



**ΑΝΕΞΑΡΤΗΤΟΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ
ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ**
ΔΙΕΥΘΥΝΣΗ ΣΤΡΑΤΗΓΙΚΗΣ & ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΥ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

ΜΕΛΕΤΗ ΕΠΑΡΚΕΙΑΣ ΙΣΧΥΟΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΕΡΙΟΔΟ 2020 – 2030

Αθήνα, Δεκέμβριος 2019

ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ

1.	ΕΙΣΑΓΩΓΗ	1
1.1.	Θεσμικό Πλαίσιο.....	1
1.2.	Σκοπός και Μεθοδολογία.....	2
1.2.1.	Σκοπός.....	2
1.2.2.	Γενική Μεθοδολογική Προσέγγιση.....	2
1.2.3.	Δομή της Μελέτης.....	2
2.	ΖΗΤΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	4
2.1.	Ιστορικά Στοιχεία.....	4
2.2.	Προβλέψεις Ζήτησης Ενέργειας.....	8
3.	ΑΙΧΜΗ ΦΟΡΤΙΟΥ	10
3.1.	Ιστορικά Στοιχεία.....	10
3.2.	Προβλέψεις Ετήσιων Αιχμών Φορτίου.....	13
4.	ΣΥΣΤΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	15
4.1.	Σύνοψη Υφιστάμενου Συστήματος Ηλεκτροπαραγωγής.....	15
4.2.	Θερμικές Μονάδες.....	15
4.2.1.	Υφιστάμενες Μονάδες.....	15
4.2.2.	Νέες Εντάξεις.....	17
4.2.3.	Αποσύρσεις Μονάδων.....	17
4.3.	Υδροηλεκτρικές Μονάδες.....	18
4.3.1.	Υφιστάμενες Μονάδες.....	18
4.3.2.	Νέες Εντάξεις.....	21
4.4.	ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ.....	21
4.5.	Διαμόρφωση Σεναρίου Εξέλιξης του Παραγωγικού Δυναμικού ΕΣΕΚ.....	24
5.	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΙΣ	26
5.1.	Γενικά.....	26
5.2.	Διεθνείς Διασυνδέσεις του ΕΣΜΗΕ.....	27
5.3.	Ιστορικά Στοιχεία Αξιοποίησης Διασυνδέσεων.....	28
6.	ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ ΣΤΟΧΑΣΤΙΚΗΣ ΕΚΤΙΜΗΣΗΣ ΕΠΑΡΚΕΙΑΣ	30
6.1.	Στοχαστική (Πιθανοτική) Θεώρηση.....	31
6.2.	Κριτήριο Αξιοπιστίας.....	31
6.3.	Υποθέσεις.....	33
7.	ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΣΕΝΑΡΙΟΥ ΕΣΕΚ	35
8.	ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ	40
8.1.	Αυξημένη Ζήτηση.....	40
8.2.	Καθυστέρηση στην ένταξη νέων μονάδων.....	46
9.	ΣΥΝΟΨΗ - ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ	55
10.	ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ι: ΤΙΜΕΣ ΤΟΥ ΔΕΙΚΤΗ EFOR_D	62

1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1. Θεσμικό Πλαίσιο

Σύμφωνα με τις διατάξεις του Ν.4001/2011 και του Κώδικα Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ εκπονεί ειδική μελέτη σχετικά με την επάρκεια ηλεκτρικής ισχύος και τα επαρκή περιθώρια εφεδρείας ισχύος, λαμβάνοντας υπόψη κάθε φορά το εγκεκριμένο δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης του ΕΣΜΗΕ, καθώς και το μακροχρόνιο ενεργειακό σχεδιασμό της χώρας.

Σύμφωνα με τον Κανονισμό (ΕΕ) 2018/2019, οι στόχοι που τίθενται στα Εθνικά Σχέδια για την Ενέργεια και για το Κλίμα (ΕΣΕΚ) αποκτούν δεσμευτικό χαρακτήρα και συνεπώς οι υποθέσεις που περιγράφονται σε αυτά θα πρέπει να αποτελούν βασικές παραμέτρους που λαμβάνονται υπόψη κατά το σχεδιασμό του Ηλεκτρικού Συστήματος.

Κατά τη διαμόρφωση της Μελέτης Επάρκειας Ισχύος, ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ προβαίνει σε εύλογες παραδοχές όσον αφορά τη διαθεσιμότητα του παραγωγικού δυναμικού, την εξέλιξη της ζήτησης και του διασυνοριακού εμπορίου, λαμβάνοντας υπόψη τα επενδυτικά σχέδια για τα περιφερειακά δίκτυα και τα δίκτυα κοινοτικής εμβέλειας.

Η παρούσα μελέτη εκπονείται από το Διαχειριστή του ΕΣΜΗΕ με βάση τους κανόνες της επιστήμης και της τεχνικής, σύμφωνα με την εγκεκριμένη από τη ΡΑΕ μεθοδολογία που περιγράφεται αναλυτικά στο Κεφάλαιο 9 του εγκεκριμένου Εγχειριδίου Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος και σε προσπάθεια εναρμόνισης με τη μεθοδολογία που χρησιμοποιήθηκε από τον ENTSO-E για την έκδοση της έκθεσης Midterm Adequacy Forecast (MAF) 2019. Τα αποτελέσματα της παρούσας μελέτης εξαρτώνται από την πραγμάτωση των σεναρίων στα οποία αυτή στηρίζεται. Συνεπώς, σε περίπτωση μη πραγματοποίησης οποιουδήποτε παράγοντα ελήφθη υπόψη για τη σύνταξη της παρούσας τα συμπεράσματά της ενδέχεται να αποκλίνουν. Η παρούσα μελέτη αποτελείται από εκτιμήσεις και προβλέψεις όπως περιλαμβάνονται στο υπό διαβούλευση Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και για το Κλίμα (ΕΣΕΚ) καθώς επίσης και από εκτιμήσεις και προβλέψεις του Διαχειριστή του ΕΣΜΗΕ λαμβάνοντας υπόψη ιστορικά δεδομένα και διαθέσιμες πληροφορίες και συνεπώς, ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ δεν φέρει καμία ευθύνη σχετικά με την πραγμάτωση των σεναρίων στα οποία στηρίζεται η μελέτη ή σε σχέση με την πραγματική εξέλιξη του φορτίου, την πραγματική διείσδυση των μονάδων ΑΠΕ, τις πραγματικές συνθήκες υδραυλικότητας, την πραγματική διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής ή την πραγματική διαθεσιμότητα ισχύος για εισαγωγές από τις διασυνδέσεις. Η παρούσα μελέτη έχει εκπονηθεί αποκλειστικά και μόνο για τους σκοπούς που αναφέρονται σε αυτή και σε καμία περίπτωση δεν μπορεί να αποτελέσει βάση για λήψη οποιασδήποτε επιχειρηματικής ή στρατηγικής απόφασης. Πρέπει να τονιστεί ότι η Μελέτη Επάρκειας Ισχύος συνοψίζει τις προβλέψεις-εκτιμήσεις του Διαχειριστή σχετικά με τη μελλοντική επάρκεια του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και δεν μπορεί να αποτελέσει πρόταση «βέλτιστης» ανάπτυξης του. Σε κάθε περίπτωση εθνικοί στόχοι, όπως αυτοί διατυπώνονται από επίσημους φορείς λαμβάνονται υπόψη κατά τη διαμόρφωση των σεναρίων που εξετάζονται.

Η ΡΑΕ παρακολουθεί την ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού, ιδίως σε σχέση με το ισοζύγιο προσφοράς και ζήτησης στην ελληνική αγορά ενέργειας, το επίπεδο της προβλεπόμενης μελλοντικής ζήτησης, το προβλεπόμενο πρόσθετο δυναμικό παραγωγής, μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας και Φυσικού Αερίου που βρίσκεται υπό προγραμματισμό ή υπό κατασκευή, την ποιότητα και το επίπεδο συντήρησης και αξιοπιστίας των συστημάτων μεταφοράς και των δικτύων διανομής, και την εφαρμογή μέτρων για την

κάλυψη της αιχμής ζήτησης, καθώς και τις συνθήκες της αγοράς ενέργειας σε σχέση με τη δυνατότητα ανάπτυξης νέου παραγωγικού δυναμικού.

Ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ δεν φέρει καμία ευθύνη σε σχέση με τη χρήση της παρούσας μελέτης για άλλους σκοπούς.

1.2. Σκοπός και Μεθοδολογία

1.2.1. Σκοπός

Σκοπός της Μελέτης Επάρκειας Ισχύος είναι η επισήμανση ενδεχόμενου μελλοντικού κινδύνου σχετικά με την ικανότητα του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας να ανταποκριθεί επαρκώς στην προβλεπόμενη εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας κατά τη διάρκεια των επόμενων ετών.

Επιπλέον, η Μελέτη αυτή επιτρέπει τον προσδιορισμό των απαιτήσεων σε νέα εγκατεστημένη ισχύ παραγωγής, έτσι ώστε να ικανοποιούνται με ασφάλεια οι ανάγκες της ζήτησης κατά τη διάρκεια της υπό εξέταση περιόδου.

1.2.2. Γενική Μεθοδολογική Προσέγγιση

Η Μελέτη Επάρκειας Ισχύος συνοψίζει τις προβλέψεις – εκτιμήσεις του Διαχειριστή σχετικά με τη μελλοντική επάρκεια του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και δεν αποτελεί πρόταση ‘βέλτιστης’ ανάπτυξής του. Στη μελέτη αυτή εξετάζεται η επάρκεια ισχύος του συστήματος κάτω από συγκεκριμένες υποθέσεις και παραδοχές όσον αφορά την εξέλιξη της ζήτησης και του μίγματος παραγωγής.

Τα σενάρια που διαμορφώνονται βασίζονται στα πλέον πρόσφατα δεδομένα που υπάρχουν στη διάθεση του Διαχειριστή, θεωρώντας ότι κατά τη διάρκεια της υπό εξέταση περιόδου δεν συμβαίνει κάποια δραστική μεταβολή πλην όσων ήδη αναφέρονται στην παρούσα. Με άλλα λόγια, επιχειρείται να δοθεί μια ρεαλιστική απεικόνιση της κατάστασης του συστήματος παραγωγής για την υπό εξέταση περίοδο, ενώ η παρουσίαση εναλλακτικών σεναρίων επιτρέπει στον αναγνώστη να διαμορφώσει τα δικά του συμπεράσματα, λαμβάνοντας υπόψη την εκτίμησή του σχετικά με την εξέλιξη των παραμέτρων αβεβαιότητας αλλά και συνεκτιμώντας την ευαισθησία της επάρκειας του συστήματος ως προς αυτές.

1.2.3. Δομή της Μελέτης

Τα κυριότερα μεγέθη που καθορίζουν την επάρκεια του συστήματος παραγωγής για αξιόπιστη εξυπηρέτηση της ζήτησης (ενέργειας και αιχμής) είναι:

- Η εξέλιξη του φορτίου (ζήτηση ισχύος και ενέργειας)
- Η διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής
- Οι συνθήκες υδραυλικότητας
- Η διαθεσιμότητα ισχύος για εισαγωγές από τις διασυνδέσεις
- Ο βαθμός διεύθυνσης μονάδων ΑΠΕ

Η πιο κρίσιμη παράμετρος των μονάδων παραγωγής όσον αφορά τη συμβολή τους στην επάρκεια του συστήματος παραγωγής, είναι η διαθεσιμότητά τους. Οι μονάδες μπορεί να είναι εκτός λειτουργίας, είτε λόγω προγραμματισμένης συντήρησης, είτε λόγω τυχαίας βλάβης. Οι τυχαίες βλάβες μπορεί να έχουν δυσμενή επίπτωση στην επάρκεια του συστήματος, καθώς και η εμφάνισή τους αλλά και η διάρκειά τους έχουν απρόβλεπτο χαρακτήρα. Για το λόγο αυτό, η επίδραση της απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας των μονάδων

παραγωγής λόγω τυχαίων βλαβών λαμβάνεται υπόψη με πιθανοτική προσομοίωση της λειτουργίας των μονάδων παραγωγής. Αναφορικά με τις υπόλοιπες παραμέτρους που επηρεάζουν την επάρκεια του συστήματος, λόγω του στοχαστικού τους χαρακτήρα, η επίδρασή τους εκτιμάται με την ανάλυση εναλλακτικών σεναρίων και υποθέσεων.

Αξίζει να σημειωθεί ότι είναι πρακτικά αδύνατο να εγγυηθεί κανείς ότι ένα σύστημα ηλεκτροπαραγωγής θα μπορεί να ανταποκριθεί πλήρως στις ανάγκες της ζήτησης κάτω από οποιοσδήποτε συνθήκες. Συνεπώς είναι απαραίτητος ο καθορισμός του επιθυμητού επιπέδου αξιοπιστίας που θα πρέπει να εξασφαλίζει το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής, ώστε το ρίσκο μη ικανοποίησης της ζήτησης να είναι ανεκτό τόσο από οικονομικής όσο και από κοινωνικής άποψης. Η επάρκεια του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής ιστορικά εκφράζεται μέσω των δεικτών αξιοπιστίας LOLE (Loss of Load Expectation) και EUE (Expected Unserved Energy), οι οποίοι υπολογίζονται μέσω πιθανοτικής προσομοίωσης. Στα πλαίσια της παρούσας Μελέτης Επάρκειας Ισχύος εξετάζεται η επάρκεια του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής για την περίοδο 2020 – 2030.

Στα κεφάλαια 2 έως 5 παρουσιάζονται αναλυτικά ιστορικά στοιχεία καθώς και οι υποθέσεις που έχουν ληφθεί υπόψη στην παρούσα μελέτη σχετικά με την εξέλιξη της ζήτησης, την εξέλιξη του παραγωγικού δυναμικού κατά τη διάρκεια της υπό εξέταση περιόδου αλλά και την αξιοποίηση των διεθνών διασυνδέσεων.

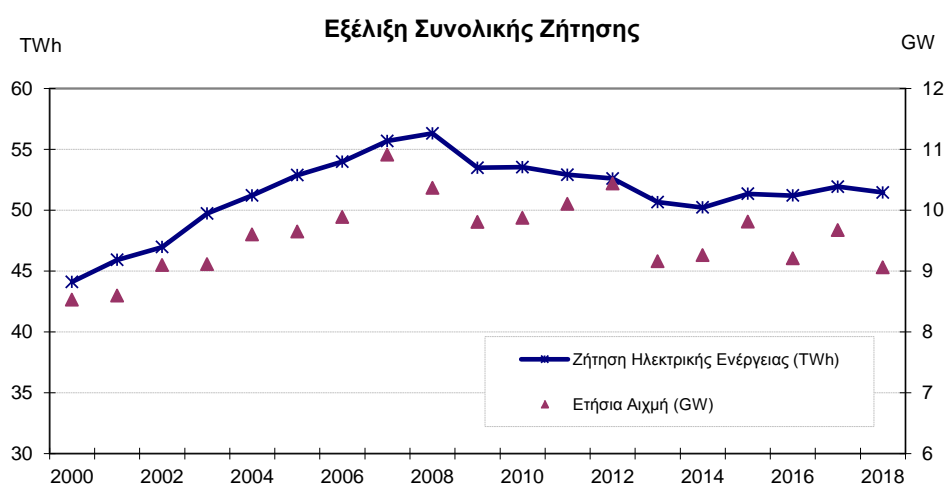
Στο κεφάλαιο 6 παρουσιάζεται η μεθοδολογία που ακολουθήθηκε για την εκπόνηση της παρούσας Μελέτης Επάρκειας Ισχύος, η οποία είναι εγκεκριμένη από τη ΡΑΕ και περιγράφεται αναλυτικά στο Κεφάλαιο 9 του εγκεκριμένου Εγχειριδίου Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος, ενώ παράλληλα περιγράφονται τα βήματα εναρμόνισης με τη μεθοδολογία που χρησιμοποιήθηκε από τον ENTSO-E για την έκδοση της έκθεσης Midterm Adequacy Forecast (MAF) 2019.

Στο κεφάλαιο 7 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της πιθανοτικής προσομοίωσης του Ελληνικού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής για την περίοδο 2020 – 2030 κάτω από τις συγκεκριμένες υποθέσεις και παραδοχές που περιγράφονται στα κεφάλαια 2 έως 5, ενώ στο κεφάλαιο 8 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα σχετικής ανάλυσης ευαισθησίας βάσει των οποίων εκτιμάται η επίδραση κάποιων παραγόντων στην επάρκεια του συστήματος.

2. ΖΗΤΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

2.1. Ιστορικά Στοιχεία

Στο Σχήμα 2.1 απεικονίζεται η εξέλιξη της Συνολικής Καθαρής Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας του Συστήματος (έχει αφαιρεθεί το φορτίο άντλησης) από το 2000 και μετά. Σημειώνεται ότι η Συνολική Καθαρή Ζήτηση περιλαμβάνει και αυτήν που εξυπηρετείται απευθείας σε επίπεδο Διανομής από διεσπαρμένη παραγωγή. Την περίοδο 2000 – 2008 υπήρξε συνεχής αύξηση της συνολικής καθαρής ζήτησης. Έκτοτε, ως επακόλουθο της οικονομικής κρίσης, παρατηρείται συνεχής μείωση, με εξαίρεση το 2015 και το 2017.



Σχήμα 2.1: Εξέλιξη της Συνολικής Καθαρής Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας (συμπεριλαμβανομένης και της διεσπαρμένης παραγωγής) κατά την περίοδο 2000 - 2018

Ο μέσος ετήσιος ρυθμός αύξησης της συνολικής καθαρής ζήτησης κατά τη δεκαετία 2000-2010 ήταν 2.17%, παρουσιάζοντας σημαντική μείωση σε σχέση με τις περασμένες δεκαετίες. Κατά την περίοδο 2000-2007 ο μέσος ετήσιος ρυθμός αύξησης της συνολικής καθαρής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας ήταν 3.39%. Το 2008, απαρχή της οικονομικής κρίσης, η συνολική καθαρή ζήτηση (χωρίς το φορτίο άντλησης) στο Σύστημα ανήλθε στις 56.3 TWh που αποτελεί ιστορικό μέγιστο, παρουσιάζοντας αύξηση 1.11% σε σχέση με το 2007. Το 2009 χαρακτηρίστηκε από σημαντική μείωση της συνολικής καθαρής ζήτησης στο Σύστημα, κατά 5.01% έναντι του 2008, η οποία οφείλεται στην αξιοσημείωτη μείωση των βιομηχανικών φορτίων κατά 20.19% σε σχέση με το 2008, ενώ η κατανάλωση σε επίπεδο Διανομής εμφανίστηκε επίσης μειωμένη κατά 3.63%. Έπειτα από το 2013 η συνολική καθαρή ζήτηση της ηλεκτρικής ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ παρουσιάζει μια σταθεροποίηση περί τις 51 TWh. Το 2018 η συνολική καθαρή ζήτηση της ηλεκτρικής ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ ανήλθε σε 51462 GWh, παρουσιάζοντας μείωση κατά 1.0 % έναντι του 2017. Από τα μέχρι τώρα στοιχεία του 2019 φαίνεται ότι η συνολική καθαρή ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ κατά το πρώτο δεκάμηνο του 2019 είναι αυξημένη κατά 2.9% έναντι αυτής της αντίστοιχης περιόδου του 2018.

Πρέπει να τονιστεί ότι τα τελευταία χρόνια, η ανάπτυξη της διεσπαρμένης παραγωγής, κυρίως λόγω των φωτοβολταϊκών που συνδέονται απευθείας στη Χ.Τ. και τη Μ.Τ., έχει ως αποτέλεσμα να μειώνονται τα τοπικά φορτία των Υ/Σ Διανομής και να μειώνεται η ζήτηση που καταγράφεται στα όρια του Συστήματος Μεταφοράς με το Δίκτυο Διανομής.

Στον Πιν. 2.1 που ακολουθεί καταγράφεται ξεχωριστά το Καθαρό Φορτίο Συστήματος (χωρίς το φορτίο άντλησης), στο οποίο δεν περιλαμβάνεται η διεσπαρμένη παραγωγή, και η Συνολική Καθαρή Ζήτηση, όπου περιλαμβάνεται και η διεσπαρμένη παραγωγή. Από το 2004 και μετά τα δύο μεγέθη διαφοροποιούνται λόγω της αύξησης της διεσπαρμένης παραγωγής από ΑΠΕ στο Δίκτυο, όπως φαίνεται και στο Σχήμα 2.2. Αξίζει να σημειωθεί ότι ήδη κατά το 2012, η διεσπαρμένη παραγωγή από ΑΠΕ, η οποία δεν μετράται στα όρια του Συστήματος, ανήλθε σε περίπου 2,3 TWh, ενώ το 2018 το αντίστοιχο μέγεθος ανήλθε σε 4.7 TWh.

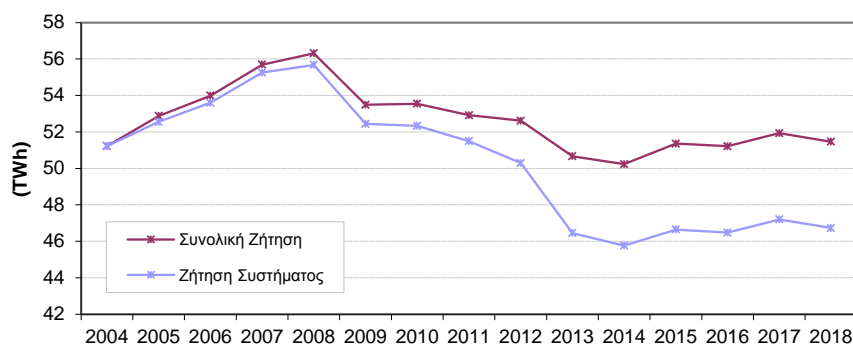
Πιν. 2.1: Εξέλιξη της Καθαρής Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ

Έτος	Καθαρό Φορτίο Συστήματος ^(*) (GWh)	Ετήσια μεταβολή	Συνολική Καθαρή Ζήτηση (GWh)	Ετήσια μεταβολή	Μέση ετήσια μεταβολή				
					10 - ετία 2009-2018	5 - ετία 2014-2018	3 - ετία 2016-2018		
2008	55 675		56 310						
2009	52 436	-5.56%	53 490	-5.01%	-0.43%				
2010	52 329	-0.20%	53 545	0.10%					
2011	51 492	-1.60%	52 915	-1.18%					
2012	50 289	-2.34%	52 611	-0.58%					
2013	46 450	-7.63%	50 664	-3.70%					
2014	45 766	-1.47%	50 228	-0.86%					
2015	46 641	1.91%	51 355	2.24%					
2016	46 478	-0.35%	51 212	-0.28%				0.61%	
2017	47 203	1,56%	51 932	1,41%					0.24%
2018	46 729	-1.00%	51 462	-0.91%					
2019**	(39 393)		(43 806)						

(*) Θεωρείται το φορτίο που διακινείται στο Σύστημα χωρίς το φορτίο άντλησης. Δεν περιλαμβάνεται το φορτίο που καλύφθηκε από τη διεσπαρμένη παραγωγή που συνδέεται στο Δίκτυο Διανομής. Περιλαμβάνονται οι απώλειες Συστήματος.

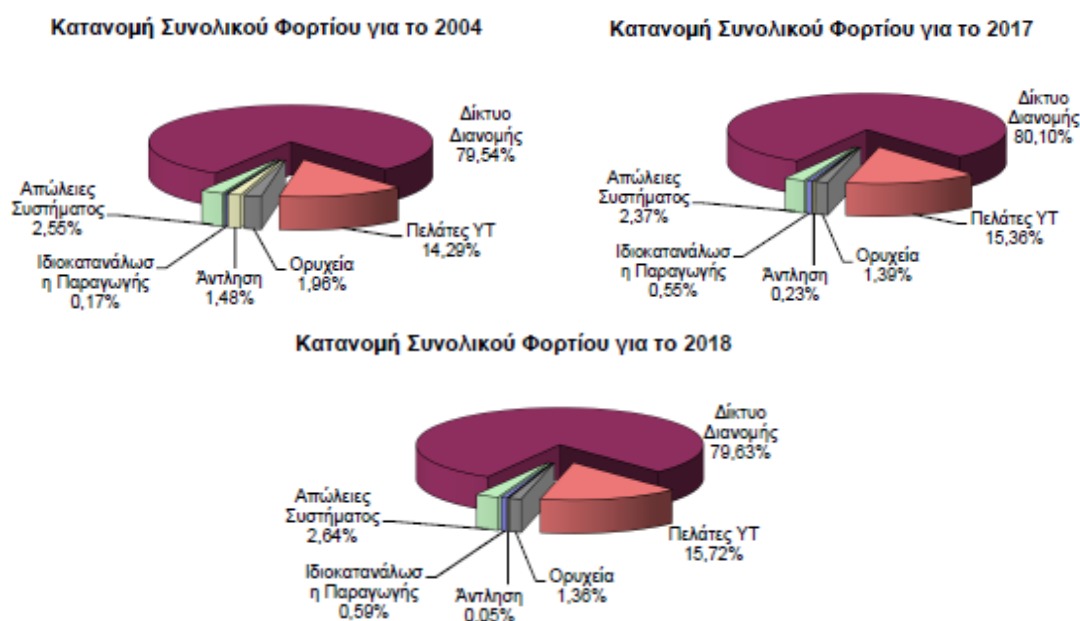
(**) Στοιχεία μέχρι και τον Οκτώβριο

Επίδραση διεσπαρμένης παραγωγής από ΑΠΕ στη Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας



Σχήμα 2.2: Επίδραση Διεσπαρμένης Παραγωγής στη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας

Στο Σχήμα 2.3 παρουσιάζονται οι συνιστώσες του συνολικού Φορτίου Συστήματος (συμπεριλαμβανομένου και του φορτίου άντλησης) για τα έτη 2004, 2017 και 2018.



Σχήμα 2.3: Ποσοστιαία κατανομή συνολικού Φορτίου Συστήματος για τα έτη 2004, 2017 και 2018

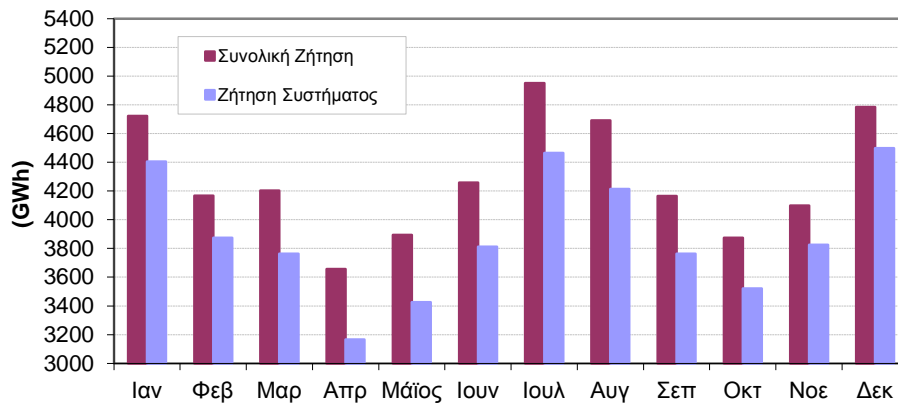
Στον Πιν. 2.2 δίνεται το μηνιαίο καθαρό φορτίο ηλεκτρικής ενέργειας όπως καταγράφεται στα όρια του Συστήματος Μεταφοράς για την περίοδο 2015 – 2019.

