑΠΕ ως μη εγγυημένο, χωρίς ουσιαστική επίπτωση στην επιτευχθείσα δΑΠΕ.

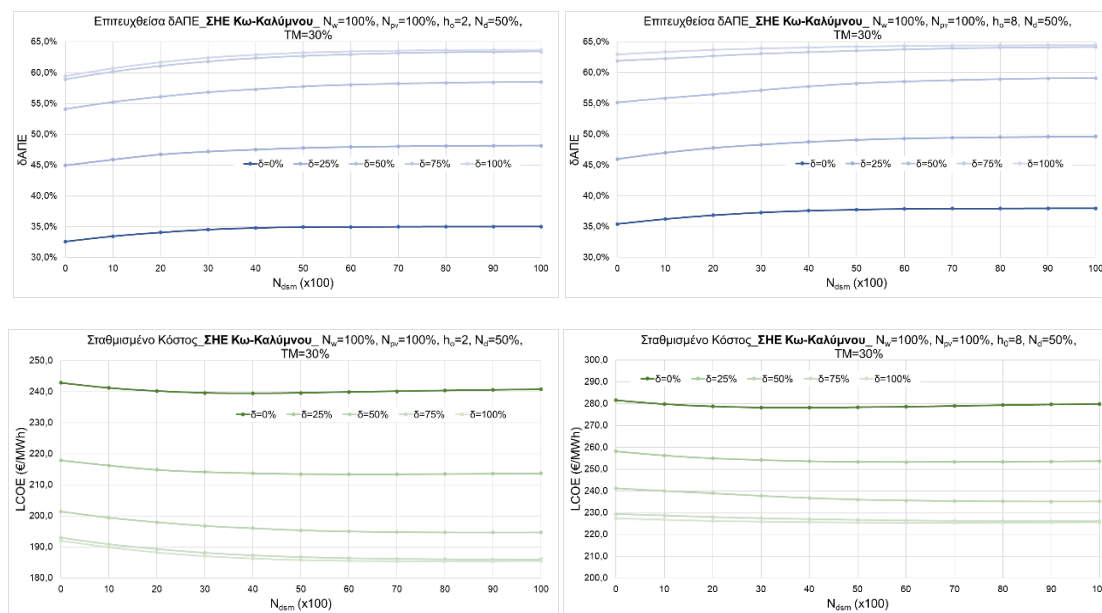
Τα αποτελέσματα του σταθμισμένου κόστους παραγωγής παρουσιάζουν ακριβώς αντίστροφη συμπεριφορά, καθώς με την αύξηση των τιμών του δυναμικού περιορισμού, εμφανίζεται σημαντική μείωση στις τιμές του LCOE σε αναλογία με την προκληθείσα αύξηση δΑΠΕ. Η μείωση αυτή μπορεί να αποδοθεί στη μείωση της θερμικής συμμετοχής και στην άμεση έγχυση της παραγωγής ΑΠΕ, η οποία οδηγεί σε μείωση των απωλειών μετατροπής στον κλάδο της αποθήκευσης. Όσον αφορά στην επίδραση του δυναμικού απόκρισης ζήτησης, παρατηρούμε μία ήπια μείωση του κόστους, εξαιρουμένου του σεναρίου $\delta=0\%$, οπότε αντιλαμβανόμαστε ότι η απόκριση ζήτησης πέραν ενός ορίου επιβαρύνει οικονομικά. Αυτό μπορεί να αποδοθεί, στην προώθηση της παραγωγής των ΑΠΕ μέσω του τομέα της αποθήκευσης, στερώντας από το δυναμικό απόκρισης ζήτησης τη δυνατότητα ουσιαστικής συνεισφοράς μέσω της αναπροσαρμογής της καμπύλης φορτίου.

Αντίστοιχη συμπεριφορά έχουν και τα αποτελέσματα που παρουσιάζονται στο Σχήμα 4.7, όπου στην περίπτωση αυτή, έχουμε μέγιστη θερμική ισχύ $N_d=100\%$. Όπως

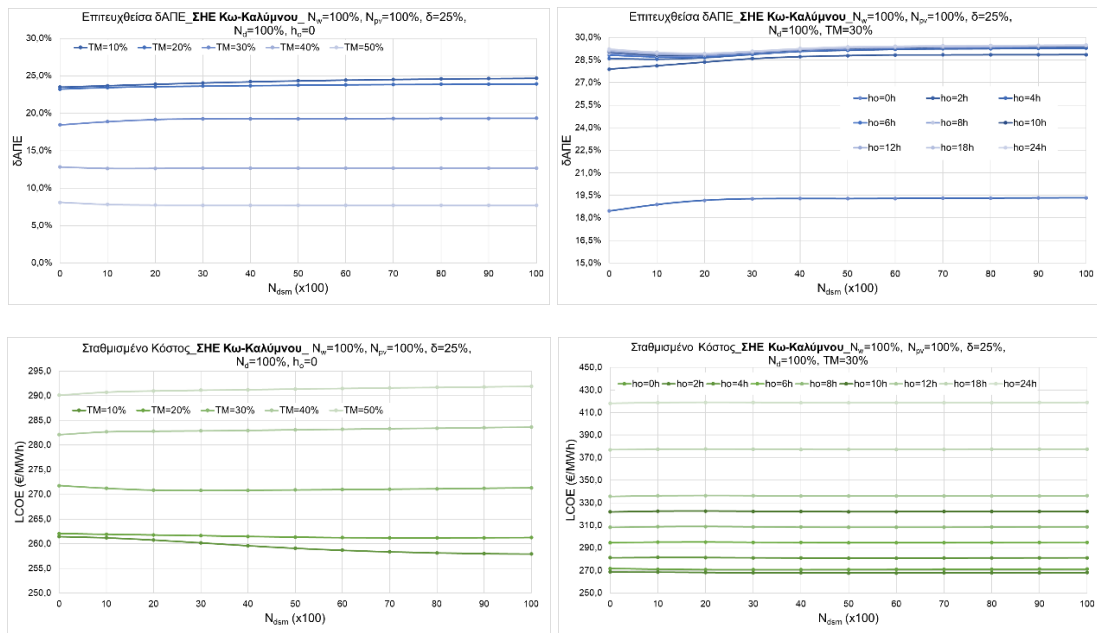
αναμενόμενα, το συγκεκριμένο σενάριο περιορίζει σε μεγάλο βαθμό την επιτευχθείσα δΑΠΕ, καθώς και μειώνει την έκταση της επιρροής των υπολοίπων συνιστωσών υπό εξέταση, καθιστώντας έτσι το πρόβλημα ανελαστικό.



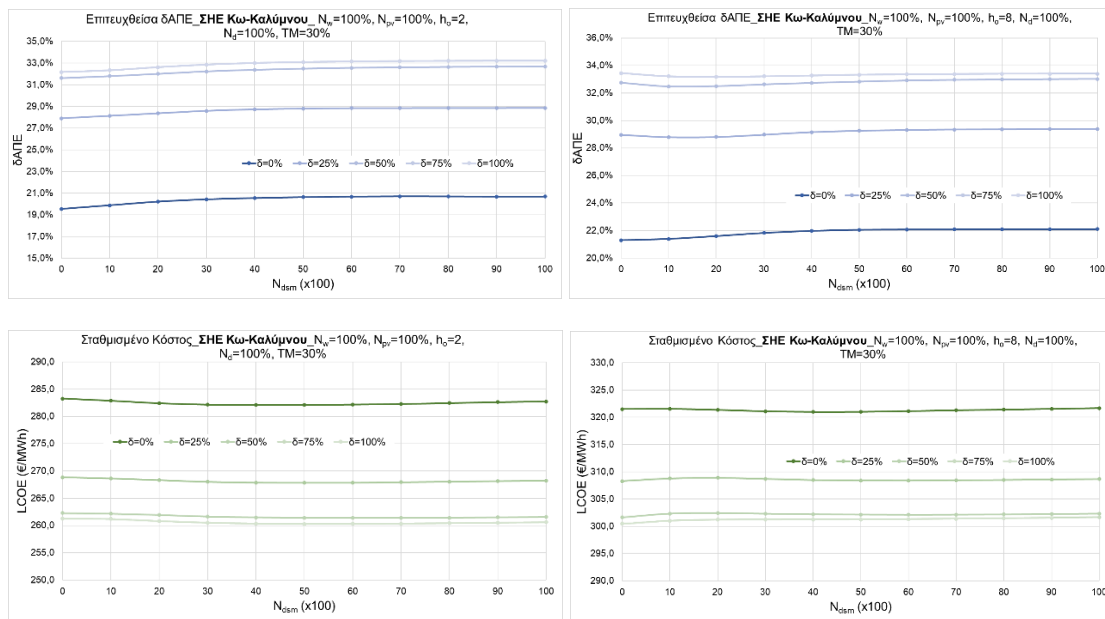
Σχήμα 4.5 Διαγράμματα δΑΠΕ & LCOE για τα σενάρια 1-2.



