



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**Βέλτιστη μακροπρόθεσμη ανάπτυξη συστήματος παραγωγής με
ΑΠΕ και αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

του

ΣΟΥΧΟΡΟΥΚΩΦ ΙΩΑΝΝΗ

Επιβλέπων : Σταύρος Παπαθανασίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Μάρτιος 2022



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

Βέλτιστη μακροπρόθεσμη ανάπτυξη συστήματος παραγωγής με ΑΠΕ και αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΤΟΥ

ΣΟΥΧΟΡΟΥΚΩΦ ΙΩΑΝΝΗ

Επιβλέπων : Σταύρος Παπαθανασίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 3^η Μαρτίου 2022.

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

.....
Πάυλος Γεωργιάκης
Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

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

Αθήνα, Μάρτιος 2022

.....
Ιωάννης Κ. Σουχορούκωφ

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

Copyright© 2022 Ιωάννης Κ. Σουχορούκωφ

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς τον συγγραφέα. Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τον συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

Περίληψη

Το ενεργειακό μέλλον χαρακτηρίζεται από υψηλή αβεβαιότητα για τη πρόβλεψη των τάσεων και της εξέλιξής του, καθώς πολλές παράμετροι το επηρεάζουν. Τέτοιες παράμετροι περιλαμβάνουν τη δυναμική της αγοράς, τη μείωση του κόστους τεχνολογιών, τις πολιτικές και χρηματοοικονομικές αποφάσεις ή γεωπολιτικές εντάσεις που επηρεάζουν τις τιμές των καυσίμων. Συνεπώς, υπάρχει ανάγκη να εφαρμοστεί ένας ολοκληρωμένος και αναλυτικός ενεργειακός προγραμματισμός προκειμένου να χορηγηθεί ένας χάρτης προς ένα οικονομικό, βιώσιμο και ασφαλές ενεργειακό μέλλον.

Αντικείμενο της παρούσας διπλωματικής αποτελεί η ανάπτυξη ενός μοντέλου capacity expansion planning (CEPM) που εξετάζει χρονική περίοδο 35 ετών, για τον προσδιορισμό της βέλτιστης σύνθεσης του παραγωγικού δυναμικού (συμβατικού, ΑΠΕ και αποθήκευσης) βάσει συγκεκριμένων ενεργειακών στόχων. Για την υλοποίηση του μοντέλου CEPM, δημιουργήθηκε ένας αλγόριθμος επίλυσης προβλήματος γραμμικού προγραμματισμού (LP) που ενσωματώνει τεχνολογίες παραγωγής και αποθήκευσης, ενώ παράλληλα βελτιστοποιεί τις επενδυτικές αποφάσεις σε πενταετή βήματα από το 2025 έως το 2060 για το σύστημα της Ελλάδας. Τα αποτελέσματα του μοντέλου αξιολογούνται μέσω μιας ανάλυσης ευαισθησίας.

Επιπλέον, εφαρμόζονται τεχνικές συσταδοποίησης (clustering) στα δεδομένα εισόδου του προβλήματος, ώστε να μειωθεί η πολυπλοκότητά του. Οι αλγόριθμοι K-means και K-medoids χρησιμοποιούνται, ώστε να δημιουργηθούν νέα μοντέλα με μειωμένη χρονική ανάλυση. Τα αποτελέσματα των νέων «μειωμένων» μοντέλων συγκρίνονται με το πλήρες μοντέλο του βασικού σεναρίου, αναλύοντας την αποτελεσματικότητα και την αξιοπιστία της μεθοδολογίας με τεχνικές clustering.

Τέλος, σχολιάζονται συνολικά τα αποτελέσματα όλων των σεναρίων, εξάγοντας συμπεράσματα ως προς την πορεία που πρέπει να ακολουθήσει η Ελλάδα για να επιτύχει τους ενεργειακούς στόχους που τίθενται στο μοντέλο επέκτασης.

Λέξεις Κλειδιά: Πρόβλημα Βελτιστοποίησης, Γραμμικός Προγραμματισμός, Συσταδοποίηση Δεδομένων, Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, Αποθήκευση Ηλεκτρικής Ενέργειας, Μπαταρίες Ιόντων Λιθίου, Αντλησιοταμίευση, Αποθήκευση Υδρογόνου, Διείσδυση ΑΠΕ, Ενεργειακός Σχεδιασμός, Λειτουργία Ηλεκτρικού Συστήματος, Εφεδρείες

Abstract

The energy future is characterized by high uncertainty in predicting trends and evolution, as many parameters can affect it. Such parameters include market dynamics, the reduction of technology costs, political and financial decisions or even geopolitical tensions that affect fuel prices. Therefore, there is a need to implement a comprehensive and detailed energy planning in order to provide a roadmap to an economical, sustainable and secure energy future.

The objective of the present diploma thesis is the development of a capacity expansion planning model (CEPM) that examines a period of 35 years and determines the optimal capacity mix (conventional, RES and storage) based on specific energy goals. To implement the CEPM, a linear programming (LP) problem-solving algorithm has been developed integrating electricity generation and storage technologies, while optimizing investment decisions with five-year time steps, beginning from 2025 and reaching up to 2060, focusing to the power system of Greece. The results of the model are evaluated through a sensitivity analysis of the parameters which are characterized by uncertainty.

Additionally, clustering techniques are applied to the input data of the problem, to reduce complexity. K-means and K-medoids algorithms are utilized to cluster original time series, with the obtained clustered results helping to create new models with reduced time resolution. The results of the new reduced models are compared with the full year model of the base scenario, analyzing the effectiveness and reliability of the clustering methodology.

Finally, the results of all scenarios are discussed, drawing conclusions regarding the path that Greece must follow to achieve the energy goals set in the expansion model.

Key words: Optimization Problem, Linear Programming, Clustering, Renewable Energy Sources, Energy Storage, Li-Ion Batteries, Pumped Hydroelectric Storage (PHS), Power-to-Gas (P2G), RES Penetration, Power System Planning, Power System Operation, Reserves

Ευχαριστίες

Αρχικά, θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον κ. Σταύρο Παπαθανασίου, Καθηγητή ΕΜΠ και επιβλέποντα της παρούσας διπλωματικής εργασίας, για την εμπιστοσύνη που μου έδειξε αναθέτοντάς μου αυτό το πολύ ενδιαφέρον θέμα, τις γνώσεις που μου μετέδωσε και τη συνεχή καθοδήγησή του καθόλη τη διάρκεια της εκπόνησης της εργασίας.

Πολλές ευχαριστίες οφείλω ιδιαιτέρως στον κ. Γεώργιο Ψαρρό, Διδάκτορα της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, για την άψογη συνεργασία μας, τις αμέτρητες συμβουλές και τη διαρκή καθοδήγησή του που ήταν καθοριστική για την ολοκλήρωση αυτής της εργασίας.

Ευχαριστώ βαθύτατα ακόμη τον κ. Ευάγγελο Χατζηστυλιανό, Υποψήφιο Διδάκτορα και πρώην συμφοιτητή μου, για τις πολύτιμες συζητήσεις μας, τις συμβουλές και υποδείξεις του.

Τέλος, θα ήθελα να ευχαριστήσω την οικογένεια και τους φίλους μου για τη συμπαράσταση και την αγάπη τους καθόλη τη διάρκεια των σπουδών μου.

Περιεχόμενα

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1	1
1. Εισαγωγή	1
1.1 Ανάπτυξη των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας.....	1
1.2 Ενεργειακοί Στόχοι σε Ευρώπη και Ελλάδα	2
1.3 Ελληνικό Ενεργειακό Μείγμα	4
1.4 Αντικείμενο Εργασίας	5
1.4.1 Βιβλιογραφική Ανασκόπηση.....	6
1.5 Δομή Εργασίας	8
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2	10
2. Βασικές έννοιες του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής.....	10
2.1 Εισαγωγή	10
2.2 Βασικά χαρακτηριστικά του ηλεκτρικού δικτύου.....	10
2.3 Επίδραση των ΑΠΕ στο σύστημα	11
2.4 Επάρκεια Συστήματος	13
2.5 Εφεδρείες Ισχύος	13
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3	15
3. Αποθήκευση Ενέργειας	15
3.1 Μηχανική αποθήκευση ενέργειας	15
3.1.1 Αντλησιοταμίευση.....	15
3.1.2 Σύστημα αποθήκευσης με στρεφόμενο σφόνδυλο	16
3.1.3 Σύστημα αποθήκευσης με συμπιεσμένο αέρα.....	17
3.2 Θερμική αποθήκευση ενέργειας.....	18
3.2.1 Αισθητή αποθήκευση θερμότητας.....	18
3.2.2 Λανθάνουσα αποθήκευση θερμότητας.....	19
3.2.3 Θερμοχημική αποθήκευση θερμότητας	20
3.3 Ηλεκτροχημική αποθήκευση ενέργειας	21

3.3.1	Επαναφορτιζόμενες μπαταρίες.....	21
3.3.1.1	Μπαταρίες Ιόντων Λιθίου	21
3.3.1.2	Μπαταρίες Μολύβδου-Οξέως	22
3.3.1.3	Μπαταρίες Νατρίου-Θείου	23
3.3.1.4	Μπαταρίες Νικελίου.....	24
3.3.2	Υπερπυκνωτές	25
3.4	Ηλεκτρική αποθήκευση ενέργειας	26
3.4.1	Υπεραγώγιμη μαγνητική αποθήκευση ενέργειας.....	26
3.4.2	Ηλεκτρικά Οχήματα	27
3.5	Χημική αποθήκευση ενέργειας	28
3.5.1	Κυψέλες Καυσίμου.....	28
3.5.2	Αποθήκευση Βιομάζας	29
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4		31
4.	Συσταδοποίηση Δεδομένων	31
4.1	Εισαγωγή	31
4.2	Μέτρα Απόστασης και Ομοιότητας	31
4.2.1	Ευκλείδια Απόσταση	32
4.2.2	Απόσταση Manhattan	32
4.2.3	Μέση Απόσταση.....	33
4.2.4	Απόσταση Mahalanobis	33
4.2.5	Συσχέτιση Pearson.....	34
4.2.6	Μέτρα για Χρονοσειρές	34
4.2.6.1	Dynamic Time Warping	34
4.3	Κατηγορίες Τεχνικών Clustering	37
4.3.1	Επιμεριστικές Τεχνικές.....	37
4.3.1.1	K-means Clustering	37
4.3.1.2	K-medoids ή Partitioning Around Medoid (PAM)	38
4.3.2	Ιεραρχικές Τεχνικές.....	39
4.3.2.1	Συσσωρευτική Ιεραρχική Συσταδοποίηση	40
4.3.2.2	Διαιρετική Ιεραρχική Συσταδοποίηση	40

4.3.2.3 Ορισμός Απόστασης Συστάδων	40
4.4 Αξιολόγηση τεχνικών clustering	43
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5	45
5. Μοντέλο Επέκτασης Ηλεκτρικού Συστήματος	45
5.1 Μαθηματική περιγραφή του μοντέλου.....	45
5.2 Ονοματολογία Συμβόλων	45
5.3 Εξισώσεις Προβλήματος	50
5.3.1 Αντικειμενική Συνάρτηση	50
5.3.2 Επιμέρους Κόστη Συστήματος.....	51
5.3.2.1 Επενδυτικό κόστος	51
5.3.2.2 Μεταβλητό κόστος παραγωγής	51
5.3.2.3 Σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης.....	51
5.3.2.4 Κόστος καυσίμων	51
5.3.2.5 Κόστος εκπομπών CO ₂	51
5.3.2.6 Κόστος εφεδρειών	52
5.3.3 Ζήτηση και Κάλυψη Ηλεκτρικής Ενέργειας	52
5.3.4 Επάρκεια Συστήματος	52
5.3.5 Παραγωγή ΑΠΕ.....	52
5.3.6 Συμβατική Παραγωγή και Εκπομπές CO ₂	52
5.3.7 Τεχνολογίες Αποθήκευσης	53
5.3.8 Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί και Υφιστάμενη Αντλησιοταμίευση	54
5.3.9 Κάλυψη Εφεδρειών	55
5.3.10 Στόχοι Διείσδυσης και Περικοπών	56
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6	58
6. Δεδομένα Εισόδου του Προβλήματος.....	58
6.1 Χρονοσειρές Εισόδου.....	58
6.2 Τεχνοοικονομικά Χαρακτηριστικά και Προβλέψεις Παραμέτρων.....	61
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7	66
7. Αποτελέσματα Μοντέλου.....	66
7.1 Αποτελέσματα Βασικού Σεναρίου	66

7.1.1	Ενεργειακό Μείγμα	66
7.1.2	Επενδύσεις και Αποσύρσεις	68
7.1.3	Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας (LCOE) και Αποθήκευσης (LCOS)	70
7.1.4	Ισοδύναμο Ετήσιο Κόστος Ενέργειας	72
7.1.5	Επάρκεια Συστήματος	73
7.1.6	Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	74
7.1.7	Περικοπές Ανανεώσιμης Ενέργειας	75
7.1.8	Αποθήκες Ηλεκτρικής Ενέργειας και Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί	76
7.1.9	Εφεδρείες Ισχύος.....	79
7.1.10	Συσχέτιση Μεταβλητών Απόφασης	81
7.2	Ανάλυση Ευαισθησίας	82
7.2.1	Ανάλυση Επενδυτικού Κόστους Αποθηκών	82
7.2.2	Ανάλυση Επενδυτικού Κόστους ΑΠΕ	87
7.2.3	Ανάλυση Επάρκειας Συστήματος.....	89
7.2.4	Ανάλυση Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας	91
7.2.5	Ανάλυση με Περιορισμό Επενδύσεων σε ΑΠΕ	93
7.2.6	Ανάλυση τιμής φυσικού αερίου και δικαιωμάτων εκπομπών CO ₂	94
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8	99
8.	Εφαρμογή Μεθόδων Συσταδοποίησης Δεδομένων.....	99
8.1	Διαδικασία Συσταδοποίησης Δεδομένων.....	99
8.2	K-means.....	99
8.3	K-medoids	101
8.4	Αξιολόγηση και Σύγκριση των Τεχνικών Συσταδοποίησης Δεδομένων	103
8.5	Αλλαγές στο Μοντέλο Επέκτασης Ηλεκτρικού Συστήματος	103
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9	106
9.	Αποτελέσματα Μοντέλου με Τεχνικές Clustering	106
9.1	Σύγκριση Αντικειμενικής Συνάρτησης και Χρόνου Επίλυσης	106
9.2	Σύγκριση Ενεργειακού Μείγματος.....	107
9.2.1	Σταθμοί Παραγωγής	107

9.2.2 Σταθμοί Αποθήκευσης.....	108
9.3 Σύγκριση Λειτουργίας Συστήματος	110
9.3.1 Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ	110
9.3.2 Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Συμβατικές Μονάδες	112
9.3.3 Λειτουργία Αποθηκών και Υδροηλεκτρικών Σταθμών	113
9.3.3.1 Αποθήκες Υδρογόνου Power-to-gas	113
9.3.3.2 Αντλησιοταμειντικοί Σταθμοί	116
9.3.3.3 Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί.....	118
9.3.3.4 Συστήματα Αποθήκευσης με Μπαταρίες	120
9.4 Κανονικοποιημένο Σφάλμα.....	121
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 10	123
10. Επίλογος	123
10.1 Συμπεράσματα.....	123
10.2 Μελλοντικές Επεκτάσεις.....	124
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 11	125
11. Βιβλιογραφία	125

Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 1: Ονοματολογία συμβόλων της μαθηματικής περιγραφής του μοντέλου	45
Πίνακας 2: Βασικές παράμετροι τεχνολογιών παραγωγής και αποθήκευσης.....	61
Πίνακας 3: Αρχικές απαιτήσεις εφεδρειών	61
Πίνακας 4: Στόχοι διείσδυσης ΑΠΕ.....	65
Πίνακας 5: Ερμηνεία τιμής συσχέτισης [74].....	81
Πίνακας 6: Συσχέτιση βασικών μεταβλητών απόφασης.....	82
Πίνακας 7: Αντιστοίχιση ημερών από τα αρχικά δεδομένα με τις αντιπροσωπευτικές ημέρες	104
Πίνακας 8: Χρόνος επίλυσης προβλήματος για όλα τα σενάρια.....	107

Κατάλογος Σχημάτων

Σχήμα 1.1: Ετήσια εγκαθιστάμενη ισχύς ΑΠΕ παγκοσμίως 2011-2020 [3].....	2
Σχήμα 1.2: Ενεργειακό μείγμα παραγωγής της Ελλάδας για το έτος 2020 [7].....	4
Σχήμα 1.3 : Εγκατεστημένη ισχύς (σε MW) ανά τεχνολογία στο Ελληνικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής [8] [9]	5
Σχήμα 2.1: Η καμπύλη πάγιας από τον ανεξάρτητο χειριστή συστήματος της Καλιφόρνια [29]	12
Σχήμα 4.1: Αναπαράσταση συσταδοποίησης δεδομένων [45]	31
Σχήμα 4.2: Παράδειγμα παρόμοιων μονοπατιών [46]	32
Σχήμα 4.3: Αναπαράσταση της απόστασης Manhattan σε σχέση με την Ευκλείδεια [50]	33
Σχήμα 4.4: Επιθυμητή ευθυγράμμιση δύο χρονοσειρών [51].....	35
Σχήμα 4.5: Βέλτιστο μονοπάτι στοίχισης (warping path) ανάμεσα σε δύο χρονοσειρές [51].	35
Σχήμα 4.6: Αναπαράσταση μονοπατιών. (α) Αποδεκτό μονοπάτι που ικανοποιεί όλα τα κριτήρια. (β) Η συνοριακή συνθήκη παραβιάζεται. (γ) Η συνθήκη μονοτονίας παραβιάζεται. (δ) Η συνθήκη του μεγέθους βήματος παραβιάζεται [52].....	36
Σχήμα 4.7: Γραφική απεικόνιση της διαφοράς ανάμεσα στις μεθόδους K-means και K-medoids [56].....	39
Σχήμα 4.8: Αναπαράσταση της διαδικασίας συσσωρευτικής και διαιρετικής ιεραρχικής συσταδοποίησης [58].....	39
Σχήμα 4.9: Σχηματική αναπαράσταση της συσσωρευτικής ιεραρχικής συσταδοποίησης [60]	40
Σχήμα 4.10: Σχηματική αναπαράσταση της διαιρετικής ιεραρχικής συσταδοποίησης [60]....	40
Σχήμα 4.11: Μέθοδος απλού συνδέσμου (Single-linkage) [59]	41
Σχήμα 4.12: Μέθοδος πλήρους συνδέσμου (Complete-linkage) [59].....	42
Σχήμα 4.13: Μέθοδος μέσου συνδέσμου (Average-linkage) [59]	42
Σχήμα 4.14: Κριτήριο αγκώνα για επιλογή βέλτιστου αριθμού clusters [54].....	44
Σχήμα 6.1: Ετήσιο και ημερήσιο προφίλ ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας (αμ).....	58
Σχήμα 6.2: Ετήσια δυνατότητα παραγωγής και ημερήσιο προφίλ των ΦΒ (αμ).....	59
Σχήμα 6.3: Ετήσια δυνατότητα παραγωγής και μέση ημερήσια παραγωγή χερσαίων και υπεράκτιων αιολικών (αμ).....	60
Σχήμα 6.4: Ετήσιες εισροές υδροηλεκτρικών και αντλησιοταμιευτικών σταθμών και παραγωγή RoR υδροηλεκτρικών (MWh).....	60
Σχήμα 6.5: Πρόβλεψη επενδυτικού κόστους των τεχνολογιών ΑΠΕ	62

Σχήμα 6.6: Πρόβλεψη επενδυτικού κόστους συμβατικών τεχνολογιών.....	62
Σχήμα 6.7: Πρόβλεψη επενδυτικού κόστους τεχνολογιών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας	63
Σχήμα 6.8: Πρόβλεψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας	64
Σχήμα 6.9: Πρόβλεψη τιμών δικαιωμάτων εκπομπής ρύπων (αριστερά) και φυσικού αερίου (δεξιά).....	64
Σχήμα 7.1:Ενεργειακό μείγμα ανά πενταετία	67
Σχήμα 7.2: Εγκατεστημένες ισχύεις για συμβατικές μονάδες και ΑΠΕ.....	67
Σχήμα 7.3: Χαρακτηριστικά αποθηκών ηλεκτρικής ενέργειας.....	68
Σχήμα 7.4: Επενδύσεις και αποσύρσεις μονάδων παραγωγής ανά πενταετία	69
Σχήμα 7.5: Επενδύσεις και αποσύρσεις μονάδων αποθήκευσης (σκέλος ισχύος).....	69
Σχήμα 7.6: Επενδύσεις και αποσύρσεις μονάδων αποθήκευσης (σκέλος ενέργειας).....	70
Σχήμα 7.7: Σταθμισμένο κόστος ενέργειας / αποθήκευσης	71
Σχήμα 7.8: Ισοδύναμο ετήσιο κόστος ενέργειας.....	73
Σχήμα 7.9: Συνεισφορά τεχνολογιών στις απαιτήσεις επάρκειας του συστήματος.....	73
Σχήμα 7.10: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.....	74
Σχήμα 7.11: Ενεργειακό ισοζύγιο για 7 ενδεικτικές ημέρες.....	75
Σχήμα 7.12: Περικοπές ενέργειας ανά πενταετία.....	76
Σχήμα 7.13: State of charge των αποθηκών για ένα ενδεικτικό μήνα των ετών 2035 και 2060	77
Σχήμα 7.14: State of charge των αποθηκών υδρογόνου.....	77
Σχήμα 7.15: Φάσμα συχνοτήτων καταστάσεων φόρτισης των αποθηκών	78
Σχήμα 7.16: Επίπεδο ταμιευτήρων ΥΗΣ (2025-2060).....	79
Σχήμα 7.17: Συνεισφορά τεχνολογιών στη διατήρηση εφεδρειών	80
Σχήμα 7.18: Κάλυψη εφεδρειών για μια ενδεικτική εβδομάδα των ετών 2025 και 2060	80
Σχήμα 7.19: Εγκατεστημένη ισχύς συμβατικών μονάδων για διαφορετικά κόστη αποθηκών.....	83
Σχήμα 7.20: Συνεισφορά τεχνολογιών στις απαιτήσεις επάρκειας για διαφορετικά κόστη αντλησιοταμίευσης.....	83
Σχήμα 7.21: Εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ για διαφορετικά κόστη αποθηκών	84
Σχήμα 7.22: Χαρακτηριστικά συστημάτων αποθήκευσης με μπαταρίες για διαφορετικά κόστη αποθηκών.....	85
Σχήμα 7.23: Χαρακτηριστικά αντλησιοταμίευσης για διαφορετικά κόστη αποθηκών	85
Σχήμα 7.24: Χαρακτηριστικά αποθηκών υδρογόνου για διαφορετικά κόστη αποθηκών.....	86

Σχήμα 7.25: Χαρακτηριστικά αποθηκών για διαφορετικά κόσθη αποθηκών	86
Σχήμα 7.26: Περικοπές ενέργειας και κόστος ενέργειας για διαφορετικά κόσθη αποθηκών ..	87
Σχήμα 7.27: Εγκατεστημένη ισχύς συμβατικών μονάδων για διαφορετικά κόσθη ΑΠΕ	87
Σχήμα 7.28: Εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ για διαφορετικά κόσθη ΑΠΕ.....	88
Σχήμα 7.29: Χαρακτηριστικά αντλιοσταμίουσης για διαφορετικά κόσθη ΑΠΕ.....	88
Σχήμα 7.30: Χαρακτηριστικά αποθηκών για διαφορετικά κόσθη ΑΠΕ	89
Σχήμα 7.31: Περικοπές ενέργειας και κόστος ενέργειας για διαφορετικά κόσθη ΑΠΕ.....	89
Σχήμα 7.32: Εγκατεστημένη ισχύς συμβατικών μονάδων για διαφορετικές απαιτήσεις επάρκειας.....	90
Σχήμα 7.33: Χαρακτηριστικά συστημάτων αποθήκευσης με μπαταρίες για διαφορετικές απαιτήσεις επάρκειας	90
Σχήμα 7.34: Χαρακτηριστικά αντλιοσταμίουσης για διαφορετικές απαιτήσεις επάρκειας ...	91
Σχήμα 7.35: Ποσοστιαία μεταβολή ενεργειακού μείγματος για διαφορετικές απαιτήσεις επάρκειας.....	91
Σχήμα 7.36: Ποσοστιαία μεταβολή ενεργειακού μείγματος για διαφορετικές αυξήσεις της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας	92
Σχήμα 7.37: Ενεργειακό μείγμα για διαφορετικές αυξήσεις της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας	92
Σχήμα 7.38: Περικοπές ενέργειας και κόστος ενέργειας για διαφορετικές αυξήσεις της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας	93
Σχήμα 7.39: Ενεργειακό μείγμα για περιορισμένες επενδύσεις σε ΑΠΕ.....	93
Σχήμα 7.40: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για περιορισμένες επενδύσεις σε ΑΠΕ	94
Σχήμα 7.41: Εγκατεστημένη ισχύς συμβατικών μονάδων για διαφορετικές τιμές φυσικού αερίου και δικαιωμάτων εκπομπών CO ₂	95
Σχήμα 7.42: Χαρακτηριστικά συστημάτων αποθήκευσης με μπαταρίες για διαφορετικές τιμές φυσικού αερίου και δικαιωμάτων εκπομπών CO ₂	95
Σχήμα 7.43: Περικοπές ενέργειας, κόστος ενέργειας και εκπομπές CO ₂ για διαφορετικές τιμές φυσικού αερίου και δικαιωμάτων εκπομπών CO ₂	95
Σχήμα 7.44: Εγκατεστημένη ισχύς συμβατικών και ΑΠΕ μονάδων για απουσία υδροηλεκτρικών σταθμών	96
Σχήμα 7.45: Χαρακτηριστικά αντλιοσταμίουσης και αποθηκών υδρογόνου για απουσία υδροηλεκτρικών σταθμών	96
Σχήμα 7.46: Χαρακτηριστικά αποθηκών για απουσία υδροηλεκτρικών σταθμών.....	97
Σχήμα 7.47: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για απουσία υδροηλεκτρικών σταθμών	97

Σχήμα 7.48: Περικοπές ενέργειας, κόστος ενέργειας και εκπομπές CO ₂ για απουσία υδροηλεκτρικών σταθμών	98
Σχήμα 7.49: Συνολικό κόστος συστήματος για όλα τα σενάρια που μελετήθηκαν	98
Σχήμα 8.1: Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και δυνατότητα παραγωγής ΦΒ για 20 αντιπροσωπευτικές ημέρες.....	100
Σχήμα 8.2: Σύγκριση καμπυλών διάρκειας μεταξύ των δεδομένων πλήρους έτους και των clustered δεδομένων για 20 αντιπροσωπευτικές ημέρες χρησιμοποιώντας τον αλγόριθμο K-means	100
Σχήμα 8.3: Σύγκριση καμπυλών διάρκειας μεταξύ των δεδομένων πλήρους έτους και των clustered δεδομένων για 150 αντιπροσωπευτικές ημέρες χρησιμοποιώντας τον αλγόριθμο K-means	101
Σχήμα 8.4: Σύγκριση καμπυλών διάρκειας μεταξύ των δεδομένων πλήρους έτους και των clustered δεδομένων για 20 αντιπροσωπευτικές ημέρες χρησιμοποιώντας τον αλγόριθμο K-medoids.....	102
Σχήμα 8.5: Σύγκριση καμπυλών διάρκειας μεταξύ των δεδομένων πλήρους έτους και των clustered δεδομένων για 150 αντιπροσωπευτικές ημέρες χρησιμοποιώντας τον αλγόριθμο K-medoids.....	102
Σχήμα 8.6: Σφάλματα RMSE και MAE συναρτήσει του αριθμού clusters	103
Σχήμα 8.7: Αναπαράσταση μεθόδου αναγωγής καταστάσεων φόρτισης στο πλήρες έτος [26]	105
Σχήμα 9.1: Συνολικό κόστος συστήματος συναρτήσει του αριθμού αντιπροσωπευτικών ημερών και της μεθόδου clustering	106
Σχήμα 9.2: Σφάλμα συνολικού κόστους συστήματος συναρτήσει του αριθμού αντιπροσωπευτικών ημερών και της μεθόδου clustering	106
Σχήμα 9.3: Εγκατεστημένη ισχύς συμβατικών και ΑΠΕ μονάδων με τεχνικές clustering....	107
Σχήμα 9.4: Εγκατεστημένη ισχύς τεχνολογιών ΑΠΕ με τεχνικές clustering.....	108
Σχήμα 9.5: Εγκατεστημένη ισχύς τεχνολογιών αποθήκευσης με τεχνικές clustering	109
Σχήμα 9.6: Εγκατεστημένη ενέργεια τεχνολογιών αποθήκευσης με τεχνικές clustering	109
Σχήμα 9.7: E/P Ratio τεχνολογιών αποθήκευσης με τεχνικές clustering.....	109
Σχήμα 9.8: Χαρακτηριστικά αποθηκών με τεχνικές clustering	110
Σχήμα 9.9: Καμπύλη διάρκειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΦΒ πάρκα με τεχνικές clustering	110
Σχήμα 9.10: Καμπύλη διάρκειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από χερσαία αιολικά πάρκα με τεχνικές clustering	111
Σχήμα 9.11: Καμπύλη διάρκειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από υπεράκτιων αιολικά πάρκα με τεχνικές clustering	111

Σχήμα 9.12: Περικοπές ενέργειας με τεχνικές clustering	112
Σχήμα 9.13: Καμπύλη διάρκειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες CCGT με τεχνικές clustering	112
Σχήμα 9.14: Καμπύλη διάρκειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες συνδυασμένου κύκλου με δέσμευση και αποθήκευση CO ₂ με τεχνικές clustering	113
Σχήμα 9.15: Σφάλμα καταστάσεων φόρτισης για αποθήκες υδρογόνου με τεχνικές clustering	114
Σχήμα 9.16: Ιστόγραμμα καταστάσεων φόρτισης για αποθήκες υδρογόνου με τεχνικές clustering	114
Σχήμα 9.17: Καταστάσεις φόρτισης των αποθηκών υδρογόνου με τεχνικές clustering για το 1 ^ο εξάμηνο του 2060	115
Σχήμα 9.18: Καταστάσεις φόρτισης των αποθηκών υδρογόνου με τεχνικές clustering για το 2 ^ο εξάμηνο του 2060	115
Σχήμα 9.19: Καμπύλες διάρκειας καταστάσεων φόρτισης των αποθηκών υδρογόνου με τεχνικές clustering	115
Σχήμα 9.20: Σφάλμα καταστάσεων φόρτισης για αντλησιοταμίευση με τεχνικές clustering	116
Σχήμα 9.21: Ιστόγραμμα καταστάσεων φόρτισης για αντλησιοταμίευση με τεχνικές clustering	116
Σχήμα 9.22: Καταστάσεις φόρτισης αντλησιοταμίευσης με τεχνικές clustering για 2 ενδεικτικές εβδομάδες	117
Σχήμα 9.23: Καμπύλες διάρκειας καταστάσεων φόρτισης των αντλησιοταμιευτικών σταθμών με τεχνικές clustering	117
Σχήμα 9.24: Σφάλμα καταστάσεων φόρτισης για υφιστάμενη αντλησιοταμίευση με τεχνικές clustering	118
Σχήμα 9.25: Ιστόγραμμα καταστάσεων φόρτισης για υφιστάμενη αντλησιοταμίευση με τεχνικές clustering	118
Σχήμα 9.26: Σφάλμα επιπέδων ταμιευτήρα με τεχνικές clustering.....	119
Σχήμα 9.27: Ιστόγραμμα επιπέδων ταμιευτήρα με τεχνικές clustering	119
Σχήμα 9.28: Διαχείριση υδροηλεκτρικών σταθμών με τεχνικές clustering (ενδεικτικά για το έτος 2050).....	120
Σχήμα 9.29: Καμπύλες διάρκειας καταστάσεων φόρτισης των συστημάτων αποθήκευσης με μπαταρίες με τεχνικές clustering	120
Σχήμα 9.30: Κανονικοποιημένο σφάλμα των μοντέλων με τεχνικές clustering	122

Κατάλογος Εικόνων

Εικόνα 1: Γραφική αναπαράσταση του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής [28]	10
Εικόνα 2: Σχέδιο ενός τυπικού αντλησιοταμιευτικού σταθμού [37]	16
Εικόνα 3: Διάταξη συστήματος αποθήκευσης με στρεφόμενο σφόνδυλο [38]	17
Εικόνα 4: Διάταξη συστήματος αποθήκευσης με συμπιεσμένο αέρα [37]	18
Εικόνα 5: Διάταξη συστήματος αποθήκευσης θερμότητας χωρίς αλλαγή φάσης [37].....	19
Εικόνα 6: Διάταξη συστήματος αποθήκευσης θερμότητας χωρίς αλλαγή φάσης [37].....	20
Εικόνα 7: Σχηματική αναπαράσταση της θερμοχημικής αντίδρασης [37]	21
Εικόνα 8: Διάγραμμα μπαταριών ιόντων λιθίου [40].....	22
Εικόνα 9: Τυπική δομή των μπαταριών μολύβδου-οξέος [37]	23
Εικόνα 10: Τυπική δομή των μπαταριών νατρίου-θείου (αριστερά) και νικελίου (δεξιά) [37]	25
Εικόνα 11: Σχηματικό διάγραμμα του υπερπυκνωτή [37]	26
Εικόνα 12: Σχηματικό διάγραμμα της υπεραγωγίμης μαγνητικής αποθήκευσης ενέργειας [37]	27
Εικόνα 13: Κατάλληλες τεχνολογίες για ηλεκτρικά οχήματα [37]	28
Εικόνα 14: Τοπολογία κυψέλης καυσίμου [37]	29

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

1. Εισαγωγή

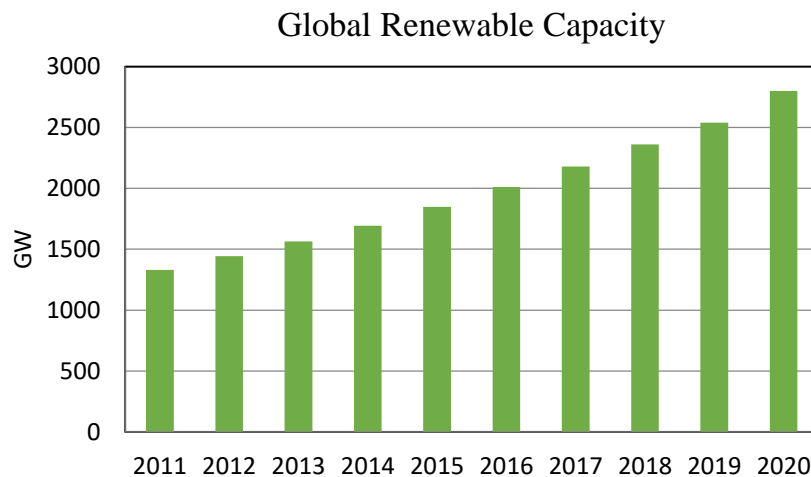
1.1 Ανάπτυξη των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας

Από την εποχή της Βιομηχανικής Επανάστασης, τα ορυκτά καύσιμα κυριάρχησαν στο ενεργειακό μείγμα των περισσότερων χωρών σε όλο τον κόσμο, προκαλώντας σοβαρές επιπτώσεις στο κλίμα και στην ανθρώπινη υγεία. Στην αρχή της Βιομηχανικής Επανάστασης στα μέσα του 18^{ου} αιώνα, ο παγκόσμιος πληθυσμός ήταν 700 εκατομμύρια. Σήμερα, ο πληθυσμός ανέρχεται στα 7.8 δισεκατομμύρια και προβλέπεται να φτάσει τα 9.7 δισεκατομμύρια μέχρι το 2050 σύμφωνα με έρευνα από τα Ηνωμένα Έθνη ([1]). Αυτή η ανάπτυξη θα προκαλέσει επιπρόσθετες απαιτήσεις στην παροχή ενέργειας. Συνεπώς, ο θεμελιώδης στόχος της ενεργειακής πολιτικής είναι η βιώσιμη και αειφόρος ανάπτυξη του ενεργειακού τομέα, προστατεύοντας παράλληλα το περιβάλλον και συμβάλλοντας στην αντιμετώπιση της υπερθέρμανσης του πλανήτη.

Η στροφή προς ανεξάντλητες πηγές ενέργειας με χαμηλές εκπομπές ρύπων είναι το μέσο για την επίτευξη αυτού του στόχου ([2]). Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ) είναι καθαρές μορφές ενέργειας που δεν αποδεσμεύουν ρύπους και υπάρχουν εν αφθονία στο φυσικό περιβάλλον. Οι μορφές των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας είναι:

- ο ήλιος, με τη φωτοβολταϊκή μετατροπή της ηλιακής ενέργειας
- ο άνεμος, με τη αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας
- οι υδατοπτώσεις, μέσω των υδροηλεκτρικών σταθμών
- η γεωθερμία, που αποτελεί τη φυσική θερμική ενέργεια της Γης
- οι θάλασσες, με την αξιοποίηση της ενέργειας των κυμάτων, των παλιρροιών ή του ωκεανού

Την τελευταία δεκαετία (2011-2020) οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας παρουσίασαν τεράστια αύξηση με την παγκόσμια εγκατεστημένη ισχύ να διπλασιάζεται από 1.330 GW στα 2.799 GW ([3]).



Σχήμα 1.1: Ετήσια εγκαθιστάμενη ισχύς ΑΠΕ παγκοσμίως 2011-2020 [3]

Οι ΑΠΕ χαρακτηρίζονται από τη διακοπτόμενη και απρόβλεπτη φύση τους. Αυτό συμβαίνει γιατί η πρωτογενής πηγή εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τις καιρικές συνθήκες που χαρακτηρίζονται από στοχαστικότητα. Για παράδειγμα, μεταβλητότητα στην παραγωγή ΑΠΕ μπορεί να προκληθεί από άπνοια, σύννεφα ή καταιγίδες. Το πρόβλημα επιλύεται με την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας, ώστε να καλύπτεται ανά πάσα στιγμή η ζήτηση ενέργειας. Η ενέργεια αποθηκεύεται τις ώρες υψηλής διαθεσιμότητας ΑΠΕ και αποδίδεται σε ώρες αιχμής ζήτησης ή σε ώρες χαμηλής διαθεσιμότητας ΑΠΕ.

1.2 Ενεργειακοί Στόχοι σε Ευρώπη και Ελλάδα

Από τις δεκαετίες του 1960 και 1970 οι επιστήμονες ήταν οι πρώτοι που προειδοποίησαν το κοινό για τις αυξημένες συγκεντρώσεις CO₂ στην ατμόσφαιρα και την πιθανή κλιματική αλλαγή που μπορούν να επιφέρουν. Η πρώτη συνάντηση κορυφής για την προστασία της Γης είναι η Διάσκεψη των Ηνωμένων Εθνών, η οποία οδηγεί στην έγκριση σύμβασης-πλαισίου για τις κλιματικές μεταβολές στη Νέα Υόρκη το 1992 και τίθεται σε ισχύ το 1994. Η σύμβαση καθιερώνει βασικές λειτουργίες για την αντιμετώπιση της αλλαγής του κλίματος και ευαισθητοποιεί τους ανθρώπους παγκοσμίως, σχετικά με τα προβλήματα που προκαλούν οι εκπομπές ρύπων. Ωστόσο, η σύμβαση δεν είναι ιδιαίτερα αποτελεσματική καθώς δεν ποσοτικοποιεί στόχους που οφείλει κάθε χώρα να πετύχει.

Για αυτό το λόγο το 1997 θεσπίζεται το Πρωτόκολλο του Κιότο, το 1998 υπογράφεται από την Ευρωπαϊκή Κοινότητα και το 2001 τίθεται σε ισχύ. Η σημασία είναι μεγάλη αφού οι

εκβιομηχανισμένες χώρες δεσμεύονται για μείωση των εκπομπών κατά 5% τουλάχιστον, σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990, την περίοδο 2008-2012. Ακόμη, οι χώρες που είχαν ενταχθεί στην Ευρωπαϊκή Ένωση πριν το 2004 δεσμεύονται συλλογικά για μείωση των εκπομπών κατά 8% ([4]).

Μετά το Πρωτόκολλο του Κιότο, στο πλαίσιο της Σύμβασης Πλαισίου των Ηνωμένων Εθνών για την Κλιματική Αλλαγή (UNFCCC) το 2016, 195 χώρες υπογράφουν τη Συμφωνία του Παρισιού. Η συμφωνία είναι ένα σχέδιο δράσης για τη συγκράτηση της αύξησης της θερμοκρασίας του πλανήτη κάτω από τους 2°C, σε σχέση με τα προβιομηχανικά επίπεδα. Για να επιτευχθεί αυτό το σχέδιο, η Ευρωπαϊκή Ένωση θέτει τους εξής ενεργειακούς στόχους που συνοψίζονται παρακάτω ([5]) :

Στόχοι για το 2020:

- 20% μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου σε σχέση με το έτος 1990.
- 20% μερίδιο συμμετοχής των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας.
- 20% βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας.

Στόχοι για το 2030:

- Τουλάχιστον 40% μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου σε σχέση με το έτος 1990.
- Τουλάχιστον 32% μερίδιο συμμετοχής των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας.
- Τουλάχιστον 32.5% βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας.

Στόχοι για το 2050:

- 80-95% μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου σε σχέση με το έτος 1990.

Οι στόχοι της ενεργειακής πολιτικής της Ελλάδας στο πλαίσιο του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) για το 2030 ([6]) συμβαδίζουν με αυτούς της Ε.Ε. και είναι:

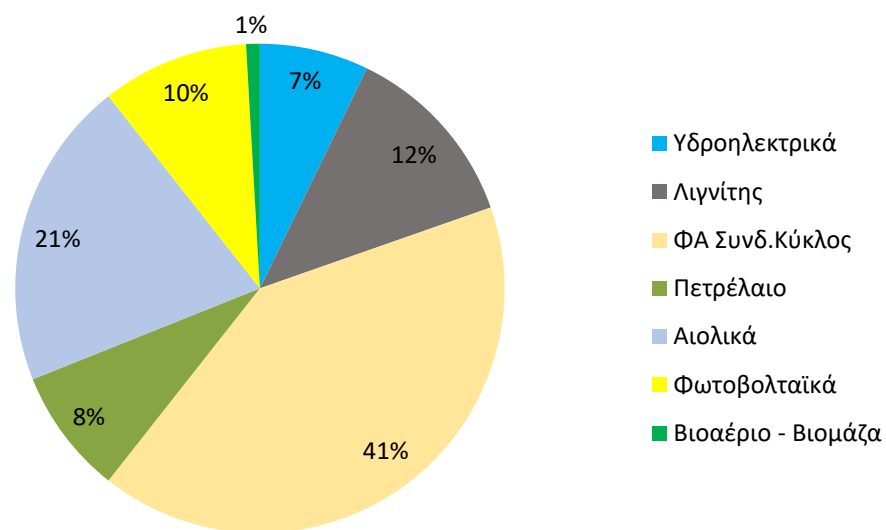
- Τουλάχιστον 56% μείωση των εκπομπών σε σχέση με το 2005.
- Τουλάχιστον 35% μερίδιο συμμετοχής των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας και 61-64% στην τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας.
- Μηδενικό μερίδιο λιγνίτη στην ηλεκτροπαραγωγή.

- Η τελική κατανάλωση ενέργειας να μην ξεπεράσει τους 16.1-16.5 μεγατόνους ισοδύναμου πετρελαίου.

Από τα παραπάνω φαίνεται ότι η Ελλάδα θέτει σταδιακά το τέλος των θερμοηλεκτρικών σταθμών που χρησιμοποιούν ως καύσιμο λιγνίτη και πετρέλαιο, καθώς είναι οι κύριες πηγές εκπομπών CO₂ στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής.

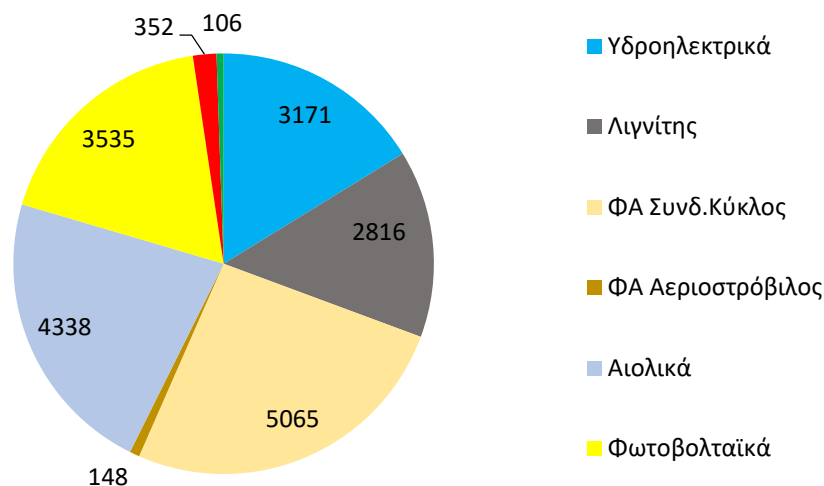
1.3 Ελληνικό Ενεργειακό Μείγμα

Τα ορυκτά καύσιμα, ιστορικά, είχαν κυρίαρχο ρόλο στο Ελληνικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής και αποτελούσε περισσότερο από το 70% της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας τις προηγούμενες δεκαετίες. Όμως, με τη διείσδυση των ΑΠΕ και την επιθυμητή απανθρακοποίηση του συστήματος, φθίνει η κυριαρχία τους. Έως το 2023 αναμένεται να κλείσουν όλες οι εν λειτουργία λιγνιτικές μονάδες. Η Ελλάδα έχει σημειώσει σημαντική πρόοδο στην ανάπτυξη των ΑΠΕ αυξάνοντας τη συνολική παραγωγή σε 38.14% το 2020. Πιο συγκεκριμένα, το ενεργειακό μείγμα παραγωγής της Ελλάδας για το έτος 2020 φαίνεται στο Σχήμα 1.2.



Σχήμα 1.2: Ενεργειακό μείγμα παραγωγής της Ελλάδας για το έτος 2020 [7]

Η εγκατεστημένη ισχύς ανα τεχνολογία στο Ελληνικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής φαίνεται στο Σχήμα 1.3:



Σχήμα 1.3 : Εγκατεστημένη ισχύς (σε MW) ανά τεχνολογία στο Ελληνικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής [8] [9]

1.4 Αντικείμενο Εργασίας

Αντικείμενο της παρούσας διπλωματικής είναι ο βέλτιστος οικονομικά ενεργειακός σχεδιασμός της Ελλάδας με τελικό στόχο την πλήρη απανθρακοποίηση του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος. Ο χρονικός ορίζοντας είναι 35 έτη (2025-2060) και βελτιστοποιεί τις επενδυτικές αποφάσεις ανά πενταετίες. Παρά τη μακροχρόνια εστίαση του, το μοντέλο χειρίζεται αποδοτικά και τα βραχυπρόθεσμα χαρακτηριστικά του ηλεκτρικού δικτύου.

Η εύρεση του βέλτιστου ενεργειακού μείγματος γίνεται μέσω ενός μοντέλου επέκτασης ηλεκτρικού συστήματος (Capacity Expansion Planning Model) που βελτιστοποιεί τόσο τις επενδύσεις σε νέες τεχνολογίες παραγωγής και αποθήκευσης, όσο και τη συνολική λειτουργία του συστήματος. Πρόκειται για ένα πρόβλημα γραμμικού προγραμματισμού (Linear Programming) με αντικειμενική συνάρτηση το συνολικό κόστος του συστήματος. Οι περιορισμοί καλύπτουν κυρίως την εύρυθμη λειτουργία και τις απαιτήσεις του δικτύου, τους στόχους διείσδυσης ΑΠΕ, τις επενδύσεις και τις αποσύρσεις των τεχνολογιών.

Πέρα από το βασικό μοντέλο που επιλύεται, εξετάζονται τεχνικές συσταδοποίησης δεδομένων (clustering) για τη μείωση της υπολογιστικής πολυπλοκότητας. Αυτό επιτυγχάνεται με τον περιορισμό των ετήσιων δεδομένων εισόδου σε έναν ορισμένο αριθμό αντιπροσωπευτικών ημερών. Κάθε αντιπροσωπευτική ημέρα χαρακτηρίζεται από ένα βάρος που εκφράζει τη συχνότητα του προφίλ κάθε ημέρας. Οι αλγόριθμοι που χρησιμοποιούνται για την εξαγωγή των

τυπικών ημερών είναι ο K-means και ο K-medoids. Έτσι, μελετάται η αποτελεσματικότητα των τεχνικών clustering συγκρίνοντας τα αποτελέσματα του βασικού μοντέλου με τα «μειωμένα» μοντέλα.

1.4.1 Βιβλιογραφική Ανασκόπηση

Οι πρώτες έρευνες για το μακροχρόνιο σχεδιασμό επέκτασης του ηλεκτρικού συστήματος γίνονται στις αρχές του 1970 με τον Bessiere ([10]) να καθορίζει τα βασικά χαρακτηριστικά, την αντικειμενική συνάρτηση και τους περιορισμούς του προβλήματος βελτιστοποίησης. Στη συνέχεια, προτείνεται ένα ντετερμινιστικό μοντέλο γραμμικού προγραμματισμού το 1972 από τον Anderson ([11]) και ένα μοντέλο δυναμικού προγραμματισμού το 1972 από τον Peterson ([12]). Όμως, δέχονται κριτική αφού εστιάζουν στην ελαχιστοποίηση του κόστους, αγνοώντας την αξιοπιστία του συστήματος που αποτελεί αναπόσπαστο στοιχείο του ηλεκτρικού δικτύου. Ως απάντηση σε αυτή την κριτική, στα τέλη του 1980 η βιβλιογραφία επεκτείνεται με νέα μοντέλα μεικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού (MILP – Mixed Integer Linear Programming) που περιλαμβάνουν την αξιοπιστία του συστήματος, εισάγοντας την αβεβαιότητα του φορτίου ζήτησης και τη διαθεσιμότητα των μονάδων.

Τα τελευταία 30 χρόνια, τα μοντέλα αναπτύσσονται κυρίως για τις περιβαλλοντικές ανησυχίες, τον αυξημένο ανταγωνισμό και την αναπτυσσόμενη αβεβαιότητα με τη διείσδυση των ΑΠΕ ([13]). Το πρόβλημα γίνεται πιο πολύπλοκο με την αβεβαιότητα των μελλοντικών τιμών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα και την ανάπτυξη των ΑΠΕ, καθώς η παραγωγή τους εισάγει μεγάλη στοχαστικότητα και μεταβλητότητα. Συνεπώς, αναπτύσσονται μοντέλα μακροπρόθεσμης ανάπτυξης του ηλεκτρικού συστήματος που μελετούν πολλαπλά σενάρια φόρων εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα ([14]), περιορισμών που αφορούν τους ρύπους και την οικονομική ανάπτυξη ([15], [16]) και διεισδύσεων ΑΠΕ ([17]).

Ακόμη, για να είναι υπολογιστικά εφικτός ο μακροχρόνιος σχεδιασμός, προτείνονται μοντέλα που μειώνουν την ευκρίνεια του χρονικού ορίζοντα, συνήθως με τεχνικές clustering, και δημιουργούν τυπικές ημέρες που αντιπροσωπεύουν όσο το δυνατόν αποδοτικότερα όλο το έτος. Το πρόβλημα εύρεσης αντιπροσωπευτικών ημερών είναι ένα δύσκολο εγχείρημα που έχει μελετηθεί ευρέως από την επιστημονική κοινότητα. Αρχικά, δημοφιλείς γίνονται μέθοδοι όπου επιλέγονται ως αντιπροσωπευτικές ημέρες οι μέσες τιμές των χρονοσειρών για κάθε εποχή ([18]) ή περίοδοι με ακραίες τιμές, δηλαδή περίοδοι όπου εμφανίζονται μέγιστες και ελάχιστες τιμές

ζήτησης ή παραγωγής ([19]). Αργότερα όμως, εμφανίζεται η πρόκληση της μοντελοποίησης της αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας και ιδιαίτερα των αποθηκών μακράς διάρκειας που ενδέχεται να έχουν κύκλο λειτουργίας μεγαλύτερο από τη διάρκεια των αντιπροσωπευτικών ημερών. Ως εκ τούτου, η μέθοδος clustering που χρησιμοποιείται πρέπει να διατηρεί τη διαχρονικότητα των χρονοσειρών εισόδου σε όλο τον ορίζοντα που μελετάται ([20]). Οι γνωστότεροι αλγόριθμοι που έχουν χρησιμοποιηθεί για τέτοια προβλήματα είναι ο K-means ([21]) και το ιεραρχικό clustering. Ωστόσο, συνεχώς δημιουργούνται ευρετικοί αλγόριθμοι για τη βελτίωση της αντιπροσωπευτικότητας καθώς και την ορθότερη λειτουργία των αποθηκών μεγάλης διάρκειας που έχουν τεράστια αξία για συστήματα με υψηλή (>80%) διείσδυση ΑΠΕ ([22], [23]).

Οι Gabrielli P. et al. ([24]) χρησιμοποιούν τον αλγόριθμο K-means για την εύρεση των αντιπροσωπευτικών ημερών και με τη βοήθεια ενός MILP μοντέλου βελτιστοποιείται ο ενεργειακός σχεδιασμός. Προτείνεται μια μέθοδος ανακατασκευής του πλήρους έτους από τις αντιπροσωπευτικές ημέρες δίνοντας τη δυνατότητα εποχιακής αποθήκευσης. Το LIMES-EU ([25]) είναι ένα γραμμικό μοντέλο που βελτιστοποιεί τις επενδύσεις και τη λειτουργία των τεχνολογιών παραγωγής, αποθήκευσης και μεταφοράς για τις χώρες της Ευρώπης. Εξετάζει ανά πενταετίες την περίοδο 2010-2070 και χρησιμοποιεί 8 αντιπροσωπευτικές ημέρες μέσω ιεραρχικού clustering. Όσον αφορά την εποχιακή αποθήκευση, εξετάζεται η λειτουργία των αποθηκών Power-to-gas και ορίζεται ένας συγκεκριμένος αριθμός κύκλων που εκτελούν μέσα στις 8 αντιπροσωπευτικές ημέρες. Οι Pineda S. και Morales J. M. ([20]) προτείνουν μια τροποποιημένη μέθοδο ιεραρχικής συσταδοποίησης, όπου συγχωνεύονται clusters μόνο γειτονικών σημείων, διατηρώντας αποτελεσματικότερα τη διαχρονικότητα των δεδομένων εισόδου. Το μοντέλο επέκτασης ηλεκτρικού συστήματος είναι ένα πρόβλημα γραμμικού προγραμματισμού (LP) που καθορίζει το βέλτιστο μέγεθος, τύπο και τοποθεσία των τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής και των αποθηκών, καθώς και την χωρητικότητα των γραμμών μεταφοράς.

Οι Bram van der Heijde et al. ([26]) επιλέγουν τυπικές ημέρες μέσω ενός MILP που ελαχιστοποιεί το σφάλμα καμπύλων διάρκειας ανάμεσα στη χρονοσειρά πλήρους έτους και της χρονοσειράς που αποτελείται από τις τυπικές ημέρες. Για την ορθότερη λειτουργία των αποθηκών μεγάλης διάρκειας, ανακατασκευάζεται το πλήρες έτος μέσω της αντικατάστασης της κάθε «μη αντιπροσωπευτικής» ημέρας με την αντιπροσωπευτική ημέρα στην οποία ανήκει. Έτσι, υπάρχει η δυνατότητα απεικόνισης της φόρτισης και εκφόρτισης των αποθηκών σε χρονικό ορίζοντα ενός έτους. Με αυτό τον τρόπο, οι αποθήκες μπορούν να εκτελούν κύκλους μεγαλύτερους από τη διάρκεια των αντιπροσωπευτικών ημερών, πράγμα το οποίο δεν ήταν εφικτό. Οι Gonzato S. et al.

([23]) εξετάζουν τα διάφορα μοντέλα επέκτασης που υπάρχουν στη βιβλιογραφία και καταλήγουν ότι κυρίως δύο μοντέλα ([20], [26]) μπορούν να συλλήψουν αποδοτικά την αξία της αποθήκευσης μεγάλης διάρκειας. Οι δύο αυτές μέθοδοι που χρησιμοποιούν αντιπροσωπευτικές περιόδους έχουν το μικρότερο σφάλμα σε σύγκριση με το πλήρες μοντέλο.

Τα τελευταία χρόνια αναπτύσσονται όλο και περισσότερο στοχαστικά μοντέλα επέκτασης ηλεκτρικού συστήματος με σκοπό την ορθότερη εξέταση της αβεβαιότητας της παραγωγής ΑΠΕ. Οι Min D. et al. ([13]) και οι Park H. et al. ([27]) αναπτύσσουν στοχαστικά μοντέλα που εφαρμόζουν την αβεβαιότητα στις τιμές καυσίμων, στη ζήτηση ενέργειας και στο κόστος των τεχνολογιών ΑΠΕ. Όπως φαίνεται από τα παραπάνω, τα τελευταία μοντέλα στοχεύουν στην καλύτερη σύλληψη της αβεβαιότητας και της μεταβλητότητας των ΑΠΕ αλλά και στην προσπάθεια να συμπεριλάβουν σωστά τις εποχιακές αποθήκες που θα συντελέσουν σημαντικά στην πορεία για την απανθρακοποίηση του ηλεκτρικού συστήματος.

1.5 Δομή Εργασίας

Η παρούσα διπλωματική εργασία δομείται από τα παρακάτω κεφάλαια:

Κεφάλαιο 1: Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζεται η εισαγωγή της εργασίας, ξεκινώντας από βασικές έννοιες των ΑΠΕ και την πορεία που ακολουθούν. Ακόμη, περιγράφονται οι ενεργειακοί στόχοι των επόμενων ετών σε Ευρώπη και Ελλάδα και αναλύεται το ελληνικό ενεργειακό μείγμα παραγωγής. Τέλος, αναφέρονται το αντικείμενο και η δομή της εργασίας και η βιβλιογραφική ανασκόπηση.

Κεφάλαιο 2: Στο δεύτερο κεφάλαιο παρουσιάζονται βασικές έννοιες και δομικά στοιχεία του ηλεκτρικού δικτύου και αναλύεται η επιρροή που έχει η διείσδυση των ΑΠΕ στο σύστημα.

Κεφάλαιο 3: Στο τρίτο κεφάλαιο καταγράφονται οι τεχνολογίες αποθηκών ενέργειας που έχουν αναπτυχθεί σε παγκόσμιο επίπεδο, αναφέροντας τον τρόπο λειτουργίας, τα χαρακτηριστικά, τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματά τους.

Κεφάλαιο 4: Στο τέταρτο κεφάλαιο πραγματοποιείται μια θεωρητική ανασκόπηση της συσταδοποίησης δεδομένων (clustering). Παρουσιάζονται τα μέτρα απόστασης και ομοιότητας, οι κατηγορίες συσταδοποίησης και αναλύονται οι πιο διαδεδομένοι αλγόριθμοι.

Κεφάλαιο 5: Στο πέμπτο κεφάλαιο περιγράφεται η δομή του μοντέλου επέκτασης ηλεκτρικού συστήματος. Ορίζεται η ονοματολογία των συμβόλων και καταγράφονται αναλυτικά η αντικειμενική συνάρτηση και οι περιορισμοί του προβλήματος γραμμικού προγραμματισμού.

Κεφάλαιο 6: Στο έκτο κεφάλαιο παρουσιάζονται τα δεδομένα εισόδου του προβλήματος.

Κεφάλαιο 7: Στο έβδομο κεφάλαιο παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του βασικού σεναρίου και γίνεται μια ανάλυση ευαισθησίας, μελετώντας τις αλλαγές στις παραμέτρους του προβλήματος.

Κεφάλαιο 8: Στο όγδοο κεφάλαιο περιγράφεται η διαδικασία εφαρμογής τεχνικών clustering και η αξιολόγησή τους.

Κεφάλαιο 9: Στο ένατο κεφάλαιο συγκρίνονται τα αποτελέσματα του μοντέλου πλήρους έτους με τα αποτελέσματα των μοντέλων που έχει γίνει συσταδοποίηση δεδομένων (clustering). Εξετάζονται τα αποτελέσματα για ένα μεγάλο εύρος αντιπροσωπευτικών ημερών (10-150).

Κεφάλαιο 10: Στο δέκατο κεφάλαιο συνοψίζονται τα συμπεράσματα που προκύπτουν και αναφέρονται μελλοντικές επεκτάσεις προς τις οποίες μπορεί να κατευθυνθεί ο ενδιαφερόμενος μελετητής.

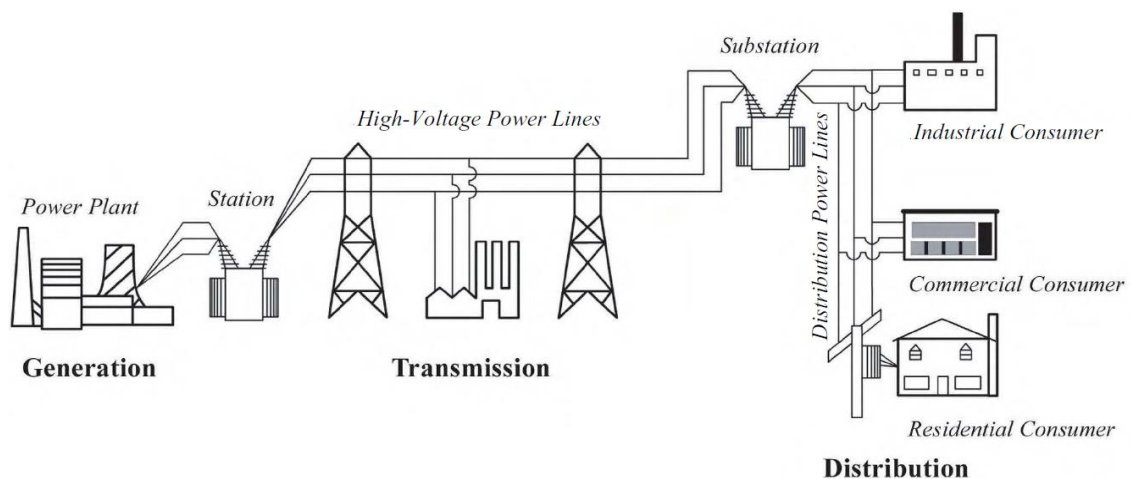
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

2. Βασικές έννοιες του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής

2.1 Εισαγωγή

Το σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αποτελείται από τις μονάδες παραγωγής, οι οποίες καλύπτουν τη ζήτηση των καταναλωτών ανά πάσα στιγμή, μεταφέροντας την ενέργεια μέσω του συστήματος μεταφοράς και διανομής. Αποτελεί ένα σύστημα παροχής ενέργειας σε πραγματικό χρόνο, που σημαίνει ότι η ενέργεια παράγεται, μεταφέρεται και παρέχεται τη στιγμή που απαιτείται.