Πιν. 2.2: Μηνιαίο Καθαρό Φορτίο Ηλεκτρικής Ενέργειας για την περίοδο 2015-2019

	2015	2016	2017	2018	2019
	(GWh)				
Ιαν.	4518	4323	4956	4404	4805
Φεβ.	4004	3616	3889	3873	3990
Μαρ.	4130	3769	3747	3762	3751
Απρ.	3309	3189	3243	3165	3456
Μάιος	3363	3271	3405	3426	3368
Ιουν.	3530	3953	3773	3812	3942
Ιουλ.	4527	4613	4562	4464	4486
Αυγ.	4234	4260	4378	4214	4480
Σεπ.	3700	3562	3668	3764	3693
Οκτ.	3484	3533	3445	3522	3422
Νοε.	3558	3796	3871	3826	
Δεκ.	4284	4593	4266	4497	
Σύνολο	46641	46478	47203	46729	39393

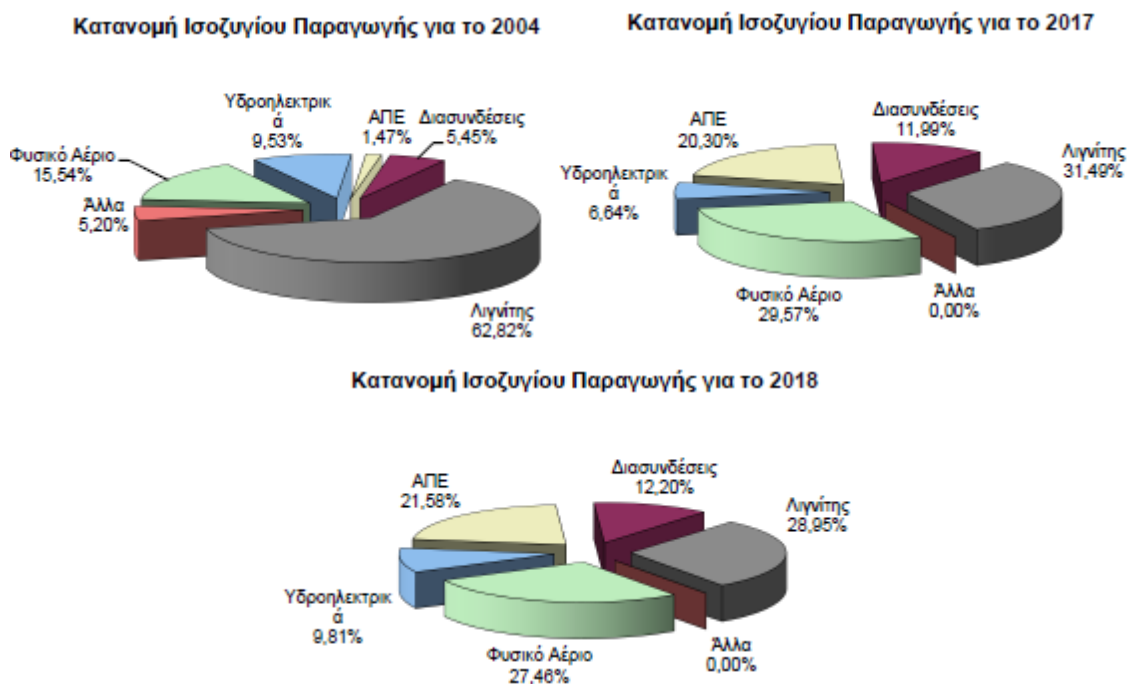
Στο Σχήμα 2.4 απεικονίζεται η επίπτωση της διεσπαρμένης παραγωγής από ΑΠΕ στη μηνιαία ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας για το έτος 2018.

Μηνιαία Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας για το 2018



Σχήμα 2.4: Μηνιαία Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας για το 2018

Στο Σχήμα 2.5 παρουσιάζονται λεπτομερώς τα ισοζύγια των ετών 2004, 2017 και 2018.



Σχήμα 2.5: Ποσοστιαία κατανομή παραγωγής ενέργειας για τα έτη 2004, 2017 και 2018 (συμπεριλαμβάνεται και η διεσπαρμένη παραγωγή)

2.2. Προβλέψεις Ζήτησης Ενέργειας

Οι κύριοι παράγοντες που επιδρούν στη διαμόρφωση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρα σε μεσο-μακροπρόθεσμη βάση είναι οι εξής:

- Οι οικονομικές συνθήκες της χώρας, με βασικό δείκτη μέτρησης το ΑΕΠ.
- Οι αλλαγές στις καταναλωτικές συνήθειες (κλιματισμός, χρήση ηλεκτρισμού στις μεταφορές, χρήση υπολογιστών, χρήση λαμπτήρων LED κ.λ.π.) λόγω βελτίωσης βιοτικού επιπέδου, αλλά και η βελτίωση των συνθηκών διαβίωσης συγκεκριμένων πληθυσμιακών ομάδων (π.χ. οικονομικοί μετανάστες).
- Η γενικότερη κατάσταση του ενεργειακού τομέα και της αγοράς ηλεκτρισμού (επίπεδο τιμών ηλεκτρικής ενέργειας, ανταγωνισμός με Φυσικό Αέριο κ.λ.π.).
- Ειδικές συνθήκες (π.χ. υλοποίηση έργων Κοινοτικού Πλαισίου Στήριξης).
- Πληθυσμιακή εξέλιξη.
- Διάφορα μέτρα εξειδίκευσης πολιτικών, όπως εξοικονόμηση ενέργειας, περιβαλλοντικοί περιορισμοί, κ.λ.π.

Για τους σκοπούς της Μελέτης Επάρκειας Ισχύος λαμβάνονται υπόψη οι πλέον πρόσφατες προβλέψεις για την εξέλιξη της ζήτησης, όπως αυτές περιλαμβάνονται στο Προκαταρκτικό Σχέδιο προς ΡΑΕ ΔΠΑ 2021 – 2030 (Δεκέμβριος 2019) καθώς και τον επικαιροποιημένο προγραμματισμό διασύνδεσης νησιών στο ΕΣΜΗΕ. Οι προβλέψεις της συνολικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας (συμπεριλαμβανομένης και της ζήτησης που εξυπηρετείται τοπικά από διεσπαρμένη παραγωγή ΑΠΕ) για την περίοδο 2020 – 2030 συνοψίζονται στον Πιν. 2.3 και απεικονίζονται γραφικά στο Σχήμα 2.6. Σημειώνεται ότι στις τιμές αυτές συμπεριλαμβάνεται και η ζήτηση των προς διασύνδεση Νήσων, από το πρώτο έτος πλήρους λειτουργίας της διασύνδεσής τους. Ειδικότερα, από το 2021 συμπεριλαμβάνεται η ζήτηση της Κρήτης η οποία θα εξυπηρετείται μέσω του συνδέσμου ΕΡ, ενώ έπειτα από το 2023 περιλαμβάνεται το σύνολο της ζήτησης της Κρήτης (με την ολοκλήρωση του συνδέσμου ΣΡ). Έπειτα από το 2025 περιλαμβάνεται και η εκτιμώμενη ζήτηση των Δυτικών Κυκλάδων (Δ΄ Φάση της διασύνδεσης των Κυκλάδων), ενώ από το 2028 και το 2029 περιλαμβάνεται και η εκτιμώμενη ζήτηση των υπό διασύνδεση Δωδεκανήσων και των νησιών του Β. Αιγαίου αντίστοιχα.

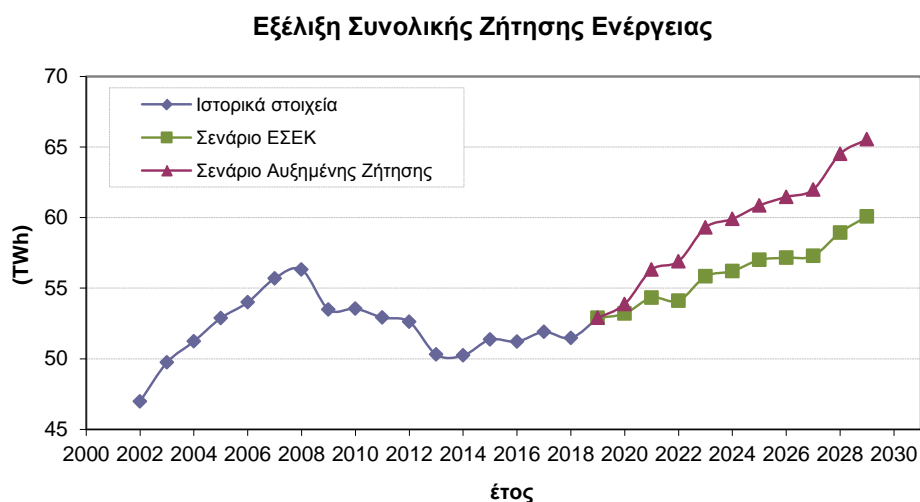
Εξετάζονται δύο σενάρια:

- “Σενάριο ΕΣΕΚ”: Σύμφωνα με τον Κανονισμό (ΕΕ) 2018/2019, οι στόχοι που τίθενται στα Εθνικά Σχέδια για την Ενέργεια και για το Κλίμα (ΕΣΕΚ) αποκτούν δεσμευτικό χαρακτήρα και συνεπώς οι υποθέσεις που περιγράφονται σε αυτά θα πρέπει να αποτελούν βασικές παραμέτρους που λαμβάνονται υπόψη κατά την ανάπτυξη των συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Στο σενάριο αυτό υιοθετούνται πλήρως τα μεγέθη του υπό διαβούλευση Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και για το Κλίμα (ΕΣΕΚ), λαμβάνοντας υπόψη τον χρονοπρογραμματισμό των υπό διασύνδεση νησιών. Σημειώνεται ότι βασικός στόχος του ΕΣΕΚ είναι η μεγάλη αύξηση της ενεργειακής αποδοτικότητας (εξοικονόμηση ενέργειας) και συγκεκριμένα η τελική κατανάλωση ενέργειας το έτος 2030 να είναι χαμηλότερη από αυτή που είχε καταγραφεί κατά το έτος 2017 (αποσύνδεση της οικονομικής ανάπτυξης από την ακαθάριστη εγχώρια κατανάλωση ενέργειας). Ως αποτέλεσμα, παρά τον εξηλεκτρισμό διαφόρων χρήσεων (π.χ. μεταφορές, θέρμανση/ψύξη) η αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας προβλέπεται να είναι σχετικά μικρή.
- “Σενάριο Αυξημένης Ζήτησης”: Το σενάριο αυτό έχει διαμορφωθεί με εκτιμήσεις του ΑΔΜΗΕ βάσει των διαθέσιμων ιστορικών στοιχείων της ζήτησης και δημοσιευμένων προβλέψεων οι οποίες έχουν εκπονηθεί από άλλους αρμοδίους

φορείς (μεσοπρόθεσμη εξέλιξη του ΑΕΠ, μακροπρόθεσμες προβλέψεις της ζήτησης κ.ά.), θεωρώντας τις τυχούσες διαθέσιμες προβλέψεις των προμηθευτών. Ειδικότερα, ως σημείο αναφοράς λαμβάνεται η συνολική ζήτηση της ηλεκτρικής ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ κατά το 2019, θεωρώντας και τη διεσπαρμένη παραγωγή, ενώ για την εξέλιξη του ΑΕΠ έχει ληφθεί υπόψη ένα σενάριο που βασίζεται στις πρόσφατα δημοσιευμένες προβλέψεις της Ευρωπαϊκής Επιτροπής και του ΔΝΤ.

Πιν. 2.3: Σενάρια εξέλιξης της συνολικής ζήτησης ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ

Σενάριο	ΕΣΕΚ	Αυξημένης Ζήτησης
Έτος	(GWh)	
2020	53200	53870
2021	54320	56310
2022	54100	56900
2023	55830	59300
2024	56200	59900
2025	57000	60850
2026	57150	61460
2027	57280	61980
2028	58940	64510
2029	60080	65540
2030	60730	66160



Σχήμα 2.6: Προβλέψεις εξέλιξης της συνολικής καθαρής ζήτησης κατά την περίοδο 2020 - 2030

3. ΑΙΧΜΗ ΦΟΡΤΙΟΥ

3.1. Ιστορικά Στοιχεία

Στον Πιν. 3.1 φαίνεται η εξέλιξη της ετήσιας αιχμής φορτίου (μέση ωριαία τιμή), όπως μετράται στα όρια του Συστήματος από το 2008 και μετά, ενώ στο Σχήμα 3.1 φαίνεται η διαφοροποίηση της ετήσιας αιχμής Συστήματος από τη Συνολική ετήσια αιχμή, λόγω της διεσπαρμένης παραγωγής από ΑΠΕ στο Δίκτυο από το 2009 και μετά.

Πιν. 3.1: Εξέλιξη της ετήσιας αιχμής φορτίου στο ΕΣΜΗΕ

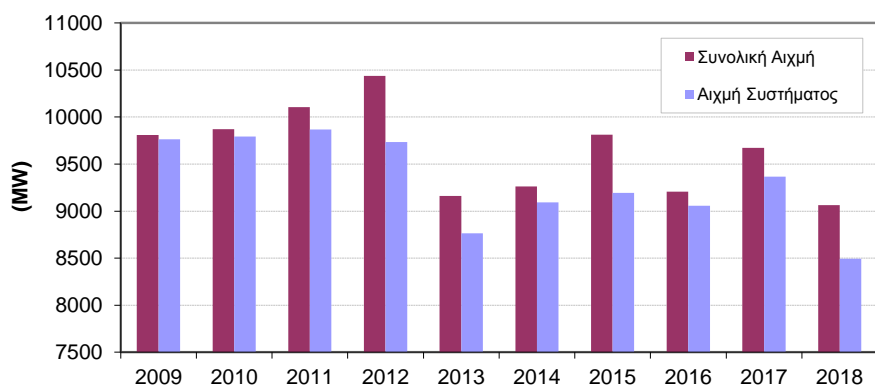
Έτος	Ετήσια Αιχμή Συστήματος ⁽¹⁾ (MW)	Ετήσια μεταβολή	Συνολική Ετήσια Αιχμή (MW)	Ετήσια μεταβολή	Μέση ετήσια μεταβολή		
					10 - ετία 2009-2018	5 - ετία 2014-2018	3 - ετία 2016-2018
2008	10217 ⁽²⁾		10217 ⁽²⁾				
2009	9762	-4.45%	9809	-3.99%	-0.88%		
2010	9794	0.33%	9872	0.64%			
2011	9868	0.76%	10105	2.36%			
2012	9735	-1.35%	10438	3.30%			
2013	8764	-9.97%	9161	-12.23%			
2014	9092	3.74%	9263	1.11%			
2015	9195	1.13%	9813	5.94%			
2016	9056	-1.51%	9207	-6.18%			
2017	9368	3.45%	9674	5.07%			
2018	8493	-9.34%	9062	-6.33%			
2019	(9302) ⁽³⁾		(9634) ⁽³⁾				

- (1) Συμπεριλαμβάνονται οι απώλειες Μεταφοράς. Δε συμπεριλαμβάνεται το φορτίο που καλύφθηκε από διεσπαρμένη παραγωγή από ΑΠΕ, συνδεδεμένη στο Δίκτυο Διανομής
 (2) Έγιναν συμφωνημένες περικοπές τουλάχιστον 150 MW το 2008 (εκτιμώμενη αιχμή 10367 MW)
 (3) Στοιχεία μέχρι και τον Οκτώβριο

Από το 1993 και μετά οι ετήσιες αιχμές εμφανίζονται κατά τη θερινή περίοδο και συγκεκριμένα τον Ιούλιο (εξαιρέση αποτέλεσαν το 2005 και το 2006, όπου η ετήσια αιχμή καταγράφηκε τον Αύγουστο), γεγονός που συνδέεται άμεσα με τη συνεχώς αυξανόμενη χρήση κλιματιστικών. Από το 2013 και μετά, η συνολική αιχμή συνεχίζει να εμφανίζεται τον Ιούλιο, όμως η αιχμή που διακινείται στο Σύστημα καταγράφεται πλέον το χειμώνα. Το 2014 και το 2016 ήταν τα μοναδικά έτη κατά τα οποία η αιχμή του φορτίου του Συστήματος (9056 MW το 2016) και η συνολική αιχμή (9207 MW το 2016) εμφανίστηκαν το χειμώνα (Δεκέμβριος). Εκτιμάται ότι υπάρχει μια τάση στροφής των καταναλωτών στη χρήση ηλεκτρικής ενέργειας για θέρμανση, τάση που ενδεχομένως ενισχυθεί στο μέλλον.

Στον Πιν. 3.2 δίνονται οι μηνιαίες αιχμές (μέση ωριαία τιμή) για την περίοδο 2015 – 2019, ενώ στο Σχήμα 3.2 απεικονίζεται γραφικά η επίδραση της διεσπαρμένης παραγωγής ΑΠΕ στις μηνιαίες αιχμές για το έτος 2018.

**Επίδραση διεσπαρμένης παραγωγής από ΑΠΕ
 στην Ετήσια Αιχμή Φορτίου**

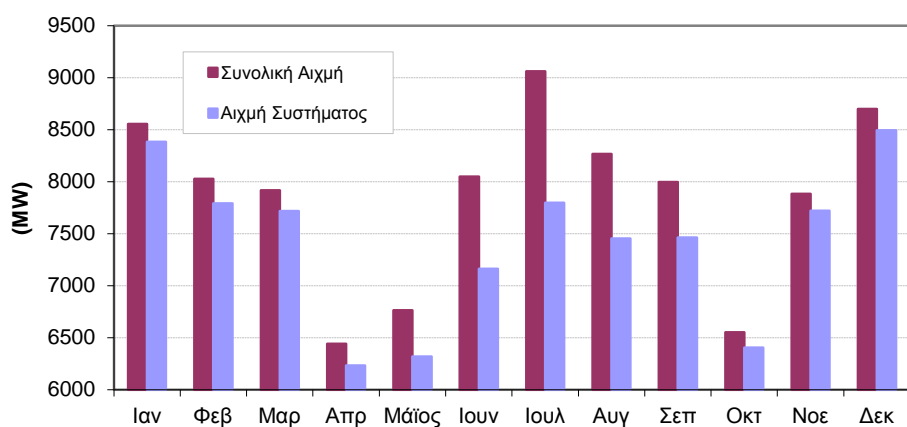


Σχήμα 3.1: Επίδραση Διεσπαρμένης Παραγωγής στην ετήσια αιχμή

Πιν. 3.2: Μηνιαία Αιχμή Φορτίου (μέση ωριαία) για την περίοδο 2015-2019

	2015	2016	2017	2018	2019
	(MW)				
Ιαν.	9195	8380	9368	8385	9302
Φεβ.	8848	7666	8511	7793	8604
Μαρ.	7898	7615	7423	7718	7460
Απρ.	7287	6220	6517	6233	6907
Μάιος	6406	6356	6259	6320	6193
Ιουν.	6976	8146	8539	7163	7606
Ιουλ.	8683	8064	8598	7799	8393
Αυγ.	7700	8166	8471	7455	8492
Σεπ.	7634	6996	7278	7463	7266
Οκτ.	6765	6634	6727	6407	6489
Νοε.	7085	7871	7611	7721	
Δεκ.	8929	9056	8581	8493	

Μηνιαία Αιχμή Φορτίου για το 2018



Σχήμα 3.2: Μηνιαίες Αιχμές Φορτίου για το 2018

Στον Πιν. 3.3 φαίνεται η εξέλιξη του ετήσιου ελαχίστου φορτίου στο Σύστημα κατά την τελευταία 10-ετία. Στον Πιν. 3.4 δίνονται οι μηνιαίες τιμές του ελαχίστου φορτίου για την περίοδο 2015 – 2019, ενώ στο Σχήμα 3.3 απεικονίζεται η επίδραση της διεσπαρμένης παραγωγής ΑΠΕ στα μηνιαία ελάχιστα φορτία του 2018.

Πιν. 3.3: Εξέλιξη του ετήσιου ελαχίστου φορτίου στο ΕΣΜΗΕ

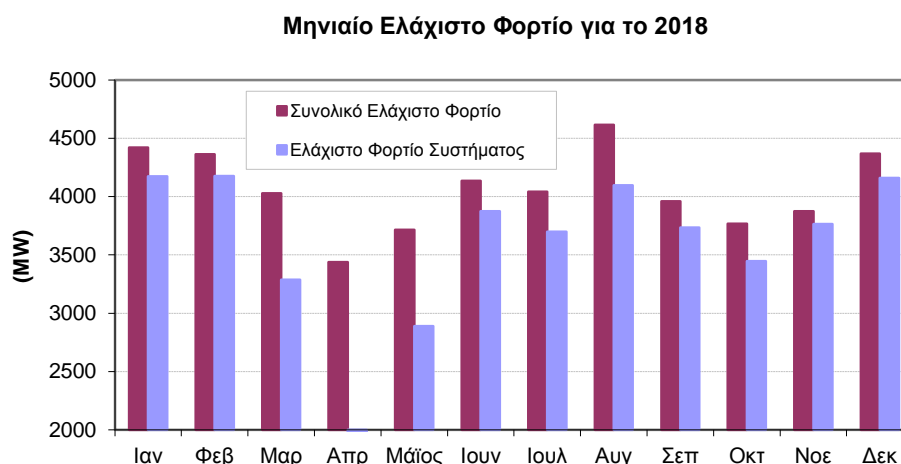
Έτος	Ετήσιο ελάχιστο ⁽¹⁾ (MW)	Διαφορά από προηγ. Έτος (%)	Μέση ετήσια μεταβολή		
			10 - ετία 2009-2018	5 - ετία 2014-2018	3 - ετία 2016-2018
2007	3429				
2009	3238	-5.07			
2010	3326	2.72			
2011	3356	0.90			
2012	3015	-10.16			
2013	2578	-14.49			
2014	2703	4.85	-6.21%		
2015	2283	-15.54			
2016	2613	14.45		-9.44%	
2017	2315	-11.40			-16.59%
2018	1818	-21.47			
2019 ⁽²⁾	2190				

(1) Συμπεριλαμβάνονται οι απώλειες Μεταφοράς

(2) Στοιχεία μέχρι και τον Οκτώβριο

Πιν. 3.4: Μηνιαίο Ελάχιστο Φορτίο (μέσο ωριαίο) ΕΣΜΗΕ την περίοδο 2015-2019

	2015	2016	2017	2018	2019
	(MW)				
Ιαν.	4337	4049	4681	4174	4339
Φεβ.	4179	3472	3625	4177	4075
Μαρ.	4010	3560	2925	3286	3050
Απρ.	2283	3020	2315	1818	2190
Μάιος	2570	2613	2680	2889	3135
Ιουν.	3727	3523	3562	3875	3685
Ιουλ.	3615	4726	4266	3699	4234
Αυγ.	3799	3131	3753	4096	4229
Σεπ.	3471	3223	3354	3733	3273
Οκτ.	3218	3277	3145	3446	3068
Νοε.	3634	3632	4040	3764	
Δεκ.	3541	4294	4082	4158	



Σχήμα 3.3: Μηνιαία Ελάχιστα Φορτία για το 2018

3.2. Προβλέψεις Ετήσιων Αιχμών Φορτίου

Η πρόβλεψη της αιχμής παρουσιάζει εν γένει πολύ μεγαλύτερη αβεβαιότητα από την πρόβλεψη της ζήτησης ενέργειας. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι η ζήτηση ισχύος, ιδιαίτερα κατά τους θερινούς μήνες, οπότε εμφανίζεται η μέγιστη ετήσια αιχμή, εξαρτάται πολύ έντονα από τον καιρό και κυρίως από τη θερμοκρασία, αλλά και από τη διάρκεια των περιόδων υψηλών θερμοκρασιών. Η εν λόγω εξάρτηση φαίνεται να εντείνεται συνεχώς. Επιπλέον, η αύξηση της διεξόδου των ΑΠΕ αυξάνει την αβεβαιότητα της πρόβλεψης.

Υπό τις παρούσες συνθήκες, η πρόβλεψη της ετήσιας αιχμής καθίσταται ακόμα δυσκολότερη, αφού δεν είναι δυνατό να εκτιμηθεί η επίπτωση της οικονομικής ύφεσης στη συμπεριφορά των καταναλωτών κατά τις ώρες των θερινών αιχμών, ειδικά σε συνθήκες παρατεταμένου καύσωνα.

Στον Πιν. 3.5 παρουσιάζονται οι εκτιμήσεις του ΑΔΜΗΕ για την εξέλιξη της ετήσιας συνολικής αιχμής κατά την περίοδο 2020 – 2030. Σημειώνεται ότι σε αυτές τις τιμές συμπεριλαμβάνονται και οι απώλειες της μεταφοράς, καθώς και το φορτίο το οποίο αναμένεται να εξυπηρετηθεί τοπικά από τη διεσπαρμένη παραγωγή ΑΠΕ. Οι τιμές του πίνακα αναφέρονται σε μεσημβρινή αιχμή το θέρους δίχως να έχει αφαιρεθεί η ισχύς η οποία παράγεται από τη διεσπαρμένη παραγωγή από τα Φ/Β.

Σήμερα, στο Ηπειρωτικό Σύστημα λειτουργούν περί τα 2490MW Φ/Β, τα πλείστα σε επίπεδο ΜΤ και ΧΤ. Συνεπώς, η ισχύς που θα διακινηθεί από το Σύστημα Μεταφοράς κατά τις μεσημβρινές ώρες θα είναι, από το θέρους του 2018 και μετά, περί τα 1500 με 1800 MW χαμηλότερη από αυτή του Πιν. 3.5, μέγεθος που συνεχώς θα αυξάνει εξ' όσου προστίθενται επιπλέον Φ/Β.

Από το θέρους του 2013 και μετά, αυτό που έχει πλέον σημασία για το σχεδιασμό του Συστήματος ώστε να ανταποκρίνεται στις ανάγκες διακίνησης ενέργειας κατά τις ώρες μεγίστου φορτίου, είναι η βραδινή αιχμή, η οποία δεν επηρεάζεται από την παραγωγή των Φ/Β. Από ιστορικά στοιχεία διαπιστώνεται ότι η βραδινή αιχμή ζήτησης φορτίου εμφανιζόταν τους θερινούς μήνες σε ημέρες καύσωνα, ήταν όμως αρκετά χαμηλότερη από την μεσημβρινή αιχμή. Από το 2013 και μετά οι βραδινές αιχμές του έτους έχουν αρχίσει να παρατηρούνται κατά τους χειμερινούς μήνες και οι οποίες υπολείπονται ελαφρώς από τη Συνολική Αιχμή που εμφανίζεται κατά τις μεσημβρινές θερινές ώρες. Εξάιρεση αποτέλεσε το 2014 όπου η χειμερινή βραδινή αιχμή συστήματος (9092 MW) που παρατηρήθηκε το Δεκέμβριο ξεπέρασε σημαντικά τη Συνολική Αιχμή (8667 MW) που εμφανίστηκε τις

μεσημβρινές ώρες του Ιουλίου. Ενδεχομένως η στροφή των καταναλωτών στη χρήση ηλεκτρικής ενέργειας για θέρμανση να οδηγήσει σε μόνιμη εμφάνιση των βραδινών αιχμών του έτους κατά τη χειμερινή περίοδο. Ο Πιν. 3.6 που ακολουθεί παρέχει τις προβλέψεις των βραδινών χειμερινών αιχμών, όπως αυτές προκύπτουν λαμβάνοντας υπόψη τη συσχέτιση των βραδινών χειμερινών αιχμών με τις αντίστοιχες ετήσιες ημερήσιες.

Πιν. 3.5: Πρόβλεψη ετήσιας αιχμής φορτίου στο Σύστημα (μεσημβρινή αιχμή χωρίς να ληφθεί υπόψη η διεσπαρμένη παραγωγή)

Σενάριο	ΕΣΕΚ	Αυξημένης Ζήτησης
Έτος	(MW)	
2020	9960	10080
2021	10050	10420
2022	10000	10530
2023	10520	11170
2024	10590	11280
2025	10740	11460
2026	10770	11575
2027	10790	11675
2028	11100	12160
2029	11320	12350
2030	11450	12470

Πιν. 3.6: Πρόβλεψη βραδινής χειμερινής αιχμής φορτίου στο Σύστημα

Σενάριο	ΕΣΕΚ	Αυξημένης Ζήτησης
Έτος	(MW)	
2020	9760	9880
2021	9850	10220
2022	9810	10330
2023	10250	10890
2024	10320	11000
2025	10440	11140
2026	10470	11250
2027	10500	11350
2028	10720	11680
2029	10870	11830
2030	10980	11940

4. ΣΥΣΤΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

4.1. Σύνοψη Υφιστάμενου Συστήματος Ηλεκτροπαραγωγής

Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς στο ΕΣΜΗΕ ανέρχεται σε 18,5 GW. Στον Πιν. 4.1 που ακολουθεί συνοψίζεται το υφιστάμενο δυναμικό ηλεκτροπαραγωγής ανά τεχνολογία. Στις ενότητες που ακολουθούν δίνονται αναλυτικότερα στοιχεία για την υφιστάμενη κατάσταση του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά και τις διαφαινόμενες εξελίξεις.

Πιν. 4.1: Υφιστάμενη Κατάσταση του Συστήματος Ηλεκτροπαραγωγής ανά τεχνολογία (1/10/2019)

	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	(%)
Θερμικές Μονάδες	9.319,3	50,5
Υδροηλεκτρικές Μονάδες με ταμιευτήρα	3.170,7	17,2
ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ	5.962,1	32,3
ΣΥΝΟΛΟ	18.452,10	100,0

4.2. Θερμικές Μονάδες

4.2.1. Υφιστάμενες Μονάδες

Η πλειονότητα του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής (51% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος) αποτελείται από θερμικές μονάδες, οι οποίες περιλαμβάνουν λιγνιτικές μονάδες και μονάδες φυσικού αερίου, όπως φαίνεται και στον Πιν. 4.2. Οι μονάδες αυτές καλύπτουν το μεγαλύτερο μέρος της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας (56,4% για το 2018).

Οι κύριοι λιγνιτικοί σταθμοί βρίσκονται στην περιοχή της Πτολεμαΐδας, στη βόρεια Ελλάδα και στη περιοχή της Μεγαλόπολης, στην Πελοπόννησο. Οι μονάδες φυσικού αερίου βρίσκονται κυρίως κοντά στην περιοχή της πρωτεύουσας, όπου συγκεντρώνεται περίπου το 30% της συνολικής κατανάλωσης του Συστήματος.

