

ΚΑΡΑΓΙΑΝΝΟΠΟΥΛΟΣ ΠΑΝΑΓΙΩΤΗΣ

Διερεύνηση της δομής και λειτουργίας του
μελλοντικού ελληνικού ηλεκτρικού
συστήματος με χρήση λογισμικού και
ανάλυση σεναρίων ανάπτυξης

ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

Τομέας: Ρευστών

Επιβλέπων: Αναγνωστόπουλος Ιωάννης, Καθηγητής ΕΜΠ



Αθήνα 2022

Έχω διαβάσει και κατανοήσει τους κανόνες για τη λογοκλοπή και τον τρόπο σωστής αναφοράς των πηγών που περιέχονται στον οδηγό συγγραφής Διπλωματικών Εργασιών. Δηλώνω ότι, από όσα γνωρίζω, το περιεχόμενο της παρούσας Διπλωματικής Εργασίας είναι προϊόν δικής μου εργασίας και υπάρχουν αναφορές σε όλες τις πηγές που χρησιμοποίησα.

Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτή τη Διπλωματική εργασία είναι του συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις της Σχολής Μηχανολόγων Μηχανικών ή του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

Καραγιαννόπουλος Παναγιώτης

Περιεχόμενα

1.	Εισαγωγή.....	8	
2.	Βιβλιογραφική επισκόπηση.....	11	
3.	Μεθοδολογία.....	18	
3.1	Σύγκριση του EnergyPLAN με αντίστοιχα λογισμικά.....	18	
3.2	Τεχνικά χαρακτηριστικά και δυνατότητες του EnergyPLAN.....	19	
3.3	Αντίστοιχες εργασίες προσομοίωσης ενεργειακών συστημάτων με το EnergyPLAN.....	20	
4.	Το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας το 2021.....	24	
4.1	Γενικά.....	24	
4.2	Συλλογή δεδομένων και προσαρμογή στις απαιτήσεις του EnergyPLAN.....	24	
4.2.1	Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας.....	25	
4.2.2	Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.....	27	
4.2.3	Αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας.....	33	
4.3	Μοντελοποίηση και ανάλυση της λειτουργίας του συστήματος για το 2021... ..	34	
4.3.1	Ημερήσια αποτελέσματα.....	34	
4.3.2	Ημερήσια διακύμανση.....	40	
4.3.3	Μηνιαία αποτελέσματα.....	42	
4.3.4	Ετήσια αποτελέσματα.....	44	
4.4	Σύγκριση αποτελεσμάτων με τις πραγματικές τιμές.....	46	
5.	Το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας το 2030 σύμφωνα με το ΕΣΕΚ.....	48	
5.1	Γενικά.....	48	
5.2	Συλλογή δεδομένων από το ΕΣΕΚ και τροποποιήσεις για το σενάριο του 2030.....	49	
5.2.1	Ζήτηση ενέργειας.....	49	
5.2.2	Ανανεώσιμες πηγές.....	49	
5.2.3	Συμβατικές μονάδες παραγωγής.....	49	
5.2.4	Μονάδες αποθήκευσης.....	50	
5.2.5	Εισαγωγές-Εξαγωγές.....	50	
5.3	Αποτελέσματα λογισμικού για το 2030.....	51	
5.3.1	Ημερήσια λειτουργία του συστήματος.....	51	
5.3.2	Ημερήσια διακύμανση.....	56	
5.3.3	Μηνιαία αποτελέσματα.....	58	
5.3.4	Ετήσια αποτελέσματα.....	60	
6.	Το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας το 2030 με διαχείριση ζήτησης.....	65	
6.1	Γενικά.....	65	
6.2	Συλλογή δεδομένων και προσαρμογή στο λογισμικό για την προσομοίωση των μελλοντικών σεναρίων λειτουργίας του συστήματος με διαχείριση ζήτησης.....	66	
6.3	Αποτελέσματα λογισμικού για τα σενάρια διαχείρισης ζήτησης του 2030.....	68	
6.3.1	Ημερήσια αποτελέσματα.....	68	
6.3.2	Ημερήσια διακύμανση.....	76	
6.3.3	Μηνιαία αποτελέσματα.....	78	
6.3.4	Ετήσια αποτελέσματα.....	79	
7.	Το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας το 2050 σύμφωνα με το ΜΣ50.....	82	

7.1	Γενικά	82	
7.2	Συλλογή δεδομένων από την ΜΣ50 και τροποποιήσεις για το σενάριο του 2050	83	
7.2.1	Ζήτηση ενέργειας.....	84	
7.2.2	Ανανεώσιμες πηγές.....	84	
7.2.3	Συμβατικές μονάδες παραγωγής.....	85	
7.2.4	Μονάδες αποθήκευσης	85	
7.2.5	Εισαγωγές-Εξαγωγές.....	86	
7.3	Αποτελέσματα λογισμικού για το 2050.....	87	
7.3.1	Ημερήσια λειτουργία του συστήματος	87	
7.3.2	Λειτουργία μονάδων φυσικού αερίου	88	
7.3.3	Μηνιαία αποτελέσματα.....	90	
7.3.4	Ετήσια αποτελέσματα.....	91	
8.	Το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας το 2050 με διαχείριση ζήτησης	95	
8.1	Δεδομένα για την προσομοίωση του συστήματος του 2050 με διαχείριση ζήτησης		95
8.2	Αποτελέσματα λογισμικού για τα σενάρια διαχείρισης ζήτησης του 2050.....	96	
8.2.1	Χαρακτηριστικές ημέρες λειτουργίας του συστήματος με διαχείριση ζήτησης		96
8.2.2	Ημερήσια διακύμανση αιχμών φορτίου μονάδων φυσικού αερίου	99	
8.2.3	Ετήσια αποτελέσματα.....	101	
9.	Συμπεράσματα και Προτάσεις.....	103	
10.	Κατάλογος Πινάκων	106	
11.	Κατάλογος Σχημάτων	107	
12.	Κατάλογος Εικόνων	109	
13.	Κατάλογος Αναφορών.....	110	
14.	Παράρτημα Α	117	

Σύνοψη

Η Ευρωπαϊκή Ένωση, με την υπογραφή της συμφωνίας του Παρισιού, προωθεί την αύξηση της διείσδυσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο ενεργειακό μείγμα των χωρών της και τη σταδιακή απομάκρυνση των θερμικών μονάδων άνθρακα, με σκοπό τον περιορισμό της παγκόσμιας υπερθέρμανσης. Ακόμα, με την Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία, στοχεύει στην επίτευξη ουδέτερης από άνθρακα οικονομίας μέχρι το 2050, με ενδιάμεσα βήματα την σταδιακή απολιγνιτοποίηση, την αύξηση του μεριδίου των ανανεώσιμων πηγών και την προώθηση τεχνολογιών σταθεροποίησης του δικτύου όπως οι αποθηκευτικές μονάδες, η διαχείριση ζήτησης και οι διασυνδέσεις μεταξύ των χωρών. Η Ελλάδα καλείται να εναρμονιστεί με τους νέους αυτούς στόχους και με το κατάλληλο σχεδιασμό να προχωρήσει σε σημαντικές αλλαγές και αναβαθμίσεις του ενεργειακού της συστήματος.

Η εργασία αυτή εστιάζει στο διασυνδεδεμένο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας, μελετώντας τα βήματα που σχεδιάζεται να γίνουν σε αυτόν τον τομέα για την επίτευξη των εθνικών στόχων της απολιγνιτοποίησης και της κλιματικής ουδετερότητας. Χρησιμοποιήθηκε το λογισμικό EnergyPLAN για την προσομοίωση των μελλοντικών σεναρίων λειτουργίας του συστήματος τα έτη 2030 και του 2050, έχοντας ως σενάριο βάσης τα δεδομένα του έτους 2021, τα οποία ανακτήθηκαν από διάφορες πηγές και, μετά από κατάλληλη προεπεξεργασία, εισήχθησαν στο λογισμικό.

Για το σενάριο του έτους 2030 αξιοποιήθηκαν οι προβλέψεις του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα, οι οποίες εκτιμούν υψηλή διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο μείγμα ηλεκτροπαραγωγής, μαζί με αποθηκευτικές μονάδες. Το σενάριο του 2050 προσομοιώθηκε σύμφωνα με ένα σχετικά συντηρητικό σενάριο από εκείνα που εξετάζονται σε μια εμπειριστατωμένη ανάλυση για τη Μακροχρόνια Στρατηγική της Χώρας για το 2050, η οποία διατηρεί τις μονάδες φυσικού αερίου και στηρίζει την ηλεκτροπαραγωγή στα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά πάρκα. Και στα δύο έτη προσομοιώθηκε η λειτουργία των προβλεπόμενων μονάδων αποθήκευσης ενέργειας (αντλησοσταμίευση και συσσωρευτές), καθώς και η δυνατότητα εφαρμογής της διαχείρισης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και εξετάστηκαν τα οφέλη των τεχνολογιών αυτών.

Τα αποτελέσματα έδειξαν ότι με την εφαρμογή των προβλεπόμενων μέτρων στο ελληνικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας για τα έτη 2030 και 2050, είναι επιτεύξιμη η ομαλή μετάβαση σε ένα απολιγνιτοποιημένο σύστημα χαμηλών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, το οποίο στηρίζει την ηλεκτροπαραγωγή του στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Για τη μετάβαση αυτή και την αντιμετώπιση των προβλημάτων σταθεροποίησης του δικτύου που προσδίδει στο σύστημα η μεταβλητότητα και η αβεβαιότητα παραγωγής των ΑΠΕ, είναι απαραίτητη η αξιοποίηση των τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας, η εκτεταμένη εφαρμογή της διαχείρισης ζήτησης, καθώς και η περεταίρω ενίσχυση του διασυνδεδεμένου δικτύου με τις γειτονικές χώρες.

Abstract

The European Union, since the signing of the Paris Climate Agreement, has made efforts to increase the share of renewable energy in the energy mix of its countries and gradually remove coal-powered power plants, in order to limit global warming. Additionally, with the signing of the European Green Deal, the EU is aiming for the transition to a carbon-neutral economy by 2050, with in between steps the decarbonization of the power systems, the increase of renewable energy share and the implementation of grid stabilizing measures such as storage technologies, demand response and interconnections between countries. Greece is challenged to comply with these targets and enforce with the proper plan drastic changes and upgrades to its energy system.

This study focuses on the Greek interconnected electric power system, investigating the necessary measures on this sector so as to reach the national targets of decarbonization and climate neutrality. The model EnergyPLAN was used to simulate the future scenarios of the system operation in 2030 and 2050. The available data of the year 2021 were used as a base-scenario for the study, which were obtained from various sources and, after proper modification, were inserted to EnergyPLAN.

The 2030 scenario was modelled according to the decisions of the National Plan of Energy and Climate, indicating high share of renewable sources in the electricity mix, supported by energy storage systems. The 2050 system was simulated following the predictions of a relatively conservative scenario, obtained from a thorough analysis for the Long-Term Strategy of Greece until 2050, which maintains the use of natural gas power plants and suggests that the wind power plants and photovoltaics share the largest proportion in the electricity mix. In both scenarios the use of the expected energy storage units (pumped-hydro power plants, batteries), as well as demand response potential were simulated, examining the benefits of each technology.

The results have shown that with the implementation of the planned measures in the Greek interconnected electric energy system for the years 2030 and 2050, the transition towards a decarbonized and low CO₂-footprint system, with high share of renewable energy penetration, is achievable. For the successful transition and in order to deal with the grid-stabilization problems that occur with the variable and uncertain production of the renewable energy systems, the development of energy storage units, demand response and interconnected system with other countries for energy imports is necessary.

1. Εισαγωγή

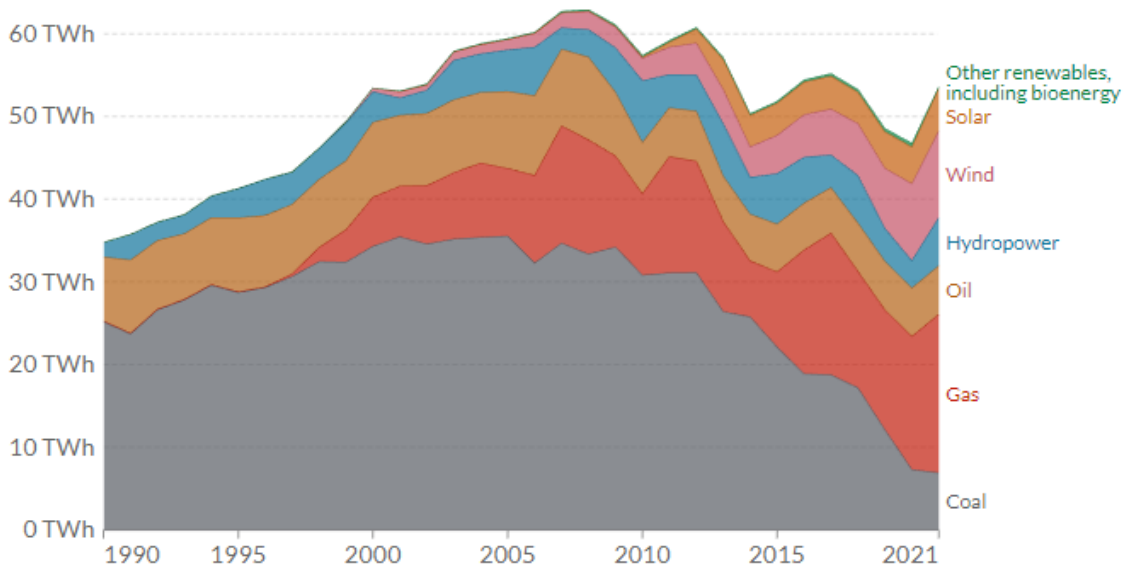
Η αλόγιστη χρήση των ορυκτών καυσίμων έχει ως αποτέλεσμα τη συσσώρευση εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα και αερίων του θερμοκηπίου, εντείνοντας το φαινόμενο της κλιματικής αλλαγής και την επιδείνωση του περιβάλλοντος. Τα ορυκτά καύσιμα αποτελούν την κυρίαρχη πηγή ενέργειας στον κόσμο σήμερα, με μερίδιο συνολικής τελικής παραγωγής ενέργειας της τάξης του 80% και τελικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της τάξης του 60%, σύμφωνα με στατιστικά στοιχεία του 2021 [1]. Η κλιματική αλλαγή, η συνεχής αύξηση της θερμοκρασίας και η ρύπανση της ατμόσφαιρας επηρεάζουν άμεσα τόσο το φυσικό περιβάλλον όσο και την διαβίωση των ανθρώπων σε αυτό.

Στα πλαίσια της αντιμετώπισης των σοβαρών αυτών αλλαγών υπογράφηκε η συμφωνία του Παρισιού για τη κλιματική αλλαγή το 2016 από 192 χώρες και την Ευρωπαϊκή Ένωση, η οποία στοχεύει στη μείωση της υπερθέρμανσης του πλανήτη, τη διατήρηση της μέσης παγκόσμιας θερμοκρασίας όχι πάνω από 2 βαθμούς Κελσίου σε σχέση με αυτή στο τέλος του 19^{ου} αιώνα και τη μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου [2]. Ως συνέχεια αυτής της συμφωνίας, η ευρωπαϊκή επιτροπή ψήφισε την Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία (European Green Deal) το 2021, η οποία στοχεύει στην κλιματική ουδετερότητα της Ευρωπαϊκής Ένωσης έως το 2050 και στην μείωση των εκπομπών κατά 55% έως το 2030 [3]. Για την επίτευξη των στόχων αυτών, τίθεται ως προτεραιότητα η μείωση των ορυκτών καυσίμων και κυρίως του άνθρακα από τα ενεργειακά συστήματα των χωρών και η υψηλότερη διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, με παράλληλα μέτρα για την αντιμετώπιση της κυμαινόμενης/διακοπτόμενης παραγωγής τους και τη διατήρηση της σταθερότητας του δικτύου.

Η Ελλάδα, προσαρμοσμένη στα μέτρα και τους στόχους της Ευρωπαϊκής Ένωσης, τίθεται και αυτή αντιμέτωπη με τις προκλήσεις της απολιγνιτοποίησης και της μεγαλύτερης διείσδυσης των ανανεώσιμων πηγών στο ενεργειακό μείγμα του συστήματός της. Για την αντιμετώπιση των προκλήσεων αυτών και τη συμμόρφωση με τα παγκόσμια πρότυπα ενεργειακής διαχείρισης, συντάχθηκε το 2019 το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) [4], που διαμορφώνει την εθνική πολιτική για την επίτευξη συγκεκριμένων ενεργειακών και κλιματικών στόχων έως το 2030 και μακροπρόθεσμα έως το 2050. Μεγάλο μέρος του σχεδίου αφορά το ελληνικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας στο μέλλον, με όλα τα απαραίτητα μέτρα για την ομαλή μετάβαση της Χώρας σε μια πιο πράσινη και χαμηλού αποτυπώματος άνθρακα παραγωγή.

Η ηλεκτρική ενέργεια στην Ελλάδα αποτέλεσε το 2021 το 19% της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας. Έχει λοιπόν σημαντικό ρόλο στην ενεργειακή παραγωγή και κατανάλωση της Χώρας, ενώ αναμένεται στο μέλλον να έχει ακόμα σημαντικότερο, λόγω του εξηλεκτρισμού πολλών τομέων τελικής κατανάλωσης, όπως είναι η θέρμανση, η ψύξη και οι μετακινήσεις. Επομένως, είναι κρίσιμος ο σχεδιασμός του μελλοντικού ηλεκτρικού ενεργειακού συστήματος της χώρας σύμφωνα με τους επιθυμητούς στόχους. Η μετάβαση του ενεργειακού μας συστήματος στην εποχή της απολιγνιτοποίησης έχει ήδη ξεκινήσει. Στο Σχήμα 1 φαίνεται η εξέλιξη του ενεργειακού μείγματος ηλεκτρικής ενέργειας, όπου διαπιστώνεται η σημαντική μείωση της χρήσης των ορυκτών καυσίμων και η θεαματική αύξηση της παραγωγής των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Η ηλεκτροπαραγωγή σήμερα εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τις εισαγωγές φυσικού αερίου, αποτελώντας το ενδιάμεσο στάδιο μεταξύ απολιγνιτοποίησης και κλιματικής ουδετερότητας. Από τις ανανεώσιμες πηγές ξεχωρίζει η συνεχής αύξηση του μεριδίου των αιολικών και των φωτοβολταϊκών, το οποίο αναμένεται να

αυξηθεί τα επόμενα χρόνια και να αποτελέσει το επίκεντρο των επενδύσεων για υψηλότερη διείσδυση ΑΠΕ στο σύστημα.



Σχήμα 1: Η εξέλιξη του μείγματος ηλεκτροπαραγωγής της χώρας από το 1990 έως σήμερα

(Πηγή: OurWorldinData.org/energy)

Η ακριβής πρόβλεψη του μελλοντικού ενεργειακού συστήματος της χώρας είναι ανέφικτη, αφού οι παγκόσμιες οικονομικές και πολιτικές εξελίξεις επηρεάζουν άμεσα και διαρκώς τον σχεδιασμό και τις αποφάσεις σχετικά με το βέλτιστο ενεργειακό μείγμα της χώρας. Ωστόσο, είναι απαραίτητος ο προγραμματισμός των μέτρων και των μελλοντικών επενδύσεων για την ηλεκτροπαραγωγή, αλλά και η πρόβλεψη των αναμενόμενων φορτίων ζήτησης, παραγωγής και αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Έτσι, καθίσταται αναγκαία η δημιουργία σεναρίων και προσομοιώσεων του μελλοντικού ενεργειακού συστήματος, για τη μελέτη εναλλακτικών λύσεων, την εύρεση αδυναμιών και τη πρόβλεψη δυσκολιών.

Στόχος της εργασίας είναι η προσομοίωση του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας του σήμερα και του μέλλοντος βάσει σεναρίων, με σκοπό την αναγνώριση των ιδιοτήτων του και την εκτίμηση των μελλοντικών αναγκών σε μονάδες παραγωγής και αποθήκευσης ενέργειας. Παράλληλα, εξετάζεται η βέλτιστη λειτουργία του συστήματος και η ωριαία διαχείριση της κατανάλωσης των μονάδων, μέσω του λογισμικού EnergyPLAN. Στόχος είναι η μέγιστη απορρόφηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο σύστημα, ο περιορισμός της λειτουργίας των θερμικών μονάδων λιγνίτη και φυσικού αερίου και η ένταξη των αποθηκευτικών μονάδων στο ηλεκτρικό σύστημα ενέργειας, αλλά και η διαχείριση της ζήτησης για μεγαλύτερη διείσδυση ΑΠΕ και σταθερότητα συστήματος. Η παρουσίαση των αποτελεσμάτων αναδεικνύει τα οφέλη των μελλοντικών πράσινων ενεργειακών συστημάτων και εκτιμά τις ανάγκες της Χώρας σε επενδύσεις, που θα συμβάλλουν στην εκπλήρωση των εθνικών στόχων για την ενέργεια του 2030 και του 2050.

Η υποθετική φύση των σεναρίων και οι προσεγγίσεις απαραίτητων μεγεθών για τη μοντελοποίηση ενός μελλοντικού ενεργειακού συστήματος προσδίδουν μία αβεβαιότητα για τα ακριβή αποτελέσματα της διερεύνησης, τα οποία όμως μπορούν να αξιοποιηθούν για την απόκτηση της γενικής εικόνας του συστήματος

και των ιδιαιτεροτήτων του, τον σχολιασμό των διακυμάνσεων των κατανομών ζήτησης, παραγωγής και αποθήκευσης σε πράσινα ενεργειακά συστήματα και την ανάδειξη των παρεμβάσεων που πρέπει να γίνουν στο υπάρχον σύστημα.

Η εργασία περιορίζεται για λόγους έκτασης και για καλύτερη ανάλυση μόνο στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας, εκεί όπου προδιαγράφονται και οι μεγαλύτερες αλλαγές στο μέλλον. Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας αναμένεται να αυξηθεί σημαντικά τα επόμενα χρόνια, λόγω του εξηλεκτισμού πολλών τομέων κατανάλωσης αλλά και της επέκτασης του δικτύου διασυνδέσεων με τα ελληνικά νησιά. Η ηλεκτροκίνηση αναμένεται να κυριαρχήσει στις μετακινήσεις τα επόμενα χρόνια, με την τεχνολογία να αναπτύσσεται ραγδαία και ήδη στο εξωτερικό να βρίσκει πολλές εφαρμογές. Η πρόκληση για την ένταξη των ηλεκτρικών αυτοκινήτων στην καμπύλη ζήτησης και της αξιοποίησης των μπαταριών τους για την σταθεροποίηση του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας είναι μεγάλη. Ακόμα, η θέρμανση και η ψύξη με αντλίες θερμότητας με τη χρήση ηλεκτρικής ενέργειας κερδίζει συνεχώς έδαφος ως μια οικονομική και οικολογική λύση, που ήδη επιλέγεται σε μεγάλες εγκαταστάσεις αλλά και για οικιακή χρήση.

Η εργασία ξεκινάει στο κεφάλαιο 2 με τη βιβλιογραφική επισκόπηση πρόσφατων ερευνών και εργασιών για τη μοντελοποίηση εθνικών ενεργειακών συστημάτων του σήμερα και του μέλλοντος, όπου επισημαίνονται οι βασικές επιδιώξεις και τα αποτελέσματά τους. Στο κεφάλαιο 3 περιγράφεται η λειτουργία του λογισμικού EnergyPLAN που χρησιμοποιείται για τις προσομοιώσεις και επισημαίνονται αντίστοιχες μελέτες με το λογισμικό πάνω σε ενεργειακά συστήματα του μέλλοντος. Στο κεφάλαιο 4 μοντελοποιείται η λειτουργία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας με τα διαθέσιμα δεδομένα για το έτος αναφοράς, 2021 και αναλύονται βασικά χαρακτηριστικά του. Στο κεφάλαιο 5 προσομοιώνεται το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Χώρας για το έτος 2030 σύμφωνα με το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα, ενώ στο κεφάλαιο 6 μελετάται το ίδιο σύστημα εξετάζοντας επιπλέον την εισαγωγή της διαχείρισης ζήτησης σε αυτό. Η ίδια ανάλυση για το μελλοντικό ηλεκτρικό σύστημα της Χώρας με και χωρίς διαχείριση ζήτησης γίνεται και για το 2050 στα κεφάλαια 7 και 8 αντίστοιχα, σύμφωνα με τις προβλέψεις της Μακροχρόνιας Στρατηγικής για το έτος 2050. Τέλος, το κεφάλαιο 9 συνοψίζει τα αποτελέσματα της εργασίας, από τα οποία προκύπτουν χρήσιμα συμπεράσματα.

2. Βιβλιογραφική επισκόπηση

Καθώς η κλιματική αλλαγή και η επιβάρυνση του περιβάλλοντος από τα ορυκτά καύσιμα αποτελεί πρόβλημα για πολλές χώρες και προκαλεί παγκόσμια ανησυχία, οι έρευνες για την βελτίωση των ενεργειακών συστημάτων ποικίλουν. Στη βιβλιογραφία είναι διαθέσιμες πολλές μελέτες που εξετάζουν τον τρόπο μετάβασης σε ενεργειακά μείγματα χωρίς άνθρακα και με περισσότερες ΑΠΕ, τον ρόλο της αποθήκευσης και της διαχείρισης ζήτησης στα μελλοντικά συστήματα, αλλά και τους τρόπους βελτίωσης των εγκαταστάσεων και των βαθμών απόδοσης των υπαρχόντων μονάδων.

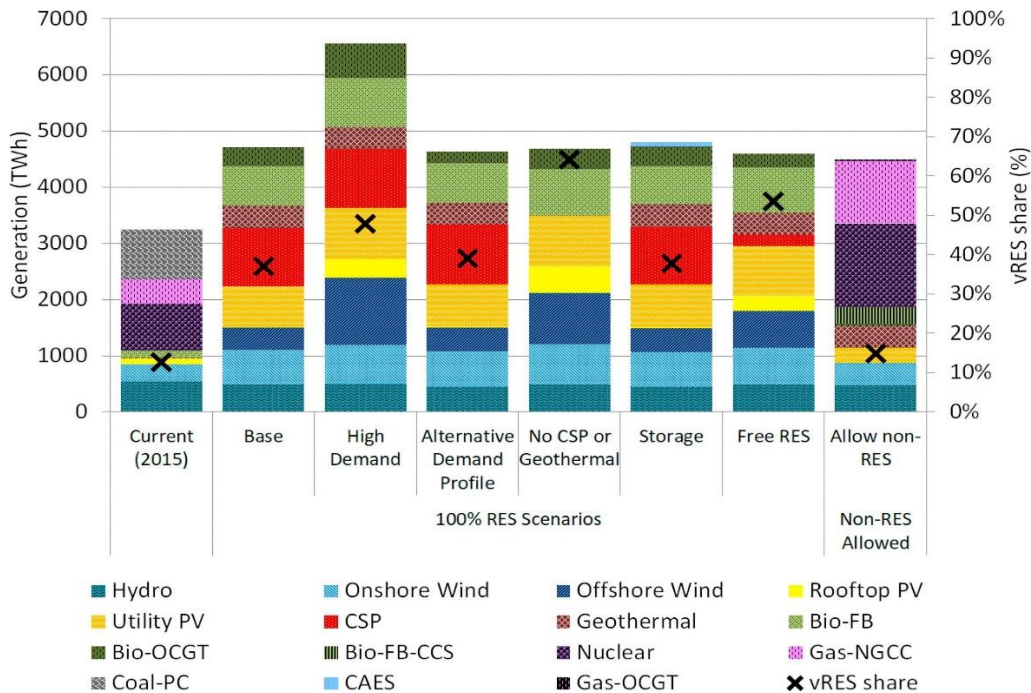
Στην Ευρώπη, μελετώνται οι εναλλακτικές επιλογές για τη σταδιακή απανθρακοποίηση των ενεργειακών συστημάτων και τη μεγαλύτερη διείσδυση των ΑΠΕ σε αυτά [5], [6], [7]. Η πρώτη έρευνα [5] μελετά τους συνδυασμούς τεχνολογιών του μέλλοντος (ηλεκτροκίνηση και αξιοποίησή της για σταθεροποίηση του δικτύου, παραγωγή υδρογόνου από περίσσεια ΑΠΕ), οι οποίες θα προσφέρουν σε ένα ενεργειακό σύστημα με μεγαλύτερη διείσδυση ΑΠΕ την απαραίτητη ευελιξία και σταθερότητα που απαιτείται για την αντιμετώπιση της αβεβαιότητας παραγωγής των ανανεώσιμων πηγών.

Αντίστοιχη έρευνα έχει γίνει και για το ελληνικό σύστημα το 2021 [8]. Εστιάζει στην ανάλυση των εναλλακτικών επιλογών που θα εξασφαλίσουν την υψηλή διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών που αναμένεται στο μέλλον. Μεταξύ άλλων, αναλύεται η προοπτική της διαχείρισης ζήτησης (αναλυτική περιγραφή στο κεφάλαιο 6.1), της αποθήκευσης ενέργειας και της μετατροπής περίσσειας ηλεκτρικής ενέργειας σε αέριο και θερμότητα για την Ελλάδα. Οι διάφορες τεχνολογίες εξετάζονται από άποψη αποδοτικότητας, χρόνου απόκρισης, εγκατεστημένου ισχύος και κόστους. Αναλύονται επίσης οι οικονομικοί, τεχνικοί, πολιτικοί και περιβαλλοντικοί παράγοντες που τις επηρεάζουν. Η έρευνα, καταλήγοντας τονίζει την ανάγκη αξιοποίησης ενός συνδυασμού των τεχνολογιών αυτών για την επίτευξη των στόχων που έχει θέσει η Ευρωπαϊκή ένωση για το 2030.

Στα πλαίσια του συντονισμού με τους μακροπρόθεσμους ενεργειακούς στόχους, πολλές πρόσφατες έρευνες εστιάζουν στα βήματα που πρέπει να γίνουν για τη δημιουργία ενός ευέλικτου συστήματος που θα συμβάλλει στη μετάβαση σε ένα 100% ανανεώσιμο ενεργειακό σύστημα έως το 2050 [9], [10], [11], [12].

Η πρώτη εργασία [9] μελετά το ευρωπαϊκό ενεργειακό σύστημα και προσομοιάζει διαφορετικά σενάρια για το 2050, ερευνώντας το πώς μπορεί να επιτευχθεί 100% παραγωγή από ανανεώσιμες πηγές. Στην Εικόνα 1 παρουσιάζεται το ενεργειακό μείγμα της Ευρώπης το 2050 σε επτά διαφορετικά σενάρια συγκριτικά με το σενάριο βάσης του 2015. Τα έξι σενάρια περιλαμβάνουν αποκλειστικά ανανεώσιμες μονάδες παραγωγής (υδροηλεκτρικά, αιολικά, φωτοβολταϊκά, συστήματα συγκεντρωμένης ακτινοβολίας, γεωθερμία, συστήματα με βιομάζα και βιοαέριο, συμπεριλαμβανομένης και της αντλησοταμείωσης), ενώ το τελευταίο εξετάζει και την αξιοποίηση μονάδων χαμηλών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (πυρηνικά, μονάδες φυσικού αερίου). Ένα εκ των σεναρίων (3^ο στην Εικόνα 1) μελετά την περίπτωση αυξημένης ζήτησης πάνω από 6000 TWh ετησίως και το πώς αυτή μπορεί να καλυφθεί από 100% ανανεώσιμες πηγές, σύμφωνα με εκτιμήσεις της Greenpeace για το 2050. Η έρευνα καταλήγει ότι για την επίτευξη του στόχου του 2050, παράλληλα με την διείσδυση μονάδων μεταβλητής παραγωγής (αιολικά, φωτοβολταϊκά), είναι απαραίτητη η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος ανανεώσιμων πηγών με ευελιξία στην παραγωγή τους, όπως τα υδροηλεκτρικά, η γεωθερμία, η βιομάζα

και η εποχιακή αποθήκευση ενέργειας, τεχνολογίες που δε βρίσκονται ακόμα στο απαραίτητο επίπεδο και πρέπει να εξελιχθούν.



Εικόνα 1: Εφτά σενάρια προσομοίωσης του ουδέτερου από άνθρακα ευρωπαϊκού ενεργειακού συστήματος το 2050 (Πηγή: [9])

Άλλες έρευνες επικεντρώνονται στην αντιμετώπιση των πιο άμεσων προκλήσεων, που αφορούν τη διαχείριση των ενεργειακών συστημάτων του σήμερα και την λήψη μέτρων για τη βελτίωση της απόδοσής τους και της προσαρμογής τους στις σύγχρονες απαιτήσεις [13], [14], [15]. Προκύπτει το συμπέρασμα ότι τα σημερινά συστήματα διαχείρισης ενεργειακών συστημάτων έχουν σημαντικά περιθώρια βελτίωσης, αφού εμπεριέχουν πολλές απλουστεύσεις και τεχνικά όρια που δεν ανταποκρίνονται με τα δεδομένα και τις προκλήσεις του σήμερα. Για τον εκσυγχρονισμό των ενεργειακών συστημάτων και την αντιμετώπιση προκλήσεων όπως η διεθνοποίηση των ενεργειακών αγορών, η αύξηση των διασυνδέσεων μεταξύ των χωρών και οι στόχοι μείωσης των εκπομπών σύμφωνα με τις διεθνείς συμφωνίες απαιτείται προσεκτικός σχεδιασμός των συστημάτων και κατανόησης της περιπλοκότητάς τους.

Εξετάζεται επίσης σε μελέτες το ενεργειακό σύστημα από την μεριά της κατανάλωσης, με προβλέψεις και μελέτες για την εξέλιξη των μελλοντικών αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας και πώς αυτές θα επηρεάσουν το ενεργειακό μείγμα (Γερμανία-Αγγλία [16], Ευρώπη [17], Αγγλία [18], διεθνώς [19]) . Ακόμα, μελετάται η διεϊσδυση των ΑΠΕ και η απολιγνιτοποίηση από την οικονομική σκοπιά (Σουηδία [20], Δυτική Ευρώπη [21]).

Στην έρευνα για την Γερμανία και την Αγγλία [16] επισημαίνεται ότι η καμπύλη ζήτησης αναμένεται να αλλάξει σημαντικά τα επόμενα χρόνια, λόγω του εξηλεκτρισμού πολλών τομέων κατανάλωσης όπως η θέρμανση και τα αυτοκίνητα. Προκύπτει το συμπέρασμα ότι τα ηλεκτρικά αυτοκίνητα και η λειτουργία των αντλιών

θερμότητας για θέρμανση αναμένεται να αυξήσουν σημαντικά τις αιχμές ζήτησης μέσα στη μέρα. Ενδεικτικά, το 2050, για τη Γερμανία, ενώ η ετήσια ζήτηση θα μειωθεί κατά 6%, η αιχμή του φορτίου θα αυξηθεί κατά 15%. Για την Αγγλία, η αύξηση της αιχμής φορτίου είναι διπλάσια αυτής της ζήτησης, με το σύστημα να χρειάζεται επιπλέον 30 GW εγκατεστημένης ισχύος για την κάλυψή της, σε σχέση με τα 15 GW που θα χρειαζόταν εάν η καμπύλη ζήτησης δε μεταβαλλόταν.

Για την Ευρώπη, έγινε μια μελέτη για τη διερεύνηση της σχέσης της μελλοντικής καμπύλης ζήτησης με το κόστος του συστήματος και το ενεργειακό μείγμα [17]. Διαπιστώθηκε ότι με την αλλαγή της μορφής της καμπύλης ζήτησης επηρεάζονται σημαντικά τόσο το κόστος του συστήματος όσο και το απαραίτητο μερίδιο συμμετοχής της κάθε τεχνολογίας στο ενεργειακό μείγμα. Η έρευνα καταλήγει στο ότι η διακύμανση της ζήτησης επηρεάζει περισσότερο το ενεργειακό μείγμα, αφού η μεταβολή της και η αύξηση των αιχμών απαιτεί περισσότερη εγκατεστημένη ισχύ ανανεώσιμων πηγών σε συνδυασμό με μονάδες αποθήκευσης για την εξασφάλιση της σταθερότητας του δικτύου.

Στη μελέτη που έγινε στη Σουηδία [20], διαπιστώθηκε ότι σε ένα ενεργειακό σύστημα υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ είναι οικονομικά συμφέρον για τη χώρα να επενδύσει στις διασυνδέσεις με τις άλλες χώρες, για να αποκτήσει ευελιξία στον τρόπο κάλυψης της ζήτησης. Κρίνεται επίσης οικονομικά συμφέρον να διατηρήσει τους πυρηνικούς σταθμούς, που θα προσφέρουν περισσότερο στην ευέλικτη εξαγωγή ενέργειας στην Ευρώπη παρά στην κάλυψη της εγχώριας ζήτησης. Στα διάφορα σενάρια μελλοντικών συστημάτων που δοκιμάστηκαν, η εκτιμώμενη τιμή ενέργειας κυμάνθηκε μεταξύ 50\$/MWh και 62\$/MWh.

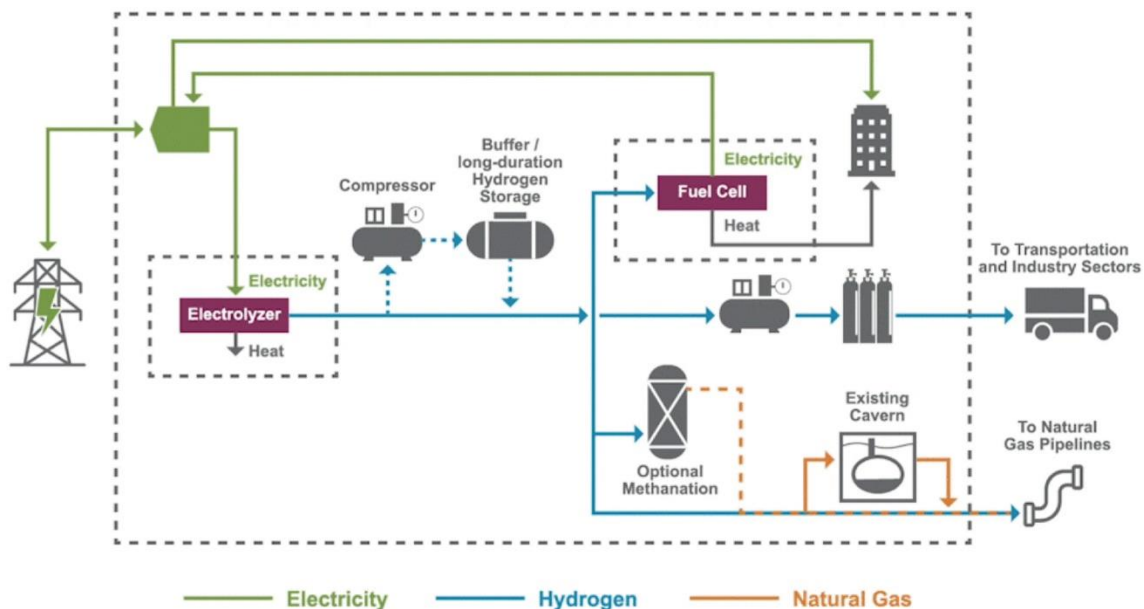
Πολλές εργασίες αναλύουν τις προοπτικές της αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στα σύγχρονα ενεργειακά συστήματα υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ [22], τις ανάγκες του συστήματος [23] και το μέλλον διαφόρων εφαρμογών όπως η αντλησοταμίευση [24], [25], [26] η αποθήκευση μεγάλης κλίμακας με μπαταρίες [27], υδρογόνο [28], [29] και διοξείδιο του άνθρακα [30].

Σε μία έρευνα για τις προοπτικές της αποθήκευσης ενέργειας σε συστήματα χαμηλού αποτυπώματος άνθρακα [31] τονίζεται ο ταχύτερος ρυθμός εξέλιξης της τεχνολογίας των μπαταριών, που θα βοηθήσει στην καθιέρωση των συστημάτων αποθήκευσης στα ενεργειακά συστήματα για αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας. Προκύπτει το συμπέρασμα ότι για τα μελλοντικά συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας με μπαταρίες, κατά τη μοντελοποίησή τους, δε θα αποτελεί σημαντικό πρόβλημα ο βαθμός απόδοσής τους, ο οποίος θα είναι υψηλός, ούτε η απαιτούμενη από το σύστημα εγκατεστημένη ισχύς, αλλά οι απώλειές τους και η φθορά τους στο χρόνο. Επίσης, διαπιστώνεται ότι το κόστος των μπαταριών για αποθήκευση σήμερα δεν είναι ελκυστικό και η εφαρμογή τους στο μέλλον θα έχει αξία μόνο εάν η τεχνολογία τους εξελιχθεί, μειωθεί το κόστος τους και αυξηθούν τα κόστη εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα που θα κάνουν την παραγωγή ενέργειας από τους θερμικούς σταθμούς ασύμφορη.

Σε εργασία που μελετά τους διαφορετικούς τύπους σταθμών αντλησοταμίευσης [24], τονίζεται η αξία των αντλησοταμιευτικών μονάδων στα μελλοντικά ενεργειακά συστήματα με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ. Καθώς όμως η μείωση του κόστους των μπαταριών ως συστήματα αποθήκευσης θα μειώνεται, η βιωσιμότητα των έργων αντλησοταμίευσης θα είναι υπό αμφισβήτηση. Για αυτό, η μελέτη προτείνει νέες διατάξεις αντλησοταμιευτικών έργων, οι οποίες θα έχουν τη δυνατότητα για παράλληλη αποθήκευση ενέργειας για

σύντομο (short-term storage) και μεγάλο (seasonal storage) διάστημα. Η προοπτική αυτή εκτιμάται ότι θα κάνει τις μονάδες οικονομικά ανταγωνιστικές. Ωστόσο, τίθενται περιορισμοί για τις πιθανές τοποθεσίες που θα μπορούν να κατασκευαστούν αυτοί οι σταθμοί.

Σε πρόσφατη έρευνα του 2022 για το υδρογόνο [28] χρησιμοποιείται ένα υπολογιστικό εργαλείο αξιολόγησης συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας. Στην έρευνα αυτή, αξιολογούνται από τεχνοοικονομική σκοπιά οι εναλλακτικές αξιοποίησης του υδρογόνου ως καύσιμο μετακίνησης, βιομηχανικό αέριο, αέριο εισαγωγής στους αγωγούς φυσικού αερίου και αέριο ηλεκτροπαραγωγής. Στην Εικόνα 2 παρουσιάζεται το προτεινόμενο σύστημα αξιοποίησης του υδρογόνου σε ένα σύγχρονο ενεργειακό σύστημα, όπου η περίσσεια ενέργειας παράγει υδρογόνο και ύστερα αυτό αξιοποιείται με τις διάφορες χρήσεις του. Η έρευνα επισημαίνει ότι για την αξιοποίηση του υδρογόνου απαιτείται σωστός σχεδιασμός και χρήση μεθόδων για την εξέταση της οικονομικής βιωσιμότητάς των τεχνολογιών που απαιτούνται. Ακόμα, η μελέτη που έγινε δείχνει ότι η αξιοποίηση του υδρογόνου (που θα παράγεται από περίσσεια ενέργειας) μόνο για ηλεκτροπαραγωγή σε σταθμούς δε θα είναι οικονομικά ανταγωνιστική τεχνολογία, οπότε θα πρέπει να συνδυαστεί και με άλλες χρήσεις όπως η αξιοποίησή του στη βιομηχανία και τις μεταφορές και η εισαγωγή του στους αγωγούς φυσικού αερίου.



Εικόνα 2: Σύστημα παραγωγής, αποθήκευσης και αξιοποίησης υδρογόνου σε διάφορες μορφές (Πηγή: [29])

Στην Ελλάδα, οι έρευνες πάνω στην μελλοντική διαχείριση του ενεργειακού συστήματος της Χώρας είναι σχετικά περιορισμένες. Έχουν γίνει μεμονωμένες έρευνες για τις προοπτικές αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα [23] και στο νησί της Κρήτης για υψηλότερη διείσδυση αιολικής ενέργειας [32], που όμως δεν δίνουν μια συνολική εικόνα του ενεργειακού συστήματος και της εξέλιξής του στο μέλλον.

Το 2012 μελετήθηκε η προοπτική της αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, σε ένα ενεργειακό σύστημα υψηλής διείσδυσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας [33]. Αναλύθηκε η τότε κατάσταση του ενεργειακού συστήματος και οι στόχοι της Χώρας για τα επόμενα χρόνια όσον αφορά τη διείσδυση των ΑΠΕ και τη μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα. Τονίστηκε ότι η εγκατάσταση αιολικών και φωτοβολταϊκών σταθμών και η αύξηση του μεριδίου παραγωγής τους πρέπει να ακολουθείται από την αύξηση των μονάδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας και συγκεκριμένα των αντλησοσταμιευτικών. Μόνο έτσι θα είναι εφικτή η ικανοποιητική απορρόφηση της μεταβλητής και απρόβλεπτης παραγωγής των ΑΠΕ στο δίκτυο. Για αυτό, ενθαρρύνεται η εκκίνηση σχεδιασμού και κατασκευής αντλησοσταμιευτικών μονάδων στις διαθέσιμες τοποθεσίες τα επόμενα χρόνια. Ακόμα, επισημαίνεται και η ανάγκη σχεδιασμού αντλησοσταμιευτικών μονάδων στα νησιά, καθώς μαζί με την αξιοποίηση του πολύ υψηλού δυναμικού τους σε ΑΠΕ θα ενισχυθεί η ενεργειακή τους αυτονομία και η πράσινη παραγωγή ενέργειας. Ακόμα και στο ενδεχόμενο διασύνδεσής τους με το διασυνδεδεμένο δίκτυο, τα νησιά θα μπορούν να αξιοποιούν τις αποθηκευτικές μονάδες και τις μονάδες ΑΠΕ τόσο για την ενεργειακή τους αυτονομία όσο και για την υποστήριξη του δικτύου.

Το 2011 προσομοιώθηκε το ελληνικό ενεργειακό σύστημα του 2020 βάσει των τότε διαθέσιμων στοιχείων [34]. Η μελέτη βασίστηκε στο ελληνικό Εθνικό Σχέδιο για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας του 2009 και προσομοίωσε το ελληνικό ενεργειακό σύστημα του 2020 στο λογισμικό EnergyPLAN, το οποίο χρησιμοποιήθηκε και στην παρούσα εργασία. Η προσομοίωση του έτους 2020 έδειξε ότι η ηλεκτροπαραγωγή θα εξαρτάται ακόμα σε μεγάλο βαθμό από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής (μερίδιο 58% της συνολικής παραγωγής), για την κάλυψη του υπολειπόμενου φορτίου. Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας θα έχουν αυξημένο μερίδιο συμμετοχής σε σχέση με το έτος 2011, με την παραγωγή από τα αιολικά να κυριαρχεί (6,75 GW εγκατεστημένης ισχύος για ετήσια παραγωγή 15,99 TWh) και η αντίστοιχη των φωτοβολταϊκών να προβλέπεται ότι θα είναι σε χαμηλά επίπεδα (1,95 GW εγκατεστημένης ισχύος για ετήσια παραγωγή 2,8 TWh).

Ο Πίνακας 1 δείχνει τις προβλέψεις της εργασίας για την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων σε σχέση με τα πραγματικά δεδομένα του 2020, ενώ ο Πίνακας 2 το ετήσιο ενεργειακό μείγμα με τη συμμετοχή της κάθε μονάδας σε σχέση με τις πραγματικές μετρήσεις. Τα πραγματικά δεδομένα και οι μετρήσεις για το 2020 υπολογίστηκαν σύμφωνα με τα στατιστικά στοιχεία του ΑΔΜΗΕ και του ΔΑΠΕΕΠ, ο τρόπος συλλογής των οποίων περιγράφεται αναλυτικά στο κεφάλαιο 4.2 για την αντίστοιχη συλλογή δεδομένων για το 2021.

Όσον αφορά την εγκατεστημένη ισχύ των συμβατικών μονάδων, παρατηρείται απόκλιση μόνο 5% στην πρόβλεψη. Για τα αιολικά έγινε υπερβολική εκτίμηση για τη διείσδυσή τους, αφού εκτιμήθηκε σχεδόν διπλάσια εγκατεστημένη ισχύς. Αντίθετα, η εκτίμηση της εγκατεστημένης ισχύος των φωτοβολταϊκών είναι λίγο χαμηλότερη. Για τα μεγάλα υδροηλεκτρικά και τις αντλησοσταμιευτικές μονάδες έγινε μεγαλύτερη εκτίμηση κατά 1,12 GW και 0,88 GW αντίστοιχα. Τέλος, εκτιμήθηκε λανθασμένα η μικρή συμμετοχή της γεωθερμίας και των συγκεντρωτικών ηλιακών συλλεκτών, ενώ δεν έγινε πρόβλεψη για παραγωγή από βιομάζα.

Οι αποκλίσεις αυτές αποτυπώνονται και στην ετήσια ηλεκτροπαραγωγή της κάθε μονάδας (Πίνακας 2). Η ποσοστιαία κάλυψη της ζήτησης από τις συμβατικές μονάδες που υπολογίστηκε από το λογισμικό είναι σχετικά αυξημένη, αλλά και στις δύο περιπτώσεις είναι η κυρίαρχη πηγή του ενεργειακού μείγματος. Οι παραγωγή από τις μονάδες ΑΠΕ διαφέρει με τα πραγματικά δεδομένα, κάτι που αναμενόταν λόγω τις διαφορετικής

εγκατεστημένης ισχύος που θεωρήθηκε για την καθεμία. Το συνολικό ποσοστιαίο μείγμα από ΑΠΕ υπολογίστηκε περίπου ίσο με 42%, ενώ στην πραγματικότητα έφτασε περίπου το 32,19% του μείγματος. Η διαφορά αυτή παραγωγής, προσθέτοντας κιόλας την επιπλέον παραγωγή των συμβατικών μονάδων που υπολογίστηκε, καλύφθηκε με εισαγωγές ενέργειας, οι οποίες δεν ελήφθησαν υπόψιν.

Από τη σύγκριση αυτή γίνεται φανερό ότι τη δεκαετία που πέρασε η ανάπτυξη των ΑΠΕ ήταν πολύ κατώτερη των προβλέψεων, με αποτέλεσμα οι θερμικές μονάδες να διατηρούν πολύ σημαντικό ποσοστό στην ηλεκτροπαραγωγή. Επίσης, η συνολική ετήσια ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας διατηρήθηκε πολύ χαμηλότερη από την προβλεπόμενη, κυρίως λόγω της οικονομικής και ενεργειακής κρίσης που προηγήθηκε. Τα αποτελέσματα αυτά υπογραμμίζουν τον υψηλό βαθμό αβεβαιότητας που ενέχουν οι μελλοντικές εκτιμήσεις για την ανάπτυξη του ηλεκτρικού συστήματος της Χώρας, καθώς και την αναγκαιότητα διερεύνησης διαφόρων εναλλακτικών σεναρίων.

Πίνακας 1: Εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων παραγωγής για το 2020

	Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων για το 2020 (GW)	
	Προβλέψεις εργασίας	Πραγματικά δεδομένα
Συμβατικές μονάδες παραγωγής	9,34	8,86
Αιολικά	6,76	3,6
Φωτοβολταϊκά	1,95	2,47
Συγκεντρωτικός ηλιακός συλλέκτης	0,1	0
Μικρά υδροηλεκτρικά	0,26	0,24
Μεγάλα υδροηλεκτρικά	4,29	3,17
Αντλησοσταμειευτικές μονάδες	1,58	0,7
Γεωθερμία	0,1	0
Βιομάζα	0	0,09

Πίνακας 2: Ετήσιο ενεργειακό μείγμα για το 2020

	Ετήσιο ενεργειακό μείγμα για το 2020 (TWh και %)	
	Αποτελέσματα εργασίας	Πραγματικά δεδομένα
Συμβατικές μονάδες παραγωγής	37,53 (58,13%)	25,38 (50,65%)
Αιολικά	15,99 (24,77%)	8,6 (17,16%)
Φωτοβολταϊκά	2,8 (4,34%)	3,68 (7,34%)
Συγκεντρωτικός ηλιακός συλλέκτης	0,29 (0,45%)	0
Μικρά υδροηλεκτρικά	0,99 (1,53%)	0,54 (1,1%)
Μεγάλα υδροηλεκτρικά και αντλησοσταμειυτικές μονάδες	6,36 (9,85%)	2,9 (5,79%)
Γεωθερμία	0,61 (0,94%)	0
Βιομάζα	0	0,42 (0,8%)
Εισαγωγές	0	8,863 (17,68%)
Σύνολο	64,56	50,106

3. Μεθοδολογία

Η εργασία επικεντρώνεται στη μελέτη και προσομοίωση μελλοντικών σεναρίων για το ελληνικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας. Στο κεφάλαιο αυτό περιγράφεται η μέθοδος του 'ελεύθερου' λογισμικού EnergyPLAN, που χρησιμοποιήθηκε για τη μοντελοποίηση των σεναρίων αυτών. Αιτιολογείται η επιλογή του συγκεκριμένου λογισμικού έναντι άλλων διαθέσιμων που ασχολούνται με την ανάλυση ενεργειακών συστημάτων και στρατηγικών και επεξηγούνται τα τεχνικά χαρακτηριστικά και οι δυνατότητές του.

3.1 Σύγκριση του EnergyPLAN με αντίστοιχα λογισμικά

Η αναζήτηση λογισμικών για την ανάλυση ενεργειακών συστημάτων έγινε στην πλατφόρμα επιστημονικών άρθρων ScienceDirect [35]. Εκεί βρέθηκαν αναλυτικές αναφορές των χαρακτηριστικών πολλών τέτοιων εργαλείων. Η τελική επιλογή έγινε με τη βοήθεια ενός άρθρου συγκριτικής παρουσίασης διαφόρων λογισμικών που προσομοιώνουν σενάρια υψηλής διείσδυσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας [36].

Το πρώτο κριτήριο επιλογής ήταν το λογισμικό να έχει τη δυνατότητα προσομοίωσης δεδομένων ενεργειακών αναγκών (simulation tool). Επιθυμητή ήταν επίσης η δυνατότητα δημιουργίας μακροπρόθεσμων σεναρίων (scenario tool). Με βάση τα παραπάνω, ο Πίνακας 3 συνοψίζει τα ευρέως γνωστά και ελεύθερα στη χρήση λογισμικά που κρίθηκαν πιο κατάλληλα, μαζί με τα χαρακτηριστικά τους. Το είδος προσομοίωσης αναφέρεται στη δυνατότητα λειτουργίας τους ως εργαλείο μοντελοποίησης (simulation tool), εργαλείο εξέτασης σεναρίων (scenario tool) ή και τα δύο, το επίπεδο μελέτης στη γεωγραφική έκταση που μπορούν να προσομοιώσουν και το χρονικό βήμα που χρησιμοποιούν για την προσομοίωση και την εξαγωγή αποτελεσμάτων.

Πίνακας 3: Λογισμικά προσομοίωσης ενεργειακών συστημάτων

Λογισμικό	Είδος προσομοίωσης	Επίπεδο μελέτης	Χρονικό βήμα
EnergyPLAN	Και τα δύο	Εθνικό/τοπικό	1 ώρα
LEAP	Και τα δύο	Εθνικό/τοπικό	1 χρόνος
Balmorel	Και τα δύο	Εθνικό	1 ώρα
Homer	Simulation	Τοπικό	Λεπτά
BCHP Screening tool	Simulation	Εθνικό	1 ώρα

Το λογισμικό Homer αποκλείστηκε καθώς δεν παρέχει τη δυνατότητα προσομοίωσης εθνικού ενεργειακού συστήματος, ενώ το πρόγραμμα BCHP, αν και χρησιμοποιείται ευρέως, είναι ειδικού ενδιαφέροντος και εστιάζει κυρίως στην προσομοίωση συστημάτων συνδυασμένου κύκλου. Απορρίπτεται επίσης το λογισμικό LEAP, λόγω του μεγάλου χρονικού βήματος προσομοίωσης που έχει.

Μεταξύ των λογισμικών EnergyPLAN και Balmorel που έχουν παρόμοια χαρακτηριστικά, επιλέχθηκε εν τέλει το EnergyPLAN, λόγω του ότι κρίθηκε πιο φιλικό στη χρήση και στην εκμάθηση, καθώς και λόγω της πληθώρας διαθέσιμων μελετών και πληροφοριών από τη χρήση του σε άλλα ενεργειακά συστήματα με στόχο την υψηλή

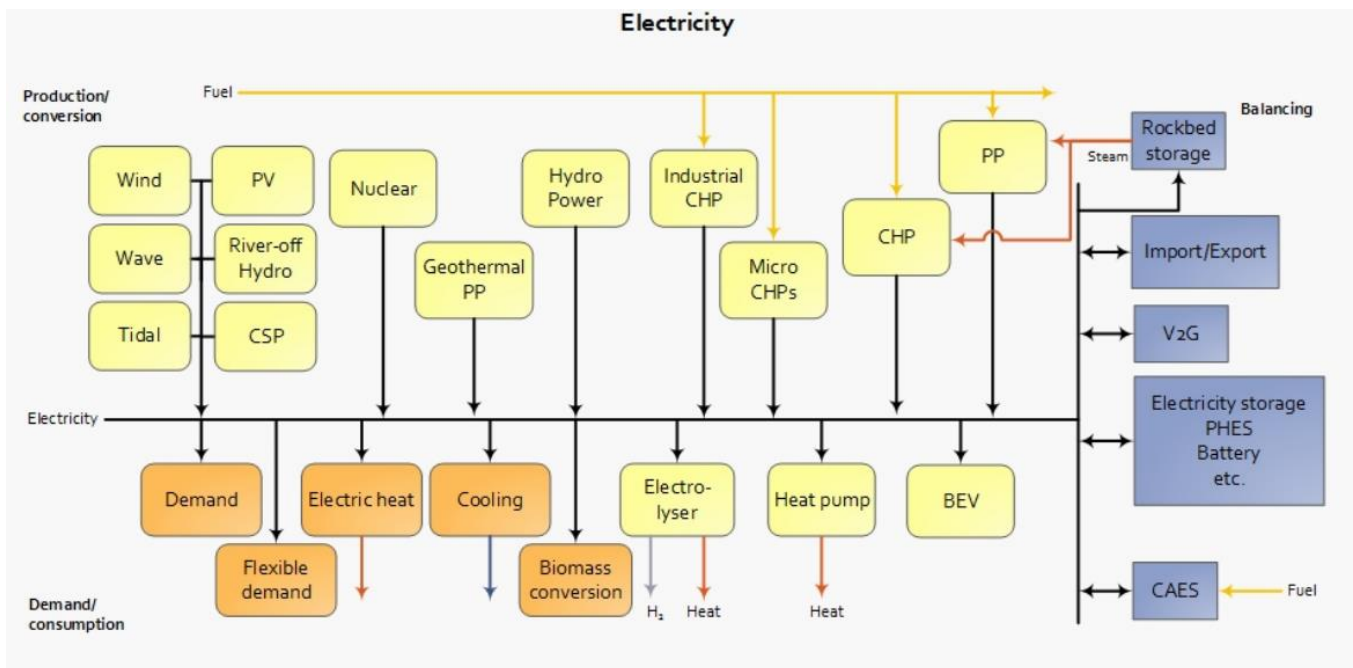
διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Αντιθέτως, το λογισμικό ανοιχτού κώδικα (open source) Balmorel ήταν πιο περίπλοκο στη χρήση και οι περισσότερες μελέτες με αυτό δεν αφορούσαν συστήματα παραγωγής μόνο ηλεκτρικής ενέργειας.

