



ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΚΡΗΤΗΣ
TECHNICAL UNIVERSITY OF CRETE

ΤΜΗΜΑ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΤΟΥ ΦΟΙΤΗΤΗ

ΚΩΝΣΤΑΝΤΙΝΟΥ ΣΤΑΥΡΟΥ ΜΑΛΑΜΟΥΛΗ

ΕΠΙΒΛΕΠΩΝ ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ

ΚΟΝΣΟΛΑΚΗΣ ΜΙΧΑΗΛ

“ΜΕΤΑΒΑΣΗ ΣΤΗ ΜΕΤΑΛΙΓΝΙΤΙΚΗ ΕΠΟΧΗ: ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΕΣ
ΠΡΟΚΛΗΣΕΙΣ ΚΑΙ ΠΡΟΟΠΤΙΚΕΣ”

ΧΑΝΙΑ, ΜΑΡΤΙΟΣ 2023

Ευχαριστίες

Αρχικά, θέλω να πω ένα μεγάλο ευχαριστώ στον επιβλέποντα καθηγητή μου κ.Μιχαήλ Κονσολάκη για την εμπιστοσύνη που μου επέδειξε αναθέτοντας μου ένα τόσο ενδιαφέρον και επίκαιρο θέμα, καθώς και για τον χρόνο που αφιέρωσε για να ακούσει τις απορίες μου και να μου δώσει την απαραίτητη κατεύθυνση σε οποιοδήποτε ερωτήματα του έθετα.

Επίσης, θα ήθελα να ευχαριστήσω από καρδιάς την οικογένεια μου για την αμέριστη υποστήριξη που μου παρείχε καθ' όλη τη διάρκεια των σπουδών μου. Τέλος ένα μεγάλο ευχαριστώ στη δεύτερη οικογένεια που απέκτησα στα Χανιά, τους αγαπημένους μου φίλους, με τους οποίους αναπτύξαμε φιλίες ζωής.

Περίληψη

Η παρούσα διπλωματική εργασία έχει ως αντικείμενο μελέτης το ευρύτερο παροντικό και μελλοντικό ενεργειακό τοπίο της Ελλάδας, διερευνώντας παράλληλα τις διεθνείς εξελίξεις, γύρω από την ενεργειακή και μεταλιγνιτική μετάβαση. Η ΕΕ βαδίζει στο δρόμο της απεμπλοκής από τα ορυκτά καύσιμα, με απώτερο σκοπό την επίτευξη της κλιματικής ουδετερότητας μέχρι το 2050. Η εργασία σκιαγραφεί την τωρινή ενεργειακή κατάσταση της Ελλάδας, αναλύοντας κάθε πηγή ενέργειας του ενεργειακού μείγματος ξεχωριστά. Παρουσιάζονται όλες οι υπάρχουσες ενεργειακές υποδομές καθώς και το υπάρχον δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Γίνεται εκτενής ανάλυση της χρήσης άνθρακα παγκόσμια, με έμφαση στην γηραιά Ήπειρο, όπως και της πολιτικής της ΕΕ για την ενέργεια και το κλίμα, το λεγόμενο European Green Deal. Παρουσιάζονται στοιχεία της μελλοντικής ζήτησης ενέργειας και της εξέλιξης του παραγωγικού δυναμικού της χώρας, όπως και των μελλοντικών έργων υποδομών ενέργειας που αποσκοπούν στην μεταμόρφωση του ενεργειακού τοπίου της χώρας. Η εργασία εξάγει συμπεράσματα, προβληματισμούς και προοπτικές για την εφικτότητα της εκπλήρωσης των στόχων που έχουν τεθεί γύρω από την πράσινη ανάπτυξη και για το ενεργειακό μέλλον της Ελλάδας γενικότερα.

Abstract

The scope of the present thesis is to address the wider present and future energy field of Greece, exploring at the same time the international developments around the energy and post-lignite transition. European Union aims to disengage from fossil fuels, with the ultimate goal to achieve climate neutrality by 2050. The study outlines the current energy situation of Greece, analyzing each energy source of the energy mix separately. Every existing energy infrastructure as well as the existing electricity transmission network are presented. There is an extensive analysis of carbon use globally, emphasizing on the European continent, as well as the EU's energy and climate policies, the so-called European Green Deal. Data of the future energy demands and the evolution of the power generation capacity is demonstrated, along with various infrastructure projects that aim to transform the energy landscape of Greece. The study draws conclusions, concerns and perspectives regarding the feasibility of meeting the goals set around the green transition and the future of Greece's energy sector.

Περιεχόμενα

Ευχαριστίες.....	2
Περίληψη.....	3
Abstract	3
Περιεχόμενα	4
1ο Κεφάλαιο: Ενεργειακό γίνεσθαι στην Ελλάδα.....	6
1.1 Ιστορική ανασκόπηση	6
1.2 Ιστορική ανασκόπηση χρήσης λιγνίτη στην Ελλάδα	9
1.2.1 Αποθεματικό και ποιότητα.....	9
1.2.2 Λιγνιτικές Μονάδες	11
1.3 Φυσικό αέριο	15
1.3.1 Το εθνικό σύστημα μεταφοράς φυσικού αερίου	15
1.3.2 Πρωτογενής παραγωγή και εισαγωγές.....	17
1.3.3 Το ΦΑ στην ηλεκτροπαραγωγή.....	19
1.4 Πετρέλαιο	22
1.4.1 Πρωτογενής Παραγωγή και Εισαγωγές.....	24
1.4.2 Το πετρέλαιο στην ηλεκτροπαραγωγή	26
1.5 Υδροηλεκτρικά.....	28
1.6 ΑΠΕ και ΣΥΘΗΑ	32
1.6.1 Διείσδυση ΑΠΕ ανά τεχνολογία	34
1.6.1.1 Αιολικά.....	35
1.6.1.2 Ηλιακή	36
1.6.1.3 Βιοαέριο-Βιομάζα	37
1.7 Διασυνδεδεμένο Ηλεκτρικό Σύστημα και Δίκτυο/ Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά.....	38
1.7.1 Σύστημα μεταφοράς.....	38
1.7.2 Δίκτυο Διανομής.....	40
1.7.3 Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά	40
2ο Κεφάλαιο : Διεθνές και Ευρωπαϊκό ενεργειακό τοπίο.....	43
2.1 Χρήση άνθρακα Παγκόσμια.....	43
2.1.1 Χώρες με την μεγαλύτερη παραγωγή	43
2.1.2 Τάσεις στην χρήση άνθρακα για ηλεκτροπαραγωγή	44
2.1.2.1 Οι μεγαλύτεροι καταναλωτές.....	44

2.1.2.2	Τάσεις στην Ευρωπαϊκή Ήπειρο.....	48
2.1.3	Η μεγάλη εικόνα.....	51
2.2	Πολιτικές για την ενέργεια και το κλίμα	52
2.2.1	Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία (European Green Deal)	53
2.2.1.1	Η Ενέργεια στο EGD	55
2.2.1.2	Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών (ΣΕΔΕ)	56
2.2.1.3	Οδηγία για τις ΑΠΕ (Renewable Energy Directive).....	57
2.2.1.4	Οδηγία για την ενεργειακή αποδοτικότητα (Energy Efficiency Directive).....	57
2.2.1.5	Διευρωπαϊκά ενεργειακά δίκτυα (Trans-European Networks for Energy (TEN-E))	58
2.2.1.6	Στρατηγική για το υδρογόνο.....	61
2.2.2	Εθνικά σχέδια για την ενέργεια και το κλίμα (ΕΣΕΚ).....	64
3ο	Κεφάλαιο: Επενδύσεις, προοπτικές και ενεργειακό μέλλον.....	67
3.1	Σενάρια εξέλιξης παραγωγικού δυναμικού σύμφωνα με μελέτες του ΑΔΜΗΕ.....	67
3.1.1	Σενάρια προβλεπόμενης ζήτησης.....	67
3.1.2	Σενάρια Εξέλιξης του Παραγωγικού Δυναμικού.....	70
3.1.3	Μελλοντικές διασυνδέσεις με γειτονικές χώρες και εισαγωγές-εξαγωγές ενέργειας.....	72
3.2	Ενεργειακή κρίση, ασφάλεια και διαφοροποίηση πηγών ενέργειας.....	75
3.2.1	Παγκόσμια ενεργειακή κρίση	75
3.2.1.1	Σχέσεις Ευρωπαϊκής Ένωσης – Ρωσίας και ενεργειακή εξάρτηση.....	77
3.2.1.2	Η περίπτωση της Ελλάδας.....	78
3.2.2	Ενεργειακός κόμβος, διαφοροποίηση πηγών ενέργειας και υδρογονάνθρακες.....	78
3.2.2.1	Η Ελλάδα ως ενεργειακός κόμβος.....	79
3.2.2.1.1	Έργα υποδομών ΦΑ και ΥΦΑ.....	80
3.2.2.1.2	Έργα υποδομών ηλεκτρικού δικτύου.....	84
3.2.2.2	Κοιτάσματα υδρογονανθράκων.....	85
4ο	Κεφάλαιο: Συμπεράσματα/Συζήτηση.....	87
	ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....	90

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

1ο Κεφάλαιο: Ενεργειακό γίνεσθαι στην Ελλάδα

1.1 Ιστορική ανασκόπηση

Από την άφιξη του ηλεκτρισμού στον ελλαδικό χώρο το 1889 μέχρι σήμερα πολλά έχουν αλλάξει. Η ολοένα αυξανόμενη ζήτηση, οι ενεργειακές ανάγκες του κόσμου, και οι μεταβολές στο ενεργειακό, περιβαλλοντικό και γεωπολιτικό τοπίο συνέβαλαν και συνεχίζουν να συμβάλλουν σε διαρκής αλλαγές. Σύμφωνα με ιστορικά στοιχεία από την ΔΕΗ Α.Ε η πρώτη μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας κατασκευάστηκε στην Αθήνα από την Γενική Εταιρία Εργοληψιών ενώ αργότερα τον ίδιο χρόνο ο ηλεκτρισμός θα φτάσει και στη Θεσσαλονίκη.

Στις αρχές του 20^{ου} αιώνα ιδρύεται η «Ελληνική Ηλεκτρική Εταιρία» με στόχο την ηλεκτροδότηση και των υπολοίπων μεγάλων πόλεων με αποτέλεσμα έως το 1929 το ηλεκτρικό ρεύμα να έχει φτάσει σε 250 πόλεις. Εκτός των μεγάλων αστικών κέντρων, όπου το κόστος ηλεκτροδότησης ήταν μεγάλο, δημοτικές κοινότητες αλλά και ιδιώτες κατασκεύαζαν μικρά εργοστάσια για την κάλυψη της ανάγκης ηλεκτρισμού[1]. Υπολογίζεται πως μέχρι το 1950 λειτουργούσαν 385 εταιρίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας εκ των οποίων 263 ήταν ιδιωτικές με απλή άδεια, 54 ιδιωτικές με προνομιακή άδεια, 10 ιδιωτικές χωρίς άδεια και 68 δημοτικές ή κοινοτικές.

Το 1948 υποβλήθηκε μια έρευνα της EBASCO services με αντικείμενο μελέτης το ενεργειακό πρόγραμμα της χώρας που αφορούσε την διεκπεραίωση θερμοηλεκτρικών και υδροηλεκτρικών εργοστασίων, με στόχο την ενοποίηση του δικτύου για τον καθορισμό μίας ενιαίας τιμής κατανάλωσης. Με το ΦΕΚ Α 169/1950 ιδρύθηκε η Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού. Έτσι η νεοσύστατη ΔΕΗ ανέλαβε με αποκλειστικότητα τη δημιουργία, τη λειτουργία και την εκμετάλλευση των εργοστασίων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Αρχικά, τα κύρια μελήματα της ΔΕΗ ήταν :

- Η κατά προτίμηση χρήση εθνικών (εγχώριων) καυσίμων
- Η κατασκευή εθνικού δικτύου μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας
- Το μονοπώλιο διάθεσης και πώλησης
- Η οικονομική αυτάρκεια
- Η παροχή ρεύματος στον αστικό και αγροτικό πληθυσμό κατά την μικρότερη δυνατή τιμή

Πιο συγκεκριμένα, ο αρχικός σχεδιασμός απέβλεπε στην δημιουργία πέντε οργανισμών διανομής, δημοτικών και ιδιωτικών εταιριών, οι οποίοι συνάπτοντας συμβάσεις με την ΔΕΗ είχαν το αποκλειστικό δικαίωμα ως προς την διανομή ηλεκτρικής ενέργειας στην περιοχή του οργανισμού τους. Η ΔΕΗ διατηρούσε δικαιώματα που αφορούσαν την τιμολόγηση, λαμβάνοντας υπόψη τις ανάγκες εξυπηρέτησης των κεφαλαίων του ανάδοχου. Τελικώς ο νέος σχεδιασμός δεν απέδωσε, η χαμηλή οικονομική δυνατότητα των περισσότερων οργανισμών δεν τους επέτρεψαν να καταθέσουν ικανοποιητικές προτάσεις για την ανάληψη και την υλοποίηση του προγραμματισμού της ΔΕΗ[2].

Μέχρι τα τέλη της δεκαετίας (1950-1960) η ΔΕΗ προχώρησε στην εξαγορά των περισσότερων ιδιωτικών επιχειρήσεων και μέχρι το 1968 όλες οι επιχειρήσεις ηλεκτρισμού, σε ηπειρωτική και νησιώτικη Ελλάδα, πέρασαν στη δικαιοδοσία της. Υπολογίζεται ότι η εξαγορά αφορούσε 300 επιχειρήσεις. Το επενδυτικό αυτό πρόγραμμα ήταν επιτυχές καθώς διεκπεραίωσε τον εξηλεκτισμό ολόκληρης της χώρας.

Μεταξύ άλλων η διαδικασία αυτή απέφερε τα ακόλουθα :

- Ταχύτατος πολλαπλασιασμός της κατά κεφαλήν κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας
- Διόρθωση της μεγάλης ανισοκατανομής στην κατανάλωση
- Το 95% της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας που προερχόταν από εισαγόμενα καύσιμα (πετρέλαιο και γαιάνθρακα), να μειωθεί σε 45% έως το 1975, με την εκμετάλλευση ελληνικών πόρων όπως ο λιγνίτης και το υδραυλικό δυναμικό.

Το 1996 το ευρωπαϊκό κοινοβούλιο εκδίδει την οδηγία 96/92/ΕΚ «σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας», με την οποία έδωσε τη δυνατότητα στα κράτη-μέλη να αποφασίσουν τα μέτρα που χρειάζεται να παρθούν για την απελευθέρωση της αγοράς.

Τα σημαντικότερα σημεία της οδηγίας αφορούσαν :

- Την κατάργηση των μονοπωλίων ως προς την παραγωγή
- Τη δυνατότητα επιλογής προμηθευτή από τον ίδιο τον καταναλωτή
- Τον διαχωρισμό και τη διαφάνεια στους λογαριασμούς των επιχειρήσεων καθώς και των λειτουργιών παραγωγής, μεταφοράς και διανομής
- Τη δημιουργία ρυθμιστικών αρχών για τον έλεγχο, τη διαφάνεια και την επίλυση διαφορών
- Τον ορισμό κεντρικών φορέων για τη διαχείριση και τη συντήρηση των δικτύων διανομής και μεταφοράς

Η ένταξη της οδηγίας στα δίκαια κάθε κράτους έπρεπε να γίνει μέχρι την 19^η Φεβρουαρίου 1999, ενώ στην Ελλάδα δόθηκε παράταση 2 χρόνων[3]. Ο νόμος για την απελευθέρωση αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας ψηφίστηκε την 21^η Φεβρουαρίου 1999. Το επόμενο έτος ψήφισης του νόμου ιδρύεται η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) και ο Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ).

Η παραγωγή, προμήθεια και οργάνωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, όπως είναι γνωστή μέχρι σήμερα, ψηφίστηκε με τον νόμο 4001/2011 «Λειτουργία Ενεργειακών Αγορών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου» σε συμμόρφωση με την οδηγία 2009/72/ΕΚ «Σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας». Με την ψήφιση του νόμου η διαχείριση του συστήματος μεταφέρθηκε από την ΔΕΗ Α.Ε στη νεοσύστατη θυγατρική της «Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας» (ΑΔΜΗΕ), η οποία ανέλαβε τις λειτουργίες της Διαχείρισης του Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ) και τη Διαχείριση των αγορών των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ)[4]. Παράλληλα συστάθηκε ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ) με σκοπό να αναλάβει τα καθήκοντα του Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ)[5], και ο Λειτουργός της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΛΑΓΗΕ Α.Ε.). Με τον νόμο 4512/2018 ολοκληρώθηκε η απόσχιση του κλάδου της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας και η μεταφορά των δραστηριοτήτων από τη ΛΑΓΗΕ Α.Ε. στην Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας Α.Ε. και η ΛΑΓΗΕ Α.Ε. μετονομάζεται σε Διαχειριστή ΑΠΕ & Εγγυήσεων Προέλευσης Α.Ε. (ΔΑΠΕΕΠ Α.Ε.) [6].

1.2 Ιστορική ανασκόπηση χρήσης λιγνίτη στην Ελλάδα

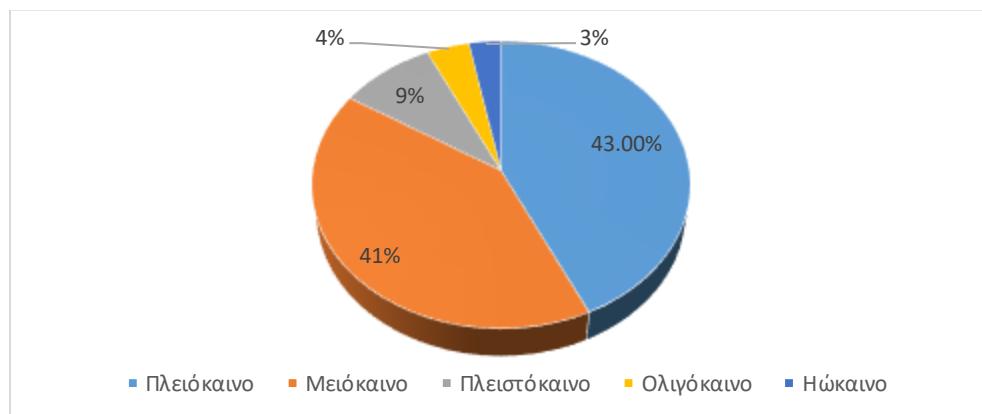
Ο άνθρακας είναι ένα στερεό, εύφλεκτο ιζηματογενές ορυκτό καύσιμο. Σχηματίστηκε από υπολείμματα βοτάνων των υδρόβιων φυτών σε λιμναία περιβάλλοντα, τα οποία θάφτηκαν και αποσυντέθηκαν κάτω από ψηλές θερμοκρασίες και γεωλογικές πιέσεις, διαδικασία που οδήγησε στον εμπλουτισμό τους σε άνθρακα, διαδικασία γνωστή ως «ενανθράκωση». Η πορεία της ενανθράκωσης οδηγεί σε διάφορα είδη άνθρακα, όπως χλοοτάπητα (θεωρείται ως το πρώτο στάδιο σχηματισμού άνθρακα), λιγνίτης, άνθρακας, ανθρακίτη και γραφίτη. Ο λιγνίτης είναι καύσιμο χαμηλής θερμιδικής περιεκτικότητας, αφού είναι 3 έως 7 φορές χαμηλότερος από αυτό του ανθρακίτη και 5 έως 10 φορές χαμηλότερο από αυτό του πετρελαίου. Ο λιγνίτης εξακολουθεί να χρησιμοποιείται παγκοσμίως, κυρίως ως καύσιμο στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

1.2.1 Αποθεματικό και ποιότητα

Με βάση τα τρέχοντα τεchnο-οικονομικά δεδομένα, στον Ελλαδικό χώρο τα προς εκμετάλλευση λιγνιτικά κοιτάσματα υπολογίζονται σε 3,2 δις τόνους. Τα μεγαλύτερα κοιτάσματα είναι :

- Στην περιφέρεια Δυτικής Μακεδονίας, Πτολεμαΐδα -Φλώρινα-Αμύνταιο, με αποθεματικό 1,8 δις τόνων
- Στη Μεγαλόπολη Αρκαδίας, με αποθεματικό 223 εκ τόνων
- Στην περιοχή της Δράμας με αποθεματικό 900 εκ τόνων
- Στην περιοχή Ελασσόνας με αποθεματικό 169 εκ τόνων[7]

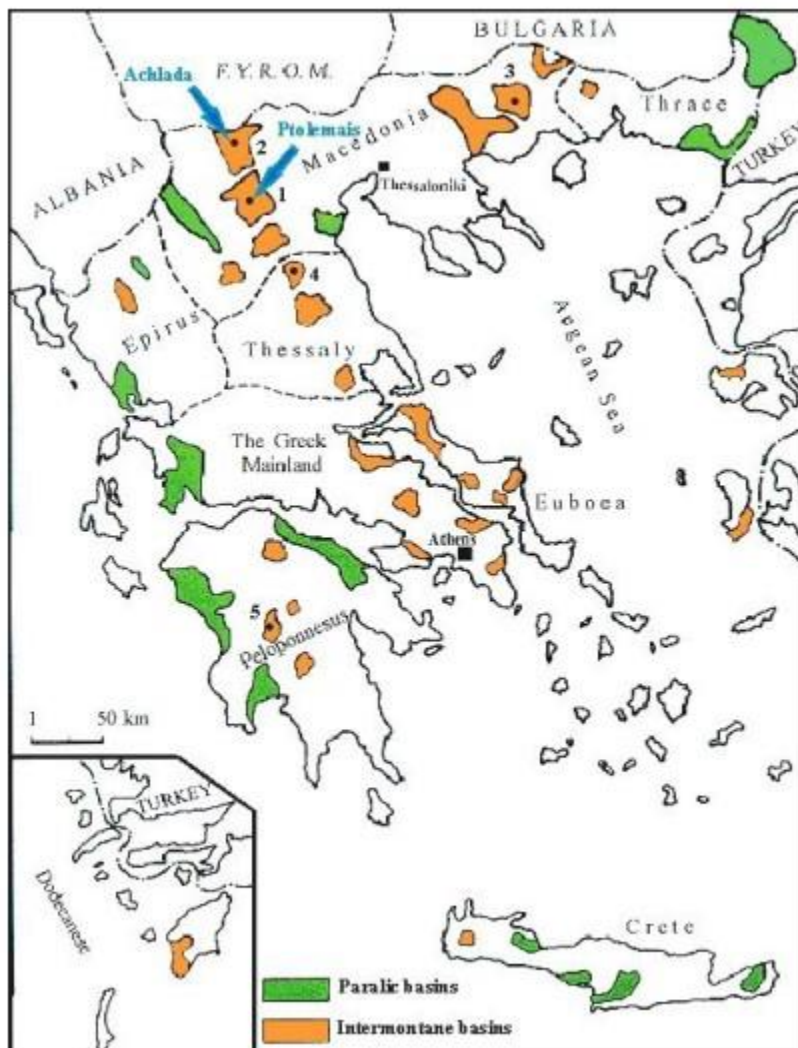
Ο λιγνίτης εμφανίζεται σε 68 λεκάνες διάφορων μεγεθών ανά την Ελλάδα. Εκτός των κοιτασμάτων γαιάνθρακα, έχουν βρεθεί επιπλέον 4.3 δις κυβικών μέτρων (m³) τύρφης στην περιοχή Φίλιπποι της ανατολικής Μακεδονίας (νομός Καβάλας)[8].



Σχήμα 1.1: Κατανομή λιγνιτοφόρων λεκανών με βάση τη γεωλογική τους περίοδο [8]

Κατά τη Νεογενή περίοδο (Μειόκαινο/Πλειόκαινο) υπήρξε ο σχηματισμός των περισσότερων λιγνιτοφόρων λεκανών στον Ελλαδικό χώρο, κυρίως των ηπειρωτικών. Εντός αυτών σχηματίστηκαν κάτω-τυρφώνες, έτσι διατηρήθηκε η τυρφογένεση με αποτέλεσμα να προκύψουν λιγνιτικά στρώματα με σχετικά μεγάλη εξάπλωση και πάχος, όπως αυτά της Πτολεμαΐδας, του Αλιβερίου και της Μεγαλόπολης. Όσον αφορά τις παράκτιες λεκάνες την περίοδο αυτή, όπως της Κατερίνης, του Πύργου-Ολυμπίας και της Κρήτης, οι λιγνιτικές αποθέσεις παρουσίασαν μικρό πάχος.

Στους λιγνίτες που σχηματίστηκαν κατά το Πλειστόκαινο ανήκει ο λιγνίτης της Μεγαλόπολης, ενώ στην Παλαιογενή περίοδο (Ολικόκαινο/Ηώκαινο) ανήκουν τα κοιτάσματα παράκτιων λεκανών.



Εικόνα 1.2: Κατανομή των παράκτιων (paralic) και ηπειρωτικών (intermontane) λεκανών[9]

Υπάρχουν διαφορετικοί τύποι ανθράκων, στον Ελλαδικό χώρο κυριαρχούν δύο διαφορετικοί, οι λιγνίτες και οι ξυλίτες. Οι λιγνίτες είναι το αποτέλεσμα μιας ιδιότυπης αποσύνθεσης φυτών η οποία χαρακτηρίζεται με τον ειδικό όρο ως εναθράκωση, ενώ οι ξυλίτες προέρχονται από ξυλώδη υπολείμματα. Ο ελληνικός λιγνίτης χαρακτηρίζεται ορυκτό καύσιμο χαμηλής ποιότητας και έχει σχετικά χαμηλή θερμική αξία με υψηλή περιεκτικότητα υγρασίας.

Οι χαμηλότερες τιμές θερμικής αξίας παρατηρούνται στις ανθρακικές λεκάνες Ιωαννίνων, Μεγαλόπολης και Δράμας, με θερμογόνο δύναμη 930 kcal/kg, 1050 kcal/kg και 1030 kcal/kg αντίστοιχα, ενώ αυτές της Πτολεμαΐδας και Φλώρινας χαρακτηρίζονται από μεσαίες τιμές 1300 kcal/kg και 1900 kcal/kg αντίστοιχα[9]. Για την πλειοψηφία των ελληνικών λιγνιτικών κοιτασμάτων, η περιεκτικότητα σε τέφρα είναι μεγαλύτερη από 15%, ενώ η περιεκτικότητα σε υγρασία κυμαίνεται μεταξύ 55 και 60% w/w. Η υψηλή περιεκτικότητα τέφρας και υγρασίας είναι οι δύο βασικές πηγές εμφάνισης προβλημάτων κατά της επεξεργασίας και παραγωγής ενέργειας.

Πίνακας 1.1: Ποιοτικά χαρακτηριστικά ελληνικών λιγνιτών [10]

Περιοχή	Θερμική αξία (kcal/kg)	Ποσοστό Τέφρας (%)	Ποσοστό Υγρασίας (%)
Πτολεμαΐδα	1.300	15,1	52,6
Αμύνταιο	1.150	16,4	54,7
Μεγαλόπολη	1.050	15,5	57,9
Φλώρινα	1.900	17	42
Δράμα	1.030	16	59
Ελασσόνα	2.050	19	41

1.2.2 Λιγνιτικές Μονάδες

Το 51% της υπάρχουσας εγκατεστημένης ισχύος απαρτίζεται από θερμικές μονάδες, λιγνιτικές και φυσικού αερίου, καλύπτοντας το 56% της συνολικής ζήτησης ενέργειας. Οι δύο βασικότερες λιγνιτικές μονάδες βρίσκονται στην περιοχή της Πτολεμαΐδας και Μεγαλόπολης. Συγκεκριμένα, στην ευρύτερη περιοχή της Πτολεμαΐδας βρίσκονται οι ατμοηλεκτρικοί σταθμοί (ΑΗΣ) Αγίου Δημητρίου, Αμύνταιου, Καρδιάς και Μελίτη με συνολική εγκατεστημένη ισχύς 3700 MW, ενώ αντίστοιχα στη Μεγαλόπολη η συνολική εγκατεστημένη ισχύς είναι 600 MW.

Παραπάνω από τις μισές αυτές θερμικές μονάδες, είναι σε λειτουργία πάνω από είκοσι χρόνια, συνεπώς μπορούν να χαρακτηριστούν παλιές. Στον πίνακα 1.2 παρατίθενται οι θερμικοί σταθμοί που ήταν σε εμπορική λειτουργία μέχρι τον Δεκέμβριο του 2019. Σημειώνεται ότι ο παραγωγός και κάτοχος των μονάδων αυτών είναι εξ ολοκλήρου η ΔΕΗ.

Πίνακας 1.2: Λιγνιτικές Μονάδες συνδεδεμένες στο σύστημα Δεκέμβρης 2019[11]

Σταθμός Παραγωγής	Μονάδα Παραγωγής	Εγκατεστημένη ισχύς (MW)	Καθαρή ισχύς (MW)
Αγίου Δημητρίου	Άγιος Δημήτριος I	300	274
Αγίου Δημητρίου	Άγιος Δημήτριος II	300	274
Αγίου Δημητρίου	Άγιος Δημήτριος III	310	283
Αγίου Δημητρίου	Άγιος Δημήτριος IV	310	283
Αγίου Δημητρίου	Άγιος Δημήτριος V	375	342
Αμύνταιου	Αμύνταιο I	300	273
Αμύνταιου	Αμύνταιο II	300	273
Καρδιάς	Καρδιά I	300	271
Καρδιάς	Καρδιά II	300	271
Καρδιάς	Καρδιά III	306	280
Καρδιάς	Καρδιά IV	306	280
Μεγαλόπολης Α	Μεγαλόπολη III	300	255
Μεγαλόπολης Β	Μεγαλόπολη IV	300	256
Μελίτης	Μελίτη I	330	289
Σύνολο ισχύος		4337	3904

Σύμφωνα με την Μελέτη του ΑΔΜΗΕ «Μελέτη επάρκειας ισχύος κατά την περίοδο 2020-2030», το σενάριο εξέλιξης του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής (ΕΣΕΚ) προβλέπει την ένταξη μιας μονάδας λιγνίτη 660 MW, Πτολεμαΐδα V, στις αρχές του 2022 ενώ σταδιακά μέχρι το 2028 προβλέπεται η απόσυρση και των 15 μονάδων. Συγκεκριμένα η ΔΕΗ Α.Ε έχει καταθέσει το χρονοδιάγραμμα αποσύρσεων, το οποίο έχει εγκριθεί από την ΡΑΕ, ενώ παράλληλα στα πλαίσια συμμόρφωσης με την οδηγία 2010/75/ΕΕ έχει ανακοινώσει τα ακόλουθα :

- Απόσυρση των μονάδων Καρδιάς III και IV από το μεταβατικό εθνικό σχέδιο μείωσης εκπομπών (ΜΕΣΜΕ)
- Ένταξη σε καθεστώς παρέκκλισης περιορισμένης διάρκειας του άρθρου 33 της ευρωπαϊκής οδηγίας 2010/75/ΕΕ των μονάδων Αμύνταιου I και II και των μονάδων Καρδιάς I,II,III και IV
- Τις απαραίτητες περιβαλλοντικές επενδύσεις στις μονάδες Αγίου Δημητρίου I,II,III και IV, για την επίτευξη των στόχων του ΜΕΣΜΕ

Οι περιβαλλοντικές επενδύσεις στις μονάδες Αγίου Δημητρίου είναι μείζονος σημασίας, καθώς αποσκοπούν στην μείωση των εκπομπών οξειδίων του αζώτου (NO_x) και του διοξειδίου του θείου (SO_2). Το καθεστώς παρέκκλισης που αφορά τις μονάδες Αμύνταιου I,II και των τεσσάρων μονάδων Καρδιάς προβλέπουν τον περιορισμό λειτουργίας τους σε 17.500 ώρες ανά εβδομάδα μεταξύ των ετών 2016-2023, ενώ με το πέρας των ωρών αυτών προβλέπεται η οριστική απόσυρση τους. Σε συμμόρφωση με τους στόχους της ΕΕ για το κλίμα, έχει τεθεί πλέον ως δεσμευτικός στόχος η πλήρης απολινγίτοποίηση τους συστήματος μέχρι το 2028, με τις περισσότερες μονάδες να τίθενται εκτός λειτουργίας μέχρι το 2023[11].

Στον πίνακα 1.3 παρατίθενται αναλυτικά οι προς απόσυρση λιγνιτικές μονάδες και το έτος απόσυρσής τους.

Πίνακας 1.3: Χρονικός προγραμματισμός απόσυρσης λιγνιτικών μονάδων[11]

Μονάδα	Καθαρή Ισχύς (MW)	Έτος Απόσυρσης
Καρδιά Ι	271	Οκτώβριος 2020
Καρδιά ΙΙ	271	Οκτώβριος 2020
Αμύνταιο Ι	273	Οκτώβριος 2020
Αμύνταιο ΙΙ	273	Οκτώβριος 2020
Καρδιά ΙΙΙ	280	Οκτώβριος 2021
Καρδιά ΙV	280	Οκτώβριος 2021
Μεγαλόπολη ΙΙΙ	255	Οκτώβριος 2022
Άγιος Δημήτριος Ι	274	Οκτώβριος 2022
Άγιος Δημήτριος ΙΙ	274	Οκτώβριος 2022
Άγιος Δημήτριος ΙΙΙ	283	Οκτώβριος 2022
Άγιος Δημήτριος ΙV	283	Οκτώβριος 2022
*Άγιος Δημήτριος V	342	Οκτώβριος 2023
Μεγαλόπολη ΙV	256	Οκτώβριος 2023
Μελίτη	289	Οκτώβριος 2023
Πτολεμαΐδα V	660	Αρχές 2028

Οι λειτουργικοί σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνίτη αυτή τη στιγμή είναι οι πέντε μονάδες του ΑΗΣ Αγίου Δημητρίου και οι δύο σταθμοί της Μεγαλόπολης, με την μονάδα ΙΙΙ να είναι έτοιμη προς απόσυρση το Φθινόπωρο του 2022. Παράλληλα το καλοκαίρι του ίδιου έτους θα τεθεί σε λειτουργία η μονάδα Πτολεμαΐδα V, με το αρχικό σχέδιο να αποβλέπει τη πλήρη μετατροπή του σε μονάδα ηλεκτροπαραγωγής με καύσιμο το φυσικό αέριο το 2028.

1.3 Φυσικό αέριο

Το φυσικό αέριο είναι αέριο μείγμα κορεσμένων υδρογονανθράκων και αποτελείται κυρίως από μεθάνιο κατά 70-90%, ωστόσο με σημαντικές ποσότητες σε άλλα ανώτερα αλκάνια, όπως το αιθάνιο, προπάνιο, βουτάνιο και πεντάνιο, και μικρές ποσότητες από άλλα συστατικά, όπως διοξείδιο του άνθρακα, άζωτο, υδρογόνο. Χρησιμοποιείται πρωτίστως για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, για οικιακή χρήση, ως καύσιμο για οχήματα αλλά και ως πρώτη ύλη της χημικής βιομηχανίας. Το σημαντικό πλεονέκτημα του ΦΑ είναι, ότι οι συντελεστές των εκπεμπόμενων ρύπων είναι αρκετά χαμηλότεροι έναντι των υπόλοιπων ορυκτών καυσίμων. Συγκεκριμένα, η τιμή αναφοράς του συντελεστή εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα για την καύση του ΦΑ είναι μικρότερη κατά 24.3% σε σχέση με το diesel, κατά 27.5% σχέση με το μαζούτ και κατά 44.6% σε σχέση με τον λιγνίτη. Πολύ σημαντική είναι η βελτίωση του βαθμού απόδοσης του ΦΑ, κάτι που επιτυγχάνεται σε μονάδες συνδυασμένου κύκλου (ΜΣΚ) αφού μειώνεται η συνολική κατανάλωση καυσίμου με αποτέλεσμα να περιορίζεται η ατμοσφαιρική ρύπανση.[12].

Η Ελλάδα εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από το φυσικό αέριο, το οποίο συνεχίζει να είναι καθοριστικό ως προς την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας με αυξανόμενο ρυθμό. Σύμφωνα με τα στοιχεία του Διαχειριστή Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΔΕΣΦΑ), η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φυσικό αέριο αυξήθηκε κατά 15,2% την περίοδο Ιανουαρίου-Σεπτεμβρίου του 2021 σε σχέση με αυτή του 2020, καλύπτοντας το 67% της συνολικής ζήτησης, με 35,3 TWh επί των συνολικών 52,4 TWh που καταναλώθηκαν[13].