Σχήμα 4.6 Διαγράμματα δΑΠΕ & LCOE για τα σενάρια 3-4.



Σχήμα 4.7 Διαγράμματα δΑΠΕ & LCOE για τα σενάρια 5-6.



Σχήμα 4.8 Διαγράμματα δΑΠΕ & LCOE για τα σενάρια 7-8.

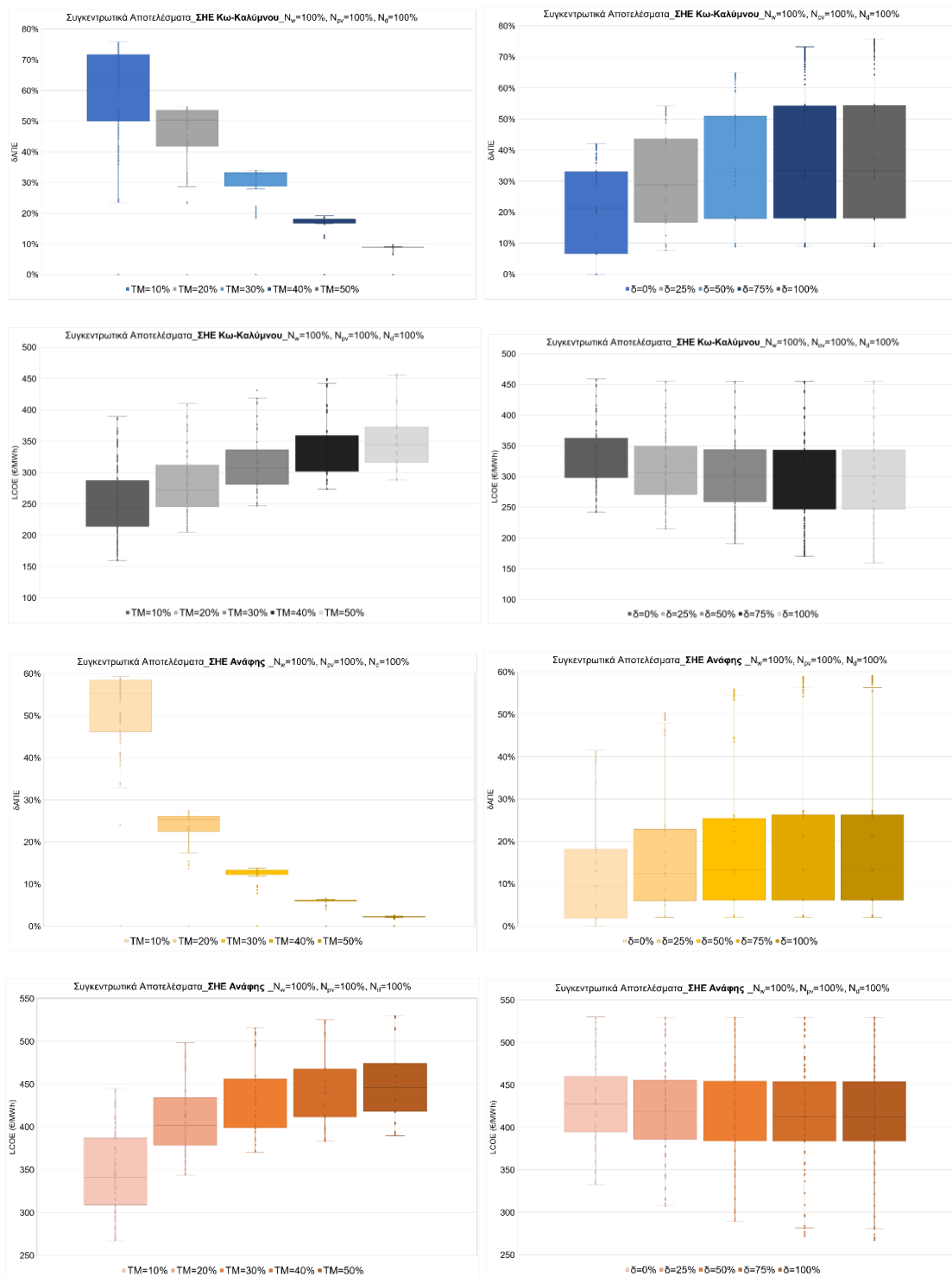
Ταυτόχρονα, δίνοντας προτεραιότητα στη θερμική ενέργεια, εκτοπίζεται η συμμετοχή των ΑΠΕ, με αποτέλεσμα το σταθμισμένο κόστος να φθάνει σε δυσανάλογα υψηλά κόστη, τα οποία ξεπερνούν σε πολλές περιπτώσεις τα 300 €/MWh, ενώ παράλληλα όπως και στην περίπτωση των υπολοίπων συνιστωσών, η επιρροή της απόκρισης ζήτησης έχει μειωθεί σημαντικά.

Σε συνέχεια του αρχικού συνόλου των γραφημάτων, παρουσιάζεται μια σειρά θερμογραμμάτων που ενσωματώνει όλα τα αποτελέσματα που σχετίζονται με τη μεταβολή κάθε φορά μία εκ των βασικών συνιστωσών, συμπεριλαμβάνοντας επίσης

και το ΣΗΕ της Ανάφης, με διαφοροποίηση της θερμικής ισχύος από $N_d=50\%$ έως $N_d=100\%$. Το πρώτο σύνολο γραφημάτων (Σχήματα 4.9 & 4.10) εστιάζει στη μεταβολή του δυναμικού περιορισμού και των τεχνικών ελαχίστων, με ζευγάρια θηκογραμμάτων ΔΑΠΕ και LCOE.



Σχήμα 4.9 Θηκογράμματα ΔΑΠΕ & LCOE για το ΣΗΕ Κω-Καλύμνου και το ΣΗΕ Ανάφης – Σειρά Α'.



Σχήμα 4.10 Θηκογράμματα ΔΑΠΕ & LCOE για το ΣΗΕ Κω-Καλύμνου και το ΣΗΕ Ανάφης – Σειρά Β’.

Από τα γραφήματα μπορούμε να αντιληφθούμε την συσχέτιση αύξησης των τεχνικών ελαχίστων και μείωσης της ΔΑΠΕ, με ταυτόχρονη μείωση του εύρους διακύμανσης των διαδοχικών θηκογραμμάτων, η οποία μπορεί να ερμηνευτεί από την ολοένα και πιο περιορισμένη επίδραση των υπόλοιπων συνιστωσών. Επιπλέον, η επιρροή των τεχνικών ελαχίστων εντείνεται περαιτέρω για τη μέγιστη θερμική ισχύ, οδηγώντας παράλληλα και σε πιο επιθετική αύξηση του κόστους. Αξίζει να αναφερθεί, ότι η τελευταία χαρακτηρίζεται από πιο ισορροπημένα εύρη διακύμανσης μεταξύ των

διαφορετικών θηκογραμμάτων, υποδεικνύοντας τον σημαντικό ρόλο που διαδραματίζουν οι υπόλοιπες συνιστώσες κόστους στη διαμόρφωση του συνολικού σταθμισμένου κόστους παραγωγής.