3.2 Τεχνικά χαρακτηριστικά και δυνατότητες του EnergyPLAN

Το EnergyPLAN είναι ελεύθερο στη χρήση και ευρέως γνωστό λογισμικό ανάλυσης ενεργειακών συστημάτων που αναπτύχθηκε το 1999 και εξελίσσεται έκτοτε. Βασικό χαρακτηριστικό των αναλύσεων του αποτελεί το ωριαίο βήμα προσομοίωσης, επιτρέποντας την καλύτερη εποπτεία ενός ενεργειακού συστήματος για ένα χρόνο και το σχεδιασμό ενεργειακών στρατηγικών για το μέλλον.

Βασικός σκοπός του προγράμματος είναι ο σχεδιασμός ενεργειακών στρατηγικών για την τεχνική ή οικονομική βελτιστοποίηση ενός εθνικού συστήματος και ενδεχόμενων μελλοντικών επενδύσεων σε αυτό.

Το λογισμικό λειτουργεί με τη λογική ενός μοντέλου εισαγωγής/εξαγωγής (input/output model). Βασικές παράμετροι εισαγωγής είναι η ζήτηση ενέργειας, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, οι εγκατεστημένες ισχύεις των μονάδων παραγωγής, τα κόστη των επενδύσεων και της συντήρησής τους και η επιλογή στρατηγικής προσομοίωσης, αναλόγως με τις παραμέτρους ενδιαφέροντος του μελετητή. Στο Σχήμα 2 φαίνονται οι δυνατότητες του EnergyPLAN που αφορούν κυρίως το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας μόνο, το οποίο αποτελεί και το αντικείμενο ενδιαφέροντος της εργασίας.



Σχήμα 2: Οι επιλογές προσομοίωσης του EnergyPLAN για ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας [37]

Το λογισμικό EnergyPLAN μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τρία διαφορετικά είδη αναλύσεων:

- **Τεχνική ανάλυση:** Σχεδιασμός ενός πολύπλοκου εθνικού συστήματος και μελέτη του με διαφορετικές στρατηγικές προσομοίωσης. Εισαγωγή ενεργειακών αναγκών, εγκατεστημένων ισχύων μονάδων παραγωγής και βαθμών απόδοσής τους, καθώς και άλλων πηγών ενέργειας. Εξαγωγή ενεργειακού ισοζυγίου, κατανάλωσης καυσίμων και εκπομπών διοξειδίων του άνθρακα.
- **Οικονομική ανάλυση:** Ανάλυση του συστήματος με βάση τις τιμές ενέργειας της αγοράς, τα κόστη δικαιωμάτων διοξειδίου του άνθρακα και το κόστος παραγωγής των μονάδων του συστήματος. Επιπλέον εισαγωγή των τιμών αυτών στο σύστημα για τον υπολογισμό της βέλτιστης στρατηγικής εισαγωγής και εξαγωγής ενέργειας από άλλες χώρες, με στόχο την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους.
- **Ανάλυση βιωσιμότητας:** Υπολογισμός της βιωσιμότητας επενδύσεων σε ένα υπάρχον ενεργειακό σύστημα. Επιπλέον εισαγωγή του κόστους επένδυσης, κόστους συντήρησης και λειτουργίας της νέας μονάδας και διάρκειας ζωής. Εξαγωγή των τεχνοοικονομικών επιπτώσεων της επένδυσης στο σύστημα και το ενεργειακό ισοζύγιο της χώρας.

Στην παρούσα εργασία επιλέχθηκε το πρώτο είδος ανάλυσης στην προσομοίωση του ελληνικού ενεργειακού συστήματος. Επιλέχθηκε η τεχνική ανάλυση έναντι της οικονομικής, καθώς η τελευταία απαιτεί οικονομικά δεδομένα της ενεργειακής αγοράς της Ελλάδας και των γειτονικών χωρών, τα οποία ειδικά για τα μελλοντικά σενάρια είναι αδύνατο να υπολογιστούν ή να προβλεφθούν με επαρκείς προσεγγίσεις. Αντίθετα, η τεχνική βελτιστοποίηση μπορεί να εφαρμοστεί σε μελλοντικά σενάρια και να προσομοιώσει το σύστημα με γνώμονα την ενεργειακή του αυτονομία και τη βέλτιστη λειτουργία και αξιοποίηση των μονάδων παραγωγής του.

Αναλυτικότερη περιγραφή του λογισμικού EnergyPLAN, καθώς και οδηγίες για τη ρύθμιση και χρήση του δίνονται στο Παράρτημα Α.

3.3 Αντίστοιχες εργασίες προσομοίωσης ενεργειακών συστημάτων με το EnergyPLAN

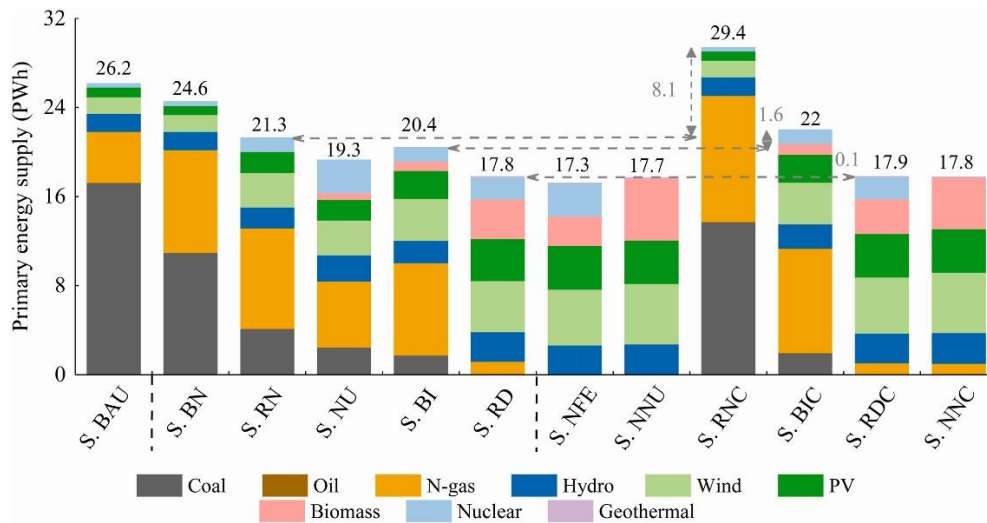
Το λογισμικό EnergyPLAN έχει αξιοποιηθεί σε πολλές επιστημονικές έρευνες διεθνώς για την προσομοίωση ενεργειακών συστημάτων και την αξιολόγηση μελλοντικών σεναρίων ενεργειακής αναβάθμισης. Ενώ το λογισμικό περιλαμβάνει ένα ολοκληρωμένο αλγόριθμο προσομοίωσης ενός πλήρους συστήματος ενέργειας, αρκετές μελέτες έχουν επικεντρωθεί μόνο στο κομμάτι της ηλεκτροπαραγωγής.

Στην Κίνα, η οποία ανήκει στις χώρες με τις μεγαλύτερες εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα στην ατμόσφαιρα ετησίως, έχουν γίνει μελέτες και προσομοιώσεις στο EnergyPLAN μελλοντικών σεναρίων για την μετάβαση της χώρας στην ουδέτερη από άνθρακα παραγωγή [38], [39], [40].

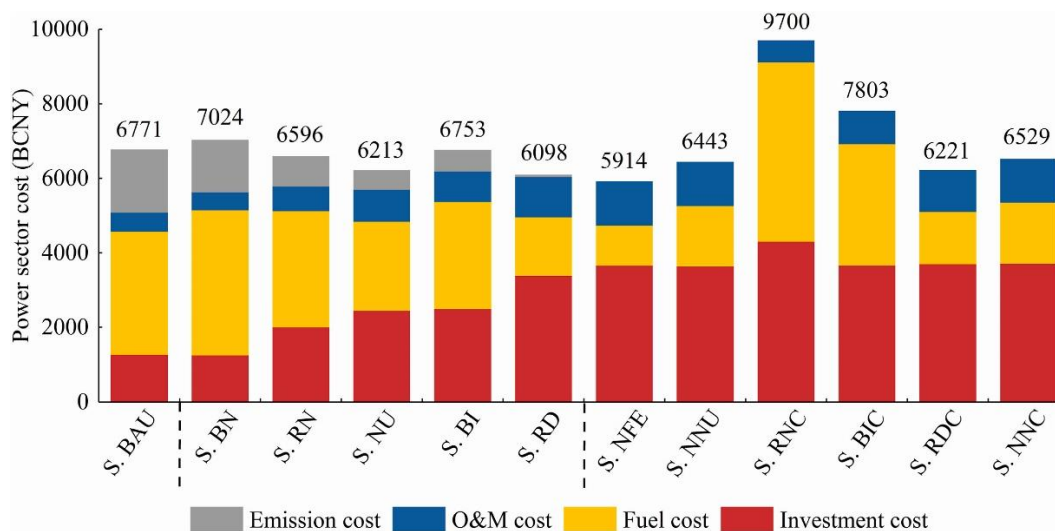
Η πρώτη έρευνα [38] μελετάει το ενεργειακό σύστημα της Κίνας το 2030 και το 2050, σύμφωνα με τους εθνικούς της στόχους για τις εκπομπές και την ουδετερότητα από άνθρακα. Σύμφωνα με τη μελέτη, το 2030 η χώρα θα φτάσει στις μέγιστες εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα και μέχρι το 2050 θα επιτευχθεί μείωση από 13,26% έως 15,3% για διάφορα σενάρια. Σύμφωνα με τις αναλύσεις, δεν είναι εφικτή η επίτευξη της κλιματικής ουδετερότητας μέχρι το 2050, ωστόσο πραγματοποιούνται σημαντικά βήματα για την απανθρακοποίηση. Τονίζεται ότι για την επίτευξή της πλήρους απαλλαγής από τον άνθρακα είναι απαραίτητος ο εξηλεκτρισμός των τομέων της βιομηχανίας και των μεταφορών.

Η δεύτερη έρευνα [39] εστιάζει στη μετάβαση προς κλιματική ουδετερότητα των τομέων της ηλεκτροπαραγωγής και των μεταφορών στην πόλη Σιτσουάν της Κίνας. Για τις μεταφορές, τονίζεται η ανάγκη εξηλεκτρισμού των αυτοκινήτων και των μέσων μεταφοράς, και της κατάλληλης ένταξης και διαχείρισής τους στο ηλεκτρικό δίκτυο. Στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, τα σενάρια που προσομοιώνονται εστιάζουν στην ανάδειξη της βιομάζας και των βιοαερίου ως των καυσίμων η παραγωγή των οποίων θα αντικαταστήσει αυτή του άνθρακα και του πετρελαίου. Φυσικά, σε όλα τα σενάρια η παραγωγή των υδροηλεκτρικών μονάδων έχει το μεγαλύτερο μερίδιο στο ενεργειακό μείγμα.

Η τρίτη έρευνα [40] χρησιμοποιεί ως σενάριο βάσης το έτος 2019 και μελετά διάφορα σενάρια μετάβασης που αντιστοιχούν σε συστήματα υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ και σταδιακής αντικατάστασης του άνθρακα από φυσικό αέριο και τέλος σενάρια με ηλεκτροπαραγωγή 100% από ανανεώσιμες πηγές. Το ενεργειακό μείγμα του κάθε σεναρίου παρουσιάζεται στην Εικόνα 3, ενώ το τελικό κόστος παραγωγής όπως προκύπτει από τα κόστη εγκατάστασης, συντήρησης και λειτουργίας, καυσίμων και εκπομπών στην Εικόνα 4. Παρατηρείται ότι στα σενάρια όπου η ηλεκτροπαραγωγή του συστήματος δε γίνεται από άνθρακα και φυσικό αέριο (σενάρια S.NFE, S.NNU και σενάρια S.RD, S.RDC, S.NNC με ένα μικρό μερίδιο παραγωγής από φυσικό αέριο, Εικόνα 4), το συνολικό κόστος του συστήματος μειώνεται σημαντικά λόγω της απαλλαγής από τα κόστη εκπομπών και της μείωσης του συνολικού κόστους των καυσίμων.



Εικόνα 3: Ενεργειακό μείγμα για κάθε σενάριο προσομοίωσης του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας της Κίνας (Πηγή: [40])



Εικόνα 4: Κόστος για κάθε σενάριο προσομοίωσης του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας της Κίνας (Πηγή: [40])

Προσομοιώσεις με το λογισμικό έχουν γίνει επίσης και σε άλλες χώρες για την προοπτική αύξησης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο ενεργειακό μείγμα (Ασία [41], Πακιστάν [42], Νιγηρία [43]), αλλά και για τη μοντελοποίηση σεναρίων 100% ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ (Νησιά Γκαλαπάγκος [44], Μαυροβούνιο [45], Εκουαδόρ [46]).

Στο Πακιστάν, χώρα με το υψηλότερο αιολικό και ηλιακό δυναμικό από τις χώρες της νότιας Ασίας μετά το Αφγανιστάν, εξετάστηκε η 100% παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές [42]. Παρόλο το υψηλό δυναμικό ΑΠΕ, η μεταβλητότητα της παραγωγής τους αλλά και η κακή οικονομική κατάσταση της χώρας έδειξαν ότι ένα τέτοιο σενάριο δεν είναι οικονομικά επιτεύξιμο. Ωστόσο, αναδείχθηκαν τα περιθώρια βελτίωσης του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας, για μεγαλύτερη διείσδυση ΑΠΕ και την ένταξη στο σύστημα περιοχών που ακόμα δεν ηλεκτροδοτούνται.

Το 2021, μοντελοποιήθηκε στο EnergyPLAN το ενεργειακό σύστημα του Μαυροβουνίου για τις χρονιές 2030, 2040 και 2050, για να εξετασθεί πώς θα μεταβεί η χώρα σε σύστημα με 100% παραγωγή από ΑΠΕ [45]. Προέκυψε το συμπέρασμα ότι τα επόμενα χρόνια, με την ανάπτυξη των τεχνολογιών των ΑΠΕ, της αποθήκευσης και της διαχείρισης ζήτησης, η μετάβαση σε ανθρακοποιημένο ενεργειακό σύστημα είναι εφικτή και οικονομικά βιώσιμη. Το μελλοντικό ενεργειακό σύστημα της χώρας θα αξιοποιεί το δυναμικό της για παραγωγή από βιομάζα (περίπου 3,4 TWh), το αιολικό δυναμικό (συνολικά 400 MW εγκατεστημένης ισχύος), ενώ η παραγωγή από υδροηλεκτρικά θα είναι κυρίαρχη στο ενεργειακό μείγμα σε ποσοστό από 52%-60%.

Το λογισμικό έχει επίσης χρησιμοποιηθεί για την προσομοίωση μελλοντικών ενεργειακών συστημάτων, στα οποία παίζουν σημαντικό ρόλο οι αποθηκευτικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας [47], [48], [49], τα ηλεκτρικά αυτοκίνητα σε συνδυασμό με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ [50], [51], [52] και η εφαρμογή της διαχείρισης ζήτησης [53], [54], η λειτουργία της οποίας περιγράφεται αναλυτικά στο κεφάλαιο 6.1.

Στην Κολομβία, για παράδειγμα, χώρα της οποίας η ηλεκτροπαραγωγή καλύπτεται σε μεγάλο ποσοστό από τις υδροηλεκτρικές μονάδες, εξετάστηκε το πώς μπορεί να γίνει στο σύστημα διείσδυση ανανεώσιμων πηγών μεταβλητής παραγωγής (κυρίως αιολικά και φωτοβολταϊκά), παράλληλα με μονάδες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας [47]. Τα αποτελέσματα έδειξαν μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα κατά 67%, καθώς επιτεύχθηκε αύξηση του ποσοστού των ανανεώσιμων πηγών μεταβλητής παραγωγής κατά 89,4% και μείωση της ετήσιας παραγωγής από μονάδες άνθρακα και φυσικού αερίου.

Στην ιταλική πόλη Όσιμο εξετάστηκε η προοπτική της αύξησης των ηλεκτρικών οχημάτων και αν αυτή μπορεί να συνδυαστεί με την αύξηση της διείσδυσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας μεταβλητής παραγωγής [51]. Η εργασία διερευνά τη δυνατότητα σύνδεσης των ηλεκτρικών οχημάτων στο ηλεκτρικό δίκτυο (vehicle to grid-V2G) για τη συνεισφορά τους στην κάλυψη της ζήτησης τις ώρες αιχμής και την έξυπνη φόρτισή τους τις ώρες χαμηλής ζήτησης (smart charging). Τα αποτελέσματα δείχνουν ότι με την αξιοποίηση των ηλεκτρικών οχημάτων είναι δυνατή η μεγαλύτερη απορρόφηση παραγωγής ανανεώσιμων πηγών στο δίκτυο και η μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα.

Τέλος, όπως αναφέρθηκε και στη βιβλιογραφική επισκόπηση (Κεφάλαιο 2), το λογισμικό χρησιμοποιήθηκε το 2011 και για την προσομοίωση του μελλοντικού συστήματος ενέργειας της Ελλάδας το 2020 [32].

4. Το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας το 2021

4.1 Γενικά

Το λογισμικό EnergyPLAN εφαρμόστηκε κατ' αρχάς για τη μοντελοποίηση και ανάλυση του ηλεκτρικού ενεργειακού συστήματος της Ελλάδας σε ένα πρόσφατο έτος αναφοράς, το έτος 2021, για το οποίο όλα τα δεδομένα είναι διαθέσιμα. Έτσι, μπορεί να διαπιστωθεί η καταλληλότητα του λογισμικού για ένα σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας όπως αυτό της Ελλάδας, καθώς και να ελεγχθεί το σωστό 'στήσιμο' του λογισμικού και να επιβεβαιωθεί η σωστή λειτουργία του στο πλαίσιο της εργασίας, προκειμένου να εφαρμοσθεί στη συνέχεια για την προσομοίωση μελλοντικών σεναρίων ανάπτυξης του συστήματος.

Με γνωστά τα δεδομένα ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και την παραγωγή από τις συμβατικές μονάδες και τις ανανεώσιμες πηγές από τους αρμόδιους φορείς, είναι εφικτή η προσομοίωση λειτουργίας του συστήματος για ένα έτος (2021), η εξαγωγή αποτελεσμάτων σε ωριαίες και μηνιαίες τιμές και η σύγκρισή τους με τα πραγματικά αποτελέσματα των διαθέσιμων δελτίων ενέργειας για το έτος αυτό. Επιπλέον της επαλήθευσης, τα δεδομένα του 2021 αποτελούν το σενάριο αναφοράς της εργασίας, πάνω στο οποίο θα στηριχθούν οι μελέτες για τα μελλοντικά σενάρια.

Συγκεκριμένα, γίνεται εφικτός ο υπολογισμός βασικών μεγεθών που απαιτούνται από το λογισμικό, τα οποία θα χρησιμοποιηθούν και στα μελλοντικά σενάρια, όπως οι βαθμοί απόδοσης των συμβατικών μονάδων παραγωγής και οι ωριαίες ανηγμένες κατανομές δυναμικού και παραγωγής των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Τα δεδομένα αυτά παρουσιάζονται στο κεφάλαιο 4.2.

Τέλος, με τη μοντελοποίηση του ηλεκτρικού συστήματος της Ελλάδας και την εξαγωγή χρονοσειρών ζήτησης, παραγωγής και αποθήκευσης ενέργειας αποκτάται μια καλύτερη εποπτεία της λειτουργίας του με την τρέχουσα διαμόρφωσή του, που αναδεικνύει τα προβλήματα και τις ιδιαιτερότητές του και διευκολύνει τον σχεδιασμό ρεαλιστικών σεναρίων για την τροποποίησή και βελτίωσή του.

4.2 Συλλογή δεδομένων και προσαρμογή στις απαιτήσεις του EnergyPLAN

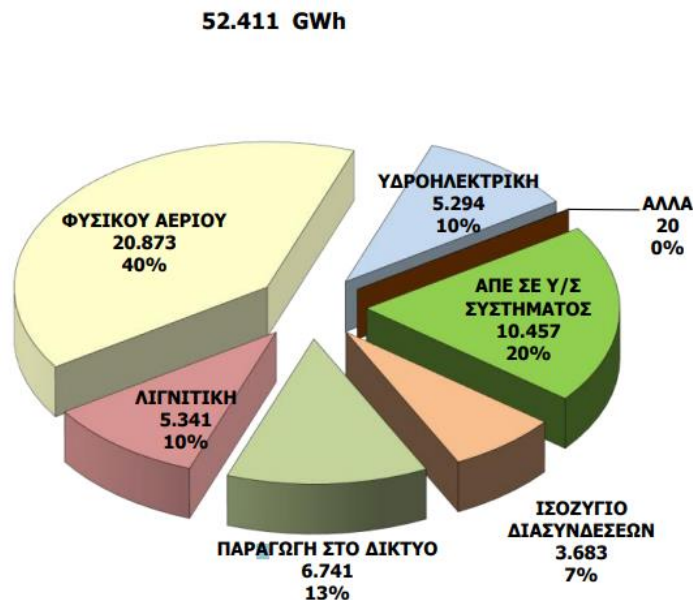
Καθώς μεγάλο μέρος της εργασίας χρονικά αφιερώθηκε στη συλλογή δεδομένων και την προεπεξεργασία τους με βάση τις προδιαγραφές του λογισμικού EnergyPLAN, θεωρήθηκε σκόπιμη η αναλυτική περιγραφή του τρόπου που έγινε αυτό, καθώς και τα προβλήματα που παρουσιάστηκαν και το πώς αντιμετωπίστηκαν λόγω των ιδιαιτεροτήτων του ελληνικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.

Στα παρακάτω υποκεφάλαια γίνεται αναλυτική περιγραφή των δεδομένων εισόδου για το σενάριο βάσης, δηλαδή το ελληνικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας του 2021, πάνω στο οποίο έγινε η κατασκευή των ανηγμένων κατανομών δυναμικού ανανεώσιμων πηγών, αλλά και ο υπολογισμός των βαθμών απόδοσης των συμβατικών μονάδων. Στα μελλοντικά σενάρια χρησιμοποιήθηκαν οι ίδιες χρονικές κατανομές σε ανηγμένη μορφή, με την μέση ισχύ της κάθε μονάδας να μεταβάλλεται και να καθορίζει τη συνολική ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

4.2.1 Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας

Η συνολική ζήτηση σε ηλεκτρική ενέργεια για το έτος 2021 στο διασυνδεδεμένο σύστημα της Ελλάδας υπολογίστηκε κατόπιν συνδυασμού των δελτίων ενέργειας του Ανεξάρτητου Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ) και του Διαχειριστή ΑΠΕ και Εγγυήσεων Προέλευσης (ΔΑΠΕΕΠ).

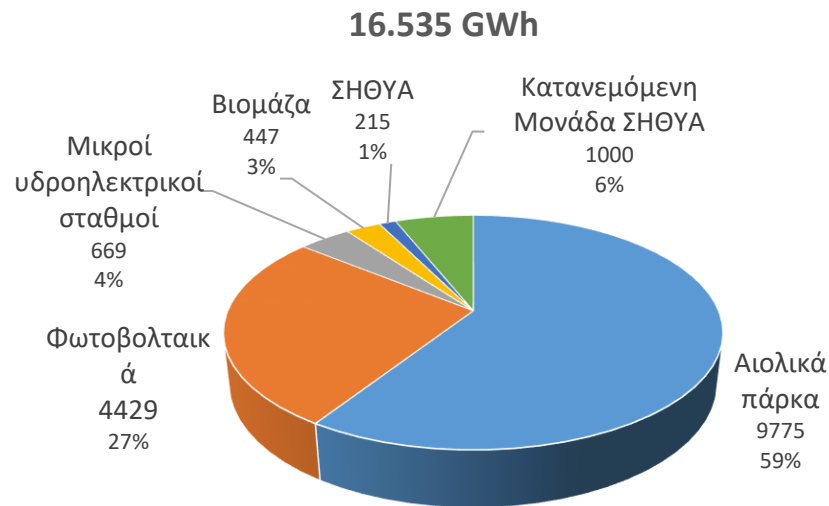
Στο μηνιαίο δελτίο ενέργειας του ΑΔΜΗΕ για το μήνα Δεκέμβριο του 2021 [55] καταγράφεται αθροιστικά των προηγούμενων μηνών η συνολική ετήσια ζήτηση στο διασυνδεδεμένο σύστημα, καθώς και η μερίδα κάλυψης από κάθε πηγή, όπως φαίνεται στο Σχήμα 3. Η παραγωγή στο δίκτυο προκύπτει από πιστοποιημένες μετρήσεις για την Μέση Τάση, αλλά εκτιμήσεις για την Χαμηλή Τάση, για αυτό και τα τελικά μερίδια ζήτησης και παραγωγής που προκύπτουν αποτελούν εκτιμήσεις.



Πηγή: [55]

Σχήμα 3: Εκτίμηση ζήτησης & κάλυψη από μονάδες παραγωγής για το 2021 (ΑΔΜΗΕ)

Η παραγωγή από ΑΠΕ σε υποσταθμούς υψηλής τάσης του συστήματος και η Παραγωγή στο Δίκτυο Διανομής, συνολικής κάλυψης 17.198 GWh (33%) αναφέρεται στην παραγωγή όλων των ΑΠΕ, καθώς και των μονάδων Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (ΣΗΘΥΑ). Για τις μονάδες αυτές δίνονται αναλυτικότερες πληροφορίες από το πληροφοριακό δελτίο Δεκεμβρίου του 2021 του ΔΑΠΕΕΠ [56]. Συγκεντρώνοντας τις εκτιμώμενες παραγωγές από κάθε πηγή, παρουσιάζεται στο Σχήμα 4 το σχετικό διάγραμμα.

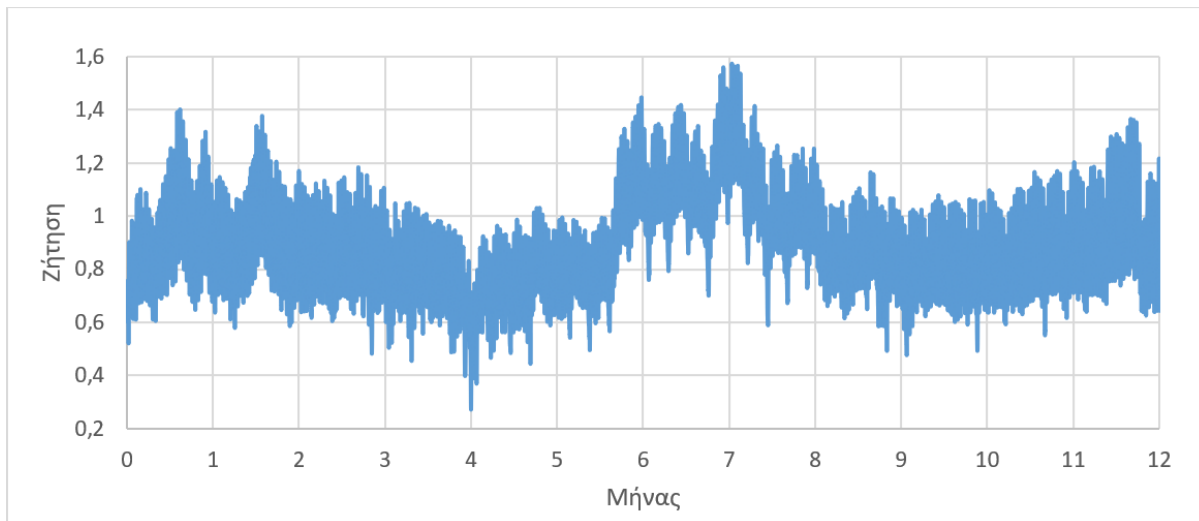


Σχήμα 4: Παραγωγή ΑΠΕ και ΣΥΘΥΑ (ΔΑΠΕΕΠ, 2021)

Παρατηρείται απόκλιση 3,86% στην παραγωγή ΑΠΕ&ΣΗΘΥΑ μεταξύ του ΑΔΜΗΕ (17.198 GWh) και του ΔΑΠΕΕΠ (16.535). Καθώς όμως τα δεδομένα του ΔΑΠΕΕΠ σε αυτό τον τομέα είναι πιο αναλυτικά, και οι μετρήσεις του ΑΔΜΗΕ για την παραγωγή στο δίκτυο βασίζονται σε υποθέσεις όσον αφορά τη χαμηλή τάση, επιλέγονται τα δεδομένα του ΔΑΠΕΕΠ. Έτσι, με την τροποποίηση αυτή η **συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας** για το 2021 ανέρχεται στις **51,726 TWh**.

Η αντίστοιχη χρονοσειρά της ετήσιας ζήτησης υπολογίστηκε μέσω των ημερήσιων στατιστικών στοιχείων της αγοράς του ΑΔΜΗΕ [57]. Για τον υπολογισμό της συλλέχθηκαν από τα ημερήσια δεδομένα 365 αρχεία ωριαίου φορτίου συστήματος για κάθε ημέρα του έτους 2021. Σημειώνεται ότι από τις 10 Νοεμβρίου συμπεριλήφθηκε στα δελτία και η διασύνδεση της Κρήτης, οπότε για τις υπόλοιπες μέρες του έτους προστέθηκε ως επιπλέον ζήτηση.

Με τη βοήθεια εργαλείων του excel οι ωριαίες τιμές κάθε ημέρας ενοποιήθηκαν σε μια ετήσια χρονοσειρά δεδομένων σε MW. Τα δεδομένα αυτά εισήχθησαν στο πρόγραμμα σε ανηγμένη μορφή, συναρτήσεως της μέσης ωριαίας ετήσιας ζήτησης. Η ετήσια χρονοσειρά παρουσιάζεται στο Σχήμα 5. Παρατηρούνται οι μέγιστες τιμές ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας τους καλοκαιρινούς μήνες, πιθανότατα λόγω των αυξημένων αναγκών κλιματισμού και ψύξης. Το χειμώνα η ζήτηση είναι επίσης αυξημένη λόγω των αναγκών θέρμανσης, ενώ ακολουθεί το φθινόπωρο και τελευταία βρίσκεται η άνοιξη με τις πιο χαμηλές τιμές. Η διακύμανση της ζήτησης είναι έντονη κατά τη διάρκεια κάθε ημέρας, λόγω της αυξημένης ζήτησης τις ώρες αιχμής και της χαμηλής ζήτησης τις βραδινές ώρες, κάτι το οποίο δεν είναι διακριτό σε αυτό το διάγραμμα λόγω της πυκνότητας των τιμών. Διακύμανση παρατηρείται επίσης και στη ζήτηση κάθε εποχής του χρόνου.



Σχήμα 5: Ωριαία χρονοσειρά της ετήσιας ζήτησης συναρτήσει του μέσου φορτίου

4.2.2 Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

Για τις μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας απαιτείται από το λογισμικό EnergyPLAN η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των συμβατικών μονάδων παραγωγής (Μονάδες λιγνίτη, φυσικού αερίου και ΣΗΘΥΑ) με τον μέσο βαθμό απόδοσής τους και η συνολική εγκατεστημένη ισχύς της κάθε ανανεώσιμης πηγής ενέργειας με την αντίστοιχη χρονοσειρά του δυναμικού της. Ο τρόπος εισαγωγής των δεδομένων στο λογισμικό αναλύεται στο Παράρτημα Α στο κεφάλαιο 14.

Παρακάτω παρουσιάζονται τα δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν για τη μοντελοποίηση της κάθε μονάδας παραγωγής και ο τρόπος υπολογισμού τους.

4.2.2.1 Συμβατικές μονάδες παραγωγής

Οι συμβατικές μονάδες παραγωγής περιλαμβάνουν τις μονάδες παραγωγής καθαρής ηλεκτρικής ενέργειας φυσικού αερίου και λιγνίτη και τις μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας υψηλής απόδοσης (ΣΗΘΥΑ) φυσικού αερίου. Στο λογισμικό οι μονάδες αυτού του είδους συγκαταλέγονται στην κατηγορία 3 (Group III) που αφορά συστήματα παραγωγής και συμπαραγωγής σε μεγάλα εργοστάσια (Παράρτημα Α, Εικόνα 7). Καθώς στα διαθέσιμα δελτία ενέργειας και τις αντίστοιχες μετρήσεις τα εργοστάσια συμπαραγωγής βιομηχανιών που παράγουν ηλεκτρική ενέργεια και την προσδίδουν στο σύστημα θεωρούνται εργοστάσια παραγωγής, προστέθηκαν και αυτά στην κατηγορία 3 και όχι στη 2 (Group II) που αφορά μικρά εργοστάσια τέτοιου είδους. Έτσι, από τα δελτία ενέργειας [55] υπολογίστηκε η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των συμβατικών μονάδων ίση με **8027 MW**, με την ισχύ των μονάδων ΣΗΘΥΑ να ανέρχεται στα **242 MW**.

Ο υπολογισμός του μέσου βαθμού απόδοσης των μονάδων συμπαραγωγής υπολογίστηκε σύμφωνα με τη μεθοδολογία που περιγράφεται στην εργασία τεχνικής βελτιστοποίησης του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος του 2020, η οποία έγινε το 2011 [32]. Αναλυτικές οδηγίες για τη μεθοδολογία αυτή βρέθηκαν στο

(ΦΕΚ 8/Α'/28-1-2009) [58]. Για τις μονάδες συμπαραγωγής, ο συνολικός βαθμός απόδοσης (ορίζεται ως το άθροισμα του θερμικού με τον ηλεκτρικό βαθμό απόδοσης) θεωρείται ίσος με 0,8 και ο λόγος ηλεκτρισμού/θερμότητας ίσος με 0,45. Γνωρίζοντας την παραγωγή ηλεκτρισμού από ΣΗΘΥΑ προσεγγίζεται και η παραγωγή θερμότητας σε GWh. Έτσι, έχοντας την παραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας υπολογίζεται η συνολική κατανάλωση καυσίμου και από εκεί οι επιμέρους βαθμοί απόδοσης, οι οποίοι βάσει των θεωρήσεων προκύπτουν σταθεροί, ανεξαρτήτου παραγωγής. Τα αποτελέσματα δείχνει ο Πίνακας 4.

Πίνακας 4: Μέσοι βαθμοί απόδοσης μονάδων ΣΗΘΥΑ (2021)

Μονάδες ΣΗΘΥΑ	
Παραγωγή ηλεκτρισμού (TWh)	1,215
Παραγωγή θερμότητας (TWh)	2,7
Συνολική κατανάλωση καυσίμου (TWh)	4,89375
Ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης	0,248
Θερμικός βαθμός απόδοσης	0,552

Σύμφωνα με τη μεθοδολογία, όταν ο συνολικός βαθμός απόδοσης πέφτει κάτω από 0,8 το εργοστάσιο δε λειτουργεί αμιγώς με συμπαραγωγή αλλά ένα τμήμα του παράγει αποκλειστικά ηλεκτρική ενέργεια. Η προσομοίωση της συνθήκης αυτής δεν ήταν δυνατή στο λογισμικό. Πρακτικά, η μονάδα συμπαραγωγής θα παρήγαγε το δυνατό ποσό θερμότητας ανάλογα με τις ανάγκες του δικτύου κάθε χρονική στιγμή. Εφόσον όμως δεν εξετάστηκαν οι θερμικές ανάγκες του συστήματος και των περιοχών που εξυπηρετούνταν από ΣΗΘΥΑ, εν τέλει δεν λήφθηκε υπόψιν παραγωγή θερμότητας και ο υπολογισμός του βαθμού απόδοσης έγινε για λόγους πληρότητας. Η προσέγγιση αυτή δεν επηρεάζει σημαντικά την ετήσια παραγωγή ηλεκτρισμού από ΣΗΘΥΑ, που αποτελεί εξάλλου και μικρό ποσοστό της συνολικής ηλεκτρικής παραγωγής.

Για τη προσέγγιση του μέσου βαθμού απόδοσης των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας φυσικού αερίου και λιγνίτη ακολουθήθηκε η εξής διαδικασία: Γνωρίζοντας την καθαρή παραγωγή ενέργειας, μένει η εύρεση της ετήσιας συνολικής κατανάλωσης καυσίμου σε TWh. Η συνολική κατανάλωση φυσικού αερίου σε TWh βρέθηκε από τα δελτία τύπου του διαχειριστή εθνικού συστήματος φυσικού αερίου (ΔΕΣΦΑ) [59]. Η συνολική κατανάλωση λιγνίτη σε τόνους βρέθηκε σε ειδησεογραφική ιστοσελίδα [60] και προσεγγίζοντας τη θερμική του αξία και το μέσο βαθμό απόδοσης ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα υπολογίστηκε η ζητούμενη ποσότητα σε TWh. Τα αποτελέσματα και τον τελικά υπολογιζόμενο βαθμό απόδοσης δείχνει ο Πίνακας 5.

Πίνακας 5: Μέσος βαθμός απόδοσης μονάδων ηλεκτροπαραγωγής (2021)

Μονάδες ηλεκτροπαραγωγής	
Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (TWh)	27,429
Κατανάλωση φυσικού αερίου (TWh)	48,028
Κατανάλωση λιγνίτη (tn)	13850000
Μέση θερμική ισχύς λιγνίτη (Gj/tn)	17
Μέσος βαθμός απόδοσης ηλεκτροπαραγωγής από λιγνίτη	0,33

Κατανάλωση λιγνίτη (TWh)	21,583
Συνολική κατανάλωση καυσίμου (TWh)	69,611
Μέσος ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης	0,405

Οι παραπάνω βαθμοί απόδοσης που υπολογίστηκαν βασίζονται σε εκτιμήσεις της παραγωγής της χρονιάς του 2021, προκειμένου να χρησιμοποιηθούν και σε άλλα σενάρια, με τη παραδοχή ότι δε μεταβάλλονται σημαντικά. Ο Πίνακας 6 συνοψίζει τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ και το μέσο βαθμό απόδοσης των θερμικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και της μονάδας ΣΗΘΥΑ.

Πίνακας 6: Εγκατεστημένη ισχύς και βαθμός απόδοσης συμβατικών μονάδων παραγωγής (2021)

		Ηλεκτροπαραγωγή	ΣΗΘΥΑ
Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)		8027	242
Βαθμός απόδοσης	Ηλεκτρικός	0,405	0,248
	Θερμικός	-	0,552

4.2.2.2 Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

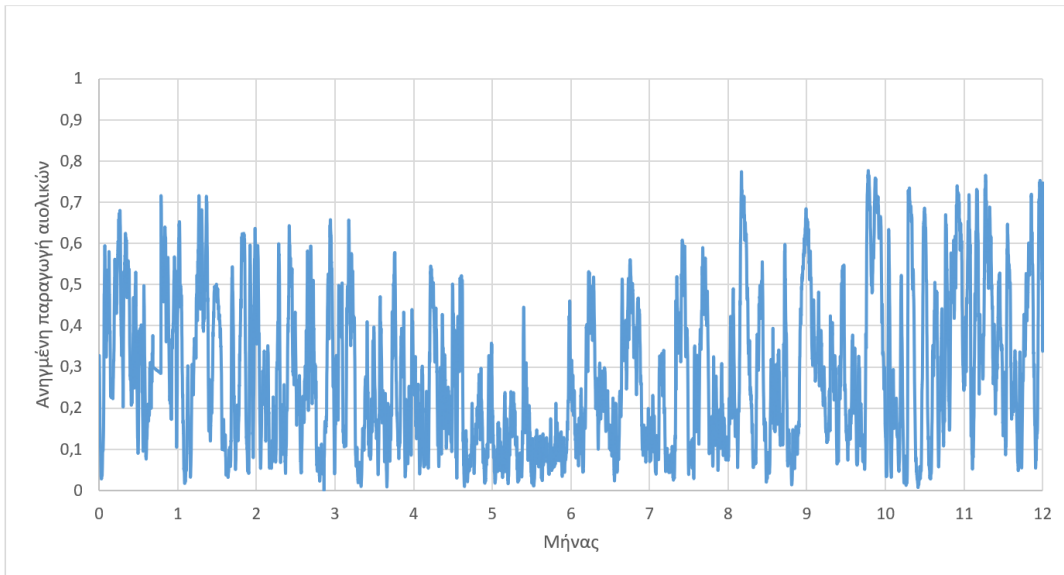
Για τον υπολογισμό της εγκατεστημένης ισχύος της κάθε ανανεώσιμης πηγής ενέργειας υπολογίστηκε η μέση εγκατεστημένη ισχύς από το πληροφοριακό δελτίου του ΔΑΠΕΕΠ [56] που δίνει πληροφορίες για κάθε μήνα. Ο Πίνακας 7 απεικονίζει τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ της κάθε ΑΠΕ.

Πίνακας 7: Εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ (2021)

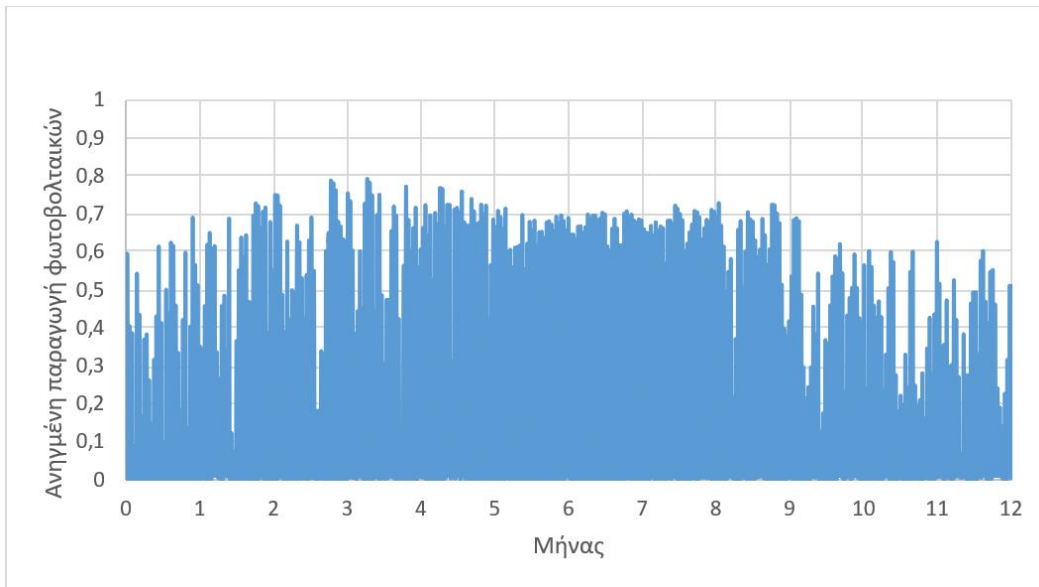
Μέση εγκατεστημένη ισχύς	MW
Αιολικά	4064,40
Φωτοβολταϊκά	3126,73
Μικρά υδροηλεκτρικά	247,20
Βιομάζα	101,19

Για την αντίστοιχη χρονοσειρά του δυναμικού της κάθε πηγής αντλήθηκαν πληροφορίες από τα ημερήσια στατιστικά στοιχεία του ΑΔΜΗΕ [57]. Συγκεκριμένα, συλλέχθηκαν 365 ημερήσια αρχεία ωριαίου φορτίου συστήματος για κάθε πηγή. Με τη βοήθεια εργαλείων του excel, οι ωριαίες τιμές κάθε ημέρας ενοποιήθηκαν σε μια ετήσια χρονοσειρά δεδομένων σε MW, και στη συνέχεια ανήχθησαν στην εγκατεστημένη ισχύ κάθε ανανεώσιμης πηγής, εκφράζοντας έτσι τον ωριαίο συντελεστή φόρτισης, ο οποίος μπορεί να χρησιμοποιηθεί και σε άλλα μελλοντικά σενάρια διαφορετικής εγκατεστημένης ισχύος. Ο τρόπος εισαγωγής των δεδομένων εγκατεστημένης ισχύος και των κατανομών στο λογισμικό παρουσιάζεται στο Παράρτημα Α (Εικόνα 9).

Οι κατανομές που προέκυψαν τελικά παρουσιάζονται στο Σχήμα 6, Σχήμα 7, Σχήμα 8 και Σχήμα 9 για τα αιολικά, φωτοβολταϊκά, μικρά υδροηλεκτρικά και τη βιομάζα αντίστοιχα.

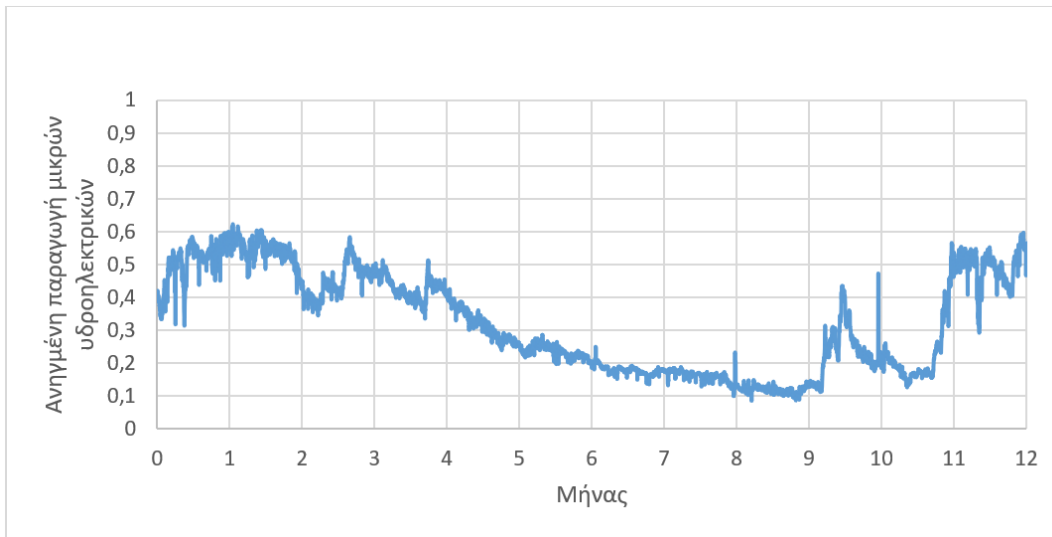


Σχήμα 6: Ωριαία χρονοσειρά της ετήσιας παραγωγής αιολικών

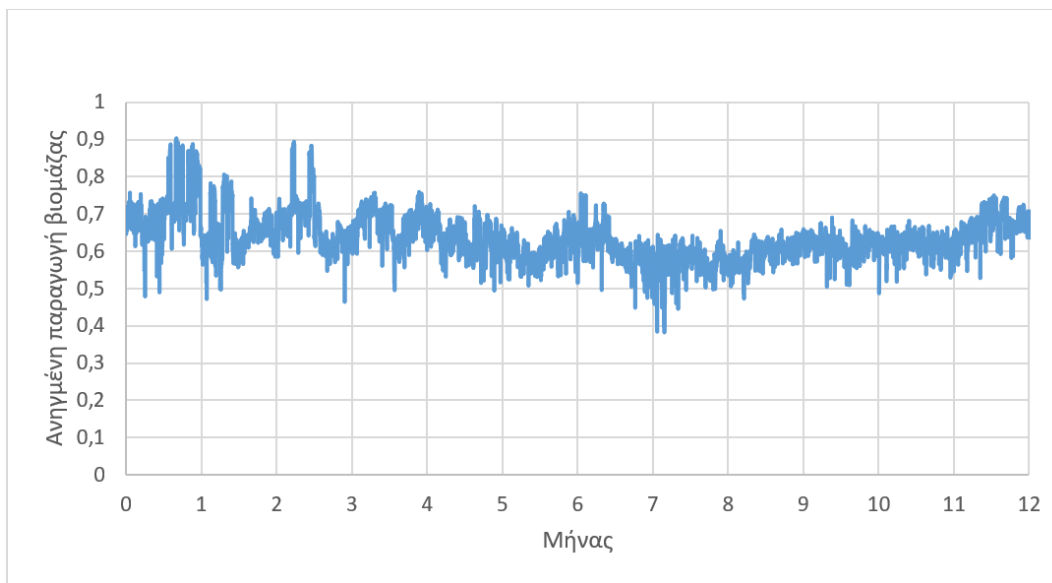


Σχήμα 7: Ωριαία χρονοσειρά της ετήσιας παραγωγής φωτοβολταϊκών

Η καμπύλη παραγωγής των αιολικών (Σχήμα 6) είναι πιο ευδιάκριτη σε σχέση με αυτή των φωτοβολταϊκών (Σχήμα 7), καθώς τα αιολικά δεν έχουν την έντονη ημερήσια διακύμανση που παρουσιάζουν τα φωτοβολταϊκά λόγω της ηλιακής ακτινοβολίας.



Σχήμα 8: Ωριαία χρονοσειρά της ετήσιας παραγωγής μικρών υδροηλεκτρικών



Σχήμα 9: Ωριαία χρονοσειρά της ετήσιας παραγωγής από βιομάζα

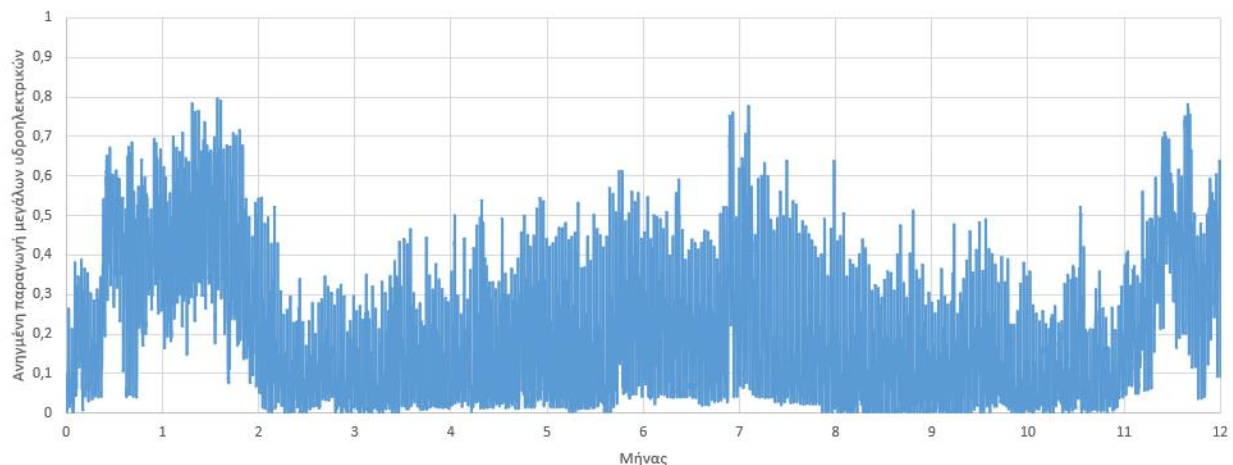
Η διακύμανση στη παραγωγή των μικρών υδροηλεκτρικών φαίνεται να επηρεάζεται περισσότερο από την εποχή του χρόνου (Σχήμα 8). Συγκεκριμένα, η παραγωγή είναι αυξημένη τους χειμερινούς μήνες πιθανότητα λόγω των έντονων βροχοπτώσεων που τροφοδοτούν τα μικρά υδροηλεκτρικά με μεγαλύτερες παροχές, ενώ μειώνεται την άνοιξη και ελαχιστοποιείται το καλοκαίρι λόγω της ξηρασίας και των λίγων βροχοπτώσεων. Αντίθετα, η παραγωγή της βιομάζας παρουσιάζει μεγαλύτερη σταθερότητα σε όλη τη διάρκεια του έτους (Σχήμα 9).

4.2.2.3 Υδροηλεκτρική ενέργεια

Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς υδροηλεκτρικής ενέργειας το 2021 υπολογίστηκε και αυτή από το μηνιαίο δελτίο ενέργειας Δεκεμβρίου του ΑΔΜΗΕ [55], αθροίζοντας τις ισχύεις των μεγάλων υδροηλεκτρικών έργων του δελτίου. Υπολογίστηκε ίση με **3171 MW**. Η ετήσια χρονοσειρά υπολογίστηκε μέσω των ημερήσιων στατιστικών στοιχείων της αγοράς του ΑΔΜΗΕ [57].

Το συγκεκριμένο λογισμικό επιβάλλει στην υδροηλεκτρική ενέργεια των μεγάλων σταθμών να λειτουργεί ως μονάδα σταθεροποίησης του συστήματος, οδηγώντας σε σταθερή παραγωγή όλο το χρόνο, κάτι που δε συμβαίνει στο σύστημα της Ελλάδας. Κατόπιν επικοινωνίας και με την ομάδα υποστήριξης του EnergyPLAN, επιβεβαιώθηκε η θεώρηση των υδροηλεκτρικών ως μονάδες σταθεροποίησης του δικτύου, ενώ προτάθηκε η εισαγωγή της παραγωγής τους στην κατηγορία των ανανεώσιμων πηγών, χωρίς αυτό να επηρεάζει αρνητικά τα αποτελέσματα. Για αυτό επιλέχθηκε να τοποθετηθεί στην κατηγορία των ΑΠΕ, με δεδομένα εισόδου την εγκατεστημένη ισχύ και την ωριαία χρονοσειρά διακύμανσης παραγωγής, αντιπροσωπεύοντας έτσι καλύτερα τη λειτουργία της στο ελληνικό σύστημα.

Η ανηγμένη χρονοσειρά της παραγωγής για την εγκατεστημένη ισχύ των 3171 MW παρουσιάζεται στο Σχήμα 10. Παρατηρείται αυξημένη παραγωγή τους χειμερινούς μήνες πιθανότατα λόγω των μεγαλύτερων αποθεμάτων νερού και σχετικά σταθερή παραγωγή τους υπόλοιπους, με εξαίρεση μερικές καλοκαιρινές ημέρες, όπου πιθανότατα η αυξημένη ζήτηση οδήγησε στην κατάλληλη διαχείριση των αποθεμάτων νερού έτσι ώστε να καλυφθεί ένα μεγαλύτερο μέρος της από υδροηλεκτρικά.



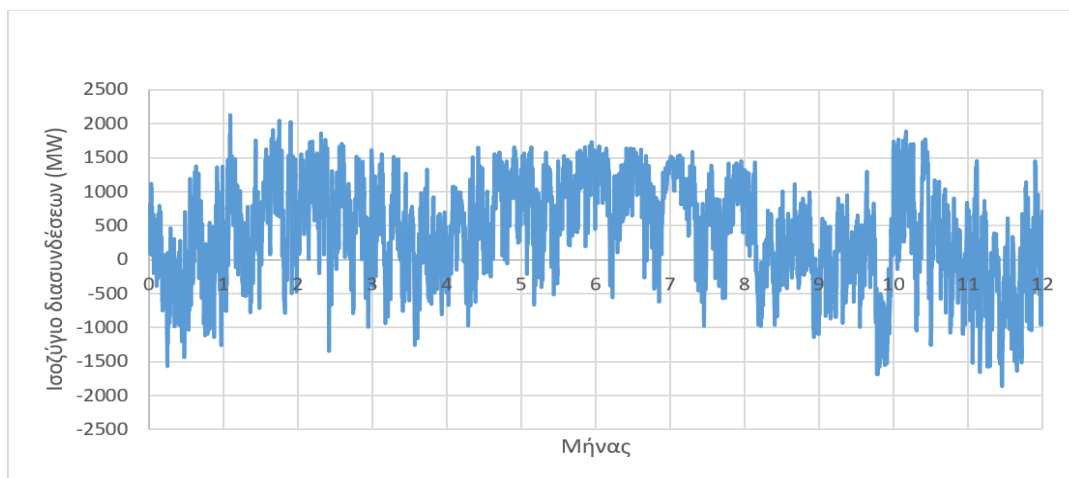
Σχήμα 10: Ωριαία χρονοσειρά της ετήσιας παραγωγής μεγάλων υδροηλεκτρικών

4.2.2.4 Ισοζύγιο εισαγωγών-εξαγωγών

Το ισοζύγιο διασυνδέσεων για το 2021 δεν ήταν δυνατόν να προβλεφθεί από το λογισμικό, καθώς οι αποφάσεις για την εισαγωγή και εξαγωγή ενέργειας επηρεάζονται από πολλούς οικονομικούς και τεχνικούς παράγοντες που δεν ήταν δυνατόν να προσομοιωθούν. Για τη συμπερίληψή τους όμως στο ενεργειακό μείγμα του 2021 και την εξαγωγή των σωστών αποτελεσμάτων από το λογισμικό για την παραγωγή των υπόλοιπων

μονάδων, χρησιμοποιήθηκε η ωριαία χρονοσειρά των τιμών του ισοζυγίου, όπως δημιουργήθηκε από τα ημερήσια δεδομένα του ΑΔΜΗΕ [57] και εισήχθη ως μια έξτρα πηγή ενέργειας, με εγκατεστημένη ισχύ τη μέγιστη εμφανιζόμενη μέσα στο έτος. Φυσικά, η χρονοσειρά αυτή δε χρησιμοποιήθηκε σε άλλα σενάρια, καθώς δεν αποτελεί τυπική χρονοσειρά όπως αυτή των ανανεώσιμων πηγών, που το δυναμικό τους δεν επηρεάζεται από οικονομικούς και τεχνικούς παράγοντες. Στα μελλοντικά σενάρια οι εξαγωγές ενέργειας υπολογίζονται αυτόματα από το λογισμικό ως η ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας που δεν απορροφάται από το δίκτυο και δε δύναται να αντληθεί από τις αποθηκευτικές μονάδες. Για τις εισαγωγές ενέργειας, οι οποίες εξαρτώνται από οικονομικά κριτήρια τα οποία δεν είναι διαθέσιμα για το μέλλον, θεωρήθηκε ότι το μερίδιό τους θεωρητικά καλύπτεται από τις συμβατικές μονάδες και ότι είναι στην ευχέρεια του συστήματος να επιλέξει να εισάγει ενέργεια εάν αυτό είναι πιο οικονομικό. Εάν οι συμβατικές μονάδες δεν μπορούν να καλύψουν το υπολειπόμενο φορτίο, τότε αναγκαστικά γίνεται εισαγωγή ενέργειας.

Η χρονοσειρά του ισοζυγίου ισχύος των διασυνδέσεων παρουσιάζεται στο Σχήμα 11. Παρατηρείται έντονη διακύμανση των τιμών εισαγωγών και εξαγωγών, κάτι που δικαιολογείται λόγω των συνεχών μεταβολών των οικονομικών κριτηρίων βάσει των οποίων επιλέγεται η εισαγωγή/εξαγωγή ενέργειας ή η κάλυψη από συμβατικές μονάδες.