Ο στόλος των θερμικών μονάδων μπορεί να χαρακτηριστεί πεπαλαιωμένος σε γενικές γραμμές, αφού σχεδόν οι μισές μονάδες έχουν συμπληρώσει πάνω από είκοσι χρόνια λειτουργίας, αν και την τελευταία δεκαετία τέθηκαν σε εμπορική λειτουργία πέντε νέες μονάδες συνδυασμένου κύκλου συνολικής καθαρής ισχύος 2115 MW και μία κατανεμόμενη μονάδα ΣΗΘΥΑ καθαρής ισχύος 334 MW.

Πιν. 4.2: Θερμικοί Σταθμοί Παραγωγής Συνδεδεμένοι στο Σύστημα σε εμπορική λειτουργία τον Δεκέμβριο 2019

ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ	ΣΤΑΘΜΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΓΚΑΤ/ΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (MW)
Λιγνιτικές Μονάδες				
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου	Άγ. Δημήτριος Ι	300	274
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου	Άγ. Δημήτριος ΙΙ	300	274
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου	Άγ. Δημήτριος ΙΙΙ	310	283
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου	Άγ. Δημήτριος ΙV	310	283
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου	Άγ. Δημήτριος V	375	342
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αμυνταίου	Αμύνταιο Ι	300	273
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αμυνταίου	Αμύνταιο ΙΙ	300	273
ΔΕΗ	ΑΗΣ Καρδιάς	Καρδιά Ι	300	271
ΔΕΗ	ΑΗΣ Καρδιάς	Καρδιά ΙΙ	300	271
ΔΕΗ	ΑΗΣ Καρδιάς	Καρδιά ΙΙΙ	306	280
ΔΕΗ	ΑΗΣ Καρδιάς	Καρδιά ΙV	306	280
ΔΕΗ	ΑΗΣ Μεγαλόπολης Α	Μεγαλόπολη ΙΙΙ	300	255
ΔΕΗ	ΑΗΣ Μεγαλόπολης Β	Μεγαλόπολη ΙV	300	256
ΔΕΗ	ΑΗΣ Μελίτης	Μελίτη Ι	330	289
Σύνολο ισχύος Λιγνιτικών Μονάδων:			4337	3904
Μονάδες Φυσικού Αερίου Συνδυνασμένου Κύκλου (ΜΣΚ)				
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αλιβερίου	Αλιβέρι V	426,9	417
ΔΕΗ	ΑΗΣ Κομοτηνής	ΜΣΚ Κομοτηνής	484,6	476,3
ΔΕΗ	ΑΗΣ Λαυρίου	Λαύριο ΙV («Μεγάλη ΜΣΚ»)	560	550,2
ΔΕΗ	ΑΗΣ Λαυρίου	Λαύριο V («Νέα ΜΣΚ»)	385,2	377,6
ΔΕΗ	ΑΗΣ Μεγαλόπολης	Μεγαλόπολη V	500 ⁽³⁾	500 ⁽³⁾
ELPEDISON ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ	ΘΗΣ ΕΝΘΕΣ	ΜΣΚ ΕΝΘΕΣ	408,4	400,3
ΗΡΩΝ ΙΙ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ ΒΟΙΩΤΙΑΣ	ΘΗΣ ΗΡΩΝ ΙΙ	ΜΣΚ ΗΡΩΝ ΙΙ	432	422,1
ΚΟΡΙΝΘΟΣ POWER	ΘΗΣ Αγ. Θεοδώρων	ΜΣΚ Αγ. Θεοδώρων	436,6	433,5
ELPEDISON ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ	ΘΗΣ Θίσβης	ΜΣΚ Θίσβης	421,6	410
PROTERGIA S.A.	ΘΗΣ Αγ. Νικολάου	ΜΣΚ Αγ. Νικολάου	444,5	432,7
Σύνολο ισχύος Μονάδων ΦΑ Συνδυνασμένου Κύκλου:			4499,8	4419,7
Μονάδες Φυσικού Αερίου Ανοικτού Κύκλου				
ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ	ΘΗΣ ΗΡΩΝ	3 μονάδες	148,5	147,8
Σύνολο ισχύος Ατμοστροβιλικών Μονάδων ΦΑ:			148,5	147,8
Κατανεμόμενες Μονάδες ΣΗΘΥΑ				
ΑΛΟΥΜΙΝΙΟΝ	ΘΗΣ Αλουμινίου	3 μονάδες	334 ⁽⁴⁾	334
Σύνολο ισχύος Κατανεμόμενων Μονάδων ΣΗΘΥΑ:			334	334
Σύνολο ισχύος Θερμοηλεκτρικών Σταθμών:			9319,3	8805,5

1. Αναφέρονται μόνον οι μονάδες που είναι σε εμπορική λειτουργία και συνδέονται στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα, ανεξάρτητα από την καταχώρησή τους στο Μητρώο ΑΔΙ.
2. Δεν αναφέρονται οι Θερμοηλεκτρικοί Σταθμοί με εγκατεστημένη ισχύ μικρότερη των 40 MW.
3. Η μονάδα εντάσσεται σε ειδικό καθεστώς. Αναφέρεται η Καθαρή ισχύς με την οποία έχει εγγραφεί στο Μητρώο Μονάδων του ΑΔΜΗΕ, σε εφαρμογή της πρόβλεψης (Παράγραφος 10, Άρθρο 3) του Νόμου 4533/2018
4. Η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων (125, 125 και 84 MW) προκύπτει από τις αντίστοιχες Άδειες Παραγωγής

4.2.2. Νέες Εντάξεις

Σήμερα, 3 θερμικοί σταθμοί συνολικής ισχύος 2150 MW έχουν ζητήσει και λάβει Προσφορά Σύνδεσης, που παραμένει σε ισχύ, όπως φαίνεται στον Πιν. 4.3.

Πιν. 4.3: Αδειοδοτημένες Θερμικές Μονάδες στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα με Προσφορά Σύνδεσης σε ισχύ (Δεκέμβριος 2019)

ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ	ΠΡΟΣΩΡΙΝΗ ΟΝΟΜΑΣΙΑ	ΓΕΩΓΡΑΦΙΚΗ ΘΕΣΗ	ΙΣΧΥΣ (MW)	ΠΑΡΑΤΗΡΗΣΕΙΣ
ΔΕΗ	Πτολεμαΐδα V	Πτολεμαΐδα	660	Η Άδεια Παραγωγής συνοδεύεται από Άδεια Διανομής Θερμικής Ενέργειας ισχύος 140 MW _{th}
ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ	ΘΗΣ Αγ. Νικολάου II	ΜΣΚ Αγ. Νικολάου II	826	
ΤΕΡΝΑ	ΘΗΣ ΒΙ.ΠΕ. Κομοτηνής	ΜΣΚ ΒΙ.ΠΕ. Κομοτηνής	665	

4.2.3. Αποσύρσεις Μονάδων

Στα πλαίσια της υφιστάμενης νομοθεσίας και των Ειδικών Όρων των Αδειών Παραγωγής των νέων μονάδων της, η ΔΕΗ Α.Ε. οφείλει να αποσύρει ή να θέσει σε καθεστώς εφεδρείας εκτάκτων αναγκών πεπαλαιωμένες μονάδες ισόποσης ισχύος. Για το σκοπό αυτό η ΔΕΗ Α.Ε. είχε προτείνει ένα εκτεταμένο πρόγραμμα αποσύρσεων, το οποίο έχει ήδη εγκριθεί με τις υπ' αριθμόν 111/2014, 654/2014, 184/2015 και 405/2016 αποφάσεις της ΡΑΕ. Επιπλέον, στα πλαίσια συμμόρφωσης με την οδηγία 2010/75/ΕΕ, η ΔΕΗ Α.Ε. είχε ανακοινώσει¹:

- την απένταξη των Μονάδων III και IV του ΑΗΣ Καρδιάς από το Μεταβατικό Εθνικό 9 Μείωσης Εκπομπών (ΜΕΣΜΕ).
- την ένταξη στο καθεστώς παρέκκλισης περιορισμένης διάρκειας του άρθρου 33 της Οδηγίας 2010/75/ΕΕ, των Μονάδων, I – II του ΑΗΣ Αμυνταίου και I, II, III και IV του ΑΗΣ Καρδιάς.
- την υλοποίηση των απαραίτητων, για τη συμμόρφωση με τους στόχους του ΜΕΣΜΕ, περιβαλλοντικών επενδύσεων στις Μονάδες I – V του ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου, σύμφωνα με επικαιροποιημένο χρονικό προγραμματισμό.

Για τη συμμόρφωση με τους στόχους του ΜΕΣΜΕ, η ΔΕΗ Α.Ε. είχε αποφασίσει την υλοποίηση των απαραίτητων περιβαλλοντικών επενδύσεων στις μονάδες του Αγ. Δημητρίου με σκοπό τη μείωση τόσο των εκπομπών NO_x, όσο και των εκπομπών SO₂.

Η ένταξη των μονάδων των ΑΗΣ Αμυνταίου και Καρδιάς στο καθεστώς παρέκκλισης περιορισμένης διάρκειας του άρθρου 33 της Οδηγίας 2010/75/ΕΕ προέβλεπε τον περιορισμό της λειτουργίας τους κατά την περίοδο 2016-2023 σε 17.500 ώρες ανά καμινάδα. Με τη συμπλήρωση των ωρών αυτών οι μονάδες θα έπρεπε να αποσυρθούν οριστικά. Με την ΚΥΑ ΥΠΕΝ/ΔΠΠΑ/62686/3938/05.07.2019, ορίστηκε η οριστική παύση λειτουργίας των μονάδων Καρδιάς I και Καρδιάς II, ενώ με την ΚΥΑ ΥΠΕΝ/ΥΠΠΓ/56257/7231αρθ.1/01.07.2019 επετράπη η λειτουργία των μονάδων του ΑΗΣ Αμυνταίου και των μονάδων Καρδιάς III και IV μέχρι τη συμπλήρωση 32.000 ωρών για την εξυπηρέτηση αναγκών τηλεθέρμανσης κατά

¹ <http://www.dei.com.gr/el/themata-dioikitikou-sumvouliou/ds-2013/ds-2823102013>

τη διάρκεια των χειμερινών μηνών, καθώς και για την εξυπηρέτηση θερινών αιχμών, εφόσον υπάρξει ανάγκη.

Στο πλαίσιο του υπό διαβούλευση Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα, τίθεται πλέον ως δεσμευτικός στόχος η πλήρης απολιγνιτοποίηση του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής μέχρι το 2028, με το σύνολο των υφιστάμενων λιγνιτικών μονάδων να αποσύρονται μέχρι το τέλος του 2023.

4.3. Υδροηλεκτρικές Μονάδες

4.3.1. Υφιστάμενες Μονάδες

Οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί (Πιν. 4.4) βρίσκονται κυρίως στη δυτική και βόρεια Ελλάδα. Ενώ η εγκατεστημένη ισχύς των υδροηλεκτρικών μονάδων στο Ελληνικό σύστημα παραγωγής είναι σημαντική (~17%), η συνεισφορά τους στο ενεργειακό ισοζύγιο είναι σχετικά μικρή. Η περιορισμένη διαθεσιμότητα νερών έχει ως αποτέλεσμα οι υδροηλεκτρικές μονάδες να χρησιμοποιούνται κατά κύριο λόγο για την κάλυψη αιχμών. Στον Πιν. 4.5 φαίνεται η παραγωγή των Υ/Η μονάδων κατά την τελευταία δεκαετία, από όπου φαίνεται ότι ο συντελεστής χρησιμοποίησής τους κυμαίνεται από 10-20%, ανάλογα με τις υδραυλικές συνθήκες κάθε έτους. Στο Σχήμα 4.1 αποτυπώνεται η πορεία των υδατικών αποθεμάτων κατά την τελευταία πενταετία, ενώ στο Σχήμα 4.2 απεικονίζονται οι συνολικές ετήσιες εισροές στους ταμιευτήρες κατά την τελευταία δεκαετία.

Πιν. 4.4: Υφιστάμενοι Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί Παραγωγής Συνδεδεμένοι στο Σύστημα

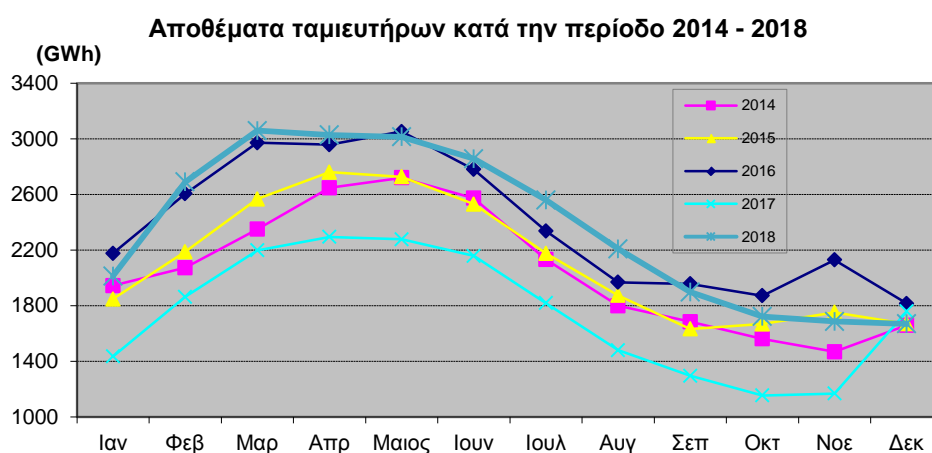
ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ	ΣΤΑΘΜΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΓΚΑΤ/ΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW) ²	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (MW)
ΔΕΗ	ΥΗΣ Άγρα	Άγρας I	25	25
ΔΕΗ	ΥΗΣ Άγρα	Άγρας II	25	25
ΔΕΗ	ΥΗΣ Ασωμάτων	Ασώματα I	54	54
ΔΕΗ	ΥΗΣ Ασωμάτων	Ασώματα II	54	54
ΔΕΗ	ΥΗΣ Εδεσσαίου	Εδεσσαίος	19	19
ΔΕΗ	ΥΗΣ Θησαυρού	Θησαυρός I (Αναστρέψιμη - αντλητική μονάδα)	128	128
ΔΕΗ	ΥΗΣ Θησαυρού	Θησαυρός II (Αναστρέψιμη - αντλητική μονάδα)	128	128
ΔΕΗ	ΥΗΣ Θησαυρού	Θησαυρός III (Αναστρέψιμη - αντλητική μονάδα)	128	128
ΔΕΗ	ΥΗΣ Καστρακίου	Καστράκι I	80	80
ΔΕΗ	ΥΗΣ Καστρακίου	Καστράκι II	80	80
ΔΕΗ	ΥΗΣ Καστρακίου	Καστράκι III	80	80
ΔΕΗ	ΥΗΣ Καστρακίου	Καστράκι IV	80	80
ΔΕΗ	ΥΗΣ Κρεμαστών	Κρεμαστά I	109,3	109,3
ΔΕΗ	ΥΗΣ Κρεμαστών	Κρεμαστά II	109,3	109,3
ΔΕΗ	ΥΗΣ Κρεμαστών	Κρεμαστά III	109,3	109,3
ΔΕΗ	ΥΗΣ Κρεμαστών	Κρεμαστά IV	109,3	109,3
ΔΕΗ	ΥΗΣ Λάδωνα	Λάδωνας I	35	35
ΔΕΗ	ΥΗΣ Λάδωνα	Λάδωνας II	35	35
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πηγών Αώου	Πηγές Αώου I	105	105
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πηγών Αώου	Πηγές Αώου II	105	105
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πλαστήρα (Ταυρωπός)	Πλαστήρας I	43,3	43,3
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πλαστήρα (Ταυρωπός)	Πλαστήρας II	43,3	43,3
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πλαστήρα (Ταυρωπός)	Πλαστήρας III	43,3	43,3
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πλατανόβρυσης	Πλατανόβρυση I	58	58
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πλατανόβρυσης	Πλατανόβρυση II	58	58
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πολύφυτου	Πολύφυτο I	125	125
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πολύφυτου	Πολύφυτο II	125	125
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πολύφυτου	Πολύφυτο III	125	125
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πουρναρίου I	Πουρνάρι I, Μονάδα I	100	100
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πουρναρίου I	Πουρνάρι I, Μονάδα II	100	100
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πουρναρίου I	Πουρνάρι I, Μονάδα III	100	100
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πουρναρίου II	Πουρνάρι II, Μονάδα I	16	16
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πουρναρίου II	Πουρνάρι II, Μονάδα II	16	16
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πουρναρίου II	Πουρνάρι II, Μονάδα III	1,6	1,6
ΔΕΗ	ΥΗΣ Στράτου	Στράτος I	75	75
ΔΕΗ	ΥΗΣ Στράτου	Στράτος II	75	75
ΔΕΗ	ΥΗΣ Σφηκιάς	Σφηκιά I (Αναστρέψιμη - αντλητική μονάδα)	105	105
ΔΕΗ	ΥΗΣ Σφηκιάς	Σφηκιά II (Αναστρέψιμη - αντλητική μονάδα)	105	105
ΔΕΗ	ΥΗΣ Σφηκιάς	Σφηκιά III (Αναστρέψιμη - αντλητική μονάδα)	105	105
ΔΕΗ	ΥΗΣ Ιλαρίωνα	Ιλαρίωνας	153	153
Σύνολο ισχύος Υδροηλεκτρικών Μονάδων:			3170,7	3170,7

1. Αναφέρονται μόνον οι μονάδες που είναι σε εμπορική λειτουργία και συνδέονται στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα, ανεξάρτητα από την κατάρτησή τους στο Μητρώο ΑΔΙ.
2. Δεν αναφέρονται τα Μικρά Υδροηλεκτρικά που υπάρχουν στις διατάξεις του Άρθρου 9 του Ν. 3468/06, θεωρούμενα ως Σταθμοί Παραγωγής ΑΠΕ.

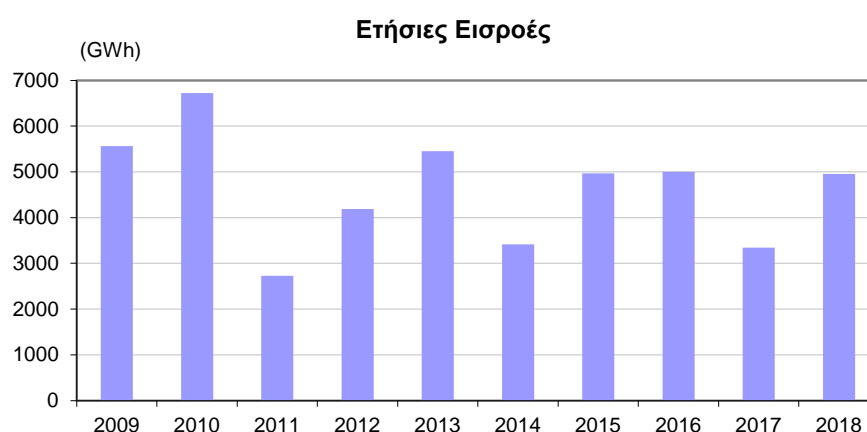
² Σύμφωνα με την αντίστοιχη Άδεια Παραγωγής

Πιν. 4.5: Παραγωγή των Υ/Η μονάδων (συμπεριλαμβανομένων και των αντλητικών μονάδων) κατά την τελευταία 10-ετία

	ΕΓΚ. ΙΣΧΥΣ (MW)	ΚΑΘ. ΠΑΡ. (GWh)	Συν/στής χρησιμο- ποίησης (%)
2009	3017,7	4955,4	18,75
2010	3017,7	6702,6	25,35
2011	3017,7	3675,5	13,90
2012	3017,7	3891,7	14,68
2013	3017,7	5639,9	21,33
2014	3017,7	3906,2	14,78
2015	3017,7	5390,7	20,39
2016	3017,7	4843,3	18,27
2017	3017,7	3456,7	13,08
2018	3170,7	5051,4	18,19



Σχήμα 4.1: Υδατικά Αποθέματα κατά την περίοδο 2014-2018



Σχήμα 4.2: Συνολικές ετήσιες εισροές κατά την περίοδο 2008-2018

4.3.2. Νέες Εντάξεις

Σήμερα, 4 υδροηλεκτρικοί σταθμοί συνολικής ισχύος περίπου 700 MW έχουν ζητήσει και λάβει Προσφορά Σύνδεσης, που παραμένει σε ισχύ, όπως φαίνεται στον Πιν. 4.6. Σημειώνεται επίσης ότι υπάρχει και ο κατασκευασμένος ΥΗΣ Μεσοχώρας της ΔΕΗ Α.Ε., ο οποίος δεν έχει άδεια παραγωγής, αλλά για τον οποίον εγκρίθηκαν οι περιβαλλοντικοί όροι (Αύγουστος 2017).

Πιν. 4.6: Αδειοδοτημένες Υδροηλεκτρικές Μονάδες στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα με Προσφορά Σύνδεσης σε ισχύ (Δεκέμβριος 2019)

ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ	ΠΡΟΣΩΡΙΝΗ ΟΝΟΜΑΣΙΑ	ΓΕΩΓΡΑΦΙΚΗ ΘΕΣΗ	ΙΣΧΥΣ (MW)	ΠΑΡΑΤΗΡΗΣΕΙΣ
ΔΕΗ	ΥΗΣ Μετσοβίτικου	Μέτσοβο Ιωαννίνων	2 x 14,5	
ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΒΕΤΕ	ΥΗΣ Αυλακίου	Αυλάκι Αχελώου Τετραφυλίας Άρτας και Αχελώου Καρδίτσας	83,6	
ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΒΕΤΕ	ΥΗΣ Πύργου	Πύργος Αμφιλοχίας Αιτωλοακαρνανίας	220	Αντλησιοταμιευτικό έργο, ικανότητας άντλησης 231 MW
ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΒΕΤΕ	ΥΗΣ Αγ. Γεωργίου Αμφιλοχίας	Άγ. Γεώργιος Αμφιλοχίας Αιτωλοακαρνανίας	370	Αντλησιοταμιευτικό έργο, ικανότητας άντλησης 403 MW

4.4. ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ

Ήδη έχει χορηγηθεί ιδιαίτερα μεγάλος αριθμός Αδειών Παραγωγής για έργα ΑΠΕ, περί τα 30,3 GW σε όλη τη χώρα. Αυτές οι Άδειες αφορούν κυρίως αιολικά πάρκα (Α/Π) και φωτοβολταϊκούς Σταθμούς (Φ/Β). Σε μικρότερη έκταση αφορούν μικρούς υδροηλεκτρικούς Σταθμούς (ΜΥΗΣ) και Σταθμούς καύσης βιομάζας ή βιοαερίου (ΣΒΙΟ). Επιπλέον, περιλαμβάνονται οι Σταθμοί συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας υψηλής απόδοσης (ΣΗΘΥΑ).

Έως τον Οκτώβριο του 2019, στο ΕΣΜΗΕ λειτουργούσαν Σταθμοί ΑΠΕ συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 6062 MW, εκ των οποίων τα 3064 MW αφορούν Α/Π και τα 2569 MW Φ/Β (συμπεριλαμβανομένων των Φ/Β του Ειδικού Προγράμματος ΦΕΚ Β' 1079/2009).

Παράλληλα, έχουν χορηγηθεί Οριστικές Προσφορές Σύνδεσης σε επιπλέον 186 Σταθμούς ΑΠΕ συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 3188 MW για τη σύνδεσή τους στο Σύστημα (δεν περιλαμβάνονται οι Σταθμοί ΑΠΕ οι οποίοι εμπίπτουν στην αρμοδιότητα του ΔΕΔΔΗΕ). Από το γενικό σύνολο των 186 Οριστικών Προσφορών Σύνδεσης, οι 112 αφορούν Α/Π ισχύος 2322 MW περίπου. Ο Πιν. 4.7 συνοψίζει στατιστικά στοιχεία για τους σταθμούς ΑΠΕ που έχουν λάβει Προσφορές Σύνδεσης και αυτούς που λειτουργούν. Τα στοιχεία αυτά δημοσιεύονται περιοδικά στην ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ (www.admie.gr) και του ΥΠΕΝ (www.ypeka.gr).

Πιν. 4.7: Ισχύς των Σταθμών Παραγωγής του Άρθρου 9 του Ν. 3468/06 (ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ) ανά είδος και ως προς το στάδιο ανάπτυξης (Οκτώβριος 2019)

ΕΙΔΟΣ	ΙΣΧΥΣ (MW)		
	Με μη Δεσμευτικές Προσφορές Σύνδεσης ⁽¹⁾	Με Οριστικές Προσφορές Σύνδεσης ⁽¹⁾	Σε λειτουργία ⁽²⁾
Α/Π	15116	2322	3064
ΜΥΗΣ	199	6	239
ΣΗΘΥΑ	61	17	105
Φ/Β	642	843	2569
ΣΒΙΟ	97	0	85
Η/Θ	121	0	0
ΣΥΝΟΛΟ	16236	3188	6062

(1) Για σύνδεση στο Σύστημα (αρμοδιότητας ΑΔΜΗΕ)

(2) Περιλαμβάνονται και οι σταθμοί αρμοδιότητας ΔΕΔΔΗΕ, καθώς και οι Φ/Β σταθμοί του Ειδικού Προγράμματος ΦΕΚ Β 1079/2009. Δεν περιλαμβάνονται οι σταθμοί που δεν παρείχαν ενέργεια το τρέχον έτος.

Οι ως άνω Προσφορές Σύνδεσης, θεωρώντας ένα λογικό ποσοστό υλοποίησης, αναμένεται να υπερκαλύψουν τους Εθνικούς Στόχους για το 2020 (με εξαίρεση τους μεγάλους ΥΗΣ και την αναλογία σε σταθμούς Βιομάζας και Ηλιοθερμικούς σταθμούς).

Στον Πιν. 4.8 φαίνεται η εγχώρια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ στο ΕΣΜΗΕ και η αντίστοιχη εγκατεστημένη ισχύς κατά την τελευταία δεκαετία. Η συνεισφορά των ΑΠΕ και των ΣΗΘΥΑ στο ενεργειακό ισοζύγιο (εξαιρουμένων των κατανεμόμενων Μονάδων ΥΗΣ και ΣΗΘΥΑ), από 3,87% το έτος 2008 ανήλθε άνω του 20% το έτος 2018. Εάν στη συνεισφορά των ΑΠΕ και των ΣΗΘΥΑ προστεθεί και η παραγωγή των ΥΗΣ, για το έτος 2018 ήταν 5052 GWh περίπου, τότε η συνολική συνεισφορά από τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας είναι 30,00 % περίπου στο ισοζύγιο του ΕΣΜΗΕ.

Πιν. 4.8: Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Σταθμούς Παραγωγής του Άρθρου 9 του Ν. 3468/06 (ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ) στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα

ΕΤΟΣ	Α/Π		Φ/Β ⁽¹⁾		ΜΥΗΣ		ΣΒΙΟ		ΣΗΘΥΑ		ΣΥΝΟΛΟ	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
2009	917	1908	46	45	183	657	41	182	141	144	1327	2937
2010	1039	2062	153	132	197	754	41	194	125	115	1555	3256
2011	1363	2596	439	442	205	581	45	199	89	142	2141	3959
2012	1466	3161	1126	1510	213	669	45	197	90	149	2940	5686
2013	1520	3392	2419	3408	220	771	46	210	90	119	4295	7900
2014	1662	3009	2436	3557	220	701	47	207	99	159	4464	7633
2015	1775	3856	2444	3629	224	707	52	222	100	188	4595	8602
2016	2047	4331	2444	3650	223	721	58	253	100	185	4872	9140
2017	2302	4777	2445	3719	230	586	61	278	100	195	5138	9555
2018	2555	5574	2491	3536	239	718	82	294	101	184	5468	10306

(1) Από το έτος 2012 περιλαμβάνονται και οι Φ/Β σταθμοί του Ειδικού Προγράμματος ΦΕΚ Β 1079/2009

Στον Πιν. 4.9 δίνεται ο μέσος μηνιαίος συντελεστής φόρτισης (βάση των στοιχείων της τελευταίας πενταετίας) ανά τεχνολογία ΑΠΕ.

Πιν. 4.9: Μέσος μηνιαίος συντελεστής φόρτισης ανά τεχνολογία (στοιχεία 2014-2018)

	Αιολικά	Μικρά υδροηλεκτρικά	Βιομάζα/ Βιοαέριο	ΣΗΘΥΑ
	(%)			
Ιαν.	27,65	39,66	53,67	29,52
Φεβ.	30,00	49,80	53,97	28,00
Μαρ.	28,52	61,54	53,50	26,04
Απρ.	20,89	51,92	53,05	21,95
Μάϊος	21,47	43,43	51,92	16,57
Ιουν.	18,56	30,51	48,84	13,35
Ιουλ.	20,88	22,27	51,79	11,85
Αυγ	29,32	18,26	50,80	12,12
Σεπ.	21,11	16,95	50,63	14,09
Οκτ.	25,98	20,68	51,31	20,24
Νοε.	26,46	27,29	52,20	25,84
Δεκ.	28,13	36,00	50,87	30,83

4.5. Διαμόρφωση Σεναρίου Εξέλιξης του Παραγωγικού Δυναμικού ΕΣΕΚ

Για τους σκοπούς της Μελέτης Επάρκειας διαμορφώνεται ένα βασικό σενάριο εξέλιξης του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής για την περίοδο 2020-2030, το οποίο στηρίζεται στις υποθέσεις του υπό διαβούλευση Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ).