Η Εικόνα 1 αναπαριστά τις τρεις βασικές λειτουργίες του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής: παραγωγή, μεταφορά και διανομή. Βέβαια, το σύστημα είναι αρκετά πιο πολύπλοκο από τη γενική αναπαράσταση της εικόνας, αφού υπάρχουν ποικίλα θέματα που χρειάζονται μελέτη όπως είναι η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, η οικονομική λειτουργία των μονάδων, ο έλεγχος, η προστασία και τα σφάλματα στο δίκτυο ([28]).



Εικόνα 1: Γραφική αναπαράσταση του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής [28]

2.2 Βασικά χαρακτηριστικά του ηλεκτρικού δικτύου

Για να είναι δυνατή η παροχή ηλεκτρικής ενέργειας, έχει δημιουργηθεί ένα διασυνδεδεμένο σύστημα, το οποίο είναι ικανό να διανέμει ενέργεια προς όλους τους καταναλωτές. Το σύστημα ξεκινά με την παραγωγή, κατά την οποία ηλεκτρική ενέργεια παράγεται στους σταθμούς και

μετασχηματίζεται σε υψηλή τάση, κατάλληλη για να μεταφερθεί σε μακρινές αποστάσεις. Οι γραμμές μεταφοράς οδηγούν αποδοτικά την ενέργεια προς τις τοποθεσίες των καταναλωτών. Τέλος, η υψηλής τάσης ενέργεια μετατρέπεται σε χαμηλής τάσης και καταλήγει στους καταναλωτές μέσω των γραμμών διανομής.

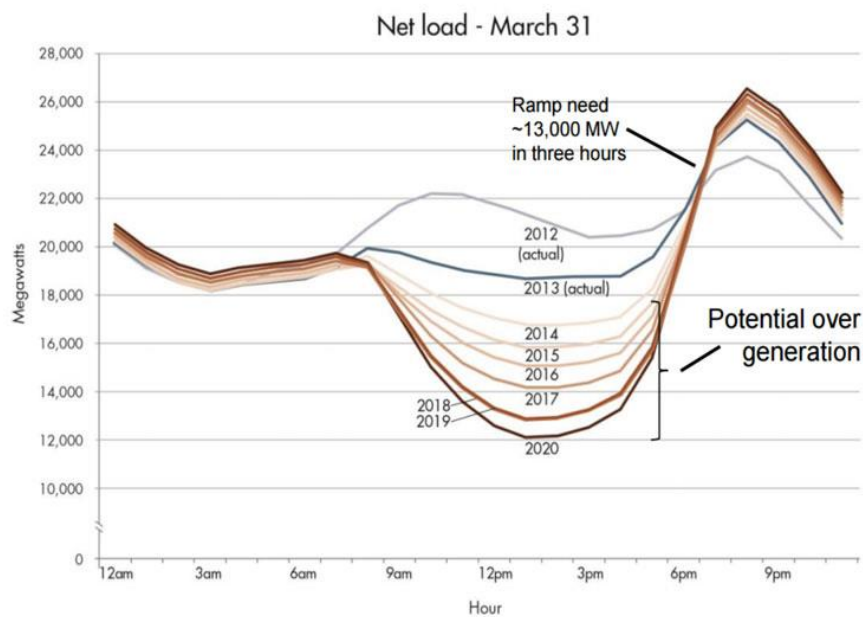
Ένα από τα σημαντικότερα χαρακτηριστικά του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής είναι ότι η προσφορά και η ζήτηση ενέργειας πρέπει να ισορροπούν σε πραγματικό χρόνο, ενώ η τάση και η συχνότητα παραμένουν σε σταθερό επίπεδο. Το δίκτυο ενδέχεται να καταρρεύσει αν υποστεί μια σοβαρή ανισορροπία, επιφέροντας οικονομικές και κοινωνικές επιπτώσεις. Για αυτό το λόγο, το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής απαιτεί ενεργή διαχείριση, τηρώντας παράλληλα κριτήρια αξιοπιστίας, για την αδιάλειπτη ομαλή λειτουργία του συστήματος. Η διαχείριση περιλαμβάνει κυρίως τις εξής υπηρεσίες:

- Ρύθμιση συχνότητας και τάσης
- Διαχείριση σφαλμάτων
- Συντήρηση και ενίσχυση του δικτύου

2.3 Επίδραση των ΑΠΕ στο σύστημα

Μία από τις μεγαλύτερες ανησυχίες των διαχειριστών σχετικά με την αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ στο σύστημα είναι η ικανοποίηση της ισχύος και η διατήρηση της αξιοπιστίας του ηλεκτρικού συστήματος. Για την ομαλή λειτουργία, το δίκτυο πρέπει συνεχώς να εξισορροπεί την παροχή ενέργειας με τη ζήτηση, μια διαδικασία με υψηλή πολυπλοκότητα λόγω της μεταβλητότητας των ΑΠΕ. Δεν είναι δυνατός ο προγραμματισμός της παραγωγής τους, παρά μόνο η πρόβλεψή τους, αφού εξαρτώνται από τις καιρικές συνθήκες που επικρατούν.

Η μεταβλητή παραγωγή των ΑΠΕ και η υψηλή διείσδυσή τους οδηγούν σε μία τροποποιημένη καμπύλη της υπολειπόμενης ζήτησης. Ειδικά, η μεγάλη ανάπτυξη των φωτοβολταϊκών έχει οδηγήσει στη λεγόμενη «καμπύλη πάπιας» (duck curve) που προκύπτει από το ημερήσιο προφίλ λειτουργίας λόγω της ηλιοφάνειας ([29]). Πλέον το μεσημέρι δεν υπάρχει η τυπική αιχμή των προηγούμενων ετών και η καθαρή ζήτηση κυμαίνεται στα χαμηλότερα επίπεδα.



Σχήμα 2.1: Η καμπύλη πάγιας από τον ανεξάρτητο χειριστή συστήματος της Καλιφόρνια [29]

Η νέα καμπύλη της υπολειπόμενης ζήτησης αυξάνει τις απαιτήσεις του συστήματος, καθιστώντας τον έλεγχο του δυσκολότερο. Απαιτείται, αφενός, η κατάλληλη και έγκαιρη αυξομείωση φορτίου κατά τις ώρες εκκίνησης και διακοπής της παραγωγής των φωτοβολταϊκών και, αφετέρου, η αποφυγή του κινδύνου περίσσειας παραγωγής κατά τις μεσημεριανές ώρες. Το πλεόνασμα ενέργειας έχει οικονομικές επιπτώσεις και μειώνει τη συνολική επίδοση του συστήματος. Αντίθετα, η αιολική παραγωγή χαρακτηρίζεται από έντονη στοχαστικότητα, καθώς δεν ακολουθεί ένα ημερήσιο ή μεγαλύτερης διάρκειας προφίλ. Δεν είναι καθόλου σπάνιο 2-3 ημέρες με υψηλό άνεμο να διαδεχθούν 2-3 ημέρες άπνοιας. Επίσης, η παραγωγή από τις ανεμογεννήτριες, πέρα από την χρονική μεταβλητότητα που περιγράφηκε, παρουσιάζουν και διακυμάνσεις ανάλογα με τη γεωγραφική περιοχή στην οποία ανήκουν ([20]).

Από τα παραπάνω, γίνεται αντιληπτό ότι λόγω της αβεβαιότητας της διαθεσιμότητας των ΑΠΕ, είναι δύσκολο να προγραμματιστεί εκ των προτέρων η λειτουργία των μονάδων που απαιτούνται για να καλυφθεί η ζήτηση της επόμενης ημέρας ([30]). Η διαθεσιμότητα των συμβατικών μονάδων είναι γνωστή σε μεγάλο ποσοστό, όμως η διαθεσιμότητα των ΑΠΕ ορίζεται μέσω προβλέψεων για τις καιρικές συνθήκες. Προφανώς, οι προβλέψεις αυτές χαρακτηρίζονται από σφάλματα, που οι διαχειριστές προσπαθούν να ελαχιστοποιήσουν για το βέλτιστο προγραμματισμό του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής.

2.4 Επάρκεια Συστήματος

Η επάρκεια του συστήματος αφορά την ικανότητα του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας να ανταποκρίνεται επαρκώς στην προβλεπόμενη εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Μελετάται μέσω πιθανοτικής ανάλυσης και αποτελεί ένα δείκτη αξιοπιστίας του συστήματος. Έτσι, πρέπει πάντα να υπάρχει πλεόνασμα διαθέσιμου παραγωγικού δυναμικού από τις προβλεπόμενες απαιτήσεις, ώστε το σύστημα να ανταποκριθεί επιτυχώς σε ένα επείγον περιστατικό. Οι απαιτήσεις επάρκειας του συστήματος αφορούν κυρίως την περίοδο που παρατηρείται η αιχμή της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι κυριότερες παράμετροι για τη μελέτη επάρκειας του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας για την αξιόπιστη κάλυψη της ζήτησης είναι:

- Η εξέλιξη της ζήτησης
- Η διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής
- Οι συνθήκες υδραυλικότητας
- Οι εισαγωγές ισχύος από το διασυνοριακό εμπόριο
- Ο βαθμός διείδυσης ΑΠΕ

Η πιο κρίσιμη παράμετρος των μονάδων παραγωγής σχετικά με τη συνεισφορά τους στην επάρκεια του συστήματος είναι η διαθεσιμότητά τους, η οποία μπορεί να εκφραστεί μέσω συντελεστών διαθεσιμότητας (derating factors) που χαρακτηρίζουν την εκάστοτε τεχνολογία. Οι συντελεστές διαθεσιμότητας εκφράζουν την πιθανότητα μια μονάδα να είναι εκτός λειτουργίας, είτε λόγω προγραμματισμένης συντήρησης, είτε λόγω τυχαίας βλάβης. Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας έχουν διακοπτόμενη λειτουργία και συνεπώς, δε συμβάλλουν στην αξιοπιστία του συστήματος. ([31]).

2.5 Εφεδρείες Ισχύος

Για την ασφαλή και αξιόπιστη λειτουργία του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής είναι απαραίτητη η διαρκής εξασφάλιση του ισοζυγίου παραγωγής-ζήτησης και η διατήρηση της συχνότητας στα επιθυμητά επίπεδα. Η μεταβλητότητα και η αβεβαιότητα του ηλεκτρικού δικτύου καθιστούν αναγκαία τη διατήρηση επαρκών εφεδρειών για τον έλεγχο της συχνότητας (frequency reserves) από τους διαχειριστές, προκειμένου να αντιμετωπιστεί επιτυχώς κάθε είδους ξαφνική μεταβολή στην παραγωγή ή την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας. Η μετάβαση σε συστήματα με

υψηλότερες διεισδύσεις επηρεάζει τον έλεγχο της συχνότητας του δικτύου. Ο συμβατικός έλεγχος συχνότητας βασίζεται στη μηχανική αδράνεια των γεννητριών, που χειρίζεται τις διακυμάνσεις. Όμως, τα αιολικά και φωτοβολταϊκά πάρκα δεν παρέχουν αδράνεια. Συνεπώς, τα συστήματα με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ έχουν υψηλότερα επίπεδα εφεδριών, καθώς για να ανταποκρίνονται σε συνθήκες μεγαλύτερης αβεβαιότητας χρειάζεται να παρουσιάζουν μεγαλύτερη ευελιξία ([32]).

Οι δύο κύριες κατηγορίες εφεδριών είναι α) οι εφεδρείες ομαλής λειτουργίας και β) οι εφεδρείες διαταραχών. Οι εφεδρείες ομαλής λειτουργίας καλύπτουν τις μικρές αποκλίσεις ανάμεσα στις πραγματικές και τις προβλεπόμενες τιμές του φορτίου και της παραγωγής των ΑΠΕ. Οι εφεδρείες διαταραχών χρησιμοποιούνται για την αντιμετώπιση μιας ξαφνικής και έντονης αλλαγής του ισοζυγίου ενεργού ισχύος, που ενδέχεται να συμβεί όταν τεθεί εκτός λειτουργίας μια γεννήτρια, μια γραμμή μεταφοράς ή ένας μετασχηματιστής. Οι εφεδρείες διαταραχών διαχωρίζονται σε τρεις διαφορετικούς τύπους: α) πρωτεύουσα (FCR – Frequency Containment Reserve), β) δευτερεύουσα (aFRR – automatic Frequency Restoration Reserve) και γ) τριτεύουσα (mFRR – manual Frequency Restoration Reserve). Οι ελάχιστοι χρόνοι διατήρησης των εφεδριών αυτών είναι 15 λεπτά, 30 λεπτά και 2 ώρες, αντίστοιχα. Η πρωτεύουσα έχει ως σκοπό να εμποδίσει τη συχνότητα να αποκλίνει από την ονομαστική τιμή της και να την σταθεροποιήσει σε μια τιμή, όσο το δυνατό πλησιέστερα στην ονομαστική. Καλύπτεται από τεχνολογίες που είναι ικανές να μεταβάλλουν την παραγωγή τους με πολύ γρήγορο ρυθμό. Η δευτερεύουσα εφεδρεία έχει στόχο την επαναφορά της συχνότητας στην ονομαστική τιμή της και των ροών ισχύος στις προγραμματισμένες τιμές τους. Η τριτεύουσα εφεδρεία στοχεύει στην αποδέσμευση της δευτερεύουσας και πιθανόν της πρωτεύουσας, προκειμένου το σύστημα να είναι έτοιμο για μια νέα διαταραχή ([33]).

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

3. Αποθήκευση Ενέργειας

Η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας είναι ζωτικής σημασίας για τη λειτουργία του δικτύου, αφού εξομαλύνουν τη διακοπτόμενη παραγωγή από ΑΠΕ και βελτιώνουν την ευστάθεια του συστήματος. Οι αποθήκες μπορούν να απορροφήσουν ενέργεια τις ώρες χαμηλής ζήτησης και να την εγχύσουν σε περιόδους υψηλής ζήτησης, το οποίο είναι ωφέλιμο για την κοινή χρήση της ανανεώσιμης ενέργειας με το δίκτυο ([34]). Οι αποθήκες ενέργειας που χρησιμοποιούνται στο δίκτυο ελέγχονται συνήθως ανεξάρτητα και χαρακτηρίζονται από τρεις καταστάσεις: φόρτιση, αποθήκη, εκφόρτιση. Οι αποθήκες, ανάλογα με τον τρόπο μετατροπής της ενέργειας, μπορούν να χωριστούν σε πέντε κατηγορίες:

- Μηχανικές
- Θερμικές
- Ηλεκτροχημικές
- Ηλεκτρικές
- Χημικές

3.1 Μηχανική αποθήκευση ενέργειας

Ως ωριμότερη τεχνολογία, η μηχανική αποθήκευση, κατά την οποία ηλεκτρική ενέργεια μετατρέπεται σε μηχανική για να αποθηκευτεί, έχει τη μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ στον κόσμο. Σε αυτή την κατηγορία περιλαμβάνονται κυρίως οι εξής τεχνολογίες:

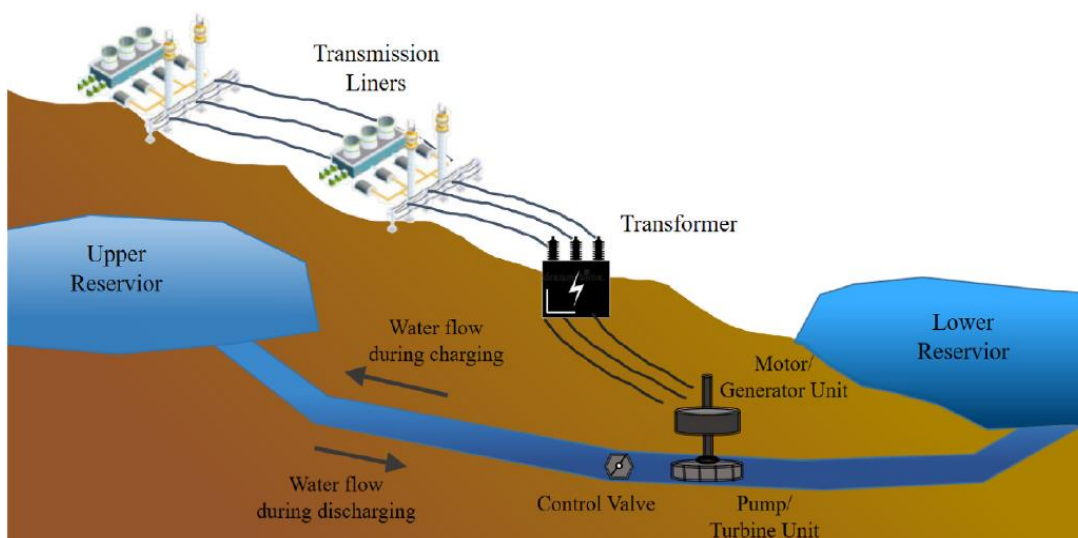
- Αντλησιοταμίευση (Pumped Hydroelectric Storage - PHS)
- Σύστημα αποθήκευσης με στρεφόμενο σφόνδυλο (Flywheel Energy System - FES)
- Σύστημα αποθήκευσης με συμπιεσμένο αέρα (Compressed Air Energy System - CAES)

3.1.1 Αντλησιοταμίευση

Η αντλησιοταμίευση είναι με διαφορά ο πιο διαδεδομένος τρόπος αποθήκευσης στο δίκτυο. Σύμφωνα με την CNESA ([35]), το τέλος του 2020, η παγκόσμια εγκατεστημένη ισχύς αντλησιοταμίευσης έφτασε τα 171 GW, που αποτελεί το 91,9% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος αποθηκών στον κόσμο.

Η αντλιοσταμείωση συνήθως χρησιμοποιείται για μεγάλης κλίμακας έργα. Σήμερα, ο μεγαλύτερος σταθμός βρίσκεται στην Κίνα (State Grid Corporation of China), με ισχύ 3.6 GW και χωρητικότητα 6.6 TWh. Ακολουθεί ο σταθμός στη Βιρτζίνια, Η.Π.Α. με ισχύ 3 GW και δυνατότητα συνεχούς λειτουργίας 10 ωρών ([36]).

Στην Εικόνα 2 φαίνεται η δομή ενός τυπικού σταθμού αντλιοσταμείωσης, ο οποίος αποτελείται από δύο ταμιευτήρες τοποθετημένους σε διαφορετικά υψόμετρα. Η παραγωγή ενέργειας γίνεται με τη βοήθεια της τουρμπίνας ωθώντας νερό από τον άνω προς τον κάτω ταμιευτήρα. Η αποθήκευση της ενέργειας γίνεται μέσω της άντλησης νερού από τον κάτω προς τον άνω ταμιευτήρα, παίρνοντας τη μορφή δυναμικής ενέργειας λόγω βαρύτητας.



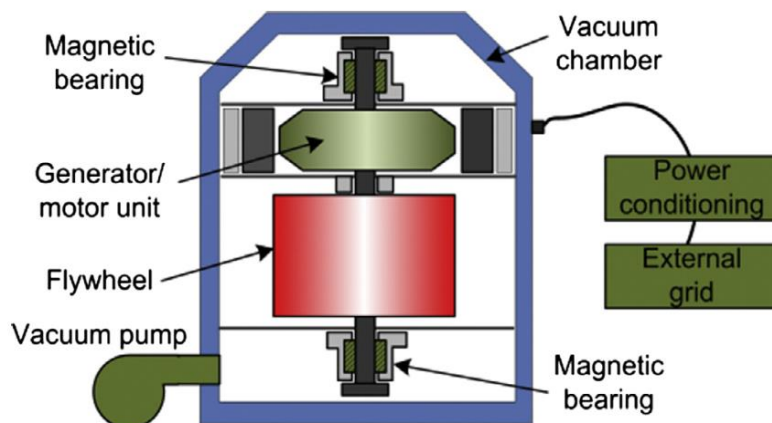
Εικόνα 2: Σχέδιο ενός τυπικού αντλιοσταμειωτικού σταθμού [37]

Υπάρχουν δύο κύριοι τύποι σταθμών: οι ανοιχτού κύκλου σταθμοί που χρησιμοποιούν φυσικές λίμνες ή ποτάμια ως ταμιευτήρες, και οι κλειστού κύκλου σταθμοί που είναι εξοπλισμένοι με τεχνητούς ταμιευτήρες. Η απόδοσή της αντλιοσταμείωσης κυμαίνεται στο 70-85% και το μέσο μέγεθος της συνήθως είναι 1-1.5 GW. Έχει τη δυνατότητα γρήγορης αυξομείωσης φορτίου, μεγάλη διάρκεια ζωής και χαμηλό κόστος λειτουργίας και συντήρησης ([37]).

3.1.2 Σύστημα αποθήκευσης με στρεφόμενο σφόνδυλο

Το σύστημα αποθήκευσης με στρεφόμενο σφόνδυλο αποτελείται κυρίως από μια στρεφόμενη κυλινδρική μάζα και ένα μαγνητικό ρουλεμάν ανάρτησης για υποστήριξη. Συμπληρωματικά

στοιχεία είναι ηλεκτρονικά ισχύος, ο θάλαμος κενού αέρος, η γεννήτρια και περίβλημα χαμηλής τάσης για μείωση αυτοεκφόρτισης. Η διάταξη φαίνεται στην Εικόνα 3:



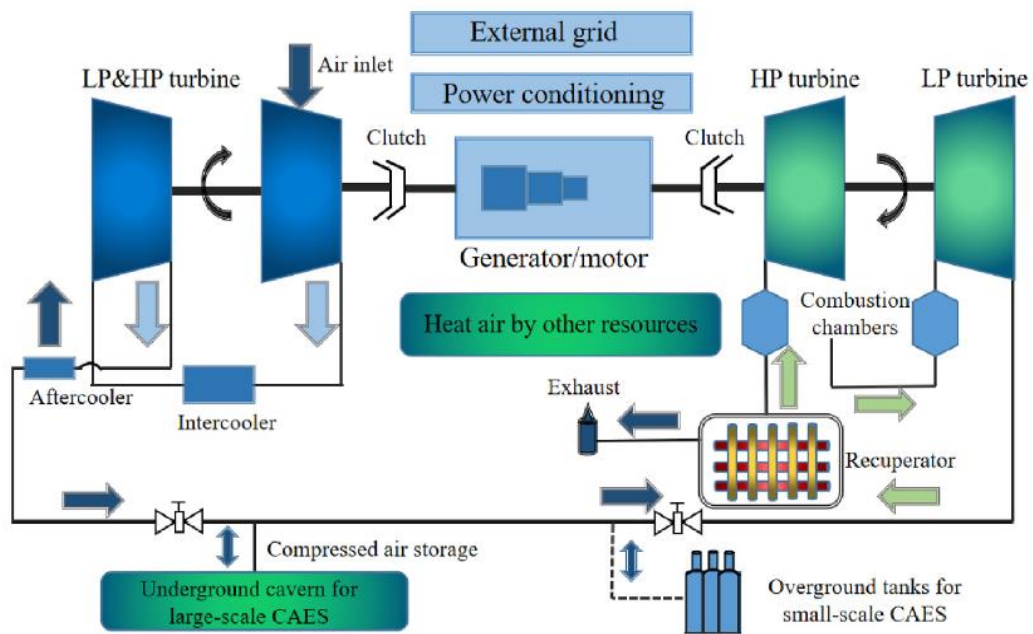
Εικόνα 3: Διάταξη συστήματος αποθήκευσης με στρεφόμενο σφόνδυλο [38]

Κατά τις ώρες χαμηλής ζήτησης, η ταχύτητα περιστροφής του σφονδύλου αυξάνεται, ώστε να μετατραπεί ηλεκτρική ενέργεια σε αποθηκευμένη κινητική ενέργεια. Κατά την εκφόρτιση, η γεννήτρια μέσω της κινητικής ενέργειας παράγει ηλεκτρικό ρεύμα. Η πυκνότητα ενέργειας του συστήματος σχετίζεται με τη γωνιακή ταχύτητα του σφονδύλου και τις απώλειες. Ο θάλαμος κενού αέρος και τα κατάλληλα υλικά μειώνουν τις απώλειες.

Τα κύρια πλεονεκτήματα των συστημάτων με στρεφόμενο σφόνδυλο είναι η απόδοση τους που ξεπερνάει το 90%, η υψηλή πυκνότητα ισχύος και ενέργειας, η μεγάλη διάρκεια ζωής και τα χαμηλά κόστη συντήρησης. Τα μειονεκτήματα περιλαμβάνουν τη μη αποδοτική συμπεριφορά σε αδρανή κατάσταση και την αδυνατότητα αποθήκευσης μεγάλης διάρκειας λόγω της τριβής ([38]).

3.1.3 Σύστημα αποθήκευσης με συμπιεσμένο αέρα

Το σύστημα αποθήκευσης με συμπιεσμένο αέρα αποτελείται από ηλεκτρικούς κινητήρες, συμπιεστές, εναλλάκτες θερμότητας και υψηλής πίεσης τουρμπίνες, όπως παρουσιάζεται στην Εικόνα 4. Η ενέργεια αποθηκεύεται μηχανικά συμπιέζοντας αέρα σε φυσικά ή τεχνητά υπόγεια σπήλαια. Σε περιόδους υψηλής ζήτησης ή υψηλής τιμής ρεύματος, ο συμπιεσμένος αέρας μεταφέρεται στις τουρμπίνες, όπου παράγεται ηλεκτρική ενέργεια. Στις περισσότερες περιπτώσεις χρησιμοποιείται ο αέρας από την ατμόσφαιρα. Χαρακτηρίζεται ως αποθήκη μεγάλης διάρκειας, αφού μπορεί να αποθηκεύσει ή να παρέχει ενέργεια για ημέρες.



Εικόνα 4: Διάταξη συστήματος αποθήκευσης με συμπιεσμένο αέρα [37]

Προκειται για μια τεχνολογία με περιορισμένη ανάπτυξη. Πρωτοπόρος στα συστήματα αποθήκευσης με συμπιεσμένο αέρα είναι οι Η.Π.Α. με δύο μεγάλους σταθμούς σε λειτουργία, στο Τέξας με ισχύ 317 MW και στην Καλιφόρνια με ισχύ 300 MW ([39]). Τα πλεονεκτήματα τέτοιων συστημάτων είναι η δυνατότητα μακροχρόνιας αποθήκευσης (περισσότερο από ένα χρόνο), η ταχεία απόκριση (λιγότερο από 10 λεπτά), η υψηλή απόδοση (70-80%), η μεγάλη διάρκεια ζωής (40 έτη) και η φιλικότητα προς το περιβάλλον. Ο κύριος περιορισμός που εμποδίζει την πιο διαδεδομένη χρήση είναι η εύρεση κατάλληλης γεωγραφικής τοποθεσίας ([37]).

3.2 Θερμική αποθήκευση ενέργειας

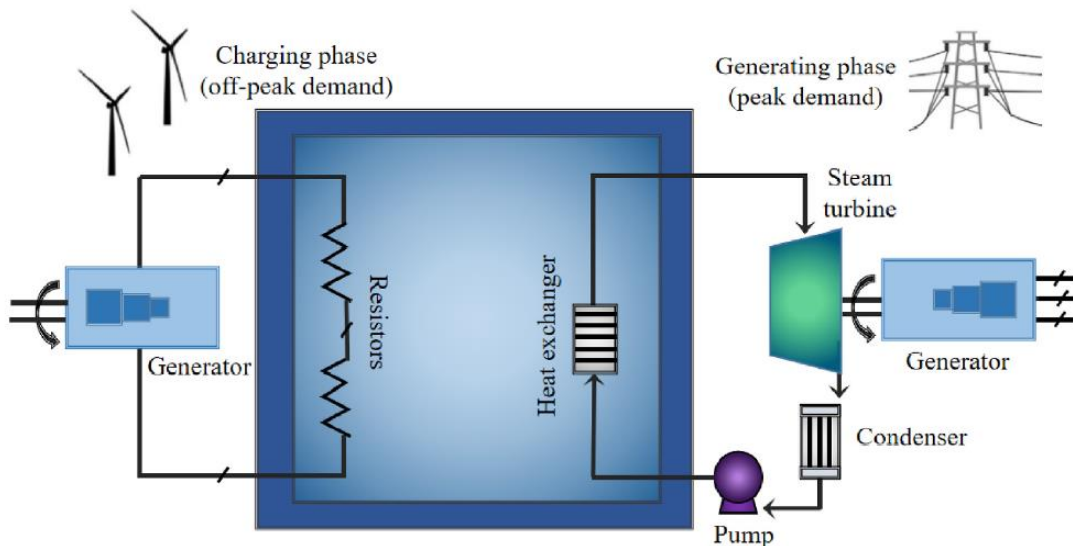
Η θερμική αποθήκευση ενέργειας γίνεται μέσω θέρμανσης ή τήξης υλικών. Θεωρείται ότι είναι ένα από τα πιο κατάλληλα μέσα για την ενσωμάτωση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο δίκτυο, με πιθανές εφαρμογές στην ανάκτηση θερμότητας αποβλήτων, την αξιοποίηση ηλιακής ενέργειας και την εξοικονόμηση ενέργειας κτιρίων.

3.2.1 Αισθητή αποθήκευση θερμότητας

Η αισθητή αποθήκευση θερμότητας (sensible heat storage - SHS) αποτελείται από δεξαμενές αποθήκευσης υγρών, σωλήνες, συστήματα ψήξης και ελέγχου, όπως απεικονίζεται στη διάταξη

της Εικόνας 5. Είναι η απλούστερη μέθοδος αποθήκευσης θερμικής ενέργειας και γίνεται με απευθείας θέρμανση ενός στερεού ή υγρού μέσου χωρίς αλλαγή φάσης. Ένα κοινό μέσο είναι το νερό, το οποίο έχει το πλεονέκτημα του χαμηλού κόστους και της υψηλής ειδικής θερμοχωρητικότητας. Όσον αφορά στα στερεά μέσα, γενικά χρησιμοποιούνται πέτρες ή μέταλλα ως αποθήκες ενέργειας.

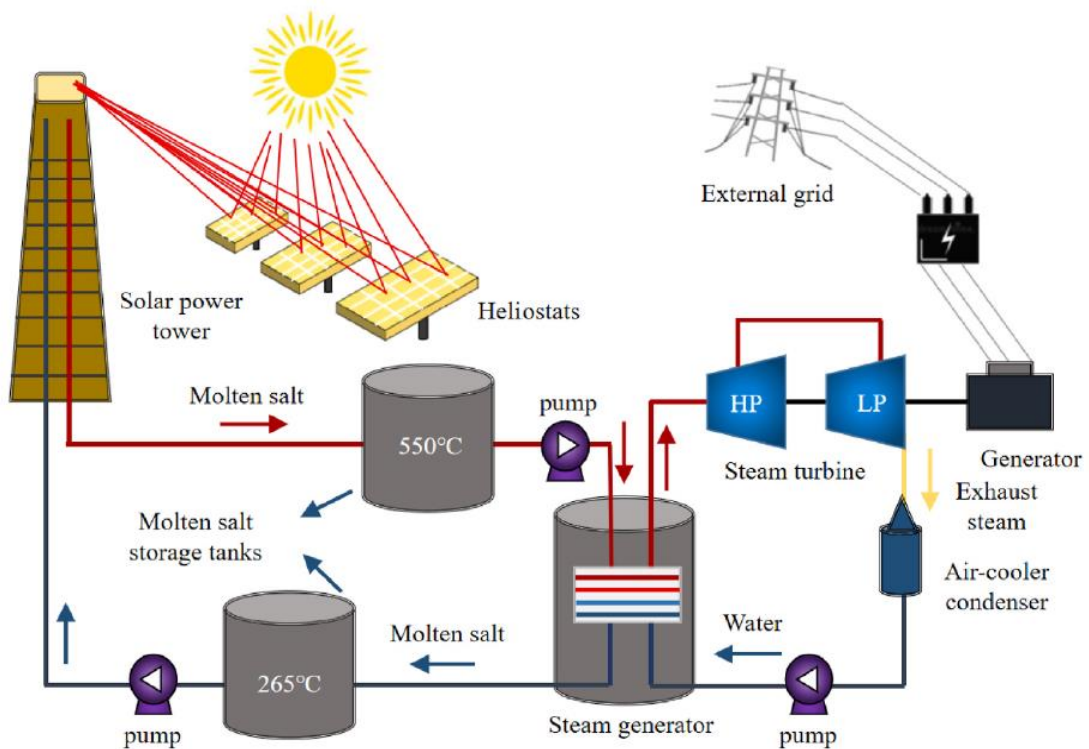
Η αισθητή αποθήκευση θεωρείται μια αποδοτική οικονομικά και φιλική προς το περιβάλλον λύση για την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας, με εύκολο σχεδιασμό αφού τα υλικά τοποθετούνται σε κοντέινερς. Τα μειονεκτήματα είναι η χαμηλή πυκνότητα αποθήκευσης ενέργειας, το υψηλό επενδυτικό κόστος και ορισμένα ψεγάδια των υλικών που χρησιμοποιούνται ([37]).



Εικόνα 5: Διάταξη συστήματος αποθήκευσης θερμότητας χωρίς αλλαγή φάσης [37]

3.2.2 Λανθάνουσα αποθήκευση θερμότητας

Η λανθάνουσα αποθήκευση θερμότητας (latent heat storage - LHS) βασίζεται σε υλικά αλλαγής φάσης (Phase Changing Materials - PCM) χρησιμοποιώντας την ενέργεια που απελευθερώνεται κατά τη διάρκεια της αλλαγής της κατάστασης τους. Η διάταξη αποτελείται από εναλλάκτες θερμότητας, μονάδες ελέγχου συστήματος ισχύος και κατάλληλα δοχεία όπως φαίνεται στην Εικόνα 6. Σε σύγκριση με την αισθητή αποθήκευση θερμότητας, τα πλεονεκτήματα του LHS περιλαμβάνουν υψηλή πυκνότητα αποθήκευσης ενέργειας και μικρά εύρη θερμοκρασιακής αλλαγής ([37]).

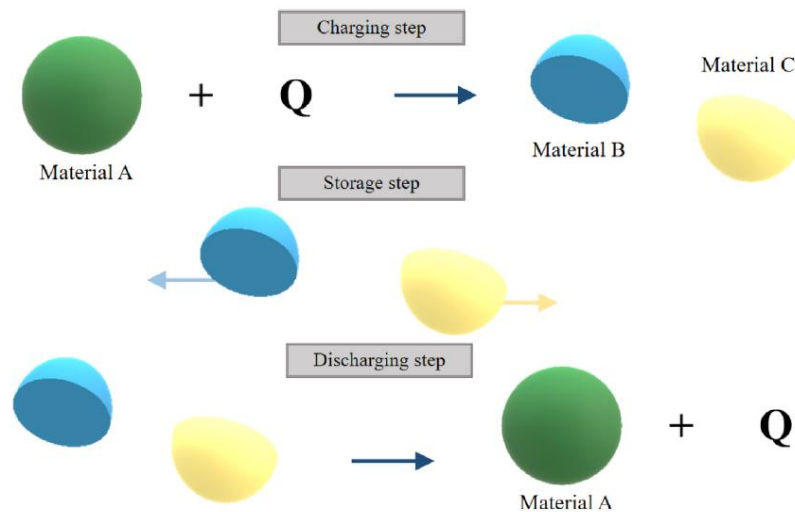


Εικόνα 6: Διάταξη συστήματος αποθήκευσης θερμότητας χωρίς αλλαγή φάσης [37]

3.2.3 Θερμοχημική αποθήκευση θερμότητας

Η θερμοχημική αποθήκευση θερμότητας (thermal-chemical heat storage - TCES) βασίζεται σε μια αναστρέψιμη χημική αντίδραση για αποθήκευση ή απελευθέρωση θερμότητας, όπως φαίνεται στην Εικόνα 7. Η θέρμανση του υλικού σε περιόδους χαμηλής ζήτησης χωρίζει το υλικό A σε υλικά B και C, τα οποία αποθηκεύονται ξεχωριστά. Κατά τις περιόδους αιχμής, τα υλικά B και C αναμειγνύονται υπό κατάλληλη πίεση και θερμοκρασία για να απελευθερώσουν ενέργεια.

Η ανωτερότητα της θερμοχημικής αποθήκευσης σε σύγκριση με την αισθητή και λανθάνουσα αποθήκευση θερμότητας είναι ότι μπορεί να χρησιμοποιηθεί για αποθήκευση μεγάλης διάρκειας. Επίσης, τα πλεονεκτήματα της περιλαμβάνουν υψηλή πυκνότητα ενέργειας, χαμηλές απώλειες και η ύπαρξη κατάλληλων καταλυτών για τις χημικές αντιδράσεις. Τα μειονεκτήματα είναι η κακή απόδοση μεταφοράς θερμότητας, η ανάπτυξη των υλικών και η πολύπλοκη διαμόρφωση του αντιδραστήρα ([37]).



Εικόνα 7: Σχηματική αναπαράσταση της θερμοχημικής αντίδρασης [37]

3.3 Ηλεκτροχημική αποθήκευση ενέργειας

3.3.1 Επαναφορτιζόμενες μπαταρίες

Στις επαναφορτιζόμενες μπαταρίες, η άνοδος παρέχει ηλεκτρόνια και η κάθοδος απορροφά ηλεκτρόνια. Το διαχωριστικό εγγυάται τη μόνωση μεταξύ των δύο ηλεκτροδίων και ο ηλεκτρολύτης είναι υπεύθυνος για τη μεταφορά των ηλεκτρονίων μεταξύ καθόδου και ανόδου. Οι κύριοι τύποι επαναφορτιζόμενων μπαταριών είναι οι μπαταρίες ιόντων λιθίου (Li-ion batteries), μολύβδου-οξέως (Lead-acid batteries), νατρίου-θείου (Sodium-sulfur batteries) και μπαταρίες νικελίου (Nickel-based batteries).

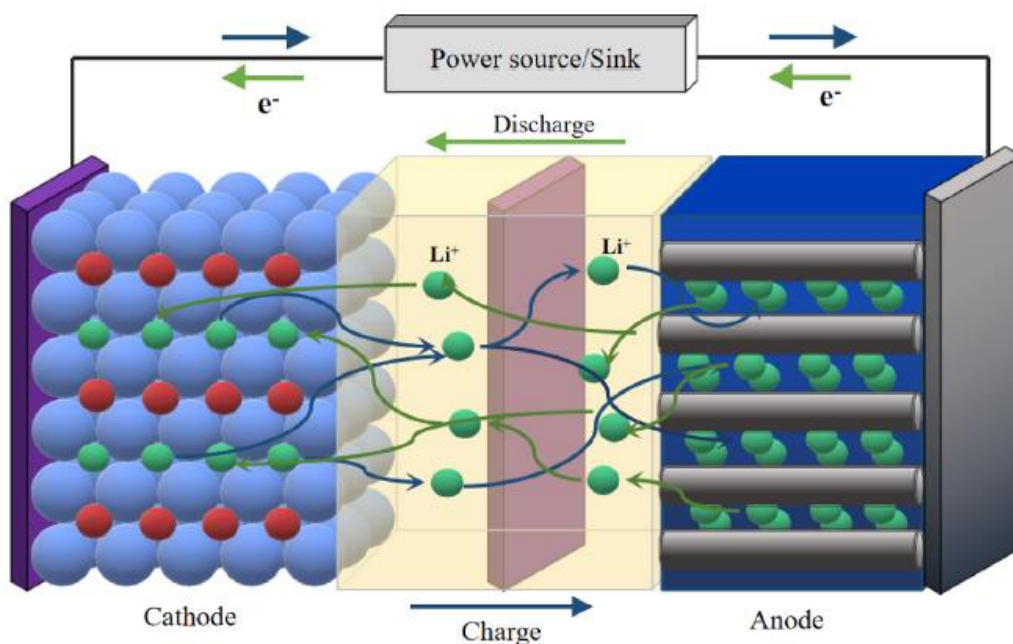
3.3.1.1 Μπαταρίες Ιόντων Λιθίου

Η πιο διαδεδομένη τεχνολογία επαναφορτιζόμενων μπαταριών είναι οι μπαταρίες ιόντων λιθίου (lithium-ion batteries – Li-ion). Για τις μπαταρίες ιόντων λιθίου, το υλικό της καθόδου έχει δομή μεταλλικού οξειδίου λιθίου (LiCoO_2 , LiMnO_2 , LiFePO_4 , $\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$, LiNiCoAlO_2) και τα υλικά της ανόδου περιλαμβάνουν πρόσθετα υλικά (άνθρακας, $\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$, TiO_2), υλικά μετατροπής (οξείδιο σιδήρου, οξείδιο νικελίου, οξείδιο κοβαλτίου) και κράματα (πυρίτιο, κασσίτερος). Ο ηλεκτρολύτης είναι ένας υδρόφοβος οργανικός διαλύτης που περιέχει ιόντα λιθίου (LiClO_4). Το διάγραμμα των μπαταριών ιόντων λιθίου φαίνεται στην Εικόνα 8.

Η απόκριση των μπαταριών ιόντων λιθίου αναμένεται να γίνει γρήγορη και ο κύκλος απόδοσης να φτάσει έως και 97%. Το υψηλό επενδυτικό κόστος και οι απαραίτητες συσκευές προστασίας

περιορίζουν τη χρήση τους σε εφαρμογές υψηλής ισχύος. Τα πλεονεκτήματα αυτής της τεχνολογίας είναι η υψηλή τάση (περίπου 3.7 V), πυκνότητα ενέργειας (80-200 Wh/kg) και πυκνότητα ισχύος (500-2000 W/kg), οι κύκλοι ζωής (10^3 - 10^4), οι μικρές απαιτήσεις συντήρησης, το μικρό μέγεθος και βάρος τους και η καλή συμβατότητα με το περιβάλλον.

Βέβαια, υπάρχουν και προβλήματα όπως η επιρροή του βάθους εκφόρτισης και της διάρκειας ζωής από τις περιβαλλοντικές συνθήκες. Ακόμη, οι μπαταρίες ιόντων λιθίου δεν είναι κατάλληλες για εφαρμογές που απαιτούν πλήρη εκφόρτιση, καθώς τέτοια διαχείριση μειώνει δραματικά τους κύκλους της. Για αυτό το λόγο εξοπλίζονται με ένα κύκλωμα διαχείρισης μπαταρίας (BMS), το οποίο αποτρέπει την εκφόρτιση της μπαταρίας σε χαμηλά επίπεδα. Ένα τελευταίο ζήτημα είναι ο κίνδυνος απελευθέρωσης οξυγόνου σε υψηλές θερμοκρασίες μέσω ανεπιθύμητων αντιδράσεων από τα ηλεκτρόδια μεταλλικού οξειδίου. Μέσω μιας μονάδας ελέγχου θερμοκρασίας περιορίζεται η λειτουργία της μπαταρίας σε κανονικές θερμοκρασίες ([40]).



Εικόνα 8: Διάγραμμα μπαταριών ιόντων λιθίου [40]

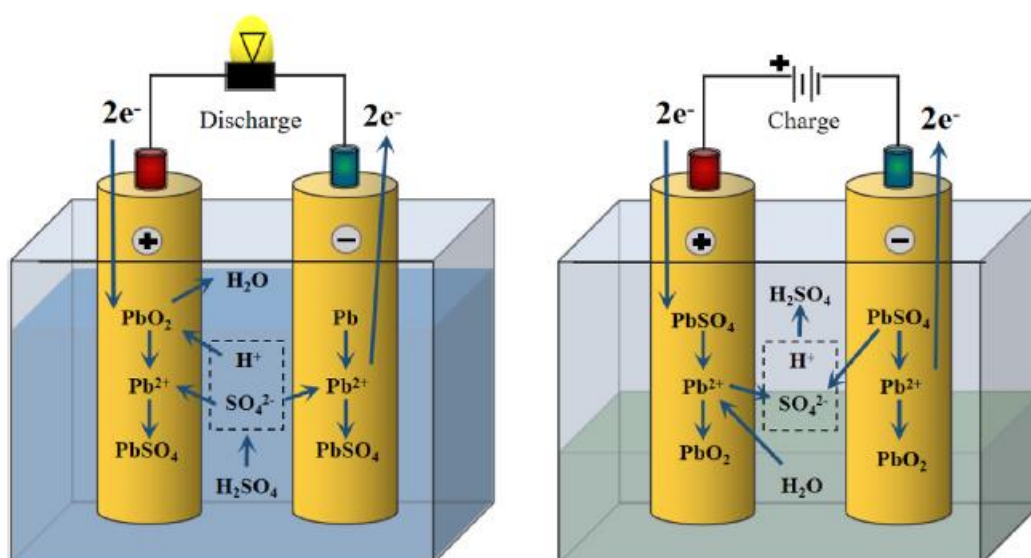
3.3.1.2 Μπαταρίες Μολύβδου-Οξέως

Οι μπαταρίες μολύβδου-οξέως (Lead-acid) είναι η πιο οικονομική επιλογή από τις τεχνολογίες επαναφορτιζόμενων μπαταριών. Η κάθοδος τους είναι PbO₂ και η άνοδος είναι πορώδης Pb. Ο

ηλεκτρολύτης είναι διάλυμα θεικού οξέος. Η τυπική δομή των μπαταριών μολύβδου-οξέος απεικονίζεται στην Εικόνα 9.

Λόγω του χαμηλού ρυθμού αυτοεκφόρτισης, οι μπαταρίες μολύβδου-οξέος χρησιμοποιούνται ευρέως σε πρακτικά πεδία όπως εφαρμογές μεγάλης ισχύος, αποθήκευση ανανεώσιμης ενέργειας, ηλεκτρικά ή υβριδικά οχήματα, συστήματα συναγερμού και αδιάλειπτη παροχή ισχύος για επικοινωνιακά συστήματα. Η τάση των μπαταριών κυμαίνεται στα 2 V και η διάρκεια ζωής στα 3-12 χρόνια ([41]).

Τα προτερήματα των μπαταριών μολύβδου-οξέος περιλαμβάνουν γρήγορη απόκριση (<5 ms), χαμηλό ημερήσιο ρυθμό αυτοεκφόρτισης (<0.3 %/ημέρα), υψηλή κυκλική απόδοση (80%), υψηλή αξιοπιστία και χαμηλό επενδυτικό κόστος (\$50–500/ kWh). Ο μικρός χρόνος κύκλου, οι επιπτώσεις στο περιβάλλον και η περιορισμένη ενεργειακή πυκνότητα σε χαμηλές θερμοκρασίες είναι τα κύρια μειονεκτήματα αυτής της τεχνολογίας.



Εικόνα 9: Τυπική δομή των μπαταριών μολύβδου-οξέος [37]

3.3.1.3 Μπαταρίες Νατρίου-Θείου

Εξαιτίας του χαμηλού κόστους του νατρίου και της διαθεσιμότητας των υλικών, οι μπαταρίες νατρίου-θείου (NaS) αναδύονται ως εναλλακτική στις μπαταρίες ιόντων λιθίου. Η Εικόνα 10 (αριστερά) δείχνει τη λειτουργία των μπαταριών NaS. Η άνοδος των μπαταριών είναι λιωμένο νάτριο, η κάθοδος είναι λιωμένο θείο και ο ηλεκτρολύτης είναι ένα στερεό που ονομάζεται β-

αλουμίνα (Al_2O_3). Είναι η μόνη τεχνολογία που χρησιμοποιεί στερεό ηλεκτρολύτη. Οι μπαταρίες χρησιμοποιούνται ευρέως για ενσωμάτωση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και εφαρμογές αποθήκευσης μεγάλης κλίμακας.

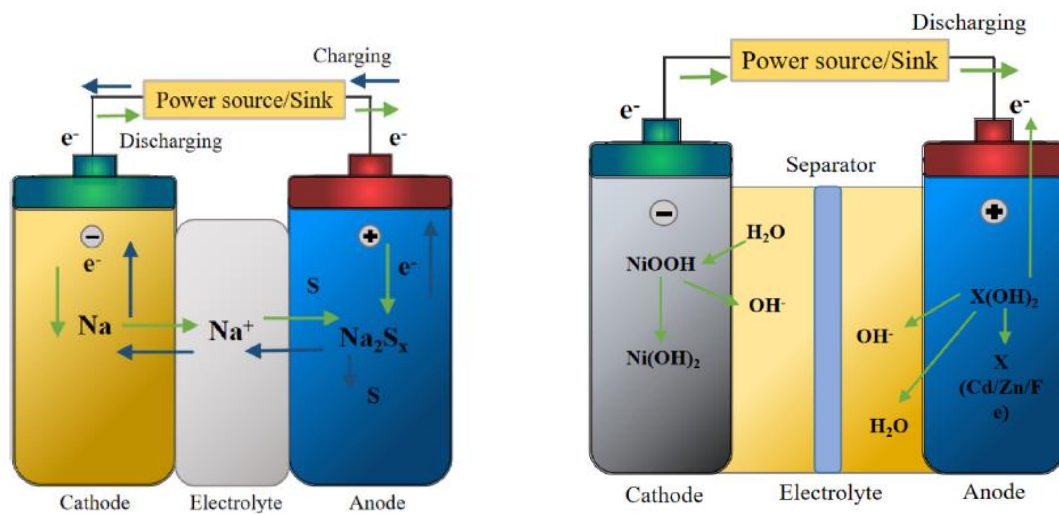
Έχουν υψηλή πυκνότητα ενέργειας (150-240 Wh/kg) και ισχύος (150-230 W/kg), γρήγορη απόκριση (<5ms), χαμηλό ρυθμό αυτοεκφόρτισης (0.1 %/ημέρα), υψηλή χωρητικότητα (244.8 MWh), απόδοση (80-90%) και μεγάλη διάρκεια ζωής (περίπου 15 χρόνια). Τα κύρια μειονεκτήματα αυτής της τεχνολογίας είναι η διάβρωση, η μεγάλη εσωτερική αντίσταση και το υψηλό λειτουργικό κόστος (\$80 kW/έτος). Για αυτό το λόγο, χρειάζεται μια συσκευή ελέγχου θερμοκρασίας και προστασίες για την περίπτωση επαφής ανάμεσα σε λιωμένα ηλεκτρόδια ([37]).

3.3.1.4 Μπαταρίες Νικελίου

Η κάθοδος των μπαταριών με βάση το νικέλιο (Nickel-based) είναι υδροξείδιο του νικελίου και ο ηλεκτρολύτης είναι ένα αλκαλικό υδατικό διάλυμα. Σε ό,τι αφορά τα υλικά ανόδου, υπάρχουν διάφοροι τύποι: νικελίου-καδμίου (Ni-Cd), νικελίου-σιδήρου (Ni-Fe), νικελίου-ψευδαργύρου (Ni-Zn), νικελίου υδριδίου του μετάλλου (Ni-MH) και Ni-H₂. Η διάταξη παρουσιάζεται στην Εικόνα 10 (δεξιά).

Η μπαταρία νικελίου-καδμίου είναι η μόνη που μπορεί να λειτουργήσει σε θερμοκρασίες περιβάλλοντος (20-40°C) και η τάση λειτουργία τους είναι 1-1.3V. Έχουν υψηλή ενεργειακή πυκνότητα (50-75 Wh/kg), πολλούς κύκλους ζωής (> 2000), υψηλή αξιοπιστία και μικρές απαιτήσεις συντήρησης. Όμως, το κόστος τους είναι υψηλό (\$800–1500/kWh), το νικέλιο και το κάδμιο είναι τοξικά μέταλλα και η χωρητικότητά τους μπορεί να μειωθεί σημαντικά λόγω ακατάλληλων διαδικασιών φόρτισης-εκφόρτισης. Οι μπαταρίες Ni-MH αναπτύχθηκαν για να νικήσουν τα διάφορα ελαττώματα των μπαταριών νικελίου-καδμίου. Για ίδια μεγέθη, οι μπαταρίες Ni-MH έχουν 30-40% μεγαλύτερη ονομαστική χωρητικότητα και ισχύ.

Σχετικά με την απόδοση, οι μπαταρίες νικελίου-σιδήρου και νικελίου-ψευδαργύρου έχουν την υψηλότερη και κυμαίνεται στο 75-80%. Ωστόσο, έχουν χαμηλή ισχύ, υψηλό κόστος, μικρή διάρκεια ζωής και σημαντικές απαιτήσεις συντήρησης. Οι μπαταρίες Ni-H₂ προσφέρουν μεγαλύτερη ισχύ και διάρκεια ζωής με λιγότερες υπερφορτίσεις. Η χρήση τους, όμως, είναι περιορισμένα εξαιτίας της υψηλής τιμής, της σημαντικής αυτοεκφόρτισης και της χαμηλής ενεργειακής πυκνότητάς τους ([37]).

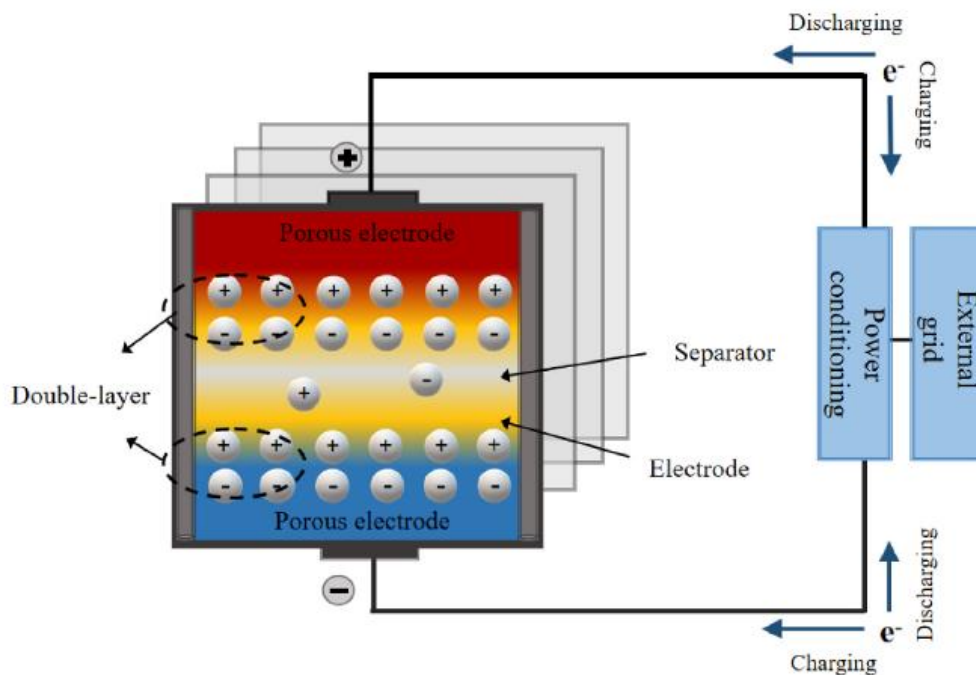


Εικόνα 10: Τυπική δομή των μπαταριών νατρίου-θείου (αριστερά) και νικελίου (δεξιά) [37]

3.3.2 Υπερπυκνωτές

Οι πυκνωτές μπορούν να χωριστούν σε τρεις κύριες κατηγορίες: ηλεκτροστατικοί, ηλεκτρολυτικοί και ηλεκτροχημικοί. Οι ηλεκτροχημικοί πυκνωτές είναι γνωστοί και ως υπερπυκνωτές (supercapacitors - SC), βασική αρχή των οποίων είναι η χρήση διπλού ηλεκτρικού στρώματος. Το διπλό στρώμα αυξάνει την ενεργειακή πυκνότητα και τη χωρητικότητα σε σύγκριση με τους παραδοσιακούς πυκνωτές. Οι υπερπυκνωτές αποτελούνται από έναν ηλεκτρολύτη (οργανικό ή υδατικό διάλυμα), δύο μεταλλικούς ηλεκτρικούς αγωγούς και μια πορώδη διαχωριστική μεμβράνη από κεραμικό, γυαλί ή πλαστικό.

Οι υπερπυκνωτές έχουν τα χαρακτηριστικά των ηλεκτροχημικών μπαταριών και των παραδοσιακών πυκνωτών. Τα προτερήματά τους είναι η υψηλή πυκνότητα ισχύος (500-5000 W/kg), οι κύκλοι ζωής (>10⁵), η υψηλή απόδοση (85-97%), η γρήγορη απόκριση (<5ms), η μεγάλη διάρκεια (40 έτη) και ο μικρός χρόνος φόρτισης. Όμως, ο μεγάλος ρυθμός αυτοεκφόρτισης (5-40 %/ημέρα), το υψηλό κόστος επένδυσης (\$6000/kWh) και η δυνατότητα παροχής αποθηκευμένης ενέργειας μόνο για λίγα λεπτά εμποδίζουν την ευρεία χρήση των υπερπυκνωτών. Έρευνες γίνονται για τη μείωση του επενδυτικού κόστους και για τη εύρεση νέων υλικών ([37]).



Εικόνα 11: Σχηματικό διάγραμμα του υπερπυκνωτή [37]

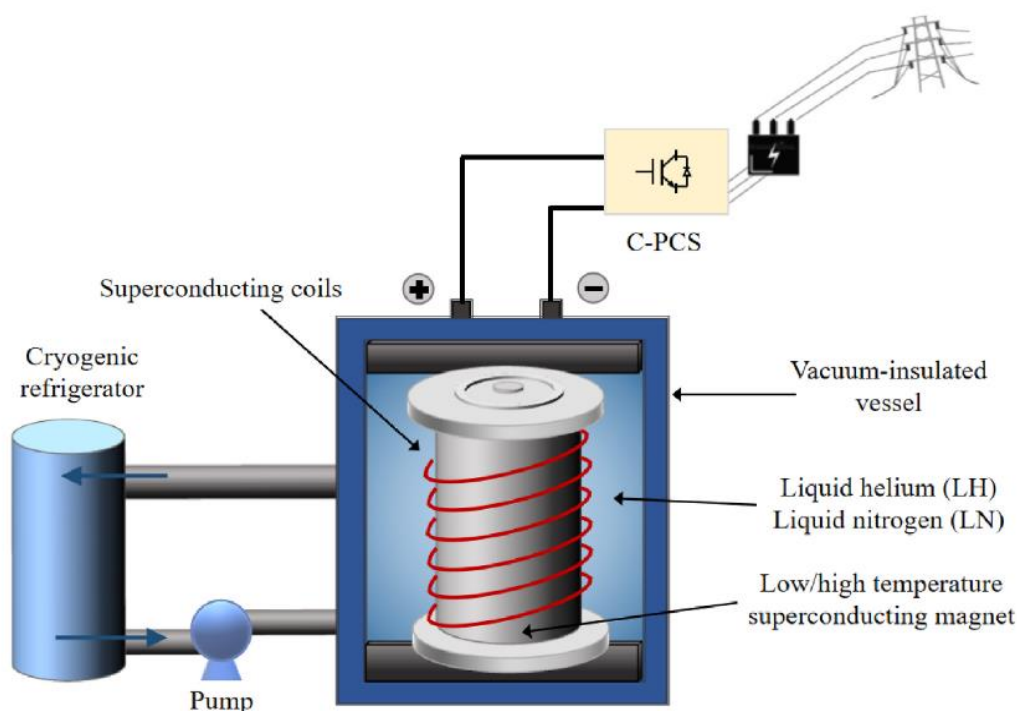
3.4 Ηλεκτρική αποθήκευση ενέργειας

Η διαφορά ανάμεσα στην ηλεκτρική αποθήκευση και τις προηγούμενες κατηγορίες είναι ότι η ενέργεια αποθηκεύεται σε μορφή ηλεκτρικής ή ηλεκτρομαγνητικής ενέργειας χωρίς να μετατραπεί σε άλλες μορφές.

3.4.1 Υπεραγώγιμη μαγνητική αποθήκευση ενέργειας

Η υπεραγώγιμη μαγνητική αποθήκευση ενέργειας (superconducting magnetic energy storage - SMES) αποτελείται γενικά από ένα υπεραγώγιμο πηνίο, σύστημα ρύθμισης ισχύος, μετατροπέα ισχύος, σύστημα κενού αέρος και σύστημα ψύξης υγρού αζώτου. Η ακριβής δομή φαίνεται στην Εικόνα 12. Τα υπεραγώγιμα πηνία έχουν δύο μορφές: σωληνοειδές και τοροειδές. Το σωληνοειδές έχει απλή δομή και είναι εύκολα ελέγξιμο. Το υπεραγώγιμο πηνίο κρατείται σε χαμηλή θερμοκρασία μέσα σε δοχείο υγρού αζώτου ή ηλίου. Η ενέργεια που μπορεί να αποθηκευτεί καθορίζεται από την αυτεπαγωγή του πηνίου και το ρεύμα που το διαπερνά. Το πηνίο έχει υψηλές απαιτήσεις για το μαγνητικό υλικό, συμπεριλαμβανομένης της υψηλής πυκνότητας ρεύματος, της καλής απόδοσης σε παραμόρφωση και της χαμηλής τιμής.

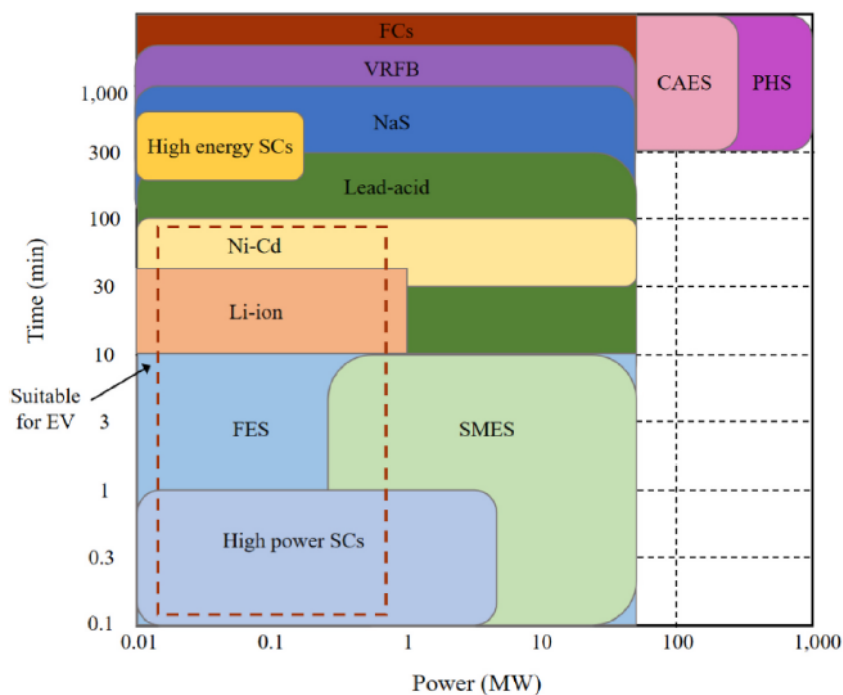
Τα πλεονεκτήματα των SMES περιλαμβάνουν γρήγορη ταχύτητα απόκρισης, υψηλή πυκνότητα ισχύος (4000 W/L, όπου L η αυτεπαγωγή), υψηλή απόδοση (95-98%), πολύ χαμηλές απώλειες ισχύος, μικρό χρόνο για πλήρη εκφόρτιση (<1 λεπτό), απεριόριστες φορτίσεις και εκφορτίσεις και μακροζωία (30 έτη). Τα μειονεκτήματα είναι το υψηλό κόστος (\$104/kWh), υψηλό ρυθμό αυτοεκφόρτισης (10-15 %/ημέρα), η ευαισθησία των πηνίων σε μεταβολές θερμοκρασίας και η επιρροή των ισχυρών μαγνητικών πεδίων στο περιβάλλον. Οι έρευνες εστιάζουν κυρίως στη μείωση του κόστους των υπεραγωγίων πηνίων και του συστήματος ψύξης υγρού υδρογόνου καθώς και στην ανάπτυξη νέων υλικών για τους υπεραγωγούς ([37]).