1.3.1 Το εθνικό σύστημα μεταφοράς φυσικού αερίου

Ο Διαχειριστής Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΔΕΣΦΑ), που ιδρύθηκε τον Μάρτιο του 2007, κατέχει και διαχειρίζεται το εθνικό σύστημα φυσικού αερίου (ΕΣΦΑ) το οποίο αποτελείται από το εθνικό σύστημα μεταφοράς φυσικού αερίου (ΕΣΜΦΑ) και το σταθμό υγροποιημένου φυσικού αερίου (LNG) στη Ρεβυθούσα. Το ΕΣΦΑ είναι ένα καινούργιο δίκτυο υψηλής ποιότητας το οποίο αναπτύσσεται συνεχώς, με σκοπό την επέκταση του δικτύου σε νέες περιοχές, όπως επίσης τη διασύνδεση του με περαιτέρω διεθνή συστήματα.

Αποτελείται από :

- Τον κεντρικό αγωγό μεταφοράς αερίου και τα παρακλάδια του, συνολικού μήκους 1.446 χλμ
- Τους μετρικούς σταθμούς Σιδηροκάστρου Σερρών και Κήπων Έβρου

- Το Σταθμό Συμπίεσης στη Νέα Μεσημβρία Θεσσαλονίκης
- Την Εγκατάσταση υγροποιημένου φυσικού αερίου (LNG) στη νήσο Ρεβυθούσα
- Τους πενήντα τρεις μετρητικούς και ρυθμιστικούς σταθμούς φυσικού αερίου
- Τα δύο κέντρα ελέγχου και κατανομής φορτίου
- Τα έξι κέντρα λειτουργίας και συντήρησης
- Το σύστημα τηλελέγχου και τηλεπικοινωνιών

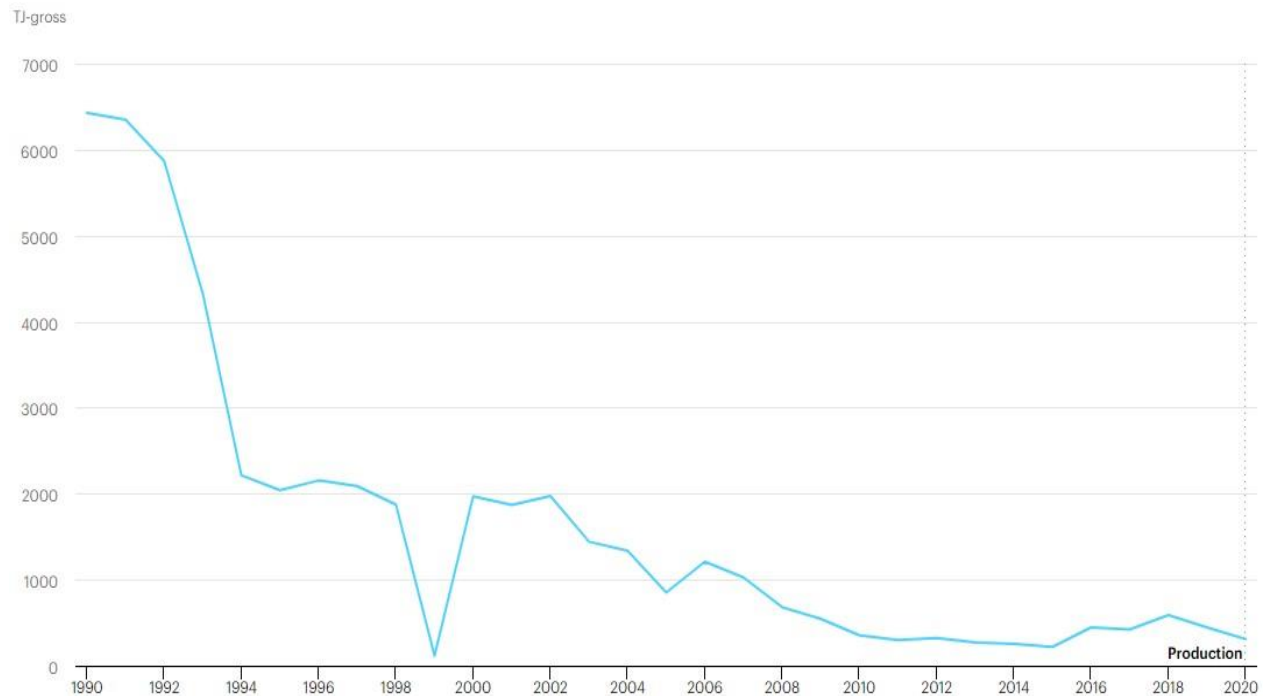
Το φυσικό αέριο εισέρχεται στη χώρα στην είσοδο Σιδηροκάστρου μέσω Βουλγαρίας, στην είσοδο Κήποι μέσω Τουρκίας, στον τερματικό σταθμό υγροποιημένου φυσικού αερίου της Ρεβυθούσας όπου όπου εκφορτώνεται από πλοία, αεριοποιείται και εισάγεται στο Σύστημα Μεταφοράς στην είσοδο Αγία Τριάδα, και από τον αγωγό TAP στην είσοδο Νέα Μεσημβρία[14].



Εικόνα 1.3: Απεικόνιση εθνικού συστήματος φυσικού αερίου[14]

1.3.2 Πρωτογενής παραγωγή και εισαγωγές

Η Ελλάδα εισάγει σχεδόν όλο το φυσικό αέριο που καταναλώνει. Η πρωτογενής παραγωγή έχει μειωθεί σε τεράστιο βαθμό τα τελευταία 30 χρόνια. Το 2020 η παραγωγή ήταν μόλις 7.4 χιλ τόνους ισοδύναμου πετρελαίου (ΤΙΠ), τη στιγμή που το 1990 η Ελλάδα παρήγαγε 153.5 χιλ ΤΙΠ. Στο γράφημα 1.4, απεικονίζεται η πρωτογενής παραγωγή ΦΑ την περίοδο 1990-2020.



Διάγραμμα 1.4: Πρωτογενής Παραγωγή ΦΑ (1990-2020)[15]

Συνεπώς η συμβολή του ΦΑ στην πρωτογενή παραγωγή ενέργειας είναι σχεδόν μηδαμινή. Το σύνολο του ΦΑ που καταναλώνεται στην Ελλάδα, είναι από εισαγωγές.

Στον πίνακα 1.4 εμφανίζεται ο δείκτης ενεργειακής εξάρτησης, ο οποίος δείχνει το μερίδιο των συνολικών ενεργειακών αναγκών ΦΑ της χώρας, που καλύπτεται μέσω εισαγωγών από άλλες χώρες. Είναι ένα ποσοστό (%) που υπολογίζεται ως οι καθαρές εισαγωγές διαιρεμένες με την ακαθάριστη διαθέσιμη ενέργεια.

$$\text{Ενεργειακή εξάρτηση} = \frac{\text{Εισαγωγές} - \text{Εξαγωγές}}{\text{Ακαθάριστη διαθέσιμη ενέργεια}}$$

Πίνακας 1.4: Δείκτης Ενεργειακής εξάρτησης[16]

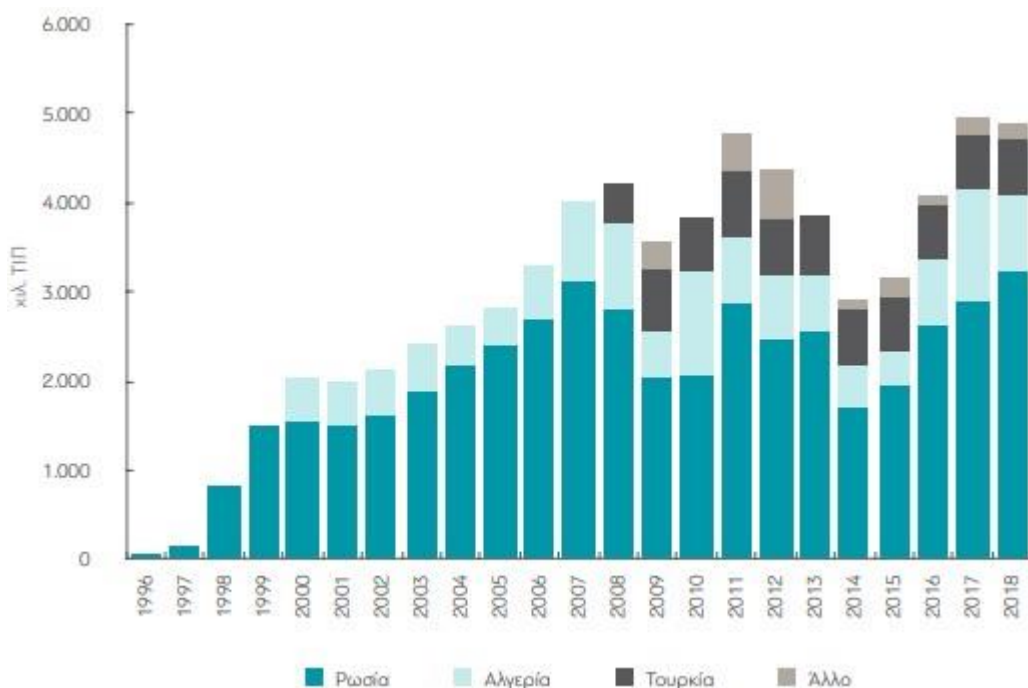
Χρονιά	Δείκτης
2000	99.062
2001	99.215
2002	97.416
2003	98.809
2004	97.534
2005	99.094
2006	99.063
2007	99.130
2008	100.010
2009	99.728
2010	99.882
2011	100.031
2012	100.321
2013	99.950
2014	99.288
2015	99.877
2016	99.218
2017	100.509
2018	100.665
2019	98.987
2020	100.694

Σύμφωνα με τα στοιχεία του ΔΕΣΦΑ, το 2021 οι εισαγωγές φυσικού αερίου έφτασαν τις 77.73TWh, συγκριτικά με τις 70.65 TWh του 2020. Το μεγαλύτερο ποσοστό εισήλθε από την είσοδο του Σιδηρόκαστρου με 35.37 TWh, ακολουθώντας η Αγία Τριάδα με 24.72 TWh, η Νέα Μεσημβρία με 13.61 TWh και οι Κήποι με 4.02

TWh. Η ζήτηση καλύπτεται μέσω μακροχρόνιων συμβάσεων που έχει υπογράψει η ΔΕΠΑ με τις ακόλουθες εταιρίες :

- Την ρωσική Gazprom, μέσω του Διαβαλκανικού Αγωγού με σημείο εισόδου τη Βουλγαρία
- Την αλγερινή Sonatrach, για την προμήθεια ΥΦΑ μέσω της Ρεβυθούσας
- Την τουρκική Botas, για την εισαγωγή ΦΑ με σημείο εισόδου τους Κήπους στα σύνορα με την Τουρκία
- Τη βουλγαρική Bulgartransgaz, για την εισαγωγή ΦΑ με σημείο εισόδου το Σιδηρόκαστρο στα σύνορα με τη Βουλγαρία

Αναφορικά με το ΥΦΑ (LNG), οι εισαγωγές για το 2021 ανήλθαν στις 24.51 TWh. Για άλλη μία χρονιά οι ΗΠΑ ήταν ο μεγαλύτερος εισαγωγέας με 12.29 TWh, ακολουθώντας η Αλγερία με 5.4 TWh, το Κατάρ με 4.47 TWh, η Αίγυπτος με 1.12 TWh και η Ανγκόλα με 0.94 TWh. Οι μειώσεις στις εισαγωγές LNG αφορούσαν τις ΗΠΑ (-26.96 %) και το Κατάρ (-44.59%), αντίθετα οι εισαγωγές μέσω Αλγερίας και Αιγύπτου αυξήθηκαν σημαντικά, κατά 60.2% και 29.7% αντίστοιχα[17].



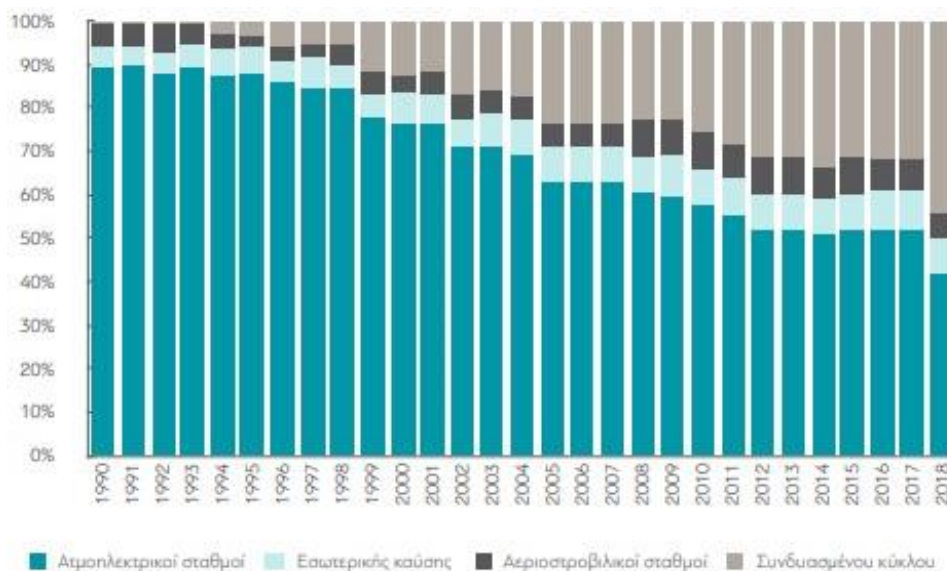
Διάγραμμα 1.5: Εισαγωγές ΦΑ ανά χώρα προέλευσης (1996-2018)[12]

1.3.3 Το ΦΑ στην ηλεκτροπαραγωγή

Στην Ελλάδα το ΦΑ χρησιμοποιείται ως καύσιμο για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε μονάδες ΦΑ συνδυασμένου κύκλου (ΜΣΚ), ενώ υπάρχει και μια μονάδα ανοικτού κύκλου. Η πλειονότητα των μονάδων βρίσκονται κοντά στην

Αθήνα και εκεί καταναλώνεται περίπου το 30% της συνολικής ζήτησης. Για το 2021, το μεγαλύτερο μέρος της εγχώριας ζήτησης του ΦΑ (68.65%) χρησιμοποιήθηκε για την ηλεκτροπαραγωγή. Γενικότερα το ΦΑ καταγράφει συνεχείς αυξήσεις στο ποσοστό συμμετοχής ενεργειακού μείγματος για την ηλεκτροπαραγωγή.

Παράλληλα με την αύξηση χρήσης του στην ηλεκτροπαραγωγή και τη δραστική μείωση χρήσης λιγνίτη, οι μονάδες παραγωγής συνδυασμένου κύκλου σημειώνουν ραγδαία αύξηση ως προς τη χρήση τους, όπως φανερώνει το διάγραμμα 1.6. Με την ταυτόχρονη διεύρυνση της χρήσης ΦΑ σε ΜΣΚ, ο βαθμός απόδοσης της παραγωγής ηλεκτρισμού αυξήθηκε σε 53-55%, τη στιγμή που η ο αντίστοιχος βαθμός απόδοσης για τους συμβατικούς σταθμούς ήταν 35-40%, με ταυτόχρονο περιορισμό της ατμοσφαιρικής ρύπανσης. Το 2020 παράχθηκαν 17.8 TWh ηλεκτρικής ενέργειας σημειώνοντας αύξηση 9.7% σε σχέση με το 2019 όπου η αντίστοιχη παραγωγή ανήλθε στις 16.2 TWh. Η εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ΦΑ ήταν 5212 MW το 2020, το 27% του συνόλου, ενώ αναμένεται περαιτέρω αύξηση με την ένταξη νέων σταθμών[17][12].



Διάγραμμα 1.6: Παραγωγή ηλεκτρισμού από καύσιμα ανά τεχνολογία παραγωγής(1990-2018)[12]

Οι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας σε ΜΣΚ και μονάδες ανοικτού κύκλου με καύσιμο το ΦΑ στην Ελλάδα είναι οι πέντε ακόλουθοι :

- ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ Α.Ε
- ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ Α.Ε.
- ΚΟΡΙΝΘΟΣ POWER Α.Ε. (θυγατρική της ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ Α.Ε (65%) ενώ το 35% της εταιρείας ανήκει στην Motor Oil)

- ΗΡΩΝ II ΒΟΙΩΤΙΑΣ Α.Ε.
- ELPEDISON ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Ε
- ΔΕΗ Α.Ε.

Στον πίνακα 1.5 παρατίθενται οι θερμικοί σταθμοί, με καύσιμο ΦΑ, συνδεδεμένοι στο σύστημα σε εμπορική λειτουργία.

Πίνακας 1.5: Μονάδες ΦΑ συνδεδεμένες στο σύστημα Δεκέμβρης 2019 [11]

Μονάδες Φυσικού Αερίου Συνδυασμένου Κύκλου (ΜΣΚ)				
Παραγωγός	Σταθμός Παραγωγής	Μονάδα Παραγωγής	Εγκατεστημένη ισχύς (MW)	Καθαρή Ισχύς (MW)
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αλιβερίου	Αλιβέρι V	426.9	417
ΔΕΗ	ΑΗΣ Κομοτηνής	ΜΣΚ Κομοτηνής	484,6	476.3
ΔΕΗ	ΑΗΣ Λαυρίου	Λαύριο IV («Μεγάλη ΜΣΚ»)	560	550.2
ΔΕΗ	ΑΗΣ Λαυρίου	Λαύριο V («Νέα ΜΣΚ»)	385.2	377.6
ΔΕΗ	ΑΗΣ Μεγαλόπολης	Μεγαλόπολη V	500	500
ELPEDISON ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ	ΘΗΣ ΕΝΘΕΣ	ΜΣΚ ΕΝΘΕΣ	408.4	400.3
ΗΡΩΝ II ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ ΒΟΙΩΤΙΑΣ	ΘΗΣ ΗΡΩΝ II	ΜΣΚ ΗΡΩΝ II	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			4499.8	4419.7
Μονάδες Φυσικού Αερίου Ανοικτού Κύκλου				
Παραγωγός	Σταθμός Παραγωγής	Μονάδα Παραγωγής	Εγκατεστημένη ισχύς (MW)	Καθαρή Ισχύς (MW)
ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ	ΘΗΣ ΗΡΩΝ	3 μονάδες	148.5	147.8
Σύνολο Ισχύος			148.5	147.8

Σύμφωνα με την Μελέτη του ΑΔΜΗΕ «Μελέτη επάρκειας ισχύος κατά την περίοδο 2020-2030», 3 ακόμα θερμικοί σταθμοί συνολικής ισχύος 2150 MW, έχουν αδειοδοτηθεί και είναι έτοιμοι να συνδεθούν στο σύστημα. Σημειώνεται ότι η Μονάδα Μεγαλόπολη V που ήταν ήδη ενταγμένη στο σύστημα, στα μέσα του 2020 τέθηκε σε πλήρη ισχύ και η νέα καθαρής ισχύς του είναι 811 MW, και η μονάδα Πτολεμαΐδα V που εντάχθηκε στο σύστημα στις αρχές του 2022 με καύσιμο τον λγνίτη, θα μετατραπεί σε μονάδα ΦΑ στις αρχές του 2025.

Πίνακας 1.6: Νέες εντάξεις μονάδων ΦΑ[11]

Μονάδα	Καθαρή Ισχύς	Έτος ένταξης
Μεγαλόπολη V σε πλήρη ισχύ	811	2020
Μονάδα CCGT1	825	Οκτώβριος 2022
Μονάδα CCGT2	825	Οκτώβριος 2023
Μονάδα ΦΑ (Πτολεμαΐδα V)	660	Αρχές 2025

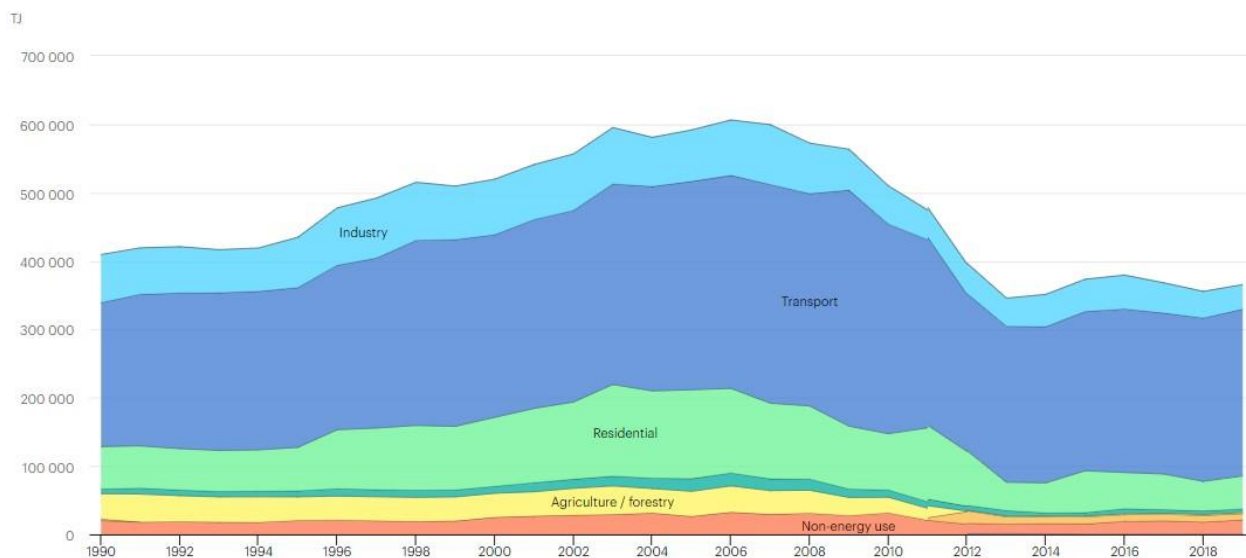
1.4 Πετρέλαιο

Το αργό ή ακατέργαστο πετρέλαιο είναι ένα μείγμα υδρογοναθράκων, δηλαδή ουσιών που περιέχουν άνθρακα και υδρογόνο, κατά ένα μεγάλο μέρος της σειράς των αλκανίων, που περιέχει και αρκετούς αρωματικούς υδρογονάνθρακες, καθώς και άλλες οργανικές ενώσεις και το οποίο βρίσκεται μέσα σε πορώδη πετρώματα

στα ανώτερα στρώματα μερικών περιοχών τού φλοιού της γης. Το ορυκτό ή αργό πετρέλαιο, μπορεί να ποικίλει στην εμφάνιση, τη σύνθεση, και την καθαρότητα. Λαμβάνοντας υπόψη τη σύνθεση των πετρελαίων, αυτά κατατάσσονται σε τρεις βασικές κατηγορίες, τα παραφινικά, τα ασφαλικά και τα ασφαλτοπαραφινικά. Χρησιμοποιείται συνήθως για την παραγωγή καυσίμων, για μηχανές εσωτερικής καύσης, για τη δημιουργία διάφορων λιπαντικών και για αρκετές άλλες βιομηχανικές χρήσεις. Επίσης, είναι η πρώτη ύλη για πολλά χημικά (διαλύτες, λιπάσματα, φυτοφάρμακα) και συνθετικά προϊόντα (πλαστικά, απορρυπαντικά, εκρηκτικές ύλες)[18].

Το πετρέλαιο είναι το σημαντικότερο καύσιμο στο ενεργειακό μείγμα της Ελλάδας, αντιπροσωπεύοντας το 50 % της συνολικής παροχής πρωτογενούς ενέργειας και πάνω από το μισό της συνολικής τελικής κατανάλωσης, παρ' όλα αυτά η κατανάλωση του την τελευταία δεκαετία έχει μειωθεί σημαντικά, κυρίως στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η δομή της εγχώριας αγοράς πετρελαίου στην Ελλάδα απαρτίζεται από 4 τέσσερα βασικά τμήματα: τις εισαγωγές, τη διύλιση, τις αγορές χονδρικής και λιανικής. Η πρωτογενής παραγωγή πετρελαίου είναι αμελητέα, έτσι πρακτικά η Ελλάδα είναι πλήρως εξαρτώμενη από τις εισαγωγές αργού πετρελαίου.

Στο διάγραμμα 1.7 παρουσιάζεται η τελική κατανάλωση ειδών πετρελαίου ανά κλάδο.



Διάγραμμα 1.7: Τελική κατανάλωση πετρελαιοειδών ανά τομέα[15]

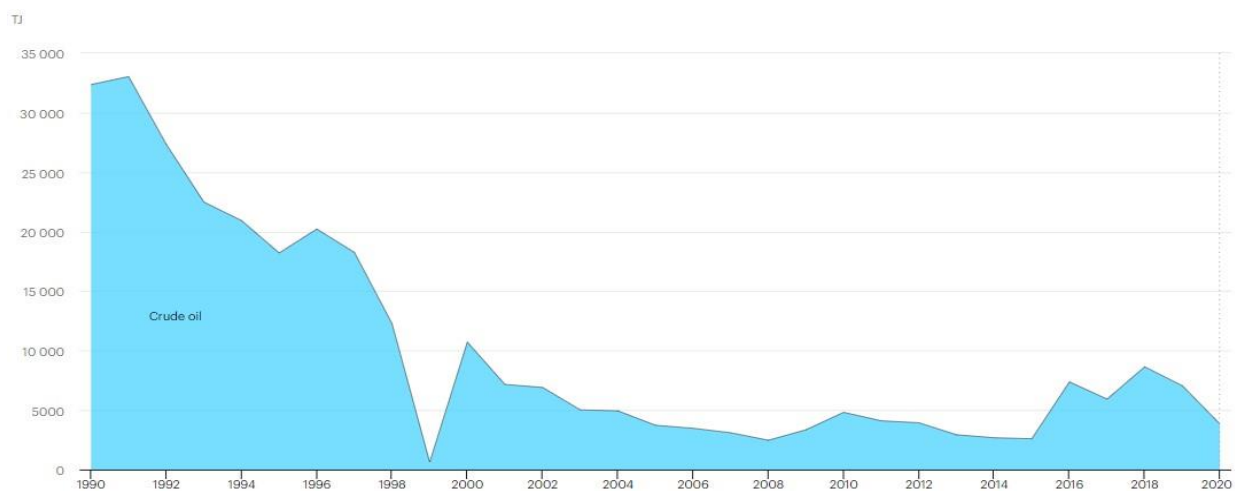
Μεταξύ τα έτη 2005-2015, η τελική κατανάλωση σημείωσε γενναία πτώση, ως αποτέλεσμα και της οικονομικής κρίσης, ωστόσο την τελευταία εξαετία

σημειώθηκε μια εκ νέου αύξηση της χρήσης πετρελαιοειδών. Ο τομέας των μεταφορών ήταν αυτός που δαπανήθηκε το περισσότερο πετρέλαιο, καταναλώνοντας το 2019 5.8 εκατ. ΤΙΠ, ακολουθούμενος από την οικιακή κατανάλωση με 1.15 εκατ. ΤΙΠ και τις βιομηχανίες με 0.86 εκατ. ΤΙΠ, με τη συνολική κατανάλωση στους τομείς αυτούς να ανέρχεται περίπου στο 90% της τελικής κατανάλωσης.

Αναφορικά με τον τομέα της διύλισης, στη χώρα λειτουργούν 4 διυλιστήρια. Η ΕΛΠΕ Α.Ε κατέχει τα 3 από αυτά στις περιοχές Ασπρόπυργου, Ελευσίνας και Θεσσαλονίκης, με δεξαμενές αποθήκευσης αργού πετρελαίου συνολικής χωρητικότητας 17.3 εκατ. τόνων ανά έτος. Η άλλη εταιρία είναι η Motor Oil της οποίας το διυλιστήριο είναι στους Αγίους Θεοδώρους κοντά στην Κόρινθο, με δυνατότητα αποθήκευσης 10 εκατ. τόνων ανά έτος[19].

1.4.1 Πρωτογενής Παραγωγή και Εισαγωγές

Όπως απεικονίζονται στα διαγράμματα 1.8 και 1.9, η παραγωγή αργού πετρελαίου το 2020 ήταν 0.09 εκατ. ΤΙΠ, συγκρινόμενη με την τελική κατανάλωση του ίδιου έτους που ανήλθε στα 12.23 εκατ ΤΙΠ, θεωρείται αμελητέα. Η πρωτογενής παραγωγή πετρελαίου πραγματοποιείται στα κοιτάσματα Πρίνου και βόρειου Πρίνου βορείως της Θάσου, όπου η παραγωγή παρότι αυξήθηκε ραγδαία μεταξύ 2012-2018, παρέμεινε στα 3300 βαρέλα την ημέρα, τη στιγμή που η κατανάλωση ανήλθε στα 142.000 την ημέρα. Η εταιρεία που εκμεταλλεύεται τα κοιτάσματα της περιοχής του Πρίνου είναι η Energean Oil&Gas, με εκτίμηση ότι τα αποθέματα των συγκεκριμένων κοιτασμάτων φτάνουν τα 40 εκατ. βαρέλια πετρελαίου.

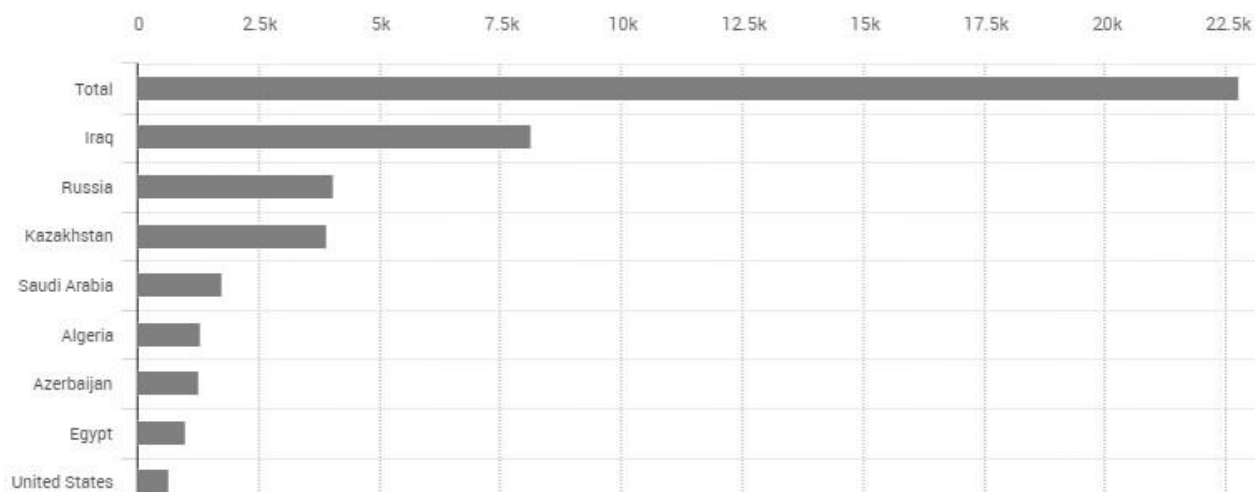


Διάγραμμα 1.8: Παραγωγή Πετρελαίου στην Ελλάδα (1990-2020)[15]

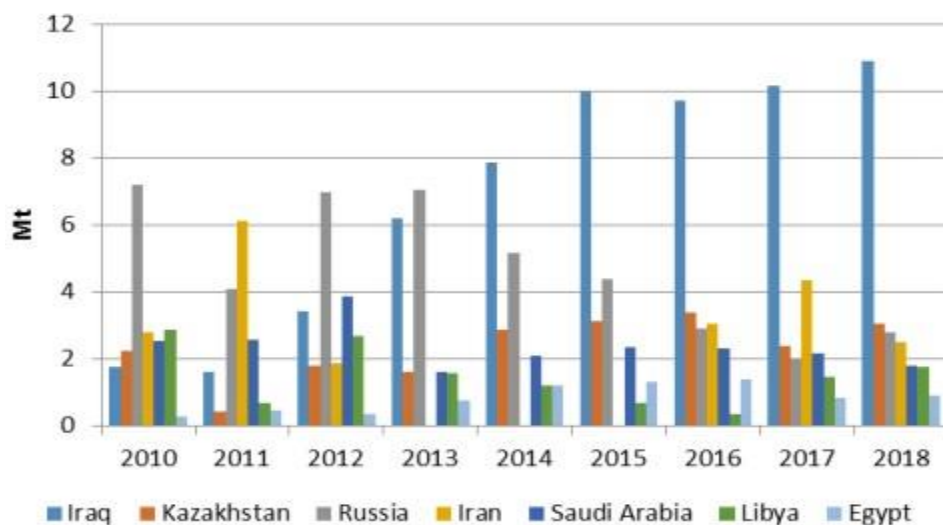


Διαγράμμα 1.9: Τελική κατανάλωση Πετρελαίου στην Ελλάδα (1990-2020)[20]

Επομένως, η Ελλάδα εξαρτάται σχεδόν εξ' ολοκλήρου από τις εισαγωγές μεγάλων ποσοτήτων αργού πετρελαίου για να καλύψει τις ανάγκες της. Οι εισαγωγές για το 2020 ανήλθαν στις 22.766 χιλ. τόνους, με το Ιράκ να αποτελεί τον μεγαλύτερο προμηθευτή με 8.148 χιλ. τόνους, τη Ρωσία να ακολουθεί με 4.037 χιλ. τόνους, το Καζακστάν με 3.931 χιλ τόνους. Μικρότερες ποσότητες αργού πετρελαίου προμηθεύονται από τη Σαουδική Αραβία, την Αλγερία, το Αζερμπαϊτζάν, την Αίγυπτο και της ΗΠΑ. Στο διάγραμμα 1.10 φαίνονται οι εισαγωγές το έτος 2020 ανάλογα με τον προμηθευτή, ενώ στο διάγραμμα 1.11 αντιστοιχούν τα έτη 2010-2018.



Διάγραμμα 1.10: Εισαγωγές ανά χώρα προέλευσης για το έτος 2020[16]



Διάγραμμα 1.11: Εισαγωγές ανά χώρα προέλευσης (2010-2018)[19]

1.4.2 Το πετρέλαιο στην ηλεκτροπαραγωγή

Τα περισσότερα ελληνικά νησιά παραμένουν αποκομμένα από το κύριο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας για δεκαετίες, βασιζόμενα σε αυτόνομους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής για την ηλεκτροδότηση τους. Τα χρησιμοποιούμενα καύσιμα για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στους σταθμούς παραγωγής του μη διασυνδεδεμένου συστήματος είναι το μαζούτ χαμηλού θείου και το ντίζελ με εξαιρετικά χαμηλή περιεκτικότητα θείου. Συγκεκριμένα, 29 αυτόνομα δίκτυα τροφοδοτούν συνολικά 47 νησιά με ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από την καύση ντίζελ και μαζούτ, με τη διασύνδεση όλο και περισσότερων νησιών στο

ηπειρωτικό σύστημα να συνεχίζεται ανελλιπώς. Οι 29 αυτοί σταθμοί αποτελούνται από :

- Δεκαεννέα (19) μικρά αυτόνομα συστήματα, με αιχμή ζήτησης έως 10 MW
- Οκτώ (8) μεσαίου μεγέθους αυτόνομα συστήματα, με αιχμή ζήτησης από 10 MW έως 100 MW
- Δύο 2 μεγάλα αυτόνομα συστήματα, αιχμή ζήτησης άνω των 100 MW[21]

Υπολογίζεται ότι μέσα στο 2024, με την ολοκλήρωση της Δ' Φάση της ηλεκτρικής διασύνδεσης των Κυκλάδων με το ηπειρωτικό σύστημα μεταφοράς, η πλειονότητα των ντιζελοκίνητων μονάδων ηλεκτροπαραγωγής θα πάψουν να λειτουργούν.

Σταθερά την τελευταία δεκαετία η ηλεκτροπαραγωγή στα ΜΔΝ από πετρέλαιο ήταν μεγαλύτερη από 4.5 TWh, ωστόσο την τελευταία δεκαετία σημειώθηκε μικρή πτώση, χάρη στην περαιτέρω διείσδυση των ΑΠΕ και την διασύνδεση νησιών στο ηπειρωτικό δίκτυο. Στο διάγραμμα 1.12 απεικονίζεται η εγκατεστημένη ισχύς ανά τύπο πηγής πρωτογενούς ενέργειας της τελευταίας δεκαετίας. Παρατηρείται η γενναία μείωση χρήσης πετρελαίου, κατά 5.6 μονάδες μεταξύ των ετών 2011-2019.



Διάγραμμα 1.12: Εγκατεστημένη ισχύς ανά τύπο πηγής πρωτογενούς ενέργειας (2011-2019)[12]

Η εγκατεστημένη ισχύς των πετρελαϊκών σταθμών ανέρχεται στα 1897MW, με τα 380MW να αφορούν το διασυνδεδεμένο δίκτυο (σταθμός Λαυρίου) και τα 1517MW το ΜΔΝ, όπως φαίνεται στον πίνακα 1.7.