Στον Πιν. 4.10 παρουσιάζονται οι θεωρούμενες εντάξεις και αποσύρσεις συμβατικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, ενώ στον Πιν. 4.11 περιγράφεται το θεωρούμενο Σενάριο Διείσδυσης ΑΠΕ, το οποίο απεικονίζεται και γραφικά στο Σχήμα 4.3. Σημειώνεται ότι στις τιμές του Πιν. 4.11 περιλαμβάνονται και οι ΑΠΕ των υπό διασύνδεση νησιών σύμφωνα με το χρονοπρογραμματισμό των έργων διασύνδεσής τους.

Πιν. 4.10: Σενάριο Εξέλιξης του Συστήματος Ηλεκτροπαραγωγής (ΕΣΕΚ)

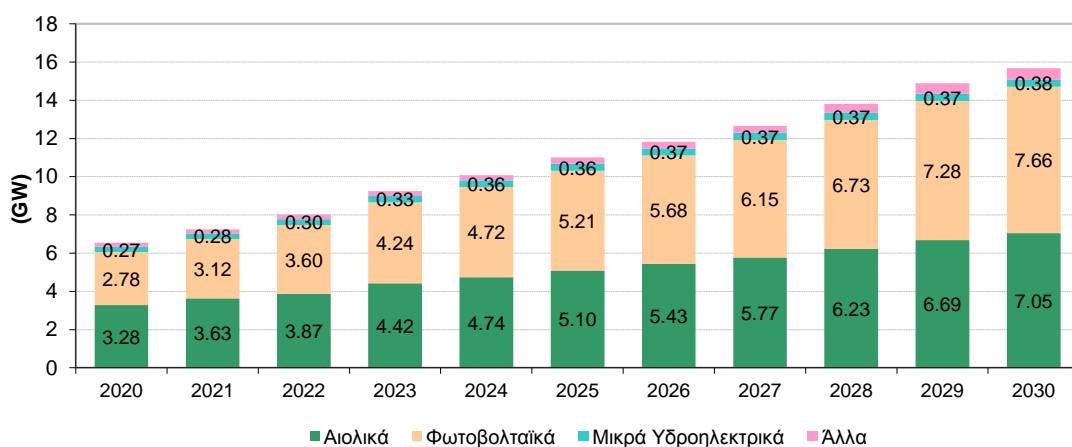
Νέες Εντάξεις				Αποσύρσεις			
Μονάδα	Καθαρή Ισχύς (MW)	Καύσιμο	Έτος ένταξης	Μονάδα	Καθαρή Ισχύς (MW)	Καύσιμο	Έτος απόσυρσης
Μεγαλόπολη V σε πλήρη ισχύ	811	ΦΑ	μέσα 2020	Καρδιά I	271	Λιγνίτης	Οκτ 2020
Πτολεμαίδα V	660	Λιγνίτης	αρχές 2022	Καρδιά II	271	Λιγνίτης	Οκτ 2020
Μονάδα CCGT1	825	ΦΑ	Οκτ 2022	Αμύνταιο I	273	Λιγνίτης	Οκτ 2020
Μονάδα CCGT2	825	ΦΑ	Οκτ 2023	Αμύνταιο II	273	Λιγνίτης	Οκτ 2020
Μονάδα ΦΑ	660	ΦΑ	αρχές 2028	Καρδιά III	280	Λιγνίτης	Οκτ 2021
Μεσοχώρα	160	ΥΗΣ	αρχές 2022	Καρδιά IV	280	Λιγνίτης	Οκτ 2021
Μετσοβίτικο	29	ΥΗΣ	αρχές 2025	Μεγαλόπολη III	255	Λιγνίτης	Οκτ 2022
Αυλάκι	83	ΥΗΣ	αρχές 2028	Αγ. Δημήτριος I	274	Λιγνίτης	Οκτ 2022
Νέα άντληση	680	ΥΗΣ	αρχές 2025	Αγ. Δημήτριος II	274	Λιγνίτης	Οκτ 2022
				Αγ. Δημήτριος III	283	Λιγνίτης	Οκτ 2022
				Αγ. Δημήτριος IV	283	Λιγνίτης	Οκτ 2022
				Αγ. Δημήτριος V	342	Λιγνίτης	Οκτ 2023
				Μεγαλόπολη IV	256	Λιγνίτης	Οκτ 2023
				Μελίτη	289	Λιγνίτης	Οκτ 2023
				Πτολεμαίδα V	660	Λιγνίτης	αρχές 2028

Πιν. 4.11: Σενάριο Διείσδυσης ΑΠΕ^(*) (ΕΣΕΚ)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	(MW)										
Αιολικά	3281	3631	3874	4416	4736	5096	5431	5765	6232	6686	7046
Φωτοβολταϊκά	2780	3117	3600	4239	4719	5209	5682	6154	6732	7278	7664
Μικρά Υδροηλεκτρικά	271	281	301	331	359	363	368	373	373	373	383
Βιομάζα/Βιοαέριο	105	111	118	130	134	139	135	156	229	294	306
ΣΗΘΥΑ	110	110	125	125	125	125	125	125	125	125	125
Ηλιοθερμικά	0	0	0	0	0	70	70	70	70	70	70
Γεωθερμία	0	0	0	0	0	0	8	16	48	64	80
ΣΥΝΟΛΟ	6547	7250	8018	9241	10074	11002	11818	12659	13808	14890	15674

(*) Η εγκατεστημένη ισχύς ανά κατηγορία αναφέρεται στο τέλος κάθε έτους

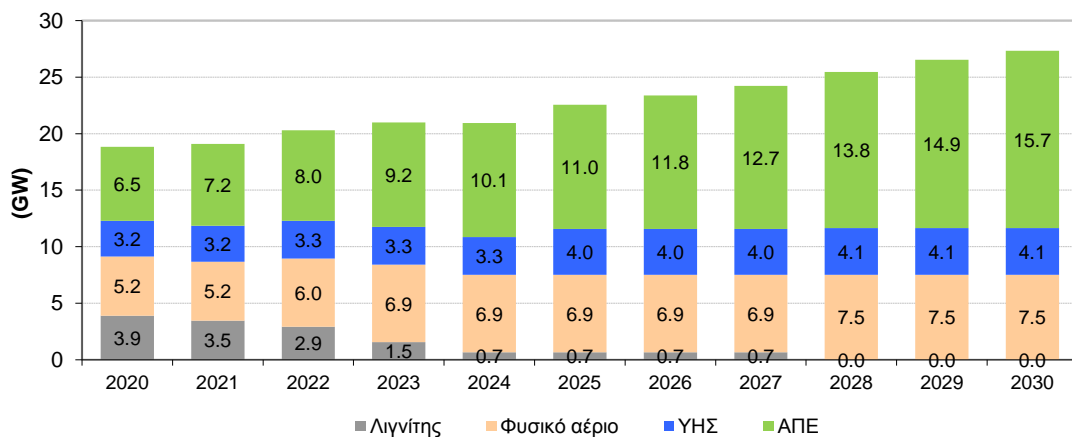
Σενάριο Διείσδυσης ΑΠΕ (ΕΣΕΚ)



Σχήμα 4.3: Σενάριο εξέλιξης εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ (ΕΣΕΚ)

Το σενάριο εξέλιξης του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής (Πιν. 4.10) εξετάζεται σε συνδυασμό με το σενάριο διείσδυσης των ΑΠΕ (Πιν. 4.11), διαμορφώνοντας έτσι το Σενάριο Αναφοράς (ΕΣΕΚ) αναφορικά με την εξέλιξη του παραγωγικού δυναμικού κατά την περίοδο 2020-2030, το οποίο απεικονίζεται στο επόμενο σχήμα.

Εξέλιξη παραγωγικού δυναμικού (ΕΣΕΚ)



Σχήμα 4.4: Εξέλιξη παραγωγικού δυναμικού για την περίοδο 2020-2030 (Σενάριο ΕΣΕΚ)

5. ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΙΣ

5.1. Γενικά

Τα ευρωπαϊκά συστήματα μεταφοράς ιστορικά, από τη μεταπολεμική περίοδο και μετά, λειτουργούσαν διασυνδεδεμένα, επιτρέποντας την ανταλλαγή ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ γειτονικών χωρών με κύριο στόχο τη βελτίωση της ασφάλειας λειτουργίας των συστημάτων και παροχή αμοιβαίας βοήθειας σε περιπτώσεις ανάγκης.

Με το άνοιγμα των ευρωπαϊκών αγορών ηλεκτρικής ενέργειας, έχει καταστεί εφικτή η αξιοποίηση των διασυνδέσεων αυτών για εμπορική χρήση από προμηθευτές, οι οποίοι μπορούν να απευθυνθούν πλέον σε καταναλωτές άλλων ευρωπαϊκών χωρών. Η ζήτηση για πρόσβαση στα δίκτυα αυξάνεται αναλόγως με τις τιμές και τις επενδυτικές ευκαιρίες που διαμορφώνονται σε κάθε αγορά. Το μέγεθος της διακινούμενης ενέργειας προφανώς δεν είναι απεριοριστο, αλλά περιορίζεται από την ικανότητα μεταφοράς των διασυνδεδετικών γραμμών μεταξύ των χωρών.

Η φυσική ικανότητα μεταφοράς (θερμικά όρια) των γραμμών μεταφοράς καθορίζεται αποκλειστικά από τα τεχνικά χαρακτηριστικά των εγκαταστάσεων, αλλά και από την περίοδο του έτους (περιορίζεται κατά τους θερινούς μήνες λόγω θέρμανσης και διαστολής των αγωγών). Όμως λόγω της πολυπλοκότητας της διασυνδεδεμένης λειτουργίας των συστημάτων και των φυσικών ροών ηλεκτρικής ενέργειας που καθορίζονται από τους νόμους της φυσικής, η εμπορική ικανότητα που διατίθεται από τους Διαχειριστές είναι εν γένει μικρότερη από τη φυσική ικανότητα των γραμμών, καθώς η πραγματική ροή ηλεκτρικής ενέργειας στις γραμμές επηρεάζεται από την παραγωγή και την κατανάλωση ενέργειας σε κάθε κόμβο του συστήματος.

Η ανάπτυξη των ηλεκτρικών διασυνδέσεων μεταξύ χωρών αποτελεί μια από τις σημαντικότερες προτεραιότητες των Διαχειριστών των Συστημάτων Μεταφοράς στην Ευρώπη, δεδομένου ότι:

- συμβάλλει δραστικά στην ασφάλεια της τροφοδοσίας
- αποτελεί καθοριστικό παράγοντα για την ενοποίηση των εθνικών αγορών ηλεκτρικής ενέργειας μέσω της εφαρμογής του Μοντέλου Στόχου (Target Model)
- επιτρέπει γενικότερα το διαμοιρασμό διάφορων πόρων (παραγωγικό δυναμικό, ευελιξία, εφεδρείες κλπ.) μεταξύ των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, γεγονός που μπορεί να οδηγήσει σε μείωση του συνολικού κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας

θα επιτρέψει την επιθυμητή μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ στην Ευρώπη, καθώς αυτή θα απαιτήσει την ικανότητα διακίνησης σημαντικών ποσοτήτων ηλεκτρικής ενέργειας σε μεγάλες αποστάσεις ενώ η αντικατάσταση συμβατικών Σταθμών από μονάδες ΑΠΕ θα οδηγήσει σε ανάγκες σημαντικής ικανότητας μεταφοράς μεταξύ των Συστημάτων για λόγους ρύθμισης

Σύμφωνα με την Οδηγία (ΕΕ) 2018/1999 σχετικά με τη διακυβέρνηση της Ενεργειακής Ένωσης και της Δράσης για το Κλίμα και την τροποποίηση παλαιότερων Κανονισμών και Οδηγιών, ο στόχος για το βαθμό διασυνδεσιμότητας ηλεκτρικής ενέργειας κάθε Κράτους Μέλους έχει τεθεί σε επίπεδο τουλάχιστον 15% για το έτος 2030, λαμβάνοντας υπόψη το στόχο του 10% που είχε τεθεί στην προηγούμενη περίοδο για το έτος 2020.

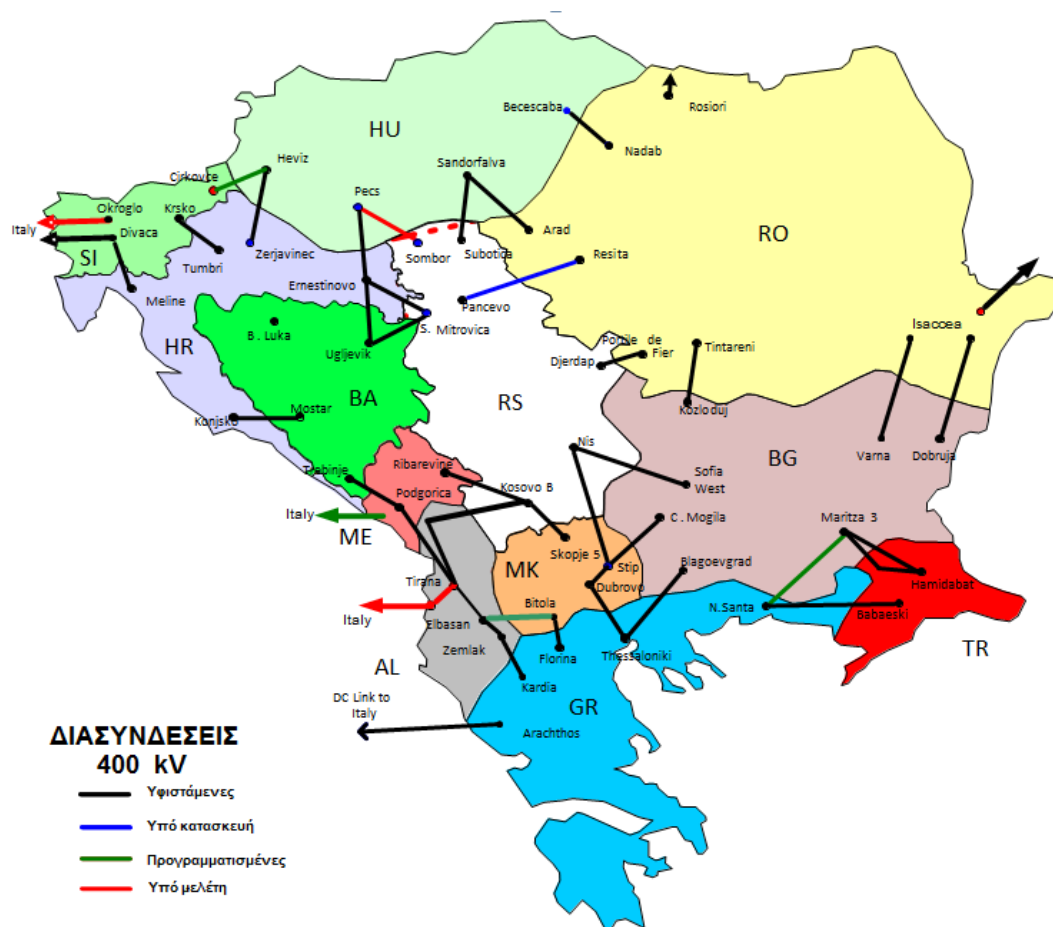
Από το 1991 υπάρχει στενή συνεργασία για την ορθολογική διαχείριση και την περαιτέρω ανάπτυξη των διασυνδέσεων μεταξύ των Διαχειριστών της περιοχής, η οποία συστηματοποιήθηκε περαιτέρω το 2006, οπότε υιοθετήθηκε από την UCTE (Union pour la Coordination du Transport de l' Electricité) ο «συντονισμένος σχεδιασμός» (coordinated

planning). Το 2009, με τη δημιουργία του ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) που αποτελεί διάδοχο και ευρύτερο σχήμα της UCTE, ακολουθώντας τις επιταγές του 3^{ου} πακέτου πολιτικής για την ενέργεια (3rd Energy Package) θεσμοθετήθηκε η έκδοση του Δεκαετούς Προγράμματος Ανάπτυξης των Ευρωπαϊκών Δικτύων (TYNDP – Ten Year Network Development Plan), καθώς και έξι Περιφερειακών Προγραμμάτων Ανάπτυξης (RgIPs – Regional Investment Plans). Τα κείμενα αυτά βασίζονται σε περιφερειακό σχεδιασμό των ηλεκτρικών δικτύων και δίνουν τις απαραίτητες πληροφορίες για την προβλεπόμενη ανάπτυξη των ΣΗΕ σε πανευρωπαϊκό και περιφερειακό επίπεδο αντίστοιχα.

5.2. Διεθνείς Διασυνδέσεις του ΕΣΜΗΕ

Από τον Οκτώβριο του 2004 το Ελληνικό Σύστημα επαναλειτουργεί σύγχρονα και παράλληλα με το διασυνδεδεμένο Ευρωπαϊκό Σύστημα υπό το γενικότερο συντονισμό του ENTSO-E. Η παράλληλη λειτουργία του Ελληνικού Συστήματος με το Ευρωπαϊκό επιτυγχάνεται μέσω διασυνδετικών Γ.Μ., κυρίως 400 kV, με τα Συστήματα της Αλβανίας, της Βουλγαρίας, της Βόρειας Μακεδονίας και της Τουρκίας. Επιπλέον, το Ελληνικό Σύστημα συνδέεται ασύγχρονα (μέσω υποβρυχίου συνδέσμου συνεχούς ρεύματος) με την Ιταλία.

Η τοπολογία των υφιστάμενων και υπό ανάπτυξη διασυνδέσεων φαίνεται στο Σχήμα 5.1, όπου παριστάνονται με διαφορετικούς χρωματισμούς οι υφιστάμενες, οι υπό κατασκευή, οι προγραμματισμένες και οι υπό μελέτη διασυνδέσεις.

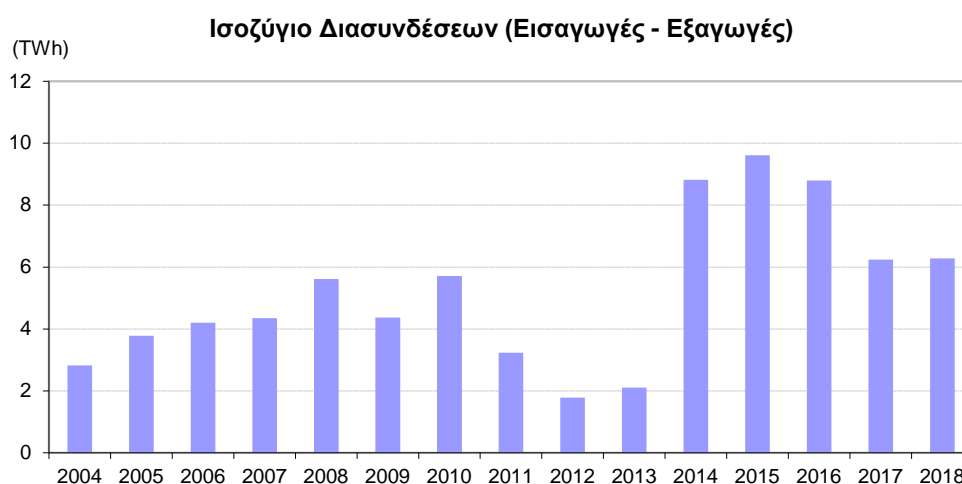


Σχήμα 5.1: Σχηματικό Διάγραμμα των Διασυνδεδεμένων Συστημάτων της Βαλκανικής

Σημειώνεται ότι από το 2023 αναμένεται να τεθεί σε λειτουργία η νέα διασύνδεση με τη Βουλγαρία (Νέα Σάντα – Maritsa East), η οποία εκτιμάται ότι θα αυξήσει την εισαγωγική ικανότητα της χώρας κατά 600 MW.

5.3. Ιστορικά Στοιχεία Αξιοποίησης Διασυνδέσεων

Στο Σχήμα 5.2 απεικονίζεται γραφικά η εξέλιξη του ισοζυγίου (εισαγωγές – εξαγωγές) κατά την τελευταία δεκαπενταετία, ενώ στον Πιν. 5.1 φαίνεται αναλυτικά η συνεισφορά των διασυνδέσεων στο ενεργειακό ισοζύγιο κατά την τελευταία δεκαετία. Από τα στοιχεία αυτά φαίνεται ότι η Ελλάδα είναι καθαρά εισαγωγική χώρα. Στο Σχήμα 5.3 φαίνονται τα εμπορικά προγράμματα ανταλλαγών ενέργειας ανά κατεύθυνση με τις γείτονες χώρες για το 2018, από όπου παρατηρείται ότι η Ελλάδα εμφανίζεται καθαρά εισαγωγική σε όλες τις διασυνδέσεις, με εξαίρεση αυτήν της Ιταλίας.

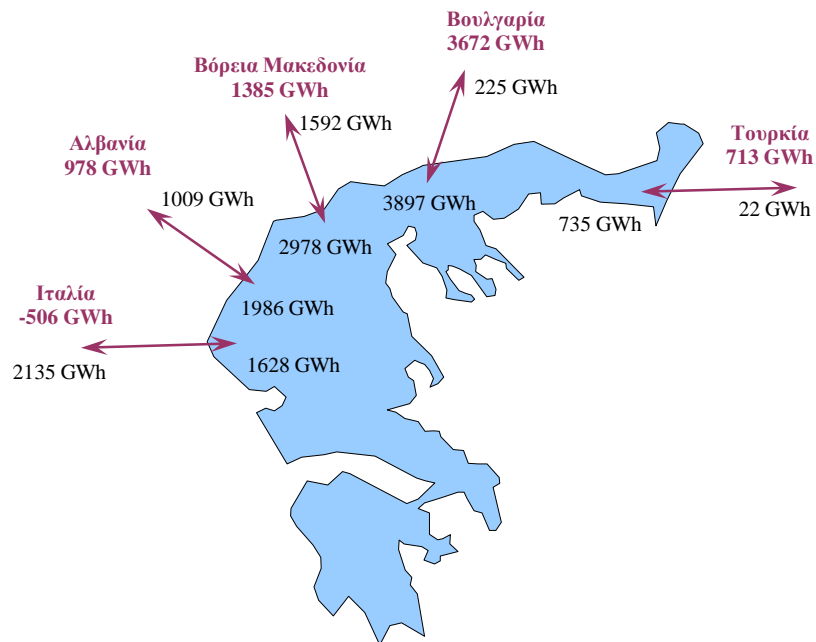


Σχήμα 5.2: Εξέλιξη Ετήσιου Ισοζυγίου Διασυνδέσεων για την περίοδο 2004 – 2018

Πιν. 5.1: Αξιοποίηση Διασυνδέσεων κατά την τελευταία 10-ετία

	ΕΙΣΑΓΩΓΕΣ (GWh)	ΕΞΑΓΩΓΕΣ (GWh)	ΙΣΟΖΥΓΙΟ (GWh)
2009	7600.77	3233.07	4367.70
2010	8517.36	2811.23	5706.13
2011	7179.77	3947.44	3232.33
2012	5954.04	4169.88	1784.17
2013	4703.54	2600.83	2102.70
2014	9461.66	642.25	8819.41
2015	11080.97	1472.22	9608.75
2016	9832.99	1037.43	8795.56
2017	8696.12	2458.78	6237.33
2018	8549.70	2270.44	6279.26

Σημειώνεται ότι οι εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας γίνονται για οικονομικούς λόγους, δεδομένου ότι η προσφερόμενη τιμή της εισαγόμενης ενέργειας είναι χαμηλότερη από το εγχώριο κόστος παραγωγής.



Σχήμα 5.3: Εμπορικά προγράμματα ανταλλαγών ενέργειας ανά διασύνδεση για το 2018

6. ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ ΣΤΟΧΑΣΤΙΚΗΣ ΕΚΤΙΜΗΣΗΣ ΕΠΑΡΚΕΙΑΣ

Η μεθοδολογία που ακολουθήθηκε για την εκπόνηση της παρούσας Μελέτης Επάρκειας Ισχύος είναι εγκεκριμένη από τη ΡΑΕ και περιγράφεται αναλυτικά στο Κεφάλαιο 9 του εγκεκριμένου Εγχειριδίου Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος, ενώ παράλληλα έγιναν σημαντικά βήματα εναρμόνισης με τη μεθοδολογία που χρησιμοποιήθηκε από τον ENTSO-E για την έκδοση της έκθεσης Midterm Adequacy Forecast (MAF) 2019.

Λόγω του στοχαστικού χαρακτήρα των παραμέτρων που επηρεάζουν την ικανότητα του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής να εξυπηρετήσει τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, η επάρκεια του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής συνήθως εκφράζεται μέσω πιθανοτικών δεικτών αξιοπιστίας, οι οποίοι υπολογίζονται με στοχαστικές μεθόδους. Η πρώτη πανευρωπαϊκή μελέτη επάρκειας ισχύος του ENTSO-E (Midterm Adequacy Forecast - MAF) η οποία εκπονήθηκε χρησιμοποιώντας πιθανοτικά μοντέλα προσομοίωσης εκδόθηκε το 2016, ενώ η ακολουθούμενη μεθοδολογία βελτιώνεται και εμπλουτίζεται διαρκώς. Κύριο χαρακτηριστικό της μεθοδολογίας εκτίμησης επάρκειας του ENTSO-E είναι η αναγνώριση της σημαντικής επίδρασης των κλιματολογικών συνθηκών (αέρας, ηλιοφάνεια και θερμοκρασίες) στα ηλεκτρικά συστήματα. Για τη ρεαλιστική εκτίμηση της μελλοντικής επάρκειας είναι απαραίτητο να λαμβάνονται υπόψη πλήθος κλιματολογικών συνθηκών οι οποίες να καλύπτουν ένα σημαντικό εύρος ενδεχομένων, τόσο 'κανονικών', όσο και 'ακραίων'. Για το λόγο αυτό, ο ENTSO-E διατηρεί τη βάση δεδομένων PECD 2.0 (Pan-European Climate Database), η οποία περιέχει ωριαία κλιματολογικά στοιχεία και συσχετισμένες εκτιμήσεις παραγωγής αιολικών πάρκων και φωτοβολταϊκών για κάθε χώρα, για την περίοδο 1982 – 2016. Στα διαθέσιμα στοιχεία των προαναφερόμενων 35 κλιματολογικών ετών περιλαμβάνονται πλήθος περιπτώσεων ακραίων καταστάσεων, όπως παρατεταμένου καύσωνα ή κρύου, άπνοιας κλπ.

Στα πλαίσια της μελέτης αυτής, επελέγη η χρήση όλων των κλιματολογικών ετών από τη βάση δεδομένων PECD 2.0 για τη διαμόρφωση των ωριαίων χρονοσειρών φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ. Συνεπώς για κάθε έτος της υπό εξέταση περιόδου διαμορφώθηκαν 35 χρονοσειρές φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ, οι οποίες αντιστοιχούν στις συνθήκες των 35 κλιματολογικών ετών.

Για κάθε έτος της περιόδου 2020 – 2030 υπολογίστηκαν οι δείκτες αξιοπιστίας LOLE (Loss of Load Expectation) και EUE (Expected Unserved Energy) για κάθε έτος, μέσω πιθανοτικής προσομοίωσης του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής. Για το σκοπό αυτό χρησιμοποιείται το πιθανοτικό μοντέλο PROSIM που αναπτύχθηκε από το Εργαστήριο Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας του Ε.Μ.Π., αναλυτική περιγραφή του οποίου δίνεται στο Παράρτημα V του εγκεκριμένου από τη ΡΑΕ Εγχειριδίου του Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος.

Οι προαναφερόμενοι δείκτες αξιοπιστίας υπολογίστηκαν σε συνθήκες διασυνδεδεμένης λειτουργίας, λαμβάνοντας υπόψη το σενάριο εξέλιξης του παραγωγικού δυναμικού σε συνδυασμό με το σενάριο διείσδυσης ΑΠΕ, το σενάριο εξέλιξης της ζήτησης και σενάρια υδραυλικότητας (ξηρό, μέσο και υγρό υδραυλικό έτος). Στη συνέχεια, για κάθε σενάριο και έτος υπολογίζεται η απαραίτητη ισχύς που απαιτείται για την ενίσχυση του συστήματος, εφόσον δεν ικανοποιείται το υιοθετούμενο κριτήριο αξιοπιστίας.

Στις επόμενες παραγράφους περιγράφονται αναλυτικά οι υποθέσεις της μεθοδολογίας.