Σχήμα 11: Ωριαία χρονοσειρά του ετήσιου ισοζυγίου ισχύος των διασυνδέσεων

4.2.3 Αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας

Η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας μεγάλης κλίμακας στην Ελλάδα δεν είναι ιδιαίτερα ανεπτυγμένη τεχνολογία και περιορίζεται μόνο στους δύο αντλησοσταμειυτικούς σταθμούς της ΔΕΗ στη Σφηκιά και το Θησαυρό. Παρόλο που δεν είναι μεγάλης χωρητικότητας και εγκατεστημένης ισχύος μονάδες, εισάγονται στο λογισμικό για λόγους πληρότητας και ελέγχου των περιθωρίων ανάπτυξης της τεχνολογίας. Τα δεδομένα των δύο σταθμών πάρθηκαν από το ηλεκτρονικό εργαλείο εντοπισμού αντλησοσταμειυτικών έργων (Pumped Storage Tracking Tool) [61]. Ο Πίνακας 8 συνοψίζει τα απαραίτητα μεγέθη.

Πίνακας 8: Ισχύς και χωρητικότητα των 2 ελληνικών αντλησιοταμιευτικών μονάδων (2021)

Άντληση	Ισχύς (MW)	699
	Απόδοση	0,7
Παραγωγή	Ισχύς (MW)	699
	Απόδοση	0,9
Χωρητικότητα αποθήκευσης (GWh)		5,14

4.3 Μοντελοποίηση και ανάλυση της λειτουργίας του συστήματος για το 2021

Έχοντας διαθέσιμα όλα τα απαραίτητα δεδομένα για τη μοντελοποίηση του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας σύμφωνα με τις απαιτήσεις του EnergyPLAN, μένει μόνο η ρύθμιση των παραμέτρων της προσομοίωσης και η εξαγωγή των επιθυμητών τιμών.

Γενικά, επιλέχθηκε προσομοίωση με γνώμονα τη τεχνική βελτιστοποίηση του συστήματος. Σύμφωνα με αυτήν, προτεραιότητα δίνεται στην απορρόφηση όλης της μεταβλητής παραγωγής των ΑΠΕ στο σύστημα, όταν αυτό είναι δυνατό. Η χρονοσειρά παραγωγής των μεγάλων υδροηλεκτρικών και η ενέργεια που μεταφέρεται από το σύστημα διασυνδέσεων προστέθηκαν στο σύστημα ως έχουν, σύμφωνα με τα δεδομένα του ΑΔΜΗΕ.

Με βάση τα παραπάνω, το λογισμικό υπολογίζει σε ωριαία βάση την απαιτούμενη παραγωγή από τις συμβατικές μονάδες, προκειμένου να καλυφθεί η αντίστοιχη ζήτηση. Επίσης, το λογισμικό αποφασίζει για την ωριαία βέλτιστη διαχείριση των μονάδων αποθήκευσης ενέργειας του συστήματος. Οι αποθηκευτικές μονάδες το 2021 στην Ελλάδα παίζουν μικρό ρόλο στη λειτουργία του ενεργειακού συστήματος, λόγω της μικρής εγκατεστημένης ισχύος τους αλλά και της μικρής περίσσειας ΑΠΕ που δεν απορροφάται από το δίκτυο. Ωστόσο, το πρόγραμμα υπολογίζει τη λειτουργία τους τις λίγες ημέρες του χρόνου που αξιοποιούνται.

Τα αποτελέσματα της ωριαίας παραγωγής των μονάδων, της ζήτησης και της αποθήκευσης μπορούν να παρουσιαστούν με ποικίλους τρόπους, προκειμένου να αποκτηθεί μια συνολική εικόνα του συστήματος και να αναλυθεί και να σχολιασθεί πιο λεπτομερώς η λειτουργία του. Γι' αυτό, επιλέχθηκε η παρουσίαση των αποτελεσμάτων σε μέσες ημερήσιες και μηνιαίες καμπύλες.

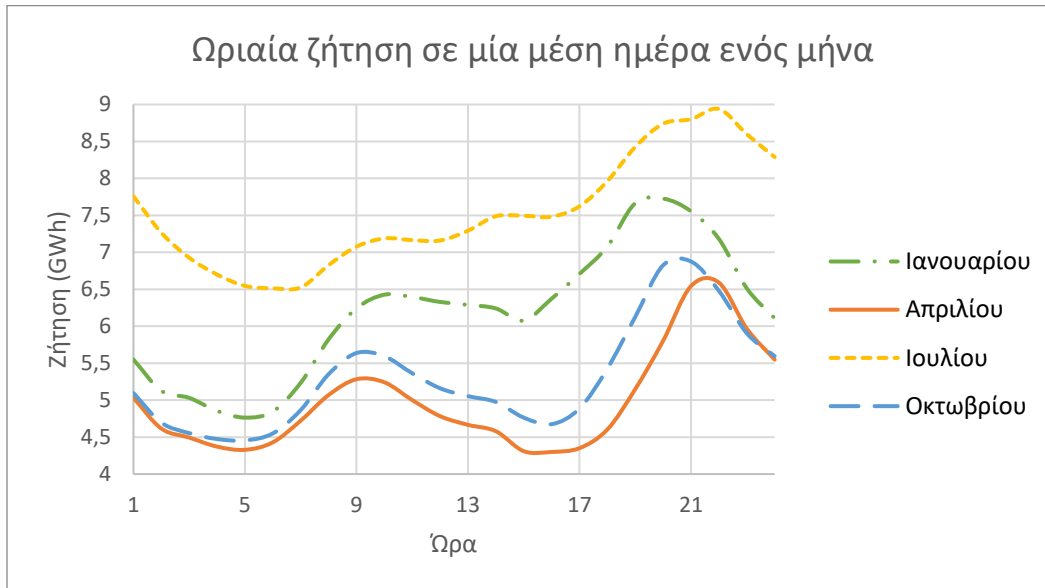
4.3.1 Ημερήσια αποτελέσματα

Οι ωριαίες μετρήσεις για τη ζήτηση, παραγωγή και αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας για ένα ολόκληρο έτος δεν είναι δυνατόν να παρουσιαστούν ευδιάκριτα σε ένα διάγραμμα, ούτε να προκύψουν συμπεράσματα από αυτά, λόγω του πλήθους τους αλλά και της διακύμανσής τους. Για αυτό, για μια πρώτη εικόνα της διακύμανσης παραγωγής των μονάδων, επιλέχθηκε η παρουσίαση μιας μέσης ημέρας ενός χαρακτηριστικού μήνα κάθε εποχής του έτους. Με αυτόν το τρόπο προκύπτουν τα πρώτα συμπεράσματα για τη διακύμανση της παραγωγής των μονάδων αλλά και της ζήτησης τόσο μέσα στη μέρα όσο και σε κάθε εποχή του χρόνου.

Σε κάθε διάγραμμα που ακολουθεί επιλέχθηκε ο Ιανουάριος, Απρίλιος, Ιούλιος και Οκτώβριος ως αντιπροσωπευτικός μήνας για το Χειμώνα, την Άνοιξη, το Καλοκαίρι και το Φθινόπωρο αντίστοιχα. Στο Σχήμα 12 παρουσιάζεται αρχικά η ωριαία ζήτηση για τις μέσες μέρες των μηνών αυτών.

Παρατηρείται ο Ιούλιος και κατ' επέκταση το καλοκαίρι ως η περίοδος με τις μεγαλύτερες ανάγκες σε ηλεκτρική ενέργεια, με τον Ιανουάριο να ακολουθεί. Το γεγονός αυτό αποδίδεται στο ότι τις περιόδους αυτές, με τις πιο ακραίες θερμοκρασίες μέσα στο έτος, οι ανάγκες για ψύξη και θέρμανση επιβαρύνουν και τις ηλεκτρικές ανάγκες (π.χ. λειτουργία θερμαντικών και κλιματιστικών).

Όσον αφορά την εικοσιτετράωρη διακύμανση των αναγκών, όπως αναμενόταν σε όλους τους μήνες τις βραδινές ώρες η ζήτηση μειώνεται, αυξάνεται το πρωί και κορυφώνεται τις βραδινές ώρες, που οι ανάγκες για φωτισμό, ψύξη και θέρμανση είναι μεγαλύτερες.



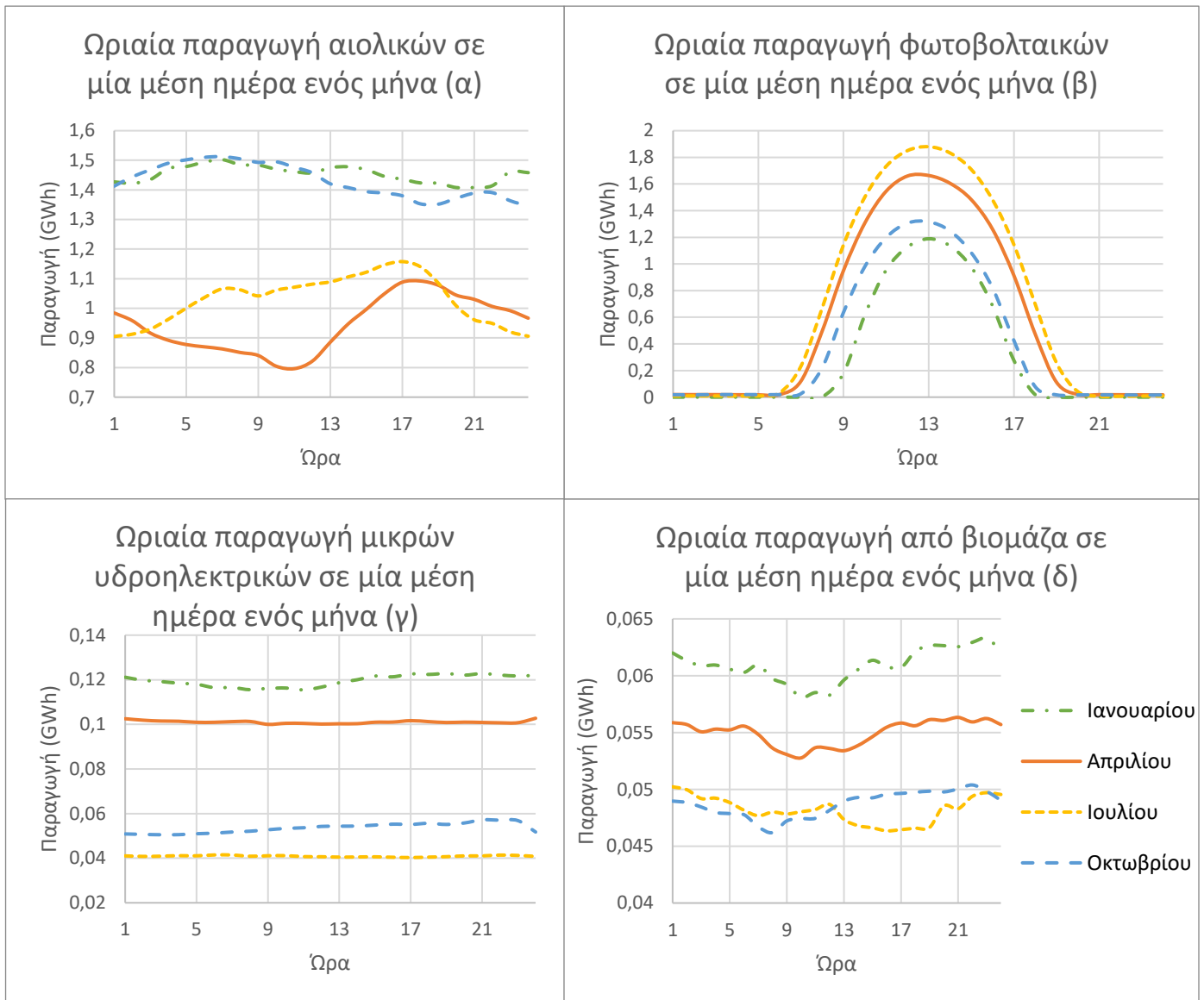
Σχήμα 12: Διακύμανση της ωριαίας ζήτησης σε μία μέση ημέρα ενός μήνα (2021)

Στο Σχήμα 13 παρουσιάζεται η ωριαία διακύμανση παραγωγής της κάθε ανανεώσιμης πηγής ξεχωριστά για μία μέση ημέρα κάθε μήνα.

Η παραγωγή αιολικής ενέργειας (Σχήμα 13^α) είναι σαφώς μεγαλύτερη τους μήνες του Ιανουαρίου και του Οκτωβρίου, λόγω μεγαλύτερης διάρκειας και έντασης ανέμων εκείνες τις περιόδους. Η μέση ωριαία διακύμανση από την άλλη δεν παρουσιάζει κάποια ιδιαιτερότητα ούτε έχει και ιδιαίτερη αξία, αφού το αιολικό δυναμικό χαρακτηρίζεται για τις έντονες διακυμάνσεις του, οπότε ο μέσος όρος των μετρήσεων δεν οδηγεί σε συμπεράσματα.

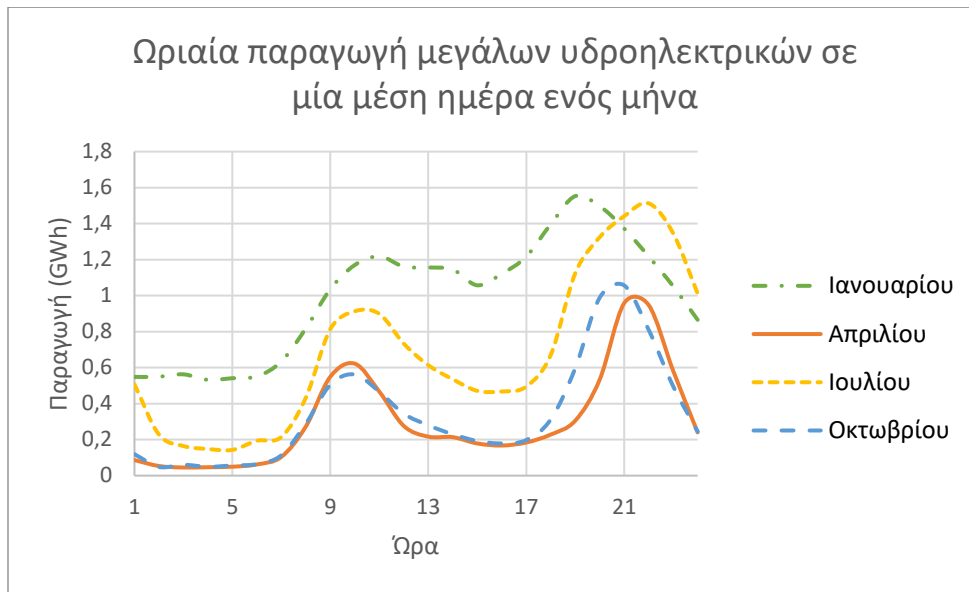
Η παραγωγή των φωτοβολταϊκών (Σχήμα 13^β) ακολουθεί τη διακύμανση της έντασης της ηλιακής ακτινοβολίας μέσα στη μέρα για κάθε μήνα, ενώ όπως αναμενόταν η παραγωγή είναι υψηλότερη τον Ιούλιο, με τον Απρίλιο, τον Οκτώβριο και τον Ιανουάριο να ακολουθούν.

Από τις καμπύλες διακύμανσης της ωριαίας παραγωγής τόσο των μικρών υδροηλεκτρικών (Σχήμα 13^γ) όσο και της βιομάζας (Σχήμα 13^δ) διαπιστώνεται η σχετικά σταθερή παραγωγή τους μέσα στη μέρα για κάθε μήνα, καθώς και η χαμηλή συμμετοχή τους στο ενεργειακό μείγμα σε σχέση με τις άλλες ΑΠΕ. Η παραγωγή από μικρά υδροηλεκτρικά μειώνεται τις περιόδους του καλοκαιριού και του φθινοπώρου.



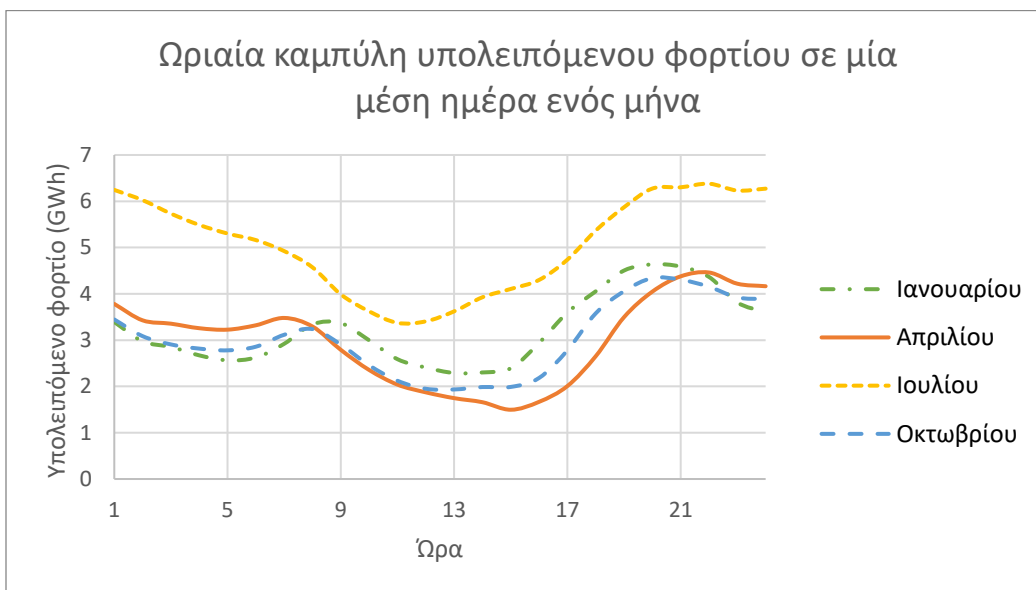
Σχήμα 13: Διακύμανση της ωριαίας παραγωγής ΑΠΕ σε μία μέση ημέρα ενός μήνα (2021)

Στο Σχήμα 14 παρουσιάζεται η ωριαία παραγωγή των μεγάλων υδροηλεκτρικών σε μία μέση ημέρα ενός μήνα. Παρατηρείται μείωση της παραγωγής τις μεσημεριανές ώρες όπου οι ΑΠΕ καλύπτουν μεγάλο ποσοστό της ζήτησης και αύξηση κατά τις ώρες αιχμής. Τον Ιανουάριο παρατηρείται η μέγιστη μέση παραγωγή λόγω των αυξημένων βροχοπτώσεων. Υψηλή είναι επίσης η παραγωγή του Ιουλίου, λόγω της διαχείρισης των αποθεμάτων νερού για αρδευτικές ανάγκες.



Σχήμα 14: : Διακύμανση της ωριαίας παραγωγής των μεγάλων υδροηλεκτρικών σε μία μέση ημέρα ενός μήνα (2021)

Η ζήτηση καλύπτεται κατά ένα ποσοστό από τις μονάδες ΑΠΕ και τα υδροηλεκτρικά, στα οποία δίνεται προτεραιότητα για την απορρόφησή τους στο δίκτυο. Οι υπόλοιπες ανάγκες καλύπτονται από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής και με εισαγωγές. Το ποσό αυτό καλείται υπολειπόμενο φορτίο και η ωριαία διακύμανσή του παρουσιάζεται στο Σχήμα 15.

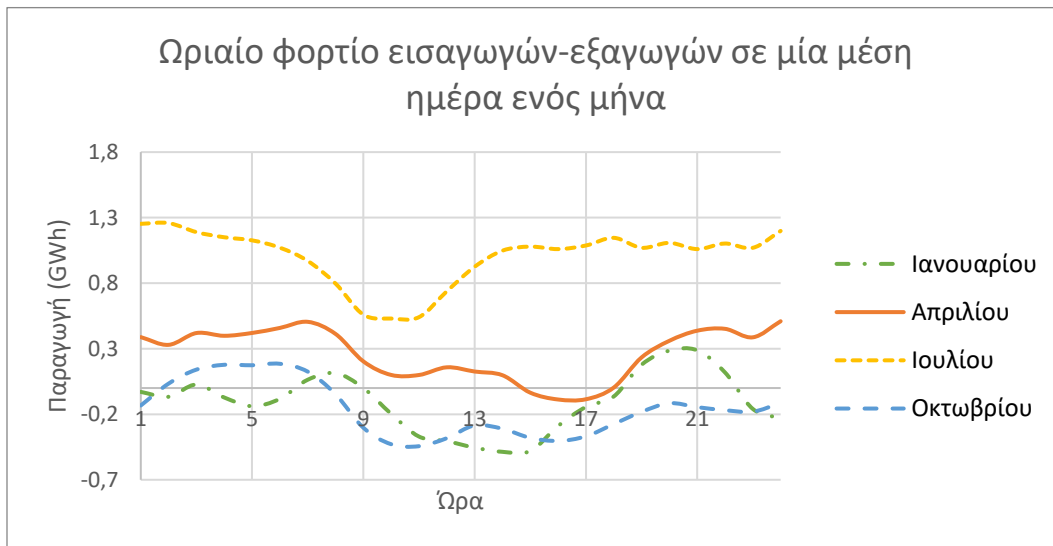


Σχήμα 15: Ωριαία καμπύλη υπολειπόμενου φορτίου σε μία μέση ημέρα ενός μήνα (2021)

Η παραγωγή των ΑΠΕ επηρεάζει άμεσα το υπολειπόμενο φορτίο. Όπως φαίνεται, σε όλους τους μήνες η καμπύλη υπολειπόμενου φορτίου εμφανίζει καμπή τις μεσημεριανές ώρες, καθώς τις ώρες εκείνες η

παραγωγή ΑΠΕ είναι μέγιστη, κυρίως λόγω της μέγιστης παραγωγής των φωτοβολταϊκών. Το υπολειπόμενο φορτίο τον Ιούλιο είναι μέγιστο λόγω της αυξημένης ζήτησης.

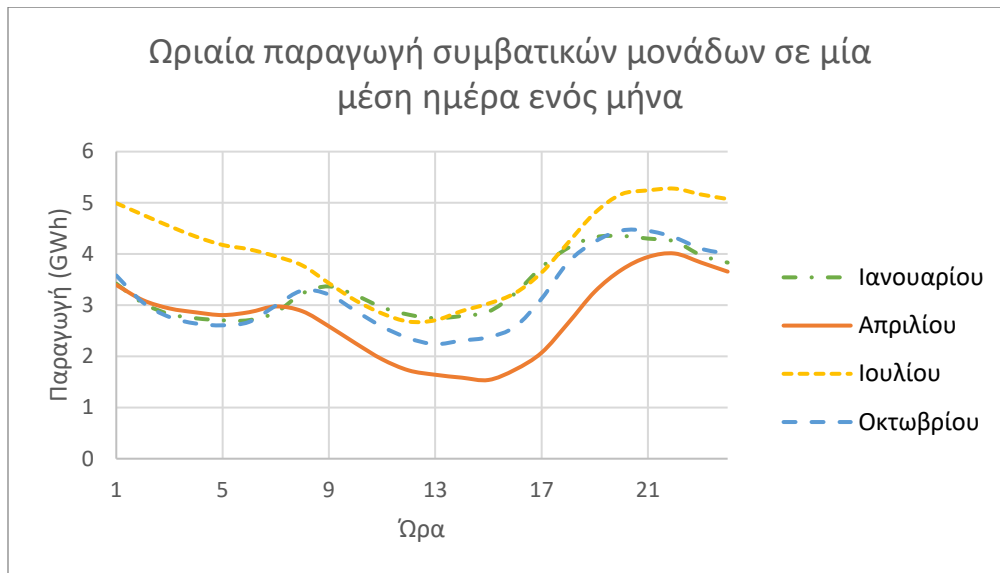
Στο Σχήμα 16 παρουσιάζεται το φορτίο των εισαγωγών και των εξαγωγών σε μία μέση ημέρα ενός μήνα. Όπως παρατηρείται, τον μήνα Ιούλιο το μέσο φορτίο είναι μόνο εισαγωγικό εξαιτίας των μεγάλων αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια. Τον Ιανουάριο και τον Οκτώβριο παρατηρείται εξαγωγικό φορτίο κυρίως τις μεσημεριανές ώρες όπου η παραγωγή των ανανεώσιμων αυξάνεται λόγω της συνδρομής των φωτοβολταϊκών.



Σχήμα 16: Διακύμανση ωριαίου φορτίου εισαγωγών-εξαγωγών σε μία μέση ημέρα ενός μήνα

Αφαιρώντας από το υπολειπόμενο φορτίο σε μία μέση ημέρα ενός μήνα το αντίστοιχο ισοζύγιο εισαγωγών-εξαγωγών, προκύπτει η ωριαία διακύμανση της παραγωγής των θερμικών μονάδων σε μία μέση ημέρα ενός μήνα. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στο Σχήμα 17.

Λόγω μεγαλύτερης ζήτησης τις βραδινές ώρες του Ιουλίου παρουσιάζεται η μέγιστη παραγωγή από συμβατικές μονάδες. Τις μεσημεριανές ώρες σε κάθε μήνα η παραγωγή τους μειώνεται, αφού σημαντικό μέρος της ζήτησης καλύπτεται από την αυξημένη παραγωγή των φωτοβολταϊκών.



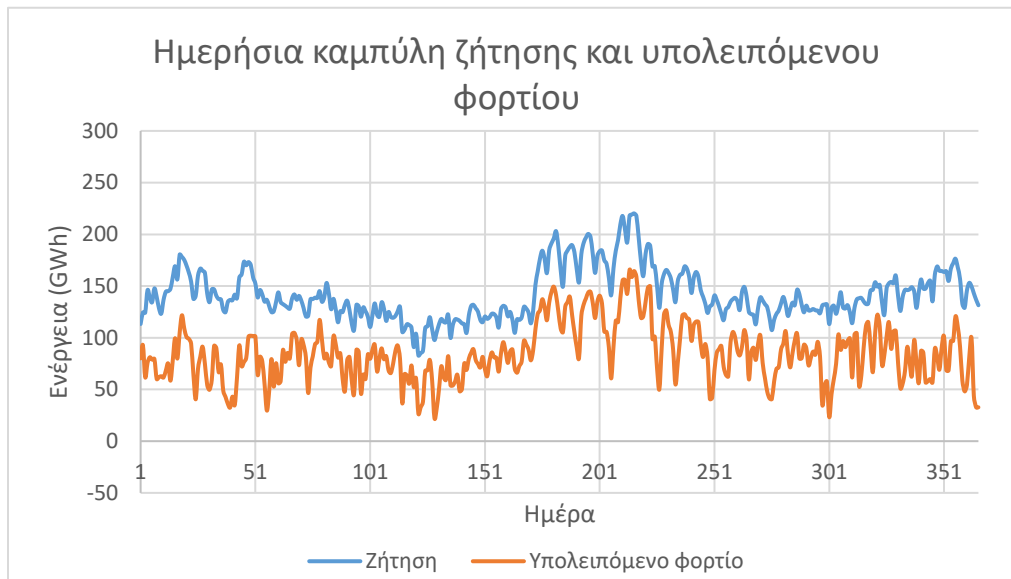
Σχήμα 17: Διακύμανση της ωριαίας παραγωγής των συμβατικών μονάδων σε μία μέση ημέρα ενός μήνα (2021)

Όσον αφορά τη λειτουργία των αποθηκευτικών μονάδων, η συμμετοχή τους στη διαχείριση της ενεργειακής ζήτησης στην προσομοίωση του 2021 παίζει μικρό ρόλο, επειδή σχεδόν το σύνολο της παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες απορροφάται από το δίκτυο. Έτσι, το λογισμικό δεν αξιοποίησε τις μονάδες αυτές παρά μόνο όταν ήταν απαραίτητο, όταν δηλαδή η παραγωγή των ΑΠΕ ξεπερνούσε τις ανάγκες ηλεκτρικής ενέργειας, πράγμα που έγινε μόνο για 90 ώρες μέσα στο 2021. Για αυτό το λόγο δεν κρίθηκε σκόπιμη η παρουσίαση των καμπυλών άντλησης και παραγωγής ενέργειας από τις αποθηκευτικές μονάδες. Η διακύμανσή άντλησης και παραγωγής τους παρουσιάζεται μόνο στα μελλοντικά σενάρια, που η παραγωγή των ΑΠΕ είναι υψηλότερη και δεν απορροφάται πλήρως.

4.3.2 Ημερήσια διακύμανση

Η ημερήσια ζήτηση και παραγωγή προέκυψε από την άθροιση των ωριαίων τιμών κάθε ημέρας. Τα διαγράμματα που προκύπτουν δίνουν μια καλύτερη εικόνα για την ημερήσια διακύμανση των διαφόρων ενεργειακών μεγεθών στη διάρκεια του έτους αναφοράς, 2021.

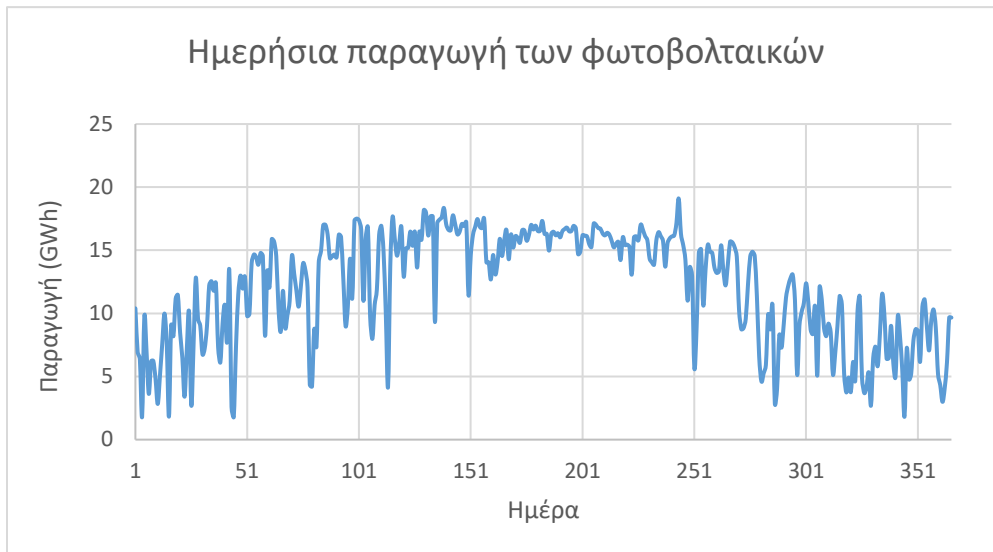
Στο Σχήμα 18 παρουσιάζεται η διακύμανση της ημερήσιας ζήτησης, μαζί με το υπολειπόμενο φορτίο, μετά την απορρόφηση της παραγωγής των ΑΠΕ.



Σχήμα 18: Διακύμανση ημερήσιας ζήτησης και υπολειπόμενου φορτίου (2021)

Επαληθεύονται οι αυξημένες ανάγκες ζήτησης τους καλοκαιρινούς μήνες, με τους χειμωνιάτικους να ακολουθούν. Το υπολειπόμενο φορτίο το καλοκαίρι είναι αυξημένο, με αποτέλεσμα η παραγωγή από συμβατικές μονάδες και εισαγωγές να αναμένεται αυξημένη.

Στο Σχήμα 19 παρουσιάζεται η ημερήσια παραγωγή των φωτοβολταϊκών. Η ημερήσια παραγωγή των υπόλοιπων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και των μεγάλων υδροηλεκτρικών δεν παρουσιάζεται, καθώς η μορφή των διαγραμμάτων είναι παρόμοια με τις ωριαίες χρονοσειρές παραγωγής που παρουσιάστηκαν στο κεφάλαιο 4.2.2. Αντίθετα, επειδή η ωριαία παραγωγή των φωτοβολταϊκών παρουσίαζε έντονη διακύμανση, η μορφή της ημερήσιας καμπύλης παραγωγής διαφέρει. Παρατηρείται στο Σχήμα 19 η αυξημένη παραγωγή των φωτοβολταϊκών του καλοκαιρινούς μήνες, η μειωμένη τους χειμερινούς και η ενδιάμεση παραγωγή το Φθινόπωρο και την Άνοιξη.



Σχήμα 19: Διακύμανση ημερήσιας παραγωγής των φωτοβολταϊκών (2021)

Στο Σχήμα 20 παρουσιάζεται η ημερήσια παραγωγή από τις συμβατικές μονάδες. Η διακύμανσή της είναι έντονη, με τις υψηλότερες τιμές παραγωγής να εμφανίζονται τους καλοκαιρινούς και μετά τους χειμερινούς μήνες.



Σχήμα 20: Ημερήσια διακύμανση παραγωγής συμβατικών μονάδων (2021)

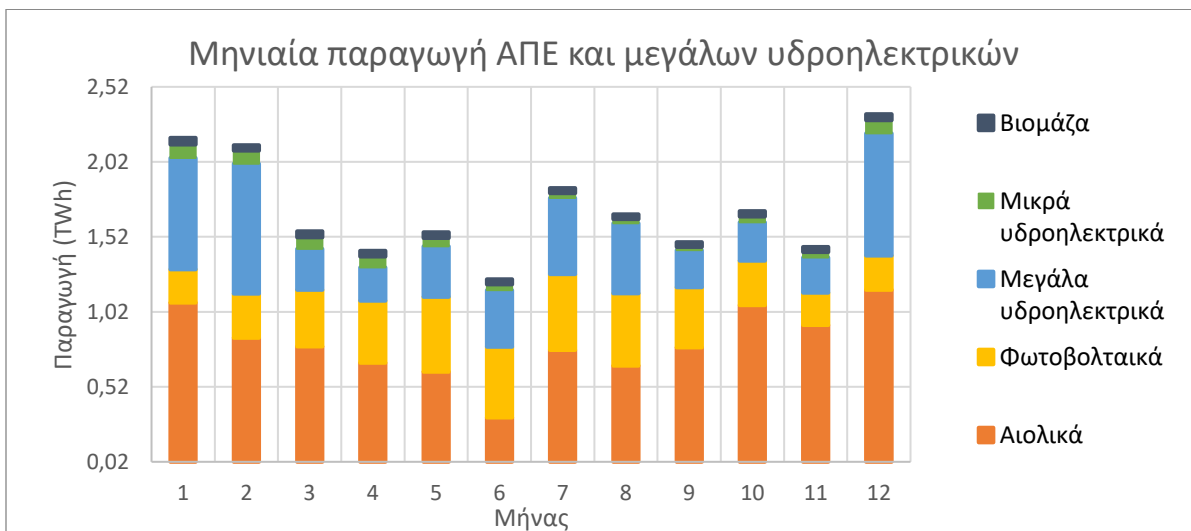
Στο Σχήμα 21 παρουσιάζεται η ημερήσια διακύμανση του φορτίου εισαγωγών-εξαγωγών. Το ισοζύγιο εισαγωγών-εξαγωγών παρουσιάζει και αυτό έντονες μεταβολές, οι οποίες οφείλονται και στα οικονομικά κριτήρια με βάση τα οποία προτιμήθηκε η εισαγωγή ενέργειας έναντι της εγχώριας παραγωγής από τις θερμικές μονάδες.



Σχήμα 21: Ημερήσια διακύμανση φορτίου εισαγωγών-εξαγωγών

4.3.3 Μηνιαία αποτελέσματα

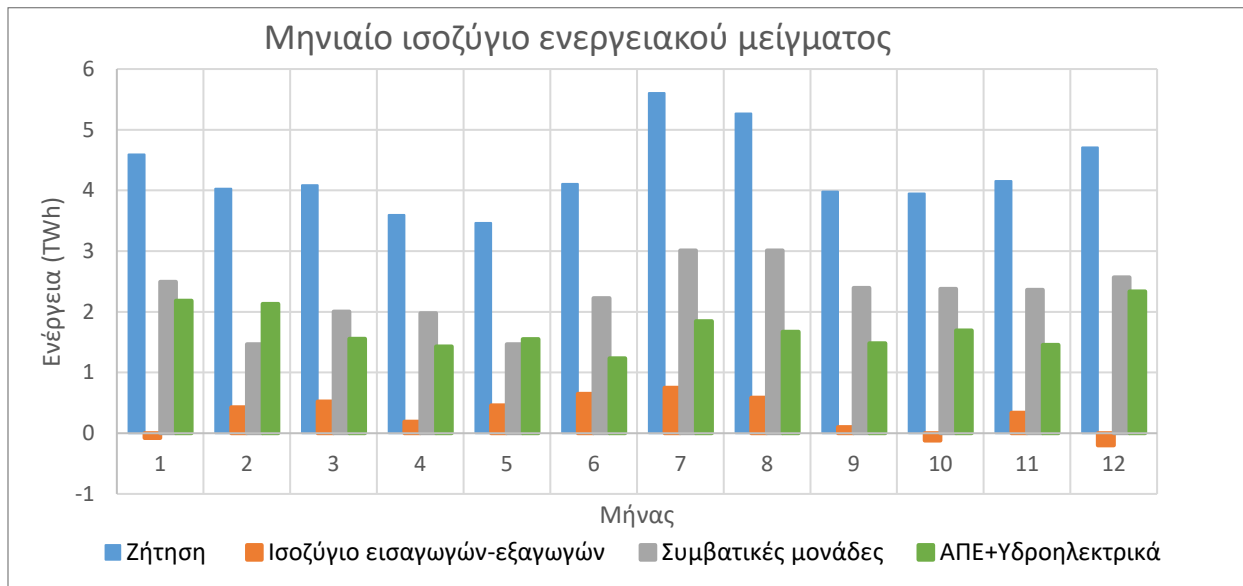
Τα μηνιαία αποτελέσματα δίνουν μια εμπειριστατωμένη γενική εικόνα για το ενεργειακό μείγμα της χώρας και τον τρόπο κάλυψης των αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια κάθε μήνα του έτους. Στο Σχήμα 22 παρουσιάζεται η μηνιαία διακύμανση παραγωγής των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και των μεγάλων υδροηλεκτρικών. Παρατηρείται σημαντική διαφορά στη συνολική παραγωγή κάθε μήνα. Τον Ιούνιο, λόγω της μικρής παραγωγής των αιολικών και των μεγάλων υδροηλεκτρικών, εμφανίζεται η ελάχιστη συνολική παραγωγή, ενώ το Δεκέμβριο, όταν οι αντίστοιχες πηγές ενέργειας έχουν μεγαλύτερη συνεισφορά, εμφανίζεται η μέγιστη συνολική παραγωγή.



Σχήμα 22: Διακύμανση μηνιαίας παραγωγής ΑΠΕ και μεγάλων υδροηλεκτρικών (2021)

Η μηνιαία διακύμανση της παραγωγής των φωτοβολταϊκών είναι αναμενόμενη, μεγιστοποιείται τους καλοκαιρινούς μήνες και ελαχιστοποιείται τους χειμερινούς. Αντίθετα, η παραγωγή των αιολικών είναι πιο απρόβλεπτη. Μεγιστοποιείται τους χειμερινούς μήνες, ενώ τον Ιούνιο έχει την ελάχιστη παραγωγή. Επομένως, οι δύο αυτές τεχνολογίες παρουσιάζουν μια αξιοσημείωτη συμπληρωματικότητα κατά τη διάρκεια του έτους.

Στο Σχήμα 23 παρουσιάζεται η το ενεργειακό ισοζύγιο για το 2021 για κάθε μήνα, όπου συνοψίζεται η μηνιαία συμμετοχή των ενεργειακών πηγών στην κάλυψη της ζήτησης. Διαπιστώνεται η αυξημένη παραγωγή των συμβατικών μονάδων και οι αυξημένες εισαγωγές τους καλοκαιρινούς μήνες για την κάλυψη της ζήτησης. Η παραγωγή από ΑΠΕ και υδροηλεκτρικά είναι αυξημένη το Δεκέμβριο, Ιανουάριο και Φεβρουάριο κυρίως λόγω της μεγάλης παραγωγής από μεγάλα υδροηλεκτρικά και αιολικά, όπως φαίνεται και στο Σχήμα 22.



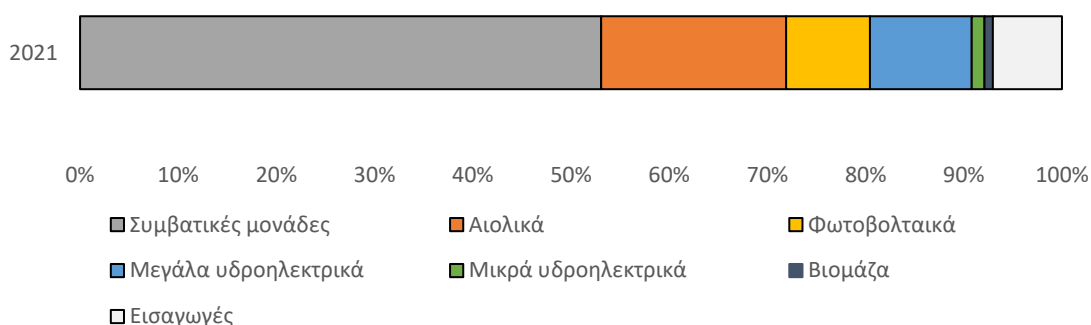
Σχήμα 23: Μηνιαίο ισοζύγιο ενεργειακού μείγματος για το 2021

4.3.4 Ετήσια αποτελέσματα

Ενεργειακό μείγμα

Συγκεντρωτικά, η συμμετοχή της κάθε πηγής ενέργειας για την κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών του έτους αναφοράς 2-21 παρουσιάζεται στο Σχήμα 24. Παρατηρείται η κυριαρχία του μεριδίου των συμβατικών μονάδων λιγνίτη και φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή. Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας έχουν σημαντικό μερίδιο στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, το οποίο τα επόμενα χρόνια αναμένεται να αυξηθεί σημαντικά. Επιδιώκεται επίσης η μείωση των εισαγωγών για την προώθηση της ενεργειακής αυτονομίας της χώρας, ενώ η συμμετοχή των μεγάλων υδροηλεκτρικών δεν αναμένεται να αυξηθεί σημαντικά, λόγω του αυξημένου κόστους και του μεγάλου απαιτούμενου χρόνου για την κατασκευή τέτοιων μονάδων.

Ενεργειακό μείγμα ηλεκτρικής ενέργειας



Σχήμα 24: Ετήσιο ενεργειακό μείγμα για το 2021

Ο Πίνακας 9 παρουσιάζει σε απόλυτες και σχετικές τιμές την συμμετοχή της κάθε πηγής ενέργειας στο ενεργειακό μείγμα της Ελλάδας το 2021.

Πίνακας 9: Ετήσιο ενεργειακό μείγμα για το 2021 σε απόλυτες και σχετικές τιμές

	Παραγωγή (TWh)	Συμμετοχή στο ενεργειακό μείγμα (%)
Συμβατικές μονάδες	27,358	53,07%
Αιολικά	9,706	18,83%
Μεγάλα υδροηλεκτρικά	5,345	10,37%
Φωτοβολταϊκά	4,408	8,55%
Ισοζύγιο Εισαγωγών-Εξαγωγών	3,624	7,03%
Μικρά υδροηλεκτρικά	0,663	1,29%
Βιομάζα	0,446	0,87%
Σύνολο	51,550	100%

Εκπομπές CO₂

Οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για το 2021 υπολογίστηκαν από το πρόγραμμα ίσες με **17,532 tn**. Φυσικά, η τιμή αυτή είναι προσεγγιστική και υπολογίζεται σύμφωνα με τις τυπικές τιμές κλών έκλυσης διοξειδίου του άνθρακα για την παραγωγή ενός GJ του κάθε καυσίμου.

Βαθμός αξιοποίησης των συμβατικών μονάδων

Ο βαθμός αξιοποίησης (capacity factor) των θερμικών μονάδων λιγνίτη και φυσικού αερίου υπολογίζεται ως ο λόγος της πραγματικής παραγωγής των μονάδων προς τη μέγιστη δυνατή παραγωγή, εάν λειτουργούν σε πλήρη ισχύ. Με την μέγιστη ισχύ των μονάδων να ισούται με 8027 MW, ο βαθμός αξιοποίησης των μονάδων προκύπτει τελικά ίσος με 38,80%.

Βαθμός αξιοποίησης αιολικών, φωτοβολταϊκών και μεγάλων υδροηλεκτρικών

Έχει νόημα ο υπολογισμός του βαθμού αξιοποίησης (capacity factor) των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, καθώς και των μεγάλων υδροηλεκτρικών, για την επαλήθευση της παραγωγής των μονάδων στα αναμενόμενα επίπεδα αλλά και την αξιολόγηση του δυναμικού της κάθε πηγής στην Ελλάδα. Ο βαθμός αξιοποίησης ισούται με το λόγο της πραγματικά παραγόμενης ενέργειας προς την θεωρητικά παραγόμενη, αν οι μονάδες λειτουργούσαν με την μέγιστη εγκατεστημένη τους ισχύ για όλο το έτος. Οι βαθμοί αξιοποίησης των αιολικών, φωτοβολταϊκών και μεγάλων υδροηλεκτρικών υπολογίστηκαν ίσοι με 27,19%, 16,05% και 19,19% αντίστοιχα.

Βαθμός αξιοποίησης των αποθηκευτικών μονάδων

Ενώ είναι δυνατός ο υπολογισμός του βαθμού αξιοποίησης των μονάδων άντλησης και παραγωγής των αποθηκευτικών μονάδων, δεν έγινε για το 2021, λόγω της πολύ μικρής αξιοποίησής τους στο ενεργειακό σύστημα. Ο υπολογισμός έχει νόημα σε μελλοντικά σενάρια, όταν οι αποθηκευτικές μονάδες παίζουν μεγαλύτερο ρόλο στη διαχείριση της ζήτησης.

Ο Πίνακας 10 συνοψίζει όλους τους βαθμούς αξιοποίησης που υπολογίστηκαν για το 2021.

Πίνακας 10: Βαθμοί αξιοποίησης μονάδων (2021)

	Βαθμός αξιοποίησης
Συμβατικές μονάδες	38,80%
Αιολικά	27,19%
Φωτοβολταϊκά	16,05%
Μεγάλα υδροηλεκτρικά	19,19%

4.4 Σύγκριση αποτελεσμάτων με τις πραγματικές τιμές

Έχοντας εξάγει τα αποτελέσματα της ετήσιας παραγωγής όλων των μονάδων (Κεφάλαιο 4.3.4), είναι δυνατή η σύγκριση με τις πραγματικές τιμές παραγωγής όπως υπολογίστηκαν στο κεφάλαιο 4.2.1. Τα αποτελέσματα συγκεντρώνει ο Πίνακας 11.

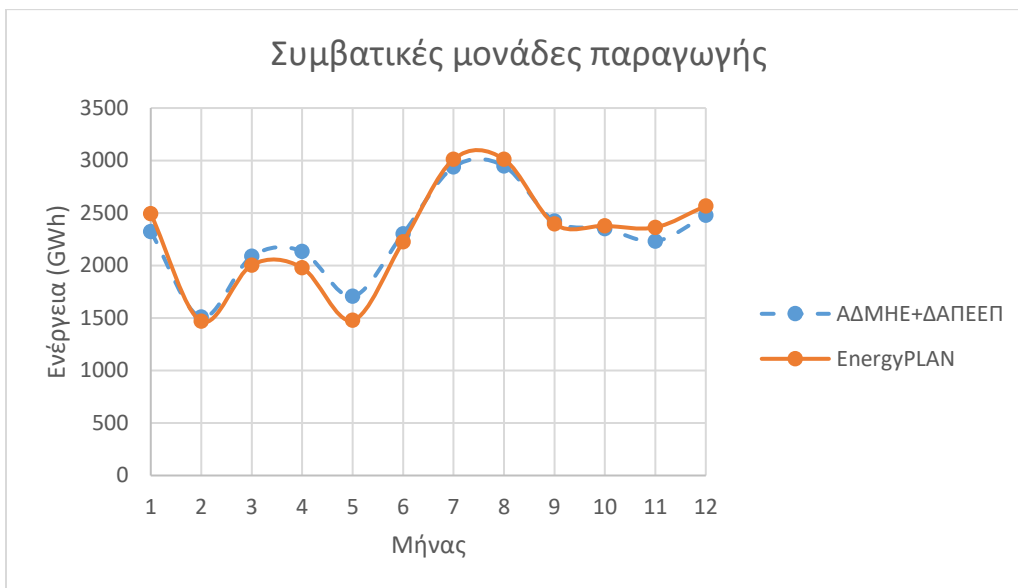
Πίνακας 11: Συνολική παραγωγή των μονάδων συγκριτικά με τις πραγματικές τιμές

	Πραγματικές τιμές	Τιμές EnergyPLAN
Συμβατικές μονάδες παραγωγής	27,429	27,375
Μεγάλα Υδροηλεκτρικά	5,294	5,345
Ισοζύγιο διασυνδέσεων	3,683	3,624
Αιολικά	9,775	9,706
Φωτοβολταϊκά	4,429	4,408
Μικρά Υδροηλεκτρικά	0,669	0,663
Βιομάζα	0,447	0,446
Σύνολο	51,726	51,567

Παρατηρείται σχετική σύγκλιση των τιμών στη συνολική παραγωγή για όλες τις μονάδες. Αυτό αποτελεί μια πρώτη ένδειξη της σωστής λειτουργίας του προγράμματος, δικαιολογείται όμως και από το γεγονός ότι η εισαγωγή των δεδομένων και οι ρυθμίσεις του λογισμικού έγιναν με τέτοιο τρόπο ώστε οι συνολικές τιμές παραγωγής της κάθε μονάδας να αντιστοιχούν στα πραγματικά δεδομένα του 2021.

Σε επόμενο στάδιο ελέγχεται εάν το προφίλ παραγωγής των συμβατικών μονάδων που υπολογίζεται από το λογισμικό ακολουθεί τα πραγματικά δεδομένα. Με αυτό τον τρόπο επαληθεύεται η σωστή λειτουργία των συμβατικών μονάδων στο σύστημα και η ορθότητα των βαθμών απόδοσής τους. Για μια ενδεικτική παρουσίαση της διακύμανσης της παραγωγής των συμβατικών μονάδων, ελέγχθηκε η μηνιαία σύγκλιση των τιμών με τις αντίστοιχες του ΑΔΜΗΕ [57]. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στο Σχήμα 25. Παρατηρείται ότι η μηνιαία διακύμανση παραγωγής των συμβατικών μονάδων που υπολόγισε το λογισμικό ακολουθεί σε ικανοποιητικό βαθμό τα πραγματικά δεδομένα. Η μεγαλύτερη απόκλιση εμφανίζεται τον μήνα του Μαΐου.

Για τις μονάδες ΑΠΕ και το ισοζύγιο εισαγωγών/εξαγωγών η σύγκριση αυτή δεν παρουσιάζεται, καθώς εισάγονται στο λογισμικό ως πηγές με την ωριαία διακύμανση παραγωγής των πραγματικών δεδομένων.



Σχήμα 25: Μηνιαία διακύμανση παραγωγής συμβατικών μονάδων (2021)

5. Το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας το 2030 σύμφωνα με το ΕΣΕΚ

5.1 Γενικά

Η μελέτη του σεναρίου για το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας το 2030 έγινε σύμφωνα με τις προδιαγραφές και τις προβλέψεις του εθνικού σχεδίου για την ενέργεια και το κλίμα (ΕΣΕΚ) [4]. Το ΕΣΕΚ συντάχθηκε το 2019 και περιλαμβάνει το πλέγμα των μέτρων προκειμένου να πραγματοποιηθούν οι κατάλληλες μεταρρυθμίσεις στον ενεργειακό τομέα, με στόχο την εξασφάλιση μακροπρόθεσμων οικονομικών προοπτικών στην ενεργειακή αγορά και ταυτόχρονα την πορεία προς μια οικονομία χαμηλού άνθρακα.

Το ΕΣΕΚ περιλαμβάνει πολιτικές, οικονομικές, περιβαλλοντικές και κοινωνικές μεταρρυθμίσεις που θα συμβάλλουν στη βιώσιμη και αειφόρο ανάπτυξη του ενεργειακού τομέα από το στάδιο της παραγωγής έως και την τελική χρήση. Στα πλαίσια της συγκεκριμένης εργασίας μελετήθηκαν από το ΕΣΕΚ τα μέτρα εκείνα που αφορούν τις μεταρρυθμίσεις στο στάδιο της παραγωγής και της αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.

Βασικός στόχος του ΕΣΕΚ είναι η προώθηση των ΑΠΕ και η αύξηση της διείσδυσής τους (κυρίως αιολικοί και φωτοβολταϊκοί σταθμοί) στο ενεργειακό μείγμα της χώρας, με στόχο τη σταδιακή απολιγνιτοποίησή του και τη μετάβαση σε μια πιο πράσινη ενέργεια .

Παράλληλα, εξαιτίας της αύξησης της μεταβλητότητας και της αβεβαιότητας του υπολειπόμενου φορτίου λόγω της διείσδυσης αυτής, καθίσταται αναγκαία και η αύξηση της ευελιξίας του συστήματος, η οποία επιτυγχάνεται με τις πιο ευέλικτες συμβατικές μονάδες παραγωγής (φυσικού αερίου), τις μονάδες αποθήκευσης ενέργειας, τις διασυνδέσεις και την διαχείριση ζήτησης.

Για τον λόγο αυτόν, κρίνεται επιτακτική η ανάγκη για αύξηση της δυνατότητας αποθήκευσης ενέργειας, μέσω της αντλησοταμίευσης, της πλέον διαδεδομένης μορφής διεθνώς για αποθήκευση ενέργειας σε κλίμακα δικτύου. Παράλληλα, οι εξελίξεις για άλλες μορφές αποθήκευσης είναι ραγδαίες. Για μικρές εγκαταστάσεις κυριαρχούν οι μπαταρίες διαφόρων ειδών, ενώ υπάρχει επίσης ενδιαφέρον για εφαρμογές αποθήκευσης με μετατροπή της ηλεκτρικής ενέργειας σε αέριο, όπως το υδρογόνο.

Παρόλη την αβεβαιότητα που επικρατεί στην ενεργειακή αγορά, με τις οικονομικές και πολιτικές εξελίξεις να την επηρεάζουν άμεσα και να καθιστούν αβέβαιες όποιες μελλοντικές προβλέψεις, το ΕΣΕΚ παραμένει το ισχύον πλαίσιο για τον προγραμματισμό της ενεργειακής πολιτικής που θα ακολουθήσει η Ελλάδα στο μέλλον. Εξάλλου, η ανάγκη για απόκτηση ενεργειακής αυτονομίας παραμένει και ενισχύεται. Σημειώνεται ότι αναμένεται η αναθεώρηση του ΕΣΕΚ το προσεχές διάστημα, κατά την οποία θα αυξηθεί το ποσοστό στόχος διείσδυσης των ΑΠΕ στο σύστημα, σύμφωνα και με τις επιταγές της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Όμως, καθώς δεν υπάρχουν ακόμη επίσημα νέα στοιχεία, το παρόν σενάριο διαμορφώνεται με βάση τις ισχύουσες προδιαγραφές.

5.2 Συλλογή δεδομένων από το ΕΣΕΚ και τροποποιήσεις για το σενάριο του 2030

5.2.1 Ζήτηση ενέργειας

Όσον αφορά τη ζήτηση ενέργειας, οι ενεργειακές ανάγκες της χώρας σε ηλεκτρισμό αναμένεται να αυξηθούν. Η εξέλιξη της τεχνολογίας στον τομέα της ψύξης και θέρμανσης με ηλεκτρισμό με αντλίες θερμότητας, καθώς και η αυξανόμενη διείσδυση των ηλεκτρικών αυτοκινήτων στο μερίδιο επιβατικών οχημάτων αποτελούν τους βασικούς λόγους. Παράλληλα, τίθεται από το ΕΣΕΚ στόχος επίτευξης εξοικονόμησης ενέργειας στην τελική κατανάλωση. Τελικά, η προβλεπόμενη ζήτηση σε ηλεκτρική ενέργεια για το 2030 ανέρχεται στις **55,568 TWh**, παρουσιάζει δηλαδή αύξηση 7,4% σε σχέση με τις 51,726 TWh του 2021.

5.2.2 Ανανεώσιμες πηγές

Η προώθηση των ΑΠΕ αποτελεί κυρίαρχη προτεραιότητα πολιτικής προς μια πορεία απανθρακοποίησης της οικονομίας. Σύμφωνα με το ΕΣΕΚ, στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ, οι κυρίαρχες πηγές ενέργειας που θα συνεισφέρουν στην αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα είναι τα αιολικά και φωτοβολταϊκά πάρκα, λόγω της ώριμης τεχνολογίας τους και των ανταγωνιστικών τιμών τους στην αγορά. Η εγκατεστημένη ισχύς των υδροηλεκτρικών σταθμών θα παρουσιάσει και αυτή μία αύξηση, ενώ θα εξελιχθεί και η παραγωγή από βιομάζα και βιοαέριο. Την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος της κάθε ΑΠΕ παρουσιάζει ο Πίνακας 12. Οι ηλιοθερμικοί σταθμοί και η γεωθερμία δε συμπεριλήφθηκαν, καθώς η συνεισφορά τους στο ενεργειακό μείγμα κρίθηκε αμελητέα.

Πίνακας 12: Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ΑΠΕ

Εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ [GW]	2020 (ΔΑΠΕΕΠ)	2030 (ΕΣΕΚ)
Αιολικά	4,064	6,620
Φωτοβολταϊκά	3,126	6,760
Υδροηλεκτρικά	3,418	3,860
Βιομάζα & Βιοαέριο	0,101	0,320

5.2.3 Συμβατικές μονάδες παραγωγής

Σύμφωνα με το ΕΣΕΚ, η εγκατεστημένη ισχύς των λιγνιτικών σταθμών και των πετρελαϊκών μονάδων αναμένεται να παρουσιάσουν μείωση κατά 1,3 GW έκαστη το έτος 2030 σε σχέση με το έτος 2016, ενώ η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων φυσικού αερίου αναμένεται να αυξηθεί κατά 200 MW. Ωστόσο, λαμβάνοντας υπόψη τις πρόσφατες εξελίξεις στο θέμα αυτό και την απόφαση της κυβέρνησης για παράταση της λειτουργίας των λιγνιτικών μονάδων έως το 2028 [62], καθώς και την προγραμματισμένη κατασκευή νέων μονάδων ηλεκτροπαραγωγής με φυσικό αέριο, αποφασίστηκε η εγκατεστημένη ισχύς των συμβατικών μονάδων να παραμείνει ως έχει στα **8027 MW**.

5.2.4 Μονάδες αποθήκευσης

Προκειμένου να επιτευχθούν τόσο υψηλά επίπεδα διείσδυσης μεταβλητών ΑΠΕ με βέλτιστο οικονομικά τρόπο (χαμηλές περικοπές της παραγωγής τους), προκύπτουν ανάγκες για αποθήκευση περίσσειας παραγωγής τους (αντλησοσταμείωση, μπαταρίες, μετατροπή σε αέριο, κ.α.). Σύμφωνα με το ΕΣΕΚ, επιπλέον των υφιστάμενων αντλησοσταμειωτικών σταθμών του Θησαυρού και της Σφηκιάς, αναμένεται μέχρι το 2030 να τεθούν σε λειτουργία και οι ΥΗΣ στον Άγιο Γεώργιο και στον Πύργο, οι οποίοι βρίσκονται σε στάδιο σχεδιασμού και κατασκευής. Έτσι, η εγκατεστημένη ισχύς άντλησης και παραγωγής και η συνολική χωρητικότητα των αποθηκευτικών μονάδων αναμένεται να αυξηθούν, όπως δείχνει ο Πίνακας 13. Οι αποθηκευτικές μονάδες για το σενάριο του 2030 αναμένεται να έχουν μεγαλύτερο ρόλο στο ενεργειακό σύστημα της χώρας.