Πίνακας 1.7: Μεγάλα εργοστάσια ηλεκτροπαραγωγής με καύσιμο πετρέλαιο [22]

Σταθμός Παραγωγής	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Περιοχή
ΑΗΣ Σορώνης	84	Δωδεκάνησα
ΑΗΣ Χανίων	118	Χανιά
ΑΗΣ Χίου	14.8	Χίος
ΑΗΣ Αθρινόλακκου	102	Λασιίθι
ΑΗΣ Λινοπεραμάτων	193	Ρέθυμνο
ΑΗΣ Αλιβερίου	380	Εύβοια

Σημειώνεται αναφορικά με τους μικρούς ΑΣΠ του ΜΔΝ, σύμφωνα με το προκαταρκτικό σχέδιο του δεκαετούς προγράμματος ανάπτυξης του ΕΣΜΗΕ για την περίοδο 2022-2031, ότι κρίθηκε απαραίτητη η διατήρηση σε καθεστώς εφεδρείας έκτακτων αναγκών μόνο οι δύο μονάδες της Πάρου και της Θήρας (ισχύος από 50 MW η κάθε μία).

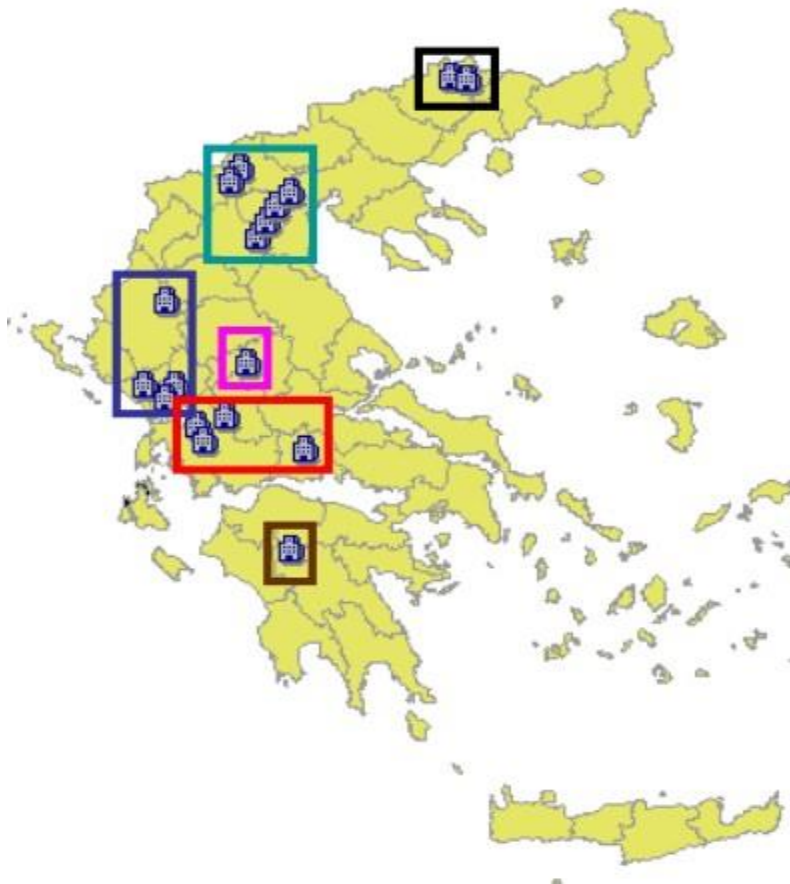
1.5 Υδροηλεκτρικά

Υδροηλεκτρισμός είναι η εκμετάλλευση της ενέργειας που προκύπτει από το νερό με σκοπό την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί παραγωγής ενέργειας αποτελούνται συνήθως από μια δεξαμενή για την εκμετάλλευση της ενέργειας του νερού που πέφτει ή μπορεί να χρησιμοποιήσει την κινητική ενέργεια του νερού όπως στην υδροηλεκτρική ενέργεια του ποταμού. Τα υδροηλεκτρικά εργοστάσια ποικίλλουν σε μέγεθος από μικρά κοινοτικά μεγέθη (μικρό υδροηλεκτρικά) έως πολύ μεγάλα εργοστάσια που τροφοδοτούν ενέργεια σε μια ολόκληρη χώρα. Στους υδροηλεκτρικούς σταθμούς (ΥΗΣ) γίνεται η μετατροπή κινητικής ή η δυναμικής ενέργεια του τρεχούμενου νερού σε μηχανική ενέργεια, μέσω ενός υδροστρόβιλου που λειτουργεί στην περίπτωση αυτή σαν μετατροπέας ενέργειας. Εξαιτίας της ρύθμισης της ισχύος τους σε γρηγορότερους χρόνους από αυτούς σε ένα ΑΗΣ, οι ΥΗΣ χρησιμοποιούνται σαν ρυθμιστικά εργοστάσια για τη ρύθμιση της ροής της ισχύος στο δίκτυο, εκεί όπου απαιτούνται μικρές χρονικές σταθερές ρύθμισης [23].

Μεταξύ άλλων, η χρήση Υδροηλεκτρικών έργων προσφέρει:

- Καθαρής και ανανεώσιμη ηλεκτρική ενέργεια, κάλυψη ενεργειακών απαιτήσεων στην αιχμή της ζήτησης, παροχή επικουρικών υπηρεσιών στο Διασυνδεδεμένο Δίκτυο.
- Αντιπλημμυρική προστασία
- Παροχή νερού για αρδεύσεις καλλιεργειών, ύδρευση πόλεων, ψύξη μονάδων θερμοηλεκτρικών σταθμών
- Βοηθάει στη δημιουργία δρόμων και υποδομών στις περιοχές που κατασκευάζονται
- Προστασία του περιβάλλοντος, καθώς εξασφαλίζουν οικολογική παροχή στις κοίτες των ποταμών.

Οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί βρίσκονται κυρίως στη δυτική και βόρεια Ελλάδα, και απαρτίζεται από το συγκρότημα Αχελού, το συγκρότημα Αλιάκμονα, το συγκρότημα Αράχθου, το συγκρότημα Νέστου, τον ΥΗΣ Ν.Πλαστήρα, τον ΥΗΣ Λάδωνα και διάφορους άλλους μικρότερους με μικρή ισχύς.



Εικόνα 1.4: Γεωγραφική κατανομή μεγάλων υδροηλεκτρικών σταθμών[24]

Αναλυτικά οι ΥΗΣ χωρισμένοι στα συγκρότηματα που ανήκουν:

Συγκρότημα Νέστου (500 MW) :

- ΥΗΣ Θησαυρού (Θησαυρός Ι&ΙΙ&ΙΙΙ) 3x128 MW
- ΥΗΣ Πλατανόβρυσης (Πλατανόβρυση Ι&ΙΙ) 2x58 MW

Συγκρότημα Αλιάκμονα (1032 MW) :

- ΥΗΣ Πολύφυτου (Πολύφυτο Ι&ΙΙ&ΙΙΙ) 3x125 MW
- ΥΗΣ Σφηκιάς (Σφηκιά Ι&ΙΙ&ΙΙΙ) 3x105 MW
- ΥΗΣ Ασωμάτων (Ασώματα Ι&ΙΙ) 2x54 MW
- ΥΗΣ Άγρα (Άγρα Ι&ΙΙ) 2x25 MW
- ΥΗΣ Εδεσσαίου 19 MW
- ΥΗΣ Ιλαρίωνα 153 MW
- ΜΥΗΣ Βέρμιου 1.8MW
- ΜΥΗΣ Μακροχωρίου 10.8 MW

Συγκρότημα Αράχθου (553.9 MW) :

- ΥΗΣ Πηγών Αώου (Πηγές Αώου Ι&ΙΙ) 2x105 MW
- ΥΗΣ Πουρναρίου Ι (Πουρνάρι Ι Μονάδες Ι&ΙΙ&ΙΙΙ) 3x100 MW
- ΥΗΣ Πουρναρίου ΙΙ (Πουρνάρι ΙΙ Μονάδες Ι&ΙΙ&ΙΙΙ) 2x16 + 1.6 MW
- ΜΥΗΣ Λούρος 10.3 MW

Συγκρότημα Αχελώου (919.4 MW) :

- ΥΗΣ Καστρακίου (Καστράκι Ι&ΙΙ&ΙΙΙ&ΙV) 4x80 MW
- ΥΗΣ Κρεμαστών (Κρεμαστά Ι&ΙΙ&ΙΙΙ&ΙV) 4x109.3 MW
- ΥΗΣ Στράτου (Στράτος Ι&ΙΙ) 2x75 MW
- ΜΥΗΣ Γκιώνας 8.5 MW
- ΜΥΗΣ Γλαύκου 3.7 MW

ΥΗΣ Ν.Πλαστήρα (129.9 MW) :

- ΥΗΣ Πλαστήρα (Πλαστήρας Ι&ΙΙ&ΙΙΙ) 3x43.3 MW

ΥΗΣ Λάδωνα (70 MW) :

- ΥΗΣ Λάδωνα (Λάδωνας Ι&ΙΙ) 2x35 MW

Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς μεγάλων υδροηλεκτρικών μονάδων στον ελληνικό χώρο ανέρχεται στα 3.171MW (17% της συνολικής ισχύς)[24], παρ' όλα αυτά δεν έχουν μεγάλη συμμετοχή στο ενεργειακό ισοζύγιο της χώρας αφού ο συντελεστής χρησιμοποίησης του κυμαίνεται μεταξύ 10-20%, σύμφωνα με τις υδραυλικές συνθήκες κάθε έτους . Το 2020 παράχθηκαν συνολικά 3.33 TWh από υδροηλεκτρικά

έργα, αντιστοιχώντας στο 7.19% της συνολικής παραχθείσας ενέργειας. Στον πίνακα 1.8 παρατίθεται η παραγωγή των υδροηλεκτρικών μονάδων κατά τα έτη 2010-2020

Πίνακας 1.8: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας των υδροηλεκτρικών σταθμών[11]

Έτος	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Καθαρή Παραγωγή (TWh)
2010	3032	6.7
2011	3032	3.75
2012	3032	3.91
2013	3032	5.63
2014	3173	3.9
2015	3173	5.39
2016	3173	4.84
2017	3152	3.45
2018	3171	5.05
2019	3171	3.98
2020	3171	3.33

Σύμφωνα με την μελέτη «Μελέτη επάρκειας ισχύος για την περίοδο 2020-2030» τέσσερις (4) ακόμα υδροηλεκτρικοί σταθμοί έχουν λάβει προσφορά σύνδεσης. Παρατίθενται στον πίνακα 1.9

Πίνακας 1.9: Αδειοδοτημένες Υδροηλεκτρικές Μονάδες[11]

Παραγωγός	Σταθμός Παραγωγής	Συγκρότημα	Καθαρή Ισχύς (MW)
ΔΕΗ	ΥΗΣ Μετσοβίτικου	Αράχθου	2x14.5
ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΒΕΤΕ	ΥΗΣ Αυλακίου	Αχελώου	83.6

ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΒΕΤΕ	ΥΗΣ Πύργου	Αχελώου	220
ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΒΕΤΕ	ΥΗΣ Αγ. Γεωργίου Αμφιλοχίας	Αχελώου	370

Τα έργα, Αγ. Γεώργιου και Πύργου αφορούν ένα σύστημα αντλησοταμίευσης με δύο ανεξάρτητες άνω δεξαμενές και μια κοινή κάτω δεξαμενή, την υφιστάμενη τεχνητή λίμνη Καστρακίου. Σκοπός του έργου είναι η αποθήκευση ενέργειας με στόχο την υποστήριξη της μέγιστης δυνατής διείσδυσης ανανεώσιμων πηγών στο μείγμα της ενεργειακής παραγωγής. Η περίσσεια της αιολικής, φωτοβολταϊκής και θερμικής παραγωγής θα αποθηκεύεται υδραυλικά, μέσω άντλησης ύδατος από την κάτω στις άνω δεξαμενές κατά τη διάρκεια χαμηλής κατανάλωσης ή σε περιόδους υπερπαραγωγής από Α.Π.Ε. Ακολούθως, η αποθηκευμένη ενέργεια θα αποδίδεται πάλι ως ηλεκτρική ενέργεια στο σύστημα, μέσω των υδροστροβίλων, κατά τη διάρκεια των ωρών υψηλής ζήτησης. Έτσι πέραν της εγκατεστημένης ισχύς, το έργο του ΥΗΣ Πύργου εμπεριέχει ένα αντλησιοταμιευτικό έργο με ικανότητα άντλησης 231 MW, ενώ το αντίστοιχο του Αγ. Γεωργίου θα έχει ικανότητα άντλησης 403 MW.

Ωστόσο πέρα από τους παραπάνω σταθμούς, ενδέχεται μελλοντικά να προστεθούν στο χαρτοφυλάκιο των υδροηλεκτρικών της χώρας και το ολοκληρωμένο έργο του ΥΗΣ Μεσοχώρας 160 MW, εφόσον ξεμπλοκάρει από τις νομικές εκκρεμότητες στο ΣτΕ, αφού δεν έχει άδεια παραγωγής παρόλο που έχουν εγκριθεί οι περιβαλλοντικοί όροι.

1.6 ΑΠΕ και ΣΥΘΗΑ

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ) είναι μορφές εκμεταλλεύσιμης ενέργειας που προέρχονται από διάφορες φυσικές διαδικασίες, όπως ο άνεμος, η γεωθερμία, η κυκλοφορία του νερού και άλλες. Σύμφωνα με την οδηγία 2009/28/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου, ως ενέργεια από ανανεώσιμες μη ορυκτές πηγές θεωρείται η αιολική, ηλιακή, αεροθερμική, γεωθερμική, υδροθερμική και ενέργεια των ωκεανών, υδροηλεκτρική, από βιομάζα, από τα εκλυόμενα στους χώρους υγειονομικής ταφής αέρια, από αέρια μονάδων επεξεργασίας λυμάτων και από βιοαέρια. Τα δύο κύρια χαρακτηριστικά των ΑΠΕ είναι :

- 1) Για την εκμετάλλευσή τους δεν απαιτείται κάποια ενεργητική παρέμβαση, όπως εξόρυξη, άντληση ή καύση, όπως με τις ήδη υπάρχουσες πηγές ενέργειας, αλλά απλώς η εκμετάλλευση της ήδη υπάρχουσας ροής ενέργειας στη φύση.
- 2) Πρόκειται για «καθαρές» μορφές ενέργειας, πολύ «φιλικές» στο περιβάλλον, που δεν αποδεσμεύουν υδρογονάνθρακες, διοξείδιο του άνθρακα ή τοξικά και ραδιενεργά απόβλητα, όπως οι υπόλοιπες πηγές ενέργειας που χρησιμοποιούνται σε μεγάλη κλίμακα.

Τα βασικότερα πλεονεκτήματα των ΑΠΕ έναντι των παραδοσιακών συμβατικών μορφών ενέργειας είναι:

- Είναι πολύ φιλικές προς το περιβάλλον, έχοντας ουσιαστικά μηδενικά κατάλοιπα και απόβλητα.
- Δεν πρόκειται να εξαντληθούν ποτέ, σε αντίθεση με τα ορυκτά καύσιμα.
- Μπορούν να βοηθήσουν την ενεργειακή αυτάρκεια μικρών και αναπτυσσόμενων χωρών
- Είναι ευέλικτες ως προς την εφαρμογή, μπορούν να παράγουν ενέργεια ανάλογη με τις ανάγκες του επί τόπου πληθυσμού, καταργώντας την ανάγκη για τεράστιες μονάδες παραγωγής ενέργειας αλλά και για μεταφορά της ενέργειας σε μεγάλες αποστάσεις.
- Ο εξοπλισμός είναι απλός στην κατασκευή και τη συντήρηση και έχει πολύ μεγάλο χρόνο ζωής.
- Συμβάλλουν στην αποκέντρωση του ενεργειακού συστήματος, αφού υπάρχουν σε πολλά γεωγραφικά σημεία και καλύπτουν ενεργειακές ανάγκες σε τοπικό και περιφερειακό επίπεδο. Επιπλέον μειώνουν τις απώλειες κατά τη μεταφορά ενέργειας[25].

Συμπαγωγή είναι η συνδυασμένη παραγωγή ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας από το ίδιο καύσιμο, ώστε να επιτυγχάνεται η πλήρης εκμετάλλευση του ενεργειακού του περιεχομένου. Η θερμική ενέργεια μπορεί να μετατραπεί και σε ψύξη με σύστημα τριπαραγωγής. Συμπαγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας Υψηλής Απόδοσης (ΣΗΘΥΑ) είναι η συμπαγωγή που εξασφαλίζει εξοικονόμηση Πρωτογενούς Ενέργειας σε ποσοστό τουλάχιστον 10 %, σε σχέση με τη Θερμική και Ηλεκτρική Ενέργεια που παράγεται στο πλαίσιο διακριτών διαδικασιών, καθώς και η παραγωγή από Μονάδες Μικρής και Πολύ Μικρής Κλίμακας που εξασφαλίζει εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας , ανεξάρτητα από το ποσοστό εξοικονόμηση.

Βασικά Πλεονεκτήματα ΣΗΘΥΑ :

- Είναι ενεργειακά αυτόνομα.
- Έχουν υψηλή απόδοση σε σχέση με τις συμβατικές τεχνολογίες παραγωγής θερμότητας και ηλεκτροπαραγωγής (έως και 90% απόδοση).
- Είναι ευέλικτα, ελαχιστοποιούν τις απώλειες, προσαρμόζονται στις εκάστοτε τοπικές ενεργειακές ανάγκες, συμβάλουν στο ενεργειακό δυναμικό και στην ασφάλεια εφοδιασμού.
- Συμβάλλουν στη μείωση των εκπεμπόμενων ρύπων προς το περιβάλλον[26].

Εκτός των ΑΠΕ και των σταθμών ΣΗΘΥΑ, ως ανανεώσιμη πηγή ενέργειας μπορεί να οριστεί και η ενέργεια που απελευθερώνεται μέσω καύσης βιομάζας, καθώς στην πραγματικότητα είναι αποθηκευμένη ηλιακή ενέργεια που δεσμεύτηκε από τα φυτά κατά τη φωτοσύνθεση. Πιο συγκεκριμένα, Η Ευρωπαϊκή Οδηγία 2009/29/ΕΚ ορίζει τη βιομάζα ως «το βιοαποικοδομήσιμο κλάσμα προϊόντων, αποβλήτων και καταλοίπων βιολογικής προέλευσης από τη γεωργία, τη δασοκομία και τους συναφείς κλάδους, συμπεριλαμβανομένης της αλιείας και της υδατοκαλλιέργειας, καθώς και το βιοαποικοδομήσιμο κλάσμα των βιομηχανικών αποβλήτων και των οικιακών απορριμμάτων». Υπάρχουν τρία (3) είδη βιομάζας ως καύσιμο για παραγωγή ενέργειας, τα υγρά βιοκαύσιμα που περιλαμβάνουν τη βιοαιθανόλη και το βιοντήζελ, τα αέρια που συμπεριλαμβάνεται το βιοαέριο από μονάδες αναερόβιας χώνευσης και τα στερεά όπως τα πελέτς, τα καυσόξυλα και το πυρηνόξηλο[27].

1.6.1 Διείσδυση ΑΠΕ ανά τεχνολογία

Η αξιοποίηση του πλούσιου δυναμικού ΑΠΕ της Ελλάδας για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, αποτελεί στόχο υψηλής προτεραιότητας για τη χώρα και προωθείται μέσω καινούργιων έργων και νομοθεσιών. Δίνεται μεγάλη έμφαση στην ενίσχυση του εθνικού δικτύου μεταφοράς και των διασυννοριακών διασυνδέσεων, όπως επίσης και την σύνδεση των ΜΔΝ με την ηπειρωτική χώρα και την εγκατάσταση συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Την τελευταία δεκαετία, η Ελλάδα έκανε μεγάλη στροφή προς τις ΑΠΕ. Η αιολική ενέργεια σημειώνει σταθερή ανάπτυξη, ενώ η ηλιακή σημείωσε μεγάλη αύξηση στην εγκατεστημένη ισχύ μεταξύ 2012-2013 ενώ στη συνέχεια παρέμεινε σταθερή. Τα μικρά υδροηλεκτρικά προβάλλουν επίσης τάσεις σταθερής αλλά μικρής ανάπτυξης, αυξάνοντας συνολικά την ισχύς του ανά 3% κάθε έτος. Τόσο η βιομάζα όσο και οι μονάδες ΣΗΘΥΑ σημειώνουν ελάχιστη ανάπτυξη στον τομέα ηλεκτροπαραγωγής. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ ανήλθε στις 14.7 TWh το 2020, αντιστοιχώντας στο

38% του ενεργειακού μείγματος, παρουσιάζοντας παράλληλα τη μεγαλύτερη μεταβλητότητα σε σχέση με το 2019.

Πίνακας 1.10: Εγκατεστημένη ισχύς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ (MW)
(2011-2021)[12]

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Αιολικά	1640	1753	1810	1978	2092	2370	2624	2681	3592	3810	4338
Μικρά Η/Υ	205	213	220	220	224	223	230	240	242	245	250
Βιοαέριο- Βιομάζα	45	45	46	47	52	58	61	82	87	96	108
Φ/Β	522	1238	2205	2221	2229	2230	2230	2270	2418	2730	3579
Φ/Β σε στέγες	-	298	372	374	376	374	375	373	373	352	376
ΣΗΘΥΑ	125	126	126	99	100	100	100	100	106	107	108

1.6.1.1 Αιολικά

Επί του παρόντος, η Ελλάδα έχει εγκατεστημένα 4.3 GW αιολικής ενέργειας, καλύπτοντας το 12% της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Οι δυνατότητες για αιολική ενέργεια στην Ελλάδα είναι πολύ μεγαλύτερες, ειδικά στον τομέα των υπεράκτιων (offshore) εγκαταστάσεων όπου τα μελλοντικά project θα βοηθήσουν τα νησιά να αποκτήσουν ενεργειακή αυτονομία. Το 31,8% της συνολικής αιολικής δυναμικότητας βρίσκεται στη Στερεά Ελλάδα, το 16% στην Πελοπόννησο, στην Εύβοια 12,6%, στην Ανατολική Μακεδονία και Θράκη 12,9%, τη Δυτική Ελλάδα 8,6% και το υπόλοιπο 18,2% στην υπόλοιπη Ελλάδα. Το μεγαλύτερο μέρος της εγκατεστημένης ισχύος αφορά έργα μεγάλης ισχύος (>5 MW), ενώ τα 58 MW της συνολικής ισχύος αντιστοιχούν σε αιολικές εγκαταστάσεις μικρής κλίμακας (<5 MW).

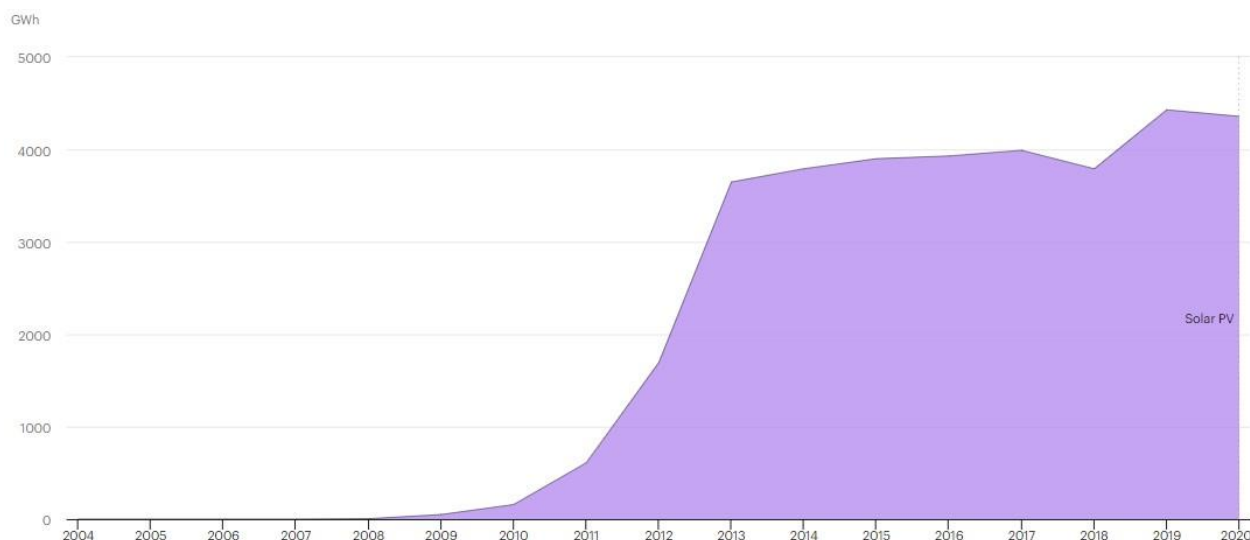


Διάγραμμα 1.14: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από Αιολικά (1992-2020)[15]

Η ηλεκτροπαραγωγή από αιολικές εγκαταστάσεις εκτινάχθηκε την τελευταία δεκαετία, με την παραγωγή να υπερδιπλασιάζεται μεταξύ των ετών 2014-2022. Συγκεκριμένα το 2014 παράχθηκαν 3689 GWh, αντίστοιχα το 2020 η παραγωγή ανήλθε στις 9321 GWh. Παρά την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύς αιολικών από 3810 MW το 2020, σε 4338 MW το 2021, η παραγωγή για το 2021 ανήλθε στις 9774 GWh. Η μεγαλύτερη παραγωγή συμβαίνει κατά τους χειμερινούς μήνες, με την μεγαλύτερη τιμή να σημειώνεται τον Δεκέμβριο (1197 GWh), ενώ η μικρότερη σημειώθηκε τον Ιούνιο με 314 GWh.

1.6.1.2 Ηλιακή

Η ηλιακή παραγωγή ακολουθεί στη δεύτερη θέση εγκαταστημένης ισχύς και παραγωγής των ανανεώσιμων, και σε σύγκριση με τα αιολικά, παρουσιάζει μεγαλύτερη διασπορά ως προς την κατανομή της στις περιφέρειες της χώρας. Η πλειοψηφία των φωτοβολταϊκών πάρκων βρίσκεται στην στερεά Ελλάδα, συγκεκριμένα το 31% των εγκαταστάσεων, ακολουθούμενο από κεντρική Μακεδονία και Θεσσαλία με 15.3 και 12.8% αντίστοιχα, την ανατολική Μακεδονία και Πελοπόννησο με 9.3% και 9%, την δυτική Ελλάδα και Αττική με 8.5% 5.4% και το υπόλοιπο 8.7% στην υπόλοιπη Ελλάδα. Το 54% του συνόλου των πάρκων αφορά εγκαταστάσεις ≤ 500 KW, οι εγκαταστάσεις των πάρκων μεταξύ 500 KW και 1MW αφορούν το 18%, μεταξύ 1 MW και 5 MW το 24%, ενώ τα μεγάλα πάρκα (≥ 5 MW) καταλαμβάνουν το 2%. Για το 2021, τα φωτοβολταϊκά καταλάμβαναν το 20% του συνόλου των ανανεώσιμων (17% + 3% Φ/Β σε στέγες), και παρήγαγαν το 44% της συνολικής ενέργειας των ανανεώσιμων[28].

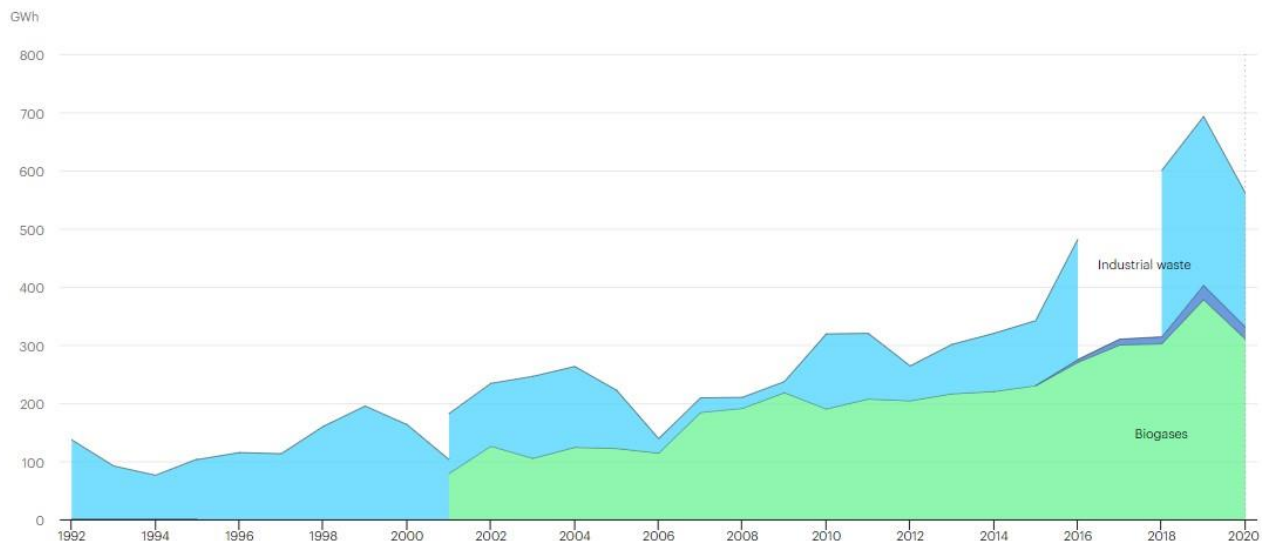


Διάγραμμα 1.15: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά (2004-2020)[15]

Η παραγωγή ηλεκτρισμού μέσω ηλιακής ενέργειας θεωρείτο αμελητέα μέχρι το 2010, παράγοντας μέχρι τότε ≤ 150 GWh. Μεταξύ των ετών 2011-2013 η ηλεκτροπαραγωγή «εκτινάχτηκε», πολλαπλασιάζοντας την παραγόμενη ενέργεια κατά 6 φορές. Αυτό εξηγείται από την ταχεία ανάπτυξη των Φ/Β κατά την περίοδο 2011-2013, όταν ένας σημαντικός αριθμός ιδιωτών εγκατέστησαν Φ/Β λόγω των επιδοτήσεων που παρασχέθηκαν. Η μεγαλύτερη παραγωγή σημειώνεται κατά τους καλοκαιρινούς μήνες, όπου η ηλιοφάνεια είναι η μεγαλύτερη δυνατή. Ενδεικτικά, κατά το 2021, η παραγωγή στο διασυνδεδεμένο σύστημα τον Ιούλιο ανήλθε στις 569.4 GWh.

1.6.1.3 Βιοαέριο-Βιομάζα

Συνολικά, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από βιομάζα είναι ελάχιστη, αντιστοιχώντας στο 0.9% του ενεργειακού μείγματος παραγωγής της χώρας για το 2020. Το μεγαλύτερο μέρος της ενέργειας αυτής προήλθε από καύση βιοαέριων σε σταθμούς συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας (ΣΗΘ), όπου παράχθηκαν συνολικά 310 GWh.



Διάγραμμα 1.16: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από στερεά βιοκαύσιμα, βιοαέρια και βιομηχανικά απόβλητα (1992-2020)[15]

Ακόμα μικρότερη συμμετοχή στην ηλεκτροπαραγωγή έχουν τα στερεά βιοκαύσιμα, με παραγωγή μόλις 21 GWh το 2020. Παρά την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύς των μονάδων βιομάζας, το μερίδιο της στη συνολική εγκατεστημένη ισχύ στον τομέα ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ παρέμεινε ελάχιστο. Το 2011, η ισχύς των μονάδων βιομάζας ήταν 45 MW, παρόλοπου το 2020 έφτασε της 87 MW, το μερίδιο των μονάδων παρέμεινε στο 1%. Μέχρι τον Δεκέμβριο του 2021, η εγκατεστημένη ισχύς ήταν 108 MW, ενώ συνολικά για το ίδιο έτος η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανήλθε στις 447 GWh.

1.7 Διασυνδεδεμένο Ηλεκτρικό Σύστημα και Δίκτυο/ Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά

1.7.1 Σύστημα μεταφοράς

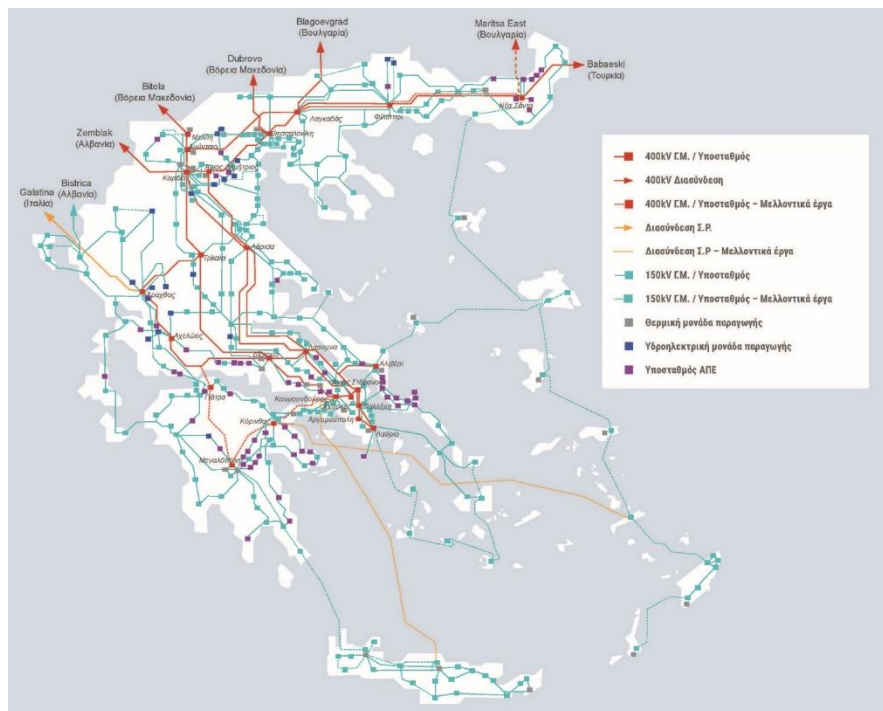
Σύμφωνα με τον ν. 4001/2011, το Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ) ιδιοκτησίας της ΑΔΜΗΕ Α.Ε, το οποίο συγκροτείται από :

- Γραμμές υψηλής τάσης ΥΤ
- Διεθνείς Διασυνδέσεις
- Εγκαταστάσεις και εξοπλισμό

είναι υπεύθυνο για την διαρκή διακίνηση ηλεκτρικής ενέργειας υπό υψηλή και υπερύψηλη τάση από σταθμούς παραγωγής προς υποσταθμούς μεταφοράς, μεταξύ υποσταθμών μεταφοράς και προς ή από οποιαδήποτε διεθνή διασύνδεση της

χώρας. Μέρος του ΕΣΜΗΕ αποτελούν και τα έργα διασύνδεσης των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ). Το ΕΣΜΗΕ απαρτίζεται από ένα συνολό γραμμών μεταφοράς 17.586 km και συνολικά 16.867 μετασχηματιστές ΜΒΑ. Ο κορμός του συστήματος μεταφοράς αποτελείται από τρία διπλά κυκλώματα 400 kV με κατεύθυνση βορρά-νότου και ένα ακόμα μονό κύκλωμα 400 kV με κατεύθυνση ανατολή-δύση. Πέραν αυτών, το διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς έχει περεταίρω γραμμές των 400 kV όπως και άλλες υπόγειες γραμμές καθώς και υποβρύχια καλώδια των 150 kV που συνδέουν την Άνδρο και τα νησιά της Δυτικής Ελλάδας, Κέρκυρα, Λευκάδα, Κεφαλονιά και Ζάκυνθο με το διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς, καθώς και μία υποβρύχια διασύνδεση της Κέρκυρας με την Ηγουμενίτσα στα 66 kV. Ο μεγαλύτερος όγκος της παραγωγής βρίσκεται στη βόρεια Ελλάδα κοντά στα λιγνιτωρυχεία, ενώ περίπου το 65% της συνολικής κατανάλωσης γίνεται στην κεντρική και νότια Ελλάδα. Το δίκτυο 150 kV λειτουργεί παράλληλα με το δίκτυο 400 kV.

Παράλληλα με το ελληνικό σύστημα, λειτουργεί το διασυνδεδεμένο ευρωπαϊκό σύστημα με τα συστήματα της Βουλγαρίας, της Αλβανίας, της Τουρκίας και της Β. Μακεδονίας μέσω πέντε εναλλασσόμενων μονών κυκλωμάτων 400 kV, ενώ υπάρχει και ασύγχρονη σύνδεση συνεχούς ρεύματος με την Ιταλία μέσω υποβρύχιου καλωδίου[5].