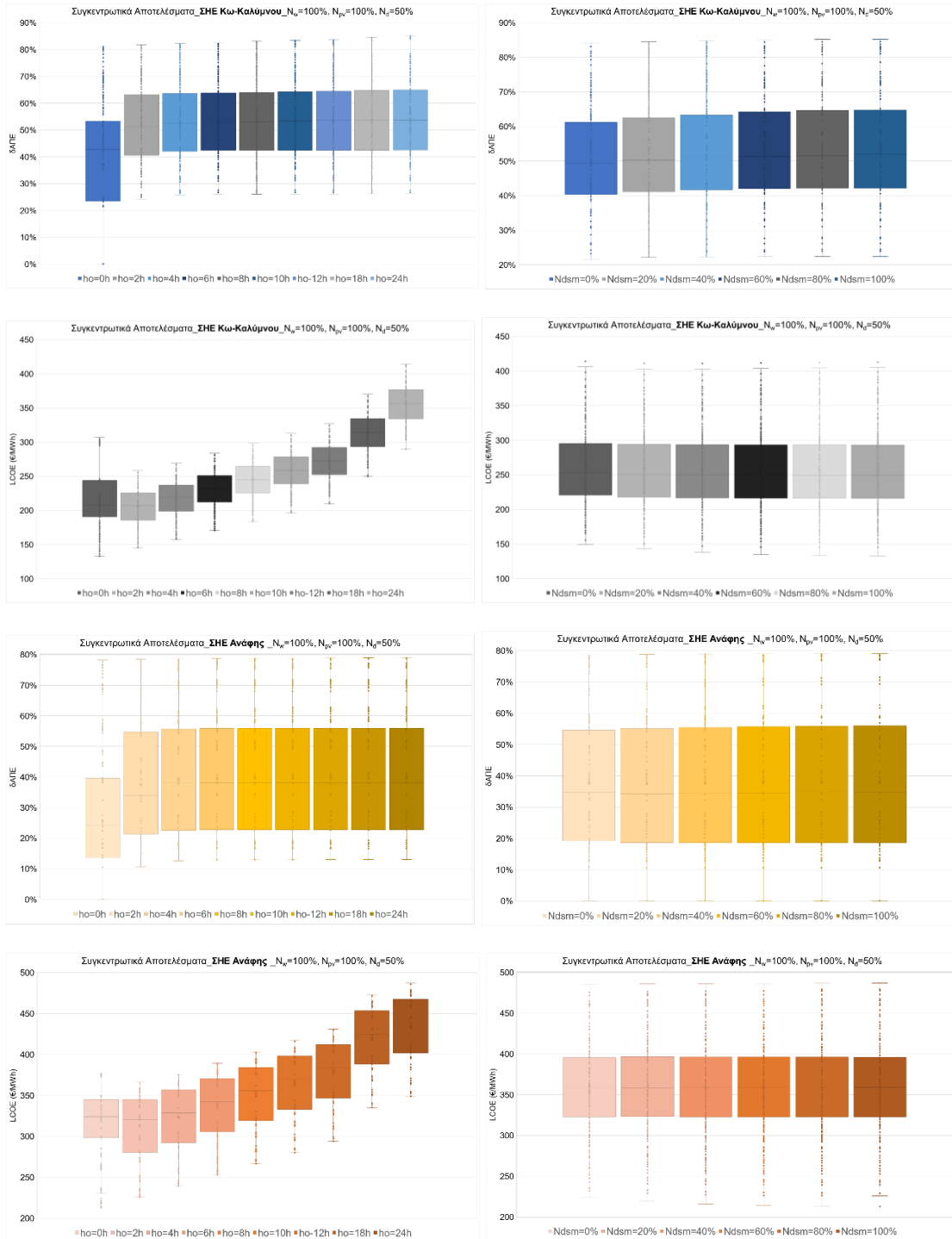
Κατά τη σύγκριση των ΣΗΕ Κω-Καλύμνου και Ανάφης, είναι προφανές ότι το τελευταίο παρουσιάζει μεγαλύτερη ευαισθησία ως προς τις αλλαγές των τεχνικών ελαχίστων, καθώς με την αύξηση των πρώτων εμφανίζονται σημαντικά χαμηλότερες τιμές δΑΠΕ και πολύ υψηλές τιμές σταθμισμένου κόστους. Ακριβώς αντίστροφη συμπεριφορά παρουσιάζεται για την συνιστώσα του δυναμικού περιορισμού, όπου με την αύξηση του να σηματοδοτεί αύξηση της δΑΠΕ και ταυτόχρονη μείωση το LCOE.

Ενώ για το ΣΗΕ Κω-Καλύμνου η επίδραση του δυναμικού περιορισμού ως προς τη δΑΠΕ είναι ανάλογης σημασίας με την μείωση των τεχνικών ελαχίστων, το ίδιο δεν ισχύει στην περίπτωση του ΣΗΕ της Ανάφης, όπου τα εύρη διακύμανσης ανά διαδοχικό θηκογράμμα τιμής δυναμικού περιορισμού εσωκλείουν εντονότερες μεταβολές. Το δε κόστος, εμφανίζεται επίσης πιο ευαίσθητο εσωτερικά των θηκογραμμάτων στην περίπτωση του ηλεκτρικού συστήματος της Ανάφης, υποδηλώνοντας και πάλι την μικρότερη συγκριτικά επίδραση του δυναμικού περιορισμού για το εν λόγω σύστημα.

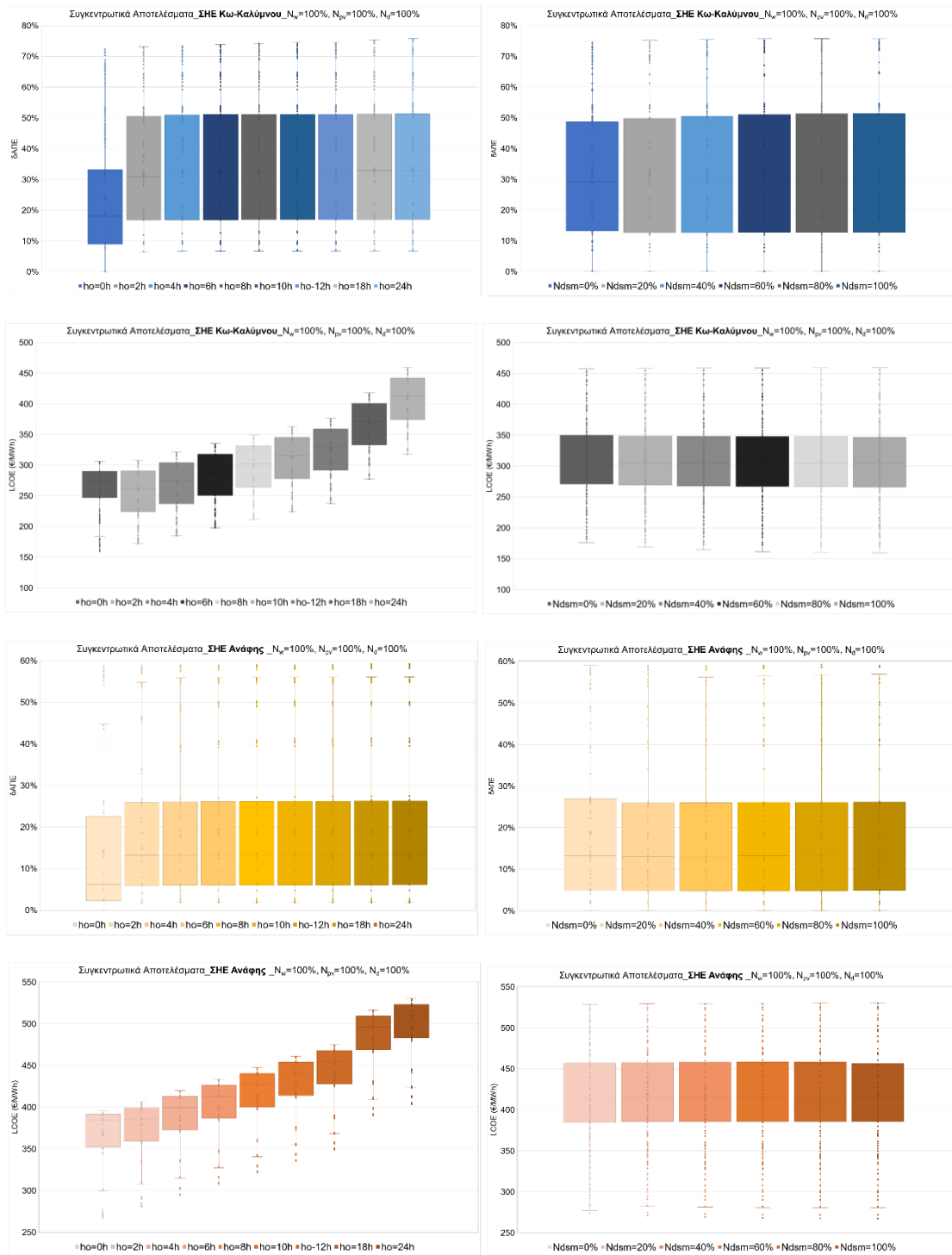
Εξετάζοντας τα γραφήματα μέγιστης θερμικής ισχύς $N_d=100\%$, είναι σαφής η αρνητική επιβάρυνση που προκαλείται τόσο για την επιτευχθείσα δΑΠΕ όσο και για το σταθμισμένο κόστος. Επιπλέον, γίνεται αντιληπτός ο έντονος περιορισμός της επίδρασης του δυναμικού περιορισμού στο πρόβλημα, ιδιαίτερα για την περίπτωση του ηλεκτρικού συστήματος της Ανάφης.