Εικόνα 12: Σχηματικό διάγραμμα της υπεραγώγιμης μαγνητικής αποθήκευσης ενέργειας [37]

3.4.2 Ηλεκτρικά Οχήματα

Η ανάπτυξη των ηλεκτρικών οχημάτων (electric vehicles - EV) θα γίνει σταδιακά, αντικαθιστώντας τα ξεπερασμένα οχήματα καυσίμων με σκοπό τη μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου. Πρόκειται για μια πολλά υποσχόμενη τεχνολογία που διαδίδεται έντονα σε όλο τον κόσμο. Η ηλεκτρική ενέργεια του ηλεκτρικού οχήματος γενικά αποθηκεύεται σε μπαταρίες, υπερπυκνωτές, κυψέλες καυσίμου ή υβριδικό σύστημα αποθήκευσης ενέργειας. Οι διάφορες τεχνολογίες που μπορούν να χρησιμοποιηθούν στα ηλεκτρικά οχήματα φαίνονται στην Εικόνα 13.



Εικόνα 13: Κατάλληλες τεχνολογίες για ηλεκτρικά οχήματα [37]

Το ηλεκτρικό όχημα μπορεί να αποκτήσει ηλεκτρική ενέργεια από το δίκτυο μέσω φόρτισης. Κατά τις ώρες αιχμής, είναι δυνατή η μεταφορά της αποθηκευμένης ενέργειας του ηλεκτρικού οχήματος προς το δίκτυο. Αυτή η τεχνολογία ονομάζεται V2G (vehicle-to-grid). Τα ηλεκτρικά οχήματα που υπάρχουν στην αγορά είναι τα υβριδικά EVs (Hybrid Electric Vehicle - HEV), τα EVs με μπαταρία (Battery-powered Electric Vehicle - BEV), τα επαναφορτιζόμενα υβριδικά EVs (Plug in Hybrid Electric Vehicle - HBEV) και τα εκτεταμένου εύρους EVs (Extended Range Electric Vehicle - EREV) ([42]). Το κύριο εμπόδιο είναι ότι ακόμα η φόρτιση δεν είναι αρκετά γρήγορη και οι εγκαταστάσεις φόρτισης είναι περιορισμένες στις περισσότερες πόλεις. Επίσης, ο σχεδιασμός του συστήματος ηλεκτρονικών ισχύος δεν είναι αρκετά ώριμος και το κόστος είναι πολύ υψηλό ([37]).

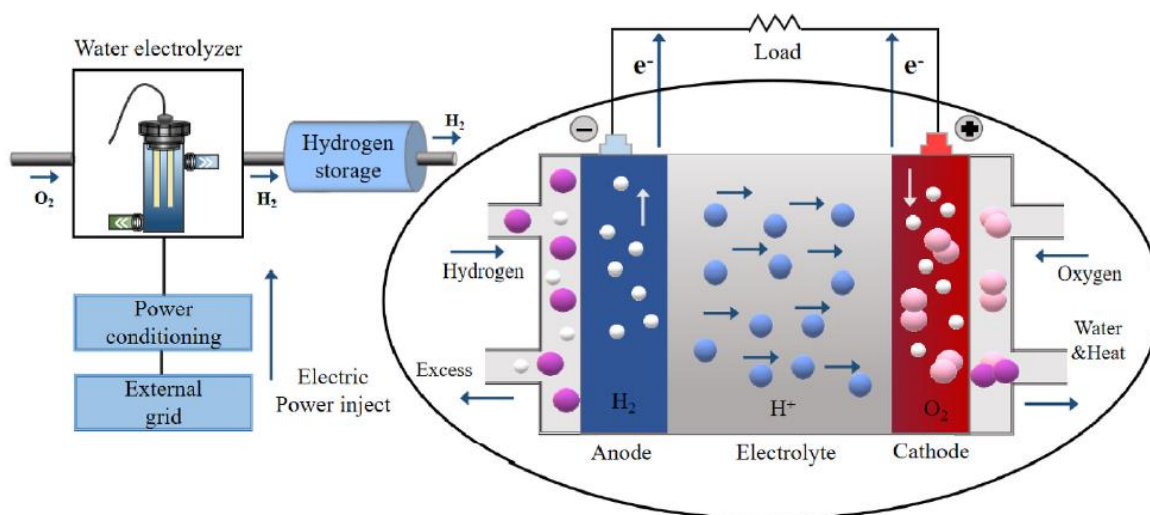
3.5 Χημική αποθήκευση ενέργειας

3.5.1 Κυψέλες Καυσίμου

Οι κυψέλες καυσίμου (fuel cells - FC) μετατρέπουν σε ηλεκτρική ενέργεια τη χημική ενέργεια του καυσίμου πλούσιου σε υδρογόνο. Οι κυψέλες καυσίμου έχουν αρκετές ομοιότητες με τις ηλεκτροχημικές μπαταρίες. Η διαφορά είναι ότι το καύσιμο παρέχεται εξωτερικά, ενώ στις

μπαταρίες είναι όλα ενθυλακωμένα στο εσωτερικό. Μία κυψέλη καυσίμου περιλαμβάνει ηλεκτρόδια, ηλεκτρολυτικές κυψέλες και μετατροπείς ενέργειας. Η τοπολογία φαίνεται στην Εικόνα 14. Η άνοδος είναι υγρό ή αέριο καύσιμο και η κάθοδος είναι ένα οξειδωτικό όπως οξυγόνο και αέρας ([37]).

Τα τελευταία χρόνια οι έρευνες για τη μείωση του κόστους τους γίνονται έχουν γίνει πιο εντατικές, λόγω των πλεονεκτημάτων τους όπως υψηλή πυκνότητα ενέργειας και ισχύος, κυκλική σταθερότητα, θερμική και μηχανική σταθερότητα ([43]). Η πιο διαδεδομένη τεχνολογία είναι οι κυψέλες καυσίμου με βάση το υδρογόνο. Πρόκειται για μία ταχέως αναπτυσσόμενη και πολύ ώριμη τεχνολογία, που αναμένεται να χρησιμοποιηθεί ευρέως στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής.



Εικόνα 14: Τοπολογία κυψέλης καυσίμου [37]

3.5.2 Αποθήκευση Βιομάζας

Η ενέργεια της βιομάζας είναι μια υποσχόμενη τεχνολογία και μία από τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας που μπορούν να αντικαταστήσουν τα ορυκτά καύσιμα. Η βιομάζα αναφέρεται σε φυτικά υλικά που προέρχονται από τη φύση και δημιουργούνται μέσω της διαδικασίας της φωτοσύνθεσης. Οι πρώτες ύλες βιομάζας περιλαμβάνουν ξυλώδη και υδρόβια φυτά ή βότανα, και μετατρέπονται σε νέες μορφές ενέργειας βιομάζας μέσω θερμοχημικών διαδικασιών. Η θερμοχημική μετατροπή περιλαμβάνει καύση, αεριοποίηση, υδροποίηση και πυρόλυση. Τα ξυλώδη φυτά και τα βότανα έχουν χαμηλή περιεκτικότητα σε νερό και είναι κατάλληλα για

θερμική επεξεργασία (πυρόλυση, αεριοποίηση, καύση). Αντίθετα, τα υδρόβια φυτά είναι πιο κατάλληλα για υγρή επεξεργασία (υγροποίηση).

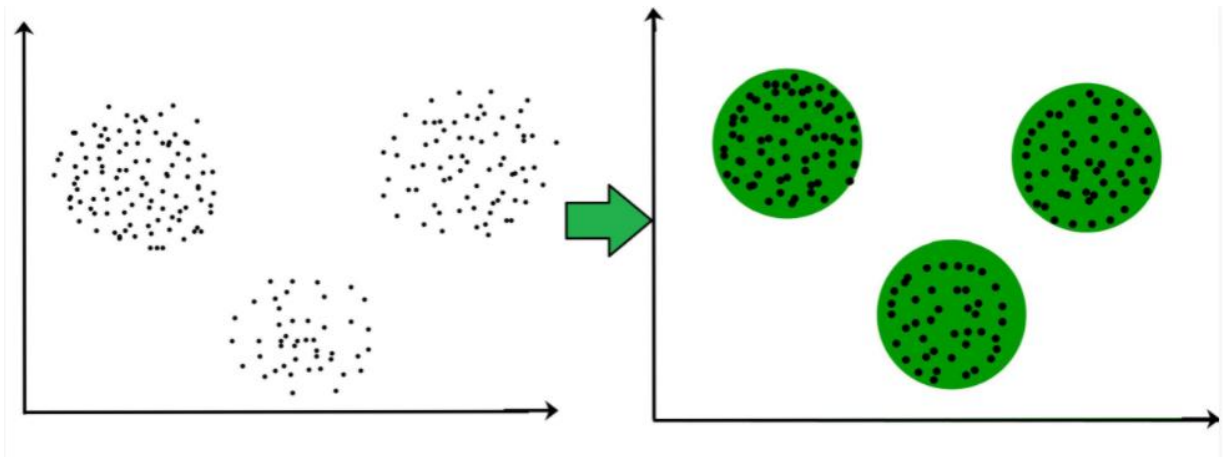
Τα μειονεκτήματα αυτής της μεθόδου είναι η χαμηλή θερμιδική αξία, η χαμηλή αποδοτικότητα μετατροπής (<50%), η δυσκολία στη μεταφορά για μεγάλες αποστάσεις και η δυσκολία στον έλεγχο των παράπλευρων αντιδράσεων. Οι μελλοντικές έρευνες κατευθύνονται προς την ανάπτυξη νέων κατάλληλων καταλυτών καθώς και την εξαγωγή άνθρακα από τη βιομάζα που θα χρησιμοποιείται σε μπαταρίες ή υπερπυκνωτές ([37]).

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

4. Συσταδοποίηση Δεδομένων

4.1 Εισαγωγή

Η συσταδοποίηση δεδομένων (data clustering) είναι η διαδικασία κατά την οποία τα αντικείμενα ενός συνόλου διαχωρίζονται σε λογικές ομάδες (clusters), με τέτοιο τρόπο που τα αντικείμενα μιας ομάδας παρουσιάζουν μεγαλύτερη ομοιότητα σε σχέση με τα αντικείμενα των άλλων ομάδων. Οι αλγόριθμοι clustering ανήκουν στην κατηγορία της μη-επιβλεπόμενης μάθησης, δηλαδή τα δεδομένα δε συνοδεύονται από ετικέτες (unlabeled data). Η συσταδοποίηση αποτελεί δομικό στοιχείο σε εφαρμογές ανάλυσης δεδομένων (data analysis) και χρησιμοποιείται σε πολλά πεδία όπως μηχανική μάθηση, αναγνώριση μονοπατιού, επεξεργασία εικόνας, ανάκτηση πληροφορίας, βιοπληροφορική, συμπίεση δεδομένων και γραφικά υπολογιστή ([44]).



Σχήμα 4.1: Αναπαράσταση συσταδοποίησης δεδομένων [45]

4.2 Μέτρα Απόστασης και Ομοιότητας

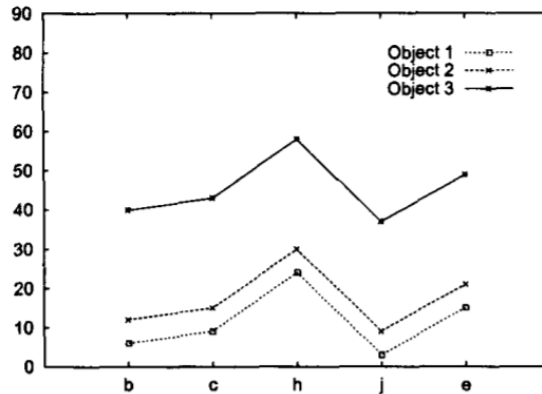
Η απόδοση των αλγορίθμων clustering εξαρτάται άμεσα από το μέτρο απόστασης ή ομοιότητας που χρησιμοποιείται. Για αυτό το λόγο, απαιτείται πρώτα η μελέτη των δεδομένων, ώστε να γίνει η ορθή επιλογή μετρικής. Παρουσιάζονται παρακάτω τα βασικά μέτρα απόστασης και ομοιότητας μεταξύ μεταβλητών.

4.2.1 Ευκλείδια Απόσταση

Η πιο γνωστή μετρική που χρησιμοποιείται για αριθμητικά δεδομένα είναι η Ευκλείδια απόσταση. Για δύο διανύσματα x, y του n -διάστατου διανυσματικού χώρου R^n , $x = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$, $y = \{y_1, y_2, \dots, y_n\}$, η Ευκλείδια απόσταση είναι:

$$d_{\text{euc}}(x, y) = \sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - y_i)^2}$$

Παρόλο που η Ευκλείδια απόσταση χρησιμοποιείται συχνά σε αλγορίθμους clustering, έχει ένα μειονέκτημα: δεν είναι δυνατή η αναγνώριση μονοπατιού μεταξύ των αντικειμένων. Για παράδειγμα, τα τρία αντικείμενα στο Σχήμα 4.2 δεν παρουσιάζουν μεγάλη ομοιότητα αν μετρηθεί η Ευκλείδια απόσταση.



Σχήμα 4.2: Παράδειγμα παρόμοιων μονοπατιών [46]

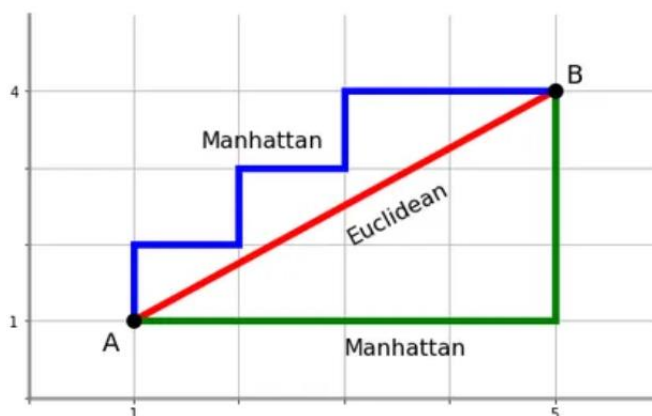
Ένα ακόμη πρόβλημα είναι η τάση του μεγαλύτερου σε πλάτος χαρακτηριστικού να υπερισχύει των άλλων και συνεπώς, ο αλγόριθμος γίνεται μεροληπτικός. Μία λύση για αυτό το πρόβλημα είναι η κανονικοποίηση των δεδομένων. Η Ευκλείδια απόσταση είναι πιο κατάλληλη όταν τα δεδομένα αποτελούν απομονωμένες ομάδες ([47], [48]).

4.2.2 Απόσταση Manhattan

Η απόσταση Manhattan ορίζεται ως το άθροισμα των αποστάσεων των διανυσμάτων. Για δύο διανύσματα x, y , η απόσταση Manhattan είναι:

$$d_{\text{man}}(x, y) = \sum_{i=1}^n |x_i - y_i|$$

Όπως και με την Ευκλείδεια απόσταση, η απόσταση Manhattan είναι ευαίσθητη σε ακραίες τιμές [29]. Μία έρευνα έχει δείξει ότι μια τροποποιημένη εκδοχή αυτής της απόστασης είναι ανάμεσα στις καλύτερες μετρικές για την PCA αναγνώριση προσώπου ([49]).



Σχήμα 4.3: Αναπαράσταση της απόστασης Manhattan σε σχέση με την Ευκλείδεια [50]

4.2.3 Μέση Απόσταση

Η μέση απόσταση είναι μια τροποποιημένη εκδοχή της Ευκλείδειας απόστασης που βελτιώνει τα αποτελέσματα. Για δύο διανύσματα x, y , η μέση απόσταση είναι:

$$d_{\text{ave}}(x, y) = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - y_i)^2}$$

4.2.4 Απόσταση Mahalanobis

Η απόσταση Mahalanobis μπορεί να περιορίσει την παραμόρφωση που προκαλείται από τη γραμμική συσχέτιση των διανυσμάτων. Για δύο διανύσματα x, y , η απόσταση Mahalanobis είναι:

$$d_{\text{mah}}(x, y) = \sqrt{(x_i - y_i)^T S^{-1} (x_i - y_i)}$$

, όπου S ο πίνακας συνδιασποράς.

Τα πλεονεκτήματα αυτής της μετρικής είναι ότι λαμβάνει υπόψη τη συσχέτιση μεταξύ των δεδομένων και δεν επηρεάζεται από το πλάτος των δεδομένων. Το μειονέκτημα είναι η υψηλή πολυπλοκότητα, καθώς ο πίνακας συνδιασποράς υπολογίζεται για όλα τα σημεία των δεδομένων ([47], [48]).

4.2.5 Συσχέτιση Pearson

Η συσχέτιση Pearson είναι ένα μέτρο ομοιότητας μεταξύ δύο μεταβλητών και χρησιμοποιείται ευρέως σε τεχνικές clustering. Πιο συγκεκριμένα, υπολογίζει την αλλαγή που δέχεται μια μεταβλητή όταν η άλλη μεταβλητή αλλάζει. Η συσχέτιση Pearson ορίζεται ως:

$$\text{Pearson}(x,y) = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \mu_x)(y_i - \mu_y)}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \mu_x)^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \mu_y)^2}}$$

, όπου μ_x και μ_y οι μέσες τιμές των x και y , αντίστοιχα.

Η συσχέτιση Pearson έχει το ίδιο πρόβλημα με την Ευκλείδεια απόσταση, αφού είναι ευαίσθητη σε χαρακτηριστικά μεγάλου πλάτους ([44], [48]).

4.2.6 Μέτρα για Χρονοσειρές

Μια χρονοσειρά είναι ένα σύνολο πραγματικών αριθμών που αντιπροσωπεύουν μετρήσεις μιας πραγματικής μεταβλητής σε ίσα χρονικά διαστήματα. Η κλασική ανάλυση χρονοσειρών περιλαμβάνει την αναγνώριση μονοπατιών (τάση, εποχιακότητα, κυκλικότητα, ασυνέχειες, αυτοσυσχέτιση) και πρόβλεψη.

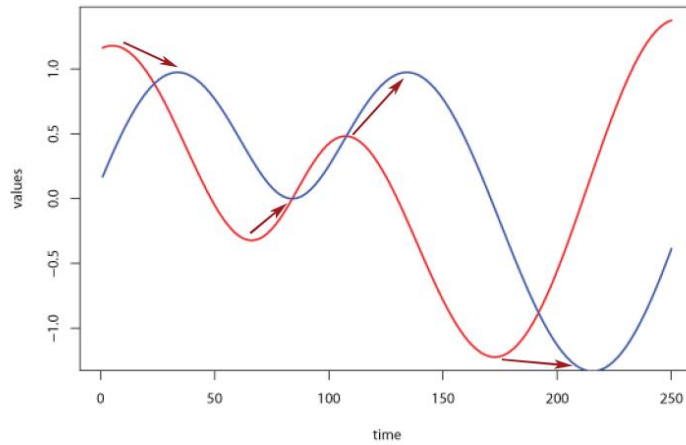
Ένα από τα σημαντικά προβλήματα σχετικά με τις χρονοσειρές είναι το clustering. Λόγω της μοναδικής δομής των χρονοσειρών, οι περισσότεροι κλασικοί αλγόριθμοι δεν παράγουν αξιόπιστα αποτελέσματα.

4.2.6.1 Dynamic Time Warping

Το Dynamic Time Warping (DTW) είναι ένας τρόπος σύγκρισης δύο χρονοσειρών που συνήθως δεν είναι συγχρονισμένες. Ελαχιστοποιεί τη μετατόπιση και την παραμόρφωση στο πεδίο του χρόνου, αναγνωρίζοντας όμοια σχήματα με διαφορετικές φάσεις. Στόχος του DTW είναι η σύγκριση δύο χρονικά ανεξάρτητων χρονοσειρών $X := (x_1, x_2, \dots, x_N)$ μήκους $N \in \mathbb{N}$ και $Y := (y_1, y_2, \dots, y_M)$ μήκους $M \in \mathbb{N}$. Αν οι χρονοσειρές παίρνουν τιμές από ένα χώρο F , τότε για να συγκριθούν οι $X, Y \in F$ χρειάζεται ένα τοπικό μέτρο κόστους (ή τοπικό μέτρο απόστασης), το οποίο ορίζεται ως συνάρτηση:

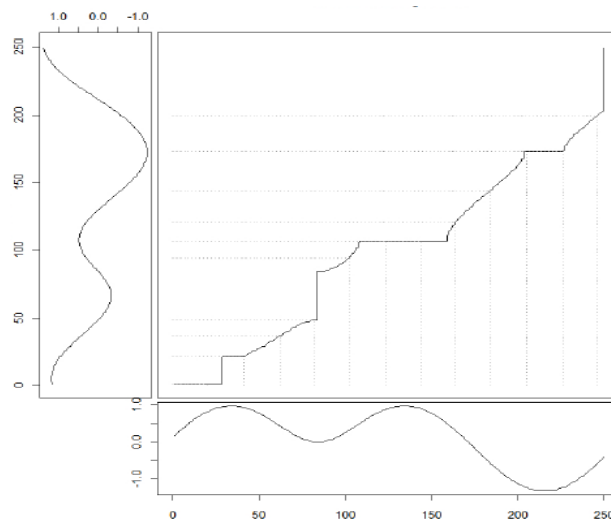
$$c : F \times F \rightarrow \mathbb{R} \geq 0$$

Η συνάρτηση κόστους c έχει μικρή τιμή όταν οι χρονοσειρές είναι όμοιες και μεγάλη τιμή αν είναι διαφορετικές. Η διαδικασία της βέλτιστης στοίχισης (alignment) των χρονοσειρών είναι ουσιαστικά η διάταξη όλων των σημείων, ελαχιστοποιώντας τη συνάρτηση κόστους ([51]).



Σχήμα 4.4: Επιθυμητή ευθυγράμμιση δύο χρονοσειρών [51]

Ο αλγόριθμος ξεκινάει με την κατασκευή του πίνακα αποστάσεων $C \in \mathbb{R}^{N \times M}$ που αναπαριστά όλα τα ζευγάρια αποστάσεων ανάμεσα στις χρονοσειρές X και Y . Έπειτα, ο αλγόριθμος βρίσκει το μονοπάτι στοίχισης (warping path) $W=(w_1, w_2, \dots, w_k)$ με $w_i = (w_i, w_j) \in [1:N] \times [1:M]$ που διατρέχει τις περιοχές χαμηλού κόστους. Το μονοπάτι ορίζει την αντιστοιχία ενός στοιχείου $x_i \in X$ στο $y_i \in Y$ όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.5.

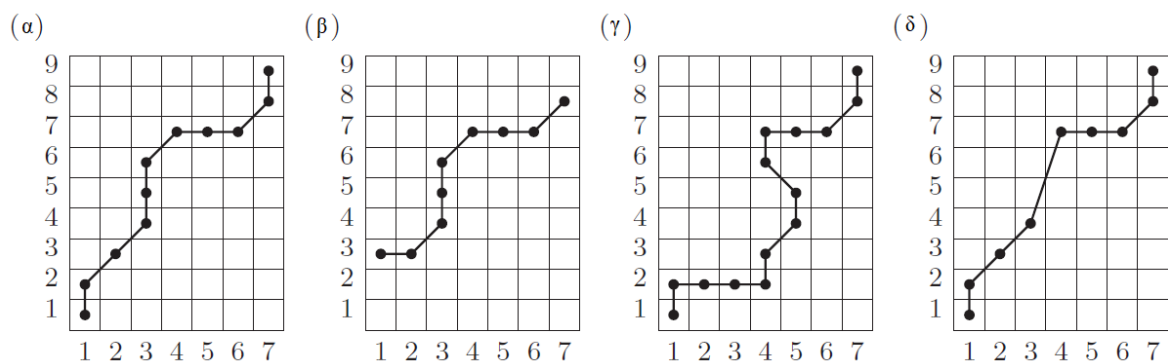


Σχήμα 4.5: Βέλτιστο μονοπάτι στοίχισης (warping path) ανάμεσα σε δύο χρονοσειρές [51]

Το μονοπάτι πρέπει να ικανοποιεί τα παρακάτω κριτήρια:

1. Συνοριακή συνθήκη: $w_1 = (1,1)$ και $w_k=(N,M)$. Το αρχικό και τελικό σημείο του μονοπατιού πρέπει να είναι το πρώτο και το τελευταίο σημείο των χρονοσειρών προς στοίχιση.
2. Μονοτονία: $n_1 \leq n_2 \leq \dots \leq n_k$ και $m_1 \leq m_2 \leq \dots \leq m_k$. Αυτός ο περιορισμός διατηρεί τη χρονική σειρά των σημείων.
3. Μέγεθος βήματος: Θεωρούμε ότι $w_k = (i, j)$ και $w_{k-1} = (i', j')$, τότε $i \leq i+1$ και $j \leq j+1$. Αυτός επιτρέπει στο μονοπάτι να ακολουθεί μόνο γειτονικά κελιά (adjacent cells) και εξασφαλίζει ότι δεν παραλείπονται στοιχεία.

Στο Σχήμα 4.6 φαίνεται η γραφική αναπαράσταση των τριών κριτηρίων και παραδείγματα παραβίασής τους:



Σχήμα 4.6: Αναπαράσταση μονοπατιών. (α) Αποδεκτό μονοπάτι που ικανοποιεί όλα τα κριτήρια. (β) Η συνοριακή συνθήκη παραβιάζεται. (γ) Η συνθήκη μονοτονίας παραβιάζεται. (δ) Η συνθήκη του μεγέθους βήματος παραβιάζεται [52]

Υπάρχουν πολλά μονοπάτια που πιθανώς ικανοποιούν τα κριτήρια, όμως ο αλγόριθμος υπολογίζει το συντομότερο μονοπάτι. Χρησιμοποιείται δυναμικός προγραμματισμός, υπολογίζοντας την ακόλουθη επαναληπτική σχέση:

$$\gamma(i, j) = d(x_i, y_j) + \min\{ \gamma(i-1, j-1), \gamma(i-1, j), \gamma(i, j-1) \}$$

, όπου $\gamma(i, j)$: συσσωρευτική απόσταση

$d(x_i, y_j)$: απόσταση που προκύπτει από τα τρέχοντα κελιά

Τελικά, η DTW απόσταση ανάμεσα στις χρονοσειρές X και Y ισούται με :

$$DTW(X, Y) = \gamma(N, M)$$

4.3 Κατηγορίες Τεχνικών Clustering

Για τη συσταδοποίηση δεδομένων έχουν μελετηθεί ποικίλες προσεγγίσεις και τεχνικές, καθεμία από τις οποίες βασίζεται σε διαφορετική αρχή. Ο λόγος που έχουν αναπτυχθεί πολλοί και διαφορετικοί αλγόριθμοι οφείλεται στο γεγονός ότι δεν υπάρχει ακριβής ορισμός της έννοιας cluster. Γενικά, οι τεχνικές clustering ταξινομούνται σε δυο κύριες κατηγορίες: επιμεριστικές (partitional) και ιεραρχικές (hierarchical) ([53]).

4.3.1 Επιμεριστικές Τεχνικές

Στις επιμεριστικές τεχνικές δίνονται η βάση δεδομένων με τα αντικείμενα και ο αριθμός των clusters k , που ορίζεται εκ των προτέρων. Αρχικά, γίνεται τυχαία ομαδοποίηση των δεδομένων σε k clusters ικανοποιώντας τις εξής συνθήκες:

- Κάθε cluster να περιέχει τουλάχιστον ένα αντικείμενο
- Κάθε αντικείμενο να μην ανήκει σε περισσότερους από έναν cluster

Στη συνέχεια χρησιμοποιούνται επαναληπτικές τεχνικές που επαναταξινομούν τα αντικείμενα στους clusters βελτιστοποιώντας κάποιο κριτήριο. Το πιο κοινό κριτήριο που χρησιμοποιείται είναι η Ευκλείδεια απόσταση, μέσω της οποίας γίνεται η εύρεση της ελάχιστης απόστασης ανάμεσα σε σημεία και clusters και έπειτα, η ανάθεση του σημείου στο αντίστοιχο cluster.

4.3.1.1 K-means Clustering

Ο αλγόριθμος K-means περιγράφηκε αρχικά από τον Macqueen (1967) και είναι ένας από τους πιο γνωστούς και χρησιμοποιημένους αλγορίθμους clustering. Ο K-means αναζητά μια βέλτιστη διαίρεση των δεδομένων ελαχιστοποιώντας το άθροισμα των τετραγωνικών σφαλμάτων, μέσω μιας επαναληπτικής διαδικασίας βελτιστοποίησης. Η αντικειμενική συνάρτηση J είναι:

$$\text{Minimize } J = \sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^n \|x_i^{(j)} - c_j\|$$

, όπου $\|x_i^{(j)} - c_j\|$ το επιλεγμένο μέτρο απόστασης ανάμεσα σε ένα σημείο $x_i^{(j)}$ και ενός κέντρου cluster c_j

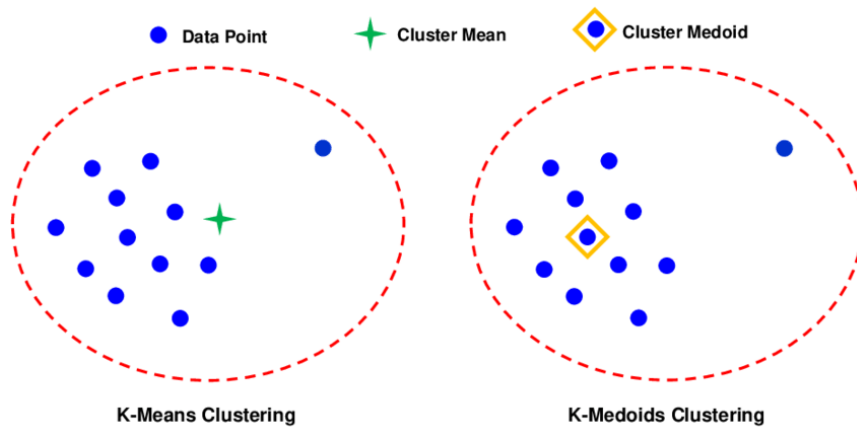
Η διαδικασία του αλγορίθμου K-means αποτελείται από τα παρακάτω βήματα:

1. Επιλογή k τυχαίων αντικειμένων που αποτελούν και τους αρχικούς k clusters. Τα αντικείμενα είναι τα κέντρα (centroids) των clusters.
2. Υπολογισμός των αποστάσεων κάθε σημείου από τα δεδομένα με το κάθε κέντρο (centroid) και ανάθεση (assignment) τους στον cluster με τον οποίο έχει τη μικρότερη απόσταση.
3. Υπολογισμός εκ νέου των κέντρων των cluster και επανακατανομή των αντικειμένων στους clusters βάσει των νέων αποστάσεων.
4. Επανάληψη των βημάτων 2 και 3 έως ότου έρθει σε σύγκλιση ο αλγόριθμος, δηλαδή κανένας cluster να μη μεταβληθεί.

Παρόλο που ο K-means είναι ένας από τους πιο δημοφιλείς αλγορίθμους, ένας περιορισμός είναι ότι δεν υπάρχει αποδοτική μέθοδος για την αναγνώριση της αρχικής διαίρεσης και για την επιλογή του αριθμού των clusters k . Ένα ακόμη πρόβλημα του K-means είναι ότι επηρεάζεται αρνητικά από ακραίες τιμές (outliers) ή θόρυβο (noisy data) γιατί μεταβάλλει σημαντικά τη μέση τιμή. Λύση για αυτό το θέμα συνήθως είναι η κανονικοποίηση των δεδομένων ([44], [48]).

4.3.1.2 K-medoids ή Partitioning Around Medoid (PAM)

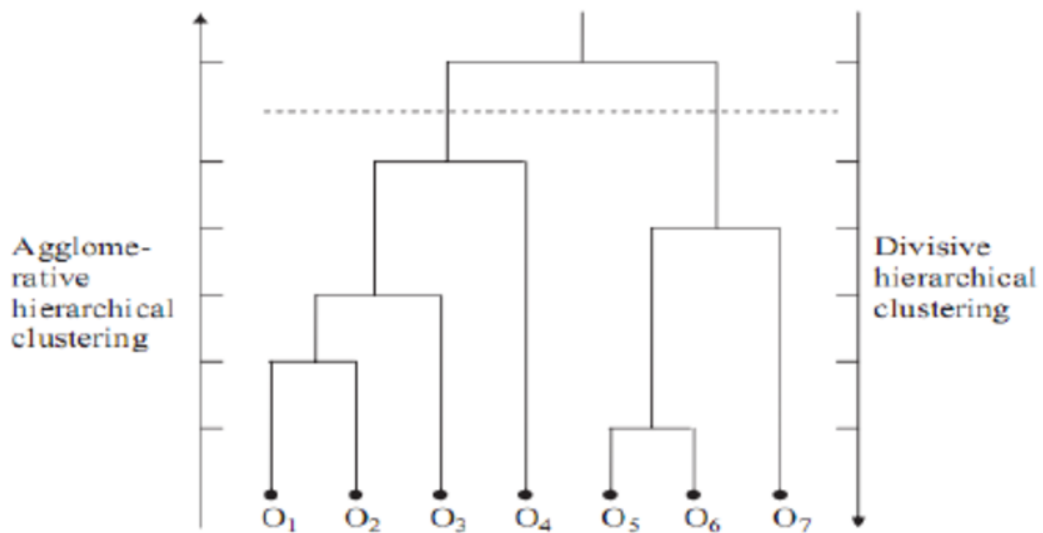
Ο K-medoids αλγόριθμος αποτελεί μια παραλλαγή του K-means που λειτουργεί πιο αποδοτικά σε δεδομένα με θόρυβο και ακραίες τιμές. Αντί να χρησιμοποιεί τη μέση τιμή ως κέντρο του cluster, χρησιμοποιεί ένα πραγματικό σημείο από τα δεδομένα με το ελάχιστο άθροισμα αποστάσεων από τα άλλα σημεία. Αυτό το σημείο ονομάζεται medoid και είναι το πιο κεντρικά τοποθετημένο αντικείμενο του cluster. Στο Σχήμα 4.8 φαίνεται η διαφορά της μέσης τιμής και του medoid σε ένα δισδιάστατο παράδειγμα. Αριστερά φαίνεται πόσο επηρεάζεται η μέση τιμή του κέντρου από το σημείο με την ακραία τιμή (outlier). Συνεπώς, δεν είναι σωστή η αναπαράσταση του κέντρου του cluster με τη χρήση του αλγορίθμου K-means. Αντίθετα, δεξιά είναι φανερό η βελτίωση της αναπαράστασης με τη χρήση του K-medoids ([56], [57]).



Σχήμα 4.7: Γραφική απεικόνιση της διαφοράς ανάμεσα στις μεθόδους K-means και K-medoids [56]

4.3.2 Ιεραρχικές Τεχνικές

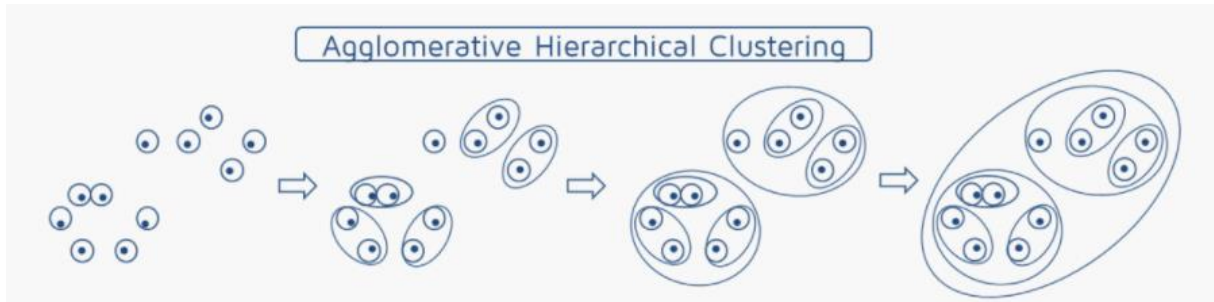
Οι ιεραρχικές μέθοδοι χρησιμοποιούν μια ιεραρχική ανάλυση δεδομένων με προσεγγίσεις bottom-up ή top-down. Δημιουργώντας μια ολόκληρη ιεραρχία από clusters, κάθε αντικείμενο μπορεί να ανήκει σε πολλά clusters διαφορετικών ιεραρχιών. Ανάλογα με την προσέγγιση οι ιεραρχικές τεχνικές χωρίζονται σε δύο κατηγορίες: Συσσωρευτικοί (Agglomerative) και Διαιρετικοί (Divisive). Οι αλγόριθμοι μπορούν να αναπαρασταθούν με δενδρογράμματα, τα οποία παρουσιάζουν την ιεραρχία των clusters όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.9 ([53]).



Σχήμα 4.8: Αναπαράσταση της διαδικασίας συσσωρευτικής και διαιρετικής ιεραρχικής συσταδοποίησης [58]

4.3.2.1 Συσσωρευτική Ιεραρχική Συσταδοποίηση

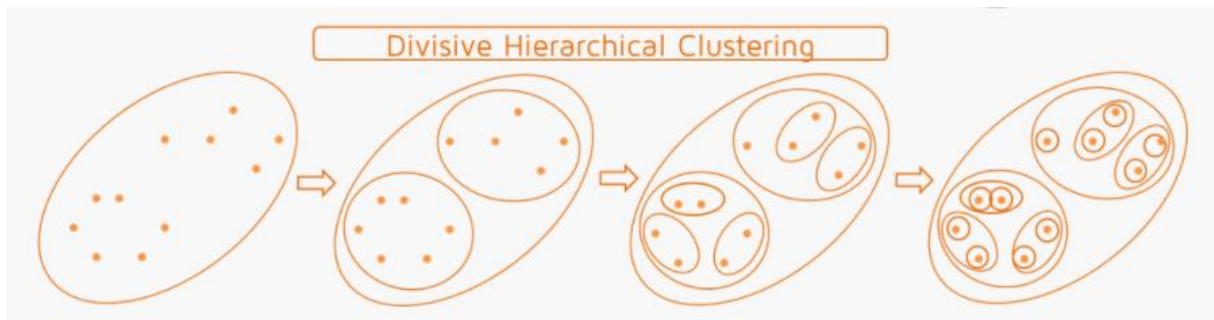
Η συσσωρευτική συσταδοποίηση (Agglomerative Hierarchical Clustering) ξεκινά με k clusters, τοποθετώντας κάθε αντικείμενο σε έναν cluster. Σε κάθε βήμα, συγχωνεύονται οι δύο πιο κοντινοί clusters. Η διαδικασία επαναλαμβάνεται μέχρι ο αλγόριθμος να καταλήξει σε ένα μοναδικό cluster ([59]).



Σχήμα 4.9: Σχηματική αναπαράσταση της συσσωρευτικής ιεραρχικής συσταδοποίησης [60]

4.3.2.2 Διαιρετική Ιεραρχική Συσταδοποίηση

Η διαιρετική συσταδοποίηση (Divisive Hierarchical Clustering) ξεκινά με όλα τα αντικείμενα να ανήκουν σε έναν cluster. Σε κάθε βήμα, ένας cluster χωρίζεται σε δύο clusters. Η διαδικασία επαναλαμβάνεται μέχρι ο αλγόριθμος να καταλήξει σε k clusters ([59]).



Σχήμα 4.10: Σχηματική αναπαράσταση της διαιρετικής ιεραρχικής συσταδοποίησης [60]

4.3.2.3 Ορισμός Απόστασης Συστάδων

Οι ιεραρχικές μέθοδοι συσταδοποίησης χρησιμοποιούν διάφορα μέτρα ομοιότητας ή σύνδεσης. Τα κυριότερα είναι τα εξής:

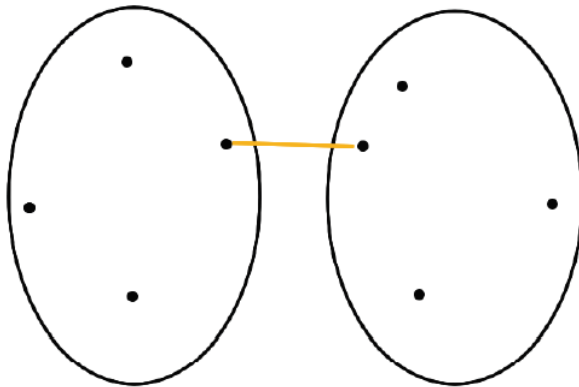
- Απλού συνδέσμου (Single-linkage)

- Πλήρους συνδέσμου (Complete-linkage)
- Μέσου συνδέσμου (Average-linkage)
- Μέθοδος Ward

Για τη μέθοδο απλού συνδέσμου (Single-linkage), η απόσταση μεταξύ δύο clusters καθορίζεται από τη μικρότερη απόσταση ανάμεσα σε οποιοδήποτε αντικείμενο του ενός cluster με οποιοδήποτε αντικείμενο του άλλου cluster. Για δύο cluster A και B το κριτήριο είναι:

$$\min \{ d(a, b) : a \in A, b \in B \}$$

Τα πλεονεκτήματα αυτού του μέτρου είναι η δημιουργία συνεχόμενων clusters και η αποτελεσματικότητα του σε μη ελλειπτικά σχήματα. Ωστόσο, ο θόρυβος και οι ακραίες τιμές (outliers) επηρεάζουν αρνητικά αυτή τη μέθοδο ([53], [59]).

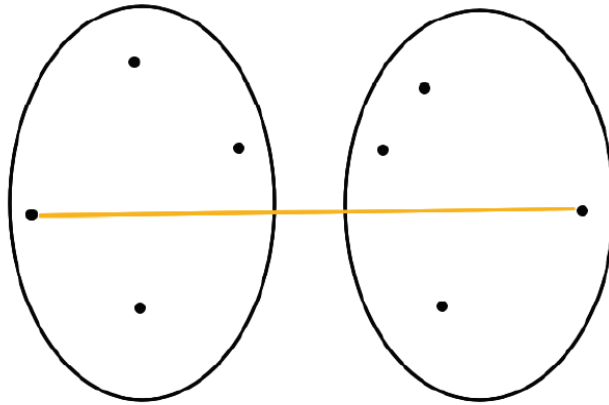


Σχήμα 4.11: Μέθοδος απλού συνδέσμου (Single-linkage) [59]

Για τη μέθοδο πλήρους συνδέσμου (Complete-linkage), η απόσταση μεταξύ δύο clusters καθορίζεται από τη μεγαλύτερη απόσταση ανάμεσα σε οποιοδήποτε αντικείμενο του ενός cluster με οποιοδήποτε αντικείμενο του άλλου cluster. Για δύο cluster A και B το κριτήριο είναι:

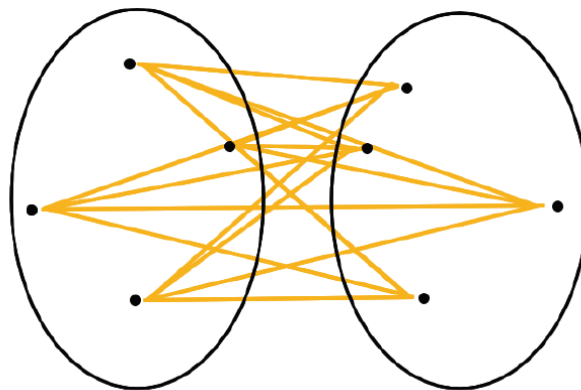
$$\min \{ d(a, b) : a \in A, b \in B \}$$

Η μέθοδος πλήρους συνδέσμου έχει μικρή ευαισθησία στο θόρυβο και στις ακραίες τιμές (outliers), όμως έχει την τάση να διαχωρίζει μεγάλους clusters οδηγώντας συχνά σε κυκλικά σχήματα ([53], [59]).



Σχήμα 4.12: Μέθοδος πλήρους συνδέσμου (Complete-linkage) [59]

Για τη μέθοδο μέσου συνδέσμου (Average-linkage), η απόσταση μεταξύ δύο clusters καθορίζεται από τη μέση τιμή των αποστάσεων κάθε πιθανού ζεύγους μεταξύ των σημείων των δύο clusters. Έχει παρόμοια χαρακτηριστικά με τη μέθοδο πλήρους συνδέσμου καθώς δεν επηρεάζεται σημαντικά από το θόρυβο και τις ακραίες τιμές και δημιουργεί συνήθως κυκλικούς clusters ([50, [59]).



Σχήμα 4.13: Μέθοδος μέσου συνδέσμου (Average-linkage) [59]

Τέλος, η βασική αρχή της μεθόδου Ward είναι ότι η απόσταση μεταξύ των δύο clusters C_i και C_j ισούται με την αύξηση του αθροίσματος των τετραγώνικων αποστάσεων των αντικειμένων του κάθε cluster από τον αντίστοιχο centroid μετά τη συγχώνευσή τους C_{ij} . Αυτό περιγράφεται από την μαθηματική σχέση:

$$D_W(C_i, C_j) = \sum_{x \in C_i} (x - \bar{x}_{C_i})^2 + \sum_{x \in C_j} (x - \bar{x}_{C_j})^2 - \sum_{x \in C_{ij}} (x - \bar{x}_{C_{ij}})^2$$

, όπου \bar{x}_{C_i} , \bar{x}_{C_j} και $\bar{x}_{C_{ij}}$ είναι οι centroids των clusters C_i , C_j και C_{ij} αντίστοιχα ([59]).

4.4 Αξιολόγηση τεχνικών clustering

Για την αξιολόγηση της επίδοσης του αλγορίθμου, ένα μέτρο που χρησιμοποιείται συχνά είναι η διασπορά των σημείων σε ένα cluster. Για το cluster C υπολογίζεται ως εξής:

$$I_C = \sum_{i \in C} (x_i - \bar{x}_C)^2$$

, όπου x_i ένα σημείο που ανήκει στο cluster C με κέντρο \bar{x}_C .

Όσο πιο μικρό είναι το μέτρο αυτό, τόσο μικρότερη διασπορά έχει το αντίστοιχο cluster, πράγμα επιθυμητό. Μετρικές σαν αυτή ονομάζονται αδράνεια (inertia) ή αθροισμα τετραγωνικού σφάλματος (Sum of Squared Error – SSE). Για το συνολικό inertia, γίνεται πρόσθεση των διασπορών για όλα τα clusters:

$$I = \sum_{C=1}^k I_C$$

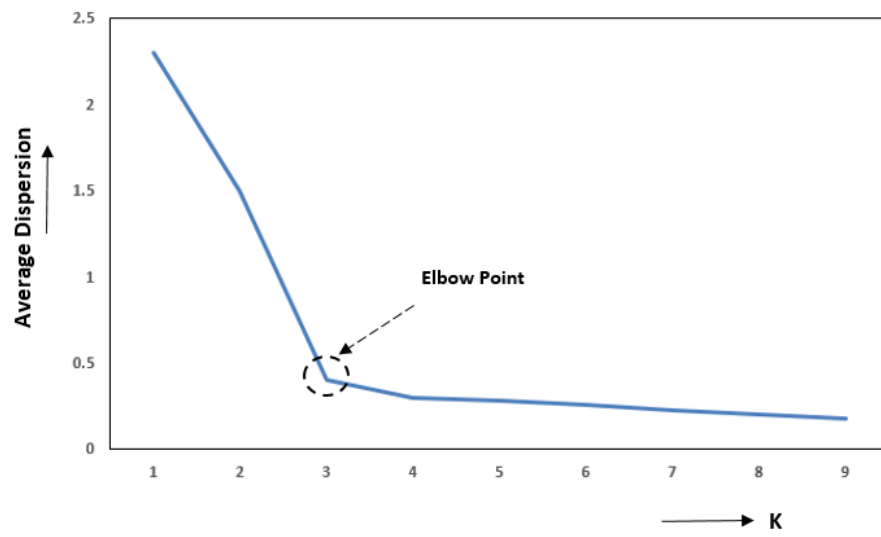
Από τη μετρική inertia υπολογίζεται η τετραγωνική ρίζα του μέσου τετραγωνικού σφάλματος. Το σφάλμα RMSE δείχνει την τυπική απόκλιση των σφαλμάτων, δηλαδή τη διασπορά των σφαλμάτων ως προς το μέσο σφάλμα. Υπολογίζεται μέσω του τύπου:

$$RMSE = \sqrt{\frac{I}{n}}$$

Επίσης, επιπλέον πληροφορία παρέχει το μέσο απόλυτο σφάλμα (Mean Absolute Error) που δίνει εικόνα για την απόσταση των σημείων που ανήκουν στον cluster ως προς το κέντρο (centroid) τους. Το μέσο απόλυτο σφάλμα υπολογίζεται μέσω του τύπου:

$$MAE = \frac{\sum_{i=1}^n |x_i - \bar{x}_C|}{n}$$

Για τον υπολογισμό του βέλτιστου k υπάρχει ένα εμπειρικό κριτήριο που αποκαλείται αγκώνας (elbow). Πρόκειται για το σημείο που σχηματίζεται ένας αγκώνας στη γραφική του της διασποράς ως προς τον αριθμό clusters k .



Σχήμα 4.14: Κριτήριο αγκώνα για επιλογή βέλτιστου αριθμού clusters [54]

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

5. Μοντέλο Επέκτασης Ηλεκτρικού Συστήματος

5.1 Μαθηματική περιγραφή του μοντέλου

Το μοντέλο επέκτασης ηλεκτρικού δικτύου είναι ένας αλγόριθμος επίλυσης προβλήματος γραμμικού προγραμματισμού (LP). Ο κώδικας του μοντέλου είναι γραμμένος σε λογισμικό GAMS (General Algebraic Modeling System) ([55]), το οποίο αποτελεί ένα υψηλού επιπέδου περιβάλλον για την ανάπτυξη προβλημάτων μαθηματικής βελτιστοποίησης. Το λογισμικό GAMS επιτρέπει τη χρήση ενός μεγάλου αριθμού επιλυτών. Το πρόβλημα της παρούσας διπλωματικής επιλύεται με τον CPLEX.

Στο μοντέλο θεωρείται ένα απλοποιημένο ηλεκτρικό σύστημα που απαρτίζεται από ένα κόμβο και ένα κεντρικό σύστημα σχεδιασμού. Ο σκοπός του μοντέλου επέκτασης είναι η ελαχιστοποίηση του κόστους κάλυψης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας σε ολόκληρη τη χώρα και η εύρεση των βέλτιστων επενδυτικών αποφάσεων σε ένα χρονικό ορίζοντα 35 ετών, λαμβάνοντας υπόψη τεχνικούς, ρυθμιστικούς και περιβαλλοντικούς περιορισμούς. Ο χρονικός ορίζοντας χωρίζεται σε πενταετίες και οι μεταβλητές απόφασης υπολογίζονται για το πρώτο έτος της κάθε πενταετίας (2025, 2030, κ.ο.κ). Κάθε χρόνος αποτελείται από 8760 ωριαία διαστήματα.

5.2 Ονοματολογία Συμβόλων

Ο Πίνακας 1 παρουσιάζει την ονοματολογία και εξήγηση των συμβόλων που χρησιμοποιούνται στο μοντέλο επέκτασης του ηλεκτρικού συστήματος.

Πίνακας 1: Ονοματολογία συμβόλων της μαθηματικής περιγραφής του μοντέλου

Δείκτες και Σύνολα	
h	ώρες
y	έτη
day	ημέρες
te	τεχνολογίες παραγωγής/αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας

th_{te}	θερμικές μονάδες
res_{te}	μονάδες ΑΠΕ
st_{te}	μονάδες αποθήκευσης
vr_{res}	μεταβλητές μονάδες ΑΠΕ
$PHSex_{st}$	υφιστάμενη αντλησιοταμίευση
$intra_{st}$	intraday μονάδες αποθήκευσης
$inter_{st}$	interday μονάδες αποθήκευσης
r	τύπος εφεδρείας

Παράμετροι

$demand_{y,h}$	ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας
pv_h	διαθέσιμη ισχύς ΦΒ σε ανά μονάδα τιμές
$onshore_h$	διαθέσιμη ισχύς onshore αιολικών σε ανά μονάδα τιμές
$offshore_h$	διαθέσιμη ισχύς offshore αιολικών σε ανά μονάδα τιμές
$mandatory_h^{hydro,phs}$	ημερήσια υποχρεωτικά νερά
$inflow_h^{hydro,phs}$	εισροές ταμιευτήρων
w_h	βάρος αντιπροσωπευτικής ώρας
$penetration_y$	στόχος διείσδυσης ΑΠΕ
$curt_y$	μέγιστες περικοπές ΑΠΕ
$lifetime_{th,res,st}$	διάρκεια ζωής τεχνολογίας

$C_{th,res,st}^{ex}$	υφιστάμενη εγκατεστημένη ισχύς
$D_{th,res,y}^{man}$	προβλεπόμενη απόσυρση
$C_{hydro}^{reserves}$	υδροηλεκτρικοί σταθμοί που τηρούν εφεδρείες
$C_{th,res,st}^{fix}$	σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης
$C_{th,res,st}^{var}$	μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης
$C_{y,th,res}^{inv}$	επενδυτικό κόστος ισχύος για θερμικές μονάδες και ΑΠΕ
$C_{y,st}^{inv-P,E}$	επενδυτικό κόστος ισχύος / ενέργειας για τεχνολογίες αποθήκευσης
$C_{y,th}^{fuel}$	κόστος καυσίμου
$C_y^{CO_2}$	τιμή δικαιωμάτων εκπομπής CO ₂
$I_{th}^{CO_2}$	ένταση εκπομπών CO ₂
$eff_{th,st}$	βαθμός απόδοσης
$autocons_{th,res}$	ιδιοκατανάλωση
rrm	συντελεστής επάρκειας συστήματος
df_{te}	derating factor
dt_r	απαιτούμενος χρόνος διατήρησης εφεδρείας r
$max_{th,res,r}^{reserves}$	μέγιστη απόδοση εφεδρείας r
c_r	κόστος διατήρησης εφεδρείας r
RR_r^{up}	αρχική απαίτηση άνω εφεδρείας r
RR_r^{down}	αρχική απαίτηση κάτω εφεδρείας r

$map_{h,day}$	πίνακας αντιστοίχισης ωρών – ημερών
$BR_{th,res,st,y}^{low,high}$	ρυθμός κατασκευής νέων έργων
dr	επιτόκιο αναγωγής
dy	διάστημα ετών ανάμεσα σε δύο έτη του μοντέλου
Lin_{st}	αρχικό επίπεδο ενέργειας αποθηκών (%)
$Lmax_{st}$	μέγιστο επίπεδο ενέργειας αποθηκών (%)
$Lmin_{st}$	ελάχιστο επίπεδο ενέργειας αποθηκών (%)
$Lin^{hydro,phs}$	αρχικό επίπεδο ενέργειας υφιστάμενων υδροηλεκτρικών και αντλησιοταμιευτικών σταθμών
$Lmax^{hydro,phs}$	μέγιστη χωρητικότητα υφιστάμενων υδροηλεκτρικών και αντλησιοταμιευτικών σταθμών
$SV_{y,th,res,st}$	συντελεστής υπολειμματικής αξίας (%)

Ελεύθερες μεταβλητές

C^{tot} συνολικό κόστος συστήματος

Θετικά ορισμένες μεταβλητές

C_y^{inv} συνολικό επενδυτικό κόστος

C_y^{OMV} συνολικό μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης

C_y^{OMF} συνολικό σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης

C_y^{fuel} συνολικό κόστος καυσίμων

$C_y^{CO_2}$	συνολικό κόστος εκπομπών CO ₂
C_y^{res}	συνολικό κόστος εφεδρειών
V	συνολική υπολειμματική αξία
$v_{y,th,res}$	υπολειμματική αξία τεχνολογιών th, res που εντάχθηκαν
$v_{y,st}^{P,E}$	υπολειμματική αξία τεχνολογιών st που εντάχθηκαν
$gen_{y,h,res}$	παραγωγή μονάδων ΑΠΕ
$gen_{y,h,th}$	παραγωγή θερμικών μονάδων
$C_{y,res}$	συνολική εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ΑΠΕ
$NC_{y,res}$	επένδυση σε μονάδες ΑΠΕ
$DC_{y,res}$	απόσυρση ισχύος ΑΠΕ
$C_{y,th}$	συνολική εγκατεστημένη ισχύς θερμικών μονάδων
$NC_{y,th}$	επένδυση σε θερμικές μονάδες
$DC_{y,th}$	απόσυρση θερμικής ισχύος
$C_{y,st}$	συνολική εγκατεστημένη ισχύς αποθηκευτικών μονάδων
$NC_{y,st}$	επένδυση σε ισχύ αποθηκευτικών μονάδων
$DC_{y,st}$	απόσυρση ισχύος αποθηκευτικών μονάδων
$E_{y,st}$	συνολική εγκατεστημένη ενέργεια αποθηκευτικών μονάδων
$NE_{y,st}$	επένδυση σε ενέργεια αποθηκευτικών μονάδων
$DE_{y,st}$	απόσυρση ενέργειας αποθηκευτικών μονάδων

$charge_{y,h,st}$	φόρτιση / άντληση ενέργειας αποθηκευτικών μονάδων
$discharge_{y,h,st}$	εκφόρτιση / παραγωγή ενέργειας αποθηκευτικών μονάδων
$L_{y,h}^{hydro,phs}$	συνολικό επίπεδο ταμιευτήρα υδροηλεκτρικών / αντλησιοταμιευτικών σταθμών
$L_{y,h,st}$	κατάσταση φόρτισης αποθηκευτικών μονάδων
$mand_{y,h}^{hydro,phs}$	υποχρεωτικά νερά
$P_{y,h,th}$	πρωτογενής κατανάλωση ενέργειας
$EM_y^{CO_2}$	εκπομπές CO ₂
$res_{y,h,th,res,st,r}^{up,down}$	άνω / κάτω εφεδρείες τύπου r ανά τεχνολογία
$max_out_y^{res}$	μέγιστη δυνατή παραγωγή ΑΠΕ
pen_y	διείσδυση ΑΠΕ
$sldem_h$	slack μεταβλητή

5.3 Εξισώσεις Προβλήματος

5.3.1 Αντικειμενική Συνάρτηση

Η αντικειμενική συνάρτηση ελαχιστοποιεί το συνολικό κόστος για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανηγμένο στο παρόν. Το συνολικό κόστος C^{TOT} είναι το διαχρονικό άθροισμα του επενδυτικού κόστους C_y^{INV} , του μεταβλητού και σταθερού κόστους λειτουργίας και συντήρησης C_y^{VAR} , C_y^{OPEX} , του κόστους καυσίμων C_y^{FUEL} , του κόστους εκπομπών ρύπων $C_y^{CO_2}$ και του κόστους εφεδρειών C_y^{RES} . Το συνολικό κόστος γίνεται αναγωγή στο παρόν μέσω του επιτοκίου αναγωγής df που ισούται με 5%. Η παράμετρος dy ισούται με το βήμα εξέτασης των επενδυτικών αποφάσεων. Η μεταβλητή V ορίζει την υπολειμματική αξία του συστήματος. Για την παρούσα εργασία εξετάζονται πενταετίες και συνεπώς, είναι $dy=5$.

$$C_y^{TOT} = \sum_y \frac{1}{(1+dr)^{y-y_{base}}} \{C_y^{INV} + dy (C_y^{VAR} + C_y^{OPEX} + C_y^{FUEL} + C_y^{CO_2} + C_y^{RES})\} - \frac{1}{(1+dr)^{y_{last}-y_{base}+dy}} V \quad (5.1)$$

5.3.2 Επιμέρους Κόστη Συστήματος

5.3.2.1 Επενδυτικό κόστος

$$C_y^{INV} = \sum_{th} (c_{y,th}^{inv} \cdot NC_{y,th}) + \sum_{res} (c_{y,res}^{inv} \cdot NC_{y,res}) + \sum_{st} (c_{y,st}^{inv-P} \cdot NC_{y,st}) + \sum_{st} (c_{y,st}^{inv-E} \cdot NE_{y,st}) \quad \forall y \quad (5.2)$$

Το επενδυτικό κόστος του έτους y ισούται με το άθροισμα των γινομένων του επενδυτικού κόστους κάθε τεχνολογίας με την αντίστοιχη νέα επένδυση ισχύος ή ενέργειας που γίνεται.

5.3.2.2 Μεταβλητό κόστος παραγωγής

$$C_y^{VAR} = \sum_h [\sum_{th} (c_{th}^{var} \cdot gen_{y,h,th}) + \sum_{res} (c_{res}^{var} \cdot gen_{y,h,res}) + \sum_{st} (c_{st}^{var} \cdot discharge_{y,h,st})] \quad \forall y \quad (5.3)$$

Το μεταβλητό κόστος παραγωγής του έτους y προκύπτει από το μεταβλητό κόστος παραγωγής της κάθε τεχνολογίας $c_{th,res,st}^{var}$ επί την αντίστοιχη παραγωγή $gen_{y,h,th/res}$ ή εκφόρτιση $discharge_{y,h,st}$ για τις αποθήκες.

5.3.2.3 Σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης

$$C_y^{OPEX} = \sum_{th} (c_{th}^{fix} \cdot c_{y,th}^{inv} \cdot C_{y,th}) + \sum_{res} (c_{res}^{fix} \cdot c_{y,res}^{inv} \cdot C_{y,res}) + \sum_{st} (c_{st}^{fix} \cdot (c_{y,st}^{inv} \cdot C_{y,st} + c_{y,st}^{inv-E} \cdot E_{y,st})) \quad \forall y \quad (5.4)$$

Το σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης του έτους y προκύπτει από το ποσοστό $c_{th,res,st}^{fix}$ του επενδυτικού κόστους $c_{th,res,st}^{inv}$ επί της εγκατεστημένης ισχύος $C_{y,th,res,st}$ και ενέργειας $E_{y,st}$ κάθε τεχνολογίας.

5.3.2.4 Κόστος καυσίμων

$$C_y^{FUEL} = \sum_{th} \sum_h (c_{y,th}^{fuel} \cdot P_{y,h,th}) \quad \forall y \quad (5.5)$$

Το κόστος καυσίμων του έτους y προκύπτει από το κόστος καυσίμου κάθε τεχνολογίας $c_{y,th}^{fuel}$ και την πρωτογενή κατανάλωση ενέργειας $P_{y,h,th}$.

5.3.2.5 Κόστος εκπομπών CO₂

$$C_y^{CO_2} = c_y^{CO_2} \cdot EM_y^{CO_2} \quad \forall y \quad (5.6)$$

Το κόστος εκπομπών CO₂ του έτους y ισούται με το κόστος δικαιωμάτων εκπομπής διοξειδίου του άνθρακα, $c_y^{CO_2}$ επί το σύνολο των εκπομπών, $EM_y^{CO_2}$.