Εικόνα 1.5: Δίκτυο Μεταφοράς ΑΔΜΗΕ[5]

1.7.2 Δίκτυο Διανομής

Το Ελληνικό Δίκτυο Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΔΔΗΕ) είναι το δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας της ΔΕΗ Α.Ε. Είναι το σύνολο των δικτύων (εκτός των ΜΔΝ) που συνδέονται με το ΕΣΜΗΕ μέσω υποσταθμών υψηλής τάσης προς μέση τάση. Αποτελείται από :

- ένα σύνολο κυκλωμάτων 993 km υψηλής τάσης
- ένα σύνολο κυκλωμάτων 122.622 km μέσης τάσης
- ένα σύνολο κυκλωμάτων 127.564 km χαμηλής τάσης
- 24.364 MVA μετασχηματιστές υψηλής τάσης/μέσης τάσης
- 29.546 MVA μετασχηματιστές μέσης τάσης/χαμηλής τάσης
- τους ενεργούς καταναλωτές μέσης/χαμηλής τάσης
- 8.656 MVA συμφωνημένης ισχύος καταναλωτών μέσης τάσης
- 103.501 MVA συμφωνημένης ισχύος καταναλωτών χαμηλής τάσης
- 4.189 MVA εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ σε λειτουργία
- 44.133.433 MWh καταμετρηθείσας κατανάλωσης πελατών μέσης και χαμηλής τάσης

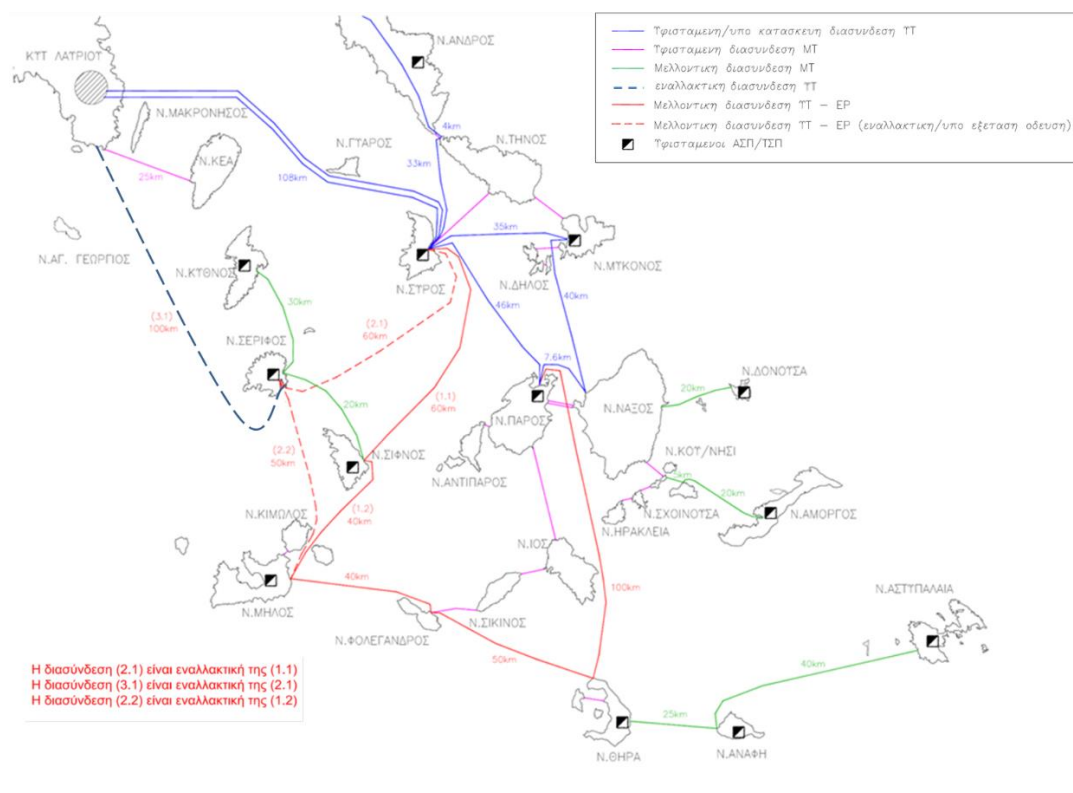
Το ΕΔΔΗΕ ανήκει και λειτουργεί υπό τον Διαχειριστή Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ). Ο ΔΕΔΔΗΕ εξυπηρετεί εκατομμύρια πελάτες σε όλη την Ελλάδα, συμπεριλαμβανομένων των ΜΔΝ[29].

1.7.3 Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά

Τα περισσότερα νησιά προμηθεύονται σήμερα ηλεκτρική ενέργεια από αυτόνομους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής που λειτουργούν με ντίζελ και μαζούτ και μονάδες ΑΠΕ (αιολικά και φωτοβολταϊκά). Αυτά τα νησιά δεν έχουν ακόμη διασυνδεθεί με το ηπειρωτικό δίκτυο, κυρίως λόγω τεχνικών και οικονομικών δυσκολιών, αφού οι διασυνδέσεις είναι έργα που απαιτείται μεγάλο κεφάλαιο. Με την ολοκλήρωση της 1^{ης} φάσης διασύνδεσης των Κυκλάδων (Σύρος, Μύκονος, Πάρος και Νάξος) με το Ηπειρωτικό Σύστημα τον Μάρτιο 2018, ο τρόπος ηλεκτροδότησης των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ) της χώρας μεταβλήθηκε σημαντικά, ενώ με την ολοκλήρωση της 2^{ης} και 3^{ης} φάσης διασύνδεσης των Κυκλάδων θα θωρακιστεί περαιτέρω η αξιοπιστία και η σταθερότητα παροχής ρεύματος.

Η υφιστάμενη αγορά ηλεκτρικής ενέργειας των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ) αποτελείται από είκοσι εννέα (29) αυτόνομα συστήματα, εκ των οποίων μερικά αποτελούνται από ένα ή περισσότερα νησιά. Τα 29 αυτόνομα συστήματα αποτελούνται από :

- Δεκαεννέα (19) «μικρά» αυτόνομα συστήματα που έχουν αιχμή ζήτησης έως 10 MW.
- Οκτώ (8) «μεσαίου μεγέθους» αυτόνομα συστήματα έχουν αιχμή ζήτησης από 10 MW έως 100 MW.
- Δύο (2) «μεγάλα» αυτόνομα συστήματα έχουν αιχμή ζήτησης άνω των 100 MW (η Κρήτη και η Ρόδος)[21].



Εικόνα 1.6: Συνολικό σχήμα διασύνδεσης των Κυκλάδων με το ΕΣΜΗΕ[5]

Μείζονος σημασίας είναι το έργο διασύνδεσης Κρήτης-Αττικής, αφορά τη μεγαλύτερη επένδυση για την μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας που γίνεται στην Ελλάδα και έχει σκοπό να τερματίσει την απομόνωση της Κρήτης από το ηπειρωτικό δίκτυο της Ελλάδας και την κάλυψη των αυξημένων μελλοντικών αναγκών του νησιού. Το έργο αποτελείται από δύο υποβρύχια καλώδια μήκους 135 km, την αναβάθμιση και κατασκευή νέων γραμμών μεταφοράς, υπόγεια καλώδια και υποσταθμούς στην Πελοπόννησο και Κρήτη, σύστημα ελεγχόμενης σύγχρονης αντιστάθμισης αέργου ισχύος στο Ηράκλειο. Το έργο ολοκληρώθηκε τον Μάιο του 2021 και τέθηκε σε λειτουργία τον Ιούλιο του ίδιου έτους. Πέραν της ομαλής ηλεκτροδότησης και της συνεπακόλουθης ενεργειακής επάρκειας, μεγάλο είναι και

το όφελος από περιβαλλοντικής σκοπιά αφού θα καλύψει το 1/3 των ενεργειακών αναγκών της Κρήτης ενώ θα επεκτείνει την δυνατότητα ανάπτυξης ΑΠΕ κατά 180 MW. Επίσης η εξάρτηση από τους τοπικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής με καύσιμο ντίζελ και μαζούτ θα ελαττωθεί σε τεράστιο βαθμό, οδηγώντας σε μείωση των εκπομπών CO₂ κατά 100.000 τόνους ανά έτος. Μεγάλο είναι και το οικονομικό όφελος αφού υπολογίζεται ότι οι καταναλωτές θα εξοικονομήσουν 380 εκατ. ευρώ από τους λογαριασμούς ρεύματος μέσω των Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ)[19].

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

2ο Κεφάλαιο : Διεθνές και Ευρωπαϊκό ενεργειακό τοπίο

2.1 Χρήση άνθρακα Παγκόσμια

Η χρήση του άνθρακα ως καύσιμο για την ηλεκτροπαραγωγή παραμένει επίκαιρη σε διαφορετικές χώρες ανά την υφήλιο. Κάθε χώρα ανάλογα με τις ενεργειακές της ανάγκες, τους διαθέσιμους ενεργειακούς της πόρους, τις διάφορες διεθνείς συμφωνίες στις οποίες έχει δεσμευθεί αλλά κυρίως με βάση το οικονομικό κριτήριο, επιλέγει τη χάραξη της ενεργειακής της πολιτικής διαφορετικά. Στο πρώτο υποκεφάλαιο του δεύτερου κεφάλαιο θα πραγματοποιηθεί ενδελεχής ανάλυση των παγκοσμίων τάσεων της χρήσης άνθρακα, με έμφαση στην ευρωπαϊκή ήπειρο, με παράλληλη μνεία στις χώρες οι οποίες παρατείνουν την χρήση του παρά τις παγκόσμιες προσπάθειες για τον περιορισμού του.

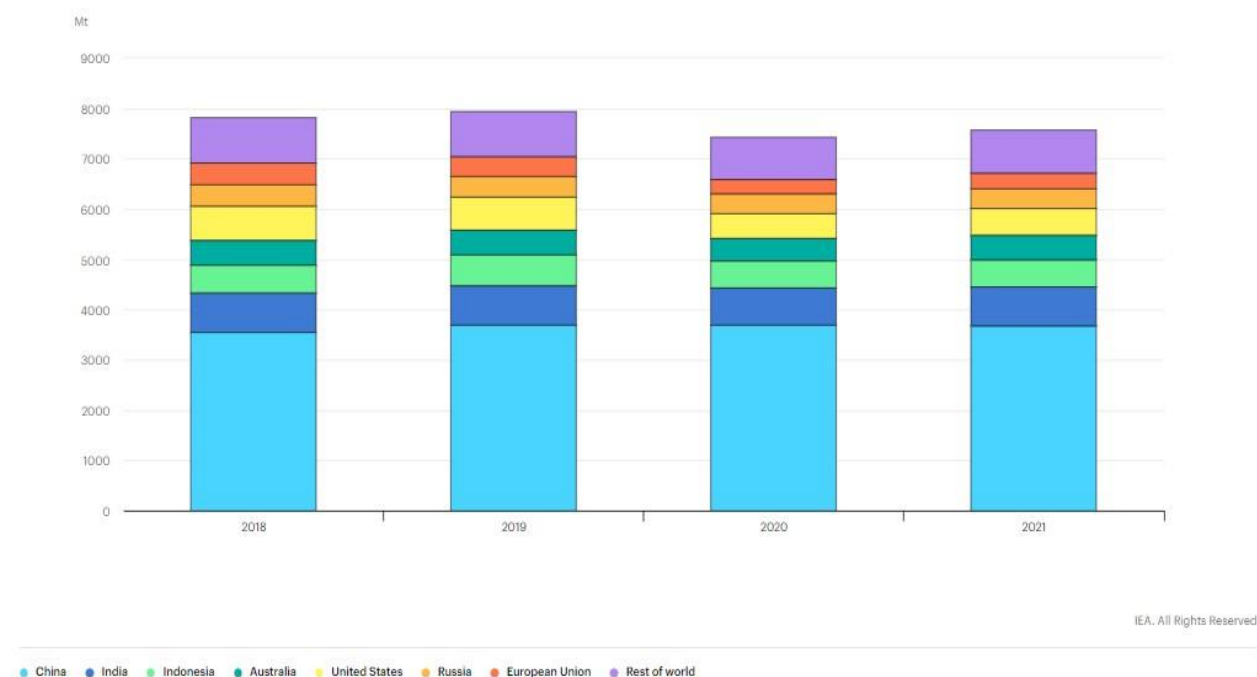
2.1.1 Χώρες με την μεγαλύτερη παραγωγή

Παρά τις συλλογικές παγκόσμιες προσπάθειες για απαλλαγή από τον άνθρακα ως καύσιμο ηλεκτροπαραγωγής, η χρήση του συνεχίζει να είναι τεράστια, αφού παραμένει η μεγαλύτερη πηγή παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας παγκοσμίως. Σύμφωνα με τη διεθνή οργάνωση ενέργειας (IEA), η συνολική παραγωγή άνθρακα άγγιξε το μέγιστο δυνατό της το 2019, με 7.9 δις τόνους, με τον θερμικό άνθρακα και τον λιγνίτη να αντιστοιχούν στο 86% της συνολικής παραγωγής. Οι χώρες που έχουν τα ηνία στην εξόρυξη ανήκουν κυρίως στην Ασία, με την Κίνα να είναι η πρώτη με διαφορά, ακολουθούμενη από τις ΗΠΑ και την Αυστραλία.

Όπως απεικονίζει το διάγραμμα 2.1, η Κίνα κυριαρχεί στην παγκόσμια παραγωγή άνθρακα και παρήγαγε σχεδόν το 50% της συνολικής παγκόσμιας παραγωγής το 2019, όταν και εξόρυξε 3.693 εκ τόνους (Mt) κατά τη διάρκεια του έτους, ενώ για το 2021 η παραγωγή παρέμεινε σταθερή αφού ανήλθε στους 3.685 εκ τόνους (Mt), σημειώνοντας αμελητέα μείωση κατά 0.2%. Η Ινδία είναι η δεύτερη μεγαλύτερη χώρα παραγωγής άνθρακα στον κόσμο, παράγοντας περίπου 790 εκ τόνους το 2018, περίπου το 10% της συνολικής παραγωγής, ενώ το 2021 η παραγωγή έφτασε τους 771 εκ τόνους (μείωση 2.4%). Η Ινδονησία κατέγραψε ρεκόρ παραγωγής άνθρακα το 2019 με 616 εκ τόνους, σημειώνοντας αύξηση 12% σε σύγκριση με το 2018, αλλά το 2021 η παραγωγή ανήλθε στους 545 εκ τόνους, αγγίζοντας τα επίπεδα του 2018. Οι ασιατικές χώρες λοιπόν, καταλάβαν το 66% της συνολικής

παραγωγής για το 2021, ποσοστό που αναμένεται να αυξηθεί περαιτέρω τα επόμενα έτη, αφού παρά τις δεσμεύσεις των δυτικών χωρών για απαλλαγή από τον άνθρακα, οι συγκεκριμένες χώρες με πρωτοπόρο την Κίνα συνεχίζουν την κατασκευή σταθμών παραγωγής με καύσιμο τον άνθρακα.

Τη λίστα των μεγαλύτερων παραγωγών συμπληρώνουν η Αυστραλία, οι ΗΠΑ, η Ρωσία και η χώρα της Ευρωπαϊκής Ένωσης, με τις χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης και τις ΗΠΑ να σημειώνουν μεγάλη μείωση στην παραγωγή μεταξύ 2018-2021, -30.1% και -24.4% αντίστοιχα.



Διάγραμμα 2.1: Μεγαλύτεροι παραγωγή άνθρακα παγκόσμια[30]

2.1.2 Τάσεις στην χρήση άνθρακα για ηλεκτροπαραγωγή

2.1.2.1 Οι μεγαλύτεροι καταναλωτές

➤ Κίνα

Πρωτοπόρος στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από άνθρακα παγκοσμίως για το έτος 2020 παρέμεινε η Κίνα, καταναλώνοντας συνολικά 3,971 εκ τόνους εκ των οποίων το 61% (2,433 εκ τόνους) χρησιμοποιήθηκε για ηλεκτροπαραγωγή. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μόνο στην Κίνα είναι υπεύθυνη για το ένα τρίτο της παγκόσμιας κατανάλωσης άνθρακα. Κανένας άλλος τομέας σε καμία άλλη χώρα ή οποιοδήποτε άλλο καύσιμο έχει ανάλογη επιρροή στις παγκόσμιες τάσεις. Όπως

απεικονίζει το διάγραμμα 2.2 η Κίνα έχει εκτοξεύσει την παραγωγή ενέργειας από λιγνίτη τα τελευταία 30 χρόνια, παράγοντας συνολικά 5,001 TWh το 2020 τη στιγμή που το 1990 το αντίστοιχο νούμερο ήταν μόλις 441 TWh (αύξηση κατά 1,033%).



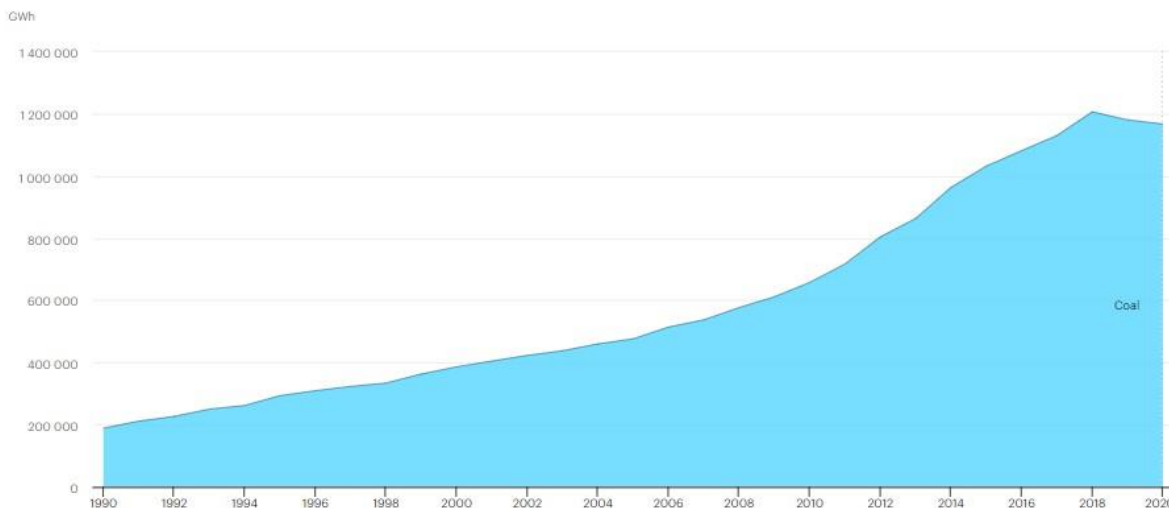
Διάγραμμα 2.2: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από άνθρακα, Κίνα (1990-2020)[31]

Το 2021, η ισχυρή οικονομική ανάπτυξη και η χαμηλή παραγωγή υδροηλεκτρικής ενέργειας αύξησε περαιτέρω την κατανάλωση άνθρακα στην Κίνα, ενώ προστέθηκαν στο δίκτυο συνολικά 25 GW από καινούργιους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής, τη στιγμή που ρυθμός αποσύρσεων παλιών σταθμών επιβραδύνθηκε, με αποτέλεσμα η εγκατεστημένη ισχύς να αυξηθεί στις 1,064 GW. Για τα επόμενα έτη και πιο συγκεκριμένα μεταξύ 2021-2025, η Κίνα σκοπεύει να περιορίσει την αυξητική τάση που δείχνει στην κατανάλωση άνθρακα και στη συνέχεια να προχωρήσει στη σταδιακή κατάργηση των περισσότερων σταθμών της. Τον Ιανουάριου του 2022, το συμβούλιο ηλεκτρικής ενέργειας της Κίνας προέβλεψε ότι η εγκατεστημένη ισχύς θα αυξηθεί κατά 120 GW το 2025 σε σχέση με το 2021, και συνολικά 150 GW μεταξύ 2021-2030. Μέχρι τον Ιανουάριο του 2022, η Κίνα έχει ανακοινώσει την μελλοντική κατασκευή σταθμών συνολικής ισχύος 74 GW, έχουν προ εγκριθεί και έχουν πάρει άδεια ήδη αλλά 47 GW και 37 GW αντίστοιχα, ενώ ήδη κατασκευάζονται 92 GW[32].

➤ **Ινδία**

Η Ινδία έρχεται δεύτερη στη λίστα των μεγαλύτερων παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο άνθρακα, παράγοντας συνολικά 1,167 TWh το 2020,

σημειώνοντας αύξηση κατά 517% από τα επίπεδα του 1990, ποσοστό που είναι περίπου το 70% της συνολικής παραγωγής.



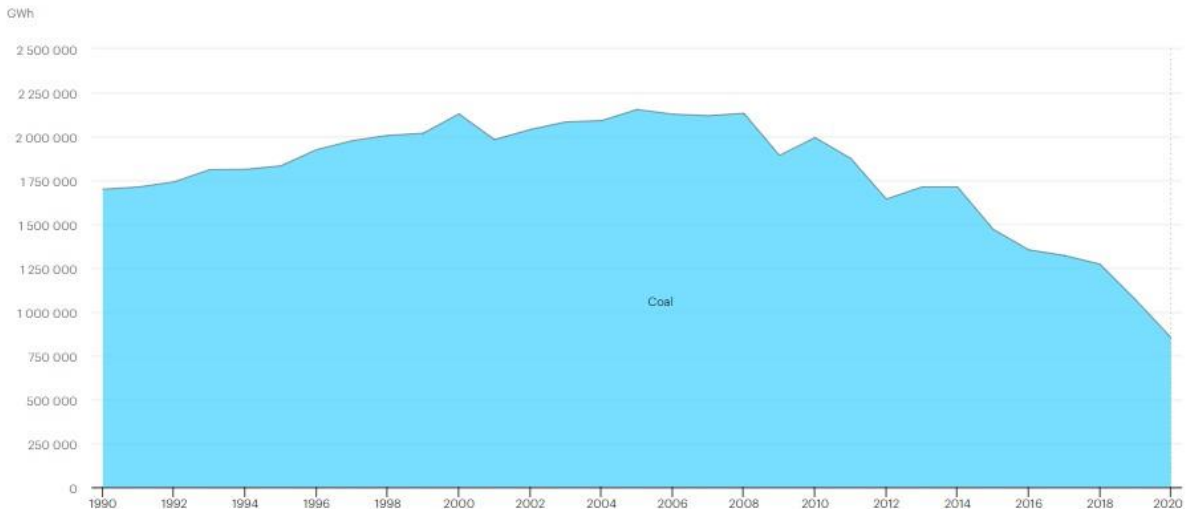
Διάγραμμα 2.3: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από άνθρακα, Ινδία (1990-2020)[31]

Μετά την Κίνα, έχει τη δεύτερη μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ στον κόσμο. Την δεκαετία 2010-2020, η χώρα επέκτεινε ραγδαία το παραγωγικό της δυναμικό αφού την επταετία 2010-2017 αύξησε την ισχύ της κατά μέσο όρο 17.3 GW ετησίως. Παρά την ανακοίνωση-δέσμευση του Εθνικό Σχέδιο Ηλεκτρικής Ενέργειας της Ινδίας το 2018, ότι σταθμοί συνολικής ισχύος 48 GW θα αποσυρθούν έως το 2028, νέες μονάδες υψηλότερης απόδοσης και μεγαλύτερης δυναμικότητας εξακολουθούν να κατασκευάζονται. Το 2021, τέθηκαν σε λειτουργία 6.4 GW σε 11 εργοστάσια, ενώ 1.26 GW αποσύρθηκαν.

Έτσι στις αρχές του 2022 η συνολική ισχύς της Ινδίας έφτασε τα 232 GW, και παρά τις δεσμεύσεις και κάποια σημάδια σταδιακής απανθρακοποίησης τη, η χώρα ήδη κατασκευάζει σταθμούς συνολικής ισχύος 31.3 GW, ενώ σχεδιάζει άλλα 23.8 GW εκ των οποίων τα 12.6 GW έχουν ήδη πάρει άδεια[33].

➤ ΗΠΑ

Οι ΗΠΑ συνεχίζουν να παράγουν σημαντική ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας από άνθρακα, αφού παρήγαγαν 852 TWh το 2020 κατατάσσοντας την τρίτη στη σχετική λίστα. Παρ' όλα αυτά το συγκεκριμένο καύσιμο συνεισφέρει μόλις στο 19% της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, μια τεράστια μείωση σε σχέση με τα επίπεδα του 1990, όπου το αντίστοιχο ποσοστό ήταν 55% (1,700 TWh).



Διάγραμμα 2.4: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από άνθρακα, ΗΠΑ (1990-2020)[31]

Οι ΗΠΑ παραμένουν στην τρίτη θέση ως προς την εγκατεστημένη ισχύ τους σε σταθμούς παραγωγής ενέργειας με καύσιμο άνθρακα, πίσω από την Κίνα και την Ινδία, με δυναμικό 227 GW. Το 2021 η εγκατεστημένη ισχύς που αποσύρθηκε μειώθηκε για δεύτερο συνεχόμενο έτος, από 16.1 GW το 2019, σε 11.6 GW το 2020, σε 7.5 GW το 2021. Για να πετύχουν τους κλιματικούς στόχους που έχουν θέσει οι ΗΠΑ, πρέπει να αποσύρουν κατά μέσο όρο 25 GW ετησίως από τώρα έως το 2030. Τον Απρίλιο του 2021, ο Πρόεδρος της χώρας ανακοίνωσε ότι οι ΗΠΑ έχουν δεσμευτεί να μειώσουν τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου τα επόμενα οκτώ χρόνια στο 50–52% αυτών που ήταν το 2005, μια δέσμευση που επισημοποιήθηκε βάσει της Συμφωνίας του Παρισιού.

Ωστόσο, μόνο το μισό περίπου (107 GW από 227 GW) της εγκατεστημένης ισχύς στις ΗΠΑ έχει προγραμματιστεί να αποσυρθεί έως το 2035. Επίσης, μολονότι επιπλέον σταθμοί έχουν γνωστοποιήσει την ημερομηνία απόσυρσης τους μεταξύ 2036-2049, παραμένουν 105 GW λειτουργικών μονάδων για τις οποίες δεν έχει οριστεί η ακριβής ημερομηνία τους[33].

➤ **Ιαπωνία**

Τη λίστα συμπληρώνει η Ιαπωνία με παραγωγή που ανήλθε στις 313 TWh για το 2020, με το ποσοστό της στο ενεργειακό μείγμα να είναι 29%. Η Ιαπωνία έχει αυξήσει τη χρήση άνθρακα κατά 151% σε σχέση με τα επίπεδα της το 1990, ενώ το πυρηνικό ατύχημα στον σταθμό της Φουκουσίμα το 2011 διαδραμάτισε σημαντικό ρόλο, αφού έκτοτε μείωσε σε τεράστιο βαθμό την πυρηνική της ενέργεια.



Διάγραμμα 2.5: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από άνθρακα, Ιαπωνία (1990-2020)[31]

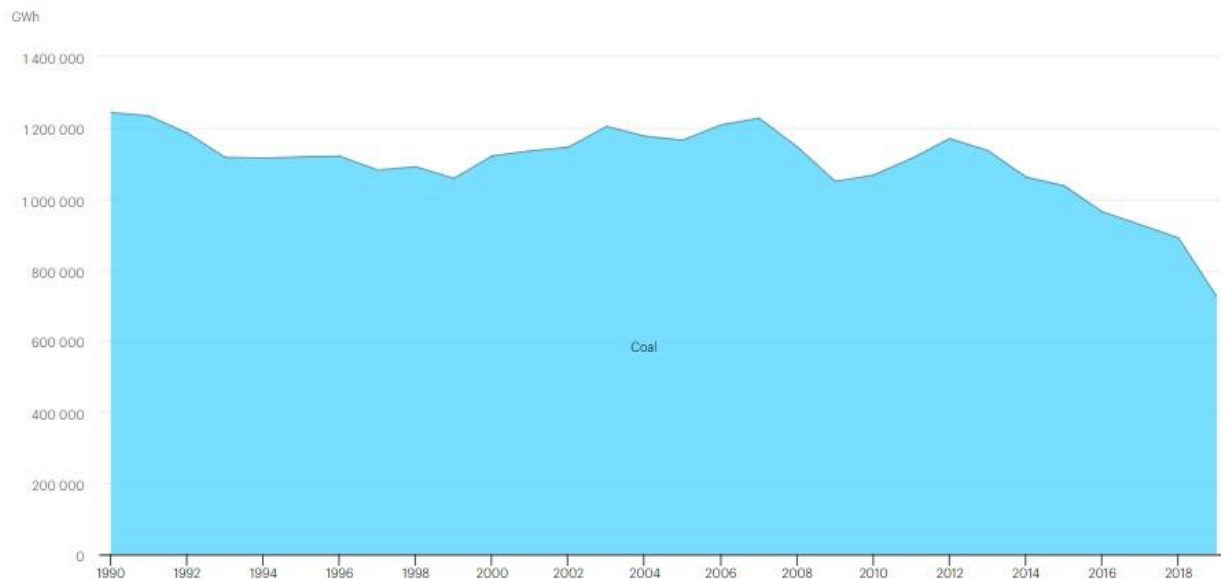
Το 2020, η Ιαπωνία δεσμεύτηκε να επιτύχει καθαρές μηδενικές εκπομπές έως το 2050, και το 2021 ανακοίνωσε ότι στοχεύει να μειώσει τις εκπομπές των αερίων του θερμοκηπίου κατά 46% έως το 2030. Ωστόσο, παρά τις δεσμεύσεις και τις τάσεις προς απανθρακοποίηση, η Ιαπωνία κατασκεύασε σταθμούς ισχύος 5.4 GW το 2021, αυξάνοντας το δυναμικό των σταθμών της στα 50 GW. Πάντως, δεν υπάρχουν άμεσα σχέδια και την κατασκευή νέων σταθμών, αλλά η επένδυση σε νέες τεχνολογίες. Η εταιρία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας J-Power σχεδιάζει να προσθέσει καινούργιο εξοπλισμό για την αεριοποίηση άνθρακα σε μια από δύο παλιές μονάδες 500 MW.

2.1.2.2 Τάσεις στην Ευρωπαϊκή Ήπειρο

Οι χώρες της ευρωπαϊκής ηπείρου και συγκεκριμένα τα κράτη-μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης, πρωτοστατούν στις προσπάθειες για την απαλλαγή από τον άνθρακα. Ήδη η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας έχει μειωθεί σε τεράστια βαθμό σε σχέση με τα επίπεδα του 1990, όταν σε ολόκληρη την ήπειρο η παραγωγή έφτανε τις 1,244 TWh, εκ των οποίων οι 1,050 TWh αντιστοιχούσαν στα κράτη-μέλη της Ε.Ε. Συνολικά η Ε.Ε και το Ηνωμένο Βασίλειο έχουν το 5.6% της παγκόσμιας εγκατεστημένης ισχύος σταθμών ηλεκτροπαραγωγής, έχοντας αποσύρει από το 2010 μέχρι σήμερα συνολικά 98.4 GW μονάδων, με το 2021 να αποτελεί χρονιά ορόσημο αφού 12.9 GW τεθήκαν εκτός λειτουργίας.

Πρωτοπόρος στην παραγωγή ενέργειας με το συγκεκριμένο καύσιμο παρέμεινε η Γερμανία, παράγοντας συνολικά 171 TWh το 2021, παρόλο που ο άνθρακας αντιστοιχεί στο 29% της συνολικής παραχθείσας της ενέργειας. Δεύτερη στη

σχετική λίστα έρχεται η Πολωνία, έχοντας παράγει 126 TWh το ίδιο έτος, με τη διαφορά ότι το ποσό αυτό αντιπροσωπεύει το 71% της παραγωγής της. Παρά τις συλλογικές αποσύρσεις σταθμών σε ολόκληρη την ήπειρο και ενώ η υπόλοιπη Ε.Ε θα μειώσει την παραγωγή ενέργειας από άνθρακα κατά 99% μεταξύ τα έτη 2015-2030, σύμφωνα με εκτιμήσεις, η Πολωνία, η Τσεχία και η Βουλγαρία θα μειώσουν την παραγωγή της μόλις 42% αθροιστικά. Αυτό σημαίνει ότι το 2030 οι τρεις αυτές χώρες θα είναι υπεύθυνες για το 95% της παραγόμενης ενέργειας από άνθρακα.



Διάγραμμα 2.6: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από άνθρακα, Ευρωπαϊκή Ήπειρος (1990-2020)[31]

Μέχρι τον Μάιο του 2022, 10 χώρες της Ε.Ε έχουν απαλλαγεί τελείως από τον άνθρακα, έχοντας κλείσει τελείως τις μονάδες παραγωγής τους. Αυτές οι χώρες είναι οι ακόλουθες :

- Αυστρία
- Βέλγιο
- Κύπρος
- Εσθονία
- Λετονία
- Λιθουανία
- Λουξεμβούργο
- Μάλτα
- Σουηδία
- Πορτογαλία

Σε αντίθεση με την προσπάθεια των υπόλοιπων κρατών, η Πολωνία έθεσε σε λειτουργία μια νέα λιγνιτική μονάδα 496 MW μέσα στο 2021, ενώ κατασκευάζει έναν επιπλέον σταθμό 100 MW. Ο τελευταίος, μαζί με την κατασκευή της ελληνικής μονάδας Πτολεμαΐδα V (θα μετατραπεί σε μονάδα Φ.Α μέχρι το 2025), αναμένεται να είναι οι τελευταίοι που θα κατασκευαστούν στην Ευρώπη. Αξίζει να αναφερθεί ότι η Πολωνία μελετάει την κατασκευή ενός επιπλέον σταθμού ισχύος 500 MW, με τις τελευταίες πληροφορίες να αναφέρουν ότι το έργο θα ακυρωθεί. Η Ε.Ε στρέφει πλέον την προσοχή της στις μονάδες για τις οποίες δεν έχει αποφασιστεί ακόμα η ημερομηνία απόσυρση τους. Οι μονάδες αυτές αφορούν περίπου τις μισές μονάδες που είτε λειτουργούν είτε είναι σε καθεστώς αδράνειας (63.6 GW) και βρίσκονται σε :

- Γερμανία 24.8 GW
- Πολωνία 22.9 GW
- Τσεχία 6.3 GW
- Βουλγαρία 4.9 GW
- Ρουμανία 3.7 GW
- Σλοβενία 600 MW
- Κροατία 300 MW



Διάγραμμα 2.7: Δεσμεύσεις κρατών-μελών Ε.Ε για την απόσυρση των μονάδων τους[34]

Σημειώνεται, ότι οι παραπάνω ημερομηνίες είναι μεταβλητές και μπορεί να αλλάξουν ανά πάσα στιγμή, αφού η απόσυρση των μονάδων αφορούν πολιτικές αποφάσεις. Για παράδειγμα τον Νοέμβριο του 2021 η νεοεκλεγμένη κυβέρνηση της

Γερμανίας αποφάσισε να μεταφέρει την ημερομηνία απόσυρσης των λιγνιτικών μονάδων από το 2038 στο 2030, απόφαση που μπορεί εκ νέου να αλλάξει ανάλογα με τις διεθνείς ενεργειακές εξελίξεις. Η Πολωνία είναι η μοναδική χώρα στην Ε.Ε μέχρι σήμερα, που επιμένει στην επέκταση λειτουργίας των μονάδων της μέχρι το 2049, σε αντίθεση με τα υπόλοιπα ευρωπαϊκά κράτη, αφού ακόμα και η Τσεχία ανακοίνωσε ότι εξετάζει την σταδιακή απόσυρση των μονάδων της μέχρι το 2033[33][34].

2.1.3 Η μεγάλη εικόνα

Συνολικά στον κόσμο υπολογίζεται ότι υπάρχουν 2,400 μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με καύσιμο τον άνθρακα, συνολικής ισχύος 2,100 GW, 176 GW επιπλέον είναι υπό κατασκευή και 280 GW είναι προγραμματισμένα. Από τις υπάρχουσες μονάδες, μόλις για τις 750 από αυτές (ισχύος 550 GW) έχει οριστεί κοντινή ημερομηνία απόσυρσης, ενώ για 170 άλλες μονάδες (ισχύος 89 GW) δεν έχει οριστεί ούτε ημερομηνία απόσυρσης ούτε έχει τεθεί κάποιος στόχος για ουδέτερο ισοζύγιο άνθρακα. Παρά τις νέες υπογεγραμμένες συμφωνίες και δεσμεύσεις (κυρίως την διάσκεψη COP26 στη Γλασκώβη), η Κίνα συνέχισε να είναι η φωτεινή εξαίρεση της συνεχιζόμενη παγκόσμιας προσπάθεια για το κλείσιμο των ανθρακικών μονάδων.