Πίνακας 13: Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος και χωρητικότητας αποθηκευτικών μονάδων

	2020 ([24])	2030 (ΕΣΕΚ)
Εγκατεστημένη ισχύς άντλησης (MW)	699	1429
Εγκατεστημένη ισχύς παραγωγής (MW)	699	1379
Χωρητικότητα αποθήκευσης (GWh)	5,14	10,08

5.2.5 Εισαγωγές-Εξαγωγές

Το ισοζύγιο εισαγωγών-εξαγωγών για τη χρονιά του 2021 συνυπολογίστηκε στο ηλεκτρικό σύστημα ως μία πηγή ενέργειας με γνωστή παραγωγή, όπως ήταν διαθέσιμη από τα στατιστικά στοιχεία του ΑΔΜΗΕ. Για τα μελλοντικά σενάρια όμως δεν είναι δυνατή η πρόβλεψη της ωριαίας χρονοσειράς των εισαγωγών, καθώς η επιλογή εισαγωγής ενέργειας έναντι παραγωγής από συμβατικές μονάδες εξαρτάται από οικονομικούς παράγοντες και δεδομένα που δεν είναι διαθέσιμα για το μέλλον ούτε μπορούν να προβλεφθούν με ακρίβεια.

Εξάλλου, η βελτιστοποίηση που έχει επιλεχθεί για την προσομοίωση του συστήματος είναι τεχνική και όχι οικονομική, με αποτέλεσμα να επιδιώκεται η μέγιστη εγχώρια παραγωγή και να προωθείται η ενεργειακή αυτονομία της χώρας, κάτι που ούτως η άλλως είναι βασικός στόχος.

Έτσι, αποφασίστηκε η απόδοση του φορτίου που δεν καλύπτεται από τις ΑΠΕ και τις αποθηκευτικές μονάδες στις συμβατικές μονάδες παραγωγής μόνο και όχι στις εισαγωγές, με την παραδοχή ότι μέρος της παραγωγής αυτής ενδέχεται να αντικατασταθεί από εισαγωγή ενέργειας είτε για οικονομικούς λόγους είτε για την αποφόρτιση των συμβατικών μονάδων. Βέβαια, εάν οι συμβατικές μονάδες δεν επαρκούσαν για την κάλυψη του υπολειπόμενου φορτίου, τότε αναγκαστικά θα γίνονταν και εισαγωγές, κάτι το οποίο δεν χρειάστηκε κατά την προσομοίωση αυτού του σεναρίου.

Οι εξαγωγές ενέργειας υπολογίζονται από το λογισμικό ως η ενέργεια που δεν απορροφάται από το δίκτυο τις ώρες υψηλής παραγωγής ΑΠΕ και επίσης δεν είναι δυνατόν να αξιοποιηθεί από τις αποθηκευτικές μονάδες για μεταγενέστερη χρήση, όταν αυτές είναι πλήρεις.

5.3 Αποτελέσματα λογισμικού για το 2030

Έχοντας συγκεντρώσει όλες τις απαραίτητες αλλαγές για τη προσομοίωση του ενεργειακού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας του 2030 σύμφωνα με το ΕΣΕΚ, με βάση το μοντέλο του 2021 εισάγονται στο λογισμικό οι αλλαγές αυτές και προκύπτουν οι νέες ωριαίες και μηνιαίες χρονοσειρές παραγωγής, κατανάλωσης και αποθήκευσης ενέργειας. Όπως αναφέρθηκε και στο κεφάλαιο 4, χρησιμοποιήθηκαν οι ανηγμένες χρονοσειρές παραγωγής των ανανεώσιμων πηγών και οι βαθμοί απόδοσης των συμβατικών μονάδων όπως υπολογίστηκαν για το σενάριο του 2021, με την παραδοχή ότι αντιπροσωπεύουν τυπικές κατανομές και βαθμούς απόδοσης που θα ισχύουν και για το 2030. Αυξήθηκε όμως σε απόλυτα μεγέθη η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ, ώστε να αντιστοιχεί στις προβλέψεις του ΕΣΕΚ.

Η προσομοίωση για το 2030, πέρα από την ωριαία και μηνιαία παραγωγή της κάθε τεχνολογίας, δίνει χρήσιμα αποτελέσματα και για τη λειτουργία των μονάδων αποθήκευσης, καθώς και για άλλα μεγέθη όπως η απορριπτόμενη ενέργεια ΑΠΕ που δεν απορροφήθηκε από το δίκτυο και οι ετήσιες εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα από ηλεκτροπαραγωγή.

Οι μονάδες αποθήκευσης, οι οποίες έχουν πιο ενεργό ρόλο στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας σε σχέση με το έτος αναφοράς 2021, αξιοποιούνται από το λογισμικό με τον κατάλληλο τρόπο, έτσι ώστε να αντλούν το μέγιστο δυνατό ποσό ενέργειας ΑΠΕ που δεν απορροφάται από το δίκτυο. Όριο του ρυθμού άντλησης της ενέργειας αυτής είναι η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων, ενώ το σύστημα σταματάει να αντλεί ενέργεια όταν η πλήρωση των ταμιευτήρων των αποθηκευτικών μονάδων φτάσει στο μέγιστο. Κατά την παραγωγή, οι μονάδες δίνουν ενέργεια στο σύστημα με μέγιστο όριο την εγκατεστημένη τους ισχύ, ενώ όταν οι ταμιευτήρες αδειάσουν, τότε σταματάει να παράγεται ενέργεια.

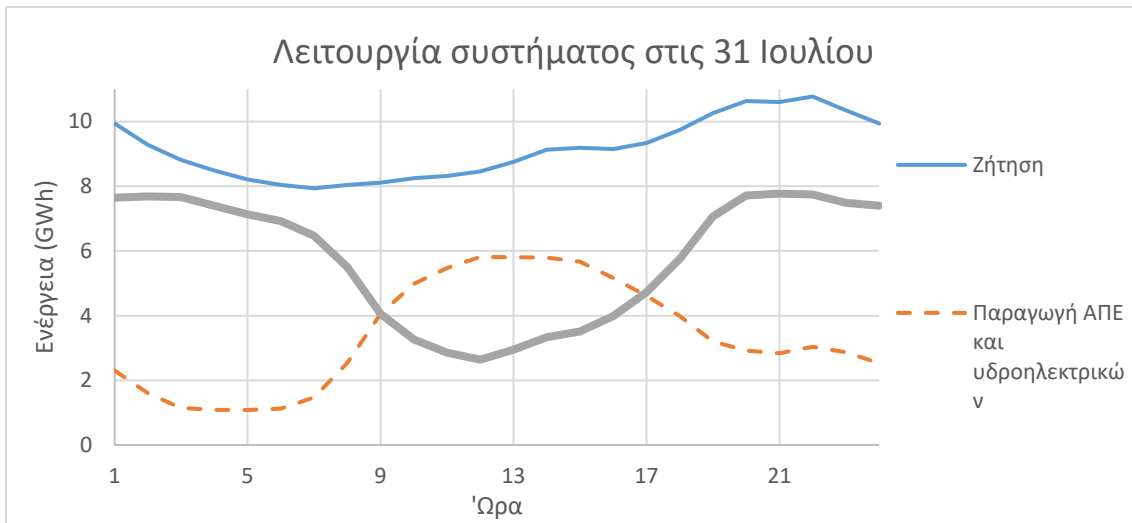
Με την επεξεργασία των αποτελεσμάτων αυτών είναι δυνατή η παρουσίαση ωριαίων, ημερήσιων, μηνιαίων και ετήσιων διαγραμμάτων που περιγράφουν τη λειτουργία του ενεργειακού συστήματος, καθώς και η σύγκριση με το έτος αναφοράς, 2021.

5.3.1 Ημερήσια λειτουργία του συστήματος

Όπως και για το σενάριο του 2021, η μέση ημερήσια λειτουργία του συστήματος και οι αντίστοιχες ωριαίες τιμές παραγωγής και αποθήκευσης παρουσιάζονται για επιλεγμένους μήνες του έτους, έτσι ώστε να προκύπτουν πιο σαφή συμπεράσματα για την εικοσιτετράωρη διακύμανση των τιμών. Πέραν της παρουσίασης της μέσης ωριαίας ζήτησης ενός μήνα από κάθε εποχή, επιλέχθηκαν ακόμα τρεις ενδεικτικές ημέρες του έτους, χαρακτηριστικές για την ανάλυση της λειτουργίας του συστήματος.

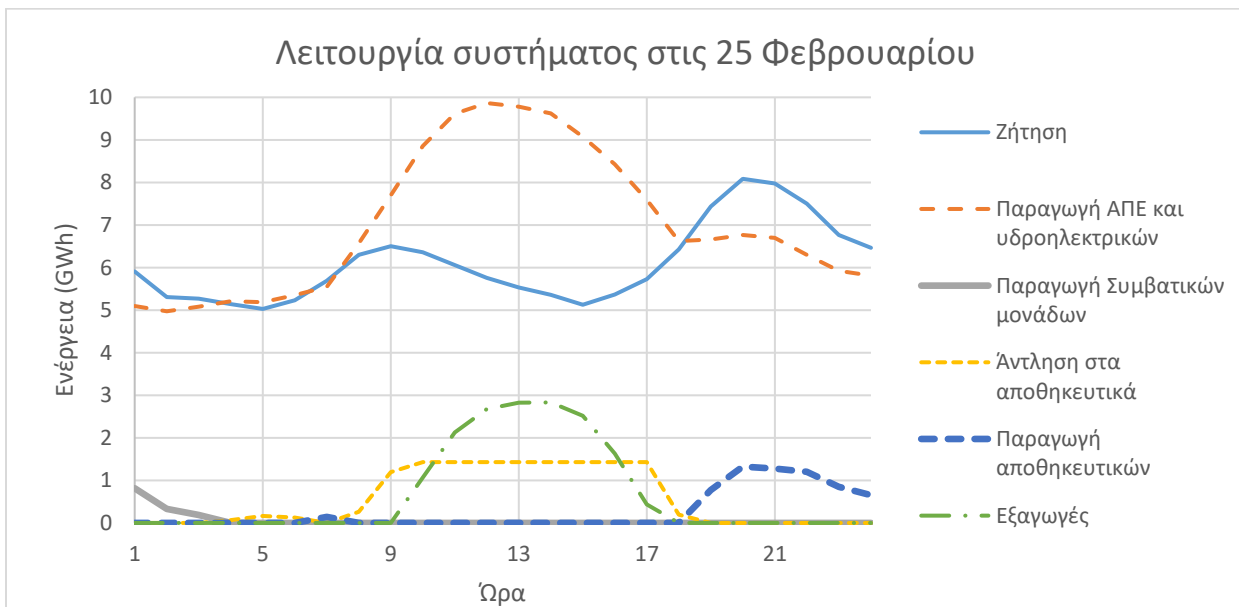
5.3.1.1 Χαρακτηριστικές ημέρες λειτουργίας του ενεργειακού συστήματος

Στο Σχήμα 26 παρουσιάζεται η ωριαία λειτουργία του συστήματος στις 31 Ιουλίου. Την ημέρα αυτή, η παραγωγή των ΑΠΕ είναι μικρή και η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας υψηλή. Έτσι, οι ΑΠΕ δεν καλύπτουν τις ηλεκτρικές ανάγκες, με αποτέλεσμα το υπολειπόμενο φορτίο να καλύπτεται από τις συμβατικές μονάδες. Δε προκύπτουν ανάγκες αποθήκευσης ούτε εξαγωγής ενέργειας, αφού όλο το ποσό παραγωγής των ΑΠΕ απορροφάται από το δίκτυο.



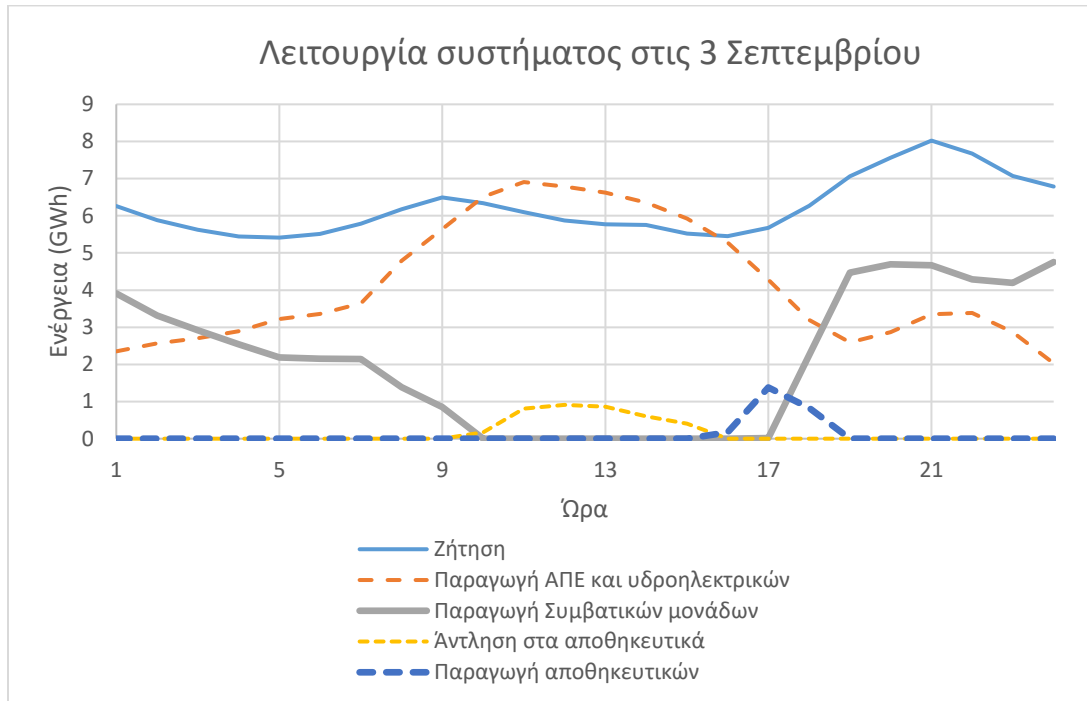
Σχήμα 26: Ωριαία λειτουργία του συστήματος στις 31 Ιουλίου (2030)

Στο Σχήμα 27 παρουσιάζεται η ωριαία λειτουργία στις 25 Φεβρουαρίου, ημέρα με μειωμένη ζήτηση ενέργειας και ταυτόχρονα υψηλή παραγωγή ανανεώσιμων πηγών. Η παραγωγή των συμβατικών μονάδων ελαχιστοποιείται, ενώ η περίσσεια ενέργειας που δεν απορροφάται στο δίκτυο αντλείται στις αποθηκευτικές μονάδες για μελλοντική χρήση, με μέγιστο ρυθμό άντλησης την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων, δηλαδή τα 1429 MW. Σημειώνεται ότι η αποθήκευση ενέργειας την ημέρα αυτή δεν έφτασε τη μέγιστη χωρητικότητα αποθήκευσης των μονάδων, για αυτό και η άντληση δε σταμάτησε. Το ποσό που ούτε απορροφάται στο δίκτυο ούτε αντλείται εξάγεται. Όταν η ζήτηση ενέργειας τις απογευματινές ώρες ξεπερνά την παραγωγή ΑΠΕ, τότε οι αποθηκευτικές μονάδες καλύπτουν κατά προτεραιότητα την επιπλέον ζήτηση φορτίου, χωρίς να χρειαστεί η λειτουργία των θερμικών μονάδων.



Σχήμα 27: Ωριαία λειτουργία του συστήματος στις 25 Φεβρουαρίου (2030)

Στο Σχήμα 28 παρουσιάζεται η ωριαία λειτουργία στις 3 Σεπτεμβρίου. Την ημέρα αυτή, η ζήτηση δεν είναι πολύ υψηλή, αλλά η παραγωγή των ΑΠΕ κυμαίνεται σε μέτρια επίπεδα. Έτσι, κατά τη διάρκεια της ημέρας επιβάλλεται η λειτουργία των συμβατικών μονάδων, κυρίως τις πρωινές και βραδινές ώρες, καθώς και η λειτουργία των αποθηκευτικών, αφού η περίσσεια ενός ποσού ενέργειας το μεσημέρι αντλείται και χρησιμοποιείται λίγο αργότερα.



Σχήμα 28: Ωριαία λειτουργία του συστήματος στις 3 Σεπτεμβρίου (2030)

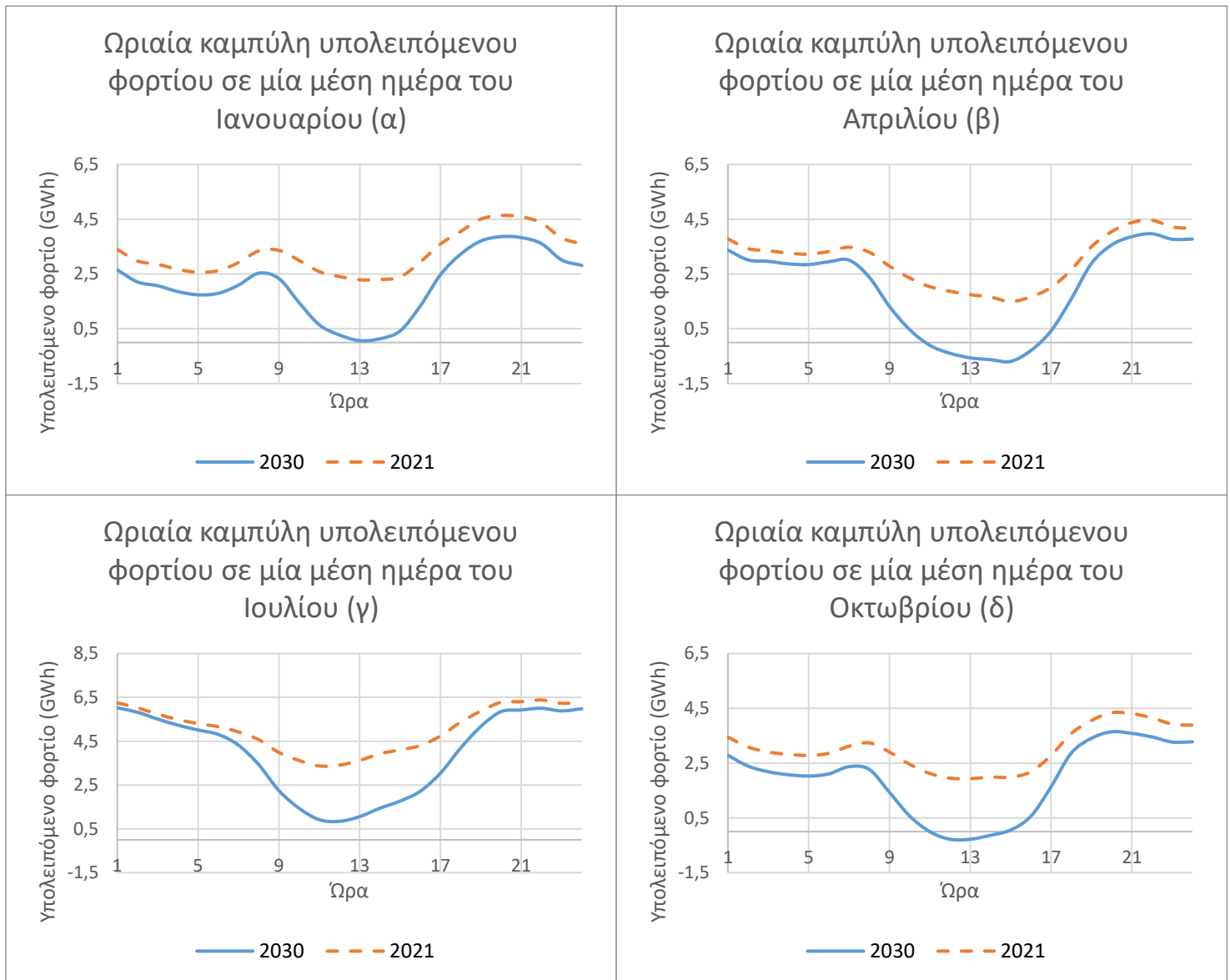
5.3.1.2 Μέση ημερήσια διακύμανση χαρακτηριστικών μηνών

Για μια πρώτη εικόνα της διακύμανσης παραγωγής και αποθήκευσης των μονάδων σε ημερήσια βάση επιλέχθηκε, όπως και για το 2021, η παρουσίαση ενός εικοσιτετράωρου μιας μέσης ημέρας ενός χαρακτηριστικού μήνα κάθε εποχής (Ιανουάριος, Απρίλιος, Ιούλιος, Οκτώβριος).

Η μέση ωριαία ζήτηση διαμορφώνεται με βάση την ανηγμένη χρονοσειρά του 2021, οπότε εκτός από την αύξησή των τιμών κατά 7,4% η μορφή των καμπυλών δεν αλλάζει και είναι όπως στο Σχήμα 12.

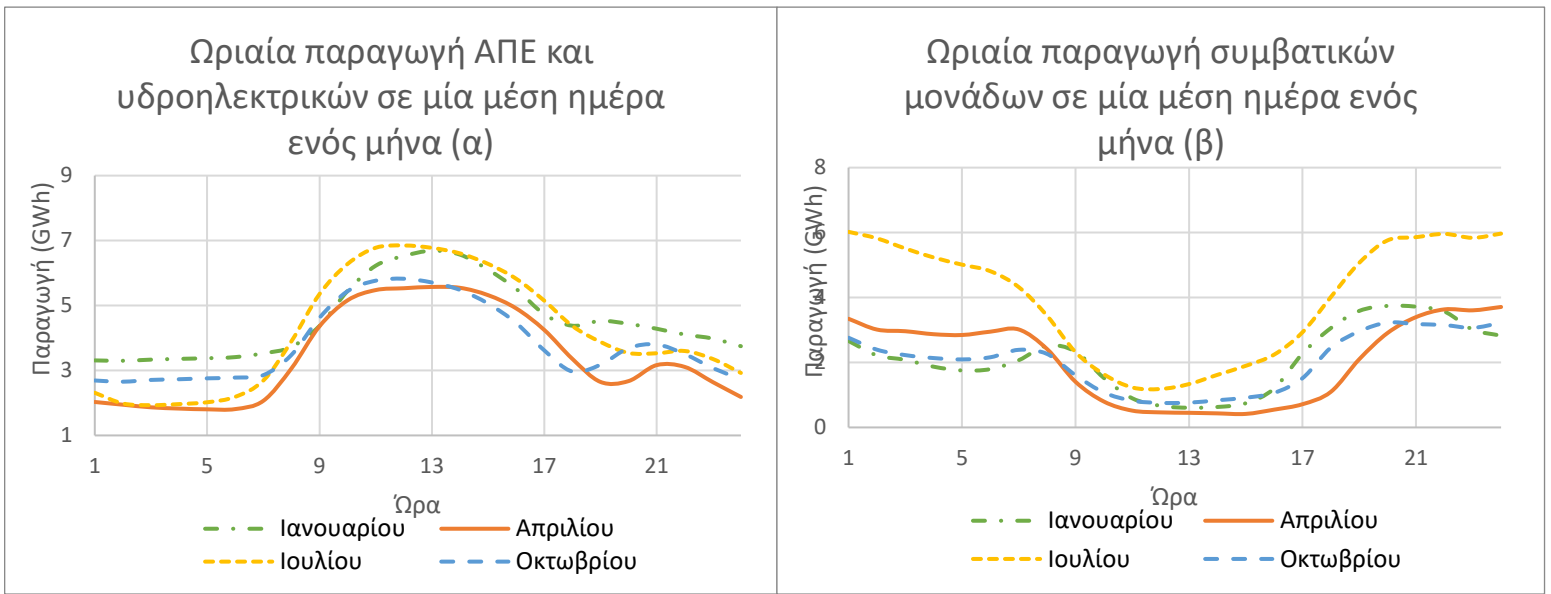
Στο Σχήμα 29 παρουσιάζεται η ωριαία καμπύλη υπολειπόμενου φορτίου σε μία μέση ημέρα ενός μήνα, συγκριτικά με αυτή του 2021. Παρατηρείται η μείωση του υπολειπόμενου φορτίου και ειδικά τις μεσημεριανές ώρες, λόγω της υψηλής διείσδυσης των ΑΠΕ και κυρίως της παραγωγής των φωτοβολταϊκών. Μάλιστα, τις ώρες που το υπολειπόμενο φορτίο είναι αρνητικό, η παραγωγή από ΑΠΕ ξεπερνάει τη ζήτηση και η επιπλέον ενέργεια είτε αποθηκεύεται είτε εξάγεται.

Επίσης, παρατηρείται ότι η λειτουργία των θερμικών μονάδων απαιτείται να είναι πολύ πιο ευέλικτη, με μεγάλες μεταβολές του φορτίου τους κυρίως κατά την έναρξη και το πέρας της παραγωγής των φωτοβολταϊκών.



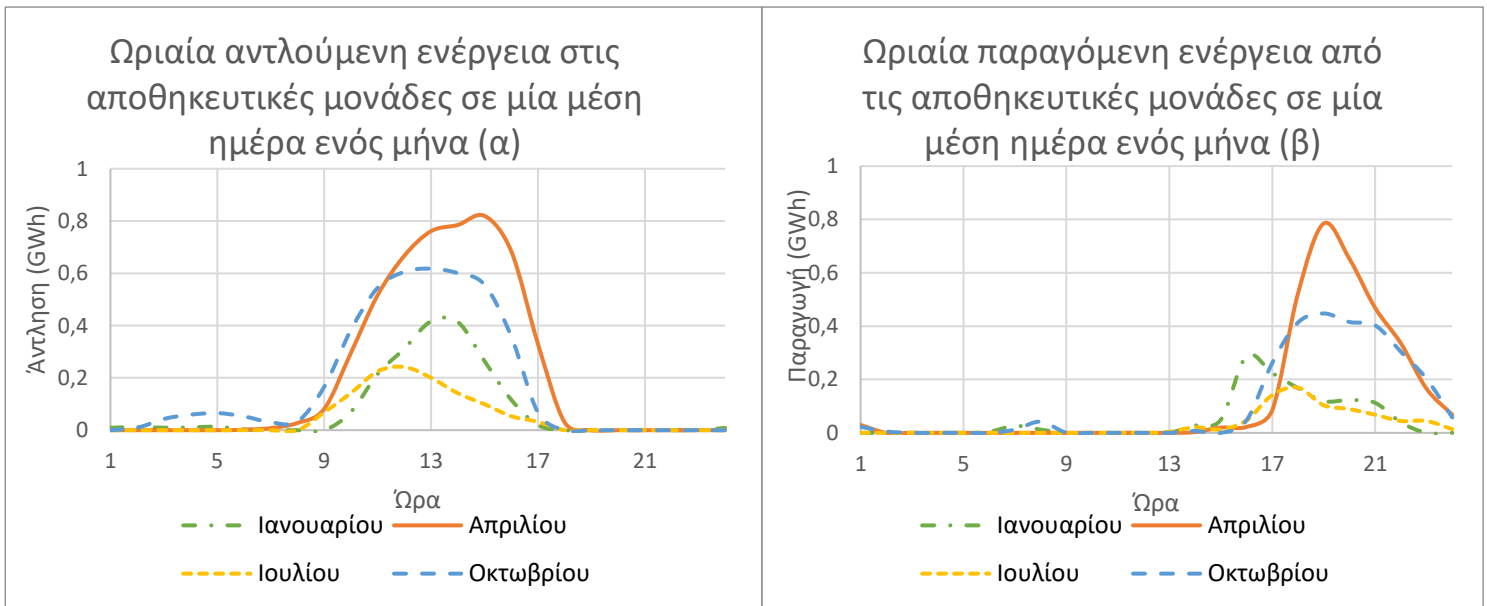
Σχήμα 29: Ωριαία καμπύλη υπολειπόμενου φορτίου σε μία μέση ημέρα ενός μήνα (2030)

Όπως και για τη ζήτηση, έτσι και στις ανανεώσιμες πηγές οι κατανομές που χρησιμοποιήθηκαν από το 2021 διαμορφώνουν παρόμοιες καμπύλες και δεν έχει αξία η παρουσίασή τους ξανά για κάθε ΑΠΕ ξεχωριστά. Στο Σχήμα 30 παρουσιάζεται συνοπτικά η ωριαία καμπύλη των ΑΠΕ και των συμβατικών μονάδων σε μία μέση ημέρα ενός μήνα. Παρατηρείται η αυξημένη παραγωγή από ανανεώσιμες πηγές τις μεσημεριανές ώρες (Σχήμα 30α), με τις συμβατικές μονάδες να καλύπτουν περισσότερο τις ανάγκες ζήτησης την υπόλοιπη ημέρα (Σχήμα 30β).



Σχήμα 30: Διακύμανση της ωριαίας παραγωγής ΑΠΕ & Υδροηλεκτρικών και συμβατικών μονάδων σε μία μέση ημέρα ενός μήνα(2030)

Στο Σχήμα 31 παρουσιάζεται η ημερήσια άντληση και παραγωγή από τις αποθηκευτικές μονάδες σε μία μέση ημέρα κάθε μήνα. Είναι φανερή η λειτουργία των αντλητικών μονάδων (Σχήμα 31α) κυρίως τις μεσημεριανές ώρες, όπου η ενίσχυση της παραγωγής ΑΠΕ από τα φωτοβολταϊκά δημιουργεί περίσσεια ενέργειας. Η επιστροφή της ενέργειας στο δίκτυο (Σχήμα 31β) γίνεται τις απογευματινές προς βραδινές ώρες,



Σχήμα 31: Διακύμανση της ωριαίας άντλησης και παραγωγής ενέργειας από τις αποθηκευτικές μονάδες σε μία μέση ημέρα ενός μήνα (2030)

όπου η ζήτηση μεγιστοποιείται, ενώ η παραγωγή από ανανεώσιμες μειώνεται. Φαίνεται επίσης από το διάγραμμα η μειωμένη παραγωγή ενέργειας σε σχέση με την άντληση, λόγω των υδραυλικών απωλειών του κύκλου της αντλησοσταμείωσης, που είναι ίσες με το 37% της αντλούμενης ενέργειας.

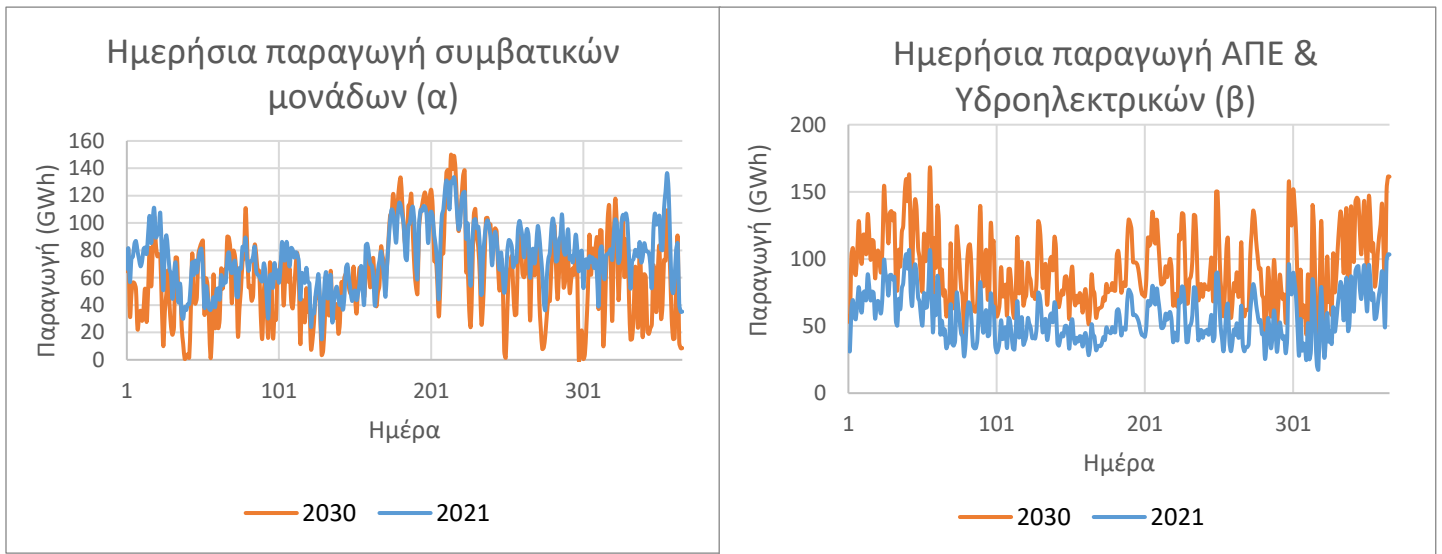
5.3.2 Ημερήσια διακύμανση

Στο Σχήμα 32 παρουσιάζεται η καμπύλη ημερήσιας ζήτησης μαζί με την καμπύλη υπολειπόμενου φορτίου για όλο το έτος 2030. Η διακύμανση της ζήτησης έχει την ίδια μορφή με αυτή του 2021 (Σχήμα 18), αλλά οι τιμές είναι αυξημένες κατά 7,5%. Αντίθετα, παρατηρείται ότι η καμπύλη του υπολειπόμενου φορτίου είναι μετατοπισμένη προς τα κάτω, καθώς η αύξηση της παραγωγής ΑΠΕ είναι ακόμα μεγαλύτερη.



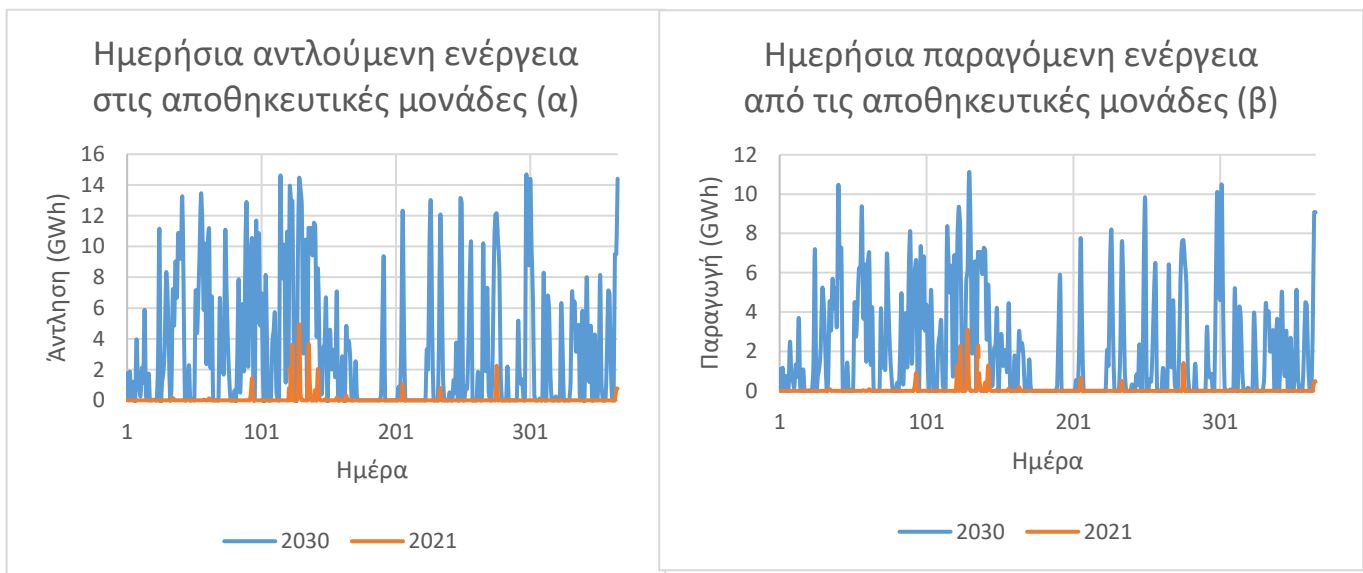
Σχήμα 32: Διακύμανση ημερήσιας ζήτησης και υπολειπόμενου φορτίου

Στο Σχήμα 33 παρουσιάζεται η ημερήσια παραγωγή από τις συμβατικές μονάδες και τις ΑΠΕ συνολικά, μαζί με αυτή του 2021. Κάνοντας τη σύγκριση, επαληθεύεται η μείωση της παραγωγής των συμβατικών μονάδων (Σχήμα 33α) και η αύξηση των ΑΠΕ (Σχήμα 33β).



Σχήμα 33: Διακύμανση ημερήσιας παραγωγής ΑΠΕ & Υδροηλεκτρικών και συμβατικών μονάδων (2030)

Οι ημερήσιες καμπύλες της αντλούμενης και παραγόμενης ενέργειας από τις αποθηκευτικές μονάδες παρουσιάζονται στο Σχήμα 34 συγκριτικά με τις αντίστοιχες του 2021. Παρατηρείται ότι οι μονάδες χρησιμοποιούνται σχεδόν σε όλη τη διάρκεια του 2030. Οι έντονες διακυμάνσεις των καμπυλών δεν επιτρέπουν τη λήψη χρήσιμων συμπερασμάτων, συμπεριλήφθηκαν όμως στην εργασία για να τονιστεί ο μεγαλύτερος ρόλος των αποθηκευτικών μονάδων στο ενεργειακό σύστημα το 2030 σε σχέση με το 2021.



Σχήμα 34: Διακύμανση ημερήσιας άντλησης και παραγωγής αποθηκευτικών μονάδων

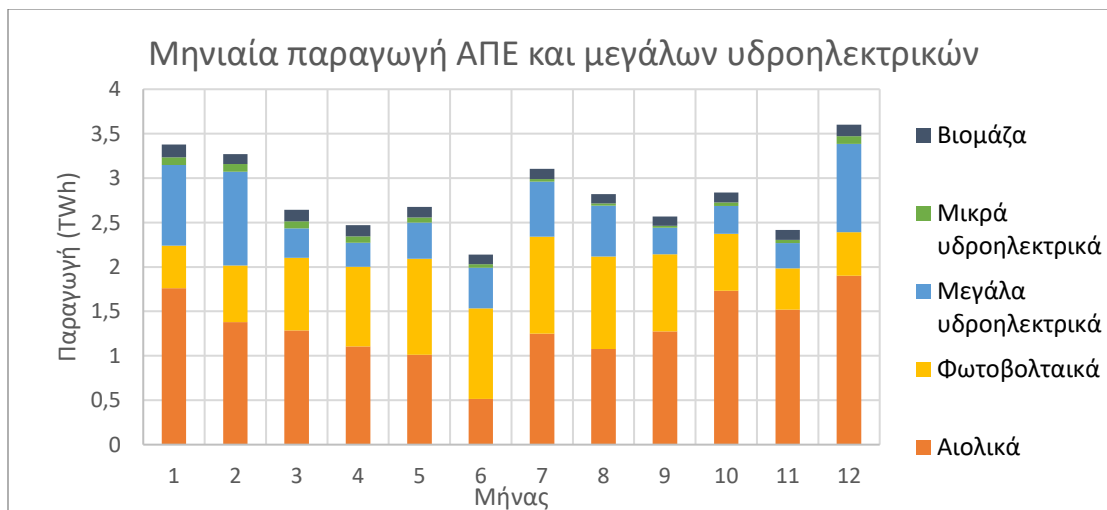
Στο Σχήμα 35 παρουσιάζεται το ημερήσιο ποσοστό ΑΠΕ που δεν απορροφάται στο δίκτυο. Το ποσοστό αυτό ισούται με το λόγο του αθροίσματος της ημερήσιας αντλούμενης και εξαγόμενης ενέργειας προς την συνολική ημερήσια παραγωγή ΑΠΕ. Το μέσο ημερήσιο ποσοστό που δεν απορροφάται ισούται με 4,18%, ενώ όπως φαίνεται στο διάγραμμα αρκετές ημέρες το ποσοστό αυτό φτάνει και ξεπερνά το 15%.



Σχήμα 35: Διακύμανση ημερήσιου ποσοστού ΑΠΕ που δεν απορροφάται στο δίκτυο

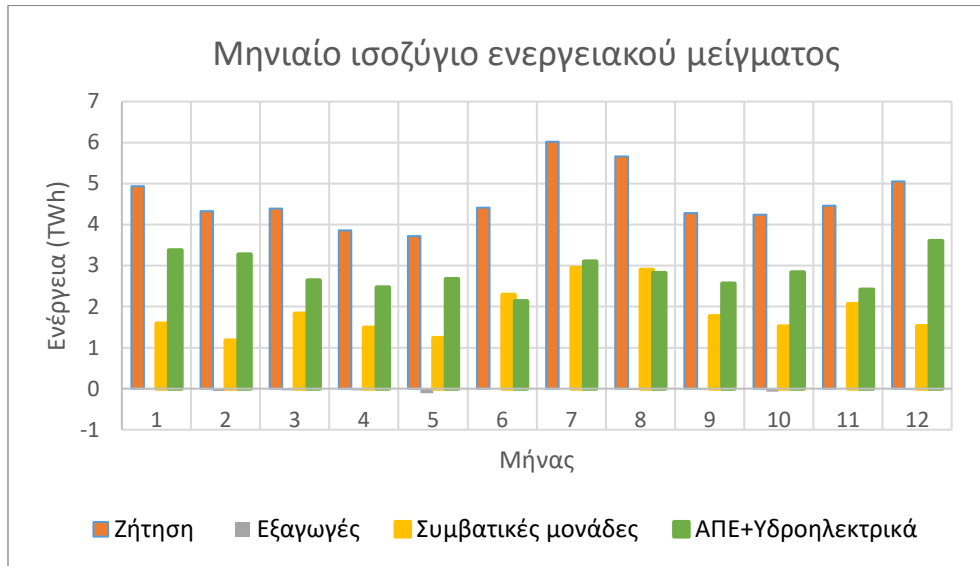
5.3.3 Μηνιαία αποτελέσματα

Τα μηνιαία αποτελέσματα δίνουν μια γενική εικόνα για το ενεργειακό μείγμα της χώρας το 2030, ενώ σε σύγκριση με τα αντίστοιχα του 2021 δείχνουν την επιθυμητή πορεία του ενεργειακού μείγματος προς μια πράσινη ενέργεια, σύμφωνα με τις προδιαγραφές του ΕΣΕΚ. Στο Σχήμα 36 παρουσιάζεται η μηνιαία διακύμανση παραγωγής των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και των μεγάλων υδροηλεκτρικών.



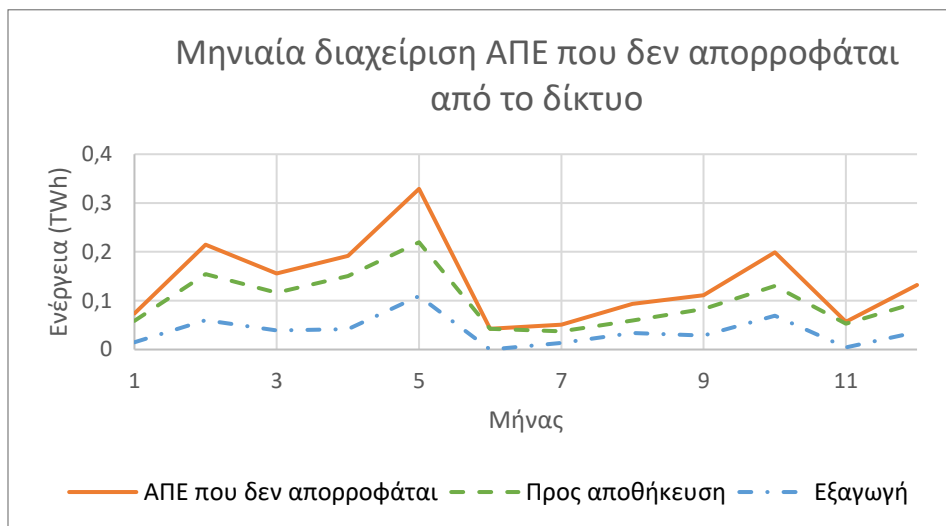
Σχήμα 36: Διακύμανση μηνιαίας παραγωγής ΑΠΕ και μεγάλων υδροηλεκτρικών (2030)

Στο Σχήμα 37 παρουσιάζεται η το ενεργειακό ισοζύγιο για το 2030 για κάθε μήνα, όπου συνοψίζεται η μηνιαία συμμετοχή των ενεργειακών πηγών στην κάλυψη της ζήτησης. Σημειώνεται ότι η παραγωγή από τις αποθηκευτικές μονάδες δε συμπεριλαμβάνεται, καθώς το ποσό αυτό ανήκει στην παραγωγή ΑΠΕ που με άντληση από τις μονάδες χρησιμοποιείται σε άλλο στάδιο.



Σχήμα 37: Μηνιαίο ισοζύγιο ενεργειακού μείγματος για το 2030

Η μηνιαία διαχείριση του ποσού της παραγωγής των ΑΠΕ που δεν απορροφάται στο δίκτυο παρουσιάζεται στο Σχήμα 38. Παρατηρείται η προτεραιότητα που δίνεται στην άντληση για αποθήκευση της περίσσειας από παραγωγής των ΑΠΕ και η εξαγωγή του υπόλοιπου ποσού. Παρατηρείται τον μήνα Μάιο ότι η ενέργεια που δεν απορροφάται από το δίκτυο είναι μέγιστη, όπως υψηλή είναι και τους μήνες του Φεβρουαρίου και του Οκτωβρίου.

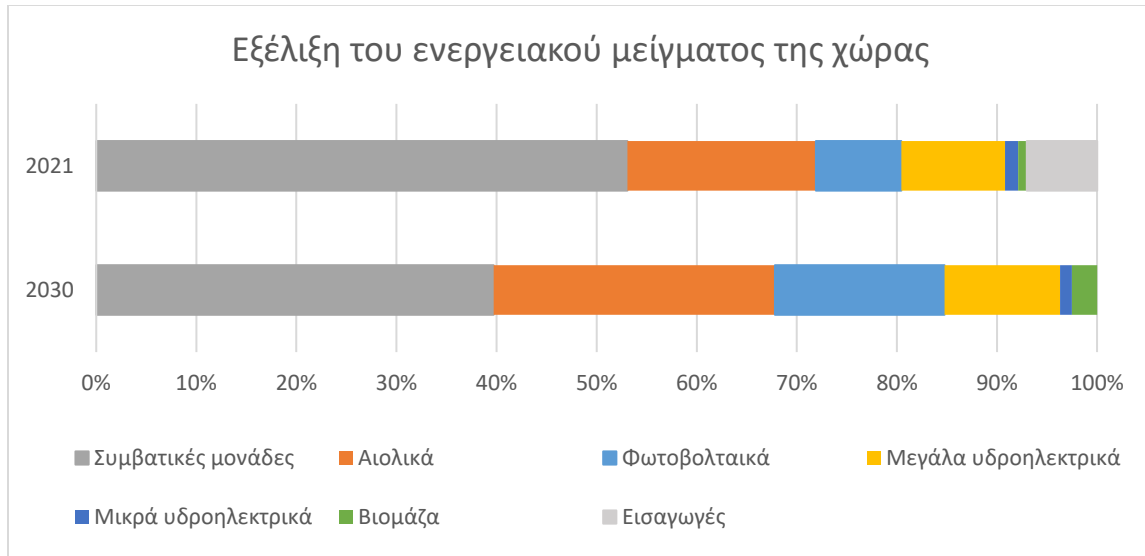


Σχήμα 38: Διαχείριση ΑΠΕ που δεν απορροφάται από το δίκτυο (2030)

5.3.4 Ετήσια αποτελέσματα

Ενεργειακό μείγμα

Συγκεντρωτικά, η συμμετοχή της κάθε πηγής ενέργειας για την κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών παρουσιάζεται στο Σχήμα 39, συγκριτικά με το έτος αναφοράς, 2021.



Σχήμα 39: Εξέλιξη του ενεργειακού μείγματος της χώρας (2030)

Στο διάγραμμα γίνεται αισθητή η μετάβαση του ενεργειακού συστήματος σε ενεργειακό μείγμα υψηλότερης διείσδυσης ανανεώσιμων πηγών, κυρίως αιολικών και φωτοβολταϊκών, με παράλληλη μείωση της παραγωγής από συμβατικές μονάδες, αλλά και μετατροπής του ισοζυγίου των διασυνδέσεων από εισαγωγικό σε εξαγωγικό. Το αποτέλεσμα αυτό υποδεικνύει ότι θα μπορούσε να μειωθεί η εγκατεστημένη ισχύς των θερμικών μονάδων και να αντικατασταθεί από εισαγωγές. Επίσης, είναι αξιοσημείωτο ότι η συνολική παραγωγή των ΑΠΕ (μαζί με τα υδροηλεκτρικά και τη βιομάζα), φθάνει λίγο πάνω από το 60%, που αποτελεί ποσοστό στόχο του ΕΣΕΚ για την ηλεκτροπαραγωγή του έτους 2030 [4].

Ο Πίνακας 14 παρουσιάζει σε απόλυτες και σχετικές τιμές την συμμετοχή της κάθε πρωτογενούς πηγής ηλεκτρικής ενέργειας στο ενεργειακό μείγμα της Ελλάδας το 2030.

Πίνακας 14: Ετήσιο ενεργειακό μείγμα για το 2030 σε απόλυτες και σχετικές τιμές

	Παραγωγή (TWh)	Συμμετοχή στο ενεργειακό μείγμα (%)
Συμβατικές μονάδες	22,342	39,71%
Αιολικά	15,808	28,10%
Φωτοβολταϊκά	9,530	16,94%
Μεγάλα υδροηλεκτρικά	6,507	11,57%
Βιομάζα	1,411	2,51%
Μικρά υδροηλεκτρικά	0,663	1,18%

Κάλυψη ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας

Στο Σχήμα 40 παρουσιάζεται το μερίδιο κάλυψης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας από τις πρωτογενείς πηγές, καθώς και από τη δευτερογενή παραγωγή των μονάδων αποθήκευσης ενέργειας, ενώ οι εξαγωγές ενέργειας από την περίσσεια παραγωγής των ΑΠΕ που δεν απορροφάται από το δίκτυο ούτε αντλείται από τις μονάδες αποθήκευσης παρουσιάζονται ως υπέρβαση του 100% της ζήτησης της Χώρας. Η παραγωγή των ΑΠΕ που απορροφά άμεσα το δίκτυο είναι η βασική πηγή κάλυψης της ζήτησης, με την παραγωγή από τις συμβατικές μονάδες να ακολουθεί. Το ποσοστό κάλυψης από τις αποθηκευτικές μονάδες είναι μικρό, κάτι που οφείλεται και στις απώλειες του αντλησοσταμιευτικού κύκλου, όμως αυξήθηκε σημαντικά σε σχέση με τα δεδομένα του 2021.



Σχήμα 40: Κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας (2030)

Ο Πίνακας 15 παρουσιάζει την κάλυψη ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας σε απόλυτα και σχετικά μεγέθη.

Πίνακας 15: Κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας σε απόλυτες και σχετικές τιμές (2030)

	Παραγωγή (TWh)	Συμμετοχή στην κάλυψη της ζήτησης (%)
Συμβατικές μονάδες	22,342	40,35%
ΑΠΕ που απορροφά το δίκτυο	32,268	58,28%
Παραγωγή από αποθηκευτικές μονάδες	0,756	1,37%
Εξαγωγές	0,450	0,81%

Εκπομπές CO₂

Οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για το 2030 υπολογίστηκαν από το πρόγραμμα ίσες με **14,31 tn**, σε σχέση με τους 17,532 tn του 2021. Μάλιστα, η πρόβλεψη του ΕΣΕΚ για τις εκπομπές στο σενάριο του 2030 ισούται με 15 tn, γεγονός που επαληθεύει τους υπολογισμούς.

Βαθμός αξιοποίησης των συμβατικών μονάδων

Ο βαθμός αξιοποίησης (capacity factor) των θερμικών μονάδων λιγνίτη και φυσικού αερίου μειώθηκε στο 31,69%, σε σχέση με αυτόν του 2021, που ήταν ίσος με 38,8%. Βέβαια, όπως αναφέρθηκε και στο 5.2.3, η

εγκατεστημένη ισχύς των συμβατικών μονάδων θεωρήθηκε ότι παρέμεινε ίδια. Αυτό σημαίνει ότι εάν προστεθούν νέες μονάδες φυσικού αερίου στο σύστημα, ο μέσος βαθμός αξιοποίησης όλων των θερμικών μονάδων θα μειωθεί ακόμα περισσότερο, γεγονός που θα επιβαρύνει τα οικονομικά τους αποτελέσματα και τη βιωσιμότητά τους. Βέβαια, αναμένεται τα επόμενα χρόνια και το κλείσιμο των λιγνιτικών σταθμών, το οποίο θα μειώσει τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ των συμβατικών μονάδων παραγωγής με αποτέλεσμα ο βαθμός αξιοποίησης να μη μειωθεί περαιτέρω.

Βαθμός αξιοποίησης αιολικών, φωτοβολταϊκών και μεγάλων υδροηλεκτρικών

Οι βαθμοί αξιοποίησης των αιολικών, φωτοβολταϊκών και μεγάλων υδροηλεκτρικών υπολογίστηκαν ίσοι με 27,19%, 16,05% και 19,19% αντίστοιχα, όπως ακριβώς και στο σενάριο βάσης του 2021, αφού στα δύο σενάρια χρησιμοποιήθηκαν οι ίδιες χρονοσειρές δυναμικού. Ο βαθμός αξιοποίησης δεν επηρεάζεται από την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος, εφόσον δεν αλλάζει το μέσο δυναμικό της πηγής ενέργειας.

Βαθμός αξιοποίησης των αποθηκευτικών μονάδων

Ο βαθμός αξιοποίησης των μονάδων άντλησης και παραγωγής των αποθηκευτικών μονάδων ισούται με τον λόγο της πραγματικά αντλούμενης/παραγόμενης ποσότητας προς τη μέγιστη δυνατή, εάν δηλαδή λειτουργούσαν με τη μέγιστη ισχύ τους. Λόγω της διαφορετικής εγκατεστημένης ισχύος των αντλητικών μονάδων και των μονάδων παραγωγής, ο βαθμός αξιοποίησής τους υπολογίστηκε ίσος με 9,57% και 6,94% αντίστοιχα. Η τιμή αυτή για την υδροηλεκτρική παραγωγή είναι πολύ χαμηλότερη από την αντίστοιχη των μεγάλων υδροηλεκτρικών σταθμών του συστήματος, που κυμαίνεται μεταξύ 15% και 20%. Επομένως, η βιωσιμότητα νέων μονάδων αντλησοταμίευσης θα απαιτήσει κάποιο σχήμα κρατικής ή ευρωπαϊκής οικονομικής υποστήριξης.

Ο Πίνακας 16 συνοψίζει όλους τους βαθμούς αξιοποίησης που υπολογίστηκαν για το 2030.

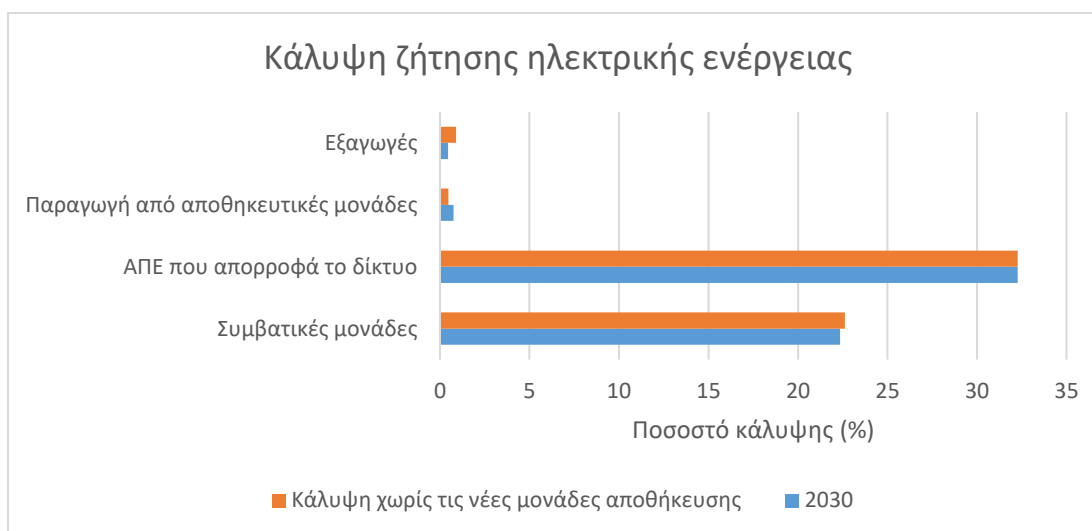
Πίνακας 16: Βαθμοί αξιοποίησης μονάδων (2030)

	Βαθμός αξιοποίησης
Συμβατικές μονάδες	31,69%
Αιολικά	27,19%
Φωτοβολταϊκά	16,05%
Μεγάλα υδροηλεκτρικά	19,19%
Άντληση αποθηκευτικών μονάδων	9,57%
Παραγωγή αποθηκευτικών μονάδων	6,94%

Διερεύνηση αποθηκευτικής ικανότητας του συστήματος

Για λόγους σύγκρισης και αξιολόγησης της αναγκαιότητας νέων αποθηκευτικών μονάδων στο σύστημα έως το 2030, δοκιμάστηκε η προσομοίωση του σεναρίου του 2030 χωρίς τις νέες αποθηκευτικές μονάδες που αναμένεται να προστεθούν, δηλαδή μόνο με την υπάρχουσα εγκατεστημένη ισχύ άντλησης και παραγωγής των 699 MW.

Τα ετήσια αποτελέσματα της κάλυψης της ζήτησης παρουσιάζονται στο Σχήμα 41 συγκριτικά με τα αποτελέσματα του 2030. Παρατηρείται η αύξηση των εξαγωγών και μείωση της παραγόμενης ενέργειας των αποθηκευτικών μονάδων, λόγω της αδυναμίας τους να διαχειριστούν μεγαλύτερη περίσσεια ΑΠΕ. Επίσης, αυξάνεται ελαφρώς η παραγωγή των συμβατικών μονάδων για να καλύψει το υπολειπόμενο ποσό ζήτησης.



Σχήμα 41: Κάλυψη ζήτησης χωρίς τις νέες αποθηκευτικές μονάδες

Ο Πίνακας 17 παρουσιάζει την κάλυψη ζήτησης χωρίς τις νέες αποθηκευτικές μονάδες, συγκριτικά με την αντίστοιχη του σεναρίου του 2030.

Πίνακας 17: Κάλυψη ζήτησης σε απόλυτα και σχετικά μεγέθη, χωρίς τις νέες αποθηκευτικές μονάδες

	Κάλυψη ζήτησης, σενάριο 2030 (TWh)	Κάλυψη ζήτησης χωρίς τις νέες αποθηκευτικές μονάδες (TWh)	Ποσοστιαία μεταβολή κάλυψης (%)
Συμβατικές μονάδες	22,342	22,625	+1,26%
ΑΠΕ που απορροφά το δίκτυο	32,268	32,268	-
Παραγωγή από αποθηκευτικές μονάδες	0,756	0,474	-37,34%
Εξαγωγές	0,450	0,898	+99,79%

Παρατηρείται μείωση 37,34% στην παραγωγή των αποθηκευτικών μονάδων (0,283 TWh), με το επιπλέον ποσό ενέργειας που δεν αντλείται λόγω μικρότερης εγκατεστημένης ισχύος να εξαγεται (0,448 TWh), χωρίς να υφίσταται τις απώλειες του κύκλου αντλησοταμίευσης.