5.3.2.6 Κόστος εφεδρειών

$$C_y^{RES} = \sum_h \left\{ \sum_r c_r \cdot \sum_{th, res, st} (res_{y,h,th,res,st,r}^{up} + res_{y,h,th,res,st,r}^{down}) \right\} \quad \forall y \quad (5.7)$$

Το κόστος εφεδρειών του έτους y ισούται με τις ποσότητες ενέργειας για διατήρηση εφεδρείας r επί το αντίστοιχο κόστος διατήρησης της εφεδρείας τύπου r .

5.3.3 Ζήτηση και Κάλυψη Ηλεκτρικής Ενέργειας

$$demand_{y,h} = \sum_{th, res} (gen_{y,h,th,res}) + \sum_{st} (discharge_{y,h,st} - charge_{y,h,st}) \quad \forall y, h \quad (5.8)$$

Η ωριαία ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας καλύπτεται από την παραγωγή των θερμικών μονάδων και των ΑΠΕ σε συνδυασμό με την κατάλληλη διαχείριση των σταθμών αποθήκευσης.

5.3.4 Επάρκεια Συστήματος

$$(1+rrm) \cdot (demand_{y,h} - \sum_{res} (gen_{y,h,res})) \leq \sum_{te} (df_{te} \cdot C_{y,te}) \quad \forall y, h \quad (5.9)$$

Η απαίτηση επάρκειας ισούται με +10% του υπολοιπούμενου φορτίου και καλύπτεται από το διαθέσιμο δυναμικό παραγωγής που προκύπτει από τις μειωμένες εγκατεστημένες ισχύς (derated capacities), σύμφωνα με τους συντελεστές διαθεσιμότητας (derating factors).

5.3.5 Παραγωγή ΑΠΕ

$$gen_{y,h,pv} \leq pv_h \cdot C_{y,pv} \quad \forall y, h \quad (5.10)$$

$$gen_{y,h,onshore} \leq onshore_h \cdot C_{y,onshore} \quad \forall y, h \quad (5.11)$$

$$gen_{y,h,offshore} \leq offshore_h \cdot C_{y,offshore} \quad \forall y, h \quad (5.12)$$

Οι εξισώσεις (5.10)-(5.12) εξασφαλίζουν ότι η παραγωγή των ΑΠΕ δεν υπερβαίνει το διαθέσιμο δυναμικό που εκφράζεται από τις χρονοσειρές pv_h , $onshore_h$, $offshore_h$ πολλαπλασιασμένες με την αντίστοιχη εγκατεστημένη ισχύ $C_{y,res}$.

5.3.6 Συμβατική Παραγωγή και Εκπομπές CO₂

$$P_{y,h,th} = gen_{y,h,th} / eff_{th} \quad \forall y, h, th \quad (5.13)$$

$$EM_y^{CO_2} = \sum_{th} \sum_h (I_{th}^{CO_2} \cdot P_{y,h,th}) \quad \forall y \quad (5.14)$$

$$gen_{y,h,th} + \sum_r res_{y,h,th,r}^{up} \leq (1 - autocons_{th}) \cdot C_{y,th} \quad \forall y, h, th \quad (5.15)$$

$$\text{gen}_{y,h,\text{th}} - \sum_r \text{res}_{y,h,\text{th},r}^{\text{down}} \geq 0 \quad \forall y, h, \text{th} \quad (5.16)$$

Η εξίσωση (5.13) υπολογίζει την πρωτογενή κατανάλωση ενέργειας $P_{y,h,\text{th}}$ μέσω της συμβατικής παραγωγής $\text{gen}_{y,h,\text{th}}$ και της απόδοσης των θερμικών μονάδων eff_{th} . Η εξίσωση (5.14) υπολογίζει τις εκπομπές CO_2 μέσω της πρωτογενούς κατανάλωσης $P_{y,h,\text{th}}$ και της έντασης εκπομπών CO_2 της κάθε τεχνολογίας, $I_{\text{th}}^{\text{CO}_2}$.

Η εξίσωση (5.15) περιορίζει την συμβατική παραγωγή $\text{gen}_{y,h,\text{th}}$ αθροιστικά με τις παροχές άνω εφεδρειών $\sum_r \text{res}_{y,h,\text{th},r}^{\text{up}}$ από την εγκατεστημένη ισχύ $C_{y,\text{th}}$ της κάθε τεχνολογίας λαμβάνοντας υπόψη τις ιδιοκαταναλώσεις $\text{autocons}_{\text{th}}$. Η διατήρηση κάτω εφεδρειών περιορίζεται από την στιγμιαία παραγωγή της κάθε συμβατικής τεχνολογίας (5.24).

5.3.7 Τεχνολογίες Αποθήκευσης

$$L_{y,h,\text{st}} = \text{Lin}_{\text{st}} \cdot E_{y,\text{st}} + \text{eff}_{\text{st}} \cdot \text{charge}_{y,h,\text{st}} - \text{discharge}_{y,h,\text{st}} / \text{eff}_{\text{st}} \quad \forall y, \text{st}, h = 1 \quad (5.17)$$

$$L_{y,h,\text{st}} = L_{y,h-1,\text{st}} + \text{eff}_{\text{st}} \cdot \text{charge}_{y,h,\text{st}} - \text{discharge}_{y,h,\text{st}} / \text{eff}_{\text{st}} \quad \forall y, \text{st}, h > 1 \quad (5.18)$$

$$L_{y,h,\text{st}} \leq \text{Lmax}_{\text{st}} \cdot E_{y,\text{st}} - \text{eff}_{\text{st}} \cdot \sum_r (\text{dt}_r \cdot \text{res}_{y,h,\text{st},r}^{\text{down}}) \quad \forall y, h, \text{st} \quad (5.19)$$

$$L_{y,h,\text{st}} \geq \text{Lmin}_{\text{st}} \cdot E_{y,\text{st}} + \sum_r (\text{dt}_r \cdot \text{res}_{y,h,\text{st},r}^{\text{up}}) / \text{eff}_{\text{st}} \quad \forall y, h, \text{st} \quad (5.20)$$

Η εξίσωση (5.17) αρχικοποιεί το επίπεδο φόρτισης των τεχνολογιών αποθήκευσης. Το Lin_{st} ισούται με 0% για την αντλησιοταμίευση και τις αποθήκες υδρογόνου και 5% για τις μπαταρίες, καθώς αποφεύγεται η οριακή εκφόρτιση των μπαταριών (<5%). Στην εξίσωση (5.18) περιγράφεται το ισοζύγιο αποθηκευμένης ενέργειας για κάθε τεχνολογία αποθήκευσης.

Οι εξισώσεις (5.19), (5.20) εξασφαλίζουν ότι το επίπεδο φόρτισης είναι εντός ορίων μέγιστης και ελάχιστης φόρτισης, ενώ ταυτόχρονα καλύπτουν τις απαιτούμενες εφεδρείες. Τα όρια φόρτισης για την αντλησιοταμίευση και τις αποθήκες υδρογόνου είναι 0-100% και για τις μπαταρίες Li-Ion 5-95%. Με $\text{res}_{y,h,\text{st},r}^{\text{up,down}}$ συμβολίζονται οι εφεδρείες των τεχνολογιών αποθήκευσης που περιγράφονται αναλυτικά παρακάτω και με dt_r συμβολίζεται ο απαιτούμενος χρόνος διατήρησης εφεδρειών.

$$\text{discharge}_{y,h,\text{LiIon}} + \sum_r \text{res}_{y,h,\text{LiIon},r}^{\text{up}} \leq C_{y,\text{LiIon}} + \text{charge}_{y,h,\text{LiIon}} \quad \forall y, h \quad (5.21)$$

$$\text{charge}_{y,h,\text{LiIon}} + \sum_r \text{res}_{y,h,\text{LiIon},r}^{\text{down}} \leq C_{y,\text{LiIon}} + \text{discharge}_{y,h,\text{LiIon}} \quad \forall y, h \quad (5.22)$$

$$\text{discharge}_{y,h,\text{phs}} + \sum_r \text{res}_{y,h,\text{phs},r}^{\text{up}} \leq C_{y,\text{phs}} \quad \forall y, h \quad (5.23)$$

$$\text{discharge}_{y,h,\text{phs}} + \sum_r \text{res}_{y,h,\text{phs},r}^{\text{down}} \geq 0 \quad \forall y, h \quad (5.24)$$

$$\text{discharge}_{y,h,\text{PHSex}} + \text{outflow}_{y,h}^{\text{PHSex}} + \sum_r \text{res}_{y,h,\text{PHSex},r}^{\text{up}} \leq C_{y,\text{PHSex}} \quad \forall y, h \quad (5.25)$$

$$\text{discharge}_{y,h,\text{PHSex}} + \text{outflow}_{y,h}^{\text{PHSex}} + \sum_r \text{res}_{y,h,\text{PHSex},r}^{\text{down}} \geq 0 \quad \forall y, h \quad (5.26)$$

$$\text{discharge}_{y,h,\text{p2g}} + \sum_r \text{res}_{y,h,\text{p2g},r}^{\text{up}} \leq C_{y,\text{p2g}} \quad \forall y, h \quad (5.27)$$

$$\text{charge}_{y,h,\text{p2g}} + \sum_r \text{res}_{y,h,\text{p2g},r}^{\text{down}} \leq C_{y,\text{p2g}} \quad \forall y, h \quad (5.28)$$

Η παροχή εφεδρειών ακολουθεί διαφορετική λογική ανάλογα με την τεχνολογία αποθήκευσης. Ειδικότερα, οι μπαταρίες ιόντων-λιθίου έχουν τη δυνατότητα στιγμιαίας αλλαγής από κατάσταση πλήρους εκφόρτισης σε κατάσταση πλήρους φόρτισης. Συνεπώς, η μέγιστη παροχή εφεδρειών που μπορούν να προσφέρουν ισούται με το διπλάσιο της εγκατεστημένης ισχύος τους (5.21), (5.22). Οι εφεδρείες της αντλησιοταμίευσης μοντελοποιούνται με τρόπο παρόμοιο των συμβατικών τεχνολογιών, καθώς αποδίδει εφεδρείες μόνο μέσω της διαδικασίας εκφόρτισης / παραγωγής. Η παραγωγή αθροιστικά με το σύνολο των άνω εφεδρειών περιορίζεται από την εγκατεστημένη ισχύ (5.23) και οι κάτω εφεδρείες περιορίζονται από τη στιγμιαία παραγωγή (5.24). Για τους υφιστάμενους αντλησιοταμιευτικούς σταθμούς λαμβάνονται υπόψη και τα υποχρεωτικά νερά (5.25), (5.26). Τέλος, σχετικά με την τεχνολογία P2G, οι άνω εφεδρείες αποδίδονται μέσω της διαδικασίας εκφόρτισης (κυψέλη καυσίμου) και οι κάτω εφεδρείες μέσω της φόρτισης (ηλεκτρολύτης) (5.27), (5.28).

5.3.8 Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί και Υφιστάμενη Αντλησιοταμίευση

$$\sum_{h \in \text{day}} (\text{mandatory}_{y,h}^{\text{hydro,PHSex}}) = \sum_{h \in \text{day}} (\text{mand}_h^{\text{hydro,PHSex}}) \quad \forall y, \text{day} \quad (5.29)$$

$$L_{y,h}^{\text{hydro,PHSex}} \leq L_{\text{max}}^{\text{hydro,PHSex}} \quad \forall y, h \quad (5.30)$$

$$L_{y,h}^{\text{hydro,PHSex}} = L_{\text{in}}^{\text{hydro,PHSex}} \quad \forall y, h = h_{\text{last}} \quad (5.31)$$

$$L_{y,h}^{\text{hydro}} = L_{\text{in}}^{\text{hydro}} + \text{inflow}_h^{\text{hydro}} - \text{gen}_{y,h,\text{hydro}} - \text{mand}_{y,h}^{\text{hydro}} \quad y = y_{\text{base}}, h = 1 \quad (5.32)$$

$$L_{y,h}^{\text{hydro}} = L_{y,h-1}^{\text{hydro}} + \text{inflow}_h^{\text{hydro}} - \text{gen}_{y,h,\text{hydro}} - \text{mand}_{y,h}^{\text{hydro}} \quad \forall y, h > 1 \quad (5.33)$$

$$L_{y,h}^{\text{PHSex}} = L_{\text{in}}^{\text{PHSex}} + \text{inflow}_h^{\text{PHSex}} + \text{eff}_{\text{PHSex}} \cdot \text{charge}_{y,h,\text{PHSex}} - \text{discharge}_{y,h,\text{PHSex}} - \text{mand}_{y,h}^{\text{PHSex}} \quad y = y_{\text{base}}, h = 1 \quad (5.34)$$

$$L_{y,h}^{\text{PHSex}} = L_{y,h-1}^{\text{PHSex}} + \text{inflow}_h^{\text{PHSex}} + \text{eff}_{\text{PHSex}} \cdot \text{charge}_{y,h,\text{PHSex}} - \text{discharge}_{y,h,\text{PHSex}} - \text{mand}_{y,h}^{\text{PHSex}} \quad \forall y, h > 1 \quad (5.35)$$

Οι παραπάνω εξισώσεις αφορούν τους υφιστάμενους υδροηλεκτρικούς και αντλησιοταμιευτικούς σταθμούς. Η εξίσωση (5.29) διαχειρίζεται την ημερήσια απόδοση των υποχρεωτικών νερών που εισάγονται στο πρόβλημα με ημερήσιο βήμα. Η εξίσωση (5.30) φροντίζει το επίπεδο των ταμιευτήρων να μην υπερβαίνει τη μέγιστη χωρητικότητα. Η εξίσωση (5.31) ορίζει το επίπεδο ταμιευτήρα στο τέλος του έτους να ισούται με το αρχικό. Οι εξισώσεις (5.32), (5.33) περιγράφουν το ισοζύγιο ενέργειας των υδροηλεκτρικών σταθμών μέσω του επιπέδου των ταμιευτήρων $L_{y,h}^{hydro}$, των εισροών $inflow_h^{hydro}$, της παραγωγής $gen_{y,h,hydro}$ και των υποχρεωτικών νερών $mand_{y,h}^{hydro}$. Οι εξισώσεις (5.34), (5.35) είναι οι ισοδύναμες των (5.32), (5.33) για το ισοζύγιο ενέργειας της υφιστάμενης αντλησιοταμίευσης.

5.3.9 Κάλυψη Εφεδρειών

$$res_{y,h,vres,mFRR}^{down} \leq 20\% \cdot gen_{y,h,vres} \quad \forall y, h, res, r \quad (5.36)$$

$$res_{y,h,th,st,r}^{up,down} \leq \max_{th,st,r}^{reserves} \cdot C_{y,th,st} \quad \forall y, h, th, st, r \quad (5.37)$$

$$res_{y,h,hydro,r}^{up,down} \leq \max_{hydro,r}^{reserves} \cdot C_{hydro}^{reserves} \quad \forall y, h, r \quad (5.38)$$

$$\sum_{th,st} res_{y,h,th,st,FCR}^{up} \geq RR_{FCR}^{up} \quad \forall y, h \quad (5.39)$$

$$\sum_{th,st} res_{y,h,th,st,FCR}^{down} \geq RR_{FCR}^{down} \quad \forall y, h \quad (5.40)$$

$$\sum_{th,hydro,st} res_{y,h,th,hydro,st,aFRR}^{up} \geq RR_{aFRR}^{up} + 0.025 \cdot \sum_{vres} C_{y,vres} \quad \forall y, h \quad (5.41)$$

$$\sum_{th,hydro,st} res_{y,h,th,hydro,st,aFRR}^{down} \geq RR_{aFRR}^{down} + 0.0125 \cdot \sum_{vres} C_{y,vres} \quad \forall y, h \quad (5.42)$$

$$\sum_{th,hydro,st} res_{y,h,th,hydro,st,mFRR}^{up} \geq RR_{mFRR}^{up} + 0.04 \cdot \sum_{vres} C_{y,vres} \quad \forall y, h \quad (5.43)$$

$$\sum_{th,res,st} res_{y,h,th,res,st,mFRR}^{down} \geq RR_{mFRR}^{down} + 0.04 \cdot \sum_{vres} C_{y,vres} \quad \forall y, h \quad (5.44)$$

Η FCR καλύπτεται από τεχνολογίες που είναι ικανές να μεταβάλλουν την παραγωγή τους με πολύ γρήγορο ρυθμό. Τέτοιες τεχνολογίες είναι οι θερμικές που μπορούν να συμβάλλουν με ποσοστό έως 7% της μέγιστης δυνατής παραγωγής, οι μπαταρίες ιόντων-λιθίου με ποσοστό έως 200% και η τεχνολογία Power-to-gas με ποσοστό έως 100%.

Η aFRR καλύπτεται από τις θερμικές μονάδες, τους υδροηλεκτρικούς και αντλησιοταμιευτικούς σταθμούς, τις μπαταρίες ιόντων-λιθίου και τις αποθήκες υδρογόνου με μέγιστες συνεισφορές 45%, 75%, 200% και 100% της μέγιστης δυνατής παραγωγής, αντίστοιχα. Από τα 2500.7 MW

εγκατεστημένης ισχύος υδροηλεκτρικών σταθμών, τα 1945 MW έχουν τη δυνατότητα διατήρησης εφεδρειών. Συνεπώς, οι ΥΗΣ μπορούν να προσφέρουν έως και το 75% των 1945 MW για δευτερεύουσα εφεδρεία.

Για την κάλυψη της mFRR, οι θερμικές μονάδες, οι υδροηλεκτρικοί και αντλησιοταμιευτικοί σταθμοί και η τεχνολογία P2G μπορούν να συμβάλλουν με όλο το εύρος ισχύος τους. Οι μπαταρίες ιόντων-λιθίου, όπως προηγουμένως συνεισφέρουν με έως και 200% της εγκατεστημένης ισχύος τους. Τέλος, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας έχουν τη δυνατότητα να συνεισφέρουν στις απαιτήσεις της τριτεύουσας κάτω εφεδρείας με μέγιστο όριο το 20% της στιγμιαίας παραγωγής τους. Οι εξισώσεις (5.36)-(5.38) περιγράφουν τα όρια τήρησης εφεδρειών για κάθε τεχνολογία που αναφέρονται παραπάνω.

Οι απαιτήσεις τήρησης άνω και κάτω πρωτεύουσας εφεδρείας είναι σταθερές RR_{FCR}^{up} και RR_{FCR}^{down} και καλύπτονται σύμφωνα με τις εξισώσεις (5.39), (5.40). Σχετικά με τη δευτερεύουσα, οι απαιτήσεις αυξάνονται κατά 25 MW ανά 1 GW νέας επένδυσης σε ΑΠΕ για την άνω εφεδρεία και κατά 12.5 MW ανά 1 GW για την κάτω εφεδρεία (5.41), (5.42). Τέλος, οι απαιτήσεις για την άνω και κάτω τριτεύουσα εφεδρεία αυξάνονται κατά 40 MW ανά 1 GW νέας επένδυσης σε ΑΠΕ (5.43), (5.44).

5.3.10 Στόχοι Διείσδυσης και Περικοπών

$$\sum_{th} \sum_h gen_{y,h,th} = (1 - pen_y) \sum_h demand_{y,h} \quad \forall y \quad (5.45)$$

$$pen_y \geq penetration_y \quad \forall y \quad (5.46)$$

$$pen_y \leq penetration_y + 0.01 \quad \forall y \quad (5.47)$$

$$max_out_y^{res} = \sum_h (pv_h \cdot C_{y,pv} + onshore_h \cdot C_{y,onshore} + offshore_h \cdot C_{y,offshore}) \quad \forall y \quad (5.48)$$

$$max_out_y^{res} - \sum_h (gen_{y,h,pv} + gen_{y,h,onshore} + gen_{y,h,offshore}) \leq curt_y \cdot max_out_y^{res} \quad \forall y \quad (5.49)$$

Η εξίσωση (5.45) περιγράφει το στόχο διείσδυσης ΑΠΕ ανά έτος y . Υπολογίζεται από το αντίστροφο ποσοστό $(1-pen_y)$ της συνολικής συμβατικής παραγωγής προς τη συνολική ζήτηση ανά έτος. Οι εξισώσεις (5.46), (5.47) περιορίζουν τον ετήσιο στόχο διείσδυσης εντός ορίων, ορισμένων από την παράμετρο $penetration_y$. Η εξίσωση (5.48) υπολογίζει τη μέγιστη δυνατή παραγωγή από ΑΠΕ μέσω των χρονοσειρών διαθέσιμης ισχύος pv_h , $onshore_h$, $offshore_h$ και της εγκατεστημένης ισχύος $C_{y,res}$ της κάθε τεχνολογίας. Οι ετήσιες περικοπές περιορίζονται από μια

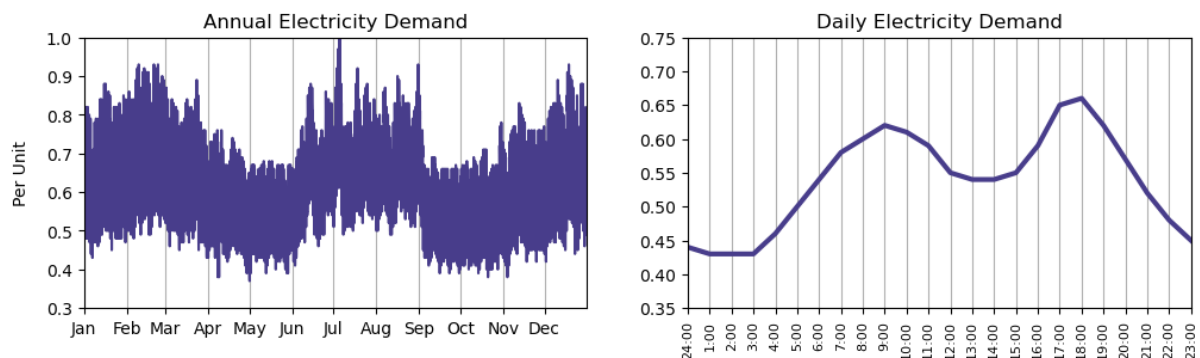
μέγιστη τιμή $curt_y$ (%) και υπολογίζονται ως ποσοστό από τη διαφορά της μέγιστης δυνατής παραγωγής με την πραγματική παραγωγή (5.49).

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

6. Δεδομένα Εισόδου του Προβλήματος

6.1 Χρονοσειρές Εισόδου

Οι χρονοσειρές εισόδου του προβλήματος είναι η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, η δυνατότητα παραγωγής των Φ/Β, των χερσαίων και υπεράκτιων αιολικών, οι εισροές και τα υποχρεωτικά νερά των υδροηλεκτρικών και των αντλησιοταμιευτικών σταθμών. Οι χρονοσειρές είναι ετήσιες με ωριαίο βήμα και προέρχονται από τον ευρωπαϊκό σύνδεσμο European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) ([61]).



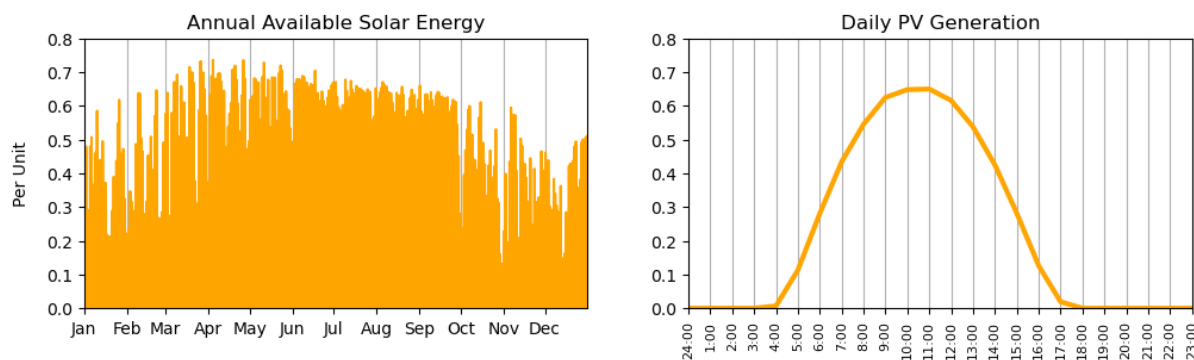
Σχήμα 6.1: Ετήσιο και ημερήσιο προφίλ ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας (αμ)

Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας ακολουθεί ένα σταθερό ημερήσιο προφίλ ([20]). Η ελάχιστη κατανάλωση παρατηρείται κατά τη διάρκεια της νύχτας. Έπειτα, η ζήτηση ακολουθεί μια ανοδική πορεία φτάνοντας μια πρώτη αιχμή το μεσημέρι. Μετά από μια μείωση κάποιων ωρών, παρατηρείται ξανά αύξηση μέχρι τη δεύτερη αιχμή, όπου εμφανίζεται συνήθως η μέγιστη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας το απόγευμα προς βράδυ ([62]). Το ημερήσιο προφίλ φαίνεται στο Σχήμα 6.1 (δεξιά) για μια τυχαία ημέρα της άνοιξης.

Βεβαίως, το ημερήσιο προφίλ που περιγράφηκε επηρεάζεται σημαντικά από τις εποχές. Το καλοκαίρι η εκτεταμένη χρήση κλιματιστικών για ψύξη οδηγεί σε αυξημένη ζήτηση τις μεσημεριανές ώρες που φτάνει ή υπερβαίνει τη βραδυνή αιχμή. Γενικά, καταναλώνεται περισσότερη ενέργεια κατά τους μήνες με ακραίες θερμοκρασίες (χειμώνα, καλοκαίρι) και λιγότερη κατά τους μεταβατικούς μήνες (άνοιξη, φθινόπωρο). Αυτό παρατηρείται στο Σχήμα 6.1 (αριστερά), όπου φαίνεται η ετήσια ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιείται και στο μοντέλο.

Όπως η ζήτηση, έτσι και η παραγωγή ΦΒ παρουσιάζουν τόσο ημερήσιο όσο και εποχιακό προφίλ. Αναλυτικότερα, η μέγιστη παραγωγή εμφανίζεται το μεσημέρι λόγω της εντονότερης ηλιοφάνειας, ενώ η παραγωγή είναι μηδενική κατά την απουσία του ήλιου. Ένα πλεονέκτημα των ΦΒ συστημάτων είναι ότι παράγουν κατά μέγιστο τις ώρες της μεσημεριανής αιχμής ζήτησης του δικτύου.

Σχετικά με την εποχιακότητα των ΦΒ, η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια αυξάνεται κατά τους θερινούς μήνες λόγω της υψηλότερης διαθέσιμης έντασης ηλιακής ακτινοβολίας. Στο Σχήμα 6.2 (αριστερά) που απεικονίζεται η ετήσια παραγωγή ΦΒ, γίνεται φανερό η υψηλότερη πυκνότητα κατά τους μήνες μεταξύ Απριλίου και Σεπτεμβρίου. Το κύριο μειονέκτημα των ΦΒ είναι ο χαμηλός συντελεστής χρησιμοποίησης τους που υπολογίζεται στο 15.2% για τα δεδομένα που χρησιμοποιούνται στο συγκεκριμένο μοντέλο.

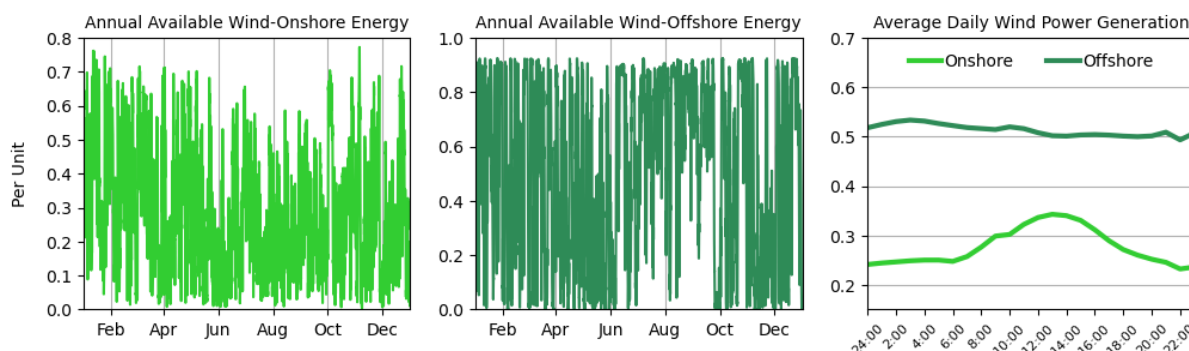


Σχήμα 6.2: Ετήσια δυνατότητα παραγωγής και ημερήσιο προφίλ των ΦΒ (αμ)

Όσον αφορά την παραγωγή των χερσαίων και υπεράκτιων αιολικών, παρουσιάζει έντονη στοχαστικότητα χωρίς να ακολουθεί κάποιο συγκεκριμένο ημερήσιο ή εποχιακό προφίλ. Δεν είναι σπάνιο να παρατηρηθούν 2-3 ημέρες με υψηλό αέρα που διαδέχονται 2-3 ημέρες με χαμηλό αέρα ([20]). Τα υπεράκτια αιολικά αποτελούν μια πιο αξιόπιστη και αποδοτική πηγή, καθώς ο άνεμος στη θάλασσα είναι σταθερά ισχυρότερος. Ωστόσο, το κόστος επένδυσης, διασύνδεσης και συντήρησης είναι σημαντικά υψηλότερο σε σχέση με τα χερσαία αιολικά.

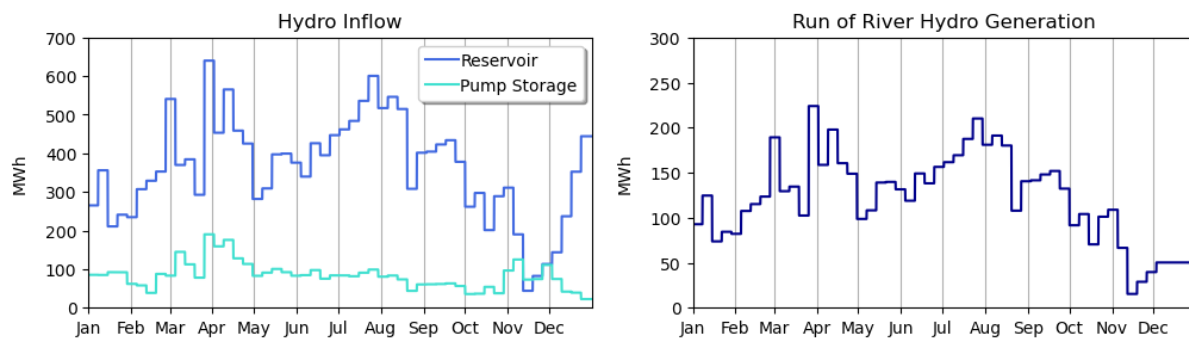
Η παραγωγή εξαρτάται σημαντικά από τη γεωγραφική περιοχή και από την εποχή του χρόνου. Σε κάποιες χώρες παρατηρείται αυξημένη αιολική παραγωγή τη μέρα, ενώ σε άλλες τη νύχτα ([63]). Για τα δεδομένα εισόδου του συγκεκριμένου προβλήματος, υπολογίζεται η μέση ημερήσια παραγωγή των αιολικών. Όπως φαίνεται στο Σχήμα 6.3 (δεξιά), δεν υπάρχει έντονη διαφορά

ανάμεσα στη μέση παραγωγή τη μέρα και τη νύχτα για τα υπεράκτια αιολικά, ενώ για τα χερσαία αιολικά υπάρχει μια αύξηση του δυναμικού κατά τις μεσημεριανές ώρες.



Σχήμα 6.3: Ετήσια δυνατότητα παραγωγής και μέση ημερήσια παραγωγή χερσαίων και υπεράκτιων αιολικών (αμ)

Οι επόμενες χρονοσειρές που χρησιμοποιούνται είναι οι εισροές και τα υποχρεωτικά νερά που αφορούν τους υδροηλεκτρικούς και αντλησιοταμιευτικούς σταθμούς. Οι εισροές προέρχονται από τις βροχοπτώσεις και τα ποτάμια και αποθηκεύονται στους ταμιευτήρες των σταθμών. Στο Σχήμα 6.4 (αριστερά) φαίνονται οι ετήσιες εισροές των υδροηλεκτρικών και αντλησιοταμιευτικών σταθμών που χρησιμοποιούνται στο μοντέλο.



Σχήμα 6.4: Ετήσιες εισροές υδροηλεκτρικών και αντλησιοταμιευτικών σταθμών και παραγωγή RoR υδροηλεκτρικών (MWh)

Τα υποχρεωτικά νερά αποτελούν μια ποσότητα νερών που αποδίδονται καθημερινά για την κάλυψη συγκεκριμένων αναγκών. Πιο συγκεκριμένα, οι υδροηλεκτρικοί και αντλησιοταμιευτικοί σταθμοί συνεισφέρουν στην άρδευση των εκτάσεων γης που βρίσκονται κοντά τους. Οι ποσότητες αυτές αυξάνονται κατά τους θερινούς μήνες, όπου υπάρχει έλλειψη βροχοπτώσεων. Ακόμη, οι σταθμοί μέσω των υποχρεωτικών νερών συμβάλλουν στην ύδρευση, παρέχοντας πόσιμο νερό στις γειτονικές περιοχές. Τέλος, ποσότητες νερού προσφέρονται καθημερινά σε

ποτάμια στα οποία παρεμβάλλονται υδροηλεκτρικοί σταθμοί, ώστε να διατηρείται η αδιάλειπτη και ομαλή ροή τους.

Τέλος, στο Σχήμα 6.4 (δεξιά) απεικονίζεται η ετήσια παραγωγή των Run-of-river (RoR) υδροηλεκτρικών που προέρχεται από τη ροή των ποταμών. Ως επί το πλείστον, οι μονάδες RoR ένα μικρό ταμιευτήρα και για αυτό το λόγο λειτουργούν αδιάκοπα καθόλη τη διάρκεια του έτους.

6.2 Τεχνοοικονομικά Χαρακτηριστικά και Προβλέψεις Παραμέτρων

Στον Πίνακα 2 παρουσιάζονται οι βασικές παράμετροι των τεχνολογιών παραγωγής και αποθήκευσης όπως τα έξοδα λειτουργίας και συντήρησης, το μεταβλητό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, η διάρκεια ζωής, η απόδοση, η ιδιοκατανάλωση και η ένταση εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα ([17], [25], [64]). Για τις αποθήκες ηλεκτρικής ενέργειας ως απόδοση ορίζεται η απόδοση πλήρους κύκλου (round-trip efficiency) που αποτελεί το ποσοστό ηλεκτρικής ενέργειας που ανακτάται από αυτή που αποθηκεύτηκε.

Πίνακας 2: Βασικές παράμετροι τεχνολογιών παραγωγής και αποθήκευσης

Technology	OPEX (%/year)	Variable (€/MWh)	Lifetime (years)	Efficiency (%)	Derating Factor (%)	Autocons (%)	CO2 Intensity (tCO2/MWh)
CCGT	2.5	5	30	60.5	94	3	0.202
CC-CCS	2.5	18	30	55	94	3	0.02828
Hydro	2	2	80	-	-	-	-
PV	1.5	0.5	20	-	-	-	-
Onshore	2.5	0.5	20	-	-	-	-
Offshore	3	0.5	20	-	-	-	-
BESS	2.5	6	15	87	30	-	-
PHS	2	6	50	75	80	-	-
P2G	2	6	20	47	80	-	-

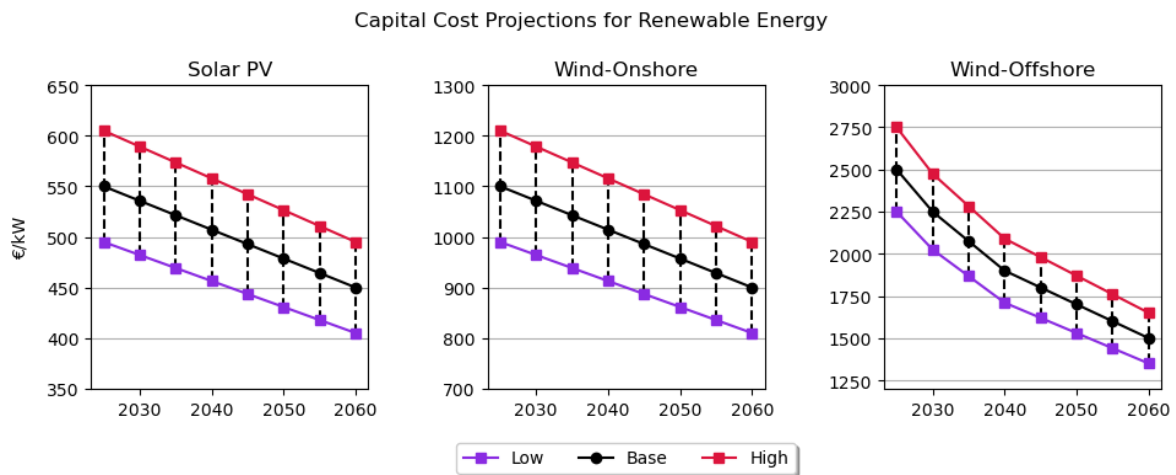
Στον Πίνακα 3 φαίνονται οι αρχικές απαιτήσεις εφεδρειών που περιγράφηκαν στην υποενότητα 5.3.9. Στην περίπτωση της πρωτεύουσας εφεδρείας οι απαιτήσεις παραμένουν σταθερές, ενώ για τη δευτερεύουσα και τριτεύουσα εφεδρεία οι απαιτήσεις αυξάνονται ανάλογα με τη διείσδυση ΑΠΕ.

Πίνακας 3: Αρχικές απαιτήσεις εφεδρειών

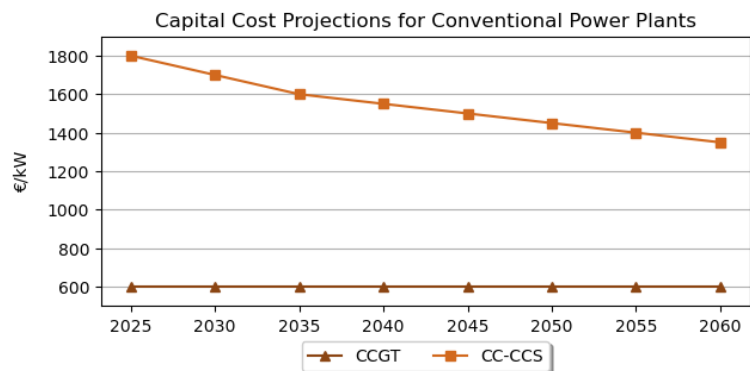
Initial Reserve Requirements (MW)					
FCR-up	FCR-down	aFRR-up	aFRR-down	mFRR-up	mFRR-down
50	50	400	200	600	600

Στα επόμενα σχήματα απεικονίζονται οι οικονομικές παράμετροι που αλλάζουν τιμές ανα πενταετία. Σε ορισμένες παραμέτρους εξετάζονται χαμηλότερες και υψηλότερες προβλέψεις, πέρα από τη βασική (Base) για την ανάλυση ευαισθησίας του προβλήματος που μετετάται στο 7^ο Κεφάλαιο. Οι τιμές των παραμέτρων που χρησιμοποιούνται στο μοντέλο προέρχονται από το συνδυασμό ενός πλήθους μελετών και παραδοχών ([25], [65], [66]).

Το επενδυτικό κόστος των μονάδων παραγωγής και αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας μειώνεται με την πάροδο των ετών λόγω της ωρίμανσης της αγοράς, της μαζικότερης παραγωγής και των καινοτόμων μεθόδων κατασκευής, όπως φαίνεται στα Σχήματα 6.5-6.7. Εξάιρεση αποτελούν οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου που θεωρείται ότι αποτελούν μια τεχνολογία που έχει ωριμάσει και το επενδυτικό τους κόστος παραμένει σταθερό.

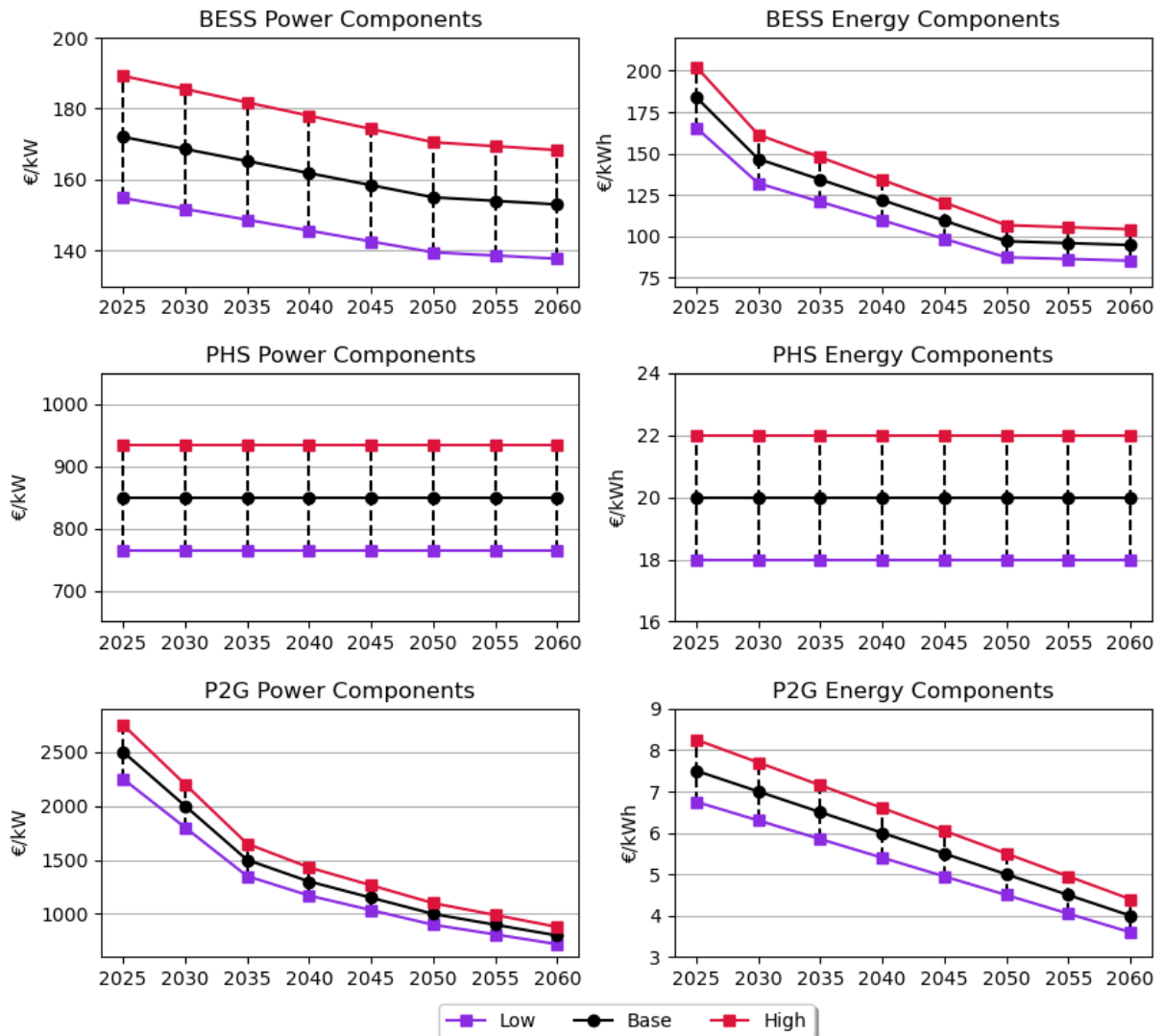


Σχήμα 6.5: Πρόβλεψη επενδυτικού κόστους των τεχνολογιών ΑΠΕ



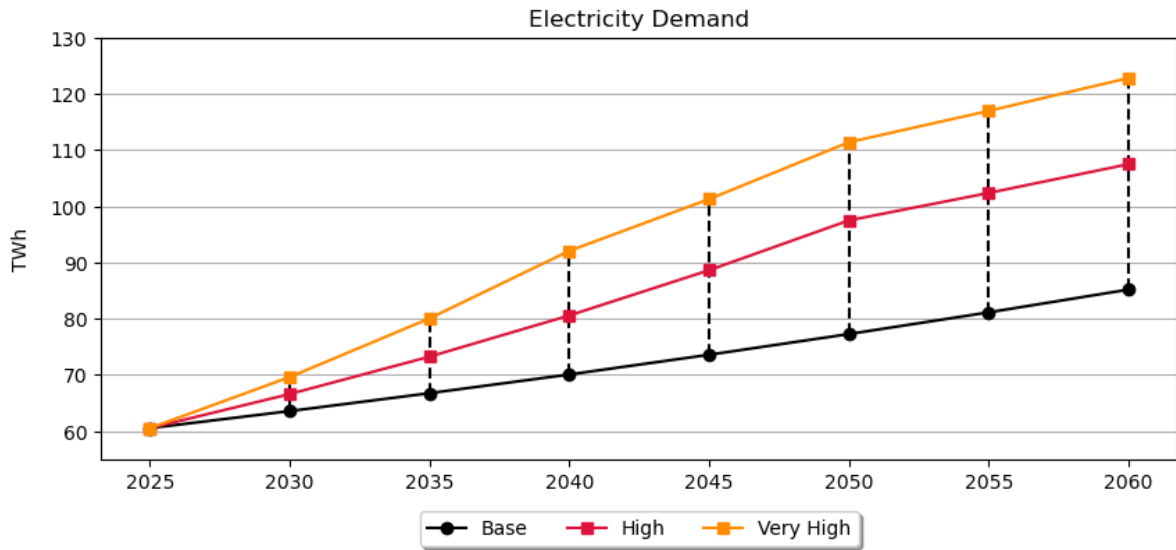
Σχήμα 6.6: Πρόβλεψη επενδυτικού κόστους συμβατικών τεχνολογιών

Capital Cost Projections for Energy Storage



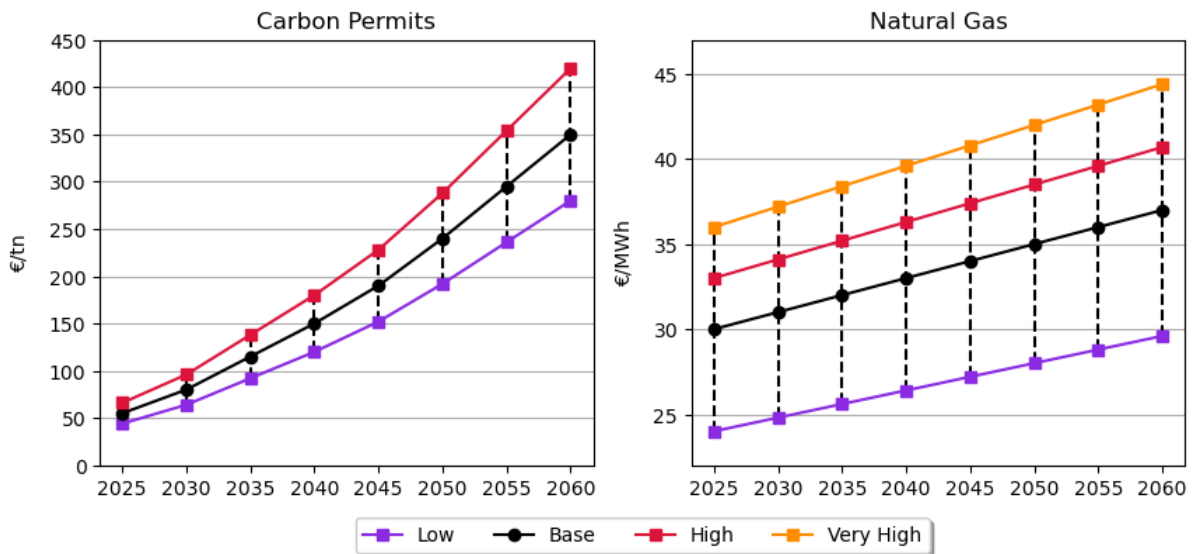
Σχήμα 6.7: Πρόβλεψη επενδυτικού κόστους τεχνολογιών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας

Η πρόβλεψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζεται στο Σχήμα 6.8. Αποτελεί μια παράμετρο που εξαρτάται από το βαθμό εξηλεκτρισμού των τομέων τελικής χρήσης, την ένταση εφαρμογής τεχνολογιών υδρογόνου, την ενεργειακή απόδοση τελικού χρήστη και τις οικονομικές συνθήκες της χώρας. Η βασική πρόβλεψη που υιοθετείται αντιστοιχεί σε αύξηση της ζήτησης κατά 5% ανά πενταετία, ενώ η πολύ υψηλή (Very High) αύξηση αντιστοιχεί στην περίπτωση έντονου εξηλεκτρισμού ([62], [67]-[69]).



Σχήμα 6.8: Πρόβλεψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας

Στο Σχήμα 6.9 φαίνεται η πορεία της τιμής των δικαιωμάτων εκπομπής ρύπων και του φυσικού αερίου.



Σχήμα 6.9: Πρόβλεψη τιμών δικαιωμάτων εκπομπής ρύπων (αριστερά) και φυσικού αερίου (δεξιά)

Τέλος, στον Πίνακα 4 αναγράφονται οι στόχοι διεύθυνσης ΑΠΕ που πρέπει να επιτευχθούν ανά πενταετία.

Πίνακας 4: Στόχοι διείσδυσης ΑΠΕ

Year	RES Penetration (%)
2025	58-59
2030	65-66
2035	72-73
2040	80-81
2045	85-86
2050	90-91
2055	95-96
2060	≥ 99

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7

7. Αποτελέσματα Μοντέλου

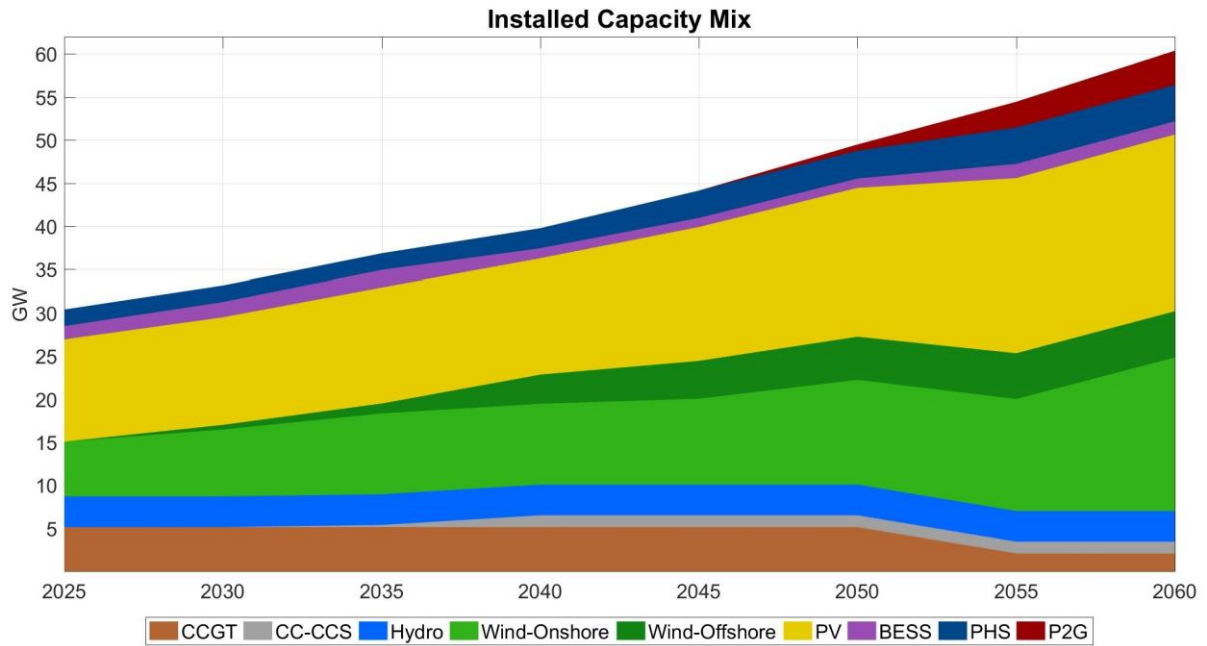
7.1 Αποτελέσματα Βασικού Σεναρίου

7.1.1 Ενεργειακό Μείγμα

Η λύση του προβλήματος γραμμικού προγραμματισμού αποτελείται από δύο βασικές συνιστώσες: το σχεδιασμό και τη λειτουργία του συστήματος. Ο σχεδιασμός καθορίζει ουσιαστικά το βέλτιστο ενεργειακό μείγμα του συστήματος, ώστε να ανταποκρίνεται με επιτυχία στις απαιτήσεις. Στο μοντέλο που αναπτύσσεται στην παρούσα εργασία το ενεργειακό μείγμα αποτελείται από μονάδες συνδυασμένου κύκλου (CCGT), συνδυασμένου κύκλου με δέσμευση και αποθήκευση διοξειδίου του άνθρακα (CC-CCS), υδροηλεκτρικούς σταθμούς (Hydro), ΦΒ πάρκα (PV), χερσαία και υπεράκτια αιολικά πάρκα (Wind Onshore/Offshore), συστήματα αποθήκευσης με μπαταρίες (BESS), αντλησιοταμιευτικούς σταθμούς (PHS) και συστήματα υδρογόνου Power-to-gas (P2G).

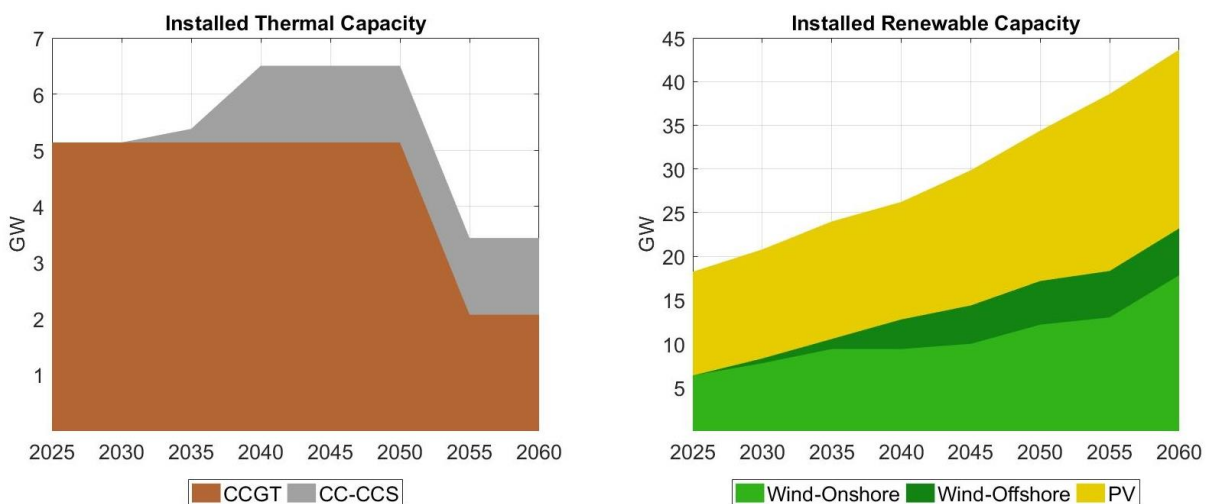
Το σύστημα που μελετάται θεωρείται Greenfield, δηλαδή δεν υπάρχουν υφιστάμενες μονάδες με εξαίρεση τους υφιστάμενους υδροηλεκτρικούς και αντλησιοταμιευτικούς σταθμούς που υπάρχουν στη χώρα της Ελλάδας. Οι σταθμοί αυτοί εξετάζονται ξεχωριστά μέσω των εισροών και των υποχρεωτικών νερών. Πιο συγκεκριμένα, λειτουργούν 2500.7 MW - 3.6 TWh υδροηλεκτρικά, 699 MW- 4.5 GWh αντλησιοταμίευση και 363 MW Run-of-river σταθμούς.

Η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος που αποτελεί το συνολικό κόστος επέκτασης και λειτουργίας του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος για 35 έτη, ανηγμένο σε παρούσα αξία, ανέρχεται στα 79.87 δισεκατομμύρια €. Στο Σχήμα 7.1 φαίνονται συνολικά οι εγκατεστημένες ισχείς ανά τεχνολογία από το 2025 μέχρι το 2060 με βήμα τα 5 έτη. Παρατηρείται η σταδιακή απόσυρση των συμβατικών μονάδων και η ραγδαία άνοδος των μονάδων ΑΠΕ, που οφείλονται στην αύξηση του στόχου διείσδυσης και της τιμής δικαιωμάτων εκπομπών CO₂. Παράλληλα με την ανάπτυξη των ΑΠΕ, γίνονται και οι αναγκαίες επενδύσεις σε αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας για την επίτευξη των στόχων απανθρακοποίησης του ενεργειακού συστήματος, αφού οι υψηλές διεισδύσεις ΑΠΕ καθιστούν απαραίτητη την αποθήκευση ως πηγή ευελιξίας.



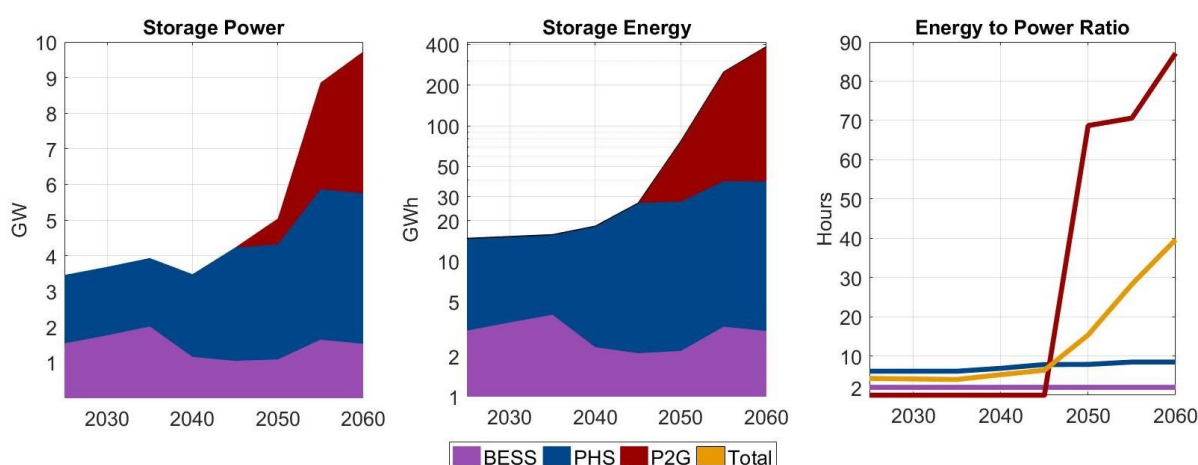
Σχήμα 7.1: Ενεργειακό μείγμα ανά πενταετία

Στο Σχήμα 7.2 απεικονίζονται οι μονάδες παραγωγής χωρισμένες σε συμβατικές και ΑΠΕ. Στο σύστημα παραμένει ένα μέρος συμβατικών μετά το 2055 για λόγους επάρκειας, καθώς η παραγωγή που προσφέρουν είναι ελάχιστη. Όσον αφορά τις ΑΠΕ, η εγκατεστημένη ισχύς τους φτάνει τα 44 GW το 2060 με κυρίαρχη τεχνολογία τα ΦΒ πάρκα και τα χερσαία αιολικά να ακολουθούν.



Σχήμα 7.2: Εγκατεστημένες ισχύεις για συμβατικές μονάδες και ΑΠΕ

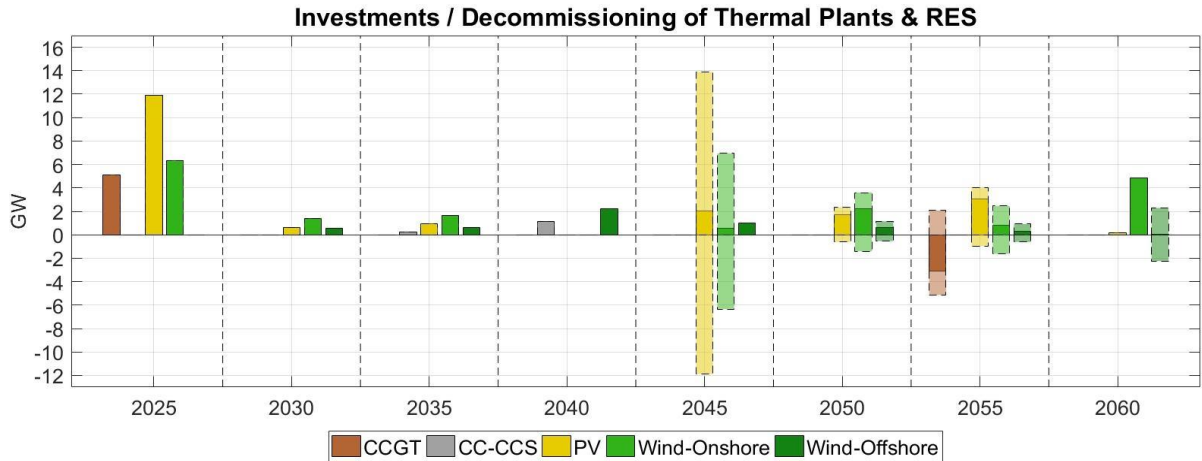
Στο Σχήμα 7.3 παρουσιάζονται τα μεγέθη που χαρακτηρίζουν τις αποθήκες ηλεκτρικής ενέργειας, που είναι η ισχύς, η ενέργεια και η διάρκεια τους. Η αντλησιοταμίευση φαίνεται να είναι η πρωτεύουσα τεχνολογία αποθήκευσης που επιλέγει ο αλγόριθμος, ενώ απαραίτητα είναι και τα συστήματα με μπαταρίες, καθόλη τη διάρκεια του χρονικού ορίζοντα. Μετά το 2050, γίνεται αντιληπτή η ανάγκη για αποθήκες μεγαλύτερης διάρκειας παρατηρώντας τη ραγδαία αύξηση της χωρητικότητάς τους. Τα συστήματα υδρογόνου Power-to-gas είναι υπεύθυνα για το άλμα του λόγου Ε/Ρ που συμβαίνει την τελευταία δεκαετία.