- Μόνο 180 GW (περίπου το ένα τρίτο) της συνολικής ισχύος των χωρών του OECD (Οργανισμός Οικονομικής Συνεργασίας και Ανάπτυξης), έχουν θέσει την ημερομηνία απόσυρσης τους πριν το 2030.
- Η Ιαπωνία, η Νότια Κορέα και η Κίνα δεσμεύτηκαν να μη στηρίξουν την κατασκευή νέων ανθρακικών σταθμών οπουδήποτε, ακολουθώντας το παράδειγμα των υπολοίπων χωρών του G20, τερματίζοντας ουσιαστικά οποιαδήποτε μεγάλη δημόσια χρηματοδότηση για νέες κατασκευές.
- Παγκόσμια, 18.2 GW τέθηκαν σε λειτουργία το 2021, εκ των οποίων τα 45 GW (56%) ανήκουν στην Κίνα.
- Στη Κίνα ξεκίνησαν να κατασκευάζονται άλλα 33 GW μέσα στο 2021, περίπου τρεις φορές της συνολικής ισχύς που κατασκευάζεται στον υπόλοιπο κόσμο αθροιστικά
- Στις ΗΠΑ, ο ρυθμός απόσυρσης των μονάδων έπεσε για τρίτη συνεχόμενη χρονιά, αποσύροντας συνολικά 7 GW το 2021, τη στιγμή που το 2019 και 2020 αποσύρθηκαν 16.1 GW και 11.6 GW αντίστοιχα
- Τα 27 κράτη μέλη της Ε.Ε απέσυραν 12.9 GW το 2021, ποσό μεγαλύτερο από κάθε άλλη χρονιά, με τα 5.8 GW να αντιστοιχούν στη Γερμανία, τα 1.7 GW στην Ισπανία, τα 1.9 GW στη Πορτογαλία[33].

Πίνακας 2.1: Συγκεντρωτικά παγκόσμια στοιχεία ανθρακικών μονάδων σε MW[35]

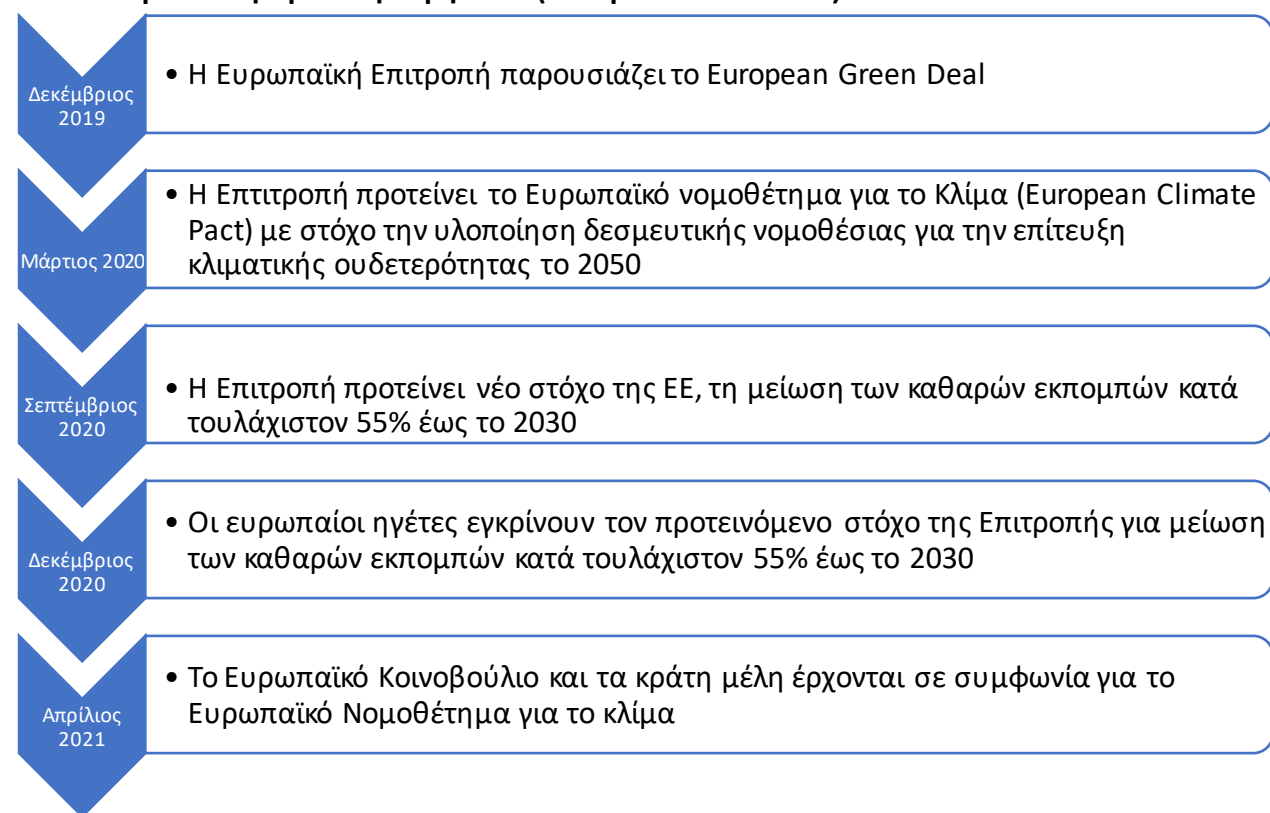
Περιοχή	Σε λειτουργία	Υπό κατασκευή	Ανακοινωμένα+ Αδειοδοτημένα	Καθεστώς αδράνειας	Απόσυρση 2000-2021
Αφρική& Μέση Ανατολή	56,713	5,240	10,980	2,865	0
Αυστραλία&Νέα Ζηλανδία	25,177	0	1,000	460	6,907
ΗΠΑ&Καναδάς	232,657	0	300	627	146,716
Ανατολική Ασία	1,182,643	102,019	166,026	4,559	126,832
Ε.Ε-27	111,267	760	500	5,000	79,682
Ευρασία	57,572	335	2,829	1,530	8,970
Λατινική Αμερική	18,347	0	3,066	120	1,093
Ευρώπη εκτός Ε.Ε	55,029	1,815	15,560	2,822	32,642
Νοτιοανατολική Ασία	95,667	24,895	41,066	0	982
Νότια Ασία	239,660	41,374	38,865	1,674	14,901
Σύνολο	2,047,732	176,438	280,102	19,657	418,724

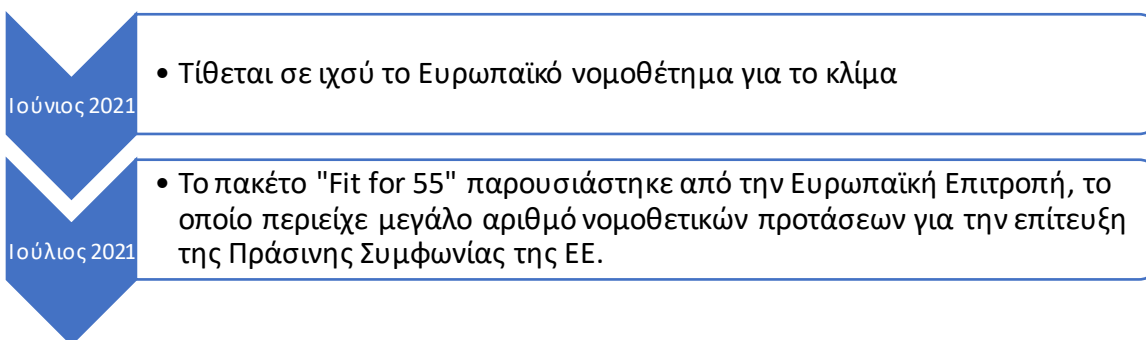
2.2 Πολιτικές για την ενέργεια και το κλίμα

Σε παγκόσμιο επίπεδο έχουν στηθεί πληθώρα διεθνών οργανισμών οι οποίοι, σε συνεργασία με τις κυβερνήσεις των κρατών, αποσκοπούν στη χάραξη ενεργειακών

πολιτικών που αφορούν την προστασία του περιβάλλοντος, την βελτίωση των υπάρχοντων ενεργειακών πηγών ενέργειας μέσω της αύξησης της ενεργειακής αποδοτικότητας, την ασφάλεια εφοδιασμού και την μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου. Από την συνθήκη των Παρισίων (1951) και την ίδρυση της Ευρωπαϊκής Κοινότητας Άνθρακα και Χάλυβα (ΕΚΑΧ), μέχρι την Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία (2020), έχουν μεσολαβήσει αρκετές άλλες συμφωνίες και πρωτοβουλίες σε ευρωπαϊκό αλλά και παγκόσμιο επίπεδο, που καταδεικνύουν την τεράστια σημασία των ενεργειακών πόρων στις οικονομίες των κρατών. Η Ε.Ε μαζί με τις χώρες του λεγόμενου «δυτικού κόσμου», ηγούνται των προσπαθειών για την καταπολέμηση της κλιματικής αλλαγής και της προστασίας του περιβάλλοντος, προσπαθώντας να πετύχουν μια ολική και «δίκαιη» μετάβαση σε οικονομίες και βιομηχανίες χαμηλών έως και μηδενικών εκπομπών.

2.2.1 Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία (European Green Deal)





Διάγραμμα 2.8: Χρονοδιάγραμμα του European Green Deal[36]

Το Ευρωπαϊκό Σύμφωνο για το κλίμα είναι ένα σύνολο νομοθεσιών, πρωτοβουλιών και ενεργειών που, μέχρι το 2050, στοχεύει να κάνει την Ευρώπη την πρώτη κλιματικά ουδέτερη ήπειρος στο κόσμο. Για την επίτευξη αυτής της φιλοδοξίας, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή (European Commission) εξέδωσε το πακέτο «Fit for 55», μέσα στο οποίο παρουσιάζονται αναλυτικά οι κλιματικοί στόχοι. Αυτοί οι στόχοι θέτουν μια σαφή φιλοδοξία για μια πράσινη (και ψηφιακή) μετάβαση σε ολόκληρη την ΕΕ έως το 2030. Συνοπτικά οι στόχοι για το 2030 αφορούν :

- τη μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου (GHG) κατά 55% το λιγότερο, σε σχέση με τα επίπεδα του 1990
- το μερίδιο των ΑΠΕ στο ενεργειακό ισοζύγιο να είναι κατ' ελάχιστο 32%
- την βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης κατά 32.5% τουλάχιστον

Η Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία σχεδιάστηκε ως ο βασικός πυλώνας της πράσινης μετάβασης και το σχέδιο «Fit for 55» διατύπωσε περαιτέρω τη στρατηγική που πρέπει να ακολουθηθεί για την επίτευξη του μετασχηματισμού της ενεργειακής αγοράς. Το «Fit for 55» είναι ουσιαστικά ο οδηγός για μια πράσινη μετάβαση με την θέσπιση νέων κανονισμών και τροποποιήσεων στην υπάρχουσα νομοθεσία. Η πράσινη μετάβαση είναι πλέον βασική επιδίωξη της ΕΕ, και για την επίτευξη της πρέπει να παρθούν πολλά μέτρα, μεταξύ των οποίων είναι η απαγόρευση παραγωγής νέων αυτοκινήτων με κινητήρα εσωτερικής καύσης έως το 2035, η επιβολή φόρου άνθρακα σε περισσότερα καύσιμα και η διεύρυνση του συστήματος εμπορίας εκπομπών σε κλάδους όπως οι οδικές και θαλάσσιες μεταφορές. Η ΕΕ έχει καταστήσει σαφές ότι θέλει να αποτελέσει πρότυπο στα άλλα κράτη για αυτή την μετάβαση, ενθαρρύνοντας τα παράλληλα να χαράξουν κοινή ενεργειακή πολιτική. Η εφαρμογή αυτών των σχεδίων εμπεριέχει πολλές προκλήσεις, για αυτό τον λόγο η Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία μερίμνησε για την οικονομική υποστήριξη των κρατών μελών με τη δημιουργία του μηχανισμού ανάκαμψης και ανθεκτικότητας και τον μηχανισμό δίκαιης μετάβασης.

Η ευρωπαϊκή πράσινη συμφωνία δεν είναι ένας νόμος από μόνη της, αλλά ουσιαστικά μια στρατηγική, που περιγράφει τις φιλοδοξίες και τους στόχους σε διαφορετικούς τομείς πολιτικής. Για την εφαρμογή της, οι υφιστάμενοι κανονισμοί θα αναθεωρηθούν τα επόμενα χρόνια, ενώ αναμένονται να αναπτυχθούν νέοι κανονισμοί και ντιρεκτίβες από την ΕΕ. Υπάρχουν οκτώ βασικοί τομείς που συνθέτουν την Πράσινη Συμφωνία:

- Η αύξηση της αισιοδοξίας της ΕΕ για το κλίμα για το 2030 και 2050
- Η παροχή καθαρής, προσιτής και ασφαλούς ενέργειας
- Η κινητοποίηση της βιομηχανίας για καθαρή και κυκλική οικονομία
- Η οικοδόμηση και η ανακαίνιση κτιρίων με αποδοτικό τρόπο ως προς την κατανάλωση ενέργειας και πόρων
- Η φιλοδοξία μηδενικής ρύπανσης για ένα περιβάλλον χωρίς τοξικές ουσίες
- Η διατήρηση και αποκατάσταση των οικοσυστημάτων και της βιοποικιλότητας
- «Από το αγρόκτημα στο πιάτο» ένα δίκαιο, υγιεινό και φιλικό προς το περιβάλλον σύστημα τροφίμων
- Η επιτάχυνση της μετάβασης στη βιώσιμη και έξυπνη κινητικότητα



Διάγραμμα 2.9: European Green Deal[36]

2.2.1.1 Η Ενέργεια στο EGD

Η παραγωγή και η κατανάλωση ενέργειας είναι υπεύθυνη για περίπου το 75% των συνολικών εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου στην ΕΕ, συνεπώς ένας από τους βασικούς στόχους του EGD είναι η απανθρακοποίηση του τομέα της ενέργειας. Για να επιτευχθεί ένας τόσο πολύπλοκος στόχος, το EGD εμπεριέχει μια σειρά

καινούργιων νομοθεσιών, νέες ντιρεκτίβες που κάθε κράτος-μέλος πρέπει να ακολουθήσει και να συμμορφωθεί στο καινούργιο νομικό πλαίσιο. Οι 3 κύριες επιδιώξεις που αφορούν την καθαρή ενεργειακή μετάβαση είναι :

- η εξασφάλιση ασφαλούς και οικονομικά προσιτής ενέργειας
- η δημιουργία μιας πλήρους διασυνδεδεμένης και ψηφιακής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας
- η αύξηση της ενεργειακής αποδοτικότητας, η έμφαση στις ΑΠΕ καθώς και η βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας των κτιρίων[36].

2.2.1.2 Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών (ΣΕΔΕ)

Το Ευρωπαϊκό ΣΕΔΕ είναι η πρώτη και μεγαλύτερη αγορά άνθρακα στον κόσμο και είναι υπεύθυνο για τον περιορισμό των ρύπων στον τομέα ηλεκτροπαραγωγής και γενικότερα στις μεγάλες βιομηχανίες. Αυτή τη στιγμή το ΣΕΔΕ καλύπτει σχεδόν το 40% του συνόλου των εκπομπών στην Ευρώπη. Πρόκειται ουσιαστικά για ένα συγκεκριμένο διαθέσιμο ανώτατο όριο εκπομπών που μια χώρα επιτρέπεται να φτάσει και μειώνεται συνεχώς, με σκοπό τον περιορισμό των συνολικών εκπομπών. Όλοι οι συμμετέχοντες μπορούν να αγοράσουν ή να λάβουν περισσότερα δικαιώματα τα οποία μπορούν να ανταλλάξουν μεταξύ τους, με το σύνολο των εκπομπών στο σύστημα να παραμένει σταθερό. Νέες τροποποιήσεις και αναθεωρήσεις θα επεκτείνουν το ΣΕΔΕ και σε άλλους τομείς, όπως οι θαλάσσιες και οδικές μεταφορές, ενώ προβλέπεται η εφαρμογή πολιτικής αντιστάθμισης άνθρακα και στις διεθνείς αερομεταφορές.

Το ΣΕΔΕ είναι σχεδιασμένο για να βοηθήσει στην προσπάθεια απεμπλοκής από τα ορυκτά καύσιμα στην ηλεκτροπαραγωγή, την μείωση των ρύπων στις μεταφορές και στη βιομηχανία, με όραμα την κλιματική ουδετερότητα. Αφορά κυρίως τον τομέα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, βιομηχανίες με μεγάλες ενεργειακές καταναλώσεις όπως τα διυλιστήρια πετρελαίου, τις χαλυβουργίες, την παραγωγή σιδήρου, αλουμινίου, μετάλλων, τσιμέντου, ασβέστη, γυαλιού, κεραμικών όπως και τις εμπορικές πτήσεις, τα εμπορικά πλοία.

Οι εταιρίες ουσιαστικά λαμβάνουν (δωρεάν) ή αγοράζουν (μέσω δημοπρασίας) δικαιώματα εκπομπής που μπορούν να ανταλλάσσουν μεταξύ τους, προσφέροντας τους ευελιξία που μπορεί να διασφαλίσει τη μείωση των εκπομπών εκεί όπου κοστίζει λιγότερο. Από το 2005 μέχρι το 2020, οι εκπομπές του ΣΕΔΕ στην ΕΕ μειώθηκαν κατά 42%, μια γενναία μείωση στην οποία οι υψηλές τιμές των δικαιωμάτων άνθρακα διαδραμάτισαν σημαντικό ρόλο. Σημαντική αιτία αυτής της μεγάλης μείωσης ήταν η μεγάλη πτώση στις εκπομπές στον τομέα

ηλεκτροπαραγωγής και παραγωγής θερμότητας, περίπου -42% μεταξύ 2005-2020[37].

2.2.1.3 Οδηγία για τις ΑΠΕ (Renewable Energy Directive)

Η οδηγία της ΕΕ για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (RED) εγκρίθηκε αρχικά το 2009, με αρχικό στόχο το μερίδιο των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενεργείας να είναι τουλάχιστον 20 % έως το 2020. Η οδηγία αυτή αναθεωρήθηκε αρχικά το 2018, αυξάνοντας το απαιτούμενο μερίδιο των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση να είναι 32% τουλάχιστον μέχρι το 2030. Με την υιοθέτηση του EGD το 2019 και του στόχους για την επίτευξη κλιματικής ουδετερότητας έως το 2050 καθώς και την επιθυμητή μείωση των αερίων του θερμοκηπίου κατά 55%, ο στόχος για την διείσδυση των ΑΠΕ μεγάλωσε. Ως αποτέλεσμα, το πακέτο «fit for 55» που εγκρίθηκε από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή στις 14 Ιουλίου 2021 περιελάμβανε μια σημαντική αναθεώρηση του RED.

Η αναθεωρημένη πρόταση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής θέλει να αυξήσει το ελάχιστο μερίδιο ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας στο 40% έως το 2030, διπλασιάζοντας ουσιαστικά το μερίδιο των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα κατά τη διάρκεια μιας δεκαετίας (2021-2030). Η πρόταση της Επιτροπής θέτει ένα ολοκληρωμένο πλαίσιο για την εξαπλώση των ΑΠΕ σε όλους τους τομείς της οικονομίας, με ιδιαίτερη έμφαση σε τομείς όπου η πρόοδος ήταν αργή (μεταφορές, κτίρια και βιομηχανία). Η δέσμευση της ΕΕ για την επίτευξη αυτού του ποσοστού ΑΠΕ (40%) θα υποστηριχθεί μέσω μιας σειράς μακροχρόνιων στόχων της ΕΕ και των κρατών μελών της. Οι στόχοι αυτοί είναι :

- το 49% της χρήσης ενέργειας στα κτίρια της ΕΕ να προέρχεται από ΑΠΕ
- αύξηση του μεριδίου ΑΠΕ στις βιομηχανίες κατά 1.1% τον χρόνο
- αύξηση της χρήσης ΑΠΕ στην τηλεθέρμανση και τηλεψύξη κατά 2.1%
- μείωση των εκπομπών στα καύσιμα μεταφορών κατά 13% και αύξηση του μεριδίου των προηγμένων βιοκαυσίμων στο 2.2% τουλάχιστον
- τα ανανεώσιμα καύσιμα μη βιολογικής προέλευσης (πχ υδρογόνο) να έχουν 2.6% του μεριδίου στις μεταφορές

2.2.1.4 Οδηγία για την ενεργειακή αποδοτικότητα (Energy Efficiency Directive)

Ο κύριος στόχος αυτής της οδηγίας είναι η θέσπιση δεσμευτικών μέτρων για την επίτευξη του στόχου της θεμιτής ενεργειακής απόδοσης. Στο πλαίσιο της οδηγίας, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή ζητά από τα κράτη μέλη της να αυξήσουν την ενεργειακή απόδοση σε κάθε ενεργειακό τομέα, από την παραγωγή, τη μεταφορά, τη διανομή

έως και την τελική κατανάλωση. Η συγκεκριμένη οδηγία υιοθετήθηκε το 2012 με σκοπό την βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας των κρατών μελών κατά 20% μέχρι το 2020, θέτοντας ουσιαστικά ένα ανώτατο επιτρεπτό όριο στη συνολική κατανάλωση ενέργειας στο καθένα. Ο στόχος που τέθηκε το 2018 για το 2030, ήταν η μείωση της κατανάλωσης ενέργειας (μέσω βελτίωσης της ενεργειακής απόδοσης) κατά 32.5% σε σχέση με το 2007, με την έγκριση του πακέτου «fit for 55» να ανεβάζει το ποσοστό αυτό στο 36%.

Συγκεκριμένα η αναθεώρηση της οδηγίας από την επιτροπή έθεσε ακόμα υψηλότερους στόχους για την μείωση της πρωτογενούς κατανάλωσης ενέργειας θέτοντας ανώτατο επιτρεπτό όριο στα 1023 εκ. ΤΙΠ (το 2018 ήταν 1128 εκ ΤΙΠ) , ενώ για την τελική κατανάλωση ενέργειας το όριο τέθηκε στα 787 εκ. ΤΙΠ (το 2018 ήταν 846 εκ ΤΙΠ). Η αναθεώρηση της EED στοχεύει στην αύξηση της ενεργειακής απόδοσης στα κράτη μέλη της ΕΕ, εστιάζοντας σε τομείς με υψηλές δυνατότητες εξοικονόμησης ενέργειας (θέρμανση και ψύξη, βιομηχανία και ενεργειακές υπηρεσίες). Η κύρια αναθεώρηση ήταν ο διπλασιασμός της απαιτούμενης ετήσιας εξοικονόμησης ενέργειας σε 1.5% για τα έτη 2024-2030 (ήταν 0.8%), η εξοικονόμηση αυτή αφορά κυρίως την θέρμανση αφού είναι υπεύθυνη για περίπου το 80% των ενεργειακών καταναλώσεων των κτιρίων. Όσον αφορά τον δημόσιο τομέα, θα πρέπει να μειώνει την ετήσια κατανάλωση ενέργειας του κατά 1.7% κάθε χρόνο, με το 3% της επιφάνειας των δημόσιων κτιρίων να ανακαινίζεται ετησίως (μέχρι το 2018 αυτό ίσχυε μόνο κυβερνητικά κτίρια). Σχετικά με τις εταιρίες, αν η κατανάλωση είναι πολύ μεγάλη (>100 TJ) τότε θα πρέπει να εφαρμόζουν ένα σύστημα διαχείρισης ενέργειας, γνωστό ως EMS (Energy Management System), ενώ οι εταιρίες με καταναλώσεις >10 TJ πρέπει να υπόκεινται σε ενεργειακή επιθεώρηση κάθε 4 χρόνια.

2.2.1.5 Διευρωπαϊκά ενεργειακά δίκτυα (Trans-European Networks for Energy (TEN-E))

Το πρόγραμμα ΔΕΔ-Ε ιδρύθηκε για να υποστηρίξει την ανάπτυξη διευρωπαϊκών ενεργειακών δικτύων προκειμένου να υλοποιήσει την ενεργειακή διασύνδεση της ΕΕ. Οι πρωταρχικοί στόχοι του προγράμματος ήταν να συμβάλει:

- στην αποτελεσματική λειτουργία της εσωτερικής αγοράς ενέργειας
- στη σύνδεση των ανανεώσιμων πηγών για την επίτευξη των θεμιτών στόχων εκπομπών άνθρακα
- στην ενίσχυση της συνοχής στην ΕΕ μέσω της διευκόλυνσης της ανάπτυξης και της μείωσης της απομόνωσης των λιγότερο ανεπτυγμένων περιοχών
- στην ενίσχυση της ασφάλειας του ενεργειακού εφοδιασμού.

Στις 30 Μαΐου 2022, η ΕΕ εξέδωσε τον αναθεωρημένο κανονισμό για τις κατευθυντήριες γραμμές που αφορούν τις διευρωπαϊκές ενεργειακές υποδομές (TEN-E Regulation 2022), ο οποίος κανονισμός αντικαθιστά της προηγούμενες κατευθυντήριες γραμμές που είχαν υιοθετηθεί το 2013 (TEN-E Regulation 2013) που στόχευε στη βελτίωση της ασφάλειας του εφοδιασμού, της ολοκλήρωσης εσωτερικής αγοράς, του ανταγωνισμού και της βιωσιμότητας στον ενεργειακό τομέα. Ο κανονισμός του 2022 για τα ΔΕΔ-Ε σκοπεύει να προσφέρει περεταίρω υποστήριξη για τον εκσυγχρονισμό των διασυνοριακών ενεργειακών υποδομών της Ευρώπης και τους στόχους της Πράσινης Συμφωνίας της ΕΕ.

Η αναθεώρηση του κανονισμού ΔΕΔ-Ε προσδιορίζει 11 «διαδρόμους προτεραιότητας» και 3 θεματικούς «τομείς προτεραιότητας» προς ανάπτυξη και διασύνδεση. Αυτό θα γίνει κυρίως μέσω έργων κοινού ενδιαφέροντος (PCIs), που θα χρηματοδοτούνται από το ταμείο CEF (Connecting Europe Facility). Μεταξύ τα έτη 2014-2020 το ταμείο CEF χρηματοδότησε συνολικά 107 έργα κοινού ενδιαφέροντος με συνολικό μπάτζετ κοντά στα 4.7 δις ευρώ, ενώ στον τελευταίο πολυετή προϋπολογισμό της ΕΕ, το τμήμα ενέργειας του CEF περιλάμβανε κεφάλαια 5.83 δις ευρώ για τα ΔΕΔ και διασυνοριακά έργα στον τομέα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Εκτός των PCIs, ο νέος κανονισμός επεκτείνει τα όρια της αγοράς ενέργειας της ΕΕ σε τρίτες χώρες εισάγοντας έναν νέο μηχανισμό συνεργασίας για τα λεγόμενα Έργα Αμοιβαίου Ενδιαφέροντος (PMIs), παρόμοια με τα PCIs.

Οι εννέα διάδρομοι προτεραιότητας καλύπτουν διαφορετικές γεωγραφικές περιοχές στον τομέα των υποδομών ηλεκτρικής ενέργειας, φυσικού αερίου και πετρελαίου. Η στήριξη της ΕΕ για την ανάπτυξη αυτών των διαδρόμων έχει σκοπό να συνδέσει τις περιφέρειες που είναι επί του παρόντος απομονωμένες από τις ευρωπαϊκές αγορές ενέργειας, να ενισχύσει τις υπάρχουσες διασυνοριακές διασυνδέσεις και να συμβάλει στην ενοποίηση της ανανεώσιμης ενέργειας[38].

Πίνακας 2.2: Θεματικοί τομείς και διάδρομοι προτεραιότητας TEN-E[38]

Τύπος Διάδρομου	Όνομα Έργου	Περιγραφή
Ηλεκτρισμός	North Seas offshore grid (NSOG)	Ανάπτυξη υπεράκτιων δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας και διασυνδέσεις στη Βόρεια Θάλασσα, τη Θάλασσα της Ιρλανδίας, τη Μάγχη, τη Βαλτική Θάλασσα και τα γειτονικά ύδατα για τη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες υπεράκτιες πηγές ενέργειας σε κέντρα κατανάλωσης και αποθήκευσης με σκοπό την αύξηση της διασυνοριακής ανταλλαγής ηλεκτρικής ενέργειας.
	North-south electricity interconnections in western Europe (NSI West Electricity)	Διασυνδέσεις μεταξύ των χωρών της ΕΕ στην περιοχή της μεσογείου κυρίως για την ενοποίηση της ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και την ενίσχυση της εσωτερικής υποδομής του δικτύου.
	North-south electricity interconnections in central eastern and south eastern Europe (NSI East Electricity)	Διασυνδέσεις σε κατευθύνσεις βορρά-νότου και ανατολής-δύσης για την ολοκλήρωση της εσωτερικής αγοράς ενέργειας της ΕΕ και την ενσωμάτωση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.
	Baltic Energy Market Interconnection Plan in electricity (BEMIP Electricity)	Διασυνδέσεις μεταξύ κρατών μελών στην περιοχή της Βαλτικής και ενίσχυση της εσωτερικής υποδομής δικτύου, για να τερματιστεί η ενεργειακή απομόνωση των κρατών της Βαλτικής και να ενισχυθεί η ολοκλήρωση της αγοράς.
Φυσικό Αέριο	North-south gas interconnections in Western Europe (NSI West Gas):	Υποδομή για ροές φυσικού αερίου από βορρά προς νότο στη δυτική Ευρώπη, για περαιτέρω διαφοροποίηση των πηγών τροφοδοσίας.
	North-south gas interconnections in central eastern and	Ανάπτυξη υποδομών για περιφερειακές συνδέσεις μεταξύ και εντός της περιοχής της Βαλτικής Θάλασσας, της Αδριατικής και του

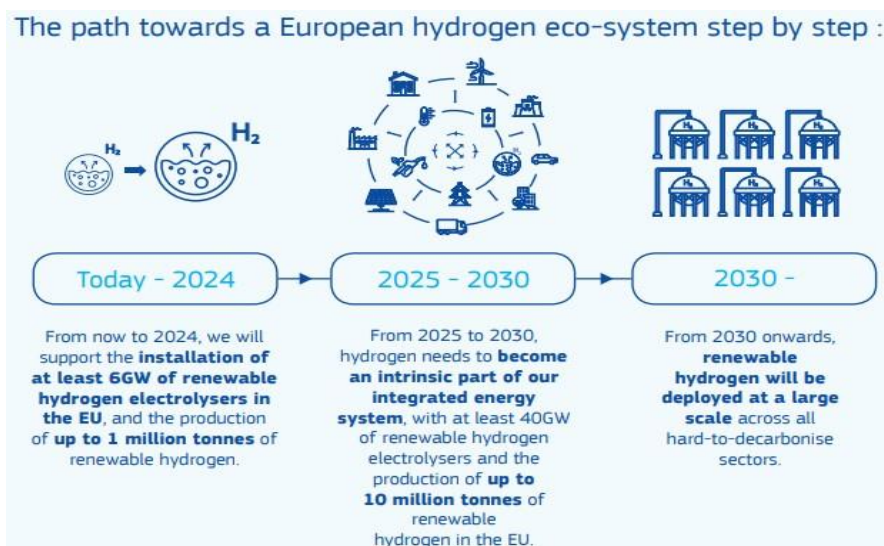
	south eastern Europe (NSI East Gas)	Αιγαίου, της Ανατολικής Μεσογείου και της Μαύρης Θάλασσας.
	Southern Gas Corridor (SGC)	Υποδομή για τη μεταφορά φυσικού αερίου από τη λεκάνη της Κασπίας, την Κεντρική Ασία, τη Μέση Ανατολή και τη Λεκάνη της Ανατολικής Μεσογείου στην ΕΕ.
	Baltic Energy Market Interconnection Plan in gas (BEMIP Gas)	Υποδομές φυσικού αερίου για τον τερματισμό της απομόνωσης των τριών χωρών της Βαλτικής και της Φινλανδίας και την εξάρτησή τους από έναν μόνο προμηθευτή.
Θεματικοί τομείς προτεραιότητας	Oil supply connections in central eastern Europe (OSC)	Διασύνδεση των δικτύων αγωγών πετρελαίου στην Κεντρική Ανατολική Ευρώπη με σκοπό την αύξηση της ασφάλειας του εφοδιασμού και τη μείωση των περιβαλλοντικών κινδύνων.
	Smart grids deployment	Ανάπτυξη έξυπνων δικτύων για να βοηθήσουν στην ενσωμάτωση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και να επιτρέψει στους καταναλωτές να ρυθμίσουν καλύτερα την κατανάλωση ενέργειας
	Αυτοκινητόδρομοι ηλεκτρικής ενέργειας	Ανάπτυξη μεγάλων δικτύων που θα επιτρέπουν τη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας σε μεγάλες αποστάσεις σε όλη την Ευρώπη
	Διασυνοριακό δίκτυο διοξειδίου του άνθρακα	Ανάπτυξη υποδομών μεταφορών για το δεσμευμένο CO ₂ μέσω ειδικών θεματικών ομάδων.

2.2.1.6 Στρατηγική για το υδρογόνο

Το υδρογόνο, ως καύσιμο και πηγή ενέργειας, είναι σε παγκόσμιο επίπεδο σε πολύ πρώιμο στάδιο ως προς την χρήση του. Στην ΕΕ η συμμετοχή του στην τελική κατανάλωση ενέργειας αναλογεί σε κάτι λιγότερο από 2%, ενώ το 96% του υδρογόνου παράγεται μέσω καύσης φυσικού αερίου, γεγονός το οποίο καθιστά την παραγωγή του ιδιαίτερα ρυπογόνα με αποτέλεσμα την απελευθέρωση 70 έως 100 εκ τόνων CO₂ ετησίως στην ΕΕ. Ουσιαστικά, το υδρογόνο χρειάζεται μια πρωτογενής πηγή ενέργειας για να παραχθεί. Ανάλογα την πηγή ενέργειας και τη

διαδικασία που χρησιμοποιείται, καθορίζεται πόσο «καθαρό» ή «βρώμικο» είναι. Το υδρογόνο που προέρχεται από καύση φυσικού αερίου αναφέρεται συχνά ως «γκρι υδρογόνο», ενώ το υδρογόνο χαμηλής περιεκτικότητας σε άνθρακα, αναφέρεται ως «μπλε υδρογόνο», παράγεται επίσης από φυσικό αέριο, με τη διαφορά ότι το εκπεμπόμενο CO₂ του δεσμεύεται και αποθηκεύεται υπόγεια.

Η πιο καθαρή επιλογή από όλες είναι το ανανεώσιμο υδρογόνο, που συχνά αναφέρεται ως «πράσινο υδρογόνο». Παράγεται από τη διάσπαση του νερού σε υδρογόνο και οξυγόνο με ηλεκτρόλυση, χρησιμοποιώντας ενέργεια ανανεώσιμων πηγών, όπως η αιολική και η ηλιακή ενέργεια και το μόνο υποπροϊόν του είναι το νερό.



Διάγραμμα 2.10: Οδικός χάρτης για το οικοσύστημα υδρογόνου [39]

Η στρατηγική για το υδρογόνο στην ΕΕ εγκρίθηκε το 2020 και έθεσε ένα όραμα για τη δημιουργία ενός ευρωπαϊκού οικοσυστήματος υδρογόνου, όπου μέσω της έρευνας και την καινοτομίας θα αναπτυχθεί η παραγωγή του με τα κατάλληλα έργα υποδομών. Για την διεκπεραίωση του οικοσυστήματος, το οποίο θα γίνει σταδιακά, έχουν αναγνωριστεί 3 φάσεις:

➤ Στη πρώτη φάση (2020-2024) ο στόχος είναι η εγκατάσταση τουλάχιστον 6 GW ανανεώσιμων ηλεκτρολυτών υδρογόνου, με σκοπού την παραγωγή 1 εκ τόνους πράσινου υδρογόνου (Έως και 33 TWh ανανεώσιμου υδρογόνου θα μπορούσαν να παραχθούν είτε μέσω απευθείας σύνδεσης ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές στους ηλεκτρολύτες είτε με τη διασφάλιση ότι πληρούνται ορισμένες προϋποθέσεις).