Στη συνέχεια παρουσιάζεται μία σειρά γραφημάτων (βλ. Σχήματα 4.11 & 4.12), τα οποία επικεντρώνονται αυτή τη φορά ως προς τη μεταβολή διαφορετικών συνιστωσών ευελιξίας, της αποθηκευτικής ικανότητας και του δυναμικού απόκρισης ζήτησης. Τα αποτελέσματα της παραμετρικής ανάλυσης αφορούν για τις δύο περιπτώσεις θερμικής ισχύος $N_d=50\%$ και $N_d=100\%$, τόσο για το ηλεκτρικό σύστημα της Ανάφης όσο και για το ΣΗΕ Κω-Καλύμνου.

Αναλύοντας αρχικά την παράμετρο της αποθηκευτικής ικανότητας, παρατηρούμε έντονη αύξηση της δΑΠΕ για τις αρχικές τιμές του εύρους μελέτης ακολουθούμενη στη συνέχεια από ασυμπτωτική συμπεριφορά των θηκογραμμάτων ως προς της δΑΠΕ και έντονη αύξηση του κόστους. Κατά τη σύγκριση των δύο ΣΗΕ, η βέλτιστη αποθηκευτική ικανότητα είναι ελαφρώς υψηλότερη στην περίπτωση του ΣΗΕ Κω-Καλύμνου, στο εύρος των 2h, σε σύγκριση με το ΣΗΕ Ανάφης όπου η βέλτιστη αποθηκευτική ικανότητα εμφανίζεται στα επίπεδα των 0-2h, με την αύξηση της θερμικής ισχύος να προκαλεί επίσης ελαφρά μείωση της πρώτης. Επιπλέον, ο αντίκτυπος του δυναμικού απόκρισης εμφανίζεται σχετικά ασθενής, καθώς δεν επηρεάζει σημαντικά την μεταβολή της δΑΠΕ και του LCOE, χωρίς να παρουσιάζει σημαντικές διαφορές ανάμεσα στα δύο ΣΗΕ.



Σχήμα 4.11 Θηγογράμματα ΔΑΠΕ & LCOE για το ΣΗΕ Κω-Καλύμνου και το ΣΗΕ Ανάφης – Σειρά Γ'.



Σχήμα 4.12 Θηκογράμματα ΔΑΠΕ & LCOE για το ΣΗΕ Κω-Καλύμνου και το ΣΗΕ Ανάφης – Σειρά Δ'.

4.3. Ανάλυση ευαισθησίας

Υστερα από την παρουσίαση των αποτελεσμάτων της παραμετρικής ανάλυσης, στο τρέχον υποκεφάλαιο πραγματοποιείται ανάλυση ευαισθησίας επί κεντρικού σεναρίου αναφοράς. Αυτή η ανάλυση επικεντρώνεται στην εξέταση των σχετικών μεταβολών των υπό εξέταση παραμέτρων και της επακόλουθης επίδρασή τους που έχουν στους απολογιστικούς της δείκτες δΑΠΕ και του σταθμισμένου κόστους παραγωγής. Το σενάριο αναφοράς, περιγράφεται στον Πίνακα 4.3, και συνοδεύεται από ζεύγη γραφημάτων για το ΣΗΕ Κω-Καλύμνου και για το ΣΗΕ Ανάφης.

Πίνακας 4.3 Σενάριο αναφοράς και εύρη μεταβολής

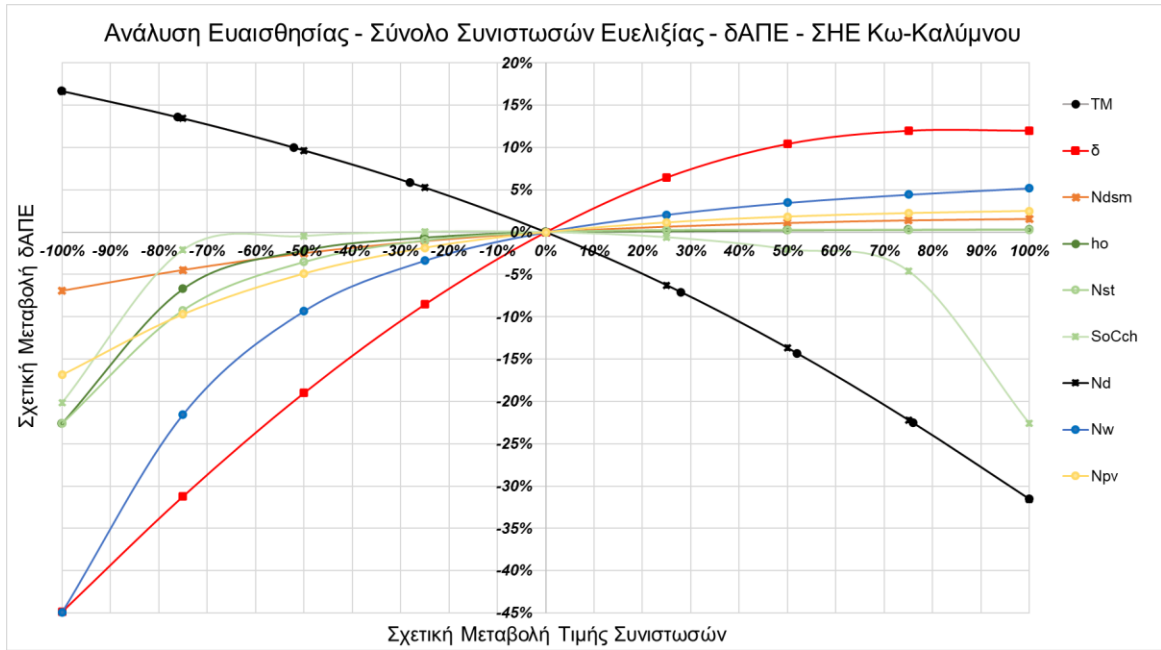
Συνιστώσα	Σενάριο Αναφοράς	Εύρος Μεταβολής
Δυναμικός περιορισμός δ	50%	0%-12.5%-25%-37.5%-50% -62.5%-75%-87.5%-100%
Αποθηκευτική ικανότητα h_0	2h	0-0.5-1-1.5-2-2.5-3-3.5-4
Ισχύς αποθήκευσης N_{st}	50%	0%-12.5%-25%-37.5%-50% -62.5%-75%-87.5%-100%
Ελάχιστη στάθμη φόρτισης SoC_{ch}	50%	0%-12.5%-25%-37.5%-50% -62.5%-75%-87.5%-100%
Θερμική ισχύς N_d	50%	0%-12.5%-25%-37.5%-50% -62.5%-75%-87.5%-100%
Τεχνικά ελάχιστα TM	25%	0%-6%-12%-18%-25% -32%-38%-44%-50%
Δυναμικό απόκρισης ζήτησης N_{dsm}	50%	0%-12.5%-25%-37.5%-50% -62.5%-75%-87.5%-100%
Αιολική ισχύς N_w	100%	0%-25%-50%-75%-100% -125%-150%-175%-200%
Φ/Β ισχύς N_{pv}	100%	0%-25%-50%-75%-100% -125%-150%-175%-200%

Αρχικά, τα Σχήματα 4.13 & 4.14, απεικονίζουν τα αποτελέσματα της ανάλυσης ευαισθησίας σχετικά με την επιτευχθείσα δΑΠΕ και το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ενέργειας για το ΣΗΕ Κω-Καλύμνου. Βάσει του πρώτου σχήματος, τονίζεται η σημαντική επίδραση της θερμικής ισχύος και των τεχνικών ελαχίστων καθώς και του δυναμικού περιορισμού του ΣΗΕ. Επιπλέον, ιδιαίτερης σημασίας είναι η συμβολή της συνιστώσας της αιολικής ισχύος ως προς το σκέλος της σχετικής μείωσης, ακολουθούμενη από τις συνιστώσες της φωτοβολταϊκής ισχύος, της αποθηκευτικής ικανότητας, της ισχύος αποθήκευσης και της ελάχιστης στάθμης για την προτεραιοποίηση της φόρτισης έναντι της εκφόρτισης για την κεντρική αποθήκευση. Είναι σημαντικό να σημειωθεί, στο πλαίσιο μεταβολής της δΑΠΕ, που για το σενάριο αναφοράς ορίζεται στα επίπεδα του 60%, ότι παρουσιάζει μέγιστη