Σχήμα 7.3: Χαρακτηριστικά αποθηκών ηλεκτρικής ενέργειας

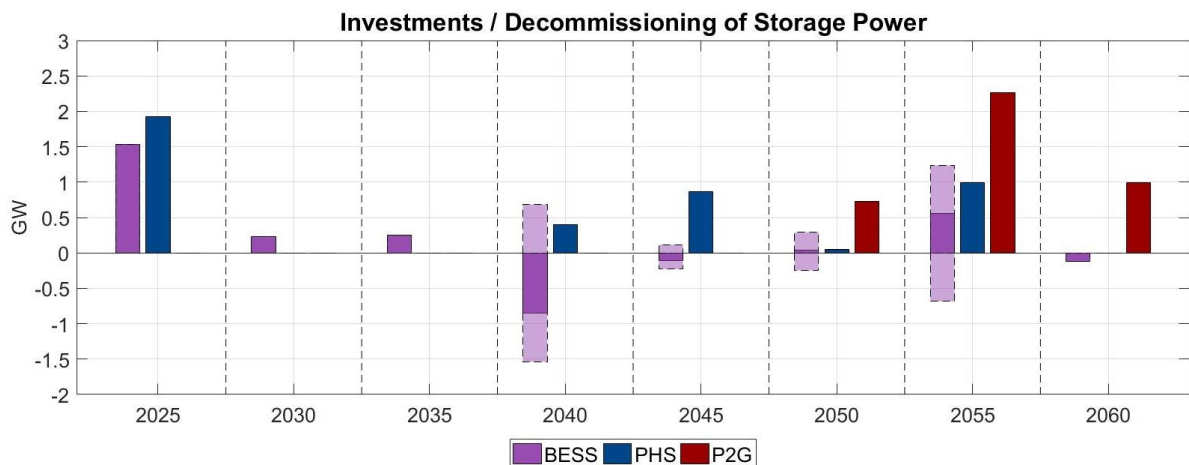
7.1.2 Επενδύσεις και Αποσύρσεις

Οι επενδύσεις και αποσύρσεις των μονάδων παραγωγής απεικονίζονται στο Σχήμα 7.4 με διαφανή χρώματα, ενώ η ποσότητα εγκατεστημένης ισχύος που προστίθεται ή αφαιρείται συνολικά απεικονίζεται με έντονα χρώματα. Οι επενδύσεις σε νέες μονάδες παραγωγής εκτυλίσσονται καθόλη τη διάρκεια του χρονικού ορίζοντα που μοντελοποιείται και οι αποσύρσεις συμβαίνουν σύμφωνα με τη διάρκεια ζωής της εκάστοτε τεχνολογίας. Η πλειοψηφία των επενδύσεων λαμβάνουν χώρα το έτος 2025, διότι το σύστημα που εξετάζεται θεωρείται Greenfield με μόνες υφιστάμενες μονάδες παραγωγής τους υδροηλεκτρικούς και αντλησιοταμιευτικούς σταθμούς. Επιπροσθέτως, το έτος 2045, παρατηρείται ένας μεγάλος όγκος επενδύσεων λόγω της μεγάλης απόσυρσης ΑΠΕ που εγκαταστάθηκαν το 2025. Από τα έργα αυτά το μεγαλύτερο ποσοστό αφορά φωτοβολταϊκά και χερσαία αιολικά πάρκα.



Σχήμα 7.4: Επενδύσεις και αποσύρσεις μονάδων παραγωγής ανά πενταετία

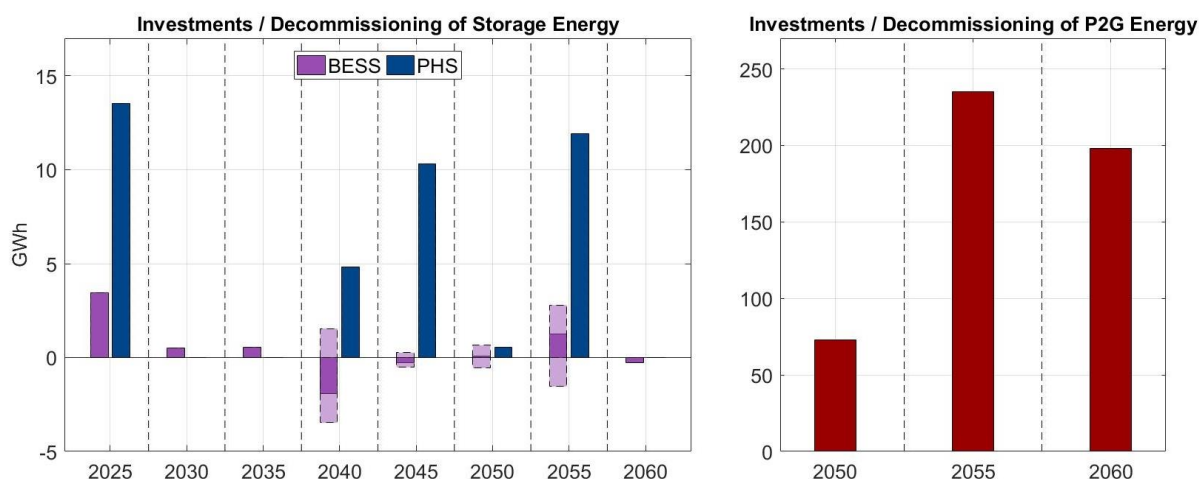
Ως προς τις επενδύσεις σε αποθήκες ηλεκτρικής ενέργειας, οι επενδύσεις σε συστήματα με μπαταρίες (BESS) και σε αντλησιοταμιευτικούς σταθμούς γίνονται διαχρονικά. Το 2025 γίνεται μια μεγάλη επένδυση ισχύος σε μονάδες αντλησιοταμίευσης και μπαταριών που αποσκοπεί κυρίως σε κάλυψη της βραδινής ζήτησης και στην τήρηση εφεδρειών. Επίσης, εξετάζοντας το Σχήμα 7.5, παρατηρούνται επενδύσεις ισχύος μεγάλης κλίμακας το 2055, που συμπίπτουν με την απόσυρση των μονάδων συνδυασμένου κύκλου (CCGT) το ίδιο έτος. Οι αποθήκες υδρογόνου Power-to-gas εμφανίζονται το 2050, καθώς το υψηλό επενδυτικό κόστος ισχύος δεν επιτρέπει επενδύσεις νωρίτερα.



Σχήμα 7.5: Επενδύσεις και αποσύρσεις μονάδων αποθήκευσης (σκέλος ισχύος)

Στο Σχήμα 7.6, αξιοσημείωτες είναι οι υψηλές επενδύσεις στο σκέλος ενέργειας των αποθηκών κατά την τελευταία δεκαετία, που είναι απαραίτητες για την επίτευξη των στόχων διεύθυνσης

ΑΠΕ. Ο πολύ υψηλός στόχος διείσδυσης ($\geq 95\%$), που απαιτείται από το 2055 και έπειτα, καθιστά αναγκαίες τις επενδύσεις σε αποθήκες μεγάλης διάρκειας, οι οποίες αντιστοιχούν στα συστήματα υδρογόνου Power-to-gas λόγω του χαμηλού κόστους ενέργειας.



Σχήμα 7.6: Επενδύσεις και αποσύρσεις μονάδων αποθήκευσης (σκέλος ενέργειας)

7.1.3 Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας (LCOE) και Αποθήκευσης (LCOS)

Στο Σχήμα 7.7 παρουσιάζεται το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (Levelized Cost of Energy) και αποθήκευσης (Levelized Cost of Storage) κάθε επένδυσης που υπολογίζεται ως το πηλίκο του συνολικού κόστους καθ'όλη την οικονομική διάρκεια ζωής της επένδυσης προς τη συνολική παραγωγή του σταθμού, εκφρασμένα σε όρους παρούσας αξίας ([70]):

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

I_0 = Κόστος επένδυσης

M_t = Έξοδα λειτουργίας και συντήρησης το έτος t

F_t = Έξοδα καυσίμων το έτος t

E_t = Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας το έτος t

r = Επιτόκιο αναγωγής

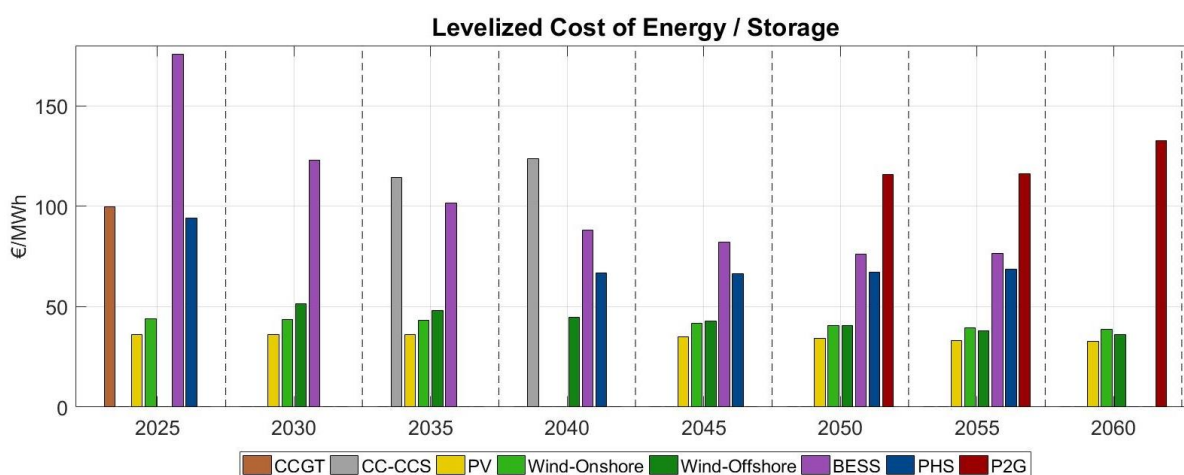
n = Διάρκεια ζωής

Αποτελεί σημαντικό δείκτη για τον επενδυτή διότι εκφράζει τη μέση τιμή με την οποία πρέπει να αποζημιώνεται η παραγωγή του σταθμού ώστε να αποσβένεται το αρχικό κόστος επένδυσης και

το σύνολο των λειτουργικών εξόδων. Η τιμή αυτή αντιστοιχεί στην ελάχιστη αποδεκτή τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας, προκειμένου η επένδυση να είναι βιώσιμη ([71]).

Για τις τεχνολογίες που συνεχίζουν τη λειτουργία τους μετά το 2060, γίνεται η υπόθεση ότι η παραγωγή για τα έτη που υπερβαίνουν το χρονικό ορίζοντα εξέτασης ισοδυναμούν με την παραγωγή του έτους 2060. Το σταθμισμένο κόστος ενέργειας των μονάδων συνδυασμένου κύκλου είναι 100 €/MWh και των μονάδων συνδυασμένου κύκλου με δέσμευση και αποθήκευση CO₂ κυμαίνεται στα 114-123 €/MWh. Για την επένδυση των 2 GW σε μονάδες συνδυασμένου κύκλου το 2055 που αποσκοπεί κυρίως στην επάρκεια ισχύος και όχι σε κάλυψη της ζήτησης, παρατηρείται η εκτόξευση του LCOE στα 914.4 €/MWh.

Συγκριτικά με τις τεχνολογίες ΑΠΕ που κυμαίνονται σε κοντινά επίπεδα, το LCOE των συμβατικών μονάδων είναι πολλαπλάσιο, λόγω της τιμής δικαιωμάτων εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα που αυξάνεται ραγδαία. Τα ΦΒ πάρκα έχουν το μικρότερο δείκτη εξαιτίας του χαμηλού επενδυτικού κόστους του. Το υψηλό επενδυτικό κόστος και η μειωμένη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας καθιστούν τα συστήματα αποθήκευσης με μπαταρίες ως την τεχνολογία με το μεγαλύτερο σταθμισμένο κόστος αποθήκευσης. Τέλος, αυξημένος είναι και ο δείκτης των αποθηκών υδρογόνου που πηγάζει από το χαμηλό βαθμό απόδοσης και το υψηλό κόστος επένδυσης.



Σχήμα 7.7: Σταθμισμένο κόστος ενέργειας / αποθήκευσης

7.1.4 Ισοδύναμο Ετήσιο Κόστος Ενέργειας

Το ετήσιο ισοδύναμο κόστος (Equivalent Annual Cost) είναι το ετήσιο κόστος κατοχής, λειτουργίας και συντήρησης μίας επένδυσης καθόλη τη διάρκεια ζωής της και υπολογίζεται μέσω του παράγοντα ανάκτησης κεφαλαίου (Capital Recovery Factor – CRF) από τον τύπο ([72], [73]):

$$EAC(y) = CRF_n \cdot CAPEX + OPEX$$

$$CRF_n = \frac{r}{1-(1+r)^{-n}}$$

CAPEX = Επενδυτικό κόστος

OPEX = Έξοδα λειτουργίας και συντήρησης

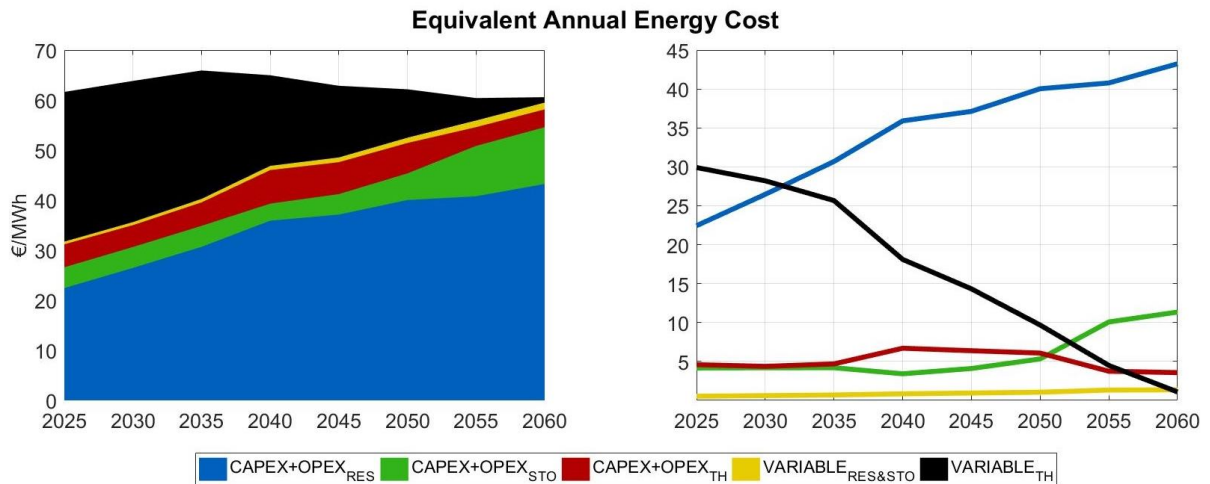
r = Επιτόκιο αναγωγής

n = Διάρκεια ζωής

Το ετήσιο ισοδύναμο κόστος χωρίζεται σε σταθερό που αντιπροσωπεύει την επένδυση και τη συντήρηση και σε μεταβλητό που αντιπροσωπεύει την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Το συνολικό ετήσιο κόστος υπολογίζεται από το ετήσιο ισοδύναμο κόστος όλων των επενδύσεων ανηγμένο στο χρονικό ορίζοντα εξέτασης βάσει της διάρκειας ζωής της εκάστοτε επένδυσης. Το συνολικό ετήσιο ισοδύναμο κόστος διαιρείται με τη συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας του έτους για να υπολογιστεί το κόστος ενέργειας.

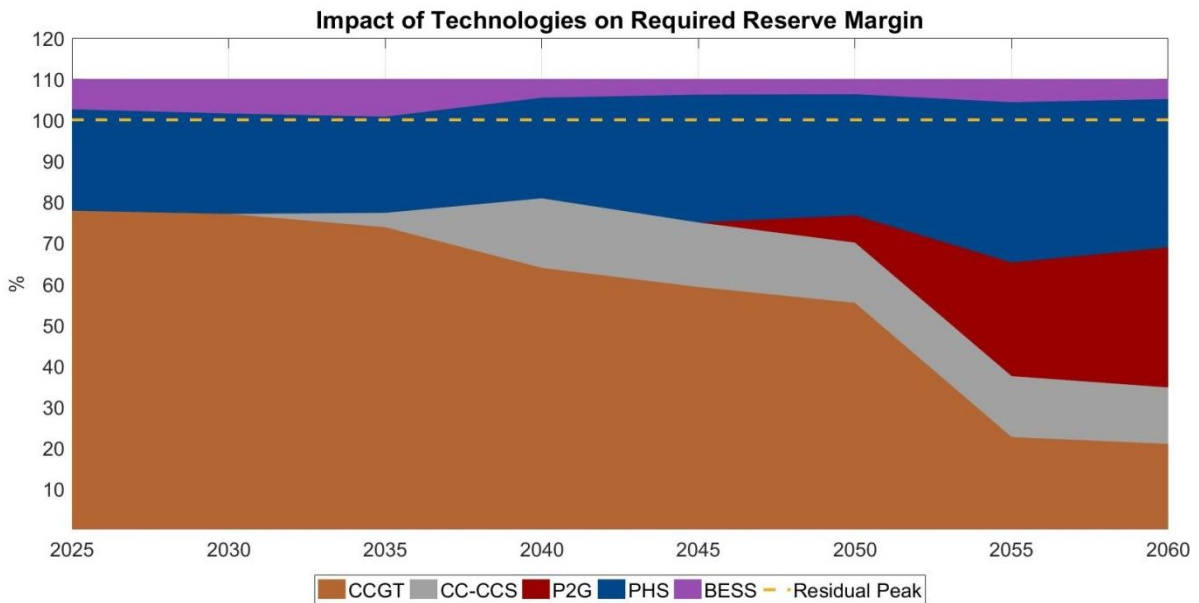
$$\text{Energy Cost}(y) = \frac{\sum EAC(yy) + \text{Variable Cost}(y)}{\text{Total Demand}(y)} \quad \forall y-yy \leq n$$

Στο Σχήμα 7.8 παρατηρείται ότι το ετήσιο κόστος ενέργειας κυμαίνεται στα 60-66 €/MWh με μικρές αποκλίσεις. Το ισοδύναμο κόστος επένδυσης και τα έξοδα λειτουργίας και συντήρησης ακολουθούν ανοδική πορεία για τις ΑΠΕ και τις αποθήκες, αφού κάθε νέα πενταετία επιβαρύνεται από τις νέες επενδύσεις, αλλά και από τις επενδύσεις των προηγούμενων ετών που επιβαρύνουν μέχρι το τέλος της διάρκειας ζωής τους. Το μεταβλητό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας των συμβατικών ξεκινά από υψηλά επίπεδα και ελαττώνεται σταδιακά με την απόσυρση των ακριβών συμβατικών μονάδων και την ένταξη περισσότερων ΑΠΕ.



Σχήμα 7.8: Ισοδύναμο ετήσιο κόστος ενέργειας

7.1.5 Επάρκεια Συστήματος



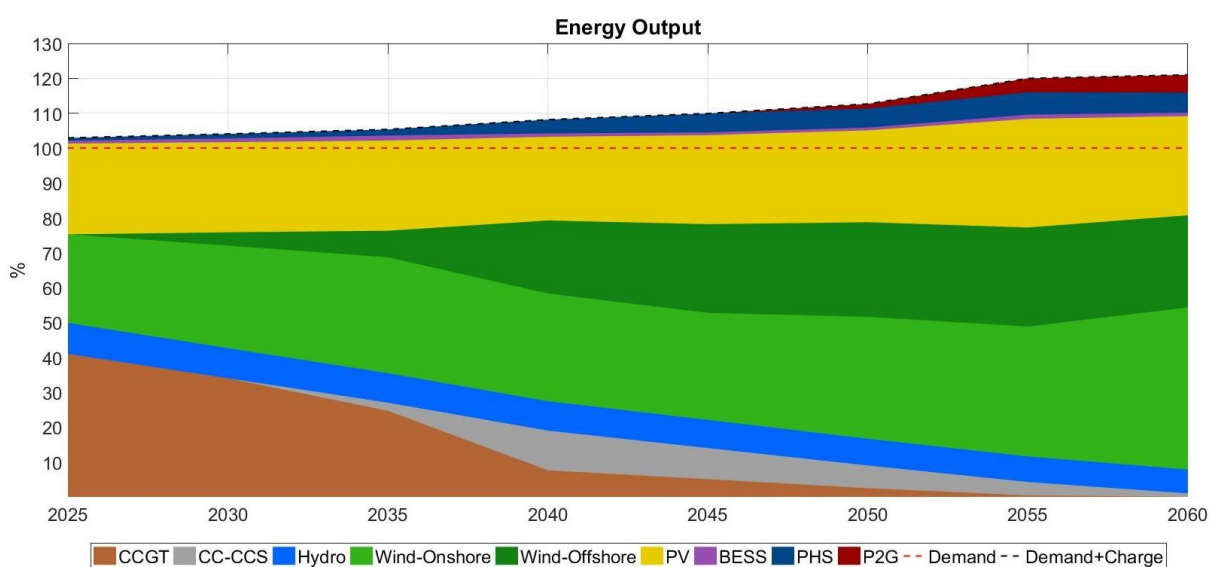
Σχήμα 7.9: Συνεισφορά τεχνολογιών στις απαιτήσεις επάρκειας του συστήματος

Είναι εμφανές από το Σχήμα 7.9 ότι οι συμβατικές μονάδες αποτελούν το βασικό πυλώνα στην αξιοπιστία του δικτύου, εφόσον έχουν τη δυνατότητα άμεσης διαθεσιμότητας ενέργειας και χαρακτηρίζονται από τον υψηλότερο derating factor ίσο με 94%. Επίσης, οι αντλησιοταμιευτικοί σταθμοί καλύπτουν σταθερά ένα σημαντικό ποσοστό των απαιτήσεων επάρκειας καθόλη τη διάρκεια του χρονικού ορίζοντα, ενώ τα συστήματα με μπαταρίες συνεισφέρουν με ένα μικρότερο μερίδιο. Τέλος, τα συστήματα υδρογόνου Power-to-gas συμβάλλουν αισθητά τα

τελευταία 10 έτη, τονίζοντας τον καθοριστικό ρόλο που θα παίζουν οι αποθήκες στην αξιοπιστία των πλήρως απανθρακοποιημένων ενεργειακών συστημάτων.

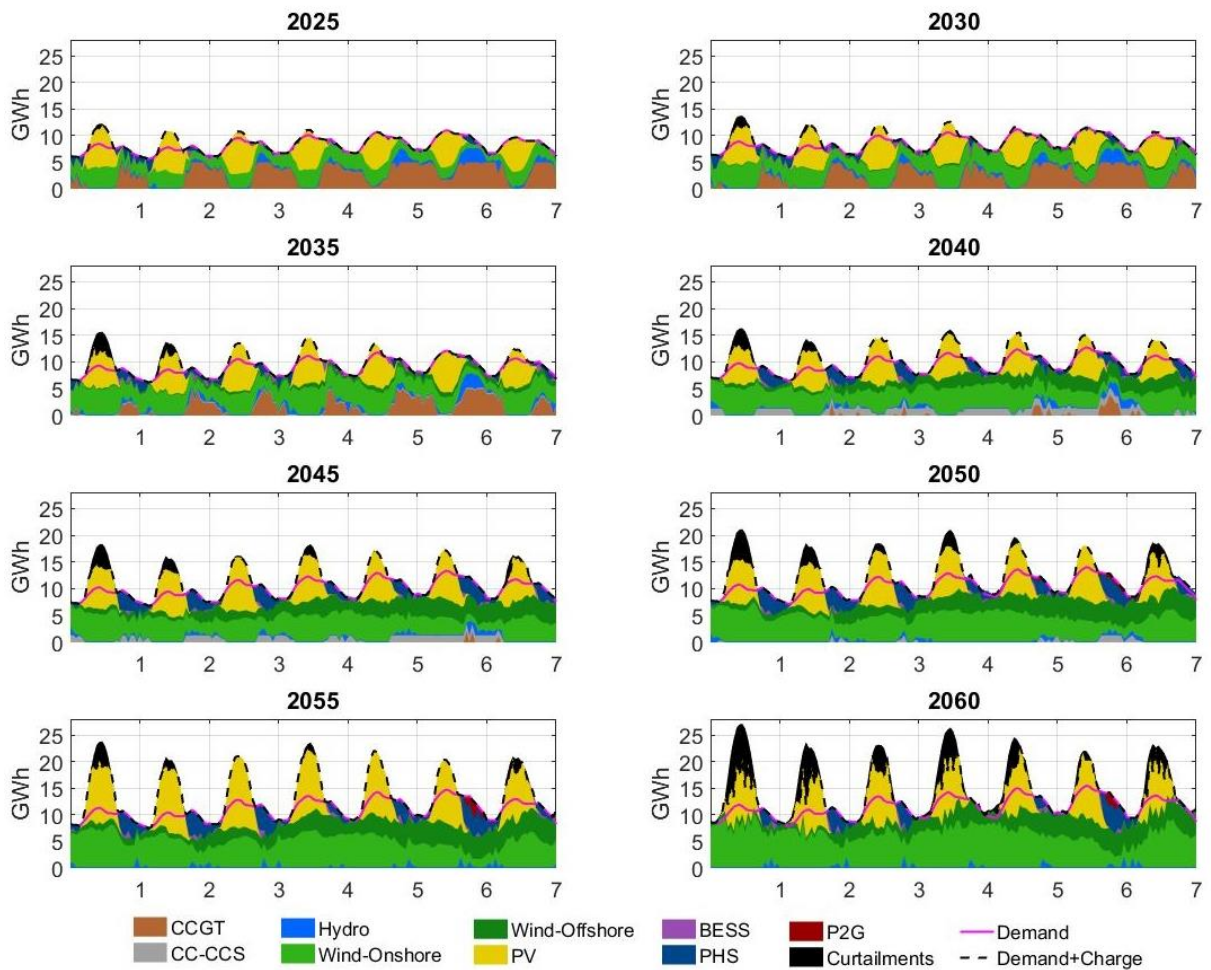
7.1.6 Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η συμβολή των ΑΠΕ στο σύστημα γίνεται κατανοητή από το Σχήμα 7.10 παρατηρώντας το ποσοστό της ζήτησης που καλύπτουν στο χρονικό ορίζοντα που εξετάζεται. Τα χερσαία αιολικά πάρκα κυριαρχούν στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας χάρη στον ενισχυμένο συντελεστή χρησιμοποίησης σε αντίθεση με τα ΦΒ πάρκα που καλύπτουν μικρότερο ποσοστό της ζήτησης παρά τη μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ τους.



Σχήμα 7.10: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

Το Σχήμα 7.11 απεικονίζει το ενεργειακό ισοζύγιο μιας τυχαίας εβδομάδας για κάθε πενταετία που μοντελοποιείται. Η συμβατική παραγωγή μειώνεται με την πάροδο των χρόνων και φτάνει σχεδόν μηδενικά επίπεδα το 2060. Η συστηματική μεσημβρινή υπερπαραγωγή ΑΠΕ διαχειρίζεται αποτελεσματικά από τις αποθήκες μέσω της φόρτισης. Η επιστροφή της αποθηκευμένης ενέργειας γίνεται τις βραδινές ώρες όπου παρατηρείται και η βραδυνή αιχμή μέσω της εκφόρτισης των αποθηκών.

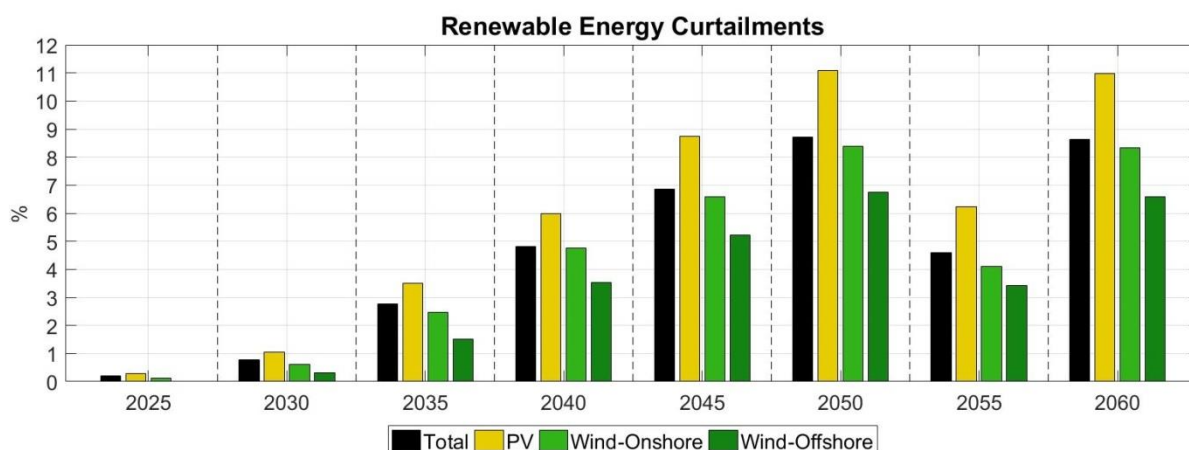


Σχήμα 7.11: Ενεργειακό ισοζύγιο για 7 ενδεικτικές ημέρες

7.1.7 Περικοπές Ανανεώσιμης Ενέργειας

Οι περικοπές ενέργειας αυξάνονται με την πάροδο των χρόνων σύμφωνα με το Σχήμα 7.12, αφού περισσότερες ΑΠΕ εγκαθίστανται στο σύστημα και ο στόχος διείσδυσης μεγαλώνει. Το 2025 οι περικοπές ενέργειας κυμαίνονται σε μηδενικά επίπεδα γιατί ο στόχος διείσδυσης ΑΠΕ είναι ακόμη χαμηλός (58-59%) και οι περικοπές χειρίζονται κατάλληλα μέσω της συμβατικών και αποθηκευτικών μονάδων. Ωστόσο, με τη σταδιακή αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος και την παράλληλη άνοδο του στόχου διείσδυσης ΑΠΕ, η μεσημβρινή υπερπαραγωγή των ΑΠΕ δεν μπορεί να απορροφηθεί εξ ολοκλήρου από τις αποθήκες. Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας δεν είναι αρκετή για όλη την ανανεώσιμη ενέργεια που είναι διαθέσιμη και συνεπώς, οι περικοπές αυξάνονται φτάνοντας το 8.6% το 2060.

Το 2055 παρατηρείται μια έντονη μείωση των περικοπών ενέργειας με τη συνολική τιμή τους να υποδιπλασιάζεται (4.6%). Πρόκειται για το έτος που αποσύρεται το μεγαλύτερο μέρος των συμβατικών μονάδων και εντάσσονται αποθήκες μακράς διάρκειας στο σύστημα. Αναλυτικότερα, από το στόλο των θερμικών μονάδων αποσύρονται 3.1 GW, ενώ παρατηρείται ραγδαία αύξηση στη συνολική ισχύ των αποθηκών κατά 3.8 GW και στην ενέργεια κατά 235 GWh. Το 2060 οι περικοπές ακολουθούν ξανά ανοδική πορεία, αφού οι αποθήκες λειτουργούν ισοδύναμα με το 2055 αυξάνοντας τη συνολική απορρόφηση ενέργειας μόνο κατά 1.68 TWh, ενώ η παραγωγή από μονάδες ΑΠΕ αυξάνεται κατά 7.8 TWh. Συνεπώς, συμπεραίνεται ότι είναι οικονομικά καλύτερη επιλογή η πρόσθετη εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ με αυξημένες περικοπές έναντι της απορρόφησης τεράστιων ποσοτήτων ενέργειας από τις αποθήκες υδρογόνου που χαρακτηρίζονται από χαμηλή απόδοση 47%.



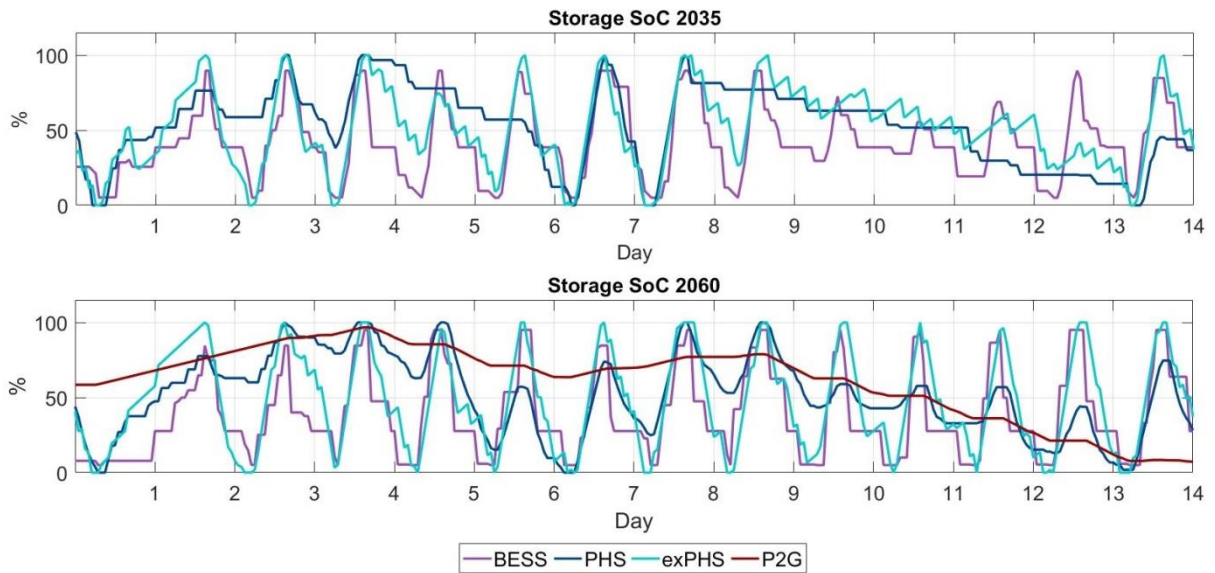
Σχήμα 7.12: Περικοπές ενέργειας ανά πενταετία

Αναλύοντας τις επιμέρους συνιστώσες των συνολικών περικοπών, η παραγωγή των ΦΒ πάρκων δέχεται τις υψηλότερες περικοπές, εξαιτίας της αδυναμίας του συστήματος να απορροφήσει την έντονη μεσημβρινή παραγωγή. Επίσης, τα υπεράκτια αιολικά πάρκα χαρακτηρίζονται από μικρότερες περικοπές σε σχέση με τα χερσαία, λόγω του υψηλότερου συντελεστή χρησιμοποίησης των πρώτων.

7.1.8 Αποθήκες Ηλεκτρικής Ενέργειας και Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί

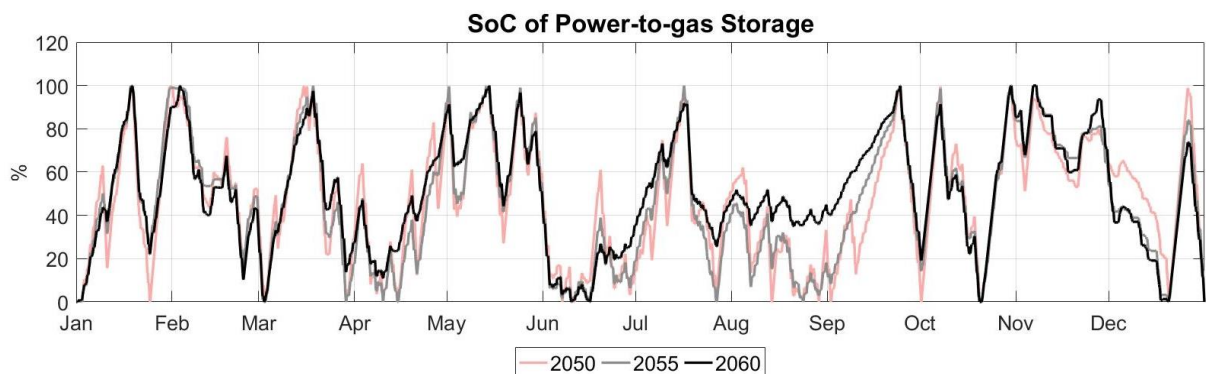
Τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας μέσω μπαταριών χρησιμοποιούνται κυρίως για την εξομάλυνση των αιχμών της ζήτησης και τον έλεγχο της συχνότητας. Χαρακτηρίζονται από μικρή χωρητικότητα γιατί είναι απαραίτητες για λειτουργίες με γρήγορο ρυθμό απόκρισης και

υψηλή ισχύ. Έχουν διάρκεια μέγιστης απόδοσης ισχύος 2 ωρών και εκτελούν ημερήσιους κύκλους όπως φαίνεται στο Σχήμα 7.13.



Σχήμα 7.13: State of charge των αποθηκών για ένα ενδεικτικό μήνα των ετών 2035 και 2060

Οι αντλησιοταμιευτικοί σταθμοί εκτελούν τόσο ημερήσιους όσο και υπερημερήσιους κύκλους, λόγω της μεγαλύτερης χωρητικότητάς τους. Έχουν τη δυνατότητα να μετατοπίζουν ποσότητες ενέργειας μεταξύ περιόδων της ίδιας ημέρας (intraday storage), αλλά και μεταξύ διαφορετικών ημερών (interday storage).

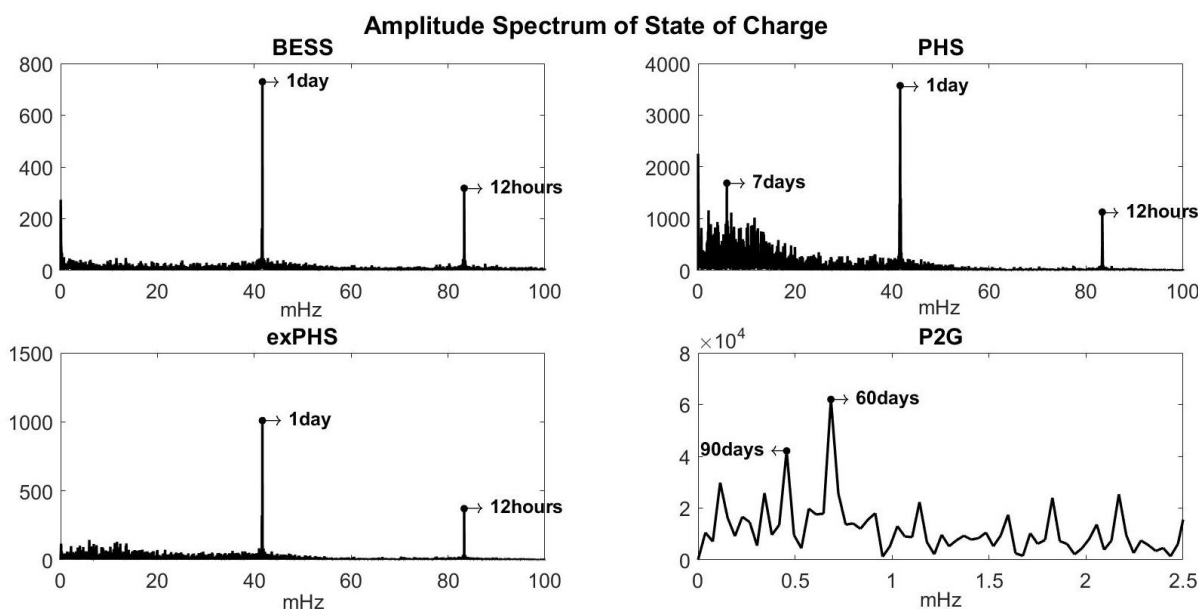


Σχήμα 7.14: State of charge των αποθηκών υδρογόνου

Αναφορικά με τα συστήματα υδρογόνου Power-to-Gas, έχουν τη δυνατότητα μακροπρόθεσμης διαχείρισης αποθηκευμένης ενέργειας λόγω της υψηλής χωρητικότητάς τους και χαρακτηρίζονται ως αποθήκες μεγάλης διάρκειας (long-term storage). Μέσα στο έτος εκτελούν κύκλους

μεταβλητής διάρκειας από μερικές ημέρες έως και μήνες, όπως συμπεραίνεται από το Σχήμα 7.14.

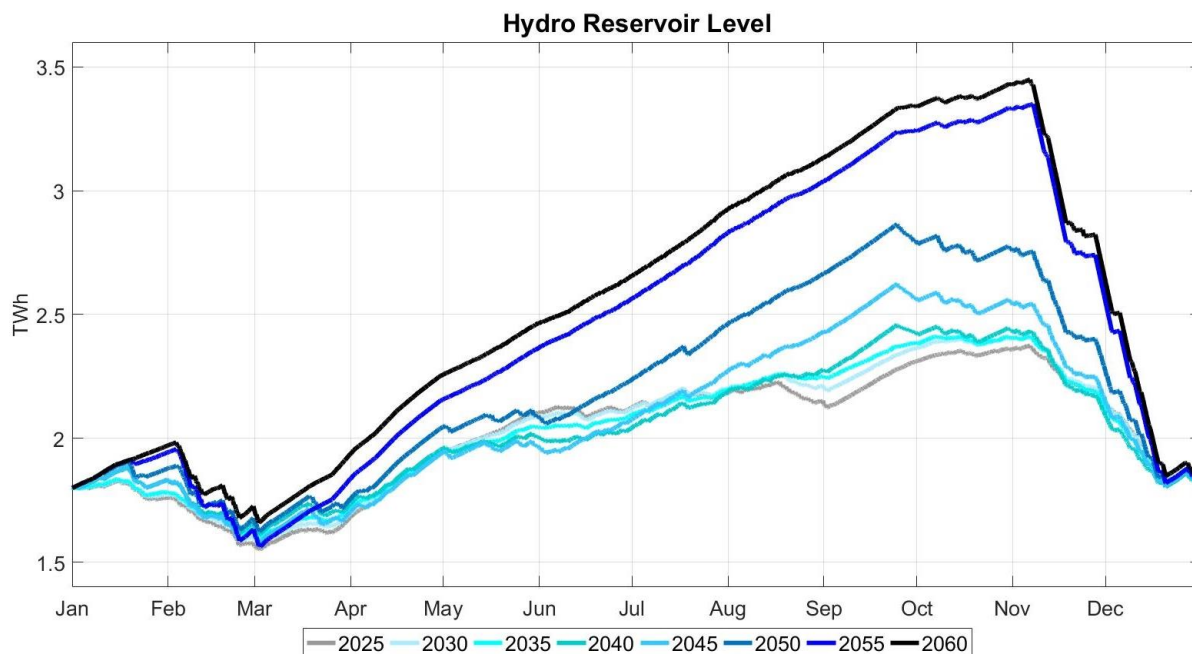
Μέσω του μετασχηματισμού Fourier, είναι δυνατή η ανάλυση των καταστάσεων φόρτισης των αποθηκών στο πεδίο της συχνότητας για όλα τα έτη λειτουργίας τους, όπως φαίνεται στο Σχήμα 7.15. Τα συστήματα αποθήκευσης με μπαταρίες και η αντλησιοταμίευση έχουν ως βασική συχνότητα τα 41.6 mHz που αντιστοιχούν σε περίοδο μίας ημέρας. Επίσης, για τους νέους αντλησιοταμιευτικούς σταθμούς παρατηρείται μια μεγάλη συνιστώσα στην περίοδο των 7 ημερών. Τέλος, για τα συστήματα υδρογόνου Power-to-gas δεν υπάρχει εμφανώς μια βασική συχνότητα του σήματος. Ωστόσο, στο φάσμα συχνοτήτων παρατηρούνται δύο κορυφές που αντιστοιχούν στις 60 και 90 ημέρες.



Σχήμα 7.15: Φάσμα συχνοτήτων καταστάσεων φόρτισης των αποθηκών

Στο Σχήμα 7.16 παρουσιάζεται η ετήσια λειτουργία των υδροηλεκτρικών σταθμών μέσω ενός ενιαίου ταμιευτήρα που προσομοιώνει όλους τους επιμέρους σταθμούς. Η παραγωγή των υδροηλεκτρικών σταθμών προέρχεται εξ ολοκλήρου από τις εισροές. Κατά τη διάρκεια των ετών, η αποθηκευμένη ενέργεια στον ταμιευτήρα φαίνεται να ακολουθεί παρόμοια πορεία, διαχειρίζοντας εποχιακά την παραγωγή τους. Η παραγωγή των υδροηλεκτρικών σταθμών γίνεται εντονότερη κατά τους τελευταίους δύο μήνες χρησιμοποιώντας τα αποθηκευμένα νερά, εξαιτίας της αύξησης της ζήτησης και του μειωμένου διαθέσιμου δυναμικού από ΑΠΕ. Η εποχιακή διαχείριση γίνεται ιδιαίτερα αισθητή την τελευταία δεκαετία του χρονικού ορίζοντα αφού το

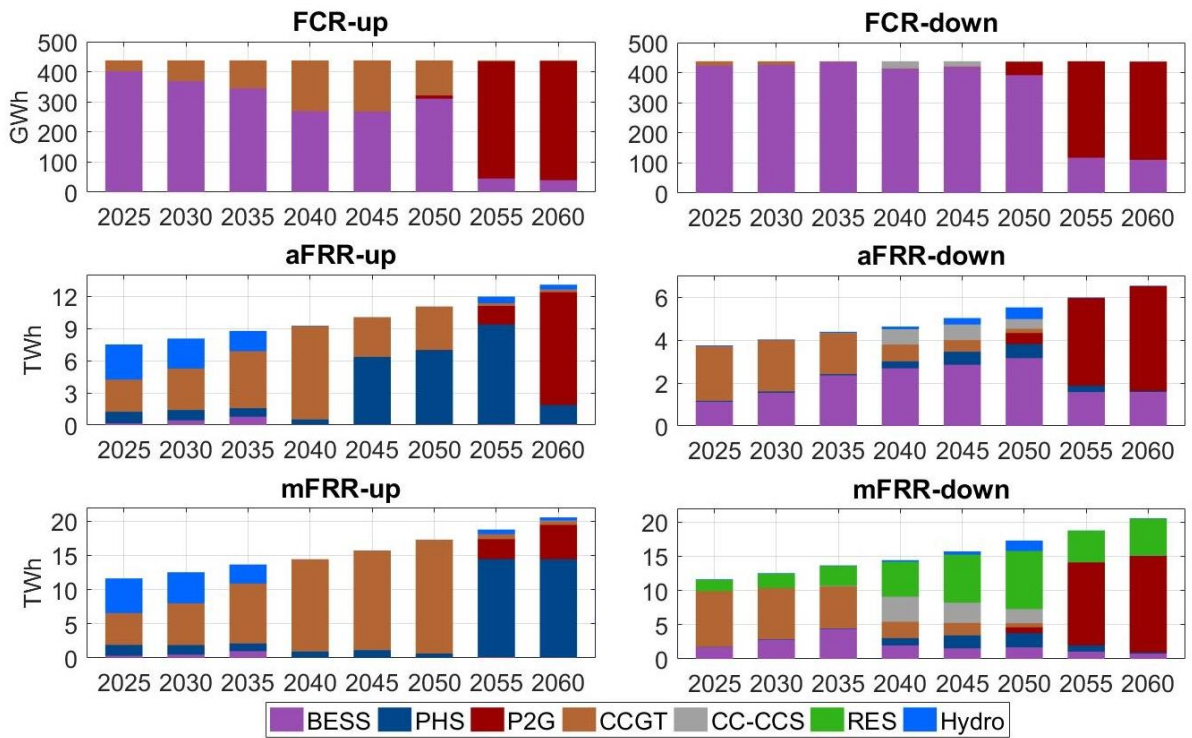
σύστημα έχει ανάγκη όλο και περισσότερη αποθηκευμένη ενέργεια με την αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ.



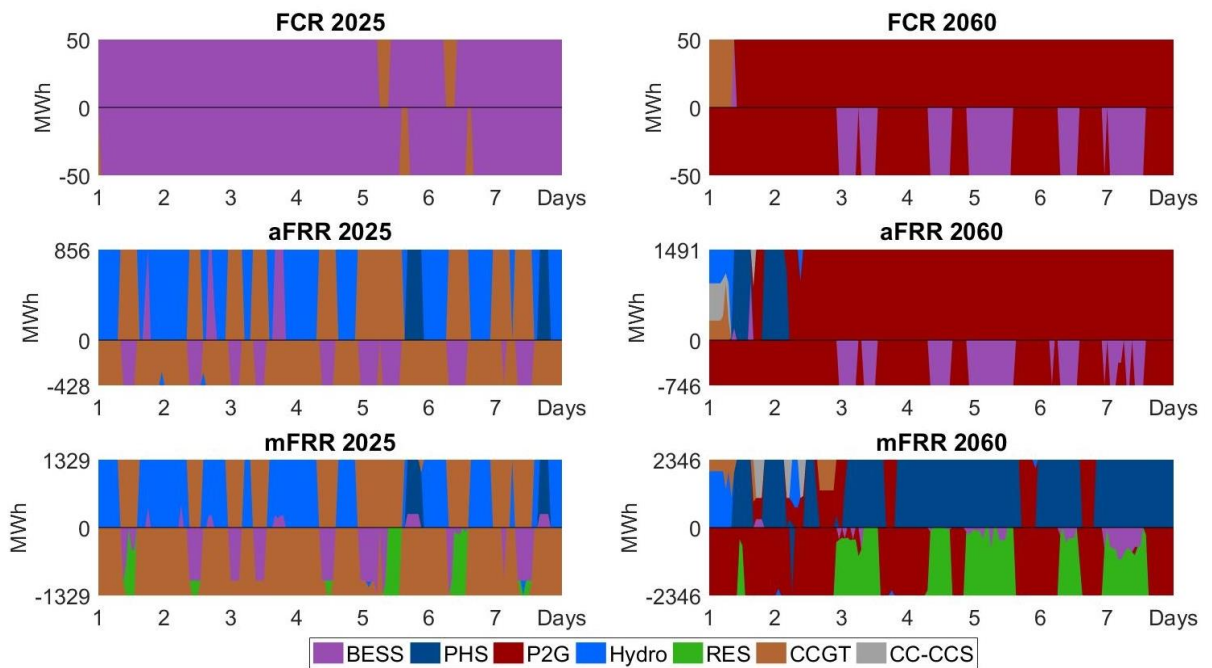
Σχήμα 7.16: Επίπεδο ταμιευτήρων ΥΗΣ (2025-2060)

7.1.9 Εφεδρείες Ισχύος

Στο Σχήμα 7.17, συγκεντρώνονται οι συνεισφορές των τεχνολογιών στη διατήρηση εφεδρειών ισχύος. Τα συστήματα αποθήκευσης με μπαταρίες, με την ταχεία λειτουργία τους, παίζουν κυρίαρχο ρόλο στη διατήρηση πρωτεύουσας εφεδρείας (FCR). Παράλληλα, σημαντική είναι η προσφορά των μονάδων συνδυασμένου κύκλου μέχρι το 2050, και των αποθηκών υδρογόνου Power-to-gas που αναλαμβάνουν ως επί το πλείστον τη διατήρηση της πρωτεύουσας εφεδρείας τις τελευταίες 2 πενταετίες (2055-2060). Στη διατήρηση δευτερεύουσας εφεδρείας (aFRR), οι τεχνολογίες που έχουν έντονη συνεισφορά είναι οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου, οι αντλησιοταμιευτικοί σταθμοί και τα συστήματα αποθήκευσης με μπαταρίες. Η διατήρηση τριτεύουσας εφεδρείας (mFRR) ακολουθεί ίδια λογική με την δευτερεύουσα ως προς τις τεχνολογίες που χρησιμοποιεί. Η διαφορά έγκειται στο γεγονός ότι οι ΑΠΕ έχουν τη δυνατότητα τήρησης κάτω εφεδρειών, μέσω περικοπής της παραγωγής τους. Από τα παραπάνω, όπως και στην ανάλυση της επάρκειας του συστήματος, γίνεται αντιληπτή η σπουδαιότητα των αποθηκών στην ομαλή λειτουργία του συστήματος, ειδικά σε συστήματα με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ.



Σχήμα 7.17: Συνεισφορά τεχνολογιών στη διατήρηση εφεδρειών



Σχήμα 7.18: Κάλυψη εφεδρειών για μια ενδεικτική εβδομάδα των ετών 2025 και 2060

7.1.10 Συσχέτιση Μεταβλητών Απόφασης

Ένας δείκτης εξάρτησης ανάμεσα σε δύο μεταβλητές είναι η γραμμική συσχέτιση. Υπολογίζεται από τον τύπο:

$$\rho_{X,Y} = \text{corr}(X, Y) = \frac{\text{cov}(X, Y)}{\sigma_X \sigma_Y} = \frac{E[(X - \mu_X)(Y - \mu_Y)]}{\sigma_X \sigma_Y}$$

Ο συντελεστής συσχέτισης παίρνει τιμές στο κλειστό διάστημα [-1,1] και η ερμηνεία τους περιγράφεται στον Πίνακα 5. Ο βαθμός γραμμικής συσχέτισης καθορίζεται από την απόλυτη τιμή του ρ και όχι από το πρόσημό του. Το πρόσημο καθορίζει το είδος της συσχέτισης (θετική ή αρνητική). Για θετική συσχέτιση, οι δύο μεταβλητές τείνουν να μεταβάλλονται προς την ίδια κατεύθυνση, δηλαδή τείνουν να αυξάνονται ή να μειώνονται. Για αρνητική συσχέτιση, οι δύο μεταβλητές τείνουν να μεταβάλλονται προς αντίθετη κατεύθυνση. Όταν οι τιμές της μίας μεταβλητής αυξάνονται, οι τιμές της άλλης μειώνονται και αντίστροφα.

Πίνακας 5: Ερμηνεία τιμής συσχέτισης [74]

Correlations between	Are said to be
0.8 and 1	Very strong
0.6 and 0.8	Strong
0.4 and 0.6	Moderate
0.2 and 0.4	Weak
0 and 0.2	Very weak

Στον Πίνακα 6 παρουσιάζεται η συσχέτιση των βασικών μεταβλητών απόφασης που αφορούν τη λειτουργία του συστήματος. Η πιο ισχυρή συσχέτιση παρατηρείται ανάμεσα στην παραγωγή των ΦΒ πάρκων και την άντληση ενέργειας των αντλησιοταμιευτικών σταθμών, τόσο των νέων (0.69) όσο και των υφιστάμενων (0.70). Επιπλέον, μέτρια συσχέτιση υπάρχει και ανάμεσα στην παραγωγή των ΦΒ και τη φόρτιση των συστημάτων αποθήκευσης με μπαταρίες (0.50). Η υψηλή παραγωγή των ΦΒ που παρατηρείται τις μεσημβρινές ώρες αντιστοιχεί σε υψηλή απορρόφηση ενέργειας από τους αντλησιοταμιευτικούς σταθμούς και τις μπαταρίες. Αντίθετα, η παραγωγή των ΦΒ μηδενίζεται τις βραδινές ώρες, όταν οι αντλησιοταμιευτικοί σταθμοί και οι μπαταρίες παράγουν ηλεκτρική ενέργεια και συνεπώς, η φόρτιση είναι είναι σε χαμηλά επίπεδα.

Ακόμη, παρατηρείται έντονη συσχέτιση ανάμεσα στην άντληση ενέργειας και τις καταστάσεις φόρτισης των υφιστάμενων αντλησιοταμιευτικών σταθμών με τα νέα και τα συστήματα

μπαταριών. Αιτία αυτής της συσχέτισης είναι ο κοινός ημερήσιος κύκλος που εκτελούν κυρίως και η μεσημβρινή απορρόφηση ενέργειας κατά την υπερπαραγωγή των ΦΒ πάρκων. Ταυτόχρονα, η αιολική παραγωγή των χερσαίων και υπεράκτιων πάρκων παρουσιάζει αρνητική μέτρια συσχέτιση με την παραγωγή των μονάδων συνδυασμένου κύκλου. Η μεταβλητότητα του αιολικού δυναμικού επηρεάζει σε μεγάλο βαθμό την παραγωγή των συμβατικών μονάδων. Έτσι, όταν υπάρχει διαθέσιμο δυναμικό αιολικής ενέργειας, οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου μειώνουν την παραγωγή τους. Αντίθετα, σε περιόδους έλλειψης δυναμικού που η παραγωγή των αιολικών είναι σε χαμηλά επίπεδα, οι συμβατικές μονάδες αυξάνουν την παραγωγή τους. Τέλος, υψηλή τιμή συσχέτισης παρατηρείται ανάμεσα στην παραγωγή των χερσαίων αιολικών πάρκων και της φόρτισης των συστημάτων αποθήκευσης υδρογόνου.

Πίνακας 6: Συσχέτιση βασικών μεταβλητών απόφασης

Electricity Generation	PV	1												
	Onshore	0.01	1											
	Offshore	0.03	0.25	1										
	CCGT	-0.34	-0.40	-0.48	1									
	CCS	-0.18	-0.24	-0.01	-0.11	1								
Charge	BESS	0.50	0.10	0.02	-0.22	-0.10	1							
	PHS	0.69	0.22	0.24	-0.27	-0.15	0.31	1						
	ex-PHS	0.70	0.11	0.09	-0.29	-0.12	0.50	0.61	1					
	P2G	0.32	0.54	0.23	-0.11	-0.34	0.10	0.29	0.19	1				
SoC	BESS	0.20	0.10	-0.11	0.05	-0.16	-	-	-	-	1			
	PHS	0.14	0.20	0.37	-0.27	0.02	-	-	-	-	0.31	1		
	ex-PHS	0.13	0.06	-0.02	0.08	-0.06	-	-	-	-	0.64	0.52	1	
	P2G	-0.05	0.13	-0.11	-0.01	-0.05	-	-	-	-	-	-	0.12	1
	PV	Onshore	Offshore	CCGT	CCS	BESS	PHS	ex-PHS	P2G	BESS	PHS	ex-PHS	P2G	
	Electricity Generation					Charge				SoC				

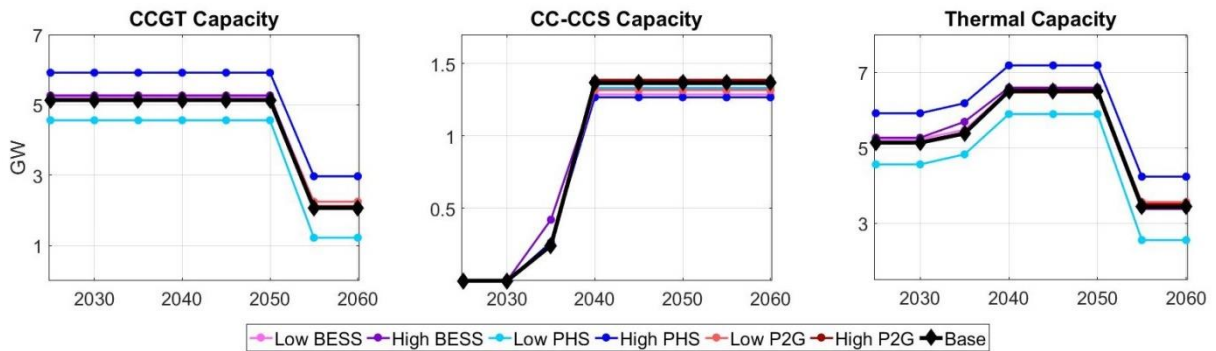
7.2 Ανάλυση Ευαισθησίας

Η ανάλυση ευαισθησίας είναι η μελέτη των εντός ορισμένων ορίων αλλαγών στις παραμέτρους προβλημάτων γραμμικού προγραμματισμού και κατά πόσο αυτές οι αλλαγές επηρεάζουν τη βέλτιστη λύση. Η ανάλυση ευαισθησίας παρέχει σημαντικές πληροφορίες, αφού οι παράμετροι που μελετώνται, αναφέρονται σε οικονομικά και τεχνικά μεγέθη που ενδέχεται να χαρακτηρίζονται από αβεβαιότητα.

7.2.1 Ανάλυση Επενδυτικού Κόστους Αποθηκών

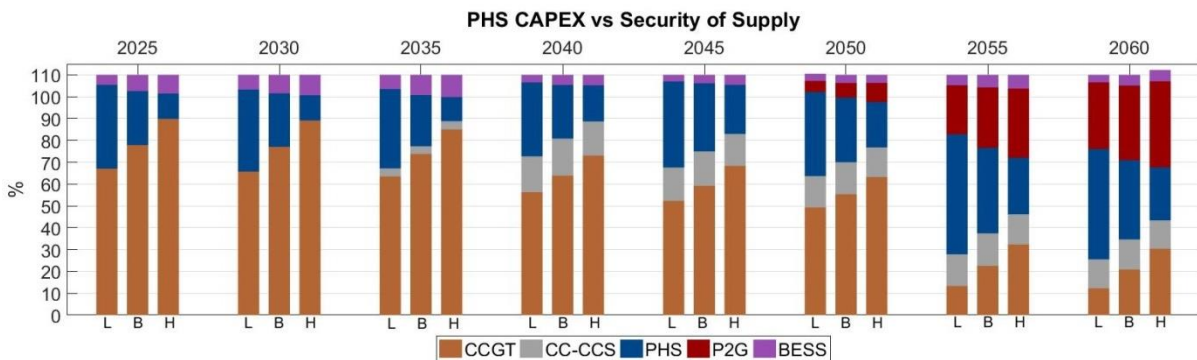
Σε αυτή την υποενοότητα μελετώνται έξι σενάρια, όπου κάθε φορά αλλάζει το επενδυτικό κόστος μίας εκ των τεχνολογιών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Τα σενάρια *Low* αντιστοιχούν σε

φθηνότερο επενδυτικό κόστος ισχύος και ενέργειας κατά 10%, ενώ τα σενάρια *High* αντιστοιχούν σε ακριβότερο κατά 10%. Οι ακριβείς τιμές των παραμέτρων υπάρχουν στο Σχήμα 6.7.



Σχήμα 7.19: Εγκατεστημένη ισχύς συμβατικών μονάδων για διαφορετικά κόστη αποθηκών

Οι επενδύσεις των μονάδων συνδυασμένου κύκλου επηρεάζονται κυρίως από το επενδυτικό κόστος των αντλησιοταμιευτικών σταθμών, όπως γίνεται αντιληπτό από το Σχήμα 7.19. Πιο συγκεκριμένα, το υψηλό κόστος αντλησιοταμίευσης οδηγεί στη λογική μείωση των επενδύσεων τους και την αντικατάστασή τους από περισσότερες μονάδες συνδυασμένου κύκλου. Για φθηνή αντλησιοταμίευση οι δύο τεχνολογίες ακολουθούν αντίθετη συμπεριφορά. Η συμπλήρωση της μιας τεχνολογίας από την άλλη οφείλεται στις απαιτήσεις επάρκειας του συστήματος, αφού πρόκειται για τεχνολογίες με σημαντική συνεισφορά στην αξιοπιστία του συστήματος (df_{CCGT} : 94%, df_{PHS} : 80%).

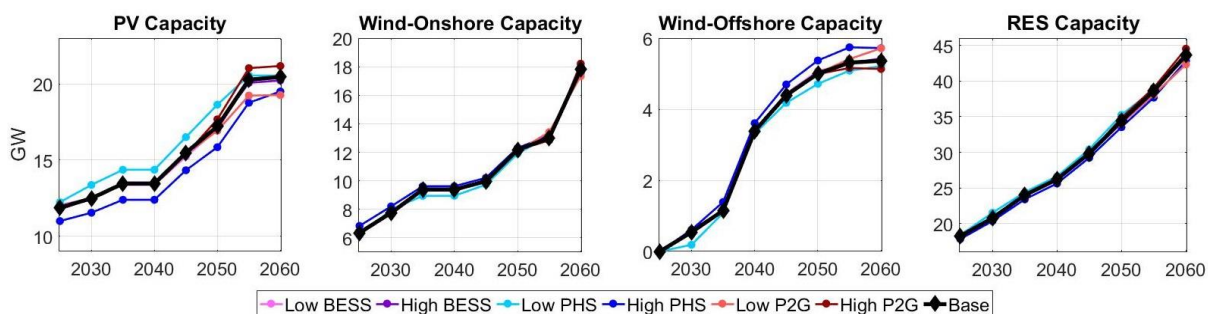


Σχήμα 7.20: Συνεισφορά τεχνολογιών στις απαιτήσεις επάρκειας για διαφορετικά κόστη αντλησιοταμίευσης

Οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου συνεισφέρουν εμφανώς με μεγαλύτερο ποσοστό στην επάρκεια του συστήματος όσο αυξάνεται το επενδυτικό κόστος των αντλησιοταμιευτικών

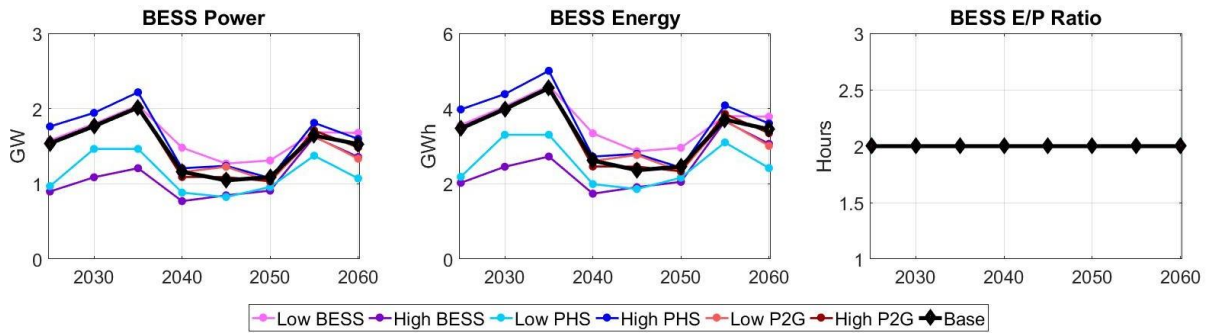
σταθμών, όπως παρουσιάζεται στο Σχήμα 7.20. Παράλληλα, ενισχύεται και η συμμετοχή των αποθηκών υδρογόνου την τελευταία δεκαετία.