Ο βαθμός αξιοποίησης των αποθηκευτικών μονάδων αυξάνεται σε 12,26% από 9,57% για την άντληση και σε 8,58% από 6,94% για την παραγωγή ενέργειας. Με μικρότερη εγκατεστημένη ισχύ λοιπόν, ενώ ένα ποσό ενέργειας δεν μπορεί να αντληθεί από τις αποθηκευτικές μονάδες και εξάγεται, αυξάνεται ο βαθμός αξιοποίησής των μονάδων που υπάρχουν ήδη.

Από την άλλη μεριά, οι νέες μονάδες αποθήκευσης που σχεδιάζονται, ενώ θα διπλασιάσουν την αποθηκευτική ισχύ του συστήματος, θα αυξήσουν μόνο κατά 60% τη συνεισφορά τους στην κάλυψη της ζήτησης (από 0,474 σε 0,756 TWh).

6. Το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας το 2030 με διαχείριση ζήτησης

6.1 Γενικά

Η διαχείριση ζήτησης ορίζεται ως το σύνολο των μέτρων που αφορούν τη μεταβολή της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας, με στόχο την εξισορρόπηση του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας, την επίτευξη χαμηλότερων τιμών ηλεκτρικής ενέργειας και την υψηλότερη διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο σύστημα.

Η δυνατότητα μεταβολής της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας του τελικού χρήστη (βιομηχανικός, εμπορικός, οικιακός τομέας) έχει πρωταρχικό στόχο την αύξηση της αξιοπιστίας του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας. Για παράδειγμα, σε περιόδους υψηλής ζήτησης, η διαχείριση ζήτησης κανονίζει την περικοπή μη απαραίτητων φορτίων ή τη μεταφορά τους σε άλλη ώρα, κατόπιν συμφωνίας με τον καταναλωτή. Έτσι, το σύστημα αυτό λειτουργεί συμπληρωματικά των κλασικών ηλεκτροπαραγωγών μονάδων, οι οποίες ανέκαθεν χρησιμοποιούνταν για την αντιμετώπιση των διακυμάνσεων της ζήτησης και τη διατήρηση της συχνότητας των δικτύων. Επομένως, η αποτελεσματική διαχείριση της ζήτησης μπορεί να εξομαλύνει τη λειτουργία των μονάδων αυτών και να περιορίσει τη λειτουργία δαπανηρών μονάδων σε ώρες αιχμής. Ακόμα, μπορεί να συνδράμει στο μέλλον στην αποφυγή επενδύσεων σε συμβατικές μονάδες παραγωγής, ως μια ανταγωνιστική λύση εξισορρόπησης του δικτύου μαζί με τις αποθηκευτικές μονάδες και την επέκταση του ηλεκτρικού δικτύου.

Παράλληλα, η ευελιξία της διαχείρισης ζήτησης στη μεταφορά ποσών ενέργειας μπορεί να αξιοποιηθεί με πολλαπλά οφέλη και σε συστήματα υψηλής διείσδυσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Προσαρμόζοντας τα μεταφερόμενα ποσά ενέργειας στην έντονα διακυμαινόμενη παραγωγή των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και ειδικότερα των αιολικών και των φωτοβολταϊκών, μπορούν να περιοριστούν οι περικοπές της παραγωγής των ΑΠΕ από το δίκτυο. Έτσι, η διαχείριση ζήτησης συμβάλλει στη λειτουργία των αποθηκευτικών μονάδων για την αντιμετώπιση της αβεβαιότητας και της έντονης διακύμανσης της παραγωγής των ΑΠΕ. Έτσι, ενθαρρύνεται μελλοντικά και η μεγαλύτερη διείσδυση των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα του συστήματος.

Τα συστήματα διαχείρισης ζήτησης που εφαρμόζονται σήμερα διακρίνονται σε αυτά που βασίζονται σε κίνητρα (incentive-based) και αυτά που βασίζονται στην ώρα (time-based). Τα συστήματα βασιζόμενα σε κίνητρα αφορούν συμφωνίες καταναλωτή-παραγωγού για τη μείωση του φορτίου του πρώτου σε περιόδους αυξημένης ζήτησης, κατόπιν προειδοποίησης και με οικονομικά οφέλη από τη συμφωνία αυτή. Τα συστήματα βασιζόμενα στην ώρα περιλαμβάνουν την προσαρμογή του φορτίου από τον καταναλωτή με βάση τις τιμές του ηλεκτρικού ρεύματος σε πραγματικό χρόνο ή σε συγκεκριμένες περιόδους, με σκοπό το οικονομικό όφελος μετατοπίζοντας το φορτίο σε περιόδους χαμηλής χρέωσης.

Στο εξωτερικό η διαχείριση ζήτησης αποτελεί αντικείμενο έρευνας πολλών μελετητών, είτε για την αξιολόγηση του δυναμικού διαχείρισης ζήτησης [63], [64], [65], είτε για τη μελέτη εφαρμογών της στον οικιακό [66], [67], εμπορικό [68], και βιομηχανικό τομέα [69], [70]. Σε κάποιες χώρες η διαχείριση ζήτησης εφαρμόζεται ήδη και εξετάζεται η βέλτιστη χρήση της (Αγγλία [71], Αγγλία [72], Αυστρία [73], Γερμανία [74]).

Στην Ελλάδα η διαχείριση ζήτησης δεν έχει ακόμα εφαρμοστεί, έχουν ήδη όμως ξεκινήσει οι συζητήσεις και οι διαδικασίες για τη μελλοντική αξιοποίησή της. Ο αρμόδιος φορέας για την παροχή υπηρεσιών εξισορρόπησης δικτύου στις οποίες ανήκει και η διαχείριση ζήτησης είναι ο Φορέας Σωρευτικής Εκπροσώπησης Απόκρισης ζήτησης (ΦΟΣΕ-AZ). Λειτουργώντας σε ανεξάρτητη βάση (χωρίς τη σύνδεση με προμηθευτές παροχής ρεύματος), ο φορέας αυτός σε συνεργασία με τους ενδιαφερόμενους καταναλωτές της βιομηχανίας και του εμπορίου θα εντοπίζει τα φορτία που διαθέτουν ευελιξία κα κατόπιν συμφωνίας θα διαχειρίζεται τη μεταφορά των φορτίων αυτών. Έτσι θα επιτυγχάνεται η εξισορρόπηση του δικτύου παράλληλα με τα οικονομικά οφέλη του καταναλωτή.

Ο ΑΔΜΗΕ έχει ήδη ξεκινήσει τη διαδικασία συζητήσεων και υποβολής αιτήσεων από τον ΦΟΣΕ-AZ για τη συμμετοχή των ενδιαφερόμενων καταναλωτών κυρίως στη βιομηχανία στην αγορά εξισορρόπησης. Αναμένεται η διαδικασία υποβολής προσφορών από τον φορέα στην Διαδικασία Ενοποιημένου Προγραμματισμού (ΔΕΠ), έτσι ώστε να προχωρήσει ο τελικός σχεδιασμός προσαρμοσμένος και στο πλήθος των ενδιαφερόμενων [75].

6.2 Συλλογή δεδομένων και προσαρμογή στο λογισμικό για την προσομοίωση των μελλοντικών σεναρίων λειτουργίας του συστήματος με διαχείριση ζήτησης

Καθώς η διαδικασία υποβολής αιτήσεων στον ΑΔΜΗΕ για την συμμετοχή στην αγορά εξισορρόπησης με διαχείριση ζήτησης βρίσκεται σε εξέλιξη και δεν έχει ολοκληρωθεί, δεν υπάρχουν πληροφορίες για τα ακριβή δεδομένα των συμμετεχόντων στο πρόγραμμα, των ποσών ενέργειας που θα είναι ευέλικτα και της δυναμικότητάς τους. Έτσι, τα δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν για την προσομοίωση βασίστηκαν σε προηγούμενες έρευνες και εκτιμήσεις.

Το λογισμικό EnergyPLAN προσφέρει τη δυνατότητα μετατροπής ενός ποσού της συνολικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας σε ευέλικτη ζήτηση, η οποία θα μπορεί να μετατοπιστεί σε διάστημα μίας ημέρας, μίας εβδομάδας ή τεσσάρων εβδομάδων. Στόχος του προγράμματος είναι η εξισορρόπηση της καμπύλης ζήτησης, η μείωση των αιχμών στην κατανάλωση και κατ' επέκταση η ομαλή λειτουργία των συμβατικών μονάδων. Παράλληλα, με τη μετακίνηση των φορτίων επιδιώκεται και η αξιοποίηση της παραγωγής ΑΠΕ που δεν απορροφάται από το δίκτυο. Προσθέτοντας ένα ετήσιο ποσό ενέργειας ως ευέλικτο, το λογισμικό ισομοιράζει το φορτίο αυτό σε κάθε ώρα του χρόνου. Έτσι, ο αλγόριθμος του προγράμματος εξετάζει τη πιθανή μετακίνηση ποσών ενέργειας από ώρες αιχμής σε άλλες ώρες και προκύπτει η τελική ωριαία ζήτηση. Πέραν του ετήσιου ευέλικτου ποσού, απαραίτητη είναι και η εισαγωγή του μέγιστου φορτίου (ισχύς) με το οποίο θα αφαιρούνται και θα προστίθενται ποσά σε άλλες ώρες της ημέρας.

Στην εργασία επιλέχθηκε η διαχείριση ζήτησης μεταφοράς ποσών ενέργειας σε βάθος μίας ημέρας, ως μια πρώτη προσπάθεια ομαλής εισαγωγής της νέας αυτής τεχνολογίας στο ελληνικό ενεργειακό σύστημα. Αποφασίσθηκε η προσομοίωση δύο σεναρίων: ένα πιο συντηρητικό, το οποίο αφορά τη διαχείριση ζήτησης μόνο στον κλάδο της βιομηχανίας και ένα πιο αισιόδοξο, που θα περιλαμβάνει τη διαχείριση σε βιομηχανικό, εμπορικό και οικιακό τομέα.

Το μέγιστο φορτίο μεταφοράς για το συντηρητικό πρώτο σενάριο (Σ1) υπολογίστηκε σύμφωνα με την έρευνα για το θεωρητικό δυναμικό της διαχείρισης ζήτησης στην Ευρώπη [76], στην οποία έγινε αναλυτική προσέγγιση των δυνατοτήτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας σε κάθε τομέα της βιομηχανίας. Αθροιστικά, το διαθέσιμο μέγιστο διαχειρίσιμο φορτίο για την Ελλάδα στο βιομηχανικό κλάδο υπολογίστηκε ίσο με **898 MW** [76]. Ο υπολογισμός του ετήσιου ποσού ενέργειας το οποίο θα είναι ευέλικτο έγινε με την προσέγγιση ότι ο μηχανισμός διαχείρισης αξιοποιείται κυρίως στις ώρες αιχμής κάθε ημέρας. Με την υπόθεση ότι γίνεται διαχείριση κατά μέσο όρο **6 ώρες** την ημέρα με την πλήρη διαθέσιμη ισχύ, το διαχειρίσιμο ποσό ενέργειας προκύπτει ίσο με σχεδόν **2 TWh** ετησίως.

Το μέγιστο φορτίο μεταφοράς για το αισιόδοξο δεύτερο σενάριο (Σ2) λήφθηκε από την έρευνα της ευρωπαϊκής επιτροπής στον τομέα της ενέργειας το 2016 [77], στην οποία γίνεται οικονομοτεχνική ανάλυση για την αξιοποίηση της διαχείρισης ζήτησης στις ευρωπαϊκές χώρες το 2030. Σύμφωνα με την έρευνα, το μέγιστο αξιοποιήσιμο φορτίο διαχειρίσιμης ζήτησης με βάση το κίνητρο (incentive based) όλων των κλάδων κατανάλωσης για τη χρονιά του 2030 θα ισούται με **2305 MW**. Αντίστοιχα με το πρώτο σενάριο, η ετήσια ευέλικτη ζήτηση για λειτουργία της διαχείρισης έξι ώρες την ημέρα κατά μέσο όρο, υπολογίστηκε ίση με **5 TWh**.

Ο Πίνακας 18 συνοψίζει τα δεδομένα των δύο σεναρίων που εισήχθησαν στο λογισμικό.

Πίνακας 18: Δεδομένα εισαγωγής στο λογισμικό για τα δύο σενάρια διαχείρισης ζήτησης (2030)

	Σενάριο 1 (Σ1)	Σενάριο 2 (Σ2)
Ετήσιο ευέλικτο ποσό ενέργειας (TWh)	2	5
Μέγιστο φορτίο μεταφοράς διαχειρίσιμης ενέργειας (MW)	898	2305

Τα υπόλοιπα δεδομένα για την προσομοίωση του 2030 εισήχθησαν όπως ακριβώς και στο Κεφάλαιο 5. Στόχος της προσομοίωσης αυτής είναι η αξιολόγηση της επίδρασης της διαχείρισης ζήτησης σε ένα μελλοντικό σύστημα υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ.

6.3 Αποτελέσματα λογισμικού για τα σενάρια διαχείρισης ζήτησης του 2030

Η προσομοίωση των σεναρίων διαχείρισης ζήτησης έγινε για το 2030, με τα δεδομένα των μονάδων παραγωγής και αποθήκευσης να διατηρούνται ίδια. Η παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ παραμένει ίδια όπως υπολογίστηκε στο κεφάλαιο 5.3, για αυτό κι δε θεωρήθηκε σκόπιμη η παράθεση των ίδιων διαγραμμάτων στα ωριαία, ημερήσια, μηνιαία και ετήσια αποτελέσματα. Με τη διαχείριση ζήτησης και την εισαγωγή ευέλικτου ποσού ενέργειας στο ενεργειακό σύστημα επιδιώκεται η εξισορρόπηση του δικτύου, η εξομάλυνση της καμπύλης φορτίου των συμβατικών μονάδων και η απορρόφηση ποσού ανανεώσιμων πηγών που δεν απορροφήθηκε από το δίκτυο. Για αυτό, επιλέχθηκε η συγκριτική παρουσίαση των αποτελεσμάτων παραγωγής των συμβατικών μονάδων, των μονάδων αποθήκευσης και της μη απορρόφησης παραγωγής ΑΠΕ. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται συγκριτικά μεταξύ των δύο σεναρίων διαχείρισης ζήτησης αλλά και σε σχέση με την περίπτωση λειτουργίας του συστήματος χωρίς διαχείριση. Επιλέχθηκαν στοχευμένα διαγράμματα που περιγράφουν τον τρόπο λειτουργίας της διαχείρισης ζήτησης και χωρίστηκαν σε ωριαία, ημερήσια, μηνιαία και ετήσια αποτελέσματα.

6.3.1 Ημερήσια αποτελέσματα

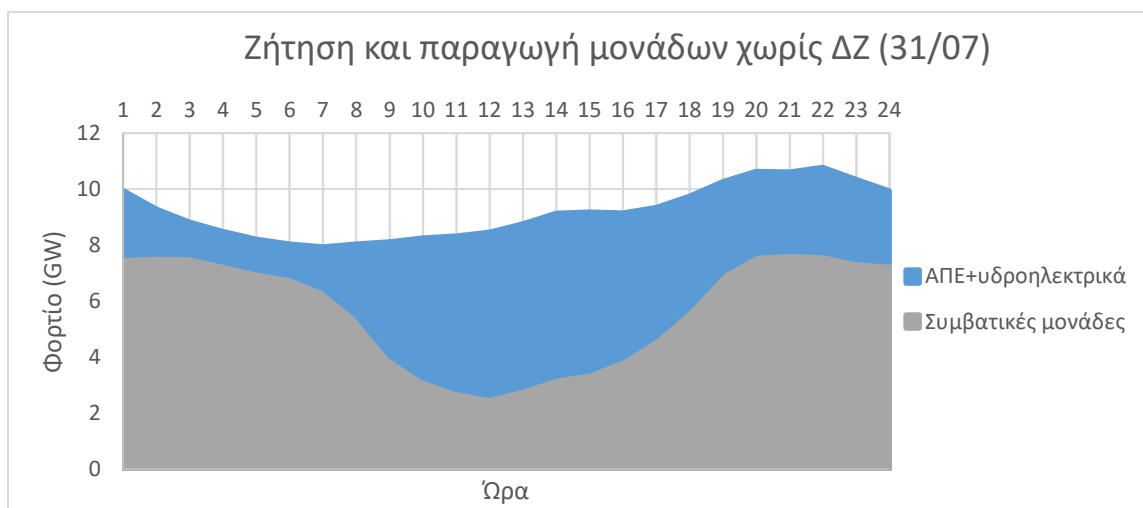
Στόχος της διαχείρισης ζήτησης είναι η μεταφορά ποσών ενέργειας μέσα στην ημέρα για τη βέλτιστη λειτουργία του συστήματος. Για αυτό, τα ωριαία αποτελέσματα κατά τη διάρκεια ενός 24ωρου έχουν ιδιαίτερη αξία τόσο για την κατανόηση του τρόπου λειτουργίας του συστήματος, όσο και για την αξιολόγηση της επίδρασής της διαχείρισης ζήτησης σε αυτό.

6.3.1.1 Χαρακτηριστικές ημέρες λειτουργίας του συστήματος με διαχείριση ζήτησης

Για την κατανόηση και την επαλήθευση της σωστής λειτουργίας της διαχείρισης ζήτησης στο λογισμικό, αλλά και τη σύγκριση των ευέλικτων ποσών ενέργειας που μεταφέρονται και της παραγωγής των συμβατικών μονάδων, επιλέχθηκε η παρουσίαση της λειτουργίας του συστήματος στις 31 Ιουλίου και 10 Φεβρουαρίου.

Λειτουργία του συστήματος στις 31 Ιουλίου

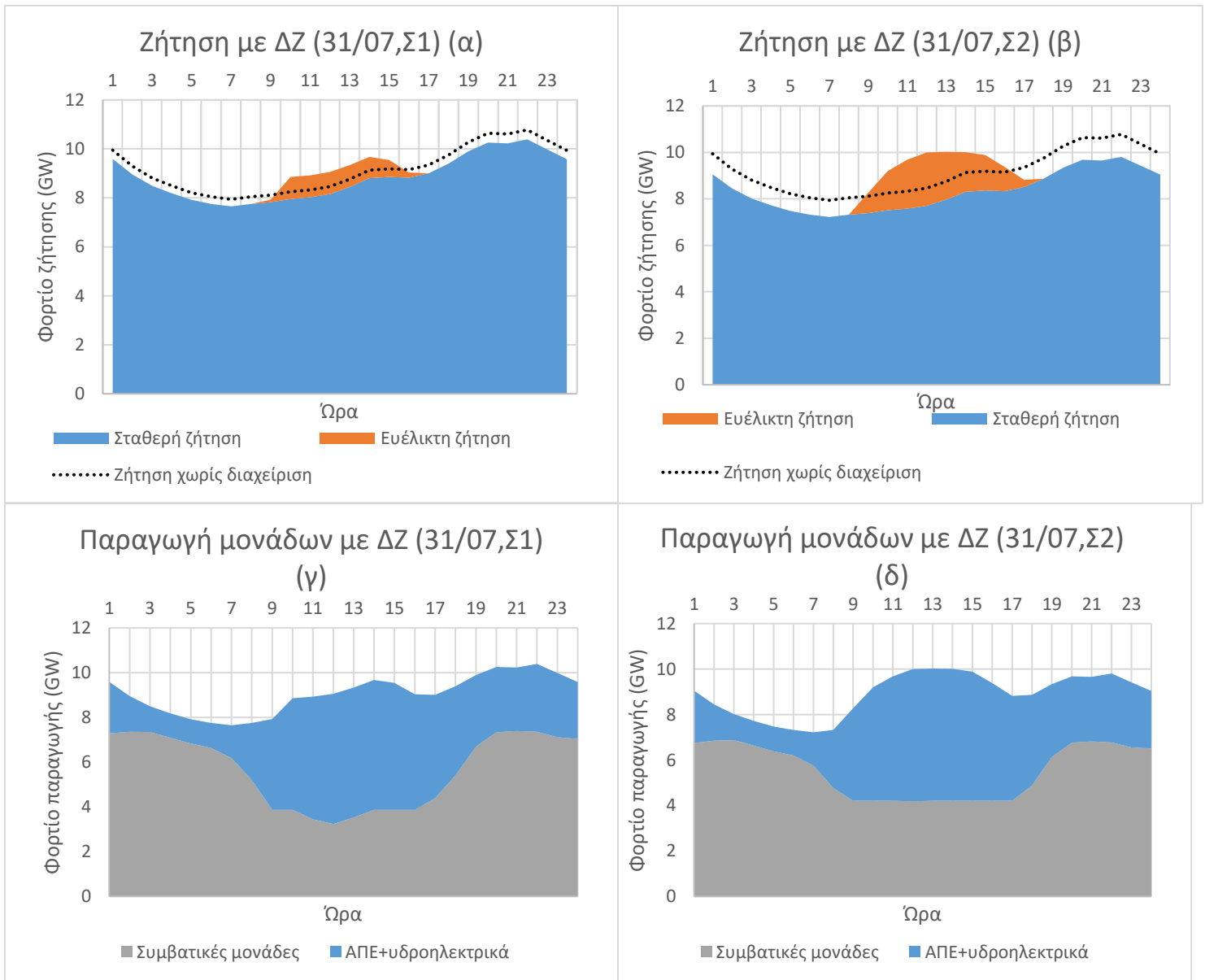
Στις 31 Ιουλίου υπάρχει αυξημένη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ η παραγωγή από ανανεώσιμες πηγές και τα υδροηλεκτρικά κυμαίνεται σε χαμηλά επίπεδα. Στο Σχήμα 42 παρουσιάζεται η ζήτηση και η παραγωγή των



Σχήμα 42: Ωριαία διακύμανση ζήτησης και παραγωγής χωρίς ΔΖ (31/07)

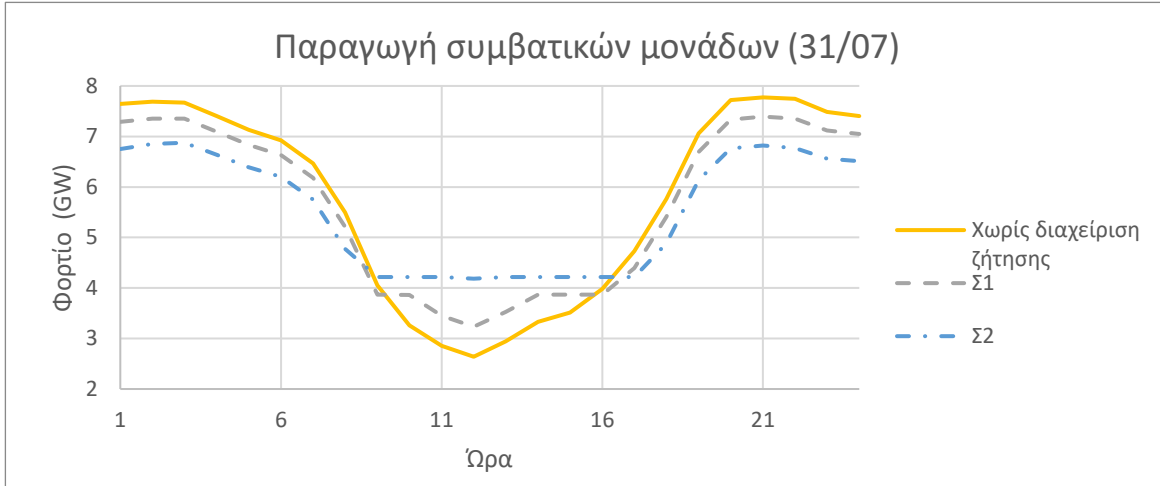
μονάδων χωρίς διαχείριση ζήτησης (ΔΖ). Η ζήτηση προκύπτει ως το άθροισμα των ΑΠΕ και των συμβατικών μονάδων.

Στο Σχήμα 43 παρουσιάζεται η ζήτηση και η παραγωγή των μονάδων για τα δύο σενάρια διαχείρισης ζήτησης. Παρατηρείται η μεταφορά του ημερήσιου διαχειρίσιμου ποσού ενέργειας από τις ώρες αιχμής στις μεσημεριανές ώρες (Σχήμα 43α, Σχήμα 43β), εκεί όπου η αυξημένη παραγωγή των ανανεώσιμων πηγών περιορίζει τη λειτουργία των συμβατικών μονάδων (Σχήμα 43γ, Σχήμα 43δ). Πλέον, η καμπύλη παραγωγής των συμβατικών μονάδων εξομαλύνεται. Λόγω μεγαλύτερης ισχύος μεταφοράς φορτίων ζήτησης, στο 2^ο σενάριο η ζήτηση που μεταφέρεται από τις ώρες αιχμής των συμβατικών είναι μεγαλύτερη.



Σχήμα 43: Ωριαία διακύμανση ζήτησης και παραγωγής μονάδων με ΔΖ (31/07)

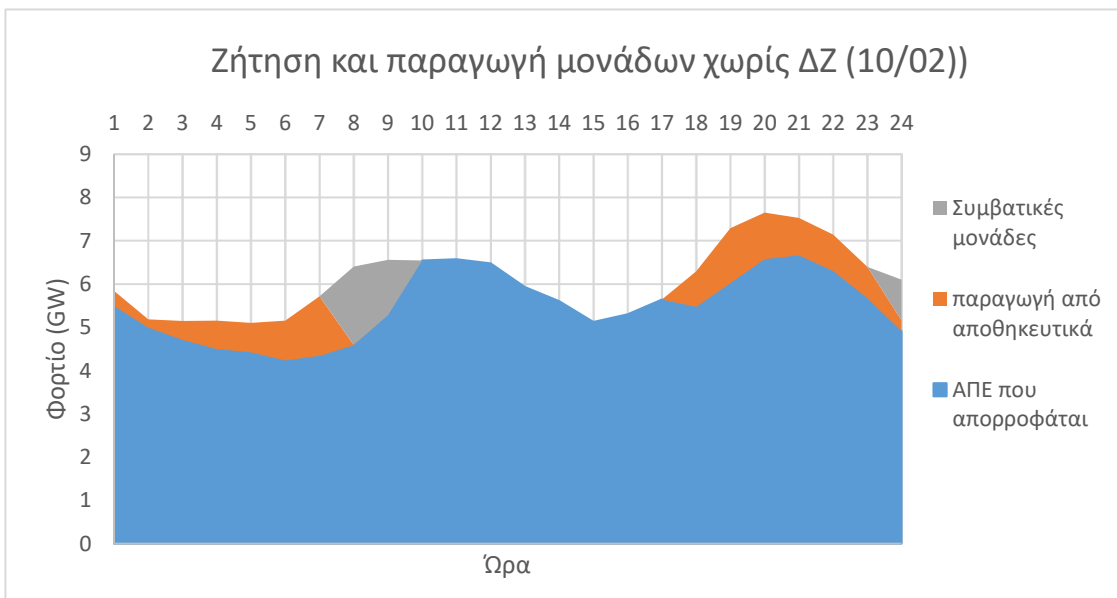
Για τη σύγκριση της λειτουργίας των συμβατικών μονάδων σε κάθε περίπτωση, παρουσιάζεται στο Σχήμα 44 Σχήμα 44 η εικοσιτετράωρη διακύμανση παραγωγής τους. Παρατηρείται στα δύο σενάρια διαχείρισης η μεταφορά ποσών ενέργειας κυρίως από τις βραδινές ώρες στις μεσημεριανές, εκεί όπου η αρχική παραγωγή χωρίς διαχείριση ήταν χαμηλή.



Σχήμα 44: Διακύμανση παραγωγής συμβατικών μονάδων με και χωρίς διαχείριση ζήτησης (31/07)

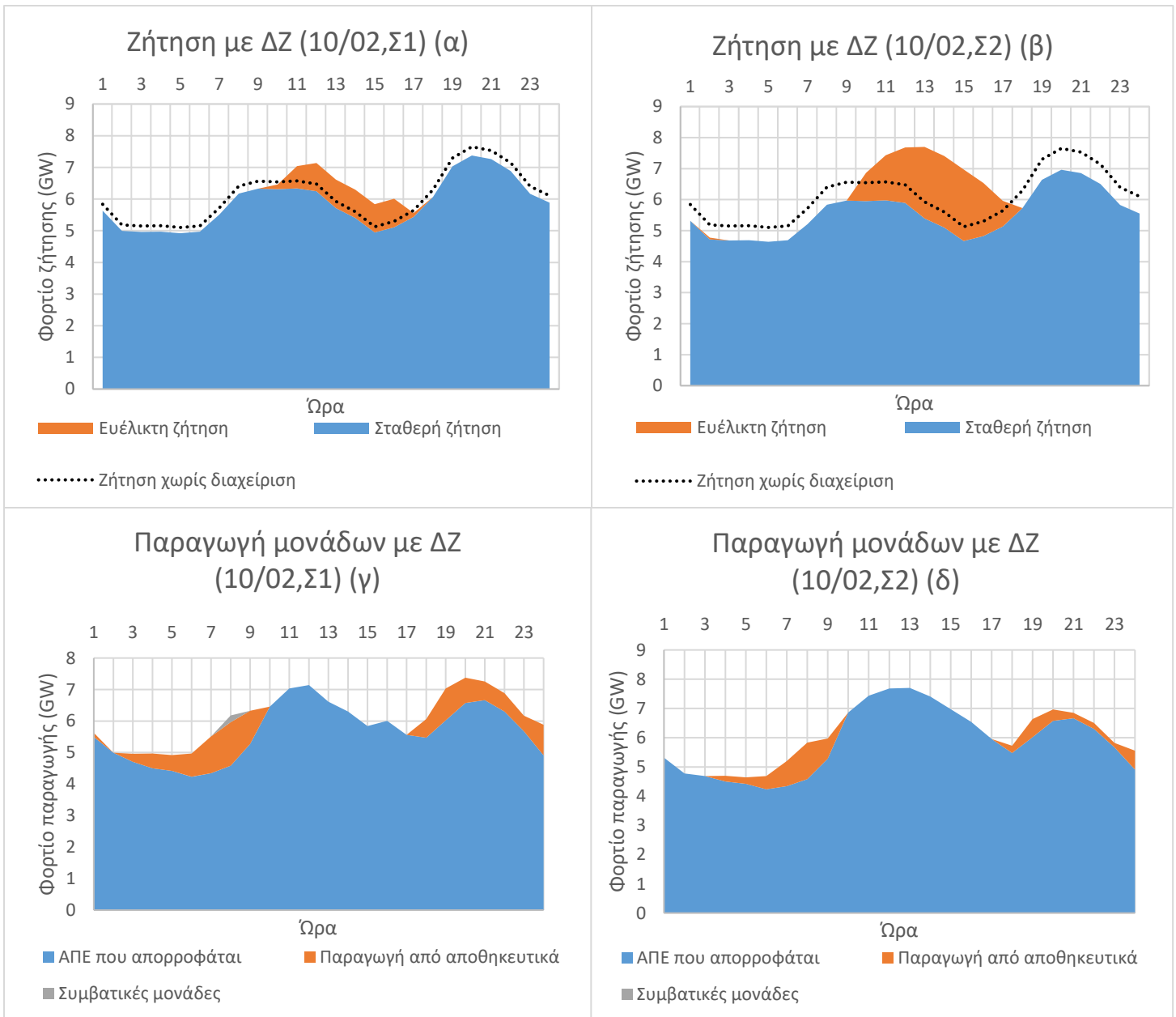
Λειτουργία του συστήματος στις 10 Φεβρουαρίου

Στις 10 Φεβρουαρίου υπάρχει σχετικά χαμηλή ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ η παραγωγή από ανανεώσιμες πηγές και τα υδροηλεκτρικά είναι πολύ υψηλή. Ακόμα και χωρίς διαχείριση ζήτησης, η παραγωγή των συμβατικών μονάδων είναι περιορισμένη. Στο Σχήμα 45 παρουσιάζεται η ζήτηση και η παραγωγή των μονάδων χωρίς διαχείριση ζήτησης (ΔΖ). Η ζήτηση προκύπτει ως το άθροισμα των ΑΠΕ, των συμβατικών και της παραγωγής των αποθηκευτικών μονάδων.



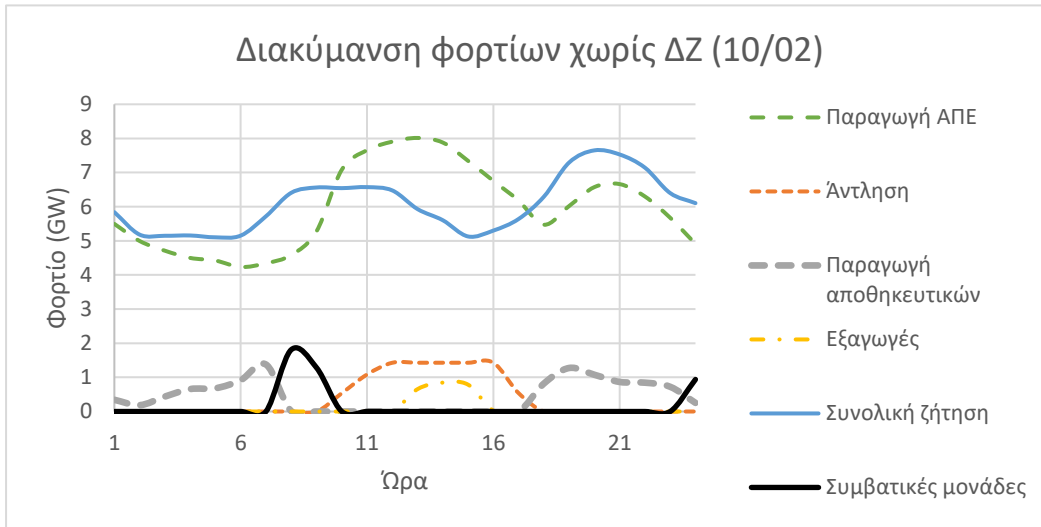
Σχήμα 45: Ωριαία διακύμανση ζήτησης και παραγωγής χωρίς ΔΖ (10/02)

Στο Σχήμα 46 Σχήμα 46 Σχήμα 46 παρουσιάζεται η ζήτηση και η παραγωγή των μονάδων με για τα δύο σενάρια διαχείρισης ζήτησης. Παρατηρείται ξανά η μεταφορά του ημερήσιου διαχειρίσιμου ποσού ενέργειας από τις ώρες αιχμής στις μεσημεριανές ώρες (Σχήμα 46α, Σχήμα 46β), εκεί όπου παρατηρείται αυξημένη παραγωγή των ανανεώσιμων πηγών, η οποία δεν απορροφήθηκε όλη από το δίκτυο χωρίς διαχείριση αλλά αντλήθηκε από τις αποθηκευτικές μονάδες (Σχήμα 46γ, Σχήμα 46δ). Με τη διαχείριση ζήτησης, η ενέργεια αυτή αξιοποιείται άμεσα από το δίκτυο, επομένως δεν χάνονται οι απώλειες του κύκλου αντλησοταμίευσης. Στο πρώτο σενάριο η παραγωγή από συμβατικές μονάδες ελαχιστοποιείται ενώ στο δεύτερο μηδενίζεται.

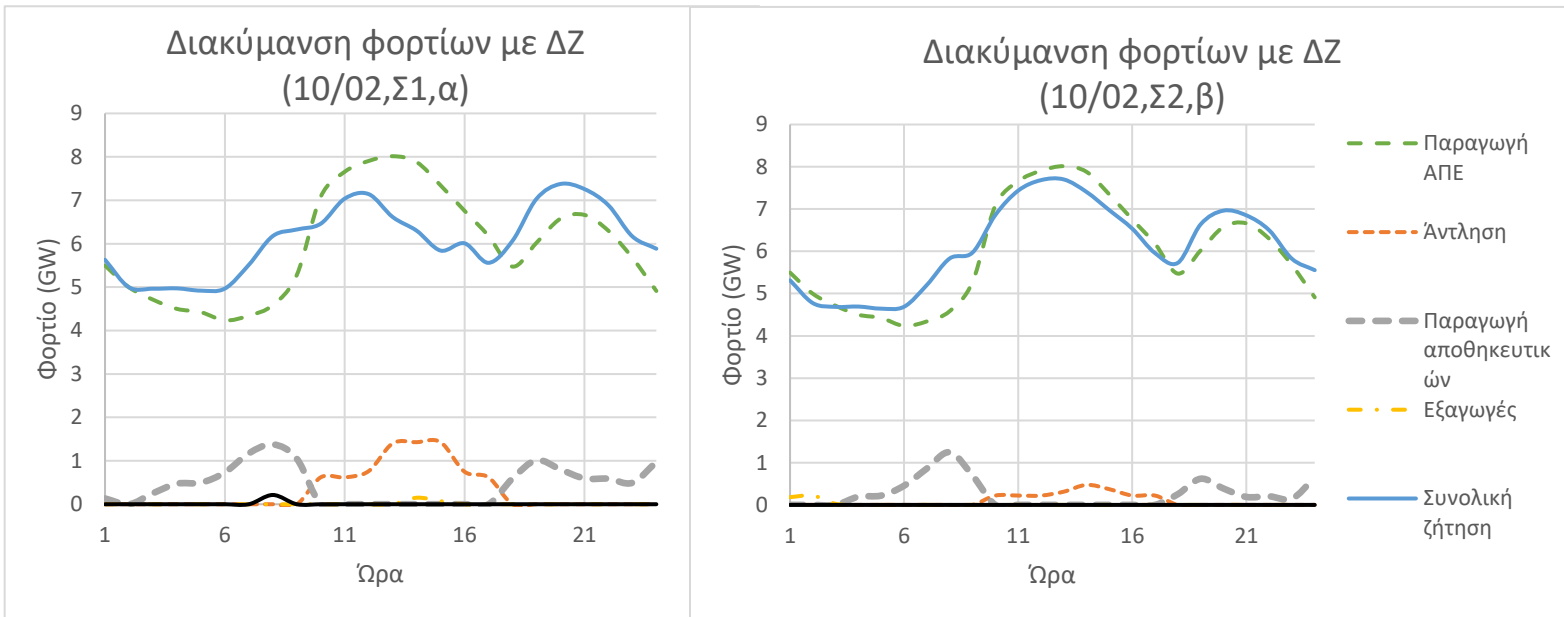


Σχήμα 46: Οριαία διακύμανση ζήτησης και παραγωγής μονάδων με ΔΖ (10/02)

Για την καλύτερη κατανόηση της λειτουργίας του συστήματος, παρουσιάζεται στο Σχήμα 48 η διακύμανση των φορτίων παραγωγής και ζήτησης, όπως προέκυψε χωρίς διαχείριση ζήτησης και στο Σχήμα 47 το αντίστοιχο διάγραμμα για τα δύο σενάρια.



Σχήμα 48: Διακύμανση φορτίων χωρίς ΔΖ (10/02)



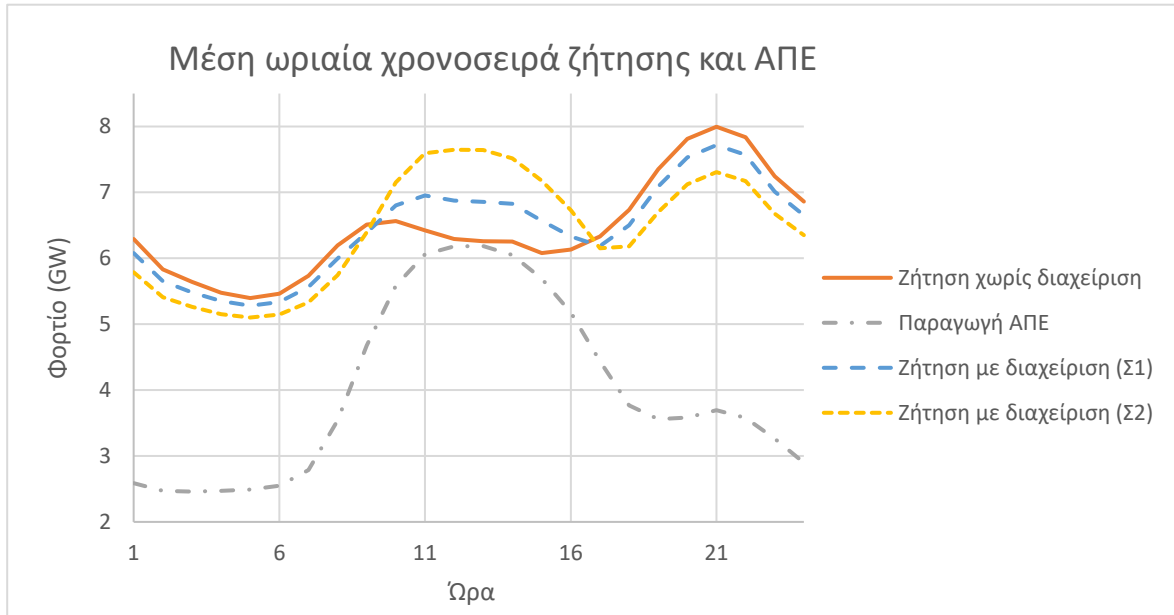
Σχήμα 47: Διακύμανση φορτίων με ΔΖ (10/02)

Πέραν της μείωσης της λειτουργίας των συμβατικών μονάδων την ημέρα αυτή, παρατηρείται και η μείωση της λειτουργίας των αποθηκευτικών μονάδων, τόσο κατά την άντληση το μεσημέρι όσο και κατά την παραγωγή κυρίως τις βραδινές ώρες. Αυτό οφείλεται στο ότι λόγω της αιχμής φορτίου το βράδυ, το σύστημα διαχείρισης μετατόπισε την ευέλικτη ζήτηση νωρίτερα και συγκεκριμένα στις μεσημεριανές ώρες όπου υπήρχε μεγάλη παραγωγή ΑΠΕ. Έτσι, απορροφήθηκε μεγαλύτερη ποσότητα ΑΠΕ από το δίκτυο. Είναι αξιοσημείωτο ότι στο 2^ο

σενάριο (Σχήμα 48β) η μεσημβρινή αιχμή ζήτησης γίνεται αρκετά υψηλότερη από την αρχική (χωρίς διαχείριση), προκειμένου να γίνει δυνατή η πληρέστερη απορρόφηση της παραγωγής ΑΠΕ.

6.3.1.2 Μέση ημερήσια διακύμανση

Στο Σχήμα 49 παρουσιάζεται η διακύμανση της μέσης ωριαίας χρονοσειράς της ζήτησης και της παραγωγής των ΑΠΕ σε μία μέση ημέρα όλου του έτους, προκειμένου να τονιστεί η επιρροή των ανανεώσιμων πηγών στον τρόπο με τον οποίο μετατοπίζεται η ευέλικτη ζήτηση.

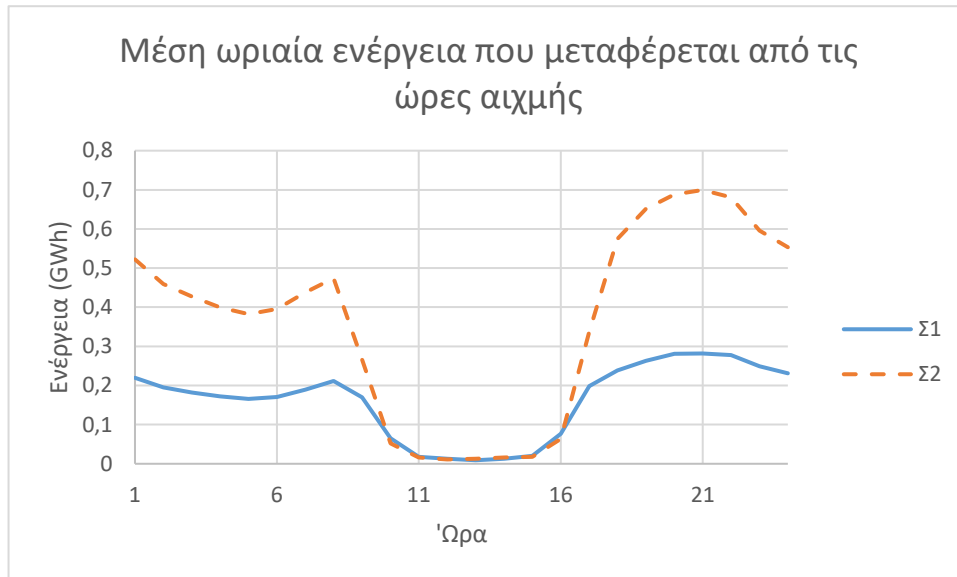


Σχήμα 49: Μέση ωριαία διακύμανση ζήτησης και παραγωγής ΑΠΕ

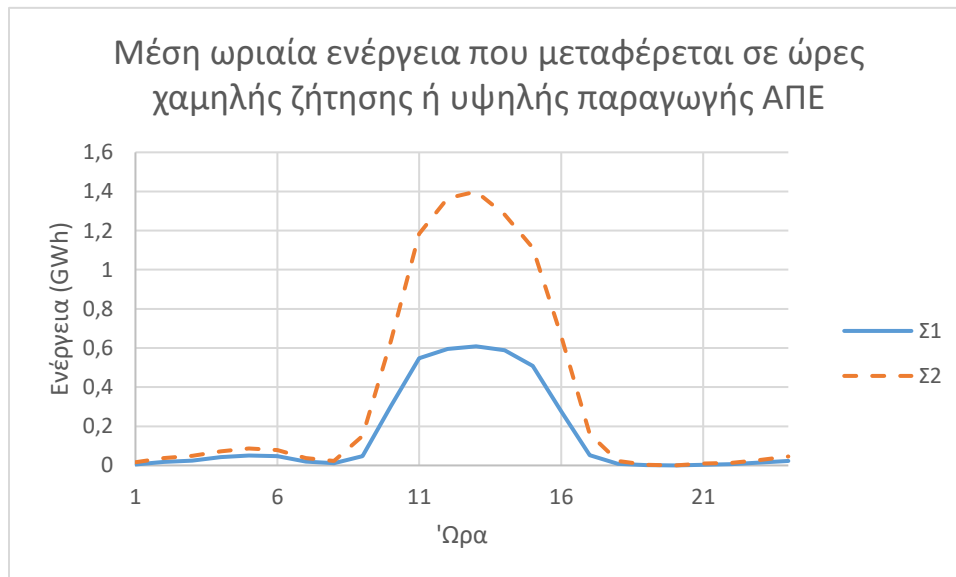
Επιβεβαιώνεται η τάση του συστήματος διαχείρισης να αξιοποιεί την αυξημένη παραγωγή των ΑΠΕ της μεσημεριανές ώρες (κυρίως των φωτοβολταϊκών), μετατοπίζοντας σε εκείνο το διάστημα την ευέλικτη ζήτηση. Στο δεύτερο σενάριο μάλιστα η διαχείριση οδηγεί σε μέγιστη ημερήσια αιχμή συνολικού φορτίου το μεσημέρι, δείγμα της αυξημένης διείσδυσης των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα εκείνων των ωρών.

Στο Σχήμα 50 παρουσιάζεται συγκριτικά για τα δύο σενάρια η μέση ωριαία ενέργεια όλο το χρόνο που μεταφέρεται από τις ώρες αιχμής, ενώ στο Σχήμα 51 η μέση ωριαία χρονοσειρά των μεταφερόμενων αυτών ποσών από τις ώρες αιχμής σε ώρες χαμηλότερης ζήτησης. Η μεγαλύτερη μεταφορά ποσών ενέργειας παρατηρείται ότι γίνεται κυρίως από τις βραδινές ώρες στις μεσημεριανές, κάτι που είναι λογικό λόγω των αυξημένων φορτίων το βράδυ, που σε συνδυασμό με την χαμηλή παραγωγή ΑΠΕ δημιουργεί αστάθειες στο σύστημα. Έτσι, τα ποσά αυτά μεταφέρονται το μεσημέρι όπου αξιοποιείται η περίσσεια ΑΠΕ και αυξάνεται η χαμηλή έως τότε λειτουργία των συμβατικών μονάδων.

Διαπιστώνεται επίσης ο πιο ενεργός ρόλος της διαχείρισης ζήτησης στο δεύτερο σενάριο, λόγω της μεγαλύτερης ισχύος που επιτρέπει τη μεταφορά μεγαλύτερων ποσών ενέργειας άρα και καλύτερη διαχείριση.



Σχήμα 50: Μέση ωριαία διακύμανση ενέργειας που μεταφέρεται από τις ώρες αιχμής

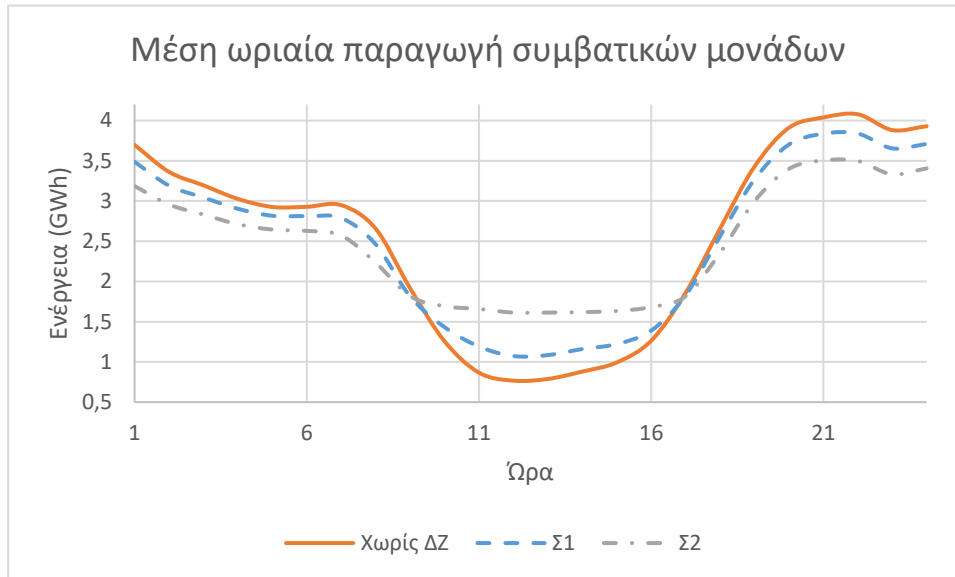


Σχήμα 51: Μέση ωριαία διακύμανση ενέργειας που μεταφέρεται σε ώρες χαμηλής ζήτησης

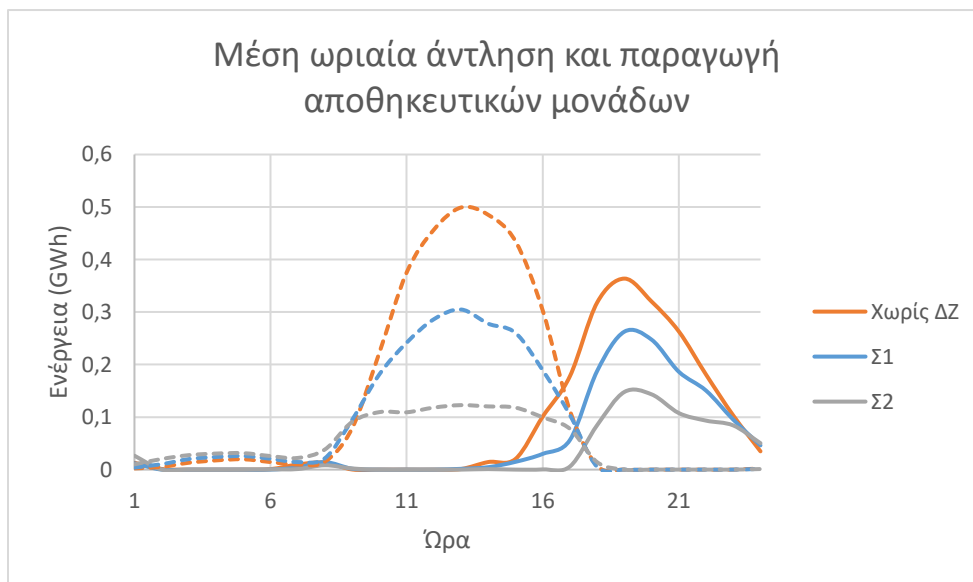
Στο Σχήμα 52 Σχήμα 53 παρουσιάζεται η μέση ωριαία παραγωγή των συμβατικών μονάδων, ενώ στο Σχήμα 53 η μέση ωριαία άντληση και παραγωγή των αποθηκευτικών μονάδων, συγκριτικά για τα δύο σενάρια διαχείρισης και την περίπτωση χωρίς διαχείριση.

Παρατηρείται στην παραγωγή των συμβατικών μονάδων με διαχείριση ζήτησης (Σχήμα 52) η αύξηση της συμμετοχής τους στο σύστημα τις μεσημεριανές ώρες, ειδικά στο δεύτερο σενάριο, ενώ και η μείωση του φορτίου τους της βραδινές ώρες.

Στις αποθηκευτικές μονάδες (διακεκομμένη καμπύλη για άντληση, συνεχής για παραγωγή) παρατηρείται επίσης μείωση του ρόλου τους στο σύστημα (Σχήμα 53), λόγω της μεγαλύτερης άμεσης απορρόφησης των ΑΠΕ, που αναφέρθηκε και προηγουμένως, καθώς και της μείωσης των βραδινών αιχμών ζήτησης.



Σχήμα 52: Μέση ωριαία διακύμανση παραγωγής συμβατικών μονάδων

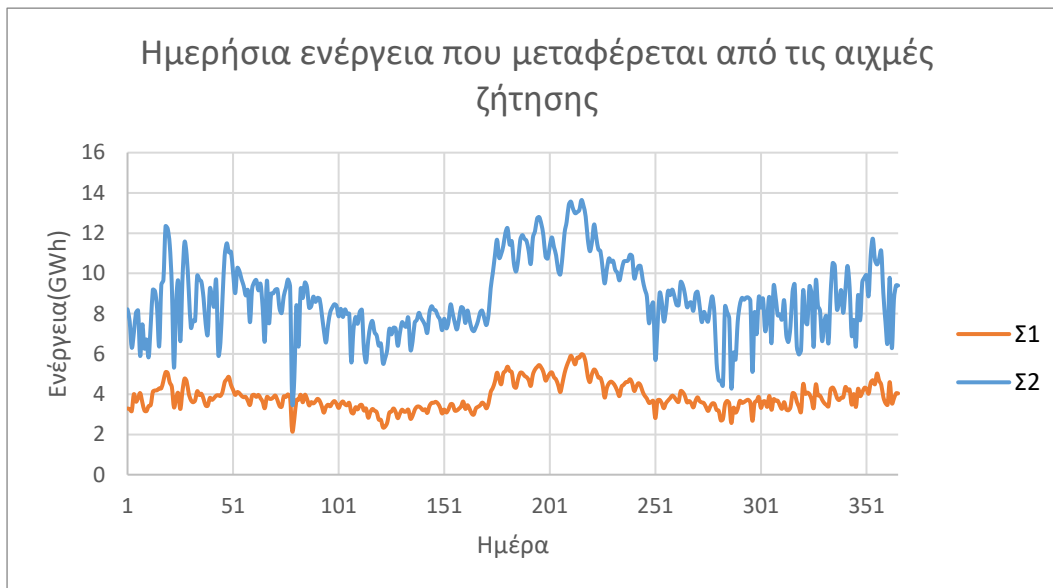


Σχήμα 53: Μέση ωριαία άντληση και παραγωγή αποθηκευτικών μονάδων

6.3.2 Ημερήσια διακύμανση

Στα ημερήσια αποτελέσματα δεν επαναλαμβάνονται τα διαγράμματα παραγωγής όπως παρουσιάστηκαν στο σενάριο του 2030, καθώς παρατηρούνται ελάχιστες διαφορές. Ακόμα και στην παραγωγή των συμβατικών μονάδων, η ημερήσια ενέργεια που παράγεται τελικά έχει παρόμοια διακύμανση παρόλη τη διαχείριση της ζήτησης, αφού αυτή εστιάζει κυρίως στις μεταφορές ποσών ενέργειας εντός του 24ώρου.

Αξία έχει η διακύμανση της ημερήσιας ενέργειας που μεταφέρεται από τις αιχμές ζήτησης και παραγωγής των συμβατικών μονάδων. Στο Σχήμα 54 παρουσιάζεται συγκριτικά για τα δύο σενάρια η χρονοσειρά αυτή, όπου παρατηρείται η αυξημένη μεταφορά στο δεύτερο σενάριο συγκριτικά με το πρώτο, καθώς και η αύξηση της διαχείρισης ζήτησης κατά τους καλοκαιρινούς μήνες και στα δύο σενάρια.



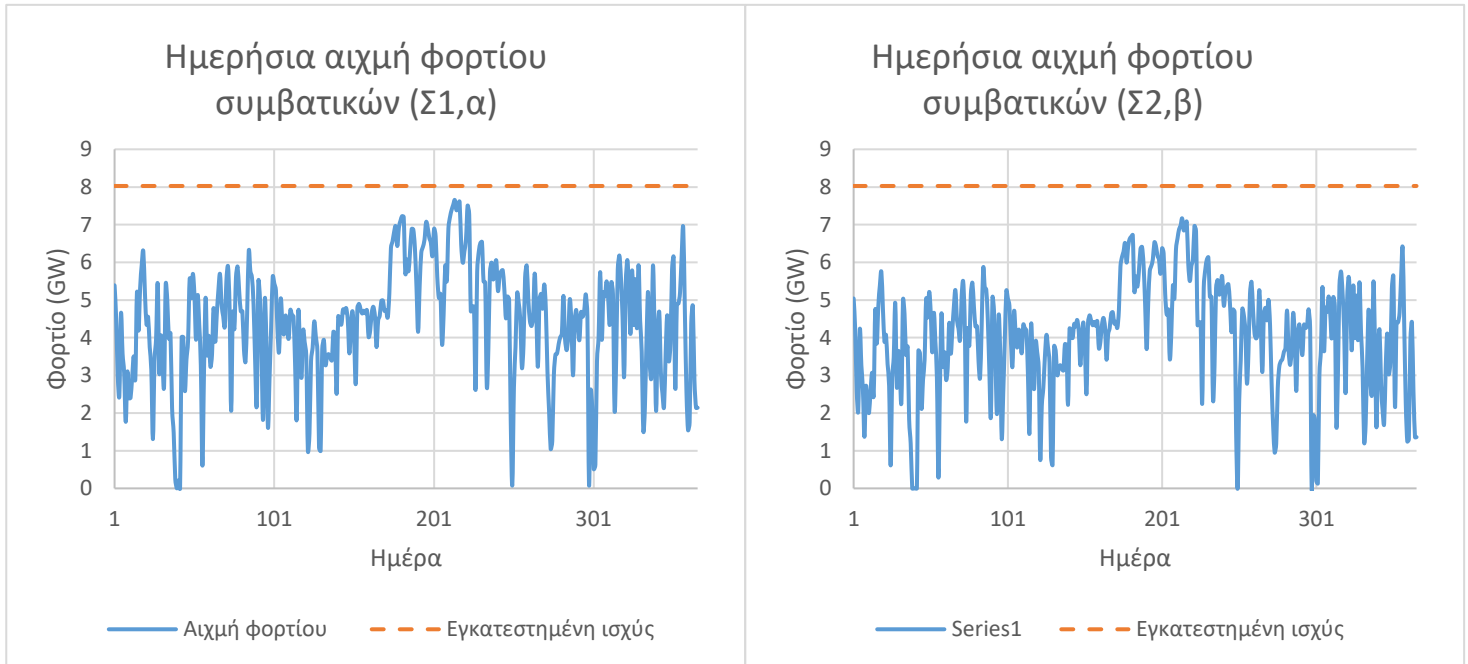
Σχήμα 54: Διακύμανση ημερήσιας ενέργειας που μεταφέρεται από τις αιχμές ζήτησης

Στο Σχήμα 55 παρουσιάζεται η ημερήσια αιχμή του φορτίου των συμβατικών μονάδων για κάθε σενάριο διαχείρισης, συγκριτικά με την εγκατεστημένη ισχύ τους. Παρατηρείται σημαντική πτώση των αιχμών παραγωγής στο δεύτερο σενάριο συγκριτικά με το πρώτο.