- Στη δεύτερη φάση (2025-2030) το υδρογόνο πρέπει να γίνει εγγενές μέρος ενός ολοκληρωμένου ενεργειακού συστήματος με στόχο την εγκατάσταση τουλάχιστον 40 GW ανανεώσιμων ηλεκτρολυτών υδρογόνου έως το 2030, με σκοπό την παραγωγή έως και 10 εκ τόνων πράσινου υδρογόνου. Σε αυτή τη φάση, το υδρογόνο θα αρχίσει να παίζει καθοριστικό ρόλο στην εξισορρόπηση του ενεργειακού συστήματος που βασίζεται στις ανανεώσιμες πηγές μετατρέποντας την ηλεκτρική ενέργεια σε υδρογόνο όταν η ανανεώσιμη ηλεκτρική ενέργεια είναι άφθονη και φθηνή. Το υδρογόνο θα χρησιμοποιείται επίσης για ημερήσια ή εποχιακή αποθήκευση ως εφεδρικό, παρέχοντας λειτουργίες προσωρινής αποθήκευσης, ενισχύοντας την ασφάλεια του εφοδιασμού μεσοπρόθεσμα.
- Στη τρίτη φάση (2030-2050) οι τεχνολογίες ανανεώσιμων πηγών υδρογόνου θα πρέπει να αναπτυχθούν σε ευρεία κλίμακα για να φτάσουν σε όλους τους κλάδους που απαιτούν απεξάρτηση από τον άνθρακα, αλλά και όπου άλλες εναλλακτικές λύσεις ενδέχεται να μην είναι εφικτές ή να έχουν υψηλότερο κόστος. Σε αυτή τη φάση, η ανανεώσιμη παραγόμενη ενέργεια πρέπει να αυξηθεί μαζικά καθώς περίπου το ένα τέταρτο της ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές προορίζεται να χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή πράσινου υδρογόνου μέχρι το 2050

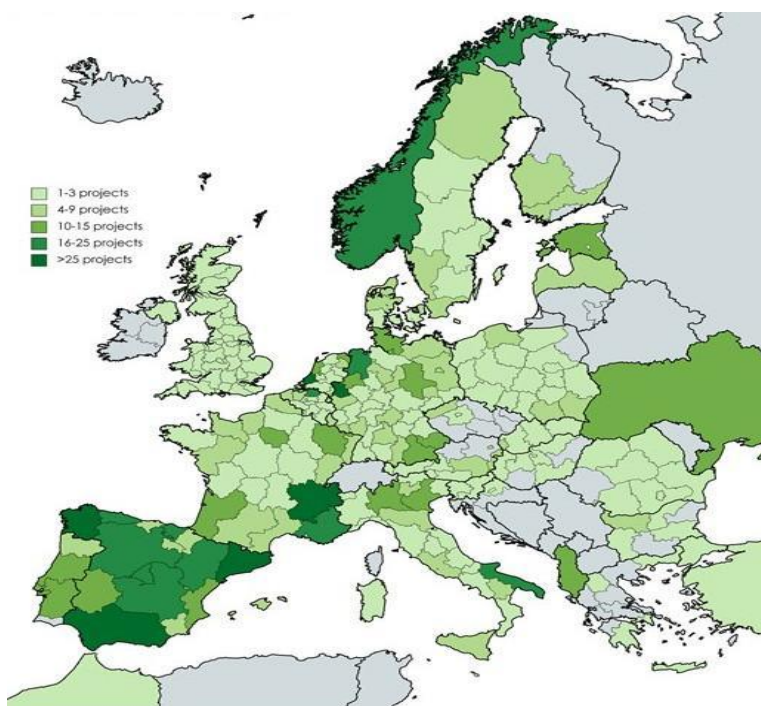
European Clean Hydrogen Alliance

Για την επίτευξη των ανωτέρω στόχων είναι απαραίτητη η ανάπτυξη μιας ισχυρής επενδυτικής ατζέντας, που θα εκμεταλλεύεται τις συνέργειες και θα διασφαλίζει τη συνοχή της δημόσιας στήριξης των διαφόρων ταμείων της ΕΕ και τη χρηματοδότηση από την Ευρωπαϊκή Τράπεζα Επενδύσεων. Έως το 2030, οι απαιτούμενες επενδύσεις σε συσκευές ηλεκτρόλυσης υπολογίζεται ότι θα κυμαίνονται μεταξύ 24-42 δις ευρώ, ενώ παράλληλα η διασύνδεση των ΑΠΕ με τις συσκευές ηλεκτρόλυσης θα χρειαστούν περαιτέρω 220-340 δις ευρώ. Επιπλέον, θα χρειαστούν επενδύσεις των 65 δις ευρώ για τη μεταφορά, τη διανομή και την αποθήκευση του υδρογόνου και των σταθμών ανεφοδιασμού. Για την υποστήριξη αυτών των επενδύσεων και την κατασκευή ολόκληρου του οικοσυστήματος, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή, τον Ιούλιο του 2020, δημιούργησε την Ευρωπαϊκή Συμμαχία Καθαρού Υδρογόνου (European Clean Hydrogen Alliance)[40].

Ένας από τους κύριους στόχους της European Clean Hydrogen Alliance είναι να διευθύνει και να διεκπεραιώσει τις επενδύσεις στο καθαρό υδρογόνο. Για το σκοπό αυτό, η συμμαχία προετοίμασε μια σειρά από βιώσιμα επενδυτικά σχέδια γνωστά ως “Project Pipeline” ή «σχέδιο αγωγού». Ο «αγωγός» παρουσιάστηκε στο 3^ο φόρουμ υδρογόνου τον Νοέμβριο του 2021 και περιλαμβάνει περισσότερα από 750 έργα που αφορούν :

- την παραγωγή υδρογόνου
- τη μεταφορά και τη διανομή
- την εφαρμογή στη βιομηχανία, τις μεταφορές, τα ενεργειακά συστήματα και τα κτίρια

Τα έργα εκτείνονται σε ολόκληρη την Ευρώπη και πολλά από αυτά είναι να τεθούν σε λειτουργία μέχρι το τέλος του 2025. Τα μέλη της Συμμαχίας υπέβαλαν αρχικά πάνω από 1000 έργα για τον αγωγό επενδύσεων, με την Ευρωπαϊκή Επιτροπή να αξιολογεί αυτά τα έργα βάσει μιας σειράς κριτηρίων, όπως το πεδίο εφαρμογής, το μέγεθος του έργου και τις μειώσεις εκπομπών[41].



Εικόνα 2.1: Τοποθεσίες έργων Project Pipeline[41]

2.2.2 Εθνικά σχέδια για την ενέργεια και το κλίμα (ΕΣΕΚ)

Στα πλαίσια συμμόρφωσης με τις ευρωπαϊκές ντιρεκτίβες για την εκπλήρωση των ενεργειακών και κλιματικών στόχων, τα κράτη μέλη της ΕΕ πρέπει να υποβάλουν ένα 10ετές ολοκληρωμένο εθνικό σχέδιο για την ενέργεια και το κλίμα (ΕΣΕΚ) για την περίοδο από το 2021-2030. Πρόκειται ουσιαστικά για την χάραξη της ενεργειακής πολιτικής τους, βάσει του κανονισμού (ΕΕ/2018/1999) της διακυβέρνησης της Ενεργειακής Ένωσης και της Δράσης για το Κλίμα. Τα ΕΣΕΚ περιγράφουν τις μελλοντικές πολιτικές γύρω από :

- την ενεργειακή αποδοτικότητα
- τις ΑΠΕ

- τη μείωση των ΑτΘ
- τις διασυνδέσεις
- την έρευνα και καινοτομία

Ο κανονισμός προέβλεπε όλες οι χώρες να υποβάλουν τα αρχικά τους σχέδια μέχρι το τέλος του 2018 και τα τελικά τους το 2019, με παράλληλη αξιολόγηση κάθε 2 χρόνια. Συνοπτικά οι κύριοι στόχοι που αφορούν τα ενεργειακά ζητήματα, όπως αναφέρθηκαν στο αρχικό ΕΣΕΚ (2019) και στην αξιολόγηση του τελικού ΕΣΕΚ (2020), παρατίθενται στον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 2.3: Εθνικοί στόχοι αρχικού και αναθεωρημένου ΕΣΕΚ[42]

Στόχος για το 2030	Τελικό ΕΣΕΚ	Αρχικό ΕΣΕΚ	Στόχοι ΕΣΕΚ σε σχέση με τους στόχους της ΕΕ
Μερίδιο ΑΠΕ στην Ακαθάριστη Τελική Κατανάλωση Ενέργειας	≥35%	31%	Αυξημένος βαθμός φιλοδοξίας σε σχέση με το 32% της ΕΕ
Μερίδιο ΑΠΕ στην Ακαθάριστη Τελική Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας	61-64%	56%	
Τελική Κατανάλωση Ενέργειας	16.1-16.5 Mtoe (≥38% από τις προβλέψεις 2007)	18.1 Mtoe	Αυξημένος βαθμός φιλοδοξίας σε σχέση με Ευρωπαϊκό κεντρικό στόχο 32,5%
Μερίδιο Λιγνίτη στην Ηλεκτροπαραγωγή	0%	16.5%	

Μείωση ΑτΘ	≥42% σε σχέση με 1990 και ≥55% σε σχέση με 2005	32% σε σχέση με 1990 και 48% σε σχέση με 2005	Σε ταύτιση με κεντρικούς Ευρωπαϊκούς στόχους
-------------------	---	---	--

Για την επίτευξη των ανωτέρω στόχων εκτιμάται η ανάγκη επένδυσης 44 δις. Ευρώ, με τον μεγαλύτερο όγκο των επενδύσεων να αφορά τις ΑΠΕ (≈9 δις), τις υποδομές του συστήματος ηλεκτρισμού (≈5.5 δις), την ανάπτυξη του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας (≈3.5 δις), τους αγωγούς ΦΑ (≈2.2 δις), την αποθήκευση ΦΑ (2 δις), τα διυλιστήρια (≈1.5 δις) και τις νέες θερμικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής (≈1.3 δις)[43][42].

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

3ο Κεφάλαιο: Επενδύσεις, προοπτικές και ενεργειακό μέλλον

3.1 Σενάρια εξέλιξης παραγωγικού δυναμικού σύμφωνα με μελέτες του ΑΔΜΗΕ

Τα πιθανά σενάρια για την εξέλιξη του παραγωγικού δυναμικού της χώρας έχουν διατυπωθεί από τη σχετική μελέτη του ΑΔΜΗΕ «Μελέτη επάρκειας ισχύος για την περίοδο 2020-2030» η οποία δημοσιεύτηκε τον Δεκέμβριο του 2019. Το ενεργειακό μέλλον της Ελλάδας και της Ευρωπαϊκής ηπείρου γενικότερα, παραμένει παρ' όλα αυτά ρευστό και αβέβαιο με τις εξελίξεις στο γεωπολιτικό τοπίο της ηπείρου να είναι συνεχείς, ειδικότερα μετά την κρίση που επέφερε ο πόλεμος στην Ουκρανία τον Φεβρουάριο του 2022. Συνεπώς τα σενάρια εξέλιξης σκιαγραφούν μεν της πιθανή χάραξη ενεργειακής πολιτικής, αλλά οι συνεχείς διεθνείς εξελίξεις μπορούν να την ανατρέψουν σε μεγάλο βαθμό.

3.1.1 Σενάρια προβλεπόμενης ζήτησης

Η μελέτη του ΑΔΜΗΕ αναφορικά με την εξέλιξη της ηλεκτροπαραγωγής της χώρας, η οποία δημοσιεύτηκε 3 χρόνια πριν την εκπόνηση της παρούσας εργασίας, αρχικά παρουσίασε δύο σενάρια αναφορικά με την ζήτηση της ενέργειας της χώρας. Αναφορικά με τους παράγοντες επίδρασης στην εκτιμωμένη ζήτηση, λήφθηκαν υπόψιν πράγματα όπως η οικονομική κατάσταση της χώρας, οι καταναλωτικές συνήθειες, η κατάσταση του ενεργειακού τομέα της χώρας, ο πληθυσμός της χώρας κλπ. Τα δύο σενάρια είναι τα ακόλουθα :

- Το σενάρια του ΕΣΕΚ: Σε αυτό το σενάριο παρουσιάζονται τα μεγέθη που έχουν υπολογιστεί στο Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και για το Κλίμα (ΕΣΕΚ), συνυπολογίζοντας την μελλοντική διασύνδεση των νησιών στο δίκτυο μεταφοράς. Οι βασικές επιδιώξεις του ΕΣΕΚ έχουν να κάνουν με την βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας της χώρας, δηλαδή στην εξοικονόμηση και στη μείωση της τελικής κατανάλωσης. Συνεπώς η μελλοντική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας δεν παρουσιάζεται αρκετά υψηλότερη.
- Το 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, θεωρώντας τις τυχούσες διαθέσιμες προβλέψεις των προμηθευτών

Πίνακας 3.1: Σενάρια εξέλιξης συνολικής ζήτησης ΕΣΜΗΕ σε GWh[11]

Έτος	ΕΣΕΚ	Αυξημένης Ζήτησης
2020	53,200	53,870
2021	54,320	56,310
2022	54,100	56,900
2023	55,830	59,300
2024	56,200	59,900
2025	57,000	60,850
2026	57,150	61,460
2027	57,280	61,980
2028	58,940	64,510
2029	60,080	65,540
2030	60,730	66,160

Για την αξιολόγηση των δύο σεναρίων, αναφορικά με την ακρίβεια των εκτιμήσεων τους τη στιγμή της δημοσίευσης της μελέτης το 2019, στο διάγραμμα 3.1 παρατίθεται η εκτίμηση συνολικής ζήτησης για τα έτη 2020 και 2021, καθώς και η εκτίμηση για τους πρώτους 6 μήνες του 2022 σύμφωνα με τα μηνιαία δελτία ενέργειας του ΑΔΜΗΕ.

Σημείωση: Ως συνολική ζήτηση ορίζεται η απαίτηση σε επίπεδο παραγωγής για την κάλυψη των φορτίων (εκτός της άντλησης) στην ηπειρωτική χώρα και στα διασυνδεδεμένα με αυτή νησιά.

Στη εκτίμηση της συνολικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας περιλαμβάνονται:

- Η ζήτηση στο Σύστημα, δηλαδή η ζήτηση από πελάτες Υψηλής Τάσης, η μετρούμενη απορρόφηση ενέργειας από τη διασύνδεση της Κρήτης με το ΕΣΜΗΕ, ορυχεία, ιδιοκαταναλώσεις παραγωγής, η ζήτηση στους Υ/Σ ορίων Συστήματος-Δικτύου και οι απώλειες Συστήματος
- Η εκτίμηση της ζήτησης που καλύπτεται από μονάδες παραγωγής στο Δίκτυο. Η παραγωγή στο Δίκτυο προκύπτει από πιστοποιημένες μετρήσεις για την Μέση Τάση και εκτιμήσεις για την Χαμηλή Τάση.

Πίνακας 3.2: Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας 2020 και 2021 σε MWh[44]

		ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΚΡΗΤΗΣ	Υ/Σ ΟΡΙΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟ Σ-ΔΙΚΤΥΟΥ	ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	ΠΕΛΑΤΕΣ ΥΨΗΛΗΣ ΤΑΣΗΣ	ΟΡΥΧΕΙΑ	ΙΔΙΟΚΑΤΑΝΑ ΛΩΣΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΑΝΤΛΗΣΗ	ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΦΟΡΤΙΟ	ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΦΟΡΤΙΟ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ
2020	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ		3.819.370	359.981	587.218	46.982	26.746	6.147	101.620	4.948.064	4.588.083
	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ		3.197.637	396.144	553.460	41.494	31.943	11.899	85.422	4.317.998	3.921.854
	ΜΑΡΤΙΟΣ		2.960.420	468.643	568.830	32.788	32.855	33.258	88.498	4.185.293	3.716.650
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ		2.434.182	505.044	456.928	20.626	31.060	11.657	79.437	3.538.934	3.033.890
	ΜΑΙΟΣ		2.367.037	575.313	520.955	26.947	28.524	3.736	76.750	3.599.262	3.023.949
	ΙΟΥΝΙΟΣ		2.655.253	525.103	522.839	27.076	26.202	3.438	81.320	3.841.230	3.316.127
	ΙΟΥΛΙΟΣ		3.631.344	569.311	581.225	25.390	22.855	2.046	99.766	4.931.937	4.362.625
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ		3.421.772	544.206	537.552	23.293	23.166	3.163	100.006	4.653.159	4.108.953
	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ		2.941.521	484.537	545.361	25.731	26.743	3.480	103.134	4.130.506	3.645.970
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ		3.276.234	307.172	511.397	29.316	22.441	36.462	116.514	4.299.536	3.992.364
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ		3.276.234	307.172	511.397	29.316	22.441	36.462	116.514	4.299.536	3.992.364
	ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ		3.276.234	307.172	511.397	29.316	22.441	36.462	116.514	4.299.536	3.992.364
2021	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ		3.327.482	410.058	567.953	28.312	23.482	13.429	114.367	4.485.082	4.075.024
	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ		2.888.719	461.749	518.860	26.618	25.564	6.982	102.669	4.031.162	3.569.413
	ΜΑΡΤΙΟΣ		2.966.643	556.617	543.538	30.161	23.102	486	95.078	4.215.626	3.659.009
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ		2.529.440	590.439	542.251	27.287	21.615	1.992	88.617	3.801.640	3.211.202
	ΜΑΙΟΣ		2.366.902	680.777	572.384	23.551	23.062	10.473	89.140	3.766.289	3.085.513
	ΙΟΥΝΙΟΣ		2.909.490	641.226	562.924	23.279	20.996	6.868	95.688	4.260.471	3.619.246
	ΙΟΥΛΙΟΣ	48.088	4.111.937	716.561	586.716	20.381	14.635	1.097	141.808	5.641.224	4.924.664
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	64.624	3.878.855	689.390	517.249	22.108	13.427	3.813	139.568	5.329.034	4.639.643
	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	65.247	2.700.287	597.047	576.156	22.448	23.607	4.892	127.422	4.117.107	3.520.059
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	50.068	2.633.178	511.803	603.794	22.838	19.918	10.194	129.103	3.980.897	3.469.093
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	17.812	2.912.868	402.213	576.800	22.018	19.433	7.921	121.506	4.080.572	3.678.358
	ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	15.232	3.434.163	483.606	572.130	26.506	17.651	14.659	137.468	4.701.415	4.217.809

Πίνακας 3.3: Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας 01-06 2022 σε GWh[44]

2022

ΜΗΝΑΣ	Υ/Σ ΟΡΙΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΔΙΚΤΥΟΥ	ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	ΠΕΛΑΤΕΣ ΥΨΗΛΗΣ ΤΑΣΗΣ	ΟΡΥΧΕΙΑ	ΙΔΙΟΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΑΝΤΛΗΣΗ	ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΚΡΗΤΗΣ	ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΦΟΡΤΙΟ	ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΦΟΡΤΙΟ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ
ΙΑΝ	3.522,91	544,04	597,00	26,37	17,83	6,70	135,59	30,71	4.881,14	4.337,10
ΦΕΒ	2.931,62	532,60	520,61	23,27	18,56	13,97	113,46	22,43	4.176,51	3.643,91
ΜΑΡ	3.217,66	670,52	593,67	27,03	16,13	12,17	132,69	21,88	4.691,75	4.021,23
ΑΠΡ	2.157,97	766,85	560,25	23,92	26,07	28,79	97,46	36,49	3.697,80	2.930,94
ΜΑΙ	2.264,01	831,88	577,75	23,28	23,58	18,46	93,17	68,73	3.900,86	3.068,98
ΙΟΥΝ	2.721,57	795,58	548,07	21,37	19,86	16,53	131,32	58,24	4.312,54	3.516,96
ΙΟΥΛ										
ΑΥΓ										
ΣΕΠ										
ΟΚΤ										
ΝΟΕ										
ΔΕΚ										
	16.815,73	4.141,46	3.397,35	145,25	122,04	96,60	703,69	238,48	25.660,60	21.519,13

Η συνολική ζήτηση για το 2020 ανήλθε στις 51,044 GWh, απόκλιση σχεδόν 2 GWh ($\approx 4\%$) και από τα δύο σενάρια γεγονός το οποίο οφείλεται κατά μεγάλο βαθμό στην πανδημία του Covid-19 και το επακόλουθο κλείσιμο της οικονομίας. Για το 2021 η συνολική ζήτηση ανήλθε στις 51,780 GWh, απόκλιση σχεδόν 2.5 GWh ($\approx 6.5\%$) από τα 2 σενάρια, με το συγκεκριμένο έτος να

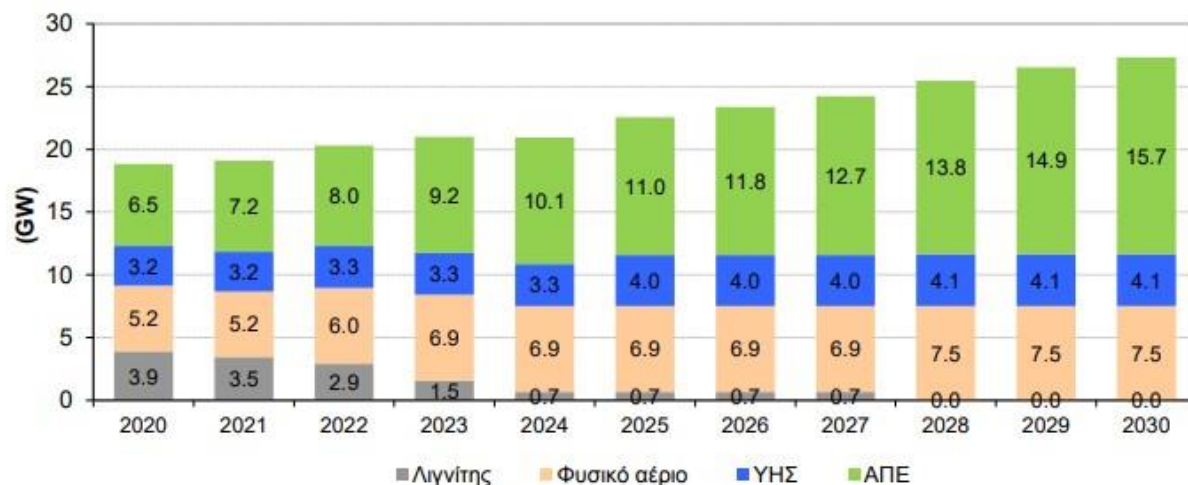
χαρακτηρίζεται επίσης από υπολειτουργία των περισσότερων κλάδων της οικονομίας λόγω των περιοριστικών μέτρων (τηλεργασία, μείωση ωραρίων, τοπικά lockdown) να συμβάλλουν στην μειωμένη ζήτηση. Αναφορικά με το 2022, το πρώτο εξάμηνο (01-06/2022) η συνολική ζήτηση ενέργειας ανήλθε στις 25,660 GWh και συγκρίνοντας με το πρώτο εξάμηνο του 2021, όπου η αντίστοιχη ζήτηση ήταν 24,560 GWh, η εκτίμηση είναι ότι η απόκλιση της συνολικής ζήτησης από τα 2 σενάρια θα είναι αρκετά μικρότερη του 3%.

3.1.2 Σενάρια Εξέλιξης του Παραγωγικού Δυναμικού

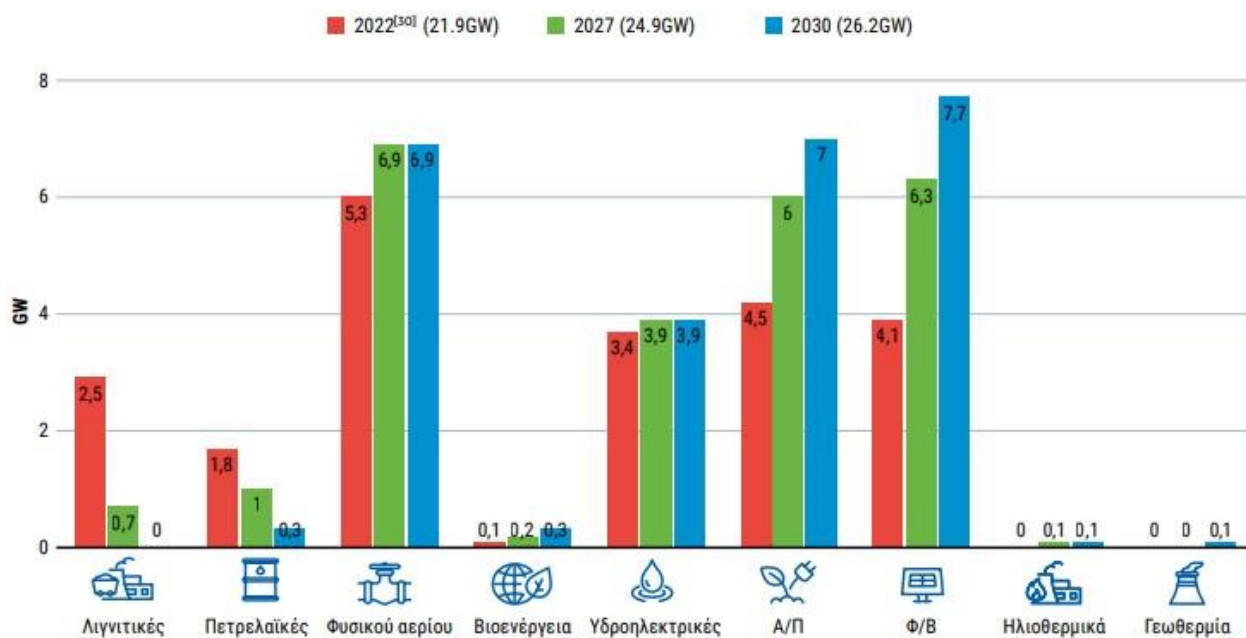
Τα σενάρια εξέλιξης που θα συγκριθούν αφορούν :

- Τη διαμόρφωση σεναρίου εξέλιξης του παραγωγικού δυναμικού ΕΣΕΚ σύμφωνα με την «Μελέτη επάρκειας ισχύος για την περίοδο 2020-2030» του Δεκέμβριου 2019
- Το σενάριο ανάπτυξης σύμφωνα με το «Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης (ΔΠΑ) συστήματος μεταφοράς 2023-2032» του Μαρτίου 2022

Κατά τη δημοσίευση της πρώτης μελέτης του ΑΔΜΗΕ, τον Δεκέμβριο του 2019, η ενεργειακή κατάσταση της χώρας ήταν τελείως διαφορετική, η πανδημία του Covid-19 δεν είχε ξεσπάσει, ο πόλεμος στην Ουκρανία δεν είχε ξεκινήσει, συνεπώς οι εκτιμήσεις που αφορούν την εξέλιξη του παραγωγικού δυναμικού ήταν τελείως διαφορετικές. Ο πόλεμος επέφερε μεγάλη κρίση γενικότερα στην Ευρωπαϊκή Ένωση, αφού οι κυρώσεις των ευρωπαϊκών κρατών συνοδεύτηκαν από ραγδαία μείωση των εισαγωγών ΦΑ από την Ρωσία, με τα σενάρια περί πρόωρης απολιγνιτοποίησης να μετατίθενται.



Διάγραμμα 3.1: Εξέλιξη παραγωγικού δυναμικού «Μελέτη επάρκειας ισχύος για την περίοδο 2020-2030»[11]



Διάγραμμα 3.2: «Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης (ΔΠΑ) συστήματος μεταφοράς 2023-2032»[45]

*Στο διάγραμμα 3.2, η εγκατεστημένη ισχύς του 2022 (κόκκινες ράβδοι) αφορούν την κατάσταση του συστήματος έως τον Μάρτιο του 2022, ενώ στις υδροηλεκτρικές μονάδες έχουν προστεθεί και τα μικρά υδροηλεκτρικά, παρόλο που σύμφωνα με την νομοθεσία υπάγονται στους σταθμούς ΑΠΕ&ΣΗΘΥΑ.

Σύμφωνα με την **πρώτη μελέτη**, οι σταθμοί της Καρδιάς I,II, Αμύνταιου I,II θα αποσύρονταν τον Οκτώβριο του 2020, ενώ οι σταθμοί Καρδιάς III,IV τον Οκτώβριο του 2021, κάτι το οποίο έγινε. Οι σταθμοί Αγίου Δημητρίου I,II,III,IV ήταν προγραμματισμένοι να αποσυρθούν τον Οκτώβριο του 2022, ενώ οι σταθμοί Άγιος Δημήτριος V, Μεγαλόπολη IV και Μελίτη I θα αποσύρονταν το 2023. Καμία από τις αποσύρσεις πλέον δεν έχουν οριστικοποιημένη ημερομηνία απόσυρσης, μετά και την εκτίναξη τιμών του ΦΑ και την επακόλουθη ενεργειακή κρίση. Παρ' όλα αυτά το συγκεκριμένο σενάριο εκτίμησε ότι η εγκατεστημένη ισχύς το 2022 θα ανέρχεται στις 2.9 GW, ενώ στην πραγματικότητα η παρούσα ισχύς είναι 2.5 GW, με τις 2.2 GW να είναι σε λειτουργία αφού ο σταθμός Μεγαλόπολη III (255 MW) δεν έχει πάψει την λειτουργία του, αλλά παραμένει ανενεργός. Το σενάριο εξέλιξης προέβλεπε 6 GW εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ΦΑ το 2022, με την υφιστάμενη ισχύ να ανέρχεται στις 5.3 GW, με άλλα 5.1 GW να είναι αδειοδοτημένα έχοντας λάβει προσφορά σύνδεσης.

Το σενάριο της διείσδυσης των ΑΠΕ στην ίδια μελέτη υπολόγισε την εγκατεστημένη ισχύ των σταθμών ΑΠΕ στις 8 GW. Η σημερινή ισχύς τελικά ανέρχεται 9.1 GW (σε λειτουργία). Αναφορικά με τα υδροηλεκτρικά, το σενάριο προέβλεπε εγκατεστημένη ισχύς 3.3 GW, με υπάρχουσα ισχύ να ανέρχεται στις 3.2 GW, ενώ 4 ακόμα μονάδες έχουν λάβει αδειοδότηση και προσφορά

σύνδεσης, ο ΥΗΣ Μετσοβίτικου 2x14.5 MW, ο ΥΗΣ Μεσοχώρας 2x80 MW, ο ΥΗΣ Αυλακίου 83.6 MW και δύο ακόμα αντλησιοταμιευτικά έργα, ο ΥΗΣ Πύργου 220 MW με ικανότητα άντλησης 234 MW και ο ΥΗΣ Αγίου Γεωργίου Αμφιλοχίας 460 MW με ικανότητα άντλησης 496 MW.

Η **δεύτερη μελέτη**, έρχεται σε συμφωνία με την πρώτη όσον αφορά τις λιγνιτικές μονάδες (πλήρεις απολιγνιτοποίηση το 2028). Για τους ΘΗΣ ΦΑ προβλέπει αύξηση της ισχύος κατά 1.6 GW παρά την αδειδότηση σε σταθμούς συνολικής ισχύος 5.1 GW, γεγονός που αιτιολογείται με την επιτακτική απεξάρτηση από το ρωσικό ΦΑ που προέκυψε στην Ευρωπαϊκή Ένωση το 2022.

Οι δύο μελέτες έρχονται σε συμφωνία όσον αφορά και τα αιολικά και φωτοβολταϊκά παρκά, με την εκτιμώμενη ισχύς το 2030 να ανέρχεται στις 14.7 GW, συνυπολογίζοντας τα ηλιοθερμικά, γεωθερμικά, σταθμούς ΣΗΘΥΑ και έργα βιομάζας/βιοαερίου (βιοενέργεια) η ισχύς των ΑΠΕ ανέρχεται στις 15.6 GW.

Συνεπώς, οι 2 μέλετες έρχονται σε συμφωνία κυρίως ως προς την απολιγνιτοποίηση του ενεργειακού μείγματος, αλλά η πρόσφατη ανάγκη για απεξάρτηση από το ρωσικό ΦΑ μπορεί να οδηγήσει σε καινούργιο ενεργειακό σχεδιασμό.

3.1.3 Μελλοντικές διασυνδέσεις με γειτονικές χώρες και εισαγωγές-εξαγωγές ενέργειας

Τα συστήματα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην μεταπολεμική Ευρώπη λειτουργούν 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. Το Ελληνικό Σύστημα λειτουργεί σύγχρονα και παράλληλα με το διασυνδεδεμένο Ευρωπαϊκό Σύστημα υπό τον γενικότερο συντονισμό του ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity). 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[11][45].

Οι υφιστάμενες διασυνδέσεις με γειτονικές χώρες αναφέρθηκαν στο υποκεφάλαιο 1.7.1 ενώ έχουν προγραμματιστεί άλλες 7 μελλοντικές διασυνδέσεις με γειτονικές χώρες. Οι διασυνδέσεις αυτές κρίνονται καθοριστικές, με τις σημαντικότερες να είναι αυτές στα βαλκάνια αφού η μεταφορά ενέργειας μεταξύ Ελλάδας, Β.Μακεδονίας και Αλβανίας είναι εισαγωγική (για την Ελλάδα) και η περαιτέρω ανάπτυξη του συστήματος θα επιτρέψει την αύξηση της ικανότητας μεταφοράς σε αυτή τη διεύθυνση. Συγκεκριμένα οι μελλοντικές διασυνδέσεις με γειτονικές χώρες είναι οι ακόλουθες :

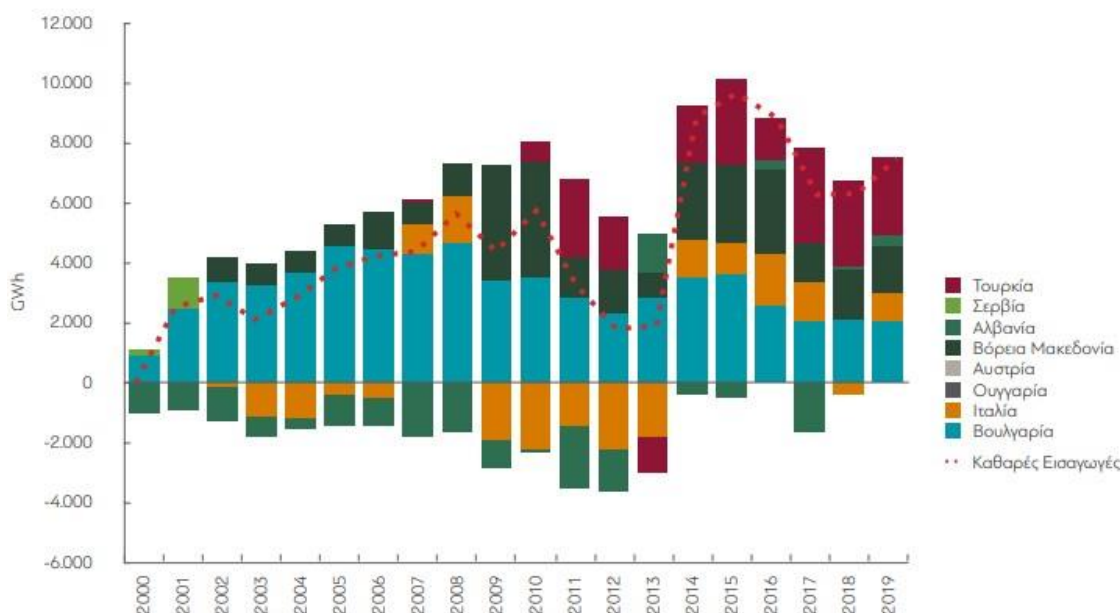
- **Δεύτερη διασύνδεση Ελλάδας – Βουλγαρίας** μεταξύ του ΚΥΤ Ν. Σάντας και του Υ/Σ Maritsa East 1 με γραμμή μεταφοράς 400 kV και ονομαστική μεταφορική ικανότητα 2000 MVA. Η προβλεπόμενη ένταξη στο Ευρωπαϊκό σύστημα αναμένεται το 2023.
- **Δεύτερη Διασύνδεση Ελλάδας – Τουρκίας** μεταξύ του ΚΥΤ Νέας Σάντας και του Υ/Σ Babaesk με γραμμή μεταφοράς 400 kV και ονομαστική μεταφορική ικανότητα 2000 MVA. Η ολοκλήρωση του έργου προβλέπεται το 2029.
- **Δεύτερη διασύνδεση Ελλάδας – Ιταλίας** αφορά την ανάπτυξη μιας νέας υποθαλάσσιας διασύνδεσης μεταξύ των δύο χωρών με σκοπό την αύξηση της μεταφορικής ικανότητας μεταξύ των δύο συστημάτων κατά 500 έως 1000 MW. Το συγκεκριμένο έργο βρίσκεται σε στάδιο μελέτης και εστιάζει στα έτη 2030-2040.
- **Διασύνδεση Ελλάδας - Κύπρου – Ισραήλ** το έργο συγκαταλέγεται στα Έργα κοινού ενδιαφέροντος (PCI) και περιλαμβάνει τα τμήματα 3.10.1 της διασύνδεσης Ισραήλ - Κύπρου και 3.10.2 της διασύνδεσης Κύπρου – Ελλάδας.
- **Διασύνδεση Ελλάδας – Αιγύπτου** έχει υπογραφεί μνημόνιο συνεργασίας μεταξύ Ελλάδας – Αιγύπτου (Οκτώβριος 2021), με βάση το οποίο συστήνεται ομάδα εργασίας με συμμετοχή εκπροσώπων των δύο χωρών, με σκοπό την εξέταση των τεχνικών και οικονομικών παραμέτρων, καθώς και την ένταξη του στα έργα κοινού ενδιαφέροντος για την αδειοδότηση και την χρηματοδότηση του.
- **Αναβάθμιση διασύνδεσης Ελλάδας - Βόρειας Μακεδονίας** αφορά την αναβάθμιση της διασυνδετικής γραμμής μεταφοράς 400 kV μεταξύ Μελίτη - Bitola με ορίζοντα υλοποίησης του έργου το 2030.
- **Δεύτερη διασύνδεση Ελλάδας – Αλβανίας** οι συζητήσεις που αφορούν την υλοποίηση του έργου βρίσκονται σε πρώιμο στάδιο, μελετώντας τα τεchnοοικονομικά στοιχεία για την σχεδίαση μίας νέας διασυνδετικής γραμμής 400 kV μεταξύ των δύο χωρών. Από τον Φεβρουάριο του 2022 έχει συγκροτηθεί μια ομάδα που θα μελετήσει όλες τις εναλλακτικές επιλογές.