Το Σχήμα 7.21 απεικονίζει την εγκατεστημένη ισχύ των ΑΠΕ ανά τεχνολογία και αθροιστικά. Παρατηρείται μια αντικατάσταση των αιολικών πάρκων και μονάδων συνδυασμένου κύκλου από ΦΒ πάρκα, για χαμηλό κόστος αντλησιοταμίευσης και αντίστροφα, για υψηλό κόστος. Η απόφαση του αλγορίθμου οφείλεται στον υψηλότερο συντελεστή χρησιμοποίησης των αιολικών πάρκων, σε αντίθεση με τα ΦΒ πάρκα που χρειάζονται περισσότερες αποθήκες για την αποδοτική λειτουργία τους. Συνεπώς, περισσότεροι σταθμοί αντλησιοταμίευσης αντιστοιχούν σε μεγαλύτερη δυνατότητα ένταξης ΦΒ πάρκων. Επιπροσθέτως, το κόστος των αποθηκών υδρογόνου επηρεάζει τις επενδύσεις του 2055 και 2060. Ειδικότερα, το χαμηλό κόστος της τεχνολογίας P2G ευνοεί τα υπεράκτια αιολικά και το υψηλό κόστος ευνοεί τα ΦΒ πάρκα, λόγω της συνεργασίας τους με τους αντλησιοταμιευτικούς σταθμούς. Το επενδυτικό κόστος των αποθηκών φαίνεται να μην επιδρά στη συνολική εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ του συστήματος.



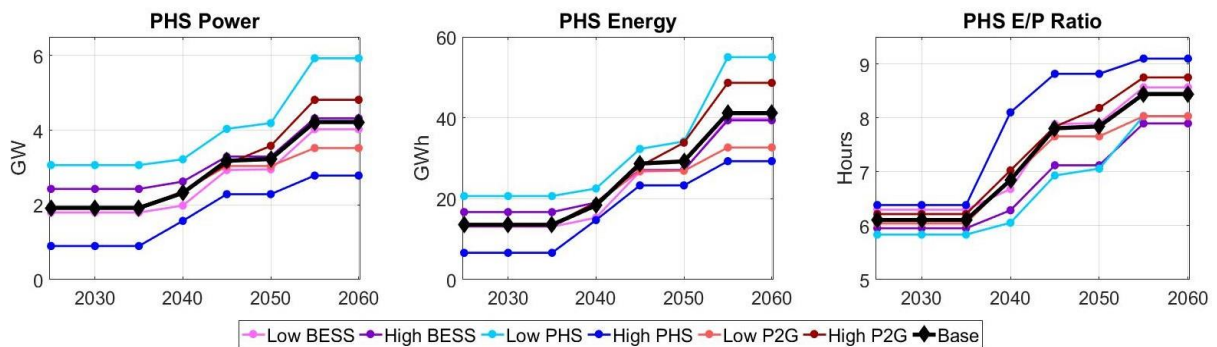
Σχήμα 7.21: Εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ για διαφορετικά κόστη αποθηκών

Τα συστήματα αποθήκευσης με μπαταρίες έχουν την αναμενόμενη συμπεριφορά σύμφωνα με το επενδυτικό κόστος τους. Ωστόσο, είναι διακριτή η δυσανάλογη διαφορά για χαμηλό (*Low BESS*) και υψηλό κόστος (*High BESS*) κυρίως τις τρεις πρώτες πενταετίες (2025-2035). Παρά τη μείωση του κόστους τους, το σύστημα δε χρειάζεται περισσότερες αποθήκες βραχυπρόθεσμης λειτουργίας, ενώ οι φθηνότεροι αντλησιοταμιευτικοί σταθμοί έχουν τη δυνατότητα αντικατάστασης ενός μέρους των μπαταριών. Η διάρκεια των μπαταριών παραμένει αμετάβλητη στο κάτωτατο όριο των 2 ωρών, αφού η κύρια λειτουργία τους είναι η τήρηση εφεδρειών και το σκέλος ενέργειάς τους είναι ακριβότερο σε σύγκριση με τις υπόλοιπες τεχνολογίες σταθμών αποθήκευσης.



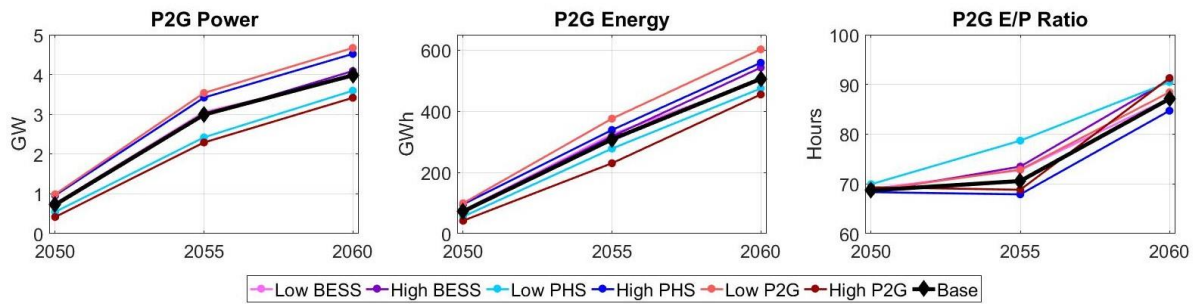
Σχήμα 7.22: Χαρακτηριστικά συστημάτων αποθήκευσης με μπαταρίες για διαφορετικά κόστη αποθηκών

Για τους αντλησιοταμιευτικούς σταθμούς, πέρα από τη φανερή και έντονη επιρροή του επενδυτικού κόστους των ιδίων, παρατηρείται μία άνοδος τις πρώτες πενταετίες στην περίπτωση των ακριβών μπαταριών (*High BESS*) ίδιου μεγέθους με τη μείωση των συστημάτων με μπαταρίες στο Σχήμα 7.22. Η διάρκεια των αντλητικών σταθμών αυξάνεται στην περίπτωση του υψηλού επενδυτικού κόστους. Αυτό συμβαίνει λόγω της δυσανάλογης αύξησης του κόστους ισχύος κατά 85 €/kW έναντι των 2 €/kWh για το κόστος ενέργειας που αντιστοιχεί σε αύξηση κατά 10%.



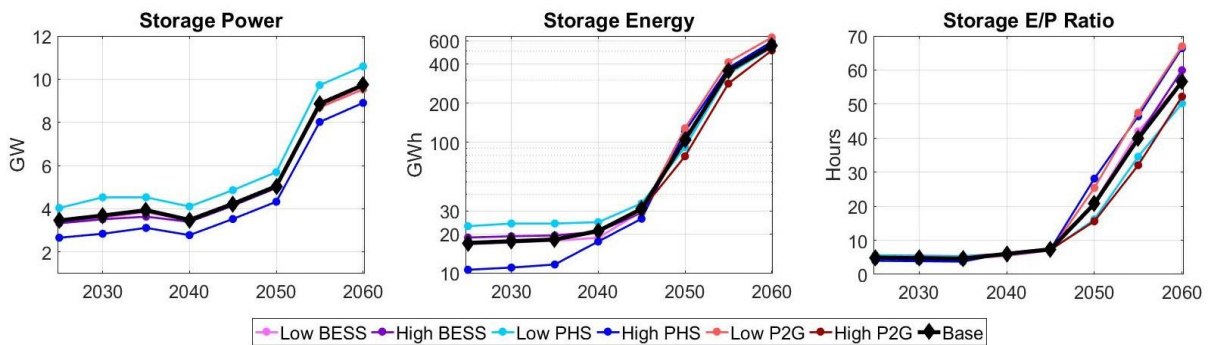
Σχήμα 7.23: Χαρακτηριστικά αντλησιοταμίευσης για διαφορετικά κόστη αποθηκών

Τις τελευταίες δύο πενταετίες το σύστημα χρειάζεται μεγάλες αποθήκες για να ανταπεξέλθει στο στόχο διείσδυσης ΑΠΕ. Οι αποθήκες υδρογόνου ανταγωνίζονται τους αντλησιοταμιευτικούς σταθμούς και το επενδυτικό τους κόστος επηρεάζει ανάλογα τις επενδύσεις που γίνονται στις δύο τεχνολογίες. Για αυτό το λόγο, φαίνεται ότι το κόστος των μπαταριών δεν επηρεάζει τις επενδύσεις των δύο τελευταίων ετών.



Σχήμα 7.24: Χαρακτηριστικά αποθηκών υδρογόνου για διαφορετικά κόστη αποθηκών

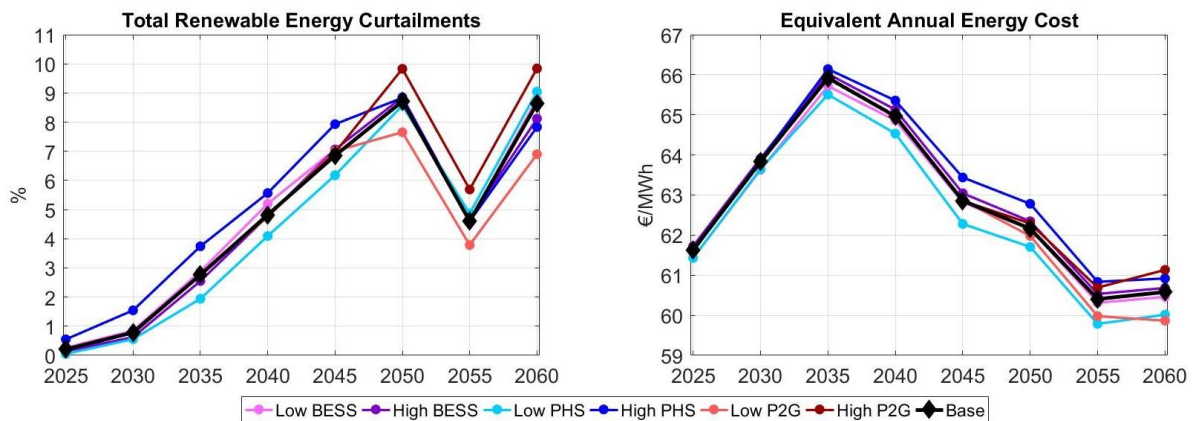
Παρατηρώντας το Σχήμα 7.25 είναι φανερή η επιρροή του κόστους της αντλησιοταμίευσης στη συνολική ισχύ των αποθηκών. Η συνολική διάρκεια των αποθηκών επηρεάζεται από τις επενδύσεις των αποθηκών υδρογόνου λόγω της μεγάλης χωρητικότητάς τους.



Σχήμα 7.25: Χαρακτηριστικά αποθηκών για διαφορετικά κόστη αποθηκών

Σχετικά με τις περικοπές ενέργειας, από το Σχήμα 7.26 είναι διακριτός ο διαχωρισμός τους σε δύο περιόδους. Κατά την περίοδο 2025-2045, οι περικοπές αυξομειώνονται σύμφωνα με το κόστος της αντλησιοταμίευσης που αποτελεί την κύρια τεχνολογία αποθήκευσης, ενώ την περίοδο 2050-2060 εντάσσονται στο σύστημα οι αποθήκες υδρογόνου μεγάλης διάρκειας, οι οποίες αναλαμβάνουν κυρίως τη διαχείριση της περίσσειας ενέργειας.

Τέλος, η φθηνή αντλησιοταμίευση μειώνει το κόστος ενέργειας εξαιτίας των οικονομικά καλύτερων επιλογών του αλγορίθμου που είναι τα ΦΒ πάρκα αντί για τα αιολικά σε συνδυασμό με το χαμηλότερο επενδυτικό κόστος των αντλησιοταμιευτικών σταθμών.

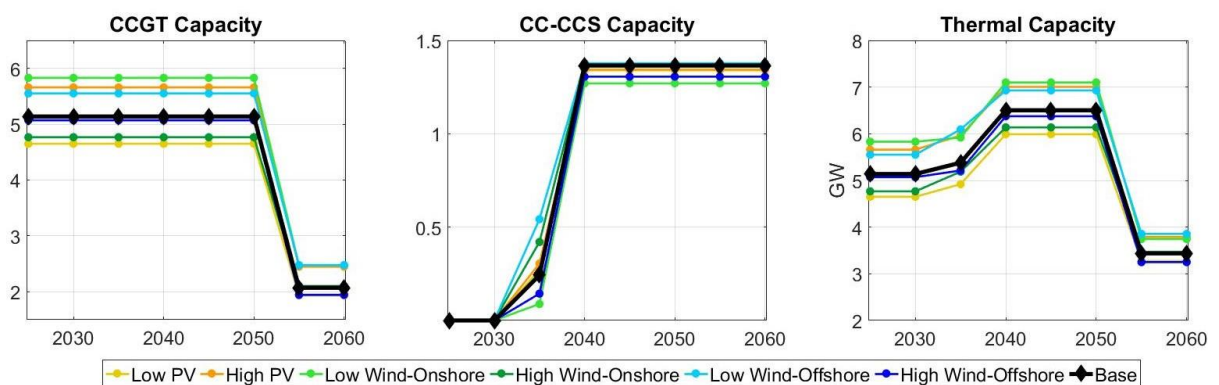


Σχήμα 7.26: Περικοπές ενέργειας και κόστος ενέργειας για διαφορετικά κόστη αποθηκών

7.2.2 Ανάλυση Επενδυτικού Κόστους ΑΠΕ

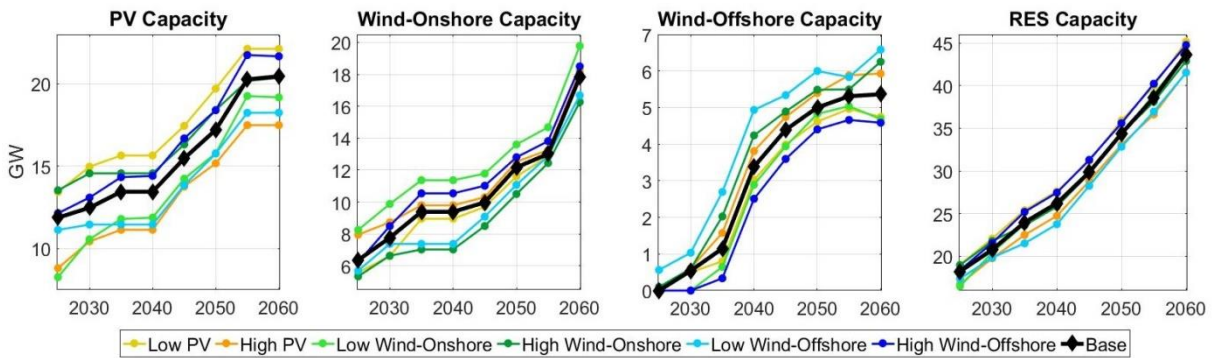
Σε αυτή την υποενότητα μελετώνται έξι σενάρια, όπου αλλάζει κάθε φορά το επενδυτικό κόστος μίας τεχνολογίας ΑΠΕ. Τα σενάρια *Low* αντιστοιχούν σε φθηνότερο επενδυτικό κόστος κατά 10%, ενώ τα σενάρια *High* αντιστοιχούν σε ακριβότερο κατά 10%. Οι ακριβείς τιμές των παραμέτρων υπάρχουν στο Σχήμα 6.6.

Οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου ευνοούνται από φθηνά αιολικά πάρκα και ακριβά ΦΒ πάρκα, όπως προκύπτει και από την ανάλυση του επενδυτικού κόστους αποθηκών. Έτσι, γίνεται αντιληπτή η προτίμηση συνεργασίας των μονάδων συνδυασμένου κύκλου με τα αιολικά πάρκα και της αντλησιοταμίευσης με τα ΦΒ πάρκα. Αυτό το συμπέρασμα επιβεβαιώνεται από τις τιμές του δείκτη συσχέτισης στην υποενότητα 7.1.10.



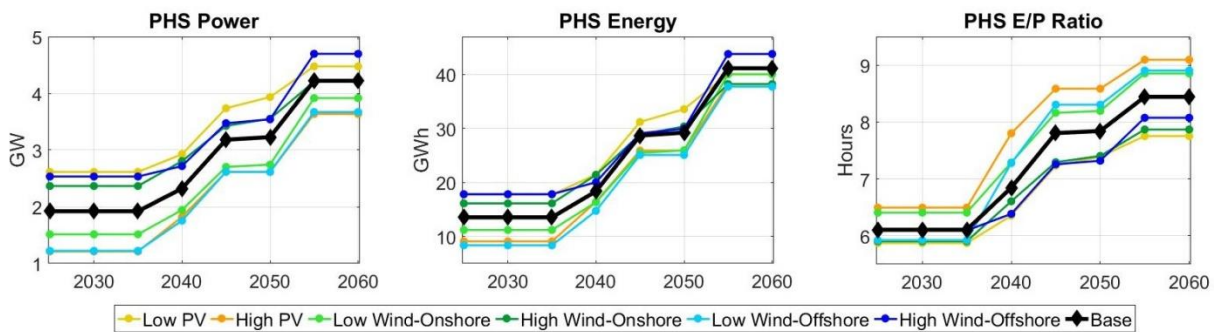
Σχήμα 7.27: Εγκατεστημένη ισχύς συμβατικών μονάδων για διαφορετικά κόστη ΑΠΕ

Η ανάπτυξη των τεχνολογιών ΑΠΕ σε σχέση με τα επενδυτικά κόστη απεικονίζεται στο Σχήμα 7.28. Τα ακριβά αιολικά πάρκα φαίνεται να ευνοούν τις επενδύσεις σε ΦΒ, ενώ τα φθηνά τις περιορίζουν. Ισοδύναμη συμπεριφορά παρατηρείται με τη μεταβολή του κόστους των ΦΒ πάρκων. Ακόμη, τα χερσαία και υπεράκτια αιολικά πάρκα φαίνεται να αλληλοσυμπληρώνονται, βάσει των αντίστοιχων αυξομειώσεων που προκύπτουν από τις αλλαγές των τιμών τους. Παρατηρώντας τη συνολική ανάπτυξη των ΑΠΕ, προκύπτει το συμπέρασμα ότι το σύστημα χρειάζεται περισσότερη εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ όταν κυριαρχούν τα ΦΒ πάρκα με την χαμηλή απόδοση και λιγότερη ισχύ όταν στο σύστημα υπάρχει μεγαλύτερη ένταξη αιολικών.



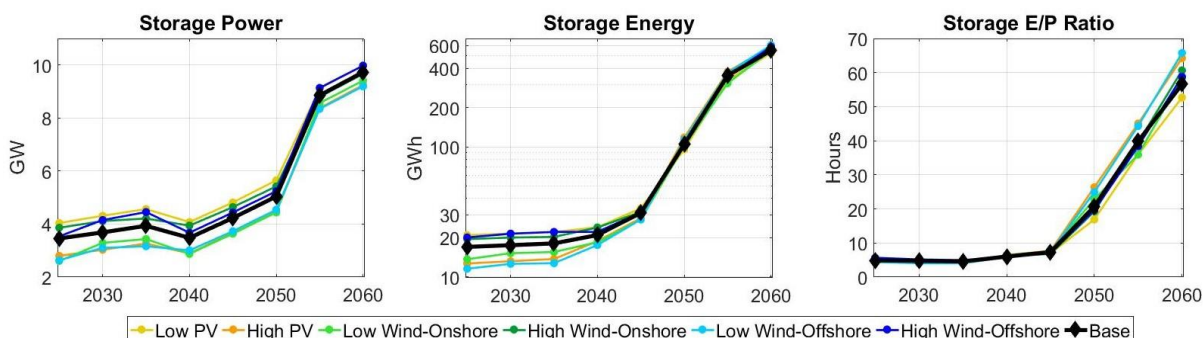
Σχήμα 7.28: Εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ για διαφορετικά κόστη ΑΠΕ

Οι αντλησιοταμιευτικοί σταθμοί έχουν αντίθετη συμπεριφορά με τις μονάδες συνδυασμένου κύκλου. Όπως προαναφέρθηκε, αναπτύσσονται εντονότερα όταν υπάρχει μεγαλύτερο πλήθος ΦΒ πάρκων στο σύστημα, ώστε να γίνεται αποδοτικότερα η διαχείριση της μεσημβρινής υπερπαραγωγής. Τα αιολικά πάρκα με τον ενισχυμένο συντελεστή χρησιμοποίησης έχουν ανάγκη λιγότερες αποθήκες συγκριτικά με τα ΦΒ.



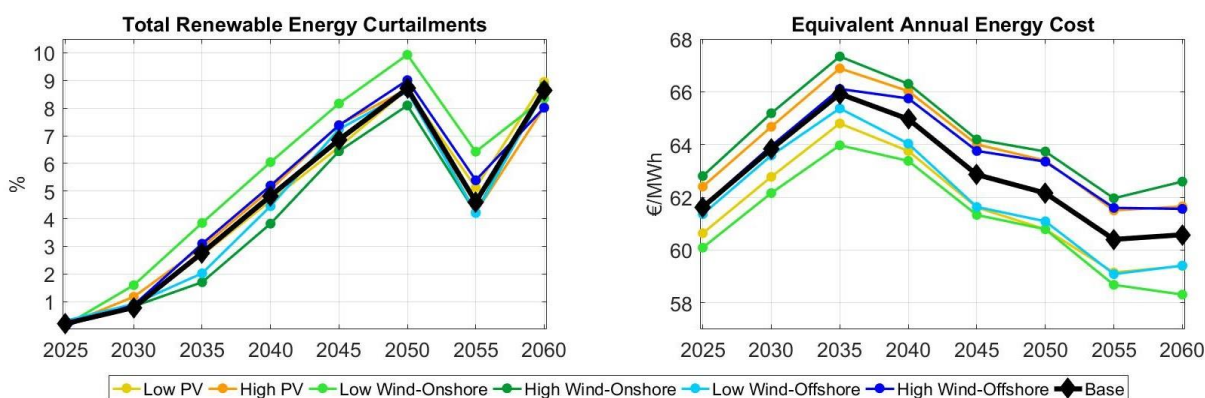
Σχήμα 7.29: Χαρακτηριστικά αντλησιοταμίευσης για διαφορετικά κόστη ΑΠΕ

Από το Σχήμα 7.30 συμπεραίνεται ότι όταν στο σύστημα κυριαρχούν τα αιολικά πάρκα παρατηρείται μια πτώση στην συνολική ισχύ και ενέργεια των αποθηκών ηλεκτρικής ενέργειας.



Σχήμα 7.30: Χαρακτηριστικά αποθηκών για διαφορετικά κόστη ΑΠΕ

Για φθηνά χερσαία αιολικά, η ραγδαία αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος τους οδηγεί σε μικρότερες επενδύσεις σε αποθήκες ενέργειας, πράγμα το οποίο οδηγεί σε μια αύξηση της τάξεως του 1% στις περικοπές ενέργειας. Το κόστος ενέργειας αυξομειώνεται ανάλογα με το κόστος των τεχνολογιών ΑΠΕ.

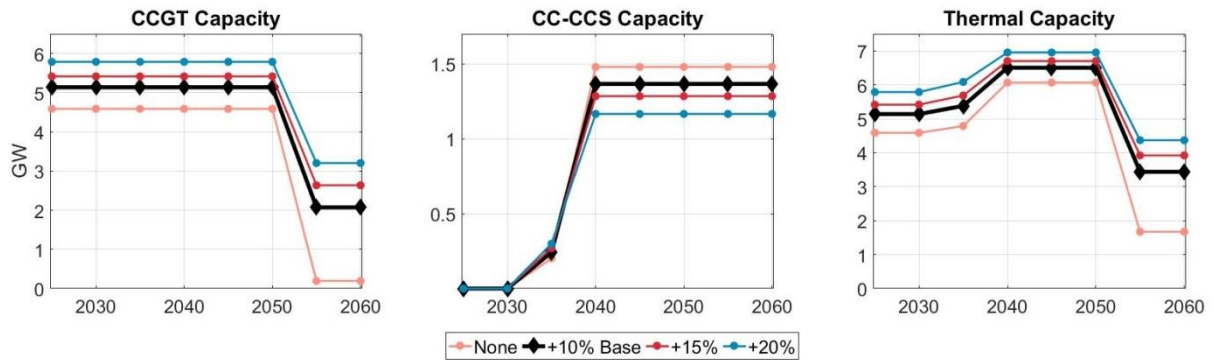


Σχήμα 7.31: Περικοπές ενέργειας και κόστος ενέργειας για διαφορετικά κόστη ΑΠΕ

7.2.3 Ανάλυση Επάρκειας Συστήματος

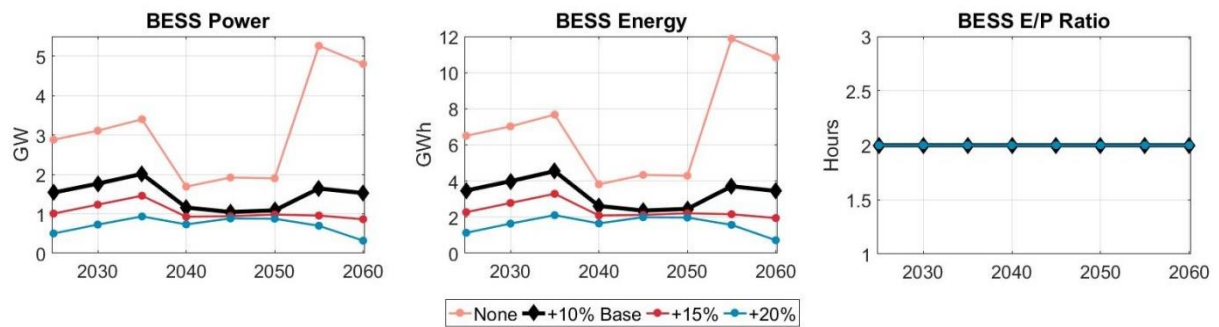
Σε αυτή την υποενότητα μελετώνται 4 σενάρια, όπου μεταβάλλεται το περιθώριο εφεδρείας ισχύος (Required Reserve Margin) και εξετάζονται οι τιμές +10% που αποτελεί το βασικό σενάριο, +15%, +20% και ένα σενάριο όπου αγνοούνται οι απαιτήσεις επάρκειας.

Οι τεχνολογίες που επηρεάζονται σημαντικά από τις απαιτήσεις επάρκειας είναι οι συμβατικές μονάδες, τα συστήματα αποθήκευσης με μπαταρίες και οι αντλησιοταμιευτικοί σταθμοί. Αναλυτικότερα, οι συμβατικές μονάδες χαρακτηρίζονται από τον υψηλότερο derating factor (94%) και συνεπώς, η εγκατεστημένη ισχύς τους αυξάνεται όσο το περιθώριο εφεδρείας ισχύος γίνεται πιο απαιτητικό.



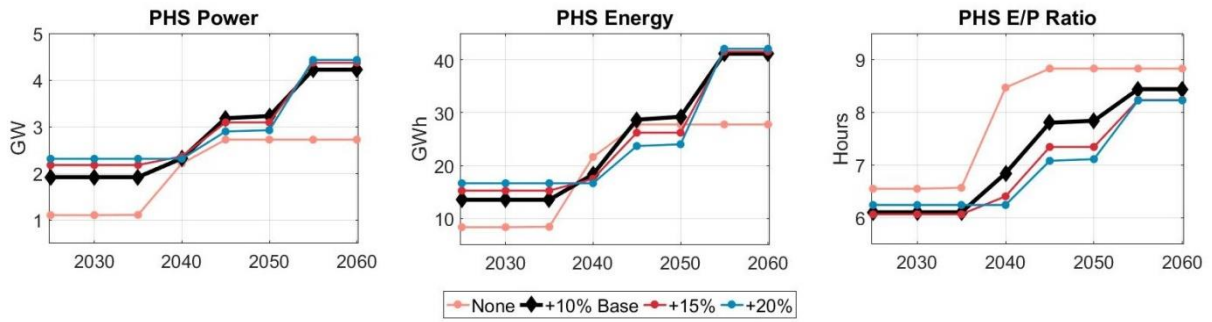
Σχήμα 7.32: Εγκατεστημένη ισχύς συμβατικών μονάδων για διαφορετικές απαιτήσεις επάρκειας

Επιπροσθέτως, στην περίπτωση που αγνοείται η απαίτηση επάρκειας του συστήματος φαίνεται η εκτόξευση των επενδύσεων σε αποθήκες με μπαταρίες. Ο λόγος που περιορίζονται οι μπαταρίες όταν λαμβάνεται υπόψη η επάρκεια είναι ο χαμηλός derating factor που ισούται με 30%.

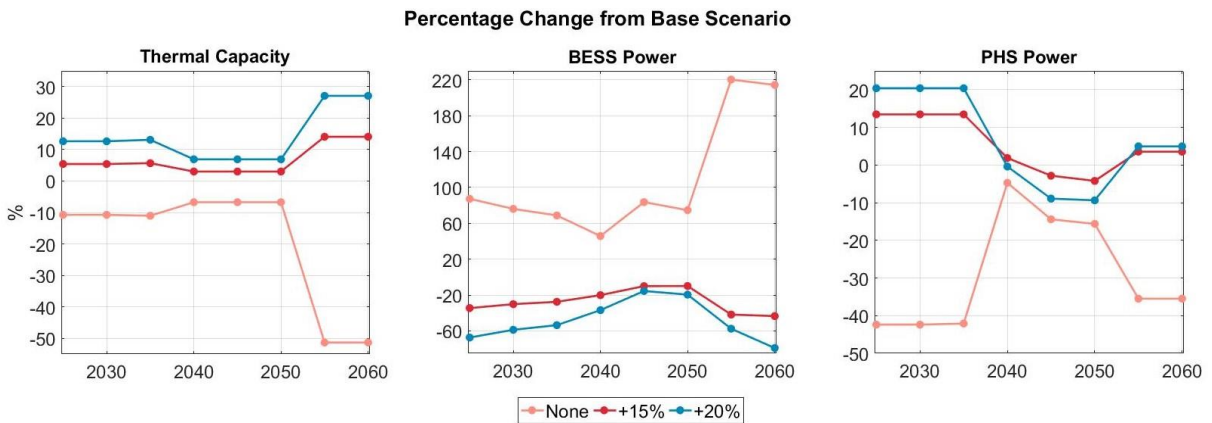


Σχήμα 7.33: Χαρακτηριστικά συστημάτων αποθήκευσης με μπαταρίες για διαφορετικές απαιτήσεις επάρκειας

Τέλος, οι αντλησιοταμιευτικοί σταθμοί περιορίζονται στο σενάριο χωρίς επάρκεια αφού αντικαθιστώνται από τα συστήματα με μπαταρίες. Για τις υπόλοιπες περιπτώσεις, όπως και με τις συμβατικές μονάδες, η εγκατεστημένη ισχύς των αντλησιοταμιευτικών σταθμών αυξομειώνεται σύμφωνα με το περιθώριο επάρκειας ισχύος.



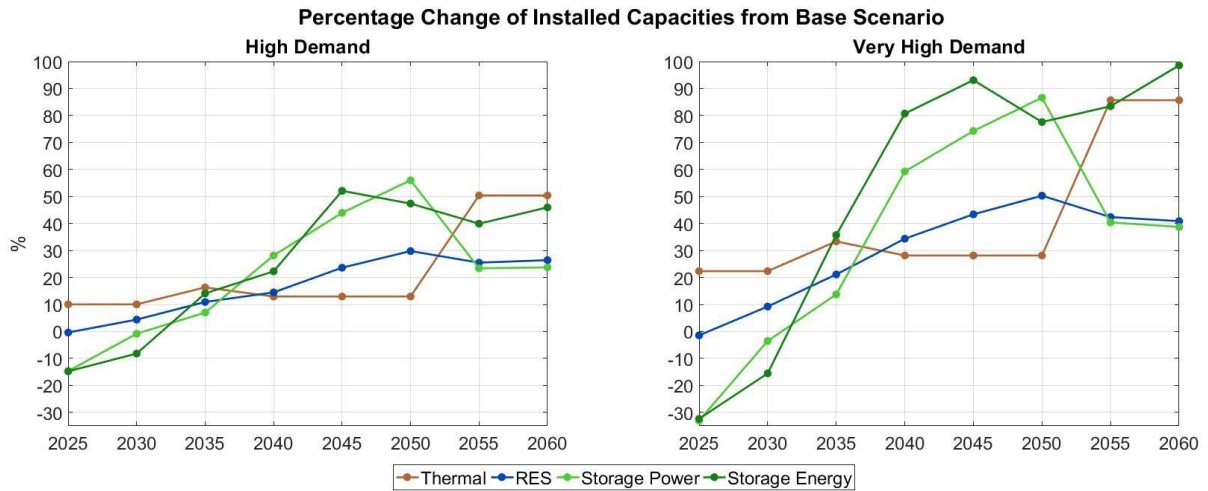
Σχήμα 7.34: Χαρακτηριστικά αντλησιοταμίευσης για διαφορετικές απαιτήσεις επάρκειας



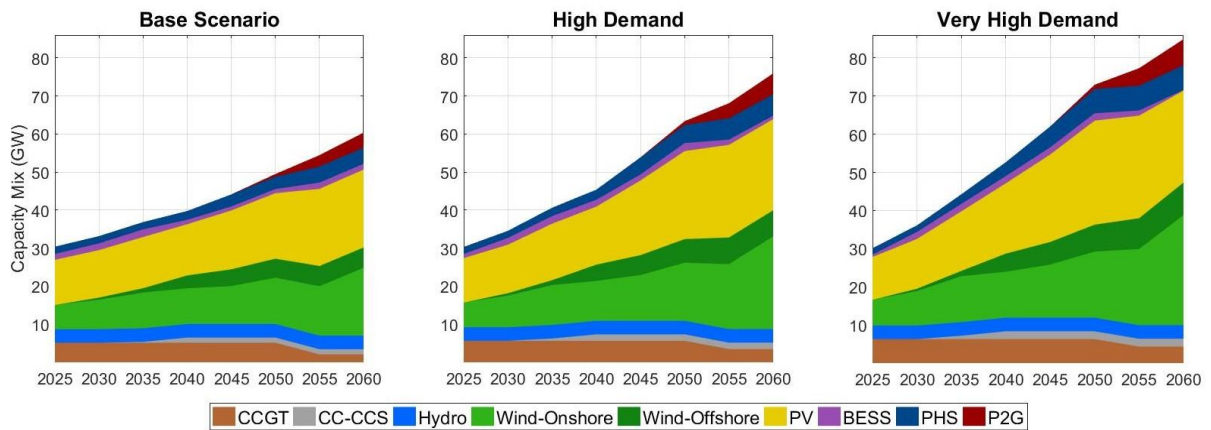
Σχήμα 7.35: Ποσοστιαία μεταβολή ενεργειακού μείγματος για διαφορετικές απαιτήσεις επάρκειας

7.2.4 Ανάλυση Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας

Στην παρούσα υποενότητα μελετώνται 3 σενάρια αύξησης της ζήτησης που παρουσιάζονται στο Σχήμα 6.9. Στα Σχήματα 7.36-7.37 παρατηρείται η μεταβολή του ενεργειακού μείγματος για τα σενάρια της υψηλής και πολύ υψηλής αύξησης της ζήτησης. Το 2025 παρατηρείται μια αύξηση στις συμβατικές μονάδες και αντίστοιχη μείωση των αποθηκών, λόγω των υψηλότερων απαιτήσεων επάρκειας ισχύος, ενώ αργότερα οι αποθήκες γνωρίζουν τεράστια ανάπτυξη μαζί με τις ΑΠΕ. Το έτος 2060, οι εγκατεστημένες ΑΠΕ φτάνουν τα 55 GW για την υψηλή αύξηση της ζήτησης και 62 GW για την πολύ υψηλή.

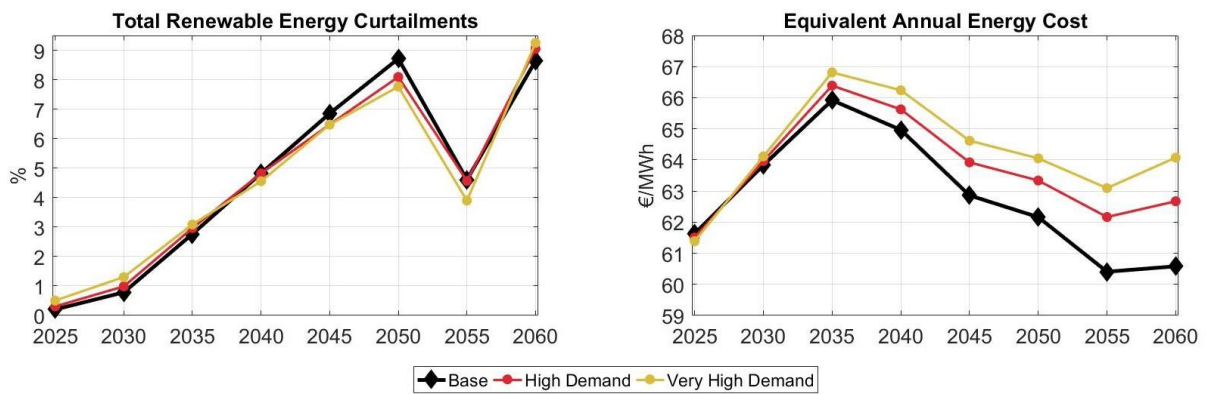


Σχήμα 7.36: Ποσοστιαία μεταβολή ενεργειακού μείγματος για διαφορετικές αυξήσεις της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας



Σχήμα 7.37: Ενεργειακό μείγμα για διαφορετικές αυξήσεις της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας

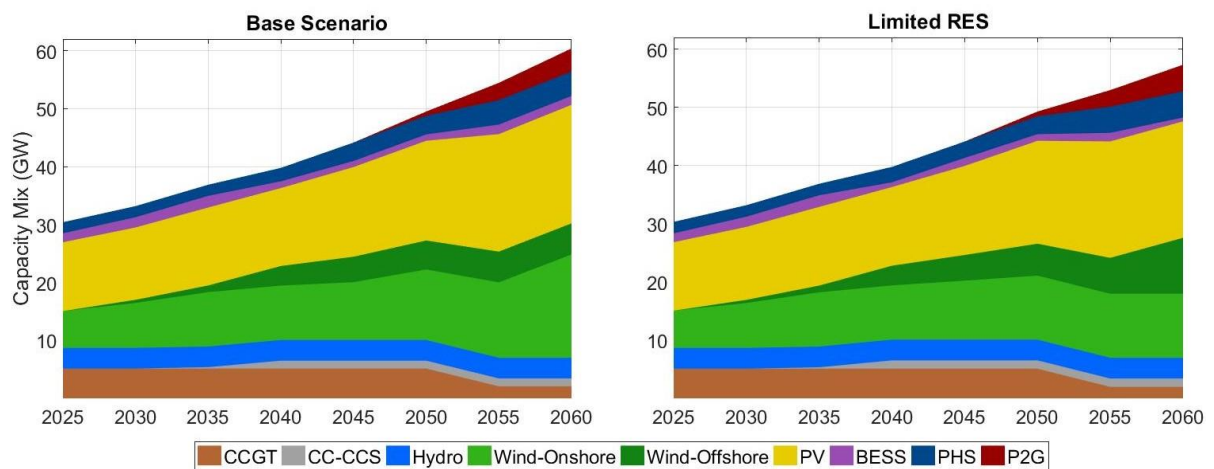
Ο σχεδιασμός είναι το σκέλος του προβλήματος που αλλάζει κυρίως με την αύξηση της ζήτησης, ενώ η λειτουργία του συστήματος δε μεταβάλεται ουσιαστικά. Συνεπώς, οι περικοπές ανανεώσιμης ενέργειας παρουσιάζουν μικρές αποκλίσεις στα συγκεκριμένα σενάρια. Το κόστος ενέργειας αυξάνεται ανάλογα με την εξέλιξη της ζήτησης, πράγμα το οποίο οφείλεται στον επιπλέον όγκο των επενδύσεων.



Σχήμα 7.38: Περιοχές ενέργειας και κόστος ενέργειας για διαφορετικές αυξήσεις της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας

7.2.5 Ανάλυση με Περιορισμό Επενδύσεων σε ΑΠΕ

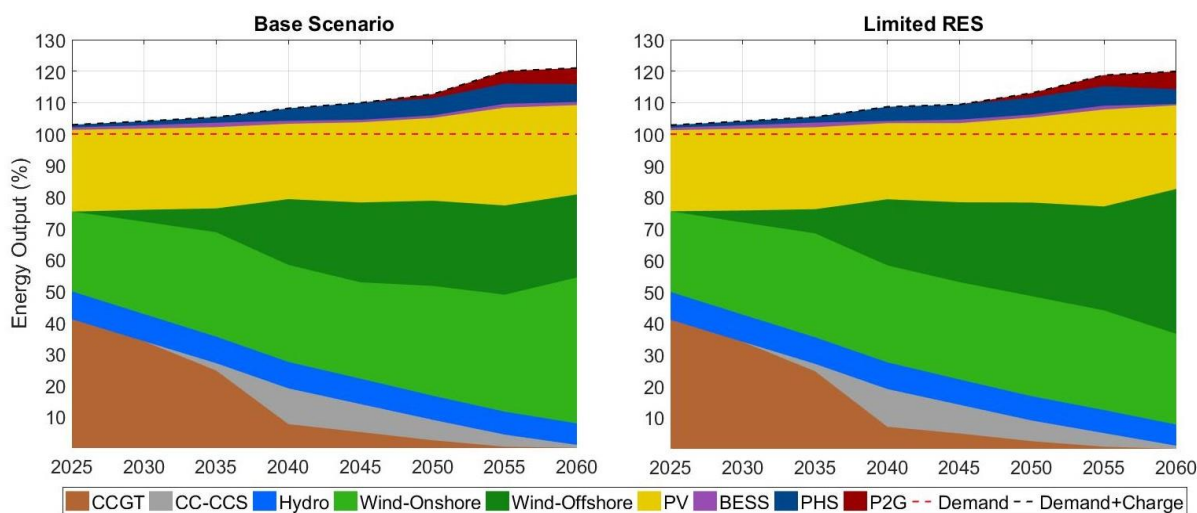
Στη συγκεκριμένη ανάλυση περιορίζονται τα ΦΒ πάρκα στα 20GW, τα χερσαία αιολικά στα 11GW και οι αντλησιοταμιευτικοί σταθμοί στα 5GW των 12-h. Τα όρια που θέτονται αντιστοιχούν σε γεωγραφικούς περιορισμούς για την περίπτωση της Ελλάδας.



Σχήμα 7.39: Ενεργειακό μείγμα για περιορισμένες επενδύσεις σε ΑΠΕ

Η βασική διαφορά ανάμεσα στις ελεύθερες και τις περιορισμένες επενδύσεις εμφανίζεται στην εγκατεστημένη ισχύ των χερσαίων και υπεράκτιων αιολικών πάρκων σύμφωνα με το Σχήμα 7.39. Ειδικότερα, στο σενάριο των περιορισμένων ΑΠΕ ο αλγόριθμος φτάνει το άνω όριο των 11 GW για τα χερσαία αιολικά το 2050 και συνεπώς, επενδύει περισσότερο σε υπεράκτια αιολικά που φτάνουν τα 9.6 GW το 2060. Από την άλλη μεριά, στο ελεύθερο σενάριο το 2060 είναι

εγκατεστημένα 17.8 GW χερσαίων και 5.3 GW υπεράκτιων αιολικών. Επίσης, από το Σχήμα 7.40 είναι αξιοσημείωτη η εκτόξευση του μεριδίου παραγωγής των υπεράκτιων αιολικών σε 46% από 26% του βασικού σεναρίου και η ελάττωση μεριδίου των χερσαίων αιολικών από το 47% του βασικού σεναρίου στο 28% για τις περιορισμένες επενδύσεις.

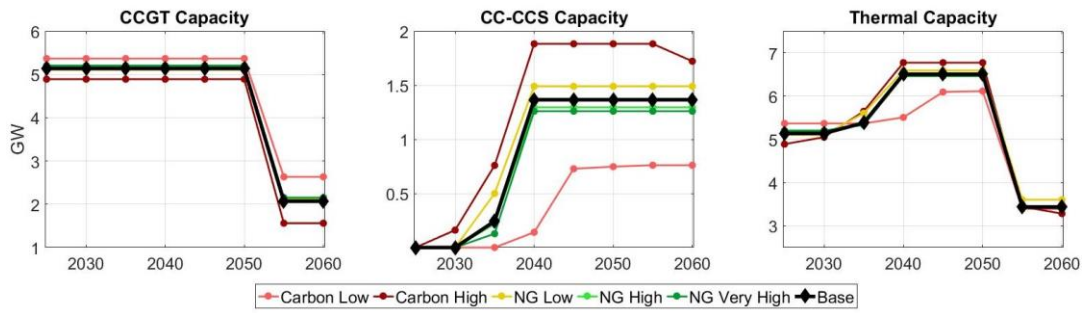


Σχήμα 7.40: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για περιορισμένες επενδύσεις σε ΑΠΕ

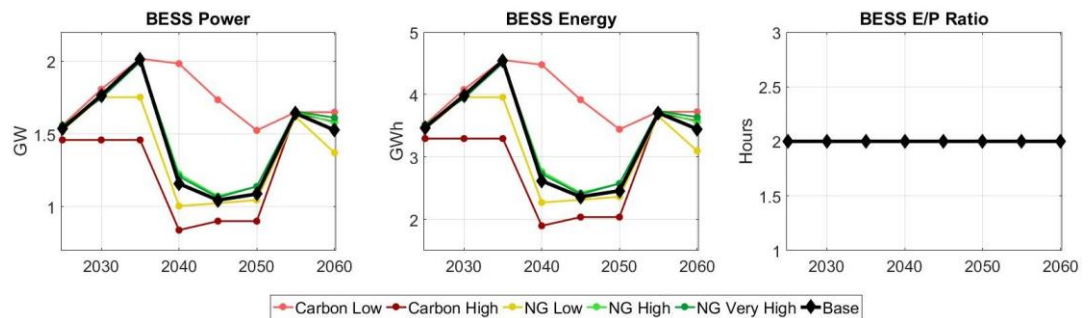
7.2.6 Ανάλυση τιμής φυσικού αερίου και δικαιωμάτων εκπομπών CO₂

Σε αυτή την υποενότητα μελετώνται 5 νέα σενάρια, για χαμηλή (*Low*), υψηλή (*High*) και πολύ υψηλή (*Very High*) τιμή φυσικού αερίου που αντιστοιχούν σε -20%, +10%, +20%, καθώς και χαμηλή και υψηλή τιμή δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ που αντιστοιχούν σε -20% και +20% από τις βασικές τιμές, όπως απεικονίζονται στο Σχήμα 6.10.

Παρατηρώντας το Σχήμα 7.41, είναι ενδιαφέρουσα η συμπεριφορά των μονάδων συνδυασμένου κύκλου με δέσμευση και αποθήκευση διοξειδίου του άνθρακα. Για ακριβότερες τιμές εκπομπών CO₂, ο αλγόριθμος ευνοεί τις μονάδες συνδυασμένου κύκλου με τεχνολογία CCS καθώς εκπέμπουν κατά 86% λιγότερους ρύπους συγκριτικά με τις μονάδες CCGT. Ταυτόχρονα, η αύξηση των μονάδων με δέσμευση ρύπων οδηγεί σε λιγότερες αποθήκες με μπαταρίες, αφού αντικαθιστούν ένα μεγάλο ποσοστό τήρησης δευτερεύουσας και τριτεύουσας εφεδρείας που καλύπτουν οι μπαταρίες στο βασικό σενάριο. Από την άλλη μεριά, οι ακριβότερες τιμές φυσικού αερίου ευνοούν τις μονάδες συνδυασμένου κύκλου που χαρακτηρίζονται από μεγαλύτερο βαθμό απόδοσης ίσο με 60.5% έναντι 55% των μονάδων με δέσμευση και αποθήκευση διοξειδίου του άνθρακα.

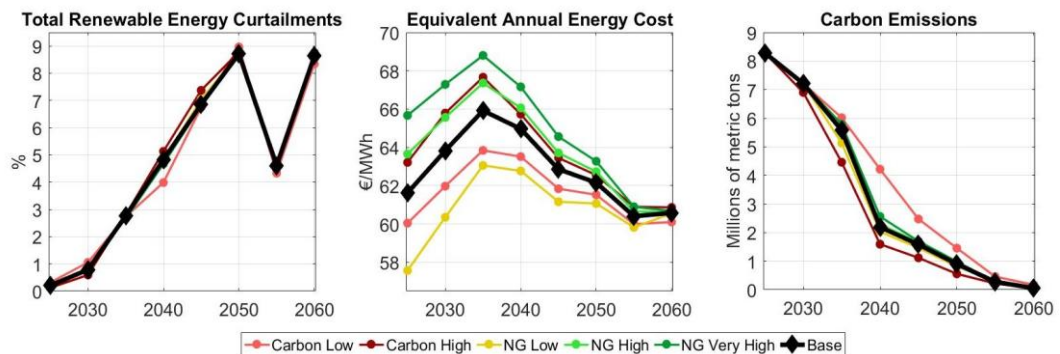


Σχήμα 7.41: Εγκατεστημένη ισχύς συμβατικών μονάδων για διαφορετικές τιμές φυσικού αερίου και δικαιωμάτων εκπομπών CO₂



Σχήμα 7.42: Χαρακτηριστικά συστημάτων αποθήκευσης με μπαταρίες για διαφορετικές τιμές φυσικού αερίου και δικαιωμάτων εκπομπών CO₂

Μελετώντας το Σχήμα 7.43, οι περικοπές ανανεώσιμης ενέργειας δεν επηρεάζονται από τις συγκεκριμένες παραμέτρους, ενώ το κόστος ενέργειας κινείται σύμφωνα με τις αυξομειώσεις των τιμών. Τέλος, εξετάζοντας τις εκπομπές ρύπων, επιβεβαιώνεται ότι η χαμηλή τιμή εκπομπών CO₂, που ευνοεί την εγκατάσταση περισσότερων μονάδων συνδυασμένου κύκλου χωρίς δέσμευση ρύπων, οδηγεί σε ένα σύστημα με αυξημένους ρύπους.

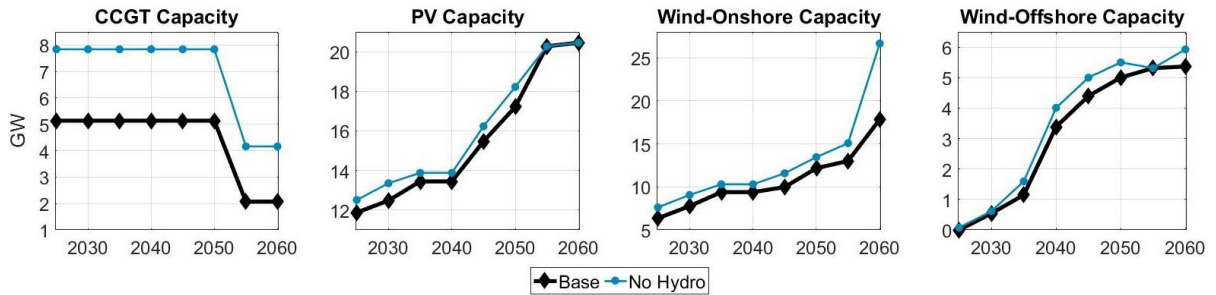


Σχήμα 7.43: Περικοπές ενέργειας, κόστος ενέργειας και εκπομπές CO₂ για διαφορετικές τιμές φυσικού αερίου και δικαιωμάτων εκπομπών CO₂

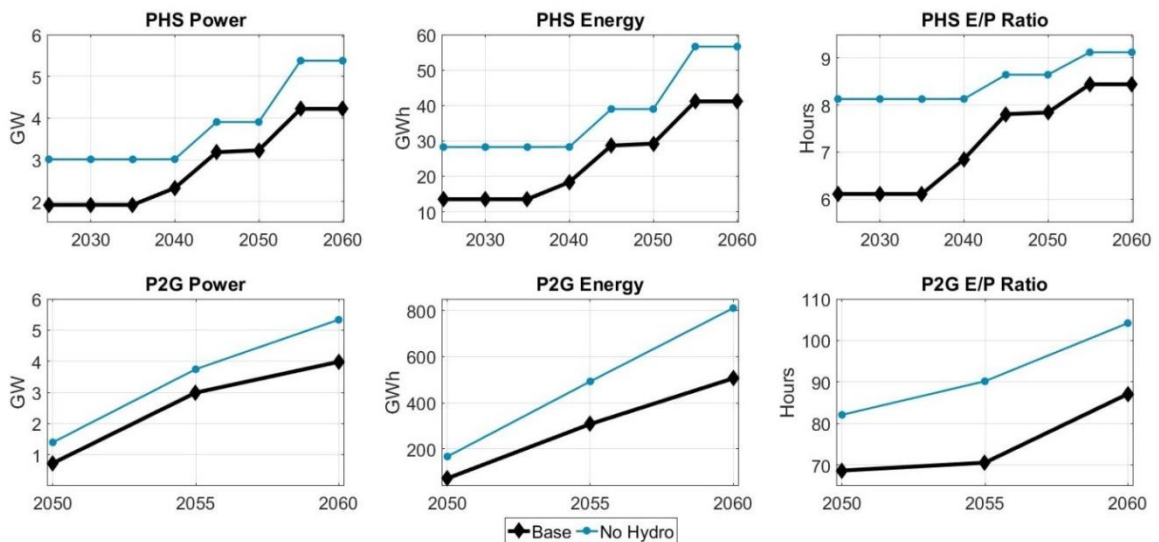
7.2.7 Ανάλυση με Απουσία Υδροηλεκτρικών Σταθμών

Ως τελευταία ανάλυση, εξετάζονται τα αποτελέσματα του μοντέλου αμελώντας τους υφιστάμενους υδροηλεκτρικούς και αντλησιοταμειυτικούς σταθμούς. Παραμένει μόνο η παραγωγή των Run-of-river υδροηλεκτρικών, των οποίων η παραγωγή είναι συνεχής και δεν αποθηκεύονται νερά, όπως φαίνεται στο Σχήμα 6.4.

Η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων παραγωγής αυξάνεται για να εξισορροπήσει τις 3.8 TWh που πλέον δεν είναι διαθέσιμες από τους υφιστάμενους υδροηλεκτρικούς και αντλησιοταμειυτικούς σταθμούς. Επιπροσθέτως, το υπολοιπόμενο φορτίο, που ορίζει τις απαιτήσεις επάρκειας ισχύος, είναι αυξημένο λόγω της απουσίας υδροηλεκτρικής παραγωγής και για αυτό το λόγο είναι εντονότερη η ένταξη μονάδων συνδυασμένου κύκλου.

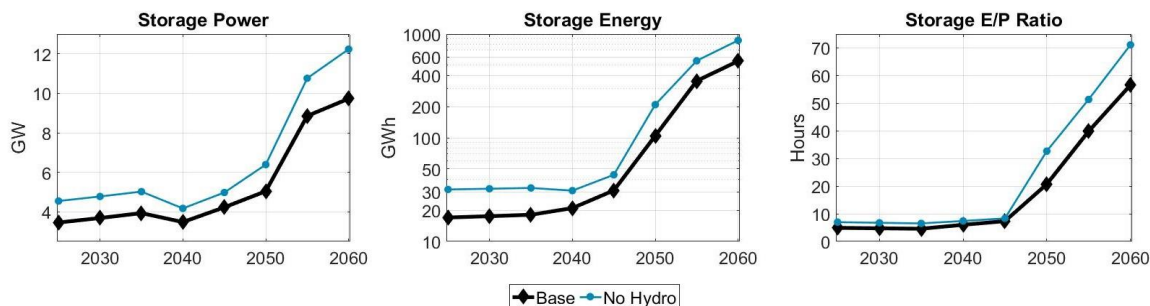


Σχήμα 7.44: Εγκατεστημένη ισχύς συμβατικών και ΑΠΕ μονάδων για απουσία υδροηλεκτρικών σταθμών



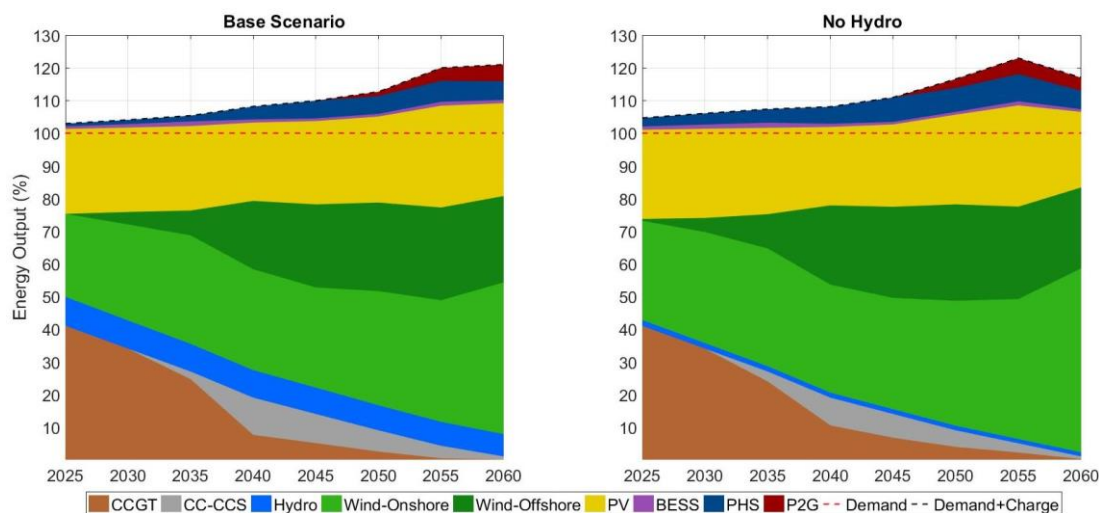
Σχήμα 7.45: Χαρακτηριστικά αντλησιοταμείωσης και αποθηκών υδρογόνου για απουσία υδροηλεκτρικών σταθμών

Τα συστήματα αποθήκευσης με μπαταρίες παραμένουν αμετάβλητα, ενώ οι νέοι αντλησιοταμιευτικοί σταθμοί και οι αποθήκες υδρογόνου αναπτύσσονται εντονότερα, καθώς οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί που αγνοούνται λειτουργούσαν ως μια μεγάλη αποθήκη.



Σχήμα 7.46: Χαρακτηριστικά αποθηκών για απουσία υδροηλεκτρικών σταθμών

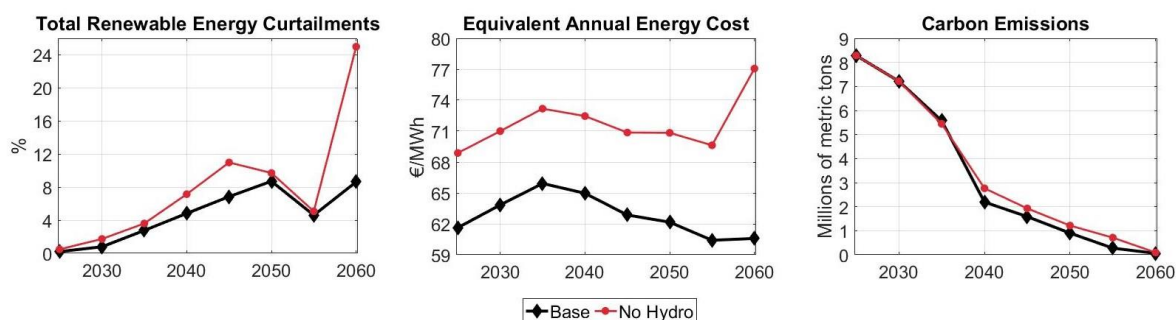
Παρατηρώντας το Σχήμα 7.47, φαίνεται ότι η υδροηλεκτρική παραγωγή που χάνεται αντικαθιστάται κυρίως από τα χερσαία αιολικά πάρκα, τα οποία παράγουν κατά 19.4% παραπάνω ηλεκτρική ενέργεια σε σχέση με το βασικό σενάριο.



Σχήμα 7.47: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για απουσία υδροηλεκτρικών σταθμών

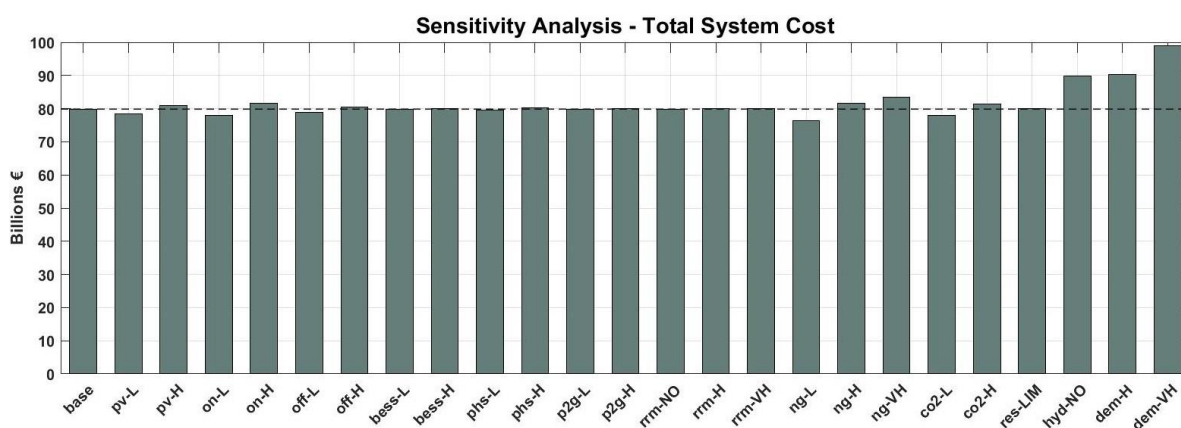
Αναφορικά με τις περικοπές ενέργειας, παρατηρείται ένα τεράστιο άλμα το έτος 2060 με το ένα τέταρτο της ανανεώσιμης ενέργειας να χάνεται. Αυτό συμβαίνει διότι το συγκεκριμένο έτος η διείδυση ΑΠΕ φτάνει το 99%, δίχως την ευελιξία που εξασφάλιζε η υδροηλεκτρική παραγωγή. Η ευελιξία του συστήματος στηρίζεται στις αποθήκες υδρογόνου με το μειονέκτημα της χαμηλής απόδοσης πλήρους κύκλου (47%). Συνεπώς, ο αλγόριθμος επιλέγει να επενδύσει σε περισσότερη αιολική ενέργεια και να αυξήσει τις περικοπές και όχι σε αποθήκες υδρογόνου. Τέλος, το κόστος

ενέργειας αυξάνεται με την έλλειψη της φθηνής υδροηλεκτρικής παραγωγής και τις επιπλέον επενδύσεις που απαιτούνται αφού δεν υπάρχουν οι υφιστάμενοι σταθμοί.