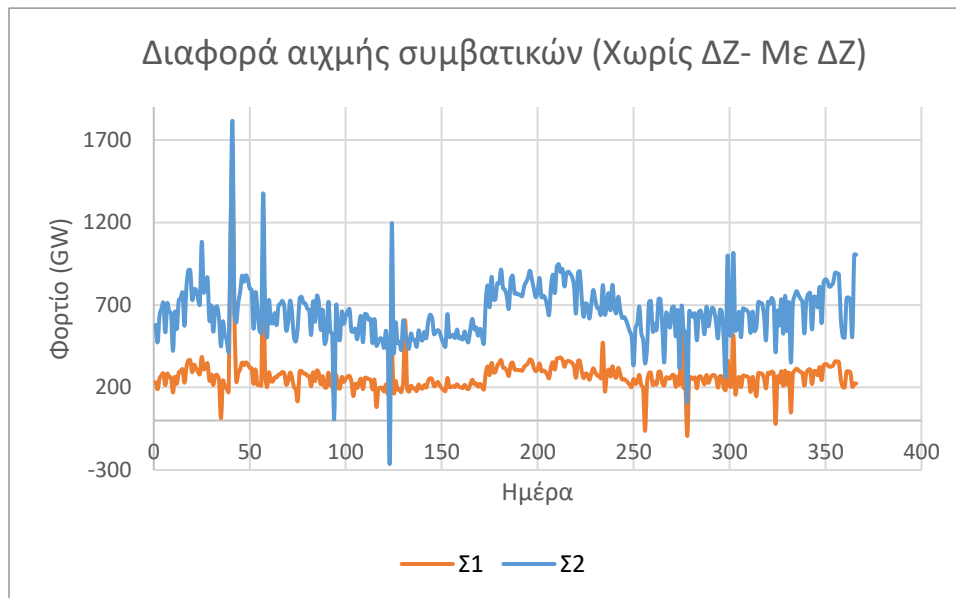
Στο Σχήμα 56 παρουσιάζεται η ημερήσια διαφορά της αιχμής των συμβατικών μονάδων για κάθε σενάριο με την ημερήσια αιχμή χωρίς διαχείριση ζήτησης. Στο πρώτο σενάριο αξιοποιούνται κατά μέσο όρο ημερησίως 270 MW λιγότερα σε σχέση με την περίπτωση χωρίς διαχείριση, ενώ στο δεύτερο 655 MW. Η εμφάνιση τριών αρνητικών τιμών στο πρώτο σενάριο και μίας στο δεύτερο οφείλεται σε σφάλματα του συστήματος διαχείρισης που δε κατάφερε να μεταφέρει κατάλληλα ποσά ενέργειας των οποίων η δυνατότητα μετακίνησης δε μπορούσε να παραταθεί.

Το μέγεθος αυτό επιβεβαιώνει τον περιορισμό του ρόλου των συμβατικών μονάδων και υποδεικνύει ότι ένα ποσοστό τέτοιας εγκατεστημένης ισχύος μπορεί να μην χρησιμοποιείται καθόλου και επομένως, κάποιες ακριβότερες μονάδες να μη συμμετέχουν στην ημερήσια κατανομή φορτίου ή και να αποσυρθούν από το σύστημα. Ακόμα, σε περίπτωση απρόσμενης αύξησης ζήτησης ή αύξησης των αναγκών στο μέλλον η εφεδρεία

των συμβατικών μονάδων μεγαλώνει, κάτι το οποίο θα πρέπει να ληφθεί υπόψιν στον σχεδιασμό μελλοντικών επενδύσεων σε νέες θερμικές μονάδες.



Σχήμα 55: Ημερήσια διακύμανση αιχμής φορτίου συμβατικών μονάδων

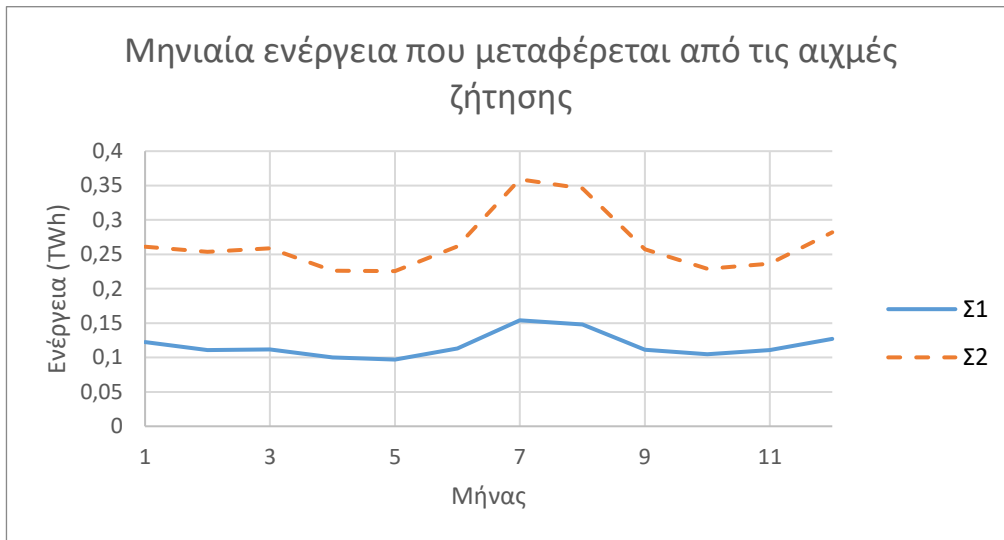


Σχήμα 56: Ημερήσια διακύμανση διαφοράς αιχμής συμβατικών (Χωρίς ΔΖ-Με ΔΖ)

6.3.3 Μηνιαία αποτελέσματα

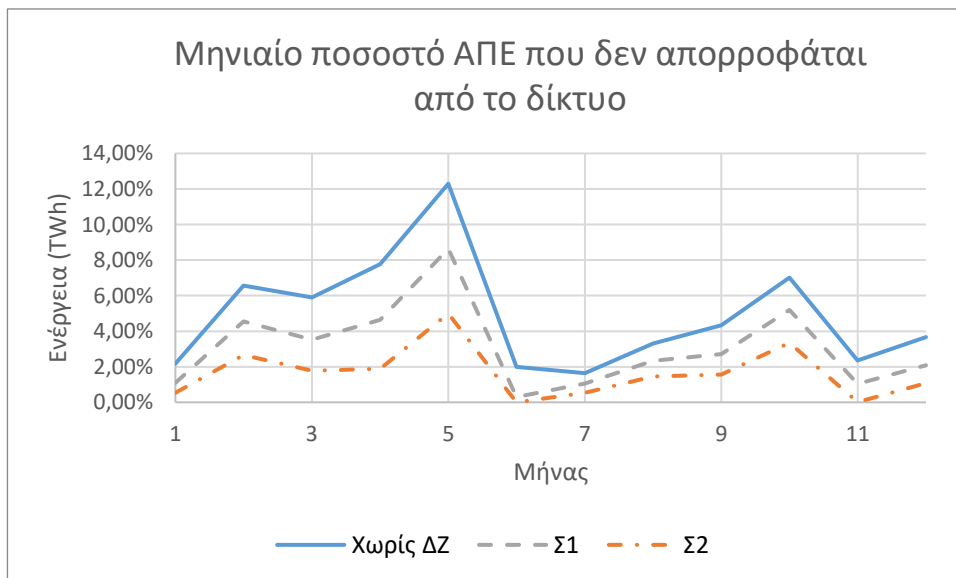
Όπως και για τις ημερήσιες διακυμάνσεις, έτσι και στις μηνιαίες δεν αλλάζουν πολλά στις παραγωγές του συστήματος, για αυτό και δεν παρουσιάζονται ξανά.

Στο Σχήμα 57 παρουσιάζεται συγκριτικά για τα δύο σενάρια η διακύμανση της μηνιαίας ενέργειας που μεταφέρεται από τις κορυφές, η οποία επιβεβαιώνει την αυξημένη μεταφορά τους καλοκαιρινούς μήνες.



Σχήμα 57: Διακύμανση μηνιαίας ενέργειας που μεταφέρεται από τις αιχμές ζήτησης

Στο Σχήμα 58 παρουσιάζεται το μηνιαίο ποσοστό ΑΠΕ που δεν απορροφάται για τα δύο σενάρια, συγκριτικά με την περίπτωση χωρίς διαχείριση. Είναι εμφανής η μεγαλύτερη απορρόφησή τους στο δίκτυο, ειδικά στο δεύτερο σενάριο, χάρη στην κατάλληλη διαχείριση της ζήτησης.



Σχήμα 58: Διακύμανση μηνιαίου ποσοστού ΑΠΕ που δεν απορροφάται

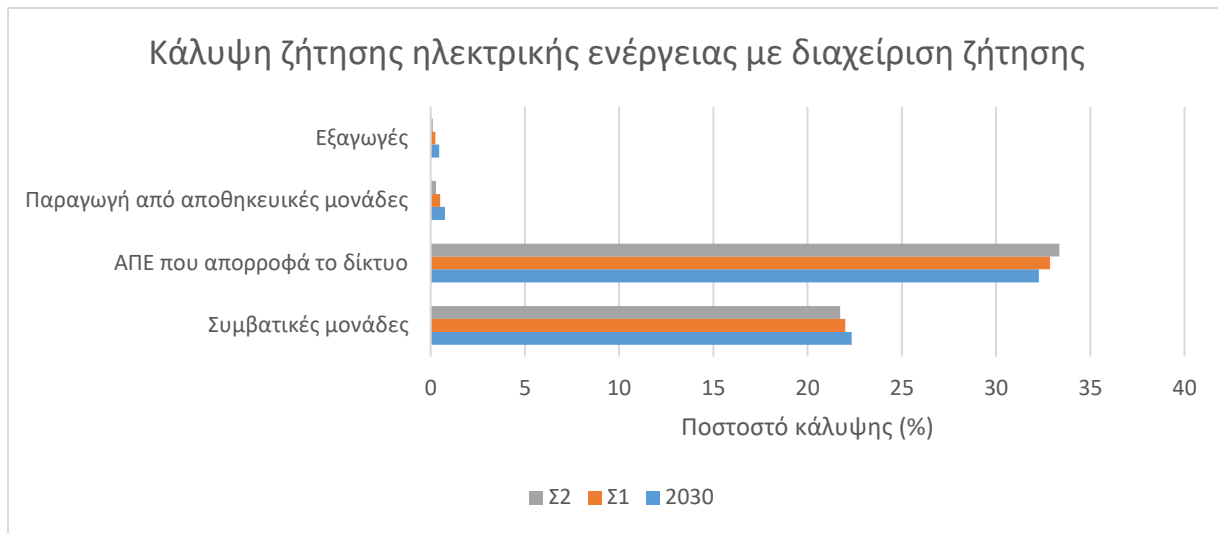
6.3.4 Ετήσια αποτελέσματα

Ενεργειακό μείγμα

Η διαχείριση ζήτησης έχει πρωταρχικό στόχο τη βελτίωση της αξιοπιστίας του δικτύου και την πιο ομαλή λειτουργία των μονάδων του συστήματος. Το ετήσιο ενεργειακό μείγμα συγκριτικά με την περίπτωση χωρίς διαχείριση δεν επηρεάζεται σημαντικά από τους στόχους αυτούς. Η παραγωγή των ΑΠΕ δεν επηρεάζεται, αλλά η διείσδυσή τους στο σύστημα αυξάνεται, σε συνδυασμό με τον περιορισμό της λειτουργίας των αποθηκευτικών μονάδων. Η παραγωγή των συμβατικών μονάδων επηρεάζεται κυρίως όσον αφορά την ωριαία παραγωγή τους μέσα στη μέρα. Ετησίως, λόγω μεγαλύτερης διείσδυσης των ΑΠΕ επιτεύχθηκε σχετική μείωση της παραγωγής τους κατά 1,5% για το πρώτο σενάριο και 2,7% για το δεύτερο.

Κάλυψη ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας

Στο Σχήμα 59 παρουσιάζεται η κάλυψη ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας από κάθε πηγή για τα δύο σενάρια συγκριτικά με το σενάριο του 2030. Με διαχείριση ζήτησης, αυξάνοντας την ισχύ του φορτίου ζήτησης που μπορεί να μετακινηθεί, παρατηρείται μείωση της παραγωγής των συμβατικών μονάδων και αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στο δίκτυο, που έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση της παραγωγής των αποθηκευτικών μονάδων και των εξαγωγών.



Σχήμα 59: Κάλυψη ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας με διαχείριση ζήτησης (2030)

Ο Πίνακας 19 συνοψίζει τα αποτελέσματα κάλυψης της ζήτησης του ενεργειακού συστήματος με διαχείριση ζήτησης για τα δύο σενάρια συγκριτικά με τα αποτελέσματα του 2030. Παρατηρείται μείωση της παραγωγής των συμβατικών μονάδων κατά 1,56% και 2,72% για τα Σ1 και Σ2 αντίστοιχα και αύξηση της απορρόφησης της περίσσειας παραγωγής των ΑΠΕ κατά 1,87% και 3,37% για τα Σ1 και Σ2 αντίστοιχα, που οδηγεί στην μείωση της άντλησης από τα αποθηκευτικά και σε λιγότερες εξαγωγές.

Πίνακας 19: Κάλυψη ζήτησης με διαχείριση ζήτησης σε απόλυτα και σχετικά μεγέθη

	Κάλυψη το 2030 (TWh)	Κάλυψη ζήτησης για Σ1 (TWh)	Κάλυψη ζήτησης για Σ2 (TWh)
Συμβατικές μονάδες	22,34 (40,4%)	21,99 (39,7%)	21,73 (39,2%)
ΑΠΕ που απορροφά το δίκτυο	32,26 (58,3%)	32,87 (59,4%)	33,35 (60,2%)
Παραγωγή από αποθηκευτικές μονάδες	0,75 (1,4%)	0,50 (0,9%)	0,28 (0,5%)
Εξαγωγές	0,45 (0,8%)	0,25 (0,5%)	0,11 (0,2%)

Εκπομπές CO₂

Οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για το 2030 με διαχείριση ζήτησης υπολογίστηκαν από το λογισμικό ίσες με **14,09** tn για το πρώτο σενάριο και **13,92** tn για το δεύτερο, ενώ χωρίς διαχείριση είχε υπολογιστεί ίσο με **14,31** tn.

Βαθμός αξιοποίησης των συμβατικών μονάδων

Ο βαθμός αξιοποίησης (capacity factor) των θερμικών μονάδων λιγνίτη και φυσικού αερίου μειώθηκε στο 31,19% για το πρώτο σενάριο και στο 30,82% για το δεύτερο, σε σχέση με την περίπτωση χωρίς διαχείριση που ισούται με 31,69%.

Βαθμός αξιοποίησης αιολικών, φωτοβολταϊκών και μεγάλων υδροηλεκτρικών

Οι βαθμοί αξιοποίησης των αιολικών, φωτοβολταϊκών και μεγάλων υδροηλεκτρικών δε μεταβάλλονται σε σχέση με το σενάριο του 2030 και είναι ίσοι με 27,19%, 16,05% και 19,19% αντίστοιχα.

Βαθμός αξιοποίησης των αποθηκευτικών μονάδων

Ο βαθμός αξιοποίησής άντλησης και παραγωγής των αποθηκευτικών μονάδων για την περίπτωση χωρίς διαχείριση ζήτησης είχε υπολογιστεί ίσος με 9,57% και 6,94% αντίστοιχα. Στο πρώτο σενάριο ο βαθμός άντλησης και παραγωγής ισούται με 6,36% και 4,62% αντίστοιχα, ενώ στο δεύτερο με 3,57% και 2,59%. Η μείωση αυτή του ρόλου των αποθηκευτικών μονάδων φανερώνει την αξία της διαχείρισης ζήτησης στα συστήματα υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ, όπου μπορεί να λειτουργήσει συμπληρωματικά των αποθηκευτικών μονάδων για ακόμα μεγαλύτερη απορρόφηση ανανεώσιμης παραγωγής.

Παράλληλα, προκύπτει ότι με τη διαχείριση ζήτησης μπορεί να μειωθεί η απαιτούμενη εγκατεστημένη ισχύς όχι μόνο των θερμικών μονάδων, αλλά και των μονάδων αποθήκευσης ενέργειας. Επομένως, η διαχείριση ζήτησης είναι ως ένα βαθμό ανταγωνιστική των τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας και αυτό θα πρέπει να ληφθεί σοβαρά υπόψη στον σχεδιασμό της μελλοντικής ανάπτυξης των τεχνολογιών αυτών.

Ο Πίνακας 20 συνοψίζει τους βαθμούς αξιοποίησης των μονάδων που υπολογίστηκαν. Δεν αναφέρονται ξανά οι βαθμοί αξιοποίησης των ανανεώσιμων πηγών που είναι ίδιοι με το σενάριο του 2030.

Πίνακας 20: Βαθμοί αξιοποίησης μονάδων με διαχείριση ζήτησης (2030)

	Σ1	Σ2
Συμβατικές μονάδες	31,19%	30,82%
Άντληση αποθηκευτικών μονάδων	6,36%	3,57%
Παραγωγή αποθηκευτικών μονάδων	4,62%	2,59%

7. Το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας το 2050 σύμφωνα με το ΜΣ50

7.1 Γενικά

Η προσομοίωση του ενεργειακού συστήματος της Ελλάδας για το 2050 βασίστηκε στις προβλέψεις της Μακροχρόνιας Στρατηγικής για το 2050 (ΜΣ50) [78]. Η ΜΣ50 αποτελεί έναν πρώτο οδικό χάρτη της χώρας για τα κλιματικά και ενεργειακά ζητήματα, στα πλαίσια της συμμετοχής της στην Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία [3], στόχος της οποίας είναι η μετάβαση σε μία ουδέτερη από άνθρακα οικονομία μέχρι το 2050.

Η ΜΣ50 λειτουργεί συμπληρωματικά του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ). Στο ΕΣΕΚ αναλύονται οι στόχοι της χώρας για μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, βελτίωση του ενεργειακού συστήματος και διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο μείγμα της ηλεκτροπαραγωγής έως και 60% και σχεδιάζονται οι τρόποι υλοποίησής τους. Θεωρώντας ότι οι στόχοι του ΕΣΕΚ για το 2030 είναι εφικτοί και θα υλοποιηθούν, το ΜΣ50 διερευνά την πορεία σχεδιασμού του ενεργειακού συστήματος μέχρι το έτος 2050, για την επίτευξη συγκεκριμένων κλιματικών στόχων. Ο σχεδιασμός περιλαμβάνει την εφαρμογή καινοτόμων αλλά ρεαλιστικών τεχνολογικών εφαρμογών, που θα είναι οικονομικά, τεχνικά και κοινωνικά εφικτές και θα συνδράμουν στην κλιματική ουδετερότητα της χώρας σύμφωνα με τις προδιαγραφές της Ευρωπαϊκής Ένωσης.

Η μακροχρόνια στρατηγική εξετάζει το ευρύ φάσμα των διαθέσιμων επιλογών και των διαφορετικών σεναρίων εξέλιξης του ενεργειακού συστήματος. Με δεδομένη τη ριζική αναδιάρθρωση του ελληνικού ενεργειακού συστήματος έως το 2030, ως ένα σύστημα με έμφαση στις ΑΠΕ, στη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης και στην πλήρη απολιγνιτοποίηση, αναλύονται στην ΜΣ50 σενάρια για την περαιτέρω εξέλιξη του συστήματος. Στα σενάρια αυτά δίνεται έμφαση ειδικά στην ηλεκτροπαραγωγή, για τη μεγιστοποίηση της χρήσης των ΑΠΕ, την αξιοποίηση των τεχνολογιών αποθήκευσης που θα συμβάλλουν στην υψηλή διείσδυσή τους στο δίκτυο και τέλος την αλλαγή του προτύπου κατανάλωσης των τελικών χρηστών που θα προσφέρει ευελιξία στο σύστημα.

Παρακάτω αναλύονται τα σενάρια της ΜΣ50. Το κάθε σενάριο λαμβάνει υπόψιν εναλλακτικές υποθέσεις σχετικά με τις τεχνολογίες που θα χρησιμοποιούνται και τις στρατηγικές προτεραιότητες του κάθε τομέα [78].

- ΕΣΕΚ-2030 : Καθώς το ΕΣΕΚ δεν ενσωματώνει περαιτέρω στόχους και μέτρα σχεδιασμού μετά το έτος 2030, το σενάριο αυτό προβλέπει τη συνέχιση των στόχων του ΕΣΕΚ μετά το έτος αυτό, με μέτρα που ενισχύουν τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης, τις ΑΠΕ και τον εξηλεκτρισμό.
- ΕΣΕΚ-2050 (σενάριο βασικών πολιτικών) : Το σενάριο αυτό επιδιώκει δραστική μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου για το έτος 2050, για αυτό και εφαρμόζει τις πολιτικές του ΕΣΕΚ με μεγαλύτερη ένταση μετά το 2030. Οι βασικές προτεραιότητες του σεναρίου αυτού είναι η βελτίωση της ενεργειακής αναβάθμισης σε όλους τους τομείς, η ανάπτυξη των ΑΠΕ με έμφαση στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής και ο μηδενισμός των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα από καύση στερεών καυσίμων (λιγνίτη). Έμφαση δίνεται επίσης στον εξηλεκτρισμό των μεταφορών και της θερμότητας, στην ανάπτυξη των εγχώριων καυσίμων και αερίου από βιομάζα και στην περαιτέρω επέκταση των διασυνδέσεων για τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Το σενάριο βασικών πολιτικών ΕΣΕΚ-50 περιλαμβάνει μέτρα και πολιτικές, των οποίων το δυναμικό δεν αρκεί για την επίτευξη του στόχου της μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου στο πλαίσιο των στρατηγικών της Ευρωπαϊκής

Ένωσης για τους 2 °C ή και τον 1.5 °C. Αποτελεί δηλαδή ένα πιο συντηρητικό σενάριο, το οποίο θα χρειάζεται επιπλέον μέτρα και πολιτικές που θα βασίζονται σε τεχνολογίες που δεν είναι ακόμα ώριμες σήμερα.

- Σενάρια ΕΕ: Τα δύο σενάρια ΕΕ θεωρούν ότι είναι οικονομικά και τεχνικά αβέβαιη η ανάπτυξη κλιματικά ουδέτερων τεχνολογιών, όπως τα βιοκαύσιμα, το βιοαέριο και τη βιομάζα, τα οποία θα αντικαταστήσουν πλήρως τα ορυκτά καύσιμα. Επομένως, δε συμπεριλαμβάνουν τη ραγδαία εξέλιξη τους αλλά με άλλα μέτρα στοχεύουν στον εξηλεκτρισμό όλων των τομέων και την βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης στη βιομηχανία και τις μεταφορές. Τα σενάρια ΕΕ1.5 και ΕΕ2 στοχεύουν στη μείωση των εκπομπών έτσι ώστε η υπερθέρμανση να μη ξεπεράσει τον 1,5 °C και τους 2 °C αντίστοιχα.
- Σενάρια ΝC: Τα σενάρια ΝC περιλαμβάνουν και την ανάπτυξη των βιοκαυσίμων και του βιοαερίου σε μεγάλη έκταση, τα οποία θα αντικαταστήσουν τα ορυκτά καύσιμα σε τομείς όπου δεν είναι εφικτός ο πλήρης εξηλεκτρισμός. Είναι δηλαδή πιο αισιόδοξα σενάρια σε σχέση με τα σενάρια ΕΕ. Τα σενάρια ΝC1.5 και ΝC2 στοχεύουν στη μείωση των εκπομπών έτσι ώστε η υπερθέρμανση να μη ξεπεράσει τον 1,5 °C και τους 2 °C αντίστοιχα.

7.2 Συλλογή δεδομένων από την ΜΣ50 και τροποποιήσεις για το σενάριο του 2050

Για τη μοντελοποίηση του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας του έτους 2050, ελήφθη ως σενάριο αναφοράς το σενάριο βασικών πολιτικών (ΕΣΕΚ-50). Επιλέχθηκε αυτό το πιο συντηρητικό σενάριο, επειδή δεν επηρεάζεται σε τόσο μεγάλο βαθμό από την αβεβαιότητα των νέων τεχνολογιών που αναμένεται να αξιοποιηθούν, καθώς η ωρίμανσή τους και η εξέλιξή τους σε οικονομικά ανταγωνιστικές λύσεις είναι μια μεγάλη πρόκληση της οποίας τα χρονικά πλαίσια υλοποίησης δεν είναι προβλέψιμα. Εξάλλου, οι παγκόσμιες πολιτικές εξελίξεις και η οικονομική κρίση του ενεργειακού τομέα την περίοδο αυτή δυσχεραίνουν ακόμη περισσότερο τον μελλοντικό σχεδιασμό των ενεργειακών συστημάτων και τις προβλέψεις για το ενεργειακό μείγμα τους, οπότε ο συντηρητικός σχεδιασμός θα δώσει μια λιγότερο αισιόδοξη αλλά ίσως πιο ρεαλιστική εικόνα για το μέλλον, ως ένα σενάριο μερικής επίτευξης των στόχων του 2050.

Υπενθυμίζεται ότι το σενάριο ΕΣΕΚ-50 δεν στοχεύει στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής στην επίτευξη ουδέτερης οικονομίας, αλλά στην απαλλαγή από την ηλεκτροπαραγωγή με καύση άνθρακα, στην υψηλή διεύθυνση των ΑΠΕ και των μονάδων αποθήκευσης και στη χρήση ενεργειακά αποδοτικών συμβατικών μονάδων παραγωγής. Επίσης προβλέπεται η αύξηση της χρήσης της βιομάζας ως μέσο ηλεκτροπαραγωγής, όχι όμως στα επιθυμητά επίπεδα για την πλήρη αντικατάσταση των ορυκτών καυσίμων.

7.2.1 Ζήτηση ενέργειας

Σύμφωνα με το σενάριο ΕΣΕΚ-50 της μακροχρόνιας στρατηγικής, η ακαθάριστη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας για το 2050 αναμένεται ίση με **80,3 TWh**. Λαμβάνοντας υπόψιν τις ιδιοκαταναλώσεις καθώς και τις απώλειες μεταφοράς, διανομής και αποθήκευσης η καθαρή ετήσια ζήτηση σε ηλεκτρική ενέργεια προκύπτει ίση με **75 TWh**. Η ζήτηση δηλαδή είναι αυξημένη κατά 35% σε σχέση με το σενάριο του 2030 και κατά 45% σε σχέση με τις ανάγκες του 2021. Η σημαντική αυτή αύξηση οφείλεται στον προβλεπόμενο εξηλεκτρισμό πολλών τομέων τελικής κατανάλωσης, όπως οι μεταφορές και τα συστήματα θέρμανσης και ψύξης.

7.2.2 Ανανεώσιμες πηγές

Η ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ παρουσιάζει για το σενάριο ΕΣΕΚ-50 σημαντική αύξηση, φθάνοντας το 2050 να καλύπτει το 75% της ακαθάριστης ζήτησης (χωρίς τις εξαγωγές ενέργειας), με τις ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής, κυρίως τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά, να παράγουν το μεγαλύτερο μέρος αυτής.

Πιο συγκεκριμένα, για τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά αναμένεται σύμφωνα με το σενάριο ΕΣΕΚ-50 καθαρή ηλεκτροπαραγωγή 36,4 και 16 TWh ετησίως αντίστοιχα, δηλαδή συνολικά 52,4 TWh. Για την παραγωγή των ποσών αυτών με τη δεδομένη από το σενάριο βάση του 2021 διακύμανση παραγωγής των δύο ΑΠΕ υπολογίζεται από το λογισμικό περίπου απαιτούμενη εγκατεστημένη ισχύς 15 GW αιολικών και 11,3 GW φωτοβολταϊκών. Ωστόσο, σύμφωνα και με το προκαταρκτικό σχέδιο του δεκαετούς προγράμματος ανάπτυξης του ΑΔΜΗΕ της περιόδου 2023-2032 [79], που προβλέπει περίπου ισόποση αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των δύο ΑΠΕ, με αυτή των φωτοβολταϊκών μάλιστα να είναι λίγο υψηλότερη, αποφασίστηκε η εγκατεστημένη ισχύς τόσο των αιολικών όσο και των φωτοβολταϊκών να είναι ίση με **13,5 GW**. Σύμφωνα με το λογισμικό, η προβλεπόμενη συνολική ετήσια παραγωγή αιολικών και φωτοβολταϊκών με αυτή την εγκατεστημένη ισχύ και το δυναμικό παραγωγής όπως υπολογίστηκε για το έτος 2021 είναι περίπου ίση με 51,6 TWh, κοντινό νούμερο με την πρόβλεψη του ΕΣΕΚ-50.

Η εγκατεστημένη ισχύς των υδροηλεκτρικών μονάδων παραγωγής αναμένεται σύμφωνα με το ΕΣΕΚ-50 ίση με 4 GW, παρουσιάζει δηλαδή μικρή αύξηση σε σχέση με την πρόβλεψη του ΕΣΕΚ για 3,9 GW εγκατεστημένης ισχύος έως το 2030.

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από βιομάζα και βιοαέριο σύμφωνα με το σενάριο ΕΣΕΚ-50 θα αυξηθεί σημαντικά. Προβλέπεται παραγωγή 6,7 TWh ετησίως, όπως εκτιμήθηκε από το ΚΑΠΕ. Ωστόσο, σύμφωνα με την αξιολόγηση της εκτίμησης αυτής από την επιτροπή του ΕΣΕΚ αλλά και το σχέδιο του δεκαετούς προγράμματος ανάπτυξης 2023-2032 [79] (αύξηση μόλις κατά περίπου 0,2 GW στην επόμενη δεκαετία), η εκτίμηση για τόσο σημαντική αύξηση έως το 2050 κρίνεται υπερβολική, με δεδομένο και το υψηλό κόστος των τεχνολογιών παραγωγής από βιομάζα και βιοαέριο. Για αυτό, θεωρήθηκε για το 2050 εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων αυτών ίση με 0,5 GW, η οποία θα αποφέρει παραγωγή περίπου 2,8 TWh ετησίως.

Για το σενάριο του 2050 λαμβάνεται επίσης υπόψιν η παραγωγή από γεωθερμία, αφού σύμφωνα με το ΕΣΕΚ-50 δεν είναι αμελητέα και αναμένεται ίση με 2 TWh ετησίως. Έτσι, προστίθενται στο σύστημα 230 MW εγκατεστημένης ισχύος για παραγωγή με γεωθερμία που θα δώσουν το αναμενόμενο αυτό ποσό παραγωγής, με σχεδόν σταθερή κατανομή μέσα στο έτος.

Ο Πίνακας 21 συνοψίζει τις τελικές εκτιμήσεις εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ για το έτος 2050.

Πίνακας 21: Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ΑΠΕ για το 2050

Πηγή ενέργειας	Εγκατεστημένη ισχύς (GW)
Αιολικά	13,5
Φωτοβολταϊκά	13,5
Υδροηλεκτρικά	4
Βιομάζα	0,5
Γεωθερμία	0,23

7.2.3 Συμβατικές μονάδες παραγωγής

Σύμφωνα με το σενάριο ΕΣΕΚ-50, το 2050 αναμένεται η πλήρης διακοπή της λειτουργίας συμβατικών μονάδων παραγωγής με λιγνίτη. Το ρόλο της σταθεροποίησης του δικτύου και του μεγαλύτερου μεριδίου κάλυψης του υπολειπόμενου φορτίου θα έχουν οι ευέλικτες και υψηλής απόδοσης μονάδες φυσικού αερίου. Σύμφωνα με το ΕΣΕΚ-50 η εγκατεστημένη τους ισχύς θα είναι ίση με 6,5 GW. Ακόμα, με την κατάργηση των λιγνιτικών μονάδων και την αντικατάστασή τους με νέες μονάδες φυσικού αερίου αναμένεται και αύξηση του μέσου βαθμού απόδοσης των συμβατικών μονάδων παραγωγής. Για αυτό, εισάγεται στο λογισμικό μία τυπική τιμή βαθμού απόδοσης των μονάδων παραγωγής φυσικού αερίου, ίση με 50%, σε σχέση με το 40,5% που ελήφθη για το 2030.

7.2.4 Μονάδες αποθήκευσης

Η μεγάλη ανάπτυξη των μεταβλητών ΑΠΕ και κυρίως των αιολικών και των φωτοβολταϊκών οδηγεί σε σημαντική μεγέθυνση της αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Σύμφωνα με το σενάριο ΕΣΕΚ-50 της μακροχρόνιας στρατηγικής, το 2050 αναμένεται η αξιοποίηση των τεχνολογιών της αντλησοταμίευσης, των μπαταριών και της ηλεκτρόλυσης (για παραγωγή H₂) για την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας στο σύστημα της Ελλάδας και τη διαχείριση της μεταβλητής παραγωγής των ΑΠΕ για μεγαλύτερη διείσδυσή τους στο δίκτυο.

Οι μονάδες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας με αντλησοταμίευση εκτιμάται για το 2050 ότι θα έχουν εγκατεστημένη ισχύ 1,7 GW, σε σχέση με τα 1,4 GW περίπου που εκτιμά το ΕΣΕΚ για το 2030. Σημειώνεται δηλαδή αύξηση 300 MW, που δεν είναι πολύ μεγάλη λόγω της δυσκολίας και του υψηλού κόστους κατασκευής των έργων αυτών. Η αύξηση αυτή στην ισχύ προστίθεται στο λογισμικό, μαζί με την ανάλογη χωρητικότητα αποθήκευσης των ταμιευτήρων (11,48 GWh αντί για 10 GWh του 2030).

Οι μπαταρίες, των οποίων η τεχνολογία για αξιοποίηση ως μονάδες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας συνεχώς εξελίσσεται, εκτιμάται στο συγκεκριμένο σενάριο για το 2050 να έχουν εγκατεστημένη ισχύ 2,6 GW. Εισάγονται στο λογισμικό ως ξεχωριστή μονάδα αποθήκευσης ενέργειας, λόγω του διαφορετικού βαθμού απόδοσης αλλά και της διαφορετικής χωρητικότητας σε σχέση με τα αντλησοταμιευτικά. Ο συνολικός βαθμός απόδοσης των μπαταριών (round trip efficiency) συμπεριλαμβανομένων των απωλειών άντλησης και παραγωγής ενέργειας θεωρήθηκε ίσος με 80%, λαμβάνοντας υπόψη σχετικά δεδομένα από τη βιβλιογραφία.

Τέλος, η μέση ικανότητά τους για αποθήκευση ενέργεια θεωρήθηκε ίση με 4 ώρες άντλησης/παραγωγής, άρα η συνολική χωρητικότητα αποθήκευσης που εισάγεται στο λογισμικό είναι ίση με 10,4 GWh.

Καθώς το ποσοστό συμμετοχής της ηλεκτρόλυσης είναι πολύ μικρό σύμφωνα με τις προβλέψεις του σεναρίου ΕΣΕΚ-50, δεν ελήφθη υπόψη κατά την προσομοίωση.

7.2.5 Εισαγωγές-Εξαγωγές

Για το σενάριο του 2050 το ισοζύγιο εισαγωγών/εξαγωγών υπολογίζεται αυτόματα από το λογισμικό, με βάση την ωριαία περίσσεια ή έλλειψη ενέργειας του συστήματος.

Η εξαγωγή ενέργειας γίνεται όταν υπάρχει περίσσεια ΑΠΕ που δεν απορροφάται από το δίκτυο και δε μπορεί να αντληθεί από τις αποθηκευτικές μονάδες, επειδή η χωρητικότητα των ταμιευτήρων και των μπαταριών έχει εξαντληθεί. Τότε, εξάγεται το ποσό ενέργειας στις διασυνδέσεις με τις άλλες χώρες. Σημειώνεται ότι η ποσότητα ενέργειας που μπορεί πραγματικά να εξαχθεί εξαρτάται όχι μόνο από την εγκατεστημένη ισχύ των μελλοντικών διασυνδέσεων, αλλά και από την ωριαία διαθεσιμότητά τους, αν δηλαδή κάθε ώρα μπορεί να γίνει εξαγωγή ενέργειας προς όλες τις διασυνδέσεις.

Η εισαγωγή ενέργειας γίνεται σύμφωνα με το λογισμικό όταν το υπολειπόμενο φορτίο δε μπορεί να καλυφθεί πλήρως από τις μονάδες παραγωγής φυσικού αερίου. Δηλαδή, το σύστημα εξαντλεί τη δυνατότητα παραγωγής από τις συμβατικές μονάδες και αν η ζήτηση ενέργειας δεν καλύπτεται πλήρως τότε γίνεται εισαγωγή ενέργειας. Στην πραγματικότητα, όπως τονίστηκε και στο σενάριο του 2030, οι εισαγωγές μπορεί να είναι περισσότερες, επειδή η επιλογή εισαγωγής θα αποφασίζεται και με βάση οικονομικά κριτήρια, επομένως μπορεί να γίνεται και κατά τις ώρες που είναι πιο συμφέρουσα από την παραγωγή με συμβατικές μονάδες. Καθώς όμως τα κριτήρια αυτά δε μπορούν να προβλεφθούν με ακρίβεια για ένα τόσο μακρινό έτος, γίνεται εδώ η παραδοχή ότι οι εισαγωγές γίνονται μόνο όταν είναι απαραίτητες. Στο σενάριο αυτό, πραγματοποιείται και διερεύνηση της δυνατότητας αντικατάστασης της παραγωγής συμβατικών μονάδων με εισαγωγές, ώστε να εκτιμηθεί η εγκατεστημένη ισχύς τους που θα μπορούσε να αποφευχθεί, αναλόγως της ισχύος του δικτύου διασυνδέσεων.

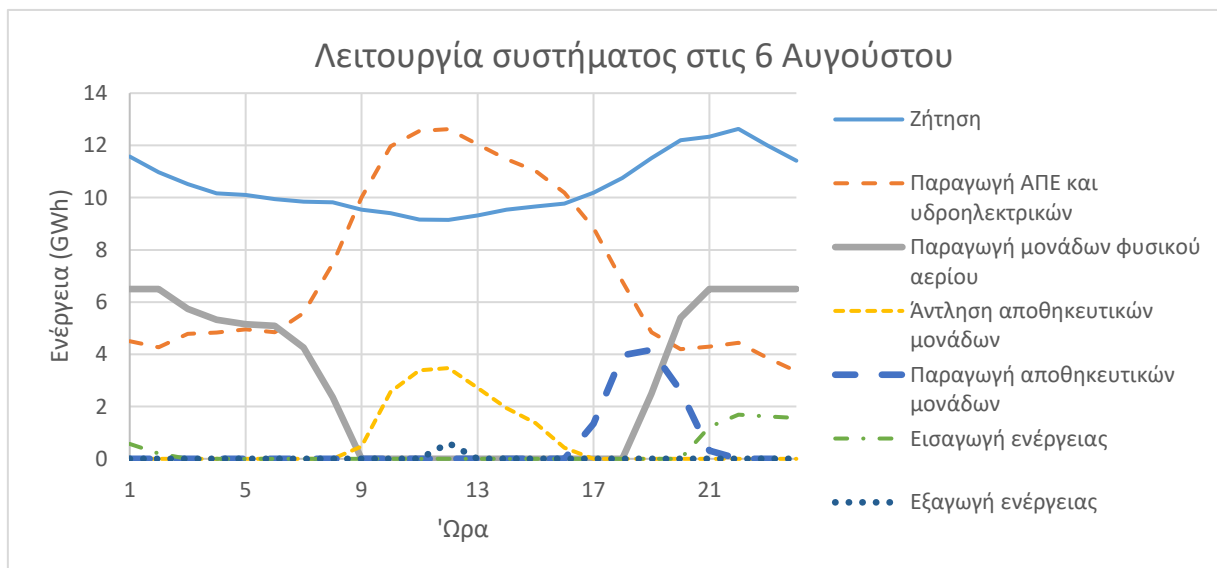
7.3 Αποτελέσματα λογισμικού για το 2050

Έχοντας συγκεντρώσει τα νέα δεδομένα για τη προσομοίωση του ενεργειακού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας του 2050, προκύπτουν οι νέες χρονοσειρές ζήτησης, παραγωγής και αποθήκευσης ενέργειας του συστήματος. Όπως και στο σενάριο του 2030, έτσι και σε αυτό χρησιμοποιήθηκαν οι ανηγμένες χρονοσειρές παραγωγής των ανανεώσιμων πηγών και ζήτησης ενέργειας του σεναρίου βάσης, 2021. Οι βαθμοί απόδοσης και οι νέες προσθήκες μονάδων παραγωγής και αποθήκευσης έγιναν όπως εξηγήθηκε στο κεφάλαιο 7.2.

Η προσομοίωση για το 2050, λόγω της χρήσης των ίδιων χρονοσειρών με την κατάλληλη αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος, αλλά και της ομοιότητας του συστήματος με αυτό του 2030 (υψηλή παραγωγή από ΑΠΕ, μειωμένη λειτουργία θερμικών μονάδων, αξιοποίηση των αποθηκευτικών μονάδων τις ώρες περίσσειας ενέργειας από παραγωγή ΑΠΕ), δίνει παρόμοια προφίλ ημερήσιων και ωριαίων διακυμάνσεων σε αρκετές μονάδες και αρκετά μεγέθη που αναλύθηκαν στην προσομοίωση του 2030. Έχει όμως αξία η παρουσίαση ορισμένων ωριαίων αποτελεσμάτων για την κατανόηση της λειτουργίας του συστήματος με την αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ μεταβαλλόμενης παραγωγής και τη χρήση των μπαταριών για επιπλέον αποθήκευση ενέργειας, αλλά και η παράθεση των μηνιαίων και ετήσιων αποτελεσμάτων, για την σύγκριση του ενεργειακού μείγματος και άλλων σημαντικών παραμέτρων με τις αντίστοιχες του 2021 και του 2030.

7.3.1 Ημερήσια λειτουργία του συστήματος

Στο σενάριο του 2030 παρουσιάστηκε η ωριαία διακύμανση μεγεθών όπως η παραγωγή από ΑΠΕ, συμβατικές μονάδες, η αποθήκευση και το υπολειπόμενο φορτίο για μία μέση ημέρα τεσσάρων μηνών. Τα διαγράμματα αυτά δεν παρουσιάζονται για το 2050, καθώς η μορφή τους και τα σχόλια που προκύπτουν σχετικά με την ωριαία διακύμανσή τους μοιάζουν με τα αντίστοιχα του 2030, που παρουσιάστηκαν στο κεφάλαιο 5.3.1. Ωστόσο, όσον αφορά την ημερήσια λειτουργία του συστήματος, επιλέχθηκε η παρουσίαση μίας ενδεικτικής ημέρας του έτους, η 6^η Αυγούστου, στην οποία συνεργάζονται όλες οι μονάδες του συστήματος για την κάλυψη



Σχήμα 60: Ωριαία λειτουργία του συστήματος στις 6 Αυγούστου (2050)

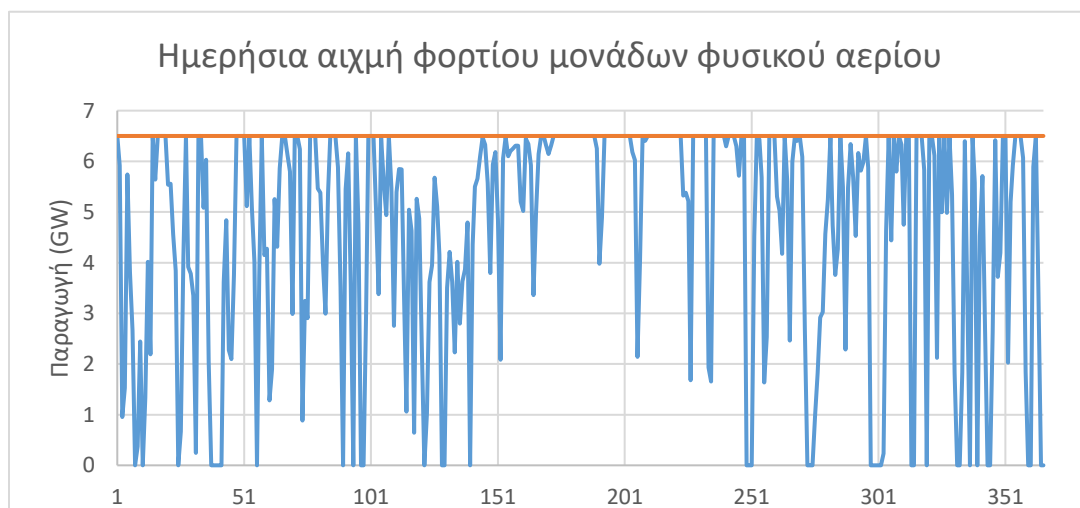
της ζήτησης. Η ωριαία διακύμανση της παραγωγής των μονάδων στις 6 Αυγούστου παρουσιάζεται στο Σχήμα 60.

Παρατηρείται σχετικά αυξημένη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας (μέση ημερήσια ζήτηση 23% πάνω από τη μέση ζήτηση όλου του έτους). Μέχρι τις 9 η ώρα το πρωί, όπου η παραγωγή από ΑΠΕ δεν επαρκεί για την κάλυψή της, οι μονάδες φυσικού αερίου παράγουν το απαραίτητο υπολειπόμενο ποσό ενέργειας. Μάλιστα, την πρώτη ώρα της ημέρας, γίνεται και μία μικρή εισαγωγή ενέργειας, γιατί οι θερμικές μονάδες λειτουργούν στο μέγιστο φορτίο τους και η παραγωγή τους δεν επαρκεί για την κάλυψη της ζήτησης. Από τις 9 το πρωί μέχρι τις 4 το μεσημέρι, η παραγωγή από ΑΠΕ υπερβαίνει τις ανάγκες της ζήτησης, οπότε το ποσό που δεν απορροφάται αντλείται από τις αποθηκευτικές μονάδες, ενώ όταν η άντληση φτάσει τη μέγιστη ισχύ γίνεται και μία μικρή εξαγωγή ενέργειας. Όταν η ζήτηση υπερβεί ξανά την παραγωγή από ΑΠΕ, τότε αρχικά οι αποθηκευτικές μονάδες και έπειτα οι συμβατικές καλύπτουν την έξτρα ζήτηση. Όταν οι μονάδες φυσικού αερίου φτάσουν την αιχμή του φορτίου τους και η παραγωγή ενέργειας δεν επαρκεί για την κάλυψη της ζήτησης, τότε γίνεται ξανά εισαγωγή ενέργειας.

7.3.2 Λειτουργία μονάδων φυσικού αερίου

Αποφασίστηκε η παρουσίαση της λειτουργίας των θερμικών μονάδων φυσικού αερίου, των οποίων ο ρόλος στο σύστημα του 2050 είναι ακόμα σημαντικός, στο σενάριο που εξετάζεται, για τη διατήρηση της σταθερότητας του δικτύου σε περιπτώσεις αιχμών ζήτησης ή σε σημαντικές μεταβολές στο φορτίο του.

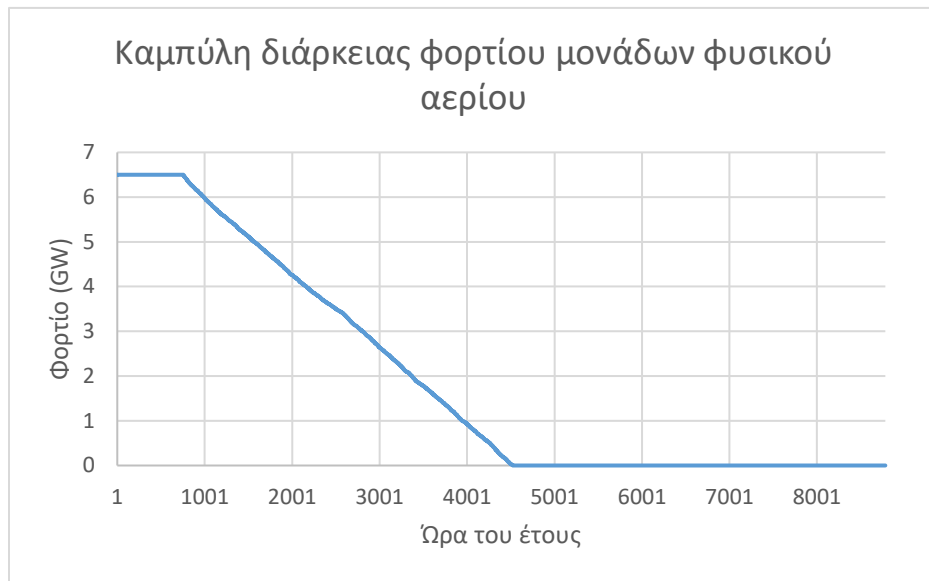
Έχει σημασία η μελέτη των ημερήσιων αιχμών παραγωγής των μονάδων αυτών, για την αξιολόγηση της διακύμανσης της λειτουργίας των μονάδων και του χρόνου λειτουργίας τους μέσα στο έτος. Στο Σχήμα 61 παρουσιάζεται το διάγραμμα ημερήσιων αιχμών φορτίου των μονάδων σε σχέση με την εγκατεστημένη ισχύ των 6,5 GW. Παρατηρείται η έντονη διακύμανση τόσο των αιχμών φορτίου όσο και της ημερήσιας λειτουργίας των μονάδων. Συγκεκριμένα, οι μονάδες λειτούργησαν μέσα στο έτος 119 ημέρες φτάνοντας την αιχμή του



Σχήμα 61: Διακύμανση ημερήσιας αιχμής φορτίου μονάδων φυσικού αερίου (2050)

φορτίου τους, ενώ για 41 ημέρες οι μονάδες δε χρησιμοποιήθηκαν καθόλου, αφού η παραγωγή των ΑΠΕ και οι αποθηκευτικές μονάδες κάλυψαν πλήρως τη ζήτηση.

Για την καλύτερη εποπτεία της λειτουργίας των μονάδων και τις ώρες που αυτές λειτουργούν στη μέγιστή τους ισχύ παρουσιάζεται στο Σχήμα 62 η καμπύλη διάρκειας των θερμικών μονάδων σε ωριαίες τιμές. Προκύπτει ότι για 754 ώρες του έτους οι μονάδες λειτουργούν στη μέγιστη ισχύ τους, ενώ για 4261 ώρες, λίγο κάτω δηλαδή από τις μισές του έτους, οι μονάδες δεν λειτουργούν καθόλου.



Σχήμα 62: Καμπύλη διάρκειας φορτίου μονάδων φυσικού αερίου (2050)

Η έντονη διακύμανση της λειτουργίας των συμβατικών μονάδων ήταν αναμενόμενη, αφού η αύξηση της παραγωγής των φωτοβολταϊκών, τα οποία έχουν μεγάλη μεταβλητότητα μέσα στη μέρα (υψηλή παραγωγή τις μεσημεριανές ώρες, μηδενική παραγωγή το βράδυ), οδηγεί και στην χρήση των συμβατικών μονάδων μόνο συγκεκριμένες ώρες της ημέρας.

Ωστόσο, έχει αξία ο έλεγχος της χρησιμότητας της διαθέσιμης εγκατεστημένης ισχύος των μονάδων φυσικού αερίου και η διερεύνηση για το αν μέρος της παραγωγής τους, ειδικά τις ώρες αιχμής, θα μπορούσε να αντικατασταθεί από εισαγωγές. Αυτό έχει ως στόχο την εξομάλυνση της διακύμανσης παραγωγής των μονάδων και την ύπαρξη εφεδρείας σε περίπτωση απρόβλεπτων αιχμών. Ακόμα, η αύξηση των εισαγωγών θα μπορούσε να συμβάλλει στη διακοπή της λειτουργίας κάποιων δαπανηρών μονάδων μέσα στη μέρα, ενώ θεωρητικά, αντικαθιστώντας ένα μερίδιο παραγωγής τους, θα οδηγούσε στο κλείσιμο κάποιων μονάδων, στα πλαίσια της επίτευξης του στόχου της κλιματικής ουδετερότητας.

Εξετάστηκε στο λογισμικό το ενδεχόμενο μείωσης της εγκατεστημένης ισχύος των μονάδων παραγωγής. Με βήμα 1 GW μέχρι και το 0,5 GW, η μείωση των θερμικών μονάδων οδήγησε στην αύξηση της ετήσιας κάλυψης ηλεκτρικής ενέργειας από εισαγωγές. Παράλληλα όμως ελέγχθηκε και το μέγιστο εισαγωγικό φορτίο μέσα στο έτος, αφού οι εισαγωγές περιορίζονται από την εγκατεστημένη ισχύ του δικτύου των διασυνδέσεων. Τα αποτελέσματα παρουσιάζει ο Πίνακας 22. Όπως παρατηρείται, η μείωση της ισχύος των μονάδων κατά 1 GW

αντιστοιχεί στην αύξηση της αιχμής του φορτίου των εισαγωγών επίσης κατά 1 GW. Από τα διαθέσιμα στοιχεία του δεκαετούς προγράμματος ανάπτυξης 2023-2032, το δίκτυο διασυνδέσεων προβλέπεται να είναι ίσο με 5.03 GW [79], ενώ μέχρι το 2050 το νούμερο αυτό αναμένεται να έχει αυξηθεί. Επομένως, διαπιστώνεται ότι υπάρχει η δυνατότητα μείωσης της ισχύος των μονάδων, ή του περιορισμού της λειτουργίας τους, αντικαθιστώντας το αντίστοιχο ποσό παραγωγής με εισαγωγές. Βέβαια, δεν είναι ασφαλής η κατάργηση μίας μονάδας με την υπόθεση της πλήρους αντικατάστασης του ποσού παραγωγής της από εισαγωγές.

Για παράδειγμα, εάν καταργηθούν μονάδες φυσικού αερίου συνολικής ισχύος 2 GW (περίπτωση εγκατεστημένης ισχύος 4,5 GW, Πίνακας 22), τότε η κάλυψη της υπολειπόμενης ζήτησης από εισαγωγές δεν είναι δεδομένη, ακόμα και αν το φορτίο των διασυνδέσεων είναι 6,2 GW. Αυτό συμβαίνει γιατί δεν είναι σίγουρο ότι οι διασυνδέσεις θα είναι όλες ταυτόχρονα διαθέσιμες για εισαγωγή ενέργειας, όταν απαιτηθεί.

Πίνακας 22: Μείωση της ισχύος μονάδων φυσικού αερίου για την εξέταση του ενδεχομένου αντικατάστασης από εισαγωγές

Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων φυσικού αερίου (GW)	Παραγωγή μονάδων φυσικού αερίου (TWh/a)	Εισαγωγές (TWh/a)	Μέγιστη ισχύς διασυνδέσεων (GW)
6,5	17.05	1.07	4,2
5,5	16.06	2.06	5,2
4,5	14.49	3.63	6,2
3,5	12.32	5.79	7,2
2,5	9.52	8.59	8,2
1,5	6.15	11.96	9,2
0,5	2.19	15.92	10,2

7.3.3 Μηνιαία αποτελέσματα

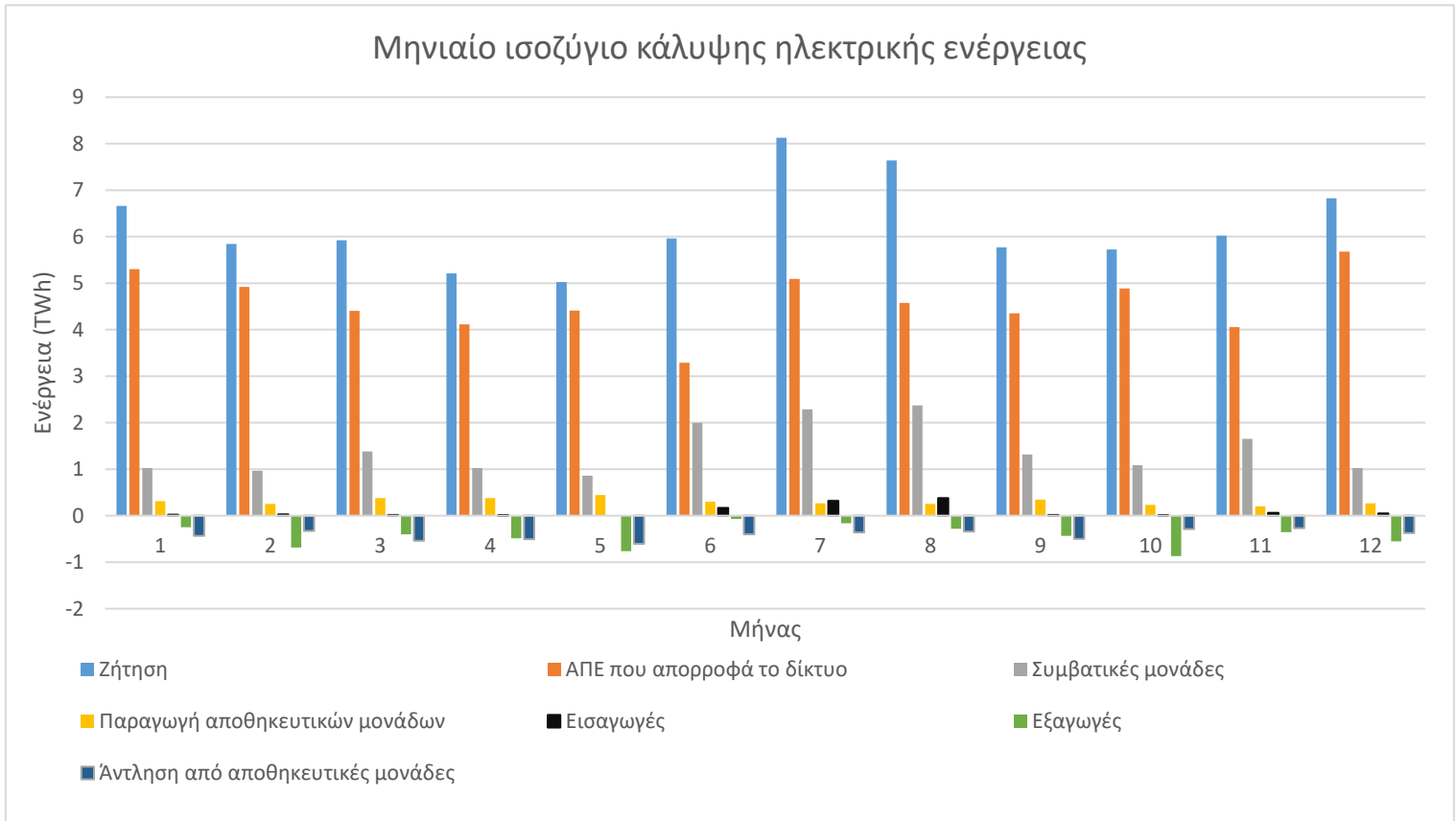
Η μηνιαία παραγωγή από ΑΠΕ και μεγάλα υδροηλεκτρικά για το έτος 2050 δεν εμφανίζει σημαντικές διαφορές με αυτή του 2030 και για αυτό δεν παρουσιάζεται. Πέραν της σημαντικής αύξησης του μεριδίου των αιολικών και των φωτοβολταϊκών και της προσθήκης της γεωθερμίας ως σταθερή πηγή ενέργειας, οι μηνιαίες σχετικές διακυμάνσεις της κάθε ΑΠΕ είναι παρόμοιες λόγω της θεώρησης ίδιου δυναμικού παραγωγής.