6.1. Στοχαστική (Πιθανοτική) Θεώρηση

Τα κυριότερα μεγέθη που καθορίζουν την επάρκεια του συστήματος παραγωγής για αξιόπιστη εξυπηρέτηση της ζήτησης (ενέργειας και αιχμής) είναι:

- Η εξέλιξη του φορτίου (ζήτηση ισχύος και ενέργειας)
- Η διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής
- Οι συνθήκες υδραυλικότητας
- Η διαθεσιμότητα διασυνδέσεων με γειτονικά συστήματα
- Η διείσδυση των ΑΠΕ (κυρίως αιολικών και φωτοβολταϊκών στη χώρα μας)

Λόγω του στοχαστικού χαρακτήρα των πιο πάνω μεγεθών, η επίδραση των προαναφερόμενων παραμέτρων εκτιμάται με την ανάλυση εναλλακτικών σεναρίων και υποθέσεων. Η παράμετρος όμως που επιδρά καθοριστικά στην επάρκεια του συστήματος παραγωγής είναι η διαθεσιμότητα των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, αφού οι μονάδες αυτές μπορεί να είναι εκτός λειτουργίας, είτε λόγω προγραμματισμένης συντήρησης, είτε λόγω τυχαίας βλάβης. Οι βλάβες έχουν πιο δυσμενή επίπτωση στην επάρκεια του συστήματος από ότι η προγραμματισμένη συντήρηση, καθώς η εμφάνισή τους αλλά και η διάρκειά τους έχουν απρόβλεπτο χαρακτήρα. Για το λόγο αυτό, η απρόβλεπτη μη διαθεσιμότητα των μονάδων θεωρείται ως τυχαία μεταβλητή και χρησιμοποιούνται πιθανοτικές τεχνικές.

Για κάθε σενάριο που εξετάζεται, λόγω του στοχαστικού χαρακτήρα των τυχαίων βλαβών των μονάδων, γίνεται πιθανοτική προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος παραγωγής σε ετήσια βάση, για το χρονικό ορίζοντα 2020-2030. Για την στοχαστική προσομοίωση του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής χρησιμοποιήθηκε το πιθανοτικό μοντέλο PROSIM. Το μοντέλο λαμβάνει υπόψη τη διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής³ καθώς και τις απαιτήσεις συντήρησης των μονάδων. Εξετάζεται κάθε έτος της υπό διερεύνηση περιόδου, με διακριτότητα μιας εβδομάδας ώστε να είναι δυνατή η ρεαλιστική μοντελοποίηση των περιόδων συντήρησης των μονάδων παραγωγής. Για κάθε σενάριο υπολογίζονται οι ετήσιοι δείκτες αξιοπιστίας LOLE (Loss of Load Expectation) και EUE (Expected Unserved Energy) βάσει των οποίων γίνεται η αξιολόγηση των διαφορετικών σεναρίων και η εξαγωγή συμπερασμάτων.

Η μεθοδολογία για τον προσδιορισμό της συνολικής καθαρής ισχύος που απαιτείται για την ικανοποίηση του υιοθετούμενου κριτηρίου συνίσταται στην εκτίμηση της επίδρασης ένταξης θερμικών μονάδων παραγωγής στο ενεργειακό ισοζύγιο. Για το σκοπό αυτό, για κάθε σενάριο, προσομοιώνεται η λειτουργία του συστήματος παραγωγής θεωρώντας τη διαδοχική ένταξη θερμικής ισχύος σε βήματα των 50 MW με στόχο την επίτευξη του κριτηρίου αξιοπιστίας για κάθε έτος.

6.2. Κριτήριο Αξιοπιστίας

Δεδομένου ότι η ηλεκτρική ενέργεια δεν μπορεί να αποθηκευτεί στην υπό ανάλυση περίοδο και δεδομένου ότι τόσο η ζήτηση όσο και η παραγωγή επηρεάζονται από απρόβλεπτους παράγοντες (π.χ. μεγαλύτερη ευαισθησία φορτίου στη θερμοκρασία, βλάβες μονάδων, άπνοια κλπ.) είναι πρακτικά αδύνατο να εγγυηθεί κανείς ότι ένα σύστημα ηλεκτροπαραγωγής θα μπορεί να ανταποκριθεί πλήρως στις ανάγκες της ζήτησης κάτω από οποιεσδήποτε συνθήκες. Ιδιαίτερα σε περιπτώσεις συνδυασμένων δυσμενών συνθηκών, ενδέχεται να απαιτηθεί η

³ Χρησιμοποιείται ο δείκτης EFOR_D (Equivalent Demand Forced Outage Rate – Συντελεστής Απρόβλεπτης Μη Διαθεσιμότητας Ανηγμένης σε Ισοδύναμη Ζήτηση Φορτίου) που περιγράφει κυρίως τις τυχαίες βλάβες

διακοπή τροφοδότησης κάποιων καταναλωτών ώστε να διατηρηθεί η ισορροπία μεταξύ παραγωγής και ζήτησης.

Συνεπώς είναι απαραίτητος ο καθορισμός του επιθυμητού επιπέδου αξιοπιστίας που θα πρέπει να εξασφαλίζει το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής, ώστε το ρίσκο μη ικανοποίησης της ζήτησης να είναι ανεκτό τόσο από οικονομικής, όσο και από κοινωνικής άποψης. Το υιοθετούμενο κριτήριο επάρκειας θα πρέπει να είναι τέτοιο ώστε να επιτυγχάνεται ένας συμβιβασμός μεταξύ των απαιτήσεων ικανοποιητικής κάλυψης της ζήτησης (εν προκειμένω αξιοπιστίας) και απαιτούμενου κόστους για την κατασκευή νέων μονάδων παραγωγής.

Η ικανότητα του συστήματος να καλύπτει ασφαλώς τις ανάγκες της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας σε συγκεκριμένη χρονική περίοδο (π.χ. ένα έτος) ιστορικά εκφράζεται μέσω διαφόρων στοχαστικών δεικτών αξιοπιστίας, από τους οποίους οι πλέον διαδεδομένοι είναι οι δείκτες της Αναμενόμενη Απώλεια Φορτίου (LOLE) και της Μη Εξυπηρετούμενης Ενέργειας (EUE):

- Η Αναμενόμενη Απώλεια Φορτίου (Loss of Load Expectation, LOLE), σε ώρες ανά έτος, εκφράζει τις ώρες του έτους για τις οποίες το συγκεκριμένο σύστημα παραγωγής δεν μπορεί να ικανοποιήσει πλήρως τη ζήτηση, ανεξαρτήτως του μεγέθους του ελλείμματος κάθε ώρας.
- Μη Εξυπηρετούμενη Ενέργεια ή Απορριπτόμενο φορτίο (Expected Unserved Energy - EUE). Ο δείκτης αυτός σε ετήσια βάση εκφράζει τις GWh που αναμένεται να μη μπορεί να καλύψει το συγκεκριμένο σύστημα παραγωγής.

Πρέπει να σημειωθεί ότι για την αξιολόγηση της επάρκειας ενός συστήματος παραγωγής πρέπει να αξιολογούνται από κοινού οι προαναφερθέντες δείκτες. Εν γένει, η Μη Εξυπηρετούμενη Ενέργεια προσδιορίζει άμεσα την ικανότητα επάρκειας του συστήματος παραγωγής, ενώ η Πιθανότητα Απώλειας Φορτίου αποτελεί ένδειξη του ποσοστού των ωρών κατά τη διάρκεια του έτους κατά τις οποίες δεν μπορεί να ικανοποιηθεί πλήρως η ζήτηση.

Διεθνώς, οι τιμές του LOLE της τάξεως των ολίγων ωρών το έτος και συνήθως κυμαίνονται από 2,4 έως 10 ώρες ετησίως, οι οποίες θεωρούνται εν γένει ικανοποιητικές⁴. Στη μελέτη αυτή θεωρήθηκαν ως ικανοποιητικό κατώφλι για το δείκτη LOLE οι 3 ώρες ετησίως.

Πρέπει να διευκρινιστεί είναι ότι η αξιολόγηση των αποτελεσμάτων της Μελέτης Επάρκειας Ισχύος δεν μπορεί να γίνεται με ντετερμινιστικούς όρους. Με άλλα λόγια υψηλές τιμές των προαναφερόμενων δεικτών δεν σημαίνει ότι για συγκεκριμένο αριθμό ωρών θα γίνονται διακοπές στην ηλεκτροδότηση, παρέχουν όμως σαφείς ενδείξεις ότι πρέπει να αυξηθεί η εγκατεστημένη ισχύς ηλεκτρικής παραγωγής ώστε να καλύπτεται ασφαλώς η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας. Έτσι, για παράδειγμα, αν για ένα έτος προκύπτει LOLE ίσο με 100 ώρες, δεν σημαίνει ότι θα διακοπεί η ηλεκτροδότηση όλων των καταναλωτών για 100 ώρες, ούτε ότι θα υπάρχει έλλειψη παραγωγής η οποία θα διαρκέσει 100 συνεχόμενες ώρες. Σημαίνει ότι αν μπορούσε να επαναληφθεί το συγκεκριμένο έτος άπειρες φορές, η αναμενόμενη τιμή (μέσος όρος) των ωρών για τις οποίες διακόπτεται η ηλεκτροδότηση κάποιων καταναλωτών θα ήταν 100 ώρες. Σε κάθε περίπτωση, υψηλές τιμές των δεικτών αξιοπιστίας εκφράζουν υψηλότερο ρίσκο σχετικά με την ικανότητα του συστήματος παραγωγής να εξυπηρετήσει τη ζήτηση.

Ο χαρακτηρισμός του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής ως επαρκές για ένα έτος στα πλαίσια της Μελέτης Επάρκειας Ισχύος σε καμία περίπτωση δεν αποκλείει το ενδεχόμενο να μην καλυφθεί πλήρως η ζήτηση, ιδίως κάτω από ιδιαίτερα δυσμενείς συνθήκες, όμως εκτιμάται ότι εάν απαιτηθεί, το μέγεθος και η συχνότητα των περικοπών θα είναι εντός ανεκτών ορίων.

⁴ 'Least Cost Electric Utility Planning' H.G. Stoll, 1988

6.3. Υποθέσεις

Η στοχαστική μεθοδολογία εκτίμησης επάρκειας έχει εφαρμοστεί για το σενάριο εξέλιξης του δυναμικού ηλεκτροπαραγωγής (Σενάριο Αναφοράς - ΕΣΕΚ) που περιγράφεται στην παράγραφο 4.5.

Βασική παράμετρος για τον υπολογισμό των δεικτών αξιοπιστίας είναι η διαθεσιμότητα των θερμικών μονάδων, η οποία εκφράζεται μέσω δείκτη EFOR_D (Equivalent Demand Forced Outage Rate – Συντελεστής Απρόβλεπτης Μη Διαθεσιμότητας Ανηγμένης σε Ισοδύναμη Ζήτηση Φορτίου) που περιγράφει κυρίως τις τυχαίες βλάβες. Για τους υπολογισμούς στα πλαίσια της μελέτης αυτής, ως τιμές για το δείκτη EFOR_D των υφιστάμενων θερμικών μονάδων έχουν χρησιμοποιηθεί οι υπολογισμένες από τον ΑΔΜΗΕ τιμές λαμβάνοντας υπόψη τα ιστορικά στοιχεία της περιόδου Μάρτιος 2015 – Φεβρουάριος 2018. Για τις νέες μονάδες έχουν θεωρηθεί τυπικές τιμές του συντελεστή EFOR_D για την κατηγορία μονάδων στις οποίες εντάσσονται οι υπόψη μονάδες. Στο Παράρτημα II (Κεφ 10) δίνονται οι τιμές του δείκτη EFOR_D που έχουν χρησιμοποιηθεί.

Με σκοπό μιας πιο συντηρητικής προσέγγισης αναφορικά με την αξιοπιστία τους ως προς την πραγματική τους διαθεσιμότητα (μέγιστη διαθέσιμη ισχύ, ποιότητα καυσίμου κλπ), η παραγωγική ικανότητα των λιγνιτικών μονάδων καθ' όλη τη διάρκεια της υπό εξέτασης περιόδου θεωρείται μειωμένη κατά 10%.

Το πρόγραμμα συντήρησης των μονάδων καταρτίζεται από το μοντέλο PROSIM, χρησιμοποιώντας έναν αλγόριθμο επιπεδοποίησης της εφεδρείας. Για τους σκοπούς της μελέτης έχει θεωρηθεί ότι οι ετήσιες απαιτήσεις για συντήρηση είναι 4 εβδομάδες για τις λιγνιτικές μονάδες, 2 εβδομάδες για τις μονάδες συνδυασμένου κύκλου και 1 εβδομάδα για τους αεριοστροβίλους.

Η ωριαία λειτουργία των αιολικών και των φωτοβολταϊκών για κάθε έτος στα πλαίσια αυτής της μελέτης διαμορφώνεται χρησιμοποιώντας τα δεδομένα των 35 κλιματολογικών ετών από τη βάση PECD 2.0 του ENTSO-E, λαμβάνοντας υπόψη την εκτιμώμενη ισχύ ανά κατηγορία του υιοθετούμενου σεναρίου διείσδυσης ΑΠΕ (Πιν. 4.11). Για τις υπόλοιπες μορφές ΑΠΕ, η λειτουργία τους διαμορφώνεται λαμβάνοντας υπόψη τους μέσους μηνιαίους συντελεστές φόρτισης της τελευταίας πενταετίας (Πιν. 4.9). Οι χρονοσειρές παραγωγής των ΑΠΕ αφαιρούνται από τις χρονοσειρές του συνολικού φορτίου.

Η λειτουργία των μεγάλων υδροηλεκτρικών μονάδων (εκτός των αντλητικών μονάδων) προσομοιώνεται με κατάλληλη τροποποίηση της Καμπύλης Διάρκειας Φορτίου (τεχνική αποκοπής αιχμών – Peak Shaving) κατά τρόπο ώστε η παραγόμενη ενέργειά τους να αντιστοιχεί στην ενέργεια εκάστου σεναρίου που εξετάζεται. Εξετάζονται τρία σενάρια υδραυλικότητας (ξηρό, μέσο και υγρό έτος) τα οποία προσδιορίστηκαν από στατιστική επεξεργασία ιστορικών δεδομένων και αντιστοιχούν σε ετήσια παραγωγή των υφιστάμενων υδροηλεκτρικών 2300 GWh, 4200 GWh και 5800 GWh, ενώ η μέγιστη αποκοπόμενη ισχύς της ζήτησης που θα καλυφθεί λόγω της λειτουργίας των υδροηλεκτρικών στα πλαίσια της προσομοίωσης έχει θεωρηθεί ίση με 1700 MW, 1800 MW και 1900 MW αντίστοιχα. Η επιπλέον ετήσια παραγωγή που επιτυγχάνεται από την ένταξη νέων υδροηλεκτρικών μονάδων υπολογίζεται θεωρώντας ότι ο ετήσιος συντελεστής χρησιμοποίησης των υδροηλεκτρικών παραμένει σταθερός για κάθε σενάριο υδραυλικότητας. Σε κάθε σενάριο λαμβάνεται υπόψη η επιπλέον υδροηλεκτρική παραγωγή από τη λειτουργία των αντλητικών σταθμών, η οποία προσομοιώνεται από το μοντέλο PROSIM.

Για τους σκοπούς αυτής της μελέτης η συμβολή των υφιστάμενων διασυνδέσεων εξετάζεται μέσω πέντε ισοδύναμων θερμικών μονάδων. Η διαθεσιμότητα των ισοδύναμων μονάδων προσδιορίστηκε βάσει των ιστορικών στοιχείων των διασυνοριακών διασυνδέσεων των τριών τελευταίων ετών. Από το 2023 και μετά λαμβάνεται υπόψη η θέση σε λειτουργία της νέας διασύνδεσης με τη Βουλγαρία, η οποία αναμένεται να αυξήσει την εισαγωγική ικανότητα της

χώρας κατά 600 MW. Αν και από τεχνικής πλευράς είναι εφικτή η αύξηση των εισαγωγών κατά αυτό το μέγεθος, οι ανταλλαγές ενέργειας στις διασυνδέσεις πλέον είναι αποτέλεσμα των διαμορφούμενων τιμών στις αγορές της ευρύτερης περιοχής και κατά συνέπεια ο βαθμός αξιοποίησης της νέας διασυνδετικής γραμμής δεν μπορεί να εκτιμηθεί από τον Διαχειριστή. Επιπλέον, ιδίως σε περιπτώσεις δυσμενών συνθηκών, οι οποίες επηρεάζουν ταυτόχρονα και τις γειτονικές χώρες, δεν μπορεί να θεωρηθεί εγγυημένη η διαθεσιμότητα τέτοιων ποσοτήτων ενέργειας. Για τους λόγους αυτούς, και για να μπορούν τα αποτελέσματα να θεωρηθούν από την ασφαλή πλευρά, η συνεισφορά της νέας διασύνδεσης έχει ληφθεί υπόψη κατ' αναλογία με τη συνεισφορά και την αξιοποίηση των υφιστάμενων διασυνδέσεων.

Για τον υπολογισμό του δεικτών αξιοπιστίας LOLE και EUE έχει ληφθεί υπόψη το Σενάριο ΕΣΕΚ αναφορικά με την εξέλιξη της ζήτησης (ενότητες 2.2 και 3.2), στο οποίο, υπενθυμίζεται ότι συμπεριλαμβάνεται και η ζήτηση των υπό διασύνδεση νησιών, από το πρώτο έτος πλήρους λειτουργίας των εν λόγω διασυνδέσεων. Για τους σκοπούς της μελέτης επάρκειας εξετάζεται η ακραία συνθήκη μεταφοράς ισχύος προς την Κρήτη και ειδικότερα, θεωρείται σταθερή ωριαία φόρτιση της AC διασύνδεσης (Φάση I) ίση με 180 MW έως την ένταξη της δεύτερης διασύνδεσης, ενώ μετά την ολοκλήρωση της δεύτερης διασύνδεσης (Φάση II) θεωρείται ότι το σύνολο του φορτίου της Κρήτης αναλαμβάνεται από το ηπειρωτικό σύστημα, χωρίς συμβολή τοπικών θερμικών μονάδων παραγωγής στην Κρήτη. Επιπλέον, από το 2025 και μετά συμπεριλαμβάνεται η ζήτηση των Κυκλάδων Δ' Φάσης, ενώ από το 2028 και το 2029 και μετά και η ζήτηση των Δωδεκανήσων και των νησιών του ΒΑ Αιγαίου αντίστοιχα.

Για κάθε σενάριο εξέλιξης της ζήτησης και υπό εξέταση έτος διαμορφώθηκαν 35 ωριαίες χρονοσειρές φορτίων, βάσει των κλιματολογικών ετών της βάσης δεδομένων PECD 2.0, χρησιμοποιώντας το μοντέλο TRAPUNTA⁵ του ENTSO-E. Στη συνέχεια, λαμβάνοντας υπόψη την θεωρούμενη παραγωγή των ΑΠΕ και την υδροηλεκτρική παραγωγή για κάθε υπό εξέταση σενάριο διαμορφώνεται το ωριαίο υπολειπόμενο φορτίο το οποίο και θα πρέπει να καλυφθεί από τις θερμικές μονάδες και τις διασυνδέσεις, ώστε να υπολογιστούν οι δείκτες αξιοπιστίας.

⁵ Περιγραφή της μεθοδολογίας διαμόρφωσης φορτίων δίνεται στην έκθεση MAF 2019 του ENTSO-E

7. ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΣΕΝΑΡΙΟΥ ΕΣΕΚ

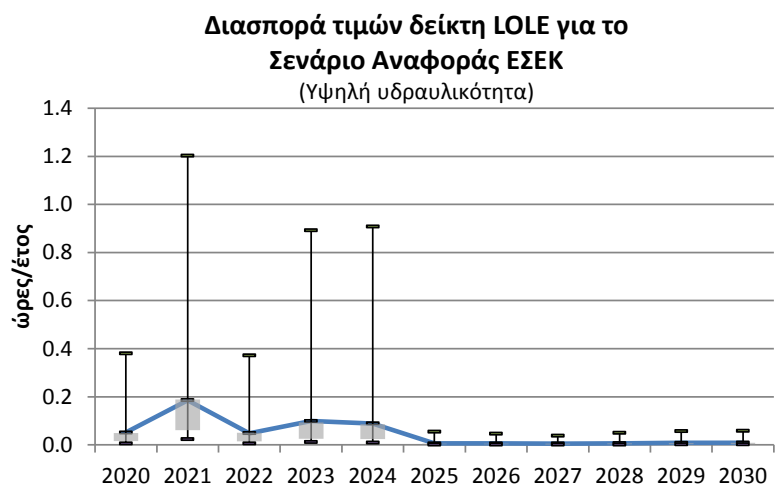
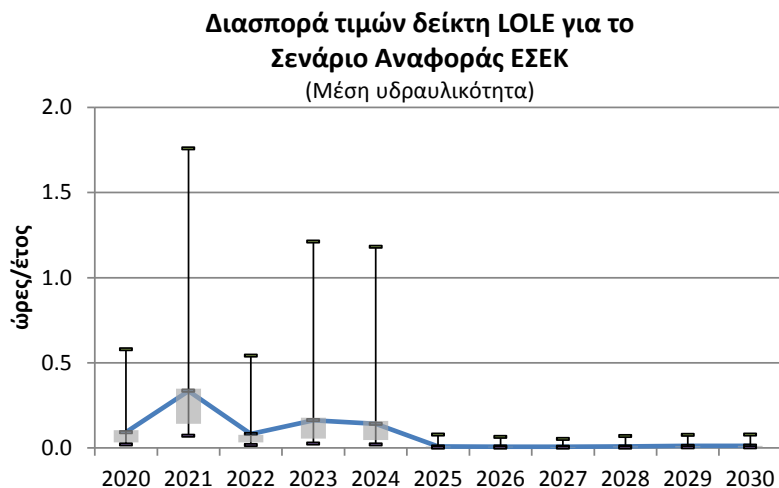
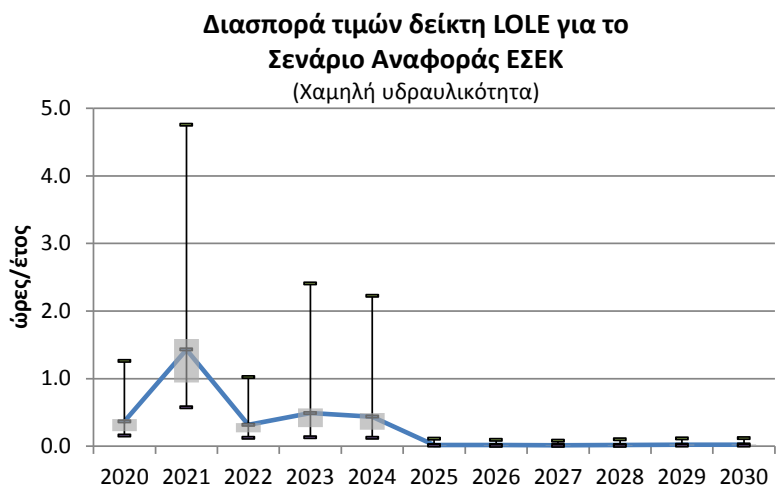
Με τη χρήση του πιθανοτικού μοντέλου προσομοίωσης PROSIM υπολογίστηκαν οι δείκτες αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής σε συνθήκες διασυνδεδεμένης λειτουργίας για την περίοδο 2020 – 2030 για το υιοθετούμενο σενάριο εξέλιξης του παραγωγικού δυναμικού Αναφοράς – ΕΣΕΚ, όπως αυτό περιγράφεται στην ενότητα 4.5, λαμβάνοντας υπόψη το σενάριο εξέλιξης της ζήτησης ΕΣΕΚ, για όλα τα σενάρια υδραυλικότητας (ξηρό, μέσο ή υγρό έτος).

Στον Πιν. 7.1 που ακολουθεί παρουσιάζονται οι μέσες τιμές των δεικτών αξιοπιστίας LOLE και EUE, όπως υπολογίστηκαν για κάθε έτος της περιόδου 2020 – 2030. Η διασπορά⁶ των τιμών του δείκτη LOLE (ως προς τις υιοθετούμενες κλιματολογικές συνθήκες) για τα τρία σενάρια υδραυλικότητας παρουσιάζονται στο Σχήμα 7.1, ενώ η διασπορά των τιμών του δείκτη EUE για τις ίδιες υποθέσεις δίνονται στο Σχήμα 7.2.

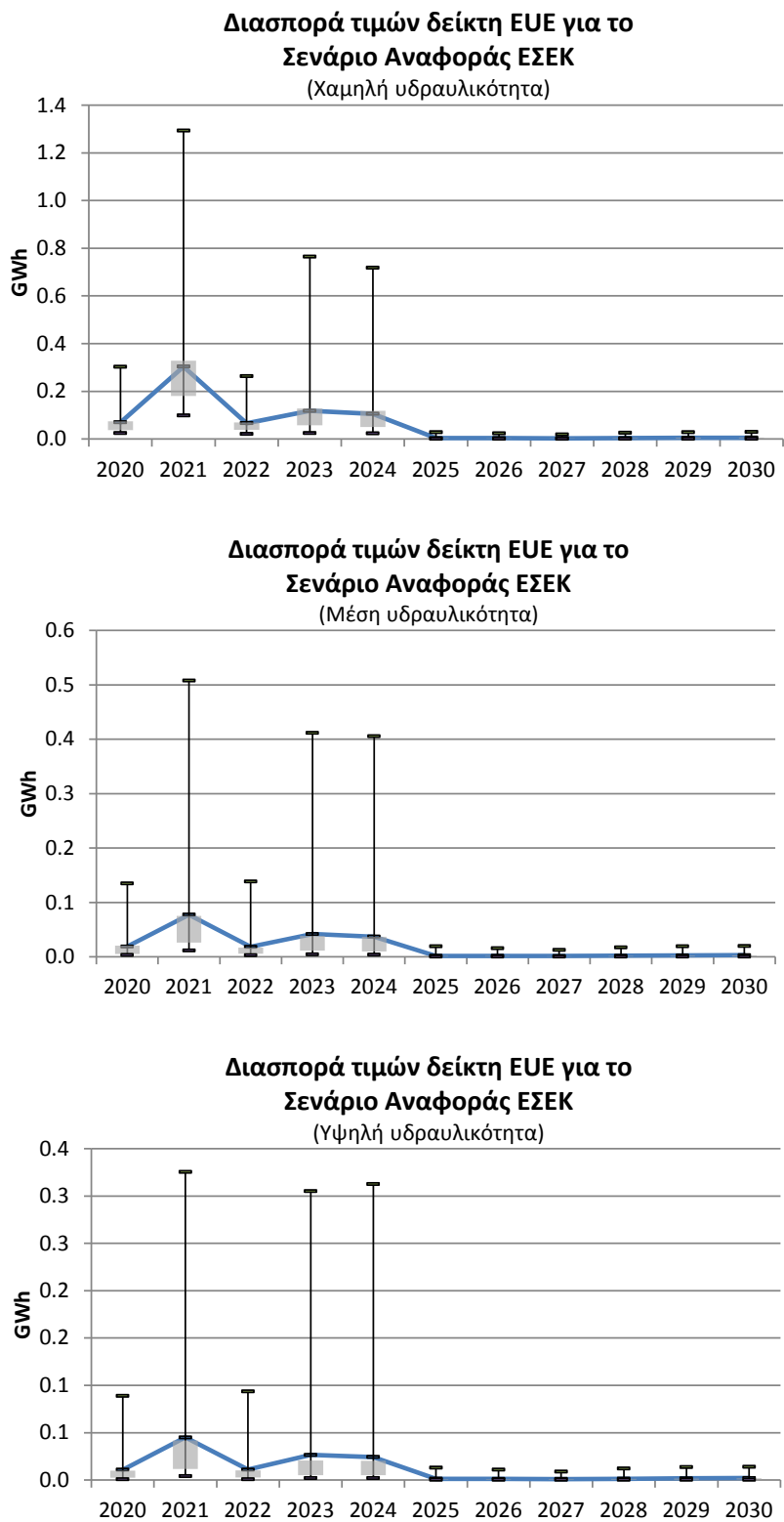
Πιν. 7.1: Αποτελέσματα για το Σενάριο Αναφοράς ΕΣΕΚ

	Ξηρό Έτος		Μέσο Έτος		Υγρό Έτος	
	LOLE (ώρες/έτος)	EUE (GWh)	LOLE (ώρες/έτος)	EUE (GWh)	LOLE (ώρες/έτος)	EUE (GWh)
2020	0.366	0.070	0.092	0.019	0.051	0.011
2021	1.430	0.304	0.335	0.077	0.186	0.045
2022	0.316	0.066	0.082	0.018	0.048	0.011
2023	0.490	0.118	0.163	0.042	0.099	0.027
2024	0.436	0.106	0.141	0.037	0.089	0.024
2025	0.018	0.004	0.009	0.002	0.006	0.001
2026	0.016	0.003	0.008	0.002	0.006	0.001
2027	0.014	0.003	0.007	0.002	0.005	0.001
2028	0.017	0.004	0.009	0.002	0.006	0.001
2029	0.022	0.005	0.012	0.003	0.008	0.002
2030	0.024	0.005	0.013	0.003	0.009	0.002

⁶ Στα Box-Whisker διαγράμματα τα άνω και κάτω όρια του ορθογωνίου (box) δίνουν το πρώτο και το τρίτο τεταρτημόριο (25% και 75% αντίστοιχα) των παρατηρήσεων, και άρα το ορθογώνιο δίνει το κεντρικό διάστημα με το 50% των παρατηρήσεων. Τα άνω και κάτω όρια της κάθετης γραμμής (whisker) αντιπροσωπεύουν τη μέγιστη και την ελάχιστη τιμή των παρατηρήσεων, ενώ η οριζόντια γραμμή μέσα στο ορθογώνιο αντιπροσωπεύει τη μέση τιμή των παρατηρήσεων.