Σχήμα 7.48: Περικοπές ενέργειας, κόστος ενέργειας και εκπομπές CO₂ για απουσία υδροηλεκτρικών σταθμών

Στο Σχήμα 7.49 παρουσιάζεται μια πλήρης εικόνα για το συνολικό κόστος του συστήματος όλων των σεναρίων που μελετώνται στην ανάλυση ευαισθησίας. Γενικά, το επενδυτικό κόστος των ΑΠΕ και οι παράμετροι σχετικές με τις συμβατικές μονάδες (τιμή φυσικού αερίου και δικαιωμάτων εκπομπών) φαίνεται να αυξομειώνουν αντίστοιχα το συνολικό κόστος του συστήματος αφού αποτελούν τις θεμελιώδεις τεχνολογίες του δικτύου. Αντιθέτως, το επενδυτικό κόστος των αποθηκών και οι απαιτήσεις επάρκειας μεταβάλουν σε ελάχιστο βαθμό το συνολικό κόστος που δείχνει ότι ο αλγόριθμος βρίσκει εναλλακτικές λύσεις για να μην υπάρχουν μεγάλες αποκλίσεις στην αντικειμενική συνάρτηση. Τέλος, ο σχεδιασμός του συστήματος είναι ακριβότερος στις περιπτώσεις υψηλότερης ζήτησης και απουσίας υδροηλεκτρικών σταθμών διότι είναι αναγκαίος ένας μεγαλύτερος αριθμός επενδύσεων.



Σχήμα 7.49: Συνολικό κόστος συστήματος για όλα τα σεναρία που μελετήθηκαν

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8

8. Εφαρμογή Μεθόδων Συσταδοποίησης Δεδομένων

8.1 Διαδικασία Συσταδοποίησης Δεδομένων

Η συσταδοποίηση δεδομένων υλοποιήθηκε σε γλώσσα Python ([75]) με τη βοήθεια του πακέτου `tslearn` ([76]) που παρέχει εργαλεία μηχανικής μάθησης για την ανάλυση χρονοσειρών. Είναι βασισμένο στις βιβλιοθήκες `scikit-learn`, `numpy` και `scipy`. Πρόκειται για ένα πακέτο που περιέχει μια σειρά αλγορίθμων, σημαντικότεροι εκ των οποίων είναι η ταξινόμηση (classification), η παρεμβολή (regression) και η συσταδοποίηση (clustering) δεδομένων.

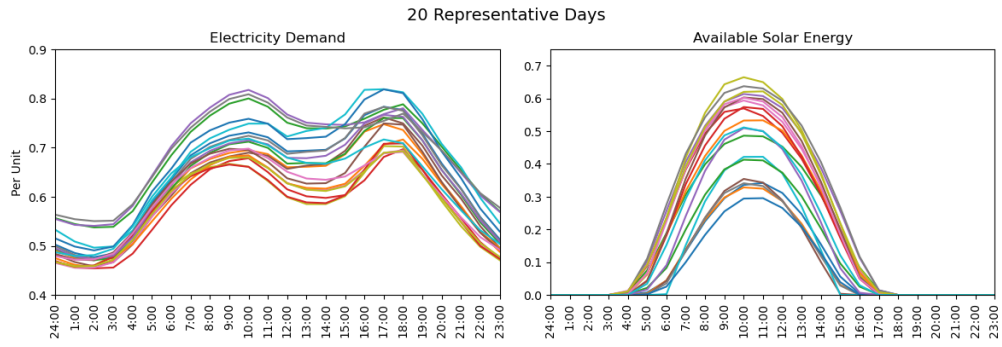
Οι αλγόριθμοι clustering που εφαρμόζονται σε ενεργειακά συστήματα πρέπει να προσεγγίζουν όσο το δυνατόν καλύτερα τρία βασικά χαρακτηριστικά ([25]):

- Ετήσια ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και συντελεστές χρησιμοποίησης των ΑΠΕ
- Καμπύλες διάρκειας
- Συσχέτιση ζήτησης και δυναμικού ΑΠΕ

8.2 K-means

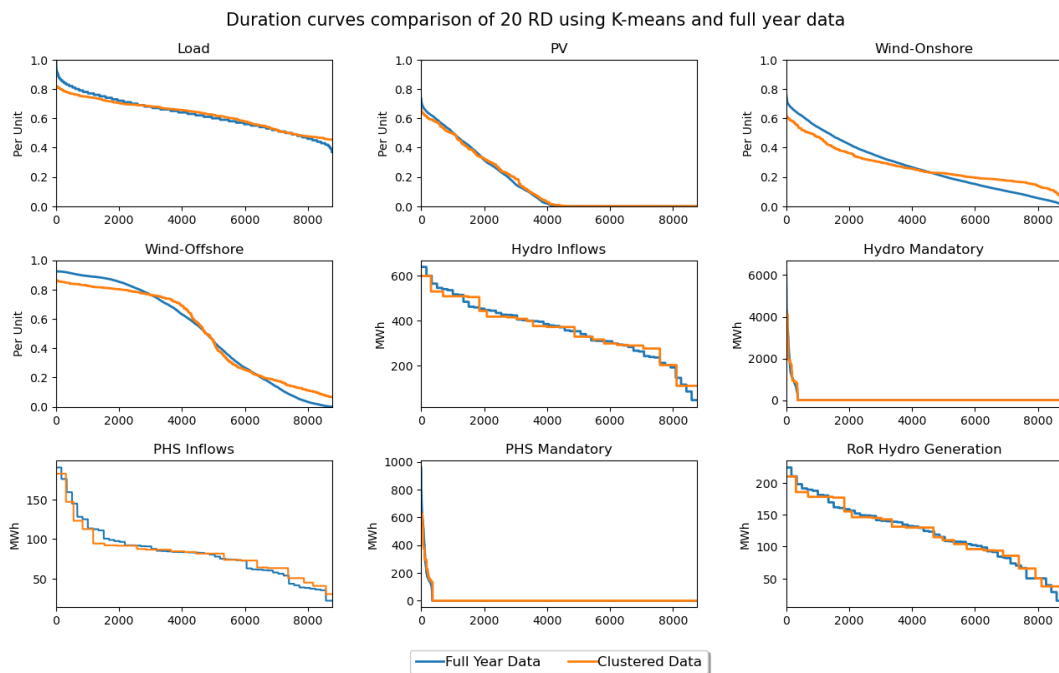
Ο αλγόριθμος K-means υπολογίζει ένα πλήθος αντιπροσωπευτικών ημερών από τα δεδομένα εισόδου, ήτοι τις εννιά χρονοσειρές εισόδου. Εξετάζεται ένα μεγάλο εύρος τυπικών ημερών (10-150), ώστε να αναλυθεί τόσο η ποιότητα του clustering, όσο και η επιρροή του στο μοντέλο CEP. Η κάθε αντιπροσωπευτική ημέρα (cluster) αποτελείται από το μέσο όρο των ημερών που ανήκουν στην εκάστοτε αντιπροσωπευτική ημέρα και συνδέεται με το αντίστοιχο βάρος. Όπως περιγράφεται στην υποενότητα 4.3.1.1, η διαδικασία ελαχιστοποιεί το σφάλμα ανάμεσα στην αντιπροσωπευτική ημέρα με τις αντίστοιχες «μη αντιπροσωπευτικές» ημέρες.

Στο Σχήμα 8.1 φαίνονται ενδεικτικά οι αντιπροσωπευτικές ημέρες που προκύπτουν για επιλεγμένο πλήθος clusters ίσο με 20. Παρατηρείται ότι τα ημερησία προφίλ που περιγράφηκαν στην ενότητα 6.1 παραμένουν αναλλοίωτα. Η διατήρηση των βραχυπρόθεσμων (short-term) χαρακτηριστικών των χρονοσειρών είναι σημαντική για την αποτελεσματικότητα του μοντέλου CEP.

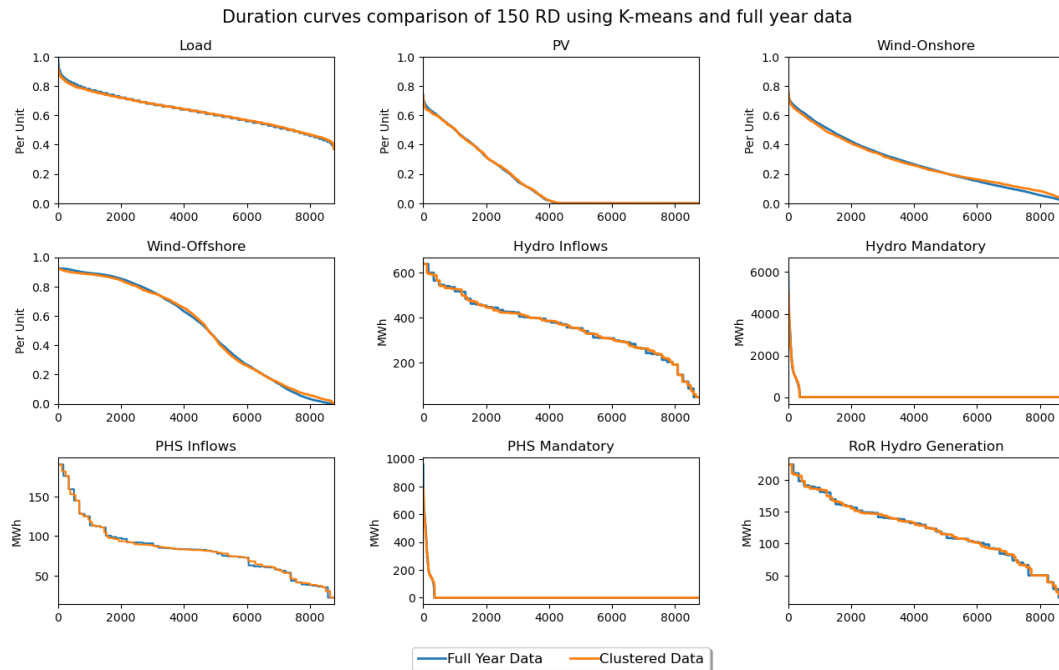


Σχήμα 8.1: Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και δυνατότητα παραγωγής ΦΒ για 20 αντιπροσωπευτικές ημέρες

Στα Σχήματα 8.2-8.3 παρουσιάζονται οι καμπύλες διάρκειας των εννιά χρονοσειρών μετά την εφαρμογή clustering σε σύγκριση με τα αρχικά δεδομένα εισόδου. Είναι προφανές ότι η αύξηση του αριθμού των αντιπροσωπευτικών ημερών ισοδυναμεί με την καλύτερη προσέγγιση των καμπύλων διάρκειας. Παρατηρείται ότι είναι δύσκολο να συλληφθεί ακριβώς το δυναμικό των χερσαίων και υπεράκτιων αιολικών μέσω ενός μικρού αριθμού αντιπροσωπευτικών ημερών λόγω της έντονης μεταβλητότητας και τυχαιότητας που τις χαρακτηρίζουν. Η αύξηση των ημερών σε 150 οδηγεί σε ισοδύναμες καμπύλες διάρκειας σε σύγκριση με τα δεδομένα πλήρους έτους.



Σχήμα 8.2: Σύγκριση καμπυλών διάρκειας μεταξύ των δεδομένων πλήρους έτους και των clustered δεδομένων για 20 αντιπροσωπευτικές ημέρες χρησιμοποιώντας τον αλγόριθμο K-means

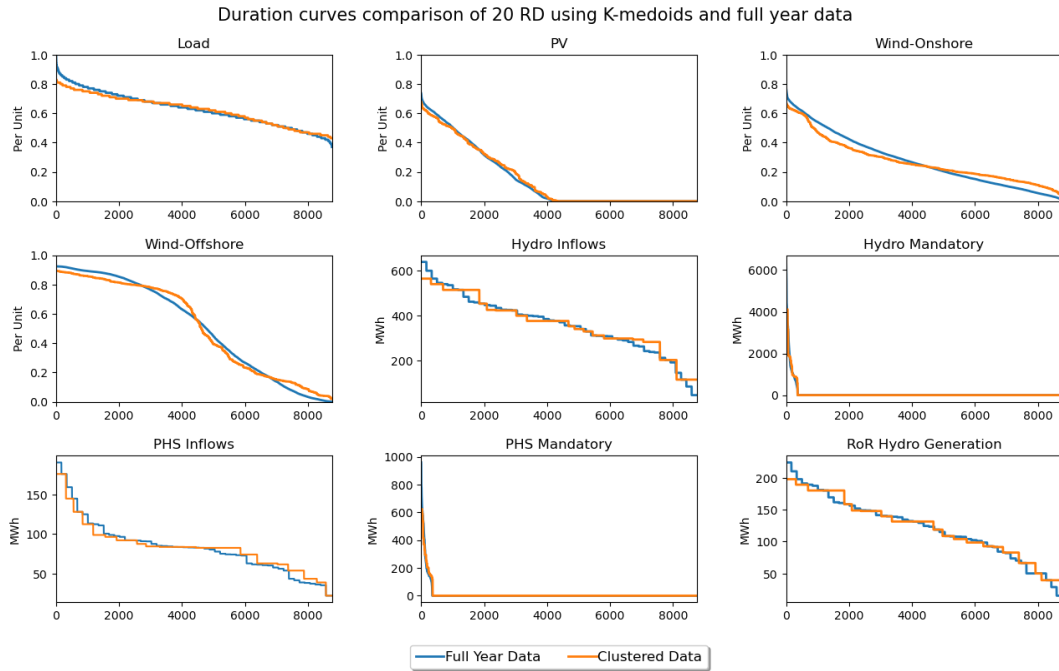


Σχήμα 8.3: Σύγκριση καμπυλών διάρκειας μεταξύ των δεδομένων πλήρους έτους και των clustered δεδομένων για 150 αντιπροσωπευτικές ημέρες χρησιμοποιώντας τον αλγόριθμο K-means

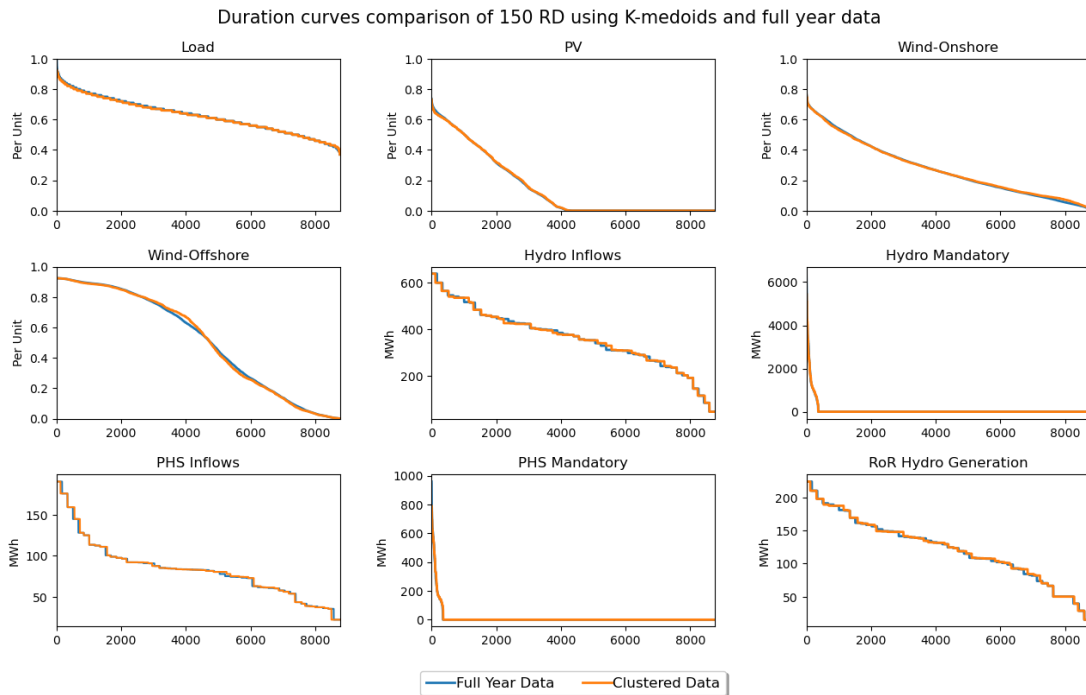
8.3 K-medoids

Στον αλγόριθμο K-medoids που περιγράφεται στην υποενότητα 4.3.1.2, οι αντιπροσωπευτικές ημέρες (clusters) αποτελούνται από πραγματικές τιμές των δεδομένων εισόδου, σε αντίθεση με τη μέση τιμή που χρησιμοποιείται στον K-means. Ως αντιπροσωπευτική, επιλέγεται η ημέρα με το ελάχιστο άθροισμα αποστάσεων από τις άλλες ημέρες που ανήκουν στην ίδια συστάδα, συνοδευόμενη με το αντίστοιχο βάρος.

Για αυτό το λόγο όπως φαίνεται και στο Σχήμα 8.4 ο αλγόριθμος K-medoids προσεγγίζει καλύτερα τη δυνατότητα αιολικής παραγωγής στην περίπτωση των 20 ημερών σε σχέση με τον K-means. Για την περίπτωση των 150 αντιπροσωπευτικών ημερών, οι καμπύλες διάρκειας ταυτίζονται με αυτές των αρχικών δεδομένων (βλ. Σχήμα 8.5).



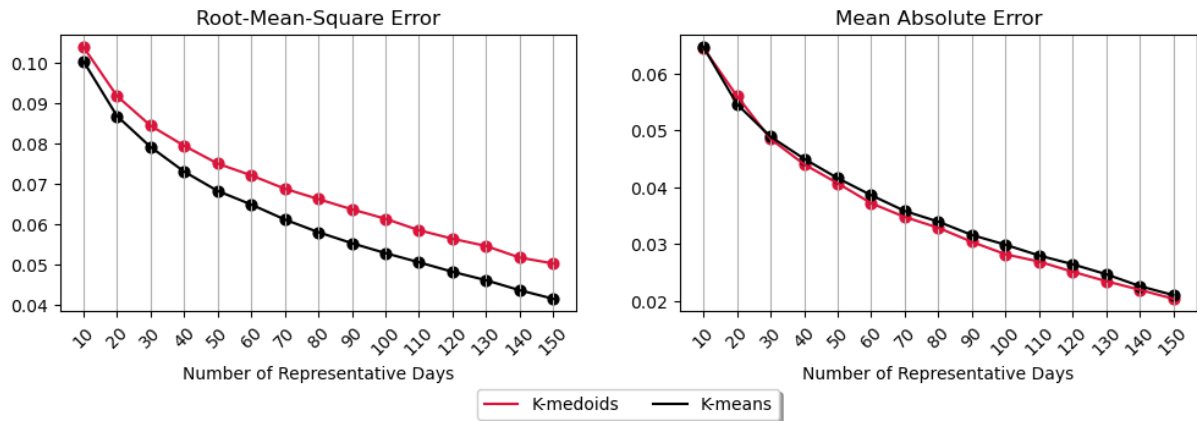
Σχήμα 8.4: Σύγκριση καμπυλών διάρκειας μεταξύ των δεδομένων πλήρους έτους και των clustered δεδομένων για 20 αντιπροσωπευτικές ημέρες χρησιμοποιώντας τον αλγόριθμο K-medoids



Σχήμα 8.5: Σύγκριση καμπυλών διάρκειας μεταξύ των δεδομένων πλήρους έτους και των clustered δεδομένων για 150 αντιπροσωπευτικές ημέρες χρησιμοποιώντας τον αλγόριθμο K-medoids

8.4 Αξιολόγηση και Σύγκριση των Τεχνικών Συσταδοποίησης Δεδομένων

Για την αξιολόγηση των τεχνικών clustering υπολογίζονται η τετραγωνική ρίζα του μέσου τετραγωνικού σφάλματος (Root-mean-square Error) και το μέσο απόλυτο σφάλμα (Mean Absolute Error), όπως απεικονίζονται στο Σχήμα 8.6. Ο αλγόριθμος K-medoids έχει υψηλότερο σφάλμα RMSE συγκριτικά με τον K-means, που μεταφράζεται σε μεγαλύτερη διασπορά των σφαλμάτων. Αυτό συμβαίνει διότι στον K-medoids το κέντρο κάθε cluster προέρχεται από τα αρχικά δεδομένα εισόδου και όχι από τις μέσες τιμές των δεδομένων που ανήκουν στο εκάστοτε cluster. Όσον αφορά το μέσο απόλυτο σφάλμα οι δύο αλγόριθμοι συμπεριφέρονται ισοδύναμα, παρέχοντας πληροφορίες για τη αναμενόμενη απόσταση της κάθε τιμής από τα αρχικά δεδομένα με την αντίστοιχη τιμή του cluster στον οποίο ανήκει. Όπως αναμενόταν, τα σφάλματα και για τις δύο περιπτώσεις μειώνονται σταδιακά με την αύξηση του αριθμού αντιπροσωπευτικών ημερών.



Σχήμα 8.6: Σφάλματα RMSE και MAE συναρτήσει του αριθμού clusters

8.5 Αλλαγές στο Μοντέλο Επέκτασης Ηλεκτρικού Συστήματος

Κάθε αντιπροσωπευτική ημέρα συνδέεται με ένα βάρος που δείχνει πόσο κοινό ή σπάνιο είναι ένα ημερήσιο προφίλ. Για να γίνει εφικτή η αναγωγή του μεταβλητού κόστους από k αντιπροσωπευτικές ημέρες σε 365 ημέρες είναι απαραίτητη η εισαγωγή του βάρους κάθε ημέρας σε ορισμένες εξισώσεις που παρουσιάζονται παρακάτω:

$$C_y^{\text{VAR}} = \sum_h w_h [\sum_{\text{th}} (c_{\text{th}}^{\text{var}} \cdot \text{gen}_{y,h,\text{th}}) + \sum_{\text{res}} (c_{\text{res}}^{\text{var}} \cdot \text{gen}_{y,h,\text{res}}) + \sum_{\text{st}} (c_{\text{st}}^{\text{var}} \cdot \text{discharge}_{y,h,\text{st}})] \quad \forall y \quad (8.1)$$

$$C_y^{\text{FUEL}} = \sum_{\text{th}} \sum_h (w_h \cdot c_{y,\text{th}}^{\text{fuel}} \cdot P_{y,h,\text{th}}) \quad \forall y \quad (8.2)$$

$$C_y^{\text{RES}} = \sum_h w_h \left\{ \sum_r c_r \cdot \sum_{\text{th},\text{res},\text{st}} (\text{res}_{y,h,\text{th},\text{res},\text{st},r}^{\text{up}} + \text{res}_{y,h,\text{th},\text{res},\text{st},r}^{\text{down}}) \right\} \quad \forall y \quad (8.3)$$

$$EM_y^{CO_2} = \sum_{th} \sum_h (w_h \cdot I_{th}^{CO_2} \cdot P_{y,h,th}) \quad \forall y \quad (8.4)$$

$$\sum_{th} \sum_h w_h \cdot gen_{y,h,th} = (1 - pen_y) \sum_h w_h \cdot demand_{y,h} \quad \forall y \quad (8.5)$$

Ένα ακόμη πρόβλημα που αντιμετωπίζεται με τα «μειωμένα» μοντέλα είναι ότι μια αποθήκη ηλεκτρικής ενέργειας δεν μπορεί να εκτελέσει ένα κύκλο φόρτισης-εκφόρτισης μεγαλύτερο από τη διάρκεια των αντιπροσωπευτικών ημερών. Αυτή η αδυναμία επιλύεται μέσω μιας μεθόδου που προτάθηκε αρχικά από τους Gabrielli et al. ([24]) και έχει χρησιμοποιηθεί και τροποποιηθεί σε πολλές μελέτες ([23], [26], [77], [78]).

Αρχικά, από τον αλγόριθμο συσταδοποίησης δεδομένων υπολογίζεται ο πίνακας map που δείχνει σε ποια αντιπροσωπευτική ημέρα (cluster) ανήκει η κάθε ημέρα του έτους από τα αρχικά δεδομένα. Έτσι, όταν το στοιχείο $map(i, j)$ έχει τιμή ίση με 1 σημαίνει ότι η ημέρα i (Days of the year) ανήκει στην αντιπροσωπευτική ημέρα j (Representative Days).

Πίνακας 7: Αντιστοίχιση ημερών από τα αρχικά δεδομένα με τις αντιπροσωπευτικές ημέρες

		Representative Days				
		1	2	3	...	k
Days of the year	1	1	0	0	...	0
	2	1	0	0	...	0
	3	0	0	1	...	0
	⋮	⋮	⋮	⋮		⋮
	365	0	0	0	...	1

Μέσω του πίνακα map είναι δυνατή η αναγωγή της λειτουργίας των αποθηκών μεγάλης διάρκειας από το χρονικό ορίζοντα των k ημερών σε όλο το έτος. Η διαδικασία υλοποιείται για τους αντλησιοταμιευτικούς και υδροηλεκτρικούς σταθμούς και τις αποθήκες υδρογόνου. Οι αποφάσεις φόρτισης και εκφόρτισης των μη-αντιπροσωπευτικών ημερών εξισώνονται με αυτές των αντιπροσωπευτικών ημερών στις οποίες ανήκουν. Αυτό επιτυγχάνεται μέσω των παρακάτω εξισώσεων:

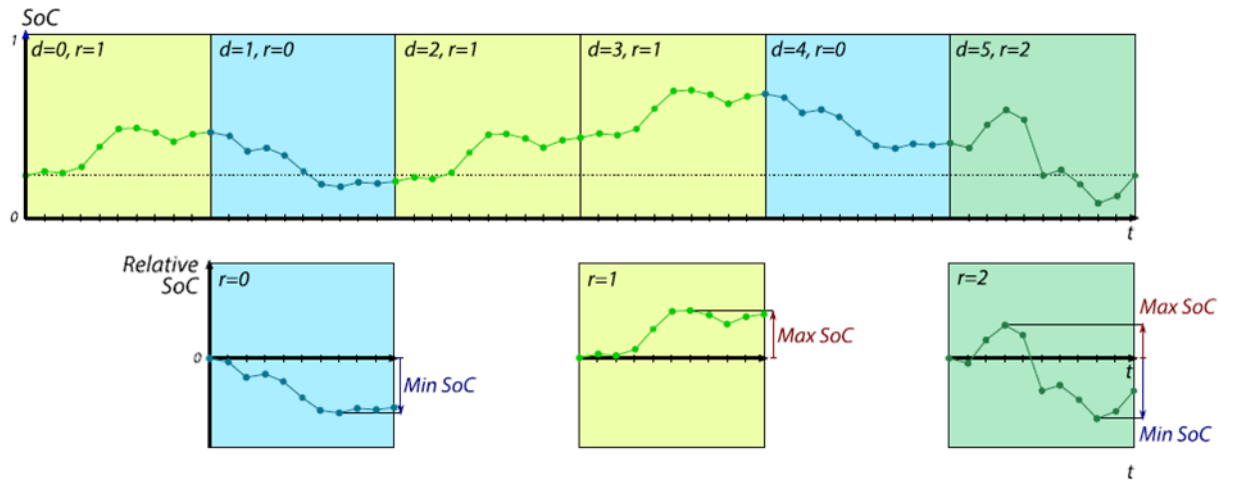
$$charge_{y,fh,st}^{FY} = map_{fh,h} \cdot charge_{y,h,st} \quad \forall y \quad (8.6)$$

$$discharge_{y,fh,st}^{FY} = map_{fh,h} \cdot discharge_{y,h,st} \quad \forall y \quad (8.7)$$

$$L_{y,fh,st}^{FY} = L_{y,fh-1,st}^{FY} + eff_{st} \cdot charge_{y,fh,st}^{FY} - discharge_{y,fh,st}^{FY} / eff_{st} \quad \forall y \quad (8.8)$$

$$L_{y,fh,st}^{FY} \leq E_{y,st} \quad \forall y \quad (8.9)$$

Αντίστοιχα, γίνεται η αναγωγή των εισροών αντί για φόρτιση και της παραγωγής αντί για εκφόρτιση για τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς.



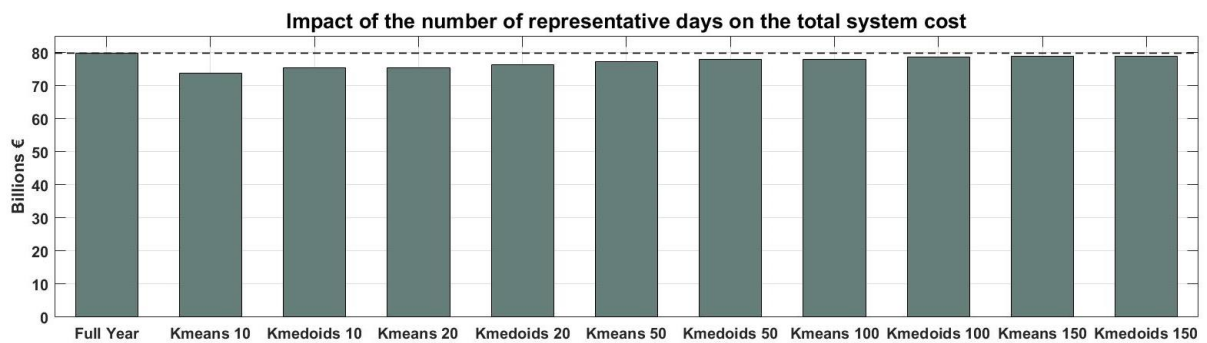
Σχήμα 8.7: Αναπαράσταση μεθόδου αναγωγής καταστάσεων φόρτισης στο πλήρες έτος [26]

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9

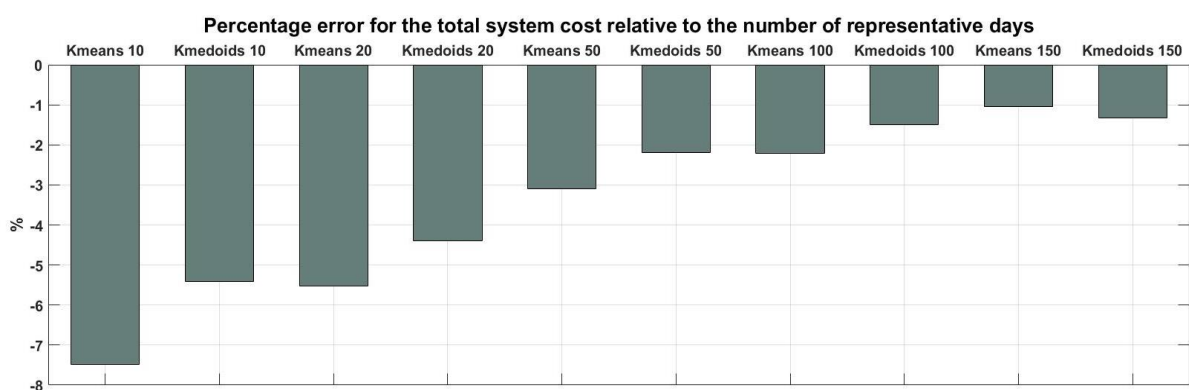
9. Αποτελέσματα Μοντέλου με Τεχνικές Clustering

9.1 Σύγκριση Αντικειμενικής Συνάρτησης και Χρόνου Επίλυσης

Στα Σχήματα 9.1-9.2 φαίνεται η απόδοση των τεχνικών clustering στην προσέγγιση της τιμής της αντικειμενικής συνάρτησης. Για όλες τις περιπτώσεις το σφάλμα παραμένει κάτω από το 8%, ενώ φαίνεται ο αλγόριθμος K-medoids να αποδίδει καλύτερα αποτελέσματα συγκριτικά με τον K-means, με εξαίρεση τις 150 αντιπροσωπευτικές ημέρες. Επίσης, αξίζει να σημειωθεί ότι σε όλα τα σενάρια η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης είναι μικρότερη από το μοντέλο πλήρους έτους, εξαιτίας της υποτίμησης των συμβατικών και αποθηκευτικών σταθμών που αναλύεται παρακάτω.



Σχήμα 9.1: Συνολικό κόστος συστήματος συναρτήσει του αριθμού αντιπροσωπευτικών ημερών και της μεθόδου clustering



Σχήμα 9.2: Σφάλμα συνολικού κόστους συστήματος συναρτήσει του αριθμού αντιπροσωπευτικών ημερών και της μεθόδου clustering

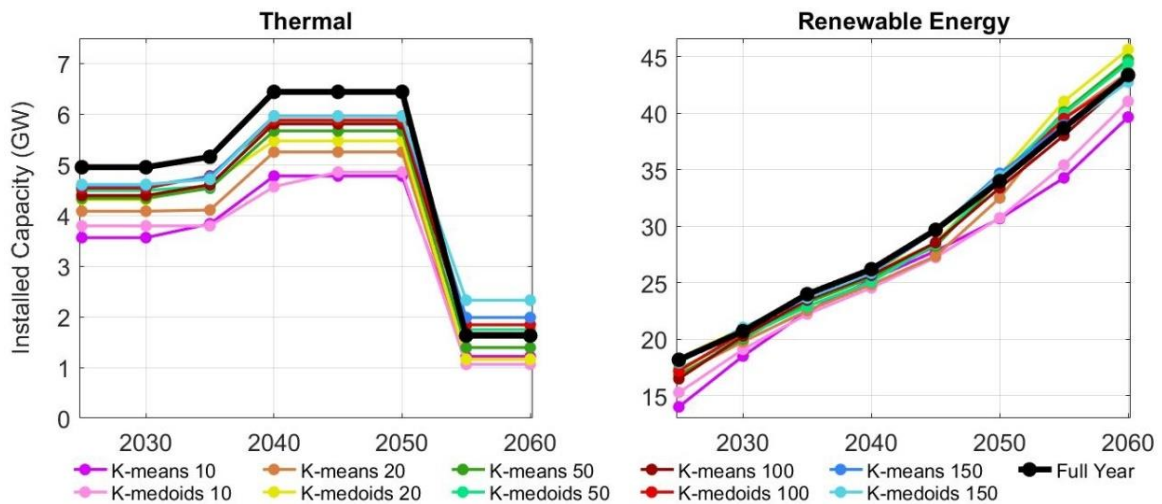
Ο χρόνος επίλυσης του προβλήματος μειώνεται δραματικά στα μοντέλα που εφαρμόζονται τεχνικές clustering, αφού ο αριθμός των μεταβλητών προς βελτιστοποίηση είναι σαφώς μικρότερος.

Πίνακας 8: Χρόνος επίλυσης προβλήματος για όλα τα σενάρια

Clustering Method		CPLEX Time	Times Faster
10 days	K-means	4.15 min	181x
	K-medoids	11.4 min	66x
20 days	K-means	3.73 min	201x
	K-medoids	6.9 min	109x
50 days	K-means	20.1 min	37x
	K-medoids	9.8 min	76x
100 days	K-means	5.2 h	2.4x
	K-medoids	1.6 h	7.8x
150 days	K-means	4.4 h	2.8x
	K-medoids	7 h	1.8x

9.2 Σύγκριση Ενεργειακού Μείγματος

9.2.1 Σταθμοί Παραγωγής

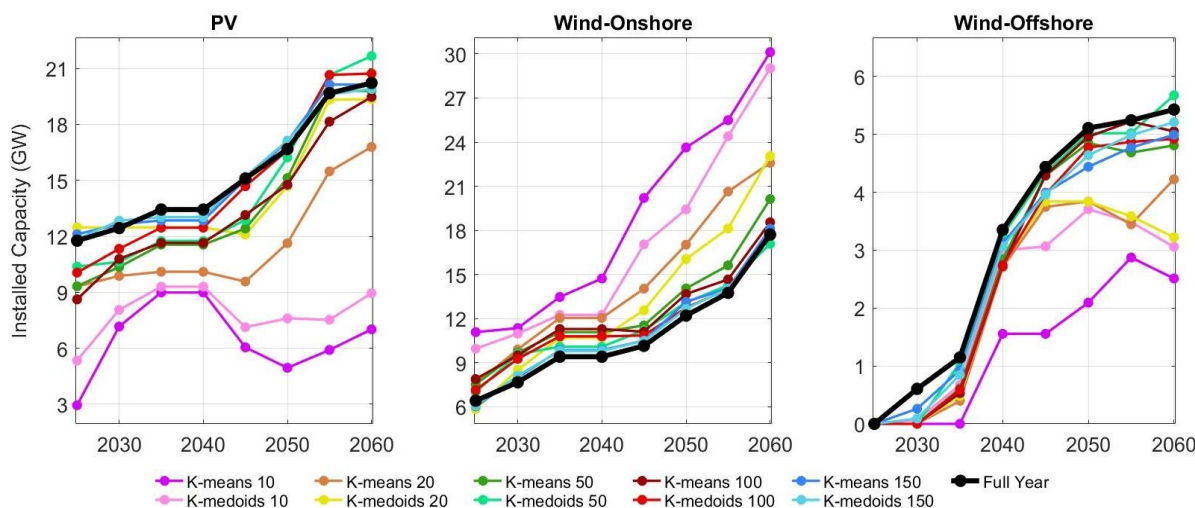


Σχήμα 9.3: Εγκατεστημένη ισχύς συμβατικών και ΑΠΕ μονάδων με τεχνικές clustering

Οι εγκατεστημένες ισχύεις των σταθμών παραγωγής προσεγγίζονται σε ικανοποιητικό βαθμό από τις μεθόδους clustering, ακολουθώντας παρόμοιες εξελίξεις με το πλήρες μοντέλο. Πιο συγκεκριμένα, για τις συμβατικές μονάδες η μέγιστη απόκλιση που παρατηρείται είναι 1.6 GW

στην περίπτωση των 10 αντιπροσωπευτικών ημερών, ενώ όταν ο αριθμός των αντιπροσωπευτικών ημερών είναι μεγαλύτερος από 50, το σφάλμα παραμένει κάτω από 700 MW. Οι ΑΠΕ συλλαμβάνονται ακόμη πιο αποδοτικά, αφού το μέσο σφάλμα δεν υπερβαίνει το 10%. Η αύξηση των ημερών ελαττώνει το σφάλμα το οποίο φτάνει το 1% στο σενάριο των 150 αντιπροσωπευτικών ημερών. Ως επι το πλείστον, ο αλγόριθμος K-medoids παράγει μικρότερα σφάλματα ως προς το μοντέλο πλήρους έτους συγκριτικά με τον K-means.

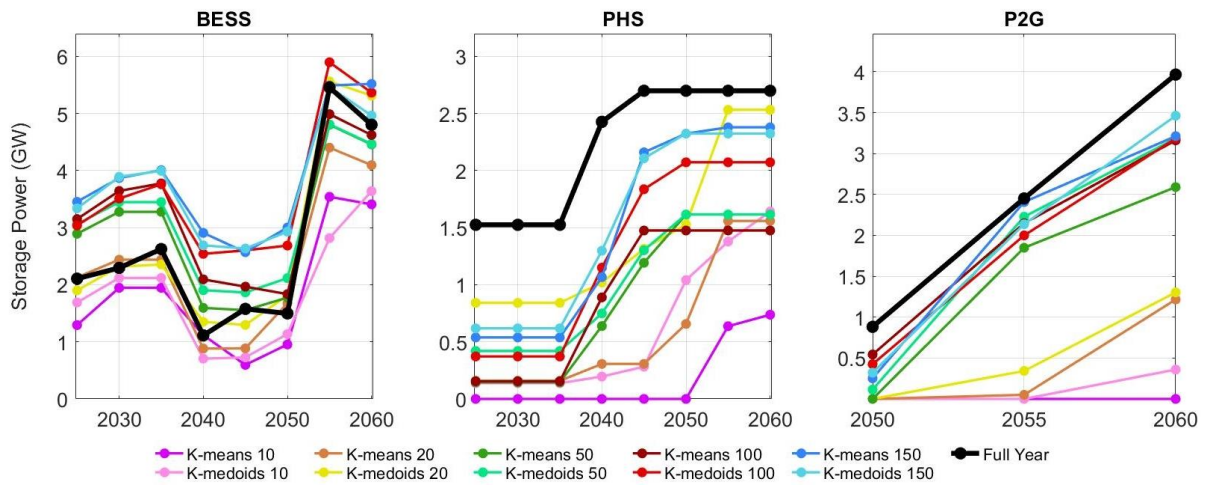
Ως προς τις τεχνολογίες ΑΠΕ, οι αλγόριθμοι με clustering ευνοούν σταθερά τα χερσαία αιολικά πάρκα εις βάρος των ΦΒ και υπεράκτιων αιολικών. Τα χερσαία αιολικά, που λειτουργούν αποδοτικά με λιγότερες αποθήκες ενέργειας, επιλέγονται για τον ενισχυμένο συντελεστή χρησιμοποίησής τους. Οι 10 αντιπροσωπευτικές ημέρες εισάγουν σημαντικό σφάλμα, όμως για μεγαλύτερο αριθμό οι τιμές συγκλίνουν προς το μοντέλο του πλήρους έτους.



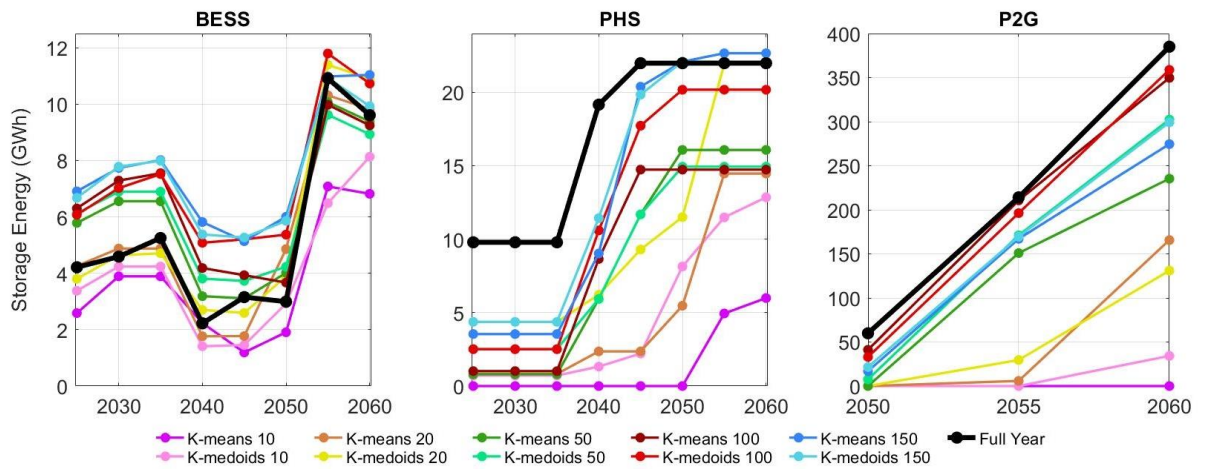
Σχήμα 9.4: Εγκατεστημένη ισχύς τεχνολογιών ΑΠΕ με τεχνικές clustering

9.2.2 Σταθμοί Αποθήκευσης

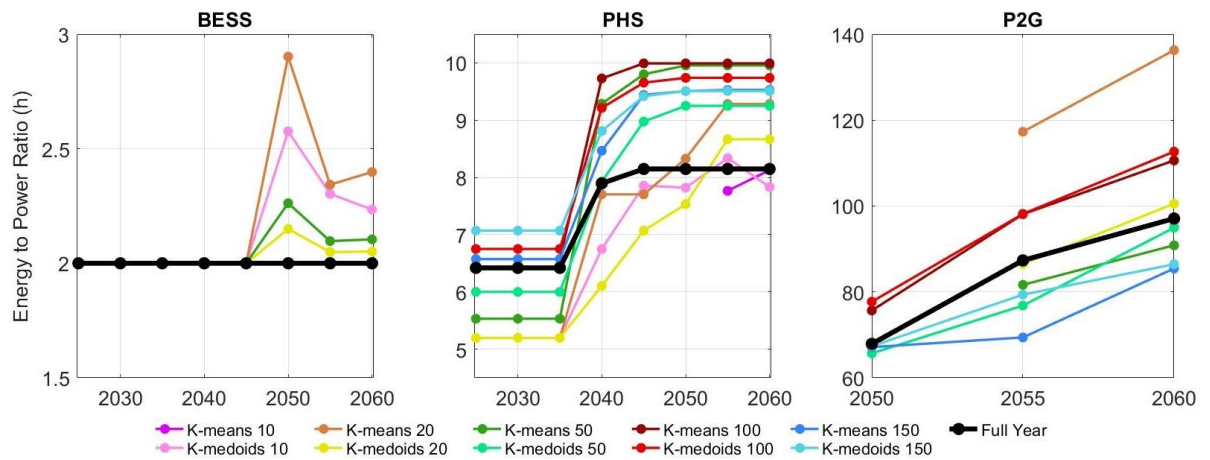
Ως προς τις τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, οι μέθοδοι clustering ευνοούν τις βραχυπρόθεσμες αποθήκες που είναι τα συστήματα αποθήκευσης με μπαταρίες και υποτιμούν τις μεγαλύτερες αποθήκες της αντλησιοταμίευσης και υδρογόνου. Σημαντικό είναι ότι η πορεία ανάπτυξης των τεχνολογιών αποθήκευσης με τεχνικές clustering είναι ισοδύναμη με το πλήρες μοντέλο στο χρονικό ορίζοντα που εξετάζεται. Ειδικότερα, σε όλα τα σενάρια υπάρχει η πτώση των συστημάτων με μπαταρίες το 2040 και η μεγάλη ανάπτυξη το 2055 και αντίστοιχα η ραγδαία αύξηση της αντλησιοταμίευσης το 2040.



Σχήμα 9.5: Εγκατεστημένη ισχύς τεχνολογιών αποθήκευσης με τεχνικές clustering

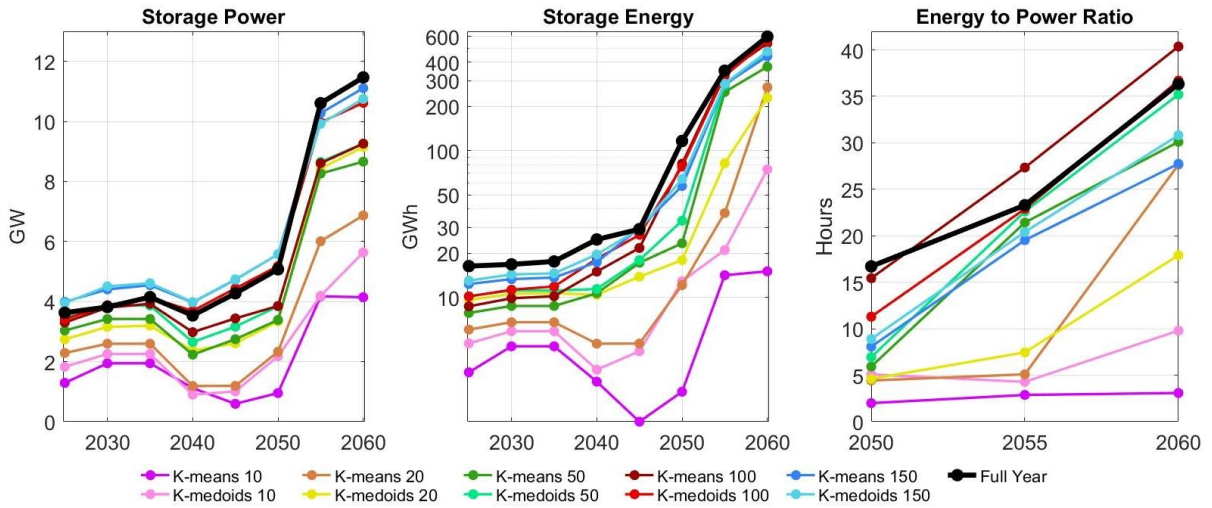


Σχήμα 9.6: Εγκατεστημένη ενέργεια τεχνολογιών αποθήκευσης με τεχνικές clustering



Σχήμα 9.7: E/P Ratio τεχνολογιών αποθήκευσης με τεχνικές clustering

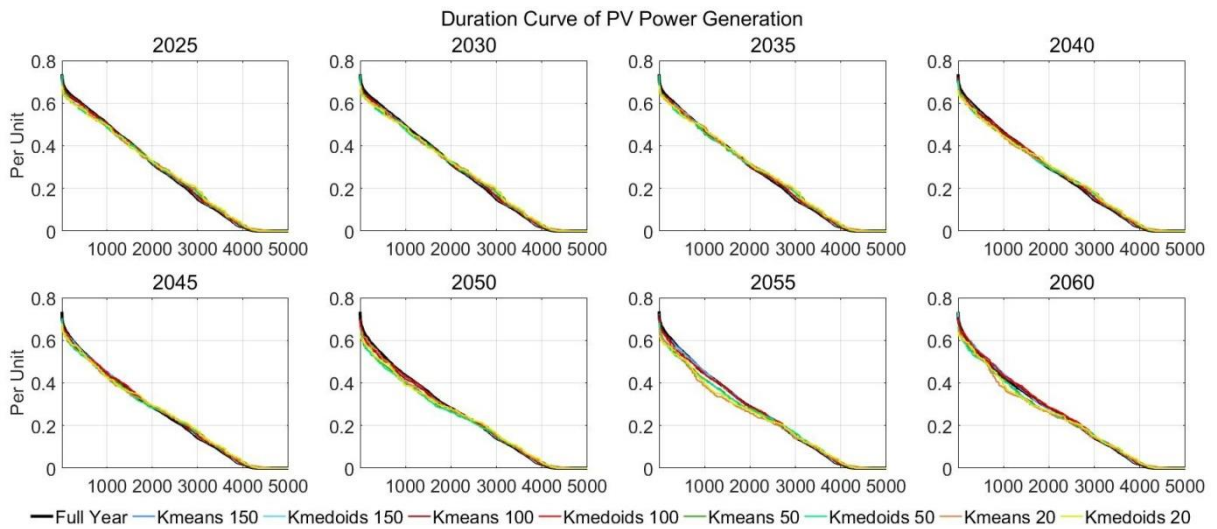
Η υπερτίμηση των μπαταριών σε συνδυασμό με την υποτίμηση της αντλιοσταμείωσης εξισορροπούν το σφάλμα στις συνολικές εγκατεστημένες αποθήκες.



Σχήμα 9.8: Χαρακτηριστικά αποθηκών με τεχνικές clustering

9.3 Σύγκριση Λειτουργίας Συστήματος

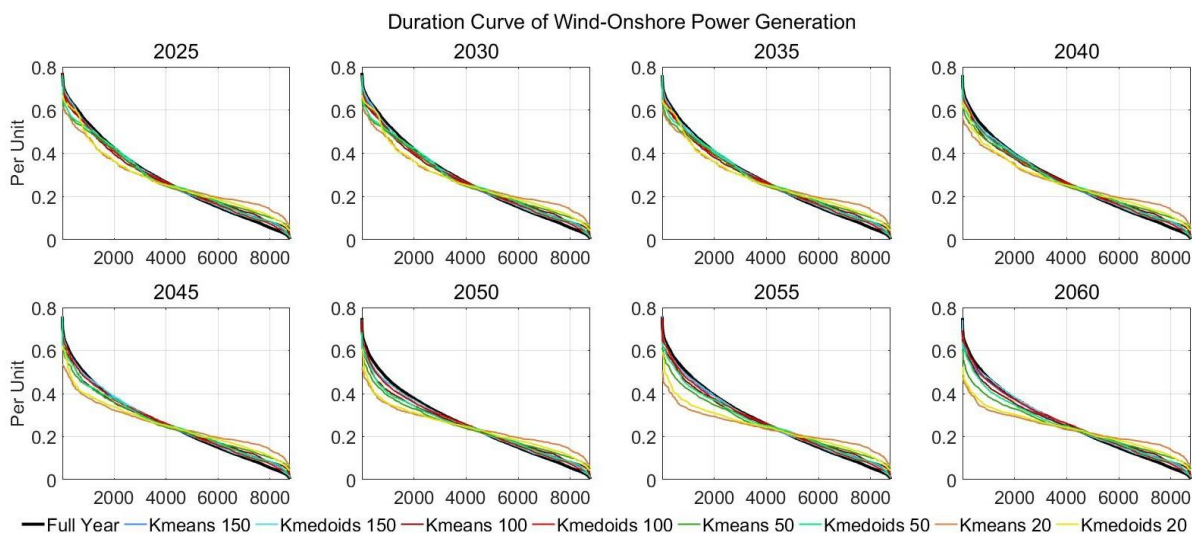
9.3.1 Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ



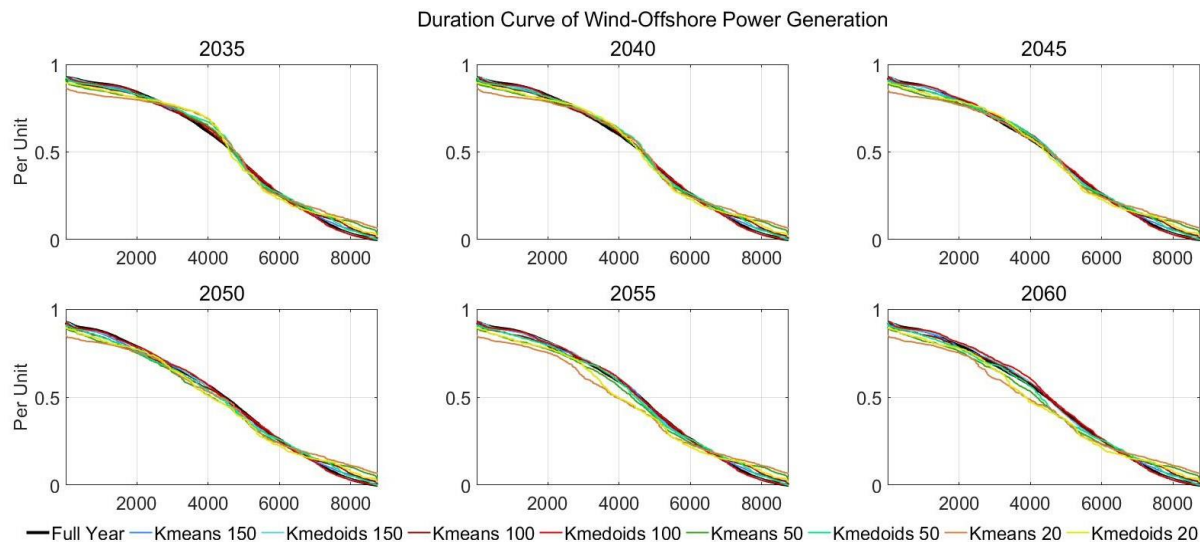
Σχήμα 9.9: Καμπύλη διάρκειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΦΒ πάρκα με τεχνικές clustering

Τα Σχήματα 9.9-9.11 απεικονίζουν τις καμπύλες διάρκειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για κάθε τεχνολογία ΑΠΕ, οι οποίες συμβαδίζουν με τις καμπύλες διάρκειας διαθέσιμου δυναμικού που εισάγονται στο πρόβλημα ως παράμετροι. Επομένως, καθοριστικό ρόλο παίζει το σφάλμα

των καμπύλων διάρκειας ανάμεσα στα αρχικά δεδομένα και τα δεδομένα μετά την εφαρμογή clustering. Η παραγωγή των ΦΒ πάρκων φαίνεται να προσεγγίζεται ορθότερα από τις υπόλοιπες τεχνολογίες εξαιτίας του επαναλαμβανόμενου ημερήσιου προφίλ, σε αντίθεση με το αιολικό δυναμικό που παρουσιάζει εντονότερη μεταβλητότητα.



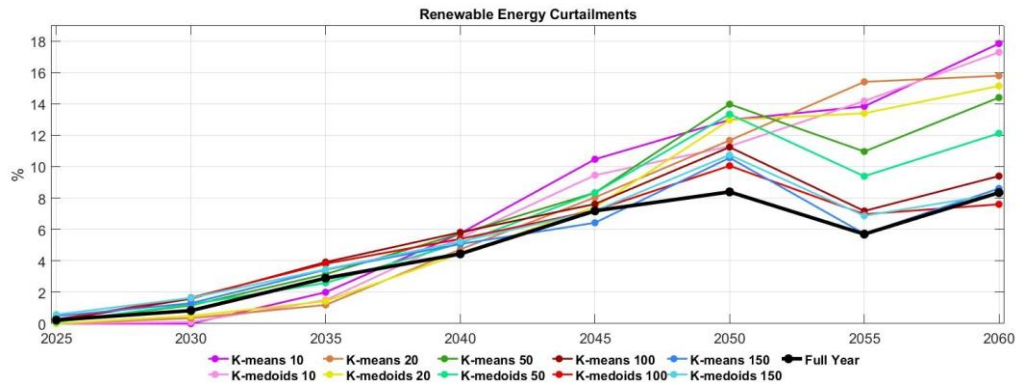
Σχήμα 9.10: Καμπύλη διάρκειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από χερσαία αιολικά πάρκα με τεχνικές clustering



Σχήμα 9.11: Καμπύλη διάρκειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από υπεράκτιων αιολικά πάρκα με τεχνικές clustering

Οι περικοπές ενέργειας προσεγγίζονται με επιτυχία μέσω των τεχνικών clustering, κατά την περίοδο 2025-2045, που δεν υπάρχουν ακόμα αποθήκες μεγάλης διάρκειας στο σύστημα.

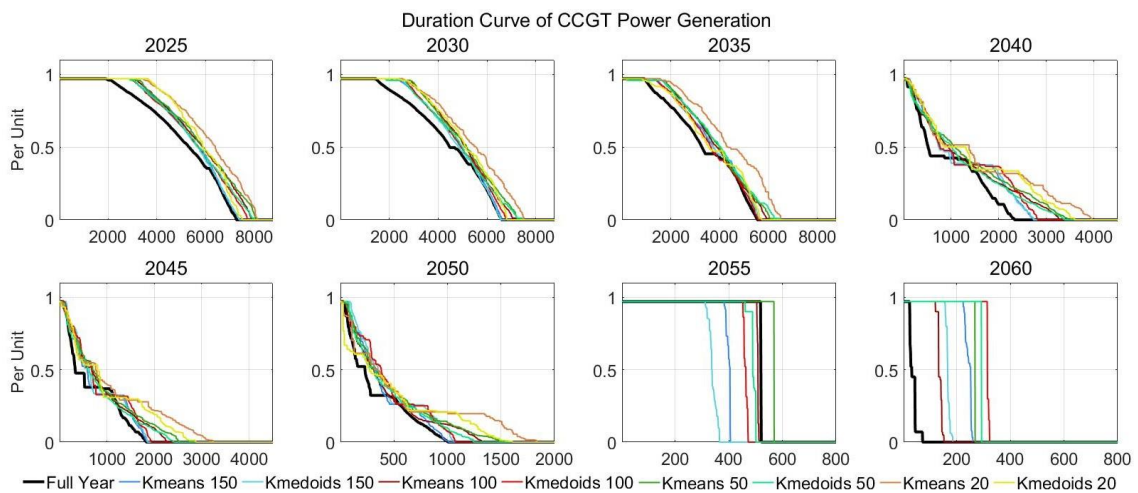
Ωστόσο, τις τελευταίες δύο πενταετίες (2050-2060), κυρίως για τις περιπτώσεις όπου εξετάζεται μικρός αριθμός τυπικών ημερών (≤ 50) παρατηρείται μια υπερτίμηση της ενέργειας που χάνεται λόγω της έλλειψης αποθηκών.



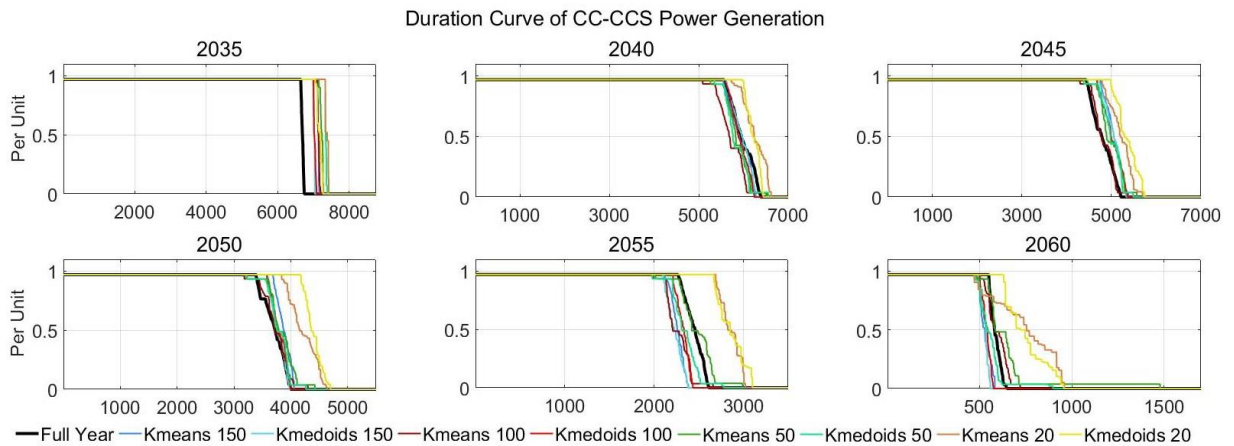
Σχήμα 9.12: Περικοπές ενέργειας με τεχνικές clustering

9.3.2 Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Συμβατικές Μονάδες

Σχετικά με τη συμβατική παραγωγή, οι καμπύλες διάρκειας με τεχνικές clustering βρίσκονται πάνω από τις καμπύλες του πλήρους μοντέλου, λόγω της υποτίμησης στην εγκατεστημένη ισχύ των συμβατικών μονάδων που περιγράφηκε στην υποενότητα 9.2.1. Έτσι, για να επιτευχθούν οι καθορισμένοι στόχοι διείσδυσης, οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου παράγουν περισσότερες ώρες με μειωμένη ισχύ.