Στο Σχήμα 63 παρουσιάζεται το ενεργειακό ισοζύγιο για το 2050 για κάθε μήνα, καθώς σε σχέση με το 2030 αλλάζει σημαντικά ο ρόλος των εξαγωγών και των αποθηκευτικών μονάδων.

Όπως παρατηρείται, τους μήνες με υψηλή ζήτηση σε ηλεκτρική ενέργεια (Ιούλιος, Αύγουστος), η παραγωγή από ΑΠΕ δεν επαρκεί, και για αυτό η παραγωγή των μονάδων φυσικού αερίου είναι η υψηλότερη του έτους, όπως επίσης και οι εισαγωγές.

Τους μήνες με χαμηλότερη ζήτηση (Απρίλιος, Μάιος), παρατηρείται ότι το μεγαλύτερο μέρος της ζήτησης καλύπτεται από ΑΠΕ και η λειτουργία των συμβατικών μονάδων είναι περιορισμένη. Ακόμα, γίνονται πολλές εξαγωγές.

Η λειτουργία των αποθηκευτικών μονάδων φαίνεται να είναι σχετικά ομοιόμορφη σε όλο το έτος, λόγω της απορρόφησης της περίσσειας ενέργειας, κυρίως από την -χωρίς πολλές διακυμάνσεις- παραγωγή των φωτοβολταϊκών τις μεσημεριανές ώρες. Η μέγιστη τιμή παραγωγής τους παρατηρείται τους μήνες Απρίλιο και Μάιο.



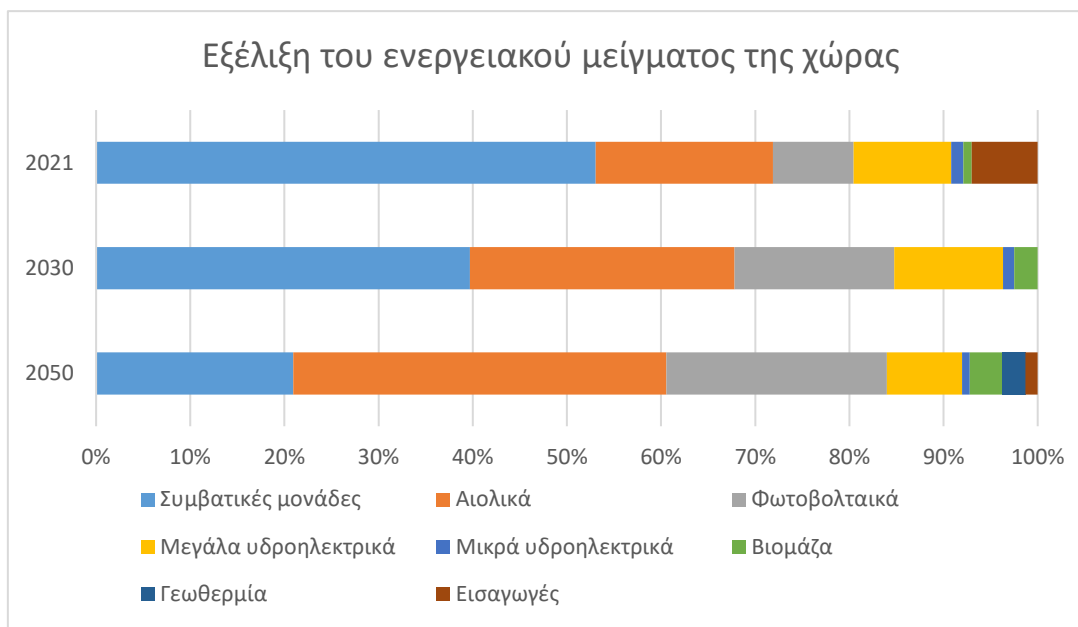
Σχήμα 63: Μηνιαίο ισοζύγιο κάλυψης ηλεκτρικής ενέργειας για το 2050

7.3.4 Ετήσια αποτελέσματα

Ενεργειακό μείγμα

Η συμμετοχή της κάθε πρωτογενούς πηγής ηλεκτρικής ενέργειας στο ενεργειακό μείγμα του 2050 παρουσιάζεται στο Σχήμα 64, συγκριτικά με το έτος αναφοράς, 2021 και το σενάριο του 2030.

Παρατηρείται η περεταίρω μείωση του μεριδίου των συμβατικών μονάδων παραγωγής περίπου στο 20% και η θεαματική αύξηση της παραγωγής των αιολικών και των φωτοβολταϊκών. Συγκεκριμένα, η συνολική παραγωγή των ΑΠΕ (μαζί με τα υδροηλεκτρικά, τη βιομάζα και τη γεωθερμία) φτάνει το 77% της συνολικής παραγωγής. Βέβαια, ένα ποσό αυτό από την παραγωγή εξάγεται και δεν απορροφάται στο δίκτυο.



Σχήμα 64: Εξέλιξη του ενεργειακού μείγματος της Ελλάδας (2050)

Ο Πίνακας 23 παρουσιάζει σε απόλυτες και σχετικές τιμές την συμμετοχή της κάθε πρωτογενούς πηγής ηλεκτρικής ενέργειας στο ενεργειακό μείγμα της Ελλάδας το 2050.

Πίνακας 23: Ετήσιο ενεργειακό μείγμα για το 2050 σε απόλυτες και σχετικές τιμές

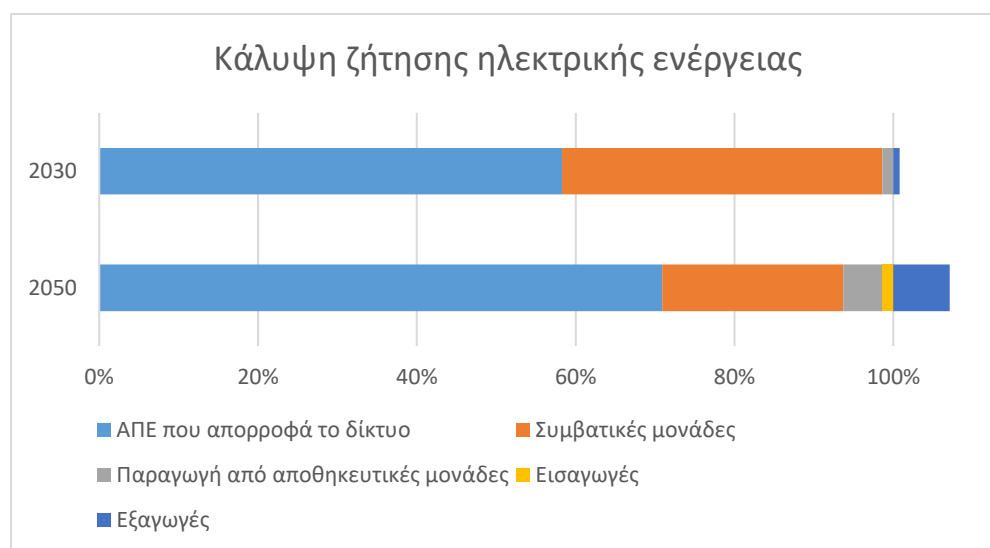
	Παραγωγή (TWh)	Συμμετοχή στο ενεργειακό μείγμα (%)
Συμβατικές μονάδες	17,038	20,94%
Αιολικά	32,238	39,63%
Φωτοβολταϊκά	19,032	23,40%
Μεγάλα υδροηλεκτρικά	6,507	8,00%
Βιομάζα	2,793	3,43%
Γεωθερμία	2,013	2,47%
Μικρά υδροηλεκτρικά	0,663	0,82%
Εισαγωγές	1,065904	1,31%

Κάλυψη ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας

Στο Σχήμα 65 παρουσιάζεται συγκριτικά με το 2030 το μερίδιο κάλυψης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας από τις πρωτογενείς (ΑΠΕ, υδροηλεκτρικά, συμβατικές μονάδες, εισαγωγές) και τις δευτερογενείς (αποθηκευτικές μονάδες) πηγές, ενώ οι εξαγωγές ενέργειας παρουσιάζονται ως υπέρβαση του 100% της ζήτησης της Χώρας. Παρατηρείται η αύξηση του ποσού παραγωγής από ΑΠΕ που απορροφά το δίκτυο κατά 22%, η μείωση της

παραγωγής των συμβατικών μονάδων κατά 45% περίπου, ενώ αυξημένη είναι η λειτουργία των αποθηκευτικών μονάδων, λόγω της αυξημένης παραγωγής από ΑΠΕ αλλά και της προσθήκης των μπαταριών ως μονάδες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι εξαγωγές ενέργειας είναι πολύ περισσότερες από αυτές του 2030, φθάνοντας σε ποσοστό περίπου 7% της συνολικής ζήτησης. Αυτό αποτελεί ένδειξη ότι το σύστημα διαθέτει αξιόλογη περίσσεια ενέργειας, η οποία θα μπορούσε εναλλακτικά να χρησιμοποιηθεί εντός της χώρας, εάν αυξηθεί περισσότερο η αποθηκευτική ικανότητα του συστήματος. Αυτό θα μείωνε περισσότερο και το ποσοστό συμμετοχής των θερμικών μονάδων του συστήματος.



Σχήμα 65: Κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας (2050)

Ο Πίνακας 24 παρουσιάζει την κάλυψη της ζήτησης σε απόλυτα και σχετικά μεγέθη.

Πίνακας 24: Κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας σε απόλυτες και σχετικές τιμές (2050)

	Παραγωγή (TWh)	Συμμετοχή στην κάλυψη της ζήτησης (%)
Συμβατικές μονάδες	17,04	22,80%
ΑΠΕ που απορροφά το δίκτυο	52,99	70,91%
Παραγωγή από αποθηκευτικές μονάδες	3,63	4,86%
Εισαγωγές	1,07	1,43%
Εξαγωγές	5,31	7,11%

Εκπομπές CO₂

Οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για το 2050 υπολογίστηκαν ίσες με **6,96 tn**, σε σχέση με τους 17,532 tn του 2021 και τους 14,31 tn του 2030.

Βαθμός αξιοποίησης των συμβατικών μονάδων

Ο βαθμός αξιοποίησης (capacity factor) των θερμικών μονάδων φυσικού αερίου μειώθηκε στο 29,84%, σε σχέση με αυτόν του 2030, ο οποίος για λιγνιτικά και φυσικό αέριο ήταν ίσος με 31,69%. Βέβαια, όπως αναφέρθηκε και στο 7.3.2, ο βαθμός αξιοποίησης που υπολογίστηκε λαμβάνει υπόψιν το σύνολο της ισχύος των μονάδων φυσικού αερίου, ενώ λόγω της μικρής παραγωγής των μονάδων αρκετές ώρες το χρόνο υπάρχει η δυνατότητα μείωσης της ισχύος αυτής και της αντικατάστασης με εισαγωγές.

Βαθμός αξιοποίησης των αποθηκευτικών μονάδων

Ο βαθμός αξιοποίησης των μονάδων αντλησοταμίευσης και των μπαταριών υπολογίστηκε όπως και στο κεφάλαιο 5.3.4, για την κάθε μονάδα αποθήκευσης ξεχωριστά. Τα αποτελέσματα παρουσιάζει ο Πίνακας 25, μαζί με τους υπόλοιπους βαθμούς απόδοσης που υπολογίστηκαν. Οι βαθμοί αξιοποίησης των ΑΠΕ είναι ίδιοι για κάθε σενάριο λόγω της ίδιας δυναμικότητας παραγωγής.

Ο βαθμός αξιοποίησης των μονάδων της αντλησοταμίευσης αυξάνεται σε σχέση με τους αντίστοιχους που υπολογίστηκαν για το σενάριο του 2030, από 9,57% και 6,94% σε 13,41% και 8,39% για άντληση και παραγωγή αντίστοιχα. Η αύξηση αυτή μπορεί να συμβάλλει στην γρηγορότερη απόσβεση των επενδύσεων στις αντλησοταμιευτικές μονάδες, αφού η ολοένα και μεγαλύτερη διείσδυση των ΑΠΕ αυξάνει την περίσσεια παραγωγής που δεν απορροφάται από το δίκτυο και αξιοποιείται από τις μονάδες άντλησης.

Ο βαθμός αξιοποίησης των μπαταριών που υπολογίστηκε είναι κατώτερος του αναμενόμενου για μπαταρίες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας φόρτισης τεσσάρων ωρών, που σύμφωνα με τη βιβλιογραφία αναμένεται περίπου στο 16,7% [80]. Αυτό υποδεικνύει ότι η εγκατεστημένη ισχύς της τεχνολογίας αυτής στο συγκεκριμένο σενάριο είναι πολύ αυξημένη.

Πίνακας 25: Βαθμοί αξιοποίησης μονάδων (2050)

	Βαθμός αξιοποίησης
Μονάδες φυσικού αερίου	29,84%
Αιολικά	27,19%
Φωτοβολταϊκά	16,05%
Μεγάλα υδροηλεκτρικά	19,19%
Άντληση αντλησοταμιευτικών	13,41%
Παραγωγή αντλησοταμιευτικών	8,39%
Άντληση μπαταριών	12,87%
Παραγωγή μπαταριών	10,42%

8. Το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας το 2050 με διαχείριση ζήτησης

8.1 Δεδομένα για την προσομοίωση του συστήματος του 2050 με διαχείριση ζήτησης

Όπως και για το σενάριο του 2030, έτσι και για το 2050 εφαρμόστηκε η διαχείριση της ζήτησης στο μελλοντικό ενεργειακό σύστημα της Ελλάδας. Η διαχείριση ζήτησης, οι εφαρμογές της και τα οφέλη της παρουσιάστηκαν αναλυτικά στο κεφάλαιο 6.1. Συνοπτικά, αφορά την δυνατότητα μεταβολής της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας του τελικού χρήστη, μεταφέροντας ευέλικτα ποσά ενέργειας από ώρες αιχμής σε ώρες χαμηλής ζήτησης ή ώρες περίσσειας παραγωγής ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Τα οφέλη είναι πολλαπλά και συμβάλλουν στην εύρυθμη λειτουργία των συμβατικών μονάδων, στη μείωση των αιχμών του φορτίου τους και την εξισορρόπηση του δικτύου. Ακόμα, σε ενεργειακά συστήματα όπως αυτό του 2030 και του 2050, με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ μεταβλητής παραγωγής, βοηθάει στην απορρόφηση μεγαλύτερων ποσών ενέργειας, τα οποία χωρίς διαχείριση ζήτησης θα εξάγονταν ή θα αντλούνταν από τις αποθηκευτικές μονάδες.

Για τη μοντελοποίηση του συστήματος διαχείρισης ζήτησης για το ενεργειακό σύστημα του 2050 αξιοποιήθηκαν τα στοιχεία και οι προσεγγίσεις που έγιναν και για το 2030. Επιλέχθηκε ξανά η διαχείριση ζήτησης μεταφοράς ποσών ενέργειας σε βάθος μίας ημέρας, αλλά και η προσομοίωση δύο σεναρίων (συντηρητικό και αισιόδοξο).

Το 2050, η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας αυξήθηκε κατά 35% (από 55,6 TWh σε 75 TWh) σε σχέση με το έτος 2030. Έτσι, για την προσομοίωση των σεναρίων διαχείρισης για το 2050, θεωρήθηκε ότι τόσο το ετήσιο ευέλικτο ποσό ηλεκτρικής ενέργειας, όσο και το μέγιστο φορτίο μεταφοράς, προσαυξάνονται και αυτά κατά 35% σε σχέση με τα αντίστοιχα σενάρια για το 2030. Τα δύο σενάρια για το 2050 ονομάζονται Σενάριο 3 (Σ3) και Σενάριο 4 (Σ4) για λόγους διάκρισης. Κάνοντας τους υπολογισμούς, προκύπτουν τα δεδομένα εισαγωγής στο λογισμικό για την προσομοίωση των δύο σεναρίων. Τα αποτελέσματα παρουσιάζει ο Πίνακας 26.

Πίνακας 26: Δεδομένα εισαγωγής στο λογισμικό για τα δύο σενάρια διαχείρισης ζήτησης (2050)

	Σενάριο 3 (Σ3)	Σενάριο 4 (Σ4)
Ετήσιο ευέλικτο ποσό ενέργειας (TWh)	2,7	6,8
Μέγιστο φορτίο μεταφοράς διαχειρίσιμης ενέργειας (MW)	1212	3112

Τα υπόλοιπα δεδομένα για την προσομοίωση των δύο σεναρίων δεν άλλαξαν σε σχέση με αυτά του βασικού σεναρίου του 2050, όπως περιγράφονται στο κεφάλαιο 7.2.

8.2 Αποτελέσματα λογισμικού για τα σενάρια διαχείρισης ζήτησης του 2050

Η προσομοίωση των σεναρίων διαχείρισης για το 2050 δε δίνει νέα δεδομένα όσον αφορά την παραγωγή των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και των μεγεθών που προκύπτουν από αυτή. Ακόμα, σε σχέση με τα σενάρια διαχείρισης για το 2030, δεν αλλάζουν τα προφίλ σημαντικών μεγεθών που παρουσιάστηκαν στο κεφάλαιο 6.3, αλλά μόνο τα απόλυτα μεγέθη, λόγω της αύξησης που έγινε τόσο στην μέγιστη ισχύ των μεταφερόμενων ποσοτήτων ενέργειας όσο και στη συνολική ετήσια ποσότητα ευέλικτης ενέργειας. Για αυτό, δεν κρίθηκε σκόπιμη η παρουσίαση και ο σχολιασμός των ίδιων διαγραμμάτων. Δόθηκε αξία κυρίως στην ενδεικτική ημερήσια λειτουργία του συστήματος διαχείρισης, στη λειτουργία των συμβατικών μονάδων, στα ετήσια αποτελέσματα και στις αλλαγές που προκάλεσε η διαχείριση ζήτησης στην κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας.

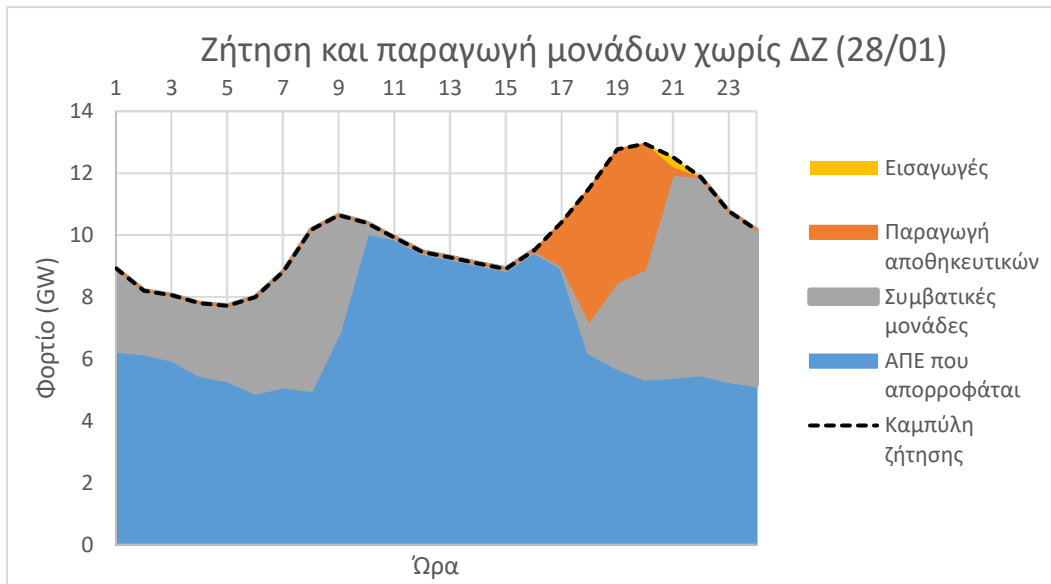
Σε γενικά πλαίσια, όπως και στο σενάριο του 2030 (Σχήμα 49), η εφαρμογή διαχείρισης ζήτησης μετατοπίζει ευέλικτες ποσότητες ηλεκτρικής ενέργειας από τις ώρες αιχμής στις μεσημεριανές ώρες, όπου υπάρχει αυξημένη παραγωγή ΑΠΕ. Η μέση ωριαία παραγωγή των συμβατικών μονάδων γίνεται πιο ομαλή, δηλαδή μειώνεται τις ώρες αιχμής και αυξάνεται τις ώρες χαμηλής παραγωγής, όπως και στο σενάριο του 2030 (Σχήμα 52). Ο ρόλος των αποθηκευτικών μονάδων περιορίζεται, ενώ μειώνονται και οι εξαγωγές, λόγω της μεγαλύτερης απορρόφησης της παραγωγής των ανανεώσιμων πηγών. Η διαχείριση ζήτησης το 2050 επιτυγχάνει επίσης τη μείωση των εισαγωγών. Συγκρίνοντας τα δύο σενάρια, διαπιστώνεται ότι η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος και της ετήσιας ποσότητας ευέλικτης ζήτησης βελτιώνει τη λειτουργία του συστήματος στις παραπάνω παραμέτρους που αναφέρθηκαν.

8.2.1 Χαρακτηριστικές ημέρες λειτουργίας του συστήματος με διαχείριση ζήτησης

Επιλέχθηκαν δύο ενδεικτικές ημέρες για την παρουσίαση της λειτουργίας του συστήματος με διαχείριση ζήτησης (ΔΖ). Σε σχέση με το σενάριο του 2030, το 2050 η διαχείριση ζήτησης έχει αυξημένη ισχύ φορτίου μετατόπισης και ετήσια ευέλικτη ενέργεια. Επίσης, το σύστημα έχει ανάγκη και από εισαγωγές. Επομένως, έχει ενδιαφέρον να εξεταστεί ξανά η ημερήσια λειτουργία του συστήματος, για να εκτιμηθεί η συμβολή του αναβαθμισμένου συστήματος διαχείρισης και η δυνατότητα μείωσης των εισαγωγών με αυτό.

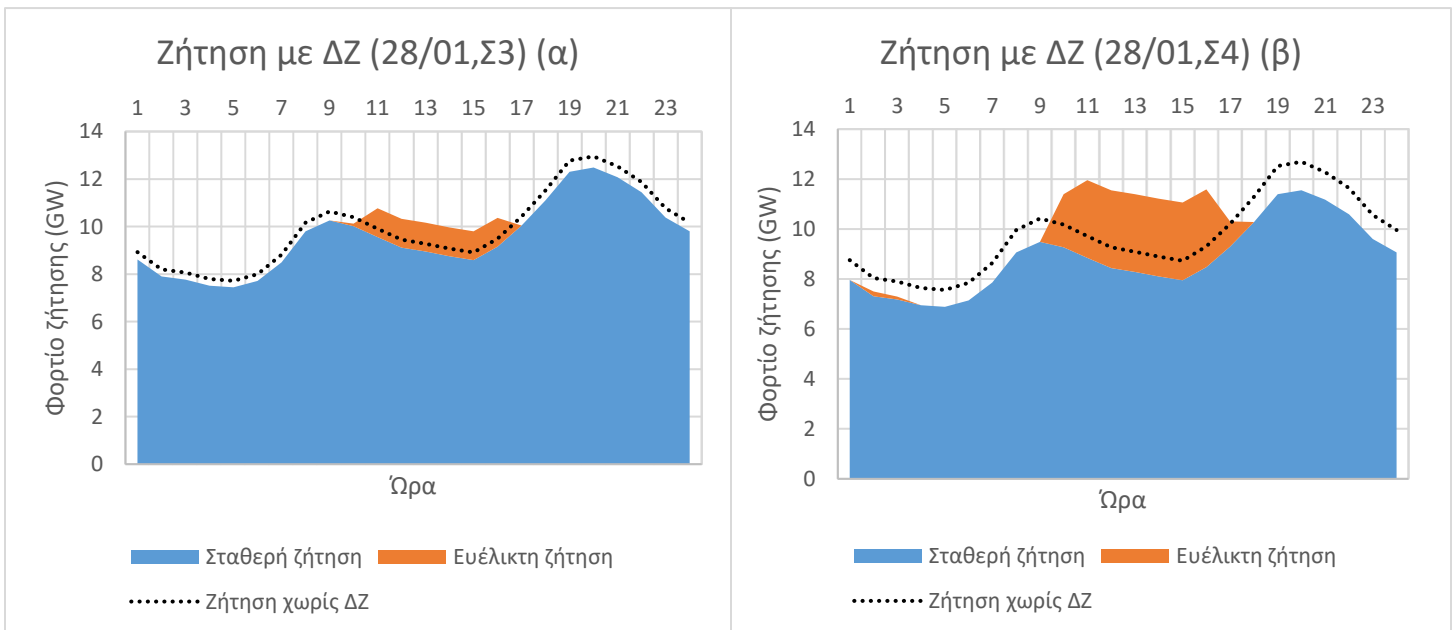
Λειτουργία του συστήματος στις 28 Ιανουαρίου

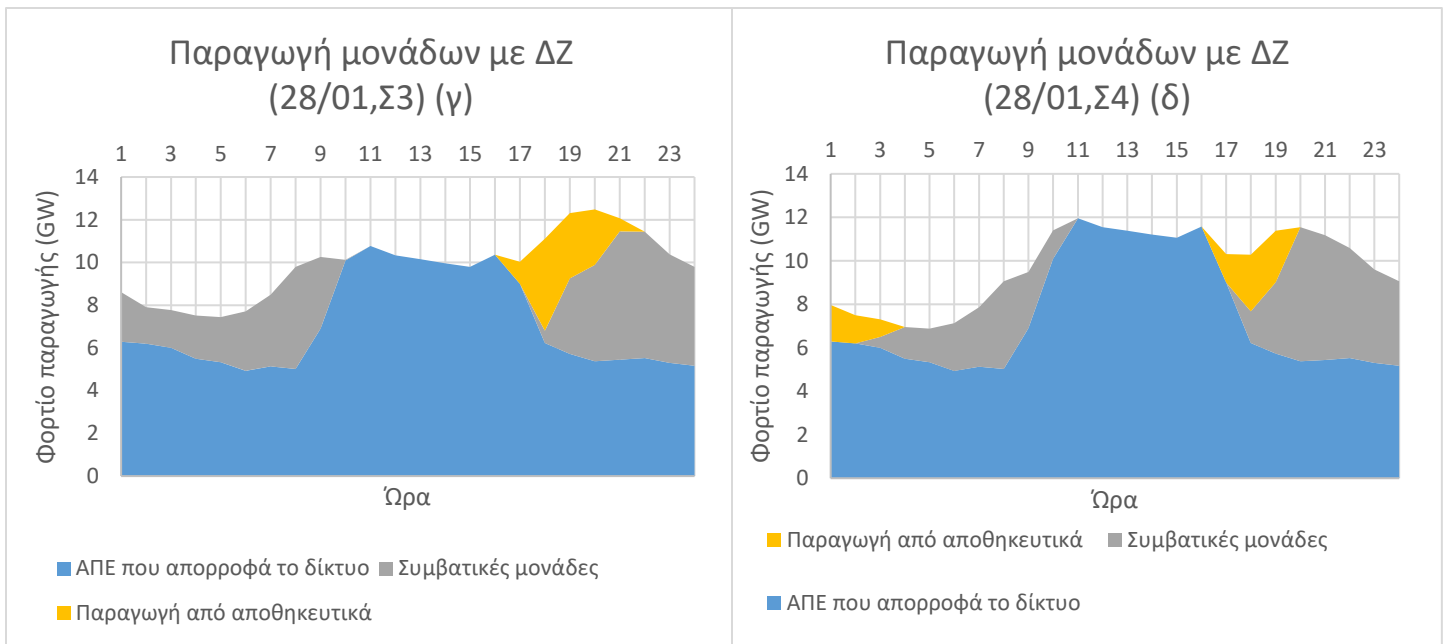
Στο Σχήμα 66 παρουσιάζεται η ζήτηση και η παραγωγή των μονάδων του συστήματος για τις 18 Ιανουαρίου, στην περίπτωση χωρίς διαχείριση ζήτησης. Την ημέρα εκείνη, η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας είναι υψηλή, η αιχμή ζήτησης παρουσιάζεται τις απογευματινές ώρες, ενώ υψηλή είναι και στις 8-9 το πρωί. Η κάλυψή της γίνεται από τις ΑΠΕ (όλη την ημέρα και κυρίως το μεσημέρι), τις μονάδες φυσικού αερίου (τις απογευματινές και τις βραδινές ώρες), τις αποθηκευτικές μονάδες (μεγάλη συνεισφορά τις απογευματινές ώρες), ενώ στις 9 το βράδυ γίνεται και μικρή εισαγωγή ενέργειας.



Σχήμα 66: Ωριαία διακύμανση ζήτησης και παραγωγής χωρίς ΔΖ (28/01)

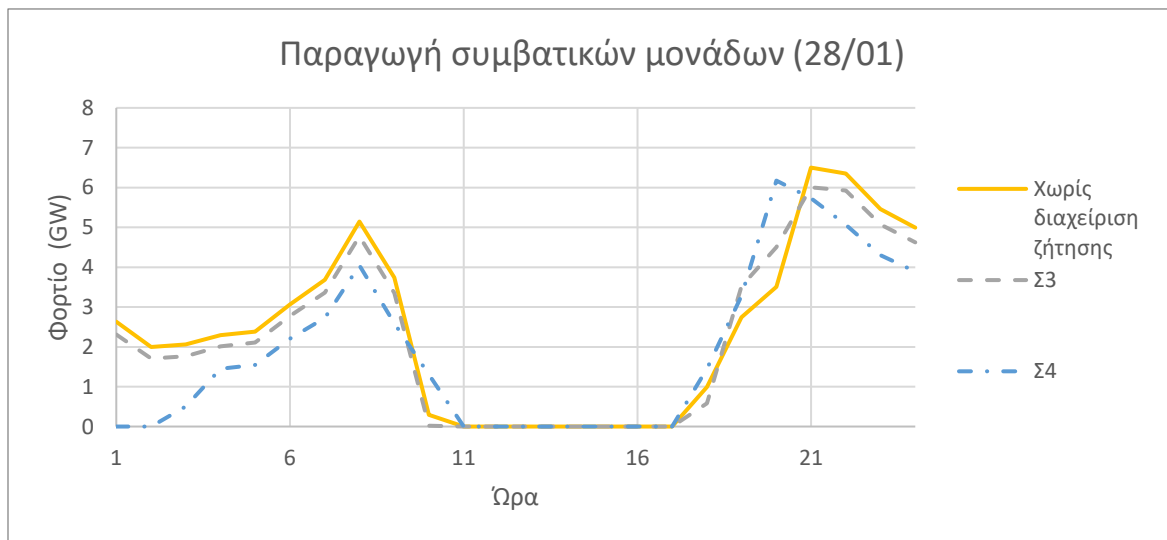
Στο Σχήμα 67 παρουσιάζεται η ζήτηση και η παραγωγή των μονάδων για τα δύο σενάρια διαχείρισης ζήτησης. Παρατηρείται η μετατόπιση της ευέλικτης ζήτησης τις μεσημεριανές ώρες και στα δύο σενάρια, με την μετατοπιζόμενη ενέργεια στο Σ4 να είναι εμφανώς μεγαλύτερη (Σχήμα 67β). Η μετατόπιση αυτή έχει ως αποτέλεσμα την μεγαλύτερη απορρόφηση της παραγωγής των ΑΠΕ τις μεσημεριανές ώρες. Έτσι, μειώνεται η παραγωγή των συμβατικών μονάδων και γίνεται πιο ομαλή, με τη βοήθεια και των μονάδων αποθήκευσης (Σχήμα 67γ, Σχήμα 67δ). Στο σενάριο 4 μάλιστα, η μεγάλη απορρόφηση της παραγωγής των ΑΠΕ το μεσημέρι λόγω της μετατόπισης του φορτίου δίνει τη δυνατότητα για την αξιοποίηση των μονάδων αποθήκευσης και τις πρώτες ώρες της ημέρας (Σχήμα 67δ). Και στα δύο σενάρια παρατηρείται ότι δεν απαιτείται εισαγωγή ενέργειας.





Σχήμα 67: Ωριαία διακύμανση ζήτησης και παραγωγής μονάδων με ΔΖ (28/01)

Στο Σχήμα 68 παρουσιάζεται η ωριαία διακύμανση της παραγωγής των μονάδων φυσικού αερίου, για τον καλύτερο σχολιασμό των μεταβολών για το κάθε σενάριο. Και στα δύο σενάρια παρατηρείται μείωση στη συνολική παραγωγή μέσα στην ημέρα. Μειώνεται επίσης η αιχμή ζήτησης, παρόλο που στο δεύτερο σενάριο εμφανίζεται νωρίτερα μέσα στη μέρα. Στο σενάριο 3, επιτυγχάνεται μείωση της αιχμής του φορτίου από 6,5 GW στα 6 GW, ενώ στο σενάριο 4 από 6,5 GW στα 6,17 GW (μικρότερη μείωση λόγω της μικρότερης παραγωγής από τις αποθηκευτικές μονάδες εκείνη την ώρα).



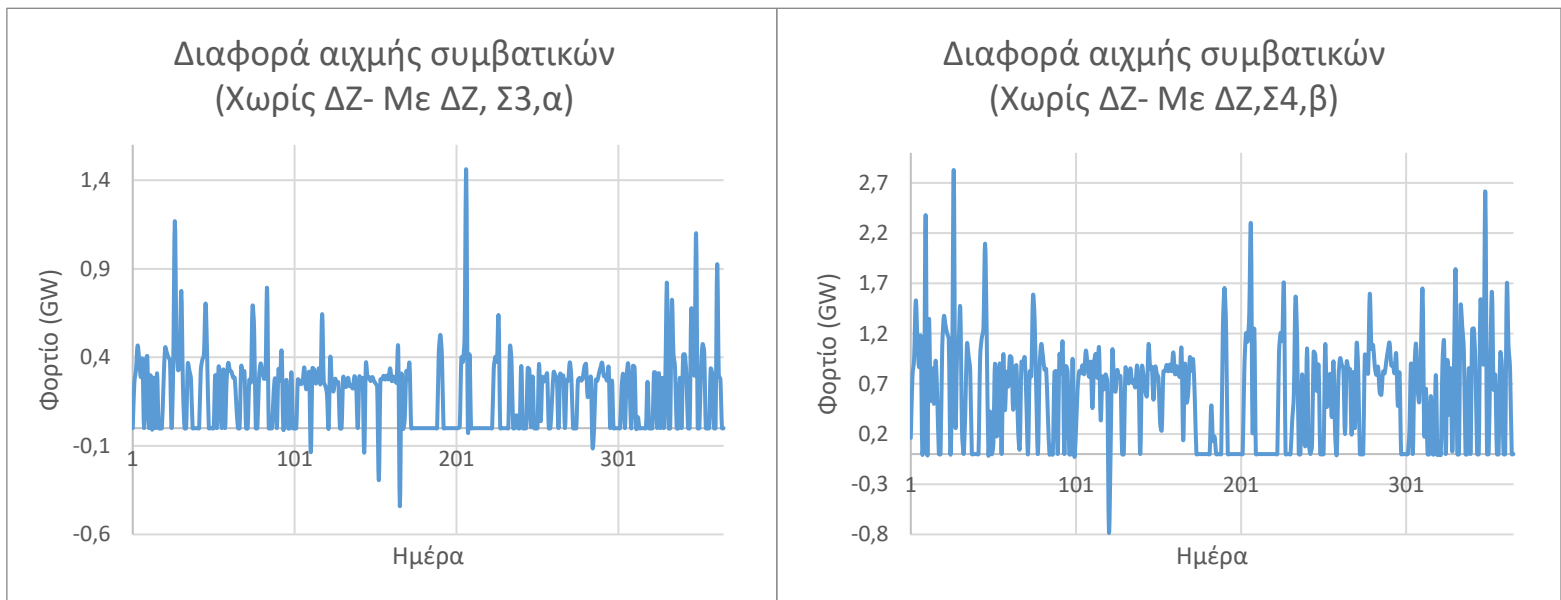
Σχήμα 68: Διακύμανση παραγωγής συμβατικών μονάδων με και χωρίς διαχείριση ζήτησης (28/01)

8.2.2 Ημερήσια διακύμανση αιχμών φορτίου μονάδων φυσικού αερίου

Στο κεφάλαιο 7.3.2 της προσομοίωσης του 2050 παρουσιάστηκε στο Σχήμα 61 η ημερήσια διακύμανση του φορτίου αιχμής των μονάδων φυσικού αερίου, όπου διαπιστώθηκε ότι οι μονάδες έχουν ως αιχμή το φορτίο της εγκατεστημένης τους ισχύος (6,5 GW) σε 119 ημέρες, ενώ δε χρησιμοποιούνται καθόλου για 41.

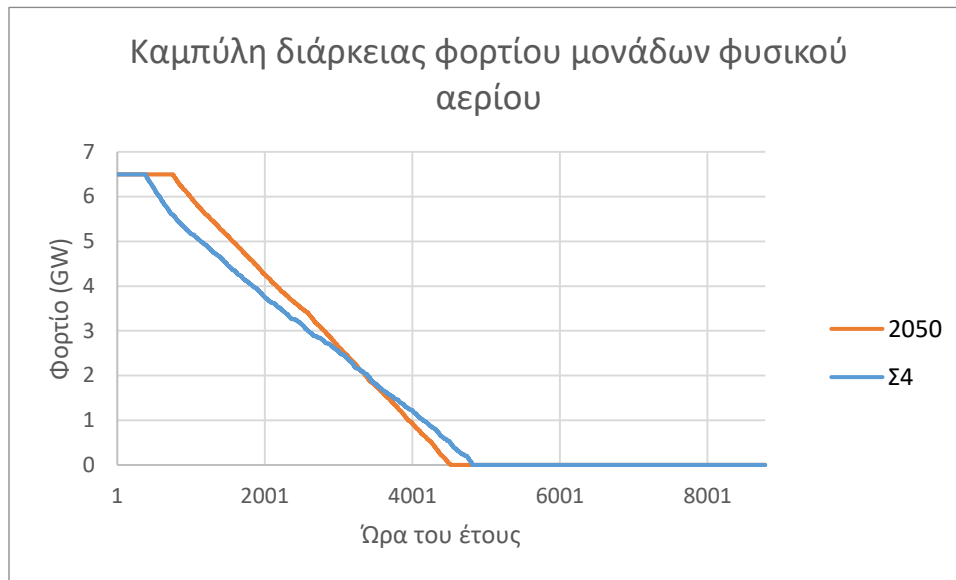
Η προσομοίωση των δύο σεναρίων με διαχείριση ζήτησης έδειξε ότι για το πρώτο σενάριο, οι μονάδες φυσικού αερίου έχουν αιχμή φορτίου τα 6,5 GW για 106 ημέρες, ενώ δε χρησιμοποιούνται καθόλου για 45. Αντίστοιχα, για το δεύτερο σενάριο, η αιχμή του φορτίου στα 6,5 GW εμφανίστηκε μόνο σε 65 ημέρες, ενώ οι μονάδες δε χρησιμοποιήθηκαν καθόλου για 55 ημέρες. Παρατηρείται δηλαδή ότι με τη διαχείριση ζήτησης και την εξισορρόπηση της λειτουργίας των συμβατικών μονάδων μειώνεται η αιχμή ζήτησης, ενώ όποτε είναι δυνατόν επιδιώκεται οι μονάδες να μη χρησιμοποιούνται.

Στο Σχήμα 69 παρουσιάζεται η ημερήσια διακύμανση της διαφοράς αιχμής φορτίου των μονάδων για τα δύο σεναρία με διαχείριση ζήτησης, σε σχέση με το σενάριο χωρίς διαχείριση. Παρατηρείται και για τα δύο σεναρία ότι επιτυγχάνεται αρκετές μέρες η μείωση της αιχμής του φορτίου των μονάδων σε μεγάλο βαθμό (γύρω στα 400 MW για το Σ3 και 1 GW για το Σ4). Βέβαια, αρκετές μέρες η μείωση της αιχμής του φορτίου δεν είναι δυνατή και για αυτό τα διαγράμματα παρουσιάζουν έντονη διακύμανση. Αυτό συμβαίνει γιατί τις ημέρες χαμηλής παραγωγής από ΑΠΕ οι συμβατικές μονάδες είναι απαραίτητο να λειτουργήσουν τις ώρες αιχμής, όταν η παραγωγή των φωτοβολταϊκών μειώνεται σημαντικά και οι μονάδες λειτουργούν με μεγάλα φορτία.



Σχήμα 69: Ημερήσια διακύμανση διαφοράς αιχμής συμβατικών (Χωρίς ΔΖ-Με ΔΖ)

Στο Σχήμα 70 παρουσιάζεται η ωριαία καμπύλη διάρκειας του φορτίου των μονάδων φυσικού αερίου για το σενάριο 4, συγκριτικά με την περίπτωση χωρίς διαχείριση ζήτησης. Παρατηρείται η μείωση των ωρών στις οποίες οι μονάδες λειτουργούν στη μέγιστή τους ισχύ σχεδόν στις μισές (από 754 ώρες σε 388), παράλληλα όμως μειώνονται και οι ώρες στις οποίες οι μονάδες δε λειτουργούν καθόλου (από 4261 ώρες σε 3959), λόγω της μετατόπισης των ευέλικτων ποσοτήτων ζήτησης από τις ώρες αιχμής σε ώρες χαμηλής παραγωγής. Επομένως, η διαχείριση ζήτησης μπορεί να συμβάλει στη μείωση της εγκατεστημένης ισχύος των μονάδων φυσικού αερίου.

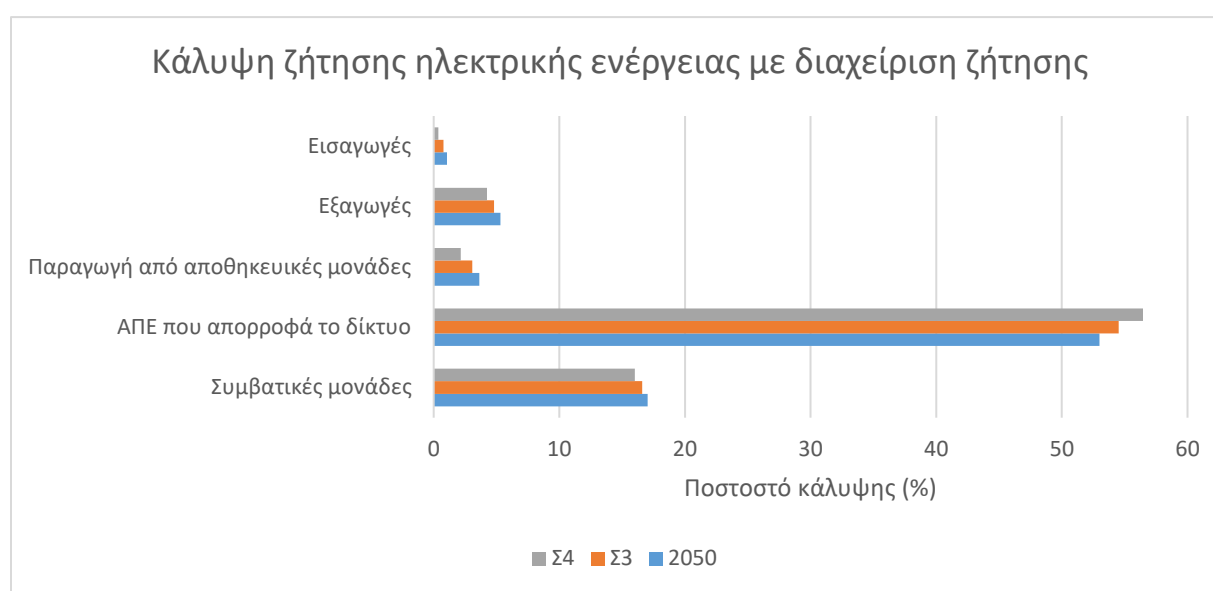


Σχήμα 70: Καμπύλη διάρκειας φορτίου μονάδων φυσικού αερίου με και χωρίς ΔΖ

8.2.3 Ετήσια αποτελέσματα

Κάλυψη ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας

Στο Σχήμα 71 παρουσιάζεται η κάλυψη ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας από κάθε πηγή και για τα δύο σενάρια συγκριτικά με το σενάριο του 2050. Η διαχείριση ζήτησης οδήγησε στη μείωση της ετήσιας παραγωγής των συμβατικών μονάδων κατά 2,7% στο Σ3 και κατά 6% στο Σ4, κυρίως λόγω της αύξησης της παραγωγής των ΑΠΕ που απορροφά το δίκτυο (+2,9% στο Σ3 και +6,5% στο Σ4). Σημειώνεται επίσης μείωση στην παραγωγή των αποθηκευτικών και τις εξαγωγές, αφού μέρος της περίσσειας παραγωγής των ΑΠΕ που πήγαινε εκεί απορροφήθηκε άμεσα από το σύστημα. Τέλος, παρατηρείται μείωση και στις εισαγωγές λόγω της κατάλληλης διαχείρισης της ζήτησης.



Σχήμα 71: Κάλυψη ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας με διαχείριση ζήτησης (2050)

Ο Πίνακας 27 συνοψίζει τα αποτελέσματα κάλυψης της ζήτησης του ενεργειακού συστήματος με διαχείριση ζήτησης για τα δύο σενάρια συγκριτικά με τα αποτελέσματα του 2050.

Πίνακας 27: Κάλυψη ζήτησης με διαχείριση ζήτησης σε απόλυτα και σχετικά μεγέθη (2050)

	Κάλυψη το 2050 (TWh)	Κάλυψη ζήτησης για Σ3 (TWh)	Κάλυψη ζήτησης για Σ4 (TWh)
Συμβατικές μονάδες	17,03 (22,72%)	16,59 (22,12%)	16,01 (21,35%)
ΑΠΕ που απορροφά το δίκτυο	52,99 (70,66%)	54,53 (72,71%)	56,46 (75,29%)
Παραγωγή από αποθηκευτικές μονάδες	3,63 (4,84%)	3,08 (4,11%)	2,15 (2,87%)
Εισαγωγές	1,07 (1,42%)	0,79 (1,05%)	0,37 (0,49%)
Εξαγωγές	5,31 (7,08%)	4,80 (6,39%)	4,23 (5,64%)

Εκπομπές CO₂

Οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για το 2050 με διαχείριση ζήτησης υπολογίστηκαν από το πρόγραμμα ίσες με **6,77** tn για το πρώτο σενάριο και **6,540** tn για το δεύτερο, ενώ χωρίς διαχείριση είχε υπολογιστεί ίσο με **6,96** tn.

Για τα δύο σενάρια με διαχείριση ζήτησης υπολογίστηκαν, όπως και στα αντίστοιχα σενάρια του 2030, οι βαθμοί αξιοποίησης των συμβατικών μονάδων και των αποθηκευτικών μονάδων, ξεχωριστά για τα αντλησοταμιευτικά και τις μπαταρίες. Ο Πίνακας 28 παρουσιάζει τα αποτελέσματα, συγκριτικά με τα αντίστοιχα όπως υπολογίστηκαν για το 2050 χωρίς διαχείριση ζήτησης. Παρατηρείται η μείωση του βαθμού αξιοποίησης των συμβατικών μονάδων, κάτι που σε συνδυασμό με τη μείωση των ημερήσιων αιχμών όπως παρουσιάστηκε στο Σχήμα 69 επιβεβαιώνει τη δυνατότητα του κλεισίματος κάποιων μονάδων φυσικού αερίου και της αντικατάστασης του μικρού ποσού που θα παρήγαγαν μέσα στο έτος με εισαγωγές. Οι βαθμοί αξιοποίησης των αποθηκευτικών μονάδων μειώνονται λόγω του περιορισμού της λειτουργίας τους από τη διαχείριση ζήτησης, η οποία επιδιώκει την απορρόφηση μεγαλύτερης παραγωγής από ΑΠΕ απευθείας στο δίκτυο.

Πίνακας 28: Βαθμοί αξιοποίησης μονάδων με διαχείριση ζήτησης (2050)

	2050	Σ3	Σ4
Συμβατικές μονάδες	29,84%	29,05%	28,22%
Άντληση αντλησοταμιευτικών	13,41%	10,96%	7,87%
Παραγωγή αντλησοταμιευτικών	8,39%	6,83%	4,90%
Άντληση μπαταριών	12,87%	11,05%	8,48%
Παραγωγή από μπαταρίες	10,42%	8,95%	8,48%

9. Συμπεράσματα και Προτάσεις

Στην εργασία αυτή, μελετήθηκε η προοπτική και η δυναμική της ενεργειακής μετάβασης της Ελλάδας σε ένα ανανεώσιμο και απολιγνιτοποιημένο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας. Η ανάλυση έγινε σύμφωνα με τις προβλέψεις των εθνικών σχεδίων της Χώρας για την ενέργεια και το κλίμα (ΕΣΕΚ [4] και ΜΣ50 [78]), για τα έτη 2030 και 2050. Χρησιμοποιήθηκε ως σενάριο αναφοράς το έτος 2021, για το οποίο ήταν διαθέσιμα όλα τα δεδομένα ζήτησης και παραγωγής. Για το έτος 2030 εξετάστηκε η αύξηση της διείσδυσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο ενεργειακό μείγμα, αλλά και αποθηκευτικών μονάδων για την αντιμετώπιση της μεταβλητής παραγωγής τους. Για το έτος 2050 προσομοιώθηκε η λειτουργία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας με αυξημένη ζήτηση, λόγω του εξηλεκτρισμού τομέων τελικής κατανάλωσης, πλήρως απαλλαγμένο από τις λιγνιτικές μονάδες, με την παραγωγή από ΑΠΕ, κυρίως των αιολικών και των φωτοβολταϊκών, να αποτελεί τη βασική πηγή κάλυψης της ζήτησης. Και για τα δύο έτη εξετάστηκε έπειτα η προοπτική εφαρμογής διαχείρισης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, για την αντιμετώπιση των αιχμών φορτίου του συστήματος και την απορρόφηση της περίσσειας παραγωγής από ΑΠΕ. Η προσομοίωση των σεναρίων έγινε στο ελεύθερο λογισμικό EnergyPLAN, με την μοντελοποίηση του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας της Χώρας και τον υπολογισμό των ωριαίων τιμών παραγωγής, κατανάλωσης και αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Τα σημαντικότερα συμπεράσματα της μελέτης συνοψίζονται παρακάτω:

- Στο ελληνικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ του 2030 και του 2050, έχει ιδιαίτερη σημασία η συσχέτιση της ωριαίας καμπύλης ζήτησης και της αντίστοιχης παραγωγής των μονάδων μέσα στην ημέρα. Συγκεκριμένα, καθώς η παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ μεγιστοποιείται τις μεσημεριανές ώρες κυρίως λόγω των φωτοβολταϊκών, ενώ οι αιχμές ζήτησης μέσα στην ημέρα εμφανίζονται τις απογευματινές ώρες, προκύπτει έντονη διακύμανση του υπολειπόμενου φορτίου. Έτσι, η λειτουργία των θερμικών μονάδων για την κάλυψή του απαιτείται να είναι πολύ πιο ευέλικτη, λειτουργώντας στο φορτίο αιχμής τους κατά την έναρξη και το πέρας της παραγωγής των φωτοβολταϊκών. Η ευελιξία αυτή είναι πιο επιτεύξιμη με τις μονάδες φυσικού αερίου, παρά με τις λιγνιτικές.
- Στην αντιμετώπιση του έντονα διακυμαινόμενου υπολειπόμενου φορτίου στην εξισορρόπηση της παραγωγής των θερμικών μονάδων, συμβάλλουν ως μέτρα σταθεροποίησης του ηλεκτρικού δικτύου οι αποθηκευτικές μονάδες, η διαχείριση ζήτησης και οι εισαγωγές ενέργειας από το διασυνδεδεμένο δίκτυο. Η λειτουργία των αποθηκευτικών μονάδων με άντληση ενέργειας τις ώρες περίσσειας παραγωγής από ΑΠΕ και αξιοποίησή της τις ώρες αιχμής, καθώς και η αντίστοιχη λειτουργία της διαχείρισης ζήτησης με τη μεταφορά ευέλικτων ποσών από ώρες αιχμής σε ώρες χαμηλού φορτίου, συμβάλλουν στην εξομάλυνση της καμπύλης παραγωγής των συμβατικών μονάδων αλλά και στη μείωση της ετήσιας παραγωγής τους. Ακόμα, επιτυγχάνεται η απορρόφηση μεγαλύτερου ποσού περίσσειας παραγωγής από ΑΠΕ που δεν απορροφά άμεσα το δίκτυο. Τέλος, με τις εισαγωγές ενέργειας από το ανεπτυγμένο διασυνδεδεμένο δίκτυο, είναι δυνατή η αντικατάσταση της παραγωγής δαπανηρών θερμικών μονάδων τις ώρες αιχμής, ενώ θεωρητικά θα μπορούσαν να συμβάλλουν, μαζί με την αποθήκευση ενέργειας και τη διαχείριση της ζήτησης, στο κλείσιμο κάποιων θερμικών μονάδων που λειτουργούν με χαμηλό βαθμό αξιοποίησης μέσα στο έτος.

Ο Πίνακας 29 συνοψίζει τα αποτελέσματα του λογισμικού για την ποσοστιαία κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας των διαφόρων πηγών, καθώς και τις εξαγωγές και την άντληση ενέργειας από τις αποθηκευτικές μονάδες από την περίσσεια παραγωγής των ΑΠΕ ως υπέρβαση του 100% της ζήτησης. Στον πίνακα συμπεριλήφθηκαν τα αποτελέσματα για το έτος αναφοράς 2021, τα σενάρια του 2030 και του 2050 και τα αντίστοιχα αισιόδοξα σενάρια (Σ2 και Σ4) με διαχείριση ζήτησης.

Πίνακας 29: Σύνοψη των μεριδίων κάλυψης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για τα σενάρια που μελετήθηκαν

	2021	2030	Σ2 (2030)	2050	Σ4 (2050)
Συμβατικές μονάδες	53,02%	40,35%	39,20%	22,80%	21,35%
ΑΠΕ που απορροφά το δίκτυο	39,71%	58,28%	60,20%	70,91%	75,29%
Παραγωγή από αποθηκευτικές μονάδες	0,03%	1,37%	0,50%	4,86%	2,87%
Εισαγωγές	7,00%	0,00%	0,00%	1,43%	0,49%
Σύνολο	100% (51,73 TWh)	100% (55,57 TWh)	100% (55,57 TWh)	100% (75 TWh)	100% (75 TWh)
Περίσσεια παραγωγής από ΑΠΕ που αντλείται στις αποθηκευτικές μονάδες	0,05%	2,15%	0,80%	6,61%	3,86%
Περίσσεια παραγωγής από ΑΠΕ που εξάγεται	0,00%	0,81%	0,20%	7,11%	5,64%

- Το 2030, με την αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ και των αποθηκευτικών μονάδων, επιτυγχάνεται μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα κατά 19% σε σχέση με το έτος αναφοράς 2021, με τις ετήσιες εκπομπές να εκτιμώνται στους 14,31tn και να εκπληρώνουν το στόχο του ΕΣΕΚ το έτος αυτό για ετήσιες εκπομπές έως 15 tn. Με εφαρμογή διαχείρισης της ζήτησης, επιτυγχάνεται περαιτέρω μείωση στους 14,09 έως 13,92 τόνους ετησίως, ανάλογα με την αισιοδοξία του σεναρίου θεώρησης ευέλικτου ποσού ενέργειας για διαχείριση.
- Το 2050, παρόλο που η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας αυξήθηκε κατά 35% σε σχέση με το 2030, με την κατάργηση των λιγνιτικών μονάδων και την ακόμα μεγαλύτερη διείσδυση των αιολικών και φωτοβολταϊκών σταθμών, επιτυγχάνεται περαιτέρω μείωση των εκπομπών κατά 51% σε σχέση με το 2030 (από 14,31 tn στους 6,96 tn). Η μείωση αυτή αποδίδεται και στον αυξημένο ρόλο των αποθηκευτικών μονάδων, που καλύπτουν το 4,86% της συνολικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, λόγω της μεγαλύτερης εγκατεστημένης ισχύος τους αλλά και της μεγαλύτερης περίσσειας ενέργειας που είναι διαθέσιμη για αξιοποίηση.
- Η εφαρμογή της διαχείρισης ζήτησης, πέραν της εξισορρόπησης της λειτουργίας των θερμικών μονάδων παραγωγής και της σταθεροποίησης του δικτύου, διαπιστώνεται ότι έχει και συμπληρωματικό ρόλο στα συστήματα μεγάλης διείσδυσης μονάδων ΑΠΕ. Με την κατάλληλη διαχείριση της ζήτησης είναι δυνατή η μείωση της περίσσειας ενέργειας από παραγωγή ΑΠΕ που δεν απορροφάται άμεσα από το δίκτυο. Το 2030, με διαχείριση ζήτησης, επιτεύχθηκε 3,3% αύξηση στην απορρόφηση παραγωγής από ΑΠΕ στο δίκτυο, ενώ το 2050, όπου η παραγωγή από ΑΠΕ ήταν πολύ μεγαλύτερη, η περίσσεια ενέργειας που τελικά απορροφήθηκε στο δίκτυο με εφαρμογή της διαχείρισης ζήτησης έφτασε το 4,38% (3,3 TWh) της συνολικής ζήτησης.

Τα παραπάνω συμπεράσματα δείχνουν το δρόμο για τις αλλαγές και τις αναβαθμίσεις που πρέπει να γίνουν στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας μέχρι και το 2050, που στοχεύουν στην επίτευξη των εθνικών και ευρωπαϊκών στόχων στον τομέα της ενέργειας και του κλίματος. Η υποθετική φύση των σεναρίων που προσομοιώνονται, καθώς και οι προσεγγίσεις απαραίτητων μεγεθών που δεν είναι γνωστά για το μέλλον προσδίδουν φυσικά μία σημαντική αβεβαιότητα στα αποτελέσματα της διερεύνησης. Έχουν όμως αξία όσον αφορά τη γενική εικόνα του συστήματος και τις ιδιαιτερότητές του, τον σχολιασμό πιθανών κινδύνων σταθερότητας του συστήματος που προσδίδει η απρόβλεπτη παραγωγή των ΑΠΕ και την ανάδειξη και τον σχεδιασμό των παρεμβάσεων που μπορούν να γίνουν σταδιακά για την ομαλή μετάβαση της Χώρας στην ουδέτερη από άνθρακα ηλεκτροπαραγωγή στο μέλλον, η οποία είναι δεδομένο ότι θα επιδιωχθεί, ανεξαρτήτως των οικονομικών και πολιτικών συνθηκών που επηρεάζουν καθημερινά τον τομέα της ενέργειας. Για να εκπληρωθεί ο στόχος αυτός, εκτός από την αναγκαία περεταίρω ανάπτυξη των αιολικών και των φωτοβολταϊκών μονάδων, καθώς και των μονάδων αποθήκευσης ενέργειας, απαιτείται ωρίμανση και μεγαλύτερη εισαγωγή στο σύστημα νέων τεχνολογιών αποθήκευσης και παραγωγής ενέργειας, όπως η βιομάζα, το βιοαέριο και η μετατροπή περίσσειας ενέργειας σε υδρογόνο ή άλλα αέρια, που θα απαλλάξουν το σύστημα από την ηλεκτροπαραγωγή με φυσικό αέριο και θα παίξουν τον ρόλο των μονάδων σταθεροποίησης.