Πίνακας 3.4: Επίπεδο και δείκτες διασυνδεσιμότητας Ελληνικού Ηλεκτρικού Συστήματος[45]

ΕΤΟΣ	2021				2025				2030			
Διασύνδεση	NTC (MW)		Ονομαστική Ικανότητα Μεταφοράς (MW)		NTC (MW)		Ονομαστική Ικανότητα Μεταφοράς (MW)		NTC (MW)		Ονομαστική Ικανότητα Μεταφοράς (MW)	
	Από GR	Προς GR	EU	Energy Community	Από GR	Προς GR	EU	Energy Community	Από GR	Προς GR	EU	Energy Community
GR-AL	400	400		1095	400	400		1095	400	400		1095
GR-BG	400	600	990	990	1400	1700	2430	2430	1400	1700	2430	2430
GR-MK	1100	850		1548	1100	850		1548	1100	850		1548
GR-TR	218	166		1200	660	580		1200	1260 ^[55]	1180 ^[55]		2640
GR-ITS	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
GR-CY					1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000

Για τους υπολογισμούς της συνολικής ικανότητας μεταφοράς (NTC) στον πίνακα 3.4 ελήφθησαν υπόψη μόνο τα προγραμματισμένα ή σε εξέλιξη νέα έργα διασύνδεσης (2η διασυνδετική γραμμή Ελλάδας Βουλγαρίας, διασύνδεση με Κύπρο) και τα αποτελέσματα του σεναρίου επίτευξης των στόχων του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα αναφορικά με την προβλεπόμενη εγκατεστημένη ισχύ ηλεκτροπαραγωγής, τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και την εγκατεστημένη ισχύ μονάδων ΑΠΕ.

Όσον αφορά τις εισαγωγές-εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας, η Ελλάδα είναι μια καθαρά εισαγωγική χώρα. Συγκεκριμένα, την τελευταία 7ετία οι καθαρές εισαγωγές ανέρχονται περίπου μεταξύ 6-8 TWh ετησίως, για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών. Οι περισσότερες εισαγωγές γίνονται από την Βουλγαρία και την Β.Μακεδονία, ενώ αντίστοιχα η Ιταλία είναι η μοναδική χώρα με την οποία οι εξαγωγές ξεπερνούν τις εισαγωγές διαχρονικά πλην λίγων ετών από το 2014 και μετά.



Διάγραμμα 3.3: Καθαρές εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας ανά χώρα (2000-2019)[12]

Πίνακας 3.5: Εμπορικά προγράμματα Εισαγωγών ανά διασύνδεση 2021 (GWh)[44]

2021	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	ΣΥΝΟΛΟ
	ΑΛΒΑΝΙΑ	112,140	230,971	179,442	152,758	234,191	134,640	155,153	120,287	69,445	47,248	97,234	61,083	1.594,592
	Β. ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	71,447	161,798	203,682	104,957	165,335	199,162	257,490	260,543	151,297	113,918	155,938	98,523	1.944,090
	ΒΟΥΛΓΑΡΙΑ	212,773	319,032	366,026	274,673	260,930	359,917	374,687	368,412	379,675	227,381	268,104	245,977	3.657,587
	ΙΤΑΛΙΑ	68,338	56,556	57,244	43,346	25,433	0,000	3,828	0,000	10,540	104,140	183,533	74,013	626,971
	ΤΟΥΡΚΙΑ	36,211	31,473	57,024	52,709	36,868	53,950	67,149	41,950	72,000	45,700	53,944	37,250	586,228
	ΣΥΝΟΛΟ	500,909	799,830	863,418	628,443	722,757	747,669	858,307	791,192	682,957	538,387	758,753	516,846	8.409,468

Πίνακας 3.6: Εμπορικά προγράμματα Εξαγωγών ανά διασύνδεση 2021 (GWh)[44]

2021	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	ΣΥΝΟΛΟ
	ΑΛΒΑΝΙΑ	53.907	7.997	14.875	42.918	17.412	41.958	63.178	141.345	200.783	194.616	145.837	152.215	1.077,041
	Β. ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	148.015	85.042	66.893	104.511	75.519	49.873	43.276	55.671	82.400	143.392	93.979	155.958	1.104,529
	ΒΟΥΛΓΑΡΙΑ	130.437	68.615	40.242	68.113	19.322	15.242	2.302	3.676	4.214	71.837	39.805	98.856	562,661
	ΙΤΑΛΙΑ	258.873	186.937	208.940	216.979	152.052	0.000	0.110	0.000	286.321	245.512	133.409	284.846	1.973,979
	ΤΟΥΡΚΙΑ	11.889	13.383	2.124	1.090	6.454	0.005	0.000	0.000	0.000	0.000	0.085	0.815	35,845
	ΣΥΝΟΛΟ	603,121	361,974	333,074	433,611	270,759	107,078	108,866	200,692	573,718	655,357	413,115	692,690	4.754,055

Ο κύριος λόγος που η Ελλάδα εισάγει πολύ παραπάνω ηλεκτρική ενέργεια από αυτή που εξάγει αφορά οικονομικές αιτίες, παίρνοντας ως δεδομένο ότι η προσφερόμενη τιμή της εισαγόμενης ενέργειας είναι χαμηλότερη από το εγχώριο κόστος παραγωγής[11].

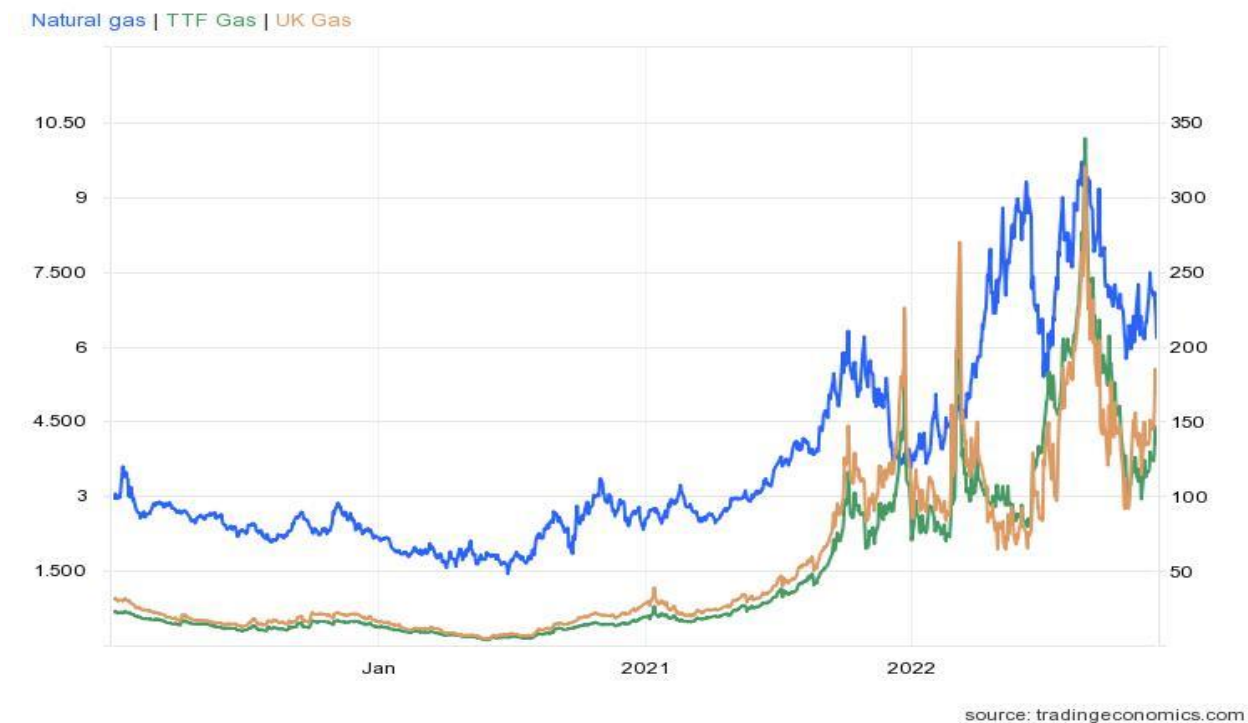
3.2 Ενεργειακή κρίση, ασφάλεια και διαφοροποίηση πηγών ενέργειας

3.2.1 Παγκόσμια ενεργειακή κρίση

Από τον Μάρτιο του 2020, με την αρχή της πανδημίας του Covid-19, τα επακόλουθα κλειδώματα των παγκόσμιων αγορών, την έναρξη του πολέμου στην Ουκρανία τον Φεβρουάριο του 2022, μια πολυπαραγοντική σειρά γεγονότων επέφεραν μια παγκόσμια ενεργειακή κρίση. Η κρίση αυτή οφείλεται σε μια σειρά αλυσιδωτών γεγονότων, με διάφορους διεθνείς παράγοντες να επηρεάζουν και να οδηγούν στην εκτόξευση των τιμών ενέργειας, των πρώτων υλών και άλλων βασικών αγαθών, όπως :

- η εκτόξευση της τιμής του φυσικού αερίου διεθνώς, ξεκινώντας από το καλοκαίρι του 2021, λόγω της αδυναμίας κάλυψης της συνολικής ζήτησης η οποία κατά την διάρκεια των lockdown ήταν χαμηλή
- το χαμηλό αποθεματικό φυσικού αερίου στην Ευρώπη
- το κλείσιμο των πυρηνικών αντιδραστηρίων στη Γαλλία για συντήρηση, οι οποίοι κατέχουν μεγάλο μερίδιο στην τροφοδοσία της Ευρώπης
- την περαιτέρω αύξηση των τιμών δικαιωμάτων εκπομπής διοξειδίου του άνθρακα

Η κύρια αιτία της ενεργειακής ακρίβειας χρονολογικά είναι η αύξηση της τιμής του φυσικού αερίου στις διεθνείς αγορές, ενώ σημαντικό ρόλο διαδραμάτισε και η μείωση της ημερήσιας παραγωγής πετρελαίου κατά 2 εκ. βαρέλια από τον Οργανισμό Πετρελαιοεξαγωγικών Κρατών (OPEC+)[46].



Διάγραμμα 3.4: Τιμές ΦΑ (2019-2022)[47]

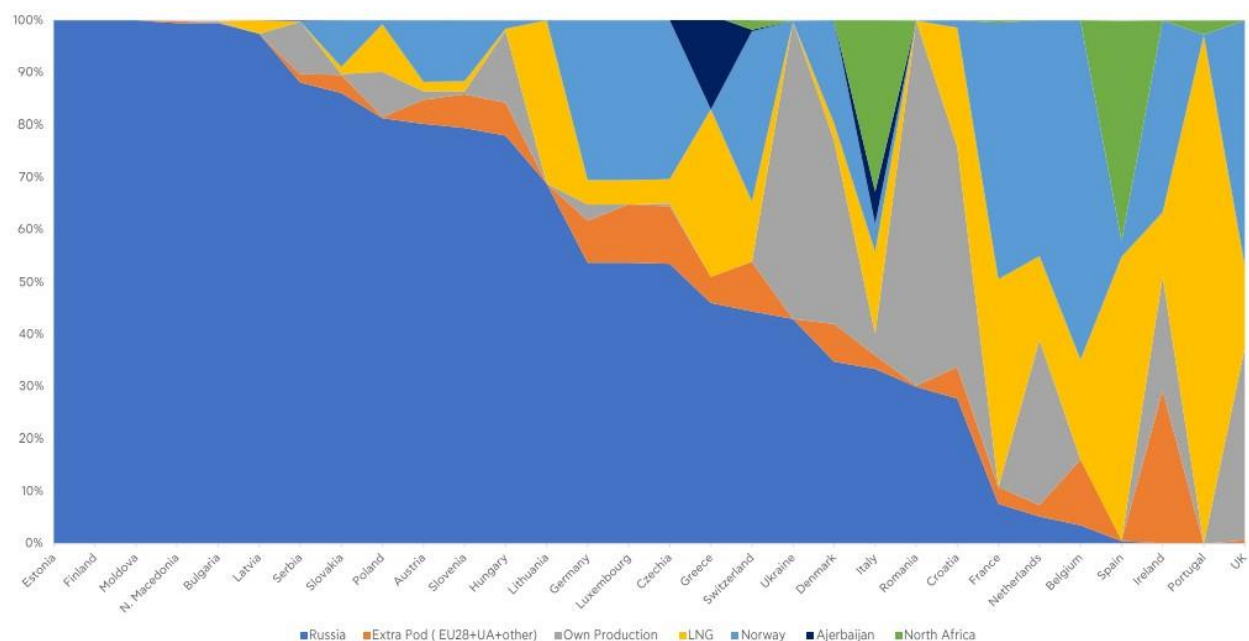
Στο διάγραμμα 3.4 αναπαρίστανται οι τιμές του ΦΑ για την περίοδο 01/2019-12/2022. Η πράσινη γραμμή αφορά το Tittle Transfer Facility (TTF), το οποίο αποτελεί το εικονικό σημείο συναλλαγών φυσικού αερίου με τη μεγαλύτερη χρήση και ρευστότητα στην Ευρώπη με την τιμή του να είναι η πλέον ενδεικτική για τις τιμές στην Ευρώπη ενώ ορίζεται σε EUR/MWh. Η κόκκινη γραμμή αφορά το UK NBP Natural gas price, δηλαδή τις αντίστοιχες τιμές του Ηνωμένου Βασιλείου, ορίζεται σε GBP/thm. Η μπλε γραμμή αφορά τις τιμές του Henry Hub, εκφράζεται σε δολάριο ανά εκατομμύρια βρετανικές θερμικές μονάδες (USD/MMBtu) και γενικά θεωρείται η κύρια τιμή που ορίζεται για την αγορά φυσικού αερίου της Βόρειας Αμερικής.

Οι τιμές του ΦΑ όπως φαίνεται στο διάγραμμα αγγίζουν τοπικό ελάχιστο το καλοκαίρι του 2020, περίπου 6 EUR/MWh, ενώ η τιμή του άρχισε να εκτινάσσεται το φθινόπωρο του 2021 αγγίζοντας τιμές 116 EUR/MWh τον Οκτώβριο (+1,830%). Η άνοδος συνεχίστηκε σημειώνοντας νέο μέγιστο τον Μάρτιο του 2022 στα 230 EUR/MWh, φτάνοντας μέχρι τα 340 EUR/MWh τον Αύγουστο, σημειώνοντας δηλαδή αύξηση ~3,300% σε σχέση με τα επίπεδα πριν της πανδημίας. Φυσικά η περαιτέρω αύξηση μέσα στο 2022 επηρεάστηκε άμεσα από τον πόλεμο στην Ουκρανία και τις σχέσεις Ε.Ε με την Ρωσία, τον κύριο προμηθευτή ΦΑ της ηπείρου.

3.2.1.1 Σχέσεις Ευρωπαϊκής Ένωσης – Ρωσίας και ενεργειακή εξάρτηση

Μετά τις ΗΠΑ, η Ρωσία είναι ο μεγαλύτερος παραγωγός ΦΑ και πετρελαίου στον κόσμο, παρέχοντας το 13% του πετρελαίου και το 17% του φυσικού αερίου παγκοσμίως το 2020. Υπολογίζεται ότι το ένα τρίτο της ευρωπαϊκής ζήτησης φυσικού αερίου που χρησιμοποιείται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, τη βιομηχανία και τη θέρμανση παρέχεται από τη Ρωσία, καθιστώντας την εξάρτηση της Ευρώπης τεράστια. Συγκεκριμένα η Ε.Ε είναι ο μεγαλύτερος εισαγωγέας Φ.Α με τις εισαγωγές από αγωγούς να φτάνουν τα 337.5 bcm, τις εισαγωγές LNG 80 bcm ενώ η παραγωγή αγγίζει μόλις τα 50.6 bcm για το 2021[48].

Το 41% των συνολικών εισαγωγών ΦΑ από αγωγούς προήλθε από τη Ρωσία, ενώ το αντίστοιχο ποσοστό για το αργό πετρέλαιο ήταν 25% το 2021, κάτι που καθιστά σαφές την ανάγκη της Ευρώπης για διαφοροποίηση των πηγών της. Από τα 337.5 bcm των εισαγωγών αγωγών, τα 140 bcm προήλθαν από τη Ρωσία (το 41% όπως προαναφέρθηκε), με το αντίστοιχο ποσό για το LNG να ανέρχεται στα 15 bcm (των συνολικών 80 bcm δηλαδή 19%). Σημαντικό είναι να αναφερθεί ότι παρά την μεγάλη εξάρτηση των κρατών της Ε.Ε σαν σύνολο, κάποια κράτη είναι ελάχιστα εξαρτημένα στις εισαγωγές ορυκτών όπως η Ισπανία, ενώ άλλες σε μεγάλο βαθμό όπως η Γερμανία (η μεγαλύτερη οικονομία της ένωσης) η οποία καλύπτει το 30% της συνολικής ζήτησης πετρελαίου και 50% της συνολικής ζήτησης ΦΑ από τη Ρωσία[49].



Διάγραμμα 3.5: Προμήθεια ΦΑ ανά χώρα προέλευσης (02/2022)[50]

Η σχέση της Ε.Ε με τη Ρωσία μπορεί να χαρακτηριστεί αμφίδρομη αφού η πρώτη βασίζεται στη δεύτερη για την προμήθεια των ορυκτών καυσίμων της και η δεύτερη βασίζει στη πρώτη ένα μεγάλο μέρος των εσόδων της. Μέσα σε αυτή τη πολύπλοκη κατάσταση προστέθηκε η μείωση της παροχής ΦΑ κατά το ήμισυ τον Ιούνιο του 2022 και το σαμποτάζ των αγωγών Nord Stream

1&2 τον Σεπτέμβριο του ίδιου έτους. Είναι σαφές λοιπόν ότι η υψηλή εξάρτηση από το ρωσικό αέριο σε συνδυασμό με τις επί του παρόντος υψηλές τιμές ΦΑ και το χαμηλό αποθεματικό δημιουργούν μια δύσκολη εξίσωση προς επίλυση, αυξάνοντας την ανάγκη για άμεσες ενέργειες από τις πολιτικές ηγεσίες για την απεμπλοκή και διαφοροποίηση των πηγών ενέργειας.

3.2.1.2 Η περίπτωση της Ελλάδας

Όπως στην υπόλοιπη Ευρώπη έτσι και στην Ελλάδα, η κατακόρυφη αύξηση των τιμών ΦΑ έχει εκτινάξει τους λογαριασμούς ρεύματος. Τα στοιχεία του ΔΕΣΦΑ για την κατανάλωση ΦΑ το 2021 φανερώνουν την εξίσου μεγάλη εξάρτηση της χώρας από το ρωσικό αέριο. Συγκεκριμένα το 2021 οι συνολικές εισαγωγές ΦΑ ανήλθαν 77.73 TWh με την εγχώρια κατανάλωση να ανέρχεται στις 69.96 TWh. Το 46% των εισαγωγών αντιπροσωπεύει το ρωσικό αέριο με σημείο εισόδου το Σιδηρόκαστρο. Αν συνυπολογιστεί ότι 68.8% του ΦΑ χρησιμοποιήθηκε για ηλεκτροπαραγωγή καθίσταται σαφές η μεγάλη εξάρτηση[51]. Όσον αφορά το 2022 τα διαθέσιμα στοιχεία του ΔΕΣΦΑ αφορούν το πρώτο 9μηνο και η σύγκριση τους με το αντίστοιχο 9μηνο του 2021 εξάγει διάφορα συμπεράσματα. Η μεγαλύτερη μεταβολή αφορά τις εισαγωγές υδρογονάνθρακα ΦΑ, με την αγία τριάδα να αποτελεί την κύρια πύλη εισόδου της χώρας σημειώνοντας αύξηση ~50% σε σχέση με τον προηγούμενο έτος. Όσον αφορά το ρωσικό αέριο, με πύλη εισόδου το Σιδηρόκαστρο μέσω του αγωγού Turkstream, σημειώθηκε πτώση ~11% με την μείωση να αναμένεται ακόμα μεγαλύτερη με την πάροδο του χρόνου αφού οι ποσότητες ΦΑ με σημείο εισόδου τη Νέα Μεσημβρία (αγωγός TAP) σημειώνουν αυξητικές τάσεις, ήδη καταγράφοντας αύξηση ~28% σε σχέση με το προηγούμενο έτος. Τέλος για το διάστημα 01-09/2022 οι ηλεκτροπαραγωγοί κατανάλωσαν 2.86 bcm, αντιπροσωπεύοντας το 73.7% του συνόλου του ΦΑ[51].

Συνοψίζοντας, είναι σαφές ότι η χρησιμοποίηση του ΦΑ στην ηλεκτροπαραγωγή σε συνδυασμό με τις δυσθεώρητα μεγάλες τιμές και την αύξηση του LNG στο μερίδιο (ακριβότερο κόστος λόγω μεταφοράς και επαναεριοποίησης) έχουν ως αποτέλεσμα την κατακόρυφη αύξηση των τιμών ηλεκτρικού ρεύματος.

3.2.2 Ενεργειακός κόμβος, διαφοροποίηση πηγών ενέργειας και υδρογονάνθρακες

Η επιθυμητή πράσινη μετάβαση καθώς και η απεμπλοκή από τα ορυκτά καύσιμα κρίθηκε ακόμα αναγκαϊότερη στη σκιά του πολέμου στην Ουκρανία. Οι ηγεσίες των ευρωπαϊκών κρατών αναγκάστηκαν να επιταχύνουν το European Green Deal με αρκετούς μετασχηματισμούς, αφού η απεμπλοκή από το ρωσικό αέριο κρίθηκε αναγκαία και η επίτευξη της πρέπει να γίνει γρηγορότερα. Έτσι τον Μάρτιο του 2022 η ευρωπαϊκή επιτροπή ανακοίνωσε το REPower EU, ένα σχέδιο που κύριο μέλημα του είναι η απεξάρτηση από τα ρωσικά καύσιμα το συντομότερο δυνατό. Ουσιαστικά το σχέδιο αποσκοπεί στη διαφοροποίηση της προμήθειας ΦΑ, μέσω

αγωγών και δεξαμενόπλοιων LNG καθώς και την επιτάχυνση της μετάβασης σε φιλικά προς το περιβάλλον καύσιμα όπως το βιομεθάνιο και το υδρογόνο. Η αρχική χρηματοδότηση του REPower EU έχει υπολογιστεί στα 300 δις ευρώ (με παράλληλη εξοικονόμηση 100 δις. ευρώ/έτος από την διακοπή εισαγωγών ορυκτών) και συνοπτικά αφορά:

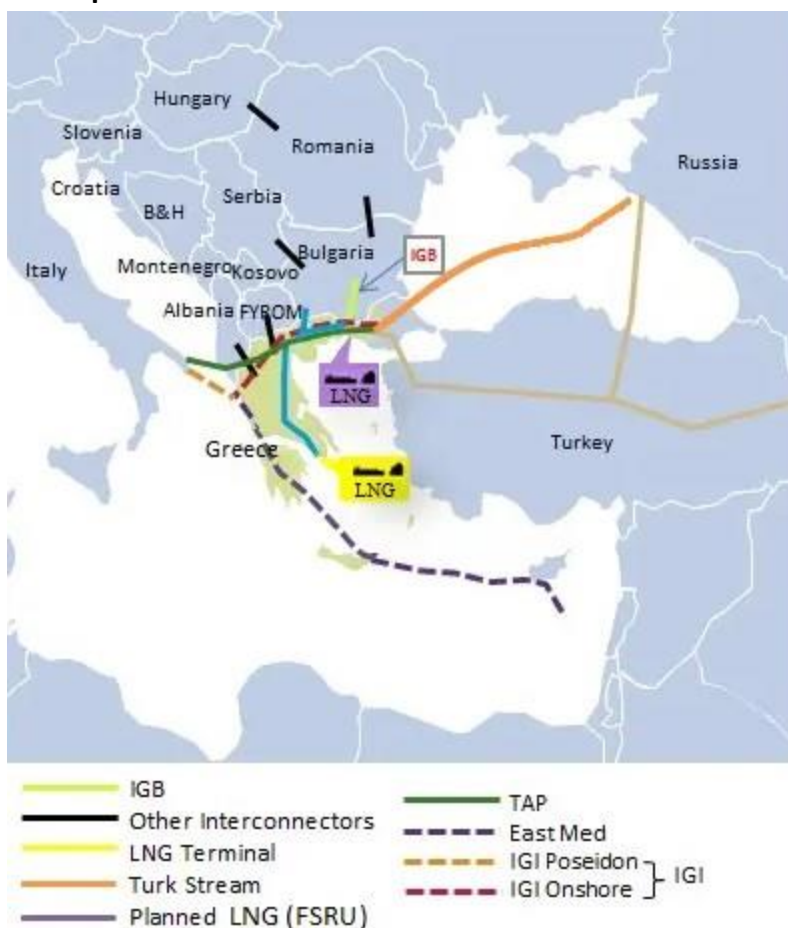
- 37 δις. για την αύξηση παραγωγής βιομεθανίου
- 29 δις. στο ηλεκτρικό δίκτυο
- 10 δις. για εισαγωγές LNG και ΦΑ μέσω αγωγών
- 1.5-2 δις. για την ασφάλεια εφοδιασμού πετρελαίου
- 56 δις. για την ενεργειακή απόδοση και τις αντλίες θερμότητας
- 41 δις. για την προσαρμογή της βιομηχανίας στην περιορισμένη χρήση ορυκτών καυσίμων
- 113 δις. (86+27) σε υποδομές ΑΠΕ και υδρογόνου αντίστοιχα[52]

3.2.2.1 Η Ελλάδα ως ενεργειακός κόμβος

Στις ταχύτατες εξελίξεις στο ενεργειακό τοπίο της Ευρώπης, η Ελλάδα έχει την ευκαιρία να αναδειχθεί σε μεγάλο ενεργειακό κόμβο (hub) και να καταλάβει σημαντική θέση στη γεωπολιτική σκακιέρα της Μεσογείου. Τα κοιτάσματα υδρογονανθράκων στην ανατολική μεσόγειο και η στρατηγική θέση της χώρας, ως συνδετήρας μεταξύ ανατολικών-ευρωπαϊκών κρατών, δίνει στη χώρα μεγάλο ανταγωνιστικό πλεονέκτημα στον τομέα της ενέργειας και όχι μόνο. Ο αγωγός TAP, ο αγωγός IGB, ο τερματικός σταθμός LNG στην Αλεξανδρούπολη είναι μερικά από τα έργα τα οποία μεταμορφώνουν το ενεργειακό τοπίο της χώρας, με τη χώρα να εστιάζει στο LNG ως μεσοπρόθεσμο, και στις ΑΠΕ ως μακροπρόθεσμη λύση για την ενεργειακή μετάβαση.

Τα περισσότερα από αυτά τα έργα ανήκουν στα έργα κοινού ενδιαφέροντος (Projects of Common Interest ή PCIs) και αφορούν έργα διασυνοριακών υποδομών που συνδέουν τα ενεργειακά συστήματα των χωρών της Ευρωπαϊκής Ένωσης, δηλαδή τα Διευρωπαϊκά Δίκτυα Ενέργειας. Κάθε 2 χρόνια από το 2013 και έπειτα η ευρωπαϊκή επιτροπή δημοσιεύει μια λίστα με έργα τα οποία θεωρούνται PCI, με την 5^η λίστα να δημοσιεύεται το 2021. Σημειώνεται ότι κάποια έργα μπορεί να χάσουν την χρηματοδότηση τους και να μην θεωρούνται πλέον PCI είτε να λάβουν από αλλού τη χρηματοδότηση τους.

3.2.2.1.1 Έργα υποδομών ΦΑ και ΥΦΑ



Εικόνα 3.1: Υπάρχουσες και μελλοντικές υποδομές ΦΑ και ΥΦΑ[53]

Διασυνδετήριος Αγωγός Ελλάδας – Βουλγαρίας (IGB)[54]

Ο αγωγός IGB ανήκει στο διάδρομο προτεραιότητας “διασυνδέσεις αερίου Βορρά - Νότου στην κεντροανατολική και νοτιοανατολική Ευρώπη” (NSI East Gas) και είναι έργο κοινού ενδιαφέροντος με κωδικό 6.8.1. Ο αγωγός έχει μήκος 182 χλμ, συνδέεται με τον αγωγό TAP και μεταφέρει ΦΑ από το Αζερμπαϊτζάν προς τη Βουλγαρία μέσω Ελλάδας ενώ θα υπάρχει η δυνατότητα της αντίστροφης ροής (reverse flow).

Χαρακτηριστικά Έργου:

- **Ιδιοκτήτης:** IGI Poseidon (50%); Bulgarian Energy Holding (50%)
- **Δυναμικότητα:** 3 bcm/year με δυνατότητα αύξησής στα 5 bcm/year
- **Κόστος:** 240 εκ. ευρώ
- **Έναρξη λειτουργίας:** 2022
- **Κωδικός Έργου PCI:** 6.8.1

Διαδριατικός Αγωγός (Trans Adriatic Pipeline – TAP)[54]

Ο αγωγός TAP ανήκει στο διάδρομο προτεραιότητας “νότιος διάδρομος μεταφοράς φυσικού αερίου” (Southern Gas corridor) και ανήκει στη δέσμη PCI 7.1 η οποία περιλαμβάνει τα έργα με κωδικό 7.1.1: “Trans-Caspian Gas Pipeline” (TCP) και 7.1.3: “Trans Adriatic Pipeline” (TAP). Ο αγωγός TAP ο οποίος συνδέεται με τον αγωγό TANAP (Trans Anatolian Pipeline) στα ελληνοτουρκικά σύνορα, ο οποίος με τη σειρά του συνδέεται με τον αγωγό SCP (South Caucasus Pipeline) συνδέει ουσιαστικά την Ευρώπη με το κοίτασμα Shah Deniz II στη Κασπία θάλασσα. Έχει μήκος 878 χλμ, ξεκινώντας από τα ελληνοτουρκικά σύνορα και καταλήγει στην Ιταλία, διασχίζοντας την Ελλάδα και την Αλβανία, με την είσοδο του στο ΕΣΦΑ να γίνεται στο σταθμό συμπίεσης Νέας Μεσημβρίας.

Χαρακτηριστικά Έργου:

- **Ιδιοκτήτης:** BP (20%), SOCAR (20%), Snam Rete Gas S.p.A. (20%), Fluxys (19%), Enagás (16%), and Axpo Trading (5%)
- **Δυναμικότητα:** 10 bcm/year με δυνατότητα αύξησής στα 20 bcm/year με την προσθήκη 2 νέων σταθμών συμπίεσης
- **Κόστος:** 4.5 δισ. ευρώ, με το κόστος επέκτασης να υπολογίζεται στα 1.035 δισ. ευρώ
- **Έναρξη λειτουργίας:** 2020
- **Κωδικός Έργου PCI:** 7.1.3

Αγωγός Eastern Mediterranean pipeline (EastMed) και Poseidon Pipeline[54]

Οι αγωγοί EastMed και Poseidon pipeline ανήκουν επίσης στο νότιο διάδρομο μεταφοράς φυσικού αερίου (Southern Gas corridor) και ανήκουν στη δέσμη PCI 7.3, με τον κωδικό έργου 7.3.1 για τον EastMed και 7.3.3 για τον Poseidon Pipeline.

Ο αγωγός EastMed θα έχει μήκος 1,870 χλμ, με σκοπό την μεταφορά ΦΑ από την Ανατολική μεσόγειο στην Ελλάδα μέσω Κρήτης και Κύπρου ενώ θα χρειαστεί και η κατασκευή μετρικού σταθμού στην Μεγαλόπολη ο οποίος θα είναι και ο σύνδεσμος του αγωγού με το ΕΣΦΑ.

Θεωρείται ένα από τα μεγαλύτερα και σημαντικότερα έργα για την διαφοροποίηση των πηγών ΦΑ, αφού με τη διεκπεραίωση θα μεταφέρεται αέριο από τα κοιτάσματα της ανατολικής μεσογείου προς την Ευρώπη μέσω των αγωγών Poseidon και IGB. Παρά την υπογραφή συμφωνίας για την κατασκευή του έργου μεταξύ Ελλάδας-Κύπρου-Ισραήλ τον Ιανουάριο του 2020, το έργο αποτελεί αντικείμενο συγκρούσεων αφού η γεωπολιτική σκακιά της ανατολικής μεσογείου και ο έλεγχος των κοιτασμάτων της περιοχής επιφέρει μια συνεχή ένταση μεταξύ των χωρών που διεκδικούν τα κοιτάσματα. Αποκορύφωμα ήταν η αλλαγή στάσης των ΗΠΑ οι οποίες τον Ιανουάριο του 2022 σταμάτησαν να στηρίζουν το έργο, με κύρια δικαιολογία ότι είναι

οικονομικά ασύμφορο, στηρίζοντας ωστόσο την κατασκευή δομών ενέργειας στην ανατολική μεσόγειο κυρίως όμως έργα ΑΠΕ και δομών μεταφοράς ηλεκτρισμού.

Χαρακτηριστικά Έργου:

- **Ιδιοκτήτης:** DEPA S.A. (50%), Edison S.p.A. (50%)
- **Δυναμικότητα:** 10 bcm/year με δυνατότητα αύξησης στα 20 bcm/year
- **Κόστος:** 6.5 δισ. ευρώ
- **Έναρξη λειτουργίας:** 2025
- **Κωδικός Έργου PCI:** 7.3.1

Ο αγωγός Poseidon θα συνδέεται με τον EastMed, με σκοπό την μεταφορά ΦΑ από την Ελλάδα στην Ιταλία. Αποτελείται από ένα σταθμό συμπίεσης 120 MW στην Θεσπρωτία και το συνολικό του μήκος θα φτάνει στα 976 χλμ, εκ των οποίων τα 216 θα είναι υπόγεια μεταξύ ελληνικού και ιταλικού εδάφους.

Χαρακτηριστικά Έργου:

- **Ιδιοκτήτης:** IGI Poseidon S.A.
- **Δυναμικότητα:** 15 bcm/year με δυνατότητα αύξησης στα 20 bcm/year
- **Κόστος:** 3.4 δισ. ευρώ
- **Έναρξη λειτουργίας:** 2025
- **Κωδικός Έργου PCI:** 7.3.3

Τερματικός σταθμός υγροποιημένου ΦΑ Αλεξανδρούπολη (FSRU Alexandroupoli)[54]

Πρόκειται για μια πλωτή μονάδα αποθήκευσης και αεριοποίησης ΦΑ, νοτιοδυτικά της Αλεξανδρούπολης η οποία θα αποτελέσει ένα ακόμα σημείο εισόδου στη χώρα (η δεύτερη είσοδος LNG στη χώρα) και θα συνδεθεί με αγωγό με το ΕΣΦΑ ενώ θα έχει επίσης τη δυνατότητα να συνδεθεί και με τους αγωγούς TAP και IGB. Θα συμβάλει στην ενεργειακή ασφάλεια της χώρας και όχι μόνο, καθώς θα παρέχει αέριο σε πολλές χώρες τις νοτιοανατολικής Ευρώπης. Το έργο είχε συμπεριληφθεί στην 4^η λίστα PCI αλλά όχι στην 5^η, καθώς εντάχθηκε στο επιχειρησιακό πρόγραμμα του ΕΣΠΑ «Ανταγωνιστικότητα, Επιχειρηματικότητα και Καινοτομία 2014-2020» από όπου και θα λάβει μέρος της χρηματοδότησης του.