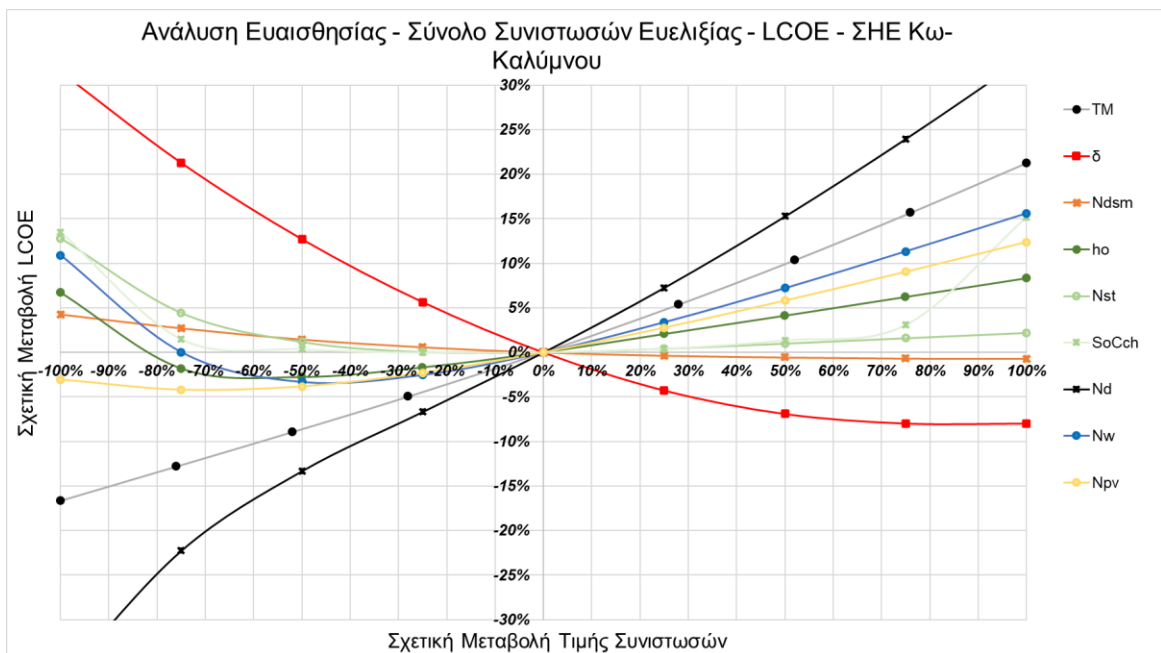
σχετική μείωση περίπου 45% και αύξηση περίπου 15%, όταν οι πιο σημαντικές παράμετροι υφίστανται ακραίες σχετικές αλλαγές.

Λαμβάνοντας τις τιμές κόστους που περιγράφονται στον Πίνακα 4.2, το Σχήμα 4.15 παρουσιάζει τη σχετική μεταβολή που υφίσταται στο σταθμισμένο κόστος παραγωγής ενέργειας. Όπως και στην περίπτωση της δΑΠΕ, κεντρικό ρόλο διαδραματίζουν οι συνιστώσες της θερμικής ισχύος, τα τεχνικά ελάχιστα, και ο δυναμικός περιορισμός, συμπεριλαμβανομένης της αιολικής και Φ/Β ισχύος. Παράλληλα, αξιοσημείωτη είναι η ανάδειξη περιοχής για την οποία παρατηρείται ελαχιστοποίηση του κόστους ως προς πλήθος συνιστωσών, για επίπεδα σχετικής μεταβολής -25% έως -50%. Τέλος παρατηρούμε, ότι οι μέγιστες και ελάχιστες σχετικές μεταβολές του σταθμισμένου κόστους παραγωγής εμφανίζονται στο +30% και -30% αντίστοιχα.

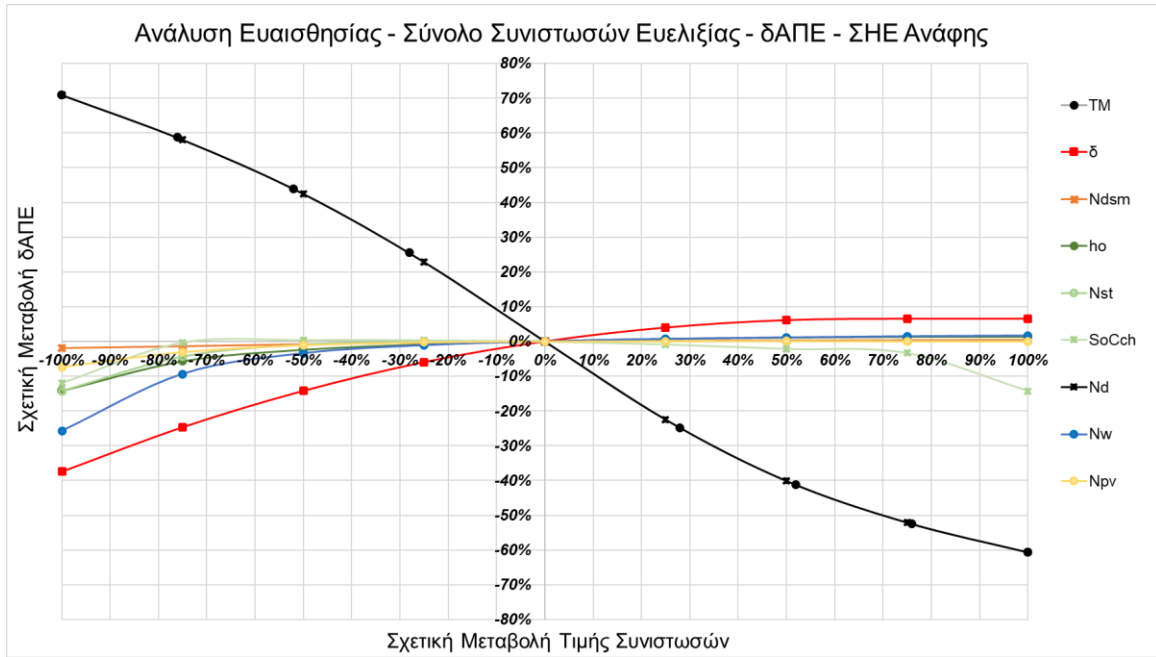
Στη συνέχεια, εξετάζοντας το ΣΗΕ της Ανάφης (βλ. Σχήματα 4.16 & 4.17), γίνεται φανερό ότι η θερμική ισχύς και τα τεχνικά ελάχιστα παρουσιάζουν καταλυτικό και ενισχυμένο χαρακτήρα ως προς την μεταβολή της δΑΠΕ (απόλυτη τιμή σεναρίου αναφοράς ίση με ~46%), καθώς το εύρος της σχετικής μεταβολής κυμαίνεται από -60% έως +70%, με ελαφρά συγκράτηση της σχετικής μεταβολής που αποδίδεται στο δυναμικό περιορισμό, και με ταυτόχρονη αποδυνάμωση της επίδρασης που αφορά στις υπόλοιπες συνιστώσες, ιδιαίτερα στο σκέλος της θετικής σχετικής μεταβολής. Έπειτα και σε σχέση με τη σχετική μεταβολή του LCOE, η περιορισμένη επίδραση ως προς τη δΑΠΕ, επηρεάζει σημαντικά το αποτύπωμα συνιστωσών όπως η αιολική και Φ/Β ισχύς, συνυπολογίζοντας παράλληλα την ήδη υψηλή τιμή του σταθμισμένου κόστους παραγωγής για το υπό εξέταση σενάριο αναφοράς (250€/MWh έναντι 163€/MWh για την περίπτωση του ΣΗΕ Κω-Καλύμνου). Συνολικά, οι μέγιστες σχετικές μεταβολές του LCOE είναι συγκρίσιμες με αυτές του ΣΗΕ Κω-Καλύμνου και κυμαίνονται περίπου στα επίπεδα +/-30%.