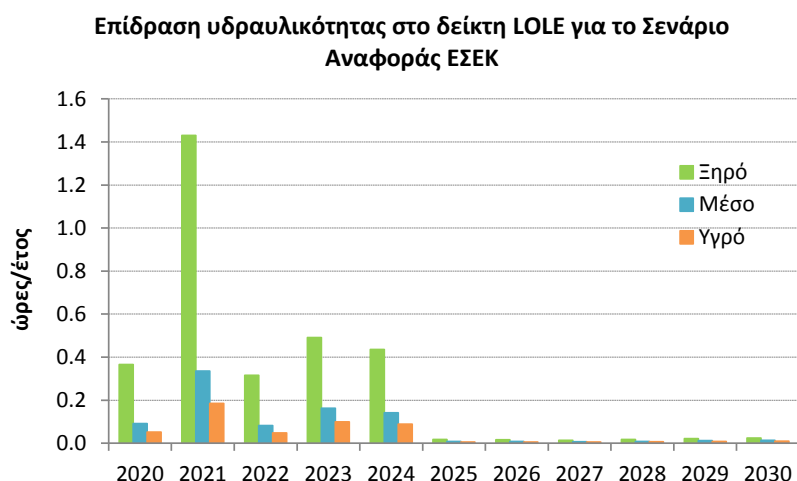
Σχήμα 7.1: Διασπορά τιμών δείκτη LOLE για το Σενάριο Αναφοράς ΕΣΕΚ



Σχήμα 7.2: Διασπορά τιμών δείκτη EUE για το Σενάριο Αναφοράς EΣΕΚ

Από τα αποτελέσματα του Πιν. 7.1 μπορούν να διαπιστωθούν τα παρακάτω:

- Υπό τις συνθήκες που περιγράφονται στο Σενάριο Αναφοράς ΕΣΕΚ (πολύ σημαντική εξοικονόμηση ενέργειας, επίτευξη μεγάλου βαθμού διείσδυσης ΑΠΕ, πλήρης απολιγνιτοποίηση με παράλληλη αντικατάσταση με νέο παραγωγικό δυναμικό) οι μέσες τιμές του δείκτη LOLE καθ' όλη την υπό εξέταση περίοδο 2020 - 2030 είναι χαμηλότερες του υιοθετούμενου κριτηρίου αξιοπιστίας, ανεξαρτήτως των θεωρούμενων υποθέσεων.
- Οι υψηλότερες τιμές του δείκτη LOLE, αν και χαμηλότερες του υιοθετούμενου κριτηρίου αξιοπιστίας, εμφανίζονται το έτος 2021 κατά το οποίο αποσύρονται λιγνιτικές μονάδες, χωρίς όμως να έχει προστεθεί νέο συμβατικό παραγωγικό δυναμικό στο Σύστημα. Ειδικά σε συνθήκες χαμηλής υδραυλικότητας, από το Σχήμα 7.1 μπορεί να παρατηρηθεί ότι για κάποιες κλιματικές συνθήκες ο δείκτης LOLE υπερβαίνει το υιοθετούμενο κριτήριο αξιοπιστίας.
- Η αναμενόμενη ένταξη των νέων μονάδων της Πτολεμαΐδας V και του CCGT1 το 2022 φαίνεται να αντισταθμίζει την απώλεια των μονάδων των ΑΗΣ Καρδιάς, ΑΗΣ Αμυνταίου και των τεσσάρων μονάδων του ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου, βελτιώνοντας τις τιμές του δείκτη LOLE.
- Ομοίως, η έναρξη της λειτουργίας της δεύτερης διασύνδεσης με τη Βουλγαρία το 2023 και η ένταξη και της δεύτερης νέας μονάδας Συνδυασμένου Κύκλου ΦΑ το ίδιο έτος αντισταθμίζει την απόσυρση και των υπολοίπων υφιστάμενων λιγνιτικών μονάδων, παρά την ανάληψη του συνόλου της ζήτησης της Κρήτης από το ηπειρωτικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής το 2023.
- Από το 2025 και μετά, η ένταξη της νέας αντλητικής ισχύος, αλλά και η διαρκής αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ έχουν ως αποτέλεσμα οι τιμές του δείκτη LOLE να παραμένουν ιδιαίτερα χαμηλές.
- Υπό αυτές τις συνθήκες, η ανάληψη της ζήτησης των υπό διασύνδεση συμπλεγμάτων νησιών από το ΕΣΜΗΕ δεν γίνεται αντιληπτή στους δείκτες αξιοπιστίας.
- Το θεωρούμενο σενάριο υδραυλικότητας επηρεάζει σημαντικά τις τιμές του δείκτη LOLE, όπως φαίνεται και στο Σχήμα 7.3.



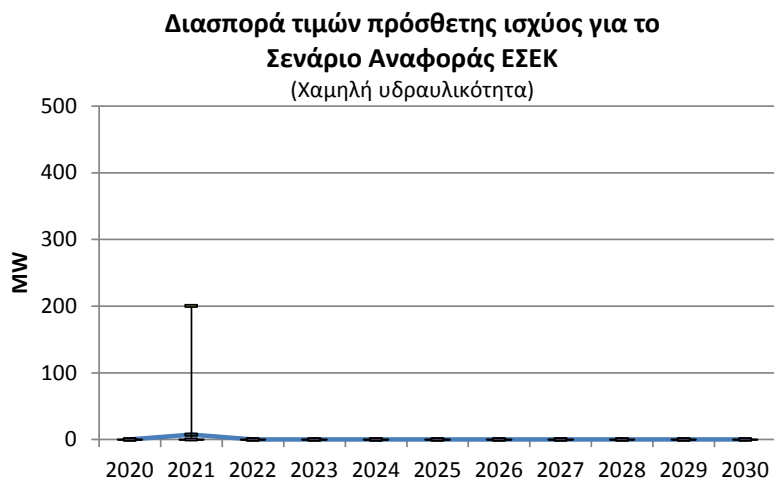
Σχήμα 7.3: Επίδραση της υδραυλικότητας στο δείκτη LOLE για το Σενάριο Αναφοράς ΕΣΕΚ

Στον Πιν. 7.2 παρουσιάζεται η μέγιστη τιμή της απαραίτητης πρόσθετης καθαρής ισχύος θερμικών μονάδων που απαιτείται ώστε να ικανοποιείται το υιοθετούμενο κριτήριο

αξιοπιστίας. Η διασπορά των τιμών της απαραίτητης πρόσθετης καθαρής ισχύος (ως προς τις υιοθετούμενες κλιματολογικές συνθήκες), θεωρώντας χαμηλή ετήσια υδραυλικότητα παρουσιάζεται στο Σχήμα 7.4.

Πιν. 7.2: Μέγιστη απαραίτητη πρόσθετη καθαρή ισχύς για την ικανοποίηση του κριτηρίου αξιοπιστίας για το Σενάριο Αναφοράς - ΕΣΕΚ

	Ξηρό	Μέσο	Υγρό
	έτος	έτος	έτος
(MW)			
2020	0	0	0
2021	200	0	0
2022	0	0	0
2023	0	0	0
2024	0	0	0
2025	0	0	0
2026	0	0	0
2027	0	0	0
2028	0	0	0
2029	0	0	0
2030	0	0	0



Σχήμα 7.4: Διασπορά τιμών της απαραίτητης πρόσθετης καθαρής ισχύος για το Σενάριο Αναφοράς ΕΣΕΚ

8. ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ

Στην ενότητα αυτή αναλύεται η επίδραση κάποιων παραμέτρων οι οποίες επιδρούν σημαντικά στα αποτελέσματα της μελέτης:

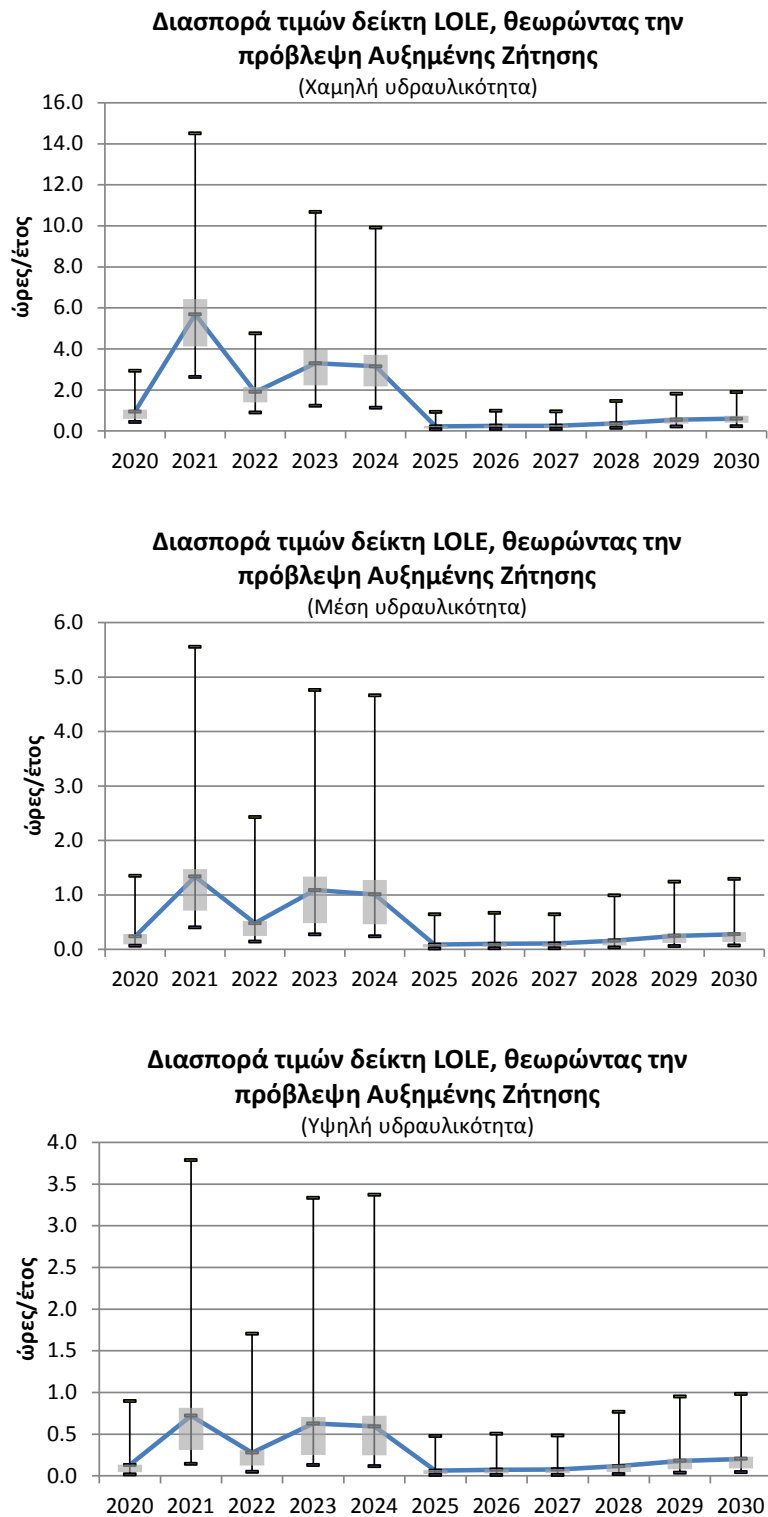
- Αυξημένη ζήτηση
- Καθυστέρηση στην ένταξη νέων μονάδων

8.1. Αυξημένη Ζήτηση

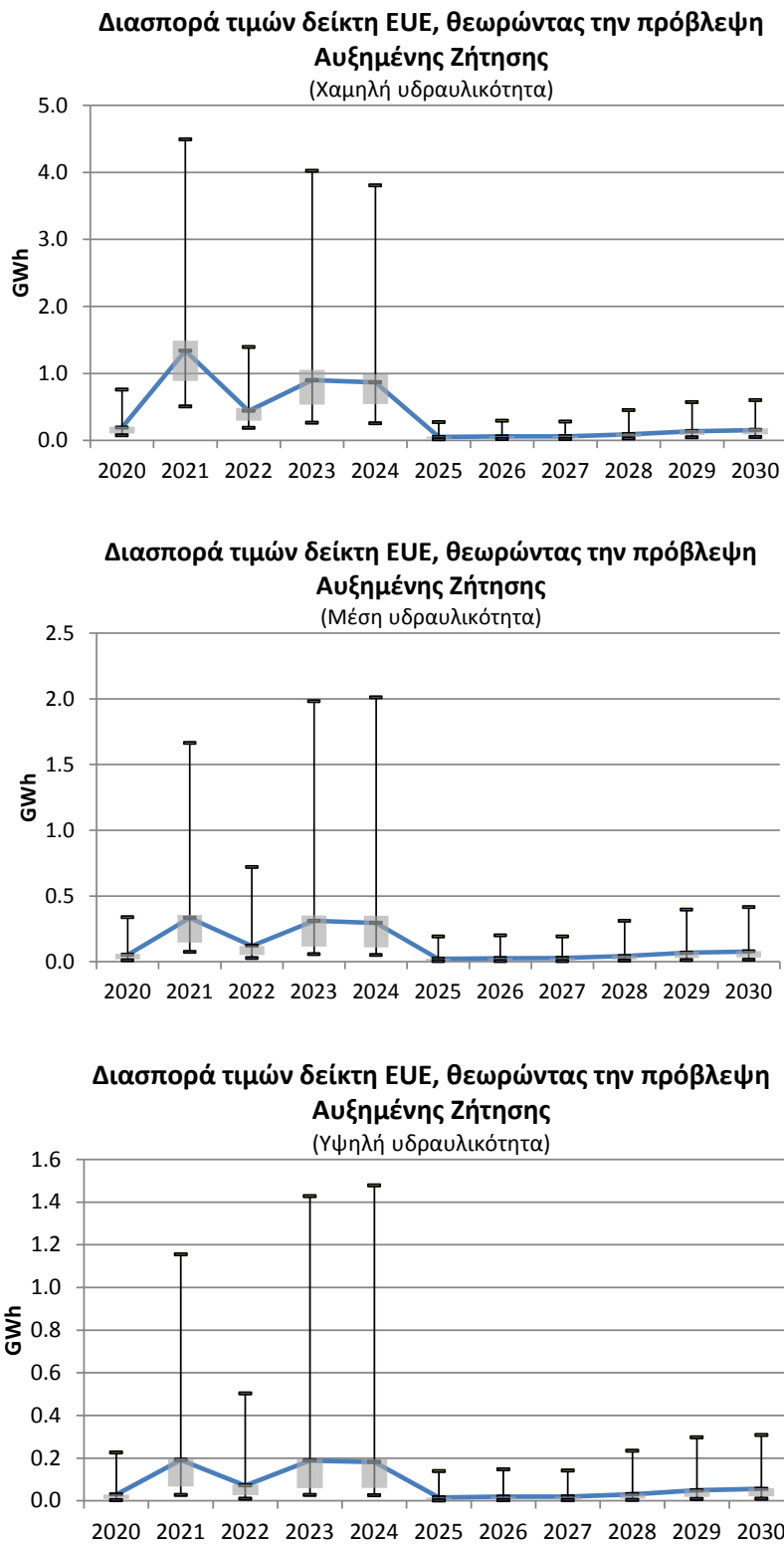
Στον Πιν. 8.1 που ακολουθεί παρουσιάζονται οι μέσες τιμές των δεικτών αξιοπιστίας LOLE και EUE, όπως υπολογίστηκαν για κάθε έτος της περιόδου 2020 – 2030, θεωρώντας την πρόβλεψη Αυξημένης Ζήτησης (ενότητες 2.2 και 3.2), διατηρώντας τις λοιπές υποθέσεις του Σεναρίου Αναφοράς ΕΣΕΚ. Η διασπορά των τιμών του δείκτη LOLE (ως προς τις υιοθετούμενες κλιματολογικές συνθήκες), για τα τρία σενάρια υδραυλικότητας παρουσιάζεται στο Σχήμα 8.1, ενώ η διασπορά των τιμών του δείκτη EUE για τις ίδιες υποθέσεις δίνεται στο Σχήμα 8.2.

Πιν. 8.1: Αποτελέσματα για το Σενάριο Αναφοράς ΕΣΕΚ, θεωρώντας την πρόβλεψη Αυξημένης Ζήτησης

	Ξηρό Έτος		Μέσο Έτος		Υγρό Έτος	
	LOLE (ώρες/έτος)	EUE (GWh)	LOLE (ώρες/έτος)	EUE (GWh)	LOLE (ώρες/έτος)	EUE (GWh)
2020	0.944	0.191	0.238	0.052	0.130	0.029
2021	5.689	1.338	1.338	0.333	0.720	0.192
2022	1.900	0.441	0.481	0.120	0.278	0.072
2023	3.302	0.900	1.088	0.311	0.627	0.189
2024	3.149	0.868	1.011	0.295	0.593	0.182
2025	0.217	0.051	0.088	0.022	0.062	0.016
2026	0.249	0.059	0.103	0.027	0.073	0.019
2027	0.255	0.061	0.108	0.028	0.077	0.020
2028	0.370	0.091	0.160	0.043	0.116	0.031
2029	0.548	0.140	0.247	0.068	0.180	0.049
2030	0.602	0.155	0.277	0.077	0.202	0.056



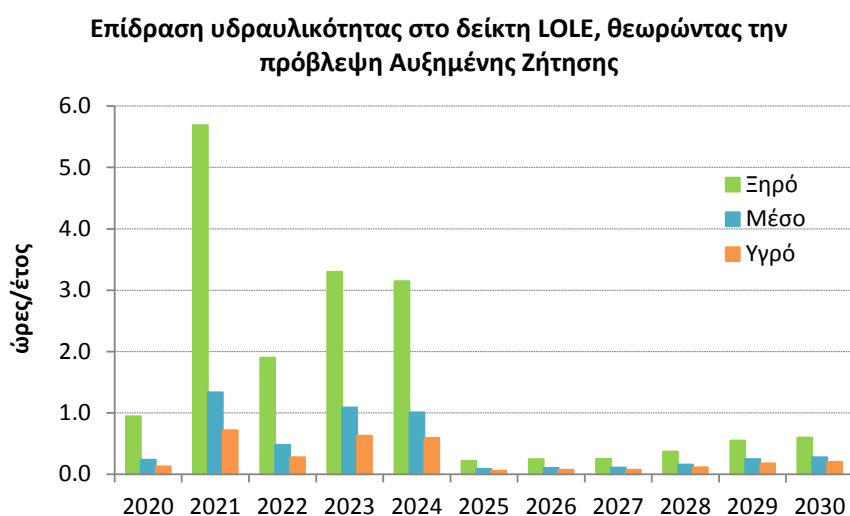
Σχήμα 8.1: Διασπορά τιμών δείκτη LOLE για το Σενάριο Αναφοράς ΕΣΕΚ, θεωρώντας την πρόβλεψη Αυξημένης Ζήτησης



Σχήμα 8.2: Διασπορά τιμών δείκτη ΕΥΕ για το Σενάριο Αναφοράς ΕΣΕΚ, θεωρώντας την πρόβλεψη Αυξημένης Ζήτησης

Από τα αποτελέσματα του Πιν. 8.1 μπορούν να διαπιστωθούν τα παρακάτω:

- Η θεώρηση υψηλότερης ζήτησης συγκριτικά με τις υποθέσεις του ΕΣΕΚ προφανώς οδηγεί σε υψηλότερες τιμές των δεικτών αξιοπιστίας, παρά τη διατήρηση των λοιπών υποθέσεων. Παρόλα αυτά, οι μέσες τιμές του δείκτη LOLE καθ' όλη την υπό εξέταση περίοδο 2020 - 2030 είναι χαμηλότερες του υιοθετούμενου κριτηρίου αξιοπιστίας, με εξαίρεση την περίοδο 2021-2024 θεωρώντας δυσμενείς συνθήκες υδραυλικότητας.
- Οι υψηλότερες τιμές του δείκτη LOLE, αν και χαμηλότερες του υιοθετούμενου κριτηρίου αξιοπιστίας, εμφανίζονται το έτος 2021 κατά το οποίο αποσύρονται λιγνιτικές μονάδες, χωρίς όμως να έχει προστεθεί νέο συμβατικό παραγωγικό δυναμικό στο Σύστημα και τη διετία 2023-2024 κατά την οποία ολοκληρώνεται η απόσυρση των υφιστάμενων λιγνιτικών μονάδων. Κατά τα έτη αυτά, ανεξαρτήτως υδραυλικότητας, από το Σχήμα 8.1 μπορεί να παρατηρηθεί ότι για αρκετές κλιματικές συνθήκες ο δείκτης LOLE υπερβαίνει το υιοθετούμενο κριτήριο αξιοπιστίας και συνεπώς υπό δυσμενείς συνθήκες μπορεί να υπάρχει κίνδυνος μη επαρκούς κάλυψης αιχμών κατά την περίοδο 2021-2024.
- Η αναμενόμενη ένταξη των νέων μονάδων της Πτολεμαΐδας V και του CCGT1 το 2022 φαίνεται να αντισταθμίζει εν μέρει την απώλεια των μονάδων των ΑΗΣ Καρδιάς, ΑΗΣ Αμυνταίου και των τεσσάρων μονάδων του ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου, βελτιώνοντας τις τιμές του δείκτη LOLE.
- Παρά την έναρξη της λειτουργίας της δεύτερης διασύνδεσης με τη Βουλγαρία το 2023 και την ένταξη και της δεύτερης νέας μονάδας Συνδυασμένου Κύκλου ΦΑ το ίδιο έτος, η απόσυρση και των υπολοίπων υφιστάμενων λιγνιτικών μονάδων και η ανάληψη του συνόλου της ζήτησης της Κρήτης από το ηπειρωτικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής το 2023 οδηγούν σε επιδείνωση των δεικτών αξιοπιστίας.
- Από το 2025 και μετά, η ένταξη της νέας αντλητικής ισχύος, αλλά και η διαρκής αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ έχουν ως αποτέλεσμα οι τιμές του δείκτη LOLE να παραμένουν χαμηλές.
- Το θεωρούμενο σενάριο υδραυλικότητας επηρεάζει σημαντικά τις τιμές του δείκτη LOLE, όπως φαίνεται και στο Σχήμα 8.3.

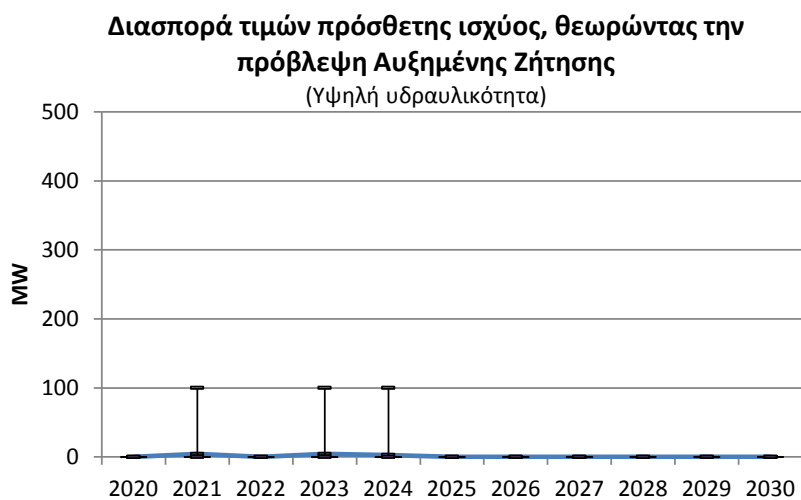
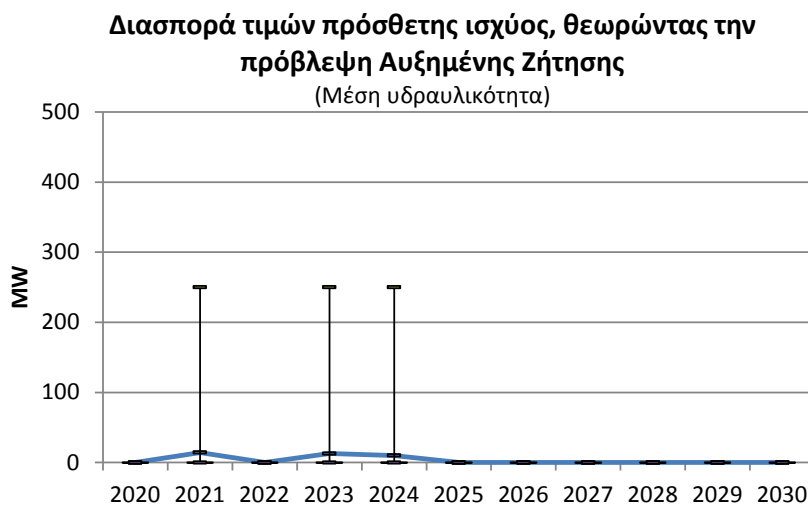
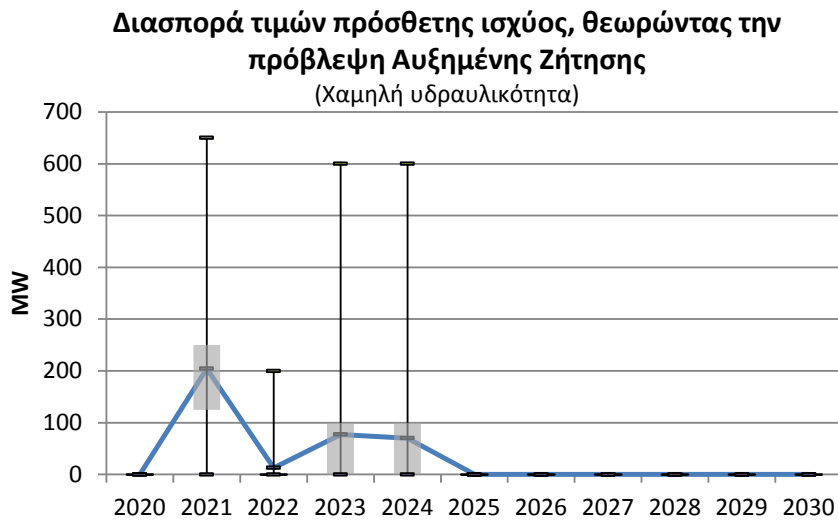


Σχήμα 8.3: Επίδραση της υδραυλικότητας στο δείκτη LOLE για το Σενάριο Αναφοράς ΕΣΕΚ, θεωρώντας την πρόβλεψη Αυξημένης Ζήτησης

Στον Πιν. 8.2 παρουσιάζεται η μέγιστη τιμή της απαραίτητης πρόσθετης καθαρής ισχύος θερμικών μονάδων που απαιτείται ώστε να ικανοποιείται το υιοθετούμενο κριτήριο αξιοπιστίας. Η διασπορά των τιμών της απαραίτητης πρόσθετης καθαρής ισχύος (ως προς τις υιοθετούμενες κλιματολογικές συνθήκες) παρουσιάζεται στο Σχήμα 8.4.

Πιν. 8.2: Μέγιστη απαραίτητη πρόσθετη καθαρή ισχύς για την ικανοποίηση του κριτηρίου αξιοπιστίας για το Σενάριο Αναφοράς – ΕΣΕΚ, θεωρώντας την πρόβλεψη Αυξημένης Ζήτησης

	Ξηρό έτος	Μέσο έτος	Υγρό έτος
	(MW)		
2020	0	0	0
2021	650	250	100
2022	200	0	0
2023	600	250	100
2024	600	250	100
2025	0	0	0
2026	0	0	0
2027	0	0	0
2028	0	0	0
2029	0	0	0
2030	0	0	0



Σχήμα 8.4: Διασπορά τιμών της απαραίτητης πρόσθετης καθαρής ισχύος για το Σενάριο Αναφοράς ΕΣΕΚ, θεωρώντας την πρόβλεψη Αυξημένης Ζήτησης

8.2. Καθυστέρηση στην ένταξη νέων μονάδων

Η εξέλιξη του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής διακρίνεται από σημαντικούς παράγοντες αβεβαιότητας, καθώς η ένταξη νέων μονάδων εξαρτάται σε σημαντικό βαθμό από τη βιωσιμότητα των επενδύσεων. Το ακριβές χρονοδιάγραμμα υλοποίησης ήδη αποφασισμένων επενδύσεων εμπεριέχει επίσης σημαντική αβεβαιότητα λόγω απρόβλεπτων δυσκολιών που μπορεί να ανακύψουν, είτε κατά την αδειοδοτική διαδικασία, είτε κατά το κατασκευαστικό στάδιο.