Χαρακτηριστικά Έργου:

- **Ιδιοκτήτης:** Gastrade
- **Δυναμικότητα αεριοποίησης:** 5.5 bcm/year
- **Μέγιστη αποθήκευση:** 153,500 m³
- **Κόστος:** 360 εκ. ευρώ
- **Έναρξη λειτουργίας:** 2023

Υπόγεια αποθήκη ΦΑ Νότιας Καβάλας (South Kavala UGS facility)[54]

Αφορά ένα πολύ μεγάλο έργο που ανήκει στο διάδρομο προτεραιότητας “διασυνδέσεις αερίου Βορρά - Νότου στην κεντροανατολική και νοτιοανατολική Ευρώπη” (NSI East Gas) το οποίο προβλέπει τη χρησιμοποίηση του σχεδόν εξαντλημένου κοιτάσματος «Νότια Καβάλα» ως υπόγεια αποθήκη ΦΑ, ένα κοιτάσμα συνολικής επιφάνειας 5 χλμ² και βάθους 1,700 μέτρων. Το έργο περιλαμβάνει έναν μετρητικό σταθμό για σύνδεση με το ΕΣΦΑ και ένα σταθμό συμπίεσης στους Κήπους που θα μετεγκατασταθεί στην περιοχή της Κομοτηνής.

Χαρακτηριστικά Έργου:

- **Ετήσιος ενεργός διακινούμενος όγκος:** 360 mcm
- **δυναμικότητα απόληψης:** 4 mcm/day
- **δυναμικότητα έγχυσης:** 5 mcm/day
- **Κόστος:** 400 εκ. ευρώ
- **Έναρξη λειτουργίας:** 2026
- **Κωδικός Έργου PCI:** 6.20.3

Λοιπά έργα υποδομών LNG που έχουν προταθεί:

Thessaloniki FSRU[54]

- **Ιδιοκτήτης:** Elpedison
- **Δυναμικότητα:** 7.3 bcm/year (εκτίμηση)
- **Έναρξη λειτουργίας:** 2025

Thrace FSRU[54]

- **Ιδιοκτήτης:** Gastrade
- **Δυναμικότητα:** 6 bcm/year
- **Έναρξη λειτουργίας:** Δεν έχει οριστεί/εκτιμηθεί

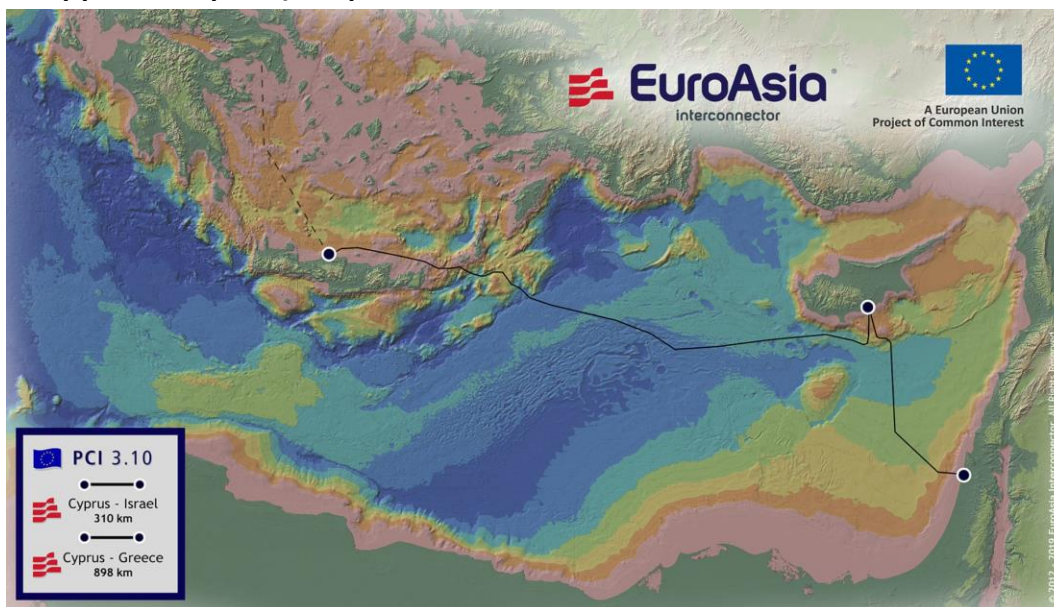
Argo FSRU[54]

- **Ιδιοκτήτης:** Mediterranean Gas
- **Δυναμικότητα:** 5.2 bcm/year
- **Έναρξη λειτουργίας:** 2025

Dioriga FSRU[54]

- **Ιδιοκτήτης:** Dioriga Gas
- **Δυναμικότητα:** 2.6 bcm/year
- **Κόστος:** 300 εκ. ευρώ
- **Έναρξη λειτουργίας:** 2023

3.2.2.1.2 Έργα υποδομών ηλεκτρικού δικτύου



Εικόνα 3.2: Χάρτης διαδρομής έργου[55]

Euroasia Interconnector[55]

Ο Euroasia Interconnector προσφέρει τη δημιουργία μιας αξιόπιστης εναλλακτικής λύσης μεταφοράς ενέργειας για την Ευρώπη, συνδέοντας τα δίκτυα της Ευρώπης με της Μέσης Ανατολής, επεκτείνοντας την αγορά ενέργειας. Είναι ένα τεράστιο έργο μείζονος σημασίας για την ενεργειακή ασφάλεια της ανατολικής μεσογείου, αφού θα αποτελέσει την πρώτη διασύνδεση των δικτύων ηλεκτρικού ρεύματος Ευρώπης-Ασίας, μέσω ενός υποθαλάσσιου καλωδίου υψηλής τάσης συνεχούς ρεύματος. Η αρχική ικανότητα μεταφοράς έχει σχεδιαστεί στα 1000 MW (1^η φάση) με δυνατότητα επέκτασης στα 2000 MW (2^η φάση), αμφίδρομης πορείας. Παράλληλα περιλαμβάνονται σταθμοί μετατροπής τάσης (VSC) που θα εγκατασταθούν σε κάθε τερματικό για να βοηθήσουν στην αφομοίωση της ισχύος στις αντίστοιχες χώρες με τη μορφή εναλλασσόμενου ρεύματος.

Το έργο ανήκει στο διάδρομο προτεραιότητας προτεραιότητας “διασυνδέσεις ηλεκτρικής ενέργειας Βορρά-Νότου” (NSI East electricity), και ανήκει στη δέσμη PCI 3.10 η οποία περιέχει τα έργα με κωδικό 3.10.1: “Διασύνδεση Χαντέρα (Ισραήλ) με Κοφινού (Κύπρος)” και 3.10.2: “Διασύνδεση Κοφινού (Κύπρος) με Κορακιακάς (Κρήτη)”. Το έργο έχει λάβει επιχορήγηση 100 εκ. ευρώ από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή τον Ιούλιο του 2021, ενώ τον Ιανουάριο του 2022, οι χώρες της ΕΕ συμφώνησαν να επενδύσουν 657 εκ. ευρώ στο έργο στο πλαίσιο του Connecting Europe Facility(CEF).

Χαρακτηριστικά Έργου:

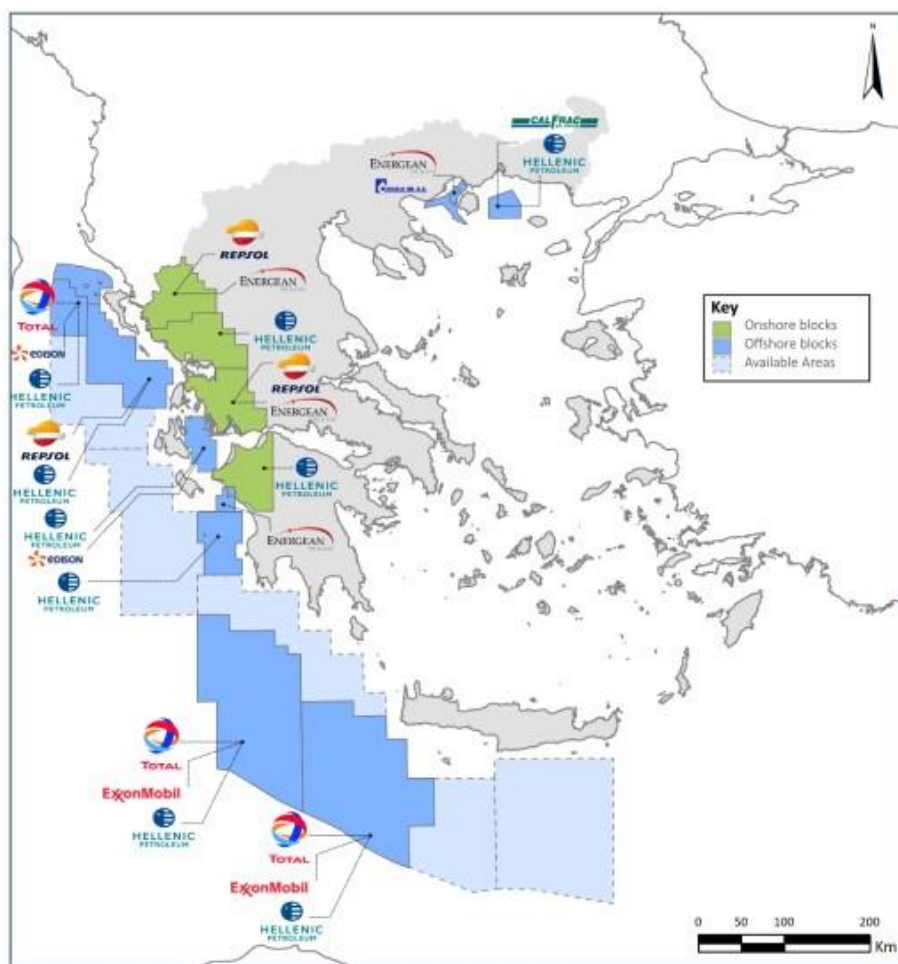
- **Ιδιοκτήτης:** Euroasia Interconnector Ltd
- **Συνολικό μήκος:** 1208 χλμ (310 χλμ Χαντέρα-Κοφινού – 898 χλμ Κοφινού-Κορακιές)
- **Ικανότητα μεταφοράς:** 1000 MW (1^η φάση) και 2000 MW (2^η φάση)
- **Κόστος:** 2.5 δις. ευρώ (1^η φάση)
- **Έναρξη λειτουργίας:** Δεκέμβριος 2025 (1^η φάση)
- **Κωδικός Έργου PCI:** Δέσμη 3.10 (3.10.1 και 3.10.2)

3.2.2.2 Κοιτάσματα υδρογονανθράκων

Παρά την επιθυμητή ταχεία μετάβαση προς καθαρότερες μορφές ενέργειας, οι υδρογονάνθρακες θα συνεχίσουν να καταλαμβάνουν σημαντικό ποσοστό στο ενεργειακό μείγμα παγκοσμίως. Η πρόσφατη ανάγκη διαφοροποίησης των προμηθευτών ΦΑ στην Ευρώπη, επιτάχυναν την ανάγκη για την έρευνα και εξόρυξη των κοιτασμάτων που έχουν βρεθεί στην ανατολική μεσόγειο. Το ΦΑ και το πετρέλαιο αποτελούν συνολικά περίπου το 70% του τωρινού ενεργειακού μείγματος της χώρας, ενώ υπολογίζεται ότι θα συνεχίσουν να κατέχουν ποσοστό κοντά στο 50% στην Ελλάδα αλλά και σε όλο τον πλανήτη για πολλά χρόνια.

Στην Ελλάδα το ενδιαφέρον για την εξερεύνηση των πιθανών κοιτασμάτων έχει αναζωπυρωθεί, ιδιαίτερα μετά τις ανακαλύψεις στη Νοτιοανατολική Μεσόγειο. Τα αποδεδειγμένα κοιτάσματα στην αποκλειστική οικονομική ζώνη (ΑΟΖ) της Κύπρου εκτιμώνται στα 127 bcm στο οικόπεδο 12 γνωστό ως «Αφροδίτη», ενώ η εξερεύνηση συνεχίζεται στη γύρω περιοχή και ενδέχεται να ανακαλυφθούν επιπλέον ποσότητες στα υπόλοιπα οικόπεδα. Τεράστιες ποσότητες υπάρχουν και στις ΑΟΖ της Αιγύπτου και του Ισραήλ, στα κοιτάσματα Ζορ και Λεβιάθαν αντίστοιχα. Εξαιτίας πολλών ομοιοτήτων στους γεωλογικούς σχηματισμούς του νοτίου Ιονίου και της Νοτιοδυτικής Κρήτης με το κοίτασμα των τριών προαναφερθέντων χωρών, οι θαλάσσιες αυτές περιοχές της Ελλάδας παρουσιάζουν μεγάλο ενδιαφέρον για έρευνα κοιτασμάτων.

Σύμφωνα με την έκθεση του IENE «Οικονομικά και Γεωπολιτικά Οφέλη από την Αξιοποίηση Υδρογονανθράκων στην Ελλάδα»[56], τα πιθανά εκμεταλλεύσιμα κοιτάσματα στην Ελλάδα είναι 2-2.5 τρισ. κυβικά μέτρα (tcm). Η έκθεση υπολογίζει πως αν οι προβλέψεις για τα αποθέματα είναι σωστές, η Ελλάδα θα έχει τη δυνατότητα όχι μόνο να καλύψει τις δικές τις ανάγκες αλλά και να καλύπτει το 15-20% της ζήτησης της Ευρώπης.



Εικόνα 3.3: Παραχωρήσεις οικοπέδων[56]

Για τις περιοχές κοντά στην Κρήτη, η κοινοπραξία που διεξάγει την έρευνα αποτελείται από τις εταιρείες Total, ExxonMobil και ΕΛΠΕ, για την περιοχή κοντά στη Κέρκυρα μια κοινοπραξία Energean-ΕΛΠΕ, η ΕΛΠΕ στον Κυπαρισσιακό Κόλπο και η Energean στα Ιωάννινα. Οι υπόλοιπες χερσαίες εκτάσεις στη Δυτική Ελλάδα όπου δόθηκαν παραχωρήσεις για έρευνα υδρογονανθράκων (Αιτωλοακαρνανία, Άρτα, Πρέβεζα και βορειοδυτική Πελοπόννησος) επιστράφηκαν στο ελληνικό κράτος, ενώ μια υπεράκτια περιοχή στον δυτικό Πατραϊκό Κόλπο, όπου οι έρευνες έδειξαν την ύπαρξη πετρελαίου και όχι φυσικού φυσικό αέριο, πιθανότατα θα επιστραφεί επίσης στο ελληνικό κράτος.

Καταστείτε λοιπόν σαφές ότι η εκμετάλλευση των συγκεκριμένων κοιτασμάτων, είναι το λιγότερο αναγκαία για την Ελλάδα. Το σύνολο των κοιτασμάτων, μαζί με αυτά της ανατολικής μεσογείου, σε συνδυασμό με τις παρούσες αλλά και μελλοντικές υποδομές ΦΑ, μπορούν να αναδείξουν την Ελλάδα σε μεγάλο ενεργειακό παίκτη της περιοχής στο μέλλον.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

4ο Κεφάλαιο: Συμπεράσματα/Συζήτηση

Καθώς η ΕΕ βαδίζει στον δρόμο της πράσινης μετάβασης και την επίτευξη του πολυπόθητου Green Deal το ενεργειακό τοπίο της Ελλάδας δεν φαίνεται ξεκάθαρο όσον αφορά την εξέλιξη του παραγωγικού του δυναμικού. Αρχικά οι κύριες επιδιώξεις της Ελλάδας που έχουν τεθεί στο ΕΣΕΚ, οι οποίες αφορούν κυρίως την κατάργηση του μεριδίου του λιγνίτη με την παράλληλη αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ, φαίνεται να χρειάζονται αναθεώρηση αφού επηρεάζονται από τις διεθνείς γεωπολιτικές εξελίξεις γύρω από τα ενεργειακά ζητήματα της γηραιάς ηπείρου.

Συγκεκριμένα ο πόλεμος στην Ουκρανία φαίνεται να έβαλε φρένο στις επιδιώξεις της ΕΕ για την ταχεία απεμπλοκή από τα ορυκτά καύσιμα. Ο πρώτος χαμένος φαίνεται να είναι η Γερμανία η οποία αν και είχε προνομιακή σχέση με την Ρωσία για την προμήθεια φθηνού ΦΑ, ο μεγάλος βαθμός εξάρτησης της από εισαγωγές ρωσικού αερίου την άφησε εκτεθειμένη. Συγκεκριμένα η Γερμανία είχε σκοπό να καταστεί ο πανευρωπαϊκός θησαυροφύλακας ΦΑ, σχέδιο το οποίο ανατράπηκε πλήρως με τον πόλεμο στην Ουκρανία, το σαμποτάζ του αγωγού Nord Stream 1 και τις επακόλουθες μειωμένες εισαγωγές, ενώ η πολιτική της να κλείσει τους περισσότερους πυρηνικούς της αντιδραστήρες άφησαν την χώρα εκτεθειμένη ως προς την παραγωγή ενέργειας.

Εξαιτίας των παραπάνω η Γερμανία παράτεινε την χρήση των ανθρακικών της μονάδων μέχρι το 2038, και εδώ γεννιέται η ευκαιρία για την Ελλάδα να παρατείνει την λειτουργία των δικών της λιγνιτικών μονάδων. Οι υπάρχουσες μονάδες είναι 9, εκ των οποίων οι 6 είναι σε λειτουργία, έχοντας μερίδιο περίπου 20% της συνολικής παραγωγής ρεύματος. Εφόσον και άλλες ευρωπαϊκές χώρες επεκτείνουν την χρήση άνθρακα ως βραχύβια λύση στην έλλειψη ΦΑ, η Ελλάδα μπορεί να ακολουθήσει τον ίδιο δρόμο έχοντας ως εφεδρικούς σταθμούς τους υπάρχοντες που τελούν σε καθεστώς αδράνειας, για πιθανή χρησιμοποίησή τους σε περιόδους που κρίνεται αναγκαίο.

Όσον αφορά τα υδροηλεκτρικά, μπορούν να διαδραματίσουν σημαντικό ρόλο στο ενεργειακό μέλλον. Χαρακτηρισμένα από πολλούς ως το κρυφό διαμάντι, το κύριο πλεονέκτημα τους είναι ότι η τροφοδοσία των ταμιευτηρίων είναι πρωτογενής (υπολογίζεται ότι το 60-65% των υδάτων χρησιμοποιείται στην ηλεκτροπαραγωγή), ενώ όλο το εκμεταλλεύσιμο υδροηλεκτρικό δυναμικό μπορεί να καλύψει το 50% των ενεργειακών αναγκών. Παρόλο που τα υδροηλεκτρικά αναλογούν στο 12-13% (3.2 GW) της εγκατεστημένης ισχύς το ποσοστό τους στην παραγωγή ανέρχεται σταθερά <10% καθώς έχουν χαμηλό συντελεστή χρησιμοποίησης. Όσον αφορά τις ΑΠΕ το μερίδιό τους στο ενεργειακό μείγμα τα τελευταία χρόνια σταθερά αυξάνεται, με την

εγκατεστημένη ισχύς αιολικών, Φ/Β, βιομάζας και ΜΥΗΣ να ανέρχεται κοντά στις 9.3 GW. Το κύριο πρόβλημα των ΑΠΕ, έχει να κάνει με την μεγάλη και απρόβλεπτη μεταβλητότητα, αφού δεν είναι σταθερές ως προς την ισχύ που παράγουν. Η λογική που λειτουργεί το ηλεκτρικό δίκτυο της Ελλάδας είναι να εισάγει πρώτα τις πιο αβέβαιες και μεταβλητές μορφές ενέργειας όπως η ΑΠΕ, ενώ με τις θερμικές μονάδες ακολούθως επιτυγχάνεται η εξισορρόπηση της μεταβλητότητας της ευστάθειας του δικτύου (κυρίως με ΦΑ). Σε περιόδους πλεονασμού παραγωγής από ΑΠΕ (πχ τους καλοκαιρινούς μήνες), εφόσον δεν υπάρχουν τεχνολογίες αποθήκευσης της περίσσειας ενέργειας ένα μεγάλο πόσο πηγαίνει χαμένο. Οι τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας μπορούν να αποτελέσουν έναν εναλλακτικό τρόπο στην καταπολέμηση των ανισορροπιών που προκαλούνται από την αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ στο δίκτυο. Διάφορες τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας αναπτύσσονται, όπως η αποθήκευση ενέργειας μέσω άντλησης νερού και η αποθήκευση σε υδρογόνο. Η Ελλάδα έχει την ευκαιρία να αξιοποιήσει το μεγάλο υδροηλεκτρικό της δυναμικό σε συνδυασμό με τις ΑΠΕ, με την κατασκευή περισσότερων αντλησιοταμιευτικών έργων όπως αυτό στην Αμφιλοχία, έργα που κρίνονται αναγκαία για τον ενεργειακό μετασχηματισμό.

Το ΦΑ κυρίως, λογίζεται μεν ως το καύσιμο «οδηγός» της μετάβασης αλλά η πληθώρα έργων υποδομών ΦΑ που είναι προς κατασκευή στην ΕΕ φανερώνουν ότι το συγκεκριμένο καύσιμο θα συνεχίσει να καταλαμβάνει μεγάλο μερίδιο στα ενεργειακά μείγματα των κρατών. Στην Ελλάδα λειτουργούν αυτή τη στιγμή 17 θερμικές μονάδες ΦΑ συνολικής ισχύος 6 GW, άλλες 3 μονάδες ισχύος 2.5 GW βρίσκονται υπό κατασκευή, ενώ άλλες 6 μονάδες βρίσκονται σε προκατασκευαστικό στάδιο (περίπου 4 GW). Η κατασκευή αυτών των μονάδων σε συνδυασμό με τα έργα υποδομών ΦΑ όπως ο TAP, ο IGB, ο Poseidon και τους τερματικούς σταθμούς LNG φανερώνουν πως το ΦΑ θα είναι το κύριο καύσιμο ηλεκτροπαραγωγής για τις επόμενες δεκαετίες. Εφόσον η Ελλάδα θέλει να εγκαταλείψει τον λιγνίτη και να έχει αξιόπιστη ηλεκτροδότηση δεν έχει το περιθώριο να εισάγει όλο το ΦΑ που καταναλώνει, επομένως πρέπει να στραφεί στην αξιοποίηση των εγχώριων κοιτασμάτων της. Η μεγάλη εξάρτηση από εισαγωγές οδηγεί σε αβεβαιότητα και κρίσεις, όπως το πρόσφατο παράδειγμα Ευρώπης-Ρωσίας αφενός, αφετέρου η λύση του LNG είναι ιδιαίτερα ακριβή.

Η Ευρώπη βαδίζει μεν στον δρόμο της απεμπλοκής από τα ορυκτά και την επικείμενη απανθρακοποίηση του ενεργειακού της μείγματος, όμως πόσο δραστικές είναι αυτές οι πολιτικές για το περιβάλλον την στιγμή που οι χώρες της Ασίας κυρίως συνεχίζουν την αδιάκοπη χρήση άνθρακα; Η μετατροπή του ενεργειακού μείγματος είναι μία υπόθεση που χρειάζεται μεγάλο εύρος χρόνου, αφού αφενός το ποσοστό των ΑΠΕ θα αυξάνεται σταδιακά αλλά εξίσου μεγάλο θα παραμείνει το ποσοστό του ΦΑ και του πετρελαίου, αφού ο πλήρης μετασχηματισμός του ενεργειακού συστήματος θα απαιτήσει μερικές δεκαετίες. Ερωτηματικό προκαλεί και το γεγονός ότι η Ελλάδα στοχεύει στην πλήρη απολιγνιτοποίηση της μέχρι το 2028, τη στιγμή που

χώρες όπως η Γερμανία και η Πολωνία (που έχουν πολλαπλάσια παραγωγή ενέργειας) έχουν θέσει τις ημερομηνίες αυτές το 2038 και 2050 αντίστοιχα.

Τίθεται λοιπόν σαφές πως τα ορυκτά καύσιμα δεν πρόκειται να αντικατασταθούν εξολοκλήρου, τουλάχιστον τις επόμενες δεκαετίες, από άλλες πηγές ενέργειας όπως οι ΑΠΕ ή το υδρογόνο, αφού αυτές οι μορφές ενέργειας θα δρουν συμπληρωματικά με τα υπόλοιπα καύσιμα. Η Ελλάδα λοιπόν πρέπει να επιταχύνει τις διαδικασίες για την έρευνα και εξόρυξη των εγχώριων κοιτασμάτων της, γεγονός που θα μπορέσει να την καταστήσει ενεργειακά αυτόνομη αλλά και εξαγωγέα ενέργειας προς την υπόλοιπη Ευρώπη.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] “Η ιστορία της ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα.” <https://energypress.gr/news/i-istoria-tis-ilektrikis-energeias-stin-ellada-0> (accessed Feb. 08, 2022).
- [2] Νίκος Παντελάκης, *Ο εξηλεκτρισμός της Ελλάδας. Από την ιδιωτική πρωτοβουλία στο κρατικό μονοπώλιο (1889-1956)*. Μ.Ι.Ε.Τ, 1991.
- [3] “Οδηγία 96/92/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 19ης Δεκεμβρίου 1996 σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας - Publications Office of the EU.” <https://op.europa.eu/el/publication-detail/-/publication/b9d99092-0a5f-4513-8073-74109730b1ad/language-el> (accessed Feb. 18, 2022).
- [4] “Ρυθμιστικό Πλαίσιο | ΔΕΔΔΗΕ.” <https://web.archive.org/web/20200203172619/https://www.deddie.gr/el/deddie/i-etaireia/ruthmistiko-plaisio/> (accessed Feb. 18, 2022).
- [5] “Με μια ματιά | ΑΔΜΗΕ.” <https://www.admie.gr/i-etaireia/me-mia-matia> (accessed Feb. 18, 2022).
- [6] “ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΩΝ ΠΗΓΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΕΓΓΥΗΣΕΩΝ ΠΡΟΕΛΕΥΣΗΣ ΑΕ (ΔΑΠΕΕΠ ΑΕ) Κάστορος 72-185 45 Πειραιάς.”
- [7] “Συμβατική Παραγωγή | ΔΕΗ.” <https://www.dei.gr/el/dei-omilos/i-dei/tomeis-drastiriotitas/symvatiki-paragogi/> (accessed Feb. 22, 2022).
- [8] C. Koukoulas and N. Koukoulas, “Coals of Greece: distribution, quality and reserves,” *Geol. Soc. London, Spec. Publ.*, vol. 82, no. 1, pp. 171–180, Jan. 1995, doi: 10.1144/GSL.SP.1995.082.01.10.
- [9] C. Papanicolaou, M. Galetakis, and A. E. Foscolos, “Quality Characteristics of Greek Brown Coals and Their Relation to the Applied Exploitation and Utilization Methods,” *Energy & Fuels*, vol. 19, no. 1, pp. 230–239, Jan. 2005, doi: 10.1021/ef030164b.
- [10] N. Koukoulas, E. Kakaras, and G. Panagiotis, “The lignite electricity-generating sector in Greece: Current status and future prospects,” *Int. J. Energy Res.*, vol. 28, pp. 785–798, Jul. 2004, doi: 10.1002/er.995.
- [11] “Μελέτη επάρκειας ισχύος για την περίοδο 2020-2030,” 2019.
- [12] N. Βέττας, S. Danchev, Γ. Μανιάτης, N. Παρατσιώκας, and Κ. Βαλάσκας, “Ο Τομέας Ενέργειας στην Ελλάδα: Τάσεις, Προοπτικές και Προκλήσεις Απρίλιος 2021,” 2021.
- [13] “Greece is heavily reliant on natural gas | eKathimerini.com.” <https://www.ekathimerini.com/economy/1170328/greece-is-heavily-reliant-on-natural-gas/> (accessed Mar. 12, 2022).
- [14] G. Avlonitis and M. D. Manager, “The role of a ‘ gas TSO ’ in the future energy landscape,” 2021.
- [15] “Greece - Countries & Regions - IEA.” <https://www.iea.org/countries/greece> (accessed Mar. 20, 2022).

- [16] “Statistics | Eurostat.”
https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/SDG_07_50__custom_2326940/default/table?lang=en (accessed Mar. 20, 2022).
- [17] “Στοιχεία ΔΕΣΦΑ για την κατανάλωση φυσικού αερίου το 2021 - desfa.gr.”
<https://www.desfa.gr/press-center/press-releases/stoixeia-desfa-gia-thn-katanalwsh-fysikoy-aerioy-to-2021> (accessed Mar. 21, 2022).
- [18] Σ. Σ. Δημήτριος Καρώνης, Ε Λόης, Φ Ζαννίκος, “Τεχνολογία πετρελαίου και φυσικού αερίου,” 2011.
- [19] I. of E. for S. E. (IENE), “The Greek Energy Sector-Annual Report 2020,” Accessed: Mar. 27, 2022. [Online]. Available: www.iene.gr.
- [20] “BP Statistical Review of World Energy - Main Indicators - Public Knoema Data Hub.”
<https://public.knoema.com/sdybxie/bp-statistical-review-of-world-energy-main-indicators> (accessed Mar. 27, 2022).
- [21] “Μη Διασυνδ. Νησιά - Rae Website.” <https://www.rae.gr/mi-diasynd-nisia/> (accessed Mar. 29, 2022).
- [22] “List of Oil PowerPlants - GEO.”
<http://globalenergyobservatory.org/list.php?db=PowerPlants&type=Oil> (accessed Mar. 29, 2022).
- [23] Γ. Π. Δ.Λαμπρίδης, Π.Ντοκόπουλος, *Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας - Τόμος Α΄*. Εκδόσεις Ζήτη, 2006.
- [24] “Οι Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί της ΔΕΗ Γεώργιος Λέρης Διευθυντής Διεύθυνσης Εκμετάλλευσης Υδροηλεκτρικών Σταθμών ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε. ΓΕΝΙΚΗ ΔΙΕΥΘΥΝΣΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ / ΔΙΕΥΘΥΝΣΗ ΕΚΜΕΤΑΛΛΕΥΣΗΣ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ.”
- [25] “Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας | Θεματολογικά δελτία για την Ευρωπαϊκή Ένωση | Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο.”
<https://www.europarl.europa.eu/factsheets/el/sheet/70/renewable-energy> (accessed Mar. 30, 2022).
- [26] “Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού-Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (ΣΗΘΥΑ).”
- [27] Εθνικό Κέντρο Έρευνας & Τεχνολογικής Ανάπτυξης, “Οδηγός στερεών Καυσίμων και λεβήτων βιομάζας για εφαρμογές οικιακής θέρμανσης,” 2014.
- [28] HAEE (Hellenic Association for Energy Economics), “Greek energy Market Report 2021,” 2021. Accessed: Apr. 03, 2022. [Online]. Available: <https://www.haee.gr/FileServer?file=0d05aabb-92c0-4a66-89d2-827aaab2ef65>.
- [29] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας ΡΑΕ, “Εκθεση Πεπραγμένων 2020,” 2020. Accessed: Mar. 23, 2022. [Online]. Available: https://www.rae.gr/wp-content/uploads/2021/04/Πεπραγμένα_2020_final.pdf#page=64&zoom=100,116,713.
- [30] “Global coal production, 2018-2021 – Charts – Data & Statistics - IEA.”

- <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-coal-production-2018-2021> (accessed May 06, 2022).
- [31] “Data & Statistics - IEA.” [https://www.iea.org/data-and-statistics/data-browser?country=CHINA&fuel=Energy supply&indicator=ElecGenByFuel](https://www.iea.org/data-and-statistics/data-browser?country=CHINA&fuel=Energy%20supply&indicator=ElecGenByFuel) (accessed May 16, 2022).
- [32] “Summary Tables - Global Energy Monitor.” <https://globalenergymonitor.org/projects/global-coal-plant-tracker/summary-tables/> (accessed May 19, 2022).
- [33] C. Global Energy Monitor and L. CAN Europe, “Boom and Bust Coal 2022,” 2022. Accessed: May 19, 2022. [Online]. Available: www.e3g.org.
- [34] “Coal regions in transition.” https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/eu-coal-regions/coal-regions-transition_en#documents.
- [35] “Coal-fired Power Capacity by Region (MW).” https://docs.google.com/spreadsheets/d/1DxnK42-jk20F2PvnL7l_OnR1ckpa63KfICY17MiNR7E/edit#gid=0 (accessed May 24, 2022).
- [36] “ΑΝΑΚΟΙΝΩΣΗ ΤΗΣ ΕΠΙΤΡΟΠΗΣ ΠΡΟΣ ΤΟ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟ, ΤΟ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟ, ΤΟ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟ, ΤΗΝ ΕΥΡΩΠΑΪΚΗ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΚΑΙ ΚΟΙΝΩΝΙΚΗ ΕΠΙΤΡΟΠΗ ΚΑΙ ΤΗΝ ΕΠΙΤΡΟΠΗ ΤΩΝ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΩΝ Η Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία,” Accessed: Jun. 16, 2022. [Online]. Available: <https://sustainabledevelopment.un.org/post2015/transformingourworld>.
- [37] KMPG International, “European Green Deal policy guide,” 2022.
- [38] “Trans-European Networks for Energy.” https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/trans-european-networks-energy_en#revision-of-the-ten-e-policy (accessed Jul. 04, 2022).
- [39] “A Hydrogen Strategy for a climate neutral Europe,” 2020. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/attachment/865942/EU_Hydrogen_Strategy.pdf.pdf.
- [40] “COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe,” Accessed: Jul. 07, 2022. [Online]. Available: <https://www.eu2018.at/calendar-events/political-events/BMNT->.
- [41] “Project pipeline of the European Clean Hydrogen Alliance.” https://ec.europa.eu/growth/industry/strategy/industrial-alliances/european-clean-hydrogen-alliance/project-pipeline_en (accessed Jul. 07, 2022).
- [42] “Αξιολόγηση του τελικού εθνικού σχεδίου της Ελλάδας για την ενέργεια και το κλίμα,” 2020.
- [43] “Εθνικό σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα,” 2019.
- [44] “Μηνιαία Δελτία Ενέργειας | ΑΔΜΗΕ.” <https://www.admie.gr/agora/enimerotika-deltia/miniaia-deltia-energeias> (accessed Aug. 26, 2022).

- [45] Δ. Σ. & Σ. Α. ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ, “ΔΠΑ Συστήματος Μεταφοράς 2023-2032 Κύριο Τεύχος,” 2022.
- [46] “OPEC+ cuts oil production by 2m barrels a day despite US pressure | Oil and Gas News | Al Jazeera.” <https://www.aljazeera.com/economy/2022/10/5/opec-agrees-to-major-oil-production-cuts-despite-us-pressure> (accessed Jan. 02, 2023).
- [47] “EU Natural Gas - 2023 Data - 2010-2022 Historical - 2024 Forecast - Price - Quote.” <https://tradingeconomics.com/commodity/eu-natural-gas> (accessed Jan. 04, 2023).
- [48] HAAE (Hellenic Association for Energy Economics), “The European Energy Security in the spotlight.”
- [49] “Transition away from fossil fuels toward renewables: lessons from Russia-Ukraine crisis.” <https://fupubco.com/fuen/article/view/8/4> (accessed Jan. 06, 2023).
- [50] HAAE (Hellenic Association for Energy Economics), “Diversification of gas supply sources in Europe,” 2022. Accessed: Jan. 06, 2023. [Online]. Available: <https://www.haee.gr/FileServer?file=83ed46c4-7abe-48e1-839d-2b57d46849d0>.
- [51] “Στοιχεία ΔΕΣΦΑ για την κατανάλωση φυσικού αερίου το 2021 - desfa.gr.” <https://www.desfa.gr/press-center/press-releases/stoixeia-desfa-gia-thn-katanalwsh-fysikoy-aerioy-to-2021> (accessed Jan. 09, 2023).
- [52] HAAE (Hellenic Association for Energy Economics), “Accelerating Energy Transition Investments,” 2022. <https://www.haee.gr/FileServer?file=19ccae58-70ab-4fe7-a52b-b5a677729d05> (accessed Jan. 10, 2023).
- [53] “Σημαντικά Εθνικά και Διεθνή Έργα Φυσικού Αερίου -.” <https://ypen.gov.gr/energeia/ydrogonanthrakes/fysiko-aerio/simantika-ethnika-kai-diethni-erga-fysi/> (accessed Jan. 11, 2023).
- [54] “Global Gas Infrastructure Tracker, Global Energy Monitor,” *December 2022*. <https://globalenergymonitor.org/projects/global-gas-infrastructure-tracker/>.
- [55] “At Glance | EuroAsia Interconnector.” <https://euroasia-interconnector.com/at-glance/> (accessed Jan. 28, 2023).
- [56] Ε. Έκθεση and Ε. Υδρογονανθράκων, “Οικονομικά και Γεωπολιτικά Οφέλη από την Αξιοποίηση Υδρογονανθράκων στην Ελλάδα,” Accessed: Feb. 07, 2023. [Online]. Available: www.iene.gr.