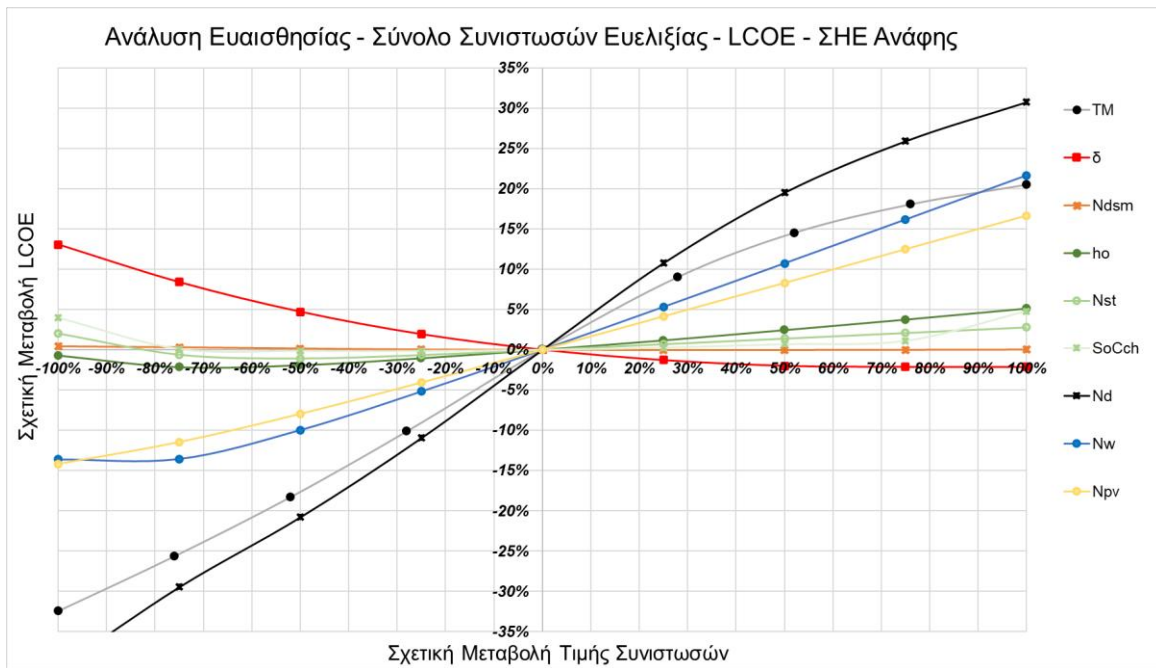
Σχήμα 4.13 Ανάλυση ευαισθησίας – δΑΠΕ – ΣΗΕ Κω-Καλύμνου.



Σχήμα 4.14 Ανάλυση ευαισθησίας - LCOE - ΣΗΕ Κω-Καλύμνου.

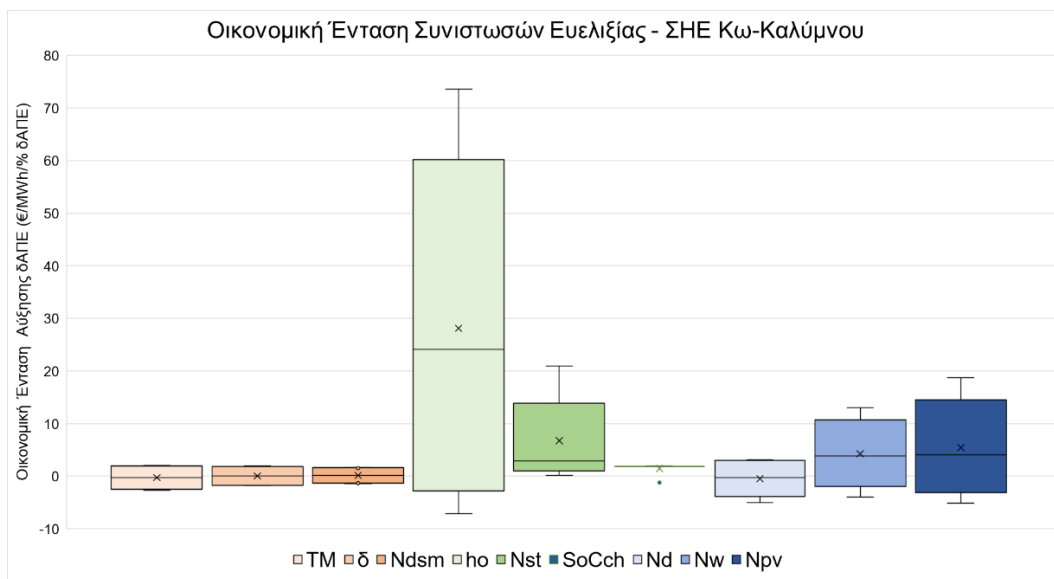


Σχήμα 4.15 Ανάλυση ευαισθησίας - ΔΑΠΕ - ΣΗΕ Ανάφης.

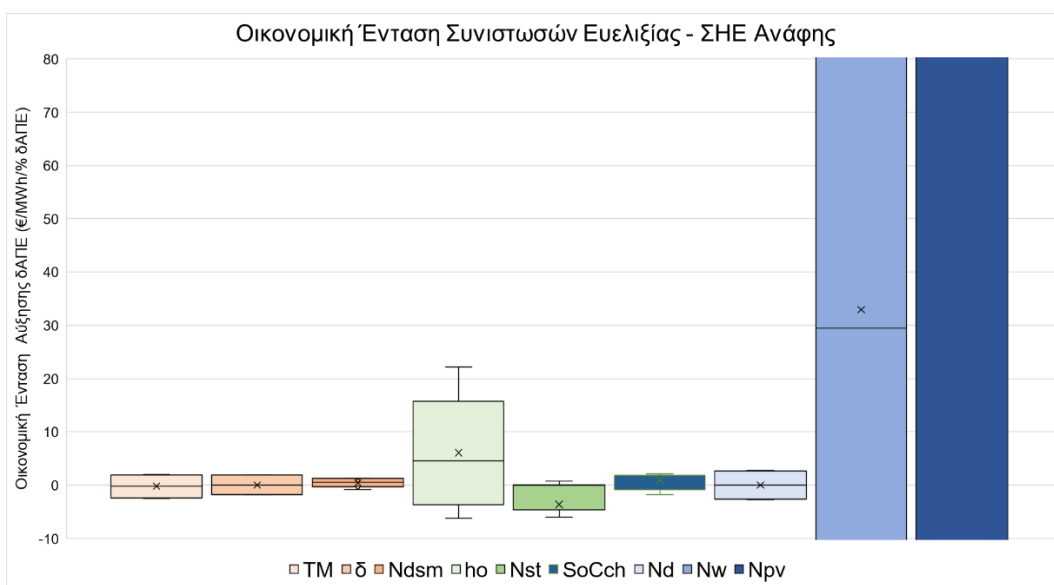


Σχήμα 4.16 Ανάλυση ευαισθησίας - LCOE - ΣΗΕ Ανάφης.

Επιπλέον, προκειμένου να αποκτηθεί μια πιο ολοκληρωμένη κατανόηση του αντίκτυπου που προκαλούν οι διάφορες συνιστώσες, τα αποτελέσματα της ανάλυσης ευαισθησίας όσον αφορά στη δΑΠΕ και το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ενοποιούνται για να προσδιοριστεί η οικονομική ένταση της σταδιακής αύξησης της δΑΠΕ, του υπολογισμού δηλαδή της διαφοράς σε επίπεδο LCOE ανά ποσοστιαία μονάδα αύξησης της δΑΠΕ. Τα αντίστοιχα αποτελέσματα παρουσιάζονται στα παρακάτω γραφήματα των Σχημάτων 4.17 & 4.18, τόσο για το ηλεκτρικό σύστημα Κω-Καλύμνου όσο και για το ΣΗΕ της Ανάφης. Οι θετικές τιμές της οικονομικής έντασης υποδηλώνουν οικονομική επιβάρυνση λόγω της αύξησης των δΑΠΕ, ενώ οι αρνητικές τιμές υποδηλώνουν οικονομική ανακούφιση.



Σχήμα 4.17 Θηκόγραμμα οικονομικής έντασης συνιστωσών ευελιξίας – ΣΗΕ Κω-Καλύμνου.



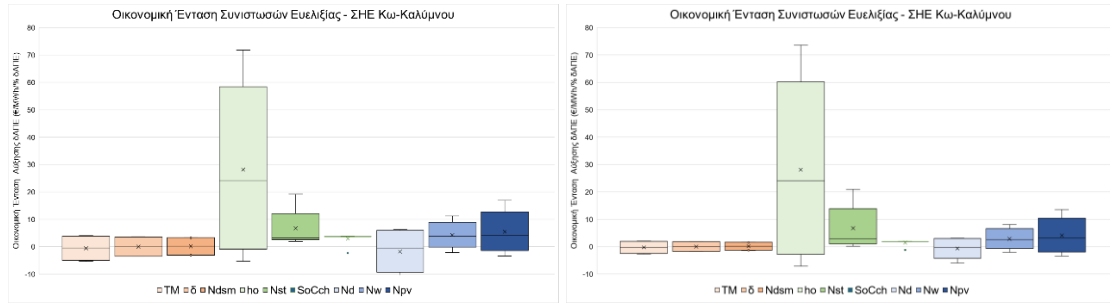
Σχήμα 4.18 Θηκόγραμμα οικονομικής έντασης συνιστωσών ευελιξίας – ΣΗΕ Ανάφης.