Στην ενότητα αυτή εξετάζεται η επίπτωση στους δείκτες αξιοπιστίας από πιθανή καθυστέρηση κάποιων από τις θεωρούμενες νέες μονάδες. Ειδικότερα, εξετάζεται αρχικά η επίπτωση από τυχούσα καθυστέρηση στην ένταξη της νέας μονάδας συνδυασμένου κύκλου CCGT1, και στη συνέχεια η επίπτωση από το συνδυασμό καθυστέρησης στην ένταξη της νέας μονάδας συνδυασμένου κύκλου CCGT1 και στην ένταξη της νέας αντλητικής ισχύος.

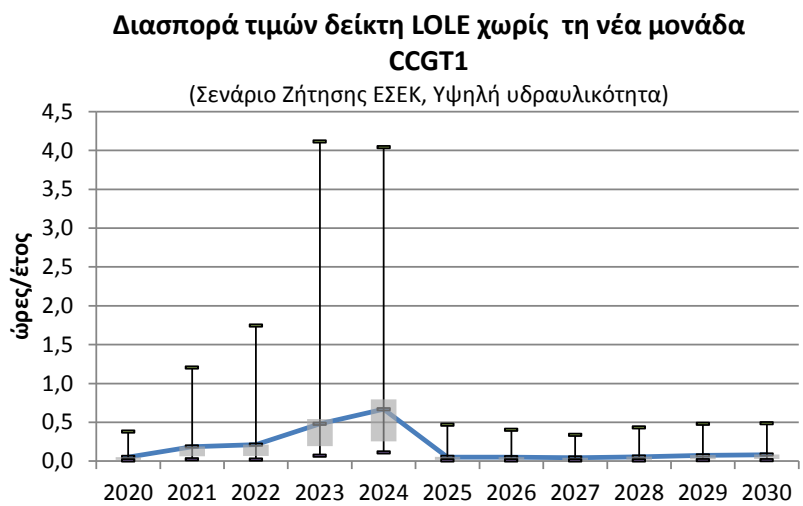
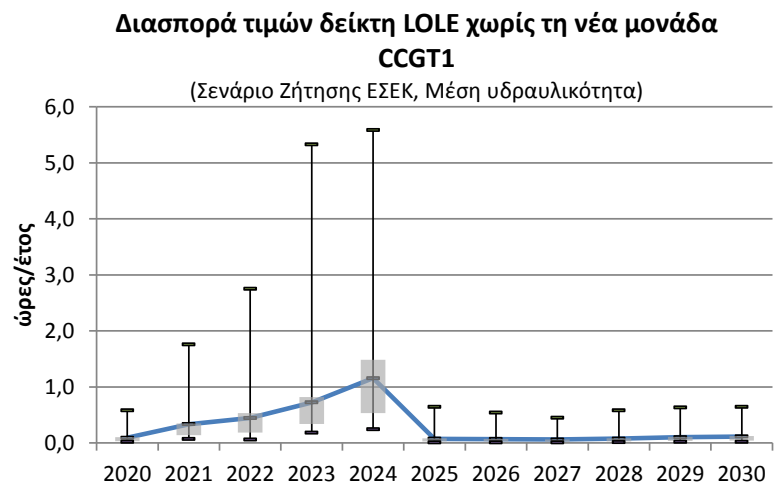
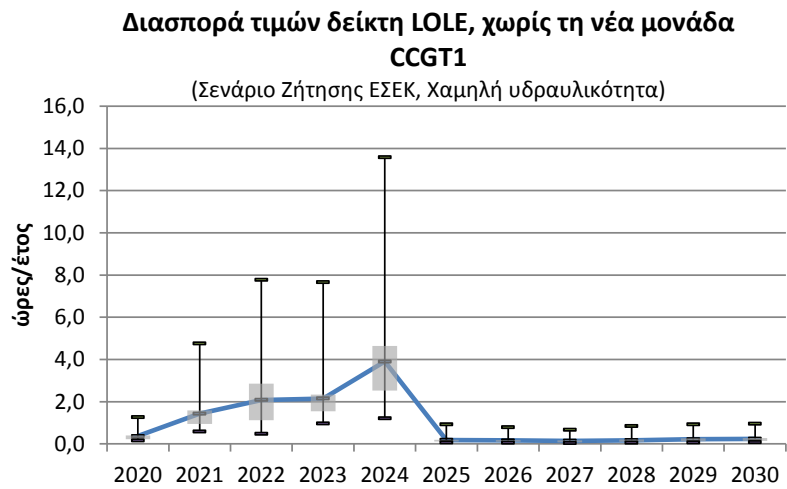
Στον Πιν. 8.3 δίνονται που ακολουθεί παρουσιάζονται οι μέσες τιμές των δεικτών αξιοπιστίας LOLE και EUE, όπως υπολογίστηκαν για κάθε έτος της περιόδου 2020 – 2030, θεωρώντας ότι η νέα μονάδα ΦΑ CCGT1 δεν εντάσσεται κατά το χρονικό ορίζοντα της μελέτης, διατηρώντας τις λοιπές υποθέσεις του Σεναρίου Αναφοράς ΕΣΕΚ. Εξετάζονται και τα δύο σενάρια εξέλιξης της ζήτησης (ΕΣΕΚ και Αυξημένης Ζήτησης). Στο Σχήμα 8.5 δίνεται η διασπορά των τιμών του δείκτη LOLE (ως προς τις υιοθετούμενες κλιματολογικές συνθήκες), για τα τρία σενάρια υδραυλικότητας, θεωρώντας το σενάριο ζήτησης ΕΣΕΚ, ενώ στο Σχήμα 8.6 τα αντίστοιχα αποτελέσματα για την πρόβλεψη Αυξημένης Ζήτησης.

Από τα αποτελέσματα αυτά, μπορούν να διαπιστωθούν τα εξής:

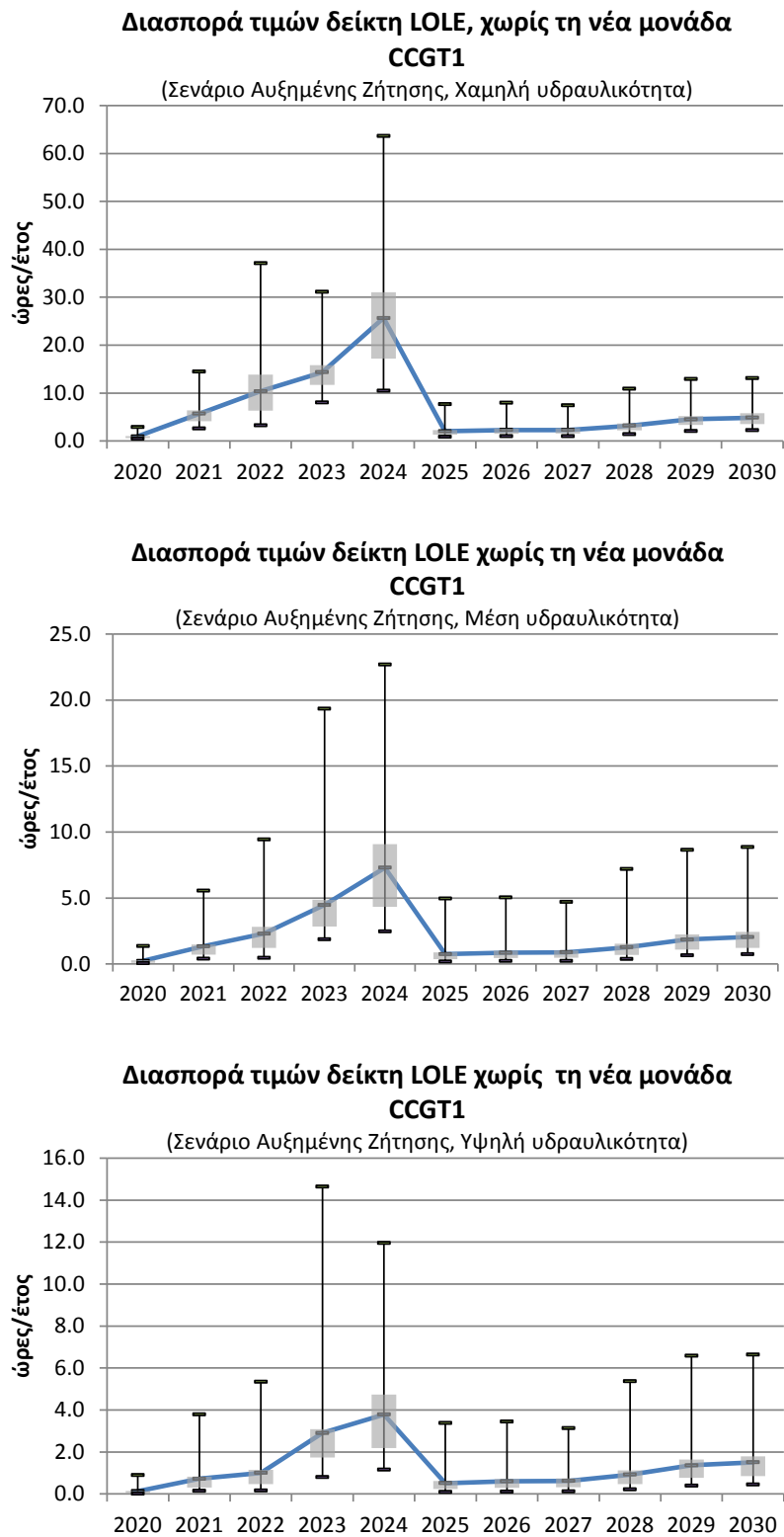
- Όπως είναι αναμενόμενο, πιθανή μη ένταξη της νέας μονάδας ΦΑ CCGT1 το 2022 έχει ως αποτέλεσμα την επιδείνωση των δεικτών αξιοπιστίας.
- Υπό τις συνθήκες που περιγράφονται στο Σενάριο Αναφοράς ΕΣΕΚ (πολύ σημαντική εξοικονόμηση ενέργειας, επίτευξη μεγάλου βαθμού διείσδυσης ΑΠΕ, πλήρη απολιγνιτοποίηση με παράλληλη αντικατάσταση με νέο παραγωγικό δυναμικό) οι μέσες τιμές του δείκτη LOLE καθ' όλη την υπό εξέταση περίοδο 2020 – 2030, ακόμα και χωρίς τη νέα μονάδα, είναι χαμηλότερες του υιοθετούμενου κριτηρίου αξιοπιστίας, ανεξαρτήτως των θεωρούμενων υποθέσεων υδραυλικότητας. Εξαίρεση αποτελεί το έτος 2024, θεωρώντας δυσμενείς συνθήκες υδραυλικότητας.
- Παρά τις χαμηλές μέσες τιμές του δείκτη LOLE, από τη διασπορά των τιμών του φαίνεται ότι το πλήθος των περιπτώσεων (κλιματικών συνθηκών) που δεν ικανοποιείται το υιοθετούμενο κριτήριο αξιοπιστίας, ιδίως κατά την περίοδο 2022-2024 αυξάνει. Λαμβάνοντας υπόψη και τις προκύπτουσες τιμές του δείκτη EUE, φαίνεται ότι, παρά τη θεωρούμενη συνεισφορά των διεθνών διασυνδέσεων και υπό τις ευνοϊκές προϋποθέσεις που περιγράφονται στο Σενάριο Αναφοράς ΕΣΕΚ, τυχούσα καθυστέρηση στην ένταξη της νέας μονάδας θα μπορούσε υπό δυσμενείς συνθήκες να συνεπάγεται υψηλό ρίσκο μη επαρκούς κάλυψης αιχμών κατά την περίοδο 2022-2024.
- Πιθανή μη ένταξη της ΦΑ CCGT1 το 2022, θεωρώντας υψηλότερα φορτία (πρόβλεψη Αυξημένης Ζήτησης) οδηγεί σε σημαντική επιδείνωση των δεικτών αξιοπιστίας, με τις μέσες τιμές του δείκτη LOLE να υπερβαίνουν το υιοθετούμενο κριτήριο αξιοπιστίας σε αρκετές περιπτώσεις. Κρίσιμη περίοδος είναι και πάλι η περίοδος 2021-2024 όπου αποσύρονται οι λιγνιτικές μονάδες, ενώ ακόμα και μετά το 2025 το πλήθος των περιπτώσεων (κλιματικών συνθηκών) που δεν ικανοποιείται το υιοθετούμενο κριτήριο αξιοπιστίας αυξάνει σημαντικά.

Πιν. 8.3: Αποτελέσματα χωρίς τη νέα μονάδα CCGT1

	Ξηρό Έτος		Μέσο Έτος		Υγρό Έτος	
	LOLE (ώρες/έτος)	EUE (GWh)	LOLE (ώρες/έτος)	EUE (GWh)	LOLE (ώρες/έτος)	EUE (GWh)
Σενάριο Ζήτησης ΕΣΕΚ						
2020	0,366	0,070	0,092	0,019	0,051	0,011
2021	1,430	0,304	0,335	0,077	0,186	0,045
2022	2,078	0,478	0,444	0,107	0,211	0,056
2023	2,149	0,513	0,722	0,191	0,480	0,129
2024	3,903	1,024	1,157	0,320	0,667	0,198
2025	0,181	0,039	0,075	0,018	0,052	0,012
2026	0,164	0,036	0,070	0,017	0,049	0,011
2027	0,141	0,031	0,062	0,015	0,044	0,010
2028	0,172	0,038	0,078	0,019	0,055	0,013
2029	0,219	0,050	0,103	0,025	0,073	0,018
2030	0,238	0,055	0,115	0,029	0,082	0,020
Σενάριο Αυξημένης Ζήτησης						
2020	0.944	0.191	0.238	0.052	0.130	0.029
2021	5.689	1.338	1.338	0.333	0.720	0.192
2022	10.369	2.788	2.299	0.608	1.000	0.295
2023	14.361	3.892	4.471	1.339	2.906	0.893
2024	25.663	8.512	7.297	2.303	3.781	1.267
2025	2.033	0.523	0.744	0.211	0.513	0.143
2026	2.284	0.595	0.853	0.245	0.599	0.169
2027	2.294	0.597	0.881	0.253	0.621	0.174
2028	3.188	0.863	1.268	0.381	0.918	0.272
2029	4.528	1.272	1.857	0.575	1.366	0.417
2030	4.867	1.382	2.045	0.640	1.509	0.464



Σχήμα 8.5: Διασπορά τιμών δείκτη LOLE χωρίς τη νέα μονάδα CCGT1, θεωρώντας το Σενάριο ΕΣΕΚ για την εξέλιξη της ζήτησης



Σχήμα 8.6: Διασπορά τιμών δείκτη LOLE χωρίς τη νέα μονάδα CCGT1, θεωρώντας την πρόβλεψη Αυξημένης Ζήτησης

Στον Πιν. 8.4 δίνονται που ακολουθεί παρουσιάζονται οι μέσες τιμές των δεικτών αξιοπιστίας LOLE και EUE, όπως υπολογίστηκαν για κάθε έτος της περιόδου 2020 – 2030, θεωρώντας ότι πέραν της νέας μονάδας ΦΑ CCGT1 δεν εντάσσεται κατά το χρονικό ορίζοντα της μελέτης ούτε η νέα αντλητική ισχύς, διατηρώντας τις λοιπές υποθέσεις του Σεναρίου Αναφοράς ΕΣΕΚ. Εξετάζονται και τα δύο σενάρια εξέλιξης της ζήτησης (ΕΣΕΚ και Αυξημένης Ζήτησης).

Πιν. 8.4: Αποτελέσματα χωρίς τη νέα μονάδα CCGT1 και χωρίς τη νέα αντλητική ισχύ

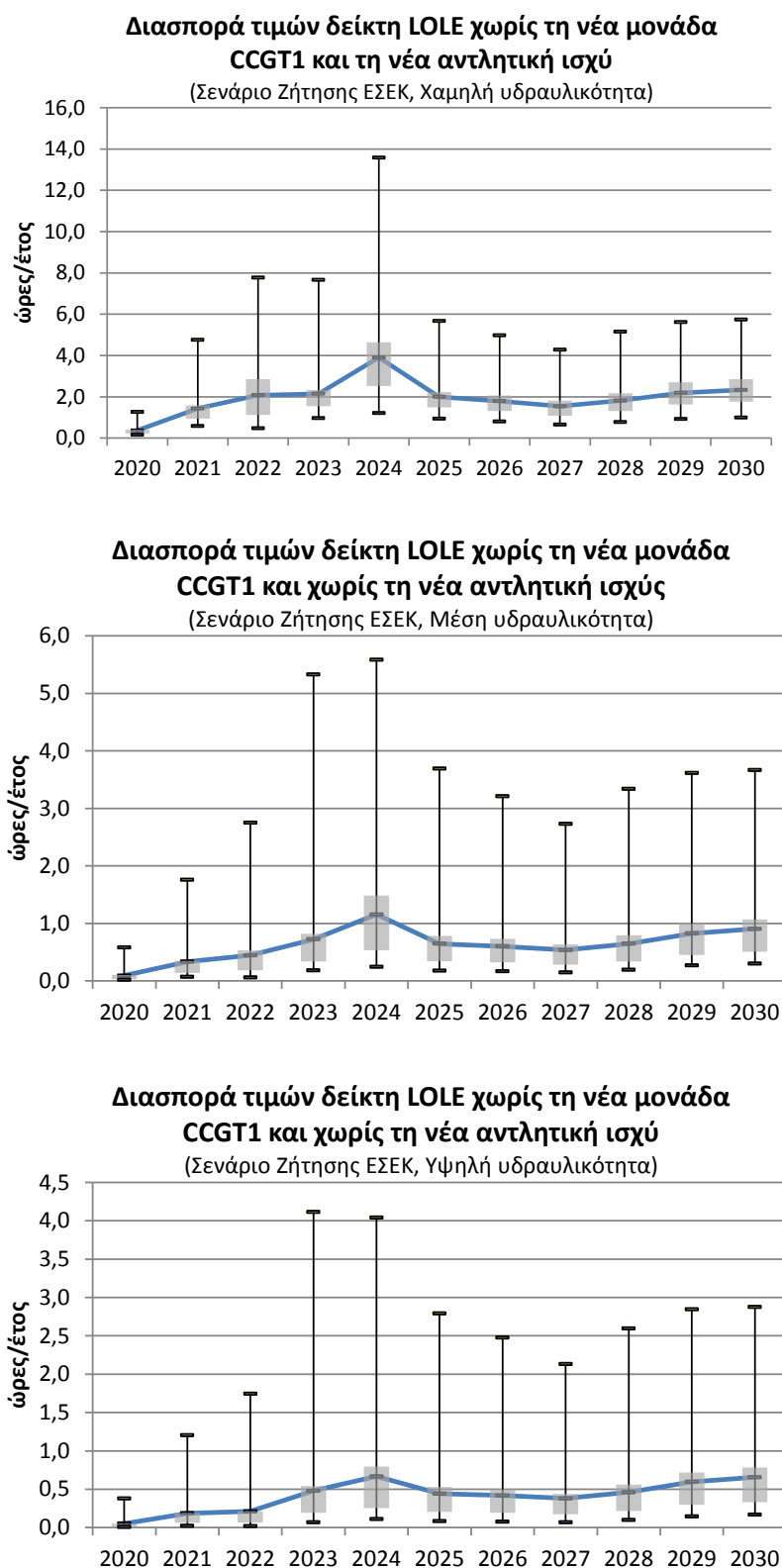
	Ξηρό Έτος		Μέσο Έτος		Υγρό Έτος	
	LOLE (ώρες/έτος)	EUE (GWh)	LOLE (ώρες/έτος)	EUE (GWh)	LOLE (ώρες/έτος)	EUE (GWh)
Σενάριο Ζήτησης ΕΣΕΚ						
2020	0,366	0,070	0,092	0,019	0,051	0,011
2021	1,430	0,304	0,335	0,077	0,186	0,045
2022	2,078	0,478	0,444	0,107	0,211	0,056
2023	2,149	0,513	0,722	0,191	0,480	0,129
2024	3,903	1,024	1,157	0,320	0,667	0,198
2025	1,995	0,485	0,647	0,175	0,441	0,120
2026	1,796	0,437	0,602	0,163	0,418	0,113
2027	1,544	0,376	0,537	0,145	0,380	0,102
2028	1,813	0,449	0,646	0,178	0,460	0,126
2029	2,190	0,556	0,825	0,232	0,596	0,166
2030	2,331	0,598	0,904	0,257	0,657	0,185
Σενάριο Αυξημένης Ζήτησης						
2020	0.944	0.191	0.238	0.052	0.130	0.029
2021	5.689	1.338	1.338	0.333	0.720	0.192
2022	10.369	2.788	2.299	0.608	1.000	0.295
2023	14.361	3.892	4.471	1.339	2.906	0.893
2024	25.663	8.512	7.297	2.303	3.781	1.267
2025	15.887	4.470	4.791	1.484	3.254	1.030
2026	17.344	4.960	5.350	1.690	3.729	1.196
2027	17.268	4.978	5.442	1.742	3.866	1.247
2028	22.661	6.736	7.306	2.418	5.257	1.754
2029	29.847	9.247	10.083	3.472	7.374	2.550
2030	31.309	9.836	10.838	3.792	8.027	2.808

Στο Σχήμα 8.7 δίνεται η διασπορά των τιμών του δείκτη LOLE (ως προς τις υιοθετούμενες κλιματολογικές συνθήκες), για τα τρία σενάρια υδραυλικότητας, θεωρώντας το σενάριο ζήτησης ΕΣΕΚ, ενώ στο Σχήμα 8.8 τα αντίστοιχα αποτελέσματα για το σενάριο Αυξημένης Ζήτησης.

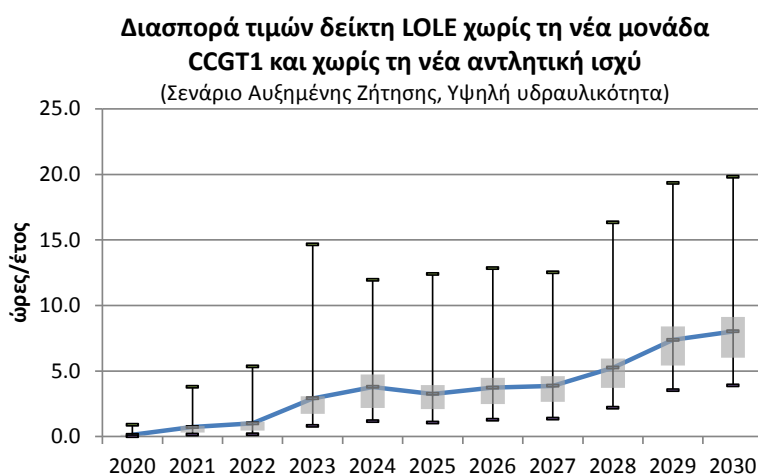
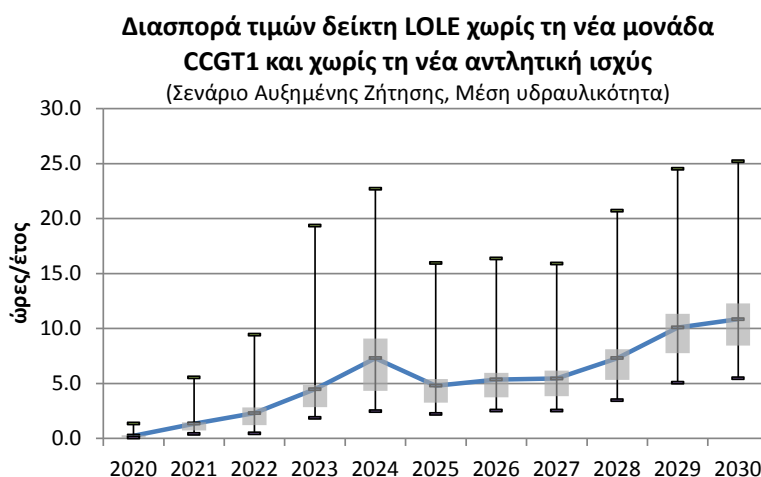
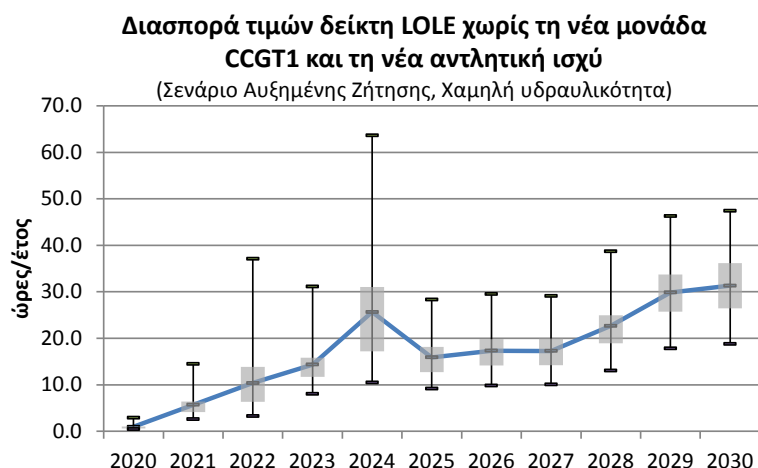
- Όπως είναι αναμενόμενο, πιθανή μη ένταξη τόσο της νέας μονάδας ΦΑ CCGT1 το 2022, όσο και της νέας αντλητικής ισχύος το 2025 έχει ως αποτέλεσμα την επιδείνωση των δεικτών αξιοπιστίας, από το 2025 και μετά.
- Υπό τις συνθήκες που περιγράφονται στο Σενάριο Αναφοράς ΕΣΕΚ (πολύ σημαντική εξοικονόμηση ενέργειας, επίτευξη μεγάλου βαθμού διείσδυσης ΑΠΕ, πλήρης απολιγνιτοποίηση με παράλληλη αντικατάσταση με νέο παραγωγικό δυναμικό) οι μέσες τιμές του δείκτη LOLE καθ' όλη την υπό εξέταση περίοδο 2020 – 2030, ακόμα και υπό αυτές τις υποθέσεις (μη ένταξη της μονάδας CCGT1 και της νέας αντλητικής

ισχύος), είναι χαμηλότερες του υιοθετούμενου κριτηρίου αξιοπιστίας, ανεξαρτήτως των θεωρούμενων υποθέσεων υδραυλικότητας, αν και τείνουν σε αυτό προς το τέλος της δεκαετίας θεωρώντας χαμηλή υδραυλικότητα.

- Παρά τις χαμηλές μέσες τιμές του δείκτη LOLE, από τη διασπορά των τιμών του φαίνεται ότι το πλήθος των περιπτώσεων (κλιματικών συνθηκών) που δεν ικανοποιείται το υιοθετούμενο κριτήριο αξιοπιστίας αυξάνει και κατά τα έτη μετά το 2025, εκθέτοντας το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής σε κίνδυνο μη κάλυψης αιχμών υπό δυσμενείς συνθήκες.
- Επιβεβαιώνεται ότι η συμβολή της αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στην επάρκεια ισχύος είναι σημαντική, ιδίως όταν συνδυάζεται με υψηλή διείσδυση στοχαστικών ΑΠΕ.
- Υπό τη θεώρηση υψηλότερης εξέλιξης της ζήτησης (πρόβλεψη Αυξημένης Ζήτησης), πιθανή μη ένταξη τόσο της νέας μονάδας ΦΑ CCGT1 το 2022, όσο και της νέας αντλητικής ισχύος το 2025 καθιστά το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής ανεπαρκές από το 2025 και μετά, ανεξαρτήτως υποθέσεων.



Σχήμα 8.7: Διασπορά τιμών δείκτη LOLE χωρίς τη νέα μονάδα CCGT1 και χωρίς τη νέα αντλητική ισχύ, θεωρώντας το Σενάριο ΕΣΕΚ για την εξέλιξη της ζήτησης



Σχήμα 8.8: Διασπορά τιμών δείκτη LOLE χωρίς τη νέα μονάδα CCGT1 και χωρίς τη νέα αντλητική ισχύ, θεωρώντας την πρόβλεψη Αυξημένης Ζήτησης

Συνοψίζοντας τα παραπάνω, συμπεραίνεται ότι η απολιγνιτοποίηση του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής θα πρέπει να συμβαδίζει χρονικά με την ένταξη νέας ισχύος, καθώς σε αντίθετη περίπτωση, παρά τη θεώρηση νέας δυναμικότητας διεθνών διασυνδέσεων, υπάρχει

πιθανότητα το σύστημα παραγωγής να μην μπορεί να ικανοποιήσει επαρκώς τις αιχμές φορτίου υπό δυσμενείς συνθήκες.