Σχήμα 9.13: Καμπύλη διάρκειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες CCGT με τεχνικές clustering



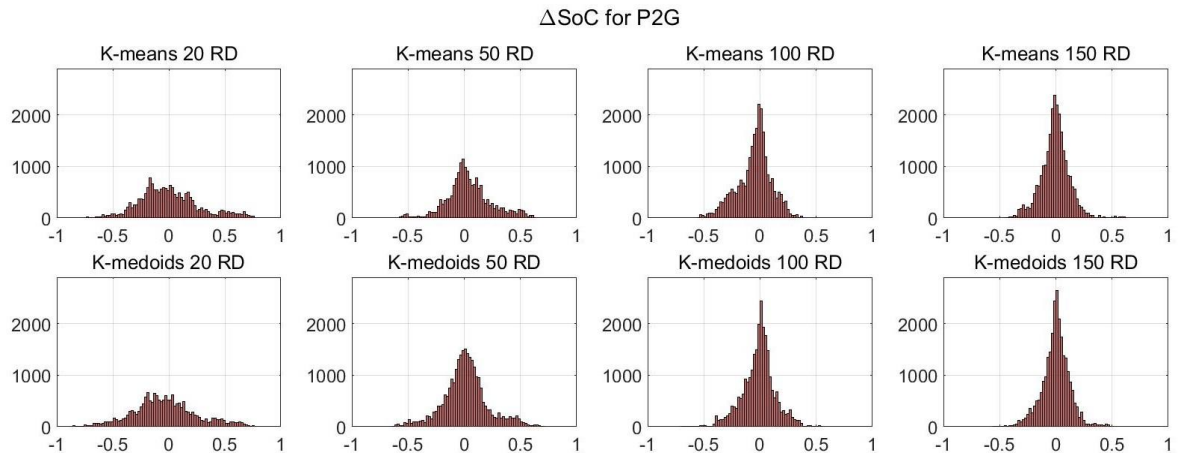
Σχήμα 9.14: Καμπύλη διάρκειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες συνδυασμένου κύκλου με δέσμευση και αποθήκευση CO₂ με τεχνικές clustering

9.3.3 Λειτουργία Αποθηκών και Υδροηλεκτρικών Σταθμών

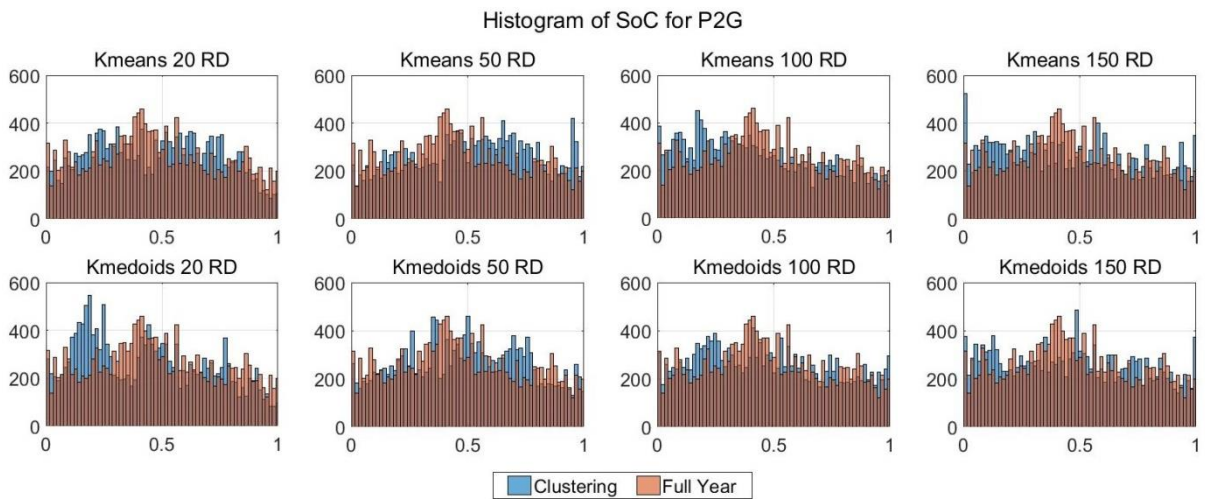
Για να εκτιμηθεί η λειτουργία των αποθηκών και των υδροηλεκτρικών σταθμών υπολογίζεται το ωριαίο σφάλμα καταστάσεων φόρτισης $\Delta SoC(t) = SoC_{CLUST}(t) - SoC_{FY}(t)$ και το σφάλμα επιπέδου ταμιευτήρα $\Delta Level(t) = Level_{CLUST}(t) - Level_{FY}(t)$, αντίστοιχα. Το σφάλμα υπολογίζεται για όλη τη διάρκεια της λειτουργίας της εκάστοτε τεχνολογίας. Επιπλέον πληροφορίες για τη λειτουργία των αποθηκών και των υδροηλεκτρικών σταθμών παρέχουν τα ιστογράμματα, που αποτελούν μια προσεγγιστική απεικόνιση της κατανομής των δεδομένων που εξετάζονται.

9.3.3.1 Αποθήκες Υδρογόνου Power-to-gas

Παρατηρώντας το Σχήμα 9.15, συμπεραίνεται ότι το ωριαίο σφάλμα συγκεντρώνεται όλο και πιο έντονα γύρω από το μηδέν, όσο ο αριθμός των clusters αυξάνεται. Συνεπώς, πέρα από τις ορθότερες επενδύσεις σε αποθήκες βελτιώνεται και η λειτουργία του συστήματος συγκριτικά με το μοντέλο πλήρους έτους.

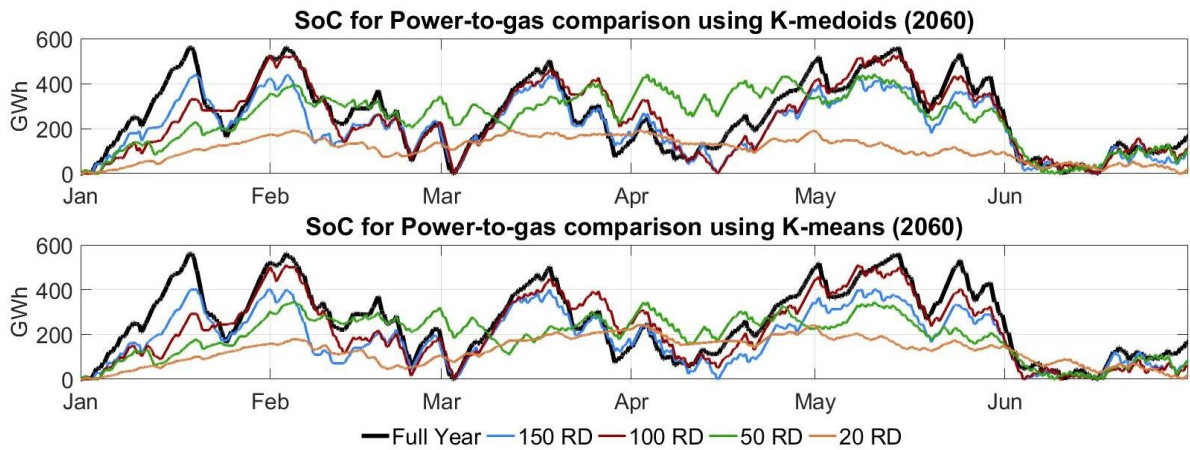


Σχήμα 9.15: Σφάλμα καταστάσεων φόρτισης για αποθήκες υδρογόνου με τεχνικές clustering

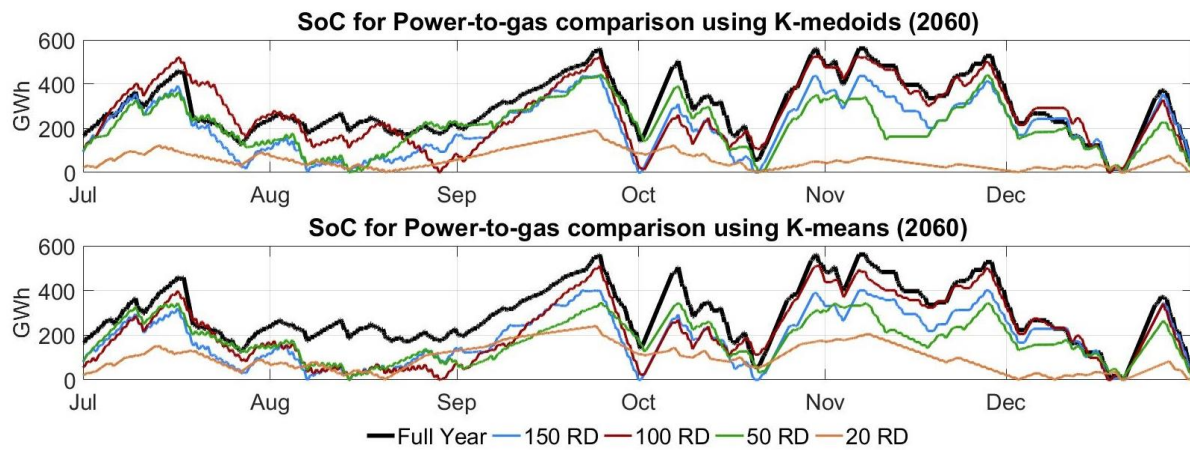


Σχήμα 9.16: Ιστόγραμμα καταστάσεων φόρτισης για αποθήκες υδρογόνου με τεχνικές clustering

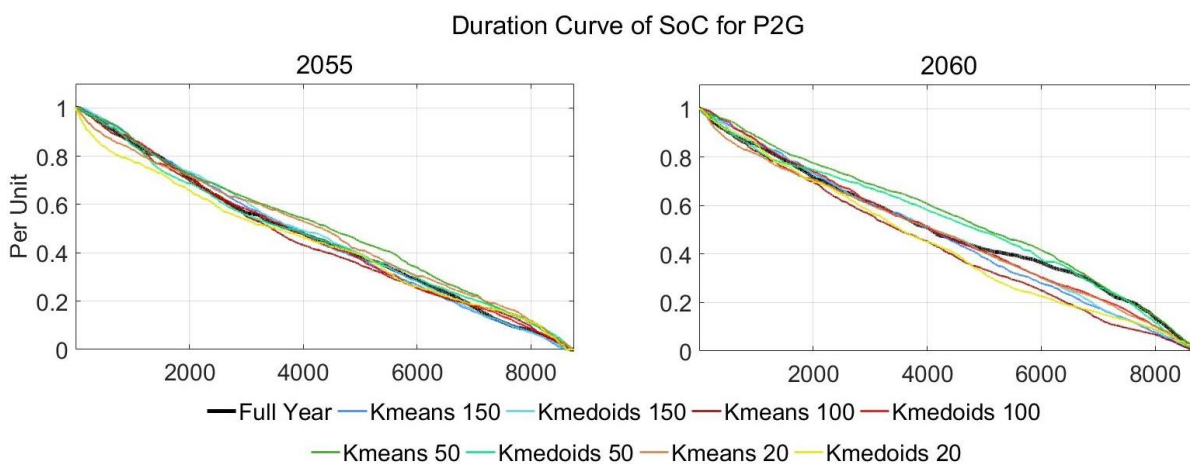
Στα Σχήματα 9.17-9.18 απεικονίζονται οι καταστάσεις φόρτισης των αποθηκών υδρογόνου για το έτος 2060. Μέσω της αναγωγής των καταστάσεων φόρτισης στο πλήρες έτος γίνεται εφικτή η εξέταση της ετήσιας λειτουργίας των αποθηκών. Η αύξηση των αντιπροσωπευτικών ημερών έχει ως αποτέλεσμα την ορθότερη εκτίμηση των αποφάσεων φόρτισης-εκφόρτισης και των χρονικών στιγμών που αυτές λαμβάνονται. Συνεπή αποτελέσματα για τη διαχείριση των αποθηκών υδρογόνου προκύπτουν κυρίως για τις 100 και 150 αντιπροσωπευτικές ημέρες.



Σχήμα 9.17: Καταστάσεις φόρτισης των αποθηκών υδρογόνου με τεχνικές clustering για το 1^ο εξάμηνο του 2060



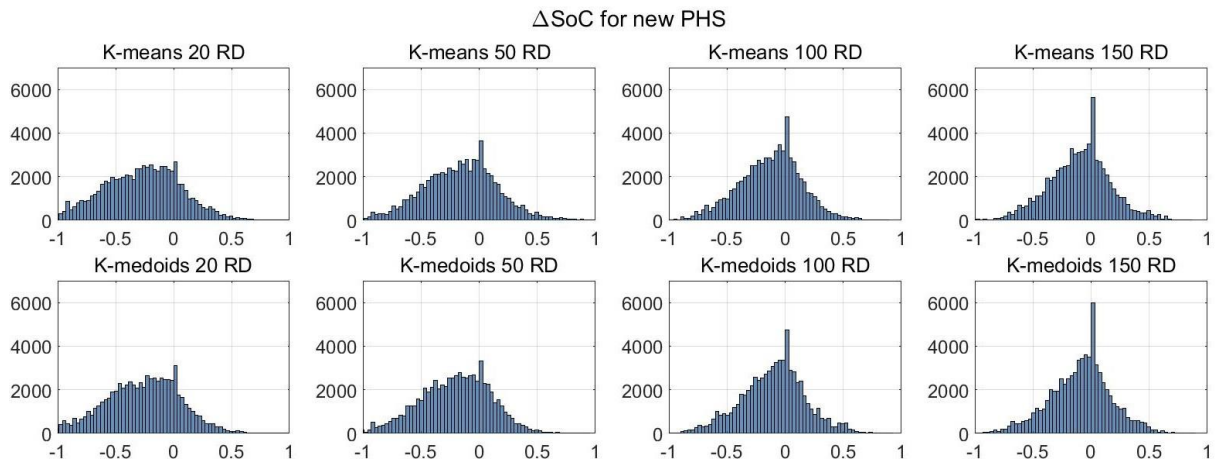
Σχήμα 9.18: Καταστάσεις φόρτισης των αποθηκών υδρογόνου με τεχνικές clustering για το 2^ο εξάμηνο του 2060



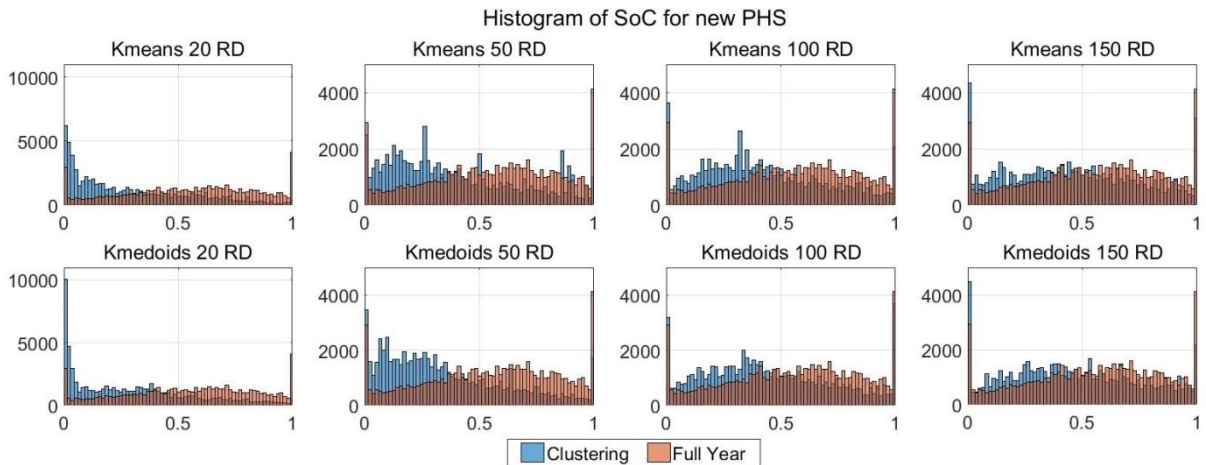
Σχήμα 9.19: Καμπύλες διάρκειας καταστάσεων φόρτισης των αποθηκών υδρογόνου με τεχνικές clustering

9.3.3.2 Αντλησιοταμιευτικοί Σταθμοί

Από τα Σχήματα 9.20-9.21, προκύπτει το συμπέρασμα ότι, όπως και με τις αποθήκες υδρογόνου, η λειτουργία των νέων αντλησιοταμιευτικών σταθμών βελτιώνεται με την αύξηση των τυπικών ημερών. Η βελτίωση του ωριαίου σφάλματος είναι ασθενέστερη συγκριτικά με τα συστήματα υδρογόνου Power-to-gas, εξαιτίας του ημερήσιου κύκλου που εκτελεί συνήθως η αντλησιοταμίευση. Ως εκ τούτου, είναι δύσκολο να αναγνωριστούν οι σπάνιοι υπερημερήσιοι κύκλοι της αντλησιοταμίευσης, μέσω της αναγωγής των καταστάσεων φόρτισης στο πλήρες έτος.

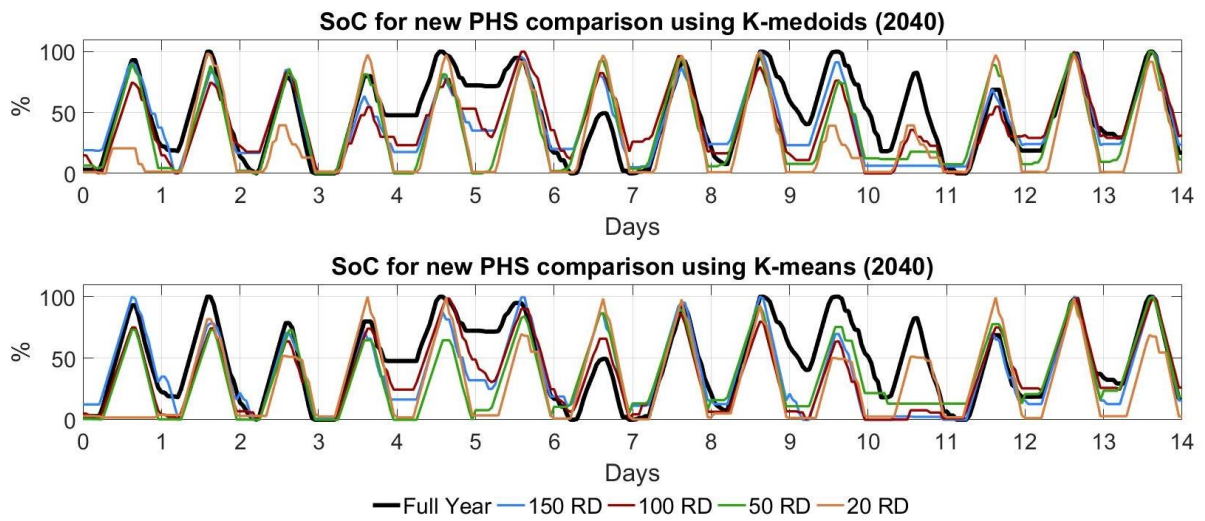


Σχήμα 9.20: Σφάλμα καταστάσεων φόρτισης για αντλησιοταμίευση με τεχνικές clustering

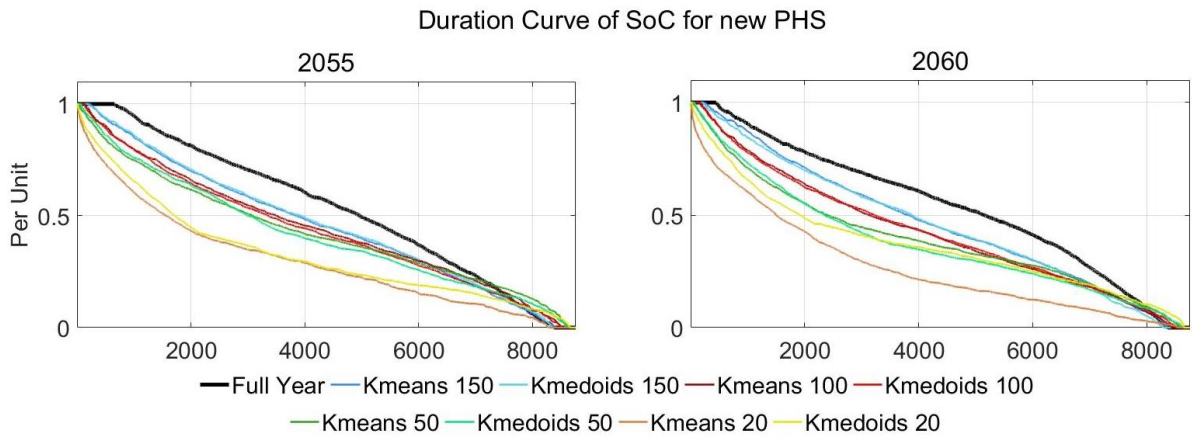


Σχήμα 9.21: Ιστόγραμμα καταστάσεων φόρτισης για αντλησιοταμίευση με τεχνικές clustering

Από το Σχήμα 9.22 φαίνεται γραφικά το προηγούμενο συμπέρασμα για τους υπερημερήσιους κύκλους. Οι μέθοδοι clustering προσεγγίζουν τους ημερήσιους κύκλους, αλλά το σφάλμα αυξάνεται σε περιπτώσεις μέσης εκφόρτισης ή υπερημερήσιων κύκλων.

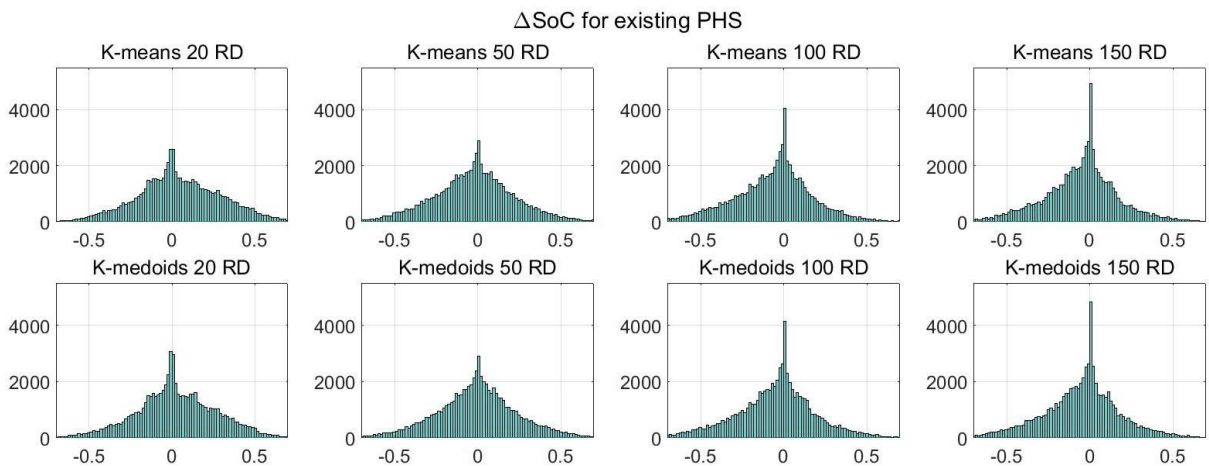


Σχήμα 9.22: Καταστάσεις φόρτισης αντλησιοταμίευσης με τεχνικές clustering για 2 ενδεικτικές εβδομάδες

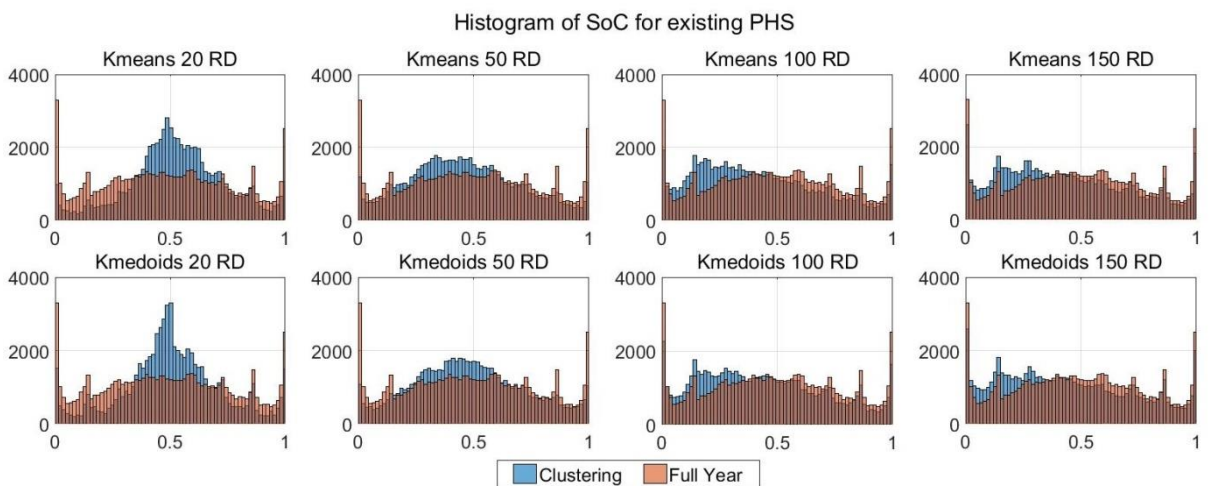


Σχήμα 9.23: Καμπύλες διάρκειας καταστάσεων φόρτισης των αντλησιοταμιευτικών σταθμών με τεχνικές clustering

Ισοδύναμη συμπεριφορά προκύπτει για την υφιστάμενη αντλησιοταμίευση στα Σχήματα 9.22-9.23. Η λειτουργία της υφιστάμενης αντλησιοταμίευσης είναι πιο περιορισμένη, αφού εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τις εισροές και τα υποχρεωτικά νερά.



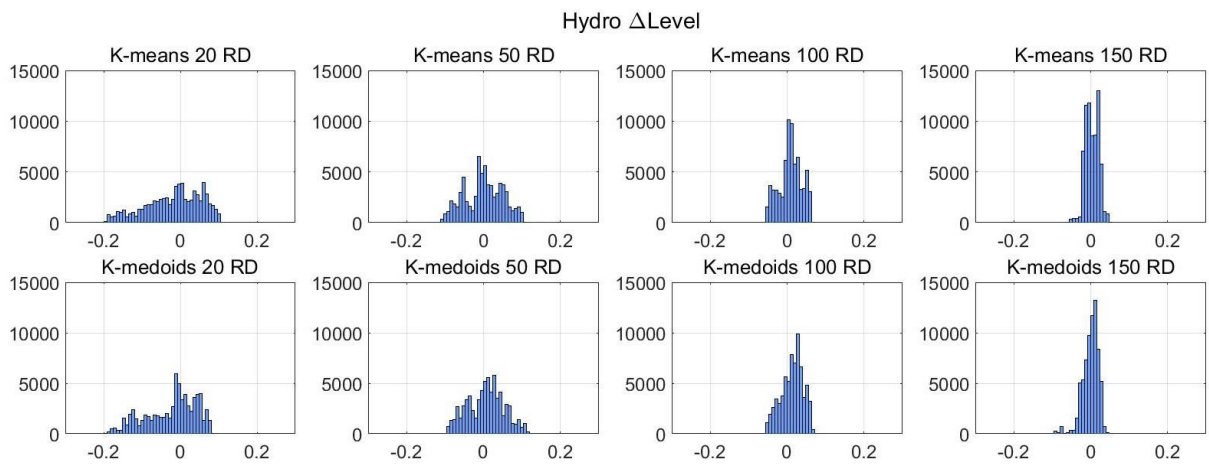
Σχήμα 9.24: Σφάλμα καταστάσεων φόρτισης για υφιστάμενη αντλησιοταμίευση με τεχνικές clustering



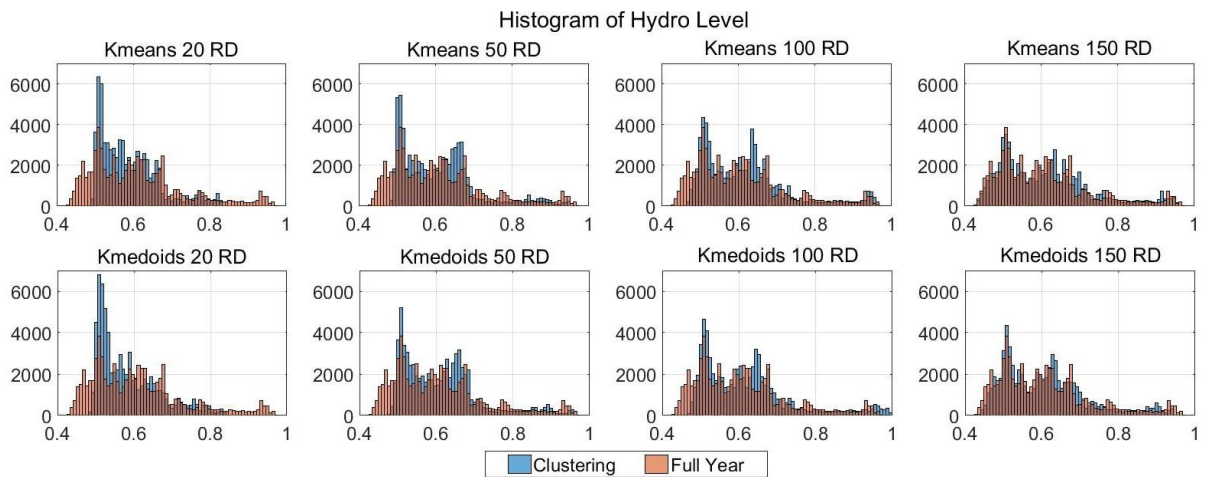
Σχήμα 9.25: Ιστόγραμμα καταστάσεων φόρτισης για υφιστάμενη αντλησιοταμίευση με τεχνικές clustering

9.3.3.3 Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί

Όπως με την υφιστάμενη αντλησιοταμίευση, το σφάλμα για τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς κυμαίνεται σε χαμηλά επίπεδα λόγω της καθορισμένης λειτουργίας τους από τις εισροές και τα υποχρεωτικά νερά. Επιπλέον, ο περιορισμός του αλγορίθμου που εξισώνει το επίπεδο του ταμιευτήρα στην αρχή του έτους με αυτό στο τέλος του έτους, περιορίζει αισθητά τα σφάλματα.

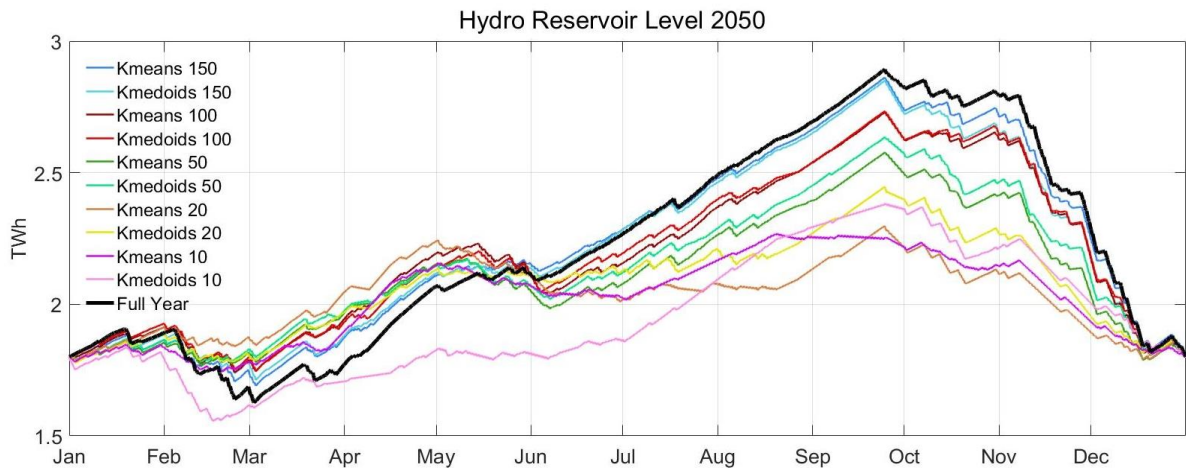


Σχήμα 9.26: Σφάλμα επιπέδων ταμιευτήρα με τεχνικές clustering



Σχήμα 9.27: Ιστόγραμμα επιπέδων ταμιευτήρα με τεχνικές clustering

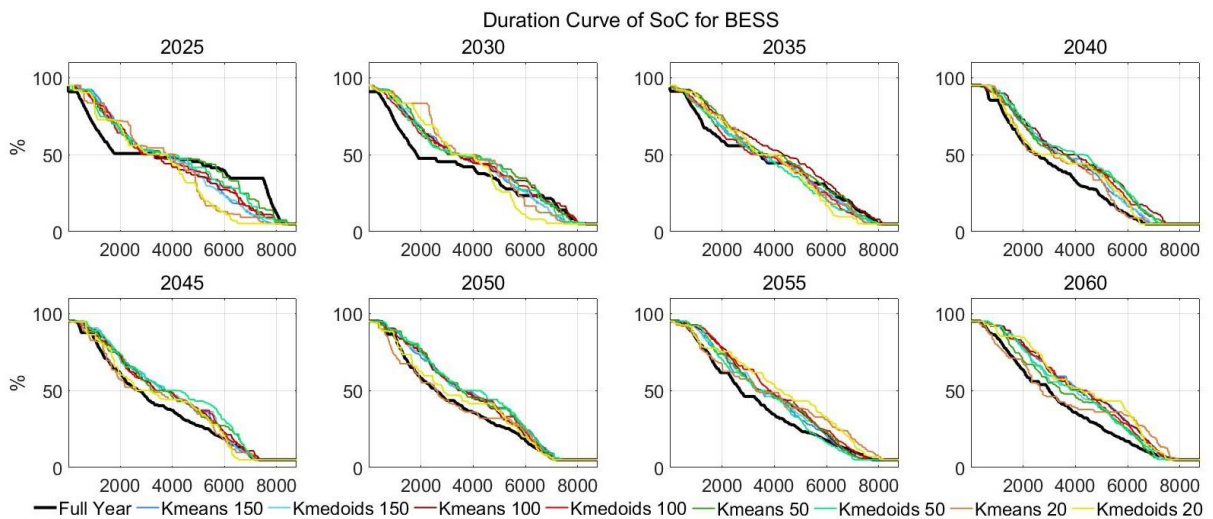
Στο Σχήμα 9.28 συγκεντρώνεται η διαχείριση των υδροηλεκτρικών σταθμών για όλα τα σενάρια με τεχνικές clustering για ένα ενδεικτικό έτος. Είναι εμφανής η αποτελεσματικότητα της μεθόδου αναγωγής της λειτουργίας στο πλήρες έτος και η βελτίωση της εποχιακής διαχείρισης με την αύξηση των αντιπροσωπευτικών ημερών.



Σχήμα 9.28: Διαχείριση υδροηλεκτρικών σταθμών με τεχνικές clustering (ενδεικτικά για το έτος 2050)

9.3.3.4 Συστήματα Αποθήκευσης με Μπαταρίες

Τα συστήματα αποθήκευσης με μπαταρίες αποτελούν τη μόνη αποθήκη που δεν εφαρμόζεται η μέθοδος αναγωγής των καταστάσεων φόρτισης στο πλήρες έτος. Αυτό γίνεται διότι πρόκειται για μια τεχνολογία που προβλέπεται για βραχυπρόθεσμη αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας και στο πλήρες μοντέλο εκτελεί μονάχα ημερήσιους κύκλους.



Σχήμα 9.29: Καμπύλες διάρκειας καταστάσεων φόρτισης των συστημάτων αποθήκευσης με μπαταρίες με τεχνικές clustering

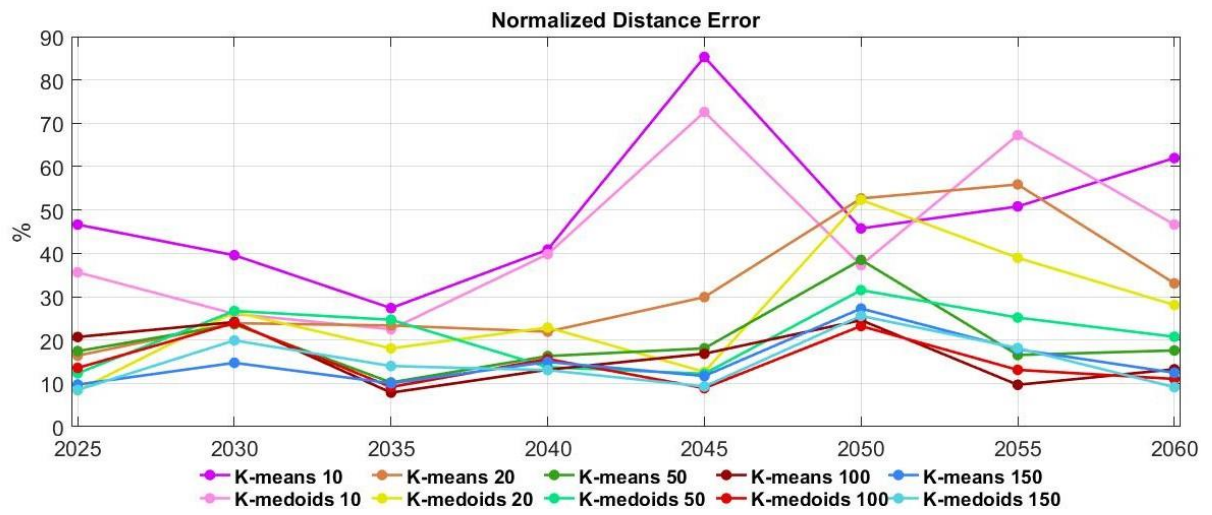
9.4 Κανονικοποιημένο Σφάλμα

Ένα εναλλακτικό μέτρο που παρέχει περισσότερες πληροφορίες από το σφάλμα του συνολικού κόστους του συστήματος είναι το κανονικοποιημένο σφάλμα (Normalized Distance Error). Διαχωρίζει την αντικειμενική συνάρτηση στις συνιστώσες της και αθροίζει τα επιμέρους σφάλματα. Είναι ένα σημαντικό μέτρο για περιπτώσεις που η αντικειμενική συνάρτηση παραμένει ίδια, ενώ οι συνιστώσες της αλλάζουν. Επίσης, παρέχει πληροφορίες και για τη χρονική στιγμή που επιλέγει ο αλγόριθμος να κάνει τις επενδύσεις και αν αυτές συμφωνούν με τις αποφάσεις του πλήρους μοντέλου. Υπολογίζεται σύμφωνα με τον τύπο ([79]):

$$NDE_y = \frac{\sum_{te} \{ c_{inv,y,te} |NC_{y,te}^{FY} - NC_{y,te}^{CLUST}| + c_{var,y,te} | \sum_h G_{y,h,te}^{FY} - \sum_{hh} w_{hh} \cdot G_{y,hh,te}^{CLUST} | + |OPEX_{y,te}^{FY} - OPEX_{y,te}^{CLUST}| \}}{C_{tot}^{FY}}$$

, όπου ο δείκτης FY αναφέρεται στο μοντέλο πλήρους έτους και ο CLUST στο μοντέλο με τεχνικές clustering. Το σύνολο te αναφέρεται στην τεχνολογία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και το σύνολο y στα έτη. Το κανονικοποιημένο σφάλμα αποτελείται από τρεις συνιστώσες. Η συνιστώσα των επενδύσεων υπολογίζεται μέσω του επενδυτικού κόστους c_{inv} πολλαπλασιασμένο με το απόλυτο σφάλμα των νέων επενδύσεων NC, ενώ η συνιστώσα των εξόδων λειτουργίας και συντήρησης υπολογίζεται από το απόλυτο σφάλμα των OPEX ανάμεσα στο πλήρες και το «μειωμένο» μοντέλο. Τέλος, η συνιστώσα του μεταβλητού κόστους παραγωγής υπολογίζεται από το γινόμενο του μεταβλητού κόστους c_{var} με το απόλυτο σφάλμα της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας $G_{y,h,te}^{FY}$ στο πλήρες έτος h και της παραγωγής $G_{y,hh,te}^{CLUST}$ στο μειωμένο χρονικό ορίζοντα hh που ανάγεται στο πλήρες έτος με τη βοήθεια των βαρών κάθε αντιπροσωπευτικής ημέρας.

Στο Σχήμα 9.30 απεικονίζεται το ετήσιο κανονικοποιημένο σφάλμα για κάθε μέθοδο clustering που εξετάζεται. Για τα σενάρια των 10 αντιπροσωπευτικών ημερών, το κανονικοποιημένο σφάλμα βρίσκεται σε πολύ υψηλά επίπεδα λόγω της έντονης υπερτίμησης των χειρωνακικών πάρκων και την υποτίμηση των ΦΒ, υπεράκτιων αιολικών και αποθηκευτικών σταθμών. Το σφάλμα αρχίζει να συγκλίνει και να περιορίζεται κάτω από το 30% για περισσότερες από 50 τυπικές ημέρες. Συνολικά, παρατηρείται καλύτερη απόδοση του αλγορίθμου K-medoids συγκριτικά με τον K-means για ίδιο αριθμό ημερών, με εξαίρεση τις 150 ημέρες που υπερτερεί ο K-means.



Σχήμα 9.30: Κανονικοποιημένο σφάλμα των μοντέλων με τεχνικές clustering

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 10

10. Επίλογος

10.1 Συμπεράσματα

Συνοψίζοντας, στην παρούσα διπλωματική εργασία αναπτύσσεται ένα μοντέλο μακροχρόνιας επέκτασης του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας που καθορίζει το βέλτιστο ενεργειακό μείγμα και λειτουργία που απαιτούνται για να επιτευχθούν συγκεκριμένοι στόχοι διείσδυσης ΑΠΕ. Παράλληλα με τη ραγδαία ανάπτυξη των αιολικών και ΦΒ πάρκων και την απόσυρση των συμβατικών μονάδων, είναι απαραίτητη η ένταξη αποθηκευτικών σταθμών, οι οποίοι αποτελούν πηγές ευελιξίας που διαχειρίζονται αποτελεσματικά την υπερπαραγωγή από ΑΠΕ και τον ετεροχρονισμό της ως προς τη ζήτηση. Επίσης, όπως προκύπτει από την ανάλυση επάρκειας ισχύος, φαίνεται ότι οι αποθήκες ηλεκτρικής ενέργειας θα συμβάλλουν σημαντικά στην αξιοπιστία του μελλοντικού απανθρακοποιημένου συστήματος.

Παρά τον τεράστιο όγκο επενδύσεων σε ΑΠΕ και αποθήκες, προκύπτει ότι το κόστος ενέργειας παραμένει σε σταθερά επίπεδα με μικρές αποκλίσεις, λόγω της ταυτόχρονης απόσυρσης των συμβατικών μονάδων που επιβαρύνονται από το κόστος εκπομπών CO₂. Ένα ακόμη σημαντικό συμπέρασμα είναι η ανάγκη ενσωμάτωσης αποθηκών με μπαταρίες στο δίκτυο. Πρόκειται για μια τεχνολογία που βοηθά στην τήρηση εφεδρειών και στην κάλυψη αιχμών ζήτηση και λειτουργεί αποδοτικά με τα ΦΒ πάρκα, όπως προκύπτει από τους δείκτες συσχέτισης. Οι αντλησιοταμιευτικοί σταθμοί, επίσης, συνεργάζονται σε μεγάλο βαθμό με τα ΦΒ πάρκα, απορροφώντας την περίσσεια ενέργειας κατά τις μεσημβρινές ώρες. Κατά την τελευταία δεκαετία (2050-2060) του χρονικού ορίζοντα που εξετάζεται, αναδεικνύεται ο καθοριστικός ρόλος που θα παίξουν τα συστήματα υδρογόνου Power-to-gas ως αποθήκες μεγάλης διάρκειας σε ένα ενεργειακό σύστημα πλήρως απανθρακοποιημένο. Πέρα από τη συνεργασία τους με τις ΑΠΕ, μειώνοντας τις περικοπές ενέργειας, σημαντική θα είναι και η συνεισφορά τους στην αξιοπιστία του συστήματος και στην εύρυθμη λειτουργία του.

Εκτός από το βασικό μοντέλο, εφαρμόστηκαν τεχνικές clustering στα δεδομένα εισόδου ώστε να μειωθεί η πολυπλοκότητα του προβλήματος. Τα «μειωμένα» μοντέλα προσεγγίζουν με επιτυχία την αντικειμενική συνάρτηση μειώνοντας το χρόνο επίλυσης έως και 176 φορές, που αντιστοιχεί στην περίπτωση των 10 αντιπροσωπευτικών ημερών. Όμως, συνεπή αποτελεσμάτα ως προς το ενεργειακό μείγμα και τη λειτουργία του συστήματος εξάγονται για τα σενάρια με 50 ή

περισσότερες αντιπροσωπευτικές ημέρες. Μια γενική παρατήρηση για τα μοντέλα με clustering είναι η υποτίμηση των αποθηκών ηλεκτρικής ενέργειας και ιδιαιτέρως, των αποθηκών μεγάλης διάρκειας εξαιτίας της μειωμένης χρονικής ανάλυσης. Πρόκειται για ένα πρόβλημα των τελευταίων ετών που αποτελεί αντικείμενο μελέτης στην επιστημονική κοινότητα. Τέλος, αξίζει να σημειωθεί ότι η απλοποίηση ενός προβλήματος με τεχνικές clustering αποτελεί πιθανώς μονόδρομο για πολύπλοκα προβλήματα που δεν είναι επιλύσιμα στην πλήρη μορφή τους.

10.2 Μελλοντικές Επεκτάσεις

Πέρα από την εγχώρια παραγωγή, η Ελλάδα συνδέεται ενεργειακά με τη Βουλγαρία, τη Βόρεια Μακεδονία, την Ιταλία, την Αλβανία και την Τουρκία και συμμετέχει στο διασυνοριακό εμπόριο εισάγοντας και εξάγοντας ηλεκτρική ενέργεια. Το έτος 2021 οι εισαγωγές ήταν 8.4 TWh και οι εξαγωγές 4.75 TWh ([8]). Ως εκ τούτου, πιθανή προέκταση της εργασίας θα μπορούσε να περιλαμβάνει τις διασυνδέσεις με τις γειτονικές χώρες.

Επιπλέον, το υδρογόνο που παράγεται από τους ηλεκτρολύτες έχει περισσότερες χρήσεις εκτός από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω των κυψελών καυσίμου. Αναλυτικότερα, το υδρογόνο, είτε άμεσα, είτε μετά από την μετατροπή του σε συνθετικό αέριο, μεθάνιο ή LPG μπορεί να χρησιμοποιηθεί στους τομείς της θέρμανσης, των μεταφορών και της βιομηχανίας. Συνεπώς, η εισαγωγή αυτών των χρήσεων στον αλγόριθμο που αναπτύχθηκε θα ήταν μια ενδιαφέρουσα προσθήκη.

Επίσης, το μοντέλο επέκτασης ηλεκτρικού συστήματος (Capacity Expansion Planning) που αναπτύχθηκε στην παρούσα εργασία μπορεί να λειτουργήσει ως βάση για την ανάπτυξη ενός μοντέλου επέκτασης του συστήματος μεταφοράς (Transmission Expansion Planning). Πρόκειται για ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης που καθορίζει τις απαιτούμενες επεκτάσεις και επενδύσεις σε εγκαταστάσεις του συστήματος μεταφοράς, που είναι αναγκαίες για την εύρυθμη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας.

Τέλος, μια μελλοντική προέκταση θα ήταν η εξέταση διαφορετικών μεθόδων clustering και η σύγκριση των αποτελεσμάτων τους με το μοντέλο πλήρους έτους. Σημαντική θα ήταν η μελέτη ιεραρχικών τεχνικών clustering, καθώς και η χρήση καινοτόμων μεθόδων στο πρόβλημα βελτιστοποίησης για την ορθότερη μοντελοποίηση των αποθηκών μεγάλης διάρκειας.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 11

11. Βιβλιογραφία

- [1] United Nations, “Growing at a slower pace, world population is expected to reach 9.7 billion in 2050 and could peak at nearly 11 billion around 2100” [Online], <https://www.un.org/development/desa/en/news/population/world-population-prospects-2019.html>, Jun. 2019
- [2] IRENA, “Untapped potential for climate action: Renewable energy in Nationally Determined Contributions” [Online], <https://www.irena.org/climatechange/Renewable-Energy-Key-climate-solution>, Nov. 2017
- [3] IRENA, “Renewable Capacity Statistics 2021” [Online], <https://www.irena.org/publications/2021/March/Renewable-Capacity-Statistics-2021>, Mar. 2021
- [4] European Commission, “Kyoto Protocol” [Online], https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/MEMO_04_43, Mar. 2004
- [5] European Commission, “Paris Agreement” [Online], https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_en, Nov. 2016
- [6] ΥΠΕΝ, “Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα” [Online], <https://ypen.gov.gr/energeia/ese/>, Dec. 2019
- [7] ΔΑΠΕΕΠ, “Ενεργειακό Μείγμα” [Online], <https://www.dapeep.gr/viosimi-anaptixi/energeiako-meigma/>, Jun. 2021
- [8] ΑΔΜΗΕ, “Μηνιαίο Δελτίο Ενέργειας” [Online], <https://www.admie.gr/agora/enimerotika-deltia/miniaia-deltia-energeias>, Dec. 2021
- [9] ΔΑΠΕΕΠ, “Μηνιαίο Στατιστικό Δελτίο ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ” [Online], <https://www.dapeep.gr/energeia/ape-sithia/deltio-ape/>, Dec. 2021
- [10] Francis Bessière, The “Investment '85” Model of Electricite de France. Management Science 17 (4) B-192-B-211 <https://doi.org/10.1287/mnsc.17.4.B192>

- [11] Anderson, Dennis. "Models for Determining Least-Cost Investments in Electricity Supply." *The Bell Journal of Economics and Management Science*, vol. 3, no. 1, 1972, pp. 267–299. JSTOR, www.jstor.org/stable/3003078. Accessed 21 Aug. 2021.
- [12] E. R. Petersen, A Dynamic Programming Model for the Expansion of Electric Power Systems. *Management Science* 20 (4-part-ii) 656-664 <https://doi.org/10.1287/mnsc.20.4.656>
- [13] Daiki Min, Jong-hyun Ryu, Dong Gu Choi, A long-term capacity expansion planning model for an electric power system integrating large-size renewable energy technologies, *Computers & Operations Research*, Volume 96, 2018, Pages 244-255, ISSN 0305-0548, <https://doi.org/10.1016/j.cor.2017.10.006>
- [18] T. Capuder and P. Mancarella, "Techno-economic and environmental modelling and optimization of flexible distributed multi-generation options," *Energy*, vol. 71, pp. 516 – 533, 2014. [Online] <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544214005283>
- [19] Scott Ian J, Carvalho Pedro MS, Botterud Audun, Silva Carlos A. Clustering representative days for power systems generation expansion planning: Capturing the effects of variable renewables and energy storage. *Appl Energy* 2019 : 113603. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113603>
- [14] Andrés Pereira, Enzo Sauma, Power systems expansion planning with time-varying CO2 tax, *Energy Policy*, Volume 144, 2020, 111630, ISSN 0301-4215, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111630>
- [15] Rego, Erik Eduardo & Costa, Oswaldo L.V. & Ribeiro, Celma de Oliveira & Lima Filho, Roberto Ivo da R. & Takada, Hellinton & Stern, Julio, 2020. "The trade-off between demand growth and renewables: A multiperiod electricity planning model under CO2 emission constraints," *Energy*, Elsevier, vol. 213(C).
- [16] Clara F. Heuberger, Edward S. Rubin, Iain Staffell, Nilay Shah, Niall Mac Dowell, Power capacity expansion planning considering endogenous technology cost learning, *Applied Energy*, Volume 204, 2017, Pages 831-845, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.07.075>

- [17] Min, Daiki & Ryu, Jong-hyun & Choi, Dong. (2017). A long-term capacity expansion planning model for an electric power system integrating large-size renewable energy technologies. *Computers & Operations Research*. 96. 10.1016/j.cor.2017.10.006
- [20] Pineda, Salvador & Morales, Juan. (2018). Chronological Time-Period Clustering for Optimal Capacity Expansion Planning With Storage. *IEEE Transactions on Power Systems*. PP. 1-1. 10.1109/TPWRS.2018.2842093
- [21] Samira Fazlollahi, Stephane Laurent Bungener, Pierre Mandel, Gwenaëlle Becker, François Maréchal, Multi-objectives, multi-period optimization of district energy systems: I. Selection of typical operating periods, *Computers & Chemical Engineering*, Volume 65, 2014, Pages 54-66, ISSN 0098-1354, <https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2014.03.005>
- [22] Leander Kotzur, Peter Markewitz, Martin Robinius, Detlef Stolten, Time series aggregation for energy system design: Modeling seasonal storage, *Applied Energy*, Volume 213, 2018, Pages 123-135, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.01.023>
- [23] Sebastian Gonzato, Kenneth Bruninx, Erik Delarue, Long term storage in generation expansion planning models with a reduced temporal scope, *Applied Energy*, Volume 298, 2021, 117168, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117168>
- [24] Paolo Gabrielli, Matteo Gazzani, Emanuele Martelli, Marco Mazzotti, Optimal design of multi-energy systems with seasonal storage, *Applied Energy*, Volume 219, 2018, Pages 408-424, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.07.142>
- [25] LIMES-EU - Long-term Investment Model for the Electricity Sector (2021), [Online] <https://www.pik-potsdam.de/en/institute/departments/transformation-pathways/models/limes>
- [26] Bram van der Heijde, Annelies Vandermeulen, Robbe Salenbien, Lieve Helsen, Representative days selection for district energy system optimisation: a solar district heating system with seasonal storage, *Applied Energy*, Volume 248, 2019, Pages 79-94, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.04.030>
- [27] H. Park and R. Baldick, "Stochastic Generation Capacity Expansion Planning Reducing Greenhouse Gas Emissions," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 2, pp. 1026-1034, March 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2386872.

- [28] Blume, S.W. (2007) Electric Power System Basics, IEEE Press
- [29] P. Denholm, M. O’Connell, G. Brinkman, and J. Jorgenson, “Overgeneration from solar energy in California. A field guide to the duck chart”, Nov. 2015
- [30] Yutaka Sasaki, Toshiya Tsurumi, Naoto Yorino, Yoshifumi Zoka & Adelhard Beni Rehiara (2019) Real-time dynamic economic load dispatch integrated with renewable energy curtailment, Journal of International Council on Electrical Engineering, 9:1, 85-92, DOI: 10.1080/22348972.2019.1686861
- [31] ΑΔΜΗΕ, “Μελέτη Επάρκειας Ισχύος Για Την Περίοδο 2020-2030” [Online], <https://www.admie.gr/sites/default/files/users/dssas/meleti-eparkeias-ishyos-2020-2030.pdf> , Dec. 2019
- [32] Inclusion of frequency control constraints in energy system investment modeling
- [33] LaRnEM, “Προσδιορισμός των εφεδρειών του Συστήματος [Online], May 2013
- [34] Østergaard, P.A. , N. Duic, Y. Noorollahi, H. Mikulcic, S. Kalogirou, “Sustainable development using renewable energy technology”, Renewable Energy, Volume 146, Pages 2430-2437, ISSN 0960-1481, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.08.094> , Feb. 2020
- [35] CNESA, “CNESA Global Energy Storage Market Analysis – 2020.Q3” [Online], <http://en.cnesa.org/latest-news/2020/11/17/cnesa-global-energy-storage-market-analysis2020q3-summary> , Nov. 2020
- [36] NS Energy, “Fengning Pumped Storage Power Plant” [Online], <https://www.nsenergybusiness.com/projects/fengning-pumped-storage-power-plant/>
- [37] Zhang, Z. , T. Ding, Q. Zhou, Y. Sun, M. Qu, Z. Zeng, Y. Ju, L. Li, K. Wang, F. Chi, “A review of technologies and applications on versatile energy storage systems” Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 148, 2021, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111263>
- [38] Luo,X. , J. Wang, M. Dooner, J. Clarke, “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation”, Applied

Energy, Volume 137, 2015, Pages 511-536, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>

[39] Argyrou, M. C. , P. Christodoulides, S. A. Kalogirou, “Energy storage for electricity generation and related processes: Technologies appraisal and grid scale applications”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 94, 2018, Pages 804-821, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.044>

[40] M.A. Hannan, M.M. Hoque, A. Mohamed, A. Ayob, “Review of energy storage systems for electric vehicle applications: Issues and challenges”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 69, 2017, Pages 771-789, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.171>

[41] Behnam Zakeri, Sanna Syri, “Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 42, 2015, Pages 569-596, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.011>

[42] Bibak, B. , H. Tekiner-Moğulkoç, “A comprehensive analysis of Vehicle to Grid (V2G) systems and scholarly literature on the application of such systems”, *Renewable Energy Focus*, Volume 36, 2021, Pages 1-20, ISSN 1755-0084, <https://doi.org/10.1016/j.ref.2020.10.001>

[43] Zore,U.K. , S.G.Yedire, N.Pandi, S.Manickam, S.H.Sonawane, “A review on recent advances in hydrogen energy, fuel cell, biofuel and fuel refining via ultrasound process intensification”, *Ultrasonics Sonochemistry*, Volume 73, 2021, 105536, ISSN 1350-4177, <https://doi.org/10.1016/j.ultsonch.2021.105536>

[44] Xu, R. & D. C. Wunsch II (2009), “Clustering”, IEEE Press

[45] Surya Priy, “Clustering in Machine Learning” [Online], <https://www.geeksforgeeks.org/clustering-in-machine-learning/>, Feb. 2020

[46] Wang, Haixun & Wang, Wei & Yang, Jiong & Yu, Philip. (2002), “Clustering by Pattern Similarity in Large Data Sets”, *Proceedings of the ACM SIGMOD International Conference on Management of Data*. 3. 10.1145/564691.564737.

- [47] Shirkorshidi, Ali Seyed & Aghabozorgi, Sr & Wah, Teh. (2015). A Comparison Study on Similarity and Dissimilarity Measures in Clustering Continuous Data. PLOS ONE. 10. e0144059. 10.1371/journal.pone.0144059.
- [48] Gan, G., C. Ma, J. Wu (2007), “Data Clustering: Theory, Algorithms, and Applications”
- [49] Perlibakas V. “Distance measures for PCA-based face recognition”, Pattern Recognition Letters, Volume 25, Issue 6, 2004, Pages 711-724, ISSN 0167-8655, <https://doi.org/10.1016/j.patrec.2004.01.011>
- [50] Rijk de Wet, “Manhattan Distance Calculator” [Online], <https://www.omnicalculator.com/math/manhattan-distance> , May 2021
- [51] Senin, P. (2008), “Dynamic Time Warping Algorithm Review”, Information and Computer Science Department, University of Hawaii at Manoa
- [52] Müller, M. (2007) “Dynamic time warping. Information Retrieval for Music and Motion”, 2. 69-84. 10.1007/978-3-540-74048-3_4.
- [53] Saxena, A. M. Prasad, A. Gupta, N. Bharill, O. P. Patel, A. Tiwari, M. J. Er, W. Ding, C. T. Lin, “A Review of Clustering Techniques and Developments”, Neurocomputing (2017), doi: 10.1016/j.neucom.2017.06.053
- [54] Dangeti, P. “Statistics for Machine Learning by Pratap Dangeti”, [Online] <https://www.oreilly.com/library/view/statistics-for-machine/9781788295758/c71ea970-0f3c-4973-8d3a-b09a7a6553c1.xhtml>
- [56] An innovative hybrid strategy for structural health monitoring by modal flexibility and clustering methods - Scientific Figure on ResearchGate. Available from: https://www.researchgate.net/figure/The-graphical-representation-of-the-difference-between-the-k-means-and-k-medoids_fig1_342871651
- [57] Jin X., Han J. (2011) K-Medoids Clustering. In: Sammut C., Webb G.I. (eds) Encyclopedia of Machine Learning. Springer, Boston, MA. https://doi.org/10.1007/978-0-387-30164-8_426

- [58] Sembiring, Rahmat Widia & Mohamad Zain, Jasni & Abdullah, Embong. (2011), “A Comparative Agglomerative Hierarchical Clustering Method to Cluster”, Implemented Course. Journal of Computing. 2.
- [59] Βερούκιος, Β., Καγκλής, Β., Σταυρόπουλος, Η., 2015. Η επιστήμη των δεδομένων μέσα από τη γλώσσα R. [ηλεκτρ. βιβλ.] Αθήνα:Σύνδεσμος Ελληνικών Ακαδημαϊκών Βιβλιοθηκών. Διαθέσιμο στο: <http://hdl.handle.net/11419/2965>
- [60] Fuertes, T. (2016), “Hierarchical clustering, using it to invest”, [Online] <https://quantdare.com/hierarchical-clustering/>
- [61] ENTSO-E, “Climate Data”, [Online] <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/ERAA/Climate%20Data.7z>
- [62] Rego, Erik Eduardo & Costa, Oswaldo L.V. & Ribeiro, Celma de Oliveira & Lima Filho, Roberto Ivo da R. & Takada, Hellinton & Stern, Julio, 2020. "The trade-off between demand growth and renewables: A multiperiod electricity planning model under CO2 emission constraints," Energy, Elsevier, vol. 213(C).
- [63] Carbon Counter (2015), “Are wind farms more productive at night?”, [Online] <https://carboncounter.wordpress.com/2015/07/10/are-wind-farms-more-productive-at-night/> , Jul. 2015
- [64] European Commission, “Sustainable Energy Handbook”, [Online] https://europa.eu/capacity4dev/file/29381/download?token=Yp_EN2wg , Feb. 2016
- [65] IRENA, “Wind and Solar PV – what we need by 2050”, [Online] https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Webinars/07012020_INSIGHTS_webinar_Wind-and-Solar.pdf?la=en&hash=BC60764A90CC2C4D80B374C1D169A47FB59C3F9D , Jan. 2020
- [66] NREL, “Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 Update”, [Online] <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79236.pdf> , Jun. 2021
- [67] Enerdata, “Global Energy & Climate Outlook 2050”, [Online] <https://eneroutlook.enerdata.net/forecast-world-electricity-consumption.html>

- [68] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2050, Reference Data Series, 2020 [Online] http://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/19-00521_web.pdf
- [69] Ευρωπαϊκή Επιτροπή, “Ένα ευρωπαϊκό, στρατηγικό, μακρόπνοο όραμα για μια ευημερούσα, σύγχρονη, ανταγωνιστική και κλιματικά ουδέτερη οικονομία”, [Online] <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52018DC0773&from=EL>, Nov. 2018
- [70] Santosh Raikar, Seabron Adamson, 13 - Renewable energy finance in the international context, Editor(s): Santosh Raikar, Seabron Adamson, Renewable Energy Finance, Academic Press, 2020, Pages 185-220, ISBN 9780128164419, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-816441-9.00013-1>
- [71] Παπαθανασίου Σ., “Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας: Σημειώσεις Οικονομικής Αξιολόγησης Επενδύσεων Ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ”, Jan. 2012
- [72] Investopedia, “Equivalent Annual Cost – EAC Definition”, [Online] <https://www.investopedia.com/terms/e/eac.asp>
- [73] Καλιαμπάκος Δ., Δαμίγος Δ., “Βοηθητικές Σημειώσεις Χρηματοοικονομικής και κοινωνικοοικονομικής αξιολόγησης επενδύσεων”, [Online] http://mycourses.ntua.gr/courses/PSTGR1094/document/Investment_analysis_notes.pdf
- [74] Salkind N.J., “Exploring Research”, 2012
- [75] Python Software Foundation. Python Language Reference, version 3.8. Available at <http://www.python.org>
- [76] tslearn’s documentation, Available at <https://tslearn.readthedocs.io/en/stable/>
- [77] Leander Kotzur, Peter Markewitz, Martin Robinius, Detlef Stolten, Impact of different time series aggregation methods on optimal energy system design, Renewable Energy, Volume 117, 2018, Pages 474-487, ISSN 0960-1481, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.10.017>
- [78] D. A. Tejada-Arango, M. Domeshek, S. Wogrin and E. Centeno, "Enhanced Representative Days and System States Modeling for Energy Storage Investment Analysis," in IEEE

Transactions on Power Systems, vol. 33, no. 6, pp. 6534-6544, Nov. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2819578.

[79] James H. Merrick, On representation of temporal variability in electricity capacity planning models, Energy Economics, Volume 59, 2016, Pages 261-274, ISSN 0140-9883, <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.08.001>