Στην παρούσα εργασία ρυθμίστηκε και χρησιμοποιήθηκε το ελεύθερο λογισμικό EnergyPLAN για τη μοντελοποίηση και προσομοίωση της λειτουργίας του ελληνικού ηλεκτρικού συστήματος, έτσι ώστε να είναι εύκολη η εφαρμογή του για τη διερεύνηση άλλων μελλοντικών σεναρίων ανάπτυξης και λειτουργίας του συστήματος. Μερικές προτάσεις για περεταίρω μελέτη περιλαμβάνουν:

- Την προσομοίωση του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας της Χώρας για ένα πιο αισιόδοξο σενάριο για το 2050, ή για ένα μεταγενέστερο έτος, κατά το οποίο επιτυγχάνεται κλιματική ουδετερότητα και αντικαθίσταται πλήρως η ηλεκτροπαραγωγή των μονάδων ορυκτών καυσίμων.
- Την εκτίμηση των μελλοντικών αναγκών για αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας, τόσο σε εγκατεστημένη ισχύ, όσο και σε χωρητικότητα, καθώς και το βέλτιστο ποσοστό κατανομής τους σε μονάδες μεγάλης διάρκειας αποθήκευσης (αντλησιοταμίευση) και μικρής διάρκειας (συσσωρευτές).
- Τη μελέτη και εισαγωγή στην προσομοίωση του ενεργειακού συστήματος τεχνολογιών που αναμένεται να αναπτυχθούν στο μέλλον και να είναι πιο ώριμες και οικονομικά ανταγωνιστικές, όπως η παραγωγή υδρογόνου από περίσσεια ΑΠΕ, η δέσμευση και αποθήκευση διοξειδίου του άνθρακα και η παραγωγή βιοκαυσίμων και βιοαερίων. Οι τεχνολογίες αυτές είναι διαθέσιμες για μοντελοποίηση στο λογισμικό.
- Τη μοντελοποίηση και ανάλυση του συνολικού ενεργειακού συστήματος της Χώρας, λαμβάνοντας υπόψιν πιο αναλυτικά τους τομείς των μεταφορών και της θέρμανσης. Για την επίτευξη της κλιματικής ουδετερότητας είναι απαραίτητος ο εξηλεκτρισμός των τομέων αυτών σε μεγάλο βαθμό, οπότε έχει αξία η μελέτη του τρόπου μετάβασης σε αυτή τη συνθήκη και το πώς θα επηρεαστεί η δομή και λειτουργία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.
- Τη μελέτη της βιωσιμότητας των εθνικών στόχων για την ενέργεια από οικονομική σκοπιά, μελετώντας στο λογισμικό τα κόστη εγκατάστασης και λειτουργίας όλων των τεχνολογιών που αναμένεται να αναπτυχθούν και να χρησιμοποιηθούν.

10. Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 1: Εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων παραγωγής για το 2020	16
Πίνακας 2: Ετήσιο ενεργειακό μείγμα για το 2020	17
Πίνακας 3: Λογισμικά προσομοίωσης ενεργειακών συστημάτων	18
Πίνακας 4: Μέσοι βαθμοί απόδοσης μονάδων ΣΗΘΥΑ (2021).....	28
Πίνακας 5: Μέσος βαθμός απόδοσης μονάδων ηλεκτροπαραγωγής (2021).....	28
Πίνακας 6: Εγκατεστημένη ισχύς και βαθμός απόδοσης συμβατικών μονάδων παραγωγής (2021)	29
Πίνακας 7: Εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ (2021).....	29
Πίνακας 8: Ισχύς και χωρητικότητα των 2 ελληνικών αντλησιοταμιευτικών μονάδων (2021).....	34
Πίνακας 9: Ετήσιο ενεργειακό μείγμα για το 2021 σε απόλυτες και σχετικές τιμές	44
Πίνακας 10: Βαθμοί αξιοποίησης μονάδων (2021)	45
Πίνακας 11: Συνολική παραγωγή των μονάδων συγκριτικά με τις πραγματικές τιμές.....	46
Πίνακας 12: Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ΑΠΕ.....	49
Πίνακας 13: Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος και χωρητικότητας αποθηκευτικών μονάδων	50
Πίνακας 14: Ετήσιο ενεργειακό μείγμα για το 2030 σε απόλυτες και σχετικές τιμές	60
Πίνακας 15: Κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας σε απόλυτες και σχετικές τιμές (2030)	61
Πίνακας 16: Βαθμοί αξιοποίησης μονάδων (2030)	62
Πίνακας 17: Κάλυψη ζήτησης σε απόλυτα και σχετικά μεγέθη, χωρίς τις νέες αποθηκευτικές μονάδες.....	63
Πίνακας 18: Δεδομένα εισαγωγής στο λογισμικό για τα δύο σενάρια διαχείρισης ζήτησης (2030).....	67
Πίνακας 19: Κάλυψη ζήτησης με διαχείριση ζήτησης σε απόλυτα και σχετικά μεγέθη	80
Πίνακας 20: Βαθμοί αξιοποίησης μονάδων με διαχείριση ζήτησης (2030)	81
Πίνακας 21: Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ΑΠΕ για το 2050	85
Πίνακας 22: Μείωση της ισχύος μονάδων φυσικού αερίου για την εξέταση του ενδεχομένου αντικατάστασης από εισαγωγές.....	90
Πίνακας 23: Ετήσιο ενεργειακό μείγμα για το 2050 σε απόλυτες και σχετικές τιμές.....	92
Πίνακας 24: Κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας σε απόλυτες και σχετικές τιμές (2050)	93
Πίνακας 25: Βαθμοί αξιοποίησης μονάδων (2050)	94
Πίνακας 26: Δεδομένα εισαγωγής στο λογισμικό για τα δύο σενάρια διαχείρισης ζήτησης (2050).....	95
Πίνακας 27: Κάλυψη ζήτησης με διαχείριση ζήτησης σε απόλυτα και σχετικά μεγέθη (2050).....	101
Πίνακας 28: Βαθμοί αξιοποίησης μονάδων με διαχείριση ζήτησης (2050)	102
Πίνακας 29: Σύνοψη των μεριδίων κάλυψης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για τα σενάρια που μελετήθηκαν	104

11. Κατάλογος Σχημάτων

Σχήμα 1: Η εξέλιξη του μείγματος ηλεκτροπαραγωγής της χώρας από το 1990 έως σήμερα.....	9
Σχήμα 2: Οι επιλογές προσομοίωσης του EnergyPLAN για ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας [37].....	19
Σχήμα 3: Εκτίμηση ζήτησης & κάλυψη από μονάδες παραγωγής για το 2021 (ΑΔΜΗΕ)	25
Σχήμα 4: Παραγωγή ΑΠΕ και ΣΥΘΗΑ (ΔΑΠΕΕΠ,2021)	26
Σχήμα 5: Ωριαία χρονοσειρά της ετήσιας ζήτησης συναρτήσει του μέσου φορτίου	27
Σχήμα 6: Ωριαία χρονοσειρά της ετήσιας παραγωγής αιολικών.....	30
Σχήμα 7: Ωριαία χρονοσειρά της ετήσιας παραγωγής φωτοβολταϊκών	30
Σχήμα 8: Ωριαία χρονοσειρά της ετήσιας παραγωγής μικρών υδροηλεκτρικών	31
Σχήμα 9: Ωριαία χρονοσειρά της ετήσιας παραγωγής από βιομάζα	31
Σχήμα 10: Ωριαία χρονοσειρά της ετήσιας παραγωγής μεγάλων υδροηλεκτρικών	32
Σχήμα 11: Ωριαία χρονοσειρά του ετήσιου ισοζυγίου ισχύος των διασυνδέσεων.....	33
Σχήμα 12: Διακύμανση της ωριαίας ζήτησης σε μία μέση ημέρα ενός μήνα (2021)	35
Σχήμα 13: Διακύμανση της ωριαίας παραγωγής ΑΠΕ σε μία μέση ημέρα ενός μήνα (2021).....	36
Σχήμα 14: : Διακύμανση της ωριαίας παραγωγής των μεγάλων υδροηλεκτρικών σε μία μέση ημέρα ενός μήνα (2021).....	37
Σχήμα 15: Ωριαία καμπύλη υπολειπόμενου φορτίου σε μία μέση ημέρα ενός μήνα (2021)	37
Σχήμα 16: Διακύμανση ωριαίου φορτίου εισαγωγών-εξαγωγών σε μία μέση ημέρα ενός μήνα.....	38
Σχήμα 17: Διακύμανση της ωριαίας παραγωγής των συμβατικών μονάδων σε μία μέση ημέρα ενός μήνα (2021)	39
Σχήμα 18: Διακύμανση ημερήσιας ζήτησης και υπολειπόμενου φορτίου (2021)	40
Σχήμα 19: Διακύμανση ημερήσιας παραγωγής των φωτοβολταϊκών (2021)	41
Σχήμα 20: Ημερήσια διακύμανση παραγωγής συμβατικών μονάδων (2021)	41
Σχήμα 21: Ημερήσια διακύμανση φορτίου εισαγωγών-εξαγωγών.....	42
Σχήμα 22: Διακύμανση μηνιαίας παραγωγής ΑΠΕ και μεγάλων υδροηλεκτρικών (2021)	42
Σχήμα 23: Μηνιαίο ισοζύγιο ενεργειακού μείγματος για το 2021	43
Σχήμα 24: Ετήσιο ενεργειακό μείγμα για το 2021	44
Σχήμα 25: Μηνιαία διακύμανση παραγωγής συμβατικών μονάδων (2021)	47
Σχήμα 26: Ωριαία λειτουργία του συστήματος στις 31 Ιουλίου (2030).....	52
Σχήμα 27: Ωριαία λειτουργία του συστήματος στις 25 Φεβρουαρίου (2030)	52
Σχήμα 28: Ωριαία λειτουργία του συστήματος στις 3 Σεπτεμβρίου (2030)	53
Σχήμα 29: Ωριαία καμπύλη υπολειπόμενου φορτίου σε μία μέση ημέρα ενός μήνα (2030)	54
Σχήμα 30: Διακύμανση της ωριαίας παραγωγής ΑΠΕ & Υδροηλεκτρικών και συμβατικών μονάδων σε μία μέση ημέρα ενός μήνα(2030).....	55
Σχήμα 31: Διακύμανση της ωριαίας άντλησης και παραγωγής ενέργειας από τις αποθηκευτικές μονάδες σε μία μέση ημέρα ενός μήνα (2030).....	55
Σχήμα 32: Διακύμανση ημερήσιας ζήτησης και υπολειπόμενου φορτίου.....	56
Σχήμα 33: Διακύμανση ημερήσιας παραγωγής ΑΠΕ & Υδροηλεκτρικών και συμβατικών μονάδων (2030).....	57
Σχήμα 34: Διακύμανση ημερήσιας άντλησης και παραγωγής αποθηκευτικών μονάδων	57
Σχήμα 35: Διακύμανση ημερήσιου ποσοστού ΑΠΕ που δεν απορροφάται στο δίκτυο.....	58

Σχήμα 36: Διακύμανση μηνιαίας παραγωγής ΑΠΕ και μεγάλων υδροηλεκτρικών (2030)	58
Σχήμα 37: Μηνιαίο ισοζύγιο ενεργειακού μείγματος για το 2030	59
Σχήμα 38: Διαχείριση ΑΠΕ που δεν απορροφάται από το δίκτυο (2030)	59
Σχήμα 39: Εξέλιξη του ενεργειακού μείγματος της χώρας (2030).....	60
Σχήμα 40: Κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας (2030).....	61
Σχήμα 41: Κάλυψη ζήτησης χωρίς τις νέες αποθηκευτικές μονάδες	63
Σχήμα 42: Ωριαία διακύμανση ζήτησης και παραγωγής χωρίς ΔΖ (31/07)	68
Σχήμα 43: Ωριαία διακύμανση ζήτησης και παραγωγής μονάδων με ΔΖ (31/07)	69
Σχήμα 44: Διακύμανση παραγωγής συμβατικών μονάδων με και χωρίς διαχείριση ζήτησης (31/07)	70
Σχήμα 45: Ωριαία διακύμανση ζήτησης και παραγωγής χωρίς ΔΖ (10/02)	70
Σχήμα 46: Ωριαία διακύμανση ζήτησης και παραγωγής μονάδων με ΔΖ (10/02)	71
Σχήμα 47: Διακύμανση φορτίων με ΔΖ (10/02)	72
Σχήμα 48: Διακύμανση φορτίων χωρίς ΔΖ (10/02)	72
Σχήμα 49: Μέση ωριαία διακύμανση ζήτησης και παραγωγής ΑΠΕ	73
Σχήμα 50: Μέση ωριαία διακύμανση ενέργειας που μεταφέρεται από τις ώρες αιχμής	74
Σχήμα 51: Μέση ωριαία διακύμανση ενέργειας που μεταφέρεται σε ώρες χαμηλής ζήτησης	74
Σχήμα 52: Μέση ωριαία διακύμανση παραγωγής συμβατικών μονάδων	75
Σχήμα 53: Μέση ωριαία άντληση και παραγωγή αποθηκευτικών μονάδων	75
Σχήμα 54: Διακύμανση ημερήσιας ενέργειας που μεταφέρεται από τις αιχμές ζήτησης	76
Σχήμα 55: Ημερήσια διακύμανση αιχμής φορτίου συμβατικών μονάδων	77
Σχήμα 56: Ημερήσια διακύμανση διαφοράς αιχμής συμβατικών (Χωρίς ΔΖ-Με ΔΖ)	77
Σχήμα 57: Διακύμανση μηνιαίας ενέργειας που μεταφέρεται από τις αιχμές ζήτησης	78
Σχήμα 58: Διακύμανση μηνιαίου ποσοστού ΑΠΕ που δεν απορροφάται	78
Σχήμα 59: Κάλυψη ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας με διαχείριση ζήτησης (2030)	79
Σχήμα 60: Ωριαία λειτουργία του συστήματος στις 6 Αυγούστου (2050).....	87
Σχήμα 61: Διακύμανση ημερήσιας αιχμής φορτίου μονάδων φυσικού αερίου (2050).....	88
Σχήμα 62: Καμπύλη διάρκειας φορτίου μονάδων φυσικού αερίου (2050)	89
Σχήμα 63: Μηνιαίο ισοζύγιο κάλυψης ηλεκτρικής ενέργειας για το 2050.....	91
Σχήμα 64: Εξέλιξη του ενεργειακού μείγματος της Ελλάδας (2050)	92
Σχήμα 65: Κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας (2050).....	93
Σχήμα 66: Ωριαία διακύμανση ζήτησης και παραγωγής χωρίς ΔΖ (28/01).....	97
Σχήμα 67: Ωριαία διακύμανση ζήτησης και παραγωγής μονάδων με ΔΖ (28/01)	98
Σχήμα 68: Διακύμανση παραγωγής συμβατικών μονάδων με και χωρίς διαχείριση ζήτησης (28/01)	98
Σχήμα 69: Ημερήσια διακύμανση διαφοράς αιχμής συμβατικών (Χωρίς ΔΖ-Με ΔΖ)	99
Σχήμα 70: Καμπύλη διάρκειας φορτίου μονάδων φυσικού αερίου με και χωρίς ΔΖ	100
Σχήμα 71: Κάλυψη ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας με διαχείριση ζήτησης (2050)	101

12. Κατάλογος Εικόνων

Εικόνα 1: Εφτά σενάρια προσομοίωσης του ουδέτερου από άνθρακα ευρωπαϊκού ενεργειακού συστήματος το 2050 (Πηγή: [9])	12
Εικόνα 2: Σύστημα παραγωγής, αποθήκευσης και αξιοποίησης υδρογόνου σε διάφορες μορφές	14
Εικόνα 3: Ενεργειακό μείγμα για κάθε σενάριο προσομοίωσης του συστήματος.....	21
Εικόνα 4: Κόστος για κάθε σενάριο προσομοίωσης του συστήματος.....	22
Εικόνα 5: Τρόπος άμεσης εκτέλεσης του λογισμικού	117
Εικόνα 6: Εισαγωγή δεδομένων ζήτησης (Παράρτημα Α)	118
Εικόνα 7: Εισαγωγή δεδομένων θερμικών σταθμών (Παράρτημα Α)	119
Εικόνα 8: Σύνοψη δεδομένων κεντρικών μονάδων παραγωγής (Παράρτημα Α)	119
Εικόνα 9: Εισαγωγή δεδομένων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (Παράρτημα Α)	120
Εικόνα 10: Εισαγωγή δεδομένων μεριδίου καυσίμων στις θερμικές μονάδες (Παράρτημα Α)	120
Εικόνα 11: Εισαγωγή κιλών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα ανά GJ καυσίμου (Παράρτημα Α).....	121
Εικόνα 12: Εισαγωγή δεδομένων αποθηκευτικών μονάδων (Παράρτημα Α).....	122
Εικόνα 13: Εισαγωγή δεδομένων στρατηγικής προσομοίωσης (Παράρτημα Α).....	122
Εικόνα 14: Εξαγωγή αποτελεσμάτων του λογισμικού (Παράρτημα Α)	123
Εικόνα 15: Εξαγωγή αποτελεσμάτων προσομοίωσης με την επιλογή εμφάνισής τους στην οθόνη	123

13. Κατάλογος Αναφορών

- [1] "Our World in Data," [Online]. Available: <https://ourworldindata.org/>.
- [2] "United Nations Climate change: The Paris Agreement," [Online]. Available: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>.
- [3] "European Parliament: EU responses to climate change," 2018. [Online]. Available: <https://www.europarl.europa.eu/news/en/headlines/society/20180703STO07129/eu-responses-to-climate-change>.
- [4] «Εθνικό σχέδιο για την ενέργεια και το κλίμα,» Δεκέμβριος 2019. [Ηλεκτρονικό]. Available: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/el_final_necp_main_el.pdf.
- [5] H. Luka, P. Antun and D. Neven, "Optimization of the possible pathways for gradual energy system decarbonization," *Renewable Energy*, v.193, pp. 617-633, 2022. [Online].
- [6] L. Herc, A. Pfeifer, N. Duić and F. Wang, "Economic viability of flexibility options for smart energy systems with high penetration of renewable energy," *Energy*, v.252, Article 123739, 2020. [Online].
- [7] D. Meha, A. Pfeifer and N. Sahiti, "Sustainable transition pathways with high penetration of variable renewable energy in the coal-based energy systems," *Applied Energy*, v.304, Article 117865, 2021. [Online].
- [8] D. K.Alexopoulos, A. G.Anastasiadis, G. A.Vokas, S. D.KaminarisConstantinos and S.Psomopoulos, "A review of flexibility options for high RES penetration in power systems — Focusing the Greek case," *Energy Reports*, v.7, pp. 33-50, 2021. [Online].
- [9] W. ZappaMartin, Junginger and M. d. Broek, "Is a 100% renewable European power system feasible by 2050?," *Applied Energy*, v.233-234, pp. 1027-1050, 2019. [Online].
- [10] M. Child, C. Kemfert, D. Bogdanov and C. Breyer, "Flexible electricity generation, grid exchange and storage for the transition to a 100% renewable energy system in Europe," *Renewable Energy*, v.139, pp. 80-101, 2019. [Online].
- [11] F. Steinke, P. Wolfrum and C. Hoffmann, "Grid vs. storage in a 100% renewable Europe," *Renewable Energy*, v.50, pp. 826-832, 2012. [Online].
- [12] D.F.Dominković, I. Bačekočić and B.Ćosić, "Zero carbon energy system of South East Europe in 2050," *Applied Energy*, v.184, pp. 1517-1528, 2016. [Online].

- [13] S. Pfenninger, A. Hawkes and J. Keirstead, "Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.33, pp. 74-86, 2014. [Online].
- [14] J. D. Carolis and H. Daly, "Formalizing best practice for energy system optimization modelling," *Applied Energy*, v.194, pp. 184-198, 2017. [Online].
- [15] P. A.T.D, V. M. Nik and D. Chen, "Quantifying the impacts of climate change and extreme climate events on energy systems," *Nature Energy*, v.5 , pp. 150-159, 2020. [Online].
- [16] T.Boßmann and I.Staffell, "The shape of future electricity demand: Exploring load curves in 2050s Germany and Britain," *Energy*, v.90, Part 2, pp. 1317-1333, 2015. [Online].
- [17] X. Kan, L. Reichenberg and F. Hedenus, "The impacts of the electricity demand pattern on electricity system cost and the electricity supply mix: A comprehensive modeling analysis for Europe," *Energy*, v.235, Article 121329, 2021. [Online].
- [18] I. Staffell and S. Pfenninger, "The increasing impact of weather on electricity supply and demand," *Energy*, v.145, pp. 65-78, 2017. [Online].
- [19] E. D. C. Bas J. van Ruijven and I. S. Wing, "Amplification of future energy demand growth due to climate change," *Nature Communications*, v.10, Article 2762, 2019. [Online].
- [20] X. Kan, F. Hedenus and L. Reichenberg, "The cost of a future low-carbon electricity system without nuclear power – the case of Sweden," *Energy*, v.195, Article 117015, 2020. [Online].
- [21] B. Zuijlen and W. Zappa, "Cost-optimal reliable power generation in a deep decarbonisation future," *Applied Energy*, v.253, Article 113587, 2019. [Online].
- [22] S.Koohi-Fayegh and M.A.Rosen, "A review of energy storage types, applications and recent developments," *Journal of Energy Storage*, v.27, Article 101047, 2019. [Online].
- [23] J. Anagnostopoulos και D. Papantonis, «Overview of the electricity system status and its,» 2013. [Ηλεκτρονικό]. Available: https://www.store-project.eu/documents/target-country-results/en_GB/energy-storage-needs-in-greece.
- [24] J. D. Hunt, "Existing and new arrangements of pumped-hydro storage plants," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.129, Article 109914, 2020. [Online].
- [25] J. D. Hunt, «Increasing the hydropower generation at the rio das Antas with seasonal pumped hydropower storage,» 18th Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering, 2020. [Ηλεκτρονικό].

- [26] G. Zohbi, "Cost Models for Pumped Hydro Storage System," *Encyclopedia of Energy Storage*, v.3, pp. 157-163, 2022. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128197233001396>.
- [27] J. Mao and M. Jafari, "Planning low-carbon distributed power systems: Evaluating the role of energy storage," *Energy*, v.238, Part A, Article 121668, 2021. [Online].
- [28] D. Wu, D. Wang, T. Ramachandran and J. Holladay, "A techno-economic assessment framework for hydrogen energy storage toward multiple energy delivery pathways and grid services," *Energy*, v.249, Article 123638, 2022. [Online].
- [29] A. M.Elberry and J. Thakur, "Large-scale compressed hydrogen storage as part of renewable electricity storage systems," *International Journal of Hydrogen Energy*, v.46, i.29, pp.15671-15690, 2021. [Online].
- [30] M.Bonto, M.J.Welch and M.Lüthje, "Challenges and enablers for large-scale CO₂ storage in chalk formations," *Earth-Science Reviews*, v.222, Article 103826, 2021. [Online].
- [31] J. Mao, M. Jafari and A. Botterud, "Planning low-carbon distributed power systems: Evaluating the role of energy storage," *Energy*, v.238, Part A, Article 121668, 2021. [Online].
- [32] G. Caralis, T. Christakopoulos, SotiriosKarellas and Z. Gao, "Analysis of energy storage systems to exploit wind energy curtailment in Crete," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.103, pp. 122-139, 2019. [Online].
- [33] «Energy storage to support large RES integration in Greece: Current policy, legislation, and investment prospects,» *Renewable Energy World Europe Conference and Expo*, 2012. [Ηλεκτρονικό].
- [34] Ν. Αλαγιάλογλου, "Technical Optimisation of the Greek Interconnected Energy System of 2020 using EnergyPLAN model," *Ιανουάριος* 2011. [Online]. Available: https://energyplan.eu/wp-content/uploads/2013/06/Nikolaos_Alagialoglou_SEPM3_2010-7.pdf.
- [35] "ScienceDirect," [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/>.
- [36] D. Conolly, H. Lund, B.V.Mathiesen and M. Leahy, "A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems," *Applied Energy*, v.87, i.4, pp. 1059-1082, 2009. [Online].
- [37] EnergyPLAN, "Annex 1: ENergyPLAN Model," May 2021. [Online]. Available: <https://www.energyplan.eu/wp-content/uploads/2021/08/documentation16.pdf>.
- [38] O. Bamisile and X. Wang, "A 2030 and 2050 feasible/sustainable decarbonization perusal for China's Sichuan Province: A deep carbon neutrality analysis and EnergyPLAN," *Energy Conversion and Management*, v.261, Article 115605, 2022. [Online].

- [39] X. Zenga and G. Chen, "Renewable transition in the power and transport sectors under the goal of carbon-neutral in Sichuan, China," *Energy Reports*, v.8, supplement 5, pp. 738-748, 2022. [Online].
- [40] S. Luo and W. Hu, "Study on the decarbonization in China's power sector under the background of carbon neutrality by 2060," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.166, Article 112618, 2022. [Online].
- [41] W. You and Y. Geng, "Technical and economic assessment of RES penetration by modelling China's existing energy system," *Energy*, v.165, Part 8, pp. 900-910, 2018. [Online].
- [42] A. Rana and G. Grof, "Assessment of the Electricity System Transition towards High Share of Renewable Energy Sources in South Asian Countries," *Energies* 15, v.3, Article 1139, 2022. [Online].
- [43] O. Bamisile and Q. Huang, "Analysis of Solar PV and Wind Power Penetration into Nigeria Electricity System," 2020 IEEE/IAS 56th Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference, pp. 1-5, 2020. [Online].
- [44] P. Arévalo, A. Cano and F. Jurado, "Mitigation of carbon footprint with 100% renewable energy system by 2050: The case of Galapagos islands," *Energy*, v.245, Article 123247, 2022. [Online].
- [45] B. Hrnčića and A. Pfeifer, "Different investment dynamics in energy transition towards a 100% renewable energy system," *Energy*, v.237, Article 121526, 2021. [Online].
- [46] D. Icaza, DavidBorge-Diez and S. P. Galindo, "Proposal of 100% renewable energy production for the City of Cuenca- Ecuador by 2050," *Renewable Energy*, v.170, pp. 1324-1341, 2021. [Online].
- [47] O.Pupo-Roncallo, "The role of energy storage and cross-border interconnections for increasing the flexibility of future power systems: The case of Colombia," *Smart Energy*, v.2, Article 10016, 2021. [Online].
- [48] O. Pupo-Roncallo and D. Ingham, "Techno-economic benefits of grid-scale energy storage in future energy systems," *Energy Reports*, v.6, pp.242-248, 2020. [Online].
- [49] S. A. Alnaqbi and S. Alasad, "Applicability of Hydropower Generation and Pumped Hydro Energy Storage in the Middle East and North Africa," *Energies* 2022, v.15, pp. 2412, 2022. [Online].
- [50] A. Nadeem, M. Rossi and E. Corradi, "Energy-Environmental Planning of Electric Vehicles (EVs): A Case Study of the National Energy System of Pakistan," *Energies* 15, v.9, Article 3054, 2022. [Online].
- [51] A. Bartolini, G. Comodi and DaniloSalvi, "Renewables self-consumption potential in districts with high penetration of electric vehicles," *Energy*, v.213, Article 118653, 2020. [Online].
- [52] S. Bellocchi, K. Klöckner and M. Manno, "On the role of electric vehicles towards low-carbon energy systems: Italy and Germany in comparison," *Applied Energy*, v.255, Article 113848, 2019. [Online].

- [53] A. Pfeifer, V. Dobravec, L. Pavlinek, G. Krajačić and N. Duić, "Integration of renewable energy and demand response technologies in interconnected energy systems," *Energy*, v.161, pp. 447-455, 2018. [Online].
- [54] M. F. Tahir, C. Haoyong and A. Khan, "Optimizing Size of Variable Renewable Energy Sources by Incorporating Energy Storage and Demand Response," *IEEE Access*, v.7, pp. 103115-103126, 2019. [Online].
- [55] ΑΔΜΗΕ, «Μηνιαίο Δελτίο Ενέργειας,» Δεκέμβριος 2021. [Ηλεκτρονικό]. Available: https://www.admie.gr/sites/default/files/attached-files/type-file/2022/02/Energy_Report_202112_v2.pdf.
- [56] ΔΑΠΕΕΠ, «Συνοπτικό Πληροφοριακό Δελτίο ΑΠΕ&ΣΗΘΥΑ,» Δεκέμβριος 2021. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://rb.gy/zzhnds>.
- [57] ΑΔΜΗΕ, «Στατιστικά αγοράς-Ημερήσια δεδομένα,» 2021. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.admie.gr/agora/statistika-agoras/dedomena>.
- [58] Τ. π. νομοθεσίας, «8/Α/28-1-2009, Νόμος 3734/2009 - ΦΕΚ,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.e-nomothesia.gr/energeia/n-3734-2009.html>.
- [59] ΔΕΣΦΑ, «Στοιχεία ΔΕΣΦΑ για την κατανάλωση φυσικού αερίου το 2021,» 12 Απρίλιος 2022. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.desfa.gr/press-center/press-releases/stoixeia-desfa-gia-thn-katanalwsh-fysikoy-aerioy-to-2021>.
- [60] Μ. Τράτσα, «Οικονομικός Ταχυδρόμος,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.ot.gr/2022/01/26/green/neo-istoriko-xamilo-gia-ton-ligniti-to-2021-stin-ellada/>.
- [61] "Pumped Storage Tracking Tool," International Hydropower Association (IHA), [Online]. Available: <https://www.hydropower.org/hydropower-pumped-storage-tool>.
- [62] Καθημερινή, «Παράταση λειτουργίας λιγνιτικών μονάδων έως το 2028,» Απρίλιος 2022. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.kathimerini.gr/politics/561796837/mitsotakis-paratasi-leitoyrgias-lignitikon-monadon-eos-to-2028-ayxisi-50-tis-paragogis/>.
- [63] H. Christian Gils, "Assessment of the theoretical demand response potential in Europe," *Energy*, v.67, pp. 1-18, 2014. [Online].
- [64] J. Sousa and I. Soares, "Demand response potential: An economic analysis for MIBEL and EEX," *Energy*, v.244, Part A, Article 122624, 2022. [Online].
- [65] J. Einolander and R. Lahdelmaab, "Explicit demand response potential in electric vehicle charging networks: Event-based simulation based on the multivariate copula procedure," *Energy*, v.256, Article 124656, 2022. [Online].






- [66] A. Soares, Á. Gomes and C. H. Antunes, "Categorization of residential electricity consumption as a basis for the assessment of the impacts of demand response actions," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.30, pp. 490-503, 2014. [Online].
- [67] J. Torriti, "Demand Side Management for the European Supergrid: Occupancy variances of European single-person households," *Energy Policy*, v.44, pp. 199-206, 2012. [Online].
- [68] A. Greina and M. Pehnt, "Load management for refrigeration systems: Potentials and barriers," *Energy Policy*, v.39, i.9, pp. 5598-5608, 2011. [Online].
- [69] S. Ma and Y. Zhang, "Data-driven sustainable intelligent manufacturing based on demand response for energy-intensive industries," *Journal of Cleaner Production*, v.274, Article 123155, 2020. [Online].
- [70] M. A.-O.-C. Álvarez-Bel, *Applies Energy*, v.92, pp. 84-91, 2011. [Online].
- [71] V. Hamidi, F. Li and F. Robinson, "Demand response in the UK's domestic sector," *Electric Power Systems Research*, v.79, i.12, pp. 1722-1726, 2009. [Online].
- [72] P. Grünewald and J. Torriti, "Demand response from the non-domestic sector: Early UK experiences and future opportunities," *Energy Policy*, v.61, pp. 423-429, 2013. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421513005363>.
- [73] J. Schleich and M. Klobasa, "Effects of feedback on residential electricity demand—Findings from a field trial in Austria," [Online].
- [74] J. Valdes, A. B. P. González and L. R. Camargo, "Industry, flexibility, and demand response: Applying German energy transition lessons in Chile," *Energy Research & Social Science*, v.54, pp. 12-25, 2019. [Online].
- [75] ΑΔΜΗΕ, «Αρχικός σχεδιασμός της συμμετοχής των Χαρτοφυλακίων Κατανεμόμενου Φορτίου στην Αγορά Εξισορρόπησης,» Σεπτέμβριος 2020. [Ηλεκτρονικό]. Available: shorturl.at/efKR2.
- [76] H. C. Gils, "Assessment of the theoretical demand response potential in Europe," *Energy*, v.67, pp. 1-18, 2014. [Online].
- [77] E. C. D. Energy, "Impact assessment study on downstream flexibility, price flexibility, demand response & smart metering," 2016. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/demand_response_ia_study_final_report_12-08-2016.pdf.
- [78] «Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας: Μακροχρόνια στρατηγική για το 2050,» [Ηλεκτρονικό]. Available: https://ypen.gov.gr/wp-content/uploads/2020/11/lts_gr_el.pdf.

- [79] «Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς 2023-2032,» 2021. [Ηλεκτρονικό]. Available: shorturl.at/mny48.
- [80] «2021 ATB : Cost and performance for battery storage across a range of durations,» 2021. [Ηλεκτρονικό]. Available: https://atb.nrel.gov/electricity/2021/utility-scale_battery_storage.
- [81] «ΑΔΜΗΕ: Δεκαετές πρόγραμμα ανάπτυξης,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.admie.gr/systima/anaptyxi/dekaetes-programma-anaptyxis>.

14. Παράρτημα Α

Στο παράρτημα αυτό θεωρήθηκε σκόπιμη η παράθεση εικόνων από το EnergyPLAN με τον τρόπο εγκατάστασης του λογισμικού και τα δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν για την προσομοίωση του ελληνικού ηλεκτρικού συστήματος του 2021, έτσι ώστε μελλοντικοί μελετητές να μπορέσουν να καθοδηγηθούν σχετικά με τη θέση και τον τρόπο εισαγωγής όλων των δεδομένων και επιλογών που χρησιμοποιήθηκαν στο λογισμικό.

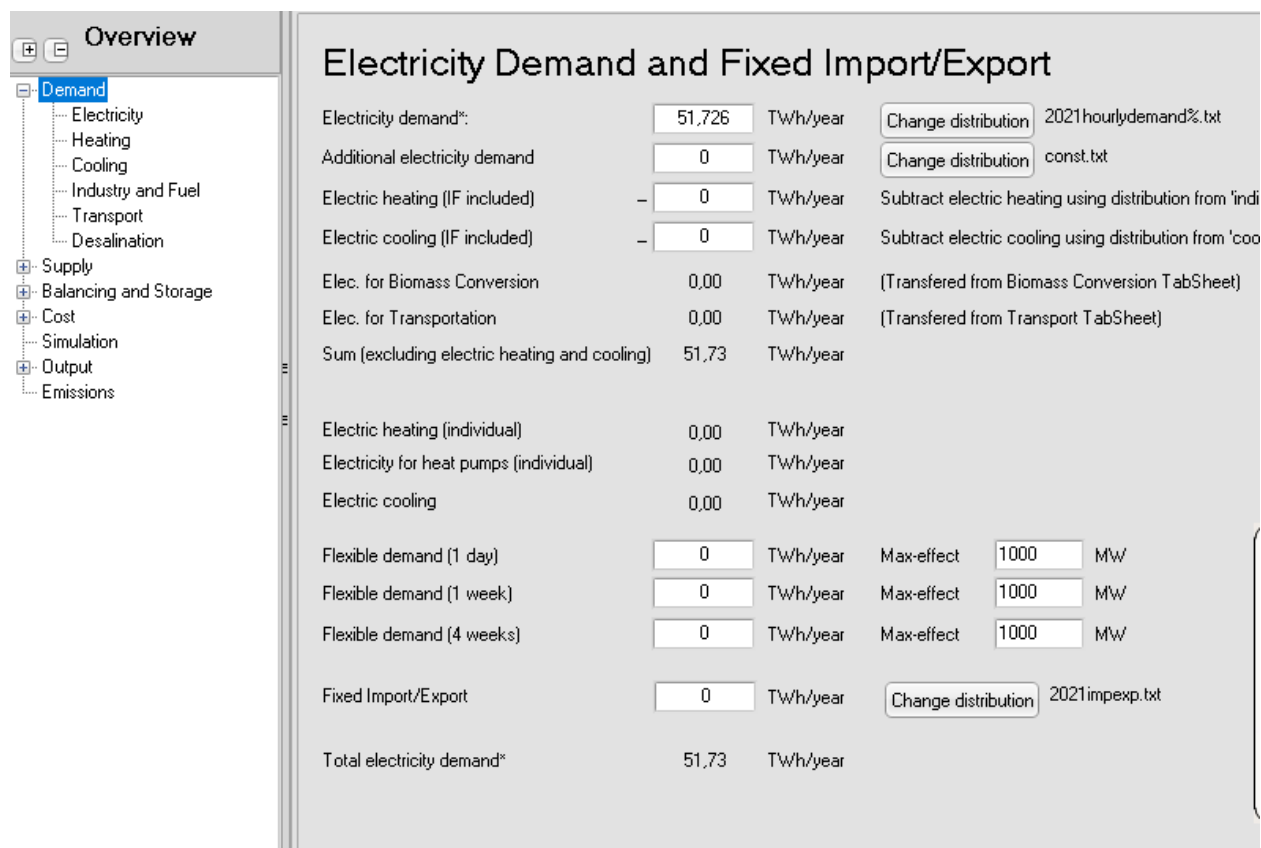
Όλες οι εκδόσεις του λογισμικού και τα απαραίτητα εργαλεία για την λειτουργία του είναι διαθέσιμα στην ιστοσελίδα της εταιρίας που ανέπτυξε το λογισμικό, στο σύνδεσμο: <https://www.energyplan.eu/download/>. Για την εγκατάστασή του EnergyPLAN και την ελεύθερη πρόσβαση σε όλο το υποστηρικτικό υλικό που παρέχει η εταιρία (παλιότερες έρευνες, προγράμματα εκμάθησης, χρήσιμοι πόροι για την εύρεση δεδομένων) απαιτείται δημιουργία λογαριασμού. Έπειτα, είναι δυνατή η λήψη της επιθυμητής έκδοσης σε συμπιεσμένο αρχείο, το οποίο περιλαμβάνει το αρχείο εκτέλεσης του λογισμικού και τις απαραίτητες εργαλειοθήκες (δεδομένα κόστους, κατανομών, ολοκληρωμένες προσομοιώσεις). Η εκκίνηση του λογισμικού είναι πολύ απλή, αφού είναι σε μορφή άμεσα εκτελέσιμου αρχείου (application), όπως φαίνεται στην Εικόνα 5.

	energyPlan Data	1/11/2021 12:05 μμ	File folder	
	energyPlan Help	1/11/2021 12:05 μμ	File folder	
	energyPlan Tools	1/11/2021 12:06 μμ	File folder	
	energyPLAN	1/11/2021 12:05 μμ	Application	8.432 KB
	energyPLAN	7/9/2022 12:50 μμ	Configuration sett...	3 KB

Εικόνα 5: Τρόπος άμεσης εκτέλεσης του λογισμικού

Παρακάτω περιγράφεται ο τρόπος εισαγωγής των δεδομένων που χρησιμοποιήθηκαν για την προσομοίωση του σεναρίου βάσης, 2021. Έχοντας διαθέσιμα όλα τα δεδομένα, όπως υπολογίστηκαν στο κεφάλαιο 4.2, γίνεται εισαγωγή τους στις κατηγοριοποιημένες ενότητες του λογισμικού.

Στην Εικόνα 6 φαίνεται η εισαγωγή των δεδομένων ζήτησης στην αντίστοιχη καρτέλα. Καθώς η εργασία ασχολείται μόνο με το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, συμπληρώθηκαν μόνο τα δεδομένα ηλεκτρικής ζήτησης (Καρτέλα Demand ή καρτέλα Electricity, είναι το ίδιο).



Εικόνα 6: Εισαγωγή δεδομένων ζήτησης (Παράρτημα Α)

Στην Εικόνα 7, στην ενότητα παραγωγής (supply), φαίνεται η εισαγωγή των δεδομένων για τις συμβατικές μονάδες παραγωγής, όπως υπολογίστηκαν στο κεφάλαιο 4.2.2.1. Οι μονάδες κεντρικής παραγωγής συνοψίζονται στην ενότητα Κεντρική Παραγωγή Ενέργειας (Central Power Production), όπου είναι δυνατή και η εισαγωγή επιπλέον μονάδων, κάτι που δεν έγινε για το σενάριο βάσης του 2021 (Εικόνα 8), όπως αναλύθηκε στο κεφάλαιο 4.2.2.

	Group 1:	Group 2:	Group 3:	Total:	Unit:
Electricity Production:					
District Heating Production:	0,00	0,00	0,00	0,00	TWh/year

Boilers

Thermal Capacity		0	0	MJ/s
Boiler Efficiency	0,9	0,9	0,9	
Fixed Boiler share		0	0	Percent

Combined Heat and Power (CHP)

CHP Condensing Mode Operation*

Electric Capacity (PP1)		8027	MW-e
Electric Efficiency (PP1)		0,386	

CHP Back Pressure Mode Operation*

Electric Capacity		0	242	MW-e
Thermal Capacity	Auto	0	532	MJ/s
Electric Efficiency		0,4	0,25	
Thermal Efficiency		0,5	0,55	

Εικόνα 7: Εισαγωγή δεδομένων θερμικών σταθμών (Παράρτημα Α)

Central Power Plants	Capacity MW-e	Efficiency	Correction Factor: Percent	Annual production: TWh/year	Distributions
PP1 (CHP3 Condensing Mode)*	8027,00			n/a*	
Condensing PP2	0	0,45		n/a*	
Nuclear	0	0	1	0,00	Change Hour_wind_1.txt
Nuclear partload:	1	Share of capacity - has to be activated in Regulation Strategy Tabsheet			
Geothermal	0	0	1	0,00	Change Hour_wind_1.txt
Dammed Hydro Water supply*				0	Change 2021hourlybighydro
Dammed Hydro Power	0	0,9		0,00 (Estimated)*	

Transmission line capacity* Maximum imp./exp. cap: 0 MW

External wish for import export defined by hourly distribution: Change distribution zero.txt

	Export	Import	
Annual External Wish	0,00	0,00	TWh/year
Potential given transmission line	0,00	0,00	TWh/year

Εικόνα 8: Σύνοψη δεδομένων κεντρικών μονάδων παραγωγής (Παράρτημα Α)

Στην Εικόνα 9, στην ενότητα παραγωγής (supply), στην υποενότητα μεταβλητή παραγωγή ανανεώσιμων πηγών (Variable Renewable Electricity), φαίνεται η εισαγωγή των απαραίτητων δεδομένων για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, αλλά και των επιπλέον πηγών που μπήκαν σε αυτή τη κατηγορία, όπως αναλύθηκε στο κεφάλαιο 4.2.2.

Renewable Energy Source	Capacity: MWh	Stabilisation share	Distribution profile*	Estimated Production TWh/year	Correction factor	Estimated Post Correction production	Estimated capacity factor
Wind	4064,398	0	2021hourlywind.t	9,95	-0,03	9,77	0,27
Photo Voltaic	3126,725	0	2021hourlypvcor.	3,25	0,395	4,42	0,16
River Hydro	247,203	0	2021hourlysmallh	0,71	-0,1	0,67	0,31
Big hydro	3171	0	2021hourlybighec	5,42	-0,011	5,38	0,19
Imports	2128	0	2021impexprever	3,63	0	3,63	0,19
Biomass	101,188	0	2021hourlybioma-	0,57	-0,76	0,45	0,50
CSP Solar Power	0	0	Hour_solar_prod1	0,00	0	0,00	0,00

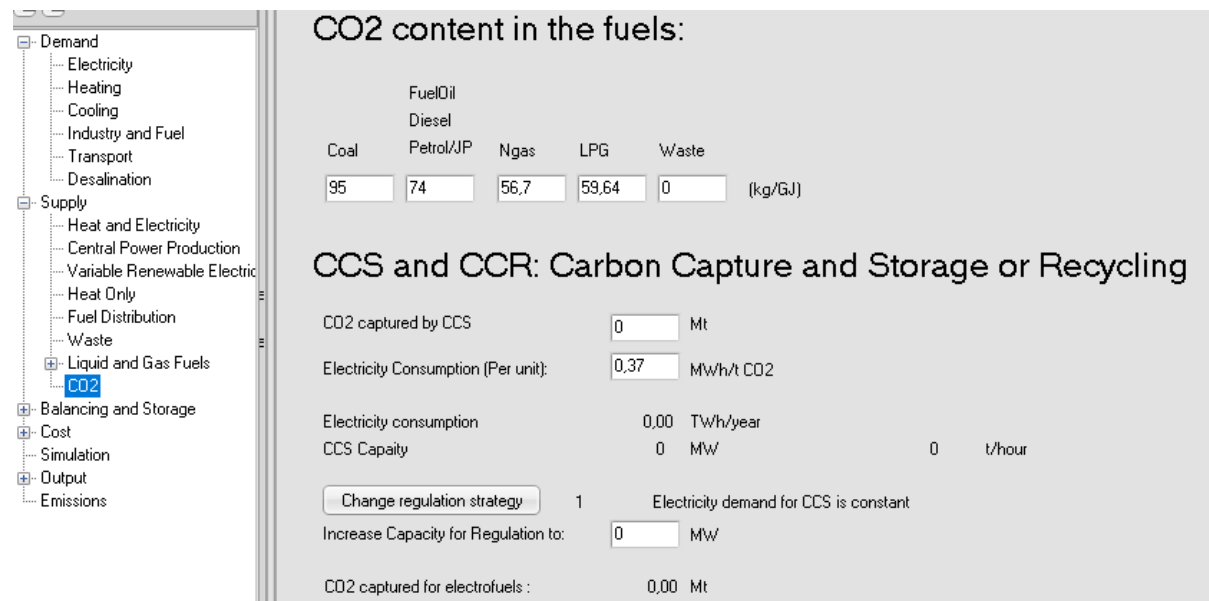
Εικόνα 9: Εισαγωγή δεδομένων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (Παράρτημα Α)

Στην Εικόνα 10 στην ενότητα της παραγωγής εισάγεται στην υποενότητα κατανομής καυσίμου (fuel distribution) η αναλογία στην κατανάλωση των δύο καυσίμων που χρησιμοποιούνται στις συμβατικές μονάδες παραγωγής. Τα δεδομένα αυτά εισήχθησαν όπως ακριβώς υπολογίστηκαν στο κεφάλαιο 4.2.2.1 (Πίνακας 5), θα μπορούσαν όμως να εισαχθούν και ως σχετικά νούμερα (0,31 για το λιγνίτη και 0,69 για το φυσικό αέριο). Η αναλογία αυτή απαιτείται μόνο για τον υπολογισμό των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα από το κάθε καύσιμο, αφού κατά τ' άλλα το σύστημα υπολογίζει τη συνολική ωριαία παραγωγή των συμβατικών μονάδων, χρησιμοποιώντας το μέσο βαθμό απόδοσής τους.

Distribution of fuel (TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass	Electrofuels(Dil) *)	Hydrogen ***)	
	Variable	Variable	Variable	Variable	Fixed **)	Fixed **)	
DHP	0	0	0	0	0	0	DHP: Boilers in district heating group 1.
CHP2	0	0	0	0	0	0	CHP2: Combined heat and power in district heating group 2.
CHP3	1	0	0	0	0	0	CHP3: Combined heat and power in district heating group 3.
Boiler2	0	0	0	0	0	0	Boiler2: Boilers in district heating group 2.
Boiler3	0	0	0	0	0	0	Boiler3: Boilers in district heating group 3.
PP1	21,58	0	48,028	0	0	0	PP1: Condensing mode operation of combined heat and power in district heating group 3.
PP2	0	0	0	0	0	0	PP2: Condensing power plant in 'Electricity only'.
					Reg1		Allow for import/export of H2 for PP and PP2

Εικόνα 10: Εισαγωγή δεδομένων μεριδίου καυσίμων στις θερμικές μονάδες (Παράρτημα Α)

Στην Εικόνα 11 εισάγονται οι τυπικές τιμές εκπομπής κιλών διοξειδίου του άνθρακα ανά GJ του κάθε καυσίμου. Χρησιμοποιήθηκαν οι προτεινόμενες από το λογισμικό μέσες τιμές εκπομπής. Τα δεδομένα αυτά χρησιμοποιούνται επίσης για τον υπολογισμό των συνολικών ετήσιων εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα.



Εικόνα 11: Εισαγωγή κιλών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα ανά GJ καυσίμου (Παράρτημα Α)

Στην Εικόνα 12 φαίνεται η εισαγωγή των δεδομένων για τις αποθηκευτικές μονάδες, όπως αναλύθηκαν στο κεφάλαιο 4.2.3.

Η Εικόνα 13 δείχνει τις επιλογές που έγιναν για την προσομοίωση του ηλεκτρικού ενεργειακού συστήματος. Όπως περιγράφηκε και στο κεφάλαιο 3.2, επιλέχθηκε τεχνική ανάλυση του συστήματος (technical simulation). Οι υπόλοιπες επιλογές της προσομοίωσης αφορούν τεχνολογίες που δε χρησιμοποιούνται στο σενάριο βάσης του 2021, οπότε η επιλογή δεν επηρεάζει τα αποτελέσματα.

Overview

- Demand
 - Electricity
 - Heating
 - Cooling
 - Industry and Fuel
 - Transport
 - Desalination
- Supply
 - Heat and Electricity
 - Central Power Production
 - Variable Renewable Electric
 - Heat Only
 - Fuel Distribution
 - Waste
 - Liquid and Gas Fuels
 - CO2
- Balancing and Storage
 - Electricity
 - Thermal
 - Liquid and Gas Fuel
- Cost
 - Simulation
 - Output
 - Emissions

Electric grid stabilisation requirements:

Minimum grid stabilisation share*

Stabilisation share of CHP2

Stabilisation share of Waste CHP

Stabilisation share smart charge EV and V2G Share of charge connection

Stabilisation share transmission line Share of max capacity

Minimum CHP in gr. 3: MW

Minimum PP: MW

CHP3 priority to PP in grid stabilisation

Critical Excess Electricity Production (CEEP)

Critical Electricity Excess Production (CEEP) regulation: Write number:

- 1: Reducing RES1 and RES2
- 2: Reducing CHP in gr.2 by replacing with boiler
- 3: Reducing CHP in gr.3 by replacing with boiler
- 4: Replacing boiler with electric heating in gr.2 with maximum capacity: MW
- 5: Replacing boiler with electric heating in gr.3 with maximum capacity: MW
- 6: Reducing RES3
- 7: Reducing power plant in combination with RES1, RES2, RES3 and RES4
- 8: Increasing CO2Hydrogenation (See Tabsheet Synthetic Fuel) if available capacity
- 9: Partloading nuclear (specify partload options in electricity only Tabsheet)

Note: Electricity interconnection is defined under the Supply -> Electricity only tabsheet

Rockbed Storage

Capacities

Charge (electricity) MW Storage loss rate Percent per hour

Discharge (steam) MW Share of PP1/CHP

Storage Capacity GWh Steam/fuel ration

Electricity Storage 1

	Capacities	Efficiencies	Fuel Ratio *)	Storage Capacity
Charge	<input type="text" value="699"/> MW	<input type="text" value="0,7"/>		<input type="text" value="5,14"/> GWh
Discharge	<input type="text" value="699"/> MW	<input type="text" value="0,9"/>	<input type="text" value="0"/>	

Allow for simultaneous operation of turbine and pump:

*) Fuel ratio = fuel input / electric output (for CAES technologies or similar)

Electricity Storage 2

	Capacities	Efficiencies	Storage Capacity
Charge	<input type="text" value="0"/> MW	<input type="text" value="0,8"/>	<input type="text" value="0"/> GWh
Discharge	<input type="text" value="0"/> MW	<input type="text" value="0,9"/>	

Electricity storage system

Diagram showing a box labeled "Electricity storage system" with a vertical double-headed arrow and a horizontal arrow pointing to the right.

Advanced CAES

Εικόνα 12: Εισαγωγή δεδομένων αποθηκευτικών μονάδων (Παράρτημα Α)

Overview

- Demand
 - Electricity
 - Heating
 - Cooling
 - Industry and Fuel
 - Transport
 - Desalination
- Supply
 - Heat and Electricity
 - Central Power Production
 - Variable Renewable Electric
 - Heat Only
 - Fuel Distribution
 - Waste
 - Liquid and Gas Fuels
 - CO2
- Balancing and Storage
 - Electricity
 - Thermal
 - Liquid and Gas Fuel
- Cost
 - General
 - Investment and Fixed DM
 - Fuel
 - Variable DM
 - External Electricity Market
- Simulation

Chose Simulation Strategy:

Technical Simulation

Technical Simulation Strategy

1 Balancing heat demands

2 Balancing both heat and electricity demands

Individual Heat Pump Simulation

1 Individual Heat Pumps and Electric Boilers seek to utilise only Critical Excess Production

2 Individual Heat Pumps and Electric Boilers seek to utilise all electricity export

V2G Regulation

1 V2G seek to balance only Critical Excess and Power Plant Production

2 V2G seek to balance Power Plants and all electricity import and export

Rock bed regulation

1 Rock bed storage seek to balance only Critical Excess and Power Plant Production

2 Rock bed storage seek to balance Power Plants and all electricity import and export

Prioritization in balancing of electricity

Electricity balancing priority:

1 Pumped Hydro

2 Vehicle to Grid

3 Rock bed storage

Technical and Market Simulations

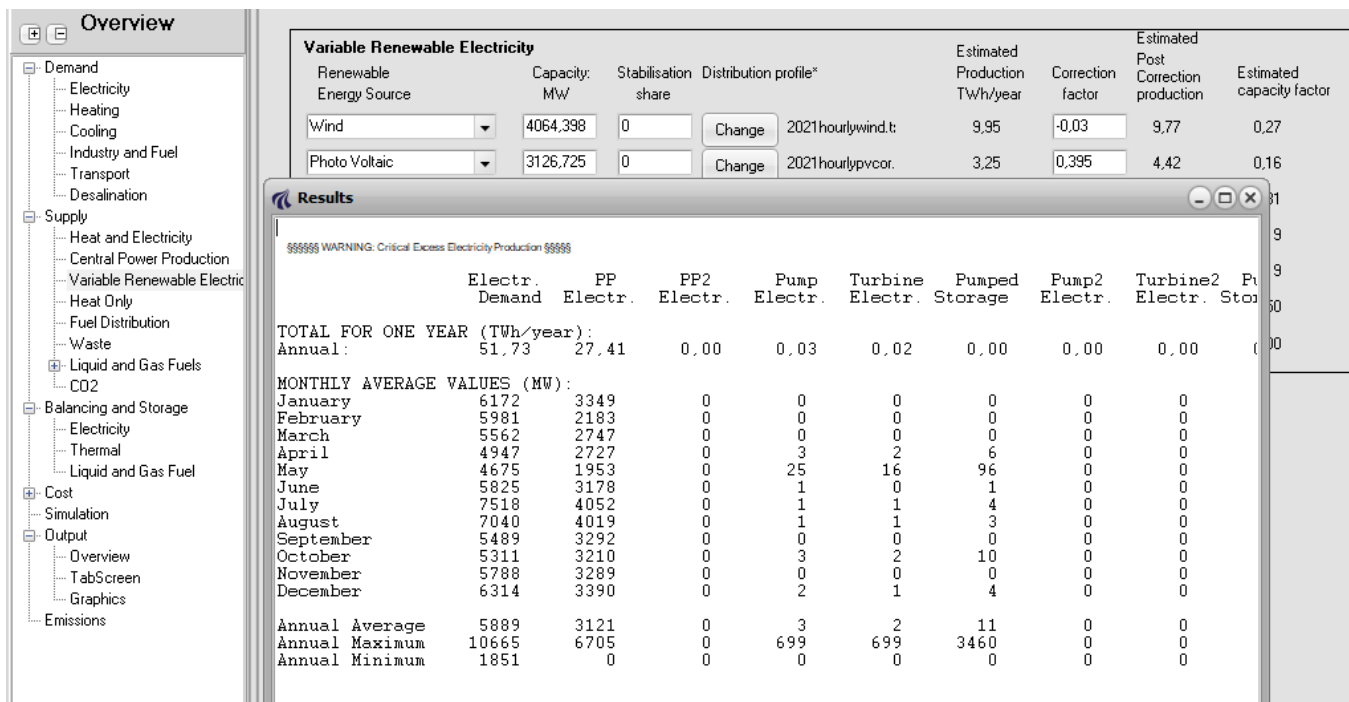
Εικόνα 13: Εισαγωγή δεδομένων στρατηγικής προσομοίωσης (Παράρτημα Α)

Αφού γίνει η εισαγωγή όλων των απαραίτητων δεδομένων, το λογισμικό είναι έτοιμο για την έναρξη της προσομοίωσης, δίνοντας την επιλογή εξαγωγής των αποτελεσμάτων με διαφορετικούς τρόπους. Όπως φαίνεται στην Εικόνα 14, έχοντας ενεργοποιημένη την επιλογή εμφάνισης και των ωριαίων τιμών που χρησιμοποιήθηκαν στην εργασία (show hourly values), το λογισμικό κάνει την προσομοίωση και εμφανίζει τα αποτελέσματα με 3 τρόπους (Εικόνα 14) : Για την αναλυτική εμφάνιση των αποτελεσμάτων, υπάρχει η επιλογή αντιγραφής των δεδομένων ως στοιχεία επικόλλησης στο excel (επιλογή Run-Clipboard). Για μια σύντομη εμφάνιση των ετήσιων και μηνιαίων αποτελεσμάτων, υπάρχει η δυνατότητα εμφάνισής τους στην οθόνη ως μία επιπλέον καρτέλα του λογισμικού (επιλογή Run-Screen). Ακόμα, για την αποθήκευση των αποτελεσμάτων, υπάρχει η επιλογή εκτύπωσής ή αποθήκευσης σε αρχείο pdf (επιλογή Run-Print). Η επιλογή σειριακού τρεξίματος (Run-Serial) αφορά μόνο ειδικές περιπτώσεις παραμετρικής διερεύνησης με αύξηση ή μείωση της τιμής συγκεκριμένων δεδομένων εισαγωγής σε επαναληπτικές προσομοιώσεις.



Εικόνα 14: Εξαγωγή αποτελεσμάτων του λογισμικού (Παράρτημα Α)

Στην Εικόνα 15 παρουσιάζονται ενδεικτικά μερικά αποτελέσματα της προσομοίωσης για το σενάριο βάσης του 2021, όπως εμφανίστηκαν με την επιλογή εμφάνισής τους στην οθόνη (Run-screen).



Εικόνα 15: Εξαγωγή αποτελεσμάτων προσομοίωσης με την επιλογή εμφάνισής τους στην οθόνη