9. ΣΥΝΟΨΗ - ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Στη μελέτη αυτή εξετάστηκε η επάρκεια του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής για την περίοδο 2020-2030. Η επάρκεια του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής εκτιμήθηκε μέσω του υπολογισμού των δεικτών αξιοπιστίας LOLE (Loss of Load Expectation) και EUE (Expected Unserved Energy) με κατάλληλη στοχαστική μεθοδολογία.

Επισημαίνεται ότι ο χαρακτηρισμός του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής ως επαρκές για ένα έτος στα πλαίσια της Μελέτης Επάρκειας Ισχύος σε καμία περίπτωση δεν αποκλείει το ενδεχόμενο να μην καλυφθεί πλήρως η ζήτηση, ιδίως κάτω από ιδιαίτερα δυσμενείς συνθήκες, όμως εκτιμάται ότι, εάν απαιτηθεί, το μέγεθος και η συχνότητα των περικοπών θα είναι εντός ανεκτών ορίων. Φαινόμενα όπως η πρόσφατη κρίση ΦΑ, η οποία ήταν αποτέλεσμα ενός συνδυασμού ιδιαίτερα δυσμενών συνθηκών (έλλειψη καυσίμου, αυξημένη ζήτηση, περιορισμός τη λειτουργίας των μονάδων ΦΑ, ταυτόχρονη βλάβη δύο λιγνιτικών μονάδων, μηδενική συμβολή των ΑΠΕ και η διασύνδεση με την Ιταλία εκτός λειτουργίας), δεν αναιρούν τα συμπεράσματα της Μελέτης Επάρκειας Ισχύος καθώς αποτελούν βραχυπρόθεσμους κινδύνους που εμπίπτουν στα θέματα ασφάλειας τροφοδότησης (security of supply), η αντιμετώπιση των οποίων δεν επιτυγχάνεται με επαύξηση του παραγωγικού δυναμικού, αλλά με την εφαρμογή άλλων μέτρων.

Η μεθοδολογία που ακολουθήθηκε για την εκπόνηση της παρούσας Μελέτης Επάρκειας Ισχύος είναι εγκεκριμένη από τη ΡΑΕ και περιγράφεται αναλυτικά στο Κεφάλαιο 9 του εγκεκριμένου Εγχειριδίου Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος, ενώ παράλληλα έγιναν σημαντικά βήματα εναρμόνισης με τη μεθοδολογία που χρησιμοποιήθηκε από τον ENTSO-E για την έκδοση της έκθεσης Midterm Adequacy Forecast (MAF) 2019 αναφορικά με τη συναξιολόγηση της επίδρασης των κλιματολογικών συνθηκών (αέρας, ηλιοφάνεια και θερμοκρασίες) στην επάρκεια του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής.

Σύμφωνα με τον Κανονισμό (ΕΕ) 2018/2019, οι στόχοι που τίθενται στα Εθνικά Σχέδια για την Ενέργεια και για το Κλίμα (ΕΣΕΚ) αποκτούν δεσμευτικό χαρακτήρα και συνεπώς οι υποθέσεις που περιγράφονται σε αυτά θα πρέπει να αποτελούν βασικές παραμέτρους που λαμβάνονται υπόψη κατά την ανάπτυξη των συστημάτων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Στο πλαίσιο του υπό διαβούλευση Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ), τίθεται πλέον ως δεσμευτικός στόχος η πλήρης απολιγνιτοποίηση του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής μέχρι το 2028, με το σύνολο των υφιστάμενων λιγνιτικών μονάδων να αποσύρονται μέχρι το τέλος του 2023. Παράλληλα, προβλέπεται η ένταξη νέων μονάδων ΦΑ καθώς και σημαντική ένταξη νέας αντλητικής ισχύος (0.7 GW). Για την επίτευξη των στόχων διείσδυσης των ΑΠΕ, προβλέπεται ένα φιλόδοξο πλάνο εγκατάστασης νέων ΑΠΕ, με την εγκατεστημένη ισχύ των αιολικών να ανέρχεται στα 7 GW το 2030 και των φωτοβολταϊκών σε 7.7 GW αντίστοιχα.

Για τους σκοπούς της Μελέτης Επάρκειας διαμορφώνεται ένα βασικό σενάριο εξέλιξης (Σενάριο Αναφοράς ΕΣΕΚ) του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής για την περίοδο 2020-2030, το οποίο στηρίζεται στις υποθέσεις του υπό διαβούλευση Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα. Οι εντάξεις και οι αποσύρσεις συμβατικών μονάδων δίνονται στον Πιν. 4.10, ενώ η εξέλιξη της διείσδυσης των ΑΠΕ δίνεται στον Πιν. 4.11.

Στα πλαίσια της μελέτης αυτής, η συμβολή των υφιστάμενων διασυνδέσεων εξετάστηκε μέσω της χρήσης ισοδύναμων θερμικών μονάδων, θεωρώντας ότι η αξιοποίησή τους θα διατηρηθεί στα επίπεδα των τριών τελευταίων ετών. Από το 2023 και μετά έχει ληφθεί υπόψη η θέση σε λειτουργία της νέας διασύνδεσης με τη Βουλγαρία, η οποία αναμένεται να αυξήσει την εισαγωγική ικανότητα της χώρας κατά 600 MW. Η συνεισφορά της νέας διασύνδεσης

έχει ληφθεί υπόψη κατ' αναλογία με τη συνεισφορά και την αξιοποίηση των υφιστάμενων διασυνδέσεων.

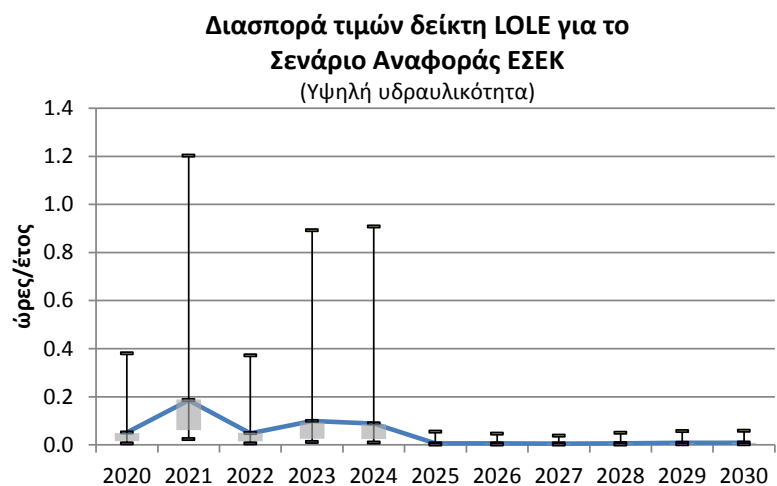
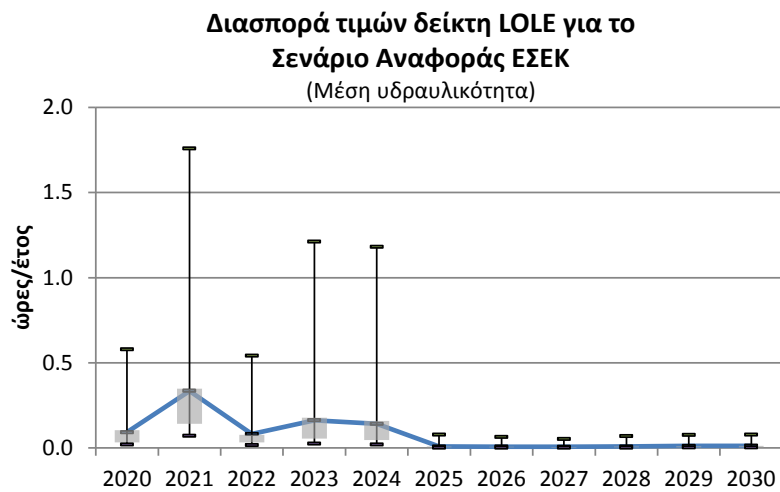
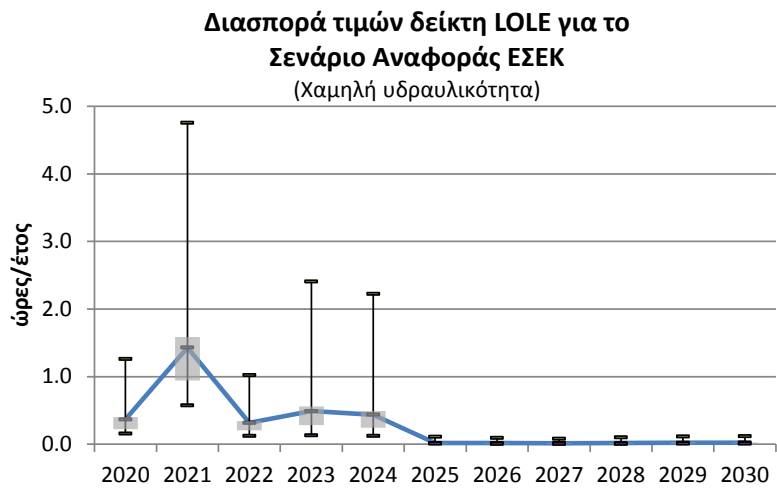
Αναφορικά με την εξέλιξη της ζήτησης για το ΕΣΜΗΕ εξετάστηκε ένα σενάριο (Σενάριο ΕΣΕΚ), το οποίο αντιστοιχεί στις υιοθετούμενες προβλέψεις του υπό διαβούλευση ΕΣΕΚ. Στη ζήτηση αυτή συμπεριλαμβάνεται και η ζήτηση των προς διασύνδεση Νήσων, από το πρώτο έτος πλήρους λειτουργίας της διασύνδεσής τους. Ειδικότερα, από το 2021 συμπεριλαμβάνεται το μέρος της ζήτησης της Κρήτης η οποία θα εξυπηρετείται μέσω του συνδέσμου ΕΡ, ενώ έπειτα από το 2023 περιλαμβάνεται το σύνολο της ζήτησης της Κρήτης (με την ολοκλήρωση του συνδέσμου ΣΡ). Έπειτα από το 2025 περιλαμβάνεται και η εκτιμώμενη ζήτηση των Δυτικών Κυκλάδων (Δ' Φάση της διασύνδεσης των Κυκλάδων), ενώ από το 2028 και το 2029 περιλαμβάνεται και η εκτιμώμενη ζήτηση των υπό διασύνδεση Δωδεκανήσων και των νησιών του Β. Αιγαίου αντίστοιχα.

Στα πλαίσια εναρμόνισης της μεθοδολογίας με την αντίστοιχη του ENTSO-E και με σκοπό τη συναξιολόγηση της επίδρασης των κλιματολογικών συνθηκών (αέρας, ηλιοφάνεια και θερμοκρασίες) στην επάρκεια του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής, για κάθε σενάριο εξέλιξης της ζήτησης και έτος διαμορφώθηκαν 35 διαφορετικές χρονοσειρές φορτίων και παραγωγής ΑΠΕ χρησιμοποιώντας τα διαθέσιμα ιστορικά στοιχεία της βάσης δεδομένων PECD 2.0 (Pan-European Climate Database) που τηρεί ο ENTSO-E. Οι χρονοσειρές αυτές αντιστοιχούν σε διαφορετικές κλιματολογικές συνθήκες, καλύπτοντας ένα ευρύ εύρος ενδεχομένων, τόσο 'κανονικών', όσο και 'ακραίων'.

Υπολογίστηκαν οι δείκτες αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής σε συνθήκες διασυνδεδεμένης λειτουργίας για την περίοδο 2020 – 2030 για το υιοθετούμενο σενάριο εξέλιξης του παραγωγικού δυναμικού (Σενάριο Αναφοράς ΕΣΕΚ), σε συνδυασμό με όλα τα σενάρια υδραυλικότητας (ξηρό, μέσο και υγρό έτος). Για κάθε σενάριο εξετάστηκε η ικανότητα του συστήματος παραγωγής να ικανοποιήσει τη ζήτηση, δηλαδή εάν ικανοποιείται το υιοθετούμενο κριτήριο αξιοπιστίας των 3 ωρών/έτος για το δείκτη LOLE. Στη συνέχεια, για κάθε σενάριο και έτος προσδιορίστηκε η συνολική πρόσθετη καθαρή θερμική ισχύς που απαιτείται για την ικανοποίηση του υιοθετούμενου κριτηρίου. Για το σκοπό αυτό, για κάθε σενάριο, προσομοιώθηκε η λειτουργία του συστήματος παραγωγής θεωρώντας τη διαδοχική ένταξη θερμικής ισχύος σε βήματα των 50 MW με στόχο την επίτευξη του κριτηρίου αξιοπιστίας για κάθε έτος.

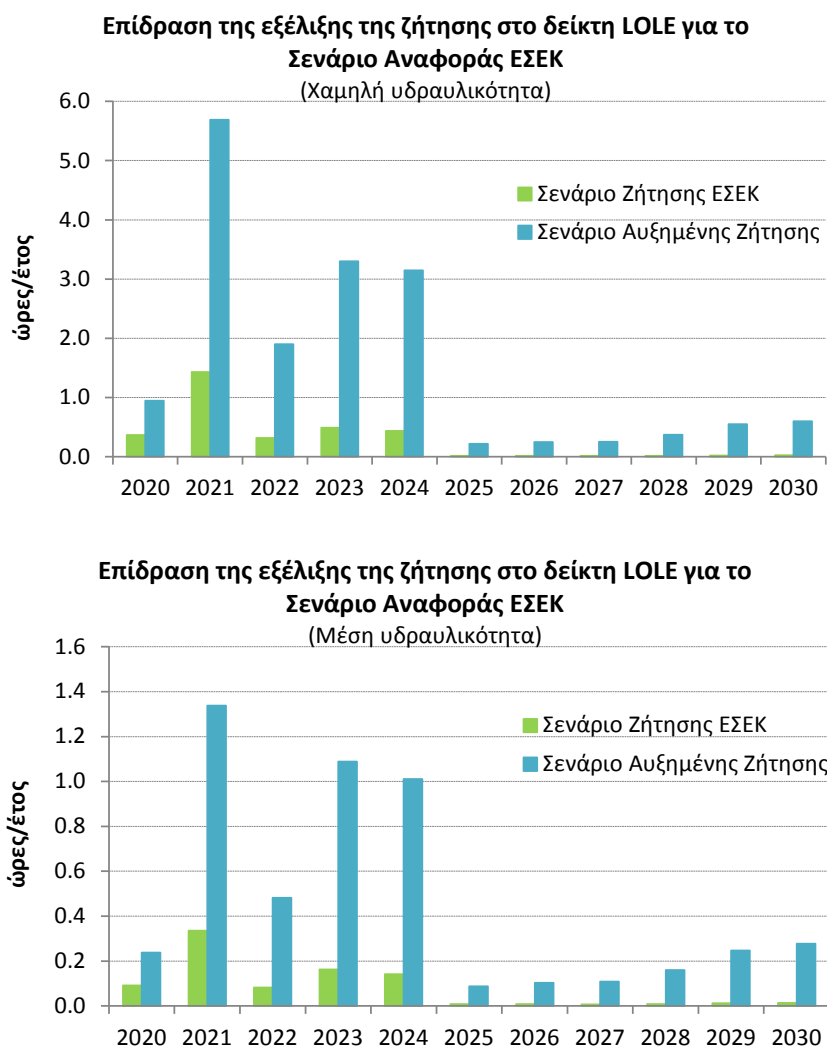
Στο Σχήμα 9.1 δίνεται η εξέλιξη της διασποράς⁷ του δείκτη LOLE (ως προς τις θεωρούμενες κλιματολογικές συνθήκες) για τα τρία σενάρια υδραυλικότητας για το Σενάριο Αναφοράς ΕΣΕΚ.

⁷ Στα Box-Whisker διαγράμματα τα άνω και κάτω όρια του ορθογώνιου (box) δίνουν το πρώτο και το τρίτο τεταρτημόριο (25% και 75% αντίστοιχα) των παρατηρήσεων, και άρα το ορθογώνιο δίνει το κεντρικό διάστημα με το 50% των παρατηρήσεων. Τα άνω και κάτω όρια της κάθετης γραμμής (whisker) αντιπροσωπεύουν τη μέγιστη και την ελάχιστη τιμή των παρατηρήσεων, ενώ η οριζόντια γραμμή μέσα στο ορθογώνιο αντιπροσωπεύει τη μέση τιμή των παρατηρήσεων.



Σχήμα 9.1: Διασπορά τιμών δείκτη LOLE για το Σενάριο Αναφοράς ΕΣΕΚ

Στη συνέχεια, εξετάστηκε η ευαισθησία των αποτελεσμάτων ως προς δύο βασικές παραμέτρους αβεβαιότητας, την εξέλιξη της ζήτησης και την ένταξη νέων μονάδων. Αναφορικά με τη ζήτηση, εξετάστηκε ένα σενάριο αυξημένης ζήτησης το οποίο διαμορφώθηκε βάσει των διαθέσιμων ιστορικών στοιχείων της ζήτησης και δημοσιευμένων προβλέψεων οι οποίες έχουν εκπονηθεί από άλλους αρμοδίους φορείς (μεσοπρόθεσμη εξέλιξη του ΑΕΠ, μακροπρόθεσμες προβλέψεις της ζήτησης κ.ά.). Αναφορικά με την ένταξη νέων μονάδων εξετάστηκε αρχικά η επίπτωση από τυχούσα καθυστέρηση στην ένταξη μιας νέας μονάδας συνδυασμένου κύκλου 825 MW, και στη συνέχεια η επίπτωση από το συνδυασμό καθυστέρησης στην ένταξη της νέας μονάδας συνδυασμένου κύκλου CCGT1 και στην ένταξη της νέας αντλητικής ισχύος. Στο Σχήμα 9.2 απεικονίζεται η εξέλιξη των μέσων τιμών του δείκτη LOLE για την περίοδο 2020-2030 θεωρώντας την πρόβλεψη Αυξημένης Ζήτησης (διατηρώντας όλες τις υπόλοιπες υποθέσεις του Σεναρίου Αναφοράς ΕΣΕΚ) και συγκρίνονται με τις αντίστοιχες του Σεναρίου Αναφοράς ΕΣΕΚ. Στον Πιν. 9.1 δίνεται η μέγιστη πρόσθετη θερμική καθαρή ισχύς που απαιτείται για την ικανοποίηση του υιοθετούμενου κριτηρίου αξιοπιστίας για το Σενάριο Αναφοράς ΕΣΕΚ για τα δύο σενάρια εξέλιξης της ζήτησης.

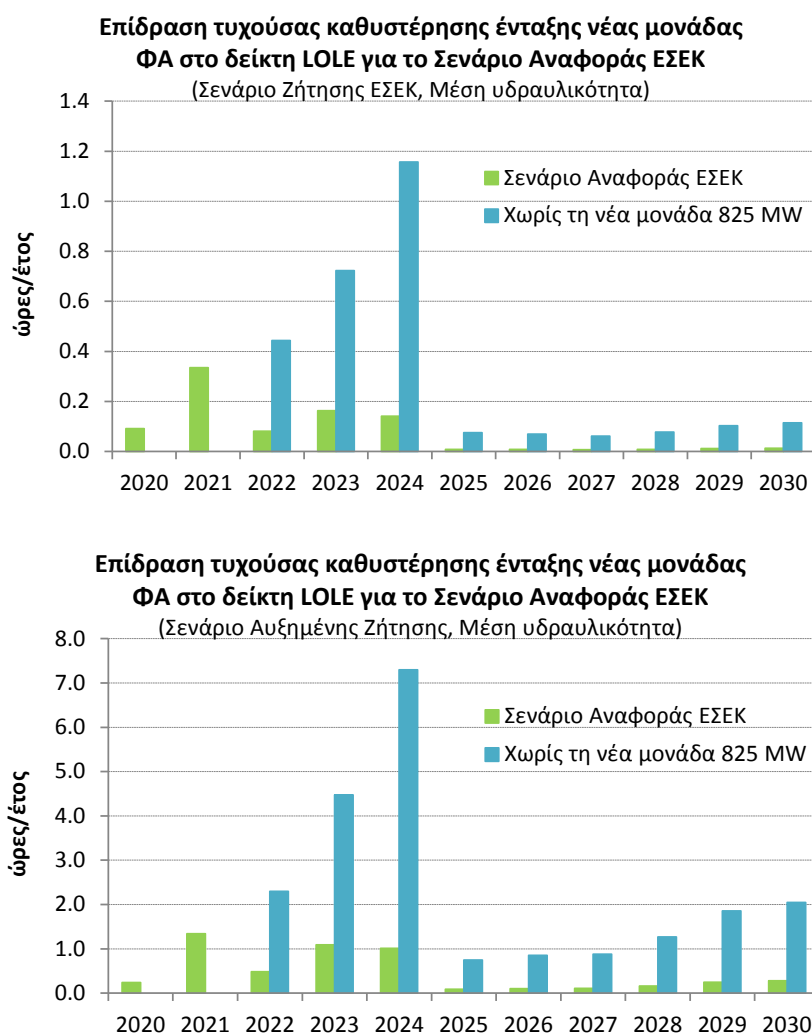


Σχήμα 9.2: Επίδραση της εξέλιξης της ζήτησης στη μέση τιμή του δείκτη LOLE

Πιν. 9.1: Μέγιστη απαραίτητη πρόσθετη καθαρή ισχύς για την ικανοποίηση του κριτηρίου αξιοπιστίας για το Σενάριο Αναφοράς ΕΣΕΚ

	Σενάριο Ζήτησης ΕΣΕΚ			Σενάριο Αυξημένης Ζήτησης		
	Ξηρό έτος	Μέσο έτος	Υγρό έτος	Ξηρό έτος	Μέσο έτος	Υγρό έτος
	(MW)					
2020	0	0	0	0	0	0
2021	200	0	0	650	250	100
2022	0	0	0	200	0	0
2023	0	0	0	600	250	100
2024	0	0	0	600	250	100
2025	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0	0	0	0

Στο Σχήμα 9.2 απεικονίζεται η επίπτωση από τυχούσα μη ένταξη της νέας μονάδας ΦΑ 825 MW στις μέσες τιμές του δείκτη LOLE για την περίοδο 2020-2030 (διατηρώντας όλες τις υπόλοιπες υποθέσεις του Σεναρίου Αναφοράς ΕΣΕΚ) και συγκρίνονται με τις αντίστοιχες του Σεναρίου Αναφοράς ΕΣΕΚ.



Σχήμα 9.3: Επίδραση τυχούσα μη ένταξη της νέας μονάδας ΦΑ 825 MW στη μέση τιμή του δείκτη LOLE

Από τα αποτελέσματα της μελέτης μπορούν να εξαχθούν τα παρακάτω συμπεράσματα:

- Υπό τις συνθήκες που περιγράφονται στο Σενάριο Αναφοράς ΕΣΕΚ (πολύ σημαντική εξοικονόμηση ενέργειας, επίτευξη μεγάλου βαθμού διείσδυσης ΑΠΕ, πλήρης απολιγνιτοποίηση με παράλληλη αντικατάσταση με νέο παραγωγικό δυναμικό), η λειτουργία του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής μπορεί να χαρακτηριστεί επαρκής καθ' όλη την υπό εξέταση περίοδο 2020 - 2030.
- Για το έτος όμως 2021, κατά το οποίο αποσύρονται λιγνιτικές μονάδες, χωρίς όμως να έχει προστεθεί νέο συμβατικό παραγωγικό δυναμικό στο Σύστημα, η επάρκεια του συστήματος είναι ευάλωτη στις διαμορφούμενες κλιματολογικές και υδρολογικές συνθήκες. Υπό δυσμενείς συνθήκες υπάρχει πιθανότητα το σύστημα παραγωγής να μην μπορεί να ικανοποιήσει επαρκώς τις αιχμές φορτίου.
- Η αναμενόμενη ένταξη των νέων μονάδων της Πτολεμαΐδας V και των νέων μονάδων Συνδυασμένου Κύκλου ΦΑ, υπό τις υποθέσεις του Σεναρίου ΕΣΕΚ, σε συνδυασμό με την έναρξη της λειτουργίας της δεύτερης διασύνδεσης με τη Βουλγαρία, φαίνεται να αντισταθμίζει την απόσυρση του συνόλου των υφιστάμενων λιγνιτικών μονάδων, βελτιώνοντας αισθητά την επάρκεια του συστήματος.

- Από το 2025 και μετά, η ένταξη της νέας αντλητικής ισχύος, αλλά και η διαρκής αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ έχουν ως αποτέλεσμα οι τιμές του δείκτη LOLE να παραμένουν ιδιαίτερα χαμηλές. Επιβεβαιώνεται ότι η συμβολή της αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στην επάρκεια ισχύος είναι σημαντική, ιδίως όταν συνδυάζεται με υψηλή διείσδυση στοχαστικών ΑΠΕ.
- Από τα αποτελέσματα της ανάλυσης ευαισθησίας φαίνεται ότι η κρισιμότερη περίοδος για την επάρκεια του συστήματος είναι η περίοδος 2021-2024 κατά την οποία προβλέπεται η πλήρης απόσυρση των υφιστάμενων λιγνιτικών μονάδων. Σε περίπτωση που τα μέτρα εξοικονόμησης ενέργειας δεν αποδώσουν στο βαθμό που προβλέπεται στο υπό διαβούλευση ΕΣΕΚ, και η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας αυξηθεί περισσότερο, ή δεν ενταχθούν εγκαίρως στο σύστημα οι προβλεπόμενες νέες μονάδες, η επάρκεια του συστήματος καθίσταται ιδιαίτερα ευάλωτη στις διαμορφούμενες κλιματολογικές και υδρολογικές συνθήκες, και φαίνεται ότι ενδέχεται να υπάρχει αυξημένη πιθανότητα το σύστημα παραγωγής να μην μπορεί να ικανοποιήσει επαρκώς τις αιχμές φορτίου κατά την περίοδο αυτή, παρά τη θεώρηση νέας δυναμικότητας διεθνών διασυνδέσεων.
- Τυχούσα καθυστέρηση της ένταξης των νέων μονάδων πέραν του 2025 αυξάνει σημαντικά τον κίνδυνο μη ικανοποιητικής κάλυψης της ζήτησης, ιδίως σε περίπτωση που δεν επιτευχθεί σταθεροποίηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στα προβλεπόμενα από το ΕΣΕΚ επίπεδα.

Συνοψίζοντας τα παραπάνω, συμπεραίνεται ότι η απολιγνιτοποίηση του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής θα πρέπει να συμβαδίζει χρονικά με την ένταξη νέας ισχύος, καθώς σε αντίθετη περίπτωση, παρά τη θεώρηση νέας δυναμικότητας διεθνών διασυνδέσεων, υπάρχει πιθανότητα το σύστημα παραγωγής να μην μπορεί να ικανοποιήσει επαρκώς τις αιχμές φορτίου υπό δυσμενείς συνθήκες.

10. ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ι: ΤΙΜΕΣ ΤΟΥ ΔΕΙΚΤΗ EFOR_D

Στον Πιν. 10.1 που ακολουθεί δίνονται οι τιμές του συντελεστή EFOR_D των θερμικών μονάδων που χρησιμοποιήθηκαν για τους υπολογισμούς.

Πιν. 10.1: Συντελεστές EFOR_D θερμικών μονάδων

ΜΟΝΑΔΑ	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (NCAP) (MW)	EFOR _D (%)
ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ Ι	274	21,195
ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ ΙΙ	274	17,077
ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ ΙΙΙ	283	20,369
ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ ΙV	283	20,632
ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ V	342	19,597
ΑΜΥΝΤΑΙΟ Ι	273	23,342
ΑΜΥΝΤΑΙΟ ΙΙ	273	20,479
ΜΕΛΙΤΗ	289	17,614
ΚΑΡΔΙΑ Ι	271,1	14,420
ΚΑΡΔΙΑ ΙΙ	270,8	11,915
ΚΑΡΔΙΑ ΙΙΙ	280	12,225
ΚΑΡΔΙΑ ΙV	280	23,355
ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ ΙΙΙ	255	27,898
ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ ΙV	256	21,631
Μ.Σ.Κ. ΛΑΥΡΙΟΥ ΙV	550,2	15,479
Μ.Σ.Κ. ΛΑΥΡΙΟΥ V	377,66	15,054
ΚΟΜΟΤΗΝΗ	476,3	6,802
ΑΛΙΒΕΡΙ V	417	12,835
ΕΝ.ΘΕΣ	400,182	3,525
ΗΡΩΝ ΙΙ ΒΟΙΩΤΙΑΣ	422,142	2,793
ELPEDISON_ΘΙΣΒΗ	410	5,511
PROTERGIA_CC	432,7	2,723
KORINTHOS_POWER	433,46	1,975
ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ Ι	49,254	0,006
ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΙΙ	49,254	1,761
ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΙΙΙ	49,254	0,048
ΑΛΟΥΜΙΝΙΟ	334	1,069
ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ V	811	5,670
ΠΤΟΛΕΜΑΙΔΑ V	660	6,420
Μονάδα CCGT1	825	5,670
Μονάδα CCGT2	825	5,670
Μονάδα ΦΑ	660	5,670