Αναλύοντας την περίπτωση του ΣΗΕ Κω-Καλύμνου, είναι προφανές ότι η συνιστώσα της αποθήκευσης παρουσιάζει ιδιαίτερα αυξημένη οικονομική ένταση. Το τελευταίο μπορεί να αποδοθεί στα περιορισμένα οφέλη που προκύπτουν από την αύξηση της αποθηκευτικής ικανότητας, η οποία εκατέρωθεν της περιοχής 1-2h, προκαλεί σημαντική οικονομική επιβάρυνση στο ΣΗΕ. Η συνιστώσα της ισχύος αποθήκευσης εισάγει μικρότερη επίδραση συγκριτικά με εκείνη της αποθηκευτικής ικανότητας, της οποίας όμως, η αυξομείωση επιβαρύνει αρνητικά το ΣΗΕ. Επιπλέον, οι συνιστώσες της αιολικής και Φ/Β ισχύος παρουσιάζουν έντονο εύρος διακύμανσης, με την πλειονότητα των σεναρίων να υποδηλώνουν οικονομική επιβάρυνση για το ΣΗΕ, με ένταση αντίστοιχη αυτής της ισχύος αποθήκευσης.

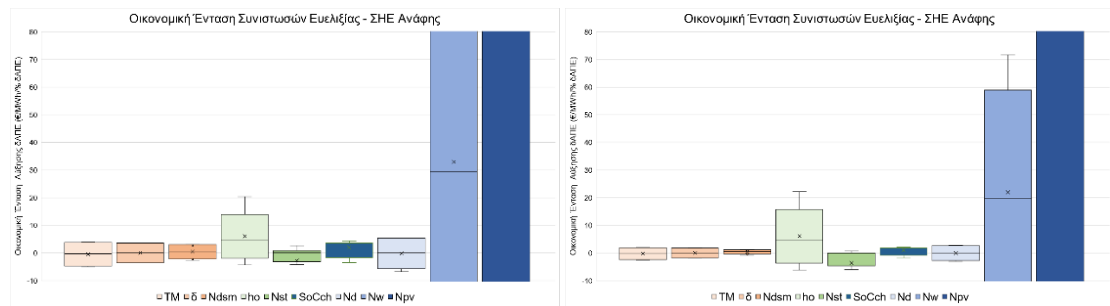
Αντίθετα, υπάρχει μεγαλύτερη ισορροπία στη συμπεριφορά τόσο της θερμικής ισχύος, όσο και του δυναμικού απόκρισης ζήτησης, των τεχνικών ελαχίστων και του δυναμικού περιορισμού, προκαλώντας μικρότερης έντασης διαφοροποίηση, με θετικές και αρνητικές πτυχές προς το ηλεκτρικό σύστημα. Τέλος, η ελάχιστη στάθμη φόρτισης δεν εμφανίζει διακύμανση, παρά μια σταθερή και συγκρατημένη επιβάρυνση σε επίπεδο ΣΗΕ, καθώς δεν επηρεάζεται από καμία παράμετρο κόστους, όπως συμβαίνει στις περιπτώσεις των τεχνικών ελαχίστων και του δυναμικού περιορισμού.

Τα αποτελέσματα της οικονομικής έντασης διαφέρουν σημαντικά στην περίπτωση του ΣΗΕ της Ανάφης. Όπως απεικονίζεται στο Σχήμα 4.18, η συνιστώσα της αιολικής ισχύος χαρακτηρίζεται ως ο κύριος καταλύτης, ακολουθούμενη από τη Φ/Β ισχύ, προκαλώντας παράλληλα κυρίαρχη επιβάρυνση αλλά και σημαντική μείωση της οικονομική έντασης. Η συνιστώσα της αποθηκευτικής ικανότητας παρουσιάζει επίσης σημαντική ευαισθησία, η οποία όμως δεν είναι τόσο έντονη όσο στο ηλεκτρικό σύστημα Κω-Καλύμνου. Στο ΣΗΕ της Ανάφης οι μεταβολές της αποθηκευτικής ισχύος, είτε πρόκειται για αύξηση είτε πρόκειται για μείωση, οδηγούν σε οικονομική ανακούφιση σε αντίθεση με το ΣΗΕ Κω-Καλύμνου. Οι συνιστώσες των τεχνικών ελαχίστων και του δυναμικού περιορισμού συμπεριφέρονται παρόμοια, ενώ οι συνιστώσες της θερμικής ισχύος και του δυναμικού απόκρισης ζήτησης εμφανίζουν μικρότερο εύρος διακύμανσης.

Επιπρόσθετα, κατά την ολοκλήρωση της ανάλυσης ευαισθησίας, μελετάται ενδεικτικά ο αντίκτυπος της μεταβολής παραμέτρων κόστους στην οικονομική ένταση, λαμβάνοντας υπόψη την τιμή του πετρελαίου (Σενάριο Α') και τα ανηγμένα κόστη επένδυσης για την αιολική και Φ/Β ισχύ (Σενάριο Β'). Το σενάριο Α' υποθέτει καθεστώς υψηλής τιμής πετρελαίου 2 €/kg, ενώ το σενάριο Β' περιλαμβάνει τη μείωση του επενδυτικού κόστους από 1500 €/kW σε 1000 €/kW για την αιολική ισχύ και από 1000 €/kW σε 750 €/kW για τη Φ/Β ισχύ.



Σχήμα 4.19 Θηκόγραμμα οικονομικής έντασης συνιστωσών ευελιξίας – ΣΗΕ Κω-Καλύμνου (σενάρια Α' & Β').



Σχήμα 4.20 Θηκόγραμμα οικονομικής έντασης συνιστωσών ευελιξίας – ΣΗΕ Ανάφης (σενάρια Α' & Β').

Όπως αναμένονταν, η άνοδος της τιμής του πετρελαίου επιδεινώνει την οικονομική ένταση που χαρακτηρίζει τις συνιστώσες της θερμικής ισχύος και των τεχνικών ελαχίστων, ενώ παράλληλα μειώνει την ένταση που παρουσιάζουν οι υπόλοιπες συνιστώσες. Αντίστοιχο είναι και το αποτέλεσμα στο σενάριο Β', με την μείωση του επενδυτικού κόστους να οδηγεί στον περιορισμό της οικονομικής έντασης που χαρακτηρίζει την αιολική και Φ/Β ισχύ.

5. Συμπεράσματα

Ύστερα από την επίλυση του εν λόγω προβλήματος, προκύπτουν ορισμένα χρήσιμα συμπεράσματα αναφορικά με την συμπεριφορά διαφόρων συνιστωσών ευελιξίας στα ΣΗΕ, με απώτερο στόχο τη μεγαλύτερη διείσδυση ΑΠΕ και το χαμηλότερο σταθμισμένο κόστος παραγωγής. Η σύνοψη των παρακάτω συμπερασμάτων επικεντρώνονται γύρω από τη συνιστώσα της κεντρικής αποθήκευσης και την επίδραση της τελευταίας στην ευελιξία των υπό εξέταση ΣΗΕ. Τα κύρια συμπεράσματα που μπορούν να εξαχθούν είναι τα ακόλουθα:

- Βάσει των αποτελεσμάτων της παραμετρικής ανάλυσης, συμπεραίνουμε, και για τα δύο υπό εξέταση ΣΗΕ, ότι η παρουσία μέσου κεντρικής αποθήκευσης αποφέρει σημαντική βελτίωση στο κομμάτι της διείσδυσης ΑΠΕ. Πιο συγκεκριμένα και στις δύο περιπτώσεις ΣΗΕ, επιτυγχάνεται αύξηση της δΑΠΕ κατά 20 ποσοστιαίες μονάδες, με την ενσωμάτωση στοιχείων αποθήκευσης σχετικής αυτονομίας έως 2h. Το γεγονός αυτό, λειτουργεί ευνοϊκά ως προς το σταθμισμένο κόστος παραγωγής, καθώς η μικρή σχετική αυτονομία του μέσου αποθήκευσης, συνοδεύεται και από μικρό κόστος επένδυσης.
- Αναφορικά με την ευαισθησία των συνιστωσών ως προς την επιτευχθείσα δΑΠΕ, στην περίπτωση του ΣΗΕ Κω-Καλύμνου, η συνιστώσα της κεντρικής αποθήκευσης δεν επιδρά στην αύξηση της σχετικής μεταβολής της δΑΠΕ. Τόσο η συνιστώσα της κεντρικής αποθήκευσης όσο και οι συνιστώσες του δυναμικού περιορισμού και της αιολικής ισχύος είναι επιδραστικές ως προς το σκέλος της σχετικής μείωσης της δΑΠΕ, αντιθέτως, σημαντική συμβολή ως προς το σκέλος της αύξησης, λαμβάνει η συνιστώσα της θερμικής ισχύος και των τεχνικών ελαχίστων. Στην περίπτωση του ΣΗΕ της Ανάφης, κυρίαρχο χαρακτήρα ως προς την μεταβολή του δΑΠΕ έχει η θερμική ισχύς και τα τεχνικά ελάχιστα, αποδυναμώνοντας την επίδραση της αποθήκευσης και των υπολοίπων συνιστωσών.
- Στο πλαίσιο της ευαισθησίας των συνιστωσών ως προς τη σχετική μεταβολή του LCOE, για την περίπτωση του ΣΗΕ Κω-Καλύμνου, καταλυτικό παράγοντα για τη σχετική μείωση του σταθμισμένου κόστους, έχει η θερμική ισχύς, τα τεχνικά ελάχιστα των μονάδων και ο δυναμικός περιορισμός συμπεριλαμβανομένου της αιολικής και Φ/Β ισχύος, ενώ από την άλλη πλευρά η συνιστώσα της κεντρικής αποθήκευσης κατά το μεγαλύτερο εύρος μεταβολής της προκαλεί μία μικρή σχετική αύξηση του LCOE. Αντίστοιχη, είναι και η συμπεριφορά των συνιστωσών ως προς τη σχετική μεταβολή του LCOE για την περίπτωση του ΣΗΕ της Ανάφης.
- Αξιόλογα συμπεράσματα προκύπτουν από την οικονομική ένταση των συνιστωσών ευελιξίας. Πιο συγκεκριμένα, στην περίπτωση του ΣΗΕ Κω-Καλύμνου, η συνιστώσα της αποθήκευσης παρουσιάζει αυξημένη οικονομική ένταση, γεγονός που σημαίνει, ότι, η αύξηση της δΑΠΕ μέσω του κλάδου της αποθήκευσης προκαλεί σημαντική οικονομική επιβάρυνση. Σε χαμηλότερα επίπεδα έντασης

βρίσκεται η συνιστώσα της ισχύς αποθήκευσης, της οποίας όμως η αυξομείωση προκαλεί επίσης οικονομική επιβάρυνση στο ηλεκτρικό σύστημα. Στην περίπτωση του ηλεκτρικού συστήματος της Ανάφης, η συνιστώσα της αποθήκευσης διατηρεί την ευαισθησία της, σε χαμηλότερα όμως επίπεδα με την περίπτωση του ΣΗΕ Κω-Καλύμνου. Αντιθέτως, η αυξομείωση της συνιστώσα της αποθηκευτικής ισχύος, προκαλεί οικονομική ανακούφιση, γεγονός που δεν προκύπτει στην προηγούμενη περίπτωση. Τέλος, για το ηλεκτρικό σύστημα της Ανάφης, η αιολική ισχύς χαρακτηρίζεται ως ο κύριος καταλύτης, ακολουθούμενη από την Φ/Β ισχύς, καθώς προκαλεί τεράστια επιβάρυνση αλλά ταυτόχρονα και σημαντική μείωση της οικονομικής έντασης.

Βιβλιογραφικές Αναφορές

- [1] Ant. Gkikaki, El. Kaldeli, M. Kapsali, J.K. Kaldelis, «Investigating the energy autonomy of very small non-interconnected islands. A case study: Agathonisi, Greece,» Greece, 2012.
- [2] ΡΑΕ, «Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας,» 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.rae.gr/mi-diasynd-nisia/>. [Πρόσβαση 2023].
- [3] ΔΕΔΔΗΕ, «Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά,» 2022.
- [4] ΔΕΔΔΗΕ, «Πληροφοριακό Δελτίο Παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά για τον Ιούλιο του 2022,» 7 2022. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://deddie.gr/el/>.
- [5] ΑΔΜΗΕ, «Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς 2022-2031,» Αθήνα, 2021.
- [6] J. K. Kaldellis, G.T. Tzanes, C. Papapostolou, K. Kavadias, D. Zafirakis «Analyzing the Limitations of Vast Wind Energy Contribution in Remote Island Networks of the Aegean Sea Archipelagos,» 2017.
- [7] Evangelos E. Pompodakis, Georgios C. Kryonidis, Emmanuel S. Karapidakis «Volt/Var control and energy management in Non-Interconnected insular networks with multiple hybrid power plants,» 2022.
- [8] ΔΕΔΔΗΕ, «Πληροφοριακό Δελτίο Παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά για το έτος 2014,» 2014. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://deddie.gr/el/>.
- [9] Georgios Tzanes, Effrosyni Zafeiraki, Christiana Papapostolou, Dimitrios Zafirakis, Moustiris Konstantinos, Kosmas Kavadias, Konstantinos Chalvatzis and John K. Kaldelis «Assessing the Status of Electricity Generation in the Non-Interconnected Islands of the Aegean Sea Region,» Rhodes , Greece, 2018.
- [10] G. Tzanes, D. Zafirakis, C. Makropoulos, J.K. Kaldelis, A.I. Stamou «Energy vulnerability and the exercise of a data-driven analysis protocol: A comparative assessment on power generation aspects for the non-interconnected islands of Greece,» Athens, 2023.
- [11] Nikos Hatziargyriou, Ioannis Margaris, Irene Stavropoulou, Stavros Papathanassiou, Aris Dimeas «Noninterconnected Island Systems. The Greek case,» 2017.

- [12] ΑΔΜΗΕ, «Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.admie.gr/>. [Πρόσβαση 5 2023].
- [13] ΟΔΕ Αποθήκευση Ηλεκτρικής Ενέργειας της ΓΓΕΟΠΥ/ΥΠΕΝ, «Διαμόρφωση του θεσμικού και ρυθμιστικού πλαισίου για την ανάπτυξη και συμμετοχή μονάδων αποθήκευσης στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας και σε μηχανισμούς ισχύος» 2021.
- [14] O.M. Babatundea, J.L. Munda, Y. Hamam «Power system flexibility: A review,» 2019.
- [15] IRENA, «Power System Flexibility For The Energy Transition,» 2018.
- [16] Lysandros Tziiovani, Maria Sava, Markos Asprou, Panayiotis Kolios, Elias Kyriakides, Rogiros Tapakis, Michalis Michael, Christos Hadjilaou «Assessing the Operational Flexibility in PowerSystems with Energy Storage Integration,» 2020.
- [17] CAISO, «California ISO,» 2016. [Ηλεκτρονικό]. Available: <http://www.caiso.com/Pages/default.aspx>. [Πρόσβαση 2023].
- [18] Qingchun Hou, Ning Zhang, Ershun Du, Miao Miao, Fei Peng, Chongging Kang «Probabilistic duck curve in high PV penetration power system: Concept, modeling, and empirical analysis in China,» 2019.
- [19] Henri Joel Azemena, Ali Ayadi, Ahmed Samet «Explainable Artificial Intelligent as a solution approach to the Duck Curve problem,» 2022.
- [20] Paul Denholm, Maureen Hand «Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity,» 2011.
- [21] Dimitrios K. Alexopoulos, Anestis G. Anastasiadis, Georgios A. Vokas, Stavros D. Kaminaris, Constantinos S. Psomopoulos «A review of flexibility options for high RES penetration in powersystems — Focusing the Greek case,» 2021.
- [22] IRENA, «Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030,» 2017.
- [23] EASE, 2023. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://ease-storage.eu/>.
- [24] CNESA, «CNESA Global Energy Storage Market Analysis - 2020 Q1,» 2020.
- [25] EASE, «Pumped Hydro Storage,» 2006.

- [26] Hanif SedighNejad, Tariq Iqbal and John Quaicoe «Compressed Air Energy Storage System Control and Performance Assessment Using Energy Harvested Index,» 2014.
- [27] EASE, «Diabatic Compressed Air Energy Storage».
- [28] EASE, «Adiabatic Compressed Air Energy Storage».
- [29] P. Grunewald, «Flexibility in supply and demand,» 2016.
- [30] IRENA, «Demand-Side Flexibility For Power Sector Transformation,» 2019.
- [31] Pei-Hao Li, Steve Pye «Assessing the benefits of demand-side flexibility in residential and transport sectors from an integrated energy systems perspective,» 2018.
- [32] IRENA, «Sector Coupling in Facilitating Integration of Variable Renewable Energy in Cities,» 2021.
- [33] IRENA, «Renewable Power-to-Hydrogen,» 2019.
- [34] ΚΑΠΕ, «Πράσινο Νησί - Άη Στράτης,» 2012.
- [35] ΚΑΠΕ, «Το πιλοτικό έργο Άη Στράτης - Πράσινο Νησί,» 2021.
- [36] «www.smartastypalaia.gov.gr,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://smartastypalea.gov.gr/?lang=el>. [Πρόσβαση 2023].
- [37] «www.e-astypalaia.gov.gr,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.e-astypalea.gov.gr/>. [Πρόσβαση 2023].